

**Exigences techniques de raccordement de centrales au  
réseau de transport d'Hydro-Québec –  
Documents de référence explicatifs**



Titre	Organisme
Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec (E.12-01)	Hydro-Québec.
Convention d'étude d'intégration	Hydro-Québec
MOD-026-1 « Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Volt/Var Control Functions »	North American Electric Reliability Corporation
MOD-027-1 « Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Functions »	North American Electric Reliability Corporation
MOD-024-1 « Verification of Gross and Net Real Power Capability »	North American Electric Reliability Corporation
MOD-025-2 « Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability »	North American Electric Reliability Corporation
Directory 9 « Generator Gross and Net Real Power Capability »	Northeast Power Coordinating Council, Inc.
Directory 10 « Generator Gross and Net Reactive Power Capability »	Northeast Power Coordinating Council, Inc.
Vérification de la puissance active et réactive maximale des centrales de 50 MVA ou plus (IQ-P-001)	Hydro-Québec
Programme général des essais de validation des centrales éoliennes raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec	Hydro-Québec



titre				numéro	
<b>Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec</b>				E.12-01	
				page 1 de 40	
				révision de la version de 2004/11	
				date d'entrée en vigueur 2009/02	
préparé par <i>Charles-Étienne Côté</i> Charles-Étienne Côté ing. jr. Orientations technologiques Orientations du réseau	vérifié par <i>[Signature]</i> Révision linguistique	validé par <i>Eric Le Courtois</i> Eric Le Courtois, ing. LTE, Groupe Technologie	date 09/01/30	recommandé par <i>[Signature]</i> Bruno Houle, chef Orientations technologiques	date 2009/02/09
unités intéressées Toutes les unités de la vice-présidence Réseau de distribution	sceau d'ingénieur  Eric Le Courtois 110674 QUÉBEC 2009/01/30	approuvé par <i>[Signature]</i> Denis Chartrand, chef, Orientations du réseau	date 10/02/2009		

## SOMMAIRE

Titre	Page
<b>1 OBJET ET DOMAINE D'APPLICATION.....</b>	<b>3</b>
<b>2 PORTÉE.....</b>	<b>3</b>
<b>3 ENCADREMENTS CONNEXES.....</b>	<b>3</b>
<b>4 DÉFINITIONS.....</b>	<b>4</b>
<b>5 CONFIGURATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'HYDRO-QUÉBEC.....</b>	<b>6</b>
5.1 Renseignements généraux.....	6
5.2 Réseau aérien MT d'Hydro-Québec.....	6
5.3 Réseau souterrain MT d'Hydro-Québec.....	7
5.4 Point de raccordement.....	7
<b>6 RACCORDEMENT AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'HYDRO-QUÉBEC.....</b>	<b>7</b>
6.1 Exigences générales relatives à la conception, à la réalisation et à l'exploitation des installations du producteur.....	7
6.2 Informations à transmettre à Hydro-Québec.....	8
6.3 Puissance limite sur une ligne de distribution.....	8
6.4 Schémas types de raccordement.....	8
<b>7 EXIGENCES RELATIVES À LA TENSION.....</b>	<b>8</b>
7.1 Fluctuations de tension.....	8
7.2 Distorsions harmoniques.....	9
7.3 Injection de courant continu.....	9
7.4 Régulation de tension et facteur de puissance.....	9
<b>8 EXIGENCES RELATIVES À L'APPAREILLAGE DE LA CENTRALE.....</b>	<b>11</b>
8.1 Régime du neutre.....	11
8.2 Point de sectionnement.....	11
8.3 Caractéristiques électriques des appareils moyenne tension.....	11
8.4 Choix du type d'équipement de production.....	12
8.5 Parafoudres.....	12
8.6 Transformateurs de distribution et de puissance.....	12
8.7 Disjoncteur principal.....	14

8.8	Inductance ou résistance dans le neutre .....	14
8.9	Condensateurs .....	14
8.10	Services auxiliaires .....	15
<b>9</b>	<b>EXIGENCES RELATIVES À LA PROTECTION DES ÉQUIPEMENTS DE LA CENTRALE .....</b>	<b>15</b>
<b>10</b>	<b>EXIGENCES RELATIVES À LA PROTECTION DU RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC .....</b>	<b>15</b>
10.1	Types de protections .....	16
10.2	Modèles de relais .....	17
10.3	Alimentation des relais .....	18
10.4	Conditionnement de la fermeture du disjoncteur principal .....	18
10.5	Transformateurs d'instrumentation pour la protection .....	18
10.6	Coordination et réglages des protections .....	19
10.7	Scellement des protections .....	23
10.8	Étude de protection .....	23
<b>11</b>	<b>APPAREILLAGE DE CONTRÔLE.....</b>	<b>24</b>
11.1	Régulateurs de tension .....	24
11.2	Régulateurs de vitesse (alternateurs synchrones).....	24
11.3	Synchronisation de la centrale avec le réseau d'Hydro-Québec.....	24
<b>12</b>	<b>EXIGENCES SPÉCIFIQUES RELATIVES À LA PRODUCTION ÉOLIENNE .....</b>	<b>25</b>
12.1	Exigences lors de sous-tension «Low-Voltage Ride-Through» (LVRT).....	25
12.2	Régulation de tension.....	26
12.3	Régulation de fréquence (réponse inertielle) .....	26
12.4	Exigence lors de variation de fréquence .....	27
12.5	Taux maximaux de rampe lors des montées ou des baisses de la puissance.....	27
12.6	Exigences lors de l'arrêt des éoliennes en prévision d'une température très froide ou de grand vent.....	27
<b>13</b>	<b>PRODUCTION EN MODE ÎLOTÉ.....</b>	<b>28</b>
<b>14</b>	<b>PRODUCTION AUTONOME (D'URGENCE).....</b>	<b>28</b>
<b>15</b>	<b>RESPONSABLE DE L'IMPLANTATION .....</b>	<b>28</b>
<b>16</b>	<b>RESPONSABLES DE L'APPLICATION.....</b>	<b>28</b>

## ANNEXES

A -	Informations techniques à transmettre à Hydro-Québec pour la réalisation de l'étude d'intégration .....	29
B -	Schémas types de raccordement et de protection des installations.....	33
C -	Contenu de l'étude de protection du producteur .....	38

numéro	<b>E.12-01</b>		
page	<b>3</b>	de	<b>40</b>

## 1 OBJET ET DOMAINE D'APPLICATION

La présente norme définit les exigences et les spécifications techniques minimales de raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension (MT) d'Hydro-Québec. Elle s'applique également lorsqu'une centrale existante fait l'objet d'une modification ou d'une réfection.

Compte tenu de la diversité des moyens de production, des modes de raccordement et des contraintes de réseau qui peuvent se présenter, Hydro-Québec peut définir certaines exigences spécifiques au moment de l'étude de chaque cas.

La filière éolienne est un mode de production en évolution rapide qui comporte certains aspects techniques spécifiques. Les exigences complémentaires propres à cette technologie sont énoncées à la section 12 du présent document.

## 2 PORTÉE

La présente norme s'adresse au personnel du distributeur responsable de l'intégration de la production décentralisée au réseau de distribution.

Elle s'adresse également aux producteurs d'électricité dont la centrale est raccordée au réseau de distribution MT d'Hydro-Québec. Ils ont l'obligation de s'y conformer.

## 3 ENCADREMENTS CONNEXES

Cette norme fait partie d'une série d'encadrements régissant les exigences techniques relatives au raccordement des centrales de production d'électricité au réseau de distribution d'Hydro-Québec :

- E.12-03, *Maintenance des équipements de protection des installations de production décentralisée se raccordant au réseau moyenne tension d'Hydro-Québec ;*
- E.12-05, *Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée de 600 kVA et moins au réseau basse tension d'Hydro-Québec;*
- E.12-06, *Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée sans injection de puissance au réseau de distribution d'Hydro-Québec;*
- E.12-07, *Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée utilisant des onduleurs de faible puissance au réseau de distribution basse tension d'Hydro-Québec;*
- E.12-08, *Exigences relatives à la mise en parallèle momentanée d'équipements de production d'urgence avec le réseau de distribution d'Hydro-Québec;*
- E.12-09, *Exigences relatives à la qualification des équipements de protection utilisés pour le raccordement de la production décentralisée sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec;*
- E.21-10, *Service d'électricité en basse tension;*

- E.21-11, *Service d'électricité en basse tension à partir des postes hors réseau;*
- E.21-12, *Fourniture de l'électricité en moyenne tension;*
- E.21-13, *Exigences techniques relatives à la protection et à l'émission de perturbations des installations de clients raccordées au réseau de distribution d'Hydro-Québec.*

## 4 DÉFINITIONS

**Basse tension (BT) :** Tension nominale entre phases n'excédant pas 750 volts.

**Blocage :** Opération destinée à éviter la continuation de la conversion par un convertisseur en interdisant les impulsions de grille ou de gâchette sur des valves appropriées. Cette opération peut aussi comprendre l'allumage de la ou des valves choisies pour former un chemin de shuntage. Le blocage permet donc à l'installation de demeurer en service sans toutefois produire de puissance électrique.

**Branchement d'Hydro-Québec :** Circuit qui prolonge le réseau d'Hydro-Québec, de sa ligne de réseau jusqu'au point de raccordement.

**Branchement du producteur :** Toute partie de l'installation électrique du producteur, à partir de son poste de départ jusqu'au point de raccordement inclusivement.

**Centrale :** Installation servant à la production d'énergie électrique. Comprend les unités de production d'électricité, le poste de départ, ainsi que les équipements d'instrumentation et de protection.

**Défaut :** Modification imprévue des caractéristiques mécaniques ou électriques provoquant un court-circuit.

**Défaut de phase :** Court-circuit où deux ou trois phases sont mises en contact.

**Défaut phase-terre :** Court-circuit où une phase est mise en contact avec le conducteur neutre ou la terre.

**Défaut phase-terre résistif :** Court-circuit où une phase est mise en contact avec le conducteur neutre ou la terre à travers une résistance.

**Défaut triphasé :** Court-circuit où les trois phases sont mises en contact.

**Distributeur :** Hydro-Québec Distribution.

**Enroulement primaire des transformateurs du producteur :** Enroulement du transformateur se trouvant du côté du réseau d'Hydro-Québec.

**Enroulement secondaire des transformateurs du producteur :** Enroulement du transformateur se trouvant du côté des équipements de production.



**Groupe** : Ensemble d'appareils servant à la production ou à la conversion d'énergie électrique.

**Îlotage** : Séparation d'un réseau électrique en sous-réseaux comprenant de la charge et de la production, survenant à la suite d'une perturbation ou d'une manœuvre.

**Ligne réservée** : Ligne de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec (incluant le départ de ligne au poste de distribution) servant à l'usage exclusif d'un producteur.

**Moyenne tension (MT)** : Tension nominale entre phases de plus de 750 volts jusqu'à 44 000 volts inclusivement.

**Point commun de raccordement (PCR)** : Point situé sur le réseau de distribution, le plus proche électriquement du producteur, et auquel l'installation d'autres clients ou producteurs est, ou peut être, raccordée.

**Poste de départ** : Poste auquel sont raccordées les installations du producteur au réseau de distribution. Le poste de départ est constitué de la partie moyenne tension du poste et inclut les transformateurs-élévateurs, à partir de la borne basse tension du ou des transformateurs élévateurs. Lorsque plus d'un niveau de transformation est requis au poste de départ, les transformateurs associés à ces niveaux sont également inclus.

**Point de raccordement (du producteur)** : Point où est reliée au réseau d'Hydro-Québec l'installation électrique du producteur.

**Producteur** : Personne, société, corporation ou organisme, incluant Hydro-Québec, propriétaire ou locataire d'une centrale de production d'électricité. Un réseau voisin d'Hydro-Québec n'est pas considéré comme un producteur.

**Réseau électrique avec neutre effectivement mis à la terre** : Réseau électrique dont le régime du neutre est effectivement mis à la terre et qui satisfait aux deux conditions suivantes :

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

où:

$X_0$  : réactance de séquence homopolaire,

$X_1$  : réactance de séquence positive,

$R_0$  : résistance de séquence homopolaire.

**Sectionneur** : Appareil qui relie ou sépare des conducteurs.

## 5 CONFIGURATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'HYDRO-QUÉBEC

### 5.1 Renseignements généraux

Le réseau moyenne tension d'Hydro-Québec a un régime du neutre effectivement mis à la terre et il est constitué de lignes de distribution monophasées et triphasées.

Le raccordement d'une centrale moyenne tension est triphasé. Il s'effectue généralement à la tension nominale de 25 kV (14,4/24,94 kV). Lorsque le raccordement s'effectue à une tension inférieure à 25 kV, les installations doivent être conçues de façon à être raccordées à la tension existante au moment du raccordement et à la tension de 25 kV, à moins qu'Hydro-Québec ait envoyé une exemption écrite au producteur.

Lorsque la tension du réseau de distribution est supérieure à 25 kV, Hydro-Québec communique au producteur les exigences spécifiques à ce réseau.

La tension est fournie selon les dispositions des *Conditions de service d'électricité* et conformément à la norme CAN3-C235-83 préparée par l'Association canadienne de normalisation et approuvée par le Conseil canadien des normes. Le tableau I présente les tensions nominales qui sont tirées des *Conditions de service d'électricité*.

**Tableau I**  
**Tensions nominales pour le réseau de distribution MT**

Tension nominale ligne-neutre (kV)	Tension nominale ligne-ligne (kV)
2,4	4,16
7,2	12,47
7,6	13,2
8,0	13,8
14,4	24,94
20,0	34,5
	44,0

En conditions normales d'exploitation, la tension planifiée du réseau de distribution d'Hydro-Québec est maintenue à l'intérieur des limites de 115 volts et 125 volts sur une base de 120 volts.

Sur les réseaux moyenne tension, le taux de déséquilibre de tension de séquence inverse type (V2/V1), en régime normal, est de moins de 2 %. Il pourrait dépasser 2 % à certains endroits.

### 5.2 Réseau aérien MT d'Hydro-Québec

Le réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec est principalement constitué de lignes aériennes. La partie triphasée de ces lignes est généralement composée de trois conducteurs de phase et d'un conducteur de neutre.

### 5.3 Réseau souterrain MT d'Hydro-Québec

Le réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec est partiellement constitué de lignes souterraines. La partie triphasée de ces lignes est généralement composée de trois câbles monophasés torsadés à neutre concentrique.

Lorsque le réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec est souterrain, le branchement du producteur doit également être composé d'une ligne souterraine. Il est recommandé au producteur d'installer une ligne ou un câble de relève.

### 5.4 Point de raccordement

Le point de raccordement sert de point de démarcation pour définir la limite entre le réseau d'Hydro-Québec et celui du producteur. Hydro-Québec y installe, à des fins de sécurité lors de la maintenance ou de l'isolement du réseau, un appareil de sectionnement condamnable qui permet d'accomplir une vérification visuelle ou positive de la séparation du point de coupure électrique (Hydro-Québec, méthode D.24-20). Cet appareil est manœuvrable uniquement par les employés d'Hydro-Québec. La localisation du point de raccordement varie d'une configuration de réseau à une autre, mais le point de raccordement doit être situé à un endroit accessible en tout temps par les employés d'Hydro-Québec et ce, sans nécessiter l'intervention d'un tiers. L'interrupteur appartient à Hydro-Québec, qui en assure la maintenance et l'exploitation.

#### 5.4.1 Point de raccordement au réseau aérien MT d'Hydro-Québec

Le point de raccordement est situé au point où les conducteurs du branchement du producteur sont rattachés aux isolateurs de fin de course de support sur lequel Hydro-Québec a installé l'interrupteur.

#### 5.4.2 Point de raccordement au réseau souterrain MT d'Hydro-Québec

Le point de raccordement est situé aux boîtes d'extrémité des câbles du producteur dans l'ouvrage civil abritant l'interrupteur installé par Hydro-Québec.

## 6 RACCORDEMENT AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'HYDRO-QUÉBEC

### 6.1 Exigences générales relatives à la conception, à la réalisation et à l'exploitation des installations du producteur

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

Les installations de tout producteur doivent être conçues, réalisées et exploitées de manière à ne pas causer de déclenchement de la centrale à l'intérieur des limites de déclenchement prohibé et de manière à causer un déclenchement dans les zones de déclenchement obligatoire décrites au paragraphe 10.6.

Des exigences complémentaires et particulières aux éoliennes et centrales éoliennes sont présentées au paragraphe 12.1.

## 6.2 Informations à transmettre à Hydro-Québec

L'intégration d'une centrale au réseau de distribution peut nécessiter des modifications aux installations existantes d'Hydro-Québec. Le producteur doit transmettre à Hydro-Québec les informations spécifiées à l'annexe A de la présente norme, afin que cette dernière soit en mesure de réaliser l'étude préliminaire qui lui permettra d'identifier les modifications à apporter à ses installations et d'établir les conditions de raccordement de la centrale au réseau de distribution. Ces informations lui permettront d'effectuer le suivi des installations de production raccordées à son réseau.

## 6.3 Puissance limite sur une ligne de distribution

La puissance maximale d'une centrale pouvant être intégrée à une ligne de distribution est limitée par les facteurs suivants :

- profil de tension sur la ligne suite à l'intégration de la production ;
- capacité des éléments du réseau d'Hydro-Québec ;
- stabilité des équipements de production du producteur lors de perturbations ou de variations de charge sur le réseau d'Hydro-Québec ;
- fluctuations de tension lors du démarrage et de l'arrêt de la centrale ;
- coordination de la protection et la qualité du service.

Lors de l'étude préliminaire, le représentant planification distribution d'Hydro-Québec procède à l'analyse de la demande d'intégration du producteur et détermine si la centrale excède la puissance limite pouvant être raccordée au réseau de distribution concerné<sup>1</sup>.

## 6.4 Schémas types de raccordement

À titre informatif, des schémas unifilaires types de raccordement respectant les exigences de la présente norme sont fournis à l'annexe B. D'autres configurations de raccordement peuvent être acceptables à la condition qu'elles respectent les exigences du présent document.

# 7 EXIGENCES RELATIVES À LA TENSION

## 7.1 Fluctuations de tension

Le niveau de papillotement au point de raccordement, causé par les installations du producteur, doit respecter les limites définies à la norme C.22-03, *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec*. Les fluctuations de tension devant être considérées lors du calcul du papillotement excluent les phénomènes transitoires d'une durée inférieure à 2 périodes de 60 Hz. Ces fluctuations peuvent être notamment causées par la manœuvre de batteries de condensateurs et par le démarrage et l'arrêt de moteurs ou de génératrices.

Les limites de papillotement de tension admissibles sont définies en fonction de la fréquence des fluctuations.

<sup>1</sup> La norme interne E.12-02 fournit plus de précisions sur ce point.

numéro	E.12-01		
page	9	de	40

Dans le cas où le producteur a plus d'un équipement pouvant provoquer des fluctuations de tension, leurs effets cumulatifs doivent être évalués conformément aux dispositions de la norme C.22-03 *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec*.

Le producteur doit effectuer les calculs relatifs aux fluctuations de tension à l'aide des données du réseau d'Hydro-Québec au point commun de raccordement, lorsque ses installations comportent des équipements susceptibles de produire des fluctuations de tension. Pour ce faire, Hydro-Québec lui fournit le niveau minimal de court-circuit ainsi que l'emplacement du point commun de raccordement à utiliser pour effectuer les calculs.

## 7.2 Distorsions harmoniques

Les distorsions de tension et de courant causées par les harmoniques doivent satisfaire aux exigences en vigueur pour les installations industrielles.

Le producteur doit effectuer les calculs relatifs aux perturbations harmoniques à l'aide des données du réseau d'Hydro-Québec au point commun de raccordement, lorsque ses installations comportent des équipements susceptibles de produire des harmoniques. Les indications précises sur la méthode de calcul à utiliser sont définies dans la norme C.25-01, *Exigences techniques relatives à l'émission d'harmoniques par les installations de clients raccordées au réseau de distribution d'Hydro-Québec*.

Lorsque l'une ou l'autre des limites de perturbation harmonique est dépassée, les installations du producteur doivent être modifiées ou munies de filtres pour limiter l'injection de courants harmoniques dans le réseau d'Hydro-Québec. Lorsque de tels filtres sont requis, le producteur doit réévaluer les indices précédents pour démontrer qu'il respecte ainsi les limites prescrites avec l'ajout de filtres. Hydro-Québec peut exiger que des mesures soient effectuées en réseau pour s'assurer que les installations du producteur respectent les limites prévues.

## 7.3 Injection de courant continu

Aucune centrale ne devra, sous aucune considération, produire un courant continu d'amplitude supérieure à 0,5 % de son courant nominal. Bien que cette exigence soit générale, elle s'applique plus particulièrement aux installations munies d'onduleurs.

## 7.4 Régulation de tension et facteur de puissance

La centrale devra être conçue de façon à ce que, au point de raccordement, la tension soit toujours maintenue à l'intérieur des limites permises en conditions normales d'exploitation, telles que présentées au paragraphe 5.1. Le producteur devra donc s'assurer que sa centrale est capable de générer sa pleine puissance active en tout temps sans que le niveau de tension, au point de raccordement, ne dépasse les limites permises en conditions normales d'exploitation.

Pour les centrales éoliennes, des exigences particulières sont présentées au paragraphe 12.2.

En général, les centrales doivent maintenir, au point de raccordement, un facteur de puissance unitaire.

numéro	<b>E.12-01</b>		
page	<b>10</b>	de	<b>40</b>

#### 7.4.1 Installations pouvant réguler la tension

Cette catégorie d'équipement englobe les alternateurs synchrones, les onduleurs pouvant agir sur le facteur de puissance et les alternateurs asynchrones à alimentation double.

Le facteur de puissance, au point de raccordement, doit être unitaire, tant et aussi longtemps que le niveau de tension, au point de raccordement, se situe à l'intérieur des limites permises (voir paragraphe 5.1).

Dans certaines conditions, le maintien d'un facteur de puissance unitaire peut entraîner temporairement des surtensions sur le réseau de distribution. Durant ces situations, les équipements pouvant réguler la tension doivent absorber, de façon dynamique, la puissance réactive nécessaire pour maintenir la tension à l'intérieur des limites permises en conditions normales d'exploitation.

Aussi, dans les cas où le maintien d'un facteur de puissance unitaire peut entraîner un fonctionnement inadéquat des appareils de régulation de tension sur le réseau, Hydro-Québec peut demander que les équipements de production produisent ou absorbent suffisamment de puissance réactive pour obtenir, au point de raccordement, le niveau de tension assurant le bon fonctionnement de son réseau.

Les installations du producteur doivent être conçues pour fournir ou absorber, à la sortie de la centrale (côté réseau), la puissance réactive équivalente à un facteur de puissance nominal surexcité et sous-excité égal ou inférieur à 0,95. Cette puissance réactive doit être disponible dans toute la plage de production de puissance active.

Si la puissance de la centrale est importante (plus de 5 MW), il pourrait être requis que les installations du producteur soient conçues pour fournir ou absorber, à la sortie de la centrale (côté réseau), la puissance réactive équivalente à un facteur de puissance nominal surexcité et sous-excité égal ou inférieur à 0,9.

#### 7.4.2 Installations ne pouvant réguler la tension

Cette catégorie d'équipement englobe les onduleurs ne pouvant agir sur le facteur de puissance et les alternateurs synchrones à aimant permanent.

Lorsqu'il n'est pas possible de produire ou de consommer de la puissance réactive, le facteur de puissance, au point de raccordement de la centrale, doit faire en sorte que l'installation respecte les limites de tension permises en conditions normales d'exploitation au point de raccordement, tout en étant le plus près possible de l'unité.

#### 7.4.3 Installations avec alternateurs asynchrones

La puissance réactive nécessaire au fonctionnement des alternateurs asynchrones provient des installations du producteur et du réseau d'Hydro-Québec (voir paragraphes 8.4 et 8.9).

## 8 EXIGENCES RELATIVES À L'APPAREILLAGE DE LA CENTRALE

### 8.1 Régime du neutre

Le mode de raccordement privilégié par Hydro-Québec est celui où les caractéristiques des appareils de la centrale font en sorte que le régime du neutre, au point de raccordement, est effectivement mis à la terre et ce, en conditions normales d'exploitation et en conditions de défauts.

### 8.2 Point de sectionnement

Un appareil de sectionnement condamnable, appartenant au producteur, est nécessaire à l'intérieur des installations du producteur afin de permettre aux employés d'Hydro-Québec de réaliser l'entretien de l'appareil de sectionnement d'Hydro-Québec installé au point de raccordement. L'appareil de sectionnement du producteur doit permettre d'accomplir une vérification visuelle ou positive (Hydro-Québec, méthode D.24-20) de la séparation du point de coupure électrique.

Un disjoncteur débouchable peut servir de point de sectionnement à la condition que les employés d'Hydro-Québec puissent condamner l'accès à la cellule renfermant le module disjoncteur.

Dans tous les cas, un espace suffisant doit être prévu pour permettre l'installation des mises à la terre temporaires.

### 8.3 Caractéristiques électriques des appareils moyenne tension

Le tableau II définit les caractéristiques électriques des appareils moyenne tension que doivent rencontrer les équipements du producteur.

**Tableau II**  
**Caractéristiques électriques des appareils moyenne tension**

CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES DES APPAREILS	TENSIONS NOMINALES DU RÉSEAU				
	12,47 kV	13,2 kV	13,8 kV	24,94 kV	34,5 kV et 44 kV
Tension efficace maximale d'exploitation	13,2 kV	13,97 kV	14,6 kV	26,4 kV	(note 3)
Tension de tenue aux chocs de foudre par rapport à la terre et entre bornes (kV crête)	125 kV (note 1)	125 kV (note 1)	125 kV (note 1)	125 kV (note 2)	(note 3)
Pouvoir minimal de coupure symétrique sur un court-circuit triphasé (pour disjoncteur et coupe-circuit)	12 kA (note 1)	12 kA (note 1)	12 kA (note 1)	12 kA	(note 3)
Courant minimal de fermeture asymétrique sur un court-circuit triphasé momentané (kA crête) avec un facteur d'asymétrie de 2,7	32,4 kA (note 1)	32,4 kA (note 1)	32,4 kA (note 1)	32,4 kA	(note 3)
Courant efficace de courte durée 20 cycles	12 kA (note 1)	12 kA (note 1)	12 kA (note 1)	12 kA	(note 3)
Tension de tenue à fréquence industrielle (1 minute) (phase-terre et entre bornes)	50 kV (note 1)	50 kV (note 1)	50 kV (note 1)	50 kV	(note 3)
Tension assignée des parafoudres (phase-terre)	10 kV	10 kV	10 kV	21 kV	(note 3)
Tension de régime permanent des parafoudres (Uc ou MCOV)	8,4 kV	8,4 kV	8,4 kV	17 kV	(note 3)

numéro	E.12-01		
page	12	de	40

Notes :

- 1- Tout équipement utilisé initialement à une tension d'alimentation inférieure à 24,94 kV doit avoir les mêmes caractéristiques que les appareils utilisés à 24,94 kV.
- 2- Cette valeur s'applique également aux transformateurs à isolation solide et aux transformateurs isolés à l'huile. En ce qui a trait aux appareils de sectionnement à coupure dans l'air, une tension de tenue au choc de foudre de 136,5 kV (125 kV + 10 %) est exigée lorsque les contacts sont ouverts.
- 3- Caractéristiques disponibles sur demande.

## 8.4 Choix du type d'équipement de production

Le choix du type d'équipement de production est laissé à la discrétion du producteur, sauf dans les cas où la production de la centrale pourrait compromettre la régulation de tension du réseau d'Hydro-Québec. Dans ces cas, Hydro-Québec peut exiger que les installations du producteur soient dotées d'alternateurs de type synchrone ou d'onduleurs en mesure de produire ou d'absorber suffisamment de puissance réactive pour assurer le bon fonctionnement du réseau d'Hydro-Québec (voir paragraphe 7.4).

## 8.5 Parafoudres

Des parafoudres de classe distribution, service intense ("heavy duty"), sans éclateur, doivent être installés dans les installations du producteur et situés en amont de tout équipement de celui-ci. De plus, les varistances de ces parafoudres doivent être constituées d'oxyde métallique (MOV). Les parafoudres qui ne sont pas de type antidéflagrant doivent être situés à au moins 15 mètres de toute installation d'Hydro-Québec, à moins qu'ils soient munis d'une protection mécanique (enveloppe métallique ou autre dispositif).

## 8.6 Transformateurs de distribution et de puissance

### 8.6.1 Caractéristiques

Les caractéristiques des transformateurs doivent respecter les spécifications de l'une ou l'autre des normes CAN/CSAC2-M91, CAN/CSA-C88-M90 et CAN/CSA-C9-M1981, selon le type d'appareil.

Hydro-Québec recommande que chaque transformateur soit muni de prises de tension afin qu'il satisfasse aux exigences relatives à la tension.

### 8.6.2 Types de raccordements

Le type de raccordement des transformateurs de la centrale affecte le régime du neutre des équipements de la centrale. Pour que le régime du neutre des équipements de la centrale soit effectivement mis à la terre, l'enroulement primaire des transformateurs doit obligatoirement être mis à la terre de façon directe ou à travers une certaine impédance (voir paragraphe 8.8), tel que présenté à la figure 1.



De plus, les critères suivants doivent être respectés :

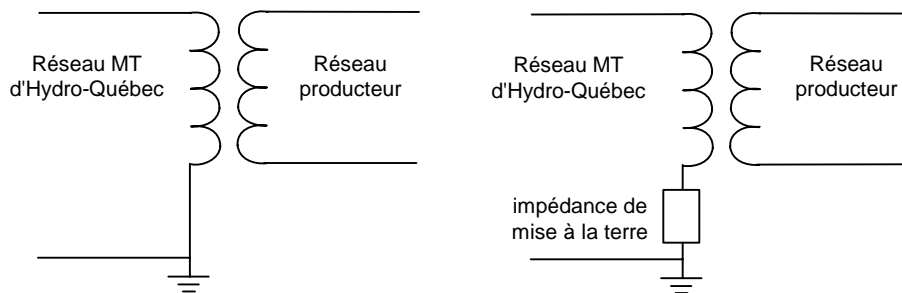
$$X_0/X_1 \leq 3 \text{ et } R_0/X_1 < 1$$

où:

$X_0$  : réactance de séquence homopolaire,

$X_1$  : réactance de séquence positive,

$R_0$  : résistance de séquence homopolaire.



**Figure 1 - Raccordement de transformateur pour un régime du neutre effectivement mis à la terre**

### 8.6.3 Raccordement sans transformateur

L'utilisation d'un transformateur entre le réseau d'Hydro-Québec et les équipements de production du producteur est facultatif si la tension nominale des équipements de production permet un raccordement direct et que le régime du neutre, au point de raccordement, est conforme au régime convenu avec Hydro-Québec (voir sous-paragraphe 8.6.2). Cependant, le producteur doit tenir compte qu'une installation sans transformateur de couplage pourrait subir les inconvénients suivants :

- les équipements de production ne bénéficieraient pas de la protection du transformateur lors de surtensions dues à la foudre ;
- le courant pourrait être excessif dans le cas d'un défaut dans le bobinage de l'alternateur (soudage des plaques et destruction de l'alternateur) ;
- il n'y aurait pas de filtre de la 3<sup>e</sup> harmonique (en supposant un raccordement en triangle du côté secondaire) ;
- l'installation ne pourra bénéficier de l'avantage des prises de tension pour satisfaire aux exigences de régulation de tension définies au paragraphe 7.4.

## 8.7 Disjoncteur principal<sup>2</sup>

Les installations du producteur doivent être munies de disjoncteurs afin de prévenir des dommages à leurs installations ou à celles d'Hydro-Québec. Le disjoncteur principal sert à isoler simultanément tous les équipements du producteur de ceux du réseau de distribution et doit être situé en amont (côté réseau) de tout équipement de production du producteur. Le déclenchement du disjoncteur principal sera initié par les différents relais ou fonctions de protection. Son pouvoir de coupure doit être suffisant pour interrompre les défauts de toute nature qui surviennent dans les installations du producteur ou sur le réseau d'Hydro-Québec.

Lors de l'utilisation de plusieurs groupes raccordés par des transformateurs indépendants, Hydro-Québec pourrait accepter que les installations du producteur soient munies de plus d'un disjoncteur principal. Le tableau II présente les caractéristiques que doivent respecter les disjoncteurs raccordés au réseau moyenne tension d'Hydro-Québec.

## 8.8 Inductance ou résistance dans le neutre

L'utilisation d'une inductance ou d'une résistance dans le neutre du transformateur principal ou dans chaque neutre des alternateurs de la centrale peut s'avérer nécessaire pour diminuer la contribution de la centrale aux défauts phase-terre du réseau d'Hydro-Québec et respecter les règles de protection énumérées au sous-paragraphe 10.6.1. La valeur de l'impédance dépend des caractéristiques du réseau d'Hydro-Québec et des installations du producteur. Elle doit être établie par le producteur et acceptée par Hydro-Québec. Sa valeur doit faire en sorte que le régime du neutre au point de raccordement demeure effectivement mis à la terre.

## 8.9 Condensateurs

Afin d'améliorer le faible facteur de puissance des alternateurs asynchrones, des batteries de condensateurs doivent être installées dans l'installation du producteur. Cependant, Hydro-Québec pourrait limiter la quantité de compensation réactive afin d'éviter les phénomènes suivants :

- montée rapide de la tension (possibilité de 2 p.u. en 1 seconde) pouvant entraîner de la ferromagnétisme et de l'autoexcitation à la suite d'un îlotage sur une partie du réseau d'Hydro-Québec ;
- surtensions sur le réseau d'Hydro-Québec en régime permanent lors de conditions de faibles charges.

La quantité de compensation maximale est établie par Hydro-Québec en fonction des caractéristiques des alternateurs de la centrale et de celles du réseau de distribution. Tout déficit de puissance réactive par rapport à un facteur de puissance unitaire doit être comblé par l'installation d'autres dispositifs de compensation réactive à des endroits plus propices sur le réseau d'Hydro-Québec.

---

<sup>2</sup> Pour les centrales de faible puissance, il pourrait être acceptable que le disjoncteur principal soit remplacé par un jeu de fusibles. Dans ce cas, l'installation d'un disjoncteur principal du côté secondaire du transformateur ainsi qu'un relais d'intensité à équilibre des phases (fonction 46) sera nécessaire. La protection fusible devra être coordonnée avec la protection d'Hydro-Québec et acceptée par Hydro-Québec.

Les batteries de condensateurs autorisées à la centrale doivent être raccordées à chacun des groupes (en proportion des groupes) de sorte que l'arrêt normal ou forcé d'un groupe de la centrale entraîne le déclenchement des condensateurs qui y sont associés pour maintenir un ratio de compensation adéquat.

### **8.10 Services auxiliaires**

Les services auxiliaires nécessaires au fonctionnement de la centrale doivent rester fonctionnels en tout temps et ne pas, directement ou indirectement, causer de déclenchement pendant les conditions de variations de tension et de fréquence à l'intérieur des zones de déclenchement prohibé, tel que décrit au paragraphe 10.6.

## **9 EXIGENCES RELATIVES À LA PROTECTION DES ÉQUIPEMENTS DE LA CENTRALE**

Le producteur a la responsabilité de protéger correctement ses équipements. Il doit s'assurer que les systèmes de protection sont en nombre suffisant et en mesure de réaliser les fonctions adéquates pour protéger ses équipements contre tout défaut et toute condition normale et anormale d'opération ou d'exploitation du réseau d'Hydro-Québec et de ses installations. En effet, certaines conditions d'exploitation du réseau d'Hydro-Québec et des installations du producteur peuvent provoquer des surtensions ou des phénomènes de résonance (ex : autoexcitation de machines, ferorésonance, résonance sous-synchrone en présence de compensation série sur le réseau, etc.). Afin de contrôler les effets de tels phénomènes sur son réseau, Hydro-Québec peut imposer des exigences supplémentaires ou des restrictions applicables à certains modes d'exploitation des installations du producteur.

Aussi, le producteur doit protéger correctement ses équipements contre les éventuels déséquilibres de tension et de courant résultant de certaines conditions d'exploitation et du déséquilibre normal des charges du réseau d'Hydro-Québec. Ces déséquilibres peuvent engendrer la circulation d'un courant homopolaire et de séquence inverse, produisant un échauffement des alternateurs et pouvant mener à un bris.

Les protections servant à protéger les installations du producteur doivent être suffisamment sélectives pour éviter des déclenchements indésirables lors d'événements sévères provoquant des perturbations transitoires affectant la tension, la puissance ou la fréquence sur le réseau de transport ou de distribution d'Hydro-Québec. Ainsi, aucune protection ne doit occasionner directement ou indirectement un déclenchement pour les variations de tension ou de fréquence comprises dans les zones de déclenchement prohibé présentées au paragraphe 10.6.

## **10 EXIGENCES RELATIVES À LA PROTECTION DU RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC**

Le présent article traite des exigences d'Hydro-Québec relatives aux systèmes de protection installés à la centrale pour assurer la protection du réseau Hydro-Québec. Les installations du producteur doivent respecter ces exigences, et pour ce faire, celui-ci doit fournir et installer à l'intérieur de ses installations les différents dispositifs de protection exigés. À titre informatif, l'annexe B présente des schémas types de raccordement et de protection des installations.

## 10.1 Types de protections

Les fonctions minimales de protection exigées par Hydro-Québec pour assurer la protection de son réseau sont énumérées ci-après. Elles permettent la détection de tous les types de défauts et de perturbations pouvant affecter le réseau d'Hydro-Québec.

### 10.1.1 Protection primaire ou protection contre les défauts

La protection primaire constitue une protection de ligne. Elle se compose d'une protection contre les surintensités de phase et de neutre (fonctions 50/51 et 50/51N).

Cependant, les situations suivantes pourraient rendre inefficace et inacceptable la protection contre les surintensités :

- la centrale se compose de plusieurs équipements de production dont un ou plusieurs peuvent être hors service (la contribution de la centrale au défaut pourrait alors s'avérer insuffisante pour répondre aux règles spécifiées au sous-paragraphe 10.6.1) ;
- les caractéristiques des équipements de production (alternateurs) sont inconnues ;
- la technologie utilisée ne permet pas de produire une surintensité suffisante pour répondre aux règles spécifiées au sous-paragraphe 10.6.1 ;
- la contribution de la centrale au défaut s'avère trop importante et dégrade la coordination des fusibles du réseau d'Hydro-Québec.

Dans ces cas, une protection à distance à plusieurs gradins de phase et de terre (fonction 21) pourrait être utilisée. À la demande du producteur et suite à l'approbation d'Hydro-Québec, cette dernière pourrait être remplacée par une protection contre les surintensités à retenue de tension (fonction 51V) et une protection de surintensité de neutre (fonctions 50/51N).

### 10.1.2 Protection de réserve ou protection contre l'îlotage

Ces protections servent principalement à détecter une situation pouvant conduire à l'îlotage de la centrale suite à une ouverture accidentelle ou au déclenchement d'un appareil du réseau d'Hydro-Québec. La protection de réserve se compose des protections suivantes :

- protection de sous-tension et de surtension triphasées (fonctions 27 et 59) ;
- protection de sous-fréquence et de surfréquence (fonctions 81U et 81O).

Pour les onduleurs, une protection active anti-îlotage pourrait être acceptée en supplément des protections mentionnées ci-dessus.

### 10.1.3 Disponibilité de la fonction chien de garde ("watchdog")

Si un relais de protection utilisé dispose d'une fonction de vérification d'état de fonctionnement de type chien de garde ("watchdog"), cette fonction doit être utilisée dans les conditions de déclenchement du dispositif de protection de la centrale selon la logique suivante :

- lors de l'utilisation d'un seul relais pour une fonction de protection requise par Hydro-Québec, un signal de dysfonction du chien de garde de ce relais doit déclencher sans délai le dispositif de protection de la centrale;
- lors de l'utilisation de deux relais indépendants pour la même fonction de protection requise par Hydro-Québec, il est permis qu'un signal provenant d'un des relais transmette une alarme sans déclencher le dispositif de protection de la centrale. Cependant, un signal de dysfonctionnement provenant des deux relais indépendants doit déclencher sans délai le dispositif de protection de la centrale.

### 10.1.4 Protections supplémentaires à la centrale

Dans certains cas, les protections suivantes peuvent être exigées par Hydro-Québec pour assurer la protection de son réseau :

- télédéclenchement du disjoncteur principal de la centrale ;
- protection de ligne avec télécommunication ;
- toute autre protection jugée nécessaire par Hydro-Québec.

## 10.2 Modèles de relais

Les modèles de relais pouvant être utilisés pour la protection du réseau d'Hydro-Québec sont énumérés dans une liste disponible sur le site Internet d'Hydro-Québec. Ces relais sont qualifiés par Hydro-Québec et ont été sélectionnés en fonction des performances requises pour assurer la protection de son réseau. La norme E.12-09, *Exigences relatives à la qualification des équipements de protection utilisés pour le raccordement de la production décentralisée sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec*, a été utilisée pour qualifier les relais faisant partie de cette liste.

Pour les centrales de plus de 300 kW, la protection primaire et la protection secondaire devront être réalisées par des relais différents et indépendants afin d'assurer une certaine redondance. L'utilisation de relais multifonctions pourra être acceptée par Hydro-Québec en autant que plus d'un relais soient utilisés pour assurer la redondance.

Pour les centrales de 300 kW et moins, l'utilisation des fonctions de protection intégrées dans certains onduleurs pourrait être acceptée par le distributeur, suite à une analyse particulière. La certification de ces équipements à la norme CSA C22.2 n° 107.1-01 ou toute version plus récente représente une exigence minimale.

numéro	<b>E.12-01</b>		
page	<b>18</b>	de	<b>40</b>

### 10.3 Alimentation des relais

Pour les systèmes de production de plus de 300 kW, l'alimentation des relais discrets doit s'effectuer à partir d'un service auxiliaire en courant continu comprenant des batteries d'accumulateurs reliées en parallèle avec un chargeur. L'utilisation d'une alimentation statique sans coupure (communément appelée UPS) est permise pour alimenter les relais en courant alternatif. L'alimentation des relais en courant continu ou en courant alternatif doit posséder une autonomie minimale de 15 minutes. La perte d'un ou de plusieurs circuits de déclenchement des systèmes de protection qui sont raccordés au dispositif de protection servant à la protection du réseau doit provoquer le déclenchement de celui-ci sans temporisation.

Pour les systèmes de production de 300 kW et moins, d'autres méthodes ou systèmes peuvent être acceptés par Hydro-Québec s'il peut lui être démontré que le dysfonctionnement du système de protection déclenchera le disjoncteur du producteur sans temporisation.

### 10.4 Conditionnement de la fermeture du disjoncteur principal

Afin d'assurer la sécurité des employés d'Hydro-Québec et du public en général, la centrale, par ses protections ou autres mécanismes, ne doit pas être en mesure d'alimenter le réseau de distribution lorsqu'il est hors tension.

Lors de l'utilisation de relais discrets, afin d'éviter la fermeture accidentelle du dispositif de protection de la centrale en l'absence de tension sur le réseau de distribution, les contacts (normalement fermés) des relais de sous-tension (fonction 27) doivent être insérés en série dans le circuit d'enclenchement du dispositif de protection.

D'autres méthodes ou systèmes peuvent être acceptés par Hydro-Québec à la condition que l'intention soit respectée et qu'il ait été démontré à Hydro-Québec que ces méthodes ou systèmes sont propres à l'emploi.

Tout mécanisme permettant la fermeture manuelle du dispositif de protection doit être désactivé ou condamné de façon permanente.

### 10.5 Transformateurs d'instrumentation pour la protection

Les transformateurs d'instrumentation servant à la protection doivent satisfaire aux exigences suivantes :

- ils ne peuvent être affectés à d'autres usages que la protection ;
- ils doivent être installés le plus près possible du disjoncteur principal ou du jeu de fusibles, du côté du réseau d'Hydro-Québec ;
- un transformateur de tension par phase est nécessaire. Les transformateurs de tension doivent être raccordés phase-terre ;
- un transformateur de courant par phase est nécessaire. Un quatrième transformateur de courant peut être utilisé pour mesurer le courant de neutre du transformateur principal pour détecter les défauts de terre.

L'installation et les caractéristiques des transformateurs d'instrumentation doivent être acceptées par Hydro-Québec.

## 10.6 Coordination et réglages des protections

### 10.6.1 Règles de protection

Les règles de protection mentionnées ci-après permettent de sélectionner et d'ajuster adéquatement les systèmes de protection devant servir à la protection du réseau d'Hydro-Québec. Elles s'appliquent à toute installation raccordée au réseau de distribution d'Hydro-Québec. Ces règles sont les suivantes :

- lors de défauts de phase ou de terre sur le réseau de distribution (incluant la barre du poste), le déclenchement du disjoncteur du producteur doit être initié par sa protection primaire durant le régime transitoire de l'alternateur, si possible. Dans le cas des alternateurs asynchrones et des onduleurs, il est acceptable, pour les défauts de phase, que le déclenchement du disjoncteur de la centrale soit initié par la protection de réserve ou par la protection contre l'îlotage ;
- la protection de la centrale doit être en mesure de détecter tous les défauts que les protections d'Hydro-Québec peuvent détecter et ce, incluant les défauts résistifs avec impédance de 13,3 ohms ( $3R_f = 40$  ohms) ;
- le courant de défaut total, incluant la contribution de la centrale, ne doit pas dépasser les valeurs suivantes, évaluées du côté MT du réseau de distribution :
  - Icc  $3\phi$  : 12 kA efficace symétrique ;
  - Icc ligne-terre : 8 kA efficace symétrique ;
- la contribution de la centrale aux défauts sur les lignes adjacentes à la ligne de raccordement ne doit pas provoquer le déclenchement des disjoncteurs d'Hydro-Québec se trouvant sur la ligne de raccordement ;
- lors de défauts sur le réseau de distribution, l'aveuglement temporaire d'une source par une autre n'a pas d'importance à la condition que le défaut soit isolé par les systèmes de protection ;
- la dégradation de la coordination disjoncteur-fusible due au raccordement de la centrale à la ligne de distribution doit être limitée au minimum ;
- toute situation pouvant conduire à l'îlotage non désiré de la centrale sur une partie de la charge du réseau de distribution doit entraîner le déclenchement de la centrale avant le premier temps de réenclenchement du dispositif de protection d'Hydro-Québec. Le premier temps de réenclenchement doit être ajusté à une valeur minimale de 10 secondes ;
- le déséquilibre normal de la charge sur le réseau de distribution ne doit pas entraîner le déclenchement du disjoncteur principal de la centrale.

L'ordre de déclenchement entre les disjoncteurs d'Hydro-Québec sur la ligne de raccordement et le disjoncteur principal de la centrale n'a pas d'importance.

## 10.6.2 Réglages types des protections

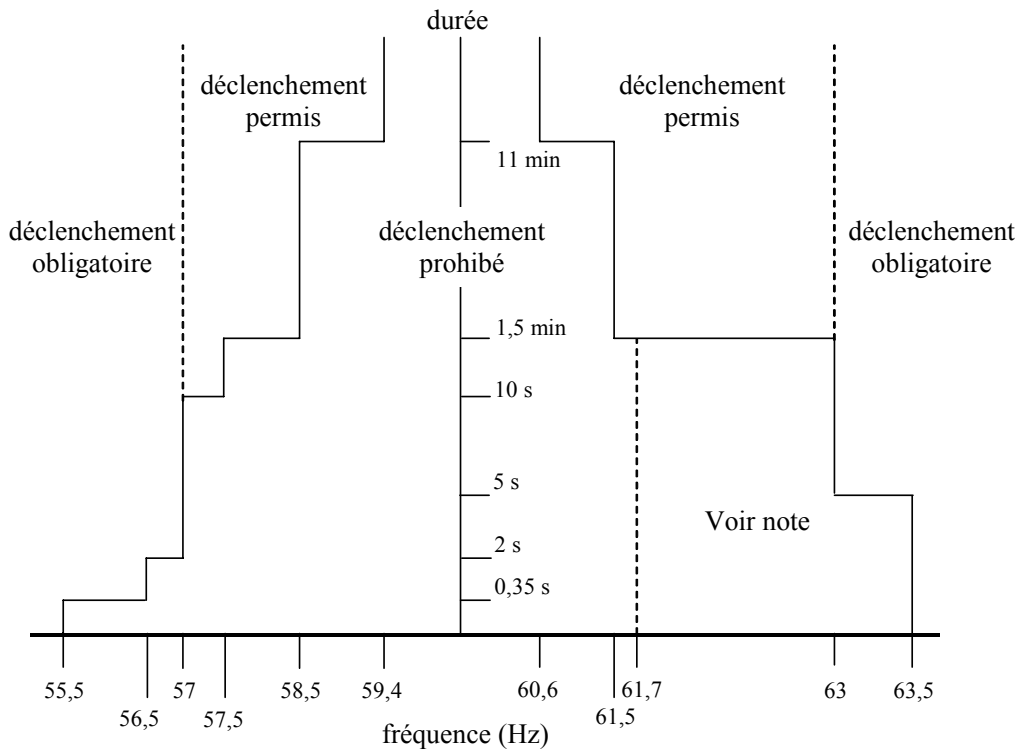
### 10.6.2.1 Protection de fréquence

Le tableau III et la figure 2 présentent les réglages de la protection de fréquence.

**Tableau III**  
**Réglages de la protection de fréquence**

Fréquence (Hz)	Durées minimales pendant lesquelles la centrale doit demeurer en service sans déclenchement (déclenchement prohibé)	Durées maximales pendant lesquelles la centrale peut demeurer en service (déclenchement obligatoire)
$f < 55,5$	instantané	instantané
$55,5 \leq f < 56,5$	0,35 seconde	0,35 seconde
$56,5 \leq f < 57,0$	2 secondes	2 secondes
$57,0 \leq f < 57,5$	10 secondes	infini
$57,5 \leq f < 58,5$	1,5 minute	infini
$58,5 \leq f < 59,4$	11 minutes	infini
<b><math>59,4 \leq f \leq 60,6</math></b>	<b>déclenchement prohibé</b>	<b>déclenchement prohibé</b>
$60,6 < f \leq 61,5$	11 minutes	infini
$61,5 < f \leq 63$ (voir note figure 2)	1,5 minute	infini
$63 < f \leq 63,5$	5 secondes	5 secondes
$f > 63,5$	instantané	instantané





**Figure 2 - Réglages de la protection de fréquence**

Note:

Un déclenchement instantané est permis à partir de 61,7 Hz pour les centrales suivantes :

- munies d'alternateurs synchrones ou d'onduleurs, dont la capacité totale est inférieure ou égale à 300 kW ;
- centrales thermiques et turbines à gaz ;
- centrales éoliennes ;
- centrales munies d'alternateurs asynchrones.

**A) Centrales munies d'alternateurs synchrones ou d'onduleurs et dont la puissance totale des installations est supérieure à 300 kW**

Les réglages pour cette catégorie de centrales priorisent le bon fonctionnement du réseau principal. Les exigences s'appliquant dans ce cas sont les suivantes :

- la protection de surfréquence et de sous-fréquence doit être réglée à des valeurs de seuils élevés et des temporisations longues afin d'être suffisamment sélective et d'éviter la mise au travail pour des événements survenant sur le réseau principal ;
- la protection de fréquence doit assurer une certaine protection contre l'ilotage sur une ligne de distribution ou sur la charge de la barre du poste.

Les réglages présentés au tableau III et à la figure 2 permettent de satisfaire à ces exigences. Tous les seuils peuvent ne pas être exigés, selon le cas.

**B) Centrales munies d'alternateurs synchrones ou d'onduleurs et dont la puissance totale est inférieure ou égale à 300 kW, centrales thermiques et à turbines à gaz, centrales éoliennes et centrales munies d'alternateurs asynchrones**

Les réglages pour cette catégorie de centrales priorisent le bon fonctionnement du réseau local (réseau de distribution et poste) sans toutefois interférer indûment avec le bon fonctionnement du réseau principal.

La protection de fréquence doit :

- assurer une certaine protection contre l'îlotage sur la ligne de distribution ou sur la charge de la barre du poste ;
- être suffisamment rapides pour être coordonnées avec les temps de réenclenchement des lignes du réseau de distribution et de transport ;
- être réglées à des seuils de mise au travail en surfréquence près de 60 Hz et être suffisamment rapides pour éviter les problèmes de surtension associés aux alternateurs asynchrones ;
- être suffisamment sélectives pour éviter la plupart des déclenchements dus à des événements survenant sur le réseau principal.

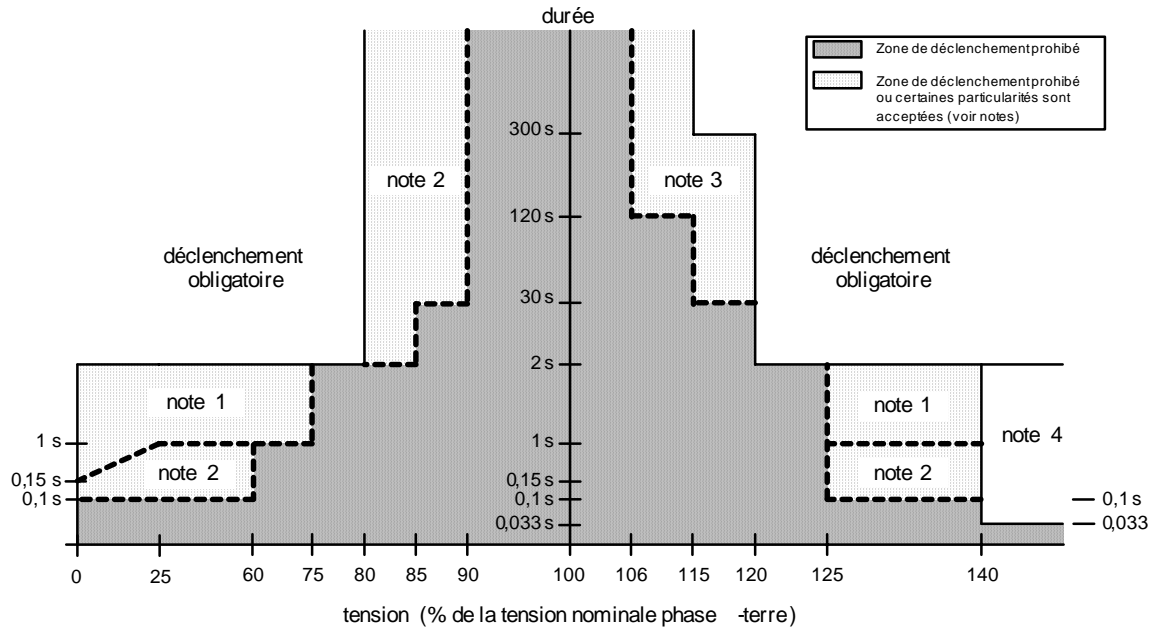
Les réglages présentés au tableau III et à la figure 2 permettent de satisfaire à ces exigences. Tous les seuils peuvent ne pas être exigés, selon le cas.

#### 10.6.2.2 Protection de tension

La protection de tension doit :

- constituer une protection efficace contre l'îlotage sur la ligne de distribution ou sur la charge de la barre du poste ;
- constituer une protection de réserve efficace contre les défauts survenant sur le réseau de distribution ;
- pouvoir interrompre la production dans un délai raisonnable advenant un problème de régulation de tension à la centrale ;
- être suffisamment sélective pour éviter leur mise au travail lors d'événements survenant sur le réseau principal.

Les réglages présentés à la figure 3 permettent de satisfaire à ces exigences. Tous les seuils peuvent ne pas être exigés, selon le cas.



**Figure 3 - Réglages de la protection de tension**

Notes :

- 1 - Zone de blocage temporaire ou de déclenchement permis pour les éoliennes et les onduleurs.
- 2 - Zone de blocage temporaire permis pour les éoliennes et les onduleurs.
- 3 - Zone de déclenchement permis ou obligatoire. Elle peut être obligatoire dans le cas où la centrale est raccordée à une ligne de distribution qui alimente des clients et lorsque la production est importante (environ 5 MW et plus) afin de permettre le respect de la norme CSA/ACNOR CAN3-C235-83.
- 4 - Zone de déclenchement permis ou obligatoire selon le cas.

### 10.7 Scellement des protections

Aucune modification des réglages des protections ne doit être effectuée sans l'autorisation écrite d'Hydro-Québec. Le scellement par mot de passe est accepté par Hydro-Québec.

### 10.8 Étude de protection

Le producteur doit remettre à Hydro-Québec une étude de protection de ses installations approuvée par un ingénieur. Cette étude doit comprendre les informations spécifiées à l'annexe C de la présente norme. La mise en service de la centrale ne pourra être autorisée tant qu'Hydro-Québec et le producteur ne se seront pas entendus sur l'acceptation de l'étude de protection. De plus, les résultats de l'étude de protection pourraient faire en sorte que certaines modifications doivent être apportées au réseau du distributeur. Ces modifications pourraient retarder l'autorisation de la mise en service.

numéro	E.12-01		
page	24	de	40

En général, l'étude de protection finale, incluant les réglages définitifs, doit être remise à Hydro-Québec deux mois avant la mise sous tension initiale prévue de la centrale afin de permettre la vérification de l'étude et d'effectuer les correctifs, lorsque nécessaire.

Afin de réaliser cette étude de protection, Hydro-Québec fournit, à la demande du producteur, les données requises pour déterminer les systèmes de protection requis.

## 11 APPAREILLAGE DE CONTRÔLE

### 11.1 Régulateurs de tension

Les alternateurs synchrones, les onduleurs pouvant agir sur leur facteur de puissance et les alternateurs asynchrones à alimentation double doivent être munis de régulateurs de tension (ou d'autres systèmes équivalents) et être en mesure de fournir ou d'absorber la puissance réactive afin de pouvoir satisfaire aux exigences d'Hydro-Québec relatives à la régulation de tension (voir sous-paragraphe 7.4.1). Pour les centrales éoliennes, se référer au paragraphe 12.2.

### 11.2 Régulateurs de vitesse (alternateurs synchrones)

Afin de contribuer à la régulation de la fréquence sur le réseau, tout groupe dont la puissance nominale est de plus de 10 MW doit être muni d'un système de régulation de vitesse avec un statisme permanent ( $\sigma$ ) ayant une plage réglable de 0 à 5 % au moins et aucune bande morte d'insensibilité en fréquence.

Pour les groupes dont la puissance nominale est de 10 MW et moins, Hydro-Québec n'exige pas, à moins d'avis contraire de sa part, que les groupes de la centrale soient munis de régulateurs de vitesse. Lorsqu'un régulateur de vitesse est installé et n'est pas requis par Hydro-Québec, celui-ci doit être mis hors fonction (l'asservissement en fréquence doit être désactivé) lorsque le groupe est synchronisé au réseau de distribution afin de réduire les risques d'îlotage. Son utilisation lors de la production en synchronisme avec le réseau de distribution pourrait nécessiter l'utilisation d'une fonction de télédéclenchement pour assurer la séparation de la centrale et du réseau.

### 11.3 Synchronisation de la centrale avec le réseau d'Hydro-Québec

Le niveau de tension auquel peut se faire la manœuvre de synchronisation dépend de la capacité des installations du producteur et des caractéristiques du réseau d'Hydro-Québec. En effet, pour éviter des déclenchements de la protection rapide de phase du disjoncteur concerné d'Hydro-Québec lors de l'énergisation des transformateurs du producteur, celui-ci pourrait se voir contraint d'énergiser ses transformateurs avant de se synchroniser au réseau d'Hydro-Québec. La capacité limite des transformateurs pouvant être énergisés par le réseau d'Hydro-Québec (après rétablissement du service sur celui-ci) est établie en fonction de plusieurs facteurs. En général, à 25 kV, la limite se situe à environ 5 MVA.

Hydro-Québec communiquera au producteur le niveau de tension auquel devra s'effectuer la manœuvre de synchronisation.

numéro	E.12-01		
page	25	de	40

### 11.3.1 Alternateurs synchrones

La synchronisation au réseau de distribution doit s'effectuer à l'aide d'un système de vérification de synchronisme d'alternateur (fonction 25). Hydro-Québec ne définit pas les paramètres de synchronisation tels que les degrés d'adéquation de la vitesse du générateur, de l'angle de phase ou de l'amplitude de la tension. Cependant, le niveau de perturbation de la tension au point de raccordement doit respecter la norme C.22-03 (voir paragraphe 7.1).

### 11.3.2 Alternateurs asynchrones

La synchronisation des alternateurs asynchrones au réseau d'Hydro-Québec doit s'effectuer lorsque ceux-ci approchent de leur vitesse nominale. Hydro-Québec ne définit pas le paramètre de synchronisation qui, dans ce cas-ci, est le niveau d'adéquation entre la vitesse de l'alternateur et sa vitesse nominale. Toutefois, le niveau de perturbation de la tension au point de raccordement doit respecter la norme C.22-03 (voir paragraphe 7.1).

Le producteur doit concevoir ses installations de façon que les transformateurs de la centrale puissent être énergisés par le réseau d'Hydro-Québec et ce, sans déclenchement de la protection de ligne d'Hydro-Québec.

### 11.3.3 Onduleurs

Hydro-Québec ne définit pas les paramètres de synchronisation. Toutefois, le niveau de perturbation de la tension au point de raccordement doit respecter la norme C.22-03 (voir paragraphe 7.1).

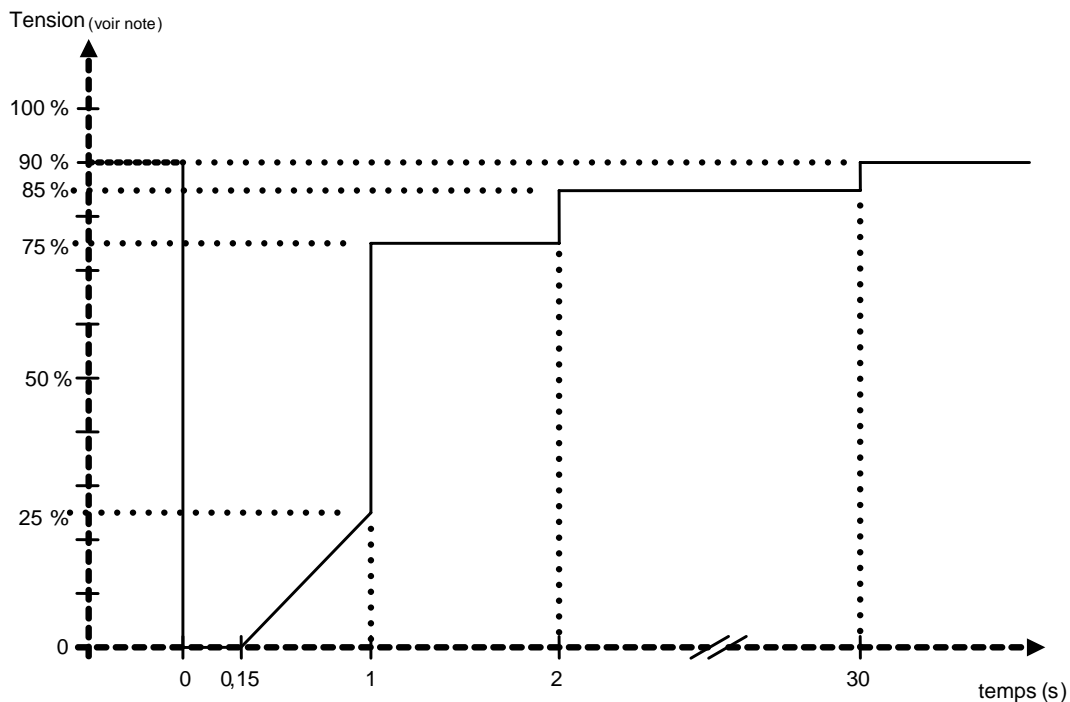
Le producteur doit concevoir ses installations de façon que les transformateurs de la centrale puissent être énergisés par le réseau d'Hydro-Québec et ce, sans déclenchement de la protection de ligne d'Hydro-Québec.

## 12 EXIGENCES SPÉCIFIQUES RELATIVES À LA PRODUCTION ÉOLIENNE

Afin de couvrir les aspects techniques complémentaires propres à la technologie éolienne, des exigences spécifiques sont requises. Elles s'ajoutent ou modifient celles déjà énoncées dans la présente norme. Elles assurent que, lors de perturbation sur le réseau de transport, la centrale contribuera au maintien de la stabilité du réseau principal et au rétablissement de la tension et de la fréquence.

### 12.1 Exigences lors de sous-tension «Low-Voltage Ride-Through» (LVRT)

À moins d'avis contraire de la part d'Hydro-Québec, toute centrale éolienne de 1 MW et plus doit être conçue, réalisée et exploitée de manière à demeurer en service et ne pas déclencher, directement ou indirectement, pour la zone au-dessus de la courbe présentée à la figure 4. Pour le réglage de la protection de tension, on doit se référer à la figure 3.



**Figure 4 – Courbe caractéristique du LVRT pour les centrales éoliennes de 1 MW et plus**

Note: L'amplitude représente la tension phase-terre en pourcentage de la tension nominale du réseau auquel se raccorde la centrale.

## 12.2 Régulation de tension

À moins d'avis contraire de la part d'Hydro-Québec, les centrales éoliennes de plus de 5 MW doivent être conçues pour fournir ou absorber, à la sortie de la centrale (côté réseau), la puissance réactive équivalente à un facteur de puissance nominal surexcité et sous-excité égal ou inférieur à 0,95 (voir paragraphe 7.4). Dans certain cas, il pourrait même être requis que la centrale doive être conçue pour pouvoir opérer avec un facteur de puissance nominale aussi faible que 0,9 ou de réduire sa production de puissance active afin de permettre le respect de la norme CSA/ACNOR CAN3-C235-83.

## 12.3 Régulation de fréquence (réponse inertielle)

Les centrales éoliennes dont la puissance assignée est supérieure à 10 MW doivent être dotées d'un système de régulation de fréquence. Ce système doit être en service continuellement mais prendra action seulement lors d'écarts importants de fréquence. Il ne devra pas être utilisé à des fins de régulation de fréquence en régime permanent.

Le but de ce système est d'obtenir la participation des centrales éoliennes au rétablissement de la fréquence et ainsi de maintenir le niveau de performance actuel du réseau de transport lors de perturbation importante.

numéro	E.12-01		
page	27	de	40

À cette fin, le système doit permettre une atténuation des écarts importants et temporaires de fréquence au moins équivalente à celle obtenue de la réponse inertielle d'une machine synchrone classique, dont l'inertie (H) est de 3,5 s. À titre indicatif, cet objectif est atteint lorsque le système fait varier la puissance active de manière dynamique et rapide d'un minimum d'environ 5 % pendant environ 10 s au moment d'une excursion importante et temporaire de la fréquence du réseau.

Son utilisation lors de la production nécessite, à moins d'avis contraire de la part d'Hydro-Québec, l'utilisation d'une fonction de télédéclenchement pour assurer la séparation de la centrale et du réseau.

Pour les centrales éoliennes dont la puissance assignée est inférieure ou égale à 10 MW, l'utilisation d'un système de régulation de fréquence est prohibée (voir paragraphe 11.2).

#### 12.4 Exigence lors de variation de fréquence

À moins d'avis contraire de la part d'Hydro-Québec, toute centrale éolienne de 1 MW et plus doit être conçue de manière à ce qu'elle puisse demeurer en service lors d'une variation de la fréquence du réseau en régime perturbé de  $\pm 4$  Hz/seconde.

#### 12.5 Taux maximaux de rampe lors des montées ou des baisses de la puissance

À moins d'avis contraire de la part d'Hydro-Québec, les centrales éoliennes dont la puissance assignée est supérieure ou égale à 1 MW doivent être conçues de manière à pouvoir respecter les taux maximaux de rampe suivants, lors des montées ou des baisses de leur puissance produite :

- rampe avec un temps minimal ajustable de 2 à 60 minutes pour une variation de production de 0 MW (départ à l'arrêt) à Pmax (puissance maximale) de la centrale ;
- rampe avec un temps minimal ajustable de 2 à 60 minutes pour une variation de production de Pmax (puissance maximale) à 0 MW (arrêt) de la centrale.

Cette exigence vise à permettre l'opération adéquate des régulateurs de tension en réseau. Elle évite de perdre rapidement une trop grande quantité de production éolienne lors des hausses rapides de la charge à certaines heures de la journée, ou de recevoir rapidement une trop grande quantité de production éolienne lors des baisses rapides de la charge à d'autres heures de la journée.

#### 12.6 Exigences lors de l'arrêt des éoliennes en prévision d'une température très froide ou de grand vent

À moins d'avis contraire de la part d'Hydro-Québec, les centrales éoliennes dont la puissance assignée est supérieure ou égale à 1 MW doivent être conçues de manière à ce qu'elles puissent réduire leur puissance graduellement sur une période variant entre 1 et 4 heures lorsque la prévision de grand froid ou de grand vent oblige leur arrêt.

numéro	<b>E.12-01</b>		
page	<b>28</b>	de	<b>40</b>

### **13 PRODUCTION EN MODE ÎLOTÉ**

Dans une perspective d'amélioration de la continuité de service, Hydro-Québec peut accepter la reprise de production en mode îloté de façon contrôlée lors d'interruptions importantes si les études techniques et économiques démontrent la faisabilité d'un tel mode de production.

Lors de l'étude d'intégration, Hydro-Québec avise le producteur, de l'intérêt que représente la future centrale comme solution de rétablissement de service sur le réseau de distribution.

S'il y a lieu, des études conjointes visant à évaluer la faisabilité d'une production en mode îloté seront réalisées.

### **14 PRODUCTION AUTONOME (D'URGENCE)**

Le producteur pourra alimenter ses propres charges tout en étant déconnecté du réseau d'Hydro-Québec.

### **15 RESPONSABLE DE L'IMPLANTATION**

Le chef Orientations du réseau est responsable de l'implantation de la présente norme.

### **16 RESPONSABLES DE L'APPLICATION**

Les chefs Plan de réseau sont responsables de l'application de la présente norme.



directive  norme  méthode

corporative  sectorielle

numéro	<b>E.12-01</b>		
page	<b>29</b>	de	<b>40</b>

## ANNEXE A

**Informations techniques à transmettre à Hydro-Québec  
lors de la réalisation de l'étude d'intégration**



politique  directive  norme  méthode

corporative  sectorielle

numéro	E.12-01	
page	30	de 40



**Informations techniques à transmettre à Hydro-Québec  
pour la réalisation de l'étude d'intégration  
de la centrale de production décentralisée**

1. Date de mise en service prévue: \_\_\_\_\_  
aaaa/mm/jj

2. Schéma de localisation des équipements de production

Fournir un schéma de localisation des différents équipements de production

3. Informations générales sur les équipements de production

	Alternateurs synchrones	Alternateurs asynchrones	Onduleurs
Nombre			

A) Alternateurs synchrones (*remplir pour chaque unité*)

Paramètres	Données
Puissance nominale	
Tension nominale	
Facteur de puissance nominal	
Réactances :	
Xd	
X'd	
X''d	
X'q	
X''q	
X2	
X0	
Résistance d'armature par phase	
Constante d'inertie H	
Constante de temps :	
T'd	
T''d	

B) Alternateurs asynchrones (*remplir pour chaque unité*)

Paramètres	Données
Puissance nominale	
Tension nominale	
Facteur de puissance nominal:	
100 % de puissance nominale	
75 % de puissance nominale	
50 % de puissance nominale	
Impédances:	
Xs	
Rs	
Xr	
Rr	
Xm (réactance de magnétisation)	
X"d	
X0	
Constante d'inertie H	
Constante de temps:	
T"d	

C) Onduleurs (*remplir pour chaque unité*)

Paramètres	Données
Source d'énergie (solaire, gaz naturel, biomasse, etc.)	
Puissance active nominale	
Tension nominale	
Facteur de puissance nominal:	
à 100% de puissance nominale	
Si ajustable, plage de variation possible du facteur de puissance	
Capacité de court-circuit (ampères crête/durée)	
Courant de démarrage (ampères crête)	
Certifié UL 1741 (oui/non)	
Certifié IEEE C62.41 (oui/non)	
Certifié IEEE C37.90 (oui/non)	
Certifié IEEE C37.90.1 (oui/non)	
Certifié IEEE C37.90.2 (oui/non)	
Certifié CSA C22.2 No 107.1-01 (oui/non)*	
Capacité de fonctionnement hors réseau (oui/non)	

\* Fournir toute autre certification disponible.

D) Éoliennes

Pour les éoliennes à alimentation double ("double-fed"), les éoliennes à entraînement direct avec génératrice à aimant permanent ("direct drive with permanent magnet generator"), les éoliennes munies de convertisseur, etc. :

Fournir un modèle EMTP détaillé utilisable par le distributeur dans ses études de simulation dynamique.

4. Mode d'exploitation des équipements de production

Puissance constante

Écrêtage de pointe

Autre : \_\_\_\_\_

5. Transformateurs

Lorsque des transformateurs sont utilisés entre l'équipement de production et le point de raccordement, les informations suivantes doivent être fournies à Hydro-Québec pour chaque transformateur:

Puissance et tension nominales,

Impédances de séquence directe et homopolaire,

Résistance d'enroulement,

Raccordement des enroulements primaire et secondaire.

6. Profil annuel de production envisagé

Valeurs mensuelles moyennes pour une année type :

janvier	kW	mai	kW	septembre	kW
février	kW	juin	kW	octobre	kW
mars	kW	juillet	kW	novembre	kW
avril	kW	août	kW	décembre	kW

7. Schéma unifilaire de l'installation envisagée

Fournir un schéma unifilaire complet de l'installation électrique.

8. Schéma de commande et de protection

Fournir un schéma de commande et de protection.

9. Production prévue en mode d'urgence

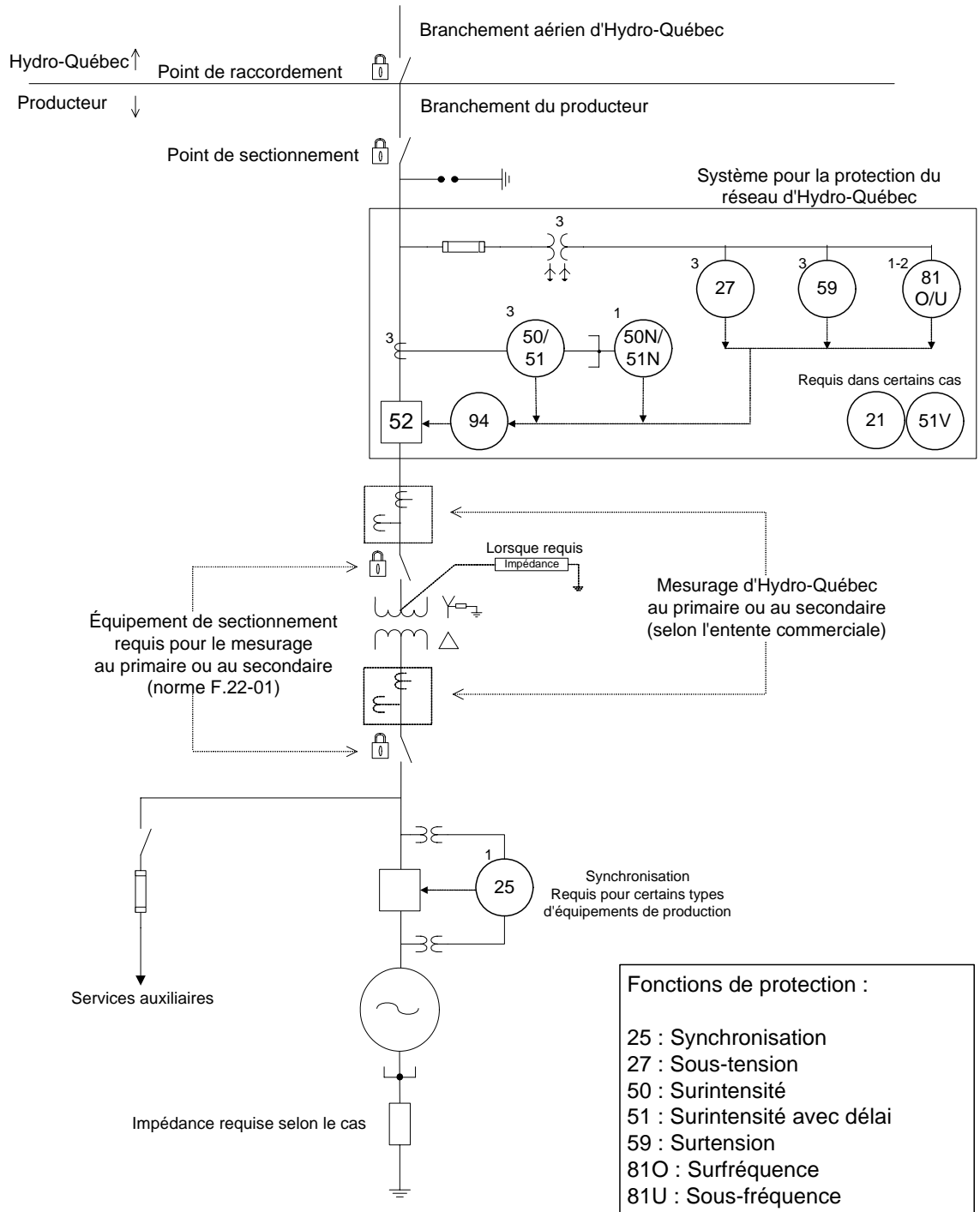
Oui

Non

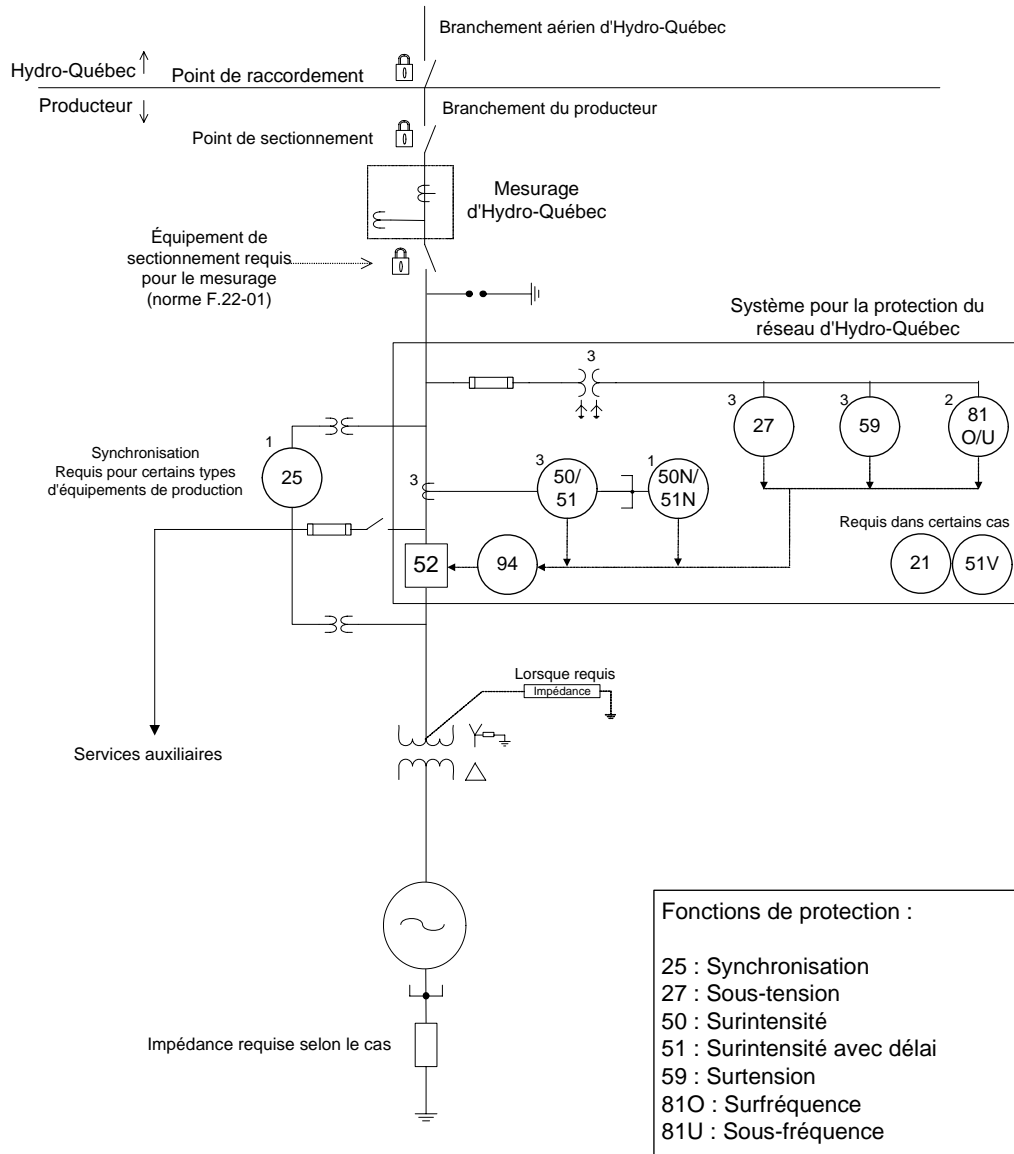
numéro	<b>E.12-01</b>		
page	<b>33</b>	de	<b>40</b>

## ANNEXE B

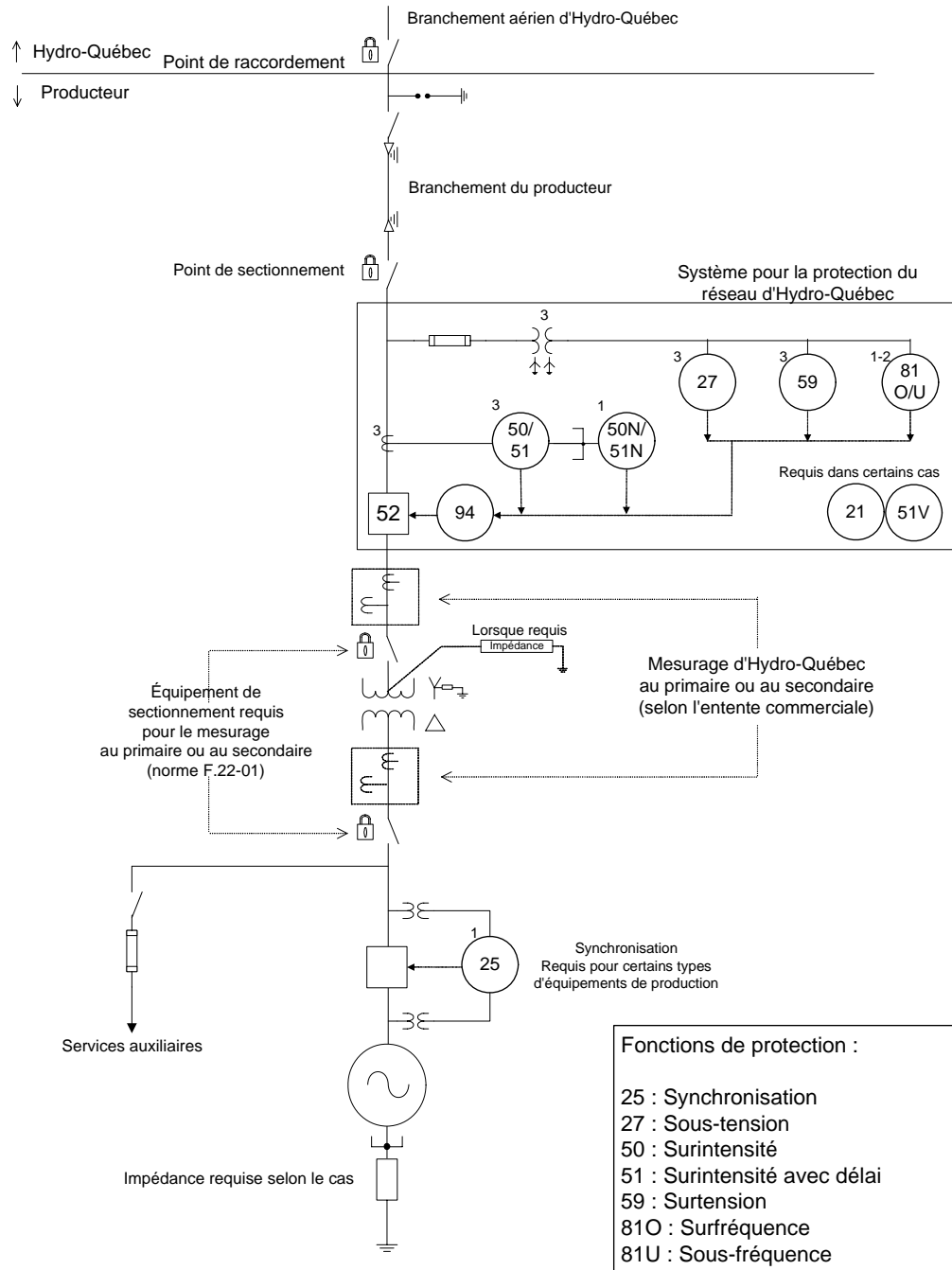
### Schémas types de raccordement et de protection des installations



**Figure 5 - Raccordement aérien-aérien MT, puissance maximale de 5 MW**

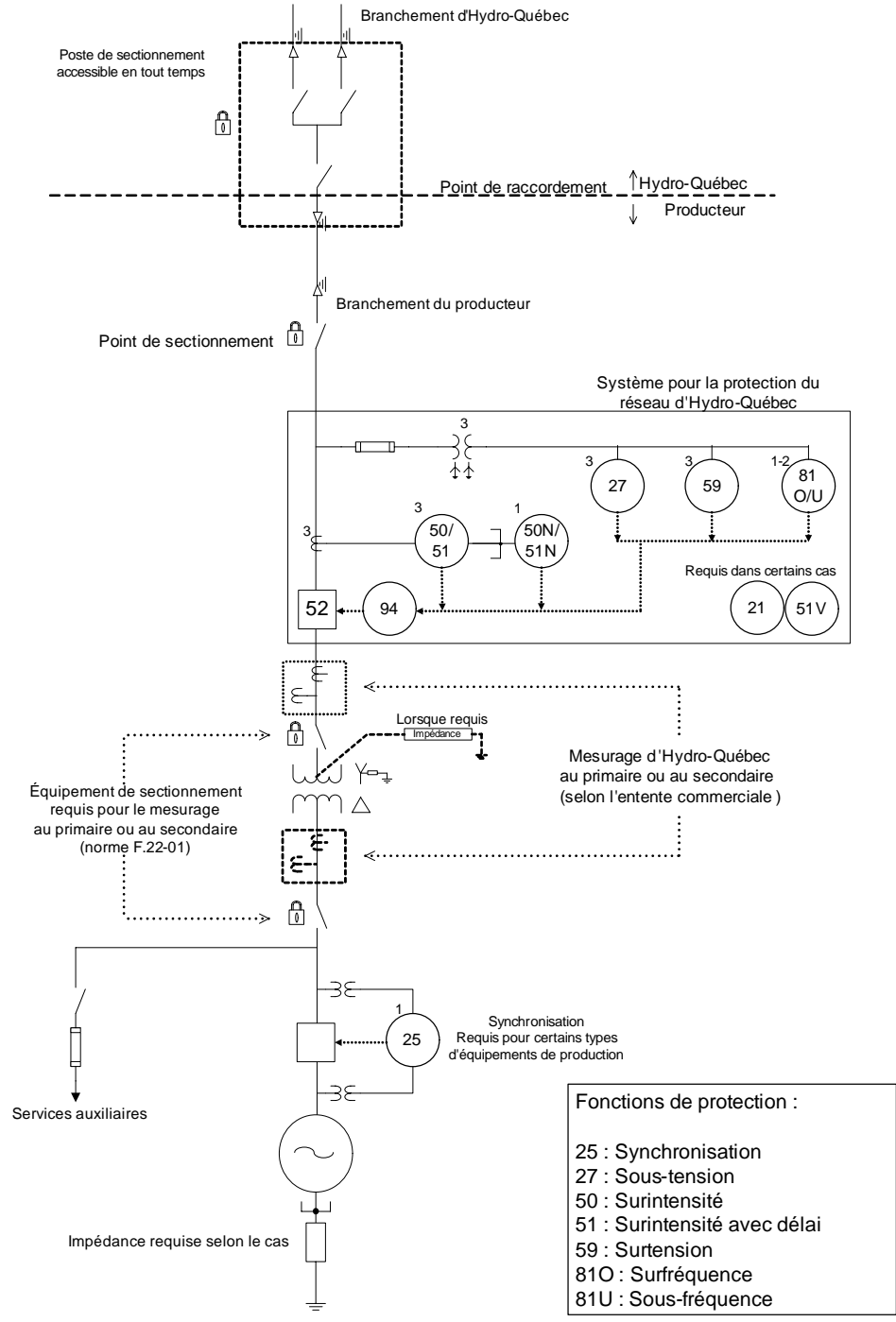


**Figure 6 - Raccordement aérien-aérien MT, puissance supérieure à 5 MW**



**Figure 7 - Raccordement aérien-souterrain MT, puissance maximale de 5 MW**





**Figure 8 - Raccordement souterrain -souterrain MT, puissance maximale de 5 MW**

numéro	<b>E.12-01</b>		
page	<b>38</b>	de	<b>40</b>

## ANNEXE C

### Contenu de l'étude de protection du producteur

## CONTENU DE L'ÉTUDE DE PROTECTION DU PRODUCTEUR

Le producteur doit remettre à Hydro-Québec une étude de protection contenant les informations spécifiées dans la présente annexe. Ainsi, Hydro-Québec sera en mesure de déterminer, dans les meilleurs délais, si les systèmes de protection installés à la centrale satisfont aux besoins de protection de son réseau.

### Section 1 : Introduction

- Brève description du site, du projet et du réseau d'Hydro-Québec;
- Particularités du projet (protection supplémentaire, consignes spécifiques, etc.);
- Développements futurs (puissance additionnelle).

### Section 2 : Caractéristiques des installations et du réseau d'Hydro-Québec

- Schéma unifilaire des installations de la centrale;
- Caractéristiques électriques des transformateurs, des équipements de production et des systèmes de protection:
  - alternateurs,
  - onduleurs, convertisseurs et autres équipements d'électronique de puissance,
  - transformateurs,
  - disjoncteurs (plus particulièrement le disjoncteur principal),
  - inductance ou résistance de mise à la terre,
  - relais de protection,
  - transformateurs d'instrumentation pour la protection,
  - système d'excitation;
  - constantes d'inertie des turbines et des alternateurs en  $\text{kg}\cdot\text{m}^2$  ou en  $\text{MW}\cdot\text{s}/\text{MVA}$

*Note:*

*Une copie des caractéristiques **principales** provenant du manuel ou des spécifications techniques du fabricant est souhaitable (sauf pour les relais homologués par Hydro-Québec).*

- Caractéristiques du réseau d'Hydro-Québec:
  - schéma unifilaire de la ligne (avec caractéristiques des conducteurs),
  - schéma unifilaire du poste,
  - courbes de réglages des systèmes de protection d'Hydro-Québec et leurs séquences d'opération,
  - niveaux de court-circuit monophasé et triphasé à la barre du poste d'Hydro-Québec,
  - tout renseignement pertinent pour l'étude.

### Section 3 : Calcul et analyse des défauts

- Évaluation de l'impédance de mise à la terre;
- Calcul des défauts 3  $\Phi$ ,  $\Phi$  - T et  $\Phi$ -T ( $R_f = 13,3 \Omega$ ) :
  - à la barre primaire de la centrale,
  - à la barre secondaire de la centrale,
  - à la barre du poste d'Hydro-Québec,
  - dans un embranchement monophasé près de la centrale,
  - au point le plus éloigné de la centrale sur la ligne,
  - en aval du disjoncteur en réseau (si existant);

*Note:*

*Les calculs de défauts doivent être effectués en considérant :*

- *la contribution d'Hydro-Québec et de la centrale (avec exploitation maximale et minimale des équipements de production),*
- *la contribution de la centrale seule.*

*Les résultats doivent être présentés sous la forme d'un tableau. Il est recommandé de fournir des exemples de calcul.*

- Vérification de la coordination des fusibles avec les réglages proposés.

### Section 4 : Réglages des relais et courbes de coordination

- Tableau présentant les réglages proposés des relais de protection pour la protection du réseau d'Hydro-Québec ainsi que le temps d'opération de ces relais pour les défauts à étudier;
- Courbes de coordination des protections;
- Schémas de commande (ou de logique) et de protection.

### Annexe 1 : Prévisions mensuelles de production (en puissance)

### Annexe 2 : Calcul du papillotement au point commun de raccordement (si requis)

### Annexe 3 : Calcul des harmoniques au point commun de raccordement (si requis)

### Annexe 4 : Réglages des protections des équipements de production et des transformateurs

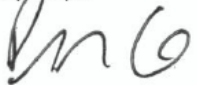

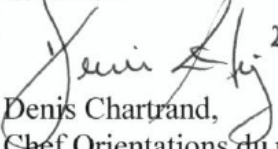
## 1 OBJET ET DOMAINE D'APPLICATION

Le présent addenda vient modifier la norme E.12-01 "Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec" entrée en vigueur en février 2009 et vise à en préciser la portée. Les sections ci-dessous remplacent les sections équivalentes de la norme.

### 8.10 Services auxiliaires

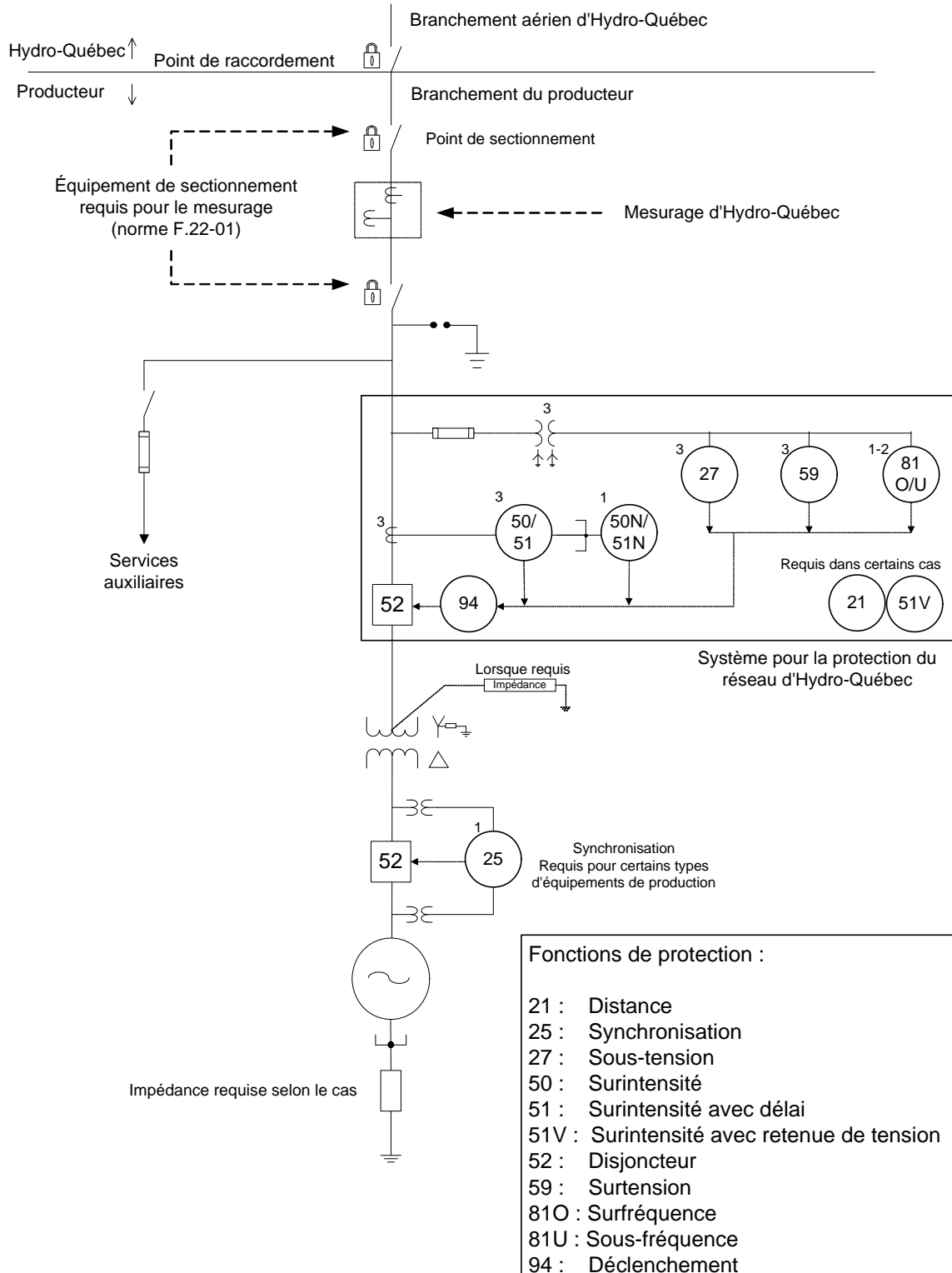
Les services auxiliaires nécessaires au fonctionnement de la centrale doivent rester fonctionnels en tout temps et ne pas cesser d'être alimentés par Hydro-Québec suite à l'ouverture du disjoncteur principal de la centrale lorsque l'alimentation est maintenue au point de raccordement.

De plus, les services auxiliaires ne doivent pas, directement ou indirectement, causer de déclenchement pendant les conditions de variations de tension et de fréquence à l'intérieur des zones de déclenchement prohibé, tel que décrit au paragraphe 10.6.

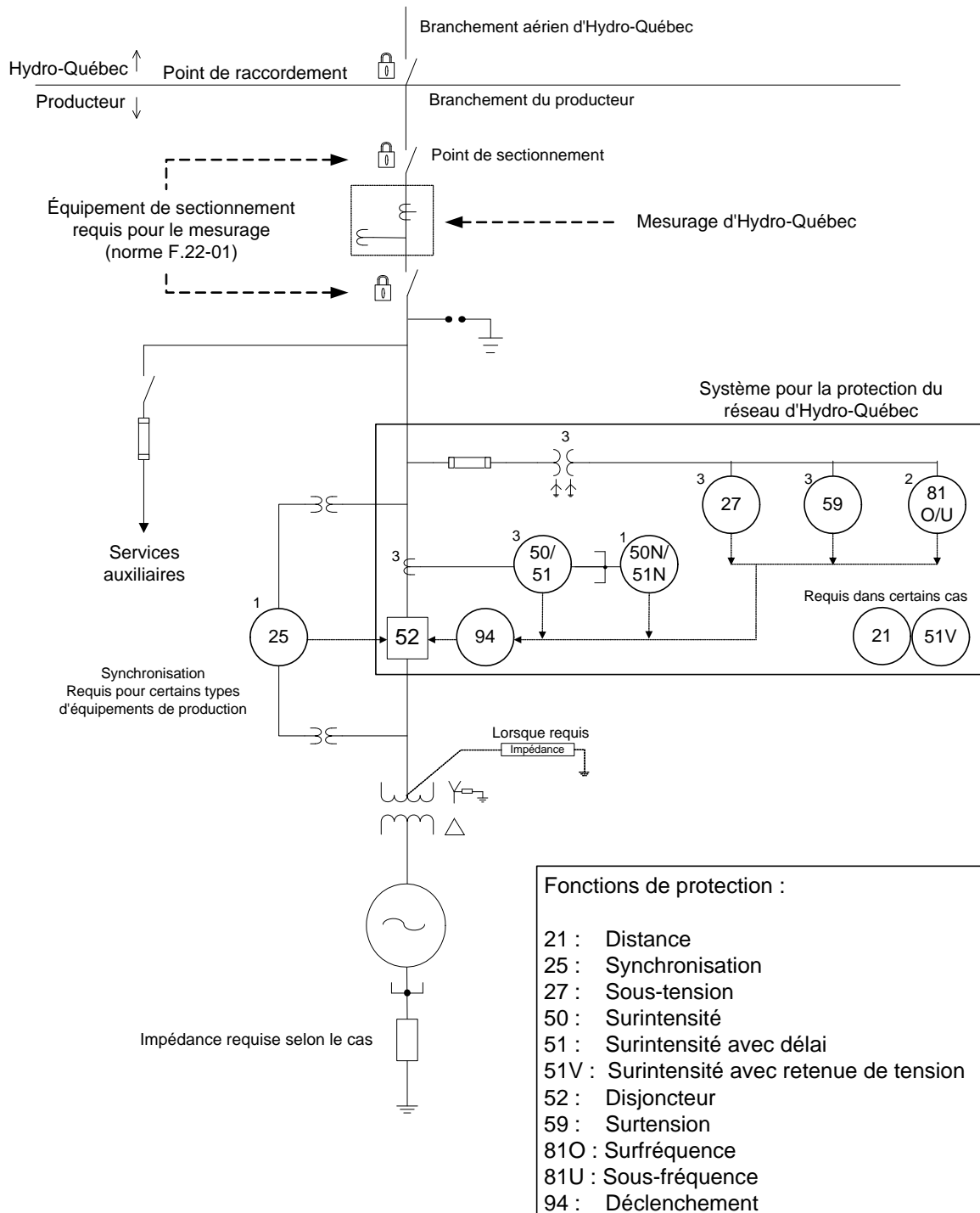
préparé par  Philippe Venne, ing., Orientations technologiques	validé par  Bruno Houle, ing., Chef Orientations technologiques	date 22/02/2012	approuvé par  Denis Chartrand, Chef Orientations du réseau	date 22/02/2012
--	---	--------------------	--	--------------------

## **ANNEXE B**

### **Schémas types de raccordement et de protection des installations**

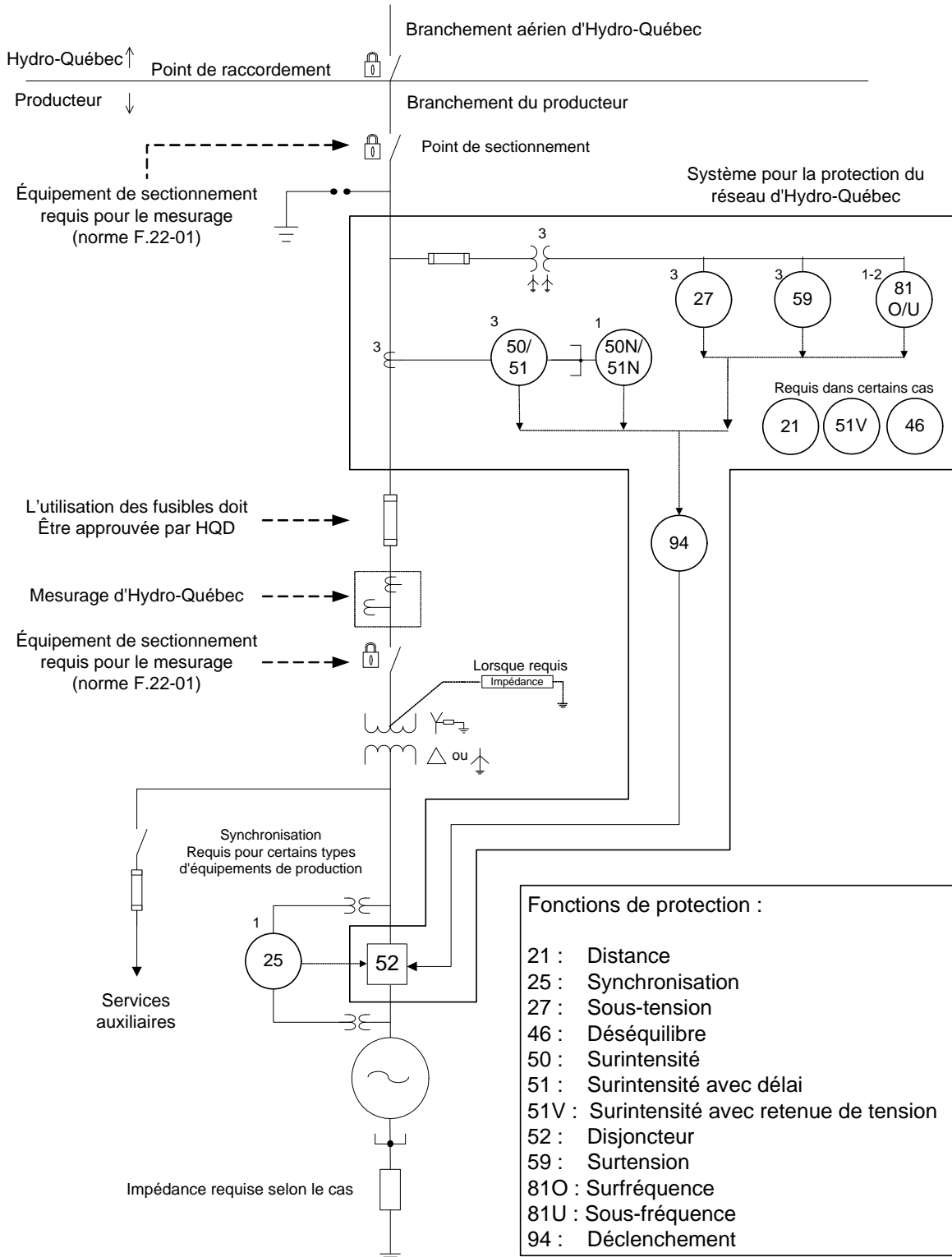


**Figure 5 – Raccordement aérien-aérien MT, synchronisation à basse tension**

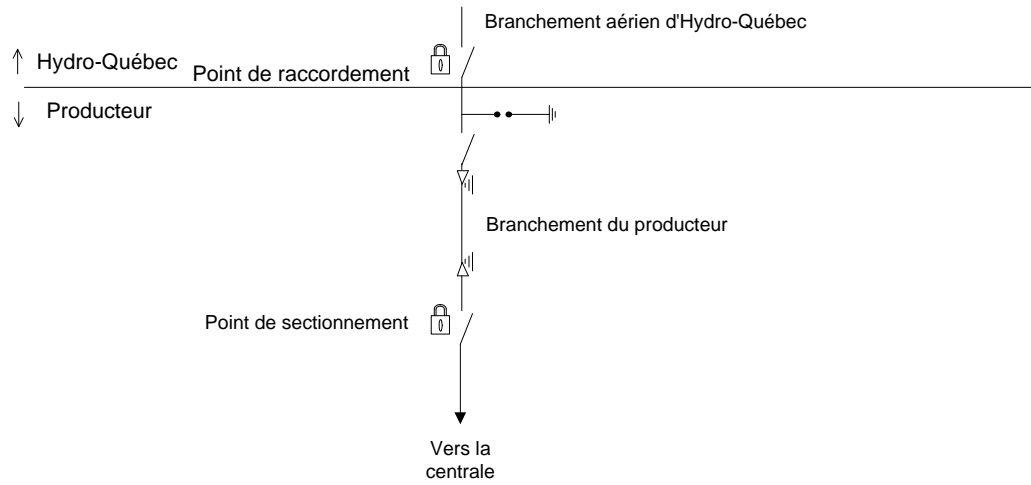


**Figure 6 – Raccordement aérien-aérien MT, synchronisation à moyenne tension**

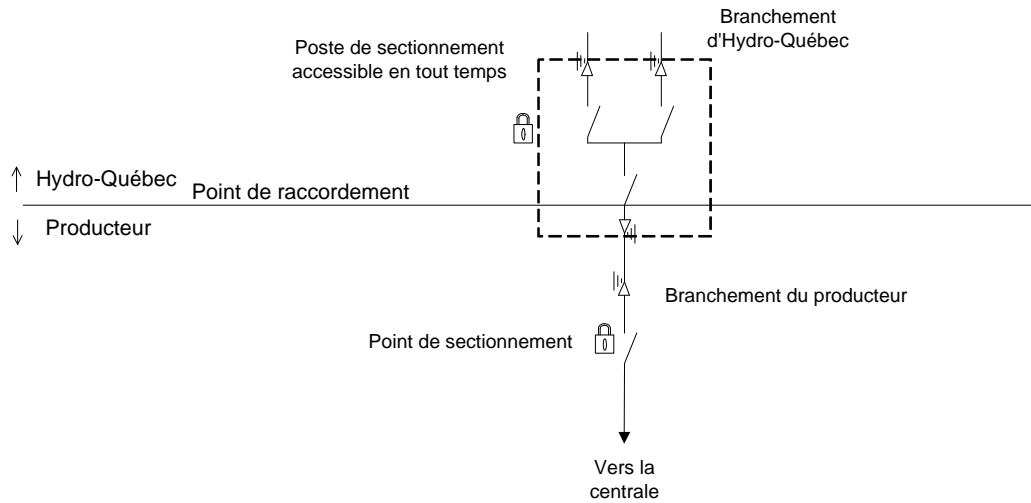




**Figure 7 – Raccordement aérien-aérien MT, protection MT par fusibles, synchronisation basse tension**



**Figure 8 – Raccordement aérien-souterrain MT**



**Figure 9 – Raccordement souterrain-souterrain MT**



Addenda n° 2 à la norme E.12-01  
*Exigences relatives au raccordement  
de la production décentralisée  
au réseau de distribution moyenne tension  
d'Hydro-Québec*

numéro	E.12-01A-2			
en vigueur le	2012-10			
page	1	de 9		
préparé par	validé par	date	approuvé par	date
Philippe Venne, ing., #129316 Orientations technologiques	Bruno Houle, ing., chef Orientations technologiques	27/09/2012	Denis Chartrand, chef Orientations du réseau	20/10/10

## 1 OBJET ET DOMAINE D'APPLICATION

Le présent addenda vient modifier la norme E.12-01 *Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec* entrée en vigueur en février 2009 et vise à en préciser la portée.

Lors de la prochaine mise à jour de la norme, les modifications contenues dans cet addenda y seront intégrées.

## 2 DESCRIPTION DES MODIFICATIONS

### 2.1 Modifications apportées à la section 4 DÉFINITIONS

**L'article 4 de la norme E.12-01 est modifié en y ajoutant la définition suivante :**

**Facteur de puissance (FP) :** Ratio de l'intensité de la puissance active en watts sur la puissance apparente en voltampères. Le FP est relié aux puissances active et apparente qui dépendent elles même des valeurs efficaces de tensions et de courants. Ainsi, le FP prend en compte la somme de la composante fondamentale et de toutes les harmoniques.

Note: Cette définition du FP est différente de la définition du FP utilisée pour la facturation.

### 2.2 Modifications apportées à la section 7 EXIGENCES RELATIVES À LA TENSION

**Le titre de l'article 7 de la norme E.12-01 est remplacé par le titre suivant :**

#### 7 EXIGENCES RELATIVE À LA TENSION ET AU COURANT

**Le paragraphe 7.4 de la norme E.12-01 est remplacé par ce qui suit :**

##### 7.4 Régulation de tension et facteur de puissance

L'opération de la centrale ne doit pas entraîner la tension au point commun de raccordement (PCR) ou à tout autre point du réseau d'Hydro-Québec à l'extérieur des limites permises en conditions normales d'exploitation présentées au paragraphe 5.

La section 11.1 énonce les exigences en ce qui concerne le régulateur de tension, aussi utilisé pour la régulation du facteur de puissance de la centrale.

numéro	<b>E.12-01A-2</b>	
en vigueur le	<b>2012-10</b>	
page	<b>2</b>	de <b>9</b>

En général, les centrales doivent maintenir un facteur de puissance (FP) unitaire au PCR. Hydro-Québec peut toutefois exiger un FP différent à l'intérieur de la plage de puissance réactive que les installations du producteur doivent rendre disponible au réseau en régime permanent (voir la section 11.1).

La consigne de FP assignée par Hydro-Québec pourra prendre la forme d'une valeur constante, d'une valeur assignée en fonction du temps (la période de l'année par exemple), de la puissance produite par la centrale, ou d'autres conditions déterminées par Hydro-Québec. Le contrôle de la consigne de FP de la centrale devra être effectué à l'aide d'un automatisme.

Lorsqu'une centrale est exploitée en mode de régulation du FP, l'excursion du FP mesuré au PCR par rapport à la consigne ne doit pas entraîner un écart du transit de puissance réactive de plus de 2 % de la puissance apparente des installations<sup>1</sup>.

Certaines restrictions s'appliquent lorsque des condensateurs sont installés à la centrale dans le but, par exemple, de compenser le FP au PCR. La section 8.9 énonce ces restrictions.

Hydro-Québec informera le producteur exploitant une centrale de 5 MW et plus (voir la section 11.1.4) du mode d'exploitation du régulateur de tension qui devra être mis en œuvre à la centrale. Les deux modes d'exploitation, soit la régulation du FP et la régulation de la tension, devront toutefois rester disponibles.

**L'article 7 de la norme E.12-01 est modifié en y ajoutant les paragraphes suivants :**

**7.5 Immunité aux variations de tension**

La centrale doit être conçue de façon à pouvoir générer sa pleine puissance d'exploitation lorsque la tension au PCR est maintenue à l'intérieur de +/- 6 % de la tension nominale du réseau de distribution MT, telle que présentée au paragraphe 5.1.

**7.6 Immunité à la tension de séquence inverse**

La centrale doit être conçue de façon à pouvoir générer sa pleine puissance et être exploitée en continu en présence de la tension de séquence inverse au point de raccordement qui est habituelle sur le réseau d'Hydro-Québec Distribution, en plus de continuer à opérer pendant des événements exceptionnels.

---

<sup>1</sup> Une centrale d'une puissance installée de 10 MVA sera autorisée à une excursion maximale de +/-200 kvar de la consigne. Pour une consigne de facteur de puissance unitaire, le transit de puissance réactive mesuré devra être situé entre +200 kvar (inductif) et -200 kvar (capacitif). Pour une consigne de FP = 0,97, il devra être situé entre 2,3 Mvar et 2,7 Mvar.

numéro	<b>E.12-01A-2</b>	
en vigueur le	<b>2012-10</b>	
page	<b>3</b>	de <b>9</b>

Hydro-Québec Distribution vise à livrer une tension sur son réseau qui comporte<sup>2</sup> :

- moins de 2 % de tension de séquence inverse en conditions habituelles d'exploitation ;
- moins de 3 % de tension de séquence inverse pour un réseau comportant de longs embranchements biphasés ou monophasés ;

et ce, 95 % du temps sur une période d'une semaine.

En ce qui concerne les événements exceptionnels, la centrale doit continuer à opérer sans interruption en présence des conditions suivantes<sup>3</sup> :

- 6 % de tension de séquence inverse pour une durée de 30 secondes ;
- 13 % de tension de séquence inverse pour une durée de 15 secondes ;
- 25 % de tension de séquence inverse pour une durée de 0,1 seconde.

#### **7.7 Immunité au courant de séquence homopolaire présent sur le réseau**

En prenant en compte sa contribution au courant de séquence homopolaire liée aux caractéristiques du réseau d'Hydro-Québec, la centrale doit être conçue de façon à pouvoir générer sa pleine puissance et être exploitée en continu en présence du courant de séquence homopolaire qui est habituel sur le réseau d'Hydro-Québec Distribution, en plus de continuer à opérer pendant des événements exceptionnels.

En conditions habituelles d'exploitation, Hydro-Québec Distribution permet le transit d'un courant homopolaire au départ de la ligne de 75 ampères.

En ce qui concerne les événements exceptionnels, la centrale doit continuer à opérer sans interruption lors d'un défaut phase-terre sur une ligne adjacente<sup>4</sup>. À cette fin, le producteur doit tenir compte de la contribution de la centrale au courant de séquence homopolaire dans un défaut franc de type phase-terre.

<sup>2</sup> Extrait du rapport *Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec*.

<sup>3</sup> Extrait du Tableau 1 de la norme internationale IEC 61000-4-27, édition 1.1, 2009-04.

<sup>4</sup> Le défaut étudié doit être situé directement en aval du disjoncteur ayant le réglage le plus lent alimenté par la même barre du poste d'intégration que la ligne du producteur. La durée du défaut doit correspondre au temps d'ouverture du disjoncteur pour son réglage le plus lent.

numéro	<b>E.12-01A-2</b>	
en vigueur le	<b>2012-10</b>	
page	<b>4</b>	de <b>9</b>

## **2.3 Modifications apportées à la section 11 APPAREILLAGE DE CONTRÔLE**

**Le paragraphe 11.1 de de la norme E.12-01 est remplacé par ce qui suit :**

### **11.1 Régulateurs de tension**

Lorsqu'une centrale est exploitée en mode FP, l'opération du régulateur de tension ne doit pas nuire au bon fonctionnement de la protection de tension requise au paragraphe 10.6.2.2 .

Pour les centrales éoliennes, des exigences particulières sont présentées au paragraphe 12.2.

#### **11.1.1 Centrales de 50 kW et moins**

Les centrales de 50 kW et moins doivent opérer à un FP unitaire et n'ont pas l'obligation de fournir la possibilité d'être exploitée à un FP différent de l'unité.

#### **11.1.2 Centrales de plus de 50 kW mais de moins de 500 kW**

Les centrales de plus de 50 kW mais de moins de 500 kW doivent rendre disponible au PCR une plage de puissance réactive équivalente ou supérieure à un FP assigné inductif ou capacitif de 0,95. Cette plage de puissance réactive doit être disponible dans toute la plage de production de puissance active.

#### **11.1.3 Centrales de 500 kW et plus mais de moins de 5 MW**

Les centrales de 500 kW et plus, mais de moins de 5 MW, sont soumises aux mêmes exigences qu'à la section 11.1.2, en plus de devoir se conformer aux exigences supplémentaires ci-dessous.

Le FP d'exploitation de la centrale doit être maintenu à la consigne tant que le niveau de tension au PCR se situe à l'intérieur des limites permises (voir paragraphe 5.1).

Si la tension au PCR se situe à l'extérieur des limites permises, les équipements pouvant réguler la tension doivent absorber ou produire, de façon dynamique, la puissance réactive nécessaire pour maintenir la tension à l'intérieur des limites permises en conditions normales d'exploitation. Pour ce faire, ces équipements devront suivre les règles de régulation dynamique de la tension par le FP présentées à l'annexe D.

Dans certaines conditions, une centrale pourra devoir opérer dans la zone de régulation dynamique de la tension par le facteur de puissance pour plusieurs mois consécutifs, jusqu'à ce que les conditions du réseau d'Hydro-Québec lui permettent de revenir à la valeur du FP assignée par Hydro-Québec.

numéro	<b>E.12-01A-2</b>	
en vigueur le	<b>2012-10</b>	
page	<b>5</b>	de <b>9</b>

#### **11.1.4 Centrales de 5 MW et plus**

Les centrales de 5 MW et plus sont soumises aux mêmes exigences qu'à la section 11.1.3, en plus de devoir se conformer aux exigences supplémentaires ci-dessous.

Elles doivent rendre disponible au PCR une plage de puissance réactive équivalente ou supérieure à un FP assigné inductif ou capacitif de 0,9. Cette plage de puissance réactive doit être disponible dans toute la plage de production de puissance active.

De plus, elles doivent disposer d'un régulateur de tension permettant à la centrale de participer à la régulation de tension du réseau de distribution en régime transitoire, dynamique et permanent. À cette fin, la centrale devra être munie d'un système automatique de régulation de la tension et être en mesure de fournir ou d'absorber, en régime permanent, la puissance réactive nécessaire au maintien de la tension et ce, jusqu'à concurrence des valeurs correspondant au FP d'opération limite de la centrale.

La régulation de tension peut être réalisée par les groupes ou par d'autres équipements ajoutés par le producteur à la centrale, par exemple, un compensateur synchrone ou statique. Dans tous les cas cependant, l'efficacité de la régulation assurée par la centrale doit être comparable à celle d'une centrale munie d'alternateurs synchrones classiques.

Dans le cas des centrales disposant d'une puissance installée inférieure à 10 MW, Hydro-Québec Distribution pourrait accepter que celles-ci n'aient pas de système automatique de régulation de la tension, notamment lorsque le niveau de court-circuit au PCR est nettement plus élevé que la puissance installée de la centrale.

#### **2.4 Ajout de l'annexe D Règles de régulation dynamique de la tension par le facteur de puissance requises pour les centrales de plus de 500 kW**

**L'annexe D ajoutée à la norme E.12-01 est présentée à la page suivante.**

**Addenda n° 2 à la norme E.12-01**  
*Exigences relatives au raccordement  
de la production décentralisée  
au réseau de distribution moyenne tension  
d'Hydro-Québec*

numéro	<b>E.12-01A-2</b>	
en vigueur le	<b>2012-10</b>	
page	<b>6</b>	de <b>9</b>

**ANNEXE D**

**Règles de régulation dynamique de la tension par le facteur de puissance  
requis pour les centrales de plus de 500 kW**



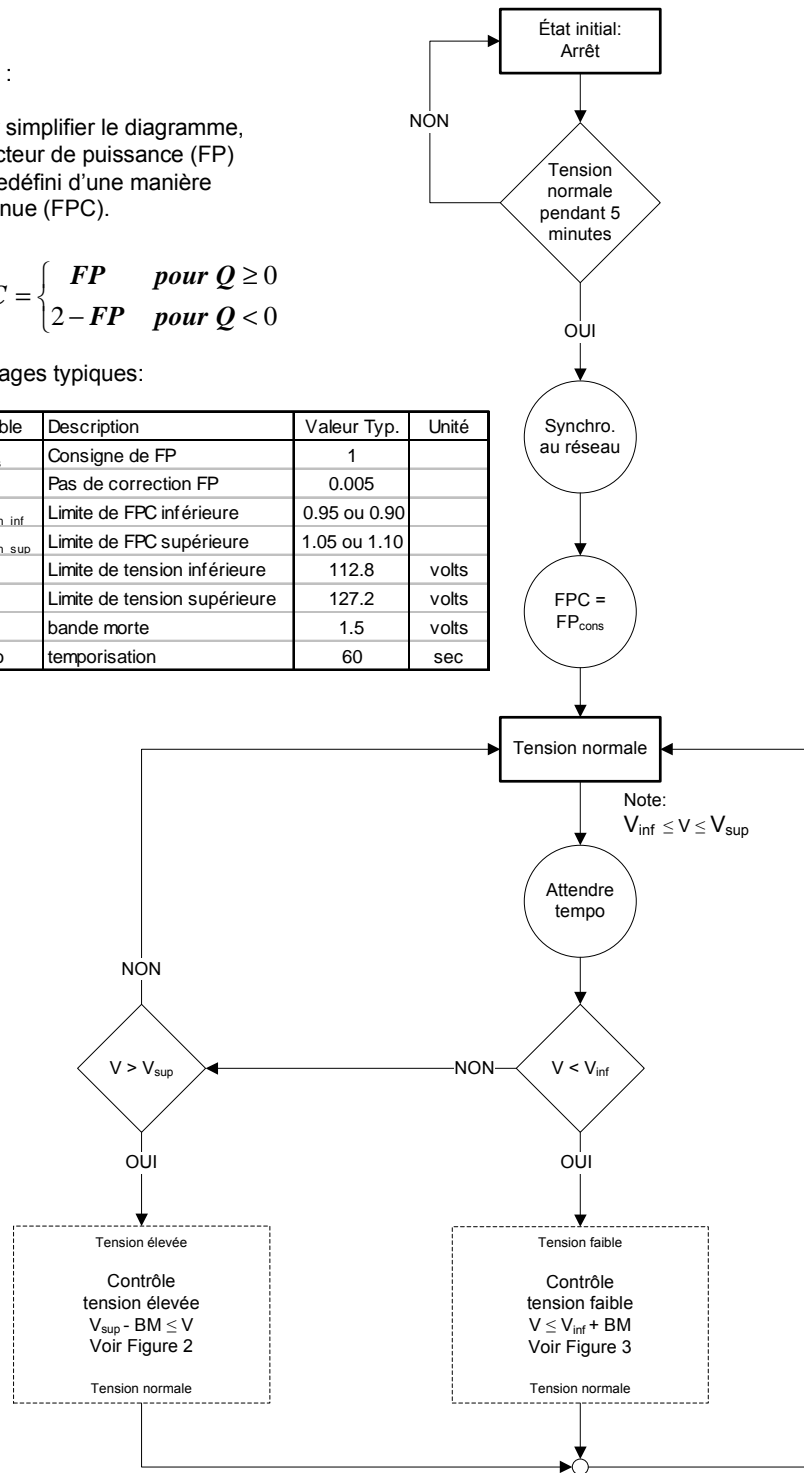
Note :

Pour simplifier le diagramme, le facteur de puissance (FP) est redéfini d'une manière continue (FPC).

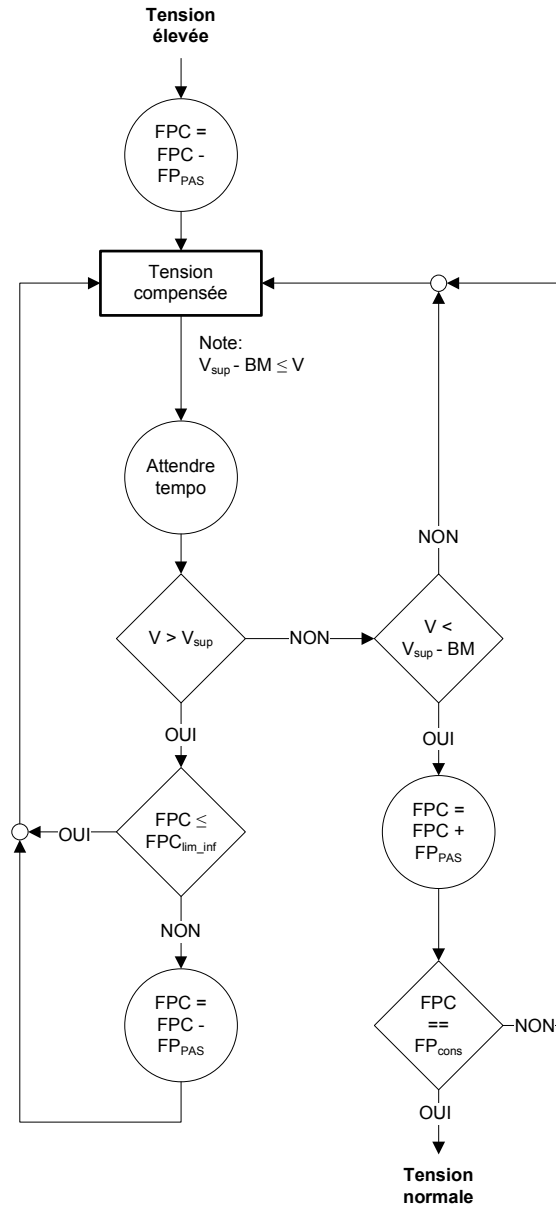
$$FPC = \begin{cases} FP & \text{pour } Q \geq 0 \\ 2 - FP & \text{pour } Q < 0 \end{cases}$$

Réglages typiques:

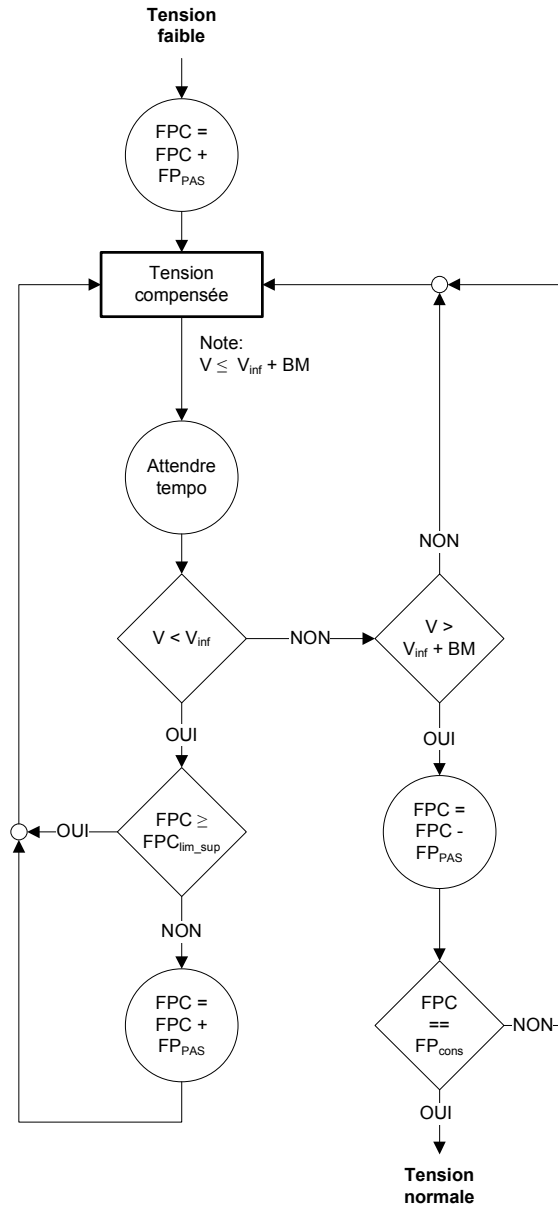
Variable	Description	Valeur Typ.	Unité
FP <sub>cons</sub>	Consigne de FP	1	
FP <sub>PAS</sub>	Pas de correction FP	0.005	
FPC <sub>lim inf</sub>	Limite de FPC inférieure	0.95 ou 0.90	
FPC <sub>lim sup</sub>	Limite de FPC supérieure	1.05 ou 1.10	
V <sub>inf</sub>	Limite de tension inférieure	112.8	volts
V <sub>sup</sub>	Limite de tension supérieure	127.2	volts
BM	bande morte	1.5	volts
tempo	temporisation	60	sec



**Figure 1 – Règles de régulation dynamique de la tension par le facteur de puissance – Diagramme de haut niveau**



**Figure 2 – Règles de régulation dynamique de la tension par le facteur de puissance – Contrôle tension élevée**



**Figure 3 – Règles de régulation dynamique de la tension par le facteur de puissance – Contrôle tension faible**



PAR COURRIEL

Le 28 novembre 2013

XYZ inc.  
a/s Madame/Monsieur  
Titre/fonction  
1234, rue Principale  
Ville, (Québec) Code postal

Hydro-Québec TransÉnergie  
Direction Commercialisation et Affaires  
réglementaires  
Complexe Desjardins, C.P. 10 000  
Tour de l'Est, 19<sup>e</sup> étage  
Montréal, (Québec) H5B 1H7

Tél.: 514 879-\*\*\*\*  
Télec.: 514 879-4685  
C. élec.: \*\*\*\*\*,\*\*\*\*\*@hydro.qc.ca

**Objet : CONVENTION D'ÉTUDE D'INTÉGRATION  
POUR LA CENTRALE \*\*\*\*\***

**PROJET #\*\*\***

Madame, Monsieur,

À la suite de votre demande reçue le \_\_\_\_\_ 201\* pour l'intégration de la centrale mentionnée en titre, Hydro-Québec vous fait parvenir la présente qui constitue la *CONVENTION D'ÉTUDE D'INTÉGRATION*.

L'étude d'intégration a pour objectif d'évaluer la faisabilité de raccorder la centrale (ou le parc éolien) en titre au réseau d'Hydro-Québec et d'en définir la solution de raccordement en y spécifiant les caractéristiques, les ajouts requis au réseau ainsi que les autres exigences techniques. Elle inclut une estimation préliminaire des coûts et de l'échéancier des travaux requis pour procéder au raccordement de cette centrale (ou ce parc éolien).

#### **A) Données d'étude**

L'étude sera réalisée par Hydro-Québec en utilisant les données d'étude que vous nous avez fournies lors de votre demande et qui apparaissent à l'annexe I de la présente.

En l'absence de telles données et sous réserve de votre accord à cet effet, des valeurs typiques seront utilisées. Vous devrez toutefois, le cas échéant, assumer les coûts découlant de tout écart entre ces valeurs typiques et les valeurs obtenues en essai de validation qui impliquerait des ajouts ou modifications non considérés dans la solution optimale de raccordement recommandée dans l'étude.

## **B) Contenu de l'étude<sup>1</sup>**

Aux termes de l'étude, nous vous remettons un rapport contenant les informations suivantes :

- une description sommaire du ou des réseau(x) visé(s) par la demande d'intégration ;
- une description et une analyse économique des scénarios d'intégration si plus d'un scénario est possible ;
- une description de la solution de raccordement retenue incluant entre autres :
  - le point et la tension de raccordement de la centrale (ou du parc éolien) au réseau d'Hydro-Québec ;
  - les additions ou modifications à apporter aux installations de transport ou de distribution d'Hydro-Québec ;
  - le schéma de raccordement de la centrale ;
  - une estimation préliminaire des coûts et du délai pour réaliser les travaux de raccordement ;
- les niveaux de courts-circuits (contribution du réseau de transport ou de distribution) au point de raccordement ;
- une description des autres exigences techniques de raccordement pouvant s'appliquer au projet.

## **C) Coût et délai pour réaliser l'étude**

Le coût pour réaliser cette étude est estimé à \_\_\_\_\_ \$ et le délai pour compléter cette étude est d'environ \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_) semaines à compter de la réception de cette convention dûment signée et d'un chèque au montant de \_\_\_\_\_ dollars et \_\_\_\_\_ cents (\_\_\_\_\_ \$), ce qui correspond à \_\_\_\_\_ \$, plus les taxes applicables (TPS et TVQ).

Des versements additionnels seront exigibles selon l'évolution des dépenses encourues.

## **D) Modalités de facturation et de paiement**

À la fin de l'étude, nous vous ferons parvenir une facture finale pour couvrir tout solde impayé du coût réel de l'étude. La facture est payable dans les trente (30) jours de la date de facturation et portera intérêts après échéance au taux fixé par l'article 28 de la *Loi sur l'administration fiscale* et les articles 1617 et 1619 du Code civil du Québec.

Advenant que le total des sommes versées excède le montant de la facture finale, nous vous rembourserons cet excédent selon les mêmes modalités.

---

<sup>1</sup> Voir l'article 3.2.2 des *Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec* pour en savoir davantage sur le contenu de l'Étude d'intégration ainsi que l'annexe II pour plus de détails sur la nature et la séquence des travaux qui feront l'objet de l'étude.

Advenant toute modification non substantielle<sup>2</sup> à votre demande ou tout retard dans la remise d'informations qui sont requises, ou pour toute raison valable, Hydro-Québec se réserve le droit de demander tout montant additionnel pour poursuivre l'étude et de prolonger le délai de réalisation mentionné ci-dessus.

### **E) Maintien de la priorité de réservation pour le service de transport**

Conformément au document intitulé « *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* » et afin de maintenir votre priorité de réservation pour le service de transport, la présente convention doit être signée et retournée à Hydro-Québec, avec le chèque requis, à l'intérieur d'un délai de (15) quinze jours. Si ce délai n'est pas respecté, votre demande sera alors réputée retirée. Advenant toute réactivation subséquente du dossier de votre part, votre demande sera alors placée à la fin de la liste des priorités de réservation et pourrait faire l'objet d'une réévaluation.

### **Acceptation**

Si vous êtes d'accord avec le contenu de la présente convention, nous vous demandons de signer et de nous retourner l'un des deux originaux de celle-ci.

Veuillez agréer, Madame/Monsieur \_\_\_\_\_, l'assurance de nos sentiments les meilleurs.

Nom  
Délégué commercial

Lue et acceptée à \_\_\_\_\_, ce \_\_ jour de \_\_\_\_\_ 201\_\_

**XYZ inc.**

Nom :

Titre :

Signature : \_\_\_\_\_

<sup>2</sup> Par modification non substantielle, TransÉnergie entend toute modification acceptée par Hydro-Québec Distribution et qui n'est pas susceptible d'affecter le résultat des études d'intégration (ou études d'impact) d'autres projets dont les demandes sont antérieures à la présente, comme le serait notamment une modification touchant la localisation du projet, la puissance maximale à transporter, la tension nominale au point de raccordement et certaines caractéristiques des équipements de production.

## ANNEXE I

### DESCRIPTION SOMMAIRE DES INSTALLATIONS

**A) Adresse des installations :**

La centrale est située dans la(les) municipalité(s) de \_\_\_\_\_, dans la MRC / le territoire non-organisé de \_\_\_\_\_,

Coordonnées : Lat. : \*\*.\*\*\*\*\* Nord  
Long. : \*\*.\*\*\*\*\* Ouest

**B) Date de mise sous tension initiale : JJ- MM -AAAA**

**C) Puissance installée : \*\* MW**

**D) Puissance maximale injectée au point de raccordement : \*\* MW**

**E) Systèmes mécaniques et électriques**

Groupe turbine-alternateur / aérogénérateurs (si éoliennes)

Nombre	: **
Marque	: _____
Modèle	: _____
Puissance nominale	: ** kW
Tension nominale	: **, * kV
Facteur de puissance nominal	: ** %
Type de turbine	: Hydraulique/Thermique/Éolienne
Type d'alternateur	: Synchronique/Asynchronique
Régulateur de vitesse	: Oui/Non
Régulateur de tension	: Modèle et paramètres
Stabilisateur	: Modèle et paramètres

Transformateur aux éoliennes

Nombre	: *
Puissance nominale	: ** MVA
Tension nominale	: **, * kV - *** kV (selon solution HQT)
Impédance	: ** %
Enroulement	: Triangle (**, * kV)/étoile (** kV)
Nombre de prises hors charge	: **
Plage de régulation	: ± * %

Réseau collecteur (parc éolien seulement)

Nombre de circuit	: _____
Tension	: _____
Longueur totale approximative	: _____
Calibre des câbles souterrains	: _____



### Transformateur de raccordement

Nombre	: *
Puissance nominale	: ** MVA
Tension nominale	: **, * kV - *** kV (selon solution HQT)
Impédance	: ** %
Enroulement	: Triangle (**, * kV)/étoile (** kV)
Mise à la terre	: Oui/Non
Nombre de prises	: **
Plage de régulation	: ± * %
Prises sous charge avec régulation automatique	: Oui/Non

### Réactance dans le neutre du transformateur de raccordement

Impédance	: (à valider)
-----------	---------------

### Équipement pour le support réactif (si requis)

Nombre	:
Type	: condensateur/statique/statcom/ synchrone
Puissance nominale	: ___ kvar
Tension nominale	: ___ kV

### Poste de sectionnement (réseau de distribution seulement)

Disjoncteurs principaux	
Nombre	: *
Mise à la terre	: Oui/Non

## ANNEXE II

### SOMMAIRE DU COÛT ET DE L'ÉCHÉANCIER DE L'ÉTUDE

Estimation de la charge de travail													
Intervenants	Travaux	Charge de travail	Coûts ***.00\$/hre	Durée (sem)									
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Planification - Réseau de transport	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Élaboration de scénarios d'intégration</li> <li>• Écoulement de puissance</li> <li>• Comportement dynamique (stabilité)</li> <li>• Niveaux des courts-circuits</li> <li>• Évaluation des capacités thermiques requises</li> <li>• Validation du schéma unifilaire du client</li> <li>• Estimation du coûts et échéancier des travaux</li> </ul>	** Hres	** ****.00 \$										
Étude de Réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exigences techniques des automatismes et protections</li> <li>• Simulations et comportement du réseau</li> <li>• Évaluations de l'impact sur la qualité de l'onde</li> <li>• Compatibilité de l'appareillage</li> </ul>	** Hres	* ****.00 \$										
Télécom	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Étude des besoins</li> <li>• Ajouts requis</li> </ul>	** Hres	****.00 \$										
Planification – Réseau de distribution*	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simulation et comportement du réseau</li> <li>• Niveaux des courts-circuits</li> <li>• Validation du schéma unifilaire du client</li> <li>• Ajout requis (protections et lignes)</li> <li>• Coûts des travaux</li> </ul>	** Hres	****.00 \$										
<b>Total</b>		<b>*** Hres</b>	<b>** ****.00 \$</b>										

**SCHÉMA UNIFILAIRE DU POSTE DE DÉPART**

ANNEXE IV

---

**SCHÉMA DE LOCALISATION DE LA CENTRALE (OU DU PARC ÉOLIEN)**

**A. Introduction**

1. **Title:** Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions
2. **Number:** MOD-026-1
3. **Purpose:** To verify that the generator excitation control system or plant volt/var control function<sup>1</sup> model (including the power system stabilizer model and the impedance compensator model) and the model parameters used in dynamic simulations accurately represent the generator excitation control system or plant volt/var control function behavior when assessing Bulk Electric System (BES) reliability.

4. **Applicability:**

**4.1. Functional Entities:**

- 4.1.1 Generator Owner
- 4.1.2 Transmission Planner

**4.2. Facilities:**

For the purpose of the requirements contained herein, Facilities that are directly connected to the Bulk Electric System (BES) will be collectively referred as an “applicable unit” that meet the following:

- 4.2.1 Generation in the Eastern or Quebec Interconnections with the following characteristics:
  - 4.2.1.1 Individual generating unit greater than 100 MVA (gross nameplate rating).
  - 4.2.1.2 Individual generating plant consisting of multiple generating units that are directly connected at a common BES bus with total generation greater than 100 MVA (gross aggregate nameplate rating).
- 4.2.2 Generation in the Western Interconnection with the following characteristics:
  - 4.2.2.1 Individual generating unit greater than 75 MVA (gross nameplate rating).
  - 4.2.2.2 Individual generating plant consisting of multiple generating units that are directly connected at a common BES bus with total generation greater than 75 MVA (gross aggregate nameplate rating).

---

<sup>1</sup> Excitation control system or plant volt/var control function:

- a. For individual synchronous machines, the generator excitation control system includes the generator, exciter, voltage regulator, impedance compensation and power system stabilizer.
- b. For an aggregate generating plant, the volt/var control system includes the voltage regulator & reactive power control system controlling and coordinating plant voltage and associated reactive capable resources.

## Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions

---

- 4.2.3** Generation in the ERCOT Interconnection with the following characteristics:
- 4.2.3.1** Individual generating unit greater than 50 MVA (gross nameplate rating).
  - 4.2.3.2** Individual generating plant consisting of multiple generating units that are directly connected at a common BES bus with total generation greater than 75 MVA (gross aggregate nameplate rating).
- 4.2.4** For all Interconnections:
- A technically justified<sup>2</sup> unit that meets NERC registry criteria but is not otherwise included in the above Applicability sections 4.2.1, 4.2.2, or 4.2.3 and is requested by the Transmission Planner.

### **5. Effective Date:**

- 5.1.** For Requirements R1, and R3 through R6, the first day of the first calendar quarter beyond the date that this standard is approved by applicable regulatory authorities or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities. In those jurisdictions where regulatory approval is not required, the standard shall become effective on the first day of the first calendar quarter beyond the date this standard is approved by the NERC Board of Trustees, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities.
- 5.2.** For Requirement R2, 30 percent of the entity's applicable unit gross MVA for each Interconnection on the first day of the first calendar quarter that is four years following applicable regulatory approval or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, or in those jurisdictions where no regulatory approval is required, on the first day of the first calendar quarter that is four years following NERC Board of Trustees adoption or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities.
- 5.3.** For Requirement R2, 50 percent of the entity's applicable unit gross MVA for each Interconnection on first day of the first calendar quarter that is six years following applicable regulatory approval or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, or in those jurisdictions where no regulatory approval is required, on the first day of the first calendar quarter that is six years following NERC Board of Trustees adoption or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities.
- 5.4.** For Requirement R2, 100 percent of the entity's applicable unit gross MVA for each Interconnection on the first day of the first calendar quarter that is 10 years

---

<sup>2</sup> Technical justification is achieved by the Transmission Planner demonstrating that the simulated unit or plant response does not match the measured unit or plant response.

## Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions

---

following applicable regulatory approval or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, or in those jurisdictions where no regulatory approval is required, on the first day of the first calendar quarter that is 10 years following NERC Board of Trustees adoption or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities.

### B. Requirements

- R1.** Each Transmission Planner shall provide the following requested information to the Generator Owner within 90 calendar days of receiving a written request : *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Operations Planning]*
- Instructions on how to obtain the list of excitation control system or plant volt/var control function models that are acceptable to the Transmission Planner for use in dynamic simulation,
  - Instructions on how to obtain the dynamic excitation control system or plant volt/var control function model library block diagrams and/or data sheets for models that are acceptable to the Transmission Planner, or
  - Model data for any of the Generator Owner's existing applicable unit specific excitation control system or plant volt/var control function contained in the Transmission Planner's dynamic database from the current (in-use) models, including generator MVA base.
- R2.** Each Generator Owner shall provide for each applicable unit, a verified generator excitation control system or plant volt/var control function model, including documentation and data (as specified in Part 2.1) to its Transmission Planner in accordance with the periodicity specified in MOD-026 Attachment 1. *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Long-term Planning]*
- 2.1.** Each applicable unit's model shall be verified by the Generator Owner using one or more models acceptable to the Transmission Planner. Verification for individual units less than 20 MVA (gross nameplate rating) in a generating plant (per Section 4.2.1.2, 4.2.2.2, or 4.2.3.2) may be performed using either individual unit or aggregate unit model(s), or both. Each verification shall include the following:
- 2.1.1.** Documentation demonstrating the applicable unit's model response matches the recorded response for a voltage excursion from either a staged test or a measured system disturbance,
  - 2.1.2.** Manufacturer, model number (if available), and type of the excitation control system including, but not limited to static, AC brushless, DC rotating, and/or the plant volt/var control function (if installed),
  - 2.1.3.** Model structure and data including, but not limited to reactance, time constants, saturation factors, total rotational inertia, or equivalent data for the generator,

## Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions

---

- 2.1.4. Model structure and data for the excitation control system, including the closed loop voltage regulator if a closed loop voltage regulator is installed or the model structure and data for the plant volt/var control function system,
- 2.1.5. Compensation settings (such as droop, line drop, differential compensation), if used, and
- 2.1.6. Model structure and data for power system stabilizer, if so equipped.

- R3.** Each Generator Owner shall provide a written response to its Transmission Planner within 90 calendar days of receiving one of the following items for an applicable unit:
- Written notification from its Transmission Planner (in accordance with Requirement R6) that the excitation control system or plant volt/var control function model is not usable,
  - Written comments from its Transmission Planner identifying technical concerns with the verification documentation related to the excitation control system or plant volt/var control function model, or
  - Written comments and supporting evidence from its Transmission Planner indicating that the simulated excitation control system or plant volt/var control function model response did not match the recorded response to a transmission system event.

The written response shall contain either the technical basis for maintaining the current model, the model changes, or a plan to perform model verification<sup>3</sup> (in accordance with Requirement R2). [*Violation Risk Factor: Lower*] [*Time Horizon: Operations Planning*]

- R4.** Each Generator Owner shall provide revised model data or plans to perform model verification<sup>4</sup> (in accordance with Requirement R2) for an applicable unit to its Transmission Planner within 180 calendar days of making changes to the excitation control system or plant volt/var control function that alter the equipment response characteristic.<sup>5</sup> [*Violation Risk Factor: Lower*] [*Time Horizon: Operations Planning*]

---

<sup>3</sup> If verification is performed, the 10-year period as outlined in MOD-026 Attachment 1 is reset.

<sup>4</sup> Ibid

<sup>5</sup> Exciter, voltage regulator, plant volt/var or power system stabilizer control replacement including software alterations that alter excitation control system equipment response, plant digital control system addition or replacement, plant digital control system software alterations that alter excitation control system equipment response, plant volt/var function equipment addition or replacement (such as static var systems, capacitor banks, individual unit excitation systems, etc), a change in the voltage control mode (such as going from power factor control to automatic voltage control, etc), exciter, voltage regulator, impedance compensator, or power system stabilizer settings change. Automatic changes in settings that occur due to changes in operating mode do not apply to Requirement R4.



## Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions

---

- R5.** Each Generator Owner shall provide a written response to its Transmission Planner, within 90 calendar days following receipt of a technically justified<sup>6</sup> unit request from the Transmission Planner to perform a model review of a unit or plant that includes one of the following: [*Violation Risk Factor: Lower*] [*Time Horizon: Operations Planning*]
- Details of plans to verify the model (in accordance with Requirement R2), or
  - Corrected model data including the source of revised model data such as discovery of manufacturer test values to replace generic model data or updating of data parameters based on an on-site review of the equipment.
- R6.** Each Transmission Planner shall provide a written response to the Generator Owner within 90 calendar days of receiving the verified excitation control system or plant volt/var control function model information in accordance with Requirement R2 that the model is usable (meets the criteria specified in Parts 6.1 through 6.3) or is not usable.
- 6.1.** The excitation control system or plant volt/var control function model initializes to compute modeling data without error,
- 6.2.** A no-disturbance simulation results in negligible transients, and
- 6.3.** For an otherwise stable simulation, a disturbance simulation results in the excitation control and plant volt/var control function model exhibiting positive damping.

If the model is not usable, the Transmission Planner shall provide a technical description of why the model is not usable. [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Operations Planning*]

### C. Measures

- M1.** The Transmission Planner must have and provide the dated request for instructions or data, the transmitted instructions or data, and dated evidence of a written transmittal (e.g., electronic mail message, postal receipt, or confirmation of facsimile) as evidence that it provided the request within 90 calendar days in accordance with Requirement R1.
- M2.** The Generator Owner must have and provide dated evidence it verified each generator excitation control system or plant volt/var control function model according to Part 2.1 for each applicable unit and a dated transmittal (e.g., electronic mail message, postal receipt, or confirmation of facsimile) as evidence it provided the model, documentation, and data to its Transmission Planner, in accordance with Requirement R2.
- M3.** Evidence for Requirement R3 must include the Generator Owner's dated written response containing the information identified in Requirement R3 and dated evidence

---

<sup>6</sup> Technical justification is achieved by the Transmission Planner demonstrating that the simulated unit or plant response does not match the measured unit or plant response.

## **Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions**

---

of transmittal (e.g., electronic mail message, postal receipt, or confirmation of facsimile) of the response.

- M4.** Evidence for Requirement R4 must include, for each of the Generator Owner's applicable units for which system changes specified in Requirement R4 were made, a dated revised model data or plans to perform a model verification and dated evidence (e.g., electronic mail message, postal receipt, or confirmation of facsimile) it provided the revised model and data or plans within 180 calendar days of making changes.
- M5.** Evidence for Requirement R5 must include the Generator Owner's dated written response containing the information identified in Requirement R5 and dated evidence (e.g., electronic mail message, postal receipt, or confirmation of facsimile) it provided a written response within 90 calendar days following receipt of a technically justified request.
- M6.** Evidence of Requirement R6 must include, for each model received, the dated response indicating the model was usable or not usable according to the criteria specified in Parts 6.1 through 6.3 and for a model that is not usable, a technical description; and dated evidence of transmittal (e.g., electronic mail message, postal receipt, or confirmation of facsimile) that the Generator Owner was notified within 90 calendar days of receipt of model information.

### **D. Compliance**

#### **1. Compliance Monitoring Process**

##### **1.1. Compliance Enforcement Authority**

The Regional Entity shall serve as the Compliance Enforcement Authority unless the applicable entity is owned, operated, or controlled by the Regional Entity. In such cases the ERO or a Regional entity approved by FERC or other applicable governmental authority shall serve as the CEA.

##### **1.2. Data Retention**

The following evidence retention periods identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full time period since the last audit.

The Generator Owner and Transmission Planner shall each keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation:

- The Transmission Planner shall retain the information/data request and provided response evidence of Requirements R1 and R6, Measures M1 and M6 for three calendar years from the date the document was provided.

## **Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions**

---

- The Generator Owner shall retain the latest excitation control system or plant volt/var control function model verification evidence of Requirement R2, Measure M2.
- The Generator Owner shall retain the information/data request and provided response evidence of Requirements R3 through R5, and Measures M3 through M5 for three calendar years from the date the document was provided.

If a Generator Owner or Transmission Planner is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until mitigation is complete or approved or for the time specified above, whichever is longer.

The Compliance Enforcement Authority shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.

### **1.3. Compliance Monitoring and Assessment Processes**

Compliance Audit

Self-Certification

Spot Checking

Compliance Investigation

Self-Reporting

Complaints

### **1.4. Additional Compliance Information**

None

**Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions**

**2. Violation Severity Levels**

R #	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
<b>R1</b>	The Transmission Planner provided the instructions and data to the Generator Owner more than 90 calendar days but less than or equal to 120 calendar days of receiving a written request.	The Transmission Planner provided the instructions and data to the Generator Owner more than 120 calendar days but less than or equal to 150 calendar days of receiving a written request.	The Transmission Planner provided the instructions and data to the Generator Owner more than 150 calendar days but less than or equal to 180 calendar days of receiving a written request.	The Transmission Planner failed to provide the instructions and data to the Generator Owner within 180 calendar days of receiving a written request.
<b>R2</b>	<p>The Generator Owner provided its verified model(s), including documentation and data to its Transmission Planner after the timeframe specified in MOD-026 Attachment 1 but less than or equal to 90 calendar days late;</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner provided the Transmission Planner verified models that omitted one of the six Parts identified in Requirement R2, Parts 2.1.1 through 2.1.6.</p>	<p>The Generator Owner provided its verified model(s), including documentation and data to its Transmission Planner more than 90 calendar days but less than or equal to 180 calendar days late as specified by the periodicity timeframe in MOD-026 Attachment 1.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner provided the Transmission Planner verified models that omitted two of the six Parts identified in Requirement R2, Parts 2.1.1 through 2.1.6.</p>	<p>The Generator Owner provided its verified model(s), including documentation and data to its Transmission Planner more than 180 calendar days but less than or equal to 270 calendar days late as specified by the periodicity timeframe in MOD-026 Attachment 1.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner provided the Transmission Planner verified models that omitted three of the six Parts identified in Requirement R2, Parts 2.1.1 through 2.1.6.</p>	<p>The Generator Owner provided its verified model(s), including documentation and data more than 270 calendar days late to its Transmission Planner in accordance with the periodicity specified in MOD-026 Attachment 1.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner failed to use model(s) acceptable to the Transmission Planner as specified in Requirement R2, Part 2.1.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner provided the Transmission Planner verified model(s) but omitted four or more of the six parts identified in Requirement R2, Subparts 2.1.1 through 2.1.6.</p>

**Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions**

R #	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
<b>R3</b>	The Generator Owner provided a written response more than 90 calendar days but less than or equal to 120 calendar days of receiving written notice.	The Generator Owner provided a written response more than 120 calendar days but less than or equal to 150 calendar days of receiving written notice.	The Generator Owner provided a written response more than 150 calendar days but less than or equal to 180 calendar days of receiving written notice.	The Generator Owner failed to provide a written response within 180 calendar days of receiving written notice.  OR  The Generator Owner's written response failed to contain either the technical basis for maintaining the current model, or a list of future model changes, or a plan to perform another model verification.
<b>R4</b>	The Generator Owner provided revised model data or plans to perform model verification more than 180 calendar days but less than or equal to 210 calendar days of making changes to the excitation control system or plant volt/var control function that altered the equipment response characteristic.	The Generator Owner provided revised model data or plans to perform model verification more than 210 calendar days but less than or equal to 240 calendar days of making changes to the excitation control system or plant volt/var control function that altered the equipment response characteristic.	The Generator Owner provided revised model data or plans to perform model verification more than 240 calendar days but less than or equal to 270 calendar days of making changes to the excitation control system or plant volt/var control function that altered the equipment response characteristic.	The Generator Owner failed to provide revised model data or failed to provide plans to perform model verification within 270 calendar days of making changes to the excitation control system or plant volt/var control function that altered the equipment response characteristic.
<b>R5</b>	The Generator Owner provided a written response more than 90 calendar days but less than or equal to 120 calendar days to the Transmission Planner following receipt of a technically justified request to perform a model review of an applicable unit.	The Generator Owner provided a written response more than 120 calendar days but less than or equal to 150 calendar days to the Transmission Planner following receipt of a technically justified request to perform a model review of an applicable unit.	The Generator Owner provided a written response more than 150 calendar days but less than or equal to 180 calendar days to the Transmission Planner following receipt of a technically justified request to perform a model review of an applicable unit.	The Generator Owner failed to provide a written response to the Transmission Planner within 180 calendar days following receipt of a technically justified request to perform a model review of an applicable unit.  OR  The Generator Owner's written response failed to include one of the sub bullets of Requirement R5.

**Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions**

R #	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
<b>R6</b>	<p>The Transmission Planner provided a written response to the Generator Owner indicating whether the model is usable or not usable; including a technical description if the model is not usable, more than 90 calendar days but less than or equal to 120 calendar days of receiving verified model information.</p>	<p>The Transmission Planner provided a written response to the Generator Owner indicating whether the model is usable or not usable; including a technical description if the model is not usable, more than 120 calendar days but less than or equal to 150 calendar days of receiving the verified model information.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Planner’s written response omitted confirmation for one of the specified model criteria listed in Requirement R6, Parts 6.1 through 6.3.</p>	<p>The Transmission Planner provided a written response to the Generator Owner indicating whether the model is usable or not usable; including a technical description if the model is not usable, more than 150 calendar days but less than or equal to 180 calendar days of receiving the verified model information.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Planner’s written response omitted confirmation for two of the specified model criteria listed in Requirement R6, Parts 6.1 through 6.3.</p>	<p>The Transmission Planner failed to provide a written response to the Generator Owner within 180 calendar days of receiving the verified model information.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Planner’s written response omitted confirmation for all specified model criteria listed in Requirement R6, Parts 6.1 through 6.3.</p>

**Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions**

---

**E. Regional Variances**

None.

**F. Associated Documents**

None.

**Version History**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Action</b>	<b>Change Tracking</b>
1	February 7, 2013	Adopted by NERC Board of Trustees	New

## **G. References**

The following documents contain technical information beyond the scope of this Standard on excitation control system functionality, modeling, and testing.

1. IEEE 421.1 Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines
2. IEEE 421.2 Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems
3. IEEE 421.5 IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies
4. K. Clark, R.A. Walling, N.W. Miller, "Solar Photovoltaic (PV) Plant Models in PSLF," IEEE/PES General Meeting, Detroit, MI, July 2011
5. M. Asmine, J. Brochu, J. Fortmann, R. Gagnon, Y. Kazachkov, C.-E. Langlois, C. Larose, E. Muljadi, J. MacDowell, P. Pourbeik, S. A. Seman, and K. Wiens, "Model Validation for Wind Turbine Generator Models", IEEE Transactions on Power System, Volume 26, Issue 3, August 2011
6. A. Ellis, E. Muljadi, J. Sanchez-Gasca, Y. Kazachkov, "Generic Models for Simulation of Wind Power Plants in Bulk System Planning Studies," IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24-28
7. N.W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, K. Clark, J.M. MacDowell, "Dynamic Modeling of GE Wind Plants for Stability Simulations," IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24-28
8. A. Ellis, Y. Kazachkov, E. Muljadi, P. Pourbeik, J.J. Sanchez-Gasca, Working Group Joint Report – WECC Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation & IEEE Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation, "Description and Technical Specifications for Generic WTG Models – A Status Report," Proc. IEEE PES 2011 Power Systems Conference and Exposition (PSCE), March 2011, Phoenix, AZ
9. K. Clark, N.W. Miller, R.A. Walling, "Modeling of GE Solar Photovoltaic (PV) Plants for Grid Studies," version 1.1, April 2010
10. K. Clark, N.W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies," version 4.5, April 16, 2010, Available from GE Energy
11. R.J. Piwko, N.W. Miller, J.M. MacDowell, "Field Testing & Model Validation of Wind Plants," in Proc. IEEE PES General Meeting, Pittsburg, PA, July 2008
12. N. Miller, K. Clark, J. MacDowell and W. Barton, "Experience with Field and Factory Testing for Model Validation of GE Wind Plants," in Proc. Eur. Wind Energy Conf. Exhib., Brussels, Belgium, March/April 2008
13. IEEE Task Force on Generator Model Validation Testing of the Power System Stability Subcommittee, "Guidelines for Generator Stability Model Validation Testing," IEEE PES General Meeting 2007, paper 07GM1307



**Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions**

---

14. W.W. Price and J. J. Sanchez-Gasca, “Simplified Wind Turbine Generator Aerodynamic Models for Transient Stability Studies,” in PROC IEEE PES 2006 Power Systems Conf. Expo. (PSCE), Atlanta, GA, October 1, 2006, p. 986-992
15. J.J. Sanchez-Gasca, R.J. Piwko, N. W. Miller, W. W. Price, “On the Integration of Wind Power Plants in Large Power Systems,” Proc. X Symposium of Specialists in Electric and Expansion Planning (SEPOPE), Florianopolis, Brazil, May 2006
16. N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, W. W. Price, R. W. Delmerico, “Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 MW Wind Turbine-Generators for Stability Simulations,” Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Toronto, Ontario, July 2003
17. P. Pourbeik, C. Pink and R. Bisbee, “Power Plant Model Validation for Achieving Reliability Standard Requirements Based on Recorded On-Line Disturbance Data”, Proceedings of the IEEE PSCE, March, 2011

**Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions**

<b>MOD-026 Attachment 1</b>		
<b>Excitation Control System or Plant Volt/Var Function Model Verification Periodicity</b>		
<b>Row Number</b>	<b>Verification Condition</b>	<b>Required Action</b>
1	Establishing the initial verification date for an applicable unit.  (Requirement R2)	Transmit the verified model, documentation and data to the Transmission Planner on or before the Effective Date.  Row 4 applies when calculating generation fleet compliance during the 10-year implementation period.  See Section A5 for Effective Dates.
2	Subsequent verification for an applicable unit.  (Requirement R2)	Transmit the verified model, documentation and data to the Transmission Planner on or before the 10-year anniversary of the last transmittal (per Note 1).
3	Initial verification for a new applicable unit or for an existing applicable unit with new excitation control system or plant volt/var control function equipment installed.  (Requirement R2)	Transmit the verified model, documentation and data to the Transmission Planner within 365 calendar days after the commissioning date.

**Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions**

<b>MOD-026 Attachment 1</b> <b>Excitation Control System or Plant Volt/Var Function Model Verification Periodicity</b>		
Row Number	Verification Condition	Required Action
4	Existing applicable unit that is equivalent to another unit(s) at the same physical location. AND Each applicable unit has the same MVA nameplate rating. AND The nameplate rating is $\leq 350$ MVA. AND Each applicable unit has the same components and settings. AND The model for one of these equivalent applicable units has been verified. (Requirement R2)	Document circumstance with a written statement and include with the verified model, documentation and data provided to the Transmission Planner for the verified equivalent unit.  Verify a different equivalent unit during each 10-year verification period.  Applies to Row 1 when calculating generation fleet compliance during the 10-year implementation period.
5	The Generator Owner has submitted a verification plan. (Requirement R3, R4 or R5)	Transmit the verified model, documentation and data to the Transmission Planner within 365 calendar days after the submittal of the verification plan.

**Standard MOD-026-1 — Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions**

<b>MOD-026 Attachment 1</b>		
<b>Excitation Control System or Plant Volt/Var Function Model Verification Periodicity</b>		
<b>Row Number</b>	<b>Verification Condition</b>	<b>Required Action</b>
6	<p>New or existing applicable unit does not include an active closed loop voltage or reactive power control function.</p> <p>(Requirement R2)</p>	<p>Requirement 2 is met with a written statement to that effect transmitted to the Transmission Planner.</p> <p>Perform verification per the periodicity specified in Row 3 for a “New Generating Unit” (or new equipment) only if active closed loop function is established.</p> <p>See Footnote 1 (see Section A.3) for clarification of what constitutes an active closed loop function for both conventional synchronous machines (reference Footnote 1a) and aggregate generating plants (reference Footnote 1b).</p>
7	<p>Existing applicable unit has a current average net capacity factor over the most recent three calendar years, beginning on January 1 and ending on December 31 of 5% or less.</p> <p>(Requirement R2)</p>	<p>Requirement 2 is met with a written statement to that effect transmitted to the Transmission Planner.</p> <p>At the end of this 10-year timeframe, the current average three year net capacity factor (for years 8, 9, and 10) can be examined to determine if the capacity factor exemption can be declared for the next 10-year period. If not eligible for the capacity factor exemption, then model verification must be completed within 365 calendar days of the date the capacity factor exemption expired.</p> <p>For the definition of net capacity factor, refer to Appendix F of the GADS Data Reporting Instructions on the NERC website.</p>

<b>MOD-026 Attachment 1</b> <b>Excitation Control System or Plant Volt/Var Function Model Verification Periodicity</b>		
Row Number	Verification Condition	Required Action
<p><b>NOTES:</b></p> <p><b>NOTE 1:</b> Establishing the recurring 10-year unit verification period start date:                      The start date is the actual date of submittal of a verified model to the Transmission Planner for the most recently performed unit verification.</p> <p><b>NOTE 2:</b> Consideration for early compliance:                      Existing generator excitation control system or plant volt/var control function model verification is sufficient for demonstrating compliance for a 10-year period from the actual transmittal date if either of the following applies:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The Generator Owner has a verified model that is compliant with the applicable regional policies, guidelines or criteria existing at the time of model verification.</li> <li>• The Generator Owner has an existing verified model that is compliant with the requirements of this standard.</li> </ul>		



## A. Introduction

1. **Title:** Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Functions
2. **Number:** MOD-027-1
3. **Purpose:** To verify that the turbine/governor and load control or active power/frequency control<sup>1</sup> model and the model parameters, used in dynamic simulations that assess Bulk Electric System (BES) reliability, accurately represent generator unit real power response to system frequency variations.
4. **Applicability:**
  - 4.1. Functional entities
    - 4.1.1 Generator Owner
    - 4.1.2 Transmission Planner
  - 4.2. Facilities

For the purpose of the requirements contained herein, Facilities that are directly connected to the Bulk Electric System (BES) will be collectively referred to as an “applicable unit” that meet the following:

- 4.2.1 Generation in the Eastern or Quebec Interconnections with the following characteristics:
  - 4.2.1.1 Individual generating unit greater than 100 MVA (gross nameplate rating).
  - 4.2.1.2 Individual generating plant consisting of multiple generating units that are directly connected at a common BES bus with total generation greater than 100 MVA (gross aggregate nameplate rating).
- 4.2.2 Generation in the Western Interconnection with the following characteristics:
  - 4.2.2.1 Individual generating unit greater than 75 MVA (gross nameplate rating).
  - 4.2.2.2 Individual generating plant consisting of multiple generating units that are directly connected at a common BES bus with total generation greater than 75 MVA (gross aggregate nameplate rating).
- 4.2.3 Generation in the ERCOT Interconnection with the following characteristics:

---

<sup>1</sup> Turbine/governor and load control or active power/frequency control:

- a. Turbine/governor and load control applies to conventional synchronous generation.
- b. Active power/frequency control applies to inverter connected generators (often found at variable energy plants).

**4.2.3.1** Individual generating unit greater than 50 MVA (gross nameplate rating).

**4.2.3.2** Individual generating plant consisting of multiple generating units that are directly connected at a common BES bus with total generation greater than 75 MVA (gross aggregate nameplate rating).

**5. Effective Date:**

- 5.1.** For Requirements R1, and R3 through R5, the first day of the first calendar quarter beyond the date that this standard is approved by applicable regulatory authorities or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities. In those jurisdictions where regulatory approval is not required, the standard shall become effective on the first day of the first calendar quarter beyond the date this standard is approved by the NERC Board of Trustees, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities.
- 5.2.** For Requirement R2, 30 percent of the entity's applicable unit gross MVA for each Interconnection on the first day of the first calendar quarter that is four years following applicable regulatory approval or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, or in those jurisdictions where no regulatory approval is required, on the first day of the first calendar quarter that is four years following NERC Board of Trustees adoption or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities.
- 5.3.** For Requirement R2, 50 percent of the entity's applicable unit gross MVA for each Interconnection on first day of the first calendar quarter that is six years following applicable regulatory approval or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, or in those jurisdictions where no regulatory approval is required, on the first day of the first calendar quarter that is six years following NERC Board of Trustees adoption or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities.
- 5.4.** For Requirement R2, 100 percent of the entity's applicable unit gross MVA for each Interconnection on the first day of the first calendar quarter that is 10 years following applicable regulatory approval or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, or in those jurisdictions where no regulatory approval is required, on the first day of the first calendar quarter that is 10 years following NERC Board of Trustees adoption or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities.



## B. Requirements

- R1.** Each Transmission Planner shall provide the following requested information to the Generator Owner within 90 calendar days of receiving a written request: [*Violation Risk Factor: Lower*] [*Time Horizon: Operations Planning*]
- Instructions on how to obtain the list of turbine/governor and load control or active power/frequency control system models that are acceptable to the Transmission Planner for use in dynamic simulation,
  - Instructions on how to obtain the dynamic turbine/governor and load control or active power/frequency control function model library block diagrams and/or data sheets for models that are acceptable to the Transmission Planner, or
  - Model data for any of the Generator Owner's existing applicable unit specific turbine/governor and load control or active power/frequency control system contained in the Transmission Planner's dynamic database from the current (in-use) models.
- R2.** Each Generator Owner shall provide, for each applicable unit, a verified turbine/governor and load control or active power/frequency control model, including documentation and data (as specified in Part 2.1) to its Transmission Planner in accordance with the periodicity specified in MOD-027 Attachment 1. [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Long-term Planning*]
- 2.1.** Each applicable unit's model shall be verified by the Generator Owner using one or more models acceptable to the Transmission Planner. Verification for individual units rated less than 20 MVA (gross nameplate rating) in a generating plant (per Section 4.2.1.2, 4.2.2.2, or 4.2.3.2) may be performed using either individual unit or aggregate unit model(s) or both. Each verification shall include the following:
- 2.1.1.** Documentation comparing the applicable unit's MW model response to the recorded MW response for either:
- A frequency excursion from a system disturbance that meets MOD-027 Attachment 1 Note 1 with the applicable unit on-line,
  - A speed governor reference change with the applicable unit on-line, or
  - A partial load rejection test,<sup>2</sup>
- 2.1.2.** Type of governor and load control or active power control/frequency control<sup>3</sup> equipment,

---

<sup>2</sup> Differences between the control mode tested and the final simulation model must be identified, particularly when analyzing load rejection data. Most controls change gains or have a set point runback which takes effect when the breaker opens. Load or set point controls will also not be in effect once the breaker opens. Some method of accounting for these differences must be presented if the final model is not validated from on-line data under the normal operating conditions under which the model is expected to apply.

<sup>3</sup> Turbine/governor and load control or active power/frequency control:

- 2.1.3. A description of the turbine (e.g. for hydro turbine - Kaplan, Francis, or Pelton; for steam turbine - boiler type, normal fuel type, and turbine type; for gas turbine - the type and manufacturer; for variable energy plant - type and manufacturer),
  - 2.1.4. Model structure and data for turbine/governor and load control or active power/frequency control, and
  - 2.1.5. Representation of the real power response effects of outer loop controls (such as operator set point controls, and load control but excluding AGC control) that would override the governor response (including blocked or nonfunctioning governors or modes of operation that limit Frequency Response), if applicable.
- R3.** Each Generator Owner shall provide a written response to its Transmission Planner within 90 calendar days of receiving one of the following items for an applicable unit.
- Written notification, from its Transmission Planner (in accordance with Requirement R5) that the turbine/governor and load control or active power/frequency control model is not “usable,”
  - Written comments from its Transmission Planner identifying technical concerns with the verification documentation related to the turbine/governor and load control or active power/frequency control model, or
  - Written comments and supporting evidence from its Transmission Planner indicating that the simulated turbine/governor and load control or active power/frequency control response did not approximate the recorded response for three or more transmission system events.

The written response shall contain either the technical basis for maintaining the current model, the model changes, or a plan to perform model verification<sup>4</sup> (in accordance with Requirement R2). [*Violation Risk Factor: Lower*] [*Time Horizon: Operations Planning*]

- R4.** Each Generator Owner shall provide revised model data or plans to perform model verification<sup>5</sup> (in accordance with Requirement R2) for an applicable unit to its Transmission Planner within 180 calendar days of making changes to the turbine/governor and load control or active power/frequency control system that alter the equipment response characteristic<sup>6</sup>. [*Violation Risk Factor: Lower*] [*Time Horizon: Operations Planning*]

- 
- a. Turbine/governor and load control applies to conventional synchronous generation.
  - b. Active power/frequency control applies to inverter connected generators (often found at variable energy plants).

<sup>4</sup> If verification is performed, the 10 year period as outlined in MOD-027 Attachment 1 is reset.

<sup>5</sup> Ibid.

<sup>6</sup> Control replacement or alteration including software alterations or plant digital control system addition or replacement, plant digital control system software alterations that alter droop, and/or dead band, and/or frequency response and/or a change in the frequency control mode (such as going from droop control to constant MW control, etc).

- R5.** Each Transmission Planner shall provide a written response to the Generator Owner within 90 calendar days of receiving the turbine/governor and load control or active power/frequency control system verified model information in accordance with Requirement R2 that the model is usable (meets the criteria specified in Parts 5.1 through 5.3) or is not usable.
- 5.1.** The turbine/governor and load control or active power/frequency control function model initializes to compute modeling data without error,
- 5.2.** A no-disturbance simulation results in negligible transients, and
- 5.3.** For an otherwise stable simulation, a disturbance simulation results in the turbine/governor and load control or active power/frequency control model exhibiting positive damping.

If the model is not usable, the Transmission Planner shall provide a technical description of why the model is not usable. [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Operations Planning*]

### C. Measures

- M1.** The Transmission Planner must have and provide the dated request for instructions or data, the transmitted instruction or data, and dated evidence of a written transmittal (e.g., electronic mail message, postal receipt, or confirmation of facsimile) as evidence that it provided the request within 90 calendar days in accordance with Requirement R1.
- M2.** The Generator Owner must have and provide dated evidence it verified each generator turbine/governor and load control or active power/frequency control model according to Part 2.1 for each applicable unit and a dated transmittal (e.g., electronic mail message, postal receipt, or confirmation of facsimile) as evidence it provided the model, documentation, and data to its Transmission Planner, in accordance with Requirement R2.
- M3.** Evidence for Requirement R3 must include the Generator Owner's dated written response containing the information identified in Requirement R3 and dated evidence of transmittal (e.g., electronic mail message, postal receipt, or confirmation of facsimile) of the response.
- M4.** Evidence for Requirement R4 must include, for each of the Generator Owner's applicable units for which system changes specified in Requirement R4 were made, dated revised model data or dated plans to perform a model verification and dated evidence of transmittal (e.g., electronic mail message, postal receipt, or confirmation of facsimile) within 180 calendar days of making changes.
- M5.** Evidence of Requirement R5 must include, for each model received, the dated response indicating the model was usable or not usable according to the criteria specified in Parts 5.1 through 5.3 and for a model that is not useable, a technical description is the model is not usable, and dated evidence of transmittal (e.g., electronic mail messages, postal receipts, or confirmation of facsimile) that the Generator Owner was notified within 90 calendar days of receipt of model information in accordance with Requirement R5.

## **D. Compliance**

### **1. Compliance Monitoring Process**

#### **1.1. Compliance Enforcement Authority**

The Regional Entity shall serve as the Compliance Enforcement Authority unless the applicable entity is owned, operated, or controlled by the Regional Entity. In such cases the ERO or a Regional entity approved by FERC or other applicable governmental authority shall serve as the CEA.

#### **1.2. Data Retention**

The following evidence retention periods identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full time period since the last audit.

The Generator Owner and Transmission Planner shall each keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation:

- The Transmission Planner shall retain the information/data request and provided response evidence of Requirements R1 and R5, Measures M1 and M5 for 3 calendar years from the date the document was provided.
- The Generator Owner shall retain the latest turbine/governor and load control or active power/frequency control system model verification evidence of Requirement R2, Measure M2.
- The Generator Owner shall retain the information/data request and provided response evidence of Requirements R3, and R4 Measures M3 and M4 for 3 calendar years from the date the document was provided.

If a Generator Owner or Transmission Planner is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until mitigation is complete and approved or for the time specified above, whichever is longer.

The Compliance Enforcement Authority shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.

#### **1.3. Compliance Monitoring and Assessment Processes**

Compliance Audit

Self-Certification

Spot Checking

Compliance Investigation

Self-Reporting

Complaint

**1.4. Additional Compliance Information**

None

**2. Violation Severity Levels**

R #	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
<b>R1</b>	The Transmission Planner provided the instructions and data to the Generator Owner more than 90 calendar days but less than or equal to 120 calendar days of receiving a written request.	The Transmission Planner provided the instructions and data to the Generator Owner more than 120 calendar days but less than or equal to 150 calendar days of receiving a written request.	The Transmission Planner provided the instructions and data to the Generator Owner more than 150 calendar days but less than or equal to 180 calendar days of receiving a written request.	The Transmission Planner failed to provide the instructions and data to the Generator Owner within 180 calendar days of receiving a written request.
<b>R2</b>	<p>The Generator Owner provided its verified model(s) to its Transmission Planner after the periodicity timeframe specified in MOD-027 Attachment 1 but less than or equal to 90 calendar days late;</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner provided the Transmission Planner a verified model that omitted one of the five Parts identified in Requirement R2, Subparts 2.1.1, through 2.1.5.</p>	<p>The Generator Owner provided its verified model(s) to its Transmission Planner more than 90 calendar days but less than or equal to 180 calendar days late as specified by the periodicity timeframe in MOD-027 Attachment 1;</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner provided the Transmission Planner a verified model that omitted two of the five Parts identified in Requirement R2, Subparts 2.1.1, through 2.1.5.</p>	<p>The Generator Owner provided its verified model(s) to its Transmission Planner more than 180 calendar days but less than or equal to 270 calendar days late as specified by the periodicity timeframe in MOD-027 Attachment 1;</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner provided the Transmission Planner verified models that omitted three of the five Parts identified in Requirement R2, Subparts 2.1.1, through 2.1.5.</p>	<p>The Generator Owner provided its verified model(s) more than 270 calendar days late to its Transmission Planner in accordance with the periodicity specified in MOD-027 Attachment 1;</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner failed to use model(s) acceptable to the Transmission Planner as specified in Requirement R2, Part 2.1;</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner provided the Transmission Planner verified model(s) that omitted four or more of the five Parts identified in Requirement R2, Subparts 2.1.1, through 2.1.5.</p>

Standard MOD-027-1 — Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Functions

R #	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
<b>R3</b>	The Generator Owner provided a written response more than 90 calendar days but less than or equal to 120 calendar days of receiving written notice.	The Generator Owner provided a written response more than 120 calendar days but less than or equal to 150 calendar days of receiving written notice.	The Generator Owner provided a written response more than 150 calendar days but less than or equal to 180 calendar days of receiving written notice.	The Generator Owner failed to provide a written response within 180 calendar days of receiving written notice;  OR  The Generator Owner's written response failed to contain either the technical basis for maintaining the current model, or a list of future model changes, or a plan to perform another model verification.
<b>R4</b>	The Generator Owner provided revised model data or plans to perform model verification more than 180 calendar days but less than or equal to 210 calendar days of making changes to the turbine/governor and load control or active power/frequency control system that alter the equipment response characteristic.	The Generator Owner provided revised model data or plans to perform model verification more than 210 calendar days but less than or equal to 240 calendar days of making changes to the turbine/governor and load control or active power/frequency control system that alter the equipment response characteristic.	The Generator Owner provided revised model data or plans to perform model verification more than 240 calendar days but less than or equal to 270 calendar days of making changes to the turbine/governor and load control or active power/frequency control system that alter the equipment response characteristic.	The Generator Owner failed to provide revised model data or failed to provide plans to perform model verification within 270 calendar days of making changes to the turbine/governor and load control or active power/frequency control system that altered the equipment response characteristic.

Standard MOD-027-1 — Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Functions

R #	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
<b>R5</b>	<p>The Transmission Planner provided a written response to the Generator Owner indicating whether the model is usable or not usable, including a technical description if the model is not usable, more than 90 calendar days but less than or equal to 120 calendar days of receiving verified model information;</p>	<p>The Transmission Planner provided a written response to the Generator Owner indicating whether the model is usable or not usable, including a technical description if the model is not usable, more than 120 calendar days but less than or equal to 150 calendar days of receiving the verified model information;</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Planner’s written response omitted confirmation for one of the specified model criteria listed in Requirement R5, Parts 5.1 through 5.3.</p>	<p>The Transmission Planner provided a written response to the Generator Owner indicating whether the model is usable or not usable, including a technical description if the model is not usable, more than 150 calendar days but less than or equal to 180 calendar days of receiving the verified model information;</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Planner’s written response omitted confirmation for two of the specified model criteria listed in Requirement R5, Parts 5.1 through 5.3.</p>	<p>The Transmission Planner failed to provide a written response to the Generator Owner within 180 calendar days of receiving the verified model information;</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Planner provided a written response without including confirmation of all specified model criteria listed in Requirement R5, Parts 5.1 through 5.3.</p>



**E. Regional Variances**

None.

**F. Associated Documents**

None.

**Version History**

Version	Date	Action	Change Tracking
1	February 7, 2013	Adopted by NERC Board of Trustees	New

**G. References**

The following documents contain technical information beyond the scope of this Standard on turbine/governor and load control or active power/frequency control system functionality, modeling, and testing.

- 1) IEEE Task Force on Generator Model Validation Testing of the Power System Stability Subcommittee, "Guidelines for Generator Stability Model Validation Testing," IEEE PES General Meeting 2007, paper 07GM1307
- 2) L. Pereira "New Thermal Governor Model Development: Its Impact on Operation and Planning Studies on the Western Interconnection" IEEE POWER AND ENERGY MAGAZINE, MAY/JUNE 2005
- 3) D.M. Cabbell, S. Rueckert, B.A. Tuck, and M.C. Willis, "The New Thermal Governor Model Used in Operating and Planning Studies in WECC," in Proc. IEEE PES General Meeting, Denver, CO, 2004
- 4) S. Patterson, "Importance of Hydro Generation Response Resulting from the New Thermal Modeling-and Required Hydro Modeling Improvements," in Proc. IEEE PES General Meeting, Denver, CO, 2004
- 5) L. Pereira, D. Kosterev, D. Davies, and S. Patterson, "New Thermal Governor Model Selection and Validation in the WECC," IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 1, pp. 517-523, February 2004
- 6) L. Pereira, J. Undrill, D. Kosterev, D. Davies, and S. Patterson, "A New Thermal Governor Modeling Approach in the WECC," IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 2, pp. 819-829, May 2003
- 7) P. Pourbeik, C. Pink and R. Bisbee, "Power Plant Model Validation for Achieving Reliability Standard Requirements Based on Recorded On-Line Disturbance Data", Proceedings of the IEEE PSCE, March, 2011

<b>MOD-027 Attachment 1</b>		
<b>Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Model Periodicity</b>		
<b>Row Number</b>	<b>Verification Condition</b>	<b>Required Action</b>
1	Establishing the initial verification date for an applicable unit. (Requirement R2)	Transmit the verified model, documentation and data to the Transmission Planner on or before the Effective Date.  Row 5 applies when calculating generation fleet compliance during the 10year implementation period.  See Section A5 for Effective Dates.
2	Subsequent verification for an applicable unit. (Requirement R2)	Transmit the verified model, documentation and data to the Transmission Planner on or before the 10-year anniversary of the last transmittal (per Note 2).
3	Applicable unit is not subjected to a frequency excursion per Note 1 by the date otherwise required to meet the dates per Rows 1, 2, 4, or 6.  (This row is only applicable if a frequency excursion from a system disturbance that meets Note 1 is selected for the verification method and the ability to record the applicable unit’s real power response to a frequency excursion is installed and expected to be available).  (Requirement R2)	Requirement 2 is met with a written statement to that effect transmitted to the Transmission Planner. Transmit the verified model, documentation and data to the Transmission Planner on or before 365 calendar days after a frequency excursion per Note 1 occurs and the recording equipment captures the applicable unit’s real power response as expected.
4	Initial verification for a new applicable unit or for an existing applicable unit with new turbine/governor and load control or active power/frequency control equipment installed.  (Requirement R2)	Transmit the verified model, documentation and data to the Transmission Planner within 365 calendar days after the commissioning date.

<b>MOD-027 Attachment 1</b>		
<b>Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Model Periodicity</b>		
<b>Row Number</b>	<b>Verification Condition</b>	<b>Required Action</b>
5	<p>Existing applicable unit that is equivalent to another applicable unit(s) at the same physical location;</p> <p>AND</p> <p>Each applicable unit has the same MVA nameplate rating;</p> <p>AND</p> <p>The nameplate rating is <math>\leq 350</math> MVA;</p> <p>AND</p> <p>Each applicable unit has the same components and settings;</p> <p>AND</p> <p>The model for one of these equivalent applicable units has been verified.</p> <p>(Requirement R2)</p>	<p>Document circumstance with a written statement and include with the verified model, documentation and data provided to the Transmission Planner for the verified equivalent unit.</p> <p>Verify a different equivalent unit during each 10-year verification period.</p> <p>Applies to Row 1 when calculating generation fleet compliance during the 10-year implementation period.</p>
6	<p>The Generator Owner has submitted a verification plan.</p> <p>(Requirement R3 or R4)</p>	<p>Transmit the verified model, documentation and data to the Transmission Planner within 365 calendar days after the submittal of the verification plan.</p>

<b>MOD-027 Attachment 1</b>		
<b>Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Model Periodicity</b>		
<b>Row Number</b>	<b>Verification Condition</b>	<b>Required Action</b>
7	<p>Applicable unit is not responsive to both over and under frequency excursion events (The applicable unit does not operate in a frequency control mode, except during normal start up and shut down, that would result in a turbine/governor and load control or active power/frequency control mode response.);</p> <p>OR</p> <p>Applicable unit either does not have an installed frequency control system or has a disabled frequency control system.</p> <p>(Requirement R2)</p>	<p>Requirement 2 is met with a written statement to that effect transmitted to the Transmission Planner.</p> <p>Perform verification per the periodicity specified in Row 4 for a “New Generating Unit” (or new equipment) only if responsive control mode operation for connected operations is established.</p>
8	<p>Existing applicable unit has a current average net capacity factor over the most recent three calendar years, beginning on January 1 and ending on December 31 of 5% or less.</p> <p>(Requirement R2)</p>	<p>Requirement 2 is met with a written statement to that effect transmitted to the Transmission Planner.</p> <p>At the end of this 10 calendar year timeframe, the current average three year net capacity factor (for years 8, 9, and 10) can be examined to determine if the capacity factor exemption can be declared for the next 10 calendar year period. If not eligible for the capacity factor exemption, then model verification must be completed within 365 calendar days of the date the capacity factor exemption expired.</p> <p>For the definition of net capacity factor, refer to Appendix F of the GADS Data Reporting Instructions on the NERC website.</p>

<b>MOD-027 Attachment 1</b>		
<b>Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Model Periodicity</b>		
<b>Row Number</b>	<b>Verification Condition</b>	<b>Required Action</b>
<p><b>NOTES:</b></p> <p><b>NOTE 1:</b> Unit model verification frequency excursion criteria:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\geq 0.05</math> hertz deviation (nadir point) from scheduled frequency for the Eastern Interconnection with the applicable unit operating in a frequency responsive mode</li> <li>• <math>\geq 0.10</math> hertz deviation (nadir point) from scheduled frequency for the ERCOT and Western Interconnections with the applicable unit operating in a frequency responsive mode</li> <li>• <math>\geq 0.15</math> hertz deviation (nadir point) from scheduled frequency for the Quebec Interconnection with the applicable unit operating in a frequency responsive mode</li> </ul> <p><b>NOTE 2:</b> Establishing the recurring ten year unit verification period start date:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The start date is the actual date of submittal of a verified model to the Transmission Planner for the most recently performed unit verification.</li> </ul> <p><b>NOTE 3:</b> Consideration for early compliance:</p> <p>Existing turbine/governor and load control or active power/frequency control model verification is sufficient for demonstrating compliance for a 10 year period from the actual transmittal date if either of the following applies:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The Generator Owner has a verified model that is compliant with the applicable regional policies, guidelines or criteria existing at the time of model verification</li> <li>• The Generator Owner has an existing verified model that is compliant with the requirements of this standard</li> </ul>		



**A. Introduction**

- 1. Title:** Verification of Generator Gross and Net Real Power Capability
- 2. Number:** MOD-024-1
- 3. Purpose:** To ensure accurate information on generator gross and net Real Power capability is available for steady-state models used to assess Bulk Electric System reliability.
- 4. Applicability**
  - 4.1.** Regional Reliability Organization.
  - 4.2.** Generation Owner.
- 5. Effective Dates:**

Requirement 1 and Requirement 2 — April 1, 2006.  
Requirement 3 — January 1, 2007.

**B. Requirements**

- R1.** The Regional Reliability Organization shall establish and maintain procedures to address verification of generator gross and net Real Power capability. These procedures shall include the following:
  - R1.1.** Generating unit exemption criteria including documentation of those units that are exempt from a portion or all of these procedures.
  - R1.2.** Criteria for reporting generating unit auxiliary loads.
  - R1.3.** Acceptable methods for model and data verification, including any applicable conditions under which the data should be verified. Such methods can include use of manufacturer data, commissioning data, performance tracking, and testing, etc.
  - R1.4.** Periodicity and schedule of model and data verification and reporting.
  - R1.5.** Information to be verified and reported:
    - R1.5.1.** Seasonal gross and net Real Power generating capabilities.
    - R1.5.2.** Real power requirements of auxiliary loads.
    - R1.5.3.** Method of verification, including date and conditions.
- R2.** The Regional Reliability Organization shall provide its generator gross and net Real Power capability verification and reporting procedures, and any changes to those procedures, to the Generator Owners, Generator Operators, Transmission Operators, Planning Authorities, and Transmission Planners affected by the procedure within 30 calendar days of the approval.
- R3.** The Generator Owner shall follow its Regional Reliability Organization's procedures for verifying and reporting its gross and net Real Power generating capability per R1.

**C. Measures**

- M1.** The Regional Reliability Organization shall have available for inspection the procedures for the verification and reporting of generator gross and net Real Power capability in accordance with R1.
- M2.** The Regional Reliability Organization shall have evidence that its procedures, and any revisions to those procedures, for verification and reporting of generator gross and net Real Power capability were provided to affected Generator Owners, Generator Operators,

Transmission Operators, Planning Authorities, and Transmission Planners within 30 calendar days of approval.

- M3.** The Generator Owner shall have evidence it provided verified information of its generator gross and net Real Power capability, consistent with that Regional Reliability Organization's procedures.

**D. Compliance**

**1. Compliance Monitoring Process**

**1.1. Compliance Monitoring Responsibility**

For Regional Reliability Organization: NERC

For Generator Owner: Regional Reliability Organization.

**1.2. Compliance Monitoring Period and Reset Time Frame**

One calendar year.

**1.3. Data Retention**

The Regional Reliability Organization shall retain both the current and previous versions of the procedures.

The Generator Owner shall retain information from the most current and prior verification.

The Compliance Monitor shall retain any audit data for three years.

**1.4. Additional Compliance Information**

The Regional Reliability Organization and Generator Owner shall each demonstrate compliance through self-certification or audit (periodic, as part of targeted monitoring or initiated by complaint or event), as determined by the Compliance Monitor.

**2. Levels of Non-Compliance for Regional Reliability Organization:**

- 2.1. Level 1:** There shall be a level one non-compliance if either of the following conditions is present:

**2.1.1** Procedures did not meet one of the following requirements: R1.1, R1.2, R1.4

**2.1.2** No evidence that procedures were distributed as required in R2.

- 2.2. Level 2:** There shall be a level two non-compliance if **both** of the following conditions are present:

**2.2.1** Procedures did not meet two of the following requirements: R1.1, R1.2, R1.4

**2.2.2** No evidence that procedures were distributed as required in R2.

- 2.3. Level 3:** Procedures did not meet R1.3.

- 2.4. Level 4:** Procedures did not meet either R1.5.1, R1.5.2 or R1.5.3



**3. Levels of Non-Compliance for Generator Owner:**

- 3.1. Level 1:** Complete, verified generator data were provided for 98% or more but less than 100% of a generator owner's units as required by the regional procedures.
- 3.2. Level 2:** Complete, verified generator data were provided for than 96% or more, but less than 98% of a generator owner's units as required by the regional procedures.
- 3.3. Level 3:** Complete, verified generator data were provided for 94% or more, but less than 96% of a generator owner's units as required by the regional procedures.
- 3.4. Level 4:** Complete, verified generator data were provided for less than 94% of a generator owner's units as required by the regional procedures.

**E. Regional Differences**

None identified.

**Version History**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Action</b>	<b>Change Tracking</b>
Version 1	12/01/05	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Changed tabs in footer.</li> <li>2. Removed comma after 2004 in "Development Steps Completed," #1.</li> <li>3. Changed incorrect use of certain hyphens (-) to "en dash" (–) and "em dash (—)."</li> <li>4. Added "periods" to items where appropriate.</li> <li>5. Changed apostrophes to "smart" symbols.</li> <li>6. Changed "Timeframe" to "Time Frame" in item D, 1.2.</li> <li>7. Lower cased all instances of "regional" in section D.3.</li> <li>8. Removed the word "less" after 94% in section 3.4. Level 4.</li> </ol>	01/20/06



## Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability

---

### A. Introduction

1. **Title:** Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability
2. **Number:** MOD-025-2
3. **Purpose:** To ensure that accurate information on generator gross and net Real and Reactive Power capability and synchronous condenser Reactive Power capability is available for planning models used to assess Bulk Electric System (BES) reliability.

4. **Applicability:**

- 4.1. Functional entities

- 4.1.1 Generator Owner

- 4.1.2 Transmission Owner that owns synchronous condenser(s)

- 4.2. Facilities:

For the purpose of this standard, the term, “applicable Facility” shall mean any one of the following:

- 4.2.1 Individual generating unit greater than 20 MVA (gross nameplate rating) directly connected to the Bulk Electric System.

- 4.2.2 Synchronous condenser greater than 20 MVA (gross nameplate rating) directly connected to the Bulk Electric System.

- 4.2.3 Generating plant/Facility greater than 75 MVA (gross aggregate nameplate rating) directly connected to the Bulk Electric System.

5. **Effective Date:**

- 5.1. In those jurisdictions where regulatory approval is required<sup>1</sup>:

- 5.1.1 By the first day of the first calendar quarter, two calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 40 percent of its applicable Facilities.

- 5.1.2 By the first day of the first calendar quarter, three calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 60 percent of its applicable Facilities.

- 5.1.3 By the first day of the first calendar quarter, four calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to

---

<sup>1</sup> Wind Farm Verification - If an entity has two wind sites, and verification of one site is complete, the entity is 50% complete regardless of the number of turbines at each site. A wind site is a group of wind turbines connected at a common point of interconnection or utilizing a common aggregate control system.

## **Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

---

the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 80 percent of its applicable Facilities.

**5.1.4** By the first day of the first calendar quarter, five calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified 100 percent of its applicable Facilities.

**5.2.** In those jurisdictions where regulatory approval is not required<sup>2</sup>:

**5.2.1** By the first day of the first calendar quarter, two calendar years following Board of Trustees approval, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 40 percent of its applicable Facilities.

**5.2.2** By the first day of the first calendar quarter, three calendar years following Board of Trustees approval, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 60 percent of its applicable Facilities.

**5.2.3** By the first day of the first calendar quarter, four calendar years following Board of Trustees approval, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 80 percent of its applicable Facilities.

**5.2.4** By the first day of the first calendar quarter, five calendar years following Board of Trustees approval, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified 100 percent of its applicable Facilities.

Note: The verification percentage above is based on the number of applicable units owned.

---

<sup>2</sup> Wind farm verification - If an entity has two wind sites, and verification of one site is complete, the entity is 50% complete regardless of the number of turbines at each site. A wind site is a group of wind turbines connected at a common point of interconnection or utilizing a common aggregate control system.

## **Requirements**

- R1.** Each Generator Owner shall provide its Transmission Planner with verification of the Real Power capability of its applicable Facilities as follows: *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Long-term Planning]*
- 1.1.** Verify the Real Power capability of its generating units in accordance with Attachment 1.
  - 1.2.** Submit a completed Attachment 2 (or a form containing the same information as identified in Attachment 2) to its Transmission Planner within 90 calendar days of either (i) the date the data is recorded for a staged test; or (ii) the date the data is selected for verification using historical operational data.
- R2.** Each Generator Owner shall provide its Transmission Planner with verification of the Reactive Power capability of its applicable Facilities as follows: *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Long-term Planning]*
- 2.1.** Verify, in accordance with Attachment 1, (i) the Reactive Power capability of its generating units and (ii) the Reactive Power capability of its synchronous condenser units.
  - 2.2.** Submit a completed Attachment 2 (or a form containing the same information as identified in Attachment 2) to its Transmission Planner within 90 calendar days of either (i) the date the data is recorded for a staged test; or (ii) the date the data is selected for verification using historical operational data.
- R3.** Each Transmission Owner shall provide its Transmission Planner with verification of the Reactive Power capability of its applicable Facilities as follows: *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Long-term Planning]*
- 3.1.** Verify, in accordance with Attachment 1, the Reactive Power capability of its synchronous condenser units.
  - 3.2.** Submit a completed Attachment 2 (or a form containing the same information as identified in Attachment 2) to its Transmission Planner within 90 calendar days of either (i) the date the data is recorded for a staged test; or (ii) the date the data is selected for verification using historical operational data.

## **B. Measures**

- M1.** Each Generator Owner will have evidence that it performed the verification, such as a completed Attachment 2 or the Generator Owner form with the same information or dated information collected and used to complete attachments, and will have evidence that it submitted the information within 90 days to its Transmission Planner; such as dated electronic mail messages or mail receipts in accordance with Requirement R1.
- M2.** Each Generator Owner will have evidence that it performed the verification, such as a completed Attachment 2 or the Generator Owner form with the same information, or dated information collected and used to complete attachments and will have evidence that it submitted the information within 90 days to its Transmission Planner; such as dated electronic mail messages or mail receipts in accordance with Requirement R2.

## **Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

---

- M3.** Each Transmission Owner will have evidence that it performed the verification, such as a completed Attachment 2 or the Transmission Owner form with equivalent information or dated information collected and used to complete attachments, and will have evidence that it submitted the information within 90 days to its Transmission Planner; such as dated electronic mail messages or mail receipts in accordance with Requirement R3.

### **C. Compliance**

#### **1. Compliance Monitoring Process**

##### **1.1. Compliance Enforcement Authority**

The Regional Entity shall serve as the Compliance enforcement authority unless the applicable entity is owned, operated, or controlled by the Regional Entity. In such cases the ERO or a Regional entity approved by FERC or other applicable governmental authority shall serve as the CEA.

##### **1.2. Evidence Retention**

The following evidence retention periods identify a period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention specified below is shorter than the time since the last compliance audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full time period since the last audit.

The Generator Owner and Transmission Owner shall each keep the data or evidence to show compliance as identified below, unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation:

- The Generator Owner shall retain the latest MOD-025 Attachment 2 and the data behind Attachment 2 or Generator Owner form with equivalent information and submittal evidence for Requirements R1 and R2, Measures M1 and M2 for the time period since the last compliance audit.
- The Transmission Owner shall retain the latest MOD-025 Attachment 2 and the data behind Attachment 2 or Transmission Owner form with equivalent information and submittal evidence for Requirement R3, Measure M3 for the time period since the last compliance audit.

If a Generator Owner or Transmission Owner is found noncompliant, it shall keep information related to the noncompliance until mitigation is complete or for the time specified above, whichever is longer.

The Compliance Enforcement Authority shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.

**1.3. Compliance Monitoring and Assessment Processes**

Compliance Audit

Self-Certification

Spot Checking

Compliance Investigation

Self-Reporting

Complaint

**1.4. Additional Compliance Information**

None

**Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

**2. Violation Severity Levels**

R #	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1	<p>The Generator Owner verified and recorded the Real Power capability of its applicable generating unit, but submitted the data to its Transmission Planner more than 90 calendar days, but within 120 calendar days, of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner verified the Real Power capability, per Attachment 1 and submitted the data but was missing 1 to less than or equal to 33 percent of the data.</p>	<p>The Generator Owner verified and recorded the Real Power capability of its applicable generating unit, but submitted the data to its Transmission Planner more than 120 calendar days, but within 150 calendar days, of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner verified the Real Power capability, per Attachment 1 and submitted the data but was missing more than 33 to 66 percent of the data.</p>	<p>The Generator Owner verified and recorded the Real Power capability of its applicable generating unit, but submitted the data to its Transmission Planner more than 150 calendar days, but within 180 calendar days, of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner verified the Real Power capability, per Attachment 1 and submitted the data but was missing from 67 to 99 percent of the data.</p> <p>OR</p>	<p>The Generator Owner verified and recorded the Real Power capability of its applicable generating unit, but submitted the data to its Transmission Planner more than 180 calendar days of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner failed to verify the Real Power capability, per Attachment 1 of an applicable generating unit.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Real Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item</p>



**Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

	<p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Real Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 66 calendar months but less than or equal to 69 months.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Real Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 12 calendar months but less than or equal to 13 calendar months.</p>	<p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Real Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 69 calendar months but less than or equal to 72 months.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Real Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 13 calendar months but less than or equal to 14 calendar months.</p>	<p>The Generator Owner performed the Real Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 72 calendar months but less than or equal to 75 months.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Real Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 14 calendar months but less than or equal to 15 calendar months.</p>	<p>1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 75 calendar months.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Real Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 15 calendar months.</p>
R2	The Generator Owner verified and recorded the	The Generator Owner verified and recorded the	The Generator Owner verified and recorded the Reactive	The Generator Owner verified and recorded the Reactive Power

**Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

<p>Reactive Power capability of its applicable generating unit or applicable synchronous condenser, but submitted the data to its Transmission Planner more than 90 calendar days, but within 120 calendar days, of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner verified the Reactive Power capability, per Attachment 1 and submitted the data but was missing 1 to up to and including 33 percent of the data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Reactive Power verification per</p>	<p>Reactive Power capability of its applicable generating unit or applicable synchronous condenser, but submitted the data to its Transmission Planner more than 120 calendar days, but within 150 calendar days, of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner verified the Reactive Power capability, per Attachment 1 and submitted the data but was missing 34 to 66 percent of the data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2</p>	<p>Power capability of its applicable generating unit or applicable synchronous condenser, but submitted the data to its Transmission Planner more than 150 calendar days, but within 180 calendar days, of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner verified the Reactive Power capability, per Attachment 1 and submitted the data but was missing 67 to 99 percent of the data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 72</p>	<p>capability of its applicable generating unit or applicable synchronous condenser, but submitted the data to its Transmission Planner more than 180 calendar days of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner failed to verify the Reactive Power capability, per Attachment 1 of an applicable generating unit or synchronous condenser unit.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 75 calendar months.</p> <p>OR</p>
---	--	---	--

**Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

	<p>Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 66 calendar months but less than or equal to 69 months.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 12 calendar months but less than or equal to 13 calendar months.</p>	<p>(5 year requirement) but did so in more than 69 calendar months but less than or equal to 72 months.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 13 calendar months but less than or equal to 14 calendar months.</p>	<p>calendar months but less than or equal to 75 months.</p> <p>OR</p> <p>The Generator Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 14 calendar months but less than or equal to 15 calendar months.</p>	<p>The Generator Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 15 calendar months.</p>
R3	<p>The Transmission Owner verified and recorded the Reactive Power capability of its applicable synchronous condenser, but submitted the data to its Transmission Planner more</p>	<p>The Transmission Owner verified and recorded the Reactive Power capability of its applicable synchronous condenser, but submitted the data to its Transmission Planner more than 120</p>	<p>The Transmission Owner verified and recorded the Reactive Power capability of an applicable synchronous condenser unit, but submitted the data to its Transmission Planner more than 150</p>	<p>The Transmission Owner verified and recorded the Reactive Power capability of its applicable synchronous condenser, but submitted the data to its Transmission Planner more than 180 calendar days of the date the data is</p>

**Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

<p>than 90 calendar days, but within 120 calendar days, of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner verified the Reactive Power capability, per Attachment 1 and submitted the data but was missing 1 to up to and including 33 percent of the data.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 66 calendar months but less</p>	<p>calendar days, but within 150 calendar days, of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner verified the Reactive Power capability, per Attachment 1 and submitted the data but was missing 34 to 66 percent of the data.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 69 calendar months but less than or equal to 72 months.</p>	<p>calendar days, but within 180 calendar days, of the date the data is recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner verified the Reactive Power capability, per Attachment 1 and submitted the data but was missing 67 to 99 percent of the data.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 72 calendar months but less than or equal to 75 months.</p>	<p>recorded for a staged test or the date the data is selected for verification using historical operational data.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner failed to verify the Reactive Power capability, per Attachment 1 of an applicable synchronous condenser unit.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner performed the verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1 or item 2 (5 year requirement) but did so in more than 75 calendar months.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 15calendar months.</p>
--	---	---	---

**Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

---

	<p>than or equal to 69 months.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 12 calendar months but less than or equal to 13 calendar months.</p>	<p>OR</p> <p>The Transmission Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 13 calendar months but less than or equal to 14 calendar months.</p>	<p>OR</p> <p>The Transmission Owner performed the Reactive Power verification per Attachment 1, “Periodicity for conducting a new verification” item 1, 2 or 3 (12 calendar month requirement) but did so in more than 14 calendar months but less than or equal to 15 calendar months.</p>	
--	--	---	---	--

**Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

---

**D. Regional Variances**

None

**E. Associated Documents**

**Version History**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Action</b>	<b>Change Tracking</b>
1	12/1/2005	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Changed tabs in footer.</li> <li>2. Removed comma after 2004 in “Development Steps Completed,” #1.</li> <li>3. Changed incorrect use of certain hyphens (-) to “en dash” (–) and “em dash (—).”</li> <li>4. Added “periods” to items where appropriate.</li> <li>5. Changed apostrophes to “smart” symbols.</li> <li>6. Changed “Timeframe” to “Time Frame” in item D, 1.2.</li> <li>7. Lower cased all instances of “regional” in section D.3.</li> <li>8. Removed the word “less” after 94% in section 3.4. Level 4.</li> </ol>	01/20/06
2	February 7, 2013	Adopted by NERC Board of Trustees	Revised per SAR for Project 2007-09 and combined with MOD-024-1

**MOD-025 Attachment 1 – Verification of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

**Periodicity for conducting a new verification:**

The periodicity for performing Real and Reactive Power capability verification is as follows:

1. For staged verification; verify each applicable Facility at least every five years (with no more than 66 calendar months between verifications), or within 12 calendar months of the discovery of a change that affects its Real Power or Reactive Power capability by more than 10 percent of the last reported verified capability and is expected to last more than six months. The first verification for each applicable Facility under this standard must be a staged test.
2. For verification using operational data; verify each applicable Facility at least every five years (with no more than 66 calendar months between verifications), or within 12 calendar months following the discovery that its Real Power or Reactive Power capability has changed by more than 10 percent of the last reported verified capability and is expected to last more than six months. If data for different points is recorded on different days, designate the earliest of those dates as the verification date, and report that date as the verification date on MOD-025, Attachment 2 for periodicity purposes.
3. For either verification method, verify each new applicable Facility within 12 calendar months of its commercial operation date. Existing units that have been in long term shut down and have not been tested for more than five years shall be verified within 12 calendar months.

It is intended that Real Power testing be performed at the same time as full load Reactive Power testing, however separate testing is allowed for this standard. For synchronous condensers, perform only the Reactive Power capability verifications as specified below.

If the Reactive Power capability is verified through test, it is to be scheduled at a time advantageous for the unit being verified to demonstrate its Reactive Power capabilities while the Transmission Operator takes measures to maintain the plant's system bus voltage at the scheduled value or within acceptable tolerance of the scheduled value.

**Verification specifications for applicable Facilities:**

1. For generating units of 20 MVA or less that are part of a plant greater than 75 MVA in aggregate, record data either on an individual unit basis or as a group. Perform verification individually for every generating unit or synchronous condenser greater than 20 MVA (gross nameplate rating).
2. Verify with all auxiliary equipment needed for expected normal operation in service for both the Real Power and Reactive Power capability verification. Perform verification with the automatic voltage regulator in service for the Reactive Power capability

## **Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

---

verification. Operational data from within the two years prior to the verification date is acceptable for the verification of either the Real Power or the Reactive Power capability, as long as a) that operational data meets the criteria in 2.1 through 2.4 below and b) the operational data demonstrates at least 90 percent of a previously staged test that demonstrated at least 50 percent of the Reactive capability shown on the associated thermal capability curve (D-curve). If the previously staged test was unduly restricted (so that it did not demonstrate at least 50 percent of the associated thermal capability curve) by unusual generation or equipment limitations (e.g., capacitor or reactor banks out of service), then the next verification will be by another staged test, not operational data:

- 2.1.** Verify Real Power capability and Reactive Power capability over-excited (lagging) of all applicable Facilities at the applicable Facilities' normal (not emergency) expected maximum Real Power output at the time of the verifications.
  - 2.1.1** Verify synchronous generating unit's maximum real power and lagging reactive power for a minimum of one hour.
  - 2.1.2** Verify variable generating units, such as wind, solar, and run of river hydro, at the maximum Real Power output the variable resource can provide at the time of the verification. Perform verification of Reactive Power capability of wind turbines and photovoltaic inverters with at least 90 percent of the wind turbines or photovoltaic inverters at a site on-line. If verification of wind turbines or photovoltaic inverter Facility cannot be accomplished meeting the 90 percent threshold, document the reasons the threshold was not met and test to the full capability at the time of the test. Reschedule the test of the facility within six months of being able to reach the 90 percent threshold. Maintain, as steady as practical, Real and Reactive Power output during verifications.
- 2.2.** Verify Reactive Power capability of all applicable Facilities, other than wind and photovoltaic, for maximum overexcited (lagging) and under-excited (leading) reactive capability for the following conditions:
  - 2.2.1** At the minimum Real Power output at which they are normally expected to operate collect maximum leading and lagging reactive values as soon as a limit is reached.
  - 2.2.2** At maximum Real Power output collect maximum leading reactive values as soon as a limit is reached.
  - 2.2.3** Nuclear Units are not required to perform Reactive Power verification at minimum Real Power output.
- 2.3.** For hydrogen-cooled generators, perform the verification at normal operating hydrogen pressure.
- 2.4.** Calculate the Generator Step-Up (GSU) transformer losses if the verification measurements are taken from the high side of the GSU transformer. GSU



## **Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

---

transformer real and reactive losses may be estimated, based on the GSU impedance, if necessary.

3. Record the following data for the verifications specified above:
  - 3.1. The value of the gross Real and Reactive Power generating capabilities at the end of the verification period.
  - 3.2. The voltage schedule provided by the Transmission Operator, if applicable.
  - 3.3. The voltage at the high and low side of the GSU and/or system interconnection transformer(s) at the end of the verification period. If only one of these values is metered, the other may be calculated.
  - 3.4. The ambient conditions, if applicable, at the end of the verification period that the Generator Owner requires to perform corrections to Real Power for different ambient conditions such as:
    - Ambient air temperature
    - Relative humidity
    - Cooling water temperature
    - Other data as determined to be applicable by the Generator Owner to perform corrections for ambient conditions.
  - 3.5. The date and time of the verification period, including start and end time in hours and minutes.
  - 3.6. The existing GSU and/or system interconnection transformer(s) voltage ratio and tap setting.
  - 3.7. The GSU transformer losses (real or reactive) if the verification measurements were taken from the high side of the GSU transformer.
  - 3.8. Whether the test data is a result of a staged test or if it is operational data.
4. Develop a simplified key one-line diagram (refer to MOD-025, Attachment 2) showing sources of auxiliary Real and Reactive Power and associated system connections for each unit verified. Include GSU and/or system Interconnection and auxiliary transformers. Show Reactive Power flows, with directional arrows.
  - 4.1. If metering does not exist to measure specific Reactive auxiliary load(s), provide an engineering estimate and associated calculations. Transformer Real and Reactive Power losses will also be estimates or calculations. Only output data are required when using a computer program to calculate losses or loads.
5. If an adjustment is requested by the Transmission Planner, then develop the relationships between test conditions and generator output so that the amount of Real Power that can be expected to be delivered from a generator can be determined at different conditions, such as peak summer conditions. Adjust MW values tested to the ambient conditions specified by the Transmission Planner upon request and submit them to the Transmission Planner within 90 days of the request or the date the data was recorded/selected whichever is later.

## **Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

---

- Note 1: Under some transmission system conditions, the data points obtained by the Mvar verification required by the standard will not duplicate the manufacturer supplied thermal capability curve (D-curve). However, the verification required by the standard, even when conducted under these transmission system conditions, may uncover applicable Facility limitations; such as rotor thermal instability, improper tap settings or voltage ratios, inaccurate AVR operation, etc., which could be further analyzed for resolution. The Mvar limit level(s) achieved during a staged test or from operational data may not be representative of the unit's reactive capability for extreme system conditions. See Note 2.
- Note 2: While not required by the standard, it is desirable to perform engineering analyses to determine expected applicable Facility capabilities under less restrictive system voltages than those encountered during the verification. Even though this analysis will not verify the complete thermal capability curve (D-curve), it provides a reasonable estimate of applicable Facility capability that the Transmission Planner can use for modeling.
- Note 3: The Reactive Power verification is intended to define the limits of the unit's Reactive Power capabilities. If a unit has no leading capability, then it should be reported with no leading capability; or the minimum lagging capability at which it can operate.
- Note 4: Synchronous Condensers only need to be tested at two points (one over-excited point and one under-excited point) since they have no Real Power output.

# Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability

## MOD-025 Attachment 2

### One-line Diagram, Table, and Summary for Verification Information Reporting

**Note:** If the configuration of the applicable Facility does not lend itself to the use of the diagram, tables, or summaries for reporting the required information, changes may be made to this form, provided that all required information (identified in MOD-025, Attachment 1) is reported.

**Company:**

**Reported By (name):**

**Plant:**

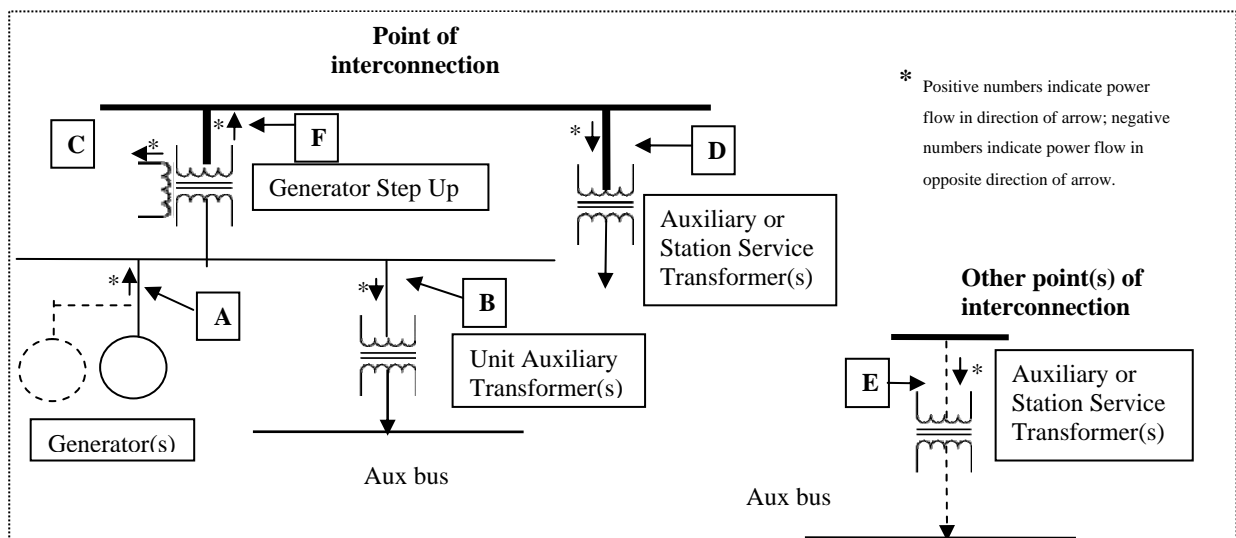
**Unit No.:**

**Date of Report:**

Check all that apply:

- Over-excited Full Load Reactive Power Verification
- Under-excited Full Load Reactive Power Verification
- Over-excited Minimum Load Reactive Power Verification
- Under-excited Minimum Load Reactive Power Verification
- Real Power Verification
- Staged Test Data
- Operational Data

Simplified one-line diagram showing plant auxiliary Load connections and verification data:



**Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

<b>Point</b>	<b>Voltage</b>	<b>Real Power</b>	<b>Reactive Power</b>	<b>Comment</b>
<b>A</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	Sum multiple generators that are verified together or are part of the same unit. Report individual unit values separately whenever the verification measurements were taken at the individual unit. Individual values are required for units or synchronous condensers > 20 MVA.
Identify calculated values, if any:				
<b>B</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	Sum multiple unit auxiliary transformers.
Identify calculated values, if any:				
<b>C</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	Sum multiple tertiary Loads, if any.
Identify calculated values, if any:				
<b>D</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	Sum multiple auxiliary and station service transformers.
Identify calculated values, if any:				
<b>E</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	If multiple points of Interconnection, describe these for accurate modeling; report points individually (sum multiple auxiliary transformers).
<b>F</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	Net unit capability
Identify calculated values, if any:				

**Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

**MOD-025 -Attachment 2 (continued)**

**Verification Data**

Provide data by unit or Facility, as appropriate

<b>Data Type</b>	<b>Data Recorded</b>	<b>Last Verification (Previous Data; will be blank for the initial verification)</b>
Gross Reactive Power Capability (*Mvar)		
Aux Reactive Power (*Mvar)		
Net Reactive Power Capability (*Mvar) equals Gross Reactive Power Capability (*Mvar) minus Aux Reactive Power connected at the same bus (*Mvar) minus tertiary Reactive Power connected at the same bus(*Mvar)		
Gross Real Power Capability (*MW)		
Aux Real Power (*MW)		
Net Real Power Capability (*MW) equals Gross Real Power Capability (*MW) minus Aux Real Power connected at the same bus (*MW) minus tertiary Real Power connected at the same bus(*MW)		
* Note: Enter values at the end of the verification period.		
GSU losses (only required if verification measurements are taken on the high side of the GSU - Mvar)		

**Summary of Verification**

- Date of Verification \_\_\_\_\_, Verification Start Time \_\_\_\_\_, Verification End Time \_\_\_\_\_
- Scheduled Voltage \_\_\_\_\_
- Transformer Voltage Ratio: GSU \_\_\_\_\_, Unit Aux \_\_\_\_\_, Station Aux \_\_\_\_\_, Other Aux \_\_\_\_\_
- Transformer Tap Setting: GSU \_\_\_\_\_, Unit Aux \_\_\_\_\_, Station Aux \_\_\_\_\_, Other Aux \_\_\_\_\_
- Ambient conditions at the end of the verification period:
  - Air temperature: \_\_\_\_\_
  - Humidity: \_\_\_\_\_
  - Cooling water temperature: \_\_\_\_\_
  - Other data as applicable: \_\_\_\_\_

**Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability**

---

- Generator hydrogen pressure at time of test (if applicable) \_\_\_\_\_

Date that data shown in last verification column in table above was taken \_\_\_\_\_

Remarks :

Note: If the verification value did not reach the thermal capability curve (D-curve), describe the reason.



NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL, INC.  
1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

**NPCC**  
**Regional Reliability Reference Directory # 9**  
**Verification of Generator**  
**Gross and Net Real Power Capability**

Task Force on Coordination of Operations Revision Review Record:
<b>December 22, 2008</b>
<b>December 28, 2011</b>

Adopted by the Members of the Northeast Power Coordinating Council, Inc., this December 22, 2008 based on recommendation by the Reliability Coordinating Committee, in accordance with Section VIII of the NPCC Amended and Restated Bylaws dated July 24, 2007 as amended to date.

### Version History

Version	Date	Action	Change Tracking (New, Errata or Revisions)
0	12/22/2008		New
1	07/07/2009	Included FAC-008 in Section 3.0	Errata
2	12/28/2011	Phase 2 format	Revisions



## Table of Contents

Version History .....	2
Table of Contents .....	3
Terms Defined in the Directory .....	4
A. Introduction .....	4
1. Title: Verification of Generator Gross and Net Real Power Capability .....	4
2. Directory #: 9 .....	4
3. Objective: .....	4
4. Effective Date: December 22, 2008 .....	4
5. Background: .....	4
6. Applicability: .....	4
B. NERC ERO Reliability Standard Requirements .....	5
C. NPCC Regional Reliability Standard Requirements .....	5
D. NPCC “Full Member” More Stringent Criteria Requirements .....	5
1. Requirements .....	5
1.1 Developing the List of Generators or Generation Facilities to be verified .....	5
1.2 Establishing the Generator Real Power Capability Verification Program .....	6
1.3 Implementing the Generator Real Power Capability Verification Program .....	6
1.4 Verification Criteria for Generator and Generation Facility Real Power Capability ...	7
1.5 Exemption of Generators or Generation Facilities from Verification Testing .....	9
E. Compliance .....	10
1. Compliance Monitoring Process .....	10
2. Data Retention .....	10
Responsible Entities shall keep evidence of compliance for a minimum of three years. A Responsible Entity found non-compliant shall keep information related to the non- compliance until found compliant. ....	10
Appendix A- Basic Flow Chart for Verification of Generator Gross and Net Real Power Capability .....	12

## Terms Defined in the Directory

There are no new terms defined in this Revision. The definitions of terms found in this Directory appearing in bold typeface, can be found in the NPCC *Glossary of Terms*.

### A. Introduction

1. **Title:** Verification of Generator Gross and Net Real Power Capability
2. **Directory #:** 9
3. **Objective:**

This Directory presents the minimum criteria requirements for verifying the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** of generators or generating facilities.

Compliance to the criteria requirements set forth in this Directory by each applicable entity assures accuracy of information used in the steady-state models to assess the reliability of the NPCC bulk power system.

This Directory has been developed to ensure that the requirements specified in NERC Standard MOD-024-1, "Verification of Generator Gross and Net Real Power Capability" are met by NPCC and its applicable members responsible for meeting the NERC Reliability Standards.

4. **Effective Date:** 12/22/2008
5. **Background:**

This Directory was developed from the draft NPCC A-13 Verification of Generator Gross and Net Real Power Capability Criteria document whose technical content was approved by the Reliability Coordinating Committee on March 5, 2008 for conversion into a Directory. Version 0 of the Directory became effective on December 22, 2008.
6. **Applicability:**
  - 6.1 Functional Entities (Responsible Entities)
    - Generator Owners
    - Transmission Operators (in whose area the generator or generation facility resides)

B. NERC ERO Reliability Standard Requirements

The NERC ERO Reliability Standards containing requirements that are associated with this Directory include, but may not be limited to:

- [MOD-024-1](#) - Verification of Generator Gross and Net Real Power Capability
- [TOP-002-2](#) - Normal Operations Planning
- [FAC-008-1](#) - Facility Ratings Methodology
- [FAC-009-1](#) - Establish and Communicate Facility Ratings

C. NPCC Regional Reliability Standard Requirements

None.

D. NPCC “Full Member” More Stringent Criteria Requirements

1. Requirements

1.1 Developing the List of Generators or Generation Facilities to be verified

R1. The Transmission Operator shall develop and maintain documentation of those generators or generation facilities that must verify the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** for the summer and winter capability seasons. The documentation maintained by the Transmission Operator shall include the following:

R1.1 All generators or generation facilities **Declared Gross Real Power Capability** and **Declared Net Real Power Capability**.

R1.2 All generators or generation facilities **Verified Gross Real Power Capability** and **Verified Net Real Power Capability**, verification date and method of verification.

R1.3 Discrepancies between a Generator Owner’s declared and verified **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability**, the reason for such discrepancies and the Generator Owner’s plan to address the discrepancies.

R1.4 Generator Owner supplied **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** testing, manufacturer data, performance tracking or operating historical data, certification documentation, as specified by the Transmission Operator.

- R1.5. All generators or generation facilities exempted from the verification requirements and the basis for their exemption (see Section 1.5).
- 1.2 Establishing the Generator Real Power Capability Verification Program
- R2. The Transmission Operator shall establish and document a program to periodically verify the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** of all generators and generation facilities that are subject to periodic seasonal **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** verification.
- R3. The Transmission Operator shall provide any changes to its verification process to the Generator Owners within 30 calendar days of issue.
- R4. The Transmission Operator shall establish and document requirements for a Generator Owner to notify the Transmission Operator within a specified time period when its generator or generation facility cannot achieve the **Declared Gross Real Power Capability** or **Declared Net Real Power Capability** because of equipment issues.
- R5. The Transmission Operator shall establish and document a time frame for the Generator Owner to address equipment issues that result in a generator or generation facility not achieving the **Declared Gross Real Power Capability** or **Declared Net Real Power Capability**.
- R6. The Transmission Operator shall establish and document the ambient conditions that correspond to the summer and winter capability seasons for which the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** are verified.
- R7. The Transmission Operator shall establish and document those intermittent or small generating units whose capability may be represented by verification results of a single generating unit.
- 1.3 Implementing the Generator Real Power Capability Verification Program
- R8. The Transmission Operator shall request Generator Owners to verify the seasonal **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** of their generators or generation facilities that are subject to periodic seasonal **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** verification every three (3) years or more frequently as required by the Transmission Operator. The two (2) capability seasons are defined as summer and winter as specified by the Transmission Operator.

- R9. If a Transmission Operator determines that only one seasonal generating capability value is required for NPCC Bulk Power System reliability analysis, then periodic verification will be required only for that particular season.
- R10. If a Transmission Operator determines that the difference between the **Declared Gross Real Power** and **Declared Net Real Power Capability** of a generator or generation facility is insignificant for NPCC Bulk Power System reliability analysis, then periodic verification will be required for only one numerical value.
- R11. The Generator Owner shall provide generator or generation facility **Declared Gross Real Power Capability** and **Declared Net Real Power Capability** to the Transmission Operator.
- R12. The Generator Owner shall provide evidence, upon request, to the Transmission Operator that the generator or generation facility **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** have been verified.
- R13. The Generator Owner shall report to the Transmission Operator any discrepancies between declared and verified **Gross Real Power Capability** or **Net Real Power Capability** within a time frame specified by the Transmission Operator and develop and implement a plan to resolve the discrepancies.
- R14. The Generator Owner shall determine and report to the Transmission Operator the generator or generation facility real power seasonal auxiliary loads (including common station loads).
- 1.4 Verification Criteria for Generator and Generation Facility Real Power Capability
- R15. The Generator Owner shall comply with Transmission Operator requests for periodic verification of **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** of their generators or generation facilities.
- R16. The Generator Owner shall verify the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** of thermal generators on the basis of operation for no less than one hour.
- R16.1. The verification of thermal generator's capability shall include any of the following:
- Testing,

- Use of operating historical data,
- Commissioning data (for new generators only),
- Performance tracking data acquired during the same seasonal capability period.

R17. The Generator Owner shall verify the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** of internal combustion generators and gas turbine generators. The verification shall correspond to operation for no less than one hour under the ambient conditions established in R6 for which the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** are being claimed.

R17.1. The verification of internal combustion and gas turbine generators capability shall include any of the following:

- Testing,
- Use of operating historical data,
- Commissioning data (for new generators only),
- Performance tracking data acquired during the same seasonal capability period.

R18. The Generator Owner shall verify the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** of hydro generators either on a generation facility or on an individual generator basis. The **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** shall be determined on the basis of the availability of sufficient water at an adequate head to provide the output for no less than one hour.

R18.1. The verification of hydro generator's capability shall include any of the following:

- Testing,
- Use of operating historical data,
- Commissioning data (for new generators only),
- Performance tracking data acquired during the same seasonal capability period.

R19. The Generator Owner shall verify the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** of combined cycle generators on a generation facility, individual generator or on a generator stage basis for no less than one hour under the ambient conditions established by the Transmission Operator in R6 for which the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** are being claimed.

R19.1 The verification of a combined cycle generator's capability shall include any of the following:

- Testing,

- Use of operating historical data,
  - Commissioning data (for new generators only),
  - Performance tracking data acquired during the same seasonal capability period.
- R20. The Generator Owner shall verify the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** of intermittent power resources (wind, solar, tidal geo-thermal, etc.) using any of the following:
- Manufacturer's data,
  - Performance tracking,
  - Operating historical data
- R21. The Generator Owner shall verify the **Gross Real Power Capability** and **Net Real Power Capability** of multiple generator facilities when limited by common elements based on the real power capability of the facility and not the sum of the capabilities of the individual generators.
- R22. The Generator Owner shall identify any equipment or other factor that will limit the capability of the generator or generation facility to meet its **Declared Gross Real Power Capability** or **Declared Net Real Power Capability**.
- 1.5 Exemption of Generators or Generation Facilities from Verification Testing
- R23. The Generator Owner shall notify the Transmission Operator and request an exemption if it cannot conduct seasonal capability testing of a generator or generation facility for any of the reasons listed below.
- Adverse impact on transmission system reliability
  - Potential damage to transmission system or generator equipment
  - Environment conditions
  - Governmental regulatory or operating license limitations
  - An extended outage to the generator or generation facility
- R24. The Transmission Operator shall, within 30 calendar days of receiving notification from a Generator Owner that it is requesting an exemption because it cannot perform verification for the required seasonal period, notify the Generator Owner whether its generator will be exempted from the seasonal capability testing. Where the exemption is approved, the Transmission Operator shall coordinate with the Generator Owner to reschedule the verification for the next seasonal verification period.

R25. The Generator Owner for a generator or generation facility exempted from seasonal capability testing shall submit the following to the Transmission Operator:

- For existing generators, generator operation records, manufacturer data, or performance tracking for the previous applicable seasonal verification period for this generator or generation facility.
- Engineering analysis in conjunction with performance tracking data to justify any difference between a generators or generation facilities declared capability and previous applicable seasonal performance tracking data.
- For new generators only, commissioning data.

## E. Compliance

### 1. Compliance Monitoring Process

Compliance with the requirements set forth in this Directory will be in accordance with the NPCC Criteria Compliance and Enforcement Program (CCEP).

Measures and corresponding Levels of Non Compliance for these requirements are contained within the compliance template associated with this Directory.

### 2. Data Retention

Responsible Entities shall keep evidence of compliance for a minimum of three years. A Responsible Entity found non-compliant shall keep information related to the non-compliance until found compliant.



Prepared by: Task Force on Coordination of Operation

Review and Approval: Revision to any portion of this Directory will be posted by the lead Task Force in the NPCC Open Process for a 45 day review and comment period. Upon satisfactorily addressing all the comments in this forum, the Directory document will be sent to the remaining Task Forces for their recommendation to seek RCC approval.

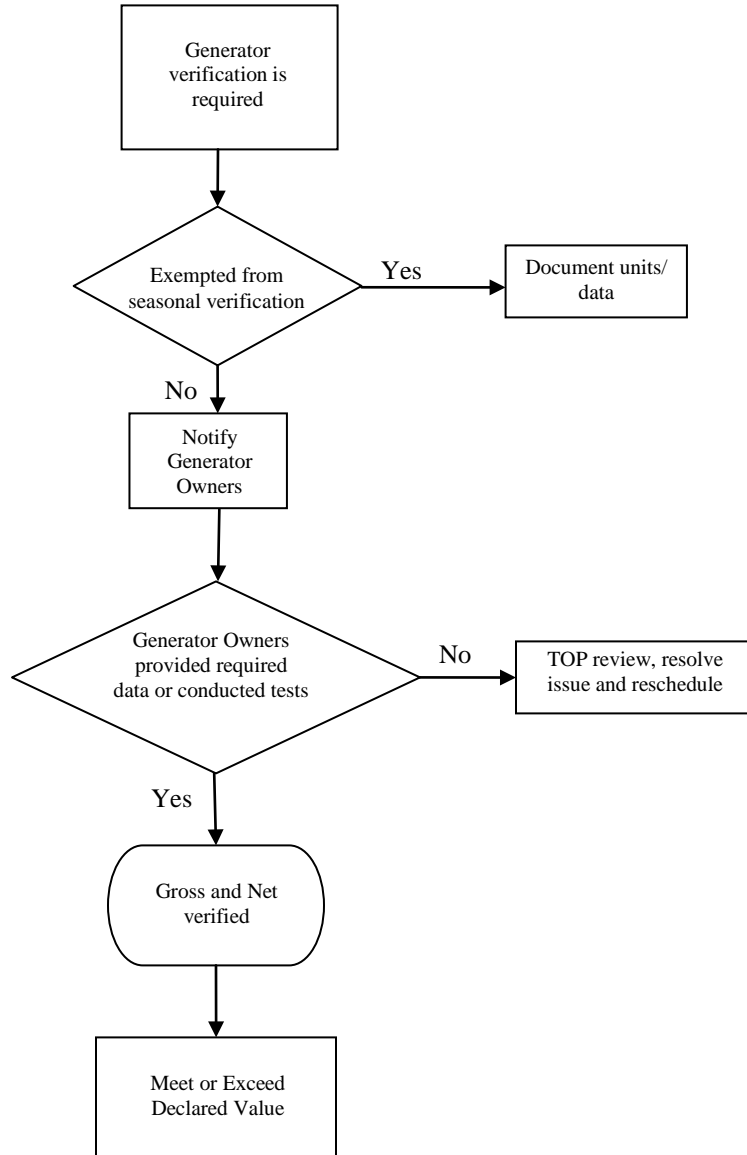
Upon approval of the RCC, this Directory will be sent to the Full Member Representatives for their final approval if sections pertaining to the Requirements and Criteria portion have been revised. All voting and approvals will be conducted according to the most current "NPCC. Bylaws" in effect at the time the ballots are cast.

Revisions pertaining to the Appendices or any other portion of the document such as links, glossary terms, etc., only RCC Members will need to conduct the final approval ballot of the document.

This Directory will be updated at least once every three years and as often as necessary to keep it current and consistent with NERC, Regional Reliability Standards and other NPCC documents.

References: NPCC Glossary of Terms

### Appendix A- Basic Flow Chart for Verification of Generator Gross and Net Real Power Capability





NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL, INC.  
1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

**NPCC**  
**Regional Reliability Reference Directory # 10**  
**Verification of Generator**  
**Gross and Net Reactive Power Capability**

Task Force on Coordination of Operations Revision Review Record:
<b>December 22, 2008</b>
<b>December 28, 2011</b>

Adopted by the Members of the Northeast Power Coordinating Council, Inc. this December 22, 2008 based on recommendation by the Reliability Coordinating Committee, in accordance with Section VIII of the NPCC Amended and Restated Bylaws dated July 24, 2007 as amended to date.

**This document, when downloaded or printed, becomes UNCONTROLLED. Users should check the NPCC website for the current CONTROLLED version of this document.**

### Version History

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Action</b>	<b>Change Tracking (New, Errata or Revisions)</b>
0	12/22/2008		New
1	07/07/2009	Included FAC-008 in Section 3.0	Errata
2	12/28/2011	Phase 2 format	Revisions

**This document, when downloaded or printed, becomes UNCONTROLLED. Users should check the NPCC website for the current CONTROLLED version of this document.**

**Table of Contents**

Version History .....	2
Table of Contents .....	3
Terms Defined in the Directory .....	4
A. Introduction .....	4
1. Title: Verification of Generator Gross and Net Reactive Power Capability .....	4
2. Directory #: 10 .....	4
3. Objective: .....	4
4. Effective Date: December 22, 2008 .....	4
5. Background: .....	4
6. Applicability: .....	4
B. NERC ERO Reliability Standard Requirements .....	5
C. NPCC Regional Reliability Standard Requirements .....	5
D. NPCC “Full Member” More Stringent Criteria Requirements .....	5
1. Requirements .....	5
1.1 Developing the List of Generators or Generation Facilities to be Verified .....	5
1.2 Establishing the Generator Reactive Power Capability Verification Program .....	6
1.3 Implementing the Generator Reactive Power Capability Verification Program .....	6
1.4 Verification Criteria for Generator and Generation Facility Reactive Power Capability .....	7
1.5 Exemption of Generators or Generation Facilities from Seasonal Verification Testing 8	8
E. Compliance .....	10
1. Compliance Monitoring Process .....	10
2. Data Retention .....	10
Responsible Entities shall keep evidence of compliance for a minimum of five years. A Responsible Entity found non-compliant shall keep information related to the non- compliance until found compliant. ....	10
Appendix A- Basic Flow Chart for Verification of Generator Gross and Net Reactive Power Capability .....	11
Appendix B - Generator Reactive Capability Form .....	12

## Terms Defined in the Directory

There are no new terms defined in this Revision. The definitions of terms found in this Directory appearing in bold typeface, can be found in the NPCC *Glossary of Terms*.

### A. Introduction

1. **Title:** Verification of Generator Gross and Net Reactive Power Capability

2. **Directory #:** 10

3. **Objective:**

This Directory presents the minimum criteria requirements for verifying the **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** of generators or generating facilities.

Compliance to the criteria requirements set forth in this Directory by each applicable entity assures accuracy of information used in the steady-state models to assess the reliability of the NPCC bulk power system.

This Directory has been developed to ensure that the requirements specified in NERC Standard MOD-025-1, "Verification of Generator Gross and Net Reactive Power Capability" are met by NPCC and its applicable members responsible for meeting the NERC Reliability Standards.

4. **Effective Date:** **December 22, 2008**

5. **Background:**

This Directory was developed from the draft NPCC A-14 Verification of Generator Gross and Net Reactive Power Capability Criteria document whose technical content was approved by the Reliability Coordinating Committee on March 5, 2008 for conversion into a Directory. Version 0 of the Directory became effective on December 22, 2008.

6. **Applicability:**

6.1 Functional Entities (Responsible Entities)

- Generator Owners
- Transmission Operators (in whose area the generator or generation facility resides)

B. NERC ERO Reliability Standard Requirements

The NERC ERO Reliability Standards containing requirements that are associated with this Directory include, but may not be limited to:

- [MOD-025-1](#) -Verification of Generator Gross and Net Reactive Power Capability
- [TOP-002-2](#) - Normal Operations Planning
- [FAC-008-1](#) - Facility Ratings Methodology
- [FAC-009-1](#) - Establish and Communicate Facility Ratings

C. NPCC Regional Reliability Standard Requirements

None.

D. NPCC “Full Member” More Stringent Criteria Requirements

1. Requirements

1.1 Developing the List of Generators or Generation Facilities to be Verified

R1. Transmission Operators shall develop and maintain documentation of those generators or generation facilities that must verify the **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** for the summer and winter capability seasons. The documentation maintained by the Transmission Operator shall include the following:

R1.1 All generators or generation facilities **Declared Gross Reactive Power Capability** and **Declared Net Reactive Power Capability** and seasonal auxiliary load reactive power requirements. (Reference Appendix B).

R1.2 All generators or generation facilities **Verified Gross Reactive Power Capability** and **Verified Net Reactive Power Capability**, verification date and method of verification.

R1.3 Discrepancies between a Generator Owner’s declared and verified **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability**, the reason for such discrepancies and the Generator Owner’s plan to address the discrepancies.

R1.4 Generator Owner supplied **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** testing, manufacturer data,

performance tracking or operating historical data, certification documentation, as specified by the Transmission Operator.

R1.5. Generators or generation facilities exempted from the verification requirements and the basis for their exemption (see Section 1.5).

1.2 Establishing the Generator Reactive Power Capability Verification Program

R2. The Transmission Operator shall establish and document a program to periodically verify the **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** of all generators and generation facilities that are subject to periodic seasonal **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** verification.

R3. The Transmission Operator shall provide any changes to its verification process to the Generator Owners within 30 calendar days of issue.

R4. The Transmission Operator shall establish and document requirements for a Generator Owner to notify the Transmission Operator within a specified time period when its generator or generation facility cannot achieve the **Declared Gross Reactive Power Capability** or **Declared Net Reactive Power Capability** because of equipment issues.

R5. The Transmission Operator shall establish and document a time frame for the Generator Owner to address equipment issues that result in a generator or generation facility not achieving the **Declared** Gross Reactive Power Capability and **Declared** Net Reactive Power Capability.

R6. The Transmission Operator shall establish and document the real power level at which the verification shall be performed, recognizing that the verification of lagging and leading reactive power capabilities should normally be performed during on-peak and off-peak hours, respectively.

R7. The Transmission Operator shall establish and document those intermittent or small generating units whose capability may be represented by verification results of a single generating unit.

1.3 Implementing the Generator Reactive Power Capability Verification Program

R8. The Transmission Operator shall request Generator Owners to verify the seasonal **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** of their generators or generation facilities that are subject to periodic seasonal **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive**



**Power Capability** verification every five (5) years or more frequently as required by the Transmission Operator. The two (2) capability seasons are defined as summer and winter as specified by the Transmission Operator.

- R9. If a Transmission Operator determines that only one seasonal generating capability value is required for NPCC Bulk Power System reliability analysis, then periodic verification will be required only for that particular season.
  - R10. If a Transmission Operator determines that the difference between the **Declared Gross Reactive Power Capability** and the **Declared Net Reactive Power Capability** of a generator or generation facility is insignificant for NPCC Bulk Power System reliability analysis, then periodic verification will be required for only one numerical value.
  - R11. If a Transmission Operator determines that only the lagging or leading **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** of a generator or generation facility is required for NPCC Bulk Power System reliability analysis, then periodic verification will be required only for that specific reactive power capability value.
  - R12. The Generator Owner shall provide generator or generation facility **Declared Gross Reactive Power Capability** and **Declared Net Reactive Power Capability** to the Transmission Operator.
  - R13. The Generator Owner shall provide evidence, upon request, to the Transmission Operator that the generator or generation facility **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** have been verified.
  - R14. The Generator Owner shall report to the Transmission Operator any discrepancies between Declared and Verified **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** within a time frame specified by the Transmission Operator and develop and implement a plan to resolve the discrepancies.
  - R15. The Generator Owner shall determine and report to the Transmission Operator the generator or generation facility reactive power seasonal auxiliary loads (including common station loads).
- 1.4 Verification Criteria for Generator and Generation Facility Reactive Power Capability

- R16. The Generator Owner shall comply with Transmission Operator requests for periodic verification of **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** of their generators or generation facilities.
- R17. The Generator Owner shall verify the **Gross Reactive Power Capability** and **Net Reactive Power Capability** of their generators or generation facilities according to their types. As specified by the Transmission Operator, the verification shall include any of the following:
- Testing,
  - Use of operating historical data,
  - Commissioning data (for new generators only),
  - Performance tracking data acquired during the same seasonal capability period.
- R18. The Generator Owner shall verify the Gross Reactive Power Capability and Net Reactive Power Capability of Thermal Generators, Internal Combustion Generators, Gas Turbine Generators, Combined Cycle and Hydro Generators or generators operated as a synchronous condenser on the average leading reactive power output for at least a 15 consecutive minute period and average lagging reactive power output for at least a 60 consecutive minute period.
- R19. The Generator Owner shall verify the Gross Reactive Power Capability and Net Reactive Power Capability of Intermittent power resources (wind, tidal or geo-thermal generators) on performance tracking data. Manufacturers' data or commissioning data can be used until sufficient performance tracking data is available to verify generator or generation facilities lagging and leading reactive capabilities.
- R20. The Generator Owner shall verify the Gross Reactive Power Capability and Net Reactive Power Capability for multiple generator facilities when limited by common elements on the reactive power capability of the facility and not the sum of the capabilities of the individual generators.
- R21. The Generator Owner shall identify any equipment or other factor that will limit the capability of the generator or generation facility to meet its **Declared Gross Reactive Power Capability** or **Declared Net Reactive Power Capability**.
- 1.5 Exemption of Generators or Generation Facilities from Seasonal Verification Testing
- R22. The Generator Owner shall notify the Transmission Operator and request an exemption if it cannot conduct seasonal capability testing of a generator or generation facility for any of the reasons listed below.

- Adverse impact on transmission system reliability
- Potential damage to transmission system or generator equipment
- Environment conditions
- Governmental regulatory or operating license limitations
- An extended outage to the generator or generation facility

R23. The Transmission Operator shall, within 30 calendar days of receiving notification from a Generator Owner that it is requesting an exemption because it cannot perform verification for the required seasonal period, notify the Generator Owner whether its generator will be exempted from the seasonal capability testing. Where the exemption is approved, the Transmission Operator shall coordinate with the Generator Owner to reschedule the verification for the next seasonal verification period.

R24. The Generator Owner for a generator or generation facility exempted from seasonal capability testing shall submit the following to the Transmission Operator:

- For existing generators, generator operation records, manufacturer data, or performance tracking for the previous applicable seasonal verification period for this generator or generation facility.
- Engineering analysis in conjunction with performance tracking data to justify any difference between a generator's or generation facility's **declared capability** and previous applicable seasonal performance tracking data.
- For new generators only, commissioning data.

## E. Compliance

### 1. Compliance Monitoring Process

Compliance with the requirements set forth in this Directory will be in accordance with the NPCC Criteria Compliance and Enforcement Program. (CCEP).

Measures and corresponding Levels of Non Compliance for these requirements are contained within the compliance template associated with this Directory.

### 2. Data Retention

Responsible Entities shall keep evidence of compliance for a minimum of five years. A Responsible Entity found non-compliant shall keep information related to the non-compliance until found compliant.

---

Prepared by: Task Force on Coordination of Operation

Review and Approval: Revision to any portion of this Directory will be posted by the lead Task Force in the NPCC Open Process for a 45 day review and comment period. Upon satisfactorily addressing all the comments in this forum, the Directory document will be sent to the remaining Task Forces for their recommendation to seek RCC approval.

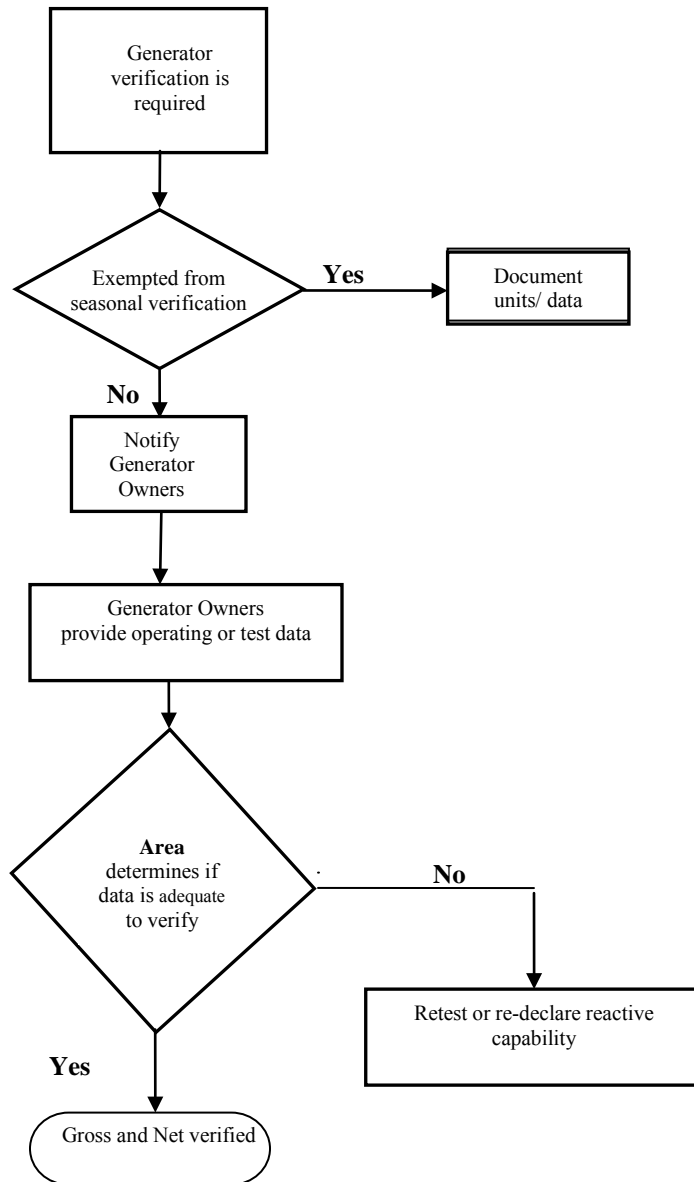
Upon approval of the RCC, this Directory will be sent to the Full Member Representatives for their final approval if sections pertaining to the Requirements and Criteria portion have been revised. All voting and approvals will be conducted according to the most current "NPCC. Bylaws" in effect at the time the ballots are cast.

Revisions pertaining to the Appendices or any other portion of the document such as links, glossary terms, etc., only RCC Members will need to conduct the final approval ballot of the document.

This Directory will be updated at least once every three years and as often as necessary to keep it current and consistent with NERC, Regional Reliability Standards and other NPCC documents.

References: NPCC Glossary of Terms.

### Appendix A- Basic Flow Chart for Verification of Generator Gross and Net Reactive Power Capability



This document, when downloaded or printed, becomes UNCONTROLLED. Users should check the NPCC website for the current CONTROLLED version of this document.



## Procédure Zone d'équilibrage du Québec

*Vérification de la puissance active et réactive maximales  
des installations de production de 50 MVA ou plus*

18 octobre 2010



Titre		Numéro	
<b>Vérification de la puissance active et réactive maximales des installations de production de 50 MVA ou plus</b>		<b>IQ-P-001</b>	
		Révision	
		<input checked="" type="checkbox"/> <b>oui</b> <input type="checkbox"/> <b>non</b>	
		Remplace la procédure <b>IQ-P-001 (2009-10-16)</b>	
		En vigueur le	
		<b>2010-10-18</b>	
Émis à			
<b>Aux propriétaires et aux exploitants d'installations de production de la zone d'équilibrage du Québec</b>			
Préparé par	Modifié par	Vérifié par	Approuvé par
Martin Boisvert	<i>Sophie Gagnon, ing.</i> Sophie Gagnon, ing.	<i>B. Felletier</i> Bernard Felletier <i>pour</i>	<i>Louis-Omer Rioux</i> Louis-Omer Rioux

## TABLE DES MATIÈRES

<b>BUT</b> .....	<b>3</b>
<b>1. DOMAINE D'APPLICATION</b> .....	<b>3</b>
<b>2. CONFORMITÉ</b> .....	<b>3</b>
<b>3. CONFIDENTIALITÉ DES DONNÉES</b> .....	<b>3</b>
<b>4. CONDITIONS DE RÉALISATION DE LA VÉRIFICATION</b> .....	<b>3</b>
<b>4.1. PARCS ÉOLIENS</b> .....	<b>3</b>
<b>4.2. CENTRALES HYDRAULIQUES, THERMIQUES ET À TURBINES À GAZ</b> .....	<b>3</b>
4.2.1. Le rôle du producteur .....	4
4.2.2. Test collectif .....	4
4.2.3. Test individuel .....	4
4.2.4. Durée des tests .....	4
4.2.5. Demande de dérogation pour la réalisation du test collectif.....	5
4.2.6. Autres modalités .....	5
<b>4.3. EXEMPTIONS</b> .....	<b>6</b>
4.3.1. Installations de production de moins de 50 MVA .....	6
4.3.2. Tests collectifs lors de la période estivale .....	6
4.3.3. Puissance brute .....	6
4.3.4. Autres causes .....	6
<b>5. MARCHE À SUIVRE – CENTRALES HYDRAULIQUES, THERMIQUES ET À TURBINES À GAZ</b> .....	<b>7</b>
<b>5.1. PLANIFICATION DES TESTS</b> .....	<b>7</b>
5.1.1. Centrales raccordées au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie.....	7
5.1.2. Centrales raccordées à un réseau privé et centrale des Churchill Falls.....	8
<b>5.2. RÉALISATION DES TESTS</b> .....	<b>8</b>
5.2.1. Mesures préalables et communications lors du test.....	8
5.2.1.1. Centrales raccordées au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie .....	8
5.2.1.2. Centrales raccordées à un réseau privé et centrale des Churchill Falls .....	9
5.2.2. Procédures d'essai-cadre .....	10
5.2.2.1. TEST COLLECTIF – Vérification de la puissance active et réactive maximales d'une centrale.....	10
5.2.2.2. TEST INDIVIDUEL – Vérification de la puissance active et réactive maximales de chaque groupe turbine-alternateur d'une centrale .....	10
5.2.3. Reprise du test .....	11



---

5.2.4. Fin du test .....	11
<b>5.3. COMMUNICATION DES RÉSULTATS .....</b>	<b>11</b>
<b>5.4. DISPARITÉ DES RÉSULTATS.....</b>	<b>11</b>
<b>6. MARCHE À SUIVRE – PARCS ÉOLIENS.....</b>	<b>12</b>
<b>6.1. MÉTHODE DE VÉRIFICATION .....</b>	<b>12</b>
<b>6.2. COMMUNICATION DES RÉSULTATS .....</b>	<b>12</b>
<b>6.3. DISPARITÉ DES RÉSULTATS.....</b>	<b>12</b>
<b>7. IMPOSSIBILITÉ D’ATTEINDRE LES VALEURS DÉCLARÉES.....</b>	<b>13</b>
<b>8. COORDONNÉES.....</b>	<b>14</b>
<b>9. HISTORIQUE DES VERSIONS .....</b>	<b>15</b>
<b>ANNEXE A PROCESSUS – PLANIFICATION DES TESTS.....</b>	<b>17</b>
<b>ANNEXE B PROCESSUS – RÉALISATION DES TESTS .....</b>	<b>19</b>
<b>ANNEXE C CENTRALES D’HYDRO-SAGUENAY – PROCESSUS PARTICULIERS POUR LA PLANIFICATION ET LA RÉALISATION DES TESTS.....</b>	<b>21</b>
<b>ANNEXE D TEST COLLECTIF – VÉRIFICATION DE LA PUISSANCE ACTIVE ET RÉACTIVE MAXIMALES .....</b>	<b>23</b>
<b>ANNEXE E TEST INDIVIDUEL – VÉRIFICATION DE LA PUISSANCE ACTIVE ET RÉACTIVE MAXIMALES .....</b>	<b>24</b>
<b>ANNEXE F DONNÉES DE PERFORMANCE D’UN PARC ÉOLIEN .....</b>	<b>25</b>

## **BUT**

Le but de la présente procédure est d'encadrer la vérification de la puissance active et réactive maximales d'une centrale (test collectif) et de chaque groupe turbine-alternateur (test individuel) ainsi que la compilation des données de performance pour les parcs éoliens.

Ceci doit être réalisé en vue de la mise à jour des bases de données des systèmes de conduite du réseau en temps réel et de l'évaluation des ressources disponibles dans la zone d'équilibrage du Québec. Les résultats des tests individuels servent à valider les caractéristiques officielles des groupes turbines-alternateurs fournies par les propriétaires et les exploitants d'installations de production et utilisées pour les études d'exploitation et de planification du réseau et l'établissement des modèles de réseau en régime permanent.

Cette vérification doit être effectuée en conformité avec les exigences d'Hydro-Québec TransÉnergie et, à cet effet, une lettre est transmise annuellement à chacun des propriétaires et des exploitants d'installations de production pour les aviser que la vérification doit être réalisée.

### **1. DOMAINE D'APPLICATION**

Cette procédure s'applique aux propriétaires et aux exploitants d'installations de production d'une capacité de 50 MVA ou plus situées dans la zone d'équilibrage du Québec ou considérées comme en faisant partie.

**Note :** Dans le présent document, les propriétaires et les exploitants d'installations de production sont désignés comme étant des « producteurs ».

### **2. CONFORMITÉ**

Cette procédure est conforme aux exigences de la norme de fiabilité de la NERC [TOP-002-2a](#) (R13 et R14) et aux recommandations du NPCC contenues dans les répertoires [D9](#) et [D10](#).

### **3. CONFIDENTIALITÉ DES DONNÉES**

Dans le cadre de cette procédure, le personnel d'Hydro-Québec TransÉnergie garde confidentielles les données soumises par les producteurs conformément au [Code de conduite du transporteur](#) et au [Code de conduite du coordonnateur de la fiabilité du Québec](#).

### **4. CONDITIONS DE RÉALISATION DE LA VÉRIFICATION**

#### **4.1. PARCS ÉOLIENS**

En raison de la nature intermittente du vent, les propriétaires ou les exploitants des parcs éoliens d'une capacité installée de 50 MVA ou plus doivent soumettre les données requises telles que spécifiées à la section 6. Un suivi de la performance des éoliennes remplace donc les tests de puissance active et réactive maximales. De plus, chaque producteur est responsable de la compilation des données et il doit s'assurer du respect des critères de la présente procédure.

#### **4.2. CENTRALES HYDRAULIQUES, THERMIQUES ET À TURBINES À GAZ**

La vérification de la puissance active et réactive maximales pour les centrales hydrauliques, thermiques et à turbines à gaz est composée de 2 types de test :

- Le test collectif, qui sert à vérifier la puissance active et réactive maximales qu'une centrale peut développer en condition de pointe;
- Le test individuel, qui sert à vérifier les caractéristiques des groupes turbines-alternateurs.

#### 4.2.1. Le rôle du producteur

Chaque producteur est responsable de la planification et de la réalisation des tests et il doit s'assurer du respect des critères de la présente procédure.

D'autre part, durant les tests, le producteur peut effectuer des essais ou prendre des mesures des différents paramètres des groupes pour ses propres besoins, dans la mesure où son intervention ne modifie pas les conditions de réalisation et n'entraîne pas de variation de puissance.

#### 4.2.2. Test collectif

Comme le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie n'est pas fortement chargé en été, la direction Contrôle et exploitation du réseau (DCER), en tant qu'exploitant du réseau de transport pour la zone d'équilibrage du Québec, a déterminé que le test collectif doit être effectué **tous les 3 ans** en prévision de la pointe hivernale lors de la période d'hiver, soit **du 1<sup>er</sup> novembre au 28 février**.

Le test collectif peut être réalisé en dehors de cette période à condition qu'une dérogation soit accordée au producteur par la direction DCER. Voir la section 4.2.5 pour les modalités.

La réalisation des tests collectifs se fait pour toutes les centrales de 50 MVA ou plus selon un calendrier de 3 ans établi par les producteurs. Ce calendrier doit être révisé **chaque année** et être transmis au plus tard **le 31 octobre** à :

- L'agent en planification retraits et production de la région concernée (7 places d'affaires) pour les centrales raccordées au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie;
- L'agent en planification réseau – retrait de l'unité – Programmation et expertise du réseau (PER) pour les centrales raccordées à un réseau privé ou pour la centrale des Churchill Falls;
- La direction DCER.

#### 4.2.3. Test individuel

Le test individuel doit être effectué **tous les 6 ans** ou aussitôt que des modifications affectant la puissance active ou réactive des groupes turbines-alternateurs sont apportées. De plus, il peut être effectué à n'importe quel moment au cours d'une année civile.

La réalisation des tests individuels se fait pour tous les groupes des centrales de 50 MVA ou plus selon un calendrier de 6 ans établi par les producteurs. Ce calendrier doit être révisé **chaque année** et être transmis au plus tard **le 1<sup>er</sup> décembre** à :

- L'agent en planification retraits et production de la région concernée (7 places d'affaires) pour les centrales raccordées au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie;
- L'agent en planification réseau – retrait de l'unité – Programmation et expertise du réseau (PER) pour les centrales raccordées à un réseau privé ou pour la centrale des Churchill Falls;
- La direction DCER.

#### 4.2.4. Durée des tests

Pour les centrales hydrauliques, thermiques et à turbines à gaz :

- Le test collectif doit être d'une durée minimale de 1 heure 15 minutes;
- Le test individuel doit être également d'une durée minimale de 1 heure 15 minutes.

#### 4.2.5. Demande de dérogation pour la réalisation du test collectif

Le test collectif peut être réalisé en dehors de la période d'hiver à condition qu'une dérogation soit accordée par la direction DCER.

Ainsi, une demande de dérogation peut être soumise par le producteur à la direction DCER si les conditions ci-dessous sont rencontrées.

- Des conditions permanentes faisant en sorte qu'il est impossible d'atteindre la puissance maximale de la centrale lors de la réalisation du test collectif en période d'hiver telle qu'exigée à la section 5.2.2.1;
- Possibilité de réaliser le test collectif de la centrale en dehors de la période d'hiver et d'atteindre la puissance maximale de cette centrale telle qu'exigée à la section 5.2.2.1.

La demande de dérogation doit contenir les informations suivantes :

1. Centrale faisant l'objet de la demande de dérogation.
2. Identification de la période d'hiver pour laquelle une demande de dérogation est effectuée.
3. Proposition d'une période différente pour la réalisation du test collectif de la centrale.

La demande de dérogation doit être soumise par le producteur à la direction DCER au plus tard **le 31 octobre** précédent la date prévue de réalisation du test collectif pour la centrale.

La direction DCER doit, au plus tard **30 jours** suite à la réception de la demande de dérogation du producteur, aviser ce dernier de l'acceptation ou du refus de la demande.

#### 4.2.6. Autres modalités

1. La vérification de la puissance active et réactive maximales s'effectue en conformité avec les restrictions d'exploitation qui peuvent être en vigueur pour des groupes, des centrales ou des appareils connexes. Les contraintes opérationnelles qui risqueraient d'être dommageables pour les groupes doivent être respectées (ex. : pulsations axiales, vibrations excessives, limites thermiques, etc.).
2. Les tests ne doivent pas entraîner la transgression d'un critère d'exploitation (ex. : seuils des réserves d'exploitation, transits maximums, etc.). Les tests peuvent être limités ou interrompus, à la demande du répartiteur CCR (Centre de conduite de réseau), s'il détecte qu'une limite de réseau est atteinte et que la fiabilité du réseau est susceptible d'être compromise.
3. Les vérifications de la puissance active et réactive maximales des centrales hydrauliques, dont les niveaux d'eau ou les débits peuvent influencer les résultats l'une de l'autre, doivent être réalisées simultanément.
4. Les vérifications de la puissance active et réactive maximales des centrales, dont la production de puissance réactive peut s'influencer mutuellement en fonction de la tension maximale du réseau collecteur commun, doivent être réalisées simultanément.
5. Il est préférable que les tests des centrales ou groupes pouvant être îlotés sur un réseau voisin soient réalisés lorsque les groupes sont synchronisés sur le réseau du Québec. Si cela s'avère impossible, l'agent en planification réseau – retrait de l'unité – PER ou le répartiteur CCR – Interconnexions, selon l'horizon, analyse l'impact de la réalisation des tests sur le respect des programmes d'échange.
  - Les tests sont réalisés si les variations de puissance peuvent être compensées ou sont négligeables sur les quantités d'énergie involontaire générées, et avec entente préalable entre le répartiteur CCR – Interconnexions et son homologue de la zone d'équilibrage touchée par les tests. Dans le cas contraire, les tests sont reportés à une date ultérieure.

6. Lors de la vérification de la puissance active et réactive maximales, le producteur doit documenter à la section « commentaires » des formulaires fournis aux annexes D et E toutes conditions ou tous facteurs qui pourraient influencer les résultats des tests, et ainsi faire en sorte que les valeurs nettes déclarées en MW ou en Mvar ne puissent être atteintes.

### 4.3. EXEMPTIONS

#### 4.3.1. Installations de production de moins de 50 MVA

Les installations de production de moins de 50 MVA sont exemptées de la vérification de la puissance active et réactive maximales, car Hydro-Québec TransÉnergie les considère de façon globale dans les prévisions d'offre/demande.

#### 4.3.2. Tests collectifs lors de la période estivale

Les installations de production de 50 MVA ou plus sont exemptées d'effectuer les tests collectifs en période estivale, les conditions d'exploitation n'étant pas propices à ces tests en cette période (tensions élevées et charge moins importante).

#### 4.3.3. Puissance brute

Il n'est pas requis que les producteurs vérifient la puissance brute de leurs installations de production étant donné que dans la plupart de celles-ci la différence entre la puissance nette et la puissance brute est négligeable et que les résultats de puissance nette sont plus significatifs pour Hydro-Québec TransÉnergie.

Toutefois, les producteurs sont tenus de fournir les lectures de puissance active et réactive consommées par les services auxiliaires de leurs installations de production lors de la vérification de la puissance active et réactive maximales.

#### 4.3.4. Autres causes

- Si un producteur ne peut effectuer la vérification de la puissance active et réactive maximales conformément à la présente procédure pour l'une des raisons énumérées ci-dessous, il doit soumettre à la direction DCER une explication écrite **dès que possible**.
  - Un danger potentiel pour ses appareils;
  - Conditions environnementales non propices;
  - Une restriction prévue à sa licence d'exploitation ou à cause de la législation provinciale ou fédérale.

La direction DCER doit, au plus tard **30 jours** suite à la réception de l'explication écrite du producteur, aviser ce dernier qu'il est alors exempté d'effectuer les tests, mais qu'il devra fournir les valeurs historiques maximales de puissance active et réactive obtenues dans l'année courante et dans des conditions hivernales, ainsi que la valeur de la consommation normale de ses services auxiliaires en MW et en Mvar.

- Dans le cas d'un producteur qui a suspendu temporairement ses activités, il est exempté de la vérification prévue à cette procédure. Toutefois, au cours de l'année de la reprise des activités, il est requis qu'il effectue les vérifications selon cette procédure.

## 5. MARCHE À SUIVRE – CENTRALES HYDRAULIQUES, THERMIQUES ET À TURBINES À GAZ

### 5.1. PLANIFICATION DES TESTS

Le processus de planification des tests est le même que ce soit pour le test collectif ou le test individuel.

Lors de circonstances particulières où les opportunités de réaliser ces tests se présentent à courte échéance, les producteurs peuvent adresser une demande de retrait non conforme aux délais normaux de traitement. Hydro-Québec TransÉnergie fera de son mieux pour favoriser la réalisation des tests si les conditions de réseau le permettent et si la fiabilité du réseau n'est pas compromise.

**Note :** La planification des tests pour les centrales appartenant à Hydro-Saguenay présente des particularités. Veuillez vous référer au processus de planification décrit à l'annexe C du présent document pour plus de détails.

#### 5.1.1. Centrales raccordées au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie

*Référence – Processus A1 de l'annexe A*

1. La demande relative à la réalisation du test doit être faite par le producteur sous forme d'une demande de retrait à laquelle est jointe sa procédure d'essai. La demande est alors soumise à l'agent en planification retraits et production.

Le producteur doit planifier le test en tenant compte des particularités relatives à son installation (ex. : période de formation du couvert de glace).

La planification du test par le producteur doit être terminée **avant midi**, au moins **4 jours ouvrables** avant la tenue du test.

2. L'agent en planification retraits et production analyse la demande en fonction de l'impact sur la fiabilité du réseau régional.
  - a. Si la fiabilité du réseau régional et des appareils de transport n'est pas compromise, il transmet la demande à l'agent en planification réseau – retrait de PER. Ce dernier analyse la demande reçue en fonction des critères de fiabilité du réseau principal. Si la fiabilité du réseau principal n'est pas compromise, la demande est approuvée.
  - b. Si toutefois la demande est refusée par l'agent en planification retraits et production ou par l'agent en planification réseau – retrait de PER, le représentant du producteur en est informé et les raisons du refus lui sont communiquées.

Dans le cas d'un refus, l'agent en planification retraits et production proposera au représentant du producteur un autre moment pour la tenue du test.

### 5.1.2. Centrales raccordées à un réseau privé et centrale des Churchill Falls

*Référence – Processus A2 de l'annexe A*

1. La demande relative à la réalisation du test doit être faite par le producteur sous forme d'une demande de retrait à laquelle est jointe sa procédure d'essai. La demande est alors soumise à l'agent en planification réseau – retrait de PER.

Le producteur doit planifier le test en tenant compte des particularités relatives à son installation (ex. : période de formation du couvert de glace).

La planification du test par le producteur doit être terminée **avant midi**, au moins **4 jours ouvrables** avant la tenue du test.

2. L'agent en planification réseau – retrait de PER analyse la demande reçue du producteur en fonction des critères de fiabilité du réseau principal.
  - a. Si la fiabilité du réseau principal n'est pas compromise, la demande est approuvée.
  - b. Si toutefois la demande est refusée, il en informe le représentant du producteur en lui précisant les raisons de ce refus.

Dans le cas d'un refus, l'agent en planification réseau – retrait de PER proposera au représentant du producteur un autre moment pour la tenue du test.

## 5.2. RÉALISATION DES TESTS

*Référence – Processus B1 et B2 de l'annexe B*

### 5.2.1. Mesures préalables et communications lors du test

**Note :** Les mesures préalables et les communications lors du test pour les centrales appartenant à Hydro-Saguenay présentent des particularités. Veuillez vous référer au processus de réalisation décrit à l'annexe C du présent document pour plus de détails.

#### 5.2.1.1. Centrales raccordées au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie

*1 heure à l'avance*

1. Le jour du test, 1 heure avant le moment prévu de la vérification, le représentant du producteur de la centrale concernée communique avec le répartiteur CER afin de lui demander l'autorisation de procéder au test.
2. Le répartiteur CER analyse l'impact de ce test sur la fiabilité du réseau régional. Si le test ne compromet pas la fiabilité du réseau régional, le répartiteur CER demande l'autorisation de procéder au test au répartiteur CCR.

Dans le cas contraire, le répartiteur CER annule le test et informe le représentant du producteur des raisons de ce refus. Ce dernier doit alors planifier à nouveau le test selon l'article 5.1.1.

3. Le répartiteur CCR analyse l'impact du test sur la fiabilité du réseau de transport principal. Si la demande ne compromet pas la fiabilité du réseau de transport principal ou n'affecte pas les programmes d'échange de façon marquée, il donne l'autorisation de procéder au répartiteur CER. Le répartiteur CER communique ensuite avec le représentant du producteur afin de commencer le test au moment prévu.

Dans le cas contraire, le répartiteur CCR avise le répartiteur CER que le test compromet la fiabilité du réseau. Le répartiteur CER en informe le représentant du producteur, qui doit alors planifier à nouveau le test selon l'article 5.1.1. Les raisons interdisant la réalisation du test lui sont également communiquées.

*Au début du test*

À l'heure prévue du test ou à l'heure indiquée par le répartiteur CER, ce dernier demande au représentant du producteur de la centrale d'effectuer le test selon la procédure établie. Le répartiteur CER doit aviser le répartiteur CCR du moment exact du début du test.

*En cours de test*

L'exploitant désigné de la centrale note toute situation particulière survenue pendant le test et transmet l'information au répartiteur CER qui la consigne.

### **5.2.1.2. Centrales raccordées à un réseau privé et centrale des Churchill Falls**

*1 heure à l'avance*

1. Le jour du test, une heure avant le moment prévu de la vérification, le représentant du producteur de la centrale concernée communique avec le répartiteur CCR afin de lui demander l'autorisation de procéder au test.
2. Le répartiteur CCR analyse l'impact du test sur la fiabilité du réseau de transport principal. Si la demande ne compromet pas la fiabilité du réseau de transport principal ou n'affecte pas les programmes d'échange de façon marquée, il donne l'autorisation de procéder au représentant du producteur.

Dans le cas contraire, le répartiteur CCR avise le représentant du producteur que le test compromet la fiabilité du réseau. Ce dernier doit alors planifier à nouveau le test selon l'article 5.1.2. Les raisons interdisant la réalisation du test lui sont également communiquées.

*Au début du test*

À l'heure prévue du test ou à l'heure indiquée par le répartiteur CCR, ce dernier demande au représentant du producteur de la centrale d'effectuer le test selon la procédure établie. Le représentant du producteur doit aviser le répartiteur CCR du moment exact du début du test.

*En cours de test*

L'exploitant désigné de la centrale note toute situation particulière survenue pendant le test et transmet l'information au répartiteur CCR qui la consigne.



## 5.2.2. Procédures d'essai-cadre

### 5.2.2.1. TEST COLLECTIF – Vérification de la puissance active et réactive maximales d'une centrale

Le test collectif est d'une durée minimale de **1 heure 15 minutes** pour les centrales hydrauliques, thermiques et à turbines à gaz, et il doit respecter les étapes suivantes :

1. Pendant une durée minimale de **1 heure**, vérifier la puissance active maximale de la centrale (tous les groupes simultanément) en tenant compte de la puissance réactive (Mvar) requise par l'état du réseau au moment du test.
2. À partir de la 2<sup>e</sup> heure et pendant **15 minutes**, maintenir l'état décrit à l'étape 1, puis vérifier la puissance réactive (Mvar) obtenue en haussant la consigne de tension à la sortie du groupe turbine-alternateur jusqu'à ce qu'une des limites suivantes soit atteinte :
  - Tension à la sortie de l'alternateur;
  - Tension sur le réseau de transport;
  - Courant du stator ou courant du rotor.

Compte tenu de l'impact de ce type de test sur les réseaux régionaux, il est nécessaire de coordonner le test avec le personnel d'Hydro-Québec TransÉnergie.

### 5.2.2.2. TEST INDIVIDUEL – Vérification de la puissance active et réactive maximales de chaque groupe turbine-alternateur d'une centrale

Le test individuel a pour but de vérifier les caractéristiques électriques des groupes turbines-alternateurs. La courbe caractéristique d'un groupe (courbe « PQ ») fait l'objet de 2 types de vérification qui sont réalisées à la puissance active maximale (MW) de ce groupe turbine-alternateur.

#### 1. *Test individuel en production de puissance réactive*

Pour les centrales hydrauliques, thermiques et à turbines à gaz, le producteur doit augmenter la puissance active du groupe turbine-alternateur au maximum, puis vérifier :

- Pendant une durée minimale de **1 heure** (ou jusqu'à ce que la température se soit stabilisée), la puissance réactive (Mvar) obtenue en haussant la consigne de tension à la sortie du groupe turbine-alternateur jusqu'à ce que la limite du courant du stator ou la limite du courant du rotor soit atteinte.

#### 2. *Test individuel en absorption de puissance réactive*

Une fois le test individuel en production de puissance réactive terminé, le producteur doit maintenir le groupe turbine-alternateur à sa puissance active maximale (MW) et vérifier :

- Pendant une durée minimale de **15 minutes**, la puissance réactive (Mvar) obtenue en abaissant la consigne de tension à la sortie du groupe turbine-alternateur jusqu'à ce qu'une limite soit atteinte (courant du stator ou limiteur d'angle polaire).

### 5.2.3. Reprise du test

Le test doit être repris à une période différente advenant que l'état du réseau, au moment du test, ne permette pas d'atteindre l'une des limites suivantes : tension à la sortie de l'alternateur, courant du stator ou courant du rotor.

### 5.2.4. Fin du test

À la fin du test, l'exploitant désigné de la centrale doit aviser le répartiteur CER ou CCR, selon le cas, de toute restriction, contrainte ou alarme survenue relativement aux appareils en jeu durant le test. Le répartiteur CER, pour les centrales raccordées au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie (à l'exception de la centrale des Churchill Falls), consigne cette information et la transmet au répartiteur CCR.

À la fin de la vérification, le répartiteur CER, après avoir reçu les consignes du répartiteur CCR, demande à l'exploitant désigné de la centrale concernée de régler la production à la valeur prévue au programme ou à une autre valeur selon l'état du réseau à ce moment-là. Pour les centrales raccordées à un réseau privé ou la centrale des Churchill Falls, le répartiteur CCR demande à l'exploitant désigné de la centrale concernée de régler la production à la valeur prévue au programme.

**Note :** La fin du test pour les centrales appartenant à Hydro-Saguenay présente des particularités. Veuillez vous référer au processus de réalisation décrit à l'annexe C du présent document pour plus de détails.

## 5.3. COMMUNICATION DES RÉSULTATS

Les résultats des tests doivent être transmis par le producteur à la direction DCER :

- Au plus tard le **1<sup>er</sup> avril de chaque année** pour les tests collectifs réalisés lors de la période d'hiver précédente, soit, entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 28 février;
- Au plus tard le **31 janvier de chaque année** pour les tests individuels réalisés entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre de l'année précédente.

Par ailleurs, les résultats des tests doivent être consignés par le producteur. Pour ce faire, il doit utiliser les formulaires fournis aux annexes D et E. Il est cependant permis d'utiliser un format de formulaire différent qui contient au minimum les informations demandées aux annexes D et E.

## 5.4. DISPARITÉ DES RÉSULTATS

Si les résultats des tests collectifs ou individuels diffèrent **de plus de 4 %** par rapport à la valeur déclarée (c'est-à-dire la valeur calculée théoriquement et établie à partir des paramètres fournis par le producteur pour cette centrale dans les conditions qui prévalaient au moment du test), une explication devra être fournie à la direction DCER par le producteur concerné dans les **30 jours** suivants la transmission des résultats. De plus, les actions mises en œuvre afin de corriger cet écart doivent également être fournies par le producteur.

Au besoin, le producteur devra mettre à jour les paramètres fournis pour cette centrale. Si le producteur n'est pas en mesure d'expliquer la différence, le test devra être repris.

## 6. MARCHE À SUIVRE – PARCS ÉOLIENS

### 6.1. MÉTHODE DE VÉRIFICATION

La méthode de vérification pour les parcs éoliens consiste à fournir les données de performance obtenues en conditions d'exploitation normales au point de raccordement tel que décrit ci-dessous :

- Puissance nominale des éoliennes en MW et en Mvar (pour chaque modèle);
- Nombre d'éoliennes du parc (par modèle);
- Facteur d'utilisation (%);
- Production minimale de puissance active (MW moyen sur 10 minutes) de l'année courante, date, heure et vitesse horizontale du vent (moyenne sur 10 minutes prise sur le capteur le plus élevé);
- Production maximale de puissance active (MW moyen sur 10 minutes) de l'année courante, date, heure et vitesse horizontale du vent (moyenne sur 10 minutes prise sur le capteur le plus élevé).

Pour les parcs éoliens équipés d'un contrôle de tension secondaire (inclus dans les systèmes de gestion de parc éolien – *WFMS*) les données suivantes sont également exigées :

- Production minimale de puissance réactive (Mvar moyen sur 10 minutes) de l'année courante, date, heure et vitesse horizontale du vent (moyenne sur 10 minutes prise sur le capteur le plus élevé);
- Production maximale de puissance réactive (Mvar moyen sur 10 minutes) de l'année courante, date, heure et vitesse horizontale du vent (moyenne sur 10 minutes prise sur le capteur le plus élevé).

### 6.2. COMMUNICATION DES RÉSULTATS

La compilation des données de performance des parcs éoliens doit être transmise à la direction DCER dès que possible et au plus tard **le 31 janvier de chaque année** pour la période comprise entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre de l'année précédente.

La compilation de ces données de performance doit être réalisée par le producteur à l'aide du formulaire fourni à l'annexe F du présent document. Il est cependant permis d'utiliser un format de formulaire différent qui contient au minimum les informations demandées à l'annexe F.

### 6.3. DISPARITÉ DES RÉSULTATS

Si les données de performance d'un parc éolien diffèrent **de plus de 4 %** par rapport aux données de performance de l'année précédente, une explication écrite devra être fournie à la direction DCER par le producteur concerné dans les **30 jours** suivants la transmission des données compilées. De plus, les actions mises en œuvre afin de corriger cet écart doivent également être fournies par le producteur.

Au besoin, le producteur devra mettre à jour les paramètres fournis pour ce parc.

## 7. IMPOSSIBILITÉ D'ATTEINDRE LES VALEURS DÉCLARÉES

En tout temps, lorsqu'un groupe, une centrale ou un parc éolien n'est pas en mesure d'atteindre la valeur déclarée en MW ou en Mvar en raison de limitations d'appareils, le producteur doit aviser :

- Le répartiteur CER **dès que possible** si l'installation de production est raccordée au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie;
- Le répartiteur CCR **dès que possible** si l'installation de production est raccordée à un réseau privé ou pour la centrale des Churchill Falls.

Le producteur doit également aviser par écrit la direction DCER de la situation dès que possible et au plus tard dans les **10 jours**, et indiquer les actions mises en œuvre afin de corriger cet écart.

Si la valeur déclarée ne peut être atteinte de façon permanente, le producteur doit :

- Pour les centrales hydrauliques, thermiques et à turbines à gaz, réaliser à nouveau la vérification de la puissance active et réactive maximales et soumettre les résultats à la direction DCER dans les **60 jours** suivant le constat;
- Pour les parcs éoliens, mettre à jour les paramètres du parc éolien concerné.


## 8. COORDONNÉES

**Pour transmettre vos résultats ou pour toute question relative à cette procédure, veuillez écrire à :**

 [CME\\_Verification\\_PQ\\_max@hydro.qc.ca](mailto:CME_Verification_PQ_max@hydro.qc.ca)

Direction – Contrôle et exploitation du réseau  
Complexe Desjardins, tour est, 19<sup>e</sup> étage  
C.P. 10000, succ. pl. Desjardins  
Montréal (Québec) H5B 1H7  
Télec.: 514 879-4691

### Centre de conduite du réseau (CCR) à Montréal

Répartiteurs CCR	 514 289-4990
	514 289-4991
	514 289-4992

### Agents en planification retraits et production

Chicoutimi	 418 696-3854 ou 3815  <a href="mailto:Agent_Planification_Nord@hydro.qc.ca">Agent_Planification_Nord@hydro.qc.ca</a>
Rouyn-Noranda	 819 764-5124 postes 4326, 4320 ou 4374  <a href="mailto:Agent_Planification_Nord@hydro.qc.ca">Agent_Planification_Nord@hydro.qc.ca</a>
Baie-Comeau	 418 296-8450 poste 3775  <a href="mailto:Agent_Planification_Est@hydro.qc.ca">Agent_Planification_Est@hydro.qc.ca</a>
Québec	 418 624-5555 postes 5404 ou 5476  <a href="mailto:Agent_Planification_Est@hydro.qc.ca">Agent_Planification_Est@hydro.qc.ca</a>
Trois-Rivières	 819 694-2422 ou 2433  <a href="mailto:Agent_Planification_Est@hydro.qc.ca">Agent_Planification_Est@hydro.qc.ca</a>
Montréal	 514 289-5410, 5413, 5416 ou 5451  <a href="mailto:Agent_Planification_Sud@hydro.qc.ca">Agent_Planification_Sud@hydro.qc.ca</a>
Saint-Jérôme	 450 431-3102, 3103, 3104 ou 3130  <a href="mailto:Agent_Planification_Sud@hydro.qc.ca">Agent_Planification_Sud@hydro.qc.ca</a>
<b>Agents en planification réseau – retrait</b>	
Montréal	 514 289-4363, 4364, 3845 ou 5998 Télec.  514 289-4689  <a href="mailto:PCME-Retrait@hydro.qc.ca">PCME-Retrait@hydro.qc.ca</a>

**Note :** Pour rejoindre les répartiteurs CER des centres de téléconduite, veuillez vous référer aux numéros de téléphone indiqués dans les instructions communes.

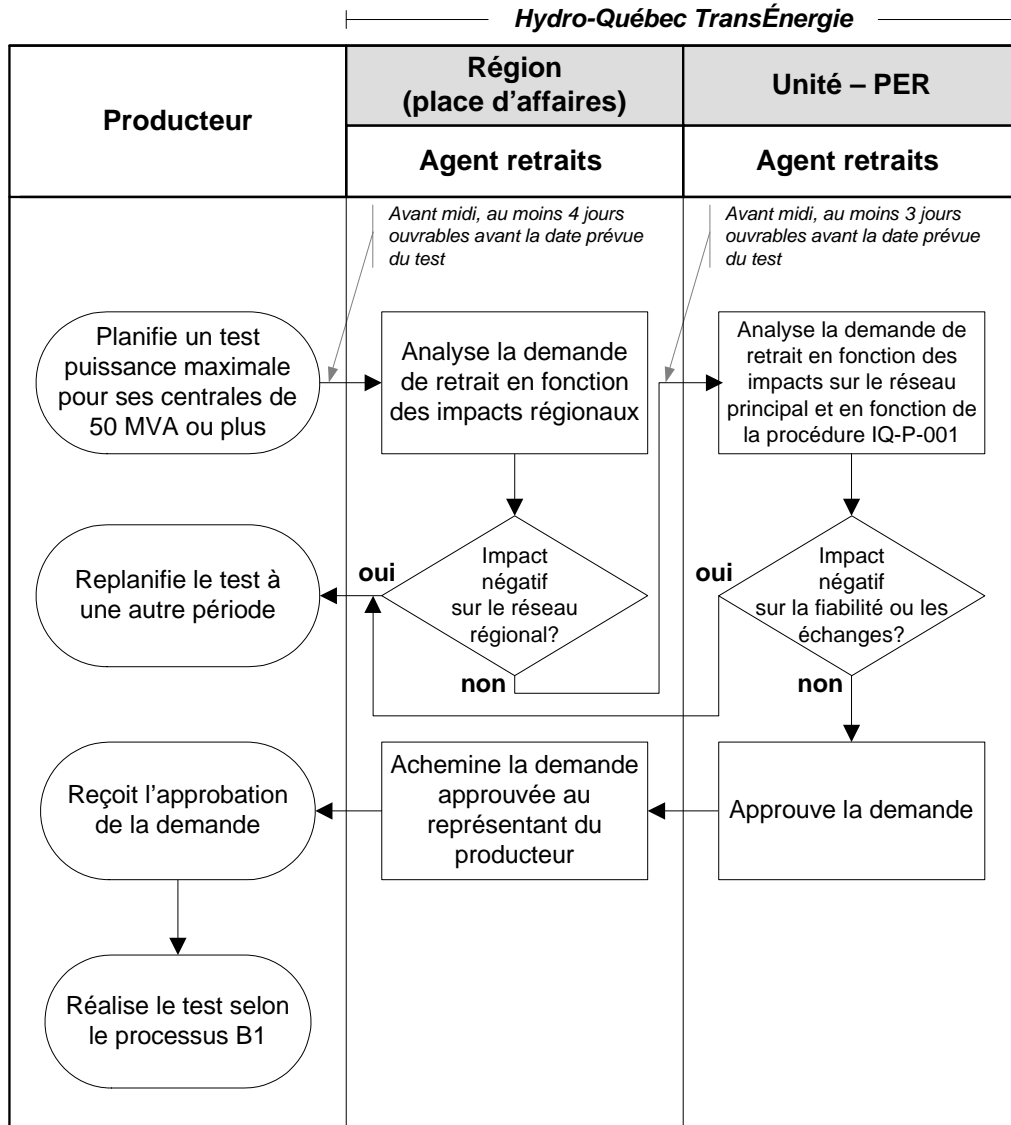
## 9. HISTORIQUE DES VERSIONS

Date	Changements	Raisons
2005-10-21	Mise en vigueur initiale	Nouvelle procédure
2007-10-26	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modifications apportées à la plupart des sections, aux processus et aux annexes;</li> <li>• Ajout des sections 7 et 9;</li> <li>• Ajout des articles 5.4 (et sous-article) et 6.1.1;</li> <li>• Ajout des processus 1B et 2B;</li> <li>• Ajout de l'annexe C.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les zones de réglage (Control Area) sont devenues des zones d'équilibrage (<i>Balancing Authority Area</i>);</li> <li>• Changement administratif survenu chez Hydro-Québec TransÉnergie;</li> <li>• Arrimage au nouveau critère A-13 du NPCC;</li> <li>• Uniformisation du vocabulaire utilisé (version française seulement).</li> </ul>
2008-10-14	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modifications mineures apportées à la plupart des sections, aux processus et aux annexes afin de préciser certains points;</li> <li>• Section 3, ajout d'une référence au Code de conduite du coordonnateur de la fiabilité du Québec;</li> <li>• Section 4.4.4, ajout d'une condition d'exemption lors de la suspension des activités d'un producteur;</li> <li>• Annexes A et B, considérer l'état des stabilisateurs et des régulateurs de tension lors des tests;</li> <li>• Section 9, suppression des numéros de téléphone des répartiteurs CER et ajout d'une note.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise à jour;</li> <li>• Nouveau système téléphonique dans les centres de téléconduite pour les répartiteurs CER.</li> </ul>
2009-10-16	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modifications aux sections 2, 4.3.4, 5.4, 6.3 et 7 ainsi qu'aux annexes E, F et G;</li> <li>• Modification au But;</li> <li>• Restructuration de la section 4;</li> <li>• Section 4.2.2, modification des dates limites pour la transmission des calendriers et distinction entre les tests collectifs et individuels;</li> <li>• Modification aux sections 4.2.3 et 5.2.2.1;</li> <li>• Modification aux sections 5.1 et 5.2.1;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise à jour de la conformité, car mise en vigueur par le NPCC des répertoires D9 et D10 ainsi que l'élimination du critère A-13;</li> <li>• Ajout de la méthode de vérification pour les parcs éoliens;</li> <li>• Distinction des conditions de réalisation de la vérification pour les centrales et les parcs éoliens;</li> <li>• Précisions concernant la planification globale des tests;</li> <li>• La durée minimale du test collectif pour les centrales hydrauliques et thermiques est désormais de 1 h 15 au lieu de 2 h; La durée minimale du test individuel est de 1 h 15 pour toutes les centrales;</li> <li>• Séparer les procédures reliées aux centrales raccordées au réseau d'HQT et les centrales raccordées à un réseau privé (incluant la centrale des Churchill Falls);</li> </ul>

Date	Changements	Raisons
2009-10-16 (suite)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sections 5.3 et 6.2, modification des dates limites pour la remise de la compilation des résultats ou des données de performance;</li> <li>• Sections 4.2.4, 5.3 et 6.2, utilisation des formulaires fournis pour la compilation des résultats ou des données de performance;</li> <li>• Modification au titre de la procédure;</li> <li>• Section 8, éliminé les coordonnées de l'agent principal exploitation réseau;</li> <li>• Annexes A et B, renumérotation des processus, élimination de certaines colonnes et des notes;</li> <li>• Ajout des annexes C et D et référence à ces annexes dans le texte principal.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diminuer le nombre de transmissions annuellement pour les centrales et accorder un délai plus grand pour les parcs éoliens;</li> <li>• Uniformisation des données transmises;</li>   <li>• Mise à jour;</li>   <li>• Expliciter les particularités pour la planification et la réalisation des tests pour les centrales d'Hydro-Saguenay et la centrale de Chats Falls.</li> </ul>
2010-10-18	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cette procédure s'adresse également aux exploitants d'installation de production;</li> <li>• La direction « Contrôle des mouvements d'énergie » se nomme désormais « Contrôle et exploitation du réseau »;</li> <li>• Les agents en planification réseau – retrait sont désormais associés à l'unité – Programmation et expertise du réseau (PER);</li> <li>• Modification à la section 2;</li> <li>• Section 4.2.2, le test collectif doit désormais être réalisé tous les 3 ans au lieu d'être réalisé chaque année;</li> <li>• Section 4.2.3, le test individuel doit désormais être réalisé tous les 6 ans au lieu d'être réalisé tous les 5 ans;</li> <li>• Sections 4.2.2 et 4.2.3, les calendriers doivent être également transmis à la direction DCER;</li> <li>• Section 4.2.5, nouvelle section « Demande de dérogation pour la réalisation du test collectif »;</li> <li>• Section 8, modification des coordonnées (numéros de téléphone);</li> <li>• Annexe A, mise à jour des processus;</li> <li>• Annexe « Centrale de Chats Falls – Processus particuliers pour la planification et la réalisation des tests », cette annexe a été retirée de ce document.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise à jour de la conformité en lien avec la norme de la NERC TOP-002-2a;</li> <li>• Mise à jour;</li>   <li>• Mise à jour de la conformité;</li> <li>• Nouvelles exigences;</li>   <li>• Permettre de réaliser le test collectif en dehors de la période d'hiver sous certaines conditions;</li> <li>• Mise à jour;</li>   <li>• Il n'est plus nécessaire d'effectuer les tests pour la centrale de Chats Falls, car celle-ci est située dans la zone d'équilibrage de l'Ontario.</li> </ul>

ANNEXE A PROCESSUS – PLANIFICATION DES TESTS

**Processus A1**  
**Centrales raccordées au réseau d’HQT**

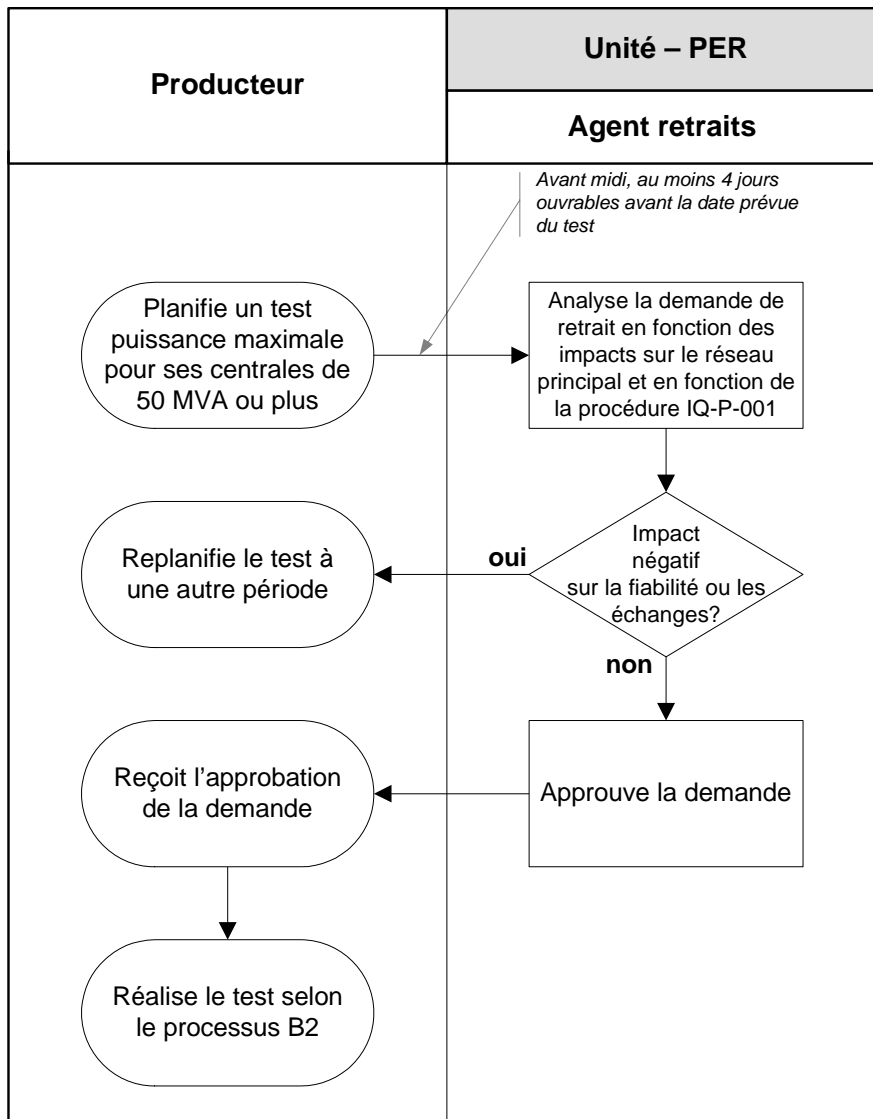




## Processus A2

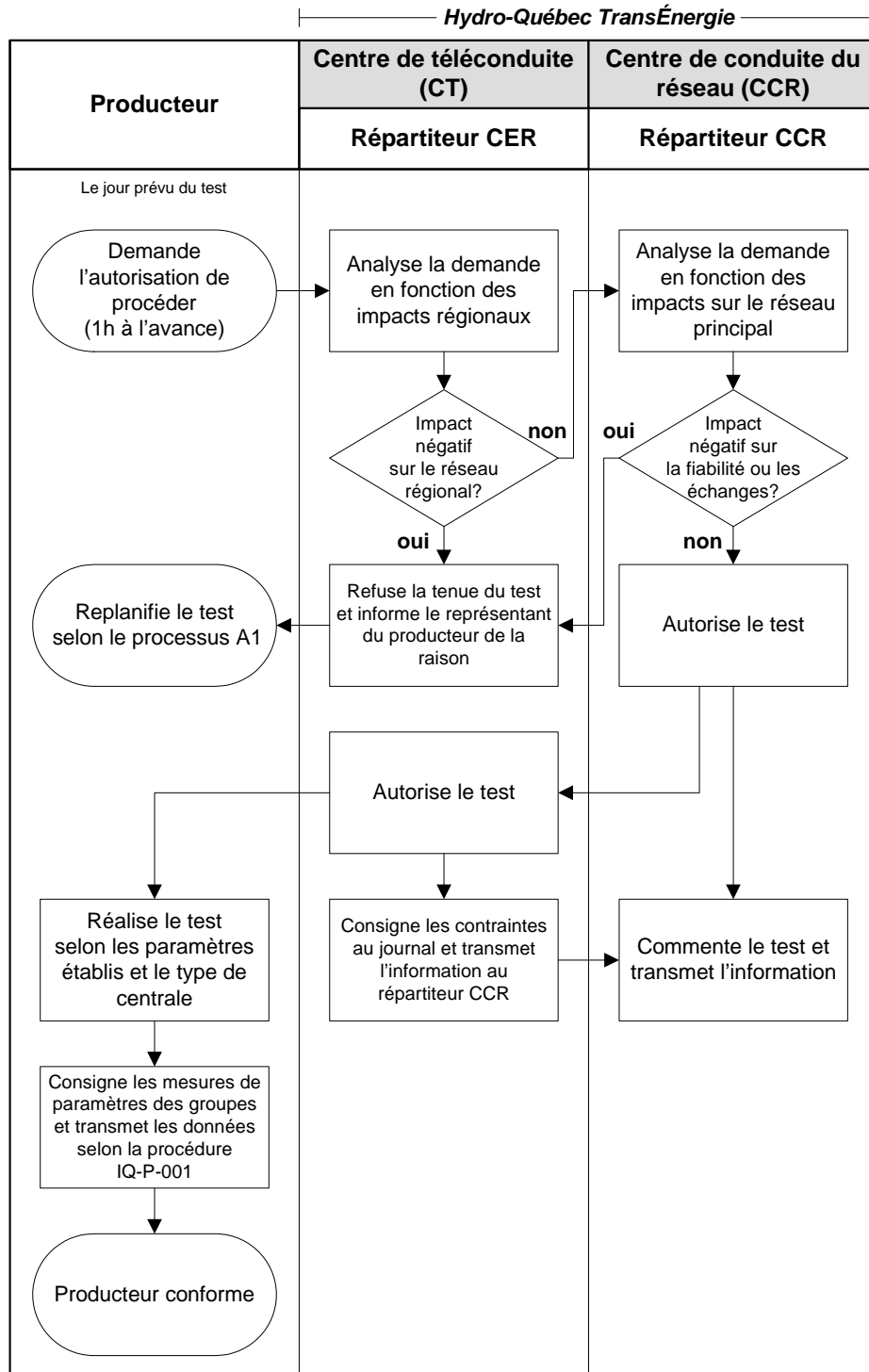
### Centrales raccordées à un réseau privé et centrale des Churchill Falls

— Hydro-Québec TransÉnergie —



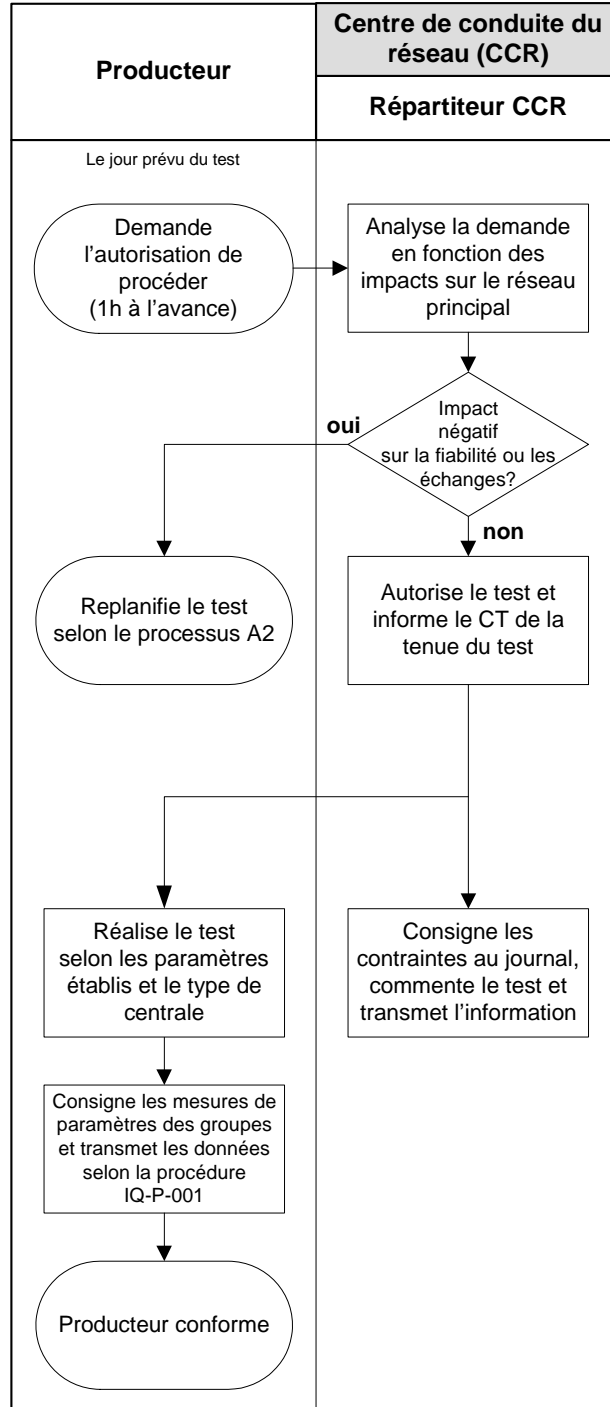
ANNEXE B PROCESSUS – RÉALISATION DES TESTS

Processus B1  
Centrales raccordées au réseau d'HQT



**Processus B2**  
**Centrales raccordées à un réseau privé**  
**et centrale des Churchill Falls**

Hydro-Québec TransÉnergie



## ANNEXE C CENTRALES D'HYDRO-SAGUENAY – PROCESSUS PARTICULIERS POUR LA PLANIFICATION ET LA RÉALISATION DES TESTS

Le réseau privé de la Compagnie Abitibi-Bowater inc. (Division Hydro-Saguenay) est raccordé au réseau de Rio Tinto Alcan (RTA), mais est commercialement alimenté par Hydro-Québec. En raison de cette particularité, la planification et la réalisation des tests doivent être effectuées de la façon décrite ci-dessous.

### Planification d'un test

1. La demande relative à la réalisation du test doit être faite par Hydro-Saguenay sous forme d'une demande de retrait à laquelle est jointe la procédure d'essai. La demande est alors soumise au Coordonnateur des retraits – RTA, qui en fait parvenir une copie à l'agent en planification retraits et production du CT Nord (Chicoutimi) et à l'agent en planification réseau – retrait de PER.

Hydro-Saguenay doit planifier le test en tenant compte des particularités relatives à ses installations (ex. : période de formation du couvert de glace).

La planification du test par Hydro-Saguenay doit être terminée **avant midi**, au moins **4 jours ouvrables** avant la tenue du test.

2. Le Coordonnateur des retraits – RTA analyse la demande en fonction de l'impact sur la fiabilité de son réseau.
  - a. Si la fiabilité de son réseau et de ses appareils de transport n'est pas compromise, la demande est approuvée.
  - b. Si toutefois la demande est refusée, il en informe Hydro-Saguenay en lui précisant les raisons de ce refus et en lui proposant un autre moment pour la tenue du test.

Le Coordonnateur des retraits – RTA transmet également sa décision à l'agent en planification retraits et production du CT Nord (Chicoutimi) et à l'agent en planification réseau – retrait de PER.

### Réalisation d'un test – Mesures préalables et communications lors du test

#### 1 heure à l'avance

1. Le jour du test, une heure avant le moment prévu de la vérification, Hydro-Saguenay communique avec le répartiteur CCR – RTA afin de lui demander l'autorisation de procéder au test.
2. Le répartiteur CCR – RTA analyse l'impact de ce test sur la fiabilité de son réseau. Si le test ne compromet pas la fiabilité du réseau, il donne l'autorisation de procéder à Hydro-Saguenay.

Dans le cas contraire, le répartiteur CCR – RTA annule le test et informe Hydro-Saguenay des raisons de ce refus. Ce dernier doit alors planifier à nouveau le test selon le processus décrit précédemment.

Le répartiteur CCR – RTA transmet également sa décision au répartiteur CER du CT Nord (Chicoutimi) et au répartiteur CCR.

#### Au début du test

À l'heure prévue du test ou à l'heure indiquée par le répartiteur CCR – RTA, ce dernier demande à Hydro-Saguenay d'effectuer le test selon la procédure établie. Le répartiteur CCR – RTA avise le répartiteur CER du CT Nord (Chicoutimi) et le répartiteur CCR du moment exact du début du test.

*En cours de test*

Hydro-Saguenay note toute situation particulière survenue pendant le test et transmet l'information au répartiteur CCR – RTA qui la consigne.

*Fin du test*

À la fin du test, Hydro-Saguenay avise le répartiteur CCR – RTA de toute restriction, contrainte ou alarme survenue relativement aux appareils en jeu durant le test. Le répartiteur CCR – RTA consigne cette information et la transmet au répartiteur CER du CT Nord (Chicoutimi) et au répartiteur CCR.

**Note :** La communication des résultats des tests doit être effectuée en conformité avec la section 5.3 de cette procédure.

**ANNEXE D TEST COLLECTIF – VÉRIFICATION DE LA PUISSANCE ACTIVE ET RÉACTIVE MAXIMALES**

Date des tests (aaaa-mm-jj) : [      -      -      ]

Nom de la centrale	Consommation des services auxiliaires de la centrale	Heures	Production totale		T de l'eau <sup>1</sup> (centrale hydraulique) (°C)	T de l'air <sup>2</sup> (°C)	Niveau amont (m)	Niveau aval (m)	Commentaires
			(MW)	(Mvar)					
	MW :	Début :							
	Mvar :	Fin :							

GROUPE		VALEURS DÉCLARÉES		MW	Mvar	kV	O.V. <sup>3</sup> (%)	Stabilisateurs (EN/HORS)	Régulateur de tension (auto/manuel)	Commentaires
		(MW)	(Mvar)							
	Début :									
	Après 1 h de test :									
	Après 1 h 15 de test :									
	Début :									
	Après 1 h de test :									
	Après 1 h 15 de test :									
	Début :									
	Après 1 h de test :									
	Après 1 h 15 de test :									
	Début :									
	Après 1 h de test :									
	Après 1 h 15 de test :									

<sup>1</sup> Température de l'eau : température de l'eau froide prise à l'entrée des refroidisseurs de l'alternateur

<sup>2</sup> Température de l'air : température de l'air froid prise à l'entrée du rotor de l'alternateur ou à la sortie des refroidisseurs

<sup>3</sup> O.V. : Ouverture de vannage

Par : \_\_\_\_\_ Compagnie : \_\_\_\_\_

Date de compilation : \_\_\_\_\_

Courriel : \_\_\_\_\_ Tél. : \_\_\_\_\_

**ANNEXE E TEST INDIVIDUEL – VÉRIFICATION DE LA PUISSANCE ACTIVE ET RÉACTIVE MAXIMALES**

Date des tests (aaaa-mm-jj) : [      -      -      ]

Nom de la centrale	Consommation des services auxiliaires de la centrale	Heures	Production totale		T de l'eau <sup>1</sup> (centrale hydraulique) (°C)	T de l'air <sup>2</sup> (°C)	Niveau amont (m)	Niveau aval (m)	Commentaires
			(MW)	(Mvar)					
	MW :	Début :							
	Mvar :	Fin :							

GROUPE		VALEURS DÉCLARÉES		MW	Mvar	kV	O.V. <sup>3</sup> (%)	Stabilisateurs (EN/HORS)	Régulateur de tension (auto/manuel)	Commentaires
		(MW)	(Mvar)							
	Début :									
	Fin :									
	Test absorption <sup>4</sup> :									
	Début :									
	Fin :									
	Test absorption <sup>4</sup> :									
	Début :									
	Fin :									
	Test absorption <sup>4</sup> :									
	Début :									
	Fin :									
	Test absorption <sup>4</sup> :									

<sup>1</sup> Température de l'eau : température de l'eau froide prise à l'entrée des refroidisseurs de l'alternateur

<sup>2</sup> Température de l'air : température de l'air froid prise à l'entrée du rotor de l'alternateur ou à la sortie des refroidisseurs

<sup>3</sup> O.V. : Ouverture de vannage

<sup>4</sup> Pour les centrales ciblées seulement

Par : \_\_\_\_\_ Compagnie : \_\_\_\_\_

Date de compilation : \_\_\_\_\_

Courriel : \_\_\_\_\_ Tél. : \_\_\_\_\_

## ANNEXE F DONNÉES DE PERFORMANCE D'UN PARC ÉOLIEN

Données en date du (aaaa-mm-jj) : [ - - ]

Parc éolien	Production	Date	Heure	Température extérieure (°C)	Vitesse du vent (km/h)	Production totale (MW ou Mvar)	Consommation des services auxiliaires du parc	
							(MW)	(Mvar)
DONNÉES DE PERFORMANCE	Minimale – MW							
	Maximale – MW							
	Minimale – Mvar							
	Maximale – Mvar							

Parc éolien		Production totale	
		(MW)	(Mvar)
VALEURS DÉCLARÉES	Production minimale		
	Production maximale		

### Description des turbines éoliennes

Fabricant	Nombre dans le parc	Puissance nominale		Facteur de puissance	Plage d'opération (vent en km/h)	Température maximale d'exploitation (°C)	Commentaires
		(MW)	(Mvar)				

### Facteur d'utilisation

	%
--	---

Par : \_\_\_\_\_ Compagnie : \_\_\_\_\_

Date de compilation : \_\_\_\_\_

Courriel : \_\_\_\_\_ Tél. : \_\_\_\_\_



**Programme général  
des essais de validation  
des centrales éoliennes raccordées  
au réseau de transport  
d'Hydro-Québec**

Direction Planification des actifs et expertise de transport

Février 2011

---

# TABLE DES MATIÈRES

<b>1. MODALITÉS DES ESSAIS DE VALIDATION .....</b>	<b>3</b>
1.1 BUT DES ESSAIS.....	3
1.2 MODULES DES ESSAIS DE VALIDATION .....	3
1.3 PÉRIODE DES ESSAIS.....	3
1.4 RÔLE DU PRODUCTEUR ET DU TRANSPORTEUR .....	4
1.5 CERTIFICATION .....	5
1.6 SYSTÈME DE SURVEILLANCE .....	5
1.7 VÉRIFICATIONS PÉRIODIQUES.....	6
<b>2. DESCRIPTION DES ESSAIS DE VALIDATION .....</b>	<b>7</b>
2.1 MODULE A - LA RÉGULATION DE TENSION PRIMAIRE.....	7
2.2 MODULE B - LE COMPORTEMENT LORS DE SOUS-TENSION (LOW VOLTAGE RIDE THROUGH) .....	9
2.3 MODULE C - LA RÉPONSE INERTIELLE.....	12
2.4 MODULE D - LA RÉGULATION DE TENSION SECONDAIRE.....	15
2.5 MODULE E - LE FACTEUR DE PUISSANCE.....	18
2.6 MODULE F - LES TAUX MAXIMAUX DE RAMPE .....	20
2.7 MODULE G - LA QUALITÉ DE L'ONDE.....	22

---

## PRÉAMBULE

Le document *Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec* contient une section spécifique pour les exigences associées à la production éolienne. Afin de démontrer que ces exigences sont respectées, le propriétaire d'une centrale éolienne doit réaliser à ses installations des essais dits de validation. Deux documents émis par le Transporteur encadrent le contenu de ces essais :

- 1) *Le programme général des essais de validation* (le présent document) qui est commun à toutes les centrales éoliennes. Il décrit les essais de validation à réaliser aux centrales éoliennes sans tenir compte des spécificités des installations. Ce document est disponible sur le site internet du Transporteur.
- 2) *La procédure détaillée des essais de validation* qui est particulière à chaque centrale éolienne et qui contient la séquence complète et spécifique des essais de validation pour cette centrale. Cette procédure tient compte notamment du type de technologie éolienne utilisée, du point de raccordement et des exigences en vigueur à cette centrale. Pour les besoins du réseau local, le Transporteur pourrait y inclure des essais complémentaires pour vérifier certains aspects non spécifiés dans le programme général des essais. Elle est remise au Producteur au moins deux semaines avant la date prévue pour la mise sous tension initiale de la centrale.

La première section du présent document décrit les modalités des essais de validation. À la deuxième section, on retrouve la description des essais de validation lesquels sont séparés en sept modules.

---

## DÉFINITIONS

### **Centre de téléconduite**

Centre d'exploitation régionale du Transporteur.

### **Low Voltage Ride Through**

Capacité des éoliennes à demeurer en service lors d'une baisse de tension due à un défaut.

### **Pnom**

Puissance active nominale d'une centrale ou d'une unité de production.

### **Tension terminale**

Tension à la sortie de l'éolienne, c'est-à-dire aux bornes haute tension du transformateur de l'éolienne (typiquement, niveau de tension 34,5 kV).

---

# 1. Modalités des essais de validation

## 1.1 But des essais

Les essais demandés par le Transporteur poursuivent trois buts :

1. Démontrer que la centrale éolienne répond aux exigences techniques du Transporteur relatives à la production éolienne ;
2. Valider les modèles numériques et les paramètres associés de la centrale, notamment ceux fournis par le Producteur au Transporteur. À cette fin, la réponse des modèles sera comparée aux enregistrements pris lors des essais ;

La réussite des essais de validation constitue un des éléments requis pour l'acceptation finale du raccordement par le Transporteur.

## 1.2 Modules des essais de validation

Les essais de validation sont séparés en sept modules qui visent à vérifier :

- **Module A La régulation de tension primaire**
- **Module B Le comportement lors de sous-tension (Low Voltage Ride Through)**
- **Module C La réponse inertielle (contrôlée par un régulateur de fréquence)<sup>1</sup>**
- **Module D La régulation de tension secondaire**
- **Module E Le facteur de puissance**
- **Module F Les taux maximums de rampe**
- **Module G La qualité de l'onde**

## 1.3 Période des essais

Les essais de validation doivent être faits immédiatement après que le Distributeur ait accepté la mise en service commerciale de la centrale.

Les essais des modules A, B et C sont réalisés sur une seule éolienne et peuvent donc être faits avant que toutes les éoliennes ne soient en service.

Les essais des modules D, E et F sont faits sur l'ensemble de la centrale et doivent être préférablement réalisés une fois que toutes les éoliennes sont en service et sans restriction de production. Afin de valider la régulation de tension secondaire (module D), le contrôleur de

---

<sup>1</sup> Ce module s'applique seulement aux centrales éoliennes de l'appel d'offre A/O 2005-03 (2000 MW) et à toutes les centrales éoliennes subséquentes.

---

tension et/ou tout autre appareil (compensateurs synchrone ou statique par exemple) dédié à cette fonction, doit être en service.

Le module G fait quant à lui l'objet de validation pendant l'exploitation de la centrale au moyen d'un système de surveillance (voir section 1.6).

Tous les essais doivent être coordonnés avec le Transporteur dans les semaines et les jours précédant les essais, et avec le répartiteur du centre de téléconduite concerné le jour des essais.

## **1.4 Rôle du Producteur et du Transporteur**

Le Producteur a l'obligation de réaliser des essais de validation afin de démontrer que ses installations satisfont aux exigences du Transporteur. Il doit, au moins trois mois d'avance, informer le Transporteur de la fenêtre de temps où il prévoit faire les essais. Le Producteur devra par la suite, et ce dans les meilleurs délais, aviser le Transporteur de tout déplacement de cette fenêtre de temps.

Le Transporteur fournira au Producteur, au moins deux semaines avant la date prévue pour la mise sous tension initiale de la centrale, une procédure détaillée des essais de validation.

Le Producteur doit permettre au Transporteur d'installer, dans les installations du Producteur, l'instrumentation pour effectuer les essais et analyser les résultats tels que l'installation d'un système de surveillance au point de raccordement ou à la barre haute tension du poste de départ, à une artère, ainsi qu'à une unité de production. Le système de surveillance pourra enregistrer des signaux de façon continue ou sur détection de dépassement de seuils associés à des perturbations. Ces signaux sont principalement des tensions et courants électriques, mais pourraient aussi être des variables mécaniques ou d'autres signaux. Le Producteur doit aussi fournir et installer des câbles de fibres optiques et des liens de communication de réserve que le Transporteur pourra utiliser pour les essais ou pour la surveillance continue (voir, à la section 2, les enregistrements requis pour chaque module d'essais). Le Producteur doit réaliser les mises hors tension nécessaires pour l'installation et le débranchement de l'instrumentation et ce, sans frais pour le Transporteur.

Le Producteur doit soumettre une unité de production à des essais afin de vérifier le respect de l'exigence lors de sous-tension (Low Voltage Ride Through), tel que décrit dans le document *Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec*. Si différents types d'éoliennes (technologie, réglage ou version logiciel différents) sont utilisés dans une même centrale, une éolienne de chaque type devra être soumise aux essais.

Le Transporteur assistera aux essais.

---

## 1.5 Certification

Si les résultats des essais sont jugés concluants par le Transporteur, la centrale éolienne sera considérée comme répondant aux exigences du Transporteur en regard de la version du logiciel (des contrôleurs de l'éolienne et de la centrale) vérifiée au moment des essais. Pendant toute la durée de l'exploitation de la centrale éolienne, le Producteur devra aviser le Transporteur si une nouvelle version des logiciels est implantée et documenter les modifications apportées dans cette nouvelle version. Le Producteur doit aussi aviser le Transporteur de tout changement dans la régulation de tension de ses installations. Le Transporteur pourra, dans l'un ou l'autre de ces cas, exiger que soit repris une partie ou la totalité des essais de validation et ce, aux frais du Producteur.

Le Transporteur pourra renoncer à exiger la réalisation certaines parties ou de la totalité des essais de validation pour les centrales dont la conception, le type d'éoliennes et la version du logiciel des contrôleurs ont déjà subi avec succès le programme d'essais de validation à une centrale intégrée à son réseau. Également, les essais pour confirmer le maintien en service de l'éolienne lors de sous-tension transitoire (Low Voltage Ride Through) pourraient ne pas être exigés si le Producteur peut produire un rapport complet portant sur des essais réalisés sur une unité de production identique (et avec une même version de logiciel) démontrant, à la satisfaction du Transporteur, qu'elle répond aux exigences du Transporteur sur ce point.

## 1.6 Système de surveillance

Certaines vérifications seront faites tout au long de l'exploitation de la centrale éolienne, au moyen d'un système de surveillance installé par le Transporteur. C'est le cas des exigences en matière de qualité de l'onde (module G). Pour les autres modules, cette supervision est également utile puisque les essais programmés ne permettent de vérifier qu'un nombre limité de conditions d'exploitation et de perturbations.

Ce système de surveillance permettra aussi de vérifier les exigences suivantes:

- Exigence lors de variation de fréquence;
- Exigences relatives aux systèmes de protection ;
- Exigence relative à l'arrêt des éoliennes en prévision d'une température très froide ou de grands vents ;
- Exigence relative au stabilisateur ;
- Exigence relative au plafonnement de la puissance active ;

---

## **1.7 Vérifications périodiques**

Les vérifications périodiques (environ aux cinq ans) feront l'objet de demandes spécifiques de la part du Transporteur. Le Producteur devra, à ses propres frais, réaliser ces essais et fournir les conditions appropriées, notamment pour l'installation de l'instrumentation nécessaire. Le Transporteur fournira la procédure d'essais et pourra si nécessaire assister le Producteur à l'exécution des essais. La procédure pour ces essais sera similaire à celle des essais initiaux et ce afin de pouvoir comparer les résultats.



---

## 2. Description des essais de validation

### 2.1 Module A - La régulation de tension primaire

La régulation de tension primaire est réalisée par une boucle de régulation locale à l'éolienne. Généralement, c'est la réponse dynamique de cette boucle de régulation qui caractérise la régulation de tension instantanée (transitoire) de la centrale éolienne. Le programme suivant s'applique à cette situation générale où la puissance réactive nécessaire à la régulation provient uniquement des éoliennes. Toutefois, si la régulation de tension transitoire est assurée par d'autres équipements ajoutés à la centrale (compensateurs par exemple), une procédure d'essais particulière sera réalisée afin d'apprécier la réponse transitoire de ces équipements et de statuer sur le respect des exigences.

#### But

Le but de ces essais est de mesurer la réponse locale dynamique d'une éolienne à une variation rapide de tension et de valider que cette réponse satisfait aux exigences en matière de régulation de tension.

#### Exigence

Les résultats de ces essais doivent montrer que la centrale éolienne répond aux spécifications décrites à la section *Exigences relatives à la régulation de tension et au facteur de puissance* du document *Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec*.

#### Description des essais

Les essais sont effectués sur une éolienne. L'éolienne doit être isolée de tout système de régulation secondaire de tension. Pour chaque essai, la production de l'éolienne doit être supérieure à 50 % de sa puissance nominale.

La partie 1 des essais consiste à provoquer des variations de tension instantanées et de faible amplitude du côté haute tension de l'éolienne (tension terminale). Si l'on dispose d'un banc d'essai isolant l'éolienne via une impédance et qui permet de contrôler sa tension terminale, les variations de tension seront faites par ce système. Dans le cas contraire, les variations de tension seront générées par des manœuvres sur le réseau (manœuvres de batteries de condensateurs, d'inductances, etc.) ou encore en changeant la position des prises au(x) transformateur(s) de puissance du poste de départ.

---

La partie 2 des essais consiste à injecter de faibles échelons de tension de durée limitée, directement au système de régulation de tension de l'éolienne. Ces essais ne sont possibles que si l'éolienne possède un système de régulation de tension accessible.

## **Essais du module A**

### **Partie 1**

**Essai A1.1** Hausse instantanée de la tension terminale de l'ordre de 1 % à 2 %

**Essai A1.2** Baisse instantanée de la tension terminale de l'ordre de 1 % à 2 %

**Essai A1.3** Hausse instantanée de la tension terminale de l'ordre de 3 % à 5 %

**Essai A1.4** Baisse instantanée de la tension terminale de l'ordre de 3 % à 5 %

### **Partie 2**

**Essai A2.1** Échelon positif de tension de l'ordre de 2 % et d'une durée de 1/2 à quelques secondes

**Essai A2.2** Échelon négatif de tension de l'ordre de 2 % et d'une durée de 1/2 à quelques secondes

**Essai A2.3** Échelon positif de tension de l'ordre de 5 % et d'une durée de 1/2 à quelques secondes

**Essai A2.4** Échelon négatif de tension de l'ordre de 5 % et d'une durée de 1/2 à quelques secondes

## **Enregistrements**

Les signaux suivants seront enregistrés à l'éolienne :

- Tensions des trois phases du côté basse tension
- Courants des trois phases du côté basse tension

---

## 2.2 Module B - Le comportement lors de sous-tension (Low Voltage Ride Through)

L'exigence en matière de sous-tension (Low Voltage Ride Through) requière que les éoliennes demeurent en service lors de perturbations de la tension. Le programme d'essai suivant est réalisé sur une éolienne. Il suppose donc que chaque éolienne satisfait de façon indépendante à ces exigences. Pour les cas où le respect des exigences est rencontré à l'aide d'équipements ajoutés à la centrale (compensateurs par exemple), une procédure d'essais particulière sera alors établie.

### But

Le but de ces essais est de vérifier que les éoliennes respectent l'exigence lors de sous-tension (Low Voltage Ride Through) et de mesurer la réponse d'une éolienne lors de perturbations sévères de la tension.

### Exigence

Les résultats de ces essais doivent montrer que la centrale éolienne répond aux spécifications décrites à la section *Exigence lors de sous-tension (Low Voltage Ride Through)* du document *Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec*.

### Description des essais

Les essais sont effectués sur une éolienne. Une première série d'essais est faite avec une production correspondant à la puissance nominale de l'éolienne. Une deuxième série est faite avec un niveau de production correspondant à environ 20% de la puissance nominale de l'éolienne. Les durées de creux de tension spécifiées en cycles sont basées sur un réseau de fréquence 60 Hz. Par exemple, "9 cycles" équivaut à 0.15 secondes.

On doit disposer d'un banc d'essai isolant l'éolienne du réseau via une impédance et permettant d'appliquer différentes valeurs de creux de tension aux bornes haute tension du transformateur de l'éolienne (tel que montré dans la norme CEI 61400-21). Les creux de tension décrits ci-après aux étapes B1 à B18 reflètent les exigences de TransÉnergie lesquelles sont spécifiées du côté haute tension du poste de départ. Afin de simplifier les procédures d'essais, nous demandons que ces creux de tension soient appliqués aux bornes haute tension du transformateur de l'éolienne. Si cela n'est pas possible, les creux de tension à appliquer aux bornes haute tension du transformateur de l'éolienne pourront être calculés en considérant l'impédance et le mode de raccordement du ou des transformateurs haute tension du poste de départ. Ces creux de tension devront alors correspondre aux conditions aux bornes haute tension du transformateur de l'éolienne la plus près du poste lorsque les creux de tension décrits aux étapes B1 à B18 sont effectifs à la barre haute tension du poste de départ.

---

## Essais du module B

- Essai B1** Creux de tension sur trois phases résultant en une tension de composante directe de 0,95 p.u., pendant 1 heure.
- Essai B2** Creux de tension sur une phase résultant en une tension de composante directe de 0,90 p.u., pendant 10 minutes.
- Essai B3** Creux de tension sur deux phases résultant en une tension de composante directe de 0,90 p.u., pendant 10 minutes.
- Essai B4** Creux de tension sur trois phases résultant en une tension de composante directe de 0,90 p.u., pendant 10 minutes.
- Essai B5** Creux de tension sur une phase résultant en une tension de composante directe de 0,85 p.u., pendant 30 secondes.
- Essai B6** Creux de tension sur deux phases résultant en une tension de composante directe de 0,85 p.u., pendant 30 secondes.
- Essai B7** Creux de tension sur trois phases résultant en une tension de composante directe de 0,85 p.u., pendant 30 secondes.
- Essai B8** Creux de tension sur une phase résultant en une tension de composante directe de 0,75 p.u., pendant 2 secondes.
- Essai B9** Creux de tension sur deux phases résultant en une tension de composante directe de 0,75 p.u., pendant 2 secondes.
- Essai B10** Creux de tension sur trois phases résultant en une tension de composante directe de 0,75 p.u., pendant 2 secondes.
- Essai B11** Défaut triphasé, d'une durée de 9 cycles.
- Essai B12** Défaut biphasé, d'une durée de 9 cycles.
- Essai B13** Défaut biphasé-terre, d'une durée de 9 cycles.
- Essai B14** Défaut monophasé, d'une durée de 15 cycles ou 18 cycles (selon les exigences en vigueur).
- Essai B15** Défaut triphasé avec impédance résultant en une tension de composante directe de 0,25 p.u., d'une durée de 45 cycles.
- Essai B16** Défaut biphasé-terre avec impédance résultant en une tension de composante directe de 0,50 p.u., d'une durée de 45 cycles.

---

**Essai B17** Défaut biphasé avec impédance résultant en une tension de composante directe de 0,60 p.u., d'une durée de 45 cycles.

**Essai B18<sup>2</sup>** Défaut monophasé avec impédance résultant en une tension de composante directe de 0,70 p.u., d'une durée de 45 cycles.

### **Enregistrements**

Les signaux suivants seront enregistrés à l'éolienne :

- Tensions des trois phases du côté haute tension
- Courants des trois phases du côté haute tension
- Tensions des trois phases du côté basse tension
- Courants des trois phases du côté basse tension
- Vitesse du rotor

---

<sup>2</sup> Cet essai s'applique seulement aux centrales éoliennes pour lesquelles les exigences en vigueur spécifient un défaut monophasé éloigné éliminé par protection lente.

---

## 2.3 Module C - La réponse inertielle

Note : Ce module s'applique seulement aux centrales éoliennes de l'appel d'offre A/O 2005-03 (2000 MW) et à toutes les centrales éoliennes subséquentes.

### But

Le but de ces essais est de vérifier que les éoliennes respectent les exigences en matière de régulation de fréquence (réponse inertielle).

### Exigence

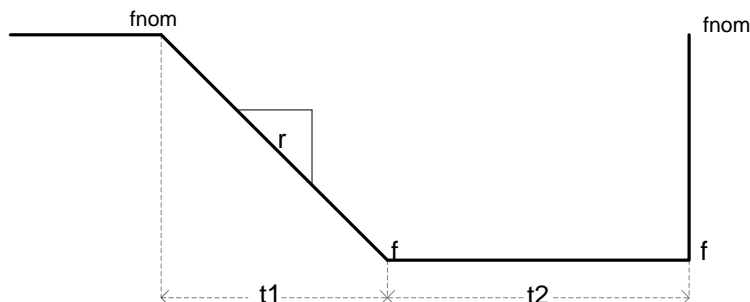
Les résultats de ces essais doivent montrer que la centrale éolienne répond aux spécifications décrites à la section *Exigences relatives à la régulation de fréquence (réponse inertielle)* du document *Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec*.

### Description des essais

Les essais sont effectués sur une éolienne. La production de l'éolienne devra être entre 5% et 100% de sa puissance nominale, selon l'essai. Le niveau de production lors des essais devra refléter les conditions de vent c'est-à-dire que l'éolienne ne doit faire l'objet d'aucune limitation (curtailment) ou restriction de puissance.

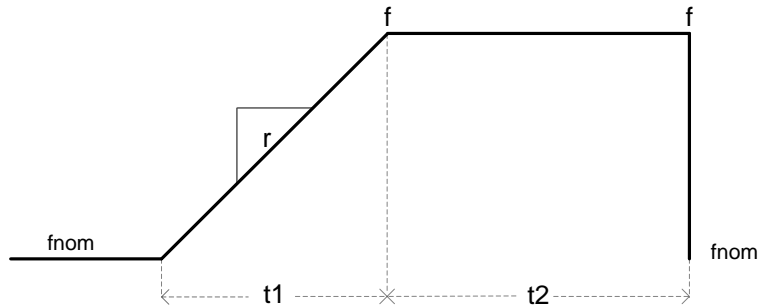
Les essais consistent à appliquer des signaux de fréquence de durée limitée, directement au système de régulation de fréquence de l'éolienne. Ces signaux ont le profil suivant :

#### Pour les essais de la partie 1



---

## Pour les essais de la partie 2



La valeur des paramètres  $f$ ,  $t_1$ ,  $t_2$  et  $r$  sont définis pour chaque essai. Dans la section qui suit, ces valeurs sont donnés de manière approximative. Ils seront précisés dans les procédures d'essais où ils seront adaptés aux réglages et aux technologies des systèmes de régulation testés.

Dans le but de constater l'effet du contrôleur de pas des pales sur la réponse inertielle (phase de récupération), l'essai C1.8 est fait avec des conditions de vent où le pas des pales est au dessus de son minimum.

### **Essais du module C**

#### **Partie 1**

**Test C1.1**  $f = 59$  Hz,  $t_1 = 20$  secondes,  $t_2 = 15$  secondes,  $r = 0.05$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C1.2**  $f = 59.6$  Hz,  $t_1 = 4$  secondes,  $t_2 = 2$  secondes,  $r = 0.10$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C1.3**  $f = 59$  Hz,  $t_1 = 10$  secondes,  $t_2 = 10$  secondes,  $r = 0.10$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C1.4**  $f = 58.5$  Hz,  $t_1 = 10$  secondes,  $t_2 = 10$  secondes,  $r = 0.15$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C1.5**  $f = 59$  Hz,  $t_1 = 10$  secondes,  $t_2 = 35$  secondes,  $r = 0.10$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C1.6**  $f = 59$  Hz,  $t_1 = 10$  secondes,  $t_2 = 35$  secondes,  $r = 0.10$  Hz/seconde  
Production entre 5% et 10 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C1.7**  $f = 59$  Hz,  $t_1 = 10$  secondes,  $t_2 = 35$  secondes,  $r = 0.10$  Hz/seconde  
Production à 100 % de la puissance nominale de l'éolienne.  
Pas des pales à son minimum.

---

**Test C1.8**  $f = 59$  Hz,  $t_1 = 10$  secondes,  $t_2 = 35$  secondes,  $r = 0.10$  Hz/seconde  
Production à 100 % de la puissance nominale de l'éolienne.  
Pas des pales au dessus de son minimum.

## Partie 2

**Test C2.1**  $f = 60.35$  Hz,  $t_1 = 7$  secondes,  $t_2 = 20$  secondes,  $r = 0.05$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C2.2**  $f = 60.8$  Hz,  $t_1 = 16$  secondes,  $t_2 = 20$  secondes,  $r = 0.05$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C2.3**  $f = 61.0$  Hz,  $t_1 = 10$  secondes,  $t_2 = 20$  secondes,  $r = 0.1$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C2.4**  $f = 61.2$  Hz,  $t_1 = 6$  secondes,  $t_2 = 20$  secondes,  $r = 0.2$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

## **Enregistrements**

Les signaux suivants seront enregistrés à l'éolienne :

- Tensions des trois phases du côté basse tension
- Courants des trois phases du côté basse tension
- Vitesse du rotor
- Position des pales
- Signaux d'entrée et de sortie du système de régulation de fréquence
- Vitesse du vent



---

## 2.4 Module D - La régulation de tension secondaire

La régulation de tension secondaire peut, là où elle existe, être un complément judicieux à la régulation primaire. Elle peut notamment permettre de contrôler de manière continue la tension du côté haute tension des installations du Producteur (ou au point de raccordement). Le programme d'essais suivant s'applique lorsque la boucle de régulation secondaire est gérée par un système, que nous nommons *contrôleur de tension*, qui contrôle la production réactive des éoliennes en fonction d'une consigne de tension à la haute tension du poste de départ. Ce programme s'applique donc au cas général où la puissance réactive provient uniquement des éoliennes. Si la régulation de tension est assurée par d'autres équipements ajoutés à la centrale (compensateurs par exemple), une procédure d'essais particulière sera alors réalisée afin d'apprécier la réponse de ces équipements et de statuer sur le respect des exigences.

### But

Le but de ces essais est de mesurer la réponse du système de régulation secondaire et de valider que cette réponse, en complément à la régulation primaire, permet de satisfaire aux exigences en matière de régulation de tension.

Les essais permettent aussi de vérifier, si cette option existe, le fonctionnement de la régulation avec statisme permanent.

Finalement, les essais servent également à vérifier la dynamique de la puissance réactive à la centrale lorsque le contrôleur de tension est mis en service et hors service.

### Exigence

Les résultats de ces essais doivent montrer que la centrale éolienne répond aux spécifications décrites à la section *Exigences relatives à la régulation de tension et au facteur de puissance* du document *Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec*.

### Description des essais

Les essais sont faits avec au moins 95 % des éoliennes en service et la production de la centrale doit être supérieure à 50 % de la puissance nominale.

La partie 1 des essais consiste à appliquer des variations de tension de faible amplitude sur le réseau. Ces variations de tension seront générées par des manœuvres sur le réseau (manœuvres de batteries de condensateurs, d'inductances, de changeurs de prises, etc.).

---

La partie 2 des essais consiste à appliquer des échelons de consignes au contrôleur de tension.

La partie 3 des essais, le contrôleur de tension sera mis hors service puis, une fois la puissance réactive stabilisée aux éoliennes, remis en service.

Les parties 1 et 2 des essais seront d'abord faites avec une régulation sans statisme permanent. Ces parties seront ensuite reprises avec différentes valeurs de statisme permanent allant de 2 % à 8 %. Ces essais peuvent nécessiter des changements de réglage (gains, constantes de temps, etc.) au contrôleur de tension.

La partie 3 des essais sera faite uniquement avec une régulation sans statisme permanent.

## **Essais du module D**

### **Partie 1**

- Essai D1.1** Hausse de la tension du réseau de l'ordre de 1 %
- Essai D1.2** Baisse de la tension du réseau de l'ordre de 1 %
- Essai D1.3** Hausse de la tension du réseau de l'ordre de 3 %
- Essai D1.4** Baisse de la tension du réseau de l'ordre de 3 %
- Essai D1.5** Baisse de la tension du réseau de l'ordre de 3 %, suivie d'une hausse de l'ordre de 5 % quelques secondes plus tard

### **Partie 2**

- Essai D2.1** Échelon de consigne de tension positif de l'ordre de 1 % à 2 %
- Essai D2.2** Échelon de consigne de tension négatif de l'ordre de 1 % à 2 %
- Essai D2.3** Échelon de consigne de tension positif de l'ordre de 3 % à 5 %
- Essai D2.4** Échelon de consigne de tension négatif de l'ordre de 3 % à 5 %
- Essai D2.5** Échelon de consigne de tension négatif de l'ordre de 3 % à 5 %, suivi d'un échelon de consigne positif de 2 % quelques secondes plus tard

**Faire les parties 1 et 2 avec une régulation sans statisme permanent. Les refaire ensuite avec deux différentes valeurs de statisme permanent (entre 2 % et 8 %).**

### **Partie 3**

- Essai D3** Mettre hors service le contrôleur de tension jusqu'à ce que la puissance des éoliennes soit stabilisée. Remettre ensuite en service le contrôleur de tension.

---

## **Enregistrements**

Les signaux suivants seront enregistrés à une éolienne :

- Tensions des trois phases du côté basse tension
- Courants des trois phases du côté basse tension
- Vitesse du rotor
- Position des pales
- Vitesse du vent

Les signaux suivants seront enregistrés au départ (près du poste) d'une des lignes du réseau collecteur :

- Tensions des trois phases
- Courants des trois phases

Les signaux suivants seront enregistrés à la haute tension du poste de départ :

- Tensions des trois phases
- Courants des trois phases

---

## 2.5 Module E - Le facteur de puissance

Dans le programme d'essais suivant, nous considérons le cas général où la puissance réactive de la centrale provient uniquement des éoliennes. Pour les cas où le respect du facteur de puissance est assuré à l'aide d'équipements ajoutés à la centrale (compensateurs par exemple), une procédure d'essais particulière sera alors réalisée afin de statuer sur le respect des exigences.

### **But**

Le but de ces essais est de vérifier que la centrale satisfait aux exigences en matière de facteur de puissance et de mesurer la capacité maximale de puissance réactive de la centrale et d'une éolienne.

### **Exigence**

Les résultats de ces essais doivent montrer que la centrale éolienne répond aux spécifications décrites à la section *Exigences relatives à la régulation de tension et au facteur de puissance* du document *Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec*.

### **Description des essais**

Les essais doivent être idéalement faits avec toutes les éoliennes de la centrale en service. Dépendamment de l'essai, la production des éoliennes en service varie entre 10 % et 100 % de leur puissance nominale. TransÉnergie pourrait dans certains cas accepter que les essais soient faits avec un nombre moindre d'éoliennes en service et extrapoler les résultats pour déduire la production (ou l'absorption) de puissance réactive maximale de la centrale. Des restrictions de tension sur le réseau local pourraient aussi imposer que ces essais soient faits avec un nombre restreint d'éoliennes.

Les essais consistent à produire et à absorber un maximum de puissance réactive, et ce avec différents niveaux de production et sur une plage de tension entre 0.90 pu et 1.10 pu du côté haute tension du poste de départ.

Ces essais peuvent nécessiter des changements de consignes au(x) système(s) de contrôle de tension.

---

## Essais du module E

- Essai E1** Éoliennes à 100 % de leur puissance nominale, puissance réactive capacitive maximale, pendant 1 heure
- Essai E2** Éoliennes à 100 % de leur puissance nominale, puissance réactive inductive maximale, pendant 1 heure
- Essai E3** Éoliennes à 50 % de leur puissance nominale, puissance réactive capacitive maximale, pendant 5 minutes
- Essai E4** Éoliennes à 10 % de leur puissance nominale, puissance réactive inductive maximale, pendant 5 minutes

## Enregistrements

Les signaux suivants seront enregistrés à une éolienne :

- Tensions des trois phases du côté basse tension
- Courants des trois phases du côté basse tension

Les signaux suivants seront enregistrés au départ (près du poste) d'une des lignes du réseau collecteur :

- Tensions des trois phases
- Courants des trois phases

Les signaux suivants seront enregistrés à la haute tension du poste de départ :

- Tensions des trois phases
- Courants des trois phases

---

## 2.6 Module F - Les taux maximaux de rampe

### But

Le but de ces essais est de vérifier que la centrale satisfait à l'exigence relative aux taux maximaux de rampe lorsqu'elle est démarrée ou arrêtée à l'aide d'un contrôleur de rampe.

### Exigence

Les résultats de ces essais doivent montrer que la centrale éolienne répond aux spécifications décrites à la section *Exigence relative aux taux maximums de rampe lors des montées ou des baisses de la puissance produite* du document *Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec*.

### Description des essais

Les essais doivent être faits avec au moins 95 % des éoliennes de la centrale en service. La production des éoliennes en service doit être supérieure à 50 % de leur puissance nominale.

Les essais consistent à faire une séquence d'arrêt de la centrale puis une séquence de démarrage et d'observer si les taux appliqués pour les rampes sont respectés.

Ces essais peuvent nécessiter des changements de réglage au contrôleur de puissance de la centrale ou aux éoliennes.

### Essais du module F

**Essai F1**      Taux de rampe ajusté à  $P_{nom}/10$  minutes, arrêt complet de la centrale

**Essai F2**      Taux de rampe ajusté à  $P_{nom}/10$  minutes, démarrage de la centrale

**Essai F3**      Taux de rampe ajusté à  $P_{nom}/60$  minutes, arrêt complet de la centrale

**Essai F4**      Taux de rampe ajusté à  $P_{nom}/60$  minutes, démarrage de la centrale

---

## **Enregistrements**

Les signaux suivants seront enregistrés à une éolienne :

- Tensions des trois phases du côté basse tension
- Courants des trois phases du côté basse tension
- Vitesse du rotor
- Position des pales
- Vitesse du vent

Les signaux suivants seront enregistrés au départ (près du poste) d'une des lignes du réseau collecteur :

- Tensions des trois phases
- Courants des trois phases

Les signaux suivants seront enregistrés à la haute tension du poste de départ :

- Tensions des trois phases
- Courants des trois phases

---

## 2.7 Module G - La qualité de l'onde

Les exigences en matière de qualité de l'onde ne feront pas l'objet d'essais programmés. La vérification des harmoniques et des limites d'émission sera plutôt faite pendant l'exploitation de la centrale éolienne, au moyen d'un système de surveillance installé par le Transporteur (voir section 1.6). Ceci permettra de s'assurer du respect des normes telles que spécifiées par le Producteur dans le rapport *Étude d'émission*. Ce rapport est un préalable pour la mise sous tension initiale de la centrale éolienne.