

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

**Documents de référence explicatifs et informatifs**



**Tableau 1**  
**Documents de référence explicatifs et informatifs**

Titre	Organisme
« Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d'Hydro Québec » (E.12-01 et addendas 2 et 3)	Hydro-Québec
Convention d'étude d'intégration prévue aux « Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro Québec »	Hydro-Québec
« Caractéristiques de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro-Québec »	Hydro-Québec
« Spécifications d'exigences – Acquisition des données éoliennes »	Hydro-Québec
« Spécifications d'exigences – Acquisition des données solaires photovoltaïques »	Hydro-Québec
MOD-026-1 « Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrales »	North American Electric Reliability Corporation
MOD 027-1 « Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance »	North American Electric Reliability Corporation
MOD-025-2 « Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones »	North American Electric Reliability Corporation
IQ-P-001 « Vérification des puissances actives et réactives maximales des installations de production et des compensateurs synchrones faisant partie du RTP »	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.

numéro	E.12-01		
page	8	de	40

## 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.

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	E.12-01		
page	10	de	40

#### 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 (U <sub>c</sub> 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 :

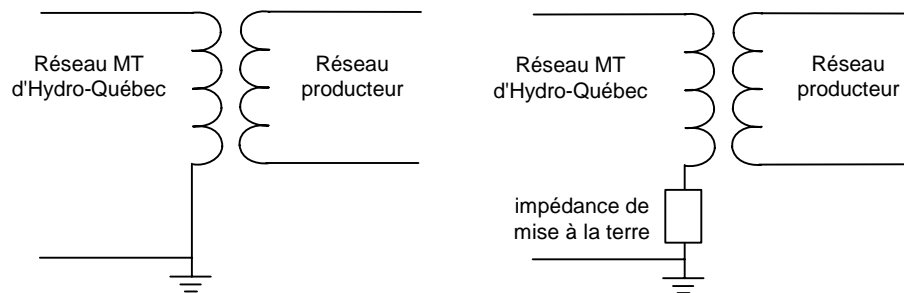
$$X_0/X_1 \leq 3 \text{ et } R_0/X_1 < 1$$

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

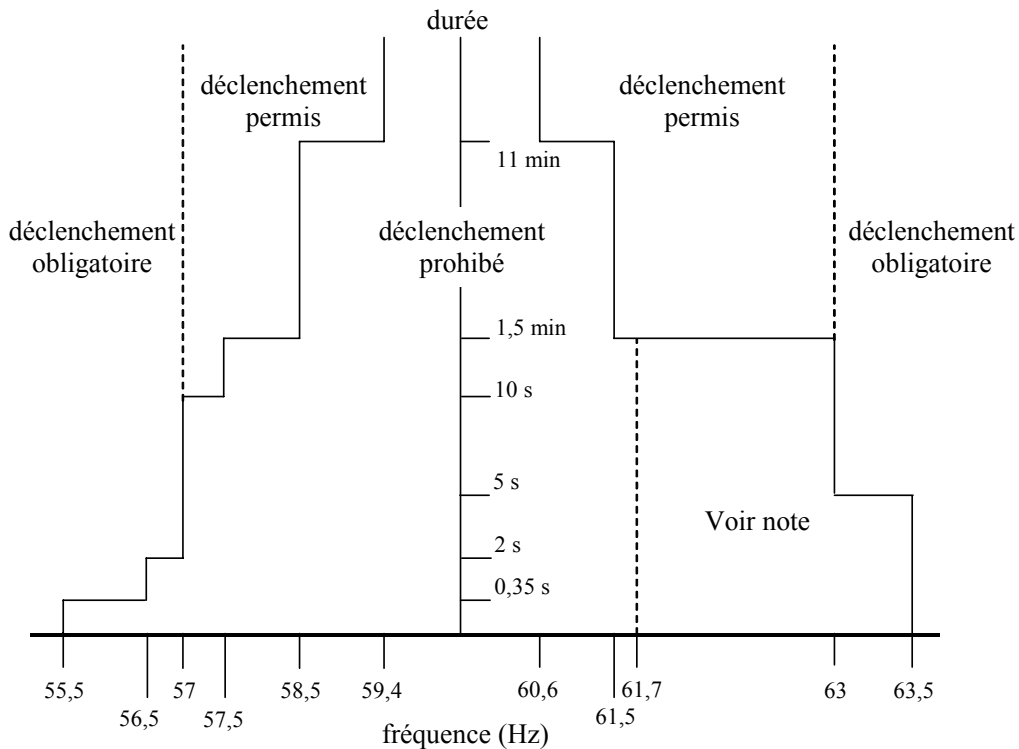
### 10.6.2.1 Protection de fréquence

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.

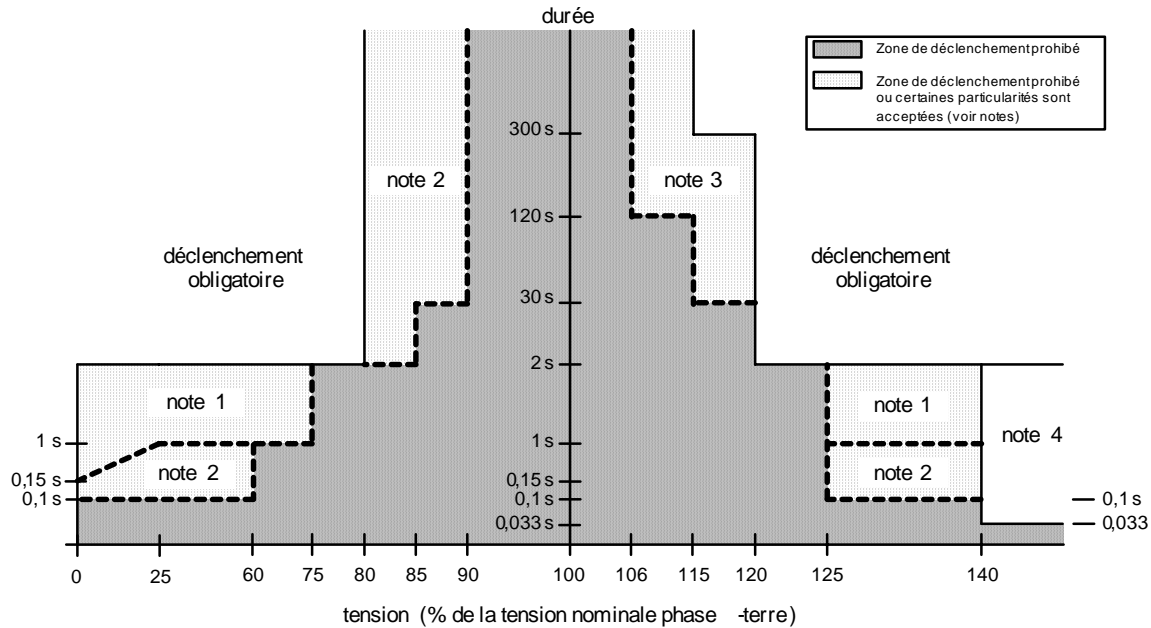
Les réglages présentés au tableau III et à la figure 2 permettent de satisfaire à ces exigences. Tous les seuils peuvent ne pas être exigés, selon le cas.

#### 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).

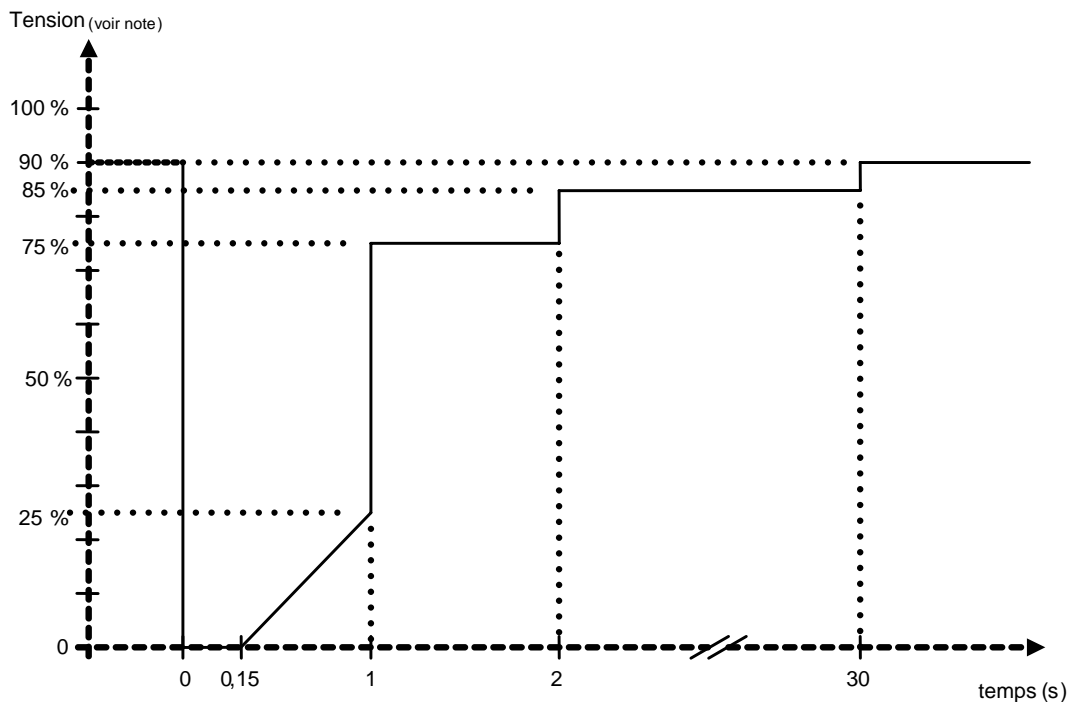
Le producteur doit concevoir ses installations de façon que les transformateurs de la centrale puissent être énergisés par le réseau d'Hydro-Québec et ce, sans déclenchement de la protection de ligne d'Hydro-Québec.

## 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**



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

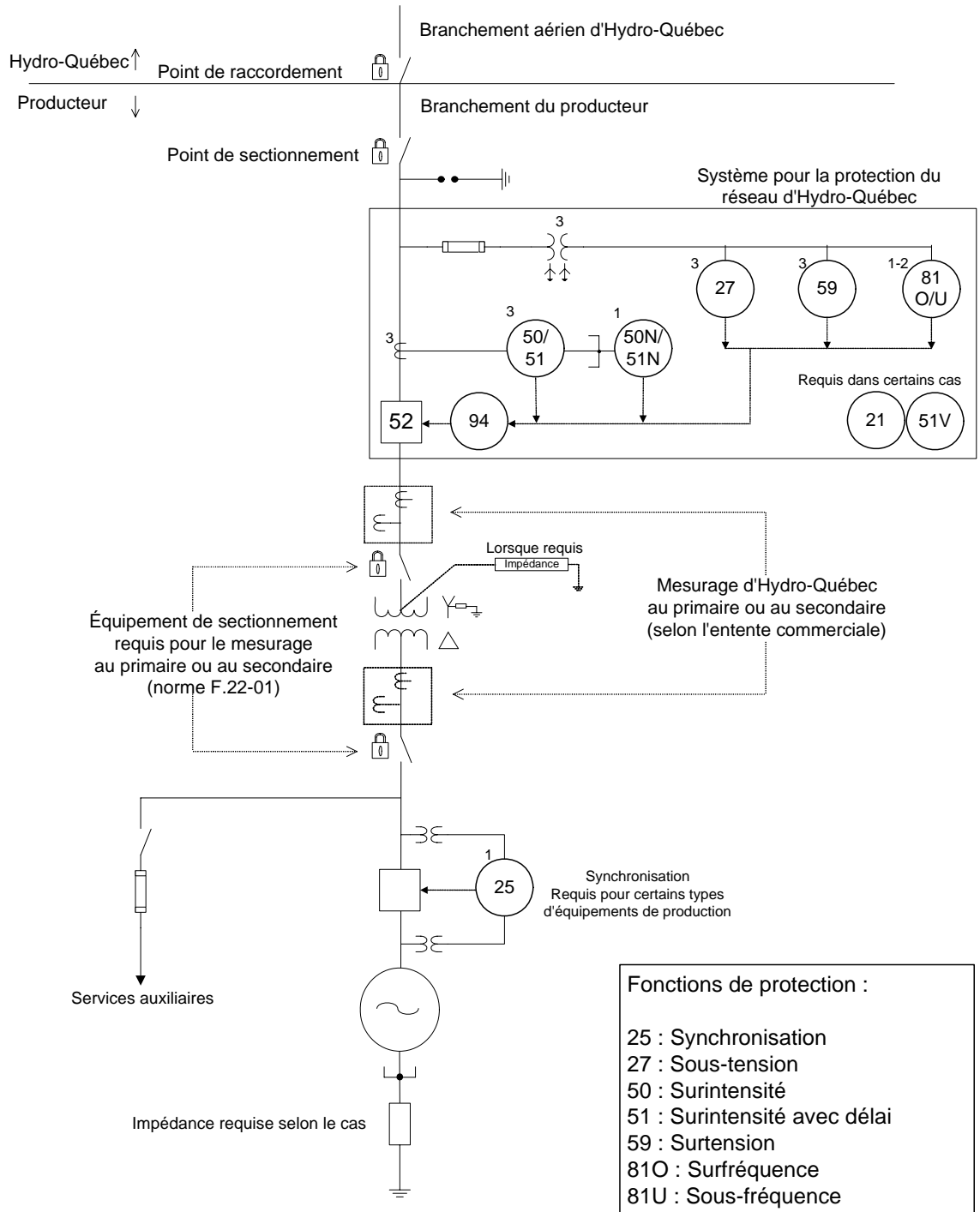
Oui

Non

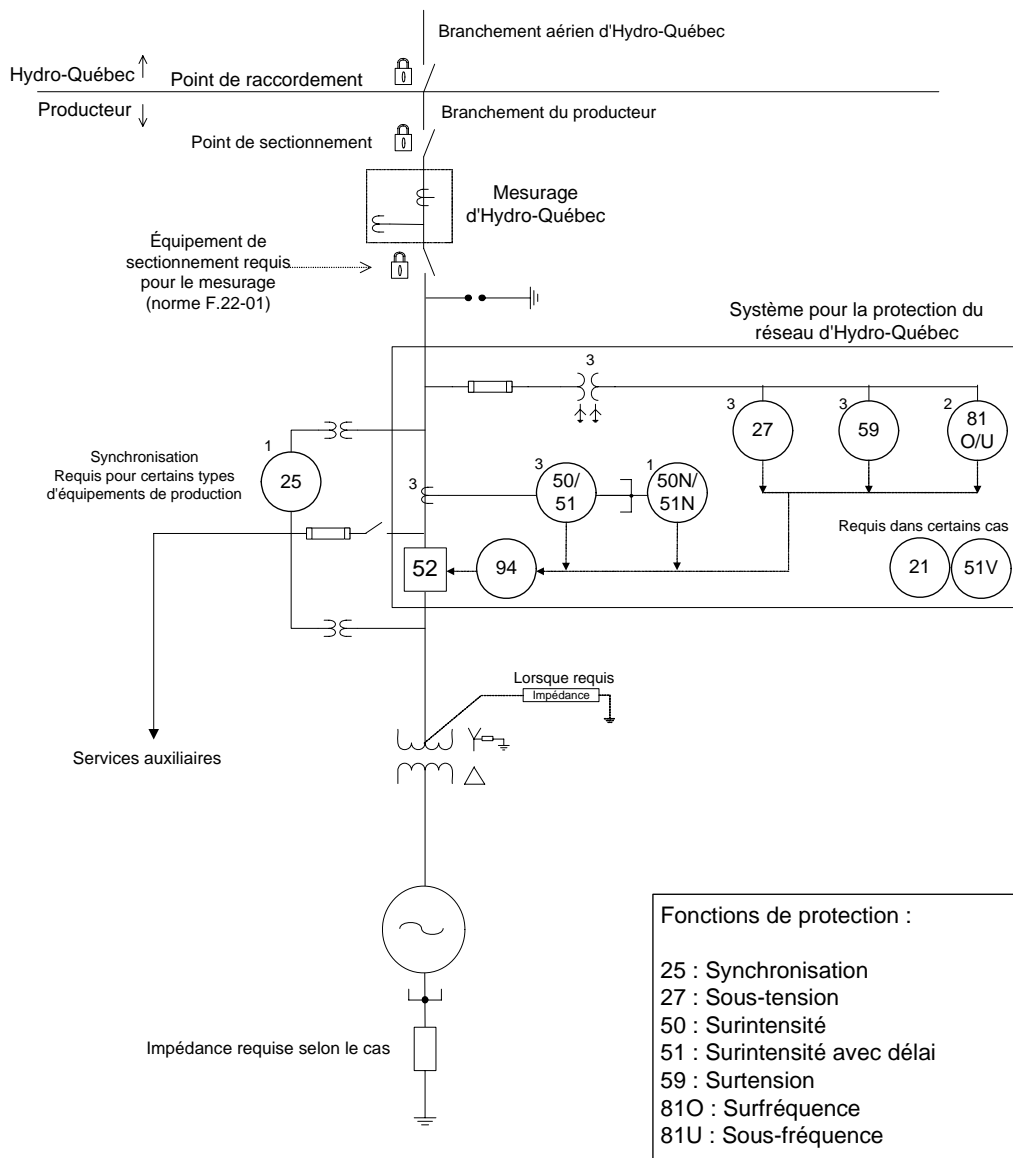
numéro	<b>E.12-01</b>		
page	<b>33</b>	de	<b>40</b>

## ANNEXE B

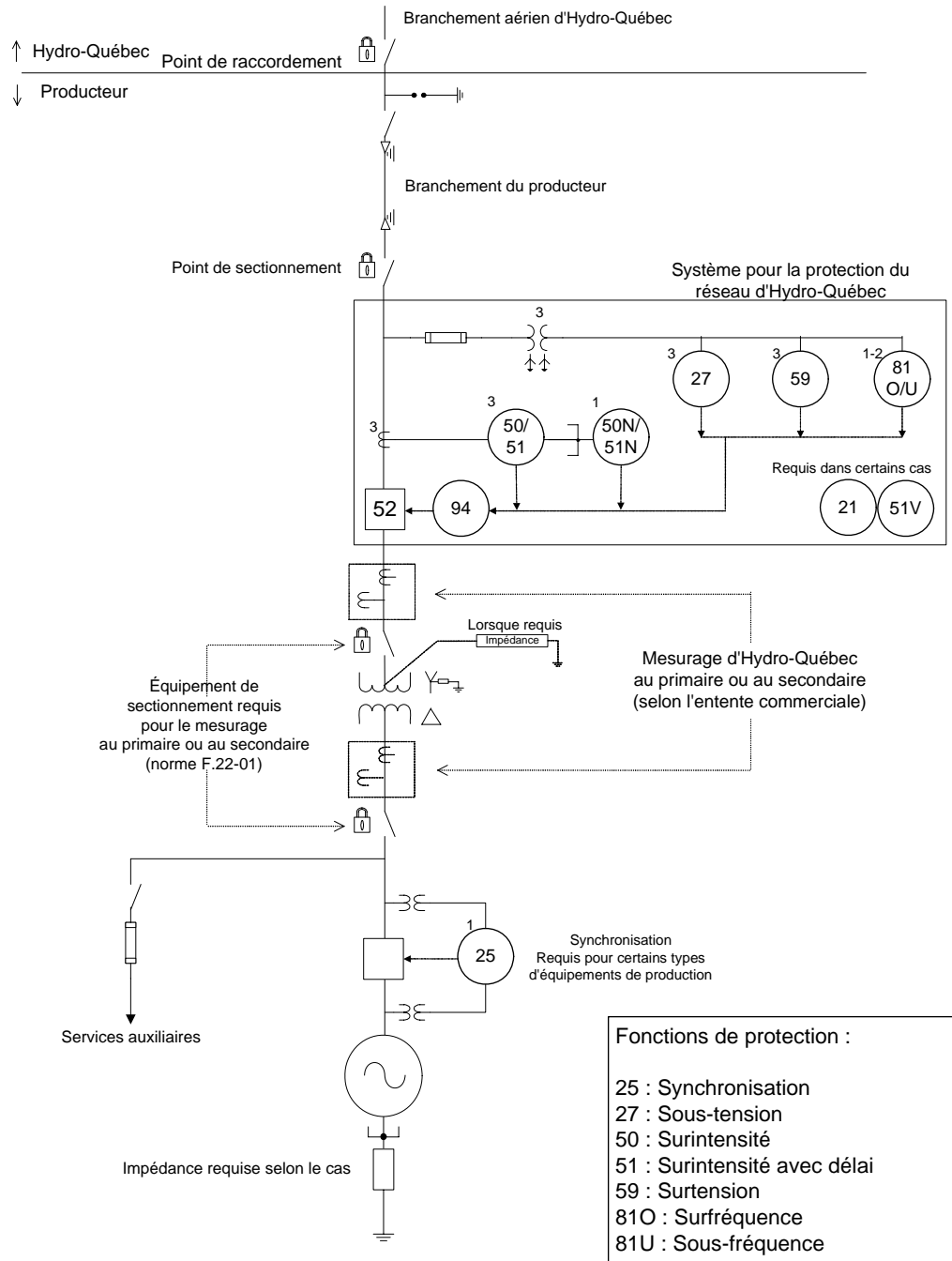
### Schémas types de raccordement et de protection des installations



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

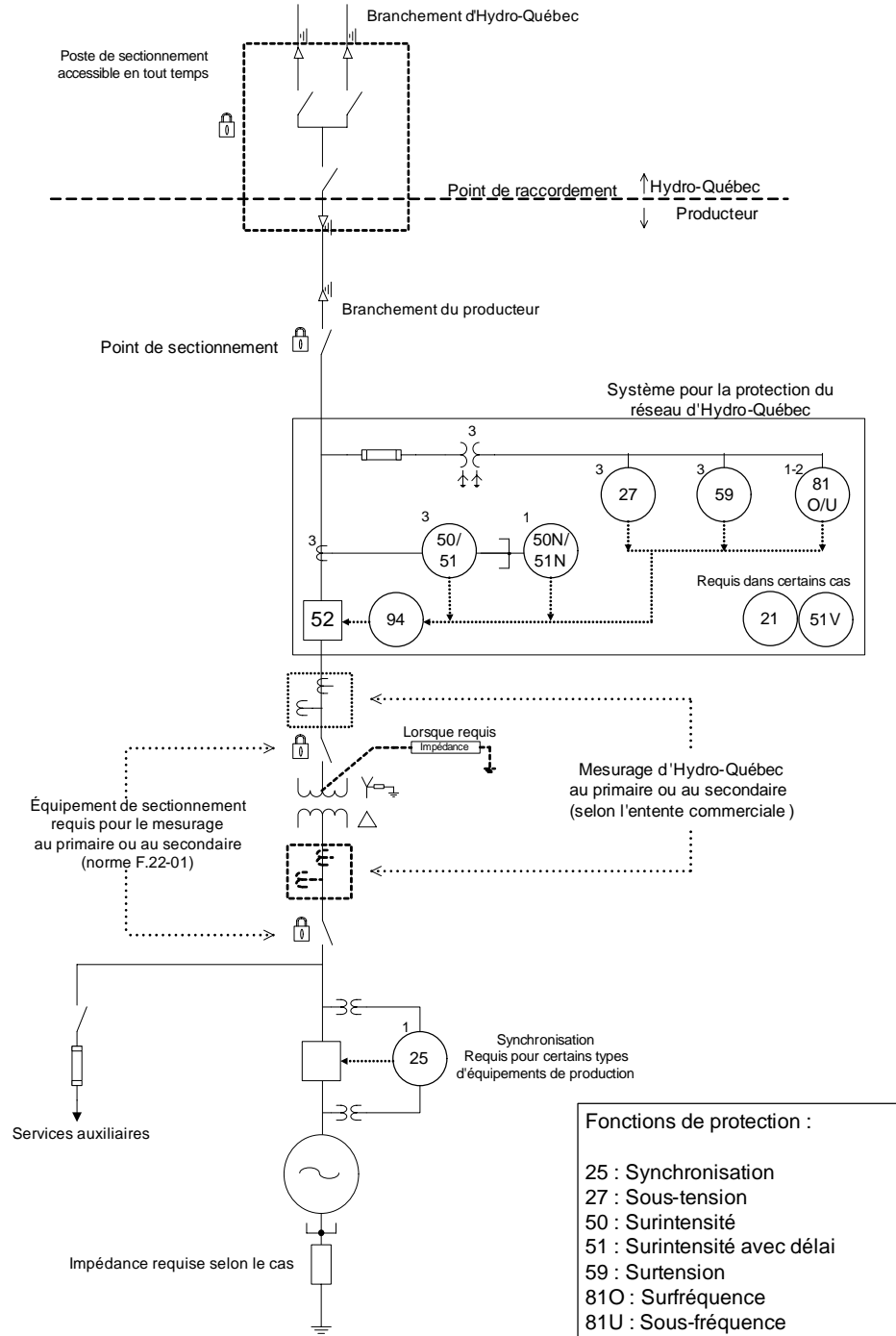


**Figure 6 - Raccordement aérien-aérien MT, puissance supérieure à 5 MW**



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





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

politique  directive  norme  méthode

corporative  sectorielle

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



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.**

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**

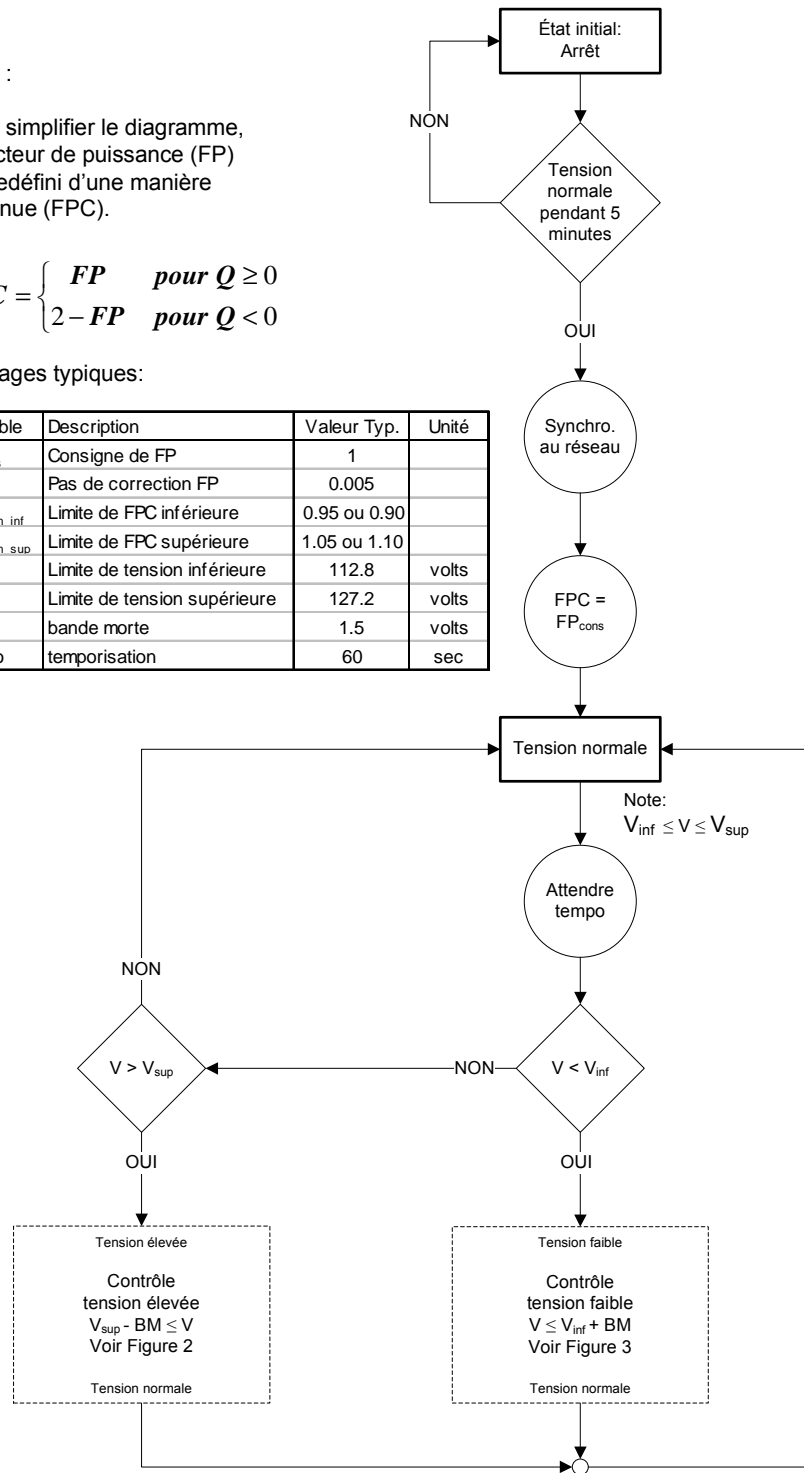
Note :

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

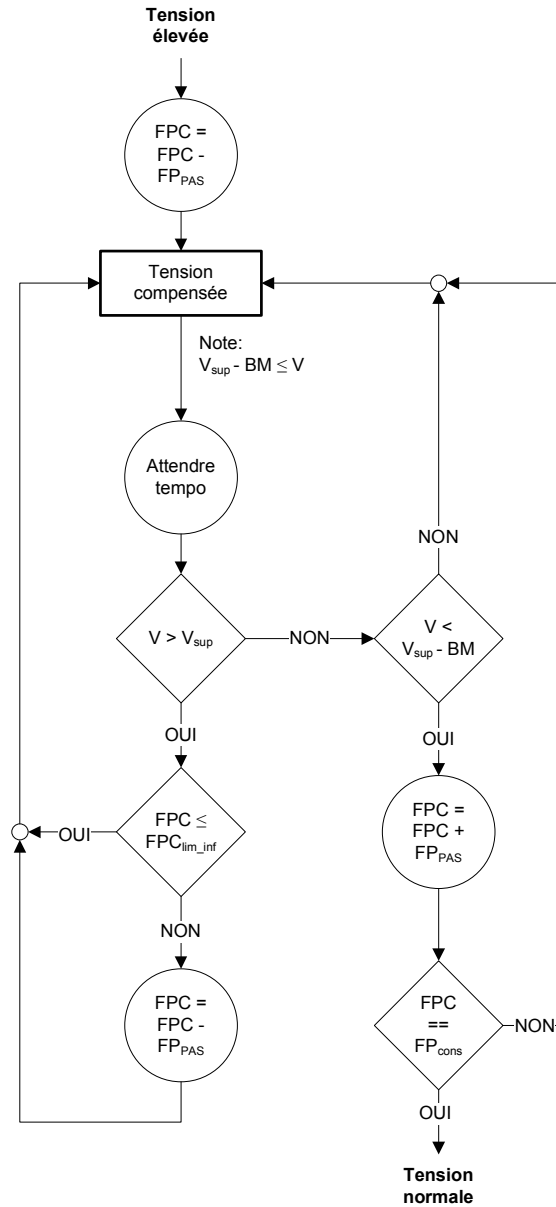
$$FPC = \begin{cases} FP & \text{pour } Q \geq 0 \\ 2 - FP & \text{pour } Q < 0 \end{cases}$$

Réglages typiques:

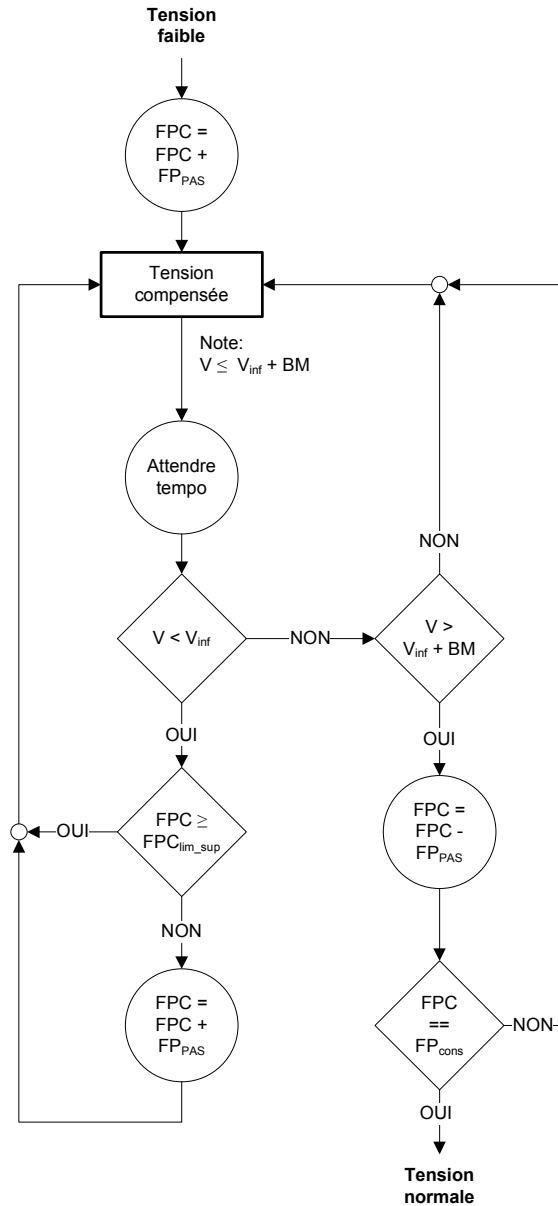
Variable	Description	Valeur Typ.	Unité
FP <sub>cons</sub>	Consigne de FP	1	
FP <sub>PAS</sub>	Pas de correction FP	0.005	
FPC <sub>lim inf</sub>	Limite de FPC inférieure	0.95 ou 0.90	
FPC <sub>lim sup</sub>	Limite de FPC supérieure	1.05 ou 1.10	
V <sub>inf</sub>	Limite de tension inférieure	112.8	volts
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**

**Addenda n° 3 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-3</b>	
en vigueur le	<b>2019-12</b>	
page	<b>1</b>	de <b>6</b>

préparé par	validé par	date	approuvé par	date
Dominique Guérette, ing. Stratégie réseau	Maude Gauthier, ing., chef Stratégie réseau		Angelo Giumento, ing., chef Évolution du réseau	

**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.

Le présent addenda vient également annuler l'addenda n° 1 à la norme E.12-01 puisqu'il est inclus dans le présent addenda.

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

**DESCRIPTION DES MODIFICATIONS**

**L'article 8.10 de la norme E.12-01 est remplacé par le paragraphe suivant :**

**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 suite à l'ouverture du disjoncteur principal de la centrale lorsque l'alimentation est maintenue au point de raccordement par Hydro-Québec.

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.

**L'article 9 de la norme E.12-01 est modifié en y ajoutant le paragraphe suivant :**

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

[...]

Le producteur doit protéger correctement ses équipements contre tout court-circuit pouvant se produire entre le point de raccordement et le disjoncteur principal. Afin de rencontrer cette exigence, Hydro-Québec recommande, sans s'y limiter, l'utilisation d'un autosectionneur raccordé immédiatement en aval du point de raccordement. Le moyen de protection retenu par le producteur doit être accepté par Hydro-Québec.

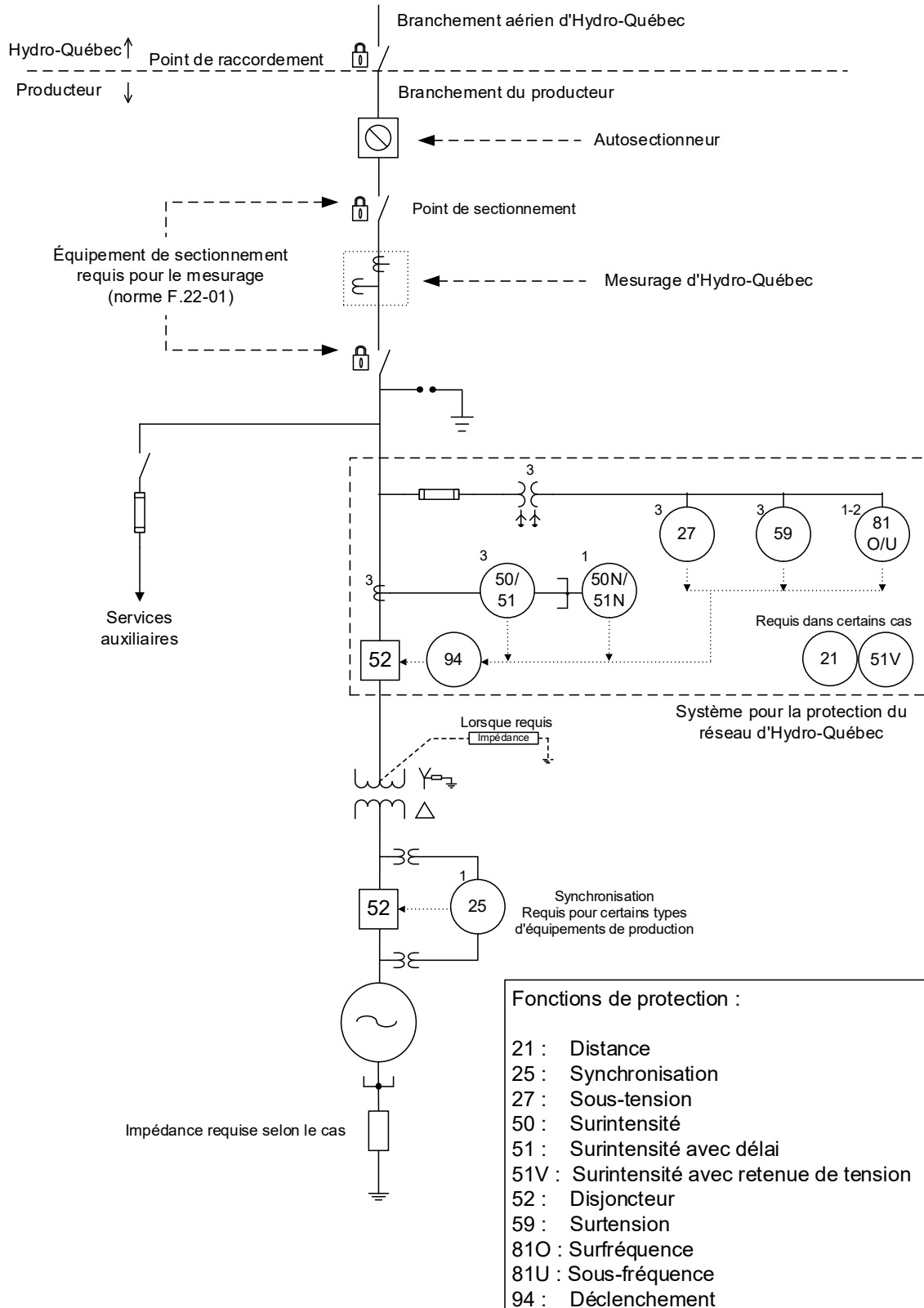
**L'annexe B de la norme E.12-01 est remplacé par l'annexe suivante :**

**Addenda n° 3 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-3</b>		
en vigueur le	<b>2019-11</b>		
page	<b>2</b>	de	<b>6</b>

**ANNEXE B**

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

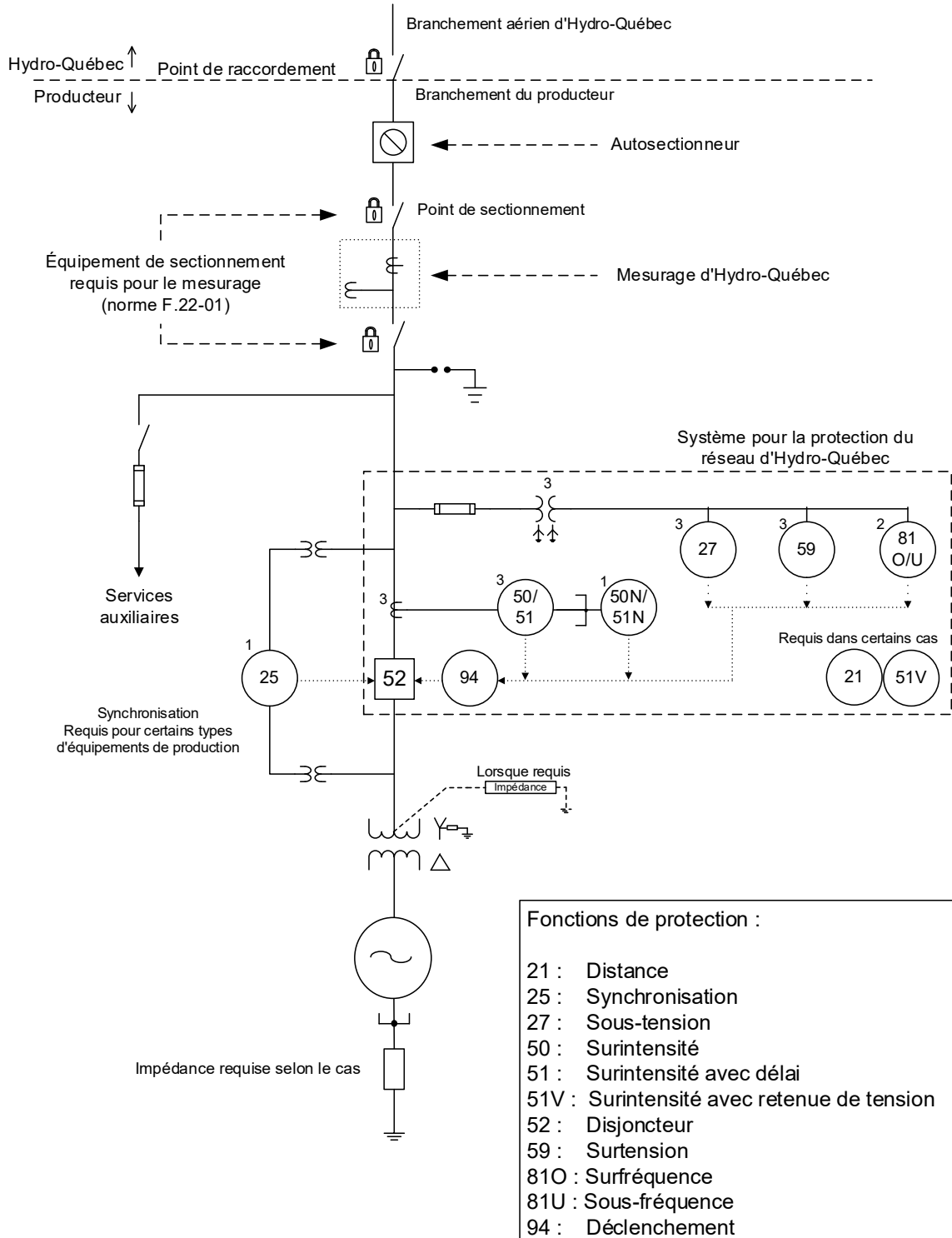


**Figure 5 – Raccordement aérien-aérien MT, synchronisation à basse tension**

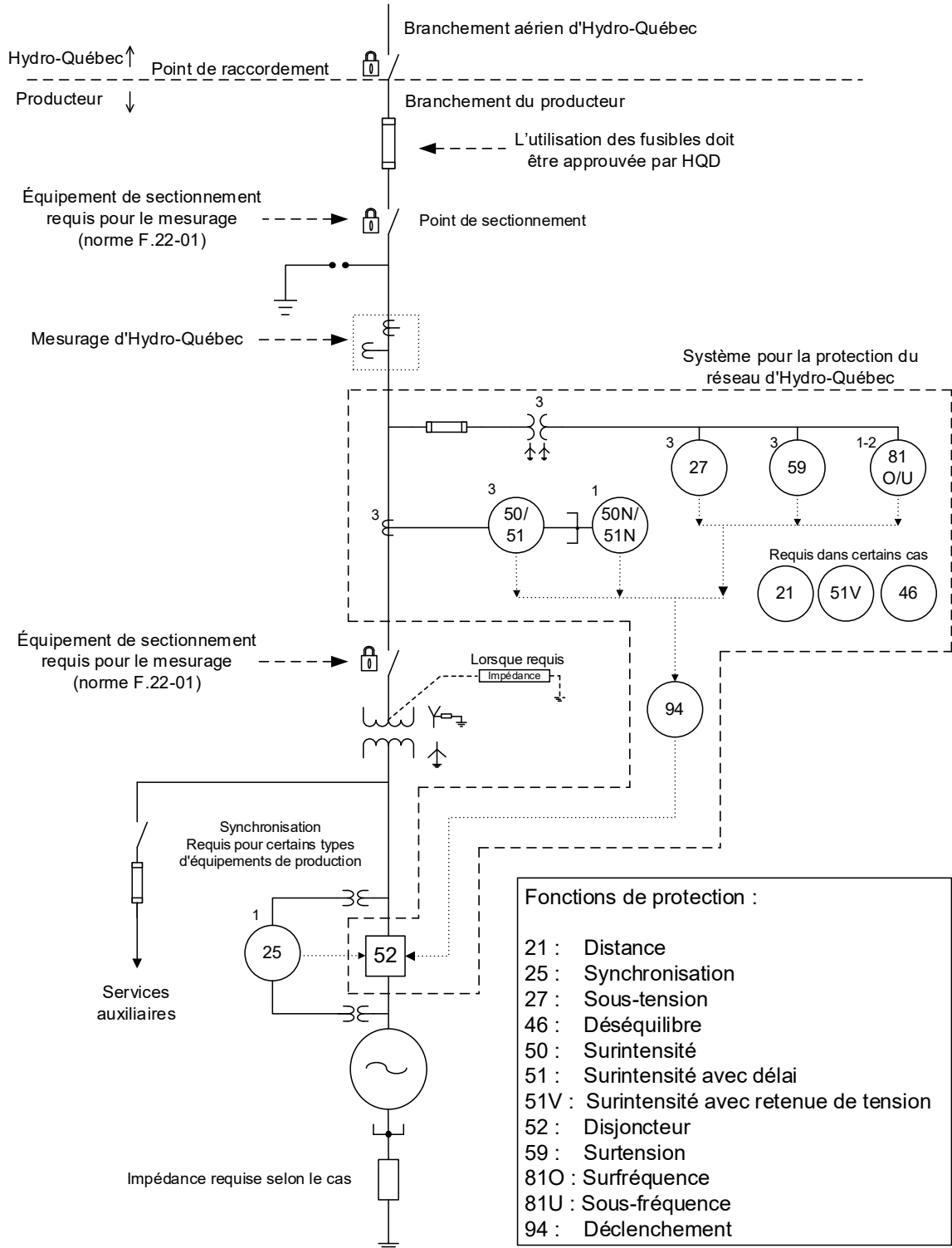


**Addenda n° 3 à la norme E.12-01**  
*Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec*

numéro	<b>E.12-01A-3</b>	
en vigueur le	<b>2019-11</b>	
page	<b>4</b>	de <b>6</b>

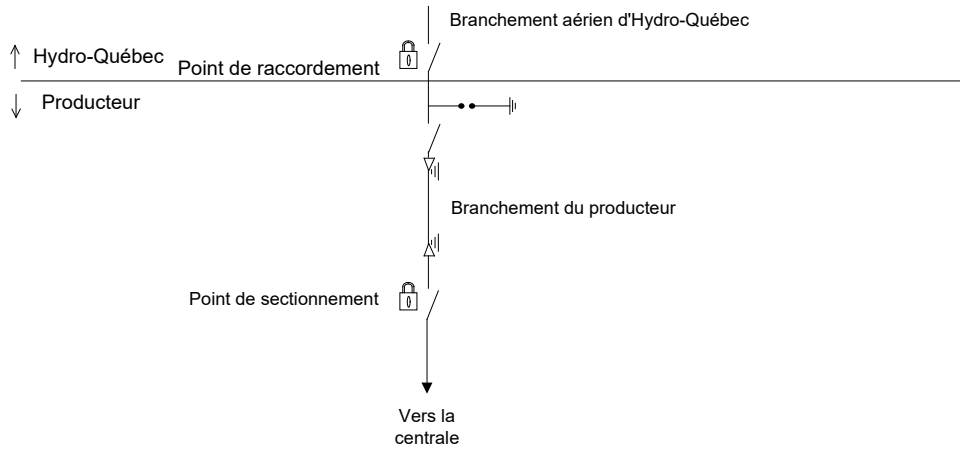


**Figure 6 – Raccordement aérien-aérien MT, synchronisation à moyenne tension**

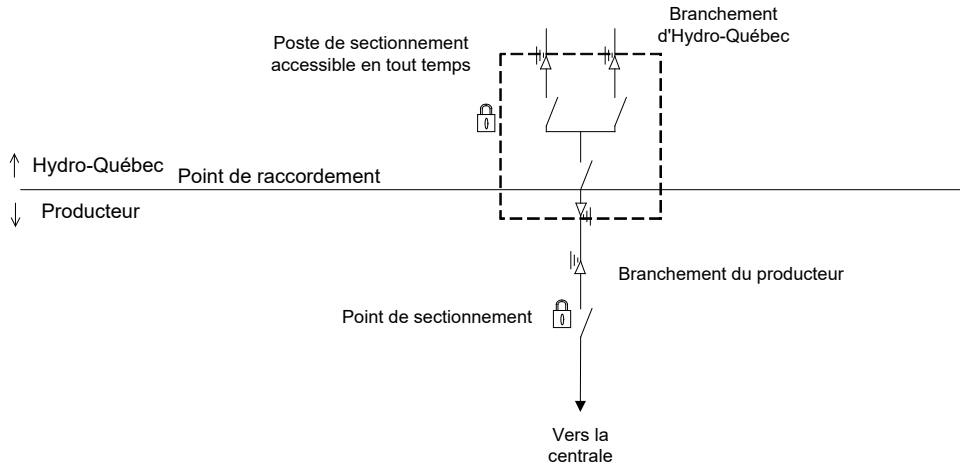


**Figure 7 – Raccordement aérien-aérien MT, protection MT par fusibles, synchronisation basse tension**

numéro	<b>E.12-01A-3</b>	
en vigueur le	<b>2019-11</b>	
page	<b>6</b>	de <b>6</b>



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



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



PAR COURRIEL

Le 15 septembre 2021

ABC Inc.  
Mme/M. \*\*\*\*  
Titre/fonction  
1234, rue Principale  
Ville (Québec) Code postal

Direction Commercialisation et affaires  
réglementaires

Groupe TransÉnergie et équipement  
855, Ste-Catherine Est  
Montréal (Québec)  
H2L 4P5

Tél. : 514 879-\*\*\*\*  
[\\*\\*\\*\\*\\*@hydroquebec.com](mailto:*****@hydroquebec.com)

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

**PROJET NO \*\*\*  
(Demande Oasis #\*\*\*R)**

Appel,

À la suite de la demande d'étude d'intégration reçue le [jour mois année] de ABC Inc. pour le projet mentionné en titre, Hydro-Québec, dans ses activités de transport d'électricité, (le « **Transporteur** ») vous fait parvenir la présente convention qui constitue la *CONVENTION D'ÉTUDE D'INTÉGRATION* pour le projet cité en objet.

L'étude d'intégration que s'engage à réaliser le Transporteur a pour objectif d'évaluer la faisabilité de raccorder le projet cité en objet 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. L'étude vise aussi à estimer de façon préliminaire les coûts et l'échéancier des travaux requis pour raccorder votre centrale.

*Paragraphe à ajouter dans le cadre d'un projet n'étant pas retenu dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité:*

Aux fins de cette étude d'intégration, vous déclarez que l'énergie produite par la centrale fera l'objet d'un engagement d'achat de services de transport conformément à l'article 12A.2 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* en vigueur, dont le point de livraison sera \*\*\* OU le réseau local d'Hydro-Québec (point HQT). Conséquemment, l'étude se limitera à évaluer les scénarios d'intégration pour la livraison de l'énergie au point spécifié et nos conclusions ne seront valables que pour ce point de livraison.

#### **A) Données utilisées pour l'étude**

L'étude sera réalisée en utilisant les données et schémas précisées à l'annexe I de la présente convention, *ajouter lorsqu'applicable* : le modèle de simulation

numérique de [spécification de l'équipement de production avec no de modèle] fonctionnant avec le programme de simulation de réseau PSS/E de [nom du manufacturier] incluant la documentation appropriée que vous vous engagez à nous transmettre ainsi que les données supplémentaires que nous pourrions requérir.

À défaut de nous fournir dans les délais toute donnée requise à la réalisation de l'étude d'intégration, le Transporteur vous informera des valeurs typiques qu'il utilisera.

## **B) Contenu du rapport d'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 du projet au réseau d'Hydro-Québec ;
  - les additions ou modifications à apporter aux installations de transport ou de distribution d'électricité d'Hydro-Québec ;
  - le schéma de raccordement du projet ;
  - 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 d'électricité) au point de raccordement ;
- une description des autres exigences techniques de raccordement pouvant s'appliquer au projet.

## **C) Confidentialité**

Le rapport pourrait contenir des informations qui sont confidentielles selon les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, le *Code de conduite du Transporteur* et les décisions de la Régie de l'énergie dont notamment les informations suivantes :

- schémas unifilaires et de liaison et informations critiques en matière d'infrastructures énergétiques (*Critical Energy Infrastructure Information* ou CEII);
- estimations détaillées des coûts des différentes solutions qui constituent une information commerciale sensible pour le Transporteur.

(Ci-après, les « Informations confidentielles »)

---

<sup>1</sup> Voir le Tableau 1 de l'article 4 des [Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec](#) pour en savoir davantage sur les informations requises pour les fins de l'étude d'intégration.

Pour cette raison, le rapport qui vous sera remis contiendra une partie publique, donc accessible à un tiers qui le demanderait, et sera accompagné d'une annexe à diffusion restreinte, contenant les informations jugées sensibles ou confidentielles.

Ainsi vous devez prendre toutes les mesures nécessaires afin que les Informations confidentielles demeurent confidentielles et que personne n'y ait accès ou ne puisse en prendre connaissance sauf dans les cas permis ou décrits aux présentes.

Vous pouvez permettre l'accès aux Informations confidentielles à un membre de votre organisation ou à vos consultants. Dans un tel cas, vous vous engagez envers le Transporteur à prendre toutes les mesures nécessaires afin que les Informations confidentielles demeurent confidentielles malgré cette divulgation. Sur demande du Transporteur, vous devrez décrire les mesures que vous avez mises en place afin d'assurer la confidentialité des Informations confidentielles et transmettre le nom ainsi que les coordonnées des personnes auxquelles vous avez divulgué les Informations confidentielles.

Aucune reproduction de quelque nature que ce soit des Informations confidentielles n'est permise, sauf que votre entité et vos consultants pouvez effectuer des copies de travail pour un usage interne seulement. Dans un tel cas, les copies de travail sont visées par les présentes obligations de confidentialité.

Les documents, les rapports ou autres copies de travail que vous préparez ou faites préparer et qui contiennent les Informations confidentielles devront être détruits sur demande du Transporteur.

Vos successeurs, mandataires, préposés et ayants droit sont liés et tenus de respecter ces obligations de confidentialité.

Vos obligations de confidentialité prennent effet à la date de votre signature de la présente convention et demeure en vigueur pour les durées suivantes :

- a) pour les Informations confidentielles comme les schémas unifilaires et de liaison ainsi que les CEII : période indéterminée<sup>2</sup>;
- b) pour les estimations détaillées des coûts des différentes solutions, selon la plus tardive des dates suivantes :
  - i. Un an de la date de mise en service réelle du projet décrit au rapport;
  - ii. Un an de la date de mise en service prévue du projet décrit au rapport;
  - iii. À l'expiration du délai prévu au sous paragraphe ii), si votre demande de raccordement est toujours active, le délai est reconduit jusqu'à un an de la date de mise en service réelle du projet ou jusqu'à un an de la date du retrait de votre demande de raccordement.

---

<sup>2</sup> Selon les décisions D-2016-086 et D-2016-091 de la Régie de l'énergie.

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

Le coût pour réaliser l'étude d'intégration est estimé à \*\*\*\*\* dollars (\*\* \*\*\* \$ plus taxes) et le délai de livraison du rapport, en tenant compte des autres demandes en cours chez le Transporteur, est de \*\*\* mois à compter de la date de signature de la présente convention accompagnée d'un transfert bancaire en faveur d'Hydro-Québec, au montant de \*\*\*\* dollars et \*\*\* cents (\*\* \*\*\*,\*\* \$), soit l'équivalent de 50% du montant estimé des travaux, plus les taxes applicables (TPS et TVQ).

Advenant toute modification admissible<sup>3</sup> à votre demande ou tout retard ou changement dans la remise d'informations qui sont requises, ou pour toute raison valable, le Transporteur se réserve le droit de demander tout montant additionnel pour poursuivre l'étude et prolonger le délai de réalisation mentionné ci-dessus.

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

À la fin de l'étude, le Transporteur établira le coût réel de l'étude et vous fera parvenir une facture finale.

Si le coût réel est supérieur au total des sommes que vous nous avez versées, la facture indiquera le solde à payer dans les trente (30) jours de la date de facturation. Le solde 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.

Si le total des sommes que vous nous avez versées excède le coût réel indiqué à la facture finale, nous vous rembourserons cet excédent selon les mêmes modalités.

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

Conformément aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, approuvés par la Régie de l'énergie, et afin de maintenir votre priorité de réservation pour le service de transport, la présente convention doit être signée et retournée au Transporteur, avec le transfert bancaire requis, dans un délai de quinze (15) jours. Si ce délai n'est pas respecté, votre demande sera alors réputée retirée.

## **Acceptation**

<sup>3</sup> Une modification admissible de la demande d'étude d'intégration est une modification qui n'est pas susceptible d'affecter le résultat des autres demandes d'études d'intégration (ou études d'impact) en cours ou qui ne change pas substantiellement votre demande au sens de l'article 12A.3 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* comme le serait notamment, et sans s'y limiter, une modification touchant la localisation du projet, la puissance maximale à transporter, la tension nominale au point de raccordement ou certaines caractéristiques des équipements de production. Une modification du projet qui ne répond pas aux critères de modification admissible sera traitée comme une nouvelle demande et celle-ci se verra attribuer une place dans la séquence des études d'impact correspondant à la date de dépôt de la demande complète du projet ainsi modifié.

Si vous êtes d'accord avec le contenu de la présente convention, veuillez nous retourner par courriel une version signée de celle-ci.

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

Nom

Délégué(e) commercial(e)

A titre de représentant dûment autorisé, je confirme avoir lu et accepter les modalités de la présente convention d'étude d'intégration.

Lue et acceptée à \_\_\_\_\_, le \_\_\_\_\_ 202\*

**ABC Inc.**

Nom :

Titre :

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



## 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 demandée : JJ-MM-AAAA**

**C) Puissance installée : \*\* MW**

**D) Puissance maximale à transporter : \*\* 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

Pouvoir de coupure : \*\* kA, \* sec

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

Disjoncteurs principaux

Nombre : \*

Mise à la terre : Oui/Non

**F) SCHÉMA UNIFILAIRE DU POSTE DE DÉPART**

## G) SCHÉMA DE LOCALISATION DU PROJET

# **Caractéristiques de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro-Québec**



## Table des matières

<b>Préambule .....</b>	<b>iii</b>
<b>1 Objet .....</b>	<b>1</b>
1.1 Domaine d'application .....	1
1.2 Généralités .....	1
<b>2 Termes et définitions .....</b>	<b>3</b>
<b>3 Méthodes générales de mesure .....</b>	<b>5</b>
3.1 Valeurs enregistrées en continu.....	5
3.2 Valeurs enregistrées sur déclencheur.....	6
<b>4 Caractéristiques de la tension d'alimentation .....</b>	<b>7</b>
4.1 Fréquence de la tension d'alimentation .....	8
4.2 Amplitude de la tension d'alimentation.....	10
4.3 Tensions harmoniques .....	12
4.4 Tensions interharmoniques.....	14
4.5 Déséquilibre de tension.....	16
4.6 Papillotement.....	18
4.7 Variations rapides de tension (VRT) .....	19
4.8 Creux de tension .....	20
4.9 Surtensions temporaires .....	21
4.10 Coupures brèves .....	22
4.11 Surtensions transitoires.....	23
<b>5 Références.....</b>	<b>24</b>
<b>Annexe A (informative) : Compatibilité électromagnétique des équipements avec l'alimentation.....</b>	<b>26</b>
<b>Annexe B (informative) : Représentation graphique de différentes caractéristiques.....</b>	<b>28</b>
<b>Annexe C (informative) : Statistiques de variations de fréquence.....</b>	<b>30</b>
<b>Annexe D (informative) : Méthode d'évaluation d'une variation rapide de tension.....</b>	<b>31</b>
<b>Annexe E (informative) : Indice de continuité – Transport .....</b>	<b>32</b>





## Préambule

La publication des *Caractéristiques de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro-Québec* a pour but :

- de faire connaître les balises généralement acceptées par la communauté internationale ou définies par Hydro-Québec pour différents phénomènes affectant la qualité de l'onde électrique ;
- de rappeler qu'il est normal que l'électricité livrée puisse faire l'objet de pertes de tension ou de perturbations de l'onde électrique ;
- d'inciter à tenir compte des informations fournies afin que, dans l'installation de client<sup>1</sup> et dans la centrale<sup>2</sup>, les équipements soient adéquatement protégés et que l'utilisation de l'électricité soit organisée de manière à minimiser les impacts possibles des différents phénomènes si cela est nécessaire ;
- d'inciter les fournisseurs d'équipements à offrir les options requises pour assurer la compatibilité de leurs équipements avec l'alimentation électrique normale.

Le présent document est fondé sur les pratiques que proposent les normes nationales et internationales en matière d'alimentation électrique et tient compte également de caractéristiques propres au réseau d'Hydro-Québec. Parmi les normes sur la qualité de l'onde et la compatibilité entre les charges et leur alimentation électrique, la prépondérance a été accordée aux normes de l'Association canadienne de normalisation (Groupe CSA) et aux recommandations de la Commission électrotechnique internationale (IEC).

Les *caractéristiques de la tension* définies dans le présent document sont de nature générale ; elles ne doivent pas être interprétées comme étant complètes ou suffisantes pour assurer le bon fonctionnement d'une installation ou d'un équipement donné.

Il importe de prendre en considération l'ensemble des phénomènes ou caractéristiques pour assurer l'intégration adéquate d'une installation ou d'un équipement dans son environnement particulier, le tout selon les normes applicables et les règles de l'art en la matière.

---

<sup>1</sup> Au sens des *Exigences techniques de raccordement d'installations de client au réseau de transport d'Hydro-Québec* [1].

<sup>2</sup> Au sens des *Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec* [2].



## 1 OBJET

Le présent document décrit les principales *caractéristiques de la tension* fournie par le réseau de transport d'Hydro-Québec.

### 1.1 DOMAINE D'APPLICATION

Les *caractéristiques de la tension* définies dans le présent document s'appliquent, dans les *conditions normales d'exploitation*, aux *tensions nominales* se situant entre 44 kV et 345 kV inclusivement, et ce généralement au point de raccordement au réseau de transport d'Hydro-Québec.

Elles ne s'appliquent pas à la tension fournie par les réseaux suivants :

- un réseau électrique dans le cas d'îlotage<sup>3</sup> ;
- un réseau de tiers qui alimente des installations de clients ou des postes d'Hydro-Québec de même que les parties du réseau d'Hydro-Québec alimentées par ces postes (p. ex., le réseau de Rio Tinto Alcan, la partie du réseau du Témiscamingue interconnectée avec l'Ontario, le réseau de la Société en commandite Hydroélectrique Manicouagan, la centrale Bryson synchronisée avec l'Ontario).

### 1.2 GÉNÉRALITÉS

Les *caractéristiques de la tension* présentées dans le présent document sont de nature générale et ne sont fournies qu'à titre indicatif. Elles donnent des indications de ce qui peut être prévu, sans que rien ne garantisse que les valeurs ou le nombre d'événements indiqués ne puissent être dépassés à un point de raccordement donné ou dans une zone particulière. Le présent document ne constitue pas une obligation ni une garantie de quelque nature que ce soit de la part d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Par ailleurs, une électricité parfaitement conforme aux *caractéristiques de la tension* définies ne saurait garantir le fonctionnement satisfaisant des équipements ou procédés, qui ne peut être obtenu que si ceux-ci sont compatibles avec l'alimentation fournie. Des explications sur la compatibilité électromagnétique des équipements avec l'alimentation sont fournies à l'annexe A.

En aucun temps, les *caractéristiques de la tension* ne peuvent avoir pour effet de rendre inapplicables les dispositions des *Conditions de service d'électricité* [3] ni servir à interpréter le sens ou la portée de ces dernières.

---

<sup>3</sup> L'îlotage au sens des *Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec* [2].

De même, les *caractéristiques de la tension* ne doivent pas être interprétées comme des valeurs d'émission de perturbations de l'onde électrique autorisées dans le réseau de transport d'Hydro-Québec [4].

## 2 TERMES ET DÉFINITIONS

Dans le présent document, on entend par :

### Caractéristiques de la tension

Paramètres, indices et valeurs caractérisant la *tension d'alimentation* quant à sa fréquence, son amplitude, sa forme d'onde et la symétrie du système triphasé (tous sujets à des variations).

Les principaux paramètres des *caractéristiques de la tension* sont la fréquence, l'amplitude et les coupures (ou pertes) de la *tension d'alimentation* ; les harmoniques et interharmoniques ; le déséquilibre de tension ; le papillotement ; les variations rapides de tension ; les creux de tension ainsi que les surtensions temporaires et transitoires.

### Conditions normales d'exploitation

Conditions d'exploitation d'un réseau électrique permettant de répondre à la demande de la charge, comprenant généralement toutes les variations du niveau de charge et de production d'électricité et les manœuvres d'équipements que cela implique, ainsi que les retraits planifiés et les indisponibilités normales d'équipements selon lesquelles le réseau a été conçu.

Les *conditions normales d'exploitation* du réseau électrique excluent les circonstances suivantes :

- situations exceptionnelles généralement liées à des influences ou à des événements externes (p. ex., conditions climatiques extrêmes, catastrophes naturelles, orages géomagnétiques, cas de force majeure, coupures de *tension d'alimentation* dues à des causes externes ou si la sécurité publique l'exige) ;
- non-conformité des installations de charge ou de production aux codes, normes ou règlements applicables, aux exigences techniques de raccordement ou aux limites d'émission de perturbations dans le réseau d'Hydro-Québec ;
- conditions d'exploitation faisant suite à une panne ou prévalant dans des conditions provisoires d'alimentation durant des travaux d'entretien ou de construction ou ayant comme objectif de limiter l'étendue et la durée d'une coupure d'alimentation.

**Période**

Durée d'un cycle de l'onde fondamentale de la tension alternative du réseau. Pour une fréquence de 60 Hz, une période correspond à un soixantième de seconde, c'est-à-dire à une valeur d'environ 16,67 millisecondes<sup>4</sup>.

**Période de mesure**

Période de référence utilisée pour le relevé des mesures et l'établissement des classements statistiques.

**Tension d'alimentation**

Tension fournie par le réseau au point de raccordement au réseau.

**Tension nominale**

Tension efficace entre phases servant à désigner un réseau.

**Valeurs indicatives**

Valeurs quantifiant les paramètres et indices des *caractéristiques de la tension*.

Ces valeurs se traduisent généralement par des valeurs maximales ou des plages de valeurs qui ne devraient pas être dépassées pendant un pourcentage et un intervalle de temps définis.

Pour certaines *caractéristiques de la tension*, des valeurs sont plutôt données pour simplement faire état de statistiques ou d'informations existant sur le sujet, lorsque l'état actuel des connaissances ou de la normalisation, ou encore la nature aléatoire, imprévisible ou externe des phénomènes, ne permettent pas d'établir des plages de valeurs.

---

<sup>4</sup> La valeur d'une demi-période est d'environ 8,33 millisecondes.

### 3 MÉTHODES GÉNÉRALES DE MESURE

Les méthodes utilisées pour mesurer les paramètres des *caractéristiques de la tension d'alimentation* sont généralement celles de la classe A de la norme CAN/CSA-C61000-4-30 [5].

Ces paramètres caractéristiques sont regroupés en deux catégories selon le type d'enregistrement des valeurs : valeurs enregistrées en continu ou valeurs enregistrées sur déclencheur.

#### 3.1 VALEURS ENREGISTRÉES EN CONTINU

Les valeurs enregistrées en continu se rapportent en particulier à la fréquence et à l'amplitude de la *tension d'alimentation*, aux harmoniques, aux interharmoniques, au déséquilibre et au papillotement.

En général, l'intervalle d'agrégation privilégié est de 10 minutes pour permettre de refléter les phénomènes de durée continue résultant de la régulation de la tension par exemple. Les valeurs agrégées s'obtiennent en calculant la racine carrée de la moyenne arithmétique du carré des valeurs calculées sur chaque intervalle de 12 *périodes* consécutives dans un intervalle de 10 minutes considéré.

Pour le papillotement, l'algorithme d'agrégation des valeurs est précisé dans la norme canadienne CAN/CSA-IEC 61000-4-15 [6]. L'intervalle de temps d'agrégation appliqué dans le présent document est de 2 heures, car l'effet de gêne pouvant être ressenti résulte généralement d'une longue durée d'exposition au papillotement.

L'indice statistique utilisé pour fins de comparaison aux *valeurs indicatives* est généralement le 95<sup>e</sup> centile<sup>5</sup> des valeurs enregistrées sur une *période de mesure* d'une semaine. Les mesures peuvent toutefois s'étendre sur plus d'une semaine, au besoin.

Une valeur enregistrée est marquée lorsque se produit un creux de tension, une surtension temporaire ou une coupure de tension. Sauf pour l'amplitude de la *tension d'alimentation*, les valeurs marquées sont exclues de l'évaluation de l'indice statistique. Ceci a pour but notamment d'éviter de comptabiliser un événement plusieurs fois dans différents paramètres caractéristiques.

---

<sup>5</sup> Le 95<sup>e</sup> centile des valeurs enregistrées est la valeur telle que 95 % de ces valeurs lui sont inférieures ou égales, ou encore, telle que 5 % de ces valeurs lui sont supérieures.

### 3.2 VALEURS ENREGISTRÉES SUR DÉCLENCHEUR

Les valeurs enregistrées sur déclencheur se rapportent aux phénomènes transitoires de longue ou de courte durée, principalement liés à des événements en réseau. Ces valeurs concernent les paramètres des caractéristiques suivantes : les variations rapides de tension, les creux de tension, les surtensions temporaires, les coupures de tension, les surtensions transitoires ainsi que les variations de fréquence temporaires.

Une valeur est enregistrée lorsque le seuil fixé pour le paramètre correspondant est franchi.

Pour les creux de tension, les surtensions temporaires et les coupures de tension, la valeur de tension résiduelle est comparée au seuil fixé. Celle-ci est évaluée par la valeur efficace de la tension mesurée sur une *période* et rafraîchie à chaque *demi-période*. La valeur de tension résiduelle s'exprime en pourcentage de la *tension nominale*.

Pour les variations de fréquence temporaires, les variations rapides de tension et les surtensions transitoires, la méthode de mesure est spécifique et présentée aux sections 4.1, 4.7 et 4.11 respectivement.

De façon générale, pour les caractéristiques liées aux événements dont le nombre et la sévérité sont aléatoires, des valeurs sont données pour simplement faire état de statistiques ou d'informations existant sur le sujet.

En outre, la valeur maximale (et non centile) de ces caractéristiques est considérée dans la compilation statistique des événements étant donné notamment le nombre limité de ceux-ci.

L'évaluation statistique de ces caractéristiques s'effectue avec des données généralement relevées sur une *période de mesure* variant de quelques mois à plusieurs années, selon le niveau de fiabilité souhaité des *valeurs indicatives*.



## 4 CARACTÉRISTIQUES DE LA TENSION D'ALIMENTATION

Le tableau 1 établit, à titre indicatif, un classement général de différents aspects des *caractéristiques de la tension d'alimentation* décrites dans le présent document. On peut y distinguer la durée typique des phénomènes, leurs effets possibles sur les équipements, les différentes méthodes de mesure préconisées ainsi que le type de contrôle général pouvant être exercé sur ces *caractéristiques de la tension d'alimentation*.

**Tableau 1**  
**Classement général des caractéristiques de la tension d'alimentation**

CARACTÉRISTIQUES	SECTION	DURÉE TYPIQUE DU PHÉNOMÈNE	EFFETS POSSIBLES	MESURE	TYPE DE CONTRÔLE
Amplitude de la <i>tension d'alimentation</i>	4.2	Continue	Échauffement de l'électronique, des moteurs et des transformateurs	Valeur efficace sur 10 minutes	Contrôle en temps réel
Tensions harmoniques	4.3				Contrôle à la conception
Tensions interharmoniques	4.4				
Déséquilibre de tension	4.5		Inconvénients physiologiques	Moyenne cubique pondérée sur 2 heures	Contrôle en temps réel
Papillotement	4.6				
Fréquence de la <i>tension d'alimentation</i>	4.1		Transitoire longue ( > 8,33 ms ≤ 1 minute)	Arrêt des procédés industriels ou mauvais fonctionnement des équipements	Moyenne sur quelques secondes
Variations rapides de tension	4.7	Moyenne de 3 valeurs efficaces (sur 1 seconde chacune)			Contrôle à la conception
Creux de tension	4.8	Arrêt des équipements		Valeur efficace sur 1 <i>période</i> (1/60 s)	Contrôle relié à des événements aléatoires
Surtensions temporaires	4.9				
Coupures brèves	4.10	Arrêt des procédés industriels, claquage des isolants		Valeur crête instantanée	
Surtensions transitoires	4.11		Transitoire courte ( ≤ 8,33 ms)		

Une représentation graphique de ces caractéristiques est fournie à l'annexe B.

## 4.1 FRÉQUENCE DE LA TENSION D'ALIMENTATION

### 4.1.1 Description

La fréquence nominale de la tension alternative fournie par le réseau d'Hydro-Québec est de 60 Hz.

Le maintien de la fréquence de la tension en réseau dépend de l'équilibre établi entre la charge et la puissance des centrales. Comme cet équilibre évolue dans le temps, il en résulte de petits écarts de fréquence qui dépendent des particularités de la charge et de la réponse de la production.

Par ailleurs, le réseau peut être soumis à des variations plus importantes dues à des courts-circuits ou des variations importantes de charge ou de production qui causent des variations de fréquence temporaires dont l'amplitude et la durée dépendent de la sévérité de l'événement.

### 4.1.2 Méthode d'évaluation

L'évaluation est fondée sur la mesure de la valeur moyenne de la fréquence fondamentale de la tension en réseau, selon la technique présentée dans la norme CAN/CSA-C61000-4-30 [5]. Les valeurs marquées sont exclues du calcul [5].

Quant aux variations temporaires de la fréquence causées principalement par des *perturbations*<sup>6</sup> (événements) en réseau, l'évaluation requiert une plus grande précision, basée sur des intervalles de temps d'agrégation de valeurs plus courts.

### 4.1.3 Valeurs indicatives

Dans les *conditions normales d'exploitation*, pendant 99,9 % du temps sur une *période de mesure* d'une année, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale de la tension du réseau de transport d'Hydro-Québec<sup>7</sup> est maintenue dans la plage définie entre 59,4 Hz et 60,6 Hz (c.-à-d. 60 Hz  $\pm$  1 %). L'écart limite de 1 % est inspiré de la norme CENELEC EN50160 [7].

---

<sup>6</sup> La *perturbation* au sens du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité*, tel qu'il est approuvé de temps à autre par la Régie de l'énergie.

<sup>7</sup> Des variations de fréquence plus élevées, par exemple de plus ou moins 4 Hz par rapport à la fréquence fondamentale de 60 Hz (c.-à-d. 56 Hz à 64 Hz), peuvent se produire temporairement sur des parties de réseau qui se retrouveraient îlotées à la suite d'événements majeurs ou de pannes.

Quant aux variations temporaires de fréquence, l'annexe C présente, à titre informatif, des statistiques de variations maximales de fréquence en régime perturbé relevées dans le réseau de transport d'Hydro-Québec.

## 4.2 AMPLITUDE DE LA TENSION D'ALIMENTATION<sup>8</sup>

### 4.2.1 Description

L'amplitude de la *tension d'alimentation* correspond à la valeur efficace de tension de durée continue de l'alimentation électrique. Elle est une caractéristique de base pour le fonctionnement des appareils électriques.

Dans un réseau électrique, l'amplitude de la *tension d'alimentation* dépend des caractéristiques de conception du réseau, des variations de charge et des changements d'état auxquels il est soumis. En pratique, il est d'usage de corriger l'amplitude de la tension à différents points du réseau, par exemple, au moyen des changeurs de prises automatiques dans les postes de transformation, ou par l'utilisation d'équipements de compensation réactive (p. ex. condensateurs shunt).

### 4.2.2 Méthode d'évaluation

L'amplitude de la *tension d'alimentation* s'évalue par la valeur efficace sur des intervalles d'agrégation de 10 minutes [5].

L'amplitude des tensions phase-neutre et des tensions phase-phase s'évalue également pour refléter les différents branchements des équipements raccordés au réseau.

La limite inférieure des *valeurs indicatives* se compare, selon le cas, à l'indice statistique 5<sup>e</sup> ou 1<sup>er</sup> centile des valeurs enregistrées sur une *période de mesure* d'une semaine.

La limite supérieure des *valeurs indicatives* se compare, selon le cas, à l'indice statistique 95<sup>e</sup> ou 99<sup>e</sup> centile des valeurs enregistrées sur une *période de mesure* d'une semaine.

Les valeurs calculées pendant une coupure de la *tension d'alimentation* sont exclues de l'évaluation de l'indice statistique.

### 4.2.3 Valeurs indicatives

Dans les *conditions normales d'exploitation*, il convient que les valeurs d'amplitude de la *tension d'alimentation* se situent à l'intérieur des limites :

- établies à l'article 4.1 des *Conditions de service d'électricité* [3] ; et
- définies selon la norme CAN3-C235-83 [8] pour les niveaux de *tension nominale* 44 kV et 49,2 kV.

Le tableau 2 indique les limites supérieures et inférieures des plages de valeurs d'amplitude de la *tension d'alimentation* selon la *tension nominale* ( $U_{nom}$ ) du réseau.

---

<sup>8</sup> L'amplitude de la *tension d'alimentation* correspond à la « *tension en régime permanent* » définie dans les *Conditions de service d'électricité* [3].

**Tableau 2**  
**Limites des plages de valeurs d'amplitude de la tension d'alimentation**

<b>Niveaux de <i>tension nominale</i> <math>U_{nom}</math></b>	<b>Limites inférieures</b>	<b>Limites supérieures</b>
44 kV et 49,2 kV *	$U_{nom} - 6 \%$	$U_{nom} + 6 \%$
Supérieurs à 50 kV **	$U_{nom} - 10 \%$	$U_{nom} + 10 \%$

*Note* \* : Pour les niveaux de *tension nominale* 44 kV et 49,2 kV, les limites inférieure et supérieure se comparent aux indices statistiques 5<sup>e</sup> et 95<sup>e</sup> centiles respectivement.

*Note* \*\* : Pour les niveaux de *tension nominale* 69 kV, 120 kV, 161 kV, 230 kV, 315 kV et 345 kV, les limites inférieure et supérieure se comparent aux indices statistiques 1<sup>er</sup> et 99<sup>e</sup> centiles respectivement.

## 4.3 TENSIONS HARMONIQUES

### 4.3.1 Description

Une tension harmonique est une tension sinusoïdale dont la fréquence correspond à un multiple entier de la fréquence fondamentale (60 Hz). Dans la présente définition, on considère les harmoniques de longue durée, excluant les phénomènes transitoires isolés.

Les harmoniques sont créés par des appareils dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire, comme c'est le cas notamment avec les fours à arc ou à induction, les redresseurs pour l'électrolyse, les entraînements de moteurs, les convertisseurs de fréquence et les contrôleurs de charge en courant alternatif.

Les fréquences des tensions harmoniques prises en compte dans le présent document varient de 120 Hz à 3000 Hz.

### 4.3.2 Méthode d'évaluation

L'amplitude des tensions harmoniques s'évalue par leur valeur efficace sur des intervalles de temps d'agrégation de 10 minutes [5].

Le taux d'harmonique individuel de tension ( $u_{h,n}$ ) et le taux de distorsion harmonique de tension ( $THD_u$ ) se calculent selon les relations suivantes :

Taux d'harmonique individuel de tension de rang n : 
$$u_{h,n} = \frac{U_{h,n}}{U_{h,1}} \times 100 \%$$

Taux de distorsion harmonique de tension : 
$$THD_u = \sqrt{\sum_{n=2}^N \left( \frac{U_{h,n}}{U_{h,1}} \right)^2} \times 100 \%$$

Où : n = rang harmonique variant de 2 à 50.

$U_{h,n}$  = amplitude de la tension harmonique de rang n.

$U_{h,1}$  = amplitude de la tension fondamentale<sup>9</sup> (aussi notée  $U_{60\text{Hz}}$ ).

N = 50 (habituellement), à moins de conditions particulières.

L'indice statistique à comparer aux *valeurs indicatives* correspond au 95<sup>e</sup> centile des valeurs enregistrées sur une *période de mesure* d'une semaine, excluant les valeurs marquées [5].

---

<sup>9</sup> Tension à la fréquence fondamentale de 60 Hz.

### 4.3.3 Valeurs indicatives

Dans les *conditions normales d'exploitation*, pendant 95 % du temps sur une *période de mesure* d'une semaine,

- le taux de distorsion harmonique de tension ( $THD_u$ ) est généralement inférieur ou égal à **3 %** ;
- les taux d'harmoniques individuels de tension ( $u_{h,n}$ ) sont généralement inférieurs ou égaux aux valeurs du tableau 3.

**Tableau 3**  
**Valeurs indicatives des taux d'harmoniques individuels de tension ( $u_{h,n}$ )**  
**dans le réseau de transport d'Hydro-Québec**

Harmoniques impairs		Harmoniques pairs	
Rang (n)	$u_{h,n}$ (%)	Rang (n)	$u_{h,n}$ (%)
3	2	2	1,5
5	2	4	1
7	2	$6 \leq n \leq 50$	0,5
9	1,5		
11	1,5		
13	1,5		
15	1		
$17 \leq n \leq 49$	$1,2 \times 17/n$		

*Note* : Des taux d'harmoniques individuels de tension supérieurs à ceux indiqués ci-dessus peuvent notamment être relevés à la suite d'événements exceptionnels tels que des orages géomagnétiques.

Ces *valeurs indicatives* tiennent principalement compte de la norme CAN/CSA-C61000-3-6 [9]. Elles ont été établies à des fins de coordination des niveaux d'harmoniques entre les différents niveaux de tension d'un réseau.

Par conséquent, un taux de distorsion harmonique de tension plus élevé ou des taux d'harmoniques individuels de tension plus élevés peuvent occasionnellement être présents dans le réseau de transport d'Hydro-Québec sous réserve du respect des niveaux de compatibilité indiqués au tableau 1 (page CSA/5) de la norme CAN/CSA-C61000-3-6 [9] ou des valeurs indiquées dans les *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* [10].

## 4.4 TENSIONS INTERHARMONIQUES

### 4.4.1 Description

Une tension interharmonique est une tension sinusoïdale dont la fréquence est comprise entre deux fréquences harmoniques consécutives. Sa fréquence ne correspond donc pas à un multiple de la fréquence fondamentale (60 Hz). Il peut s'agir d'une fréquence isolée ou d'un spectre dans une bande de fréquences. La présente définition considère les interharmoniques de longue durée, excluant les phénomènes transitoires isolés.

Présents depuis toujours dans le réseau, les interharmoniques suscitent aujourd'hui un intérêt plus important au niveau de la qualité de l'onde en raison du développement des technologies d'électronique de puissance qui viennent augmenter l'amplitude de ces perturbations électromagnétiques. Les sources principales des interharmoniques sont les charges produisant des arcs, les systèmes de contrôle électrique des charges variables et les convertisseurs statiques de fréquence, dont ceux à modulation de largeur d'impulsions.

Les fréquences moyennes des tensions interharmoniques prises en compte dans le présent document varient de 90 Hz à 2970 Hz.

### 4.4.2 Méthode d'évaluation

L'amplitude des tensions interharmoniques s'évalue par leur valeur efficace sur des intervalles de temps d'agrégation de 10 minutes [5].

Dans le présent document, l'amplitude d'une tension interharmonique correspond à la valeur efficace du sous-groupe interharmonique centré tel que défini par la norme CAN/CSA-CEI/IEC 61000-4-7 [11].

Le taux d'interharmonique individuel de tension de rang  $n$  se calcule selon la relation suivante :

$$u_{ih,n} = \frac{U_{ih,n}}{U_{h,1}} \times 100\%$$

Où :  $n$  = rang interharmonique variant de 1 à 49, c.-à-d. correspondant aux fréquences moyennes de 90 Hz, 150 Hz, 210 Hz, ..., 2910 Hz et 2970 Hz.

$U_{ih,n}$  = amplitude de la tension interharmonique de rang  $n$ .

$U_{h,1}$  = amplitude de la tension fondamentale (aussi notée  $U_{60\text{Hz}}$ ).

L'indice statistique à comparer aux *valeurs indicatives* correspond au 95<sup>e</sup> centile des valeurs enregistrées sur une *période de mesure* d'une semaine, excluant les valeurs marquées [5].



#### 4.4.3 Valeurs indicatives

Dans les *conditions normales d'exploitation*, pendant 95 % du temps sur une *période de mesure* d'une semaine, les taux d'interharmoniques individuels de tension ( $U_{ih,n}$ ) devraient être inférieurs à **0,5 %** dans le réseau de transport d'Hydro-Québec.

Les taux d'interharmoniques individuels de tension restent à l'étude sur le plan international.

Cette *valeur indicative* est toutefois suggérée en raison de l'augmentation du nombre de convertisseurs de fréquence et autres équipements similaires de contrôle-commande.

## 4.5 DÉSÉQUILIBRE DE TENSION

### 4.5.1 Description

Le déséquilibre de tension sert à caractériser les asymétries d'amplitude et de déphasage des tensions d'alimentation triphasées.

Le taux de déséquilibre de tension est défini suivant la méthode des composantes symétriques de Fortescue.

Dans le réseau de transport d'Hydro-Québec, le déséquilibre de tension est presque exclusivement formé de la composante symétrique inverse de tension. Il est donc question uniquement de cette composante symétrique dans le présent document<sup>10</sup>.

Le déséquilibre de tension qui s'applique aux tensions triphasées a deux causes principales, soit les asymétries d'impédance de réseau et les déséquilibres de charge (ou de courant).

### 4.5.2 Méthode d'évaluation

L'amplitude d'une tension de composante symétrique s'évalue par sa valeur efficace sur des intervalles de temps d'agrégation de 10 minutes [5].

Le taux de déséquilibre de tension inverse ( $u_2$ ) se calcule selon la relation suivante :

$$u_2 = \frac{U_2}{U_1} \times 100 \%$$

Où :  $U_2$  = amplitude de la tension fondamentale de composante inverse.

$U_1$  = amplitude de la tension fondamentale de composante directe.

L'indice statistique à comparer aux *valeurs indicatives* correspond au 95<sup>e</sup> centile des valeurs enregistrées sur une *période de mesure* d'une semaine, excluant les valeurs marquées [5].

---

<sup>10</sup> En raison d'une connexion en triangle des enroulements des transformateurs de puissance des postes satellites ou des installations de clients, la composante homopolaire de tension, causée par le déséquilibre des charges et mesurée du côté secondaire des transformateurs de puissance (abaisseurs de tension), n'est pas transférée dans le réseau de transport.

### 4.5.3 Valeurs indicatives

Dans les *conditions normales d'exploitation*, pendant 95 % du temps sur une *période de mesure* d'une semaine, les taux de déséquilibre de tension inverse sont généralement inférieurs ou égaux aux valeurs suivantes :

- 1,5 % pour les niveaux de *tension nominale* 230 kV, 315 kV et 345 kV ;
- 2,0 % pour les niveaux de *tension nominale* 69 kV, 120 kV et 161 kV ;
- 2,0 % pour les niveaux de *tension nominale* 44 kV et 49,2 kV<sup>11</sup>.

Le réseau de transport a généralement été conçu en fonction de ces valeurs, comparables à celles préconisées sur le plan international [12]. Elles fournissent donc des indications des caractéristiques pouvant être mesurées dans le réseau de transport d'Hydro-Québec.

Depuis quelques années, les nouvelles installations du réseau de transport sont conçues en fonction de valeurs plus faibles que celles indiquées ci-dessus, visant une meilleure coordination des taux de déséquilibre de tension entre les différents niveaux de tension dans le réseau, en considérant les niveaux de compatibilité indiqués au tableau 1 de la norme CAN/CSA-C61000-3-13 [13] ou les valeurs indiquées dans les *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* [10].

---

<sup>11</sup> Cependant, là où les caractéristiques des lignes et des charges ne permettent pas de répartir la charge de façon optimale entre les phases (lignes triphasées comportant de longs embranchements biphasés ou monophasés), certains déséquilibres de tension peuvent atteindre 3 % aux points de livraison triphasés, dans les *conditions normales d'exploitation*.

## 4.6 PAPILLOTEMENT

### 4.6.1 Description

Le papillotement traduit l'inconfort physiologique éprouvé au niveau de la vision à la suite de changements répétitifs de luminosité de l'éclairage. À certaines fréquences, l'œil peut percevoir, sur l'éclairage, l'effet de très faibles variations de tension. La plupart des appareils ne sont toutefois pas perturbés par ce phénomène.

Le papillotement est dû aux variations répétitives de tension causées par certaines charges industrielles (p. ex., les machines à souder, les laminoirs, les gros moteurs à charge variable et les fours à arc).

### 4.6.2 Méthode d'évaluation

Le papillotement est mesuré avec un flickermètre selon la norme CAN/CSA-IEC 61000-4-15 [6] avec adaptation pour les lampes incandescentes à 120 V.

Dans le présent document, le papillotement s'évalue par l'indice de sévérité de longue durée  $P_{It}$ , c'est-à-dire sur des intervalles de temps d'agrégation de 2 heures [6].

L'indice statistique à comparer aux *valeurs indicatives* correspond au 95<sup>e</sup> centile des valeurs enregistrées sur une *période de mesure* d'une semaine, excluant les valeurs marquées [5].

### 4.6.3 Valeurs indicatives

Dans les *conditions normales d'exploitation*, pendant 95 % du temps sur une *période de mesure* d'une semaine, le niveau de papillotement est généralement inférieur à l'indice de papillotement de longue durée  $P_{It}=0,8$ .

Une valeur plus élevée peut être présente à certains endroits dans le réseau de transport sous réserve du respect des niveaux de compatibilité (des niveaux de tension inférieurs) indiqués au tableau 1 de la norme CAN/CSA-C61000-3-7 [14].

## 4.7 VARIATIONS RAPIDES DE TENSION (VRT)

### 4.7.1 Description

Une variation rapide de tension (VRT) est une variation soudaine du niveau de *tension d'alimentation*, considérablement plus rapide que celle reflétée par l'amplitude de la *tension d'alimentation* décrite à la section 4.2. La VRT peut durer quelques secondes.

L'amplitude des VRT est relativement faible, car elles se produisent à l'intérieur des plages définies pour l'amplitude de la *tension d'alimentation*.

Les VRT résultent généralement de variations de la charge ou de manœuvres d'équipements dans le réseau. Elles peuvent être uniques ou répétitives.

Une VRT unique peut provoquer une fluctuation perceptible de luminosité de l'éclairage ou déranger le fonctionnement de certains équipements électriques. La VRT unique est par conséquent limitée en amplitude, à l'aide de critères de conception des équipements de compensation réactive ou de démarrage de moteurs par exemple.

### 4.7.2 Méthode d'évaluation

L'indice de la VRT s'évalue selon la méthode précisée à l'annexe D.

L'indice de la VRT correspond à la différence entre deux niveaux de tension, chacun évalué par la moyenne arithmétique de trois valeurs consécutives de tension efficace (évaluées chacune sur un intervalle d'agrégation de 1 seconde).

Aucune donnée marquée [5] ne doit être prise en compte dans l'évaluation de l'indice de la VRT, car l'événement considéré serait alors un creux de tension, une surtension temporaire ou une coupure de la *tension d'alimentation*, et non une VRT.

### 4.7.3 Valeurs indicatives

Dans les *conditions normales d'exploitation*, l'indice des VRT ne devrait pas, de façon générale, excéder 3 %.

L'indice des VRT peut cependant atteindre 6 %.

## 4.8 CREUX DE TENSION

### 4.8.1 Description

Les creux de tension sont des réductions soudaines de la valeur efficace de la tension en dessous du seuil de 90 % de la *tension nominale* pendant une courte durée variant généralement entre 8 millisecondes et 1 minute.

Les creux de tension sont généralement attribuables à de forts appels de courant dus à des courts-circuits qui surviennent en réseau, dans les installations de client ou dans les centrales. Il s'agit d'événements aléatoires qui sont, pour la plupart, imprévisibles.

### 4.8.2 Méthode d'évaluation

Les creux de tension sont détectés selon les techniques de mesure de la classe A de la norme CAN/CSA-C61000-4-30 [5].

Un creux de tension est enregistré lorsque, sur l'une des phases, la tension résiduelle aux bornes des appareils tombe en dessous du seuil de 90 % de la *tension nominale*.

Pour les fins d'évaluation statistique, les paramètres enregistrés sont la tension résiduelle et la durée du creux de tension.

Pour un même événement, les valeurs de tension résiduelle mesurées en phase-neutre et en phase-phase diffèrent. Celles mesurées en phase-phase sont généralement plus représentatives de l'effet des creux de tension sur les charges industrielles.

### 4.8.3 Valeurs indicatives

Le nombre annuel de creux de tension est imprévisible et varie énormément d'un endroit à l'autre. Ce nombre peut être de seulement quelques cas par année à certains endroits, alors qu'il peut atteindre quelques dizaines de cas par année à d'autres endroits. Leur répartition sur une année peut également être très irrégulière.

Les creux de tension durent généralement moins de 600 millisecondes, mais peuvent durer quelques secondes, suivant la rapidité des dispositifs de protection utilisés pour éliminer le court-circuit.

La valeur de tension résiduelle des creux de tension est généralement supérieure à 40 %.

## 4.9 SURTENSIONS TEMPORAIRES

### 4.9.1 Description

Les surtensions temporaires sont des hausses soudaines de la valeur efficace de la tension au-dessus du seuil de 110 % de la *tension nominale* pendant une courte durée variant généralement entre 8 millisecondes et 1 minute.

Les surtensions temporaires peuvent être attribuables à des courts-circuits, à des délestages de charge ou à des phénomènes de résonance et de ferrorésonance. Le plus souvent, elles résultent des surtensions qui se produisent sur les phases saines lors de courts-circuits monophasés à la terre, par exemple.

### 4.9.2 Méthode d'évaluation

Les surtensions temporaires sont détectées selon les techniques de mesure de la classe A de la norme CAN/CSA-C61000-4-30 [5].

Une surtension temporaire est enregistrée lorsque, sur l'une des phases, la tension résiduelle aux bornes des appareils dépasse le seuil de 110 % de la *tension nominale*.

Pour les fins d'évaluation statistique, les paramètres enregistrés sont la tension résiduelle et la durée de la surtension temporaire.

### 4.9.3 Valeurs indicatives

L'importance des surtensions qui se manifestent lors de courts-circuits monophasés à la terre varie en fonction de l'endroit du court-circuit, de l'impédance du réseau et du régime de mise à la terre du neutre, comme suit :

- lorsque le neutre du réseau est effectivement mis à la terre, les surtensions phase-terre survenant sur les phases saines sont généralement inférieures à 140 %. Ces surtensions temporaires durent généralement moins de 600 millisecondes, mais peuvent durer quelques secondes, suivant la rapidité des dispositifs de protection utilisés pour éliminer le court-circuit ;
- lorsque le neutre du réseau est non effectivement mis à la terre, les surtensions phase-terre survenant sur les phases saines peuvent atteindre 180 %<sup>12</sup> et peuvent durer plusieurs secondes.

---

<sup>12</sup> Des surtensions plus élevées peuvent se manifester en cas de défaut d'arc à la terre quand la mise à la terre est de type capacitif, mais cette situation est anormale.

## 4.10 COUPURES BRÈVES

### 4.10.1 Description

Les coupures de la *tension d'alimentation* correspondent à la perte de tension sur toutes les phases. On y distingue la coupure brève et la coupure de longue durée<sup>13</sup>.

On entend par coupure brève, la perte momentanée de tension pour une durée généralement inférieure à 1 minute.

La plupart du temps, les coupures brèves sont dues à l'action des dispositifs de protection des réseaux en vue d'éliminer les courts-circuits. Sur les lignes de transport, il est pratique courante d'effectuer un réenclenchement automatique dans le but de réalimenter le plus rapidement possible une ligne perturbée par un court-circuit fugitif. Ainsi, au lieu d'une coupure de tension de longue durée, les installations alimentées par la ligne perturbée ne subissent qu'une coupure brève dont la durée typique est de l'ordre de quelques secondes.

Il importe de souligner que le réenclenchement automatique est utilisé pour assurer une meilleure continuité de service, puisqu'il permet d'éviter les coupures de tension de longue durée lors de courts-circuits fugitifs. En contrepartie, lorsque le défaut est permanent, le nombre de creux de tension que subissent les installations alimentées par les autres lignes augmente quelque peu.

### 4.10.2 Méthode d'évaluation

Les coupures de la *tension d'alimentation* sont détectées selon les techniques de mesure de la classe A de la norme CAN/CSA-C61000-4-30 [5].

Une coupure de tension est enregistrée lorsque, sur chaque phase, la tension résiduelle aux bornes des appareils tombe en dessous du seuil de 10 % de la *tension nominale*.

Pour les fins d'évaluation statistique des coupures brèves, les paramètres enregistrés sont la tension résiduelle et la durée de la coupure de tension.

### 4.10.3 Valeurs indicatives

Le nombre annuel de coupures brèves est imprévisible et varie énormément d'un endroit à l'autre. Ce nombre peut être de quelques cas par année à certains endroits, alors qu'il peut atteindre quelques dizaines de cas par année à d'autres endroits. La durée des coupures brèves peut généralement varier de 0,5 à 5 secondes, mais dans certains cas, elle peut atteindre quelques dizaines de secondes.

---

<sup>13</sup> Les coupures de longue durée sont prises en compte avec l'indice de continuité – Transport, présenté à l'annexe E.



## 4.11 SURTENSIONS TRANSITOIRES

### 4.11.1 Description

On classe généralement dans cette catégorie des phénomènes de très courte durée, qui durent typiquement moins d'une demi-*période*, c'est-à-dire de quelques microsecondes ( $\mu\text{s}$ ) à plusieurs millisecondes (ms). Les surtensions transitoires peuvent être unidirectionnelles ou oscillatoires et elles peuvent causer une décharge électrique à travers les isolants de l'appareillage ou des composantes électroniques.

Les surtensions peuvent être reliées à :

- des manœuvres sur les lignes et les équipements en réseau, notamment des commutations de batteries de condensateurs qui se traduisent par une onde oscillatoire amortie superposée à l'onde fondamentale et présentant une fréquence généralement comprise entre 100 Hz et 9 kHz, et d'une durée de crête inférieure à une demi-*période* ;
- la foudre qui se traduit généralement par une impulsion unidirectionnelle présentant, dans les cas les plus rapides, un temps de montée de l'ordre de la microseconde.

### 4.11.2 Méthode d'évaluation

L'évaluation consiste à mesurer la forme d'onde de tension et sa valeur crête instantanée avec une chaîne de mesure dont la bande passante est suffisante par rapport à la fréquence des phénomènes considérés.

### 4.11.3 Valeurs indicatives

Les surtensions transitoires font l'objet d'une attention particulière pour la coordination de l'isolement de l'appareillage raccordé au réseau de transport et elles sont traitées dans diverses normes, particulièrement celles de la série C71 de l'Association canadienne de normalisation (Groupe CSA) [15] et [16].

Dans le cas de la mise sous tension de batteries de condensateurs shunt, manœuvre fréquente dans le réseau de transport, l'amplitude de la surtension transitoire est typiquement inférieure à 2 fois la valeur crête de la tension ligne-terre du réseau. Cette valeur peut être plus élevée en présence de réflexion d'onde ou de résonance entre les équipements des installations de client ou des centrales et le réseau de transport.

## 5 RÉFÉRENCES

- [1] Exigences techniques de raccordement d'installations de client au réseau de transport d'Hydro-Québec, telles qu'elles sont approuvées de temps à autre par la Régie de l'énergie (en cours d'approbation par la Régie de l'énergie R-3830-2012).
- [2] Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec, telles qu'elles sont approuvées de temps à autre par la Régie de l'énergie (en cours d'approbation par la Régie de l'énergie R-3830-2012).
- [3] Conditions de service d'électricité, telles qu'elles sont approuvées de temps à autre par la Régie de l'énergie, [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com).
- [4] Limites d'émission de perturbations dans le réseau de transport d'Hydro-Québec, telles qu'elles sont approuvées de temps à autre par la Régie de l'énergie (en cours d'approbation par la Régie de l'énergie R-3830-2012).
- [5] Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-30 : Techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation. Norme nationale du Canada CAN/CSA-C61000-4-30-10 (R2014).
- [6] Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-15 : Techniques d'essai et de mesure – Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception. Norme nationale du Canada CAN/CSA-IEC 61000-4-15:12 (R2016).
- [7] Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution. Norme CENELEC EN50160 : 2010.
- [8] Tensions recommandées pour les réseaux à courant alternatif de 0 à 50 000 V. Norme nationale du Canada CAN3-C235-83 (R2015).
- [9] Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems. Norme nationale du Canada CAN/CSA-C61000-3-6:09 (R2014).
- [10] Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec. Hydro-Québec.  
[http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/qualite\\_tension.pdf](http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/qualite_tension.pdf).
- [11] Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-7 : Techniques d'essai et de mesure – Guide général relatif aux mesures d'harmoniques et d'interharmoniques, ainsi qu'à l'appareillage de mesure, applicable aux réseaux d'alimentation et aux appareils qui y sont raccordés. Norme nationale du Canada CAN/CSA-IEC 61000-4-7:13.
- [12] Assessment of power quality – Characteristics of electricity supplied by public networks. Spécification technique IEC TS 62479 (Edition 1.0) 2015-04.

- 
- [13] Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-13: Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems. Norme nationale du Canada CAN/CSA-C61000-3-13-09 (2014).
  - [14] Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems. Norme nationale du Canada CAN/CSA-C61000-3-7:09 (R2014).
  - [15] Coordination de l'isolement - Partie 1 : Définitions, principes et règles. Norme nationale du Canada CAN/CSA-C71-1-99 (R2015).
  - [16] Coordination de l'isolement - Partie 2 : Guide d'application. Norme nationale du Canada CAN/CSA-C71-2-98 (R2011).

---

## **Annexe A (informative) : Compatibilité électromagnétique des équipements avec l'alimentation**

Une électricité parfaitement conforme aux caractéristiques définies dans le présent document ne saurait garantir le fonctionnement satisfaisant des équipements ou procédés, qui ne peut être obtenu que si ces équipements ou procédés sont compatibles avec l'alimentation fournie.

Au niveau international, la compatibilité électromagnétique (CÉM) est définie comme « l'aptitude d'un appareil ou d'un système à fonctionner dans son environnement électromagnétique de façon satisfaisante et sans produire lui-même des perturbations électromagnétiques intolérables pour tout ce qui se trouve dans cet environnement » (Vocabulaire électrotechnique international (VEI) 161-01-07).

Les normes internationales en matière de compatibilité électromagnétique (série IEC 61000) stipulent qu'il existe deux conditions nécessaires à la compatibilité électromagnétique :

- les appareils doivent avoir des niveaux d'immunité supérieurs aux niveaux de compatibilité spécifiés pour un phénomène donné ;
- les perturbations électromagnétiques<sup>14</sup> émanant des installations ou d'appareils doivent se situer au-dessous des niveaux d'émission autorisés dans le réseau, lesquels visent à ce que leur effet cumulé n'entraîne pas un risque inadmissible de dépassement des niveaux de compatibilité.

Les particularités relatives à la première condition ci-dessus sont encadrées par les normes d'immunité, par exemple la norme CAN/CSA-CEI/IEC 61000-4-11 « Essais d'immunité aux creux de tension, coupures brèves et variations de tension » ou la norme CAN/CSA-CEI/IEC 61000-4-28 « Essais d'immunité à la variation de la fréquence d'alimentation ».

Le degré de compatibilité désiré entre l'équipement et l'alimentation dépend de l'utilisation que l'on fait de l'équipement et des conséquences d'une incompatibilité. Par exemple, l'arrêt momentané d'un entraînement à vitesse variable et du moteur qu'il actionne peut être acceptable dans le cas d'un système de ventilation, mais problématique quand il s'agit d'une ligne de production industrielle.

Il est donc important, pour chaque utilisation, de bien considérer le degré d'immunité que doit présenter l'équipement compte tenu de l'alimentation à laquelle il est raccordé. Cette immunité peut caractériser l'équipement même, mais elle peut aussi être améliorée par

---

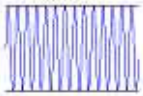
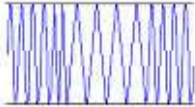
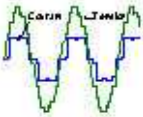
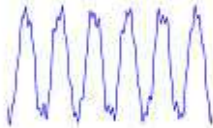
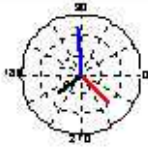
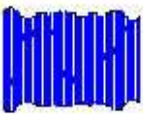
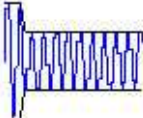
<sup>14</sup> Aux fins du présent document, les perturbations électromagnétiques réfèrent aux perturbations de l'onde électrique.

---

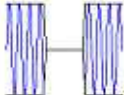
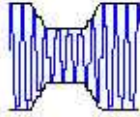
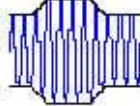

l'ajout de dispositifs d'atténuation (p. ex., des filtres ou une alimentation autonome sans coupures).

En ce qui a trait à la deuxième condition ci-dessus, relative à l'émission de perturbations de l'onde électrique par les installations raccordées au réseau, elle est encadrée par les limites d'émission définies par Hydro-Québec [4] et il est essentiel de se conformer aux valeurs maximales autorisées présentées dans ce dernier document.

**Annexe B (informative) : Représentation graphique de différentes caractéristiques**

Caractéristiques	Graphes
Tension d'alimentation	
Variation de fréquence	
Tensions harmoniques	
Tensions interharmoniques	
Déséquilibre de tension	
Papillotement	
Variation rapide de tension	

---

Coupure de la tension d'alimentation	
Creux de tension	
Surtension temporaire	
Surtension transitoire	

---

## Annexe C (informative) : Statistiques de variations de fréquence

Les statistiques suivantes sont fondées sur la mesure des valeurs maximales de variations de fréquence en régime perturbé relevées dans le réseau de transport d'Hydro-Québec entre janvier 2009 et décembre 2015<sup>15</sup>. L'occurrence moyenne est évaluée sur une base annuelle d'après les statistiques compilées sur les événements survenus pendant cette période.

VARIATION DE FRÉQUENCE	TYPE DE RÉGIME	OCCURRENCE MOYENNE	DURÉE TYPIQUE
+ 0,6 Hz à + 1 Hz	Régimes perturbés peu fréquents	3 fois l'an	s. o.
+ 0,2 Hz à + 0,6 Hz	Régimes perturbés fréquents	88 fois l'an	Typiquement moins de 10 s, mais peut exceptionnellement durer quelques minutes
± 0,2 Hz	Régime non perturbé	s. o.	Continue
- 0,2 Hz à - 0,6 Hz	Régimes perturbés fréquents	85 fois l'an	Typiquement moins de 10 s, mais peut exceptionnellement durer quelques minutes
- 0,6 Hz à - 1 Hz	Régimes perturbés fréquents	8 fois l'an	s. o.
- 1 Hz à - 1,5 Hz	Régimes perturbés peu fréquents	2 fois l'an	

On constate que les variations de fréquence en régime non perturbé sont à l'intérieur de l'écart limite de 1 % défini comme *valeur indicative* à la sous-section 4.1.3.

Par ailleurs, la fréquence du réseau s'est maintenue à 60 Hz ± 0,2 Hz pendant plus de 99,9 % du temps en moyenne annuellement.

---

<sup>15</sup> Les données statistiques ont été évaluées avec une technique de mesure très précise de la fréquence et relevées à toutes les secondes.



---

## Annexe D (informative) : Méthode d'évaluation d'une variation rapide de tension

La variation rapide de tension (VRT) repose sur des valeurs efficaces consécutives de tension calculées à chaque seconde. Chaque valeur efficace de tension équivaut à la moyenne quadratique de la tension efficace sur un intervalle d'agrégation de 1 seconde.

L'indice de VRT à un instant donné, exprimé en pourcentage, est déterminé à partir de valeurs calculées dans un intervalle de 9 secondes consécutives selon l'équation suivante :

$$VRT = \left[ \frac{\max_{9s}(ISV_{moy-3s}) - \min_{9s}(ISV_{moy-3s})}{moy_{9s}(ISV_{moy-3s})} \right] \times 100 \%$$

Où :

- $ISV_{moy-3s}$  : Moyenne arithmétique de trois valeurs efficaces consécutives de tension (évaluées chacune sur un intervalle d'agrégation de 1 seconde).
- $\max_{9s}(ISV_{moy-3s})$  : Valeur maximale parmi les 7 moyennes  $ISV_{moy-3s}$  calculées dans l'intervalle de 9 secondes.
- $\min_{9s}(ISV_{moy-3s})$  : Valeur minimale parmi les 7 moyennes  $ISV_{moy-3s}$  calculées dans l'intervalle de 9 secondes.
- $moy_{9s}(ISV_{moy-3s})$  : Moyenne arithmétique des 7 moyennes  $ISV_{moy-3s}$  calculées dans l'intervalle des 9 secondes précédant la fin de l'intervalle de détection de la VRT.

Comme la VRT est une perturbation ponctuelle de l'onde électrique, l'indice de qualité de tension considère la valeur maximale prévisible et non une valeur statistique en fonction du temps.

Si la valeur efficace de la tension au cours d'une variation franchit le seuil de creux de tension ou de surtension temporaire, l'événement n'est pas considéré comme une VRT.

---

## Annexe E (informative) : Indice de continuité – Transport

L'indice de continuité – Transport (« IC – Transport ») mesure la durée moyenne d'interruption de service par client pour l'ensemble de la clientèle desservie par Hydro-Québec, compte tenu des pannes et des interruptions programmées dans le réseau de transport.

L'indice « IC – Transport » est exprimé en heure par client et il s'évalue comme suit :

$$\text{IC – Transport (heure/client)} = \frac{\text{La somme des Clients - Heures interrompus}}{\text{La somme des clients desservis}}$$

Le tableau suivant donne les valeurs historiques de l'IC – Transport pour la période de 2005 à 2014 :

Année	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
IC – Transport (heure/client)	0,93	0,54	0,49	0,58	0,57	0,32	0,47	0,39	0,70	0,38

*Note :* Aucune correction n'est effectuée sur l'IC - Transport. Le seul événement exclu des calculs de cet indice est l'épisode de verglas survenu en janvier 1998. Pour la période de 2005 à 2014, tous les événements survenus ont été considérés dans le calcul.

# **Spécification d'exigences Acquisition des données éoliennes**



# Fiche de contenu

Version	Date	Auteur	Commentaire
1.5	19/02/2017	Julien Choisnard Mario Vandal	<p>Section B.1 : Changement de l'unité de mesure du taux de précipitation de mm/minute à mm/heure</p> <p>Section B.2.3: Nouvelle exigence pour la donnée <i>statut de la machine</i> selon la norme IEC-61400-26-1 et ajout du statut <i>internal curtailment</i> (16) pour les éoliennes GE</p> <p>Section B.3.1: Précisions sur le calcul de la puissance disponible des éoliennes pour la norme IEC-61400-26-1</p> <p>Section B.3.2: Précisions sur le calcul de la puissance disponible du poste afin de tenir compte des sources de limitation de la capacité de transit du réseau d'Hydro-Québec</p> <p>Section B.3.3: Modification du calcul de la puissance disponible du parc selon les algorithmes utilisés dans les parcs en exploitation</p> <p>Section B.3.4: Précisions sur le calcul du nombre d'éoliennes en arrêt pour la norme IEC-61400-26-1</p>
1.4	27/11/2013	Mario Vandal	<p>Corrections mineures au format du texte</p> <p>Section B.3.2 – La formule définit dans l'encadré s'applique à la puissance disponible du poste</p>
1.3	25/01/2013	Mario Vandal	<p>Section 2.2: précisions sur le nombre de mesures valides requises (dix) pour le calcul d'une donnée statistique valide</p> <p>Section A.1.2: précisions sur les statuts d'opération à considérer pour GE ENERCON et Repower</p> <p>Section B.1: Nouvelle norme CSA. Ajout des données "taux de précipitation"</p> <p>Section B.2: retrait de la donnée " position des pâles" qui n'est plus utilisée</p> <p>Section B.2.3: Nouveaux statuts et conditions d'erreur GE. Ajout des statuts ENERCON et Repower</p> <p>Section B.3: Nouvelle donnée : « nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de glace/givre.</p> <p>Section B.3.1: Précisions sur le calcul de la puissance disponible des éoliennes pour GE ENRCON et Repower.</p> <p>Section B.3.2: Modification du calcul de la puissance disponible du poste ; Tenir compte de la consigne de limitation supérieure de la puissance produite</p> <p>Section B.3.3: Modification du calcul de la puissance disponible du parc; Tenir compte de la consigne de limitation supérieure de la puissance produite</p> <p>Section B.3.4: Précision sur le calcul du nombre d'éoliennes à l'arrêt pour GE, ENERCON et Repower</p>

Version	Date	Auteur	Commentaire
1.2	03/09/2010	Mario Vandal	<p>Section A.1, A.1.8, A.1.9, A.1.10, A.1.11: Nouvelles données du système de gestion centralisé du parc éolien : consigne de tension, de statisme, de facteur de puissance et de limitation supérieure de la puissance produite.</p> <p>Section B.2 et B.2.2: Nouvelle donnée éolienne : Température au niveau de la nacelle</p> <p>Section B.1.1: Correction de la formule de calcul de la direction moyenne du vent</p>
1.1	27/11/2007	Mario Vandal	<p>Section 1.2.: Précisions sur le mécanisme de libération des connexions TCP.</p> <p>Section 2.1: Précision concernant le temps alloué à la transmissions des données pour une liaison par satellite.</p> <p>Section A.1 : Ajout de nouvelles données d'exploitation du poste: État des sélecteurs EN/HORS des téléprotections et état d'opération de la nouvelle protection de défaillance des disjoncteurs (protection «C»).</p> <p>Section B.3.1: Ajout des états d'opérations « Run up / Idling» et« Weather conditions» dans les conditions associées à l'état de disponibilité d'une éolienne.</p>
1.0	03/02/2007	Mario Vandal	Émission officielle du document

# À propos de ce document

---

## Portée

Ce document décrit les exigences applicables aux dispositifs de communication utilisés dans les parcs éoliens pour la transmission des données éoliennes au système de conduite des Centres Informatiques Téléconduite (CIT) d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT).

Sont exclus les données demandées par Hydro-Québec Distribution (HQT) et Hydro-Québec Production (HQP) pour fin d'études particulières en temps différé.

---

## Auditoire

Ce document est destiné aux responsables de l'ingénierie des dispositifs de communication des Producteurs éoliens ainsi qu'au personnel de la direction Exploitation du réseau impliqué dans la normalisation des stratégies d'acquisition des données éoliennes.

---

## Abréviations

tableau 1      Abréviations	
Abréviations HQ	Description
CCR	Centre de conduite du réseau
CIT	Centre Informatique Téléconduite
CT	Centre de Téléconduite : regroupement d'un CIT et de une ou plusieurs PAT
GEN-4	Système de contrôle et d'acquisition de données automatisé de la compagnie SNC-Lavalin utilisé dans les centres de téléconduite d'Hydro-Québec
HQD	Hydro-Québec Distribution
HQP	Hydro-Québec Production
HQT	Hydro-Québec TransÉnergie
N-510	Encadrement de la direction Exploitation du réseau qui définit les règles de gestion des points d'alarme
PAT	Place d'Affaires Téléconduite
SOA	Service d'Ordinateur d'Acquisition
SOP	Service d'Ordinateur Principal
ST	Station Terminale



## Références

tableau 2 Références	
<b>Groupe d'utilisateurs DNP</b>	
[DNP-1]	« DNP 3.0 Subset definitions » , version 2.0 novembre 1995
[DNP-2]	« Transporting DNP V3.00 over Local and Wide Area Network “, version 1.0 déc. 1998
[DNP-3]	“DNP3-2001” – IED Certification Procedure subset Level 2, version 2.1, juillet 2001
<b>GE Energy</b>	
[GE-1]	Technical Documentation – Wind Turbine Generator Systems, GE All Turbine Types, General Description - WindSCADA OPC Configuration Information, 2012
<b>IEC</b>	
[IEC-1]	61400-25 – Communications for monitoring and control of wind power plants
[IEC-2]	61400-26-1:2011 – Time based availability for Wind Turbines, edition 1.0, 2011-11
<b>Repower (Senvion)</b>	
[RP-1]	V-1.1-SL.KM.96-A-D-EN , specification - Calculation of the HQD forecast requirement, version D 13 décembre 2013
<b>SNC-Lavalin</b>	
[SNC-1]	DNP3 Profile Document, ECS-DD-2000064



# Abrégé

## Table des matières

<b>Chapitre 1 Exigences de communication</b> .....	<b>11</b>
1.1 Exigences de l'interface de communication .....	11
1.2 Exigences du protocole de communication .....	13
<b>Chapitre 2 Exigences d'acquisition des données</b> .....	<b>15</b>
2.1 Données d'exploitation du poste électrique (poste de départ) .....	15
2.2 Données d'un mât météorologique .....	17
2.3 Données d'une éolienne .....	18
2.4 Données de production du parc éolien .....	18
<b>Chapitre 3 Exigences de configuration</b> .....	<b>19</b>
3.1 Paramètres de communication DNP3 .....	19
3.2 Liste de points .....	19
<b>Chapitre 4 Exigences de certification</b> .....	<b>21</b>
4.1 Certification laboratoire .....	21
4.2 Essais chantier .....	21
<b>Chapitre 5 Exigences d'exploitation</b> .....	<b>23</b>
5.1 Travaux planifiés .....	23
5.2 Défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition .....	23
5.3 Rapport d'événement .....	24
<b>Annexe A Données requises pour l'exploitation du poste électrique</b> .....	<b>25</b>
A.1 Données d'exploitation du poste .....	25
A.1.1 Regroupement d'alarmes des dispositifs de protection .....	26
A.1.2 Calcul du nombre d'unités éoliennes en production .....	27
A.1.3 Alarme de panne d'instruments d'acquisition .....	27
A.1.4 Sens des mesures de MW et Mvar à la haute tension du poste .....	27
A.1.5 Sens des mesures de MW à la basse tension du poste .....	27
A.1.6 Condition anormale de la téléprotection .....	28
A.1.7 Mode de gestion centralisé sélectionné du parc éolien .....	28
A.1.8 Consigne de tension .....	28
A.1.9 Consigne de statisme .....	28
A.1.10 Consigne de facteur de puissance .....	28
A.1.11 Consigne de limitation supérieure de la puissance produite .....	28
<b>Annexe B Données requises par HQD ou HQP</b> .....	<b>29</b>
B.1 Données d'un mât météorologique .....	29
B.1.1 Calcul de la direction moyenne du vent .....	30
B.2 Données d'une éolienne .....	31
B.2.1 Calcul de la direction moyenne du vent et de la nacelle .....	31
B.2.2 Température au niveau de la nacelle .....	31
B.2.3 Statut de la machine .....	31
B.3 Données de production du parc éolien .....	35
B.3.1 Calcul de la puissance disponible des éoliennes .....	35
B.3.2 Calcul de la puissance disponible du poste .....	36
B.3.3 Calcul de la puissance disponible du parc .....	37

B.3.4 Calculs du nombre d'éoliennes à l'arrêt.....	37
<b>Annexe C Données requises pour la conduite du réseau électrique.....</b>	<b>43</b>
<b>Annexe D Séquence d'initialisation GEN-4.....</b>	<b>45</b>

## Liste des tableaux

<b>tableau 1</b> Abréviations .....	6
<b>tableau 2</b> Références.....	7
<b>tableau 3</b> Utilisation des classes événement 1,2,3.....	15
<b>tableau 4</b> Objet/variation DNP3 pour les données éoliennes.....	16
<b>tableau 5</b> État d'opération d'une éolienne selon la norme IEC 61400-26-1 .....	32
<b>tableau 6</b> État d'opération d'une éolienne GE (1.5MW sle).....	33
<b>tableau 7</b> État d'opération d'une éolienne ENERCON .....	34

## Liste des figures

figure 1 - Architecture de communication du système .....	12
figure 2 - Étapes du calcul du nombre d'éoliennes à l'arrêt – norme IEC-61400-26-1 .....	39
figure 3 - Étapes du calcul des éoliennes GE 1.5MW sle à l'arrêt .....	40
figure 4 - Étapes du calcul des éoliennes ENERCON (E-70, E-82, E-92, E-101) à l'arrêt .....	41

# Chapitre 1

# Exigences de communication

Ce chapitre présente les exigences de communication applicables aux dispositifs de communication des parcs éoliens. Elles sont divisées en deux catégories :

- Exigences de l'interface de communication
- Exigences du protocole de communication

---

## 1.1 Exigences de l'interface de communication

La figure 1 illustre l'architecture de communication mise en œuvre. Le système de conduite GEN-4 d'un centre informatique Téléconduite (CIT) est responsable de l'acquisition des données éolienne. Il effectue la retransmission d'une partie de ces données selon les besoins et accès autorisés aux systèmes d'acquisition des utilisateurs externes soit HQD, HQP ainsi que le CCR. La retransmission s'effectue par des liens de communication ICCP.

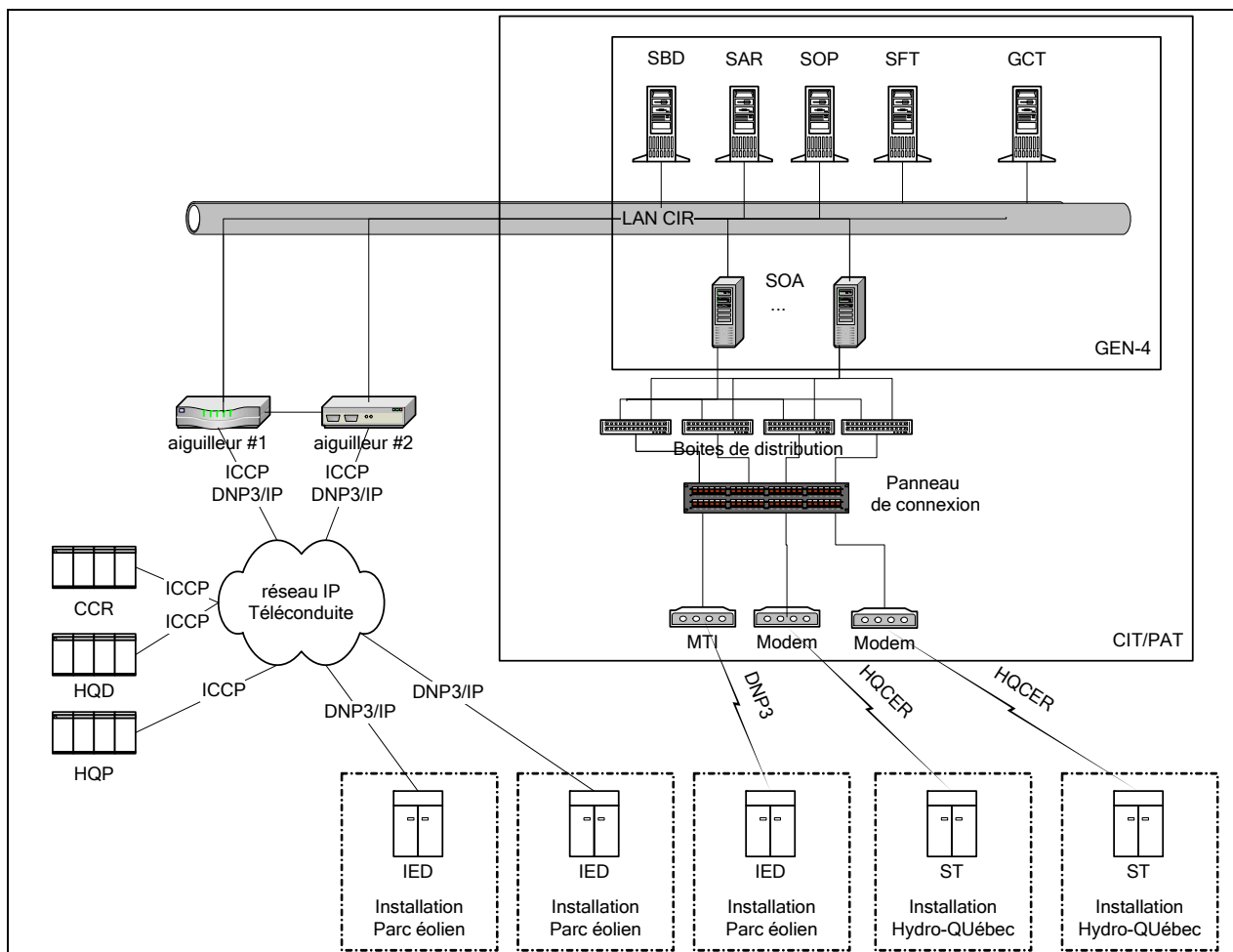
L'échange de données entre le système de conduite GEN-4 et le dispositif de communication d'un parc éolien peut s'effectuer de deux façons, soit à l'aide du réseau IP haute sécurité de téléconduite ou par un lien de télécommunication dédié. Les exigences applicables aux interfaces de communication du dispositif sont les suivantes :

- Le dispositif doit être équipé d'une interface Ethernet 10 ou 100 Mbit/s permettant le raccordement au micro garde-barrière installé dans l'armoire de télécommunication d'Hydro-Québec.
- Le raccordement s'effectue à l'aide d'une interface en cuivre de type 100base-T (RJ45).
- Pour répondre aux exigences de sécurité informatique de téléconduite, l'interface Ethernet ne doit être raccordée d'aucune façon au réseau de contrôle du Producteur éolien. Le dispositif devra être équipé d'une deuxième interface Ethernet pour les besoins d'échange de données avec les équipements de ce réseau. Cette exigence découle des besoins suivants :
  - Assurer une isolation entre le réseau de contrôle du Producteur éolien et le réseau IP d'Hydro-Québec.
  - Se prémunir contre le risque d'usurpation d'adresse IP (« spoofing ») par les utilisateurs externes qui ont accès au réseau de contrôle du Producteur éolien.
- L'adresse IP de l'interface Ethernet sera assignée par Hydro-Québec

- La bande passante requise pour les communications IP est estimée à 56 Kbit pour chaque parc éolien.
- Le dispositif doit être équipé d'une interface de communication de type RS-232 permettant le raccordement à un modem asynchrone pour la transmission des données à l'aide d'un lien de télécommunication dédié.

Cette exigence est applicable uniquement si les infrastructures de télécommunication Hydro-Québec ne permettent pas un accès sécurisé au réseau IP haute sécurité de téléconduite. Un lien asynchrone 19.2Kb est requis pour ce mode de communication.

figure 1 - Architecture de communication du système



---

## 1.2 Exigences du protocole de communication

- Le protocole de communication DNP3 est exigé pour l'échange de données entre le dispositif de communication du parc éolien et le système GEN-4. Le rôle de maître est attribué au système GEN-4 et le rôle d'esclave au dispositif de communication.
- Le niveau d'implantation 2 est requis pour le protocole DNP3. Se référer au document DNP V3.00 ,SUBSET DEFINITIONS normalisé par le groupe d'usager DNP à ce sujet [DNP-1].
- L'encapsulation du protocole DNP3 dans une trame TCP/IP doit être supporté tel que défini dans le document « Transporting DNP V3.00 over Local and Wide area network » [DNP-2].
- Le dispositif de communication du parc éolien doit traiter les demandes de connexion TCP adressées au port 20,000. Ces demandes proviennent de 4 dispositifs maîtres associés au système GEN-4. Chaque dispositif maître utilise une adresse IP unique. Le dispositif de communication doit maintenir une seule connexion TCP active avec un des quatre dispositifs maîtres. Une connexion TCP active doit être libérée sur demande du dispositif maître ou sur expiration d'une minuterie de 45 secondes indiquant l'absence de message en provenance du maître.
- Afin de respecter l'exigence d'âge maximum d'une seconde pour certaines données, le dispositif de communication du parc éolien a l'obligation de transmettre les changements détectés à l'aide du mode de réponse non sollicité (« unsolicited response»). Le dispositif doit supporter les requêtes d'activation/inhibition de ce mode en provenance du système de conduite CIT.
- Le dispositif doit être en mesure de répondre aux requêtes de lecture d'intégrité transmises par le système de conduite du CIT selon une fréquence configurable. Cette requête est associée à la lecture des quatre classes de données (objet 60, classes 1,2,3,0) définies dans le protocole DNP3.
- Les règles d'utilisation des 3 classes de données de type événement sont les suivantes :
  - Classe 1 (haute priorité) : signalisations et alarmes reportées sur détection d'un changement (données temps réel)
  - Classe 2 (moyenne priorité) : mesures reportées sur détection d'un changement (données temps réel)
  - Classe 3 (basse priorité) : données rapportées en fonction d'un cycle de plusieurs minutes (données des éoliennes, des mâts météorologiques et de production du parc)
- Le mappage des points dans les 3 classes d'événement doit être configurable à partir des outils de maintenance du dispositif. Le support du mode de configuration à partir du système maître sera considéré comme un avantage supplémentaire.

- Le dispositif de communication doit permettre la configuration du mode de confirmation des trames de la couche lien et des messages de la couche application. Le mode de confirmation des trames niveau lien ne devrait pas être utilisé.
- Le dispositif doit supporter la transmission de message application (ASDU) d'une longueur de 2kbits.
- Le dispositif doit supporter la séquence d'initialisation transmise par le système de conduite GEN-4 du CIT. Se référer au document DNP3 Profile Document de SNC-Lavalin [SNC-1] et à l'annexe C.



# Chapitre 2

# Exigences d'acquisition des données

Ce chapitre présente les exigences applicables aux données qui doivent être transmises au système de conduite d'un CIT. Les exigences sont divisées en quatre catégories selon la nature des données :

- Les données du poste électrique
- Les données des mâts météorologiques
- Les données des éoliennes
- Les données de production du parc éolien

---

## 2.1 Données d'exploitation du poste électrique (poste de départ)

Les exigences applicables pour les données du poste électrique sont les suivantes :

- Les données doivent être transmises de deux façons :
  - Par le mode de réponse non sollicité suite à la détection par le dispositif d'un changement de la valeur ou des indicateurs de qualité d'une donnée. Ce mode de réponse est associé aux classes de données de type événements.
  - Sur demande d'une requête de lecture d'une des classes de données (0,1,2 ,3) par le système de conduite du CIT.

Se référer aux exigences du protocole de communication.

- L'utilisation des classes de données de type événement est précisée au tableau 3. Les données du poste électrique sont de type temps réel.

tableau 3 Utilisation des classes événement 1,2,3	
Classe	Type de données
1	Signalisations d'appareils et alarmes temps réel
2	Mesures d'appareil (MW, MX, KV, A..) temps réel
3	Données statistiques calculées sur un intervalle de temps

- lorsque le dispositif de communication initie la transmission d'une donnée temps réel par le mode de réponse non sollicité, l'âge maximum de cette donnée doit être de :
  - 1 seconde pour les signalisations et alarmes temps réel
  - 3 secondes pour les mesures temps réel

Il est recommandé de disposer d'une réserve de 100 msec allouée au temps de transmission et au temps traitement de la donnée par les frontaux de communication du système de conduite CIT. Cette réserve est applicable à une liaison par fibre optique. Elle doit être de 650 msec pour une liaison par satellite.

- Pour chaque donnée, le dispositif de communication doit transmettre une valeur accompagnée d'indicateurs de qualité permettant d'en déterminer la validité. Les objets DNP3 requis pour le reportage de ces données sont précisés au tableau 4. Les compteurs d'énergie y sont présentés à titre de référence car il n'y a pas de besoins actuellement pour ce type de donnée.
- Tous les points de mesure sont en unité d'ingénierie. La valeur d'une mesure est transmise à l'aide d'un entier 32 bits signé (objets 30 et 32). Cette valeur doit être multipliée par un facteur d'échelle de 100 avant sa transmission afin d'inclure une résolution de 2 chiffres pour la partie décimale.
- Pour les signalisations, la valeur 1 indique l'état fermé pour un appareil, la présence d'une condition d'alarme pour un point d'alarme, l'état normal (non bloqué) des sélecteurs d'inhibition des téléprotections, l'état en fonction du système de gestion centralisé du parc ou son mode de régulation en tension.
- Une bande morte correspondant à un pourcentage de la valeur pleine échelle doit être configurable sur chaque point de mesure à partir des outils de configuration du dispositif. Cette bande morte vise à réduire le nombre de reportage en relation avec la détection de changements sur les points de mesure. La valeur par défaut est de 1 %. Des changements pourront être apportés selon les besoins lors des essais chantier ou à la suite de la mise en exploitation.
- La liste des données requises pour un poste électrique est présentée à l'annexe A. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

<b>tableau 4</b> Objet/variation DNP3 pour les données éoliennes			
<b>Type de données</b>	<b>Objet</b>	<b>Variation</b>	<b>Description</b>
Mesures analogiques/numériques	30	1	32 bit analog input
	32	1	32 bit analog change event without time
Signalisations/alarmes	1	2	Binary input with status
	2	1	Binary input change without time
Compteurs d'énergie (KWH)	20	1	32 Binary Counter
	22	1	32 Binary Counter without time

---

## 2.2 Données d'un mât météorologique

Les exigences applicables pour les données d'un mât météorologique sont les suivantes :

- Toutes les exigences décrites pour les données du poste électrique sont applicables à l'exception du critère de changement qui déclenche le reportage de ces données. Le critère requis est un reportage initié par le dispositif de communication à un intervalle de dix minutes à la suite de la compilation de données statistiques pour tous les points. Ce critère répond aux besoins suivants :
  - Éviter de monopoliser la bande passante du lien de télécommunication en raison de la fréquence élevée de changement des valeurs et du grand nombre de points.
  - Répondre aux exigences des utilisateurs soit une de compilation de données statistiques sur un intervalle de 10 minutes. Cette exigence fait en sorte que le dispositif doit maintenir deux tables de valeurs, soit les valeurs acquises des appareils de mesure et les valeurs compilées par ses fonctions internes de calcul. Le dispositif doit initier l'envoi des valeurs compilées à l'aide de la classe événement 3 une fois la période de compilation expirée.

Il y a 6 intervalles de calcul par heure. Ils sont synchronisés sur l'heure juste. Pour l'heure  $h$ , ces intervalles sont :  $]h:00,h:10]$ ,  $]h:10,h:20]$ ,  $]h:20,h:30]$ ,  $]h:30,h:40]$ ,  $]h:40,h:50]$  et  $]h:50,h:60]$ . Les délimiteurs « ] » et « ] » indiquent respectivement les bornes ouvertes et fermées d'un intervalle.

L'horloge du dispositif doit être synchronisée à partir d'un système de synchronisation externe basé sur le temps universel (p.ex. IRIG-B, GPS, NTP). La précision demandée est de 0,5 seconde.

Le dispositif doit avoir complété la transmission des données dans un délai maximum de 30 secondes suivant la fin d'un intervalle de calcul.

- Chaque donnée statistique doit être accompagnée d'un indicateur de qualité dont le traitement est le suivant :
  - La donnée est reportée valide s'il y a au minimum dix mesures valides pour la compilation durant un intervalle de 10 minutes. La compilation s'effectue avec les mesures valides uniquement.
  - La donnée est reportée invalide s'il y a moins de dix mesures valides pour un intervalle de 10 minutes. La valeur transmise devra être celle de l'intervalle précédent ou 0 si non disponible.

- En cas d'une panne du lien de communication DNP3, le dispositif doit disposer d'une capacité de stockage permettant de conserver l'ensemble des données statistiques d'un intervalle de 10 minutes dans la classe événement 3. Lorsque la connexion DNP3 est rétablie, le dispositif doit être en mesure de retransmettre les données du dernier intervalle de 10 minutes qui ont été stockées durant la panne.
- Sur demande du responsable HQD ou HQP, le Producteur doit fournir les données des appareils de mesures qui sont conservées par l'enregistreur de données du mât (« data logger ») pour les 30 derniers jours. Ces données devront être transmises sous forme de fichiers. Le format des fichiers et le mode de transmission restent à préciser avec le demandeur en fonction des options disponibles.

La liste des données requises par mât météorologique est présentée à l'annexe B. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

---

## 2.3 Données d'une éolienne

Les exigences applicables pour les données d'une éolienne sont les suivantes :

- Toutes les exigences décrites pour les données statistiques d'un mât météorologique sont applicables pour les données d'une éolienne à l'exception de la donnée *statut de la machine*. Ces données doivent être compilées et transmises par intervalle de 10 minutes.
- Toutes les exigences décrites pour les données du poste électrique sont applicables pour l'acquisition de la donnée *statut de la machine*. Ce statut est considéré comme une donnée temps réel qui doit être transmise à l'aide de la classe événement 2 du protocole DNP3 (tableau 3). Le format est un entier 32 bits (objets 30 et 32).

La liste des données requises par éolienne est présentée à l'annexe B. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

---

## 2.4 Données de production du parc éolien

Les exigences applicables pour les données de production du parc éolien sont les suivantes :

- Toutes les exigences décrites pour les données statistiques d'un mât météorologique sont applicables. Ces données doivent être compilées et transmises par intervalle de 10 minutes.

La liste des données de production requises par parc éolien est présentée à l'annexe B. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

# Chapitre 3

# Exigences de configuration

Ce chapitre présente les exigences applicables à la configuration du dispositif de communication du parc éolien. Elles sont divisées en deux catégories:

- Paramètres de communication DNP3
  - Liste des points
- 

## 3.1 Paramètres de communication DNP3

- Le Producteur doit fournir la configuration des paramètres de communication DNP3 sous forme d'un document électronique. Le gabarit utilisé est celui identifié « Device profile document format » à l'appendice A du document DNP V3.00, SUBSET DEFINITIONS [DNP-1]
  - Le document devra être livré aux responsables de la direction Exploitation du réseau préalablement aux essais laboratoire si applicables ou pour les essais chantier
  - Le Producteur devra préciser dans un document l'utilisation et l'interprétation des statuts de qualité définis dans la norme DNP3 pour les différents objets utilisés
  - Le Producteur devra préciser dans un document l'utilisation et l'interprétation des statuts du mot d'état (IIN) qui sont définis dans la norme DNP3 pour un dispositif esclave
- 

## 3.2 Liste de points

- Le Producteur doit fournir la liste des points dont les valeurs seront transmises au système de conduite CIT.
- La liste doit être livrée sous forme d'un fichier MS-EXCEL dans lequel seront inclus trois feuilles de calculs: « entête », « liste des points de signalisation » et « liste des points de mesure ».
- La feuille de calcul « entête » précisera les informations suivantes :
  - le nom de l'installation
  - la date de mise en production de la liste de points
  - Le numéro de version du logiciel
  - Le numéro de version de la BDD
  - Le nom des responsables à contacter chez le Producteur et Hydro-Québec pour les besoins de maintenance

- L'adresse DNP3 des dispositifs maître et esclave. L'adresse 0 est utilisée pour le système GEN-4 (maître). Une adresse esclave unique doit être attribuée à chaque parc éolien
- Un historique de chaque changement, par ordre chronologique décroissant, dans lequel on retrouve la date, le responsable et un descriptif sommaire du changement
- Les feuilles « liste des points » fourniront l'information détaillée pour chacun des points transmis par le dispositif de communication. Les paramètres suivants seront requis pour chaque point :
  - Le type de point : mesure, mesure statistique, état, alarme, compteur d'énergie.
  - L'adresse DNP3 en fonction du type de point
  - Le nom de point tel que défini dans l'installation du Producteur
  - Le nom du point tel que défini dans le système de conduite du CIT (paramètre HQ)
  - La description du point tel que définie dans l'installation du Producteur
  - L'interprétation de l'état 1 pour les points de signalisation
  - L'unité pour les points de mesure
  - Le facteur d'échelle appliqué dans le dispositif du Producteur
  - La bande morte appliquée (%)
  - La plage des valeurs (valeur maximale négative et positive)
  - L'objet DNP3 et la variation utilisés dans la réponse à une requête de lecture des classes de données 1, 2 et 3
  - L'objet DNP3 et la variation utilisés dans la réponse à une requête de lecture de la classe de données 0 si le format de la valeur diffère de celui utilisé pour les classes 1,2,3
  - Les statuts de qualité DNP3 applicables en fonction du(es) dispositif(s) source(s) (appareil de mesure)
  - Le nom du(es) dispositif(s) source(s) à partir duquel (desquels) la valeur du point est acquise
  - Le code de point d'alarme tel que défini dans la norme N-510 (paramètre HQ)
  - La description du point d'alarme tel que normalisé dans la BDD-510 de la direction Exploitation du réseau (paramètre HQ)
  - Un champ « commentaire »

La valeur des paramètres Hydro-Québec (paramètre HQ) sera transmise au Producteur par les responsables Exploitation du réseau.

Les champs « type de point » et « adresse DNP3 » constituent les clés primaire et secondaire pour le tri des données.

Un exemple du gabarit Excel est disponible pour fin de consultation.

# Chapitre 4

# Exigences de certification

Ce chapitre présente les exigences applicables à la certification du dispositif de communication du parc éolien. Ces exigences sont divisées en deux catégories:

- Certification laboratoire
- Essais chantier

---

## 4.1 Certification laboratoire

- Le Producteur a l'obligation de fournir un dispositif pour des essais laboratoire qui seront réalisés sur le site Place Dupuis à Montréal. Le système GEN-4 de pré-production dédié au essais sera utilisé à cette fin.
- Le dispositif devra être équipé d'une console permettant la modification des valeurs des points de mesure et signalisation et si possible, des statuts de qualité des points et des statuts IIN.
- Le Producteur doit fournir les documents attestant la compatibilité du dispositif au niveau 2 de la norme DNP3. Se référer au document « Certification Procedure Subset Level 2 » [DNP-3] à ce sujet.
- Le dispositif devra être livré avec la configuration chantier. Se référer aux exigences de configurations.

L'exigence de vérification laboratoire est applicable à un nouveau modèle d'appareil utilisé par le Producteur ou à une nouvelle version du logiciel qui contient des changements majeurs. Lorsqu'un appareil d'un même modèle est déjà dans un parc éolien raccordé à un CIT, la certification laboratoire n'est pas requise.

---

## 4.2 Essais chantier

Des essais chantier sont requis avant la mise en exploitation du parc éolien. La liste des essais requis est la suivante :

- Confirmation verbale de la valeur locale pour chaque point transmis par le dispositif et de la valeur reçue par le système de conduite du CIT
- Essais de remise sous tension du dispositif de communication et des dispositifs d'acquisition des données (initialisation du système)
- Essais de panne du lien de télécommunication

La réussite de ces essais est une des étapes conditionnelles à l'acceptation du raccordement du parc éolien au réseau d'Hydro-Québec.



# Chapitre 5

# Exigences d'exploitation

Ce chapitre présente les exigences applicables au dispositif de communication du parc éolien en mode exploitation. Ces exigences sont divisées en trois catégories:

- Travaux planifiés
- Défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition
- Rapport d'événement

---

## 5.1 Travaux planifiés

Le Producteur est tenu d'informer Hydro-Québec de tout travail ayant un impact sur la transmission des données en provenance de son parc éolien. L'objectif de cet avis est de réduire au minimum les conséquences de la réalisation des travaux dans un parc éolien et d'assurer, autant que possible, la continuité de la transmission des données requises par Hydro-Québec.

Ainsi, tout travail de maintenance affectant la transmission des données, toute mise à niveau de la configuration touchant la liste des points transmis ou toute mise à niveau du logiciel doit être planifié et précédé d'un avis au personnel d'Hydro-Québec (agents Planification des retraits) dix (10) jours avant le début des travaux. Afin d'uniformiser les façons de faire, le processus de communication requis est semblable à celui décrit au chapitre «Demande de retrait» dans l'instruction commune d'exploitation en vigueur pour chaque parc éolien.

---

## 5.2 Défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition

La défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition étant un événement fortuit, le Producteur est tenu d'informer le répartiteur du centre de téléconduite (CT) dans les meilleurs délais.

---

## 5.3 Rapport d'événement

Pour tout événement non planifié ou pour tout travail planifié affectant la transmission des données vers Hydro-Québec, le Producteur doit rédiger un «Rapport d'événement - Producteurs privés» et le transmettre selon les modalités mentionnées dans l'instruction commune d'exploitation.

# Annexe A

# Données requises pour l'exploitation du poste électrique

Cette annexe présente la liste des données du poste électrique acquises par le système de conduite du CIT pour les besoins d'exploitation du parc éolien par la direction Exploitation du réseau. On y retrouve également des précisions sur la définition et le traitement requis pour ces données.

## A.1 Données d'exploitation du poste

Données	Fréquence d'échantillonnage	Unité	Accès en temps réel	
<b>Signaux d'alarme – protection</b>				
Opération de la protection « A » de ligne haute tension	Voir section 2.1	-	Oui	
Opération de la protection « B » de ligne haute tension		-	Oui	
Condition anormale de la protection « A » de ligne haute tension		-	Oui	
Condition anormale de la protection « B » de ligne haute tension		-	Oui	
Opération de la protection « A » de sous-tension		-	Oui	
Opération de la protection « B » de sous-tension		-	Oui	
Opération de la protection « A » de surtension		-	Oui	
Opération de la protection « B » de surtension		-	Oui	
Opération de la protection « A » de sous-fréquence		-	Oui	
Opération de la protection « B » de sous-fréquence		-	Oui	
Opération de la protection « A » de surfréquence		-	Oui	
Opération de la protection « B » de surfréquence		-	Oui	
Opération de la protection « C » de défaillance du disjoncteur haute tension		-	Oui	
Condition anormale de la protection « C » de défaillance du disjoncteur haute tension		-	Oui	
Opération de la protection du transformateur haute tension (point regroupé)		-	Oui	
Condition anormale de la protection différentiel du transformateur haute tension		-	Oui	
<b>Signaux d'alarme – téléprotection</b>				
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «A» de l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui	
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «A» de l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui	
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «B» de l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui	
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «B» de l'installation HQ située à l'extrémité 2	-	Oui		
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «C» de l'installation HQ située à l'extrémité 1	-	Oui		
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «C» de l'installation HQ située à l'extrémité 2	-	Oui		
Émission par la protection «A» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 1	-	Oui		
Émission par la protection «A» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 2	-	Oui		
Émission par la protection «B» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 1	-	Oui		
Émission par la protection «B» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 2	-	Oui		
Émission par la protection «C» d'un télédéclenchement vers l'installation HQ situé à l'extrémité 1	-	Oui		
Émission par la protection «C» d'un télédéclenchement vers l'installation HQ situé à l'extrémité 2	-	Oui		

Données	Fréquence d'échantillonnage	Unité	Accès en temps réel
l'extrémité 2			
Condition anormale de la téléprotection «A» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui
Condition anormale de la téléprotection «A» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui
Condition anormale de la téléprotection «B» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui
Condition anormale de la téléprotection «B» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui
Condition anormale de la téléprotection «C» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui
Condition anormale de la téléprotection «C» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui
<b>Signaux d'alarme – diverse</b>			
Basse pression SF6 du disjoncteur. haute tension (1er niveau)		-	Oui
Condition anormale du disjoncteur haute tension		-	Oui
Basse tension 129 Vcc - batterie 1		-	Oui
Basse tension 129 Vcc - batterie 2		-	Oui
Panne d'instruments d'acquisition		-	Oui
<b>Signaux d'état</b>			
État des disjoncteurs haute et moyenne tension		-	Oui
État des sectionneurs haute et moyenne tension incluant les sectionneurs de terre	Voir section 2.1	-	Oui
État « en » ou « hors » du système de gestion centralisé du parc éolien		-	Oui
Mode de gestion centralisé sélectionné (tension ou facteur de puissance)		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « A » extrémité 1		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « A » extrémité 2		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « B » extrémité 1		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « B » extrémité 2		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « C » extrémité 1		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « C » extrémité 2		-	Oui
<b>Mesures électriques</b>			
Puissance active à la haute tension du poste		MW	Oui
Puissance réactive à la haute tension du poste		Mvar	Oui
Tension à la haute tension du poste (phase-phase A-B)		kV	Oui
Courant à la haute tension du poste (phase A)		A	Oui
Puissance active à chacune des lignes moyennes tension du poste		MW	Oui
Nombre d'éoliennes en production		-	Oui
<b>Système de gestion centralisé du parc éolien</b>			
État « en » ou « hors » du système de gestion centralisé du parc éolien		-	Oui
Mode de gestion centralisé sélectionné (tension ou facteur de puissance)		-	Oui
Consigne de tension (mode de gestion en tension)		kV	Oui
Consigne de statisme (mode de gestion en tension)		%	Oui
Consigne de facteur de puissance (mode de gestion avec facteur de puissance)		%	Oui
Consigne de limitation supérieure de la puissance produite (MW)		MW	Oui

### A.1.1 Regroupement d'alarmes des dispositifs de protection

Un appareil de protection peut identifier la ou les phases en défaut en transmettant au Producteur un point d'alarme distinct pour chaque phase. Ce degré de précision, utile au Producteur, n'est pas requis pour Hydro-Québec. En conséquence, ces trois points d'alarme doivent être regroupés en un nouveau point qui doit être transmis à Hydro-Québec.

Si la qualité du point d'alarme d'un des appareils de protection est considérée douteuse par le dispositif de communication du parc éolien, le statut de qualité douteux doit être transmis à Hydro-Québec pour le point d'alarmes regroupées.

---

## A.1.2 Calcul du nombre d'unités éoliennes en production

La donnée *nombre d'éoliennes en production* se définit comme étant la somme des éoliennes dont le statut d'opération indique une génération de puissance. Le statut d'opération des éoliennes à considérer pour ce calcul est :

- pour des éoliennes GE, le statut « Turbine with grid connection » (valeur 2), décrit à la section B.2.3.
- pour des éoliennes ENERCON, les statuts "Turbine opérationnel" (valeur 0) et "Turbine in operation during maintenance" (valeur 8), décrits dans à la section B.2.3.
- pour des éoliennes REpower, l'état "Wind turbine is running in normal operation" extrait d'une variable interne aux turbines REpower ("IEC wind turbine status" [IEC-2]), décrite dans le document V-1.1-SL.KM.96-A-B-EN [RP-1].

Se référer à la section A.1.1 concernant le traitement du statut de qualité associé à la valeur transmise à Hydro-Québec.

---

## A.1.3 Alarme de panne d'instruments d'acquisition

La donnée *Panne d'instruments d'acquisition* se définit comme suit :

Tout mauvais fonctionnement d'un des dispositifs d'acquisition du Producteur qui compromet l'intégrité des données acquises par Hydro-Québec.

Cette condition doit être transmise à Hydro-Québec à l'aide d'un point d'alarme.

---

## A.1.4 Sens des mesures de MW et Mvar à la haute tension du poste

Le sens des mesures de MW et Mvar à la haute tension du poste s'établit comme suit :

- Positif lorsque les MW et Mvar sont injectés dans le réseau de transport d'Hydro-Québec
- Négatif lorsque les MW et Mvar sont reçus du réseau de transport d'Hydro-Québec

---

## A.1.5 Sens des mesures de MW à la basse tension du poste

Le sens des mesures de MW à la basse tension s'établit comme suit :

- Positif lorsque les MW sont injectés dans le réseau collecteur du Producteur

- Négatif lorsque les MW sont reçus du réseau collecteur du Producteur
- 

### **A.1.6 Condition anormale de la téléprotection**

La donnée *Condition anormale de la téléprotection* indique la présence d'une des conditions suivantes:

- Défaillance ou perte d'alimentation de la téléprotection
  - Défaillance du lien de télécommunication
  - État « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection
- 

### **A.1.7 Mode de gestion centralisé sélectionné du parc éolien**

Cette donnée indique le mode de gestion centralisé sélectionné. La valeur 0 correspond au mode de facteur de puissance et la valeur 1 au mode de tension. Pour la compagnie GE, le système de gestion est identifié *Wind Farm Management system* (WFMS).

---

### **A.1.8 Consigne de tension**

Cette donnée indique la consigne de tension utilisée par le système de gestion centralisé lorsque ce dernier opère en mode de régulation par consigne de tension.

---

### **A.1.9 Consigne de statisme**

Cette donnée indique le pourcentage de statisme utilisé par le système de gestion centralisé lorsque ce dernier opère en mode de régulation par consigne de tension.

---

### **A.1.10 Consigne de facteur de puissance**

Cette donnée indique le facteur de puissance utilisé par le système de gestion centralisé lorsque ce dernier opère en mode de régulation par consigne de facteur de puissance. Les unités sont : % inductif ou % capacitif.

---

### **A.1.11 Consigne de limitation supérieure de la puissance produite**

Cette donnée indique la limite supérieure de puissance pouvant être produite par le parc éolien si ce mode d'exploitation est requis pour une condition particulière de réseau.

# Annexe B

# Données requises par HQD ou HQP

Cette annexe présente la liste des données d'un parc éolien qui sont acquises par le système de conduite du CIT pour les besoins de HQD ou HQP. On y retrouve également des précisions sur la définition et le traitement requis pour ces données.

Les données sont divisées en trois catégories soit :

- Données des mâts météorologiques
- Données des éoliennes
- Données de production du parc éolien

Se référer aux sections 2.2 et 2.1 pour le traitement de l'indicateur de qualité associé à une donnée statistique ou temps réel.

---

## B.1 Données d'un mât météorologique

La précision des appareils de mesure de données météorologiques des mâts doit être conforme à la norme CAN/CSA-C61400-12-1

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unité	Cycle de transmission
Vitesse horizontale du vent (à chaque anémomètre du mât)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	m/s	10 minutes
Vitesse verticale (à chaque anémomètre du mât si disponible)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	m/s	10 minutes
Direction du vent (à chaque girouette)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	Degrés (1)	10 minutes
Température (à chaque thermomètre du mât)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	degrés Celsius	10 minutes
Humidité relative	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	%	10 minutes
Pression barométrique	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	kPa	10 minutes
Taux de précipitation (2)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	mm/heure	10 minutes

(1) Degrés par rapport au nord géographique

(2) Si disponible

---

## B.1.1 Calcul de la direction moyenne du vent

La direction moyenne du vent doit représenter la moyenne des vecteurs de direction du vent.

- Si  $\Theta_i$  est une mesure individuelle de la direction
- Si  $N$  est le nombre de données échantillonnées sur un certain intervalle de temps

Alors la direction moyenne,  $\Theta$ , durant une intervalle de 10 minutes est :

$$\Theta = \text{Arctan } U_x / U_y + K$$

où

$$U_x = \left( \sum \sin \Theta_i \right) / N$$

$$U_y = \left( \sum \cos \Theta_i \right) / N$$

Valeur de  $K$  selon les cas possibles

Si	$U_x = 0$	$U_x > 0$	$U_x < 0$
$U_y = 0$	-	Note 1	Note 2
$U_y > 0$	360	0	360
$U_y < 0$	180	180	180

Note 1: dans ce cas  $\Theta = 90^\circ$

Note 2: dans ce cas  $\Theta = 270^\circ$

L'écart type de l'angle doit être calculé de la façon suivante:

$$\sigma = \arcsin(\varepsilon) * (1 + 0.1547 * \varepsilon^3)$$

où

$$\varepsilon = [1 - U_x^2 - U_y^2]^{1/2}$$



---

## B.2 Données d'une éolienne

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unité	Cycle de transmission
Puissance active	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	kW	10 minutes
Direction de la nacelle	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	Degrés (1)	10 minutes
Température au niveau de la nacelle	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	degrés Celsius	10 minutes
Vitesse du vent mesurée par l'anémomètre de la nacelle	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	m/s	10 minutes
Direction du vent mesurée par la girouette de la nacelle	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	Degrés (1)	10 minutes
Statut de la machine	1/5 Hz	N/A	N/A	N/A	Temps réel

(1) Degrés par rapport au nord géographique

---

### B.2.1 Calcul de la direction moyenne du vent et de la nacelle

Se référer à la section B.1.1 qui décrit le calcul de la direction moyenne du vent pour les données d'un mât météorologique.

---

### B.2.2 Température au niveau de la nacelle

La température au niveau de la nacelle correspond à la valeur de température externe mesurée pour les fins du contrôle de l'arrêt de l'éolienne pour cause de basse température.

---

### B.2.3 Statut de la machine

La donnée *statut de la machine* est une valeur numérique de 32 bits dont la valeur indique l'état d'opération de l'éolienne.

Les valeurs transmises doivent être conformes à la norme IEC 61400-26-1 afin d'uniformiser les états d'opération de tous les types d'éoliennes utilisées sur le réseau d'Hydro-Québec.

Ces valeurs s'appliquent à l'ensemble des éoliennes des différents manufacturiers dont la mise en service sera réalisée à partir de 2017 .  
Le tableau 5 décrit les valeurs transmises selon cette norme.

<b>tableau 5</b> État d'opération d'une éolienne selon la norme IEC 61400-26-1		
Valeur	Catégorie d'information	Sous-catégorie d'information
100	Full Performance	Full Performance
101		Ice operation
201	Partial Performance	Partial Performance - Derated
202		Degraded
203		Ice operation - Degraded
204		Ice operation - Derated
205		Ice operation – Derated /de-icing
301	Technical Standby	Start-up
302		Heating or cooling
303		(not used)
304		Battery test
305		Technical Standby - Other Technical Standby
306		Technical Standby - Runup
401	Out Of Environmental Specification	Weather conditions
402		Low Wind
403		High Temp
404		High Wind
405		Icing
406		Stopped for De-icing
415		Low Temp
501	Requested Shutdown	External Stop
502		Manual Stop
503		Noise reduction stop
504		Bat protection active
505		Shadow casting
506		Park master stop
507		Requested Shutdown - Externally Stopped
508		Requested Shutdown - Other
601	Out Of Electrical Specification	Voltage error
602		Frequency error
603		Grid Loss
604		Other electrical error
700	Scheduled Maintenance	Scheduled Maintenance
800	Planned Correctice Action	Planned Correctice Action
901	Forced Outage	Anemometer error
902		Vane error
903		Sensor error
904		Tower vibration error
905		Hydraulic error
906		Yaw error
907		Rotor error
908		Gearbox error
909		Converter error
910		Transformator error
911		Generator error

912		Repeating error
913		Forced Outage Other Error
1000	Suspended	Suspended
1100	Force Majeure	Force Majeure
1200	Information Unavailable	Information Unavailable
1201		Information Unknown

Le tableau 6 décrit les valeurs transmises pour les éoliennes de la compagnie GE mises en service avant 2017 (1.5 MW sle). Les valeurs 1 à 16 sont associées à l'état d'opération alors que les valeurs 1001 à 1379 indiquent la présence d'une condition d'erreur. Ces valeurs sont précisées dans les sections « State & fault » (6.1.5.6) et « Turbines additional information » (6.1.5) du document [GE-1].

<b>tableau 6</b> État d'opération d'une éolienne GE (1.5MW sle)	
<b>valeur</b>	<b>Description</b>
1	Turbine ok
2	Turbine with grid connection
3	Run up / Idling
4	Maintenance
5	Repair
6	Grid loss
7	Weather conditions
8	Stop extern
9	Stopped (manual Stop, if turbine ok)
10	Stopped (remote Stop, if turbine ok)
11	Emergency STOP
12	External Stop regarding Energy Curtailment
13	Customer Stop
14	Manual idle Stop
15	Remote idle Stop
16	Internal curtailment
1000+X	Event Message X is active
1000002	System shutdown
1000003	PLC Communication loss

Le tableau 7 décrit les valeurs transmises pour les éoliennes de la compagnie ENERCON mises en service avant 2017. Les valeurs transmises utilisent l'information sur le "Main Status" et "Aditionnal Status" des machines ENERCON convertis en valeur numérique de 32 bits selon la formule : "Main Status"\*10000 + "Aditionnal Status".

<b>tableau 7</b> État d'opération d'une éolienne ENERCON			
<b>Valeur transmise</b>	<b>"main Status"</b>	<b>"aditionnal statuts</b>	<b>Description</b>
0	0	0	Tubine operational
1	0	1	Turbine starting
2	0	2	Turbine ready for operation
3	0	3	Start lead-up
8	0	8	Turbine in operation during maintenance
10000+x	1	x	Turbine stopped
20000+x	2	x	Lack of wind
30000+x	3	x	Storm
80000+x	8	x	Maintenance
100000+x	10	x	Emergency stop actuated
140000+x	14	x	Ice detection
y*10000+x	Y	x	Autre état d'une éolienne ENERCON

Les états d'opération mentionnés dans le tableau 5, le tableau 6 et le tableau 7 proviennent respectivement de la norme IEC 61400-26-1 [IEC-2] ainsi que de spécifications des manufacturiers GE [GE-1] et ENERCON. Tout changement à ces états d'opération qui impacte le calcul des données mentionnées dans ce document devra être approuvé au préalable par Hydro-Québec. La mise à niveau du dispositif de communication, requise pour l'intégration de ces changements, devra être réalisée par les producteurs éoliens en collaboration avec Hydro-Québec.

## B.3 Données de production du parc éolien

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unités	Cycle de transmission
Puissance active	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	MW	10 minutes
Puissance disponible des éoliennes	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	MW	10 minutes
Puissance disponible du poste	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	MW	10 minutes
Puissance disponible du parc	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	MW	10 minutes
Nombre d'éoliennes disponibles	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de faible vent	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de fort vent	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de basse température	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de glace/givre (1)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de haute température (1)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes

(1) Si disponible

### B.3.1 Calcul de la puissance disponible des éoliennes

La puissance disponible des éoliennes du parc est la somme des puissances disponibles des éoliennes individuelles.

puissance disponible des éoliennes =

$$\text{nbreÉoliennes} \times \sum_{i=1} \text{puissance disponible de l'éolienne}_i$$

nbreÉoliennes = le nombre d'éoliennes du parc

puissance disponible de l'éolienne  $_i$  : se référer aux paragraphes suivants

La puissance disponible d'une éolienne prend la valeur de sa puissance nominale lorsqu'elle est considérée disponible, ou une valeur nulle lorsqu'elle est considérée en arrêt pour maintenance, bris, etc.

Pour les éoliennes dont la donnée *statut de la machine* est conforme à la norme IEC 61400-26-1, une éolienne est considérée disponible lorsque la valeur de l'état d'opération est inférieure à 500. Se référer au tableau 5 pour la description des valeurs.

Pour les éoliennes 1.5MW sle de la compagnie GE, une éolienne est considérée disponible lorsqu'un des états d'opérations 1, 2, 3, 7, 12 ou 16 est présent. Se référer au tableau 6 pour la description des états d'opération GE.

Pour les éoliennes de la compagnie ENERCON mise en service avant 2017, une éolienne est considérée disponible lorsqu'un des états d'opérations 0, 1, 2, 3, 5, 8, 10005, 20000+x, 30000+x, 50000+x, 140000+x et 210000+x est présent. Se référer au tableau 7 pour la description des états d'opération ENERCON.

---

### B.3.2 Calcul de la puissance disponible du poste

La puissance disponible du poste est la puissance maximale pouvant être transitée à travers les équipements du poste vers le réseau d'Hydro-Québec, en tenant compte des indisponibilités et restrictions d'appareillage ayant pour conséquence de réduire la capacité de transit du poste.

La puissance disponible du poste se définit comme la valeur moindre entre la puissance nominale des éoliennes de chaque artère et d'autre part, la consigne de limitation supérieure de la puissance produite (Section A.1.11), ou toute autre limitation ayant pour effet de réduire la capacité de transit vers le réseau d'Hydro-Québec.

La puissance nominale des éoliennes pour une artère sera nulle lorsque le disjoncteur ou un des sectionneurs d'isolation du départ de ligne est ouvert.

$$\begin{aligned} & \text{puissance disponible du poste} = \\ & \text{Min} ( \\ & \quad \text{nbreArtères} \\ & \quad \sum_{i=1}^{\text{étatArtère}_i} * (\sum \text{puissance } \mathbf{nominale} \text{ de chaque éolienne de l'artère } i), \\ & \quad \text{Consigne de limitation supérieure de la puissance produite, ou tout autre} \\ & \quad \text{limitation} \\ & \quad ) \\ & \text{nbreArtères} = \text{le nombre d'artères du parc} \\ & \text{étatArtère}_i = \text{l'état de l'artère } i, \text{ un booléen valant } 1 \text{ si les sectionneurs et} \\ & \text{le disjoncteur de l'artère sont tous fermés, } 0 \text{ sinon } (i=1,2,\dots,\text{nbreArtères}) \end{aligned}$$

---

### B.3.3 Calcul de la puissance disponible du parc

La puissance disponible du parc se définit comme la valeur moindre entre d'une part la puissance disponible du poste (B.3.2) et d'autre part la puissance disponible des éoliennes (B.3.1), soit :

puissance disponible du parc =

Min (

Puissance disponible du poste,

Puissance disponible des éoliennes

)

---

### B.3.4 Calculs du nombre d'éoliennes à l'arrêt

Les nombres d'éoliennes à l'arrêt pour cause de faible vent, fort vent, basse température, haute température ou glace/givre sont comptabilisés sur l'ensemble des éoliennes disponibles du parc (et ayant un code de qualité valide). Une éolienne indisponible pour cause de maintenance ou de panne ne doit pas être considérée dans ces calculs.

Une éolienne est considérée à l'arrêt pour faible vent si elle est disponible et que la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de fourniture (« cut-in wind speed »).

Une éolienne est considérée à l'arrêt pour fort vent si elle est disponible et que la vitesse du vent est supérieure à la vitesse hors-service (« cut-out wind speed »).

Une éolienne est considérée à l'arrêt pour basse température (ou haute température) si elle est disponible et que ses conditions d'opération sont affectées par les basses (ou hautes) températures extérieures mesurées à hauteur de nacelle. Les modifications aux conditions normales d'opération peuvent aller d'une réduction de la capacité de production de l'éolienne à l'arrêt complet de celle-ci.

Une éolienne est considérée à l'arrêt pour glace/givre si elle est disponible et que ses conditions d'opération sont affectées par la présence de givrage sur ses pâles. Les modifications aux conditions normales d'opération peuvent aller d'une réduction de la capacité de production de l'éolienne à l'arrêt complet de celle-ci. Une éolienne en mode de-givrage est également considérée dans cette catégorie.

La figure 2 illustre les algorithmes pour le calcul des éoliennes à l'arrêt dont la donnée *statut de la machine* est conforme à la norme IEC-61400-26-1 (B.2.3). La figure 3 et la figure 4 illustrent les algorithmes pour les éoliennes GE (1.5 MW sle) et ENERCON mises en service avant 2017.



figure 2 - Étapes du calcul du nombre d'éoliennes à l'arrêt – norme IEC-61400-26-1

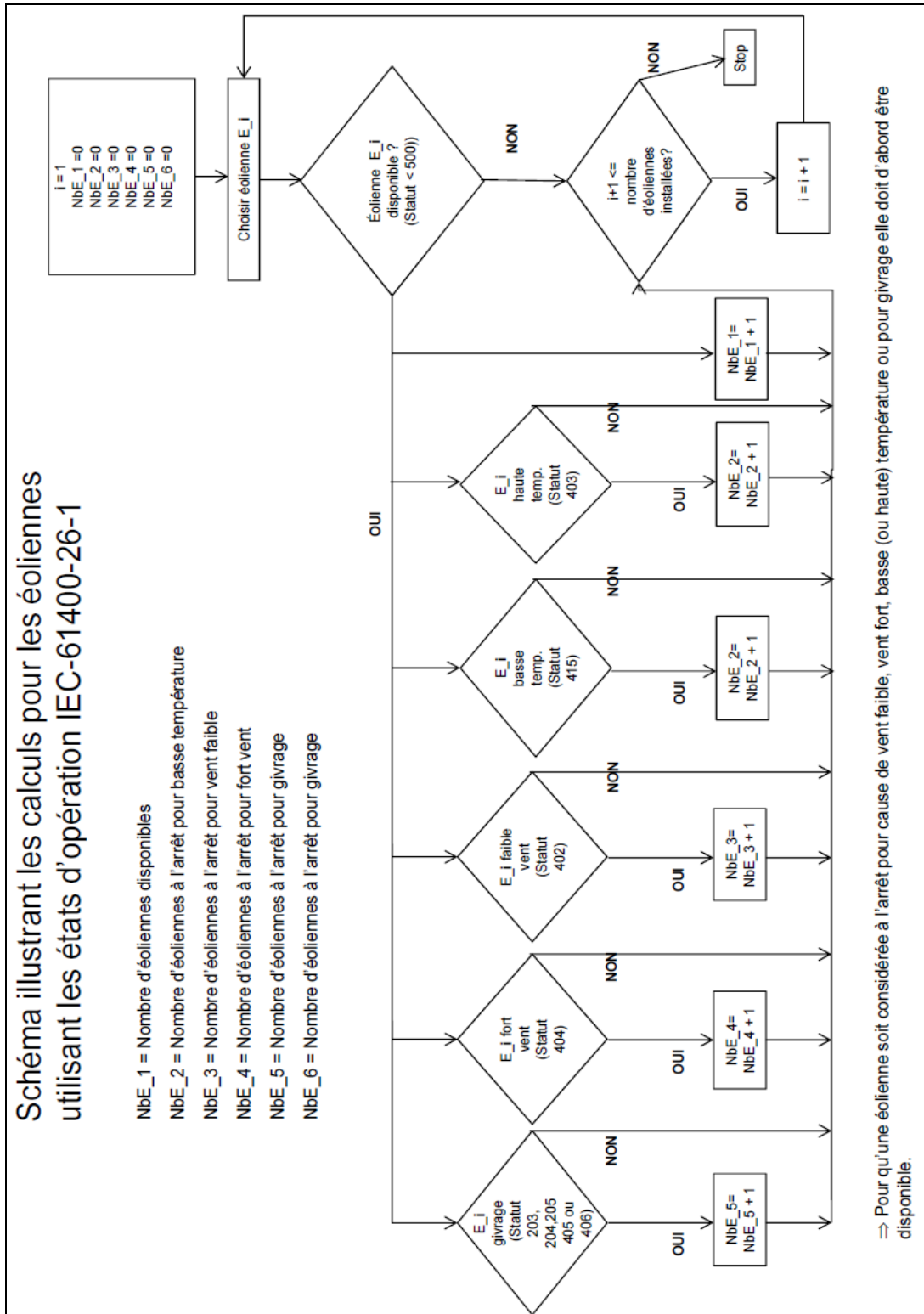


figure 3 - Étapes du calcul des éoliennes GE 1.5MW sle à l'arrêt

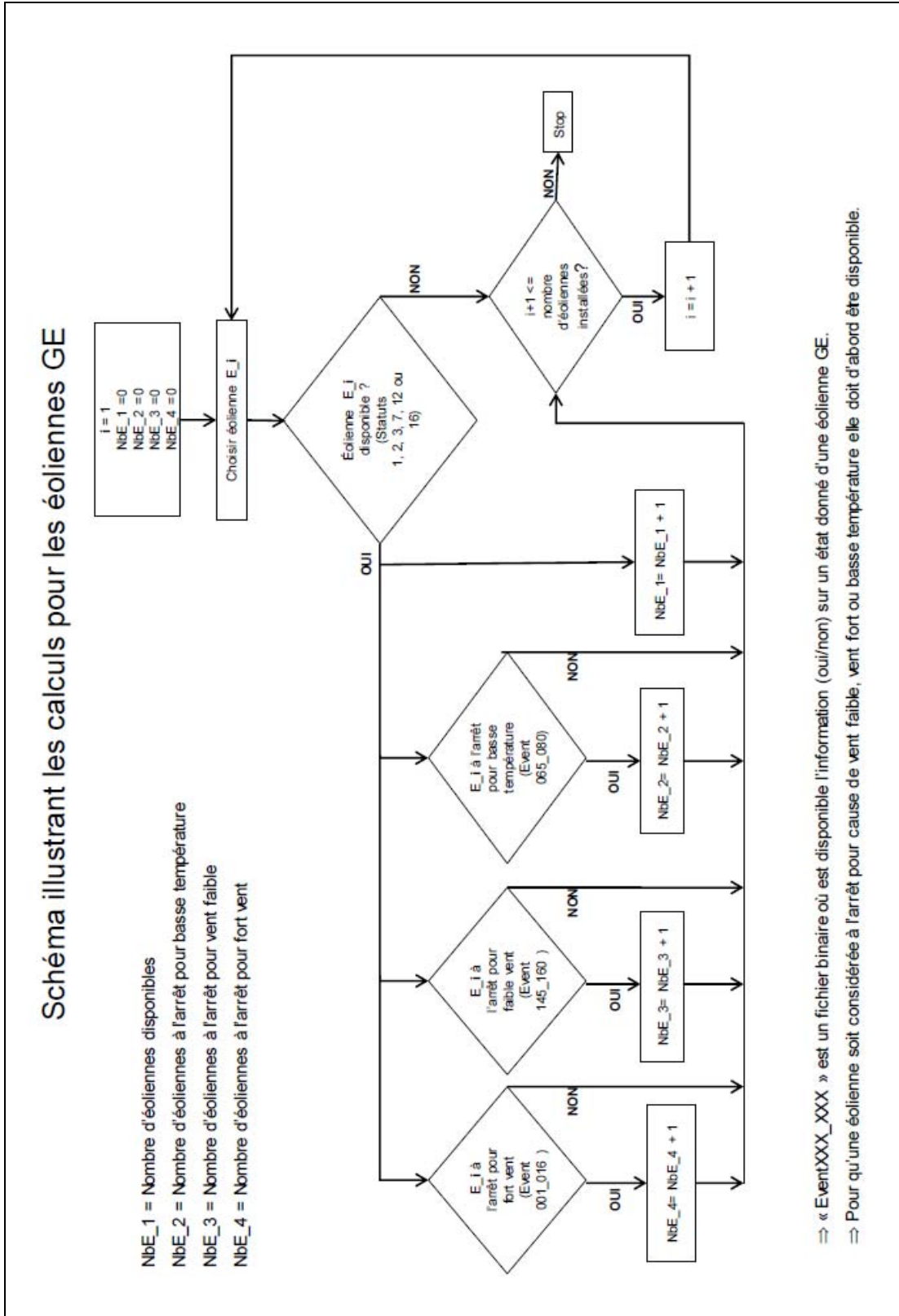
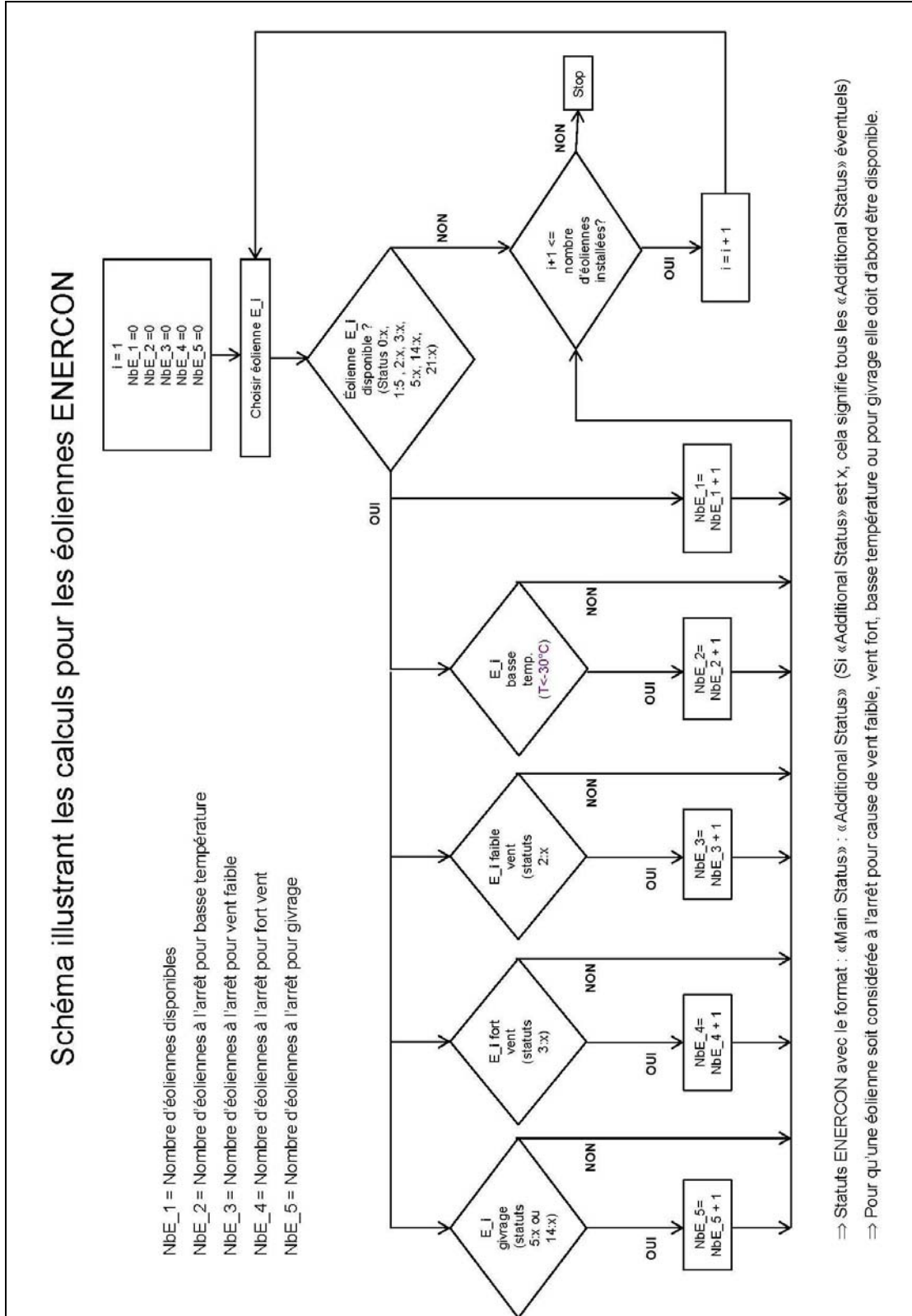


figure 4 - Étapes du calcul des éoliennes ENERCON (E-70, E-82, E-92, E-101) à l'arrêt





# Annexe C

# Données requises pour la conduite du réseau électrique

Cette annexe présente la liste des données éoliennes qui sont requises par la direction Contrôle des mouvements d'énergie pour les besoins de conduite du réseau électrique d'Hydro-Québec. Ces données sont transmises au centre de conduite du réseau (CCR) par le système GEN-4 du CIT.

Les données demandées correspondent à un sous-ensemble des données requises pour les besoins d'exploitation du poste électrique (Annexe A) ainsi que les besoins de HQD et HQP (Annexe B). Il n'y a donc aucun point supplémentaire requis au niveau du parc éolien.

Données	Statistiques compilées à transmettre
<b>Données d'exploitation du poste électrique ( Annexe A.1 )</b>	
État "en" ou "hors" du système de gestion centralisée du parc	
MW, à la haute tension du poste et à chacune des lignes basse tension raccordées à la barre principale	
MW, à la haute tension du poste	
Mvar, à la haute tension du poste	
kV, à la haute tension du poste	
Amp. à la haute tension du poste	
Signalisation du disjoncteur à la haute tension du poste	
<b>Données d'un mât météorologique (Annexe B.1)</b>	
Vitesse horizontal du vent à chaque anémomètre du mât	Moyenne
Température à chaque thermomètre du mât	Moyenne
Direction du vent à chaque girouette du mât	Moyenne
<b>Données de production du parc éolien (Annexe B.3)</b>	
Puissance disponible du parc	Moyenne
Nombre d'éoliennes disponibles	Moyenne
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de faible vent	moyenne, maximum
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de fort vent	moyenne, maximum
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de basse température	moyenne, maximum
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de glace/givre	moyenne, maximum
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de haute température	moyenne, maximum



# Annexe D GEN-4

# Séquence d'initialisation

Cette annexe décrit sous forme d'un tableau la séquence des échanges entre le système GEN-4 et un poste esclave pour le rétablissement d'une connexion DNP3 en mode de réponse non sollicité.

Une trace des trames DNP3 associées à cette séquence est disponible sur demande.

Seq. #	Master	Slave (RTU)	Comments
1		Sends Null Unsolicited Response indicating pending events and asks for confirmation at the Application Level	The FRTU is in unsolicited events report mode
2	Sends the Reset Link		Optional step (for back compatibility with serial devices)
3		Acknowledges the Reset Link	Optional step (for back compatibility with serial devices)
4		Retries Null Unsolicited Message	This can happen at this point in time or later, depending on the RTU settings
5	Confirms Null Response		
6	Object 60, variations 2,3,4, function 21		Sends the Disable Unsolicited message for classes 1, 2, 3 events (DNP Level 3)
7		Response	
8	Object 60, variations 2, 3, 4, 1, function 1		Read request for class 1, 2, 3, 0 -all event and static data (BI, AI and Counters)
9		Object 2, variation 1 Object 2, variation 2 Object 32, variation 2 Object 32, variation 1 Object 23, variation 1  Object 1, variation 1 Object 30, variation 4 Object 30, variation 3 Object 20, variation 5	If there are events in any class, report the event first, then report all the static data.  BI Event – Without Time BI Event – With Time 16 Bit AI Event- Without Time 32 Bit AI Event- Without Time 32 Bit Frozen Counter Event- Without Time  Binary Input – No Status 16 Bit Analog Input – No Flag 32 Bit Analog Input – No Flag 32 Bit Binary Counter– No Flag  If response contains events, then asks for and expects confirmation.
10	Confirmation		Sent by Application Layer
11	Object 60, variations 2,3,4, function 20		Sends the Enable Unsolicited message for classes 1,2,3 events. (DNP Level 3)
12		Response.	If more events were stored from last response, the response will be with those events and expects confirmation on the events.

# **Spécification d'exigences Acquisition des données solaires photovoltaïques**



# Fiche de contenu

Version	Date	Auteur	Commentaire
1.0	2021/05/18	Mario Vandal Frédéric Lapointe	Annexe A.1 (données d'exploitation du poste électrique) : <ul style="list-style-type: none"><li>• Ajout de l'état des disjoncteurs basse tension (&lt; 750 volts) pour les centrales raccordées au réseau de distribution</li><li>• Ajout de la consommation des services auxiliaires (voir également section B.4)</li></ul> Section B.2.2 Définition de l'état d'opération de l'onduleur (statuts de la machine) Section B.5 ajout des données de maintenance préventive de l'onduleur.
0.1	2019/03/19	Mario Vandal Julien Choisnard	Version initiale pour exigences aux fins d'appel d'offres

# À propos de ce document

---

## Portée

Ce document décrit les exigences applicables aux dispositifs de communication utilisés dans les centrales solaires photovoltaïques pour la transmission des données solaires photovoltaïques au système de conduite des Centres Informatiques Téléconduite (CIT) d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT).

Sont exclus les données demandées par Hydro-Québec Distribution (HQD) et Hydro-Québec Production (HQP) pour fin d'études particulières en temps différé.

---

## Auditoire

Ce document est destiné aux responsables de l'ingénierie des dispositifs de communication des Producteurs solaires photovoltaïques ainsi qu'au personnel de la direction Exploitation du réseau impliqué dans la normalisation des stratégies d'acquisition des données solaires photovoltaïques.

---

## Abréviations

tableau 1      Abréviations	
Abréviations HQ	Description
CCR	Centre de conduite du réseau
CIT	Centre Informatique Téléconduite
CT	Centre de Téléconduite : regroupement d'un CIT et de une ou plusieurs PAT
DEI	Dispositif Électronique Intelligent
GEN-4	Système de contrôle et d'acquisition de données automatisé de la compagnie SNC-Lavalin utilisé dans les centres de téléconduite d'Hydro-Québec
HQD	Hydro-Québec Distribution
HQP	Hydro-Québec Production
HQT	Hydro-Québec TransÉnergie
N-510	Encadrement de la direction Exploitation du réseau qui définit les règles de gestion des points d'alarme
PAT	Place d'Affaires Téléconduite
PV	Photovoltaïque
SOA	Service d'Ordinateur d'Acquisition
SOP	Service d'Ordinateur Principal
ST	Station Terminale

---

## Définitions

tableau 2      Définitions	
Centrale solaire photovoltaïque	Dispositif technique de production d'électricité par des panneaux solaires photovoltaïques reliés entre eux et utilisant des onduleurs pour être raccordée à un réseau
Onduleur	Équipement électrique qui transforme le courant continu produit par les panneaux photovoltaïques en courant alternatif, et qui peut ensuite être réinjecté sur le réseau collecteur de la centrale solaire

---

## Références

tableau 3 Références	
<b>Groupe d'utilisateurs DNP</b>	
[DNP-1]	« DNP 3.0 Subset definitions », version 2.0 novembre 1995
[DNP-2]	« Transporting DNP V3.00 over Local and Wide Area Network », version 1.0 déc. 1998
[DNP-3]	“DNP3-2001” – IED Certification Procedure subset Level 2, version 2.1, juillet 2001
<b>SNC-Lavalin</b>	
[SNC-1]	DNP3 Profile Document, ECS-DD-2000064
<b>IEC</b>	
[IEC-1]	IEC 61724-1:2017, Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring

# Abrégé

## Table des matières

<b>Chapitre 1 Exigences de communication</b> .....	<b>8</b>
1.1 Exigences de l'interface de communication .....	8
1.2 Exigences du protocole de communication.....	10
<b>Chapitre 2 Exigences d'acquisition des données</b> .....	<b>12</b>
2.1 Données d'exploitation du poste électrique (poste de départ).....	12
2.2 Données d'un mât météorologique.....	13
2.3 Données d'un onduleur .....	15
2.4 Données de production de la centrale solaire PV .....	15
<b>Chapitre 3 Exigences de configuration</b> .....	<b>16</b>
3.1 Paramètres de communication DNP3 .....	16
3.2 Liste de points.....	16
<b>Chapitre 4 Exigences de certification</b> .....	<b>19</b>
4.1 Certification laboratoire.....	19
4.2 Essais chantier .....	19
<b>Chapitre 5 Exigences d'exploitation</b> .....	<b>21</b>
5.1 Travaux planifiés.....	21
5.2 Défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition.....	21
5.3 Rapport d'événement .....	21
<b>Annexe A Données requises pour l'exploitation du poste électrique</b> .....	<b>22</b>
A.1 Données d'exploitation du poste .....	22
A.1.1 Regroupement d'alarmes des dispositifs de protection .....	24
A.1.2 Calcul du nombre d'unités d'onduleurs en production .....	24
A.1.3 Alarme de panne d'instruments d'acquisition.....	24
A.1.4 Sens des mesures de MW et Mvar à la haute tension du poste.....	25
A.1.5 Sens des mesures de MW à la basse tension du poste .....	25
A.1.6 Condition anormale de la téléprotection.....	25
A.1.7 Mode de gestion centralisé sélectionné de la centrale solaire PV.....	25
A.1.8 Consigne de tension.....	25
A.1.9 Consigne de statisme.....	25
A.1.10 Consigne de facteur de puissance.....	26
A.1.11 Consigne de limitation supérieure de la puissance produite .....	26
<b>Annexe B Données requises par HQD ou HQP</b> .....	<b>27</b>
B.1 Données météorologiques .....	27
B.2 Données d'un onduleur .....	29
B.2.1 Consigne de puissance disponible d'un onduleur.....	29
B.2.2 Statut de la machine.....	29
B.3 Données de production d'une centrale solaire PV.....	31
B.3.1 Calcul de la puissance disponible des onduleurs .....	31
B.3.2 Calcul de la puissance disponible du poste .....	32
B.3.3 Calcul de la puissance disponible de la centrale .....	32
B.4 Données des services auxiliaires.....	33
B.5 Données de maintenance prédictive d'un onduleur.....	34
<b>Annexe C Données requises pour la conduite du réseau électrique</b> .....	<b>35</b>

## Liste des tableaux

<b>tableau 1</b>	Abréviations.....	4
<b>tableau 2</b>	Définitions.....	4
<b>tableau 3</b>	Références .....	5
<b>tableau 4</b>	Utilisation des classes événement 1,2,3.....	12
<b>tableau 5</b>	Objet/variation DNP3 pour les données solaires PV .....	13
<b>tableau 6</b>	État d'opération d'un onduleur .....	30

## Liste des figures

figure 1 - Architecture de communication du système .....	9
---	---

# Chapitre 1

# Exigences de communication

Ce chapitre présente les exigences de communication applicables aux dispositifs de communication des centrales solaires PV (photovoltaïques). Elles sont divisées en deux catégories :

- Exigences de l'interface de communication
  - Exigences du protocole de communication
- 

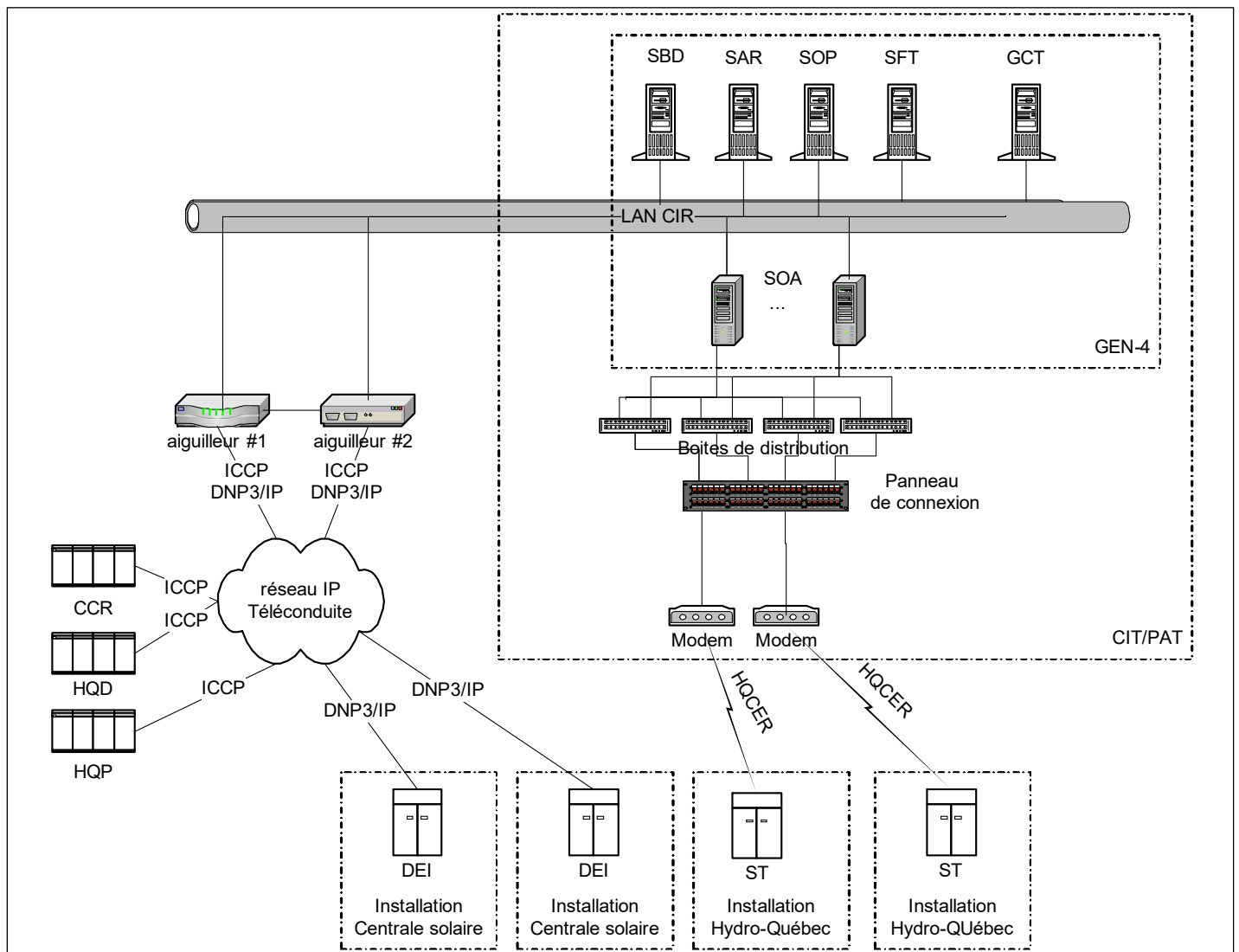
## 1.1 Exigences de l'interface de communication

La figure illustre l'architecture de communication mise en œuvre. Le système de conduite GEN-4 d'un centre informatique Téléconduite (CIT) est responsable de l'acquisition des données solaires PV. Il effectue la retransmission d'une partie de ces données selon les besoins et accès autorisés aux systèmes d'acquisition des utilisateurs externes soit HQD, HQP ainsi que le CCR. La retransmission s'effectue par des liens de communication ICCP.

L'échange de données entre le système de conduite GEN-4 et le dispositif de communication de la centrale solaire PV s'effectue à l'aide du réseau IP haute sécurité de téléconduite. Les exigences applicables aux interfaces de communication du dispositif sont les suivantes :

- Le dispositif doit être équipé d'une interface Ethernet 10 ou 100 Mbit/s permettant le raccordement au micro garde-barrière installé dans l'armoire de télécommunication d'Hydro-Québec.
- Le raccordement s'effectue à l'aide d'une interface en cuivre de type 100base-T (RJ45).
- Pour répondre aux exigences de sécurité informatique de téléconduite, l'interface Ethernet ne doit être raccordée d'aucune façon au réseau de contrôle du Producteur solaire PV. Le dispositif devra être équipé d'une deuxième interface Ethernet pour les besoins d'échange de données avec les équipements de ce réseau. Cette exigence découle des besoins suivants :
  - Assurer une isolation entre le réseau de contrôle du Producteur solaire PV et le réseau IP d'Hydro-Québec.
  - Se prémunir contre le risque d'usurpation d'adresse IP (« spoofing ») par les utilisateurs externes qui ont accès au réseau de contrôle du Producteur solaire PV.
- L'adresse IP de l'interface Ethernet sera assignée par Hydro-Québec
- La bande passante requise pour les communications IP est estimée à 56 Kbit pour chaque centrale solaire PV.

figure 1 - Architecture de communication du système





---

## 1.2 Exigences du protocole de communication

- Le protocole de communication DNP3 est exigé pour l'échange de données entre le dispositif de communication de la centrale solaire PV et le système GEN-4. Le rôle de maître est attribué au système GEN-4 et le rôle d'esclave au dispositif de communication.
- Le niveau d'implantation 2 est requis pour le protocole DNP3. Se référer au document DNP V3.00, SUBSET DEFINITIONS normalisé par le groupe d'usager DNP à ce sujet [DNP-1].
- L'encapsulation du protocole DNP3 dans une trame TCP/IP doit être supporté tel que défini dans le document « Transporting DNP V3.00 over Local and Wide area network » [DNP-2].
- Le dispositif de communication de la centrale solaire PV doit traiter les demandes de connexion TCP adressées au port 20,000. Ces demandes proviennent de 4 dispositifs maîtres associés au système GEN-4. Chaque dispositif maître utilise une adresse IP unique. Le dispositif de communication doit maintenir une seule connexion TCP active avec un des quatre dispositifs maîtres. Une connexion TCP active doit être libérée sur demande du dispositif maître ou sur expiration d'une minuterie de 45 secondes indiquant l'absence de message en provenance du maître.
- Afin de respecter l'exigence d'âge maximum d'une seconde pour certaines données, le dispositif de communication de la centrale solaire PV a l'obligation de transmettre les changements détectés à l'aide du mode de réponse non sollicité (« unsolicited response»). Le dispositif doit supporter les requêtes d'activation/inhibition de ce mode en provenance du système de conduite CIT.
- Le dispositif doit être en mesure de répondre aux requêtes de lecture d'intégrité transmises par le système de conduite du CIT selon une fréquence configurable. Cette requête est associée à la lecture des quatre classes de données (objet 60, classes 1,2,3,0) définies dans le protocole DNP3.
- Les règles d'utilisation des 3 classes de données de type événement sont les suivantes :
  - Classe 1 (haute priorité) : signalisations et alarmes reportées sur détection d'un changement (données temps réel)
  - Classe 2 (moyenne priorité) : mesures reportées sur détection d'un changement (données temps réel)
  - Classe 3 (basse priorité) : données rapportées en fonction d'un cycle de plusieurs minutes (données de la centrale solaire, des mâts météorologiques et de production de la centrale solaire)
- Le mappage des points dans les 3 classes d'événement doit être configurable à partir des outils de maintenance du dispositif. Le support du mode de configuration à partir du système maître sera considéré comme un avantage supplémentaire.

- L'horodatage des données ne doit pas être effectué par le dispositif. Il sera effectué par le système GEN-4 du CIT afin d'uniformiser l'horodatage des données de l'ensemble des installations
- Le dispositif de communication doit permettre la configuration du mode de confirmation des trames de la couche lien et des messages de la couche application. Le mode de confirmation des trames niveau lien ne devrait pas être utilisé.
- Le dispositif doit supporter la transmission de message application (ASDU) d'une longueur de 2kbits.
- Le dispositif doit supporter la séquence d'initialisation transmise par le système de conduite GEN-4 du CIT. Se référer au document DNP3 Profile Document de SNC-Lavalin [SNC-1] et à l'annexe C.

# Chapitre 2

# Exigences d'acquisition des données

Ce chapitre présente les exigences applicables aux données qui doivent être transmises au système de conduite d'un CIT. Les exigences sont divisées en quatre catégories selon la nature des données :

- Les données du poste électrique
- Les données des mâts météorologiques
- Les données des onduleurs
- Les données de production de la centrale solaire PV

---

## 2.1 Données d'exploitation du poste électrique (poste de départ)

Les exigences applicables pour les données du poste électrique sont les suivantes :

- Les données doivent être transmises de deux façons :
  - Par le mode de réponse non sollicité suite à la détection par le dispositif d'un changement de la valeur ou des indicateurs de qualité d'une donnée. Ce mode de réponse est associé aux classes de données de type événements.
  - Sur demande d'une requête de lecture d'une des classes de données (0,1,2 ,3) par le système de conduite du CIT.

Se référer aux exigences du protocole de communication.

- L'utilisation des classes de données de type événement est précisée au tableau 4. Les données du poste électrique sont de type temps réel.

Classe	Type de données
1	Signalisations d'appareils et alarmes temps réel
2	Mesures d'appareil (MW, MX, KV, A..) temps réel
3	Données statistiques calculées sur un intervalle de temps

- Lorsque le dispositif de communication initie la transmission d'une donnée temps réel par le mode de réponse non sollicité, l'âge maximum de cette donnée doit être de :
  - 1 seconde pour les signalisations et alarmes temps réel
  - 3 secondes pour les mesures temps réel

- Il est recommandé de disposer d'une réserve de 100 msec allouée au temps de transmission et au temps traitement de la donnée par les frontaux de communication du système de conduite CIT. Cette réserve est applicable à une liaison par fibre optique. Elle doit être de 200 msec pour une liaison par modem cellulaire et de 650 msec pour une liaison par satellite.
- Pour chaque donnée, le dispositif de communication doit transmettre une valeur accompagnée d'indicateurs de qualité permettant d'en déterminer la validité. Les objets DNP3 requis pour le reportage de ces données sont précisés au tableau 5. Les compteurs d'énergie y sont présentés à titre de référence uniquement car cet objet n'est pas utilisé.
- Tous les points de mesure sont en unité d'ingénierie. La valeur d'une mesure est transmise à l'aide d'un entier 32 bits signé (objets 30 et 32). Cette valeur doit être multipliée par un facteur d'échelle de 100 avant sa transmission afin d'inclure une résolution de 2 chiffres pour la partie décimale.
- Pour les signalisations, la valeur 1 indique l'état fermé pour un appareil, la présence d'une condition d'alarme pour un point d'alarme, l'état normal (non bloqué) des sélecteurs d'inhibition des téléprotections, l'état en fonction du système de gestion centralisé du parc ou son mode de régulation en tension.
- Une bande morte correspondant à un pourcentage de la valeur pleine échelle doit être configurable sur chaque point de mesure à partir des outils de configuration du dispositif. Cette bande morte vise à réduire le nombre de reportage en relation avec la détection de changements sur les points de mesure. La valeur par défaut est de 1 %. Des changements pourront être apportés selon les besoins lors des essais chantier ou à la suite de la mise en exploitation.
- La liste des données requises pour un poste électrique est présentée à l'annexe A. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

Type de données	Objet	Variation	Description
Mesures (analogiques/numériques)	30	1	32 bit analog input
	32	1	32 bit analog change event without time
Signalisations/alarmes	1	2	Binary input with status
	2	1	Binary input change without time
Compteurs d'énergie (KWH)	20	1	32 Binary Counter
	22	1	32 Binary Counter without time

## 2.2 Données d'un mât météorologique

Les exigences applicables pour les données d'un mât météorologique sont les suivantes :

- Toutes les exigences décrites pour les données du poste électrique sont applicables à l'exception du critère de changement qui déclenche le reportage de ces données. Le critère requis est un reportage initié par le dispositif de communication à un intervalle de dix minutes à la suite de la compilation de données statistiques pour tous les points. Ce critère répond aux besoins suivants :

- Éviter de monopoliser la bande passante du lien de télécommunication en raison de la fréquence élevée de changement des valeurs et du grand nombre de points.
- Répondre aux exigences des utilisateurs soit une de compilation de données statistiques sur un intervalle de 10 minutes. Cette exigence fait en sorte que le dispositif doit maintenir deux tables de valeurs, soit les valeurs acquises des appareils de mesure et les valeurs compilées par ses fonctions internes de calcul. Le dispositif doit initier l'envoi des valeurs compilées à l'aide de la classe événement 3 une fois la période de compilation expirée.

Il y a 6 intervalles de calcul par heure. Ils sont synchronisés sur l'heure juste. Pour l'heure  $h$ , ces intervalles sont :  $]h:00,h:10]$ ,  $]h:10,h:20]$ ,  $]h:20,h:30]$ ,  $]h:30,h:40]$ ,  $]h:40,h:50]$  et  $]h:50,h:60]$ . Les délimiteurs « ] » et « ] » indiquent respectivement les bornes ouvertes et fermées d'un intervalle.

L'horloge du dispositif doit être synchronisée à partir d'un système de synchronisation externe basé sur le temps universel (p.ex. IRIG-B, GPS, NTP). La précision demandée est de 0,5 seconde.

Le dispositif doit avoir complété la transmission des données dans un délai maximum de 30 secondes suivant la fin d'un intervalle de calcul.

- Chaque donnée statistique doit être accompagnée d'un indicateur de qualité dont le traitement est le suivant :
  - La donnée est reportée valide s'il y a au minimum dix mesures valides pour la compilation durant un intervalle de 10 minutes. La compilation s'effectue avec les mesures valides uniquement.
  - La donnée est reportée invalide s'il y a moins de dix mesures valides pour un intervalle de 10 minutes. La valeur transmise devra être celle de l'intervalle précédent ou 0 si non disponible.
- En cas d'une panne du lien de communication DNP3, le dispositif doit disposer d'une capacité de stockage permettant de conserver l'ensemble des données statistiques d'un intervalle de 10 minutes dans la classe événement 3. Lorsque la connexion DNP3 est rétablie, le dispositif doit être en mesure de retransmettre les données du dernier intervalle de 10 minutes qui ont été stockées durant la panne.
- Sur demande du responsable Hydro-Québec, le Producteur doit fournir les données des appareils de mesures qui sont conservées par l'enregistreur de données du mât (« data logger ») pour les 30 derniers jours. Ces données devront être transmises sous forme de fichiers. Le format des fichiers et le mode de transmission restent à préciser avec le demandeur en fonction des options disponibles.

La liste des données requises par mât météorologique est présentée à l'annexe B.1. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

---

## 2.3 Données d'un onduleur

Les exigences applicables pour les données d'un onduleur sont les suivantes :

- Toutes les exigences décrites pour les données statistiques d'un mât météorologique sont applicables pour les données d'un onduleur à l'exception de la donnée *statut de la machine*. Ces données doivent être compilées et transmises par intervalle de 10 minutes.
- Toutes les exigences décrites pour les données du poste électrique sont applicables pour l'acquisition de la donnée *statut de la machine*. Ce statut est considéré comme une donnée temps réel qui doit être transmise à l'aide de la classe événement 2 du protocole DNP3 (tableau 3). Le format est un entier 32 bits (objets 30 et 32).

La liste des données requises par onduleur est présentée à l'annexe B.2.

---

## 2.4 Données de production de la centrale solaire PV

Les exigences applicables pour les données de production d'une centrale solaire PV sont les suivantes :

- Toutes les exigences décrites pour les données statistiques d'un mât météorologique sont applicables. Ces données doivent être compilées et transmises par intervalle de 10 minutes.

La liste des données de production requises par centrale solaire PV est présentée à l'annexe B.3. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

# Chapitre 3

# Exigences de configuration

Ce chapitre présente les exigences applicables à la configuration du dispositif de communication de la centrale solaire PV. Elles sont divisées en deux catégories :

- Paramètres de communication DNP3
  - Liste des points
- 

## 3.1 Paramètres de communication DNP3

- Le Producteur doit fournir la configuration des paramètres de communication DNP3 sous forme d'un document électronique. Le gabarit utilisé est celui identifié « Device profile document format » à l'appendice A du document DNP V3.00, SUBSET DEFINITIONS [DNP-1]
  - Le document devra être livré aux responsables de la direction Exploitation du réseau préalablement aux essais laboratoire si applicables ou pour les essais chantier
  - Le Producteur devra préciser dans un document l'utilisation et l'interprétation des statuts de qualité définis dans la norme DNP3 pour les différents objets utilisés
  - Le Producteur devra préciser dans un document l'utilisation et l'interprétation des statuts du mot d'état (IIN) qui sont définis dans la norme DNP3 pour un dispositif esclave
- 

## 3.2 Liste de points

- Le Producteur doit fournir la liste des points dont les valeurs seront transmises au système de conduite CIT.
- La liste doit être livrée sous forme d'un fichier MS-EXCEL dans lequel seront inclus trois feuilles de calculs : « entête », « liste des points de signalisation » et « liste des points de mesure ».
- La feuille de calcul « entête » précisera les informations suivantes :
  - Le nom de l'installation
  - La date de mise en production de la liste de points
  - Le numéro de version du logiciel
  - Le numéro de version de la BDD
  - Le nom des responsables à contacter chez le Producteur et Hydro-Québec pour les besoins de maintenance

- L'adresse DNP3 des dispositifs maître et esclave. L'adresse 0 est utilisée pour le système GEN-4 (maître). Une adresse esclave unique doit être attribuée à chaque centrale solaire PV. Elle doit tenir compte des adresses esclaves déjà allouées aux autres dispositifs qui communiquent à l'aide du protocole DNP3 (parcs éoliens ...)
- Un historique de chaque changement, par ordre chronologique décroissant, dans lequel on retrouve la date, le responsable et un descriptif sommaire du changement
- Les feuilles « liste des points » fourniront l'information détaillée pour chacun des points transmis par le dispositif de communication. Les paramètres suivants seront requis pour chaque point :
  - Le type de point : mesure, mesure statistique, état, alarme, compteur d'énergie.
  - L'adresse DNP3 en fonction du type de point
  - Le nom de point tel que défini dans l'installation du Producteur
  - Le nom du point tel que défini dans le système de conduite du CIT (paramètre HQ)
  - La description du point tel que définie dans l'installation du Producteur
  - L'interprétation de l'état 1 pour les points de signalisation
  - L'unité pour les points de mesure
  - Le facteur d'échelle appliqué dans le dispositif du Producteur
  - La bande morte appliquée (%)
  - La plage des valeurs (valeur maximale négative et positive)
  - L'objet DNP3 et la variation utilisés dans la réponse à une requête de lecture des classes de données 1, 2 et 3
  - L'objet DNP3 et la variation utilisés dans la réponse à une requête de lecture de la classe de données 0 si le format de la valeur diffère de celui utilisé pour les classes 1,2,3
  - Les statuts de qualité DNP3 applicables en fonction du(es) dispositif(s) source(s) (appareil de mesure)
  - Le nom du(es) dispositif(s) source(s) à partir duquel (desquels) la valeur du point est acquise
  - Le code de point d'alarme tel que défini dans la norme N-510 (paramètre HQ)
  - La description du point d'alarme tel que normalisé dans la BDD-510 de la direction Exploitation du réseau (paramètre HQ)
  - Un champ « commentaire »
- La valeur des paramètres Hydro-Québec (paramètre HQ) sera transmise au Producteur par les responsables Exploitation du réseau.



- Les champs « type de point » et « adresse DNP3 » constituent les clés primaire et secondaire pour le tri des données.
- Un exemple du gabarit Excel est disponible pour fin de consultation.

# Chapitre 4

# Exigences de certification

Ce chapitre présente les exigences applicables à la certification du dispositif de communication de la centrale solaire PV. Ces exigences sont divisées en deux catégories :

- Certification laboratoire
  - Essais chantier
- 

## 4.1 Certification laboratoire

- Si requis par Hydro-Québec, le Producteur a l'obligation de fournir un dispositif pour des essais laboratoire qui seront réalisés sur le site Place Dupuis à Montréal. Le système GEN-4 de pré-production dédié aux essais sera utilisé à cette fin.
- Le dispositif devra être équipé d'une console permettant la modification des valeurs des points de mesure et signalisation et si possible, des statuts de qualité des points et des statuts IIN.
- Le Producteur doit fournir les documents attestant la compatibilité du dispositif au niveau 2 de la norme DNP3. Se référer au document « Certification Procedure Subset Level 2 » [DNP-3] à ce sujet.
- Le dispositif devra être livré avec la configuration chantier. Se référer aux exigences de configurations.

L'exigence de vérification laboratoire est applicable à un nouveau modèle d'appareil utilisé par le Producteur ou à une nouvelle version du logiciel qui contient des changements majeurs. Lorsqu'un appareil d'un même modèle est déjà utilisé dans une centrale solaire PV raccordé à un CIT, la certification laboratoire n'est pas requise.

---

## 4.2 Essais chantier

Des essais chantier sont requis avant la mise en exploitation de la centrale solaire PV. La liste des essais requis est la suivante :

- Confirmation de la validité d'une documentation du dispositif de communication (architecture, équipements, configurations, etc), et des algorithmes de calcul des données exigées dans les annexes du présent document
- Confirmation verbale de la valeur locale pour chaque point transmis par le dispositif et de la valeur reçue par le système de conduite du CIT
- Essais de remise sous tension du dispositif de communication et des dispositifs d'acquisition des données (initialisation du système)
- Essais de panne du lien de télécommunication

La réussite de ces essais est une des étapes conditionnelles à l'acceptation du raccordement de la centrale solaire PV au réseau d'Hydro-Québec.

# Chapitre 5

# Exigences d'exploitation

Ce chapitre présente les exigences applicables au dispositif de communication de la centrale solaire PV en mode exploitation. Ces exigences sont divisées en trois catégories :

- Travaux planifiés
- Défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition
- Rapport d'événement

---

## 5.1 Travaux planifiés

Le Producteur est tenu d'informer Hydro-Québec de tout travail ayant un impact sur la transmission des données en provenance de la centrale solaire PV. L'objectif de cet avis est de réduire au minimum les conséquences de la réalisation des travaux dans une centrale solaire PV et d'assurer, autant que possible, la continuité de la transmission des données requises par Hydro-Québec.

Ainsi, tout travail de maintenance affectant la transmission des données, toute mise à niveau de la configuration touchant la liste des points transmis ou toute mise à niveau du logiciel doit être planifié et précédé d'un avis au personnel d'Hydro-Québec (agents Planification des retraits) dix (10) jours avant le début des travaux. Afin d'uniformiser les façons de faire, le processus de communication requis est semblable à celui décrit au chapitre «Demande de retrait» dans l'instruction commune d'exploitation en vigueur pour chaque centrale solaire PV.

---

## 5.2 Défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition

La défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition étant un événement fortuit, le Producteur est tenu d'informer le répartiteur du centre de téléconduite (CT) dans les meilleurs délais.

---

## 5.3 Rapport d'événement

Pour tout événement non planifié ou pour tout travail planifié affectant la transmission des données vers Hydro-Québec, le Producteur doit rédiger un «Rapport d'événement - Producteurs solaire PV» et le transmettre selon les modalités mentionnées dans l'instruction commune d'exploitation.

# Annexe A

# Données requises pour l'exploitation du poste électrique

Cette annexe présente la liste des données du poste électrique acquises par le système de conduite du CIT pour les besoins d'exploitation de centrale solaire PV par la direction Exploitation du réseau. On y retrouve également des précisions sur la définition et le traitement requis pour ces données.

## A.1 Données d'exploitation du poste

Les données d'exploitation du poste requises pour une centrale solaire PV raccordée au réseau de transport à un niveau de tension supérieure à 44 kV sont présentées dans le tableau suivant :

Données d'exploitation - centrale solaire raccordée au réseau de transport	Fréquence d'échantillonnage	Unité	Accès en temps réel
<b>Signaux d'alarme – protection de différentielle de ligne (A et B)</b>			
Opération de la protection différentielle (déclenchement de ligne)		-	Oui
Condition anormale de la protection différentielle		-	Oui
Perte de communication du relais différentielle		-	Oui
<b>Signaux d'alarme – protection de distance de ligne (A et B)</b>			
Opération de la protection de distance de ligne		-	Oui
Condition anormale de la protection de distance de ligne		-	Oui
Opération de la protection de distance de ligne par sous-tension		-	Oui
Opération de la protection de distance de ligne par surtension		-	Oui
Opération de la protection de distance de ligne par sous-fréquence		-	Oui
Opération de la protection de distance de ligne par surfréquence		-	Oui
<b>Signaux d'alarme – protection de secours du disjoncteur haute tension (C)</b>			
Opération de la protection « C » de défaillance du disjoncteur		-	Oui
Condition anormale de la protection « C » de défaillance du disjoncteur		-	Oui
<b>Signaux d'alarme – protection du transformateur de puissance haute tension</b>			
Opération de la protection du transformateur (points regroupés)		-	Oui
Condition anormale de la protection différentielle du transformateur		-	Oui
<b>Signaux d'alarme – téléprotection</b>			
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «A» de l'installation HQ située à l'extrémité 1	Voir section 2.1	-	Oui
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «A» de l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «B» de l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «B» de l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «C» de l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «C» de l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui
Émission par la protection «A» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui
Émission par la protection «A» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui
Émission par la protection «B» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui
Émission par la protection «B» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui

Données d'exploitation - centrale solaire raccordée au réseau de transport	Fréquence d'échantillonnage	Unité	Accès en temps réel	
Émission par la protection «C» d'un télédéclenchement vers l'installation HQ situé à l'extrémité 1	Voir section 2.1	-	Oui	
Émission par la protection «C» d'un télédéclenchement vers l'installation HQ situé à l'extrémité 2		-	Oui	
Condition anormale de la téléprotection «A» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui	
Condition anormale de la téléprotection «A» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui	
Condition anormale de la téléprotection «B» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui	
Condition anormale de la téléprotection «B» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui	
Condition anormale de la téléprotection «C» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui	
Condition anormale de la téléprotection «C» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui	
<b>Signaux d'alarme – diverse</b>				
Basse pression SF6 du disjoncteur. haute tension (1er niveau)		-	Oui	
Condition anormale du disjoncteur haute tension		-	Oui	
Basse tension 129 Vcc - batterie 1		-	Oui	
Basse tension 129 Vcc - batterie 2		-	Oui	
Panne d'instruments d'acquisition		-	Oui	
<b>Signaux d'état</b>				
État des disjoncteurs haute et moyenne tension		-	Oui	
État des sectionneurs haute et moyenne tension incluant les sectionneurs de terre		-	Oui	
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « A » extrémité 1		-	Oui	
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « A » extrémité 2		-	Oui	
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « B » extrémité 1		-	Oui	
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « B » extrémité 2		-	Oui	
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « C » extrémité 1		-	Oui	
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « C » extrémité 2		-	Oui	
<b>Mesures électriques</b>				
Puissance active à la haute tension du poste	MW	Oui		
Puissance réactive à la haute tension du poste	Mvar	Oui		
Tension à la haute tension du poste (phase-phase A-B)	kV	Oui		
Courant à la haute tension du poste (phase A)	A	Oui		
Puissance active à chacune des lignes moyennes tension du poste	MW	Oui		
Nombre d'onduleurs en production	-	Oui		
<b>Mesures services auxiliaires</b>				
Consommation interne de la centrale	kWh	Oui		
Puissance active	kW	Oui		
<b>Système de gestion centralisé de la centrale solaire PV</b>				
État « en » ou « hors » du système de gestion centralisé de la centrale solaire PV	-	Oui		
Mode de gestion centralisé sélectionné (tension ou facteur de puissance)	-	Oui		
Consigne de tension (mode de gestion en tension)	kV	Oui		
Consigne de statisme (mode de gestion en tension)	%	Oui		
Consigne de facteur de puissance (mode de gestion avec facteur de puissance)	%	Oui		
Consigne de limitation supérieure de la puissance produite (MW)	MW	Oui		

Les données d'exploitation du poste requises pour une centrale solaire PV raccordée au réseau de distribution à un niveau de tension inférieur à 44 kV sont présentées dans le tableau suivant :

Données d'exploitation - centrale solaire raccordée au réseau de distribution	Fréquence d'échantillonnage	Unité	Accès en temps réel
<b>Signaux d'alarme – protection</b>	Voir section 2.1		
Protection de tension, condition anormale des fusibles		-	Oui
Protection de tension, condition anormale (en faute ou hors-circuit)		-	Oui
Protection d'ilôtage, Condition anormale (en faute ou hors-circuit)		-	Oui
Mesurage - condition anormale (en faute ou hors-circuit)		-	Oui
<b>Signaux d'état</b>			
Présence de tension /état des disjoncteurs moyenne et basse tensions	-	Oui	
<b>Mesures électriques</b>			
Puissance active au 25 KV du poste	MW	Oui	

Données d'exploitation - centrale solaire raccordée au réseau de distribution	Fréquence d'échantillonnage	Unité	Accès en temps réel
Puissance réactive au 25 KV du poste	Voir section 2.1	Mvar	Oui
Tension au 25 KV poste (phase-phase A-B)		kV	Oui
Courant au 25KV poste (phase A)		A	Oui
Nombre d'onduleurs en production		-	Oui
<b>Mesures services auxiliaires</b>			
Consommation interne de la centrale		kWh	Oui
Puissance active		kW	Oui
<b>Système de gestion centralisé de la centrale solaire PV</b>			
État « en » ou « hors » du système de gestion centralisé de la centrale solaire PV		-	Oui
Mode de gestion centralisé sélectionné (tension ou facteur de puissance)		-	Oui
Consigne de tension (mode de gestion en tension)		kV	Oui
Consigne de statisme (mode de gestion en tension)		%	Oui
Consigne de facteur de puissance (mode de gestion avec facteur de puissance)		%	Oui
Consigne de limitation supérieure de la puissance produite (MW)		MW	Oui

---

### A.1.1 Regroupement d'alarmes des dispositifs de protection

Un appareil de protection peut identifier la ou les phases en défaut en transmettant au Producteur un point d'alarme distinct pour chaque phase. Ce degré de précision, utile au Producteur, n'est pas requis pour Hydro-Québec. En conséquence, ces trois points d'alarme doivent être regroupés en un nouveau point qui doit être transmis à Hydro-Québec.

Si la qualité du point d'alarme d'un des appareils de protection est considérée douteuse par le dispositif de communication de la centrale solaire PV, le statut de qualité douteux doit être transmis à Hydro-Québec pour le point d'alarmes regroupées.

---

### A.1.2 Calcul du nombre d'unités d'onduleurs en production

La donnée *nombre d'onduleurs en production* se définit comme étant la somme des onduleurs dont le statut d'opération indique une génération de puissance.

Se référer à la section A.1.1 concernant le traitement du statut de qualité associé à la valeur transmise à Hydro-Québec.

---

### A.1.3 Alarme de panne d'instruments d'acquisition

La donnée *Panne d'instruments d'acquisition* se définit comme suit :

Tout mauvais fonctionnement d'un des dispositifs d'acquisition du Producteur qui compromet l'intégrité des données acquises par Hydro-Québec.

Cette condition doit être transmise à Hydro-Québec à l'aide d'un point d'alarme.

---

### **A.1.4 Sens des mesures de MW et Mvar à la haute tension du poste**

Le sens des mesures de MW et Mvar à la haute tension du poste s'établit comme suit :

- Positif lorsque les MW et Mvar sont injectés dans le réseau de transport d'Hydro-Québec
- Négatif lorsque les MW et Mvar sont reçus du réseau de transport d'Hydro-Québec

---

### **A.1.5 Sens des mesures de MW à la basse tension du poste**

Le sens des mesures de MW à la basse tension s'établit comme suit :

- Positif lorsque les MW sont injectés dans le réseau collecteur du Producteur
- Négatif lorsque les MW sont reçus du réseau collecteur du Producteur

---

### **A.1.6 Condition anormale de la téléprotection**

La donnée *Condition anormale de la téléprotection* indique la présence d'une des conditions suivantes :

- Défaillance ou perte d'alimentation de la téléprotection
- Défaillance du lien de télécommunication
- État « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection

---

### **A.1.7 Mode de gestion centralisé sélectionné de la centrale solaire PV**

Cette donnée indique le mode de gestion centralisé sélectionné. La valeur 0 correspond au mode de facteur de puissance et la valeur 1 au mode de tension.

---

### **A.1.8 Consigne de tension**

Cette donnée indique la consigne de tension utilisée par le système de gestion centralisé lorsque ce dernier opère en mode de régulation par consigne de tension.

---

### **A.1.9 Consigne de statisme**

Cette donnée indique le pourcentage de statisme utilisé par le système de gestion centralisé lorsque ce dernier opère en mode de régulation par consigne de tension.



---

### **A.1.10 Consigne de facteur de puissance**

Cette donnée indique le facteur de puissance utilisé par le système de gestion centralisé lorsque ce dernier opère en mode de régulation par consigne de facteur de puissance. Les unités sont : % inductif ou % capacitif.

---

### **A.1.11 Consigne de limitation supérieure de la puissance produite**

Cette donnée indique la limite supérieure de puissance pouvant être produite par la centrale solaire PV si ce mode d'exploitation est requis pour une condition particulière de réseau.

# Annexe B

# Données requises par HQD ou HQP

Cette annexe présente la liste des données d'une centrale solaire PV qui sont acquises par le système de conduite du CIT pour les besoins de HQD ou HQP. On y retrouve également des précisions sur la définition et le traitement requis pour ces données.

Les données sont divisées en trois catégories soit :

- Données météorologiques
- Données des onduleurs
- Données de production de la centrale solaire PV
- Données des services auxiliaires
- Données de maintenance prédictive d'un onduleur

Se référer aux sections 2.2 et 2.1 pour le traitement de l'indicateur de qualité associé à une donnée statistique ou temps réel.

Les caractéristiques des appareils de mesure des données doivent être conforme à la norme IEC 61724-1 [IEC-1].

---

## B.1 Données météorologiques

Les données météorologiques peuvent être, sans être limitatif, celles du tableau suivant. Le nombre d'instruments de mesure requis pour chaque type de données peut varier selon la configuration et la puissance de la centrale solaire PV.

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unité	Cycle de transmission
Vitesse horizontale du vent (4)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	m/s	10 minutes
Direction du vent (4)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	Degrés (1)	10 minutes
Température (4)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	degrés Celsius	10 minutes
Humidité relative (4)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	%	10 minutes
Pression barométrique	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	kPa	10 minutes
Taux de précipitation (2)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	mm/heure	10 minutes
Radiation globale horizontale	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	W/m <sup>2</sup>	10 minutes

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unité	Cycle de transmission
(GHI - Global Horizontal Irradiance)					
Radiation diffuse horizontale (DHI - Diffused Horizontal Irradiance)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	W/m <sup>2</sup>	10 minutes
Radiation directe normale (3) (DNI - Direct Normal Irradiance)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	W/m <sup>2</sup>	10 minutes
Radiation sur le plan du panneaux (3) (POA - Plane Of Array Irradiance)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	W/m <sup>2</sup>	10 minutes
Température de la face arrière des panneaux	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	°C	10 minutes
Albédo (3)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type		10 minutes

(1) Degrés par rapport au nord géographique

(2) Si disponible

(3) l'exigence pour ce paramètre sera déterminé selon le type de technologie PV utilisée

(4) à chaque anémomètre/girouette du mât, à une hauteur entre 2 et 10 mètres au-dessus du sol

---

## B.2 Données d'un onduleur

Les données d'un onduleur peuvent être, sans être limitatif, celles du tableau suivant. Le nombre d'instruments de mesure requis pour chaque type de données peut varier selon la configuration et la puissance de la centrale solaire PV.

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unité	Cycle de transmission
Puissance active	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	kW	10 minutes
Puissance réactive	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	kW	10 minutes
Puissance en entrée	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	kW	10 minutes
Consigne de puissance disponible	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	kW	10 minutes
Statut de la machine (1)	1/5 Hz	N/A	N/A	N/A	Temps réel

(1) données temps réel. La donnée statut de la machine est une valeur numérique de 32 bits dont la valeur indique l'état d'opération de l'onduleur.

---

### B.2.1 Consigne de puissance disponible d'un onduleur

La consigne de puissance disponible d'un onduleur indique la limite supérieure de puissance pouvant être produite par l'onduleur. Cette donnée prend la valeur de sa puissance nominale lorsqu'elle est considérée disponible, une valeur inférieure en cas de contrainte de limitation de production ou une valeur nulle lorsqu'elle est considérée en arrêt pour maintenance, bris, etc.

---

### B.2.2 Statut de la machine

La donnée *statut de la machine* est une valeur numérique de 32 bits dont la valeur indique l'état d'opération de l'onduleur (tableau 6).

<b>tableau 6</b> <b>État d'opération d'un onduleur</b>		
<b># bit</b>	<b>Description</b>	<b>Note</b>
0	En marche	Onduleur en production
1	À l'arrêt	Onduleur à l'arrêt
2	En attente	Onduleur en attente et disponible pour produire
3	Arrêt d'urgence	Bouton Poussoir - arrêt d'urgence local
4	En alarme	Alarme qui limite ou ne limite pas la production de l'onduleur
5	En faute	Faute nécessitant l'arrêt de l'onduleur
6	Intrusion	Ouverture du cabinet de l'onduleur en mode marche ou attente
7	Incendie	Détection d'incendie par la fumée ou chaleur
8-32	N/A	

---

## B.3 Données de production d'une centrale solaire PV

Les données de production d'une centrale solaire PV peuvent être, sans être limitatif, celles du tableau suivant.

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unités	Cycle de transmission
Puissance active	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	MW	10 minutes
Puissance réactive	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	MVar	10 minutes
Puissance disponible des onduleurs	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	MW	10 minutes
Puissance disponible du poste	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	MW	10 minutes
Puissance disponible de la centrale	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	MW	10 minutes
Consigne de limitation supérieure de la puissance produite	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	MW	10 minutes
Nombre d'onduleurs disponibles	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes

---

### B.3.1 Calcul de la puissance disponible des onduleurs

La puissance disponible des onduleurs de la centrale est la somme des puissances disponibles des onduleurs individuels.

puissance disponible des onduleurs =

$$\text{nbreOnduleurs} \sum_{i=1} \text{puissance disponible de l'onduleur } i$$

nbreOnduleurs = le nombre d'onduleurs de la centrale

puissance disponible de l'onduleur  $i$  : se référer aux paragraphes suivants

La puissance disponible d'un onduleur prend la valeur de sa puissance nominale lorsqu'elle est considérée disponible, ou une valeur nulle lorsqu'elle est considérée en arrêt pour maintenance, bris, etc.

---

## B.3.2 Calcul de la puissance disponible du poste

La puissance disponible du poste est la puissance maximale pouvant être transitée à travers les équipements du poste vers le réseau d'Hydro-Québec, en tenant compte des indisponibilités et restrictions d'appareillage ayant pour conséquence de réduire la capacité de transit du poste.

La puissance disponible du poste se définit comme la valeur moindre entre la puissance nominale des onduleurs de chaque artère et d'autre part, la consigne de limitation supérieure de la puissance produite (Section A.1.11 Consigne de limitation supérieure de la puissance produite

Cette donnée indique la limite supérieure de puissance pouvant être produite par la centrale solaire PV si ce mode d'exploitation est requis pour une condition particulière de réseau.

), ou toute autre limitation ayant pour effet de réduire la capacité de transit vers le réseau d'Hydro-Québec.

La puissance nominale des onduleurs pour une artère sera nulle lorsque le disjoncteur ou un des sectionneurs d'isolation du départ de ligne est ouvert.

puissance disponible du poste =

$$\text{Min} \left( \begin{array}{l} \text{nbreArtères} \\ \sum_{i=1}^{\text{étatArtère}_i} * \left( \sum \text{puissance } \mathbf{nominale} \text{ de chaque onduleur de l'artère } i \right), \\ \text{Consigne de limitation supérieure de la puissance produite, ou tout autre} \\ \text{limitation} \end{array} \right)$$

nbreArtères = le nombre d'artères de la centrale  
étatArtère<sub>i</sub> = l'état de l'artère i, un booléen valant 1 si les sectionneurs et le disjoncteur de l'artère sont tous fermés, 0 sinon (i=1,2,...nbreArtères)

---

## B.3.3 Calcul de la puissance disponible de la centrale

La puissance disponible de la centrale se définit comme la valeur moindre entre d'une part la puissance disponible du poste (B.3.2) et d'autre part la puissance disponible des onduleurs (B.3.1), soit :

puissance disponible de la centrale=

$$\text{Min} \left( \begin{array}{l} \text{Puissance disponible du poste,} \\ \text{Puissance disponible des onduleurs} \end{array} \right)$$

---

## B.4 Données des services auxiliaires

La puissance consommée par les services auxiliaires d'une centrale solaire est requise pour les centrales qui ne disposent pas d'un compteur d'Hydro-Québec dédié au mesurage de la quantité d'électricité consommée. Les centrales solaires, propriétés d'Hydro-Québec, sont incluses dans cette catégorie.

La consommation des services auxiliaires, en kWh, doit être cumulée par le système de conduite de la centrale solaire et retransmise à Hydro-Québec à un intervalle de 15 minutes sous forme d'un point de mesure de type temps réel. La puissance active des services auxiliaires est également requise.

Ces données sont utilisées par l'exploitant ainsi que Hydro-Québec Production pour le calcul des redevances hydrauliques et le bilan de puissance.

Se référer à la section *mesures services auxiliaires* des tableaux de l'annexe A.1



## B.5 Données de maintenance prédictive d'un onduleur

Les données de maintenance d'un onduleur d'une centrale solaire PV peuvent être, sans être limitatif, celles du tableau suivant. Les données disponibles pour chaque onduleur peuvent varier selon le type et la puissance de celui-ci.

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unités	Cycle de transmission
Intensité phase A,B,C	1/5 Hz	10 minutes	moyenne	Ampères	10 minutes
Tension phase Vab,Vbc,Vca	1/5 Hz	10 minutes	moyenne	Volts	10 minutes
Intensité branche CC	1/5 Hz	10 minutes	moyenne	Ampères	10 minutes
Tension branche CC	1/5 Hz	10 minutes	moyenne	Volts	10 minutes
Intensité CC entrée du convertisseur (1)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne	Ampères	10 minutes
Tension CC entrée du convertisseur (1)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne	Volts	10 minutes
Température de l'air intérieur onduleur	1/5 Hz	10 minutes	moyenne	Degré Celsius	10 minutes
Température entrée air de refroidissement (2)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne	Degré Celsius	10 minutes
Température des ponts redresseurs	1/5 Hz	10 minutes	moyenne	Degré Celsius	10 minutes
Température des filtres CA	1/5 Hz	10 minutes	moyenne	Degré Celsius	10 minutes

(1) Intensité et tension de chaque branche, chaîne, MPPT ou convertisseur à l'entrée d'un onduleur.

(2) Si non disponible, prendre la température du mât météo

# Annexe C

# Données requises pour la conduite du réseau électrique

Cette annexe présente la liste des données solaires qui sont requises par la direction Contrôle des mouvements d'énergie pour les besoins de conduite du réseau électrique d'Hydro-Québec. Ces données sont transmises au centre de conduite du réseau (CCR) par le système GEN-4 du CIT.

Les données demandées correspondent à un sous-ensemble des données requises pour les besoins d'exploitation du poste électrique (Annexe A) ainsi que les besoins de HQD et HQP (Annexe B). Il n'y a donc aucun point supplémentaire requis au niveau de la centrale solaire PV.

Données	Statistiques compilées à transmettre
<b>Données d'exploitation du poste électrique ( Annexe A.1 )</b>	
Centrale solaire raccordée au réseau de transport	
MW à la haute tension du poste et à chacune des lignes basse tension raccordées à la barre principale	
Mvar, kV, amp à la haute tension du poste	
Signalisation du disjoncteur à la haute tension et moyenne tension du poste	
État "en" ou "hors" du système de gestion centralisée la centrale solaire PV	
Centrale solaire raccordée au réseau de distribution	
Mw, Mvar, kV, amp à la moyenne tension du poste	
Présence de tension /état des disjoncteurs moyenne tension	
État "en" ou "hors" du système de gestion centralisée la centrale solaire PV	
<b>Données météorologiques (Annexe B.1)</b>	
Vitesse horizontal du vent à chaque anémomètre du mât	Moyenne
Température à chaque thermomètre du mât	Moyenne
Direction du vent à chaque girouette du mât	Moyenne
<b>Données de production de la centrale solaire PV (Annexe B.3)</b>	
Puissance disponible la centrale solaire PV	Moyenne
Nombre d'onduleurs disponibles	Moyenne

# Annexe D

# Séquence d'initialisation GEN-4

Cette annexe décrit sous forme d'un tableau la séquence des échanges entre le système GEN-4 et un poste esclave pour le rétablissement d'une connexion DNP3 en mode de réponse non sollicité.

Une trace des trames DNP3 associées à cette séquence est disponible sur demande.

Seq. #	Master	Slave (RTU)	Comments
1		Sends Null Unsolicited Response indicating pending events and asks for confirmation at the Application Level	The FRTU is in unsolicited events report mode
2	Sends the Reset Link		Optional step (for back compatibility with serial devices)
3		Acknowledges the Reset Link	Optional step (for back compatibility with serial devices)
4		Retries Null Unsolicited Message	This can happen at this point in time or later, depending on the RTU settings
5	Confirms Null Response		
6	Object 60, variations 2,3,4, function 21		Sends the Disable Unsolicited message for classes 1, 2, 3 events (DNP Level 3)
7		Response	
8	Object 60, variations 2, 3, 4, 1, function 1		Read request for class 1, 2, 3, 0 -all event and static data (BI, AI and Counters)
9		Object 2, variation 1 Object 2, variation 2 Object 32, variation 2 Object 32, variation 1 Object 23, variation 1  Object 1, variation 1 Object 30, variation 4 Object 30, variation 3 Object 20, variation 5	If there are events in any class, report the event first, then report all the static data.  BI Event – Without Time BI Event – With Time 16 Bit AI Event- Without Time 32 Bit AI Event- Without Time 32 Bit Frozen Counter Event- Without Time  Binary Input – No Status 16 Bit Analog Input – No Flag 32 Bit Analog Input – No Flag 32 Bit Binary Counter– No Flag  If response contains events, then asks for and expects confirmation.
10	Confirmation		Sent by Application Layer
11	Object 60, variations 2,3,4, function 20		Sends the Enable Unsolicited message for class 1,2,3 events. (DNP Level 3)
12		Response.	If more events were stored from last response, the response will be with those events and expects confirmation on the events.

## **A. Introduction**

- 1. Titre :** Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale
- 2. Numéro :** MOD-026-1
- 3. Objet :** Vérifier que le modèle des systèmes d'excitation de groupe de production ou des fonctions de la commande volt/var de centrale<sup>1</sup> (incluant le modèle de stabilisateur de puissance et de compensateur d'impédance) et les paramètres de ce modèle, utilisé dans les simulations dynamiques, représente fidèlement le comportement des systèmes d'excitation de groupe de production ou des fonctions de la commande volt/var de centrale dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).

### **4. Applicabilité :**

#### **4.1. Entités fonctionnelles :**

**4.1.1.** *Propriétaire d'installation de production*

**4.1.2.** *Planificateur de réseau de transport*

#### **4.2. Installations :**

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les *installations* qui sont raccordées directement au *système de production-transport d'électricité* (BES) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

**4.2.1** Production située dans l'*Interconnexion* de l'Est ou l'*Interconnexion* du Québec ayant les caractéristiques suivantes :

**4.2.1.1** Tout groupe individuel de production de plus de 100 MVA (puissance nominale brute).

**4.2.1.2** Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

**4.2.2** Production située dans l'*Interconnexion* de l'Ouest ayant les caractéristiques suivantes :

**4.2.2.1** Tout groupe individuel de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute).

**4.2.2.2** Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

---

<sup>1</sup> Système d'excitation ou les fonctions de commande volt/var de centrale :

- a. Dans le cas d'une machine synchrone individuelle, le système d'excitation de groupe de production englobe le groupe de production, l'excitatrice, le régulateur de tension, la compensation d'impédance et le stabilisateur de puissance.
- b. Pour une centrale de production combinée, la commande volt/var englobe le système de régulation de la tension et de la puissance réactive qui assure le réglage et la coordination des tensions de la centrale et qui commande les ressources de puissance réactive associées.

**4.2.3** Production située dans l'*Interconnexion* ERCOT ayant les caractéristiques suivantes :

**4.2.3.1** Tout groupe individuel de production de plus de 50 MVA (puissance nominale brute).

**4.2.3.2** Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

**4.2.4** Pour toutes les *Interconnexions* :

- Tout groupe techniquement justifié<sup>2</sup> qui répond aux critères du registre de la NERC, mais qui n'est par ailleurs pas inclus dans les sections d'applicabilité 4.2.1, 4.2.2 et 4.2.3 ci-dessus et qui est requis par le *planificateur de réseau de transport*.

**5. Date d'entrée en vigueur :**

- 5.1.** Pour les exigences E1 et E3 à E6, le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.2.** Pour l'exigence E2, 30 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables pour la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.3.** Pour l'exigence E2, 50 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables pour la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.4.** Pour l'exigence E2, 100 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les

---

<sup>2</sup> La justification technique est effectuée par le *planificateur de réseau de transport* démontrant que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.

modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables pour la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.

## **B. Exigences**

- E1.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir l'information demandée ci-dessous au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils suivant la réception d'une demande écrite : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- des consignes sur comment obtenir la liste des modèles pour les systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* aux fins d'utilisation dans les simulations dynamiques;
  - des consignes sur comment obtenir la librairie des modèles diagrammes-blocs ou les caractéristiques des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale pour les modèles que le *planificateur de réseau de transport* trouve acceptables; ou
  - des données de modélisation du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale spécifique à un groupe visé existant du *propriétaire d'installation de production*, pour tout système présent dans la base de données dynamique du *planificateur de réseau de transport* pour les modèles courants (en usage), incluant le MVA des groupes de production.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir, pour chaque groupe visé, un modèle vérifié du système d'excitation de groupe de production ou des fonctions de la commande volt/var de centrale, incluant la documentation et les données (telles que spécifiées à la partie 2.1) à son *planificateur de réseau de transport*, selon la périodicité spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-026. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 2.1.** Le modèle de chaque groupe visé doit être vérifié par le *propriétaire d'installation de production* au moyen d'un ou de plusieurs modèles jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport*. La vérification pour les groupes individuels de moins de 20 MVA (puissance nominale brute) d'une centrale de production (voir les alinéas 4.2.1.2, 4.2.2.2 ou 4.2.3.2) peut être effectuée avec un modèle des groupes individuels ou un modèle des groupes combinés, ou les deux. Pour chaque vérification, l'information fournie doit inclure les éléments suivants :
- 2.1.1.** une documentation qui démontre que la réponse du modèle du groupe visé correspond à la réponse enregistrée lors d'une excursion de tension dans le cadre d'un essai de performance ou d'une perturbation de réseau enregistrée;
  - 2.1.2.** le fabricant, le numéro de modèle (si disponible) et le type de système d'excitation incluant notamment, statique, c.a. sans balais, c.c. tournant, et/ou des fonctions de la commande volt/var de centrale (si installé);
  - 2.1.3.** la structure et les données du modèle, incluant notamment la réactance, les constantes de temps, les facteurs de saturation et l'inertie de rotation totale, ou les données équivalentes pour la génératrice;

## Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

---

- 2.1.4. la structure et les données du modèle pour le système d'excitation, incluant le régulateur de tension à boucle fermée si un régulateur de tension à boucle fermée est installé, ou la structure et les données du modèle pour la commande volt/var de centrale;
- 2.1.5. les réglages de compensation (statisme, chute de tension de ligne, compensation différentielle, etc.), si utilisée; et
- 2.1.6. la structure et les données du modèle pour le stabilisateur de puissance, s'il en est équipé.

**E3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse écrite à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu l'une des communications suivantes pour un groupe visé :

- un avis écrit de la part de son *planificateur de réseau de transport* (conformément à l'exigence E6) indiquant que le modèle du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale n'est pas utilisable;
- des commentaires écrits de la part de son *planificateur de réseau de transport* identifiant des lacunes techniques dans la documentation de vérification du modèle du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale; ou
- des commentaires écrits avec pièces justificatives à l'appui de la part de son *planificateur de réseau de transport* indiquant que la réponse simulée du modèle du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale ne correspond pas à la réponse enregistrée lors d'un événement sur le réseau de transport.

La réponse écrite doit contenir, soit la justification technique du maintien du modèle courant, soit les changements au modèle, soit un programme de vérification du modèle<sup>3</sup> (conformément à l'exigence E2). [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

**E4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir des données révisées de modèle ou un programme de vérification du modèle<sup>4</sup> (conformément à l'exigence E2) pour un groupe visé à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 180 jours civils après avoir apporté des changements au système d'excitation ou aux fonctions de la commande volt/var de centrale, qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement<sup>5</sup>. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

---

<sup>3</sup> Si une vérification est effectuée, la période de dix ans spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-026 recommence.

<sup>4</sup> Même commentaire.

<sup>5</sup> Remplacement de l'excitatrice, du régulateur de tension, du stabilisateur de puissance ou de la commande volt/var de centrale, incluant des modifications logicielles qui modifient la réponse du système d'excitation; ajout ou remplacement de système de commande numérique de la centrale; modifications logicielles du système de commande numérique des installations qui modifient la réponse du système d'excitation; ajout ou remplacement d'une fonction à l'équipement de commande volt/var de centrale (compensateurs statiques, batteries de condensateurs, systèmes d'excitation individuels de groupe de production, etc.); changement de mode de réglage de tension (passage de la régulation du facteur de puissance à la régulation automatique de tension, etc.); ou modification des réglages de l'excitatrice, du régulateur de tension, du compensateur d'impédance ou du stabilisateur de puissance. L'exigence E4 ne s'applique pas aux changements de réglage automatique qui découlent de changements dans le mode d'exploitation.

**E5.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse écrite à son *planificateur de réseau de transport*, dans un délai de 90 jours civils après réception d'une demande technique<sup>6</sup> pour un groupe par le *planificateur de réseau de transport* pour procéder à l'examen du modèle pour un groupe visé ou une centrale, comportant un des éléments suivants : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

- les détails des programmes pour vérifier le modèle (conformément à l'exigence E2); ou
- des données de modèle corrigées, incluant la source de ces données corrigées tel le remplacement de données de modèle générique par des valeurs d'essai provenant d'un fabricant ou la mise à jour des paramètres des données après un examen sur place de l'équipement.

**E6.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils de la réception de l'information sur la vérification de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale, conformément à l'exigence E2, indiquant que le modèle est utilisable (rencontre les critères spécifiés aux parties 6.1 à 6.3) ou n'est pas utilisable.

**6.1.** le modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale permet l'initialisation sans erreur;

**6.2.** une simulation sans perturbation produit des transitoires négligeables; et

**6.3.** dans le cas d'une simulation par ailleurs stable, le modèle des systèmes d'excitation et de commande volt/var de centrale démontre un amortissement positif lors d'une simulation d'une perturbation.

Si le modèle n'est pas utilisable, le *planificateur de réseau de transport* doit fournir une description technique du pourquoi le modèle n'est pas utilisable. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

## **C. Mesures**

**M1.** Le *planificateur de réseau de transport* doit avoir et fournir la demande datée des consignes ou de données, les consignes ou données transmises et une pièce justificative datée de leur transmission par écrit (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni sa réponse dans le délai de 90 jours civils conformément à l'exigence E1.

**M2.** Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir et fournir une pièce justificative datée attestant qu'il a vérifié le modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale en accord avec la partie 2.1 pour chaque groupe visé, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle, la documentation et les données à son *planificateur de réseau de transport* conformément à l'exigence E2.

**M3.** Les pièces justificatives pour l'exigence E3 doivent comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information identifiée à l'exigence E3, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) de cette réponse.

---

<sup>6</sup> La demande technique est validée par le *planificateur de réseau de transport* démontrant que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.



- M4.** Les pièces justificatives pour l'exigence E4 doivent comprendre, pour chacun des groupes visés du *propriétaire d'installation de production* pour lesquels des changements du système spécifiés à l'exigence E4 ont été effectués, une copie datée des données révisées des modèles ou du programme de vérification du modèle ainsi qu'une pièce justificative datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle et les données révisées ou les programmes dans un délai de 180 jours civils après avoir effectué les changements.
- M5.** Les pièces justificatives pour l'exigence E5 doivent comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information identifiée à l'exigence E5, ainsi qu'une pièce justificative datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni une réponse écrite dans un délai de 90 jours civils après réception d'une demande justifiée techniquement.
- M6.** Les pièces justificatives pour l'exigence E6 doivent comprendre, pour chaque modèle reçu, la réponse datée indiquant que le modèle était utilisable ou non selon les critères des parties 6.1 à 6.3, et dans le cas d'un modèle non utilisable, une description technique; ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant que le *propriétaire d'installation de production* a été avisé dans un délai de 90 jours civils, suivant la réception de l'information sur le modèle.

## **D. Conformité**

### **1. Processus de surveillance de la conformité**

#### **1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité**

L'*entité régionale* doit jouer le rôle de *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'ERO, à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

#### **1.2. Conservation des pièces justificatives**

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives spécifiques afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* et le *planificateur de réseau de transport* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *planificateur de réseau de transport* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E1 et E6, mesures M1 et M6, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver une pièce justificative de la plus récente vérification de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale relativement à l'exigence E2, mesure M2.

## **Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale**

---

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E3 à E5, et mesures M3 à M5, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *planificateur de réseau de transport* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués ou approuvés, ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

### **1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

### **1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune

**Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale**

**2. Niveaux de gravité de la non-conformité**

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
<b>E1</b>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> n'a pas fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>
<b>E2</b>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après le délai prescrit à l'annexe 1 de la norme MOD-026, mais avec un retard d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant une des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-026, avec un retard de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant deux des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-026, avec un retard de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant trois des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> avec un retard de plus de 270 jours civils par rapport à la périodicité prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-026.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas utilisé un ou des modèles jugés acceptables par le <i>planificateur de réseau de transport</i> tel que décrit à la partie 2.1 de l'exigence E2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant au moins quatre des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.</p>

**Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale**

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E3	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni une réponse écrite dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p> <p>OU</p> <p>La réponse du propriétaire d'installation de production ne comportait ni la justification technique du maintien du modèle existant, ni la liste des changements à apporter au modèle, ni un programme de vérification du modèle.</p>
E4	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 210 jours civils après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 210 jours civils, mais d'au plus 240 jours civils après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 240 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de 270 jours civils après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>

**Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale**

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E5	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite au planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite au planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite au planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni une réponse écrite au planificateur de réseau de transport dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du propriétaire d'installation de production n'incluait pas un des alinéas de l'exigence E5.</p>
E6	<p>Le planificateur de réseau de transport a fourni une réponse écrite au propriétaire d'installation de production pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p>	<p>Le planificateur de réseau de transport a fourni une réponse écrite au propriétaire d'installation de production pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du planificateur de réseau de transport ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.</p>	<p>Le planificateur de réseau de transport a fourni une réponse écrite au propriétaire d'installation de production pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du planificateur de réseau de transport ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.</p>	<p>Le planificateur de réseau de transport n'a pas fourni une réponse écrite au propriétaire d'installation de production dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du planificateur de réseau de transport ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.</p>

**Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale**

---

**E. Différences régionales**

Aucune

**F. Documents connexes**

Aucun

**Historique des versions**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Intervention</b>	<b>Suivi des modifications</b>
1	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-026-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 <sup>er</sup> juillet 2014 pour les exigences E1, E3, E4, E5 et E6, et le 1 <sup>er</sup> juillet 2018 pour l'exigence E2.)	

## **G. Références**

Les documents suivants contiennent des informations techniques dont la portée est plus large que celle de la présente norme relativement à la fonctionnalité, à la modélisation et aux essais des systèmes d'excitation.

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, Pittsburgh, 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
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

**Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale**

---

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



**Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale**

**MOD-026 – Annexe 1**

**Périodicité des vérifications de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale**

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
1	Établissement de la date de la vérification initiale pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> à la date d'entrée en vigueur ou plus tôt. La rangée 4 s'applique lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans. Voir les dates d'entrée en vigueur à la section A5.
2	Vérification subséquente pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> à la date du dixième anniversaire de la dernière transmission ou plus tôt (selon la note 1).
3	Vérification initiale pour un nouveau groupe visé, ou pour un groupe visé existant en cas d'installation d'un nouveau système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la date de mise en service.
4	Un groupe visé existant qui est équivalent à d'autres groupes situés au même emplacement physique. ET Chaque groupe visé a la même puissance nominale en MVA. ET La puissance nominale est $\leq 350$ MVA. ET Chaque groupe visé a les mêmes composants et les mêmes réglages. ET Le modèle d'un de ces groupes visés équivalents a été vérifié. (Exigence E2)	Décrire la situation dans un document et joindre au modèle vérifié, la documentation et les données fournies au <i>planificateur de réseau de transport</i> pour le groupe équivalent vérifié. Vérifier un groupe équivalent différent à chaque période de vérification de 10 ans. S'applique à la rangée 1 lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans.

**MOD-026 – Annexe 1**

**Périodicité des vérifications de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale**

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
5	<p>Le propriétaire d'installation de production a transmis un programme de vérification. (Exigence E3, E4 ou E5)</p>	<p>Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la soumission du programme de vérification.</p>
6	<p>Un nouveau groupe visé ou existant n'inclut pas une fonction de régulation de tension en boucle fermée ou une fonction de contrôle de la puissance réactive. (Exigence E2)</p>	<p>L'exigence E2 est rencontrée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet. Effectuer la vérification selon la périodicité prescrite à la rangée 3 s'appliquant à un nouveau groupe de production (ou à un nouvel équipement) seulement si une régulation en boucle fermée active est utilisée. Voir la note 1 (section A.3) pour des éclaircissements sur ce qui constitue une fonction en boucle fermée active pour des machines synchrones classiques (référence note de bas de page 1a) et pour des centrales de production combinées (référence note de bas de page 1b).</p>
7	<p>Un groupe visé existant a un facteur de capacité net moyen courant, au cours des trois dernières années civiles (du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre), de 5 % ou moins. (Exigence E2)</p>	<p>L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet. À la fin du cycle de 10 ans, le facteur de capacité net moyen courant sur trois ans (années 8, 9 et 10) peut être examiné pour déterminer si l'exemption liée au facteur de capacité peut être invoquée pour le cycle de 10 ans suivant. Si cette exemption ne s'applique pas, il faut alors vérifier le modèle dans un délai de 365 jours civils après la date d'expiration de l'exemption liée au facteur de capacité. Le facteur de capacité net est défini à l'annexe F du document <i>GADS Data Reporting Instructions</i>, consultable sur le site Web de la NERC.</p>

**MOD-026 – Annexe 1**

**Périodicité des vérifications de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale**

<b>N° de rangée</b>	<b>Condition de vérification</b>	<b>Action requise</b>
<b>NOTES :</b>	<b>NOTE 1 :</b> Établissement de la date de début du cycle de vérification récurrent de dix ans : La date de début est celle à laquelle le modèle vérifié a effectivement été transmis au <i>planificateur de réseau de transport</i> pour la vérification de groupe la plus récente.	<b>NOTE 2 :</b> Prise en compte d'une conformité antérieure : Une vérification existante de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale est suffisante pour établir la conformité pour une période de 10 ans à compter de la date de transmission effective, si l'un ou l'autre des cas suivants s'applique : <ul style="list-style-type: none"><li>• Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux politiques, directives ou critères régionaux pertinents au moment de la vérification du modèle.</li><li>• Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux exigences de cette norme.</li></ul>

# Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

## Annexe QC-MOD-026-1

### Dispositions particulières de la norme MOD-026-1 applicables au Québec

---

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

#### A. Introduction

1. **Titre :** Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

2. **Numéro :** MOD-026-1

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

##### 4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

##### 4.2. Installations

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les installations qui font partie du *réseau de transport principal* (RTP) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

4.2.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.2 Toute centrale de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.2 Aucune disposition particulière

4.2.3 Aucune disposition particulière

4.2.4 Tout installation du *réseau de transport principal* (RTP) techniquement justifiée<sup>1</sup> qui n'est pas incluse dans les sections d'applicabilité 4.2.1, 4.2.2 et 4.2.3 ci-dessus et qui est requise par le *planificateur de réseau de transport*.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 28 septembre 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 28 septembre 2020

---

<sup>1</sup> La justification technique est effectuée par le *planificateur de réseau de transport* démontrant que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.

Dates de mise en application applicables aux groupes visés

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 E3 à E6	100 % des groupes visés	1 <sup>er</sup> janvier 2018
E2	30 % des groupes visés	1 <sup>er</sup> janvier 2021
	50 % des groupes visés	1 <sup>er</sup> octobre 2022
	100 % des groupes visés	1 <sup>er</sup> octobre 2025

**B. Exigences**

Aucune disposition particulière

**C. Mesures**

Aucune disposition particulière

**D. Conformité**

**1. Processus de surveillance de la conformité**

**1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

**1.2. Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

**1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière

**1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

**2. Niveaux de gravité de la non-conformité**

Aucune disposition particulière

**E. Différences régionales**

Aucune disposition particulière

**F. Documents connexes**

Aucune disposition particulière

**Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale**

**Annexe QC-MOD-026-1**

**Dispositions particulières de la norme MOD-026-1 applicables au Québec**

---

**G. Références**

Aucune disposition particulière

**MOD-026-1 – Annexe 1**

Aucune disposition particulière

**Historique des révisions**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Intervention</b>	<b>Suivi des modifications</b>
0	27 septembre 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	28 septembre 2020	Report du 1 <sup>er</sup> octobre 2020 au 1 <sup>er</sup> janvier 2021 de la date de mise en application applicable à 30% des groupes visées pour l'exigence E2, en suivi de la décision D-2020-128	Révision

## **A. Introduction**

- 1. Titre :** Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance
- 2. Numéro :** MOD-027-1
- 3. Objet :** Vérifier si le modèle de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance<sup>1</sup> et si les paramètres de ce modèle, utilisés dans les simulations dynamiques, représentent fidèlement la réponse des systèmes de régulation de la puissance des groupes de production aux variations de fréquence du réseau, dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).
- 4. Applicabilité :**
  - 4.1. Entités fonctionnelles :**
    - 4.1.1.** *Propriétaire d'installation de production*
    - 4.1.2.** *Planificateur de réseau de transport*
  - 4.2. Installations :**

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les *installations* qui sont raccordées directement au *système de production-transport d'électricité* (BES) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

- 4.2.1** Production située dans l'*Interconnexion* de l'Est ou l'*Interconnexion* du Québec ayant les caractéristiques suivantes :
  - 4.2.1.1** Tout groupe individuel de production de plus de 100 MVA (puissance nominale brute).
  - 4.2.1.2** Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).
- 4.2.2** Production située dans l'*Interconnexion* de l'Ouest ayant les caractéristiques suivantes :
  - 4.2.2.1** Tout groupe individuel de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute).
  - 4.2.2.2** Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

---

<sup>1</sup> Les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance :

- a. Les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge s'appliquent dans le cas d'une machine synchrone conventionnelle.
- b. L'asservissement en fréquence-puissance s'applique aux groupes de production raccordés avec un onduleur (souvent présents dans des centrales à production variable).

**4.2.3** Production située dans l'*Interconnexion* ERCOT ayant les caractéristiques suivantes :

**4.2.3.1** Tout groupe individuel de production de plus de 50 MVA (puissance nominale brute).

**4.2.3.2** Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

**5. Date d'entrée en vigueur :**

- 5.1.** Pour les exigences E1 et E3 à E5, le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.2.** Pour l'exigence E2, 30 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.3.** Pour l'exigence E2, 50 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.4.** Pour l'exigence E2, 100 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.



## **B. Exigences**

- E1.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir l'information demandée ci-dessous au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils suivant la réception d'une demande écrite : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- des consignes sur comment obtenir la liste des modèles de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* aux fins d'utilisation dans les simulations dynamiques ;
  - des consignes sur comment obtenir la librairie des diagrammes-blocs des modèles dynamiques pour les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance et/ou les caractéristiques des modèles qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* ; ou
  - des données de modélisation de système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance spécifique à un groupe visé existant du *propriétaire d'installation de production*, pour tout système présent dans la base de données dynamique du *planificateur de réseau de transport* pour les modèles courants (en usage), incluant le MVA des groupes de production.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir, pour chaque groupe visé, un modèle vérifié des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance, incluant la documentation et les données (telles que spécifiées à la partie 2.1) à son *planificateur de réseau de transport*, selon la périodicité spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-027. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 2.1.** Le modèle de chaque groupe visé doit être vérifié par le *propriétaire d'installation de production* au moyen d'un ou de plusieurs modèles jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport*. La vérification pour les groupes individuels de moins de 20 MVA (puissance nominale brute) d'une centrale de production (voir les alinéas 4.2.1.2, 4.2.2.2 ou 4.2.3.2) peut être effectuée avec un modèle des groupes individuels ou un modèle des groupes combinés, ou les deux. Pour chaque vérification, l'information fournie doit inclure les éléments suivants :
- 2.1.1.** une documentation qui compare la réponse en puissance (MW) du modèle du groupe visé à la réponse enregistrée pour :
- une excursion en fréquence d'une perturbation sur le réseau qui répond à la note 1 de l'annexe 1 de MOD-027 avec le groupe visé en réseau; ou
  - un changement de consigne du régulateur de vitesse avec le groupe visé en réseau ; ou
  - un essai de délestage partiel de la charge<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Les différences entre le modèle vérifié des systèmes et le modèle de simulation final doivent être identifiées, particulièrement lorsqu'on analyse des données de délestage de charge. La plupart des systèmes changent le gain ou ont un retour à la vitesse synchrone qui prend effet lors du déclenchement du disjoncteur. Le contrôle de la charge ou les valeurs de seuil ne seront pas actifs une fois le disjoncteur ouvert. Il faut présenter une méthode permettant de tenir compte de ces différences si le modèle final n'est pas validé à partir de données réelles dans les conditions normales d'exploitation auxquelles le modèle est censé s'appliquer.

- 2.1.2. le type de système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance<sup>3</sup> ;
- 2.1.3. la description de la turbine (turbine hydraulique de type : Kaplan, Francis ou Pelton ; turbine à vapeur de type : chaudière à vapeur, combustible normal, turbine ; turbine à gaz : type et fabricant ; turbine de centrale à production variable : type et fabricant) ;
- 2.1.4. la structure du modèle et les données pour les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ; et
- 2.1.5. la représentation des effets sur la réponse en puissance des boucles de contrôle externes (par exemple la valeur de consigne donnée par l'opérateur ou un contrôle de la charge à l'exclusion du *réglage automatique de la production* (AGC)) qui auraient préséance sur la réponse du régulateur de vitesse (incluant le cas d'un régulateur bloqué ou inopérant ou des modes de fonctionnement qui limitent la *réponse en fréquence*), si applicable.

**E3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse écrite à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu l'une des communications suivantes pour un groupe visé :

- un avis écrit de la part de son *planificateur de réseau de transport* (conformément à l'exigence E5) indiquant que le modèle du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance n'est pas utilisable ;
- des commentaires écrits de la part de son *planificateur de réseau de transport* identifiant des lacunes techniques dans la documentation de vérification du modèle du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ; ou
- des commentaires écrits avec pièces justificatives à l'appui de la part de son *planificateur de réseau de transport* indiquant que la réponse simulée du modèle du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ne se rapproche pas de la réponse enregistrée lors d'au moins trois événements sur le réseau de transport.

La réponse écrite doit contenir, soit la justification technique du maintien du modèle courant, soit les changements au modèle, soit un programme de vérification du modèle<sup>4</sup> (conformément à l'exigence E2). [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

---

<sup>3</sup> Les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance :

- a. Les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge s'appliquent à la production classique par machines synchrones.
- b. Les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en fréquence-puissance s'applique à des groupes de production raccordés par onduleur (souvent présents dans des centrales à production variable).

<sup>4</sup> Si une vérification est effectuée, la période de dix ans spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-027 recommence.

## Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

---

- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir des données révisées de modèle ou un programme de vérification du modèle<sup>5</sup> (conformément à l'exigence E2) pour un groupe visé à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 180 jours civils après avoir apporté des changements au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance, qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement<sup>6</sup>. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E5.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils de la réception de l'information sur la vérification de modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance, conformément à l'exigence E2, indiquant que le modèle est utilisable (satisfait les critères spécifiés aux parties 5.1 à 5.3) ou n'est pas utilisable.
- 5.1.** le modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance permet l'initialisation sans erreur ;
- 5.2.** une simulation sans perturbation produit des transitoires négligeables ; et
- 5.3.** dans le cas d'une simulation par ailleurs stable, une simulation de perturbation donne lieu à un amortissement positif par le modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance.

Si le modèle n'est pas utilisable, le *planificateur de réseau de transport* doit fournir une justification de sa décision en fournissant une description technique du pourquoi le modèle n'est pas utilisable. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

### C. Mesures

- M1.** Le *planificateur de réseau de transport* doit avoir et fournir la demande datée de consignes ou de données, les consignes ou données transmises et une pièce justificative datée de leur transmission par écrit (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni sa réponse dans le délai de 90 jours civils conformément à l'exigence E1.
- M2.** Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir et fournir une pièce justificative datée attestant qu'il a vérifié le modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance en accord avec la partie 2.1 pour chaque groupe visé, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle, la documentation et les données à son *planificateur de réseau de transport* conformément à l'exigence E2.

---

<sup>5</sup> Même commentaire.

<sup>6</sup> Remplacement ou modification des systèmes (incluant des modifications logicielles ou un ajout ou remplacement de système de commande numérique des installations) ; modifications logicielles du système de commande numérique des installations qui modifient le statisme, la zone morte ou la réponse en fréquence ; changement de mode de réglage en fréquence (passage d'une commande par statisme à une commande à puissance constante (MW), etc.).

- M3.** Les pièces justificatives pour l'exigence E3 doivent comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information identifiée à l'exigence E3, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) de cette réponse.
- M4.** Les pièces justificatives pour l'exigence E4 doivent comprendre, pour chacun des groupes visés du *propriétaire d'installation de production* pour lesquels des changements du système spécifiés à l'exigence E4 ont été effectués, une copie datée des données révisées des modèles ou du programme de vérification du modèle ainsi qu'une pièce justificative datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle et les données révisées ou les programmes dans un délai de 180 jours civils après avoir effectué les changements.
- M5.** Les pièces justificatives pour l'exigence E5 doivent comprendre, pour chaque modèle reçu, la réponse datée indiquant que le modèle était utilisable ou non selon les critères des parties 5.1 à 5.3, et dans le cas d'un modèle non utilisable, une description technique ; ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant que le *propriétaire d'installation de production* a été avisé dans un délai de 90 jours civils, suivant la réception de l'information sur le modèle conformément à l'exigence E5.

## **D. Conformité**

### **1. Processus de surveillance de la conformité**

#### **1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité**

L'*entité régionale* doit jouer le rôle de *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'ERO, à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

#### **1.2. Conservation des pièces justificatives**

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives spécifiques afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* et le *planificateur de réseau de transport* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *planificateur de réseau de transport* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E1 et E5, mesures M1 et M5, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver une pièce justificative de la plus récente vérification de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence relativement à l'exigence E2, mesure M2.

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E3 à E4, et mesures M3 à M4, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *planificateur de réseau de transport* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués ou approuvés, ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

### **1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

### **1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune

**Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance**

**2. Niveaux de gravité de la non-conformité**

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> n'a pas fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>
E2	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après le délai prescrit à l'annexe 1 de la norme MOD-027, mais avec un retard d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant une des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027, avec un retard de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant deux des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027, avec un retard de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant trois des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> avec un retard de plus de 270 jours civils par rapport à la périodicité prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas utilisé un ou des modèles jugés acceptables par le <i>planificateur de réseau de transport</i> tel que décrit à la partie 2.1 de l'exigence E2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant au moins quatre des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>

**Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance**

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E3	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni une réponse écrite dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p> <p>OU</p> <p>La réponse du propriétaire d'installation de production ne comportait ni la justification technique du maintien du modèle existant, ni la liste des changements à apporter au modèle, ni un programme de vérification du modèle.</p>
E4	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 210 jours civils après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 210 jours civils, mais d'au plus 240 jours civils après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 240 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de 270 jours civils après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>

**Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance**

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E5	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d'installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d'installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d'installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> n'a pas fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.</p>



**E. Différences régionales**

Aucune

**F. Documents connexes**

Aucun

**Historique des versions**

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-027-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 <sup>er</sup> juillet 2014 pour les exigences E1, E3, E4 et E5, et le 1 <sup>er</sup> juillet 2018 pour l'exigence E2.)	

**G. Références**

Les documents suivants contiennent des informations techniques dont la portée est plus large que celle de la présente norme relativement à la fonctionnalité, à la modélisation et aux essais des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence.

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

**Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance**

<b>MOD-027 – Annexe 1</b>		
<b>Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence</b>		
<b>N° de rangée</b>	<b>Condition de vérification</b>	<b>Action requise</b>
1	Établissement de la date de la vérification initiale pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> à la date d'entrée en vigueur ou plus tôt. La rangée 5 s'applique lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans. Voir les dates d'entrée en vigueur à la section A5.
2	Vérification subséquente pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> à la date du dixième anniversaire de la dernière transmission ou plus tôt (selon la note 2).
3	Un groupe visé n'est pas soumis à une excursion de fréquence selon la note 1 à la date requise permettant de respecter les délais prescrits par ailleurs aux rangées 1, 2, 4 ou 6. <b>(Cette rangée s'applique seulement si une excursion de fréquence causée par une perturbation du réseau selon la note 1 est choisie pour la méthode de vérification et que la capacité d'enregistrement de la réponse en puissance du groupe visé à une excursion de fréquence est installée et présumée disponible.)</b> (Exigence E2)	L'exigence E2 est rencontrée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet. Par la suite, transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai d'au plus 365 jours civils après qu'une excursion de fréquence telle que spécifiée à la note 1 s'est produite et que l'appareillage de mesure a enregistré la réponse en puissance du groupe visé comme prévu.
4	<b>Vérification initiale pour un nouveau groupe visé, ou pour un groupe visé existant avec un nouveau système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance installé.</b> (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la date de mise en service.
5	Un groupe visé existant est équivalent à d'autres groupes situés au même emplacement physique.	Décrire la situation dans un document et joindre au modèle vérifié, la documentation et les données fournies au <i>planificateur de réseau de</i>

**Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance**

**MOD-027 – Annexe 1**

**Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence**

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
	<p>ET Chaque groupe visé a la même puissance nominale en MVA.</p> <p>ET La puissance nominale est <math>\leq 350</math> MVA.</p> <p>ET Chaque groupe visé a les mêmes composants et les mêmes réglages.</p> <p>ET Le modèle d'un de ces groupes visés équivalents a été vérifié. (Exigence E2)</p>	<p><i>transport</i> pour le groupe équivalent vérifié.</p> <p><b>Vérifier un groupe équivalent différent à chaque période de vérification de 10 ans.</b></p> <p>S'applique à la rangée 1 lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans.</p>
6	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a transmis un programme de vérification. (Exigence E2)</p>	<p>Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la soumission du programme de vérification.</p>

**Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance**

**MOD-027 – Annexe 1**

**Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence**

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
7	<p>Le groupe visé ne réagit pas aux excursions de fréquence, sous-fréquence et sur fréquence. (Le groupe visé n'opère pas dans un mode de réglage de fréquence, sauf en conditions normales de démarrage ou d'arrêt, ce qui entraînerait une réponse du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance.) ;</p> <p>OU</p> <p>Le groupe visé n'est pas équipé d'un système de contrôle de la fréquence ou ce système de contrôle ne peut être désactivé.</p> <p>(Exigence E2)</p>	<p>L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet.</p> <p>Effectuer la vérification selon la périodicité prescrite à la rangée 4 pour un nouveau groupe de production (ou à un nouvel équipement) seulement si un mode de fonctionnement du contrôle sensible est établi lorsque connecté et en opération.</p>
8	<p>Un groupe visé existant a un facteur de capacité net moyen courant, au cours des trois dernières années civiles (du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre), de 5 % ou moins.</p> <p>(Exigence E2)</p>	<p>L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet.</p> <p>À la fin du cycle de 10 ans, le facteur de capacité net moyen courant sur trois ans (années 8, 9 et 10) peut être examiné pour déterminer si l'exemption liée au facteur de capacité peut être invoquée pour le cycle de 10 ans suivant. Si cette exemption ne s'applique pas, il faut alors vérifier le modèle dans un délai de 365 jours civils après la date d'expiration de l'exemption liée au facteur de capacité.</p> <p>Le facteur de capacité net est défini à l'annexe F du document <i>GADS Data Reporting Instructions</i>, consultable sur le site Web de la NERC.</p>

**MOD-027 – Annexe 1**

**Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence**

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
<p><b>NOTES :</b></p> <p><b>NOTE 1 :</b> Critère d'excursion de fréquence pour la vérification du modèle :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Déviation <math>\geq 0,05</math> Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'<i>Interconnexion de l'Est</i> avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence.</li> <li>• Déviation <math>\geq 0,10</math> Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'<i>Interconnexion ERCOT</i> et l'<i>Interconnexion de l'Ouest</i> avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence.</li> <li>• Déviation <math>\geq 0,15</math> Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'<i>Interconnexion du Québec</i> avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence.</li> </ul> <p><b>NOTE 2 :</b> Établissement de la date de début du cycle de vérification récurrent de dix ans :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La date de début est celle à laquelle le modèle vérifié a effectivement été transmis au planificateur de réseau de transport pour la vérification de groupe la plus récente.</li> </ul> <p><b>NOTE 3 :</b> Prise en compte d'un état initial de conformité :</p> <p>Une vérification existante de modèle de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance est suffisante pour établir la conformité pour une période de dix ans à compter de la date de transmission effective, dans l'un ou l'autre des cas suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux politiques, consignes ou critères régionaux pertinents au moment de la vérification du modèle.</li> <li>• Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux exigences de cette norme.</li> </ul>		



# Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

## Annexe QC-MOD-027-1

### Dispositions particulières de la norme MOD-027-1 applicables au Québec

---

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

#### A. Introduction

1. **Titre :** Vérification des modèles et des données sur les turbines et des régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance
2. **Numéro :** MOD-027-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
  - 4.1. **Entités fonctionnelles**  
Aucune disposition particulière
  - 4.2. **Installations**  
Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les installations qui font partie du *réseau de transport principal* (RTP) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :
    - 4.2.1 Aucune disposition particulière
      - 4.2.1.1 Aucune disposition particulière
      - 4.2.1.2 Toute centrale de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).
    - 4.2.2 Aucune disposition particulière
    - 4.2.3 Aucune disposition particulière
    - 4.2.4 Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
  - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017
  - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 28 septembre 2020
  - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 28 septembre 2020

**Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance**

**Annexe QC-MOD-027-1**

**Dispositions particulières de la norme MOD-027-1 applicables au Québec**

---

Dates de mise en application applicables aux groupes visés

<b>Exigences</b>	<b>Applicabilité</b>	<b>Date de mise en application au Québec</b>
E1 E3 à E5	100 % des groupes visés	1 <sup>er</sup> janvier 2018
E2	30 % des groupes visés	1 <sup>er</sup> avril 2021
	50 % des groupes visés	1 <sup>er</sup> octobre 2022
	100 % des groupes visés	1 <sup>er</sup> octobre 2025

**B. Exigences**

Aucune disposition particulière

**C. Mesures**

Aucune disposition particulière

**D. Conformité**

**1. Processus de surveillance de la conformité**

**1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

**1.2. Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

**1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière

**1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

**2. Niveaux de gravité de la non-conformité**

Aucune disposition particulière

**E. Différences régionales**

Aucune disposition particulière

**F. Documents connexes**

Aucune disposition particulière

**G. Références**

Aucune disposition particulière



**Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance**

**Annexe QC-MOD-027-1**

**Dispositions particulières de la norme MOD-027-1 applicables au Québec**

---

**MOD-027-1 – Annexe 1**

Aucune disposition particulière

**Historique des révisions**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Intervention</b>	<b>Suivi des modifications</b>
0	27 septembre 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	28 septembre 2020	Report du 1 <sup>er</sup> octobre 2020 au 1 <sup>er</sup> avril 2021 de la date de mise en application applicable à 30% des groupes visées pour l'exigence E2, en suivi de la décision D-2020-128	Révision

# Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

---

## A. Introduction

1. **Titre :** Vérification et déclaration des données de capacité de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones
2. **Numéro :** MOD-025-2
3. **Objet :** Donner l'assurance que l'information juste, à propos des capacités de puissance active et réactive brute et nette des groupes de production et des capacités de puissance réactive des compensateurs synchrones, soit disponible aux fins des modèles de planification qui servent à évaluer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).
4. **Applicabilité :**
  - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
    - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de production*
    - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de transport* ayant un ou des compensateur(s) synchrone(s)
  - 4.2. **Installations :**

Aux fins de la présente norme, le terme « *installation visée* » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :

    - 4.2.1 Groupe de production de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité*;
    - 4.2.2 Compensateur synchrone de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité*;
    - 4.2.3 *Centrale* ou *installation* de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée) raccordée directement au *système de production-transport d'électricité*.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
  - 5.1. Dans les territoires où une approbation réglementaire est nécessaire<sup>1</sup> :
    - 5.1.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou

---

<sup>1</sup> Vérification de parc éolien : Si une entité possède deux parcs éoliens et qu'un de ces parcs a été vérifié, l'entité est réputée avoir effectué 50 % de la vérification, sans égard au nombre d'éoliennes de chaque parc. Un parc éolien correspond à un groupe d'éoliennes raccordées en un point commun de raccordement ou utilisant un système de commande global commun.

## Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

---

*propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 40 % de ses *installations* visées.

**5.1.2** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses *installations* visées.

**5.1.3** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses *installations* visées.

**5.1.4** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses *installations* visées.

**5.2.** Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire<sup>2</sup> :

**5.2.1** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 40 % de ses *installations* visées.

**5.2.2** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses *installations* visées.

---

<sup>2</sup> Vérification de parcs éoliens : Si une entité possède deux parcs éoliens et qu'un de ces parcs a été vérifié, l'entité est réputée avoir effectué 50 % de la vérification, sans égard au nombre d'éoliennes de chaque parc. Un parc éolien correspond à un groupe d'éoliennes raccordées en un point commun de raccordement ou utilisant un système de commande global commun.

## Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

---

- 5.2.3** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l’approbation par le conseil d’administration de la NERC, chaque *propriétaire d’installation de production ou propriétaire d’installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses *installations* visées.
- 5.2.4** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l’approbation par le conseil d’administration de la NERC, chaque *propriétaire d’installation de production ou propriétaire d’installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses *installations* visées.

Note : Le pourcentage de vérification ci-dessus est basé sur le nombre d’équipements visés du propriétaire.

### Exigences

- E1.** Chaque *propriétaire d’installation de production* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* une vérification de la capacité de puissance active de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 1.1** Vérifier la capacité de puissance active de ses groupes de production conformément à l’annexe 1.
- 1.2** Soumettre une copie de l’annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de consignation des données d’un essai de performance ou ii) la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.
- E2.** Chaque *propriétaire d’installation de production* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* une vérification de la capacité de puissance réactive de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 2.1** Vérifier, conformément à l’annexe 1, i) la capacité de puissance réactive de ses groupes de production et ii) la capacité de puissance réactive de ses compensateurs synchrones;
- 2.2** Soumettre une copie de l’annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de consignation des données de l’essai de performance ou ii) la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.
- E3.** Chaque *propriétaire d’installation de transport* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* la vérification de la capacité de puissance réactive de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]

## Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

---

- 3.1 Vérifier, conformément à l'annexe 1, la capacité de puissance réactive de ses compensateurs synchrones;
- 3.2 Soumettre une copie de l'annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de réalisation de l'essai de performance ou ii) la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.

### B. Mesures

- M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant la même information, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E1.
- M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant la même information, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E2.
- M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant une information équivalente, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E3.

### C. Conformité

#### 1. Processus de surveillance de la conformité

##### 1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

L'entité régionale doit jouer le rôle de *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO) ou à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

##### 1.2. Conservation des pièces justificatives

## **Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

---

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la plus récente annexe 2 de la norme MOD-025 et les données utilisées ou le formulaire de son choix contenant la même information, ainsi qu'une pièce justificative de transmission relative aux exigences E1 et E2 et mesures M1 et M2, pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent;
- Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver la plus récente annexe 2 de la norme MOD-025 et les données utilisées ou le formulaire de son choix contenant la même information, ainsi qu'une pièce justificative de transmission relative à l'exigence E3 et mesure M3, pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués ou approuvés, ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

**Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

---

**1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Audit de conformité  
Déclaration sur la conformité  
Contrôle ponctuel  
Enquête de conformité  
Déclaration de non-conformité  
Plainte

**1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune

**Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

**2. Niveaux de gravité de la non-conformité**

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
E1	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de mise en route ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils,</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils,</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils,</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 180 jours civils suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 d'un de ses groupes de production visés.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un</p>



**Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	<p>mais d'au plus 69 mois. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.</p>	<p>mais d'au plus 72 mois. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.</p>	<p>mais d'au plus 75 mois. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.</p>	<p>délai de plus de 75 mois civils. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 15 mois civils.</p>
E2	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 180 jours civils suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation. OU Le <i>propriétaire d'installation de</i></p>

**Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	<p>l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils, mais d'au plus 69 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.</i></p>	<p>l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils, mais d'au plus 72 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.</i></p>	<p>l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils, mais d'au plus 75 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.</i></p>	<p><i>production n'a pas vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 d'un de ses groupes de production ou de ses compensateurs synchrones visés.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 75 mois civils.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 15 mois civils.</i></p>
E3	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de</i></p>

**Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	<p>90 jours civils, mais d’au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils, mais d’au plus 69 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans</i></p>	<p>120 jours civils, mais d’au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils, mais d’au plus 72 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans</i></p>	<p>150 jours civils, mais d’au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils, mais d’au plus 75 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans</i></p>	<p>180 jours civils suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport n’a pas vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 d’un de ses compensateurs synchrones visés.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 75 mois civils.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans</i></p>

**Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

---

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.	un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.	un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.	un délai de plus de 15 mois civils.

**Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

---

**D. Différences régionales**

Aucune

**E. Documents connexes**

**Historique des versions**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Intervention</b>	<b>Suivi des modifications</b>
1	1 <sup>er</sup> décembre 2005	1. Modification des tabulations dans le pied de page. 2. Suppression de la virgule après « 2004 » sous « Development Steps Completed #1 ». 3. Remplacement de certains tirets (-) par des tirets courts (—) ou des tirets longs (—). 4. Ajout de points au besoin. 5. Remplacement des apostrophes droites par des apostrophes typographiques. 6. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » dans le titre de la rubrique D.1.2. 7. Mise en minuscules de toutes les occurrences du mot « Regional » dans la section D.3. 8. Suppression du mot « less » après « 94% » dans la section 3.4, niveau 4.	20 janvier 2006
2	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Modification selon la demande d'autorisation de norme (SAR) pour le projet 2007-09 et fusion avec la norme MOD-024-1
2	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-025-2. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 <sup>er</sup> juillet 2016.)	

## **Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

---

### **MOD-025 – Annexe 1 – Vérification des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

#### **Périodicité des vérifications**

La périodicité des vérifications de capacité de puissance active et réactive est la suivante :

1. Pour une vérification à partir d'un essai de performance : vérifier chaque *installation* visée au moins tous les cinq ans (avec un maximum de 66 mois civils entre les vérifications), ou dans un délai de 12 mois civils après avoir constaté un changement qui modifie la capacité de puissance active ou réactive de plus de 10 % par rapport à la plus récente capacité déclarée et dont la durée prévue dépasse six mois. La première vérification de chaque *installation* visée par la présente norme doit être une vérification par essai de performance.
2. Pour une vérification à partir de données d'exploitation : vérifier chaque installation visée au moins tous les cinq ans (avec un maximum de 66 mois civils entre les vérifications), ou dans un délai de 12 mois civils après avoir constaté un changement de plus de 10 % de la capacité de puissance active ou réactive par rapport à la plus récente capacité déclarée et dont la durée prévue dépasse six mois. Si des données pour différents points sont obtenues à des dates différentes, désigner la date la plus récente de ces dates comme la date de vérification et reporter cette date comme la date de vérification à la norme MOD-025, Annexe 2, aux fins de la périodicité.
3. Quelle que soit la méthode de vérification : vérifier chaque nouvelle *installation* visée dans les 12 mois civils suivant sa mise en service. Les équipements existants qui n'ont pas été vérifiés pendant plus de cinq ans en raison d'un arrêt prolongé doivent être vérifiés dans un délai de 12 mois civils après leur remise en exploitation.

Les essais de puissance active doivent être effectués de préférence en même temps que les essais de puissance réactive à pleine charge; toutefois, des essais distincts sont autorisés aux fins de la présente norme. Dans le cas des compensateurs synchrones, effectuer seulement les vérifications de capacité de puissance réactive, selon les indications données ci-après.

Si la capacité de puissance réactive est vérifiée par essai, celui-ci doit être planifié à un moment propice à bien démontrer sa capacité de puissance réactive et pendant que l'*exploitant de réseau de transport* prend les précautions nécessaires pour maintenir la tension au jeu de barres à la valeur programmée ou dans une marge de tolérance acceptable par rapport à celle-ci.

## **Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

---

### **Modalités de vérification des *installations* visées**

1. Pour les groupes de production de 20 MVA ou moins faisant partie d'une centrale de plus de 75 MVA au total, consigner les données soit individuellement, soit pour l'ensemble des groupes de production. Procéder à une vérification individuelle pour chaque groupe de production ou compensateur synchrone de plus de 20 MVA (valeur nominale brute).
2. Procéder à la vérification en faisant en sorte que tous les équipements auxiliaires nécessaires au fonctionnement normal prévu soient en service, tant pour la capacité de puissance active que pour la capacité de puissance réactive. Procéder à la vérification de la capacité de puissance réactive avec le régulateur automatique de tension en service. Les données d'exploitation d'une période de deux ans avant la date de vérification sont acceptables pour vérifier la capacité de puissance active ou réactive, à condition : a) que ces données répondent aux exigences des alinéas 2.1 à 2.4 ci-après; et b) que ces données d'exploitation correspondent au moins à 90 % du résultat d'un essai antérieur qui couvrait au moins 50 % de la capacité de puissance réactive indiquée sur la courbe de capacité thermique associée (courbe en D). Si l'essai antérieur avait fait l'objet de restrictions excessives (de sorte qu'il ne couvre pas au moins 50 % de la courbe de capacité thermique associée) par des limitations inhabituelles de production ou d'équipement (par exemple des batteries de condensateurs ou d'inductances hors service), la vérification suivante doit être faite au moyen d'un autre essai, et non à partir de données d'exploitation.
  - 2.1. Vérifier la capacité de puissance active et de puissance réactive en surexcitation (retard de phase) de toutes les *installations* visées à leur puissance active de sortie maximale normale (et non d'urgence) prévue au moment des vérifications.
    - 2.1.1 Vérifier la puissance active maximale synchrone du groupe de production et sa puissance réactive en retard de phase pendant au moins une heure.
    - 2.1.2 Vérifier les groupes de production intermittents (par exemple de type éolien, photovoltaïque ou hydraulique au fil de l'eau) à la puissance active de sortie maximale que la ressource intermittente peut produire au moment de la vérification. Vérifier la capacité de puissance réactive des éoliennes et des onduleurs photovoltaïques d'un parc avec au moins 90 % de ces éoliennes et de ces onduleurs photovoltaïques connectés. S'il est impossible de vérifier une *installation* d'éoliennes ou d'onduleurs photovoltaïques en respectant ce seuil de 90 %, en documenter les raisons et procéder à l'essai à la capacité maximale disponible au moment de l'essai. Reprogrammer l'essai de l'installation dans les six mois suivant l'atteinte du seuil de 90 %. Maintenir

## **Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

---

la production de puissance active et réactive aussi stable que possible pendant les vérifications.

- 2.2. Vérifier la capacité de puissance réactive de toutes les *installations* visées, sauf celles de type éolien ou photovoltaïque, pour une puissance réactive maximale en surexcitation (retard de phase) et en sous-excitation (avance de phase) pour les conditions suivantes :
  - 2.2.1 à la puissance active minimale à laquelle l'*installation* devrait normalement fonctionner, recueillir les valeurs maximales de puissance réactive en avance et en retard de phase dès qu'une limite est atteinte;
  - 2.2.2 à la puissance active maximale, recueillir les valeurs maximales de puissance réactive en avance de phase dès qu'une limite est atteinte;
  - 2.2.3 dans le cas des groupes de production nucléaires, il n'est pas obligatoire de vérifier la puissance réactive à la puissance active de sortie minimale.
- 2.3. Dans le cas d'un groupe de production refroidi à l'hydrogène, procéder à la vérification à la pression d'hydrogène normale d'exploitation.
- 2.4. Calculer les pertes dans le transformateur élévateur du groupe de production si les mesures de vérification sont prises du côté haute tension du transformateur élévateur. Si nécessaire, on peut estimer les pertes de puissance active et réactive dans le transformateur élévateur en se basant sur l'impédance de celui-ci.
3. Consigner les données suivantes aux fins des vérifications prescrites ci-dessus :
  - 3.1 la valeur des capacités de production de puissance active et réactive brute à la fin de la période de vérification;
  - 3.2 la tension programmée fournie par l'*exploitant de réseau de transport*, le cas échéant;
  - 3.3 la tension sur les côtés haute tension et basse tension du transformateur élévateur du groupe de production ou du ou des transformateurs de raccordement au réseau à la fin de la période de vérification. Si une seule de ces valeurs est mesurée, l'autre peut être calculée;
  - 3.4 les conditions ambiantes, le cas échéant, en fin de période de vérification dont le *propriétaire d'installation de production* pourrait avoir besoin pour corriger la puissance active, par exemple :



## **Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

---

- la température ambiante;
  - l'humidité relative;
  - la température de l'eau de refroidissement;
  - autres données jugées pertinentes par le *propriétaire d'installation de production* pour effectuer les corrections en fonction des conditions ambiantes;
- 3.5** la date ainsi que les heures de début et de fin de la période de vérification (en heures et en minutes);
- 3.6** le rapport de transformation et les réglages des prises du transformateur élévateur du groupe de production ou du ou des transformateurs de raccordement au réseau;
- 3.7** les pertes dans le transformateur élévateur du groupe de production (puissance réelle ou réactive) si les mesures de vérification ont été faites sur le côté haute tension du transformateur élévateur;
- 3.8** si les données de vérification résultent d'un essai de performance ou de données d'exploitation.
- 4.** Établir un schéma unifilaire simplifié (voir l'annexe 2 de la norme MOD-025) indiquant les sources auxiliaires de puissance active et réactive et les raccordements au réseau connexes pour chaque équipement vérifié, y compris les transformateurs élévateurs de groupe de production, les transformateurs de raccordement au réseau et les transformateurs auxiliaires selon le cas. Indiquer les écoulements de puissance réactive et leur sens au moyen de flèches.
- 4.1** En l'absence de moyens pour mesurer certaines charges auxiliaires réactives, présenter une estimation d'ingénierie et les calculs associés. Les pertes de puissance active et réactive dans les transformateurs seront aussi des estimations ou des calculs. Seuls les résultats sont requis lorsqu'on utilise un logiciel pour calculer les pertes ou les charges.
- 5.** Si le *planificateur de réseau de transport* demande un ajustement, établir la corrélation entre les conditions de l'essai et la puissance générée du groupe de production de manière que la puissance active qu'on peut s'attendre à obtenir du groupe de production puisse être déterminée pour différentes conditions, par exemple pendant la pointe de consommation estivale. Ajuster les valeurs de MW obtenues aux conditions ambiantes spécifiées par le *planificateur de réseau de transport* à sa demande et les soumettre au

## Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

---

*planificateur de réseau de transport* dans les 90 jours suivant la demande ou la date de consignation ou de sélection des données, selon la date la plus tardive.

- Note 1 :** Dans certaines conditions du réseau de transport, les valeurs obtenues par la vérification des mégavars prescrite par la norme ne correspondront pas à la courbe de capacité thermique fournie par le fabricant (courbe en D). Or, la vérification prescrite par la norme, même effectuée dans ces conditions du réseau de transport, peut révéler des limitations de l'*installation* visée (instabilité thermique du rotor, réglage des prises ou rapports de transformation incorrects, fonctionnement imprécis de régulateur automatique de tension, etc.) dont l'analyse plus poussée pourrait mener à un correctif. La limite du niveau de mégavars obtenue lors d'un essai de performance ou à partir de données d'exploitation peuvent ne pas être représentatives de la capacité de puissance réactive de l'équipement dans des conditions extrêmes du réseau. Voir la note 2.
- Note 2 :** Bien que la norme ne l'exige pas, il est souhaitable de procéder à une analyse d'ingénierie afin de déterminer les capacités prévues de l'*installation* visée à des tensions du réseau moins restrictives que celles observées pendant la vérification. Bien que cette analyse ne permette pas de valider intégralement la courbe de capacité thermique (courbe en D), elle produira une estimation raisonnable de la capacité de l'*installation* visée, que le *planificateur de réseau de transport* pourra utiliser aux fins de la modélisation.
- Note 3 :** La vérification de la puissance réactive vise à définir les limites de capacité de puissance réactive de l'équipement. Si celui-ci n'a pas de capacité en avance de phase, il faut déclarer que cette capacité est inexistante ou indiquer la capacité minimale en retard de phase à laquelle l'équipement peut fonctionner.
- Note 4 :** Les compensateurs synchrones n'ont besoin d'être vérifiés que pour deux points (un en surexcitation et un autre en sous-excitation), étant donné qu'ils ne produisent pas de puissance active.

# Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

## MOD-025 – Annexe 2

### Schéma unifilaire, tableau et sommaire pour déclaration des informations de vérification

**Note :** Si la configuration de l'installation visée ne se prête pas à l'utilisation du schéma, des tableaux ou des sommaires pour déclaration ci-après, des changements peuvent être faits au formulaire pourvu que toute l'information requise (selon l'annexe 1 de la norme MOD-025) soit reportée.

**Raison sociale :**

**Déclaré par (nom) :**

**Centrale :**

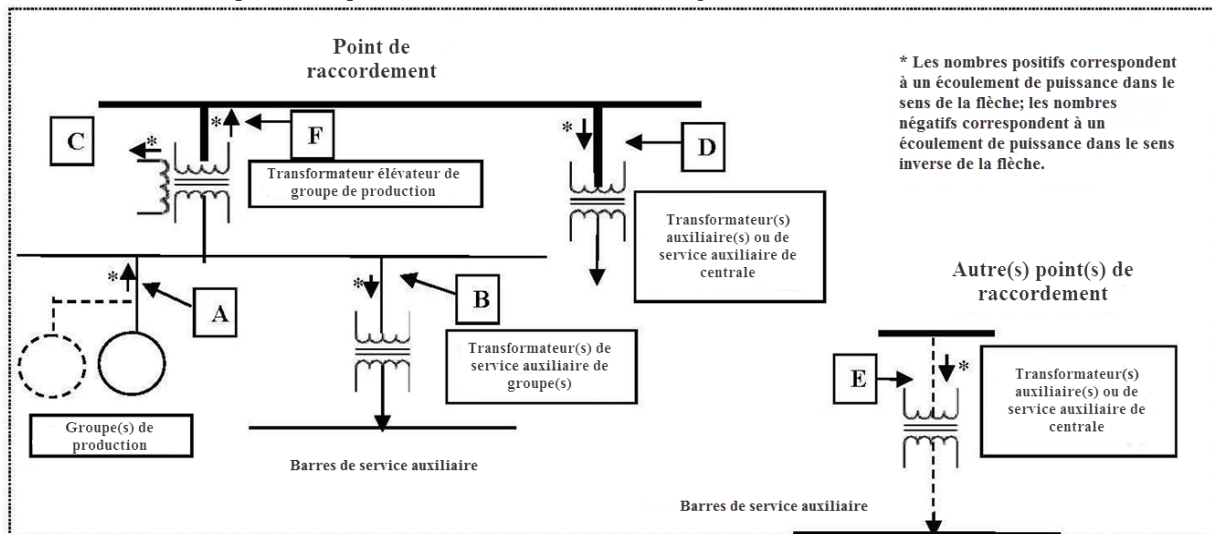
**N° de groupe :**

**Date de déclaration :**

Cocher tous les éléments pertinents :

- Vérification de la puissance réactive à pleine charge en surexcitation
- Vérification de la puissance réactive à pleine charge en sous-excitation
- Vérification de la puissance réactive à la charge minimale en surexcitation
- Vérification de la puissance réactive à la charge minimale en sous-excitation
- Vérification de la puissance active
- Données d'essai de performance
- Données d'exploitation

Schéma unifilaire simplifié indiquant les raccordements aux charges auxiliaires et les données de vérification :



**Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

---

<b>Point</b>	<b>Tension</b>	<b>Puissance active</b>	<b>Puissance réactive</b>	<b>Commentaires</b>
<b>A</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	Additionner les groupes de production multiples qui sont vérifiés ensemble ou qui font partie d'un même ensemble. Déclarer les valeurs des groupes individuels séparément si les mesures de vérification ont été faites au groupe individuel. Des valeurs individuelles sont exigées pour les groupes de production et les compensateurs synchrones de plus de 20 MVA.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
<b>B</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	Additionner les transformateurs de service auxiliaire de groupe multiples.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
<b>C</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	Additionner les charges tertiaires multiples, le cas échéant.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
<b>D</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	Additionner les transformateurs auxiliaires ou de service auxiliaire de poste.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
<b>E</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	S'il y a plusieurs points de raccordement, les décrire afin de permettre une modélisation exacte; déclarer les points individuellement (Additionner les transformateurs auxiliaires multiples).
<b>F</b>	<b>kV</b>	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	Capacité nette des équipements.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				

**Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

**MOD-025 – Annexe 2 (suite)**

**Données de vérification**

Fournir les données par équipement ou par *installation*, s'il y a lieu.

Type de données	Données consignées	Dernière vérification (données antérieures; ne rien inscrire pour la vérification initiale)
Capacité de puissance réactive brute (en Mvar*)		
Puissance réactive des auxiliaires (en Mvar*)		
Capacité de puissance réactive nette (en Mvar*) égale la capacité de puissance réactive brute (en Mvar*) moins la puissance réactive des auxiliaires à la même barre (en Mvar*) et moins la puissance réactive du tertiaire connecté à la même barre (en Mvar*)		
Capacité de puissance active brute (en MW*)		
Puissance active des auxiliaires (en MW*)		
Capacité de puissance active nette (en MW*) égale la capacité de puissance active brute (en MW*) moins la puissance active des auxiliaires à la même barre (en MW*) et moins la puissance active du tertiaire connecté à la même barre (en MW*)		
* Note : Inscrire les valeurs à la fin de la période de vérification.		
Pertes dans le transformateur élévateur de groupe de production (nécessaire seulement si les mesures de vérification sont faites sur le côté haute tension du transformateur du groupe de production) (en Mvar)		

**Sommaire de vérification**

- Date de la vérification \_\_\_\_\_, Heure de début de la vérification \_\_\_\_\_, Heure de fin de la vérification \_\_\_\_\_
  - Tension programmée \_\_\_\_\_
  - Rapport de transformation : Transf. élévateur de groupe\_\_\_\_Serv. aux. de groupe\_\_\_\_ Serv. aux. de poste\_\_\_\_Serv. aux., autre.
  - Réglages de prises de transformateur : Transf. élévateur du groupe\_\_\_\_Serv. aux. de groupe\_\_\_\_ Serv. aux. de poste\_\_\_\_Serv. aux., autre\_\_\_\_\_
- Conditions ambiantes à la fin de la période de vérification :

**Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

---

Température de l'air : \_\_\_\_\_

Humidité relative : \_\_\_\_\_

Température de l'eau de refroidissement : \_\_\_\_\_

Autres données, selon le cas : \_\_\_\_\_

- Pression d'hydrogène du groupe de production pendant l'essai (le cas échéant) : \_\_\_\_\_

Date à laquelle les données de la colonne « Dernière vérification » du tableau ci-dessus ont été consignées : \_\_\_\_\_

Remarques :

Note : Si la valeur de vérification n'a pas atteint la courbe de capacité thermique (courbe en D), donner la raison.



# Norme MOD-025-2 — Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

## Annexe QC-MOD-025-2

### Dispositions particulières de la norme MOD-025-2 applicables au Québec

---

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

#### A. Introduction

1. **Titre :** Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones
2. **Numéro :** MOD-025-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
  - 4.1. **Entités fonctionnelles**  
Aucune disposition particulière
  - 4.2. **Installations**  
Aux fins de la présente norme, le terme « installation visée » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :
    - 4.2.1 Groupe de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
    - 4.2.2 Compensateur synchrone faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
    - 4.2.3 Centrale ou installation de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
  - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017
  - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017
  - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1<sup>er</sup> octobre 2017  
Dates de mise en application applicables aux centrales raccordées au RTP

<b>Installation visée (toutes les exigences) (%)</b>	<b>Date de mise en application au Québec</b>
Au moins 40 % des installations visées	1 <sup>er</sup> janvier 2018
Au moins 60 % des installations visées	1 <sup>er</sup> octobre 2018
Au moins 80 % des installations visées	1 <sup>er</sup> octobre 2019
100 % des installations visées	1 <sup>er</sup> octobre 2020



**Norme MOD-025-2 — Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

**Annexe QC-MOD-025-2  
Dispositions particulières de la norme MOD-025-2 applicables au Québec**

---

Dates de mise en application applicables aux centrales non raccordées au RTP

<b>Installation visée (toutes les exigences) (%)</b>	<b>Date de mise en application au Québec</b>
Au moins 15 % des installations visées	1 <sup>er</sup> janvier 2018
Au moins 50 % des installations visées	1 <sup>er</sup> octobre 2018
Au moins 75 % des installations visées	1 <sup>er</sup> octobre 2019
100 % des installations visées	1 <sup>er</sup> octobre 2020

**B. Exigences**

Aucune disposition particulière

**C. Mesures**

Aucune disposition particulière

**D. Conformité**

**1. Processus de surveillance de la conformité**

**1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

**1.2. Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

**1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière

**1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

**2. Niveaux de gravité de la non-conformité**

Aucune disposition particulière

**E. Différences régionales**

Aucune disposition particulière

**F. Documents connexes**

Aucune disposition particulière

**Norme MOD-025-2 — Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones**

**Annexe QC-MOD-025-2**

**Dispositions particulières de la norme MOD-025-2 applicables au Québec**

---

**MOD-025-2 – Annexe 1**

Aucune disposition particulière

**MOD-025-2 – Annexe 2**

Aucune disposition particulière

**Historique des révisions**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Intervention</b>	<b>Suivi des modifications</b>
0	27 septembre 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle





## Procédure Zone d'équilibrage du Québec

*Vérification des puissances actives et réactives maximales des installations de production et des compensateurs synchrones faisant partie du RTP*

1er septembre 2017



<b>Vérification des puissances actives et réactives maximales des installations de production et des compensateurs synchrones faisant partie du RTP</b>		Numéro <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 (2014-05-09)</b>	
		En vigueur le  <b>2017-09-01</b>	
Émis à <b>Propriétaires d'installations de production et propriétaires d'installations de transport de l'Interconnexion du Québec</b>			
Préparé par Marc-Antoine Joly, ing.	Modifié par Fresh Mbuangi Muakassa, ing.	Vérifié par Nicolas Turcotte	Approuvé par Patrick Truong 
		Approuvé par Stéphane Talbot 	

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>1. BUT</b> .....	<b>3</b>
<b>2. DOMAINE D'APPLICATION</b> .....	<b>3</b>
<b>2.1. VÉRIFICATION INDIVIDUELLE</b> .....	<b>3</b>
<b>2.2. VÉRIFICATION COLLECTIVE</b> .....	<b>3</b>
<b>3. CONFIDENTIALITÉ DES DONNÉES</b> .....	<b>3</b>
<b>4. CONDITIONS DE RÉALISATION GÉNÉRALES DES VÉRIFICATIONS</b> .....	<b>4</b>
<b>4.1. LE RÔLE DU PROPRIÉTAIRE DE L'INSTALLATION</b> .....	<b>4</b>
<b>4.2. MODALITÉS DES VÉRIFICATIONS</b> .....	<b>4</b>
<b>5. VÉRIFICATIONS INDIVIDUELLES DES GROUPES DE PRODUCTION ET DES COMPENSATEURS SYNCHRONES</b> .....	<b>4</b>
<b>5.1. TYPE DE VÉRIFICATION</b> .....	<b>4</b>
<b>5.2. PÉRIODE DE RÉALISATION</b> .....	<b>5</b>
<b>5.3. FORMULAIRE À UTILISER POUR COMPILER LES RÉSULTATS</b> .....	<b>5</b>
<b>5.4. COMMUNICATION DES RÉSULTATS</b> .....	<b>5</b>
<b>5.5. VÉRIFICATION INDIVIDUELLE À PARTIR DE DONNÉES D'EXPLOITATION</b> .....	<b>5</b>
<b>5.6. VÉRIFICATION INDIVIDUELLE PAR ESSAIS DE PERFORMANCE</b> .....	<b>5</b>
5.6.1. Planification des essais de performance .....	<b>5</b>
5.6.1.1. Installation de production raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie	<b>5</b>
5.6.1.2. Installations de production raccordées à un transporteur auxiliaire .....	<b>6</b>
5.6.2. Communications lors d'un essai de performance .....	<b>6</b>
5.6.2.1. Installations de production raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie .....	<b>6</b>
5.6.2.2. Installations de production raccordées à un transporteur auxiliaire .....	<b>7</b>
5.6.3. Réalisation de l'essai de performance .....	<b>8</b>
<b>6. VÉRIFICATIONS COLLECTIVES DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION PAR ESSAI DE PERFORMANCE</b> .....	<b>9</b>

<b>6.1. EXEMPTIONS .....</b>	<b>9</b>
<b>6.2. MODALITÉS DE LA VÉRIFICATION COLLECTIVE .....</b>	<b>10</b>
6.2.1. Durée du test .....	10
6.2.2. Période et fréquence de réalisation .....	10
6.2.3. Demande de dérogation pour la réalisation du test .....	10
6.2.4. Autres modalités .....	10
<b>6.3. FORMULAIRE À UTILISER POUR COMPILER LES RÉSULTATS .....</b>	<b>11</b>
<b>6.4. COMMUNICATION DES RÉSULTATS .....</b>	<b>11</b>
<b>6.5. PLANIFICATION DES ESSAIS DE PERFORMANCE .....</b>	<b>11</b>
6.5.1. Installations de production raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie .....	11
6.5.2. Installations de production raccordées à un transporteur auxiliaire .....	12
<b>6.6. COMMUNICATIONS LORS D'UN ESSAI DE PERFORMANCE .....</b>	<b>12</b>
6.6.1. Installations de production raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie .....	12
6.6.2. Installations de production raccordées à un transporteur auxiliaire .....	13
<b>6.7. RÉALISATION DE L'ESSAI DE PERFORMANCE .....</b>	<b>14</b>
<b>6.8. DISPARITÉ DES RÉSULTATS .....</b>	<b>14</b>
<b>6.9. IMPOSSIBILITÉ D'ATTEINDRE LES VALEURS DÉCLARÉES .....</b>	<b>14</b>
<b>7. COORDONNÉES .....</b>	<b>16</b>
<b>8. HISTORIQUE DES VERSIONS .....</b>	<b>17</b>
<b>ANNEXE A     PROCESSUS – PLANIFICATION DES ESSAIS DE PERFORMANCE .....</b>	<b>20</b>
<b>ANNEXE B     PROCESSUS – COMMUNICATIONS LORS D'UN ESSAI DE PERFORMANCE .....</b>	<b>22</b>
<b>ANNEXE C     RÉSULTATS – VÉRIFICATION COLLECTIVE .....</b>	<b>24</b>

## 1. BUT

Le but de la présente procédure est d'encadrer la vérification des puissances actives et réactives maximales des installations de production et des compensateurs synchrones faisant partie du réseau de transport principal (RTP).

Les résultats de ces vérifications servent à valider les caractéristiques officielles des installations de production fournies par les propriétaires d'installations de production et celles des compensateurs synchrones fournies par les propriétaires d'installations de transport. Ils sont également utilisés pour les études d'exploitation et de planification du réseau et pour l'établissement des modèles de simulation de réseau en régime permanent.

Ces vérifications doivent également être réalisées 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 en condition de pointe dans l'Interconnexion du Québec.

Cette procédure permet d'encadrer la réalisation des vérifications exigées par les normes de fiabilité de la NERC [MOD-025-2](#) (E1, E2 et E3) et [TOP-003-3](#) (E5) ainsi que par les répertoires [D9](#) et [D10](#) du NPCC.

## 2. DOMAINE D'APPLICATION

Cette procédure vise les propriétaires d'installations de production possédant une ou plusieurs installations de production faisant partie du RTP et les propriétaires d'installations de transport possédant un ou plusieurs compensateurs synchrones faisant partie du RTP.

La liste des installations de production et de transport faisant partie du RTP est se trouve dans le [Registre des entités visées déposé à la Régie de l'énergie](#).

### 2.1. VÉRIFICATION INDIVIDUELLE

Cette procédure encadre la vérification des puissances active et réactive des groupes de production faisant partie d'une installation de production du RTP et la vérification de la puissance réactive des compensateurs synchrones faisant partie du RTP, comme l'exige la norme NERC [MOD-025-2](#).

### 2.2. VÉRIFICATION COLLECTIVE

Cette procédure exige également une vérification des puissances active et réactive des installations de production faisant partie du RTP, en vertu de la norme NERC [TOP-003-3](#) (E5).

## 3. CONFIDENTIALITÉ DES DONNÉES

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

Dans une optique de validation des caractéristiques officielles des installations de production, des groupes de production et des compensateurs synchrones, les résultats des vérifications seront mises à la disposition de la direction – Planification (en raison de son rôle de planificateur de réseau de transport pour l'Interconnexion du Québec) et de la direction – Contrôle des mouvements d'énergie (DCME) (en raison de son rôle de responsable de l'équilibrage pour l'Interconnexion du Québec) afin de répondre aux exigences des normes NERC [MOD-025-2](#) et NERC [TOP-003-3](#).

## 4. CONDITIONS DE RÉALISATION GÉNÉRALES DES VÉRIFICATIONS

### 4.1. RÔLE DU PROPRIÉTAIRE DE L'INSTALLATION

Chaque propriétaire d'une installation visée est responsable de la réalisation des vérifications et doit s'assurer du respect des exigences de la présente procédure.

D'autre part, durant les vérifications, le propriétaire 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 variations de puissance.

### 4.2. MODALITÉS DES VÉRIFICATIONS

1. La vérification s'effectue en conformité avec les restrictions d'exploitation qui peuvent être en vigueur pour les installations visées ou les appareils connexes. Les contraintes opérationnelles dont le non-respect risquerait d'être dommageable pour les installations doivent être respectées (ex. : pulsations axiales, vibrations excessives, limites thermiques, etc.).
2. Les vérifications ne doivent pas entraîner le non-respect d'un critère d'exploitation (ex. : seuils des réserves d'exploitation, transits maximaux, plages de tension acceptables pour les équipements, etc.). Les vérifications, y compris les vérifications par essais de performance, peuvent être limitées ou interrompues à la demande du répartiteur au centre de conduite du réseau (CCR) si celui-ci détecte qu'une limite de réseau est atteinte ou que la fiabilité du réseau de transport est susceptible d'être compromise.
3. Lors de la vérification, le propriétaire de l'installation visée doit documenter à la section Commentaires du formulaire toutes les conditions et tous les facteurs qui pourraient avoir influencé les résultats de la vérification, notamment les facteurs faisant en sorte que les valeurs nettes déclarées en MW ou en Mvar n'ont pas pu être atteintes.
4. Le propriétaire de l'installation visée doit procéder à la vérification en faisant en sorte que tous les équipements auxiliaires nécessaires au fonctionnement normal prévu sont en service tant pour la capacité de puissance active que pour la capacité de puissance réactive.

## 5. VÉRIFICATION INDIVIDUELLE DES GROUPES DE PRODUCTION ET DES COMPENSATEURS SYNCHRONES

La vérification individuelle des groupes de production faisant partie d'une installation de production du RTP et des compensateurs synchrones du RTP a pour but de valider leurs caractéristiques électriques. Cette vérification est exigée en vertu de la norme NERC [MOD-025-2](#).

Note : Dans la présente section, le propriétaire visé par les installations de production ou de compensateurs synchrones est appelé le « propriétaire ».

### 5.1. TYPE DE VÉRIFICATION

Tel que l'indique l'annexe 1 de la norme NERC MOD-025-2, deux types de vérification peuvent être effectués :

- vérification par essais de performance ;
- vérification à partir de données d'exploitation.

Le propriétaire d'un nouveau groupe de production ou compensateur synchrone doit vérifier celui-ci dans les 12 mois civils suivant sa mise en service en utilisant le type de vérification par essais de performance. De plus, tout équipement ayant subi un arrêt prolongé de plus de 5 ans doit être vérifié dans un délai de 12 mois civils suivant sa remise en exploitation.



## 5.2. PÉRIODE DE RÉALISATION

Les vérifications individuelles peuvent être faites à n'importe quel moment pendant l'année.

## 5.3. FORMULAIRE À UTILISER POUR COMPILER LES RÉSULTATS

Les résultats des vérifications individuelles doivent être consignés par le propriétaire. À cette fin, il doit utiliser l'annexe 2 de la norme NERC MOD-025-2. Il est cependant permis d'utiliser un format de formulaire différent qui contient au minimum toute les informations demandées dans cette annexe.

## 5.4. COMMUNICATION DES RÉSULTATS

Comme l'exige la norme NERC MOD-025-2, le propriétaire doit transmettre un exemplaire de l'annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à la direction – Planification (le planificateur de réseau de transport) dans un délai de 90 jours civils suivant :

- i. la date de consignation des données d'un essai de performance ou
- ii. la date à laquelle les données sont sélectionnées pour une vérification à partir de données d'exploitation.

Les résultats doivent être transmis à l'adresse suivante :

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

## 5.5. VÉRIFICATION INDIVIDUELLE À PARTIR DE DONNÉES D'EXPLOITATION

Les vérifications individuelles à partir de données d'exploitation doivent être réalisées en conformité avec les exigences de l'annexe 1 de la norme NERC MOD-025-2.

## 5.6. VÉRIFICATION INDIVIDUELLE PAR ESSAIS DE PERFORMANCE

Étant donné qu'un essai de performance peut avoir un impact sur la fiabilité du RTP, les étapes suivantes doivent être respectées lors de la réalisation de ce type d'essai.

### 5.6.1. Planification des essais de performance

Si des circonstances particulières font qu'une occasion de réaliser un essai de performance se présente à courte échéance, le propriétaire peut présenter une demande de retrait non conforme aux délais normaux de traitement. Hydro-Québec TransÉnergie fait de son mieux pour favoriser la réalisation de l'essai si les conditions de réseau le permettent et si la fiabilité du réseau de transport n'est pas compromise.

#### 5.6.1.1. Installations de production raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie

*Référence – Processus A1 de l'annexe A*

1. La demande relative à la réalisation d'un essai de performance doit être faite par le propriétaire sous forme d'une demande de retrait à laquelle est jointe sa procédure d'essai. La demande est alors transmise à l'agent – Planification – Retraits et production (PA régionale).

Le propriétaire doit planifier l'essai en tenant compte des particularités relatives à son installation (ex. : période de formation de la couverture de glace).

La planification de l'essai par le propriétaire doit être terminée et transmise **avant midi**, au moins **4 jours ouvrables** avant la réalisation de l'essai.

2. L'agent – Planification – Retraits et production analyse la demande en fonction de l'impact sur la fiabilité du réseau de transport régional.
  - a. Si la fiabilité du réseau de transport régional et des appareils de transport n'est pas compromise, il transmet la demande à l'agent – Planification réseau – Retraits (CCR). Ce dernier analyse la demande en fonction de l'impact sur la fiabilité du RTP. Si la fiabilité du RTP n'est pas compromise, la demande est approuvée.
  - b. Si, toutefois, la demande est refusée par l'agent – Planification – Retraits et production ou par l'agent – Planification réseau – Retraits, le propriétaire en est informé et les raisons du refus lui sont communiquées.

Dans le cas d'un refus, l'agent – Planification – Retraits et production propose au propriétaire un autre moment pour la réalisation de l'essai.

#### 5.6.1.2. Installations de production raccordées au réseau d'un transporteur auxiliaire

*Référence – Processus A2 de l'annexe A*

1. La demande relative à la réalisation d'un essai de performance doit être faite par le propriétaire sous forme d'une demande de retrait à laquelle est jointe sa procédure d'essai. La demande est alors soumise à l'agent – Planification réseau – Retraits (CCR).

Le propriétaire doit planifier l'essai en tenant compte des particularités relatives à son installation (ex. : période de formation de la couverture de glace).

La planification de l'essai par le propriétaire doit être terminée et transmise **avant midi**, au moins **4 jours ouvrables** avant la réalisation de l'essai.

2. L'agent – Planification réseau – Retraits analyse la demande en fonction de l'impact sur la fiabilité du RTP.
  - a. Si la fiabilité du RTP n'est pas compromise, la demande est approuvée.
  - b. Si, toutefois, la demande est refusée, il en informe le propriétaire en lui précisant les raisons de ce refus.

Dans le cas d'un refus, l'agent – Planification réseau – Retraits propose au propriétaire un autre moment pour la réalisation de l'essai.

#### 5.6.2. Communications lors d'un essai de performance

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

##### 5.6.2.1. Installations de production raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie

*Une heure avant l'essai*

1. Le jour de l'essai, une heure avant le moment prévu pour la vérification, le propriétaire de l'installation concernée communique avec le répartiteur CER afin de lui demander l'autorisation de procéder à l'essai.
2. Le répartiteur CER analyse l'impact de l'essai sur la fiabilité du réseau de transport régional. Si l'essai ne compromet pas la fiabilité du réseau de transport régional, le répartiteur CER demande l'autorisation de procéder à l'essai au répartiteur CCR.

Dans le cas contraire, le répartiteur CER annule l'essai et informe le propriétaire des raisons de ce refus. Ce dernier doit alors planifier à nouveau l'essai selon l'article 5.6.1.1.

3. Le répartiteur CCR analyse l'impact de l'essai sur la fiabilité du RTP. Si la demande ne compromet pas la fiabilité du RTP et les programmes d'échange, il donne l'autorisation de procéder au répartiteur CER. Le répartiteur CER communique ensuite avec le propriétaire pour lui indiquer qu'il peut commencer l'essai au moment prévu.

Dans le cas contraire, le répartiteur CCR avise le répartiteur CER que l'essai compromet la fiabilité du RTP. Le répartiteur CER en informe le propriétaire, qui doit alors planifier à nouveau l'essai selon l'article 5.6.1.1. Les raisons interdisant la réalisation de l'essai lui sont également communiquées.

#### Au début de l'essai

À l'heure prévue pour l'essai ou à l'heure indiquée par le répartiteur CER, ce dernier demande au propriétaire de l'installation concernée d'effectuer l'essai selon la procédure établie. Le répartiteur CER doit aviser le répartiteur CCR du moment exact du début de l'essai.

#### En cours d'essai

L'exploitant désigné de l'installation concernée note toute situation particulière survenue pendant l'essai et transmet l'information au répartiteur CER, qui la consigne.

#### Fin de l'essai de performance

À la fin de l'essai de performance, l'exploitant désigné de l'installation concernée doit aviser le répartiteur CER de toute restriction, contrainte ou alarme survenue relativement aux appareils sollicités durant l'essai. Le répartiteur CER 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 l'installation 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.

### **5.6.2.2. Installations de production raccordées au réseau d'un transporteur auxiliaire**

#### Une heure avant l'essai

1. Le jour de l'essai, une heure avant le moment prévu pour la vérification, le propriétaire communique avec le répartiteur CCR afin de lui demander l'autorisation de procéder à l'essai.
2. Le répartiteur CCR analyse l'impact de l'essai sur la fiabilité du RTP. Si la demande ne compromet pas la fiabilité du RTP et les programmes d'échange, il donne l'autorisation de procéder au propriétaire.

Dans le cas contraire, le répartiteur CCR avise le propriétaire que l'essai compromet la fiabilité du RTP. Le propriétaire doit alors planifier à nouveau l'essai selon l'article 5.6.1.2. Les raisons interdisant la réalisation de l'essai lui sont également communiquées.

#### Au début de l'essai

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

#### En cours d'essai

L'exploitant désigné de l'installation concernée note toute situation particulière survenue pendant l'essai et transmet l'information au répartiteur CCR, qui la consigne.

#### Fin de l'essai de performance

À la fin de l'essai de performance, l'exploitant désigné de l'installation concernée doit aviser le répartiteur CCR de toute restriction, contrainte ou alarme survenue relativement aux appareils sollicités durant l'essai.

À la fin de la vérification, le répartiteur CCR demande à l'exploitant désigné de l'installation 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.

### **5.6.3. Réalisation de l'essai de performance**

L'essai de performance doit être réalisé en conformité avec les exigences à l'annexe 1 de la norme NERC MOD-025-2.

## 6. VÉRIFICATION COLLECTIVE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION PAR ESSAI DE PERFORMANCE

À titre de responsable de l'équilibrage pour la zone de l'Interconnexion du Québec, la direction – Contrôle des mouvements d'énergie a déterminé, en vertu de la norme NERC TOP-003-3, que dans le cas des installations de production faisant partie du RTP, la vérification des puissances active et réactive doit être faite sous forme d'essais de performance (aussi appelés « test collectif »).

Cette vérification permet de vérifier les puissances active et réactive maximales qu'une installation de production peut générer à la pointe.

Note : Dans la présente section, le propriétaire visé d'installations de production est appelé le « producteur ».

### 6.1. EXEMPTIONS

Si un producteur ne peut effectuer la vérification collective d'une installation de production pour l'une des raisons énumérées ci-dessous, il doit transmettre dans les plus brefs délais à la direction – Contrôle des mouvements d'énergie une explication écrite citant la raison :

- impact défavorable sur la fiabilité du RTP ;
- risque pour la sécurité des appareils ou du réseau de transport ;
- conditions environnementales non propices ;
- restriction prévue à la licence d'exploitation ou restriction en raison d'une loi provinciale ou fédérale ;
- retrait prolongé d'un groupe de production ou d'une installation de production ;
- contribution nulle d'une installation de production à la stabilité du réseau, de par la nature des systèmes de régulation en place.

La direction – Contrôle des mouvements d'énergie doit, au plus tard 30 jours après la réception de l'explication écrite d'un producteur, aviser ce dernier qu'il est alors exempté temporairement de la réalisation de la vérification collective pour l'installation de production en question. Cependant, le producteur doit fournir les valeurs maximales des puissances active et réactive obtenues dans l'année courante et en conditions hivernales, ainsi que la valeur de la consommation normale de ses services auxiliaires en MW et en Mvar.

#### Suspension temporaire des activités

Un producteur dont les activités sont temporairement suspendues est exempté de la vérification collective de son installation de production prévue à cette procédure.

Toutefois, quand il reprend ses activités, il doit effectuer les vérifications selon cette procédure dans un délai de douze mois civils après la remise en exploitation de son installation de production.

#### Vérifications collectives lors de la période estivale

Les installations de production sont exemptées de la réalisation des tests collectifs en période estivale, les conditions d'exploitation n'étant pas alors propices à ces tests (tensions élevées et charges moins importantes).

#### Puissance brute

Lors des vérifications collectives, les producteurs n'ont pas à vérifier la puissance brute de leurs installations de productions étant donné que, dans la plupart des cas, la différence entre la puissance nette et la puissance brute est négligeable et que les résultats de puissance nette sont plus significatifs pour la fiabilité du RTP.

Toutefois, les producteurs sont tenus de fournir les relevés des puissances active et réactive consommées par les services auxiliaires de leurs installations de production lors de la vérification collective.

## 6.2. MODALITÉS DE LA VÉRIFICATION COLLECTIVE

### 6.2.1. Durée du test

Le test collectif est d'une durée minimale de 75 minutes (1,25 h).

### 6.2.2. Période et fréquence de réalisation

Comme le réseau de transport n'est pas fortement chargé en été, la direction – Contrôle des mouvements d'énergie a déterminé que les tests collectifs doivent être effectués **lors de la période d'hiver**, soit entre le **1<sup>er</sup> novembre et le 28 février**, et ce, tous les **3 ans**.

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

### 6.2.3. Demande de dérogation pour la réalisation du test

Le test collectif peut être réalisé hors de la période d'hiver à condition qu'une dérogation soit accordée par la direction – Contrôle des mouvements d'énergie.

Ainsi, une demande de dérogation peut être soumise par le producteur à cette direction si les conditions ci-dessous sont respectées :

- des conditions permanentes font en sorte qu'il est impossible d'atteindre en période d'hiver la puissance maximale de l'installation de production lors de la réalisation du test collectif, comme l'exige la section 6.7 ;
- il est possible de réaliser le test collectif hors de la période d'hiver et d'atteindre la puissance maximale de l'installation de production, comme l'exige la section 6.7.

La demande de dérogation doit contenir les renseignements suivants :

1. nom de l'installation de production faisant l'objet de la demande de dérogation.
2. détail de la période d'hiver pour laquelle une demande de dérogation est effectuée.
3. période proposée pour la réalisation du test collectif de l'installation de production.

La demande de dérogation doit être transmise par le producteur à la direction – Contrôle des mouvements d'énergie au plus tard le **31 octobre** précédent la date prévue de réalisation du test collectif de l'installation de production visée.

Au plus tard **30 jours** après la réception d'une demande de dérogation, la direction – Contrôle des mouvements d'énergie doit aviser le producteur de l'acceptation ou du refus de la demande.

### 6.2.4. Autres modalités

1. Les vérifications de centrales hydrauliques dont les puissances active et réactive peuvent être influencées par le niveau d'eau ou le débit d'un même cours d'eau doivent être réalisées simultanément.
2. Les vérifications par essais de performance d'installations de production pouvant être influencées par la production de puissance réactive l'une de l'autre, selon la tension maximale du réseau collecteur commun, doivent être réalisées simultanément.

3. Il est préférable que les vérifications par essais de performance des installations de production pouvant être îlotées sur un réseau voisin soient réalisées lorsque les groupes sont synchronisés sur le réseau du Québec. Si cela s'avère impossible, l'agent –Planification réseau – Retraits ou le répartiteur – CCR – Interconnexions, selon l'horizon, analyse l'impact de la réalisation des essais de performance sur le respect des programmes d'échange.
  - Les essais de performance sont réalisés si les variations de puissance peuvent être compensées ou ont un effet négligeable sur les quantités d'énergie involontaire générées, et qu'il y a entente préalable entre le répartiteur – CCR – Interconnexions et son homologue de la zone d'équilibrage touchée par les essais. Dans le cas contraire, les essais sont reportés à une date ultérieure.

### 6.3. FORMULAIRE À UTILISER POUR COMPILER LES RÉSULTATS

Les résultats des tests doivent être consignés par le producteur. À cette fin, il doit utiliser les formulaires fournis à l'annexe C des présentes. Il est cependant permis d'utiliser un format de formulaire différent qui contient au minimum la même information.

### 6.4. COMMUNICATION DES RÉSULTATS

Les résultats des tests doivent être transmis par le producteur à la direction – Contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec TransÉnergie selon l'échéance suivante :

- au plus tard le 1<sup>er</sup> avril suivant la période d'hiver pendant laquelle les tests collectifs ont été réalisés (la période d'hiver s'étend du 1<sup>er</sup> novembre d'une année au 28 février de l'année suivante).

Les résultats doivent être transmis par courriel à l'adresse suivante :

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

### 6.5. PLANIFICATION DES ESSAIS DE PERFORMANCE

Si des circonstances particulières font qu'une occasion de réaliser un test collectif se présente à courte échéance, le producteur peut présenter une demande de retrait non conforme aux délais normaux de traitement. Hydro-Québec TransÉnergie fait de son mieux pour favoriser la réalisation du test si les conditions de réseau le permettent et si la fiabilité du réseau de transport n'est pas compromise.

#### 6.5.1. Installations de production raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie

*Référence – Processus A1 de l'annexe A*

1. La demande relative à la réalisation d'un test collectif 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 – Planification – Retraits et production (PA Régionale).

Le producteur doit planifier l'essai en tenant compte des particularités relatives à son installation (ex. : période de formation de la couverture de glace).

La planification de l'essai par le producteur doit être terminée et transmise **avant midi**, au moins **4 jours ouvrables** avant la réalisation de l'essai.

2. L'agent – Planification – Retraits et production analyse la demande en fonction de l'impact sur la fiabilité du réseau de transport régional.
  - a. Si la fiabilité du réseau de transport régional et des appareils de transport n'est pas compromise, il transmet la demande à l'agent – Planification réseau – Retraits (CCR). Ce dernier analyse la demande en fonction de l'impact sur la fiabilité du RTP. Si la fiabilité du RTP n'est pas compromise, la demande est approuvée.
  - b. Si, toutefois, la demande est refusée par l'agent – Planification – Retraits et production ou par l'agent – Planification réseau – Retraits, le producteur en est informé et les raisons du refus lui sont communiquées.

Dans le cas d'un refus, l'agent – Planification – Retraits et production propose au producteur un autre moment pour la réalisation du test collectif.

### 6.5.2. Installations de production raccordées au réseau d'un transporteur auxiliaire

*Référence – Processus A2 de l'annexe A*

1. La demande relative à la réalisation d'un test collectif 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 transmise à l'agent – Planification réseau – Retraits (CCR).

Le producteur doit planifier l'essai en tenant compte des particularités relatives à son installation (ex. : période de formation de la couverture de glace).

La planification de l'essai par le producteur doit être terminée **avant midi**, au moins **4 jours ouvrables** avant la réalisation de l'essai.

2. L'agent – Planification réseau – Retraits analyse la demande en fonction de l'impact sur la fiabilité du RTP.
  - a. Si la fiabilité du RTP n'est pas compromise, la demande est approuvée.
  - b. Si, toutefois, la demande est refusée, il en informe le producteur en lui précisant les raisons de ce refus.

Dans le cas d'un refus, l'agent – Planification réseau – Retraits propose au producteur un autre moment pour la réalisation du test collectif.

## 6.6. COMMUNICATIONS LORS D'UN ESSAI DE PERFORMANCE

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

### 6.6.1. Installations de production raccordées au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie

Une heure avant l'essai

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

Dans le cas contraire, le répartiteur CER annule le test et informe le producteur des raisons de ce refus. Ce dernier doit alors planifier à nouveau le test selon l'article 6.5.1.



3. Le répartiteur CCR analyse l'impact du test sur la fiabilité du RTP. Si la demande ne compromet pas la fiabilité du RTP et les programmes d'échange, il donne l'autorisation de procéder au répartiteur CER. Le répartiteur CER communique ensuite avec le producteur pour lui indiquer qu'il peut commencer le test au moment prévu.

Dans le cas contraire, le répartiteur CCR avise le répartiteur CER que le test compromet la fiabilité du RTP. Le répartiteur CER en informe le producteur, qui doit alors planifier à nouveau le test selon l'article 6.5.1. Les raisons interdisant la réalisation du test lui sont également communiquées.

#### Au début du test

À l'heure prévue pour le test ou à l'heure indiquée par le répartiteur CER, ce dernier demande au producteur de l'installation concerné 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 l'installation de production note toute situation particulière survenue pendant le test et transmet l'information au répartiteur CER, qui la consigne.

#### Fin du test

À la fin du test, l'exploitant désigné de l'installation de production doit aviser le répartiteur CER de toute restriction, contrainte ou alarme survenue relativement aux appareils sollicités durant le test. Le répartiteur CER 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 l'installation de production 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.

### **6.6.2. Installations de production raccordées au réseau d'un transporteur auxiliaire**

#### Une heure avant l'essai

1. Le jour du test, une heure avant le moment prévu pour la vérification, le producteur concerné 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 RTP. Si la demande ne compromet pas la fiabilité du RTP et les programmes d'échange, il donne l'autorisation de procéder au producteur.

Dans le cas contraire, le répartiteur CCR avise le producteur que le test compromet la fiabilité du RTP. Le producteur doit alors planifier à nouveau le test selon l'article 6.5.2. Les raisons interdisant la réalisation du test lui sont également communiquées.

#### Au début du test

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

#### En cours de test

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

### Fin du test

À la fin de l'essai de performance, l'exploitant désigné de l'installation de production doit aviser le répartiteur CCR de toute restriction, contrainte ou alarme survenue relativement aux appareils sollicités durant le test.

À la fin de la vérification, le répartiteur CCR demande à l'exploitant désigné de l'installation de production 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.

## **6.7. RÉALISATION DE L'ESSAI DE PERFORMANCE**

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

## **6.8. 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 installation de production dans les conditions qui prévalaient au moment du test), le producteur concerné doit fournir une explication à la direction – Contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec TransÉnergie dans les 30 jours suivant la transmission des résultats. Le producteur doit également fournir la liste des actions mises en œuvre afin de corriger cet écart.

Au besoin, le producteur met à jour les paramètres fournis pour cette installation de production. Si le producteur n'est pas en mesure d'expliquer la différence, le test doit être repris.

## **6.9. IMPOSSIBILITÉ D'ATTEINDRE LES VALEURS DÉCLARÉES**

En tout temps, lorsqu'une installation de production 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 de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie ;
- aviser le répartiteur CCR dès que possible si l'installation de production est raccordée au réseau d'un transporteur auxiliaire.

De plus, le producteur doit fournir un plan d'action visant à corriger cet écart, et ce, dans les 30 jours suivant le constat.

Si la valeur déclarée ne peut être atteinte de façon permanente, le producteur doit réaliser à nouveau la vérification collective dès que possible et soumettre les résultats à la direction – Contrôle des

---

<sup>1</sup> 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 maximale aux bornes de l'alternateur, courant maximal du stator ou du rotor.


mouvements d'énergie d'Hydro-Québec TransÉnergie dans les 30 jours suivant la réalisation de la vérification.

## 7. COORDONNÉES

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

 [CME\\_Verification\\_PO\\_max@hydro.qc.ca](mailto:CME_Verification_PO_max@hydro.qc.ca)

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

Répartiteurs CCR	 844 870-6800 844 870-6801 844 870-6800
------------------	--

### Agents – Planification – Retraits et production

Chicoutimi	 418 696-3815 ou 819 764-5124, poste 4320  Agent_Planification_Nord@hydro.qc.ca
Rouyn-Noranda	 819 764-5124, poste 4326, 4313 ou 4378  Agent_Planification_Nord@hydro.qc.ca
Baie-Comeau	 1 866 561-5697, poste 3909  Agent_Planification_Est@hydro.qc.ca.
Québec	 1 866 561-5697, poste 3906, 3908 ou 3907  Agent_Planification_Est@hydro.qc.ca
Trois-Rivières	 819 694-2432, 819 694-2508, 819 694-2600, 819 694-2543 ou 819 694-2422  Agent_Planification_Est@hydro.qc.ca
Montréal	 1 866 604-4041, poste 3904, 3905, 3906, 3907 ou 3908  Agent_Planification_Sud@hydro.qc.ca
Saint-Jérôme	 1 866 604-4041, poste 3901, 3902, 3903  Agent_Planification_Sud@hydro.qc.ca
<b>Agents – Planification réseau – Retraits</b>	
Montréal	 514 289-3150, 514 289-3845, 514 289-4364, 514 289-4368 ou 514 289-5998 Téléc. 514 289-4556  PCME-Retrait@hydro.qc.ca

**Note :** Pour joindre les répartiteurs CER des centres de téléconduite, utiliser les numéros de téléphone indiqués dans les instructions communes.

## 8. 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 à 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 <i>Code de conduite du coordonnateur de la fiabilité</i> 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 : ajout de la prise en compte de 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 à la section 1, 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 qu'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 liées aux centrales raccordées au réseau de HQT de celles liées aux centrales raccordées à un réseau privé (y compris la centrale des Churchill</li> </ul>

		Falls).
--	--	---------

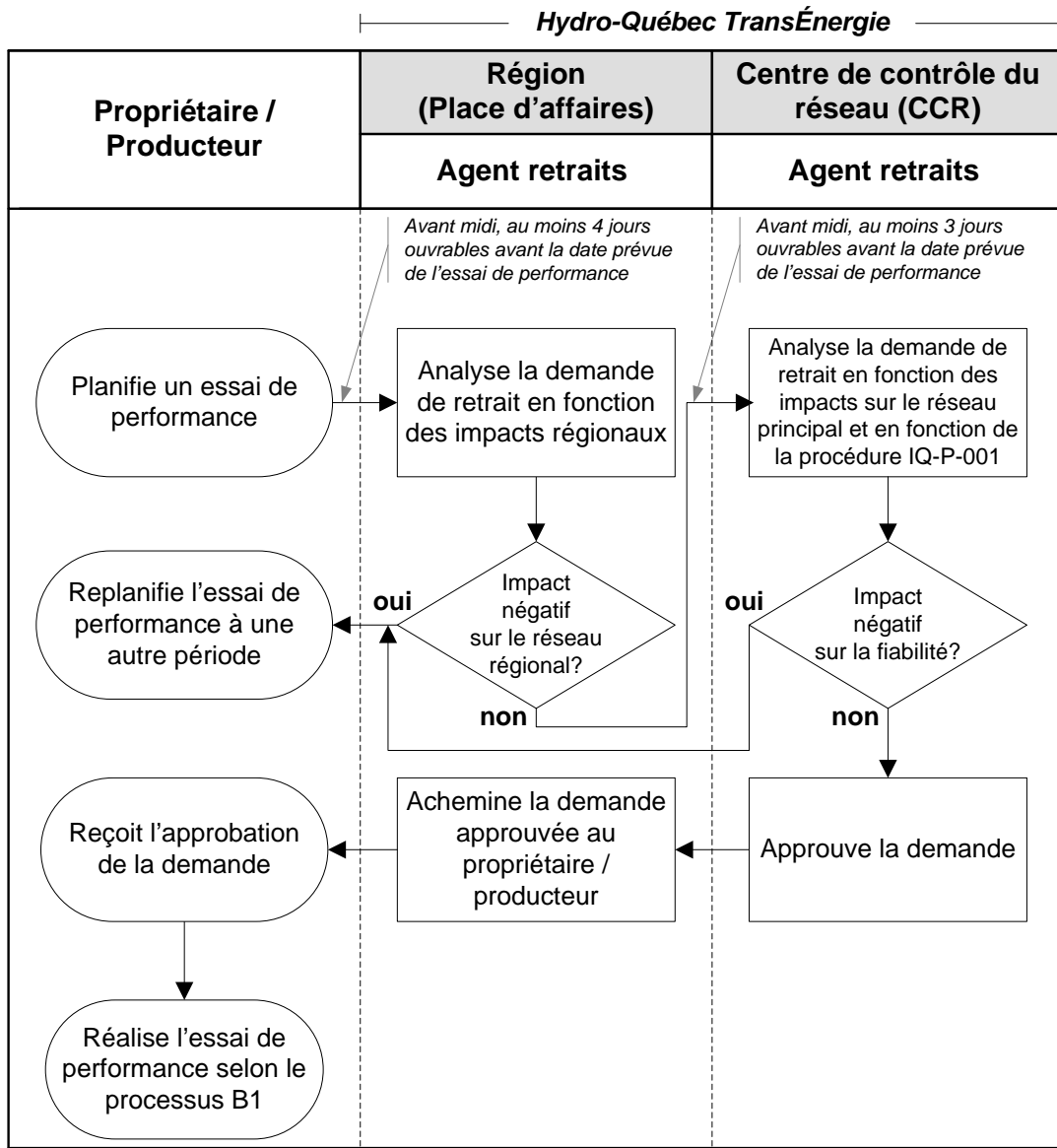
Date	Changements	Raisons
2009-10-16 (suite)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sections 5.3 et 6.2 : modification des dates limites pour la remise de la compilation des résultats ou des données de performance.</li> <li>• Sections 4.2.4, 5.3 et 6.2 : utilisation des formulaires fournis pour la compilation des résultats ou des données de performance.</li> <li>• Modification au titre de la procédure.</li> <li>• Section 8 : élimination des coordonnées de l'agent principal – Exploitation du 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 renvois 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 la Chute-des-Chats.</li> </ul>
2010-10-18	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cette procédure s'adresse également aux exploitants d'installations de production.</li> <li>• La direction – Contrôle des mouvements d'énergie se nomme désormais Contrôle et exploitation du réseau.</li> <li>• Les agents – Planification du réseau – Retraits 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 également être transmis à la direction – CER.</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 la Chute-des-Chats – Processus particuliers pour la</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise à jour de la conformité en lien avec la norme 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 hors 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 la Chute-des-</li> </ul>

	planification et la réalisation des tests : cette annexe a été retirée de ce document.	Chats, car celle-ci est située dans la zone d'équilibrage de l'Ontario.
--	--	---

Date	Changements	Raisons
2014-05-09	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La direction – Contrôle et exploitation du réseau se nomme maintenant direction – Contrôle des mouvements d'énergie.</li> <li>• Section 2 : modifications.</li> <li>• Section 4.2.3 : le test individuel doit être réalisé aux 5 ans (au lieu d'aux 6 ans).</li> <li>• Section 4.2.6, point 2 : ajout.</li> <li>• Section 4.3.4 : modifications.</li> <li>• Section 6.1 : modifications.</li> <li>• Section 7 : modifications.</li> <li>• Section 8 : nouvelle.</li> <li>• Section 9 : modifications.</li> <li>• Annexe C : l'entreprise se nomme maintenant Produits forestiers Résolu.</li> <li>• Annexe F : modifications.</li> <li>• Document, remplacement du terme « parc éolien » par « centrale éolienne ».</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise à jour.</li> <li>• Mise à jour de la conformité. Ajout, norme VAR-001-3.</li> <li>• Nouvelle exigence.</li> <li>• Ajout d'un critère d'exploitation.</li> <li>• Ajout de raisons pour une exemption.</li> <li>• Modification des données de performance à soumettre.</li> <li>• Le plan d'action doit être fourni dans les 30 jours suivant le constat.</li> <li>• Transmission des résultats des tests individuels à HQT.</li> <li>• Mise à jour.</li> <li>• Mise à jour.</li> <li>• Mise à jour selon la section 6.1 et demande d'information additionnelle.</li> <li>• Afin d'uniformiser les termes avec le document Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport.</li> </ul>
2017-09-01	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise à jour de l'ensemble de la procédure IQ-P-001 pour l'adapter aux exigences des normes NERC MOD-025-2 et NERC TOP-003-3.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise à jour complète.</li> </ul>

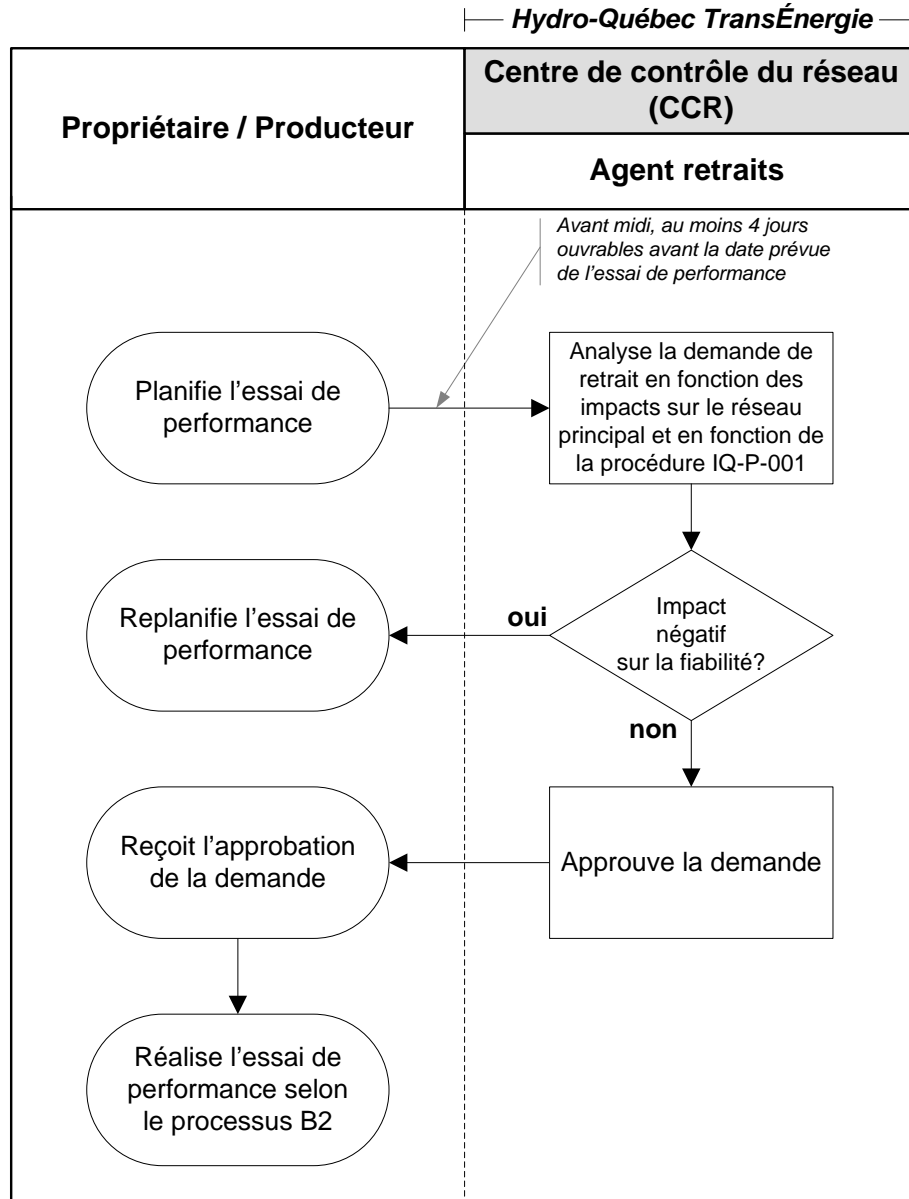
ANNEXE A PROCESSUS – PLANIFICATION DES ESSAIS DE PERFORMANCE

**Processus A1**  
**Installations de production ou compensateurs synchrones**  
**raccordés au réseau de transport de HQT**





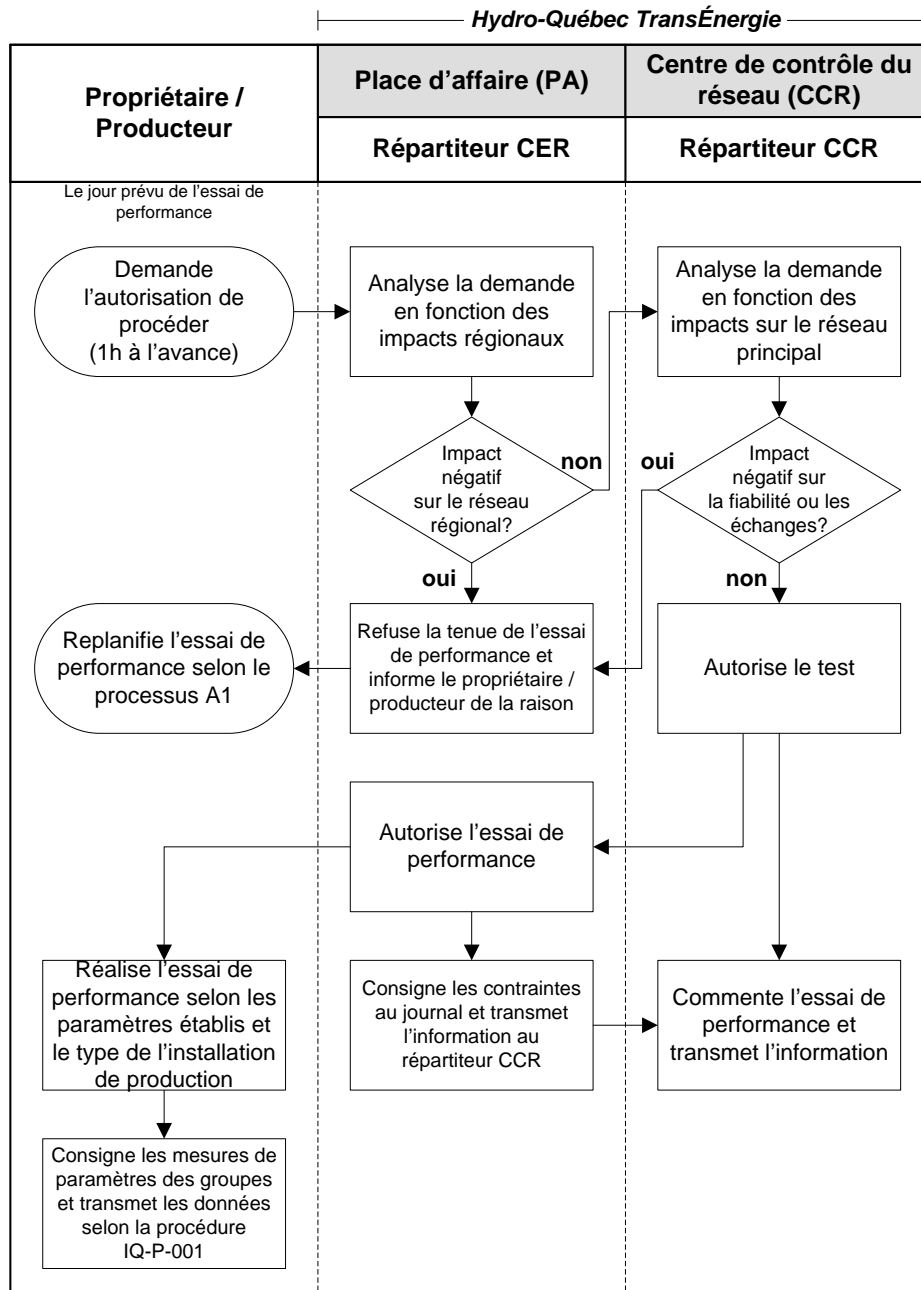
**Processus A2**  
**Installations de production ou compensateurs synchrones raccordées à un transporteur auxiliaire**



ANNEXE B

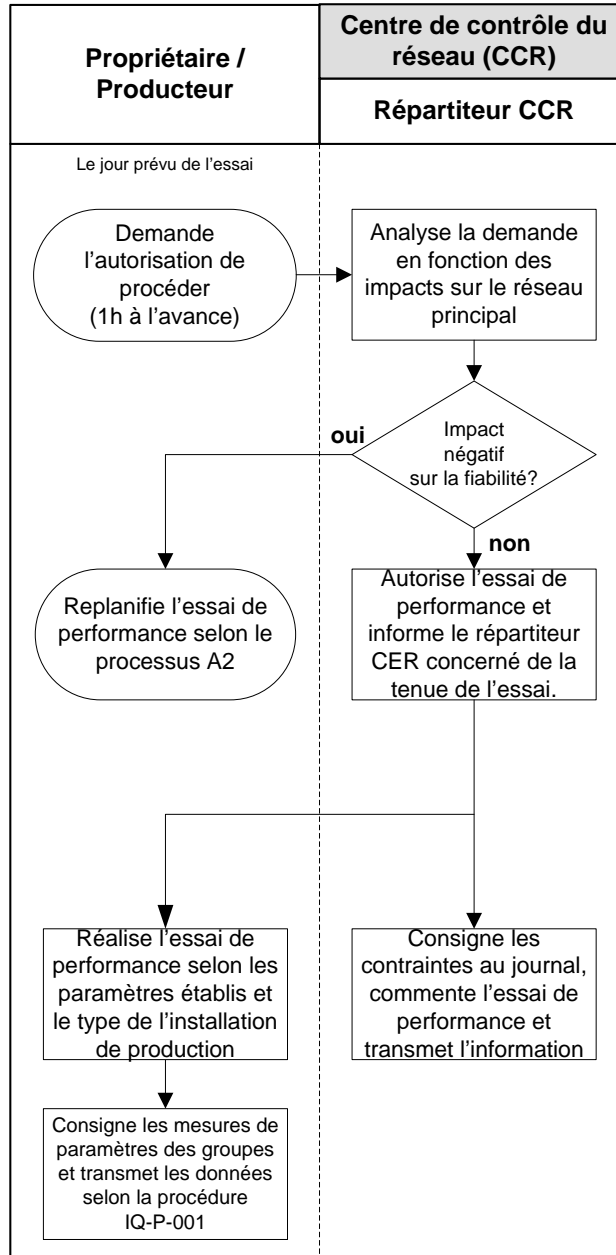
PROCESSUS – COMMUNICATONS LORS D’UN ESSAIS DE PERFORMANCE

**Processus B1**  
**Installations de production ou compensateurs synchrones**  
**raccordées au réseau de transport de HQT**



**Processus B2**  
**Installations de production ou**  
**compensateurs synchrones raccordées**  
**à un transporteur auxiliaire**

— Hydro-Québec TransÉnergie —



## ANNEXE C RÉSULTATS – VÉRIFICATION COLLECTIVE

Date des tests (aaaa-mm-jj) : [      -      -      ]

Nom de l'installation de production	Consommation des services auxiliaires de l'installation de production	Heure	Production totale		T de l'eau <sup>1</sup> (centrale hydraulique)	T de l'air <sup>2</sup>	Niveau amont	Niveau aval	Commentaires
			(MW)	(Mvar)	(°C)	(°C)	(m)	(m)	
	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 : \_\_\_\_\_ Entreprise : \_\_\_\_\_

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

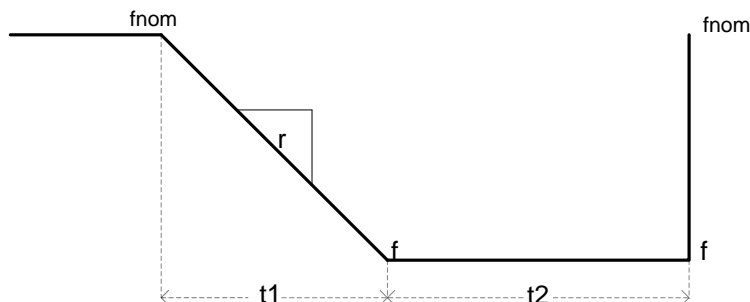
Les résultats de ces essais doivent montrer que la centrale éolienne répond aux spécifications décrites à la section *Exigences relatives à la régulation de fréquence (réponse inertielle)* du document *Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau 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.

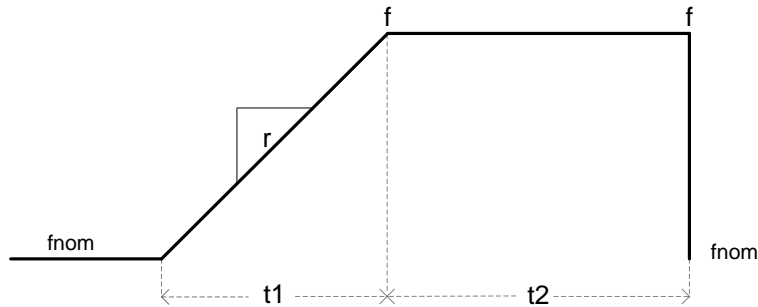
Les essais consistent à appliquer des signaux de fréquence de durée limitée, directement au système de régulation de fréquence de l'éolienne. Ces signaux ont le profil suivant :

#### Pour les essais de la partie 1



---

## Pour les essais de la partie 2



La valeur des paramètres  $f$ ,  $t1$ ,  $t2$  et  $r$  sont définis pour chaque essai. Dans la section qui suit, ces valeurs sont données 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,  $t1 = 20$  secondes,  $t2 = 15$  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,  $t1 = 4$  secondes,  $t2 = 2$  secondes,  $r = 0.10$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C1.3**  $f = 59$  Hz,  $t1 = 10$  secondes,  $t2 = 10$  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,  $t1 = 10$  secondes,  $t2 = 10$  secondes,  $r = 0.15$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C1.5**  $f = 59$  Hz,  $t1 = 10$  secondes,  $t2 = 35$  secondes,  $r = 0.10$  Hz/seconde  
Production entre 30% et 90 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C1.6**  $f = 59$  Hz,  $t1 = 10$  secondes,  $t2 = 35$  secondes,  $r = 0.10$  Hz/seconde  
Production entre 5% et 10 % de la puissance nominale de l'éolienne.

**Test C1.7**  $f = 59$  Hz,  $t1 = 10$  secondes,  $t2 = 35$  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.