

PANNEAUX SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL

Table des matières

	Page
1.0 OBJET DE LA PRÉSENTE FICHE TECHNIQUE	3
1.1 Modifications	3
2.0 RECOMMANDATIONS POUR LA PRÉVENTION DES SINISTRES	3
2.1 Construction et emplacement	3
2.1.1 Généralités	3
2.1.2 Vent	4
2.1.3 Grêle	5
2.1.4 Neige, pluie et gel	5
2.1.5 Séisme	6
2.1.6 Inondation	7
2.1.7 Incendie	7
2.2 Protection	7
2.2.1 Protection électrique	7
2.2.2 Protection contre la foudre et les surtensions transitoires	8
2.2.3 Incendie	8
2.3 Équipements et procédés	8
2.3.1 Risques naturels	8
2.3.2 Équipements électriques	8
2.4 Exploitation et maintenance	8
2.5. Facteur humain	11
2.5.1 Planification de la coordination et de l'intervention d'urgence	11
2.5.2 Protocoles défensifs contre la grêle	11
2.5.3 Travaux par point chaud	11
2.6 Surveillance du site	12
3.0 EXPLICATIONS DES RECOMMANDATIONS	12
3.1 Résistance au vent des panneaux à suiveur solaire (à un ou deux axes)	12
3.2 Grêle	13
3.3 Zones désertiques	13
3.4 Séisme	14
3.4.1 Conception sismique des structures et des équipements classiques	14
3.4.2 Qualification sismique des équipements des postes électriques	15
3.4.3 Essais sur table de simulation des performances sismiques des panneaux photovoltaïques ...	16
3.5 Incendie	19
3.6 Défaut de mise à la terre CC dans des groupes PV	20
3.8 Statistiques de sinistres	20
3.8.1 Grêle	20
4.0 RÉFÉRENCES	21
4.1 FM	21
4.2 Autres	22
ANNEXE A GLOSSAIRE	22
ANNEXE B HISTORIQUE DE RÉVISION DU DOCUMENT	24



ANNEXE C INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES	25
C.1 Généralités	25
C.2 Tendances en matière de panneaux solaires photovoltaïques	25
C.3 Types de cellules photovoltaïques	26
C.4 Types de systèmes photovoltaïques	26
C.4.1 Panneaux PV plans.....	26
C.4.2 Systèmes à concentration	27
C.5 Structures porteuses	27
C.6 Équilibrage du système (BOS).....	27
C.6.1 Unité de conditionnement d'énergie (PCU).....	27
C.6.2 Batteries	28
C.6.3 Autres appareils	28
ANNEXE D DONNÉES DE CONFIGURATION DES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL - PROTECTION CONTRE LE VENT ET LA GRÊLE	28

Liste des figures

Fig. 2.4.8.1.1-1. Système électrique CC pour un groupe PV type.....	9
Fig. 2.4.8.1.1-2. Système électrique CA pour une centrale électrique PV type.....	10
Fig. 3.4.3.1-1. Spectre de réponse requis élevé et spectres de performances élevés à 2 % d'amortissement.....	16
Fig. 3.4.3.1-2. Spectre de réponse requis modéré et spectres de performances modérés à 2 % d'amortissement	17

Liste des tableaux

Tableau 2.1.3.1. Degrés minimaux de résistance à la grêle pour les panneaux photovoltaïques.....	5
Tableau 2.4.8.2.1. Valeurs minimales de la résistance d'isolement du groupe selon la norme IEC 62446, Grid Connected Photovoltaic Systems — Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection.....	9
Tableau 3.3-1. Comparaison entre les essais de soufflage de poussière des normes MIL et IEC	13
Tableau 3.3-2. Comparaison entre les essais de soufflage de sable des normes MIL et IEC	14
Tableau 3.4.2. Conversion en niveaux de qualification sismique de l'IEEE 693	15
Tableau C.2. Capacité solaire photovoltaïque installée dans le monde	26

1.0 OBJET DE LA PRÉSENTE FICHE TECHNIQUE

Cette fiche technique de prévention des sinistres fournit des consignes et recommandations pour la conception, l'installation et la maintenance de systèmes solaires photovoltaïques (PV) montés au niveau du sol. Les recommandations concernent les groupes photovoltaïques fixes, ainsi que ceux qui comprennent un système permettant de suivre la course du soleil. Les technologies de production d'électricité solaire à partir de panneaux photovoltaïques installés en toiture sont présentées dans la fiche technique 1-15, *Roof-Mounted Solar Photovoltaic Panels*. Les systèmes solaires sur eau (flottants) ne sont pas traités dans la présente fiche technique.

1.1 Modifications

Octobre 2024. Révision intermédiaire. Ajout d'instructions supplémentaires sur les stratégies défensives contre la grêle, notamment au niveau de la conception des panneaux et des protocoles de prévention des sinistres en cas de grêle.

2.0 RECOMMANDATIONS POUR LA PRÉVENTION DES SINISTRES

2.1 Construction et emplacement

2.1.1 Généralités

2.1.1.1 Suivre les recommandations de la fiche technique 1-0, *Safeguards During Construction*, pendant les travaux et pour toute modification.

2.1.1.2 Installer et disposer les groupes électrogènes et alimentations de secours conformément à la fiche technique 5-23, *Design and Protection for Emergency and Standby Power*.

2.1.1.3 Installer et disposer tous les panneaux solaires de façon à respecter une distance de séparation adéquate par rapport aux stocks et éléments de construction combustibles, conformément à la fiche technique 1-20, *Protection Against Exterior Fire Exposure*.

2.1.1.4 Installer et disposer les transformateurs conformément à la fiche technique 5-4, *Transformers*.

2.1.1.5 Respecter une distance de séparation entre les panneaux photovoltaïques et les équipements présentant un risque d'incendie, conformément aux recommandations concernant les matériaux de construction exposés incombustibles des panneaux bifaciaux (verre-verre) et les matériaux de construction exposés combustibles des panneaux monofaciaux. Les équipements à risque comprennent les transformateurs (voir la fiche technique 5-4) et les systèmes de stockage d'énergie (voir la fiche technique 5-33). Voir la section 2.1.7.3 de ce document pour le risque de feu de forêt.

2.1.1.6 Installer et disposer le poste électrique conformément à la fiche technique 5-19, *Switchgear and Circuit Breakers*.

2.1.1.7 Construire les bâtiments auxiliaires avec des matériaux résistants au feu (bâtiments TGBT, bâtiments de contrôle, etc.). Voir la fiche technique 1-1, *Firesafe Building Construction and Materials*.

2.1.1.8 Concevoir les fondations en béton de la structure de support des panneaux conformément à la norme ACI 318, *Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary*, ou toute autre norme comparable en dehors des États-Unis.

2.1.1.9 Se reporter à la fiche technique 10-6, *Arson and Other Incendiary Fires* pour plus d'informations concernant la protection contre les incendies volontaires.

2.1.1.10 Aménager une route d'au moins 6,1 m de large (ou de dimensions conformes à la réglementation locale) menant au site et à ses alentours afin d'assurer l'accessibilité de la ferme solaire aux équipements de lutte contre l'incendie. Lorsque les rangées/chaînes font plus de 180 m de long, aménager d'autres voies d'accès espacées en fonction de la longueur maximale des lances des pompiers. Consulter la brigade locale pour savoir si une zone tampon est nécessaire entre la route d'accès et la limite extérieure de la ferme solaire. Voir aussi la section 2.1.6 pour la protection anti-inondation des voies d'accès et la section 2.1.7.3 pour la protection contre les feux de forêt.

2.1.1.11 Consigner les caractéristiques techniques relatives à la grêle et au vent, ainsi que les résultats des essais. Voir l'annexe D pour une liste des documents recommandés au minimum.

2.1.2 Vent

2.1.2.1 En raison du risque considérable de dommages dus à la pression du vent et aux débris transportés par ce dernier, éviter d'installer des panneaux solaires au sol dans les régions sujettes aux tempêtes tropicales (ouragans, typhons et cyclones, tels que définis à l'annexe A) et dans les zones exposées à d'importants débris transportés par le vent, tels que définis ci-dessous :

1. D'importants débris peuvent être transportés par le vent lorsque la vitesse de ce dernier est supérieure ou égale à 54 m/s, ou comprise entre 49 m/s et 54 m/s si le site se trouve à moins de 1,6 km d'une côte (voir aussi la fiche technique 1-28, *Wind Design*)

2. De petits débris (gravier de toiture) peuvent être transportés par le vent lorsque la vitesse de ce dernier est supérieure ou égale à 45 m/s. Se reporter à la fiche technique 1-28 pour connaître la distance de sécurité adéquate par rapport aux bâtiments comportant du gravier en toiture.

2.1.2.2 Lorsqu'il est impossible d'éviter l'installation de panneaux PV solaires au sol dans une région sujette à la projection de débris transportés par le vent (tels que décrits à la section 2.1.2.1), installer les panneaux à distance de débris potentiels, tels que définis dans la fiche technique DS 1-28.

2.1.2.3 Panneaux à inclinaison fixe

2.1.2.3.1 Concevoir le système conformément à la norme ASCE 7-22, *Minimum Design Loads and Associated Criteria for Buildings and Other Structures* ou réaliser des essais en soufflerie à couche limite atmosphérique (BLWT) sur les modèles de chaînes afin de déterminer les coefficients de pression de vent et les effets de l'ombrage, dans la mesure du possible. Les essais BLWT devraient être effectués conformément à la norme ASCE 49-21, *Wind Tunnel Testing for Buildings and Other Structures*.

2.1.2.3.2 Concevoir les panneaux solaires et leurs fixations en fonction des vitesses de vent, des facteurs d'importance et des rugosités de surface exposées, conformément aux indications de la fiche technique 1-28, *Wind Design*, quel que soit leur emplacement. Utiliser les coefficients de pression déterminés à la section 2.1.2.3.1. Utiliser un facteur d'importance de 1,15. En principe, utiliser l'exposition C pour les installations dans des zones non côtières. Utiliser un facteur de sécurité minimal de 2 pour tous les raccords. Utiliser des normes reconnues pour établir les facteurs de sécurité correspondant aux différents composants et modes de défaillance.

2.1.2.3.3 Ne pas utiliser des panneaux solaires ballastés installés au sol.

2.1.2.4 Panneaux à suiveur solaire (à un ou deux axes)

2.1.2.4.1 Concevoir et installer les panneaux solaires après évaluation par un prestataire externe des charges de vent et de la résistance structurelle. Prendre en compte les charges statique, dynamique et aérodynamique adaptées au site d'installation.

2.1.2.4.2 Installer au moins deux anémomètres de chaque côté du groupe de panneaux.

2.1.2.4.3 Asservir les panneaux mobiles pour qu'ils pivotent jusqu'à la position de mise en sécurité prévue dès que l'un des anémomètres mesure des vitesses de vent inférieures de 25 % aux vitesses déterminées comme cause d'instabilité (galop en torsion) lors des essais en soufflerie.

2.1.2.5 Structures PV en hauteur (carports)

2.1.2.5.1 Calculer les charges de vent des structures PV en hauteur, telles que des carports, sur la base des essais en soufflerie ou des charges prescrites par la norme ASCE 7-22 applicables aux structures.

Les charges de vent prescrites par la norme ASCE 7-22 devraient tenir compte des éléments suivants :

A. Pour les systèmes principaux de résistance à la force du vent (MWFERS), tels que les colonnes et les charpentes primaires et secondaires des toits, dans les bâtiments ouverts et les toits monopentes avec $\Theta \leq 45^\circ$, utiliser la figure 27.3-4 de la norme ASCE 7-22.

B. Pour les modèles PV et leurs raccords aux charpentes de toit dans les structures ouvertes et les toits monopentes avec $\Theta \leq 45^\circ$, utiliser la figure 30.5-1 de la norme ASCE 7-22.

C. Lorsque la hauteur standard des véhicules situés sous les carports est $\leq 50\%$ de la hauteur moyenne du toit (h), utiliser les coefficients de pression correspondant à un courant d'air libre (sans obstruction) sous le carport.

En fonction d'autres facteurs liés au vent, la résistance à la pression requise sur la base des coefficients normatifs pour la zone 3 et, dans certains cas, la zone 2, peut être difficile à obtenir avec les modules PV actuellement disponibles, compte tenu d'une surface d'exposition au vent plus petite et des coefficients de pression correspondants plus élevés. Dans ces zones de vent, envisager des essais en soufflerie ou l'utilisation de panneaux vierges.

2.1.3 Grêle

2.1.3.1 Déterminer la cartographie et procéder à une évaluation des risques de grêle.

2.1.3.2 Utiliser des modules PV présentant une résistance recommandée pour les régions sujettes aux chutes de grêle, telles que définies dans la fiche technique 1-34, *Hail Damage*. Voir le tableau 2.1.3.1 et la section 3.2.

Les méthodes de test en vigueur pour les panneaux solaires installés au sol sont celles des normes ANSI/FM 4473 et UL 61730/IEC 61215. Avec ces méthodes, veiller à ce que les conditions d'essai reflètent la taille des grêlons et l'énergie d'impact minimale indiquées au tableau 2.1.3.1.

Tableau 2.1.3.1. Degrés minimaux de résistance à la grêle pour les panneaux photovoltaïques

Région sujette aux chutes de grêle	Diamètre équivalent minimal des grêlons (pouces)	Énergie d'impact minimale (pieds-livre)	Diamètre équivalent minimal des grêlons (mm)	Énergie d'impact minimale (j)
Grêle modérée	1,5	8	38	11
Grêle violente	1,75	14	44	19
Grêle très violente	2,5	53	64	72

2.1.3.3 Sur la base de l'évaluation des risques de grêle, concevoir et construire des panneaux solaires à inclinaison variable pour permettre une stratégie défensive contre la grêle dans les zones exposées.

2.1.3.3.1 Dimensionner les panneaux solaires pour qu'ils résistent à la charge de vent la plus défavorable en position de protection contre la grêle.

2.1.3.3.2 Automatiser le dispositif de protection contre la grêle en fonction des alertes émises par un service météorologique fiable, 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7.

2.1.4 Neige, pluie et gel

Utiliser des panneaux solaires et des structures porteuses capables de supporter les charges dues à la neige, aux chutes de pluie sur la neige et à l'accumulation de glace. Tenir compte de la résistance et de la rigidité des panneaux et des structures pour déterminer leur capacité à supporter ces charges. Respecter les instructions de la fiche technique 1-54, *Roof Load for New Construction*, ainsi que les recommandations suivantes :

- A. Considérer que les panneaux solaires se comportent comme une « toiture froide » en cas d'accumulation de neige afin de déterminer le facteur de pente C_s .
- B. Calculer la charge de neige en fonction de la pente la plus faible possible (la plus proche de l'horizontale) pour les panneaux solaires. Utiliser la pente recommandée par la fiche technique 1-54, *Roof Load for New Construction*, qui se rapproche le plus de la pente la plus faible adaptée aux panneaux solaires pour déterminer le facteur de pente C_s .
- C. En présence d'obstacles ou de caractéristiques susceptibles d'empêcher la neige de glisser le long des panneaux (notamment tout élément d'encadrement ou de montage faisant saillie, une couche de neige au sol suffisamment épaisse ou tout autre obstacle situé sous les panneaux), considérer que les panneaux relèvent de la catégorie « toutes les autres surfaces » pour déterminer le facteur C_s . Dans les autres cas, prendre en compte la catégorie « surface glissante non obstruée ». En cas de doute, déterminer le facteur C_s sur la base de la catégorie « toutes les autres surfaces ».
- D. Appliquer les charges liées aux chutes de pluie sur la neige et aux amas de glace, telles que décrites dans la fiche technique 1-54, *Roof Load for New Construction*.

2.1.5 Séisme

Les recommandations suivantes s'appliquent aux installations situées dans des zones sismiques caractérisées par une période de retour de 50 à 500 ans selon FM, telles que décrites dans la fiche technique 1-2, *Earthquakes*.

2.1.5.1 Suivre les indications relatives aux caractéristiques du site dans la fiche technique 1-2, *Earthquakes*.

2.1.5.2 Dimensionner et construire les bâtiments et les structures, les fixations des équipements, les supports et les fondations, les réservoirs, les renforts parasismiques au niveau des canalisations et les éléments non structurels de manière à garantir leur résistance aux mouvements sismiques, conformément à la fiche technique 1-2, *Earthquakes*, avec les recommandations supplémentaires suivantes.

2.1.5.2.1 Classer les bâtiments stratégiques ou abritant des équipements essentiels au fonctionnement continu de la centrale photovoltaïque au minimum dans la catégorie de risques III, avec un facteur d'importance sismique (I_e) de 1,25, conformément aux tableaux 1.5-1 et 1.5-2 de la norme ASCE 7-10, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*. Majorer les forces de conception sismiques habituelles d'un facteur de I_e lorsque le code de construction local repose sur la norme ASCE 7, ou d'un facteur équivalent lorsque la conception est basée sur une autre norme internationale.

2.1.5.2.2 Pour les équipements et leurs supports, les canalisations et les éléments non structurels dont le fonctionnement est indispensable à la sécurité des personnes après un séisme ou qui sont essentiels à la poursuite de l'exploitation de la centrale photovoltaïque, attribuer un facteur d'importance sismique (I_p) de 1,5, conformément à la section 13.1.3 de la norme ASCE 7-10. Cette recommandation concerne les fixations, les supports et l'ancrage des panneaux PV ainsi que des autres équipements électriques stratégiques. Majorer les forces de conception sismiques habituelles d'un facteur de I_p lorsque le code de construction local repose sur la norme ASCE 7 ou d'un facteur équivalent lorsque la conception est basée sur une autre norme internationale.

2.1.5.2.3 Installer des équipements de poste électrique ayant été qualifiés par des essais et/ou des analyses conformément à la norme IEEE 693, *IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations*.

A. Dans les zones sismiques caractérisées par des périodes de retour de 50 et 100 ans selon FM, utiliser uniquement des équipements respectant la section 8.3.1, « high seismic level » (niveau sismique élevé) de la norme IEEE 693-05.

B. Dans les zones sismiques caractérisées par des périodes de retour de 250 et 500 ans selon FM, utiliser uniquement des équipements respectant au minimum la section 8.3.2, « moderate seismic level » (niveau sismique modéré) de la norme IEEE 693-05.

2.1.5.2.4 Installer les panneaux photovoltaïques et les supports agréés FM. En outre, qualifier les panneaux PV et leurs supports à l'aide des résultats d'essais en analyse temporelle de performance sur table vibrante triaxiale, conformément à la norme IEEE 693-05, en supposant une valeur d'amortissement maximale de 2 %. Utiliser des spectres de niveau de performance deux fois supérieurs aux spectres de réponse requis (SRR) lorsque les essais sur table de simulation sismique sont effectués avec des supports dynamiquement équivalents aux supports en service, ou quatre fois supérieurs aux SRR lorsque les supports testés ne sont pas dynamiquement équivalents aux supports en service.

C. Dans les zones sismiques caractérisées par des périodes de retour de 50 et 100 ans selon FM, utiliser uniquement des groupes photovoltaïques et des supports respectant la section 8.4.1.1, « high performance level » (niveau de performance élevé), de la norme IEEE 693-05.

D. Dans les zones sismiques caractérisées par des périodes de retour de 250 et 500 ans selon FM, utiliser uniquement des groupes photovoltaïques et des supports respectant au minimum la section 8.4.1.2, « moderate performance level » (niveau de performance modéré), de la norme IEEE 693-05. Voir la section 3.4 pour de plus amples informations.

2.1.5.2.5 Installer les supports des panneaux photovoltaïques directement sur le sol. Ne pas installer les supports de panneaux PV dans ou sur un bâtiment ou une autre structure tant que des essais supplémentaires sur table de simulation sismique n'ont pas confirmé l'adéquation des panneaux.

2.1.5.2.6 En fonction des résultats des essais, protéger les points d'usure pour limiter l'abrasion des câbles et des composants, et prévoir suffisamment de jeu et de flexibilité au niveau du câblage électrique et des

autres raccordements entre les panneaux PV pour tenir compte du mouvement différentiel total prévisible lors d'un séisme.

2.1.6 Inondation

2.1.6.1 Respecter les recommandations de la fiche technique 1-40, *Inondation*, concernant les risques d'inondation, qu'ils soient liés à une crue fluviale, à une submersion marine ou à des eaux de ruissellement. Dans la mesure du possible, placer les équipements entre 0,3 et 0,6 m au-dessus du niveau moyen de la période de retour de 500 ans et canaliser les eaux de ruissellement de façon à empêcher tout affouillement du sol susceptible de porter atteinte aux équipements et aux structures. Si cette surélévation n'est pas réalisable, des protections anti-inondation temporaires devraient être mises en place conformément à la fiche technique 1-40.

2.1.6.2 Surélever les routes entre 0,3 et 0,6 m au-dessus du niveau moyen de la période de retour de 500 ans autour de la ferme solaire afin de faciliter l'accès pour la maintenance et les réparations après une inondation.

2.1.7 Incendie

2.1.7.1 Ne pas utiliser de panneaux PV contenant de la mousse plastique, comme de la mousse de polystyrène extrudé, à moins que ces éléments soient spécifiquement agréés FM pour les risques d'incendie extérieur. Voir aussi la section 2.1.1.5.

2.1.7.2 Installer des panneaux classés A ou B aux essais de propagation des flammes et aux essais relatifs aux éléments incandescents, recommandés dans le cadre de la norme ASTM E108, *Standard Test Methods for Fire Tests of Roof Coverings*.

2.1.7.3 Prévoir une protection adéquate contre les feux de forêt et de broussailles conformément à la fiche technique 9-19, *Wildland Fire*, et respecter une distance de séparation suffisante des stocks extérieurs de produits combustibles ou des bâtiments voisins protégés de manière inadéquate conformément à la fiche technique 1-20, *Protection Against Exterior Fire Exposure*.

2.1.7.4 Lorsque les fermes solaires sont situées dans des zones de végétation, assurer une irrigation adéquate afin d'éviter que la végétation constitue un risque d'incendie.

2.1.7.4.1 Si l'irrigation n'est pas envisageable, contrôler la croissance de la végétation (par exemple, par la tonte, le fauchage ou l'application d'herbicides) afin que sa hauteur n'excède pas 150 mm. Une hauteur de 150 mm est généralement recommandée pour éviter que la végétation constitue un risque d'incendie persistant.

2.1.7.4.2 En cas de recours à la tonte ou au fauchage pour contrôler la croissance de la végétation, retirer les résidus de coupe de la zone afin qu'ils ne constituent pas un risque d'incendie persistant.

2.2 Protection

2.2.1 Protection électrique

2.2.1.1 Groupe PV et onduleur

2.2.1.1.1 Installer une protection CC contre les défauts de mise à la terre pour les systèmes reliés à la terre.

2.2.1.1.2 Installer une protection contre les surintensités côté CA et côté CC de l'onduleur afin d'éviter les courts-circuits et les surcharges.

2.2.1.1.3 Installer une protection contre les surtensions et les sous-tensions côté CA et côté CC de l'onduleur.

2.2.1.1.4 Installer des relais de surfréquence et de sous-fréquence côté CA de l'onduleur.

2.2.1.1.5 Installer un interrupteur-sélecteur à la sortie de chaque boîtier de raccordement.

2.2.1.2 Installer une protection électrique pour les transformateurs des postes électriques conformément à la fiche technique 5-4, *Transformers*.

2.2.2 Protection contre la foudre et les surtensions transitoires

2.2.2.1 Équiper l'onduleur de parasurtenseurs côté CC et côté CA.

2.2.2.2 Prévoir un dispositif de suppression des surtensions transitoires pour les systèmes d'électronique de puissance, de contrôle et de communication.

2.2.2.3 Prévoir une protection contre la foudre et une protection contre les surtensions pour les équipements et systèmes électriques du poste du site photovoltaïque conformément à la fiche technique 5-11, *Lightning and Surge Protection for Electrical Systems*.

2.2.3 Incendie

2.2.3.1 Protéger les transformateurs à huile conformément à la fiche technique 5-4, *Transformers*.

2.2.3.2 Protéger les groupes électrogènes et les alimentations de secours conformément à la fiche technique 5-23, *Design and Protection for Emergency and Standby Power Systems*.

2.3 Équipements et procédés

2.3.1 Risques naturels

Lors de la conception du système, prendre des dispositions pour protéger les panneaux contre l'abrasion par la poussière, la terre, le sable et les débris transportés par le vent.

2.3.2 Équipements électriques

2.3.2.1 Prévoir une source d'alimentation électrique de secours pour le système de commande des panneaux solaires si la perte de ce dernier peut créer une situation à risques. À défaut, installer un système à sécurité positive qui placera les panneaux en position de sécurité en cas de coupure d'électricité.

2.3.2.2 Prévoir une autre source de courant pour le système de commande des panneaux solaires s'il est essentiel de manœuvrer ces derniers en position de sécurité pendant une tempête ou un orage de grêle.

2.3.2.3 Si des groupes électrogènes ou des alimentations de secours sont installés pour les équipements et les systèmes, les disposer conformément aux indications de la fiche technique 5-23, *Design and Protection for Emergency and Standby Power Systems*.

2.4 Exploitation et maintenance

2.4.1 Procéder à des essais de mise en service pour établir les performances de référence de la ferme solaire.

2.4.2 Se reporter à la fiche technique 9-0, *Intégrité des équipements*, pour connaître les recommandations générales relatives à la mise en place d'un programme d'intégrité des équipements, comprenant notamment des programmes de maintenance et d'inspection des équipements et des systèmes.

2.4.3 Entretien tous les équipements du système de panneaux PV conformément aux recommandations du fabricant.

2.4.4 Contrôler tous les équipements pour recenser les dommages ou les travaux de maintenance requis à la suite d'une forte tempête de vent, de grêle ou de neige.

2.4.4 Tester au moins une fois par an les systèmes de panneaux PV avec des panneaux mobiles asservis aux anémomètres. Réaliser ces essais chaque année avant le début de la saison des tempêtes tropicales. Vérifier que l'anémomètre déclenche le mode d'arrêt à la vitesse de vent appropriée (inférieure ou égale à 15 m/s) et que les panneaux pivotent jusqu'à la position de repli prévue (normalement à l'horizontale) dans laquelle ils se trouveraient avant une forte tempête.

2.4.5 Inspecter les installations de panneaux solaires au moins une fois par an afin de vérifier que les raccords entre les panneaux et leurs supports ne sont ni desserrés, ni corrodés, que les pavés en béton ne se sont pas détériorés, et que les phénomènes de dilatation et de contraction dus aux variations de température n'ont pas causé de dommages. Resserrer les raccords et remplacer les matériaux corrodés ou détériorés si nécessaire.

2.4.6 Tester et entretenir les groupes électrogènes conformément à la fiche technique 5-23, *Design and Protection for Emergency and Standby Power Systems*.

2.4.7 Tester, inspecter et entretenir les équipements de détection et de protection incendie conformément aux fiches techniques 2-81, *Inspection, essai et maintenance des systèmes de protection incendie*, 5-4, *Transformers*, et 5-48, *Automatic Fire Detection*.

2.4.8 Maintenance des composants électriques

2.4.8.1 Généralités

2.4.8.1.1 La figure 2.4.8.1.1-1 représente un système électrique CC type destiné à un groupe PV. La figure 2.4.8.1.1-2 représente un système électrique CA type pour une grande centrale PV composée de nombreux groupes PV.

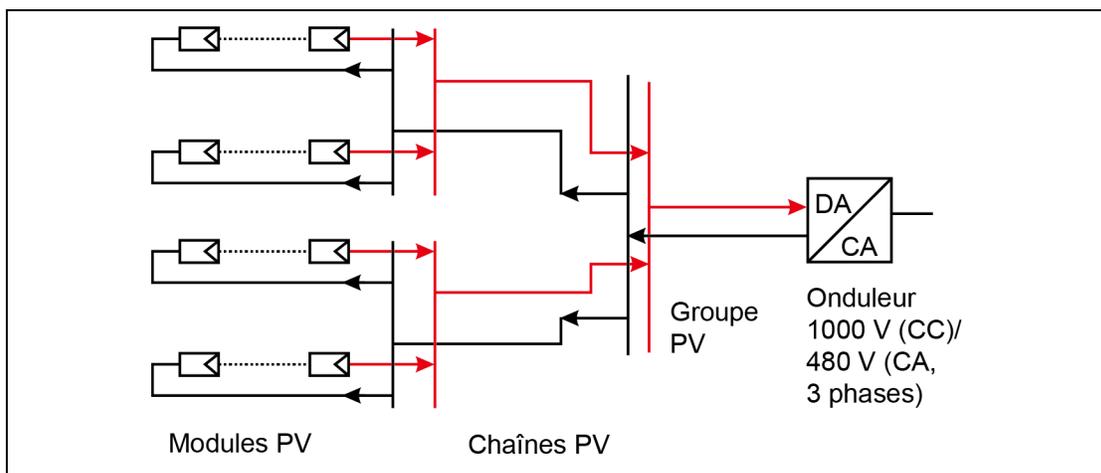


Fig. 2.4.8.1.1-1. Système électrique CC pour un groupe PV type

2.4.8.1.2 Procéder à des contrôles visuels et par thermographie de tous les composants électriques du système de panneaux PV, y compris les boîtes de jonction, les onduleurs et les circuits source, conformément à la fiche technique 5-20, *Electrical Testing*.

2.4.8.2 Câbles des groupes et chaînes

2.4.8.2.1 Tester régulièrement la résistance d'isolement du groupe PV. Adapter la fréquence des essais en fonction des conditions du site et de sa maintenance. En règle générale, ces essais devraient avoir lieu tous les trois ans. S'assurer que la résistance d'isolement minimale mesurée avec la tension d'essai appropriée correspond aux indications du tableau 2.4.8.2.1.

Tableau 2.4.8.2.1. Valeurs minimales de la résistance d'isolement du groupe selon la norme IEC 62446, *Grid Connected Photovoltaic Systems — Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection*

Tension du groupe (V)	Tension d'essai (V)	Résistance d'isolement minimale (MΩ)
120	250	0,5
120-500	500	1
> 500	1 000	1

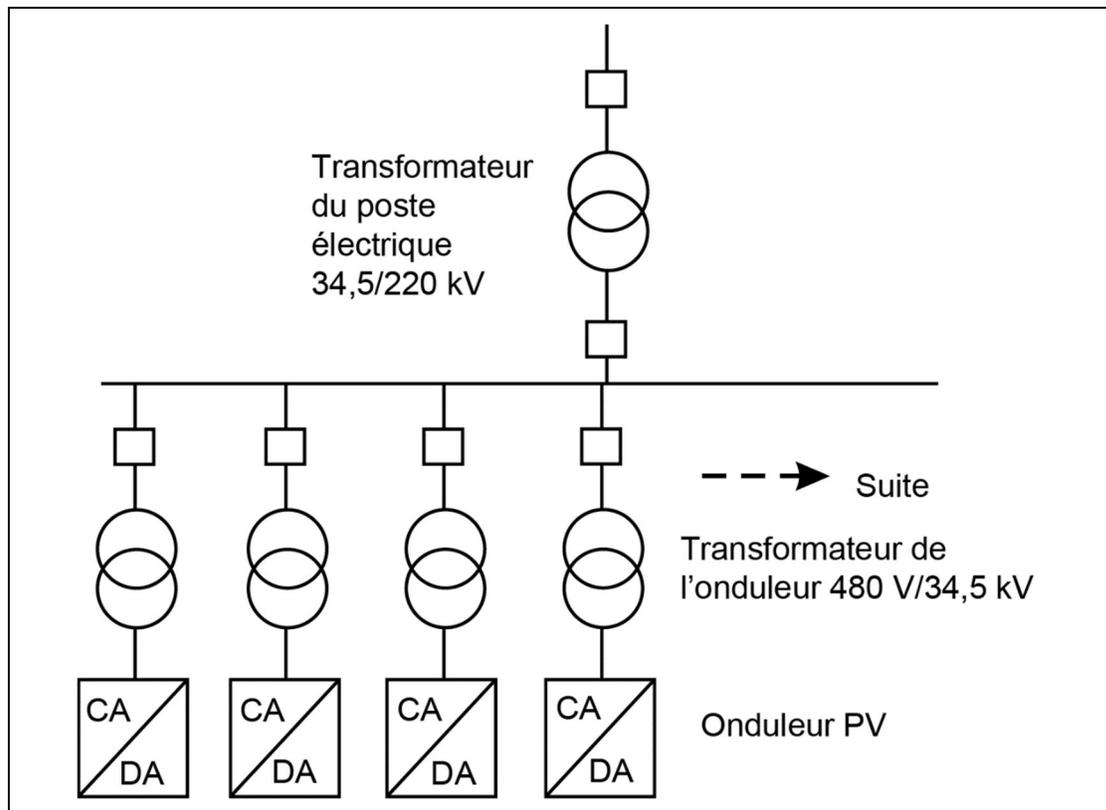


Fig. 2.4.8.1.1-2. Système électrique CA pour une centrale électrique PV type

2.4.8.2.2 Soumettre régulièrement chaque chaîne de modules à des essais de tension en circuit ouvert et de courant (en condition de court-circuit et en condition opérationnelle). Comparer la valeur mesurée à la valeur attendue pour les systèmes comportant plusieurs chaînes identiques et lorsque les conditions d'irradiance sont stables. Dans ce dernier cas, comparer les mesures de courant ou de tension en circuit ouvert dans différentes chaînes afin de s'assurer qu'elles ne diffèrent pas de plus de 5 % les unes des autres.

2.4.8.3 Onduleurs

2.4.8.3.1 Procéder régulièrement à des inspections et à des essais conformément aux spécifications du fabricant afin de s'assurer du bon fonctionnement des onduleurs.

2.4.8.3.2 Mesurer régulièrement la résistance de contact de toutes les connexions boulonnées et la comparer aux valeurs de connexions similaires. La fréquence des essais dépendra des conditions du site et de sa maintenance. En règle générale, ces essais devraient avoir lieu tous les trois ans.

2.4.8.4 Transformateurs et tableau électrique

2.4.8.4.1 Tester et inspecter les transformateurs et le tableau électrique conformément à la fiche technique 520, *Electrical Testing*.

2.4.8.5 Foudre et dispositif de mise à la terre

2.4.8.5.1 Tester les parasurtenseurs conformément à la fiche technique 5-19, *Switchgear and Circuit Breakers*.

2.4.8.5.2 Inspecter et tester régulièrement les dispositifs de mise à la terre et d'équipotentialité. Adapter la fréquence des essais en fonction des conditions du site. En règle générale, inspecter ces dispositifs pour déceler d'éventuels dommages lors des essais électriques réguliers, et mesurer l'impédance et vérifier la continuité tous les cinq à dix ans.

2.4.8.6 Poste électrique de la centrale PV

2.4.8.6.1 Procéder à la maintenance et aux essais des transformateurs du poste électrique conformément à la fiche technique 5-4, *Transformers*.

2.4.8.6.2 Procéder à la maintenance et aux essais du tableau et des relais de protection du poste électrique conformément à la fiche technique 5-19, *Switchgear and Circuit Breakers*.

2.5. Facteur humain

2.5.1 Planification de la coordination et de l'intervention d'urgence

2.5.1.1 Élaborer et mettre en place un plan d'intervention d'urgence, conformément à la fiche technique 10-1, *Planification de la coordination et de l'intervention d'urgence*.

2.5.1.2 Inclure les scénarios d'incendie potentiels dans le plan d'intervention d'urgence, conformément à la fiche technique 10-1, *Planification de la coordination et de l'intervention d'urgence*. Compte tenu de l'éloignement des centrales électriques solaires, l'intervention des pompiers peut être retardée. Il est donc essentiel d'établir un plan de coordination avec eux.

2.5.1.2.1 Élaborer et rédiger des procédures documentées pour accélérer l'accès et l'intervention d'urgence en cas d'événements tels qu'un incendie. Préparer des schémas permettant d'orienter les équipes d'intervention et indiquant l'emplacement des voies d'accès sur l'ensemble du site.

2.5.1.2.2 Former et habiliter des membres désignés du personnel à servir d'intermédiaires avec les pompiers.

2.5.1.2.3 Communiquer aux pompiers des informations suffisantes sur les risques d'incendie et les procédures d'intervention afin de les assister dans leurs opérations de lutte anti-incendie. Formaliser ces informations dans le plan de coordination avec les pompiers.

2.5.2 Protocoles défensifs contre la grêle

2.5.2.1 Élaborer des procédures d'alerte de grêle et de mise en sécurité des panneaux solaires à inclinaison variable.

2.5.2.2 Passer un contrat avec un service météorologique fiable. Demander à ce fournisseur d'informer les opérateurs de tout épisode de grêle potentiel 72, 48 et 24 heures à l'avance.

2.5.2.3 Élaborer des procédures et former les opérateurs et le personnel du site au déclenchement de positions de protection contre la grêle 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, sur la base des alertes du service météorologique. Les positions de protection contre la grêle devraient être engagées au moins 30 minutes avant l'arrivée de la tempête de grêle aux abords de la ferme solaire, plus le temps nécessaire pour que les suiveurs solaires atteignent la position de protection maximale et vérifient que la mise en sécurité a bien été effectuée.

2.5.2.4 Régulièrement, soit au moins une fois par trimestre, tester et valider les protocoles de mise en sécurité contre la grêle afin de garantir une intervention adéquate et le bon fonctionnement des suiveurs solaires. Consigner les résultats des essais en vue d'une analyse des tendances.

2.5.2.5 Replier les modules photovoltaïques à l'angle maximal admissible pour la vitesse de conception du vent, à l'opposé de la direction d'approche dominante de la tempête de grêle, dans les cas suivants :

- fermes solaires en construction (avant mise sous tension et mise en service) ;
- fermes en exploitation entre le coucher et le lever du soleil.

2.5.2.6 Pour les sites en construction, mettre en œuvre des protocoles de mise en sécurité des blocs d'alimentation déjà en service et produisant de l'électricité.

2.5.3 Travaux par point chaud

2.5.3.1 Établir un programme de gestion des travaux par point chaud conformément à la fiche technique 103, *Gestion des travaux par point chaud*.

2.6 Surveillance du site

Assurer une protection contre le vol ou le vandalisme. Elle pourrait comprendre, sans s'y limiter, une clôture, un éclairage extérieur, une surveillance permanente par des employés et un service de sécurité. Le niveau de protection nécessaire varie selon la valeur de l'installation. Pour plus d'informations, voir la fiche technique 9-1, *Supervision of Property*.

3.0 EXPLICATIONS DES RECOMMANDATIONS

3.1 Résistance au vent des panneaux à suiveur solaire (à un ou deux axes)

Les groupes équipés de suiveurs solaires sont conçus de telle sorte que les modules suivent la course du soleil dans le ciel. Ils optimisent ainsi l'angle auquel les modules captent le rayonnement solaire et, par conséquent, la production d'électricité du système. Les suiveurs solaires peuvent être à un ou deux axes, actifs ou passifs. Un suiveur à un axe déplace les modules sur un seul axe, généralement nord-sud pour former un arc d'est en ouest et suivre le soleil au lever et au coucher. Un suiveur à deux axes permet aux modules de se déplacer sur deux axes, à la fois nord-sud et est-ouest, afin de les orienter selon un angle maximal tout au long de l'année. Les suiveurs solaires actifs utilisent un système motorisé alimenté par le groupe solaire. Les suiveurs solaires passifs se déplacent en utilisant la chaleur du soleil pour dilater et contracter un système de mouvement mécanique à gaz. Chaque suiveur solaire présente des variations dans les températures de fonctionnement, les plages limite, la précision du suivi et la consommation énergétique du système d'entraînement.

Des vents violents peuvent soumettre les suiveurs solaires à des vibrations excessives, à des torsions et/ou à des déséquilibres de charge. En cas de déformation importante, les charges de vent changent en fonction de la forme prise par le suiveur solaire. Cette déformation aéroélastique peut entraîner une augmentation spectaculaire et intermittente des charges de vent, ce qui se traduit par un mouvement, une instabilité ou une excitation modale non négligeable. Les mouvements du suiveur solaire peuvent également modifier les schémas de circulation du vent autour du système, ce qui modifie ensuite les charges de vent sur les unités suivantes ou adjacentes.

Utiliser des essais en soufflerie, comme indiqué dans les normes ASCE 7-22 et ASCE 49-21, pour obtenir la pression de portance et de traînée, ainsi que les coefficients de moment appropriés pour les modules, les sections de rangée, les poteaux, les tubes de torsion et les systèmes d'entraînement. Les coefficients utilisés devraient tenir compte de l'ensemble des angles d'inclinaison et des directions de vent les plus défavorables. Ils sont établis pour la configuration des suiveurs solaires à l'état statique.

Les suiveurs solaires peuvent également subir des déplacements lorsqu'une charge est appliquée et des oscillations lorsque la charge est retirée. Les oscillations enregistrées par le système de montage peuvent accroître la charge du vent au-delà des charges statiques mesurées dans l'étude en soufflerie. Ces facteurs d'amplification de la charge dynamique comprennent, sans s'y limiter, la torsion autour de l'axe de rotation, la flexion des poteaux d'est en ouest et un mouvement ondulatoire le long de la rangée de modules. Ils varient en fonction de la zone tributaire et des conditions de charge du groupe, et devraient être pris en compte dans les calculs de résistance.

Si le suiveur solaire se déforme de manière significative (par exemple, avec une torsion de plus de 10 ° par rapport à la position nominale), il est probable que les charges de vent exercées changent. Cette déformation aéroélastique peut entraîner une augmentation spectaculaire et intermittente des charges de vent, ce qui se traduit par un mouvement, une instabilité ou une excitation modale beaucoup plus importants que ne le prévoient les facteurs d'amplification dynamique. L'instabilité et le mouvement modifié en cas de forte déformation peuvent être représentés à l'aide d'un modèle aéroélastique du suiveur solaire.

Chaque système est unique et cette fiche technique n'a pas vocation à prendre en compte toutes les variables de l'amplification de la charge ou de la conception aéroélastique. Les facteurs d'amplification dynamique, ainsi que les déformations subies dans les différents scénarios de charge, sont obtenus à partir d'essais grandeur nature des suiveurs solaires. Une évaluation par un prestataire externe est nécessaire pour toutes les charges de vent prévues, notamment les charges statiques, dynamiques et aéroélastiques s'exerçant à tous les angles d'inclinaison des suiveurs solaires et dans toutes les directions du vent.

Une description de la stratégie de mise en sécurité en cas de vent violent devrait être consignée pour tous les systèmes.

3.2 Grêle

Des grêlons d'un diamètre de 64 mm présentent une énergie d'impact environ deux fois supérieure à celle des glaçons de 51 mm utilisés pour obtenir une notation de classe 4 au titre de la norme ANSI/FM 4473, tandis que l'énergie d'impact de grêlons de 76 mm est environ 4,5 fois plus élevée que celle de ces mêmes glaçons. Pour connaître l'énergie d'impact de grêlons d'autres dimensions, se reporter à la fiche technique 1-34, *Hail Damage*.

3.3 Zones désertiques

Si les panneaux solaires doivent être installés en milieu désertique, ils seront sans doute exposés à des grains et de la poussière de sable en abondance. Ils devraient donc être testés conformément à la norme MIL-STD-810H du ministère de la Défense des États-Unis, Test Method Standard for Environmental Engineering Considerations and Laboratory Tests, et à la méthode de test 510.4, Sand and Dust. Il est également possible d'utiliser la norme IEC 60068-2-68 Environmental Testing - Part 2: Tests - Test L si les paramètres variables sont identiques ou supérieurs à ceux de la norme MIL, comme indiqué dans les tableaux 3.3-1 et 3.3-2.

Tableau 3.3-1. Comparaison entre les essais de soufflage de poussière des normes MIL et IEC

Condition d'exposition	Norme MIL	Norme IEC	Exigence d'équivalence*
Température	Température ambiante et température de fonctionnement élevée	Température n'excédant pas la température de fonctionnement maximale	Température ambiante et température de fonctionnement élevée
Humidité relative	< 30 %	< 25 %	Les deux sont acceptables
Vitesse de l'air	8,9 ± 1,3 m/s	<ul style="list-style-type: none"> • 1,5 ± 0,2 m/s • 3,0 ± 0,3 m/s • 5,0 ± 0,5 m/s • 10 ± 1 m/s • 15 ± 1,5 m/s 	> 8,9 ± 1,3 m/s
Composition de la poussière	Kaolin rouge ou farine de silice	Olivine, quartz ou feldspath non décomposé	Les deux sont acceptables
Taille de la poussière	100 % en poids inférieur à 150 µm, avec un diamètre médian (50 % en poids) de 20 ± 5 µm	Poussière grossière (< 150 µm)	Les deux sont acceptables
Concentration de poussière	10,6 ± 7 g/m ³	<ul style="list-style-type: none"> • 1 ± 0,3 g/m³ • 2 ± 0,5 g/m³ • 5 ± 1,5 g/m³ • 10 ± 3 g/m³ 	> 10,6 ± 7 g/m ³
Orientation du spécimen	Surfaces les plus vulnérables	Plaque de montage pour exposer toutes les faces	Surfaces les plus vulnérables
Durée d'essai	Au moins 6 heures à température ambiante, et 6 heures de plus à la température de fonctionnement élevée	2, 4, 8 ou 24 heures	Au moins 6 heures à température ambiante, et 6 heures de plus à la température de fonctionnement élevée

*pour que la norme IEC soit équivalente à la norme MIL.

Tableau 3.3-2. Comparaison entre les essais de soufflage de sable des normes MIL et IEC

Condition d'exposition	Norme MIL	Norme IEC	Exigence d'équivalence*
Température	Température ambiante et température de fonctionnement élevée	Température n'excédant pas la température de fonctionnement maximale	Température ambiante et température de fonctionnement élevée
Humidité relative		< 25 %	Les deux sont acceptables
Vitesse de l'air	18 m/s	• 20 m/s • 30 m/s	> 18 m/s
Composition du sable	Sable quartzéux (au moins 95 % en poids de SiO ₂) de structure subangulaire.	Olivine, quartz ou feldspath non décomposé	Les deux sont acceptables
Taille du sable	150 µm à 850 µm, avec une moyenne de 90 ± 5 % en poids inférieur à 600 µm et supérieur ou égal à 150 µm, et au moins 5 % en poids de 600 µm et plus	• < 850 µm 100 à 94,5 % • < 590 µm 98,3 à 93,3 % • < 420 µm 83,5 à 74,5 % • < 297 µm 46,5 à 43,5 % • < 210 µm 17,9 à 15,9 % • < 140 µm 5,2 à 4,2 %	Les deux sont acceptables
Concentration en sable	0,18 g/m ³ , -0,0/+0,2 g/m ³	• 1 ± 0,3 g/m ³ • 2 ± 0,5 g/m ³ • 5 ± 1,5 g/m ³ • 10 ± 3 g/m ³	> 0,18 g/m ³ , -0,0/+0,2 g/m ³
Orientation du spécimen	Surfaces les plus vulnérables	Plaque de montage pour exposer toutes les faces	Surfaces les plus vulnérables
Durée d'essai	90 minutes par face vulnérable	2, 4, 8 ou 24 heures	> 90 minutes par face vulnérable

*pour que la norme IEC soit équivalente à la norme MIL.

Le site devrait disposer d'un plan d'intervention prévoyant le nettoyage des panneaux à la suite d'une tempête de sable ou de poussière. En outre, l'abrasion des surfaces vitrées peut avoir une incidence sur la tension et le courant de sortie des panneaux. Les groupes connectés en parallèle peuvent produire des tensions déséquilibrées, entraînant une baisse significative de la production totale. Les panneaux agréés FM ne sont pas soumis à une évaluation du risque de tempête de sable.

3.4 Séisme

3.4.1 Conception sismique des structures et des équipements classiques

La conception ou la certification de résistance antisismique des bâtiments et de la plupart des équipements (canalisations, réservoirs, chaudières) repose uniquement sur l'analyse. Par exemple, la norme ASCE 7, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*, comporte des dispositions relatives aux caractéristiques techniques de nombreux types de bâtiment et à la sécurisation des équipements les plus courants. Pour certains équipements, des normes du secteur fournissent des recommandations concernant les analyses et les ancrages parasismiques. C'est le cas de la norme AWWA D100, *Welded Steel Tanks for Water Storage*. La fiche technique 1-2, *Earthquakes*, contient une présentation générale des dispositions du code de construction relatives au risque sismique.

Celles prévues pour la fixation des équipements visent principalement à empêcher qu'ils se déplacent au point de constituer un danger pour la sécurité des personnes en cas de séisme. Heureusement, la plupart des équipements sont relativement robustes et l'application de ces consignes de sécurité pour éviter qu'ils basculent, glissent ou tombent permet souvent de garantir leur bon fonctionnement après un séisme. Lorsqu'ils sont essentiels, il suffit d'augmenter les forces de conception en appliquant un facteur d'importance (I_p) de 1,5 pour que les plus robustes restent opérationnels après avoir subi de fortes secousses. De même, l'application d'un facteur d'importance (I_e) supérieur à 1 pour les bâtiments stratégiques ou abritant des équipements stratégiques (par exemple, en les classant au moins dans la catégorie de risques III de l'ASCE 7-10, qui correspond à un facteur I_e de 1,25) augmente la probabilité d'un bon comportement en cas de séisme. Le classement d'un bâtiment dans une catégorie de conception sismique plus élevée peut également se traduire par une amélioration des caractéristiques structurelles requises.

Cependant, certains équipements intègrent des composants relativement fragiles dont il est impossible d'évaluer l'exploitabilité de manière fiable après un séisme sur la seule base d'analyses. Par exemple, il est facile de déterminer les exigences d'ancrage d'un transformateur, mais pas la résistance sismique des traversées en porcelaine. De même, les supports de forme standard des panneaux PV, ainsi que la plupart des fixations allant des panneaux aux supports et des supports aux fondations, peuvent être conçus pour résister aux forces sismiques à l'aide de techniques d'analyse standard. En revanche, le comportement des panneaux PV proprement dits, en particulier la probabilité qu'ils fonctionnent après un séisme, est difficile à évaluer en l'absence d'essais réels sur table de simulation sismique.

3.4.2 Qualification sismique des équipements des postes électriques

La norme IEEE 693, *IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations*, présente une méthode connue de qualification des équipements des postes électriques. Elle concerne divers équipements : disjoncteurs, transformateurs avec leurs traversées en porcelaine, réacteurs à noyau d'air, commutateurs, batteries et jeux de batteries, parasurtenseurs, tableaux électriques, etc. En fonction du composant, de la tension, du niveau de secousses attendu et de divers autres facteurs, les équipements peuvent être qualifiés pour une utilisation dans des zones sismiques actives selon la norme IEEE 693 par le biais de plusieurs méthodes. Certains équipements basse tension sont considérés comme intrinsèquement acceptables, mais, dans la plupart des cas, la qualification s'obtient en combinant les données de séismes antérieurs, une analyse statique, une analyse statique des coefficients, une analyse dynamique des spectres de réponse, des essais statiques de traction, des essais sur table de simulation sismique à battement sinusoïdal ou d'essais en analyse temporelle sur table de simulation.

La norme IEEE 693 prévoit trois niveaux de qualification sismique : faible, modéré et élevé. Il serait plus pertinent d'effectuer les qualifications sur la base du risque sismique propre au site, mais, comme indiqué à la section 4.4 de la norme IEEE 693-05, l'utilisation de trois niveaux de qualification uniquement permet d'assurer l'interchangeabilité des équipements si ceux-ci venaient à subir des dommages ou des dysfonctionnements lors d'un séisme et qu'ils devaient être remplacés rapidement. En outre, ce nombre limité de niveaux de qualification facilite le suivi des équipements et de leur niveau de qualification.

La section 8.6.2.1 de la norme IEEE 693-05 propose une méthode permettant de déterminer les niveaux de qualification sismique appropriés à partir des cartes de l'aléa sismique établies par l'*International Building Code*. L'ASCE 7 utilise les mêmes cartes. Des valeurs S_{DS} et S_{D1} génériques basées sur la zone sismique de FM, prévues pour utiliser les critères de l'ASCE 7, sont fournies dans la fiche technique 1-2, *Earthquakes*. Elles sont déjà ajustées pour prendre en compte les effets de sol (c'est-à-dire la classe de site). Pour convertir la valeur S_{DS} générique de FM en niveau de qualification sismique de l'IEEE 693, les correspondances suivantes entre l'IEEE 693 et l'ASCE 7 sont établies :

A. $S_{DS} = 2/3 * S_{MS} = 2/3 * F_a * S_s$, par conséquent, $F_a * S_s = 1,5 * S_{DS}$

B. Accélération maximale du sol (PGA) = $F_a * S_s / 2,5$

C. Pour $PGA \leq 0,1$ (g), choisir le niveau de qualification faible ; pour $0,1$ (g) < $PGA \leq 0,5$ (g), choisir le niveau qualification modéré ; pour $PGA > 0,5$ (g), choisir le niveau de qualification élevé.

où :

(g) est l'accélération gravitationnelle égale à 9,81 m/sec².

Pour convertir les zones sismiques de FM en niveaux de qualification de l'IEEE 693, se reporter au tableau 3.4.2 en utilisant les correspondances décrites ci-dessus.

Tableau 3.4.2. Conversion en niveaux de qualification sismique de l'IEEE 693

Zone sismique définie selon les critères de FM	S_{DS} (voir la fiche technique 1-2)	$F_a * S_s$ (= $1,5 * S_{DS}$)	PGA (= $F_a * S_s / 2,5$)	Niveau de qualification sismique de l'IEEE 693
50 ans	1,3 (g)	1,95 (g)	0,78 (g)	Élevée
100 ans	0,9 (g)	1,35 (g)	0,54 (g)	Élevée
250 à 500 ans	0,55 (g)	0,825 (g)	0,33 (g)	Modéré

3.4.3 Essais sur table de simulation des performances sismiques des panneaux photovoltaïques

3.4.3.1 Niveaux de qualification et niveaux de performance

La norme IEEE 693 ne comprend aucune catégorie pour la qualification ou les essais de performance sismique des panneaux solaires photovoltaïques. Cependant, on considère que les problèmes liés à ces équipements sont relativement semblables à ceux des traversées des transformateurs haute tension (161 kV et plus), par exemple, la criticité, la complexité et l'utilisation de matériaux fragiles. Par conséquent, les dispositions relatives aux essais de performance sismique de ces traversées servent de base à la méthodologie suivante, recommandée pour les essais de performance sismique des panneaux PV.

Dans la plupart des cas, les essais en analyse temporelle sur table de simulation sismique de la norme IEEE 693 sont réalisés à un niveau dit de « qualification » à l'aide d'un spectre de réponse de test (SRT) résultant des mouvements sismiques en analyse temporelle qui englobe un spectre de réponse requis (SRR) à 2 % d'amortissement critique. Le SRR est indiqué à la figure A.1 de la norme IEEE 693-05 pour le niveau de qualification élevé et à la figure A.2 pour le niveau modéré. Ces informations pour un amortissement critique de 2 % sont incluses dans les figures 3.4.3.1-1 et 3.4.3.1-2.

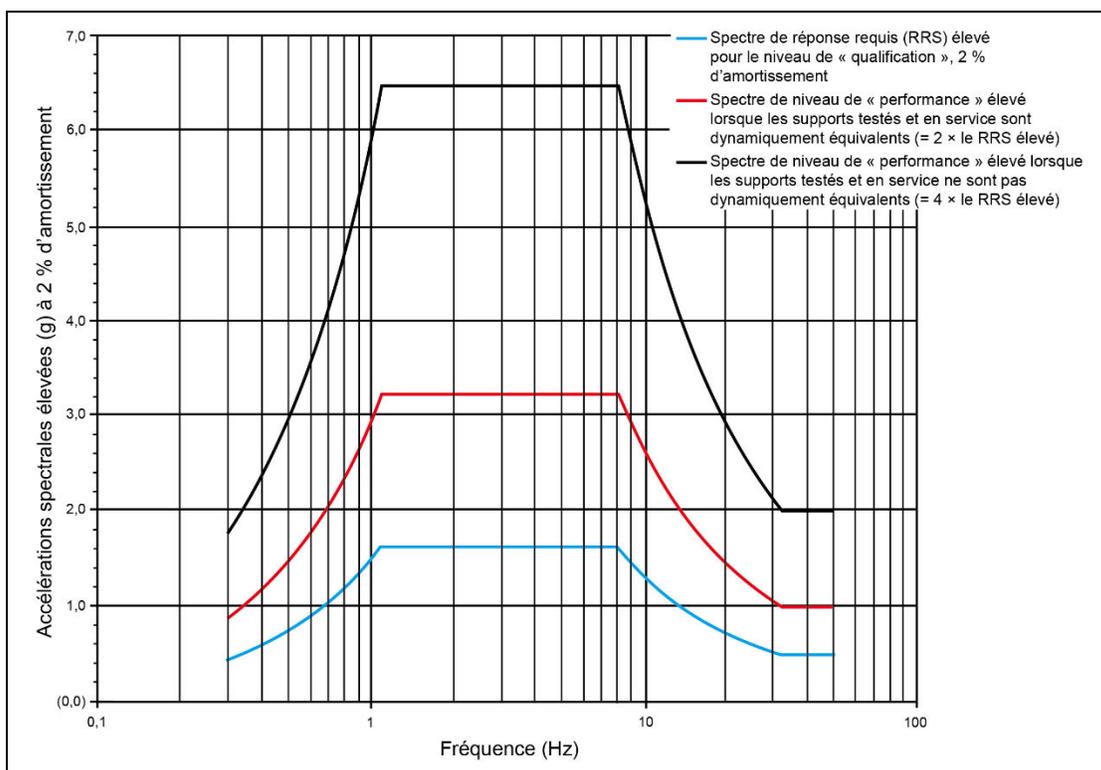


Fig. 3.4.3.1-1. Spectre de réponse requis élevé et spectres de performances élevés à 2 % d'amortissement

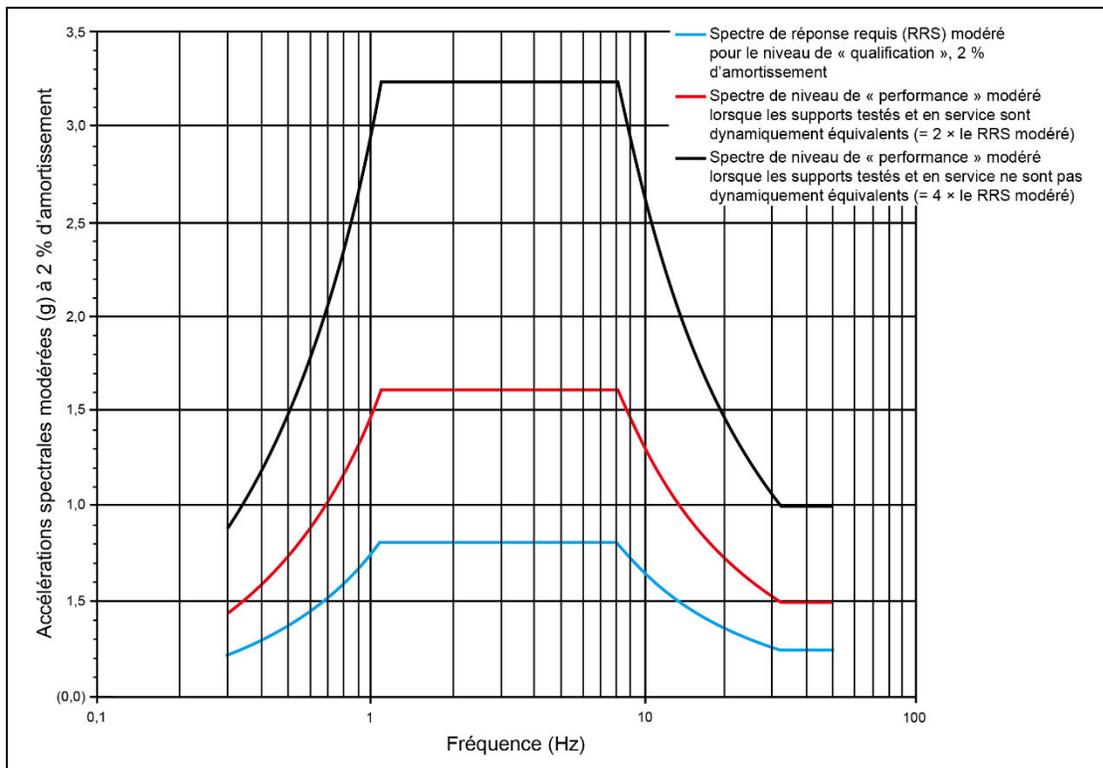


Fig. 3.4.3.1-2. Spectre de réponse requis modéré et spectres de performances modérés à 2 % d'amortissement

Bien que les figures de la norme IEEE 693 présentent les spectres de réponse pour d'autres niveaux d'amortissement, ces derniers ne doivent pas être utilisés, sauf si l'amortissement est confirmé par des essais (en outre, l'utilisation d'amortissements supérieurs à 2 % n'est pas autorisée pour les panneaux PV dans la méthodologie d'essai par simulation sismique décrite ci-dessous). Les équipements sont testés à ce niveau de qualification faible pour ne pas subir de dommages et rester fonctionnels, de façon à éviter leur mise au rebut et permettre leur installation sur un site à l'issue des essais. Dans la plupart des cas, la section 8.2 de la norme IEEE 693-05 prévoit que les équipements testés selon un SRR à 2 % d'amortissement conservent un niveau de performance acceptable, soit deux fois supérieur au SRR sans dommages ou presque, et que la majorité des équipements continuent à fonctionner. Cependant, pour certains composants, tels que les traversées en porcelaine des transformateurs et les panneaux PV, il est justifié de pratiquer des essais au niveau de performance élevé.

Conformément à la section 8.4 de la norme IEEE 693-05, la projection du fonctionnement au-delà du niveau de qualification (jusqu'au niveau de performance) est justifiée si la réponse dynamique de l'équipement est généralement comprise, si les modes de défaillance sont connus, et si les points de contrainte critiques ou autres variables critiques liés au mode de défaillance sont connus et peuvent être mesurés. S'il est impossible d'extrapoler les résultats des essais de qualification sur table de simulation au niveau de performance, la méthode consiste à effectuer des essais à deux fois le SRR élevé de la norme IEEE 69305, figure A.1, ou à deux fois le SRR modéré de la norme IEEE 693-05, figure A.2. Le système testé doit être équivalent au système en service (par exemple, supports dynamiquement équivalents, etc.). L'équipement est alors considéré comme étant qualifié respectivement aux niveaux de « performance » élevé et modéré. Conformément à la section D.4.4 de la norme IEEE 693-05, la projection du fonctionnement à partir d'un essai SRR est jugée acceptable pour les traversées des transformateurs. Les essais en analyse temporelle sur table de simulation des traversées des transformateurs sont effectués à quatre fois les niveaux de SRR indiqués aux figures A.1 et A.2 de la norme IEEE 693-05, afin d'évaluer directement le niveau de « performance » de ces traversées. Le multiplicateur de quatre résulte d'un facteur de deux pour élever le niveau d'essai de « qualification » à « performance » et d'un second facteur de deux puisque les traversées sont testées sur un cadre rigide qui ne prend pas en compte les accélérations accrues dues à la flexibilité du transformateur lui-même (puisque les traversées sont situées au sommet de ce dernier).

Le facteur de deux servant à simuler la flexibilité du transformateur est légèrement inférieur au facteur de 2,5 requis pour d'autres types d'équipements montés sans support, conformément à la section 5.5.4 de la norme IEEE 693-05.

Des essais en analyse temporelle sur table de simulation à un niveau de « performance » sont considérés comme nécessaires pour comprendre si les panneaux PV et leurs systèmes de support ne subiront pas de dommages et resteront fonctionnels après un séisme. Bien qu'elle ne soit pas spécifiquement couverte par IEEE 693, cette norme est considérée comme la base la plus appropriée pour développer un programme d'essai des panneaux PV. D'autres protocoles d'essai, tels que la norme AC 156, *Acceptance Criteria for Seismic Certification by Shake-Table Testing of Non-Structural Components*, peuvent fournir des informations supplémentaires concernant les essais sur table de simulation sismique. Cependant, la norme IEEE 693 sert de base à la méthodologie d'essai présentée ci-dessous, car elle est propre aux équipements électriques, elle fait la distinction entre les essais de niveaux de qualification et de performance, et son SRR est basé sur un amortissement de 2 %, tandis que le SRR de la norme AC 156 suppose un amortissement de 5 %, moins conservateur.

3.4.3.2 Méthodologie d'essai en analyse temporelle sur table de simulation sismique

D'après les informations disponibles, les essais en analyse temporelle sur table de simulation des panneaux PV incluent les éléments suivants. Pour plus de détails, consulter la norme IEEE 693-05.

- A. Les informations fournies dans le présent document ne s'appliquent qu'aux essais en analyse temporelle sur table de simulation des panneaux PV posés directement au niveau du sol ou sur des structures porteuses dont les fondations reposent dans le sol. Les panneaux PV situés sur les toitures de bâtiments ne sont pas concernés, car les mouvements de terrain sont amplifiés par un bâtiment et peuvent nécessiter des niveaux plus élevés d'essais d'accélération.
- B. À leur arrivée sur le site d'essai, inspecter visuellement les panneaux PV et leurs supports pour s'assurer qu'ils n'ont subi aucun dommage pendant le transport.
- C. Avant de commencer les essais par simulation sismique, procéder à des essais électriques et mécaniques de production régulière et/ou de contrôle qualité des panneaux, des mécanismes qui permettent aux panneaux de suivre la course du soleil et de tout autre équipement afin de vérifier qu'ils fonctionnent et que la production électrique se situe dans des limites acceptables.
- D. Procéder à des essais de simulation sismique triaxiaux. Les essais biaxiaux ne sont pas autorisés en raison de la complexité du système.
- E. Effectuer des essais de simulation sismique en montant les panneaux photovoltaïques comme en conditions réelles, y compris les supports, sauf si les dimensions des supports ou d'autres contraintes justifiées l'empêchent. S'il existe plusieurs types de supports, utiliser le plus vulnérable du point de vue sismique et le plus défavorable du point de vue dynamique (c'est-à-dire celui qui transmet les accélérations les plus fortes aux panneaux installés et/ou dont la fréquence de résonance est la plus proche de celle des panneaux).
- F. S'il est impossible de monter les panneaux photovoltaïques dans les conditions de fonctionnement, un autre système de support peut être utilisé pour les essais sur table de simulation, à condition que le support prévu pour la mise en service soit dynamiquement équivalent ou supérieur à celui employé pour l'essai.
- G. Si les panneaux ne peuvent pas être montés comme en conditions réelles et qu'il n'est pas possible de recourir à des supports dynamiquement équivalents, les forces exercées devront être ajustées pour tenir compte des accélérations plus fortes en conditions de fonctionnement par rapport aux conditions d'essai (voir ci-dessous).
- H. Prévoir des instruments suffisants pour surveiller les essais sur table de simulation. Prévoir des extensomètres pour recueillir les données nécessaires, le cas échéant. Prévoir des accéléromètres triaxiaux au minimum sur la table de simulation, près du centre de gravité des équipements, au sommet du support et au sommet du panneau. Mesurer ou calculer les déplacements relatifs maximaux de la base du support au sommet du panneau, et de la base du support aux emplacements des connecteurs électriques entre les panneaux.

I. Réaliser un essai pour déterminer les fréquences de résonance et l'amortissement du panneau PV et de son support.

J. Appliquer des mouvements en analyse temporelle dans les deux axes horizontaux perpendiculaires des équipements ainsi qu'un spectre de réponse dans l'axe vertical ayant une accélération égale à 80 % de celle des axes horizontaux. Supposer une valeur maximale de 2 % d'amortissement critique, même si une valeur plus élevée peut être démontrée par les essais. Après une montée en puissance des secousses sur 2 à 5 secondes, appliquer de fortes vibrations pendant 20 à 26 secondes, suivies d'une phase de diminution des secousses de 2 à 5 secondes.

Lorsque les panneaux sont montés comme en conditions réelles ou que des supports équivalents du point de vue dynamique sont utilisés :

1. Dans les zones sismiques caractérisées par des périodes de retour de 50 et 100 ans selon FM, utiliser des mouvements en analyse temporelle générant un spectre de réponse de test (SRT) qui englobe, sur la plage de fréquences de 1 à 33 Hz, le double du spectre de réponse requis (SRR) élevé à 2 % d'amortissement indiqué à la figure A.1 de la norme IEEE 693-05. Ce spectre est présenté à la figure 4.

2. Dans les zones caractérisées par des périodes de retour de 250 et 500 ans selon FM, utiliser des mouvements en analyse temporelle générant un spectre de réponse de test (SRT) qui englobe, sur la plage de fréquences de 1 à 33 Hz, le double du SRR modéré à 2 % d'amortissement indiqué à la figure A.2 de la norme IEEE 693-05. Ce spectre est présenté à la figure 5.

Si les panneaux PV sont montés sans les supports utilisés en service ou des supports dynamiquement équivalents, utiliser des mouvements en analyse temporelle générant un SRT qui englobe, sur la plage de fréquences de 1 à 33 Hz, quatre fois le SRR à 2 % d'amortissement au lieu de deux fois (voir les figures 4 et 5).

K. Une fois les essais de niveaux de performance réalisés, procéder à un essai de recherche de la fréquence de résonance afin de détecter des modifications inattendues des fréquences du système. Une variation de plus de 20 % par rapport aux fréquences de résonance avant essai ne disqualifie pas les équipements, mais indique qu'une inspection rigoureuse est nécessaire afin d'identifier tout dommage potentiel.

L. Procéder à un contrôle visuel des panneaux PV, des supports, des suiveurs solaires et autres équipements afin de vérifier l'absence de dommages importants tels que du verre fissuré, des connexions rompues, des montants déformés, des boulons cassés, etc. à la suite des essais.

M. Réaliser les mêmes essais électriques et mécaniques de production régulière et/ou de contrôle qualité des panneaux, des mécanismes qui permettent aux panneaux de suivre la course du soleil et de tout autre équipement que ceux effectués avant les essais afin de vérifier que ces composants fonctionnent et que la production électrique n'a pas été réduite dans des proportions dépassant un niveau acceptable à la suite des essais en analyse temporelle des niveaux de performance sur table de simulation.

N. Si les résultats du contrôle visuel et des essais de production/contrôle qualité confirment que les panneaux et les supports ne sont pas endommagés et restent fonctionnels, les panneaux sont qualifiés au niveau de performance élevé ou modéré (selon le niveau de force appliqué).

O. Consigner toutes les configurations d'essai, les mouvements d'entrée, les mouvements de sortie, les contrôles visuels, les essais fonctionnels antérieurs et postérieurs, etc., et fournir un rapport de qualification des essais sismiques décrivant la méthodologie utilisée et les résultats obtenus.

P. Pour les autres critères qui ne sont pas décrits ci-dessus, suivre les exigences de la norme IEEE 693.

Q. Les panneaux PV testés peuvent être endommagés et ne doivent donc pas être livrés à un utilisateur.

3.5 Incendie

Les matériaux utilisés dans les panneaux solaires installés au sol ne présentent pas nécessairement de risque de propagation d'un incendie. Cependant, ils peuvent être endommagés en cas d'exposition au feu. Les dommages peuvent survenir lors d'une exposition à la chaleur rayonnante ou aux braises incandescentes d'un feu de brousse ou d'un incendie de forêt, ou encore d'une construction ou de stocks

extérieurs combustibles situés à proximité. Même limités à des fissures sur le revêtement en verre ou à des dommages thermiques sur les panneaux situés en dessous, ils peuvent empêcher ou limiter la production d'électricité.

Les essais de propagation des flammes de la norme ASTM E108, *Standard Test Methods for Fire Tests of Roof Coverings*, donnent une indication de la capacité d'un panneau solaire à propager un incendie sur sa surface supérieure. Les panneaux solaires ayant un indice de propagation des flammes de classe A sont décrits comme efficaces contre une exposition importante au feu et ne peuvent pas propager un incendie dans toute la ferme solaire. Les panneaux solaires de classe A ou B limitent la propagation des flammes à 1,8 m ou 2,4 m respectivement, lorsqu'ils sont exposés à une flamme de 760 °C pendant 10 minutes et à une vitesse de vent de 5,4 m/s.

Les essais relatifs aux éléments incandescents de la norme ASTM E108 permettent de savoir si un feu extérieur peut entraîner la perforation par brûlure d'un panneau. Ils peuvent reproduire les conditions d'exposition à un feu de forêt. Les panneaux solaires de classe A sont exposés à des éléments en bois incandescents pesant 2 kg et mesurant 305 mm sur 305 mm. Les panneaux solaires de classe B sont exposés à des éléments incandescents plus petits, de 0,5 kg et 152 mm sur 152 mm. Les panneaux solaires de classe C sont exposés à des éléments incandescents ne pesant que 10 grammes et ne sont donc pas considérés comme présentant un risque d'incendie important. Dans tous les cas, le panneau ne doit pas subir de brûlures, de propagation latérale de la flamme ou de perforations dues aux éléments incandescents.

3.6 Défaut de mise à la terre CC dans des groupes PV

Un défaut de mise à la terre sur une chaîne de modules est un court-circuit accidentel au niveau de la mise à la terre ou d'un ou de plusieurs conducteurs soumis à un courant supérieur à ce qu'ils sont dimensionnés à supporter. Dans les groupes PV, les défauts de mise à la terre constituent des problèmes de sécurité, car ils peuvent générer des arcs CC au point de défaillance sur leur trajet, endommager l'isolation environnante et créer des risques d'incendie. Le risque d'incendie augmente considérablement si un deuxième défaut de mise à la terre se produit. Les défauts de mise à la terre en courant continu sont fréquents dans les systèmes PV et peuvent avoir différentes causes :

- A. Défaut d'isolation des câbles (par exemple, un animal qui ronge l'isolation et provoque un défaut de mise à la terre).
- B. Court-circuit ponctuel entre le conducteur normal et la terre (par exemple, un câble dans un boîtier de jonction PV qui entre accidentellement en contact avec un conducteur mis à la terre).
- C. Défauts de mise à la terre dans les modules PV (par exemple, un court-circuit entre une cellule solaire et les cadres de modules mis à la terre en raison d'une gaine détériorée, de dommages provoqués par des chocs ou d'une corrosion due à l'eau dans le panneau PV).

Pour protéger correctement les groupes PV contre les dommages dus aux défauts de mise à la terre et les risques d'incendie qui en résultent, l'article 690.5(A) de la norme NFPA 70, *National Electrical Code*, spécifie que le contrôleur permanent d'isolement doit être capable de détecter un courant de défaut de mise à la terre, de le couper et de le signaler. Des expériences récentes dans le secteur montrent que, dans certains cas, le premier défaut de mise à la terre n'a pas été détecté par le contrôleur permanent d'isolement dans sa conception actuelle (tel qu'un fusible dans l'électrode de mise à la terre). Un deuxième défaut de mise à la terre s'est alors produit, augmentant encore le courant de défaut dans la chaîne, ce qui a provoqué des départs de feu. Des techniques sophistiquées consistant en un contrôle du courant résiduel pour mesurer le déséquilibre de courant dans les feeders positifs et négatifs entre l'onduleur et chaque boîtier de raccordement sont en cours de développement pour détecter la protection contre les défauts de mise à la terre.

3.8 Statistiques de sinistres

3.8.1 Grêle

3.8.1.1 Midway Solar Farm, Ouest du Texas, mai 2019

En 2019, le dossier de sinistre dû à la grêle de Midway Solar a défrayé la chronique dans le secteur de l'assurance, en raison de pertes totalisant 70 à 80 millions de dollars causées par des grêlons de plus de

cinq centimètres de diamètre. Il a battu le record de sinistralité liée aux conditions météorologiques pour un seul projet, avec plus de 400 000 cellules Hanwha Qcells endommagées ou détruites sur les 685 000 que comptait la centrale. Cet événement a été un véritable signal d'alarme, entraînant un profond bouleversement des méthodes de modélisation des risques météorologiques, des mesures de prévention des dommages prises par les maîtres d'ouvrage et les exploitants, ainsi que des modalités d'assurance contre les catastrophes naturelles proposées par les souscripteurs.

3.8.1.2 Scottsbluff Community Solar Array, Scottsbluff, Nebraska, juin 2023

La centrale solaire de Scottsbluff, située au nord de la ville, a été mise en service au premier trimestre 2020. La ferme comprend plus de 14 000 modules solaires JA Solar de 380 W et utilise un suiveur solaire à un axe. D'après les informations recueillies, ce suiveur est équipé d'un dispositif de protection contre la grêle fourni par Array Technologies. Il est difficile de savoir si le programme de mise en sécurité contre la grêle a été activé pendant l'événement météorologique, mais les dommages subis par la façade des modules indiquent qu'il ne l'a pas été. La ferme a été réparée, remise en service, et a repris ses activités début janvier 2024.

3.8.1.3 Fighting Jay Solar Farm, Houston, TX. Mars 2024

La ferme solaire Fighting Jay Solar Farm est située près de Needville dans le comté de Fort Bend, au sud-ouest de Houston. Sa construction a débuté en février 2021, et il est opérationnel depuis juillet 2022, la fin des travaux étant prévue au quatrième trimestre 2024. Occupant environ 1 300 hectares, la centrale génère 350 mégawatts, soit une puissance prévue pour alimenter 62 000 foyers. Le 15 mars 2024, elle a subi de nombreux dommages causés par un puissant orage de grêle ayant produit des grêlons de la taille d'une balle de baseball accompagnés de vents violents. Cette tempête a gravement endommagé des milliers de panneaux solaires. Des vidéos en libre accès montrent que les modules solaires de différents groupes étaient orientés selon divers angles, pour des raisons inconnues.

4.0 RÉFÉRENCES

4.1 FM

Fiche technique 1-0, *Safeguards During Construction, Alteration and Demolition*

Fiche technique 1-2, *Earthquakes*

Fiche technique 1-20, *Protection Against Exterior Fire Exposure*

Fiche technique 1-28, *Wind Design*

Fiche technique 1-40, *Inondation*

Fiche technique 1-54, *Roof Loads For New Construction*

Fiche technique 2-81, *Inspection, essai et maintenance des systèmes de protection incendie*

Fiche technique 5-4, *Transformers*

Fiche technique 5-19, *Switchgear and Circuit Breakers*

Fiche technique 5-20, *Electrical Testing*

Fiche technique 5-23, *Design and Protection for Emergency and Standby Power Systems*

Fiche technique 5-48, *Automatic Fire Detection*

Fiche technique 9-1, *Supervision of Property*

Fiche technique 9-19, *Wildland Fire*

Fiche technique 10-1, *Planification de la coordination et de l'intervention d'urgence*

Fiche technique 10-3, *Gestion des travaux par point chaud*

Fiche technique 10-6, *Arson and Other Incendiary Fires*

FM Approval Standard 4478, *Approval Standard for Rigid Photovoltaic Panels*. Avril 2012.

ANSI FM 4473, *Test Standard for Impacting Resistance Testing of Rigid Roofing Materials by Impacting with Freezer Ice Balls*. Janvier 2011.

Procédure d'essai FM Approval, *Test Method for Determining the Susceptibility to Hail Damage of Photovoltaic Modules*

Guide des produits agréés FM, une ressource en ligne de FM Approvals

4.2 Autres

American Concrete Institute. ACI 318-11, *Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary*. 2011.

American Society of Mechanical Engineers ASCE 7-05, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*. 2005.

American Society of Mechanical Engineers ASCE 7-10, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*. 2010.

American Society of Mechanical Engineers ASCE *Manual of Practice No.67 on Wind Tunnel Studies of Buildings and Other Structures*. 1999.

American Society for Testing and Materials. ASTM E108, *Standard Test Methods for Fire Tests of Roof Coverings*. 2011.

American Water Works Association. AWWA D100, *Welded Steel Tanks for Water Storage*. 2011

SolarPower Europe. *Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2015*. Avril 2011.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Power Engineering Society. IEEE 693, *IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations*. 2005

International Code Council. *International Building Code*, 2012.

International Code Council, ICC Evaluation Service. AC 156, *Acceptance Criteria for Seismic Certification by Shake-Table Testing of Non-Structural Components*. Octobre 2010.

Commission électrotechnique internationale. IEC 60068-2-68, *Environmental testing—Part 2: Tests—Test L: Dust and Sand*, 1998-08.

Commission électrotechnique internationale. IEC 62446, *Grid Connected Photovoltaic Systems—Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection*. 2009.

National Fire Protection Association. NFPA 70, *National Electrical Code*. 2011.

Ministère de la Défense des États-Unis. MIL-STD-810F, *Test Method Standard for Environmental Engineering Considerations and Laboratory Test*. Janvier 2000.

ANNEXE A GLOSSAIRE

Accélération à période nulle : accélération qui correspond à la haute fréquence (33 Hz ou plus) sur un spectre de réponse. Cette accélération équivaut à l'accélération maximale de l'analyse temporelle utilisée pour obtenir le spectre.

Accélération du sol : accélération du sol résultant des secousses d'un séisme. L'accélération maximale du sol est l'accélération à période nulle du spectre de réponse du sol.

Accélération gravitationnelle : accélération dirigée vers le sol due à la pesanteur, représentée par la variable « g ». Les accélérations horizontales causées par les séismes sont souvent exprimées en fractions de « g ». Par exemple, une accélération horizontale de 0,5 g se traduit par une force horizontale égale à la moitié du poids de l'objet.

Agréé FM : les mentions « agréé FM » de cette fiche technique signifient que le produit ou le service satisfait aux critères d'agrément de FM Approvals. Se reporter au *Guide des produits agréés FM*, une ressource en ligne de FM Approvals, pour obtenir la liste complète des produits et services agréés FM.

Amortissement : diminution des mouvements sismiques d'un bâtiment ou d'un équipement due à la dissipation de l'énergie, par exemple, par la friction générée à l'intérieur de l'un ou de l'autre. L'amortissement s'exprime en pourcentage de l'amortissement critique, c'est-à-dire l'amortissement auquel un système reviendrait le plus rapidement à l'équilibre sans oscillation (par exemple, 2 % de l'amortissement critique).

Cellule photovoltaïque : appareil électrique qui produit de l'électricité à partir de l'énergie solaire via l'effet photovoltaïque.

Débris transportés par le vent : fragments de matériaux cassés et autres objets, tels que du gravier de toiture, transformés en projectiles sous l'effet de vents violents.

Essai biaxial : essai sur table de simulation sismique qui consiste à appliquer simultanément des accélérations sur un axe horizontal principal et sur l'axe vertical.

Essai triaxial : essai sur table de simulation sismique qui consiste à appliquer simultanément des accélérations sur deux axes horizontaux principaux et sur l'axe vertical.

Facteur d'importance : conformément à la norme ASCE 7, Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures, facteur par lequel les forces de conception habituelles sont multipliées en fonction du degré de risque pour la vie humaine et des conséquences des dommages matériels. Sa valeur varie selon le type de charge (par exemple, vent ou séisme) et l'élément à dimensionner (par exemple, l'ensemble d'un bâtiment ou un élément de celui-ci). Le facteur d'importance est supérieur ou égal à 1, sauf pour les petites structures.

Fréquence de résonance : fréquence naturelle de vibration déterminée par les paramètres physiques de l'objet lorsque des forces motrices périodiques, même faibles, peuvent produire des oscillations de grande amplitude.

Mécanique des fluides numérique : forme de modélisation informatique qui utilise des méthodes numériques et des algorithmes pour analyser et résoudre les problèmes liés à l'écoulement de fluides. Des ordinateurs effectuent les calculs nécessaires pour simuler l'interaction des fluides avec des surfaces définies par des conditions aux limites. Les estimations de la charge du vent obtenues à l'aide de logiciels de ce type sont validées par des expériences en soufflerie à couche limite.

Module photovoltaïque : assemblage de cellules photovoltaïques, intégrées électriquement en série et protégées (prises en sandwich) par une enceinte résistante aux intempéries. Voir Panneau photovoltaïque.

Ombre du soleil : ombres créées par des objets voisins, qui imposent de déplacer les panneaux solaires et parfois de pratiquer des ouvertures à l'intérieur du groupe. Il peut en résulter, sur les panneaux solaires qui jouxtent l'ouverture, des forces de vent supérieures à celles qui s'exercent sur la partie intérieure de l'installation.

Ombre du vent : réduction des charges de vent sur les panneaux solaires de la périphérie vers l'intérieur en raison de la protection que procurent les panneaux dans le périmètre.

Onduleur : appareil électrique servant à convertir l'alimentation électrique en courant continu (CC), en alimentation électrique à courant alternatif (CA).

Panneau photovoltaïque : assemblage de modules photovoltaïques orientés sur un même plan. Bien que pas parfaitement équivalents, les termes modules photovoltaïques et panneaux photovoltaïques sont utilisés indifféremment dans la présente fiche technique.

Région sujette aux tempêtes tropicales : zone exposée aux tempêtes tropicales, comme les cyclones, les typhons et les ouragans, dans laquelle les vents tournent autour d'un centre de basse pression atmosphérique, dans le sens des aiguilles d'une montre dans l'hémisphère sud et dans le sens inverse des aiguilles d'une montre dans l'hémisphère nord.

Région sujette aux typhons : zones comprenant notamment les Philippines, la Chine, Taïwan, le Japon, la Corée du Sud, Hong Kong, Macao et le Viêt Nam.

Régions sujettes aux ouragans : zones vulnérables aux ouragans. Aux États-Unis et dans ses territoires, il s'agit des régions suivantes :

1. côte atlantique des États-Unis et côte du Golfe du Mexique, y compris certaines parties du Mexique et de l'Amérique centrale, où la vitesse de base du vent est supérieure à 40 m/s, conformément à la fiche technique 1-28, *Wind Design* ;
2. Hawaï, Porto Rico, Guam, îles Vierges et Samoa américaines.

En dehors des États-Unis, les zones concernées sont celles propices aux cyclones tropicaux ou aux typhons. Il s'agit notamment de certaines parties de l'Australie, des Bermudes, des Bahamas, de l'Indonésie, de l'Inde, du Bangladesh, des Philippines, du Japon, de la Corée du Sud, de Hong Kong, de Macao, du Viêt Nam et de Taïwan, où la vitesse de base du vent est supérieure à 40 m/s, conformément à la fiche technique 1-28.

Soufflerie à couche limite : soufflerie dans laquelle des obstacles placés au sol reproduisent la partie inférieure de la couche limite et la rugosité de surface exposée liée à la résistance au vent du bâtiment et des équipements en toiture.

Soufflerie de type aéronautique : soufflerie de petite taille (par rapport à une soufflerie à couche limite), qui simule des forces de vent horizontales agissant directement sur un objet. Ce type de soufflerie ne simule pas les conditions dans la partie inférieure de la couche limite, ce qui est obligatoire pour reproduire la rugosité de surface exposée liée à la résistance au vent du bâtiment et des équipements en toiture.

Spectre de réponse de test (SRT) : spectre de réponse à l'accélération établi à partir de l'historique réel des mouvements de l'essai sur table de simulation, mesurés par des accéléromètres de contrôle montés sur la table près de la base du composant testé. Le spectre de réponse de test doit englober le spectre de réponse requis, généralement compris entre 1,3 et 33,3 Hz.

Spectre de réponse requis (SRR) : spectre de réponse à l'accélération qui doit être respecté en fonction de la norme appliquée (par exemple, la norme IEEE 693 ou la norme AC156 de l'ICC Evaluation Service) pour un site, un type d'équipement et un pourcentage d'amortissement critique spécifiques.

Spectre de réponse : tracé de la réponse maximale (déplacement, vitesse ou accélération) d'une série d'oscillateurs à un seul degré de liberté de fréquence naturelle variable qui sont mis en mouvement par la même vibration ou le même choc de base. Le tracé obtenu peut ensuite servir à déterminer la réponse de n'importe quel système linéaire, compte tenu de sa fréquence naturelle d'oscillation.

Système photovoltaïque : système qui utilise un groupe de panneaux solaires intégrés mécaniquement et électriquement pour convertir le rayonnement solaire en électricité. Il se compose de panneaux photovoltaïques, d'un cadre de support, de connexions électriques et d'équipements permettant de réguler et de convertir la production électrique de courant continu en courant alternatif.

Taille du système : le nombre de panneaux PV interconnectés (nombre minimal de panneaux dans chaque rangée), l'espace entre les rangées et le nombre de rangées dans un groupe donné. Les essais en soufflerie ou sur site devraient reproduire la taille minimale à utiliser. Toutes choses égales par ailleurs, plus l'angle d'inclinaison des panneaux est élevé, plus l'espacement requis entre les rangées est important afin d'éviter que les panneaux des rangées adjacentes soient ombragés.

ANNEXE B HISTORIQUE DE RÉVISION DU DOCUMENT

L'objet de cette annexe est de rendre compte des modifications apportées à ce document à chacune de ses publications. Veuillez noter que les numéros de section se réfèrent spécifiquement à ceux de la version publiée à la date indiquée. En d'autres termes, les numéros de section peuvent varier d'une version à l'autre.

Octobre 2024. Révision intermédiaire. Ajout d'instructions supplémentaires concernant les stratégies défensives contre la grêle, notamment au niveau de la conception des panneaux et des protocoles de prévention des sinistres en cas de grêle.

Juillet 2023. Révision intermédiaire. Changements éditoriaux mineurs.

Janvier 2023. Révision intermédiaire. Modifications importantes :

- A. Ajout de recommandations relatives à la distance entre groupes solaires et équipements présentant un risque d'incendie.
- B. Ajout de recommandations relatives à la construction de bâtiments auxiliaires.
- C. Ajout de recommandations relatives à l'accès des pompiers.
- D. Révision des recommandations relatives aux charges de vent pour les groupes à inclinaison fixe.
- E. Ajout de recommandations relatives aux charges et à l'atténuation du vent pour les groupes à inclinaison variable.
- F. Ajout de recommandations relatives aux structures PV en hauteur (carports).
- G. Révision des recommandations relatives à la résistance à la grêle pour refléter les méthodes d'essai modifiées.
- H. Révision des recommandations relatives à l'inondation pour assurer l'accès après un événement.

- I. Ajout de recommandations relatives à la gestion de la végétation.
- J. Ajout d'informations à l'appui des recommandations relatives aux groupes à inclinaison variable.
- K. Ajout d'informations relatives aux essais de soufflage de sable et de poussière.

Avril 2020. Révision intermédiaire. Modification des recommandations relatives aux degrés de résistance à la grêle des panneaux PV sur la base des modifications apportées à la fiche technique 1-15, *Roof-Mounted Solar Photovoltaic Panels*.

Octobre 2014. Révision intermédiaire. Modification des recommandations relatives aux degrés de résistance à la grêle des panneaux PV sur la base des modifications apportées à la fiche technique 1-34, *Hail Damage*.

Octobre 2012. Il s'agit de la première édition de ce document.

ANNEXE C INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

C.1 Généralités

Actuellement (2012), les cellules photovoltaïques (PV) individuelles sont fabriquées à partir de divers matériaux, notamment le silicium monocristallin, le silicium polycristallin, le silicium amorphe, le tellure de cadmium et le sélénure de cuivre, d'indium et de gallium. Les cellules PV individuelles sont câblées en série et protégées (prises en sandwich) par une enceinte résistante aux intempéries pour former un module. L'enceinte se compose de verre thermodurci sur le dessus et de verre trempé sur le dessous, avec un revêtement antireflet sur la face supérieure.

Plusieurs modules sont assemblés sur un même plan pour former un panneau photovoltaïque. Dans la présente fiche technique, les termes « module » et « panneau » sont utilisés indifféremment.

Un assemblage de panneaux PV est ensuite intégré mécaniquement et électriquement, avec une structure porteuse, des connexions électriques et des équipements, pour former un groupe photovoltaïque. Les panneaux au sein de l'installation convertissent l'énergie solaire en courant continu (CC) qui est ensuite injecté dans le réseau électrique. En général, un onduleur permet de convertir le courant continu en courant alternatif (CA).

Bien conçu et bien entretenu, un système photovoltaïque est prévu pour fonctionner pendant plus de 20 ans. Dans les grandes installations, l'impact des risques naturels constitue une préoccupation majeure, en raison des multiples expositions au sein d'un même site. Les systèmes PV sont en effet soumis à des phénomènes météorologiques tels que la grêle, la pluie, la neige, le gel, les séismes, le vent et les tempêtes, et les dommages potentiels peuvent être considérables.

Les panneaux PV sont généralement très fiables, mais les environnements hostiles, notamment les milieux désertiques et les températures élevées, peuvent entraîner une dégradation des performances. Le taux annuel de dégradation dans des conditions de fonctionnement normales est estimé entre 0,5 et 2 %. Il peut être dépassé en cas de conditions météorologiques extrêmes, telles qu'une tempête de grêle ou de sable.

C.2 Tendances en matière de panneaux solaires photovoltaïques

L'énergie solaire photovoltaïque est la technologie de production d'énergie qui connaît la croissance la plus rapide au monde. Sa production a considérablement progressé au cours de la dernière décennie, avec un taux de croissance annuel moyen de près de 50 % depuis le début du siècle. Cette augmentation de la capacité résulte en grande partie de l'installation de grands systèmes raccordés au réseau, dont il est question dans la présente fiche technique.

La croissance devrait se poursuivre, car les coûts moyens d'installation diminuent et de nombreux organismes publics accordent des crédits d'impôt, des programmes de prêts et d'autres incitations pour encourager l'investissement dans cette technologie. Malgré un ralentissement récent dû à la baisse des incitations gouvernementales, le secteur devrait continuer à se développer, comme l'illustre le tableau C.2.

Tableau C.2. Capacité solaire photovoltaïque installée dans le monde

Année	Capacité mondiale installée (GW)
2000	1
2005	5
2006	7
2007	10
2008	16
2009	23
2010	40
2011	53 - 61 (estimation)
2012	68 - 84 (estimation)
2013	86 - 115 (estimation)
2014	107 - 152 (estimation)
2015	131 - 196 (estimation)

Remarque : les estimations de la capacité installée cumulée de 2011 à 2015 sont basées sur le rapport Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2015 de SolarPower Europe.

L'Europe constitue le premier marché de l'énergie solaire dans le monde, grâce à des pays comme l'Italie, l'Allemagne, la République tchèque et le Royaume-Uni. Cependant, la part de l'Europe dans la puissance solaire installée stagne, car des pays comme la Chine, le Japon, l'Australie, le Canada et les États-Unis continuent d'installer des centrales photovoltaïques de grande capacité. Aux États-Unis, la hausse de la capacité est essentiellement imputable aux États de la côte est et du sud-ouest. La Californie représente la majorité des installations photovoltaïques du pays.

C.3 Types de cellules photovoltaïques

- A. Les cellules monocristallines présentent le rendement de conversion le plus élevé. Cependant, le procédé de fabrication est à la fois intensif et coûteux.
- B. Les cellules polycristallines ont un rendement moindre, mais leur coût de fabrication est inférieur.
- C. Les cellules amorphes présentent un procédé de fabrication relativement simple, un coût de fabrication inférieur et une consommation d'énergie en production plus faible. Toutefois, elles nécessitent une surface d'installation plus importante, offrent un rendement de conversion plus faible et subissent une dégradation inhérente au cours des premiers mois de fonctionnement, qui se poursuit pendant toute la durée de vie des panneaux.
- D. La technologie des cellules en couches minces utilise, comme son nom l'indique, de fines couches de tellure de cadmium (CdTe) ou de diséléniure de cuivre et d'indium (CuInSe₂). Ce procédé consomme très peu d'énergie et est très économique. La fabrication est simple et les rendements de conversion relativement élevés.
- E. La technologie à l'arséniure de gallium (GaAs) permet d'obtenir des cellules photovoltaïques très performantes, bien que le procédé de fabrication soit très coûteux. La production des cellules GaAs est en outre relativement indépendante de la température de fonctionnement et est principalement utilisée dans les programmes spatiaux.
- F. La technologie des cellules multijonctions consiste à superposer deux couches ou plus de cellules photovoltaïques, généralement en couches minces, chaque couche exploitant une partie spécifique du spectre lumineux. Une cellule à deux couches est souvent dite « en tandem ».

C.4 Types de systèmes photovoltaïques

C.4.1 Panneaux PV plans

La configuration la plus courante des systèmes PV utilise des modules ou des panneaux plans. Plusieurs cellules solaires sont interconnectées et assemblées pour former des modules PV, qui sont à leur tour raccordés entre eux pour former un groupe ou un panneau afin de produire plus d'énergie. Les panneaux solaires sont fixés sur des montants inclinés.

C.4.2 Systèmes à concentration

Dans les systèmes de ce type, des réflecteurs ou des lentilles permettent de concentrer le rayonnement solaire afin de collecter plus d'énergie avec un nombre donné de cellules PV. Ces systèmes utilisent généralement des suiveurs solaires à deux axes pour que les cellules reçoivent toujours la quantité maximale de rayonnement solaire.

C.5 Structures porteuses

Les panneaux photovoltaïques doivent être montés sur des structures stables et durables, capables de les soutenir et de résister au vent, aux séismes, à la pluie, à la grêle et à d'autres aléas. Ces structures peuvent être en aluminium, en fer ou en acier. Bien que certaines installations anciennes comportent une ossature en bois, il n'est pas recommandé d'utiliser des matériaux de construction combustibles. Une protection adéquate contre la corrosion ou la détérioration doit également être prévue.

Les systèmes plans sont généralement installés sur des structures fixes, parmi lesquelles le montage en rack est considéré comme le plus polyvalent. Il peut être construit assez facilement et installé au sol.

Dans certains cas, la structure porteuse est également conçue pour suivre le soleil. Elle incline alors le groupe PV à un angle fixe déterminé par la latitude du site, les exigences de la charge et les conditions d'ensoleillement. Il existe deux types de structures, ou suiveurs solaires : à un axe et à deux axes. Les suiveurs à un axe sont généralement conçus pour suivre le soleil d'est en ouest. Dans une de ses versions, le suiveur passif à un axe est piloté par un système fermé au fréon qui lui permet de suivre le soleil avec une précision suffisante pour les modules PV plans. Il arrive que ce type de suiveur soit utilisé avec des systèmes PV à concentration. Les suiveurs à deux axes sont, quant à eux, majoritairement employés avec des systèmes PV à concentration. Ces unités suivent la course quotidienne du soleil, ainsi que sa course saisonnière entre l'hémisphère nord et l'hémisphère sud. En général, les systèmes sophistiqués sont plus coûteux et nécessitent davantage d'entretien.

C.6 Équilibrage du système (BOS)

L'équilibrage du système (BOS, Balance of System) comprend tous les équipements qui permettent d'appliquer correctement l'électricité photovoltaïque à la charge. Il s'agit généralement des structures de montage des panneaux PV et des équipements de conditionnement de l'énergie qui ajustent et convertissent le courant continu au format et à l'amplitude requis par une charge à courant alternatif. Le BOS peut également inclure des dispositifs de stockage, tels que des batteries, qui permettent d'utiliser l'électricité photovoltaïque par temps couvert ou la nuit.

C.6.1 Unité de conditionnement d'énergie (PCU)

Les unités de conditionnement d'énergie transforment l'électricité produite par un système PV afin qu'elle réponde aux besoins spécifiques de la charge. Elles peuvent avoir les fonctions suivantes :

- A. limiter le courant et la tension pour optimiser la production d'énergie ;
- B. convertir le courant continu en courant alternatif ;
- C. adapter le courant continu converti au réseau électrique d'une compagnie d'électricité ;
- D. protéger le personnel de la compagnie et le réseau contre tout dommage lors des réparations.

Les exigences spécifiques des unités de conditionnement d'énergie dépendent du type et de l'application du système PV. Pour les applications à courant continu, l'unité se compose de régulateurs qui maintiennent la production à un niveau constant de tension et de courant afin de l'optimiser. Pour les charges à courant alternatif, l'unité doit comprendre un onduleur qui convertit le courant continu généré par les modules PV en courant alternatif. Les onduleurs injectent généralement du courant (avec un facteur de puissance très proche de l'unité) dans le réseau électrique. Les onduleurs en fonctionnement utilisent généralement des transistors bipolaires à porte isolée (IGBT) comme dispositifs de commutation et sont également équipés d'un mécanisme de suivi des points de puissance maximale (MPPT) pour garantir la récupération maximale d'énergie nette à partir des modules PV. Ils ne sont généralement pas connectés à des batteries. Cependant, l'utilisation de batteries permet d'assurer une alimentation de secours.

C.6.2 Batteries

Les batteries permettent de stocker l'électricité produite par les panneaux PV en vue d'une utilisation ultérieure. Si le système ne peut pas être raccordé au réseau électrique, des batteries de secours sont nécessaires pour le stockage de l'énergie. Cependant, les batteries réduisent l'efficacité d'un système PV, car elles ne restituent que 80 % de l'énergie stockée. Comme les cellules PV, les batteries sont des dispositifs à courant continu qui ne sont directement compatibles qu'avec des charges à courant continu. Cependant, elles peuvent également servir de conditionneur d'énergie pour ces charges en régulant la puissance, ce qui permet au groupe PV de fonctionner au plus près de sa puissance optimale.

C.6.3 Autres appareils

C.6.3.1 Compteur pour facturation nette

Cet appareil enregistre l'énergie générée dans un format de totalisation exclusif. Le relevé indique la quantité nette d'énergie consommée (c'est-à-dire l'énergie totale utilisée moins l'énergie produite par le système photovoltaïque).

C.6.3.2 Transformateur d'isolation du raccordement au réseau

Afin d'empêcher la transmission de perturbations de la qualité énergétique entre le réseau et le système PV, un transformateur d'isolation est placé entre le tableau électrique principal des onduleurs et le réseau. Le bobinage delta de ce transformateur, qui est connecté au bus de service, fait circuler les harmoniques de bruit et dissipe l'énergie sous forme de chaleur. Certains fabricants d'onduleurs intègrent des transformateurs d'isolation de sortie dans leurs systèmes, ce qui évite d'avoir recours à un transformateur externe et assure l'isolation contre les bruits.

ANNEXE D DONNÉES DE CONFIGURATION DES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL - PROTECTION CONTRE LE VENT ET LA GRÊLE

Part 1: Généralités

<i>Géolocalisation (adresse ou latitude/longitude)</i>		
Année de conception		
Capacité (MW-cc)		
Valeur totale assurée (dollars)		
Valeur quotidienne moyenne des pertes d'exploitation (dollars)		
Caractéristiques des panneaux (inclure tous les panneaux installés)	Fabricant(s) :	
	Numéro(s) de modèle :	
	Fiche(s) technique(s) jointe(s) ? (O/N) :	
	Fixe ou variable :	
Suiveur solaire	Nombre d'axes :	
	Fabricant du suiveur solaire :	
	Applicable (O/N) :	
Charge de neige	Applicable (O/N) :	
	Charge testée (psf ou kN/m ²) :	

Part 2: Résistance au vent

<i>Vitesse de vent nominale : Indiquer limite ou admissible (m/s)</i>		
Catégorie de risques de la résistance au vent selon la norme ASCE 7		
Essais de résistance au vent	Méthode de test (par ex., UL ou IEC) :	
	Résultats des essais joints (O/N) :	
	Charge statique testée (psf ou kPa) :	
	Essais en charge dynamique (soufflerie) (O/N) :	
	Résultats des essais en charge dynamique joints (O/N) :	

Part 3: Grêle

<i>Essai d'impact effectué (O/N)</i>		
Organisme d'essais		
Méthode de test (titre ou numéro de l'éditeur)		
Taille maximale des grêlons testée (mm)		
Microfissures	Recherchées (O/N) :	
	Résultats des essais disponibles (O/N) :	

Part 4: Réduction des risques naturels

<i>Identification des risques (le cas échéant)</i>	<i>Service météorologique :</i>	
	Capteurs sur site (type et numéro) :	
Position de mise en sécurité contre le vent (en degrés par rapport à l'horizontale)		
Position de mise en sécurité contre la grêle (en degrés par rapport à l'horizontale)		
Position de mise en sécurité pour les deux risques (en degrés par rapport à l'horizontale)		
Déclenchement	Manuel ou automatique	
	Distance du phénomène météorologique au déclenchement (km)	
	Procédure de mise en sécurité jointe (O/N)	
Délai maximal requis pour atteindre la position de mise en sécurité après déclenchement (s)		