



Note d'Information Technique Électricité (NITE)

NITE 002 : Installations photovoltaïques

Note d'Information Technique Électricité (NITE)

NITE 002 : Installations photovoltaïques

Version 2025

Ceci est une publication de Volta

Avenue du Marly 15/8

1120 Bruxelles

info@volta-org.be

www.volta-org.be

© Tecnolec 2015 – Volta 2020 – Volta 2024 – Volta 2025

Aucune information tirée de cette publication ne peut être reproduite, sauvegardée dans une banque de données automatisée ou rendue publique, sous quelque forme que ce soit ou de quelque manière que ce soit, de manière électronique, mécanique, par le biais de photocopies, d'enregistrements ou de toute autre manière, sans l'accord écrit préalable de l'éditeur.

Les checklists, destinées à servir de document de travail et pouvant être utilisées sans limitation, constituent la seule exception ici.

SOMMAIRE

1.	Introduction	6
1.1.	Objet	6
1.2.	Délimitation	6
1.3.	Groupe cible	6
1.4.	Paternité	6
1.5.	Mentions légales	6
1.6.	Aide à la lecture	6
1.7.	Notions.....	7
1.7.1.	Bruxelles	7
1.7.2.	Module PV	7
1.7.3.	Puissance crête (kWc).....	8
1.7.4.	Installation PV	8
1.7.5.	Puissance d'une installation PV	9
1.7.6.	Rendement ou production.....	9
1.7.7.	Chaîne	9
2.	Définition du projet.....	10
2.1.	Introduction	10
2.2.	Informations générales	10
2.3.	Bâtiment.....	10
2.3.1.	Année de construction	10
2.3.2.	Photos.....	10
2.3.3.	État de la toiture.....	10
2.3.4.	Type de toiture.....	10
2.3.5.	Type de couverture.....	10
2.3.6.	Dimensions / orientation / inclinaison / ombrage.....	10
2.3.7.	Isolation du toit.....	11
2.4.	L'installation électrique.....	11
2.4.1.	Gestionnaire du réseau de distribution	11
2.4.2.	Tension nominale.....	11
2.4.3.	Raccordement	11
2.4.4.	Consommation annuelle	11
2.4.5.	Distances	11
2.4.6.	Parafoudre	12
2.4.7.	Puissance souhaitée et type de modules PV souhaités.....	12
2.5.	Informations complémentaires.....	12
2.6.	Croquis de situation	12
3.	Conception et dimensionnement	13
3.1.	Aperçu	13
3.2.	Lois, règlements et normes.....	13
3.2.1.	Permis de construire	13
3.2.2.	RGIE	13
3.2.3.	Installations PV raccordées au réseau.....	13
3.2.4.	Demande d'installation ou notification obligatoire	15
3.2.5.	Directives européennes	15
3.2.6.	Normes	16
3.2.7.	Prescriptions du fabricant	16
3.2.8.	Spécification technique	16
3.3.	Taille de l'installation	17
3.3.1.	Production annuelle dans des conditions optimales	17
3.3.2.	Localisation, orientation et inclinaison.....	18
3.3.3.	Surface disponible	19
3.3.4.	Limites réglementaires.....	20

3.4.	Type de module PV	21
3.4.1.	Type de cellule solaire	21
3.4.2.	Choix des modules PV.....	22
3.5.	Nombre d'onduleurs.....	22
3.5.1.	Onduleur central	23
3.5.2.	Onduleur de chaîne	23
3.5.3.	Micro-onduleurs et optimiseurs	23
3.6.	Onduleur	24
3.6.1.	Système de sectionnement automatique	24
3.6.2.	Compatibilité	24
3.6.3.	Plage de fonctionnement des modules PV et de l'onduleur	24
3.6.4.	Couplage en série et en parallèle	25
3.6.5.	Puissance de l'onduleur	25
3.6.6.	$U_{DC\ max}$	27
3.6.7.	$U_{DC\ min}$	28
3.6.8.	$I_{DC\ max}$	28
3.6.9.	Onduleur monophasé ou triphasé.....	28
3.6.10.	Qualité de l'électricité.....	28
3.6.11.	Emplacement de l'onduleur.....	29
3.7.	Câblage DC	30
3.7.1.	Sécurité.....	30
3.7.2.	Facteurs d'influence externe	31
3.7.3.	Réaction au feu.....	31
3.7.4.	Mode de pose	31
3.7.5.	Protection des chaînes contre le courant inverse	32
3.7.6.	Protections des deux bornes	33
3.7.7.	Calcul du câblage	34
3.7.8.	Codification des câbles.....	35
3.8.	Connecteurs DC	36
3.9.	Coupure de sécurité CC	37
3.10.	Mise à la terre de la structure portante	37
3.11.	Protection contre la foudre et la surtension.....	38
3.12.	Configuration du câblage CC	38
3.13.	Câblage AC	39
3.14.	Coupure de sécurité AC.....	40
3.14.1.	Installations jusqu'à 30 kVA	40
3.15.	Protections imposées par Synergrid	40
3.15.1.	Protection contre un défaut interne	40
3.15.2.	Protection de découplage	40
3.15.3.	Autres protections imposées par Synergrid	40
3.16.	Compteur d'électricité verte	41
3.17.	Modification de l'installation existante	41
3.17.1.	Installation domestique sans interrupteur différentiel ou de type AC	42
3.17.2.	Courant nominale des appareils et du câblage présents	43
3.18.	Pictogrammes	44
3.19.	Codification	44
3.20.	Documentation.....	45
3.21.	Que faire en cas d'incendie ?.....	46
4.	Installation.....	47
4.1.	Travail en hauteur.....	47
4.2.	Dangers électriques	47
4.2.1.	Toujours sous tension.....	47
4.2.2.	Courant DC.....	47

4.3.	Montage des modules PV	48
4.4.	Raccordement des modules PV	48
4.5.	Fixation du câblage DC.....	49
4.6.	Identification des câbles et pictogrammes	49
4.7.	Installation de l'onduleur	49
5.	Mise en service	50
5.1.	Introduction	50
5.2.	Contrôle visuel	50
5.3.	Contrôle de conformité.....	50
5.4.	Raccordement de la partie DC.....	51
5.5.	Raccordement de la partie AC.....	51
6.	Recherche de défauts.....	52
6.1.	Modification de l'installation PV.....	52
6.2.	Inspection	52
6.3.	Surveillance	53
6.4.	Courbe I-U	53
6.5.	Thermographie	54
6.6.	Recyclage des modules PV	55
7.	Informations complémentaires.....	56
7.1.	Cellules solaires.....	56
7.1.1.	Principe de fonctionnement	56
7.1.2.	Rayonnement direct et diffus	56
7.1.3.	Types de cellule solaire	56
7.2.	Construction d'un module PV.....	57
7.2.1.	Introduction	57
7.2.2.	PV Module avec cadre.....	57
7.2.3.	Module à couche mince	57
7.2.4.	BIPV.....	57
7.2.5.	Modules semi-transparents.....	57
7.2.6.	Verre structuré	58
7.3.	Propriétés électriques d'un module PV	58
7.3.1.	Grandeurs caractéristiques.....	58
7.3.2.	Influence du rayonnement	59
7.3.3.	Influence de la température	60
7.3.4.	Rendement	62
7.3.5.	Puissance crête	62
7.3.6.	Vieillessement.....	62
7.3.7.	Flash test	62
7.3.8.	Classe d'isolation	62
7.3.9.	Terre fonctionnelle	63
7.4.	Exemple de spécifications d'un module PV	64
7.5.	Ombre ou salissures sur une partie de module PV.....	65
7.5.1.	Introduction	65
7.5.2.	Diode	65
7.5.3.	Cellule PV	66
7.5.4.	Module PV	66
7.5.5.	Diode bypass	67
7.6.	Onduleurs	68
7.6.1.	Fonction	68
7.6.2.	Symbole.....	68
7.6.3.	Maximum Power Point Tracker (MPPT).....	69
7.6.4.	Rendement d'un onduleur.....	69

7.6.5.	Température de service de l'onduleur.....	71
7.6.6.	Onduleur avec ou sans transformateur.....	72
7.6.7.	Technologie d'onduleurs et potentiels côté DC.....	74
7.6.8.	Contrôle de l'isolement.....	74
7.6.9.	Réseau sans conducteur neutre.....	75
7.6.10.	Onduleurs et soutien du réseau.....	75
7.7.	Fusible de chaîne.....	75
7.7.1.	Introduction.....	75
7.7.2.	Coupe-circuit à fusible.....	75
7.7.3.	Fusible de chaîne électronique.....	79
7.8.	Diode de blocage.....	80
7.9.	Disjoncteurs CC.....	81
8.	Annexe 1 - Check-list Données de projet	82
9.	Annexe 2 - Check-list Mise en service / entretien d'une installation PV	84
10.	Annexe 3 - Tableau de calcul de l'ombre portée par les objets à proximité	93
10.1.	Introduction.....	93
10.2.	Aperçu.....	93
10.3.	Sources d'ombre.....	93
10.4.	Diagramme des trajectoires du soleil.....	95
10.4.1.	Trajectoire du soleil.....	95
10.4.2.	Imputation des sources d'ombre.....	96
10.5.	Type de cellule solaire.....	96
10.6.	Calcul de la perte due à l'ombre.....	97
10.6.1.	Introduction.....	97
10.6.2.	Effet de l'ombrage par mois.....	97
10.6.3.	Contribution mensuelle à la production annuelle.....	97
11.	Abréviations	102
12.	Références	104

1. Introduction

1.1. Objet

Une installation photovoltaïque (PV) convertit directement l'énergie de la lumière du soleil en électricité. Elle utilise pour ce faire l'effet photovoltaïque.

Cette Note d'Information Technique Électricité (NITE) reprend un ensemble de conseils afin de réaliser une installation PV de qualité du point de vue électrique.

Pour les aspects constructifs, nous renvoyons aux notes d'information technique pertinentes de Buildwise, le centre d'innovation du secteur de la construction.

La NITE contient les chapitres suivants :

- [Définition du projet](#)
- [Installation](#)
- [Mise en service](#)
- [Recherche de défauts](#)
- [Informations complémentaires](#)

Deux check-lists et un tableau de calcul sont proposés en annexes.

1.2. Délimitation

La NITE se limite aux aspects électriques de l'installation PV.

En outre, elle se limite aux installations d'une puissance en courant alternative (CA) maximale de 124 kVA. Le cas échéant, les installations jusqu'à 10 kVA sont examinées séparément. Voir aussi § 1.7.5.

1.3. Groupe cible

La NITE sert de fil conducteur et de source d'informations à la personne en charge de la réalisation de l'installation PV. Elle suppose une connaissance générale des installations électriques. Elle apporte des solutions aux problèmes pratiques que le responsable peut rencontrer.

La NITE n'est pas directement destinée aux travailleurs de terrain. Les personnes qui réalisent l'installation PV doivent disposer d'une connaissance professionnelle suffisante et être conscientes des dangers (§ 4.1 et 4.2).

1.4. Paternité

Ce document est établi par l'asbl Volta, en concertation avec Buildwise qui élabore des Notes d'information technique pour les aspects constructifs d'une installation PV.

Pour ce faire, on a également fait appel à un groupe de travail d'experts externes :

An Geysenbergh, Bram Leys, Eric Dupont, Hessel van den Berg, Jo Neyens, Lieven Spincemaille, Patrick Deketelaere, Paul Van den Bossche, Peter Vermeulen, Raf Vermeulen, Stefan Dewallef, Sylvain Terryn.

1.5. Mentions légales

Volta a rédigé le présent document avec le plus grand soin. Volta rejette cependant toute responsabilité pour d'éventuelles inexactitudes et/ou lacunes dans les informations fournies ci-après. Aucun droit ne saurait être dérivé du contenu de ce document (y compris les annexes).

L'utilisateur doit également être conscient que la législation, la technologie, les normes, ... peuvent changer sans qu'il en soit informé.

1.6. Aide à la lecture

- Le texte en bleu contient un lien vers une autre partie du présent document ou vers une [page Web](#), auquel cas il est également souligné.
- *Le texte en italique bleu clair est une citation directe.*
- Où la NITE fait référence à une réglementation, il est recommandé de consulter le document pertinent et de ne pas se limiter au résumé dans la NITE.

1.7. Notions

1.7.1. Bruxelles

Dans le texte, la Région de Bruxelles-Capitale est abrégée Bruxelles dans le contexte réglementaire.

1.7.2. Module PV

Une cellule solaire (§ 7.1) convertit l'énergie de la lumière captée directement en électricité. Notez que l'utilisation de cellules solaires individuelles n'est pas pratique. C'est la raison pour laquelle on les assemble en un module PV de plusieurs dizaines de cellules connectées en série. Panneau solaire et panneau PV sont des synonymes.

La [Figure 1](#) représente le symbole le plus utilisé pour un module PV.



Figure 1 - Symbole d'un module PV

Dans la norme CEI 60617 (Symboles graphiques pour schémas), un symbole différent est proposé :

- [Figure 2](#)
- Code G
- Description : Générateur photoélectrique
- N° : S00908

Ce symbole n'est pratiquement jamais utilisé.

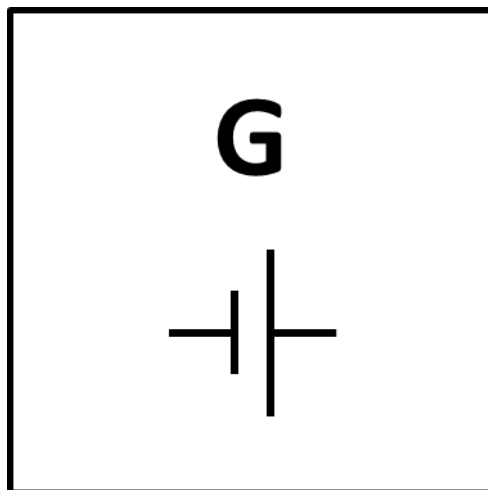


Figure 2 - Symbole d'un module PV selon la norme CEI 60617

1.7.3. Puissance crête (kWc)

La puissance nominale d'un module PV (ou par extension de tous les modules PV d'une installation PV) est appelée puissance crête.

Elle est exprimée en Wc (Watt-crête) ou en kWc (kiloWatt-crête).

Elle est mesurée dans des conditions d'essai définies internationalement (Tableau 1) :

Puissance irradiante	1000 W/m ² (pour une lumière du soleil standardisée)
Température de cellule	25 °C
Spectre de masse d'air	1,5 (ce chiffre signifie que la lumière du soleil a parcouru une distance à travers l'atmosphère égale à une fois et demie l'épaisseur moyenne de l'atmosphère)
Tableau 1 - Conditions de Test Standard (CTS) pour le calcul de la puissance crête de modules PV	

La puissance crête n'est pas la puissance maximale. La puissance irradiante peut excéder 1000 W/m² et le rendement d'un module augmente lorsque la température de la cellule diminue (§ 7.3.3). Dans des conditions favorables (beaucoup de soleil, basse température), il peut arriver qu'un module PV fournisse plus de puissance que sa puissance crête.

Les modules PV à base de silicium amorphe fournissent au cours des premières semaines une puissance supérieure à leur puissance crête, qui est mesurée après stabilisation.

1.7.4. Installation PV

Par installation PV, nous entendons tous les composants, câblages et appareillages d'une installation pour transformer l'énergie solaire en électricité et mettre à disposition cette électricité.

Une installation PV raccordée au réseau comprend donc aussi le ou les onduleurs qui transforment le courant continu (CC) des modules PV en courant alternatif (CA), ainsi que tous les appareils de protection prescrits qui doivent garantir que l'installation PV ne nuise pas à l'exploitation sûre du réseau (par ex. lorsque le réseau est mis hors tension pour une intervention, l'installation PV ne peut pas être en mesure de mettre le réseau sous tension).

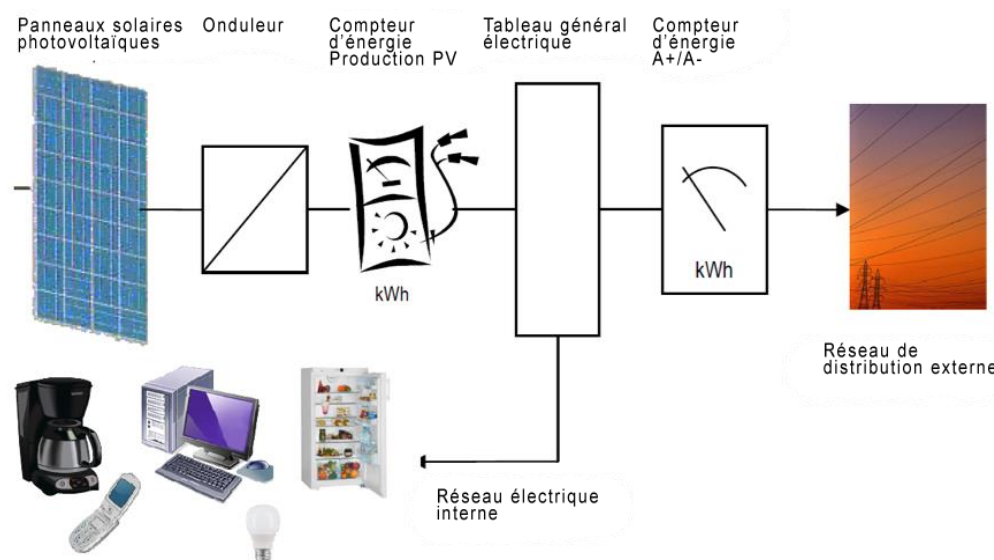


Figure 3 - Raccordement d'une installation PV de ≤ 10 kVA – schéma simplifié (source [1])

1.7.5. Puissance d'une installation PV

La réglementation fait souvent référence à la puissance de l'installation PV. On entend par là la puissance AC maximale du ou des onduleurs. Celle-ci est généralement exprimée en kVA ou en kW. Les deux unités apparaissent dans la réglementation. Dans la pratique, il y a généralement peu de différence étant donné que le facteur de puissance d'application pour la tension et le courant fournies est pratiquement égal à 1. La différence serait néanmoins importante s'il était demandé à l'installation PV de fournir une puissance réactive (par ex. pour soutenir le réseau) et dans le cas d'une distorsion harmonique conséquente.

1.7.6. Rendement ou production

Lorsque l'on parle du rendement d'une installation PV, il peut s'agir du bénéfice financier ou du rendement énergétique, autrement dit de l'électricité produite. Dans ce dernier cas, nous utilisons le mot « production » dans ce document.

La production est généralement exprimée en kWh/an. Suivant le contexte, il peut s'agir de la production annuelle que l'on peut attendre en moyenne ou de la production réelle pour une année donnée (qui dépend des conditions atmosphériques).

1.7.7. Chaîne

Pour le transport de l'électricité, il est intéressant de travailler à la tension la plus élevée possible ; ainsi, pour une même puissance, le courant et par conséquent la section de câble minimale sont plus réduits.

C'est la raison pour laquelle, dans une installation PV, plusieurs modules sont souvent raccordés en série. On parle alors de chaîne (Figure 4). La tension DC augmente et le courant reste identique, donc la puissance augmente et les pertes par transport dans la partie DC restent les mêmes.

La tension ainsi obtenue est suffisamment élevée pour rendre l'amplification superflue (§ 7.6.6).

L'inconvénient ici est qu'une tension supérieure signifie que les conséquences d'un éventuel choc électrique seront plus graves. La protection contre le contact direct et indirect doit être adaptée au niveau de la tension maximale.

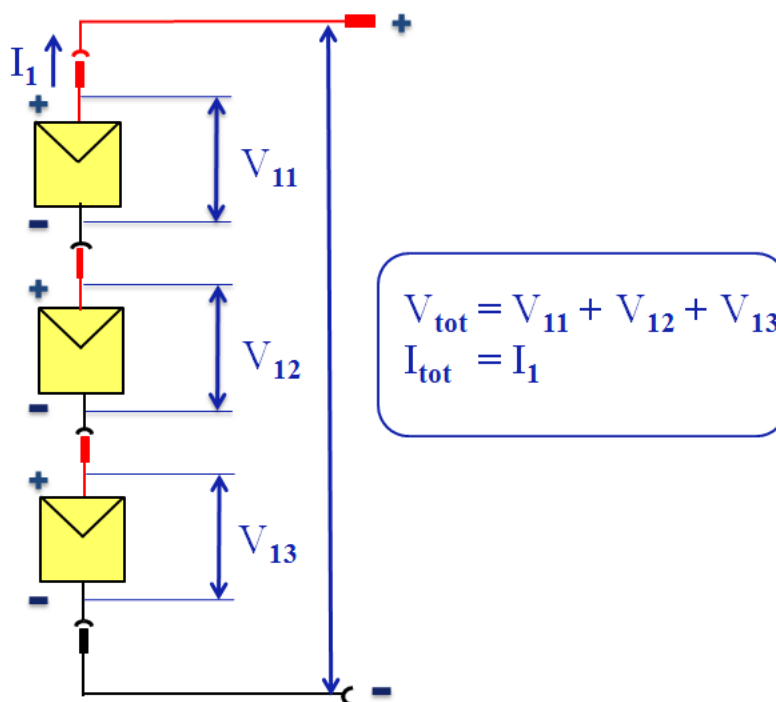


Figure 4 - Chaîne = connexion en série de modules PV

2. Définition du projet

2.1. Introduction

Pour élaborer une conception optimale de l'installation PV, il convient de collecter sur place, les données ayant une influence sur l'installation.

Pour une liste des données requises, voir [Annexe 1 - Check-list Données de projet](#).

Nous pouvons subdiviser la check-list suivant les rubriques ci-dessous :

- Informations générales
- Informations sur le bâtiment
- Informations sur l'installation électrique déjà présente
- Données supplémentaires
- Croquis de situation avec les informations environnementales

2.2. Informations générales

Informations administratives pour établir le dossier.

2.3. Bâtiment

2.3.1. Année de construction

Ces informations donnent un aperçu des exigences qui s'appliquaient durant la période de construction (par exemple : valeur d'isolation du toit, § 2.3.7).

2.3.2. Photos

Des photos en disent plus que des descriptions ([Figure 6](#)).

2.3.3. État de la toiture

- Beaucoup de modules PV sont installés sur un toit. Toutefois, il en existe aussi qui peuvent servir d'éléments de construction intégrés au toit ou dans la façade. On parle alors de BIPV, de l'anglais 'Building Integrated Photo Voltaics'.
- Pour une liste de contrôle de l'état du toit, nous renvoyons aux documents de Buildwise et/ou de QUEST.
- Stabilité du toit : pour les installations privées, ceci ne constitue généralement pas un obstacle, mais pour les projets industriels, la stabilité est un facteur très important.
 - Voir « Notes d'information technique » de Buildwise.
 - En cas de doute, une étude de stabilité doit être exécutée par un expert avant d'ériger l'installation PV.
- La qualité de la couverture est un point important. Une rénovation de la toiture peut s'avérer indiquée avant la mise en œuvre de l'installation PV, qui doit avoir une durée de vie de 25 ans ou plus.
- Une question importante concerne la présence oui ou non d'amiante dans la couverture du toit.

2.3.4. Type de toiture

- Pour des toits en pente, des méthodes de montage spécifiques sont utilisées.
- Pour les toits plats, des ancrages ou du lestage sont utilisés.

2.3.5. Type de couverture

- Chaque type de couverture requiert la connaissance et les compétences nécessaires pour pouvoir garantir l'étanchéité au vent et à l'eau après la mise en place de l'installation PV.

2.3.6. Dimensions / orientation / inclinaison / ombrage

- Nous renvoyons ici au croquis de situation au verso de la check-list.
- L'ombre est un facteur qui exerce une grande influence sur la production d'une installation PV.
 - Le but est d'identifier tous les obstacles qui peuvent projeter une ombre sur le toit. Pour plus d'explications à ce sujet, nous renvoyons au § 10.3.
 - Idéalement l'installation PV est posée dans une zone sans ombre. Ce qui peut exiger un montage particulier dû à l'ombre projetée par des cheminées, mâts, coupoles, ...

2.3.7. Isolation du toit

Pour la pose d'une installation PV sur une habitation, il se peut que le toit doive être suffisamment isolé pour avoir droit au soutien financier.

2.4. L'installation électrique

2.4.1. Gestionnaire du réseau de distribution

Le nom du Gestionnaire du réseau de distribution (GRD) de la commune dans laquelle l'installation PV sera placée fait partie de l'information administrative. Il est possible de rechercher le GRD via <https://www.cwape.be/mon-grd> ou <https://www.vreg.be/nl/netbeheer>. Pour Bruxelles, c'est toujours [Sibelga](#).

2.4.2. Tension nominale

- Pour un raccordement monophasé, les mesures ne permettent pas de déterminer si le réseau est doté d'un conducteur neutre (réseau 3N400) ou non (réseau 3,230) : voir § 7.6.9. En cas de doute, il faut le demander par écrit auprès du GRD.
- En cas de raccordement triphasé au réseau, la tension présente doit être vérifiée (400 ou 230V). La direction du champ tournant doit être demandée au GRD ou mesurée. Après l'installation, les bornes de raccordement doivent être identifiées avec un marquage univoque des phases successives (§ 3.19).

2.4.3. Raccordement

- La puissance du raccordement détermine la puissance maximale pouvant être réinjectée dans le réseau.
- Y a-t-il un compteur Ferraris ? Si oui, il doit être remplacé par un compteur double flux (qui mesure séparément les prélèvements et les injections), communément appelé « compteur communicant ». En Wallonie, cela est obligatoire depuis le 1er janvier 2024. En Flandre et à Bruxelles, l'obligation existe depuis plus longtemps. Il en va de même si le compteur Ferraris est équipé d'un frein anti-retour (Figure 5) qui l'empêche de s'inverser.

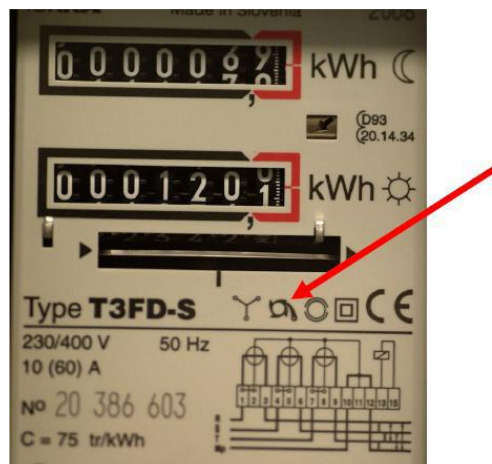


Figure 5 - Symbole d'un frein anti-retour sur un compteur Ferraris

- Sans sa propre cabine haute ou moyenne tension, la puissance à installer est typiquement limitée à environ 100 kVA.

2.4.4. Consommation annuelle

- L'objet d'une installation PV est souvent de produire (une partie de) la consommation annuelle. Installer plus est bon pour l'environnement – il y aura une plus grande production d'énergie renouvelable – mais la rentabilité dépend entre autres de la tarification pour l'utilisation du réseau de distribution et la rémunération éventuelle de l'énergie injectée.
- Avec un compteur bi-horaire, quand il y a injection, c'est surtout le compteur d'heures pleines qui tournera à l'envers pendant la semaine et le compteur de nuit pendant le week-end.

2.4.5. Distances

- Les distances entre les différents éléments de l'installation PV doivent être prises en considération afin de calculer la section des conducteurs en fonction du courant et de la baisse de tension autorisée.
- Pour les câbles existants, le type et la section doivent être notés dans le dossier.

2.4.6. Parafoudre

Pour la conception de l'installation PV, il faut tenir compte de la présence ou non d'une installation parafoudre pour le bâtiment (§ 3.11).

2.4.7. Puissance souhaitée et type de modules PV souhaités

La puissance de l'installation PV et le type de modules PV sont déterminés en concertation avec le client.

2.5. Informations complémentaires

Rubrique pour signaler des informations non standard.

2.6. Croquis de situation

Le croquis de situation (Figure 7) permet de cartographier le bâtiment et l'environnement :

- Dimensions, orientation et inclinaison du toit (ou éventuellement des murs pour le BIPV).
- Éléments du bâtiment qui peuvent projeter de l'ombre sur l'installation PV (par ex. cheminée, lucarne).
- Éléments dans les environs qui peuvent projeter de l'ombre sur l'installation PV (par ex. arbres, bâtiments voisins, collines).
- Le croquis peut être complété par des photos (Figure 6) et par de l'information sur l'environnement disponibles sur internet.

Pour l'effet de l'ombre voir [Annexe 3 - Tableau de calcul de l'ombre portée par les objets à proximité](#).



Figure 6 - Photo de la maison

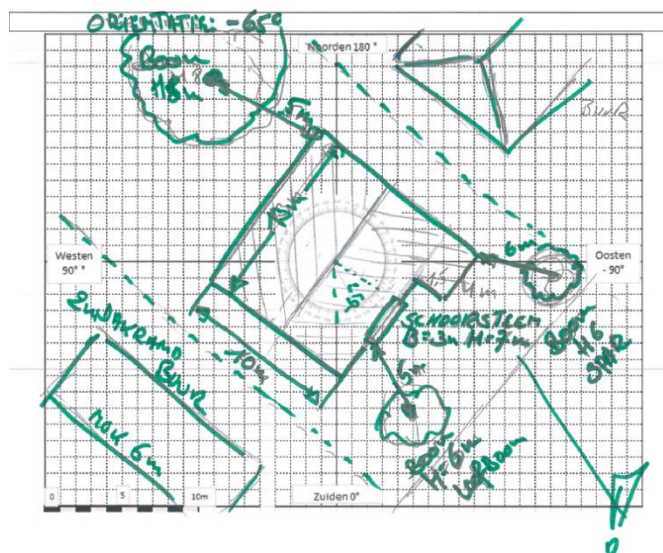


Figure 7 - Exemple de croquis de situation

3. Conception et dimensionnement

3.1. Aperçu

Le dimensionnement de l'installation PV se fait sur la base des données collectées durant la visite chez le client dans le cadre de la définition du projet (voir [Annexe 1 - Check-list Données de projet](#)).

Le dimensionnement peut s'effectuer de préférence par étapes. Celles-ci sont décrites aux § 3.2 à 3.21.

3.2. Lois, règlements et normes

Les installations PV doivent se conformer aux lois et règlements en la matière. Elles doivent aussi respecter les règles de l'art. Pour ce faire, on peut se baser sur des normes qui ne sont pas mentionnées dans la législation.

Il faut en tenir compte lors de la conception.

Dans ce chapitre, nous essayons de fournir un aperçu des lois et règlements essentiels s'appliquant sur la partie électrique d'une installation PV et d'un certain nombre de normes. Veuillez tenir compte du fait que les documents sont susceptibles d'être modifiés et que cet aperçu n'est pas exhaustif. Pour être certain que les conditions exactes soient toujours respectées, la version la plus récente des documents de référence devra toujours être consultée.

3.2.1. Permis de construire

Dans certains cas, un permis de construire est nécessaire pour pouvoir placer une installation PV. Ce sujet sort du cadre de ce document. Nous remarquons simplement qu'un permis est nécessaire entre autres pour le montage de modules PV contre un mur.

3.2.2. RGIE

Chaque installation PV en Belgique doit se conformer au [RGIE](#) (Règlement Général sur les Installations Électriques). Voir aussi [SPF Economie-notes et fiches thematiques](#).

Cela signifie qu'aussi les dispositions en matière de contrôle s'appliquent, même lorsque l'installation PV n'est pas raccordée au réseau électrique (§ 5.1).

Le RGIE livre 1 « Installations à basse tension et à très basse tension » contient un chapitre 7.112 « Installations photovoltaïques domestiques à basse tension (≤ 10 kVA) » avec des compléments aux prescriptions générales.

3.2.3. Installations PV raccordées au réseau

Les installations PV raccordées au réseau doivent se conformer à :

- Les règlements techniques du régulateur :
 - Bruxelles : [BRUGEL réglementations](#)
 - Flandre : [VREG technische reglementen](#)
 - Wallonie : [CWAPE règlements techniques](#)
- Les [prescriptions techniques de Synergrid](#), en particulier Synergrid C10/11 (voir page suivante).
- Le règlement de raccordement du GRD, y compris les prescriptions éventuelles pour le raccordement de production décentralisée.

3.2.3.1. Synergrid C10/11

Le document Synergrid C10/11 contient les « *Prescriptions techniques spécifiques de raccordement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution* » [2]. Les exigences doivent garantir notamment la sécurité des travailleurs qui interviennent sur le réseau et le bon fonctionnement du réseau.

Comme a déjà été mentionné, où la NITE fait référence au Synergrid C10/11 ou un autre document réglementaire, il est recommandé le consulter ce document lui-même et pas seulement le résumé dans la NITE.

Pour en faciliter la lecture, nous donnons ici la structure du document Synergrid C10/11 :

- 1 Dispositions générales
 - Objet
 - Cadre légal, normatif et sectoriel
 - Dérogations concernant l'application du C10/11
- 2 Champ d'application
 - Installations auxquelles le document s'applique et ne s'applique pas
 - Cas particuliers
- 3 Validité
- 4 Définitions et acronymes
 - Entre autres la définition de la puissance maximale, d'une « petite » installation, d'un système de stockage d'énergie
- 5 Procédure de mise en service et hors service
 - Procédure standard
 - Procédure simplifiée pour une petite installation de production
- 6 Exigences techniques de base de l'installation de production d'électricité
 - Conception et construction des unités.
 - Renvoie vers l'annexe D : Exigences techniques de base de l'unité de production d'électricité
 - Groupe cible : les fabricants
- 7 Exigences supplémentaires relatives à l'installation
 - Raccordement de l'installation et équipements additionnels nécessaires pour le raccordement au réseau de distribution, comme : coupure de sécurité, protections, équilibre entre les phases, communication
 - Groupe cible : les installateurs
- 8 Interaction avec le réseau de distribution
 - Installation en opération – compatibilité avec le réseau de distribution : SCADA, power quality, puissance de court-circuit ajoutée, ...
 - Groupe cible : l'utilisateur
- Annexe A - Résumé des principaux équipements requis (à titre informatif)
 - Matrice en Excel des équipements nécessaires par
 - type de raccordement (BT/HT, mono/tri)
 - type d'installation (batterie ou autres)
 - puissance maximale
 - ≤10 kVA
 - ≤30 kVA
 - ≤250 kVA
- Annexe B - Procédure d'homologation Synergrid
 - Étapes à suivre par un fabricant ou importateur pour obtenir l'inclusion de son matériel dans une des [listes de matériels homologués](#) de Synergrid
- Annexe C - Réglages de protection
 - Paramètres pour le réglage
 - du système de sectionnement automatique
 - du relais de découplage
- Annexe D - Exigences techniques de base de l'unité de production d'électricité
 - Appartient au chapitre 6
 - Forme la base pour l'homologation d'un matériel sur la liste Synergrid C10/26

3.2.4. Demande d'installation ou notification obligatoire

Dans la plupart des cas, une autorisation préalable doit être demandée au GRD avant de construire une installation PV qui sera raccordée au réseau. Dans la Région de Bruxelles-Capitale (abrégée Bruxelles), c'est toujours le cas. En Flandre et en Wallonie, une notification suffit dans le cas d'une « Petite installation de production » comme définie dans Synergrid C10/11 [2] § 4.1.7.

- Bruxelles :
- [Sibelga raccordements-compteurs energie-renouvelable panneaux-photovoltaïques](#)
 - [guide administratif et technique pour l'installation de panneaux photovoltaïques](#)
- Flandre : [Fluvius zonnepanelen-verplichtingen](#)
En Flandre, l'installateur a lui-aussi l'obligation de déclarer l'installation au GRD : [partner.fluvius.be/nl/thema/installateurs](#) Meldingsplicht installateur
- Wallonie : [energie.wallonie.be/notifier-la-mise-en-service-d-une-installation-au-GRD](#)

Le GRD doit également être avertis de certaines modifications d'une l'installation PV (§ 6.1). Parfois un nouveau contrôle de l'installation PV est imposé.

3.2.5. Directives européennes

Entre autres les directives Basse Tension et CEM (Compatibilité Electro Magnétique) sont d'application. Pour un résumé, voir [SPF Économie Directive Basse Tension](#) et [SPF Économie Directive Compatibilité électromagnétique](#) (SPF = Service Public Fédéral).

3.2.6. Normes

De nombreuses normes s'appliquent aux installations PV. Nous en énumérons quelques-unes dans le [Tableau 2](#).

NBN EN 50160	Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks
NBN EN 60228	Âmes des câbles isolés
NBN EN 60269-1	Fusibles basse tension – partie 1: exigences générales
NBN EN 60269-6	Fusibles basse tension – partie 6 : exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque
CEI 60364-7-712 et HD 60364-7-712	Installations électriques des bâtiments – partie 7-712 : Règles pour les installations et emplacements spéciaux – Alimentations photovoltaïques solaires (PV)
NBN EN 60891	Procédures pour les corrections en fonction de la température et de l'éclairement à appliquer aux caractéristiques I-U mesurées
NBN EN 61215	Essais pour modules photovoltaïques (PV)
NBN EN IEC 61730	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques
NBN EN 62109	Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes de production photovoltaïques
NBN EN 62305	Protection contre la foudre
CEI 62548	Groupe photovoltaïque (PV) – Exigences de conception
CEI ST 62804	Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation
NBN EN 62852	Connecteurs pour applications en courant continu pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais
Tableau 2 - Quelques-unes des normes pour des (partie d') installations PV	

3.2.7. Prescriptions du fabricant

Pour chaque composant les prescriptions du fabricant sont d'application.

3.2.8. Spécification technique

Le SPF Economie belge a publié une spécification technique [STS 72-1](#) sur les systèmes PV résidentiels.

Pour la portée d'une STS, nous faisons référence à cette [page web](#) du SPF Economie.

3.3. Taille de l'installation

Il revient au client de décider de la capacité de production d'électricité annuelle de l'installation PV. Sur cette base, la puissance crête peut être calculée.

Comme mentionné au § 2.4.4, il pourrait par exemple choisir de produire (une partie de) sa propre consommation.

Lorsque la consommation propre n'est pas connue, par exemple pour une construction neuve, des informations sur la consommation électrique moyenne des ménages peuvent être obtenues par exemple auprès de Sibelga ([Energuide-consommation moyenne d'électricité à Bruxelles](#)).

3.3.1. Production annuelle dans des conditions optimales

En Belgique, on compte souvent sur une production annuelle moyenne de 850 kWh par kWc de modules PV installés (pour des modules PV fixes installés avec orientation et pentes optimales, sans ombrage). Le point noir sur la [Figure 8](#) indique l'orientation optimale :

- à partir du sud, 2 ° vers l'est ;
- 36 ° par rapport à l'horizontale.

Il s'est avéré que cela constitue plutôt une sous-estimation. Selon [\[3\]](#), les systèmes PV parfaitement exécutés avec une bonne orientation et sans ombre produisent chaque année 900 à 970 kWh par kWc installé. La production de certaines installations atteint plus de 1000 kWh / kWc. Les systèmes de façades atteignent 500 à 600 kWh par kWc.

Le 'Vlaams Energieagentschap' (VEA) calcule dans [\[3\]](#) (§ 7.1.1.3) à partir de chiffres du Photovoltaic Geographical Information System ([PVGIS](#)) du JRC (Joint Research Centre) de la Commission européenne [\[5\]](#) : production annuelle moyenne 899 kWh/kWp sur 10 ans en tenant compte d'une dégradation annuelle de 0,8 %.

Remarque : il existe différentes façons d'indiquer l'orientation (anglais : azimuth), voir [Tableau 3](#) ; l'inclinaison (anglais : slope) est toutefois indiquée dans la plupart des cas de la même façon, à partir de l'horizontale. Dans ce document, nous utilisons la notation selon PVGIS.)

	Est	Sud	Ouest
PVGIS	-90 °	0 °	90 °
Autre possibilité	90 °	180 °	270 °

Tableau 3 - manières d'indiquer l'orientation de modules PV

3.3.2. Localisation, orientation et inclinaison

Par exemple sur [PVGIS \[5\]](#), des chiffres peuvent être obtenus pour des installations PV avec une localisation, une orientation et une inclinaison spécifique.

L'influence de l'orientation et de l'inclinaison peut aussi être obtenu à partir d'un « disque solaire ». La [Figure 8](#) présente le disque solaire pour Uccle. Il indique, pour une orientation et/ou une inclinaison différente de la situation optimale, quelle sera l'irradiation en % du maximum (100 %).

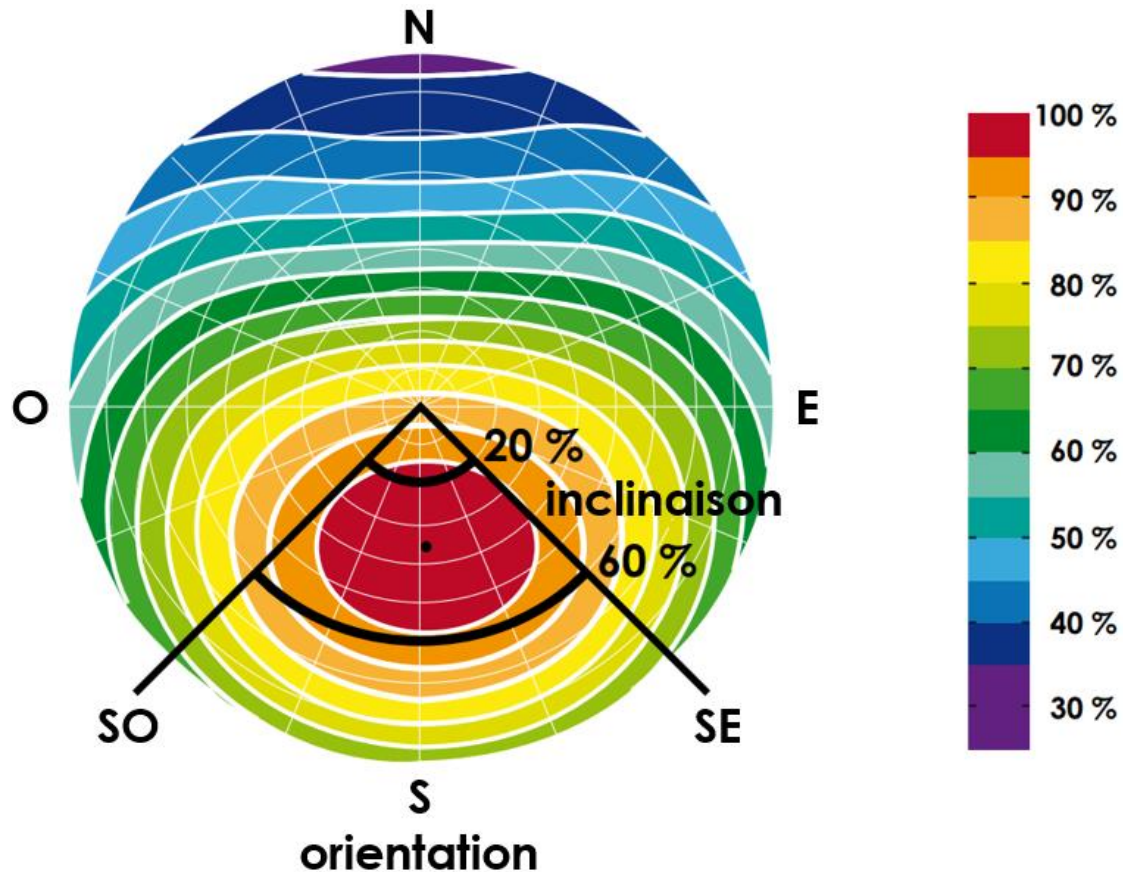


Figure 8 - Disque d'ensoleillement (pour Uccle)
Source : [3]

Dans la zone rouge, l'irradiation atteint au moins 95 %. Nous voyons qu'il y a une certaine marge. L'orientation peut aller du sud-ouest au sud-est (pour une inclinaison de 30 ° à 40 °). L'inclinaison peut varier de 15 ° à 60 ° (pour une orientation au sud).

L'élaboration d'un disque solaire demande un calcul complexe de la répartition du rayonnement solaire direct et diffus à travers l'année. Il peut donc y avoir des divergences entre disques solaires de sources différentes.

Afin d'obtenir la puissance souhaitée, il faudra parfois utiliser différentes surfaces du bâtiment, avec une orientation et une inclinaison différente. Ceci aura une influence sur la production. Cela joue aussi un rôle dans la détermination du nombre d'onduleurs (§ 3.5).

Souvent la courbe de la consommation d'électricité du client montre des crêtes le matin et le soir. On peut alors considérer d'orienter les modules PV vers l'est et l'ouest. L'autoconsommation sera plus importante (mais il faudra plus de modules PV pour obtenir la même production).

3.3.3. Surface disponible

La taille de l'installation est déterminée par la surface de toit disponible. Pour les BIPV, il s'agit de la surface totale disponible.

Si une ombre s'étend sur la surface, cette partie doit être évitée autant que possible (§ 7.5, 7.6.4.3 et 10). Si cela n'est pas possible, il est surtout important que les modules PV ne soient pas à l'ombre lorsque le soleil est au zénith, lorsque le rayonnement est maximal. Dans le § 10, une méthode approximative est décrite pour estimer l'influence de l'ombrage sur la production d'une installation. Le fichier Excel « Tableau de calcul de l'ombrage » est mis à disposition à cet effet.

Pour déterminer la surface de toit disponible, il faut éventuellement tenir compte des exigences spéciales en matière d'évacuation et d'accès au toit pour l'entretien et les services d'incendie, de manière à ne pas devoir marcher sur les modules PV. Il existe déjà des directives en la matière dans d'autres pays.

Il faut aussi respecter une distance suffisante jusqu'au bord du toit en vue de la charge de vent, parce que des turbulences supplémentaires peuvent s'y produire. Il est également souhaitable de conserver une certaine distance vis-à-vis de la gouttière afin que la pluie qui ruissèle sur les modules PV s'achève dans la gouttière.

Lorsque l'on installe des panneaux solaires sur un toit plat avec un angle d'inclinaison, il faut nettement plus de surface de toit par kWc. Pour éviter que les panneaux projettent trop d'ombre sur la rangée suivante, ils ne peuvent pas être installés de façon contigüe (Figure 9). La distance x entre les modules PV est déterminée en fonction de la longueur ℓ des modules PV et de l'angle d'inclinaison α . La Figure 10 montre l'angle du soleil par rapport à l'horizon à midi, lorsque le soleil est à son zénith. Le matin et le soir, il est toujours de 0° (§ 10.4.1).

Selon [8], on peut utiliser les règles pratiques suivantes quand $\alpha = 30^\circ$:

- Pour réduire au maximum les pertes dues à l'ombrage : $x = 3,9 \times \ell$
- Pour profiter au maximum de la surface disponible : $x = 3 \times \ell$

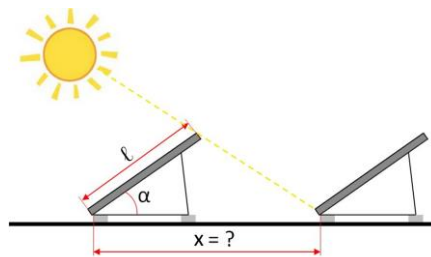


Figure 9 - indicateurs d'une installation PV avec des modules PV sur un toit plat

Source : www.zonnepanelen.net

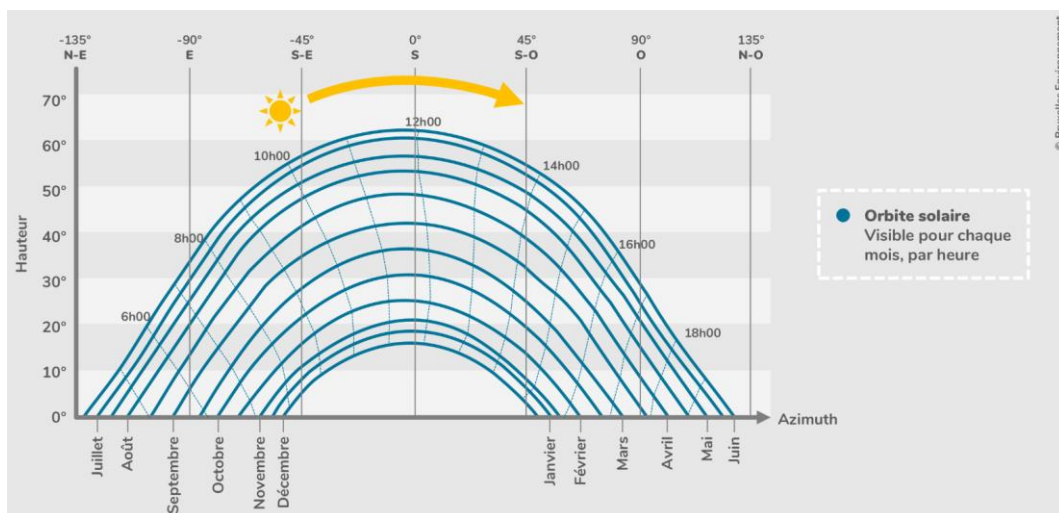


Figure 10 - hauteur du soleil en fonction de l'orientation et du mois à Uccle

Source : guidebatimentdurable.brussels

Si les panneaux sont placés entièrement à l'horizontale – dans la plupart des cas il s'agit alors de la technologie des couches minces – il n'est bien sûr pas nécessaire d'écarter les panneaux pour éviter l'ombrage (mais bien pour l'accessibilité).

3.3.4. Limites réglementaires

Nous avons indiqué ci-dessus qu'il existe un rapport entre la puissance crête de l'installation PV et la production d'électricité qu'on peut attendre.

Un autre argument qui peut influencer le choix de la puissance maximale sont les limites au-dessus desquelles les exigences deviennent plus sévères. Pour une définition de la puissance maximale : voir [2] § 4.1.7 et 4.1.8.

- Pour une « petite installation de production » une notification suffit en Flandre et en Wallonie (§ 3.2.4).
- Pour les installations jusqu'à 30 kVA, un système de sectionnement automatique (§ 3.6.1) peut remplir les fonctions du dispositif de coupure de sécurité (§ 3.14) et de la protection de découplage (§ 3.15.2) (voir [2] § 7.5.2 pour toutes les conditions qui doivent être remplies).
- Le droit au compteur qui tourne à l'envers dépend de la réglementation régionale, qui se modifie régulièrement :
 - Bruxelles : [Sibelga raccordements-compteurs energie-renouvelable panneaux-photovoltaïques](#)
 - Flandre : [Fluvius digitale-meters-en-zonnepanelen](#)
 - Wallonie : [CWAPE quel compteur pour un prosumer](#)

3.4. Type de module PV

3.4.1. Type de cellule solaire

Nous décrivons brièvement ci-dessous les cellules solaires à silicium (Si). Pour davantage d'informations sur ces cellules solaires et les autres, voir § 7.1.

Il existe 3 sortes de cellules solaires Si, selon la structure de Si qui les constitue :

- monocristallin ;
- polycristallin ;
- amorphe.

3.4.1.1. Silicium cristallin

Les cellules solaires en Si cristallin fonctionnent mieux à lumière directe qu'à lumière diffuse (§ 7.1.2).

Le rendement des cellules monocristallines est légèrement supérieur à celui des cellules polycristallines, mais elles sont plus onéreuses. Le rendement supérieur est intéressant lorsque la surface disponible limite la taille de l'installation.

3.4.1.2. Silicium amorphe

Les cellules en Si amorphe sont bien meilleur marché, mais leur rendement est environ deux fois inférieur à celui des cellules cristallines.

La production des cellules en Si amorphe est plus écologique que celle des cellules cristallines :

- La production du matériau de base s'effectue à basse température.
- La couche PV est plus mince.
- Aucun sciage n'est nécessaire (les cellules solaires en Si cristallin sont fabriquées en sciant un bloc de matière en fines tranches). Ceci réduit la quantité de déchets.

Leur rendement est moins dépendant de la température (§ 7.3.3).

Elles sont moins sensibles à la différence entre la lumière directe et diffuse que les cellules cristallines. De ce fait, elles sont également moins sensibles à l'ombre.

Elles sont également utilisées pour les machines à calculer et autres appareils de ce genre parce qu'elles fonctionnent relativement bien sous une lumière artificielle (et aussi parce qu'elles sont bon marché et légères).

On fabrique aussi des cellules solaires à couche mince en partant d'autres matériaux, qui donnent environ le même rendement que les cellules solaires cristallines (§ 7.1.3).

3.4.1.3. Aperçu

Silicium	Monocristallin	Polycristallin	Amorphe
Rendement du module ¹	14 à 17 %	13 à 16 %	5 à 7 % ²
Puissance crête / m ²	120 à 150 Wc/m ²	110 à 130 Wc/m ²	60 à 70 Wc/m ²
Sensibilité à la quantité de lumière	élevée	élevée	moindre
Couleur des cellules	bleu foncé à noir	bleu	rouge-brun à bleu violet
Aspect des cellules	uniforme	marbré	uniforme

Tableau 4 - Aperçu des modules PV des principaux types de cellules Si

¹ Les différents types de cellules solaires font toujours l'objet de recherche de sorte que les rendements continuent d'augmenter.

² après stabilisation.

3.4.2. Choix des modules PV

Le type de modules PV utilisés sera défini en concertation avec le client. Outre les aspects techniques, des considérations esthétiques et naturellement aussi le prix peuvent jouer un rôle pour le client.

Nous donnons ici un certain nombre d'aspects techniques qui peuvent influencer le choix. Pour davantage d'informations, nous renvoyons aux § 7.2, 7.3 et 7.4.

- Puissance crête (§ 1.7.3) : avec la production d'électricité annuelle souhaitée de l'installation PV et la production annuelle moyenne par kWc, celle-ci détermine le nombre de modules.
- La construction du module : avec cadre, film mince, BIPV.
- Le nombre de kWc par surface : celui-ci joue surtout un rôle lorsque la surface disponible est réduite par rapport à la production souhaitée.
- Le poids : la portance du toit peut constituer une limite. Pour ce faire, nous renvoyons aux « Notes d'information technique » de Buildwise. Lorsque l'on opte pour une installation inclinée sur un toit plat, il faut également tenir compte du poids du ballast nécessaire.
- Impossible d'éviter une ombre sur les modules PV ? La perte de rendement sera inférieure pour un type de cellule solaire plus sensible à la lumière indirecte du soleil. Le nombre de diodes bypass (§ 7.5.5) et le positionnement des modules (Figure 48) joue aussi un rôle.
- Est-ce que les modules PV ont besoin d'une mise à la terre fonctionnelle (§ 7.3.9) ? Ceci influera sur le choix de l'onduleur.

3.5. Nombre d'onduleurs

Lors du choix du nombre d'onduleurs, 3 concepts sont en principe possibles (Figure 11) :

- Un seul onduleur central.
- Un ou plusieurs onduleurs de chaîne (onduleurs string).
- Micro-onduleurs ou optimiseurs : un par module PV.

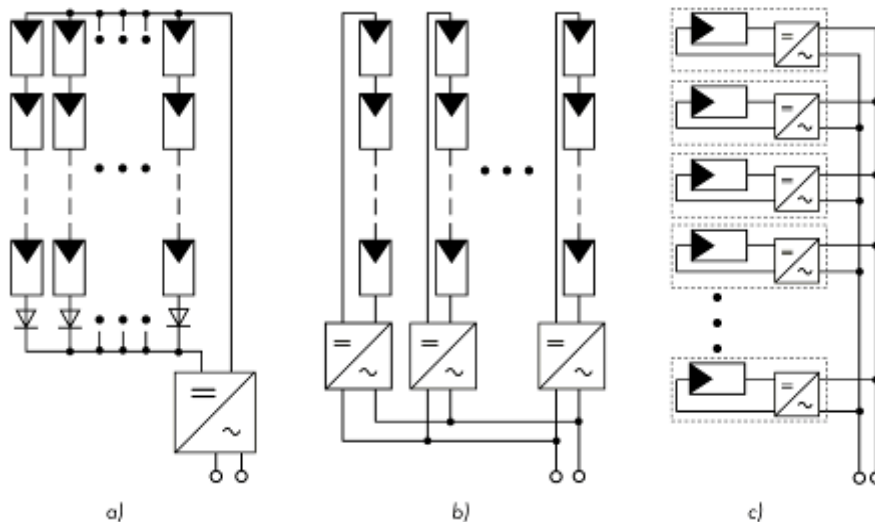


Figure 11 - a) onduleur central ; b) onduleurs de chaîne ; c) micro-onduleurs

3.5.1. Onduleur central

Dans le cas d'un onduleur central, les modules sont d'abord raccordés en série pour former les différentes chaînes. Ensuite les chaînes sont raccordées en parallèle et l'ensemble est raccordé à un onduleur (Figure 11 a).

Les avantages de l'onduleur central sont un rendement élevé et un faible coût.

On peut opter pour des chaînes plus courtes sans qu'il ne faille plus d'onduleurs. De cette façon, la tension DC peut être réduite.

Inconvénients :

- Toutes les chaînes ont la même tension. Elles doivent contenir le même nombre de modules PV et ils doivent tous avoir (environ) la même courbe I-U.
- Cela signifie que tous les modules PV doivent avoir la même orientation et la même inclinaison.
- Il faut également en tenir compte lors du remplacement d'un module défectueux.
- L'onduleur calcule un seul MPP (Maximum Power Point, § 7.3.1) pour toutes les chaînes, ce qui n'est pas toujours optimal en cas d'écarts de performances entre les chaînes. Le calcul est fait par la partie de l'onduleur qui s'appelle le MPPT (§ 7.6.3).
- Lorsqu'une chaîne est (partiellement) ombragée et que les autres chaînes sont en plein soleil, cette chaîne ne peut pas générer la même tension que les autres. Pour éviter que les autres chaînes ne fournissent du courant à la chaîne ombragée, les protections nécessaires doivent être intégrées, par exemple au moyen de fusibles de chaîne (§ 3.7.5 et 3.7.6).

3.5.2. Onduleur de chaîne

Dans le concept avec onduleurs de chaîne, les modules sont raccordés en série pour former une ou plusieurs chaînes (§ 1.7.7). Le MPP (§ 7.3.1) de chaque chaîne est calculé séparément. Pour cela on utilise soit un onduleur par chaîne, soit un onduleur pour plusieurs chaînes avec un MPPT (§ 7.6.3) par chaîne.

Les avantages (dans le cas de plusieurs chaînes) sont que chaque chaîne peut avoir un nombre de modules ainsi qu'une orientation et une inclinaison différents et que l'ombre sur une chaîne n'influe pas sur le fonctionnement des autres chaînes.

Inconvénients :

- Étant donné que tous les modules d'une chaîne sont parcourus par le même courant, ils doivent tous avoir (environ) la même courbe I-U, de sorte qu'ils aient aussi tous le même point de fonctionnement MPP. À mesure où l'écart de performances entre les modules augmente, le MPP des modules individuels va s'écarter du MPP que l'onduleur détermine pour la chaîne entière.
- Cela signifie que tous les modules PV d'une chaîne doivent avoir la même orientation et la même inclinaison.
- Il faut également en tenir compte lors du remplacement d'un module PV défectueux.
- Si une ombre touche une partie de chaîne, le courant dans les modules ombragés circulera à travers les diodes bypass, dès que la quantité de courant demandée est supérieure à ce que ces modules peuvent fournir (Figure 54). Il en résulte une courbe P-U avec deux maxima locaux, de sorte qu'il devient difficile pour l'onduleur de trouver le MPP correct. Le marché propose des onduleurs avec un logiciel MPPT (MPP Tracker) spécial pour optimiser cela.

Une variante de ce concept est un onduleur avec plusieurs MPPT. Chaque chaîne a alors son propre MPPT mais la conversion de CC en CA se fait en commun.

3.5.3. Micro-onduleurs et optimiseurs

Il existe également des modules PV avec leur propre onduleur. Ceux-ci fonctionnent suivant leur propre MPP, sans influence des autres modules PV. Il peut en résulter une production supérieure, en particulier s'il y a de l'ombre qui tombe les modules PV qui n'est pas toujours et partout la même (§ 7.6.4.3). Les modules PV peuvent avoir une orientation et une inclinaison différente (§ 3.3.2). En plus, les performances des modules PV individuels peuvent être suivies.

Il existe différents types :

- Optimiseur : MPPT (§ 7.6.3) seulement.
- Micro-onduleur : MPPT et convertisseur CC – CA.
 - Il peut être doté ou non d'un système de sectionnement automatique (§ 7.6.1).
- Multi-micro-onduleur : plusieurs micro-onduleurs dans un boîtier.

3.6. Onduleur

3.6.1. Système de sectionnement automatique

La plupart des onduleurs sont équipés d'un système de sectionnement automatique. Pour des installations jusqu'à 30 kW, un système de sectionnement automatique peut remplir les fonctions du dispositif de coupure de sécurité (§ 3.14) et de la protection de découplage (§ 3.15.2). Si l'onduleur n'en est pas équipé, on peut installer un système de sectionnement automatique externe.

3.6.2. Compatibilité

Tous les onduleurs ne peuvent pas être utilisés avec tous les types de modules PV. Il est important de respecter les directives du fabricant des modules PV. Un aspect important ici est la nécessité éventuelle d'une terre fonctionnelle (§ 7.3.9). Celle-ci exerce une influence sur le choix d'un onduleur avec ou sans transformateur (§ 7.6.6 et § 7.6.7) ainsi que sur le contrôle d'isolement intégré éventuel (§ 7.6.8).

Lorsque les modules PV sont ombragés, un onduleur avec un MPPT adapté peut être indiqué (§ 7.6.4.3).

La nature du réseau de distribution peut aussi influencer le choix de l'onduleur (§ 7.6.9).

L'onduleur doit également être compatible avec l'emplacement où il sera monté (§ 3.6.11).

3.6.3. Plage de fonctionnement des modules PV et de l'onduleur

Lors du dimensionnement de l'onduleur, les paramètres techniques des modules PV / chaînes et de l'onduleur doivent être adaptés les uns aux autres. La zone verte de la Figure 12 montre la plage de fonctionnement de l'onduleur et deux courbes I-U de l'installation PV.

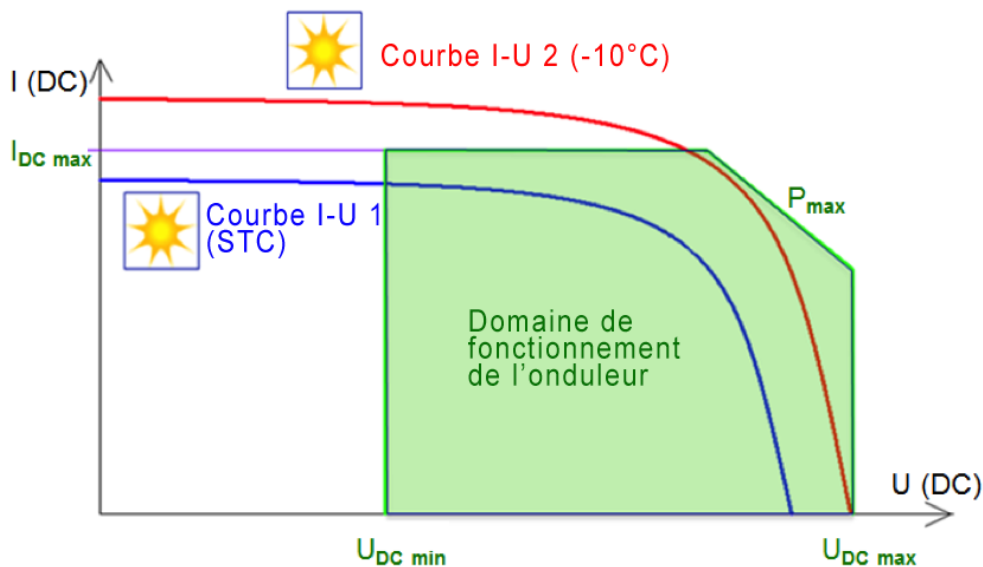


Figure 12 - Plage de fonctionnement d'un onduleur

La plage de fonctionnement de l'onduleur est limitée par :

- $P_{\max}$: puissance maximale côté DC de l'onduleur (§ 3.6.5).
- Plage de tension pour la tension d'entrée (DC).
 - $U_{DC \max}$: en cas de dépassement de cette limite, l'onduleur peut subir des dommages, qui ne sont pas couverts par la garantie (§ 3.6.6)
 - $U_{DC \min}$: en cas d'une tension d'entrée plus basse, l'onduleur se met hors tension. Il y a également la tension de démarrage minimum. Celle-ci est légèrement supérieure à $U_{DC \min}$ afin d'éviter que la tension d'entrée chute sous $U_{DC \min}$ immédiatement après le démarrage à cause de la chute de tension dans les conducteurs (§ 0).
- $I_{DC \max}$: courant maximal à l'entrée de l'onduleur (§ 3.6.8).

La courbe I-U des modules PV/chaînes dépend notamment de l'ensoleillement (Figure 40) et de la température de fonctionnement des cellules solaires (Figure 41).

3.6.4. Couplage en série et en parallèle

Plus de modules par chaîne donnent une tension supérieure, plus de chaînes en parallèle donnent un courant supérieur.

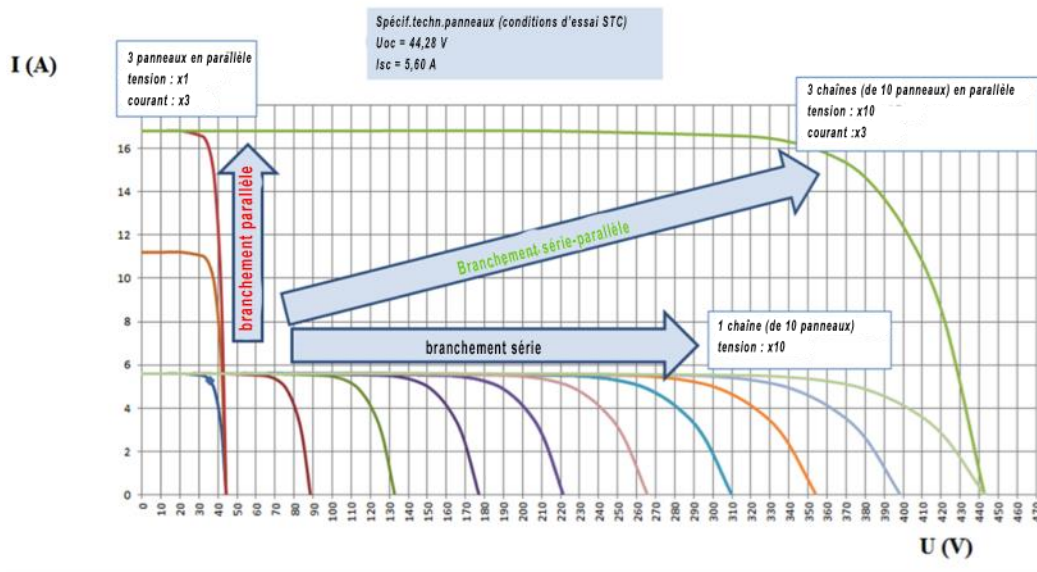


Figure 13 - Courbe I-U en fonction du nombre de modules en série et en parallèle

Les chaînes connectées en parallèle doivent fournir la même tension. Donc ils doivent comprendre le même nombre de modules. Ceci est aussi un point d'attention s'il faut remplacer un module PV défectueux, à cause du vieillissement des autres modules PV (§ 7.3.6) et/ou quand le même type n'est plus disponible.

Il faut aussi tenir compte de la tension maximale de l'isolement (§ 7.3.8).

L'onduleur est choisi en fonction de l'ensemble des modules PV raccordés. Lorsqu'un onduleur adéquat ne peut pas être trouvé, le nombre de modules en série (chaîne) et/ou en parallèle devra être adapté.

3.6.5. Puissance de l'onduleur

La puissance de l'onduleur doit être adaptée à la puissance crête des modules PV. Les limites devant être respectées en la matière, dépendent des directives du fabricant de l'onduleur.

Exemple de limites acceptables* : $0,8 \times P_{PVcrête} < P_{AC} < 1,2 \times P_{PVcrête}$

P_{AC} = puissance CA de l'onduleur

$P_{PVcrête}$ = puissance CC des modules PV raccordés dans les conditions CTS

* toujours respecter les directives du fabricant de l'onduleur

Si la puissance de l'onduleur est égale à la puissance des modules PV dans les conditions CTS (§ 1.7.3), alors en cas d'ensoleillement plus intense et/ou de température de cellule inférieure (§ 7.3.3), l'onduleur ne pourra pas convertir toute l'énergie (sous-dimensionnement). Le prix d'achat d'un onduleur capable de supporter ce rayonnement additionnel et la fréquence à laquelle il se produit doivent être évalués d'un point de vue économique.

En cas de sous-dimensionnement, l'onduleur doit réagir de façon adaptée lorsque sa puissance maximale est atteinte (Figure 16).

Si l'on compare le rendement d'un onduleur relatif au rayonnement solaire en Belgique, il apparaît que l'onduleur fonctionne fréquemment à un rendement faible (Figure 14). Cela est d'autant plus valable à mesure que l'orientation et l'inclinaison des modules PV s'écartent des valeurs optimales (§ 3.3.1). L'écart influe en effet sur la production justement parce que le rayonnement solaire est moins bien capté et donc il est pour ainsi dire plus faible.

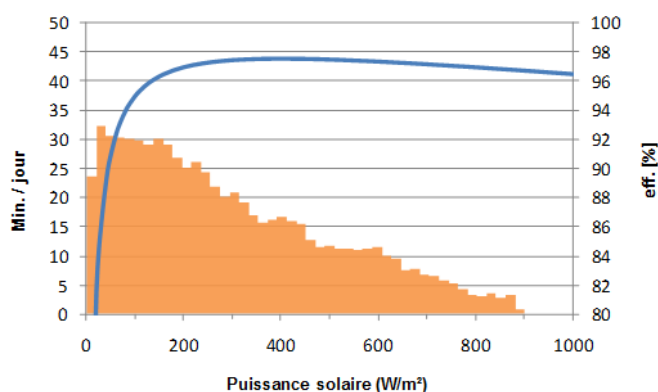


Figure 14 - Rendement d'un onduleur par rapport à la distribution du rayonnement solaire

Dans le cas de grandes installations avec plusieurs onduleurs en parallèle, il peut s'avérer utile de désactiver un ou plusieurs onduleurs à mesure que le soleil diminue.

Pour les installations comportant un seul onduleur, celui-ci peut être sous-dimensionné. En cas d'ensoleillement faible, le rendement de l'onduleur sera meilleur (Figure 15).

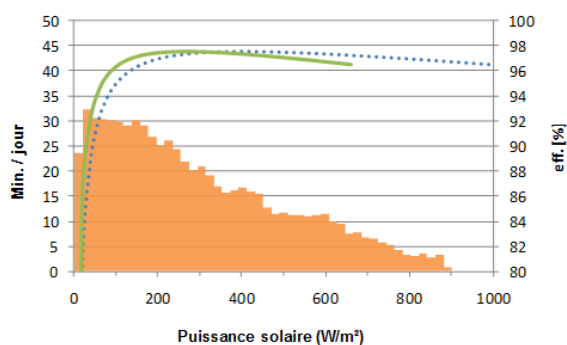


Figure 15 - Onduleur sous-dimensionné (courbe verte)

Lorsque les panneaux solaires peuvent fournir une puissance supérieure à la capacité de l'onduleur, on ne veut pas qu'elle soit complètement perdue. L'onduleur ne doit pas se désactiver mais plutôt limiter la tension. Pour ce faire, il faut un onduleur avec un MPPT adapté, qui dans un tel cas régule le point de fonctionnement correspondant à la puissance nominale de l'onduleur. Celle-ci diffère donc du MPP. Le rendement diminue dans ce cas fortement, mais la puissance supérieure n'est pas complètement perdue (Figure 16).

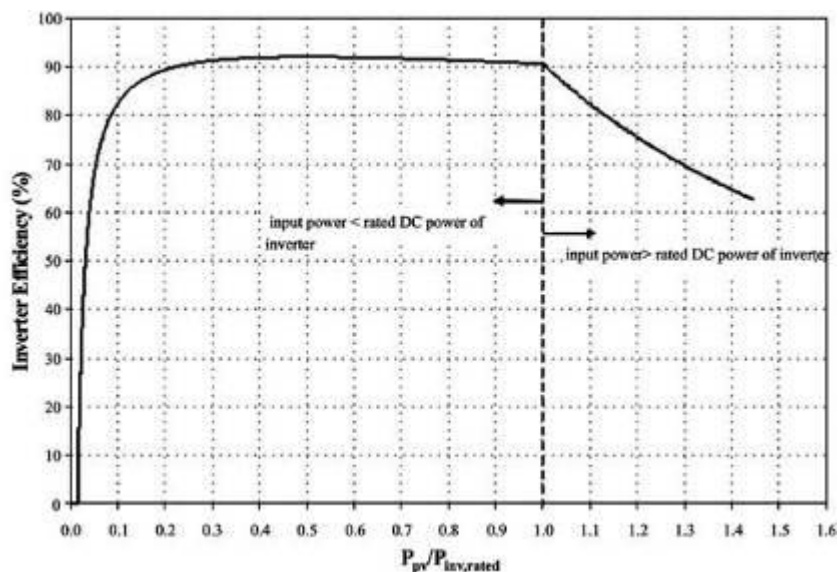


Figure 16 - Rendement d'un onduleur qui en cas de surcharge continue à fonctionner à sa puissance nominale
 P_{PV} = la puissance que les modules PV peuvent fournir
 $P_{inv,rated}$ = la puissance nominale de l'onduleur
 Source : www.spie.org

Avec un onduleur sous-dimensionné, il est possible d'effectuer une analyse, à l'aide d'un logiciel de simulation, de la fréquence à laquelle ce rayonnement supérieur se produit. Pour ce faire, il faut choisir un intervalle de temps suffisamment réduit. Un intervalle d'une heure donne une fausse image car le nombre d'heures moyen par an où le rayonnement solaire atteint par exemple 500 W/m^2 , comprend aussi un certain nombre d'heures durant lesquelles le soleil est caché une demi-heure derrière un nuage sombre et rayonne une demi-heure à pleine puissance. Le nombre moyen d'heures par an où le rayonnement solaire atteint $1\,000 \text{ W/m}^2$ donne de ce fait une sous-estimation de la durée totale où le rayonnement solaire est aussi élevé.

3.6.6. $U_{DC \text{ max}}$

$U_{DC \text{ max}}$ est la tension d'entrée CC maximale admissible aux bornes de l'onduleur. En cas de dépassement de cette limite, l'onduleur peut subir des dommages qui ne sont pas couverts par la garantie.

Lorsque la tension maximale des modules PV est connue, il est possible de calculer le nombre maximum de modules PV par chaîne $n_{\text{max/chaîne}}$.

La tension maximale d'un module PV est la tension en circuit ouvert à -10°C : $U_{oc,-10^\circ\text{C}}$. En effet à basse température, U_{oc} est plus haute (§ 7.3.3). Pour la Belgique, -10°C est une valeur plausible (en montagne, celle-ci peut tomber à -25°C).

Les spécifications d'un module PV donnent généralement U_{oc} dans les conditions CTS (25°C). Cela permet de calculer $U_{oc,-10^\circ\text{C}}$ si le coefficient de température pour la tension β est connu (§ 7.3.3). La différence de température est de -35°C .

Cela donne les formules suivantes. β est généralement négatif (Figure 42), de sorte que les formules donnent un résultat où $U_{oc,-10^\circ\text{C}} > U_{oc \text{ stc}}$.

$$n_{\text{max/chaîne}} = U_{DC \text{ max}} / U_{oc,-10^\circ\text{C}}$$

- $U_{oc,-10^\circ\text{C}} = (1 + (-35^\circ\text{C} \times \beta / 100)) \times U_{oc \text{ stc}}$ pour β exprimé en $\%/^\circ\text{C}$
- $U_{oc,-10^\circ\text{C}} = U_{oc \text{ stc}} + (-35^\circ\text{C} \times \beta / 1\,000)$ pour β exprimé en $\text{mV}/^\circ\text{C}$

En l'absence de données sur β , la règle pratique suivante peut être utilisée :

- $U_{oc,-10^\circ\text{C}} = 1,13 \times U_{oc \text{ stc}}$

Dans ces formules, $U_{DC \text{ max}}$ et U_{oc} sont exprimés en V.

Concernant la tension CC nominale et maximale, voir aussi [SPF Economie-notes et fiches thématiques](#) fiches thématiques – fiche 25.

3.6.7. $U_{DC\ min}$

$U_{DC\ min}$ est la tension minimale, en dessous de laquelle l'onduleur s'arrête. En outre, il y a également la tension de démarrage minimum. Celle-ci est légèrement supérieure à $U_{DC\ min}$ afin d'éviter que la tension d'entrée chute sous $U_{DC\ min}$ immédiatement après le démarrage à cause de la chute de tension dans les conducteurs.

Lorsque la tension minimum des modules PV est connue, il est possible de calculer le nombre minimum de modules PV par chaîne $n_{min/chaîne}$.

La tension minimale d'un module PV est la tension MPP à 70°C (température de fonctionnement des cellules solaires) : $U_{MPP\ 70^\circ C}$. À une température élevée, U_{MPP} est en effet plus basse (§ 7.3.3). Pour la Belgique, 70 °C est une valeur plausible.

Les spécifications d'un module PV donnent généralement U_{MPP} dans les conditions CTS (25 °C). Cela permet de calculer $U_{MPP\ 70^\circ C}$ si le coefficient de température pour la tension β est connu (§ 7.3.3). La différence de température est de 45°C.

Cela donne les formules suivantes :

$$n_{min/chaîne} = U_{DC\ min} / U_{MPP\ 70^\circ C}$$

- $U_{MPP\ 70^\circ C} = (1 + (45^\circ C \times \beta / 100)) \times U_{MPP\ STC}$ pour β exprimé en %/°C
- $U_{MPP\ 70^\circ C} = U_{MPP\ STC} + (45^\circ C \times \beta / 1\ 000)$ pour β exprimé en mV/°C

En l'absence de données sur β , la règle pratique suivante peut être utilisée :

- $U_{MPP\ 70^\circ C} = 0,8 \times U_{MPP\ STC}$

Dans ces formules, $U_{DC\ max}$ et U_{MPP} sont exprimés en V.

3.6.8. $I_{DC\ max}$

$I_{DC\ max}$ est le courant maximal autorisé à l'entrée de l'onduleur.

Pour clore le dimensionnement de l'onduleur, il faut contrôler si $I_{DC\ max}$ n'est pas dépassé. Pour ce faire, on utilise le courant de court-circuit des modules PV dans les conditions CTS, $I_{SC\ STC}$. On applique à cette valeur un facteur de sécurité de 1,25 parce que I_{SC} peut parfois être supérieur, notamment lorsque le rayonnement du soleil excède 1 000 W/m² et/ou à une température de cellule supérieure (Figure 41). Naturellement, il faut également multiplier par le nombre de chaînes en parallèle n_{par} . Cela donne la formule suivante :

$$I_{SC\ STC} \times 1,25 \times n_{par} \leq I_{DC\ max}$$

Si $I_{DC\ max}$ est beaucoup plus élevé que $I_{SC\ STC} \times 1,25 \times n_{par}$, il faut vérifier si un onduleur de moindre capacité et donc meilleur marché peut être sélectionné.

Si $I_{DC\ max}$ est inférieur à $I_{SC\ STC} \times 1,25 \times n_{par}$, cela n'entraînera pas nécessairement l'endommagement de l'onduleur. L'onduleur s'écartera du MPP pour limiter le courant jusqu'à la valeur de $I_{DC\ max}$, comme lorsque la puissance de l'onduleur est sous-dimensionnée (§ 3.6.5).

3.6.9. Onduleur monophasé ou triphasé

Pour le choix entre un onduleur monophasé ou triphasé, il faut d'abord tenir compte des exigences du document Synergrid C10/11 [2].

Pour un utilisateur avec un raccordement triphasé, on peut éventuellement opter pour un ou plusieurs onduleurs monophasés. Ceci peut être intéressant pour les petites installations pour lesquelles un ou deux onduleurs monophasés suffisent.

Normalement, il est toutefois recommandé de répartir uniformément la puissance sur les trois phases parce qu'ainsi les courants d'injection restent inférieurs et il y a donc moins de risque de déclenchement de l'onduleur en raison d'une tension réseau trop élevée (§ 3.13). Cela est possible avec un onduleur triphasé ou 3 onduleurs monophasés identiques. Cette dernière option a l'avantage qu'en cas de panne d'un onduleur, seulement 1/3^{ième} de l'installation est arrêté (même si à ce moment il faut encore satisfaire aux exigences de Synergrid C10/11 en matière de déséquilibre entre les phases, § 3.15.3).

3.6.10. Qualité de l'électricité

Les limites de l'influence de l'installation PV décentralisée sur le réseau de distribution sont notamment définies par Synergrid C10/11 et la norme EN50160 (Power quality).

Les nouvelles générations d'onduleurs offrent déjà la possibilité de soutenir le réseau (§ 7.6.10).

3.6.11. Emplacement de l'onduleur

3.6.11.1. Risque d'incendie

Un aspect important pour les onduleurs est la dissipation de la chaleur (§ 7.6.5). Certaines sources estiment que l'onduleur représente le plus grand risque d'incendie dans une installation PV.

Quelques points d'attention :

- Suivez toujours les directives du fabricant.

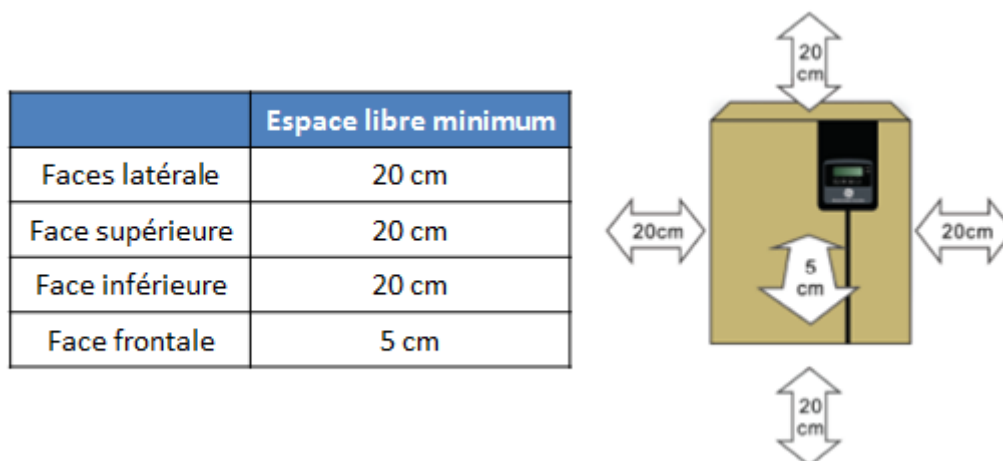


Figure 17 - Exemple de directives d'un fabricant pour la pose d'un onduleur

- La plupart des onduleurs utilisent pour le refroidissement un flux d'air ambiant. La mesure du refroidissement est déterminée par l'intensité du flux d'air et la température de l'air amené.
 - En été, la température de l'air peut augmenter, notamment dans une pièce fermée sous un toit non isolé. Dès lors, l'intensité du flux d'air est très importante.
 - Certains onduleurs utilisent la convection naturelle pour leur refroidissement. Leur boîtier externe est doté d'ailettes de refroidissement verticales.
 - D'autres onduleurs sont équipés d'un ventilateur qui démarre lorsque les ailettes de refroidissement atteignent une certaine température.
 - Dans les deux cas, il est important que le flux d'air ne soit pas empêché par une accumulation de poussière. C'est un avantage lorsque l'onduleur est installé dans un local peu poussiéreux. En outre, il est important de nettoyer régulièrement le filtre à poussière (si présent) et les ailettes de refroidissement (entretien périodique).
- Lorsque l'onduleur est installé dans un tableau de distribution, il faut contrôler que la ventilation du tableau est suffisante pour évacuer aussi la chaleur de l'onduleur.
- Étant donné que l'onduleur peut produire de la chaleur, il ne peut pas être installé sur ou à proximité de matériaux inflammables.
- Si l'onduleur est installé à l'intérieur, prévoyez un détecteur de fumée.
- Évitez que l'onduleur soit exposé au rayonnement solaire. Si l'onduleur est installé à l'extérieur, aménagez un abri.

3.6.11.2. Pertes dans le câblage

Pour une puissance identique, les pertes dans le câblage (perte d'énergie, chute de tension) augmentent à mesure que la tension diminue. À cet égard, il est préférable d'installer l'onduleur près des modules PV lorsque la tension DC est inférieure à la tension AC et inversement. Voir aussi les § 3.7.7 (DC) et 3.13 (AC).

3.6.11.3. Circonstances extérieures

Endroits où les onduleurs sont fréquemment installés :

- Dans un grenier ou dans un autre local sous le toit.
- Dans une grange ou un garage.
- À l'extérieur.

Tous les onduleurs ne peuvent pas être installés partout. Actuellement beaucoup d'onduleurs sont prévus pour un montage à l'extérieur. Ils doivent dans ce cas disposer d'un indice IP suffisant. Le raccordement des chaînes aux onduleurs s'effectue via des connecteurs. Les connecteurs doivent provenir du même fabricant et être du même type (§ 3.8), notamment en raison de l'indice IP. Certains fabricants livrent par conséquent avec l'onduleur les connecteurs complémentaires aux connecteurs montés sur l'onduleur.

Tous les onduleurs ne conviennent pas à une installation dans un local humide, comme une grange ou un garage non chauffé. En effet, ils sont insuffisamment étanches à l'humidité ou ils sont incapables d'évacuer l'humidité (la condensation). Les informations en la matière sont souvent très limitées et il faut alors les obtenir auprès du fabricant.

Pour des grandes installations, les onduleurs sont parfois installés dans des locaux climatisés.

3.6.11.4. Nuisances sonores

Certains onduleurs génèrent plus de bruit que d'autres. Il y a des modèles dotés d'une ventilation continue, ce qui engendre du bruit.

Prévoyez un support solide capable d'absorber les vibrations.

En fonction du niveau sonore, l'onduleur ne peut pas être placé à proximité des pièces de vie ni des chambres à coucher ou d'étude.

3.6.11.5. Accessibilité

L'accessibilité de l'onduleur est importante pour la surveillance et l'entretien. Veillez à ce que l'onduleur soit toujours parfaitement accessible en toute sécurité.

En cas de montage à l'extérieur, pensez également à la protection antivol. Souvent, il est possible de fixer un cadenas entre la plaque de montage et l'onduleur.

3.7. Câblage DC

3.7.1. Sécurité

Tous les éléments côté CC d'une installation PV disposent d'une double isolation en guise de mesure de protection contre le contact indirect. Cela vaut également pour le câblage.

La double isolation est une mesure de protection passive. En cas de défaut d'isolation, l'alimentation n'est pas coupée. Ce qui est le cas lors de l'utilisation de mesures de protection actives, comme par exemple un interrupteur différentiel.

Cela signifie que si la double isolation est endommagée, il en résulte une situation dangereuse. Il faut donc prendre les précautions nécessaires pour éviter les dommages et en cas d'endommagement constaté, il faut intervenir immédiatement.

Le câblage doit notamment satisfaire aux exigences suivantes :

- Convient pour une tension continue.
- Tension nominale du câble > tension maximale de l'installation (§ 3.6.6).
Concernant la tension CC nominale et maximale, voir aussi [SPF Economie-notes et fiches thématiques](#) fiches thématiques – fiche 25.

3.7.2. Facteurs d'influence externe

À l'instar de tous les appareils et éléments électriques, l'installation PV doit satisfaire aux facteurs d'influence externe qui peuvent survenir ([RGIE](#) section 5.1.4.).

Pour le câblage DC et sa fixation, cela inclut notamment les éléments suivants :

- Température :
 - La température des modules PV peut être supérieure de 40 °C par rapport à la température de l'environnement.
 - La température ambiante peut également diminuer fortement, de sorte que l'isolation des câbles peut être fragilisée.
- Résistant aux UV ou protégé par un système résistant aux UV.
- Résistant à l'eau (installation à l'extérieur).
- Câbles souples (classe 5 selon la norme CEI 60228) en raison de la charge thermique et la force du vent.
- Eventuellement la présence de substances corrosives ou polluantes.
- Dommages possibles dus à la flore et à la faune, p. ex. oiseaux et/ou rongeurs.

Il faut également prêter attention au rayon de courbure minimum (+/- 5 x le diamètre du câble).

Les fabricants de câbles proposent des câbles dits « solaires » destinés aux installations PV.

3.7.3. Réaction au feu

Les câbles DC doivent bien sûr être conforme au [RGIE](#). Nous attirons ici spécialement l'attention sur les exigences concernant la réaction au feu des câbles ([RGIE](#) Section 4.3.3. Protection contre l'incendie et Section 5.2.7. Choix et mise en œuvre [des canalisations] pour limiter la propagation du feu). Pour les câbles installés en faisceaux ou en nappe la classe de réaction au feu Cca (ou meilleur) est obligatoire.

Comme il n'y avait pas de câbles solaires avec la bonne réaction au feu sur le marché lorsque cette exigence a été introduite, le SPF Économie a rédigé à l'époque la note 04 à l'intention des organismes agréés. Cette note a été retirée par la note 04bis du 30/09/2020. Les notes aux organismes agréés sont disponibles sur [SPF Economie-notes et fiches thematiques](#) Notes.

3.7.4. Mode de pose

La norme CEI 62548 (Exigences de conception pour la partie CC d'une installation photovoltaïque, y compris le câblage DC, les appareils de protection, les disjoncteurs et la terre) indique les recommandations suivantes concernant la pose du câblage DC :

- Protégé contre la charge du vent et de la neige.
- Protégé contre l'endommagement par des éléments tranchants.
- Installation dans des chemins de câbles et des conduits résistants aux UV.
- Pour les installations PV, il est possible de déroger aux normes relatives aux codes de couleurs des câbles pour les circuits de tension continue. En général, la couleur du câble est noire afin de favoriser la protection contre les rayons UV.
- Ne pas utiliser de colliers de serrage pour la fixation à moins qu'ils n'aient une durée de vie au moins équivalente à la durée de vie escomptée de l'installation PV.
 - Les colliers de serrage ordinaires n'ont qu'une durée de vie de 2 à 5 ans lorsqu'ils sont soumis au rayonnement UV.
 - Les colliers sous les panneaux sont exposés au rayonnement UV réfléchi.

Comme les câbles suspendus à l'air libre sont exposés au vent, ils doivent être fixés à la construction tous les 30 à 45 cm.

3.7.5. Protection des chaînes contre le courant inverse

La Figure 18 montre un exemple d'installation PV avec un branchement en parallèle de chaînes en deux étapes.

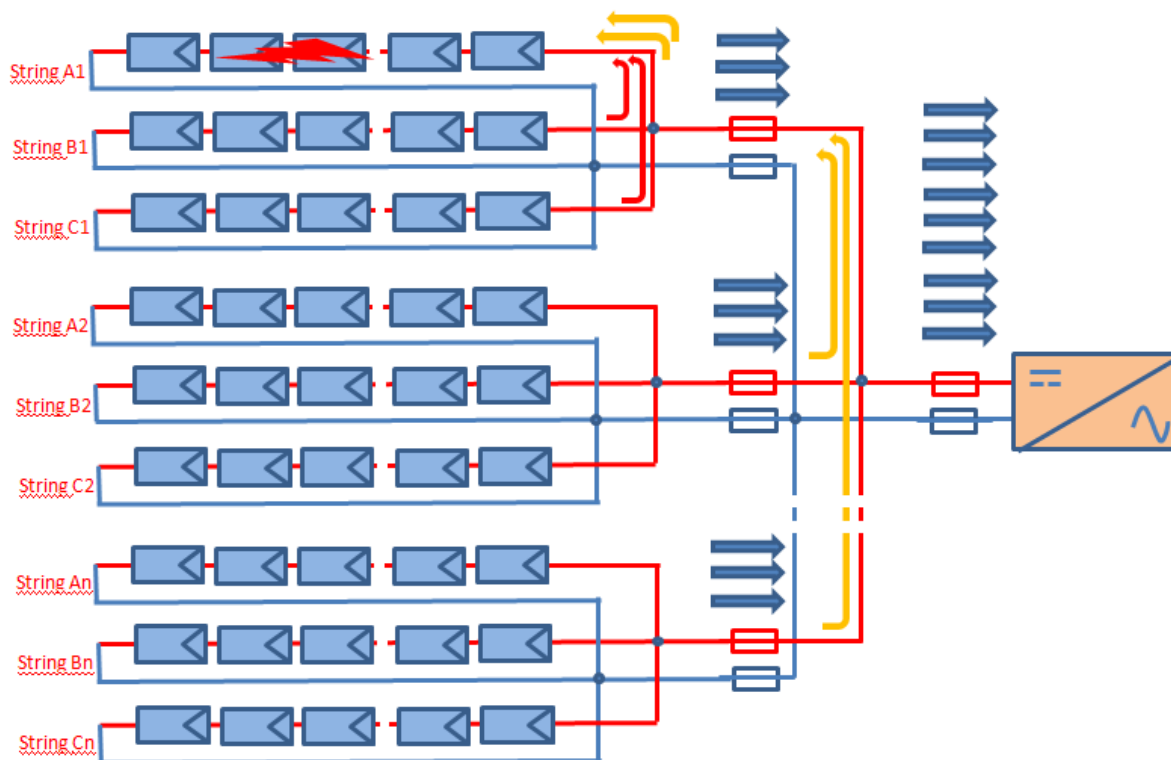


Figure 18 - Exemple d'installation PV avec un branchement en parallèle
Les flèches rouges et jaunes montrent les courants inverses lorsque la chaîne (string) A1 ne peut pas fournir la même tension que les autres chaînes.

Il faut tenir compte ici de la possibilité que l'une des chaînes raccordées en parallèle ne soit pas capable de fournir la même tension que les autres, par exemple en raison d'un module défectueux ou d'une ombre. Les autres chaînes fournissent alors du courant à cette chaîne et la direction de ce courant est opposée à la direction normale. On parle de courant inverse I_{inverse} .

Les spécifications des modules PV indiquent le courant inverse $I_{\text{invers mod}}$ que les modules PV peuvent supporter.

Le courant $I_{\text{invers mod}}$ est déterminé conformément à la norme CEI 61730. Le module PV doit pouvoir supporter durant 2 heures un courant inverse égal à $1,35 \times I_{\text{invers mod}}$ sans subir de dommages (cellules, branchements des cellules, câblage du module PV...).

$I_{\text{invers mod}}$ est généralement 2 à 3 x supérieur au $I_{\text{sc stc}}$ du module PV. Consultez toujours les spécifications du fabricant.

$I_{\text{invers mod}}$ doit être supérieur au courant que les autres chaînes raccordées en parallèle peuvent fournir.

$$I_{\text{invers mod}} > (n - 1) \times I_{\text{sc stc}} \times 1,25$$

Ici, n représente le nombre de chaînes ou le nombre de groupes de chaînes en parallèle. $I_{\text{sc stc}}$ est la valeur du module lorsqu'il s'agit de chaînes individuelles. S'il s'agit de groupes de chaînes, alors $I_{\text{sc stc}}$ doit encore être multiplié par le nombre de chaînes par groupe.

Lorsque cette condition est respectée, une protection contre le courant inverse n'est pas nécessaire, pour autant que les autres éléments de la chaîne tels que les connecteurs puissent y résister. Pour le câblage, cela signifie :

$$I_B = (n - 1) \times I_{\text{sc stc}} \times 1,25$$

Ici, n a la même signification que dans la condition ci-dessus.

Dans la Figure 18, il n'y a pas de protection installée au premier niveau du branchement en parallèle, où les chaînes sont raccordées par 3 en parallèle ($n = 3$). Il semble qu'à ce niveau les conditions ci-dessus soient respectées. Cela signifie que la protection du second niveau doit fonctionner instantanément, sinon un courant inverse très élevé pourrait circuler dans la chaîne à une tension plus faible.

Lorsque la condition pour I_{inverse} n'est pas remplie, les chaînes doivent être protégées contre le courant inverse. C'est possible avec un fusible de chaîne (§ 7.7), une diode bypass (§ 7.8) ou un disjoncteur CC (§ 7.9). N'oubliez pas qu'ils doivent pouvoir être remplacés de manière sûre.

Lorsqu'un dispositif de protection est installé, la valeur du courant nominal de la protection choisie peut servir de base pour le calcul du câble.

Dans la Figure 18, c'est le cas au second niveau du branchement en parallèle, où n groupes de 3 chaînes sont raccordés en parallèle. Ici, la protection doit veiller à ce qu'un courant inverse $I_{\text{inverse}} = (n - 1) \times 3 \times I_{\text{sc stc}} \times 1,25$ circule vers un seul des groupes.

Le câble qui est raccordé à l'onduleur est parcouru dans des circonstances normales par le courant total de toutes les chaînes. Cela implique :

$$I_B = n \times I_{\text{sc stc}} \times 1,25$$

Ici, n est le nombre total de chaînes en parallèle.

3.7.6. Protections des deux bornes

Lorsqu'une protection contre le courant inverse est obligatoire, tant le côté positif que négatif doivent être protégés, sauf si du côté DC de l'onduleur une terre fonctionnelle (§ 7.3.9) et/ou une protection à courant différentiel-résiduel ne soient présentes. Pourquoi ? Voir la Figure 19 ci-dessous :

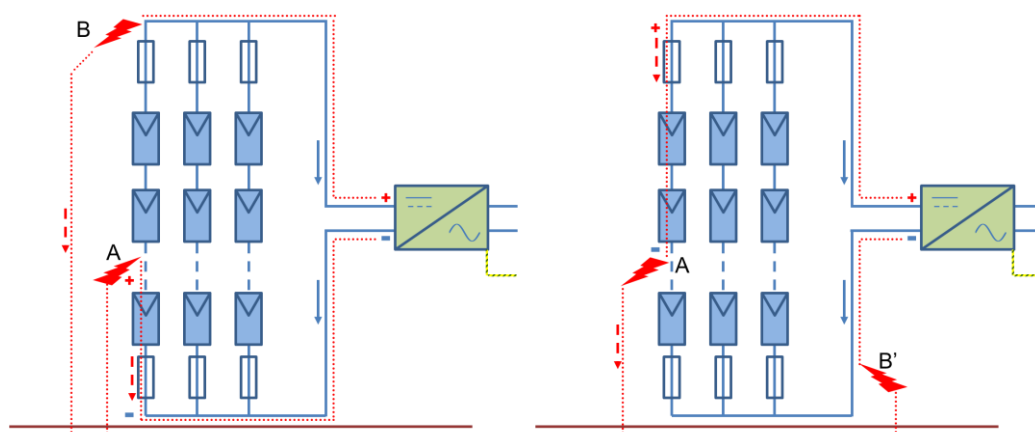


Figure 19 - Installation PV avec double défaut d'isolement
A gauche : courant inverse au pôle négatif – à droite : courant inverse au pôle positif

Un premier défaut d'isolement A met ce point de la partie DC à la terre. Tant qu'il s'agit du seul défaut d'isolement, la seule conséquence est que le potentiel de la terre est mis au potentiel du point A. En effet, la partie DC est normalement munie de double isolation (§ 3.7.1) et fonctionne donc à potentiel flottant (sauf dans le cas d'une terre fonctionnelle (§ 7.3.9) et/ou une protection à courant différentiel-résiduel du côté DC de l'onduleur).

Lorsqu'un second défaut d'isolement se produit, les deux points sont court-circuités à travers la terre. Ils se retrouvent donc au même potentiel.

- En cas de défaut d'isolement B dans le conducteur positif (figure 18 à gauche), les modules PV de la chaîne à gauche entre A et B sont court-circuités. Les modules PV restantes de la chaîne à gauche sont soumis à la tension totale des autres chaînes. Cette tension est plus grande que la tension que ces modules PV puissent produire. De ce fait ces modules PV ne fonctionnent plus comme source de courant mais comme une charge (pour plus d'explications voir § 7.5.3). La direction du courant est inversée. Dans ce cas c'est la protection contre le courant inverse au pôle négatif qui est nécessaire.
- En cas de défaut d'isolement B' dans le conducteur négatif (figure 18 à droite), les modules PV de la chaîne à gauche entre A et B' sont court-circuités. Le courant inverse dans les modules PV restantes de la chaîne à gauche fait appel à la protection au pôle positif.

Indépendamment du fait qu'un seul ou les deux câbles soient protégés, la possibilité d'interrompre les deux câbles doit être prévue pour obtenir une séparation sûre (§ 3.9).

3.7.7. Calcul du câblage

Le calcul du câble doit s'effectuer dans le respect des règles de l'art. Pour ce faire, il faut notamment tenir compte de la température ambiante, de la méthode d'installation et de la proximité des autres câbles. Ceci sort du cadre de ce document.

3.7.7.1. Chute de tension

Nous attirons néanmoins l'attention sur la chute de tension dans les câbles. Plus la chute de tension est élevée, plus les pertes dans les câbles sont importantes.

La norme VDE 100-712 stipule que la chute de tension totale sur la partie DC d'une installation PV, dans les conditions de test standard ($I_{MPP\ STC}$ et $U_{MPP\ STC}$) doit se situer aux environs de 1 %. Lorsqu'il s'agit d'une seule chaîne, cela donne la formule suivante pour la section de câble S :

$$S = (2 \times \rho \times \ell \times I_{MPP\ STC}) / (1 \% \times U_{MPP\ STC})$$

où

S	est la section de câble	mm^2
2	tient compte de l'aller-retour du câble	
ρ	conductivité des conducteurs	$\text{Ohm} \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
ℓ	longueur simple du câble	m
$I_{MPP\ STC}$	courant nominale	A
$U_{MPP\ STC}$	tension nominale	V

Les graphiques ci-dessous montrent le résultat de cette formule pour un câble avec conducteurs en cuivre de 4 mm^2 (Figure 20) et de 6 mm^2 (Figure 21).

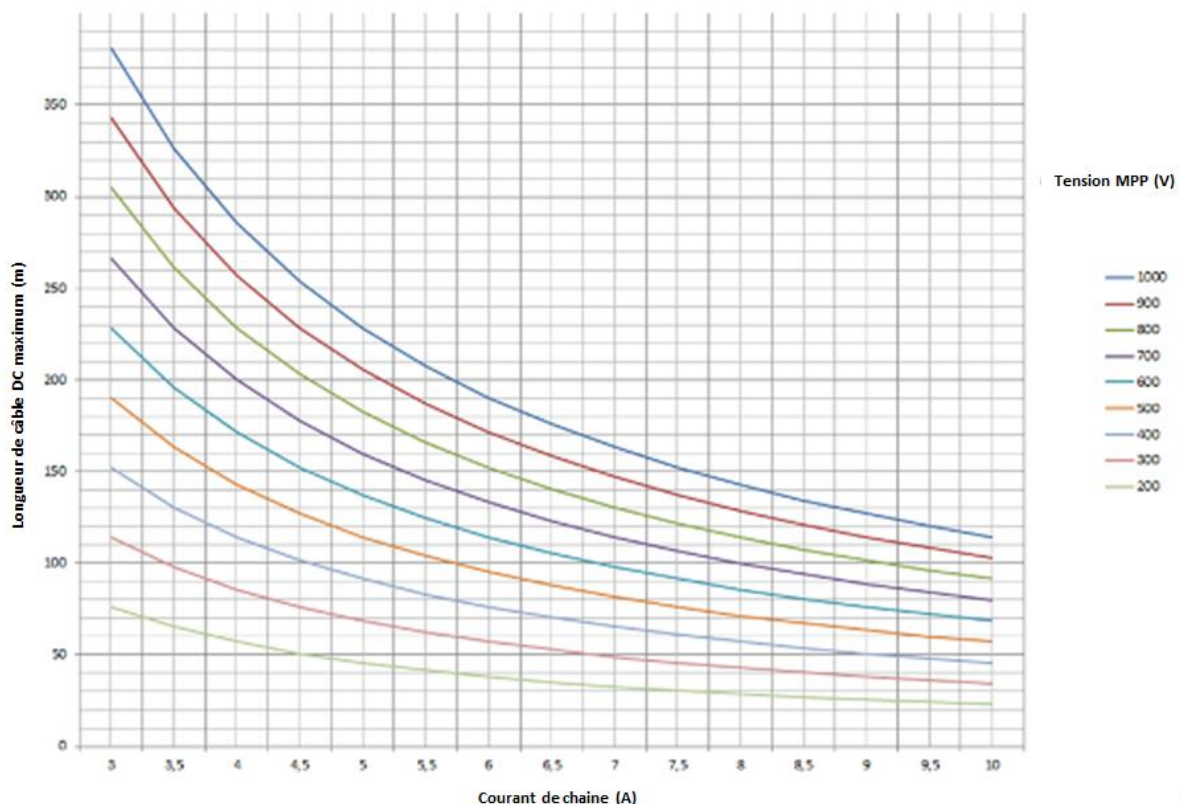


Figure 20 - Longueur maximale d'un câble CC de 4 mm^2 en cuivre en fonction du courant pour une chute de tension de 1 %, avec la tension CC comme paramètre

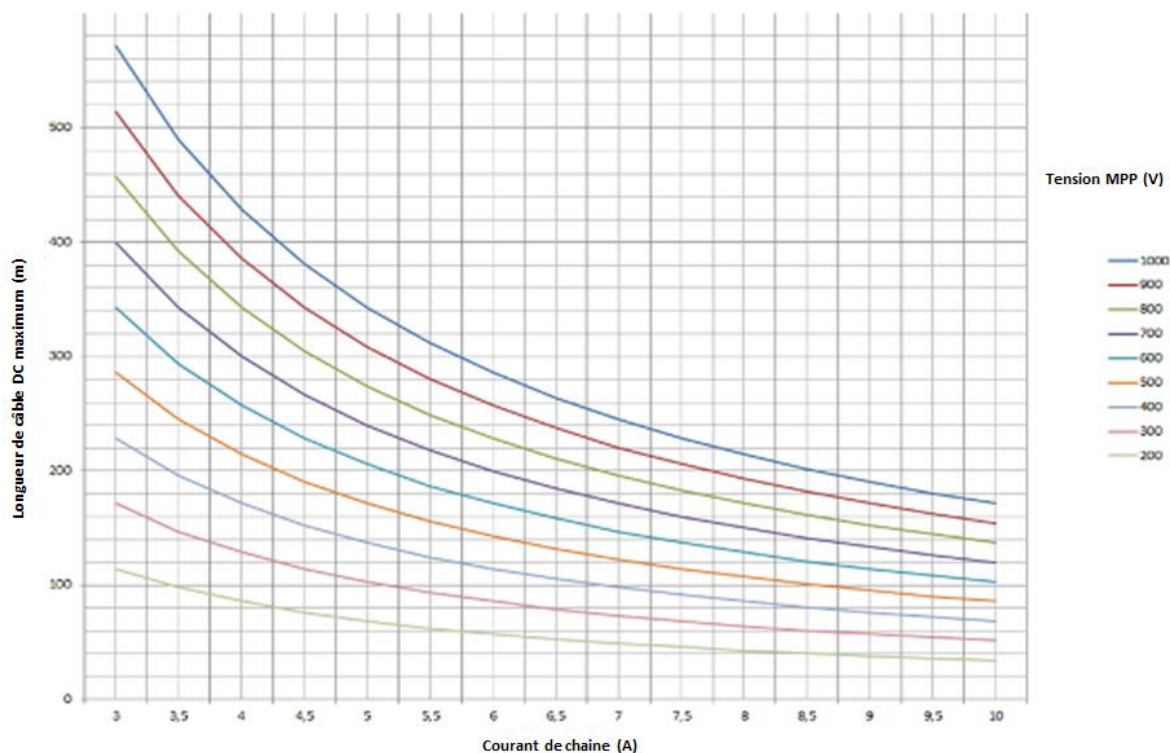


Figure 21 - Longueur maximale d'un câble CC de 6 mm² en cuivre en fonction du courant pour une chute de tension de 1 %, avec la tension CC comme paramètre

3.7.7.2. Courant de service

Pour déterminer la section des câbles de chaîne, il faut d'abord déterminer le courant qui va circuler dans les câbles dans des conditions de fonctionnement normales et en situations de défaut.

Lorsqu'il n'y a pas de chaînes raccordées en parallèle, le courant d'emploi I_B est déterminé comme décrit au § 3.6.8.

$$I_B = I_{sc\ stc} \times 1,25$$

Cela correspond au courant de court-circuit en cas de rayonnement solaire de plus de 1 000 W/m². Si le câble peut résister à cela, aucune protection contre les surintensités n'est requise, puisque la chaîne PV ne peut jamais fournir un courant supérieur.

Pour le cas où des chaînes sont raccordées en parallèle, nous renvoyons au § 3.7.5.

3.7.8. Codification des câbles

Les câbles doivent être étiquetés ([RGIE](#) section 3.1.3), pour éviter les erreurs de connexion et pour faciliter l'entretien. Les grands systèmes sont composés de plusieurs chaînes raccordées sur plusieurs onduleurs.

- L'étiquetage réduit le risque d'inverser les pôles positif et négatif au niveau des chaînes. Si une telle erreur se produit quand-même, elle peut par exemple déboucher sur la détérioration de l'onduleur ou le mauvais raccordement d'un sectionneur DC avec polarité (§ 3.9) ou le mauvais raccordement d'une terre fonctionnelle (§ 7.3.9).
- Cela réduit le risque que des (parties de) chaînes soient raccordées incorrectement.
- Une codification claire des parties de l'installation PV permet un service et un entretien rapides et efficaces.

Il n'y a pas de norme en matière de codification. Pour une installation domestique, les prescriptions du [RGIE](#) section 9.1.2 doivent être suivies. Il faut concevoir une numérotation logique pour les câbles. Dans la codification, les éléments suivants peuvent être repris :

- le numéro ou la dénomination univoque de l'onduleur auquel le câble est raccordé ;
- le numéro de la chaîne d'où vient le câble ;
- les numéros de strings peuvent s'étendre à toute l'installation PV ou recommencer à chaque onduleur ;
- la polarité du câble.

L'identification doit être durable :

- Une identification collée ou un anneau ouvert peuvent se perdre après un certain temps.
- Une bague fermée fixant l'identification autour du câble ou l'usage de colliers de serrage résistants aux UV pour fixer l'identifiant suffisent. L'encre utilisée doit aussi rester lisible pendant la durée de vie de l'installation PV.



Figure 22 - Exemple d'identification de câble durable

Outre les câbles et les onduleurs, les autres éléments tels que les boîtes de connexion et les disjoncteurs sont également étiquetés.

La codification doit être mentionnée dans le dossier fourni avec le système.

3.8. Connecteurs DC

Les modules PV sont fournis avec les connecteurs pour leurs interconnection.

Pour le raccordement de l'onduleur, les connecteurs sont fournis par le fabricant de l'onduleur.

Les connecteurs doivent protéger contre l'insertion de doigts (minimum IP 2X).

Ils doivent être adaptés aux influences externes, notamment convenir à un usage à l'extérieur (IP 67) et être résistants aux UV. Ils doivent satisfaire aux exigences électriques : adaptés aux tensions et courant présentes, y compris les éventuels courants inverses (§ 3.7.5).

Les deux parties de chaque connecteur doivent être du même fabricant et du même type. Il le faut pour que le risque d'infiltration d'eau et de corrosion soit réduit au maximum et la résistance de contact et donc le courant admissible soient garanties. En effet, il n'existe pas encore de norme-produit pour ces connecteurs, qui établit les dimensions de façon exacte. Même entre des marques connues il y a des différences importantes. Les tests de connecteurs conformément à la norme IEC EN 62852 sont typiquement effectués avec une combinaison du même fabricant et type seulement.

Il y a déjà eu plusieurs incendies causés par un connecteur avec deux parties de fabricants différents, à cause de la résistance de contact trop importante. Surtout avec des modules PV intégrés dans le toit, il y a une forte chance que le feu se propage.

Ceci est surtout un point d'attention pour la liaison des modules PV à l'onduleur et pour des modules PV qui sont montés trop loin l'un de l'autre pour être raccordés directement. Si la deuxième partie correcte du connecteur n'est pas disponible, il faut remplacer le connecteur. Ceci annule la garantie.

Le connecteur doit être monté soigneusement pour éviter des problèmes plus tard. Faites de sortes que vos collaborateurs disposent d'instructions correctes et des outils prescrits (§ 4.4). Le presse-étoupe du connecteur doit être adapté à la section des câbles et doit être serré correctement. Cela diminue le risque d'humidité et donc de corrosion à l'intérieur du connecteur. Si le câble n'est pas fixé de façon hermétique, les effets suivants peuvent se produire :

- A l'intérieur du connecteur il y a toujours de l'air présent.
- Le soleil chauffe le connecteur et donc aussi l'air à l'intérieur. La pression intérieure monte, ce qui peut causer l'expulsion de l'air à travers le presse-étoupe.
- Quand le connecteur se refroidit le soir, la sous-pression qui en résulte peut aspirer de l'air frais et humide dans le connecteur, causant la corrosion de la connexion électrique.

Le remplacement de la partie d'un connecteur attachée à un module PV doit s'effectuer avant que le module PV ne soit raccordé au reste de la chaîne, pour que la tension soit minimale. Selon le [RGIE](#) sous-section 4.2.2.2, une tension DC de 60 V est sûre en situation BB1 (peau sèche ou humide par sueur). Ensuite, le branchement des panneaux sur le toit peut être exécuté en toute sécurité parce que les connecteurs offrent une protection contre l'insertion de doigts.

3.9. Coupure de sécurité CC

Le [RGIE](#) sous-section 5.3.3.1 impose de prévoir une coupure de sécurité pour pouvoir travailler sur l'installation. Pour une installation PV, cela signifie notamment une séparation entre les modules PV et l'onduleur.

En absence d'un interrupteur côté DC, la coupure de sécurité peut être réalisée en déconnectant les connecteurs. Cela ne doit pas être effectué en charge parce que cela provoquerait un arc électrique (§ 4.2.2). L'installation doit donc d'abord être mise hors tension en coupant l'alimentation côté AC de l'onduleur. Cela est aussi d'application s'il s'agit d'un simple sectionneur qui n'est pas un interrupteur-sectionneur.

Pour pouvoir commuter en charge, un interrupteur-sectionneur est nécessaire. Les normes recommandent l'installation d'un interrupteur-sectionneur côté DC de l'onduleur. Ce dernier peut être intégré dans l'onduleur

L'interrupteur-sectionneur doit notamment satisfaire aux exigences suivantes :

- Tension assignée de tenue aux chocs $U_{imp} \geq 5 \times U_{oc}$.
- Tension d'isolation $U_i \geq 1.2 U_{oc}$.
- Courant nominal $I_n \geq$ le courant de service I_B du câble.
- Lorsque le sectionneur est installé à un endroit où un courant inverse peut être présent, il doit être insensible à la polarité (ce n'est pas toujours le cas des disjoncteurs DC, § 7.9).

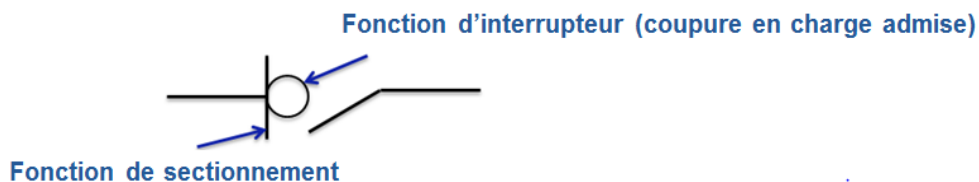


Figure 23 - Symbole d'un interrupteur-sectionneur

3.10. Mise à la terre de la structure portante

Bien que les modules PV soient de classe II (§ 7.3.8), il existe quand même un risque qu'une certaine tension soit présente sur les cadres et la structure portante. Il y a deux causes possibles :

- Les modules PV peuvent dans leur ensemble constituer une capacité vis-à-vis de la terre.
- Les cadres et la structure portante forment une boucle qui peut être chargée par induction en cas d'orage.

C'est la raison pour laquelle il est recommandé de les mettre à la terre, surtout lorsqu'ils sont installés sur un toit, où le contact peut occasionner un choc, et entraîner éventuellement la chute.

Le [RGIE](#) chapitre 7.112. rend cette mise à la terre obligatoire pour les installations photovoltaïques domestiques à basse tension (≤ 10 kVA), sauf si interdit par le fabricant des modules PV.

S'ils sont mis à la terre, les cadres et la structure portante des panneaux solaires doivent être raccordés par une connexion équipotentielle supplémentaire. En effet, des mesures ont démontré que lors du montage des modules PV sur la structure portante, une liaison galvanique correcte est bloquée par la couche d'anodisation sur l'aluminium.

Il existe des clips spéciaux avec une broche supplémentaire qui garantissent un contact correct. Avec de tels clips, la liaison équipotentielle supplémentaire n'est pas nécessaire.

En plus, cette mise à la terre doit être conforme au [RGIE](#) sous-section 5.4.4.2 « Liaisons équipotentielles supplémentaires b. Réalisation », qui fait référence à :

- sous-section 5.4.3.4 « Installation des conducteurs » ;
 - sous-section 5.4.3.6 « Connexion des conducteurs au matériel électrique ».
- La mise à la terre des cadres et de la structure portante ne peut pas être raccordée via la borne de terre de l'onduleur, parce qu'alors la continuité n'est pas garantie pendant le remplacement de l'onduleur.

3.11. Protection contre la foudre et la surtension

Si le bâtiment sur lequel l'installation PV sera montée est doté d'une installation de protection contre la foudre, des règles spéciales s'appliquent. Celles-ci sortent du cadre de ce document. Il est recommandé dans ce cas de demander l'assistance d'un spécialiste de la protection contre la foudre.

Le montage d'une installation PV n'augmente pas la probabilité d'être touché par la foudre.

Pour l'installation d'une protection contre la surtension ou le raccordement d'une protection existante, il est également recommandé de demander l'aide d'un spécialiste.

À ce sujet, il est bon de savoir que lors de la pose d'une protection contre la surtension, il peut être intéressant de remplacer l'interrupteur différentiel par un type plus résistant aux courants de surcharge pouvant survenir lors d'une décharge de foudre ou une manœuvre de commutation dans le réseau électrique (voir aussi § 0) :

- Un interrupteur différentiel immunisé résiste au courant de surcharge jusqu'à 3 000 A 8/20 µsec.
- Un interrupteur différentiel sélectif résiste au courant de surcharge jusqu'à 5 000 A 8/20 µsec.

Remarque : l'interrupteur différentiel déclenchera en tout cas beaucoup trop lentement pour pouvoir servir de protection contre la surtension.

L'installation d'une protection contre la surtension peut toujours être proposée en option, même lorsqu'il n'y a pas de paratonnerre. Elle peut éventuellement être exécutée de manière à ce que tant l'installation PV que l'installation entière soient protégées.

3.12. Configuration du câblage CC

Lors de la configuration du câblage DC, la surface des boucles doit être la plus petite possible, afin de limiter la charge inductive en cas d'orage (Figure 24). Cela vaut pour le conducteur de protection (§ 3.10) et la terre fonctionnelle éventuelle (§ 7.3.9).

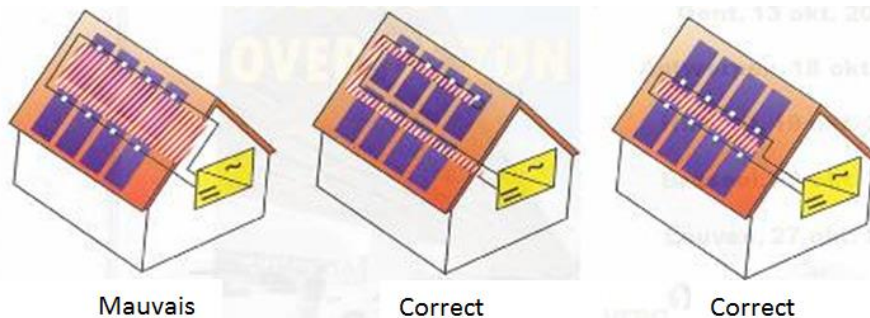


Figure 24 - Limiter la surface des boucles du câblage DC

Il y a deux possibilités pour le câblage d'une chaîne (Figure 25) :

- Chaque module peut être connecté en série avec les modules voisins.
- Lors du raccordement en série, un module peut être sauté à chaque fois. Cela est appelé câblage « saute-mouton ». Notez la numérotation adaptée qui indique l'emplacement des modules PV dans le raccordement en série.

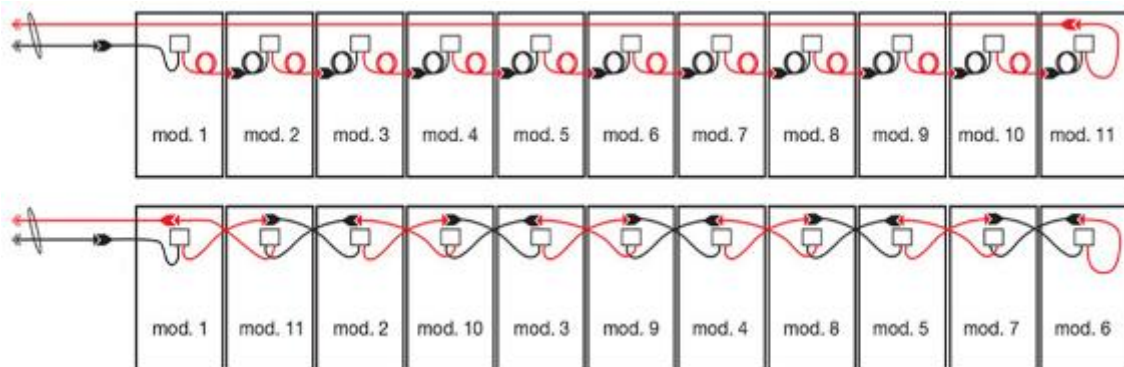


Figure 25 - Câblage d'une chaîne
Au-dessus : raccordement de modules PV situés les uns à côté des autres
En dessous : câblage « saute-mouton »
Source : Solarpro magazine

Pour le câblage « saute-mouton », les câbles des modules PV doivent être suffisamment longs. L'avantage est alors qu'il y a moins de longueur superflue des câbles raccordés aux modules PV et que la longueur de câble totale est inférieure. Les inconvénients sont que le raccordement est plus complexe et que trouver un défaut d'isolement éventuel devient plus difficile.

Tenez également compte des recommandations suivantes :

- Les connecteurs et passages de câbles à l'extérieur doivent être placés autant que possible sous les modules PV, afin de prévenir autant que possible l'infiltration d'eau.
- Veillez à ce que les raccordements ne puissent pas se retrouver dans une flaque d'eau, prévoyez une fixation à une hauteur suffisante, y compris sur un toit plat.
- Pour les câbles sur un toit plat, prévoyez toujours un tube résistant aux UV ou, pour les installations plus grandes, un chemin de câbles résistant à la corrosion.

3.13. Câblage AC

Les onduleurs pour les installations PV domestique sont principalement des appareils de classe I :

- dotés d'une isolation de base ;
- alimentés en basse tension ;
- possibilité de raccordement du conducteur de protection.

Le câble d'alimentation doit donc être doté d'un conducteur de protection jaune/vert.

Lors du calcul de la section du câble, il faut tenir compte de la chute de tension dans les conducteurs. La tension AC à la sortie de l'onduleur peut être de 253 V maximum (230 V + 10 %). Pour pouvoir fournir le courant au réseau électrique, cette tension doit être égale à la tension du réseau plus la chute de tension dans le câblage jusqu'au réseau électrique. Donc plus la chute de tension dans le câblage est importante, plus la probabilité d'un dépassement de la tension maximale est élevée.

Les GRD appliquent par conséquent les exigences suivantes :

- une chute de tension maximale de 1 % dans l'installation interne entre le tableau de distribution et l'onduleur ([2] § 7.7) ;
- une chute de tension maximum de 1 % pour le câble de raccordement entre le coffret de comptage et le réseau de distribution.

Si ces conditions ne sont pas satisfaites, le GRD n'acceptera pas de plainte relative au déclenchement d'un onduleur en raison d'une tension excessive dans le réseau électrique.

En outre, le câblage et la protection doivent répondre à toutes les exigences qui sont normalement imposées au câblage AC et à la protection. Pour l'installation PV, un circuit séparé doit être prévu.

3.14. Coupure de sécurité AC

Chaque installation PV doit être dotée d'une coupure de sécurité, conformément au [RGIE](#) sous-section 5.3.3.1.

Chaque installation PV raccordée au réseau doit en outre être dotée d'un dispositif de coupure de sécurité conforme à [\[2\]](#) § 7.5. Il y a là-dedans aussi les exigences concernant l'accessibilité du dispositif de coupure de sécurité pour le GRD.

Ceci doit permettre de travailler en toute sécurité sur le réseau électrique et sur l'installation PV.

3.14.1. Installations jusqu'à 30 kVA

Pour les installations de production décentralisée avec une puissance totale jusqu'à 30 kVA, un système de sectionnement automatique (§ 3.6.1) peut remplir les fonctions du dispositif de coupure de sécurité s'il est conforme au [RGIE](#) sous-section 5.3.3.1.a.4 et au [\[2\]](#) § 7.5.2.

Ce système assure également la reconnexion automatique lorsque les conditions adéquates sont remplies.

3.15. Protections imposées par Synergrid

Voir [\[2\]](#) § 7.6. Nous ne donnons ici qu'un bref résumé, consultez le document pour l'information complète.

Il s'agit ici des protections qui doivent garantir une interaction correcte avec le réseau de distribution et non pas des protections de l'installation de l'utilisateur.

3.15.1. Protection contre un défaut interne

Voir [\[2\]](#) § 7.6.1

La protection contre un défaut interne de l'utilisateur ne peut pas entrer en conflit avec les exigences imposées par Synergrid.

Ceci est valable pour toutes les installation PV, même les « petites » comme définies dans [\[2\]](#) § 4.1.7.

3.15.2. Protection de découplage

Voir [\[2\]](#) § 7.6.2.

Pour les installations de production décentralisée avec une puissance totale jusqu'à 30 kVA, un système de sectionnement automatique (§ 3.6.1) peut remplir les fonctions de la protection de découplage, s'il est conforme au [RGIE](#) sous-section 5.3.3.1.a.4 et au [\[2\]](#) § 7.5.2.

Pour toute autre installation de production décentralisée (puissance totale > 30 kVA ou qui ne remplit pas toutes les conditions mentionnées au [\[2\]](#) § 7.5.2), une protection de découplage est obligatoire.

La protection de découplage comprend un relais et un certain nombre d'instruments qui mesurent en continu les paramètres de la tension du réseau. Il y a des règles concernant l'emplacement et l'accessibilité par le GRD de ces équipements.

En cas d'un niveau de déviation déterminé, l'installation est découplée du réseau électrique. Les valeurs de la déviation des différents paramètres peuvent varier d'un pays à l'autre. Pour cette raison, le GRD doit pouvoir contrôler les réglages de la protection de découplage et celles-ci doivent être protégées contre toute modification non-autorisée.

Les paramètres surveillés en continu sont notamment la tension du réseau et la fréquence du réseau.

La protection de découplage doit comporter un système de fonctionnement de back-up.

Le découplage d'une installation PV en cas de tension de réseau trop élevée est le problème le plus connu (voir § 3.7.7.1 et 3.13).

3.15.3. Autres protections imposées par Synergrid

- Relais Synchrocheck : [\[2\]](#) § 7.6.3
Les unités de production d'électricité qui se synchronisent avec la tension du réseau de distribution (comme les machines synchrones, des équipements îlotables, ...), doivent être équipées d'un relais synchrocheck.
- Relais de limitation d'injection : [\[2\]](#) § 7.6.4
L'étude délivrée par le GRD fixe également les modalités relatives à la limitation éventuelle de la puissance injectable.
- Protection en cas de coupure de phase : [\[2\]](#) § 7.6.5
Toute unité de production d'électricité triphasée doit être découplée du réseau de distribution en cas de coupure de phase.
- Protection par minima de tension : [\[2\]](#) § 7.6.6
Si l'installation de production d'électricité a une puissance maximale supérieure à 250 kVA, le GRD peut imposer une protection par minima de tension pour éviter toute conséquence néfaste pour le réseau de distribution et pour son personnel.

- Relais de protection de déséquilibre de puissance : [2] § 7.6.7

Ce paragraphe s'applique uniquement aux installations de production d'électricité avec un raccordement triphasé ...

Le placement d'un relais de protection de déséquilibre est imposé si l'installation de production d'électricité se compose de plusieurs unités de production d'électricité monophasées avec un risque de déséquilibre de puissance supérieur à 5 kVA (voir § 8.2.5).

3.16. Compteur d'électricité verte

L'objectif du compteur d'électricité verte est de mesurer la quantité d'énergie verte produite par l'installation PV.

Pour l'installation du compteur d'électricité verte, l'installation PV doit être considérée comme la source, qui est raccordée à l'entrée du compteur d'électricité verte. Beaucoup d'erreurs sont commises à ce sujet.

Si le compteur d'électricité verte sert à la demande des certificats verts (CV), il doit répondre à un certain nombre d'exigences :

- Le compteur doit avoir une précision de 2 % et être conforme à la réglementation MID (Measuring Instruments Directive, la directive européenne relative aux instruments de mesure).



Figure 26 - Exemple de marquage MID obligatoire sur un compteur de CV

- Les récepteurs qui contribuent au rendement de l'installation doivent être raccordés au circuit entre l'onduleur et le compteur d'électricité verte. On peut citer en exemple le circuit de commande et d'alimentation des moteurs d'un système de suivi du soleil (Figure 51). Ainsi l'énergie mesurée est l'énergie nette produite par l'installation PV.

3.17. Modification de l'installation existante

La plupart des installations PV sont montées sur des bâtiments avec une installation électrique existante.

Les points d'attention qui peuvent demander l'adaptation de l'installation électrique sont notamment :

- La section du câble de raccordement entre le coffret de comptage et le réseau de distribution (§ 3.13).
- Remplacement d'un compteur Ferraris par un compteur double flux (§ 2.4.3), choix entre le tarif mono-horaire ou bi-horaire.
- Modification dans le tableau de distribution :
 - anciennes installations électriques sans interrupteur différentiel ou de type AC (§ 3.17.1) ;
 - Courant nominal des appareils et du câblage présents (§ 3.17.2).

Certains points d'attention doivent être obligatoirement mis en ordre.

- Pour une installation électrique domestique, le montage d'une installation PV constitue une modification importante ou extension importante l'installation en vertu du [RGIE](#) section 2.11.2 et sous-section 6.4.7.3. Elle doit être examinée par un organisme agréé conformément aux prescriptions réglementaires (voir aussi [RGIE](#) chapitre 7.112). Cet examen de conformité se limite à la partie ajoutée et à la partie d'installation existante qui est utilisée par la partie ajoutée. Ainsi, notamment le dispositif de protection à courant différentiel-résiduel automatique (interrupteur différentiel) au début de l'installation et la terre de l'installation sont contrôlés.
- Dans le cas d'une installation non domestique, il revient à l'exploitant de décider s'il s'agit d'une modification ou extension importante ([RGIE](#) section 2.11.2 et sous-section 6.4.7.3). En tout cas, l'installation entière doit être régulièrement soumise à un examen de contrôle ([RGIE](#) chapitre 6.5).

D'autres points d'attention concernent le rendement de l'installation PV et le confort.

3.17.1. Installation domestique sans interrupteur différentiel ou de type AC

Voir [RGIE](#) partie 8. Dans une ancienne installation électrique, si aucun dispositif de protection à courant différentiel-résiduel (DDR) n'est présent en début d'installation ou il est de type AC, un exemplaire doit être installé. Il doit être au moins du type A ([RGIE](#) sous-section 5.3.5.3), donc un DDR de type B est permis aussi. Il doit être placé en tête de l'installation, pas en tête du circuit de l'installation PV.

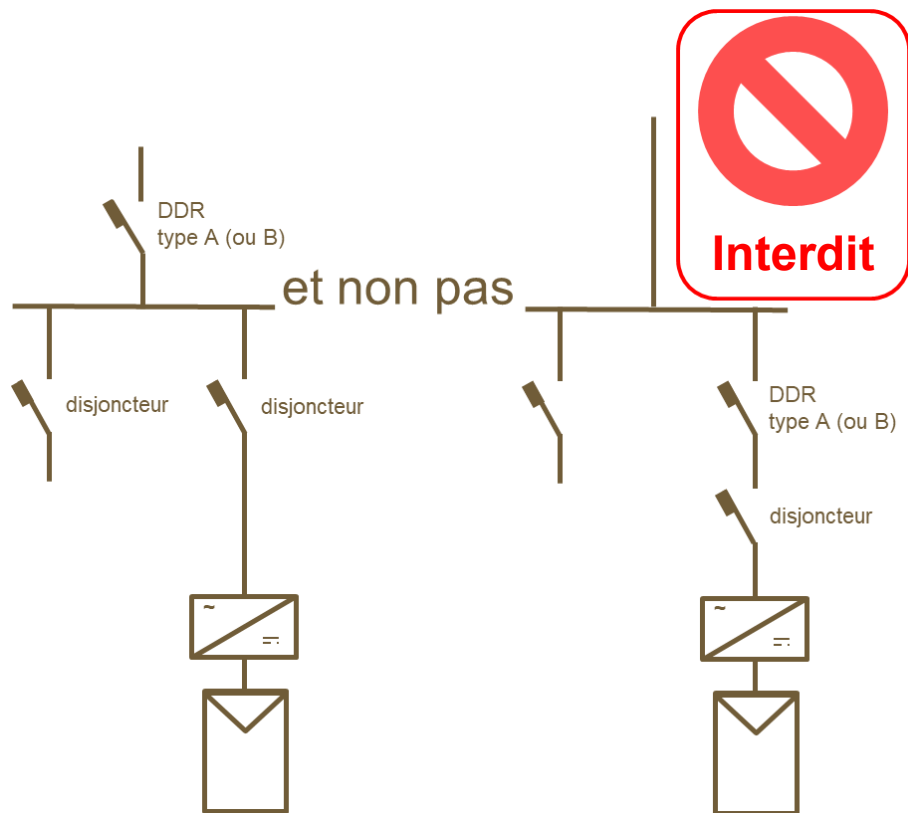


Figure 27 - Installation domestique existante sans interrupteur différentiel (DDR) : l'extension avec une installation PV rend le DDR au début de l'installation obligatoire

Si un DDR de type A est présent en tête d'installation, il est conseillé de vérifier s'il fonctionne à l'aide du bouton de test. En effet, les fabricants conseillent d'effectuer cela régulièrement. Si le DDR est âgé, on peut envisager de le remplacer par un exemplaire neuf pour les raisons suivantes :

- Sous l'effet du vieillissement, l'appareil devient plus sensible (l'inverse n'est pas permis pour des questions de sécurité), avec comme inconvénient que l'interrupteur déclenche plus souvent de manière intempestive.
- Les DDR récents de type A résistent à un pic de courant de 250A 8/20 µsec. Un DDR sélectif fait encore mieux (§ 3.11) : il résiste à un pic de courant de 5 000A 8/20 µsec et il garantit aussi la sélectivité avec le DDR de la salle de bains.

3.17.2. Courant nominale des appareils et du câblage présents

En raccordant des installations PV à une installation existante, il peut arriver que dans des parties de l'installation existante, le courant maximal soit augmenté avec le courant fourni par l'installation PV. De ce fait, il peut être nécessaire d'adapter les appareils de protection, les appareils de commutation et le câblage au courant maximum supérieur.

En outre, il peut être nécessaire de modifier la partie du câblage existant utilisé pour l'installation PV pour l'adapter à la chute de tension maximale (§ 3.13).

Ci-dessous, nous abordons l'exemple d'un DDR de 30 mA pour la salle de bain avec un courant nominal de 40 A qui ne convient plus après le montage de l'installation PV qui peut fournir 20 A en plus des 40 A du disjoncteur principal (Figure 28).

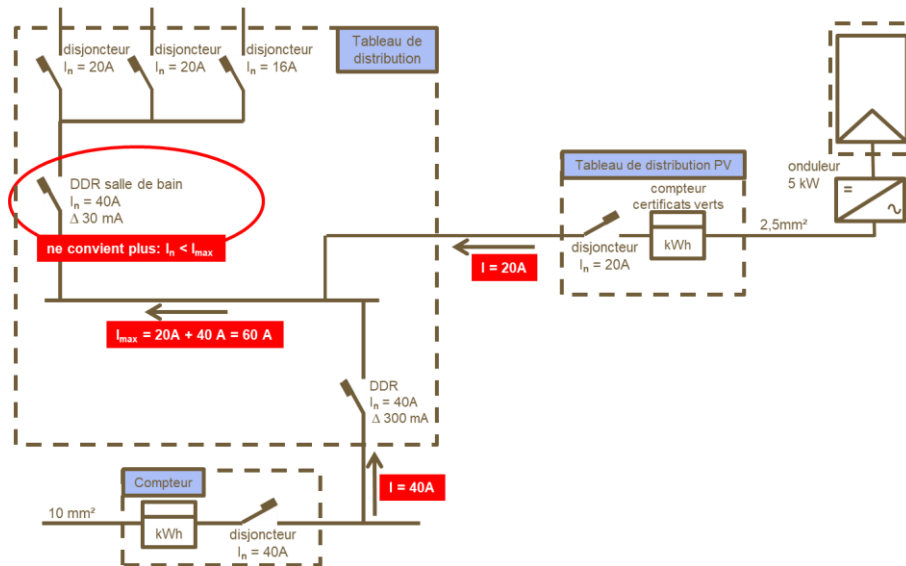


Figure 28 - Le DDR de la salle de bains ne convient plus après le montage de l'installation PV

Solutions possibles :

- Remplacer le DDR avec un exemplaire à courant nominal de 63 A. Il est également possible que la section du câblage doit être augmentée (au moins 10 mm² pour 63 A dans une installation domestique).
- Placer un disjoncteur de 40 A juste avant ou après l'interrupteur différentiel.
- Si les appareils le permettent, remplacer un certain nombre de disjoncteurs derrière le DDR de la salle de bains par de plus petits calibres, afin que la somme des courants nominaux soit ≤ 40 A (au lieu des 56 A dans l'exemple).

3.18. Pictogrammes

Une installation PV doit être dotée des panneaux et pictogrammes nécessaires. Cela est mentionné expressément dans le [RGIE](#) Section 7.112.2 pour les installations photovoltaïques domestiques. Cela s'applique évidemment aussi aux installations plus grandes.

- À côté du disjoncteur principal dans le tableau basse tension général, il doit être signalé qu'une installation PV est présente à côté de l'installation électrique ordinaire. Il s'agit d'un avertissement indiquant que même si le disjoncteur principal est déclenché, une partie de l'installation reste sous tension (lorsqu'il fait jour). Ceci est notamment important pour le service d'incendie.



Figure 29 - Exemple de pictogramme indiquant la présence d'une installation PV

- Près de l'onduleur et des boîtes de connexion, il doit également être indiqué à l'aide d'un autocollant que les câbles (lorsqu'il fait jour) sont toujours sous tension.



Figure 30 - Exemple de pictogramme indiquant que l'installation ne peut pas être mise hors tension

- Il faut également avertir contre la coupure en charge d'un sectionneur qui n'est pas un interrupteur (§ 3.9) et en principe aussi sur les connecteurs de la partie DC, surtout à hauteur de l'onduleur.



Figure 31 - Exemple pictogramme indiquant que la coupure en charge est interdite

3.19. Codification

Dans le cas d'une unité de production d'électricité raccordée en triphasé, l'URD doit s'informer auprès du GRD sur le sens du champ tournant. Après l'installation, les bornes de raccordement doivent indiquer la succession des phases avec un marquage univoque. ([2] § 7.3).

3.20. Documentation

L'installation PV est accompagnée d'un dossier qui est fourni au client. Pour ce faire, nous nous basons sur la norme CEI 62446 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique - Exigences minimales pour la documentation du système, les essais de mise en service et exigences d'examen.

D'après la norme, le dossier de conception doit au moins comprendre les informations suivantes. Lors de la réception, il doit être adapté pour en faire un dossier 'as-built'.

- Informations du système (plaques signalétiques de l'installation) :
 - numéro du projet ;
 - puissance nominale de l'installation (kWc et/ou kVA AC) ;
 - date d'installation ;
 - date de réception / mise en service ;
 - nom du client ;
 - adresse de l'installation PV.
- Informations sur le concepteur : entreprise, personne de contact, adresse, téléphone, e-mail.
- Information sur l'installateur : entreprise, personne de contact, adresse, téléphone, e-mail.
- Schéma unifilaire.
- Composition de la partie DC :
 - type de modules PV ;
 - nombre total de modules PV ;
 - nombre de chaînes ;
 - nombre de modules PV par chaîne ;
 - câblage (type et section) de la partie DC complète ;
 - protections des chaînes (si présent) : type, données de tension et de courant ;
 - boîtes de connexion ;
 - sectionneur DC (si présent).
- Raccordements à la terre/équipotentiels et protection contre la surtension :
 - raccordements à la terre et équipotentiels : type, section et trajet ;
 - présence ou non d'une installation parafoudre ;
 - protection contre la surtension (si présent) : emplacement (DC – AC), type et spécification.
- Partie AC :
 - protection contre la surcharge : type, tension nominale et courant nominal ;
 - protection différentielle : type, tension nominale et courant nominal.
- Fiches techniques (description succincte des spécifications) :
 - panneaux PV ;
 - onduleur ;
 - autre(s).
- Informations relatives à la conception mécanique :
 - fiche technique des éléments utilisés.
- Directives d'utilisation et d'entretien :
 - procédure pour le suivi du bon fonctionnement ;
 - check-list d'instructions en cas de mauvais fonctionnement ;
 - procédure d'urgence pour le déclenchement ;
 - directives d'entretien et de nettoyage ;
 - points d'attention en cas de modifications ;
 - certificats de garantie.
- Mise en service et entretien :
 - Registre.

Un dossier complet et réaliste d'une installation facilite l'entretien ultérieur.

[Annexe 2 - Check-list Mise en service / entretien d'une installation PV](#) contient une liste des points à contrôler dans le dossier as-built.

3.21. Que faire en cas d'incendie ?

En cas d'incendie, une installation PV comporte des risques supplémentaires. Nous parlons en premier lieu du risque d'électrocution.

Lors de l'incendie d'un bâtiment, les pompiers chercheront d'abord à couper l'électricité, afin d'éviter le risque d'électrocution. En présence d'une installation PV, cela ne suffit pas en journée, car la partie CC reste sous tension même après le déclenchement du côté AC (§ 4.2.1).

D'où l'importance de l'avertissement près du disjoncteur principal dans le tableau basse tension général (§ 3.18). En outre, des mesures supplémentaires peuvent être prises, par exemple :

- Quand un onduleur est éloigné des modules PV, un commutateur automatique peut être installé près des modules PV qui s'ouvrent lorsque la tension AC est coupée. De ce fait, le câble raccordant les modules PV à l'onduleur est mis hors tension.
- Dans la boîte de connexion de chaque module PV, on peut installer un système qui va court-circuiter le module PV si la tension AC est coupée.

D'autres risques sont notamment :

- Si (une partie de) l'installation continuerait à fournir du courant, un arc électrique pourrait se produire en cas d'interruption d'une liaison.
- Suivant les modules PV utilisés, des vapeurs nocives et des métaux lourds peuvent être libérés.
- L'installation PV et ses conducteurs peuvent accélérer la propagation de l'incendie.
- Étant donné la chaleur élevée, le verre des modules PV peut éclater. Il existe des cas connus où l'on a retrouvé des éclats de verre dans un rayon de 20 à 30 m. Lors d'un gros incendie, la chaleur peut être telle que des morceaux de cellule solaire seront transportés à plusieurs centaines de mètres.
- Lors d'un incendie, le poids de l'installation PV peut accélérer l'effondrement du toit.
- Lorsque les pompiers veulent pénétrer dans le bâtiment par le toit, l'installation PV peut constituer un obstacle supplémentaire.

Pour celui qui souhaite en savoir plus à ce sujet :

- En Allemagne le 'Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE' a publié [un document conséquent](#) sur le sujet en 2014, en allemand et [en anglais](#).
- CFPA Europe (Confederation of Fire Protection Associations Europe) a publié en 2025 le guide '[Guideline No 37: 2025 F - Photovoltaic systems: Recommendations on loss prevention](#)' (en anglais).

4. Installation

4.1. Travail en hauteur

Beaucoup d'installations PV sont installées sur un toit. Le montage des modules PV sur un toit est comparable aux travaux de toiture généraux. Les mêmes consignes de sécurité sont applicables : les mesures de sécurité proprement dites sortent du cadre de ce document.

Les points principaux à prendre en considération sont :

- la protection des passants et des tiers ;
- la protection des travailleurs ;
- le maintien de l'intégrité du toit.

Les conditions relatives à l'accès aux toits et au travail sur les toits sont différentes pour les toits inclinés et les toits plats.

4.2. Dangers électriques

Celui qui travaille sur une installation PV doit être conscient des risques électriques inhérents. Cela signifie qu'il doit posséder la compétence BA4 (Averti) ou BA5 (Qualifié) dans le sens du [RGIE](#) section 2.10.11. Cette compétence est attribuée à un travailleur par son employeur et les conditions à respecter sont énoncées dans le [RGIE](#) chapitre 9.2.

Nous ne discutons ici que des dangers propres aux installations PV.

Lors du travail sur une installation PV, des EPI (Équipements de Protection Individuelle) adéquats doivent toujours être portés.

4.2.1. Toujours sous tension

La partie CC d'une installation PV est sous tension dès qu'elle capte de la lumière. Même lorsque le rayonnement solaire est faible, la tension maximale en circuit ouvert est pratiquement atteinte ([Figure 40](#)).

Cela signifie qu'une personne qui touche un conducteur dénudé peut subir un choc électrique. Outre les conséquences pour le corps humain, ceci peut occasionner un réflexe qui, pour quelqu'un travaillant à hauteur, peut provoquer une chute.

Le risque de choc électrique peut être limité en dotant au préalable tous les câbles de connecteurs protégés contre le contact direct (minimum IP 2X), avant de les raccorder.

Nous répétons aussi que la protection de la partie DC d'une installation PV est basée sur une double isolation (§ 3.7.1). Cela signifie que si la double isolation est endommagée, il en résulte une situation dangereuse. Il faut donc prendre les précautions nécessaires pour éviter les dommages et en cas d'endommagement constaté, il faut intervenir immédiatement.

4.2.2. Courant DC

Lorsqu'un conducteur sous tension est interrompu, un arc électrique se produit. En cas de courant alternatif, celui-ci s'éteint souvent à l'instant que le courant passe par zéro. En cas de courant continu, le courant ne passe pas par le zéro et l'extinction de l'arc électrique est donc plus difficile ([Figure 32](#)).

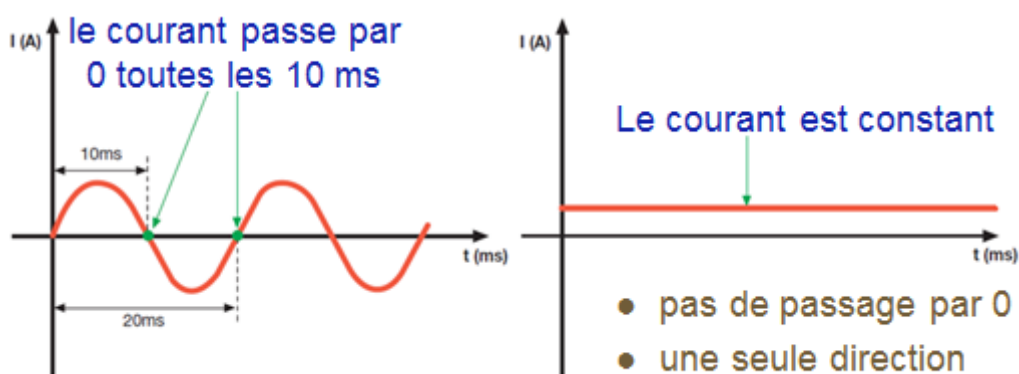


Figure 32 - différence entre le courant AC et DC

Un arc électrique peut provoquer les conséquences suivantes :

- brûlures ;
- éblouissement, « coup d'arc » (inflammation de l'œil) ;
- incendie ;
- projection de métal en fusion ;
- endommagement des branchements et des appareils.

C'est la raison pour laquelle il faut accorder une attention particulière aux points suivants :

- Avant d'interrompre un circuit DC, il doit être mis hors courant, à moins que la coupure ne soit opérée avec un interrupteur-sectionneur (§ 3.9).
- Lorsque les deux connecteurs d'un module PV sont raccordés et qu'il y a de la lumière qui atteint le module PV, le courant de court-circuit du module PV circule à travers les connecteurs. Mettre le connecteur hors courant n'est alors possible qu'en assurant qu'il n'y ait pas de lumière qui atteint le module PV, par exemple avec une couverture opaque.
- Il faut faire davantage attention d'éviter des mauvais contacts. Lorsqu'un contact se détache pendant qu'il transporte du courant, le risque est réel qu'un arc électrique se produit, ce qui peut provoquer un incendie.

4.3. Montage des modules PV

Les modules PV sont solides mais peuvent quand-même être endommagés. Pour cette raison ils doivent être traités avec soin lors du transport et sur le chantier.

Ceci représente un problème réel d'après la Commission Européenne. Elle envisage l'introduction d'un Ecolabel pour les systèmes PV, pour lequel une des conditions serait que l'installateur doit suivre un protocole dessiné à minimiser l'endommagement des modules PV pendant le transport et sur le chantier (voir ce [rapport](#) à la page 14).

La production des modules PV a un impact environnemental. Il faut donc minimiser le nombre de modules PV qui sont endommagés avant même d'avoir servi.

Eventuellement, chaque module PV individuel peut être mesuré. On mesure alors la tension U_{oc} (§ 7.3.1).

4.4. Raccordement des modules PV

Assurez que chaque câble DC est d'abord muni des deux côtés du connecteur correct protégeant contre l'insertion de doigts (§ 3.8), avant de le raccorder. Le connecteur doit être monté soigneusement, pour éviter des problèmes plus tard :

- Le presse-étoupe du connecteur doit être adapté à la section du câble et doit être serré correctement. Ainsi le risque d'humidité et donc de corrosion à l'intérieur du connecteur est minimisé.
- Utilisez les outils prescrits (pince à sertir de bonne qualité). Il y a des pinces spécifiques qui correspondent à des connecteurs spécifiques.
 - Il y a des connecteurs où il faut mettre le câble et puis il faut plier le connecteur en position fermée avec la pince.
 - Il y a des connecteurs où il faut introduire le câble à travers une ouverture ronde qu'il faut pincer pour la fermer. Les pinces à sertir correspondantes ne sont absolument pas interchangeables.
- Le câble doit être dénudé sur la longueur prescrite. S'il reste une partie de l'isolation dans la zone de pincement, la résistance électrique sera trop grande.
- La même chose se produit avec une pince à sertir trop légère. En outre, une partie du câble inséré peut être retirée par une charge mécanique, avec en conséquence une résistance électrique encore plus importante.
- Si le pincement est bien exécuté, la résistance de transition est faible et le réchauffement du connecteur sera limité à 10-15 °C. Avec une résistance de transition plus importante, parce que le montage du connecteur a été fait de façon négligente, la température peut s'élever à 70 °C et plus. Le connecteur se détériorera plus vite, la résistance de transition et la température montent encore, jusqu'à causer un incendie.

Les deux parties de chaque connecteur doivent être du même fabricant et du même type. Ceci est surtout un point d'attention pour la liaison des modules PV à l'onduleur et pour des modules PV qui sont montés trop loin l'un de l'autre pour être raccordés directement. Si la deuxième partie correcte du connecteur n'est pas disponible, il faut remplacer le connecteur :

- Si le câble est déjà connecté de l'autre côté, déconnectez-le pour assurer qu'il soit hors tension.
- Pour le remplacement du connecteur d'un module PV, il faut déconnecter le module PV du reste de la chaîne, pour minimiser la tension. Selon le [RGIE](#) sous-section 4.2.2.2, une tension DC de 60 V est sûre en situation BB1 (peau sèche ou humide par sueur). Ensuite, le branchement des panneaux sur le toit peut être exécuté en toute sécurité parce que les connecteurs offrent une protection contre l'insertion de doigts.

Lors du raccordement des modules PV, le schéma fourni doit être respecté (§ 3.7.5 et 3.12). Notez les numéros de série des modules PV sur le schéma.

Veillez attentivement à ne pas inverser le + et le –.

Avant de raccorder des chaînes en parallèle, il faut d'abord vérifier que :

Attention, il s'agit d'une tension dangereuse !

- les câbles ont la polarité correcte ;
- la tension des chaînes à la valeur correcte (U_{oc} x nombre de modules PV in série) ;
- et est la-même pour toutes les chaînes.

Les connecteurs mâle et femelle doivent être du même fabricant et du même type (§ 3.8).

4.5. Fixation du câblage DC

Évitez d'endommager l'isolation des câbles sur des bords tranchants ou en les coinçant lors de la fixation des panneaux à la structure portante.

Étant donné que les câbles suspendus à l'air libre sont exposés au vent, ils doivent être fixés tous les 30 à 45 cm à la construction (§ 3.7.3).

La configuration du câblage doit assurer que la surface des boucles soit la plus petite possible (§ 3.12).

Lors de l'utilisation de presse-étoupes pour l'introduction de câbles par exemple dans un connecteur, les consignes et limites du fabricant doivent toujours être observées, notamment :

- Le presse-étoupe doit être adapté à la section du câble.
- Utilisez l'outillage adéquat et appliquez le couple de serrage correct pour fixer le presse-étoupe.
- Un seul câble par presse-étoupe.

Lors de la pose des câbles, l'attention nécessaire doit être consacrée aux détails suivants (§ 3.12) :

- Les connecteurs et passages de câbles à l'extérieur doivent être placés autant que possible sous les modules PV, afin de prévenir autant que possible l'infiltration d'eau.
- Veillez à ce que les raccordements ne puissent pas se trouver dans une flaque d'eau, veillez à ce qu'ils soient fixés à une hauteur suffisante, y compris sur un toit plat.
- Les colliers de serrage ne peuvent pas être montés trop près des connecteurs, sinon le câble peut se mettre à travers dans le presse-étoupe, ce qui augmente le risque que de l'humidité peut s'introduire (§ 3.8).
- Placez toujours les câbles sur un toit plat dans un tube résistant aux UV ou un chemin de câbles résistant à la corrosion pour les installations plus grandes.

Les câbles et leur fixation doivent être résistants aux UV. Les colliers de serrage ordinaires ne le sont pas (§ 3.7.3).

4.6. Identification des câbles et pictogrammes

Les câbles doivent impérativement être étiquetés de manière durable (§ 3.7.8).

Là où cela s'avère nécessaire, une étiquette d'avertissement doit être apposée de manière durable (§ 3.18).

En cas d'installation triphasée, la direction du champ tournant doit être demandée au GRD ou mesurée. Après l'installation, les bornes de raccordement doivent être identifiées avec un marquage univoque des phases successives (§ 3.19).

4.7. Installation de l'onduleur

Un aspect important pour les onduleurs est la dissipation de la chaleur (§ 7.6.5). Certaines sources estiment que l'onduleur représente le plus grand risque d'incendie dans une installation PV.

Installez l'onduleur à l'endroit prévu (§ 3.6.11).

Veillez à ce que la température maximum de l'onduleur ne pose pas de risque d'incendie. Soyez attentif aux points d'attention mentionnés au § 3.6.11.

Veillez à ce que la fixation soit durable. Évitez le bruit dû aux vibrations au moyen d'un support solide.

Les paramètres de déclenchement corrects doivent être configurés. Souvent cela peut se faire en une seule étape en sélectionnant le pays.

5. Mise en service

5.1. Introduction

Pour la mise en service, nous nous basons sur la norme CEI 62446 « Systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique - Exigences minimales pour la documentation du système, les essais de mise en service et exigences d'examen ».

Chaque installation PV, même si elle n'est pas raccordée au réseau électrique, doit être agréée avant la mise en service. Le [RGIE](#) chapitre 6.4 est très clair à ce sujet :

Toute installation à basse tension ou très basse tension telle que définie dans les parties 1. et 2. du présent Livre, même celle alimentée par une installation privée comme les groupes électrogènes fixes, transportables ou mobiles, excepté toutefois les installations à très basse tension continue alimentées exclusivement par des piles, accumulateurs, batteries d'accumulateurs qui ne sont pas visées au chapitre 7.103., cellules photovoltaïques ou autres sources similaires, fait l'objet d'un contrôle de conformité aux prescriptions du présent Livre avant la mise en usage de l'installation.

L'ajout d'une installation PV à une installation existante constitue une modification ou extension importante et est sujet à un examen de conformité avant la mise en service (§ 3.17).

Pour les installations PV raccordées au réseau, la mise en service est soumise aux conditions énoncées dans la norme Synergrid C10/11 [2] et aux conditions imposées par le GRD.

En guise de support, nous proposons [Annexe 2 - Check-list Mise en service / entretien d'une installation PV](#).

5.2. Contrôle visuel

Un contrôle visuel sera effectué avant de raccorder les modules PV à l'onduleur et de raccorder l'onduleur au réseau électrique. Le contrôleur doit tenir compte que la partie CC de l'installation PV est sous tension.

Ce contrôle examinera avant tout les dégâts visuels de l'installation. Un point d'attention important est le bon état de la double isolation de la partie DC, étant donné qu'elle est la seule protection contre le contact direct et indirect (§ 3.7.1).

5.3. Contrôle de conformité

La conformité de l'installation PV réalisée avec le dossier de conception (§ 3.20) est vérifiée et les différences sont notées. Ainsi, le dossier de conception peut être adapté pour en faire un dossier 'as-built'.

Quelques points d'attention :

- Les composants utilisés correspondent-ils au dossier de conception ?
- Toutes les protections contre les chocs électriques sont-elles installées ?
- L'installation est-elle montée dans le respect des règles de l'art ?
- Pour les installations sans protection de chaînes : les courants inverses possibles sont-ils inférieurs au courant inverse maximum pouvant être supporté par les modules PV (§ 3.7.5) ?

5.4. Raccordement de la partie DC

Pour le raccordement de la partie DC à l'onduleur, respectez toujours les directives du fabricant.

Suivez un plan par étapes comme celui-ci :

1. L'onduleur n'est pas encore connecté du côté CA ou doit être mis hors tension et verrouillé.
2. Contrôlez que les modules PV sont raccordés suivant le schéma fourni (§ 4.4).
3. Contrôlez – en présence de lumière suffisant – la résistance d'isolement entre les câbles et la terre.
4. Contrôlez la tension en circuit ouvert des chaînes (U_{oc} x nombre de modules PV in série) et la polarité des câbles DC. Ceci devrait aussi être fait après le raccordement des modules PV (§ 4.4).

Attention, il s'agit d'une tension dangereuse !

5. Comparez la tension mesurée avec la tension d'entrée DC maximale de l'onduleur.
6. Le cas échéant : raccordez des chaînes en parallèle. Contrôlez d'abord la tension et la polarité.
7. Si un interrupteur côté DC séparé est prévu :
 - raccordez les câbles DC ;
 - contrôlez son bon fonctionnement ;
 - mettez-le en position ouverte.
8. Raccordez les câbles DC à l'onduleur.

5.5. Raccordement de la partie AC

Pour le raccordement de la partie AC à l'onduleur, respectez toujours les directives du fabricant.

Il faut d'abord vérifier que la tension du réseau correspond aux spécifications de l'onduleur. Si un conducteur neutre est nécessaire, vérifiez de quel conducteur il s'agit (§ 7.6.9).

En cas de raccordement triphasé, la direction du champ tournant doit être vérifiée. Les phases successives doivent être marquées de façon univoque sur les bornes de raccordement (§ 3.19).

Ensuite, la partie AC peut être raccordée. Ne mettez pas immédiatement l'onduleur sous tension mais faites d'abord les contrôles nécessaires :

1. Après le raccordement de la tension AC, l'onduleur doit démarrer et ne peut pas afficher de message d'erreur.
2. La puissance fournie doit correspondre à ce qui est attendu, en tenant compte de l'ensoleillement (Figure 40), de la position du soleil (Figure 69) et de la température des cellules solaires (Figure 41).
3. Mesurez du côté DC :
 - La ou les tension(s) : elle est maintenant U_{MPP} et donc un peu en-dessous de U_{oc} (§ 7.3.1).
 - Le(s) courant(s) I_{MPP} (à l'aide d'une pince multimètre). Des chaînes similaires devraient donner environ le même I_{MPP} .
 - Encore mieux est de mesurer les courbes I-U, qui pourront servir de référence ultérieurement (§ 6.4).
4. La thermographie peut également être utilisée (§ 6.5).

6. Recherche de défauts

6.1. Modification de l'installation PV

Le GRD doit être averti de certaines modifications d'une installation PV. Il est possible qu'un nouveau contrôle de l'installation PV soit imposé. Ces modifications comprennent :

- remplacement de l'onduleur ;
- remplacement de modules PV ;
- augmentation de la puissance crête des modules PV ;
- remplacement du compteur d'électricité verte ;
- extension ;
- déplacement ;
- enlèvement ;
- changement de propriétaire.

Consultez toujours les règlements en vigueur au moment du changement, entre autres Synergrid C10/11 [2] chapitre 3 « Validité ».

Les règles peuvent différer d'un régulateur à l'autre et d'un GRD à l'autre. Pour la Wallonie voir <https://www.wallonie.be/fr/demarches/photovoltaïque-signaler-une-modification-technique-apportée-une-installation> (Flandre : <https://www.fluvius.be/nl/groene-energie> rubrique « Ik pas mijn zonnepaneleninstallatie aan »).

6.2. Inspection

Celui qui inspecte une installation PV, doit être conscient des risques électriques (§ 4.1 et 4.2).

La check-list [Annexe 2 - Check-list Mise en service / entretien d'une installation PV](#) peut être utilisée en guise d'outil.

Lors de l'inspection d'une installation PV, les points suivants doivent être notamment vérifiés :

- Inspection visuelle
 - Bon état de l'isolation et de la fixation du câblage
 - Bon état des modules PV
 - Absence de salissure sur les modules PV, tant diffuse (p. ex. poussière) que locale (p. ex. une feuille)
 - Absence de salissure sur l'onduleur, surtout sur les équipements de refroidissement
- Onduleur
 - Messages d'erreur éventuels
 - Contrôlez que le refroidissement de l'onduleur n'est pas entravé. Il est important de nettoyer régulièrement le filtre à poussière (si présent) et les ailettes de refroidissement (entretien périodique).
- Continuité des raccordements à la terre et équipotentielles
- Absence de défaut d'isolement
- Bon fonctionnement de l'installation
- Bon fonctionnement du découplage en cas de coupure de tension de réseau

6.3. Surveillance

Évaluer les performances d'une installation PV n'est pas facile parce que la production que l'on peut attendre dépend de l'ensoleillement (Figure 40), de la position du soleil (Figure 69) et de la température des cellules solaires (Figure 41).

C'est la raison pour laquelle il est intéressant de noter régulièrement les données de performance et de les conserver, de manière à pouvoir suivre l'évolution.

L'opération peut être exécutée manuellement par la lecture d'un certain nombre de données de l'onduleur. Il existe toutefois énormément de systèmes de mesure qui stockent automatiquement les données et les mettent à disposition sur un site Web.

Souvent, les données peuvent ainsi être comparées à celles d'autres installations PV à proximité. Ceci donne une image assez correcte permettant de déterminer si les performances en fonction des conditions atmosphériques d'un jour donné sont normales ou non.

Les onduleurs fournissent non seulement des données de performances, mais aussi des messages d'erreur grâce aux fonctions de surveillance intégrées. Un système de surveillance adapté peut transmettre ces informations au propriétaire et/ou à l'installateur. Les défauts sont rapidement constatés et peuvent être résolus avec une perte de production minimale.

6.4. Courbe I-U

Pour contrôler le bon fonctionnement d'une installation PV, la courbe I-U peut être mesurée. Pour ce faire, il existe des appareils de mesure spécifiques.

La mesure peut s'effectuer sur toute l'installation, sur des chaînes individuelles et même sur des modules individuels. Faites attention à la sécurité lors du découplage de parties de l'installation, en particulier lors de la mise hors courant (§ 3.9 en 4.2). Plus de mesures nécessitent naturellement plus de temps.

Pour pouvoir interpréter les résultats, deux autres mesures doivent encore être effectuées simultanément :

- Une mesure de l'ensoleillement avec un capteur de rayonnement (pyranomètre, pour plus d'info voir p. ex. <https://www.campbellsci.fr/blog/pyranometers-need-to-know>).
- Une mesure de la température de la cellule à l'aide d'une sonde de température.

Ces derniers peuvent être achetés comme accessoires du dispositif de mesure de la courbe I-U. Il est important que les mesures soient synchronisées. Cette opération peut être effectuée via une liaison câblée ou sans fil.

Les deux capteurs doivent être installés près des panneaux solaires. Ils ne peuvent pas influencer leur fonctionnement. Le capteur de rayonnement ne peut par exemple pas être fixé sur un module PV, parce qu'il en couvrirait alors une partie de sa surface et influencerait ainsi les performances.

Ces données permettent de comparer la courbe I-U à la courbe en conditions CTS (§ 1.7.3), qui devrait être connue (§ 3.6.3).

Pour pouvoir exécuter une mesure correcte, il faut un ensoleillement d'au moins 600 W/m² de rayonnement solaire et celui-ci doit être stable. Un changement lent ne constitue pas un problème, mais le passage de nuages rapides par exemple peut rendre la mesure difficile, voire impossible. Il ne peut pas non plus y avoir d'ombre sur l'installation PV.

Le dispositif de mesure de courbe I-U doit être étalonné chaque année.

Même lorsque la mesure est effectuée correctement, la comparaison aux conditions CTS reste délicate, notamment parce que le coefficient de température n'a pas de valeur constante (Figure 42).

Un léger écart entre la courbe de mesure calculée et la courbe en conditions CTS proposée ne doit donc pas nécessairement indiquer un problème. Une réduction limitée des performances au fil des années est normale (§ 7.3.6). En cas d'écarts supérieurs, il est toutefois possible de tirer certaines conclusions (voir la page suivante).

La Figure 33 illustre en bleu et en bleu clair les courbes théoriques de l'installation PV (I-U et P-U). La ligne pointillée rouge montre un certain nombre d'écarts :

- Si la courbe à partir du point de tension en circuit ouvert U_{oc} augmente moins vite qu'à la normale, cela indique une augmentation de la résistance en série, p. ex. un contact corrodé.
- Si la courbe à partir du point de courant de coupure I_{sc} diminue plus vite qu'à la normale, cela peut être imputé à une résistance en parallèle à travers de laquelle le courant de fuite génère des pertes, qui deviennent plus importantes à mesure que la tension augmente.
- Si la forme de la courbe présente un profil inhabituel, cela peut indiquer p. ex. une ombre ou une diode bypass défectueuse (Figure 47).

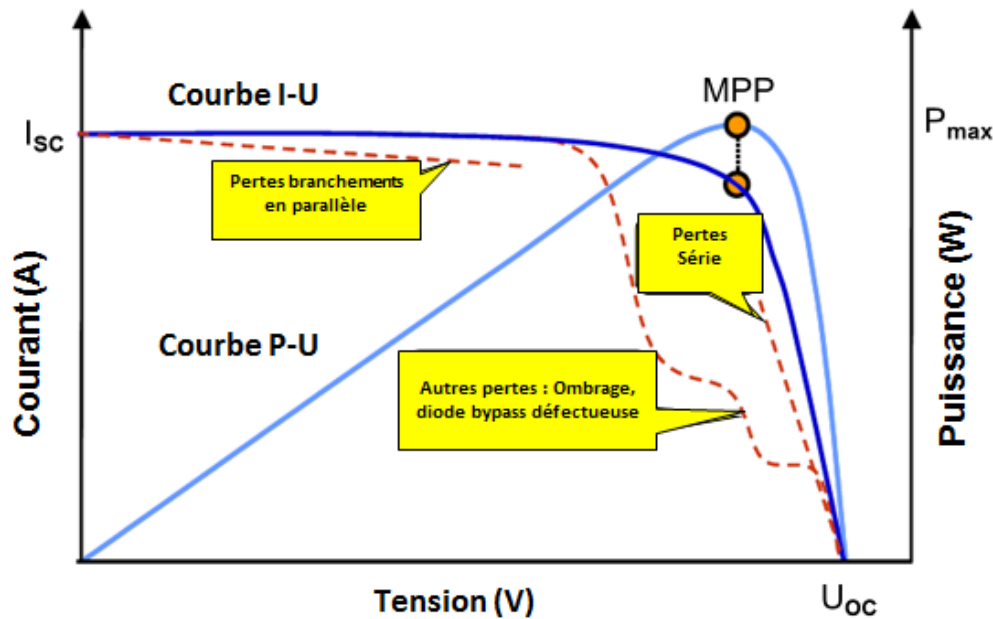


Figure 33 - Écarts possibles d'une courbe I-U
Source : Solmetric

6.5. Thermographie

Un autre outil intéressant pour l'entretien d'une installation PV est une caméra infrarouge (thermographie).

Celle-ci permet de localiser un échauffement anormal.

L'interprétation des images requiert une certaine expérience. Une formation lors de l'acquisition de l'appareil est indiquée. Une cause possible d'erreurs d'interprétation réside dans l'influence de la réflexion sur l'image thermique. Les mesures ne peuvent pas toujours être exécutées dans des conditions idéales. Il va de soi que l'installation doit être en service.

Les résultats ont surtout une valeur comparative, p. ex. un branchement de connecteur présente une température supérieure à tous les autres.

La thermographie permet de détecter les défauts dans les cellules solaires individuelles, les modules PV et le câblage. Elle permet de visualiser des défauts pouvant provoquer un incendie.

Quelques exemples qui peuvent être tracés au moyen de la thermographie :

- point chaud dans un panneau (Figure 34) ;
- corrosion de la liaison interne des cellules solaires dans un panneau ;
- diode bypass défectueuse (Figure 35) ;
- humidité dans les modules PV ;
- échauffement anormal d'un connecteur ou d'un câble (Figure 36).

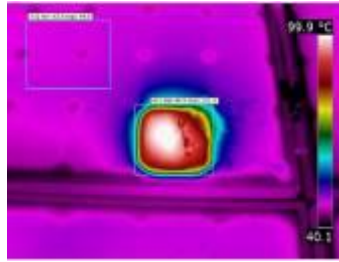


Figure 34 - Point chaud dans un module PV

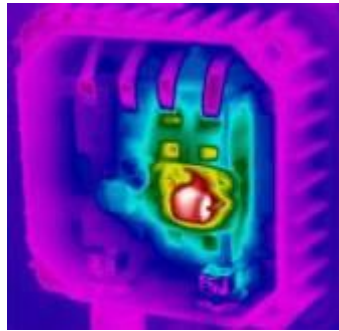


Figure 35 - Surchauffe d'une diode bypass



Figure 36 - Echauffement des branchements de câbles dans l'onduleur

6.6. Recyclage des modules PV

Les modules PV relèvent de la directive européenne DEEE (directive 2002/96/CE). DEEE est l'abréviation de Déchets d'Équipements Électriques et Électroniques. Pour plus d'informations, voir [Responsabilités en matière de DEEE](#).

Pour la Belgique en tant que pays, la directive européenne DEEE a été transposée en législation régionale par les trois régions belges, qui sont compétent à ce sujet.

En Belgique, [PV Cycle Belgium](#) organise les obligations de reprise des modules PV au nom de tous ses membres.

7. Informations complémentaires

7.1. Cellules solaires

7.1.1. Principe de fonctionnement

Une cellule solaire convertit directement la lumière en électricité (courant continu). Elle utilise l'effet photovoltaïque (PV).

7.1.2. Rayonnement direct et diffus

La lumière du soleil qui atteint un module PV est composée de rayonnement direct et diffus.

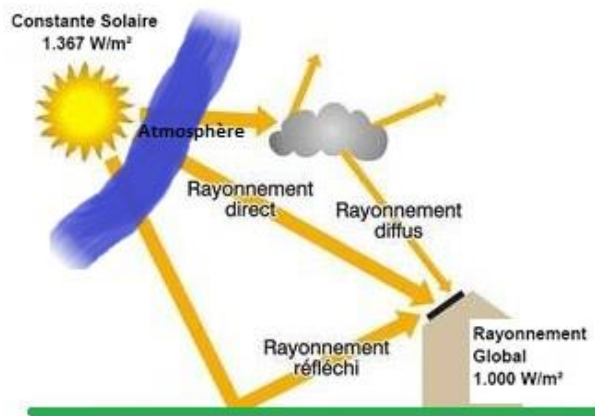


Figure 37 - Rayonnement direct et diffus – source : [3]

Le rayonnement direct est la lumière du soleil qui atteint le module PV en ligne droite.

Une autre partie des rayons atteignent le module PV par un détour : ils sont réfléchés par une surface à proximité ou ils sont dispersés par les particules dans l'atmosphère (vapeur d'eau, impuretés). Ceci génère ledit rayonnement « diffus » : la lumière qui vient uniformément de toutes les directions lorsque le ciel est couvert. Mais aussi par temps clair, une partie du rayonnement solaire est diffus.

Au cours d'une année complète, environ 60 % du la lumière solaire en Belgique nous atteint sous forme de rayonnement diffus.

Tant la lumière directe que la lumière diffuse sont converties par une cellule solaire en énergie utile.

7.1.3. Types de cellule solaire

La plupart des modules PV commercialisés sont basés sur des cellules solaires fabriquées en silicium. Il en existe 3 types basés sur la structure de silicium qui les constitue :

- monocristallin ;
- polycristallin ;
- amorphe.

Pour une explication de ces cellules solaires, voir le § 3.4.1.

Une variante des cellules solaires polycristallines est le CSG (Si polycristallin sur verre, de l'anglais Crystalline Silicon on Glass)

En outre, des cellules solaires sont également constituées d'autres matériaux, par exemple :

- CIS Cuivre – Indium – diSélénide ;
- CIGS Cuivre – Indium – Gallium – diSélénide ;
- CdTe Tellure de cadmium ;
(inconvénient : le Cd est un métal lourd et nocif pour l'environnement)
- matériau organique (OPV).

Il existe aussi lesdites cellules tandems. La combinaison de couches, qui sont chacune sensibles à une fréquence de lumière différente, permet d'augmenter la production par m².

Ainsi on arrive à fabriquer des cellules solaires à couche mince qui donnent environ le même rendement que les cellules solaires à Si cristallin.

7.2. Construction d'un module PV

7.2.1. Introduction

L'utilisation de cellules solaires individuelles n'est pas pratique. C'est la raison pour laquelle on les assemble en un module PV de plusieurs dizaines de cellules connectées en série.

Un module PV doit être étanche à l'eau et à la vapeur pour protéger les cellules et les contacts contre l'humidité.

Beaucoup de modules PV sont installés sur un toit. Une certaine distance est laissée entre les modules PV et le toit, de sorte que l'air ambiant puisse assurer le refroidissement nécessaire.

Il existe aussi des modules PV qui peuvent servir d'éléments de construction à intégrer dans le toit, la façade ou la protection solaire. On parle de BIPV, de l'anglais 'Building Integrated Photo Voltaics'. Dans le cas des modules BIPV, il est important de prévoir un refroidissement suffisant.

7.2.2. PV Module avec cadre

Le type de module PV avec cellules en Si cristallin le plus utilisé est composé de plusieurs couches entourées d'un cadre :

- Le côté exposé au soleil est une plaque transparente, généralement en verre. Le verre est doté d'une faible teneur en fer de manière à laisser passer un maximum de lumière. Il est résistant aux griffes et à la grêle.
- L'arrière doit assurer la conduction thermique. On utilise souvent un film de polyfluorure de vinyle (PVF, de l'Anglais PolyVinyl Fluoride, marque Tedlar).
- Entre l'avant et l'arrière viennent les cellules, encapsulées dans une matière synthétique plastique, généralement de l'éthylène-acétate de vinyle (EVA).

Le pourtour du module est composé d'un cadre pour assurer la robustesse et faciliter le montage. Il est généralement en aluminium.

Le poids d'un tel module est d'environ 15 kg/m².

7.2.3. Module à couche mince

Les cellules solaires à couche mince sont fabriquées en appliquant une mince couche PV sur un support. La couche PV est divisée en bandes de 0,5 à 2 cm de largeur, qui forment les cellules individuelles et qui sont raccordées en série. Ici, un module est donc l'ensemble du support comportant un certain nombre de cellules en série.

Différents matériaux entrent en ligne de compte comme support :

- Les panneaux en verre produisent des modules rigides, avec ou sans cadre. Ils ressemblent un peu aux cellules cristallines, mais il n'y a pas de contacts métalliques visibles (et la couleur est différente).
- Plaques métalliques.
- Plastique souple.

Une couche de protection transparente en verre ou en plastique est appliquée sur le devant.

Les modules à couche mince sont souvent utilisés sur les toits plats disposant d'une surface suffisante et dont la portance est limitée : ils sont beaucoup plus légers que les modules PV avec cellules solaires en silicium cristallin et cadre.

7.2.4. BIPV

Un module BIPV n'a pas de cadre. Il est destiné à être intégré dans une toiture, une façade ou une protection solaire, au même titre qu'un élément de construction ordinaire. L'élément important est l'étanchéité le long des bords.

Il existe des stratifiés de 3 ou 6 cellules qui peuvent être collés sur des tuiles ou des ardoises.

7.2.5. Modules semi-transparents

Les modules semi-transparents sont dotés d'une face arrière en verre et d'une résine transparente spéciale pour encapsuler les cellules. L'utilisation de cellules semi-transparentes et/ou l'adaptation de la distance entre les cellules permettent de déterminer la quantité de lumière absorbée par les modules. Ils combinent la production d'électricité avec une protection solaire partielle.

7.2.6. Verre structuré

La plaque transparente à l'avant a généralement une surface lisse. Il y a toutefois aussi des modules fabriqués en verre structuré, par exemple avec des rainures, des pyramides, des pyramides inversées, des puits ronds ou une surface rendue légèrement rugueuse. Grâce à cette structure, une partie de la lumière réfléchie reçoit une seconde opportunité d'être collectée (Figure 38).

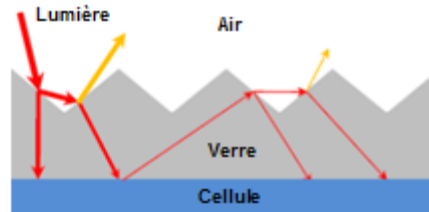


Figure 38 - Comportement de la lumière entrante sur du verre structuré – source : [6]

Selon [6] et [7], cela peut augmenter la production de 3 %. Dans le cas des modules PV installés verticalement, l'effet serait encore plus important. En outre, s'il y a suffisamment de vent, on constate un effet favorable sur le refroidissement.

Concernant l'accélération éventuelle de la souillure, on trouve peu d'informations dans la littérature. Une étude réalisée sur une période de trois mois sans pluie n'a pas permis de détecter de différence notable [7].

7.3. Propriétés électriques d'un module PV

7.3.1. Grandeurs caractéristiques

La Figure 39 montre un profil type du courant et de la puissance en fonction de la tension d'un module PV, dans ce cas un module PV d'environ 50 W.

Nous pouvons en déterminer les grandeurs suivantes :

- La tension de circuit ouvert U_{oc} (OC de l'anglais Open Circuit).
- Le point de puissance maximale (MPP de l'anglais Maximum Power Point). Il s'agit du point sur la courbe où le produit $P = U \times I$ est maximal. D'un point de vue graphique, cela correspond au point pour lequel la surface rectangulaire sous la courbe $I-U$ est maximale.
- Le courant de coupure I_{sc} (SC de l'anglais Short Circuit).
On voit que I_{sc} n'est pas beaucoup plus élevé que le courant à puissance maximale I_{MPP} .

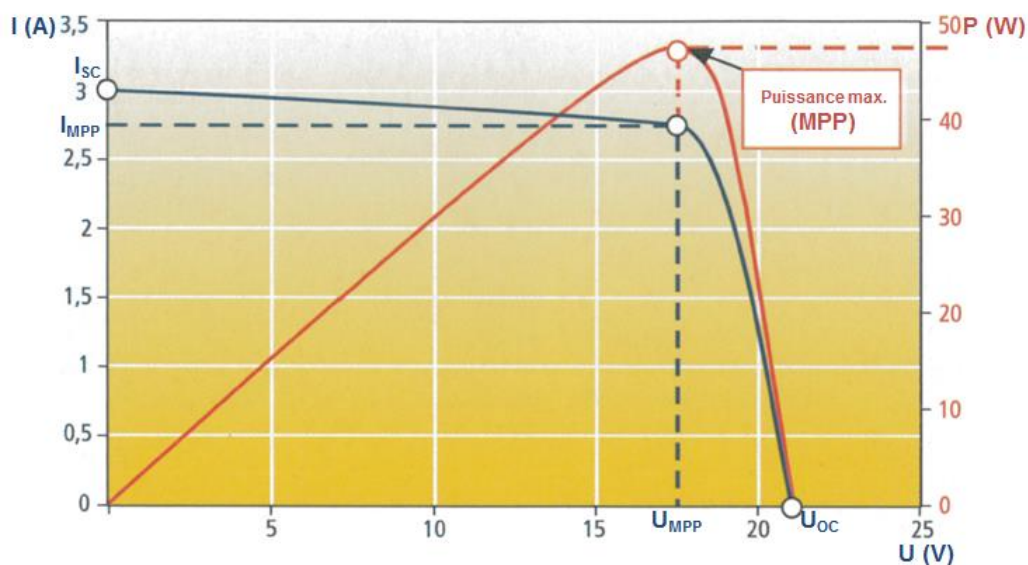


Figure 39 - Courbe I-U et P-U d'un module – source : [8]

7.3.2. Influence du rayonnement

La courbe I-U dépend fortement de la quantité de lumière entrante (Figure 40). Plus il y a de lumière, plus la production est élevée. Le rendement diminue toutefois un peu lorsqu'il y a plus de lumière (voir § 7.3.3).

Notez qu'il ne faut pas beaucoup de lumière pour obtenir déjà une tension en circuit ouvert relativement élevée. Les modules d'une installation PV sont sous tension dès qu'ils captent un peu de lumière.

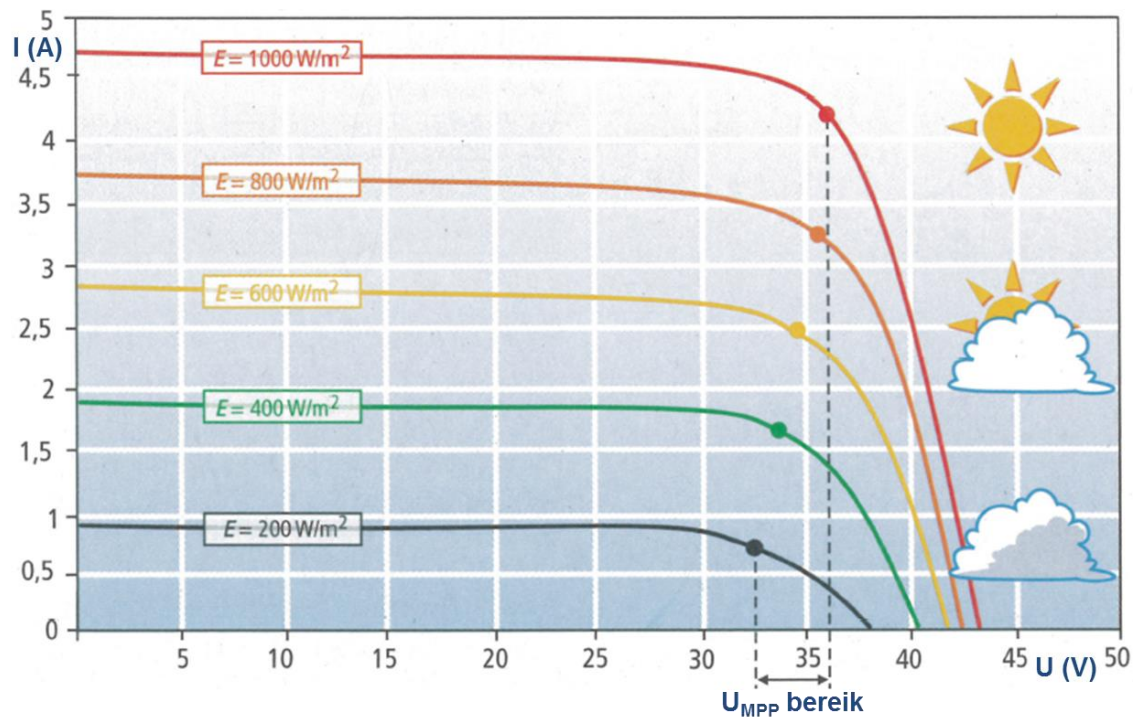


Figure 40 - Influence de l'ensoleillement sur la courbe I-U (à température de cellule constante)
Source : [8]

7.3.3. Influence de la température

Les courbes I-U et P-U dépendent également de la température de la cellule. La Figure 41 montre les courbes I-U et P-U d'un module pour un rayonnement constant de 1 000 W/m². La production est supérieure à une température de cellule inférieure. Une faible température ambiante et une bonne dissipation thermique favorisent donc la performance.

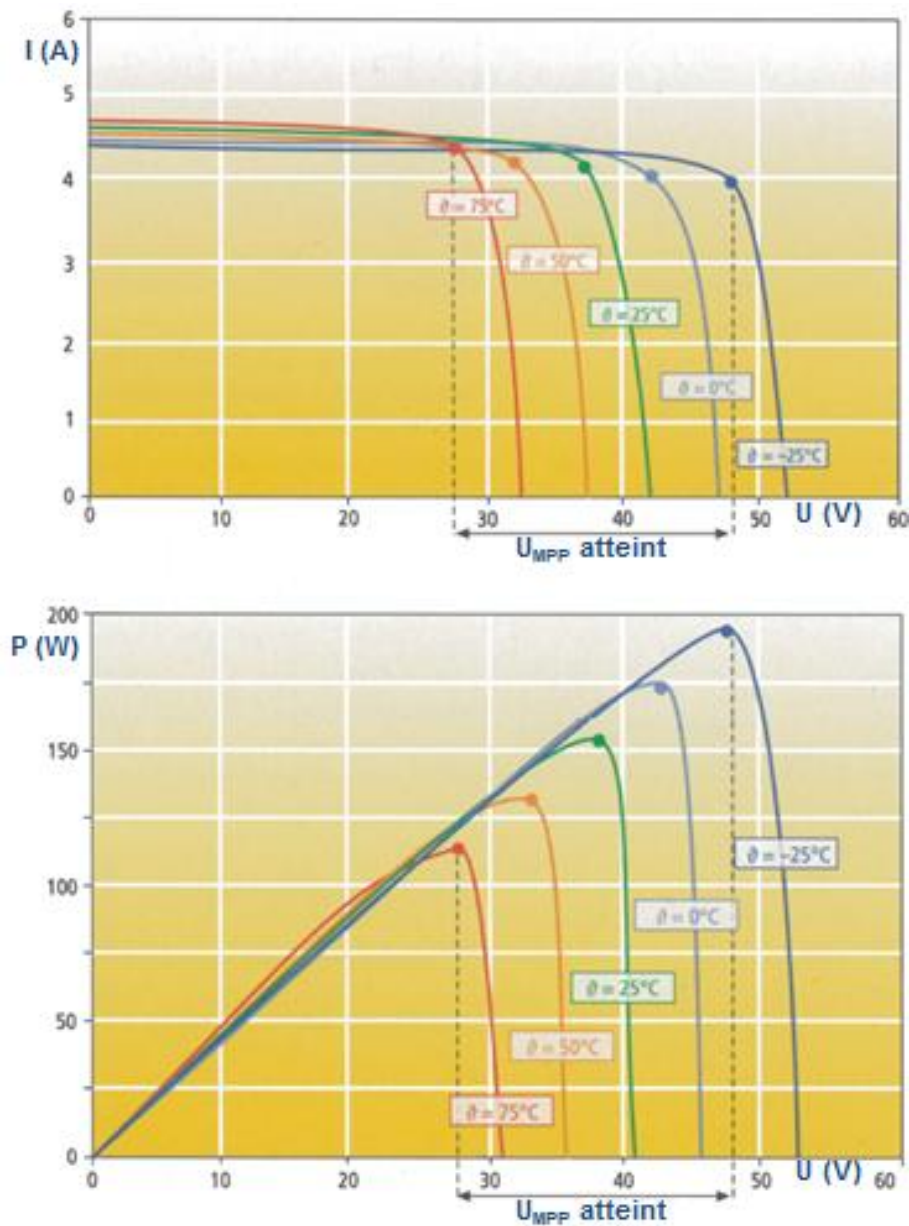


Figure 41 - Influence de la température de cellule sur les courbes I-U et P-U (à ensoleillement constant)
Source : [8]

Pour convertir un paramètre en conditions CTS (Tableau 1) à la température de cellule réelle, on utilise les coefficients de température :

- α coefficient de température pour le courant $\text{\%/}^{\circ}\text{C}$ ou $\text{mA/}^{\circ}\text{C}$;
- β coefficient de température pour la tension $\text{\%/}^{\circ}\text{C}$ ou $\text{mV/}^{\circ}\text{C}$;
- γ coefficient de température pour la puissance $\text{\%/}^{\circ}\text{C}$.

Une valeur négative signifie que le paramètre diminue lorsque la température augmente.

La Figure 42 montre la relation complexe entre le rayonnement, la température et le coefficient de température γ pour deux modules PV :

- Le coefficient de température n'est pas constant. Le chiffre de $-0,5 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ qui est souvent utilisé pour les cellules cristallines est une approche brute basée sur une mesure en conditions CTS.
- La relation ne présente pas le même profil pour tous les modules.

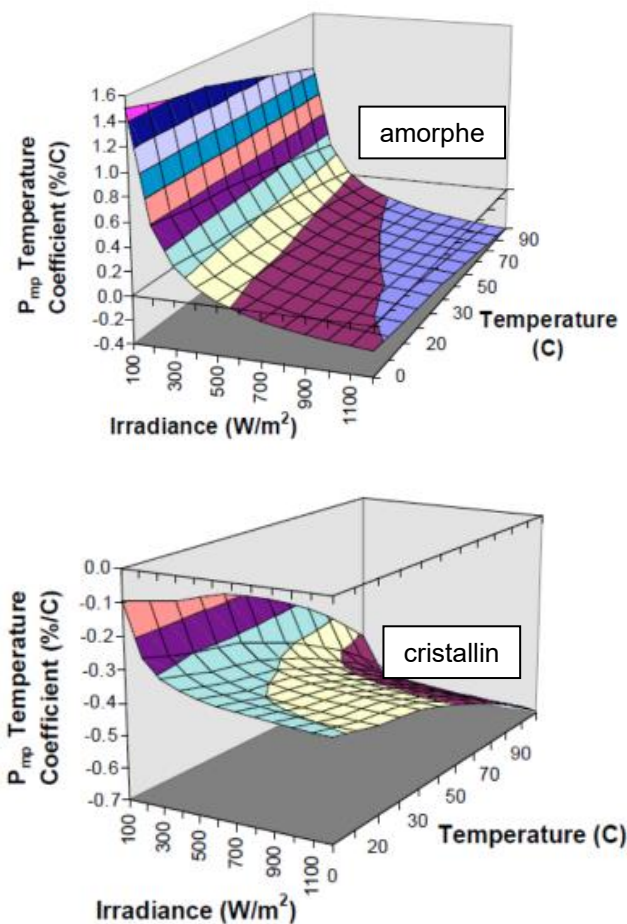


Figure 42 - Coefficient de température en fonction du rayonnement et de la température pour deux modules PV différents :
en haut Si amorphe (module tandem UPM-880 d'USSC)
en bas Si cristallin (module ASE-300-DG/50 d'ASE Americas)
source : [9]

Pour les calculs, on utilise de préférence la valeur indiquée par le fabricant. Comme indiqué, cela reste une valeur indicative qui n'est pas constante. Le Tableau 5 fournit quelques valeurs indicatives pour le coefficient de température pour la tension β .

Type de cellule solaire	β en $\%/^{\circ}\text{C}$
Si cristallin	-0,3 à -0,55
Si amorphe	-0,28 à -0,5
CIS	-0.26 à -0,5
CdTe	-0.2 à -0.43
CSG	-0.47
Tableau 5 - Valeurs indicatives pour le coefficient de température pour la tension β	

7.3.4. Rendement

Le rendement d'un module PV est définie comme le rapport de l'électricité générée à la quantité d'énergie lumineuse qui atteint sa surface.

Le rendement n'est pas constant.

- Le rendement diminue avec l'augmentation du rayonnement.
- Le rendement diminue avec l'augmentation de la température de la cellule.
- L'ampleur de la diminution du rendement dépend du rayonnement et de la température de la cellule.
- L'ampleur de la diminution du rendement dépend aussi du type de cellule solaire.

Les différents types de cellules solaires font toujours l'objet de recherche de sorte que le rendement continue d'augmenter.

7.3.5. Puissance crête

La puissance nominale d'un module PV est appelée puissance crête et est exprimée en Watt-crête (Wc) ou kilowatt-crête (kWc). Elle est mesurée dans des conditions d'essai définies internationalement (CTS, Conditions de Test Standard, [Tableau 1](#)) :

- La puissance crête n'est pas la puissance maximale. La puissance irradiante peut excéder 1 000 W/m² et la production d'un module augmente lorsque la température de la cellule diminue. Dans ces conditions favorables (beaucoup de soleil, basse température), il peut arriver qu'un module PV fournisse plus de puissance que sa puissance crête.
- Les modules PV à base de Si amorphe fournissent au cours des premières semaines une puissance supérieure à leur puissance crête, qui est mesurée après stabilisation.

7.3.6. Vieillessement

La puissance crête diminue après un certain temps. La plupart des fabricants garantissent 90 % de la puissance crête durant 10 ans, certains garantissent 80 % de la puissance crête durant 25 ans [\[3\]](#). La durée de vie peut diminuer spectaculairement en raison du PID (Potential Induced Degradation) et/ou de la corrosion électrochimique (§ [7.3.9](#)).

7.3.7. Flash test

La puissance crête de modules PV du même type montre toujours une certaine tolérance. Les fabricants mesurent la puissance crête de chaque module individuel via un 'flash test'. Pour les tuiles avec panneau PV intégré, cela revient à un flash test par tuile. Les résultats peuvent être demandés lors de la commande.

La tolérance doit être mentionnée dans les spécifications. Normalement, celle-ci peut être aussi bien positive que négative. Certains fabricants trient néanmoins leurs modules pour obtenir une tolérance qui est uniquement positive.

La tolérance est surtout importante pour les grandes installations et lors du remplacement d'un module PV défectueux (§ [3.5.1](#), [3.5.2](#) et § [3.6.4](#)).

7.3.8. Classe d'isolation

Les modules sont normalement dotés d'une double isolation (appareils de classe II). La tension maximale pour laquelle convient l'isolement n'est toutefois pas toujours la même. Des valeurs typiques sont 600V et 1 000V. Il faut en tenir compte pendant la phase de conception au moment de déterminer le nombre de modules PV par chaîne (§ [3.6.4](#)).

7.3.9. Terre fonctionnelle

Les panneaux solaires doivent-ils être mis à la terre ? Pour répondre à cette question, il faut faire la distinction entre :

- la mise à la terre de l'une des deux bornes de la partie DC (terre fonctionnelle) ;
- la mise à la terre du cadre pour des raisons de sécurité.

Nous abordons ici la mise à la terre fonctionnelle de l'une des deux bornes de la partie DC. Pour la mise à la terre de la structure portante, nous renvoyons au § 3.10.

Remarque : une mise à la terre fonctionnelle n'est pas un conducteur de protection et ne porte donc pas les couleurs verte et jaune.

Pour un certain nombre de types de modules PV, on sait qu'une borne bien définie doit être mise à la terre, sinon le rendement diminue plus rapidement. Cela influe sur le choix de l'onduleur (§ 3.6.1).

Il existe deux phénomènes connus qui provoquent un recul des performances et qui peuvent être contrés par la mise à la terre de la partie DC :

- dégradation sous l'influence du potentiel (PID : Potential Induced Degradation) ;
- corrosion électrochimique.

7.3.9.1. PID

PID est un phénomène qui peut toucher les modules qui ont une forte tension positive ou négative par rapport à la terre.

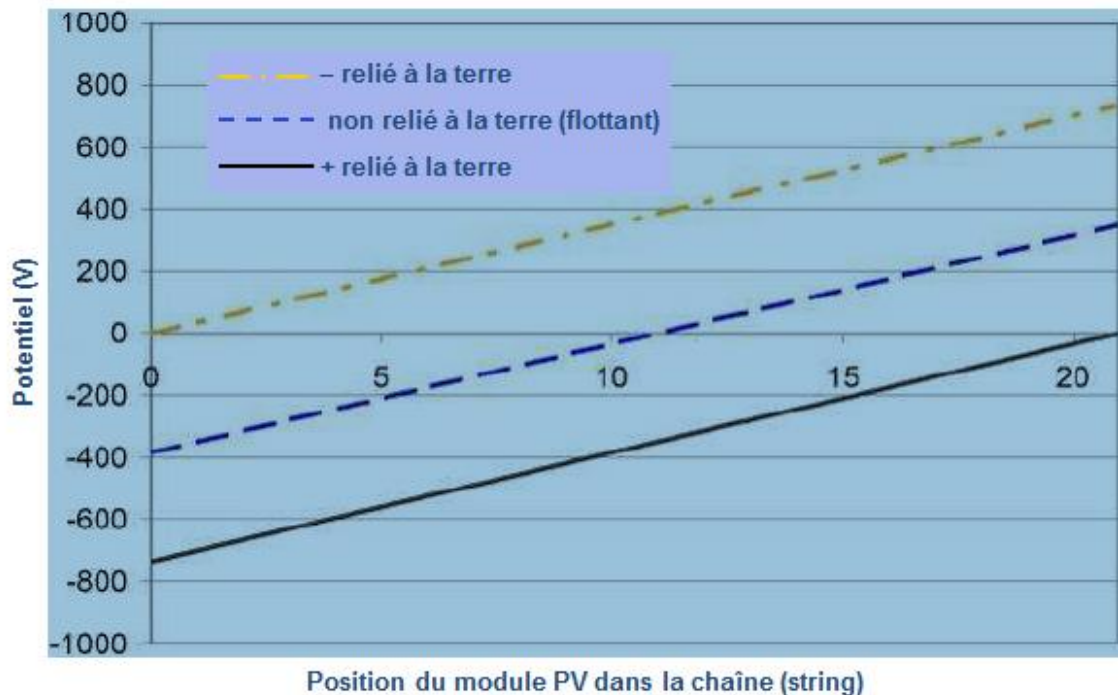


Figure 43 - Schémas de mise à la terre d'une installation PV de 750 V
Source : [10]

Si l'on prend comme exemple une installation PV de 750 V DC, dont la borne négative est mise à la terre. Le premier module est au même potentiel que la terre ; le dernier module du raccordement en série est à +750 V (Figure 43, ligne jaune). Un courant de fuite peut alors se produire, avec des électrons (qui ont une charge négative) venant de la terre qui se déplacent vers le module, dont le potentiel est supérieur. Cette charge s'accumule à l'intérieur des cellules et peut perturber leur fonctionnement.

En 2005, on savait déjà que pour certains types de modules, le rendement diminuait lorsque des électrons se déplaçaient vers le module (et pas dans le cas inverse). Dans leur manuel d'installation, il a été spécifié que pour ces modules, la borne positive devait être mise à la terre. Tous les modules ont alors un potentiel négatif par rapport à la terre, de sorte que des électrons ne peuvent pas se déplacer vers le module.

Pour d'autres modules, c'est l'inverse. Le rendement diminue lorsque les électrons du module se déplacent vers la terre (et pas l'inverse). Dans ce cas, la borne négative doit être mise à la terre.

Étant donné qu'il n'existe pas de règle générale, les consignes de pose du fabricant doivent toujours être consultées. S'il n'y en a pas, vous êtes libre de mettre ou non une des deux bornes à la terre. Toutefois, il y a des indications que la détérioration PID survient pour plus de types de modules que l'on ne l'avait pensé. La norme CEI TS 62804 décrit deux méthodes de test PID, pour obtenir une première indication. Les deux méthodes ne donnent pas toujours le même résultat.

La vitesse à laquelle la détérioration PID survient dépend notamment de la tension et de la résistance d'isolement des matériaux utilisés et de la maîtrise du processus de fabrication. En laboratoire, avec une tension de 1 000 V, la détérioration PID présente un effet mesurable après une centaine d'heures [10].

D'autres sources avancent des durées de plusieurs mois, voire de plusieurs années. Des modules PV d'un type qui ne présente normalement pas d'effet PID, peuvent quand même présenter une détérioration PID en raison des écarts durant le processus de production.

Étant donné que la détérioration PID va de pair avec l'accumulation d'une charge dans le module, le processus est partiellement réversible. Lorsqu'au début aucune borne ou la mauvaise borne a été mise à la terre et qu'une détérioration PID est survenue, le déclin des performances peut partiellement être rattrapé en appliquant une tension inverse aux modules PV. Ainsi, la charge accumulée peut être dissipée. Cela prend environ autant de temps que pour l'accumulation de la charge, lorsque les conditions sont les mêmes. Avant de mettre cela en œuvre, vous devez néanmoins être certain que le retard est en effet imputable à une détérioration PID et pas à un autre phénomène.

7.3.9.2. Corrosion électrochimique

La corrosion électrochimique est un processus au cours duquel, sous l'influence d'une tension électrique, des changements chimiques s'opèrent dans un matériau.

Ce phénomène survient par exemple dans les modules à film mince qui utilisent du TCO (oxyde conducteur transparent, de l'anglais Transparent Conductive Oxide) pour les contacts à l'avant [11]. C'est la raison pour laquelle on parle aussi dans ce cadre de corrosion TCO.

La corrosion TCO touche les modules sous potentiel négatif par rapport à la terre et surtout dans un climat humide (comme le nôtre ☺). La corrosion TCO peut être évitée en mettant la borne négative à la terre.

Étant donné qu'il s'agit ici de corrosion, ce processus n'est pas réversible.

7.4. Exemple de spécifications d'un module PV

En guise d'illustration, vous trouverez ci-dessous un exemple des spécifications d'un module PV.

Modèle	...
Type de cellule	monocristallin 125 x 125 mm ²
Nombre de cellules	72 (6x12)
Puissance crête en conditions CTS	180 Wc
Dimensions	1580 x 808 x 50 mm
Poids	16 kg
Tension DC maximale du système	1 000 V DC
Matériau du cadre	aluminium
Tension à la puissance crête	35,65 V
Courant à la puissance crête	5,05 A
Tension de circuit ouvert UOC	44,28 V
Courant de coupure ISC	5,6 A
Rendement des cellules	> 15,2 %
Rendement de module	> 15,0 %
Tolérance de sortie	+/- 5 %
Tableau 6 - Exemple de spécifications d'un module PV	

7.5. Ombre ou salissures sur une partie de module PV

7.5.1. Introduction

Un panneau solaire se compose d'un certain nombre de cellules solaires en série. Le courant qui y circule est le même pour toutes les cellules.

Nous examinons ici ce qui se passe lorsque le soleil ne rayonne pas uniformément sur toutes les cellules solaires d'un module PV, parce qu'elles sont partiellement ombragées ou parce que quelque chose est tombé dessus. Ce sujet a déjà été abordé dans le chapitre traitant de la conception et du dimensionnement (§ 3.4.1.2, 3.5.2, 3.5.3).

7.5.2. Diode

Pour expliquer le fonctionnement d'une cellule PV, nous commençons par une diode classique (Figure 44). Lorsque la tension positive aux bornes d'une diode est suffisamment élevée (polarisation directe) la diode laisse passer le courant.

Lorsque la tension aux bornes de la diode est négative (tension côté – supérieure à la tension côté +), la diode ne laisse normalement pas passer de courant. En cas de très grande tension négative (tension de claquage ou tension disruptive), la diode laissera quand même passer du courant (polarisation inverse). La valeur absolue de la tension de claquage est plusieurs fois supérieure à la tension de polarisation directe.

Cela signifie qu'en polarisation inverse, une puissance nettement supérieure est transformée en chaleur par rapport à la polarisation directe, avec un courant identique (en valeur absolue).

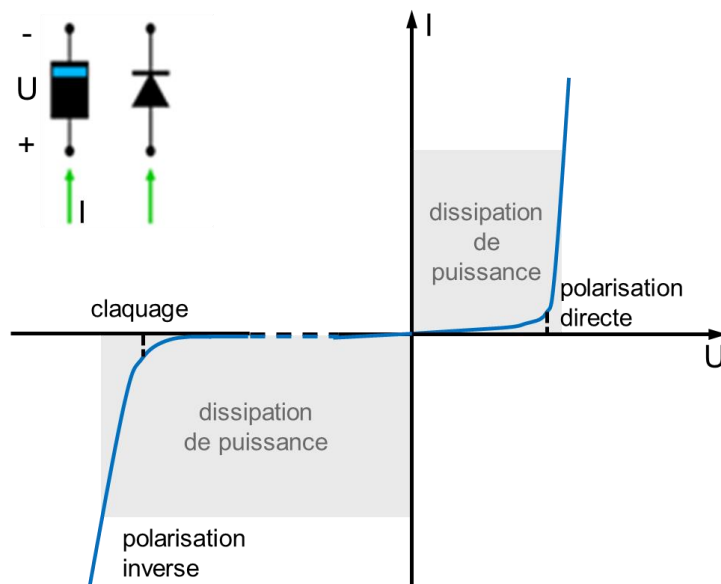


Figure 44 - Fonctionnement d'une diode

7.5.3. Cellule PV

Une cellule PV se comporte comme une source de courant dont la courbe I-U présente un profil similaire à celui d'une diode, avec cette importante différence qu'elle se déplace à mesure que la lumière du soleil l'atteint (Figure 45).

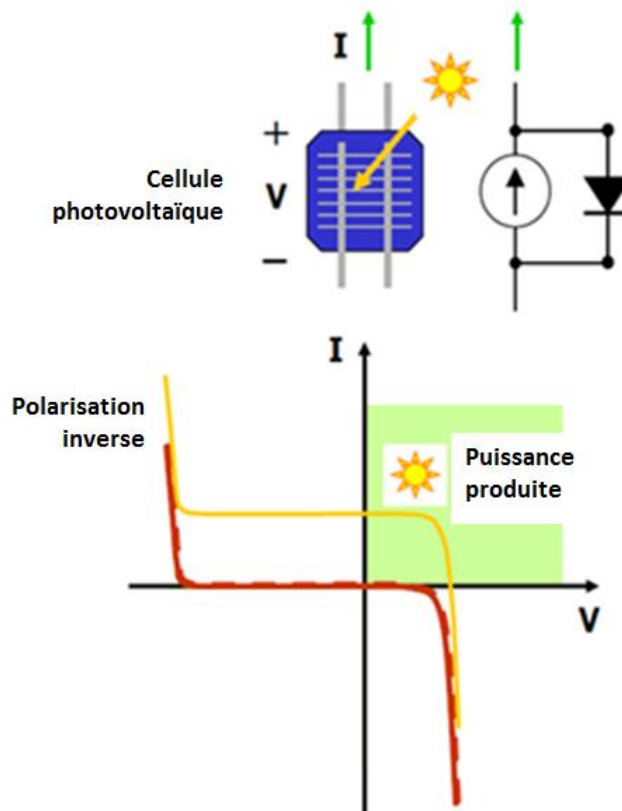


Figure 45 - Fonctionnement d'une cellule PV sans (courbe rouge) et avec (courbe jaune) lumière

En outre, le signe du courant est inversé. La raison est que à l'intérieur d'une source de courant, le courant est « pompé » du – au +. Le courant y circule donc dans la direction inverse.

En cas d'absence de lumière, la cellule PV ne fournit pas de courant (courbe rouge). Avec de la lumière, la courbe se déplace vers le haut (courbe jaune), ce qui veut dire qu'un courant est fourni qui a le même signe que la tension (quadrant vert de la figure). Autrement dit, la cellule produit de la puissance.

7.5.4. Module PV

Un module PV se compose de plusieurs cellules raccordées en série. Cela signifie que le même courant circule dans chaque cellule.

En cas de rayonnement uniforme, toutes les cellules ont (pratiquement) la même courbe I-U et donc le même point de fonctionnement (Figure 46, courbe verte). Chaque cellule contribue à la puissance fournie.

Toutefois, lorsqu'une cellule est ombragée, celle-ci présente une courbe I-U inférieure. La tension totale va diminuer quelque peu, mais le courant qui est demandé par la charge reste grand. Même la cellule ombragée est forcée de laisser passer ce courant et de ce fait, elle est polarisée en inverse (Figure 46 point A). La tension de la cellule ombragée est de –12 V au lieu de la tension normale de +0,6 V. La cellule absorbe donc une grande partie de la puissance fournie et devient aussi beaucoup plus chaude qu'à la normale (ledit point chaud).

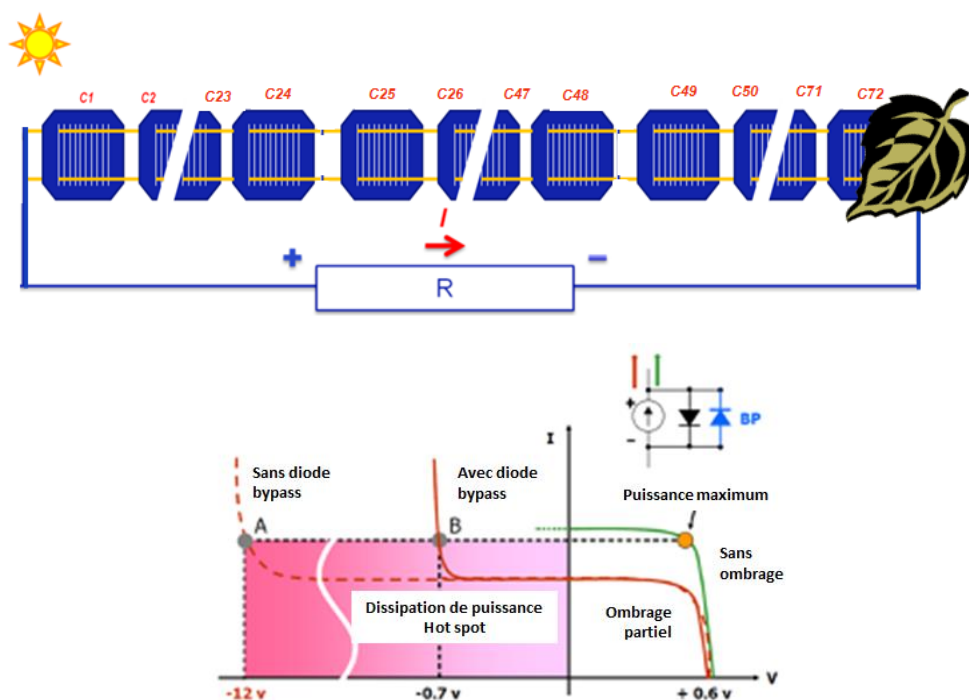


Figure 46 - Fonctionnement d'un module PV avec 'une cellule ombragée, sans et avec diode bypass

7.5.5. Diode bypass

Une diode bypass (BP) permet au courant de trouver un chemin alternatif via la diode bypass, qui est polarisée en direct et qui laisse passer le courant à -0,7 V (Figure 46 point B). Il ne se produit pas de point chaud et la perte de puissance est limitée.

Dans la pratique, il n'est pas faisable de doter chaque cellule de sa propre diode bypass. La Figure 47 montre l'exemple d'un module avec 3 diodes bypass. Chaque diode bypass sert pour deux rangées de cellules PV. Lorsque ces deux rangées sont partiellement ou entièrement ombragées, la diode bypass devient polarisée en direct ; ces rangées ne fournissent alors plus de puissance. La courbe P-U montre alors deux maxima locaux, ce qui complique la capacité de l'onduleur à trouver le MPP (§ 7.6.3 et 7.6.4.3).

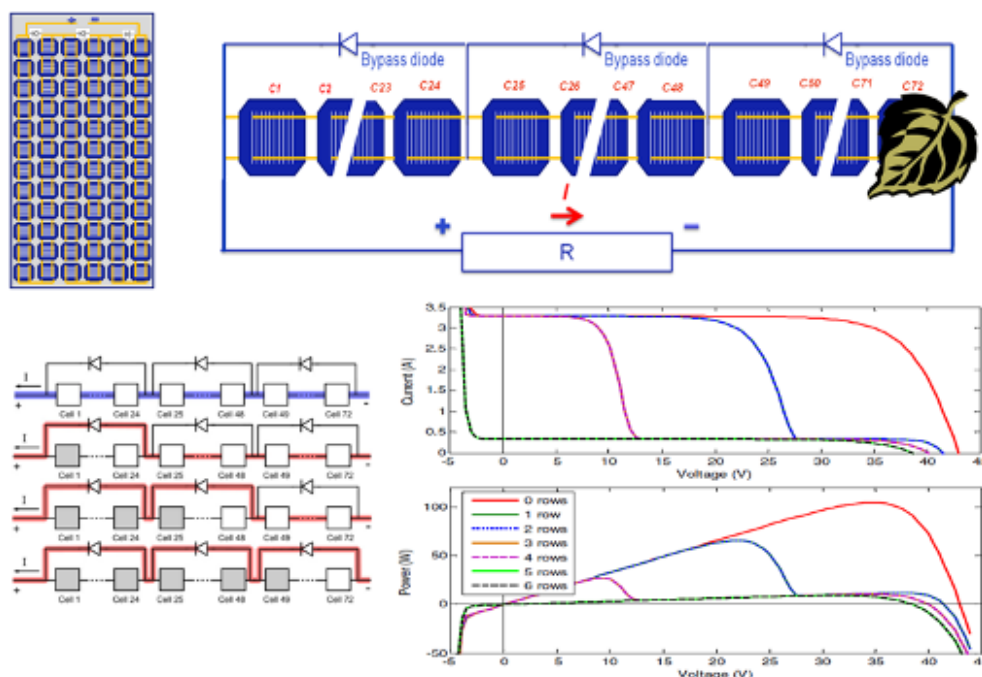


Figure 47 - Fonctionnement d'un module PV avec 3 diodes bypass en cas d'ombrage croissant. Graphiques : courbe I-U (milieu) et courbe P-U (en bas)

Lors de l'implantation, il convient de réfléchir à la position des diodes bypass en fonction de l'ombre prévisible. Par exemple pour les modules de la Figure 48, lorsqu'il s'agit d'un bord de neige persistante, l'implantation horizontale est préférable.

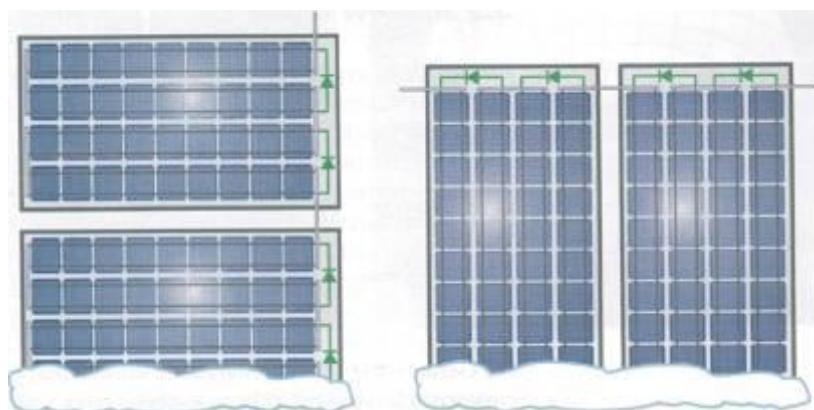


Figure 48 - Influence différente de l'ombre par rapport à un bord de neige persistante avec une implantation horizontale ou verticale des modules

7.6. Onduleurs

7.6.1. Fonction

L'onduleur (anglais : inverter) assure la liaison entre la partie CC et la partie CA d'une installation PV. Ses deux principales fonctions sont :

- régler le point de puissance maximale (MPP) comme point de fonctionnement ;
- convertir le courant continu en courant alternatif.

Remarque : certains modules PV sont équipés d'un « optimiseur », qui remplit la fonction de MPPT (§ 7.6.3). Dans ce cas il faut ajouter un optimiseur dont la fonction se limite au convertissement CC / AC.

Pour les installations de production décentralisée jusqu'à 30 kVA (§ 3.3.4), l'onduleur contient normalement aussi le système de sectionnement automatique obligatoire (§ 3.6.1). Il existe aussi des modules PV qui sont dotés de leur propre onduleur, appelé micro-onduleur (§ 3.5.3). Un micro-onduleur peut être équipé ou non du système de sectionnement automatique obligatoire. Lorsqu'il ne se trouve pas dans le micro-onduleur, alors l'installation PV (jusqu'à 10 kW) doit être équipée d'un système de sectionnement automatique externe, commun à tous les modules PV et sans lequel les onduleurs ne peuvent pas fonctionner.

Pour les autres installations PV raccordées au réseau, il faut toujours installer un tableau séparé pour le raccordement au réseau, avec les protections nécessaires (§ 3.14 et 3.15). C'est le cas même si les onduleurs sont équipés de leur propre système de sectionnement.

En outre, des fonctions supplémentaires peuvent être intégrées dans l'onduleur, comme une protection différentielle, une protection contre la surtension, un indicateur de défauts, une interface de communication, ...

7.6.2. Symbole



Figure 49 - Onduleur sans séparation galvanique du réseau



Figure 50 - Onduleur avec séparation galvanique du réseau

7.6.3. Maximum Power Point Tracker (MPPT)

L'onduleur doit en toutes circonstances veiller à ce que l'installation PV fournisse toujours la puissance la plus élevée possible. Pour ce faire, il comprend de l'électronique qui établit automatiquement la tension CC à son entrée qui égale la tension du MPP (Maximum Power Point) des modules PV (§ 7.3).

Cette partie de l'onduleur est appelée le Maximum Power Point Tracker (MPPT).

Remarque : certaines installations PV ont encore un autre système qui est également appelé tracker en anglais. Il s'agit d'un système traqueur solaire (Figure 51). Il adapte l'orientation et/ou l'inclinaison des panneaux solaires automatiquement à la position du soleil, afin de capter à tout moment de la journée le maximum du rayonnement solaire.

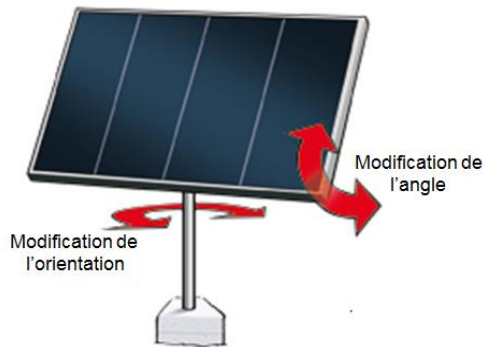


Figure 51 - Système traqueur solaire
Source : Sochamoti.wordpress.com

7.6.4. Rendement d'un onduleur

7.6.4.1. Introduction

Le rendement d'un onduleur est le rapport entre la puissance CA fournie et la puissance que les modules PV peuvent fournir.

Il s'agit du produit de deux rendements partiels :

$$\eta = \eta_{\text{trans}} \times \eta_{\text{tr}}$$

où :

η_{trans} le rendement de la transformation de CC en CA

η_{tr} la précision avec laquelle le MPPT approche le MPP réel

7.6.4.2. Rendement de transformation η_{trans}

Le rendement de transformation de l'onduleur donne le rapport entre la puissance CA à la sortie de l'onduleur et la puissance CC à l'entrée. Il tient compte des pertes de transformation et de la consommation propre de l'onduleur.

Le rendement de transformation est fonction de la puissance à laquelle l'onduleur fonctionne. La Figure 52 en donne un exemple. Lorsque la puissance demandée devient faible, le rendement diminue rapidement.

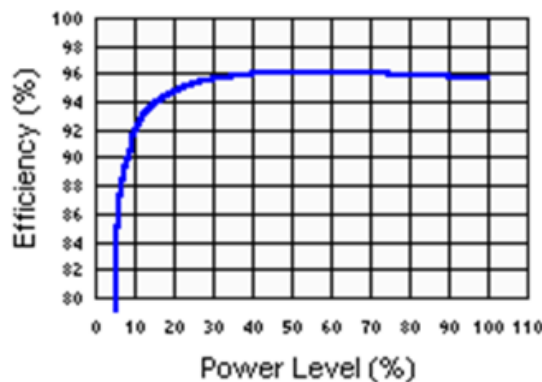


Figure 52 - Exemple de rendement de transformation de CC à CA dans un onduleur, en fonction du pourcentage de la puissance maximale.

Source : www.esru.strath.ac.uk

Le rendement de transformation dépend également de la tension CC à l'entrée de l'onduleur. Ceci est important parce que la tension du MPP dépend de l'ensoleillement (Figure 40) et la température de cellule (Figure 41).

Il n'existe pas de règle générale sur la façon dont le rendement de transformation change en fonction de la tension. Il peut diminuer ou augmenter, ou d'abord augmenter avant de diminuer à mesure que la tension d'entrée augmente. Cela doit être vérifié dans les spécifications du fabricant.

Enfin, le rendement de transformation diminue lorsque l'onduleur devient trop chaud (§ 7.6.5). Il faut demander au fabricant à partir de quelle température cela se produit. En tout cas un refroidissement suffisant est important pour la durée de vie de l'onduleur.

Pour résumer le rendement en un seul chiffre avec lequel les onduleurs PV peuvent être comparés entre eux, on calcule une moyenne pondérée du rendement. En Europe, on utilise généralement la formule suivante (rendement EURO, Figure 53) :

$$\eta_{EU} = 0,03 \eta_5\% + 0,06 \eta_{10\%} + 0,13 \eta_{20\%} + 0,10 \eta_{30\%} + 0,48 \eta_{50\%} + 0,20 \eta_{100\%}$$

Cette formule est basée sur la moyenne européenne d'ensoleillement annuel aux différents pourcentages du rayonnement solaire maximal.

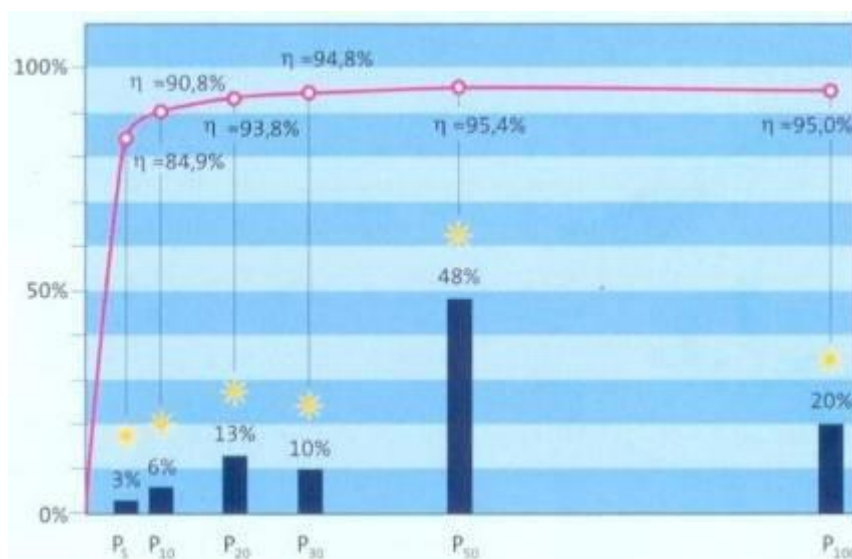


Figure 53 - Représentation graphique du rendement EURO d'un onduleur

7.6.4.3. Rendement de tracking η_{tr}

Le rendement de tracking calcule la différence entre le MPP réel des modules PV et le MPP trouvé par l'onduleur. Ce dernier dépend de la stratégie de réglage utilisé et des conditions atmosphériques. La tâche du MPPT est plus difficile en cas d'alternance rapide entre soleil plein et nuages qu'en cas d'ensoleillement constant.

En plus, le rendement de tracking dépend aussi d'un ombrage partiel éventuel. Lorsque quelques modules PV d'une chaîne sont ombrés (§ 7.5) et que le reste ne l'est pas, la courbe I-U va présenter non pas un mais deux maxima locaux, voire plus (Figure 54). Il y a alors une probabilité que le MPP tracker ne trouve pas le plus grand maximum, mais reste sur un maximum local plus petit.

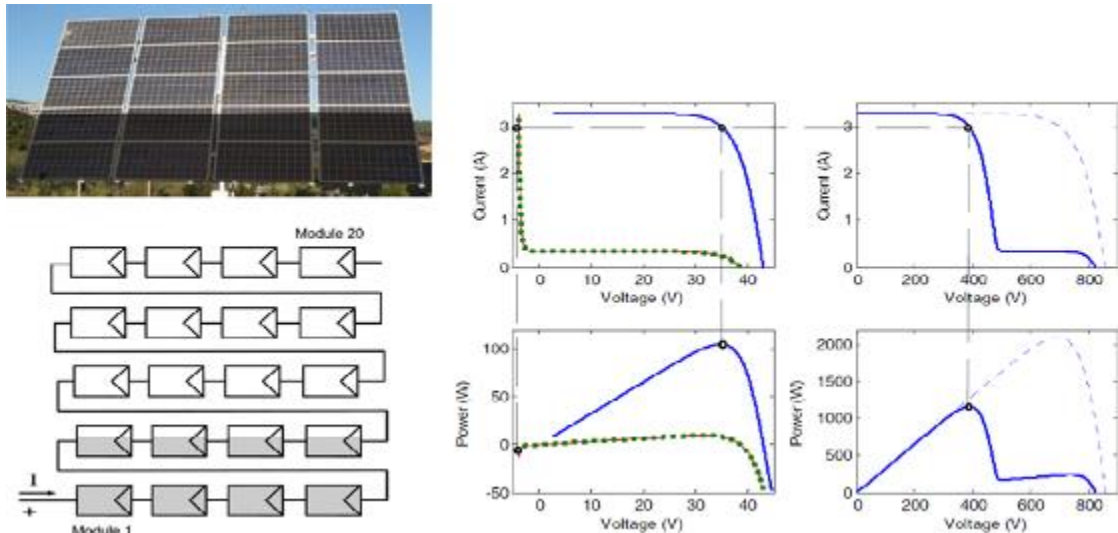


Figure 54 - Ombre partielle sur une chaîne

Il y a actuellement des onduleurs sur le marché avec un MPPT amélioré qui trouvera toujours le maximum le plus grand.

7.6.5. Température de service de l'onduleur

Dans l'onduleur, les pertes sont transformées en chaleur. La chaleur produite est la plus forte lorsque l'onduleur fonctionne à pleine puissance. Ainsi, un onduleur de 2 kW avec un rendement à pleine charge de 95% produit 100 W de chaleur à pleine puissance.

Il est important que cette chaleur soit évacuée.

- Quand la température de l'onduleur devient trop élevée, la plupart des onduleurs réduisent leur puissance de sortie, ce qui réduit la production.
- Le rendement de transformation diminue lorsque l'onduleur devient trop chaud. Il faut demander au fabricant à partir de quelle température cela se manifeste.
- Une exposition prolongée à des températures élevées réduit la durée de vie de l'onduleur.

7.6.6. Onduleur avec ou sans transformateur

Il existe différentes sortes d'onduleurs, suivant la technologie utilisée. La répartition principale distingue deux types : avec ou sans séparation galvanique (cela signifie avec ou sans transformateur).

Lorsqu'une des deux bornes de la partie CC doit être relié à l'une terre fonctionnelle (§ 7.3.9), il faut toujours prévoir une séparation galvanique avec le réseau CA. Voir aussi § 7.6.7. Au besoin on peut toujours installer un transformateur externe entre la sortie CA de l'onduleur et le réseau CA.

La tension CC à l'entrée de l'onduleur doit normalement être supérieure à la valeur de crête de la tension CA voulue. Pour obtenir une tension de réseau RMS de 230V, l'installation PV doit fournir au moins 325V CC à l'entrée de l'onduleur.

Si la tension générée est inférieure à la tension du réseau requise, différentes options sont possibles pour augmenter la plage de tension :

- à l'aide d'un transformateur, à fréquence du réseau ou à haute fréquence ;
- à l'aide d'un convertisseur élévateur (sans transformateur) ;
- en installant plusieurs onduleurs en série.

7.6.6.1. Onduleurs à transformateur

Un premier groupe d'onduleurs utilise un transformateur fonctionnant à la fréquence du réseau, pour obtenir la tension de sortie souhaitée (Figure 55). Un tel transformateur est appelé LFT (transformateur à fréquence de ligne = fréquence du réseau ; anglais : Line-Frequency Transformer). Étant donné son encombrement, son poids et son prix élevé, ce type est peu utilisé.

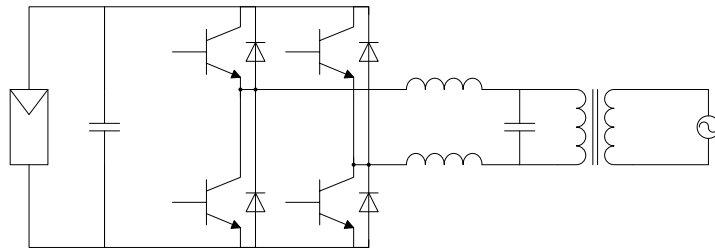


Figure 55 - Exemple d'onduleur à transformateur à fréquence de ligne

D'autres onduleurs utilisent un transformateur à haute fréquence (HFT) à plusieurs étages pour augmenter la tension d'entrée (Figure 56). Il est plus compact mais son rendement est légèrement inférieur parce qu'il y a plusieurs composants de commutation en cascade. Plus il y a de composants de commutation, plus les pertes sont importantes.

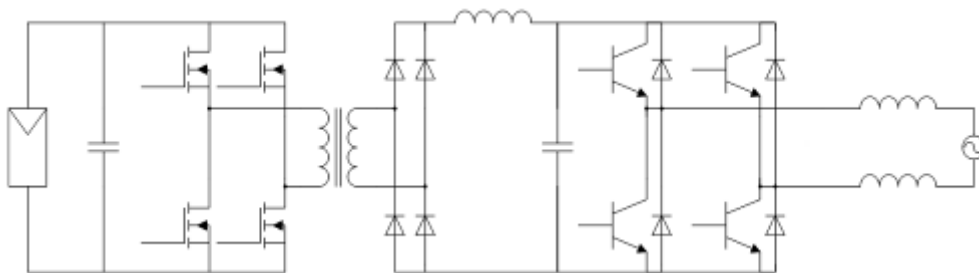


Figure 56 - Exemple d'onduleur à transformateur à haute fréquence

7.6.6.2. Onduleurs sans transformateur

Il existe également des onduleurs qui ne comprennent absolument pas de transformateur (TL : sans transformateur ; anglais : TransformerLess)). A sa place, ils utilisent un convertisseur élévateur pour pouvoir traiter une plage d'entrée dynamique (Figure 57).

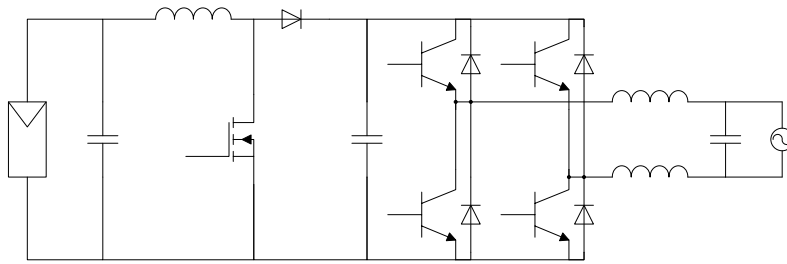


Figure 57 - Exemple d'onduleur sans transformateur

L'inconvénient ici est l'absence de séparation galvanique entre le réseau et les modules PV.

Étant donné que la partie de l'onduleur qui assure la transformation de CC à CA est directement raccordée au réseau, un filtre CEM est nécessaire pour éliminer le contenu à haute fréquence.

7.6.6.3. Onduleurs en série

Une alternative pour atteindre le niveau de tension requis sans amplification est le montage en série de plusieurs d'onduleurs (Figure 58). Il y a deux manières possibles :

- Avec le raccordement en série d'onduleurs DC / AC.
L'application d'une stratégie de commutation adaptée dans chacun des onduleurs permet d'obtenir une forme de tension étagée qui s'approche mieux d'une forme sinusoïdale (moins rectangulaire), ce qui donne une meilleure qualité de la tension. On parle alors de MLI (anglais : Multi Level Inverter). La stratégie de raccordement est complexe.
- Avec un raccordement en série de convertisseurs DC – DC, suivis par un onduleur DC /AC commun.

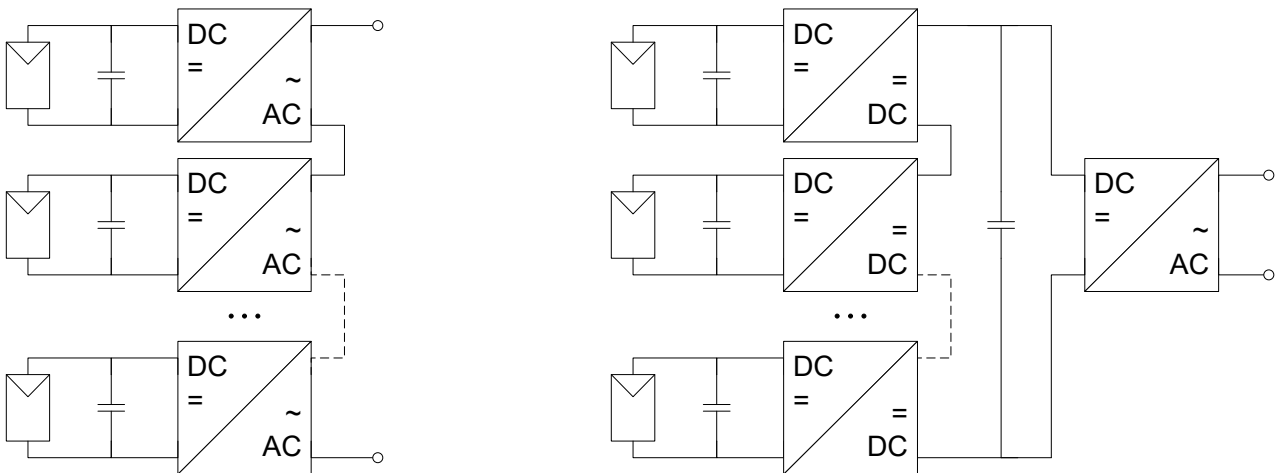


Figure 58 - raccordement en série d'onduleurs

7.6.7. Technologie d'onduleurs et potentiels côté DC

Les modules PV fournissent une tension continue. Cela ne signifie toutefois pas que le potentiel du + vis-à-vis de la terre d'une part et du – vis-à-vis de la terre d'autre part sont également constants. Les deux potentiels peuvent augmenter et diminuer ensemble (Figure 59).

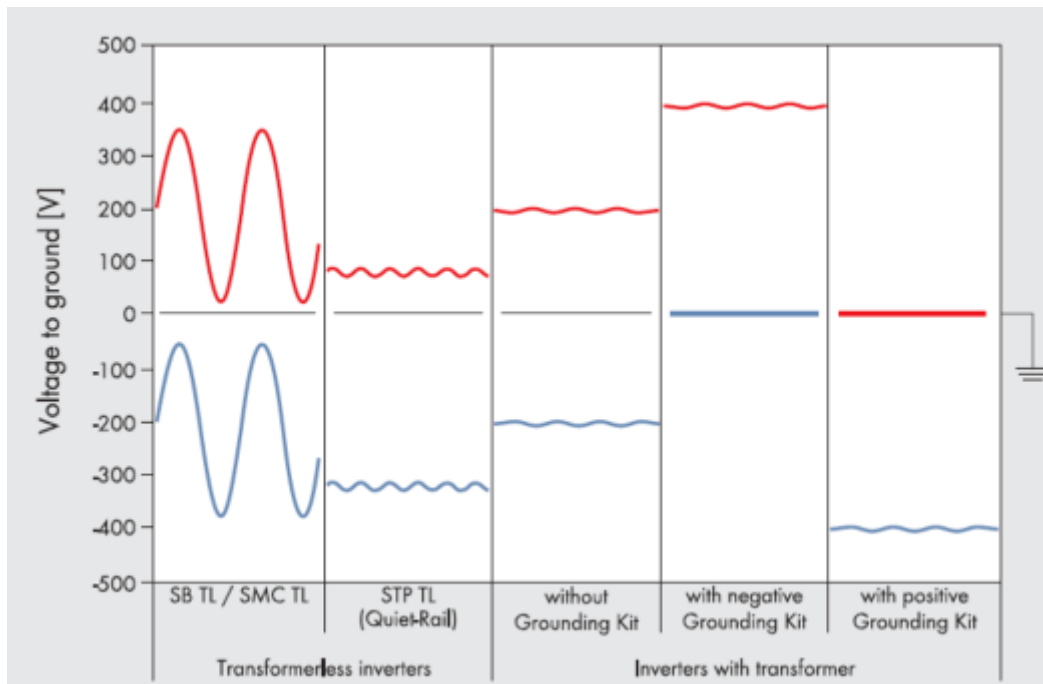


Figure 59 - Potentiel du + vis-à-vis de la terre et du – vis-à-vis de la terre (ici à 400 V CC) en fonction de la technologie des onduleurs
Source : SMA

Le comportement dépend de la technologie des onduleurs utilisée.

- Onduleurs sans transformateur :
 - Dans ce cas les potentiels sont liés au réseau public. Ils oscillent avec la fréquence du réseau, avec une amplitude qui égale par exemple la moitié de la tension du réseau. Cela dépend de l'électronique utilisée dans l'onduleur.
 - Il existe actuellement une électronique adaptée qui diminue fortement l'oscillation et qui permet d'amener le potentiel du + ou du – à proximité de celui de la terre (afin de minimiser le PID, § 3.6.2 et § 7.3.9).
- Dans le cas d'un onduleur à transformateur, les potentiels présentent une ondulation limitée.
 - Si aucune des deux bornes n'est mise à la terre, elles sont symétriques par rapport à la terre.
 - Si une seule borne est mise à la terre, ce potentiel est naturellement à zéro et l'autre a la valeur qui correspond à la tension CC générée

Étant donné les différences dans la technologie des onduleurs décrites ci-dessus, chaque onduleur ne peut pas simplement être utilisé avec chaque type de module PV. C'est la raison pour laquelle certains fabricants d'onduleurs publient une liste des panneaux solaires compatibles. Voir aussi § 7.6.8 ci-dessous.

7.6.8. Contrôle de l'isolement

De nombreux onduleurs sont équipés d'un contrôle de l'isolement du côté CC (entre la masse et chacune des deux bornes). Certains modules PV exigent toutefois que l'une des deux bornes soit mise à la terre (§ 7.3.9). Dans ce cas, le contrôle d'isolement peut y être adapté.

C'est une deuxième raison pour laquelle chaque onduleur ne peut pas simplement être utilisé avec chaque type de module PV.

7.6.9. Réseau sans conducteur neutre

Les onduleurs dont l'une des bornes CC doit être mise à la terre ne sont pas compatibles avec un réseau sans conducteur neutre (3,230V). Ceci peut au besoin être résolu avec un transformateur supplémentaire dont une borne est mise à la terre, mais comme toujours mieux vaut prévenir que guérir.

En cas de doute, cela doit toujours être demandé par écrit au GRD. Pour un raccordement monophasé, des mesures ne permettent pas de déterminer si le réseau est doté d'un conducteur neutre (réseau 3N400) ou non (réseau 3,230) :

- Dans le cas d'un réseau 3,230, l'une des lignes est reliée à la terre par le GRD dans la cabine de transformation. S'il s'agit de l'une des deux lignes qui arrivent chez le client, la mesure de tension vis-à-vis de la terre donne alors un résultat comparable au conducteur neutre d'un réseau 3N400.
- Dans le cas d'un réseau 3,230, le GRD change parfois le raccordement à la terre vers une autre ligne. On ne peut donc pas escompter que c'est toujours la même ligne qui sera raccordée à la terre.
- En outre, pour des raisons pratiques, le passage d'un réseau 3,230V à un réseau 3N400 se réalise en deux étapes. Après la première l'étape, il n'y a plus de phase reliée à la terre disponible. Puis, il se passe parfois plusieurs semaines ou même plusieurs mois avant que la deuxième étape ne soit exécutée.

7.6.10. Onduleurs et soutien du réseau

Comme le nombre d'installations PV continue d'augmenter, elles assurent les jours de soleil un pourcentage de plus en plus élevé de la production d'électricité. Il en résulte qu'elles doivent également contribuer au soutien du réseau. Il n'est plus acceptable qu'en cas de problèmes sur le réseau, toutes les installations PV raccordées au réseau se déclencheraient en même temps, parce que dans certains cas cela pourrait encore aggraver les problèmes.

Ainsi, on ne peut utiliser que les onduleurs qui sont conforme au document Synergrid C10/11 ([2], en particulier l'annexe D: « Exigences techniques de base de l'unité de production d'électricité » et qui figure sur la liste de matériels homologués C10/26.

7.7. Fusible de chaîne

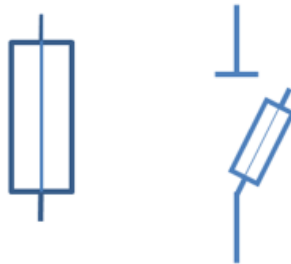
7.7.1. Introduction

Lorsque plusieurs chaînes sont raccordées en parallèle, il peut être nécessaire de placer une protection contre le courant (3.7.5 et 3.7.6). Ceci peut se faire au moyen de fusibles de chaîne, de diodes de blocage (§ 7.8) ou de disjoncteurs CC (§ 7.9). Un fusible de chaîne est soit un coupe-circuit à fusible soit un fusible de chaîne électronique (§ 7.7.3).

7.7.2. Coupe-circuit à fusible

7.7.2.1. Symbole et marquage

La Figure 60 présente le symbole d'un coupe-circuit à fusible et d'un support de coupe-circuit à fusible avec la fonction de sectionnement. Il ne peut pas être ouvert en charge, ce n'est pas un interrupteur-sectionneur. La fonction de sectionnement rend le remplacement des fusibles moins dangereux.



**Figure 60 - Symbole d'un coupe-circuit à fusible (à gauche)
et d'un support de coupe-circuit à fusible avec fonction de sectionnement (à droite)**

Les coupe-circuits à fusible destinées à être utilisées comme fusible de chaîne portent le marquage gPV (Figure 61). Dans ce document, nous utilisons gPV comme abréviation pour un coupe-circuit à fusible utilisé comme fusible de chaîne.



Figure 61 - Coupe-circuit à fusible avec indication gPV

7.7.2.2. Paramètres

Le [Tableau 7](#) fournit les paramètres caractéristiques d'un coupe-circuit à fusible.

Paramètre	Définition
Coupe-circuit à fusible	
I_n	courant nominale
I_{nf}	courant conventionnel de non-fonctionnement : le coupe-circuit à fusible doit pouvoir supporter ce courant pendant au moins une heure sans déclencher
I_f	courant conventionnel de fonctionnement : à ce courant, le coupe-circuit à fusible doit se déclencher après une heure au maximum
U_n	tension nominale
I_{cu}	pouvoir de coupure
Support de coupe-circuit à fusible	
I_n	courant nominale
U_n	tension nominale
I_{cu}	pouvoir de coupure
Tableau 7 - Caractéristiques d'un coupe-circuit à fusible et d'un support de coupe-circuit à fusible	

Pour un gPV :

- $I_{nf} = 1,13 \times I_n$
- $I_f = 1,45 \times I_n$

La norme 60269-6 impose $I_{cu} \geq 10$ kA CC.

Attention, la valeur de I_{cu} pour CC est normalement inférieure à celle pour CA (§ 4.2.2).

7.7.2.3. Tension nominale U_n du coupe-circuit à fusible

La tension maximale pouvant être présente dans une chaîne est la tension en circuit ouvert U_{oc} à une basse température ([Figure 41](#)). Le calcul s'effectue ici avec -25°C comme valeur de température. Normalement, la valeur de U_{oc} en conditions CTS (25°C , [Tableau 1](#)) est connue. La valeur à une autre température peut être calculée à l'aide du coefficient de température pour la tension β (§ 7.3.3). La différence de température est ici de -50°C . Cela donne les formules suivantes pour U_{oc} d'un seul module PV :

- $U_{oc -25^\circ\text{C}} = (1 + (-50^\circ\text{C} \times \beta / 100)) \times U_{oc \text{ stc}}$ pour β exprimé en $\%/^\circ\text{C}$
- $U_{oc -25^\circ\text{C}} = U_{oc \text{ stc}} + (-50^\circ\text{C} \times \beta / 1\,000)$ pour β exprimé en $\text{mV}/^\circ\text{C}$

En l'absence de données sur β , la règle pratique suivante peut être utilisée :

- $U_{oc -25^\circ\text{C}} = 1,2 \times U_{oc \text{ stc}}$

Dans ces formules, U_{oc} est exprimé en V

Pour obtenir la tension en circuit ouvert de la chaîne, il faut encore multiplier par le nombre de modules n de la chaîne.

La norme 60269-6 établit la condition suivante pour la tension nominale U_n du gPV :

$$U_n \geq 1,2 \times U_{oc -25^\circ\text{C}} \times n$$

Ici, n est le nombre total de modules PV en série

7.7.2.4. Courant nominal I_n du coupe-circuit à fusible

Le courant nominal I_n du gPV doit être choisie pour qu'il ne fonde pas en fonctionnement normal, mais bien en cas de courant inverse trop important.

- **Valeur minimale de I_n**

Pour calculer le courant maximal en fonctionnement normal, le courant de coupure I_{sc} d'un module PV en conditions CTS est multiplié par un facteur de correction pour un rayonnement solaire qui est supérieur à celui en conditions CTS (1 000 W/m², [Tableau 1](#)).

Une valeur générale acceptable pour le facteur de correction est 1,4 (1400 W/m²). Si une meilleure valeur est connue pour le facteur de correction, celle-ci doit être utilisée.

La [Figure 62](#) montre la plage de fonctionnement de différents types de coupe-circuits à fusible avec $I_n = 1,4 \times I_{sc \text{ stc}}$. Elle montre d'un gPV fondra plus rapidement que les autres types.

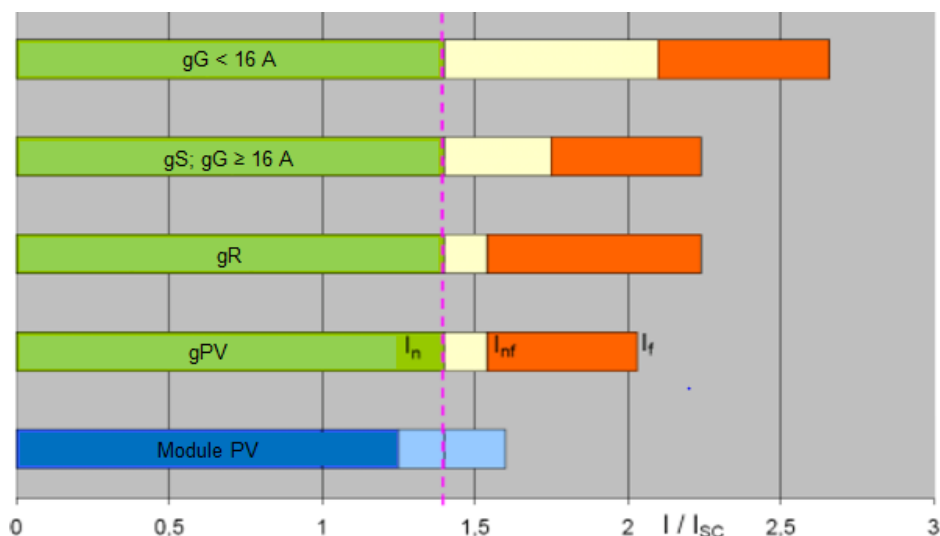


Figure 62 - Plage de fonctionnement de différents types de coupe-circuits à fusible avec $I_n = 1,4 \times I_{sc \text{ stc}}$

Source : [FusXpert-PV Sicherungen-Dr.-Ing. Herbert Bessei](#)

- **Valeur maximale de I_n**

Pour le calcul de la valeur maximale de I_n , on examine le courant inverse maximal $I_{\text{invers mod}}$ qu'un module peut supporter (§ 3.7.5). Selon la norme, le module peut supporter un courant inverse égal à $1,35 \times I_{\text{invers mod}}$ durant deux heures sans subir de dommages.

Si l'on choisit un coupe-circuit à fusible dont $I_f \leq 1,35 \times I_{\text{invers mod}}$, cela suffit, étant donné que le coupe-circuit à fusible doit fondre à un courant égal à I_f après 1 heure au maximum (§ 7.7.2.2).

Pour un gPV $I_f = 1,45 I_n$. La condition peut donc être écrite comme :

$$I_f = 1,45 \times I_n \leq 1,35 \times I_{\text{invers mod}} \text{ ou } I_n \leq 1,35 / 1,45 \times I_{\text{invers mod}} = 0,93 \times I_{\text{invers mod}}.$$

La Figure 63 montre la plage de fonctionnement de différents types de coupe-circuits à fusible avec $I_f = 1,35 \times I_{\text{invers mod}}$. Elle montre que pour la même valeur d' I_f , un gPV a la valeur I_n la plus élevée.

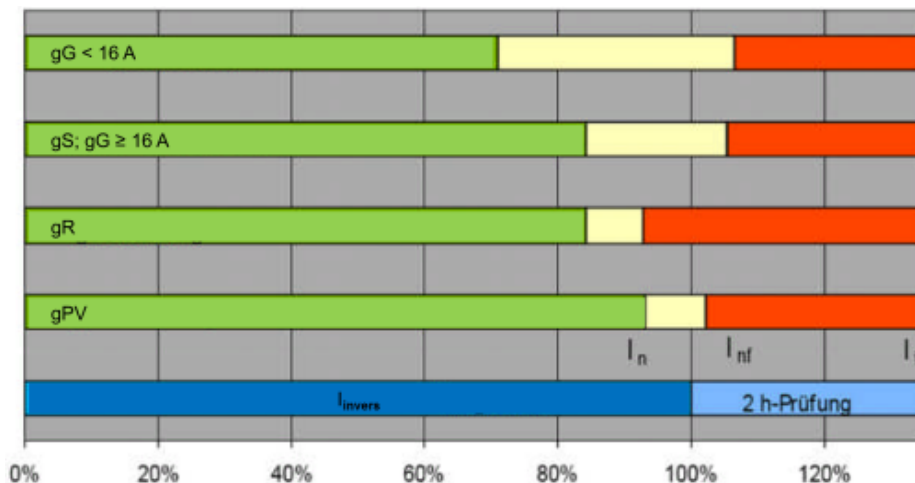


Figure 63 - Plage de fonctionnement de différents types de coupe-circuits à fusible
avec $I_f = 1,35 \times I_{\text{invers mod}}$

Source : [FusXpert-PV Sicherungen-Dr.-Ing. Herbert Bessei](#)

- **Conclusion**

La valeur de I_n du gPV doit répondre aux deux conditions suivantes :

- $I_n \geq 1,4 \times I_{sc stc}$
- $I_n \leq 0,93 \times I_{\text{invers mod}}$

Cela vaut pour un raccordement en parallèle de chaînes individuelles.

$I_{\text{invers mod}}$ est généralement $\geq 2 \times I_{sc stc}$ (§ 3.7.5), il est donc possible que les deux conditions soient satisfaites simultanément.

Attention, certains fabricants de modules PV indiquent dans leurs spécifications la valeur d'un fusible de chaîne. Il est recommandé de vérifier si celui-ci est conforme aux deux conditions. Cela ne semble pas être toujours le cas, comme le montre l'exemple pratique suivant :

- Spécifications du fabricant du module PV :

- $I_{sc stc} = 8,4 \text{ A}$
- $I_{\text{invers mod}} = 15 \text{ A}$
- fusible de chaîne $I_n \leq 15 \text{ A}$

- Contrôle :

- $I_n = 15 \text{ A} \geq 1,4 \times I_{sc stc} = 11,8 \text{ A}$ ok
- $I_n = 15 \text{ A} \leq 0,93 \times I_{\text{invers mod}} = 14,0 \text{ A}$ pas ok !

- Proposition alternative : gPV avec $I_n = 12 \text{ A}$:

- $I_n = 12 \text{ A} \geq 1,4 \times I_{sc stc} = 11,8 \text{ A}$ ok
- $I_n = 12 \text{ A} \leq 0,93 \times I_{\text{invers mod}} = 14,0 \text{ A}$ ok !

7.7.2.5. Raccordement en parallèle de groupes de chaînes

En cas de raccordement en parallèle de groupes de chaînes tels que détaillés au § 3.7.5, il faut compter pour la première condition le courant total qu'un groupe peut fournir. La deuxième condition est que le gPV doit se déclencher immédiatement, sinon un I_{invers} très élevé pourrait circuler dans la chaîne à tension inférieure :

$$I_n \ll I_{\text{invers}}$$

Ici, I_{invers} est le courant total que les groupes de chaînes peuvent fournir à un groupe à une tension inférieure.

7.7.2.6. Emplacement des fusibles de chaîne

Lorsque les fusibles de chaîne sont placés dans un tableau de distribution, il faut veiller à ce que la température dans le tableau ne puisse pas devenir trop haute. Une température élevée peut être provoquée par un développement de chaleur des fusibles de chaîne et/ou d'autres composants dans le tableau et/ou une exposition du tableau à une température ambiante élevée et/ou au rayonnement direct du soleil.

Lorsque la température est trop élevée, des facteurs de correction doivent être appliqués aux caractéristiques des fusibles de chaîne.

Pour le calcul des tableaux basse tension, nous renvoyons à la norme EN 61439 « Ensembles d'appareillage à basse tension »

Certains onduleurs disposent de place pour des fusibles de chaîne. Lors de la livraison, un shunt est installé. Il revient à l'installateur de remplacer le shunt par le gPV adéquat. Lors de la pose du gPV, respectez toujours les consignes du fabricant.

7.7.3. Fusible de chaîne électronique

Certains fabricants équipent leurs onduleurs de fusibles de chaîne électroniques aux entrées CC, pour protéger les modules PV contre les courants inverses.

Le fusible de chaîne électronique ne nécessite pas d'entretien et ne doit plus être dimensionné.

Point d'attention : pour assurer le bon fonctionnement des fusibles de chaîne électroniques, il est important que la mise en service de l'onduleur soit exécutée correctement. Consultez toujours le manuel du fabricant.

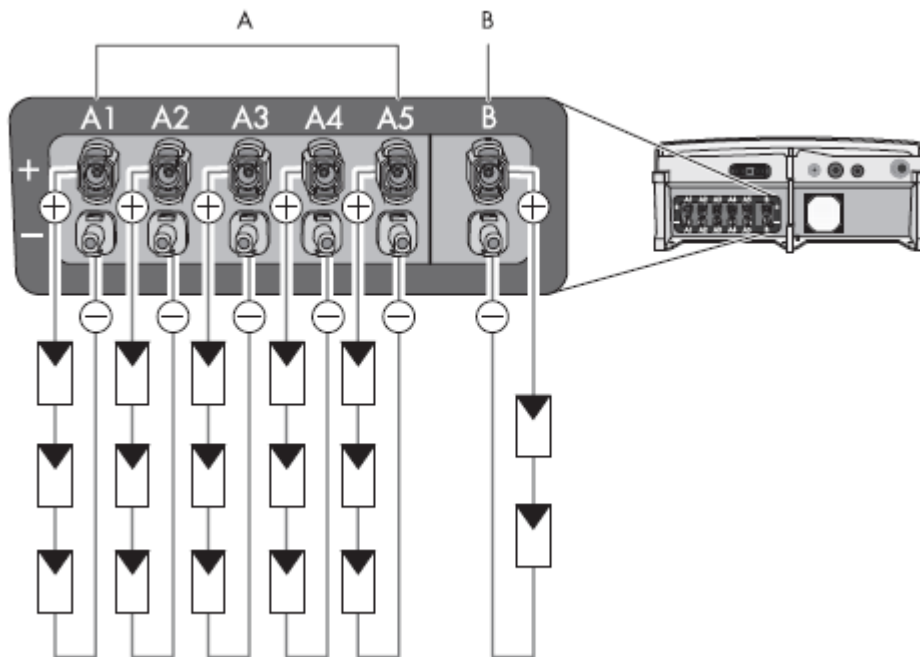


Figure 64 - Onduleur avec fusibles de chaîne électroniques

La Figure 64 montre un onduleur avec fusibles de chaîne électroniques. Il est composé de 2 MPPT A et B. Une seule chaîne est raccordée au MPPT (B). Elle est utilisée comme référence et sert de source d'alimentation pour les fusibles de chaîne électroniques lorsque l'onduleur est déconnecté du réseau.

Pour que le MPPT B puisse servir de référence, le rayonnement solaire doit être suffisant lors du démarrage.

Dès qu'un écart est constaté entre les deux MPPT, l'onduleur peut activer les fusibles de chaîne électroniques. L'entrée CC est mise en court-circuit et l'écran indique un message d'erreur.

Comme l'entrée CC est mise en court-circuit, un arc électrique peut se produire si un branchement est interrompu avant que le circuit ne soit mis hors courant (§ 4.2.2). Concrètement, cela signifie que :

- S'il n'y a pas d'interrupteur-sectionneur côté CC, aucun branchement ne peut être interrompu tant que du courant circule.
- S'il y a bien un interrupteur-sectionneur côté CC, celui-ci peut en principe être ouvert. Il existe pourtant un risque que la cause du courant inverse soit toujours présente. Étant donné que les modules PV ne sont plus court-circuités après l'ouverture de l'interrupteur-sectionneur, le courant inverse circulera dans les modules PV, ce qui peut occasionner des dommages.
- Le problème ne peut donc être résolu que lorsqu'il fait suffisamment sombre de sorte qu'il ne circule plus de courant.

7.8. Diode de blocage

On peut également éviter qu'un courant inverse puisse circuler dans une chaîne en installant une diode de blocage dans chaque chaîne raccordée en parallèle avec d'autres chaînes (Figure 65).

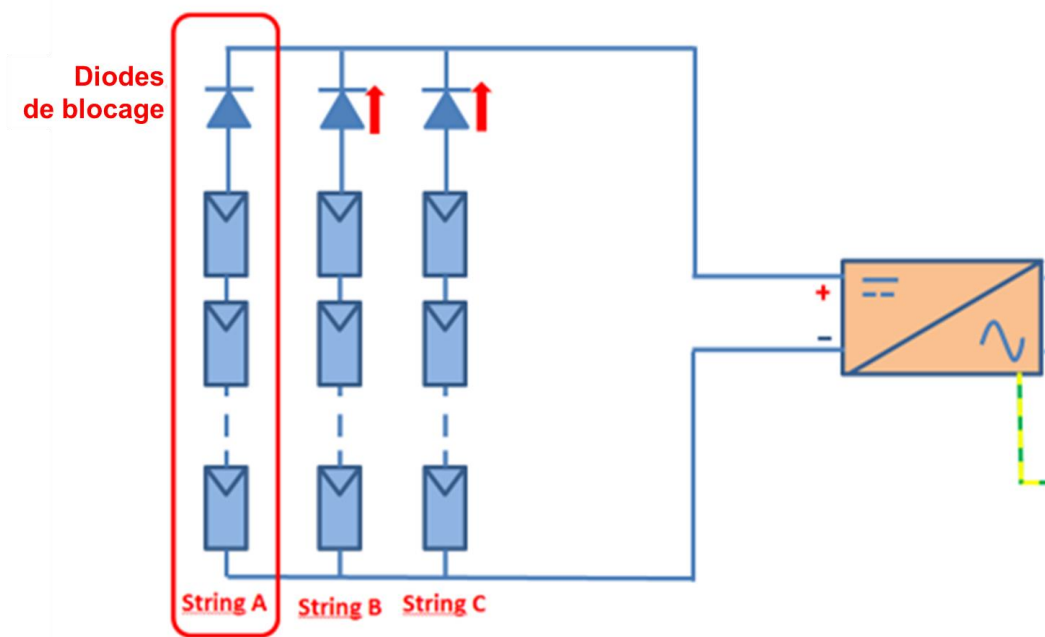


Figure 65 - Installation PV avec diodes de blocage

L'utilisation de diodes de blocage cause une chute de tension à travers la diode en fonctionnement normal, qui est supérieure à celle d'un coupe-circuit à fusible (Figure 66). Ceci signifie une perte d'énergie plus importante. C'est la raison pour laquelle les diodes de blocage sont utilisées moins souvent que les fusibles de chaîne.

La perte d'énergie peut être limitée en utilisant des diodes Schottky, qui en fonctionnement normal présentent une chute de tension inférieure aux diodes classiques.

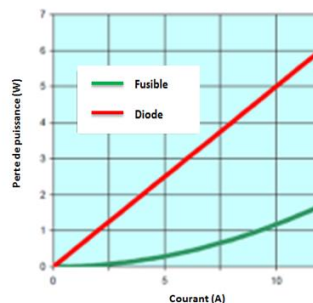


Figure 66 - Perte d'énergie dans un coupe-circuit à fusible et dans une diode en fonction du courant

Les diodes de blocage ne peuvent pas être utilisées comme protection contre les surcharges.

Lors de l'utilisation d'un stockage d'énergie dans des batteries, la diode de blocage évite que les modules PV ne soient alimentés par les batteries lorsque la tension des modules PV est inférieure à celle des batteries.

Selon la norme CEI 62548 § 7.3.12, une diode bypass doit se conformer aux exigences suivantes :

- tension nominale $\geq 2 U_{oc\ max}$ de la chaîne ;
- courant nominale $\geq 1,4 I_{sc\ stc}$ de la chaîne ;
- le montage doit être exécuté de telle manière que des éléments actifs ne puissent pas être touchés ;
- la diode de blocage doit être protégée contre les Influences externes pouvant menacer le bon fonctionnement.

7.9. Disjoncteurs CC

A côté des fusibles de chaîne fréquemment utilisés, des disjoncteurs CC peuvent être également utilisés comme protection côté CC de l'installation PV. Les fabricants de disjoncteurs ont développé des appareils adaptés aux installations PV.

Un avantage est que de nombreux disjoncteurs combinent la fonction de protection contre les surintensités avec celle de sectionneur. Ce n'est cependant pas toujours le cas et il faut chaque fois s'en assurer.

Quelques points d'attention :

- Le disjoncteur doit être adapté à la tension maximale pouvant survenir (§ 7.7.2.3).
- Beaucoup de disjoncteurs peuvent être utilisés aussi bien pour CA que CC. Le pouvoir de coupure est inférieur pour CC que pour CA. Il dépend aussi de la tension.
- Le système permettant d'éliminer un arc électrique qui se produit dans un disjoncteur lorsqu'il est déclenché en charge est basé pour certains disjoncteurs CC sur une direction bien définie du courant CC, autrement dit il est sensible à la polarité du courant. Ce genre de disjoncteurs ne convient pas comme protection contre le courant inverse (§ 3.7.5).
- Consultez toujours le schéma de raccordement du fabricant.
 - Vérifiez quelles bornes sont prévues pour le câble venant des modules PV et quelles sont celles pour le câble qui mène vers le reste de l'installation PV.
 - En ce qui concerne les disjoncteurs CC avec polarité, le + et le – doivent être raccordés au bon endroit.
 - En cas de tension élevée, il se peut qu'une double protection en série soit nécessaire.
 - Le schéma de raccordement peut différer en fonction de la présence ou non d'une terre fonctionnelle (§ 7.3.9).
- Le dimensionnement s'effectue de la même manière que pour un fusible de chaîne (§ 7.7.2.3 à 7.7.2.6). Étant donné que le courant de coupure que les modules PV peuvent fournir n'est pas beaucoup plus élevé que le courant nominal pour le MPP (7.3.1), le courant restera souvent dans la plage thermique du disjoncteur et ne dépassera pas le seuil magnétique.

8. Annexe 1 - Check-list Données de projet

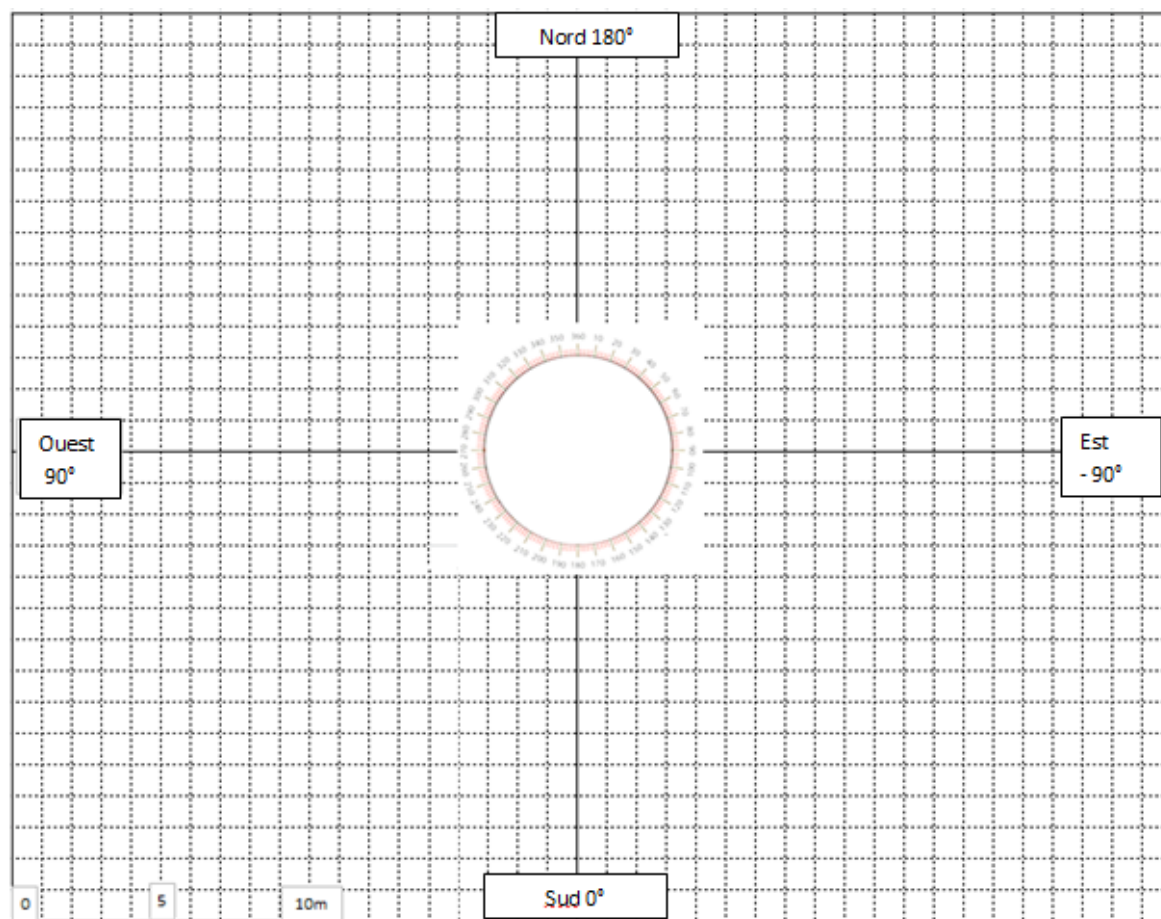
Informations générales			
Nom du rédacteur			
Numéro d'ordre		Date	
Données client			
nom			
rue			
localité			
téléphone			
e-mail			
Adresse de l'installation			
rue			
localité			

Bâtiment	
Année de construction	
Photo(s)	☐ Oui ☐ Non
État de la toiture :	☐ OK pour installation PV ☐ étude de stabilité nécessaire ☐ à rénover ☐ doute
Type de toiture	☐ toit à deux versants ☐ toit en appentis ☐ toit plat
Couverture	☐ tuiles ☐ plaque ondulée ☐ ardoises ☐ tuiles plates ☐ autres :
Dimensions	voir croquis au verso
Orientation	° (croquis)
Inclinaison du toit	° (croquis)
Éléments d'ombre (croquis)	☐ bâtiments ☐ arbres ☐ cheminée ☐ fenêtre de toit ☐ lucarne ☐
Condition d'isolation	☐ OK (documents) ☐ pas OK ☐ inconnu ☐ pas d'application

Installation électrique	
GRD	ORES / RESA / SIBELGA / Fluvius
Tension du réseau	
☐ monophasé ☐ 1,230 V ☐ 1N400 V ☐ demander (conducteur neutre ?)	☐ triphasé ☐ 3,230 V ☐ 3N400 V direction du champ tournant :
Raccordement courant maximal compteur bidirectionnel cabine du client	A ☐ Oui ☐ Non ☐ OuikVA
Consommation annuelle heures de pointe heures creuses total	kWh/akWh/akWh/a
Distances	
☐ toit → onduleur m	
☐ onduleur → tableau secondaire m	
☐ tableau secondaire → tableau principal m type de câble / section mm ²	
☐ tableau principal → coffret de mesure m type de câble / section mm ²	
☐ coffret de mesure → réseau public m type de câble / section mm ²	
Paratonnerre	présent / absent
Puissance PV souhaitée	kWc
Type de modules PV souhaités	

Pour le croquis, voir au verso

Informations complémentaires



9. Annexe 2 - Check-list Mise en service / entretien d'une installation PV

Nom de l'entreprise :		Date :	
Nom exécutant 1 :		Signature :	
Nom exécutant 2 :		Signature :	
Nom du client :		Installation :	nouvelle – existante – extension
Numéro de dossier client :		Année de construction :	

Abréviations

- OK : en ordre.
- POK : pas en ordre.
- SO : sans objet.
- NI : inspection impossible.

Remarques :

- en cas de manquements/remarques entourer les causes dans la liste ;
- si possible photos avec les remarques.

	Dossier As-built :	Pas nécessaire pour l'entretien	Remarques
	Schéma électrique (schéma unifilaire)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Plan de montage (raccordement des chaînes)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Informations relatives aux composants (schéma ou liste)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Directives d'utilisation et d'entretien (Onduleur, ...)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Fiche technique : modules PV	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Fiche technique : câble CC	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Fiche technique : onduleur(s)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Fiche technique : connecteurs	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Fiche technique : compteur d'électricité verte	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Certificats de test des modules PV (EN 61215 / EN 61730 / ...)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Liste d'inspection de l'état du toit	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	
	Remarques complémentaires		

Mise en service ou entretien				
Modules PV – inspection visuelle				
Type de module PV / nombre as-built	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Chaîne Chaîne Chaîne Chaîne Chaîne Chaîne	Type	Quantité	Marque	
Aucun dommage des modules (P. ex. : bris de verre, griffes, cadre endommagé, décoloration, infiltration d'eau, formation de rouille, liaison à la terre)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Pas de saletés tenaces, c.-à-d. qui ne peuvent pas être éliminées par la pluie ou un simple nettoyage (prendre une photo et éliminer les saletés)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Pas de saletés systématiques (à discuter avec le responsable) (photos)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Connecteurs CC fixés à hauteur (connecteur en contact avec le toit et/ou une flaque d'eau possible)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Modules ne pas en contact avec le toit	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Pas de boîtes de connexion endommagées (dégâts d'incendie, dégâts d'eau...)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Pas d'ombre (obstacles supplémentaires : arbres, bâtiments, cheminées, climatisation, ventilation...)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Pas de remarques sur la thermographie	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
modules PV	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
boîtes de connexion	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
câbles	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
connecteurs	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Remarques complémentaires				

Câbles CC					
	Câbles CC : type / section suivant dossier as-built	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			Marque :
		Type	Section		
	Chaîne				
	Chaîne				
	Chaîne				
	Chaîne				
	Chaîne				
	Pas de dommages visibles (fixation des câbles, rongeurs, arêtes tranchantes avec risque de dommages, câbles mal suspendus...)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
	Identification présente et lisible (sur les panneaux et l'onduleur)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
	Traversées de paroi en bon état (infiltration d'eau dans le bâtiment via le passage de câble...)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Remarques complémentaires					

	Toit plat	☐ SO				
	Traversées de câble dans le toit correct (infiltration d'eau dans le bâtiment via la traversée d'un câble...)	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	Traversées de câble dans le pare-vapeur correcte	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	Pas d'accumulation de saletés près de l'égouts de l'eau de pluie	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	Application correcte des chemins de câble (chemins de câbles non résistants aux UV, tous les éléments du chemin de câble ne sont pas présents comme il se doit)	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	Protection contre le vent (détachée, endommagée, disparue, ...)	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	Les chemins de câbles n'entrent pas en contact avec le revêtement de la toiture	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	Positionnement correct des ballasts (ballasts déplacés et/ou endommagés, couverture endommagée, ...)	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	Positionnement correct des caoutchoucs entre les profils de support et le revêtement de la toiture (revêtement de la toiture endommagé)	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	Toiture inclinée	☐ SO				
	Pas de déformation notable du système de montage (structure portante déplacée, déformation sous influence de la température, de la charge de la neige, ...)	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	Pas de boulons desserrés (montage des modules PV, montage de la structure portante, boulons absentes ou desserrées)	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	Pas de corrosion de la structure portante	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
Remarques complémentaires						

Chaînes				
Mesure des chaînes (U_{oc} : chaîne non raccordée U_{MPP} et I_{MPP} : chaîne raccordée)	Chaîne	U_{oc} (V)	U_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)
	Chaîne			
	Chaîne			
	Chaîne			
	Chaîne			
	Chaîne			
	Chaîne			
Mesure d'isolement sur les chaînes (1 000V - durant 3 s)	Chaîne	+ vers masse	- vers masse	+ vers – (si pertinent)
	Chaîne			
	Chaîne			
	Chaîne			
	Chaîne			
	Chaîne			
Mesure optionnelle : courbes I-U (ajouter en annexe)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI			
Remarques complémentaires				

Onduleurs					
Type d'onduleurs suivant as-built	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	Marque :
	Marque	Type	Puissance CA		
Onduleur					
Onduleur					
Onduleur					
Onduleur					
Onduleur					
Onduleur					
Production actuelle selon les attentes	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
	kW	kWh			
Onduleur					
Onduleur					
Onduleur					
Onduleur					
Onduleur					
Onduleur					
Pas de dommages visibles	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
CA et CC raccordés dans les règles de l'art	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
Pas installé sur ou à proximité de matériaux inflammables.	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
Pas d'obstacle à la dissipation de la chaleur (accumulation de poussière sur les ailettes de refroidissement, filtres des ouvertures de ventilation sales, ...)	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
Marquage présent et lisible (marquage des chaînes + et -, toujours sous tension, en cas de raccordement triphasé : direction du champ tournant, ...)	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
Pas de messages d'erreur nécessitant une action (voir remarques)	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
Entretien suivant le manuel du fabricant	☐ OK	☐ POK	☐ SO	☐ NI	
Remarques complémentaires					

	Compteur d'électricité verte		
	Marque et type		
	Relevé	 kWh	
	Relevé de l'énergie produite de l'onduleur ou les onduleurs (à titre de comparaison)	 kWh	
	Remarques complémentaires		

Tableaux électriques					
Marquage présent et lisible (composants et circuits, toujours sous tension, en cas de raccordement triphasé : direction du champ tournant, ...)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI				
Pas d'infiltration d'eau Pas d'autre contamination	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI ☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI				
Fonctionnement du système de sectionnement automatique (coupure de l'alimentation de l'onduleur ou des onduleurs)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI				
Fonctionnement du coffret de découplage (coupez l'alimentation et – si présent – l'UPS, contrôlez le fonctionnement du relais de découplage)	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI				
Contrôle des connexions à vis à l'aide d'un dynamomètre	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI				
Test de l'interrupteur différentiel	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI				
Mesure d'isolement du circuit électrique (1 000V – durant 3 s)	L1 vers la terre	L2 vers la terre	L3 vers la terre	N vers la terre	
Circuit électrique					
Circuit électrique					
Circuit électrique					
Pas de remarques sur la thermographie	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI	Appareil de mesure type/marque : date d'étalonnage :			
Câbles dans le tableau	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI				
Raccordements des composants	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI				
Composants électriques	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI				
.....	☐ OK ☐ POK ☐ SO ☐ NI				
Remarques complémentaires					

Fin de la mise en service ou de l'entretien		
Bon fonctionnement	☐ OK ☐ POK	
Remarques générales		

10. Annexe 3 - Tableau de calcul de l'ombre portée par les objets à proximité

10.1. Introduction

L'influence de l'ombre et des zones sales sur la production d'une installation PV ne doit pas être négligée (§ 7.5 en 7.6.4.3).

Pour une installation PV, la perte due à l'ombre dépend de :

- le trajet de l'ombre sur les modules PV et sa durée ;
- la période du jour avec de l'ombre (le midi, lorsque le soleil est normalement le plus puissant, l'influence sera la plus forte) ;
- le type de cellule solaire, en particulier la sensibilité à la lumière diffuse (§ 7.1.2 et 3.4.1) ;
- le nombre de diodes bypass par module PV (§ 7.5.5) ;
- le nombre de modules par onduleur (§ 3.5) ;
- le groupement de modules PV à l'ombre ;
- la façon dont le MPPT de l'onduleur traite une courbe P-U avec deux ou plus de maxima locaux (§ 7.6.4.3).

Dans ce chapitre, nous décrivons une méthode approximative pour calculer l'influence des sources d'ombre dans l'environnement sur une installation PV. Elle a été développée par Buildwise.

La méthode est destinée à être utilisée pour tous les modules raccordés au même MPPT. Elle part d'une perte moyenne de rendement lorsque les modules se trouvent à l'ombre. Elle ne tient pas compte de la différence entre l'ombre complète ou partielle ni des caractéristiques concrètes de l'installation, comme le nombre de modules PV en série et en parallèle ou le nombre de diodes bypass par module PV.

Pour la perte de rendement lorsque les modules sont ombragés, seuls des chiffres pour des cellules solaires à base de silicium (Si) cristallin ou amorphe sont fournis.

10.2. Aperçu

La méthode comprend 4 étapes. Lorsque l'installation PV utilise plusieurs MPPT, la méthode est répétée pour chaque série de modules PV qui sont raccordés au même MPPT.

- Cartographies des sources d'ombre.
- Reporter les objets sur un diagramme avec les trajets du soleil pour une année entière.
- Indiquer le type de cellule solaire : Si cristallin ou amorphe.
- Calculer la perte due à l'ombre.

La première étape doit s'effectuer durant la visite sur place pour la définition du projet (§ 2.6). Pour les trois prochaines étapes, un fichier Excel « Tableau de calcul de l'ombrage » est fourni.

Remarque : avec PVGIS [5], l'influence de l'ombrage peut également être calculée. Pour ce faire, il faut introduire un fichier avec la position des sources d'ombre. Pour cela, il faut exécuter l'étape 1 de la méthode que nous décrivons ici.

10.3. Sources d'ombre

La première tâche consiste à cartographier les objets qui projeter une ombre sur les modules PV.

Pour chaque source d'ombre, on détermine quelques points caractéristiques vis-à-vis d'un point de référence des modules PV. Comme point de référence, on choisit généralement le point au centre de la base des modules PV (Figure 67). Pour les sources d'ombre qui se situent eux-mêmes sur le toit, comme une cheminée ou une lucarne, un point de référence adapté doit être choisi.

Pour chaque source d'ombre, les points caractéristiques nécessaires (les extrémités) sont mesurés, notamment (Figure 67, Tableau 8) :

- orientation : sud = 0°, + vers l'ouest, – vers l'est (Tableau 3, suivant PVGIS) ;
- angle d'élévation : par rapport à l'horizontale.

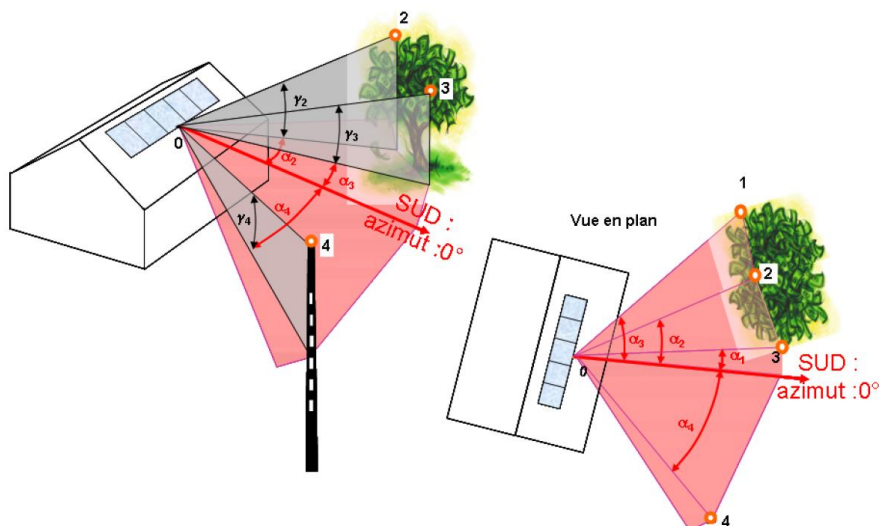


Figure 67 - Carte des objets qui projettent une ombre sur une installation PV

Source d'ombre	Point caractéristique	Orientation α (°)		Angle d'élévation γ (°)	
Arbre	1	α_1	-40	γ_1	22
	2	α_2	-25	γ_2	26
	3	α_3	-15	γ_3	24
Poteau	4	α_4	41	γ_4	30
Tableau 8 - Points caractéristiques des sources d'ombre					

Les angles peuvent être mesurés avec un rapporteur ou un théodolite (Figure 68). S'il est difficile d'exécuter la mesure à partir du point de référence, on peut exécuter la mesure depuis le sol et interpréter les résultats.

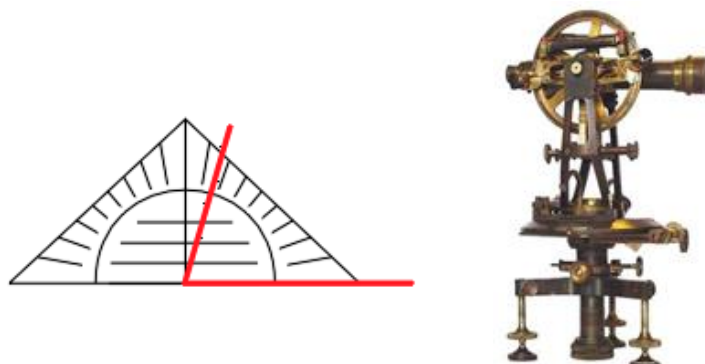


Figure 68 - Rapporteur et théodolite
Source : juf-benedicte.weebly et [de theodoliet \(Vino Rondele\)](#)

10.4. Diagramme des trajectoires du soleil

10.4.1. Trajectoire du soleil

Le matin, le soleil se lève à l'est, à midi il atteint son point culminant et le soir il se couche à l'ouest.

Le point culminant atteint par le soleil dépend du jour de l'année. Il est au plus haut le 22 juin et au plus bas le 23 décembre. La trajectoire du soleil vue depuis la terre change donc quotidiennement.

La trajectoire dépend aussi du degré de latitude. Pour un petit pays comme la Belgique, Bruxelles sert de référence. Bruxelles se trouve à 50,8° de latitude Nord.

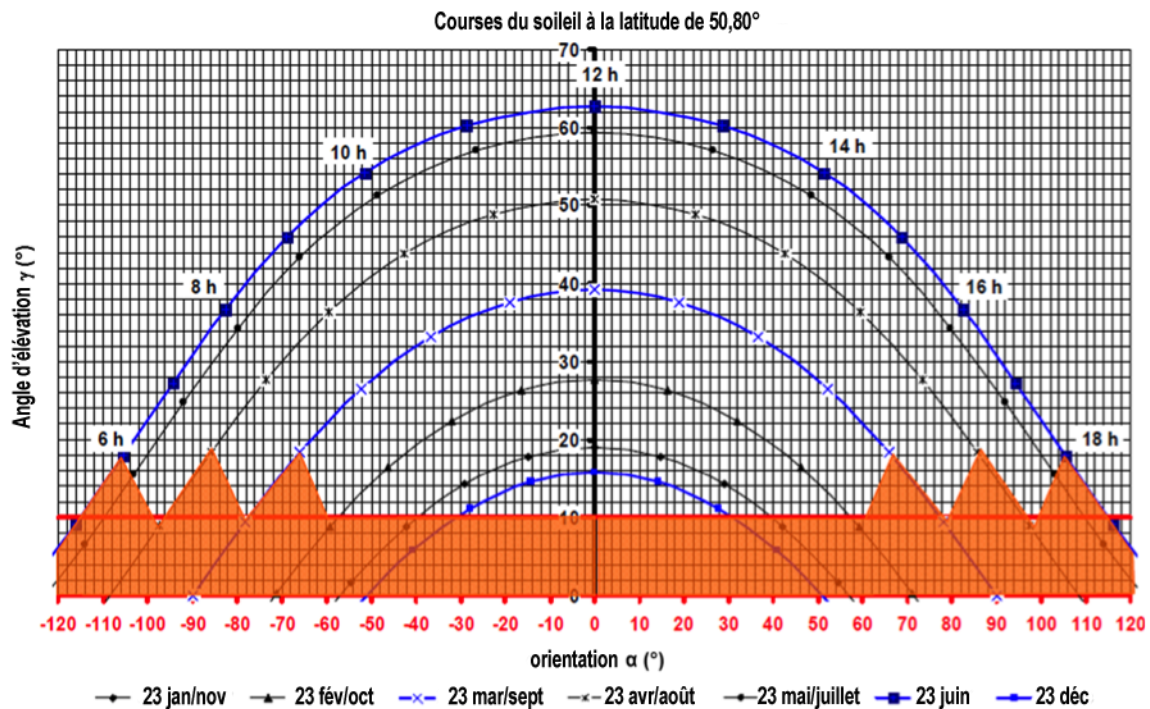


Figure 69 - Trajectoire du soleil pour différents jours

La zone orange au bas de la figure comprend :

- la plage dans laquelle le soleil est si bas qu'il n'y a pratiquement pas de production ;
- la plage dans laquelle l'angle d'élévation de la source d'ombre est inférieur à 10°.

Pour ces plages, la méthode approximative que nous proposons ne tient pas compte de l'influence de l'ombre.

Les plages entre les courbes donnent la période active pour les différents mois. Nous entendons par là la période durant laquelle nous pouvons attendre une production considérable quand il y a du soleil.

10.4.2. Imputation des sources d'ombre

La Figure 69 est transférée vers le fichier Excel « Tableau de calcul de l'ombrage » (Figure 70). Chacune des plages entre deux 2 courbes y est approchée par les cases qui se trouvent dans la plage.

Les sources d'ombre sont imputées dans le tableau de calcul en mettant le chiffre 1

- dans les cases qui correspondent aux points caractéristiques des sources d'ombre ;
- dans les cases en dessous ;
- pour les sources d'ombre large, y compris dans les cases intermédiaires.

La Figure 71 montre comme exemple le tableau de calcul avec les données du Tableau 8.

Il est alors simple de calculer pour chaque mois le % de temps où l'installation PV est ombragée : pour ce faire, le nombre de cases pour chaque mois avec le chiffre 1 est divisé par le nombre de cases pour ce mois. Le Tableau 9 le montre pour la Figure 67, Tableau 8.

Mois	Nombre total de cases	Nombre de cases avec le chiffre 1	% d'ombre pour ce mois
Juin/juillet	214	0	0 %
Mai/août	492	0	0 %
Avril/septembre	514	0	0 %
Mars/octobre	382	17	4 %
Février/novembre	224	65	29 %
Janvier/décembre	68	21	31 %

Tableau 9 - % du temps durant lequel l'installation PV de la Figure 67 est ombragée

10.5. Type de cellule solaire

La différence de rendement entre un module PV au soleil et à l'ombre n'est pas la même pour tous les types de cellules solaires. Le Tableau 10 fournit un chiffre global pour les modules PV à cellules solaires en Si cristallin et Si amorphe. Le chiffre est le facteur de correction avec lequel la production du module PV doit être multipliée lorsqu'il se trouve à l'ombre, en comparaison du même module au soleil.

Comme on l'a déjà signalé (§ 10.1), la méthode ne tient pas compte de la différence entre l'ombre complète et partielle ou des caractéristiques de l'installation concrète.

La différence de facteur de correction entre les deux types de cellules solaires est liée au fait que les cellules solaires en Si amorphe sont plus sensibles à la lumière indirecte et donc moins dépendantes de la lumière directe que les cellules solaires en Si cristallin.

Type de cellule solaire	Facteur de correction
Si amorphe	0.8
Si cristallin	0.4

Tableau 10 - Facteur de correction pour la production d'un module PV ombragé par rapport au même module au soleil

Le type de cellule solaire doit être indiqué en haut à gauche du tableau de calcul. Pour notre exemple, nous prenons des cellules solaires en Si cristallin (Figure 71).

10.6. Calcul de la perte due à l'ombre

10.6.1. Introduction

Lorsque toutes les données sont complétées, le fichier Excel « Tableau de calcul de l'ombrage » calcule automatiquement quelle sera la perte de rendement. Celle-ci est exprimée comme le % de la production de la même installation si elle ne serait jamais ombragée.

10.6.2. Effet de l'ombrage par mois

Pour calculer la perte, on calcule d'abord pour chaque mois combien de % de la période active l'installation est ombragée (§ 10.4.2).

Pour ce % de temps, nous devons multiplier la production par le facteur de correction du [Tableau 10](#). Le reste du mois, la production compte pour 100 %.

Dans notre exemple, les modules PV sont ombragés en janvier durant 31 % du temps et il s'agit de cellules solaires en Si cristallin. Cela signifie qu'en janvier ils ne produisent durant 31 % du temps que 0,4x de leur rendement normal, et les 69 % restant la production normale. La production totale en janvier est de :

$$31 \% \times 0,4 + 69 \% \times 1 = 81 \%$$

de la production en janvier s'il n'y aurait pas d'ombre.

10.6.3. Contribution mensuelle à la production annuelle.

Même sans ombre, la production attendue n'est pas la même pour chaque mois. Le tableau de calcul en tient compte.

La production attendue d'une installation PV est déterminé notamment par :

- la localisation géographique : pour la Belgique, on prend comme référence 50,8° de latitude Nord (Bruxelles) ;
- l'orientation ;
- l'inclinaison.

Avec l'aide de [PVGIS \[5\]](#), la répartition de la production attendue par mois a été calculée pour une installation sans ombre. Pour ce faire, on a pris la moyenne des installations avec une orientation entre -90° et +90° et une inclinaison d'horizontal à vertical. Le [Tableau 11](#) montre le résultat.

Mois	Fraction mensuelle
Janvier	2,6 %
Février	5,2 %
Mars	7,5 %
Avril	11,1 %
Mai	13,5 %
Juin	12,8 %
Juillet	14,0 %
Août	12,5 %
Septembre	8,9 %
Octobre	6,4 %
Novembre	3,5 %
Décembre	2,0 %
Total	100,0 %
Tableau 11 - Répartition moyenne du rendement d'une installation PV à Bruxelles, sans ombre	

Nous constatons par exemple que la production normale sans ombre en janvier représente seulement 2,6 % du total. Nous avons vu ci-dessus que dans notre exemple, la production avec ombre en janvier n'était que de 81 % du rendement sans ombre. Les 81 % ne comptent donc que pour 2,6 % dans le total : $2,6 \times 81 \% = 2,1 \%$.

Nous répétons ce calcul pour chaque mois et nous effectuons l'addition. Nous obtenons ainsi la production annuelle réellement attendue, en tenant compte de l'ombre, sous forme de % de la production annuelle attendue pour la même installation PV sans ombre. La différence avec 100 % est la perte de production due à l'ombre.

Le [Tableau 12](#) fournit les chiffres pour l'exemple de la [Figure 67](#), [Tableau 8](#). La production annuelle attendue est de 97 % de la production sans ombre. La perte due à l'ombre est donc de 3 % dans l'exemple.

Mois	Fraction mensuelle (Tableau 11)	% d'ombre (Tableau 9)	Production par mois
Janvier	2,6 %	31 %	2,1 %
Février	5,2 %	29 %	4,3 %
Mars	7,5 %	4 %	7,3 %
Avril	11,1%	0 %	11,1 %
Mai	13,5%	0 %	13,5 %
Juin	12,8%	0 %	12,8 %
Juillet	14,0%	0 %	14,0 %
Août	12,5%	0 %	12,5 %
Septembre	8,9%	0 %	8,9 %
Octobre	6,4%	4 %	6,2 %
Novembre	3,5%	29 %	2,9 %
Décembre	2,0%	31 %	1,6 %
Total	100,0%		97,3 %
Tableau 12 - Calcul de la production de l'installation de la Figure 67 , Tableau 8 avec des cellules solaires en Si cristallin, sous forme de % de la production sans ombre			

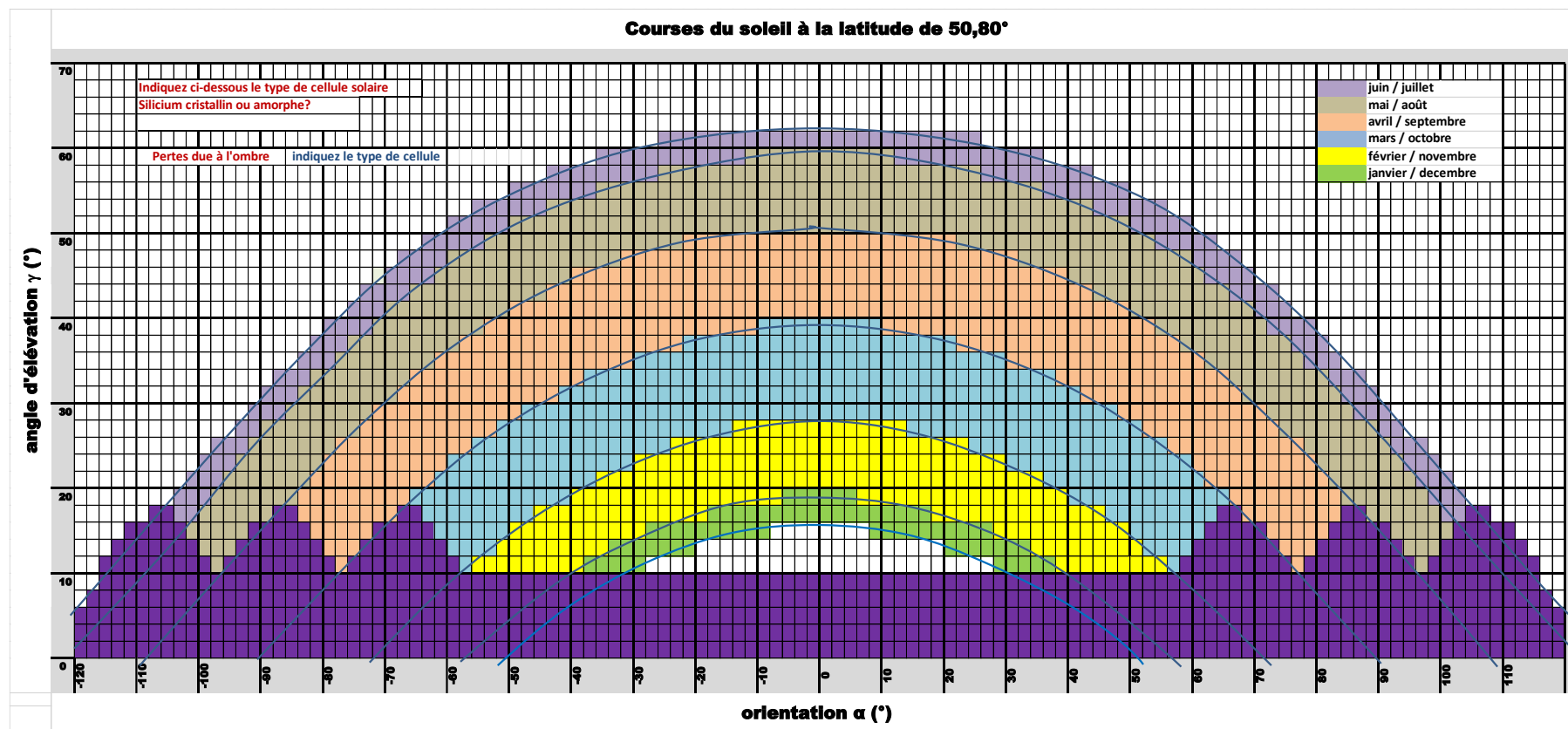


Figure 70 - Trajectoires du soleil transférées dans un tableau de calcul Excel

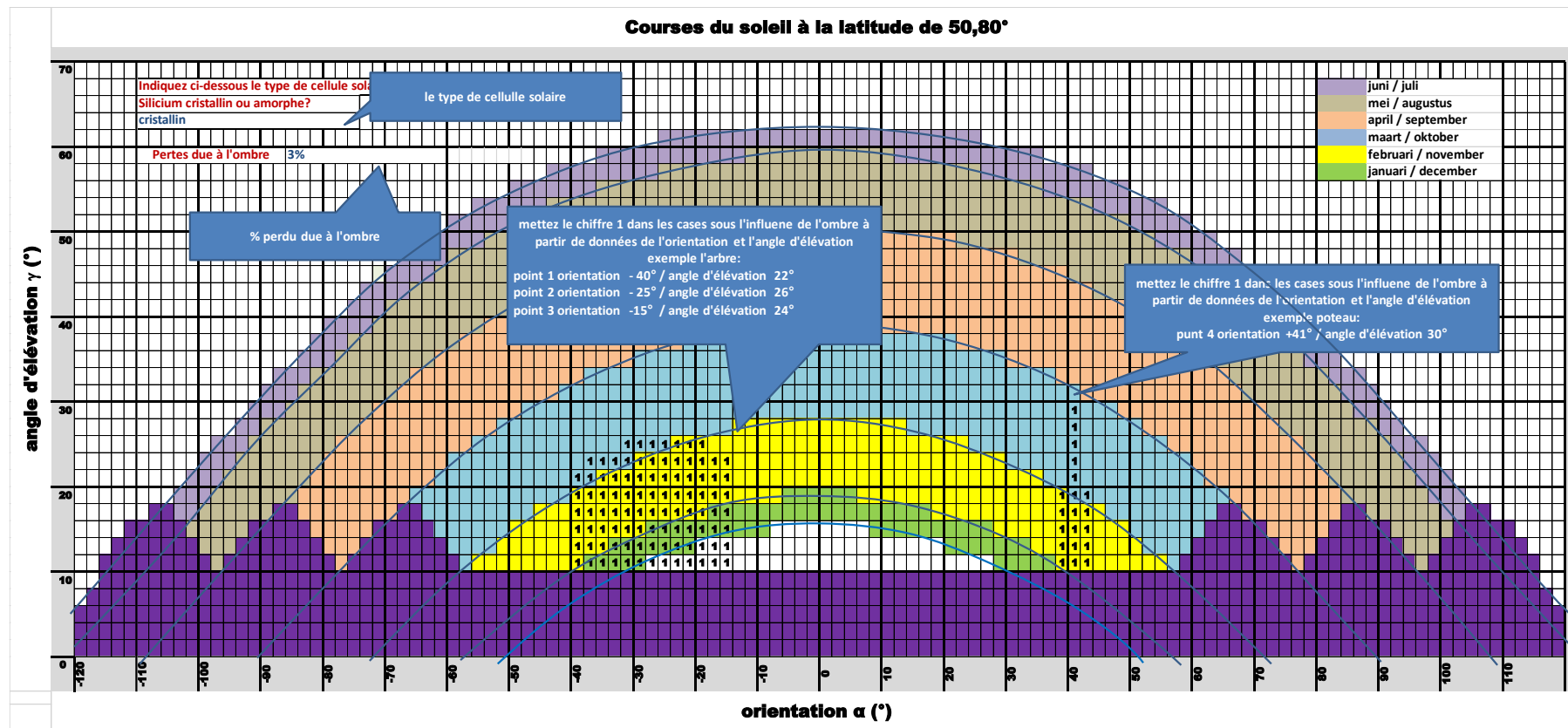


Figure 71 - Exemple de « Tableau de calcul de l'ombrage » complété

11. Abréviations

BIPV	Building Integrated Photo Voltaics
BP	Diode bypass (anglais : Bypass Diode)
BRUGEL	BRUxelles Gaz et Électricité https://brugel.brussels/ (Régulateur bruxellois pour les marchés du gaz et de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale)
Bruxelles	Région de Bruxelles-Capitale
BT	Basse Tension
Buildwise	Le centre d'innovation du secteur de la construction https://www.buildwise.be/fr/
CA	Courant Alternatif
CC	Courant Continu
CdTe	Tellurure de cadmium (anglais : Cadmium Telluride)
CEI	Commission Électrotechnique Internationale https://www.iec.ch/
CEI TS	CEI spécification technique
CIGS	Cuivre – Indium – Gallium – diSélénide
CIS	Cuivre – Indium – diSélénide
CPR	Directive sur les produits de construction (EU 305/2011, anglais : Construction Products Regulation)
CSG	Silicium polycristallin sur verre (anglais : Crystalline Silicon on Glass)
CTS	Conditions de Test Standard
CV	Certificat Vert
CWaPE	Commission Wallonne Pour l'Énergie http://www.cwape.be (régulateur pour les marchés du gaz et de l'électricité en Wallonie)
DEEE	Déchets d'Équipements Électriques et Électroniques
DDR	Dispositif de protection à courant Différentiel-Résiduel
DOP	Déclaration des performances (dans le cadre du CPR, anglais : Declaration of Performance)
EMC	ElectroMagnetic Compatibility
ENS	Einrichtung zur Netüberwachung mit zugeordnetem Schaltorgan in reihe (système de sectionnement automatique)
EPI	Équipement de Protection Individuelle
EVA	Éthylène-acétate de vinyle (anglais : Ethylene-Vinyl Acetate)
gPV	Type de coupe-circuit à fusible pour une utilisation comme fusible de chaîne dans une installation PV
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
HFT	Transformateur à haute fréquence (anglais : High-Frequency Transformer)
I _B	Courant de service d'un câble
IBGE	Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement https://environnement.brussels/
I _{cu}	Pouvoir de coupure d'un appareil de protection contre les surintensités
I _f	Courant conventionnel de fonctionnement d'un appareil de protection contre les surintensités
I _{invers}	Courant inverse
I _{invers mod}	Courant inverse maximal qu'un module PV peut supporter
I _{MPP}	Courant au MPP (Maximum Power Point)
I _{nf}	Courant conventionnel de non-fonctionnement d'un appareil de protection contre les surintensités
I _{sc}	Courant de court-circuit (anglais : Short Circuit)
JRC	Joint Research Centre (de la Commission européenne)

kWc	kiloWatt-crête
LFT	Transformateur à fréquence de ligne = fréquence de réseau (anglais : Line-Frequency Transformer)
MID	Measuring Instruments Directive (directive européenne relative aux instruments de mesure)
MLI	Onduleur à plusieurs étages (anglais : Multi Level Inverter)
MPP	Point de puissance maximale (anglais : Maximum Power Point)
MPPT	MPP Tracker
NIT	Note d'Information Technique (de Buildwise)
NITE	Note d'Information Technique Électricité (de Volta)
oc	Circuit ouvert (anglais : Open Circuit)
OPV	PV à base de matériau organique (anglais : Organic PV)
PID	Potential Induced Degradation
PV	Photovoltaïque
PVF	Polyfluorure de vinyle (de l'Anglais PolyVinyl Fluoride)
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System PVGIS
RGIE	Règlement Général sur les Installations Électriques
sc	Court-circuit (anglais : Short Circuit)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
Si	Silicium
SPF	Service Public Fédéral
SPF Économie	SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie
ST	Spécification Technique (de la CEI)
STS	Spécification Technique / Technische Specificatie (du SPF Economie)
TCO	Oxyde conducteur transparent (anglais : Transparent Conductive Oxide)
TL	Sans transformateur (anglais : TransformerLess)
TRDE	Règlement technique pour la distribution d'électricité en Flandre (néerlandais : Technisch Reglement voor Distributie van Elektriciteit) VREG technische-reglementen
TRPV	Règlement technique du réseau de transport local en Flandre (néerlandais : Technisch Reglement Plaatselijk Vervoer) VREG technische-reglementen
URD	Utilisateur du Réseau de Distribution (client)
VEKA	Agence de l'énergie et du climat en Flandre (néerlandais : Vlaams Energie- en KlimaatAgentschap) https://www.vlaanderen.be/veka
VREG	Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt www.vreg.be (régulateur pour les marchés du gaz et de l'électricité en Flandre)
U _{MPP}	Tension au MPP (Point de puissance maximale)
U _{oc}	Tension à circuit ouvert
USSC	United Solar Systems Corporation
Wc	Watt-crête

12. Références

- [1] Plan d'étapes pour panneaux photovoltaïques – Particuliers – Guide administratif et technique pour l'installation de panneaux photovoltaïques – IBGE – version – mars 2013
(http://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/GuidePV_part_FR_2013)
- [2] C10/11 « Prescriptions techniques spécifiques pour les installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution » – Synergrid – édition 2.1 – 01/09/2019 – [Synergrid prescriptions techniques électricité](#)
- [3] [Elektriciteit uit zonlicht - VEA / ODE - versie januari 2013](#)
- [4] [Rapport 2019](#) Deel 1: Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2020 – VEA
- [5] Photovoltaic Geographical Information System – JRC (Joint Research Centre) de la Commission européenne – [PVGIS](#)
- [6] Impact of structured glass on light transmission, temperature and power of PV - Matthias Duell et al. – Fraunhofer CSE et al.
- [7] Daily power output increase of over 3% with the use of structured glass in monocrystalline silicon PV modules – P. Sánchez-Friera et al. – Isofotón, S.A.
- [8] Leitfaden Photovoltaische Anlagen - DGS Landesverband Berlin Brandenburg e.V. – 4. Auflage, 2010
- [9] Photovoltaic Module and Area Performance Characterization Methods for All System Operating Conditions – David L. King, Sandia National Laboratories, Albuquerque NM87185 – Proceeding of NREL/SNL Photovoltaics Program Review Meeting, November 18-22, 1996, Lakewood, CO, AIP Press, New York, 1997
- [10] Potential Induced Degradation of Solar Cells and Panels – S. Pingel et al. – Solon SE – 35th IEEE PVSC, 2010, Honolulu
- [11] Electroluminescence on the TCO corrosion of thin film modules – Thomas Weber et al. – Photovoltaik Institut Berlin