



DIRECTIVE IALA-AISM

G1170 MODULES SOLAIRES POUR UN ENVIRONNEMENT MARIN

Édition 1.0

Jun 2022

urn:mrn:iala:pub:g1170:ed1.0





HISTORIQUE DES MODIFICATIONS

Les modifications apportées au présent document doivent être mentionnées dans le tableau ci-dessous avant toute mise à disposition d'un document révisé.

Date	Détails	Approbation
Juin 2022	Première édition	Conseil 75



SOMMAIRE

1. INTRODUCTION	7
2. DOMAINE D'APPLICATION	7
3. EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE EN TANT QUE SOURCE D'ALIMENTATION DES AIDES À LA NAVIGATION	7
3.1. Comment reconnaître les meilleurs modules solaires du marché ?	8
4. TECHNOLOGIE	8
4.1. Cellules monocristallines	8
4.2. Cellules polycristallines	9
4.3. Cellules à couches minces/modules flexibles	9
4.4. Comparaison entre modules monocristallins et polycristallins	9
5. CONCEPTION DES MODULES	10
5.1. Nombre de cellules	10
5.2. Connexions entre cellules	10
5.3. Couleur	12
5.4. Chocs et vibrations	13
5.5. Rendement des modules	13
5.6. Diodes	14
5.7. Composition des modules	14
5.7.1. Matériau du vitrage	15
5.7.2. Matériau de la membrane arrière	15
5.8. Qualité	16
5.9. Protection contre l'intrusion de solides et de liquides	16
5.10. Humidité et condensation	17
5.11. Chargement dû au vent	17
5.12. Performances électriques	18
6. FACTEURS ÉLECTRIQUES	19
6.1. Interconnectivité des modules	19
6.2. Régulateur de charge solaire	20
7. FACTEURS ENVIRONNEMENTAUX	21
7.1. Production	22
7.2. Facteurs opérationnels	23
7.3. Température	23
7.4. Humidité	24
7.5. Éclairement énergétique	24
7.6. Effets atmosphériques	24
7.7. Faible niveau de visibilité	25



SOMMAIRE

7.8.	Dépôts.....	25
7.8.1.	Neige.....	25
7.8.2.	Dépôts de polluants.....	25
7.8.3.	Encrassement par les oiseaux (guano)	26
7.8.4.	Sel	26
7.8.5.	Poussière et sable.....	26
7.9.	Impact CEM (foudroiement).....	27
8.	INSTALLATION	27
8.1.	Méthodes de montage	27
8.1.1.	Unités autonomes	27
8.1.2.	Bouées	28
8.1.3.	Phares	29
8.1.4.	Bateaux-feux.....	29
8.2.	Orientation – suivi	30
8.3.	Modules double face	30
8.4.	Charges dues au vent.....	31
8.5.	Ombrage/ombres portées	32
8.6.	Vol de modules et moyens de prévention.....	33
8.7.	Vandalisme	34
9.	PROBLÈMES/DÉFAILLANCES	34
9.1.	Problèmes en début de vie.....	34
9.1.1.	Dégradation induite par la lumière.....	34
9.2.	Problèmes en cours de vie.....	34
9.2.1.	Foudroiement.....	34
9.2.2.	Défaillances des diodes	34
9.2.3.	Dégradation induite par le potentiel (PID)	35
9.2.4.	Microfissuration	35
9.2.5.	Traces d'escargots	36
9.2.6.	Points chauds.....	36
9.2.7.	Rupture des connexions entre cellules.....	37
9.2.8.	Corrosion des connexions entre cellules	38
9.2.9.	Corrosion des cellules.....	38
9.2.10.	Délamination	38
9.2.11.	Défaillance de l'isolant.....	39
9.2.12.	Corrosion du métal	39
9.2.13.	Décoloration de l'encapsulant.....	40
9.2.14.	Mauvaise isolation électrique.....	41
9.2.15.	Impacts mécaniques et contraintes physiques.....	41
9.2.16.	Chargement dû à la houle.....	42
9.2.17.	Infiltration d'eau	43

SOMMAIRE

9.2.18. Défaillance des connecteurs	43
9.3. Gel	43
9.4. Défaillance de la boîte de jonction	44
10. MAINTENANCE ET ESSAIS.....	44
10.1. Essais sur site	45
10.1.1. Inspection physique.....	45
10.1.2. Contrôles opérationnels	45
10.1.3. Mesure de la performance des modules solaires	45
10.1.4. Imagerie infrarouge	46
11. APPROVISIONNEMENT	47
11.1. Établissement d'un cahier des charges	47
11.2. Quantités	47
11.3. Identification des modules	47
11.4. Livraison.....	47
12. ÉVALUATION DU PRODUIT	48
13. RECYCLAGE ET RÉAFFECTATION.....	48
14. NORMES.....	48
15. DÉFINITIONS.....	49
16. ABRÉVIATIONS	49
17. RÉFÉRENCES	50
ANNEXE A CAHIER DES CHARGES D'UN MODULE SOLAIRE TYPE	51

Liste des tableaux

Tableau 1	Exemples de chargements dus au vent pour un module donné	18
Tableau 2	Exemples de raccordement des modules.....	20
Tableau 3	Cahier des charges d'un module solaire type	51

Liste des figures

Figure 1	Composants d'un système photovoltaïque par Rfassbind - Travail personnel, domaine public ...	8
Figure 2	Types de cellules solaires.....	9
Figure 3	Connectivité entre cellules.....	11
Figure 4	Exemple de module avec 6 sections parallèles.....	11
Figure 5	Exemple issu de la WSV montrant les modules solaires dans les sections sombres d'un amer ..	12
Figure 6	Phare de Domberskjera avec modules solaires blancs	12
Figure 7	Exemple d'impression céramique numérique sur du verre (à gauche) et une cellule solaire jaune (à droite).....	13

SOMMAIRE

Figure 8	Montage des diodes dans un module solaire	14
Figure 9	Composition d'un module solaire (figure issue de www.sunnetsolar.com).....	15
Figure 10	Application d'un module solaire flexible (illustration issue de Trinity House et de la Rijkswaterstaat)	16
Figure 11	Exemple typique de performances dans le temps issu de SolarWorld	18
Figure 12	Système de charge solaire avec un régulateur	21
Figure 13	Régulateur de charge solaire.....	21
Figure 14	Impact de la température sur les performances d'un module solaire.....	23
Figure 15	Diagramme des effets atmosphériques (issu de l'autorité maritime et portuaire de Singapour).....	24
Figure 16	Importants dépôts de neige sur un module solaire en Chine	25
Figure 17	Exemple de module affecté par le guano au Chili	26
Figure 18	Exemple de dépôt important de poussière.....	27
Figure 19	Exemple de lanterne autonome	28
Figure 20	Exemple de fixation directe	27
Figure 21	Photo d'une installation de panneaux solaires sur le phare de La Giraglia, en Corse.....	29
Figure 22	Exemple d'installation de panneaux solaires sur un bateau-feu.....	30
Figure 23	Exemple de modules solaires endommagés à la suite d'un super-typhon en Chine	31
Figure 24	Impact du vent sur les modules solaires installés sur les bouées	32
Figure 25	Exemples d'ombres projetées sur des bouées	33
Figure 26	Exemple de fixation de sécurité.....	33
Figure 27	Exemple de module dont 13 cellules présentent des microfissures rendues visibles par électroluminescence	36
Figure 28	Exemple de traces d'escargots sur un module solaire (issu d'Internet)	36
Figure 29	Exemple de point chaud dans un module.....	37
Figure 30	Rupture du ruban	37
Figure 31	Corrosion d'une cellule	38
Figure 32	Exemples de délamination.....	39
Figure 33	Exemple de défaillance de l'isolant	39
Figure 34	Corrosion du métal	40
Figure 35	Décoloration de l'encapsulant	40
Figure 36	Impact d'un courant de fuite	41
Figure 37	Effets d'un impact physique	42
Figure 38	Impact de la houle sur un module solaire.....	42
Figure 39	Délamination sur un module solaire neuf	43
Figure 40	Défaillance d'un connecteur	43
Figure 41	Exemple d'accumulation de glace sur une bouée.....	44
Figure 42	Courbe intensité/tension	46
Figure 43	Testeur de modules	46

1. INTRODUCTION

L'installation de modules solaires sur les aides à la navigation maritime (AtoN) trouve ses origines au milieu des années 1980, l'objectif étant d'adopter une nouvelle source d'énergie, propre et renouvelable. Celle-ci a permis d'alimenter les aides à la navigation distantes en mer, éliminant ainsi les ravitaillements en gaz acétylène ou en carburant diesel nécessaires pour le bon fonctionnement de leurs feux.

Depuis lors, le développement des modules photovoltaïques a fait des progrès considérables, passant de domaines de niche tels que les petits systèmes à courant continu, à la production d'énergie à grande échelle sous la forme de « fermes solaires » reliées au réseau de distribution. Cela a permis d'améliorer de manière significative les performances des cellules solaires et de réduire les coûts de fabrication, mais cela a conduit les fabricants à orienter leurs gammes de produits sur ce marché à fort volume.

Naturellement, les attentes et les exigences applicables à de tels modules destinés aux « fermes solaires » à grande échelle diffèrent de celles d'un site marin éloigné. Il s'agit donc d'essayer d'identifier les qualités d'un bon module solaire marin, à partir des données présentées dans la fiche technique d'un module photovoltaïque plus courant. Cette directive vise à présenter les domaines qui importent le plus pour obtenir un module solaire marin fiable.

2. DOMAINE D'APPLICATION

La présente directive a été développée pour aider les fabricants d'aides à la navigation et les autorités à sélectionner et à déployer des modules solaires dans un système d'alimentation en environnement marin. Elle vise à informer le lecteur sur les facteurs influençant les performances et la fiabilité, ainsi que sur les aspects de la sélection, de la mise en œuvre et de l'achat. En outre, l'Annexe A présente un cahier des charges type, reprenant certains facteurs clés à prendre en compte vis-à-vis du marché.

3. EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE EN TANT QUE SOURCE D'ALIMENTATION DES AIDES À LA NAVIGATION

Bien que la première cellule solaire ait vu le jour en 1881 grâce à Charles Fritts, il a fallu attendre 1957 pour que les premiers modules photovoltaïques commerciaux soient disponibles. Cette technologie a été déployée pour la première fois sur les aides à la navigation au milieu des années 1980, généralement à titre d'essai, avant d'être plus largement adoptée en tant que source d'énergie conventionnelle dans les années 1990. Elle a initialement permis de remplacer les aides à la navigation de petite taille fonctionnant au gaz acétylène mais a depuis été adoptée sur toutes les formes d'aides à la navigation.

Le rendement des cellules solaires s'est lentement amélioré grâce aux volumes croissants de modules photovoltaïques commerciaux fabriqués à grande échelle destinés notamment à la production d'énergie solaire domestique et industrielle. Cela a permis d'adopter l'énergie solaire sur des systèmes exigeant beaucoup plus de puissance, mais également, à l'autre extrémité de l'échelle, de développer de petites aides à la navigation autonomes, souvent appelées IPSL (pour *Integrated Power System Lanterns*), intégrant leur propre système d'alimentation (voir la Directive G1064 *Integrated Power System Lanterns* [1] relative aux lanternes à système d'alimentation intégré).

Pour répondre au budget énergétique croissant des systèmes photovoltaïques de grande taille, le nombre de cellules, de modules et de panneaux a augmenté. La Figure 1 permet d'identifier aisément les différents composants d'un système photovoltaïque, qu'il s'agisse des cellules solaires utilisées sur une IPSL ou des panneaux solaires déployés sur une installation de phare plus vaste.

L'IALA-AISM propose la Directive G1039 *Designing Solar Power Systems for Marine Aids to Navigation (Solar Sizing Tool)* [2] relative à la conception de systèmes photovoltaïques pour les aides à la navigation maritime (outil de dimensionnement solaire) pour faciliter la conception d'un tel système.

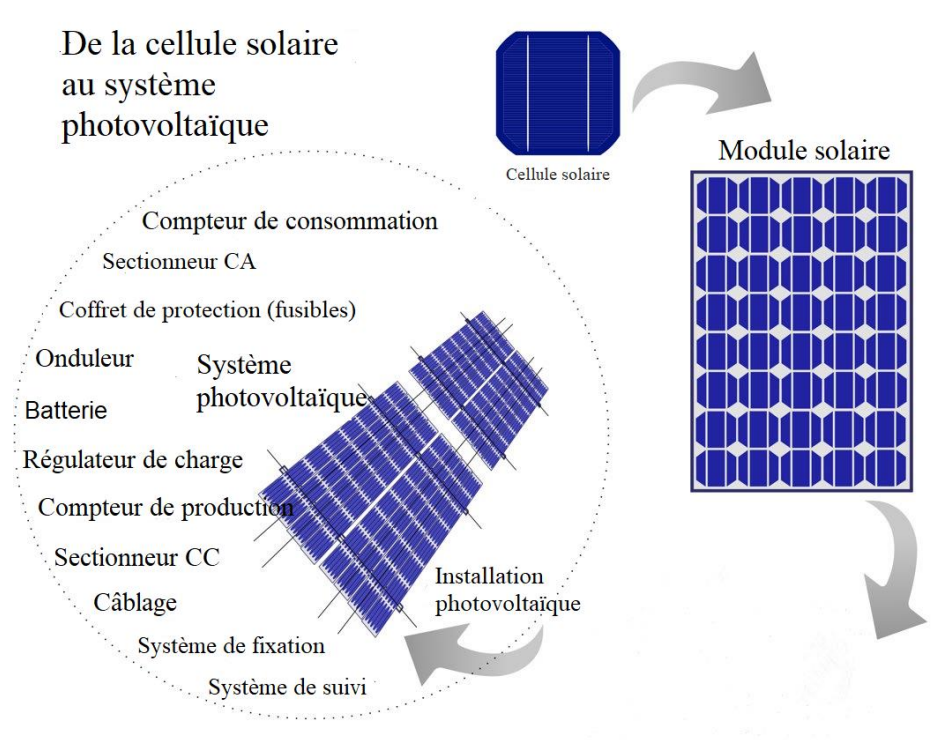


Figure 1 Composants d'un système photovoltaïque par Rfassbind - Travail personnel, domaine public

3.1. COMMENT RECONNAÎTRE LES MEILLEURS MODULES SOLAIRES DU MARCHÉ ?

Il est difficile, même pour un spécialiste, de s'assurer de la qualité d'un module solaire en contrôlant simplement l'aspect visuel. En effet, plusieurs critères, tels que les normes et les caractéristiques techniques, devront être évalués pour garantir la fiabilité. Malgré tout, ce n'est que le temps passé dans l'environnement d'exploitation qui permettra d'obtenir ce niveau de confiance.

4. TECHNOLOGIE

Plusieurs technologies de cellules solaires existent, et de nombreuses améliorations et variations sont en cours d'élaboration dans les laboratoires de développement du monde entier, mais les plus couramment disponibles sont décrites ci-dessous.

4.1. CELLULES MONOCRISTALLINES

Les cellules monocristallines sont fabriquées à partir de « silicium », un minéral que l'on trouve en abondance dans le sable. Un unique cristal « cultivé » est progressivement transformé en un bloc. Les cellules sont ensuite découpées en tranches fines de 250 à 350 μm d'épaisseur. La limite de rendement de la cellule cristalline est d'environ 35 %. Les cellules de ce type atteignent actuellement des rendements allant jusqu'à 21 %. Elles sont reconnaissables à leur couleur sombre et à leur structure uniforme.

4.2. CELLULES POLYCRISTALLINES

Les cellules polycristallines sont fabriquées à partir de verre de silicium fondu qui est formé dans un moule. Elles sont moins chères que les cellules monocristallines, mais leur rendement est limité à 32 %. Actuellement, ce type de cellule atteint des rendements allant jusqu'à 19 %. On les reconnaît à leur coloration irrégulière et plus claire que les cellules monocristallines et à leur forme rectangulaire sans coins biseautés.

4.3. CELLULES À COUCHES MINCES/MODULES FLEXIBLES

Elles s'appuient sur une nouvelle technologie mettant en œuvre une couche mince de verre de silicium pur sur un substrat en verre ou en céramique. Cette couche ne dépasse pas 20 μm d'épaisseur. L'épaisseur de l'ensemble de la cellule est comprise entre 300 et 800 μm . Le substrat peut également être en plastique, ce qui permet de produire des modules flexibles.

Actuellement, le rendement de ces cellules est d'environ 13 %, même si, en laboratoire, des niveaux de rendement de 15 % ont été atteints. L'avantage de cette technologie est qu'elle est nettement moins chère à produire que les cellules cristallines, qu'elle permet de créer des modules flexibles et qu'aucun élément polluant n'est utilisé lors du processus de fabrication. Elles offrent cependant un rendement inférieur à la moitié de celui des cellules de type cristallin.

Type de cellule	Rendement maximal des cellules (en laboratoire)	Rendement maximal des cellules commercialisées
Monocristalline	35 %	21 % (23 % contacts arrière)
Poly/multicristalline	32 %	19 %
À couche mince amorphe	15 %	13 %

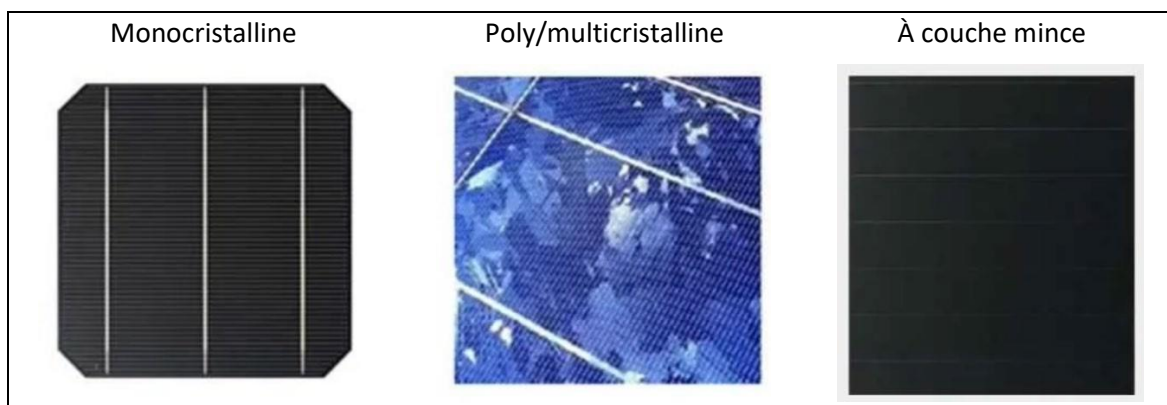


Figure 2 Types de cellules solaires

4.4. COMPARAISON ENTRE MODULES MONOCRISTALLINS ET POLYCRISTALLINS

Les cellules photovoltaïques en silicium cristallin sont les plus répandues sur le marché aujourd'hui et offrent les rendements de conversion énergétique les plus élevés de toutes les cellules et tous les modules solaires commercialisés. Le silicium est sans danger pour l'environnement et constitue l'une des ressources les plus abondantes sur Terre. Les modules monocristallins, comme leur nom l'indique, sont fabriqués à partir d'un silicium de qualité supérieure et leur structure monocellulaire crée une résistance minimale au passage du courant lorsque les électrons sont excités par les rayons du soleil. Les modules solaires sont construits autour d'un ensemble de ces cellules reliées entre elles pour obtenir la tension et la puissance souhaitées. Il fut un temps où les modules solaires polycristallins étaient 20 à 30 % moins chers que les modules monocristallins, car les coûts de production des

cellules monocristallines étaient plus élevés que ceux des cellules polycristallines, mais ce n'est plus le cas, la différence de prix entre les technologies étant désormais négligeable.

Quelle que soit la technologie des cellules solaires, la production d'électricité diminue à mesure que la température augmente. Des études ont montré que pendant les mois d'été marqués par des températures élevées, les performances des modules polycristallins et monocristallins sont similaires ; cependant, en dehors des mois d'été, lorsque l'énergie photonique est plus faible, même avec des niveaux d'éclairement énergétique semblables, les modules monocristallins offrent de meilleures performances que leurs équivalents polycristallins. Le choix entre les modules photovoltaïques monocristallins et polycristallins n'est pas considéré comme un facteur critique lors de l'achat de modules solaires, sauf si ces derniers sont susceptibles d'être confrontés à de longues périodes de faible éclairement énergétique, auquel cas les modules monocristallins seraient à recommander par rapport aux modules polycristallins.

5. CONCEPTION DES MODULES

Cette section examine plusieurs facteurs essentiels pour la conception d'un module solaire marin fiable. Lorsque l'on envisage la réalisation d'un système photovoltaïque, il convient de se référer à la Directive G1039 *Designing Solar Power Systems for Marine Aids to Navigation (Solar Sizing Tool)* [2] relative à la conception de systèmes photovoltaïques pour les aides à la navigation maritime (outil de dimensionnement solaire).

5.1. NOMBRE DE CELLULES

Chaque cellule photovoltaïque d'un module solaire génère environ 0,5 V dans des conditions d'essai standard (STC). Ces conditions STC prévoient, pour le module, une température de 25 °C, un niveau d'éclairement énergétique de 1 000 W/m² et une masse d'air de spectre AM1.5. Ainsi, les cellules solaires d'un module sont interconnectées en série et en parallèle pour obtenir la tension et la puissance de sortie souhaitées. Généralement, pour un module de 12 V, il s'agit de 36 cellules en série assurant une tension de sortie adéquate pour charger un système de batteries 12 V à différentes températures de fonctionnement.

Les modules conçus pour être reliés au réseau domestique généreront une tension de sortie plus élevée avec davantage de cellules solaires en série, généralement au nombre de 72, car cela permet d'obtenir un module qui maximise la tension et le rendement.

5.2. CONNEXIONS ENTRE CELLULES

La connectivité en série/parallèle des cellules photovoltaïques au sein d'un module est assurée au moyen d'un ruban étamé, généralement soudé à des électrodes imprimées en face avant et arrière, sur la cellule solaire. Dans les modules à haut rendement, cette interconnectivité sera toutefois mise en œuvre uniquement avec des électrodes connectées en face arrière. Les groupes de cellules solaires en série sont également connectés en parallèle par des barres omnibus en haut et en bas d'un module. Ces barres omnibus rejoignent ensuite une boîte de jonction, souvent située à l'arrière du module.

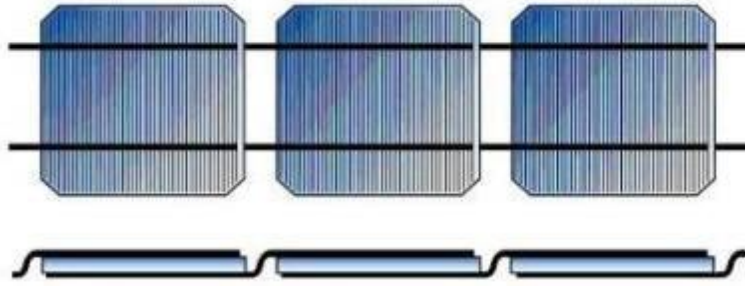


Figure 3 Connectivité entre cellules

La connexion des rubans, tant sur les cellules solaires que sur les barres omnibus, est réalisée par un processus de soudage susceptible d'induire des contraintes thermomécaniques. Les rubans sont également repliés sur les bords des cellules, ce qui peut provoquer des contraintes mécaniques.

Afin de maximiser la production d'énergie des modules solaires, des rubans plus fins sont utilisés pour minimiser l'impact des ombres portées sur chaque cellule. Ces rubans sont soumis quotidiennement à des contraintes thermiques qui peuvent entraîner une fissuration et une défaillance prématurée. Cela se produit le plus souvent dans les endroits où les températures diurnes sont élevées et les températures nocturnes basses, ce qui donne lieu à l'intervalle de stress thermique le plus large.

La conception de la connectivité entre cellules peut avoir un impact sur les performances d'un système photovoltaïque. Sur le papier, il semble que la recherche des modules offrant le meilleur rendement soit la meilleure solution, mais dans un environnement marin, ces modules sont souvent installés dans des endroits où de petites zones d'ombre peuvent apparaître, causées par les structures de soutien ou les garde-corps à proximité.

Leur ombre portée peut donc entraîner pendant un certain temps une réduction voire une absence de production d'énergie pour tout ou partie d'un module. Dans ces conditions, il est pertinent d'envisager un module offrant un rendement globalement moindre, mais avec des sections parallèles plus importantes. Cela permettra à ce module d'offrir un certain niveau de production d'énergie pendant les périodes d'ombrage partiel, pour un rendement probablement meilleur du système photovoltaïque dans son ensemble.

Lors de l'installation des modules, il convient d'envisager d'orienter la section parallèle en fonction de la source d'ombrage possible, afin de minimiser tout impact.



Figure 4 Exemple de module avec 6 sections parallèles

5.3. COULEUR

Les modules solaires sont généralement de couleur bleu foncé ou noire pour capter au mieux l'énergie, voir la Figure 5. Cependant, cela peut avoir un impact négatif sur l'aspect visuel de l'amer. Les modules solaires doivent donc être positionnés avec soin, en tenant compte de l'amer qu'ils équipent.



Figure 5 Exemple issu de la WSV montrant les modules solaires dans les sections sombres d'un amer

L'utilisation de modules solaires colorés sur les aides à la navigation s'inscrit dans un nouveau domaine de développement, principalement motivé par les pressions architecturales des bâtiments, mais leur disponibilité croît lentement. Cette possibilité n'a généralement pas été considérée comme une option sur les aides à la navigation, mais l'efficacité des aides à la navigation conventionnelles entraînant une réduction de la consommation d'énergie, et les modules solaires ayant considérablement amélioré leurs performances, il n'est désormais plus nécessaire de maximiser l'espace disponible pour la production d'énergie. Cela permet désormais d'adopter potentiellement des modules colorés offrant un rendement moindre pour améliorer l'amer. Cette méthode a par exemple fait l'objet d'un essai sur le phare norvégien de Domberskjera, comme on peut le voir sur la Figure 6.



Figure 6 Phare de Domberskjera avec modules solaires blancs

Plusieurs approches existent pour obtenir un module coloré, notamment la coloration des cellules solaires ou du verre, mais l'une des méthodes les plus efficaces s'appuie sur l'impression céramique numérique de petits points colorés sur le verre. Cette option offre le plus vaste choix de couleurs, ainsi qu'une coloration stable pour une durée de vie supérieure à 20 ans, moyennant toutefois une réduction d'environ 20 % des performances du module solaire.

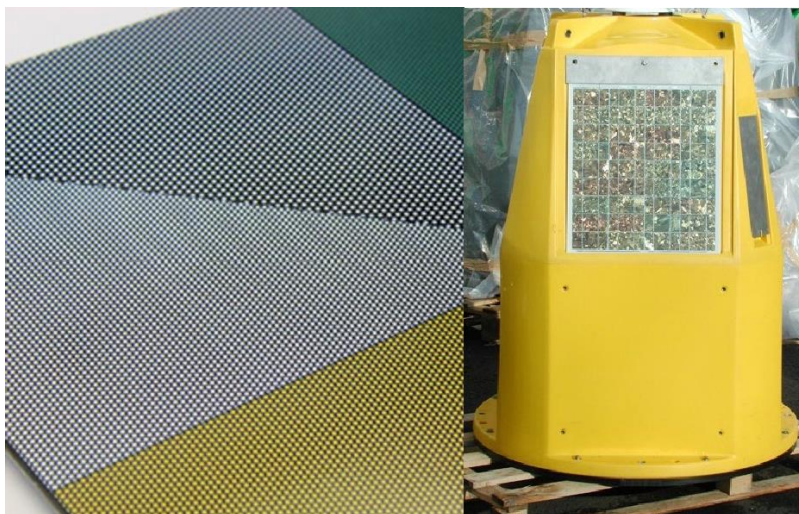


Figure 7 Exemple d'impression céramique numérique sur du verre (à gauche) et une cellule solaire jaune (à droite)

5.4. CHOCS ET VIBRATIONS

L'effet des chocs et des vibrations n'est généralement pas un problème pour la conception des modules solaires en raison de leur constitution sous forme de « sandwich » collé. En règle générale, ce problème peut également être limité par la présence sur le module d'une structure arrière de soutien et par la conception de cette dernière. La conception doit prendre en compte les conditions de manutention et environnementales et, à ce titre, il convient d'envisager une mise en œuvre « renforcée » pour une exploitation en milieu marin.

5.5. RENDEMENT DES MODULES

Le rendement des modules solaires représente la proportion de l'énergie solaire qui peut être convertie en énergie électrique par le biais des cellules photovoltaïques. Par exemple, un module solaire caractérisé par un rendement de 15 % et une surface de 1 m² produira 150 W en conditions STC.

Un module n'aura pas le même rendement que les cellules qui le constituent, le rendement du module étant moindre. Cela s'explique par les espaces nécessaires entre les cellules, la bordure du châssis et les connexions entre les cellules, ces éléments ayant tous un impact sur la surface de silicium disponible exposée à la lumière du soleil. En général, les modules disponibles dans le commerce offrent un rendement compris entre 12 % et 20 %.

Il convient de noter que le rendement du module solaire n'est qu'un facteur parmi d'autres du rendement du système de production d'énergie, et qu'il est important de ne pas se focaliser uniquement sur le rendement du module mais de considérer le rendement du système dans son ensemble, en tenant compte du transfert d'énergie à travers le système.

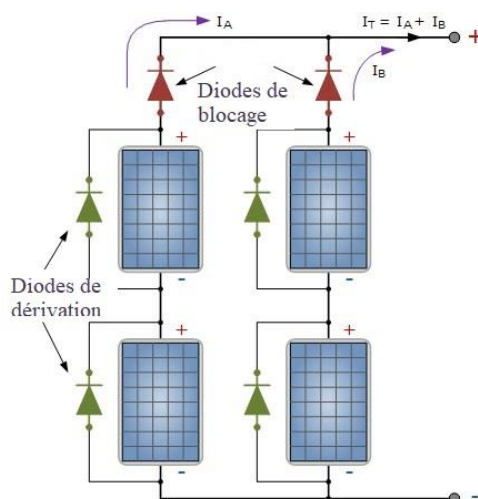
5.6. DIODES

Idéalement, les diodes d'un module solaire seront installées soit dans la boîte de jonction du module, soit quelque part dans le laminé du module. Ces diodes remplissent deux objectifs différents : il s'agit soit de diodes de dérivation, soit de diodes de blocage.

Les diodes de dérivation limitent l'impact d'une ombre portée sur un module. Elles sont physiquement intégrées au laminé mais peuvent être installées dans une boîte de jonction fixée au module solaire. Les diodes de dérivation permettent à une section de cellules en série de continuer à générer du courant à une tension réduite, si une partie de celle-ci est ombragée, plutôt que de ne fournir aucun courant. Dans l'idéal, une diode serait installée au niveau de chaque cellule, mais cela serait très coûteux, c'est pourquoi elles sont généralement montées sur une section de cellules en série dans un module.

Les diodes de blocage, quant à elles, permettent d'empêcher un module ombragé d'agir comme une charge appliquée, lorsque les modules sont en parallèle. Elles sont généralement placées dans la boîte de jonction à l'arrière du module. Lorsque la lumière est diffuse, par exemple dans le cas d'un module orienté vers le nord, il n'est pas nécessaire d'installer ces diodes, car la lumière diffuse entraînera généralement un certain niveau de production d'énergie de chacun des modules.

En guise d'alternative à l'installation de diodes de blocage, chaque module peut être équipé d'un régulateur, qui gère la puissance de sortie du module en fonction du niveau d'éclairement énergétique. Cette option offre d'excellents niveaux de redondance mais peut être coûteuse.



SOURCE : SERVICE CHILIEN DES AIDES À LA NAVIGATION

Figure 8 Montage des diodes dans un module solaire

5.7. COMPOSITION DES MODULES

Un module photovoltaïque est généralement fabriqué à partir d'un laminé en trois parties, scellant essentiellement la technologie de cellule solaire sélectionnée entre deux autres matériaux assurant un soutien, et une feuille d'éthylène-acétate de vinyle (EVA) forme une couche de liaison étanche pour le laminé. Pour les modules solaires flexibles, les cellules à couche mince sont mises en œuvre dans un laminé plastique souple, mais pour les modules solaires rigides, les cellules monocristallines et polycristallines peuvent être utilisées avec un matériau de soutien rigide faisant partie du laminé, comme le montre la Figure 9.

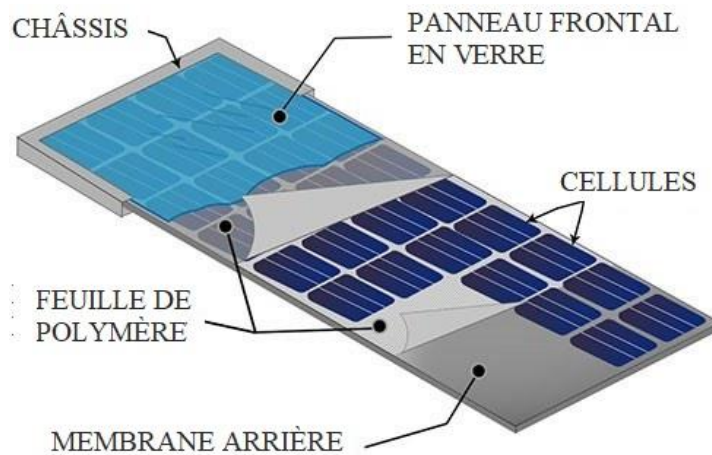


Figure 9 Composition d'un module solaire (figure issue de www.sunnetsolar.com)

5.7.1. MATÉRIAU DU VITRAGE

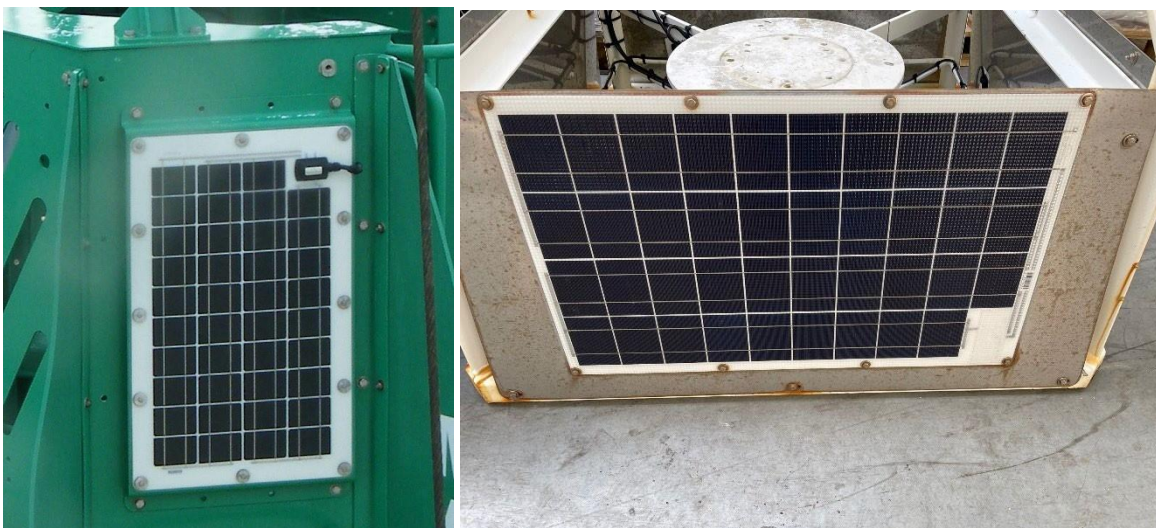
Le vitrage peut être en verre trempé ou en acrylique. L'acrylique autorise un léger degré de flexion en cas d'impact, sans endommager le module. Ce matériau permet également de réduire le poids du module, ce qui en facilite la manutention. La transmissivité de l'acrylique peut également être meilleure que celle du verre trempé, ce qui améliore les performances globales du module. Cependant, l'acrylique est plus sensible aux rayures et aux températures élevées, le rendant inadapté aux environnements poussiéreux et chauds.

5.7.2. MATÉRIAU DE LA MEMBRANE ARRIÈRE

En ce qui concerne la membrane arrière des panneaux, divers types de matériaux ont fait leurs preuves dans un environnement marin. Citons notamment la feuille de polyfluorure de vinyle dans un montage sans châssis, où elle est supportée au sein d'une structure, telle qu'un panneau arrière en aluminium de qualité marine lorsqu'un soutien structurel est nécessaire ou un châssis en acier inoxydable pour un montage autonome.

Lorsque les modules solaires sont installés sur la terre ferme et protégés de l'action directe de la mer, une structure verre/verre dans un châssis s'est également avérée efficace.

Les modules solaires rigides, dotés d'une cellule photovoltaïque cristalline, ont été jusqu'à présent plus répandus que les modules solaires flexibles à couche mince. Cette évolution a habituellement été motivée par la volonté de maximiser la puissance produite ; cependant, les modules flexibles commencent à être utilisés, généralement sur les bouées. La Figure 10 en donne des exemples.



5.8. QUALITÉ

La qualité d'un module solaire est un facteur important à prendre en compte pour tout système photovoltaïque marin. En effet, la qualité des modules solaires choisis déterminera leur fiabilité, leur durée de vie opérationnelle et leurs performances de sortie à long terme.

La qualité d'un module repose tout d'abord sur la cohérence et la maîtrise du processus de production, avec des essais de contrôle qualité qui minimisent les variations entre les produits fabriqués. Cet aspect est particulièrement important pour la phase de collage du laminé, afin d'empêcher toute pénétration d'humidité. La qualité s'appuie également sur la conception du produit, qui tient compte de toutes les contraintes physiques et environnementales subies lors de la production, du transport et de l'exploitation. Troisièmement, la qualité des matériaux utilisés est essentielle, et il convient surtout de s'assurer qu'ils sont adaptés à l'environnement d'exploitation prévu.

Si les points ci-dessus sont pris en compte dans la conception et la production du module, cela devrait garantir des performances constantes et la fiabilité de chaque module tout au long de sa durée de vie. Il est également important de contrôler les performances de sortie de chaque module solaire au cours de leur production, afin de s'assurer que le produit fini répond aux exigences.

Il existe de nombreuses normes applicables à la production de cellules et de modules solaires, dont certaines sont énumérées dans la section des références.

5.9. PROTECTION CONTRE L'INTRUSION DE SOLIDES ET DE LIQUIDES

Il s'agit d'un aspect critique pour la fiabilité et l'exploitation à long terme d'un module, dans un environnement marin. Il n'est pas seulement critique pour le module lui-même, mais aussi pour la boîte de jonction.

La boîte de jonction doit idéalement être collée à l'arrière des modules, avec la possibilité d'ajouter un matériau d'enrobage pour éviter toute infiltration d'eau. L'adhérence entre le module et la boîte de jonction doit être suffisamment sûre pour éviter toute infiltration d'eau mais également pour résister aux effets physiques de la manutention qui pourraient entraîner une défaillance de la protection contre l'intrusion de solides et de liquides.

Il est également important de s'assurer qu'au cours du processus de production, aucun vide ni espace n'est créé dans le laminé du module solaire, ou dans la boîte de jonction, permettant à l'humidité de pénétrer.

5.10. HUMIDITÉ ET CONDENSATION

L'humidité dans un environnement caractérisé par de hautes températures peut provoquer des effets similaires à ceux d'une infiltration directe d'eau, en raison de la formation de condensation. Pour limiter l'impact de la condensation, certains modules sont équipés d'un dispositif chauffant anti-condensation dans la boîte de jonction, qui fournit un niveau réduit de chauffage ambiant au module.

5.11. CHARGEMENT DÛ AU VENT

Lors de l'étude et de la sélection d'un module solaire en vue de son installation sur une aide à la navigation, une bonne compréhension du chargement maximal dû au vent sur le module constitue un autre facteur clé de sa pérennité. Son impact est étudié sous deux angles ; le premier étant la pression statique que le module est conçu pour tolérer et continuer à fonctionner sans problème. Ce point est traité ici, le second étant lié aux méthodes de montage et de protection, et détaillé dans la section consacrée à l'installation.

Les informations sur les vitesses maximales des rafales de vent à différents endroits, en particulier les sites éloignés, peuvent être difficiles à obtenir et sont sans doute variables. Par exemple, le maximum pour l'Allemagne est généralement de 40 m/s, mais pour la Chine, cela peut aller jusqu'à 70 m/s pendant un super-typhon. Ainsi, la constitution et les matériaux utilisés doivent potentiellement être différents pour répondre aux divers niveaux de performance.

Pour évaluer les forces impliquées, la pression de chargement dû au vent peut être calculée comme exprimé dans l'équation (1) :

$$W_p = \frac{0.5rv^2}{g} \quad (1)$$

où :

W_p est la pression exercée par le vent (kN/m^2) ;

r est la masse d'air (kg/m^3) ;

v est la vitesse du vent (m/s) ; et

g est l'accélération de la pesanteur (m/s^2).

Il s'agit d'une formule générale permettant d'estimer la pression exercée par le vent en fonction de sa vitesse. Il convient de noter que la masse d'air (r) et l'accélération de la pesanteur (g) varient avec la latitude et l'altitude. D'une manière générale, r/g est inférieur sur les plateaux par rapport aux plaines, c'est-à-dire que pour une même vitesse de vent et une même température, la pression exercée par le vent est moindre sur les plateaux que dans les plaines. Vu que les aides à la navigation sont généralement situées en mer ou sur les rivières, la masse d'air et l'accélération de la pesanteur sont moins affectées par l'altitude.

Compte tenu de ce qui précède, et en supposant les conditions standard suivantes :

pression = 1 013 hPa ;

température = 15 °C ;

masse volumique de l'air (r) = 0,01225 kg/m^3 ;

et accélération de la pesanteur (g) = 9,81 m/s^2

à une latitude de 45°.

La formule ci-dessus (équation 1) peut être simplifiée comme suit :

$$W_p = \frac{v^2}{1600} \quad (2)$$

À titre d'exemple, dans le Tableau 1 ci-dessous, cette formule est utilisée pour calculer la force appliquée à un module solaire type mesurant 0,6 m x 0,3 m.

Tableau 1 Exemples de chargements dus au vent pour un module donné

Vitesse du vent (m/s)	Contrainte imposée au module (N)	Vitesse du vent (m/s)	Contrainte imposée au module (N)
0,0 - 0,2	0,00	24,5 - 28,4	90,74
0,3 - 1,5	0,25	28,5 - 32,6	119,56
1,6 - 3,3	1,23	32,7 - 36,9	154,01
3,4 - 5,4	3,28	37 - 41	192,82
5,5 - 7,9	7,02	42 - 45	239,09

8,0 - 10,7	12,88	46 - 51	291,47
10,8 - 13,8	21,42	52 - 59	352,80
13,9 - 17,1	32,90	60 - 61,2	421,36
17,2 - 20,7	48,21	> 61,2	> 422,74
20,8 - 24,4	66,98		

5.12. PERFORMANCES ÉLECTRIQUES

La durée de vie opérationnelle durant laquelle un module solaire est capable de produire de l'énergie peut atteindre plusieurs décennies. Pendant cette période, la puissance de sortie du module diminue lentement au fil du temps par rapport à sa performance initiale de 100 %. En général, les fabricants proposent une garantie de performances de sortie sur une période donnée. Ils utilisent souvent un graphique pour la représenter, comme le montre la Figure 11.

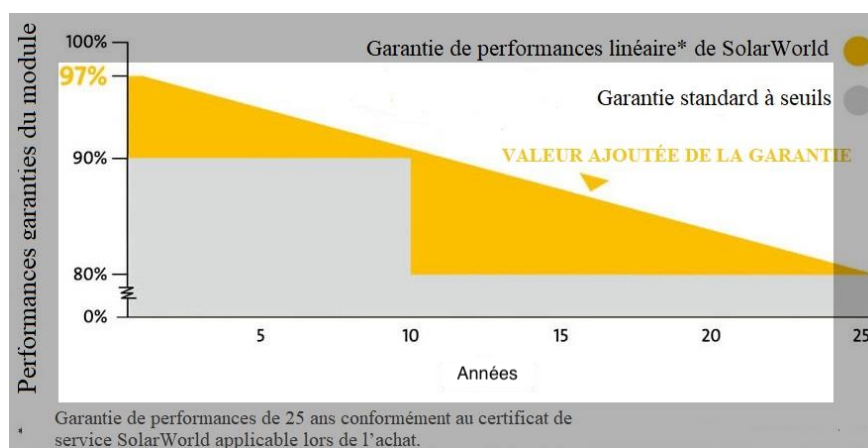


Figure 11 Exemple typique de performances dans le temps issu de SolarWorld

Un module solaire continuera généralement à produire de l'énergie à un niveau réduit au-delà de la période de garantie, jusqu'à ce qu'une défaillance totale survienne. C'est ce qu'on appelle souvent la durée de vie opérationnelle d'un module. Cette réduction des performances de sortie peut être causée par de nombreux facteurs, notamment la détérioration des cellules, la corrosion des contacts et la détérioration du revêtement antireflet. En fin de compte, la perte totale ou partielle de performances de sortie est généralement due à l'une des causes décrites par la section 9.

Lors de la conception d'un système photovoltaïque, il convient de spécifier et de tenir compte de la puissance générée minimale requise en fin de vie des modules au moment de choisir ces derniers. Si l'on utilise le modèle photovoltaïque de l'IALA-AISM, selon la Directive G1039 *Designing Solar Power Systems for Marine Aids to Navigation (Solar Sizing Tool)* [2] relative à la conception de systèmes photovoltaïques pour les aides à la navigation maritime (outil de dimensionnement solaire), il convient de noter qu'il est basé sur un niveau minimal de performances de sortie des modules solaires de 80 %. C'est ce que l'on considère généralement comme la durée de vie utile d'un module.

Les modules actuellement disponibles sur le marché offrent généralement un niveau de performances de sortie de 90 % après 10 ans et de 80 % après 15 années supplémentaires, ce qui définit la durée de vie opérationnelle maximale d'un système, mais si une durée de vie supérieure est nécessaire, le module doit être choisi avec soin, car le taux de dégradation des performances est inconnu.

6. FACTEURS ÉLECTRIQUES

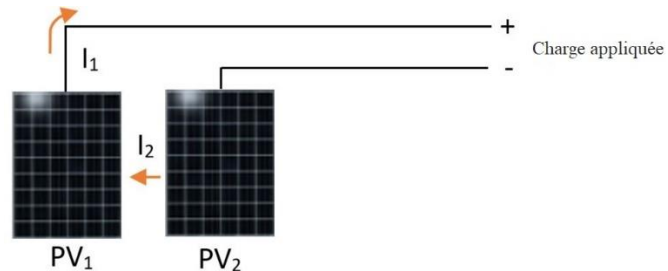
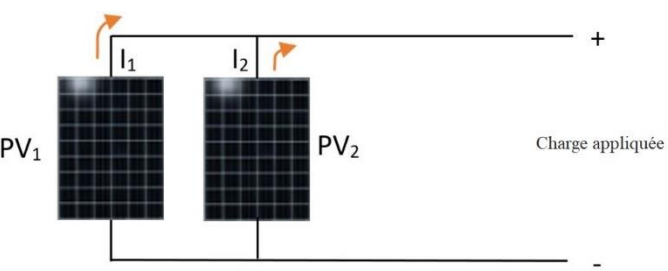
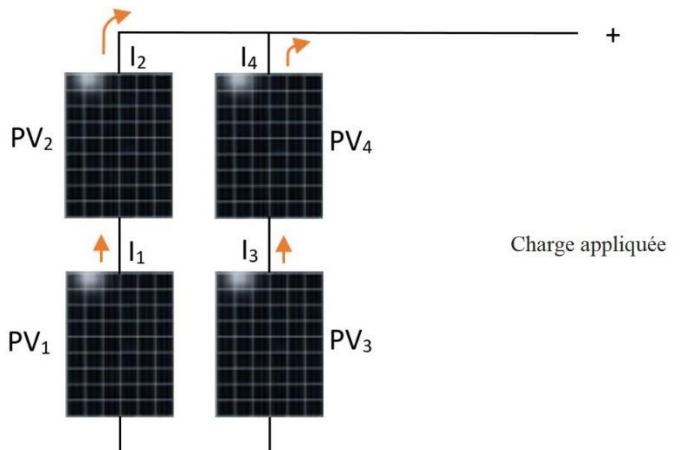
En ce qui concerne l'ajout de modules solaires à un système, la manière dont ils sont interconnectés et l'adoption d'un régulateur de charge sont autant d'éléments qui contribuent à l'efficacité et au rendement de la solution à mettre en œuvre. Cette section examine certains de ces aspects.

6.1. INTERCONNECTIVITÉ DES MODULES

Les modules solaires sont disponibles sous différentes tensions nominales, généralement 6 V, 12 V, 24 V et 36 V, les tensions maximales spécifiées par les fabricants étant plus élevées pour permettre un certain niveau de charge de la batterie. La tension typique d'un module solaire utilisé sur une aide à la navigation de grande taille est de 12 V.

La puissance générée par un seul module dépend de ses dimensions et de son rendement. Cependant, ces unités sont généralement interconnectées pour obtenir les performances souhaitées. En d'autres termes, des modules supplémentaires peuvent être reliés en série pour augmenter la tension générée afin qu'elle corresponde à celle requise par le régulateur de charge. En revanche, les interconnecter en parallèle permettra d'augmenter l'intensité. La combinaison d'un montage en série et d'un montage en parallèle est généralement adoptée pour répondre aux besoins en tension, en intensité et donc en puissance (tension x intensité) du système conçu. Le tableau ci-dessous illustre les différents raccordements possibles.

Tableau 2 Exemples de raccordement des modules

Montage des modules	Formule de performance
	$I_{total} = I_1 = I_2 = \dots I_n \text{ (Ampères)}$ $V_{total} = V_1 + V_2 + \dots V_n \text{ (Volts)}$ $P_{total} = V_{total} \times I_{total} \text{ (Watts)}$
	$I_{total} = I_1 + I_2 + \dots I_n \text{ (Ampères)}$ $V_{total} = V_1 = V_2 = \dots V_n \text{ (Volts)}$ $P_{total} = V_{total} \times I_{total} \text{ (Watts)}$
Montage des modules	Formule de performance
	$I_{total} = I_1 + I_4 \text{ (Ampères)}$ $V_{total} = V_1 + V_2 \text{ (Volts)}$ $P_{total} = V_{total} \times I_{total} \text{ (Watts)}$ <p>Remarque :</p> $I_1 = I_2 \text{ et } I_3 = I_4$ $V_1 + V_2 = V_3 + V_4$

6.2. RÉGULATEUR DE CHARGE SOLAIRE

L'énergie générée par le module solaire dépend de la quantité de lumière qu'il reçoit du soleil. Dans ces conditions, il est facile de charger une batterie jusqu'à sa limite de tension supérieure pendant l'ensoleillement intense et prolongé de l'été. Si le module solaire continue ensuite à charger la batterie une fois cette dernière complètement chargée, la majeure partie de l'énergie électrique fournie par le module solaire sera convertie en énergie thermique. La batterie peut alors perdre de l'électrolyte, ce qui entraîne une réduction de sa capacité. En hiver ou par temps continuellement nuageux, lorsque l'ensoleillement est limité et inefficace, et avec une consommation accrue d'énergie issue de la batterie la nuit, le module solaire ne peut pas recharger suffisamment la batterie pendant la journée pour répondre à la demande. Si cette situation perdure, la capacité de la batterie diminuera rapidement. L'utilisation d'un régulateur de charge solaire peut prévenir efficacement toute surcharge de la batterie en été. Certains régulateurs de charge protègent la batterie contre les décharges profondes lorsque l'énergie solaire est insuffisante. Toutefois, il convient de noter que le régulateur lui-même ne fournit pas d'énergie et ne peut pas

résoudre le problème d'une capacité insuffisante de la batterie. Ce problème ne peut être résolu que par d'autres méthodes, notamment l'augmentation du nombre de modules solaires ou de la capacité de la batterie.

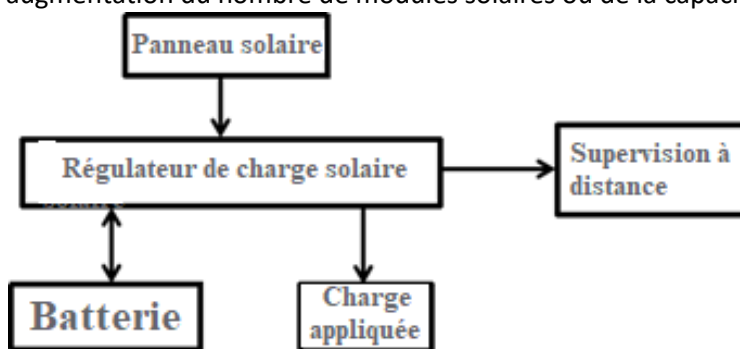


Figure 12 Système de charge solaire avec un régulateur



Figure 13 Régulateur de charge solaire

Un régulateur de charge solaire est un dispositif adaptable capable de réguler la recharge solaire de la batterie et de contrôler la puissance de sortie en fonction de la consommation de la charge appliquée par les équipements à alimenter, en protégeant la batterie et les charges appliquées associées. Dans le même temps, certains régulateurs de charge peuvent également être connectés à un terminal télémétrique pour surveiller à distance l'état de fonctionnement du système d'alimentation de l'aide à la navigation. Sur les petits systèmes d'aide à la navigation, certaines lanternes intégrées contiennent déjà ces éléments de protection de charge-décharge, ce qui signifie qu'il n'est pas nécessaire d'utiliser un régulateur de charge solaire dans cette situation.

7. FACTEURS ENVIRONNEMENTAUX

Lorsque l'on envisage d'utiliser l'énergie solaire comme source d'alimentation, la première idée qui vient à l'esprit est celle d'une énergie verte, sans émissions nocives supplémentaires, mais la production proprement dite des modules photovoltaïques n'est pas entièrement écologique et a toujours un impact sur l'environnement.

7.1. PRODUCTION

Il existe une différence fondamentale entre l'énergie solaire considérée comme source d'alimentation et les autres formes traditionnelles, dans la mesure où elle est l'une des rares à ne pas produire d'émissions nocives ou de déchets toxiques pendant la durée d'exploitation, mais on ne peut pas en dire autant de la production des équipements. La section suivante décrit les étapes nécessaires à la production de cellules monocristallines.

D'un point de vue environnemental, la production de cellules solaires exploite plusieurs matières premières issues de l'extraction minière, telles que le silicium (Si), le cadmium (Cd), le tellure (Te), le cuivre (Cu), le sélénium (Se) et le gallium (Ga), qui sont ensuite soumises à des processus de raffinage et de purification nécessitant des produits chimiques et des quantités importantes d'énergie.

La première étape consiste à transformer le quartz en silicium de qualité métallurgique dans un four consommant de grandes quantités d'énergie. Ce silicium est ensuite transformé en une forme plus pure, connue sous le nom de polysilicium, par un procédé de distillation employant de l'acide chlorhydrique. Malheureusement, cela crée également un déchet très toxique, le tétrachlorure de silicium, dont on produit environ trois à quatre tonnes pour chaque tonne de polysilicium. Toutefois, au moins 98,5 % du tétrachlorure de silicium peut être recyclé dans le cadre du processus de production. On obtient ainsi un lingot de polysilicium en forme de brique.

Ce polysilicium très pur peut ensuite être transformé en lingots monocristallins grâce au procédé de *Czochralski*, qui consiste à plonger un germe cristallin de silicium dans du polysilicium fondu. Celui-ci est ensuite étiré et tourné pour créer un lingot monocristallin unique. C'est également au cours de ce processus que l'on procède au dopage au bore, créant ainsi du silicium de type P. Là encore, cette méthode nécessite des températures élevées et des quantités importantes d'énergie.

Ces lingots monocristallins sont ensuite tranchés sous forme de plaquettes, ou « *wafers* ». De l'acide fluorhydrique est ensuite utilisé pour éliminer toute impureté générée lors de la création des plaquettes, ce qui produit également une surface texturée, qui contribue à réduire la réflexion de surface. Malheureusement, l'acide fluorhydrique est un produit chimique très corrosif qui peut détruire les tissus et décalcifier les os. Il doit donc être manipulé avec précaution.

L'étape suivante consiste à créer des cellules solaires à partir des plaquettes obtenues. Ces cellules sont fabriquées par dopage, c'est-à-dire par ajout d'impuretés à la plaquette de silicium. Du bore a été ajouté aux plaquettes lors de la création du lingot monocristallin, produisant du silicium de type P. Le silicium de type N est obtenu en ajoutant du phosphore aux plaquettes de silicium par diffusion thermique. Pour ce faire, les plaquettes sont scellées dos à dos et placées dans un four en présence d'un gaz phosphoreux, à une température juste inférieure au point de fusion du silicium. Là encore, ce procédé consomme beaucoup d'énergie.

Cette dernière étape permet d'obtenir des cellules photovoltaïques prêtes à être intégrées à un module solaire monocristallin. La création de cellules solaires à couche mince élimine une grande partie des risques environnementaux et de sécurité liés à la fabrication, car il n'est pas nécessaire d'utiliser certains produits chimiques problématiques tels que l'acide fluorhydrique et l'acide chlorhydrique. Mais cela ne permet pas de considérer automatiquement une cellule solaire à couche mince comme écologique. Le dopage des cellules à couche mince est réalisé à l'aide de tellure de cadmium et de sulfure de cadmium pour créer les deux couches dopées. Ces produits chimiques contiennent malheureusement du cadmium, un métal lourd qui est à la fois un agent cancérigène et une génotoxine, ce qui signifie qu'il peut provoquer des mutations héréditaires.

Bien que le processus de production des cellules solaires nécessite des quantités importantes d'énergie et de produits chimiques dangereux, l'énergie générée tout au long de leur durée de vie compense celle qui a été consommée dans le cadre du processus de production. En général, cet objectif peut être atteint en deux ans et demi.

7.2. FACTEURS OPÉRATIONNELS

Bien que les modules solaires semblent former un objet inerte avec une surface en verre, sans pièces mobiles et tous les éléments étant maintenus ensemble dans un châssis, ils sont influencés par leur environnement d'exploitation, tant pour ce qui est de leurs performances que de leur longévité opérationnelle. Cette section présente les principaux facteurs à prendre en compte.

Deux facteurs majeurs affectent les performances des modules solaires dans des circonstances normales, à savoir l'éclairement énergétique et la température. Il existe également d'autres facteurs qui dépendent de l'emplacement, tels que l'ombrage, les dépôts de sel, la poussière et l'encrassement par les oiseaux (guano), qui ont tous un impact direct sur le niveau d'éclairement énergétique atteignant les cellules solaires.

7.3. TEMPÉRATURE

L'un des facteurs qui influencent la durée de vie et les performances d'un module solaire est la température à laquelle il est soumis pendant son exploitation, qui dépend elle-même des effets environnementaux locaux. Selon le lieu, les latitudes les plus septentrionales et méridionales offrent généralement un climat plus froid, au détriment des heures d'ensoleillement quotidiennes. Cela signifie que le rendement des modules solaires est optimal, grâce à une température de fonctionnement plus basse. Cependant, les modules installés plus près de l'équateur sont généralement soumis à des températures plus chaudes toute l'année, ce qui se traduit par une baisse du rendement du module.

La tension de sortie d'un module est affectée par la température de la cellule, qui évolue de façon semblable à la puissance de sortie. Les caractéristiques thermiques propres à chaque type de module solaire sont déterminées dans les conditions STC. Cette caractéristique est connue sous le nom de « coefficient de température ». Les unités de ce coefficient sont exprimées en « % par °C », donc plus le coefficient est faible, plus le rendement du module solaire est élevé. Inversement, plus le chiffre est élevé, moins le module solaire produira d'énergie lors de fortes températures en début d'après-midi. La valeur typiquement observée pour les modules monocristallins est de -0,45 %/°C et pour les polycristallins, une valeur légèrement supérieure de -0,50 %/°C. Un module solaire présentant un coefficient de température élevé, de l'ordre de -0,7 %/°C, est généralement le signe d'une qualité inférieure. On peut considérer comme raisonnable une valeur située autour de -0,5 %/°C, bien que les meilleurs modules solaires puissent aller jusqu'à -0,3 %/°C. Reportez-vous à la Directive G1136 de l'IALA-AISM : *Providing AtoN services in extremely hot and humid climate*, portant sur le déploiement de services d'aide à la navigation dans un climat extrêmement chaud et humide, pour plus d'informations (5).

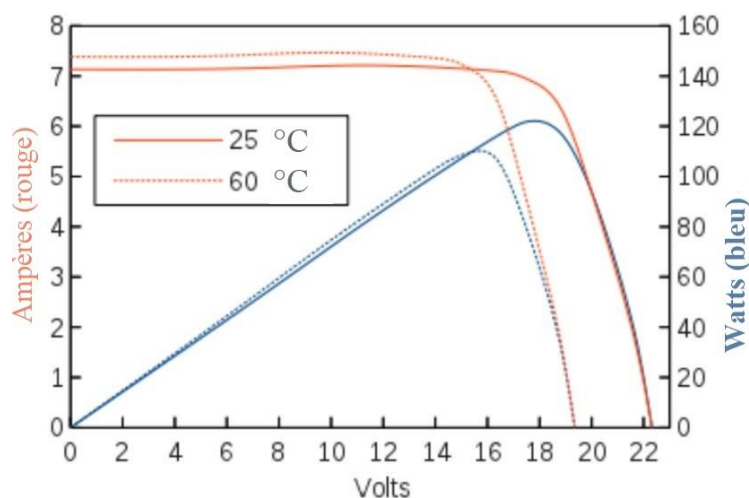


Figure 14 Impact de la température sur les performances d'un module solaire

7.4. HUMIDITÉ

L'humidité, sous une forme générale, est une mesure de la quantité de vapeur d'eau dans l'air, et l'on distingue trois mesures principales : absolue, relative et spécifique. Cette section n'aborde pas la mesure de l'humidité, mais plutôt l'impact qu'elle peut avoir sur les modules solaires. Lorsque le niveau d'humidité est élevé, son impact sur les modules solaires est très similaire à celui de modules continuellement exposés aux projections d'eau de la houle. Dans cette situation, la corrosion et les infiltrations d'eau dues à une présence continue constituent une difficulté majeure. Il est donc particulièrement important que les bords du module solaire et des boîtes de jonction soient étanches pour éviter toute infiltration d'eau au fil du temps, et de prévoir une méthode de protection de surface appropriée pour réduire l'impact de la corrosion.

Une humidité élevée peut également avoir un impact sur les performances d'un module, en plus de l'effet de la température qui s'applique généralement dans les lieux très humides. Cette baisse de performance est due à la réflexion et à la réfraction de la lumière du soleil lorsqu'elle traverse les gouttelettes de vapeur d'eau qui se sont accumulées à la surface du module solaire, détournant la lumière du soleil des cellules photovoltaïques.

7.5. ÉCLAIREMENT ÉNERGÉTIQUE

L'éclairement énergétique est la quantité d'énergie solaire disponible par unité de surface (symbole = I). Il s'exprime en kW/m^2 ou en W/m^2 . C'est l'un des principaux facteurs qui affectent la production d'énergie des modules solaires. Les modalités d'installation de chaque module pour faire face au soleil sont essentielles. En raison des effets géométriques, il est toujours recommandé que chaque module soit orienté à 90° perpendiculairement à l'angle de hauteur du soleil (lorsqu'il est au point le plus haut dans le ciel) afin de s'assurer que le module puisse capter tout le rayonnement solaire. Selon la région du monde, cela peut signifier que le point le plus élevé auquel les modules sont exposés n'est pas perpendiculaire à la hauteur la plus élevée du soleil, mais qu'il est aligné sur le solstice d'hiver afin de maximiser les performances en hiver plutôt qu'en été.

7.6. EFFETS ATMOSPHÉRIQUES

Les effets atmosphériques se divisent en deux catégories : le rayonnement direct et le rayonnement diffus. La Figure 15 illustre ces deux concepts.

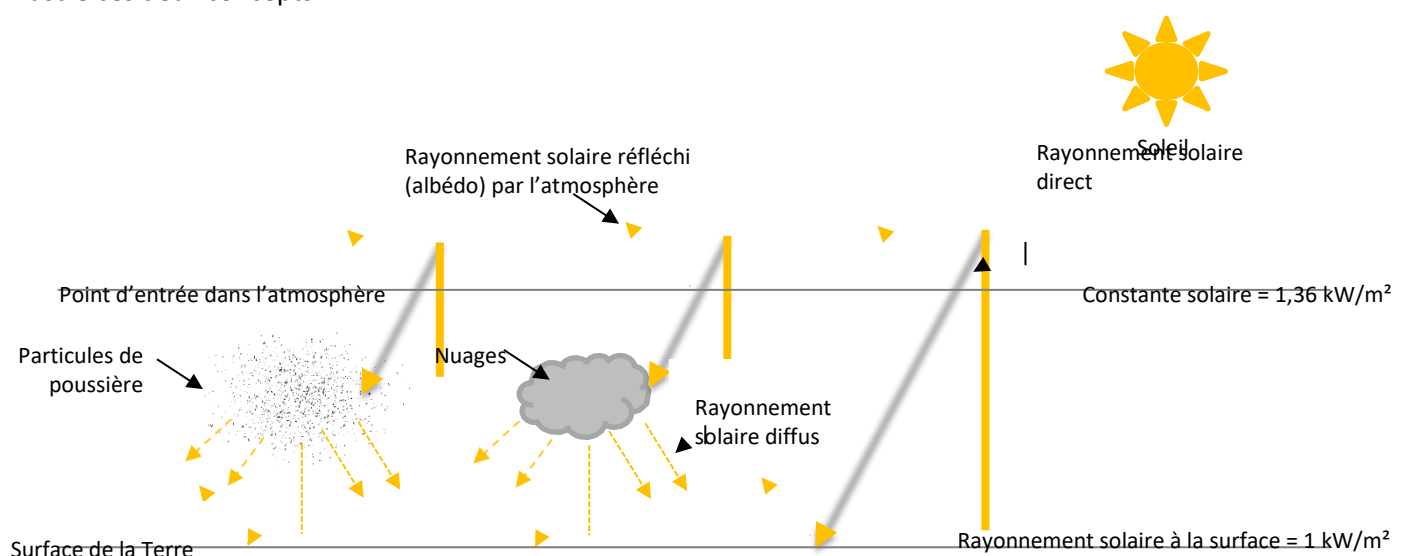


Figure 15 Diagramme des effets atmosphériques (issu de l'autorité maritime et portuaire de Singapour)

7.7. FAIBLE NIVEAU DE VISIBILITÉ

Il se présente sous diverses formes, comme la pluie, la brume, le brouillard de pollution, les tempêtes de sable, les tempêtes de neige, les fortes couvertures nuageuses, la fumée et d'autres polluants. Tous ces éléments ont un impact sur le niveau d'éclairement énergétique reçu par les modules solaires et donc sur les performances du système photovoltaïque dans son ensemble. Certains d'entre eux entraînent des dépôts de matières susceptibles de réduire plus durablement les performances des modules solaires. Certains sont d'origine naturelle et sont dus à des événements météorologiques, tandis que d'autres, comme les polluants, sont causés par l'activité industrielle, qui peut avoir évolué au fil du temps, mais qui pourrait avoir un impact significatif à long terme dans des zones telles que les voies navigables intérieures à travers des agglomérations.

7.8. DÉPÔTS

Les facteurs suivants ont un impact sur la fréquence de maintenance et le dimensionnement d'un système photovoltaïque.

7.8.1. NEIGE

L'impact que la neige peut avoir sur un système photovoltaïque peut être considérable s'il n'est pas pris en compte dès la conception. Une accumulation de neige, même de courte durée, sur les modules solaires, empêchant toute production d'énergie, constitue une difficulté, y compris pour les systèmes conçus pour cette situation. Naturellement, comme pour tous les dépôts, l'alignement du module à la verticale ou à un angle prononcé réduit la probabilité que la neige recouvre le module. Cependant, la neige poudreuse ou soulevée par le vent, accumulée contre un module proche du sol, peut également limiter ses performances, en projetant une ombre sur une section du module.

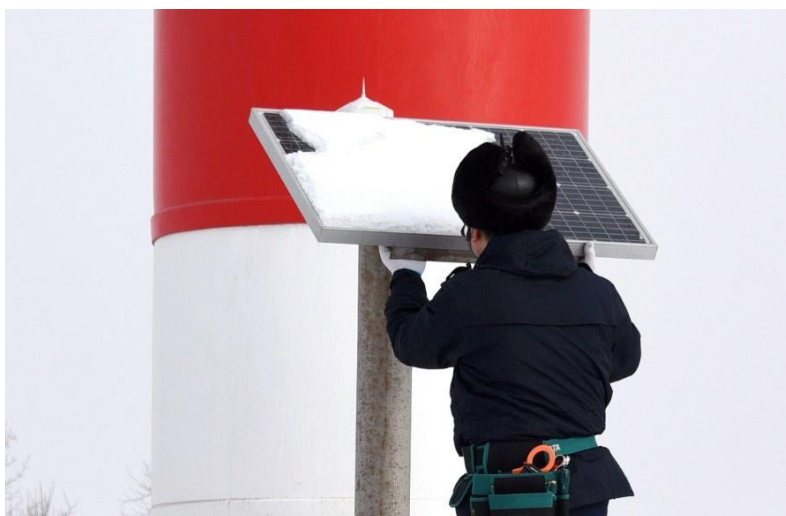


Figure 16 Importants dépôts de neige sur un module solaire en Chine

7.8.2. DÉPÔTS DE POLLUANTS

Les aides à la navigation situées sur les cours d'eau qui traversent des agglomérations ou à proximité de zones industrialisées peuvent être fortement impactées par les dépôts de polluants. Ces dépôts ne réduisent pas seulement les performances des modules, mais dans certains cas, ils peuvent attaquer la finition de surface. Bien que les modules puissent être orientés à la verticale pour réduire l'impact des dépôts, ces derniers peuvent être très fins et continuer à s'accumuler sur les surfaces au fil du temps. Dans ces situations, à moins que les pluies soient fréquentes et abondantes, ces dépôts devront être éliminés par un nettoyage régulier effectué par une équipe d'entretien.

7.8.3. ENCRASSEMENT PAR LES OISEAUX (GUANO)

Bien qu'il soit possible d'empêcher les oiseaux de se poser sur les modules solaires à l'aide de dispositifs de dissuasion (pointes anti-oiseaux, etc.), ils peuvent toujours déposer leurs fientes en vol. Au fil du temps, si elles ne sont pas retirées, elles durciront et deviendront difficiles à enlever, entraînant un effet d'ombrage à long terme qui peut affecter considérablement le rendement du module. Pour plus d'informations sur les solutions d'effarouchement et de prévention de l'encrassement par les oiseaux, voir la Directive G1091 *Bird deterrent and Bird Fouling Solutions* [4].



Figure 17 Exemple de module affecté par le guano au Chili

7.8.4. SEL

Dans un environnement marin, le sel s'accumulera au fil du temps. Pour éviter la formation d'un film de sel et de poussière sur la surface des modules solaires, il est recommandé d'installer ces derniers dans une inclinaison permettant un nettoyage naturel en cas de pluie. Cela permettra d'éliminer le sel qui s'est accumulé à la surface. L'angle optimal pour une surface nettoyée par la pluie est de 45°, avec un angle minimal de 12°. En pratique, l'angle d'installation d'un module résulte d'un compromis entre l'angle nécessaire pour assurer un nettoyage naturel et l'angle nécessaire pour obtenir des performances optimales compte tenu de l'éclairement énergétique.

7.8.5. POUSSIÈRE ET SABLE

La poussière peut être une préoccupation majeure dans certains environnements extrêmement chauds et peut causer plusieurs problèmes. Elle peut recouvrir les modules solaires, réduisant ainsi leur capacité à recharger les batteries, et sa nature abrasive peut accélérer la détérioration des surfaces en aluminium et en verre.

La poussière peut avoir différentes propriétés physiques, qu'elle soit d'origine industrielle ou naturelle, causant des problèmes différents et nécessitant des moyens de maîtrise et des méthodes de nettoyage différentes. L'excès de poussière présente également des risques pour la santé et la sécurité du personnel pendant le processus de nettoyage.



Figure 18 Exemple de dépôt important de poussière

7.9. IMPACT CEM (FOUDROIEMENT)

Un système photovoltaïque peut être endommagé à la suite d'un impact de foudre direct ou à proximité. Il convient d'envisager de protéger ces systèmes, compte tenu de l'investissement majeur qu'ils représentent et de l'importance qu'ils revêtent. Il convient de privilégier la protection contre la foudre pour les phares situés dans les zones où le risque d'impact est le plus élevé. Pour connaître la probabilité de foudroiement, il est conseillé d'utiliser une carte de niveau céramique (indiquant la probabilité de foudroiement) qui permettra de définir le niveau de protection nécessaire. Pour plus d'informations, voir la Directive IALA G1012 *Protection of Lighthouses and other Aids to Navigation against Damage from Lightning* [3] relative à la protection des phares et autres aides à la navigation contre les dommages causés par la foudre.

8. INSTALLATION

Les modalités d'installation peuvent influencer l'efficacité, la pérennité et la maintenabilité d'un système photovoltaïque dans un environnement marin. Cette section examine quelques exemples, en mettant en évidence plusieurs différences notables.

L'une des premières étapes consiste à déterminer la taille du module la plus adaptée à la situation. En général, c'est une opération simple pour une lanterne autonome et, dans une certaine mesure, pour les bouées, mais les systèmes de plus grandes dimensions équipant les phares offrent diverses options. Par exemple, le fait d'avoir des modules moins nombreux mais de grande taille peut parfois être un avantage, avec un nombre réduit de modules à installer, une connectivité moindre et, globalement, une structure de support moins volumineuse. Cependant, la manutention des modules de grande taille (poids et taille) peut poser un problème, compte tenu de la situation.

En règle générale, les modules adoptés sur les bouées sont nettement plus petits et plus robustes que ceux qui sont installés sur les stations éloignées et insulaires : en effet, il est généralement nécessaire de maximiser la production solaire sur les phares pour alimenter l'ensemble d'aides à la navigation plus important qu'ils impliquent.

8.1. MÉTHODES DE MONTAGE

8.1.1. UNITÉS AUTONOMES

Les unités autonomes sont généralement compactes et peuvent alimenter de petites sources lumineuses à haut rendement. C'est pourquoi elles sont dotées d'un petit module solaire verre/verre entièrement intégré à la structure moulée lors du processus de production. Elles bénéficient ainsi du plus haut niveau de protection physique, toute la connectivité étant à l'abri des éléments, de manière étanche à l'intérieur de l'unité. Elles sont généralement fortement inclinées ou à la verticale afin de minimiser l'impact des dépôts. Les modules solaires requis sont répartis sur les différents côtés, ce qui rend les unités insensibles à l'orientation de montage.



Figure 19 Exemple de lanterne autonome

Leur conception est telle que toute défaillance entraîne le remplacement de l'unité dans son ensemble, ce qui peut avoir pour effet d'en augmenter le coût. Cela peut avoir une influence sur l'approvisionnement et la qualité des pièces sensibles au prix, comme les modules solaires qu'ils comportent. La réparation de ces unités peut également être réalisée dans un environnement plus contrôlé, car leur retrait permet de ramener ces unités à terre pour réparation. Ces unités sont généralement installées sur des bouées situées dans un environnement caractérisé par des contraintes moindres.

8.1.2. BOUÉES

Pour les bouées dont les aides à la navigation sont plus grandes et plus variées, une approche différente de celle des lanternes autonomes doit être adoptée, afin de s'assurer qu'une quantité suffisante d'énergie est captée pour répondre aux besoins. L'installation de modules solaires sur ces grandes bouées se fait généralement par fixation directe sur la superstructure pour des raisons de sécurité, mais il est toujours nécessaire de pouvoir retirer et remplacer simplement les modules en cas de panne.

Comme les lanternes autonomes, les modules sont généralement inclinés et orientés autour de la superstructure, bien que dans certains cas, ils puissent être alignés pour être orientés vers le ciel.

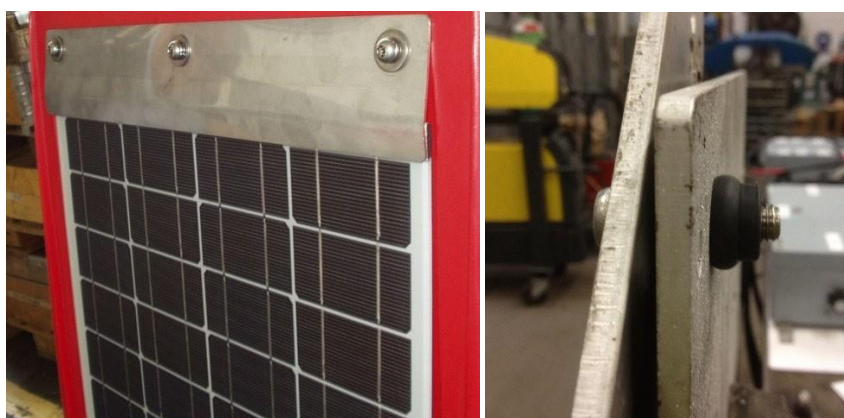


Figure 20 Exemple de fixation directe

Lorsque les modules sont situés près du niveau de l'eau, il est nécessaire de s'assurer qu'ils sont suffisamment soutenus face aux impacts de la houle (effet « *green water* »). Pour ce faire, un panneau arrière est directement intégré au module, avec une structure de soutien supplémentaire placée directement derrière le module.

La connectivité électrique de ces modules est mise en œuvre à l'intérieur de la superstructure de la bouée, où sont logés les autres composants électroniques. Cette connectivité est généralement assurée par des connecteurs appropriés.

8.1.3. PHARES

L'installation de modules solaires sur un phare comporte généralement une composante mécanique et de génie civil plus importante, impliquant l'assemblage et la fixation de structures appropriées directement sur le phare ou au sol à proximité. Ces travaux peuvent être limités par la législation applicable au patrimoine et, à ce titre, l'emplacement qui en résulte peut rendre l'accès difficile. Ils ont généralement une orientation et une élévation fixes afin de maximiser la puissance générée. Cette élévation permet habituellement d'assurer une certaine forme d'autonettoyage, mais comme nous l'avons vu, elle peut également limiter son efficacité.

Dans cette situation, les modules solaires ne sont généralement pas aussi exposés aux intempéries et à l'impact de la houle que ceux qui se trouvent sur les bouées, et leur structure arrière de soutien sera donc moins importante. Pour plus de simplicité, ils sont soit fixés par des pinces, soit directement boulonnés à la structure de soutien pour permettre le remplacement des unités.

Ces systèmes peuvent être caractérisés par une connectivité et un câblage plus importants que sur les bouées, mais ils peuvent être terminés par des boîtes de jonction ou utiliser un connecteur à des fins de connectivité.

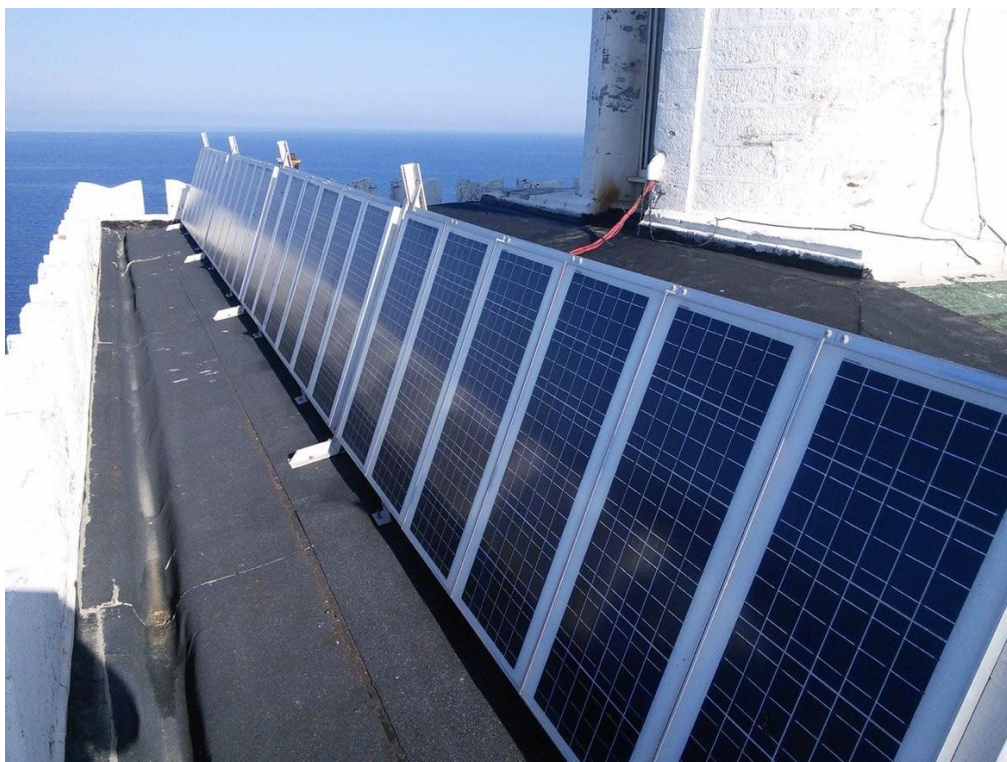


Figure 21 Photo d'une installation de panneaux solaires sur le phare de La Giraglia, en Corse

8.1.4. BATEAUX-FEUX

Les bateaux-feux reprennent essentiellement les mêmes principes qu'une bouée, avec une fixation directe et un panneau arrière assurant un soutien supplémentaire pour le module afin d'éviter que celui-ci ne soit endommagé par l'action de la houle. Ils adoptent également certains concepts d'un phare, avec de grandes structures de support et une orientation limitée.



Figure 22 Exemple d'installation de panneaux solaires sur un bateau-feu

8.2. ORIENTATION – SUIVI

Dans le cas d'une aide à la navigation fixe de grande taille, pour laquelle la surface et les dimensions de l'installation photovoltaïque posent problème et où il est probable que la structure soit également utilisée pour accueillir non seulement la lanterne mais aussi d'autres dispositifs d'aide à la navigation consommateurs d'énergie, le rendement du système peut être amélioré grâce à un dispositif de suivi du soleil. Cela permet des gains de rendement du système pouvant atteindre 45 %. Dans les conceptions les plus courantes, les modules solaires sont montés sur une structure entraînée par un moteur commandé par ordinateur. Cela permet d'orienter l'installation photovoltaïque de manière optimale (sur le plan horizontal, vertical ou les deux) pour qu'elle reste perpendiculaire aux rayons du soleil. Lorsque l'on envisage la mise en place d'un système de suivi solaire, les paramètres suivants doivent être pris en compte :

- Espace disponible
- Coûts (installation et maintenance)
- Consommation électrique globale des aides à la navigation

8.3. MODULES DOUBLE FACE

Lorsque l'espace est limité sur un phare ou sur la structure fixe d'une aide à la navigation et que la demande en énergie provenant de l'ensemble des aides à la navigation de l'installation est élevée, pour assurer une alimentation suffisante sans utiliser de système de suivi, des modules double face ont fait l'objet d'essais.

Ces modules tirent parti non seulement du rayonnement solaire direct, mais aussi du rayonnement solaire diffus et réfléchi. Ils peuvent être assemblés à l'aide de deux modules simples en les fixant dos à dos, ce qui permet d'augmenter la puissance générée jusqu'à 30 %, dans le même espace. Il convient de prêter attention au coût global, au poids, à l'orientation de l'installation photovoltaïque ainsi qu'à la distance et à l'efficacité de la zone réfléchissante, les couleurs claires étant préférables car elles réfléchissent mieux le rayonnement solaire.

8.4. CHARGES DUES AU VENT

La plupart du temps, les modules solaires fonctionnent dans ce que l'on peut considérer comme des conditions normales bénignes pour une zone donnée. Cependant, des épisodes de vents violents peuvent se produire, ce qui, lorsqu'ils agissent sur les modules solaires d'une aide à la navigation, peut facilement causer une défaillance ou la perte de ces modules. Cette perte peut conduire à une défaillance du système photovoltaïque, qui peut alors donner lieu à une chute d'alimentation de l'aide à la navigation. Comme le montre la Figure 23, l'impact d'un super-typhon peut entraîner la rupture du laminé de silicium et la déformation du système de support.



Figure 23 Exemple de modules solaires endommagés à la suite d'un super-typhon en Chine

En ce qui concerne les bouées, la manière dont les modules solaires sont montés peut influencer de manière significative leur pérennité après un épisode de vent violent. Il a été jugé essentiel de protéger la face arrière des modules solaires, afin d'éviter que des pressions importantes dues au vent ne soulèvent les unités de leurs supports. La Figure 24 en donne un exemple. Sur la bouée de gauche, les deux modules de 20 W sont montés au sommet de la superstructure, où l'arrière des modules n'est que partiellement protégé par la plate-forme d'équipement. En comparaison, l'image de droite montre les modules montés de sorte que l'arrière des modules soit entièrement protégé par la plate-forme d'équipement. L'adoption de cette approche a permis de multiplier par cinq la pérennité des modules après le passage d'un super-typhon.

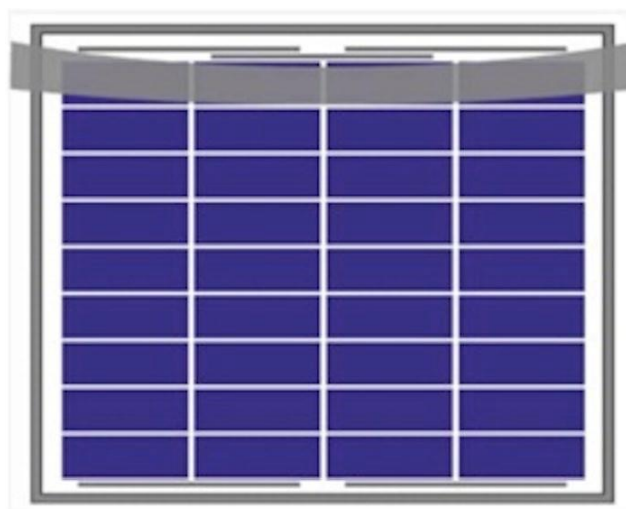


Figure 24 Impact du vent sur les modules solaires installés sur les bouées

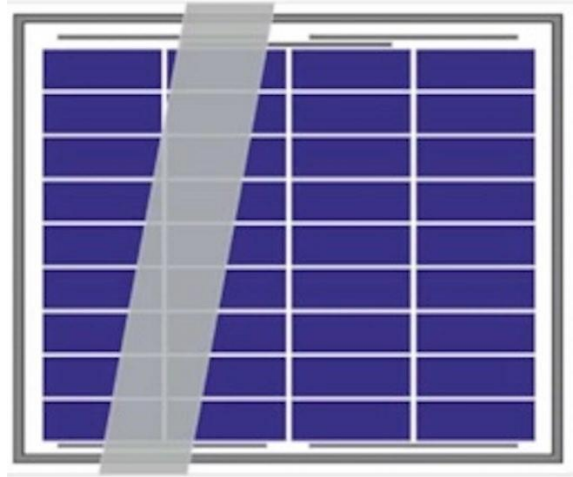
8.5. OMBRAGE/OMBRES PORTÉES

Il est toujours recommandé de déployer les installations photovoltaïques en maintenant une ligne de visée dégagée vers le soleil. Toute ombre portée causée par des bâtiments ou des arbres situés à proximité peut entraîner une réduction significative de la tension du point de puissance maximale et, par conséquent, une réduction de la puissance maximale fournie par l'installation photovoltaïque. Bien qu'ils soient temporaires, des facteurs météorologiques tels que le passage de nuages pendant les jours couverts affectent également le rendement des modules.

Il convient en outre de tenir compte du fait que les modules solaires sont sensibles à la présence de petites ombres portées, même minimes, qui peuvent réduire considérablement la puissance de sortie. Par exemple, les ombres générées par la végétation, les bâtiments, les amers et les garde-corps peuvent poser problème et il convient d'éviter qu'elles n'apparaissent sur les modules.



L'exemple d'ombre portée ci-dessus pourrait entraîner une réduction de 90 % de la puissance de sortie.



L'exemple d'ombre portée ci-dessus pourrait entraîner une réduction de 75 % de la puissance de sortie.

Figure 25 Exemples d'ombres projetées sur des bouées

8.6. VOL DE MODULES ET MOYENS DE PRÉVENTION

Une baisse considérable des vols de modules solaires a été constatée ces dernières années, principalement en raison de la forte chute de leur prix d'achat. Les coûts de remplacement dus à la logistique pour les modules situés dans des endroits éloignés et difficiles d'accès peuvent être élevés. Par conséquent, le vol peut représenter un élément essentiel à prendre en compte dans la conception d'une installation photovoltaïque. Le risque de vol ou d'utilisation non autorisée des modules solaires installés sur les sites d'aides à la navigation justifie l'étude d'une solution efficace pour les protéger. La méthode la plus couramment utilisée pour sécuriser la fixation des modules solaires est l'utilisation de vis de sécurité sur les pinces d'extrémité et intermédiaires du système de montage des modules.



Figure 26 Exemple de fixation de sécurité

Les fixations nécessitent un embout ou une clé spéciale pour retirer les pinces qui fixent les modules de manière sécurisée à la structure de montage. En guise d'alternative, l'emplacement d'installation des modules, par exemple en hauteur ou à l'abri des regards, peut contribuer à réduire les risques de vol et il convient de prendre cet élément en considération dès la phase de conception.

L'adoption d'une approche différente, mobilisant la population locale, en décrivant l'objectif et les avantages que le système photovoltaïque apportera, peut conduire à un soutien et une implication de la communauté locale et éradiquer le vol de modules.

8.7. VANDALISME

Les effets du vandalisme peuvent parfois être considérés comme le résultat d'une tentative de vol. Il peut aussi s'agir d'actes impliquant l'usage de peinture en bombe ou du tir sur cible, autant d'activités qu'il est très difficile d'empêcher autrement qu'en mettant les modules hors de portée ou hors de vue. Quelle qu'en soit la cause, cette situation entraîne les mêmes désagréments qu'une perte totale, provoquant une possible défaillance de l'aide à la navigation et un coût de réparation important.

9. PROBLÈMES/DÉFAILLANCES

Un module solaire installé dans un environnement marin difficile peut rencontrer des problèmes ou des défaillances, par le biais de divers phénomènes, tout au long de sa durée de vie. Certains de ces phénomènes sont intrinsèques et causés par le processus de production, tandis que d'autres sont d'origine environnementale, mais tous ont un impact sur la durée de vie globale et les performances opérationnelles des modules.

9.1. PROBLÈMES EN DÉBUT DE VIE

Ils sont généralement associés au processus de production ou résultent des méthodes de transport ou de manutention, et entraînent une défaillance précoce ou une baisse des performances. Il s'agit habituellement de défaillances physiques, telles que des vitrages brisés ou des châssis desserrés ou endommagés, qui sont toutes assez visibles. Cependant, certaines comme la défaillance des liaisons entre cellules ou les défauts de connexion des boîtes de jonction tendent à être identifiables uniquement par la prise de mesures.

9.1.1. DÉGRADATION INDUITE PAR LA LUMIÈRE

La dégradation induite par la lumière (LID) est un processus qui se déclenche sur un module solaire lorsqu'il est exposé pour la première fois à la lumière naturelle du soleil. Il en résulte une baisse de la production d'énergie effective de 1 à 5 % pour un module solaire donné, par rapport à la valeur mesurée lors de la fabrication. Ce phénomène de baisse se produit pendant les premiers jours d'exposition, au-delà desquels la production d'énergie se stabilise. La réduction est intrinsèque au produit et est due à la présence d'oxygène dans la région active du silicium dopé au bore. Cet impact est davantage marqué en ce qui concerne les cellules monocristallines à haut rendement, mais reste présent dans les cellules polycristallines.

9.2. PROBLÈMES EN COURS DE VIE

Bien que les modules solaires aient démontré leur grande fiabilité en tant que source de production d'énergie pour les sites marins éloignés, quelques-uns peuvent rencontrer des problèmes au cours de leur durée de vie. Cela peut entraîner une perte de performances ou, dans le pire des cas, une défaillance totale. Cette section présente plusieurs problèmes pouvant être rencontrés ainsi que des exemples d'expériences vécues par divers utilisateurs.

9.2.1. FOUOROIEMENT

L'impact physique de la foudre peut être significatif après un foudroiement direct bien que les modalités d'installation des modules solaires permettent généralement de limiter cet impact. L'influence de la foudre sur le système électrique et l'installation photovoltaïque peut être minimisée par une mise à la terre appropriée et l'application d'un dispositif de protection contre les surtensions. Pour plus d'informations, voir la Directive G1012 *Protection of Lighthouses and other Aids to Navigation against Damage from Lightning* [3] relative à la protection des phares et autres aides à la navigation contre les dommages causés par la foudre.

9.2.2. DÉFAILLANCES DES DIODES

La défaillance des diodes de blocage et de dérivation est fortement influencée par l'activité indirecte de la foudre, qui génère des surtensions importantes, lesquelles entraînent la destruction des diodes. En outre, un sous-dimensionnement entraînant une surchauffe des diodes peut avoir une influence significative causant une défaillance précoce, en particulier dans les zones où les températures ambiantes sont élevées. La défaillance des diodes de dérivation à l'intérieur d'un module peut entraîner l'apparition de points chauds qui, à leur tour, peuvent

conduire à une panne du module. La défaillance d'une diode de blocage peut entraîner une réduction du rendement de l'installation photovoltaïque dans son ensemble.

9.2.3. DÉGRADATION INDUITE PAR LE POTENTIEL (PID)

Cette forme de dégradation du module se produit lorsqu'il existe un potentiel négatif par rapport à la terre. Cette tension provoque ainsi la circulation de courants de fuite entre les cellules solaires encapsulées et le revêtement antireflet de la surface du panneau de verre frontal, du châssis ou d'autres éléments constituant de la structure du module. Des ions positifs migrent alors et s'accumulent dans le semiconducteur. Ces charges positives proches de la couche d'appauvrissement polarisent lentement la jonction, ce qui réduit la force électromotrice (EMF) de celle-ci et donc le courant généré par le module.

Ce problème peut se produire sur des systèmes non mis à la terre et s'accélère avec l'augmentation de la tension du système, mais il est également accentué par des températures et une humidité élevées. Ce courant de fuite réduit alors le point de fonctionnement du régulateur MPPT (*Maximum Power Point Tracking*, suivi du point de puissance maximale) et donc la puissance maximale générée.

Bien que ce facteur revête davantage d'importance pour les très grandes installations photovoltaïques, où la tension de fonctionnement peut atteindre 600 à 1 000 V, cet impact peut également être observé pour les tensions les plus basses. Pour ces installations photovoltaïques à très grande échelle, les pertes peuvent atteindre 30 %. Sur les petits systèmes, ce n'est peut-être pas la perte de puissance qui est constatée, mais l'effet de ces courants de fuite sur les structures.

Cet effet peut être évité par l'achat de modules solaires employant des matériaux de meilleure qualité qui minimisent l'effet de la migration des ions positifs ou par la mise à la terre de la borne d'alimentation négative, fournissant ainsi un chemin de dérivation (« *shunt* »).

Il est peu probable que cet effet soit observé sur les petites aides à la navigation photovoltaïques, mais il est susceptible de se produire sur les installations employant des tensions solaires plus élevées afin de maximiser les avantages des régulateurs MPPT.

9.2.4. MICROFISSURATION

La microfissuration des cellules solaires se produit tout au long de leur durée de vie, en commençant par les phases de production où elles subissent des contraintes mécaniques et thermiques. Les contraintes mécaniques apparaissent à l'étape de lamination, tandis que les contraintes thermiques sont créées lorsque les rubans d'interconnexion des cellules sont fixés au cours du processus de soudage. Le transport et la manutention entraînent ensuite un développement accru des fissures en raison des vibrations et du chargement physique. Puis, tout au long de sa durée de vie opérationnelle, le module sera soumis à des contraintes thermiques quotidiennes répétées, ainsi qu'à d'autres contraintes mécaniques générées par le chargement dû au vent et à la neige. Ces contraintes permettent aux microfissures de se développer lentement. Ce n'est pas un problème si une section fracturée reste connectée électriquement. Dans le cas contraire, les performances du module seront réduites, ce qui s'aggravera lentement au cours de sa durée de vie.

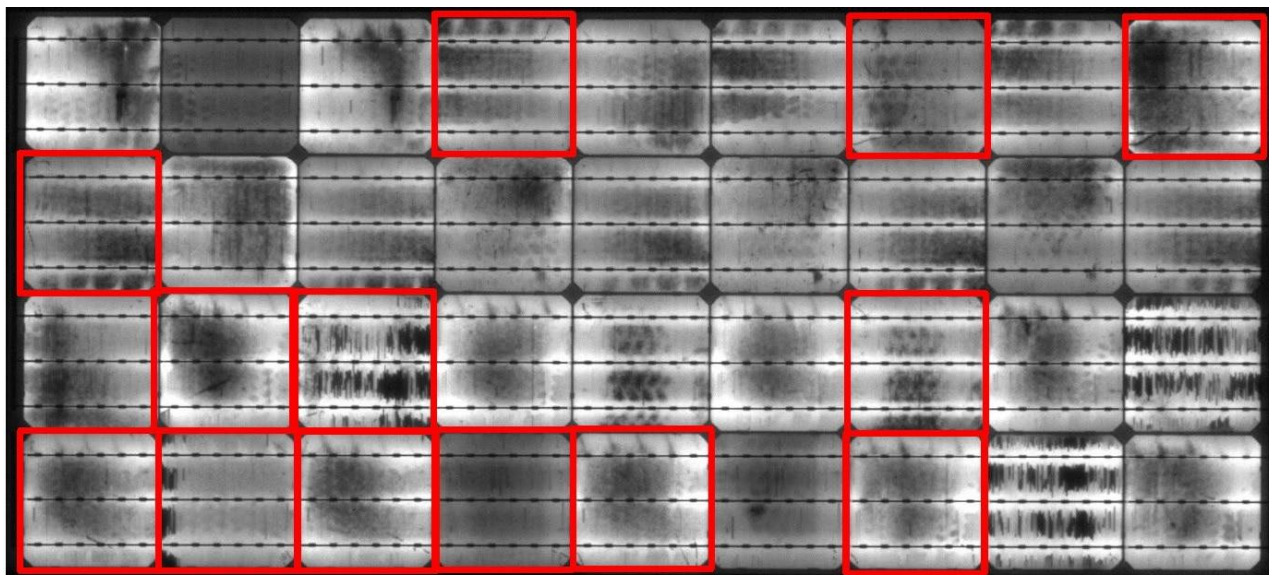


Figure 27 Exemple de module dont 13 cellules présentent des microfissures rendues visibles par électroluminescence.

9.2.5. TRACES D'ESCARGOTS

Comme le terme le suggère, il s'agit d'une décoloration visuelle de la surface d'une cellule solaire, qui ressemble à une trace d'escargot. Elles sont issues d'un processus chimique au cours duquel l'oxyde d'argent de la face avant des cellules solaires migre vers l'éthylène-acétate de vinyle (EVA), ce qui entraîne une décoloration. Cela se produit souvent autour des microfissures dans les cellules. Cette décoloration n'a toutefois pas d'impact négatif sur les performances des cellules, mais peut entraîner un courant de fuite supplémentaire.



Figure 28 Exemple de traces d'escargots sur un module solaire (issu d'Internet).

9.2.6. POINTS CHAUDS

Les points chauds localisés dans un module peuvent avoir trois différentes causes : une connexion mal soudée, une rupture du ruban reliant les cellules ou l'application d'un courant inverse à travers une cellule ou une chaîne de cellules. Les points chauds dus aux défaillances des soudures et des rubans sont provoqués par la fatigue thermique, ce qui entraîne une résistance plus élevée à l'endroit où se trouve le point chaud ainsi qu'une décoloration. Les points chauds générés par un courant inverse peuvent être causés par une cellule fissurée, une section ombragée d'un module ou une diode de dérivation défaillante. Un point chaud apparaît alors au niveau du défaut ou de la zone de forte résistance, ce qui peut entraîner un emballement thermique.



Figure 29 Exemple de point chaud dans un module.

Ces points chauds n'entraînent pas nécessairement une réduction de la puissance de sortie, car cela dépend de l'endroit où ils se produisent et de la façon dont les sections sont interconnectées, mais il serait recommandé de remplacer le module pour éliminer tout risque de défaillance grave.

9.2.7. RUPTURE DES CONNEXIONS ENTRE CELLULES

La rupture des connexions entre cellules se produit souvent à l'endroit où le ruban est replié sur le bord de la cellule. Ces points sont sujets à la fatigue causée par les contraintes thermiques, mais le point de départ se situe souvent au cours de la production, en raison d'une trop forte pression de pliage, ce qui entraîne une contrainte mécanique résiduelle. Ensuite, pendant l'exploitation, les cycles thermiques quotidiens, et donc la dilatation et la contraction d'un pli affaibli, entraînent la fatigue, la rupture et la défaillance du ruban. Ce n'est pas la seule cause de défaillance des connexions entre cellules, car une mauvaise soudure peut également mener au même résultat.



Figure 30 Rupture du ruban.

Lorsque de telles défaillances se produisent, elles entraînent généralement une réduction des performances, par la perte de sections en parallèle ou en série, le seul remède étant le remplacement du module.

9.2.8. CORROSION DES CONNEXIONS ENTRE CELLULES

La cause initiale de la corrosion entre cellules est l'infiltration d'humidité dans le laminé de la cellule. La persistance de l'humidité entraîne alors une corrosion galvanique entre le plomb ou l'étain agissant dans la soudure comme anode, et le cuivre ou l'argent comme cathode. Cela entraîne la « dissolution » ou la réduction du plomb ou de l'étain et, finalement, la perte de la connexion du ruban et donc des performances. Cette situation peut se développer assez rapidement compte tenu des températures et de l'humidité élevées qui peuvent régner à l'intérieur d'un module solaire.

9.2.9. CORROSION DES CELLULES

La corrosion des cellules solaires se produit initialement sur les bords en raison de la présence d'humidité qui réagit avec le sodium du verre. Cela corrode lentement le panneau frontal en verre, qui devient opalescent, ce qui réduit les performances du module. Ce mode de corrosion se fait de plus en plus rare grâce à l'utilisation généralisée d'EVA pour l'encapsulant du laminé.



Figure 31 Corrosion d'une cellule

9.2.10. DÉLAMINATION

Le phénomène de délamination se produit lors de la perte d'adhérence entre les couches (verre, encapsulant, cellules et membrane arrière) du laminé. Les causes de ces défaillances peuvent être nombreuses, telles que la contamination pendant la production, l'infiltration d'humidité pendant l'exploitation ou la corrosion due à l'humidité.



Figure 32 Exemples de délamination

Si la délamination se produit sur la face avant, cela peut entraîner une réduction des performances du module, mais le fait que ce phénomène se manifeste révèle un potentiel d'infiltration d'humidité actuel ou futur.

9.2.11. DÉFAILLANCE DE L'ISOLANT

Bien que les cellules solaires soient scellées dans un laminé comme nous l'avons vu, ces laminés peuvent ensuite être fixés à un châssis ou à d'autres éléments structurels, afin de fournir un support physique qui en assure la protection. Ces laminés sont intégrés à ces structures, lesquelles sont étanchéifiées par un isolant afin de renforcer la protection contre l'intrusion de solides et de liquides. Toutefois, l'isolant choisi à cette fin peut être inadapté à l'environnement d'exploitation marin, entraînant une dégradation et une défaillance prématurées. Ce défaut peut être particulièrement critique dans les zones autour de la boîte de jonction.



Figure 33 Exemple de défaillance de l'isolant

9.2.12. CORROSION DU MÉTAL

Lorsque le module solaire comporte un élément métallique, soit en tant qu'élément de la structure de montage, soit en tant que protection physique sous la forme d'une membrane arrière, il convient de prendre en considération les matériaux utilisés et la manière dont il doit être fixé. C'est un élément important dans un environnement marin humide, où la corrosion de matériaux dissemblables peut se produire, ou une oxydation imprévue peut causer une défaillance précoce. Parfois, ces problèmes ne sont qu'esthétiques, mais dans d'autres cas, ils peuvent être importants, comme lors de la combinaison d'acier inoxydable et d'aluminium.



Figure 34 Corrosion du métal

Comme on peut le voir sur la Figure 33, il peut être délicat de distinguer ce qui est acceptable de ce qui ne l'est pas sur un produit neuf, mais le défaut peut rapidement apparaître en conditions d'exploitation et entraîner de coûteuses réparations.

9.2.13. DÉCOLORATION DE L'ENCAPSULANT

La décoloration de l'encapsulant en EVA à l'intérieur du laminé est facilement visible, la cellule adoptant d'abord une couleur jaune clair, puis brune avec le temps. Cette décoloration peut avoir un impact sur les performances de la cellule allant jusqu'à 15 % dans les cas extrêmes. La cause de la décoloration est due à des niveaux élevés d'UV et de chaleur qui interagissent avec l'oxygène et l'eau présents de manière diffuse dans l'encapsulant, réagissant avec les produits chimiques utilisés pour traiter le verre, ce qui entraîne la formation d'acide acétique. Cela peut se produire durant les premières années, avec une probabilité accrue lorsque des EVA de qualité inférieure sont utilisés. Pour en réduire le risque, un encapsulant en polybutyral de vinyle (PVB) ou en verre bloquant les UV pourrait être utilisé.



Figure 35 Décoloration de l'encapsulant

9.2.14. MAUVAISE ISOLATION ÉLECTRIQUE

En raison de la conception des modules solaires, la résistance électrique vis-à-vis du châssis est généralement élevée, ce qui signifie que le courant de fuite vers le châssis est minimal, bien que dans certaines conditions d'exploitation, ce courant puisse augmenter à cause de défauts, comme nous l'avons mentionné. Cependant, le courant de fuite peut devenir considérablement élevé en raison d'un défaut de production. L'impact de tels défauts est une perte de l'énergie disponible utilisée pour charger les batteries.

Lorsque les structures de montage des modules solaires sont en acier, cet impact est minime, mais lorsqu'un matériau plus réactif, comme l'aluminium, est utilisé, l'impact du courant de fuite peut être plus important sur la dégradation de la structure. La Figure 35 montre un exemple de l'effet d'un courant de fuite sur une structure en aluminium.



Figure 36 Impact d'un courant de fuite

On peut voir ici que le courant de fuite a entraîné une érosion rapide aux points clés du matériau dissemblable, de sorte que la structure, devenue irréparable, ne peut plus être utilisée. Le taux d'érosion dépend de l'importance du courant de fuite, et cet exemple montre l'état au bout de 2 ans environ.

9.2.15. IMPACTS MÉCANIQUES ET CONTRAINTES PHYSIQUES

Les impacts mécaniques figurent probablement parmi les causes les plus fréquentes de défaillance, et sont généralement causés lors de la manutention d'aides à la navigation comme les bouées. Sur les structures fixes telles que les phares, ces causes peuvent être dues à des débris emportés par une tempête.

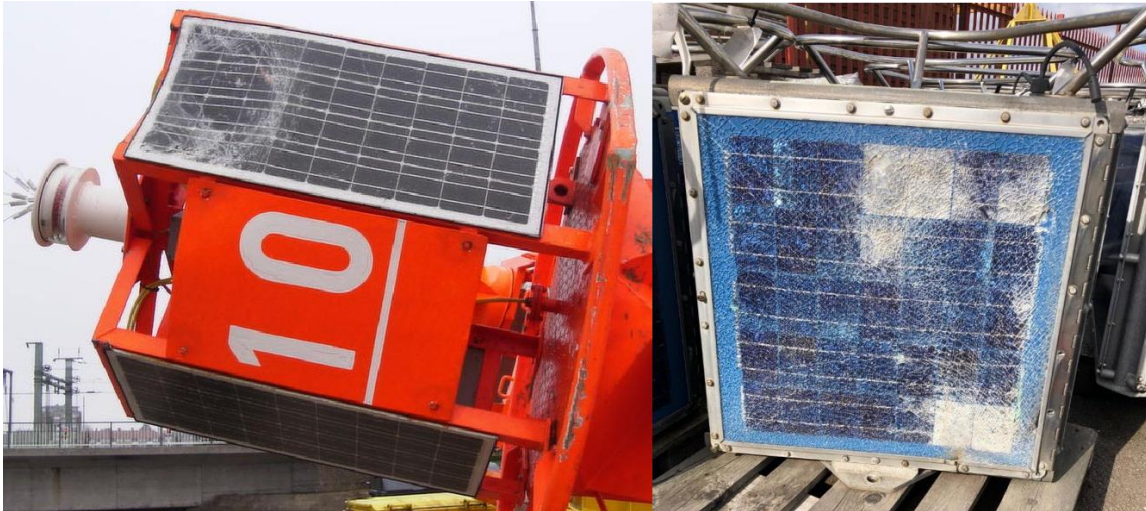


Figure 37 Effets d'un impact physique

9.2.16. CHARGEMENT DÛ À LA HOULE

L'impact direct de la houle sur la structure délicate d'un module solaire entraîne souvent une déformation et par conséquent une défaillance. Voir la Figure 37. Cette figure montre l'effet des dommages causés par la houle lorsqu'il n'y a pas de panneau soutenant le module à l'arrière.



Figure 38 Impact de la houle sur un module solaire

Ce mode de défaillance est désormais moins fréquent grâce à l'expérience acquise. Cela a entraîné des changements dans les modalités de montage et de soutien.

9.2.17. INFILTRATION D'EAU

Étant donné l'environnement difficile dans lequel les modules solaires marins sont exploités, l'infiltration d'eau est toujours un risque. Les fabricants mentionnent souvent des indices de protection contre l'intrusion de solides et de liquides (IP) indiquant le niveau de résistance pour lequel leur produit a été conçu et testé, mais des défauts restent possibles et se produisent effectivement. Sur un module solaire défaillant, cela peut se manifester initialement par une délamination, si le défaut est important, ou par la corrosion de la cellule, si celui-ci est mineur ou intermittent.



Figure 39 Délamination sur un module solaire neuf

9.2.18. DÉFAILLANCE DES CONNECTEURS

Bien que le module solaire puisse être un excellent produit, son déploiement dans un environnement marin peut s'avérer problématique. C'est notamment le cas lors de l'utilisation d'un connecteur standard, largement employé dans un environnement industriel et domestique. Bien qu'à l'inspection, les connecteurs présentent un indice IP et un aspect convenables, avec le temps, leur défaillance peut entraîner la nécessité de remplacer prématurément le module solaire.

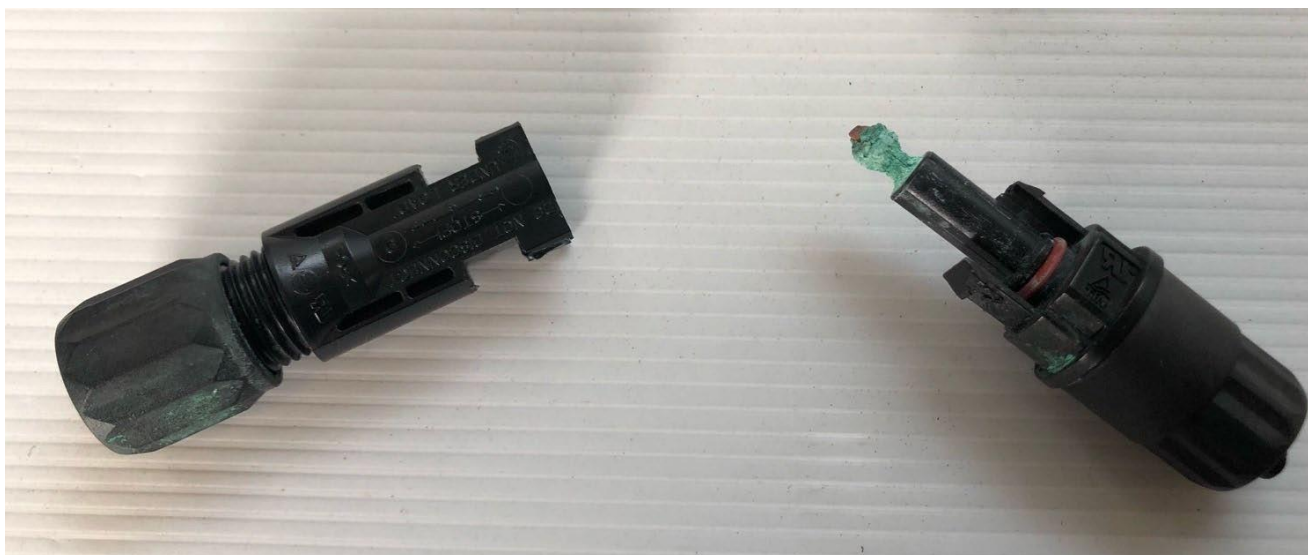


Figure 40 Défaillance d'un connecteur

9.3. GEL

Bien que le gel ne soit pas le principal mode de défaillance des modules solaires, il peut en être la cause, le résultat étant une forme de dommage physique et mécanique. Cela peut être dû à l'immersion sous un bloc de glace, mais les dommages peuvent également être causés par l'accumulation de glace entre les surfaces lorsque l'eau se dilate en gelant.

Ce phénomène est généralement très rare, mais au fur et à mesure que les bouées lumineuses quatre saisons sont adoptées, ce mode de défaillance peut devenir plus fréquent.



Figure 41 Exemple d'accumulation de glace sur une bouée.

9.4. DÉFAILLANCE DE LA BOÎTE DE JONCTION

La boîte de jonction, lorsque le module en est doté, est une composante clé pour un fonctionnement efficace et fiable, étant donné qu'elle gère toute la partie alimentation du module. Comme le reste du module, la boîte de jonction est soumise à des attaques environnementales similaires. Contrairement au reste de la structure du module, la boîte de jonction est souvent fabriquée à partir d'un type de plastique ou de plastique renforcé de fibre de verre (GRP). Certains de ces matériaux sont plus susceptibles de subir des défaillances en raison de températures et de niveaux d'UV élevés, ce qui peut entraîner la fragilisation et la rupture des boîtes au fil du temps.

Un cahier des charges inadapté ou une production inappropriée peut entraîner un autre mode de défaillance de la boîte de jonction, de sorte que celle-ci se détache de la membrane arrière du module solaire. La principale cause de ce problème est la dégradation de l'adhésif due à l'environnement d'exploitation ou à une application insuffisante ou médiocre de l'adhésif.

Ces deux modes de défaillance peuvent causer une infiltration d'eau et une défaillance ultérieure des modules. Ainsi, les boîtes de jonction peuvent être fournies entièrement enrobées, ce qui limite l'impact d'une telle défaillance.

10. MAINTENANCE ET ESSAIS

Les modules solaires sont généralement considérés comme une solution nécessitant très peu d'entretien, sans pièces mobiles, étanche face aux conditions climatiques et offrant une source d'énergie à long terme. Cependant, ils ne sont pas totalement exempts d'entretien et nécessitent au minimum un nettoyage périodique pour éliminer les débris issus de l'environnement.

10.1. ESSAIS SUR SITE

Bien que les fabricants mettent tous leurs efforts en œuvre pour éliminer les causes de perte de performances et les sources de défaillance des modules solaires, il est connu que les performances de ces derniers se dégradent avec le temps. En outre, les causes des défaillances varient, comme indiqué précédemment. Pour éviter tout impact négatif sur les aides à la navigation, des opérations d'inspection et d'essais devront être, d'une certaine manière, réalisées au cours de la durée de vie d'une installation photovoltaïque. Cette section présente plusieurs approches communément adoptées. D'autres sont disponibles, mais sont davantage spécialisées, tant au niveau de l'équipement utilisé que des connaissances nécessaires pour interpréter les résultats.

10.1.1. INSPECTION PHYSIQUE

Il s'agit probablement de la méthode la plus fréquemment employée pour évaluer l'état des modules solaires installés. Elle peut être rapide, non intrusive et réalisée pendant n'importe quel processus de nettoyage. Le niveau de connaissances techniques nécessaire à la réalisation de ces contrôles est faible, ce qui permet au personnel non technique de s'en charger.

10.1.2. CONTRÔLES OPÉRATIONNELS

Plusieurs vérifications rapides peuvent être effectuées par un personnel techniquement formé pour confirmer le bon fonctionnement d'un module. Il s'agit généralement de mesures comparatives de la tension de circuit ouvert du module solaire. Cela peut être réalisé en isolant les modules et en mesurant et comparant la tension par rapport aux autres modules d'une installation photovoltaïque. Cela suppose que le niveau d'éclairement énergétique reste à peu près le même pendant toute la durée des contrôles. Ces inspections ne font que confirmer le bon fonctionnement des modules et peuvent identifier si certaines sections d'un module sont défaillantes.

10.1.3. MESURE DE LA PERFORMANCE DES MODULES SOLAIRES

Il est connu que la production d'énergie des modules solaires se dégrade et se réduit avec le temps. Le pourcentage correspondant à cette réduction est généralement garanti par le fabricant, mais vu que les performances effectives du système électrique dépendent du niveau de production d'énergie prévisionnel, il est parfois nécessaire de confirmer ces performances. C'est notamment le cas si la durée de vie opérationnelle des modules est prolongée au-delà de la durée de vie prévue à l'origine.

Sachant que le point de fonctionnement d'un module solaire se situe généralement autour du point de puissance maximale (« ppm » dans les formules ci-après), la mesure de la tension de circuit ouvert et de l'intensité de court-circuit donne une première indication de ses performances.

Nous présentons ci-dessous une méthode simple permettant de mesurer un module solaire. La tension de circuit ouvert U_{co} et l'intensité de court-circuit I_{cc} peuvent être mesurées directement avec un multimètre approprié pendant la journée. Il faut faire preuve de prudence lors de la mesure de l'intensité de court-circuit : Lors du retrait des pointes de mesure, un arc électrique peut se produire si la tension est supérieure à 50 V !

En utilisant une courbe intensité/tension typique d'un module solaire (voir la Figure 42), la position du point de puissance maximale (ppm) peut être estimée à partir de la tension de circuit ouvert et de l'intensité de court-circuit, comme décrit ci-dessous :

$$U_{ppm} = (0,75 \dots 0,9) \times U_{co}$$

$$I_{ppm} = (0,85 \dots 0,95) \times I_{cc}$$

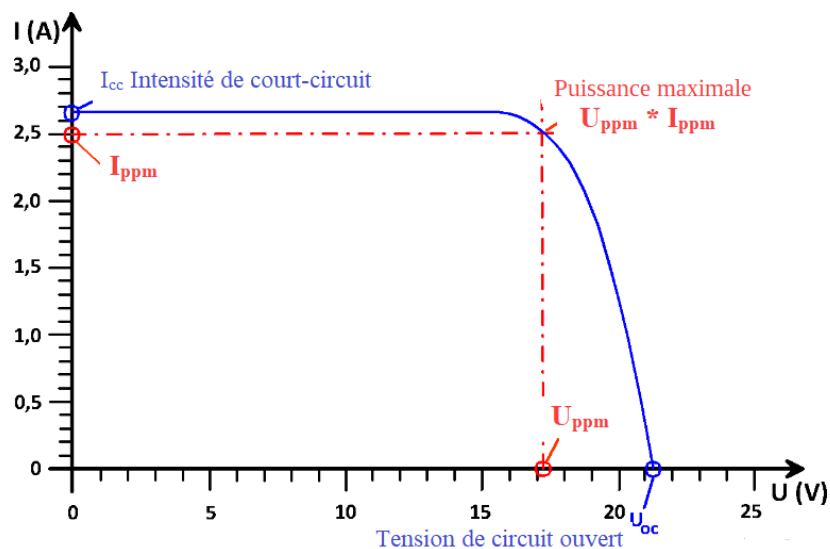


Figure 42 Courbe intensité/tension

Cependant, les défauts causés par l'ombrage ou la rupture des cellules peuvent rester cachés. Par conséquent, une courbe intensité/tension caractéristique complète revêt la plus grande importance pour le bon fonctionnement d'un module solaire. Pour enregistrer ces courbes, des appareils disponibles sur le marché permettent de prendre les mesures sur site et d'évaluer ensuite les données par ordinateur.



Figure 43 Testeur de modules

10.1.4. IMAGERIE INFRAROUGE

Ce type d'essai est généralement effectué dans le cadre du processus de production des modules solaires, mais il peut également être réalisé sur site. Plus récemment, des drones ont été utilisés pour évaluer de grandes installations photovoltaïques. Ce procédé, connu sous le nom de thermographie solaire, est une autre méthode non intrusive permettant de vérifier le bon fonctionnement des équipements. Elle peut être rapide à mettre en œuvre mais nécessite un équipement particulier et des connaissances spécialisées pour interpréter les résultats. Cette méthode d'essai permet généralement d'identifier les problèmes suivants :

- connexions de mauvaise qualité ou défaillantes, tant dans le module que dans la boîte de jonction ;
- cellules inactives ; et
- courts-circuits.

11. APPROVISIONNEMENT

Les modalités d'approvisionnement mises en œuvre seront différentes pour chaque organisme, mais cette section fournit des informations qui ne dépendent pas de ces modalités tout en étant utiles pour obtenir un module solaire marin de qualité supérieure.

11.1. ÉTABLISSEMENT D'UN CAHIER DES CHARGES

Comme pour tous les articles achetés, c'est la communication et la traduction des exigences qui détermineront le niveau de satisfaction vis-à-vis du produit reçu. Ces exigences sont généralement matérialisées sous la forme d'un cahier des charges, idéalement par des critères mesurables, mais parfois sans dimension précise, comme lorsqu'on évoque une « bonne qualité de construction ». L'Annexe 1 présente un exemple de cahier des charges qui reprend certaines des exigences pouvant être spécifiées.

Même en choisissant des modules solaires dans un catalogue, il peut être utile d'établir un cahier des charges au préalable pour faciliter la comparaison.

11.2. QUANTITÉS

Lors de l'achat de modules solaires, la quantité influe considérablement sur la capacité potentielle de satisfaire les exigences de votre cahier des charges. Si les quantités sont faibles, les seuls choix possibles proviendront d'un catalogue. Si la puissance requise est élevée, ces modules pourraient bien être des unités industrielles à fort volume souvent utilisées dans les fermes solaires. Il peut s'agir de modules de qualité élevée, en raison des procédés de production de masse utilisés, mais certaines caractéristiques requises pour un environnement marin peuvent leur faire défaut.

Des produits à faible volume peuvent être disponibles, mais une qualité élevée peut coûter plus cher et être plus difficile à obtenir en raison de la nature discontinue du processus d'assemblage. Cependant, ils offriront probablement toutes les caractéristiques requises par le cahier des charges, spécifiées pour un environnement marin.

11.3. IDENTIFICATION DES MODULES

Pour faciliter le suivi, l'identification et le contrôle des performances de tous les modules solaires, il est recommandé d'identifier chaque module de manière unique et idéalement de rendre visibles les informations suivantes :

- Date de fabrication
- Fabricant
- Modèle
- Performances électriques (tension et intensité maximales)

11.4. LIVRAISON

Il a été souligné précédemment que la microfissuration des cellules solaires se produit souvent pendant la phase de manutention et de transport. Il est donc important de s'assurer qu'un emballage efficace est mis en place pour minimiser les vibrations et les chargements dus aux chocs. En outre, l'emballage et la manutention doivent également permettre d'éviter de causer des dommages physiques plus graves.

12. ÉVALUATION DU PRODUIT

La phase initiale de l'évaluation d'un produit consiste à comparer les caractéristiques techniques des produits vis-à-vis des exigences du cahier des charges, afin de déterminer dans quelle mesure celles-ci sont respectées et quelles différences peuvent être tolérées. Ensuite, toute évaluation implique la disponibilité des produits physiques, soit en prêt, soit après achat. Cela peut permettre d'évaluer la qualité et l'adéquation à l'environnement, mais également de confirmer des éléments tels que l'ajustement physique, les modalités de montage et la connectivité.

Quant aux performances à plus long terme, telles que la capacité à résister aux infiltrations d'eau et à assurer la production d'énergie garantie, elles sont presque impossibles à évaluer autrement que par un essai à long terme. Toutefois, cet essai pourrait bien s'avérer inutile, car la technologie pourra avoir évolué avant la fin des évaluations. Ce que ces essais apportent, c'est la confiance dans le produit du fournisseur en général.

13. RECYCLAGE ET RÉAFFECTATION

Les modules solaires en fin de vie sont considérés comme faciles à recycler. Le châssis, qu'il soit en aluminium ou en acier inoxydable, peut facilement être séparé. Le verre peut être brisé et collecté. Toute la difficulté réside autour du laminé. Il faut de la chaleur pour brûler et retirer la petite quantité de plastique, ce qui expose les plaquettes de silicium qui peuvent alors être séparées, puis refondues en lingots pour être réutilisées. Ce processus utilise une quantité importante d'énergie et des équipements spécialisés, et est déterminé par l'économie du coût des matériaux. Ces opérations de recyclage doivent être réalisées par un organisme spécialisé et agréé.

La réaffectation offre une alternative à ce processus. Bien qu'un module solaire puisse avoir une puissance de sortie réduite, de sorte qu'il soit considéré comme inapte à alimenter de manière suffisante des aides à la navigation, le module continuera à produire de l'énergie. Il est ainsi possible d'utiliser les anciens modules à d'autres fins non critiques ou de les revendre pour un usage privé. Les projets basés sur le bénévolat en sont un exemple, bien que cette solution perde progressivement de son attrait en raison du faible coût des modules neufs.

14. NORMES

La fabrication des modules photovoltaïques est régie par plusieurs normes selon les exigences de la Commission électrotechnique internationale (CEI) en vue de leur commercialisation sur le marché international. Certaines d'entre elles sont identifiées ci-dessous à titre d'information.

- IEC 60068-2-53 : 2010 Essais d'environnement - Partie 2-53 : essais et guide – Essais combinés climatiques (température/humidité) et dynamiques (vibrations/chocs)
- IEC 60068-2-68 : 1984 Essais d'environnement - Partie 2-68 : essais - Essai L : poussière et sable
- IEC 61215 – 1 : 2021 Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres – Qualification de la conception et homologation – Partie 1 : exigences d'essai
- IEC 61215 – 1-1 : 2021 Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres – Qualification de la conception et homologation – Partie 1-1 : exigences particulières d'essai des modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin
- IEC 61215 – 2 : 2021 Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres – Qualification de la conception et homologation – Partie 2 : procédures d'essai
- IEC 61701 : 2020 Modules photovoltaïques (PV) – Essai de corrosion au brouillard salin
- IEC 61730 – 1 : 2016 Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) – Partie 1 : exigences pour la construction
- IEC 61730 – 1 : 2016 Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) – Partie 2 : exigences pour les essais
- IEC 62716 : 2013 Modules photovoltaïques (PV) – Essai de corrosion à l'ammoniac

- IEC 62753 : 2015 Modules photovoltaïques (PV) – Essais de transport – Partie 1 : transport et expédition d’unités d’emballage de modules
- IEC 62790 : 2020 Boîtes de jonction pour modules photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais
- IEC 62941 : 2019 Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres – Système de qualité pour la fabrication des modules photovoltaïques
- IEC 60529 Éd. 2.1 b:2001 – Degrés de protection procurés par les enveloppes (code IP)
- UL 1703 : Standard for flat-plate PV modules and panels (norme relative aux modules et panneaux photovoltaïques à capteurs plans, en anglais uniquement)

15. DÉFINITIONS

Les définitions des termes employés dans la présente Directive IALA-AISM sont disponibles dans le Dictionnaire international des aides à la navigation maritime (Dictionnaire IALA-AISM). Ces définitions ont été vérifiées et approuvées au moment de l’impression. En cas de conflit, le Dictionnaire de l’IALA-AISM doit être considéré comme la source faisant autorité pour les définitions employées dans les documents de l’IALA-AISM.

16. ABRÉVIATIONS

AtoN	<i>Aid/Aids to Navigation</i> - Aide(s) à la navigation
EVA	<i>Ethylene-vinyl acetate</i> - Éthylène-acétate de vinyle
GRP	<i>Glass reinforced plastic</i> - Plastique renforcé de fibre de verre
CEI	Commission électrotechnique internationale
IP	Indice de protection (contre l’intrusion de solides et de liquides)
IPSL	<i>Integrated power system lantern</i> - Lanterne à système d’alimentation intégré
LID	<i>Light induced degradation</i> - Dégradation induite par la lumière
LV	<i>Lightvessel</i> - Bateau-feu
PID	<i>Potential induced degradation</i> - Dégradation induite par le potentiel
PV	Photovoltaïque
PVB	<i>Polyvinyl butyral</i> - Polybutyral de vinyle
STC	<i>Standard test conditions</i> - Conditions d’essai standard
UV	Ultraviolet
WSV	<i>Wasserstrassen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes</i> - Administration fédérale allemande des voies navigables

17. RÉFÉRENCES

- [1] Directive IALA-AISM G1064 *Integrated Power System Lanterns* (lanternes à système d'alimentation intégré)
- [2] Directive IALA-AISM G1039 *Designing Solar Power Systems for Marine Aids to Navigation (Solar Sizing Tool)* (conception de systèmes photovoltaïques pour les aides à la navigation maritime, outil de dimensionnement solaire).
- [3] Directive IALA-AISM G1012 *Protection of Lighthouses and other Aids to Navigation against Damage from Lightning* (protection des phares et autres aides à la navigation contre les dommages causés par la foudre)
- [4] Directive IALA-AISM G1091 *Bird deterrent and Bird Fouling Solutions* (solutions d'effarouchement et de prévention de l'encrassement par les oiseaux)
- [5] Directive IALA-AISM G1136 *Providing AtoN services in extremely hot and humid climate* (déploiement de services d'aide à la navigation dans un climat extrêmement chaud et humide)

ANNEXE A CAHIER DES CHARGES D'UN MODULE SOLAIRE TYPE

Vous trouverez ci-dessous une liste de paramètres clés qui peuvent être pris en compte dans le cadre du cahier des charges d'un module solaire.

Tableau 3 Cahier des charges d'un module solaire type

Paramètre	Valeur type	Observations
A.1. CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES		
Puissance nominale (en conditions STC)	100 W	
Tension nominale	12 V	
Tension de circuit ouvert	<20 V	
Intensité de court-circuit	>5 A	
Rendement du module	>15 %	
Coefficients de température		
V _{co}	-0,17 ± 0,01 V/°C	
I _{cc}	3 ± 1 mA/°C	
P _{max}	-0,4 ± 0,1 %/°C	
Courant de fuite	<0,1 µA	
A.2. INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES		
Diodes de dérivation	Installées	
Diodes de blocage	Installées	
Connectivité	Verrouillage MC4 IP65/IP2X (connecté/déconnecté)	
Câble	2 ± 0,1 m de câble	
Dimensions de la boîte de jonction	100 mm x 100 mm x 50 mm	
Fixation de la boîte de jonction	Collée à la membrane arrière	
A.3. CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES		
Dimensions	1 600 mm x 1 000 mm x 50 mm	
Modalités de montage	Sans châssis	
Poids	< 12 kg	
Matériaux :	Aluminium - qualité marine 5083-0	

Paramètre	Valeur type	Observations
A.4. CARACTÉRISTIQUES ENVIRONNEMENTALES		
Indice IP	IP65	
Température de fonctionnement maxi. et mini.	70 °C à -10 °C	
Humidité	100 % avec condensation	
Chocs et vibrations	4 G à 600 Hz	
Classe de corrosion	Offshore	
A.5. CHARGEMENTS DUS À L'ENVIRONNEMENT		
Chargement maximal dû au vent	1 200 N/m ²	
Chargement maximal dû à la neige	600 Nm ²	
Déformation maximale de la structure	<30 mm	
A.6. GARANTIES		
Durée de vie	20 ans	
Garantie sur les matériaux	10 ans	
Puissance de sortie garantie	90 % de la puissance nominale après 10 ans 80 % de la puissance nominale après 20 ans	
A.7. NORMES		
Voir la section 14 pour le détail des normes		
A.8. ESSAIS/DOCUMENTATION		
Courbe de performance intensité/tension typique	Fournie	
A.9. AUTRES		
Identification du module	Numéro de série unique	