

Un module PV approprié peut augmenter la production d'électricité

Préface - Qu'est-ce que le ratio de surdimensionnement CC-CA entre un module PV et un onduleur ?

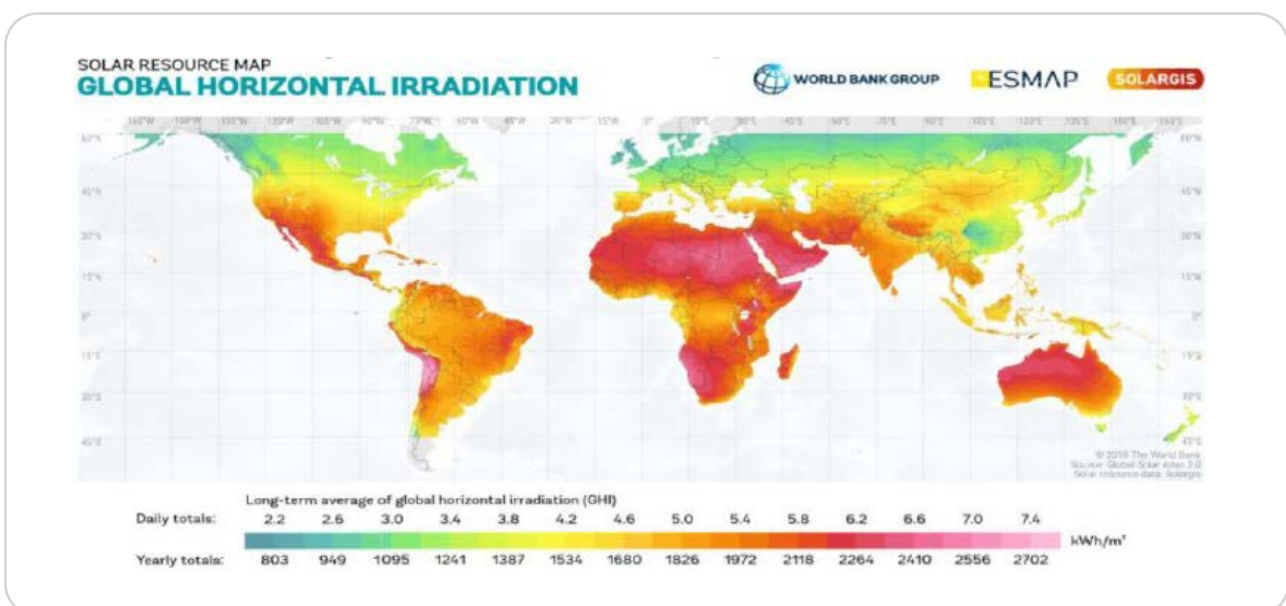
Dans une conception classique d'un système photovoltaïque, la capacité des modules PV (puissance totale CC) dépasse la capacité de l'onduleur (puissance CA) : c'est ce qu'on appelle le ratio de surdimensionnement CC-CA. Cette approche du surdimensionnement est de plus en plus utilisée. Une conception raisonnable de ce rapport de surdimensionnement peut en effet optimiser l'utilisation des onduleurs, réduire le coût des équipements du côté CA et maximiser les bénéfices globaux.

Pourquoi avons-nous besoin du ratio CC-CA ?

La puissance STC du module PV est la puissance de sortie maximale dans les conditions du laboratoire d'essai (intensité du rayonnement solaire à 1000W/M2, température à 25°C, spectre AM1.5). Cependant, l'environnement réel est complexe et changeant, et la puissance de sortie des modules est toujours affectée. En raison de nombreux facteurs (voir détails plus loin), certaines pertes se produiront inévitablement, de sorte que la puissance de sortie du module est toujours inférieure à sa puissance STC nominale. Les facteurs susceptibles d'affecter la puissance de sortie des modules sont les suivants :

1. Ressources solaires

La lumière du soleil est la base de la production d'énergie photovoltaïque. Les conditions d'ensoleillement sont très variables selon les régions. La puissance nominale STC du module ne sera réalisée que dans des conditions spécifiques d'intensité d'irradiation de 1000W/M2, de température de 25°C et de spectre AM1,5.



Lorsque l'irradiation est inférieure à 1000W/m^2 , la puissance de sortie du module PV sera inférieure à sa puissance nominale STC (figure 1). Même dans les régions où les ressources en énergie solaire sont abondantes, la lumière n'est pas toujours suffisante tout au long de la journée, et l'irradiation varie beaucoup du matin au soir (figure 2). De plus, lorsque la température du module augmente, la tension du module diminue, alors que la variation de courant est minime ; par conséquent, la puissance du module diminue lorsque la température augmente (figure 3 - figure 4).

Figure 1 : Sous différentes courbes d'irradiance I-V (puissance)

Courbe de courant et de tension / Courbe de puissance et de tension sous différents rayonnements 350W

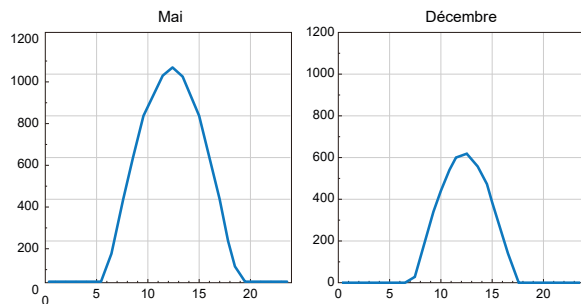
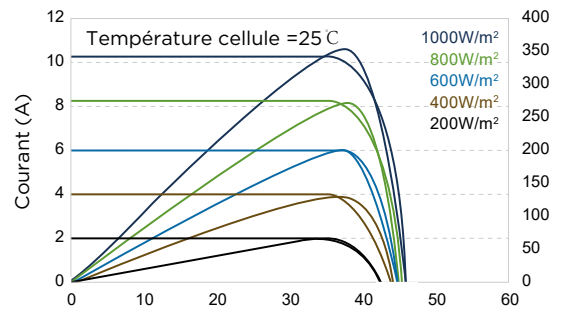


Figure 2 : Irradiation horaire

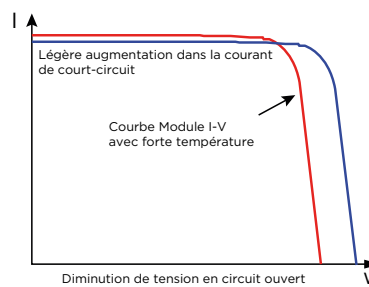


Figure 3 : Courbe I-V

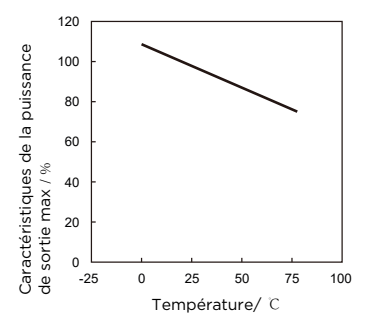


Figure 4 : Température-puissance

2. Dégradation des modules PV

Selon l'analyse de dégradation extérieure effectuée par le NREL-SAM (laboratoire américain) sur plus de 2000 modules PV dans le monde, le taux de dégradation du module après la deuxième année changera de façon linéaire. Le taux de dégradation sur 25 ans se situe entre 8 et 14 % (figure 5). En fait, la capacité de production d'électricité des modules ne cesse de diminuer chaque année à mesure qu'elle se dégrade, et la puissance nominale ne peut être maintenue.

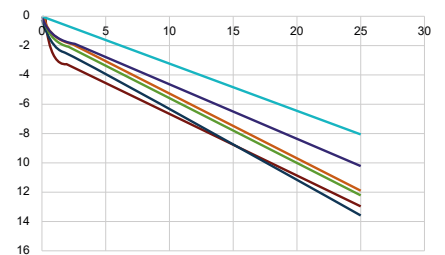


Figure 5 : Dégradation des modules PV

3. L'azimut du module PV

L'irradiance reçue par différents angles d'azimut peut faire varier votre production. Lorsque l'azimut est de 0° plein sud (face à l'équateur - la meilleure orientation), l'irradiance reçue par la surface du module photovoltaïque est optimale. La puissance de sortie réelle des modules diminuera également de manière significative (figure 6).

4. D'autres facteurs

La salissure, les résidus de sel (par exemple l'environnement océanique), les corps étrangers, les ombres à la surface des modules photovoltaïques provoquent une baisse de production interne des modules. En plus de

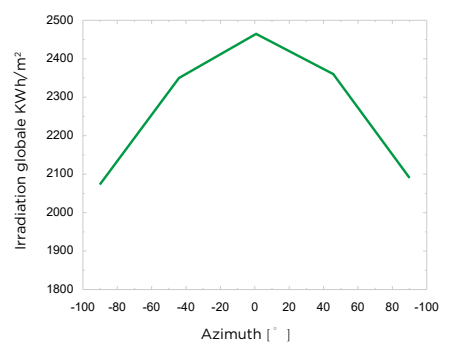


Figure 6 : Azimut - puissance du module PV

la dégradation des modules PV, il peut y avoir une usure des câbles et des connecteurs DC et une réduction de la consommation d'énergie de l'onduleur, ce qui réduira la puissance de sortie des modules.

D'après l'analyse des facteurs d'influence ci-dessus, selon la conception classique du rapport de conversion 1:1, la production maximale d'électricité du système photovoltaïque est inférieure à sa capacité installée, et un rapport de surdimensionnement des composants côté CC peut compenser la perte de capacité de l'onduleur et améliorer le taux d'utilisation de l'onduleur. La figure 7 illustre le facteur de charge du convertisseur, [Remarque 1] et la façon d'optimiser ce ratio avec une puissance CC plus élevée par rapport au CA.

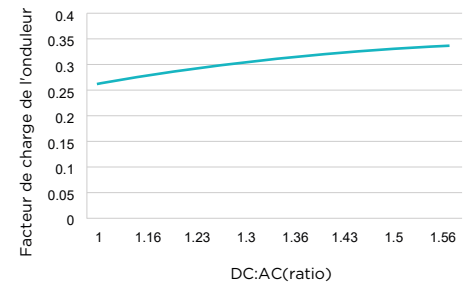


Figure 7 DC : facteur de charge du convertisseur CA

Remarque 1 : Le taux d'utilisation de l'onduleur est appelé facteur de charge, qui est défini comme le rapport entre la production d'électricité réelle et maximale (lorsque le convertisseur a fonctionné à plein régime, son facteur de charge est de 1,0).

Simulation de la production d'électricité d'un module PV sur un ratio

Afin de prouver plus intuitivement que le surdimensionnement en puissance des modules peut apporter une production d'énergie plus élevée, nous avons choisi comme exemple la région de Mexico Hermosillo (29,09°, -110,98°) au Mexique, nous utilisons le logiciel NREL-SAM pour simuler l'écrêtage et la production totale d'énergie au cours de la première année sous différentes puissances DC par rapport au CA.

Caractéristiques du modèle : sélection des modules avec un bon rendement (coefficient de température : -0,4%/°C Pmp). Les données météorologiques utilisent la base météo TMY3. **Pertes globales du système :** la perte totale est de 1,5% (supposée) ; ce modèle utilise le QS1 de APsystems car ce modèle convient à toutes les régions.

La figure 8 montre les résultats de simulations de différents ratios CC:CA dans la région de Hermosillo au Mexique. On peut voir sur la figure que tant que le ratio CC:CA augmente, la production d'électricité du système augmente continuellement, et l'augmentation de la production d'électricité est toujours plus importante que la perte d'électricité due à l'écrêtage. Cette figure est une simulation dans les conditions d'inclinaison optimale du module et d'une orientation plein sud, elle ne tient pas compte de l'atténuation du module. En fait, le taux de perte d'écrêtage sera plus faible.

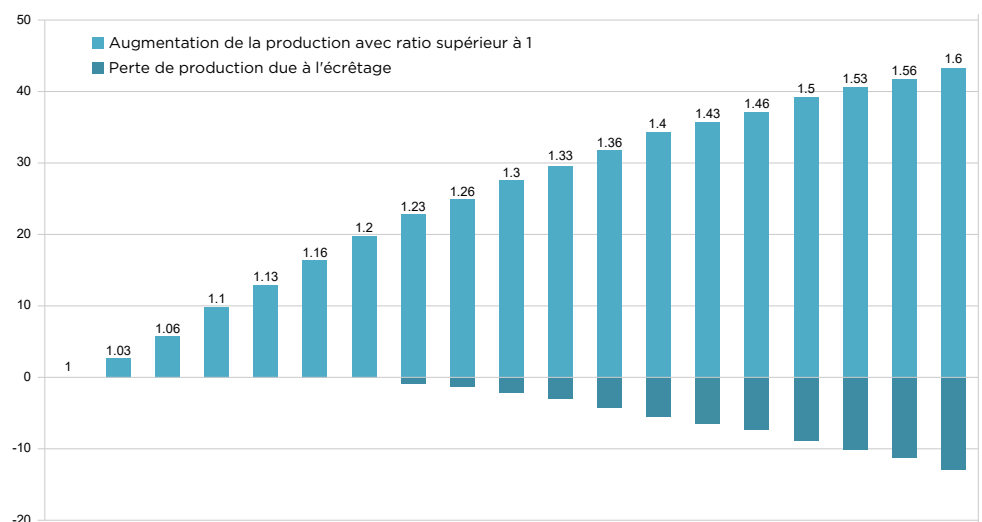


Figure 8 : Hermosillo 20° inclinaison 180° azimut

Résumé - conclusion

L'objectif principal de cet article est de démontrer la puissance du module par rapport à ce ratio CC:CA. En analysant la relation entre les facteurs énoncés ci-dessus, il est clair que la puissance de sortie réelle des modules est inférieure à leur puissance nominale. Afin d'améliorer le taux d'utilisation de l'onduleur, l'utilisation d'un surdimensionnement côté CC est considérée comme une bonne pratique. En utilisant l'exemple de simulation NREL-SAM, les données prouvent que l'augmentation du rapport CC-CA entraînera une production d'électricité plus élevée. Bien qu'il puisse y avoir une perte par écrêtage, l'augmentation de la production d'électricité du système est toujours supérieure à la perte causée par l'écrêtage.

Le rapport optimal entre le courant continu (CC) et le courant alternatif (CA) nécessite un examen complet des avantages de la production d'électricité du système, des coûts d'installation du système, des coûts d'exploitation et de maintenance, et de production globale du système (la perte de production des modules et des effets mismatch associés etc.), afin de trouver un équilibre entre l'augmentation des coûts en surdimensionnant côté CC et des gains de revenus générés par la production d'électricité du système. Un rapport CC-CA raisonnable peut augmenter les bénéfices du système, réduire le coût du système par kilowatt-heure et maximiser les bénéfices globaux.