



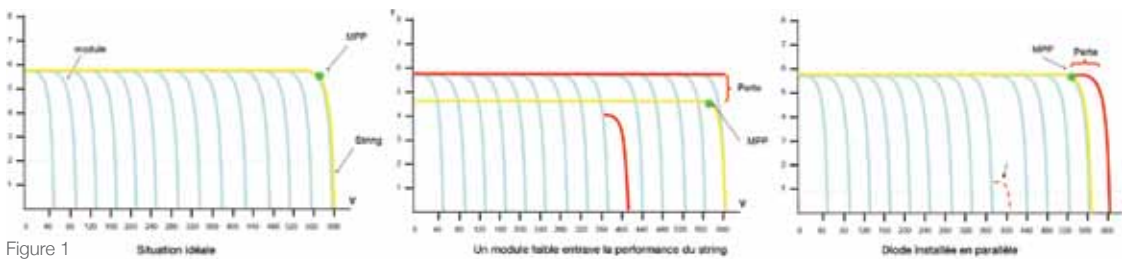
ADAPTATION D'IMPÉDANCE

La Science derrière la gamme de produits Maximizer™ (MM-ES) de Tigo Energy®

Tigo Energy a mis au point une solution révolutionnaire pour récolter le maximum d'énergie solaire possible avec un système photovoltaïque (PV). Comme les autres architectures dont les composants systèmes sont distribués, la solution Maximizer™ de Tigo Energy® extrait de l'énergie de chaque module, éliminant ainsi virtuellement l'effet adverse des modules plus faibles sur le reste du système PV. Toutefois, les produits Tigo Energy réalisent ceci avec une efficacité et une exactitude sans précédent et avec peu de composants électroniques incrémentiels, garantissant ainsi une fiabilité optimale et un coût minimum. Ce document décrit en détail l'approche novatrice et brevetée « d'adaptation d'impédance » mise en pratique par la solution Tigo Energy.

UNE SOLUTION POUR LA DÉSADAPTATION DES MODULES

Les systèmes PV d'aujourd'hui se composent généralement de modules (panneaux) connectés les uns aux autres en série en plusieurs strings jusqu'à ce que la tension maximale soit atteinte (600V ou 1kV selon la réglementation américaine et européenne respectivement). Par exemple, les modules en silicium multicristallin avec une tension en circuit ouvert (Voc) de 35 V seront généralement connectés en séries de 10 ou 11 unités aux États-Unis. Pour les installations de plus grande taille, plusieurs de ces strings sont connectés en parallèle pour former un système PV. En raison de l'interconnexion de série et parallèle, la puissance de sortie de chaque module du système sera influencée par les modules les plus faibles (figure 1).



En conséquence, il est primordial que les modules de l'installation soient bien appariés en termes de puissance nominale et proviennent du même fabricant. La plupart des fabricants de modules testent minutieusement leurs produits après assemblage et fournissent des courbes I-V pour chacun d'entre eux, permettant ainsi à l'installateur de réduire fortement la variance entre les modules. Mais ceci suffit-il pour éviter les pertes dues aux défauts d'adaptation? Après avoir mis en place de nombreux projets PV bien construits d'échelle commerciale, Tigo Energy a pu constater que cela suffit au moment du midi solaire, les premières semaines suivant l'installation. Toutefois, les facteurs environnementaux tels que le degré inégal de souillure, les variations de température, les légères différences d'orientation et l'affaiblissement des propriétés du silicium deviennent manifestes au bout de quelques semaines, et entraînent des pertes importantes dues au mismatch environnemental (même sans ombrage).

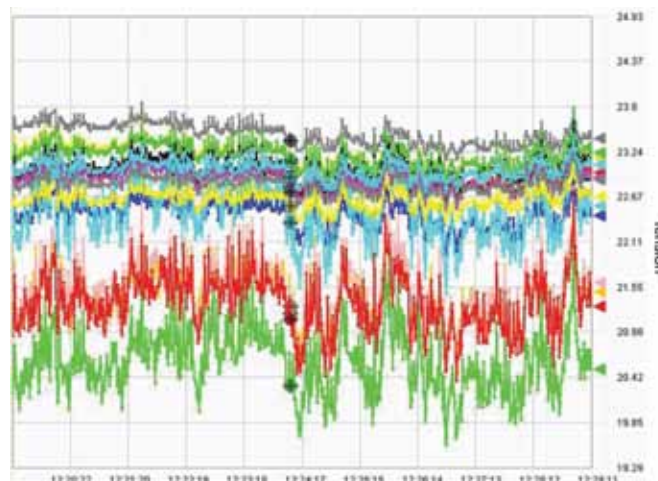


Figure 2 – Distribution de la tension d'un string PV cristallin typique (Berkeley, Californie - 2008)

Le graphique de la Figure 2 correspond à une installation représentative située en Californie du Nord, au milieu de la journée, le 28 juin 2008 avec ensoleillement complet [1]. Le graphique marque la tension de chaque module d'un même string, avec un point de données par seconde. Si ce système opérait au rendement optimum, chacun de ces modules multicristallins de 170 W afficherait une tension proche de leur tension maximale de puissance (V_{mp}) de 24,6V. Nous nous attendrions alors à voir une ligne droite et épaisse au-dessus de 24 volts - ce qui n'est clairement pas le cas ici. La tension de sortie plus faible et la forte distribution des modules (jusqu'à 15 %) illustrent la perte de puissance de sortie. Cela illustre également qu'il est rare que le rendement d'un module corresponde au point de puissance maximale d'un système. Les modules fonctionnant en dessous de leur V_{mp} individuelle présentent de forts écarts de tension alors que l'onduleur ajuste l'intensité du système; les modules fonctionnant au-dessus de leur V_{mp} sont moins touchés. [1] (l'article complet est disponible sur http://www.tigoenergy.com/brochures/PVI_article.pdf)

POURSUITE DES POINTS DE PUISSANCE MAXIMALE (PPM) PAR APPROXIMATIONS SUCCESSIVES

Lorsque l'on observe la topologie de la plupart des installations d'aujourd'hui, l'on constate que l'approche la plus couramment utilisée en matière de coût et de fiabilité est d'installer un onduleur central avec un système à alimentation CC variable. L'onduleur assure la conversion de CC à CA, nécessaire pour transférer la production d'énergie au réseau. Ces processus de conversion à une ou plusieurs étapes ont été optimisés par les fabricants d'onduleurs au cours des 50 dernières années (DDCU pour l'isolation et CC/CA); ils sont hautement efficaces et bien acceptés par les organes de réglementation internationaux et les compagnies énergétiques.

L'optimiseur de puissance fournie de l'onduleur essaie de maintenir la puissance de sortie du système (ou du string) au plus haut niveau possible. Pour trouver le point auquel l'ensemble du système peut produire la puissance maximale en fonction du point actuel d'irradiance solaire, l'optimiseur utilise généralement un algorithme d'approximations successives qui ajuste son appel de courant sur le système. En mesurant la nouvelle puissance CC d'entrée, l'optimiseur déterminera s'il est nécessaire de poursuivre l'ajustement dans la même direction ou d'aller dans l'autre sens. Ce processus recherche constamment le point de puissance maximale mais trouve rarement que le rendement du système se situe à ce point-là (seulement instantanément pendant les transitions). Il existe de nombreuses variantes de cet algorithme mais, lorsque les données d'entrée se limitent à la tension et l'intensité CC du système, leur précision reste limitée. Et la tâche se complique bien davantage lorsque surviennent des changements d'irradiance (ex: couverture nuageuse, ombrage), puisque le point de puissance maximale de chaque module se déplace dynamiquement. Plusieurs minutes seront parfois nécessaires pour stabiliser le système après le passage d'un nuage. Comme chaque module est équipé d'une série de diodes en parallèle, un module dont la performance est particulièrement insuffisante peut être «mis hors tension» lorsque le courant provenant de l'onduleur excède la capacité du module à produire de l'énergie.

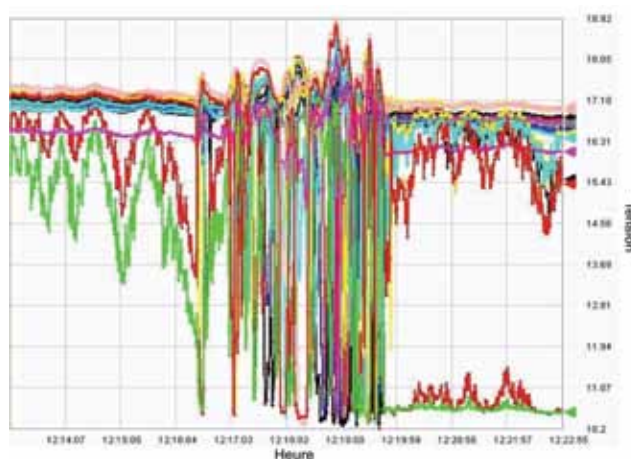


Figure 3 – Impact d'un nuage sur le système (Santa Cruz, Californie)

La Figure 3, correspondant à une installation commerciale de Santa Cruz, en Californie, par une journée ensoleillée de juin 2008 avec des nuages de haute altitude (avec onduleur string), indique que les modules connaissent des écarts de tension importants. La variance excède la période de couverture nuageuse et le système demeure instable encore plusieurs minutes après. Lorsque nous observons les courbes I-V de ces modules multicristallins de 125 W, presque aucune variance n'apparaît entre les Vmp alors que l'irradiance varie. En conséquence, nous devrions nous attendre à ne constater que des changements infimes de tension, accompagnés d'une baisse d'intensité tout aussi faible, au moment où le nuage passe au-dessus du système. Les écarts de tension qui ont lieu exacerbent la désadaptation des modules, mettent les diodes du module à rude épreuve et mettent en lumière les inefficiences (souvent supérieures à 50 %) sur l'ensemble du système. Dans les climats où le changement fréquent du niveau d'irradiation (ex: nuages) est la norme – tels que dans l'Est des États-Unis, en Allemagne et au Japon – l'incapacité de maintenir une Vmp stable et de stabiliser rapidement le système peut entraîner de grandes pertes d'énergie.

L'ADAPTATION D'IMPÉDANCE

Une fois que l'équipe de Tigo Energy avait complété l'analyse des données de nombreuses installations de grande échelle et «parfaites», il était clair qu'un mismatch environnemental important était toujours présent. Si la solution Tigo Energy pouvait efficacement permettre à tous les modules d'atteindre leur point de rendement optimum, les projets de grande échelle pourraient produire jusqu'à 8 % d'énergie supplémentaire tandis que les sites moins «parfaits» pourraient en produire jusqu'à 20 % de plus. Pour ajouter une valeur incrémentielle aux projets PV, il était clair que la clé était de développer une solution hautement fiable et efficace (les composants électroniques du panneau perdant le moins d'énergie possible) tout en minimisant son coût de mise en œuvre. Notre approche innovante et brevetée pour optimiser la production d'énergie réalise ces objectifs tout en fournissant une console complète de gestion active de projet. Le boîtier Maximizer™ ES de Tigo Energy® Maximizer™ ES (version de série) et la technologie intelligente utilisée dans l'Unité de gestion des Maximizer™ (MMU) Tigo Energy® applique la technique «d'adaptation d'impédance» de Tigo Energy pour obtenir un rendement maximum de chaque module. Ce système a été conçu comme une couche technologique, si bien qu'il fonctionne de manière optimale avec tous les éléments de base d'un système PV (modules et onduleurs) et peut être facilement installé lors de la modernisation d'une installation.

CE QUE «L'ADAPTATION D'IMPÉDANCE» N'EST PAS

Pour comprendre aux mieux la technologie de récolte d'énergie de Tigo Energy, il est important de commencer par préciser ce que cette technologie n'est pas. Même si personne ne l'avait encore aussi bien quantifié que Tigo Energy, le problème de la désadaptation est connu dans notre industrie depuis les premiers jours du photovoltaïque. Utiliser la MPPT sur des plus petits segments du système a permis de répondre au problème mais ces solutions plus distribuées n'ont jamais permis de rentabiliser les coûts supplémentaires nécessaires à leur mise en œuvre sur un projet de plus grande échelle. Certains essaient toujours de distribuer simplement les fonctions existantes d'un onduleur central, mais avec des résultats sous-optimaux.

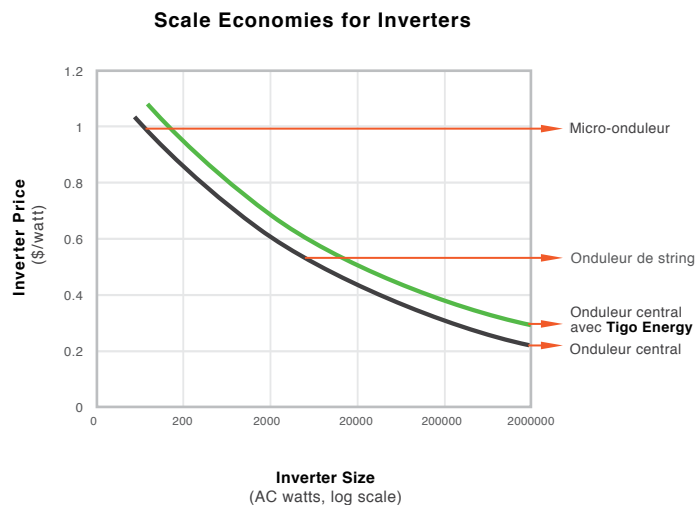
Ce n'est PAS la «MPPT distribuée»

Tous les algorithmes de poursuite du point de puissance maximale se basent sur une approche par «approximations successives» pour ajuster l'impédance et mesurer l'impact sur la puissance totale de sortie. Ce système est généralement mis en œuvre au niveau de l'onduleur central du système. Les principaux fabricants d'onduleurs ont perfectionné ces algorithmes pour produire de très bons résultats avec les paramètres d'entrée disponibles. Toutefois, avec pour seuls données la tension et la puissance d'entrée, ces optimiseurs ont de grandes difficultés à traiter le défaut d'adaptation et les changements rapides d'irradiance (tels que les nuages). Les architectures distribuées modernes CC/CC transfèrent au niveau du string ou même du panneau la poursuite des points de puissance maximale par approximations successives, aidée par des transformateurs survolteurs-dévolteurs et une intelligence numérique locale afin de nourrir l'algorithme avec des informations plus détaillées.

Cette approche donne des résultats favorables en termes d'exactitude de la poursuite du point de puissance maximale. Toutefois, Tigo Energy a mis au point une technologie qui ne s'appuie pas sur une approche distribuée par «approximations successives» pour trouver le point de fonctionnement du module. En recourant à l'Adaptation d'Impédance, Tigo Energy peut trouver avec plus de précision le point EXACT de fonctionnement optimal, évitant le besoin d'installer des composants électroniques coûteux et relativement peu efficaces sur chaque module.

Ce n'est PAS un «micro-onduleur»

La capacité des onduleurs varie fortement, de 200 watts à 2 mégawatts. La topologie de ces onduleurs comprend la MPPT, (souvent) une phase de suralimentation CC et un système d'inversion CC/CA. En procédant à l'inversion à la plus haute capacité possible permise par le système, les concepteurs de projet peuvent minimiser les coûts des ACS (par watt - voir figure 4) et optimiser l'efficacité de la conversion CA. Le concept de modules CA a vu le jour il y a plusieurs années, le but étant d'ajouter un onduleur à chaque module pour rendre plus précise la poursuite du point de puissance maximale. Ces onduleurs, de plus petite taille, ont apporté certains avantages en matière d'atténuation de l'ombrage dans des toutes petites installations, mais ils continuent d'être beaucoup moins avantageux que les onduleurs centraux de plus grande taille en matière d'efficacité de la conversion et de coût par watt. La technologie Tigo Energy n'est pas un micro-onduleur. TigoEnergy estime que l'innovation peut entraîner des gains d'efficacité bien plus élevés en matière de conversion (de 2,5 % à 3 % de plus), une plus grande fiabilité et des coûts plus bas qu'une topologie traditionnelle avec onduleur mais réduite à une échelle plus petite de 200 W. De plus, nous estimons qu'en recourant au partitionnement du système avec production CC et conversion centrale CA, les projets PV sont plus aptes à satisfaire les demandes énergétiques de charges directes CC (ex : centres de données, machines industrielles et automobiles électriques) et le besoin de stockage de l'énergie.



Ce n'est PAS une «phase CC/CC distribuée».

Dans de nombreuses installations, la tension des strings est limitée à un niveau assez bas (600 V ou moins) ce qui implique souvent le besoin de procéder à l'isolation galvanique du système. C'est pourquoi de nombreux onduleurs simples et à 3 phases comprennent une phase de suralimentation CC/CC afin que la tension

d'entrée au pont à courant alternatif se trouve au point optimal pour une conversion aussi efficace que possible. Plusieurs nouveaux produits d'optimisation de puissance isolent cette fonction CC/CC et la déplacent au niveau du module. En augmentant la tension ou en passant à une tension opposée au niveau du module, ces solutions utilisent localement un algorithme MPPT et apportent une tension fixe (en série ou en parallèle) à l'onduleur central. Sur les marchés où l'isolation est exigée (ex: États-Unis), ces solutions peuvent s'avérer tout aussi efficaces que les systèmes traditionnels si elles sont utilisées avec un onduleur spécial à tension fixe, sans transformateur et sans MPPT. Toutefois, la plupart des installations de grande échelle et européennes sont déjà passées à des topologies hautement efficaces et sans transformateurs (flottantes). Ajouter une phase supplémentaire CC/CC dans un système sans transformateur ou avec un onduleur standard isolé rend le système de 2 % à 3 % moins efficace. Pire encore, la dissipation de puissance qui accompagne ce déclin d'efficacité est transférée aux panneaux et réduit encore la production d'énergie. Tigo Energy estime qu'en innovant, plutôt qu'en distribuant la fonction de suralimentation CC/CC, le système pourra atteindre des gains d'efficacité de l'ordre de 2 % à 3 % et égaler la performance des solutions centrales les plus efficaces actuellement disponibles. Nous avons également à cœur de trouver une solution qui puisse s'adapter aux onduleurs actuels, afin de donner à nos clients la flexibilité de choisir les onduleurs utilisant les meilleures technologies dans une région donnée ou pour une utilisation particulière.

CE QU'EST RÉELLEMENT «L'ADAPTATION D'IMPÉDANCE»

Le terme «adaptation d'impédance» est fréquemment utilisé pour les applications à fréquence radio (FR) pour lesquelles il est critique d'obtenir le plus fort rendement énergétique avec le moins d'interférences possibles. Pour qu'un dispositif de transmission radio fonctionne à sa puissance maximale, l'impédance réfléchie à l'émetteur doit être identique à l'impédance interne de cet émetteur. L'antenne aura généralement une charge résistive fixe, si bien que la puissance FR de crête est atteinte avec une impédance caractéristique d'un niveau identique. Par exemple, examinons le cas d'un amplificateur de puissance (AP) avec une résistance interne de 50Ω et d'une antenne externe avec une résistance de 100Ω , les deux mesurées à la fréquence de

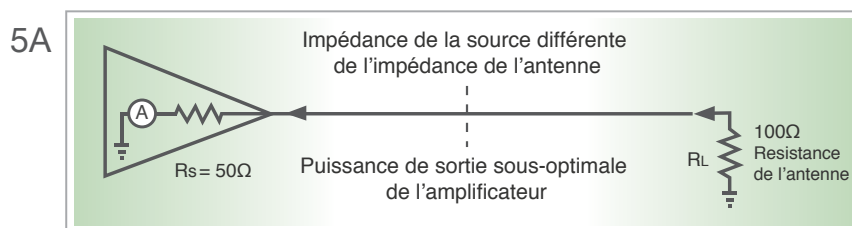


Figure 5a

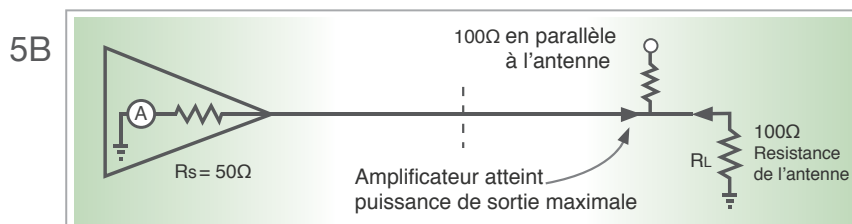


Figure 5b – Adaptation d'impédance de FR

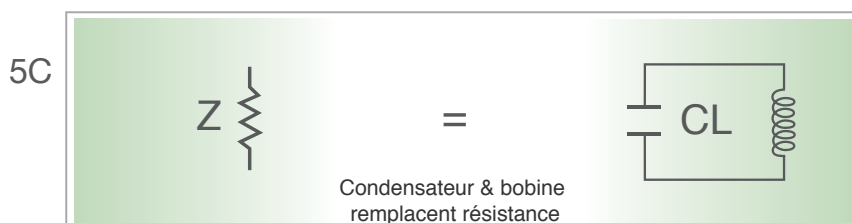


Figure 5c

fonctionnement du circuit (figure 5a). Dans cette configuration, la puissance de sortie de l'AP sera loin d'être optimale. Pour obtenir une puissance de sortie optimale, l'amplificateur doit «voir» 50Ω du côté de la sortie. Si l'on ajoute une résistance de 100Ω en parallèle à l'antenne, l'AP atteindra sa puissance de sortie maximale mais cette puissance se dissipera au niveau de la résistance de 100Ω et ne sera donc pas transmise (figure 5b). Afin de ne pas gaspiller de puissance au travers de la résistance, il est possible d'utiliser un condensateur et une bobine pour réfléchir l'impédance «virtuelle» de 50Ω à la fréquence du circuit (figure 5c).

De toute évidence, cette approche ne peut être appliquée avec l'électronique de puissance d'une installation PV. Toutefois, Tigo Energy applique ce concept de manière unique, novatrice et brevetée pour récolter le maximum d'énergie de chaque module PV. Le système Maximizer de Tigo Energy n'utilise pas la technologie traditionnelle de conversion CC/CC ou par onduleur, qui renforce généralement l'inefficacité du système PV, réduisant ainsi sa puissance de sortie.

La circuiterie du boîtier Maximizer™ ES de Tigo Energy® Module Maximizer™ remplit trois fonctions principales. La première est la détection analogique par des composants qui mesurent actuellement la tension, l'intensité et la température du module. Le modèle MM-ES contient un module de communication (sans fil ou CVP) qui transmet les paramètres d'entrée et reçoit les informations relatives au point de fonctionnement envoyées par le MMU. Enfin, le Maximizer contient les composants «d'adaptation d'impédance» pour contrôler la sortie de chaque module, s'assurant ainsi qu'il contribue autant que possible à la production d'énergie.

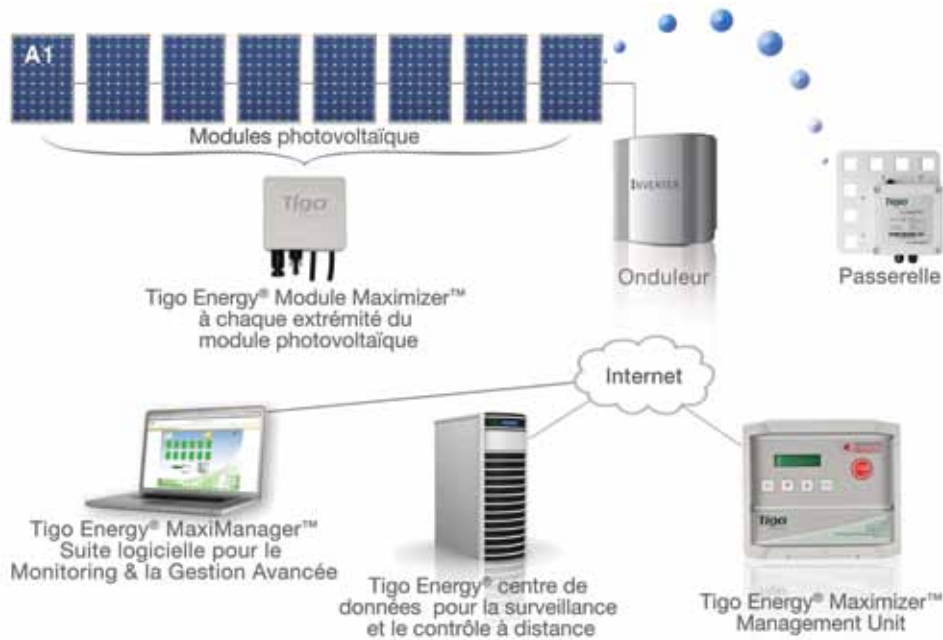


Figure 6 – Configuration du système Tigo Energy

Ce processus se déroule ainsi: le Maximizer commence par détecter les paramètres d'entrée de chaque module. Ces informations sont transmises au MMU, à partir de chaque module du système. Le MMU enregistre la tension, l'intensité et la température de chaque module ainsi que les caractéristiques du string sur lequel il se trouve. Le processeur central du MMU peut alors CALCULER les propriétés I-V exactes de chaque module (y compris sa V_{mp} souhaitée), informations qu'il transmet ensuite aux Maximizers. En ayant accès aux variables d'entrée, plusieurs mathématiciens ont réussi à déduire comment calculer le point de fonctionnement permettant d'optimiser la production de chaque module et chaque string. Alors que Tigo Energy utilise une formule optimisée pour la mise en œuvre spécifique du Maximizer, un exemple d'une telle équation est donné ci-dessous [2] ...

Nomenclature

M	Nombre de rangs dans un système
N	Nombre de colonnes dans un système
W	Puissance maximale (W)
W(1)	Puissance maximale produite par un système sans aucune cellule ombragée (W)
W(2)	Puissance maximale produite par un système avec quelques cellules ombragées (W)
A.W	Perte de puissance maximale entraînée par un système en raison de l'ombrage (W)
P _{m,n}	Potentiel à la jonction (m,n) (V)
J _{m, n}	Intensité traversant la jonction (m,n) (A)
v	Intensité traversant la jonction (V)
V _{m,n}	Tension à travers la cellule solaire (m,n) (V)
I _{m,n}	Intensité traversant la cellule (m,n) (A)
(Voc) _{m,n}	Tension en circuit ouvert de la cellule solaire (m,n) (V)
(I _{ph}) _{m,n}	Courant de court-circuit de la cellule (m,n) (A)
(I _s) _{m,n}	Courant de saturation de la diode de la cellule (m,n) (A)
(R _{sh}) _{m,n}	Résistance de dérivation directement à travers la diode de la cellule (m,n) = 1000 Ω,
(R _s) _{m,n}	Résistance série de la cellule (m,n) (Ω)
n	Constante d'idéalité
T _{m,n}	Température de fonctionnement de la cellule (m,n) = 300 °K
e	Charge d'électron = 1.6022x10 ⁻¹⁹ Coulomb
k	Constance de Boltzman = 1.3806x10 ⁻²³ Joule/°K

La relation tension-intensité pour une cellule solaire à diode unique (m, n) dans un système peut être obtenue comme suit :

$$f(V_{m,n}, I_{m,n}) = 0$$

ou

$$I_{m,n} - (I_{ph})_{m,n} + (I_s)_{m,n} \left\{ \exp \left[\left(\frac{e}{nkT} \right) (V_{m,n} + I_{m,n}(R_s)_{m,n}) \right] - 1 \right\} + \left(\frac{V_{m,n} + I_{m,n}(R_s)_{m,n}}{(R_{sh})_{m,n}} \right) = 0$$

Figure 7 – Un exemple d'équation pour trouver la V_{mp}

Le point calculé de V_{mp} de chaque module est transmis à chacun des Maximizers et la circuiterie d'adaptation d'impédance présente à chaque module une impédance virtuelle qui est égale à l'impédance interne de ce même module, si bien que le maximum d'énergie est extrait de chaque module. Comme la présentation d'une impédance résistive entraînerait de toute évidence une perte de puissance, la circuiterie met cette technique à l'œuvre de manière plus innovante. Grâce à l'association d'un TEC et d'un petit condensateur, le Maximizer crée un «courant tunnel» permettant à chaque module de fonctionner à sa tension et son intensité optimales sans pour autant affecter l'intensité maximale du string, si bien que I_{module} + I_{tunnel} = I_{mp} (string) = I_{sortie}. Chaque module peut donc faire bénéficier le système de sa puissance maximale, sans affecter les autres modules du string. L'intensité du string demeure à son point maximal, soutenue par les modules les plus performants d string, tandis que l'onduleur reçoit une courbe I-V normalisée pour une MPPT exacte (sans fausse crête).

L'ADAPTATION D'IMPEDANCE DANS LES FAITS

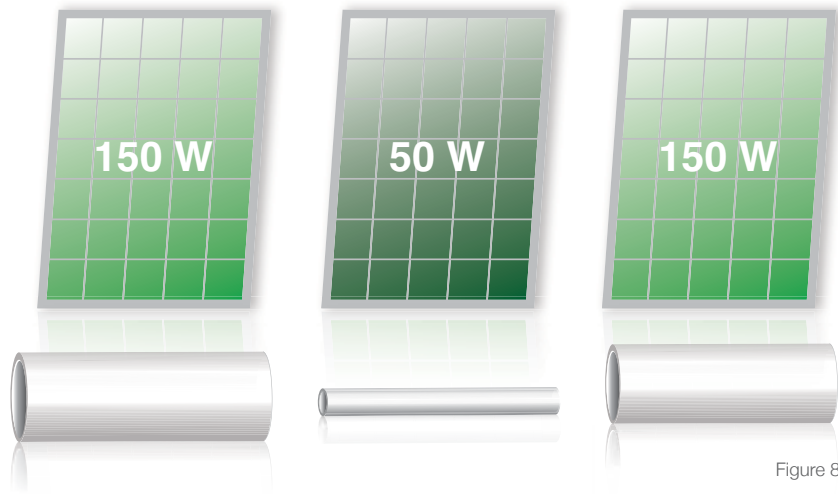


Figure 8

Comme nous l'avons décrit précédemment, des modules de même taille peuvent avoir une capacité de production différente en fonction de la quantité d'irradiance disponible et des propriétés des matériaux PV. Ces différences peuvent provenir du degré d'ensoleillement ou d'ombrage; de la différence de température; et de l'âge du silicium.

En observant les courbes I-V, si l'unité de contrôle du système cherche à optimiser l'intensité, la tension de sortie des panneaux les plus faibles diminuera (puisque l'intensité du string est plus élevée que le point de fonctionnement optimal des panneaux les plus faibles, si bien que ces derniers sont forcés de réduire leur tension de fonctionnement en dessous de la V_{mp}). Le chemin optimal pour les panneaux les plus faibles est le chemin (B) de la Figure 10, mais le chemin qu'ils sont véritablement forcés de prendre est le (A), ce qui entraîne une puissance de sortie encore plus faible pour le panneau concerné et l'ensemble du système (analogue à la fuite d'eau). La Figure 11 indique les mesures de tension typiques pour des modules interconnectés (en série) contrôlés par un onduleur central, prises chaque seconde de manière synchronisée. Cette série particulière de données a été recueillie à Berkeley, en Californie, au cours l'été 2008. L'on peut facilement y constater la différence de tension entre les panneaux faibles et les panneaux forts du système.

Ces effets s'accompagnent d'un comportement de «rétroaction positive»: une instabilité indésirable du système par laquelle «A» crée plus de «B» qui, à son tour, crée encore plus de «A». Dans le cas d'un système PV connecté en série, moins l'on récolte de puissance de sortie des panneaux solaires, plus on laisse de puissance disponible sur ceux-ci, ce qui génère de la chaleur. Cette chaleur supplémentaire diminuera encore la puissance récoltée du panneau, ce qui à son tour générera encore plus de chaleur sur ce panneau. Il en résulte un effet de rétroaction en boucle, dont l'impact défavorable se ressent sur la production totale d'énergie. Dans l'analogie des canalisations, l'eau qui fuit des canalisations élargira les interstices et augmentera encore les fuites et les pertes d'eau (ou la perte d'énergie dans le cas du système PV).

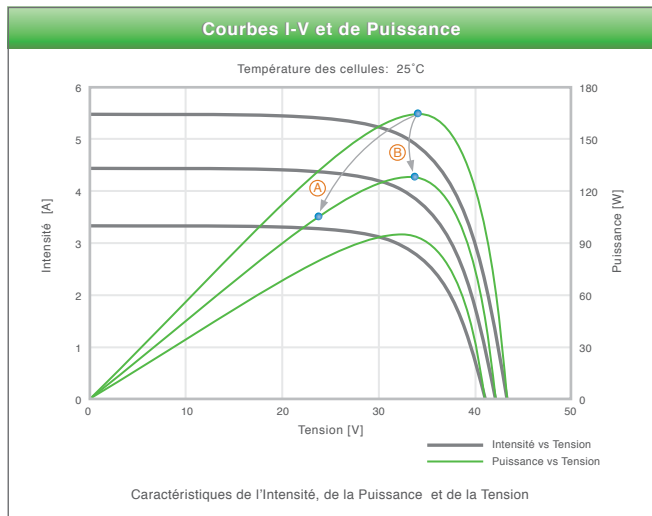


Figure 10 – Courbes I-V et de Puissance

Toujours selon la même analogie, la technologie «d'adaptation d'impédance» de Tigo Energy établit un chemin parallèle pour la circulation de l'eau, au moyen d'une canalisation supplémentaire qui contourne le panneau faible. Cette canalisation est ajustable et programmée de manière à ce que la somme de la canalisation du panneau faible et de la nouvelle canalisation de dérivation établisse un passage permettant une circulation optimale de l'eau.

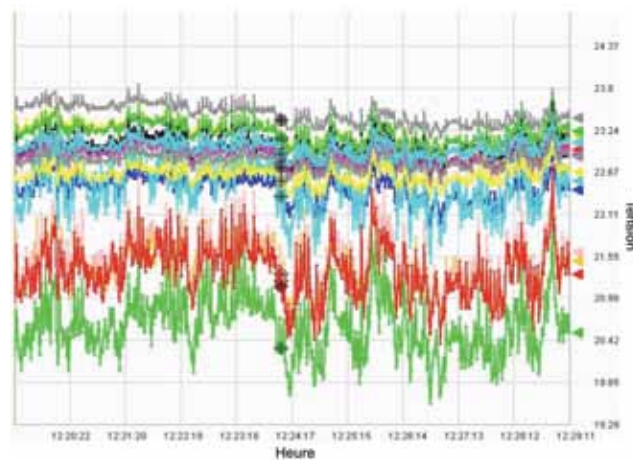
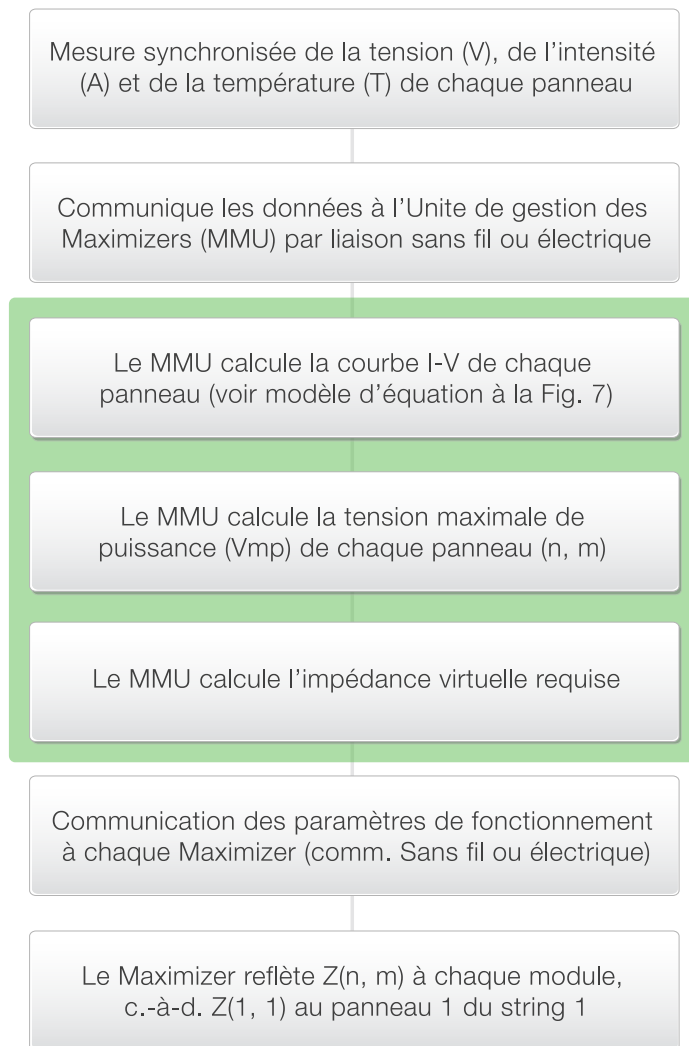


Figure 11

Cette technique est non seulement utilisée sur le panneau le plus faible du système mais aussi sur presque tous les panneaux. Chaque panneau de la centrale PV aura son propre circuit "d'adaptation d'impédance", pour ainsi profiter d'une programmation lui permettant de donner son meilleur rendement indépendamment des autres modules du string. La somme de courant sortant de chaque panneaux est calculée et contrôlé par l'unité de gestion (MMU) utilisant les informations en provenance de chaque Maximizer (Voltage, Courant et Température). En changeant l'intensité du courant passant à travers le panneau, la tension de ce panneau peut-être immédiatement ajustée à son point de fonctionnement optimal (V_{mp}).



Dans un système de plus grande taille, où plusieurs strings sont connectés en parallèle, la solution TigoEnergy permet également de minimiser les défauts d'adaptation entre les strings. Dans la plupart des cas, la tension des strings, bien que variable, est presque identique dans la mesure où la température moyenne est semblable à travers tous les strings. Comme chaque module fonctionne à son point de puissance maximale, la V_{mp} de chaque module est quasiment la même. Sous ces conditions, la tension des strings est faiblement distribuée si bien qu'une tension constante à travers le string parallèle n'a aucun impact défavorable sur aucun des strings sous-performants (au contraire des conditions qui seraient en place sans Maximizer™ de Tigo Energy®). Au cas peu probable où un sous-ensemble de modules d'un même string soit fortement ombragé, si bien que la tension de sortie de ce string en soit affectée, l'effet d'adaptation d'impédance crée l'équivalent d'un tunnel à travers l'ensemble des strings afin d'empêcher toute perte globale au niveau du système. [3]

Résumé

AVANTAGES DE L'ADAPTATION D'IMPÉDANCE PAR RAPPORT AUX SOLUTIONS ALTERNATIVES

(convertisseur survolteur-dévolteur CC/CC, MPPT distribuée ou micro-onduleurs)

Très peu de composants électroniques au niveau du module PV, ce qui signifie:

- Une plus grande fiabilité
- Un coût plus faible
- Une dimension réduite

Efficacité moyenne la plus élevée au niveau du module (99,5 % statistiquement):

- Plus grande efficacité globale de conversion parmi les solutions distribuées
- Plus faible dissipation de chaleur au niveau du panneau (souvent inférieure à celle des diodes les plus récentes)
- Évite le réchauffement des modules et la perte de puissance qui s'ensuit
- Boîtier polycarbonate – pas de mise à la terre supplémentaire requise
- Intégration facile aux boîtes de jonction des modules déjà présents

La solution qui demande d'apporter le moins de modifications à la configuration des systèmes modernes (onduleur, câblage des modules et ACS):

- Pas besoin de faire passer l'onduleur à une tension fixe (ce qui gaspille de l'énergie en ajoutant une phase supplémentaire de conversion)
- Pas besoin d'interrompre le MPPT de l'onduleur
- Une solution idéale pour la modernisation de systèmes existants
- Interopérabilité validée par de grands fournisseurs d'onduleurs

Opération contrôlée par logiciel:

- Coût le plus bas et plus grande exactitude de récolte d'énergie
- Souplesse d'adaptation aux nouvelles technologies et configurations
- Élimine le traitement complexe de données au niveau du module

Aucun algorithme d'approximations successives au niveau du module:

- Calcul précis de la Vmp selon une méthode sophistiquée et brevetée.

EN RÉSUMÉ:

La solution d'adaptation d'impédance de TigoEnergy utilise une combinaison d'informations en temps réel au niveau du module et du string afin de calculer exactement l'état de fonctionnement optimal de chaque module. Elle réajuste le module par un processus d'adaptation d'impédance. La solution TigoEnergy est capable de trouver rapidement et dynamiquement l'état de fonctionnement optimal de chaque panneau et de maintenir la stabilité du système même en cas de couverture nuageuse ou d'ombrage. Grâce à l'application de cette technique de récolte d'énergie, efficace à 99,5 %, la rentabilité financière du système peut être optimisée tout au long de son cycle de vie.

Références:

- [1] Arditi S, Krisa J. Maximizing PV solar project production over system lifetime. Photovoltaics International, Second edition; November 2008.
- [2] Gautam NK, Kaushika ND. An efficient algorithm to simulate the electrical performance of solar photovoltaic arrays. Centre for Energy Studies, Indian Institute of Technology, Hauz Khas, New Delhi, India; 2002.
- [3] Revolutionizing Large-scale PV Projects. InterPV; November 2009, p. 51-55.
- [4] From Passive Monitoring to Active Management. InterPV; February 2010, p. 82-87.

Tigo Energy, Inc.

P: +1.408.402.0802
F: +1.408.358.6279
www.tigoenergy.com

Siège de la socioto:

420 Blossom Hill Road,
Los Gatos, California,
U.S.A.

Bureaux:

Paris, France
Frankfurt, Allemagne
Osaka, Japon
Tel Aviv, Israël
Monza, Italie