



## (12) FASCICULE DE BREVET

- (11) N° de publication : **MA 33041 B1** (51) Cl. internationale : **G05B 23/02**  
(43) Date de publication : **01.02.2012**

- 
- (21) N° Dépôt : **34084**  
(22) Date de Dépôt : **11.08.2011**  
(30) Données de Priorité : **17.02.2009 DE 10 2009 009 050.9**  
(86) Données relatives à l'entrée en phase nationale selon le PCT : **PCT/EP2010/051797 12.02.2010**  
(71) Demandeur(s) : **SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT, Wittelsbacherplatz 2 80333 München (DE)**  
(72) Inventeur(s) : **NEY, Jörg-Werner**  
(74) Mandataire : **SABA & CO**

- 
- (54) Titre : **PROCÉDE ET DISPOSITIF DE SURVEILLANCE D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE**  
(57) Abrégé : L'INVENTION CONCERNE UN PROCÉDÉ ET UN DISPOSITIF (10) POUR LA SURVEILLANCE D'AU MOINS UN ÉLÉMENT D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE (20). LE PROCÉDÉ COMPREND LES ÉTAPES SUIVANTES : DÉTERMINATION DE L'ÉNERGIE QUOTIDIENNE DU RAYONNEMENT SOLAIRE COMPENSÉE EN TEMPÉRATURE, DÉTERMINATION D'UN RAPPORT DE PUISSANCES COMPENSÉ EN TEMPÉRATURE ET COMPARAISON DU RAPPORT DE PUISSANCES COMPENSÉ EN TEMPÉRATURE DÉTERMINÉ AVEC UNE VALEUR THÉORIQUE DU RAPPORT DE PUISSANCES POUR LEDIT AU MOINS UN ÉLÉMENT D'INSTALLATION. CELA PERMET D'OBTENIR UNE COMPARAISON DE RAPPORTS DE PUISSANCES DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE (20) DÉTERMINÉS À DES JOURS DIFFÉRENTS OU À DES SAISONS DIFFÉRENTES.

ABREGE

L'invention concerne un procédé et un dispositif (10) de surveillance d'au moins un élément d'une installation photovoltaïque (20). D'après l'invention, une détermination de l'énergie quotidienne du rayonnement solaire compensée en température est entreprise et une comparaison du rapport de puissance compensé en température déterminé à une valeur établie du rapport de puissance est entreprise pour l'au moins un élément de l'installation. Une comparaison des rapports de puissance déterminés à différents jours ou à différents moments de l'année peut être effectuée pour l'installation photovoltaïque (20).

(TRENTE PAGES)

SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT.  
P. P. SABA & CO., Casablanca



## Description

Procédé et dispositif de surveillance d'une installation photovoltaïque

33041  
01 FEV 2012

L'invention concerne un procédé et un dispositif de surveillance d'au moins un élément d'une installation photovoltaïque ou d'une installation photovoltaïque entière.

Une installation photovoltaïque présentant une puissance de l'ordre de plusieurs mégawatts est une centrale électrique dans laquelle l'énergie du rayonnement solaire est convertie en énergie électrique en forme de courant continu au moyen de cellules photovoltaïques. Une cellule photovoltaïque est utilisée à titre de convertisseur de l'énergie rayonnante sous l'effet photovoltaïque. Vu la basse tension électrique d'une seule cellule photovoltaïque (0.5 volt approximativement), plusieurs cellules sont combinées pour former des modules photovoltaïques. Plusieurs modules photovoltaïques sont connectés pour former des chaînes connectées en série.

De là, une installation photovoltaïque contient conventionnellement de nombreux modules photovoltaïques qui comportent chacun un grand nombre de cellules photovoltaïques qui sont électriquement connectées l'une à l'autre. Pour alimenter le réseau public en courant continu généré par l'installation photovoltaïque, le courant continu doit être converti en courant alternatif facultativement au moyen d'inverseurs. Pour connecter des modules photovoltaïques individuels les uns aux autres et/ou au réseau public et/ou à une charge, au moins un système de conduction électrique est agencé, facultativement aussi des cabinets de couplage et/ou des cabinets de générateurs dans lesquels les modules photovoltaïques sont électriquement combinés.

Les installations photovoltaïques présentant une puissance de l'ordre de plusieurs mégawatts nécessitent une grande région de contact qui est habituellement plus grande qu'un kilomètre carré. Les installations photovoltaïques sont fréquemment

5 aussi fermement reliées à des zones facultativement vides, qui sont espacées les unes des autres et qui sont soumises à un rayonnement solaire élevé, ceci afin d'ériger des modules photovoltaïques comportant un grand nombre de cellules photovoltaïques. La distance entre les modules photovoltaïques

10 individuels d'une installation photovoltaïque peut dépasser un kilomètre. La géométrie d'une installation photovoltaïque et les distances entre des modules photovoltaïques individuels dépendent de la zone ou des zones disponibles. La disposition et le nombre de bâtiments fonctionnels sont préférablement

15 sélectionnés de façon à ce que les distances séparant les modules photovoltaïques individuels des bâtiments fonctionnels soient aussi uniformes que possible et les lignes conductrices du courant entre les modules photovoltaïques et les bâtiments fonctionnels sont construits de façon à être aussi identiques

20 que possible ou de longueur semblable. Les lignes conductrices du courant sont conçues de façon à avoir une longueur maximale de 1,200 m approximativement, de préférence ne dépassant pas approximativement 500 m.

De telles installations photovoltaïques sont habituellement

25 non occupées par le personnel, d'où un défaut d'un élément de l'installation photovoltaïque extensive, qu'il soit dû à un nombre de cellules photovoltaïques défectueuses et/ou dû à un ou plusieurs modules photovoltaïques défectueux et/ou dû à une ou plusieurs défaillances des lignes électriques du système

30 conducteur de l'installation et/ou dû à un défaut d'un ou de plusieurs inverseurs, demeure souvent non décelé pendant une période relativement longue affaiblissant ainsi la production de l'installation. La surveillance de toutes les zones d'une

installation photovoltaïque extensive, en particulier par le personnel de service, impose des dépenses financières et/ou techniques élevées et s'avère par conséquent non économique.

Afin de pouvoir surveiller les installations photovoltaïques, divers systèmes d'autodiagnostic mentionnés ci-dessous sont déjà employés.

Un premier système d'autodiagnostic connu se fonde sur le fait que les courants totaux des modules photovoltaïques individuels, qui sont combinés au niveau d'un inverseur, sont comparés les uns aux autres. Dès qu'un courant total est détecté comme étant trop bas par comparaison aux autres courants totaux, un message d'erreur est produit. Les messages d'erreur surviennent fréquemment au cours de la journée car, vu l'ombrage partiel jeté sur l'installation photovoltaïque par une couverture nuageuse variable, une déviation d'un ou de plusieurs courants totaux d'un courant total produit dans un élément différent de l'installation qui est soumis à un rayonnement solaire supérieur a lieu sans cesse.

Un second système d'autodiagnostic connu se fonde sur le fait que les puissances instantanées de différents inverseurs sont comparées les unes aux autres. Dès qu'une puissance instantanée est détectée comme étant trop basse par comparaison aux puissances totales, un message d'erreur est produit. Toutefois, ici existe le même problème que celui du premier système d'autodiagnostic.

Un troisième système d'autodiagnostic connu se fonde sur la formation d'un rapport entre la puissance atteinte instantanément et la puissance pouvant être atteinte théoriquement de l'installation photovoltaïque en fonction d'une puissance mesurée du rayonnement solaire. Un problème de ce système est que, en raison de conditions environnementales

variables, en particulier des vitesses variables du vent et/ou un rayonnement induit par le temps et/ou un rayonnement solaire saisonnier, il est impossible de comparer des rapports de puissances déterminés à des jours différents de l'année.

- 5 Un quatrième système d'autodiagnostic connu se fonde sur le fait que les énergies standardisées de différents inverseurs sont comparées les unes aux autres. Toutefois, ici existe le même problème que celui du troisième système d'autodiagnostic.

La publication "Überwachung/Monitoring von  
10 Photovoltaikanlagen" [Surveillance des installations photovoltaïques], M. D'Souza, L. Herzog, Bulletin SEV/VSE 10/94, p. 27 - 28, décrit le concept d'un appareil de surveillance qui protège la production des installations photovoltaïques.

- 15 La publication "Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieeintrag und Leistung" [Analyse du comportement  
fonctionnel des installations photovoltaïques moyennant une  
représentation standardisée de l'entrée énergétique et de la  
20 puissance], H. Häberlein, C. Beutler, Bulletin SEV/VSE 4/95, p. 25 - 33, décrit la possibilité de comparer des installations photovoltaïques de différentes tailles et leur attachement local les unes aux autres.

Toutefois, les expériences afférentes aux installations  
25 photovoltaïques de l'ordre de grandeur de plusieurs mégawatts ont démontré qu'un ombrage partiel de l'installation photovoltaïque dû à la couverture nuageuse produit beaucoup de faux messages d'erreur dans un système de surveillance automatisé si le quotient de la valeur effective à la valeur  
30 souhaitée de la puissance ou à des valeurs moyennes de

puissance sur de courts intervalles de temps est comparé à une valeur de référence spécifique de l'installation.

Un objectif de l'invention concerne un procédé et un dispositif améliorés de surveillance d'au moins un élément  
5 d'une installation photovoltaïque.

L'objectif relatif au procédé de surveillance d'au moins un élément d'une installation photovoltaïque est achevé par les étapes suivantes :

- la détermination de l'énergie quotidienne du rayonnement  
10 solaire compensée en température  $H_{\text{jourcomp}}$  en Wh/m<sup>2</sup> de l'au moins un élément de l'installation, où

$$H_{\text{jourcomp}} = \int_{\text{leverdusoleil}}^{\text{coucherdusoleil}} G * (1 - (T - 25K) * \gamma_{P_{MPP}(T)}) dt$$

où

$G$  = puissance du rayonnement solaire en W/m<sup>2</sup>,

15  $T$  = température de l'au moins un élément de l'installation en K,

$\gamma_{P_{MPP}(T)}$  = coefficient de température en 1/K de l'au moins un module photovoltaïque de l'au moins un élément de l'installation à la puissance maximale,

20 - la détermination d'un rapport de puissance compensé en température  $PR_{\text{jourcomp}}$  en %, où

$$PR_{\text{jourcomp}} = \frac{\left( \frac{E_{\text{jour}}}{P_{\text{théo}}} \right)}{\left( \frac{H_{\text{jourcomp}}}{1000 \frac{W}{m^2}} \right)} * 100\% , \text{ où}$$

$E_{\text{jour}}$  = énergie quotidienne de l'au moins un élément de l'installation en kWh,

$P_{\text{théo}}$  = puissance possible maximale en kW de l'installation photovoltaïque dans des conditions d'essai standard, et

- 5 - la comparaison du rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  à une valeur souhaitée du rapport de puissance de l'au moins un élément de l'installation.

Un coefficient de température  $\gamma_{P_{MPP}}$  d'un module photovoltaïque en 1/K à la puissance maximale est la fréquence donnée dans la  
10 fiche d'instructions du fabricant pour un module photovoltaïque comme une constante dans une certaine marge de température. Cette marge de température comprend fréquemment toutes les températures auxquelles un module photovoltaïque  
15 est conventionnellement exposé. A l'égard des modules photovoltaïques très efficaces qui, dans certaines marges de température, peuvent avoir différents coefficients de température  $\gamma_{P_{MPP}}$ , la formule prend en considération la dépendance du coefficient de température  $\gamma_{P_{MPP}(T)}$  de la  
20 température T de l'au moins un élément de l'installation.

Par opposition à l'art antérieur, d'après l'invention, c'est la puissance du rayonnement qui est corrigée en température sur la base du comportement en température du module photovoltaïque utilisé, et non pas la puissance du générateur  
25 solaire. La puissance de rayonnement à correction de température est accumulée pour donner l'énergie quotidienne du rayonnement corrigée en température. La base quotidienne est une valeur empirique qui a démontré que les différences de l'ombrage partiel induit par les nuages d'une installation



photovoltaïque sont conventionnellement suffisamment équilibrées.

La valeur  $P_{théo}$  accumulée découle des valeurs de puissance relatives aux modules photovoltaïques utilisés dans  
5 l'installation photovoltaïque dans des conditions d'essai standard. Dans ce contexte, les conditions d'essai standard sont considérées comme une puissance de rayonnement solaire de  $1,000 \text{ W/m}^2$ , une température du module photovoltaïque de  $25^\circ\text{C}$  et aussi une valeur de masse d'air relative  $AM = 1.5$ , où  $AM$   
10 représente une épaisseur de l'atmosphère pénétrée par la lumière du soleil.

Le dispositif exécutant le procédé de l'invention selon l'objectif susmentionné comporte ce qui suit :

- au moins un premier appareil de détermination d'une  
15 température  $T$  de l'au moins un élément de l'installation,
- au moins un second appareil de détermination d'une puissance de rayonnement solaire  $G$  dans l'au moins un élément de l'installation,
- au moins un troisième appareil de détermination de valeurs  
20 pour le calcul d'une énergie quotidienne  $E_{jour}$  de l'au moins un élément de l'installation, et
- au moins un quatrième appareil de calcul de l'énergie quotidienne  $E_{jour}$  de l'au moins un élément de l'installation et/ou de calcul de l'énergie quotidienne du rayonnement  
25 solaire compensée en température  $H_{jourcomp}$  de l'au moins un élément de l'installation et/ou de calcul d'un rapport de puissance compensé en température  $PR_{jourcomp}$  de l'au moins un élément de l'installation et/ou aussi de comparaison du rapport de puissance compensé en température  $PR_{jourcomp}$  à une

valeur souhaitée du rapport de puissance pour l'au moins un élément de l'installation.

L'emploi d'un dispositif de l'invention dans l'exécution du procédé de l'invention, comme un système d'autodiagnostic pour  
5 la détection d'au moins un défaut d'au moins un élément de l'installation photovoltaïque ou de l'installation photovoltaïque entière, est idéal.

Le procédé et le dispositif de l'invention permettent de réaliser une compensation extensive des influences  
10 environnementales variables, d'où il est possible de comparer certains rapports de puissances à des jours différents ou à des moments différents de l'année, où la production d'une installation photovoltaïque ou d'un élément de l'installation photovoltaïque peut être surveillée sans interruption pendant  
15 une longue période. Les valeurs des éléments de l'installation peuvent être comparées à des valeurs souhaitées typiques de l'élément d'installation respectif, en plus du fait que les éléments de l'installation sont comparés les uns aux autres comme mentionné auparavant.

20 Une valeur souhaitée typique d'un élément de l'installation ou de l'installation photovoltaïque entière dévie de 100% en raison des pertes dans les lignes ou d'autres composants de l'installation, qui doivent être considérées approximativement constantes. Puisque la comparaison n'est pas faite à l'aide de  
25 valeurs instantanées du courant produit et de la puissance, mais sur la base de valeurs quotidiennes, les influences environnementales survenant au cours de la journée telles une couverture nuageuse variable, sont abolies et un nombre inférieur de messages d'erreur est produit.

30 On a constaté que les influences environnementales variables se manifestent en particulier à travers un changement

remarquable de la température ambiante de l'installation photovoltaïque. La température  $T$  d'un module photovoltaïque de l'élément de l'installation dépend sensiblement du rayonnement solaire, de la température ambiante et de la situation du vent. L'effet du rayonnement solaire sur la température  $T$  d'un module photovoltaïque peut être subdivisé davantage en un effet direct relatif au chauffage découlant de l'absorption du rayonnement solaire et en un effet indirect relatif au chauffage du matériau semi-conducteur sous l'effet d'un flux de courant correspondant au rayonnement solaire dans le matériau semi-conducteur.

L'efficacité d'une cellule photovoltaïque varie avec les changements de température en fonction du coefficient de température  $\gamma_{P_{MPP}(T)}$ . Deux effets opposés sont reflétés par le coefficient de température  $\gamma_{P_{MPP}(T)}$ . En concomitance avec une élévation de la température  $T$ , on observe d'une part une augmentation de la résistance interne du matériau semi-conducteur des cellules photovoltaïques et d'autre part une augmentation de la conductivité intrinsèque du matériau semi-conducteur des cellules photovoltaïques. Le coefficient de température  $\gamma_{P_{MPP}(T)}$  d'une cellule photovoltaïque varie conventionnellement dans une marge de  $-0.43 \text{ \%}/\text{K}$  approximativement à  $-0.5 \text{ \%}/\text{K}$  à la puissance maximale. De là, la puissance d'une cellule photovoltaïque s'affaiblit à titre d'exemple avec une élévation de  $30 \text{ K}$  de la température  $T$  d'un module photovoltaïque dans la marge de  $12.9$  approximativement à  $15\%$ .

La compensation de l'effet de l'environnement, en particulier de la température ambiante, de la force du vent et du rayonnement solaire, sur la puissance produite par les cellules photovoltaïques éventuellement réalisées au moyen du

procédé et du dispositif de l'invention permet de détecter immédiatement les changements de performance des éléments d'une installation photovoltaïque comportant au moins un module photovoltaïque. Uniquement les changements basés  
5 effectivement sur un défaut de l'installation photovoltaïque sont détectés et les messages d'erreur s'appuyant sur un changement des influences environnementales sont évités.

Un élément de l'installation comporte préféablement au moins un module photovoltaïque et au moins un inverseur.

10 L'emploi du dispositif ou du procédé de l'invention dans un ou plusieurs éléments respectivement d'une installation photovoltaïque facilite l'autodiagnostic de l'installation, puisqu'il est possible de détecter un défaut et facultativement de le localiser régionalement et de l'associer  
15 directement à un élément de l'installation. De ce fait, le besoin d'inspecter et optionnellement de réparer l'élément affecté de l'installation est rapidement détecté et ceci est rapidement et simplement entrepris in situ. Il en résulte une meilleure production et une réduction importante des coûts  
20 d'entretien de l'installation photovoltaïque vu la prompte détection des défauts effectifs de l'installation photovoltaïque et du fait que les messages d'erreur relatifs à l'état de l'installation n'ont pratiquement plus lieu.

Dans une installation photovoltaïque affichant une puissance  
25 de l'ordre de plusieurs mégawatts, un premier et/ou un second appareil du dispositif sont préféablement installés dans plus d'un endroit, en particulier dans plus de deux endroits.

En principe, la détection de la température T au moyen d'un seul premier appareil sur un module photovoltaïque dans un  
30 élément de l'installation et la détection de la puissance du rayonnement solaire G au moyen d'un second appareil d'un

élément de l'installation, en particulier pour un module photovoltaïque, sont suffisantes si l'élément respectif de l'installation est également représentatif de tous les autres éléments de l'installation, en particulier des modules

5 photovoltaïques, de l'installation photovoltaïque en termes de sa température et de la puissance du rayonnement solaire G. Toutefois, vu les conditions locales, une seule mesure de la température T et une détection de la puissance du rayonnement solaire G souvent ne peuvent pas être transférées à tous les

10 autres éléments de l'installation, en particulier aux modules photovoltaïques. Dans ce cas, il est avantageux d'équiper séparément tous les éléments de l'installation, en particulier les modules photovoltaïques, dont les températures T peuvent significativement dévier l'une de l'autre, d'un premier


15 appareil respectif pour la mesure de la température T. Il est également avantageux d'équiper tous les éléments de l'installation, en particulier les modules photovoltaïques, pour lesquels le rayonnement solaire peut significativement différer, d'un second appareil respectif pour déterminer la

20 puissance du rayonnement solaire G. Une différence significative de la température T ou du rayonnement solaire a lieu en particulier si le résultat pour  $H_{\text{jourcomp}}$  est falsifié de plus que 1.5% approximativement.

L'au moins un premier appareil de détermination d'une

25 température T d'un module photovoltaïque de l'au moins un élément de l'installation est de préférence directement associé localement à l'installation photovoltaïque. Un thermomètre numérique ou un capteur de température avec un signal analogue standardisé est utilisé en particulier en tant

30 que premier appareil pour déterminer la température T dans la région de l'installation photovoltaïque ou d'un de ses éléments. De préférence, un premier appareil est situé sur un module photovoltaïque, en particulier en forme d'un capteur de



température PT 100 sur la face arrière, c'est-à-dire sur la face opposée au rayonnement solaire, d'un module photovoltaïque. Les températures T mesurées, facultativement par station de mesure, sont transmises à l'au moins un

5 quatrième appareil du dispositif.

Il est également opportun s'il existe un premier appareil pour chaque module photovoltaïque comprenant un grand nombre de cellules photovoltaïques de l'installation photovoltaïque ou s'il existe un premier appareil pour chaque chaîne de

10 l'installation photovoltaïque. De ce fait, certaines positions des modules photovoltaïques sur les pentes montagneuses sont suffisamment prises en considération, à titre d'exemple des températures différentes d'un module sur une montagne orientée vers l'est ou l'ouest par comparaison à un module sur une

15 pente montagneuse orientée vers le sud, etc.

Pour le procédé, il s'est avéré opportun si l'on choisit l'au moins un élément de l'installation qui comprend au moins un module photovoltaïque ayant un grand nombre de cellules photovoltaïques et/ou comprenant au moins un inverseur.

20 Toutefois, l'installation photovoltaïque entière peut également être surveillée au moyen du procédé, en particulier si des installations présentant une petite superficie atteignant 0.5 km<sup>2</sup> sont impliquées.

L'au moins un second appareil de détermination de la puissance de rayonnement solaire G de l'au moins un élément de

25 l'installation est de préférence directement associé localement à l'installation photovoltaïque, en particulier à un module photovoltaïque. Pour la détermination de la puissance de rayonnement solaire G, un second appareil

30 comporte préférentiellement au moins un capteur du rayonnement solaire, en particulier présentant un signal analogue standardisé. Des valeurs individuelles de la puissance de

rayonnement solaire  $G$  sont détectées sur une certaine période au moyen d'un capteur du rayonnement solaire et transmises à l'au moins un quatrième appareil du dispositif.

L'au moins un troisième appareil de détermination de valeurs  
5 pour le calcul de l'énergie quotidienne  $E_{\text{jour}}$  comporte de préférence au moins un dispositif de mesure du courant continu, en particulier fonctionnant sans contact, et au moins un dispositif de mesure de la tension continue. L'au moins un  
10 troisième appareil respectivement est préférablement associé à chaque inverseur de l'installation photovoltaïque.

Des inverseurs présentant une ou plusieurs entrées CC, en particulier quatre entrées CC, sont préférablement utilisés. Avec un inverseur présentant uniquement une entrée CC, une  
15 mesure du courant continu et une mesure de la tension continue sont spécialement effectuées. Avec un inverseur particulièrement préféré présentant quatre entrées CC, quatre  
20 mesures du courant continu et une mesure de la tension continue sont spécialement effectuées. Les signaux de courant et de tension détectés sont transmis à l'au moins un quatrième  
25 appareil du dispositif. Là les produits du courant et de la tension déterminés au cours d'une journée sont accumulés pour l'énergie quotidienne  $E_{\text{jour}}$ .

L'au moins un quatrième appareil du dispositif, à titre d'exemple une unité arithmétique telle un PC, est en  
25 particulier muni d'un logiciel qui permet de calculer les valeurs de  $E_{\text{jour}}$  et/ou  $H_{\text{jourcomp}}$  et/ou  $PR_{\text{jourcomp}}$ , et facultativement de comparer des valeurs instantanées de  $PR_{\text{jourcomp}}$  à des valeurs mesurées auparavant de  $PR_{\text{jourcomp}}$ . Les valeurs de la valeur  
souhaitée du rapport de puissance et de  $P_{\text{théo}}$  et  $\gamma_{P_{\text{MPP}}(T)}$  sont  
30 stockées dans l'au moins un quatrième appareil du dispositif à cette fin.

La détermination de  $E_{\text{jour}}$ , ainsi que du rapport de puissance compensé en température  $PR_{\text{jourcomp}}$ , et la comparaison entre le rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  et la valeur souhaitée du rapport de puissance de l'au moins un élément de l'installation comportant au moins un module photovoltaïque sont de préférence automatiquement effectuées au moyen de l'au moins un quatrième appareil. Alternativement les calculs peuvent bien sûr être effectués manuellement ou semi-automatiquement par le personnel en service de l'installation photovoltaïque au moyen de l'au moins un quatrième appareil. Un seul ou plusieurs quatrièmes appareils, en particulier des unités arithmétiques, peuvent être utilisés pour la détection des valeurs mesurées transmises par le premier, le second et le troisième appareil. Les calculs peuvent être effectués au moyen d'un seul quatrième appareil, en particulier sur la même unité arithmétique.

La comparaison entre le rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  et la valeur souhaitée du rapport de puissance de l'au moins un élément de l'installation est uniquement effectuée en particulier si une valeur minimale fixe est atteinte ou dépassée pour  $H_{\text{jourcomp}}$ . Le résultat en est que les pertes susmentionnées ayant lieu dans l'installation photovoltaïque, comme les pertes de puissance, les pertes dans les transformateurs ou les pertes dans les inverseurs, sont considérées comme étant approximativement constantes.

Dans le contexte de la mise en service d'une installation photovoltaïque, la valeur souhaitée du rapport de puissance est fixe par rapport à l'installation fonctionnant parfaitement ou à l'au moins un élément de l'installation. Les pertes survenant sont déduites d'une valeur de rapport de puissance théoriquement possible qui peut être calculée en



fonction des valeurs de puissance des modules photovoltaïques existants, lesquelles pertes sont basées par exemple sur la géométrie de l'installation et se manifestent principalement en forme de pertes de puissance. Les pertes peuvent atteindre  
5 en pratique 3%. Toutefois, les tolérances de détection des valeurs mesurées, les tolérances des puissances effectives des modules photovoltaïques, les pertes dans la région des inverseurs, les pertes d'ajustement, etc. y contribuent aussi, en plus des pertes de puissance. Par précaution, 1 à 2%  
10 additionnels sont conventionnellement déduits de la valeur de rapport de puissance calculée et pouvant être atteinte avec l'installation ou l'élément de l'installation afin de compenser la dynamique en résultant en raison de différentes conditions climatiques. Le résultat forme la valeur souhaitée  
15 du rapport de puissance.

Si des mesures doivent être faites même aux jours avec un rayonnement solaire particulièrement faible, la valeur souhaitée du rapport de puissance doit être corrigée puisque les pertes survenant ne sont plus constantes dans ce cas-là.

20 De préférence, au moins un signal d'avertissement est produit en cas d'une déviation négative du rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  de la valeur souhaitée du rapport de puissance de l'au moins un élément de l'installation. Celui-ci prend la forme d'un signal  
25 d'avertissement visuel et/ou acoustique.

L'élément de l'installation qui est responsable du signal d'avertissement est préférablement affiché et/ou nommé aussi.

Le dispositif de l'invention comporte aussi préférablement au moins un cinquième appareil de production de l'au moins un  
30 signal d'avertissement dans le cas d'une déviation négative du rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$

de la valeur souhaitée du rapport de puissance. Le cinquième appareil est en particulier un écran ou semblable pour la production visuelle et/ou un avertisseur sonore ou semblable pour la production acoustique du signal d'avertissement.

- 5 Toutefois, un signal d'avertissement est à titre alternatif ou complémentaire généré aussi au moyen de l'au moins un quatrième appareil.

Il est particulièrement préférable si l'installation photovoltaïque est surveillée à distance au moyen de l'au  
10 moins un quatrième appareil et/ou l'au moins un cinquième appareil. A cette fin, l'au moins un quatrième appareil et/ou l'au moins un cinquième appareil est installé de façon à être physiquement séparé de l'installation photovoltaïque, d'où la présence d'un opérateur in situ dans la région de  
15 l'installation photovoltaïque est inutile. Il en résulte une épargne des coûts afférents au personnel de service et une intervention rapide aussi dans le cas de défauts de l'unité.

L'exemple suivant vise à décrire de façon plus détaillée une installation photovoltaïque de l'invention affichant une  
20 puissance maximale  $P_{théo}$  de 15 MW. L'installation occupe une zone de 1 km<sup>2</sup> approximativement. Les modules photovoltaïques atteignent 69,340 en nombre et jouissent d'une puissance moyenne de 216.5 W approximativement par module. Il y a aussi 36 inverseurs ayant une puissance de 400 kVA et 4 entrées CC  
25 ainsi que six inverseurs ayant une puissance de 100 kVA et une entrée CC auxquels sont associés les modules. Chacune des 150 entrées CC est associée en moyenne à 23 soi-disant chaînes dans un circuit parallèle, chaque chaîne comprenant 20 modules photovoltaïques reliés en série. L'installation photovoltaïque  
30 est située sur un site rectangulaire plat ayant une superficie de 1.2 km x 0.8 km. Il y a deux bâtiments fonctionnels dans

lesquels la moitié des présents inverseurs sont respectivement localisés.

Deux premiers appareils de mesure de la température T sont également installés dans la région de l'installation photovoltaïque en forme de capteurs numériques de la température. Il y aussi deux seconds appareils de détection de la puissance de rayonnement solaire G dans la région de l'installation. Un troisième appareil respectivement est installé par inverseur. Chaque troisième appareil comprend un dispositif de mesure de la tension continue respectivement et, par entrée CC de l'inverseur, un dispositif de mesure pour la mesure du courant continu sans contact du courant total produit par les modules photovoltaïques.

Exemple:

On effectue un calcul de l'énergie quotidienne du rayonnement solaire compensée en température  $H_{\text{jourcomp}}$  d'un élément de l'installation qui est associé à l'un des deux bâtiments fonctionnels :

$$H_{\text{jourcomp}} = \int_{\text{leverdusoleil}}^{\text{coucherdusoleil}} G * (1 - (T - 25K) * \gamma_{P_{MPP}(T)}) dt = 6220 \text{ Wh/m}^2$$

où  $\gamma_{P_{MPP}(T)} = 0.0045 \text{ 1/K}$  dans la marge de température effective ; et les valeurs mesurées d'après la FIG 1 pour G,  $E_{\text{jour}}$  et T

Le rapport de puissance compensé en température  $PR_{\text{jourcomp}}$  est maintenant déterminé :

$$PR_{\text{jourcomp}} = \frac{\left( \frac{E_{\text{jour}}}{P_{\text{théo}}} \right)}{\left( \frac{H_{\text{jourcomp}}}{1000 \frac{W}{m^2}} \right)} * 100\% = 95.6 \%$$

où

$$E_{\text{jour}} = 599.35 \text{ kWh}, P_{\text{théo}} = 100.8 \text{ kW}, H_{\text{jourcomp}} = 6,220 \text{ Wh/m}^2$$

On effectue ensuite une comparaison du rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  à une valeur  
5 souhaitée du rapport de puissance pour l'élément de l'installation sélectionné :

$$PR_{\text{jourcomp}} = 95.6 \%$$

Valeur souhaitée du rapport de puissance = 92 %

Cas 1 :  $PR_{\text{jourcomp}} \geq$  Valeur souhaitée du rapport de puissance

10 Si l'on détermine l'existence du cas 1, celui-ci est catégorisé comme une fonctionnalité complète de l'élément de l'installation sélectionné.

Cas 2 :  $PR_{\text{jourcomp}} <$  Valeur souhaitée du rapport de puissance

15 Si l'on détermine l'existence du cas 2, on suppose l'existence d'un défaut de l'élément de l'installation sélectionné et un message d'avertissement est produit identifiant l'élément de l'installation et activant l'inspection et facultativement l'entretien ou la réparation de l'élément de l'installation par le personnel de service.

20 Ici, on reconnaît le cas 1 pour l'élément de l'installation sélectionné, d'où l'installation photovoltaïque associée à l'élément de l'installation surveillé n'est pas inspectée.

Les figures 1 et 2 décrivent l'acquisition de la valeur mesurée et la construction d'un dispositif à titre d'exemple.

25 Dans les figures :

FIG 1 présente un diagramme illustrant les valeurs mesurées d'une installation photovoltaïque détectées au cours d'une journée ; et

FIG 2 présente un diagramme schématique d'un dispositif de surveillance d'au moins un élément d'une installation photovoltaïque.

La figure 1 présente un diagramme illustrant les valeurs mesurées d'une installation photovoltaïque détectées au cours d'une journée entre 08:00 et 18:00. La température d'un module photovoltaïque  $T$  en  $^{\circ}\text{C}$  (à convertir en Kelvin), la somme des valeurs d'énergie  $E$  du module photovoltaïque en kWh, qui produisent l'énergie quotidienne  $E_{\text{jour}}$  en kWh à 18:00, et la puissance du rayonnement solaire  $G$  en  $\text{W}/\text{m}^2$  d'un élément de l'installation sont illustrées.

La figure 2 illustre un diagramme schématique d'un dispositif de surveillance d'au moins un élément d'une installation photovoltaïque 20. L'élément de l'installation photovoltaïque 20 comprend les modules photovoltaïques 21, 22, 23, 24 qui sont connectés à un inverseur 25. Le courant continu produit dans les modules photovoltaïques 21, 22, 23, 24 est converti en courant alternatif dans l'inverseur 25 et alimenté dans un réseau 50. Le dispositif 10 comprend un premier appareil 1 en forme d'un capteur de température qui sert à détecter la température  $T$  des modules photovoltaïques 21, 22, 23, 24. Le dispositif 10 comprend aussi un second appareil 2 pour la mesure de la puissance du rayonnement solaire  $G$  dans la région des modules photovoltaïques 21, 22, 23, 24. Le premier appareil 1 et le second appareil 2 sont physiquement associés directement à l'installation photovoltaïque 20 ou sont placés sur ou à proximité immédiate d'un module photovoltaïque 21, 22, 23, 24.

Le dispositif 10 comprend aussi un troisième appareil 3 pour détecter les valeurs du courant et de tension pour le calcul de l'énergie quotidienne  $E_{\text{jour}}$ . La valeur  $E_{\text{jour}}$  correspond ici à l'énergie  $E$  totale d'après la figure 1 à 18:00. A cette fin,

le troisième appareil 3 comporte un dispositif de mesure de la tension continue 3b qui détecte la tension continue au niveau de l'inverseur 25. Le troisième appareil comprend aussi quatre dispositifs de mesure du courant continu fonctionnant sans contact 3a qui sont chacun associés à une entrée CC de l'inverseur 25 et qui détectent les courants continus générés par les modules photovoltaïques 21, 22, 23, 24. Les valeurs détectées par le premier appareil 1, le second appareil 2 et le troisième appareil 3 sont transmises à un quatrième appareil 4 du dispositif 10. Le quatrième appareil 4 est ici une unité arithmétique dans laquelle les données requises pour calculer le rapport de puissance compensé en température  $PR_{\text{jourcomp}}$  sont stockées et les valeurs mesurées détectées par le premier appareil 1, le second appareil 2 et le troisième appareil 3 sont détectées et traitées. Les calculs, nécessaires pour déterminer le rapport de puissance compensé en température  $PR_{\text{jourcomp}}$ , sont effectués au moyen de l'unité arithmétique. Le résultat des calculs, c'est-à-dire la détermination d'un défaut éventuel et facultativement la localisation de l'élément de l'installation photovoltaïque logeant un tel défaut, est affiché à titre d'exemple visuellement et/ou acoustiquement par l'intermédiaire d'un signal d'avertissement. Si le quatrième appareil 4 en est toujours incapable, le dispositif 10 comporte éventuellement un cinquième appareil 5 servant à la production du signal d'avertissement.

Lorsqu'un quatrième appareil 4 est présent en forme d'un PC et un cinquième appareil 5 en forme d'un avertisseur sonore, un signal d'avertissement visuel peut être produit à titre d'exemple au moyen de l'écran conventionnellement présent dans un PC et un signal d'avertissement acoustique peut être produit au moyen de l'avertisseur sonore. A l'instar du premier appareil 1 et du second appareil 2, le troisième

appareil 3 est directement associé à l'installation photovoltaïque 20. En revanche, le quatrième appareil 4 et optionnellement le cinquième appareil 5 de l'installation photovoltaïque 20 sont souvent non directement associés mais  
5 placés à une distance supérieure de celle-ci afin de pouvoir surveiller l'installation photovoltaïque 20 à distance.

Il est évident que, pour le fonctionnement du procédé et du dispositif de l'invention, la taille d'une installation photovoltaïque n'est nullement pertinente et il est peu  
10 important quels éléments de l'installation ou quelle combinaison d'éléments de l'installation sont vérifiés au moyen du procédé de l'invention ou sont équipés du dispositif de l'invention. Le procédé et le dispositif de l'invention  
15 s'appliquent pour une grande variété d'installations photovoltaïques, à titre d'exemple ayant des cellules photovoltaïques à base de silicium ou ayant une base organique, en particulier une base polymère. Le nombre de modules photovoltaïques, d'inverseurs, etc. est également peu important.

20 En général, une personne compétente du métier peut réaliser une connexion de l'installation photovoltaïque à une seule charge ou à plusieurs charges, sinon à un réseau public sans se départir de l'idée de base de l'invention.

## Revendications

1. Un procédé de surveillance d'au moins un élément d'une installation photovoltaïque (20), comprenant les étapes suivantes :

- 5 - la détermination de l'énergie quotidienne du rayonnement solaire compensée en température  $H_{\text{jourcomp}}$  en  $\text{Wh/m}^2$  de l'au moins un élément de l'installation, où

$$H_{\text{jourcomp}} = \int_{\text{leverdusoleil}}^{\text{coucherdusoleil}} G * (1 - (T - 25K) * \gamma_{P_{MPP}(T)}) dt$$

où

- 10  $G$  = puissance du rayonnement solaire en  $\text{W/m}^2$ ,

$T$  = température de l'au moins un élément de l'installation en  $K$ ,

$\gamma_{P_{MPP}(T)}$  = coefficient de température de l'au moins un module photovoltaïque de l'au moins un élément de l'installation en

- 15  $1/K$  à la puissance maximale,

- la détermination d'un rapport de puissance compensé en température  $PR_{\text{jourcomp}}$  en %, où

$$PR_{\text{jourcomp}} = \frac{\left( \frac{E_{\text{jour}}}{P_{\text{théo}}} \right)}{\left( \frac{H_{\text{jourcomp}}}{1000 \frac{W}{m^2}} \right)} * 100\% , \text{ où}$$

- 20  $E_{\text{jour}}$  = énergie quotidienne de l'au moins un élément de l'installation en kWh,

$P_{\text{théo}}$  = puissance possible maximale en kW de l'installation photovoltaïque dans des conditions d'essai standard, et



- la comparaison du rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  à une valeur souhaitée du rapport de puissance de l'au moins un élément de l'installation.

- 5 2. Le procédé tel revendiqué dans la revendication 1, qui se caractérise par le fait que l'au moins un élément de l'installation comprenant au moins un module photovoltaïque (21, 22, 23, 24) présentant un grand nombre de cellules photovoltaïques et/ou comprenant au moins un inverseur (25)
- 10 est choisi.
3. Le procédé tel revendiqué dans la revendication 1 ou 2, qui se caractérise par le fait que, pour déterminer l'énergie quotidienne  $E_{\text{jour}}$ , une mesure du courant continu sans contact est effectuée et un signal du courant instantané déterminé au
- 15 cours du procédé est multiplié par une tension continue instantanément mesurée au niveau de l'au moins un élément de l'installation.
4. Le procédé tel revendiqué dans l'une des revendications 1 à 3, qui se caractérise par le fait que la détermination du
- 20 rapport de puissance compensé en température  $PR_{\text{jourcomp}}$  et la comparaison entre le rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  et la valeur souhaitée du rapport de puissance sont automatiquement effectuées pour l'au moins un élément de l'installation.
- 25 5. Le procédé tel revendiqué dans l'une des revendications 1 à 4, qui se caractérise par le fait que la comparaison entre le rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  et la valeur souhaitée du rapport de puissance pour l'au moins un élément de l'installation est uniquement
- 30 effectuée si une valeur minimale fixe est atteinte ou dépassée pour  $H_{\text{jourcomp}}$ .

6. Le procédé tel revendiqué dans l'une des revendications 1 à 5, qui se caractérise par le fait qu'au moins un signal d'avertissement est produit en cas d'une déviation négative du rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  de la valeur souhaitée du rapport de puissance pour l'au moins un élément de l'installation.
7. Un dispositif (10) qui sert à exécuter le procédé tel revendiqué dans l'une des revendications 1 à 6, qui comprend :
- au moins un premier appareil (1) de détermination d'une température  $T$  de l'au moins un élément de l'installation,
  - au moins un second appareil (2) de détermination d'une puissance de rayonnement solaire  $G$  dans au moins un élément de l'installation,
  - au moins un troisième appareil (3) de détermination de valeurs pour le calcul de l'énergie quotidienne  $E_{\text{jour}}$  de l'au moins un élément de l'installation, et
  - au moins un quatrième appareil (4) de calcul de l'énergie quotidienne  $E_{\text{jour}}$  de l'au moins un élément de l'installation et/ou de calcul de l'énergie quotidienne de rayonnement solaire compensée en température  $H_{\text{jourcomp}}$  de l'au moins un élément de l'installation et/ou de calcul d'un rapport de puissance compensé en température  $PR_{\text{jourcomp}}$  de l'au moins un élément de l'installation et/ou également de comparaison du rapport de puissance compensé en température  $PR_{\text{jourcomp}}$  à une valeur souhaitée du rapport de puissance pour l'au moins un élément de l'installation.
8. Le dispositif tel revendiqué dans la revendication 7, qui se caractérise par le fait que l'au moins un quatrième appareil (4) est réglé pour effectuer les calculs suivants :

- la détermination de l'énergie quotidienne du rayonnement solaire compensée en température  $H_{\text{jourcomp}}$  en  $\text{Wh/m}^2$ , où

$$H_{\text{jourcomp}} = \int_{\text{leverdusoleil}}^{\text{coucherdusoleil}} G * (1 - (T - 25K) * \gamma_{P_{MPP}(T)}) dt$$

où

5  $G$  = puissance du rayonnement solaire en  $\text{W/m}^2$ ,

$T$  = température de l'au moins un élément de l'installation en  $K$ ,

$\gamma_{P_{MPP}(T)}$  = coefficient de température en  $1/K$  de l'au moins un module photovoltaïque de l'au moins un élément de l'installation à la puissance maximale, et

10 - la détermination d'un rapport de puissance compensé en température  $PR_{\text{jourcomp}}$  en %, où

$$PR_{\text{jourcomp}} = \frac{\left( \frac{E_{\text{jour}}}{P_{\text{théo}}} \right)}{\left( \frac{H_{\text{jourcomp}}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \right)} * 100\% , \text{ où}$$

15  $E_{\text{jour}}$  = énergie quotidienne de l'au moins un élément de l'installation en  $\text{kWh}$ ,

$P_{\text{théo}}$  = puissance possible maximale en  $\text{kW}$  de l'installation photovoltaïque dans des conditions d'essai standard, et

20 - la comparaison du rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  à une valeur souhaitée du rapport de puissance pour l'au moins un élément de l'installation.


9. Le dispositif tel revendiqué dans la revendication 7 ou 8, qui se caractérise par le fait qu'il existe aussi au moins

un cinquième appareil (5) pour la génération d'au moins un signal d'avertissement en cas d'une déviation négative du rapport de puissance compensé en température déterminé  $PR_{\text{jourcomp}}$  de la valeur souhaitée du rapport de puissance.

- 5 10. Le dispositif tel revendiqué dans l'une des revendications 7 à 9, qui se caractérise par le fait que l'au moins un premier appareil (1) et l'au moins un second appareil (2) sont associés à l'installation photovoltaïque (20).
11. Le dispositif tel revendiqué dans l'une des  
10 revendications 7 à 10, qui se caractérise par le fait qu'un troisième appareil (3) respectivement pour la détermination de valeurs pour le calcul d'une énergie quotidienne  $E_{\text{jour}}$  est associé à un inverseur (25) de l'installation photovoltaïque (20).
- 15 12. Le dispositif tel revendiqué dans l'une des revendications 7 à 11, qui se caractérise par le fait que l'au moins un quatrième appareil (4) est fourni par au moins une unité arithmétique.
13. Le dispositif tel revendiqué dans l'une des  
20 revendications 7 à 12, qui se caractérise par le fait que la surveillance à distance de l'installation photovoltaïque (20) peut être effectuée au moyen de l'au moins un quatrième dispositif (4) et/ou l'au moins un cinquième appareil (5).
14. Le dispositif tel revendiqué dans l'une des  
25 revendications 7 à 13, qui se caractérise par le fait que le premier et/ou le second appareil sont installés à deux endroits ou plus de l'installation photovoltaïque pour surveiller une installation photovoltaïque affichant une puissance de l'ordre de plusieurs mégawatts.

15. L'emploi d'un dispositif (10) tel revendiqué dans l'une  
des revendications 7 à 14 en entreprenant le procédé tel  
revendiqué dans l'une des revendications 1 à 6 comme un  
système d'autodiagnostic pour détecter au moins un défaut de  
5 l'au moins un élément d'une installation photovoltaïque (10)  
ou d'une installation photovoltaïque (10) entière.

**Nombre de lignes : 780**



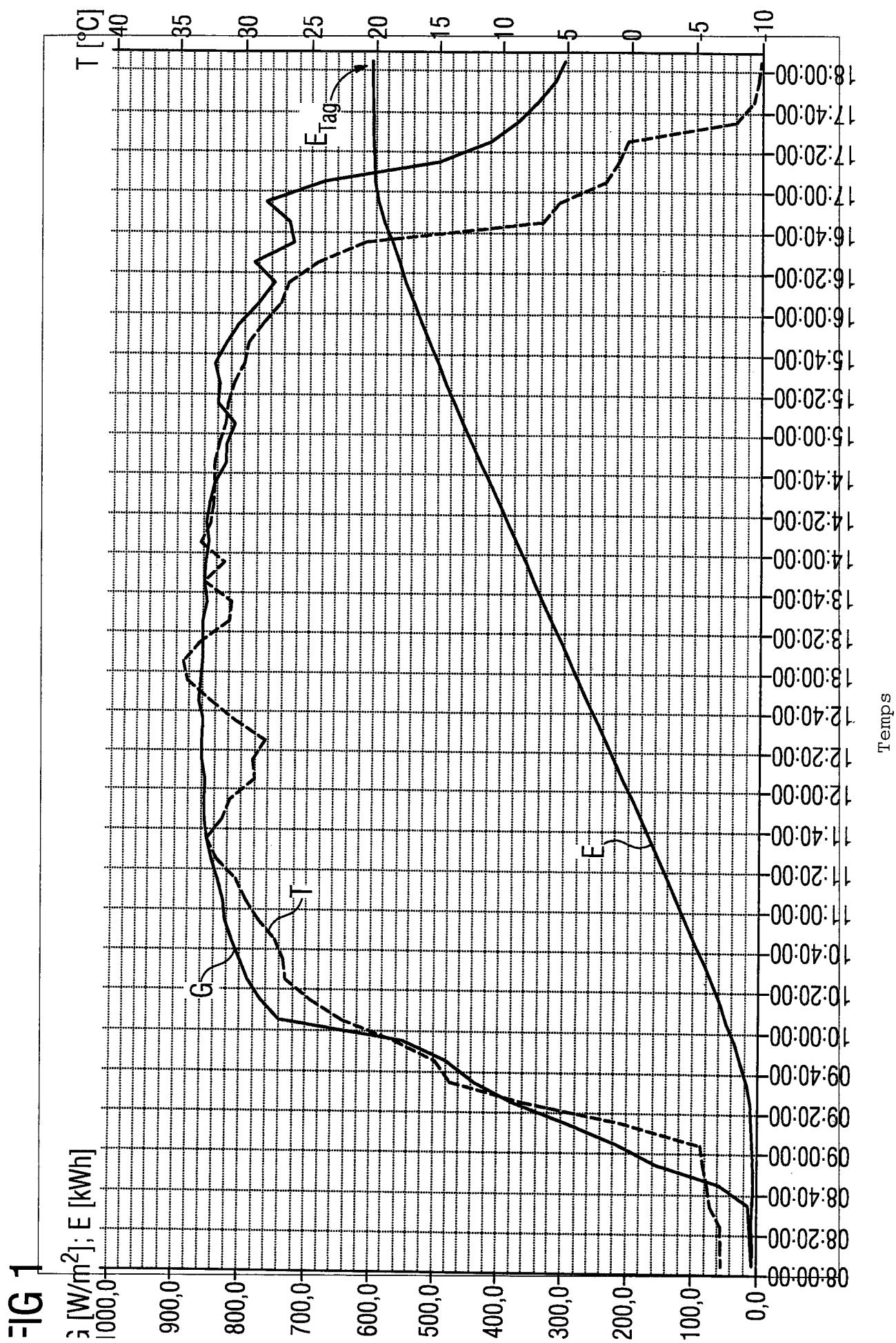


FIG 2

