(12) DEMANDE INTERNATIONALE PUBLIÉE EN VERTU DU TRAITÉ DE COOPÉRATION EN MATIÈRE DE BREVETS (PCT)

(19) Organisation Mondiale de la Propriété Intellectuelle
Bureau international

(43) Date de la publication internationale
28 mai 2015 (28.05.2015)

WIPO | PCT

(10) Numéro de publication internationale
WO 2015/075372 A1

(51) Classification internationale des brevets :
H02J 3/12 (2006.01) *H02J 3/04* (2006.01)
H02J 3/32 (2006.01) *H02M 7/66* (2006.01)
H02J 3/38 (2006.01)

(21) Numéro de la demande internationale :
PCT/FR2014/052953

(22) Date de dépôt international :
18 novembre 2014 (18.11.2014)

(25) Langue de dépôt : français

(26) Langue de publication : français

(30) Données relatives à la priorité :
1361351 19 novembre 2013 (19.11.2013) FR

(71) Déposant : **COMMISSARIAT A L'ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES** [FR/FR]; Bâtiment Le Ponant D, 25, Rue Leblanc, F-75015 Paris (FR).

(72) Inventeurs : **TRAN, Quoc-Tuan**; 10, Rue de la Fontaine, F-38610 Gieres (FR). **LUU, Ngoc-An**; 1, Avenue Jeanne d'Arc, F-38100 Grenoble (FR).

(74) Mandataire : **CABINET BEAUMONT**; 1, Rue Champollion, F-38000 Grenoble (FR).

(81) États désignés *(sauf indication contraire, pour tout titre de protection nationale disponible)* : AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JP, KE, KG, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) États désignés *(sauf indication contraire, pour tout titre de protection régionale disponible)* : ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasien (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), européen (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

[Suite sur la page suivante]

(54) **Title** : POWER GRID FREQUENCY ADJUSTMENT METHOD

(54) **Titre** : PROCÉDÉ DE RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

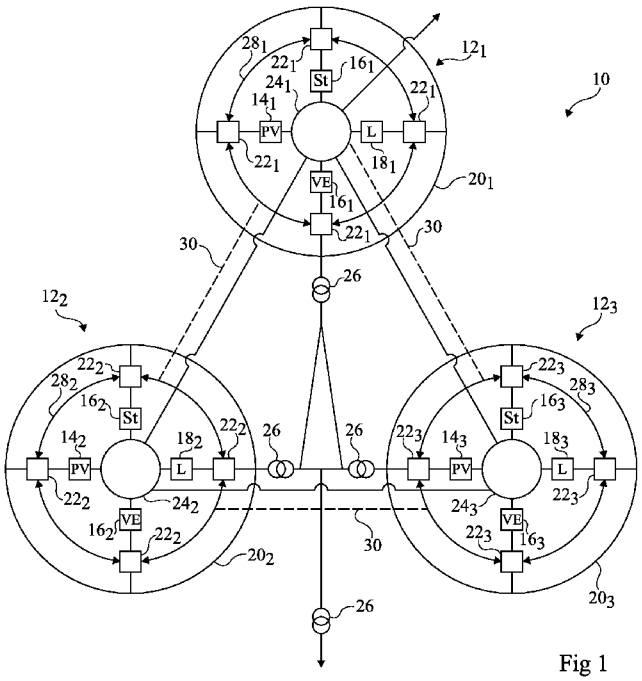

Fig 1

(57) Abstract : The invention relates to a method for adjusting the frequency of an AC power grid (20_1) including at least one power station (14_1) and a plurality of power storage systems (16_1). Each power storage system is connected to the AC power grid by an AC/DC converter (22_1). The method includes measuring, by means of each converter, the frequency of the AC power grid and the active power exchanged with the AC power grid by the converter, and determining a guideline for the active power and/or reactive power exchanged with the AC power grid by means of the converter, on the basis of the difference between a desired frequency and the measured frequency.

(57) Abrégé : L'invention concerne un procédé de réglage de la fréquence d'un réseau électrique alternatif (20_1) comprenant au moins une centrale électrique (14_1) et une pluralité de systèmes de stockage d'énergie électrique (16_1), chaque système de stockage d'énergie électrique étant relié au réseau électrique alternatif par un convertisseur continu-alternatif (22_1). Le procédé comprend la mesure, par chaque convertisseur, de la fréquence du réseau électrique alternatif et de la puissance électrique active échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif et la détermination d'une consigne de la puissance électrique active et/ou de la puissance électrique réactive échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif à partir de la différence entre une fréquence souhaitée et la fréquence mesurée.

WO 2015/075372 A1

Publiée :

— *avec rapport de recherche internationale (Art. 21(3))*

PROCÉDÉ DE RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

La présente demande de brevet revendique la priorité de la demande de brevet français FR13/61351 qui sera considérée comme faisant partie intégrante de la présente description.

Domaine

La présente demande concerne un procédé de commande de la fréquence d'un réseau électrique de transport et de distribution de courant alternatif reliant des installations de production d'énergie électrique, également appelées centrales électriques, à des dispositifs de consommation d'énergie électrique, également appelés charges.

Exposé de l'art antérieur

Le nombre de centrales électriques utilisant des énergies renouvelables, notamment les centrales photovoltaïques ou les centrales éoliennes, est en constante augmentation. Ceci peut entraîner des problèmes techniques quant à la gestion du réseau électrique qui transporte l'énergie électrique des centrales électriques vers les consommateurs d'électricité. En particulier, dans le cas d'un réseau électrique de transport et de distribution de courant alternatif, par exemple un réseau monophasé ou triphasé, la fréquence du réseau électrique doit être maintenue dans des plages prédéfinies pour le bon fonctionnement des matériels connectés au réseau.

Le raccordement d'une centrale électrique au réseau électrique peut provoquer un changement de la fréquence du réseau électrique du fait de l'injection de puissance électrique active et réactive par la centrale électrique dans le réseau électrique. Avec l'augmentation du nombre de centrales électriques à énergie renouvelable raccordées au réseau électrique, la contribution de ces centrales électriques aux variations de fréquence du réseau électrique tend à augmenter.

Toutefois, la production d'énergie électrique par les centrales électriques à énergie renouvelable, notamment les centrales solaires et les centrales éoliennes, peut être intermittente et ne peut généralement pas être prévue à l'avance. De plus, ces centrales électriques sont en majorité conçues pour fournir une puissance électrique relativement modeste et ne sont en général pas suivies par le gestionnaire du réseau électrique. La prise en compte de ces centrales électriques pour la commande de la fréquence du réseau électrique par le gestionnaire de réseau peut donc être difficile.

En outre, les centrales électriques à énergie renouvelable sont généralement reliées au réseau électrique par des convertisseurs continu-alternatif adaptés à déconnecter ces centrales du réseau électrique dans le cas de variations importantes de la fréquence du réseau électrique. Une augmentation des variations de fréquence du réseau électrique peut entraîner des déconnexions fréquentes et intempestives de ces centrales.

Résumé

Un objet d'un mode de réalisation est de pallier tout ou partie des inconvénients des procédés de commande de la fréquence d'un réseau électrique décrits précédemment.

Un autre objet d'un mode de réalisation est que le procédé de commande permet de maintenir la fréquence du réseau électrique dans une plage de fréquence déterminée.

Un autre objet d'un mode de réalisation est que le procédé de commande permet de tenir compte de l'énergie électrique fournie par chaque centrale électrique reliée au réseau

électrique, notamment des centrales électriques utilisant des énergies renouvelables.

Un autre objet d'un mode de réalisation est que le procédé de commande permet de favoriser la connexion au réseau électrique de centrales électriques utilisant les énergies renouvelables.

Un autre objet d'un mode de réalisation est que le procédé de commande peut être mis en oeuvre en temps réel.

Ainsi, un mode de réalisation prévoit un procédé de réglage de la fréquence d'un réseau électrique alternatif comprenant au moins une centrale électrique et une pluralité de systèmes de stockage d'énergie électrique, chaque système de stockage d'énergie électrique étant relié au réseau électrique alternatif par un convertisseur continu-alternatif, le procédé comprenant la mesure, par chaque convertisseur, de la fréquence du réseau électrique alternatif et de la puissance électrique active échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif et la détermination d'une consigne de la puissance électrique active et/ou de la puissance électrique réactive échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif à partir de la différence entre une fréquence souhaitée et la fréquence mesurée.

Selon un mode de réalisation, au moins l'un des convertisseurs est adapté à augmenter la puissance active fournie par le convertisseur au réseau électrique alternatif ou à diminuer la puissance active reçue par le convertisseur depuis le réseau électrique alternatif, lorsque la fréquence est inférieure ou égale à un premier seuil.

Selon un mode de réalisation, au moins l'un des convertisseurs est adapté à diminuer la puissance active fournie par le convertisseur au réseau électrique alternatif ou à augmenter la puissance active reçue par le convertisseur depuis le réseau électrique alternatif, lorsque la fréquence est supérieure ou égale à un deuxième seuil.

Selon un mode de réalisation, au moins l'un des convertisseurs est adapté à diminuer la puissance réactive reçue par le convertisseur depuis le réseau électrique alternatif lorsque la fréquence est inférieure ou égale à un troisième seuil.

Selon un mode de réalisation, au moins l'un des convertisseurs est adapté à augmenter la puissance réactive fournie par le convertisseur au réseau électrique alternatif lorsque la fréquence est supérieure ou égale à un quatrième seuil.

Selon un mode de réalisation, le procédé comprend la détermination, par chaque convertisseur, d'un premier coefficient par logique floue à partir de l'état de charge du système de stockage d'énergie électrique et de la puissance électrique active mesurée et la détermination de la consigne de la puissance électrique active et/ou de la puissance électrique réactive échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif à partir du premier coefficient.

Selon un mode de réalisation, le procédé comprend, en outre, les étapes suivantes :

- déterminer la différence entre la fréquence souhaitée et la fréquence mesurée ;
- déterminer un deuxième coefficient obtenu à partir du produit du premier coefficient et de la différence entre la fréquence souhaitée et la fréquence mesurée ;
- déterminer la consigne à partir du produit du deuxième coefficient et d'une puissance électrique échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif choisie parmi le groupe comprenant la puissance électrique active maximale, la puissance électrique active minimale, la puissance électrique réactive maximale et la puissance réactive minimale.

Selon un mode de réalisation, le deuxième coefficient est égal à l'intégrale du produit entre le premier coefficient et la différence entre une fréquence souhaitée et la fréquence mesurée.

Selon un mode de réalisation, la centrale électrique est sélectionnée parmi le groupe comprenant une centrale photovoltaïque, une centrale éolienne et un groupe électrogène.

Selon un mode de réalisation, le système de stockage d'énergie électrique correspond à la batterie d'un véhicule électrique ou d'un véhicule hybride rechargeable.

Selon un mode de réalisation, la détermination du premier coefficient par logique floue comprend la détermination de premières valeurs de premières fonctions d'appartenance de premiers ensembles flous associés à l'état de charge du système de stockage d'énergie électrique et de deuxièmes valeurs de deuxièmes fonctions d'appartenance de deuxièmes ensembles flous associés à la puissance électrique active échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif.

Un mode de réalisation prévoit également un système électrique comprenant un réseau électrique alternatif et au moins une centrale électrique et une pluralité de systèmes de stockage d'énergie électrique, chaque système de stockage d'énergie électrique étant relié au réseau électrique alternatif par un convertisseur, chaque convertisseur étant adapté à mesurer la fréquence du réseau électrique alternatif et à mesurer la puissance électrique active échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif, à déterminer une consigne de la puissance électrique active et/ou de la puissance électrique réactive échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif à partir de la différence entre une fréquence souhaitée et la fréquence mesurée.

Brève description des dessins

Ces caractéristiques et avantages, ainsi que d'autres, seront exposés en détail dans la description suivante de modes de réalisation particuliers faite à titre non limitatif en relation avec les figures jointes parmi lesquelles :

la figure 1 représente, de façon partielle et schématique, un mode de réalisation d'un système électrique

comprenant un réseau électrique reliant des centrales électriques à des charges ;

la figure 2 représente, sous la forme d'un schéma-bloc, un mode de réalisation d'un procédé de commande de la fréquence d'un réseau électrique ;

la figure 3 illustre un mode de réalisation d'un procédé de commande de la fréquence au point de liaison entre le réseau électrique et un convertisseur associé à un système de stockage d'énergie ou à une installation de production d'énergie utilisant des énergies renouvelables ;

les figures 4, 5A, 5B et 6 représentent des courbes d'évolution de fonctions d'appartenance d'ensembles flous, respectivement des variables état de charge (figure 4), puissance active (figures 5A et 5B) et coefficient k (figure 6) de variation de la puissance active ou réactive, mises en oeuvre par un mode de réalisation d'un procédé de commande de la fréquence au point de liaison entre le réseau électrique et un convertisseur ;

la figure 7 représente un mode de réalisation d'un système électrique comprenant un réseau électrique utilisé pour réaliser des simulations ;

les figures 8A, 8B et 8C représentent des courbes d'évolution respectivement de la puissance active et de la puissance réactive fournies par les éléments du système électrique de la figure 7 et de la fréquence du réseau électrique du système électrique de la figure 7 lors du passage d'un mode de fonctionnement connecté à un mode de fonctionnement isolé ; et

les figures 9A et 9B, 10A et 10B, 11A et 11B, et 12A et 12B représentent des courbes analogues respectivement aux courbes des figures 8A et 8B pour différents exemples de mise en oeuvre d'un mode de réalisation d'un procédé de commande de la fréquence du réseau électrique.

Par souci de clarté, de mêmes éléments ont été désignés par de mêmes références aux différentes figures.

Description détaillée

La figure 1 représente un mode de réalisation d'un système électrique 10 divisé en N systèmes électriques unitaires 12_i, où i est un nombre entier variant entre 1 et N. A titre d'exemple, N peut varier de quelques systèmes électriques unitaires, par exemple 5, à une centaine.

Chaque système électrique unitaire 12_i comprend :

- des centrales électriques 14_i (PV) ;
- des systèmes de stockage d'énergie 16_i (St, VE) ;
- des charges 18_i (L) à alimenter ;
- un réseau électrique alternatif 20_i ;
- des convertisseurs alternatif-continu 22_i, chaque convertisseur reliant l'une des centrales électriques 14_i, l'un des systèmes de stockage d'énergie 16_i, ou l'une des charges 18_i au réseau électrique alternatif 20_i.

Chaque système électrique unitaire 12_i a une structure distribuée dans la mesure où il comprend plusieurs centrales électriques 14_i et plusieurs systèmes de stockage d'énergie 16_i. A titre d'exemple, le nombre de centrales électriques 14_i par système électrique unitaire 12_i peuvent varier de quelques centrales électriques, par exemple 5, à une centaine. A titre d'exemple, le nombre de systèmes de stockage d'énergie 16_i par système électrique unitaire 12_i peuvent varier de quelques systèmes de stockage d'énergie, par exemple 5, à une dizaine.

Les centrales électriques 14_i peuvent comprendre des centrales électriques utilisant des énergies renouvelables, notamment une centrale photovoltaïque, une centrale éolienne, une centrale hydraulique ou une usine marémotrice. Les centrales électriques 14_i peuvent comprendre des générateurs électriques du type groupe électrogène alimenté par un carburant, par exemple l'essence, le gazole, le gaz naturel, le gaz de pétrole liquéfié (GPL), les biocarburants et le fioul lourd. Chaque centrale électrique 14_i peut être adaptée à produire une puissance électrique active comprise entre quelques kilowatts et une centaine de kilowatts.

Les systèmes de stockage d'énergie 16_i peuvent correspondre à tout type de système adapté à recevoir de l'énergie électrique, à stocker l'énergie électrique reçue après conversion dans une autre forme d'énergie et à fournir de l'énergie électrique à partir de l'énergie stockée. Un exemple de système de stockage d'énergie 16_i correspond à un système de stockage d'énergie sous forme électrochimique. Il s'agit par exemple d'une batterie, par exemple la batterie d'un véhicule électrique ou hybride rechargeable, lorsque celui-ci est relié au réseau électrique 20_i, par exemple par l'intermédiaire d'une borne de recharge. De préférence, les batteries des véhicules électriques ou hybrides rechargeables peuvent être utilisées comme un système de stockage d'énergie réversible, c'est-à-dire que la batterie du véhicule électrique ou hybride rechargeable peut fournir de l'énergie électrique au réseau électrique 20_i lorsque le véhicule électrique ou hybride rechargeable est relié au réseau électrique 20_i. Lorsqu'un véhicule est connecté à une borne de recharge, il peut être fourni à la borne de recharge la valeur de l'état de charge SOC (acronyme anglais pour State Of Charge) de la batterie du véhicule, et l'instant auquel le véhicule sera déconnecté de la borne. Un autre exemple de système de stockage d'énergie 16_i correspond à un système de stockage d'énergie sous forme d'un champ électrostatique. Il s'agit par exemple d'un supercondensateur. Un autre exemple de système de stockage d'énergie 16_i correspond à un système de stockage d'énergie sous forme d'énergie cinétique. Il s'agit par exemple d'un volant d'inertie. Un autre exemple de système de stockage d'énergie 16_i correspond à un système de stockage d'énergie sous forme d'énergie potentielle. Il s'agit par exemple d'un système de remontée d'eau dans un barrage hydraulique ou un système de stockage d'air comprimé. La capacité de stockage de chaque système de stockage d'énergie 16_i peut varier de quelques kilowattheures à plusieurs centaines de kilowattheures.

Un exemple de charge 18_i à alimenter peut correspondre à tout type d'appareil électrique d'une usine, d'un commerce,

d'une habitation, etc. A titre d'exemple, la puissance électrique active consommée par l'ensemble des charges 18_i associées à un système électrique unitaire 12_i peut varier de quelques kilowattheures à plusieurs centaines de kilowattheures.

Le réseau électrique alternatif 20_i peut être un réseau monophasé ou polyphasé, par exemple triphasé. De préférence, il s'agit d'un réseau électrique alternatif triphasé. Le réseau électrique alternatif 20_i peut comprendre des portions triphasées et des portions monophasées.

Dans la suite de la description, on appelle fréquence f du réseau électrique alternatif 20_i la fréquence d'oscillation de la tension de la phase du réseau électrique alternatif 20_i dans le cas d'un réseau monophasé ou de l'une des phases ou entre deux phases du réseau électrique alternatif 20_i dans le cas d'un réseau polyphasé.

Chaque système électrique unitaire 12_i peut, en outre, comprendre un réseau électrique de distribution de courant continu 24_i auquel peuvent être reliés une ou plus d'une centrale électrique 14_i, un ou plus d'un système de stockage d'énergie 16_i et/ou une ou plus d'une charge 18_i.

A titre d'exemple, on a représenté en figure 1 trois systèmes électriques unitaires 12_1, 12_2, 12_3 comprenant chacun une installation de production d'énergie électrique 14_i (PV), deux systèmes de stockage d'énergie 16_i (St, VE) et une charge 18_i (L) à alimenter. Toutefois, il est clair que le nombre de centrales électriques 14_i, de systèmes de stockage d'énergie 16_i et de charges 18_i peut varier d'un système électrique unitaire à l'autre.

Le réseau électrique alternatif 20_i d'un système électrique unitaire 12_i peut être relié au réseau électrique alternatif 20_j d'un autre système électrique unitaire 12_j, où j est un nombre entier différent de i, éventuellement par l'intermédiaire de transformateurs 26. En outre, le réseau électrique continu 24_i d'un système électrique unitaire 12_i peut être relié au réseau électrique continu 24_j d'un autre système électrique

unitaire 12_j, où j est différent de i. De préférence, les systèmes électriques unitaires 12_i peuvent fonctionner indépendamment les uns des autres. Ils fonctionnent alors en îlotage.

Pour chaque système électrique unitaire 12_i, au moins une partie des convertisseurs 22_i du système électrique unitaire sont adaptés à échanger des données les uns avec les autres, ce qui est représenté de façon schématique en figure 1 par les traits à double flèche 28_i. De préférence, au moins certains convertisseurs 22_i reliés à des centrales électriques 14_i, de préférence tous les convertisseurs 22_i reliés aux centrales électriques 14_i, et au moins certains convertisseurs 22_i reliés à des systèmes de stockage d'énergie 16_i, de préférence tous les convertisseurs 22_i reliés aux systèmes de stockage d'énergie 16_i, sont adaptés à échanger des données les uns avec les autres. La transmission de données entre convertisseurs 22_i peut être réalisée par une transmission sans fil, par courant porteur (PLC) ou par le réseau internet. De préférence, les convertisseurs 22_i d'un système électrique unitaire 12_i peuvent être adaptés à échanger des données avec les convertisseurs 22_j d'un autre système électrique unitaire 12_j où j est un nombre entier différent de i, ce qui est représenté de façon schématique en figure 1 par les lignes en traits pointillées 30.

Pour au moins certains systèmes de stockage d'énergie 16_i d'un système électrique unitaire 12_i, de préférence pour tous les système de stockage d'énergie 16_i, le convertisseur 22_i reliant le système de stockage d'énergie 16_i au réseau électrique alternatif 20_i est adapté à commander la puissance active échangée avec le réseau électrique alternatif 20_i et à commander la puissance réactive échangée avec le réseau électrique alternatif 20_i.

Pour au moins certaines centrales électriques 14_i d'un système électrique unitaire 12_i, de préférence pour toutes les centrales électriques 14_i, le convertisseur 22_i reliant la centrale électrique 14_i au réseau électrique alternatif 20_i est adapté à commander la puissance active fournie au réseau

électrique alternatif 20_i et à commander la puissance réactive échangée avec le réseau électrique alternatif 20_i.

La puissance active (ou puissance réelle) correspond à la puissance moyenne échangée entre le convertisseur 22_i et le réseau électrique alternatif 20_i. Elle est notée P et est exprimée en watt (W). La puissance apparente complexe reçue en régime sinusoïdal est le produit de la tension électrique efficace complexe aux bornes du convertisseur 22_i par le conjugué du courant électrique efficace complexe traversant le convertisseur 22_i. En régime sinusoïdal, la puissance réactive est la partie imaginaire de la puissance apparente complexe. Elle est notée Q et est exprimée en voltampère réactif (VAr). Dans la suite de la description, une puissance active ou réactive est positive lorsqu'elle est fournie par le convertisseur 22_i au réseau électrique alternatif 20_i et elle est négative lorsqu'elle est fournie par le réseau électrique alternatif 20_i au convertisseur 22_i.

Pour au moins certains convertisseurs 22_i reliés à une centrale électrique 14_i ou à un système de stockage d'énergie 16_i, le convertisseur 22_i comprend des moyens de mesure de la fréquence f du réseau électrique 20_i au point de connexion avec le réseau électrique 20_i. Pour au moins certains convertisseurs 22_i reliés à une centrale électrique 14_i ou à un système de stockage d'énergie 16_i, le convertisseur 22_i comprend, en outre, des moyens de mesure de la puissance active P, et éventuellement de la puissance réactive Q, échangée avec le réseau électrique 20_i. Pour au moins certains convertisseurs 22_i reliés à un système de stockage d'énergie 16_i, le convertisseur 22_i comprend, en outre, des moyens de mesure de l'état de charge SOC du système de stockage d'énergie 16_i.

Selon un mode de réalisation, pour au moins certains convertisseurs 22_i reliés à une centrale électrique 14_i ou à un système de stockage d'énergie 16_i, le convertisseur 22_i peut fonctionner selon un mode de fonctionnement de régulation dans lequel il détermine en temps réel une consigne de la puissance

active et/ou réactive à échanger avec le réseau électrique 20_i pour maintenir la fréquence f à une fréquence de référence f_{ref}.

Selon un mode de réalisation, la régulation de la fréquence f est réalisée indépendamment par chaque convertisseur 22_i.

Selon un autre mode de réalisation, la régulation de la fréquence peut d'abord être réalisée, pendant une première phase de régulation, appelée également régulation primaire, seulement par les convertisseurs 22_i reliés à des systèmes de stockage d'énergie 16_i, éventuellement seulement par une partie des convertisseurs 22_i reliés à des systèmes de stockage d'énergie 16_i, par exemple les batteries des véhicules électriques. Si la fréquence n'est pas ramenée dans une plage de fréquences acceptables après une durée donnée, par exemple de quelques millisecondes à quelques secondes, pendant une deuxième phase de régulation, appelée également régulation secondaire, une partie des convertisseurs reliés à des centrales électriques 14_i, par exemple les générateurs alimentés par un combustible, peuvent participer à la régulation de la fréquence f. Si cela n'est pas suffisant, les convertisseurs 22_i reliés aux autres centrales électriques 14_i, par exemple les centrales photovoltaïques, les convertisseurs 22_i reliés aux systèmes de stockage d'énergie 16_i, et les charges 18_i peuvent participer également à la régulation de la fréquence f.

La participation échelonnée dans le temps des convertisseurs 22_i reliés aux systèmes de stockage d'énergie 16_i et aux centrales électriques 14_i peut être obtenue par l'échange de données entre les convertisseurs 22_i. A titre de variante, certains convertisseurs 22_i peuvent ne commencer la régulation de la fréquence qu'après l'achèvement d'une durée déterminée.

La figure 2 représente, sous la forme d'un schéma-bloc, un mode de réalisation du procédé mis en oeuvre par le convertisseur 22_i relié à un système de stockage d'énergie 16_i, pour la régulation de fréquence f au point de connexion avec le réseau électrique 20_i. Un convertisseur 22_i relié à une centrale

électrique 14_i peut mettre en oeuvre un procédé de régulation de fréquence analogue en utilisant le système de stockage d'énergie qui fait généralement partie de la centrale électrique 14_i.

Le convertisseur 22_i comprend un module de détermination 40 (FUZZY LOGIC) d'un coefficient de correction k_f. Le module 40 reçoit l'état de charge SOC mesuré et la puissance active mesurée P. Le convertisseur 22_i comprend un soustracteur 42 recevant les fréquences f_{ref} et f et déterminant la différence Δf entre fréquences f_{ref} et f.

Un coefficient de pondération $Coeff_f$ est déterminé à partir du coefficient k_f et de la différence Δf. A titre d'exemple, il s'agit d'une régulation du type intégrale dans laquelle la différence Δf est multipliée par le coefficient k_f (bloc de multiplication 44) et est intégrée (bloc intégrateur 46). A titre de variante, il peut s'agir d'une correction du type proportionnelle-intégrale-dérivée.

Le convertisseur 22_i comprend un comparateur 48 (COMP) recevant la fréquence f mesurée et adapté à comparer la fréquence f mesurée à des seuils et à fournir un signal de commande S en fonction de la plage de valeurs à laquelle appartient la fréquence f mesurée. Le convertisseur 22_i comprend, en outre, un multiplexeur 50 recevant les valeurs de la puissance active maximale (positive) P_{MAX}, qui correspond à la puissance de décharge maximale du système de stockage d'énergie 16_i, la puissance active minimale (négative) P_{MIN}, qui correspond à la puissance de charge maximale du système de stockage d'énergie 16_i, la puissance réactive maximale (positive) Q_{MAX} et la puissance réactive minimale (négative) Q_{MIN} susceptible d'être fournie ou reçue par le convertisseur 22_i. En fonction du signal S, le multiplexeur fournit l'une des valeurs P_{MAX}, P_{MIN}, Q_{MAX} ou Q_{MIN} ou plusieurs valeurs parmi les valeurs P_{MAX}, P_{MIN}, Q_{MAX} ou Q_{MIN}.

La consigne de puissance active P_C ou de puissance réactive Q_C correspond au produit, réalisé par le bloc de multiplication 52, de la valeur de la puissance fournie par le multiplexeur 50 et du coefficient $Coeff_f$.

Le procédé de commande peut être mis en oeuvre par l'exécution d'une suite d'instructions par un processeur. A titre de variante, il peut être mis en oeuvre par un circuit électronique dédié.

La figure 3 représente des courbes C_{PL}, C_{PU} et C_Q qui illustrent un mode de réalisation de la régulation mise en oeuvre par le convertisseur 22_i relié à un système de stockage d'énergie 16_i ou à une centrale électrique 14_i. La courbe C_{PL} représente l'évolution de la puissance active (négative) reçue depuis le réseau électrique 20_i par le convertisseur 22_i lors de la charge du système de stockage d'énergie 16_i. La courbe C_{PU} représente l'évolution de la puissance active (positive) fournie au réseau électrique 20_i par le convertisseur 22_i dans le cas de la décharge d'un système de stockage d'énergie 16_i. La courbe C_{PU} représente l'évolution de la puissance réactive échangée par le convertisseur 22_i avec le réseau électrique 20_i dans le cas de la charge et de la décharge d'un système de stockage d'énergie 16_i.

Lorsque la fréquence mesurée f est supérieure ou égale à une fréquence désirée minimale f_des_min (par exemple 49,8 Hz) et inférieure ou égale à une fréquence désirée maximale f_des_max (par exemple 50,2 Hz), il n'y a pas de régulation de fréquence. Le convertisseur 22_i fonctionne de façon classique avec une puissance réactive nulle ou égale à Q_0 et une puissance active égale à P_0.

Lorsque la fréquence mesurée f est supérieure ou égale à une fréquence admissible minimale f_ad_min (par exemple 47,5 Hz) et strictement inférieure à la fréquence désirée minimale f_des_min (par exemple 49,8 Hz), le convertisseur 22_i relié à un système de stockage d'énergie 16_i augmente la puissance active P de décharge ou réduit la puissance active de charge afin d'augmenter la fréquence f.

Lorsque la fréquence mesurée f est strictement inférieure à la fréquence admissible minimale f_ad_min (par exemple 47,5 Hz), le convertisseur 22_i relié à un système de stockage d'énergie 16_i fournit la puissance active P de décharge P_{MAX}.

Lorsque la fréquence mesurée f est strictement supérieure à la fréquence désirée maximale f_des_max (par exemple 50,2 Hz) et inférieure ou égale à une fréquence admissible maximale f_ad_max (par exemple 51,5 Hz), le convertisseur 22_i relié à un système de stockage d'énergie 16_i réduit la puissance active P de décharge ou augmente la puissance active de charge afin de diminuer la fréquence f.

Lorsque la fréquence mesurée f est strictement supérieure à la fréquence admissible maximale f_ad_max (par exemple 51,5 Hz), le convertisseur 22_i relié à un système de stockage d'énergie 16_i fournit la puissance active P de charge P_{MIN}.

Lorsque la fréquence mesurée f est supérieure ou égale à la fréquence admissible minimale f_ad_min (par exemple 47,5 Hz) et strictement inférieure à une fréquence désirée minimale pour la puissance réactive f_des_min_Q (par exemple 48 Hz), le convertisseur 22_i relié à un système de stockage d'énergie 16_i augmente, en valeur absolue, la puissance réactive Q (négative ou absorbée) échangée entre le convertisseur 22_i et le réseau électrique 20_i afin d'augmenter la fréquence f.

Lorsque la fréquence mesurée f est strictement inférieure à la fréquence admissible minimale f_ad_min (par exemple 47,5 Hz), le convertisseur 22_i relié à un système de stockage d'énergie 16_i échange la puissance réactive Q_{MIN}.

Lorsque la fréquence mesurée f est strictement supérieure à une fréquence désirée maximale pour la puissance réactive f_des_max_Q (par exemple 51,0 Hz) et inférieure ou égale à la fréquence admissible maximale f_ad_max (par exemple 51,5 Hz), le convertisseur 22_i relié à un système de stockage d'énergie 16_i augmente la puissance réactive (positive) échangée entre le convertisseur 22_i et le réseau électrique 20_i afin de diminuer la fréquence f.

Lorsque la fréquence mesurée f est strictement supérieure à la fréquence admissible maximale f_ad_max (par

exemple 51,5 Hz), le convertisseur 22_i relié à un système de stockage d'énergie 16_i échange la puissance réactive Q_{MAX}.

La variation de la fréquence f est sensiblement linéaire en fonction de la puissance active P ou la puissance réactive Q selon une droite de pente k_f.

Les convertisseurs reliés à des centrales électriques 14i peuvent participer à la régulation de fréquence, notamment dans la deuxième phase de régulation, seulement lorsqu'une régulation importante est nécessaire.

A titre d'exemple, pour un convertisseur 22_i relié à un générateur électrique 14_i du type groupe électrogène alimenté par un carburant, le convertisseur peut, afin d'augmenter la fréquence f, augmenter la puissance active P fournie par le générateur électrique, échangée entre le convertisseur 22_i et le réseau électrique 20_i lorsque la fréquence mesurée f est supérieure ou égale à un seuil désiré, par exemple 49,8 Hz.

A titre d'exemple, pour un convertisseur 22_i relié à une centrale électrique 14_i utilisant des énergies renouvelables, notamment une centrale photovoltaïque, le convertisseur peut, afin de diminuer la fréquence f, diminuer la puissance active P fournie par la centrale électrique, entre le convertisseur 22_i et le réseau électrique 20_i lorsque la fréquence mesurée f est inférieure ou égale à un seuil, par exemple 51,0 Hz.

Selon un mode de réalisation, pour chaque convertisseur 22_i effectuant une régulation de la fréquence f, le coefficient k_f est déterminé par logique floue. Dans ce but, les variables utilisées par le convertisseur 22_i sont la puissance active initiale P_0, l'état de charge SOC et le coefficient de correction k_f.

A la variable "Etat de charge", SOC, sont associés plusieurs ensembles flous, par exemple cinq ensembles flous dans le présent mode de réalisation, correspondant à plusieurs niveaux de la puissance active.

La figure 4 représente des exemples de fonctions d'appartenance μ_{SOC} qui caractérisent cinq ensembles flous SOC-P,

SOC-MP, SOC-M, SOC-MG et SOC-G de la variable SOC traduisant respectivement le fait que l'état de charge est respectivement "faible" (SOC-P), "moyennement faible" (SOC-MP), "moyen" (SOC-M), "moyennement élevé" (SOC-MG) et "élevé" (SOC-G).

A la variable "puissance active initiale", P_0, sont associés plusieurs ensembles flous, par exemple cinq ensembles flous dans le présent mode de réalisation, correspondant à plusieurs niveaux de la puissance active initiale P_0. Des fonctions d'appartenance différentes sont utilisées selon que le convertisseur effectue une phase de charge ou de décharge.

La figure 5A représente, pour une opération de décharge, des exemples de fonctions d'appartenance μ_{P0} qui caractérisent cinq ensembles flous P0-P, P0-MP, P0-M, P0-MG et P0-G de la variable P_0 traduisant respectivement le fait que la puissance active initiale P_0 de décharge (positive) est respectivement "faible" (P0-MP), "moyennement faible" (P0-MP), "moyenne" (SOC-M), "moyennement élevée" (P0-MG) et "élevée" (P0-G).

La figure 5B représente, pour une opération de charge, des exemples de fonctions d'appartenance μ_{P0} qui caractérisent cinq ensembles flous P0-P, P0-MP, P0-M, P0-MG et P0-G de la variable P_0 traduisant respectivement le fait que la puissance active initiale P_0 de charge (négative) est, en valeur absolue, respectivement "élevée" (P0-MP), "moyennement élevée" (P0-MP), "moyenne" (SOC-M), "moyennement faible" (P0-MG) et "faible" (P0-G).

A la variable "coefficient de correction", k_f, sont associés plusieurs ensembles flous, par exemple cinq ensembles flous dans le présent mode de réalisation, correspondant à plusieurs plages de valeurs du coefficient de correction.

La figure 6 représente des exemples de fonctions d'appartenance μ_{kf} qui caractérisent cinq ensembles flous P, MP, M, MG et G de la variable k_f traduisant respectivement le fait que le coefficient de correction est "faible" (P), "moyennement faible" (MP), "moyen" (M), "moyennement élevé" (MG) et "élevé" (G).

Les fonctions d'appartenance des ensembles flous des variables "puissance active initiale P_0", "Etat de charge SOC" et "coefficient de correction k_f" peuvent être stockées dans des mémoires de chaque convertisseur 22_i.

Sur les figures 4, 5A, 5B et 6, les fonctions d'appartenance correspondent à des lignes brisées. Toutefois, les fonctions d'appartenance peuvent avoir une autre forme, par exemple une forme en cloche.

Un exemple de matrice de décision, ou table d'inférence, utilisée pour la détermination du coefficient k_f est donné par le tableau (2) suivant dans le cas d'une opération de décharge :

		Etat de décharge SOC				
		SOC-P	SOC-MP	SOC-M	SOC-MG	SOC-G
Puissance active initiale P_0	P0-P	M	M	MP	P	P
	P0-MP	MG	M	MP	MP	P
	P0-M	MG	MG	M	MP	MP
	P0-MG	G	MG	M	M	MP
	P0-G	G	G	MG	M	M

Tableau (2)

La lecture de la règle floue correspondant, par exemple, à la première case en haut à gauche de la table d'inférence (2) est la suivante : si l'état de charge est faible (SOC-P) et si la puissance active initiale de décharge (positive) est faible (P0-P), alors le coefficient k_f est moyen (M). Ceci signifie que la variable k_f appartient à l'ensemble flou M à un degré qui dépend du degré de validité des prémisses, autrement dit du degré d'appartenance de la variable P_0 à l'ensemble flou P0-P et du degré d'appartenance de la variable SOC à l'ensemble flou SOC-P.

Un exemple de matrice de décision, ou table d'inférence, utilisée pour la détermination du coefficient k_f est donné par le tableau (3) suivant dans le cas d'une opération de charge :

		Etat de charge SOC				
		SOC-P	SOC-MP	SOC-M	SOC-MG	SOC-G
Puissance active initiale P_0	P0-P	M	M	MG	G	G
	P0-MP	MP	M	MG	MG	G
	P0-M	MP	MP	M	MG	MG
	P0-MG	P	MP	M	M	MG
	P0-G	P	P	MP	M	M

Tableau (3)

En logique floue, la conjonction de coordination "et" qui relie les prémisses se traduit par un opérateur flou et le mot de liaison "alors" qui relie la conclusion aux prémisses se traduit par une implication floue.

A titre d'exemple, les opérateurs flous de Zadeh peuvent être utilisés. L'opérateur intersection ET reliant deux ensembles flous renvoie alors le minimum des fonctions d'appartenance des deux ensembles flous.

De façon générale, l'implication floue définit comment délimiter, en fonction des valeurs précises des variables Q et U des prémisses de la règle floue, une portion de la surface sous la courbe de la fonction d'appartenance de l'ensemble flou de la conclusion de la règle floue, c'est-à-dire à l'obtention d'un sous-ensemble.

A titre d'exemple, l'implication floue utilisée peut être l'implication de Mamdani ou l'implication de Larsen.

Pour des valeurs précises des variables P_0 et SOC, chaque règle floue de la table d'inférence conduit à l'obtention d'un sous-ensemble, éventuellement nul, pour la variable k_f. Ces sous-ensembles sont agrégés en utilisant, par exemple, l'opérateur MAX. La détermination de la valeur finale du coefficient k_f à partir des sous-ensembles agrégés s'appelle la défuzzification. A titre d'exemple, l'étape de défuzzification met en oeuvre la méthode moyenne des maxima ou la méthode du centre de gravité.

Un avantage du présent mode de réalisation est qu'il est essentiellement réalisé localement par le convertisseur. En outre,

il peut être mis en oeuvre sans transmission de données au convertisseur.

Un autre avantage du présent mode de réalisation est qu'il ne nécessite pas de connaître à l'avance le nombre de véhicules électriques ou hybrides reliés au réseau électrique ou les instants d'arrivée des véhicules à recharger.

Un autre avantage du présent mode de réalisation est qu'il peut être mis en oeuvre en temps réel.

Des simulations ont été réalisées par les inventeurs.

La figure 7 représente un exemple de système électrique 60 utilisé pour réaliser des simulations. Le système électrique 60 comprend des noeuds N1 à N16. Le système électrique 60 est connecté à un autre système électrique 62 au noeud N1 par l'intermédiaire d'un transformateur T en série avec un interrupteur SW. Il s'agit d'un transformateur de 250 kVA, 20/0,4 kV. Le système électrique 62 est adapté à fournir une puissance de 25 kW.

Deux centrales photovoltaïques triphasées PV3P1 et PV3P2 sont reliées respectivement aux noeuds N3 et N15. La centrale photovoltaïque PV3P1 peut fournir une puissance active maximale de 15 kW. La centrale photovoltaïque PV3P2 peut fournir une puissance active maximale de 20 kW. Trois centrales photovoltaïques monophasées PV1P1, PV1P2 et PV1P3 sont reliées respectivement aux noeuds N7, N11 et N13. Chaque centrale photovoltaïque monophasée PV1P1, PV1P2 et PV1P3 peut fournir une puissance active maximale de 5 kW.

Trois systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3 sont reliés respectivement aux noeuds N1, N3 et N15. Chaque système de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3 peut être rechargé à une puissance électrique active maximale de 30 kW et a une capacité de stockage maximale de 25 kWh. Des charges triphasées LT1 et LT2 sont connectées respectivement aux noeuds N3 et N15. Des charges monophasées LM1 à LM10 sont connectées respectivement aux noeuds N4, N5, N6, N7, N10, N11, N12, N13, N14,

N16. La puissance électrique totale consommée par l'ensemble des charges est de 75 kW.

Un convertisseur adapté à mettre en oeuvre un procédé de régulation de la tension tel que décrit précédemment est prévu pour chaque système de stockage Sto1, Sto2 et Sto3 et chaque centrale photovoltaïque.

Quatre simulations ont été réalisées dans lesquelles le système électrique 80 est déconnecté du système électrique 82 après 2 secondes. Le système électrique 80 fonctionne alors en îlotage.

L'état de charge au début de la simulation et la puissance initiale P_0 de charge ou de décharge de chaque système de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3 sont indiqués dans le tableau (4) ci-dessous.

		Sto1	Sto2	Sto3
Simulation 1	P_0 (kW)	0	0	0
	SOC (%)	80	80	80
Simulation 2	P_0 (kW)	0	0	0
	SOC (%)	20	50	80
Simulation 3	P_0 (kW)	0	5	10
	SOC (%)	80	80	80
Simulation 4	P_0 (kW)	-5	0	5
	SOC (%)	20	50	80

Tableau (4)

Les figures 8A, 8B et 8C ont été obtenues pour la première simulation.

La figure 8A représente une courbe d'évolution C_{SYS-1} de la puissance active fournie par le système électrique 82, une courbe d'évolution $C_{PV3P1-1}$ de la puissance fournie par la centrale photovoltaïque PV3P1, une courbe d'évolution $C_{PV3P2-1}$ de la puissance active fournie par la centrale photovoltaïque PV3P2, une courbe d'évolution C_{PV1P-1} de la puissance active fournie par chaque centrale photovoltaïque PV1P1, PV1P2 et PV1P3, une courbe d'évolution C_{Sto1-1} de la puissance active échangée par le système

de stockage d'énergie Sto1, une courbe d'évolution C_{Sto2-1} de la puissance active échangée par le système de stockage d'énergie Sto2, et une courbe d'évolution C_{Sto3-1} de la puissance active échangée par le système de stockage d'énergie Sto3, les courbes C_{Sto1-1}, C_{Sto2-1}, et C_{Sto3-1} étant sensiblement confondues dans la première simulation.

La figure 8C représente une courbe d'évolution C'_{Sys} de la puissance réactive fournie par le système électrique 82, une courbe d'évolution C'_{PV3P-1} de la puissance fournie par chaque centrale photovoltaïque PV3P1 et PV3P2, une courbe d'évolution C'_{PV1P-1} de la puissance réactive fournie par chaque centrale photovoltaïque PV1P1, PV1P2 et PV1P3, une courbe d'évolution C'_{Sto1-1} de la puissance réactive échangée par le système de stockage d'énergie Sto1, une courbe d'évolution C'_{Sto2-1} de la puissance réactive échangée par le système de stockage d'énergie Sto2, et une courbe d'évolution C'_{Sto3-1} de la puissance réactive échangée par le système de stockage d'énergie Sto3.

La figure 8B représente une courbe d'évolution CF-1 de la fréquence du réseau électrique du système électrique 60. La courbe d'évolution CF-1 comprend successivement, après la mise en îlotage du système électrique 60 à deux secondes, une diminution 70 suivi d'une stabilisation à un palier 72 obtenue par la régulation primaire de fréquence réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3 et une remontée 74 jusqu'à la fréquence de référence due à la régulation secondaire de fréquence réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3.

Comme cela apparaît sur ces figures, la fréquence du réseau électrique est rapidement ramenée à 50 Hz lorsque le système électrique 60 est mis en îlotage. Les trois systèmes de stockage Sto1, Sto2 et Sto3 sont sollicités de la même façon étant donné que l'état de charge et la puissance initiale P_0 sont les mêmes.

Les figures 9A et 9B ont été obtenues pour la deuxième simulation.

La figure 9A représente des courbes C_{SYS-2}, $C_{PV3P1-2}$, $C_{PV3P2-2}$, C_{PV1P-2}, C_{Sto1-2}, C_{Sto2-2} et C_{Sto3-2} respectivement analogues aux courbes C_{SYS-1}, $C_{PV3P1-1}$, $C_{PV3P2-1}$, C_{PV1P-1}, C_{Sto1-1}, C_{Sto2-1} et C_{Sto3-1}.

La figure 9B représente une courbe d'évolution CF-2 de la fréquence du réseau électrique du système électrique 60. La courbe d'évolution CF-2 comprend successivement, après la mise en îlotage du système électrique 60 à deux secondes, une diminution 80 suivi d'une stabilisation à un palier 82 obtenue par la régulation primaire de fréquence réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3 et une remontée 84 jusqu'à la fréquence de référence due à la régulation secondaire de fréquence réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3.

Comme cela apparaît sur ces figures, la fréquence du réseau électrique est rapidement ramenée à 50 Hz lorsque le système électrique 60 est mis en îlotage. Les trois systèmes de stockage Sto1, Sto2 et Sto3 sont sollicités de façons différentes. Le système de stockage Sto3 avec l'état de charge initiale le plus élevé (80 %) fournit une puissance active plus importante. A l'inverse, le système de stockage Sto1 avec l'état de charge initiale le plus faible (20 %) fournit une puissance active plus modérée.

Les figures 10A et 10B ont été obtenues pour la troisième simulation.

La figure 10A représente des courbes C_{SYS-3}, $C_{PV3P1-3}$, $C_{PV3P2-3}$, C_{PV1P-3}, C_{Sto1-3}, C_{Sto2-3} et C_{Sto3-3} respectivement analogues aux courbes C_{SYS-1}, $C_{PV3P1-1}$, $C_{PV3P2-1}$, C_{PV1P-1}, C_{Sto1-1}, C_{Sto2-1} et C_{Sto3-1}.

La figure 10B représente une courbe d'évolution CF-3 de la fréquence du réseau électrique du système électrique 60. La courbe d'évolution CF-3 comprend successivement, après la mise en îlotage du système électrique 60 à deux secondes, une diminution 80 suivi d'une stabilisation à un palier 82 obtenue par la régulation primaire de fréquence réalisée par les systèmes de

stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3 et une remontée 84 jusqu'à la fréquence de référence due à la régulation secondaire de fréquence réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3.

Comme cela apparaît sur ces figures, la fréquence du réseau électrique est rapidement ramenée à 50 Hz lorsque le système électrique 60 est mis en îlotage. Les trois systèmes de stockage Sto1, Sto2 et Sto3 sont sollicités de façons différentes. Le système de stockage Sto3 avec la puissance initiale P0 de décharge la plus grande (10 kW) fournit une puissance active moins importante. A l'inverse, le système de stockage Sto1 avec la puissance initiale P0 de décharge la plus faible (0 kW) fournit une puissance active plus importante.

Les figures 11A et 11B ont été obtenues pour la quatrième simulation.

La figure 11A représente des courbes C_{SYS-4}, $C_{PV3P1-4}$, $C_{PV3P2-4}$, C_{PV1P-4}, C_{Sto1-4}, C_{Sto2-4} et C_{Sto3-4} respectivement analogues aux courbes C_{SYS-1}, $C_{PV3P1-1}$, $C_{PV3P2-1}$, C_{PV1P-1}, C_{Sto1-1}, C_{Sto2-1} et C_{Sto3-1}.

La figure 11B représente une courbe d'évolution CF-4 de la fréquence du réseau électrique du système électrique 60. La courbe d'évolution CF-4 comprend successivement, après la mise en îlotage du système électrique 60 à deux secondes, une diminution 100 suivi d'une stabilisation à un palier 102 obtenue par la régulation primaire de fréquence réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3 et une remontée 104 jusqu'à la fréquence de référence due à la régulation secondaire de fréquence réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3.

Comme cela apparaît sur ces figures, la fréquence du réseau électrique est rapidement ramenée à 50 Hz lorsque le système électrique 60 est mis en îlotage. Les trois systèmes de stockage Sto1, Sto2 et Sto3 sont sollicités de façons différentes. En particulier, la puissance active échangée par le système de stockage Sto3, qui était initialement en charge (P0 égal à -5 kW),

est ramenée à 0 kW après la mise en îlotage du système électrique 60.

Les figures 12A et 12B concernent une cinquième simulation. Dans cette simulation, le système électrique 60 est en mode de fonctionnement en îlotage. En outre, la centrale photovoltaïque PV3P1 fournit une puissance active de 35 kW, la centrale photovoltaïque PV3P2 fournit une puissance active de 25 kW et chaque centrale photovoltaïque PV1P1, PV1P2 et PV1P3 fournit une puissance active de 5 kW. La puissance active initiale échangée par les systèmes de stockage Sto1, Sto2 et Sto3 et leur état de charge sont initialement nuls.

Dans la cinquième simulation, au bout de trois secondes, la puissance active de chaque centrale photovoltaïque diminue de 100 % à 40 % de la puissance fournie initialement et au bout de sept secondes, la puissance active de chaque centrale photovoltaïque augmente jusqu'à 90 % de la puissance fournie initialement.

La figure 12A représente des courbes C_{SYS-5}, $C_{PV3P1-5}$, $C_{PV3P2-5}$, C_{PV1P-5}, C_{Sto1-5}, C_{Sto2-5} et C_{Sto3-5} respectivement analogues aux courbes C_{SYS-1}, $C_{PV3P1-1}$, $C_{PV3P2-1}$, C_{PV1P-1}, C_{Sto1-1}, C_{Sto2-1} et C_{Sto3-1}.

La figure 12B représente une courbe d'évolution CF-5 de la fréquence du réseau électrique du système électrique 60. La courbe d'évolution CF-5 comprend successivement, après la chute des puissances fournies par les centrales photovoltaïques au bout de trois secondes, une diminution 110 suivi d'une stabilisation à un palier 112 obtenue par la régulation primaire de fréquence réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3 et une remontée 114 jusqu'à la fréquence de référence due à la régulation secondaire de fréquence réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3. La courbe d'évolution CF-5 comprend, en outre, successivement, après la remontée des puissances fournies par les centrales photovoltaïques au bout de sept secondes, une augmentation 116 suivi d'une stabilisation à un palier 118 obtenue par la régulation primaire de fréquence

réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3 et une diminution 120 jusqu'à la fréquence de référence due à la régulation secondaire de fréquence réalisée par les systèmes de stockage d'énergie Sto1, Sto2 et Sto3.

Comme cela apparaît sur ces figures, la fréquence du réseau électrique est rapidement ramenée à 50 Hz lorsque la puissance fournie par les centrales photovoltaïques varie.

REVENDICATIONS

1. Procédé de réglage de la fréquence d'un réseau électrique alternatif (20_1) comprenant au moins une centrale électrique (14_1) et une pluralité de systèmes de stockage d'énergie électrique (16_1), chaque système de stockage d'énergie électrique étant relié au réseau électrique alternatif par un convertisseur continu-alternatif (22_1), le procédé comprenant la mesure, par chaque convertisseur, de la fréquence du réseau électrique alternatif et de la puissance électrique active échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif et la détermination d'une consigne de la puissance électrique active et/ou de la puissance électrique réactive échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif à partir de la différence (Δf) entre une fréquence souhaitée (F_{ref}) et la fréquence mesurée (F).

2. Procédé de commande selon la revendication 1, dans lequel au moins l'un des convertisseurs (22_1) est adapté à augmenter la puissance active fournie par le convertisseur au réseau électrique alternatif (20_1) ou à diminuer la puissance active reçue par le convertisseur depuis le réseau électrique alternatif, lorsque la fréquence est inférieure ou égale à un premier seuil.

3. Procédé de commande selon la revendication 1 ou 2, dans lequel au moins l'un des convertisseurs (22_1) est adapté à diminuer la puissance active fournie par le convertisseur au réseau électrique alternatif (20_1) ou à augmenter la puissance active reçue par le convertisseur depuis le réseau électrique alternatif, lorsque la fréquence est supérieure ou égale à un deuxième seuil.

4. Procédé de commande selon l'une quelconque des revendications 1 à 3, dans lequel au moins l'un des convertisseurs (22_1) est adapté à diminuer la puissance réactive reçue par le convertisseur depuis le réseau électrique alternatif (20_1) lorsque la fréquence est inférieure ou égale à un troisième seuil.

5. Procédé de commande selon l'une quelconque des revendications 1 à 4, dans lequel au moins l'un des convertisseurs (22_1) est adapté à augmenter la puissance réactive fournie par le convertisseur au réseau électrique alternatif (20_1) lorsque la fréquence est supérieure ou égale à un quatrième seuil.

6. Procédé de commande selon l'une quelconque des revendications 1 à 5, comprenant la détermination, par chaque convertisseur, d'un premier coefficient (k_f) par logique floue à partir de l'état de charge du système de stockage d'énergie électrique (16_1) et de la puissance électrique active mesurée et la détermination de la consigne de la puissance électrique active et/ou de la puissance électrique réactive échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif à partir du premier coefficient.

7. Procédé de commande selon la revendication 6, comprenant, en outre, les étapes suivantes :

- déterminer la différence (Δf) entre la fréquence souhaitée (F_{ref}) et la fréquence mesurée (F) ;
- déterminer un deuxième coefficient ($Coeff_F$) obtenu à partir du produit du premier coefficient (k_F) et de la différence (Δf) entre la fréquence souhaitée et la fréquence mesurée ;
- déterminer la consigne à partir du produit du deuxième coefficient et d'une puissance électrique échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif choisie parmi le groupe comprenant la puissance électrique active maximale, la puissance électrique active minimale, la puissance électrique réactive maximale et la puissance réactive minimale.

8. Procédé de commande selon la revendication 7, dans lequel le deuxième coefficient ($Coeff_F$) est égal à l'intégrale du produit entre le premier coefficient (k_F) et la différence (Δf) entre une fréquence souhaitée (F_{ref}) et la fréquence mesurée (F).

9. Procédé de commande selon l'une quelconque des revendications 1 à 8, dans lequel la centrale électrique (14_1) est sélectionnée parmi le groupe comprenant une centrale photovoltaïque, une centrale éolienne et un groupe électrogène.

10. Procédé de commande selon l'une quelconque des revendications 1 à 9, dans lequel le système de stockage d'énergie électrique (16_1) correspond à la batterie d'un véhicule électrique ou d'un véhicule hybride rechargeable.

11. Procédé de commande selon l'une des revendications 1 à 10, dans lequel la détermination du premier coefficient (k_f) par logique floue comprend la détermination de premières valeurs de premières fonctions d'appartenance de premiers ensembles flous associés à l'état de charge du système de stockage d'énergie électrique (16_1) et de deuxièmes valeurs de deuxièmes fonctions d'appartenance de deuxièmes ensembles flous associés à la puissance électrique active échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif.

12. Système électrique (10) comprenant un réseau électrique alternatif (20_1) et au moins une centrale électrique (14_1) et une pluralité de systèmes de stockage d'énergie électrique (16_1), chaque système de stockage d'énergie électrique étant relié au réseau électrique alternatif par un convertisseur (22_1), chaque convertisseur étant adapté à mesurer la fréquence du réseau électrique alternatif et à mesurer la puissance électrique active échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif, à déterminer une consigne de la puissance électrique active et/ou de la puissance électrique réactive échangée par le convertisseur avec le réseau électrique alternatif à partir de la différence (Δf) entre une fréquence souhaitée (F_{ref}) et la fréquence mesurée (F).

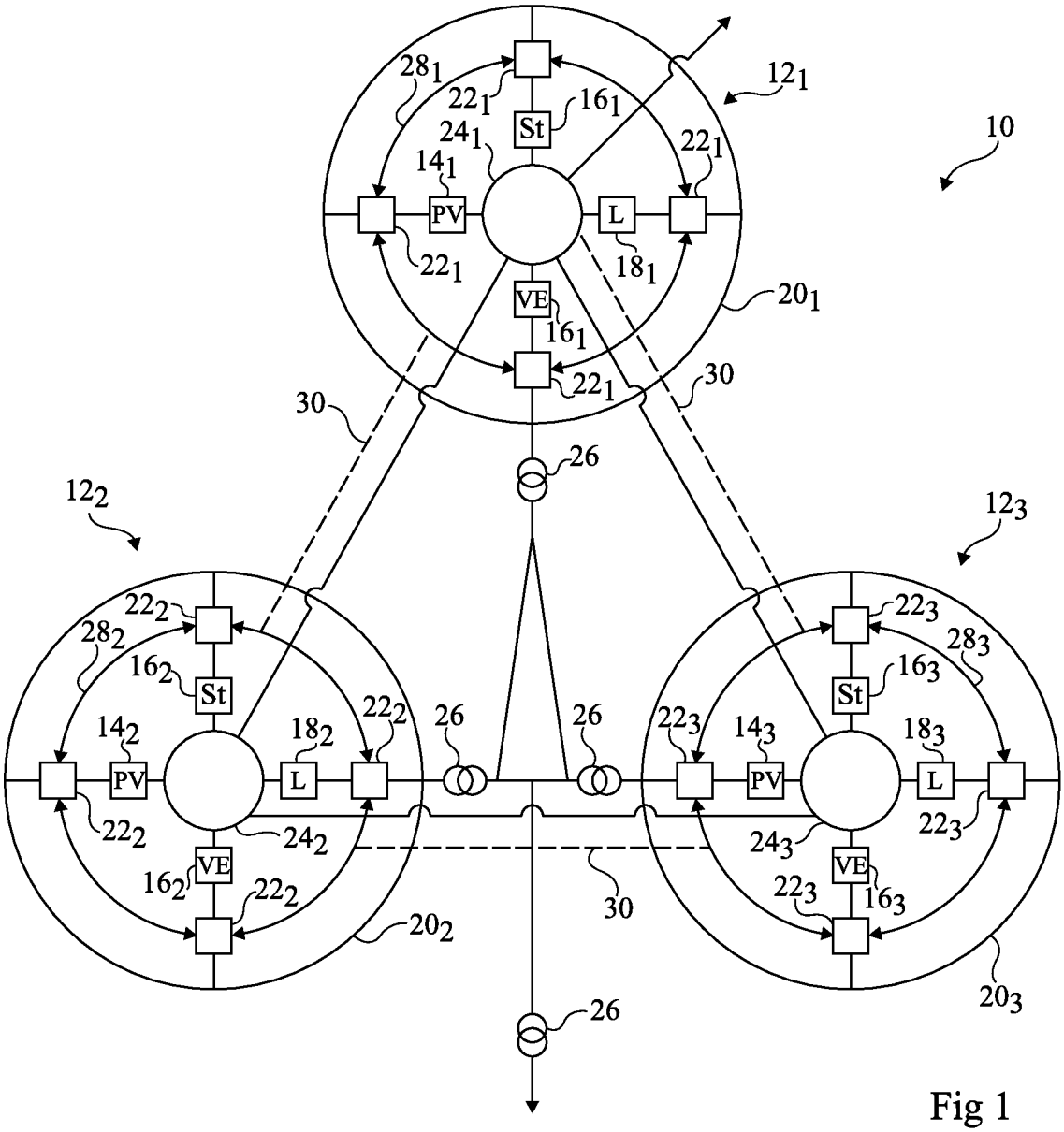
10
12_1
12_2
12_3
20_1
20_2
20_3
28_1
22_1
16_1
24_1
14_1
18_1
St
PV
L
VE
30
26
22_2
28_2
16_2
14_2
18_2
24_2
22_3
28_3
16_3
14_3
18_3
24_3

Fig 1

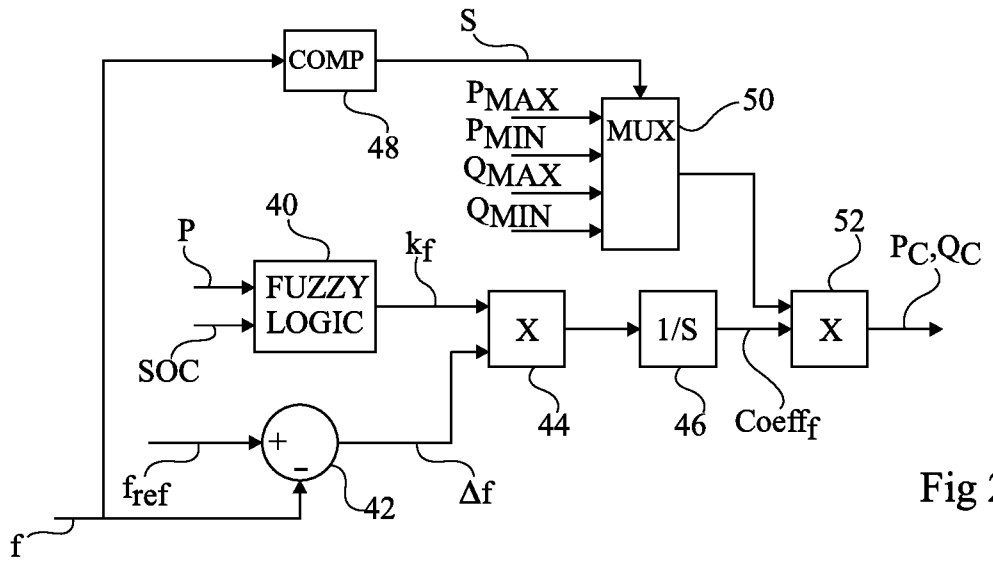
S
COMP
48
P_{MAX}
P_{MIN}
Q_{MAX}
Q_{MIN}
MUX
50
52
P_C,Q_C
P
40
FUZZY LOGIC
k_f
SOC
X
1/S
X
44
46
$Coeff_f$
f_{ref}
42
Δf
f

Fig 2

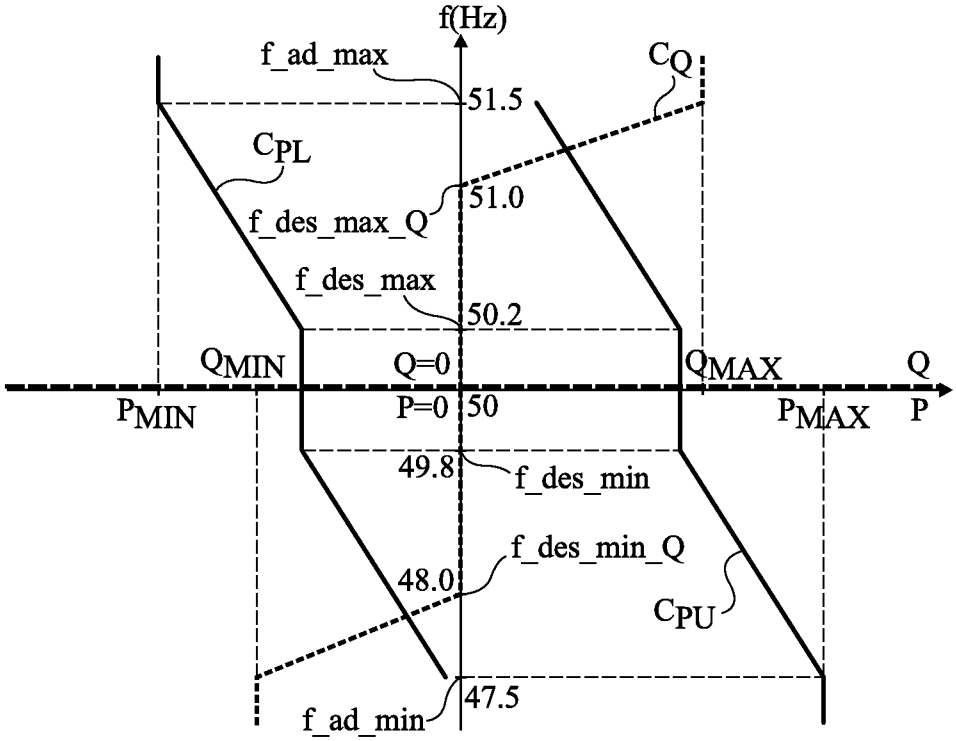

Fig 3

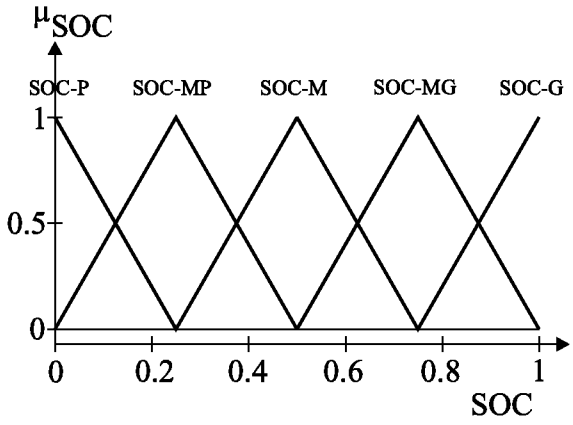

Fig 4

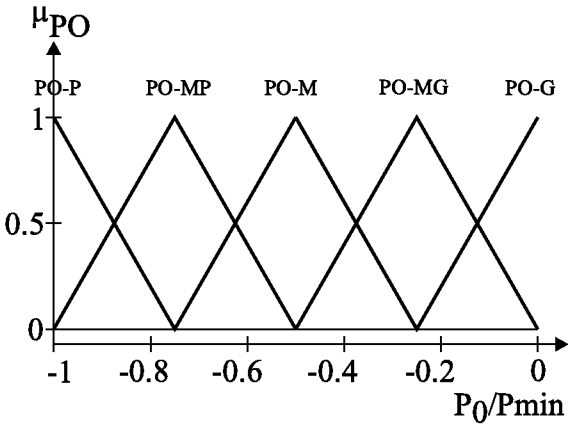

Fig 5B

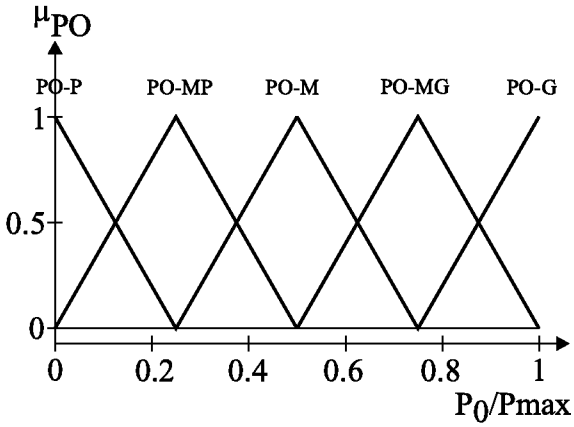

Fig 5A

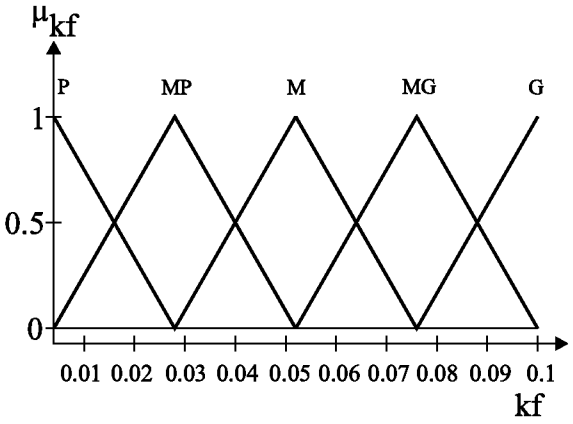

Fig 6

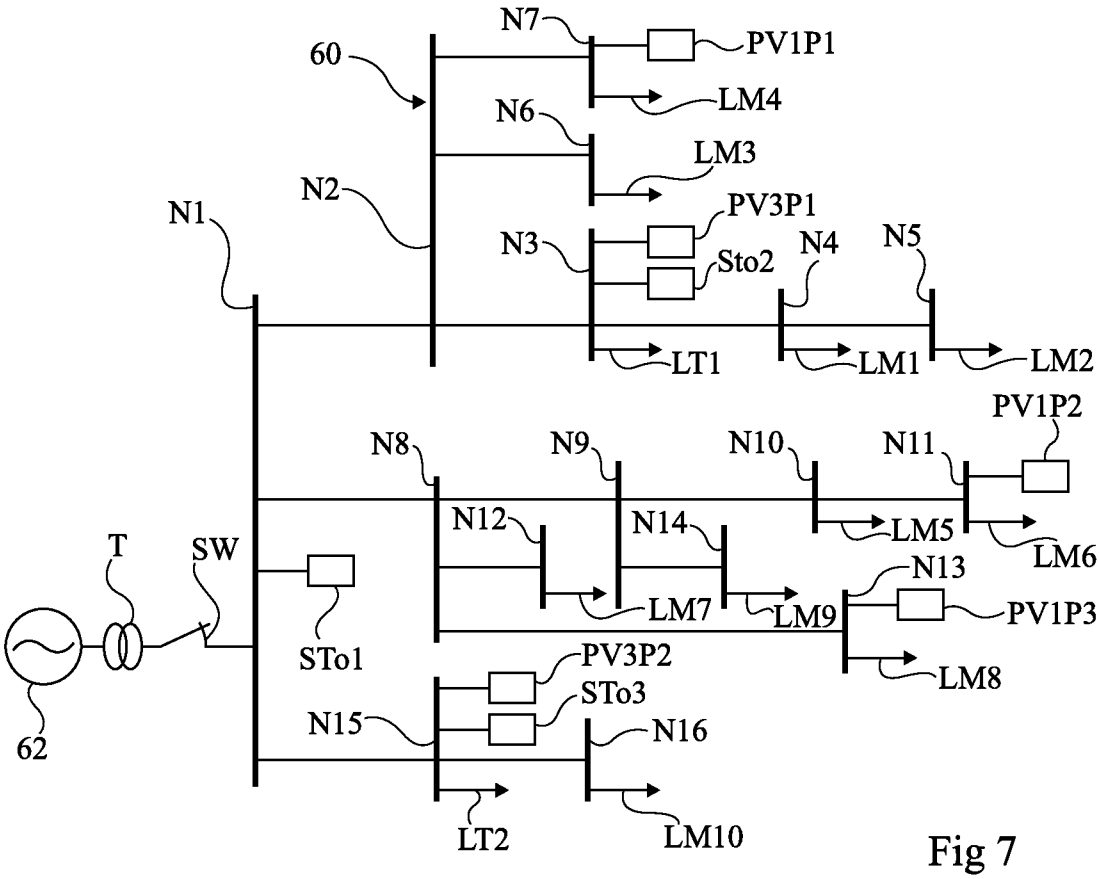
N7
PV1P1
60
LM4
N6
LM3
N2
PV3P1
N1
N3
Sto2
N4
N5
LT1
LM1
LM2
PV1P2
N8
N9
N10
N11
N12
N14
LM5
LM6
T
SW
N13
LM7
LM9
PV1P3
STo1
PV3P2
LM8
STo3
N15
N16
62
LT2
LM10

Fig 7

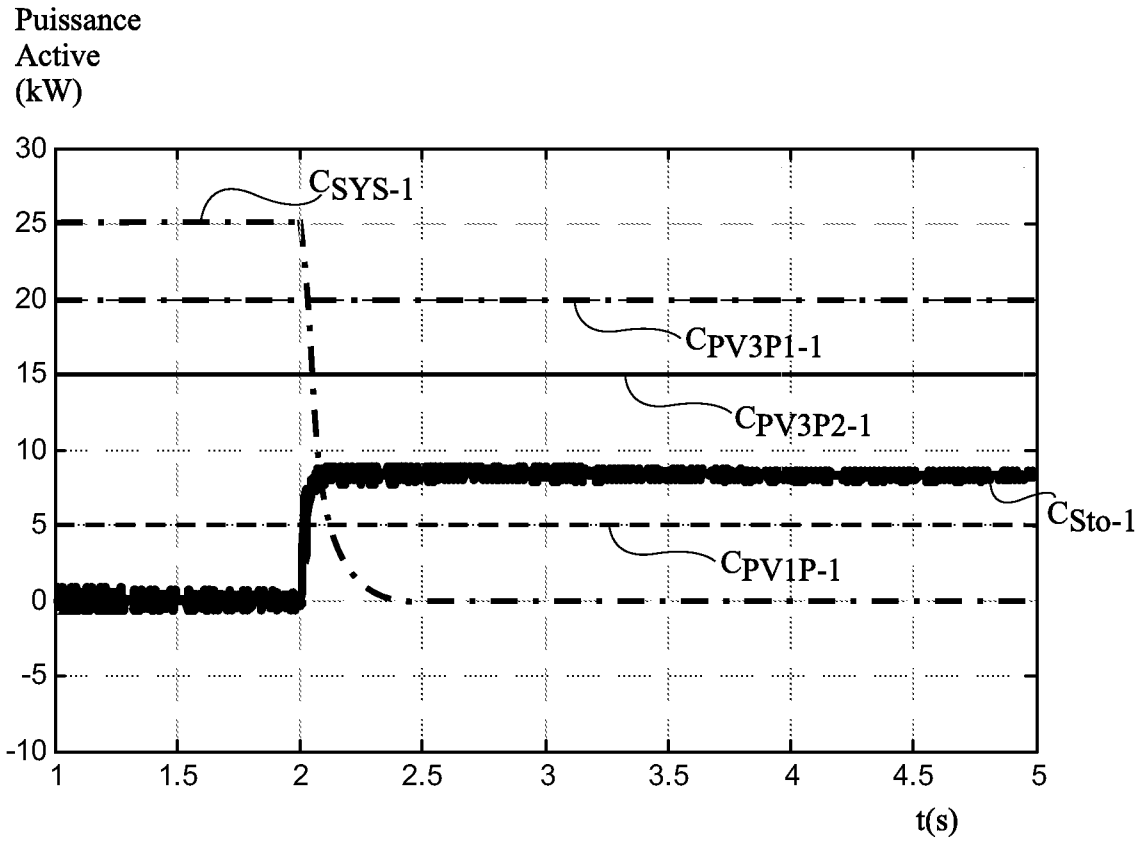
Puissance
Active
(kW)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
1
1.5
2
2.5
3
3.5
4
4.5
5
t(s)
CSYS-1
CPV3P1-1
CPV3P2-1
CSto-1
CPV1P-1

Fig 8A

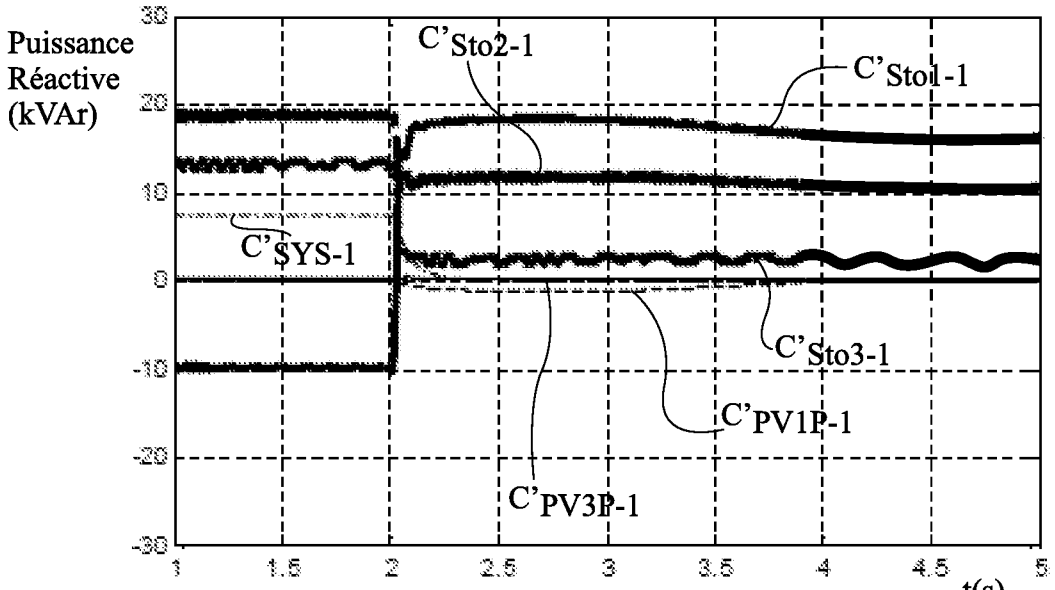

Fig 8C

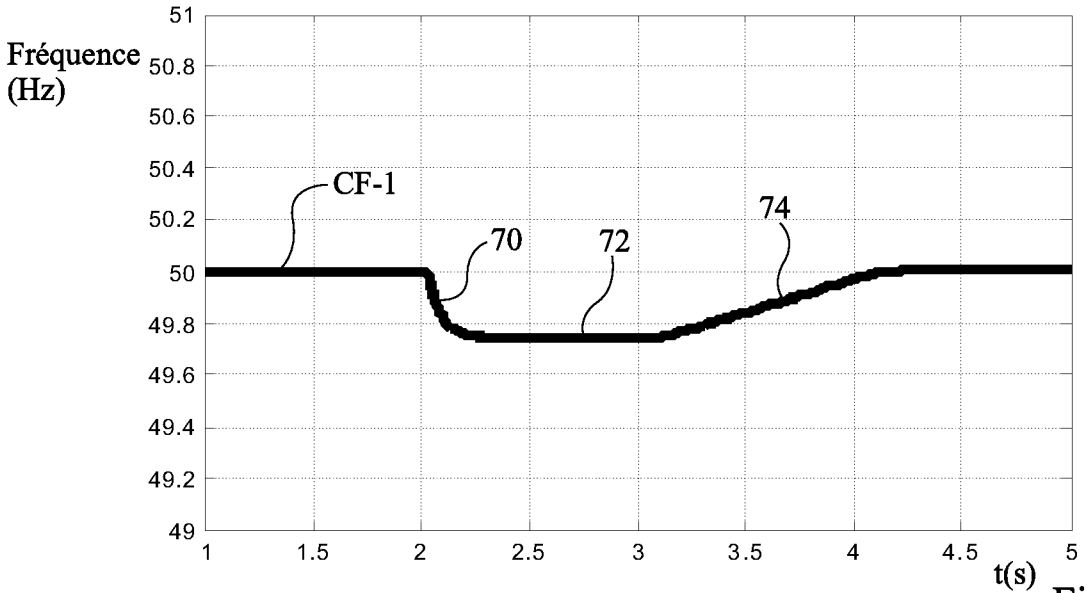

Fig 8B

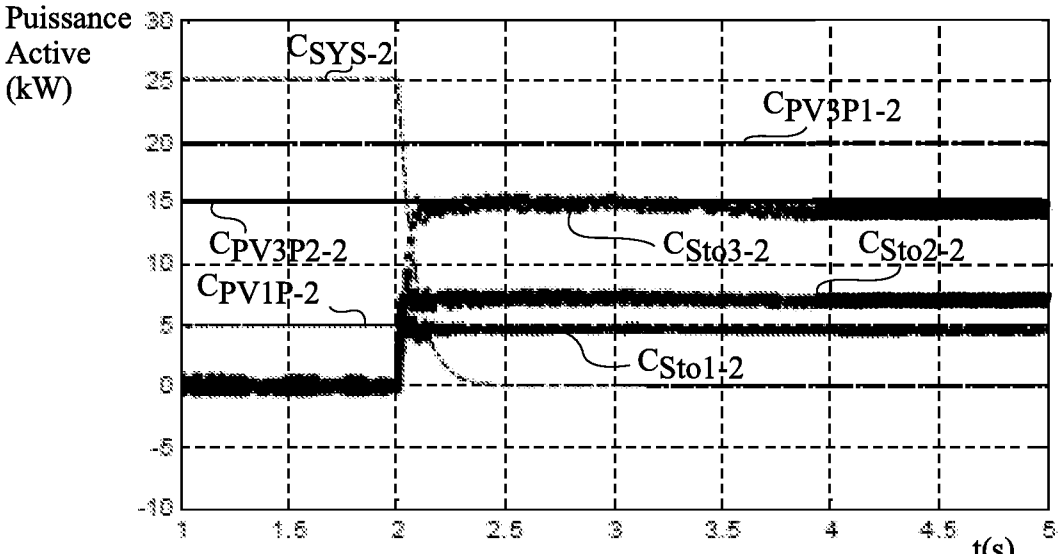

Fig 9A

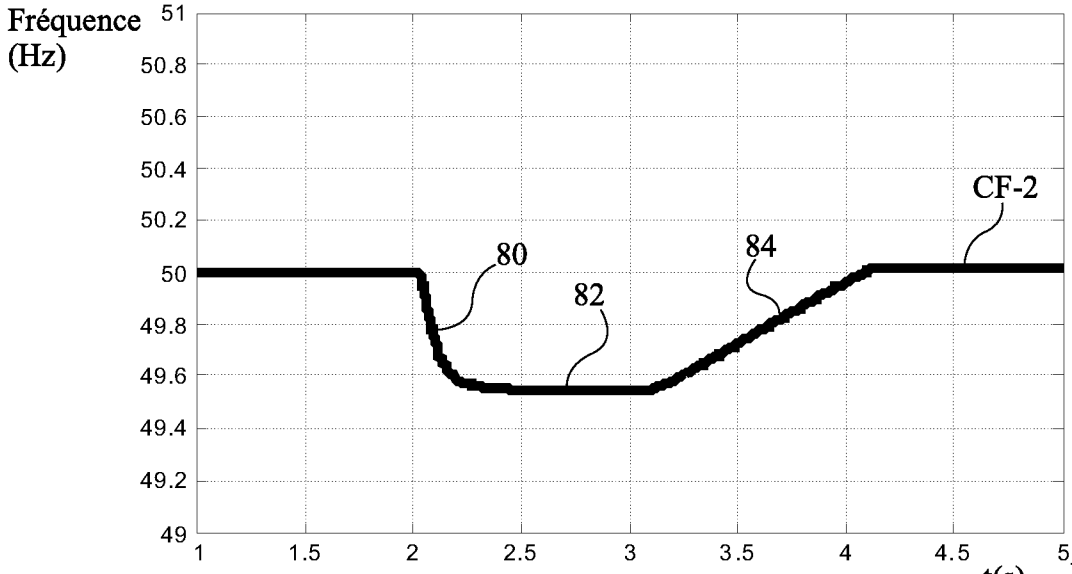

Fig 9B

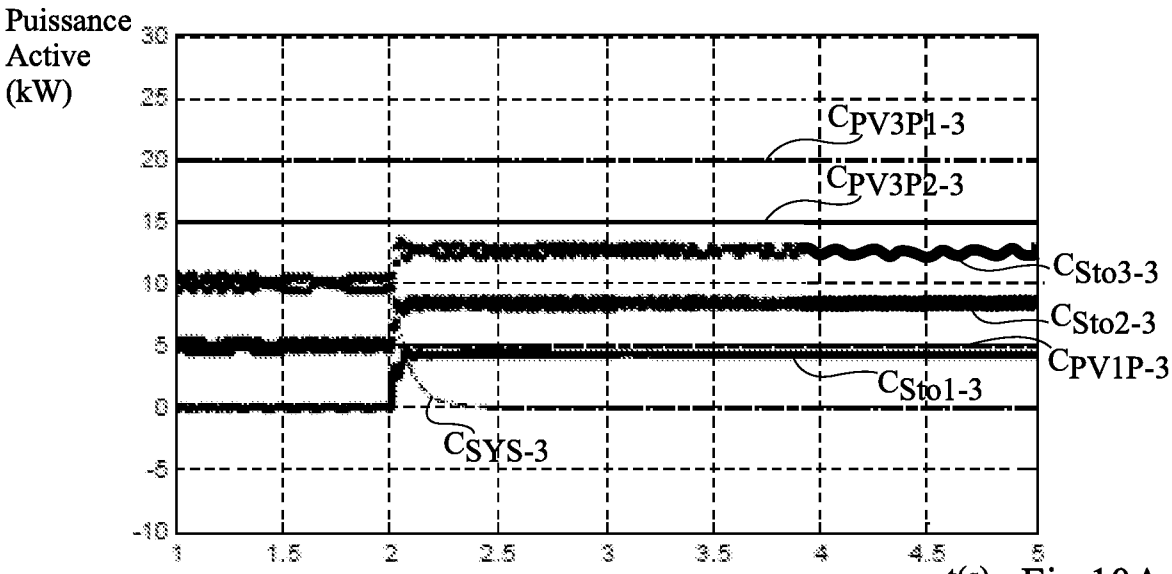

Fig 10A

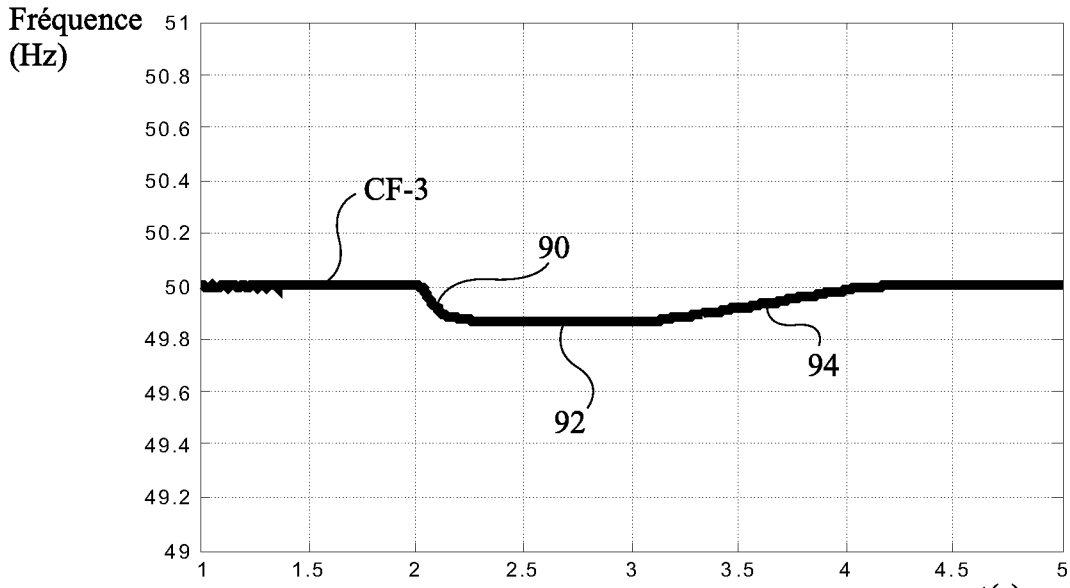

Fig 10B

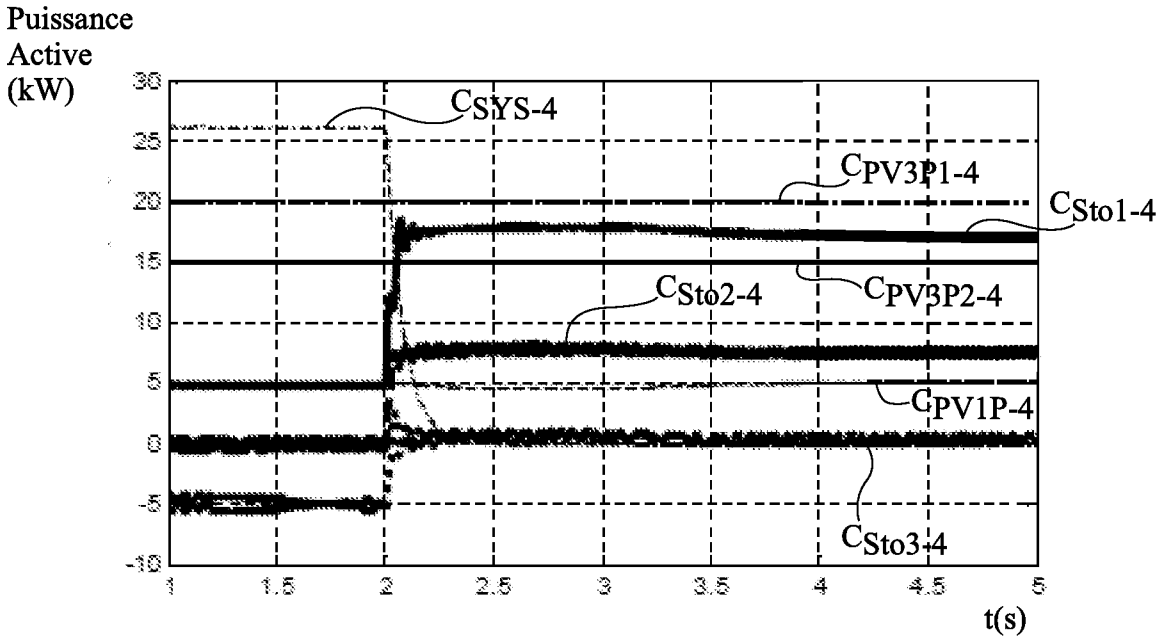

Fig 11A

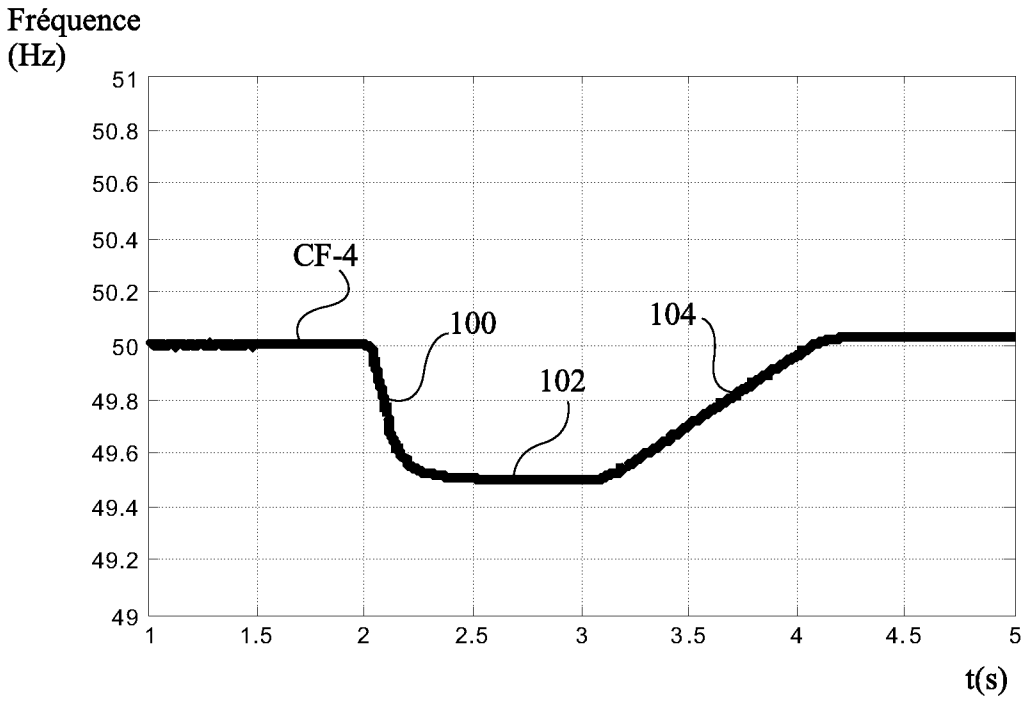

Fig 11B

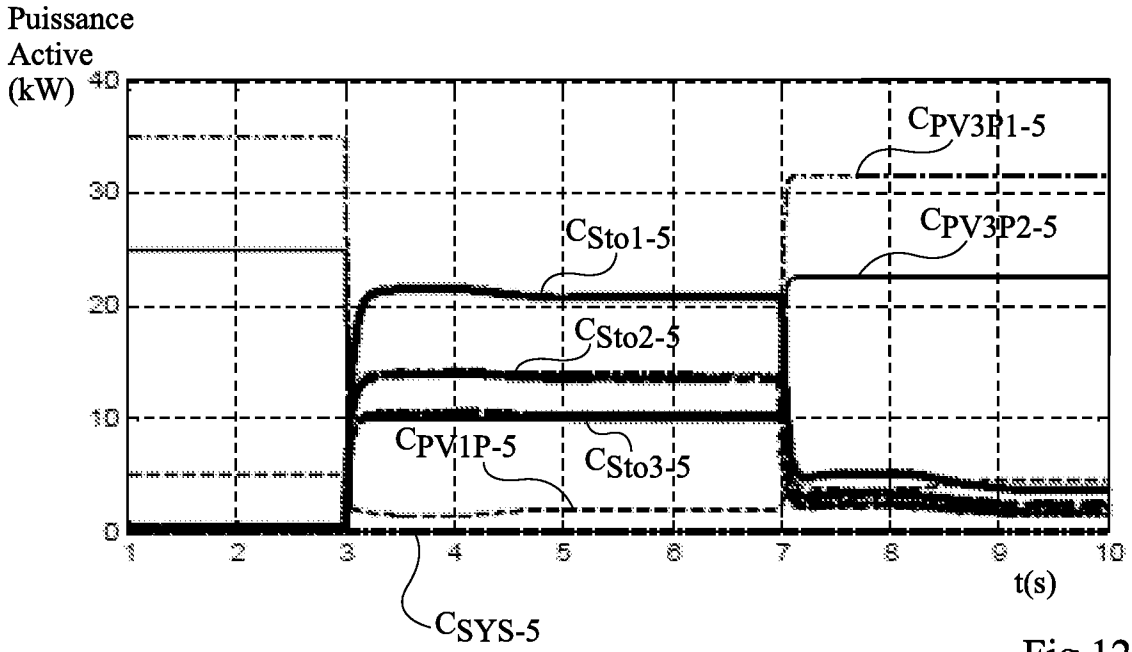

Fig 12A

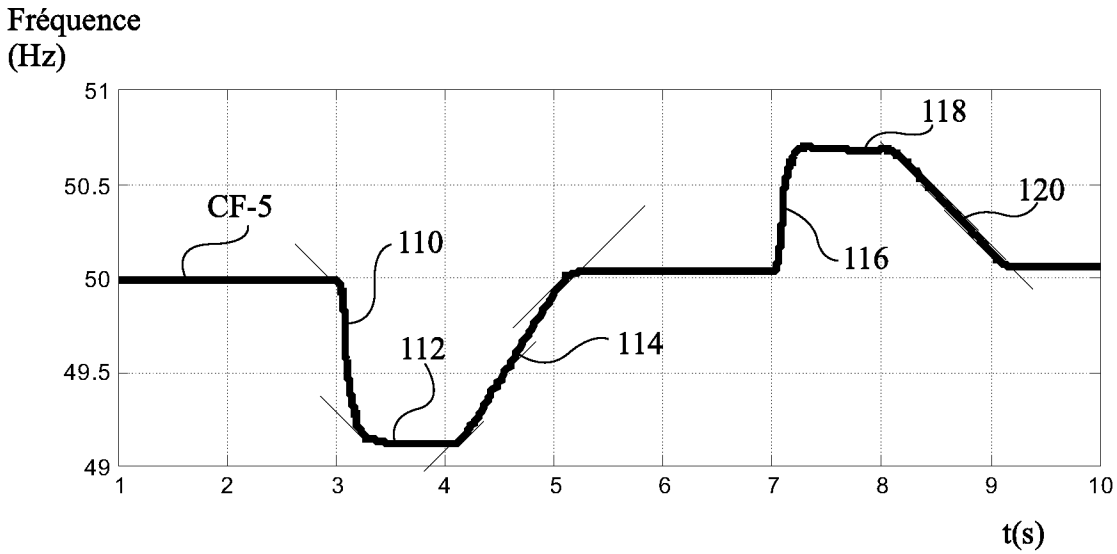

Fig 12B

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/FR2014/052953

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
INV. H02J3/12 H02J3/32 H02J3/38
ADD. H02J3/04 H02M7/66

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
H02J H02M

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)
EPO-Internal, WPI Data

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	AN LUU NGOC ET AL: "Control strategies of a hybrid PV-diesel-battery system in different operation modes", 2013 IEEE GRENOBLE CONFERENCE, IEEE, 16 June 2013 (2013-06-16), pages 1-6, XP032520008, DOI: 10.1109/PTC.2013.6652437	1-5,9,12
Y	figure 1 Section II, A, 2); figure 3 Section III, B; figure 6	6-8,10, 11

	-/--	

[X] Further documents are listed in the continuation of Box C.

[X] See patent family annex.

* Special categories of cited documents :

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search	Date of mailing of the international search report
4 February 2015	13/02/2015

Name and mailing address of the ISA/	Authorized officer
European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2 NL - 2280 HV Rijswijk Tel. (+31-70) 340-2040, Fax: (+31-70) 340-3016	Chabas, Julien

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/FR2014/052953

C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	LAAKSONEN H ET AL: "Voltage and Frequency Control of Inverter Based Weak LV Network Microgrid", FUTURE POWER SYSTEMS, 2005 INTERNATIONAL CONFERENCE ON AMSTERDAM, THE NETHERLANDS 16-18 NOV. 2005, PISCATAWAY, NJ, USA,IEEE, 16 November 2005 (2005-11-16), pages 1-6, XP010897518, ISBN: 978-90-78205-02-9	1-5,9, 10,12
Y	Section I; figure 2 Section III, B; figures 3-4; table 3	6-8,11

Y	MUKESH SINGH ET AL: "Implementation of Vehicle to Grid Infrastructure Using Fuzzy Logic Controller", IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, IEEE, USA, vol. 3, no. 1, 31 March 2012 (2012-03-31), pages 565-577, XP011422606, ISSN: 1949-3053, DOI: 10.1109/TSG.2011.2172697 Section IV; figures 6-8, 10-12	6-8,10, 11

X	DE 33 11 299 A1 (SIEMENS AG [DE]) 4 October 1984 (1984-10-04) page 4, line 16 - line 36; figure 1 page 7, line 28 - page 10, line 25; figures 4-5	1-5,9,12

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No
PCT/FR2014/052953

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
DE 3311299 A1	04-10-1984	DE 3311299 A1	04-10-1984
		JP S59181925 A	16-10-1984

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Demande internationale n°
PCT/FR2014/052953

A. CLASSEMENT DE L'OBJET DE LA DEMANDE
INV. H02J3/12 H02J3/32 H02J3/38
ADD. H02J3/04 H02M7/66

Selon la classification internationale des brevets (CIB) ou à la fois selon la classification nationale et la CIB

B. DOMAINES SUR LESQUELS LA RECHERCHE A PORTE

Documentation minimale consultée (système de classification suivi des symboles de classement)
H02J H02M

Documentation consultée autre que la documentation minimale dans la mesure où ces documents relèvent des domaines sur lesquels a porté la recherche

Base de données électronique consultée au cours de la recherche internationale (nom de la base de données, et si cela est réalisable, termes de recherche utilisés)
EPO-Internal, WPI Data

C. DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS

Catégorie*	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
X	AN LUU NGOC ET AL: "Control strategies of a hybrid PV-diesel-battery system in different operation modes", 2013 IEEE GRENOBLE CONFERENCE, IEEE, 16 juin 2013 (2013-06-16), pages 1-6, XP032520008, DOI: 10.1109/PTC.2013.6652437	1-5,9,12
Y	figure 1 Section II, A, 2); figure 3 Section III, B; figure 6	6-8,10, 11
	----- -/--	

[X] Voir la suite du cadre C pour la fin de la liste des documents

[X] Les documents de familles de brevets sont indiqués en annexe

* Catégories spéciales de documents cités:

"A" document définissant l'état général de la technique, non considéré comme particulièrement pertinent

"E" document antérieur, mais publié à la date de dépôt international ou après cette date

"L" document pouvant jeter un doute sur une revendication de priorité ou cité pour déterminer la date de publication d'une autre citation ou pour une raison spéciale (telle qu'indiquée)

"O" document se référant à une divulgation orale, à un usage, à une exposition ou tous autres moyens

"P" document publié avant la date de dépôt international, mais postérieurement à la date de priorité revendiquée

"T" document ultérieur publié après la date de dépôt international ou la date de priorité et n'appartenant pas à l'état de la technique pertinent, mais cité pour comprendre le principe ou la théorie constituant la base de l'invention

"X" document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme nouvelle ou comme impliquant une activité inventive par rapport au document considéré isolément

"Y" document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme impliquant une activité inventive lorsque le document est associé à un ou plusieurs autres documents de même nature, cette combinaison étant évidente pour une personne du métier

"&" document qui fait partie de la même famille de brevets

Date à laquelle la recherche internationale a été effectivement achevée	Date d'expédition du présent rapport de recherche internationale
4 février 2015	13/02/2015

Nom et adresse postale de l'administration chargée de la recherche internationale	Fonctionnaire autorisé
Office Européen des Brevets, P.B. 5818 Patentlaan 2 NL - 2280 HV Rijswijk Tel. (+31-70) 340-2040, Fax: (+31-70) 340-3016	Chabas, Julien

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Demande internationale n°
PCT/FR2014/052953

C(suite). DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS

Catégorie*	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
X	LAAKSONEN H ET AL: "Voltage and Frequency Control of Inverter Based Weak LV Network Microgrid", FUTURE POWER SYSTEMS, 2005 INTERNATIONAL CONFERENCE ON AMSTERDAM, THE NETHERLANDS 16-18 NOV. 2005, PISCATAWAY, NJ, USA,IEEE, 16 novembre 2005 (2005-11-16), pages 1-6, XP010897518, ISBN: 978-90-78205-02-9	1-5,9, 10,12
Y	Section I; figure 2 Section III, B; figures 3-4; tableau 3	6-8,11

Y	MUKESH SINGH ET AL: "Implementation of Vehicle to Grid Infrastructure Using Fuzzy Logic Controller", IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, IEEE, USA, vol. 3, no. 1, 31 mars 2012 (2012-03-31), pages 565-577, XP011422606, ISSN: 1949-3053, DOI: 10.1109/TSG.2011.2172697 Section IV; figures 6-8, 10-12	6-8,10, 11

X	DE 33 11 299 A1 (SIEMENS AG [DE]) 4 octobre 1984 (1984-10-04) page 4, ligne 16 - ligne 36; figure 1 page 7, ligne 28 - page 10, ligne 25; figures 4-5	1-5,9,12

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Renseignements relatifs aux membres de familles de brevets

Demande internationale n°
PCT/FR2014/052953

Document brevet cité au rapport de recherche	Date de publication	Membre(s) de la famille de brevet(s)	Date de publication
DE 3311299 A1	04-10-1984	DE 3311299 A1	04-10-1984
		JP S59181925 A	16-10-1984