



(12) FASCICULE DE BREVET

- (11) N° de publication : **MA 28046 A1** (51) Cl. internationale : **H02J 3/38; F03D 9/00**
- (43) Date de publication : **03.07.2006**

-
- (21) N° Dépôt : **28883**
- (22) Date de Dépôt : **21.03.2006**
- (30) Données de Priorité : **23.09.2003 EP 03 021 439.9**
- (86) Données relatives à l'entrée en phase nationale selon le PCT : **PCT/EP2004/010616 22.09.2004**
- (71) Demandeur(s) : **WOBBEN Aloys, Argestrasse 19 26607 AURICH (DE)**
- (72) Inventeur(s) : **WOBBEN Aloys**
- (74) Mandataire : **M. MEHDI SALMOUNI-ZERHOUNI**

-
- (54) Titre : **PROCEDE D'EXPLOITATION D'UNE CENTRALE ELECTRIQUE EOLIENNE DURANT UNE PERTURBATION DU RESEAU**
- (57) Abrégé : Il est prévu un procédé d'exploitation d'une centrale éolienne. La centrale éolienne fournit, sous des premières conditions d'exploitation en exploitation normale, une première puissance à un réseau électrique sur lequel elle est branchée. Cette première puissance est proportionnelle à la vitesse du vent. La centrale éolienne est commandée de manière à ce qu'elle demeure branchée sur le réseau lors de l'occurrence d'une perturbation dudit réseau, fournissant une deuxième puissance audit réseau, plus faible que la première puissance. En fin de perturbation, et sous les premières conditions d'exploitation, une troisième puissance est fournie au réseau durant un bref intervalle de temps, ladite troisième puissance étant nettement plus élevée que la première. (Fig. 15)

Résumé

Il est prévu un procédé d'exploitation d'une centrale éolienne. La centrale éolienne fournit, sous des premières conditions d'exploitation en exploitation normale, une première puissance à un réseau électrique sur lequel elle est branchée. Cette première puissance est proportionnelle à la vitesse du vent. La centrale éolienne est commandée de manière à ce qu'elle demeure branchée sur le réseau lors de l'occurrence d'une perturbation dudit réseau, fournissant une deuxième puissance audit réseau, plus faible que la première puissance. En fin de perturbation, et sous les premières conditions d'exploitation, une troisième puissance est fournie au réseau durant un bref intervalle de temps, ladite troisième puissance étant nettement plus élevée que la première.

(Fig. 15)

28046
03 JUL 2006

Procédé d'exploitation d'une centrale électrique éolienne durant une perturbation du réseau

La présente invention concerne un procédé d'exploitation d'une centrale électrique éolienne durant une perturbation du réseau, ainsi qu'une centrale éolienne correspondante.

Vu que le réseau auquel sont raccordées les centrale éoliennes ne se comporte pas toujours de manière constante, pouvant présenter occasionnellement des perturbations, certains procédés de commande de centrales éoliennes ont été développés, présentant des caractéristiques d'appui du réseau.

L'invention a pour but d'améliorer les procédés d'appui du réseau utilisés pour l'exploitation de centrales éoliennes.

Cet objectif est obtenu au moyen d'un procédé d'exploitation d'une centrale éolienne selon la revendication 1 et au moyen d'une centrale éolienne selon la revendication 7.

Il est ainsi prévu un procédé d'exploitation d'une centrale éolienne. Sous des premières conditions d'exploitations, la centrale éolienne fournit, en exploitation normale, une première puissance à un réseau auquel elle est raccordée. Ladite première puissance est proportionnelle à la vitesse du vent. La centrale éolienne est commandée de manière à ce qu'elle demeure branchée sur le réseau en cas de perturbation dudit réseau, fournissant une seconde puissance audit réseau auquel elle est raccordée, ladite seconder puissance étant plus faible que la première. En fin de perturbation, et sous les premières conditions d'exploitation, un

troisième puissance est fournie au réseau durant un bref intervalle de temps, ladite troisième puissance étant nettement plus élevée que la première.

Il est donc possible de commander une centrale éolienne de manière qu'elle intervienne en appuyant le réseau une fois la perturbation finie, ou lors de l'élimination d'une perturbation, fournissant à courte échéance une puissance surélevée audit réseau auquel elle est raccordée.

Selon une réalisation de l'invention, la centrale éolienne est équipée d'un système intermédiaire de stockage de l'énergie, la valeur surélevée de la troisième puissance étant maintenue par l'intermédiaire d'un système de commande du système de stockage intermédiaire. Ainsi la centrale éolienne peut fournir brièvement, en fin de perturbation, une puissance plus élevée que celle qu'elle fournirait sous exploitation normale dans les conditions d'exploitation données.

L'invention concerne également une centrale éolienne fournissant une puissance à un réseau auquel elle est raccordée. La centrale éolienne présente une unité de commande permettant de commander la centrale. Sous des premières conditions d'exploitation, une première puissance est fournie au réseau sous exploitation normale, ladite puissance étant proportionnelle à la vitesse du vent. En cas de perturbation, une seconde puissance, plus faible que la première, est fournie au réseau. Après la fin ou lors de l'élimination de ladite perturbation, une troisième puissance, nettement plus élevée que la première, est fournie sous les premières conditions d'exploitation.

Ainsi, ni la seconde ni la troisième puissance ne sont proportionnelles à la vitesse du vent, la première puissance par contre, étant proportionnelle à la vitesse du vent.

D'autres réalisations de l'invention font l'objet des revendications secondaires.

L'invention repose sur l'idée d'élever brièvement la puissance fournie par une centrale éolienne après l'élimination d'une perturbation du réseau, afin de fournir un appui audit réseau. Cette brève fourniture d'une puissance accrue est obtenue par exemple au moyen d'une commande appropriée du circuit intermédiaire de tension continue ou du hacheur. En exploitation normale, une centrale éolienne fournira une première puissance à un réseau sous les conditions d'exploitation correspondantes. Lors de l'apparition d'une perturbation sur le réseau, la puissance fournie est réduite, et lors de l'élimination de la perturbation, une puissance accrue est fournie brièvement, ladite puissance accrue fournie brièvement étant

nettement plus élevée que la puissance fournie sous les conditions d'exploitation données, c.-à-d., après suppression d'une perturbation, une puissance nettement accrue est fournie au réseau que sous les conditions d'exploitation normales.

L'invention sera maintenant expliquée plus en détail au moyen d'un exemple d'une réalisation et des figures jointes.

La figure 1 montre un réseau énergétique pourvu d'unités génératrices propres,

la figure 2 montre un creux de tension dans un système selon la figure 1, dû à une perturbation,

la figure 3 montre un profil de tension après élimination d'une perturbation dans un système selon la figure 1,

la figure 4 montre la disposition principielle d'un centrale éolienne selon l'invention,

la figure 5 montre la disposition principielle d'un système d'essais,

les figures 6 à 9 montrent les résultats de mesures pour le système d'essais de la figure 5,

les figures 10 à 13 montrent d'autres résultats d'essais pour le système de la figure 4,

les figures 14 et 15 présentent des résultats d'analyse du système de la figure 1, et

les figures 16 et 17 présentent d'autres résultats d'analyse.

Le concept "intégration de génération incluse" sera mit en relation dans la suite du document à la capacité d'unités énergétiques intégrées dans une partie d'un système énergétique dépassant la quantité d'énergie fournie par une autre partie dudit système.

La figure 1 montre le principe d'un réseau de génération d'énergie comprenant un certain nombre de générateurs G.

Un "Ride-through", c.-à-d. une traversée d'unités de génération intégrées, signifie dans ce contexte que les unités de génération demeurent branchées sur le réseau, lui fournissant

une puissance de court-circuit durant l'occurrence d'une perturbation dans ledit réseau. De plus, de la puissance active et de la puissance réactive sont fournies au réseau, immédiatement après l'élimination d'une perturbation.

Les raisons pour les exigences "Ride-through" des codes d'accès de transmission établies de plus en plus par les exploitants de réseau, sont représentées par les faits suivants:

La figure 2 montre la structure schématique d'un réseau de génération d'énergie et un diagramme illustrant un creux de tension dû à une perturbation du réseau.

La figure 3 montre une structure schématique d'un réseau de génération d'énergie ainsi que des profils de tension avant et après l'élimination d'une perturbation, la courbe supérieure représentant le cas où des générateurs G sont intégrés au réseau et la courbe inférieure représentant le cas sans générateurs.

La figure 2 montre trois courbes de tension différentes présentant chacune un creux de tension. La courbe de tension S3 montre la situation présente des centrales éoliennes. La courbe de tension S2 montre le cas de centrales éoliennes avec une capacité "Ride-through", la courbe de tension S1 montrant le cas de turbines à gaz pourvues de générateurs synchrones.

La zone du creux de tension est à limiter, afin d'éviter une surtension pouvant être induite par la séparation d'unités de génération (empêchement de déficits de puissances actives en chaîne). La stabilité de rétablissement transitoire doit être maintenue ou même améliorée lorsque l'emplacement de la perturbation découple des parties du système (la puissance de synchronisation est fonction du carré de la tension V_{syn} à la figure 2). Un niveau de courant de fuite est à prévoir (maintien du critère de protection et, si possible, réglage de relais de protection). Un besoin supplémentaire en puissance réactive de la part des unités de génération après élimination d'une perturbation est à éviter (danger de chute de tension et de surcharge des équipements dû au besoin de puissance réactive en cascade, en présence d'une puissance motrice significative). La réserve de stabilité après élimination d'une perturbation est à améliorer (selon la figure 3, la synchronisation de la puissance est fonction du carré de la tension V_{syn}).

Les exploitants du réseau doivent maintenir stables d'importants systèmes de puissance durant les situations normales et perturbées. Dans ce contexte, des modèles de systèmes sont utilisés à diverses fins. Pour cette raison, la présence de modèles adaptés est essen-

tielle pour les exploitants de réseau, et particulièrement dans les cas d'une intégration importante de génération incluse.

On utilise une analyse systémique dynamique afin de déterminer des états de rétablissement transitoires après une perturbation du système. Ceci a lieu particulièrement dans le domaine de l'analyse de stabilité des états transitoires. Les caractéristiques suivantes servant au développement de modèles de systèmes correspondants sont:

Calcul du facteur courant/tension/puissance/facteur de puissance/couple de rotation/angle du rotor en fonction du temps, au cours d'un intervalle de temps allant d'environ 100 ms après une perturbation (les valeurs transitoires magnétiques ont disparu et les composants électromagnétiques du système sont quasiment en équilibre, à l'exception de modes électromagnétiques très lents) à quelques minutes (les valeurs transitoires électromécaniques ont disparu et les composants électromécaniques du système sont également en équilibre). Les valeurs transitoires thermiques ne sont, en règle générale, pas couvertes par le modèle de système.

Acceptation de conditions symétriques du système, incluant une impédance de défaut, durant l'intervalle de temps considéré.

Utilisation de modèles d'équilibre pour l'équipement du réseau électrique et pour le cas de grosses machines tournantes (machines synchrones ou inductives), et utilisation de modèles dynamiques de réduction modale.

On obtient donc pour la partie électrique du système:

- des modèles mathématiques (phasor) pour l'équipement électrique, à l'exception de grosses machines (il existe pour de telles machines des modèles constitués d'équations mathématiques et d'équations différentielles);
- phasor avec des valeurs de racine carrée dépendant du temps (valeurs RMS), des angles de phase et, parfois, une fréquence du système dépendant du temps. Alors que les valeurs de racine carrée et les angles de phase peuvent être différents pour tous les phasor, on assume une fréquence unique, mais non nécessairement constante, pour tous les phasor;

- des modèles symétriques pour la partie électrique du système, pouvant être représentés par une phase unique (représentation positive d'une séquence);
- utilisation de modèles d'équipement dynamiques, assurant la commande du mouvement du système durant l'intervalle de temps significatif (par exemple, contrôleur de tension et de courant);
- utilisation de modèles dynamiques pour les machines motrices (par exemple inertie mécanique, génération d'un couple).

Les modèles répondant aux caractéristiques mentionnées ci-dessus sont appelés modèles "RMS dynamiques" ou encore modèles "Mid-Term". Les modèles de ce type permettent une représentation de grands systèmes énergétiques par le maintien de la plupart des caractéristiques significatives surveillant les modes dynamiques du système. Ainsi, le logiciel d'analyse du système utilisée par les exploitants du réseau est souvent justifié sur la base de cette supposition.

Selon une exigence généralement admise, les modèles de système doivent être uniformes. Ainsi, tous les modèles des divers composants du système énergétique devront être du même type général.

En règle générale, les modèles RMS dynamiques pour les unités de génération thermiques, les installations de transmission, les systèmes de protection, les équipements de commande du réseau, etc., sont disponibles et implémentés en conséquence. Ainsi, les modèles nécessaires pour centrales électriques éoliennes du type RMS dynamique devront être représentés comme indiqué plus haut.

On présentera maintenant les exigences spécifiques pour les modèles de centrales éoliennes.

Actuellement, l'Association allemande d'exploitants de réseaux, VDN, est en train de rédiger les dispositions générales pour la liaison d'unités de génération spécifiques et intégrées aux réseaux haute tension en Allemagne. Ces dispositions règlent les détails techniques sous le code réseau UCTE (Transmission et distribution pour unités sous la loi allemande pour l'alimentation en énergie).

De plus, les exploitants allemands de réseaux sont en train de spécifier les exigences envers les modèles de centrales éoliennes à diverses fins d'analyse de systèmes. Les exigences suivantes ont été mentionnées jusqu'ici pour les études de perturbations dynamiques:

le modèle de turbine est couplé au modèle de réseau dynamique RMS de séquence positive, par phasor pour la tension aux bornes, et pour le courant.

Ce modèle est valable pour les perturbations symétriques sur trois phases avec une tension résiduelle aux bornes de 0,1 ... 0,8 pu, pour un temps d'élimination de la perturbation de 0,1 à 3 secondes, et pour l'intervalle de temps d'environ 100 ms (après disparition des valeurs transitoires) jusqu'à environ 5 secondes après perturbations (zone critique pour la stabilité des valeurs transitoires). Ce modèle est applicable à un grand nombre de turbines et de ce fait, utilisable pour des extensions limitées (dans la mesure où il est acceptable en ce qui concerne la précision). Une option permettant de spécifier un point d'opération initial (énergie devant être générée). Une possibilité de réalisation du modèle dans un logiciel d'analyse de système existant, avec possibilités restreintes pour les composants définis par l'utilisateur.

On décrira maintenant le design fondamental et la fonction de la station éolienne selon l'invention.

La figure 4 montre la structure fondamentale d'une centrale éolienne selon l'invention. Elle montre en particulier une centrale éolienne pourvue de deux modules de puissance.

La centrale éolienne est équipée de trois pales de rotor commandées par leur pas d'hélice. Le rotor est exploité sous un angle de pas d'hélice optimum, jusqu'à atteindre la vitesse nominale du moteur (excepté les conditions initiales). Lorsque la vitesse dépasse la vitesse nominale, dû à un vent croissant où à des pertes dans le secteur ("Ride-through" de perturbation), l'unité de commande du pas d'hélice limite la vitesse, assurant l'exploitation de la centrale éolienne en sûreté.

Le rotor entraîne directement - sans engrenage intermédiaire - un générateur synchrone à six phases. Le rotor est excité électriquement. Le système d'excitation est relié au bus de tension continue, à l'exception de la phase initiale de la centrale éolienne. La commande d'excitation fait partie du système de commande de la centrale éolienne. Le générateur fournit une tension variable à un bus de tension continue.

Le circuit intermédiaire de tension continue-alternative présente des modules de puissance. Le nombre de ces modules dépend du type de construction de la centrale éolienne. Le réseau intermédiaire de tension continue de chaque module contient un hacheur à diverses fins, des condensateurs de compensation, un onduleur IGBT et un équipement de filtrage.

Le transformateur (unique) fait également partie intégrante du concept de filtre.

Du point de vue du réseau, les modules de puissance se conduisent comme des sources de courant symétriques commandées (en ce qui concerne la fréquence de base des courants), sous conditions normales et sous conditions lentement changeantes. La racine carrée (RMS) des courants ainsi que leur angle de phase est commandé et maintenu de manière à symétriser.

L'onduleur est commandé selon les différents paramètres de la centrale éolienne. Vu que la commande de l'onduleur constitue une partie essentielle de la commande totale de la centrale éolienne, les possibilités permettant d'isoler cette commande sont très limitées. C'est la raison pour une certaine forme inéluctable d'extension du modèle.

Une commande rapide peut être nécessaire par exemple pour les systèmes électroniques de puissance de l'onduleur, pour les hacheurs, etc. On obtient ceci au moyen de divers contrôleurs C distribués de par le système selon la figure 4. Dans la zone temporelle RMS, la plupart des contrôleurs peuvent être considérés comme se trouvant en équilibre.

La commande de tension et de puissance, ainsi que certaines autres opérations de puissance, se rapportent à la situation dynamique de la centrale éolienne dans la zone temporelle RMS. Ces contrôleurs doivent être pris explicitement en compte lors de la formation du modèle. La MPU et l'interface spécifique du contrôleur selon la figure 4 illustrent l'équipement servant à ce niveau de commande.

Une communication standard avec des interfaces extérieures, ainsi qu'une correction des réglages, comme par exemple la limitation de puissance P_{max} , ainsi que l'angle de phase, sont conservés au moyen de l'unité SCADA. Ce système n'est pas prévu pour être utilisé à des fins de commande rapide du réseau. Les exigences de commande rapide utilisent des interfaces de contrôleur spécifiques.

Il sera procédé maintenant à la description du comportement fondamental durant des perturbations de système symétrisantes.

Le système de test servant au développement et aux tests des caractéristiques "Ride-through" de la centrale éolienne selon l'invention, est décrit par les caractéristiques principales suivantes. Il est prévu un système réduit générateur/redresseur/circuit intermédiaire de tension continue/onduleur/système de filtre, pourvu d'un équipement électronique d'origine pour développer et tester la conception fondamentale de la construction, les stratégies de commande et l'algorithme, le logiciel et les équipements électroniques. Un réseau flexible permet plusieurs types de configurations de systèmes et de perturbations. Une PCC fort bruitée pose des conditions très dures aux systèmes de mesure et aux composants de commande.

Une PCC faible en ce qui concerne la puissance de court-circuit et la fréquence, pose des conditions d'exploitations difficiles pour une commande de système (conception ainsi qu'algorithme et logiciel).

La figure 5 représente une configuration du système pour essais "Ride-through". La perturbation suivante a été initiée à l'endroit indiqué:

Une perturbation triphasée symétrique F d'impédance nulle présente une durée de 770 ms.

La perturbation est éliminée par un déplacement de phase d'environ -8° . Le rapport de puissance de court-circuit est réduit dans la proportion d'environ 30 à 15.

Les courants I dans l'onduleur ainsi que la tension aux bornes V (raccord à terre) sont mesurés aux endroits indiqués par les flèches. Les résultats de ce test sont montrés aux figures 6 à 9. Le taux d'échantillonnage choisi est de 3 kHz. Des filtres précédant le système (protection contre le recouvrement de bandes) n'ont pas été utilisés dans le cas présent.

La figure 6 montre le courant I et la tension V en fonction de l'échantillonnage. Une erreur se produit environ entre 1500 et 3500 échantillonnages. Un creux de tension a lieu durant l'occurrence de cette erreur.

La figure 7 montre uniquement la puissance active P_w et la puissance apparente P_B . La puissance active P_w est représentée par la courbe supérieure, la puissance apparente P_B

étant représentée par la courbe inférieure. Dans ce cas, une erreur se produit environ au bout de 1800 échantillonnages et jusqu'à environ 4000 échantillonnages. La puissance active est réduite d'environ 0,6 à moins de 0,2 pu durant l'occurrence de l'erreur. Après élimination de l'erreur, c.-à-d. aux alentours de 4000 échantillonnages, la puissance active est augmentée durant un bref intervalle de temps. Cette pointe de puissance active atteint 1,2 pu. La puissance apparente P_B est également augmentée après élimination de l'erreur, après quoi elle est essentiellement reconduite à zéro.

La figure 8 montre un secteur de la représentation de la figure 6. On y voit que le courant s'amortit après occurrence de l'erreur, se ressaisissant ensuite. La tension V présente, quant à elle, une évolution différente, vu que ladite évolution présente des fluctuations importantes.

La figure 9 montre un secteur de la figure 6 après élimination de l'erreur. On y voit que le courant oscille, alors que la tension demeure à un niveau donné au commencement, se mettant également à osciller au bout d'environ 3660 échantillonnages.

Comme expliqué dans ce qui précède et montré en figure 4, les modules de puissance de la magnitude originale ont été testés de manière correspondante dans des installations d'essais. Les tests effectués ont, pour commencer, été effectués aux fins d'analyser la charge de tous les composants d'électronique de puissance, durant et après des perturbations de système symétriques.

Les résultats correspondants de tests sont montrés aux figures 10 à 13.

La figure 10 montre la tension aux bornes en fonction du temps. On voit qu'il s'y produit une erreur à environ 3,4 secondes, ladite erreur durant environ 6,8 secondes. Le creux de tension mentionné plus haut se produit durant cette erreur.

La figure 11 montre le courant en fonction du temps durant l'occurrence d'une perturbation. Si bien il se produit un creux de tension selon la figure 10, le courant augmente durant la perturbation.

La figure 12 montre la puissance active en fonction du temps durant l'occurrence de l'erreur. La puissance active descend à zéro entre 3,4 et 6,8 secondes en cours de perturbation. Après élimination de l'erreur, il se produit une pointe de puissance active.

La figure 13 montre un secteur de la figure 12 au moment de l'élimination de l'erreur. On y voit clairement la pointe de puissance. La pointe de puissance augmente à plus de 1,2 pu. Ensuite, la puissance active redescend à une valeur entre 0,7 et 0,8.

Le système de test selon la figure 5 a été modélisé de manière correspondante à l'approche du système d'analyse, habituellement utilisé pour les valeurs transitoires et pour les analyses de système dynamiques.

Le modèle du système de test présente un générateur à 6 phases avec raccord de flux d'onde harmonique dans l'entrefer (identification de paramètre basée sur FEM), un redresseur de courant à stator et des dispositifs d'excitation de rotor avec contrôleur inclus, un circuit intermédiaire de tension continue avec tous les composants d'électronique de puissance (hacheur) ainsi que contrôleur, un onduleur avec contrôleur, une fonctionnalité d'unité microprocesseur significative, un filtre, un transformateur avec groupe vectoriel et mise à la masse ainsi que des câbles, raccord à terre inclus (représentation matricielle complète).

Ce modèle de système est un modèle hybride "Full-State" non linéaire (modèle mélangé continu/discret) dans la plage de temps. La partie continue présente des valeurs caractéristiques selon diverses échelles de temps, devant être effacée au moyen de procédés d'intégration numériques.

Le scénario "Ride-through" utilisé pour le test "Ride-through" selon la figure 5, a été analysé dans ce modèle. La durée de la perturbation a pu néanmoins être limitée à 100 ms, grâce à un raccourcissement de l'intégration numérique qui prend du temps. Contrairement au système de test actif, le générateur des système équivalent n'a pas été perturbé par des influences stochastiques afin de représenter le bruit du réseau.

Les figures 14 et 15 présentent des résultats analytiques choisis. Les résultats analytiques peuvent se comparer aux mesures des figures 6 à 9. Lors de l'interprétation de cette comparaison, il faut tenir compte de la durée de perturbation raccourcie et du bruit du réseau.

La figure 15 montre la puissance active lors de l'occurrence d'une perturbation. On y voit également la chute évidente de la puissance active durant l'erreur, c.-à-d. entre 0,05 et 0,15 secondes. Après élimination de l'erreur, et à 0,15 secondes, il se produit également une brève libération de puissance active surélevée, ladite puissance active libérée pouvant atteindre 1,2 pu.

Ainsi que décrit plus haut, les exploitants de réseau utilisent fréquemment des logiciels intégrés basés sur des approches dynamiques RMS pour effectuer une analyse dynamique du système. Ce type présente un nombre d'états dynamiques nettement inférieur en comparaison aux modèles à valeurs transitoires, pouvant être développé en utilisant une réduction d'ordre.

Un modèle dynamique RMS tenant compte de tous les aspects structurels significatifs dans ce domaine, et remplissant les critères indiqués plus haut, a donc été développé pour le système de test.

Les figures 16 et 17 montrent les résultats d'analyse correspondants pour un scénario "Ride-through" égal au scénario mesuré. Les résultats peuvent être comparés aux résultats de mesures selon les figures 6 et 7 ainsi qu'aux résultats obtenus à partir des analyses de valeurs de transition selon les figures 14 et 15.

La figure 17 la puissance active calculée à partir des évolutions du courant et de la tension en figure 16. Dans ce cas on constate également une brève libération de puissance active surélevée, immédiatement après élimination de l'erreur.

Les centrales éoliennes selon l'invention fournissent donc une possibilité de "Ride-through", prévoient une puissance de court-circuit d'environ 1,0 à 1,2 pu sur l'axe de puissance normalisé et génèrent de la puissance active et apparente immédiatement après élimination d'une perturbation. La génération de puissance active a lieu parce que le système demeure branché sur le réseau sans interruption durant la période entière.

Des modèles basés sur une approche de séquence RMS positive ainsi que des représentations de fonctions de transfert sont prévus aux fins d'analyse de système dynamiques.

Les cas non couverts par ces modèles (phénomènes transitoires et erreurs de phases différentes) nécessitent des modèles détaillés.

La puissance de générateur nettement surélevée durant un bref intervalle de temps décrite plus haut, est fournie essentiellement par le générateur et par le circuit intermédiaire. Cet effet ne constitue pas un comportement immanent du système, mais doit avoir lieu suite à une commande adaptée du circuit intermédiaire.

Pour une situation d'exploitation normale, dans laquelle le générateur génère par exemple 0,6 fois la puissance nominale, la machine synchrone travaille avec un induit excité par courant continu, générant un champ tournant dans le stator, induisant lui-même des tensions dans les bobines de stator. L'induit devance de l'angle polaire le champ tournant dans le stator. Lorsqu'il se produit une perturbation dans le réseau, accompagnée par exemple d'une chute de tension, la puissance fournie au réseau est réduite, menant également à l'intervention de la tension du circuit intermédiaire. Un élément nommé hacheur est prévu dans un circuit intermédiaire, évacuant ou "brûlant" la puissance excédentaire par l'intermédiaire de résistances de charge, afin d'éviter une survitesse du rotor. Cette augmentation de la tension de circuit intermédiaire exerce cependant une influence sur le générateur. Vu que la commande du hacheur détermine également la valeur de la tension du circuit intermédiaire, elle exerce aussi une certaine influence sur la tension aux bornes du générateur, faisant que cette tension soit également un peu plus élevée que pour l'exploitation normale dans le cas de centrales éoliennes selon l'invention.

Ceci mène à une vitesse de rotation du rotor légèrement plus élevée, qui se reflète dans le système mécanique constitué de la pale de rotor, du moyeu et de l'induit. Cependant, l'angle de l'induit diminue un peu en même temps. Ceci entraînant un moment de générateur légèrement réduit, la vitesse de rotation s'en trouve légèrement augmentée.

Lorsque le réseau retrouve les conditions d'exploitation normales, la puissance fournie au réseau au travers des onduleurs se trouve augmentée en un premier temps, dû à la tension de circuit intermédiaire plus élevée. Ceci provoquant une baisse de la tension de circuit intermédiaire, la tension aux bornes du générateur change également, l'angle d'induit augmente à nouveau, le moment du générateur augmente et la vitesse de rotation du système mécanique baisse à nouveau légèrement. Dû à la vitesse de rotation légèrement augmentée, le générateur fournit une puissance plus élevée durant un bref intervalle de temps d'environ 100-200 millisecondes, jusqu'à ce que le système mécanique se retrouve décéléré en conséquence. L'énergie est responsable de la puissance supplémentaire pouvant être fournie au réseau.

La fourniture d'une puissance augmentée durant un bref intervalle de temps est donc obtenue au moyen d'une commande appropriée du hacheur.

Revendications

1. Procédé d'exploitation d'une centrale éolienne, ladite centrale éolienne fournissant, sous de premières conditions d'exploitation et sous conditions d'exploitation normales, une première puissance proportionnelle à la vitesse du vent à un réseau électrique sur lequel elle est branchée, avec l'étape:

commande de la centrale éolienne de telle sorte qu'elle demeure branchée sur le réseau lors de l'occurrence d'une perturbation sur ledit réseau, fournissant une seconde puissance audit réseau sur lequel elle est branchée, plus faible que la première puissance, et fourniture d'une troisième puissance audit réseau durant une brève période de temps en fin de perturbation, ladite troisième puissance étant nettement plus élevée que ladite première puissance.

2. Procédé selon la revendication 1, la troisième puissance étant une puissance de court-circuit.

3. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 ou 2, la centrale éolienne présentant un stockage intermédiaire et la troisième puissance surélevée étant maintenue par réglage du stockage intermédiaire.

4. Procédé selon la revendication 3, la centrale éolienne présentant un circuit intermédiaire en tension continue en tant que stockage intermédiaire et la troisième puissance surélevée étant maintenue par réglage du circuit intermédiaire en tension continue.

5. Procédé selon la revendication 4, le circuit intermédiaire en tension continue présentant un hacheur et la troisième puissance surélevée étant maintenue par réglage du hacheur présent dans le circuit intermédiaire en tension continue.

6. Procédé selon la revendication 3, la rotation du générateur de la central éolienne étant utilisé en tant que stockage intermédiaire et la troisième puissance surélevée étant maintenue par réglage de la rotation.

7. Centrale éolienne permettant de fournir une puissance à un réseau électrique sur lequel elle est branchée, en particulier pour réaliser le procédé selon l'une des revendications 1 à 6, avec:

une unité de commande de la centrale éolienne, de sorte que sous des premières conditions d'exploitation en exploitation normale, une première puissance, proportionnelle à la vitesse du vent, est fournie au réseau électrique sur lequel est branchée la centrale, ladite centrale éolienne demeurant branchée sur le réseau lors de l'occurrence d'une perturbation dans ledit réseau, et fournissant audit réseau une deuxième puissance, plus faible que la première et fournissant au réseau, sous les premières conditions d'exploitation, durant un bref intervalle de temps, une troisième puissance en fin de perturbation nettement plus élevée que la première.

8. Centrale éolienne selon la revendication 7, ladite centrale présentant un stockage intermédiaire et l'unité de commande correspondante étant conçue de manière à maintenir la troisième puissance surélevée par réglage du stockage intermédiaire.

9. Centrale éolienne selon la revendication 8, avec un circuit intermédiaire en tension continue jouant le rôle de stockage intermédiaire, l'unité de commande étant conçue de manière à maintenir la troisième puissance surélevée par réglage du circuit intermédiaire en tension continue.

10. Centrale éolienne selon la revendication 9, le circuit intermédiaire en tension continue présentant un hacheur et la troisième puissance surélevée étant maintenue par réglage du hacheur présent dans le circuit intermédiaire en tension continue.

11. Centrale éolienne selon la revendication 9, la rotation du générateur de la centrale éolienne étant utilisée en tant que stockage intermédiaire et la troisième puissance surélevée étant maintenue par réglage de la rotation.

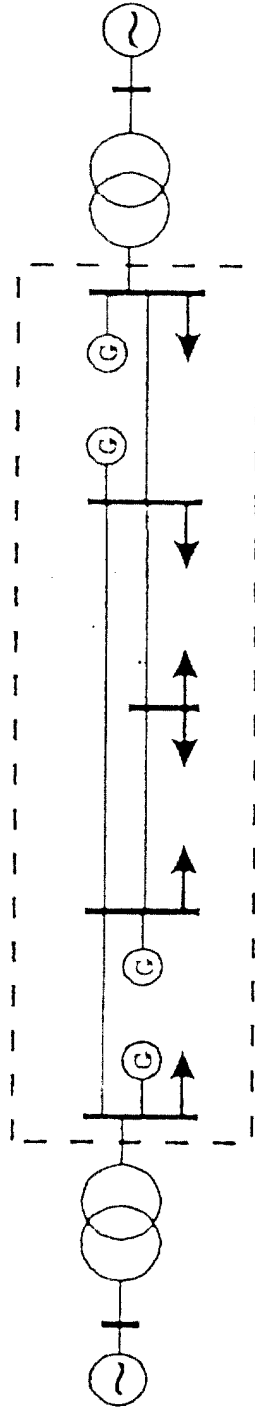


Fig. 1

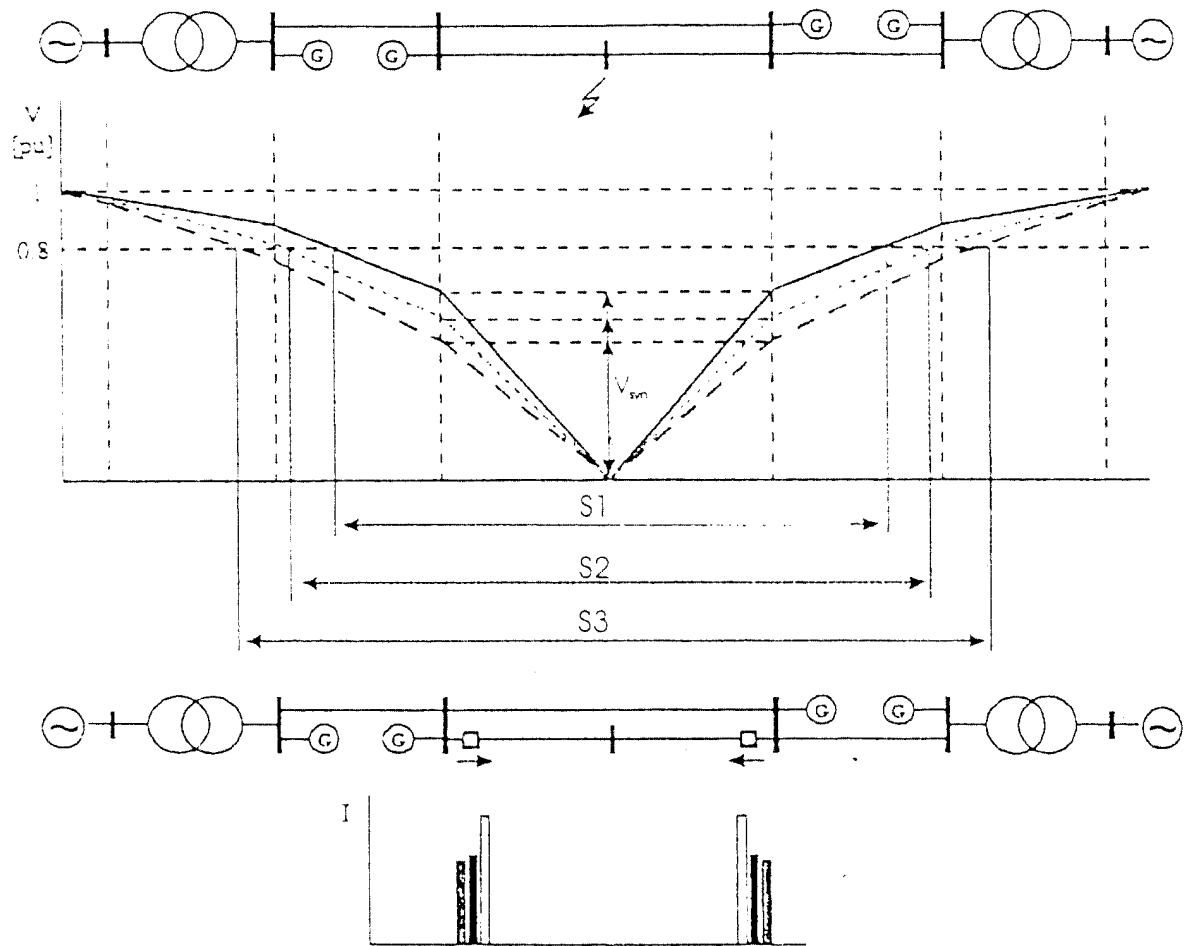


Fig. 2

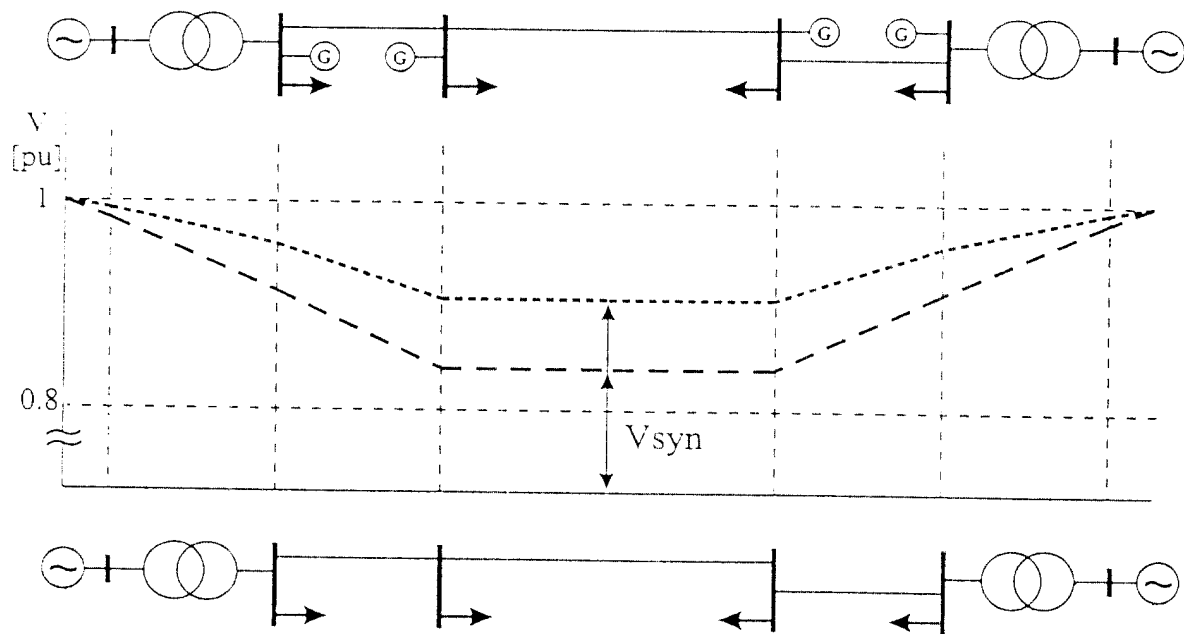


Fig. 3

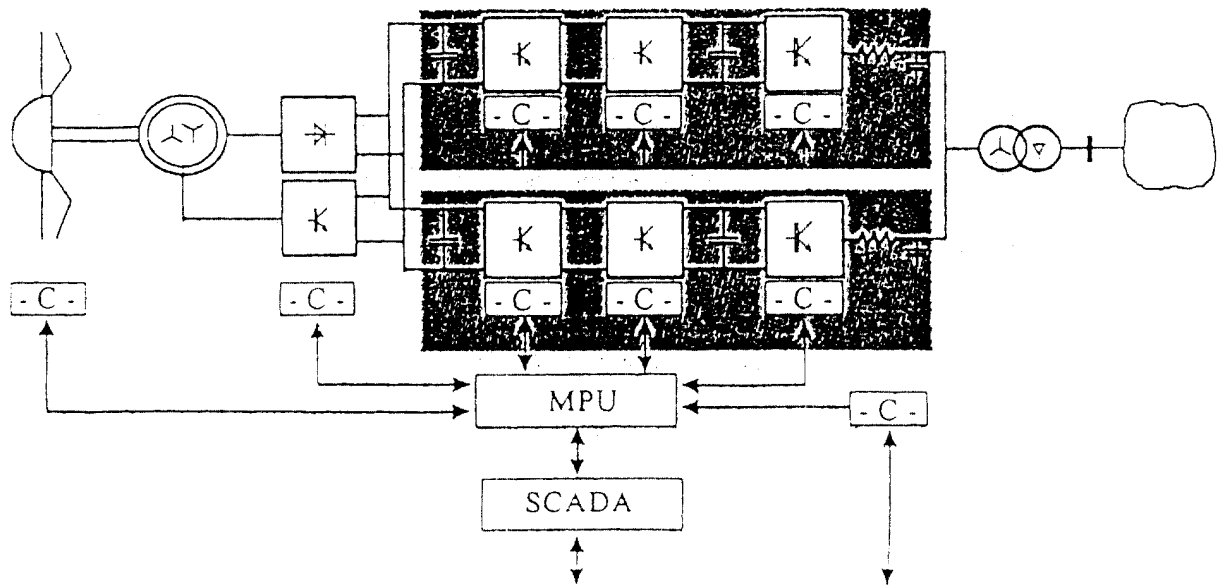


Fig. 4

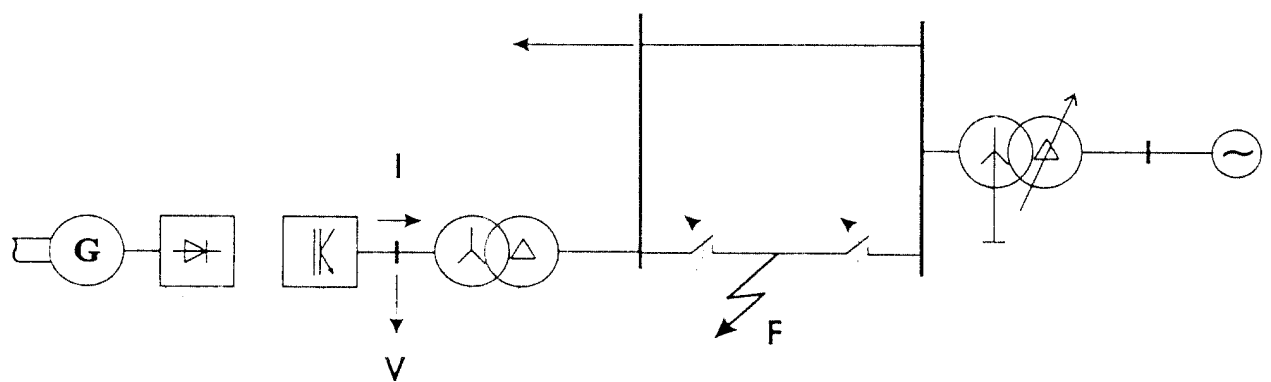


Fig. 5

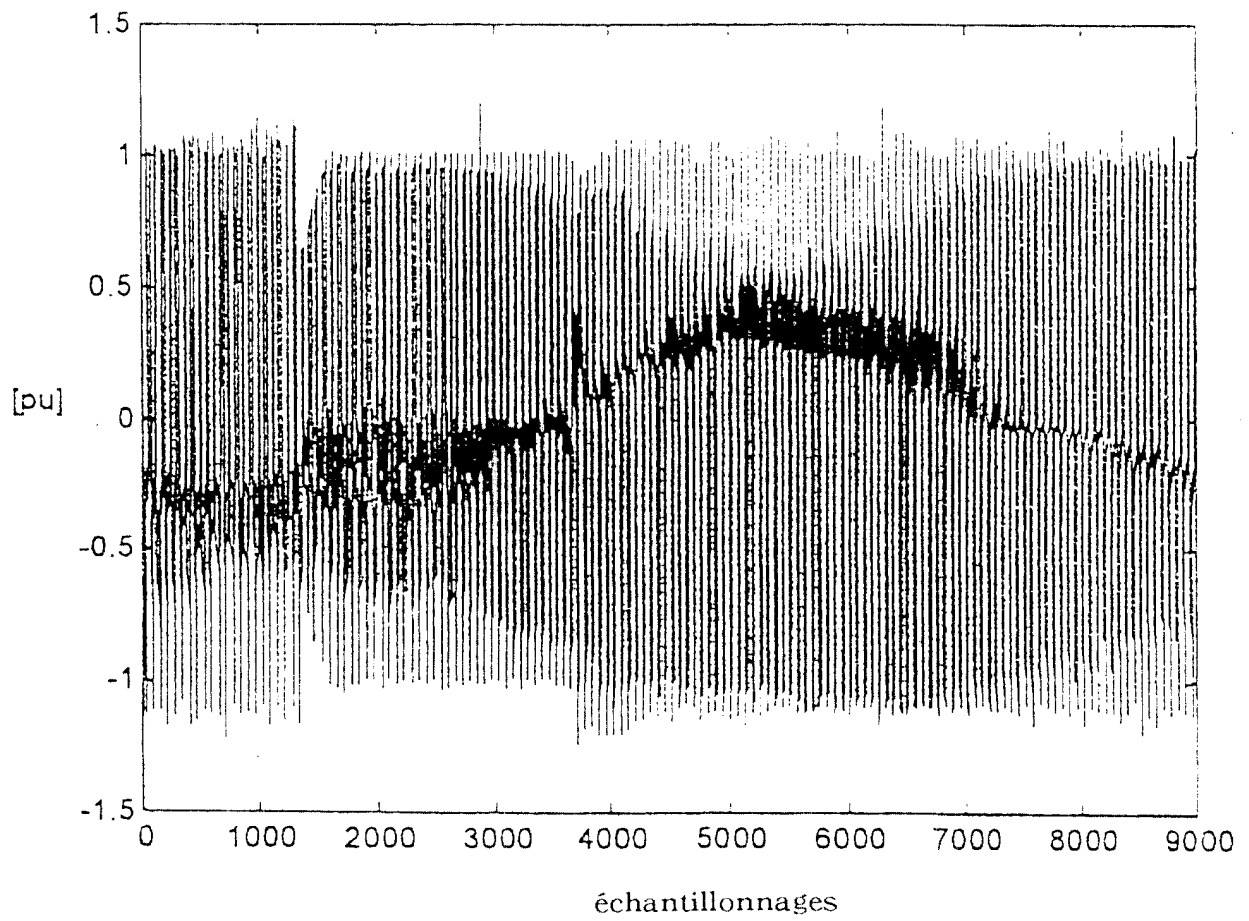


Fig. 6

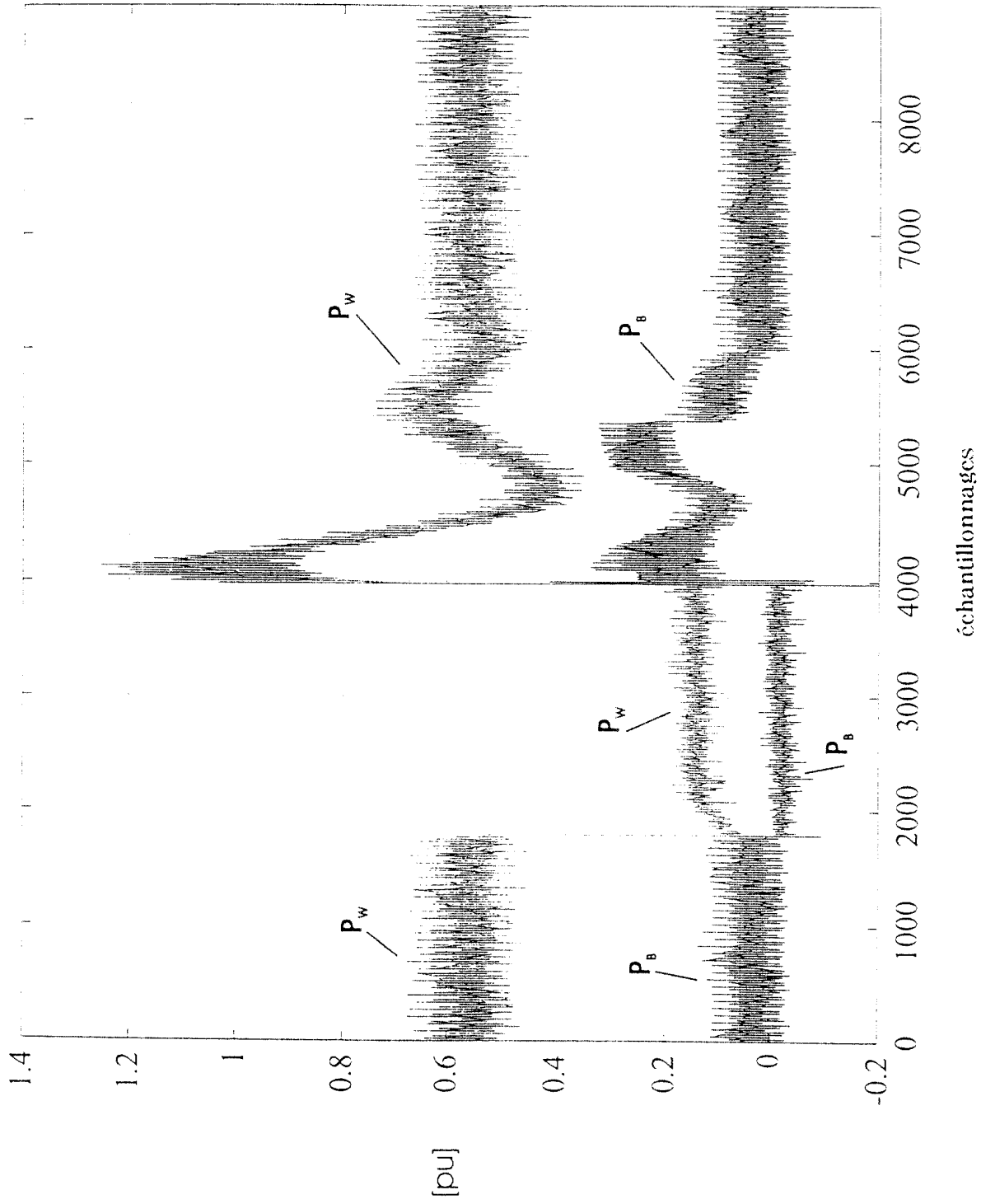


Fig. 7

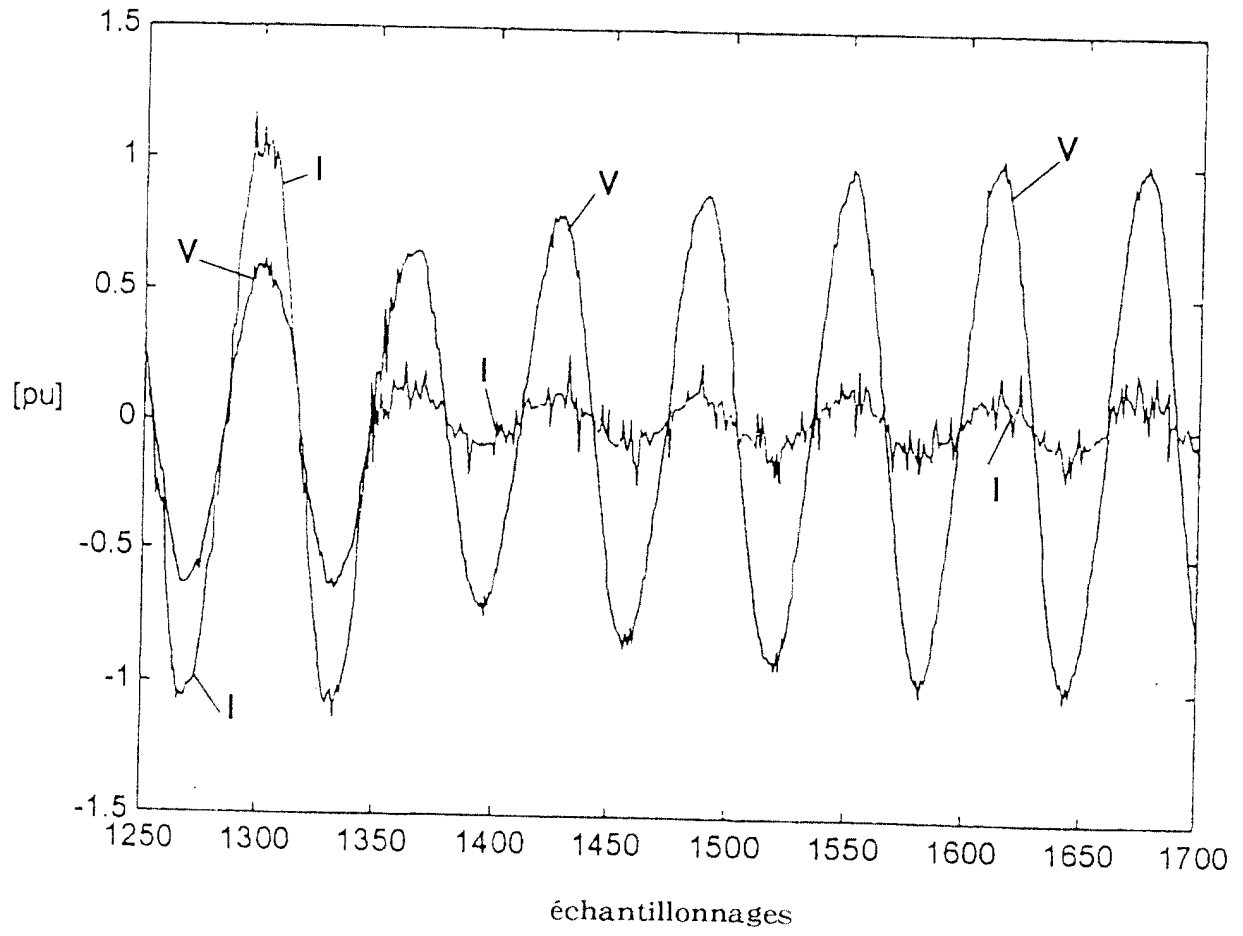


Fig. 8

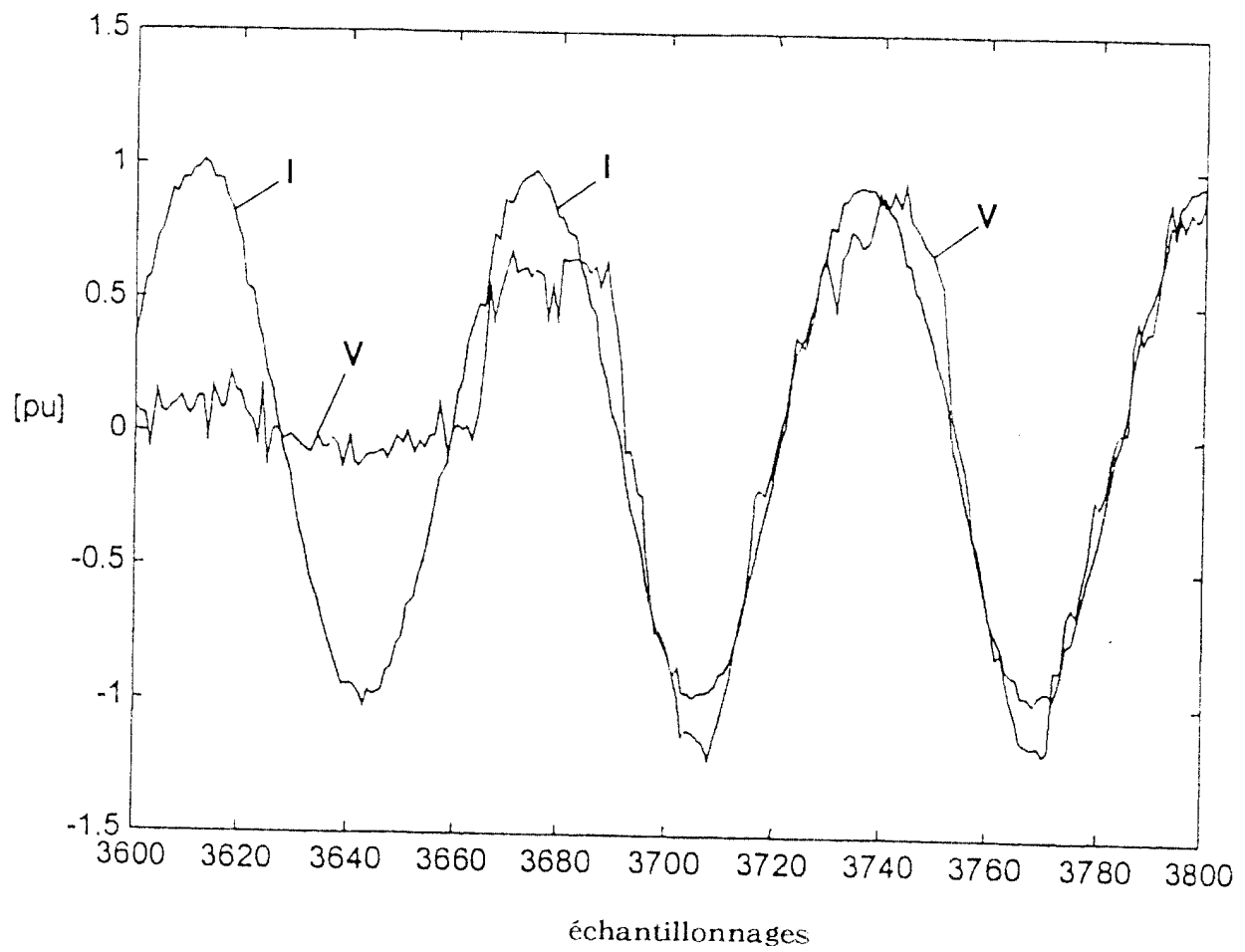


Fig. 9

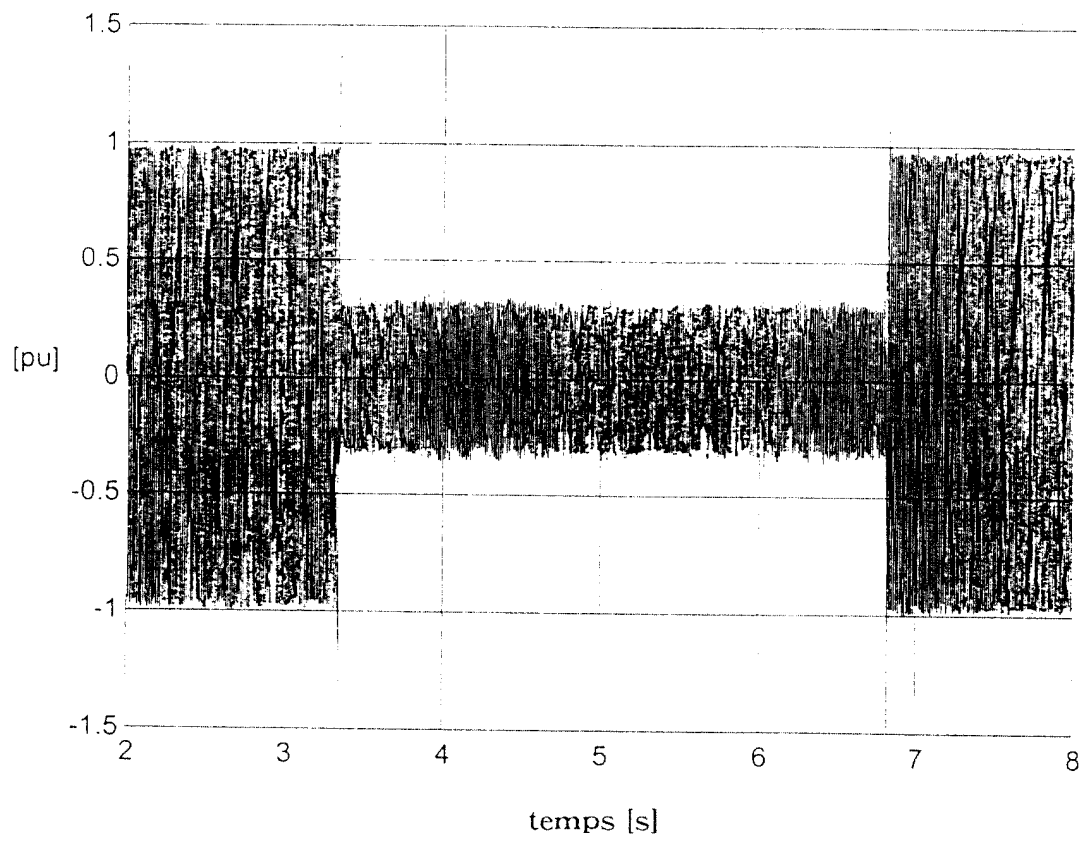


Fig. 10

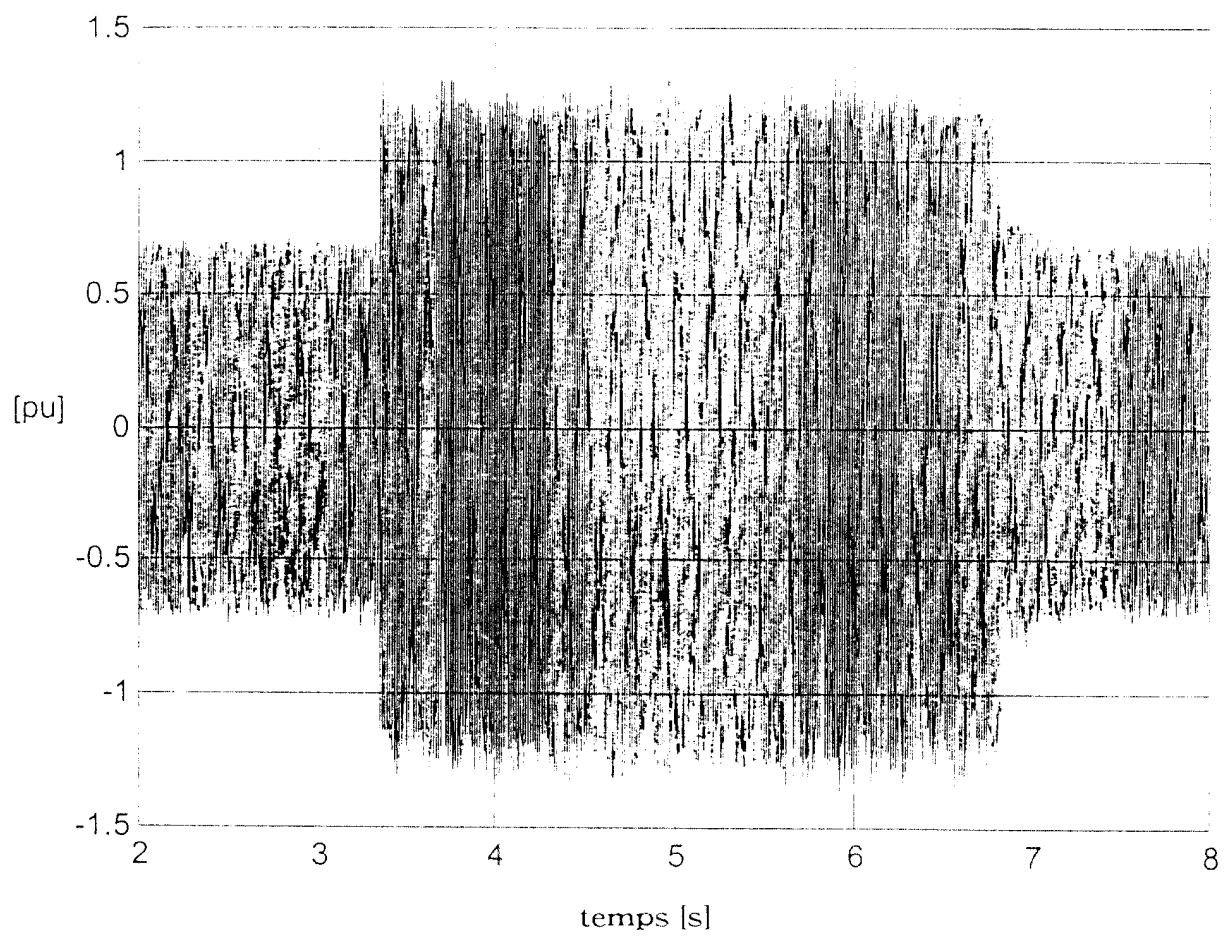


Fig. 11

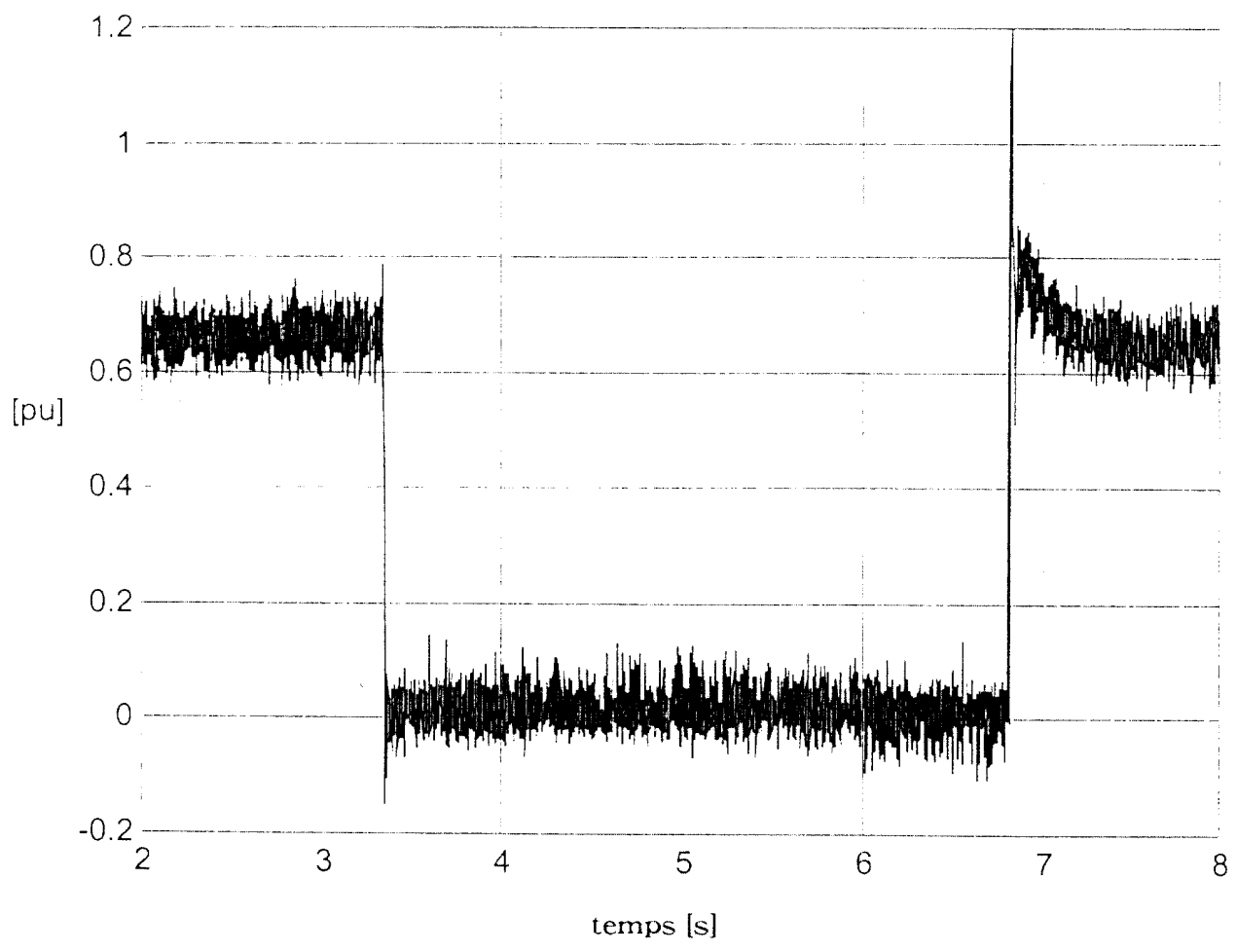


Fig. 12

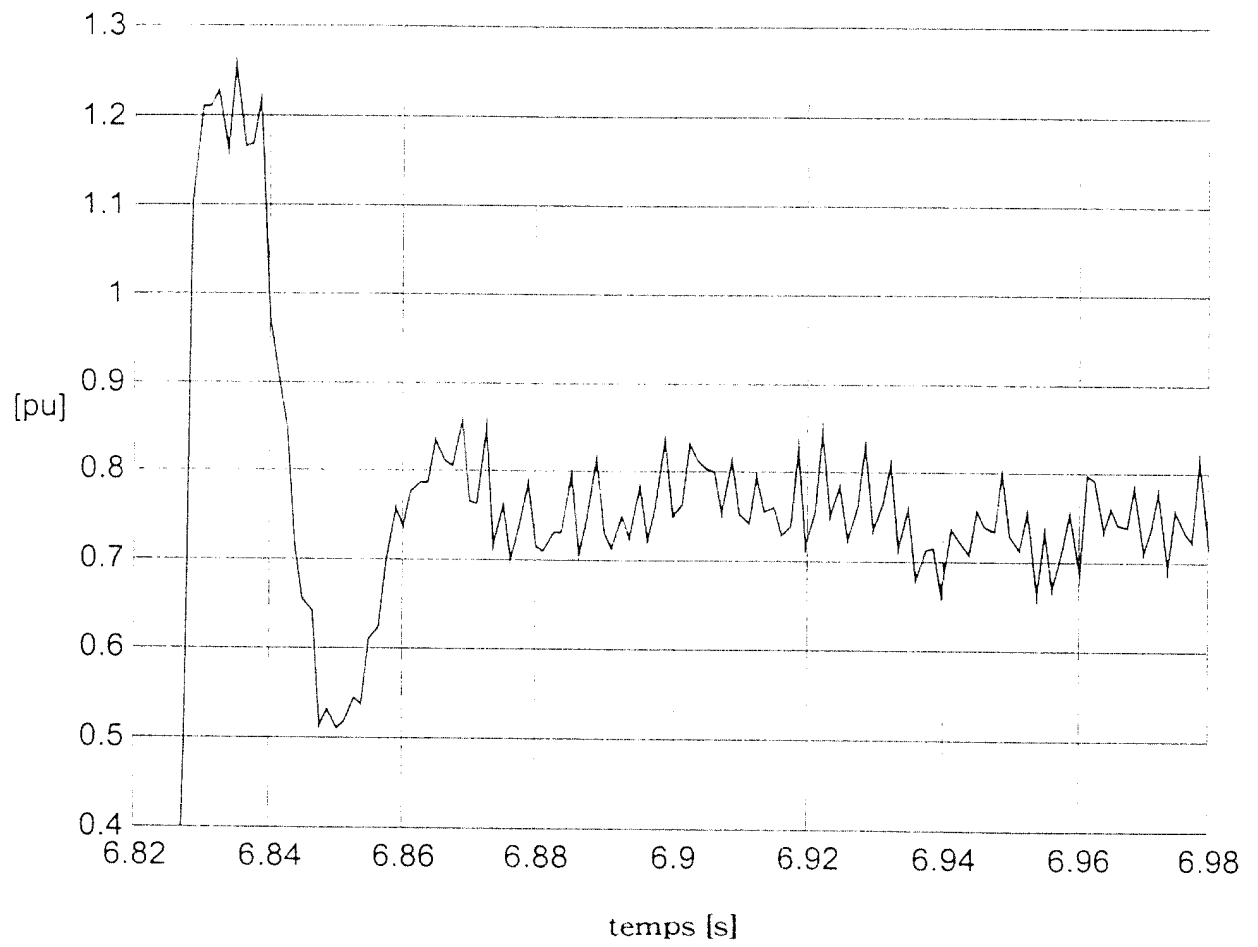


Fig. 13

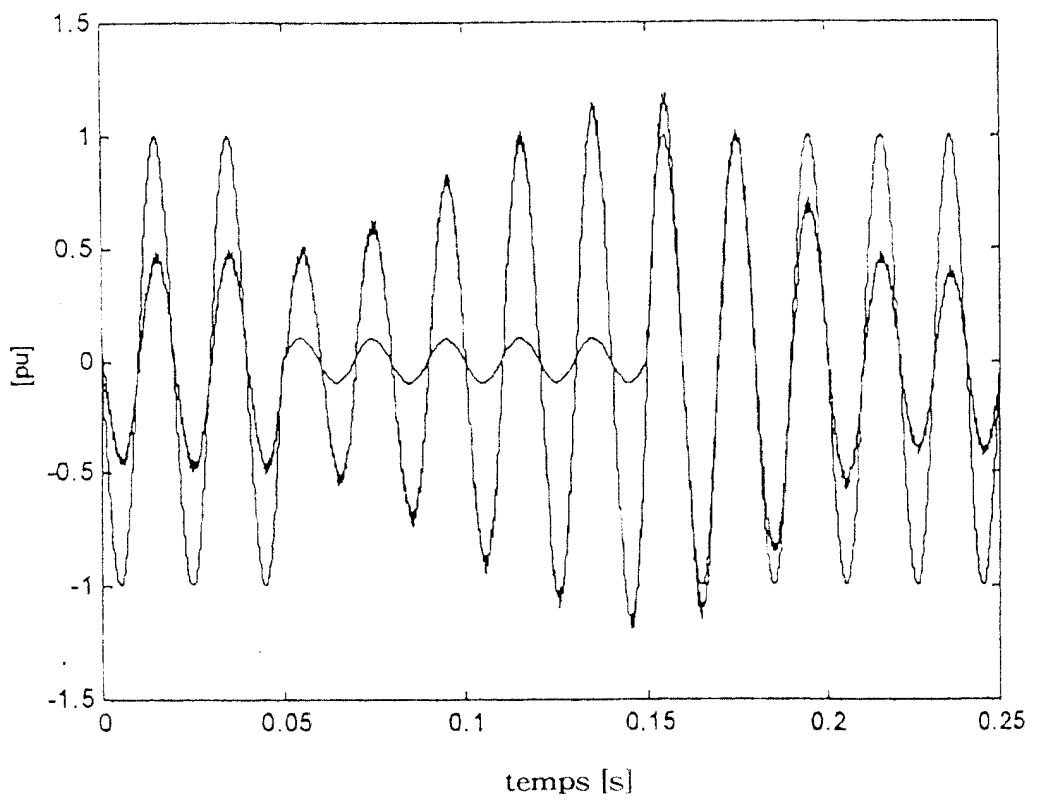


Fig. 14

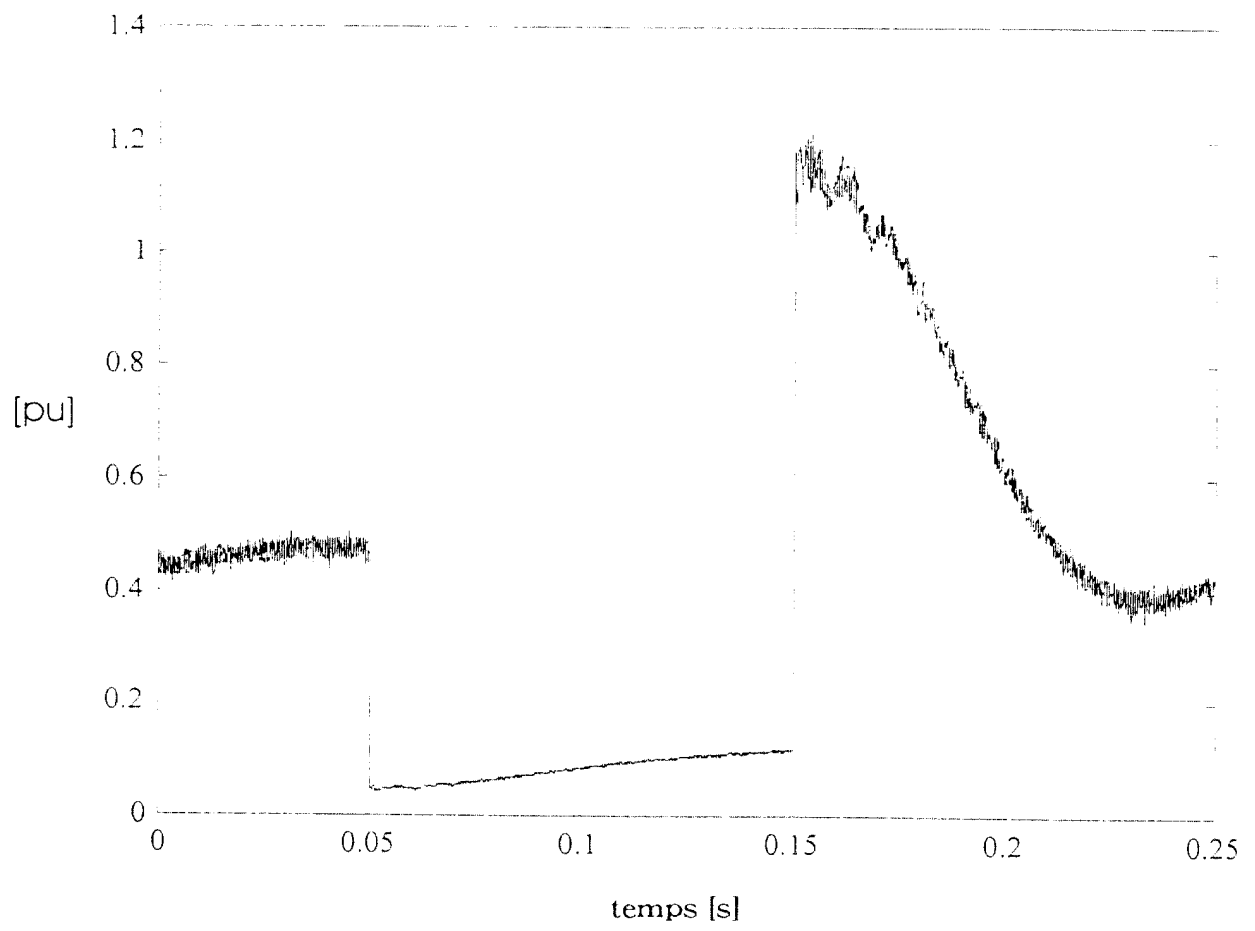


Fig. 15

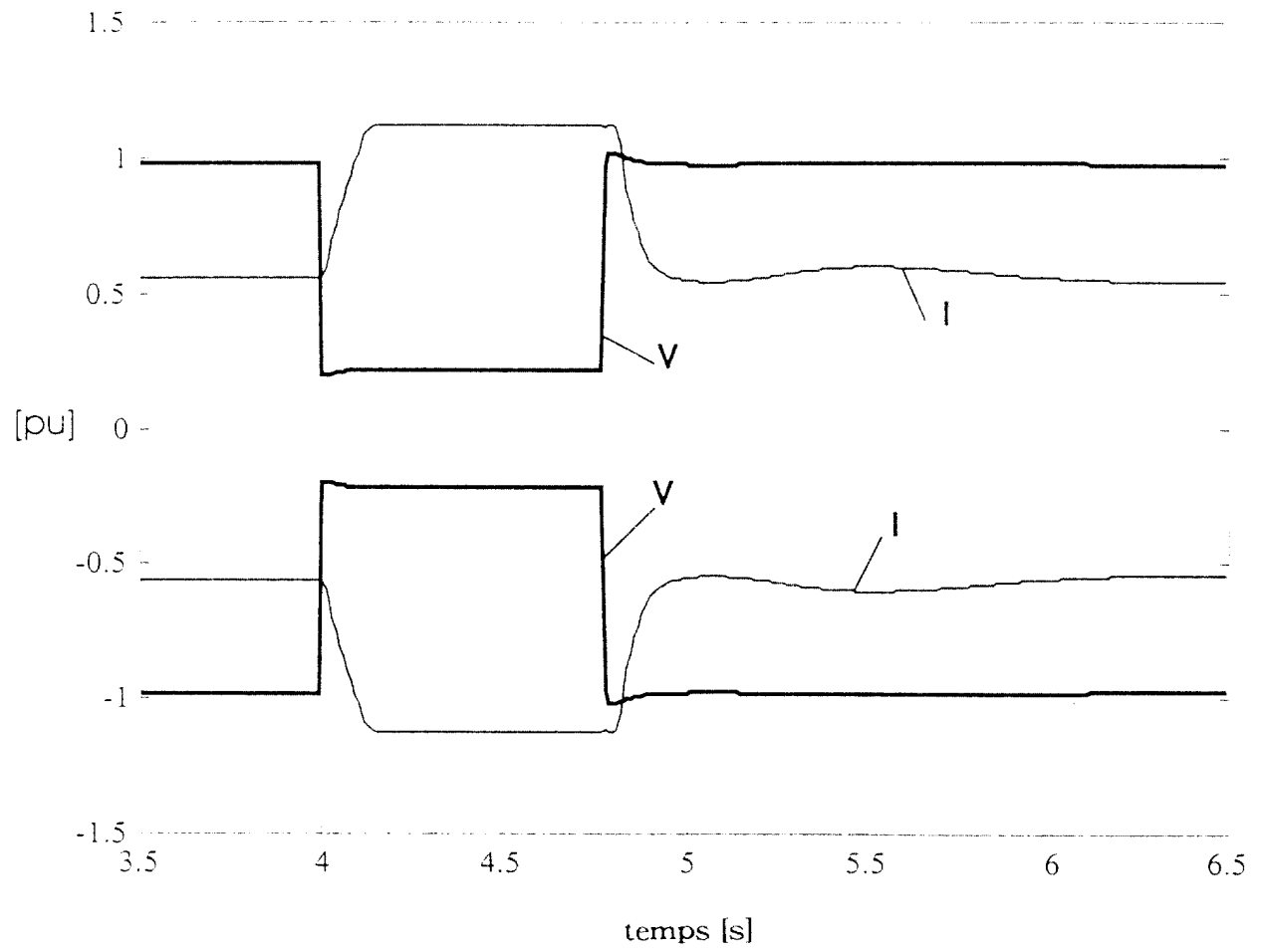


Fig. 16

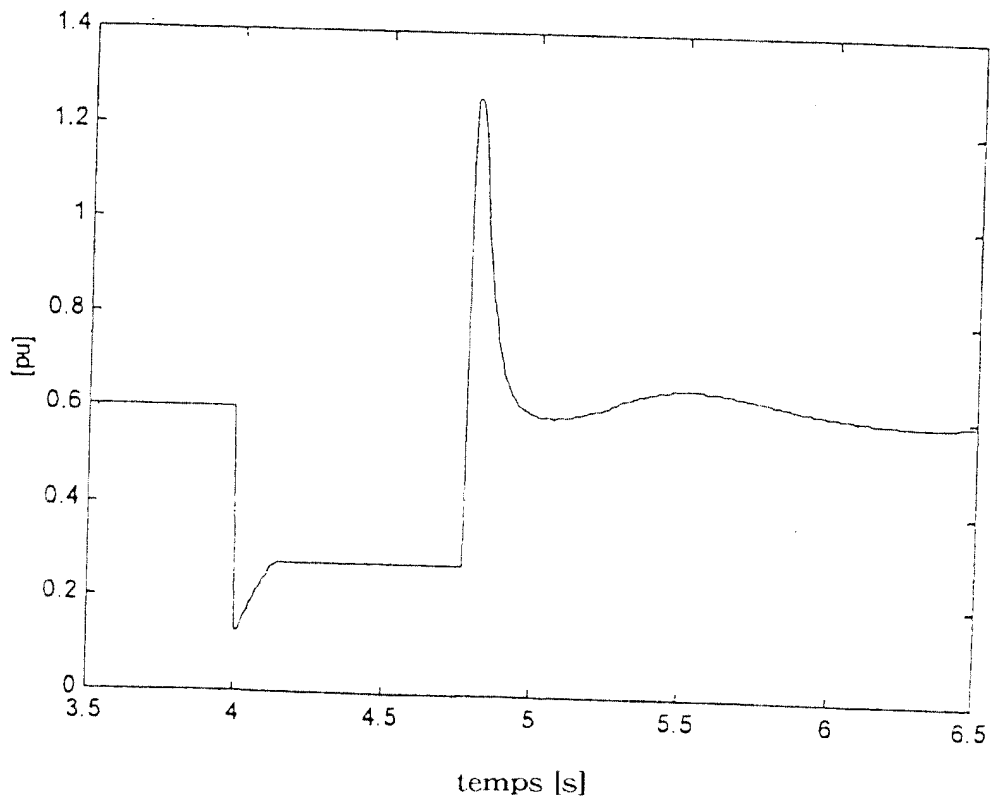


Fig. 17