

(19) 日本国特許庁 (JP)

(12) 特 許 公 報 (B2)

(11) 特許番号

特許第5177382号
(P5177382)

(45) 発行日 平成25年4月3日 (2013.4.3)

(24) 登録日 平成25年1月18日 (2013.1.18)

(51) Int.Cl.

F I

F O 3 D 7/04 (2006.01)

F O 3 D 7/04

E

F O 3 D 9/00 (2006.01)

F O 3 D 9/00

B

H O 2 P 9/00 (2006.01)

H O 2 P 9/00

F

H O 2 P 9/04 (2006.01)

H O 2 P 9/04

K

H O 2 J 3/46 (2006.01)

H O 2 J 3/46

B

請求項の数 4 (全 13 頁) 最終頁に続く

(21) 出願番号 特願2008-10881 (P2008-10881)
 (22) 出願日 平成20年1月21日 (2008.1.21)
 (65) 公開番号 特開2009-174329 (P2009-174329A)
 (43) 公開日 平成21年8月6日 (2009.8.6)
 審査請求日 平成22年12月1日 (2010.12.1)

(73) 特許権者 504145308
 国立大学法人 琉球大学
 沖縄県中頭郡西原町字千原 1 番地
 (74) 代理人 100104341
 弁理士 関 正治
 (72) 発明者 千住 智信
 沖縄県中頭郡西原町字千原 1 番地 琉球大
 学工学部内

審査官 吉田 昌弘

最終頁に続く

(54) 【発明の名称】 自然エネルギー発電設備を用いた電力系統周波数制御装置

(57) 【特許請求の範囲】

【請求項 1】

負荷電力の長期成分を補償する内燃機関発電機と負荷電力の短期成分を補償する自然エネルギー発電機を組み合わせた電力系統において、外乱推定オブザーバと出力電力指令装置を備え、内燃機関発電機制御装置が電力系統周波数をフィードバックして該内燃機関発電機の発電量を制御すると共に、該外乱推定オブザーバが負荷電力推定値を生成し、該出力電力指令装置が該負荷電力推定値における信号成分と該自然エネルギー発電機が自然エネルギーから取得可能な電力に関する信号成分を加えて得た指令信号を出力し、該自然エネルギー発電機の制御装置が該指令信号を設定値として該自然エネルギー発電機の出力電力を制御することにより、該電力系統の周波数を調整することを特徴とする電力系統周波数制御装置。

【請求項 2】

前記外乱推定オブザーバが最小次元オブザーバであって、前記電力系統の電力系統周波数偏差と前記内燃機関発電機制御装置の指令値を入力して、該電力系統の負荷電力を推定するものであることを特徴とする請求項1記載の電力系統周波数制御装置。

【請求項 3】

前記内燃機関発電機がディーゼル発電機であり、前記自然エネルギー発電機が風力発電機であって、該風力発電機の制御装置が前記指令信号を設定値として該自然エネルギー発電機のピッチ角を調整して出力電力制御を行うことを特徴とする請求項1又は2記載の電力系統周波数制御装置。

【請求項 4】

前記風力発電機制御装置が一般化予測制御器（GPC）を用いることを特徴とする請求項 3 記載の電力系統周波数制御装置。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本発明は、自然エネルギー発電装置を利用して電力系統の周波数を調整する制御装置に関し、特に風力発電装置の特性を利用して系統周波数を安定させる電力系統周波数制御装置に関する。

【背景技術】

10

【0002】

近年、地球温暖化防止や化石燃料資源枯渇の観点から、風力エネルギーや太陽光エネルギーを利用する自然エネルギー発電設備が電力系統に多数接続されるようになってきた。離島においても、主電源である重油ディーゼル発電に対して多数の風力発電設備が導入された独立型の電力系統が多数見られる。離島では年間を通して良風が得られて風力発電に適し、高い設備利用率で風力発電機の運転が行える地域が多く見られる。

【0003】

しかし、自然エネルギーは不規則に変動するため、多数の自然エネルギー発電設備を電力系統に導入すると、電力系統周波数や系統電圧が変動することになる。風力エネルギーは不規則であり、風力発電機出力電力は風速変動により大きく変動するため、系統周波数も乱れやすい。

20

需要者からは電力品質を保持する要求があるので、自然エネルギー発電設備を導入した電力系統も、系統周波数や系統電圧を一定に維持する必要がある。したがって、離島におけるような小規模電力系統で単機容量の大きい風力発電設備を導入した場合にも、これに適合する周波数変動対策が必要となる。

【0004】

これに対して、従来は、大容量のエネルギー貯蔵装置を導入して解決する方法が開発されてきた。自然エネルギー発電設備の変動電力分をエネルギー貯蔵装置で吸収し、一定にした電力を系統に注入する方法である。

しかし、このような蓄電設備を用いた周波数変動対策は、設備コストの増大を招き採算性が問題になる。蓄電池容量低減のため、可変速風車、ピッチ角制御、風車慣性を利用する方法など、風力発電機側の調整方法を用いて出力電力変動を抑制し系統周波数を安定化する方法が提案されている。また、変動が大きい成分だけをエネルギー貯蔵装置で補償することにより貯蔵装置の容量を低減する方法なども提案されている。

30

【0005】

たとえば、特許文献 1 には、流入風速から発電機出力までの伝達特性と、ピッチ角から発電機出力までの伝達特性をモデル化し、計測した流入風速に対し、発電機出力を定格出力に制御するために必要なピッチ角を算出してフィードフォワードすることにより風車の動特性を補償して、風車発電機出力の変動を抑制する、フィードフォワード制御を用いたピッチ角制御方法が開示されている。

40

しかし、開示手法では、風力発電システムにおけるパラメータ変化の影響や、風力発電設備で発生するウィンドシェアの効果を考慮していない。したがって、パラメータの変動やウィンドシェアの発生により制御特性が変化して効果的な出力調整ができず出力が不安定になったりする虞がある。

また、風力発電機は非線形性が強いいため直接にモデル化すると、極めて高次の式が必要になり、オンライン制御を実行するためには演算負荷が過大となり実用性が未だ十分ではない。

【0006】

さらに、特許文献 2 は、ウインドファームにおける風力発電機について、定格出力以下の小出力動作領域を含む全動作領域に対してピッチ角制御を用いることにより出力電力の

50

平準化を行うようにした発電電力平準化装置を開示している。

開示された装置は、翼のピッチ角で回転調整する風車に繋がった発電機とピッチ角制御器とピッチ角制御器に設定値を供給するウインドファーム制御装置を備えて、ウインドファーム出力電力指令値に基づいて風力発電機ごとに出力電力指令値を算出して供給すると共に、ウインドファーム出力電力を差し引いてウインドファーム出力電力偏差を求め、風力発電機ごとの出力電力補償値を算定し、これを出力電力指令値に加えた値を総出力電力指令値として各風力発電機のピッチ角制御器に供給する。開示された装置では、風の偏在によりある発電機の出力が急減しても、減少分を他の余裕のある発電機に分配して補償するので、ウインドファーム全体の電力出力状態は平準化して滑らかになる。

【0007】

10

しかし、これらの各方法は主に風力発電機の出力電力を平準化することを目的とするもので、これら方法により出力電力平準化は達成されているが、出力電力制御の本質的目的である系統周波数変動の抑制については十分な解決策になっていない。

なお、電力系統周波数は、自然エネルギー発電設備の発電電力変動のみでなく、負荷電力の変動によっても変化するため、電力系統の状態を反映させながら系統周波数を制御することが求められる。

【特許文献1】特開2002-048050号公報

【特許文献2】特開2007-032488号公報

【発明の開示】

【発明が解決しようとする課題】

20

【0008】

そこで、本発明が解決しようとする課題は、内燃機関発電機と自然エネルギー発電機を組み合わせた電力系統において、電力系統の状態を反映した的確な周波数制御を行う電力系統周波数制御装置を提供することである。

【課題を解決するための手段】

【0009】

上記課題を解決するため、本発明の電力系統周波数制御装置は、内燃機関発電機と自然エネルギー発電機を組み合わせた電力系統において、外乱推定オブザーバと出力電力指令装置を備え、内燃機関発電機制御装置が電力系統周波数をフィードバックして内燃機関発電機の発電量を制御すると共に、外乱推定オブザーバが負荷電力推定値を生成し、出力電力指令装置が負荷推定値における短周期信号と自然エネルギーの可能発電電力の長周期信号を加算して得た指令信号を出力し、自然エネルギー発電機の制御装置がこの指令信号を設定値として自然エネルギー発電機の出力電力を制御することにより、電力系統の周波数を調整することを特徴とする。

30

外乱推定オブザーバは、電力系統の電力系統周波数偏差と内燃機関発電機制御装置の指令値を入力して、電力系統の負荷電力を推定する最小次元オブザーバであることが好ましい。

【0010】

特に、ディーゼル発電機と風力発電装置を組み合わせて成る電力系統において、負荷電力推定値に基づいて生成された指令信号にしたがって風力発電機のピッチ角制御を行うことにより、負荷周波数制御を行うことを特徴とする。

40

風力発電機のピッチ角制御システムに一般化予測制御器(GPC)を用いるものでは、高性能なピッチ角制御を達成して、良好な制御結果を得ることができる。

【0011】

本発明の電力系統周波数制御装置によると、内燃機関発電機と自然エネルギー発電機を組み合わせた電力系統において、外乱となる電力系統負荷電力の短周期信号成分と自然エネルギーから得られる発電電力の長期信号成分を応答性のよい自然エネルギー発電機の出力電力制御により補償し、残余の負荷電力を内燃機関発電機で供給するので、電力偏差を良く補償して、電力系統周波数の偏差を小さい値に維持することができる。

特に、離島などでよく利用される、ディーゼル発電機と風力発電機を組み合わせた小規

50

模電力系統において、応答性のよい風力発電機のピッチ角制御を利用して負荷電力の短周期信号成分を補償することにより、系統周波数を目標値に近い値に維持管理することが容易に可能になる。

本発明の電力系統周波数制御装置は、従来多用されてきた高価な電力貯蔵装置を使用しないので、大きくコスト節減することができる。

【発明を実施するための最良の形態】

【0012】

以下、図面を用い実施例に基づいて本発明の電力系統周波数制御装置を詳細に説明する。

図1は本実施例に係る小規模電力系統の概念図、図2は本実施例の電力系統モデルのブロック線図、図3は図2における風力発電システムの詳細図、図4は図3のピッチ角制御における全動作領域にわたるピッチ角制御則を説明する線図、図5は図2の外乱推定オブザーバの構成を表すブロック線図、図6は図2の出力電力指令システムを説明するブロック線図である。

【0013】

(小規模電力系統)

本発明は特に小規模な電力系統に適する。本実施例では、図1に示したようにディーゼル発電機2と風力発電機3を組み合わせることで自地域の負荷電力需要1を充足するようにした小規模電力系統4に適用する例を説明する。

たとえば離島では、マイクログリッドと異なり大規模電力系統に連系されておらず、常時独立して運用される小規模電力系統となる。離島では年間を通して良風が得られる場合が多く、離島における独立した電力系統では、主電源である重油ディーゼル発電の環境負荷を低減するため環境に優しい風力発電が導入される例が多くなっている。

【0014】

図2は、従来技法を適用して作成した本実施例の小規模電力系統に関する伝達関数表現によるブロック線図である。

図2の小規模電力系統は、ディーゼル発電機20、風力発電機30および負荷電力システム10により構成されている。本実施例の小規模電力系統4では、負荷電力1の電力需要 P_1 に対してディーゼル発電機20の出力電力 P_d と風力発電機30の出力電力 P_g を供給する。電力需給のアンバランスが電力偏差 P_e となり、慣性係数 M と制動係数 D を持つ電力系統システム10に入力されて変成し、電力系統の周波数偏差 f となって現れる。

【0015】

電力系統の周波数制御方式としては、単独系統において多く採用される定周波数制御方式を用いている。定周波数制御方式は積分器27と比例器28の並列接続した制御器26をフィードバック路に配置した積分制御ループを有しており、周波数偏差 f が零になるように操作関数 u を算定してディーゼル発電機20のガバナー21に供給することにより、系統周波数を制御する。ガバナー21と直列に接続されたディーゼル発電機23の出力 P_d は急激な変化をしないよう出力リミッタ25を通した後で負荷電力需要1に供給される。

なお、ガバナー21とディーゼル発電機23の伝達関数はそれぞれ時定数 T_g と T_d の1次遅れで近似することができる。

【0016】

外乱推定オブザーバ40は、電力系統システムにおいて外乱となる負荷電力 P_1 を推定する。出力電力指令装置50は負荷電力推定値 \hat{P}_1 と風速 V_w を入力して、負荷電力の変化分と同等の変化を有する出力電力指令値 P_{go} を生成し、風力発電機(WTG)30に与える。

風力発電機(WTG)30は、出力電力指令値 P_{go} と風速 V_w を入力して供給電力偏差 P_e の変動分を零にするような風力発電機出力 P_g を出力する。

【0017】

10

20

30

40

50

図 3 は、ピッチ角制御を受ける風力発電機システム 30 を表すブロック線図である。ピッチ角制御に一般化予測制御器 (GPC: Generalized predictive controller) を用いている。

風車と風車に直結する発電機 31 にピッチ角制御器 32 と油圧サーボ系 33 を備えた制御系が組まれて出力電力の平準化を図る。ピッチ角制御器 32 に適応制御装置であるセルフチューニングレギュレータ (STR) を適用することによって、より高性能な制御を達成するようにしてある。STR は補償制御器である一般化予測制御器 (GPC) 34 とパラメータ同定器 35 で構成される。

【0018】

出力電力指令値 P_{go} と出力電力 P_g の偏差 e を求め、ピッチ角制御器 32 および GPC 34 によりピッチ角指令値 CMD を決定する。そして、ピッチ角指令値 CMD を油圧サーボ系 33 に供給すると油圧サーボ系 33 が風車の翼を操作してブレードのピッチ角を変化させ、出力電力 P_g の制御を行う。

油圧サーボ系は機械系の様々な動作や非線形要素によって非常に複雑であるが、時定数 1.0 秒の 1 次遅れ系で近似できる。また、風力発電機には、永久磁石同期発電機、巻線型誘導発電機、同期発電機など、種々の形式のものがあるが、本実施例では構造が簡単に堅牢なかご形誘導発電機を採用している。

【0019】

風車の出力 P_w は下式で表わされる。

$$P_w = d_1 + d_2 V_w^2$$

ここで、 d_1 、 d_2 は係数である。

誘導発電機のエネルギー損失を無視すれば、定常状態において風車の回転エネルギー出力 P_w は出力電力 P_g と等しい。

STR は、出力偏差 e のうちフィードバック制御では補償できない部分を GPC 34 で算出された制御補償指令値 u_2 で補償する。

【0020】

GPC 34 は、出力偏差 e を入力しパラメータを含む制御式に適用して制御補償指令値 u_2 を算出する。制御補償指令値 u_2 は、フィードバック制御系のピッチ角制御器 32 が算出する操作用出力 u_1 に加算して、油圧サーボ系 33 に与えるピッチ角指令値 CMD とする。

パラメータ同定器 35 は、発電機出力偏差 e と GPC 34 の制御補償指令値 u_2 を入力し、発電機出力偏差 e と制御補償指令値 u_2 の重み付け二乗積算値の和の期待値を評価関数 J として J を最小とするようなパラメータベクトルを算出する。GPC 34 は、パラメータ同定器 35 が算出したパラメータベクトルに合うように演算式を調整する。

なお、本実施例における風力発電システムのモデル化および GPC の制御則は、特許文献 2 に詳細に記載されたものと同じである。

【0021】

従来のピッチ角制御則では、起動風速以上定格風速以下でピッチ角は固定されるため、風力発電機の出力は定格風速以下では風速 V_w の 3 乗に比例して変動する。したがって、本実施例における風力発電機を用いた負荷周波数制御では、ピッチ角制御領域を全動作領域に拡大するため、図 4 に示されるような制御則を採用する。

図 4 は風車出力特性の例を示す図面で、風速 V_w に対して風車出力 P_w とピッチ角の調整範囲を示したものである。図 4 の例では、カットイン風速 5 m/s 以下の領域ではピッチ角を 90° として出力を 0 に保持し、カットイン風速から定格風速まではピッチ角を最も効率の良い例えば 10° を下限とし、定格風速からカットアウト風速までの領域では安全を確保するため定格出力値以上にならないようにピッチ角を 90° 以下に制限し、カットアウト風速 24 m/s 以上ではピッチ角を 90° として発電機が作動しないようにして風車の破損を防止する。

【0022】

(外乱推定オブザーバ)

本実施例の周波数制御装置では、外乱推定オブザーバ40と出力電力指令装置50を用いて、負荷電力を推定して供給電力偏差 P_e を零にするような電力指令値 P_{go} を与えて風力発電機の出力量 P_g を制御するアクティブ出力電力制御を行う。

図5は、外乱推定オブザーバ40の構成を説明するブロック線図である。

外乱推定オブザーバ40は最小次元オブザーバ41で構成され、制御対象となる図2に示したディーゼル発電機と電力システムからなる電力系統周波数制御システム10の入力であるガバナ操作入力 u と出力 y である周波数偏差 f とから、電力系統周波数制御システムにおける外乱である負荷電力 P_l を推定する。なお、負荷電力の状態変数 dP_l/dt は簡単のため零と仮定した。

【0023】

10

式(1)のプラント状態方程式で表される電力系統周波数制御システム10は図中の制御対象45として表される。

$$(1) \quad \begin{aligned} dx/dt &= Ax + Bu \\ y &= Cx \end{aligned}$$

(2)

【数1】

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{D}{M} & \frac{1}{M} & 0 & -\frac{1}{M} \\ 0 & -\frac{1}{Td} & \frac{1}{Td} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{Tg} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

20

(3)

30

【数2】

$$B = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{1}{Tg} \\ 0 \end{bmatrix}$$

40

$$(4) \quad C = [1 \quad 0 \quad 0 \quad 0]$$

ここで、 x は状態変数ベクトル(x_1 は周波数偏差 f 、 x_2 はディーゼル発電機系の出力量 P_d 、 x_3 はガバナ出力、 x_4 は負荷電力 P_l)、 u は制御入力ベクトルとしてのガバナ入力信号、 y は出力変数ベクトルの系統周波数偏差 f である。また、 A はシステム行列、 B は制御行列、 C は出力行列である。

【0024】

最小次元オブザーバ41は、基本的な教科書(たとえば、岩井善太他「オブザーバ」コロナ社、pp.206-221, 1990、あるいは小郷寛他「システム制御理論入門」実教出版、pp.121-126, 1999)に示す通り、式(5)にしたがって構成することができる。

50

$$(5) \quad \begin{aligned} d \hat{x} / dt &= \hat{A} \hat{x} + K y + \hat{B} u \\ \hat{x} &= D \hat{y} + H y \end{aligned}$$

ここで、 $\hat{\cdot}$ は推定値であることを示す。Kはゲイン行列、DおよびHはルーエンバーガのオブザーバとなるための条件を満足する係数行列である。式(5)の積分は積分器42で実行される。

【0025】

なお、オブザーバの条件から、 $\hat{A} M = M A - K C$ 、 $I n = D M + H C$ を満たす行列Mが存在し、このMをつかって、Bの推定値 $\hat{B} = M B$ とすることができる。また、 \hat{x} はMxの推定値になっている。

オブザーバの極は \hat{A} の固有値になるが、これらを $\lambda_1 = -8$ 、 $\lambda_2 = -0.2$ 、 $\lambda_3 = -10$ と選択することにより、良好なシミュレーション結果が得られた。

得られた状態変数ベクトルxのx4が、負荷電力P1の推定値 \hat{P}_1 である。

【0026】

(出力電力指令装置)

図6は、出力電力指令装置50の構成を示すブロック線図である。

出力電力指令装置50は、風力発電機30に供給電力偏差Peを零にするような出力電力Pgを発生させる出力電力指令値Pgoを供給する。電力偏差Peを零とするため、風力発電機の出力電力Pgは、外乱となる負荷電力P1の変動と同等の変動を有することが好ましい。また、風力発電機出力は風速状況により大きく変動するから、風速Vwも考慮する必要がある。

そこで、出力電力指令装置50は、外乱推定オブザーバ40から出力された負荷電力推定値 \hat{P}_1 と風車近傍で測定された風速Vwを入力して、風速Vwに基づく出力電力指令値の基準値Pbaseに負荷電力推定値の変動分 \hat{P}_1 を加えて、出力電力指令値Pgoを得る。

【0027】

推定される負荷電力P1は、通常風力発電機の定格出力より大きい。また、負荷電力P1の全周波数領域における変動成分を全て風力発電機出力電力Pgにより補償することは、負荷周波数制御のために必要とされる風力発電機出力電力の変化幅を増加させるので好ましくない。また、風車出力には風速状況によって制限があることから、制御が困難となる可能性もある。

【0028】

そこで、風力発電機で補償する負荷電力P1の成分は、式(6)に示すように、負荷電力推定値 \hat{P}_1 の移動平均値からの偏差分 \hat{P}_1 だけとする。

$$(6) \quad \hat{P}_1 = \hat{P}_1 - \int_{(t=T-T)}^t \hat{P}_1 dt / T$$

ここで、tは現在の時刻、Tは積分区間、 $\int_{(t=T-T)}^t [F] dt$ は関数Fのt-Tからtまでの積分を表わす。なお、ディーゼル発電機出力Pdが負荷電力P1の長周期成分に対応するので、ディーゼル発電機の出力変動が小さくなるように積分時間Tを長めにとって100秒とした。この演算は、式(6)の演算器51で実行する。

【0029】

次に、風力発電機の出力電力指令値Pgを下の式にしたがって決定する。

$$(7) \quad P_{go} = P_{base} + \hat{P}_1$$

$$(8) \quad P_{base} = P_{g-max} \times 0.5 / (10s + 1)$$

$$(9) \quad P_{g-max} = d_1 + d_2 V_w^2$$

ここで、Pbaseは出力電力指令値の基準値、Pg-maxは風速Vwのときの風力エネルギーから取得可能な電力(0~1pu)である。Pg-maxは式(9)の演算器52により算出される。

【0030】

出力電力指令値の基準値Pbaseは出力可能電力Pg-maxを1次遅れフィルタ53に通すことにより決定している。

フィルタ時定数を10秒に選んで、風力発電機出力電力Pgの長周期成分の変化に対し

10

20

30

40

50

て、ディーゼル発電機系が周波数変動を零とするため緩やかに動作するようにした。フィルタゲインは、取得可能な電力 P_{g-max} の中心値を選んで、0.5とした。これにより、出力電力指令値 P_{go} が変動分 ΔP_1 にしたがって下方に振れて0 puを下回ることを避け、風速の急激な減少により上方に振れて取得可能電力 P_{g-max} を上回らないようにすることができる。

出力電力指令装置 50 は、加算器 54 で、風速 V_w に基づく出力電力指令値の基準値 P_{base} と負荷電力推定値の変動分 ΔP_1 を加算して、出力電力指令値 P_{go} として出力する。

【0031】

本実施例の電力系統周波数制御装置は、ディーゼル発電機制御系によって、積分制御ループを用いた周波数制御を行うと共に、外乱推定オブザーバ 40 により周波数偏差 f と制御変数 u を使って負荷電力推定値 ΔP_1 を算出し、負荷電力推定値の変動分 ΔP_1 と風速 V_w により決定した風力発電機出力電力指令値 P_{go} を使って供給電力偏差 P_e の変動分を零にするように風力発電機のピッチ角制御を行う。

【0032】

本実施例の電力系統周波数制御装置では、外乱推定オブザーバで推定した負荷電力推定値 ΔP_1 を用いることにより風力発電機制御系で供給電力偏差 P_e の短周期の変動分を補償することを可能にすると共に、長周期の変動はディーゼル発電機制御系で補償する。

風力発電機制御系で使用するピッチ角制御は応答性がよいので、供給電力偏差 P_e の短周期変動を効果的に抑制して電力系統周波数の変動を抑制することができる。

【0033】

(シミュレーション結果)

本実施例の電力系統周波数制御装置の性能を確認するため、シミュレーションを行った。シミュレーションでは、低風速領域において最大出力を発生するためピッチ角 θ を 10° に固定する従来手法と、本実施例の手法を比較して性能を確認した。なお、シミュレーションは定格出力 275 kW の風力発電機を模擬することにより実行し、定格出力 275 kW を 0.4 pu として規格化した。大型機でも同様の結論が適用できることはいうまでもない。

【0034】

シミュレーションで用いた電力系統、風車、誘導発電機、GPCのパラメータを図7の表に示す。なお、積分区間 T は 100 秒 、GPCのサンプリング周期は 1 ms とし、GPCの設計パラメータ 2 、最大予測区間 N 、制御区間 NU 、次数 m 、 n 等の値は、シミュレーション結果に基づき良好な制御が達成できた値に決定した。

図8は、シミュレーションに適用した負荷電力 P_L と外乱推定オブザーバによる負荷電力推定値 ΔP_1 の変化を示す。図から分かるように、負荷電力推定値 ΔP_1 は負荷電力 P_L と殆ど一致している。

図9は、シミュレーションに適用した風速 V_w の変化を表す。風速の長周期成分は定格風速を挟んだ範囲を緩やかに変動し、短周期成分は急峻に大きく変化している。

【0035】

図10は従来手法を用いたときのシミュレーション結果、図11は本実施例の電力系統周波数制御装置を用いたときのシミュレーション結果である。

図10と図11の(a)図は、風力発電機出力電力 P_g 、出力電力指令値 P_{go} 、および風力エネルギーから得られる出力可能電力 P_{g-max} の変化を示している。(b)図はピッチ角 θ の変化を示し、(c)図はディーゼル発電機出力電力 P_d の変化を示す。また、(d)図は供給電力偏差 P_e の変化を示している。

【0036】

従来手法では、図10(a)に示されたように、風力発電機には常に定格出力とする指令値 P_{go} が与えられるため、例えば $100 \sim 230 \text{ 秒}$ の区間のように定格風速以上の風速があつて出力可能電力 P_{g-max} が大きい場合にも風力発電機出力電力 P_g は定格出力を維持する。また、定格風速以上の領域では、図10(b)に見るように、ピッチ角 θ を 1

10

20

30

40

50

0°より大きくして入力エネルギーを減少させて定格出力を維持している。また、定格風速以下の領域では、最大出力電力を得るため、ピッチ角を10°に固定するので、風力発電機出力電力 P_g は図10(a)に現れたように、図9に表示した風速変動に追従して変動する。

【0037】

一方、ディーゼル発電機出力電力 P_d は、図10(c)に示したように、風力発電機出力電力 P_g と負荷電力 P_l の差分を補償する方向に変動する。100～230秒の間を観察すると、ディーゼル発電機出力電力 P_d の変化は、図8に示された負荷電力 P_l の変化分に対応することが分かる。これは、風力発電機出力電力 P_g が定格出力を維持しているためである。

10

図10(d)を見ると、供給電力偏差 P_e はほぼ ± 0.05 puの範囲で激しく変動していることが分かる。この結果、電力系統には大きな周波数変動が生じる。なお、100秒近辺の風力エネルギーの減少に対して風力発電機出力電力 P_g が急減しているが、ディーゼル発電機系の時定数が大きいため出力増加動作が遅れて、大きな電力偏差 P_e が生じている。

【0038】

これに対して、図11に示す本実施例の電力系統周波数制御装置を使用する場合は、(a)図に示すように、風力発電機出力電力指令値 P_{go} は出力電力指令装置50で決定されるため、風速変動に基づき変動する出力可能電力 P_{g-max} をフィルタに通して得た遅い周期成分 P_{base} と負荷電力変化推定値から移動平均分を差し引いて得た比較的早い周期成分 ΔP_l の合成信号として決定される。風力発電機出力電力 P_g は出力電力指令値 P_{go} に良く追従している。これは、(b)図から分かるように、ピッチ角制御領域が15°から25°の範囲に収まり、ピッチ角が全動作領域において良好に制御されるためである。

20

【0039】

ディーゼル発電機出力 P_d は、(c)図に示されるように、負荷電力 P_l の長周期成分に対応するように緩やかな波形を描く。一方、負荷電力の短期的な変動は、早い応答が可能な風力発電機が主として対応している。

このため、図11(d)に示された供給電力偏差 P_e は、図10の従来手法によるものと比較すると、著しく小さくなっていることが分かる。

30

【0040】

図12は、従来手法と本実施例の制御装置により得られた系統周波数偏差 Δf を比較して示したグラフである。

従来手法では、たとえば100秒付近において約0.4 Hzの周波数変動が観察されるように、風力発電機の急激な出力電力変動があると大きな周波数変動が生じる。また、100～200秒の間では、風力発電機の出力電力 P_g はほぼ定格出力で運転しているため、負荷電力の変動に対応して約 ± 0.2 Hzの周波数偏差が生じている。

これに対して、本実施例の系統周波数制御装置を用いたものでは、周波数偏差は ± 0.06 Hz以内に収まっており、本発明の有効性が確認できた。

【0041】

40

風力発電機は、応答性のよいピッチ角制御や可変速風車などを利用することにより容易に発電電力を制御することができるため、負荷電力の変動を効果的に補填して系統周波数を安定させることができる。また、太陽光発電装置においても、動作電圧の制御により簡単に発電電力を制御することができる。このように、自然エネルギー発電装置は、動作点の変更により容易に発電電力を制御可能であり、ディーゼル発電機などの応答性が十分でない発電装置を併用することにより、電力系統周波数変動を大幅に低減することが可能である。

【0042】

本発明の系統周波数制御装置を用いることにより、高価なエネルギー貯蔵装置を用いることなく電力系統周波数を制御することができ、システムコストを低減することが可能に

50

なる。

【図面の簡単な説明】

【 0 0 4 3 】

【図 1】本発明の 1 実施例に係る小規模電力系統の概念図である。

【図 2】本実施例の電力系統モデルのブロック線図である。

【図 3】図 2 における風力発電システムの詳細図である。

【図 4】図 3 のピッチ角制御における全動作領域にわたるピッチ角制御則を説明する線図である。

【図 5】本実施例の外乱推定オブザーバの構成を表すブロック線図である。

【図 6】本実施例の出力電力指令システムを説明するブロック線図である。

【図 7】シミュレーションで用いた電力系統、風車、誘導発電機、GPC のパラメータを示す表である。

【図 8】シミュレーションに適用した負荷電力と外乱推定オブザーバによる負荷電力推定値の変化を表すグラフである。

【図 9】シミュレーションに適用した風速変化のグラフである。

【図 10】従来手法を用いたときのシミュレーション結果を表すグラフである。

【図 11】本実施例の電力系統周波数制御装置を用いたときのシミュレーション結果を示すグラフである。

【図 12】従来手法と本実施例の制御装置により得られた系統周波数偏差を比較するグラフである。

【符号の説明】

【 0 0 4 4 】

1 負荷電力需要

2 ディーゼル発電機

3 風力発電機

4 小規模電力系統

10 負荷

20 ディーゼル発電機

21 ガバナー

23 ディーゼル発電機

25 出力リミッタ

26 ディーゼル発電機制御装置

27 積分器

28 比例器

30 風力発電機

40 外乱推定オブザーバ

41 最小次元オブザーバ

42 積分器

45 制御対象

50 出力電力指令装置

51 演算器

52 演算器

53 フィルタ

54 加算器

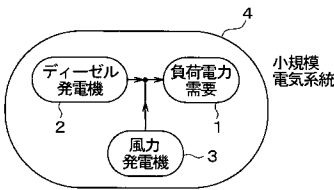
10

20

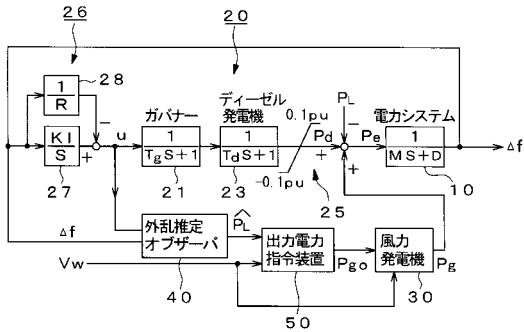
30

40

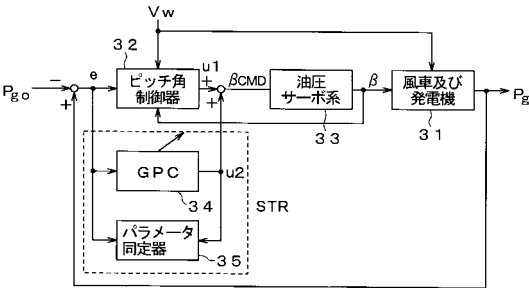
【図 1】



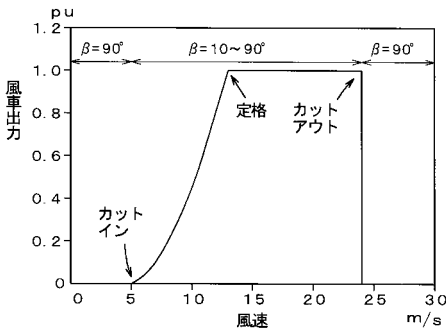
【図 2】



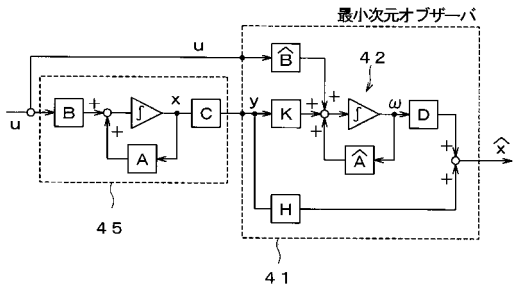
【図 3】



【図 4】



【図 5】

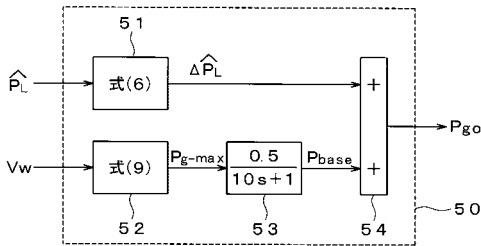


【図 7】

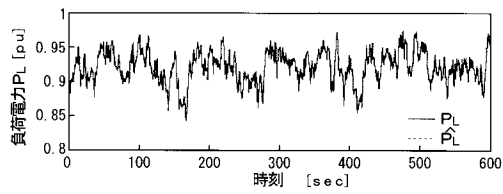
表 シミュレーションパラメータ

小規模電力系統パラメータ	
慣性定数 M	0.1puMW・sec/Hz
制動係数 D	0.012puMW/Hz
ガバナー時定数 Tg	0.1sec
ディーゼル発電機時定数 Td	5.0sec
風力発電システムパラメータ	
翼半径 R	14m
慣性係数 J	62993kg・m ²
空気密度 P	1.225kg/m ³
定格出力 Pg	275kW
相間電圧 V	400√3V
固定子抵抗 R ₁	0.00397Ω
固定子リアクタンス X ₁	0.0376Ω
固定子抵抗 R ₂	0.00443Ω
固定子リアクタンス X ₂	0.0534Ω
一般化予測制御器(GPC)制御パラメータ	
重み係数 Λ ₂	diag{50(j)}
遅れ次数 Km	1
モデルの次数 n	3
モデルの次数 m	3
最大予測区間 N	5
制御区間 NU	1

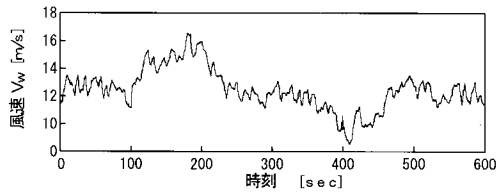
【図 6】



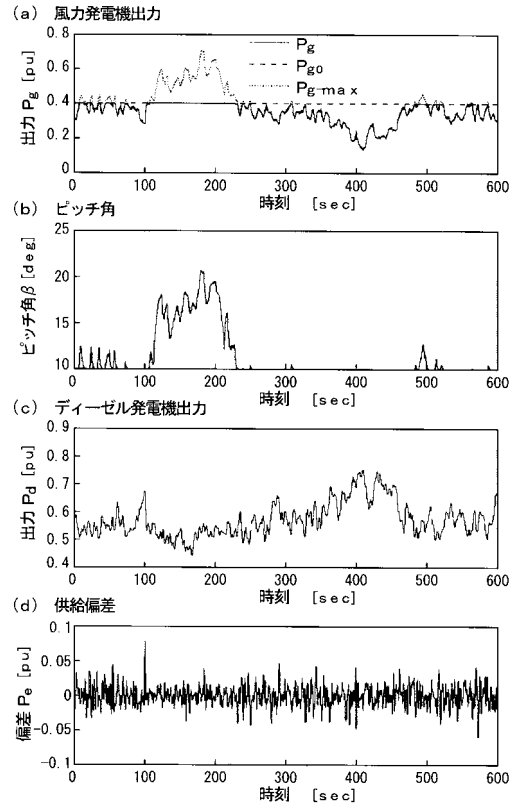
【図 8】



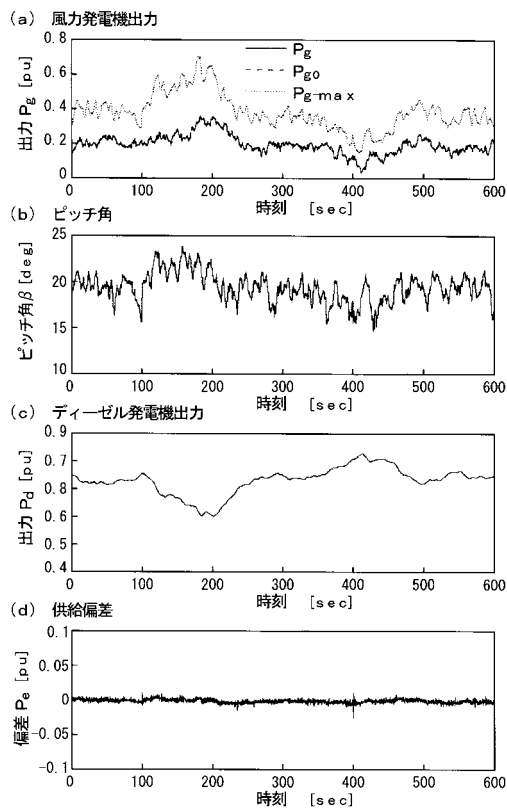
【図 9】



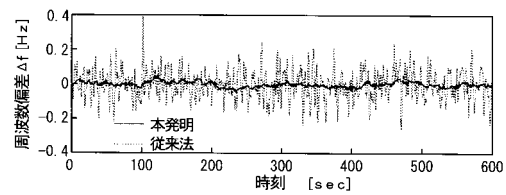
【図 10】



【図 11】



【図 12】



フロントページの続き

(51)Int.Cl. F I
H 0 2 J 3/38 (2006.01) H 0 2 J 3/38 B

(56)参考文献 特開 2 0 0 4 - 2 8 9 8 9 6 (J P , A)
特開平 1 1 - 1 5 9 4 3 6 (J P , A)
特開 2 0 0 2 - 3 1 7 7 5 0 (J P , A)

(58)調査した分野(Int.Cl. , D B 名)
F 0 3 D 7 / 0 4
F 0 3 D 9 / 0 0
H 0 2 J 3 / 3 8
H 0 2 J 3 / 4 6
H 0 2 P 9 / 0 0
H 0 2 P 9 / 0 4