

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 特許公報(B2)

(11) 特許番号

特許第5957094号
(P5957094)

(45) 発行日 平成28年7月27日(2016.7.27)

(24) 登録日 平成28年6月24日(2016.6.24)

(51) Int. Cl. F 1
 HO2J 3/46 (2006.01) HO2J 3/46
 HO2J 3/32 (2006.01) HO2J 3/32
 HO2J 3/38 (2006.01) HO2J 3/38 170

請求項の数 13 (全 32 頁)

(21) 出願番号	特願2014-554095 (P2014-554095)	(73) 特許権者	000000974
(86) (22) 出願日	平成25年12月5日(2013.12.5)		川崎重工業株式会社
(86) 国際出願番号	PCT/JP2013/007163		兵庫県神戸市中央区東川崎町3丁目1番1号
(87) 国際公開番号	W02014/103192	(74) 代理人	110000556
(87) 国際公開日	平成26年7月3日(2014.7.3)		特許業務法人 有古特許事務所
審査請求日	平成27年2月17日(2015.2.17)	(72) 発明者	杉本 和繁
(31) 優先権主張番号	特願2012-285002 (P2012-285002)		兵庫県明石市川崎町1番1号 川崎重工業株式会社 明石工場内
(32) 優先日	平成24年12月27日(2012.12.27)	(72) 発明者	川村 正英
(33) 優先権主張国	日本国(JP)		兵庫県明石市川崎町1番1号 川崎重工業株式会社 明石工場内
		(72) 発明者	坂田 健太郎
			兵庫県明石市川崎町1番1号 川崎重工業株式会社 明石工場内

最終頁に続く

(54) 【発明の名称】 電力変換装置を備えた複合発電システム

(57) 【特許請求の範囲】

【請求項1】

蓄電デバイスと蓄電デバイスに接続された第1電力変換器とを有する蓄電設備と、発電装置と前記発電装置に接続され前記発電装置の電力を所定の交流電力に変換する第2電力変換器とを有する発電設備と、を含む電源系統において、前記電源系統の電圧を計測する電圧計測器と、前記電源系統の周波数を取得する周波数取得器とを含む、電力変換装置を備えた複合発電システムであって、

前記第1電力変換器の出力端における有効電力および無効電力を得るための値を計測する第1計測器と、

前記第1電力変換器を制御する第1システム制御装置と、

前記第2電力変換器の出力端における有効電力および無効電力を得るための値を計測する第2計測器と、

前記第2電力変換器を制御する第2システム制御装置と、を有し、

前記第1システム制御装置は、

前記蓄電デバイスのSOCと前記蓄電デバイスのSOC指令値との偏差を比例演算して、第1有効電力指令値を算出する第1有効電力指令値演算部と、

前記第1有効電力指令値と前記第1計測器で計測された値に基づいて得られる有効電力との偏差を比例演算する第1の比例演算器と、当該第1の比例演算器の出力に基準周波数を加算して第1周波数指令値を算出する第1の加算器とを有する第1周波数指令値演算部と、

前記第 1 周波数指令値と前記周波数取得器で取得された周波数との偏差を積分して第 1 内部相差点を算出する第 1 内部相差点演算部と、

第 1 無効電力指令値と前記第 1 計測器で計測された値に基づいて得られる無効電力との偏差を比例演算する第 2 の比例演算器と、当該第 2 の比例演算器の出力に基準電圧を加算して第 1 内部起電圧指令値を算出する第 2 の加算器とを有する第 1 内部起電圧指令値演算部と、

前記第 1 内部相差点と、前記第 1 内部起電圧指令値と、前記電圧計測器で計測された電圧とから、前記第 1 電力変換器の出力電流の指令値を算出する第 1 電流指令値演算部と、を備え、

前記第 1 電流指令値演算部の出力に基づき前記第 1 電力変換器を制御するよう構成され、

前記第 2 システム制御装置は、

前記周波数取得器で取得された周波数と周波数指令値との偏差を積分して、第 2 有効電力指令値を算出する第 2 有効電力指令値演算部と、

前記第 2 有効電力指令値と前記第 2 計測器で計測された値に基づいて得られる有効電力との偏差を比例演算する第 3 の比例演算器と、当該第 3 の比例演算器の出力に基準周波数を加算して第 2 周波数指令値を算出する第 3 の加算器とを有する第 2 周波数指令値演算部と、

前記第 2 周波数指令値と前記周波数取得器で取得された周波数との偏差を積分して第 2 内部相差点を算出する第 2 内部相差点演算部と、

第 2 無効電力指令値と前記第 2 計測器で計測された値に基づいて得られる無効電力との偏差を比例演算する第 4 の比例演算器と、当該第 4 の比例演算器の出力に基準電圧を加算して第 2 内部起電圧指令値を算出する第 4 の加算器とを有する第 2 内部起電圧指令値演算部と、

前記第 2 内部相差点と、前記第 2 内部起電圧指令値と、前記電圧計測器で計測された電圧とから、前記第 2 電力変換器の出力電流の指令値を算出する第 2 電流指令値演算部と、を備え、

前記第 2 電流指令値演算部の出力に基づき前記第 2 電力変換器を制御するよう構成される、電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 2】

前記第 1 内部起電圧指令値演算部は、前記第 2 の加算器の出力から、前記蓄電設備の内部インピーダンスと、前記蓄電設備と前記電源系統との間の外部インピーダンスとの和である第 1 総合インピーダンスによる電圧降下を差し引いて、前記第 1 内部起電圧指令値を求めよう構成され、

前記第 2 内部起電圧指令値演算部は、前記第 4 の加算器の出力から、前記発電設備の内部インピーダンスと、前記発電設備と前記電源系統との間の外部インピーダンスとの和である第 2 総合インピーダンスによる電圧降下を差し引いて、前記第 2 内部起電圧指令値を求めよう構成される、請求項 1 に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 3】

前記第 1 電流指令値演算部は、前記電圧計測器により計測された電圧を有する電源と、前記第 1 内部起電圧指令値で示される電圧を有する電源との間に、前記第 1 総合インピーダンスが接続された場合に、前記第 1 総合インピーダンスに流れる電流値を出力するよう構成され、

前記第 2 電流指令値演算部は、前記電圧計測器により計測された電圧を有する電源と、前記第 2 内部起電圧指令値で示される電圧を有する電源との間に、前記第 2 総合インピーダンスが接続された場合に、前記第 2 総合インピーダンスに流れる電流値を出力するよう構成される、請求項 2 に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 4】

前記第 1 内部起電圧指令値演算部、前記第 2 内部起電圧指令値演算部、前記第 1 電流指令値演算部および前記第 2 電流指令値演算部のそれぞれの出力は、前記蓄電設備の内部イ

10

20

30

40

50

ンピーダンスの値を実際の値より大きく設定して、算定されるように構成される、請求項 1 ~ 3 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 5】

前記電圧計測器および前記周波数取得器は、
前記電源系統の電圧を計測する電圧計と、
前記電圧計の出力を位相同期演算する PLL 演算部と、を有し、
前記電圧計の出力から前記電源系統の電圧を演算するとともに、前記 PLL 演算部の出力から前記電源系統の周波数及び位相を演算するように構成される、請求項 1 ~ 4 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 6】

前記第 1 計測器は、
前記電源系統の電圧を計測する電圧計と、
前記電圧計の出力を位相同期演算する PLL 演算部と、
前記蓄電設備の出力電流を計測する電流計と、を有し、
前記電流計の出力と、前記 PLL 演算部で算出された電圧とから、前記第 1 計測器の有効電力及び無効電力を算出するように構成され、

前記第 2 計測器は、
前記電源系統の電圧を計測する電圧計と、
前記電圧計の出力を位相同期演算する PLL 演算部と、
前記発電設備の出力電流を計測する電流計と、を有し、
前記電流計の出力と、前記 PLL 演算部で算出された電圧とから、前記第 2 計測器の有効電力及び無効電力を算出するように構成される、請求項 1 ~ 5 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 7】

前記第 1 の比例演算器と前記第 1 の加算器との間に設けられた第 1 の時間遅れ演算器と、
前記第 2 の比例演算器と前記第 2 の加算器との間に設けられた第 2 の時間遅れ演算器と、
前記第 3 の比例演算器と前記第 3 の加算器との間に設けられた第 3 の時間遅れ演算器と、
前記第 4 の比例演算器と前記第 4 の加算器との間に設けられた第 4 の時間遅れ演算器とを備えた、請求項 1 ~ 6 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 8】

前記第 1 の時間遅れ演算器における時間遅れは、前記第 3 の時間遅れ演算器における時間遅れよりも大きいように構成される、請求項 7 に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 9】

前記発電装置は、燃料電池であり、
前記第 2 電力変換器は、前記燃料電池の直流電力を交流電力に変換するように構成される、請求項 1 ~ 8 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 10】

前記発電装置は、バイナリー発電装置であり、
前記発電設備は、前記バイナリー発電装置と、前記バイナリー発電装置の交流電力を直流電力に変換する交流 - 直流変換器と、前記交流 - 直流変換器の直流電力を交流電力に変換する前記第 2 電力変換器とを有する、請求項 1 ~ 8 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 11】

前記電源系統は、原動機発電機および自然エネルギーを利用した発電機を接続してなる自立電源系統である、請求項 1 ~ 10 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置を備えた複合

10

20

30

40

50

発電システム。

【請求項 1 2】

前記電源系統は、前記蓄電設備を複数接続してなる自立電源系統である、請求項 1 ~ 10 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【請求項 1 3】

前記電源系統は、商用の電力系統が遮断器を介して接続可能に構成されている、請求項 1 ~ 12 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置を備えた複合発電システム。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本発明は、複数のタイプの電源を有し、各電源に設けられた電力変換装置を備えた複合発電システムに関する。

【背景技術】

【0002】

通常電力系統は電力会社が供給する商用の電力系統であるところ、商用の電力系統において、電源品質の維持管理は主として電力会社によって行われている。

【0003】

一方、商用の電力系統に接続されない自立電源系統においては、その電源品質の維持管理は自らが行う必要がある。このような自立電源系統の例として、船舶内における電源系統や、一定地域内において複数の種類の電源を組み合わせてネットワーク化したマイクログリッド等がある。

【0004】

特許文献 1 には、複数の補機発電機と、充放電動作する電力貯蔵装置と、電気推進器とを備えた船舶内の電源系統において、電気推進器部で消費する電力を検出する電力検出器と、始動指令を与える始動スイッチと、電力検出器の検出信号が閾値以下になると電力貯蔵装置を充電モードにするとともに、始動スイッチの始動指令により電力貯蔵装置を放電モードにして蓄電している電力を船内電力母線に放電させる制御回路とを備えた構成が開示されている。さらに、この構成においては、船舶の入港時に電気推進器部の推力を下げ推進する際にその消費電力が閾値以下になると制御回路により電力貯蔵装置を補機発電機から充電させている。さらに、特許文献 1 には、その充電動作中に始動スイッチの始動指令を受け、電力貯蔵装置を放電動作させて電気推進器部にその放電電力を供給して、船舶の入港時以降接岸時までの間、補機発電機を駆動する補機用原動機を効率よい領域で運転することにより、補機用原動機の使用燃料を少なくし、排気ガスを減らすことが開示されている。

【0005】

このような船舶内における電源系統は、通常は、商用の電力系統とは独立した自立電源系統となっていて、岸壁に接岸した係留中は商用の電力系統と連系して電力の供給を受ける。

【0006】

特許文献 2 には、原動機発電機と、太陽光発電や風力発電といった自然エネルギーを利用した分散電源と、二次電池を備えた蓄電設備とを有するマイクログリッドにおいて、蓄電設備に備えた電力変換装置を用いてマイクログリッドの安定性と品質とを確保する技術が開示されている。

【0007】

船舶内の電源系統やマイクログリッド等は、原動機発電機や二次電池と電力変換器とから構成される電力貯蔵装置の他、太陽電池を用いた発電機や燃料電池を用いた発電機等種々の電源からなる複合発電システムを構成している。

【0008】

特許文献 3 には、電力貯蔵装置に用いられ、負荷電流等の検出器を別途設けることなく、負荷電流の高調波成分や不平衡分を負担することができる電力変換装置に関する技術が

10

20

30

40

50

開示されている。すなわち、特許文献3の電力変換装置は、制御部と、二次電池の直流電力を交流電力に変換し、かつ出力線を介して入力される交流電力を直流電力に変換して二次電池に貯蔵することが可能な電力変換部とを備えている。制御部は、仮想発電装置が電力変換部及び二次電池に代えて予め設けられている。制御部は、電力変換部の出力線の電圧に基づいて出力するべき電流値を算出し、電流指令値を定める仮想発電装置モデル部と、電流指令値に対応する電流を出力線へ出力するように構成された制御信号生成部とを有している。そして、仮想発電装置モデル部では、エンジンモデルが、ガバナモデルにて算出される燃料供給量をエンジンの応答特性を考慮せずに該エンジンの機械的トルクに変換して発電機の角速度及び位相角を算出する技術が開示されている。

【0009】

10

電力変換装置にはその制御方法に着目して、電流制御型と電圧制御型の2種類がある。特許文献4には、電流制御型の電力変換器の技術が開示されている。すなわち、直流電源を用いた電力貯蔵装置と同期発電機とから構成される自立電源システムの負荷変動を抑制するよう構成した並列運転装置の技術が開示されている。具体的には、当該並列運転装置において負荷の急変や不平衡負荷に十分に対応できるものとするために、周波数設定値と自立電源システムの周波数との垂下特性による負の補正量からなる信号を周波数制御器に入力して有効電流設定値を得るとともに、電圧設定値と自立電源システムの電圧実効値との偏差に電圧の垂下特性による負の補正量からなる信号を電圧制御器に入力して無効電流設定値を得るよう当該並列運転装置を構成した技術が開示されている。

【先行技術文献】

20

【特許文献】

【0010】

【特許文献1】特開2010-116071号公報

【特許文献2】特開2007-129845号公報

【特許文献3】特開2009-225599号公報

【特許文献4】特開2007-020361号公報

【発明の概要】

【発明が解決しようとする課題】

【0011】

電力変換装置は制御方式により電流制御型と電圧制御型とに分類されることは前述したとおりである。各制御方式の特徴を示すと次のようになる。

30

【0012】

電流制御型電力変換装置は接続する系統の電圧・周波数に関係なく、所定の電流を出力するよう制御される。主に系統連系用の電力変換装置として用いられる。電圧・周波数は他の発電設備（商用系統、原動機発電機等）により維持されていることを前提としており、単独あるいは電流制御型電力変換装置同士での自立運転はできない。

【0013】

一方、電圧制御型電力変換装置は出力電流に関係なく、一定の電圧・周波数の電力を出力するよう制御される。主に単独での自立運転用の電力変換装置として用いられる。系統との連系運転や電圧制御型電力変換装置同士の並列運転は、出力が不定となるため、使用

40

【0014】

次に、電源系統における課題について説明する。マイクログリッドや船内の自立電源系統では、特性の異なる複数の発電設備を組み合わせた複合発電システムを構成し、これを運用状況に応じて一般商用系統と連系することがある。発電設備にはディーゼル発電機やガスタービン発電機を用いた発電設備の他、太陽光発電や風力発電等の自然エネルギー発電機、燃料電池、二次電池等を用いた発電設備がある。このうち、太陽光発電機、燃料電池、二次電池は直流電源であり、交流電源系統に接続するために直流を交流に変換するため電力変換装置が使用されている。

【0015】

50

マイクログリッドでは、一般商用系統との連系運転と、自立運転との双方ができることが求められる。また、自立運転においては発電設備の構成が変化する場合があり、状況によっては電力変換装置を用いた発電設備のみで電源系統が構成される場合もある。

【0016】

マイクログリッドが一般商用系統と連系している場合、マイクログリッドの電力変換装置は、前述したとおり電流制御型となる。

【0017】

マイクログリッドが電力変換装置を用いた電源のみで構成される場合、全ての電力変換装置が電流制御型の場合、電圧・周波数が不定となり、運転できない。このため、1台を電圧制御型に切り替える必要がある。ただし、過渡的な負荷変動は電圧制御型電力変換装置1台が負担することとなることから、負荷変動の対応性は電圧制御型電力変換装置の容量に制限される。また、電圧制御型電力変換装置は必ず運転しておく必要があり、出力の変動に追従できる電源である必要がある。

10

【0018】

複数の電圧制御型電力変換装置を並列運転した場合、各電力変換装置の負荷分担比が不定となってしまう。これを避ける方法として、電圧制御型電力変換装置の出力を電圧・周波数に対して垂下特性を持たせ負荷分担を安定に行う方法がある。しかし、電力変換装置のインピーダンスは低く、電力変換装置間のわずかな電圧差で大きく出力バランスが崩れてしまうことから、垂下特性だけでは安定した運転ができない。

【0019】

自立運転をしていたマイクログリッド等を商用の電力系統と連系する場合、電圧制御型で運転していた電力変換器は電流制御型にその制御方法を切り替える必要が生じる。

20

【0020】

マイクログリッド内に設置される発電装置（系統発電機）としては、バイナリー発電機等の原動機発電機および燃料電池発電機が考えられる。ここで、マイクログリッド等を一般商用系統から切り離し、自立運転する場合を考える。自立電源系統の電圧・周波数はマイクログリッド内に設置された系統発電機により維持制御され、電力変換装置は電流制御型で運転されているところ、負荷変動は過渡的に系統発電機が全て負担することとなり、系統の電源品質は系統発電機の特長や容量に依存することになる。このとき系統発電機は大容量のものが必要となる。また、負荷追従性に優れた発電機を系統内に有している必要がある。しかし、一般に、大容量の発電機は応答性が悪い。燃料電池はその反応領域が気液界面の線状であるので、負荷追従性において劣る。

30

【0021】

本発明の目的とするところは、マイクログリッド等の複合発電システムにおいて、自立運転から連系運転に切り替えるときに、制御方式の変更をする必要のない電力変換装置を提供することにある。併せて、負荷追従性に優れた自立電源系統を実現することにある。

【課題を解決するための手段】

【0022】

上記の目的を達成するために、本発明に係る電力変換装置を備えた複合発電システムは、蓄電デバイスと蓄電デバイスに接続された第1電力変換器とを有する蓄電設備と、発電装置と前記発電装置に接続され前記発電装置の電力を所定の交流電力に変換する第2電力変換器とを有する発電設備と、を含む電源系統において、前記電源系統の電圧を計測する電圧計測器と、前記電源系統の周波数を取得する周波数取得器とを含む、電力変換装置を備えた複合発電システムであって、前記第1電力変換器の出力端における有効電力および無効電力を得るための値を計測する第1計測器と、前記第1電力変換器を制御する第1システム制御装置と、前記第2電力変換器の出力端における有効電力および無効電力を得るための値を計測する第2計測器と、前記第2電力変換器を制御する第2システム制御装置と、を有する。前記第1システム制御装置は、前記蓄電デバイスのSOCと前記蓄電デバイスのSOC指令値との偏差を比例演算して、第1有効電力指令値を算出する第1有効電力指令値演算部と、前記第1有効電力指令値と前記第1計測器で計測された値に基づいて

40

50

得られる有効電力との偏差を比例演算する第1の比例演算器と、当該第1の比例演算器の出力に基準周波数を加算して第1周波数指令値を算出する第1の加算器とを有する第1周波数指令値演算部と、前記第1周波数指令値と前記周波数取得器で取得された周波数との偏差を積分して第1内部相差角を算出する第1内部相差角演算部と、第1無効電力指令値と前記第1計測器で計測された値に基づいて得られる無効電力との偏差を比例演算する第2の比例演算器と、当該第2の比例演算器の出力に基準電圧を加算して第1内部起電圧指令値を算出する第2の加算器とを有する第1内部起電圧指令値演算部と、前記第1内部相差角と、前記第1内部起電圧指令値と、前記電圧計測器で計測された電圧とから、前記第1電力変換器の出力電流の指令値を算出する第1電流指令値演算部と、を備え、前記第1電流指令値演算部の出力に基づき前記第1電力変換器を制御するよう構成される。前記第2システム制御装置は、前記周波数取得器で取得された周波数と周波数指令値との偏差を積分して、第2有効電力指令値を算出する第2有効電力指令値演算部と、前記第2有効電力指令値と前記第2計測器で計測された値に基づいて得られる有効電力との偏差を比例演算する第3の比例演算器と、当該第3の比例演算器の出力に基準周波数を加算して第2周波数指令値を算出する第3の加算器とを有する第2周波数指令値演算部と、前記第2周波数指令値と前記周波数取得器で取得された周波数との偏差を積分して第2内部相差角を算出する第2内部相差角演算部と、第2無効電力指令値と前記第2計測器で計測された値に基づいて得られる無効電力との偏差を比例演算する第4の比例演算器と、当該第4の比例演算器の出力に基準電圧を加算して第2内部起電圧指令値を算出する第4の加算器とを有する第2内部起電圧指令値演算部と、前記第2内部相差角と、前記第2内部起電圧指令値と、前記電圧計測器で計測された電圧とから、前記第2電力変換器の出力電流の指令値を算出する第2電流指令値演算部と、を備え、前記第2電流指令値演算部の出力に基づき前記第2電力変換器を制御するよう構成される。

10

20

【0023】

この構成によれば、第1システム制御装置が蓄電デバイスに対する充放電を第1電力変換器を通じて制御することにより、蓄電設備が仮想の発電機として機能する。すなわち、蓄電設備において、第1電力変換器に出力電流の指令値が出力されることにより、第1電力変換器の有効電力及び電源系統の周波数の閉ループ制御系と第1電力変換器の無効電力および電源系統の電圧の閉ループ制御系とが形成され、これらの制御量（被制御量）がフィードバック制御される。したがって、蓄電設備は、電流制御型および電圧制御型の双方として機能し、自立運転から連系運転に切り替えるときに、制御方式の変更をする必要のない電力変換器を備える。しかも、蓄電設備のフィードバック制御システムは実際の発電機ではなくソフトウェアによって実現されるので原理的に応答速度が速い。したがって、発電設備のための第2電力変換器に加えて、仮想の発電機として機能する蓄電設備のための第1電力変換器を用いることにより、急激な負荷変動に対しては、発電設備の発電電力の負荷電力に対する過不足を蓄電設備に比べて応答速度の速い蓄電設備によって補償することができる。特に、第1電力変換器における制御装置と第2電力変換器における制御装置とを同じ構造とし、各変換器の制御パラメータを変換器に接続される発電設備または蓄電設備の特性に応じて好適に調整することにより、負荷追従性に優れた自立電源システムを実現することができる。

30

40

【0024】

本発明にいう「複合発電システム」とは、複数の発電設備と負荷設備とから構成された電源系統であって、商用の電力系統と連系をしてもよく、商用の電力系統と連系をしていない自立電源系統であってもよい。

【0025】

この構成において、「蓄電設備」は蓄電デバイスと電力変換器とからなる。「蓄電デバイス」は、電池またはキャパシタであって、直流電力の取出しが可能なものをいう。例えば、「蓄電設備」には、一次電池、二次電池、電気二重層キャパシタが含まれる。電気の貯蔵を充電と称し、取り出しを放電と称することもある。また、「電力変換器」はスイッチング素子からなる電力変換回路とスイッチング素子をON/OFF制御するPWM(P

50

ulse Width Modulation) 制御部とから構成される。なお本発明に係る電力変換装置は、当該電力変換器の他、電圧計等の各種計測器を備え制御装置を含んだものをいう。

【0026】

SOC 指令値および周波数指令値は、予め設定された所定の数値であって、変更が可能な定数値であってもよく、例えばマンマシンシステムを介して設定が可能になっていてもよい。同様に基準電圧および基準周波数は制御動作の基準の設定値であって、例えばマンマシンシステムを介して変更が可能になっていてもよい。

【0027】

電力変換器のPWM制御部は、例えば電力変換器の出力電流が与えられた電流指令値になるように、スイッチング素子をON/OFF制御する。係る電力変換器を電流制御型電力変換器と称することがある。

10

【0028】

前記第1内部起電圧指令値演算部は、前記第2の加算器の出力から、前記蓄電設備の内部インピーダンスと、前記蓄電設備と前記電源系統との間の外部インピーダンスとの和である第1総合インピーダンスによる電圧降下を差し引いて、前記第1内部起電圧指令値を求めるよう構成され、前記第2内部起電圧指令値演算部は、前記第4の加算器の出力から、前記燃料電池発電設備の内部インピーダンスと、前記燃料電池発電設備と前記電源系統との間の外部インピーダンスとの和である第2総合インピーダンスによる電圧降下を差し引いて、前記第2内部起電圧指令値を求めるよう構成されてもよい。

20

【0029】

この構成によれば、蓄電設備を内部起電力とインピーダンスを有する発電機からなる等価回路として捉えて、この等価回路において、内部起電力から生じる内部起電圧を求め内部起電圧設定値としている。

【0030】

「内部インピーダンス」は、例えばテブナンの定理により求めることができる。実際の内部インピーダンスは一般に非常に小さな値であるといわれている。「外部インピーダンス」は電力変換器と電力系統との間に設けられたリアクトルと配線抵抗とからなる。

【0031】

電流値は計測されているので、総合インピーダンスが定まれば、系統電圧値から内部起電圧は逆算により求めることができる。

30

【0032】

前記第1電流指令値演算部は、前記電圧計測器により計測された電圧を有する電源と、前記第1内部起電圧指令値で示される電圧を有する電源との間に、前記第1総合インピーダンスが接続された場合に、前記第1総合インピーダンスに流れる電流値を出力するように構成され、前記第2電流指令値演算部は、前記電圧計測器により計測された電圧を有する電源と、前記第2内部起電圧指令値で示される電圧を有する電源との間に、前記第2総合インピーダンスが接続された場合に、前記第2総合インピーダンスに流れる電流値を出力するように構成されてもよい。

【0033】

40

この構成によれば、内部インピーダンスを実際の値より大きく見積もって、そこに流れる電流値を求めて、その電流値となるように電力変換器を電流制御する。これにより、電力変換器のより安定した運転を実現することを可能にする。

【0034】

その電流値は、無効電力比例制御ループおよび有効電力比例制御ループを内包する各演算部で求めた内部起電圧と位相角から求められたものであるため、見かけは電流制御であるが、電圧制御の側面を有する。

【0035】

前記第1内部起電圧指令値演算部、前記第2内部起電圧指令値演算部、前記第1電流指令値演算部および前記第2電流指令値演算部のそれぞれの出力は、前記蓄電設備の内部イ

50

ンピーダンスの値を実際の値より大きく設定して、算定されるように構成されてもよい。

【 0 0 3 6 】

この構成によれば、内部インピーダンスを大きく想定することにより、より安定した動作が期待できる。内部インピーダンスが大きければ、損失が大きいくところ、このように仮想的インピーダンスを大きくすることにより、実際に発生する損失を抑えつつ、電力変換器の制御動作の安定化を図ることができる。例えば、内部インピーダンスが殆どゼロのところ、総合インピーダンスにおいて抵抗分を 0.1 pu 、リアクタンス分を 0.4 pu とすればかなりの安定化を図ることができる。

【 0 0 3 7 】

前記電圧計測器および前記周波数取得器は、前記電源系統の電圧を計測する電圧計と、前記電圧計の出力を位相同期演算する PLL 演算部と、を有し、前記電圧計の出力から前記電源系統の電圧を演算するとともに、前記 PLL 演算部の出力から前記電源系統の周波数及び位相を演算するように構成されてもよい。

10

【 0 0 3 8 】

この構成によれば、三相交流の電源系統に接続された変成器を介して特定の 2 相（例えば、RS 相、ST 相）の電圧の瞬時値を検出する。これを例えば計算機に取り込み PLL (Phase Locked Loop) 演算（位相同期演算）を施して、周波数と電圧とを計算する。そして、三相交流の電源系統に接続された変流器を介して特定の 2 相（例えば、R 相、T 相）の電流の瞬時値を検出して電力の計算を行う。このようにすれば、電圧・周波数は通常の電力計に比べ計測の遅れが小さいので、電圧・周波数を利用して負荷分担調整を行うことにより、良好な応答性を得ることができる。

20

【 0 0 3 9 】

前記第 1 電力計測器は、前記電源系統の電圧を計測する電圧計と、前記電圧計の出力を位相同期演算する PLL 演算部と、前記蓄電設備の出力電流を計測する電流計と、を有し、前記電流計の出力と、前記 PLL 演算部で算出された電圧とから、前記第 1 電力計測器の有効電力及び無効電力を算出するように構成され、前記第 2 電力計測器は、前記電源系統の電圧を計測する電圧計と、前記電圧計の出力を位相同期演算する PLL 演算部と、前記燃料電池発電設備の出力電流を計測する電流計と、を有し、前記電流計の出力と、前記 PLL 演算部で算出された電圧とから、前記第 2 電力計測器の有効電力及び無効電力を算出するように構成されてもよい。

30

【 0 0 4 0 】

この構成によれば、出力電流が正のとき蓄電デバイスは放電を行い、電力変換器から電力系統に電力が流れる。一方、出力電流が負のとき蓄電デバイスは充電を行い、電力系統から電力変換器に電力が流れる。

【 0 0 4 1 】

前記第 1 の比例演算器と前記第 1 の加算器との間に設けられた第 1 の時間遅れ演算器と、前記第 2 の比例演算器と前記第 2 の加算器との間に設けられた第 2 の時間遅れ演算器と、前記第 3 の比例演算器と前記第 3 の加算器との間に設けられた第 3 の時間遅れ演算器と、前記第 4 の比例演算器と前記第 4 の加算器との間に設けられた第 4 の時間遅れ演算器とを備えてもよい。

40

【 0 0 4 2 】

この構成において、時間遅れ演算器は時間遅れ処理をする演算器であって、例えば、一次遅れであってもよい。また、移動平均や二次遅れであってもよい。時間遅れ演算器の前段もしくは後段に制限器を設けて、出力値を制限してもよい。

【 0 0 4 3 】

この構成において、時間遅れ演算器における時間遅れの大きさは、電源系統に接続された発電設備の応答の遅れを時間遅れ演算器の時定数としてもよい。

【 0 0 4 4 】

前記第 1 の時間遅れ演算器における時間遅れは、前記第 3 の時間遅れ演算器における時間遅れよりも大きいように構成されてもよい。

50

【 0 0 4 5 】

前記発電装置は、燃料電池であり、前記第 2 電力変換器は、前記燃料電池の直流電力を交流電力に変換するように構成されてもよい。

【 0 0 4 6 】

前記発電装置は、バイナリー発電機であり、前記発電設備は、前記バイナリー発電機と、前記バイナリー発電機の交流電力を直流電力に変換する交流 - 直流変換器と、前記交流 - 直流変換器の直流電力を交流電力に変換する前記第 2 電力変換器とを有してもよい。

【 0 0 4 7 】

前記電源系統は、原動機発電機および自然エネルギーを利用した発電機を接続してなる自立電源系統であってもよい。

10

【 0 0 4 8 】

本発明にいう自立発電系統とは、商用の電力系統とは独立した電源系統をいう。自立電源系統では、一般に、商用の電力系統のような系統電圧や周波数を支配する要素はなく、電力の需給により周波数と電圧は定まる。

【 0 0 4 9 】

前記電源系統は、前記蓄電設備を複数接続してなる自立電源系統であってもよい。

【 0 0 5 0 】

前記電源系統は、商用の電力系統が遮断器を介して接続可能に構成されてもよい。

【 0 0 5 1 】

本発明の上記目的、他の目的、特徴、及び利点は、添付図面参照の下、以下の好適な実施態様の詳細な説明から明らかにされる。

20

【 発明の効果 】

【 0 0 5 2 】

本発明によれば、マイクログリッド等の複合発電システムにおいて、系統連系運転と自立運転の切り替えが制御方式を変更せず実現可能である。また、電力変換装置のみでの自立電源系統の運転が可能である。これにより、蓄電設備と発電設備とを組み合わせた自立電源系統が実現でき、負荷変動に対し、発電設備を損なうことなく、適切な電源品質を維持することが可能となる。

【 図面の簡単な説明 】

【 0 0 5 3 】

30

【 図 1 A 】 図 1 A は、蓄電設備用の電力変換器の制御ブロックを示す図である。

【 図 1 B 】 図 1 B は、図 1 A において、有効電力指令値を計算するロジックを示す図である。

【 図 1 C 】 図 1 C は、燃料電池発電設備用の電力変換装置の制御ブロックを示す図である。

【 図 1 D 】 図 1 D は、図 1 C において、有効電力指令値を計算するロジックを示す図である。

【 図 2 A 】 図 2 A は、図 1 A の制御ブロックの電圧・周波数・位相演算部における PLL 演算回路のブロック図である。

【 図 2 B 】 図 2 B は、図 1 A の制御ブロックの電圧・周波数・位相演算部における PLL 演算回路における演算処理の内容を説明するためのブロック図である。

40

【 図 3 A 】 図 3 A は、システム制御装置において、周波数指令値演算部の演算回路を示すブロック図の一例である。

【 図 3 B 】 図 3 B は、システム制御装置において、周波数指令値演算部の演算回路を示すブロック図の他の一例である。

【 図 4 A 】 図 4 A は、システム制御装置において、内部起電圧指令値演算部の演算回路を示すブロック図の一例である。

【 図 4 B 】 図 4 B は、システム制御装置において、内部起電圧指令値演算部の演算回路を示すブロック図の他の一例である。

【 図 5 】 図 5 は、システム制御装置において、内部相差角演算部の演算回路を示すブロッ

50

ク図の一例である。

【図 6 A】図 6 A は、システム制御装置において、電流指令値演算部の演算回路を示すブロック図の一例である。

【図 6 B】図 6 B は、仮想的な電圧制御型電力変換装置を示す図である。

【図 7】図 7 は、電源系統図の一例である。

【図 8 A】図 8 A は、燃料電池発電設備が系統に連係した場合における、垂下特性を説明するための図である。

【図 8 B】図 8 B は、燃料電池発電設備が系統に連係した場合における、垂下特性を説明するための図である。

【図 8 C】図 8 C は、燃料電池発電設備が系統に連係した場合における、垂下特性を説明するための図である。

【図 8 D】図 8 D は、燃料電池発電設備が系統に連係した場合における、垂下特性を説明するための図である。

【図 8 E】図 8 E は、燃料電池発電設備が系統に連係した場合における、垂下特性を説明するための図である。

【図 8 F】図 8 F は、燃料電池発電設備が系統に連係した場合における、垂下特性を説明するための図である。

【図 8 G】図 8 G は、燃料電池発電設備が系統に連係した場合における、垂下特性を説明するための図である。

【図 8 H】図 8 H は、燃料電池発電設備が系統に連係した場合における、垂下特性を説明するための図である。

【図 9 A】図 9 A は、電力変換装置を 2 台で並列運転した場合の系統電圧のシミュレーション試験結果を示す図である。

【図 9 B】図 9 B は、電力変換装置を 2 台で並列運転した場合の系統周波数のシミュレーション試験結果を示す図である。

【図 9 C】図 9 C は、電力変換装置を 2 台で並列運転した場合の有効電力のシミュレーション試験結果を示す図である。

【図 9 D】図 9 D は、電力変換装置を 2 台で並列運転した場合の無効電力のシミュレーション試験結果を示す図である。

【図 10 A】図 10 A は、電力変換装置と燃料電池発電設備とを並列運転した場合の系統電圧のシミュレーション試験結果を示す図である。

【図 10 B】図 10 B は、電力変換装置と燃料電池発電設備とを並列運転した場合の系統周波数のシミュレーション試験結果を示す図である。

【図 10 C】図 10 C は、電力変換装置と燃料電池発電設備とを並列運転した場合の有効電力のシミュレーション試験結果を示す図である。

【図 10 D】図 10 D は、電力変換装置と燃料電池発電設備とを並列運転した場合の無効電力のシミュレーション試験結果を示す図である。

【図 11】図 11 は、バイナリー発電設備の系統図である。

【発明を実施するための形態】

【0054】

以下、本発明の実施の形態を、図面を参照しながら説明する。なお、以下では全ての図を通じて同一又は同じ機能を有する要素には同一の参照符号を付して、その重複する説明を省略する。

【0055】

本発明の実施形態に係る複合発電システム向け電力変換装置について、図 1 A ~ 1 D を用いて説明する。ここで図 1 A は、複合発電システム向け蓄電設備用の電力変換装置の制御ブロックを示す図である。

【0056】

二次電池 5 は直流電力ライン 7 を介して二次電池電力変換回路 6（以下、単に電力変換回路と称す）に接続されている。この電力変換回路 6 は図示しないパワー半導体素子を高

10

20

30

40

50

速にON/OFFを行うことにより、二次電池5からの直流電力を所定の交流電力に変換して交流電源系統1に出力する、もしくは交流電源系統1からの交流電力を直流電力に変換して二次電池5を充電する。二次電池に代わる蓄電デバイスとして電気二重層キャパシタを用いてもよい。

【0057】

交流電源系統1には電源系統の電圧を検出するために電圧検出器4と電力変換回路6に流れる電流を検出するための電流検出器3とが設置されている。電圧検出器4の出力は配線22を介して二次電池システム制御装置11(第1システム制御装置。以下、単にシステム制御装置と称す。)の電圧・周波数・位相演算部14に接続されている。また、電流検出器3の出力は配線21を介してシステム制御装置11の電流演算部13に接続されている。電圧検出器4はPT(Potential Transformer)として知られる変成器であり、また電流検出器3はCT(Current Transformer)として知られる変流器である。

10

【0058】

システム制御装置11は、有効電力指令値演算部96、電流演算部13、電圧・周波数・位相演算部14、有効・無効電力演算部15、周波数指令値演算部40、内部起電圧指令値演算部50、内部相差角演算部60、電流指令値演算部70および電力変換装置制御部16から構成されている。

【0059】

電力変換装置制御部16からのゲート駆動信号20は電力変換回路6に送られる。ゲート駆動信号20は、パワー半導体素子のゲートをPWM制御することにより、二次電池5の直流電力は所望の電圧、周波数、位相の交流電力に変換されて交流電源系統1に供給される。もしくは交流電源系統1からの交流電力が直流電力に変換されて二次電池5を充電する。

20

【0060】

二次電池5には二次電池の電圧、電流、温度、圧力等の電池の状態を検出するための状態検出器17が取り付けられている。二次電池監視装置18は、状態検出器17からの信号に基づき、二次電池の状態を監視する他、二次電池5のSOC(State of Charge)の計算を行う。

【0061】

二次電池監視装置18は配線23を介してシステム制御装置11に接続されていて、二次電池5の状態に異常を検知した場合、電力変換装置制御部16を介して、電力変換回路6の運転を停止する。同時に二次電池のSOCをシステム制御装置11に伝える。

30

【0062】

次に、図2～図6を用いて本発明の実施形態に係る複合発電システム向け電力変換装置の詳細について説明をする。

【0063】

(1) 電圧・周波数・位相演算部とPLL演算

図2A及び図2Bは、電圧・周波数・位相演算部14におけるPLL演算回路31について説明する図である。交流電源系統1の電圧及び周波数はこのPLL演算回路31にて算出される。すなわち、PLL演算回路31は、周波数取得部として機能する。ここで、図2Aは、PLL演算部(PLL演算回路31)のブロック図であり、図2Bは、系統電圧及び系統周波数及び位相を算出するPLL演算部(PLL演算回路31)における演算処理の内容を説明するためのブロック図である。

40

【0064】

交流電源系統1の周波数・位相は、電圧検出器4からの電圧信号に基づき、PLL演算回路31において計算で求められる。具体的には、電力変換回路6に設置された電圧検出器4により交流電源系統1の線間電圧の瞬時値 v_{RS} 、 v_{ST} が計測され、PLL演算回路31に入力される。PLL演算回路31において、この電圧の瞬時値 v_{RS} 、 v_{ST} を用いて交流電源系統1の周波数・位相の推定計算が行われる。

50

【 0 0 6 5 】

図 2 A 及び図 2 B に示す P L L 演算回路 3 1 の演算ブロック図において、P L L 演算回路 3 1 は、線間電圧値 (v_{RS} 、 v_{ST}) から位相 θ を算出する変換器 3 0 と、変換器 3 0 により算出された位相 θ と P L L 演算回路 3 1 内で推定された位相 (以下、推定位相) θ' との偏差を求める位相比較器 3 2 と、位相偏差から交流電源系統 1 の角速度 (周波数) を推定するループフィルタ 3 4 および推定された角速度を積分し、推定位相 θ' を算出する積分器 3 5 とで構成されている。

【 0 0 6 6 】

電源系統 1 の位相 θ は、電圧検出器 4 から得られた系統線間電圧の瞬時値 v_{RS} 、 v_{ST} とを $\alpha\beta$ 変換することで求められる。系統側の各相の相電圧の瞬時値を v_R 、 v_S 、 v_T とし、瞬時値ベクトル \mathbf{v} を次式のように定義する。 10

【 0 0 6 7 】

【 数 1 】

$$\mathbf{v}_{\alpha\beta} = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(v_R + v_S e^{j\frac{2\pi}{3}} + v_T e^{j\frac{4\pi}{3}} \right)$$

【 0 0 6 8 】

オイラーの式 ($e^{j\theta} = \cos\theta + j \cdot \sin\theta$) より瞬時値ベクトル $\mathbf{v}_{\alpha\beta}$ は以下の 20
ように表現することができる。

【 0 0 6 9 】

【 数 2 】

$$\mathbf{v}_{\alpha\beta} = v_\alpha + jv_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}} \left\{ \left(v_R - \frac{1}{2}v_S - \frac{1}{2}v_T \right) + j \left(\frac{\sqrt{3}}{2}v_S - \frac{\sqrt{3}}{2}v_T \right) \right\}$$

【 0 0 7 0 】

【 数 3 】

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_R \\ v_S \\ v_T \end{bmatrix}$$

30

【 0 0 7 1 】

ここで瞬時値ベクトル $\mathbf{v}_{\alpha\beta}$ は a 相を基準にした固定座標系 ($\alpha\beta$ 軸) を角速度 ω で回転するベクトルとなる。

【 0 0 7 2 】

実際の電圧検出器 4 で計測された系統瞬時線間電圧 v_{RS} 、 v_{ST} と瞬時相電圧 v_R 、 v_S 、 v_T は次のような関係にある。 40

【 0 0 7 3 】

【 数 4 】

$$v_{RS} = v_R - v_S$$

【 0 0 7 4 】

【数 5】

$$v_{ST} = v_S - v_T$$

【0075】

従って瞬時値ベクトルは瞬時線間電圧から以下のように求められる。

【0076】

【数 6】

10

$$v_a = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(v_R - \frac{1}{2} v_S - \frac{1}{2} v_T \right) = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(v_R - v_S + \frac{1}{2} v_S - \frac{1}{2} v_T \right) = \sqrt{\frac{2}{3}} (v_{RS} + v_{ST})$$

【0077】

【数 7】

$$v_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} v_S - \frac{\sqrt{3}}{2} v_T \right) = \frac{1}{\sqrt{2}} v_{ST}$$

20

【0078】

また、変換器 30 において、次式より \cos および \sin が計算される。

【0079】

【数 8】

$$\cos \phi = \frac{v_\alpha}{\sqrt{v_\alpha^2 + v_\beta^2}}$$

30

【0080】

【数 9】

$$\sin \phi = \frac{v_\beta}{\sqrt{v_\alpha^2 + v_\beta^2}}$$

40

【0081】

\sin 変換器 36 の出力と 変換器 30 の出力 \cos との積と、 \cos 変換器 37 の出力と 変換器 30 の出力 \sin との積とが、それぞれ位相比較器 32 に入力される。位相比較器 32 は、系統電圧の瞬時値から求めた位相 と PLL 演算回路 31 内で推定された位相 'との偏差 - ' (以下、位相偏差という) を求める。具体的には、以下のような演算により位相偏差が算出される。 変換器 30 の出力 (図 2 B 参照) は、はオイラーの式より、数 10 から求まる。

【0082】

【数 1 0】

$$\begin{aligned}\varepsilon &= \sin \phi \cos \phi' - \cos \phi \sin \phi' \\ &= \sin(\phi - \phi')\end{aligned}$$

【0 0 8 3】

したがって、 $\phi - \phi'$ が十分小さい場合、 $\sin(\phi - \phi')$ が $\phi - \phi'$ とほぼ等しくなるため、 ε が位相偏差 $\phi - \phi'$ とみなされる。

【0 0 8 4】

ループフィルタ 3 4 は、位相比較器 3 2 で求められた位相偏差から、系統の周波数を求める。系統の同期周波数（推定同期周波数） s は、ループフィルタ 3 4 の出力から求められる。ループフィルタの伝達関数 $G(s)$ は次式で表される。

【0 0 8 5】

【数 1 1】

$$G(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{sT_I} \right)$$

10

20

【0 0 8 6】

推定同期周波数 s を積分器 3 5 にて積分して、推定位相角 θ を求める。

【0 0 8 7】

ここで、 d 座標系に対して ωt で回転する d q 座標系を想定して系統の電圧を d q 変換して求める。すなわち、 d q 座標系での電圧は、以下のように求められる。

【0 0 8 8】

【数 1 2】

$$\dot{V}_{dq} = e^{-j\omega t} \dot{V}_{\alpha\beta}$$

30

【0 0 8 9】

【数 1 3】

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \omega t & \sin \omega t \\ -\sin \omega t & \cos \omega t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}$$

【0 0 9 0】

以上のようにして、電圧・周波数・位相演算部 1 4 は、電圧検出器 4 からの線間電圧の瞬時値 v_{RS} 、 v_{ST} から、電圧 V_d 、 V_q 、推定同期周波数 s 、位相 θ を算出する。

40

(2) 電流演算部

電流演算部 1 3 は、電圧・周波数・位相演算部 1 4 で計算された推定位相 θ を入力として、次式により電流 I_d 、 I_q を算出する。

【0 0 9 1】

【数 1 4】

$$\begin{aligned}i_R + i_S + i_T &= 0 \\ \rightarrow i_S &= -i_R - i_T\end{aligned}$$

50

【 0 0 9 2 】

よって、d q 座標系での電流ベクトルは次式となる。

【 0 0 9 3 】

【 数 1 5 】

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\phi & \cos\left(\phi - \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\phi - \frac{4}{3}\pi\right) \\ -\sin\phi & -\sin\left(\phi - \frac{2}{3}\pi\right) & -\sin\left(\phi - \frac{4}{3}\pi\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \\ i_T \end{bmatrix}$$

10

【 0 0 9 4 】

(3) 有効・無効電力演算部

有効・無効電力演算部 1 5 は、電圧・周波数・位相演算部 1 4 と電流演算部 1 3 で計算された電圧 V_d 、 V_q と電流 I_d 、 I_q を入力として、有効電力 P と無効電力 Q とを算出する。

【 0 0 9 5 】

【 数 1 6 】

$$P = V_d I_d + V_q I_q$$

20

$$Q = -V_d I_q + V_q I_d$$

【 0 0 9 6 】

(4) 有効電力指令値演算部

有効電力指令値演算部 9 6 は、二次電池 5 の SOC と二次電池 5 の SOC 指令値 SOC_{ref} との偏差を比例演算して、有効電力指令値 P_{ref} を算出する。有効電力指令値 P_{ref} は、図 1 B の制御ブロックに示す方法により算出される。図 1 B において、減算器 9 3 は、SOC 指令値 SOC_{ref} と二次電池監視装置 1 8 で計算された SOC との偏差を計算し、比例制御器 9 4 へ出力する。比例制御器 9 4 は、減算器 9 3 の出力の極性を反転し、比例ゲイン K を乗じて、次段の上下限設定器 9 5 に送る。上下限設定器 9 5 は有効電力指令値 P_{ref} を周波数指令値演算部 4 0 へ出力する。

30

【 0 0 9 7 】

(5) 周波数指令値演算部

周波数指令値演算部 4 0 は有効電力指令値 P_{ref} と有効電力 P との偏差から比例制御により周波数指令値 f_{ref} を算出する。ここで、図 3 A は図 1 A の制御ブロックにおいて、周波数指令値演算部 4 0 の演算回路を示すブロック図の一例である。すなわち、図 3 A に示すように、減算器 4 3 は有効電力指令値 P_{ref} から有効電力 P を減算して、比例制御器 4 4 へ出力する。比例制御器 4 4 は、減算器 4 3 の出力に比例ゲイン (Dr) を乗じて、次段の上下限リミッタ 4 6 に送る。そして、上下限リミッタ 4 6 は、比例制御器 4 4 の出力を dr_{max} と dr_{min} の間に制限して出力する。加算器 4 7 は、上下限リミッタ 4 6 の出力に基準周波数 f_0 を加えて、周波数指令値 f_{ref} として出力する。

40

【 0 0 9 8 】

図 3 B は図 1 A の制御ブロックにおいて、周波数指令値演算部 4 0 の演算回路の別の実施形態である。すなわち、図 3 A の代わりに図 3 B に示すように、比例制御器 4 4 と上下限リミッタ 4 6 の間に一次遅れ演算器 4 5 を配してもよい。比例制御器 4 4 の比例ゲイン (Dr) は有効電力と周波数との間に所定の垂下特性を有するように調整される。

【 0 0 9 9 】

(6) 内部起電圧指令値演算部

図 4 A は図 1 A の制御ブロックにおいて、内部起電圧指令値演算部 5 0 の演算回路を示

50

すブロック図である。図4Aに示すように、内部起電圧指令値演算部50は無効電力指令値 Q_{ref} と無効電力 Q との偏差から比例制御により内部起電圧指令値 E_f を算出する。具体的には、減算器53は無効電力指令値 Q_{ref} から無効電力 Q を減算して、比例制御器54に出力する。比例制御器54は、減算器53の出力に比例ゲイン(Dr)を乗じて、次段の上下限リミッタ56に送る。そして、上下限リミッタ56は、比例制御器54の出力を V_{dr_max} と V_{dr_min} との間に制限して出力する。加算器57は、上下限リミッタ56の出力に電圧基準値 V_o を加算して電圧指令値 V_{ref} を出力する。電圧目標値 V_{ref} は、関数演算器58に送られる。関数演算器58は、下式に示す演算を行い、内部起電圧指令値 E_f を出力する。

【0100】

【数17】

$$E_{fd} = V_{ref} + rI_d - xI_q$$

$$E_{fq} = rI_q + xI_d$$

$$E_f = \sqrt{E_{fd}^2 + E_{fq}^2}$$

【0101】

上記式で求められる内部起電圧指令値 E_f は、第2の加算器57の出力である電圧目標値 V_{ref} から、蓄電設備の内部インピーダンスと、蓄電設備と電源系統との間の外部インピーダンスとの和である総合インピーダンス(r 、 x)による電圧降下を差し引いて求めたものといえることができる(図6B参照)。ここで、図6Bは仮想的な電圧制御型電力変換装置を示す系統図の一例である。

【0102】

図4Bは図1Aの制御ブロックにおいて、内部起電圧指令値演算部の別の実施形態を示すブロック図である。すなわち、図4Aの代わりに図4Bに示すように、比例制御器54と上下限リミッタ56との間に一次遅れ演算器55を配してもよい。比例ゲイン(Dr)は無効電力と出力電圧との間に所定の垂下特性を有するように調整される。

【0103】

(7) 内部相差角演算部

図5は図1Aの制御ブロックにおいて、内部相差角演算部の演算回路を示すブロック図である。図5に示すように、内部相差角演算部60は周波数指令値 r_{ref} と推定同期周波数 s との偏差から、内部相差角 δ を算出する。具体的には、減算器63は、周波数指令値 r_{ref} と推定同期周波数 s との偏差を算出する。減算器63の次段に設けられる積分器64は、この偏差を積分し、内部相差角 δ として出力する。なお、本実施形態においては、周波数指令値 r_{ref} と推定同期周波数 s とを用いて周波数で比較する構成としているが、角速度(単位: rad/sec)、回転数(単位: 1/sec)または回転速度(単位: rpm)等で比較する構成としてもよい。角速度、回転数および回転速度は、本発明において、周波数と等価な概念である。

【0104】

(8) 電流指令値演算部

図6Aは図1Aの制御ブロックにおいて、電流指令値演算部70の演算回路を示すブロック図である。図6Aに示すように、電流指令値演算部70において、内部起電圧指令値 E_f 、内部相差角 δ 、電圧 V_d 、 V_q は関数演算器72に入力される。関数演算器72は、下記式の演算を行い、電流指令値 I_{d_ref} 、 I_{q_ref} を電力変換装置制御部16に出力する。

【0105】

10

20

30

40

【数 18】

$$\Delta V_d + j\Delta V_q = (E_f \cos\theta - V_d) + j(E_f \sin\theta - V_q)$$

$$I_{d_ref} = \frac{1}{r^2 + x^2} (r\Delta V_d + x\Delta V_q)$$

$$I_{q_ref} = \frac{1}{r^2 + x^2} (r\Delta V_q - x\Delta V_d)$$

10

【0106】

上記式で求められる電流値は、電圧計測器により計測された系統電圧の電源と内部起電圧指令値電圧の電源との間に総合インピーダンスが接続されたと仮定した場合に、総合インピーダンスに流れる電流値である。この電流値は電流指令値として電流指令値演算部70から出力される(図6B参照)。

【0107】

ところで、実際の蓄電装置の内部インピーダンス r_a 、 x_s はほぼゼロに等しく、総合インピーダンス $r = r_a + r_l$ 、 $x = x_s + x_l$ はほぼ蓄電設備と電源系統との間の外部インピーダンス r_l 、 x_l に等しい。しかしながら、前述のとおり、本実施形態においては、内部起電圧指令値 E_f 、電流指令値 I_{d_ref} 、 I_{q_ref} を算出するに際して、蓄電設備の内部インピーダンスと、蓄電設備と電源系統との間の外部インピーダンスとの和である総合インピーダンスを用いることとした。特に、蓄電装置の内部インピーダンスを仮想的に大きくして、総合インピーダンスを求め、この仮想インピーダンスを用いて内部起電圧指令値 E_f 、電流指令値 I_{d_ref} 、 I_{q_ref} を算出すれば、安定した運転が可能となる。なぜならば、複数の電圧制御型電力変換装置を並列運転した場合、電力変換装置間のわずかな電圧差で大きく出力バランスが崩れてしまうのは、電力変換装置のインピーダンスが低いためであり、蓄電装置の内部インピーダンスを仮想的に大きくすることにより、電力変換装置のインピーダンスが高くなり、電圧差による出力バランスが不安定になるのを防止できるからである。

20

【0108】

つまり、電流指令値演算部70は、仮想的な電圧制御型電力変換装置が内部起電圧指令値演算部と内部相差角演算部とにより求められた内部起電圧を発生させた場合に、系統に出力される電流値を推定している。

30

【0109】

これにより、電力変換装置の見掛け上のインピーダンスが上昇し、系統との連系運転時および電力変換装置同士の並列運転時の何れの場合でもシステムが不安定になることを抑制している。

【0110】

(9) 電力変換装置制御部

電力変換装置制御部16には電圧・周波数・位相演算部14で算出された推定位相と、電流演算部13で算出された電流 I_d 、 I_q と、電流指令値演算部70で算出された電流指令値 I_{d_ref} 、 I_{q_ref} とが入力される。電力変換装置制御部16は、電力変換回路6の出力電流が電流指令値演算部70で算出された電流指令値となるようなゲート駆動信号20を出力する。

40

【0111】

二次電池監視装置18において、二次電池5に異常が見つければ、電池異常信号を配線23を介してシステム制御装置11の電力変換装置制御部16に送り、ゲート駆動信号20の送出を停止させる。これにより、電力変換回路6の作動が停止するため、二次電池5の保護が図れる。二次電池の異常としては、例えば過電流、電圧低下、過電圧、過充電、過放電、電池温度異常、電池圧力異常、装置異常等がある。

50

【0112】

二次電池監視装置18は、二次電池5のSOCを算出して、配線23を介してシステム制御装置11に送信する。SOCは、二次電池に流れる電流を積算して求められるSOC(積算SOC)を電流、電圧、温度から求められるSOC(瞬時SOC)で補正することにより計算される。

【0113】

電力変換器6は、二次電池5のSOCが目標とするSOC指令値より小さいとき、有効電力の出力を減らす方向に制御し、反対にSOCが目標とするSOC指令値より大きいとき、有効電力の出力を増やす方向に制御する。この結果、二次電池のSOCは適正な範囲に保たれる。

10

【0114】

次に、発電設備用の電力変換装置の制御ブロックについて、図1Cを用いて説明する。図1Cには、発電設備として燃料電池発電設備を適用した場合が例示されている。図1Cに示されるように、燃料電池発電設備は、燃料電池122および燃料電池電力変換装置123を備えている。なお、後述するように、発電設備として燃料電池発電設備以外の発電設備(例えばバイナリー発電機等の原動機発電機)を適用した場合についても同様の構成を採用することができる。以下では、図1Aで示した二次電池システム制御装置11の制御ブロックと共通する部分については説明を省略して、相違点について説明する。

【0115】

図1Cには、図1Aにおける二次電池5の代わりに発電設備として燃料電池122が接続されている。燃料電池122は燃料電池電力変換回路125に接続されている。燃料電池電力変換回路125の出力には電圧検出器126が接続されている。燃料電池電力変換回路125は燃料電池システム制御装置124から配線を介してゲート駆動信号127を受けて作動する。図1Cには、二次電池監視装置は設けられていない。

20

【0116】

有効電力指令値演算部86は、燃料電池122の周波数Fと燃料電池122の周波数指令値Frefとの偏差を比例演算して、有効電力指令値Prefを算出する。有効電力指令値Prefは、図1Dの制御ブロックに示す方法により算出される。図1Dにおいて、減算器83は、周波数指令値Frefと周波数Fとの偏差を計算し、不感帯演算器84に送る。不感帯演算器84は偏差が大きい領域では、入力と同じ値を出力し、偏差が小さい領域では0を出力する。不感帯は小さな偏差に起因する周波数指令値Frefの一方向への偏向を防止する役割を担っている。不感帯演算器84を出た信号は、積分制御器85にて積分され、有効電力指令値Prefが求められる。有効電力指令値Prefは、周波数指令値演算部40に入力される。

30

【0117】

図7は本発明の実施形態に係る複合発電システムの電源系統図の一例である。船内電源系統100は、特に実体があるというものでなく、強いていえば、配線とこれにつながる各種の発電機や負荷設備等から構成されているといえることができる。

【0118】

船内電源系統100(以下、単に電源系統と称す)には3相交流電力が流れるところ、図7においては表記を簡単化するために単線系統図として表されている。図7に示す電源系統は、船舶内におけるものであるが、マイクログリッドであっても本発明の適用が可能である。

40

【0119】

電源系統100は、公称電圧440V、公称周波数60Hzの三相交流であって、その系統には、各種の設備が接続されている。すなわち、太陽電池ユニット103および電力変換器104からなる太陽光発電機110と、二次電池105および電力変換装置からなる蓄電設備111と、燃料電池122および燃料電池電力変換装置123からなる燃料電池発電設備121と、ディーゼル発電機107とが、図7の電源系統100の電源側に接続されている。

50

【0120】

図7の電源系統100の負荷側には、船内電力負荷102とバウスラスト(Bow Thruster)108とが接続されている。船内の照明や空調のほか船内で消費される電力が船内電力負荷102となる。バウスラスト108は、タグボート(Tugboat)の助けを借りずに入港時に船舶を岸壁に移動するために設けられており、大型の誘導電動機により駆動される。

【0121】

基本的には、船内で必要な電力は燃料電池発電設備121により賄われる。太陽光発電機110等の自然エネルギーが用いられる場合があるが、自然エネルギーは通常、発電電力を制御できないため、電源系統を不安定化させる方向に働く。本発明に係る蓄電設備111は、燃料電池発電設備121が追従できないような過渡的な負荷変動(例えばバウスラスト108の運転停止)や太陽光発電機110による系統への擾乱を補償するために設けられたものである。

10

【0122】

なお、船舶が岸壁に接岸したときは、船内で必要とする電力は商用の電力系統から賄われる。このため、船舶の接岸後に系統連系用の遮断器116が図示しない同期投入制御装置と協同して閉路することにより、電源系統100は遮断器116を介して商用の電力系統115と連系する。

【0123】

ここで二次電池システム制御装置11(以下、単にシステム制御装置と称す)単独の動作について説明する。すなわち、図1Aにおいて他の発電設備が接続されていない場合において、プロセス量が増変したときのシステム制御装置11の動作について説明する。

20

【0124】

船内の電源系統100において、船内負荷(102、108)が増加した場合、ドロップ特性により同期周波数(推定同期周波数) s が低下する。同期周波数 s が低下すると、内部相差角演算部60において、整定状態でゼロであった減算器63の出力は正に転じる。このため、積分器64の出力が増加して、内部相差角 θ が増加する。これにより、電流指令値演算部70にて演算される電流指令値 I_{d_ref} は増加するため、電力変換装置106から出力されるd軸電流も増加する。その結果、有効電力 P が増加し、低下した同期周波数 s は増加し、元の値に戻ろうとする。しかし、同期周波数 s は船内負荷増加前の値にまでは戻らない。

30

【0125】

一方、有効電力 P の増加により、周波数指令値演算部40の減算器43の出力は低下する。この結果、周波数指令値演算部40の出力である周波数指令値 ω_{ref} は低下する。これにより同期周波数 s と周波数指令値 ω_{ref} とがバランスして内部相差角演算部60の減算器63の出力はゼロとなる。これにより、積分器64の出力増加は止まり、内部相差角 θ は船内負荷増加後の値に整定する。

【0126】

船内負荷(102、108)における無効電力 Q の消費が増加すると、内部起電圧指令値演算部50の出力である内部起電圧指令値 E_f は増加し、電流指令値演算部70の出力である電流指令値 I_{q_ref} が増加する。この結果、電力変換装置106は必要とする無効電力 Q を供給する。この間、船内電源系統101の負荷力率は一時低下する。

40

【0127】

次に、蓄電設備111と燃料電池発電設備121が電源系統1に接続されている場合における、システム制御装置11とシステム制御装置124との過渡応答について、図1、図3B、図7、図8を用いて説明する。ここでは、船内負荷(102、108)が増加した場合を例示する。

【0128】

最初に、図8の見方について説明する。図8Aは系統の周波数と蓄電設備111および燃料電池発電設備121の各負荷分担との様子を示したもので、縦軸が周波数 s 、横軸が

50

負荷分担であり、横軸 P g 側のグラフは燃料電池発電設備 1 2 1 の出力特性を示し、横軸 P b a t 側のグラフが蓄電設備 1 1 1 の出力特性を示す。

【 0 1 2 9 】

各出力特性の傾きは図 3 B の比例制御器 4 4 の比例ゲイン D r の値で決まる。また、燃料電池発電設備 1 2 1 の出力特性は図 1 D の出力結果により上下方向に変動する。同様に、蓄電設備 1 1 1 の出力特性は図 1 B の出力結果により上下に変動する。

【 0 1 3 0 】

蓄電設備 1 1 1 と燃料電池発電設備 1 2 1 とは並行運転していることから、周波数は双方とも同じ値となる。また、定常状態では負荷分担は各発電設備の出力特性線上で静定するが、過渡的には出力特性線上から外れた点で動作する場合もある。

10

【 0 1 3 1 】

図 7 に示される電源系統 1 において、電源設備として燃料電池発電設備 1 2 1 のみが接続されている状態で、電源系統負荷が急増した場合について図 8 B を用いて説明する。初期状態の系統負荷の電力を P とすると、燃料電池発電設備 1 2 1 の負荷分担 P 1 は P に等しく、周波数は 6 0 H z となっている。次に系統負荷の電力が P ' に増加すると、増加した直後、燃料電池発電設備 1 2 1 の負荷分担は周波数 6 0 H z のまま、P 1 ' に変化する。その後、周波数指令演算部 4 0 の特性により、r e f が低下し、特性曲線上に静定する。

【 0 1 3 2 】

このとき、燃料電池への燃料供給が十分早ければ問題とならないが、燃料供給が出力変動に追従できなければ、燃料が不足した状態で発電することになり、燃料電池自身の電極を損傷してしまう可能性が生じる。

20

【 0 1 3 3 】

次に電源系統 1 に電源システムとして燃料電池発電設備 1 2 1 と蓄電設備 1 1 1 とが接続されている場合の挙動について図 8 C を用いて説明する。ここで、燃料電池発電設備 1 2 1 および蓄電設備 1 1 1 における各周波数指令演算部 4 0 の一次遅れ演算器 4 5 の時定数は同じ値に設定されているものとする。

【 0 1 3 4 】

初期状態で系統負荷電力が P である場合、燃料電池発電設備 1 2 1 と蓄電設備 1 1 1 とは各出力特性に応じ、周波数 6 0 H z で P 1、P 2 の負荷を分担する。ここで系統負荷電力が P ' に増加すると、変動は各発電設備の設備容量比に応じて分担量を増加させ、それぞれ周波数 6 0 H z で P 1 '、P 2 ' を分担する。その後、各発電設備の周波数指令演算部 4 0 の特性により、r e f が同時に低下し、各発電設備の分担量 P 1 '、P 2 ' を維持したまま、出力特性線上に静定する。

30

【 0 1 3 5 】

燃料電池発電設備 1 2 1 のみで運用した場合と比較して、燃料電池発電設備 1 2 1 と蓄電設備 1 1 1 とを並列運転することにより、燃料電池発電設備の負荷分担量が低減されることがわかる。ただし、負荷変動の分担量は各発電設備の容量比となることから、蓄電設備 1 1 1 の容量が燃料電池発電設備 1 2 1 に比べて小さい場合、十分な効果が得られない可能性がある。

40

【 0 1 3 6 】

さらに燃料電池発電設備 1 2 1 および蓄電設備 1 1 1 の各周波数指令演算部 4 0 の一次遅れ演算器 4 5 の時定数に互いに異なる値を設定した場合について図 8 D ~ 図 8 H を用いて説明する。ここで、蓄電設備 1 1 1 における一次遅れ演算器 4 5 の時定数を燃料電池発電設備 1 2 1 における一次遅れ演算器 4 5 の時定数より長く設定する。好ましくは蓄電設備 1 1 1 の時定数を燃料電池発電設備 4 5 の時定数よりも十分長く設定する。

【 0 1 3 7 】

初期状態は図 8 D のようになっているものとする。すなわち、系統負荷電力は P、周波数は 6 0 H z となっている。また、蓄電設備 1 1 1 は S O C (S t a t e O f C h a r g e) 調整が完了し、充放電を行っていない状態である。系統負荷電力は全て燃料電池

50

発電設備 1 2 1 が負担し、燃料電池発電設備出力 P_1 は系統負荷電力 P に等しい。

【 0 1 3 8 】

ここで、系統負荷電力が P から P' に増加すると、一旦は各発電機の容量に応じて負荷分担するが、時定数を短く設定した燃料電池発電設備 1 2 1 の周波数指令値 r_{ef} が先に下がるため、燃料電池発電設備 1 2 1 の内部起電圧指令値 E_f と蓄電設備 1 1 1 の内部起電圧指令値 E_f との位相差が拡大する。蓄電設備 1 1 1 の電圧位相が燃料電池発電設備 1 2 1 の電圧位相よりも進むことにより蓄電設備 1 1 1 の負荷分担が増大し、負荷変動は蓄電設備 1 1 1 が分担した状態となる。この状態を図 8 E に示す。

【 0 1 3 9 】

その後、蓄電設備 1 1 1 の回転速度指令 r_{ef} が低下し、図 8 F の状態に至る。この間、燃料電池発電設備 1 2 1 の負荷分担は徐々に増加する。

10

【 0 1 4 0 】

次に、燃料電池発電設備 1 2 1 は、図 1 D の特性により、周波数を 60 Hz に戻すべく、有効電力指令 P_{ref} を増加させる。一方、蓄電設備 1 1 1 は放電を続けた結果、SOC が低下することから、図 1 B の特性により、有効電力指令 P_{ref} を減少させる。この 2 つの動作の結果、電力系統は図 8 G に示されるような状態となる。すなわち、周波数は 60 Hz を維持し、蓄電設備 1 1 1 は SOC を所定の値に戻すべく、 P_{2-3} の充電を行い、燃料電池発電設備 1 2 1 は系統負荷電力 P' と蓄電設備 1 1 1 の充電電力 P_{2-3} とを負担し、 P_{1-3} となる。

【 0 1 4 1 】

20

さらに、蓄電設備 1 1 1 の充電が進み、SOC が所定の値に近づくにつれ、蓄電設備 1 1 1 の出力特性が上方に移動し、充電電力が減少する。それに合わせて、燃料電池発電設備 1 2 1 の出力特性が下方に移動し、最終的には図 8 H の状態で静定する。

【 0 1 4 2 】

本発明に係る電力変換装置を設けることにより、次の効果が得られる。

(1) 制御方式の切替を行うことなく、自立電源系統と陸上の商用電力系統との連系が可能となる。また、自立電源系統において、燃料電池発電設備と二次電池を用いた蓄電設備との連系が可能である。さらには、燃料電池発電設備と蓄電設備はそれぞれ自律的に制御することができ、設備構成の変更および追加が容易となる。

(2) 自立電源系統において急激な負荷変動により燃料電池が損傷することを防止する。

30

(3) 自立電源系統において適正な電源品質を確保することが可能となる。

【 0 1 4 3 】

< 試験結果 >

図 9 A、図 9 B、図 9 C、及び図 9 D に船内電源が蓄電設備 1 1 1 のみの場合において、負荷変動が生じたときのシミュレーション結果を示す。ここで、図 9 A は本発明に係る複合発電システム向け電力変換装置を 2 台設けて並列運転した場合の系統電圧のシミュレーション試験結果を示す図である。図 9 B は本発明に係る複合発電システム向け電力変換装置を 2 台設けて並列運転した場合の系統周波数のシミュレーション試験結果を示す図である。図 9 C は本発明に係る複合発電システム向け電力変換装置を 2 台設けて並列運転した場合の有効電力のシミュレーション試験結果を示す図である。図 9 D は本発明に係る複合発電システム向け電力変換装置を 2 台設けて並列運転した場合の無効電力のシミュレーション試験結果を示す図である。なお、図 9 C において、(i) は負荷有効電力、($i i$) は 2 台の電力変換装置のうち一方の有効電力、($i i i$) は 2 台の電力変換装置のうち他方の有効電力を表している。また、図 9 D において、(i) は負荷無効電力、($i i$) は 2 台の電力変換装置のうち一方の無効電力、($i i i$) は 2 台の電力変換装置のうち他方の無効電力を表している。

40

【 0 1 4 4 】

図 9 A ~ 図 9 D のシミュレーション結果は、以下のことを示している。

・燃料電池発電設備 1 2 1 は停止しており、電力変換装置 1 0 6 a、1 0 6 b を並列運転している。電力指令値はいずれの電力変換装置 1 0 6 も当初 0 kW 、 0 kVar である。

50

・周波数および電圧のドループ設定は、3台の燃料電池発電設備121および2台の電力変換装置106のいずれも5%である。

・1秒の時点で船内負荷が40kW、30kVarから120kW、90kVarに増加している。

・2秒の時点で、電力変換装置106aの有効電力指令値が120kWに変化している。さらに、3秒の時点で電力変換装置106aの無効電力指令値が90kVarに変化している。

【0145】

電力変換装置106の出力は指令によらず、負荷電力で決まっている。2台の電力変換装置106a、106bを並列運転した場合、各電力変換装置106の電力指令値が互いに等しければ、負荷が各電力変換装置106に均等に分担されることがわかる。また、一方の電力指令値を変更した場合、他方の出力が自動的に対応して変化している。従って、定常的な偏差を観測し、それに応じた電力指令値を与えることにより、電圧、周波数の定常値を定格に維持する制御が可能であることがわかる。

【0146】

図10A、図10B、図10C及び図10Dに船内電源が燃料電池発電設備121および蓄電設備111の場合において、負荷変動が生じたときのシミュレーション結果を示す。ここで、図10Aは本発明に係る複合発電システム向け電力変換装置と燃料電池発電設備とを並列運転した場合の系統電圧のシミュレーション試験結果を示す図である。図10Bは本発明に係る複合発電システム向け電力変換装置と燃料電池発電設備とを並列運転した場合の系統周波数のシミュレーション試験結果を示す図である。図10Cは本発明に係る複合発電システム向け電力変換装置と燃料電池発電設備とを並列運転した場合の有効電力のシミュレーション試験結果を示す図である。図10Dは本発明に係る複合発電システム向け電力変換装置と燃料電池発電設備とを並列運転した場合の無効電力のシミュレーション試験結果を示す図である。なお、図10Cにおいて、(i)は燃料電池発電設備の有効電力、(ii)は負荷有効電力、(iii)は電力変換装置の有効電力を表している。また、図10Dにおいて、(i)は燃料電池発電設備の無効電力、(ii)は負荷無効電力、(iii)は電力変換装置の無効電力を表している。

【0147】

図10A～図10Dのシミュレーション結果は、以下のことを示している。

・燃料電池発電設備121と1台の蓄電設備111aの電力変換装置106aとを並列運転している。電力変換装置106aの電力指令値は当初0kW、0kVarである。

・周波数および電圧のドループ設定は、3台の燃料電池発電設備121および2台の電力変換装置106のいずれも5%である。

・1秒の時点で負荷が40kW、30kVarから120kW、90kVarに増加している。

・2秒の時点で、電力変換装置106aの有効電力指令値が120kWに変化している。さらに、3秒の時点で電力変換装置106aの無効電力指令値が90kVarに変化している。

【0148】

電力変換装置106aの初期電力はほぼ0であるが、負荷変動時に一定の割合で負荷を負担している。実際の発電機と同様に、有効電力および無効電力の負荷変動に対してすばやく負荷分担を行い、系統周波数および系統電圧の変動を低減している。このことから、本発明に係る電力変換装置106は電力システムを安定化する能力を持つことがわかる。

【0149】

上記説明から、当業者にとっては、本発明の多くの改良や他の実施形態が明らかである。従って、上記説明は、例示としてのみ解釈されるべきであり、本発明を実行する最良の態様を当業者に教示する目的で提供されたものである。本発明の精神を逸脱することなく、その構造及び/又は機能の詳細を実質的に変更できる。

【0150】

< 発電設備の他の例 >

燃料電池発電設備の代わりに、他のタイプの発電設備であっても、同様に電力変換装置を備えた複合発電システムを構築することができる。例えば、発電設備として図 1 1 に示すバイナリー発電装置を適用してもよい。

【 0 1 5 1 】

バイナリー発電設備 1 3 1 は、タービン 1 4 5、発電機 1 5 2、温水ポンプ 1 4 1、蒸発器 1 4 2、予熱器 1 4 3、凝縮器 1 4 6、冷却水ポンプ 1 5 0、冷却塔 1 5 1、熱媒体ポンプ 1 4 8、タンク 1 4 7、交流-直流変換回路 1 5 3 および直流-交流変換回路 1 5 4 で構成されている。また、バイナリー発電設備 1 3 1 に熱エネルギーを供給する熱源 1 4 0 を有しており、発生した電気エネルギーは交流電源系統 1 5 5 に接続される。熱源 1 4 0 としては離島の地熱であって、交流電源系統 1 5 5 としては離島の電源系統がある。

10

【 0 1 5 2 】

接続関係については、熱源 1 4 0、温水ポンプ 1 4 1、蒸発器 1 4 2 および予熱器 1 4 2 は温水系の配管を介して順に接続されており、温水が循環している。また、タンク 1 4 7、熱媒体ポンプ 1 4 8、予熱器 1 4 3、蒸発器 1 4 2、タービン 1 4 5 および凝縮器 1 4 6 は熱媒体系の配管を介して順に接続されており、熱媒体が循環している。冷却塔 1 5 1、冷却水ポンプ 1 5 0 および凝縮器 1 4 6 は冷却水系の配管を介して順に接続されており、冷却水が循環している。発電機 1 5 2、交流-直流変換回路 1 5 3、直流-交流変換回路 1 5 4、交流電源系統 1 5 5 は順に電力線で接続されている。

【 0 1 5 3 】

バイナリー発電設備の作用について説明する。熱源 1 4 0 で発生した熱エネルギーは温水ポンプ 1 4 1 により、蒸発器 1 4 2 に供給される。蒸発器 1 4 2 では温水の熱エネルギーを熱交換で熱媒体に与え、熱媒体を気化させる。温水は予熱器 1 4 3 にも循環しており、予熱器 1 4 3 は、温水の余熱を使用して、熱媒体の温度を上昇させる。

20

【 0 1 5 4 】

タンク 1 4 7 に貯蔵されている熱媒体は、熱媒体ポンプ 1 4 8 を使用して予熱器 1 4 3 に供給され、そこで温水の熱エネルギーを受け取り、温度を上昇させる。次に熱媒体は、蒸発器 1 4 2 に循環し、そこで、温水の熱エネルギーを受け取り、気化する。気化した熱媒体は、タービン 1 4 5 に供給され、熱媒体の熱エネルギーがタービン 1 4 5 の回転エネルギーに変換される。その後、熱媒体はタービン 1 4 5 から排出され、凝縮器 1 4 6 に循環し、そこで、冷却され、液化する。液化した熱媒体は、タンク 1 4 7 に蓄えられる。

30

【 0 1 5 5 】

冷却塔 1 5 1 は冷却水を冷却する。冷却水は、冷却水ポンプ 1 5 0 を使用し、凝縮器 1 4 6 に供給され、凝縮器 1 4 6 で熱媒体の液化に使用される。タービン 1 4 5 が熱媒体により回転させられることにより、その回転動力に基づいて発電機 1 5 2 で交流電力が発生する。交流電力は、交流-直流変換回路 1 5 3 で一旦、直流電力に変換され、さらに直流-交流変換回路 1 5 4 で交流電源に変換後、交流電源系統 1 5 5 に供給される。

【 0 1 5 6 】

蒸気タービン発電機は高温の熱源を使用して、水を直接、蒸気に変換し、この蒸気を用いてタービンを回転させる。これに対し、バイナリー発電装置 1 3 1 は熱源を温水とし、熱交換器を使用して、水より低い沸点の熱媒体を気化させ、気化した熱媒体を使用してタービン 1 4 5 を回転させる。このように 2 種類の熱媒体を使用することからバイナリー発電と呼ばれている。水より低い沸点の熱媒体を用いることにより、これまで蒸気タービン等では利用できなかった低温の熱源を利用した発電が可能となる。

40

【 0 1 5 7 】

バイナリー発電装置 1 3 1 における発電機 1 5 2 は永久磁石式高周波同期機が用いられる。発電機 1 5 2 は、交流-直流変換回路 1 5 3 および直流-交流変換回路 1 5 4 を介して、交流電源系統 1 5 5 に接続されている。バイナリー発電装置 1 3 1 の起動時、発電機 1 5 2 はスタータモータとして利用され、電力変換回路により駆動される。起動後は発電機として動作する。発電機は高周波型であり、直接系統に接続することができないため、交

50

流-直流変換回路 1 5 3 で一旦直流に変換後、直流-交流変換回路 1 5 4 で交流電源系統 1 5 5 に対し、電圧、周波数、位相が同期した交流電圧に変換されることにより、交流電源系統に電力を供給する。直流-交流変換回路 1 5 4 を燃料電池電力変換回路 1 2 5 と同様の構成とすることにより、バイナリー発電装置を含む系統連系用電力変換装置（すなわち、図 1 C と同様の構成）とすることができる。なお、この際、交流-直流変換回路 1 5 3 は、直流側の電圧を一定に制御する電圧一定制御が行われる。

【産業上の利用可能性】

【 0 1 5 8 】

本発明は複数のタイプの電源を有する複合発電システムであって、連系運転がされることのある自立電源系統において、電源系統の品質の維持管理を行う電力変換装置として好適に用いることができる。また、一般の電源系統にも活用することができる。

10

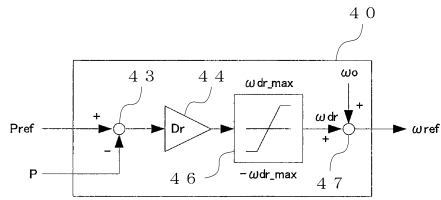
【符号の説明】

【 0 1 5 9 】

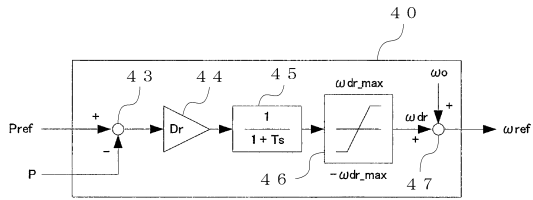
- 1 交流電源系統
- 3 電流検出器
- 4 電圧検出器
- 5 二次電池
- 6 二次電池電力変換回路
- 7 直流電力ライン
- 8 フィルタリアクトル 20
- 1 1 二次電池システム制御装置（第 1 システム制御装置）
- 1 3 電流演算部
- 1 4 電圧・周波数・位相演算部
- 1 5 有効・無効電力演算部
- 1 6 電力変換装置制御部
- 1 7 電池状態検出器
- 1 8 二次電池監視装置
- 2 0 ゲート駆動信号（P W M 信号）
- 2 1 配線
- 2 2 配線 30
- 2 3 配線
- 3 0 変換器
- 3 1 P L L 演算回路
- 3 2 位相比較器
- 3 4 ループフィルタ
- 3 5 積分器
- 3 6 s i n 変換器
- 3 7 c o s 変換器
- 4 0 周波数指令値演算部
- 4 3 減算器 40
- 4 4 比例制御器
- 4 5 一次遅れ演算器
- 4 6 上下限リミッタ
- 4 7 加算器
- 5 0 内部起電圧指令値演算部
- 5 3 減算器
- 5 4 比例制御器
- 5 5 一次遅れ演算器
- 5 6 上下限リミッタ
- 5 7 加算器 50

5 8	関数演算器	
6 0	内部相差角演算部	
6 3	減算器	
6 4	積分器	
7 0	電流指令値演算部	
7 2	関数演算器	
8 3	減算器	
8 4	不感帯演算器	
8 5	積分制御器	
8 6	有効電力指令値演算部	10
9 3	減算器	
9 4	比例制御器	
9 5	上下限設定器	
9 6	有効電力指令値演算部	
1 0 0	船内電源系統	
1 0 2	船内電力負荷	
1 0 3	太陽電池ユニット	
1 0 4	電力変換器	
1 0 5	二次電池	
1 0 6	二次電池電力変換装置	20
1 0 7	ディーゼル発電機	
1 0 8	バウスラスト	
1 1 0	太陽光発電機	
1 1 1	蓄電設備	
1 1 5	商用電力系統	
1 1 6	遮断器	
1 2 1	燃料電池発電設備	
1 2 2	燃料電池	
1 2 3	燃料電池電力変換装置	
1 2 4	燃料電池システム制御装置	30
1 2 5	燃料電池電力変換回路	
1 2 6	電圧検出器	
1 2 7	ゲート駆動信号	
1 3 1	バイナリー発電設備	
1 4 0	熱源	
1 4 1	温水ポンプ	
1 4 2	蒸発器	
1 4 3	予熱器	
1 4 5	タービン	
1 4 6	凝縮器	40
1 4 7	タンク	
1 4 8	熱媒体ポンプ	
1 5 0	冷却水ポンプ	
1 5 1	冷却塔	
1 5 2	発電機	
1 5 3	交流 - 直流変換回路	
1 5 4	直流 - 交流変換回路	
1 5 5	交流電力系統 (島内電力系統)	

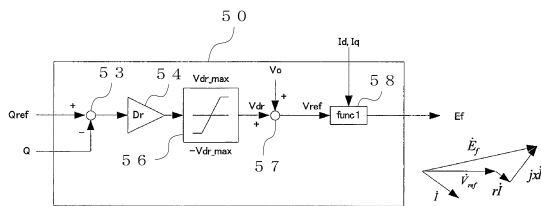
【図3A】



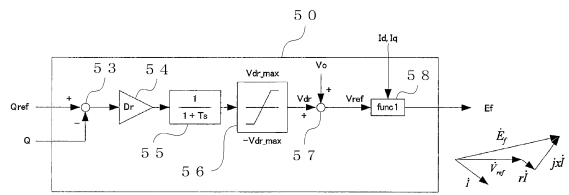
【図3B】



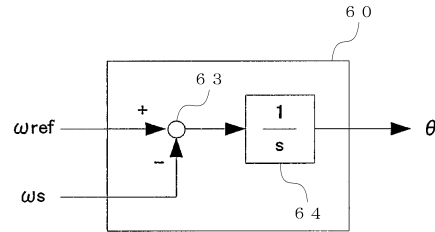
【図4A】



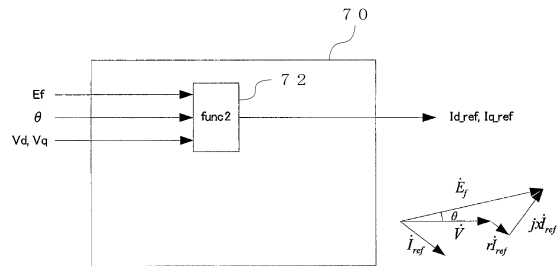
【図4B】



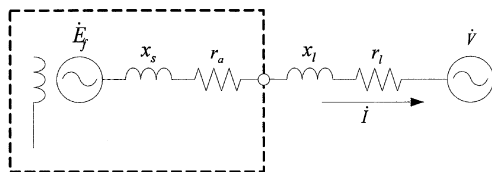
【図5】



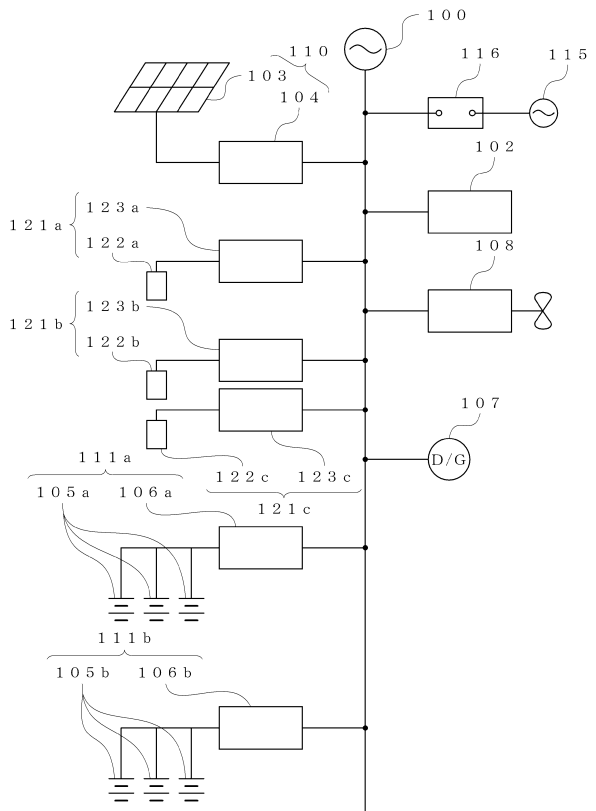
【図6A】



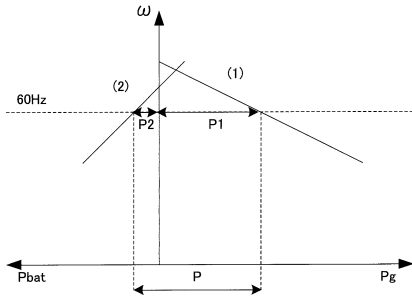
【図6B】



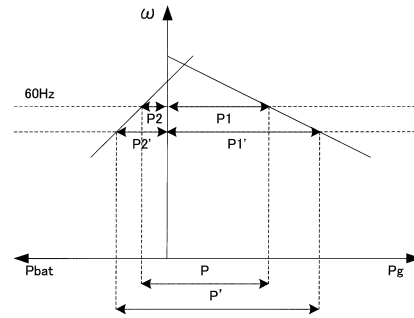
【図7】



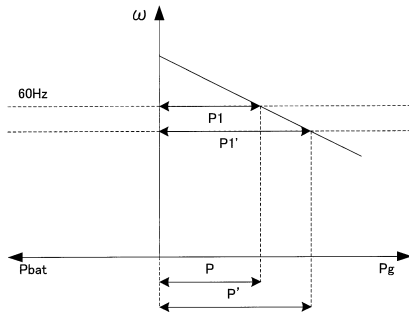
【 8 A 】



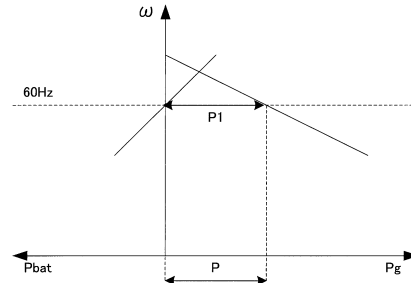
【 8 C 】



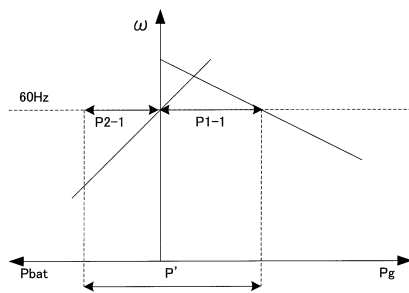
【 8 B 】



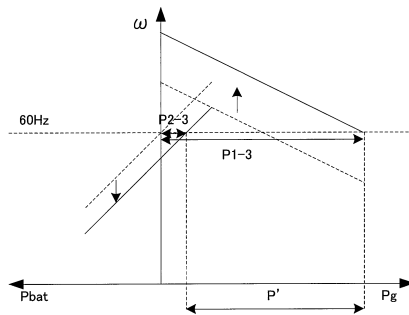
【 8 D 】



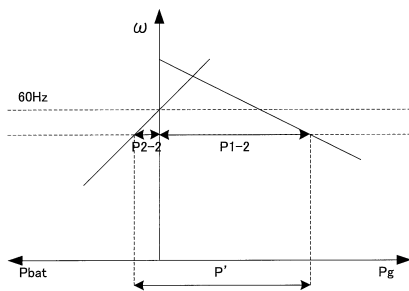
【 8 E 】



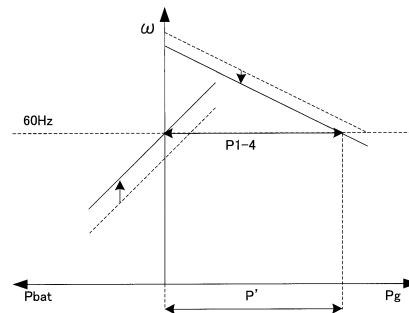
【 8 G 】




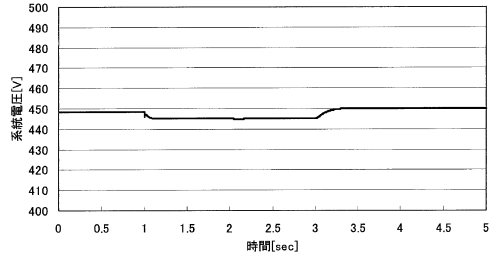
【 8 F 】




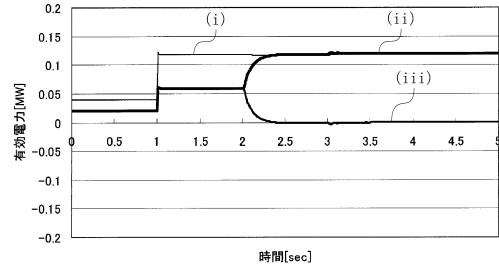
【 8 H 】




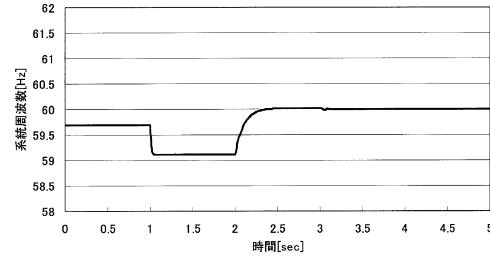
【 9 A】




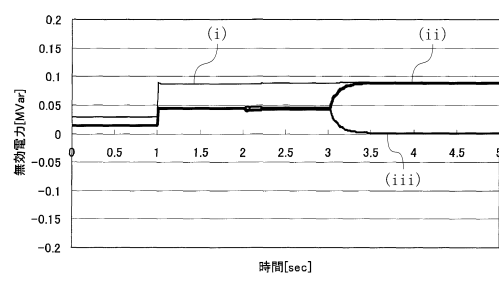
【 9 C】




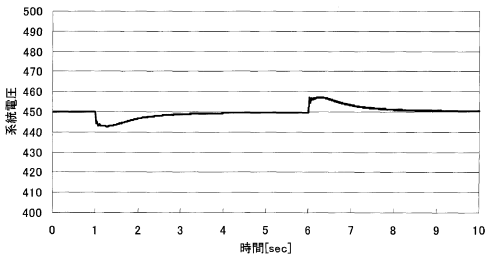
【 9 B】




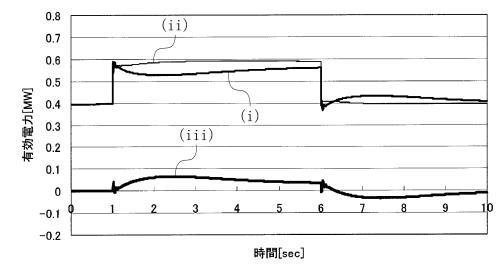
【 9 D】




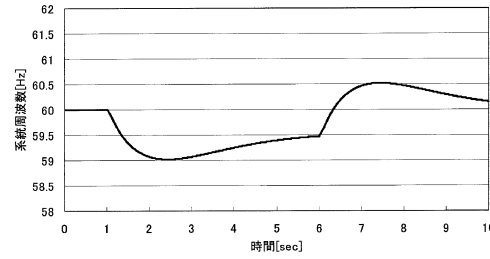
【 10 A】




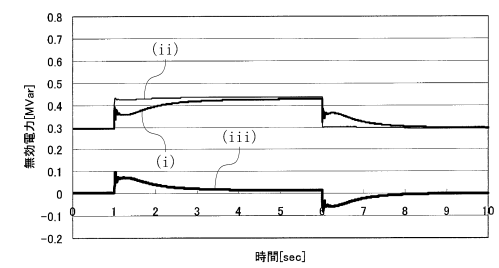
【 10 C】



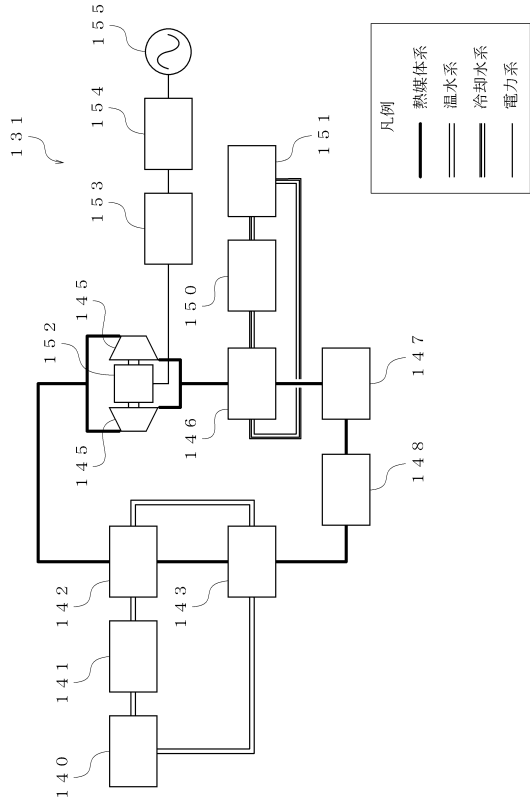
【 10 B】



【 10 D】



【 1 1】



フロントページの続き

- (72)発明者 小川 光哉
兵庫県神戸市中央区東川崎町3丁目1番1号 川崎重工業株式会社 神戸工場内
- (72)発明者 津田 健太郎
兵庫県神戸市中央区東川崎町3丁目1番1号 川崎重工業株式会社 神戸工場内
- (72)発明者 飯坂 豪文
兵庫県神戸市中央区東川崎町3丁目1番1号 川崎重工業株式会社 神戸工場内
- (72)発明者 平瀬 祐子
兵庫県明石市川崎町1番1号 川崎重工業株式会社 明石工場内

審査官 田中 慎太郎

- (56)参考文献 特開2009-225599(JP,A)
特開2007-244068(JP,A)
特開2008-278700(JP,A)

(58)調査した分野(Int.Cl., DB名)

H02J 3/00 - 5/00
H02J 7/00 - 7/12
7/34 - 7/36
H01M 10/42 - 10/48