

明 細 書

発明の名称：分散電源管理装置および配電系統

技術分野

[0001] 本開示は、分散電源管理装置および配電系統に関し、より特定的には、たとえば仮想同期発電機制御を実装した場合のように垂下特性を有する1台以上の分散電源を交流配電系統に連系する際の、各分散電源に与える制御指令値の生成方法に関する。本開示において、複数の分散電源は、太陽電池等の再生可能エネルギーを利用した創エネルギー機器（以下、「創エネ機器」とも称する）、および／または燃料電池、蓄電池等の蓄エネルギー機器（以下、「蓄エネ機器」とも称する）を含む。

背景技術

[0002] 近年、環境負荷の低減に向け、二酸化炭素を排出しない太陽電池などの自然エネルギーを利用した発電システムの導入が加速している。また、東日本大震災以降の電力不足等に対応するため、蓄電池を具備したシステム、電気自動車を蓄電池として利用するシステム、太陽電池と蓄電池を組み合わせたシステムなどの製品化が進められている。上記のいずれのシステムにも静止型インバータ（Static Inverter）が採用されている。

[0003] 一方、調整力としての火力発電所は、再生可能エネルギーによる発電量の増加に伴い、管理コストを含む発電コストが高くなるため、今後閉鎖が進むと予測される。ここで、火力発電等で用いられる同期発電機は、系統周波数が変動した際にそれを抑制する作用（慣性力または同期化力などと称する）を潜在的に持っている。したがって、火力発電所の閉鎖によって同期発電機の減少が進むと系統の安定度の確保が難しくなる。

[0004] 上記課題を解決するため、静止型インバータに同期発電機の持つ機能を持たせた仮想同期発電機制御技術の開発が各社で進んでいる。

[0005] たとえば、特開2019-176584号公報（特許文献1）は、仮想同期発電機制御技術を実装した分散電源（より特定的には静止型インバータ）

の制御パラメータの設定方法を開示する。具体的にこの文献には、系統運用者から要求される要求慣性値と、分散電源の仕様および動作状態に基づいて算出した仮想慣性値とのいずれか一方に基づいて、分散電源を電力系統に連系させる静止型インバータについて記載されている。

[0006] より詳細には、個々の静止型インバータにおける仮想慣性を足し合わせた総仮想慣性値 J_{opt} は次のように設定される。まず、系統連系制御装置は、系統運用者が分散電源に対して要求する仮想慣性値 J_{req} を受け取る。次に、系統連系制御装置は、再生可能エネルギーシステムの動作状態および再生可能エネルギーシステムの仕様データに基づき、各静止型インバータに対する仮想慣性の上限値 $J_{max, i}$ と、仮想慣性の上限値 $J_{max, i}$ による動作時における仮想減衰定数の下限値 $D_{min, i}$ とを設定する。そして、系統連系制御装置は、各上限値 $J_{max, i}$ の総計値 $\sum J_{max, i}$ が要求されている仮想慣性値 J_{req} より小さいか否かを判定する。系統連系制御装置は、 $J_{max, i}$ の総計値 $\sum J_{max, i}$ が要求されている仮想慣性値 J_{req} よりも小さい場合、再生可能エネルギーシステムに適する総仮想慣性値 J_{opt} を、 $J_{opt} = \sum J_{max, i}$ とするよう設定する。一方、系統連系制御装置は、 $J_{max, i}$ の総計値 $\sum J_{max, i}$ が要求されている仮想慣性値 J_{req} より大きい場合は、 $J_{opt} = J_{req}$ とするよう構成する。また、再生可能エネルギーシステムに適した総仮想減衰定数値 $D_{optimal}$ (すなわち、最適値) についても同様の方法で設定できることが特許文献1に記載されている。

先行技術文献

特許文献

[0007] 特許文献1：特開2019-176584号公報

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0008] 特許文献 1 の場合には、仮想同期発電機制御機能を実装した静止型インバータの仮想同期発電機制御のための制御パラメータ（すなわち、総仮想慣性値および総仮想減衰定数値）は、上述の方法で算出されて設定される。この方法によれば、系統管理者の意図とした系統の慣性力は担保されるが、負荷変動が生じた場合および発電量が変化した場合に以下の問題が生じる。

[0009] すなわち、負荷変動または発電量の変化が生じると、各分散電源は、それぞれの仮想同期発電機特性（すなわち、垂下特性）に従い過不足電力を分担する。より具体的には、各分散電源（より特定的には静止型インバータ）が仮想同期発電機制御等の垂下特性に基づき同期発電機を模擬した動作を行うことにより、負荷変動や発電量の変化により発生する過不足電力を、各分散電源が供給する。その際、各分散電源は、上位 E M S（Energy Management System）からの電力指令値と自身が出力している電力との差分に応じて自身が出力する系統交流電圧の周波数を決定する。一方、系統交流電圧の周波数は、基幹系統に接続されている大容量の同期発電機によって管理される。言い替えると、大容量の同期発電機が系統交流電圧の周波数に対して支配的である。配電系統に設けられた仮想同期発電機制御を実装した分散電源が垂下特性に応じて過不足電力を供給したとしても系統交流電圧の周波数にはほとんど影響を与えない。また、仮想同期発電機制御を実装した分散電源によってカバーできる交流系統電圧の周波数は、垂下特性および上位 E M S からの電力指令値により決まる。一般に基幹系統の周波数は定格周波数に対して $\pm 0.2 \text{ Hz}$ 程度変化する。一方、仮想同期発電機制御を実装した分散電源（すなわち、垂下特性を有し電圧源として動作する分散電源）は、安定に動作するために自身がカバーできる交流系統電圧の上下限周波数を制限しており、その周波数範囲より基幹系統がとりうる周波数範囲が広い。そのため、交流系統電圧の周波数が、仮想同期発電機制御を実装した分散電源がカバーできる周波数範囲から逸脱した場合、仮想同期発電機制御を実装した分散電源は停止してしまうといった問題点がある。

[0010] 本開示は、上記したような問題点を解決するためになされたものであり、分散電源管理装置（すなわち、上位のEMS）に関する。本開示の目的は、仮想同期発電機制御方式を実装した複数の静止型インバータが設置された電力系統において、負荷の消費量が変動または急変したり、再生可能エネルギーなどの創エネ機器からの発電電力が変動または急変したりして交流系統電圧の周波数が変化した場合でも、仮想同期発電機特性（より一般的には、垂下特性）を持つ静止型インバータが垂下特性で管理可能な周波数範囲を逸脱せず、静止型インバータが停止することなく運転継続を行うことができるように、分散電源管理装置によって制御指令値を生成することにある。

課題を解決するための手段

[0011] 本開示のある局面では、1台以上の分散電源を管理する分散電源管理装置が提供される。1台以上の分散電源の各々は、電力系統に接続され、電圧源として動作する。1台以上の分散電源の各々の周波数と電力との関係は、垂下特性を有し、周波数指令値と電力指令値とが互に対応するように調整される。分散電源管理装置は、電力系統の交流周波数の情報を収集し、収集した交流周波数の情報に基づいて交流周波数の代表値を決定する交流周波数収集部と、1台以上の分散電源の各々の周波数指令値を、交流周波数の代表値に基づいて生成する周波数指令値生成部とを備える。

[0012] 本開示の他のある局面では、1台以上の分散電源を管理する分散電源管理装置が提供される。1台以上の分散電源の各々は、電力系統に接続され、電圧源として動作する。1台以上の分散電源の各々の周波数と電力との関係は、垂下特性を有し、周波数指令値と電力指令値とが互に対応するように調整される。分散電源管理装置は、電力系統の交流周波数の情報を収集し、収集した交流周波数の情報に基づいて交流周波数の代表値を決定する交流周波数収集部と、1台以上の分散電源の各々の電力指令値を、交流周波数の代表値に基づいて補正する電力指令値補正部とを備える。

発明の効果

[0013] 本開示によれば、電力系統の実測した交流周波数に基づいて、各分散電源に与える周波数指令値または電力指令値が決定される。これにより、負荷の消費電力の変動もしくは急変または日射急変により系統に供給する再生可能エネルギーなどの創エネ機器からの発電電力などが変動もしくは急変することにより交流系統電圧の周波数が変化した場合でも、仮想発電機制御特性（より一般的には垂下特性）等を実装した静止型インバータが管理する周波数範囲を逸脱せず、分散電源を停止することなく運転継続を行うことができる。

図面の簡単な説明

[0014] [図1]実施の形態1に係る分散電源管理装置およびそれによって制御される複数の分散電源を備えた配電系統の構成を示すブロック図である。

[図2]図1に示されたC E M Sのブロック構成図である。

[図3]図2に示されたC E M S内の運転計画作成回路のブロック構成図である。

[図4]図2に示されたC E M S内の交流周波数収集回路のブロック構成図である。

[図5]図1に示された蓄電池用電力変換装置のブロック構成図である。

[図6]図5に示された、蓄電池用電力変換装置の第1のD C / D C変換回路を制御する第1の制御回路の構成を説明するブロック図である。

[図7]図5に示された、蓄電池用電力変換装置の第1のD C / A C変換回路を制御する第2の制御回路の構成を説明するブロック図である。

[図8]図7に示された、交流周波数検出回路の構成を説明するブロック図である。

[図9]図7に示された、インバータ電流制御回路の構成を説明するブロック図である。

[図10]図7に示された、インバータ電圧制御回路の構成を説明するブロック図である。

[図11]図7に示された、仮想同期発電機制御回路の構成を説明するブロック図である。

[図12]図11に示された、ガバナー制御回路の構成を説明するブロック図である。

[図13]図11に示された、質点系演算回路の構成を説明するブロック図である。

[図14]蓄電池用電力変換装置に実装した仮想同期発電機制御によりカバーする領域を示す図である。

[図15]本実施の形態1で示す仮想同期発電機制御の垂下特性の一例を示す図である。

[図16]配電系統電圧の周波数を1秒周期で25時間実測した結果の一例を示す図である。

[図17]実施の形態1の配電系統における蓄電池用電力変換装置の垂下特性の一例を示す図である。

[図18]実施の形態1の分散電源管理装置における周波数指令値の作成方法について説明するための図である。

[図19A]比較例の垂下特性を用いた場合の周波数指令値を示す図である。

[図19B]本実施の形態1の垂下特性を用いた場合の周波数指令値を示す図である。

[図20]図1に示すCEMSを中心とした分散電源管理システムの通常動作時のシーケンス図である。

[図21]図1に示すCEMSの制御処理を示すフローチャートである。

[図22]図21に示されるフローチャートのステップS105における運転計画作成処理の詳細動作を示すフローチャートである。

[図23]周波数指令値の生成手順を示すフローチャートである。

[図24]本実施の形態1の分散電源管理システムにおいて、蓄電池用電力変換装置の垂下特性の一例を示す図である。

[図25]図23のステップS10574において、周波数指令値の生成手順を示すフローチャートである。

[図26]周波数指令値の修正手順を説明するための図である。

[図27]運転計画の修正の要否を判断する手順を示すフローチャートである。

[図28]運転計画の修正手順を示すフローチャートである。

[図29]第2の制御回路の動作を主に示すフローチャートである。

[図30]第1のDC／AC変換回路の制御手順を示すフローチャートである。

[図31]実施の形態2におけるCEMSのブロック構成図である。

[図32A]実施の形態2のCEMSにおける電力指令値の生成方法について説明するための図である（電力指令値の修正前）。

[図32B]実施の形態2のCEMSにおける電力指令値の生成方法について説明するための図である（電力指令値の修正後）。

[図33A]比較例の垂下特性を用いた場合のインバータの周波数範囲を示す図である。

[図33B]実施の形態2の垂下特性を用いた場合の電力指令値およびインバータの周波数を示す図である。

[図34]実施の形態2において図21のステップS105の運転計画作成処理の詳細動作を示すフローチャートである。

[図35]電力指令値の生成手順を示すフローチャートである。

[図36]実施の形態2の分散電源管理システムにおいて、蓄電池用電力変換装置の垂下特性の一例を示す図である。

[図37]図35のステップS10580における電力指令値の生成手順を示すフローチャートである。

[図38]電力指令値の修正手順を説明するための図である。

[図39]実施の形態2の分散電源管理装置において、運転計画の修正手順を示すフローチャートである。

[図40A]蓄電池用電力変換装置が充放電を行う場合において直線状の垂下特性の例を示す図である。

[図40B]蓄電池用電力変換装置が充放電を行う場合において、不感帯を有する直線状の垂下特性の例を示す図である。

[図40C]蓄電池用電力変換装置が充放電を行う場合において、曲線状の垂下特性の例を示す図である。

[図40D]蓄電池用電力変換装置が放電のみを行う場合において、不感帯を有する直線状の垂下特性の例を示す図である。

[図40E]蓄電池用電力変換装置が放電のみを行う場合において、曲線状の垂下特性の例を示す図である。

[図40F]蓄電池用電力変換装置が充電のみを行う場合において、不感帯を有する直線状の垂下特性の例を示す図である。

[図40G]蓄電池用電力変換装置が充電のみを行う場合において、曲線状の垂下特性の例を示す図である。

[図41A]蓄電池用電力変換装置が充放電を行う場合において、直線状の垂下特性の例を示す図である。

[図41B]蓄電池用電力変換装置が充電のみを行う場合において、直線状の垂下特性の例を示す図である。

[図41C]蓄電池用電力変換装置が放電のみを行う場合において、不感帯を有する直線状の垂下特性の例を示す図である。

[図41D]蓄電池用電力変換装置が充電のみを行う場合において、不感帯を有する直線状の垂下特性の例を示す図である。

[図42]ガバナー機能を模式的に表した図である。

[図43]図11に示された、仮想同期発電機制御回路4093の伝達関数 $F(s)$ を算出するために示したブロック構成図である。

発明を実施するための形態

[0015] 以下に、各実施の形態について、図面を参照して詳細に説明する。なお、以下では、図中の同一又は相当部分には同一参照符号を付して、その説明は原則的に繰返さないものとする。

[0016] 実施の形態1.

[分散電源管理装置および配電系統の構成例]

図1は、実施の形態1に係る分散電源管理装置およびそれによって制御される複数の分散電源を備えた配電系統の構成を示すブロック図である。なお、本実施の形態1では、配電系統として三相系統を例に説明をするが、実施の形態1の分散電源管理装置を単相系統に適用しても良いことは言うまでもない。

[0017] 図1を参照して、配電系統1は、変電所20と、該変電所20から引き出された主配電線24mと、主配電線24mから分岐する分岐配電線24a～24dと、主配電線24mに直列に配置された複数の自動電圧調整器23とを備える。本実施の形態1では自動電圧調整器23としてSVR (Step Voltage Regulator) が用いられる。以下では、自動電圧調整器23をSVR23とも記す。また、主配電線24mおよび分岐配電線24a～24dを総称して配電線24と記す。図1に示すように、配電線24には、ビル102、マンション103、タウンA100a、タウンB100b、タウンC100c、タウンD100d、工場101などの需要家と、メガソーラー用電力変換装置27と、蓄電池用電力変換装置41a、41b、41cと、同期発電機30a、30bとが接続される。メガソーラー用電力変換装置27にはメガソーラー26が接続されており、蓄電池用電力変換装置41a、41b、41cには蓄電池40a、40b、40cがそれぞれ接続されている。

[0018] さらに、配電系統1は、主配電線24mに接続された複数の電圧計22(22a～22x)と、配電自動化システム21と、地域エネルギー管理システム(CEMS: Community Energy Management System)31とを備える。以下、配電自動化システム21をDSO (Distribution System Operator) 21とも記す。CEMS31は、本開示における分散電源管理装置に相当する。また、CEMS31にDSO21、蓄電池用電力変換装置41、および電圧計22などを含めて分散電源管理システムと称する。

[0019] 本実施の形態では、各電圧計22は、計測した配電系統1の配電線24の電圧情報を元に交流系統電圧の実効電圧値および周波数を算出する。各電圧

計 2 2 は、算出した実効電圧値および周波数を予め定められた周期（たとえば、1 分周期）で D S O 2 1 および C E M S 3 1 に通知する。

[0020] また、本実施の形態では、各 S V R 2 3 は、予め定められた周期でタップ位置情報、一次側電圧情報、および二次側電圧情報を配電自動化システム（D S O）2 1 に通知する。さらに、S V R 2 3 は、タップ切替時に、タップ位置情報、一次側電圧情報、および二次側電圧情報を非定期的に配電自動化システム（D S O）2 1 に通知する。

[0021] C E M S 3 1 は、予め定められた周期（たとえば、1 分周期）で、各需要家（すなわち、タウン A 1 0 0 a、タウン B 1 0 0 b、タウン C 1 0 0 c、タウン D 1 0 0 d、ビル 1 0 2、マンション 1 0 3、工場 1 0 1）に設置されたスマートメータ（不図示）から消費電力などの各種計測結果の情報を収集する。さらに、C E M S 3 1 は、予め定められた周期（たとえば、1 分周期）で、メガソーラー用電力変換装置 2 7、同期発電機 3 0 a、3 0 b、および蓄電池用電力変換装置 4 1 a、4 1 b、4 1 c から各創エネ機器の発電電力などの各種計測結果の情報を収集する。その際、C E M S 3 1 は、収集した上記データを D S O 2 1 からの要求に基づき D S O 2 1 に通知する。本実施の形態 1 の場合には、C E M S 3 1 と D S O 2 1 との通信周期を 3 0 分周期とする。

[0022] なお、上記では、D S O 2 1 と C E M S 3 1 の通信周期は 3 0 分としたがこれに限るものではなく例えば 1 5 分周期、あるいは 1 時間周期でも良いことは言うまでもない。また、各電圧計 2 2 および蓄電池用電力変換装置 4 1 などと C E M S 3 1 との間の通信周期についても 1 分に限るものではなく、例えば 1 秒周期、1 0 秒周期、3 0 秒周期、2 分周期等であっても良いことは言うまでもない。

[0023] 図 2 は、図 1 に示された C E M S 3 1 のブロック構成図である。図 2 を参照して、C E M S 3 1 は、通信回路 3 1 1、記憶回路 3 1 2、交流周波数収集回路 3 1 3、運転計画作成回路 3 1 4、周波数指令値生成回路 3 1 5、分

散電源垂下特性管理回路 316、送信データ生成回路 317、および CEMS 内制御回路 318 を備える。

[0024] 通信回路 311 は、通信線 25 を介して DSO21、各電圧計 22、各 SVR23、各需要家（すなわち、タウン A100a、タウン B100b、タウン C100c、タウン D100d、ビル 102、マンション 103、タウン 100、および工場 101）、メガソーラー用電力変換装置 27、同期発電機 30a、30b、および蓄電池用電力変換装置 41a、41b、41c と通信する。

[0025] 記憶回路 312 は、通信回路 311 を介して入手した各種情報、すなわち計測結果および各分散電源のステータス情報などを記憶する。

[0026] 交流周波数収集回路 313 は、電圧計 22 より受信した交流系統電圧の周波数の計測結果、蓄電池用電力変換装置 41a、41b、41c から受信した交流系統電圧の周波数の計測結果、およびメガソーラー用電力変換装置 27 から受信した交流系統電圧の周波数の計測結果に基づいて、計測した交流系統電圧の周波数の代表値（F m e a s u r e）を生成する。なお、本実施の形態 1 では、交流周波数収集回路 313 は、電圧計 22a～22x で計測された交流系統電圧から各々の地点の周波数から代表値として平均値を算出して出力する。これにより、各電圧計 22 の計測誤差を平均化する。

[0027] なお、交流周波数収集回路 313 での周波数の代表値の生成方法は上記に限るものではない。例えば、1 個の電圧計 22 の出力を代表値として利用してもよいし、あるいは蓄電池用電力変換装置 41 または他の分散電源で計測している交流系統電圧の周波数計測結果を用いて代表値を決定しても良いことは言うまでもない。配電系統 1 が自立系統の場合には、交流周波数の代表値として、複数の分散電源のうち電力容量が最大の分散電源、または後述する運転計画作成回路 314 の蓄電池運転計画生成回路 3141 で生成された電力指令値のうちで最大の電力指令値に対応する分散電源から収集された交流周波数の算出値を用いてもよい。

- [0028] 運転計画作成回路314は、DSO21からの制御指令に基づき蓄電池用電力変換装置41a、41b、41cの運転計画を作成する。本実施の形態1では、運転計画作成回路314は30分間隔で24時間分の運転計画を生成する。さらに、運転計画作成回路314は、1分単位で収集する蓄電池用電力変換装置41a、41b、41cの計測結果およびSOC (State of Charge) などの情報をもとに運転計画の修正が必要か否かを判断する。運転計画作成回路314は、運転計画の修正が必要と判断した場合は次にDSO21から制御指令が通知されるまでの期間の運転計画の修正を行う。
- [0029] 周波数指令値生成回路315は、交流周波数収集回路313より出力される交流系統電圧の周波数の計測結果の代表値 (Fmeasure) をもとに周波数指令値 (Fref) を生成する。
- [0030] 分散電源垂下特性管理回路316は、蓄電池用電力変換装置41a、41b、41cの垂下特性を記憶して管理する。本実施の形態1では、分散電源垂下特性管理回路316は、後述する仮想同期発電機制御パラメータ（すなわち、速度調整率：Kg d、ガバナー時定数：Tg、慣性定数：M、および制動係数Dg）を記憶して管理する。なお、分散電源垂下特性管理回路316は、垂下特性そのものを管理しても良く、また、垂下特性の傾き $\Delta P / \Delta F$ を管理するよう構成しても良いことは言うまでもない。さらに、分散電源の垂下特性は仮想同期発電機制御に限るものではなく、P（電力）－F（周波数）特性を持たせた垂下特性であればよいことは言うまでもない。なお、分散電源垂下特性管理回路316は、蓄電池用電力変換装置41の仮想同期発電機制御回路4093から制御パラメータ（すなわち、垂下特性）を取得し管理するよう構成しても良いことは言うまでもない。
- [0031] 送信データ生成回路317は、運転計画作成回路314から出力される運転計画および周波数指令値生成回路315にから出力される周波数指令値 (Fref) を記憶する。そして、送信データ生成回路317は、CEMS内制御回路318からの送信指令に基づき記憶したデータを通信回路311に出力する。通信回路311は、通信データ生成回路317から出力される

データを、CEMS内制御回路318から出力される制御信号に従って送信する。

[0032] CEMS内制御回路318は、CEMS31内に設けられている、通信回路311、記憶回路312、交流周波数収集回路313、運転計画作成回路314、周波数指令値生成回路315、分散電源垂下特性管理回路316、および送信データ生成回路317のそれぞれの動作を制御する。

[0033] 図3は、図2に示されたCEMS31内の運転計画作成回路314のブロック構成図である。図3を参照して、運転計画作成回路314は、蓄電池運転計画生成回路3141、発電量予測回路3142、消費電力予測回路3143、蓄電池運転計画補正回路3144、電力指令値記憶送信回路3145、および管理回路3146を備える。

[0034] 蓄電池運転計画生成回路3141は、DSO21から通知される制御指令情報、発電量予測回路3142で予測したメガソーラー26の発電量予測結果、消費電力予測回路3143で予測した需要家の消費電力予測情報をもとに、蓄電池用電力変換装置41a、41b、41cの30分毎、24時間分の運転計画（具体的には、周波数指令値および電力指令値）を生成する。ここで、DSO21から通知される制御情報は、変電所20の負荷側で消費される電力（すなわち、変電所20から負荷側に供給する供給電力）の計画値（たとえば、30分毎、24時間分の計画）である。

[0035] 発電量予測回路3142は、図示していない天気予報サーバーから24時間分の天気予報情報を通信回路311を介して入手する。発電量予測回路3142は、入手した天気予報情報、図示していないCEMS31の内部の時計情報（年月日、時刻）、および図示していない発電量予測用に準備したデータベース情報をもとにメガソーラー26の発電量を予測する。

[0036] 消費電力予測回路3143は、図示していないCEMS31の内部の時計情報（すなわち、年月日、曜日、時刻）、および図示していない消費電力予測用に準備したデータベース情報をもとに各需要家の消費電力の合計を予測する。

- [0037] 蓄電池運転計画補正回路 3 1 4 4 は、通信回路 3 1 1 を介して収集した蓄電池用電力変換装置 4 1 a, 4 1 b, 4 1 c の充放電電力量、および通知した電力指令値情報をもとに運転計画の修正が必要か否かを判断し、必要と判断した場合は運転計画の修正値を生成する。
- [0038] 電力指令値記憶送信回路 3 1 4 5 は、蓄電池運転計画生成回路 3 1 4 1、および蓄電池運転計画補正回路 3 1 4 4 で生成した各分散電源の電力指令値を記憶するとともに、運転計画作成回路 3 1 4 内の管理回路 3 1 4 6 より出力される制御信号に基づき、電力指令値を周波数指令値生成回路 3 1 5 へ出力する。
- [0039] 運転計画作成回路 3 1 4 内の管理回路 3 1 4 6 は、蓄電池運転計画生成回路 3 1 4 1、発電量予測回路 3 1 4 2、消費電力予測回路 3 1 4 3、蓄電池運転計画補正回路 3 1 4 4、電力指令値記憶送信回路 3 1 4 5 の動作を管理する。
- [0040] 図 4 は、図 2 に示された CEMS 3 1 内の交流周波数収集回路 3 1 3 のブロック構成図である。図 4 を参照して、交流周波数収集回路 3 1 3 は、平均化回路 3 1 3 1、乗算器 3 1 3 2、加算器 3 1 3 3、乗算器 3 1 3 4、およびレジスタ 3 1 3 5 を備える。図 4 に示すように、実施の形態 1 では、交流周波数収集回路 3 1 3 は平均化回路 3 1 3 1 の出力を一次の IIR (Infinite Impulse Response) フィルターでノイズ成分を除去し出力するよう構成される。
- [0041] 平均化回路 3 1 3 1 には、電圧計 2 2 で収集された交流系統電圧の周波数が CEMS 内制御回路 3 1 8 から 1 分周期で通知される。平均化回路 3 1 3 1 は、通知された交流系統電圧の周波数の平均値を算出する。乗算器 3 1 3 2 は、平均化回路 3 1 3 1 から出力された周波数の平均値を CEMS 内制御回路 3 1 8 より出力される乗算定数 k と乗算する。加算器 3 1 3 3 は、乗算器 3 1 3 2 の出力と乗算器 3 1 3 4 の出力を加算し、加算結果を周波数指令値生成回路 3 1 5 およびレジスタ 3 1 3 5 に出力する。レジスタ 3 1 3 5 は加算器 3 1 3 3 の加算結果を格納する。乗算器 3 1 3 4 は、レジスタ 3 1 3

5の値を乗算定数(1-k)と乗算し、乗算結果を加算器3133に出力する。

[0042] 図5は、図1に示された蓄電池用電力変換装置41のブロック構成図である。図5を参照して、蓄電池用電力変換装置41は、電圧計401、電流計402、第1のDC/DC変換回路403、第1の制御回路404、直流母線405、電圧計406、電流計407、第1のDC/AC変換回路408、第2の制御回路409、電圧計410、電流計411、および通信インターフェース回路412を含む。

[0043] 電圧計401は、蓄電池40から出力される電圧(すなわち、DC電圧)を計測する。電流計402は蓄電池40から出力される電流(すなわち、DC電流)を計測する。第1のDC/DC変換回路403は、蓄電池40より出力される第1の直流電圧(直流電力)を、第2の直流電圧(直流電力)に変換する。第1の制御回路404は、電圧計401、406の計測値および電流計402の計測値に基づいて第1のDC/DC変換回路403を制御する。直流母線405は、第1のDC/DC変換回路403より出力される第2の直流電圧を、第1のDC/AC変換回路408に供給する。

[0044] 電圧計406は、直流母線405の電圧を計測する。電流計407は、第1のDC/DC変換回路403より出力される直流電流を計測する。第1のDC/AC変換回路408は、第1のDC/DC変換回路403より出力される直流電力を交流電力に変換する。第2の制御回路409は、電圧計406、410の計測値および電流計407、411の計測値に基づいて第1のDC/AC変換回路408を制御する。電圧計410は、第1のDC/AC変換回路408より出力される電圧(すなわち、AC電圧)を計測する。電流計411は、第1のDC/AC変換回路408より出力される電流(すなわち、AC電流)を計測する。通信インターフェース回路412は、蓄電池用電力変換装置41とCEMS31との間で通信を行う。

[0045] なお、第1のDC/DC変換回路403、および第1のDC/AC変換回路408の構成としては、公知のDC/DCコンバータおよびインバータの

構成をそれぞれ適宜用いることが可能である。また、図5の構成において、第1のDC/AC変換回路408は「静止型インバータ部」の一実施例に対応する。また、第2の制御回路409は「静止型インバータ制御部」の一実施例に対応する。

[0046] 図6は、図5に示された、蓄電池用電力変換装置41の第1のDC/DC変換回路403を制御する第1の制御回路404の構成を説明するブロック図である。

[0047] 図6を参照して、第1の制御回路404は、充電制御回路4041、放電制御回路4042、第1の切換え回路4043、および第3の制御回路4044を含む。

[0048] 充電制御回路4041は、電圧計401、406の計測値および電流計402の計測値に基づいて、蓄電池40の充電制御を行う際の第1のDC/DC変換回路403の制御指令値を生成する。放電制御回路4042は、電圧計401、406の計測値および電流計402の計測値に基づいて、蓄電池40からの放電制御を行う際の第1のDC/DC変換回路403の制御指令値を生成する。

[0049] 第3の制御回路4044は、充電制御回路4041および放電制御回路4042に対して制御パラメータおよび制御目標値（指令値）等を出力するとともに、蓄電池40の、充電量、充電電流、および放電電力量などを管理する。さらに、第3の制御回路4044は、第1の切換え回路4043に対して制御信号を出力する。

[0050] 第1の切換え回路4043は、第3の制御回路4044からの制御信号に従って、充電制御回路4041および放電制御回路4042の出力のうちの一方を、第1のDC/DC変換回路403の制御指令値として選択的に出力する。第1の切換え回路4043は、蓄電池40の充電が指示される際には充電制御回路4041が生成した制御指令値を出力するように制御される。第1の切換え回路4043は、蓄電池40の放電が指示される際には放電制御回路4042が生成した制御指令値を出力するように制御される。

- [0051] 図7は、図5に示された、蓄電池用電力変換装置41の第1のDC/AC変換回路408を制御する第2の制御回路409の構成を説明するブロック図である。
- [0052] 図7を参照して、第2の制御回路409は、交流周波数検出回路4091、実効電力算出回路4092、仮想同期発電機制御回路4093、インバータ電流制御回路4094、インバータ電圧制御回路4095、第2の切換え回路4096、および第4の制御回路4097を含む。
- [0053] 交流周波数検出回路4091は、電圧計410で計測した交流の電圧波形から位相および周波数を検出する。本実施の形態1では、交流周波数検出回路4091は、交流の電圧波形からゼロクロス点を検出し、検出したゼロクロス点の時間間隔から周波数を検出する。なお、交流電圧の周波数検出方法はゼロクロス点の検出結果を用いる方法に限るものではないことは言うまでもない。
- [0054] 実効電力算出回路4092は、電圧計410および電流計411で計測した交流電圧情報および交流電流情報から実効電力を算出する。本実施の形態1では、実効電力算出回路4092は、交流周波数検出回路4091より出力されるゼロクロス点検出情報および交流周波数情報を元に交流電圧波形の1周期分の電力を積算することにより、実効電力を算出する。なお、実効電力の算出方法は上記方式に限るものではない。例えば、交流系統が三相交流の場合はd-q変換などを用いて実効電力を算出しても良いことは言うまでもない。
- [0055] 仮想同期発電機制御回路4093は、交流周波数検出回路4091および実効電力算出回路4092から出力される交流電圧の周波数情報および交流実効電力情報を元に、第1のDC/AC変換回路408（すなわち、静止型インバータ）に同期発電機の持つ、慣性力、同期化力、および制動力を持たせる。
- [0056] 以下、仮想同期発電機制御技術について簡単に説明する。火力発電に代表される同期発電機の持つ機能としては、周波数に応じて出力する電力を調整

する機能（すなわち、ガバナー機能）、角速度を維持する機能（すなわち、慣性力）、交流系統電圧と同期を取る機能（すなわち、同期化力）、基幹系統の電圧調整機能（すなわち、A V R機能：Automatic Voltage Regulator機能）、系統事故時などに発生する交流系統電圧の瞬時低下の際にも運転を継続する機能など有する。仮想同期発電機制御技術では、静止型インバータの過渡応答を制御することで、同期発電機の持つ機能を模擬させる。具体的には、ガバナー機能、動揺方程式に基づく質点系モデル（すなわち、回転機の動特性）を模擬した機能、およびA V R機能の3つの機能を模擬する。

[0057] 本実施の形態1では、特にガバナー機能および動揺方程式に基づく質点系モデルを模擬した機能を実装した場合について説明する。図42に仮想同期発電機制御技術を説明するための概念図を示す。なお、同期発電機の持つA V R機能については、主に上位システム（実施の形態1ではC E M S 3 1）から通知される出力電圧指令、あるいは無効電力指令値に基づき制御される機能であるため、実施の形態1では実装しない。以下、ガバナー機能、および動揺方程式に基づく質点系モデルを模擬した機能について具体的に説明する。

[0058] まず始めに、ガバナー機能について説明する。発電プラントにおけるガバナーは、火力発電もしくは原子力発電のガスタービンもしくは蒸気タービンの出力、または水力発電の水車のガイドベーンなどを制御し、これにより発電機の出力電力を制御する機能を持つ。交流電力系統において、需要が供給を超えると、交流系統電圧の周波数が低下する。出力制御が可能な火力発電機および水力発電機ではガバナーにドループ特性を持たせ、周波数が低下すると発電電力を増やすように制御する。一方、供給が需要を超えると、交流系統電圧の周波数が上昇する。この場合も同様に、出力制御が可能な火力発電機および水力発電機ではガバナーにドループ特性を持たせ、周波数が上昇すると発電電力を減らすように制御する。

[0059] 図42は、ガバナー機能を模式的に表した図である。図42に示すように、同期発電機の角速度 ω が増大するとエネルギーの流入を調節する弁が右

側に移動し同期発電機に供給されるエネルギーが減少する。一方、同期発電機の角速度が減少するとエネルギーの流入を調節する弁が左側に移動し同期発電機に供給されるエネルギーが増加する。これにより、同期発電機から出力されるエネルギーを、自端の交流系統電圧の周波数（すなわち、同期発電機の角速度）により、単独で制御することができる。上記動作を、同期発電機が個々に行った場合でも、交流系統電圧の周波数で管理されているため、発電機間で負荷分担を行うことが可能となる。ガバナーのモデルとして、電気学会（The Institute of Electrical Engineers of Japan: IEEJ）より標準モデルとして1次遅れ形で構成したモデルなどが提供されている。

[0060] 本実施の形態1では、ガバナーを上述した一次遅れ系で構成したモデルで近似した場合の動作について説明する。ガバナーの伝達関数は次式(1)で表される。なお、式(1)中の $-1/Kgd$ はガバナーの比例ゲイン（ Kgd ：速度調整率）、 Tg は一次遅れ系の時定数（ Tg ：ガバナー時定数）を示す。

[0061] [数1]

$$\frac{-1}{Kgd \times (1 + s \times Tg)} \quad \dots(1)$$

[0062] 次に、動揺方程式に基づく質点系モデルを模擬した機能について説明する。同期発電機は、図42に示すように単位慣性定数Mを持つ発電機回転子を有する。例えば、メガソーラー26の発電電力が日射急変により急減した場合、上記ガバナー制御では、不足する電力を瞬時に賄うことができない。同期発電機は、上記発電機回転子に蓄積された回転エネルギーを電力に変換し、系統に出力する。その際、発電機回転子の角速度（すなわち、単位時間あたりの回転数）が減少する。発電機回転子の角速度が減少するとガバナー制御で供給されるエネルギーが増加し、需要と供給を支える。次式(2)に質点系モデル（発電機回転子）を模擬する動揺方程式を示す。次式(2)で

は、エネルギー P を角速度 ω で除算しトルク T に変換している。また、式（２）中の Dg は制動係数、 M は上述した慣性定数を示す。

[0063] [数2]

$$T_{in} - T_{out} = M \times \frac{d\omega}{dt} + Dg \times \omega \quad \dots(2)$$

[0064] 本実施の形態１では、式（１）および式（２）を静止型インバータ（すなわち、第１のDC/AC変換回路４０８）の制御に組み入れ、同期発電機を持つ慣性力、同期化力、および制動力を模擬する場合について説明する。

[0065] 図７に戻って、インバータ電流制御回路４０９４は、電圧計４０６、電流計４１１、および交流周波数検出回路４０９１の出力に基づいて、第１のDC/AC変換回路４０８を電流制御で制御する場合の制御指令値を生成する。インバータ電圧制御回路４０９５は、電圧計４１０および交流周波数検出回路４０９１の出力に基づいて、第１のDC/AC変換回路４０８を電圧制御（すなわち、第１のDC/AC変換回路４０８から交流系統電圧を出力する制御方式）で制御する場合の制御指令値を生成する。第２の切換え回路４０９６は、インバータ電流制御回路４０９４からの制御指令値とインバータ電圧制御回路４０９５からの制御指令値とを、第４の制御回路４０９７の出力に基づき切換える。

[0066] 第４の制御回路４０９７は、電圧計４０６および電流計４０７より出力される直流母線４０５に関する計測結果、電圧計４１０および電流計４１１より出力される交流系統に関する計測結果、ならびに第１の制御回路４０４から出力される第１のDC/DC変換回路４０３のステータス情報などを収集し、通信インターフェース４１２を介してCEMS３１などに情報を通知する。

[0067] また、第４の制御回路４０９７は、上述した仮想同期発電機制御回路４０９３、インバータ電流制御回路４０９４（より詳細には、第１のPI制御回路４０９４２および第２のPI制御回路４０９４５）、ならびにインバータ電圧制御回路４０９５（より詳細には、第３のPI制御回路４０９５３およ

び第1の電流制限回路40955)の各種制御パラメータについても通信インターフェース412を介してCEMS31などに通知する。さらに、第4の制御回路4097は、図示していない交流系統の実効電圧計測部で計測した交流系統の実効電圧、ならびに図示していない交流系統の有効・無効電力計測部で計測した有効電力および無効電力情報についても、通信インターフェース412を介してCEMS31に通知する。さらに、第4の制御回路4097は、上記の交流系統の実効電圧および有効電力等の計測結果を第3の制御回路4044にも通知する。

[0068] 図8は、図7に示された、交流周波数検出回路4091の構成を説明するブロック図である。図8を参照して、交流周波数検出回路4091は、位相検出回路40910、周波数検出回路40911、および第1の正弦波生成回路40912を含む。

[0069] 位相検出回路40910は、電圧計410より出力される交流系統の電圧波形からゼロクロス点を検出する。周波数検出回路40911は、位相検出回路40910でのゼロクロス点の検出結果に基づいて周波数を検出する。なお、位相検出回路40910での位相検出方法はゼロクロス点検出に限るものではないことは言うまでもない。また、実機でのゼロクロス点検出については、電圧計410のゼロ点の検出誤差（主にオフセット誤差）、電圧計410の振幅検出誤差（主にリニアリティ誤差）、系統交流電圧波形をサンプリングする際のサンプリング周期の誤差（たとえば、マイコンなどを利用してサンプリングを行う際、キャリア割り込みから実際にサンプリングを行うまでの時間のばらつき）等により誤差が発生する。これら誤差に対して補正をかけゼロクロス点を検出するよう、位相検出回路40910を構成しても良いことは言うまでもない。

[0070] 第1の正弦波生成回路40912は、位相検出回路40910でのゼロクロス点検出結果、周波数検出回路40911での周波数検出結果、およびCEMS31より出力される系統交流電圧振幅を元に、交流系統電圧に同期した正弦波を発生する。交流周波数検出回路4091は、ゼロクロス点検出結

果（すなわち、ゼロクロス点検出時刻）、周波数検出結果、および正弦波に関する情報（すなわち、電圧、周波数、位相、および正弦波波形）を出力する。

[0071] 図9は、図7に示された、インバータ電流制御回路4094の構成を説明するブロック図である。図9を参照して、インバータ電流制御回路4094は、減算器40941、第1のPI制御回路40942、乗算器40943、減算器40944、第2のPI制御回路40945、および第1のPWM変換回路40946を含む。

[0072] インバータ電流制御回路4094は、電圧計406より出力される直流母線405の直流電圧を元に第1のDC/AC変換回路408を制御する制御指令値を生成する。電圧計406より出力される直流母線405の直流電圧は、減算器40941で第4の制御回路4097より出力される直流母線電圧の目標値と減算され、第1のPI制御回路40942に入力される。第1のPI制御回路40942は第4の制御回路4097より出力される制御パラメータ（すなわち、比例ゲインおよび積分時間）を元に、直流母線405の直流電圧が所定値になるよう指令値を出力する。

[0073] 第1のPI制御回路40942から出力された指令値は乗算器40943で、第1の正弦波生成回路40912から出力される交流の電圧波形（すなわち、正弦波波形）に同期した正弦波と乗算される。これにより、電流指令値が生成される。乗算器40943から出力される電流指令値は減算器40944で電流計411で計測した交流系統の電流値と減算され第2のPI制御回路40945に入力される。第2のPI制御回路40945では、第4の制御回路4097より出力される制御パラメータ（すなわち、比例ゲインおよび積分時間）を元に、減算器40944より出力される減算結果がゼロになるように制御指令値を第1のPWM変換回路40946に出力する。第1のPWM変換回路40946は、第2のPI制御回路40945から制御指令値が入力されるとPWM変調を施し、指令値として第1のDC/AC変換回路408へ出力する。

- [0074] また、上述したように、第1のPI制御回路40942および第2のPI制御回路40945の制御パラメータについても第4の制御回路4097から通知する。
- [0075] 図10は、図7に示された、インバータ電圧制御回路4095の構成を説明するブロック図である。図10を参照して、インバータ電圧制御回路4095は、第2の正弦波生成回路40951、減算器40952、第3のPI制御回路40953、第1の電流制限回路40955、および第2のPWM変換回路40954を含む。
- [0076] インバータ電圧制御回路4095は、詳細を後述する仮想同期発電機制御回路4093から出力される周波数および位相情報、ならびに第4の制御回路4097から出力される交流系統電圧の振幅情報（本実施の形態1では、第1の正弦波生成回路40912経由で入力される）を元に、第1のDC/AC変換回路408を制御する制御指令値を出力する。
- [0077] 交流周波数検出回路4091からの正弦波情報（すなわち、周波数、位相、および振幅情報）ならびに仮想同期発電機制御回路4093からの周波数および位相情報は、第2の正弦波生成回路40951に入力される。ただし、本実施の形態1では仮想同期発電機制御回路4093でQV制御（無効電力－電圧制御）を行わないため、振幅は制御されない。第2の正弦波生成回路40951は入力された周波数、位相、および振幅情報を元に、第1のDC/AC変換回路408から出力する交流系統電圧の目標値を生成する。
- [0078] 減算器40952は、第2の正弦波生成回路40951の出力から電圧計410で計測された電圧を減算し、減算結果を第3のPI制御回路40953に出力する。第3のPI制御回路40953は、入力された減算結果がゼロになるようにPI制御により電圧指令を生成し、生成した電圧指令を第1の電流制限回路40955に出力する。なお、第3のPI制御回路の制御パラメータ（すなわち、制御ゲインおよび積分時間）は第4の制御回路4097から出力される。第1の電流制限回路40955は、第3のPI制御回路40953から出力された指令値を、第4の制御回路4097経由で入力

される電流計411での計測結果をもとに制限を加える。第1の電流制限回路40955より出力される指令値は、第2のPWM変換回路40954にてPWM変調が施されてから、第1のDC/AC変換回路408に出力される。

[0079] 図11は、図7に示された、仮想同期発電機制御回路4093の構成を説明するブロック図である。図11を参照して、仮想同期発電機制御回路4093は、減算器40932、ガバナー制御回路40933、加算器40935、減算器40936、および質点系演算回路40937を含む。

[0080] 減算器40932は、周波数の実測結果から第4の制御回路4097より出力される周波数指令値(Fref)を減算する。減算器40932の出力はガバナー制御回路40933に入力される。なお、ガバナー制御回路40933の詳細な動作は後述する。加算器40935はガバナー制御回路40933より出力される電力目標値(指令値)に加えるオフセット値と第4の制御回路4097より出力される電力指令値(Pref)を加算することにより、質点系演算回路40937の制御電力目標値(指令値)を生成する。

[0081] 減算器40936は、加算器40935から出力される制御電力目標値(指令値)から実効電力算出回路4092より出力される実効電力を減算する。減算器40936の出力は質点系演算回路40937に入力される。詳細は後述するが、質点系演算回路40937は、減算器40936の出力がゼロになるよう蓄電池用電力変換装置41より出力する交流系統電圧の周波数、および位相を算出する。なお、ガバナー制御回路40933および質点系演算回路40937の制御パラメータ(速度調整率Kgd、ガバナー時定数Tg、慣性定数M、および制動係数Dg)は、本実施の形態1では、CEMS31から通知されたものが第4の制御回路4097を介して通知される。

[0082] 図12は、図11に示された、ガバナー制御回路40933の構成を説明するブロック図である。図12を参照して、ガバナー制御回路40933

は、乗算器409331、一次遅れ系モデル（図中では $1/(1+s \times T_g)$ と表記）409332、およびリミッタ回路409333を含む。

[0083] 乗算器409331は、減算器40932の出力と第4の制御回路4097より出力される比例ゲイン（図中では、 $-1/K_g d$ と表記）とを乗算する。乗算器409331の出力は一次遅れ系モデル409332に出力される。本実施の形態1では、ガバナー制御を電気学会（IEEJ）が提示している一次遅れ形の標準モデルを使用する場合について説明する。よって、一次遅れ系モデル409332は、図12に記載されているように一次遅れ系のモデル（すなわち、 $1/(1+s \times T_g)$ ）を実装する。一次遅れ系モデル409332の出力はリミッタ回路409333でリミッタ処理が施され出力される。

[0084] 図13は、図11に示された、質点系演算回路40937の構成を説明するブロック図である。図13を参照して、質点系演算回路40937は、減算器409371、積分器（図中では $1/(M \times s)$ と表記）409372、乗算器409373、除算器409374、加算器409375、および位相計算回路409376を含む。

[0085] 減算器409371は、図11の減算器40936の出力（すなわち、実測実効電力と電力目標値（指令値）の減算結果）から乗算器409373の出力を減算する。減算結果は積分器409372に入力される。積分器409372は減算器409371の出力を $1/M$ 倍して積分することにより、図42で示した発電機回転子の角速度と発電機回転子の角速度指令値の差分値（ $\Delta \omega$ ）を生成する。なお、本実施の形態1では、周波数指令値を60 [Hz]とする。したがって、角速度指令値は $2 \times \pi \times 60$ [rad/s]である。積分器409372の出力は乗算器409373に入力され、乗算器409373において第4の制御回路4097より出力される制動係数 D_g と乗算される。減算器409371が減算器40936の出力から乗算器409373の出力を減算することにより、質点系演算回路40937は、第

1のDC／AC変換回路408の制御において同期発電機の持つ制動力を模擬する。

[0086] 積分器409372の出力($\Delta\omega$)は、除算器409374で $2\times\pi$ で除算されることにより、周波数差分情報(Δf)に変換される。周波数差分情報(Δf)は、加算器409375で周波数目標値(60Hz)と加算されることにより、発電機回転子の周波数(回転周波数)に変換される。加算器409375の出力は位相計算回路409376に入力され、位相計算回路409376において第4の制御回路4097からの情報(すなわち、ゼロクロス検出情報、周波数検出情報、新規投入開始指示など)に基づいて発電機回転子の位相が算出される。

規則 91,
05.11.2024

[0087] 次に、質点系演算回路40937の動揺方程式部分の伝達関数について説明する。動揺方程式部分の伝達関数は、次式(3)に示すように、比例ゲイン： $1/Dg$ および時定数： M/Dg を有する一次遅れ系で表すことができる。なお、仮想同期発電機制御回路4093における、ガバナー時定数(Tg)および質点系演算部時定数(M/Dg)はシステムに要求される応答速度に基づき決定される。

[0088] [数3]

$$\frac{\frac{1}{M \times s}}{1 + \frac{Dg}{M} \times \frac{1}{s}} = \frac{1}{Dg} \times \frac{1}{1 + \frac{M}{Dg} \times s} \quad \dots(3)$$

[0089] 図43は、図11に示された、仮想同期発電機制御回路4093の伝達関数 $F(s)$ を算出するために示したブロック構成図である。図43に示すブロック構成図の伝達関数 $F(s)$ (すなわち、 $\Delta f/\Delta P$)は、次式(4)で表される。

[0090] [数4]

$$F(s) = \frac{1 + s \times Tg}{2\pi \times \left[M \times Tg \times s^2 + (M + Dg \times Tg) \times s + Dg + \frac{1}{2\pi \times Kgd} \right]} \quad \dots(4)$$

[0091] よって、最終値の定理より、次式（５）が成立する。式（５）は、仮想同期発電機制御部の垂下特性の傾き（すなわち、 $1 / (2 \times \pi \times Dg + 1 / Kgd)$ ）に相当する。

[0092] [数5]

$$\Delta F = \Delta P \times \frac{1}{2\pi \times Dg + \frac{1}{Kgd}} \quad \dots(5)$$

[0093] [分散電源管理装置の動作概要]

次に、図１４から図１９を参照して、本実施の形態１の分散電源管理装置の動作概要について説明する。

[0094] 図１４は、蓄電池用電力変換装置４１に実装した仮想同期発電機制御によりカバーする領域を示す図である。図１４において横軸は応答時間、縦軸は需要変動幅を示す。図に示すように静止型インバータに実装する仮想同期発電機制御では、数十ms～数分の微小変動、および短周期変動をカバーする。数分以上の制御については、負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）や経済負荷配分制御（EDC: Economic load Dispatching Control）にて対応する。よって、本実施の形態１では、仮想同期発電機制御回路４０９３の応答性能は１秒以下として説明を続ける。

[0095] 図１５は本実施の形態１で示す仮想同期発電機制御の垂下特性の一例を示す図である。図１５の横軸は周波数であり、周波数指令値（ F_{ref} ）が示されている。なお、本開示において、実測周波数（ $F_{measure}$ ）と周波数指令値との差分を Δ 周波数（ $F_{measure} - F_{ref}$ ）と称する。図１５の縦軸は電力指令値（ P_{ref} ）と実測実効電力（ $P_{measure}$ ）との差分（ Δ 電力）である。式（５）は図１５に示す垂下特性の傾きを示す。なお、同図は説明を簡単にするために電力指令値（ P_{ref} ）を“ゼロ”とした場合の例を示す。垂下特性では、周波数指令値（ F_{ref} ）において電力指令値（ P_{ref} ）が得られるように調整される。

[0096] 次に、配電系統の垂下特性（すなわち、基幹系統の垂下特性）について簡単に説明する。一般に、基幹系統の交流系統電圧の周波数の上下限值は系統

周波数（すなわち、定格周波数）の1～2％程度である。よって、系統周波数が60Hzの場合は、上限周波数が61.2～60.6Hz、下限周波数は59.4～58.8Hz程度となる。また、配電系統の周波数は、上記周波数範囲の中で時々刻々と変換する。

[0097] 図16は、配電系統電圧の周波数を1秒周期で25時間実測した結果の一例を示す図である。図に示すように60Hzを中心に±0.2Hzで常に変動していることが確認できる。

[0098] 図17は、本実施の形態1の配電系統1における蓄電池用電力変換装置41の垂下特性の一例を示す図である。図において、横軸は交流系統電圧の周波数を示し、縦軸は電力を示す。横軸のFmaxは蓄電池用電力変換装置41の取りうる最大周波数を示し、Fminは蓄電池用電力変換装置41の取りうる最小周波数を示す。60.1Hzは配電系統電圧の取りうる最大周波数を示し、59.9Hzは配電系統電圧の取りうる最小周波数を示す。以下、配電系統電圧の取り得る周波数範囲を定格周波数範囲とも称する。Frefは仮想同期発電機制御の周波数指令値を示し、Prefは電力指令値を示す。なお、本実施の形態1では配電系統電圧の周波数の上下限界は±0.1Hzとする。また、説明を簡単にするために、本実施の形態1では蓄電池用電力変換装置41は放電のみ実施するものとして説明する。なお、配電系統電圧の周波数の上下限界は±0.1Hzに限るものではなく、例えば、大手電力会社が目標としている±0.2Hz、あるいはマイクログリッドを構築する際、マイクログリッドの配電系統事業者が決定した周波数上下限界（例えば±0.15Hz）等であっても良いことは言うまでもない。

規則 91,
13.03.2025

[0099] ここで、仮想同期発電機制御を実装した静止型インバータ（電圧源として動作）を基幹系統に連系させる場合、あるいは各々が仮想同期発電機制御を実装した複数台の静止型インバータ（各々が電圧源として動作）を自立系統で連系させる場合、あるいは同期発電機など複数種別の主電源（電圧源として動作）を自立系統で連系させる場合において、仮想同期発電機制御を実装した静止型インバータ（電圧源として動作）を安定に動作させるためには制

動係数 D_g を大きくする必要がある。制動係数 D_g を大きくすると式 (5) に示すように仮想同期発電機制御の垂下特性でカバーできる周波数範囲 ΔF が狭くなる。これにより、図 16 に示すように交流系統電圧の定格周波数範囲 (本実施の形態 1 では $59.9 \text{ Hz} \sim 60.1 \text{ Hz}$) と比較して仮想同期発電機制御の垂下特性がカバーする周波数範囲 ($F_{\min} \sim F_{\max}$) 狭くなる。この結果、系統交流電圧の周波数が $F_{\min}$ より小さくなる、あるいは $F_{\max}$ より大きくなると、蓄電池用電力変換装置 41 は運転を維持できなくなり停止する。たとえば、 $F_{\min}$ が 59.95 Hz で系統交流電圧の周波数が 59.94 Hz であった場合、蓄電池用電力変換装置 41 が出力可能な交流系統電圧の周波数と系統交流電圧の周波数の差分だけ電圧位相がずれていくため蓄電池用電力変換装置 41 が保護停止してしまうという問題がある。

[0100] 図 18 は、本実施の形態 1 の分散電源管理装置における周波数指令値 (F_{ref}) の作成方法について説明するための図である。詳細は後述するが、本実施の形態 1 では、CEMS 31 が各蓄電池用電力変換装置 41 の周波数指令値 F_{ref} を作成する際は、図 2 に示す運転計画作成回路 314 が各蓄電池用電力変換装置 41 の電力指令値 P_{ref} (すなわち、運転計画電力指令値情報) を作成する。CEMS 31 は、電力指令値 P_{ref} の作成が完了すると、図 18 の A の部分に示すように、周波数指令値 F_{ref} が基幹系統の定格周波数 (例えば 60 Hz) に等しいとして垂下特性を作成する。そして、交流周波数収集回路 313 で収取した交流系統電圧の周波数の実測結果 ($F_{measure}$) と比較し、例えば、 $F_{measure}$ が $F_{\min}$ を下回っていた場合は、現在の垂下特性では上述したように、蓄電池用電力変換装置 41 が停止してしまう。本実施の形態 1 では、そのような場合、詳細は後述するが、例えば、CEMS 31 は、同図の B の部分に示すように周波数指令値 F_{ref} を実測結果 ($F_{measure}$) に設定して蓄電池用電力変換装置 41 に通知する。この場合、図に示すように、垂下特性は左側に移動するため、蓄電池用電力変換装置 41 は動作を継続することができる。

- [0101] 次に上記の周波数指令値の作成方法の効果について図19Aおよび図19Bを参照して説明する。図19Aは、比較例の垂下特性を用いた場合の周波数指令値を示す図である。同図では、時間の経過とともに負荷が軽くなり交流系統電圧の周波数はランプ状に上昇していく場合を示している。図に示すように、周波数指令値（ F_{ref} ）が基幹系統の定格周波数（60Hz）で一定の場合、太い破線の内側が蓄電池用電力変換装置41（インバータ）の周波数範囲（周波数管理範囲とも称する）となる。図に示すように、系統電圧の周波数が徐々に増加していくと、系統電圧の周波数は蓄電池用電力変換装置41（インバータ）が制御可能なインバータの周波数範囲を逸脱するため（図中のNG領域）、仮想同期発電機制御（VSG制御）が破綻し蓄電池用電力変換装置41が停止する。
- [0102] 一方、図19Bは、本実施の形態1の垂下特性を用いた場合の周波数指令値を示す図である。図に示すように交流系統電圧の周波数の実測結果に基づき周波数指令値（ F_{ref} ）が制御される。具体的に本実施の形態1では詳細は後述するが1分周期で交流系統電圧の周波数を計測し、計測結果に基づき周波数指令値（ F_{ref} ）が制御される。図に示すように、周波数指令値（ F_{ref} ）が交流系統電圧の周波数に基づき適切に制御されるため、系統電圧の周波数が徐々に増加した場合でも、実測系統周波数が蓄電池用電力変換装置41（インバータ）の周波数管理範囲を逸脱することなく連系運転を継続できる。
- [0103] 以上、説明したように、仮想同期発電機制御を代表とする垂下特性（すなわち、ドループ特性）を実装した静止型インバータを有する電力変換装置が交流系統に接続されている場合、交流系統電圧の周波数に基づき垂下特性（ドループ特性）の周波数指令値（ F_{ref} ）を生成するように分散電源管理装置が構成される。これにより、基幹系統の周波数が定格周波数（例えば60Hz）から外れた場合であっても、実測系統周波数が垂下特性（すなわち、ドループ特性）を実装した静止型インバータを有する電力変換装置の周

波数管理範囲を逸脱することなく電力変換装置を制御できるという効果がある。

[0104] [分散電源管理装置（CEMS）の動作の詳細]

次に、図1～図30を参照して本実施の形態1の分散電源管理装置（CEMS31）の動作を詳細に説明する。再び図1を参照して、実施の形態1に係る分散電源管理装置が接続される配電系統について説明する。実施の形態1では、配電系統1は、変電所20から出力された配電系統電圧を所定の電圧内に制御するため、変電所20とメガソーラー用電力変換装置27（あるいは蓄電池用電力変換装置41a、タウンD100d）との間の配電線24mに直列に接続された3つのSVR23を備える。また、メガソーラー用電力変換装置27の近くには蓄電池用電力変換装置41aが設置されている。本実施の形態1では、蓄電池用電力変換装置41aは電圧源として動作し、メガソーラー用電力変換装置27は電流源として動作する。メガソーラー用電力変換装置27は、メガソーラー26の発電電力の変動量の調整も仮想同期発電機制御回路4093を動作させることで実施している。

[0105] また、負荷としてはタウンA100a、タウンB100b、タウンC100c、タウンD100d、工場101、ビル102、マンション103が設けられている。変電所20から供給される電力、メガソーラー26の発電電力、および蓄電池40a～40cから供給される電力は、これらの負荷に供給される。また、工場101には同期発電機30a、ビル102には同期発電機30bが非常用に配置されている。

[0106] 以下、変電所20から供給される電力、メガソーラー26の発電電力、および蓄電池40a～40cから出力される放電電力を制御するための配電系統の動作を説明する。

[0107] 図20は、図1に示すCEMS31を中心とした分散電源管理システムの通常動作時のシーケンス図である。図に示すように、分散電源管理システムの定常時の処理は、30分周期で実施される処理P1と1分周期で実施される処理P2の2つの処理を含む。

[0108] 図において30分周期処理P1が開始されるとDSO21はCEMS31に対して収集した計測データの出力要求を通信線25を介して要求する(F1)。CEMS31はDSO21からの要求を受信すると蓄電池用電力変換装置41、電圧計22、および各需要家(メガソーラ用電力変換装置27を含む)に対して計測データの出力要求を送信し(F2, F4)、最新の計測情報を収集する(F3, F5)。そして、CEMS31は、1分周期で収集した30回分のデータを合算することにより、30分間の各需要家の消費電力量、メガソーラー26の発電電力量、蓄電池40の充放電電力量を算出し蓄電池40のSOC(State of Charge)などの情報とあわせてDSO21に送信する(F6)。

[0109] 計測結果を受信するとDSO21は、蓄電池40の運転計画を作成するために必要となる24時間分の30分周期の需要計画(すなわち、30分間に変電所20を介して配電系統24に供給する総供給電力)を作成し、作成結果をCEMS31に通知する(F7)。CEMS31は、蓄電池の運転計画作成に使用する上記情報を受信すると先ほど収集したSOC情報、蓄電池40のSOH(State of Health)情報、メガソーラー26の発電電力予測情報(詳細は後述)、需要家の需要予測情報(詳細は後述)を元に蓄電池40の運転計画、および制御パラメータ(すなわち、電力指令値(Pref)、周波数指令値(Fref)など)を作成する(F8)。なお、運転計画および制御パラメータの作成方法については後述する。蓄電池40の運転計画および制御パラメータの作成が完了するとCEMS31は各蓄電池用電力変換装置41に運転計画および制御パラメータを送信して(F9)、30分周期処理P1を終了する。

規則 91,
05.11.2024

[0110] また、CEMS31は1分周期で実施される処理P2で各蓄電池用電力変換装置41および電圧計22に計測データの出力を要求することにより(F10, F12)、これらの機器から計測データを収集する(F11, F13)。そして、CEMS31は、収集の結果、電力指令値(Pref)と実際の充放電電力との差異、さらには周波数指令値Frefと実測した配電系

統電圧の周波数（F m e a s u r e）との差異を確認し、運転計画および／または制御パラメータ（P r e f, F r e f など）の修正が必要か否かを判断する（F 1 4）。本実施の形態 1 の場合には、C E M S 3 1 は、差異があらかじめ定められた値以上の場合は運転計画および／または制御パラメータ（P r e f, F r e f など）を再計算し（F 1 5）、再計算結果を各蓄電池用電力変換装置 4 1 に通知する（F 1 6）。なお、具体的な再計算処理方法については後述する。

[0111] 次に、図 2 1 を参照して C E M S 3 1 の詳細動作を説明する。図 2 1 は、図 1 に示す C E M S 3 1 の制御処理を示すフローチャートである。図において、処理が開始されると C E M S 3 1 は、ステップ S 1 0 1 で D S O 2 1 から計測データの送信要求を受信したか否かを確認する。C E M S 3 1 は、出力要求を受信した場合には（ステップ S 1 0 1 で Y E S）、次のステップ S 1 0 2 で蓄電池用電力変換装置 4 1、電圧計 2 2、および各需要家（メガソーラー用電力変換装置 2 7 を含む）に対して計測データの出力要求を送信することにより、これらの機器から最新の計測情報を収集する。そして、C E M S 3 1 は、1 分周期で収集した 3 0 回分の計測データを用いて、3 0 分間の各需要家の消費電力量、メガソーラー 2 6 の発電電力量、蓄電池 4 0 の充放電電力量を算出し、算出した各種電力量を記憶回路 3 1 2 に記憶する。記憶回路 3 1 2 に記憶したこれらのデータは、ステップ S 1 0 1 において D S O 2 1 から送信要求された計測データに相当する。その次のステップ S 1 0 3 において、C E M S 3 1 は、記憶回路 3 1 2 に記憶した上記の計測データを蓄電池 4 0 の S O C などの情報とあわせて通信回路 3 1 1 を介して D S O 2 1 に送信する。

[0112] C E M S 3 1 は、ステップ S 1 0 3 での D S O 2 1 への計測データの送信後、あるいはステップ S 1 0 1 で D S O 2 1 から計測データの送信要求を受信していない場合（ステップ S 1 0 1 で N o）、ステップ S 1 0 4 に処理を進める。ステップ S 1 0 4 において、C E M S 3 1 は、D S O 2 1 からの需要計画通知を受信したか否かを確認する。C E M S 3 1 は、需要計画を受信

していた場合には次のステップS 1 0 5で運転計画の作成を行う。なお、本実施の形態1では、D S O 2 1からは、基幹系統から配電系統1に供給される電力の需給計画が3 0分周期で2 4時間分C E M S 3 1に通知される。以下、図2 2を参照して運転計画作成処理の詳細について説明する。

[0113] 図2 2は、図2 1に示されるフローチャートのステップS 1 0 5における運転計画作成処理の詳細動作を示すフローチャートである。図2 2において、運転計画の作成が開始されると、C E M S 3 1はまずステップS 1 0 5 1でメガソーラー2 6の発電量予測を実施する。具体的には図2および図3を再び参照して、C E M S内制御回路3 1 8は、D S O 2 1から需要計画（蓄電池運転計画）の通知を受信すると、運転計画作成回路3 1 4内の管理回路3 1 4 6に運転計画を作成するよう指示を出す。管理回路3 1 4 6は当該指示を受け取ると、蓄電池運転計画生成回路3 1 4 1を経由して発電量予測回路3 1 4 2に対して、メガソーラー2 6の発電電力を予測するよう指示を出す。発電量予測回路3 1 4 2は当該指示を受け取ると、図示していないインターネット上に配置された天気予報サーバーから2 4時間分の天気予報を入手する。発電量予測回路3 1 4 2は、天気予報の入手結果、および発電電力予測回路3 1 4 2が管理する図示していない発電量予測用のデータベースのデータを用いて2 4時間分の発電量を予測する。なお、図示していない発電量予測用のデータベースは、たとえば、3 0分周期で収集したメガソーラー2 6の発電量実績、天気実績情報、および時刻情報（年月日、時刻情報）をもとに構築されたものである。データベースの構築方法の詳細は、本願のポイントと関係がないのでその説明を省略する。

[0114] 上述したステップS 1 0 5 1でのメガソーラー2 6の発電量予測が終了すると、C E M S 3 1は、図2 2のステップS 1 0 5 2で需要家の消費電力を予測する。具体的には図3を再び参照して、運転計画作成回路3 1 4内の管理回路3 1 4 6は発電量予測回路3 1 4 2からメガソーラー2 6の発電量予測結果を受け取ると、消費電力予測回路3 1 4 3に需要家の消費電力を予測するよう蓄電池運転計画生成回路3 1 4 1を経由して指示を出す。消費電

力予測回路3143は当該指示を受け取ると、消費電力予測回路3143が管理する図示していない消費電力予測用のデータベースのデータを用いて24時間分の需要家の消費電力を予測する。なお、図示していない消費電力予測用のデータベースは、たとえば、30分周期で収集した需要家の消費電力を、年月日、時刻情報、天気情報をもとに構築されたものである。データベースの構築方法の詳細は、本願のポイントと関係がないのでその説明を省略する。なお、ステップS1051およびS1052は、どちらを先に実行してもよいし、並行して実行してもよい。

[0115] 上述したステップS1052での需要家の消費電力予測が終了すると、CEMS31は、図22のステップS1053で需要計画の作成を開始する。具体的には図3を再び参照して、運転計画作成回路314内の蓄電池運転計画生成回路3141は、消費電力予測回路3143から需要家の消費電力の予測結果を受け取ると、発電量予測回路3142のメガソーラー26の発電量予測結果、消費電力予測回路3143の需要家の消費電力の予測結果、およびDSO21から通知された需要計画を元に蓄電池40a~40cの30分毎の充放電電力の合計値を算出する。なお、上述したように本実施の形態1の場合には、DSO21から通知された需要計画は、変電所20よりも負荷側の配電系統1に対して計画している24時間分の電力供給計画（すなわち、30分毎の電力供給計画）である。

[0116] 図22のステップS1053での需要計画の作成が終了すると、CEMS31は、次のステップS1054で蓄電池40a~40cの充放電電力を策定する。具体的には、図2および図3を再び参照して運転計画作成回路314は、通信回路311を介して記憶回路312に収集された蓄電池40a~40cのSOC情報、および蓄電池40a~40cの蓄電池容量から、30分毎のそれぞれの蓄電池からの充放電電力を決定（案分）する。

[0117] 実施の形態1では、24時間分の蓄電池の運転計画の際に運転計画作成回路314は、蓄電池40a~40cのSOCがほぼ同時にゼロ、あるいは24時間後に同時に充放電可能な状態であるように運転計画を策定する。これ

は、以下の理由による。例えば、メガソーラー26（例えば10MW）上を雲が横切り例えば5分程度、発電電力が低下（10MWから4MWに低下）した場合を想定する。さらに、蓄電池用電力変換装置41a～41cの静止型インバータ容量をそれぞれ8MW、4MW、2MWと想定する。ここで、蓄電池40aがSOCがゼロとなり停止状態で、蓄電池40b、および40cからそれぞれ1MW、0.5MWを放電するよう蓄電池運転計画が通知されていたとする。この場合、日射急変により蓄電池40b、および40cからの放電電力は、仮想同期発電機制御によりそれぞれ3MWと1.5MWを追加で出力することしかできず、不足分の6MWをカバーすることができない。一方、蓄電池40a～40cが動作していた場合は、最大14MWまでの放電が可能となり、先程の例の6MWの場合に比べて仮想同期発電機制御でカバーできる電力範囲が広がる。よって、CEMS31で蓄電池40の運転計画を作成する場合は、蓄電池40a～40cがほぼ同時にSOCがゼロ、あるいは満充電になるよう運転計画を作成する必要がある。

[0118] 図22のステップS1054での蓄電池40a～40cの充放電電力の策定が終了すると、次のステップS1055でCEMS31内の交流周波数収集回路313は、配電系統電圧の周波数を取得し、代表値として平均値（Fmeasure）を算出する。上述したように本実施の形態1では、電圧計22a～22xが計測された交流系統電圧から各々の地点の周波数を算出し、交流周波数収集回路313が周波数の平均値を算出して出力する。

[0119] 図22のステップS1055で配電系統電圧の周波数の収集と代表値（Fmeasure）の算出とが完了すると、CEMS内制御回路318は次のステップS1056で全ての蓄電池用電力変換装置41の制御パラメータ（すなわち、電力指令値および周波数指令値）を生成したか否かを確認する。ステップS1056でNOの場合、次のステップS1057でCEMS内制御回路318は周波数指令値（Fref）の生成を実施する。以下、図23を参照して、ステップS1057の周波数指令値（Fref）の生成フローについて説明する。

[0120] 図23は、周波数指令値 (F_{ref}) の生成手順を示すフローチャートである。図23において、周波数指令値 (F_{ref}) の生成フローが開始されると、最初のステップS10571において図2に示す周波数指令値生成回路315は、CEMS内制御回路318に対して今回周波数指令値 (F_{ref}) を生成すべき蓄電池用電力変換装置41の制御パラメータ（すなわち、垂下特性）を取得するよう指示を出す。

[0121] CEMS内制御回路318は、周波数指令値生成回路315より当該指示を受け取ると分散電源垂下特性管理回路316より垂下特性を取得する。本実施の形態1では、CEMS内制御回路318は、制御パラメータとして仮想同期発電機制御の速度調整率 (K_{gd})、ガバナー時定数 (T_g)、慣性定数 (M)、制動係数 (D_g)、および第1のDC/AC変換回路408の容量（インバータ容量）を取得する。なお、垂下特性情報は上記に限るものではなく、第1のDC/AC変換回路408より出力される ΔP （すなわち、電力指令値 (P_{ref}) - $P_{measure}$ （有効電力実測値））と出力される ΔF （すなわち、周波数指令値 (F_{ref}) - 交流系統電圧の実測値 ($F_{measure}$)）との関係を示すテーブルデータ、または垂下特性の傾きなどのデータであってもよいことは言うまでもない。言い替えると垂下特性情報は、垂下特性の形状であってもよいし、垂下特性の形状を決定するパラメータであってもよい。

[0122] 上記のステップS10571を終了すると周波数指令値生成回路315は、次のステップS10572でCEMS内制御回路318に対して垂下特性で定まる交流系統電圧の周波数の上限値、および下限値を生成するよう指示を出す。本実施の形態1では、垂下特性として仮想同期発電機制御を用いた場合について説明する。仮想同期発電機制御では、 ΔF は上述した式(5)を用いて求めることができる。よって、本実施の形態1では、速度調整率 K_{gd} と制動係数 D_g と ΔP の最小値および最大値とを式(5)に代入することによって周波数の上限値 F_{max} および周波数の下限値 F_{min} を算出できる。本実施の形態1では ΔP の最小値は、電力指令値 (P_{ref})

ー最大放電電力によって計算される。一方、 ΔP の最大値は、第1のDC/AC変換回路408は充電を行わないものとして電力指令値(Pref)ー0より計算される。

[0123] ステップS10572での垂下特性における交流系統電圧の周波数の上下限値の生成が終了すると、周波数指令値生成回路315は次のステップS10573で、実測した交流系統電圧の周波数が垂下特性の上下限周波数で決まる周波数基準範囲(図24を参照)に入っているか否かを確認する。以下、図24を参照してステップS10573の動作を説明する。

[0124] 図24は、本実施の形態1の分散電源管理システムにおいて、蓄電池用電力変換装置41の垂下特性の一例を示す図である。図において横軸は配電系統電圧の周波数を示し、縦軸は蓄電池用電力変換装置41より出力される放電電力を示す。なお、実施の形態1では説明を簡単にするため蓄電池用電力変換装置41は充電を行わないものとする。図中のFmaxおよびFminは垂下特性の上下限周波数を示す。また、本実施の形態1では該上限周波数Fmaxおよび下限周波数Fminより周波数オフセットF_offsetだけ内側に入った範囲を上下限周波数Fmax, Fminで決まる周波数基準範囲とする。なお、周波数オフセットF_offsetは上限側と下限側とで異なる値をとっても良いし、電力指令値(Pref)の値に応じて値を変えても良いことは言うまでもない。

[0125] 図24において、周波数指令値生成回路315は、交流周波数収集回路313より出力される実測周波数の代表値(Fmeasure)が上下限周波数で決まる周波数基準範囲を逸脱した場合(図中*1)ステップS10573ではNOを選択し、実測周波数の代表値(Fmeasure)が上下限周波数で決まる周波数基準範囲内の場合(図中*2)YESを選択する。

[0126] ステップS10573でYESの場合は、次のステップS10575で周波数指令値生成回路315は周波数指令値(Fref)を電力系統の定格周波数(例えば60Hz)に設定して周波数指令値(Fref)生成処理を終了する。一方、S10573でNOの場合は、次のステップS10574

で周波数指令値生成回路315は周波数指令値(F_{ref})を生成する。以下、図25を参照してステップS10574の動作を説明する。

[0127] 図25は、図23のステップS10574において、周波数指令値(F_{ref})の生成手順を示すフローチャートである。図25の最初のステップS105741において、周波数指令値生成回路315は $F_{ref} = F_{measure}$ として垂下特性を生成し、生成した垂下特性に基づく交流系統電圧の周波数の上下限周波数を算出する。具体的には、図23のステップS10572と同様に上下限周波数を算出できる。すなわち、周波数指令値生成回路315は、速度調整率 K_{gd} 、制動係数 D_g 、 ΔP の最小値、および ΔP の最大値を式(5)に代入することにより、周波数の上限値 F_{max} および周波数の下限値 F_{min} を算出する(図26のBの部分に対応)。ここで前述のように、 ΔP の最小値は、本実施の形態1では電力指令値(P_{ref})ー最大放電電力により計算される。 ΔP の最大値は、本実施の形態1では第1のDC/AC変換回路408は充電を行わないものとして電力指令値(P_{ref})に等しい。

[0128] ステップS105741が終了すると周波数指令値生成回路315は、次のステップS105742で垂下特性の上下限周波数が交流系統電圧の周波数の上下限值以内か否か(すなわち、予め定められた定格周波数範囲に入っているか否か)を確認する。本実施の形態1では交流系統電圧の周波数の上下限値は60.1Hz~59.9Hzとする。ステップS105742でYESの場合、周波数指令値生成回路315は周波数指令値(F_{ref})= $F_{measure}$ として周波数指令値(F_{ref})の算出手順を終了する。一方、ステップS105742でNOの場合、周波数指令値生成回路315は次のステップS105743で周波数指令値(F_{ref})の修正を行う。以下、図26を参照してステップS105743の動作を説明する。

[0129] 図26は、周波数指令値の修正手順を説明するための図である。図26のAの部分に示すように、周波数指令値(F_{ref})が60Hzの場合に実測交流系統電圧の周波数の代表値($F_{measure}$)が59.915Hz

であったとする。この場合に、実測周波数の代表値 ($F_{measure}$) を周波数指令値 (F_{ref}) に設定して垂下特性を生成した場合、図 26 の B の部分に示すように垂下特性の下限周波数が交流系統電圧の周波数の下限値 (59.9 Hz) を下回る。よって、周波数指令値生成回路 315 は、図 26 の C の部分に示すように垂下特性の下限周波数が交流系統電圧の周波数の下限値である 59.9 Hz と一致するように周波数指令値 (F_{ref}) を修正する。具体的には、垂下特性の下限周波数が交流系統電圧の周波数の下限値と一致するように修正した垂下特性において、出力電力が電力指令値 (P_{ref}) となる周波数が周波数指令値 (F_{ref}) に設定される。

[0130] なお、垂下特性の上限周波数が交流系統電圧の周波数の上限値を超えていた場合も同様である。この場合、周波数指令値生成回路 315 は、垂下特性の上限周波数が交流系統電圧の周波数の上限値と一致するように周波数指令値 (F_{ref}) を修正する。具体的には、垂下特性の上限周波数が交流系統電圧の周波数の上限値と一致するように修正した垂下特性において、出力電力が電力指令値 (P_{ref}) となる周波数が周波数指令値 (F_{ref}) に設定される。図 25 のステップ S105743 が終了すると CEMS 内制御回路 318 は、周波数指令値 (F_{ref}) の算出 (図 23 のステップ S10574) を終了する。

[0131] 図 22 に戻って、ステップ S1057 を終了すると CEMS 内制御回路 318 は、処理をステップ S1056 に戻し、それ以降はステップ S1056 が YES になるまで、すなわち全ての蓄電池用電力変換装置 41 の周波数指令値 F_{ref} の算出が完了するまでステップ S1057 を繰り返す。

[0132] 図 21 に戻って、CEMS 内制御回路 318 は、ステップ S105 での運転計画の生成を終了すると、次のステップ S110 で、生成した運転計画 (すなわち、電力指令値 P_{ref} および周波数指令値 F_{ref}) を各蓄電池用電力変換装置 41 に通知する。その次のステップ S111 で CEMS 内制御回路 318 は、CEMS 31 の運転を停止するか否かを判断する。ステップ S111 が YES の場合、CEMS 内制御回路 318 は CEMS 31 の運

転を停止する。一方、ステップS 1 1 1がN Oの場合は、C E M S内制御回路3 1 8は、ステップS 1 0 1に戻って上述したフローを繰り返す。

[0133] 次に、図2 1のステップS 1 0 4がN Oの場合について説明する。この場合、C E M S内制御回路3 1 8は、ステップS 1 0 6で1分周期処理の開始時刻か否かを確認する。C E M S内制御回路3 1 8は、ステップS 1 0 6でN Oの場合は、処理をステップS 1 0 1に戻して上述したフローを繰り返す。一方、C E M S内制御回路3 1 8は、ステップS 1 0 6でY E Sの場合に次のステップS 1 0 7に処理を進める。

[0134] C E M S内制御回路3 1 8は、ステップS 1 0 7で電圧計2 2の計測データ、蓄電池用電力変換装置4 1の計測データ、メガソーラー用電力変換装置2 7の計測データ、需要家の計測データ等を収集する。C E M S内制御回路3 1 8は、ステップS 1 0 7での計測データの収集を完了すると次のステップS 1 0 8で運転計画の修正が必要か否かを判断する。一例として本実施の形態1では蓄電池用電力変換装置4 1から通知されるS o Cが予め定めた範囲を外れていた場合に、C E M S内制御回路3 1 8は運転計画の修正が必要と判断する。たとえば、本実施の形態1では充電時にはS o Cが0. 9を超えていた場合、あるいは放電時にS o Cが0. 05を下回っていた場合に、C E M S内制御回路3 1 8は運転計画の修正が必要と判断する。なお、S o Cは1. 0で満充電とする。他の例として、C E M S内制御回路3 1 8は、交流周波数収集回路3 1 3から出力される実測系統電圧の周波数の代表値(F m e a s u r e)が予め定めた範囲を逸脱していた場合に、運転計画の修正が必要と判断する。以下、図2 7を参照して図2 1のステップS 1 0 8についてさらに詳しく説明する。

[0135] 図2 7は、運転計画の修正の要否を判断する手順を示すフローチャートである。運転計画修正の要否判断プロセスが開始されるとC E M S内制御回路3 1 8はステップS 1 0 8 1で運転計画の修正フラグをクリアする。運転計画の修正フラグがセットされていた場合は、図2 1のステップS 1 0 8でC E M S内制御回路3 1 8は運転計画の修正が必要と判断し、運転計画修正

フラグがクリアされていた場合は運転計画の修正は必要ないと判断する。なお、本実施の形態1では、蓄電池用電力変換装置41毎に運転計画の修正フラグが準備される。

[0136] ステップS1081が終了とするとCEMS内制御回路318は次のステップS1082で、交流周波数収集回路313より出力される実測系統電圧の周波数の代表値 $F_{measure}$ を取得する。

[0137] その次のステップS1083で、各蓄電池用電力変換装置41から充放電電力およびSOCを取得する。さらにCEMS内制御回路318は、ステップS1084で、各蓄電池用電力変換装置41の仮想同期発電機制御パラメータ（垂下特性）を分散電源垂下特性管理回路316から取得する。

[0138] その次のステップS1085で、CEMS内制御回路318は、ステップS1084で収集した垂下特性から図23のステップS10572および図25のステップS105741で説明した要領で垂下特性の上下限周波数を算出する。

[0139] ステップS1085が終了するとCEMS内制御回路318は次のステップS1086でSOCが予め定めた範囲内か否かを確認する。CEMS内制御回路318は、SOCが予め定めた範囲を外れていた場合は処理をステップS1088に進め、ステップS1088で運転計画の修正フラグをセットする。

[0140] SOCが予め定めた範囲内の場合（S1086がYES）、CEMS内制御回路318は次のステップS1087で実測した配電系統電圧の周波数の代表値（ $F_{measure}$ ）が垂下特性の上下限周波数で決まる周波数基準範囲に入っているかを確認する。ここで周波数基準範囲は、図23のステップS10573および図24で説明したものと同一である。CEMS内制御回路318は、実測系統周波数の代表値（ $F_{measure}$ ）が垂下特性で決まる周波数基準範囲外の場合は（ステップS1087がNO）、処理をステップS1088に進め、ステップS1088で運転計画の修正フラグをセットする。

- [0141] ステップS 1 0 8 8で運転計画の修正フラグがセットされた場合、あるいはステップS 1 0 8 7で実測系統周波数（F m e a s u r e）が垂下特性で決まる周波数範囲内であることが確認された場合（ステップS 1 0 8 7でY E S）、処理はステップS 1 0 8 9に進む。ステップS 1 0 8 9でC E M S内制御回路3 1 8は全ての蓄電池用電力変換装置4 1について修正フラグの設定の要否を判定したか否かを確認し、すべての蓄電池用電力変換装置4 1について修正フラグの設定の要否判定を完了していた場合（ステップS 1 0 8 9でY E S）、運転計画の修正の要否判断処理を終了する。一方、ステップS 1 0 8 9でN Oの場合は、C E M S内制御回路3 1 8は処理をステップS 1 0 8 3に戻し、上記の手順を繰り返す。
- [0142] 図2 1に戻って、C E M S内制御回路3 1 8は、ステップS 1 0 8で運転計画の修正が必要ないと判断した場合（すなわち、すべての蓄電池用電力変換装置4 1の運転計画の修正フラグが“0”の場合）（ステップS 1 0 8でN O）、C E M S内制御回路3 1 8は処理を最初のステップS 1 0 1に戻して上述した処理を繰り返す。一方、C E M S内制御回路3 1 8は、ステップS 1 0 8で運転計画の修正が必要（すなわち、運転計画の修正フラグが1つでも“1”の場合）と判断した場合（ステップS 1 0 8でY E S）、次のステップS 1 0 9で運転計画の修正を実施する。以下、図2 8を参照してステップS 1 0 9の詳細について説明する。
- [0143] 図2 8は、運転計画の修正手順を示すフローチャートである。運転計画の修正フローが開始されるとC E M S内制御回路3 1 8はステップS 1 0 9 1で運転計画の修正フラグがセットされているか否かを確認する。上述したように、本実施の形態1では蓄電池用電力変換装置4 1毎に運転計画の修正フラグが設けられ、運転計画の修正が必要なものについて周波数指令値（F r e f）および／または電力指令値（P r e f）が新たに生成される。
- [0144] 運転計画の修正フラグがセットされていない場合（ステップS 1 0 9 1でN O）、処理はステップS 1 0 9 8に進む。ステップS 1 0 9 8での処理は後述する。一方、運転計画の修正フラグがセットされている場合（ステップ

S 1 0 9 1 で Y E S) 、 処 理 は ス テ ッ プ S 1 0 9 2 ~ S 1 0 9 4 に 進 む 。 C E M S 内 制 御 回 路 3 1 8 は ス テ ッ プ S 1 0 9 2 で 蓄 電 池 用 電 力 変 換 装 置 4 1 で 計 測 さ れ た デ ー タ (充 放 電 電 力 、 S o C) を 取 得 し 、 ス テ ッ プ S 1 0 9 3 で 周 波 数 指 令 値 (F r e f) お よ び 電 力 指 令 値 (P r e f) を 取 得 し 、 さ ら に ス テ ッ プ S 1 0 9 4 で 交 流 周 波 数 収 集 回 路 3 1 3 か ら 出 力 さ れ る 実 測 交 流 電 圧 の 周 波 数 の 代 表 値 (F m e a s u r e) を 取 得 す る 。

[0145] ステップS 1 0 9 2 ~ S 1 0 9 4 が 終 了 す る と 、 C E M S 内 制 御 回 路 3 1 8 は 次 の ス テ ッ プ S 1 0 9 5 で S o C が 予 め 定 め ら れ た 範 囲 内 か 否 か を 確 認 す る 。 な お 、 本 実 施 の 形 態 1 で は 上 述 し た よ う に 、 S o C が 予 め 定 め ら れ た 範 囲 を 外 れ て い た 場 合 と は 、 充 電 時 に S o C が 0 . 9 を 超 え て い た 場 合 、 お よ び 放 電 時 に S o C が 0 . 0 5 を 下 回 っ て い た 場 合 を い う 。 こ こ で 、 S o C は 1 . 0 で 満 充 電 で あ る 。 な お 、 S o C が 予 め 定 め ら れ た 範 囲 を 外 れ て い た 場 合 に つ い て は 、 こ の ケ ー ス に 限 る も の で は な い 。 例 え ば 鉛 蓄 電 池 を 使 用 し た 場 合 に は 、 過 放 電 を 行 う と 蓄 電 池 の 劣 化 が 急 速 に 進 む の で 放 電 時 の S o C の 下 限 値 を 例 え ば 0 . 3 と す る 。 ま た 、 鉛 蓄 電 池 の 場 合 に は 過 充 電 で も 急 速 に 劣 化 が 進 ま な い の で 充 電 時 の S o C の 上 限 値 を 1 . 0 以 上 に 設 定 し て も 良 い こ と は 言 う ま で も な い 。 こ の よ う に 、 蓄 電 池 の 特 性 に 応 じ て S o C の 上 限 値 お よ び 下 限 値 を 決 め て 構 わ な い 。

[0146] 蓄電池のS o C が 予 め 定 め ら れ た 範 囲 に な い 場 合 (ス テ ッ プ S 1 0 9 5 で N O) 、 C E M S 内 制 御 回 路 3 1 8 は 次 の ス テ ッ プ S 1 0 9 6 で 電 力 指 令 値 (P r e f) を 変 更 す る 。 本 実 施 の 形 態 1 で は 、 S o C の 値 に 応 じ て 電 力 指 令 値 を 決 定 す る 図 示 し て い な い デ ー タ テ ー ブ ル を C E M S 3 1 内 に 記 憶 し て お き 、 C E M S 内 制 御 回 路 3 1 8 は そ の 情 報 に 基 づ き 電 力 指 令 値 (P r e f) を 決 定 す る 。 な お 、 電 力 指 令 値 の 決 定 方 法 は デ ー タ テ ー ブ ル に 基 づ く 方 法 に 限 る も の で は な い 。 た と え ば 、 次 に D S O 2 1 か ら 通 知 さ れ る 需 要 計 画 の 受 信 時 刻 ま で の 時 間 、 S o C の 値 、 お よ び 現 在 の 電 力 指 令 値 に 基 づ い て 、 次 に D S O 2 1 か ら 需 要 計 画 が 通 知 さ れ た 際 に 、 過 放 電 あ る い は 過 充 電 を 起 こ さ な い 値 に 電 力 指 令 値 を 変 更 し て も 良 い 。

- [0147] 蓄電池のSoCが予め定められた範囲内の場合（ステップS1095でYES）、あるいは上記のステップS1096において電力指令値（Pref）の生成が終了した場合に、処理はステップS1097に進む。ステップS1097においてCEMS内制御回路318は実測した配電系統電圧の周波数の代表値（Fmeasure）が、垂下特性の上限および下限周波数で定まる周波数基準範囲に入っているか否かを確認する。ここで周波数基準範囲は、図23のステップS10573および図24で説明したものと同等である。
- [0148] 実測した配電系統電圧の周波数の代表値（Fmeasure）が周波数基準範囲に入っていない場合（ステップS1097でNO）、CEMS内制御回路318は、次のステップS10910で周波数指令値（Fref）を算出する。図28のステップS10910は、図23のステップS10574と同じであり、より詳細には図25のフローチャートと同じであるので説明を繰り返さない。
- [0149] 運転計画の修正フラグがセットされていない場合（ステップS1091でNO）、または上記のステップS10910で周波数指令値（Fref）の算出が完了した場合、または実測した配電系統電圧の周波数の代表値（Fmeasure）が周波数基準範囲内の場合（ステップS1097でYES）、処理はステップS1098に進む。ステップS1098においてCEMS内制御回路318は修正が必要な全ての蓄電池用電力変換装置41の制御パラメータ（Pref、Fref）を生成したか否かを確認する。CEMS内制御回路318は、全ての制御パラメータの生成が完了している場合は（ステップS1098でYES）運転計画の修正フローを終了する。一方、修正が必要な全ての蓄電池用電力変換装置41の制御パラメータの生成が完了していない場合（ステップS1098でNO）、CEMS内制御回路318は、ステップS1099で次の蓄電池用電力変換装置41に処理対象を変更した後、最初のステップS1091に戻って上述した処理を再び実行する。

[0150] 図21に戻って、上述したステップS109の運転計画の修正が完了した場合、あるいは上述したステップS105の運転計画の作成が完了した場合に、次のステップS110においてCEMS内制御回路318は作成した運転計画（電力指令値（Pref）および周波数指令値（Fref））を各蓄電池用電力変換装置41に通知する。そして、その次のステップS111でCEMS内制御回路318は、CEMS31の動作を終了するか否かを判断する。CEMS31の動作を終了する場合（ステップS111でYES）には、CEMS31は停止する。一方、CEMS31の動作を終了しない場合（ステップS111でNO）には処理は最初のステップS101に戻り、上述した処理が再び実行される。

[0151] 以上説明したように、本実施の形態1では、蓄電池用電力変換装置41向けに運転計画（すなわち、電力指令値（Pref）および周波数指令値（Fref））を作成する際、蓄電池用電力変換装置41内の静止型インバータの垂下特性、作成した電力指令値、および実測した交流系統電圧の周波数（Fmeasure）に基づき周波数指令値（Fref）を生成するよう構成される。この結果、負荷の消費電力の変動（急変）および／または日射急変により、再生可能エネルギーなどの創エネ機器から配電系統に供給される発電電力などが変動（急変）し交流系統電圧の周波数が変化した場合でも、仮想発電機制御特性（垂下特性）等を実装した静止型インバータが管理する周波数範囲を逸脱せず、分散電源を停止することなく運転継続できるという効果がある。

[0152] [蓄電池用電力変換装置の詳細な動作]

次に、図5～図13、図29、図30を参照して蓄電池用電力変換装置41の動作の詳細について説明する。本実施の形態1では、蓄電池用電力変換装置41には仮想同期発電機制御を実装しているため第1のDC／AC変換回路408は電圧源（すなわち、電圧制御）として動作する。よって、第1の制御回路404は、直流母線405の電圧が一定値になるよう制御する。以下、図6を参照して第1の制御回路404の動作を説明する。直流母線4

05の電圧は電圧計406で計測され、充電制御回路4041、および放電制御回路4042、および第3の制御回路4044に入力される。

[0153] 充電制御回路4041は、直流母線405の電圧が第3の制御回路4044より出力される目標電圧よりも大きい場合に、目標電圧になるよう蓄電池40への充電電力を制御する。一方、直流母線405の電圧が第3の制御回路4044より出力される目標電圧よりも小さい場合は、放電制御回路4042が蓄電池40の放電電力を増加させるように放電電力を制御する。なお、充電制御回路4041の出力と放電制御回路4042の出力との切換えは第1の切換え回路4043で実施される。第1の切換え回路4043への切換え制御信号は、第3の制御回路4044が電圧計406で計測した直流母線405の電圧値に基づき出力する。

[0154] 次に、図7～図13、図29、および図30を参照して第2の制御回路409の動作を説明する。図29は、第2の制御回路409の動作を主に示すフローチャートである。図29において蓄電池用電力変換装置41の動作が開始すると、ステップS201で第2の制御回路409は、予め定められた初期値に各種制御パラメータを初期化する。

[0155] 各種制御パラメータの初期化が完了すると第4の制御回路4097は、次のステップS202で電圧計401、406、410の計測電圧、電流計402、407、411の計測電流、および蓄電池40のステータス情報（たとえば、SOCなど）を収集する。なお、電圧計410での計測結果は交流電圧であるため第4の制御回路4097は、その実効電圧を算出し計測電圧とする。同様に、電流計411での計測結果は交流電流であるため第4の制御回路4097は、その実効電流を算出し計測電流とする。さらに、本実施の形態1では、収集データをもとに、図6の第3の制御回路4044内の図示しない充放電電力計算回路で蓄電池40の充放電電力および充放電電力量が算出される。

[0156] 図29のステップS203において、電圧計410で計測された配電系統24の交流電圧波形は、図7および図8に示される交流周波数検出回路4

091に輸入され交流電圧のゼロクロス点が検出される。具体的に、図8の交流周波数検出回路4091のブロック図を参照して、電圧計410の計測結果は、位相検出回路40910に輸入されゼロクロス点が検出される。なお、本実施の形態1では、位相検出回路40910は、電圧計410で計測した交流電圧波形が負から正に切り替わる点および時刻をゼロクロス点情報として検出する。位相検出回路40910で検出されたゼロクロス点情報は周波数検出回路40911にも輸入される。周波数検出回路40911は位相検出回路40910で前回検出されたゼロクロス点の時刻情報と今回検出されたゼロクロス点の時刻情報とから交流電圧の周期を算出し、算出結果をもとに交流系統周波数を算出する。第1の正弦波生成回路40912は位相検出回路40910で検出されたゼロクロス点情報、および周波数検出回路40911で検出された交流電圧の周波数情報を正弦波情報として出力する。なお、ゼロクロス点検出情報および周波数検出情報は、インバータ電流制御回路4094、インバータ電圧制御回路4095、仮想同期発電機制御回路4093、および第4の制御回路4097に出力される。

[0157] 図29に戻って、第4の制御回路4097は、ステップS203でゼロクロス点を検出した場合は次のステップS204でゼロクロス点の検出フラグをセットする。ステップS204で検出フラグのセットが完了した場合、またはゼロクロス点が検出されなかった場合（ステップS203でNO）、次のステップS205で、第3の制御回路4044は、第1のDC/DC変換回路403を制御する。本実施の形態1では、上述したように、第3の制御回路4044は、直流母線405の電圧が予め定められた値になるよう蓄電池40の充放電を制御する。上記ステップS205が終了すると次のステップS206で、第4の制御回路4097は第1のDC/AC変換回路408を制御する。

[0158] 図30は、第1のDC/AC変換回路408の制御手順を示すフローチャートである。図7および図30を参照して、第1のDC/AC変換回路408の制御が開始されると、図30のステップS2061で実効電力算出回路

4092は電圧計410および電流計411からの計測情報をもとに電力値を算出する。次のステップS2062で実効電力算出回路4092は、計測した電力値を積分器で積分する。そして、ゼロクロス点の検出フラグがセットされていた場合（ステップS2063でYES）、実効電力算出回路4092は、交流電圧1周期分の実効電力値を算出する。実効電力算出回路4092は、第4の制御回路4097内の図示しない記憶回路に算出した実効電力値を記憶する（ステップS2064）とともに、積分器をゼロに初期化する（ステップS2065）。上記のステップS2065での積分器の初期化の終了後、またはゼロクロス点の検出フラグがセットされていなかった場合（ステップS2063でNO）、次のS2066でインバータ電圧制御回路4095は、第1のDC/AC変換回路408の指令値を生成する。

[0159] 以下、図7、図10、および図30を参照して第1のDC/AC変換回路408の制御について説明する。上述したように蓄電池用電力変換装置41は仮想同期発電機制御を実装しているため第1のDC/AC変換回路408は電圧源として制御（すなわち、電圧制御）される。よって、配電系統24へ供給される電力が不足する場合は出力する電力を増加させ、供給電力が多い場合は出力する電力を減少させる。

[0160] 以下、図10を参照してインバータ電圧制御回路4095の動作を説明する。インバータ電圧制御回路4095は、仮想同期発電機制御回路4093から出力される周波数および位相情報、ならびに第4の制御回路4097から出力される交流系統電圧の振幅情報（本実施の形態1では、第1の正弦波生成回路40912経由で入力される）を元に、第1のDC/AC変換回路408を制御する制御指令値を出力する。交流周波数検出回路4091からの正弦波情報（すなわち、周波数、位相、振幅情報）、および仮想同期発電機制御回路4093で算出された周波数および位相情報は第2の正弦波生成回路40951に入力される。

[0161] 第2の正弦波生成回路40951は、入力されたこれらの情報、すなわち仮想同期発電機制御回路4093で算出された周波数および位相情報ならび

に第4の制御回路407から出力された振幅情報を元に、第1のDC/AC変換回路408から出力する交流系統電圧の目標値を生成する。減算器40952は、第2の正弦波生成回路40951から出力された交流電圧目標値から電圧計410で計測された電圧を減算し、減算結果を第3のPI制御回路40953に入力する。第3のPI制御回路40953は、入力された減算結果がゼロになるようにPI制御で電圧指令を生成し、生成した電圧指令を第1の電流制限回路40955に出力する。

[0162] 第1の電流制限回路40955は、第3のPI制御回路40953から出力される指令値に対して、第4の制御回路4097経由で入力される電流計411での計測結果をもとに制限を加える。具体的には、本実施の形態1では、第1のDC/AC変換回路408の電流容量を超える電流が流れる場合に電流制限を施し、第1のDC/AC変換回路408を流れる電流を予め定められた電流値（すなわち、第1のDC/AC変換回路408の電流容量）になるように制御する。第1の電流制限回路40955は、第1のDC/AC変換回路408を流れる電流を監視し、電流が第1のDC/AC変換回路408の電流容量を超えないよう電流値を制御（具体的には、制限）する。第1の電流制限回路40955の出力は、第2のPWM変換回路40954に入力される。なお、第3のPI制御回路40953および第1の電流制限回路40955の制御パラメータ（すなわち、制御ゲインおよび積分時間）は第4の制御回路4097から出力される。

[0163] 第2のPWM変換回路40954は、第1の電流制限回路40955から出力される電圧指令値に対してPWM変調を実施し、PWM変調された電圧指令値を第2の切換え回路4096に出力する。図7の第2の切換え回路4096は第4の制御回路から出力される制御信号（すなわち、切換え信号）に基づき、インバータ電流制御回路4094の制御指令値とインバータ電圧制御回路4095の制御指令値とのうち一方を選択し、選択した制御指令値を第1のDC/AC変換回路408に出力する。

[0164] なお、本実施の形態1では使用しないが、インバータ電流制御回路4094の動作についても図9を参照して説明する。インバータ電流制御回路4094は、電圧計406より出力される直流母線205の直流電圧を元に第1のDC/AC変換回路408を制御する制御指令値を生成する。具体的に、減算器40941は、電圧計406より出力される直流母線405の直流電圧を、第4の制御回路4097より出力される直流母線電圧の目標値から減算し、減算結果を第1のPI制御回路40942に入力する。第1のPI制御回路40942は、減算結果がゼロになるようにPI制御で指令値を生成し、生成した指令値を乗算器40943に出力する。第1のPI制御回路40942の制御パラメータ（比例ゲインおよび積分時間）は、第4の制御回路4097より出力される。

[0165] 次に乗算器40943は、第1のPI制御回路40942から出力された指令値に、交流周波数検出回路4091内の第1の正弦波生成回路40912から出力される交流の電圧波形に同期した正弦波を乗算する。これにより、電流指令値が生成される。減算器40944は、乗算器40943から出力される電流指令値から、電流計411で計測した交流系統の電流値を減算し、減算結果を第2のPI制御回路40945に入力する。第2のPI制御回路40945は、減算器40944より入力される減算結果がゼロになるように制御指令値を生成し、生成した制御指令値を第1のPWM変換回路40946に出力する。第2のPI制御回路の制御パラメータ（比例ゲインおよび積分時間）は、第4の制御回路4097から入力される。第1のPWM変換回路40946は第2のPI制御回路40945から入力された制御指令値に対してPWM変調を施し、PWM変調された制御指令値を第1のDC/AC変換回路408へ出力する。

[0166] 図29に戻って、ステップS206の第1のDC/AC変換回路408の制御（より詳細には、図30のステップS2066の第1のDC/AC変換回路408の指令値の生成）が終了すると、第4の制御回路4097は次のステップS207で、CEMS31から計測情報の送信要求を受信したか

否かを確認する。CEMS 31 から計測情報の送信要求を受信した場合には（ステップS 207でYES）、次のステップS 208で第4の制御回路4097は図示していないメモリに記憶した各種計測結果を通信インターフェース回路412を介してCEMS 31に通知する。

[0167] CEMS 31 から計測情報の送信要求を受信していない場合（ステップS 207でNO）または上記のステップS 208で各種計測結果の通知を完了した場合に、第4の制御回路4097は次のステップS 209でCEMS 31から制御情報を受信したか否かを確認する。第4の制御回路4097は、CEMS 31から制御情報を受信した場合には（ステップS 209でYES）、次のステップS 210で受信フラグをセットする。CEMS 31から制御情報を受信していない場合（ステップS 209でNO）または上記のステップS 210で受信フラグのセットが完了した場合に、第4の制御回路4097は次のステップS 211でゼロクロス点の検出フラグがセットされているか否かを確認する。ゼロクロス点の検出フラグがセットされていない場合には（ステップS 211でNO）、第4の制御回路4097は処理をステップS 202に戻し、ステップS 202以降の処理を再び実施する。

[0168] 一方、ゼロクロス点の検出フラグがセットされている場合には（ステップS 211でYES）、第4の制御回路4097は次のステップS 212で、交流周波数検出回路4091から出力される交流系統電圧の周波数の代表値および位相の検出結果を取り込む。ステップS 212での交流周波数および位相の検出結果の取得が完了すると、第4の制御回路4097は次のステップS 213で仮想同期発電機の制御を行う。本実施の形態1では、交流系統電圧の1周期を制御周期とする。なお、制御周期については、交流系統電圧の周期の整数倍、あるいは1秒周期等の予め定められた周期でも良い事は言うまでもない。

[0169] 以下、図7に示す第2の制御回路409のブロック構成図、図11に示す仮想同期発電機制御回路4093のブロック構成図、図12に示すガバナ—制御回路40933のブロック構成図、および図13に示す質点系演算回

路40937のブロック構成図を参照して、図29のステップS213の仮想同期発電機の制御について説明する。まず、図7の第4の制御回路4097は、制御周期が経過して仮想同期発電機の制御を実行するタイミングに至ったと判断すると、仮想同期発電機制御回路4093に対して電圧制御で使用する周波数および位相情報を生成するよう指示を出す。本実施の形態1では、ゼロクロス点ごとにインバータ電圧制御回路4095内の第2の正弦波生成回路40951は、交流電圧の周波数および位相の目標値を更新する。よって、本実施の形態1では、上記制御周期は、交流周波数検出回路4091で検出されたゼロクロス点の周期となる。

[0170] 図11を参照して、減算器40932は、周波数検出回路40911から出力される実測した交流系統電圧の周波数の代表値から、第4の制御回路4097から出力される基準交流電圧の周波数（ F_{ref} ）：例えば60Hz）を減算し、減算結果をガバナー制御回路40933に入力する。

規則 91,
13.03.2025

[0171] 図12を参照して、ガバナー制御回路40933の乗算器409331は、図11の減算器40932の出力と第4の制御回路4097から通知される制御パラメータ（ $-1/K_g d$ ）とを乗算し、乗算結果を一次遅れ系モデル409332に入力する。なお、ガバナー制御回路40933で使用する速度調整率 $K_g d$ およびガバナー時定数 T_g は、CEMS31から通知されたものが第4の制御回路4097経由で図示していないレジスタにセットされて、使用される。

[0172] 一次遅れ系モデル409332は、上述したように第4の制御回路4097から通知された時定数 T_g を用いて、一次遅れ系（ $1/(1+s \times T_g)$ ）を模擬する演算を行い、演算結果をリミッタ回路409333に入力する。リミッタ回路409333は、一次遅れ系モデル409332から入力されたデータに制限を加える。具体的にリミッタ回路409333は、第1のDC/AC変換回路408の電力容量を越えないように、ガバナー制御回路40933の出力に制限を加える。

[0173] 図11に戻って、加算器40935は、ガバナー制御回路40933の出力と、第4の制御回路4097より出力される電力指令値(Pref)とを加算し、加算結果を減算器40936に出力する。なお、電力指令値は上述したようにCEMS31から通知されたものが第4の制御回路4097から出力される。減算器40936は、加算器40935の出力から、実効電力算出回路4092より出力される実測した実効電力を減算し、減算結果を質点系演算回路40937に入力する。

[0174] 以下、図13を参照して、質点系演算回路40937の動作について説明する。質点系演算回路40937の減算器409371は、図11の減算器40936の出力から、乗算器409373の出力を減算し、減算結果を積分器409372に入力する。積分器409372は、減算器409371から出力される減算結果を第4の制御回路4097から出力される慣性定数Mで除算し、その除算結果を積分する。積分器409372の積分結果は、交流系統周波数の角速度($2 \times \pi \times 60 \text{ Hz}$)からの差分値 $\Delta \omega$ を表す。積分器409372は、積分結果を乗算器409373および除算器409374に入力する。乗算器409373は、積分器409372の出力 $\Delta \omega$ と第4の制御回路4097より出力される制動係数Dgとを乗算し、乗算結果を前述の減算器409371に出力する。また、除算器409374は、積分器409372の出力 $\Delta \omega$ を $2 \times \pi$ で除算することにより、 $\Delta \omega$ を交流系統周波数(60 Hz)からの差分値 Δf に変換する。加算器409375は、除算器409374の出力 Δf を交流系統電圧の周波数指令値であるPrefと加算する。これにより、インバータ電圧制御回路4095で電圧制御を行う際の周波数が生成される。なお、質点系演算回路40937内で使用する慣性定数Mおよび制動係数Dgは、上述のようにCEMS31で生成されて通知されたものが第4の制御回路4097を経由して、図示していないレジスタにセットされたものが使用される。

規則 91,
13.03.2025

[0175] また、加算器409375から出力される周波数情報は位相計算回路409376に入力される。以下、位相計算回路409376の動作を説明す

る。実施の形態1では、加算器409375より出力される周波数情報は、位相計算回路409376で積分されインバータ電圧制御回路4095で電圧制御を行う際の配電系統電圧の周波数の位相情報として出力される。質点系演算回路40937より出力される位相情報および周波数情報は、図8の交流周波数検出回路4091内の第1の正弦波生成回路40912を經由して、図10のインバータ電圧制御回路4095内の第2の正弦波生成回路40951に入力される。第2の正弦波生成回路40951は、入力された正弦波情報に基づいて、蓄電池用電力変換装置41より出力する交流系統電圧の目標値を生成する。

[0176] 図29に戻って、ステップS213で仮想同期発電機の制御処理が完了すると、第4の制御回路4097は、次のステップS214でゼロクロス点の検出フラグをリセットし、その次のステップS215で受信フラグがセットされているか否かを確認する。受信フラグがセットされていない場合（ステップS125でNO）、第4の制御回路4097は処理をステップS202に戻し、ステップS202以降の処理を再び実行する。一方、受信フラグがセットされている場合（ステップS215でYES）、第4の制御回路4097は次のステップS216で、CEMS31から通知された周波数指令値（*Fref*）および電力指令値（*Pref*）を第4の制御回路4097内の図示していないレジスタにセットしてから、次のステップS217で受信フラグをリセットする。その後、第4の制御回路4097は、処理をステップS202に戻し、以降の処理を再び実行する。

[0177] [実施の形態1の効果]

本実施の形態1の分散電源管理装置および分散電源管理システムは以上のように、蓄電池用電力変換装置41向けに運転計画（すなわち、電力指令値（*Pref*）および周波数指令値（*Fref*））を作成する際、蓄電池用電力変換装置41内の静止型インバータの垂下特性、作成した電力指令値、および実測した交流系統電圧の周波数（*Fmeasure*）に基づいて、周波数指令値（*Fref*）を生成するよう構成される。したがって、負荷の消費

電力の変動（急変）したり、日射急変により系統に供給する再生可能エネルギーなどの創エネ機器からの発電電力などが変動（急変）したりすることにより、交流系統電圧の周波数が変化した場合でも、仮想発電機制御特性（垂下特性）等を実装した静止型インバータが管理する周波数範囲を交流系統電圧の周波数は逸脱しない。この結果、分散電源を停止することなく静止型インバータを運転継続できるという効果がある。

[0178] 本実施の形態1では、仮想同期発電機制御を代表とする垂下特性（ドループ特性）を実装した静止型インバータを有する電力変換装置が交流系統に接続されている場合について説明したが、本開示はこの場合に限定されない。交流系統電圧の周波数の実測結果（*F m a e s u r e*）、電力指令値（*P r e f*）、および静止型インバータの垂下特性（すなわち、ドループ特性）に基づき周波数指令値（*F r e f*）を生成するように構成したので、基幹系統の周波数が定格周波数（例えば60Hz）から外れた場合であっても、垂下特性（すなわち、ドループ特性）を実装した静止型インバータを有する電力変換装置をその周波数管理範囲を逸脱することなく制御できる効果がある。

[0179] 実施の形態1では、垂下特性を有する電力変換装置が連系系統に接続されている場合（すなわち、基幹系統から電力が供給されている場合）について説明したが、本開示はこの場合に限定されない。自立系統においても、静止型インバータの垂下特性、作成した電力指令値、および実測した交流系統電圧の実測周波数（*F m e a s u r e*）に基づいて周波数指令値（*F r e f*）を生成するよう構成すれば、連系時と同様に自立系統の周波数が定格周波数（例えば60Hz）から外れた場合であっても、垂下特性（ドループ特性）を実装した静止型インバータを有する電力変換装置の周波数管理範囲を逸脱することなく制御できるという効果がある。

[0180] 本実施の形態1では、図18、図24、図26に示すように蓄電池用電力変換装置41が放電動作で、負荷消費電力などが増加し配電系統電圧の周波数が低下した場合について説明したが、本開示はこの場合に限定されない。例えば、放電動作時に負荷消費電力が減少し配電系統電圧の周波数が上昇

した場合、あるいは充電動作時に負荷変動が発生し配電系統電圧の周波数が上昇、あるいは減少した際も、配電系統電圧の周波数の実測結果（F m e a s u r e）を元に周波数指令値（F r e f）を制御すれば同様の効果を奏する。

[0181] 実施の形態 2.

実施の形態 1 では、交流系統電圧の周波数の実測結果（F m e a s u r e）に基づき、周波数指令値（F r e f）を制御する場合について説明したが、実施の形態 2 では、交流系統電圧の周波数の実測結果（F m e a s u r e）に基づき、電力指令値（P r e f）を制御（修正）する場合について説明する。以下、実施の形態 1 と異なる部分の動作を中心に本実施の形態 2 について説明する。

[0182] [実施の形態 2 の C E M S の構成]

図 3 1 は、本実施の形態 2 における C E M S 3 1 のブロック構成図である。図 3 1 に示すように、実施の形態 2 の C E M S 3 1 は、通信回路 3 1 1、記憶回路 3 1 2、交流周波数収集回路 3 1 3、運転計画作成回路 3 1 4、電力指令値補正回路 3 2 0、分散電源垂下特性管理回路 3 1 6、送信データ生成回路 3 1 7、および第 2 の C E M S 内制御回路 3 2 1 を備える。すなわち、実施の形態 2 の C E M S 3 1 は、周波数指令値生成回路 3 1 5 に代えて電力指令値補正回路 3 2 0 が設けられ、C E M S 内制御回路 3 1 8 に代えて第 2 の C E M S 内制御回路 3 2 1 が設けられる点で、図 2 に示す実施の形態 1 の C E M S 3 1 と異なる。以下では、実施の形態 1 と異なる上記の構成について主として説明する。

[0183] [分散電源管理装置の動作概要]

図 3 2 A および図 3 2 B は、本実施の形態 2 の C E M S 3 1 における電力指令値の生成方法について説明するための図である。図 3 2 A は電力指令値（P r e f）の修正前の垂下特性を示し、図 3 2 B は電力指令値（P r e f）の修正後の垂下特性を示す。以下、図 3 2 A および図 3 2 B を参照して、本実施の形態 2 の C E M S 3 1 の動作原理について説明する。

[0184] 本実施の形態2では、CEMS31は、各蓄電池用電力変換装置41の電力指令値(Pref)を2段階に分けて生成する。具体的には、CEMS31が電力指令値(Pref)の生成を開始すると図31に示す運転計画作成回路314は実施の形態1の場合と同様に、メガソーラー26の発電電力予想結果、需要家消費電力予測結果に基づき需要計画を作成する。そして、CEMS31は、作成した需要計画に基づき各蓄電池用電力変換装置41の修正前の電力指令値(Pref)、すなわち運転計画電力指令値情報を作成する。

[0185] CEMS31は、修正前の電力指令値(Pref)の作成が完了すると周波数指令値Frefが基幹系統の定格周波数(例えば60Hz)に等しいとして垂下特性を作成する(図32Aを参照)。そして、交流周波数収集回路313で収取した交流系統電圧の周波数の実測結果(Fmeasure)と比較し、例えば、Fminを下回っていた場合は、実施の形態1の場合と同様に、現在の垂下特性では上述したように、負荷変動や発電電力の急変が発生した場合に蓄電池用電力変換装置41が停止してしまう可能性がある。本実施の形態2のCEMS31は、そのような場合、詳細は後述するが、例えば、図32Bに示すように交流系統電圧の周波数の実測値(Fmeasure)において上述した修正前の電力指令値(Pref)の電力が出力されるように、蓄電池用電力変換装置41に出力する電力指令値(Pref')を生成する。図32Bの例では、電力指令値の修正前の垂下特性(図中の実線)が左側に平行移動された垂下特性(図中の一点鎖線)に変更される。同様の垂下特性の変更を、実施の形態1の場合には、実測系統周波数(Fmeasure)を周波数指令値(Fref)として蓄電池用電力変換装置41に出力することで実施していた。実施の形態2では電力指令値(Pref)を修正することで垂下特性の変更を実施する。具体的には、図32Bに示す例では、運転計画作成回路314で作成した電力指令値(Pref)を小さくすることで垂下特性を左側に平行移動させている。この結果、図32Bに示すように、配電系統電圧の周波数の実測値(Fmeasure)が元々の

蓄電池用電力変換装置41の垂下特性がカバーする周波数範囲から外れている場合であっても、CEMS31は修正した電力指令値(Pref')を各蓄電池用電力変換装置41に送付することで、図32Bに示すように垂下特性が左側に移動するため、蓄電池用電力変換装置41は動作を継続できる。

[0186] 次に上記の電力指令値の作成方法の効果について図33Aおよび図33Bを参照して説明する。図33Aは、比較例の垂下特性を用いた場合のインバータの周波数範囲を示す図である。図33Aにおいて、横軸は時間、縦軸は交流系統電圧の周波数を示す。同図では、時間の経過とともに負荷が軽くなり交流系統電圧の周波数はランプ状に上昇していく場合を示している。図に示すように、周波数指令値(Fref)が定格周波数(60Hz)で一定であり、かつ電力指令値(Pref)が運転計画作成回路314で生成された一定値を使用した場合、太い破線の内側が蓄電池用電力変換装置41(インバータ)の周波数範囲(周波数管理範囲とも称する)となる。図に示すように、系統電圧の周波数が徐々に増加していくと、系統電圧の周波数は蓄電池用電力変換装置41(インバータ)が制御可能なインバータの周波数範囲を逸脱し(図中のNG領域)、仮想同期発電機制御(VSG制御)が破綻をきたし蓄電池用電力変換装置41が停止する。

[0187] 一方、図33Bは、本実施の形態2の垂下特性を用いた場合の電力指令値およびインバータの周波数を示す図である。図に示すように、交流系統電圧の周波数の実測結果に基づき電力指令値(Pref)に修正を加えた後の電力指令値(Pref')が蓄電池用電力変換装置41へ出力される。具体的に、本実施の形態2では実施の形態1の場合と同様に1分周期で交流系統電圧の周波数が計測される。そして、交流系統電圧の周波数の計測結果に基づき電力指令値(Pref')が制御される。図33Bにおいて、横軸は時間を示し、縦軸は蓄電池用電力変換装置41に通知される電力指令値(Pref')および配電系統電圧の周波数を示す。図に示すように、電力指令値(Pref')が交流系統電圧の周波数に基づき適切に制御されるため、系統電圧の周波数が徐々に増加した場合でも、仮想同期発電機制御(垂下特

性)に基づく蓄電池用電力変換装置41(インバータ)が制御可能な周波数範囲(周波数管理範囲とも称する)を適切に制御できる。この結果、配電系統電圧の周波数が蓄電池用電力変換装置41(インバータ)の周波数管理範囲を逸脱することなく連系運転を継続できる。

[0188] 以上、説明したように、仮想同期発電機制御を代表とする垂下特性(ドループ特性)を実装した静止型インバータを有する電力変換装置が交流系統に接続されている場合、交流系統電圧の周波数の実測結果、運転計画作成回路314で作成した電力指令値(Pref)、および垂下特性(ドループ特性)に基づいて、電力指令値(Pref)を生成するように分散電源管理装置が構成される。これにより、基幹系統の周波数が定格周波数(例えば60Hz)から外れた場合であっても、垂下特性(ドループ特性)を実装した静止型インバータを有する電力変換装置の周波数管理範囲を逸脱することなく電力変換装置を制御できるという効果がある。

[0189] [分散電源管理装置(CEMS)の動作の詳細]

次に、図31～図38を参照して本実施の形態2の分散電源管理装置(CEMS31)の動作を詳細に説明する。以下の説明では、実施の形態1と異なる部分のみの動作について説明する。CEMS31が接続される配電系統は実施の形態1の場合と同一であるため説明を繰り返さない。また、CEMS31が管理する蓄電池用電力変換装置41の構成および動作も実施の形態1の場合と同様であるため説明を繰り返さない。なお、実施の形態2では、CEMS31から修正された電力指令値(Pref')および周波数指令値(具体的には、配電系統電圧の周波数の基準値(すなわち、定格周波数)であり、例えば60Hz)が蓄電池用電力変換装置41に通知される。

[0190] 実施の形態1の場合と同様に、変電所20から供給される電力、メガソーラー26の発電電力(ここで、メガソーラー用電力変換装置27は電流源で動作)、および蓄電池40a～40cから出力される放電電力が配電系統1の負荷に供給される。ここで、CEMS31を中心とした分散電源管理システムの通常動作時のシーケンスは、実施の形態1の場合と同様に図20に示

す30分周期の処理と1分周期の処理とで構成される。分散電源管理装置の処理内容も基本的には同様であり、電力指令値および周波数指令値の生成方法のみ異なる。

[0191] 以下、図31のCEMS31のブロック構成図ならびに図21および図34～図39を参照してCEMS31の詳細動作を説明する。CEMS31での処理が開始されると第2のCEMS内制御回路321は、基本的には図21に示すフローに従って処理を実行する。なお、図21に示すフローチャートは基本的には実施の形態1と同様であるので、実施の形態1と共通するステップについては簡単な説明にとどめ、詳細な説明を繰り返さない。

[0192] 図21において、処理が開始されるとCEMS31は、ステップS101でDSO21から計測データの送信要求があったか否かを確認する。CEMS31は、送信要求を受信した場合には（ステップS101でYES）、次のステップS102で蓄電池用電力変換装置41、電圧計22、および各需要家（メガソーラ用電力変換装置27を含む）から最新の計測情報を収集する。そして、CEMS31は1分周期で収集した30回分の計測データを用いて、30分間の各需要家の消費電力量、メガソーラー26の発電電力量、蓄電池40の充放電電力量を算出する。CEMS31は、算出した各種電力量を蓄電池40のSOCなどの情報とあわせて通信回路311を介してDSO21に送信する（S103）。上記のステップS103でのデータ送信が完了した場合、あるいはDSO21から計測データの送信要求がなかった場合（S101でNO）、CEMS31は次のステップS104で、DSO21からの需要計画通知を受信したか否かを確認する。CEMS31は、需要計画の通知を受信していた場合は（ステップS104でYES）、次のステップS105で運転計画の作成を行う。なお、本実施の形態2では、実施の形態1の場合と同様に、DSO21からは、基幹系統から配電系統24に供給される電力の需給計画が30分周期で24時間分CEMS31に通知される。

[0193] 図34は、本実施の形態2において図21のステップS105の運転計画作成処理の詳細動作を示すフローチャートである。図34において、運転計画の作成が開始されると、CEMS31はまずステップS1051でメガソーラー26の発電量予測を実施する。具体的には図31および図3を再び参照して、第2のCEMS内制御回路321は、DSO21からの需要計画（具体的には、蓄電池運転計画）の通知を受信すると、運転計画作成回路314内の管理回路3146に運転計画を作成するよう指示を出す。管理回路3146は当該指示を受け取ると、蓄電池運転計画生成回路3141を経由して発電量予測回路3142に対して、メガソーラー26の発電電力を予測するよう指示を出す。発電量予測回路3142は当該指示を受け取ると、図示していないインターネット上に配置された天気予報サーバーから24時間分の天気予報を入手する。発電量予測回路3142は、天気予報の入手結果、および発電電力予測回路3142が管理する図示していない発電量予測用のデータベースのデータを用いて24時間分の発電量を予測する。なお、データベースの一例は図22のフローチャートに関連して説明したので、ここでは説明を繰り返さない。

[0194] 上述した図34のステップS1051での発電量予測が終了すると、CEMS31は、次のステップS1052で需要家の消費電力を予測する。具体的には図3を再び参照して、運転計画作成回路314内の管理回路3146は発電量予測回路3142からメガソーラー26の発電量予測結果を受け取ると、消費電力予測回路3143に需要家の消費電力を予測するよう蓄電池運転計画生成回路3141を経由して指示を出す。消費電力予測回路3143は当該指示を受け取ると、消費電力予測回路3143が管理する図示していない消費電力予測用のデータベースのデータを用いて24時間分の需要家の消費電力を予測する。なお、データベースの一例は図22のフローチャートに関連して説明したので、ここでは説明を繰り返さない。

[0195] 図34のステップS1052での需要家の消費電力予測が終了すると、CEMS31は、図34のステップS1053で需要計画の作成を開始する。

具体的には図3を再び参照して、運転計画作成回路314内の蓄電池運転計画生成回路3141は、消費電力予測回路3143から需要家の消費電力の予測結果を受け取ると、発電量予測回路3142のメガソーラー26の発電量予測結果、消費電力予測回路3143の需要家の消費電力の予測結果、およびDSO21から通知された需要計画を元に蓄電池40a~40cの30分毎の充放電電力の合計値を算出する。なお、上述したように本実施の形態2の場合には、DSO21から通知された需要計画は、変電所20よりも負荷側の配電系統1に対して計画している24時間分の電力供給計画（すなわち、30分毎の電力供給計画）である。

[0196] 図34のステップS1053での需要計画の作成が終了すると、CEMS31は、次のステップS1054で蓄電池40a~40cの充放電電力を策定する。具体的には、図31および図3を再び参照して、運転計画作成回路314は、通信回路311を介して記憶回路312に収集された蓄電池40a~40cのSOC情報、および蓄電池40a~40cの蓄電池容量から、30分毎のそれぞれの蓄電池からの充放電電力を決定（案分）する。実施の形態2では、実施の形態1の場合と同様に、24時間分の蓄電池の運転計画の際に、蓄電池40a~40cのSOCがほぼ同時にゼロ、あるいは24時間後に充放電可能な状態であるように運転計画を作成する。

[0197] 図34のステップS1054での蓄電池40a~40cの充放電電力を策定が終了すると、次のステップS1055でCEMS31内の交流周波数収集回路313は、配電系統電圧の周波数を取得する。上述したように本実施の形態2では、実施の形態1の場合と同様に、電圧計22a~22xが計測された交流系統電圧から各々の地点の周波数を計測し、交流周波数収集回路313が周波数の平均値を代表値（Fmeasure）として算出して出力する。

[0198] 図34のステップS1055での配電系統電圧の周波数の収集と代表値（Fmeasure）の算出とが完了すると、第2のCEMS内制御回路321は次のステップS1056で全ての蓄電池用電力変換装置41の制御パ

ラメータ（すなわち、電力指令値および周波数指令値（ P_{ref}' ））を生成したか否かを確認する。ステップS1056でNOの場合、第2のCEMS内制御回路321はその次のステップS1060で電力指令値（ P_{ref}' ）生成を実施する。以下、図35を参照して、ステップS1060の電力指令値（ P_{ref}' ）生成フローについて説明する。

[0199] 図35は、電力指令値（ P_{ref}' ）の生成手順を示すフローチャートである。図35において、電力指令値（ P_{ref}' ）の生成が開始されると、最初のステップS10571で図31に示す電力指令値補正回路320は、第2のCEMS内制御回路321に対して、今回電力指令値（ P_{ref}' ）を生成する（すなわち、電力指令値（ P_{ref} ）に対して修正をかける対象の）蓄電池用電力変換装置41の仮想同期発電機制御回路4093の制御パラメータ（すなわち垂下特性）を取得するよう指示を出す。

[0200] 第2のCEMS内制御回路321は、電力指令値補正回路320より当該指示を受け取ると分散電源垂下特性管理回路316より垂下特性を取得する。本実施の形態2では、第2のCEMS内制御回路321は、実施の形態1の場合と同様に制御パラメータとして仮想同期発電機制御の速度調整率（ K_{gd} ）、ガバナー時定数（ T_g ）、慣性定数（ M ）、制動係数（ D_g ）、および第1のDC/AC変換回路408の容量（インバータ容量）を取得する。なお、垂下特性情報は上記に限るものではなく、第1のDC/AC変換回路408より出力される ΔP （すなわち、電力指令値（ P_{ref} ）－有効電力実測値（ $P_{measure}$ ））と出力される ΔF （すなわち、周波数指令値（ F_{ref} ）－交流系統電圧の周波数の実測値（ $F_{measure}$ ））との関係を示すデータテーブル、または垂下特性の傾きなどのデータであってもよいことは言うまでもない。

[0201] 上記のステップS10571を終了すると電力指令値補正回路320は、次のステップS10572で第2のCEMS内制御回路321に対して垂下特性で定まる交流系統電圧の周波数の上限値および下限値を生成するよう指示を出す。本実施の形態2では、実施の形態1の場合と同様に垂下特性と

して仮想同期発電機制御を用いた場合について説明する。仮想同期発電機制御では、 ΔF は上述した式(5)を用いて求めることができる。詳細には、本実施の形態2では、速度調整率 K_{gd} と制動係数 D_g と ΔP の最小値および最大値とを式(5)に代入することによって周波数の上限値 F_{max} および周波数の下限値 F_{min} を算出できる。本実施の形態2では ΔP の最小値は、電力指令値(P_{ref})－最大放電電力によって計算される。一方、 ΔP の最大値は、第1のDC/AC変換回路408は充電を行わないものとして電力指令値(P_{ref})－0より計算される。

[0202] ステップS10572での垂下特性における交流系統電圧の周波数の上下限値の生成が終了すると、電力指令値補正回路320は次のステップS10573で、実測した交流系統電圧の周波数が垂下特性の上下限周波数で決まる周波数基準範囲(図36参照)に入っているかを確認する。以下、図36を参照してS10573の動作を説明する。

[0203] 図36は、本実施の形態2の分散電源管理システムにおいて、蓄電池用電力変換装置41の垂下特性の一例を示す図である。図において横軸は配電系統電圧の周波数を示し、縦軸は蓄電池用電力変換装置41より出力される放電電力を示す。なお、実施の形態2では、実施の形態1の場合と同様に、説明を簡単にするため蓄電池用電力変換装置41は充電を行わないものとする。図中の F_{max} および F_{min} は垂下特性の上下限周波数を示す。また、本実施の形態2では実施の形態1の場合と同様に、該上限周波数 F_{max} および下限周波数 F_{min} より周波数オフセット F_{offset} だけ内側に入った範囲を上下限周波数で決まる周波数基準範囲とする。なお、周波数オフセット F_{offset} は上限側と下限側とで異なる値をとっても良いし、運転計画作成回路314で生成された電力指令値(P_{ref})の値に応じて値を変えても良いことは言うまでもない。

[0204] 図36において、電力指令値補正回路320は、交流周波数収集回路313より出力される実測周波数の代表値($F_{measure}$)が上下限周波数で決まる周波数基準範囲を逸脱した場合(図中*1)、ステップS1057

3ではNOを選択し、実測周波数（ $F_{measure}$ ）が上下限周波数で決まる周波数基準範囲内の場合（図中＊2）、ステップS10573ではYESを選択する。

[0205] ステップS10573でYESの場合は、次のステップS10581で電力指令値補正回路320は、運転計画作成回路314から運転計画として通知された電力指令値（ P_{ref} ）を蓄電池用電力変換装置41に出力する電力指令値（ P_{ref}' ）として（ステップS10581）電力指令値（ P_{ref}' ）生成処理を終了する。一方、S10573でNOの場合は、次のステップS10580で電力指令値補正回路320は電力指令値（ P_{ref}' ）の算出する。以下、図37を参照してステップS10580の動作を説明する。

[0206] 図37は、図35のステップS10580における電力指令値（ P_{ref}' ）の生成手順を示すフローチャートである。図37の最初のステップS105750において、電力指令値補正回路320は実施の形態1の場合と同様に、 $F_{ref} = F_{measure}$ と仮定して垂下特性を生成し、生成した垂下特性に基づく交流系統電圧の周波数の上下限周波数を算出する。具体的には、図35のステップS10572と同様に上下限周波数を算出できる。すなわち、電力指令値補正回路320は、速度調整率 $K_g d$ 、制動係数 D_g 、 ΔP の最小値、および ΔP の最大値を式（5）に代入することにより、周波数の上限値 F_{max} および周波数の下限値 F_{min} を算出する（図38のBの部分参照）。

[0207] さらに、ステップS105750において電力指令値補正回路320は、生成した垂下特性に基づいて、現時点の周波数指令値 F_{ref} （たとえば、図38の60Hz）における電力の値を仮の電力指令値 P_{ref}'' に設定する。

[0208] ステップS105750が終了すると電力指令値補正回路320は、次のステップS105751で垂下特性の上下限周波数は交流系統電圧の周波数の上下限值以内か否かを確認する。本実施の形態2では実施の形態1の場合

と同様に、交流系統電圧の周波数の上下限値は $60.1\text{ Hz} \sim 59.9\text{ Hz}$ とする。さらに、電力指令値補正回路320は、仮の電力指令値 P_{ref}'' が蓄電池用電力変換装置41の電力容量の範囲内か否か、すなわち、仮の電力指令値 P_{ref}'' の絶対値は最大放電電力以下でありかつ最大充電電力以下であるか否かを確認する。

[0209] ステップS105751でYESの場合、電力指令値補正回路320は仮の電力指令値(P_{ref}'')を最終的に決定された電力指令値(P_{ref}')として処理を終了する。一方、ステップS105751でNOの場合、電力指令値補正回路320は次のステップS105752で仮の電力指令値(P_{ref}'')の修正を行うことにより電力指令値(P_{ref}')を最終決定する。以下、図38を参照してステップS105752の動作を説明する。

[0210] 図38は、電力指令値の修正手順を説明するための図である。図38のAの部分に示すように、周波数指令値(F_{ref})が 60 Hz の場合に、実測交流系統電圧の周波数の代表値($F_{measure}$)が 59.915 Hz であったとする。この場合、図38のBの部分に示すように、電力指令値補正回路320は、配電系統電圧の周波数を $F_{measure}$ とした際の蓄電池用電力変換装置41の出力電力が運転計画作成回路314で作成した電力指令値(P_{ref})となるように、周波数指令値($F_{ref}=60\text{ Hz}$)における仮の電力指令値(P_{ref}'')を算出する。しかしながら、この例では、図38のBの部分に示すように垂下特性の下限周波数(すなわち、最大放電電力における周波数)が交流系統電圧の周波数の下限値(59.9 Hz)を下回る。なお、図38の場合、仮の電力指令値(P_{ref}'')は蓄電池用電力変換装置41の電力容量の範囲内である。したがって、電力指令値補正回路320は、図38のCの部分に示すように垂下特性の下限周波数が交流系統電圧の周波数の下限値と一致するように、周波数指令値($F_{ref}=60\text{ Hz}$)における仮の電力指令値(P_{ref}'')を修正することにより、電力指令値(P_{ref}')を最終的に決定する。

- [0211] 一方、配電系統電圧の周波数を $F_{measure}$ とした際の蓄電池用電力変換装置 41 の出力電力が運転計画作成回路 314 で作成した電力指令値 (P_{ref}) となるように、周波数指令値 ($F_{ref} = 60\text{ Hz}$) における電力指令値 (P_{ref}') を算出した場合において、垂下特性の下限周波数 F_{min} および上限周波数 F_{max} が交流系統の定格周波数範囲内 ($59.9\text{ Hz} \sim 60.1\text{ Hz}$) であった場合には、電力指令値補正回路 320 は、仮の電力指令値 (P_{ref}'') を最終的な電力指令値 (P_{ref}') として蓄電池用電力変換装置 41 に出力する。
- [0212] なお、垂下特性の上限値周波数が交流系統電圧の周波数の上限値を超えていた場合も同様である。この場合、電力指令値補正回路 320 は、垂下特性の上限値周波数が交流系統電圧の周波数の上限値と一致するように、周波数指令値 ($F_{ref} = 60\text{ Hz}$) における電力指令値 (P_{ref}') を生成する。
- [0213] 周波数指令値 ($F_{ref} = 60\text{ Hz}$) における仮の電力指令値 (P_{ref}'') が蓄電池用電力変換装置 41 の電力容量の範囲外の場合には、電力容量の範囲内になるように電力指令値 (P_{ref}') を生成する。図 41A を参照してこの場合の具体例について後述する。図 37 のステップ S105752 が終了すると第 2 の CEMS 内制御回路 321 は、電力指令値 (P_{ref}') の算出 (図 35 の S10580) を終了する。
- [0214] 図 34 に戻って、ステップ S1060 が終了すると第 2 の CEMS 内制御回路 321 は、処理をステップ S1056 に戻し、それ以降はステップ S1056 が YES になるまで、すなわち全ての蓄電池用電力変換装置 41 の電力指令値 (P_{ref}') の算出が完了するまでステップ S1060 を繰り返す。
- [0215] 図 21 に戻って、第 2 の CEMS 内制御回路 321 は、ステップ S1055 での運転計画の生成を終了すると、次のステップ S110 で、生成した運転計画 (電力指令値 P_{ref}' および周波数指令値 $F_{ref} (60\text{ Hz})$) を各蓄電池用電力変換装置 41 に通知する。その次のステップ S111 で、

第2のCEMS内制御回路321はCEMS31を停止するか否かを判断する。ステップS111がYESの場合は、第2のCEMS内制御回路321はCEMS31は停止する。一方、S111がNOの場合は、第2のCEMS内制御回路321は、ステップS101に戻って上述したフローを繰り返す。

[0216] 次に、図21のステップS104がNOの場合について説明する。この場合、第2のCEMS内制御回路321は、ステップS106で1分周期処理の開始時刻か否かを確認する。第2のCEMS内制御回路321は、ステップS106でNOの場合は、処理をステップS101に戻して上述したフローを繰り返す。一方、第2のCEMS内制御回路321は、ステップS106でYESの場合は次のステップS107に処理を進める。

[0217] 第2のCEMS内制御回路321は、ステップS107で電圧計22の計測データ、蓄電池用電力変換装置41の計測データ、メガソーラー用電力変換装置27の計測データ、需要家の計測データ等を収集する。第2のCEMS内制御回路321は、ステップS107での計測データの収集を完了すると次のステップS108で運転計画の修正が必要か否かを判断する。本実施の形態2では実施の形態1の場合と同様に蓄電池用電力変換装置41から通知されるSOCが予め定めた範囲を外れていた場合、あるいは交流周波数収集回路313の出力(Fmeasure)が予め定めた範囲を逸脱していた場合などに修正があると判断する。なお、ステップS108で運転計画の修正の要否を判断する際の動作は、実施の形態1の図27に示すフローチャートと同じなので詳細な説明を繰り返さない。

[0218] 第2のCEMS内制御回路321は、ステップS108で運転計画の修正が必要ないと判断した場合（すなわち、すべての蓄電池用電力変換装置41の運転計画の修正フラグが“0”の場合）（ステップS108でNO）、第2のCEMS内制御回路321は処理を最初のステップS101に戻して上述した処理を繰り返す。一方、第2のCEMS内制御回路321は、ステップS108で運転計画の修正が必要と判断した場合（すなわち、運転計画の

修正フラグが1つでも“1”の場合）（ステップS108でYES）、次のステップS109で運転計画の修正を実施する。以下、図39を参照してステップS109の詳細について説明する。

[0219] 図39は、実施の形態2の分散電源管理装置において、運転計画の修正手順を示すフローチャートである。運転計画の修正フローが開始されると第2のCEMS内制御回路321はステップS1091で運転計画の修正フラグがセットされているか否かを確認する。上述したように、本実施の形態2では実施の形態1の場合と同様に、蓄電池用電力変換装置41毎に運転計画の修正フラグを設けられ、運転計画の修正が必要なものについて電力指令値（PrefまたはPref'）が新たに生成される。

[0220] 運転計画の修正フラグがセットされていない場合（ステップS1091でNO）、処理はステップS1098に進む。ステップS1098での処理は後述する。一方、運転計画の修正フラグがセットされている場合（ステップS1091でYES）、処理はステップS1092～S1094に進む。第2のCEMS内制御回路321はステップS1092で蓄電池用電力変換装置41で計測されたデータ（充放電電力、SOC）を取得し、ステップS1093で周波数指令値（Pref）および電力指令値（Pref）を取得し、さらにステップS1094で交流周波数収集回路313から出力される実測交流電圧の周波数の代表値（Fmeasure）を取得する。

[0221] ステップS1092～S1094が終了すると、第2のCEMS内制御回路321は次のステップS1095でSOCが予め定められた範囲内か否かを確認する。なお、本実施の形態2では実施の形態1の場合と同様に、SOCが予め定められた範囲を外れていた場合とは、充電時にSOCが0.9を超えていた場合、および放電時にSOCが0.05を下回っていた場合をいう。ここで、SOCは1.0で満充電である。なお、SOCが予め定められた範囲を外れた場合とは、実施の形態1の場合と同様に、このケースに限るものではないことは言うまでもない。

[0222] 蓄電池のSoCが予め定められた範囲にない場合（ステップS1095でNO）、第2のCEMS内制御回路321は次のステップS1096で電力指令値（Pref）を変更する。本実施の形態2では、SoCの値に応じて電力指令値を決定する図示していないデータテーブルをCEMS31内に記憶しておき、第2のCEMS内制御回路321はその情報に基づき電力指令値（Pref）を決定する。なお、実施の形態1で図28を参照して説明したように、電力指令値の決定方法はデータテーブルに基づく方法に限るものではないことは言うまでもない。

[0223] 蓄電池のSoCが予め定められた範囲内の場合（ステップS1095でYES）、あるいは上記のステップS1096において電力指令値（Pref）の生成が終了した場合に、処理はステップS1097に進む。ステップS1097において第2のCEMS内制御回路321は実測した配電系統電圧の周波数の代表値（Fmeasure）が周波数基準範囲に入っているか否かを確認する。ここで周波数基準範囲は、図35のステップS10573および図36で説明したものと同一である。

[0224] 実測した配電系統電圧の周波数の代表値（Fmeasure）が周波数基準範囲に入っていない場合（ステップS1097でNO）、第2のCEMS内制御回路321は次のステップS10911で電力指令値（Pref'）を算出する。図39のステップS10911は、図35のステップS10580と同じであり、より詳細には図37のフローチャートと同じであるので説明を繰り返さない。

[0225] 運転計画の修正フラグがセットされていない場合（ステップS1091でNO）、または上記のステップS10911で電力指令値（Pref'）の算出が完了した場合、または計測した配電系統電圧の周波数の代表値（Fmeasure）が周波数基準範囲内の場合（ステップS1097でYES）、処理はステップS1098に進む。ステップS1098において第2のCEMS内制御回路321は修正が必要な全ての蓄電池用電力変換装置41の制御パラメータ（Pref、Pref'）を生成したか否かを確認す

る。第2のCEMS内制御回路321は、全ての制御パラメータの生成が完了している場合は（ステップS1098でYES）運転計画の修正フローを終了する。一方、修正が必要な全ての蓄電池用電力変換装置41の制御パラメータの生成が完了していない場合（ステップS1098でNO）、第2のCEMS内制御回路321はステップS1099で次の蓄電池用電力変換装置41に処理対象を変更した後、最初のステップS1091に戻って上述した処理を再び実行する。

[0226] 図21に戻って、上述したステップS109の運転計画の修正が完了した場合、あるいは上述したステップS105の運転計画の作成が完了した場合に、次のステップS110において第2のCEMS内制御回路321は作成した運転計画（電力指令値（PrefまたはPref'）および周波数指令値（Fref：60Hz））を各蓄電池用電力変換装置41に通知する。そして、その次のステップS111で第2のCEMS内制御回路321はCEMS31の動作を終了するか否かを判断する。CEMS31の動作を終了する場合（ステップS111でYES）には、CEMS31は停止する。一方、CEMS31の動作を終了しない場合（ステップS111でNO）には処理は最初のステップS101に戻り、上述した処理を再び実行する。なお、蓄電池用電力変換装置41の動作については実施の形態1の場合と同一であるので説明を繰り返さない。

[0227] [実施の形態2の効果]

以上説明したように、本実施の形態2の分散電源管理装置（CEMS31）は、蓄電池用電力変換装置41向けに運転計画（電力指令値（Pref'）を含む）を作成する際、蓄電池用電力変換装置41内の静止型インバータの垂下特性、運転計画作成回路314で作成した電力指令値（Pref）、および実測した交流系統電圧の周波数（Fmeasure）に基づいて、運転計画作成回路314で作成した電力指令値（Pref）に修正を加えることにより電力指令値（Pref'）を算出するよう構成される。したがって、負荷の消費電力の変動または急変、および日射急変により系統に供

給する再生可能エネルギーなどの創エネ機器からの発電電力などが変動または急変することにより交流系統電圧の周波数が変化した場合でも、仮想発電機制御特性（すなわち、垂下特性）等を実装した静止型インバータが管理する周波数範囲を逸脱せず、分散電源を停止することなく運転継続をできるという効果がある。

[0228] [他の垂下特性の例]

実施の形態 1 および 2 では、蓄電池用電力変換装置 4 1 に実装する垂下特性の例として図 1 5 および図 1 7 に示す仮想同期発電機が有する垂下特性を使用した場合について説明したが、垂下特性は仮想同期発電機が有する特性に限るものではない。また、実施の形態 1 および 2 では説明を簡単にするため、蓄電池用電力変換装置 4 1 は放電動作のみを行う場合について説明した。しかしながら蓄電池用電力変換装置 4 1 の動作は放電のみ限るものではなく、充電のみでもよいし、充電および放電の両方でもよい。以下、図 4 0 A～図 4 0 G を参照して実施の形態 1 の分散電源管理装置に適用される他の垂下特性の例について説明し、図 4 1 A～図 4 1 D を参照して実施の形態 2 の分散電源管理装置に適用される他の垂下特性の例について説明する。

[0229] 図 4 0 A は、蓄電池用電力変換装置 4 1 が充放電を行う場合において直線状の垂下特性の例を示す図である。図 4 0 A に示すように、実施の形態 1 の場合には周波数指令値 F_{ref} は、当初の値（60 Hz）から実測系統電圧の周波数の代表値 $F_{measure}$ （たとえば、平均値）に変更される。

[0230] 図 4 0 B は、蓄電池用電力変換装置 4 1 が充放電を行う場合において、不感帯を有する直線状の垂下特性の例を示す図である。図 4 0 B に示すように、実施の形態 1 の場合には周波数指令値 F_{ref} は、当初の値（60 Hz）から実測系統電圧の周波数の代表値 $F_{measure}$ に変更される。

[0231] 図 4 0 C は、蓄電池用電力変換装置 4 1 が充放電を行う場合において、曲線状の垂下特性の例を示す図である。図 4 0 C に示すように、実施の形態 1 の場合には周波数指令値 F_{ref} は、当初の値（60 Hz）から実測系統電圧の周波数の代表値 $F_{measure}$ に変更される。

- [0232] 図40Dは、蓄電池用電力変換装置41が放電のみを行う場合において、不感帯を有する直線状の垂下特性の例を示す図である。図40Dに示すように、実施の形態1の場合には周波数指令値 F_{ref} は、当初の値(60Hz)から実測系統電圧の周波数の代表値 $F_{measure}$ に変更される。
- [0233] 図40Eは、蓄電池用電力変換装置41が放電のみを行う場合において、曲線状の垂下特性の例を示す図である。図40Eに示すように、実施の形態1の場合には周波数指令値 F_{ref} は、当初の値(60Hz)から実測系統電圧の周波数の代表値 $F_{measure}$ に変更される。
- [0234] 図40Fは、蓄電池用電力変換装置41が充電のみを行う場合において、不感帯を有する直線状の垂下特性の例を示す図である。図40Fに示すように、実施の形態1の場合には周波数指令値 F_{ref} は、当初の値(60Hz)から実測系統電圧の周波数の代表値 $F_{measure}$ に変更される。
- [0235] 図40Gは、蓄電池用電力変換装置41が充電のみを行う場合において、曲線状の垂下特性の例を示す図である。図40Gに示すように、実施の形態1の場合には周波数指令値 F_{ref} は、当初の値(60Hz)から実測系統電圧の周波数の代表値 $F_{measure}$ に変更される。
- [0236] 図41Aは、蓄電池用電力変換装置41が充放電を行う場合において、直線状の垂下特性の例を示す図である。図41Aに示すように実施の形態2の場合には、実測系統周波数 $F_{measure}$ において運転計画による電力指令値 P_{ref} が得られるように、周波数指令値 F_{ref} (60Hz)における仮の電力指令値 P_{ref}'' が暫定的に定められる。しかしながらこの場合には、仮の電力指令値 P_{ref}'' がDC/AC変換器容量を超えているので、DC/AC変換器の最大充電電力に一致するように電力指令値 P_{ref}' が最終的に定められる。
- [0237] 図41Bは、蓄電池用電力変換装置41が充電のみを行う場合において、直線状の垂下特性の例を示す図である。図41Bに示すように実施の形態2の場合には、実測系統周波数 $F_{measure}$ において運転計画による電力指令値 P_{ref} が得られるように、周波数指令値 F_{ref} (60Hz)にお

ける仮の電力指令値 P_{ref} が暫定的に定められる。しかしながらこの場合には、垂下特性の下限周波数（すなわち、最大放電電力における周波数）が交流系統電圧の周波数の下限値（59.9 Hz）を下回る。そこで、垂下特性の下限周波数が交流系統電圧の周波数の下限値と一致するように、周波数指令値 F_{ref} （60 Hz）における電力指令値 P_{ref}' が最終的に定められる。

[0238] 図41Cは、蓄電池用電力変換装置41が放電のみを行う場合において、不感帯を有する直線状の垂下特性の例を示す図である。図41Cに示すように実施の形態2の場合には、実測系統周波数 $F_{measure}$ において運転計画による電力指令値 P_{ref} が得られるように、周波数指令値 F_{ref} （60 Hz）における電力指令値 P_{ref}' が定められる。

[0239] 図41Dは、蓄電池用電力変換装置41が充電のみを行う場合において、不感帯を有する直線状の垂下特性の例を示す図である。図41Dに示すように実施の形態2の場合には、実測系統周波数 $F_{measure}$ において運転計画による電力指令値 P_{ref} が得られるように、周波数指令値 F_{ref} （60 Hz）における電力指令値 P_{ref}' が定められる。

[0240] [変形例]

以下、実施の形態1および2の変形例について説明する。各々が垂下特性を有する複数台の静止型インバータを分散電源管理装置（すなわち、CEMS31（上位EMS））で制御する場合に、これら複数台の静止型インバータの垂下特性の最大周波数および最小周波数がほぼ一致するよう垂下特性（具体的には、周波数指令値 F_{ref} ）を生成するよう制御してもよい。このように制御することにより、負荷変動または創エネ機器の発電量の急変が発生した場合でも、垂下特性を実装した全ての静止型インバータが配電系統電圧の周波数に追従して動作可能なように周波数範囲が制御される。したがって、交流系統電圧の周波数が垂下特性が管理する周波数範囲を逸脱せず、分散電源を停止させることなく運転継続できるという効果がある。なお、電圧センサーなどの誤差を考慮して、周波数偏差（すなわち、最大周波数と周

波数指令値 F_{ref} との差分、または最小周波数と周波数指令値 F_{ref} との差分) の 5 ~ 10 % 以内のずれ量であれば、複数台の静止型インバータの垂下特性の最大周波数および最小周波数は実質的に一致するとしてもよい。

[0241] 実施の形態 1 および 2 では、蓄電池用電力変換装置 41 に仮想同期発電機制御を実装した場合について説明したが、仮想同期発電機制御を実装する対象はこれに限るものではない。例えば風力発電機などの創エネ機器、燃料電池などの創エネ機器、電気自動車および燃料電池車に搭載されているバッテリー内の電力を充放電する電力変換装置などに仮想同期発電機制御および上述した垂下特性を実装してもよい。このような場合でも、分散電源管理装置 (CEMS 31) によって配電系統電圧の周波数の実測結果 ($F_{measure}$) を元に各分散電源の垂下特性を制御すれば、配電系統電圧の周波数が定格周波数 (例えば 60 Hz) から外れた場合でも、仮想発電機制御特性などの垂下特性を実装した静止型インバータは配電系統電圧の周波数に追従して動作可能なように周波数範囲が制御される。したがって、交流系統電圧の周波数が垂下特性が管理する周波数範囲を逸脱せず、分散電源を停止させることなく運転継続を行うことができる効果がある。

[0242] なお、風力発電機はプロペラでモータを回すので発電機側で慣性力を持っているので同様の効果を奏することは言うまでもない。

[0243] 実施の形態 1 および 2 では、垂下特性を実装した静止型インバータ (蓄電池用電力変換装置 41) を設置した配電系統が基幹系統に連系する場合について説明してきたがこれに限るものではなく、自立系統でも同様の効果を奏することは言うまでもない。その際、自立系統内に静止型インバータを実装した蓄電池、風力発電機、太陽光発電システム、燃料電池などの分散電源に加え、非常用発電機 (同期発電機) などが設置された系統であってもよい。このような自立系統において、垂下特性を実装した静止型インバータの垂下特性を交流系統電圧の周波数 ($F_{measure}$) に基づき実施の形態 1 および 2 に示すように制御すれば静止型インバータは配電系統電圧の周波数に追従して動作可能なように周波数範囲が制御される。したがって、交流系統

電圧の周波数が垂下特性が管理する周波数範囲を逸脱せず、分散電源を停止させることなく運転継続を行うことができる効果がある。

[0244] 実施の形態 1 および 2 では、交流系統の定格周波数範囲は基幹系統の定格周波数範囲（例えば図 17 参照：59.9 Hz～60.1 Hz）としたが、この周波数範囲に限るものではない。基幹系統に連系する場合は、基幹系統の送配電事業者が取り決める定格周波数範囲（例えば±0.2 Hz など）に設定すればよい。また、自立系統の場合は、自立系統の事業者が定める周波数範囲（例えば、±0.15 Hz など）、あるいは CEMS 31 から垂下特性を変更できない同期発電機の垂下特性で決まる周波数範囲、あるいは自立系統内の一番容量の大きな静止型インバータの垂下特性で取りうる周波数範囲とすればよい。このような周波数範囲とすれば、自立系統であっても、仮想発電機制御特性など垂下特性を実装した静止型インバータは配電系統電圧の周波数に追従して動作可能なように周波数範囲が制御される。したがって、交流系統電圧の周波数が垂下特性が管理する周波数範囲を逸脱せず、分散電源を停止させることなく運転継続できる効果がある。特に、CEMS 31 から垂下特性を変更できない同期発電機が設置されていた場合は、同期発電機の取りうる周波数範囲で他の分散電源の垂下特性を制御すれば効果的に自立系統の周波数を安定化できることは言うまでもない。

[0245] 実施の形態 1 および 2 では、対象とする配電系統を三相交流系統として説明したが、これに限るものではない。例えば配電系統は単相系統（単相三線系統を含む）であっても良く、三相以上の配電系統であっても良いことは言うまでもない。さらに、蓄電池用電力変換装置（三相交流）と家庭用蓄電池システム（単相交流）が混在する場合でも、上記の実施の形態 1 および 2 場合と同様に垂下特性を有する静止型インバータの電力指令値（Pref'）または周波数指令値（Fref）を生成すれば同様の効果が得られることは言うまでもない。

[0246] 実施の形態 1 および 2 では、配電系統電圧の周波数の実測結果を求める際、電圧計 22a～22x で計測された交流系統電圧から各々の地点の周波

数を計測し、交流周波数収集回路 3 1 3 で平均値を代表値として算出して、電圧計 2 2 の計測誤差を平均化するように構成したが、前述したようにこれに限るものではない。代表点一か所の計測結果、あるいは各蓄電池用電力変換装置 4 1 での計測結果の平均値を用いても良いことは言うまでもない。また、平均化回路 3 1 3 1 の出力に含まれるノイズ成分を一次の $1/R$ フィルターで除去したが特にフィルターを設けなくても良い。また、フィルターも 1 次の $1/R$ フィルターに限らず、高次の $1/R$ フィルター、あるいは F/R フィルターであってもよいことは言うまでもない。

[0247] 実施の形態 1 および 2 では、蓄電池用電力変換装置 4 1 に実装する垂下特性の例として、図 1 5 および図 1 7 に示す仮想同期発電機制御で使用する垂下特性、あるいは図 4 0 および図 4 1 に示す垂下特性を例示したがこれに限るものではない。さらに、垂下特性は、仮想同期発電機制御の持つ特性に限るものではない。さらに、垂下特性の定義の仕方は特に限定されるものではない。たとえば、第 1 の DC/AC 変換回路 4 0 8 より出力される ΔP (すなわち、電力指令値 (P_{ref}) - $P_{measure}$ (有効電力実測値)) と出力される ΔF (すなわち、周波数指令値 (F_{ref}) - 交流系統電圧の実測値 ($F_{measure}$)) との関係を示すデータテーブルであってもよいし、垂下特性の傾きなどのデータであってもよいし、あるいは図 4 0 B に示すような折れ線の特性では折れ線の始点、折れ線の終点、および折れ線の各頂点の座標情報を用いて垂下特性を定義してもよいことは言うまでもない。また、実施の形態 1 および 2 では、CEMS 3 1 にて各蓄電池用電力変換装置 4 1 の垂下特性を管理する場合について説明したがこれに限るものではなく、各蓄電池用電力変換装置 4 1 があらかじめ持つ垂下特性を CEMS 3 1 が取得し分散電源垂下特性管理回路 3 1 6 内で管理するように構成しても同様の効果を奏することは言うまでもない。なお、分散電源垂下特性管理回路 3 1 6 は、蓄電池用電力変換装置 4 1 の仮想同期発電機制御回路 4 0 9 3 から制御パラメータ (すなわち、垂下特性) を取得し管理するように構成してもよいことは言うまでもない。

- [0248] 実施の形態1および2では、図24および図36を参照して説明したように、周波数指令値(F_{ref})または電力指令値(P_{ref}')を生成するかどうかを判定する際に用いられる周波数基準範囲を、垂下特性で決まる上限周波数 F_{max} および下限周波数 F_{min} よりも周波数オフセット F_{offset} だけ内側に入った範囲としたが、前述のようにこれに限るものではない。例えば、上限側周波数のオフセット F_{offset_up} と下限側周波数のオフセット F_{offset_down} とが異なる値であっても良く、また、その値は運転計画作成回路314で作成した電力指令値(P_{ref})の値あるいは配電系統電圧の周波数の実測結果($F_{measure}$)の値によって変更してもよい。例えば、電力指令値がインバータ容量に近づくにつれて周波数オフセット F_{offset} の値を小さくするなどしても良い。
- [0249] 実施の形態1および2では、蓄電池用電力変換装置41に実装する仮想同期発電機制御のガバナ制御回路40933を図12に示す一次遅れ系をベースとしたモデルを用いたがこれに限るものではない。たとえば、二次遅れ系モデル、あるいは電気学会(IEEJ)などで推奨される他モデルであっても良いことは言うまでもない。また、質点系演算回路40937は図13に示す動揺方程式をベースとしたモデルを使用した但是这に限るものではなく、例えば、1次遅れ系、2次遅れ系、LPFなどでモデル化しても良い事は言うまでもない。さらに、本実施の形態1および2では仮想同期発電機制御でしばしば実施されているVQ制御については説明を簡単にするために言及していないが、仮想同期発電機制御としてVQ制御が実装されている電力変換装置に本開示の方式を採用しても同様の効果が得られることは言うまでもない。
- [0250] 実施の形態1および2では、DSO21とCEMS31の通信周期は30分としたが、前述のようにこれに限るものではない。通信周期は、例えば15分周期あるいは1時間周期としても良いことは言うまでもない。また、電圧計22および蓄電池用電力変換装置41などとの通信周期についても、前

述のように１分に限るものではない。通信周期は、例えば１秒周期、１０秒周期、３０秒周期、２分周期等であってもよいことは言うまでもない。

[0251] 実施の形態１および２では、電圧計４１０で計測した交流の電圧波形から位相を検出する際、交流の電圧波形からゼロクロス点を検出し、検出したゼロクロス点の時間間隔から周波数を検出したが、交流電圧の周波数検出方法はゼロクロス点の検出結果を用いる方法に限るものではないことは言うまでもない。例えば三相交流の場合、 dq 変換などを用いて配電系統電圧の周波数を算出してもよいことは言うまでもない。

[0252] 実施の形態１および２では、SOCが所定の範囲を逸脱しており電力指令値を変更する場合、SOCの値に応じて電力指令値を決定する図示していないデータテーブルをCEMS３１内に記憶しておき、その情報に基づき電力指令値（Pref）を決定するよう構成したが、前述のように電力指令値の決定方法はテーブルデータに限るものではない。たとえば、次に、DSO２１から通知される需要計画の受信時刻までの時間、SOCの値、および現在の電力指令値に基づいて、次のDSO２１から需要計画が通知されるまでの間に、過放電あるいは過充電を起こさない値に電力指令値を変更しても良い。

[0253] 実施の形態１および２では、配電系統用の蓄電池４０のような大容量の蓄電池に用いられる電力変換装置を配電系統に数台接続する場合について説明したが、家庭用蓄電池の電力変換装置および電気自動車用の電力変換装置に仮想同期発電機制御を実装し、CEMS３１と同様の制御を実施してもよいことは言うまでもない。この場合、配電系統２４に接続される電力変換装置は数百台規模になる。さらに、配電系統用の蓄電池４０のような大容量のもの（例えば数百kWから数MW）と家庭用蓄電池のような小容量のものと（数kW）が、同一の配電系統に接続されていても同様の効果を奏することは言うまでもない。

[0254] 本実施の形態１および２では蓄電池用電力変換装置４１について説明したがこれに限るものではない。静止型インバータを電圧源として制御する、例

えば太陽電池（メガソーラーに限らず家庭用の太陽電池でもよい）、風力発電機、燃料電池からの発電電力を系統に供給するようなシステムに仮想同期発電機制御を実装した場合についても、上記の実施の形態1および2の場合と同様に仮想同期発電機制御部の制御パラメータを生成するよう構成すれば同様の効果が得られることは言うまでもない。さらに、電気自動車（EV: Electric Vehicle）、プラグインタイプのハイブリッド自動車（PHEV: Plug-in Hybrid Electric Vehicle）、又は、燃料電池自動車（FCV: Fuel Cell Vehicle）等の車載蓄電池を用いることも可能である。

[0255] 本実施の形態1および2では、説明を分かりやすくするために蓄電池用電力変換装置41の制御回路については図5～図13に示すように、CEMS31の構成については図2～図4に示すように、各機能ブロックをハードウェア（H/W）で構成する場合について説明したが、これに限定されない。少なくとも一部の機能ブロックの機能を、CPU（Central Processing Unit）上に実装したソフトウェア（S/W）で実現しても同様の制御機能を実現することが可能である。或いは、少なくとも一部の機能ブロックについて、ソフトウェア及びハードウェアの機能分割によって同様の制御機能を実現することも可能である。

[0256] [実施の形態1および2の効果のまとめ]

以上説明したように、本開示の分散電源管理装置は、仮想同期発電機制御を代表とする垂下特性（すなわち、ドループ特性）を実装した静止型インバータを有する電力変換装置が交流系統に接続されている場合において、交流系統電圧の周波数の実測結果（Fmeasure）に基づき垂下特性（すなわち、ドループ特性）の周波数指令値（Fref）または電力指令値（Pref'）を生成するよう構成される。したがって、基幹系統の周波数が定格周波数（例えば60Hz）から外れた場合であっても、垂下特性（ドループ特性）を実装した静止型インバータを有する電力変換装置の周波数管理範囲を逸脱することなく制御することができるという効果がある。

[0257] 今回開示された実施の形態はすべての点で例示であって制限的なものではないと考えられるべきである。本開示の範囲は上記した説明ではなくて請求の範囲によって示され、請求の範囲と均等の意味及び範囲内でのすべての変更が含まれることが意図される。

符号の説明

[0258] 20 変電所、21 配電自動化システム(DSO)、22 電圧計、23 自動電圧調整器(SVR)、24 配電系統、25 通信線、26 メガソーラー、27 メガソーラー用電力変換装置、28 開閉器、30 同期発電機、31 CEMS、40 蓄電池、41 蓄電池用電力変換装置、100 タウン、101 工場、102 ビル、103 マンション、401, 406, 410 電圧計、402, 407, 411 電流計、311 通信回路、312 記憶回路、313 交流周波数収集回路、314 運転計画作成回路、315 周波数指令値生成回路、316 分散電源垂下特性管理回路、317 送信データ生成回路、318 CEMS内制御回路、320 電力指令値補正回路、321 第2のCEMS内制御回路、403 第1のDC/DC変換回路、404 第1の制御回路、405 直流母線、408 第1のDC/AC変換回路、409 第2の制御回路、412 通信インターフェース、3131 平均化回路、3132 乗算器、3133 加算器、3134 乗算器、3135 レジスタ、3141 蓄電池運転計画生成回路、3142 発電量予測回路、3143 消費電力予測回路、3144 蓄電池運転計画補正回路、3145 電力指令値記憶送信回路、3146 管理回路、4041 充電制御回路、4042 放電制御回路、4043 第1の切換え回路、4044 第3の制御回路、4091 交流周波数検出回路、4092 実効電力算出回路、4093 仮想同期発電機制御回路、4094 インバータ電流制御回路、4095 インバータ電圧制御回路、4096 第2の切換え回路、4097 第4の制御回路、40910 位相検出回路、40911 周波数検出回路、40912 第1の正弦波生成回路、40932 減算器、40933 ガバナー制御回路、

40935 加算器、40936 減算器、40937 質点系演算回路、
40941 減算器、40942 第1のPI制御回路、40943 乗
算器、40944 減算器、40945 第2のPI制御回路、40946
第1のPWM変換器、40951 第2の正弦波発生回路、40952
減算器、40953 第3のPI制御回路、40954 第2のPWM変換
回路、40955 第1の電流制限回路、409331 乗算器、4093
32 一次遅れ系モデル、409333 リミッタ回路、409371 減
算器、409372 積分器、409373 乗算器、409374 除算
器、409375 加算器、409376 位相計算回路。

請求の範囲

[請求項1]

1 台以上の分散電源を管理する分散電源管理装置であって、
前記 1 台以上の分散電源の各々は、電力系統に接続され、電圧源として動作し、
前記 1 台以上の分散電源の各々の周波数と電力との関係は、垂下特性を有し、周波数指令値と電力指令値とが互いに対応するように調整され、
前記分散電源管理装置は、
前記電力系統の交流周波数の情報を収集し、前記収集した交流周波数の情報に基づいて交流周波数の代表値を決定する交流周波数収集部と、
前記 1 台以上の分散電源の各々の前記周波数指令値を、前記交流周波数の代表値に基づいて生成する周波数指令値生成部とを備える、分散電源管理装置。

[請求項2]

前記分散電源管理装置は、前記 1 台以上の分散電源の各々に対応する、前記垂下特性の形状または前記垂下特性の形状を決定するパラメータを垂下特性情報として管理する垂下特性管理部をさらに備え、
前記周波数指令値生成部は、前記交流周波数の代表値に加えて前記垂下特性管理部に管理された前記対応する垂下特性情報に基づいて、前記 1 台以上の分散電源の各々の前記周波数指令値を生成する、請求項 1 記載の分散電源管理装置。

[請求項3]

前記分散電源管理装置は、
前記 1 台以上の分散電源の各々に対応する運転計画を作成し、前記対応する運転計画に基づいて前記 1 台以上の分散電源の各々に対応する前記電力指令値を生成する運転計画作成部をさらに備え、
前記周波数指令値生成部は、前記交流周波数の代表値および前記垂下特性管理部に記憶された前記対応する垂下特性情報に加え

て、前記運転計画作成部によって生成された前記対応する電力指令値に基づいて、前記 1 台以上の分散電源の各々の前記周波数指令値を生成する、請求項 2 記載の分散電源管理装置。

[請求項 4]

前記周波数指令値生成部は、前記 1 台以上の分散電源の各々に対応する電力容量に基づいて、前記 1 台以上の分散電源の各々が取り得る最大周波数および最小周波数を決定し、

前記周波数指令値生成部は、前記最大周波数および前記最小周波数に基づく周波数基準範囲に現時点の前記交流周波数の代表値が含まれていない場合に、前記周波数指令値を現時点の前記交流周波数の代表値に基づく値に変更する、請求項 3 に記載の分散電源管理装置。

[請求項 5]

前記周波数指令値生成部は、前記 1 台以上の分散電源のうち第 1 の分散電源の前記周波数指令値を変更する場合に、

(i) 前記第 1 の分散電源の前記周波数指令値を現時点の前記交流周波数の代表値に等しく設定したという仮定の下に、前記第 1 の分散電源が取り得る最大周波数および最小周波数を算出し、前記算出した最大周波数および最小周波数が前記電力系統の定格周波数に基づく予め定められた定格周波数範囲に入っているという第 1 の条件が満たされている場合に、前記周波数指令値を現時点の前記交流周波数の代表値に実際に等しく設定し、

(ii) 前記第 1 の条件が満たされていない場合に、前記第 1 の条件が満たされるように現時点の前記交流周波数の代表値からずらした値に、前記周波数指令値を設定する、請求項 4 に記載の分散電源管理装置。

[請求項 6]

前記電力系統には、前記 1 台以上の分散電源として複数の分散電源が接続され、

前記周波数指令値生成部は、前記複数の分散電源がそれぞれ取り得る最大周波数および最小周波数が互いにほぼ一致するように、

前記複数の分散電源の各々の前記周波数指令値を生成する、請求項 3～5 のいずれか 1 項に記載の分散電源管理装置。

[請求項7]

1 台以上の分散電源を管理する分散電源管理装置であって、
前記 1 台以上の分散電源の各々は、電力系統に接続され、電圧源として動作し、
前記 1 台以上の分散電源の各々の周波数と電力との関係は、垂下特性を有し、周波数指令値と電力指令値とが互いに対応するように調整され、
前記分散電源管理装置は、
前記電力系統の交流周波数の情報を収集し、前記収集した交流周波数の情報に基づいて交流周波数の代表値を決定する交流周波数収集部と、
前記 1 台以上の分散電源の各々の前記電力指令値を、前記交流周波数の代表値に基づいて補正する電力指令値補正部とを備える、
分散電源管理装置。

[請求項8]

前記分散電源管理装置は、前記 1 台以上の分散電源の各々に対応する、前記垂下特性の形状または前記垂下特性の形状を決定するパラメータを垂下特性情報として管理する垂下特性管理部をさらに備え、
前記電力指令値補正部は、前記交流周波数の代表値に加えて、前記垂下特性管理部に管理された前記対応する垂下特性情報に基づいて、前記 1 台以上の分散電源の各々の前記電力指令値を補正する、請求項 7 記載の分散電源管理装置。

[請求項9]

前記分散電源管理装置は、
前記 1 台以上の分散電源の各々に対応する運転計画を作成し、
前記対応する運転計画に基づいて前記 1 台以上の分散電源の各々の前記電力指令値を生成する運転計画作成部をさらに備え、

前記電力指令値補正部は、前記交流周波数の代表値および前記垂下特性管理部に記憶された前記対応する垂下特性情報に基づいて、前記運転計画作成部によって生成された前記電力指令値を補正する、請求項 8 記載の分散電源管理装置。

[請求項10]

前記電力指令値補正部は、前記 1 台以上の分散電源の各々に対応する電力容量に基づいて、前記 1 台以上の分散電源の各々が取り得る最大周波数および最小周波数を決定し、

前記電力指令値補正部は、前記最大周波数および前記最小周波数に基づく周波数基準範囲に現時点の前記交流周波数の代表値が含まれていない場合に、前記電力指令値を現時点の前記交流周波数の代表値に基づく値に補正する、請求項 9 に記載の分散電源管理装置。

[請求項11]

前記電力指令値補正部は、前記 1 台以上の分散電源のうちの第 1 の分散電源の前記電力指令値を補正する場合に、

(i)現時点の前記交流周波数の代表値における電力の値が前記運転計画作成部によって生成された前記電力指令値に等しくなるように、前記周波数指令値に対応する電力指令値を第 1 の値に補正したという仮定の下に、前記第 1 の分散電源が取り得る最大周波数および最小周波数を算出し、前記算出した最大周波数および最小周波数が前記電力系統の定格周波数に基づく予め定められた定格周波数範囲に入っておりかつ前記第 1 の値が前記第 1 の分散電源の電源容量内の値であるという第 1 の条件が満たされている場合に、前記周波数指令値に対応する前記電力指令値を前記第 1 の値に実際に補正し、

(ii)前記第 1 の条件が満たされていない場合に、前記第 1 の条件が満たされるように前記第 1 の値からずらした値に、前記周波数指令値に対応する前記電力指令値を補正する、請求項 10 に記載の分散電源管理装置。

- [請求項12] 前記電力系統には、前記1台以上の分散電源として複数の分散電源が接続され、
- 前記電力指令値補正部は、前記複数の分散電源がそれぞれ取り得る最大周波数および最小周波数が互いにほぼ一致するように、前記複数の分散電源の各々の前記電力指令値を補正する、請求項9～11のいずれか1項に記載の分散電源管理装置。
- [請求項13] 前記1台以上の分散電源の各々は、同期発電機の動作を模擬する仮想同期発電機制御を実行し、
- 前記垂下特性管理部は、前記仮想同期発電機制御を実行する際の制御パラメータであるガバナー時定数、速度調整率、慣性定数、および制動係数を前記垂下特性情報として記憶する、請求項2～6および8～12のいずれか1項に記載の分散電源管理装置。
- [請求項14] 前記電力系統には、前記1台以上の分散電源として複数の分散電源が接続され、
- 前記複数の分散電源の各々は、前記電力系統の電圧に基づいて交流周波数を算出し、
- 前記交流周波数収集部は、前記交流周波数の情報として、前記複数の分散電源の少なくとも一台から交流周波数の算出値を収集する、請求項3～6および9～12のいずれか1項に記載の分散電源管理装置。
- [請求項15] 前記電力系統は自立系統であり、
- 前記交流周波数の代表値は、前記複数の分散電源のうち電力容量が最大の分散電源、または前記運転計画作成部で生成された電力指令値のうち最大の電力指令値に対応する分散電源から収集した交流周波数の算出値である、請求項14に記載の分散電源管理装置。
- [請求項16] 各々が電圧源として動作する1台以上の分散電源を備え、前記1台以上の分散電源の各々の周波数と電力との関係は、垂下特性を有

し、周波数指令値と電力指令値とが互いに対応するように調整され、

さらに、前記 1 台以上の分散電源を管理する請求項 1 ～ 15 のいずれか 1 項に記載の分散電源管理装置を備える、配電系統。