

(12) 特許協力条約に基づいて公開された国際出願

(19) 世界知的所有権機関
国際事務局

(43) 国際公開日
2014年1月16日(16.01.2014)



(10) 国際公開番号
WO 2014/010030 A1

- (51) 国際特許分類:
H02J 13/00 (2006.01) H02J 3/12 (2006.01)
H02J 3/00 (2006.01) H02J 3/18 (2006.01)
- (21) 国際出願番号: PCT/JP2012/067615
- (22) 国際出願日: 2012年7月10日(10.07.2012)
- (25) 国際出願の言語: 日本語
- (26) 国際公開の言語: 日本語
- (71) 出願人(米国を除く全ての指定国について): 株式会社日立製作所 (HITACHI, LTD.) [JP/JP]; 〒1008280 東京都千代田区丸の内一丁目6番6号 Tokyo (JP).
- (72) 発明者; および
- (75) 発明者/出願人(米国についてのみ): 山根 憲一郎 (YAMANE, Kenichiro) [JP/JP]; 〒3191292 茨城県日立市大みか町七丁目1番1号 株式会社日立製作所 Ibaraki (JP). 恒富 邦彦 (TSUNEDOMI, Kunihiko) [JP/JP]; 〒3191292 茨城県日立市大みか町七丁目1番1号 株式会社日立

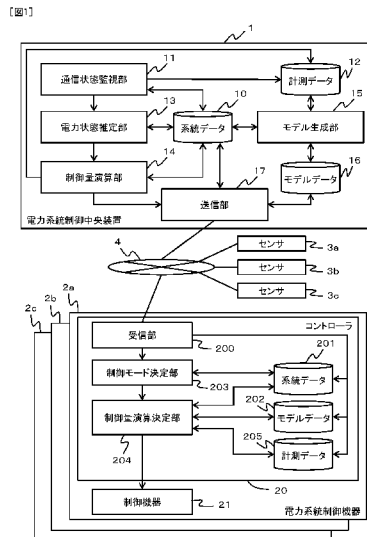
製作所 日立研究所内 Ibaraki (JP). 内山 倫行 (UCHIYAMA, Noriyuki) [JP/JP]; 〒3191292 茨城県日立市大みか町七丁目1番1号 株式会社日立製作所 日立研究所内 Ibaraki (JP). 富田 泰志 (TOMITA, Yasushi) [JP/JP]; 〒3191292 茨城県日立市大みか町七丁目1番1号 株式会社日立製作所 日立研究所内 Ibaraki (JP). 大西 司 (ONISHI, Tsukasa) [JP/JP]; 〒3191293 茨城県日立市大みか町五丁目2番1号 株式会社日立製作所 情報制御システム社内 Ibaraki (JP). 熊谷 正俊 (KUMAGAI, Masatoshi) [JP/JP]; 〒3191292 茨城県日立市大みか町七丁目1番1号 株式会社日立製作所 日立研究所内 Ibaraki (JP).

- (74) 代理人: 特許業務法人ウィルフォート国際特許事務所 (WILLFORT INTERNATIONAL); 〒1010052 東京都千代田区神田小川町三丁目3番地 神田小川町トーセイビル I I 7階 Tokyo (JP).
- (81) 指定国(表示のない限り、全ての種類の国内保護が可能): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO,

[続葉有]

(54) Title: POWER SYSTEM CONTROL SYSTEM, AND POWER SYSTEM CONTROL METHOD

(54) 発明の名称: 電力系統制御システム及び電力系統制御方法



- 1 POWER SYSTEM CONTROL CENTRAL DEVICE
- 10 SYSTEM DATA
- 11 COMMUNICATION STATE MONITORING UNIT
- 12 MEASUREMENT DATA
- 13 POWER STATE ESTIMATION UNIT
- 14 CONTROL AMOUNT CALCULATION UNIT
- 15 MODEL GENERATION UNIT
- 16 MODEL DATA
- 17 TRANSMISSION UNIT
- 20 POWER SYSTEM CONTROL DEVICE
- 20 CONTROLLER
- 200 RECEIVING UNIT
- 201 SYSTEM DATA
- 202 MODEL DATA
- 203 CONTROL MODE DETERMINATION UNIT
- 204 CONTROL AMOUNT CALCULATION DETERMINATION UNIT
- 205 MEASUREMENT DATA
- 21 CONTROL DEVICE
- 3A, 3B, 3C SENSOR

(57) Abstract: In order to appropriately control the power state of a power system according to a communication state, this power system control system is provided with: multiple sensor devices (3) which output measurement data; a first control device (1) which uses the measurement data obtained from the multiple sensor devices to estimate a first power state of the power system, calculates a first control amount on the basis of the estimated first power state, and outputs the calculated first control amount; and at least one second control device (2) which implements prescribed control operations on the basis of either the first control amount calculated by the first control device (1) or a second control amount calculated in the local device. If a portion of the measurement data cannot be obtained, the first control device (1) estimates the first power state using the prescribed measurement data that has been successfully obtained.

(57) 要約: 通信状態に応じて適切に電力系統の電力状態を制御すること。電力系統制御システムは、測定データを出力する複数のセンサ装置 3 と、複数のセンサ装置から取得する各測定データを用いて電力系統の第1電力状態を推定し、推定した第1電力状態に基づいて第1制御量を算出し、算出した第1制御量を出力する第1制御装置 1 と、第1制御装置 1 で算出された第1制御量または自装置内で算出される第2制御量のいずれかに基づいて所定の制御動作を実行する少なくとも1つの第2制御装置 2 と、を備える。第1制御装置 1 は、各測定データのうち一部の測定データを取得できない場合には、各測定データのうち取得できた所定の測定データを用いて第1電力状態を推定する。

WO 2014/010030 A1

CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) 指定国 (表示のない限り、全ての種類の広域保護が可能): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), ユーラ

シア (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), ヨーロッパ (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

添付公開書類:

- 国際調査報告 (条約第 21 条(3))
- 補正された請求の範囲 (条約第 19 条(1))

明 細 書

発明の名称：電力系統制御システム及び電力系統制御方法

技術分野

[0001] 本発明は、電力系統制御システム及び電力系統制御方法に関する。

背景技術

[0002] SVR (Step Voltage Regulator, 自動電圧調整器)、SVC (Static Var Compensator, 無効電力補償装置)等の電力系統制御機器によって、自端位置(電力系統制御機器が設置されている位置)の電圧が目標電圧になるよう制御する技術がある。

[0003] さらに、監視制御サーバで一括して電力系統全体の状態を把握し、各制御機器に最適な制御指令を与える、いわゆる集中型制御の技術も知られている(特許文献1)。SVR側で無効電力を監視し、所定時間以上継続して無効電力を計測した場合、SVCが動作中であると推定し、SVRのタップ切替制御を行う技術も知られている(特許文献2)。これは通信を前提としない、いわゆる自律分散型制御の技術である。

先行技術文献

特許文献

[0004] 特許文献1：特開2007-288877号公報

特許文献2：特開2011-217581号公報

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0005] 近年、住宅内の調理器具、給湯器、空調機および照明装置の全てを電気でまかなういわゆるオール電化住宅が普及しつつある。さらに、夜間の安い電気を使って湯を作る電気給湯器、電気自動車も普及しつつあり、電力需要が多様化している。

[0006] その一方、太陽光発電、燃料電池、家庭用蓄電池等による発電補助も様々なところで行われるようになりつつある。従って、電力系統、特に配電系統

の状態（電圧）の変動が大きくなり、これを電気事業法で定められる適正範囲に維持することが、今後ますます困難になってくることが予想される。

[0007] 従来は、SVR及びSVCにより電圧変動を適正範囲に抑制する。しかし、SVR及びSVCは基本的に単独で動作し、近隣の他の制御機器と連携動作しない。従って、電力系統に大容量負荷が設けられたり、分散電源が電力系統に多数接続されたりすると、電力系統の電圧変動を適正範囲に抑制することが困難になる可能性がある。

[0008] 特許文献1の技術は、監視制御サーバと各制御機器との通信環境が安定しており、高速高品質な通信を行うことができる場合に有効である。しかし、例えば山間部の僻地などのように高速高品質の通信環境が整っていない場合も多数あると考えられる。高速高品質の通信環境を利用できない場合、監視制御サーバから制御機器への制御指令の伝達が遅れたり、制御指令が届かなかったりすることも考えられ、適切な制御を十分に行うことができない可能性がある。

[0009] 特許文献2の技術は、SVRとSVCが近隣に設置されている場合には有効であると考えられる。しかし、それら以外の制御機器の組み合わせの場合、または、SVCの出力する無効電力がSVR側で検出できるほどSVCとSVRとが近隣に設置されていない場合には、適切な制御を行うことが難しいと考えられる。

[0010] 本発明は上記課題に鑑みてなされたもので、その目的は、制御量を算出する第1制御装置と制御量に基づいて所定の制御動作を実行する第2制御装置との間の通信の品質が必ずしも十分ではない場合でも、電力系統の電力状態を推定して適切な制御を行うことができるようにした電力系統制御システム及び電力系統制御方法を提供することにある。本発明の他の目的は、第1制御装置と第2制御装置の間の通信状態に応じて、事前に用意された複数の制御モードの中から適切な制御モードを選択して実行することができるようにした、電力系統制御システム及び電力系統制御方法を提供することにある。

課題を解決するための手段

- [0011] 上記課題を解決すべく、本発明に係る電力システムシステムは、電力システムの電力状態を制御するための電力システム制御システムであって、電力システムに配置され、測定データを出力する複数のセンサ装置と、複数のセンサ装置から取得する各測定データを用いて電力システムの第1電力状態を推定し、推定した第1電力状態に基づいて第1制御量を算出し、算出した第1制御量を出力する第1制御装置と、第1制御装置と通信可能に電力システムに配置され、第1制御装置で算出された第1制御量または自装置内で算出される第2制御量のいずれかに基づいて所定の制御動作を実行する少なくとも1つの第2制御装置と、を備え、第1制御装置は、各測定データのうち一部の測定データを取得できない場合には、各測定データのうち取得できた所定の測定データを用いて第1電力状態を推定する。
- [0012] 第1制御装置は、所定の測定データに基づいて第1電力状態を推定するための第1電力状態推定モデルを所定の測定データの組合せ毎に予め生成でき、複数の第1電力状態推定モデルのうち実際に取得できた所定の測定データの組合せに一致する第1電力状態推定モデルと所定の測定データとを用いて第1電力状態を推定でき、推定した第1電力状態に基づいて第1制御量を算出し、算出した第1制御量を第2制御装置に送信できる。
- [0013] 第1制御装置は、推定した第1電力状態に応じた第1制御量を算出するための第1制御量算出モデルを作成でき、推定した第1電力状態と第1制御量算出モデルとに基づいて第1制御量を算出でき、算出した第1制御量を第2制御装置に送信できる。
- [0014] 第2制御装置は、所定の第1の場合に第1制御モードを実行でき、第1制御モードでは、第1制御装置から受信する第1制御量に基づいて所定の制御動作を実行できる。所定の第1の場合としては、例えば、第1制御装置と第2制御装置との通信状態が正常な場合である。通信状態が正常な場合とは、例えば、第1制御装置と第2制御装置との通信状態が予め設定される所定値以下に低下していない場合である。
- [0015] 第1制御装置は、第1電力状態推定モデルから生成される第2電力状態推

定モデルと、第1制御量算出モデルから生成される第2制御量算出モデルとを第2制御装置に送信でき、第2制御装置は、第1制御装置から受信する第2電力状態推定モデル及び第2制御量算出モデルを記憶でき、所定の第2の場合に第2制御モードを実行でき、第2制御モードでは、各センサ装置のうち所定のセンサ装置の測定データと第2電力状態推定モデルとに基づいて電力システムの第2電力状態を推定でき、推定した第2電力状態と第2制御量算出モデルとに基づいて第2制御量を算出でき、算出された第2制御量に基づいて所定の制御動作を実行できる。

発明の効果

[0016] 本発明によれば、第1制御装置は、各測定データのうち一部の測定データを利用できない場合であっても、取得できた所定の測定データを用いて第1電力状態を推定することができ、この第1電力状態に基づいて第1制御量を算出することができる。

図面の簡単な説明

[0017] [図1]電力系統制御システムの全体構成図。
[図2]電力系統ネットワークの概略構成図。
[図3]ノード管理情報の構成図。
[図4]ブランチ管理情報の構成図。
[図5]制御機器管理情報の構成図。
[図6]計測データの構成図。
[図7]電力状態推定モデルと制御量算出モデルの一例を示す概略図。
[図8]取得できた計測データの組合せ毎に電力状態推定モデルを作成することを示す説明図。
[図9]時間帯毎に電力状態推定モデルが作成されることを示す説明図。
[図10]複数の制御モード間での遷移を示す説明図。
[図11]電力系統制御中央装置が実行する集中制御処理のフローチャート。
[図12]電力系統制御中央装置により実行する、電力系統制御機器に送信するためのモデルを生成する処理のフローチャート。

[図13]電力系統制御機器により実行される制御処理のフローチャート。

[図14]第2実施例に係る電力系統制御システムの全体構成図。

[図15]電力系統制御機器が実行する自律制御処理のフローチャート。

[図16]電力系統制御中央装置が実行する集中制御処理のフローチャート。

[図17]電力状態を推定する方法を説明するための図。

発明を実施するための形態

[0018] 以下、図面に基づいて、本発明の実施の形態を説明する。本実施形態では、以下に詳述するように、「第1制御装置」としての電力系統制御中央装置1は、電力系統に配置された「センサ装置」としての複数のセンサ3からの測定データのうち実際に取得できた測定データに基づいて、電力系統の電力状態を推定する。全ての測定データに基づいて電力状態を推定することもできるし、各測定データのうち一部の測定データのみに基づいて電力状態を推定することもできる。

[0019] 電力系統制御中央装置1は、電力系統内の特定位置の電力状態を計測する各センサ3から送信される測定データを受信し、それら測定データを記憶手段12に格納する。電力系統制御中央装置1は、測定データを用いて、潮流計算または状態推定の計算手法のいずれかに基づき、電力系統全体の電力状態の推定計算を行う。電力系統制御中央装置1は、推定された電力状態を記憶手段12に格納し、推定された電力状態を用いて、「第2制御装置」としての各電力系統制御機器2が出力すべき制御量を演算する。電力系統制御中央装置1は、演算された制御量を記憶手段12に格納し、記憶手段12にそれぞれ格納された測定データ、電力状態、制御量を用いて、電力系統制御機器2で利用するための電力状態推定モデルに関するパラメータ及び制御量算出モデルに関するパラメータを決定する。決定された各パラメータは、電力系統制御機器2に送信されて格納される。

[0020] つまり、電力系統制御中央装置1は、各電力系統制御機器2が電力状態を推定するのに使用する電力状態推定モデルを、各電力系統制御機器2毎にそれぞれ作成して、各電力系統制御機器2に送信する。さらに、電力系統制御

中央装置 1 は、推定された電力状態に基づいて制御量を算出するための制御量算出モデルを各電力系統制御機器 2 毎にそれぞれ生成して、各電力系統制御機器 2 に送信する。

[0021] 各電力系統制御機器 2 と電力系統制御中央装置 1 の間の通信状態は、同一通信ネットワークを使用している電力系統制御中央装置 1 と各センサ 3 の間の通信状態から判断することができる。

[0022] 各電力系統制御機器 2 と電力系統制御中央装置 1 との通信状態が正常な場合、「第 1 制御モード」としての集中制御モードが実行される。集中制御モードにおいて、電力系統制御中央装置 1 は、実際に取得できた測定データに基づいて電力系統の所定地点の電力状態をそれぞれ推定する。電力系統制御中央装置 1 は、推定した電力状態から制御量を算出し、算出した制御量を含む制御指令を各電力系統制御機器 2 に送信する。集中制御モード下の電力系統制御機器 2 は、電力系統制御中央装置 1 から受信した制御指令中の制御量に基づいて、所定の制御動作を実行する。所定の制御動作は、電力系統制御機器 2 の種類によって異なる。

[0023] 各電力系統制御機器 2 は、電力系統制御中央装置 1 との通信状態が悪化すると、集中制御モードから「第 2 制御モード」としての分散制御モードに移行する。分散制御モードにおいて、電力系統制御機器 2 は、電力系統制御中央装置 1 から受領した電力状態推定モデルに、各センサ 3 のうち所定のセンサからの測定データを入力することで、自装置が制御すべき電力状態を推定する。さらに、分散制御モード下の電力系統制御機器 2 は、自装置で推定した電力状態を電力系統制御中央装置 1 から受領した制御量算出モデルに入力して制御量を求め、その制御量を実現するために所定の制御動作を実行する。

[0024] 各電力系統制御機器 2 と電力系統制御中央装置 1 との通信状態が悪化したまま時間が経過して、電力状態推定モデルに予め設定されている有効期間を過ぎた場合、分散制御モードから第 3 制御モードとしての「自律制御モード」に移行する。自律制御モード下の電力系統制御機器 2 は、各センサ 3 のう

ち所定のセンサ、例えば、自装置に直接対応づけられているセンサ（自端センサ）からの測定データと、予め記憶している電力系統の構成を示すシステムデータとに基づいて制御量を算出する。電力系統制御機器 2 は、算出した制御量に応じて所定の制御動作を実行する。

[0025] 上述のように、本実施形態に係る電力系統制御中央装置 1 は、複数のセンサ 3 からの測定データのうち実際に取得できた測定データに基づいて電力状態を推定できる。従って、センサ 3 と電力系統制御中央装置 1 との通信状態が悪い場合でも、通信状態（通信速度、通信品質）に応じて電力状態を推定することができ、信頼性を高めることができる。

[0026] 本実施形態に係る電力系統制御システムは、予め用意された複数の制御モード（集中制御モード、分散制御モード、自律制御モード）の中から、電力系統制御中央装置 1 と電力系統制御機器 2 の通信状態に基づいて適切な制御モードを選択し、選択した制御モードに従って電力系統の状態を制御することができる。従って、通信状態（通信速度、通信品質）に応じて適切に電力状態を制御でき、信頼性を高めることができる。

実施例 1

[0027] 図 1～図 13 を参照して第 1 実施例に係る電力系統制御システムを説明する。本実施例では、電力系統を制御するための通信ネットワーク 4 の通信状態を監視し、通信状態に応じて制御モードを切り替えて、電力系統制御機器 2 を適切に制御する電力系統制御システムの例を説明する。

図 1 に示す電力系統制御システムは、電力系統制御中央装置 1 と、複数の電力系統制御機器 2 a～2 c と、複数のセンサ 3 a～3 c とが通信ネットワーク 4 を介して通信可能に接続されている。以下、特に区別しない場合、電力系統制御機器 2 a～2 c を電力系統制御機器 2 と、センサ 3 a～3 c をセンサ 3 と、それぞれ呼ぶことにする。

[0028] 電力系統制御中央装置 1 は、例えば、演算処理装置、記憶装置、通信装置（いずれも不図示）等を備えるコンピュータシステムとして構成されており、記憶装置にはコンピュータプログラムおよびデータが格納されている。演

算処理装置（CPU）がコンピュータプログラムを読み込んで実行することで、以下に述べる各種機能が実現される。

[0029] 電力系統制御中央装置 1 は、データを記憶するためのデータ記憶機能として、系統データを記憶するための系統データ記憶部 10 と、計測データを記憶するための計測データ記憶部 12 と、モデルデータを記憶するためのモデルデータ 16 とを備える。さらに、電力系統制御中央装置 1 は、通信状態を監視する通信状態監視部 11 と、電力状態を推定する電力状態推定部 13 と、制御量を演算する制御量演算部 14 と、モデルを生成するモデル生成部 15 と、各電力系統制御機器 2 及び各センサ 3 と通信するための送信部 17 を備える。

[0030] なお、説明の便宜上、系統データ記憶部 10 に格納されるデータを系統データ 10 と、計測データ記憶部 12 に格納されるデータを計測データ 12 と、モデルデータ記憶部 16 に格納されるデータをモデルデータ 16 と、それぞれ呼ぶ場合がある。

[0031] 電力系統制御機器 2 の構成を説明する。電力系統制御機器 2 は、コントローラ 20 と、制御部 21 とを備える。コントローラ 20 は、データを記憶するためのデータ記憶機能として、系統データを記憶する系統データ記憶部 201 と、モデルデータを記憶するモデルデータ記憶部 202 と、計測データを記憶する計測データ記憶部 205 を備える。さらに、コントローラ 20 は、電力系統制御中央装置 1 及びセンサ 3 と通信するための受信部 200 と、複数の制御モードの中からいずれか 1 つを決定する制御モード決定部 203 と、制御モードに応じて制御量を算出する制御量演算決定部 204 と、を備える。

[0032] なお、説明の便宜上、系統データ記憶部 201 に格納されるデータを系統データ 201 と、モデルデータ記憶部 202 に格納されるデータをモデルデータ 202 と、計測データ記憶部 205 に記憶されるデータを計測データ 205 と、それぞれ呼ぶ場合がある。

[0033] センサ 3 について説明する。センサ 3 は、その設置位置における電力状態

量を測定する装置である。センサ3で測定された電力状態量は、通信ネットワーク4を介して、電力系統制御中央装置1の通信状態監視部11及び電力系統制御機器2の受信部200に送信される。以下、センサ3で測定される電力状態量のデータを、センサデータと呼ぶ。

[0034] 電力系統制御中央装置1の通信状態監視部11は、受信したセンサデータを計測データ12の一部として記憶する。同様に、電力系統制御機器2の受信部200は、受信したセンサデータを計測データ205の一部として記憶する。センサデータを蓄積する様子は、図6で後述する。

[0035] 通信ネットワーク4について説明する。通信ネットワーク4は、電力系統制御中央装置1、電力系統制御機器2、およびセンサ3をつなぐ通信回線網である。各々の装置1, 2, 3は、通信ネットワーク4を用いて相互に、制御指令またはセンサデータ等の各種情報を送受信する。通信媒体としては、例えば、電話回線等の公衆回線、Ethernet（登録商標）等のローカル回線、専用通信回線、電力線搬送通信回線等の有線でもよいし、または、携帯電話通信網、PHS、業務用無線、衛星用回線、無線LAN、ZigBee（登録商標）等の無線でもよい。

[0036] 電力系統制御中央装置1を構成する各部の機能について説明する。システムデータ10は、電力系統ネットワークの構成に関するデータである。システムデータ10について、図2～図5に示す例を用いて説明する。

[0037] 図2は、電力系統ネットワークの概略を示す。電力系統ネットワークは、大別して、ノード31とブランチ32とから構成され、各々には属性データがある。ノード31a～31gを特に区別しない場合はノード31と呼び、ブランチ32a～32fを特に区別しない場合はブランチ32と呼ぶ。

[0038] 例えば、ノード31aは、変電所であり、そこにはセンサ3aおよび電力系統制御機器2aが接続されている。ノード31bは、柱上変圧器が設置されている電柱であり、そこにはセンサ3bが接続されている。ノード31cは、柱上変圧器が設置されている電柱であるが、そこにセンサは設置されて

いない。ノード31dは、需要家または分散電源などの負荷または電源を示し、そこにはセンサ3c及び電力系統制御機器2bが接続されている。ノード31eは、柱上変圧器が設置されている電柱であり、そこにセンサは設置されていない。ノード31fは、柱上変圧器が設置されている電柱であり、そこにはセンサ3dが設置されている。最後のノード31gは、需要家または分散電源などの負荷または電源を示し、そこにはセンサ3e及び電力系統制御機器2cが接続されている。

[0039] ここで、図3を参照して、ノード31の構成を管理するノード管理情報T10について説明する。ノード管理情報T10は、システムデータ10の一部を構成する。

[0040] ノード管理情報T10は、例えばノードを識別する情報C100、変電所の有無を示す情報C101（変電所フラグ）、柱上変圧器の有無を示す情報C102（柱上変圧器フラグ）、センサを識別する情報C103、制御機器を識別する情報C104、センサの計測値（センサデータの値）C105、状態推定値C106を対応づけて管理する。図示の管理項目以外の他の項目を加えてもよいし、図示の管理情報を複数の管理情報に分割し、分割された管理情報同士をリンクまたはポインタなどで対応づける構成でもよい。ノード管理情報T10に限らず、後述する他の管理情報についても同様のことが言える。

[0041] 各センサ3は、それぞれの種類や役割に応じて、例えば、有効電力P、無効電力Q、電圧Vなどを計測し、センサデータを出力することができる。状態推定値C106は、各センサ3からのセンサデータの全部または一部を用いて推定された値である。センサ3の設置されていないノード31c、31eでは、そのノードにおける電力状態が推定されて、ノード管理情報T10に記憶される。

[0042] ブランチ32について説明する。ブランチ32とは、ノードとノードの間の経路であり、具体的には、送電線または配電線である。各ブランチ32は、そのインピーダンスとして、抵抗R及びリアクタンスXを有する。

- [0043] ブランチ32 aは、始点ノードを31 a、終点ノードを31 bとする区間である。ブランチ32 bの始点はノード31 b、終点はノード31 cである。ブランチ32 cの始点はノード31 c、終点はノード31 dである。ブランチ32 dの始点はノード31 d、終点はノード31 eである。ブランチ32 eの始点はノード31 e、終点はノード31 fである。ブランチ32 fの始点はノード31 f、終点はノード31 gである。
- [0044] 図4を参照して、ブランチ32の構成を管理するブランチ管理情報T11について説明する。ブランチ管理情報T11は、システムデータ10の一部を構成する。ブランチ管理情報T11は、例えば、ブランチ32を識別する情報C110と、始点ノードを示す情報C111と、終点ノードを示す情報C112と、抵抗値C113およびリアクタンスC114を対応づけて管理する。
- [0045] 図5を参照して、電力系統制御機器2を管理するための制御機器管理情報T12について説明する。制御機器管理情報T12は、システムデータ10の一部を構成する。制御機器管理情報T12は、例えば、電力系統制御機器2を識別するための情報C120、基準電圧C121、LDC (Line Drop Compensator) パラメータC122、動作時限C123、定格容量C124等を対応づけて管理する。
- [0046] 通信状態監視部11について説明する。通信状態監視部11は、予め定められた一定の監視周期 T_m で各センサ3からタイムスタンプ付センサデータを収集し、収集したタイムスタンプ付センサデータを計測データ12としてメモリ等に格納させる。
- [0047] 図6を参照して、定期的に収集されて格納されるセンサデータT13を説明する。センサデータT13は、タイムスタンプC130と、センサ3を識別する情報C131と、測定値C132 (有効電力)、C133 (無効電力)、C134 (電圧) とを対応づけて、計測データ12の一部として記憶される。電力状態の測定値には、上記以外に例えば、電流、力率、潮流方向 (電流方向) を含めてもよい。

- [0048] 通信状態監視部 11 は、収集したタイムスタンプ付センサデータに基づき、センサ 3 ごとに電力系統制御中央装置 1 との通信状態の健全性を判定する。通信状態の健全性を判定する方法の一例を説明する。
- [0049] 例えば、所定の時間周期 T_a ($\leq T_m$) でセンサ 3 からのセンサデータを収集することになっている場合、前回得られたセンサデータ（受領済みの最新センサデータ）のタイムスタンプと現在時刻との差を所定の時間周期 T_a と比較する。現在時刻と最新センサデータのタイムスタンプとの差が所定の時間周期 T_a を上回っている場合（現在時刻－最新センサデータのタイムスタンプ $> T_a$ ）、通信状態の健全性が低下していると判定することができる。現在時刻と最新センサデータのタイムスタンプとの差が大きくなればなるほど、通信状態の健全性は低下していると判定できる。
- [0050] 通信状態の健全性が低下する原因には、通信ネットワーク 4 自体の原因と、センサ 3 自体の原因が含まれる。通信ネットワーク 4 自体の原因としては、例えば、通信混雑、障害物や電子機器からの電磁波による電波障害、断線などが考えられる。センサ 3 自体の原因としては、例えば、センサ 3 の故障、過負荷による処理の一時停止等が考えられる。従って、センサ 3 と電力系統制御中央装置 1 との通信状態の健全性を判断することで、センサ 3 が正常稼働しているか否かを含めて判定できる。
- [0051] 上述のように、センサデータは、測定された電力状態量（有効電力、無効電力、電圧等）を含む。センサデータは、センサ 3 から通信ネットワーク 4 を介して定期的に通信状態監視部 11 へ送信され、タイムスタンプを付けられて蓄積される。
- [0052] センサデータの送信周期は、電力系統ごとに、例えば通信回線のスペック、通信機器数、目標性能等を勘案して予め定められる。送信周期は、例えば、1 分、3 分、10 分、30 分、60 分等のような値に設定される。これらの具体的数値は一例であって、本発明は上記の値に限定されない。他の具体的数値についても同様である。
- [0053] 計測データ 12 について説明する。計測データ 12 には、センサデータの

ほかに、電力状態推定部 13 で推定された電力状態の推定値およびそのタイムスタンプと、制御量演算部 14 で演算された各電力系統制御機器 2 の制御量および制御タイミングとしてのタイムスタンプとが含まれる。

[0054] 電力状態推定部 13 について説明する。電力状態推定部 13 は、通信状態監視部 11 にて通信状態が正常と判定されたセンサデータの数（以下、正常センサデータ数）に応じて、電力状態推定計算における可観測性を判定する。

[0055] 可観測性の判定方法の例を説明する。例えば、対象とする電力系統のノード 31 およびブランチ 32 の各電力状態の合計数を N_d とし、その合計数 N_d に対する正常センサデータ数 N_n の割合 (N_n / N_d) を算出する。その割合 (N_n / N_d) が所定値以上の場合は可観測であると判定でき、そうでなければ不可観測と判定できる。

[0056] 次に、上記可観測性に応じて異なる方法で、正常と判定されたセンサデータとシステムデータ 10 を用いて、電力系統全体の電力状態（電圧、有効電力、無効電力等）の推定計算を行う。可観測と判定された場合には、潮流計算を含む状態推定計算を行い、そうでなければ潮流計算のみを行う。潮流計算においては、各ノードおよび各ブランチに関して、有効電力および無効電力に関する方程式（電力方程式）をそれぞれ立て、センサデータを用いて解くことによって、各ノードおよび各ブランチの電力状態を求めることができる。

[0057] 状態推定計算においては、各ノードの電力状態について初期値を与え、それに基づいた潮流計算によって得られる電力状態に関する推定値と計測値の偏差の 2 乗の総和が最小となるように、各ノードの電力状態に関する解が繰り返し演算によって求められ、最終的に電力系統の任意地点における電力状態の推定値が得られる。このようにして得られた、電力状態の推定値にタイムスタンプを付加して、計測データ 12 として蓄積する。なお、電力状態の推定方法については他の実施例においても後述する。電力系統制御中央装置 1 の電力状態推定部 13 が推定する電力状態は、「第 1 電力状態」に相当する。

- [0058] 制御量演算部 14 は、電力状態推定部 13 で推定された電力状態を用いて、各電力系統制御機器 2 が出力すべき「第 1 制御量」としての制御量を算出する。この演算では、例えば、特定の複数の地点における各目標電圧からの測定電圧の偏差の 2 乗の総和を、目的関数として使用する。そして、目的関数を最小化するように、各制御機器の最適な制御量を演算する。
- [0059] 目的関数を最小化する解法には、山登り法、二次計画法、タブーサーチ等様々なものがある。目的関数の性質および制御量の性質（連続値、離散値）等に応じて、適当な手法を用いればよい。このようにして得られた、演算結果としての各制御量にタイムスタンプを付加して、計測データ 12 として蓄積する。また、算出された制御量は、送信部 17 を介して、それぞれ所定の電力系統制御機器 2 に送信される。
- [0060] モデル生成部 15 について説明する。モデル生成部 15 は、各電力系統制御機器 2 が電力状態を推定したり、推定した電力状態に応じた制御量を算出したりするのに使用するためのモデルデータ（演算式のパラメータ）を生成する。
- [0061] モデル生成部 15 は、計測データ 12 に蓄積された各種データを教師データとして利用し、電力系統制御機器 2 のコントローラ 20 で利用されるための演算モデルのパラメータを同定する。
- [0062] 生成される演算モデルは、電力状態推定モデルおよび制御量算出モデルである。それら各モデルは、線形モデルまたは非線形モデルのいずれでもよい。ここでは、線形モデルを例に説明する。
- [0063] 電力状態推定モデルへの入力、各センサ 3 で測定された電力状態である。電力状態推定モデルからの出力は、電力状態推定部 13 にて当該電力系統の各ノード（または各ブランチ）に関して推定された電力状態である。
- [0064] 下記数式 1 に示す線形モデルとして、複数のタイムスタンプに関する入力データおよび出力データを用いて、最小二乗法にて各係数パラメータを同定する。ここで、 S_n は、任意のノード n における有効電力（実数成分）および無効電力（虚数成分）を示す。 P_k 、 Q_k は、それぞれセンサ（センサノ

ードk)によって測定された有効電力(実数成分)および無効電力(虚数成分)を示す。a, bは、電力状態推定モデルの係数パラメータである。電力システム制御機器2が基本演算式を事前に記憶している場合、電力システム制御中央装置1からは、係数パラメータa, bを電力システム制御機器2に送信するだけで、電力状態推定モデルを更新することができる。

[0065] [数1]

$$S_n = \sum_k a_{nk} P_k + \sum_k b_{nk} Q_k \quad \dots(1)$$

[0066] 続いて制御量算出モデルを説明する。制御量算出モデルの入力は、電力状態推定部13にて推定された各ノードの電力状態である。制御量算出モデルの出力は、制御量演算部14にて演算された各電力システム制御機器2の制御量である。

[0067] 下記数式2に示される線形モデルとして、複数のタイムスタンプに関する入力データおよび出力データを用いて、最小二乗法にて各係数パラメータを同定する。数式2において、制御量C_jは、例えば、電力システム制御機器ノードjにおける出力(LRT/SVRのタップ比(変圧比)、SVC、スイッチトキャパシタ、バッテリー付PCS(Power Conditioning System)の無効電力)である。LRTは、Load Ratio Transformerの略である。P_m, Q_m, V_mは、それぞれ監視ノードmにおける推定有効電力(前記S_mの実数成分)および推定無効電力(前記S_mの虚数成分)である。c, dは、制御量算出モデルの係数パラメータである。なお、P_m, Q_m, V_mは、センサ3によって測定された実測値(センサデータの電力状態値)があるならば、それを使用してもよい。

[0068] [数2]

$$C_j = \sum_m c_{jm} P_m + \sum_m d_{jm} Q_m \quad \dots(2)$$

[0069] 以上に示したように、上記の電力状態推定モデルおよび制御量算出モデル

と、センサデータ (P_k , Q_k) とを用いれば、各電力系統制御機器 2 にて出力すべき制御量を簡単に演算することができる。

[0070] 従って、各電力系統制御機器 2 が電力状態推定モデルおよび制御量算出モデルをそれぞれ持っていれば、たとえ通信ネットワーク 4 の通信状態が正常ではない場合でも、自端でのセンサデータを用いて適切な制御を行うことができる。

[0071] モデルデータ 16 について説明する。モデルデータ 16 は、数式 1 に示す電力状態推定モデルを構成するパラメータ a , b 、および、数式 2 に示す制御量算出モデルを構成するパラメータ c , d である。

[0072] 各モデルにおいて対象とするノード (センサノード k および監視ノード m) を予め設定しておく必要がある。センサ 3 が設置されている全てのノードをセンサノード k として設定すれば、電力状態の推定精度が向上することが期待できる。同様に、全てのノードを監視ノード m として設定すれば、制御量の精度を向上することが期待できる。

[0073] しかし、通信ネットワーク 4 の通信状態が常に健全であると期待できない場合、全てのセンサ 3 からセンサデータを取得できない可能性がある。そこで、以下のように、一部のセンサ 3 のセンサデータだけを用いて推定演算する構成としてもよい。

[0074] 例えば、全てのノードをセンサノードとする代わりに、電力系統制御機器 2 のノード j では、自端ノード j のみとする。つまり、各電力系統制御機器 2 では、自端ノード以外のセンサ 3 のセンサデータは参照しない。自端ノードのセンサとは、電力系統制御機器 2 に直接的に対応づけられているセンサ、すなわち電力系統制御機器 2 のノードと共通のノードに設けられているセンサである。

[0075] 図 2 の場合、電力系統制御機器 2 a の自端ノードはノード 31 a であり、自端ノードのセンサはセンサ 3 a である。同様に、電力系統制御機器 2 b の自端ノードはノード 31 d であり、自端ノードのセンサはセンサ 3 c である。同様に、電力系統制御機器 2 c の自端ノードはノード 31 g であり、自端

ノードのセンサはセンサ3 eである。

[0076] 電力系統制御機器2で参照するセンサデータを、自端ノードのセンサ3からのセンサデータに限定すれば、通信状態の健全性が失われた場合でも、電力系統制御機器2では電力状態推定モデルを用いて電力系統の電力状態を推定できる。

[0077] なお、監視ノードmについては、対象ノードを減らす理由は特にない。電力状態が推定されていれば、制御量算出モデルを用いて制御量を算出できるためである。

[0078] 図7は、電力状態推定モデルおよび制御量算出モデルを線型モデルとして作成した場合の概略を示す。図7(a)に太い実線で示す電力状態推定モデルは、上述の通り、横軸の入力がセンサデータ(センサ3の測定した電力状態の値)であり、縦軸の出力が電力状態の推定値である。

[0079] 図7(b)に太い実線で示す制御量算出モデルは、上述の通り、横軸の入力が電力状態の推定値であり、縦軸の出力が推定された制御量である。

[0080] 図8は、取得できるセンサデータの組合せ毎に電力状態推定モデルを生成する様子を示す説明図である。電力系統制御中央装置1の電力状態推定部13は、各センサ3 a~3 eからのセンサデータの取得状態に応じて電力状態推定モデルを生成する。

[0081] 例えば、第1ケースは、全てのセンサ3 a~3 eからそれぞれ正常にセンサデータを取得できる場合である。第1ケースでは、全てのセンサ3 a~3 eからのセンサデータを用いて電力状態推定モデルを生成する。第2ケースは、各センサ3 a~3 eのうちセンサ3 e以外の他のセンサ3 a~3 dからセンサデータを取得でき、センサ3 eからのセンサデータだけ取得できない場合である。第2のケースでは、取得できたセンサデータ(センサ3 a~3 dのセンサデータ)のみに基づいて、電力状態推定モデルを生成する。第3ケースは、各センサ3 a~3 eのうちセンサ3 d以外の他のセンサ3 a~3 c, 3 eからセンサデータを取得でき、センサ3 dからのセンサデータだけ取得できない場合である。第3ケースでは、センサ3 a~3 c, 3 eのセン

サデータのみに基づいて、電力状態推定モデルを生成する。

[0082] 以下同様に、正常に取得できるセンサデータの組合せ毎にそれぞれ電力状態推定モデルを生成する。センサデータが1つしか取得できない場合（ケースn）についても、電力状態推定モデルが生成される。電力系統制御機器2の自端ノードのセンサからのセンサデータが取得できるのであれば、その電力系統制御機器2のための電力状態推定モデルを生成できる。なお、電力系統制御機器2が、自端ノードのセンサ以外の離れたノードのセンサからのセンサデータを取得可能な構成の場合、その離れたノードのセンサからのセンサデータのみに基づく電力状態推定モデルも生成される。

[0083] このように、電力状態推定モデルは、電力系統制御機器毎に、かつ、センサデータの組合せ毎に、それぞれ用意される。これにより、通信状態の悪化またはセンサの故障等で、一部のセンサデータを取得できない場合であっても、電力状態推定部13は、取得できたセンサデータの組合せに対応する電力状態推定モデルを用いて、電力状態を推定することができる。

[0084] 図9は、時間帯に応じて電力状態推定モデルを生成する様子を示す。電力需給状態は、例えば天候および気温等によっても相違するが、朝、昼、夜のように時間帯によっても相違する。例えば、個人住宅の場合、朝と晩で食事の支度のために電力需要が増加する。昼間は不在になる可能性が高くなるため、電力需要は低下する。これとは逆に、朝と晩の太陽光発電の発電量は小さく、昼間の発電量は大きい。電力の需給状態は個人住宅、工場、商業施設等の需要家の特性によっても相違するが、時間帯による相違も大きい。

[0085] そこで、本実施例では、例えば、一日の時間を第1時間帯（朝夕）、第2時間帯（昼）、第3時間帯（夜）のように複数に区切り、各時間帯毎に、電力状態推定モデル群と制御量算出モデルを生成する。

[0086] 上述の通り、各電力系統制御機器毎の電力状態推定モデルは、取得できたセンサデータの組合せに応じて複数生成される。電力系統制御機器2aについては、電力状態推定モデル群M2EAと制御量算出モデルM2CAが生成される。電力系統制御機器2bについては、電力状態推定モデル群M2EB

と制御量算出モデルM2CBが生成される。電力系統制御機器2cについては、電力状態推定モデル群M2ECと制御量算出モデルM2CCが生成される。

[0087] さらに、各電力系統制御機器2a~2cのモデルM2EA, M2EB, M2ECおよびM2CA, M2CB, M2CCは、各時間帯毎に生成される。電力系統制御中央装置1の電力状態推定部13は、現在時刻が属する時間帯の電力状態推定モデル群の中から、取得できたセンサデータの組合せに一致するモデルを1つ選択して、電力状態を推定する。

[0088] 図1に戻り、送信部17について説明する。送信部17は、次のいずれかのデータを、各電力系統制御機器2へ通信ネットワーク4を介して送信する機能を備える。第1の送信データは、制御量演算部14にて演算された各電力系統制御機器2が出力すべき制御量である。第2の送信データは、モデル生成部15が生成したモデルデータ16（電力状態推定モデルおよび制御量算出モデルを構成するパラメータ）である。第3の送信データは、システムデータ10である。上記3種類のデータは、更新された後の所定タイミングで送信されるため、各データの更新周期によって送信周期もそれぞれ異なる。

[0089] 電力系統制御機器2について説明する。電力系統制御機器2は、制御量を決定するコントローラ20と、所定の制御動作を実行する制御部21とを備える。電力系統制御機器2の例としては、LRT、SVR、SVC、スイッチトキャパシタ、バッテリー付PCS等の、電力系統の状態のうち主に電圧を制御するための機器を挙げることができる。

[0090] コントローラ20の機能を説明する。受信部200は、電力系統制御中央装置1の送信部17から送信されるデータを受信する機能を備える。受信データのうち、電力系統制御機器2で実現されるべき制御量は、制御モード決定部203へ送信される。受信したモデルデータは、コントローラ20で用いるモデルデータ202として、記憶装置（ハードディスクドライブ、フラッシュメモリ、光学ディスク等）に格納される。受信したシステムデータは、コントローラ20で用いるシステムデータ201として、記憶装置に格納される。

さらに、受信部200は、各センサ3の全部又は所定の一部のセンサ3からセンサデータを受信して、そのセンサデータを計測データ205として蓄積する機能も備える。

[0091] 系統データ201、モデルデータ202、および計測データ205は、電力系統制御中央装置1で蓄積される系統データ10、モデルデータ16、計測データ12と同様のものである。但し、電力系統制御機器2の自端ノードに設けられているセンサ（自端ノードセンサ）からのセンサデータだけが計測データ205として蓄積される場合がある。

[0092] 制御モード決定部203は、制御モードとして予め用意されている集中制御モード、分散制御モード、自律制御モードのうちいずれか1つで動作することを、所定の周期で決定する機能を備える。

[0093] 図10を参照して、制御モードの決定方法の例を説明する。例えば、受信部200が送信部17から前回受信した制御量データのタイムスタンプと現在時刻との差 T_d が、予め設定される第1所定時間 T_1 以上の場合（ $T_d \geq T_1$ ）、電力系統制御機器2は分散制御モードに移行する。第1所定時間 T_1 は、一定の制御指令周期 T_c 以上に設定される（ $T_1 \geq T_c$ ）。

[0094] 通信の健全性が保たれており、電力系統制御中央装置1から電力系統制御機器2に対して、一定時間毎に制御量（第1制御量）のデータが送信されている場合、電力系統制御機器2は集中制御モードに基づいて、所定の制御動作を実行する。

[0095] これに対し、通信の健全性が損なわれ、電力系統制御機器2が電力系統制御中央装置1から最新の制御量データを第1所定時間 T_1 内に受領できなかった場合（ $T_d \geq T_1$ ）、上述の通り、集中制御モードから分散制御モードに移行する。

[0096] 分散制御モード下では、電力系統制御機器2は、電力系統制御中央装置1から受領済みの電力状態推定モデルと所定のセンサデータ（例えば自端ノードのセンサ）とに基づいて、電力系統の電力状態を推定する。さらに、電力系統制御機器2は、推定した電力状態と受領済みの制御量算出モデルに基づ

いて制御量（第2制御量）を算出し、所定の制御動作を実行する（所定の制御出力を行う）。

[0097] 従って、電力系統制御中央装置1で計算された制御量データを受領できない場合でも、電力系統制御機器2は、電力状態推定モデルに基づいて電力状態を推定し、適切な制御を行うことができる。時間帯が替わった場合、その時間帯に応じた電力状態推定モデルに切り替えて分散制御モードを続行する。電力系統の電力状態を推定した上で制御する分散制御モードは、単純に目標値との偏差を解消するように制御を行う後述の自律制御モードとは異なる。

[0098] 上述のように分散制御モード下で稼働する電力系統制御機器2は、比較的精度良く電力状態を制御することができる。しかし、電力需給状態は季節によって変動するため、同一の電力状態推定モデルを長期間にわたって使用し続けるわけにはいかない。また、例えば新たな分散電源が電力系統に接続されたり、需要家の設備が廃棄されたりして、電力系統の構成は変更される可能性がある。電力系統の構成変化は、電力状態の推定精度にも影響を及ぼし、適切な制御量も変化する。このように電力需給状態の実態からかけ離れた電力状態推定モデルを使用し続けることは、電力状態の推定精度を低下させてしまい、電力系統の安定性維持に寄与しない。そこで、本実施例の電力状態推定モデルには、有効に使用可能な期間 T_2 が予め設定されている。

[0099] 通信状態が悪化したままの時間が長く継続し、分散制御モードに移行してからの経過時間 T_s が電力状態推定モデルの有効期間（寿命） T_2 以上になった場合（ $T_s \geq T_2$ ）、電力系統制御機器2は、分散制御モードから自律制御モードに移行する。有効期間 T_2 は、第2所定時間と呼ぶこともでき、第1所定時間 T_1 よりも長く設定される（ $T_2 > T_1 \geq T_c$ ）。自律制御モード下の電力系統制御機器2は、自端ノードのセンサ3からのセンサデータに基づいて、目標値と実測値との偏差を解消するように制御する。自律制御モードでは、自端ノードの電力状態のみに基づいて制御するようになっており、電力系統全体の電力状態を推定して制御する分散制御モードとは異なる

- 。
- [0100] 制御モード間の移行タイミングの理解のために一例を挙げる。通信状態が健全な場合、電力系統制御中央装置 1 は、各センサデータに基づいて算出される制御量を、数秒～数分等の制御周期 T_c で各電力系統制御機器 2 に送信する。通信状態が悪化し、数分程度に設定される所定時間 T_1 待っても制御量を受信できない場合、電力系統制御機器 2 は集中制御モードから分散制御モードに移行する。
- [0101] 分散制御モードに移行してから例えば一日～数日、または一週間～数週間、または一ヶ月～数ヶ月程度の所定時間 T_2 が経過すると、分散制御モードから自律制御モードに移行する。なお、電力状態推定モデルの有効期間 T_2 は、それが作成されてからの経過時間として定義してもよいし、例えば「2012年6月1日まで有効」のように日時で定義してもよい。上記の具体的な数値は、理解のための一例に過ぎず、本発明は上記数値に限定されない。
- [0102] 分散制御モード下で制御中に、通信状態が健全性を取り戻して、電力系統制御中央装置 1 からの制御量を電力系統制御機器 2 が受信すると、分散制御モードから集中制御モードに移行する。制御量を受信した時点で集中制御モードに直ちに移行してもよい。または、さらに新たな制御量を受信するまで分散制御モードを続行し、新たな制御量を受信したときの時刻と前回の制御量を受信したときの時刻との差 T_d が第 1 所定時間 T_1 未満の場合に、分散制御モードから集中制御モードに移行してもよい。
- [0103] 同様に、自律制御モード下において、電力系統制御中央装置 1 から制御量を受信した場合に、直ちに集中制御モードに移行してもよい。または、さらに新たな制御量を受領するまで待ち、前回の制御量受信時刻と今回の制御量受信時刻との差が第 1 所定時間 T_1 未満の場合に、自律制御モードから集中制御モードに移行してもよい。
- [0104] 電力系統制御機器 2 の他の構成を説明する。制御量演算決定部 204 は、制御モード決定部 203 にて決定された制御モードにしたがい、自装置 2 (当該電力系統制御機器) が出力する制御量を演算または決定する機能を備え

る。

- [0105] 制御モードとして集中制御モードが選択されている場合、制御量演算決定部204は、電力系統制御中央装置1から受信した制御量データそのものの使用を決定する。分散制御モードの場合、制御量演算決定部204は、電力系統制御中央装置1から受信したモデルデータ202で定義される電力状態推定モデルおよび制御量算出モデルと所定のセンサデータとに基づいて、上記数式1、数式2で示した演算を実行し、制御量を決定する。自律制御モードの場合、制御量演算決定部204は、システムデータ201に含まれる各電力系統制御機器2の制御パラメータと計測データ205とに基づき、予め定められた所定の方式に従って制御量を決定する。
- [0106] 例えば、LRT/SVRではLDC方式に基づいて、SVC、スイッチトキャパシタ、バッテリー付PCSでは電圧一定制御に基づいて、自装置2で出力すべき制御量を演算し、決定する。
- [0107] 制御部21について説明する。制御部21は、制御量演算決定部204で決定された制御量にしたがって、「所定の制御動作」としての制御出力を行う機能を備える。制御部21がLRT/SVRの場合は、その制御出力はタップ比（変圧比）であり、制御パラメータに含まれるタップマップ（変圧比に対応するタップ番号が記載されたリスト）を参照して、タップを対応するタップ番号に切替動作を行う。すでに該当タップ番号になっている場合には切替動作は行われぬ。
- [0108] 制御部21がSVC、スイッチトキャパシタ、バッテリー付PCSの場合、その制御出力として、無効電力の出力、あるいは目標電圧の二通りがある。制御出力が無効電力の出力の場合、「進み50kvar」または「遅れ30kvar」のように出力される。
- [0109] 制御部21がSVC、スイッチトキャパシタ、バッテリー付PCS等である場合、それにしたがって出力動作を行う。制御出力が目標電圧の場合、制御部21は、まず、電力系統制御機器2の設置地点の電圧と目標電圧の差分を監視する。そして、制御部21は、前記差分を用いて、例えばPI制御（比

例制御、積分制御)にて目標電圧を修正する。制御部21は、電力系統制御機器2の設置地点とインバータ(キャパシタ)との間のリアクタンスを考慮して、修正された目標電圧に一致するように無効電力を決定し、その無効電力にしたがって出力動作を行う。

[0110] 図11~図13のフローチャートを参照して、電力系統制御システムにおける処理の流れを説明する。はじめに、図11のフローチャートを用いて、電力系統制御中央装置1にて集中型制御を行う場合について説明する。

[0111] 通信状態監視部11は、予め定められた一定の監視周期 T_m で、各センサ3からタイムスタンプ付センサデータを収集し、計測データ12として蓄積する(S10)。通信状態監視部11は、センサごとに、電力系統制御中央装置1との通信状態の健全性(正常か否か)を判定する(S11)。

[0112] 電力状態推定部13は、通信状態が正常と判定されたセンサデータの数(以下、正常センサデータ数)に応じて、電力状態推定計算における可観測性を判定する。電力状態推定部13は、可観測性に応じて異なる方法で、正常と判定されたセンサのセンサデータとシステムデータ10を用いて、電力系統全体の電力状態(電圧、有効電力、無効電力等)の推定計算を行う。可観測と判定された場合には潮流計算を含む状態推定計算を行い、そうでなければ潮流計算のみを行う。これにより、電力系統の任意地点における電力状態の推定値が得られる(S12)。

[0113] 制御量演算部14は、推定された電力状態を用いて、各電力系統制御機器2が出力すべき制御量を演算する(S13)。最後に、送信部17は、演算された制御量を指令値として、通信ネットワーク4を通じて各電力系統制御機器2へ送信する(S14)。

[0114] 以上のように、電力系統制御中央装置1は、各センサ3からのセンサデータの健全性を判定し、その健全性に応じて適切な電力状態推定計算を行って、それに基づき各電力系統制御機器2へ最適な制御指令値を送信する機能を備える。

[0115] 図12のフローチャートを用いて、電力系統制御中央装置1にて電力状態

推定および制御量演算に関する各演算モデルを生成する場合について説明する。

- [0116] モデル生成部 15 は、計測データ 12 として蓄積されたデータの中から、センサ 3 で測定された電力状態と、電力状態推定部 13 にて推定された各ノードおよび各ブランチの電力状態と、制御量演算部 14 にて演算された各電力系統制御機器 2 の制御量とを、教師データとして利用するために読み込む (S20)。
- [0117] モデル生成部 15 は、センサ 3 で実測された電力状態と、電力状態推定部 13 にて推定された各ノードおよび各ブランチの電力状態とを用いて、電力状態推定モデルを生成する (S21)。上述のように、モデル生成部 15 は、電力状態推定モデルを線形モデルとして生成する場合、上述の数式 1 にしたがって、最小二乗法にて各係数パラメータ a , b を同定する (S21)。
- [0118] モデル生成部 15 は、電力状態推定部 13 にて推定された各ノードおよび各ブランチの電力状態と、制御量演算部 14 にて演算された各電力系統制御機器 2 の制御量とを用いて、制御量算出モデルを生成する。上述したように、線形モデルの例においては、数式 2 にしたがって、最小二乗法にて各係数パラメータ c , d を決定する (S22)。
- [0119] そして、電力系統制御機器 2 ごとに生成した演算モデルのデータ (係数パラメータ) が、予め定められた組み合わせでパッケージ化される。例えば、電力系統制御機器 2 (ノード j) に関して、電力状態推定モデルはノード x とノード y に関するもの、制御量算出モデルはノード j に関するもの、といった組み合わせである。このようにパッケージ化された各演算モデルのデータを各電力系統制御機器 2 へ、通信ネットワーク 4 を介して送信する (S23)。
- [0120] 以上のように、電力系統制御中央装置 1 は、計測データから電力状態推定モデルおよび制御量算出モデルを生成し、これらモデルを決定するためのモデルデータ (制御パラメータ) を各電力系統制御機器 2 へ送信する機能を備える。

- [0121] 演算モデルを線形モデルとして生成する場合、電力状態推定モデルは2つのパラメータ a , b で決定され、制御量算出モデルも2つのパラメータ c , d で決定される。従って、各モデルのデータサイズを小さくできる。1つ1つのモデルデータのサイズを小さくできるため、周期的に各電力系統制御機器2に複数のモデルデータを送信しても、通信負荷の増大を抑制できる。従って、通信ネットワーク4の通信速度が遅い場合でも、データサイズの小さいモデルデータを正常に送信することができる。また、各演算モデルは少数のパラメータで使用できるため、電力系統制御機器2の有する演算処理装置(CPU)の性能が低い場合でも、電力状態を推定して適切な制御量を得ることができる。逆に言えば、電力系統制御機器2に高性能の演算処理装置等を搭載する必要がなく、製造コストを低減することができる。
- [0122] 図13のフローチャートを用いて、電力系統制御機器2における制御処理について説明する。
- [0123] はじめに、受信部200にて、未処理の受信データの有無を確認する(S30)。未処理の受信データがある場合、その未処理受信データのタイムスタンプと現在時刻との差が判定される。未処理受信データのタイムスタンプと現在時刻との差 T_d が第1所定時間 T_1 よりも小さければステップS31へ進み、そうでなければステップS33へ進む。未処理の受信データが無い場合もステップS33へ進む。
- [0124] 受信部200は、比較的新しい未処理の受信データがある場合 ($T_d < T_1$)、その種類を判定する(S31)。未処理受信データが制御量の場合、集中制御モードと判断し、ステップS40へ進む。受信部200は、未処理受信データが制御量以外の場合(つまり、演算モデルデータ、センサデータ、システムデータの場合)、ステップS32へ進む。ステップS32において受信部200は、各データを記憶装置201, 202, 205のうち所定の記憶装置に格納して、ステップS30へ戻る。
- [0125] 受信部200において未処理の受信データが無いと判定された場合(S30:NO)、制御モード決定部203は、現在時刻が制御モードを決定すべ

きタイミングかどうか判定する（S 3 3）。

[0126] ステップS 3 3の判定では、制御モード決定部2 0 3は、前回の制御モード決定タイミングと現在時刻との差 $T d t$ が、予め設定されるタイミング決定時間 $T t 1$ 以上であるか判定する。前回の決定時からの経過時間 $T d t$ が所定のタイミング決定時間 $T t 1$ 以上の場合（ $T d t \geq T t 1$ ）、*Y e s*と判定してステップS 3 4へ進み、そうでなければ*N o*と判定し、所定の待ち時間 $T w$ だけ待機してからS 3 0へ戻る。なお、時間 $T w$ の経過を待たずにステップS 3 0に戻る構成でもよい。

[0127] ステップS 3 4において、制御モード決定部2 0 3は、制御モードを決定する。図1 0で述べたように、制御モード決定部2 0 3は、受信部2 0 0で前回受信した制御量データ（最新の制御量データ）のタイムスタンプと現在時刻との差 $T d$ が所定時間 $T 1$ 以上の場合、分散制御モードを選択し、ステップS 3 6に移る。これに対し、制御モード決定部2 0 3は、既に分散制御モードに移行している場合において、分散制御モードに移行してからの経過時間 $T s$ が所定時間 $T 2$ 以上になると、自律制御モードを選択し、ステップS 3 9に移る。

[0128] 制御量演算決定部2 0 4は、決定された制御モードの種類を判別する（S 3 5）。決定された制御モードが分散制御モードであると判定した場合、制御量演算決定部2 0 4は、モデルデータ2 0 2を読み込む（S 3 6）。さらに、制御量演算決定部2 0 4は、計測データ2 0 5を読み込み（S 3 7）、電力状態推定モデルとセンサデータに基づいて、電力系統の電力状態を推定する（S 3 8）。ステップS 3 8では、正常に取得できたセンサデータの組合せに応じた電力推定モデルであって、かつ、現在時刻に対応する時間帯用の電力推定モデルを用いて、電力状態を推定することができる。

[0129] 制御量演算決定部2 0 4は、推定された電力状態と制御量算出モデルに基づいて、自端ノードで実現すべき制御量を算出する（S 4 0）。制御量演算決定部2 0 4で算出された制御量は、コントローラ2 0から制御部2 1に送られて、制御部2 1により所定の制御動作が実行される（S 4 1）。

- [0130] これに対し、決定された制御モードが自律制御モードであると判定した場合、制御量演算決定部204は、システムデータ201を読み込み（S39）、さらに計測データ205を読み込む（S37）。制御量演算決定部204は、システムデータ201に含まれている制御パラメータ（図5）と、制御方式（LRT/SVRではLDC方式、SVC、スイッチトキャパシタ、バッテリー付PCSでは電圧一定制御など）と、自端ノードのセンサデータとに基づいて、制御量を算出する。
- [0131] その後、自律制御モード下で算出された制御量は、コントローラ20から制御部21へ送信される。制御部21は、算出された制御量にしたがって、所定の制御動作を実行する（S41）。
- [0132] このように構成される本実施例では、電力系統制御中央装置1は、正常に取得できるセンサデータの組合せに応じて電力状態推定モデルを生成する。このため、通信ネットワーク4の状態が悪く、全てのセンサ3からのセンサデータを受信できない場合でも、電力状態を推定して制御量を算出できる。従って、本実施例の電力系統制御システムは、通信環境の悪い地域であっても、通信環境に合わせて電力状態を推定でき、適切に電力系統の電力状態を制御することができる。
- [0133] 本実施例では、電力系統制御機器2は、複数の制御モードの中から通信状態に応じていずれか1つの制御モードを選択できる。従って、電力系統制御機器2は、通信ネットワーク4の状態に応じて適切に動作することができる。
- [0134] 本実施例では、受信データのタイムスタンプと現在時刻とに基づいて、通信ネットワーク4の通信状態の健全性を判断し、通信状態に応じた制御モードを選択する。従って、電力系統制御機器2は、比較的簡易かつ正確に通信状態を評価して、適切な制御モードを選択することができる。
- [0135] 本実施例では、センサ3の実測値であるセンサデータと、電力状態の推定値の履歴と、算出された制御量の履歴とを計測データとして蓄積して管理し、計測データに基づいて電力状態推定モデルおよび制御量算出モデルを生成

する。従って、比較的高精度の演算モデルを比較的簡易に得ることができる。

[0136] 本実施例では、電力系統制御中央装置 1 で生成された電力状態推定モデルおよび制御量算出モデルを特定するためのモデルデータを、パラメータのセットとして構成する。従って、モデルデータのサイズを小さくでき、電力系統制御中央装置 1 から複数の電力系統制御機器 2 にモデルデータを配信した場合でも、通信ネットワーク 4 の負荷を抑制することができる。このため、本実施例の電力系統制御システムは、通信速度が遅く、通信品質の不安定な環境下であっても、電力系統を適切に制御することができる。

[0137] 本実施例の電力系統制御機器 2 は、通信状態が健全な場合は集中制御モードで制御し、通信状態が悪化した場合に分散制御モードで制御し、電力状態推定モデルの有効期間が過ぎた場合は自律制御モードで制御する。従って、通信状態の健全性の度合いに応じて電力状態を制御できる。

[0138] 本実施例では、分散制御モードで使用する電力状態推定モデルに有効期間を設定しており、有効期間の過ぎた電力状態推定モデルは使用せず、自律制御モードに移行する。従って、電力需給状態の変化および電力系統の構成変化からかけ離れた分散制御が実行されるのを抑制し、システムの信頼性を高めることができる。

実施例 2

[0139] 図 1 4 ~ 図 1 6 を参照して第 2 実施例を説明する。本実施例を含む以下の各実施例は第 1 実施例の変形例に相当するため、第 1 実施例との相違を中心に説明する。本実施例では、電力系統制御中央装置 1 で管理可能な電力系統制御機器 2 と、電力系統制御中央装置 1 では直接管理することのできない電力系統制御機器 5 とが、同一の電力系統に混在する場合を説明する。

[0140] 図 1 4 は、本実施例による電力系統制御システムの全体構成図である。本システムも第 1 実施例で述べたシステムと同様に、電力系統制御中央装置 1 と、複数の電力系統制御機器 2 と、複数のセンサ 3 とが通信ネットワーク 4 を介して接続されている。さらに、本システムの対象とする電力系統には、

通信ネットワーク 4 に接続されていない電力系統制御機器 5 a ~ 5 c が複数配置されている。これら制御機器 5 a ~ 5 c を特に区別しない場合、電力系統制御機器 5 と呼ぶ。なお以下の説明では、理解の便宜上、第 1 実施例で述べた電力系統制御機器 2 を新型の電力系統制御機器 2 と呼び、通信ネットワーク 4 に接続されていない電力系統制御機器を旧型の電力系統制御機器 5 と呼ぶことがある。

[0141] 自律制御専用の電力系統制御機器 5 について説明する。電力系統制御機器 5 は、コントローラ 5 0 および制御部 5 1 から構成される。さらに、コントローラ 5 0 は、受信部 5 0 0、系統データ記憶部 5 0 1、制御量演算決定部 5 0 2、計測データ記憶部 5 0 3 とを備える。以下、系統データ記憶部 5 0 1 に記憶されたデータを系統データ 5 0 1 と、計測データ記憶部 5 0 3 に記憶されたデータを計測データ 5 0 3 と呼ぶ場合がある。

[0142] 受信部 5 0 0 は、上述した受信部 2 0 0 の有する機能の一部を実現する。受信部 5 0 0 は、自端ノードに設けられたセンサ 3 からセンサデータを受信し、この受信したセンサデータを計測データ 5 0 3 として蓄積する機能を備える。

[0143] 系統データ 5 0 1 は、自装置 5 の制御パラメータであり、予めメモリ等の記憶装置に格納されている。電力系統制御機器 5 の種類によって制御方式が異なるため、その制御パラメータも制御方式に応じて異なる。例えば、L R T / S V R の場合は L D C 方式であり、S V C、スイッチトキャパシタ、バッテリー付 P C S では電圧一定制御などの方式である。それぞれの方式に対応する制御パラメータは、系統データ 5 0 1 として格納される。

[0144] 制御量演算決定部 5 0 2 は、制御方式（制御パラメータ）に計測データを入力して、自装置 5 で出力すべき制御量を算出し、決定する機能を備える。

[0145] 制御部 5 1 は、電力系統制御機器 2 の制御部 2 1 と同様であり、制御量演算決定部 5 0 2 で決定された制御量にしたがって、所定の制御動作を行う機能を備える。

[0146] このように、本実施例の電力系統制御システムの制御対象である電力系統

には、電力系統制御中央装置 1 から直接制御することのできない、自律制御モード専用の電力系統制御機器 5 が含まれている。従って、電力系統制御中央装置 1 は、それら自律制御専用の電力系統制御機器 5 で実行される制御動作を考慮して、制御量等を算出するのが好ましい。そこで、本実施例の電力系統制御中央装置 1 は、制御量演算部 14 a に改善を加える。

[0147] 図 15 のフローチャートを用いて、電力系統制御機器 5 で実行される制御処理について説明する。

[0148] 受信部 500 は、自端ノードのセンサ（図 15 では自端センサと略記）から受信データを受信したか判定する（S50）。受信部 500 は、未処理の受信データがある場合、そのタイムスタンプと現在時刻との差が所定時間以下であれば Yes と判定して、その未処理受信データを記憶装置に格納する（S51）。

[0149] 未処理の受信データが無い場合（S50：NO）、制御量演算決定部 502 は、現在時刻が制御を実行すべき所定の制御タイミングであるか判定する（S52）。ステップ S52 において、制御量演算決定部 502 は、前回の制御モード決定タイミングからの経過時間が所定時間以上であるかを判定する。前回の決定タイミングからの経過時間が所定時間以上の場合、Yes と判定してステップ S53 に進み、そうでなければ No と判定されて、所定の待機時間だけ待ってから S50 へ戻る。

[0150] 制御量演算決定部 502 は、系統データ 501 を読み込み（S53）、続いて計測データ 503 を読み込み（S54）、出力すべき制御量を演算する（S55）。その演算方法は、第 1 実施例で述べた自律制御モードの場合と同様である。つまり、制御パラメータ（系統データ 501 に含まれる）および制御方式（LRT/SVR では LDC 方式、SVC、スイッチトキャパシタ、バッテリー付 PCS では電圧一定制御など）に、計測データ 503 を入力して、制御量を算出する。このようにして算出された制御量は、制御部 51 へ送信される。

[0151] 制御部 51 では、ステップ S55 で算出された制御量にしたがって、所定

の制御動作を実行する（S56）。以上のように、旧型の電力系統制御機器5は、自律制御モード下で制御量演算を行い、制御出力を行う機能を備える。

[0152] ところで、旧型の電力系統制御機器5が混在する電力系統において、電力系統制御中央装置1の制御量演算部14では、たとえ電力系統制御機器5の制御量を算出したとしても、その制御量を電力系統制御機器5に送信することができない。また、電力系統制御機器5が、電力系統制御中央装置1で算出した制御量と同一の制御量を算出し、その制御量に従って動作する保証はない。

[0153] そこで、本実施例の制御量演算部14aでは、電力系統制御機器5の制御方式（制御パラメータ）と、電力状態推定部13で推定された電力状態とを用いて、電力系統制御機器5が出力するであろう制御量を予測する。

[0154] 制御量予測処理においては、電力系統制御機器5の制御量演算決定部502と同様の演算処理を行えばよい。制御量演算決定部502は、各電力系統制御機器5の予測制御量を一旦確定し、第1実施例の制御量演算部14について述べたと同様に、目的関数（例えば、各目標電圧からの電圧の偏差の2乗の総和）が最小となるように、各電力系統制御機器2が出力すべき制御量を演算する。

[0155] 制御量演算決定部502は、演算された各電力系統制御機器2の制御量に基づいて電力状態推定計算を行い、その結果得られた電力状態に基づき、各電力系統制御機器5が出力する制御量を再度予測する。そして、制御量演算決定部502は、目的関数が最小となるように各電力系統制御機器2が出力すべき制御量を再度演算する。

[0156] このように、制御量演算決定部502は、旧型の電力系統制御機器5の制御量予測処理と新型の電力系統制御機器2の最適制御量演算処理とを、各制御量の変化量が収束するまで繰り返す。制御量演算決定部502は、最終的に得られた各電力系統制御機器2の制御量にタイムスタンプを付加して、計測データ12として蓄積する。また、最終的に得られた制御量は、送信部1

- 7から各電力系統制御機器2に送信される。
- [0157] 図16のフローチャートを用いて、電力系統制御機器5が混在する系統において、電力系統制御中央装置1にて集中型制御モードを実行する場合を説明する。
- [0158] 図16のステップS60～S62は、それぞれ図10のフローチャートにおけるステップS10～S12と同じ処理である。
- [0159] 電力状態推定(S62)の後、制御量演算部14aは、電力系統制御機器5の制御方式(制御パラメータ)に基づき、電力状態推定部13で推定された電力状態を用いて、各電力系統制御機器5が出力する制御量を予測する(S63)。
- [0160] ステップS63において、制御量演算部14aは、各電力系統制御機器5の予測制御量を一旦確定して、目的関数が最小となるように各電力系統制御機器2が出力すべき制御量を演算する。そして、制御量演算部14aは、演算された各電力系統制御機器2の制御量に基づき、電力状態推定計算を行って再度得られた電力状態に基づき、各電力系統制御機器5が出力する制御量を再度予測する。
- [0161] 制御量演算部14aは、目的関数が最小となるように各電力系統制御機器2が出力すべき制御量を再度演算する。制御量演算部14aは、電力系統制御機器5の制御量予測と電力系統制御機器2の最適制御量演算とを、各制御量の変化量が収束するまで繰り返す。収束判定条件は、各制御量の前回値と今回値の差分が所定値以下になっていることである(S64)。
- [0162] 最後に、送信部17は、図10のステップS14で述べたと同様に、演算された各最適制御量を指令値として、通信ネットワーク4を通じて各電力系統制御機器2へ送信する(S65)。
- [0163] このように構成される本実施例も第1実施例と同様の効果を奏する。さらに本実施例の電力系統制御中央装置1は、自律制御モード専用の電力系統制御機器5が電力系統に含まれている場合に、その電力系統制御機器5の制御量を精度よく予測できる。そして、電力系統制御中央装置1は、電力系統制

御機器 5 の制御量の予測結果を考慮して、通信機能等を備えた電力系統制御機器 2 についての最適な制御量を演算できる。

[0164] さらに、本実施例では、そのようにして得られた電力系統制御機器 2 の最適な制御量を教師データとして、電力系統制御機器 2 の演算モデル（電力状態推定モデル、制御量算出モデル）を作成できる。従って、電力系統制御機器 5 が混在した電力系統においても、電力系統制御機器 2 で使用する演算モデルを適切に生成できる。

実施例 3

[0165] 次に、図 17 を用いて、電力状態推定計算の例を説明する。本実施例は第 1 実施例または第 2 実施例のいずれにも適用することができる。

[0166] 下記の数式 3 により、予め定められた期間における予め定められた電力系統上の評価地点 j （1 以上のセンサ設置地点）について、時刻 t におけるセンサデータ $S_j(t)$ を真とし、算出された電力状態推定値 $E_{ij}(t)$ との偏差の総和を、組み合わせ i の評価値 Y_i として算出する。

[0167] [数3]

$$Y_i = \sum_t \sum_j w_j (E_{ij}(t) - S_j(t))^2 \quad \dots (3)$$

[0168] ここに、 w_j はセンサデータごとに設定される重みである。センサデータ S_j および電力状態推定値 E_{ij} は、同一種類の電力状態であるが、必ずしも単一とする必要はなく複数としてもよい。

[0169] 例えば、電流と電圧の 2 種類とする場合、評価値 Y_i は電流と電圧それぞれの偏差の二乗和となる。このようにして算出された各組み合わせの評価値を比較し、評価値が最小となる組み合わせを抽出する。

[0170] 他の状態推定計算方法として、電力方程式を用いた方法について、図 17 に示すモデルシステムを用いて説明する。図 17 において、 i 、 j はそれぞれノードを表し、 ij はノード i とノード j を結ぶブランチを表す。G、B はそれぞれブランチ ij のコンダクタンス、サセプタンスを表す。

[0171] 電力方程式では、はじめにノード（注入電力）の定式化を行う。ノード i 、 j の各位相角をそれぞれ θ_i 、 θ_j としたときの位相差を δ ($=\theta_i - \theta_j$) とすると、ノード i の有効電力 P_i 、無効電力 Q_i は下記の数式 4、数式 5 で表される。

[0172] [数4]

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_j |V_i||V_j|(G_{ij} \cos \delta + B_{ij} \sin \delta) \\ &= |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_i||V_j|(G_{ij} \cos \delta + B_{ij} \sin \delta) \quad \dots (4) \end{aligned}$$

[0173] [数5]

$$\begin{aligned} Q_i &= \sum_j |V_i||V_j|(G_{ij} \sin \delta - B_{ij} \cos \delta) \\ &= -|V_i|^2 B_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_i||V_j|(G_{ij} \sin \delta - B_{ij} \cos \delta) \quad \dots (5) \end{aligned}$$

[0174] 次に、ブランチ（線路電力） ij の定式化を行う。ノード i 、 j を結ぶブランチ ij の有効電力 P_{ij} 、無効電力 Q_{ij} は、それぞれ数式 6、数式 7 で表される。

[0175] [数6]

$$P_{ij} = G_{ij}|V_i|^2 - |V_i||V_j|(G_{ij} \cos \delta + B_{ij} \sin \delta) \quad \dots (6)$$

[0176] [数7]

$$Q_{ij} = -B_{ij}|V_i|^2 - |V_i||V_j|(G_{ij} \sin \delta - B_{ij} \cos \delta) \quad \dots (7)$$

[0177] 次に、状態推定計算の定式化について述べる。状態推定計算は下記数式 8 を満足する状態変数 x を求める問題である。

[0178] [数8]

$$z = h(x) + v \quad \dots (8)$$

[0179] ただし、

z : 観測値 (センサやAMIで測定される電圧の大きさ、ノード注入電力、ブランチの電力状態)

h : 非線形関数 (上記で定式化した P_{ij} , Q_{ij} , P_i , Q_i および電圧 V_i)

x : 状態変数 (V_i , δ_{ij})

ν : 観測値に含まれるノイズ。観測値に含まれるノイズ ν は白色ノイズとみなす。

[0180] このようにして電力状態を推定することができる。

[0181] なお、本発明は、上述した各実施例に限定されない。当業者であれば、本発明の範囲内で、種々の追加や変更等を行うことができる。

[0182] 本発明は、例えば以下に示すように電力系統の電力状態を制御するための第1制御装置 (電力系統制御中央装置1) として表現することもできる。

表現1.

電力系統の電力状態を制御するための電力系統制御システムで使用される第1制御装置であって、

電力系統の所定の各点の測定データを出力する複数のセンサ装置と、前記第1制御装置で算出される第1制御量または自装置内で算出される第2制御量のいずれかに基づいて所定の制御動作を行う第2制御装置とに通信ネットワークを介して接続されており、

前記複数のセンサ装置から取得する前記各測定データを用いて電力系統の第1電力状態を推定し、推定した第1電力状態に基づいて前記第1制御量を算出し、算出した前記第1制御量を前記第2制御装置に送信し、

前記各測定データのうち一部の測定データを取得できない場合には、前記各測定データのうち取得できた所定の測定データを用いて前記第1電力状態を推定する、

電力系統制御システムで使用される第1制御装置。

表現2.

前記所定の測定データに基づいて前記第 1 電力状態を推定するための第 1 電力状態推定モデルを前記所定の測定データの組合せ毎に予め生成し、

複数の前記第 1 電力状態推定モデルのうち実際に取得できた前記所定の測定データの組合せに一致する第 1 電力状態推定モデルと前記所定の測定データとを用いて前記第 1 電力状態を推定し、

推定した前記第 1 電力状態に基づいて前記第 1 制御量を算出し、算出した前記第 1 制御量を前記第 2 制御装置に送信する、

表現 1 に記載の電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置。

表現 3.

推定した前記第 1 電力状態に応じた前記第 1 制御量を算出するための第 1 制御量算出モデルを作成し、

推定した前記第 1 電力状態と前記第 1 制御量算出モデルとに基づいて前記第 1 制御量を算出し、

算出した前記第 1 制御量を前記第 2 制御装置に送信する、

表現 2 に記載の電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置。

表現 4.

前記第 2 制御装置は、所定の第 1 の場合に第 1 制御モードを実行し、前記第 1 制御モードでは、前記第 1 制御装置から受信する前記第 1 制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、

表現 3 に記載の電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置。

表現 5.

前記第 1 電力状態推定モデルから生成される第 2 電力状態推定モデルと、前記第 1 制御量算出モデルから生成される第 2 制御量算出モデルとを前記第 2 制御装置に送信し、

前記第 2 制御装置は、受信する前記第 2 電力状態推定モデル及び前記第 2 制御量算出モデルを記憶し、所定の第 2 の場合に第 2 制御モードを実行し、前記第 2 制御モードでは、前記各センサ装置のうち所定のセンサ装置の測定データと前記第 2 電力状態推定モデルとに基づいて電力系統の第 2 電力状態

を推定し、推定した前記第 2 電力状態と前記第 2 制御量算出モデルとに基づいて前記第 2 制御量を算出し、算出された前記第 2 制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、

表現 1 ～ 4 のいずれかに記載の電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置。

表現 6.

前記所定の第 2 の場合とは、前記第 2 制御装置との通信状態が予め設定される所定値以下に低下したと判定した場合である、

表現 5 に記載の電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置。

表現 7.

前記各測定データと前記第 1 制御量とを対応づけて記憶しており、

それら記憶された前記各測定データ及び前記第 1 制御量を教師データとして、前記第 2 電力状態推定モデル及び前記前記第 2 制御量算出モデルを規定するためのパラメータをそれぞれ生成し、

それら生成したパラメータを前記第 2 電力状態推定モデル及び前記第 2 制御量算出モデルとして前記第 2 制御装置に送信する、

表現 6 に記載の電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置。

表現 8.

前記第 2 制御装置は、所定の第 3 の場合に第 3 制御モードを実行し、前記第 3 制御モードでは、前記各センサ装置のうち自装置のセンサ装置からの測定データと電力系統の構成を示す系統データとに基づいて前記第 2 制御量を算出し、算出された前記第 2 制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、

表現 4 に記載の電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置。

表現 9.

前記所定の第 3 の場合とは、前記第 2 電力状態推定モデルに予め設定される有効期間が過ぎたと判定した場合である、

表現 8 に記載の電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置。

表現 10.

前記第 2 電力状態推定モデルには、電力需給状態の変動するタイミングに応じて前記有効期間が設定される、

表現 9 に記載の電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置。

表現 11.

前記第 1 制御装置の管理下に置かれていない他の第 2 制御装置の制御量を予測し、

その予測結果を用いて前記第 1 制御量を算出し、

算出された前記第 1 制御量を用いて前記第 1 電力状態を再度推定し、

再度推定された前記第 1 電力状態に基づいて前記第 1 制御量を再度算出する、

表現 1 に記載の電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置。

表現 12.

電力系統の電力状態を制御する電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置を制御するための方法であって、

電力系統には、

測定データを出力する複数のセンサ装置と、

前記複数のセンサ装置から取得する前記各測定データを用いて電力系統の第 1 電力状態を推定し、推定した第 1 電力状態に基づいて第 1 制御量を算出し、算出した前記第 1 制御量を出力する第 1 制御装置と、

前記第 1 制御装置と通信可能に電力系統に配置され、前記第 1 制御装置で算出された第 1 制御量または自装置内で算出される第 2 制御量のいずれかに基づいて所定の制御動作を実行する少なくとも 1 つの第 2 制御装置と、
が設けられており、

前記第 1 制御装置は、前記各測定データのうち一部の測定データを取得できない場合には、前記各測定データのうち取得できた所定の測定データを用いて前記第 1 電力状態を推定する、

電力系統制御システムで使用される第 1 制御装置の制御方法。

表現 13.

コンピュータを、電力系統の電力状態を制御するための電力系統制御システムで使用するための第1制御装置として機能させるためのコンピュータプログラムであって、

前記コンピュータは、電力系統の所定の各点の測定データを出力する複数のセンサ装置と、前記第1制御装置で算出される第1制御量または自装置内で算出される第2制御量のいずれかに基づいて所定の制御動作を行う第2制御装置とに通信ネットワークを介して接続されており、

前記複数のセンサ装置から取得する前記各測定データを用いて電力系統の第1電力状態を推定する機能と、

推定した第1電力状態に基づいて前記第1制御量を算出する機能と、

算出した前記第1制御量を前記第2制御装置に送信する機能と、

前記各測定データのうち一部の測定データを取得できない場合には、前記各測定データのうち取得できた所定の測定データを用いて前記第1電力状態を推定する機能と、

を前記コンピュータ上に実現するコンピュータプログラム。

符号の説明

- [0183] 1 : 電力系統制御中央装置、2 a ~ 2 c : 電力系統制御機器、3 a ~ 3 c : センサ、4 : 通信ネットワーク、5 a ~ 5 c : 通信機能を持たない電力系統制御機器、10 : 系統データ記憶部、11 : 通信状態監視部、12 : 計測データ記憶部、13 : 電力状態推定部、14 : 制御量演算部、15 : モデル生成部、16 : モデルデータ記憶部、17 : 送信部、20 : コントローラ、21 : 制御機器、200 : 受信部、201 : 系統データ記憶部、202 : モデルデータ記憶部、203 : 制御モード決定部、204 : 制御量演算決定部、205 : 計測データ記憶部

請求の範囲

- [請求項1] 電力系統の電力状態を制御するための電力系統制御システムであって、
- 電力系統に配置され、測定データを出力する複数のセンサ装置と、
- 前記複数のセンサ装置から取得する前記各測定データを用いて電力系統の第1電力状態を推定し、推定した第1電力状態に基づいて第1制御量を算出し、算出した前記第1制御量を出力する第1制御装置と、
- 前記第1制御装置と通信可能に電力系統に配置され、前記第1制御装置で算出された第1制御量または自装置内で算出される第2制御量のいずれかに基づいて所定の制御動作を実行する少なくとも1つの第2制御装置と、
- を備え、
- 前記第1制御装置は、前記各測定データのうち一部の測定データを取得できない場合には、前記各測定データのうち取得できた所定の測定データを用いて前記第1電力状態を推定する、
- 電力系統制御システム。
- [請求項2] 前記第1制御装置は、前記所定の測定データに基づいて前記第1電力状態を推定するための第1電力状態推定モデルを前記所定の測定データの組合せ毎に予め生成し、複数の前記第1電力状態推定モデルのうち実際に取得できた前記所定の測定データの組合せに一致する第1電力状態推定モデルと前記所定の測定データとを用いて前記第1電力状態を推定し、推定した前記第1電力状態に基づいて前記第1制御量を算出し、算出した前記第1制御量を前記第2制御装置に送信する、
- 請求項1に記載の電力系統制御システム。
- [請求項3] 前記第1制御装置は、推定した前記第1電力状態に応じた前記第1

制御量を算出するための第1制御量算出モデルを作成し、推定した前記第1電力状態と前記第1制御量算出モデルとに基づいて前記第1制御量を算出し、算出した前記第1制御量を前記第2制御装置に送信する、
請求項2に記載の電力系統制御システム。

[請求項4] 前記第2制御装置は、所定の第1の場合に第1制御モードを実行し、前記第1制御モードでは、前記第1制御装置から受信する前記第1制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、
請求項3に記載の電力系統制御システム。

[請求項5] 前記第1制御装置は、前記第1電力状態推定モデルから生成される第2電力状態推定モデルと、前記第1制御量算出モデルから生成される第2制御量算出モデルとを前記第2制御装置に送信し、
前記第2制御装置は、前記第1制御装置から受信する前記第2電力状態推定モデル及び前記第2制御量算出モデルを記憶し、所定の第2の場合に第2制御モードを実行し、前記第2制御モードでは、前記各センサ装置のうち所定のセンサ装置の測定データと前記第2電力状態推定モデルとに基づいて電力系統の第2電力状態を推定し、推定した前記第2電力状態と前記第2制御量算出モデルとに基づいて前記第2制御量を算出し、算出された前記第2制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、
請求項1～4のいずれかに記載の電力系統制御システム。

[請求項6] 前記所定の第2の場合とは、前記第1制御装置と前記第2制御装置との通信状態が予め設定される所定値以下に低下したと判定した場合である、
請求項5に記載の電力系統制御システム。

- [請求項7] 前記第1制御装置は、前記各測定データと前記第1制御量とを対応づけて記憶しており、それら記憶された前記各測定データ及び前記第1制御量を教師データとして、前記第2電力状態推定モデル及び前記前記第2制御量算出モデルを規定するためのパラメータをそれぞれ生成し、それら生成したパラメータを前記第2電力状態推定モデル及び前記第2制御量算出モデルとして前記第2制御装置に送信する、請求項6に記載の電力系統制御システム。
- [請求項8] 前記第2制御装置は、所定の第3の場合に第3制御モードを実行し、前記第3制御モードでは、前記各センサ装置のうち自装置のセンサ装置からの測定データと電力系統の構成を示すシステムデータとに基づいて前記第2制御量を算出し、算出された前記第2制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、請求項4に記載の電力系統制御システム。
- [請求項9] 前記所定の第3の場合とは、前記第2電力状態推定モデルに予め設定される有効期間が過ぎたと判定した場合である、請求項8に記載の電力系統制御システム。
- [請求項10] 前記第2電力状態推定モデルには、電力需給状態の変動するタイミングに応じて前記有効期間が設定される、請求項9に記載の電力系統制御システム。
- [請求項11] 前記第1制御装置の管理下に置かれていない他の第2制御装置の制御量を予測し、その予測結果を用いて前記第1制御量を算出し、算出された前記第1制御量を用いて前記第1電力状態を再度推定し、再度推定された前記第1電力状態に基づいて前記第1制御量を再度算出す

る、
請求項 1 に記載の電力系統制御システム。

[請求項12] 電力系統の電力状態を制御するための方法であって、
電力系統には、
測定データを出力する複数のセンサ装置と、
前記複数のセンサ装置から取得する前記各測定データを用いて電力系統の第 1 電力状態を推定し、推定した第 1 電力状態に基づいて第 1 制御量を算出し、算出した前記第 1 制御量を出力する第 1 制御装置と、
前記第 1 制御装置と通信可能に電力系統に配置され、前記第 1 制御装置で算出された第 1 制御量または自装置内で算出される第 2 制御量のいずれかに基づいて所定の制御動作を実行する少なくとも 1 つの第 2 制御装置と、
が設けられており、
前記第 1 制御装置は、前記各測定データのうち一部の測定データを取得できない場合には、前記各測定データのうち取得できた所定の測定データを用いて前記第 1 電力状態を推定する、
電力系統制御方法。

[請求項13] 前記第 1 制御装置は、
前記所定の測定データに基づいて前記第 1 電力状態を推定するための第 1 電力状態推定モデルを前記所定の測定データの組合せ毎に予め生成し、
複数の前記第 1 電力状態推定モデルのうち実際に取得できた前記所定の測定データの組合せに一致する第 1 電力状態推定モデルと前記所定の測定データとを用いて前記第 1 電力状態を推定し、
推定した前記第 1 電力状態に応じた前記第 1 制御量を算出するた

めの第1制御量算出モデルと推定した前記第1電力状態とに基づいて前記第1制御量を算出し、

算出した前記第1制御量を前記第2制御装置に送信する、
請求項12に記載の電力系統制御方法。

[請求項14]

前記第2制御装置は、前記第1制御装置からデータを受信した最新のデータ受信時刻と前回のデータ受信時刻との差が所定の第1時間未満の場合に第1制御モードを実行し、前記第1制御モードでは、前記第1制御装置から受信する前記第1制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、

請求項13に記載の電力系統制御方法。

[請求項15]

前記第1制御装置は、前記第1電力状態推定モデルから生成される第2電力状態推定モデルと、前記第1制御量算出モデルから生成される第2制御量算出モデルとを前記第2制御装置に送信し、

前記第2制御装置は、

前記第1制御装置から受信する前記第2電力状態推定モデル及び前記第2制御量算出モデルを記憶し、

前記最新のデータ受信時刻と前記前回のデータ受信時刻との差が前記所定の第1時間以上になった場合に第2制御モードを実行し、前記第2制御モードでは、前記各センサ装置のうち所定のセンサ装置の測定データと前記第2電力状態推定モデルとに基づいて電力系統の第2電力状態を推定し、推定した前記第2電力状態と前記第2制御量算出モデルとに基づいて前記第2制御量を算出し、算出された前記第2制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、

請求項14に記載の電力系統制御方法。

補正された請求の範囲
[2013年1月9日(09.01.2013)国際事務局受理]

- [請求項1] 電力系統の電力状態を制御するための電力系統制御システムであつて、
- 電力系統に配置され、測定データを出力する複数のセンサ装置と、前記複数のセンサ装置から取得する前記各測定データを用いて電力系統の第1電力状態を推定し、推定した第1電力状態に基づいて第1制御量を算出し、算出した前記第1制御量を出力する第1制御装置と、
- 前記第1制御装置と通信可能に電力系統に配置され、前記第1制御装置で算出された第1制御量または自装置内で算出される第2制御量のいずれかに基づいて所定の制御動作を実行する少なくとも1つの第2制御装置と、
- を備え、
- 前記第1制御装置は、前記各測定データのうち一部の測定データを取得できない場合には、前記各測定データのうち取得できた所定の測定データを用いて前記第1電力状態を推定する、
- 電力系統制御システム。
- [請求項2] 前記第1制御装置は、前記所定の測定データに基づいて前記第1電力状態を推定するための第1電力状態推定モデルを前記所定の測定データの組合せ毎に予め生成し、複数の前記第1電力状態推定モデルのうち実際に取得できた前記所定の測定データの組合せに一致する第1電力状態推定モデルと前記所定の測定データとを用いて前記第1電力状態を推定し、推定した前記第1電力状態に基づいて前記第1制御量を算出し、算出した前記第1制御量を前記第2制御装置に送信する、
- 請求項1に記載の電力系統制御システム。
- [請求項3] 前記第1制御装置は、推定した前記第1電力状態に応じた前記第1

制御量を算出するための第1制御量算出モデルを作成し、推定した前記第1電力状態と前記第1制御量算出モデルとに基づいて前記第1制御量を算出し、算出した前記第1制御量を前記第2制御装置に送信する、
請求項2に記載の電力系統制御システム。

[請求項4] 前記第2制御装置は、所定の第1の場合に第1制御モードを実行し、前記第1制御モードでは、前記第1制御装置から受信する前記第1制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、
請求項3に記載の電力系統制御システム。

[請求項5] (補正後) 前記第1制御装置は、前記第1電力状態推定モデルから生成される第2電力状態推定モデルと、前記第1制御量算出モデルから生成される第2制御量算出モデルとを前記第2制御装置に送信し、
前記第2制御装置は、前記第1制御装置から受信する前記第2電力状態推定モデル及び前記第2制御量算出モデルを記憶し、所定の第2の場合に第2制御モードを実行し、前記第2制御モードでは、前記各センサ装置のうち所定のセンサ装置の測定データと前記第2電力状態推定モデルとに基づいて電力系統の第2電力状態を推定し、推定した前記第2電力状態と前記第2制御量算出モデルとに基づいて前記第2制御量を算出し、算出された前記第2制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、
請求項3または4のいずれかに記載の電力系統制御システム。

[請求項6] 前記所定の第2の場合とは、前記第1制御装置と前記第2制御装置との通信状態が予め設定される所定値以下に低下したと判定した場合である、
請求項5に記載の電力系統制御システム。

- [請求項7] 前記第1制御装置は、前記各測定データと前記第1制御量とを対応づけて記憶しており、それら記憶された前記各測定データ及び前記第1制御量を教師データとして、前記第2電力状態推定モデル及び前記前記第2制御量算出モデルを規定するためのパラメータをそれぞれ生成し、それら生成したパラメータを前記第2電力状態推定モデル及び前記第2制御量算出モデルとして前記第2制御装置に送信する、請求項6に記載の電力系統制御システム。
- [請求項8] 前記第2制御装置は、所定の第3の場合に第3制御モードを実行し、前記第3制御モードでは、前記各センサ装置のうち自装置のセンサ装置からの測定データと電力系統の構成を示すシステムデータとに基づいて前記第2制御量を算出し、算出された前記第2制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、請求項4に記載の電力系統制御システム。
- [請求項9] 前記所定の第3の場合とは、前記第2電力状態推定モデルに予め設定される有効期間が過ぎたと判定した場合である、請求項8に記載の電力系統制御システム。
- [請求項10] 前記第2電力状態推定モデルには、電力需給状態の変動するタイミングに応じて前記有効期間が設定される、請求項9に記載の電力系統制御システム。
- [請求項11] 前記第1制御装置の管理下に置かれていない他の第2制御装置の制御量を予測し、その予測結果を用いて前記第1制御量を算出し、算出された前記第1制御量を用いて前記第1電力状態を再度推定し、再度推定された前記第1電力状態に基づいて前記第1制御量を再度算出す

る、

請求項 1 に記載の電力系統制御システム。

[請求項12]

電力系統の電力状態を制御するための方法であって、

電力系統には、

測定データを出力する複数のセンサ装置と、

前記複数のセンサ装置から取得する前記各測定データを用いて電力系統の第 1 電力状態を推定し、推定した第 1 電力状態に基づいて第 1 制御量を算出し、算出した前記第 1 制御量を出力する第 1 制御装置と、

前記第 1 制御装置と通信可能に電力系統に配置され、前記第 1 制御装置で算出された第 1 制御量または自装置内で算出される第 2 制御量のいずれかに基づいて所定の制御動作を実行する少なくとも 1 つの第 2 制御装置と、

が設けられており、

前記第 1 制御装置は、前記各測定データのうち一部の測定データを取得できない場合には、前記各測定データのうち取得できた所定の測定データを用いて前記第 1 電力状態を推定する、
電力系統制御方法。

[請求項13]

前記第 1 制御装置は、

前記所定の測定データに基づいて前記第 1 電力状態を推定するための第 1 電力状態推定モデルを前記所定の測定データの組合せ毎に予め生成し、

複数の前記第 1 電力状態推定モデルのうち実際に取得できた前記所定の測定データの組合せに一致する第 1 電力状態推定モデルと前記所定の測定データとを用いて前記第 1 電力状態を推定し、

推定した前記第 1 電力状態に応じた前記第 1 制御量を算出するた

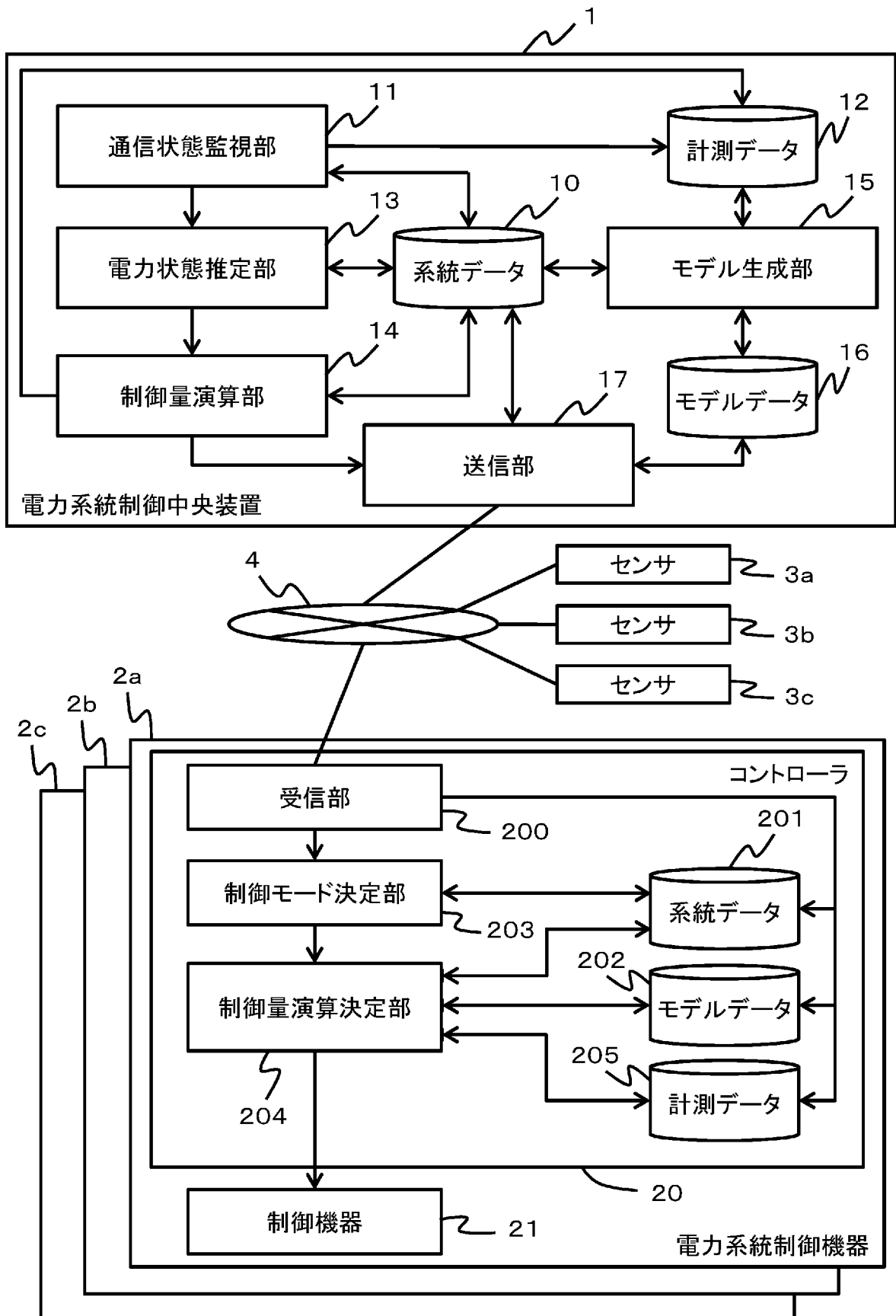
めの第1制御量算出モデルと推定した前記第1電力状態とに基づいて前記第1制御量を算出し、

算出した前記第1制御量を前記第2制御装置に送信する、
請求項12に記載の電力系統制御方法。

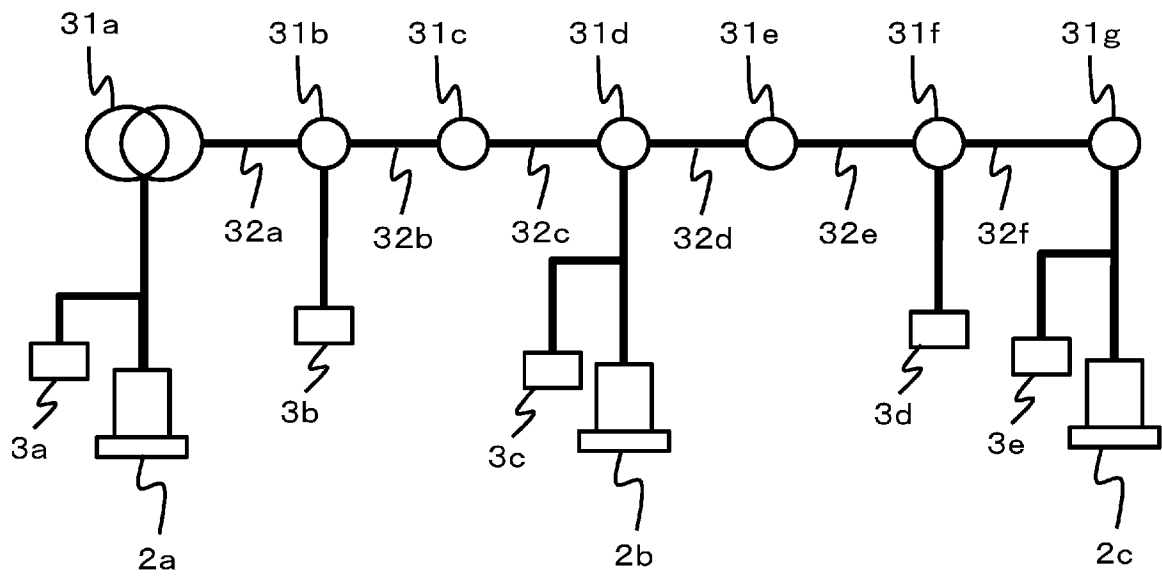
[請求項14] 前記第2制御装置は、前記第1制御装置からデータを受信した最新のデータ受信時刻と前回のデータ受信時刻との差が所定の第1時間未満の場合に第1制御モードを実行し、前記第1制御モードでは、前記第1制御装置から受信する前記第1制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、
請求項13に記載の電力系統制御方法。

[請求項15] 前記第1制御装置は、前記第1電力状態推定モデルから生成される第2電力状態推定モデルと、前記第1制御量算出モデルから生成される第2制御量算出モデルとを前記第2制御装置に送信し、
前記第2制御装置は、
前記第1制御装置から受信する前記第2電力状態推定モデル及び前記第2制御量算出モデルを記憶し、
前記最新のデータ受信時刻と前記前回のデータ受信時刻との差が前記所定の第1時間以上になった場合に第2制御モードを実行し、前記第2制御モードでは、前記各センサ装置のうち所定のセンサ装置の測定データと前記第2電力状態推定モデルとに基づいて電力系統の第2電力状態を推定し、推定した前記第2電力状態と前記第2制御量算出モデルとに基づいて前記第2制御量を算出し、算出された前記第2制御量に基づいて前記所定の制御動作を実行する、
請求項14に記載の電力系統制御方法。

[図1]








[図2]








[図3]

ノード管理情報 T10						
C100	C101	C102	C103	C104	C105	C106
ノードID	変電所	柱上変圧器	センサID	制御機器ID	センサ計測値	状態推定値
31a	1	0	3a	2a	Pa, Qa, (Va)	
31b	0	1	3b	0	Pb, Qb, (Vb)	
31c	0	1	0	0		Pc, Qc, (Vc)
31d	0	1	3c	2b	Pc, Qc, (Vc)	
31e	0	1	0	0		Pe, Qe, (Ve)
31f	0	1	3d	0	Pd, Qd, (Vd)	
31g	0	0	3e	2c	Pe, Qe, (Ve)	






[図4]

ブランチ管理情報 T11				
C110 	C111 	C112 	C113 	C114 
ブランチID	始点ノード	終点ノード	R [Ω]	X [Ω]
32a	31a	31b	0.05	0.07
32b	31b	31c	0.04	0.06
32c	31c	31d	0.06	0.08
32d	31d	31e	0.05	0.07

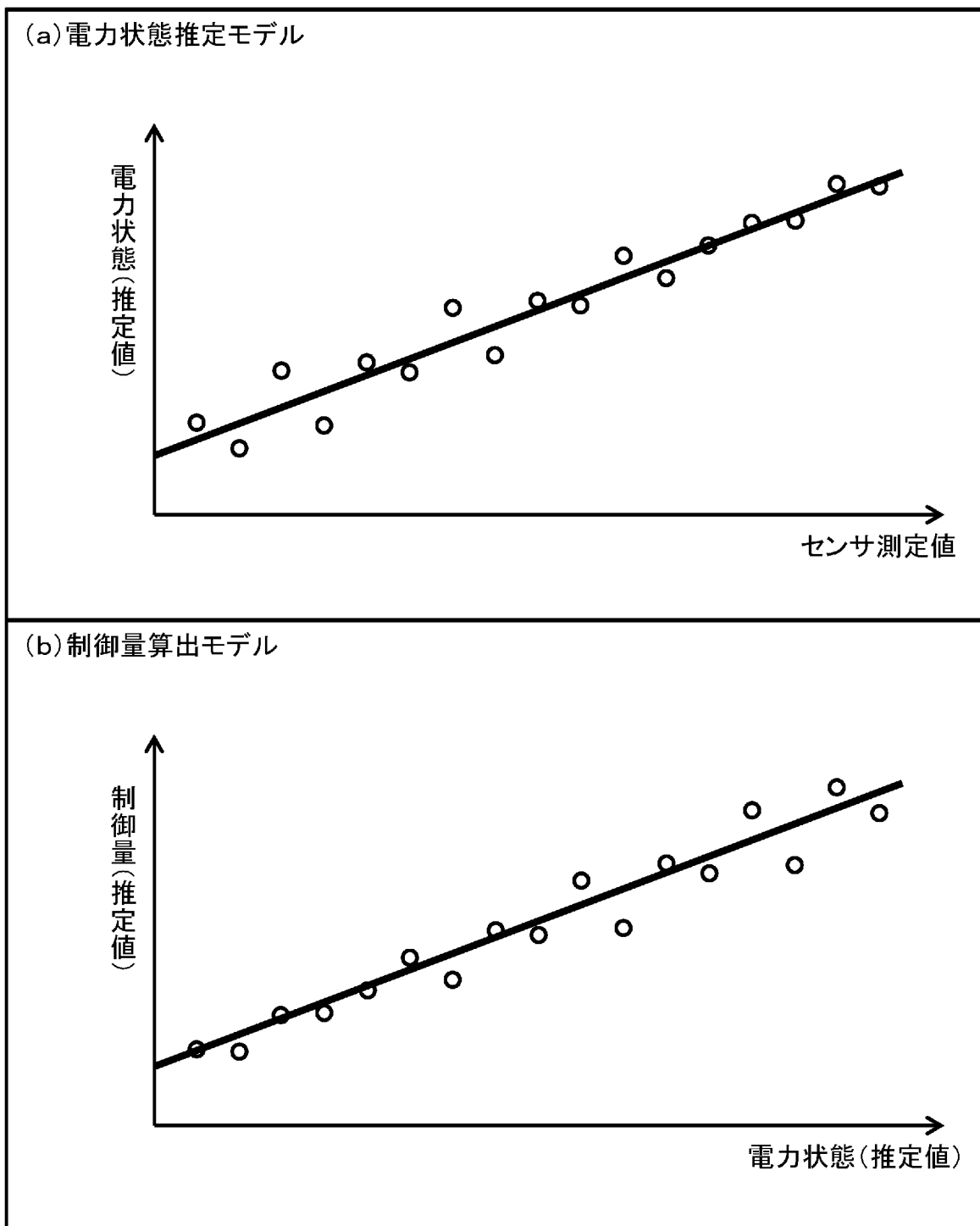
[図5]

制御機器管理情報 T12				
C120 	C121 	C122 	C123 	C124 
制御機器ID	基準電圧	LDC パラメータ	動作時限	定格容量
2a				
2b				
2c				

[図6]

センサデータ T13				
C130 	C131 	C132 	C133 	C134 
タイムスタンプ	センサID	P	Q	V
t1	3a			
t1	3b			
t1	3c			
t1	3d			
t1	3e			
t2	3a			
t2	3b			
t2	3c			
t2	3d			
t2	3e			
...

[図7]



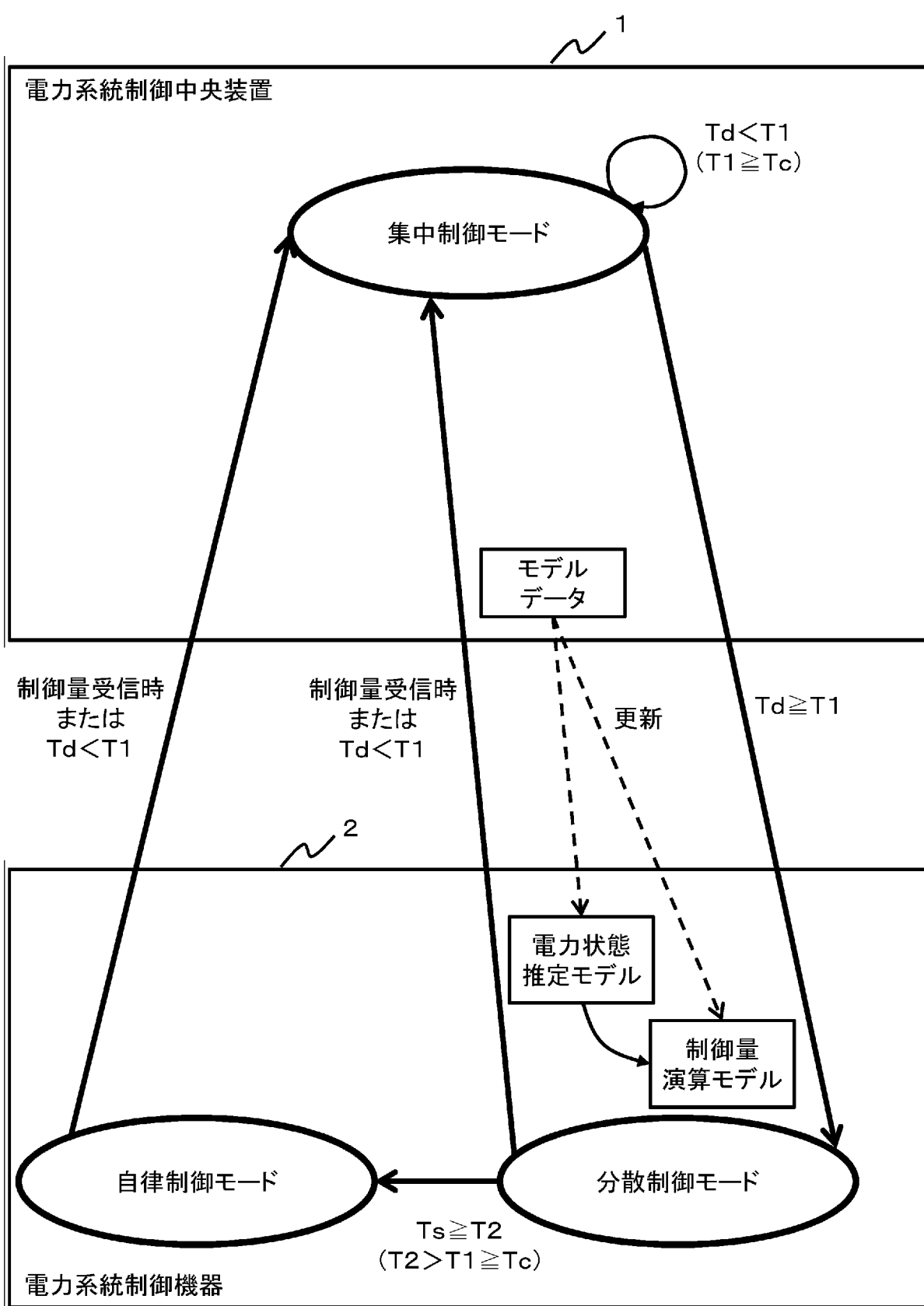
[図8]

電力状態推定モデル(制御機器2c)							
電力状態推定モデル(制御機器2b)							
電力状態推定モデル(制御機器2a)							
ケース	3a	3b	3c	3d	3e	...	モデル
ケース1	○	○	○	○	○	...	モデル1
ケース2	○	○	○	○	×	...	モデル2
ケース3	○	○	○	×	○	...	モデル3
ケース4	○	○	○	×	×	...	モデル4
...
ケースn	○	×	×	×	×	...	モデルn

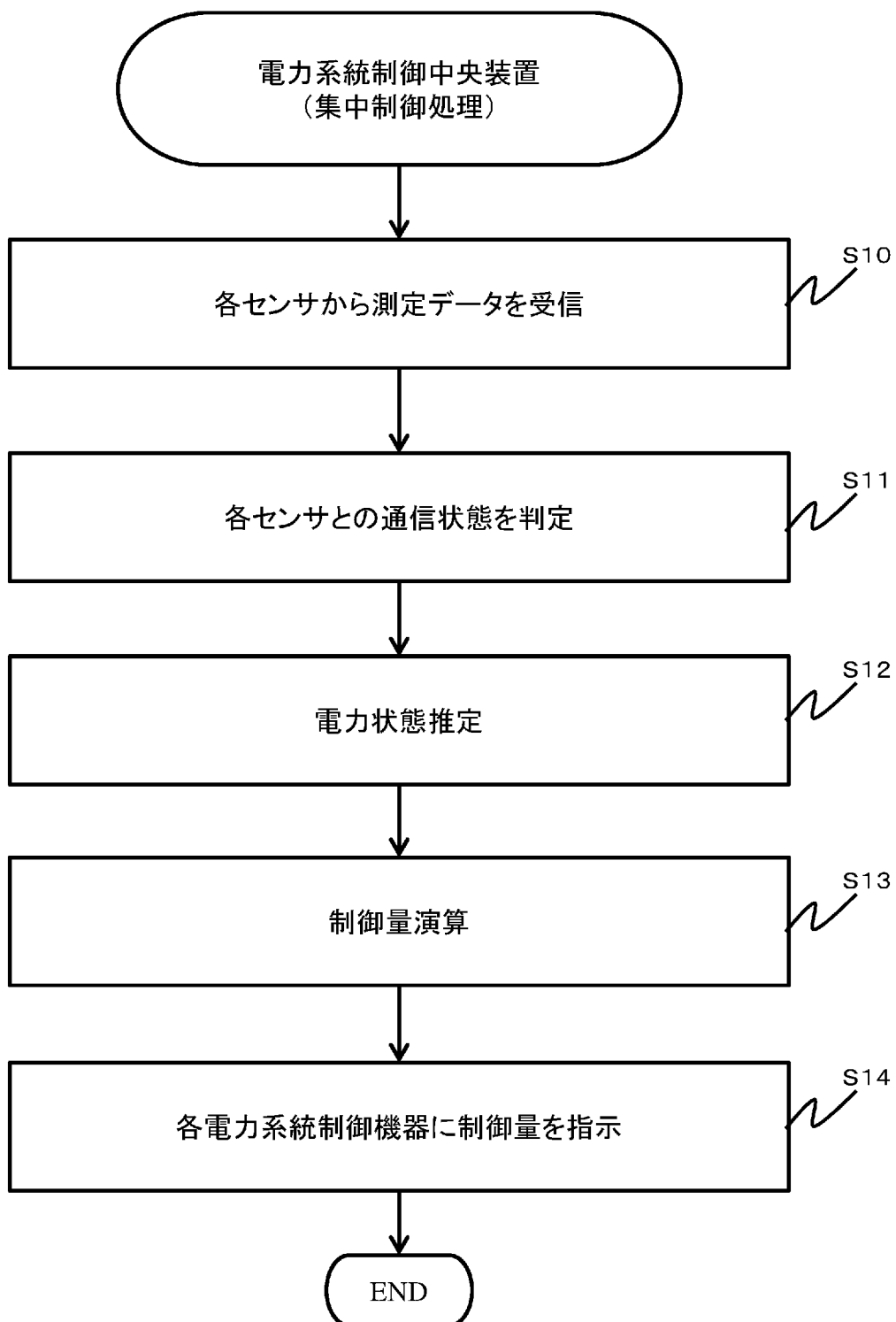
[図9]



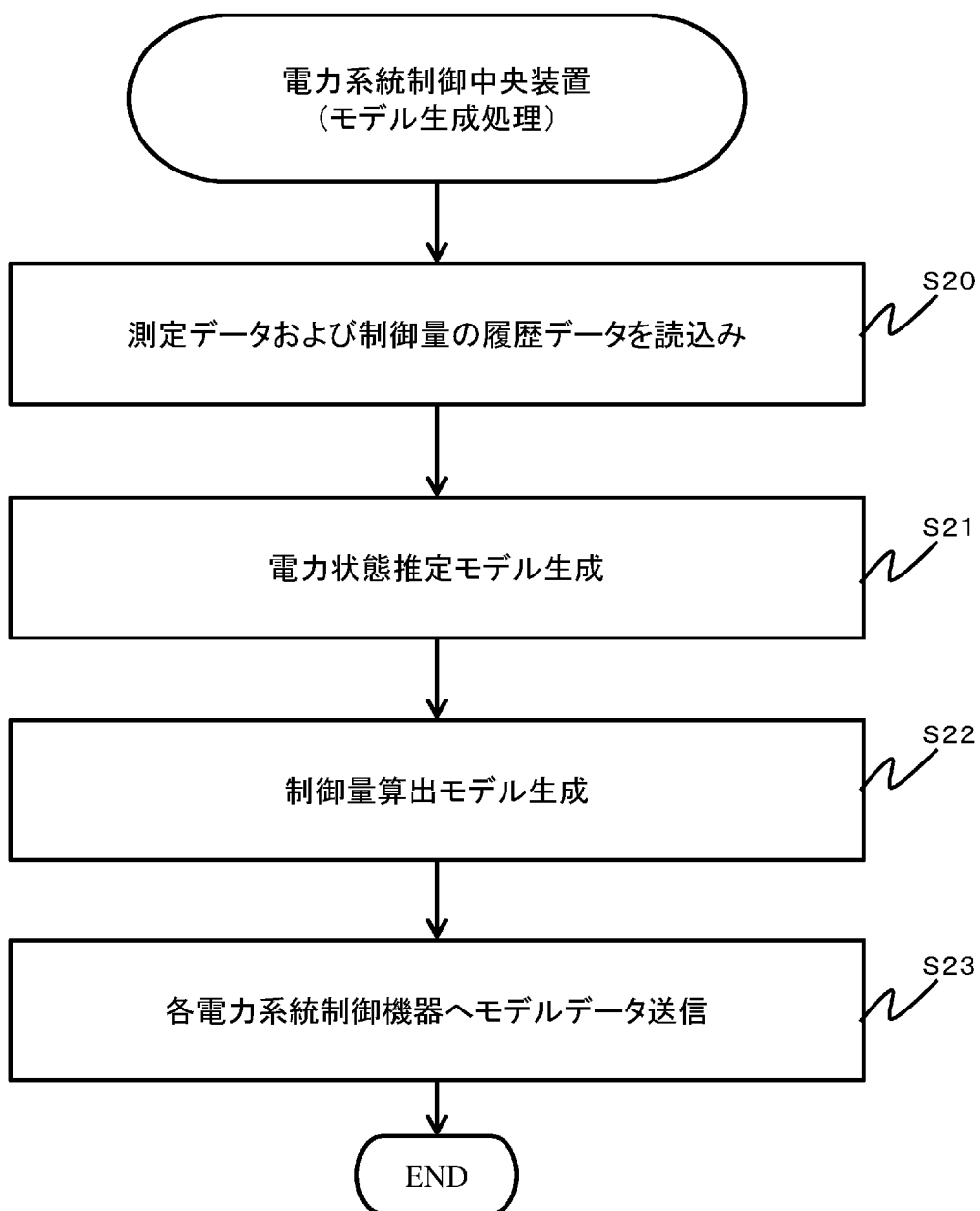
[図10]



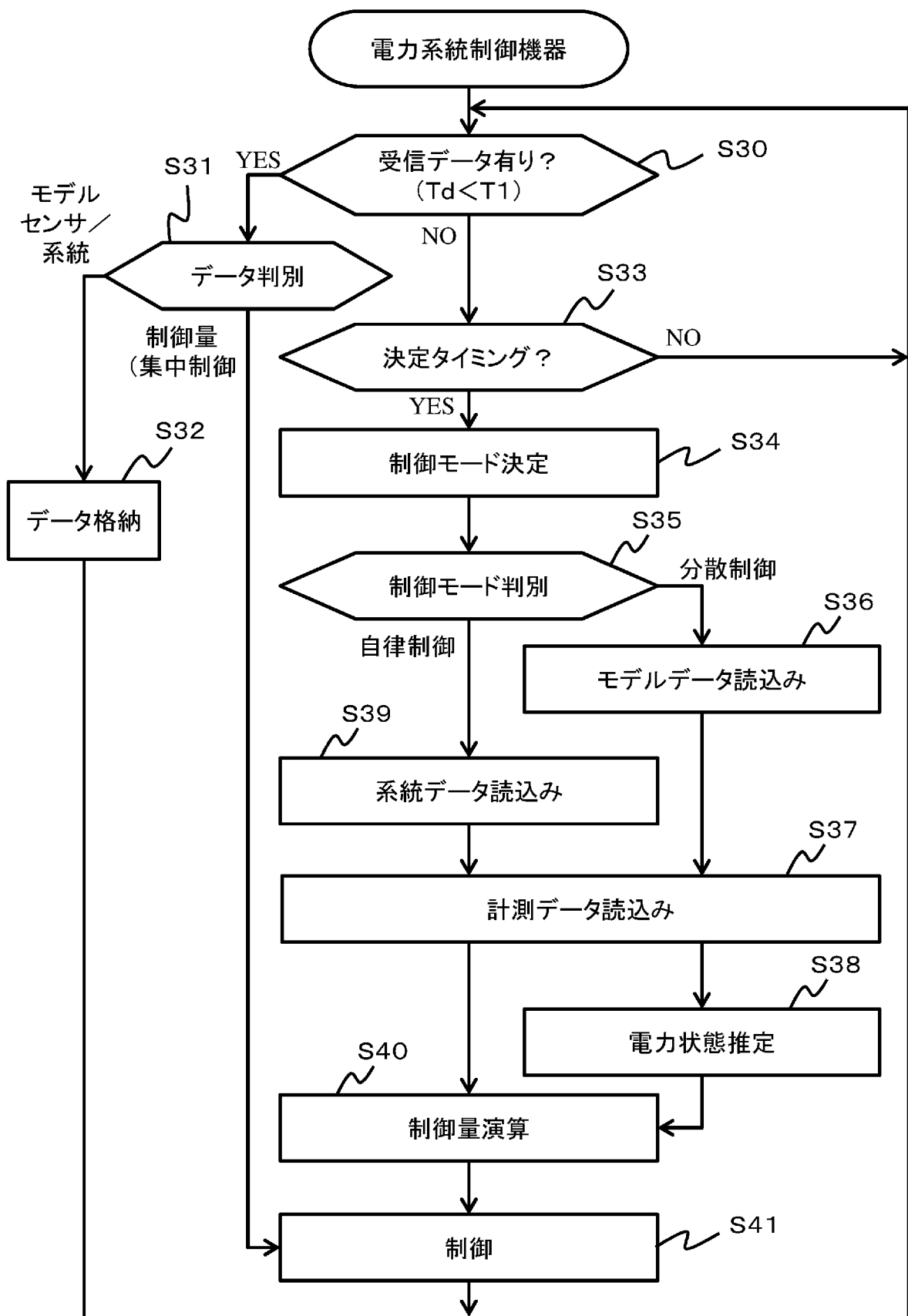
[図11]



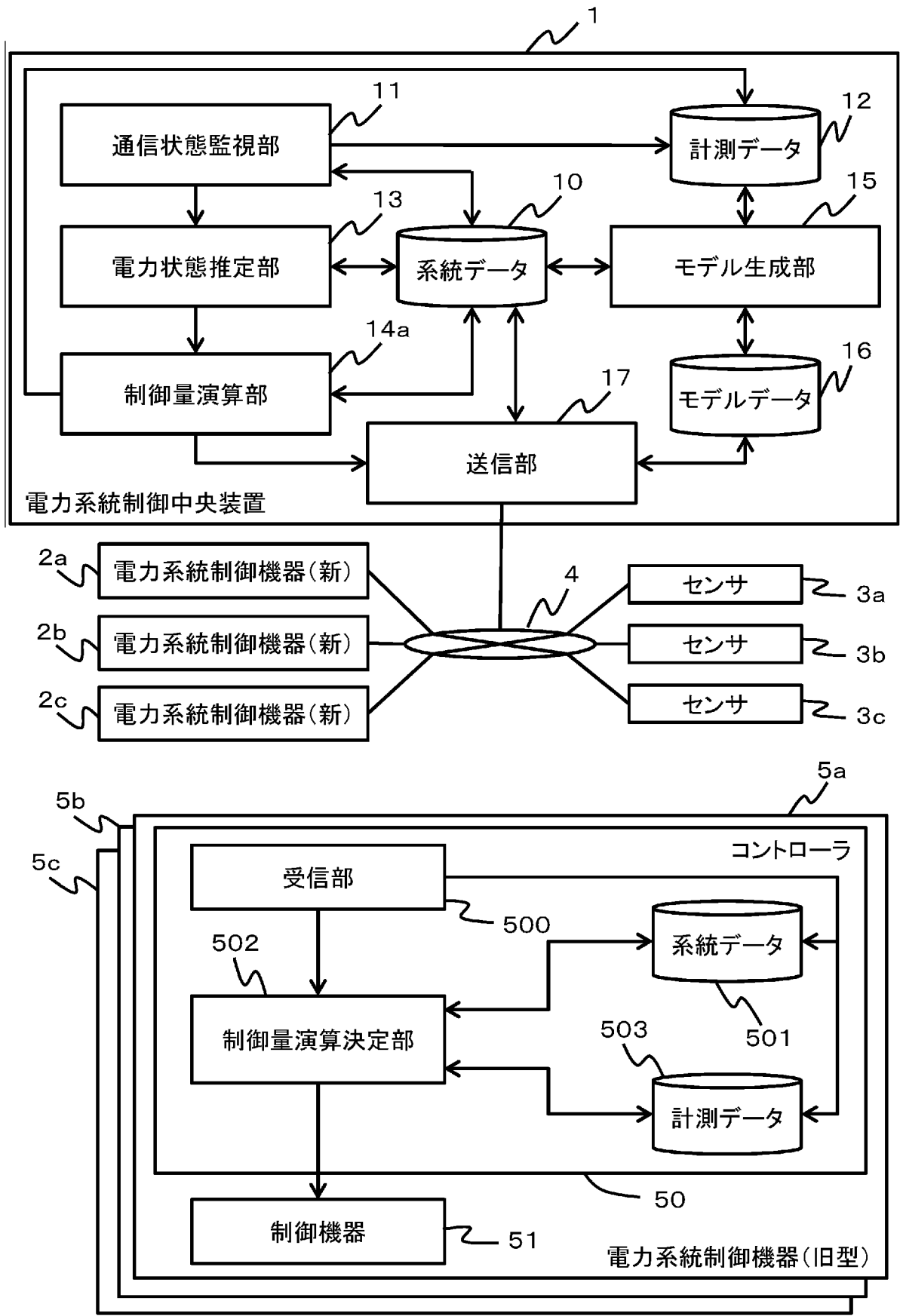
[図12]



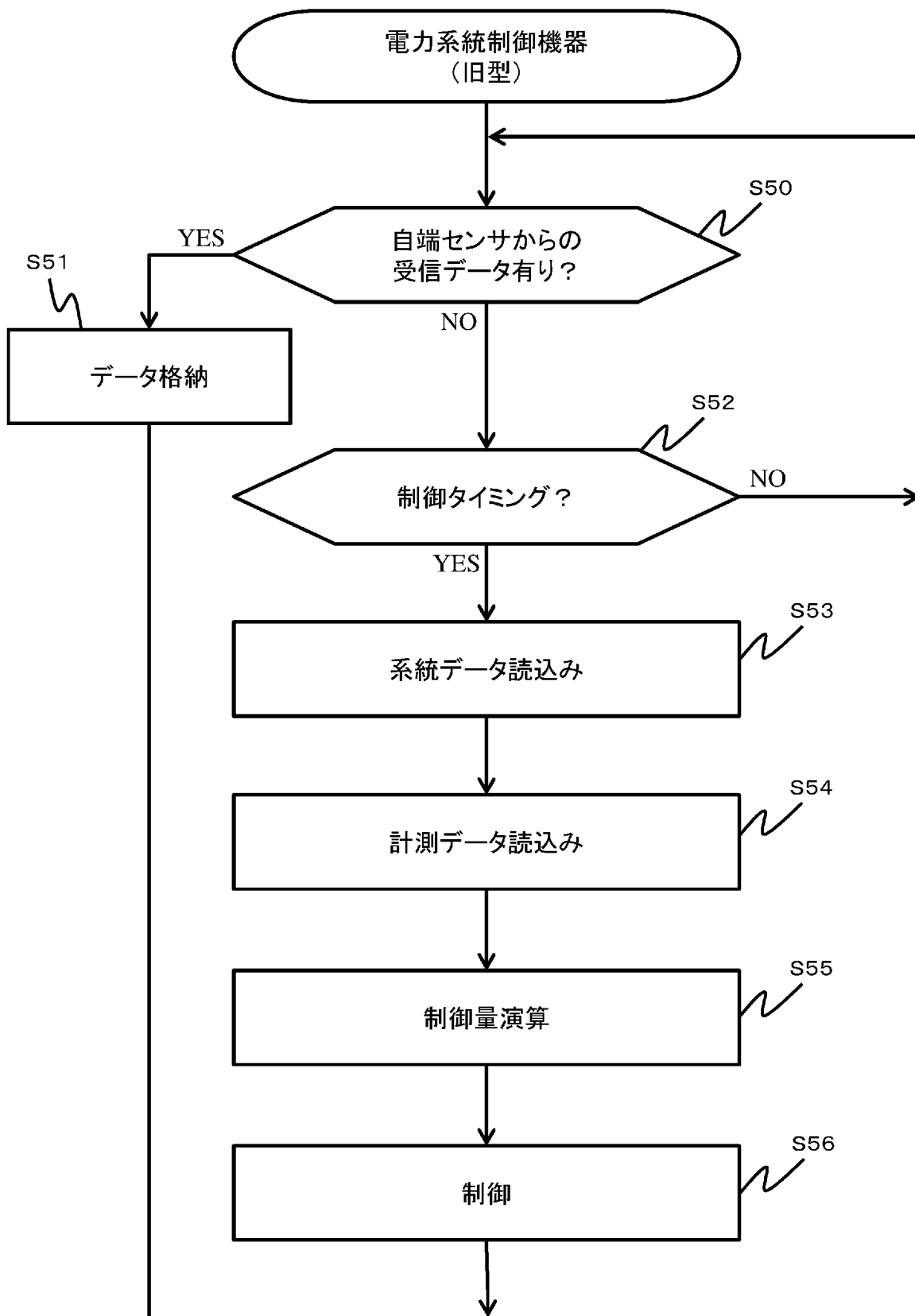
[図13]



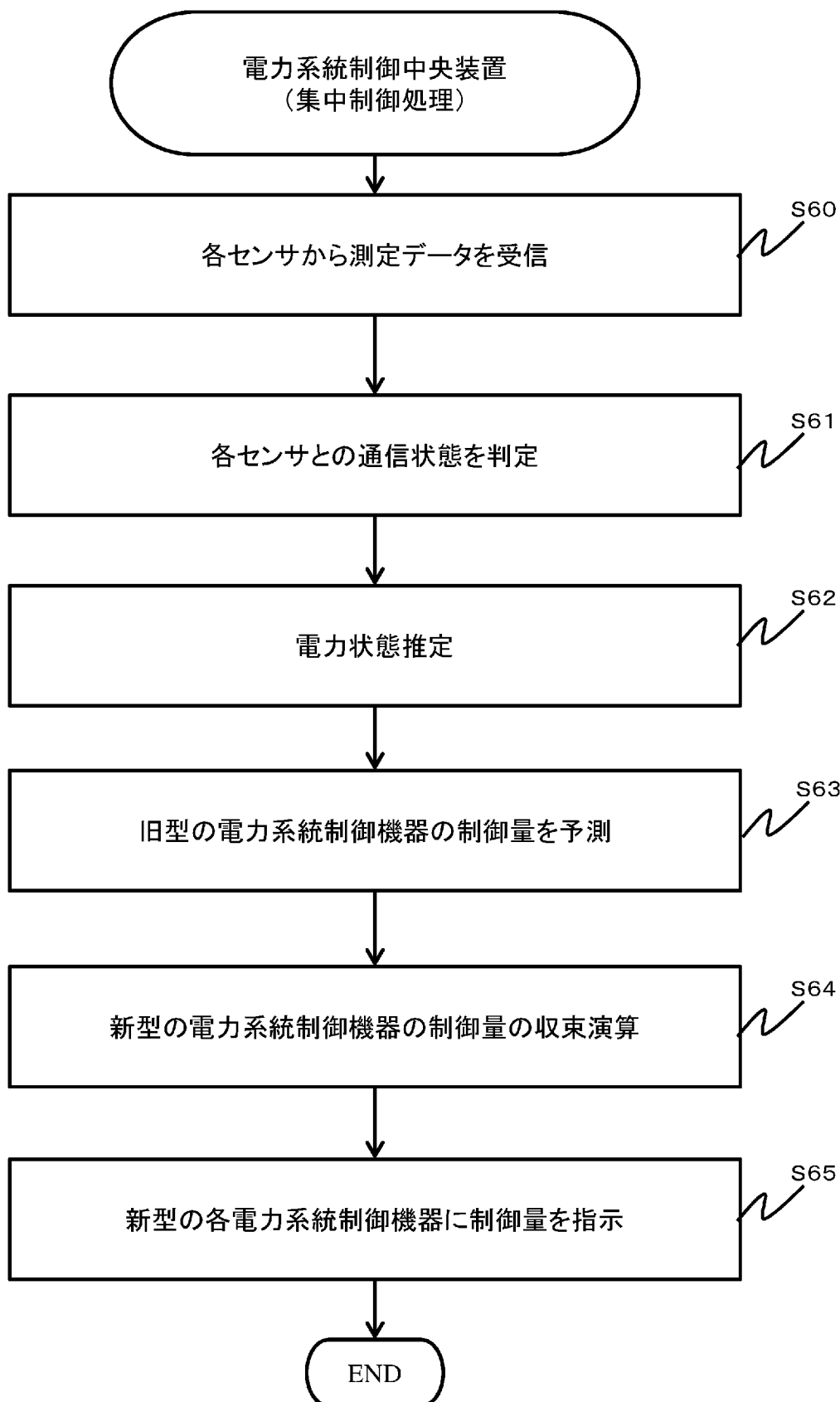
[図14]



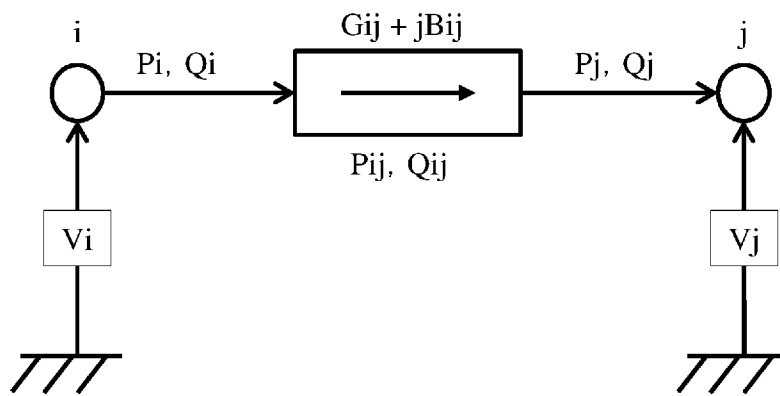
[図15]



[図16]



[図17]



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/JP2012/067615

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

H02J13/00(2006.01)i, H02J3/00(2006.01)i, H02J3/12(2006.01)i, H02J3/18(2006.01)i

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

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
H02J13/00, H02J3/00, H02J3/12, H02J3/18

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched
 Jitsuyo Shinan Koho 1922-1996 Jitsuyo Shinan Toroku Koho 1996-2012
 Kokai Jitsuyo Shinan Koho 1971-2012 Toroku Jitsuyo Shinan Koho 1994-2012

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X A	JP 2007-288877 A (Hitachi, Ltd.), 01 November 2007 (01.11.2007), paragraphs [0022] to [0045] (Family: none)	1, 12 2-11, 13-15
A	JP 6-269123 A (Hitachi, Ltd.), 22 September 1994 (22.09.1994), paragraph [0014] (Family: none)	1-15
A	JP 9-74679 A (Hitachi, Ltd.), 18 March 1997 (18.03.1997), entire text; all drawings (Family: none)	1-15

Further documents are listed in the continuation of Box C.

See patent family annex.

* Special categories of cited documents:

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

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

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

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

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

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

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

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

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search
07 September, 2012 (07.09.12)

Date of mailing of the international search report
18 September, 2012 (18.09.12)

Name and mailing address of the ISA/
Japanese Patent Office

Authorized officer

Facsimile No.

Telephone No.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/JP2012/067615

C (Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	JP 2008-118799 A (Toshiba Corp.), 22 May 2008 (22.05.2008), entire text; all drawings (Family: none)	1-15
A	JP 2008-154418 A (Hitachi, Ltd.), 03 July 2008 (03.07.2008), entire text; all drawings (Family: none)	1-15

A. 発明の属する分野の分類 (国際特許分類 (IPC)) Int.Cl. H02J13/00(2006.01)i, H02J3/00(2006.01)i, H02J3/12(2006.01)i, H02J3/18(2006.01)i		
B. 調査を行った分野 調査を行った最小限資料 (国際特許分類 (IPC)) Int.Cl. H02J13/00, H02J3/00, H02J3/12, H02J3/18		
最小限資料以外の資料で調査を行った分野に含まれるもの 日本国実用新案公報 1922-1996年 日本国公開実用新案公報 1971-2012年 日本国実用新案登録公報 1996-2012年 日本国登録実用新案公報 1994-2012年		
国際調査で使用した電子データベース (データベースの名称、調査に使用した用語)		
C. 関連すると認められる文献		
引用文献の カテゴリー*	引用文献名 及び一部の箇所が関連するときは、その関連する箇所の表示	関連する 請求項の番号
X A	JP 2007-288877 A (株式会社日立製作所) 2007.11.01, 段落 0022-0045 (ファミリーなし)	1, 12 2-11, 13-15
A	JP 6-269123 A (株式会社日立製作所) 1994.09.22, 段落 0014 (ファ ミリーなし)	1-15
A	JP 9-74679 A (株式会社日立製作所) 1997.03.18, 全文、全図 (フ ファミリーなし)	1-15
<input checked="" type="checkbox"/> C欄の続きにも文献が列挙されている。 <input type="checkbox"/> パテントファミリーに関する別紙を参照。		
* 引用文献のカテゴリー 「A」 特に関連のある文献ではなく、一般的技術水準を示すもの 「E」 国際出願日前の出願または特許であるが、国際出願日以後に公表されたもの 「L」 優先権主張に疑義を提起する文献又は他の文献の発行日若しくは他の特別な理由を確立するために引用する文献 (理由を付す) 「O」 口頭による開示、使用、展示等に言及する文献 「P」 国際出願日前で、かつ優先権の主張の基礎となる出願日の後に公表された文献 「T」 国際出願日又は優先日後に公表された文献であって出願と矛盾するものではなく、発明の原理又は理論の理解のために引用するもの 「X」 特に関連のある文献であって、当該文献のみで発明の新規性又は進歩性がないと考えられるもの 「Y」 特に関連のある文献であって、当該文献と他の1以上の文献との、当業者にとって自明である組合せによって進歩性がないと考えられるもの 「&」 同一パテントファミリー文献		
国際調査を完了した日 07.09.2012	国際調査報告の発送日 18.09.2012	
国際調査機関の名称及びあて先 日本国特許庁 (ISA/J P) 郵便番号 100-8915 東京都千代田区霞が関三丁目4番3号	特許庁審査官 (権限のある職員) 田中 慎太郎 電話番号 03-3581-1101 内線 3568	5 T 3 2 4 4

C (続き) . 関連すると認められる文献		
引用文献の カテゴリー*	引用文献名 及び一部の箇所が関連するときは、その関連する箇所の表示	関連する 請求項の番号
A	JP 2008-118799 A (株式会社東芝) 2008.05.22, 全文、全図 (ファミリーなし)	1-15
A	JP 2008-154418 A (株式会社日立製作所) 2008.07.03, 全文、全図 (ファミリーなし)	1-15