

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 公開特許公報(A)

(11) 特許出願公開番号

特開2016-116428  
(P2016-116428A)

(43) 公開日 平成28年6月23日(2016.6.23)

(51) Int. Cl. F I テーマコード (参考)  
 H02J 3/32 (2006.01) H02J 3/32 5G066  
 H02J 3/38 (2006.01) H02J 3/38 130

審査請求 未請求 請求項の数 3 O L (全 17 頁)

(21) 出願番号 特願2014-256039 (P2014-256039)  
 (22) 出願日 平成26年12月18日 (2014.12.18)

(71) 出願人 000002299  
 清水建設株式会社  
 東京都中央区京橋二丁目16番1号  
 (74) 代理人 100064908  
 弁理士 志賀 正武  
 (74) 代理人 100108578  
 弁理士 高橋 詔男  
 (74) 代理人 100146835  
 弁理士 佐伯 義文  
 (74) 代理人 100161506  
 弁理士 川淵 健一  
 (72) 発明者 山根 俊博  
 東京都中央区京橋二丁目16番1号 清水  
 建設株式会社内

最終頁に続く

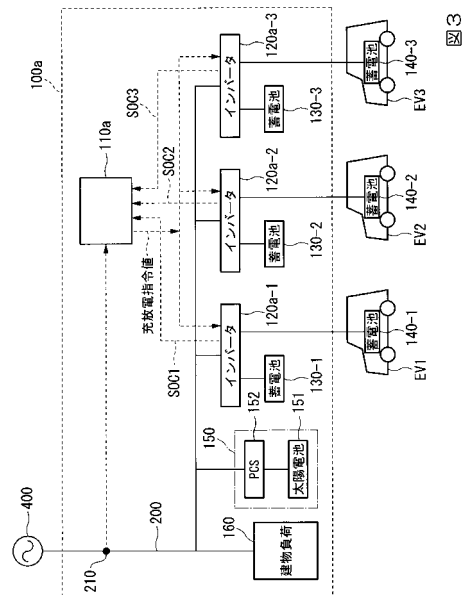
(54) 【発明の名称】 分散型電源の自律運転システム

(57) 【要約】

【課題】複数の蓄電設備の放電電力を制御してピークカット効果の減少を防止することができる分散型電源システムの自律運転システムを提供する。

【解決手段】商用系統からの電力を軽減する分散型電源の自律運転システム(自律運転システム100a)であって、商用系統と系統連系して、商用系統からの電力の受電点(受電点P1)における電力変動の補償を、蓄電池を用いて行う複数の電力変換部(インバータ120a-1~120a-3)と、受電点における電力が予め設定された目標電力値以上の場合、複数の電力変換部を制御して蓄電池から電力を放電させる制御部(制御部110a)と、を備え、制御部は、複数の電力変換部に接続される蓄電池のSOCに応じて複数の電力変換部各々の放電電力を制御する。

【選択図】 図3



**【特許請求の範囲】****【請求項 1】**

商用系統からの電力を軽減する分散型電源の自律運転システムであって、  
前記商用系統と系統連系して、前記商用系統からの電力の受電点における電力変動の補償を、蓄電池を用いて行う複数の電力変換部と、  
前記受電点における電力が予め設定された目標電力値以上の場合、前記複数の電力変換部を制御して前記蓄電池から電力を放電させる制御部と、  
を備え、  
前記制御部は、前記複数の電力変換部に接続される蓄電池のSOCに応じて前記複数の電力変換部各々の放電電力を制御する、  
ことを特徴とする分散型電源の自律運転システム。

10

**【請求項 2】**

前記制御部は、前記複数の電力変換部各々に接続される蓄電池のSOCに比例させて前記複数の電力変換部各々の放電電力を制御する、  
ことを特徴とする請求項 1 に記載の分散型電源の自律運転システム。

**【請求項 3】**

前記制御部は、前記複数の電力変換部各々に接続される蓄電池のSOCが等しくなるように、SOCが高い蓄電池ほど高い放電電力とし、前記複数の電力変換部各々のそれぞれから放電させる、  
ことを特徴とする請求項 1 に記載の分散型電源の自律運転システム。

20

**【発明の詳細な説明】****【技術分野】****【0001】**

本発明は、分散型電源（マイクログリッド）の自律運転システムに関する。

**【背景技術】****【0002】**

電力全面自由化後の社会動向として、分散型電源（天然ガスコージェネレーションや燃料電池）がエネルギー供給設備として建物内に進出してくる可能性が高い。これら分散型電源や太陽光発電等に代表される新エネルギーを、いかに商用系統（電力会社の電力網）に負担をかけることなく接続するかが課題となっている。その対策として、分散型電源の負荷追従運転によって商用系統への負担を軽減した「マイクログリッド」への取り組みが活発化している。

30

**【0003】**

マイクログリッドの思想を取り込んだ分散型電源によるエネルギー供給システム（以下、単に「マイクログリッド」とする）では、通常時は商用系統と連携してピークカット運転を行い、商用系統の電源が停電するなどの非常時において、BCP（Business Continuity Plan、事業継続用計画）用の電源として利用することが考えられる。しかし、太陽光や風力などの自然エネルギーを用いた自然エネルギー発電は、天候や環境の変化により、発電する電力が大きく変動するため、連系運転時に確実なピークカット運転を行うためには、変動に応じて蓄電池の出力を制御する必要がある。

40

**【0004】**

マイクログリッドを運用するためには、十分な容量の蓄電設備が不可欠となる。現状では蓄電設備が高いため、十分な容量の蓄電設備が導入できず、マイクログリッドが100%の機能を発揮できない場合が想定される。例えば、蓄電池と太陽光発電によるマイクログリッドにおいて、電力負荷が最大デマンド付近で安定した場合、蓄電設備の容量不足によって十分なピークカット効果が期待できないことが懸念される。

例えば、特許文献 1 には、1 台の蓄電池によりピークカット運転を行う分散型電源の自律運転システムが開示されている。

**【先行技術文献】****【特許文献】**

50

【 0 0 0 5 】

【特許文献 1】特開 2 0 1 3 - 2 4 7 7 9 5 号公報

【発明の概要】

【発明が解決しようとする課題】

【 0 0 0 6 】

しかしながら、特許文献 1 に記載の分散型電源の自律運転システムでは、1 台の蓄電池によりピークカット運転を行うため、蓄電設備の容量不足によって十分なピークカット効果が期待できない。そこで、蓄電設備の容量不足を防ぐため、複数の蓄電設備を利用することが考えられるが、この方法では複数の蓄電設備の SOC (State of Charge、充電状態) が異なる場合、ピークカット効果の減少が生じる可能性がある。

10

【 0 0 0 7 】

本発明は上記の点に鑑みてなされたものであり、主たる目的は、複数の蓄電設備の放電電力を制御してピークカット効果の減少を防止することができる分散型電源システムの自律運転システムを提供することにある。

【課題を解決するための手段】

【 0 0 0 8 】

上記の課題を解決するために、本発明の分散型電源の自律運転システムは、商用系統からの電力を軽減する分散型電源の自律運転システムであって、前記商用系統と系統連系して、前記商用系統からの電力の受電点における電力変動の補償を、蓄電池を用いて行う複数の電力変換部と、前記受電点における電力が予め設定された目標電力値以上の場合、前記複数の電力変換部を制御して前記蓄電池から電力を放電させる制御部と、を備え、前記制御部は、前記複数の電力変換部に接続される蓄電池の SOC に応じて前記複数の電力変換部各々の放電電力を制御する、ことを特徴とする。

20

この構成により、本発明の分散型電源の自律運転システムは、制御部が、前記複数の電力変換部に接続される蓄電池の SOC に応じて前記複数の電力変換部各々の放電電力を制御するため、ピークカット効果の減少を防止することができる。

【 0 0 0 9 】

また、本発明の分散型電源の自律運転システムは、前記制御部は、前記複数の電力変換部各々に接続される蓄電池の SOC に比例させて前記複数の電力変換部各々の放電電力を制御する、ことを特徴とする。

30

この構成により、各電力変換部における蓄電池の SOC が 0 % になるまでの時間を同一にすることができるため、蓄電池の電力を無駄なくピークカット運転に利用することが可能となる。

【 0 0 1 0 】

また、本発明の分散型電源の自律運転システムは、前記制御部は、前記複数の電力変換部各々に接続される蓄電池の SOC が等しくなるように、SOC が高い蓄電池ほど高い放電電力とし、前記複数の電力変換部各々のそれぞれから放電させる、ことを特徴とする。

この構成により、各電力変換部における蓄電池の SOC が 0 % になるまでの時間を同一にすることができるため、蓄電池の電力を無駄なくピークカット運転に利用することが可能となる。

40

【発明の効果】

【 0 0 1 1 】

本発明によれば、複数の蓄電設備の放電電力を制御してピークカット効果の減少を防止することができる分散型電源システムの自律運転システムを提供することができる。

【図面の簡単な説明】

【 0 0 1 2 】

【図 1】一般的な分散型電源の自律運転システム 1 0 0 の構成例を示す概略ブロック図である。

【図 2】図 1 に示す自律運転システム 1 0 0 におけるピークカット運転の効果を説明するための図である。

50

【図3】第1の実施形態の分散型電源の自律運転システム100aの構成例を示す概略ブロック図である。

【図4】図3に示す自律運転システム100aにおけるピークカット運転の効果を説明するための図である。

【図5】第2の実施形態の分散型電源の自律運転システム100bの構成例を示す概略ブロック図である。

【図6】図5に示す自律運転システム100bにおけるピークカット運転における制御処理を示すフロー図である。

【図7】図5に示す自律運転システム100bにおけるピークカット運転の効果を説明するための図である。

10

【発明を実施するための形態】

【0013】

本発明の分散型電源の自律運転システムは、商用系統からの電力を軽減する分散型電源の自律運転システムであって、商用系統と系統連系して、商用系統からの電力の受電点における電力変動の補償を、蓄電池を用いて行う複数の電力変換部と、受電点における電力が予め設定された目標電力値以上の場合、複数の電力変換部を制御して蓄電池から電力を放電させる制御部と、を備え、制御部は、複数の電力変換部に接続される蓄電池のSOCに応じて複数の電力変換部各々の放電電力を制御する。

以下、まず本願の特徴である複数の電力変換部に接続される蓄電池のSOCに応じて複数の電力変換部各々の放電電力を制御する点について、第1の実施形態及び第2の実施形態を説明する前に、SOCが異なる値を持つ蓄電池に接続される電力変換部を制御する例について説明する。

20

図1は、一般的な分散型電源の自律運転システム（以下、自律運転システム100とする）の構成例を示す概略ブロック図である。

自律運転システム100は、制御部110、インバータ120-1、インバータ120-2、インバータ120-3、蓄電池130-1、蓄電池130-2、蓄電池130-3、太陽光発電装置150および建物負荷160を備える。

【0014】

制御部110は、インバータ120-1、インバータ120-2及びインバータ120-3（複数の電力変換部、以下インバータ120と言う場合がある）各々に対して充放電指令値を送信し、各インバータに接続される蓄電池への充電、各インバータに接続される蓄電池からの放電を制御する。なお、インバータ120は3台でなく、2台以上の複数台であればよい。

30

ここで、インバータ120-1に接続される蓄電池は、蓄電池130-1とEV（Electric Vehicle）1が備える蓄電池140-1である。また、インバータ120-2に接続される蓄電池は、蓄電池130-2とEV2が備える蓄電池140-2である。また、インバータ120-3に接続される蓄電池は、蓄電池130-3とEV3が備える蓄電池140-3である。以下、蓄電池130-1～蓄電池130-3を蓄電池130と言い、蓄電池140-1～蓄電池140-3をEV蓄電池140と言うことがある。

40

EV蓄電池140は、EVの走行距離や充電時間などにより、SOCが異なるため、ここでインバータ120に接続されるものとした。もちろん、EV蓄電池140だけでなく、インバータ120に接続される蓄電池130であっても、SOCがインバータ120各々において異なる場合がある。また、ここでは、蓄電池130とEV蓄電池140が各インバータ120において1つずつ接続されているが、これらのうちいずれか一方が接続されることもある。また、蓄電池は、蓄電池130およびEV蓄電池140を一例として説明したが、蓄電池はこれらに限られるものではない。すなわち、例えば蓄電池を搭載した機器であればEV以外の機器を用いることもできる。

【0015】

制御部110は、電力線200の受電点210における電力を検出し、検出した電力が

50

予め設定された目標電力値（買電目標電力値）以上になる場合、各インバータに放電指令値を送信し、各インバータが定格電力以下の電力で蓄電池の有する電力を放電させる制御を行う。これをピークカット運転という。なお、ピークカット運転を実行させる条件を、建物負荷 160 の負荷電力が目標電力値以上となった場合としてもよい。また、制御部 110 は、電力線 200 の受電点 210 における電力を検出し、検出した電力が予め設定された目標電力値以下になる場合、各インバータに充電指令値を送信し、各インバータが商用系統 400 からの電力により、ピークカット運転で蓄電池が放電した電力を蓄電池に充電させる制御を行う。

#### 【0016】

インバータ 120 は、交流と直流との間を双方向に電力変換する双方向型の電力変換装置である。インバータ 120 は、商用系統 400、太陽光発電装置 150 から蓄電池を充電するときの充電動作では交流を直流に変換し、建物負荷 160 に蓄電池から放電するときの動作モードでは直流を交流に変換する。また、インバータ 120 は、蓄電池 130 と EV に搭載された蓄電池 140 への充放電を選択的に行うことができる。

10

#### 【0017】

太陽光発電装置 150 は、太陽電池 151 及びパワーコンディショナ（Power Conditioner、PCS）152 から構成され、太陽光発電を行う装置である。太陽光発電装置 150 は、発生した電力を、電力線 200 を介して建物負荷 160 に供給することができる。また、太陽光発電装置 150 は、電力線 200 からインバータ 120 を介してインバータ 120 に接続される蓄電池に対して充電電力を供給することができる。

20

#### 【0018】

建物負荷 160 は、商用系統 400、太陽光発電装置 150 およびインバータ 120 からの電力が供給される負荷であり、具体的には、自律運転システム 100 において備えられる各種の電子機器や照明などの電力を消費する機器や器具などとなる。

#### 【0019】

以上の構成を有する自律運転システム 100 のピークカット動作について説明する。

制御部 110 は、受電点 210 の電力値を監視し、ピークカット動作に必要なインバータ 120 - 1 ~ インバータ 120 - 3 の放電電力（合計） $P_d$  [kW] を決定する。一般的な自律運転システム 100 では、インバータ 120 が 3 台の場合、制御部 110 は、 $P_d \div 3$  [kW] の放電指令値を、インバータ 120 - 1 ~ インバータ 120 - 3 各々へ送信する。これにより、インバータ 120 は、放電電力（合計） $P_d$  [kW] によりピークカット動作を行う。しかし、例えば、インバータ 120 - 1 に接続される蓄電池 130 - 1 と蓄電池 140 - 1 の SOC が低い場合、そのまま放電を続けると、インバータ 120 - 1 に接続される蓄電池 130 - 1 と蓄電池 140 - 1 の SOC が他のインバータに比べて早く 0% になり、インバータ 120 - 1 からの放電が停止してしまう。その後は、インバータ 120 - 2 とインバータ 120 - 3 の 2 台からの放電となるため、ピークカット効果が減少してしまう。ピークカット効果とは、放電電力（合計） $P_d$  により放電できることを言い、ピークカット効果の減少とは、放電電力（合計）が放電電力（合計） $P_d$  より減ることを言う。

30

#### 【0020】

このピークカット効果の減少について図 2 を参照して説明する。図 2 は、図 1 に示す自律運転システム 100 におけるピークカット運転の効果を説明するための図である。図 2 は、インバータ 120 各々の放電電力 [kW]、インバータ 120 の放電電力（合計） [kW]、インバータ 120 各々接続される蓄電池の合計の SOC の時間遷移を示している。

40

なお、説明を簡単にするため、インバータ 120 には蓄電池 130 が接続されておらず、EV 蓄電池 140 が接続されているものとする。ここで、EV 蓄電池 140 の蓄電容量はそれぞれ 100 kWh であり、蓄電池 140 - 1 は SOC が 50%、蓄電池 140 - 2 及び蓄電池 140 - 3 は SOC が 100% の状態から放電を行った場合を想定する。また、制御部 110 からの放電電力値（合計） $P_d$  [kW] の指令は 25 kW であり、インバ

50

ータ120各々の定格出力は10kWであるとする。

インバータ120-1に接続される蓄電池140-1の蓄電電力量は、放電開始時50kWhであり、インバータ120-1の放電電力が25/3kWであるので、50[kWh] ÷ 25/3[kW] = 6[h]後に0kWhになる。図2に示すように、放電開始から360分(6時間)後に、インバータ120-1に接続される蓄電池140-1のSOCが0%となり、放電を停止する。その後は、放電電力(合計)が25kWから25[kW] × (2/3) = 16.7[kW]に低下し、ピークカット効果が減少してしまう。

【0021】

このピークカット効果が低下してしまう原因は、接続される蓄電池のSOCが少ないインバータと接続される蓄電池のSOCが多いインバータとの間で、放電電力を同じ値としたためである。そこで、以下に説明する実施形態では、インバータ120各々の放電電力を、インバータ120各々に接続されている蓄電池の各々のSOCに応じた値とすることで、インバータ120各々の蓄電池の放電電力のいずれかが先に0kWにならず、同時に0kWになるようにする。また、インバータ120の蓄電池各々の放電電力を、インバータ120の放電電力(合計)が放電電力(合計)Pdとなるように、それぞれから放電させて制御する。これにより、ピークカット効果の減少を防止する。

【0022】

(第1の実施形態)

図3は、第1の実施形態の分散型電源の自律運転システム100aの構成例を示す概略ブロック図である。図3において、図1と同じ箇所は同じ符号を付し、その説明を省略する。

図3において、図1に示す制御部110を制御部110aとし、インバータ120-1をインバータ120a-1とし、インバータ120-2をインバータ120a-2とし、インバータ120-3をインバータ120a-3としている。

【0023】

図3に示すインバータ120a-1は、制御部110aに対して、接続されている蓄電池130-1と蓄電池140-1の合計のSOCであるSOC1を送信する。インバータ120a-2は、制御部110aに対して、接続されている蓄電池130-2と蓄電池140-2の合計のSOCであるSOC2を送信する。インバータ120a-3は、制御部110aに対して、接続されている蓄電池130-3と蓄電池140-3の合計のSOCであるSOC3を送信する。制御部110aが、SOC1~SOC3に基づいてインバータ120a-1の放電電力P1、インバータ120a-2の放電電力P2、インバータ120a-3の放電電力P3を決めるためである。制御部110aは、n台目のインバータ120a-nの放電電力Pnを以下の式(1)で決定する。下記式においてNは、インバータ120aの合計台数(本実施形態ではN=3)である。また、SOCnは、n台目の120a-nに接続される蓄電池130-nと蓄電池140-nの合計のSOCである。また、Pdは、インバータ120a-1~インバータ120a-Nの放電電力値(合計値)である。

【0024】

【数1】

$$P_n = \frac{SOC_n}{\sum_{i=1}^N SOC_i} \times P_d \quad \dots (1)$$

【0025】

以上の構成を有する自律運転システム100aのピークカット動作について、図4を参照して説明する。図4は、図3に示す自律運転システム100aにおけるピークカット運

10

20

30

40

50

転の効果を説明するための図である。図4は、インバータ120a各々の放電電力[kW]、インバータ120aの放電電力(合計)[kW]、インバータ120a各々接続される蓄電池の合計のSOCの時間遷移を示している。

なお、説明を簡単にするため、インバータ120aには蓄電池130が接続されておらず、EV蓄電池140が接続されているものとする。ここで、EV蓄電池140の蓄電容量はそれぞれ100kWhであり、蓄電池140-1はSOCが50%、蓄電池140-2及び蓄電池140-3はSOCが100%の状態から放電を行った場合を想定する。すなわち、ピークカット動作の開始時において、蓄電池140-1の蓄電電力量は50kWh、蓄電池140-2の蓄電電力量は100kWh、蓄電池140-3の蓄電電力量は100kWhである。また、制御部110aからの放電電力(合計)Pdの指令は25kWであり、インバータ120各々の定格出力は10kWであるとする。

なお、ピークカット動作において、EV1~EV3が自律運転システム100aから立ち去ることはなく、インバータ120aは、蓄電池140-1~蓄電池140-3からの放電を行えるものとする。

#### 【0026】

制御部110aは、放電開始時、SOC1が50%、SOC1~SOC3の合計値が250%であるので、 $25[kW] \times 50[\%] / 250[\%] = 5[kW]$ の放電電力P1を示す放電指令値を、インバータ120a-1へ送信する。また、制御部110aは、放電開始時、SOC2が100%、SOC1~SOC3の合計値が250%であるので、 $25[kW] \times 100[\%] / 250[\%] = 10[kW]$ の放電電力P2を示す放電指令値を、インバータ120a-2へ送信する。また、制御部110aは、放電開始時、SOC3が100%、SOC1~SOC3の合計値が250%であるので、 $25[kW] \times 100[\%] / 250[\%] = 10[kW]$ の放電電力P3を示す放電指令値を、インバータ120a-3へ送信する。

#### 【0027】

制御部110aは、定期的に(例えば1分毎に)、インバータ120a-1~インバータ120a-3の放電電力P1~P3を、上記式(1)により見直す。

例えば、120分(2h)後における、SOC1~SOC3は次のようになる。インバータ120a-1に接続される蓄電池140-1の放電開始時における蓄電電力量50kWhは、 $50[kWh] - 5[kW] \times 2[h] = 40[kWh]$ となるので、SOC1は40%になる。インバータ120a-2に接続される蓄電池140-2の放電開始時における蓄電電力量100kWhは、 $100[kWh] - 10[kW] \times 2[h] = 80[kWh]$ となるので、SOC2は80%になる。インバータ120a-3に接続される蓄電池140-3の放電開始時における蓄電電力量100kWhは、 $100[kWh] - 10[kW] \times 2[h] = 80[kWh]$ となるので、SOC3は80%になる。

#### 【0028】

制御部110aは、120分後、SOC1が40%、SOC1~SOC3の合計値が200%であるので、 $25[kW] \times 40[\%] / 200[\%] = 5[kW]$ の放電電力P1を示す放電指令値を、インバータ120a-1へ送信する。また、制御部110aは、120分後、SOC2が80%、SOC1~SOC3の合計値が200%であるので、 $25[kW] \times 80[\%] / 200[\%] = 10[kW]$ の放電電力P2を示す放電指令値を、インバータ120a-2へ送信する。また、制御部110aは、120分後、SOC3が80%、SOC1~SOC3の合計値が200%であるので、 $25[kW] \times 80[\%] / 200[\%] = 10[kW]$ の放電電力P3を示す放電指令値を、インバータ120a-3へ送信する。これにより、インバータ120a-1~インバータ120a-3からの放電電力(合計)Pdは25kWに維持される。

#### 【0029】

制御部110aは、120分経過後においても、インバータ120a-1~インバータ120a-3の放電電力P1~P3を、上記式(1)により見直す。インバータ120a-1へ送信する放電電力P1の5kWが維持されるので、インバータ120a-1に接続

10

20

30

40

50

される140-1の放電開始から120分経過後における蓄電電力量40kWhは、 $40 [kWh] \div 5 [kW] = 8 [h]$ 後、0kWhとなる。インバータ120a-2へ送信する放電電力P2の10kWが維持されるので、インバータ120a-2に接続される140-2の放電開始から120分経過後における蓄電電力量80kWhは、 $80 [kWh] \div 10 [kW] = 8 [h]$ 後、0kWhとなる。インバータ120a-3へ送信する放電電力P3の10kWが維持されるので、インバータ120a-3に接続される140-3の放電開始から120分経過後における蓄電電力量80kWhは、 $80 [kWh] \div 10 [kW] = 8 [h]$ 後、0kWhとなる。

#### 【0030】

このようにして、インバータ120aの蓄電池140-1～蓄電池140-3の蓄電電力量が、ピークカット運転の開始時から10h(600分)経過後、同時に0kWhになる。すなわち、上記説明の自律運転システム100では、インバータ120からの放電電力(合計)Pdを維持するのが6時間しか行えなかった。これに対して、自律運転システム100aでは、インバータ120aからの放電電力(合計)Pdを維持する時間を8時間にまで延長できる。また、制御部110aが、インバータ120a-1～インバータ120a-3の放電電力P1～P3を、上記式(1)により見直すことにより、放電を停止するまで放電電力(合計)Pdを25kWに維持することができるため、蓄電池の有する電力(蓄電電力量)を無駄なくピークカットに利用することが可能となる。

#### 【0031】

このように、制御部110aは、複数の電力変換部(インバータ120a-1～インバータ120a-3)各々に接続される蓄電池(蓄電池130-1～蓄電池130-3、蓄電池140-1～蓄電池140-3)のSOCに比例させて複数の電力変換部各々の放電電力を制御する。この構成により、各電力変換部における蓄電池のSOCが0%になるまでの時間を同一にすることができるため、蓄電池の電力を無駄なくピークカット運転に利用することが可能となる。

#### 【0032】

##### (第2の実施形態)

図5は、第2の実施形態の分散型電源の自律運転システム100bの構成例を示す概略ブロック図である。図5において、図3と同じ箇所は同じ符号を付し、その説明を省略する。

図5において、図3に示す制御部110aを、制御部110bとしている。以下の手順により、N台のインバータ120a-1～インバータ120a-Nの放電電力P1～PNを、図6に示すフロー図に従って決定する。図6は、図5に示す自律運転システム100bにおけるピークカット運転における制御処理を示すフロー図である。

以下では、自律運転システム100bのピークカット動作について、図6及び図7を参照して説明する。図7は、図5に示す自律運転システム100bにおけるピークカット運転の効果を説明するための図である。図7は、インバータ120a各々の放電電力[kW]、インバータ120aの放電電力(合計)[kW]、インバータ120a各々接続される蓄電池の合計のSOCの時間遷移を示している。

なお、説明を簡単にするため、以下N=3として説明を進める。また、インバータ120aには蓄電池130が接続されておらず、EV蓄電池140が接続されているものとする。ここで、EV蓄電池140の蓄電容量はそれぞれ100kWhであり、蓄電池140-1はSOCが80%、蓄電池140-2はSOCが90%、蓄電池140-3はSOCが100%の状態から放電を行った場合を想定する。すなわち、ピークカット動作の開始時において、蓄電池140-1の蓄電電力量は80kWh、蓄電池140-2の蓄電電力量は90kWh、蓄電池140-3の蓄電電力量は100kWhである。また、制御部110bからの放電電力(合計)Pdの指令は25kWであり、インバータ120各々の定格出力は10kWであるとする。

なお、ピークカット動作において、EV1～EV3が自律運転システム100bから立ち去ることはなく、インバータ120aは、蓄電池140-1～蓄電池140-3からの

10

20

30

40

50



放電を行えるものとする。

【0033】

制御部110bは、 $P_{dtmp}$ に放電電力(合計値) $P_d$ を代入する(ステップST1)。制御部110bは、例えば制御部110bが内部に備えるRAMの $P_{dtmp}$ に放電電力(合計値) $P_d$ を記憶する。

制御部110bは、集合{A}に{インバータ120a<sub>n</sub>、 $n = N$ }を代入する(ステップST2)。{インバータ120a<sub>n</sub>、 $n = N$ }とは、インバータ120a<sub>1</sub>~インバータ120a<sub>N</sub>の合計N台のインバータのことである。制御部110bは、例えば制御部110bが内部に備えるRAMの集合{A}に{インバータ120a<sub>n</sub>、 $n = N$ }を記憶する。

制御部110bは、放電開始時、 $P_{dtmp}$ に放電電力(合計値) $P_d = 25$  [kW]を代入する(ステップST1)。制御部110bは、放電開始時、集合{A}に、{インバータ120a<sub>1</sub>、インバータ120a<sub>2</sub>、インバータ120a<sub>3</sub>}を代入する(ステップST2)。

【0034】

制御部110bは、集合{A}から、SOCが最大となるi台目のインバータ120a-iを抽出する(ステップST3)。SOCが最大となるインバータが複数の場合は複数を選定する。

制御部110bは、放電開始時、SOC<sub>3</sub>が100%、SOC<sub>2</sub>が90%、SOC<sub>1</sub>が80%であるので、インバータ120a-3を抽出する(ステップST3)。

【0035】

制御部110bは、インバータ120a-iの放電電力 $P_i$ を決定する(ステップST4)。インバータ120a-iの放電電力決定の条件として、 $P_{dtmp}$ 以下、かつインバータ120a-iの定格出力以下の条件を満たす中で最大となる放電電力を放電電力 $P_i$ にする。また、インバータ120a-iが複数ある場合は、合計の放電電力が、 $P_{dtmp}$ 以下、かつインバータ120a-iの定格出力以下の条件を満たす中で、合計の放電電力を均等に分配した放電電力を放電電力 $P_i$ にする。

制御部110bは、放電開始時、 $P_{dtmp} = 25$  [kW]以下、インバータ120a-3の定格出力10kW以下の条件を満たす中で最大となる放電電力10kWを、インバータ120a-3の放電電力 $P_3$ に決定する(ステップST4)。

【0036】

制御部110bは、 $P_{dtmp}$ から放電電力 $P_i$ を減算する(ステップST5)。

制御部110bは、放電開始時、集合{A}からインバータ120a-iを取り除く(ステップST6)。

制御部110bは、放電開始時、 $P_{dtmp} = 25$  [kW]から放電電力 $P_3 = 10$  [kW]を減算し、 $P_{dtmp} = 15$  [kW]とする(ステップST5)。制御部110bは、放電開始時、集合{A}からインバータ120a-3を取り除く(ステップST6)。

【0037】

制御部110bは、 $P_{dtmp} = 0$  [kW]か否かを判定する(ステップST7)。制御部110bは、 $P_{dtmp}$ が0kWでない場合(ステップST7-No)、ステップST3に戻る。一方、制御部110bは、 $P_{dtmp} = 0$  [kW]の場合(ステップST7-Yes)、ステップST8に進む。制御部110bは、集合{A}が空集合か否かを判定する(ステップST8)。制御部110bは、集合{A}が空集合の場合(ステップST8-Yes)、本フローによる処理を終了する。一方、制御部110bは、集合{A}が空集合でない場合(ステップST8-No)、ステップST9に進む。制御部110bは、集合{A}のインバータ120a-iの放電電力を $P_i = 0$  [kW]にし、本フローによる処理を終了する(ステップST9)。

【0038】

制御部110bは、放電開始時、 $P_{dtmp}$ が15kWであり0でないと判定する(ス

10

20

30

40

50

テップ S T 7)。制御部 1 1 0 b は、 $P_{dtmp}$  が 0 kW でない場合 (ステップ S T 7 - N o) であるので、ステップ S T 3 に戻り、次に S O C が最大となるインバータ 1 2 0 a - i を選択する。

制御部 1 1 0 b は、放電開始時、S O C 2 が 9 0 %、S O C 1 が 8 0 % であるので、インバータ 1 2 0 a - 2 を抽出する (ステップ S T 3)。制御部 1 1 0 b は、放電開始時、 $P_{dtmp} = 15$  [kW] 以下、インバータ 1 2 0 a - 2 の定格出力 1 0 kW 以下の条件を満たす中で最大となる放電電力 1 0 kW を、インバータ 1 2 0 a - 2 の放電電力  $P_2$  にする (ステップ S T 4)。制御部 1 1 0 b は、放電開始時、 $P_{dtmp} = 15$  [kW] から放電電力  $P_2 = 10$  [kW] を減算し、 $P_{dtmp} = 5$  [kW] とする (ステップ S T 5)。制御部 1 1 0 b は、放電開始時、集合 { A } からインバータ 1 2 0 a - 2 を取り除く (ステップ S T 6)。

10

制御部 1 1 0 b は、放電開始時、 $P_{dtmp}$  が 5 kW であり 0 kW でないと判定する (ステップ S T 7)。制御部 1 1 0 b は、 $P_{dtmp}$  が 0 kW でない場合 (ステップ S T 7 - N o) であるので、ステップ S T 3 に戻り、次に S O C が最大となるインバータ 1 2 0 a - i を選択する。

#### 【 0 0 3 9 】

制御部 1 1 0 b は、放電開始時、S O C 1 が 8 0 % であるので、インバータ 1 2 0 a - 1 を抽出する (ステップ S T 3)。制御部 1 1 0 b は、放電開始時、 $P_{dtmp} = 5$  [kW] 以下、インバータ 1 2 0 a - 2 の定格出力 1 0 kW 以下の条件を満たす中で最大となる放電電力 5 kW を、インバータ 1 2 0 a - 1 の放電電力  $P_1$  にする (ステップ S T 4)。制御部 1 1 0 b は、放電開始時、 $P_{dtmp} = 5$  [kW] から放電電力  $P_2 = 5$  [kW] を減算し、 $P_{dtmp} = 0$  [kW] とする (ステップ S T 5)。制御部 1 1 0 b は、放電開始時、集合 { A } からインバータ 1 2 0 a - 1 を取り除く (ステップ S T 6)。

20

#### 【 0 0 4 0 】

制御部 1 1 0 b は、放電開始時、 $P_{dtmp}$  が 0 kW であり 0 kW であると判定する (ステップ S T 7)。制御部 1 1 0 b は、 $P_{dtmp} = 0$  [kW] の場合 (ステップ S T 7 - Y e s) であるので、ステップ S T 8 に進む。制御部 1 1 0 b は、集合 { A } が空集合か否かを判定し (ステップ S T 8)、集合 { A } が空集合であるので (ステップ S T 8 - Y e s)、本フローによる処理を終了する。

#### 【 0 0 4 1 】

以上により、インバータ 1 2 0 a - 3 の放電電力  $P_3 = 10$  [kW]、インバータ 1 2 0 a - 2 の放電電力  $P_2 = 10$  [kW]、インバータ 1 2 0 a - 1 の放電電力  $P_1 = 5$  [kW] と決まった。制御部 1 1 0 b は、放電開始時、インバータ 1 2 0 a に放電電力 (合計)  $P_d = 25$  [kW] によりピークカット運転を実行させる。

30

#### 【 0 0 4 2 】

制御部 1 1 0 b は、放電開始後も定期的にインバータ 1 2 0 a - 1 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 1 の S O C 1、インバータ 1 2 0 a - 2 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 2 の S O C 2、インバータ 1 2 0 a - 3 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 3 の S O C 3 を受信し、上記判定を行う。放電開始時において、インバータ 1 2 0 a - 2 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 2 の S O C 2 が 9 0 % であるので、蓄電池 1 4 0 - 2 の蓄電電力量は 9 0 kWh である。また、インバータ 1 2 0 a - 1 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 1 の S O C 1 が 8 0 % であるので、蓄電池 1 4 0 - 1 の蓄電電力量は 8 0 kWh である。

40

インバータ 1 2 0 a - 2 の放電電力  $P_2 = 10$  [kW]、インバータ 1 2 0 a - 1 の放電電力  $P_1 = 5$  [kW] であるので、放電開始から、(蓄電池 1 4 0 - 2 の蓄電電力量 9 0 [kWh] - 蓄電池 1 4 0 - 1 の蓄電電力量 8 0 [kWh]) ÷ (1 0 [kW] - 5 [kW]) = 2 [h] (1 2 0 分) 経過後、インバータ 1 2 0 a - 2 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 2 の S O C 2 とインバータ 1 2 0 a - 1 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 1 の S O C 1 とが等しくなる。

#### 【 0 0 4 3 】

放電開始から 1 2 0 分経過後、インバータ 1 2 0 a - 1 の S O C 1、インバータ 1 2 0

50

a - 2 の SOC 2、インバータ 120 a - 3 の SOC 3 は次のようになる。

蓄電池 140 - 3 の放電開始時における蓄電電力量 100 kWh は、放電電力  $P_1 = 10$  [kW] で 2 時間放電したので、 $100$  [kWh] -  $10$  [kW]  $\times$   $2$  [h] =  $80$  [kWh] になるので、SOC 3 =  $80$  [%] である。蓄電池 140 - 2 の放電開始時における蓄電電力量 90 kWh は、放電電力  $P_2 = 10$  [kW] で 2 時間放電したので、 $90$  [kWh] -  $10$  [kW]  $\times$   $2$  [h] =  $70$  [kWh] になるので、SOC 2 =  $70$  [%] である。蓄電池 140 - 1 の放電開始時における蓄電電力量 80 kWh は、放電電力  $P_1 = 5$  [kW] で 2 時間放電したので、 $80$  [kWh] -  $5$  [kW]  $\times$   $2$  [h] =  $70$  [kWh] になるので、SOC 1 =  $70$  [%] である。

【0044】

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、以下の手順により、3 台のインバータ 120 a 1 ~ インバータ 120 a 3 の放電電力  $P_1 \sim P_3$  を決定する。

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、 $P_{dtmp}$  に放電電力 (合計値)  $P_d = 25$  kW を代入する (ステップ ST 1)。

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、集合 {A} に、{インバータ 120 a 1、インバータ 120 a 2、インバータ 120 a 3} を代入する (ステップ ST 2)。

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、SOC 3 が 80%、SOC 2 が 70%、SOC 1 が 70% であるので、インバータ 120 a - 3 を抽出する (ステップ ST 3)。

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、 $P_{dtmp} = 25$  [kW] 以下、インバータ 120 a - 3 の定格出力 10 kW 以下の条件を満たす中で最大となる放電電力 10 kW を、インバータ 120 a - 3 の放電電力  $P_3$  に決定する (ステップ ST 4)。

【0045】

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、 $P_{dtmp} = 25$  [kW] から放電電力  $P_3 = 10$  [kW] を減算し、 $P_{dtmp} = 15$  [kW] とする (ステップ ST 5)。制御部 110 b は、放電開始時、集合 {A} からインバータ 120 a - 3 を取り除く (ステップ ST 6)。

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、 $P_{dtmp}$  が 15 kW であり 0 kW でないと判定する (ステップ ST 7)。制御部 110 b は、 $P_{dtmp}$  が 0 kW でない場合 (ステップ ST 7 - No) であるので、ステップ ST 3 に戻り、次に SOC が最大となるインバータ 120 a - i を選択する。

【0046】

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、SOC 2 が 70%、SOC 1 が 70% であり、SOC が最大となるインバータが複数あるので、インバータ 120 a - 2 及びインバータ 120 a - 2 の 2 台を抽出する (ステップ ST 3)。

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、インバータ 120 a - 2 及びインバータ 120 a - 2 の合計の放電電力が、 $P_{dtmp} = 15$  [kW] 以下、かつインバータ 120 a - 2 及びインバータ 120 a - 2 の定格出力 10 kW 以下の条件を満たす中で、合計の放電電力  $P_{dtmp} = 15$  [kW] を均等に分配した放電電力 7.5 kW を放電電力  $P_2$  及び放電電力  $P_1$  にする (ステップ ST 4)。

【0047】

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、 $P_{dtmp} = 15$  [kW] から放電電力  $P_2 = 7.5$  [kW] 及び放電電力  $P_1 = 7.5$  [kW] を減算し、 $P_{dtmp} = 0$  [kW] とする (ステップ ST 5)。

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、集合 {A} からインバータ 120 a - 2 及びインバータ 120 a - 1 を取り除く (ステップ ST 6)。

制御部 110 b は、放電開始から 120 分経過後、 $P_{dtmp}$  が 0 kW であり 0 kW であると判定する (ステップ ST 7)。制御部 110 b は、 $P_{dtmp} = 0$  [kW] の場合 (ステップ ST 7 - Yes) であるので、ステップ ST 8 に進む。制御部 110 b は、集

10

20

30

40

50

合 { A } が空集合か否かを判定し (ステップ S T 8 )、集合 { A } が空集合であるので (ステップ S T 8 - Y e s )、本フローによる処理を終了する。

【 0 0 4 8 】

以上により、インバータ 1 2 0 a - 3 の放電電力  $P_3 = 10$  [ k W ]、インバータ 1 2 0 a - 2 の放電電力  $P_2 = 7.5$  [ k W ]、インバータ 1 2 0 a - 1 の放電電力  $P_1 = 7.5$  [ k W ] と決まった。制御部 1 1 0 b は、放電開始から 1 2 0 分経過後、インバータ 1 2 0 a に放電電力 (合計)  $P_d = 25$  [ k W ] によりピークカット運転を実行させる。

【 0 0 4 9 】

制御部 1 1 0 b は、定期的にインバータ 1 2 0 a - 1 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 1 の S O C 1、インバータ 1 2 0 a - 2 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 2 の S O C 2、インバータ 1 2 0 a - 3 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 3 の S O C 3 を受信し、上記判定を行う。

10

放電開始から 1 2 0 分経過後において、インバータ 1 2 0 a - 3 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 3 の S O C 2 が 80% であるので、蓄電池 1 4 0 - 2 の蓄電電力量は 80 k W h である。インバータ 1 2 0 a - 2 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 2 の S O C 2 が 70% であるので、蓄電池 1 4 0 - 2 の蓄電電力量は 70 k W h である。また、インバータ 1 2 0 a - 1 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 1 の S O C 1 が 70% であるので、蓄電池 1 4 0 - 1 の蓄電電力量は 70 k W h である。

インバータ 1 2 0 a - 3 の放電電力  $P_3 = 10$  [ k W ]、インバータ 1 2 0 a - 2 の放電電力  $P_2 = 7.5$  [ k W ]、インバータ 1 2 0 a - 1 の放電電力  $P_1 = 7.5$  [ k W ] である。従って、放電開始から 1 2 0 分経過後から、(蓄電池 1 4 0 - 3 の蓄電電力量 80 [ k W h ] - 蓄電池 1 4 0 - 2 または蓄電池 1 4 0 - 1 の蓄電電力量 70 [ k W h ])  $\div$  (10 [ k W ] - 7.5 [ k W ]) = 4 [ h ] (240 分) 経過後、インバータ 1 2 0 a - 3 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 3 の S O C 3 と、インバータ 1 2 0 a - 2 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 2 の S O C 2、インバータ 1 2 0 a - 1 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 1 の S O C 1 とが等しくなる。

20

【 0 0 5 0 】

放電開始から 360 分経過後、インバータ 1 2 0 a - 1 の S O C 1、インバータ 1 2 0 a - 2 の S O C 2、インバータ 1 2 0 a - 3 の S O C 3 は次のようになる。

蓄電池 1 4 0 - 3 の放電開始から 1 2 0 分経過後における蓄電電力量 80 k W h は、放電電力  $P_1 = 10$  [ k W ] で 4 時間放電したので、 $80$  [ k W h ] -  $10$  [ k W ]  $\times$   $4$  [ h ] =  $40$  [ k W h ] になるので、S O C 3 = 40 [%] である。蓄電池 1 4 0 - 2 の放電開始から 1 2 0 分経過後における蓄電電力量 70 k W h は、放電電力  $P_2 = 7.5$  [ k W ] で 4 時間放電したので、 $70$  [ k W h ] -  $7.5$  [ k W ]  $\times$   $4$  [ h ] =  $40$  [ k W h ] になるので、S O C 2 = 40 [%] である。蓄電池 1 4 0 - 1 の放電開始から 1 2 0 分経過後における蓄電電力量 70 k W h は、放電電力  $P_1 = 7.5$  [ k W ] で 4 時間放電したので、 $70$  [ k W h ] -  $7.5$  [ k W ]  $\times$   $4$  [ h ] =  $40$  [ k W h ] になるので、S O C 1 = 40 [%] である。

30

【 0 0 5 1 】

制御部 1 1 0 b は、放電開始から 360 分経過後、以下の手順により、3 台のインバータ 1 2 0 a 1 ~ インバータ 1 2 0 a 3 の放電電力  $P_1 \sim P_3$  を決定する。

40

制御部 1 1 0 b は、放電開始から 360 分経過後、 $P_d t m p$  に放電電力 (合計値)  $P_d = 25$  [ k W ] を代入する (ステップ S T 1)。

制御部 1 1 0 b は、放電開始から 360 分経過後、集合 { A } に、{ インバータ 1 2 0 a 1、インバータ 1 2 0 a 2、インバータ 1 2 0 a 3 } を代入する (ステップ S T 2)。

【 0 0 5 2 】

制御部 1 1 0 b は、放電開始から 360 分経過後、S O C 3 が 40%、S O C 2 が 40%、S O C 1 が 40% であり、S O C が最大となるインバータが複数あるので、インバータ 1 2 0 a - 3、インバータ 1 2 0 a - 2 及びインバータ 1 2 0 a - 2 の 3 台を抽出する

50

(ステップ S T 3 )。

制御部 1 1 0 b は、放電開始から 3 6 0 分経過後、インバータ 1 2 0 a - 3、インバータ 1 2 0 a - 2 及びインバータ 1 2 0 a - 2 の合計の放電電力が、 $P d t m p = 2 5 [ k W ]$  以下、かつインバータ 1 2 0 a - 2 及びインバータ 1 2 0 a - 2 の定格出力 1 0 k W 以下の条件を満たす中で、合計の放電電力  $P d t m p = 2 5 [ k W ]$  を均等に分配した放電電力  $2 5 / 3 k W$  を放電電力 P 3、放電電力 P 2 及び放電電力 P 1 にする (ステップ S T 4 )。

【 0 0 5 3 】

制御部 1 1 0 b は、放電開始から 3 6 0 分経過後、 $P d t m p = 2 5 [ k W ]$  から放電電力  $P 3 = 2 5 / 3 [ k W ]$ 、放電電力  $P 2 = 2 5 / 3 [ k W ]$  及び放電電力  $P 1 = 2 5 / 3 [ k W ]$  を減算し、 $P d t m p = 0 [ k W ]$  とする (ステップ S T 5 )。

制御部 1 1 0 b は、放電開始から 3 6 0 分経過後、集合 { A } からインバータ 1 2 0 a - 3、インバータ 1 2 0 a - 2 及びインバータ 1 2 0 a - 1 を取り除く (ステップ S T 6 )。

制御部 1 1 0 b は、放電開始から 3 6 0 分経過後、 $P d t m p$  が 0 k W であり 0 k W であると判定する (ステップ S T 7 )。制御部 1 1 0 b は、 $P d t m p = 0 [ k W ]$  の場合 (ステップ S T 7 - Y e s ) であるので、ステップ S T 8 に進む。制御部 1 1 0 b は、集合 { A } が空集合か否かを判定し (ステップ S T 8 )、集合 { A } が空集合であるので (ステップ S T 8 - Y e s )、本フローによる処理を終了する。

【 0 0 5 4 】

以上により、インバータ 1 2 0 a - 3 の放電電力  $P 3 = 2 5 / 3 [ k W ]$ 、インバータ 1 2 0 a - 2 の放電電力  $P 2 = 2 5 / 3 [ k W ]$ 、インバータ 1 2 0 a - 1 の放電電力  $P 1 = 2 5 / 3 [ k W ]$  と決まった。制御部 1 1 0 b は、放電開始時、インバータ 1 2 0 a に放電電力 (合計)  $P d = 2 5 [ k W ]$  によりピークカット運転を実行させる。

【 0 0 5 5 】

制御部 1 1 0 b は、定期的にインバータ 1 2 0 a - 1 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 1 の S O C 1、インバータ 1 2 0 a - 2 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 2 の S O C 2、インバータ 1 2 0 a - 3 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 3 の S O C 3 を受信し、上記判定を行う。

放電開始から 3 6 0 分経過後において、インバータ 1 2 0 a - 3 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 3 の S O C 2 が 4 0 % であるので、蓄電池 1 4 0 - 2 の蓄電電力量は 4 0 k W h である。インバータ 1 2 0 a - 2 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 2 の S O C 2 が 4 0 % であるので、蓄電池 1 4 0 - 2 の蓄電電力量は 4 0 k W h である。また、インバータ 1 2 0 a - 1 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 1 の S O C 1 が 4 0 % であるので、蓄電池 1 4 0 - 1 の蓄電電力量は 4 0 k W h である。

インバータ 1 2 0 a - 3 の放電電力  $P 3 = 2 5 / 3 [ k W ]$ 、インバータ 1 2 0 a - 2 の放電電力  $P 2 = 2 5 / 3 [ k W ]$ 、インバータ 1 2 0 a - 1 の放電電力  $P 1 = 2 5 / 3 [ k W ]$  である。従って、放電開始から 3 6 0 分経過後から、(蓄電池 1 4 0 - 3 或いは蓄電池 1 4 0 - 2 または蓄電池 1 4 0 - 1 の蓄電電力量 4 0 [ k W h ])  $\div 2 5 / 3 [ k W ] = 4 . 8 [ h ]$  ( 2 8 8 分 ) 経過後、インバータ 1 2 0 a - 3 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 3 の S O C 3 と、インバータ 1 2 0 a - 2 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 2 の S O C 2、インバータ 1 2 0 a - 1 に接続される蓄電池 1 4 0 a - 1 の S O C 1 とが等しくなる。

【 0 0 5 6 】

放電開始から 6 4 8 分経過後、インバータ 1 2 0 a - 1 の S O C 1、インバータ 1 2 0 a - 2 の S O C 2、インバータ 1 2 0 a - 3 の S O C 3 は次のようになる。

蓄電池 1 4 0 - 3 の放電開始から 3 6 0 分経過後における蓄電電力量 4 0 k W h は、放電電力  $P 1 = 2 5 / 3 [ k W ]$  で  $4 . 8$  時間放電したので、 $4 0 [ k W h ] - 2 5 / 3 [ k W ] \times 4 . 8 [ h ] = 0 [ k W h ]$  になるので、 $S O C 3 = 0 [ \% ]$  となる。蓄電池 1 4 0 - 2 の放電開始から 3 6 0 分経過後における蓄電電力量 4 0 k W h は、放電電力 P 2

$= 25 / 3 [kW]$  で 4.8 時間放電したので、 $40 [kWh] - 25 / 3 [kW] \times 4.8 [h] = 0 [kWh]$  になるので、 $SOC_2 = 0 [%]$  となる。蓄電池 140-1 の放電開始から 360 分経過後における蓄電電力量 40 kWh は、放電電力  $P_1 = 25 / 3 [kW]$  で 4.8 時間放電したので、 $40 [kWh] - 25 / 3 [kW] \times 4.8 [kW] = 0 [kWh]$  になるので、 $SOC_1 = 0 [%]$  となる。

【0057】

このようにして、インバータ 120a の蓄電池 140-1 ~ 蓄電池 140-3 の蓄電電力量が、ピークカット運転の開始時から 10.8 h (648 分) 経過後、同時に 0 kWh になる。すなわち、制御部 110b が、インバータ 120a-1 ~ インバータ 120a-3 の放電電力  $P_1 \sim P_3$  を、図 6 に示すフローに従って見直すことにより、放電を停止するまで放電電力 (合計)  $P_d$  を 25 kW に維持することができるため、蓄電池の有する電力 (蓄電電力量) を無駄なくピークカットに利用することが可能となる。

10

【0058】

このように、制御部 110b は、複数の電力変換部 (インバータ 120a-1 ~ インバータ 120a-3) 各々に接続される蓄電池 (蓄電池 130-1 ~ 蓄電池 130-3、蓄電池 140-1 ~ 蓄電池 140-3) の SOC が等しくなるように、SOC が高い蓄電池 (蓄電池 130-3、蓄電池 140-3) ほど高い放電電力とし、複数の電力変換部各々のそれぞれから放電させる。

この構成により、各電力変換部における蓄電池の SOC が 0% になるまでの時間を同一にすることができるため、蓄電池の電力を無駄なくピークカット運転に利用することが可能となる。

20

【0059】

以上、図面を参照してこの発明の一実施形態について詳しく説明してきたが、具体的な構成は上述のものに限られることはなく、この発明の要旨を逸脱しない範囲内において様々な設計変更等を行うことが可能である。

【符号の説明】

【0060】

10, 10a, 10b ... 自律運転システム、110, 110a, 110b ... 制御部、120 ... インバータ、130, 140 ... 蓄電池、150 ... 太陽光発電装置、151 ... 太陽電池、152 ... パワーコンディショナ、160 ... 建物負荷、200 ... 電力線、210 ... 受電点、400 ... 商用系統

30

【図 1】

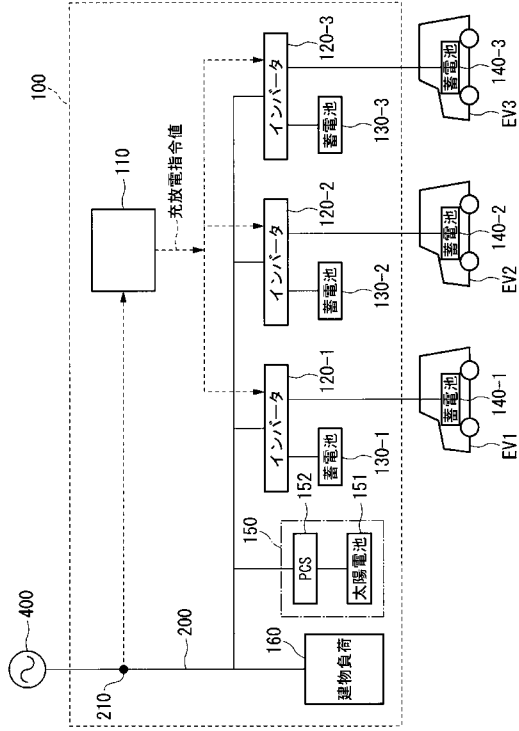


図 1

【図 2】

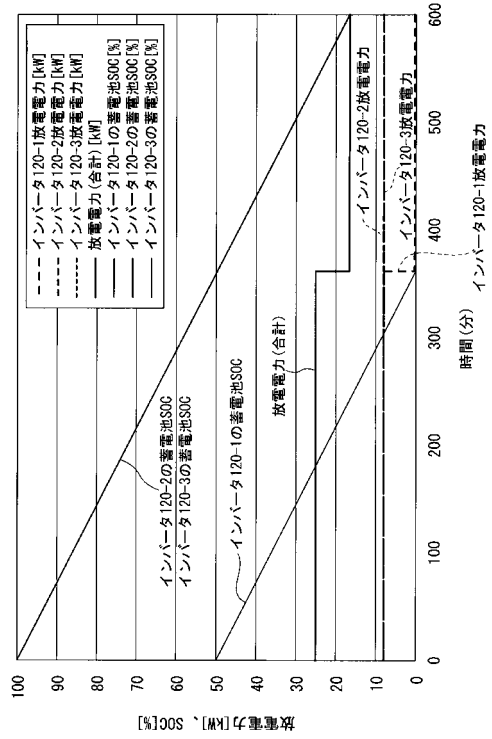


図 2

【図 3】

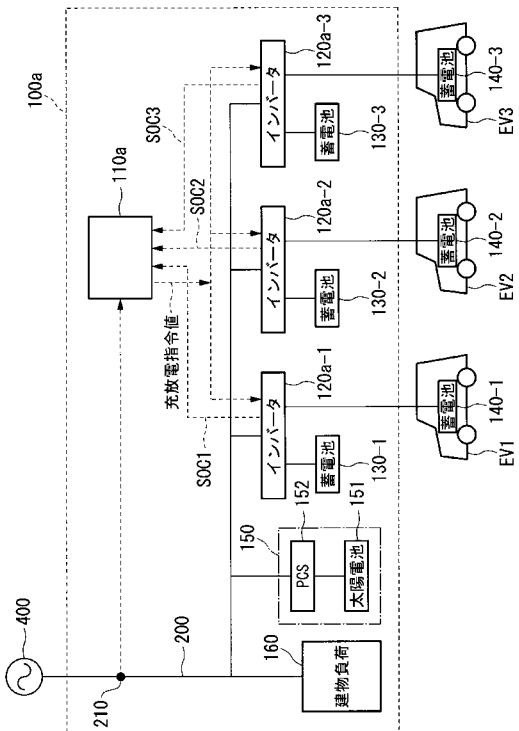


図 3

【図 4】

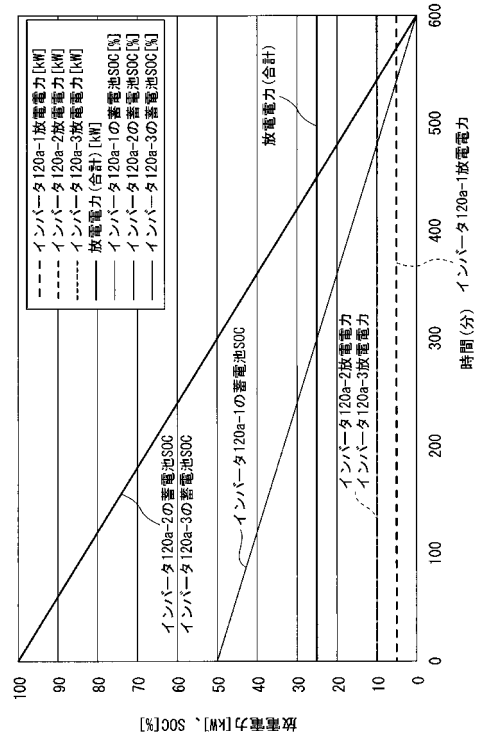


図 4

【図5】

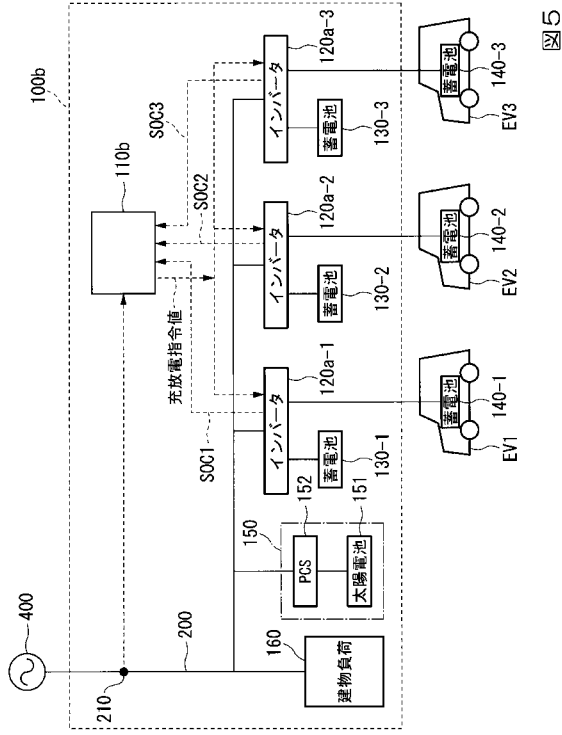


図5

【図6】

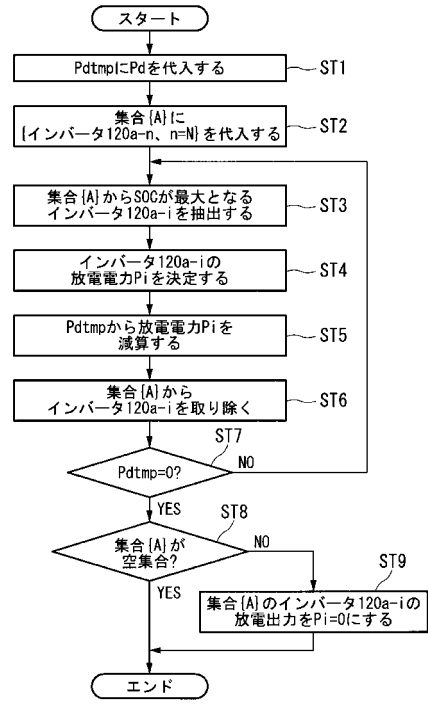


図6

【図7】

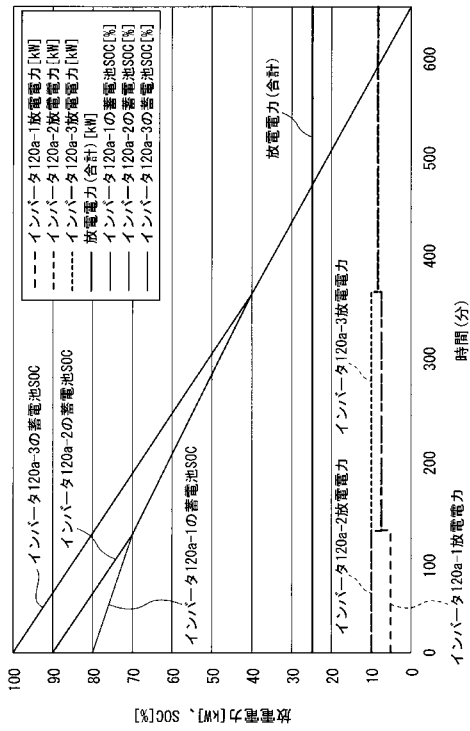


図7



フロントページの続き

(72)発明者 古川 慧

東京都中央区京橋二丁目1番1号 清水建設株式会社内

Fターム(参考) 5G066 AA04 HA15 HB06 HB09 JB03