(19)日本国特許庁(JP)　(12)特　許　公　報(B2)　(11)特許番号

特許第6892191号
(P6892191)

(45)発行日　令和3年6月23日(2021.6.23)　(24)登録日　令和3年5月31日(2021.5.31)

(51)Int.Cl.			F I		
H02J	3/46	(2006.01)	H02J	3/46	
H02J	3/32	(2006.01)	H02J	3/32	
H02J	3/38	(2006.01)	H02J	3/38	１３０
H02J	13/00	(2006.01)	H02J	13/00	３１１Ｒ

請求項の数 6　(全 56 頁)

(21)出願番号　特願2017-39136(P2017-39136)
(22)出願日　平成29年3月2日(2017.3.2)
(65)公開番号　特開2018-148627(P2018-148627A)
(43)公開日　平成30年9月20日(2018.9.20)
審査請求日　令和1年11月21日(2019.11.21)

(73)特許権者　000000262
株式会社ダイヘン
大阪府大阪市淀川区田川２丁目１番１１号
(74)代理人　100086380
弁理士　吉田　稔
(74)代理人　100168044
弁理士　小淵　景太
(72)発明者　大堀　彰大
大阪市淀川区田川２丁目１番１１号　株式会社ダイヘン内

審査官　右田　勝則

最終頁に続く

(54)【発明の名称】電力システム

(57)【特許請求の範囲】
【請求項１】
電力系統に接続される電力システムであって、
複数の電力装置と、
前記複数の電力装置を管理する集中管理装置と、
を備えており、
前記集中管理装置は、
調整対象電力を検出する検出手段と、
前記調整対象電力が目標電力となるように、前記調整対象電力と前記目標電力とに基づき、前記複数の電力装置それぞれの個別出力電力を制御するための指標を算出する指標算出手段と、
前記指標を前記複数の電力装置に送信する送信手段と、を備えており、
前記複数の電力装置の各々は、
前記指標を受信する受信手段と、
前記指標を用いた最適化問題に基づいて、当該各電力装置の個別目標電力を算出する目標電力算出手段と、
前記個別目標電力となるように当該各電力装置の前記個別出力電力を制御する制御手段と、を備えており、
前記指標算出手段は、
前記調整対象電力と前記目標電力とを用いた演算を行う演算手段と、

前記検出手段によって検出された前記調整対象電力および前記演算手段によって演算された演算結果を順次記憶する記憶手段と、
前記記憶手段に記憶された複数の前記調整対象電力および複数の前記演算結果を用いて、前記調整対象電力の変化および前記演算結果の変化に基づき、前記演算手段の演算結果が発散傾向にあるか否かを判断する第１の判断手段と、
前記演算手段の演算結果が発散傾向にある場合、所定の代替値を前記指標とし、一方、前記演算結果が発散傾向にない場合、前記演算結果を前記指標とする決定手段と、を有しており、
前記第１の判断手段は、前記調整対象電力の変化が所定の閾値よりも小さく、かつ、前記演算結果が減少または増加している場合に発散傾向にあると判断し、
前記決定手段は、前記第１の判断手段によって発散傾向にあると判断された場合、当該判断前の前記記憶手段に記憶される前記複数の演算結果のいずれかを前記代替値として用いる、
ことを特徴とする電力システム。
【請求項２】
前記指標算出手段は、
前記演算結果が発散判定範囲外である場合に発散傾向にあると判断する第２の判断手段を、さらに備えており、
前記決定手段は、前記第２の判断手段によって発散傾向にあると判断された場合、前記演算結果が前記発散判定範囲の下限値未満であるときには前記下限値を前記代替値として用い、前記演算結果が前記発散判定範囲の上限値より大きいときには前記上限値を前記代替値として用いる、
請求項１に記載の電力システム。
【請求項３】
前記複数の電力装置は、太陽電池から電力が入力されるｎ個の太陽光パワーコンディショナ（ｎは正の整数）を含んでおり、
前記指標算出手段は、各太陽光パワーコンディショナに対する前記指標として抑制指標を算出し、
前記送信手段は、前記抑制指標を前記各太陽光パワーコンディショナに送信する、
請求項２に記載の電力システム。
【請求項４】
前記ｎ個の太陽光パワーコンディショナの各々には、前記各太陽光パワーコンディショナの出力制御に関する重みが設定されており、
当該重みは、前記抑制指標が所定の抑制指標限界のときに、前記各太陽光パワーコンディショナが算出する個別目標電力を０にする値であり、
前記発散判定範囲の上限値は前記抑制指標限界に基づいて設定されている、
請求項３に記載の電力システム。
【請求項５】
前記複数の電力装置は、蓄電池から電力が入力される又は前記蓄電池に電力を出力するｍ個の蓄電池パワーコンディショナ（ｍは正の整数）を含んでおり、
前記指標算出手段は、各蓄電池パワーコンディショナに対する前記指標として充放電指標を算出し、
前記送信手段は、前記充放電指標を前記各蓄電池パワーコンディショナに送信する、
請求項２ないし請求項４のいずれか一項に記載の電力システム。
【請求項６】
前記ｍ個の蓄電池パワーコンディショナの各々には、前記各蓄電池パワーコンディショナの出力制御に関する重みが設定されており、
当該重みは、前記充放電指標の絶対値が所定の充放電指標限界のときに、前記各蓄電池パワーコンディショナが算出する個別目標電力を前記各蓄電池パワーコンディショナから最大限出力可能な電力値にする値であり、

前記発散判定範囲は、前記充放電指標限界に基づいて設定されている、
請求項５に記載の電力システム。
【発明の詳細な説明】
【技術分野】
【０００１】
本開示は、系統連系型の電力システムに関し、特に調整対象電力を目標電力に制御する電力システムに関する。
【背景技術】
【０００２】
近年、再生可能エネルギーを利用した発電システムが普及している。その一例として太陽光を利用した太陽光発電システムがある。太陽光発電システムは、太陽電池とパワーコンディショナとを備えている。太陽電池は直流電力を生成し、この直流電力をパワーコンディショナが交流電力に変換する。変換された交流電力は、電力系統に供給される。太陽光発電システムには、一般家庭用の小規模なものからメガソーラーシステムなどの大規模なものまである。
【０００３】
大規模な太陽光発電システムは、各々が電力系統に連系された複数台のパワーコンディショナを備えている。例えば、特許文献１に開示された太陽光発電システムは、複数台の太陽電池と、複数台のパワーコンディショナと、監視制御システムとを備えている。前記監視制御システムは、前記複数台のパワーコンディショナを監視および制御する。具体的には、監視制御システムは、複数台のパワーコンディショナについて、入出力電力、入出力電圧、入出力電流などを監視し、出力電圧を変更するなどの制御を行っている。
【先行技術文献】
【特許文献】
【０００４】
【特許文献１】特開２０１２－２０５３２２号公報
【発明の概要】
【発明が解決しようとする課題】
【０００５】
上記のような監視制御システムは、各パワーコンディショナの監視および制御を行うため、監視および制御対象となるパワーコンディショナが多くなるほど、必然的に処理負荷が大きくなる。このような監視制御システムの高負荷問題は、太陽光発電システムに限らず、複数の電力装置（パワーコンディショナや出力電力を制御する制御装置など）を監視制御システムで監視する他の発電システムにおいても発生する。
【０００６】
本開示に係る電力システムは、上記事情に鑑みて創作されたものである。そこでその目的は、複数台の電力装置を管理する装置の処理負荷を低減させつつ、調整対象電力を目標値にすることができる電力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】
【０００７】
本発明の第１の側面によって提供される電力システムは、電力系統に接続される電力システムであって、複数の電力装置と、前記複数の電力装置を管理する集中管理装置と、を備えており、前記集中管理装置は、調整対象電力を検出する検出手段と、前記調整対象電力が目標電力となるように、前記調整対象電力と前記目標電力とに基づき、前記複数の電力装置それぞれの個別出力電力を制御するための指標を算出する指標算出手段と、前記指標を前記複数の電力装置に送信する送信手段と、を備えており、前記複数の電力装置の各々は、前記指標を受信する受信手段と、前記指標を用いた最適化問題に基づいて、当該各電力装置の個別目標電力を算出する目標電力算出手段と、前記個別目標電力となるように当該各電力装置の前記個別出力電力を制御する制御手段と、を備えており、前記指標算出手段は、前記調整対象電力と前記目標電力とを用いた演算を行う演算手段と、前記検出手

段によって検出された前記調整対象電力および前記演算手段によって演算された演算結果を順次記憶する記憶手段と、前記記憶手段に記憶された複数の前記調整対象電力および複数の前記演算結果を用いて、前記調整対象電力の変化および前記演算結果の変化に基づき、前記演算手段の演算結果が発散傾向にあるか否かを判断する第１の判断手段と、前記演算手段の演算結果が発散傾向にある場合、所定の代替値を前記指標とし、一方、前記演算結果が発散傾向にない場合、前記演算結果を前記指標とする決定手段と、を有しており、前記第１の判断手段は、前記調整対象電力の変化が所定の閾値よりも小さく、かつ、前記演算結果が減少または増加している場合に発散傾向にあると判断し、前記決定手段は、前記第１の判断手段によって発散傾向にあると判断された場合、当該判断前の前記記憶手段に記憶される前記複数の演算結果のいずれかを前記代替値として用いる、ことを特徴とする。

【０００８】

前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記指標算出手段は、前記演算結果が発散判定範囲外である場合に発散傾向にあると判断する第２の判断手段を、さらに備えており、前記決定手段は、前記第２の判断手段によって発散傾向にあると判断された場合、前記演算結果が前記発散判定範囲の下限値未満であるときには前記下限値を前記代替値として用い、前記演算結果が前記発散判定範囲の上限値より大きいときには前記上限値を前記代替値として用いる。

【０００９】

前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記複数の電力装置は、太陽電池から電力が入力されるｎ個の太陽光パワーコンディショナ（ｎは正の整数）を含んでおり、前記指標算出手段は、各太陽光パワーコンディショナに対する前記指標として抑制指標を算出し、前記送信手段は、前記抑制指標を前記各太陽光パワーコンディショナに送信する。

【００１０】

前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記ｎ個の太陽光パワーコンディショナの各々には、前記各太陽光パワーコンディショナの出力制御に関する重みが設定されており、当該重みは、前記抑制指標が所定の抑制指標限界のときに、前記各太陽光パワーコンディショナが算出する個別目標電力を０にする値であり、前記発散判定範囲の上限値は前記抑制指標限界に基づいて設定されている。

【００１１】

前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記複数の電力装置は、蓄電池から電力が入力される又は前記蓄電池に電力を出力するｍ個の蓄電池パワーコンディショナ（ｍは正の整数）を含んでおり、前記指標算出手段は、各蓄電池パワーコンディショナに対する前記指標として充放電指標を算出し、前記送信手段は、前記充放電指標を前記各蓄電池パワーコンディショナに送信する。

【００１２】

前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記ｍ個の蓄電池パワーコンディショナの各々には、前記各蓄電池パワーコンディショナの出力制御に関する重みが設定されており、当該重みは、前記充放電指標の絶対値が所定の充放電指標限界のときに、前記各蓄電池パワーコンディショナが算出する個別目標電力を前記各蓄電池パワーコンディショナから最大限出力可能な電力値にする値であり、前記発散判定範囲は、前記充放電指標限界に基づいて設定されている。

【発明の効果】

【００１４】

本開示の電力システムによれば、集中管理装置において、調整対象電力が目標電力となるように、複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を制御するための指標を算出する。そして、複数のパワーコンディショナの各々は、前記指標を用いた最適化問題に基づいて、各パワーコンディショナの個別目標電力を算出し、個別出力電力が当該個別目標電力となるようにした。これにより、集中管理装置は、複数のパワーコンディショナ

毎に個別目標電力を算出することなく、指標を算出するだけとなる。したがって、集中管理装置の処理負荷を低減させることができる。そして、複数のパワーコンディショナの各々が、前記指標に基づき、個別出力電力を制御している。これにより、調整対象電力を目標電力にすることができる。さらに、調整対象電力が目標電力にならない場合、前記指標が発散する可能性がある。このとき、集中管理装置は、前記指標が発散傾向にあると判断して、所定の代替値を指標とするため、指標の発散を防止することができる。

【図面の簡単な説明】

【００１５】

【図１】第１実施形態に係る太陽光発電システムの全体構成を示す図である。

【図２】第１実施形態に係る太陽光発電システムの連系点電力抑制制御に関する機能構成を示す図である。

【図３】シミュレーションにおいて想定したパワーコンディショナのモデルを示す図である。

【図４】シミュレーションにおいて想定したパワーコンディショナの電力制御系のステップ応答を示す図である。

【図５】第１実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース１）を示す図である。

【図６】第１実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース２）を示す図である。

【図７】第１実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース３）を示す図である。

【図８】第１実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース４）を示す図である。

【図９】第１実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース５）を示す図である。

【図１０】第１実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース６）を示す図である。

【図１１】第１実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース７）を示す図である。

【図１２】第２実施形態に係る太陽光発電システムの全体構成を示す図である。

【図１３】第２実施形態に係る太陽光発電システムの連系点電力抑制制御に関する機能構成を示す図である。

【図１４】第２実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース１）を示す図である。

【図１５】第２実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース２）を示す図である。

【図１６】第２実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース３）を示す図である。

【図１７】第３実施形態に係る太陽光発電システムの全体構成を示す図である。

【図１８】第３実施形態に係る太陽光発電システムの連系点電力抑制制御に関する機能構成を示す図である。

【図１９】第４実施形態に係る太陽光発電システムのピークカット制御に関する機能構成を示す図である。

【図２０】第５実施形態に係る太陽光発電システムの逆潮流回避制御に関する機能構成を示す図である。

【図２１】第６実施形態に係る太陽光発電システムの全体構成を示す図である。

【図２２】第６実施形態に係る太陽光発電システムのシステム総出力抑制制御に関する機能構成を示す図である。

【図２３】第７実施形態に係る太陽光発電システムの全体構成を示す図である。

【図２４】第７実施形態に係る太陽光発電システムのシステム総出力抑制制御に関する機

能構成を示す図である。
【図２５】第８実施形態に係る太陽光発電システムのスケジュール制御に関する機能構成を示す図である。
【図２６】第９実施形態に係る太陽光発電システムを説明するための図である。
【図２７】抑制指標と個別出力電力の関係を示す図である。
【図２８】充放電指標と個別出力電力の関係を示す図である。
【図２９】第９実施形態の変形例に係る集中管理装置を示す図である。
【発明を実施するための形態】
【００１６】
以下、本開示の電力システムの実施の形態について、電力系統に連系された太陽光発電システムに適用した場合を例に説明する。なお、以下の説明において、連系点における電力が正の場合、太陽光発電システムから電力系統に電力が出力されている（逆潮流している）ものとする。一方、連系点における電力が負の値の場合、電力系統から太陽光発電システムに電力が出力されているものとする。
【００１７】
図１および図２は、第１実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ１を説明するための図である。図１は、太陽光発電システムＰＶＳ１の全体構成を示している。図２は、図１に示す太陽光発電システムＰＶＳ１において、電力系統Ａとの連系点における電力を制御する制御系の機能構成を示している。
【００１８】
太陽光発電システムＰＶＳ１は、図１に示すように、複数台の太陽電池SP_i（ｉ＝１，２，・・・，ｎ；ｎは正の整数）、複数台のパワーコンディショナPCS_i、および、集中管理装置ＭＣ１を有して構成される。太陽光発電システムＰＶＳ１は、系統連系型の逆潮流システムである。
【００１９】
複数台の太陽電池SP_iはそれぞれ、太陽光エネルギーを電気エネルギーに変換する。各太陽電池SP_iは、直列・並列に接続された複数個の太陽電池パネルを含んで構成されている。太陽電池パネルは、例えば、シリコンなどの半導体で生成された太陽電池セルを複数個接続したものを、屋外で利用できるように樹脂や強化ガラスなどで保護したものである。太陽電池SP_iは発電した電力（直流電力）を、パワーコンディショナPCS_iに出力する。なお、太陽電池SP_iによって発電可能な電力の最大量を太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}とする。
【００２０】
複数台のパワーコンディショナPCS_iはそれぞれ、太陽電池SP_iが発電した電力（直流電力）を交流電力に変換する。そして、変換した交流電力を電力系統Ａに出力する。各パワーコンディショナPCS_iは、インバータ回路、変圧器、および、制御回路などを含んでいる。インバータ回路は、太陽電池SP_iから入力される直流電力を電力系統Ａと同期がとれた交流電力に変換する。変圧器は、インバータ回路から出力される交流電圧を昇圧（または降圧）する。制御回路は、インバータ回路などを制御する。また、パワーコンディショナPCS_iは、上記のように構成されたものに限定されない。
【００２１】
各パワーコンディショナPCS_iから出力される有効電力をP_i^{out}、無効電力をQ_i^{out}とすると、各パワーコンディショナPCS_iから$P_i^{out}+jQ_i^{out}$の複素電力が出力されている。したがって、複数台のパワーコンディショナPCS_iと電力系統Ａとの連系点には、$\Sigma_i P_i^{out}+j\Sigma_i Q_i^{out}$の複素電力が出力されている。すなわち、連系点における電力（以下、「連系点電力」という。）は、各パワーコンディショナPCS_iの出力電力の総和である。本実施形態においては、連系点における電圧変動抑制などに主に活用される無効電力Q_i^{out}の出力制御については、特に考慮しない。すなわち、連系点電力は、連系点における有効電力P_i^{out}の総和（$\Sigma_i P_i^{out}$）としている。なお、連系点電力をＰ（ｔ）とする。

【００２２】
このような電力系統Ａに連系する太陽光発電システムＰＶＳ１が多くなると、電力系統Ａへの電力の供給が需要に比べて過多となる。この供給過多の状態を解消するために、各太陽光発電システムＰＶＳ１は、電力会社から出力電力を抑制するように指示されることが考えられる。そこで、本実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ１は、電力会社からの出力抑制指令に従い、出力電力を抑制している。
【００２３】
本実施形態においては、太陽光発電システムＰＶＳ１は、電力会社からの出力抑制指令として、連系点電力Ｐ（ｔ）が所定の値を超えないように指示される。太陽光発電システムＰＶＳ１は、この出力抑制指令に従い、連系点電力Ｐ（ｔ）を制御する。具体的には、太陽光発電システムＰＶＳ１は、電力会社からの出力抑制指令として、連系点電力Ｐ（ｔ）の上限値である出力指令値P^Cを指令される。太陽光発電システムＰＶＳ１は、連系点電力Ｐ（ｔ）が電力会社から指令される出力指令値P^Cとなるように、各パワーコンディショナPCS_iの出力電力（以下、「個別出力電力」という。）P_i^{out}を制御する。よって、連系点電力Ｐ（ｔ）を調整対象電力とし、出力指令値P^Cを連系点電力Ｐ（ｔ）の目標値としている。太陽光発電システムＰＶＳ１は、連系点電力Ｐ（ｔ）が出力指令値P^Cを超えている場合、各パワーコンディショナPCS_iの個別出力電力P_i^{out}を抑制する。このことから、太陽光発電システムＰＶＳ１が行う制御を、「連系点電力抑制制御」という。
【００２４】
連系点電力抑制制御においては、各パワーコンディショナPCS_iは、集中管理装置ＭＣ１から抑制指標ｐｒを受信し、受信した抑制指標ｐｒに基づき、個別出力電力P_i^{out}の目標（以下、「個別目標電力」という。）P_i^{ref}を算出する。抑制指標ｐｒは、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値P^Cにするための情報であり、個別目標電力P_i^{ref}を算出するための情報である。各パワーコンディショナPCS_iは、算出した個別目標電力P_i^{ref}に基づいて、個別出力電力P_i^{out}を制御する。そのために、各パワーコンディショナPCS_iは、図２に示すように、受信部１１、目標電力算出部１２、および、出力制御部１３を含んでいる。
【００２５】
受信部１１は、集中管理装置ＭＣ１から送信される抑制指標ｐｒを受信する。受信部１１は、例えば無線通信により、集中管理装置ＭＣ１から抑制指標ｐｒを受信する。なお、無線通信ではなく、有線通信であってもよい。
【００２６】
目標電力算出部１２は、受信部１１が受信した抑制指標ｐｒに基づき、自装置（パワーコンディショナPCS_i）の個別目標電力P_i^{ref}を算出する。具体的には、目標電力算出部１２は、下記（８）式に示す制約付き最適化問題を解くことで、個別目標電力P_i^{ref}を算出する。当該（８）式において、P_i^{lmt}は、各パワーコンディショナPCS_iの定格出力（出力限界）を表わし、w_iは、パワーコンディショナPCS_iの有効電力抑制に関する重みを表わしている。この有効電力抑制に関する重みw_iは、目標電力算出部１２に記憶されている。また、有効電力抑制に関する重みw_iは、ユーザが手動で設定することができる。あるいは、各パワーコンディショナPCS_iが、パワーコンディショナPCS_iの状況（温度、気候、無効電力量など）に応じて、自動的に設定するようにしてもよい。なお、この下記（８）式についての詳細は、後述する。
【数１】

$$\left.\begin{aligned} &\min_{P_i^{ref}}\left\{w_i\left(P_i^{ref}-P_i^{lmt}\right)^2+pr\left(P_i^{ref}-P_i^{lmt}\right)\right\} && \cdots(8a)\\ &subject\quad to\quad 0\le P_i^{ref}\le P_i^{lmt} && \cdots(8b)\end{aligned}\right\}\quad\cdots(8)$$

【００２７】
出力制御部１３は、上記インバータ回路を制御して、個別出力電力P_i^{out}を制御する。

出力制御部１３は、個別出力電力P_i^{out}を、目標電力算出部１２が算出した個別目標電力P_i^{ref}にする。

【００２８】

集中管理装置ＭＣ１は、複数台のパワーコンディショナＰＣＳ$_i$を集中管理する。集中管理装置ＭＣ１は、例えば無線通信により、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$との間で、各種情報の送受信を行う。なお、無線通信ではなく、有線通信であってもよい。集中管理装置ＭＣ１は、連系点電力抑制制御において、連系点電力Ｐ（ｔ）を監視する。また、電力会社から指令される出力指令値P^Cを取得する。そして、集中管理装置ＭＣ１は、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値P^Cにするための抑制指標ｐｒを算出し、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$に送信する。そのために、集中管理装置ＭＣ１は、図２に示すように、出力指令値取得部２１、連系点電力検出部２２、指標算出部２３、および、送信部２４を含んでいる。

【００２９】

出力指令値取得部２１は、電力会社から指令される出力指令値P^Cを取得する。例えば、無線通信により電力会社から出力指令値P^Cを取得する。また、管理者が所定のコンピュータに電力会社から指令される出力指令値P^Cを手入力で入力し、出力指令値取得部２１が前記コンピュータから出力指令値P^Cを取得する構成であってもよい。あるいは、他の通信装置を中継して、電力会社から指令される出力指令値P^Cを取得する構成であってもよい。出力指令値取得部２１は、取得した出力指令値P^Cを指標算出部２３に出力する。

【００３０】

出力指令値取得部２１は、電力会社からの出力抑制の指令がないとき、指標算出部２３に指令がないことを伝達する。「電力会社からの出力抑制の指令がないとき」とは、太陽光発電システムＰＶＳ１の出力を抑制せず、太陽電池ＳＰ$_i$が発電した電力を最大限に出力できるときである。例えば、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$が最大電力点追従制御により最大電力点で動作するときに、最大限に出力できる。本実施形態においては、出力指令値取得部２１は、電力会社からの出力抑制の指令がないとき、出力指令値P^Cとして、数値－１を指標算出部２３に出力する。なお、指標算出部２３に指令がないことを伝達することができれば、その手法は限定されない。例えば、出力指令値取得部２１は、出力抑制の指令の有無を示すフラグ情報を電力会社等から取得し、これを指標算出部２３に伝達するようにしてもよい。当該フラグ情報は、例えば、出力抑制の指令がない場合「０」であり、出力抑制の指令がある場合「１」である。なお、出力抑制の指令がある場合（フラグ情報が「１」の場合）には、当該フラグ情報とともに出力指令値P^Cを取得する。

【００３１】

本実施形態においては、出力指令値取得部２１が出力指令値P^Cを取得する場合を例に説明するが、これに限定されない。具体的には、出力指令値P^Cの代わりに出力抑制率［％］の情報を取得するようにしてもよい。このとき、出力指令値取得部２１は、取得した出力抑制率［％］と太陽光発電システムＰＶＳ１全体の定格出力（すなわち、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$の定格出力の合計）$\Sigma_i P_i^{lmt}$とに基づき、出力指令値P^Cを算出する。例えば、出力指令値取得部２１は、出力抑制率として２０％である指令を取得したとき、太陽光発電システムＰＶＳ１の定格出力$\Sigma_i P_i^{lmt}$の８０％（＝１００－２０）を出力指令値P^Cとして算出する。出力指令値取得部２１は、算出した出力指令値P^Cを指標算出部２３に出力する。

【００３２】

連系点電力検出部２２は、連系点電力Ｐ（ｔ）を検出する。そして、検出した連系点電力Ｐ（ｔ）を指標算出部２３に出力する。なお、連系点電力検出部２２を、集中管理装置ＭＣ１とは別の検出装置として構成してもよい。この場合、当該検出装置（連系点電力検出部２２）が、無線通信または有線通信により、連系点電力Ｐ（ｔ）の検出値を集中管理装置ＭＣ１に送信する。

【００３３】

指標算出部２３は、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値P^Cにするための抑制指標ｐｒを算出する。指標算出部２３は、ラグランジュ乗数をλ、勾配係数をε、時間をｔとして、下記（９）式および下記（１０）式に基づき、抑制指標ｐｒを算出する。ただし、指標算出部２３は、出力指令値P^Cとして、電力会社からの出力抑制の指令がないことを表わす数値－１を入力された場合、ラグランジュ乗数λを「０」とする。すなわち、抑制指標ｐｒを「０」と算出する。なお、下記（９）式において、個別出力電力P_i^{out}および出力指令値P^Cが、時間ｔに対して変化する値であるため、それぞれ個別出力電力を$P_i^{out}(t)$、出力指令値を$P^C(t)$と記載している。これらの下記（９）式および下記（１０）式の詳細は、後述する。

【数２】

$$\frac{d\lambda}{dt}=\varepsilon\left(\sum_{i=1}^{n}P_i^{out}(t)-P^c(t)\right),\quad \varepsilon>0$$

$$=\varepsilon\left(P(t)-P^c(t)\right) \qquad \cdots(9)$$

$$pr=\lambda \qquad \cdots(10)$$

【００３４】

送信部２４は、指標算出部２３が算出した抑制指標ｐｒを各パワーコンディショナPCS_iに送信する。

【００３５】

次に、太陽光発電システムＰＶＳ１が行う連系点電力抑制制御において、パワーコンディショナPCS_iによる個別目標電力P_i^{ref}の算出に上記（８）式が用いられる理由と、集中管理装置ＭＣ１による抑制指標ｐｒの算出に上記（９）式および上記（１０）式が用いられる理由とを説明する。

【００３６】

太陽光発電システムＰＶＳ１は、連系点電力抑制制御において、以下の３つの目標を達成するように構成されている。１つ目の目標（目標１－１）は、「各パワーコンディショナPCS_iが分散的に個別目標電力を算出する」ことである。２つ目の目標（目標１－２）は、「太陽光発電システムＰＶＳ１の連系点における出力電力（連系点電力）を電力会社からの出力指令値に一致させる」ことである。そして、３つ目の目標（目標１－３）は、「パワーコンディショナPCS_i毎に、出力抑制量を調整できるようにする」ことである。なお、出力抑制量とは、パワーコンディショナPCS_iが出力可能な最大電力値と個別出力電力P_i^{out}との差である。前記出力可能な最大電力値は、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}＞定格出力P_i^{lmt}の場合には、パワーコンディショナPCS_iの定格出力P_i^{lmt}である。一方、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}≦定格出力P_i^{lmt}の場合には、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}である。

【００３７】

まず、集中管理装置ＭＣ１が、集中的に個別目標電力P_i^{ref}を求める場合の制約付き最適化問題を考える。そうすると、下記（１１）式が得られる。ここで、上記するように、P_i^{ref}は、各パワーコンディショナPCS_iの個別目標電力を表わし、P_i^{lmt}は、各パワーコンディショナPCS_iの定格出力（出力限界）を表わし、P^Cは、電力会社から指令される出力指令値を表わしている。なお、下記（１１）式の最適解である個別目標電力P_i^{ref}を$(P_i^{ref})^*$とする。下記（１１）式において、（１１ａ）式は、個別出力電力P_i^{out}の出力抑制量の最小化、（１１ｂ）式は、定格出力P_i^{lmt}による制約、（１１ｃ）式は、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値P^Cに一致させることをそれぞれ表わしている。

【数３】

$$\left.\begin{aligned} &\min_{P_i^{ref}}\left\{\sum_{i=1}^{n} w_i\left(P_i^{ref}-P_i^{lmt}\right)^2\right\} && \cdots(11a)\\ &subject\quad to\quad 0\le P_i^{ref}\le P_i^{lmt} && \cdots(11b)\\ &\qquad\qquad \sum_{i=1}^{n} P_i^{ref}-P^C=0 && \cdots(11c)\end{aligned}\right\} \quad \cdots(11)$$

【００３８】

これは、集中管理装置ＭＣ１が、上記（１１）式から個別目標電力（P_i^{ref}）*を求める場合を示している。したがって、上記（１１）式の場合、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$が分散的に個別目標電力（P_i^{ref}）*を算出していないため、目標１－１を達成していない。

【００３９】

続いて、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$が分散的に個別目標電力P_i^{ref}を求める場合の制約付き最適化問題を考える。そうすると、下記（１２）式が得られる。

【数４】

$$\left.\begin{aligned} &\min_{P_i^{ref}}\left\{w_i\left(P_i^{ref}-P_i^{lmt}\right)^2\right\} && \cdots(12a)\\ &subject\quad to\quad 0\le P_i^{ref}\le P_i^{lmt} && \cdots(12b)\end{aligned}\right\} \quad \cdots(12)$$

【００４０】

しかし、上記（１２）式の最適解である個別目標電力は、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$が分散的に求めた個別目標電力P_i^{ref}であるが、上記（１１ｃ）式が考慮されていない。したがって、連系点電力Ｐ（ｔ）を電力会社からの出力指令値P^Cに一致させる目標１－２を達成できない。

【００４１】

そこで、次の手法により、目標１－２を達成させることを考える。すなわち、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$が、集中管理装置ＭＣ１から受信する抑制指標ｐｒに基づき、分散的に個別目標電力P_i^{ref}を算出する。これにより、目標１－２を達成させる。各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$が、抑制指標ｐｒを用いて、分散的に個別目標電力P_i^{ref}を求める場合の制約付き最適化問題は、上記（８）式で表わすことができる。なお、上記（８）式の最適解である個別目標電力P_i^{ref}を（P_i^{ref}）$^\flat$とする。

【００４２】

ここで、上記（１１）式により得られる最適解（P_i^{ref}）*と、上記（８）式により得られる最適解（P_i^{ref}）$^\flat$とが一致することで、連系点電力Ｐ（ｔ）を電力会社からの出力指令値P^Cに一致させることができる。すなわち、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$が分散的に最適化問題を解いた場合であっても、目標１－２を達成することができる。したがって、定常状態の最適性に着目し、（P_i^{ref}）*＝（P_i^{ref}）$^\flat$となる抑制指標ｐｒを考える。そのために、上記（１１）式および上記（８）式のＫＫＴ（Karush-Kuhn-Tucker）条件を考える。これにより、上記（１１）式のＫＫＴ条件から下記（１３）式が得られ、上記（８）式のＫＫＴ条件から下記（１４）式が得られる。なお、μは所定のラグランジュ乗数である。

【数５】

$$\left.\begin{aligned}
&2w_i\left(P_i^{ref}-P_i^{lmt}\right)+\lambda-\mu_{1,i}+\mu_{2,i}=0 && \cdots(13a)\\
&-P_i^{ref}\le 0,\quad P_i^{ref}-P_i^{lmt}\le 0 && \cdots(13b)\\
&\mu_{1,i}\left(-P_i^{ref}\right)=0,\quad \mu_{1,i}\ge 0 && \cdots(13c)\\
&\mu_{2,i}\left(P_i^{ref}-P_i^{lmt}\right)=0,\quad \mu_{2,i}\ge 0 && \cdots(13d)\\
&\sum_{i=1}^{n}P_i^{ref}-P^C=0 && \cdots(13e)
\end{aligned}\right\}\quad\cdots(13)$$

$$\left.\begin{aligned}
&2w_i\left(P_i^{ref}-P_i^{lmt}\right)+pr-\mu_{1,i}+\mu_{2,i}=0 && \cdots(14a)\\
&-P_i^{ref}\le 0,\quad P_i^{ref}-P_i^{lmt}\le 0 && \cdots(14b)\\
&\mu_{1,i}\left(-P_i^{ref}\right)=0,\quad \mu_{1,i}\ge 0 && \cdots(14c)\\
&\mu_{2,i}\left(P_i^{ref}-P_i^{lmt}\right)=0,\quad \mu_{2,i}\ge 0 && \cdots(14d)
\end{aligned}\right\}\quad\cdots(14)$$

【００４３】

これら上記（１３）式および上記（１４）式から、ｐｒ＝λ（上記（１０）式）とすることで、２つの最適解（P_i^{ref}）*、（P_i^{ref}）$^\flat$が一致することが分かる。したがって、集中管理装置ＭＣ１がラグランジュ乗数λを算出し、算出したラグランジュ乗数λを抑制指標ｐｒとして、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$に提示（送信）することで、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$がそれぞれ、上記（８）式から個別目標電力（P_i^{ref}）$^\flat$を算出することができる。これにより、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$が分散的に個別目標電力P_i^{ref}を求めた場合であっても、連系点電力Ｐ（ｔ）と電力会社からの出力指令値P^Cとを一致させることができる。すなわち、目標１－２を達成できる。

【００４４】

続いて、集中管理装置ＭＣ１によるラグランジュ乗数λの算出方法について、説明する。集中管理装置ＭＣ１がラグランジュ乗数λを求めるために、まず、$h_{1,i}=-P_i^{ref}$、$h_{2,i}=P_i^{ref}-P_i^{lmt}$とし、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$の不等式制約をまとめて$h_{j,i}$（ｊ＝１，２、ｉ＝１，・・・，ｎ）とする。そして、上記（１１）式の双対問題である下記（１５）式を考える。

【数６】

$$\max_{\lambda}\left[\min_{\substack{P_i^{ref}\\ h(j,i)\le 0}}\left\{\sum_{i=1}^{n}w_i\left(P_i^{ref}-P_i^{lmt}\right)^2+\lambda\left(\sum_{i=1}^{n}P_i^{ref}-P^C\right)\right\}\right]\qquad\cdots(15)$$

【００４５】

ここで、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$によって求められる最適解（P_i^{ref}）$^\flat$が決定されると仮定すると、下記（１６）式となり、ラグランジュ乗数λに対する最大化問題の形となる。この下記（１６）式に対し勾配法を適用すると、下記（１７）式となる。なお、εは勾配係数を表わし、τは時間変数を表わす。

【数７】

$$\max_{\lambda}\left\{\sum_{i=1}^{n}w_i\left(\left(P_i^{ref}\right)^\flat-P_i^{lmt}\right)^2+\lambda\left(\sum_{i=1}^{n}\left(P_i^{ref}\right)^\flat-P^C\right)\right\}\qquad\cdots(16)$$

$$\frac{d\lambda}{d\tau}=\varepsilon\left(\sum_{i=1}^{n}\left(P_i^{ref}\right)^\flat-P^C\right),\qquad\varepsilon>0\qquad\cdots(17)$$

【００４６】

上記（１７）式において、（P_i^{ref}）$^\flat$を対応する各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$の

個別出力電力P_i^{out}で置き換える。さらに、集中管理装置ＭＣ１は、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$の個別出力電力P_i^{out}を個別に観測せず、連系点電力Ｐ（ｔ）＝$\Sigma_i P_i^{out}$を観測する。また、電力会社から逐次出力指令値P^Cを取得しているとする。そうすると、上記（９）式が得られる。よって、集中管理装置ＭＣ１は、連系点電力Ｐ（ｔ）と電力会社からの出力指令値P^Cとに基づき、ラグランジュ乗数λを算出できる。そして、上記（１０）式に基づき、算出したラグランジュ乗数λを抑制指標ｐｒとする。

【００４７】

以上のことから、本実施形態においては、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$は、個別目標電力P_i^{ref}を算出するときに、上記（８）式に示す最適化問題を用いている。また、集中管理装置ＭＣ１は、抑制指標ｐｒを算出するために、上記（９）式および上記（１０）式を用いている。

【００４８】

次に、上記のように構成された太陽光発電システムＰＶＳ１において、上記３つの目標を達成し、適切に動作していることをシミュレーションによって検証した。

【００４９】

シミュレーションでは、１０台のパワーコンディショナＰＣＳ$_i$（ｉ＝１～１０；ＰＣＳ$_1$～ＰＣＳ$_{10}$）を有する太陽光発電システムＰＶＳ１を想定した。

【００５０】

電力系統Ａ（連系点電圧）のモデルは、下記（１８）式とした。下記（１８）式において、Ｒ＝Ｒ$_L$×Ｌ，Ｘ＝Ｘ$_L$×Ｌであり、Ｒ$_L$は配電線の単位長さ当たりの抵抗成分、Ｘ$_L$は配電線の単位長さ当たりのリアクタンス成分、Ｌは配電線の長さ、Ｖ$_1$は上位系統電圧を表わしている。本シミュレーションにおいては、上位系統電圧Ｖ$_1$を６６００［Ｖ］、配線線の単位長さ当たりの抵抗成分Ｒ$_L$を０．２２０［Ω／ｋｍ］、配電線の単位長さ当たりのリアクタンス成分Ｘ$_L$を０．２７６［Ω／ｋｍ］、配電線の長さＬを５［ｋｍ］とした。

【数８】

$$V_2=\sqrt{\frac{b+\sqrt{b^2-4c}}{2}} \qquad \cdots(18)$$

$$b=2(PR-QR)+V_1^2$$

$$c=\left(P^2+Q^2\right)\left(R^2+X^2\right)$$

なお、$P=\sum_{i=1}^{n}P_i$ ，$Q=\sum_{i=1}^{n}Q_i$ である。

【００５１】

パワーコンディショナＰＣＳ$_i$は、図３に示すモデルのものを想定し、個別出力電力P_i^{out}を個別目標電力P_i^{ref}に制御するために、ＰＩ制御を行っているものとした。パワーコンディショナＰＣＳ$_i$の電流制御系は、有効・無効電力制御系に比べ、非常に高速に応答するように設計されている。ここでは、事前に適切な制御系設計がなされているとし、Ｋ＝１，Ｔ＝１０$^{-4}$の１次遅れ系で実現している。電流制御系の上位制御系となる電力制御系は、ステップ応答が１［ｓ］以内に収束する程度の時定数を想定し、Ｋ$_{PP}$＝Ｋ$_{PQ}$＝１．０×１０$^{-7}$、Ｋ$_{IP}$＝Ｋ$_{IQ}$＝１．２×１０$^{-3}$としている。なお、Ｋ$_{PP}$は有効電力の比例ゲイン、Ｋ$_{PQ}$は無効電力の比例ゲイン、Ｋ$_{IP}$は有効電力の積分ゲイン、Ｋ$_{IQ}$は無効電力の積分ゲインを表わしている。有効・無効電力制御系のステップ応答を図４に示す。

【００５２】

図５～図１１は、上記に示したモデルの太陽光発電システムＰＶＳ１を用いて、複数の条件下でシミュレーションを行ったときの結果を示している。なお、各パワーコンディショナＰＣＳ$_i$は、接続される太陽電池ＳＰ$_i$の発電量P_i^{SP}が定格出力P_i^{lmt}より大きい場合には、パワーコンディショナＰＣＳ$_i$の定格出力P_i^{lmt}に抑制するものとする。

【００５３】

ケース１として、１０台のパワーコンディショナPCS_1～PCS_{10}がすべて同じ条件である場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション１－１とする。シミュレーション１－１において、１０台のパワーコンディショナPCS_1～PCS_{10}はすべて、定格出力P_i^{lmt}が５００［ｋＷ］、有効電力抑制に関する重みw_iが１．０、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}が６００［ｋＷ］であるとした。また、電力会社からの出力指令値P^Cは、０≦ｔ＜６０［ｓ］では指令がなく、６０≦ｔ［ｓ］では３０００［ｋＷ］であるとした。なお、「出力指令値P^Cの指令がない」ときには、上記するように出力指令値P^Cとして、指令がないことを表わす数値－１を用いた。その他、勾配係数εを０．０２５、集中管理装置ＭＣ１が行う抑制指標ｐｒの更新と各パワーコンディショナPCS_iが行う個別目標電力P_i^{ref}の更新との各サンプリング時間を１［ｓ］とした。また、各パワーコンディショナPCS_iはすべて、力率１（無効電力目標値＝０［ｋｖａｒ］）で運転しているものとした。図５は、シミュレーション１－１におけるシミュレーション結果を示している。

【００５４】

図５（ａ）～（ｅ）は、各パワーコンディショナPCS_iの、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}（一点鎖線）、定格出力P_i^{lmt}（実線）、個別目標電力P_i^{ref}（破線）、および、個別出力電力P_i^{out}（実線）を示している。図５（ａ）は、パワーコンディショナPCS_1，PCS_2について、図５（ｂ）は、パワーコンディショナPCS_3，PCS_4について、図５（ｃ）は、パワーコンディショナPCS_5，PCS_6について、図５（ｄ）は、パワーコンディショナPCS_7，PCS_8について、図５（ｅ）は、パワーコンディショナPCS_9，PCS_{10}について、図示している。なお、図５（ａ）～（ｅ）において、理解の便宜上、個別目標電力P_i^{ref}（破線）を少し上方にずらして記載している。図５（ｆ）は、各パワーコンディショナPCS_1～PCS_{10}の個別出力電力P_1^{out}～P_{10}^{out}を１つのグラフに示したものである。図５（ｇ）は、連系点電力Ｐ（ｔ）（実線）および電力会社からの出力指令値P^C（破線）を示している。なお、図５（ｇ）において、理解の便宜上、出力指令値P^Cの指令がない場合、各パワーコンディショナのPCS_1～PCS_{10}の定格出力P_1^{lmt}～P_{10}^{lmt}の合計値を出力指令値P^Cとして記載している。図５（ｈ）は、指標算出部２３が算出するラグランジュ乗数λを示している。そして、図５（ｉ）は、指標算出部２３が算出する抑制指標ｐｒを示している。

【００５５】

図５から次のことが確認できる。すなわち、シミュレーション開始から出力抑制指令があるまでの期間（０≦ｔ＜６０［ｓ］）では、図５（ａ）～（ｅ）が示すように、各パワーコンディショナPCS_1～PCS_{10}の個別出力電力P_1^{out}～P_{10}^{out}が、個別目標電力P_1^{ref}～P_{10}^{ref}の５００［ｋＷ］に達するまで、太陽電池SP_iの発電量P_1^{SP}～P_{10}^{SP}に応じて上昇している。そして、個別目標電力P_1^{ref}～P_{10}^{ref}の５００［ｋＷ］に達すると、それ以後、個別出力電力P_1^{out}～P_{10}^{out}は、個別目標電力P_1^{ref}～P_{10}^{ref}の５００［ｋＷ］に制御されていることが確認できる。また、出力指令値P^Cの指令後（６０≦ｔ［ｓ］）では、図５（ｈ）および図５（ｉ）が示すように、ラグランジュ乗数λおよび抑制指標ｐｒが更新されていることが確認できる。そして、各パワーコンディショナPCS_1～PCS_{10}は、この抑制指標ｐｒの更新に基づき、図５（ａ）～（ｅ）が示すように、個別目標電力P_1^{ref}～P_{10}^{ref}を変更している。よって、個別出力電力P_1^{out}～P_{10}^{out}が抑制され、個別目標電力P_1^{ref}～P_{10}^{ref}に追従していることが確認できる。これにより、図５（ｇ）が示すように、連系点電力Ｐ（ｔ）が抑制され、定常状態で出力指令値P^Cに一致していることが確認できる。

【００５６】

ケース２として、１０台のパワーコンディショナPCS_1～PCS_{10}のうち２台のパワーコンディショナPCS_5，PCS_6に設定される有効電力抑制に関する重みw_5，w_6が他のパワーコンディショナPCS_1～PCS_4，PCS_7～PCS_{10}のそれと異なる場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション１－２とする。シミュレーション１－２において、２台のパワーコンディショナPCS_5，PCS_6の有効電力抑

制に関する重みw_iを２．０とした。その他の条件は、上記シミュレーション１－１と同じである。図６は、シミュレーション１－２におけるシミュレーション結果を示している。なお、図６（ａ）～（ｉ）はそれぞれ、上記シミュレーション１－１における図５（ａ）～（ｉ）に対応した図である。

【００５７】

図６から次のことが確認できる。すなわち、図６（ａ）～図６（ｅ）が示すように、図５に示すシミュレーション１－１と比較し、有効電力抑制に関する重みw_iを変えたパワーコンディショナPCS_5，PCS_6の出力抑制量が、その他のパワーコンディショナPCS_1～PCS_4，PCS_7～PCS_{10}の出力抑制量の半分になっていることが確認できる。このとき、図６（ｈ）および図６（ｉ）が示すように、集中管理装置ＭＣ１が算出するラグランジュ乗数λおよび抑制指標ｐｒも上記シミュレーション１－１における値（図５（ｈ）および図５（ｉ）参照）と異なっていることも確認できる。したがって、有効電力抑制に関する重みw_iを調整することによって、出力抑制量に差を持たせることが可能である。さらに、図６が示すように、パワーコンディショナPCS_5，PCS_6の出力抑制量を小さくした分、その他のパワーコンディショナPCS_1～PCS_4，PCS_7～PCS_{10}の出力抑制量を上記シミュレーション１－１の場合よりも大きくすることで、図６（ｇ）に示すように、連系点電力Ｐ（ｔ）が、定常状態で出力指令値P^Cに一致していることが確認できる。したがって、太陽光発電システムＰＶＳ１は、パワーコンディショナPCS_iに設定された有効電力抑制に関する重みw_iを考慮して、適切に動作を行っているといえる。

【００５８】

ケース３として、１０台のパワーコンディショナPCS_1～PCS_{10}のうち２台のパワーコンディショナPCS_5，PCS_6の有効電力抑制に関する重みw_5，w_6を途中で変化させた場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション１－３とする。シミュレーション１－３において、２台のパワーコンディショナPCS_5，PCS_6の有効電力抑制に関する重みw_5，w_6を、開始時点（０［ｓ］）では、$w_5=w_6=1.0$とし、１２０［ｓ］経過後に、$w_5=w_6=2.0$に変化させた。すなわち、$60 \leqq t < 120$［ｓ］では、上記シミュレーション１－１のように各パワーコンディショナPCS_1～PCS_{10}の有効電力抑制に関する重みw_1～w_{10}はすべて１．０であるが、$120 \leqq t$［ｓ］では、上記シミュレーション１－２のようにパワーコンディショナPCS_5，PCS_6の有効電力抑制に関する重みw_5，w_6を２．０に変化させた。その他の条件は、上記シミュレーション１－１と同じである。図７は、シミュレーション１－３におけるシミュレーション結果を示している。なお、図７（ａ）～（ｉ）はそれぞれ、上記シミュレーション１－１における図５（ａ）～（ｉ）に対応した図である。

【００５９】

図７から次のことが確認できる。すなわち、パワーコンディショナPCS_5，PCS_6の有効電力抑制に関する重みw_5，w_6を２．０に変化させる前（$60 \leqq t < 120$［ｓ］）では、上記シミュレーション１－１と同じ結果であり、パワーコンディショナPCS_5，PCS_6の有効電力抑制に関する重みw_5，w_6を２．０に変化させた後（$120 \leqq t$［ｓ］）では、上記シミュレーション１－２と同じ結果となっていることが確認できる。したがって、このように有効電力抑制に関する重みw_iを途中で調整（変更）しても、継続して、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値P^Cに一致させることが可能である。

【００６０】

ケース４として、２台のパワーコンディショナ毎（PCS_1とPCS_2，PCS_3とPCS_4，PCS_5とPCS_6，PCS_7とPCS_8，PCS_9とPCS_{10}）に、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}が異なる場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション１－４とする。シミュレーション１－４において、２台のパワーコンディショナ毎（PCS_1とPCS_2，PCS_3とPCS_4，PCS_5とPCS_6，PCS_7とPCS_8，PCS_9とPCS_{10}）の太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}をそれぞれ、P_1^{SP}，$P_2^{SP}=600$［ｋＷ］、P_3^{SP}，$P_4^{SP}=500$［ｋＷ］、P_5^{SP}，$P_6^{SP}=400$［ｋＷ］、P_7^{SP}，$P_8^{SP}=$

３００［ｋＷ］、P_9^{SP}，P_{10}^{SP}＝２００［ｋＷ］とした。その他の条件は、上記シミュレーション１－１と同じである。図８は、シミュレーション１－４におけるシミュレーション結果を示している。なお、図８（ａ）～（ｉ）はそれぞれ、上記シミュレーション１－１における図５（ａ）～（ｉ）に対応した図である。

【００６１】

図８から次のことが確認できる。すなわち、図８（ａ）～（ｅ）が示すように、個別目標電力P_i^{ref}が太陽電池ＳＰ$_i$の発電量P_i^{SP}以上である場合、出力抑制を行っていないことが確認できる。また、図８（ｆ）が示すように、定格出力P_i^{lmt}が同一のパワーコンディショナＰＣＳ$_1$～ＰＣＳ$_{10}$で太陽電池ＳＰ$_i$の発電量P_i^{SP}が異なる場合、太陽電池ＳＰ$_i$の発電量P_i^{SP}の少ないパワーコンディショナＰＣＳ$_7$～ＰＣＳ$_{10}$は出力抑制を行っていないことが確認できる。さらに、図８（ｇ）が示すように、連系点電力Ｐ（ｔ）が抑制され、定常状態で出力指令値P^Cに一致していることが確認できる。したがって、太陽光発電システムＰＶＳ１は、太陽電池ＳＰ$_i$の発電量P_i^{SP}を考慮して、適切に動作を行っているといえる。

【００６２】

ケース５として、２台のパワーコンディショナ毎（ＰＣＳ$_1$とＰＣＳ$_2$，ＰＣＳ$_3$とＰＣＳ$_4$，ＰＣＳ$_5$とＰＣＳ$_6$，ＰＣＳ$_7$とＰＣＳ$_8$，ＰＣＳ$_9$とＰＣＳ$_{10}$）に、定格出力P_i^{lmt}が異なる場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション１－５とする。シミュレーション１－５において、２台のパワーコンディショナ毎（ＰＣＳ$_1$とＰＣＳ$_2$，ＰＣＳ$_3$とＰＣＳ$_4$，ＰＣＳ$_5$とＰＣＳ$_6$，ＰＣＳ$_7$とＰＣＳ$_8$，ＰＣＳ$_9$とＰＣＳ$_{10}$）の定格出力P_i^{lmt}をそれぞれ、P_1^{lmt}，P_2^{lmt}＝５００［ｋＷ］、P_3^{lmt}，P_4^{lmt}＝４００［ｋＷ］、P_5^{lmt}，P_6^{lmt}＝３００［ｋＷ］、P_7^{lmt}，P_8^{lmt}＝２００［ｋＷ］、P_9^{lmt}，P_{10}^{lmt}＝１００［ｋＷ］とした。また、電力会社からの出力指令値P^Cとして、０≦ｔ＜６０［ｓ］では指令がなく、６０≦ｔ［ｓ］では２０００［ｋＷ］とし、太陽電池ＳＰ$_i$の発電量P_i^{SP}をそれぞれ、定格出力P_i^{lmt}＋１００［ｋＷ］とした。その他の条件は、上記シミュレーション１－１と同じである。図９は、シミュレーション１－５におけるシミュレーション結果を示している。なお、図９（ａ）～（ｉ）はそれぞれ、上記シミュレーション１－１における図５（ａ）～（ｉ）に対応した図である。

【００６３】

図９から次のことが確認できる。すなわち、図９（ｆ）が示すように、定格出力P_i^{lmt}が異なる場合、出力抑制量は、各パワーコンディショナＰＣＳ$_1$～ＰＣＳ$_{10}$で等しいことが確認できる。また、図９（ｇ）が示すように連系点電力Ｐ（ｔ）が抑制され、定常状態で出力指令値P^Cに一致していることが確認できる。したがって、太陽光発電システムＰＶＳ１は、パワーコンディショナＰＣＳ$_i$の定格出力P_i^{lmt}を考慮して、適切に動作を行っているといえる。

【００６４】

ケース６として、上記サンプリング時間を長くした場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション１－６とする。シミュレーション１－６において、上記サンプリング時間を６０［ｓ］＝１［ｍｉｎ］とした。また、勾配係数εを０．００５とし、電力会社からの出力指令値P^Cとして、０≦ｔ＜５［ｍｉｎ］では指令がなく、５≦ｔ［ｍｉｎ］では３０００［ｋＷ］とした。その他の条件は、上記シミュレーション１－１と同じである。図１０は、シミュレーション１－６におけるシミュレーション結果を示している。なお、図１０（ａ）～（ｉ）はそれぞれ、上記シミュレーション１－１における図５（ａ）～（ｉ）に対応した図である。

【００６５】

図１０から次のことが確認できる。すなわち、図１０（ｇ）が示すように、上記サンプリング時間を長くした場合、連系点電力Ｐ（ｔ）が出力指令値P^Cに追従するための時間が上記シミュレーション１－１より長くなるものの、連系点電力Ｐ（ｔ）が抑制され、定常状態で出力指令値P^Cに一致していることが確認できる。

【００６６】

ケース７として、上記サンプリング時間を上記ケース６におけるサンプリング時間よりもさらに長くした場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション１－７とする。シミュレーション１－７において、上記サンプリング時間を１８０［ｓ］＝３［ｍｉｎ］とした。また、勾配係数εを０．０００３とし、電力会社からの出力指令値P^Cとして、０≦ｔ＜５［ｍｉｎ］では指令がなく、５≦ｔ［ｍｉｎ］では３０００［ｋＷ］とした。その他の条件は、上記シミュレーション１－１と同じである。図１１は、シミュレーション１－７におけるシミュレーション結果を示している。なお、図１１（ａ）～（ｉ）はそれぞれ、上記シミュレーション１－１における図５（ａ）～（ｉ）に対応した図である。

【００６７】

図１１から次のことが確認できる。すなわち、図１１（ｇ）が示すように、サンプリング時間を上記シミュレーション１－６よりも長くした場合においても、連系点電力Ｐ（ｔ）が抑制され、定常状態で出力指令値P^Cに一致していることが確認できる。

【００６８】

上記図５～図１１毎の結果に加え、図５～図１１を対比することで、次のことが確認できる。すなわち、各図の（ｈ）および（ｉ）が示すように、ラグランジュ乗数λおよび抑制指標ｐｒは、パワーコンディショナPCS_1～PCS_{10}の、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}、定格出力P_i^{lmt}、有効電力抑制に関する重みw_i、および、出力指令値P^Cなどに基づき、異なる値が算出されていることが確認できる。また、各図の（ａ）～（ｅ）が示すように、抑制指標ｐｒの更新に応じて、個別目標電力P_i^{ref}が更新されていることを確認できる。そして、パワーコンディショナPCS_1～PCS_{10}は、この個別目標電力P_i^{ref}に応じて、個別出力電力P_i^{out}を制御している。よって、各図の（ｇ）が示すように、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値P^Cに一致させていることが確認できる。以上のことから、上記（９）式および上記（１０）式を用いて集中管理装置ＭＣ１が算出した抑制指標ｐｒが適切な値であるといえる。

【００６９】

上記シミュレーション１－１ないしシミュレーション１－７の結果から、太陽光発電システムＰＶＳ１において、各パワーコンディショナPCS_iがそれぞれ、集中管理装置ＭＣ１から受信する抑制指標ｐｒに基づき、分散的に個別目標電力P_i^{ref}を算出している。よって、上記目標１－１を達成している。また、連系点電力Ｐ（ｔ）が抑制され、出力指令値P^Cに一致している。よって、上記目標１－２を達成している。そして、各種条件に応じて、パワーコンディショナPCS_i毎に個別出力電力P_i^{out}が変化している。すなわち、各種条件に応じて、パワーコンディショナPCS_i毎に出力抑制量が変化している。よって、上記目標１－３を達成している。以上のことから、太陽光発電システムＰＶＳ１は、上記３つの目標を達成していることが分かる。

【００７０】

以上で説明したように、第１実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ１において、集中管理装置ＭＣ１は、電力会社からの出力指令値P^Cおよび検出した連系点電力Ｐ（ｔ）から、上記（９）式および上記（１０）式を用いて、抑制指標ｐｒを算出し、これを各パワーコンディショナPCS_iに送信している。また、各パワーコンディショナPCS_iは、受信した抑制指標ｐｒに基づき、分散的に上記（８）式の最適化問題を解くことで、個別目標電力P_i^{ref}を算出し、そして、個別出力電力P_i^{out}を個別目標電力P_i^{ref}に制御している。これにより、集中管理装置ＭＣ１は、上記（９）式および上記（１０）式に示す簡単な計算だけとなる。したがって、太陽光発電システムＰＶＳ１において、集中管理装置ＭＣ１の処理負荷を低減させることができる。また、各パワーコンディショナPCS_iが、抑制指標ｐｒに基づき分散的に個別目標電力P_i^{ref}を算出し、個別出力電力P_i^{out}を制御する場合であっても、連系点電力Ｐ（ｔ）を電力会社からの出力指令値P^Cに一致させることができる。

【００７１】

上記第１実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ１において、太陽電池SP_iを接続

した複数台のパワーコンディショナPCS_iで構成された場合を例に説明した。しかし、このような太陽光発電システムＰＶＳ１の場合、天候変動による出力への影響が大きい。そこで、天候変動などによる出力変動を抑制させるために、太陽電池を接続したパワーコンディショナと蓄電池を接続したパワーコンディショナとを併設した太陽光発電システムが存在する。この場合について、第２実施形態として、以下に説明する。

【００７２】

図１２および図１３は、第２実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ２を説明するための図である。図１２は、太陽光発電システムＰＶＳ２の全体構成を示す図である。図１３は、図１２に示す太陽光発電システムＰＶＳ２において、電力系統Ａとの連系点における電力を制御する制御系の機能構成を示す図である。なお、上記第１実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ１と同一あるいは類似のものについては、同じ符号を付してその説明を省略する。

【００７３】

図１２に示すように、太陽光発電システムＰＶＳ２は、複数台の太陽電池SP_i（ｉ＝１，２，・・・，ｎ；ｎは正の整数）、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}、複数台の蓄電池B_k（ｋ＝１，２，・・・，ｍ；ｍは正の整数）、複数台のパワーコンディショナPCS_{Bk}、および、集中管理装置ＭＣ２を有して構成される。太陽光発電システムＰＶＳ２は、系統連系型の逆潮流システムである。

【００７４】

複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}はそれぞれ、上記第１実施形態のパワーコンディショナPCS_iと同様に構成される。すなわち、各パワーコンディショナPCS_{PVi}は、太陽電池SP_iが発電した電力（直流電力）を交流電力に変換し、変換した交流電力を電力系統Ａに出力する。

【００７５】

複数台の蓄電池B_kはそれぞれ、繰り返し、充電により電力を蓄えることができる電池である。蓄電池B_kは、例えば、リチウムイオン電池、ニッケル水素電池、ニッケルカドミウム電池、鉛蓄電池などの二次電池である。また、電気二重層コンデンサなどのコンデンサを用いてもよい。蓄電池B_kは、蓄積された電力を放電して、直流電力をパワーコンディショナPCS_{Bk}に供給する。

【００７６】

複数台のパワーコンディショナPCS_{Bk}はそれぞれ、蓄電池B_kから入力される直流電力を交流電力に変換して出力するものである。さらに、各パワーコンディショナPCS_{Bk}は、電力系統Ａや各パワーコンディショナPCS_{PVi}から入力される交流電力を直流電力へ変換し、蓄電池B_kに供給する。すなわち、蓄電池B_kを充電する。各パワーコンディショナPCS_{Bk}は、蓄電池B_kの充電および放電を制御している。したがって、蓄電池B_kの充電を行う充電回路および蓄電池B_kの放電を行う放電回路として機能する。

【００７７】

各パワーコンディショナPCS_{PVi}から出力される有効電力をP_{PVi}^{out}、無効電力をQ_{PVi}^{out}とすると、各パワーコンディショナPCS_{PVi}から$P_{PVi}^{out}+jQ_{PVi}^{out}$の複素電力が出力されている。また、各パワーコンディショナPCS_{Bk}から出力される有効電力をP_{Bk}^{out}、無効電力をQ_{Bk}^{out}とすると、各パワーコンディショナPCS_{Bk}から$P_{Bk}^{out}+jQ_{Bk}^{out}$の複素電力が出力されている。したがって、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}と電力系統Ａとの連系点には、$(\Sigma_i P_{PVi}^{out}+\Sigma_k P_{Bk}^{out})+j(\Sigma_i Q_{PVi}^{out}+\Sigma_k Q_{Bk}^{out})$の複素電力が出力されている。すなわち、連系点電力は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}の出力電力の総和である。なお、本実施形態においても、連系点における電圧変動抑制などに主に活用される無効電力Q_{PVi}^{out}，Q_{Bk}^{out}の出力制御については、特に考慮しない。すなわち、連系点電力は、連系点における有効電力P_{PVi}^{out}，P_{Bk}^{out}の総和$(\Sigma_i P_{PVi}^{out}+\Sigma_k P_{Bk}^{out})$としている。

【００７８】

本実施形態においては、太陽光発電システムＰＶＳ２は、電力会社から、連系点電力Ｐ

（ｔ）が所定の値を超えないように指示される。太陽光発電システムＰＶＳ２は、この指示に従い、連系点電力Ｐ（ｔ）を制御する。具体的には、太陽光発電システムＰＶＳ２は、電力会社からの指示として、上記出力指令値P^Cを指令される。太陽光発電システムＰＶＳ２は、連系点電力Ｐ（ｔ）が電力会社から指令される出力指令値P^Cとなるように、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}の個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$，$P_{Bk}{}^{out}$を制御する。よって、連系点電力Ｐ（ｔ）を調整対象電力とし、出力指令値P^Cを連系点電力Ｐ（ｔ）の目標値としている。太陽光発電システムＰＶＳ２は、連系点電力Ｐ（ｔ）が出力指令値P^Cを超えている場合、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}の個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$，$P_{Bk}{}^{out}$を抑制する。このことから、太陽光発電システムＰＶＳ２も連系点電力抑制制御を行っている。

【００７９】

連系点電力抑制制御においては、各パワーコンディショナPCS_{PVi}は、集中管理装置ＭＣ２から抑制指標pr_{PV}を受信し、受信した抑制指標pr_{PV}に基づき、個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$を算出する。抑制指標pr_{PV}は、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値P^Cにするための情報であり、個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$を算出するための情報である。各パワーコンディショナPCS_{PVi}は、算出した個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$に基づいて、個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$を制御する。そのために、各パワーコンディショナPCS_{PVi}は、図１３に示すように、受信部１１、目標電力算出部１２’、および、出力制御部１３を含んでいる。

【００８０】

目標電力算出部１２’は、受信部１１が受信した抑制指標pr_{PV}に基づき、自装置（パワーコンディショナPCS_{PVi}）の個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$を算出する。具体的には、目標電力算出部１２’は、下記（１９）式に示す制約付き最適化問題を解くことで、個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$を算出する。したがって、目標電力算出部１２’は、第１実施形態に係る目標電力算出部１２と比較し、個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$を算出するための最適化問題の演算式が異なっている。当該（１９）式において、w_{PVi}は、パワーコンディショナPCS_{PVi}の有効電力抑制に関する重みを表わしており、設計値である。また、$P_{\phi i}$は、パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$の抑制を優先するか否かを示す設計パラメータ（以下、「優先度パラメータ」という。）を示しており、設計値である。当該優先度パラメータ$P_{\phi i}$を小さくすると、蓄電池B_kの充電量を少なくし、個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$が抑制され易くなる。一方、当該優先度パラメータ$P_{\phi i}$を大きくすると、蓄電池B_kの充電量を多くし、個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$が抑制され難くなる。よって、優先度パラメータ$P_{\phi i}$は、蓄電池B_kの充電を優先するか否かを示す設計パラメータであるとも言える。さらに、この優先度パラメータ$P_{\phi i}$によって、パワーコンディショナPCS_{PVi}の定格出力による出力限界とは別に、パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$の疑似的な出力限界が設定されていると考えられる。そのため、優先度パラメータ$P_{\phi i}$は、疑似有効出力限界とも言える。上記重みw_{PVi}および上記優先度パラメータ$P_{\phi i}$はユーザが設定可能である。この下記（１９）式についての詳細は、後述する。

【数９】

$$\left.\begin{aligned} &\min_{P_{PVi}^{ref}}\left\{w_{PVi}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{\phi i}\right)^2+pr_{PV}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{\phi i}\right)\right\} && \cdots(19a)\\ &subject\quad to\quad 0\le P_{PVi}^{ref}\le P_{PVi}^{lmt} && \cdots(19b)\end{aligned}\right\}\quad\cdots(19)$$

【００８１】

連系点電力抑制制御においては、各パワーコンディショナPCS_{Bk}は、集中管理装置ＭＣ２から充放電指標pr_Bを受信し、受信した充放電指標pr_Bに基づき、個別目標電力$P_{Bk}{}^{ref}$を算出する。充放電指標pr_Bは、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値P^Cにするための情報であり、個別目標電力$P_{Bk}{}^{ref}$を算出するための情報である。また、蓄電池B_kをどれくらい充電するか放電するかを決定するための情報でもある。各パワーコンディショナPCS_{Bk}は、算出した個別目標電力$P_{Bk}{}^{ref}$に基づいて、個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$を制御する。そのために、各パワーコンディショナPCS_{Bk}は、図１３に示すように、受信部３１、

目標電力算出部３２、および、出力制御部３３を含んでいる。

【００８２】

受信部３１は、上記第１実施形態に係る受信部１１と同様に構成され、集中管理装置ＭＣ２から送信される充放電指標pr_Bを受信する。

【００８３】

目標電力算出部３２は、受信部３１が受信した充放電指標pr_Bに基づき、自装置（パワーコンディショナPCS_{Bk}）の個別目標電力P_{Bk}^{ref}を算出する。具体的には、目標電力算出部３２は、下記（２０）式に示す最適化問題を解くことで、個別目標電力P_{Bk}^{ref}を算出する。当該（２０）式において、P_{Bk}^{lmt}は、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の定格出力（出力限界）を表わしている。w_{Bk}は、パワーコンディショナPCS_{Bk}の有効電力に関する重みを表わしている。上記重みw_{Bk}は、ユーザが設定可能である。また、α_k，β_kは、蓄電池B_kの残量によって調整できる調整パラメータを表わしている。なお、この下記（２０）式についての詳細は、後述する。

【数１０】

$$\left.\begin{aligned} &\min_{P_{Bk}^{ref}}\left\{w_{Bk}\left(P_{Bk}^{ref}\right)^2+pr_B\left(P_{Bk}^{ref}\right)\right\} && \cdots(20a)\\ &subject\quad to\quad -P_{Bk}^{lmt}\le P_{Bk}^{ref}\le P_{Bk}^{lmt} && \cdots(20b)\\ &\qquad\qquad \alpha_k\le P_{Bk}^{ref}\le \beta_k && \cdots(20c)\end{aligned}\right\}\quad\cdots(20)$$

【００８４】

出力制御部３３は、上記第１実施形態に係る出力制御部１３と同様に構成される。出力制御部３３は、蓄電池B_kの放電および充電を制御することで、個別出力電力P_{Bk}^{out}を、目標電力算出部３２が算出した個別目標電力P_{Bk}^{ref}にする。具体的には、目標電力算出部３２によって算出された個別目標電力P_{Bk}^{ref}が正の値の場合、蓄電池B_kに蓄積された電力（直流電力）を交流電力に変換し、電力系統Ａに供給する。すなわち、パワーコンディショナPCS_{Bk}を放電回路として機能させる。一方、個別目標電力P_{Bk}^{ref}が負の値の場合、パワーコンディショナPCS_{PVi}から出力された交流電力の少なくとも一部を直流電力に変換し、蓄電池B_kに供給する。すなわち、パワーコンディショナPCS_{Bk}を充電回路として機能させる。

【００８５】

集中管理装置ＭＣ２は、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}を集中管理する。集中管理装置ＭＣ２は、図１３に示すように、上記第１実施形態に係る集中管理装置ＭＣ１と比較し、指標算出部２３が指標算出部４３に、送信部２４が送信部４４に置き換えられている点で異なる。集中管理装置ＭＣ２は、連系点電力抑制制御において、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値P^Cにするための抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを算出し、抑制指標pr_{PV}をパワーコンディショナPCS_{PVi}に、充放電指標pr_BをパワーコンディショナPCS_{Bk}に送信する。

【００８６】

指標算出部４３は、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値P^Cにするための抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを算出する。指標算出部４３は、ラグランジュ乗数をλ、勾配係数をε、時間をｔとして、下記（２１）式および下記（２２）式に基づき、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを算出する。ただし、指標算出部４３は、出力指令値取得部２１からの出力指令値P^Cとして、電力会社からの出力抑制の指令がないことを表わす数値－１を入力された場合、ラグランジュ乗数λを「０」とする。すなわち、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bをともに「０」と算出する。なお、下記（２１）式において、個別出力電力P_{PVi}^{out}，P_{Bk}^{out}および出力指令値P^Cが、時間ｔに対して変化する値であるため、それぞれ個別出力電力をP_{PVi}^{out}（ｔ），P_{Bk}^{out}（ｔ）および出力指令値をP^C（ｔ）と記載している。これらの下記（２１）式および下記（２２）式の詳細は、後述する。

【数１１】

$$\frac{d\lambda}{dt}=\varepsilon\left(\sum_{i=1}^{n}\left(P_{PVi}^{out}(t)\right)+\sum_{k=1}^{m}\left(P_{Bk}^{out}(t)\right)-P^{C}(t)\right),\quad \varepsilon>0$$

$$=\varepsilon\left(P(t)-P^{c}(t)\right) \qquad \cdots(21)$$

$$pr_{PV}=pr_{B}=\lambda \qquad \cdots(22)$$

【００８７】

送信部４４は、指標算出部４３が算出した抑制指標ｐｒ$_{PV}$をパワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$に送信し、指標算出部４３が算出した充放電指標ｐｒ$_{B}$をパワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$に送信する。

【００８８】

次に、太陽光発電システムＰＶＳ２が行う連系点電力抑制制御において、パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$による個別目標電力Ｐ$_{PVi}^{ref}$の算出に上記（１９）式が用いられる理由、パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$による個別目標電力Ｐ$_{Bk}^{ref}$の算出に上記（２０）式が用いられる理由、および、集中管理装置ＭＣ２による抑制指標ｐｒ$_{PV}$，充放電指標ｐｒ$_{B}$の算出に上記（２１）式および上記（２２）式が用いられる理由を説明する。

【００８９】

太陽光発電システムＰＶＳ２は、連系点電力抑制制御において、以下の５つの目標を達成するように構成されている。１つ目の目標（目標２－１）は、「各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$が分散的に個別目標電力を算出する」ことである。２つ目の目標（目標２－２）は、「太陽電池に接続されたパワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$の出力電力をできる限り抑制しない」ことである。３つ目の目標（目標２－３）は、「蓄電池は、連系点電力が出力指令値よりも大きい場合には充電し、不足している場合には放電する」ことである。４つ目の目標（目標２－４）は、「太陽光発電システムＰＶＳ２の連系点における出力電力（連系点電力）を電力会社からの出力指令値に一致させる」ことである。そして、５つ目の目標（２－５）は、「パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$毎に、出力抑制量を調整できるようにする」ことである。

【００９０】

まず、集中管理装置ＭＣ２が集中的に個別目標電力Ｐ$_{PVi}^{ref}$，Ｐ$_{Bk}^{ref}$を求める場合の制約付き最適化問題を考える。そうすると、下記（２３）式が得られる。ここで、上記するように、Ｐ$_{PVi}^{ref}$，Ｐ$_{Bk}^{ref}$はそれぞれ、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$の個別目標電力を表わし、Ｐ$_{PVi}^{lmt}$，Ｐ$_{Bk}^{lmt}$はそれぞれ、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$の定格出力（出力限界）を表わし、Ｐ$_{\phi i}$は優先度パラメータを表わす。なお、下記（２３）式の最適解である個別目標電力Ｐ$_{PVi}^{ref}$，Ｐ$_{Bk}^{ref}$をそれぞれ、（Ｐ$_{PVi}^{ref}$）*，（Ｐ$_{Bk}^{ref}$）*とする。下記（２３）式において、（２３ａ）式は、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$の個別出力電力Ｐ$_{PVi}^{out}$の出力抑制量の最小化および各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$の個別出力電力Ｐ$_{Bk}^{out}$の出力量の最小化、（２３ｂ）式は、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$の定格出力Ｐ$_{PVi}^{lmt}$による制約、（２３ｃ）式は、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$の定格出力Ｐ$_{Bk}^{lmt}$による制約、（２３ｄ）式は、各蓄電池Ｂ$_{k}$の残量制約、（２３ｅ）式は、連系点電力Ｐ（ｔ）を出力指令値Ｐ^{C}に一致させることを、それぞれ表わしている。

【数１２】

$$\left.\begin{aligned} &\min_{\substack{P_{PVi}^{ref},P_{Bk}^{ref}\\ i=1,\cdots,n\\ k=1,\cdots,m}}\left\{\sum_{i=1}^{n} w_{PVi}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{\phi i}\right)^2+\sum_{k=1}^{m} w_{Bk}\left(P_{Bk}^{ref}\right)^2\right\} && \cdots(23a)\\ &subject\quad to\quad 0\le P_{PVi}^{ref}\le P_{PVi}^{lmt} && \cdots(23b)\\ &\qquad -P_{Bk}^{lmt}\le P_{Bk}^{ref}\le P_{Bk}^{lmt} && \cdots(23c)\\ &\qquad \alpha_k\le P_{Bk}^{ref}\le \beta_k && \cdots(23d)\\ &\qquad \sum_{i=1}^{n} P_{PVi}^{ref}+\sum_{k=1}^{m} P_{Bk}^{ref}-P^{C}=0 && \cdots(23e) \end{aligned}\right\} \quad \cdots(23)$$

【００９１】

これは集中管理装置ＭＣ２が、上記（２３）式から個別目標電力（P_{PVi}^{ref}）*，（P_{Bk}^{ref}）*を求める場合を示している。したがって、上記（２３）式の場合、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}が分散的に個別目標電力（P_{PVi}^{ref}）*，（P_{Bk}^{ref}）*を算出していないため、目標２－１を達成していない。

【００９２】

続いて、各パワーコンディショナPCS_{PVi}が分散的に個別目標電力P_{PVi}^{ref}を求める場合の制約付き最適化問題を考える。そうすると、下記（２４）式が得られる。

【数１３】

$$\left.\begin{aligned} &\min_{P_{PVi}^{ref}}\left\{w_{pvi}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{\phi i}\right)^2\right\} && \cdots(24a)\\ &subject\quad to\quad 0\le P_{PVi}^{ref}\le P_{PVi}^{lmt} && \cdots(24b) \end{aligned}\right\} \quad \cdots(24)$$

【００９３】

同様に、各パワーコンディショナPCS_{Bk}が分散的に個別目標電力P_{Bk}^{ref}を求める場合の制約付き最適化問題を考える。そうすると、下記（２５）式が得られる。

【数１４】

$$\left.\begin{aligned} &\min_{P_{Bk}^{ref}}\left\{w_{Bk}\left(P_{Bk}^{ref}\right)^2\right\} && \cdots(25a)\\ &subject\quad to\quad -P_{Bk}^{lmt}\le P_{Bk}^{ref}\le P_{Bk}^{lmt} && \cdots(25b)\\ &\qquad \alpha_k\le P_{Bk}^{ref}\le \beta_k && \cdots(25c) \end{aligned}\right\} \quad \cdots(25)$$

【００９４】

しかし、上記（２４）式の最適解である個別目標電力は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}が分散的に求めた個別目標電力P_{PVi}^{ref}であるが、上記（２３ｅ）式が考慮されていない。同様に、上記（２５）式の最適解である個別目標電力は、各パワーコンディショナPCS_{Bk}が分散的に求めた個別目標電力P_{Bk}^{ref}であるが、上記（２３ｅ）式が考慮されていない。したがって、連系点電力Ｐ（ｔ）を電力会社からの出力指令値P^{C}に一致させる目標２－４を達成できない。

【００９５】

そこで、次に手法により、目標２－４を達成させることを考える。すなわち、各パワーコンディショナPCS_{PVi}が、集中管理装置ＭＣ２から受信する抑制指標pr_{PV}に基づき、分散的に個別目標電力P_{PVi}^{ref}を算出し、また、各パワーコンディショナPCS_{Bk}が集中管理装置ＭＣ２から受信する充放電指標pr_{B}に基づき、分散的に個別目標電力P_{Bk}^{ref}を算出する。これにより、目標２－４を達成させる。各パワーコンディショナPCS_{PVi}が、抑制指標pr_{PV}を用いて、分散的に個別目標電力P_{PVi}^{ref}を求める場合の制約付き最適化問題は、上記（１９）式で表わすことができる。なお、上記（１９）式の最適解であ

る個別目標電力P_{PVi}^{ref}を（P_{PVi}^{ref}）$^{\flat}$とする。同様に、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$が、充放電指標pr_Bを用いて、分散的に個別目標電力P_{Bk}^{ref}を求める場合の制約付き最適化問題は、上記（２０）式で表わすことができる。なお、上記（２０）式の最適解である個別目標電力P_{Bk}^{ref}を（P_{Bk}^{ref}）$^{\flat}$とする。

【００９６】

ここで、上記（２３）式により得られる最適解（P_{PVi}^{ref}）*と、上記（１９）式により得られる最適解（P_{PVi}^{ref}）$^{\flat}$とが一致し、かつ、上記（２３）式により得られる最適解（P_{Bk}^{ref}）*と、上記（２０）式により得られる最適解（P_{Bk}^{ref}）$^{\flat}$とが一致することで、連系点電力Ｐ（ｔ）を電力会社からの出力指令値P^{C}に一致させることができる。すなわち、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$が分散的に最適化問題を解いた場合であっても、目標２－４を達成することができる。したがって、定常状態の最適性に着目し、（P_{PVi}^{ref}）*＝（P_{PVi}^{ref}）$^{\flat}$となる抑制指標pr_{PV}、および、（P_{Bk}^{ref}）*＝（P_{Bk}^{ref}）$^{\flat}$となる充放電指標pr_Bを考える。そのために、上記（２３）式、上記（１９）式、および、上記（２０）式のＫＫＴ条件を考える。これにより、上記（２３）式のＫＫＴ条件から下記（２６）式が得られ、上記（１９）式のＫＫＴ条件から下記（２７）式が得られ、上記（２０）式のＫＫＴ条件から下記（２８）式が得られる。なお、μ，νは所定のラグランジュ乗数である。

【数１５】

$$
\left.\begin{aligned}
&2w_{PVi}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{\phi i}\right)+\lambda-\mu_{1,i}+\mu_{2,i}=0 && \cdots(26a)\\
&2w_{Bk}\left(P_{Bk}^{ref}\right)+\lambda-\nu_{1,k}+\nu_{2,k}-\nu_{3,k}+\nu_{4,k}=0 && \cdots(26b)\\
&-P_{PVi}^{ref}\le 0,\quad P_{PVi}^{ref}-P_{PVi}^{lmt}\le 0 && \cdots(26c)\\
&-P_{Bk}^{lmt}-P_{Bk}^{ref}\le 0,\quad P_{Bk}^{ref}-P_{Bk}^{lmt}\le 0 && \cdots(26d)\\
&\alpha_k-P_{Bk}^{ref}\le 0,\quad P_{Bk}^{ref}-\beta_k\le 0 && \cdots(26e)\\
&\mu_{1,i}\left(-P_{PVi}^{ref}\right)=0,\quad \mu_{2,i}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{PVi}^{lmt}\right)=0 && \cdots(26f)\\
&\nu_{1,k}\left(-P_{Bk}^{lmt}-P_{Bk}^{ref}\right)=0,\quad \nu_{2,k}\left(P_{Bk}^{ref}-P_{Bk}^{lmt}\right)=0 && \cdots(26g)\\
&\nu_{3,k}\left(\alpha_k-P_{Bk}^{ref}\right)=0,\quad \nu_{4,k}\left(P_{Bk}^{ref}-\beta_k\right)=0 && \cdots(26h)\\
&\mu_{1,i}\ge 0,\quad \mu_{2,i}\ge 0 && \cdots(26i)\\
&\nu_{1,k}\ge 0,\quad \nu_{2,k}\ge 0,\quad \nu_{3,k}\ge 0,\quad \nu_{4,k}\ge 0 && \cdots(26j)\\
&\sum_{i=1}^{n}P_{PVi}^{ref}+\sum_{k=1}^{m}P_{Bk}^{ref}-P^{C}=0 && \cdots(26k)
\end{aligned}\right\}\quad\cdots(26)
$$

$$
\left.\begin{aligned}
&2w_{PVi}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{\phi i}\right)+pr_{PV}-\mu_{1,i}+\mu_{2,i}=0 && \cdots(27a)\\
&-P_{PVi}^{ref}\le 0,\quad P_{PVi}^{ref}-P_{PVi}^{lmt}\le 0 && \cdots(27b)\\
&\mu_{1,i}\left(-P_{PVi}^{ref}\right)=0,\quad \mu_{2,i}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{PVi}^{lmt}\right)=0 && \cdots(27c)\\
&\mu_{1,i}\ge 0,\quad \mu_{2,i}\ge 0 && \cdots(27d)
\end{aligned}\right\}\quad\cdots(27)
$$

$$
\left.\begin{aligned}
&2w_{Bk}\left(P_{Bk}^{ref}\right)+pr_B-\nu_{1,k}+\nu_{2,k}-\nu_{3,k}+\nu_{4,k}=0 && \cdots(28a)\\
&-P_{Bk}^{lmt}-P_{Bk}^{ref}\le 0,\quad P_{Bk}^{ref}-P_{Bk}^{lmt}\le 0 && \cdots(28b)\\
&\alpha_k-P_{Bk}^{ref}\le 0,\quad P_{Bk}^{ref}-\beta_k\le 0 && \cdots(28c)\\
&\nu_{1,k}\left(-P_{Bk}^{lmt}-P_{Bk}^{ref}\right)=0,\quad \nu_{2,k}\left(P_{Bk}^{ref}-P_{Bk}^{lmt}\right)=0 && \cdots(28d)\\
&\nu_{3,k}\left(\alpha_k-P_{Bk}^{ref}\right)=0,\quad \nu_{4,k}\left(P_{Bk}^{ref}-\beta_k\right)=0 && \cdots(28e)\\
&\nu_{1,k}\ge 0,\quad \nu_{2,k}\ge 0,\quad \nu_{3,k}\ge 0,\quad \nu_{4,k}\ge 0 && \cdots(28f)
\end{aligned}\right\}\quad\cdots(28)
$$

【００９７】
これら上記（２６）式、上記（２７）式、および、上記（２８）式から、$pr_{PV}=pr_{B}=\lambda$（上記（２２）式）とすることで、$(P_{PVi}{}^{ref})^{*}$と$(P_{PVi}{}^{ref})^{\flat}$、また、$(P_{Bk}{}^{ref})^{*}$と$(P_{Bk}{}^{ref})^{\flat}$が一致することが分かる。したがって、集中管理装置ＭＣ２がラグランジュ乗数λを算出し、算出したラグランジュ乗数λを抑制指標pr_{PV}として、各パワーコンディショナPCS_{PVi}に提示（送信）することで、各パワーコンディショナPCS_{PVi}がそれぞれ、上記（１９）式から個別目標電力$(P_{PVi}{}^{ref})^{\flat}$を算出することができる。同様に、集中管理装置ＭＣ２は、算出したラグランジュ乗数λを充放電指標pr_{B}として、各パワーコンディショナPCS_{Bk}に提示（送信）することで、各パワーコンディショナPCS_{Bk}がそれぞれ、上記（２０）式から個別目標電力$(P_{Bk}{}^{ref})^{\flat}$を算出することができる。これにより、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}が分散的に個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$，$P_{Bk}{}^{ref}$を求めた場合であっても、連系点電力Ｐ（ｔ）と電力会社からの出力指令値P^{C}とを一致させることができる。すなわち、目標２－４を達成できる。

【００９８】
続いて、集中管理装置ＭＣ２によるラグランジュ乗数λの算出方法について、説明する。ラグランジュ乗数λを求めるために、まず、$h^{1}{}_{1,i}=-P_{PVi}{}^{ref}$、$h^{1}{}_{2,i}=P_{PVi}{}^{ref}-P_{PVi}{}^{lmt}$とし、各パワーコンディショナ$PCS_{PVi}$の不等式制約をまとめて$h^{1}{}_{x,i}\leqq 0$（ｘ＝１，２、ｉ＝１，・・・，ｎ）とする。また、同様に、$h^{2}{}_{1,k}=-P_{Bk}{}^{lmt}-P_{Bk}{}^{ref}$、$h^{2}{}_{2,k}=P_{Bk}{}^{ref}-P_{Bk}{}^{lmt}$、$h^{2}{}_{3,k}=\alpha_{k}-P_{Bk}{}^{ref}$、$h^{2}{}_{4,k}=P_{Bk}{}^{ref}-\beta_{k}$とし、各パワーコンディショナ$PCS_{Bk}$の不等式制約をまとめて$h^{2}{}_{y,k}\leqq 0$（ｙ＝１，２，３，４、ｋ＝１，・・・，ｍ）とする。そして、上記（２３）式の双対問題である下記（２９）式を考える。

【数１６】

$$\max_{\lambda}\left[\min_{\substack{P_{PVi}^{ref},P_{Bk}^{ref}\\ h^{1}(x,i)\leq 0,h^{2}(y,k)\leq 0}}\left\{\sum_{i=1}^{n}w_{PVi}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{\phi i}\right)^{2}+\sum_{k=1}^{m}w_{Bk}\left(P_{Bk}^{ref}\right)^{2}+\lambda\left(\sum_{i=1}^{n}\left(P_{PVi}^{ref}\right)+\sum_{k=1}^{m}\left(P_{Bk}^{ref}\right)-P^{C}\right)\right\}\right]\cdots(29)$$

【００９９】
ここで、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}によって求められる最適解$(P_{PVi}{}^{ref})^{\flat}$，$(P_{Bk}{}^{ref})^{\flat}$が決定されると仮定すると、下記（３０）式となり、ラグランジュ乗数λに対する最大化問題の形となる。この下記（３０）式に対し勾配法を適用すると、下記（３１）式となる。なお、εは勾配係数を表わし、τは時間変数を表わす。

【数１７】

$$\max_{\lambda}\left\{\sum_{i=1}^{n}w_{PVi}\left(\left(P_{PVi}^{ref}\right)^{\flat}-P_{\phi i}\right)^{2}+\sum_{k=1}^{m}w_{Bk}\left(\left(P_{Bk}^{ref}\right)^{\flat}\right)^{2}+\lambda\left(\sum_{i-1}^{n}\left(P_{PVi}^{ref}\right)^{\flat}+\sum_{k=1}^{m}\left(P_{Bk}^{ref}\right)^{\flat}-P^{C}\right)\right\}\quad\cdots(30)$$

$$\frac{d\lambda}{d\tau}=\varepsilon\left(\sum_{i=1}^{n}\left(P_{PVi}^{ref}\right)^{\flat}+\sum_{k=1}^{m}\left(P_{Bk}^{ref}\right)^{\flat}-P^{C}\right),\quad \varepsilon>0\qquad\cdots(31)$$

【０１００】
上記（３１）式において、$(P_{PVi}{}^{ref})^{\flat}$を対応するパワーコンディショナ$PCS_{PVi}$の個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$で置き換え、$(P_{Bk}{}^{ref})^{\flat}$を対応するパワーコンディショナ$PCS_{Bk}$の個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$で置き換える。さらに、集中管理装置ＭＣ２は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}の個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$，$P_{Bk}{}^{out}$を個別に観測せず、連系点電力Ｐ（ｔ）＝$\Sigma_{i}P_{PVi}{}^{out}+\Sigma_{k}P_{Bk}{}^{out}$を観測する。また、電力会社から逐次出力指令値$P^{C}$を取得しているとする。そうすると、上記（２１）式が得られる。よって、集中管理装置ＭＣ２は、連系点電力Ｐ（ｔ）と電力会社からの出力指令値P^{C}とに基づき、ラグランジュ乗数λを算出できる。そして、上記（２２）式に基づき、算出したラグランジュ乗数λを抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}とする。

【０１０１】
以上のことから、本実施形態においては、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$は、個別目標電力Ｐ$_{PVi}^{ref}$を算出するときに、上記（１９）式に示す最適化問題を用いている。また、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$は、個別目標電力Ｐ$_{Bk}^{ref}$を算出するときに、上記（２０）式に示す最適化問題を用いている。そして、集中管理装置ＭＣ２は、抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$を算出するときに、上記（２１）式および上記（２２）式を用いている。
【０１０２】
次に、上記のように構成された太陽光発電システムＰＶＳ２において、上記５つの目標を達成し、適切に動作していることをシミュレーションによって検証した。
【０１０３】
シミュレーションでは、太陽電池ＳＰ$_{i}$が接続されたパワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$を５台（ｉ＝１～５；ＰＣＳ$_{PV1}$～ＰＣＳ$_{PV5}$）と、蓄電池Ｂ$_{k}$が接続されたパワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$を５台（ｋ＝１～５；ＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B5}$）と、を有する太陽光発電システムＰＶＳ２を想定した。
【０１０４】
また、本シミュレーションにおいては、蓄電池Ｂ$_{k}$のモデルは、ｄ/ｄｔ（ｘ$_{k}$）＝－Ｋ$_{k}$Ｐ$_{Bk}^{out}$，ｓ$_{k}$＝ｘ$_{k}$とした。ここで、ｓ$_{k}$は、蓄電池Ｂ$_{k}$の充電電力量を表わし、Ｋ$_{K}$は、蓄電池Ｂ$_{k}$の特性を表わしている。さらに、蓄電池Ｂ$_{k}$の残量によって調整できる調整パラメータα$_{k}$，β$_{k}$は、表１のように設定した。当該表１において、ＳＯＣ$_{k}$は、各蓄電池Ｂ$_{k}$の充電率（State Of Charge）［％］を示しており、充電電力量［ｋＷｈ］をＳ$_{k}$，蓄電池Ｂ$_{k}$の最大容量［ｋＷｈ］をＳ$_{k}^{max}$として、ＳＯＣ$_{k}$＝（Ｓ$_{k}$／Ｓ$_{k}^{max}$）×１００により算出される。
【表１】

充電率	α_k	β_k	備考
$SOC_k \geqq 90[\%]$	0	P_{Bk}^{lmt}	放電のみ
$SOC_k \leqq 10[\%]$	$-P_{Bk}^{lmt}$	0	充電のみ
$10[\%] < SOC_k < 90[\%]$	$-P_{Bk}^{lmt}$	P_{Bk}^{lmt}	充電と放電

【０１０５】
最適化問題に関するパラメータである各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$の優先度パラメータ（疑似有効出力限界）Ｐ$_{φi}$は１０００［ｋＷ］とした。その他、電力系統Ａ（連系点電圧）のモデル（上記（１８）式参照）および各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$のモデル（図３および図４参照）は、上記第１実施形態に係るシミュレーション時のものと同様とした。
【０１０６】
図１４～図１６は、上記に示したモデルの太陽光発電システムＰＶＳ２を用いて、複数の条件下でシミュレーションを行ったときの結果を示している。
【０１０７】
ケース１として、５台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{PV1}$～ＰＣＳ$_{PV5}$がすべて同じ条件であり、５台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B5}$がすべて同じ条件である場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション２－１とする。シミュレーション２－１において、５台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{PV1}$～ＰＣＳ$_{PV5}$はすべて、定格出力Ｐ$_{PVi}^{lmt}$が５００［ｋＷ］、有効電力抑制に関する重みｗ$_{PVi}$が１．０、太陽電池ＳＰ$_{i}$の発電量Ｐ$_{i}^{SP}$が６００［ｋＷ］であるとした。また、５台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B5}$はすべて、定格出力Ｐ$_{PVi}^{lmt}$が５００［ｋＷ］、有効電力抑制

に関する重みw_{PVi}が１．０であるとした。蓄電池B_1～B_5の最大容量S_1^{max}～S_5^{max}はすべて５００［ｋＷｈ］であるとした。そして、電力会社からの出力指令値P^Cは、０≦ｔ＜６０［ｓ］では指令がなく、６０≦ｔ［ｓ］では１５００［ｋＷ］であるとした。なお、「出力指令値P^Cの指令がない」ときには、上記するように出力指令値P^Cとして、指令がないことを表わす数値－１を用いた。その他、勾配係数εを０．０５、集中管理装置ＭＣ２が行う抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bの更新と各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}が行う個別目標電力P_{PVi}^{ref}，P_{Bk}^{ref}の更新との各サンプリング時間を１［ｓ］とした。また、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}はすべて、力率１（無効電力目標値＝０［ｋｖａｒ］）で運転しているものとした。図１４は、シミュレーション２－１におけるシミュレーション結果を示している。

【０１０８】

図１４（ａ）は、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}を示している。図１４（ｂ）は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別目標電力P_{PVi}^{ref}を示している。図１４（ｃ）は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力P_{PVi}^{out}を示している。図１４（ｄ）は、連系点電力Ｐ（ｔ）（実線）および電力会社からの出力指令値P^C（破線）を示している。図１４（ｅ）は、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の個別目標電力P_{Bk}^{ref}を示している。図１４（ｆ）は、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の個別出力電力P_{Bk}^{out}を示している。図１４（ｇ）は、指標算出部４３が算出する抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを示している。

【０１０９】

図１４から次のことが確認できる。すなわち、図１４（ｂ）および図１４（ｃ）が示すように、出力指令値P^Cの指令後（６０≦ｔ［ｓ］）であっても、個別目標電力P_{PV1}^{ref}～P_{PV5}^{ref}が５００［ｋＷ］のままであり、個別出力電力P_{PV1}^{out}～P_{PV5}^{out}が抑制されていないことが確認できる。また、図１４（ｅ）および図１４（ｆ）が示すように、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の個別出力電力P_{B1}^{out}～P_{B5}^{out}が、０［ｋＷ］から負（マイナス）に遷移していることが確認できる。これは、パワーコンディショナPCS_{Bk}に電力が入力されていることを表わしており、各パワーコンディショナPCS_{Bk}に入力される電力を用いて、蓄電池B_kを充電している。また、図１４（ｄ）が示すように、連系点電力Ｐ（ｔ）は、出力指令値P^Cと一致していることも確認できる。したがって、太陽光発電システムＰＶＳ２は、電力会社から出力指令値P^Cが指令されたとき、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力P_{PVi}^{out}を抑制せず、蓄電池B_kの充電に用いていることが確認できる。

【０１１０】

ケース２として、５台のパワーコンディショナPCS_{B1}～PCS_{B5}のうち１台のパワーコンディショナPCS_{B5}に接続された蓄電池B_5の最大容量S_5^{max}が他のパワーコンディショナPCS_{B1}～PCS_{B4}に接続された蓄電池B_1～B_4のそれと異なる場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション２－２とする。シミュレーション２－２において、１台のパワーコンディショナPCS_{B5}に接続された蓄電池B_5の最大容量S_5^{max}を３［ｋＷｈ］とした。その他の条件は、上記シミュレーション２－１と同じとした。図１５は、シミュレーション２－２におけるシミュレーション結果を示している。なお、図１５において、図１５（ａ）～（ｇ）は、上記シミュレーション２－１における図１４（ａ）～（ｇ）に対応した図である。

【０１１１】

図１５から次のことが確認できる。すなわち、図１５（ａ）～（ｃ）が示すように、上記シミュレーション２－１と同様に、出力指令値P^Cの指令後（６０≦ｔ［ｓ］）であっても、個別目標電力P_{PV1}^{ref}～P_{PV5}^{ref}は抑制されていないことが確認できる。また、図１５（ｅ）および図１５（ｆ）が示すように、各パワーコンディショナPCS_{B1}～PCS_{B5}の個別出力電力P_{B1}^{out}～P_{B5}^{out}が、０［ｋＷ］から負（マイナス）に遷移していることが確認できる。したがって、上記シミュレーション２－１と同様に、各パワーコンディショナPCS_{B1}～PCS_{B5}は、入力される電力を用いて、蓄電池B_kを充電している。ま

た、図１５（ｅ）および図１５（ｆ）が示すように、１１０≦ｔ［ｓ］で、パワーコンディショナＰＣＳ$_{B5}$の個別出力電力Ｐ$_{B5}^{out}$が０（ゼロ）となり、その他のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B4}$の個別出力電力Ｐ$_{B1}^{out}$～Ｐ$_{B4}^{out}$がさらに低下している（入力電力が増加している）。これは、蓄電池Ｂ$_5$の最大容量Ｓ$_5^{max}$が３［ｋＷｈ］であり、他の蓄電池Ｂ$_1$～Ｂ$_4$より低いため、ｔ＝１１０［ｓ］で、蓄電池Ｂ$_5$が他の蓄電池Ｂ$_1$～Ｂ$_4$より先に充電が完了したことを表わしている。よって、蓄電池Ｂ$_5$の充電が完了したため、パワーコンディショナＰＣＳ$_{B5}$への電力の入力を停止し、充電を停止していることを表わしている。そして、当該パワーコンディショナＰＣＳ$_{B5}$に入力していた分の電力を他のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B4}$に分配したため、その他のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B4}$の個別出力電力Ｐ$_{B1}^{out}$～Ｐ$_{B4}^{out}$がさらに低下している（入力される電力が増加している）。さらに、図１５（ｄ）が示すように、蓄電池Ｂ$_5$の充電停止に伴い、一時的に連系点電力Ｐ（ｔ）が出力指令値Ｐ^{C}より大きくなっている。しかし、定常状態では、連系点電力Ｐ（ｔ）は、出力指令値Ｐ^{C}と一致していることも確認できる。したがって、太陽光発電システムＰＶＳ２は、各蓄電池Ｂ$_k$の性能を考慮して、適切に動作を行っているといえる。

【０１１２】

ケース３として、５台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B5}$のうち１台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B5}$に設定される有効電力に関する重みｗ$_{B5}$が他のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B4}$に設定されるそれと異なる場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション２－３とする。シミュレーション２－３において、上記１台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B5}$の有効電力に関する重みｗ$_{B5}$を２．０とした。すなわち、他のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B4}$のそれと比較し、充電量を半分にすることを表わしている。その他の条件は、上記シミュレーション２－１と同じとした。図１６は、シミュレーション２－３におけるシミュレーション結果を示している。なお、図１６において、図１６（ａ）～（ｇ）は、上記シミュレーション２－１における図１４（ａ）～（ｇ）に対応した図である。

【０１１３】

図１６から次のことが確認できる。すなわち、図１６（ａ）～（ｃ）が示すように、上記シミュレーション２－１と同様に、出力指令値Ｐ^{C}の指令後（６０≦ｔ［ｓ］）であっても、個別目標電力Ｐ$_{PV1}^{ref}$～Ｐ$_{PV5}^{ref}$は抑制していないことが確認できる。また、図１５（ｅ）および図１５（ｆ）より、パワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B5}$の個別出力電力Ｐ$_{B1}^{out}$～Ｐ$_{B5}^{out}$が、０［ｋＷ］から負（マイナス）に遷移していることが確認できる。したがって、上記シミュレーション２－１と同様に、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B5}$は、入力される電力を用いて、蓄電池Ｂ$_k$を充電している。また、図１６（ｅ）および図１６（ｆ）が示すように、有効電力に関する重みｗ$_{B5}$が異なるパワーコンディショナＰＣＳ$_{B5}$の充電量（パワーコンディショナＰＣＳ$_{B5}$への入力電力）が、その他のパワーコンディショナＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B4}$の半分になっていることが確認できる。そして、図１６（ｄ）が示すように、連系点電力Ｐ（ｔ）が、定常状態で出力指令値Ｐ^{C}と一致していることも確認できる。したがって、太陽光発電システムＰＶＳ２は、パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$に設定された有効電力に関する重みｗ$_{Bk}$を考慮して、適切に動作を行っているといえる。

【０１１４】

上記図１４～図１６毎の結果に加え、図１４～図１６を対比することで、次のことが確認できる。すなわち、各図の（ｇ）が示すように、抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_B$が、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PV1}$～ＰＣＳ$_{PV5}$，ＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B5}$の、太陽電池ＳＰ$_i$の発電量Ｐ$_i^{SP}$、蓄電池Ｂ$_k$の性能、定格出力Ｐ$_{PVi}^{lmt}$，Ｐ$_{Bk}^{lmt}$、有効電力抑制に関する重みｗ$_{PVi}$、有効電力に関する重みｗ$_{Bk}$、および、出力指令値Ｐ^{C}などに基づき、異なる値が算出されていることが確認できる。そして、各図の（ｂ）および（ｅ）が示すように、抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_B$の更新に応じて、個別目標電力Ｐ$_{PVi}^{ref}$，Ｐ$_{Bk}^{ref}$が更新されていることが確認できる。各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PV1}$～ＰＣＳ$_{PV5}$

，ＰＣＳ$_{B1}$～ＰＣＳ$_{B5}$は、この個別目標電力Ｐ$_{PVi}^{ref}$，Ｐ$_{Bk}^{ref}$に応じて、個別出力電力Ｐ$_{PVi}^{out}$，Ｐ$_{Bk}^{out}$を制御している。よって、各図の（ｄ）が示すように、連系点電力Ｐ（ｔ）が出力指令値Ｐ^{C}に一致していることが確認できる。以上のことから、上記（２１）式および上記（２２）式を用いて集中管理装置ＭＣ２が算出した抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$が適切な値であるといえる。

【０１１５】

上記シミュレーション２－１ないしシミュレーション２－３の結果から、太陽光発電システムＰＶＳ２において、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$がそれぞれ、集中管理装置ＭＣ２から受信する抑制指標ｐｒ$_{PV}$に基づき、分散的に個別目標電力Ｐ$_{PVi}^{ref}$を算出している。また、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$がそれぞれ、集中管理装置ＭＣ２から受信する充放電指標ｐｒ$_{B}$に基づき、分散的に個別目標電力Ｐ$_{Bk}^{ref}$を算出している。よって、上記目標２－１を達成している。また、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$は、個別出力電力Ｐ$_{PVi}^{out}$をできる限り抑制せず、連系点電力Ｐ（ｔ）が出力指令値Ｐ^{C}より超過している分を、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$に入力し、蓄電池Ｂ$_{k}$の充電に利用している。よって、上記目標２－２および上記目標２－３を達成している。また、連系点電力Ｐ（ｔ）が出力指令値Ｐ^{C}に一致している。よって、上記目標２－４を達成している。そして、各種条件に応じて、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$毎に個別出力電力Ｐ$_{PVi}^{out}$，Ｐ$_{Bk}^{out}$が変化している。すなわち、各種条件に応じて、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$毎に出力抑制量が変化している。よって、上記目標２－５を達成している。以上のことから、太陽光発電システムＰＶＳ２は、上記５つの目標を達成していることが分かる。

【０１１６】

以上で説明したように、第２実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ２において、集中管理装置ＭＣ２は、電力会社からの出力指令値Ｐ^{C}および検出した連系点電力Ｐ（ｔ）から抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$を算出する。そして、抑制指標ｐｒ$_{PV}$を各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$に送信し、充放電指標ｐｒ$_{B}$を各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$に送信している。また、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$は、受信した抑制指標ｐｒ$_{PV}$に基づき、分散的に上記（１９）式の最適化問題を解くことで、個別目標電力Ｐ$_{PVi}^{ref}$を算出する。そして、個別出力電力Ｐ$_{PVi}^{out}$を当該個別目標電力Ｐ$_{PVi}^{ref}$に制御している。さらに、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$は、受信した充放電指標ｐｒ$_{B}$に基づき、分散的に上記（２０）式の最適化問題を解くことで、個別目標電力Ｐ$_{Bk}^{ref}$を算出する。そして、個別出力電力Ｐ$_{Bk}^{out}$を当該個別目標電力Ｐ$_{Bk}^{ref}$に制御している。これにより、集中管理装置ＭＣ２は、上記（２１）式および上記（２２）式に示す簡単な計算だけとなる。したがって、太陽光発電システムＰＶＳ２において、集中管理装置ＭＣ２の処理負荷を低減させることができる。また、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$がそれぞれ、抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$に基づき分散的に個別目標電力Ｐ$_{PVi}^{ref}$，Ｐ$_{Bk}^{ref}$を算出し、個別出力電力Ｐ$_{PVi}^{out}$，Ｐ$_{Bk}^{out}$を制御する場合であっても、連系点電力Ｐ（ｔ）を電力会社からの出力指令値Ｐ^{C}に一致させることができる。

【０１１７】

上記第１実施形態においては、有効電力抑制に関する重みｗ$_{i}$を考慮し、上記第２実施形態においては、有効電力抑制に関する重みｗ$_{PVi}$および有効電力に関する重みｗ$_{Bk}$を考慮した場合を例に説明したが、これに限定されない。例えば、上記第１実施形態において、目標１－３の「パワーコンディショナＰＣＳ$_{i}$毎に、出力抑制量を調整できるようにする」を考慮する必要がなければ、パワーコンディショナＰＣＳ$_{i}$毎に設定される上記有効電力抑制に関する重みｗ$_{i}$をすべて同じ値（例えば「１」）にしてもよい。また同様に、上記第２実施形態において、目標２－５の「パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$毎に、出力抑制量を調整できるようにする」を考慮する必要がなければ、パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$毎に設定される上記有効電力抑制に関する重みｗ$_{PVi}$および有効電力に関する重みｗ$_{Bk}$をすべて同じ値（例えば「１」）にしてもよい。

【０１１８】

上記第２実施形態においては、目標電力算出部１２’が上記（１９）式のように優先度パラメータ$P_{\phi i}$を用いて、個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$を算出した場合を例に説明したが、上記第１実施形態における上記（８）式のように、定格出力$P_{PVi}{}^{lmt}$を用いても良い。この場合、個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$の抑制を優先するか蓄電池B_kの充放電（個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$）での対応を優先するかは、有効電力抑制に関する重みw_{PVi}および有効電力に関する重みw_{Bk}で調整すればよい。

【０１１９】

上記第２実施形態においては、目標電力算出部１２’が解く最適化問題は、上記（１９）式に限定されない。例えば、上記（１９）式の代わりに、下記（１９’）式を用いてもよい。下記（１９’）式は、上記（１９）式と比較して、下記（１９ｃ’）式に示す各パワーコンディショナPCS_{PVi}の出力電流制約が追加されている。なお、下記（１９’）式において、Q_{PVi}は各パワーコンディショナPCS_{PVi}の無効電力、$S_{PVi}{}^{d}$は各パワーコンディショナPCS_{PVi}の出力可能な最大の皮相電力、V_0は設計時における連系点の基準電圧、V_{PVi}は各パワーコンディショナPCS_{PVi}における連系点の電圧をそれぞれ示している。また、下記（１９’）式において、下記（１９ｃ’）式に示す各パワーコンディショナPCS_{PVi}の出力電流制約の代わりに、下記（１９ｄ’）式に示すパワーコンディショナPCS_{PVi}の定格容量制約を用いてもよい。

【数１８】

$$\left.\begin{aligned}
&\min_{P_{PVi}^{ref}}\left\{w_{PVi}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{\phi i}\right)^2+pr_{PV}\left(P_{PVi}^{ref}-P_{\phi i}\right)\right\} \quad \cdots(19a')\\
&subject\quad to\quad 0\le P_{PVi}^{ref}\le P_{PVi}^{lmt} \quad \cdots(19b')\\
&\left(P_{PVi}^{ref}\right)^2+\left(Q_{PVi}\right)^2\le\left(S_{PVi}^{d}\frac{V_{PVi}}{V_0}\right)^2 \quad \cdots(19c')
\end{aligned}\right\} \quad \cdots(19')$$

$$\left(P_{PVi}^{ref}\right)^2+\left(Q_{PVi}\right)^2\le\left(S_{PVi}^{d}\right)^2 \quad \cdots(19d')$$

【０１２０】

上記第２実施形態においては、目標電力算出部３２が解く最適化問題は、上記（２０）式に限定されない。例えば、上記（２０）式の代わりに、下記（２０’）式を用いてもよい。下記（２０’）式は、上記（２０）式と比較して、下記（２０ａ’）に示す評価関数において、蓄電池B_kのＳＯＣに応じた重みw_{SOCk}が追加されている。この重みw_{SOCk}は、下記（３２）式で算出される。当該（３２）式において、A_{SOC}はw_{SOCk}のオフセット、K_{SOC}は重みw_{SOCk}のゲイン、ｓは重みw_{SOCk}のオン／オフスイッチ（例えば、オンのとき１，オフのとき０）、SOC_kは現在の蓄電池B_kのＳＯＣ、SOC_dは基準となるＳＯＣをそれぞれ示している。さらに、制約条件に、下記（２０ｃ’）式に示す蓄電池B_kのＣレート制約および下記（２０ｅ’）式に示す各パワーコンディショナPCS_{Bk}の出力電流制約が追加されている。Ｃレートとは、蓄電池B_kの有する全容量に対する充電時あるいは放電時の電流の相対的な比率であり、蓄電池B_kの有する全容量を１時間で充電あるいは放電するときを１Ｃとしたものである。本実施形態においては、充電側のＣレートを充電レート$C_{rate}{}^{M}$とし放電側のＣレートを放電レート$C_{rate}{}^{P}$とし、これらは予め所定の値（例えば、ともに０．３Ｃ）が設定されている。なお、下記（２０’）式において、$P_{SMk}{}^{lmt}$は$-C_{rate}{}^{M}\times WH_S{}^{lmt}$（$WH_S{}^{lmt}$は蓄電池$B_k$の定格出力容量）で求められる蓄電池$B_k$の充電定格出力、$P_{SPk}{}^{lmt}$は$C_{rate}{}^{P}\times WH_S{}^{lmt}$で求められる蓄電池$B_k$の放電定格出力、$Q_{Bk}$は各パワーコンディショナ$PCS_{Bk}$の無効電力、$S_{Bk}{}^{d}$は各パワーコンディショナ$PCS_{Bk}$の出力可能な最大の皮相電力、$V_{Bk}$は各パワーコンディショナ$PCS_{Bk}$における連系点の電圧をそれぞれ示している。さらに、蓄電池B_kの充電定格出力$P_{SMk}{}^{lmt}$は、補正開始ＳＯＣをSOC_C、ＳＯＣの充電制限閾値をｃＭＡＸとして、下記（３３）式に示すＳＯＣに応じた蓄電池充電量補正が考慮されている。当該蓄電池充電量補正は、補正開始ＳＯＣまでは、通常通りの運転を行い、補正開始ＳＯＣからＳＯＣ上限までは、

ＳＯＣ上限で出力が０となるように一次関数的に出力を補正するようにしている。また、下記（２０’）式において、下記（２０ｅ’）に示す各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$の出力電流制約の代わりに、下記（２０ｆ’）式に示す各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$の定格容量制約を用いてもよい。

【数１９】

$$\left.\begin{aligned}
&\min_{P_{Bk}^{ref}}\left\{w_{Bk}\,w_{SOCk}\left(P_{Bk}^{ref}\right)^2+pr_B\left(P_{Bk}^{ref}\right)\right\} && \cdots(20a')\\
&subject\quad to\quad -P_{Bk}^{lmt}\le P_{Bk}^{ref}\le P_{Bk}^{lmt} && \cdots(20b')\\
&\qquad -P_{SMk}^{lmt}\le P_{Bk}^{ref}\le P_{SPk}^{lmt} && \cdots(20c')\\
&\qquad \alpha_k\le P_{Bk}^{ref}\le\beta_k && \cdots(20d')\\
&\qquad \left(P_{Bk}^{ref}\right)^2+\left(Q_{Bk}\right)^2\le\left(S_{Bk}^{d}\frac{V_{Bk}}{V_0}\right)^2 && \cdots(20e')
\end{aligned}\right\}\quad\cdots(20')$$

$$\left(P_{Bk}^{ref}\right)^2+\left(Q_{Bk}\right)^2\le\left(S_{Bk}^{d}\right)^2\quad\cdots(20f')$$

$$\left.\begin{aligned}
w_{SOCk}&=A_{SOC}+s\frac{SOC_k-SOC_d}{K_{SOC}}\quad(\text{充電時})\\
w_{SOCk}&=A_{SOC}-s\frac{SOC_k-SOC_d}{K_{SOC}}\quad(\text{放電時})
\end{aligned}\right\}\quad\cdots(32)$$

$$\left.\begin{aligned}
P_{SMk}^{lmt}&=P_{SMk}^{lmt}\quad if\quad SOC\le SOC_C\\
P_{SMk}^{lmt}&=P_{SMk}^{lmt}\frac{cMAX-SOC}{cMAX-SOC_c}\quad if\quad SOC>SOC_C
\end{aligned}\right\}\quad\cdots(33)$$

【０１２１】

なお、以下に説明する他の実施形態に係る太陽光発電システムにおいて、目標電力算出部１２’は、個別目標電力Ｐ$_{PVi}{}^{ref}$を算出する際に、上記（１９）式あるいは上記（１９’）式のいずれの最適化問題を用いてもよい。同様に、目標電力算出部３２は、個別目標電力Ｐ$_{Bk}{}^{ref}$を算出する際に、上記（２０）式あるいは上記（２０’）式のいずれの最適化問題を用いてもよい。

【０１２２】

上記第２実施形態において、連系点に複数台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$を接続した太陽光発電システムＰＶＳ２を例に説明したが、さらに、電力負荷が接続されていてもよい。電力負荷は、供給される電力を消費するものであり、例えば、工場や一般家庭などである。このような他の実施形態について、図１７～図２０を用いて、以下に説明する。なお、以下の説明においては、上記第１実施形態および第２実施形態と同一あるいは類似のものについては、同じ符号を付してその説明を省略する。

【０１２３】

図１７および図１８は、第３実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ３を示している。図１７は、太陽光発電システムＰＶＳ３の全体構成を示している。図１８は、図１７に示す太陽光発電システムＰＶＳ３において、連系点における電力を制御する制御系の機能構成を示している。なお、太陽光発電システムＰＶＳ３は、複数台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$および複数台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$を備えているが、図１８においては、それぞれ１台目のみを記載している。図１７および図１８に示すように、太陽光発電システムＰＶＳ３は、上記第２実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ２と比較して、電力負荷Ｌが追加されている点で異なる。電力負荷Ｌは連系点に接続されており、電力系統Ａ、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$、および、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$から電力が供給される。本実施形態においては、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$の個

別出力電力P_{PVi}^{out}（太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}）の総和ΣP_{PVi}^{out}が電力負荷Ｌの消費電力より上回っているものとする。そして、電力負荷Ｌで消費されなかった余剰電力の一部あるいは全部が電力系統Ａに逆潮流しているものとする。余剰電力は、個別出力電力P_{PVi}^{out}の総和ΣP_{PVi}^{out}と消費電力との差である。

【０１２４】

このような太陽光発電システムＰＶＳ３において、余剰電力を逆潮流させる際、この余剰電力が電力会社からの出力指令値P^Cを超えないようにする必要がある。太陽光発電システムＰＶＳ３において、逆潮流されている余剰電力は、連系点電力検出部２２によって検出される連系点電力Ｐ（ｔ）と見なせる。そこで、太陽光発電システムＰＶＳ３は、上記第２実施形態と同様に、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを用いた連系点電力抑制制御を行うことで、連系点電力Ｐ（ｔ）を目標電力（出力指令値P^C）にしている。

【０１２５】

本実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ３によれば、集中管理装置ＭＣ３は、電力会社からの出力指令値P^Cおよび連系点電力Ｐ（ｔ）に基づいて、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを算出している。このとき、集中管理装置ＭＣ３は、上記（２１）式および上記（２２）式を用いて、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを算出する。そして、各パワーコンディショナPCS_{PVi}は、抑制指標pr_{PV}に基づいて、分散的に個別目標電力P_{PVi}^{ref}を算出している。また、各パワーコンディショナPCS_{Bk}は、充放電指標pr_Bに基づいて、分散的に個別目標電力P_{Bk}^{ref}を算出している。これにより、集中管理装置ＭＣ３の処理負荷を低減させることができる。また、連系点電力Ｐ（ｔ）、すなわち、電力系統Ａに逆潮流させる余剰電力を出力指令値P^Cに制御することができる。よって、電力系統Ａに逆潮流させる余剰電力が電力会社からの出力指令値P^Cを超えないようにできる。

【０１２６】

上記第３実施形態においては、第２実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ２に対して、電力負荷Ｌを追加した場合を例に説明したが、第１実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ１に電力負荷Ｌを追加した場合も、抑制指標ｐｒを用いて、連系点電力抑制制御を行うことができる。この場合も、連系点電力Ｐ（ｔ）を目標電力（出力指令値P^C）にしつつ、集中管理装置ＭＣ１の処理負荷を低減させることができる。

【０１２７】

図１９は、第４実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ４を示している。なお、太陽光発電システムＰＶＳ４は、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}を備えているが、図１９においては、図１８と同様に１台目のみを記載している。また、太陽光発電システムＰＶＳ４の全体構成は、上記第３実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ３（図１７参照）と略同じである。上記第３実施形態においては、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力P_{PVi}^{out}（太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}）が電力負荷Ｌの消費電力より上回っているものと仮定したが、第４実施形態においては、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力P_{PVi}^{out}（太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}）の総和ΣP_{PVi}^{out}が電力負荷Ｌの消費電力より下回っているものとする。すなわち、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}では足りない不足電力の一部あるいは全部が電力系統Ａから供給されているものとする。不足電力は、個別出力電力P_{PVi}^{out}の総和ΣP_{PVi}^{out}と消費電力との差である。

【０１２８】

このような太陽光発電システムＰＶＳ４において、不足電力を電力系統Ａから供給するためには、電力会社から電力を買う（買電する）必要がある。そして、買電した分、電力会社に電気料金を支払う。電気料金には基本料金と従量制料金とが含まれている。基本料金は、連系点に設けられた電力メーターによって、例えば３０分ごとの電力使用量が記録され、その最大値（ピーク値）で決まる。具体的には、電力使用量のピーク値が高い場合に基本料金は高くなり、電力使用量のピーク値が低い場合に基本料金は安くなる。そこで、第４実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ４は、上記抑制指標pr_{PV}および充放電

指標pr_Bを用いて各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}が分散的に制御して、電力系統Ａから供給される電力（買電電力）のピーク値を抑える。これを「ピークカット制御」という。なお、買電電力は、電力系統Ａから太陽光発電システムＰＶＳ４に供給される電力すなわち太陽光発電システムＰＶＳ４が電力系統Ａから得た（買電した）電力の大きさである。上記するように連系点電力Ｐ（ｔ）は、太陽光発電システムＰＶＳ４から電力系統Ａに出力される場合（逆潮流の場合）を正の値としている。よって、電力系統Ａから太陽光発電システムＰＶＳ４に入力される場合、連系点電力Ｐ（ｔ）は負の値になる。買電電力を制御するピークカット制御の場合は、目標値を負の値として、連系点電力Ｐ（ｔ）が当該目標値を下回らないように制御している。

【０１２９】

太陽光発電システムＰＶＳ４は、ピークカット制御において、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$を制御して、太陽電池SP_iによって発電された電力をすべて出力する。また、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$を制御し、必要に応じて蓄電池B_kに蓄積された電力を放電する。このようにして、電力負荷Ｌの消費電力の一部を、太陽電池SP_iによって発電された電力および蓄電池B_kに蓄積された電力で補填することで、上記買電電力の上昇を抑えている。このピークカット制御を行うために、図１９に示すように、集中管理装置ＭＣ４は、第２実施形態に係る集中管理装置ＭＣ２と比較して、次の点で異なる。すなわち、集中管理装置ＭＣ４は、出力指令値取得部２１の代わりにピークカット設定部４５を備え、また、指標算出部４３の代わりに指標算出部４３’を備えている。

【０１３０】

ピークカット設定部４５は、ピークカット制御のための各種設定を行う。本実施形態においては、ピークカット設定部４５は、買電電力の上限値に基づいて、当該上限値を負の値としたピークカット目標電力P_{cut}を設定する。このピークカット目標電力P_{cut}は、連系点電力Ｐ（ｔ）の目標値であり、負の値である。ピークカット目標電力P_{cut}は、ユーザによって任意に設定される。ピークカット設定部４５は、設定されたピークカット目標電力P_{cut}を指標算出部４３’に出力する。

【０１３１】

指標算出部４３’は、上記第２実施形態に係る指標算出部４３と比較して、出力指令値P^Cの代わりにピークカット設定部４５から入力されるピークカット目標電力P_{cut}を用いて、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを算出する。すなわち、本実施形態においては、指標算出部４３’は、連系点電力Ｐ（ｔ）をピークカット目標電力P_{cut}にするための抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを算出する。このとき、指標算出部４３’は、上記（２１）式における出力指令値P^C（ｔ）の代わりにピークカット目標電力P_{cut}を用いて、ラグランジュ乗数λを算出する。そして、上記（２２）式により、算出したラグランジュ乗数λを充放電指標pr_Bとして算出する。なお、抑制指標pr_{PV}については、各パワーコンディショナPCS_{PVi}から太陽電池SP_iによって発電された電力がすべて出力されるように、固定値「０」が用いられる。よって、指標算出部４３’は、充放電指標pr_Bのみを算出しているともいえる。指標算出部４３’は、算出した抑制指標pr_{PV}を、送信部４４を介して、各パワーコンディショナPCS_{PVi}に送信する。また、算出した充放電指標pr_Bを、送信部４４を介して、各パワーコンディショナPCS_{Bk}に送信する。

【０１３２】

このように構成された太陽光発電システムＰＶＳ４において、集中管理装置ＭＣ４は、連系点電力検出部２２によって検出される連系点電力Ｐ（ｔ）を監視する。そして、連系点電力Ｐ（ｔ）がピークカット目標電力P_{cut}以下となった場合に、指標算出部４３’により連系点電力Ｐ（ｔ）をピークカット目標電力P_{cut}にするための抑制指標pr_{PV}（＝０）および充放電指標pr_Bを算出する。各パワーコンディショナPCS_{PVi}はそれぞれ、集中管理装置ＭＣ４が算出した抑制指標pr_{PV}を用いた最適化問題に基づいて、個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$を算出し、個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$が個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$となるように制御している。また、各パワーコンディショナPCS_{Bk}はそれぞれ、集中管理装置ＭＣ４が算

出した充放電指標pr_Bを用いた最適化問題に基づいて、個別目標電力P_{Bk}^{ref}を算出し、個別出力電力P_{Bk}^{out}を個別目標電力P_{Bk}^{ref}に制御する。これらにより、連系点電力Ｐ（ｔ）がピークカット目標電力P_{cut}以下である場合に、太陽電池SP_iによって発電された電力はすべて出力され、かつ、蓄電池B_kに蓄積された電力は放電される。その結果、連系点電力Ｐ（ｔ）が上昇し、連系点電力Ｐ（ｔ）がピークカット目標電力P_{cut}となる。したがって、連系点電力Ｐ（ｔ）がピークカット目標電力P_{cut}以下となることを抑制して、太陽光発電システムＰＶＳ４は上記ピーク値を抑制している。

【０１３３】

なお、集中管理装置ＭＣ４は、連系点電力Ｐ（ｔ）が設定されたピークカット目標電力P_{cut}以下である場合に、これをピークカット目標電力P_{cut}に制御している。そのため、連系点電力Ｐ（ｔ）の検出間隔や抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bの算出間隔によっては、瞬時的にピークカット目標電力P_{cut}以下になる。したがって、買電電力の上限値を設定するときに、ユーザが所望する上限値より所定量小さい値を設定するとよい。これにより、ピークカット目標電力P_{cut}が実際の目標値より大きい値に設定されるため、瞬時的に連系点電力Ｐ（ｔ）が低下してもピークカット目標電力P_{cut}以下になることを抑制することができる。

【０１３４】

以上のことから、本実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ４によれば、連系点電力Ｐ（ｔ）の目標電力として、出力指令値P^Cの代わりにピークカット設定部４５が設定するピークカット目標電力P_{cut}を用いた場合であっても、連系点電力Ｐ（ｔ）を目標電力（ピークカット目標電力P_{cut}）にすることができる。さらに、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}が分散的に個別目標電力P_{PVi}^{ref}，P_{Bk}^{ref}を求めることで、集中管理装置ＭＣ４の処理負荷を低減させることができる。

【０１３５】

上記第４実施形態において、ピークカット制御中は、蓄電池B_kの放電が優先されるため、蓄電池B_kに蓄積された電力は減少する。そのために、所定の充電条件を満たしたときに、電力系統Ａから供給される電力の一部を用いて、蓄電池B_kの充電を行うようにしてもよい。このような充電条件としては、例えば、連系点電力Ｐ（ｔ）がピークカット目標電力P_{cut}より閾値以上大きい場合などが挙げられる。このようにすることで、次のピークカット制御に備えて、蓄電池B_kを充電しておくことができる。

【０１３６】

このような蓄電池B_kの充電制御において、所定の時間帯毎に、充電の有無や充電速度を変更するようにしてもよい。例えば、所定の時間帯毎に、充電モードを設定可能にしておく。そして、当該充電モードに応じて、蓄電池B_kの充電を制御する。このような充電モードとしては、例えば、充電無モード、通常充電モード、および、低速充電モードがある。充電無モードは、充電を行わないモードである。通常充電モードは、所定の充電速度（通常速度）で充電するモードである。低速充電モードは、通常速度より遅い所定の速度（低速度）で充電するモードである。なお、充電モードはこれらに限定されない。ユーザは集中管理装置ＭＣ４のユーザインタフェースなどにより充電モードの設定を行うことができ、ピークカット設定部４５はユーザの操作指示に応じて充電モードを設定する。上記所定の時間帯とは、１日を複数個に分けた所定の期間であり、例えば、１時間毎に分けた場合、２４個の時間帯毎に設定可能であり、３０分毎に分けた場合、４８個の時間帯毎に設定可能である。なお、朝、昼、夕、晩、深夜などの時間帯に分けてもよい。さらに、１日単位ではなく、１週間単位で所定の時間帯を設けてもよい。

【０１３７】

具体的には、集中管理装置ＭＣ４は、ピークカット設定部４５によって設定された充電モードの設定情報を、送信部４４を介して各パワーコンディショナPCS_{Bk}それぞれに送信する。そして、受信部３１を介してこれを受信した各パワーコンディショナPCS_{Bk}は、設定されている充電モードに対応付けられた上記充電レートC_{rate}^Mを用いて上記（２０ｃ’）式に示す蓄電池B_kのＣレート制約（充電定格出力P_{SMk}^{lmt}）を変更する。例え

ば、通常充電モードに対する充電レートC_{rate}^{M}には０．３を、低速充電モードに対する充電レートC_{rate}^{M}には０．１を、充電なしモードに対する充電レートC_{rate}^{M}には０をそれぞれ設定する。そして、各パワーコンディショナPCS_{Bk}は、上記（２０’）式に示す最適化問題に基づいて、個別目標電力P_{Bk}^{ref}を求めることで、充電モードの設定に応じて蓄電池B_kの充電の有無および充電速度を変更することができる。なお、低速充電モードが連続して設定されている時間帯において、蓄電池B_kが満充電するように、充電速度を可変にしてもよい。例えば、深夜０時から朝６時まで連続して「低速充電モード」が設定されている場合、６時間かけて蓄電池B_kが満充電となるように、充電速度を設定する。詳細には、充電レートC_{rate}^{M}を１／６（　０．１６７）にする。ただし、通常速度を超えないようにすることが望ましい。このようにすることで、充電モードに応じて、適宜蓄電池B_kの充電の有無や充電速度を変更することができる。したがって、時間帯によって（買電の）上記従量制料金の電力量単価が変わる場合において、例えば、電力量単価が安い時間帯に買電電力を多くし、電力量単価が高い時間帯に買電電力を少なくすることができる。

【０１３８】

上記第４実施形態においては、太陽電池SP_iが接続された複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}を備えている場合を例に説明したが、これらを備えていなくてもよい。すなわち、蓄電池B_kが接続された複数台のパワーコンディショナPCS_{Bk}と電力負荷Ｌと集中管理装置ＭＣ４とで構成されるものでもよい。

【０１３９】

図２０は、第５実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ５を示している。なお、太陽光発電システムＰＶＳ５は、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}を備えているが、図２０においては、図１８と同様に１台目のみを記載している。また、太陽光発電システムＰＶＳ５の全体構成は、上記第３実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ３（図１７参照）と略同じである。上記第３実施形態においては、余剰電力を逆潮流させることが可能であったが、第５実施形態においては、逆潮流が禁止されているものとする。

【０１４０】

逆潮流が禁止されている太陽光発電システムＰＶＳ５では、電力系統Ａへの連系点にＲＰＲ（逆電力継電器）５１を設ける必要がある。このＲＰＲ５１は、リレーの一種である。ＲＰＲ５１は、太陽光発電システムＰＶＳ５から電力系統Ａに逆潮流が発生したことを検出すると、太陽光発電システムＰＶＳ５を電力系統Ａから遮断する。一度、遮断されてしまうと、復帰するのに、専門の業者を呼ぶ必要があるため時間がかかる。例えば工場の休止日などにより、電力負荷Ｌの低負荷時には、電力負荷Ｌの消費電力は低下する。したがって、工場の休止日に天気が晴れた場合には、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}が電力負荷Ｌの消費電力を超える場合があり、このとき、逆潮流が発生する。そこで、第５実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ５において、上記抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを用いて各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}が分散的に制御して、逆潮流の発生を抑制する。これを「逆潮流回避制御」という。なお、連系点電力Ｐ（ｔ）が正の値である場合、逆潮流が発生しているので、逆潮流の発生を抑制するためには、連系点電力Ｐ（ｔ）が正の値にならないように、負の値を維持すればよい。

【０１４１】

太陽光発電システムＰＶＳ５は、逆潮流回避制御において、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力P_{PVi}^{out}を抑制する。また、パワーコンディショナPCS_{Bk}の個別出力電力P_{Bk}^{out}を制御して蓄電池B_kを充電する。このようにして、常に電力系統Ａから太陽光発電システムＰＶＳ５に電力を供給させている。したがって、連系点電力Ｐ（ｔ）が、正の値にならないように、負の値を維持している。これにより、逆潮流の発生が抑制される。この逆潮流回避制御を行うために、図２０に示すように、集中管理装置ＭＣ５は、第２実施形態に係る集中管理装置ＭＣ２と比較して、次の点で異なる。すなわち、集中管理装置ＭＣ５は、出力指令値取得部２１の代わりに逆潮流回避設定部４６を備え、ま

た、指標算出部４３の代わりに指標算出部４３”を備えている。

【０１４２】

逆潮流回避設定部４６は、逆潮流回避制御のための各種設定を行う。本実施形態においては、逆潮流回避設定部４６は、逆潮流の発生を抑制するための逆潮流回避目標電力P_{RPR}を設定する。この逆潮流回避目標電力P_{RPR}は、連系点電力Ｐ（ｔ）の目標値であり、負の値である。逆潮流回避目標電力P_{RPR}は、ユーザによって任意に設定される。逆潮流回避設定部４６は、設定された逆潮流回避目標電力P_{RPR}を指標算出部４３”に出力する。

【０１４３】

指標算出部４３”は、連系点電力Ｐ（ｔ）を逆潮流回避目標電力P_{RPR}にするための抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を算出する。すなわち、本実施形態においては、指標算出部４３”は、上記第２実施形態に係る指標算出部４３と比較して、出力指令値P^{C}の代わりに逆潮流回避設定部４６から入力される逆潮流回避目標電力P_{RPR}を用いて、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を算出する。具体的には、指標算出部４３”は、上記（２１）式における出力指令値P^{C}（ｔ）の代わりに逆潮流回避目標電力P_{RPR}を用いて、ラグランジュ乗数λを算出する。そして、上記（２２）式により、算出したラグランジュ乗数λを抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}として算出する。指標算出部４３”は、算出した抑制指標pr_{PV}を、送信部４４を介して、パワーコンディショナPCS_{PVi}に送信する。また、算出した充放電指標pr_{B}を、送信部４４を介して、パワーコンディショナPCS_{Bk}に送信する。

【０１４４】

このように構成された太陽光発電システムＰＶＳ５において、集中管理装置ＭＣ５は、連系点電力検出部２２によって検出される連系点電力Ｐ（ｔ）を監視する。そして、連系点電力Ｐ（ｔ）が逆潮流回避目標電力P_{RPR}以上となった場合に、指標算出部４３”により連系点電力Ｐ（ｔ）を逆潮流回避目標電力P_{RPR}にするための抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を算出する。各パワーコンディショナPCS_{PVi}はそれぞれ、集中管理装置ＭＣ５が算出した抑制指標pr_{PV}を用いた最適化問題に基づいて、個別目標電力P_{PVi}^{ref}を算出し、個別出力電力P_{PVi}^{out}を個別目標電力P_{PVi}^{ref}に制御する。また、各パワーコンディショナPCS_{Bk}はそれぞれ、集中管理装置ＭＣ５が算出した充放電指標pr_{B}を用いた最適化問題に基づいて、個別目標電力P_{Bk}^{ref}を算出し、個別出力電力P_{Bk}^{out}を個別目標電力P_{Bk}^{ref}に制御する。これらにより、連系点電力Ｐ（ｔ）を逆潮流回避目標電力P_{RPR}に制御して、逆潮流の発生を抑制している。すなわち、逆潮流によってＲＰＲ５１が動作することを抑制している。

【０１４５】

なお、逆潮流回避目標電力P_{RPR}の設定値が０である（あるいは０に近い）と、連系点電力Ｐ（ｔ）の検出間隔や抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}の算出間隔によっては、瞬時的に連系点電力Ｐ（ｔ）が上昇した場合に、連系点電力Ｐ（ｔ）が正の値となり、逆潮流が発生する可能性がある。そのため、設定される逆潮流回避目標電力P_{RPR}が０より所定量小さい値以下にするとよい。これにより、逆潮流回避目標電力P_{RPR}が０より小さくなるため、瞬時的に連系点電力Ｐ（ｔ）が上昇しても０を超えることを抑制することができる。したがって、逆潮流が発生することを抑制することができる。

【０１４６】

以上のことから、本実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ５によれば、連系点電力Ｐ（ｔ）の目標電力として、出力指令値P^{C}の代わりに逆潮流回避設定部４６が設定する逆潮流回避目標電力P_{RPR}を用いた場合であっても、連系点電力Ｐ（ｔ）を目標電力（逆潮流回避目標電力P_{RPR}）にすることができる。さらに、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}が分散的に個別目標電力P_{PVi}^{ref}，P_{Bk}^{ref}を求めることで、集中管理装置ＭＣ４の処理負荷を低減させることができる。

【０１４７】

上記第５実施形態において、逆潮流回避制御中は、蓄電池B_{k}の充電が優先されるため、蓄電池B_{k}に電力が蓄積されていく。そのため、所定の放電条件を満たしたときに、蓄

電池B_kの放電を行うようにしてもよい。このような放電条件としては、例えば、連系点電力Ｐ（ｔ）が逆潮流回避目標電力P_{RPR}より閾値以上小さい場合などが挙げられる。このようにすることで、次の逆潮流回避制御に備えて、蓄電池B_kを放電しておくことができる。

【０１４８】

このような蓄電池B_kの放電制御において、上記所定の時間帯毎に、放電をするか否かを変更するようにしてもよい。例えば、上記所定の時間帯毎に、放電モードを設定可能にしておく。そして、当該放電モードに応じて、蓄電池B_kを放電するか否かを制御する。このような放電モードとしては、例えば、放電有モードと放電無モードとがある。放電有モードは、放電を行うモードである。放電無モードは、放電を行わないモードである。なお、放電モードはこれらに限定されない。ユーザは集中管理装置ＭＣ５のユーザインタフェースなどにより放電モードの設定を行うことができ、逆潮流回避設定部４６はユーザの操作指示に応じて放電モードを設定する。このときの所定の時間帯は、上記ピークカット制御における所定の時間帯と同じであっても異なっていてもよい。

【０１４９】

具体的には、集中管理装置ＭＣ５は、逆潮流回避設定部４６によって設定された放電モードの設定情報を、送信部４４を介して各パワーコンディショナPCS_{Bk}それぞれに送信する。そして、受信部３１を介してこれを受信した各パワーコンディショナPCS_{Bk}は、設定されている放電モードに対応付けられた上記放電レートC_{rate}^{P}を用いて上記（２０ｃ’）式に示す蓄電池B_kのＣレート制約（放電定格出力P_{SPk}^{lmt}）を変更する。例えば、放電有モードに対する放電レートC_{rate}^{P}には０．３を、放電無モードに対する放電レートC_{rate}^{P}には０をそれぞれ設定する。そして、パワーコンディショナPCS_{Bk}は、上記（２０’）式に示す最適化問題に基づいて、個別目標電力P_{Bk}^{ref}を求めることで、放電モードの設定に応じて蓄電池B_kを放電するか否かを変更することができる。このようにすることで、放電モードに応じて、適宜蓄電池B_kを放電するか否かを変更することができる。したがって、必要に応じて蓄電池B_kを放電させず、電力を蓄積させておくことができる。

【０１５０】

上記第５実施形態においては、蓄電池B_kが接続された複数台のパワーコンディショナPCS_{Bk}を備えている場合を例に説明したが、これらを備えていなくてもよい。すなわち、太陽電池SP_iが接続された複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}と電力負荷Ｌと集中管理装置ＭＣ５とで構成されるものでもよい。この場合、太陽光発電システムＰＶＳ５は、逆潮流回避制御を行うとき、パワーコンディショナPCS_{PVi}からの個別出力電力P_{PVi}^{out}の抑制のみで、連系点電力Ｐ（ｔ）を設定された逆潮流回避目標電力P_{RPR}にしている。

【０１５１】

上記第３実施形態ないし第５実施形態においてはそれぞれ、連系点電力抑制制御、ピークカット制御、逆潮流回避制御を個々に実装した太陽光発電システムＰＶＳ３，ＰＶＳ４，ＰＶＳ５について説明したが、これらの各種制御を組み合わせることも可能である。この場合、集中管理装置が適宜いずれの制御を行うかを切り替えるようにすればよい。例えば、ユーザの操作に応じて切り替えるようにしてもよいし、状況（連系点電力Ｐ（ｔ）の正負（逆潮流中か否か）、逆潮流が禁止されているか、電力負荷Ｌの電力消費履歴や稼働日など）に応じて自動的に切り替えるようにしてもよい。

【０１５２】

上記第１実施形態ないし第５実施形態においては、連系点電力検出部２２が検出する連系点電力Ｐ（ｔ）を、目標電力（出力指令値P^C、ピークカット目標電力P_{cut}、あるいは、逆潮流回避目標電力P_{RPR}）に制御する場合について説明したが、これに限定されない。例えば、連系点電力検出部２２が検出する連系点電力Ｐ（ｔ）の代わりに、集中管理装置が、各パワーコンディショナPCS_i，PCS_{PVi}，PCS_{Bk}からそれぞれ個別出力電力P_i^{out}，P_{PVi}^{out}，P_{Bk}^{out}を入手し、入手した個別出力電力P_i^{out}，P_{PVi}^{out}，P_{Bk}^{out}

の総和（以下、「システム総出力」という。）が目標電力となるように制御してもよい。このような他の実施形態を、図２１～図２５を用いて、以下に説明する。

【０１５３】

図２１および図２２は、第６実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ６を示している。図２１は、太陽光発電システムＰＶＳ６の全体構成を示している。図２２は、図２１に示す太陽光発電システムＰＶＳ６において、システム総出力を制御する制御系の機能構成を示している。なお、太陽光発電システムＰＶＳ６は、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}を備えているが、図２２においては、図１８と同様に１台目のみを記載している。

【０１５４】

第６実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ６は、連系点電力Ｐ（ｔ）を検出せず、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}の個別出力電力P_{PVi}^{out}，P_{Bk}^{out}のすべての総和（システム総出力P_{total}（ｔ））を算出し、当該システム総出力P_{total}（ｔ）が電力会社から指示される出力指令値P^{C}となるように制御している。すなわち、本実施形態においては、システム総出力P_{total}（ｔ）を調整対象電力とし、そして、出力指令値P^{C}をシステム総出力P_{total}（ｔ）の目標電力としている。なお、本実施形態において、太陽光発電システムＰＶＳ６が行う制御を、「システム総出力抑制制御」という。

【０１５５】

太陽光発電システムＰＶＳ６は、図２１および図２２に示すように、上記第２実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ２と比較して、次の点で異なる。すなわち、集中管理装置ＭＣ６において、連系点電力検出部２２を備えず、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}からそれぞれ個別出力電力P_{PVi}^{out}，P_{Bk}^{out}を入手するための構成を有している。具体的には、各パワーコンディショナPCS_{PVi}はそれぞれ、出力電力検出部１４および送信部１５をさらに備えており、各パワーコンディショナPCS_{Bk}はそれぞれ、出力電力検出部３４および送信部３５をさらに備えている。また、集中管理装置ＭＣ６は、連系点電力検出部２２および指標算出部４３の代わりに、受信部６１と総出力算出部６２と指標算出部６３とを備えている。

【０１５６】

出力電力検出部１４は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}に備えられており、自装置の個別出力電力P_{PVi}^{out}を検出する。出力電力検出部３４は、各パワーコンディショナPCS_{Bk}に備えられており、自装置の個別出力電力P_{Bk}^{out}を検出する。

【０１５７】

送信部１５は、出力電力検出部１４が検出した個別出力電力P_{PVi}^{out}を集中管理装置ＭＣ６に送信する。送信部３５は、出力電力検出部３４が検出した個別出力電力P_{Bk}^{out}を集中管理装置ＭＣ６に送信する。

【０１５８】

受信部６１は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}から送信される個別出力電力P_{PVi}^{out}，P_{Bk}^{out}を受信する。

【０１５９】

総出力算出部６２は、受信部６１が受信した個別出力電力P_{PVi}^{out}，P_{Bk}^{out}の総和であるシステム総出力P_{total}（ｔ）を算出する。本実施形態においては、総出力算出部６２は、入力されるすべての個別出力電力P_{PVi}^{out}，P_{Bk}^{out}を加算したシステム総出力P_{total}（ｔ）を算出する。

【０１６０】

指標算出部６３は、総出力算出部６２が算出したシステム総出力P_{total}（ｔ）を、出力指令値P^{C}にするための抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を算出する。このとき、指標算出部６３は、上記（２１）式における連系点電力Ｐ（ｔ）の代わりにシステム総出力P_{total}（ｔ）を用いて、ラグランジュ乗数λを算出する。そして、上記（２２）式により、算出したラグランジュ乗数λを抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}として算出する。算出された抑制指標pr_{PV}は、送信部４４を介して、各パワーコンディショナＰＣ

S_{PVi}に送信される。また、算出された充放電指標pr_Bはそれぞれ、送信部４４を介して、各パワーコンディショナPCS_{Bk}に送信される。

【０１６１】

本実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ６によれば、調整対象電力として、上記第２実施形態における連系点電力Ｐ（ｔ）の代わりにシステム総出力P_{total}（ｔ）を用いた場合であっても、システム総出力P_{total}（ｔ）を目標電力（出力指令値P^C）にすることができる。さらに、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}が分散的に個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$，$P_{Bk}{}^{ref}$を求めるため、集中管理装置ＭＣ６の処理負荷を低減させることができる。

【０１６２】

上記第６実施形態においては、第２実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ２に対して、システム総出力P_{total}（ｔ）を出力指令値P^Cに制御する場合を例に説明したが、第１実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ１において同様にしてもよい。すなわち、第１実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ１において、連系点電力Ｐ（ｔ）の代わりにシステム総出力P_{total}（ｔ）を出力指令値P^Cに制御した場合も、抑制指標ｐｒを用いて、システム総出力抑制制御を行うことができる。この場合も、システム総出力P_{total}（ｔ）を目標電力（出力指令値P^C）にしつつ、集中管理装置の処理負荷を低減させることができる。

【０１６３】

上記第６実施形態においては、各パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}が連系点に接続された太陽光発電システムＰＶＳ６を例に説明したが、上記第３ないし第５実施形態と同様に、さらに、上記電力負荷Ｌを備えていてもよい。

【０１６４】

図２３および図２４は、第７実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ７を示している。図２３は、太陽光発電システムＰＶＳ７の全体構成を示している。図２４は、図２３に示す太陽光発電システムＰＶＳ７において、システム総出力を制御する制御系の機能構成を示している。なお、太陽光発電システムＰＶＳ７は、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}を備えているが、図２４においては、図１８と同様に１台目のみを記載している。

【０１６５】

太陽光発電システムＰＶＳ７は、図２３および図２４に示すように、上記第６実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ６と比較して、さらに、連系点に電力負荷Ｌが接続されている点で異なる。このような場合においても、上記第６実施形態と同様に、算出したシステム総出力P_{total}（ｔ）に基づいて、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_Bを用いたシステム総出力抑制制御を行うことができる。したがって、上記第６実施形態と同様に、システム総出力P_{total}（ｔ）を出力指令値P^Cにしつつ、集中管理装置ＭＣ７の処理負荷を低減させることができる。

【０１６６】

上記第７実施形態においては、上記第６実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ６に対して、電力負荷Ｌを追加した場合を例に説明したが、太陽光発電システムＰＶＳ１に対して、電力負荷Ｌを追加し、かつ、連系点電力Ｐ（ｔ）の代わりにシステム総出力P_{total}（ｔ）を出力指令値P^Cに制御する太陽光発電システムにおいても、上記抑制指標ｐｒを用いて、システム総出力抑制制御を行うことができる。この場合も、システム総出力P_{total}（ｔ）を目標電力（出力指令値P^C）にするとともに、集中管理装置の処理負荷を低減させることができる。

【０１６７】

図２５は、第８実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ８を示している。なお、太陽光発電システムＰＶＳ８は、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}を備えているが、図２５においては、図１８と同様に１台目のみを記載している。また、太陽光発電システムＰＶＳ８の全体構成は、上記第７実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ

７と略同じである。第８実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ８は、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}を、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}の集合である第１パワーコンディショナ群G_{PV}と複数台のパワーコンディショナPCS_{Bk}の集合である第２パワーコンディショナ群G_{B}との２つグループに分けた場合を例に説明する。

【０１６８】

第８実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ８は、上記第１パワーコンディショナ群G_{PV}と上記第２パワーコンディショナ群G_{B}とにおいて、それぞれ目標電力を設定し、第１パワーコンディショナ群G_{PV}の総出力電力および第２パワーコンディショナ群G_{B}の総出力電力がそれぞれ上記目標電力になるように制御する。この制御を「スケジュール制御」という。なお、第１パワーコンディショナ群G_{PV}の総出力電力は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$の総和$\Sigma P_{PVi}{}^{out}$であり、以下、第１群総出力P_{GPV}とする。また、第２パワーコンディショナ群G_{B}の総出力電力は、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$の総和$\Sigma P_{Bk}{}^{out}$であり、以下、第２群総出力P_{GB}とする。

【０１６９】

太陽光発電システムＰＶＳ８は、スケジュール制御を行うために、図２５に示すように、上記第７実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ７と比較して、次の点で異なる。すなわち、集中管理装置ＭＣ８において、出力指令値取得部２１の代わりにスケジュール設定部６４を、総出力算出部６２の代わりに総出力算出部６２’を、また、指標算出部６３の代わりに指標算出部６３’を備えている。

【０１７０】

スケジュール設定部６４は、スケジュール制御のための各種設定を行う。本実施形態においては、スケジュール設定部６４は、第１群総出力P_{GPV}の目標値である第１群目標電力P_{TPV}および第２群総出力P_{GB}の目標値である第２群目標電力P_{TB}を設定する。第１群目標電力P_{TPV}および第２群目標電力P_{TB}は、上記所定の時間帯毎に設定可能である。これらの設定値は、ユーザによって任意に設定される。スケジュール設定部６４は、設定された各種設定値を指標算出部６３’に出力する。

【０１７１】

総出力算出部６２’は、第１群総出力P_{GPV}および第２群総出力P_{GB}をそれぞれ算出する。具体的には、総出力算出部６２’は、受信部６１が受信したパワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$を加算し、第１群総出力P_{GPV}を算出する。また、総出力算出部６２’は、受信部６１が受信したパワーコンディショナPCS_{Bk}の個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$を加算し、第２群総出力P_{GB}を算出する。

【０１７２】

指標算出部６３’は、総出力算出部６２’が算出した第１群総出力P_{GPV}を、スケジュール設定部６４から入力される第１群目標電力P_{TPV}にするための抑制指標pr_{PV}を算出する。このとき、指標算出部６３’は、下記（３４）式を用いて、抑制指標pr_{PV}を算出する。なお、下記（３４）式において、λ_{PV}は複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}に対するラグランジュ乗数、ε_{PV}は複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}に対する勾配係数を示している。また、第１群総出力P_{GPV}および第１群目標電力P_{TPV}が時間ｔに対して変化する値であるため、それぞれ第１群総出力をP_{GPV}（ｔ）、第１群目標電力をP_{TPV}（ｔ）と記載している。よって、指標算出部６３’は、上記（９）式において、連系点電力Ｐ（ｔ）の代わりに第１群総出力P_{GPV}（ｔ）を、出力指令値P^{C}（ｔ）の代わりに第１群目標電力P_{TPV}（ｔ）を用いて、ラグランジュ乗数λ_{PV}を算出する。そして、算出したラグランジュ乗数λ_{PV}を抑制指標pr_{PV}とする。指標算出部６３’は、算出した抑制指標pr_{PV}を、送信部４４を介して、各パワーコンディショナPCS_{PVi}に送信する。

【数２０】

$$\left.\begin{aligned} \frac{d\lambda_{PV}}{dt} &= \varepsilon_{PV}\left(P_{GPV}(t) - P_{TPV}(t)\right) \\ pr_{PV} &= \lambda_{PV} \end{aligned}\right\} \quad \cdots(34)$$

【０１７３】

指標算出部６３’は、総出力算出部６２’が算出した第２群総出力P_{GB}を、スケジュール設定部６４から入力される第２群目標電力P_{TB}にするための充放電指標pr_Bを算出する。このとき、指標算出部６３’は、下記（３５）式を用いて、充放電指標pr_Bを算出する。なお、下記（３５）式において、λ_Bは複数台のパワーコンディショナPCS_{Bk}に対するラグランジュ乗数、ε_Bは複数台のパワーコンディショナPCS_{Bk}に対する勾配係数を示している。また、第２群総出力P_{GB}および第２群目標電力P_{TB}が時間ｔに対して変化する値であるため、それぞれ第２群総出力をP_{GB}（ｔ）、第２群目標電力をP_{TB}（ｔ）と記載している。よって、指標算出部６３’は、上記（９）式において、連系点電力Ｐ（ｔ）の代わりに第２群総出力P_{GB}（ｔ）を、出力指令値P^C（ｔ）の代わりに第２群目標電力P_{TB}（ｔ）を用いて、ラグランジュ乗数λ_Bを算出する。そして、算出したラグランジュ乗数λ_Bを充放電指標pr_Bとする。指標算出部６３’は、算出した充放電指標pr_Bを、送信部４４を介して、各パワーコンディショナPCS_{Bk}に送信する。

【数２１】

$$\left.\begin{aligned} \frac{d\lambda_B}{dt} &= \varepsilon_B\left(P_{GB}(t) - P_{TB}(t)\right) \\ pr_B &= \lambda_B \end{aligned}\right\} \quad \cdots(35)$$

【０１７４】

このように構成された太陽光発電システムＰＶＳ８において、集中管理装置ＭＣ８は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}から個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$を入手し、第１群総出力P_{GPV}を算出する。そして、算出した第１群総出力P_{GPV}が第１群目標電力P_{TPV}となるように、上記（３４）式を用いて、抑制指標pr_{PV}を算出する。算出された抑制指標pr_{PV}は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}に送信される。各パワーコンディショナPCS_{PVi}はそれぞれ、受信した抑制指標pr_{PV}を用いて、個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$を算出し、個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$が個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$となるように制御する。また、集中管理装置ＭＣ８は、パワーコンディショナPCS_{Bk}から個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$を入手し、第２群総出力P_{GB}を算出する。そして、算出した第２群総出力P_{GB}が第２群目標電力P_{TB}となるように、上記（３５）式を用いて、充放電指標pr_Bを算出する。算出された充放電指標pr_Bは、各パワーコンディショナPCS_{Bk}に送信される。各パワーコンディショナPCS_{Bk}はそれぞれ、受信した充放電指標pr_Bを用いて、個別目標電力$P_{Bk}{}^{ref}$を算出し、個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$が個別目標電力$P_{Bk}{}^{ref}$となるように制御する。これらにより、第１群総出力P_{GPV}が第１群目標電力P_{TPV}となり、また、第２群総出力P_{GB}が第２群目標電力P_{TB}となる。

【０１７５】

以上のことから、本実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ８によれば、第１パワーコンディショナ群G_{PV}および第２パワーコンディショナ群G_B毎に目標電力（第１群目標電力P_{TPV}および第２群目標電力P_{TB}）を設定して、第１群総出力P_{GPV}を第１群目標電力P_{TPV}に、そして、第２群総出力P_{GB}を第２群目標電力P_{TB}にすることができる。また、パワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}がそれぞれ、抑制指標pr_{PV}，充放電指標pr_Bに基づいて、分散的に個別目標電力$P_{PVi}{}^{ref}$，$P_{Bk}{}^{ref}$を算出するので、集中管理装置ＭＣ８の処理負荷を低減させることができる。

【０１７６】

上記第８実施形態においては、第１パワーコンディショナ群G_{PV}および第２パワーコンディショナ群G_B毎に目標電力（第１群目標電力P_{TPV}および第２群目標電力P_{TB}）を設定した場合を例に説明したが、いずれか一方のみであってもよい。

【０１７７】
上記第８実施形態においては、複数台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$を、複数台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$の集合である第１パワーコンディショナ群Ｇ$_{PV}$と複数台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$の集合である第２パワーコンディショナ群Ｇ$_{B}$との２つのグループに分けた場合を例に説明したが、これに限定されない。例えば、第１パワーコンディショナ群Ｇ$_{PV}$をさらに複数のグループに分割して、当該グループ毎に目標電力を設定するようにしてもよい。なお、第２パワーコンディショナ群Ｇ$_{B}$についても同様である。また、１つのグループに１台以上のパワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$および１台以上のパワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$の両方が含むようにグループ分けして、当該グループ毎に目標電力を設定するようにしてもよい。この場合、上記（２１）式および上記（２２）式を用いて、グループ毎に、抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$を算出すればよい。

【０１７８】
上記第７実施形態および第８実施形態においてはそれぞれ、システム総出力抑制制御、スケジュール制御を個々に実装した太陽光発電システムＰＶＳ７，ＰＶＳ８について説明したが、これらを組み合わせることも可能である。この場合、集中管理装置が適宜いずれの制御を行うかを切り替えるようにすればよい。例えば、ユーザの操作に応じて切り替えるようにしてもよいし、状況（電力会社から抑制指示を受けているか、第１群目標電力Ｐ$_{TPV}$や第２群目標電力Ｐ$_{TB}$が設定されているかなど）に応じて自動的に切り替えるようにしてもよい。

【０１７９】
上記第７実施形態および第８実施形態においては、集中管理装置ＭＣ７，ＭＣ８が、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$から個別出力電力Ｐ$_{PVi}^{out}$，Ｐ$_{Bk}^{out}$を入手する構成を備えた場合を例に説明したが、さらに、電力負荷Ｌの消費電力を、電力負荷Ｌから入手する構成を追加してもよい。このように電力負荷Ｌの消費電力が入手可能な場合、各パワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$から入手した個別出力電力Ｐ$_{PVi}^{out}$，Ｐ$_{Bk}^{out}$と電力負荷Ｌから入手した消費電力との総和を算出することで、連系点電力Ｐ（ｔ）を推算することができる。したがって、連系点電力検出部２２を備えていなくても、上記第３実施形態ないし第５実施形態に記載する連系点電力抑制制御、ピークカット制御、および、逆潮流回避制御を行うことができる。

【０１８０】
上記第３実施形態ないし第５実施形態においてはそれぞれ、連系点電力Ｐ（ｔ）に基づいて、連系点電力抑制制御、ピークカット制御、逆潮流回避制御を行う場合を例に説明し、上記第７実施形態および第８実施形態においてはそれぞれ、システム総出力Ｐ$_{total}$（ｔ），第１群総出力Ｐ$_{GPV}$および第２群総出力Ｐ$_{GB}$に基づいて、システム総出力抑制制御、スケジュール制御を行う場合を例にそれぞれ説明したが、これに限定されない。連系点電力Ｐ（ｔ）を検出する手段（連系点電力検出部２２）およびパワーコンディショナＰＣＳ$_{PVi}$，ＰＣＳ$_{Bk}$からそれぞれ個別出力電力Ｐ$_{PVi}^{out}$，Ｐ$_{Bk}^{out}$を入手する手段の両方を備えておき、連系点電力抑制制御、ピークカット制御、逆潮流回避制御、システム総出力抑制制御、および、スケジュール制御を複合的に制御するようにしてもよい。

【０１８１】
上記第１実施形態ないし第８実施形態においては、調整対象電力を目標電力に一致させる場合を説明したが、日射量や蓄電池Ｂ$_{k}$のＳＯＣ$_{k}$、電力負荷Ｌの消費電力、各種目標電力の値などの物理的な理由により、調整対象電力を目標電力に一致させることができない場合がある。この場合、集中管理装置は、調整対象電力を目標電力に一致させるために、指標（抑制指標および充放電指標）を増加あるいは減少させ続ける。その結果、指標が発散する可能性がある。例えば、第２実施形態に係る連系点電力抑制制御において、日射量が少ないときや出力指令値Ｐ^{C}が太陽光発電システムＰＶＳ２の出力可能な最大電力より上回っているときなどに、太陽光発電システムＰＶＳ２が最大限に電力を出力しているにも関わらず、連系点電力Ｐ（ｔ）が出力指令値Ｐ^{C}を下回ることがある。このとき、集中

管理装置ＭＣ２は、連系点電力Ｐ（ｔ）を上昇させ、出力指令値P^{C}に一致させようと、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を減少させる。しかし、太陽光発電システムＰＶＳ２はこれ以上連系点電力Ｐ（ｔ）を上昇できないので、連系点電力Ｐ（ｔ）が出力指令値P^{C}を下回った状態が維持される。よって、集中管理装置ＭＣ２は、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}をさらに減少させる。これが繰り返され、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}が発散する。これにより、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}の値がオーバーフローしたり、日射量が戻っても、減少し続けた抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}が適正な値に戻るまで、時間を要したりする。そこで、調整対象電力をそれ以上上昇（低下）させられない状況において調整対象電力が目標電力を下回っている（上回っている）場合に指標が発散することを防止する太陽光発電システムを、第９実施形態として、以下に説明する。

【０１８２】

図２６は、第９実施形態に係る太陽光発電システムＰＶＳ９を説明するための図である。太陽光発電システムＰＶＳ９は、集中管理装置ＭＣ９、および、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}を備えている。なお、図２６は、集中管理装置ＭＣ９の構成を示すものであり、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}の記載を省略している。また、太陽光発電システムＰＶＳ９の全体構成は、例えば、太陽光発電システムＰＶＳ２～ＰＶＳ８と略同じである。

【０１８３】

集中管理装置ＭＣ９は、図２６に示すように、目標電力設定部９１、調整対象電力検出部９２、指標算出部９３、および、送信部９４を備えている。

【０１８４】

目標電力設定部９１は、調整対象電力の目標値を設定する。例えば、太陽光発電システムＰＶＳ９が連系点電力抑制制御あるいはシステム総出力抑制制御を行う場合、当該目標値は出力指令値P^{C}である。このとき、目標電力設定部９１は、上記出力指令値取得部２１に相当する。また、太陽光発電システムＰＶＳ９がピークカット制御を行う場合、当該目標値は、ピークカット目標電力P_{cut}である。このとき、目標電力設定部９１は、上記ピークカット設定部４５に相当する。あるいは、太陽光発電システムＰＶＳ９が逆潮流回避制御を行う場合、当該目標値は逆潮流回避目標電力P_{RPR}である。このとき、目標電力設定部９１は、逆潮流回避設定部４６に相当する。その他、太陽光発電システムＰＶＳ９がスケジュール制御を行う場合、当該目標値は、スケジュール制御における目標値である。このとき、目標電力設定部９１は、スケジュール設定部６４に相当する。目標電力設定部９１は、設定した目標値（目標電力）を指標算出部９３に出力する。

【０１８５】

調整対象電力検出部９２は、調整対象電力を検出する。調整対象電力検出部９２は、調整対象電力が連系点電力Ｐ（ｔ）である場合、連系点電力検出部２２に相当する。また、調整対象電力がシステム総出力P_{total}（ｔ）である場合、受信部６１および総出力算出部６２（６２’）に相当する。調整対象電力検出部９２は、検出した調整対象電力を指標算出部９３に出力する。

【０１８６】

指標算出部９３は、調整対象電力を目標電力に一致させるための指標を算出する。本実施形態においては、太陽光発電システムＰＶＳ９は、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}を備えているため、指標算出部９３は、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を算出する。また、指標算出部９３は、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}の発散を防止している。これを「発散防止制御」という。指標算出部９３は、発散防止制御のため、図２６に示すように、演算部９３１、判断部９３２、および、決定部９３３を有する。

【０１８７】

演算部９３１は、ラグランジュ乗数λを演算する。具体的には、演算部９３１は、目標電力設定部９１から目標電力が入力され、調整対象電力検出部９２から調節対象電力が入

力される。そして、調整対象電力をP_{adj}、目標電力をP_{tar}、勾配係数をεとして、下記（３６）式により、ラグランジュ乗数λを演算する。演算部９３１は、ラグランジュ乗数λを演算結果として、判断部９３２に出力する。

$$d\lambda/dt=\varepsilon(P_{adj}-P_{tar})\cdots(36)$$

【０１８８】

判断部９３２は、演算部９３１の演算結果であるラグランジュ乗数λが発散傾向にあるか否かを判断する。本実施形態においては、判断部９３２は、入力されるラグランジュ乗数λが、予め設定された発散判定範囲外である場合に、発散傾向にあると判断する。一方、発散判定範囲内である場合、発散傾向にないと判断する。例えば、判断部９３２は、下限値を－１００、上限値を１００とした発散判定範囲により判断する。なお、発散判定範囲は、これに限定されない。判断部９３２が、特許請求の範囲に記載の「第２の判断手段」に相当する。

【０１８９】

決定部９３３は、判断部９３２による判断結果に基づいて、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を決定する。具体的には、判断部９３２により発散傾向にないと判断された場合、決定部９３３は、上記（２２）式を用いて、演算部９３１が演算したラグランジュ乗数λを抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}として決定する。一方、判断部９３２により発散傾向にあると判断された場合、所定の代替値を抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}として決定する。このとき、ラグランジュ乗数λが上記発散判定範囲の上限値より大きい場合、代替値として、当該上限値を用いる。反対にラグランジュ乗数λが上記発散判定範囲の下限値未満である場合、代替値として、当該下限値を用いる。例えば、上記のように発散判定範囲を－１００ないし１００とした場合、決定部９３３は、演算部９３１が演算したラグランジュ乗数λが－１００未満の場合、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を－１００と決定する。また、演算部９３１が演算したラグランジュ乗数λが１００より大きい場合、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を１００と決定する。決定部９３３は、決定した抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を、指標算出部９３の算出結果として、送信部９４に出力する。

【０１９０】

送信部９４は、指標算出部９３が算出した抑制指標pr_{PV}を各パワーコンディショナPCS_{PVi}に送信し、指標算出部９３が算出した充放電指標pr_{B}を各パワーコンディショナPCS_{Bk}に送信する。

【０１９１】

以上のように構成された集中管理装置ＭＣ９は、演算部９３１が演算したラグランジュ乗数λが発散判定範囲外となった場合にその発散判定範囲の上下限を抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}として決定している。すなわち、調整対象電力と目標電力に基づいて算出した抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}が、発散判定範囲外である場合にその発散判定範囲の上下限に制限している。これにより、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}が、発散判定範囲の上限値より大きく、あるいは、発散判定範囲の下限値より小さくならない。したがって、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}の発散を防止することができる。すなわち、日射量や蓄電池のＳＯＣの物理的な理由により、調整対象電力をそれ以上上昇（低下）させられない状況において調整対象電力が目標電力を下回っている（上回っている）場合に指標（抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}）が発散することを防止する太陽光発電システムを提供することができる。

【０１９２】

上記第９実施形態に係る発散防止制御において、さらに、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の有効電力抑制に関する重みw_{PVi}（上記（１９ａ）式参照）および各パワーコンディショナPCS_{Bk}の有効電力に関する重みw_{Bk}（上記（２０ａ）式参照）を以下に示すように設定するとよい。

【０１９３】

具体的には、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の有効電力抑制に関する重みw_{PVi}とし

て、下記（３７）式で算出される値を用いる。下記（３７）式において、pr_{PV}^{lmt}は、抑制指標限界を示している。当該抑制指標限界pr_{PV}^{lmt}は、個別出力電力P_{PVi}^{out}を０にするときの抑制指標、すなわち、個別出力電力P_{PVi}^{out}を１００％抑制するときの抑制指標である。また、P_{PVi}^{lmt}は、上記各パワーコンディショナPCS_{PVi}の定格出力である。なお、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の定格出力P_{PVi}^{lmt}の代わりに、疑似有効出力限界$P_{\phi i}$を用いてもよい。すなわち、下記（３７’）式で算出される値を用いてもよい。

$$w_{PVi}=pr_{PV}^{lmt}/(2\times P_{PVi}^{lmt}) \cdots (37)$$

$$w_{PVi}=pr_{PV}^{lmt}/(2\times P_{\phi i}) \cdots (37')$$

【０１９４】

同様に、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の有効電力に関する重みw_{Bk}として、下記（３８）式で算出される値を用いる。下記（３８）式において、pr_{B}^{lmt}は、充放電指標限界を示している。当該充放電指標限界pr_{B}^{lmt}は、最大限出力可能な電力で蓄電池B_kを充放電するときの充放電指標、すなわち、個別出力電力P_{Bk}^{out}が定格出力P_{Bk}^{lmt}の１００％で充放電するときの充放電指標である。また、w_{SOCk}は、上記蓄電池B_kのＳＯＣに応じた重みを示しており、P_{Bk}^{max}は、蓄電池B_kにおける各種制約を考慮したときに最大限出力可能な電力（以下、「制約最大出力」という。）を示している。当該制約最大出力P_{Bk}^{max}は、上記蓄電池B_kの充電定格出力P_{SMk}^{lmt}、上記蓄電池B_kの放電定格出力P_{SPk}^{lmt}およびパワーコンディショナPCS_{Bk}の定格出力P_{Bk}^{lmt}に基づいて設定される。具体的には、充電定格出力P_{SMk}^{lmt}の正負の符号を反転させた値と放電定格出力P_{SPk}^{lmt}の値とを比較し、いずれか大きい方の値を求める。そして、この大きい方の値と、定格出力P_{Bk}^{lmt}の値とを比較し、いずれか小さい方の値を制約最大出力P_{Bk}^{max}として設定する。

$$w_{Bk}=pr_{B}^{lmt}/(2\times w_{SOCk}\times P_{Bk}^{max}) \cdots (38)$$

【０１９５】

次に、上記のように各パワーコンディショナPCS_{PVi}の有効電力抑制に関する重みw_{PVi}および各パワーコンディショナPCS_{Bk}の有効電力に関する重みw_{Bk}を設定したことによる作用・効果について、図２７および図２８を用いて説明する。

【０１９６】

図２７は、定格出力P_{PVi}^{lmt}が互いに異なる３つのパワーコンディショナPCS_{PVi}において、抑制指標pr_{PV}と個別出力電力P_{PVi}^{out}との関係を示している。なお、個別出力電力P_{PVi}^{out}は、上記目標電力算出部１２’が算出する個別目標電力P_{PVi}^{ref}となるように制御されるので、同図は、抑制指標pr_{PV}と個別目標電力P_{PVi}^{ref}との関係を示しているともいえる。図２７（ａ）は、３つのパワーコンディショナPCS_{PVi}に設定される有効電力抑制に関する重みw_{PVi}が互いに同じ値（所定値）である場合を示している。図２７（ｂ）は、３つのパワーコンディショナPCS_{PVi}に設定される有効電力抑制に関する重みw_{PVi}が上記（３７）式による算出値である場合を示している。なお、図２７（ｂ）においては、上記抑制指標限界pr_{PV}^{lmt}を１００とした。各図において、定格出力P_{PVi}^{lmt}が５００ｋＷのものを実線、定格出力P_{PVi}^{lmt}が２５０ｋＷのものを破線、定格出力P_{PVi}^{lmt}が１００ｋＷのものを一点鎖線で示している。

【０１９７】

図２７（ａ）が示すように、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力P_{PVi}^{out}はともに、抑制指標pr_{PV}が０から２０上昇する毎に、およそ５０ｋＷずつ低下している。すなわち、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の定格出力P_{PVi}^{lmt}が異なっていても、一律に同じ量ずつ個別出力電力P_{PVi}^{out}が低下している。ただし、個別出力電力P_{i}^{out}が０になったとき以降はすべて０となる。一方、図２７（ｂ）が示すように、抑制指標pr_{PV}が０から１００（抑制指標限界pr_{PV}^{lmt}）の間で２０上昇する毎に、定格出力P_{PVi}^{lmt}が５００ｋＷの場合１００ｋＷ、定格出力P_{PVi}^{lmt}が２５０ｋＷの場合５０ｋＷ、定格出力P_{PVi}^{lmt}が１００ｋＷの場合２０ｋＷずつ低下している。これは、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の定格出力P_{PVi}^{lmt}の２０％ずつ低下していることになる。すなわち、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の定格出力P_{PVi}^{lmt}に対する割合で個別出力電力P_{P}

$_{Vi}{}^{out}$を抑制している。したがって、同じ抑制指標pr_{PV}の変化量であっても、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の定格出力$P_{PVi}{}^{lmt}$に応じて個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$の抑制量が変化している。また、各パワーコンディショナPCS_{PVi}はともに、抑制指標pr_{PV}が上記抑制指標限界$pr_{PV}{}^{lmt}$のときに、個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$が０となっている。すなわち、１００％抑制している。さらに、抑制指標pr_{PV}が０のときに、個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$が定格出力$P_{PVi}{}^{lmt}$となっている。すなわち、最大限出力可能な電力が出力されている。そして、図２７（ｂ）に示すように、抑制指標pr_{PV}が０から抑制指標限界$pr_{PV}{}^{lmt}$（１００）の間では、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$が線形的に変化している。なお、各パワーコンディショナPCS_{PVi}は、その定格出力$P_{PVi}{}^{lmt}$以上の電力を出力できないため、抑制指標pr_{PV}が負の値であるときは、図２７が示すように、一定値（定格出力$P_{PVi}{}^{lmt}$）となっている。

【０１９８】

以上のことから、有効電力抑制に関する重みw_{PVi}の設定において、上記（３７）式を用いることで、抑制指標pr_{PV}の変化に伴い、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の定格出力$P_{PVi}{}^{lmt}$に対する割合で、個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$を抑制することができる。このようにすることで、太陽光発電システムＰＶＳ９が有する複数のパワーコンディショナPCS_{PVi}において、それらの定格出力$P_{PVi}{}^{lmt}$が異なっていても、抑制指標pr_{PV}が抑制指標限界$pr_{PV}{}^{lmt}$のときに、個別出力電力$P_{PVi}{}^{out}$の出力を１００％抑制することができる。

【０１９９】

図２８は、定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$が互いに異なる３つのパワーコンディショナPCS_{Bk}において、充放電指標pr_Bと個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$との関係を示している。なお、各パワーコンディショナPCS_{Bk}は、個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$が負の値のとき蓄電池B_kを充電し、個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$が正の値のとき蓄電池B_kを放電する。また、個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$は、上記目標電力算出部３２が算出する個別目標電力$P_{Bk}{}^{ref}$となるように制御されるので、同図は、充放電指標pr_Bと個別目標電力$P_{Bk}{}^{ref}$との関係を示しているともいえる。図２８（ａ）は、３つのパワーコンディショナPCS_{Bk}に設定される有効電力に関する重みw_{Bk}が互いに同じ値（所定値）である場合を示している。図２８（ｂ）は、３つのパワーコンディショナPCS_{Bk}に設定される有効電力に関する重みw_{Bk}が上記（３８）式による算出値である場合を示している。なお、図２８（ｂ）においては、上記充放電指標限界$pr_B{}^{lmt}$を１００とした。各図において、定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$が５００ｋＷのものを実線、定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$が２５０ｋＷのものを破線、定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$が１００ｋＷのものを一点鎖線で示している。

【０２００】

図２８（ａ）が示すように、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$はともに、充放電指標pr_Bが－１００（充放電指標限界$pr_B{}^{lmt}$を負の値にしたもの）から１００（充放電指標限界$pr_B{}^{lmt}$）の間で充放電指標pr_Bが２０上昇する毎に、１００ｋＷずつ低下している。すなわち、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$が異なっていても、一律に同じ量ずつ個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$が低下している。一方、図２８（ｂ）が示すように、充放電指標pr_Bが－１００（充放電指標限界$pr_B{}^{lmt}$を負の値にしたもの）から１００（充放電指標限界$pr_B{}^{lmt}$）の間で２０上昇する毎に、定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$が５００ｋＷの場合１００ｋＷ、定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$が２５０ｋＷの場合５０ｋＷ、定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$が１００ｋＷの場合２０ｋＷずつ低下している。これは、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$の２０％ずつ低下していることになる。すなわち、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$に対する割合で個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$を制御している。したがって、同じ充放電指標pr_Bの変化量であっても、パワーコンディショナPCS_{Bk}の定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$に応じて、蓄電池B_kの充放電量が変化している。また、各パワーコンディショナPCS_{Bk}はともに、充放電指標pr_Bが充放電指標限界$pr_B{}^{lmt}$を負の値にしたもの（$-pr_B{}^{lmt}$）であるときに、定格出力$P_{Bk}{}^{lmt}$と同じ値の個別出力電力$P_{Bk}{}^{out}$で蓄電池B_kを放電する。一方、充放電指標pr_Bが充放電指標限界

pr_B^{lmt}であるときに、定格出力P_{Bk}^{lmt}と同じ値の個別出力電力P_{Bk}^{out}で蓄電池B_kを充電している。すなわち、最大限出力可能な電力で蓄電池B_kを充放電している。さらに、充放電指標pr_Bが０のときに、個別出力電力P_{Bk}^{out}が０になっている。そして、図２８（ｂ）に示すように、個別出力電力P_{Bk}^{out}が線形的に変化している。

【０２０１】

以上のことから、有効電力に関する重みw_{Bk}の設定において、上記（３８）式を用いることで、充放電指標pr_Bの変化に伴い、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の定格出力P_{Bk}^{lmt}に対する割合で、蓄電池B_kを充放電することができる。このようにすることで、太陽光発電システムＰＶＳ９が有する複数のパワーコンディショナPCS_{Bk}において、それらの定格出力P_{Bk}^{lmt}が異なっていても、充放電指標pr_Bの絶対値が充放電指標限界pr_B^{lmt}のときに、定格出力P_{Bk}^{lmt}の１００％で蓄電池B_kを充放電することができる。具体的には、充放電指標pr_Bが充放電指標限界pr_B^{lmt}の負の値であるときに、定格出力P_{Bk}^{lmt}の１００％で蓄電池B_kを放電し、充放電指標pr_Bが充放電指標限界pr_B^{lmt}の値であるときに、定格出力P_{Bk}^{lmt}の１００％で蓄電池B_kを充電することができる。

【０２０２】

さらに、上記第９実施形態において、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の有効電力抑制に関する重みw_{PVi}として、上記（３７）式で算出される値を用い、各パワーコンディショナPCS_{Bk}の有効電力に関する重みw_{Bk}として、上記（３８）式で算出される値を用いた場合、これらの重みw_{PVi}，w_{Bk}の算出に用いた抑制指標限界pr_{PV}^{lmt}および充放電指標限界pr_B^{lmt}に基づいて、上記発散判定範囲を設定しておくとよい。具体的には、抑制指標限界pr_{PV}^{lmt}および充放電指標限界pr_B^{lmt}を同じ値Ｘにし、そして、上限値をこの値Ｘ、下限値をこの値Ｘの負－Ｘとする発散判定範囲（－Ｘ～Ｘ）を設定する。例えば、抑制指標限界pr_{PV}^{lmt}を１００、充放電指標限界pr_B^{lmt}を１００にしておき、そして、発散判定範囲を－１００ないし１００に設定する（図２７および図２８参照）。これにより、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の出力を１００％抑制するタイミングと、抑制指標pr_{PV}が発散傾向にあると判断するタイミングとが同じとなる。同様に、各パワーコンディショナPCS_{Bk}がその定格出力P_{Bk}^{lmt}の１００％で蓄電池B_kを充放電するタイミングと、充放電指標pr_Bが発散傾向にあると判断するタイミングとが同じとなる。例えば、図２７（ｂ）に示す各パワーコンディショナPCS_{PVi}の例において、上記発散判定範囲の上限値を１２０とした場合、算出される抑制指標pr_{PV}が０から１００までは、線形的に抑制されていく。しかし、抑制指標pr_{PV}が１００から１２０においては、これ以上抑制できないため、個別出力電力P_{PVi}^{out}が０である状態が続く。すなわち、発散傾向にあると判断されるまで、個別出力電力P_{PVi}^{out}が０の状態が維持されるだけである。また、上記発散判定範囲の上限値を８０とした場合、算出される抑制指標pr_{PV}が０から８０までは、線形的に抑制されていく。そして、抑制指標pr_{PV}が８０となったときに、発散傾向にあると判断される。そのため、それ以降、抑制指標pr_{PV}が発散判定範囲の上限値８０に制限される。しかし、抑制指標pr_{PV}が８０の段階では、個別出力電力P_{PVi}^{out}は０ではない。すなわち、まだ抑制できるにもかかわらず、抑制指標pr_{PV}が制限されている。したがって、上記発散判定範囲の上限値を上記抑制指標限界pr_{PV}^{lmt}にしておくとよい。また、図２８（ｂ）に示す各パワーコンディショナPCS_{Bk}の例においても同様である。以上のことから、抑制指標限界pr_{PV}^{lmt}および充放電指標限界pr_B^{lmt}に基づいて、上記発散判定範囲を設定することで、太陽光発電システムＰＶＳ９は、発散防止制御を効率よく行うことができる。

【０２０３】

なお、上記第９実施形態においては、複数台のパワーコンディショナPCS_{PVi}，PCS_{Bk}を備えている場合を例に説明したが、複数台のパワーコンディショナPCS_{Bk}を備えていなくてもよい。この場合、指標算出部９３は、抑制指標ｐｒを算出する。また、この場合、図２７に示すように、指標（抑制指標ｐｒ）が０以下はすべて定格出力であるので、発散判定範囲の下限値を０にしてもよい。

【０２０４】

上記第９実施形態においては、演算部９３１は、上記（３６）式の演算のみを行う場合を例に説明したが、さらに上記（２２）式の演算を行うようにしてもよい。この場合、演算部９３１は、上記（３６）式で得られたラグランジュ乗数λを用いて、上記（２２）式により抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を演算する。よって、演算部９３１は、演算結果として、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を判断部９３２に出力する。そして、判断部９３２は、これら抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}が上記発散判定範囲外であるか否かに応じて、発散傾向にあるかを判断する。その結果、上記発散判定範囲外であり、発散傾向にあると判断された場合、決定部９３３は、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を所定の代替値（発散判定範囲外の上限値あるいは下限値）に置き換えて、新たな抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}として送信部９４に出力する。一方、上記発散判定範囲内であり、発散傾向にないと判断された場合、決定部９３３は、演算部９３１が演算した抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}をそのまま送信部９４に出力する。このようにした場合も、上記第９実施形態と同様の効果を奏することができる。

【０２０５】

上記第９実施形態に係る発散防止制御においては、演算部９３１が演算したラグランジュ乗数λが発散判定範囲外であるか否かに応じて、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}が発散傾向にあるか否かを判断したが、これに限定されない。例えば、演算されるラグランジュ乗数λおよび調整対象電力を順次記憶しておき、これらの変化から抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}が発散傾向にあるか否かを判断するようにしてもよい。この場合を第９実施形態の変形例として以下に説明する。

【０２０６】

図２９は、当該変形例に係る集中管理装置ＭＣ９’を示している。上記集中管理装置ＭＣ９と同じあるいは類似の構成については、同一の符号を付してその説明を省略する。集中管理装置ＭＣ９’は、上記集中管理装置ＭＣ９と比較して、指標算出部９３の代わりに指標算出部９３’を備えている点で異なる。同図に示すように、指標算出部９３’は、演算部９３１、記憶部９３４、判断部９３２’および、決定部９３３’を備えている。

【０２０７】

記憶部９３４は、変形例に係る発散防止制御における各種情報を記憶する。本実施形態においては、調整対象電力検出部９２から入力される調整対象電力と演算部９３１が演算したラグランジュ乗数λとが順次記憶される。

【０２０８】

判断部９３２’は、ラグランジュ乗数λが発散傾向にあるか否かを判断する。具体的には、判断部９３２’は、記憶部９３４に記憶される調整対象電力およびラグランジュ乗数λの変化に基づき、発散傾向にあるか否かを判断する。例えば、調整対象電力の変化が小さく、かつ、ラグランジュ乗数λが減少（あるいは増加）している場合に、発散傾向にあると判断する。したがって、判断部９３２’は、上記判断部９３２と比較して、発散傾向にあるか否かの判断基準が異なる。なお、調整対象電力の変化の大小は、例えば記憶部９３４に記憶される複数の調整対象電力の分散により判断すればよい。具体的には、判断部９３２’は、記憶部９３４に記憶される複数の調整対象電力の２乗和を取り、複数の調整対象電力の数（データ数）で除算する。これにより得られた値と、複数の調整対象電力の平均値の２乗との差分を算出することで分散を求める。判断部９３２’は、求めた分散が閾値より小さいときに、調整対象電力の変化が小さいと判断する。なお、分散の算出方法はこれに限定されない。また、分散に限らず、単純差分や相関などにより、調整対象電力の変化の大小を判断してもよい。判断部９３２’が、特許請求の範囲に記載の「第１の判断手段」に相当する。

【０２０９】

決定部９３３’は、判断部９３２’による判断結果に基づいて、抑制指標pr_{PV}および充放電指標pr_{B}を決定する。具体的には、決定部９３３’は、判断部９３２’が発散傾向にないと判断した場合、上記（２２）式を用いて、ラグランジュ乗数λを抑制指標ｐｒ

$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$として決定する。一方、判断部９３２’が発散傾向にあると判断した場合、所定の代替値を抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$として決定する。当該変形例においては、決定部９３３’は、当該代替値として、記憶部９３４に記憶される最も古いラグランジュ乗数λを用いる。なお、最も古いラグランジュ乗数λでなく、発散傾向にあると判断される前のものであればよい。そして、決定部９３３’は、記憶部９３４に記憶される調整対象電力およびラグランジュ乗数λをすべて消去する。すなわち、記憶部９３４を初期化する。したがって、記憶部９３４には、前回発散傾向にあると判断されたときから次に発散傾向にあると判断されるまでの情報が記憶される。

【０２１０】

このように構成された変形例において、指標算出部９３’は、記憶部９３４に記憶される調整対象電力およびラグランジュ乗数λの変化に基づいて、抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$が発散傾向にあるか否かを判断する。そして、発散傾向にあると判断した場合、算出した抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$を発散傾向にあると判断される前に記憶されたラグランジュ乗数λを用いて抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$にする。したがって、抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$が発散傾向にあると判断される前の値に戻るため、抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$の発散を防止することができる。

【０２１１】

上記第９実施形態の変形例においても、上記第９実施形態と同様に、演算部９３１が上記（３６）式で得られたラグランジュ乗数λを用いて、上記（２２）式により抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$を演算するようにしてもよい。すなわち、演算部９３１の演算結果として、抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$を用いる。このとき、記憶部９３４および判断部９３２’においてラグランジュ乗数λの代わりに抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$を用いて各種処理を行えばよい。この場合も、上記変形例と同様の効果を奏することができる。さらに、上記第９実施形態の変形例においても、複数台のパワーコンディショナＰＣＳ$_{Bk}$を備えていなくてもよい。すなわち、抑制指標ｐｒの発散を防止することができる。

【０２１２】

上記第９実施形態およびその変形例においては、指標算出部９３，９３’をそれぞれ、備えている場合を説明したが、上記指標算出部９３と上記指標算出部９３’とを併用するようにしてもよい。具体的には、演算部９３１の演算結果（ラグランジュ乗数λ）が発散判定範囲外であるか否かに基づいて発散傾向にあるか否かを判断するとともに、記憶部９３４に記憶されるラグランジュ乗数λ（あるいは抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$）および調整対象電力の変化に基づいて発散傾向にあるか否かを判断する。そして、前者により発散傾向にあると判断した場合、決定部９３３のように抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$を決定する。一方、後者により発散傾向にあると判断した場合、決定部９３３’のように抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$を決定する。これにより、２つの判断基準により発散傾向にあるか否かを判断することができるため、抑制指標ｐｒ$_{PV}$および充放電指標ｐｒ$_{B}$の発散をより適切に判断し、これらの発散を防止することができる。

【０２１３】

上記第１実施形態ないし第９実施形態においては、本開示に係る電力システムが太陽光発電システムである場合を例に説明したが、これに限られない。本開示に係る電力システムは、他の発電システムであってもよい。他の発電システムとしては、例えば、風力発電システムや燃料電池による発電システム、回転機形の発電機による発電システム、ネガワット取引を行うアグリゲータによる、需要家の負荷を管理する仮想的な発電システムなどが考えられる。なお、アグリゲータは、ネガワット取引により、節約できた電力を発電した電力とみなしているので、実際に発電を行っているのではない。これらの発電システムの場合でも、集中管理装置は、連系点電力を検出するか個別出力電力の総和を算出して調整対象電力とし、指標を算出して各電力装置に送信する。そして、各電力装置は、受信した指標を用いた最適化問題に基づいて、自装置の個別目標電力を算出し、当該個別目標電力となるように個別出力電力を制御する。風力発電システムや燃料電池による発電システ

ムの場合、電力装置は、太陽光発電システムと同様、パワーコンディショナである。また、回転機形の発電機による発電システムの場合、電力装置は、発電機およびこれを制御する制御装置である。また、アグリゲータによる発電システムの場合、電力装置は、需要家の負荷およびこれを制御する制御装置である。なお、アグリゲータによる発電システムにおいては、節約できた電力を発電した電力とみなしているので、需要家の負荷の通常の消費電力から削減した電力が個別出力電力になる。また、本開示に係る電力システムは、上記した発電システムを併用したものとしてもよい。例えば、太陽光発電システムに回転機形の発電機を追加して、集中管理装置が太陽光発電システムの各パワーコンディショナおよび発電機の制御装置に指標を送信して全体の出力を制御する構成としてもよい。

【０２１４】

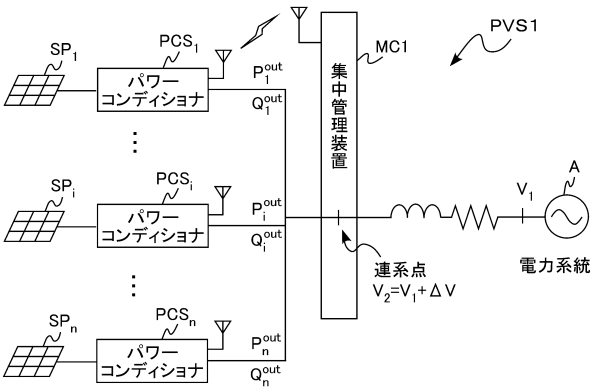
本開示に係る電力システムは、上記実施形態に限定されるものではなく、本発明の特許請求の範囲に記載の内容を逸脱しなければ、各部の具体的な構成は、種々に設計変更自在である。

【符号の説明】

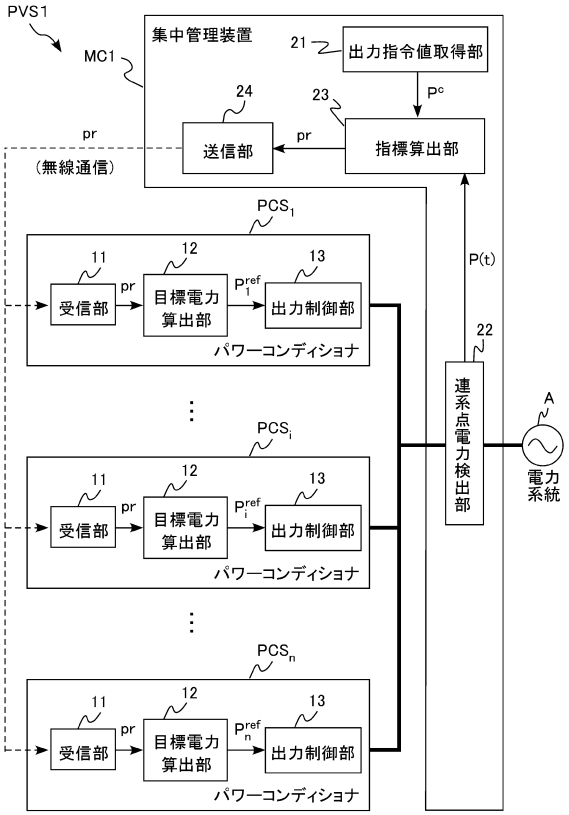
【０２１５】

ＰＶＳ１～ＰＶＳ９　太陽光発電システム
Ａ　電力系統
SP_i　太陽電池
B_k　蓄電池
PCS_i，PCS_{PVi}，PCS_{Bk}　パワーコンディショナ
G_{PV}　第１パワーコンディショナ群
G_B　第２パワーコンディショナ群
１１，３１　受信部
１２，１２’，３２　目標電力算出部
１３，３３　出力制御部
１４　出力電力検出部
１５　送信部
ＭＣ１～ＭＣ９，ＭＣ９’　集中管理装置
２１　出力指令値取得部
２２　連系点電力検出部
２３，４３，４３’，４３”　指標算出部
２４，４４　送信部
４５　ピークカット設定部
４６　逆潮流回避設定部
５１　ＲＰＲ（逆電力継電器）
６１　受信部
６２，６２’　総出力算出部
６３，６３’　指標算出部
６４　スケジュール設定部
９１　目標電力設定部
９２　調整対象電力検出部
９３　指標算出部
９３１　演算部
９３２，９３２’　判断部
９３３，９３３’　決定部
９３４　記憶部
９４　送信部
Ｌ　電力負荷

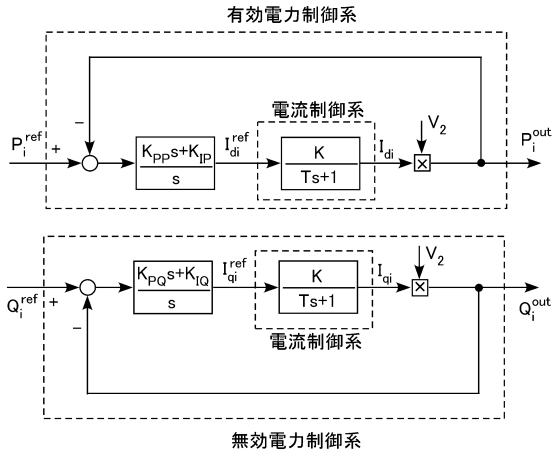
【図１】


SP1
PCS1
パワーコンディショナ
P1out
Q1out
SPi
PCSi
Piout
Qiout
SPn
PCSn
Pnout
Qnout
集中管理装置
MC1
PVS1
V1
A
連系点
V2=V1+ΔV
電力系統

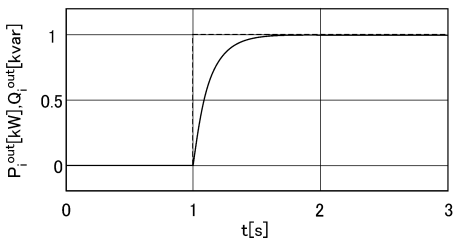
【図２】


PVS1
MC1
集中管理装置
21
出力指令値取得部
Pc
23
指標算出部
24
送信部
pr
(無線通信)
PCS1
11
受信部
12
目標電力算出部
Pref1
13
出力制御部
パワーコンディショナ
PCSi
Prefi
PCSn
Prefn
P(t)
22
連系点電力検出部
A
電力系統

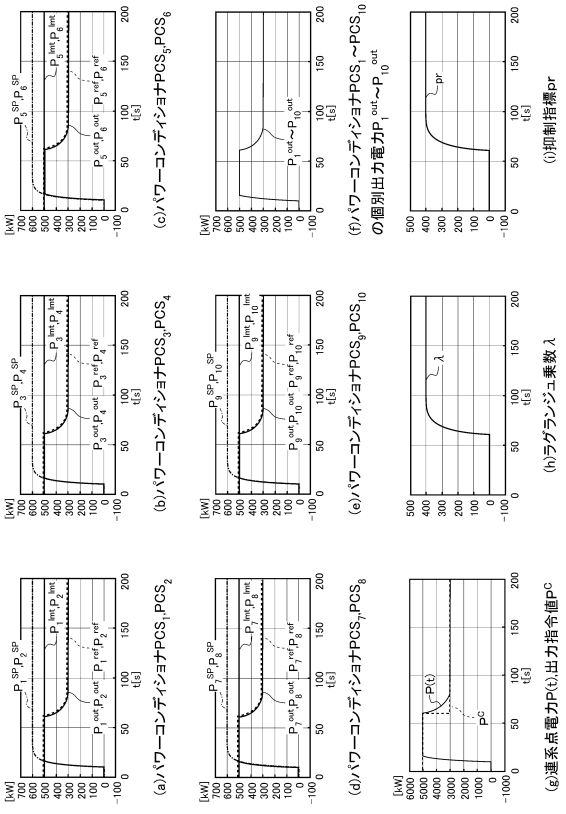
【図３】


有効電力制御系
電流制御系
Piref
KPPs+KIP
s
Idiref
K
Ts+1
Idi
V2
Piout
Qiref
KPQs+KIQ
Iqiref
Iqi
Qiout
無効電力制御系

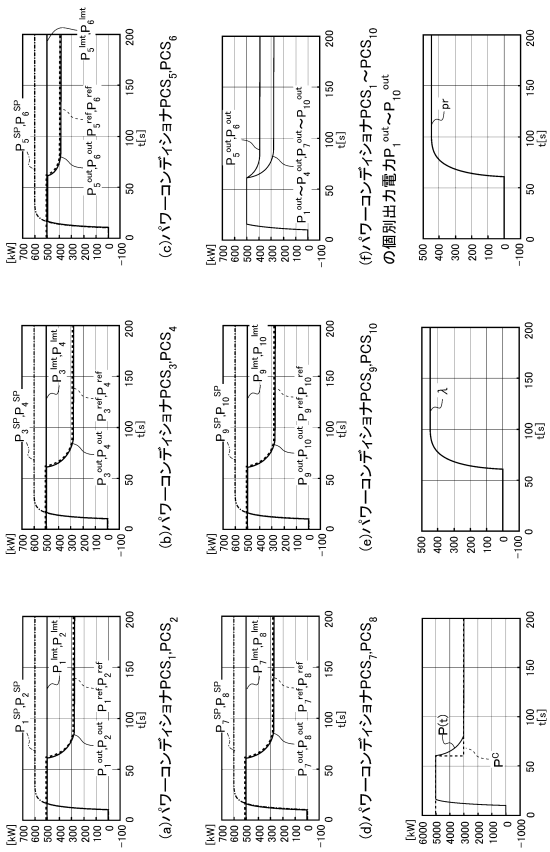
【図４】


Pi out[kW],Qi out[kvar]
1
0.5
0
0
1
2
3
t[s]

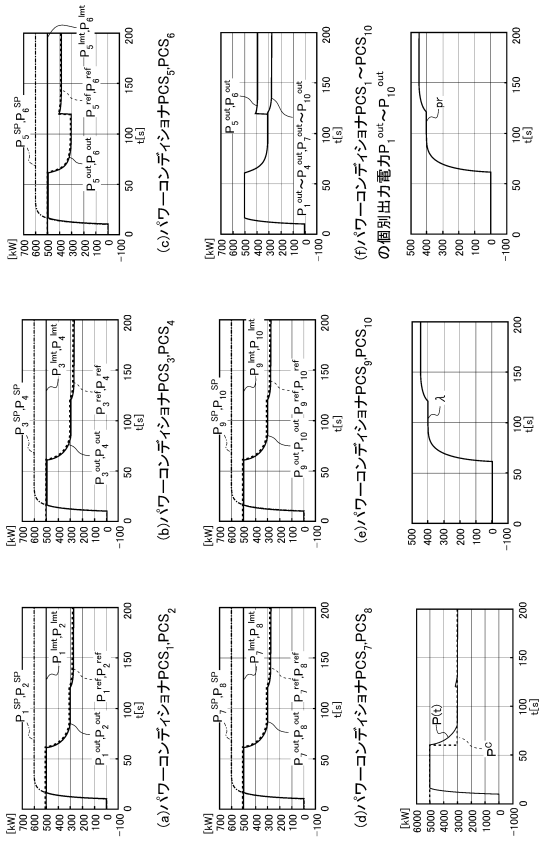
【図５】


(a)パワーコンディショナPCS1,PCS2
(b)パワーコンディショナPCS3,PCS4
(c)パワーコンディショナPCS5,PCS6
(d)パワーコンディショナPCS7,PCS8
(e)パワーコンディショナPCS9,PCS10
(f)パワーコンディショナPCS1～PCS10の個別出力電力P1out～P10out
(g)連系点電力P(t),出力指令値Pc
(h)ラグランジュ乗数λ
(i)抑制指標pr
[kW]
t[s]

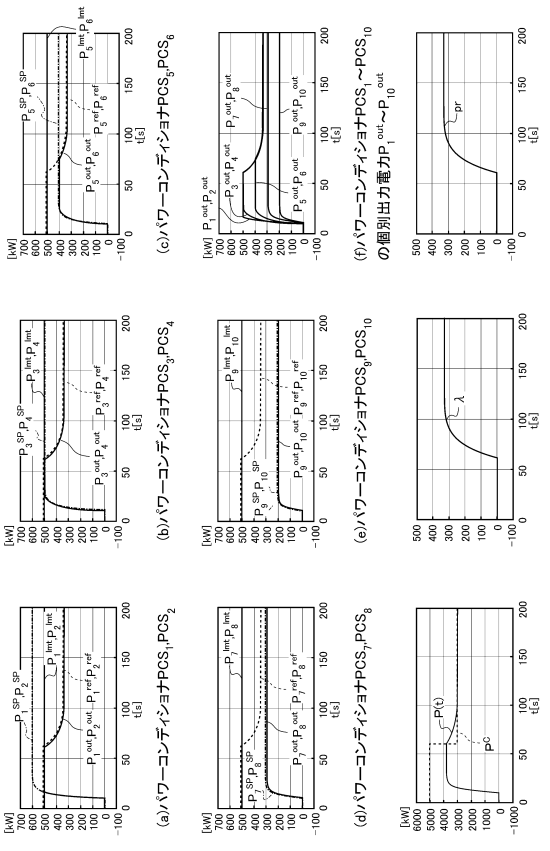
【図６】


(a)パワーコンディショナPCS1,PCS2
(b)パワーコンディショナPCS3,PCS4
(c)パワーコンディショナPCS5,PCS6
(d)パワーコンディショナPCS7,PCS8
(e)パワーコンディショナPCS9,PCS10
(f)パワーコンディショナPCS1～PCS10の個別出力電力P1out～P10out
(g)連系点電力P(t),出力指令値PC
(h)ラグランジュ乗数λ
(i)抑制指標pr

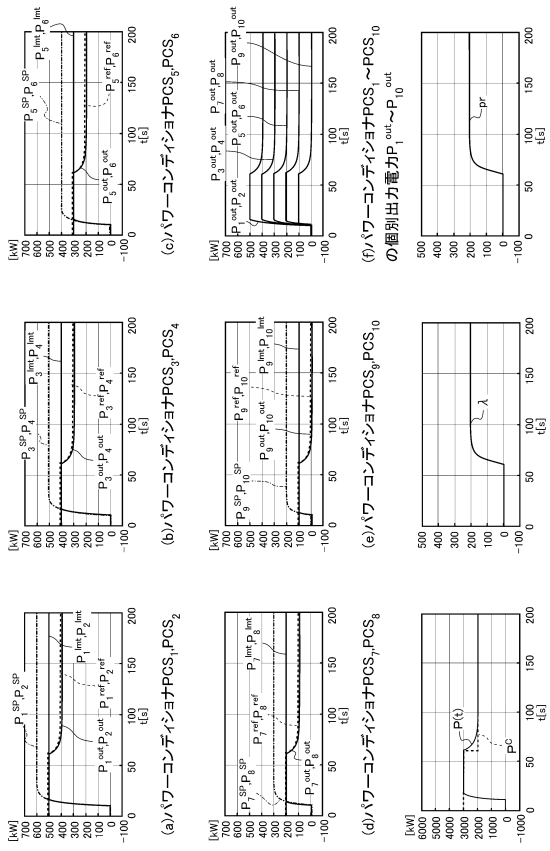
【図７】


(a)パワーコンディショナPCS1,PCS2
(b)パワーコンディショナPCS3,PCS4
(c)パワーコンディショナPCS5,PCS6
(d)パワーコンディショナPCS7,PCS8
(e)パワーコンディショナPCS9,PCS10
(f)パワーコンディショナPCS1～PCS10の個別出力電力P1out～P10out
(g)連系点電力P(t),出力指令値PC
(h)ラグランジュ乗数λ
(i)抑制指標pr

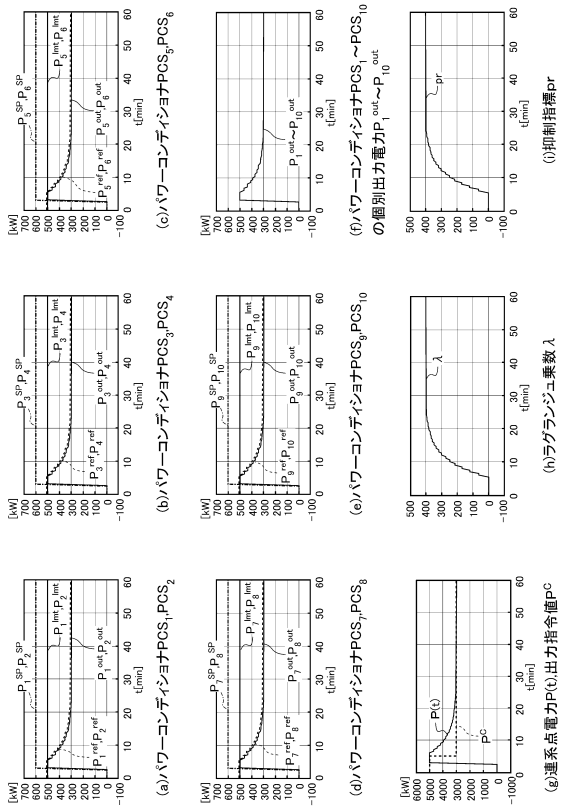
【図８】


(a)パワーコンディショナPCS1,PCS2
(b)パワーコンディショナPCS3,PCS4
(c)パワーコンディショナPCS5,PCS6
(d)パワーコンディショナPCS7,PCS8
(e)パワーコンディショナPCS9,PCS10
(f)パワーコンディショナPCS1～PCS10の個別出力電力P1out～P10out
(g)連系点電力P(t),出力指令値PC
(h)ラグランジュ乗数λ
(i)抑制指標pr

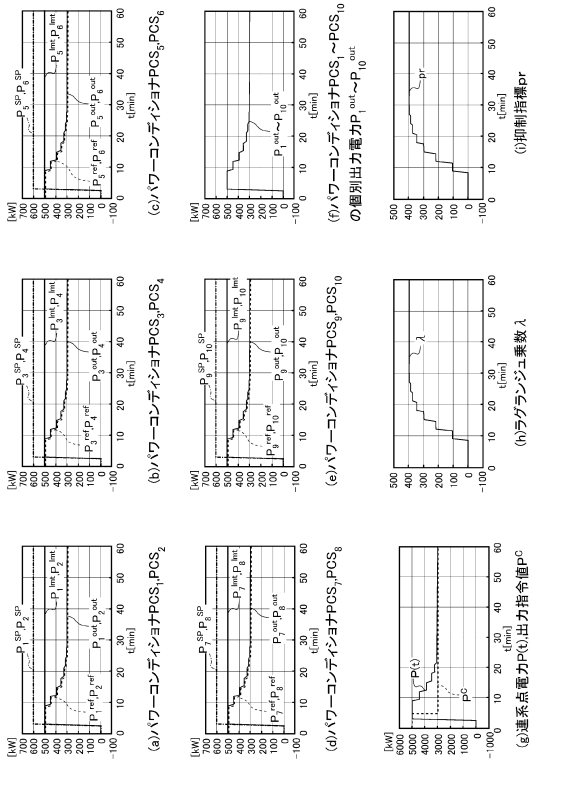
【図９】


(a)パワーコンディショナPCS1,PCS2
(b)パワーコンディショナPCS3,PCS4
(c)パワーコンディショナPCS5,PCS6
(d)パワーコンディショナPCS7,PCS8
(e)パワーコンディショナPCS9,PCS10
(f)パワーコンディショナPCS1～PCS10の個別出力電力P1out～P10out
(g)連系点電力P(t),出力指令値PC
(h)ラグランジュ乗数λ
(i)抑制指標pr

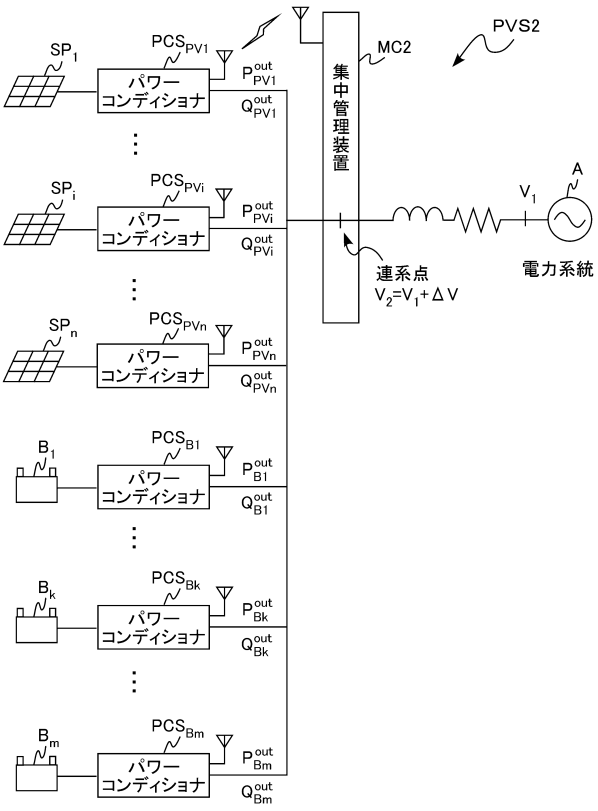
【図１０】



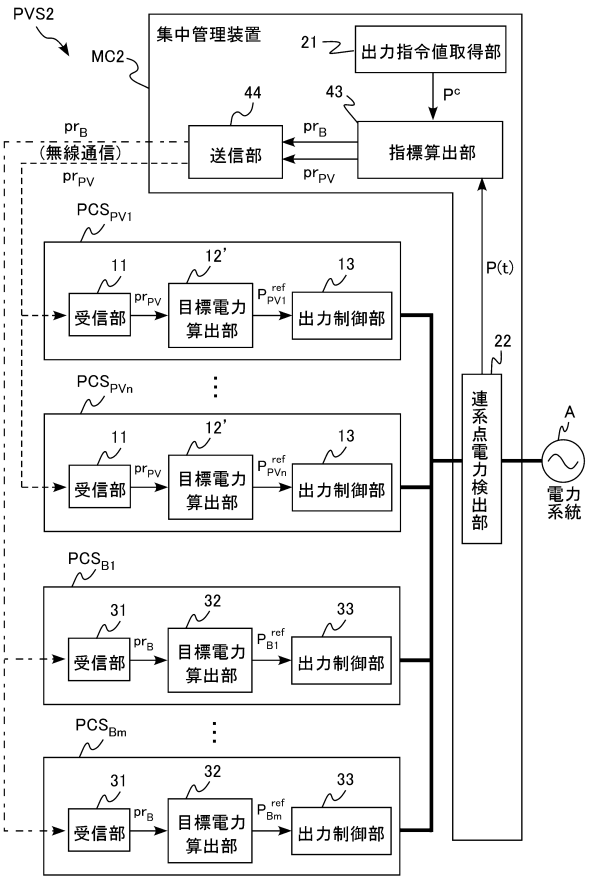
【図１１】



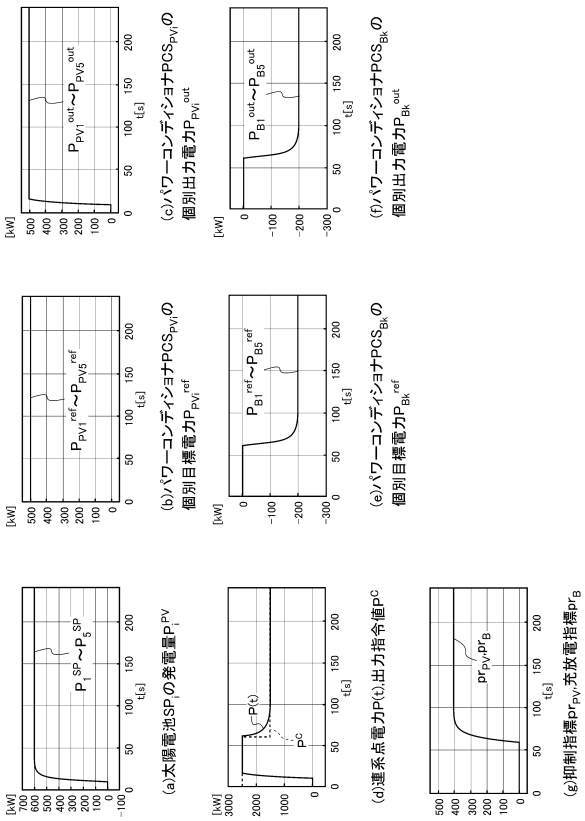
【図１２】



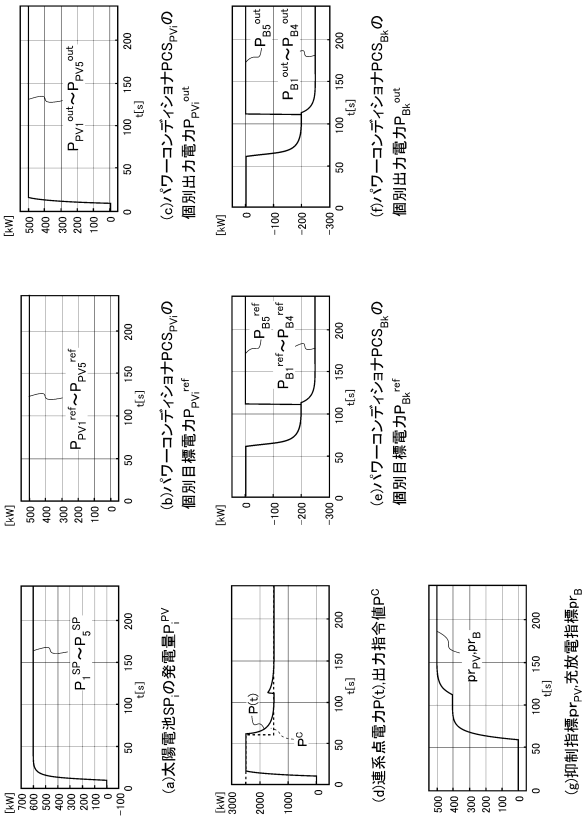
【図１３】



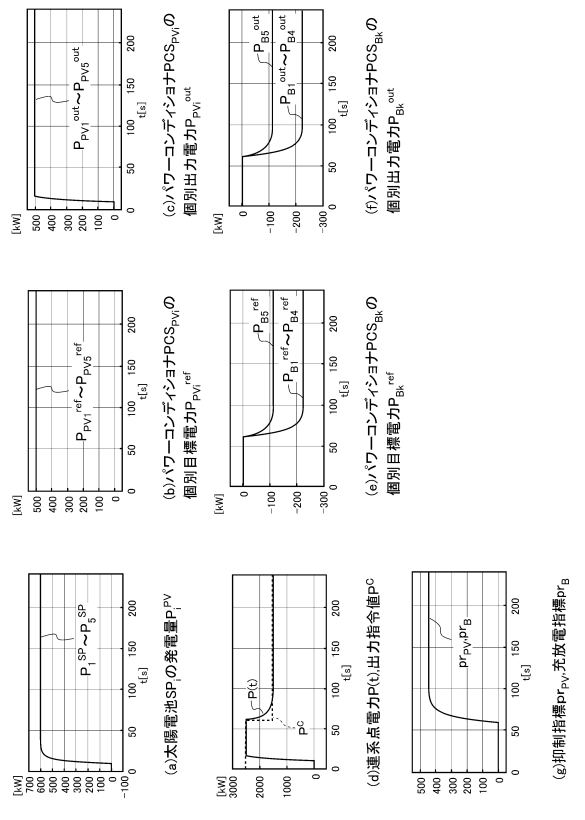
【図１４】



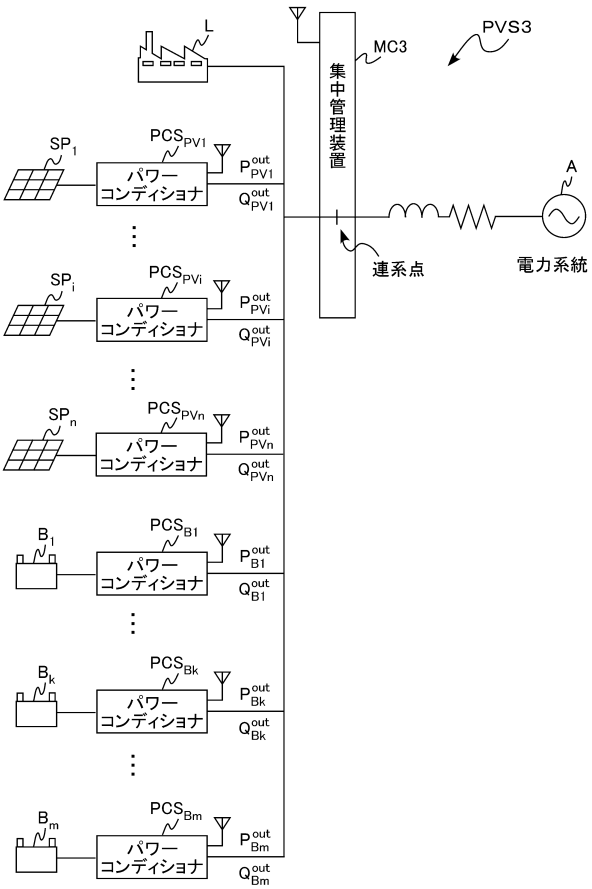
【図１５】



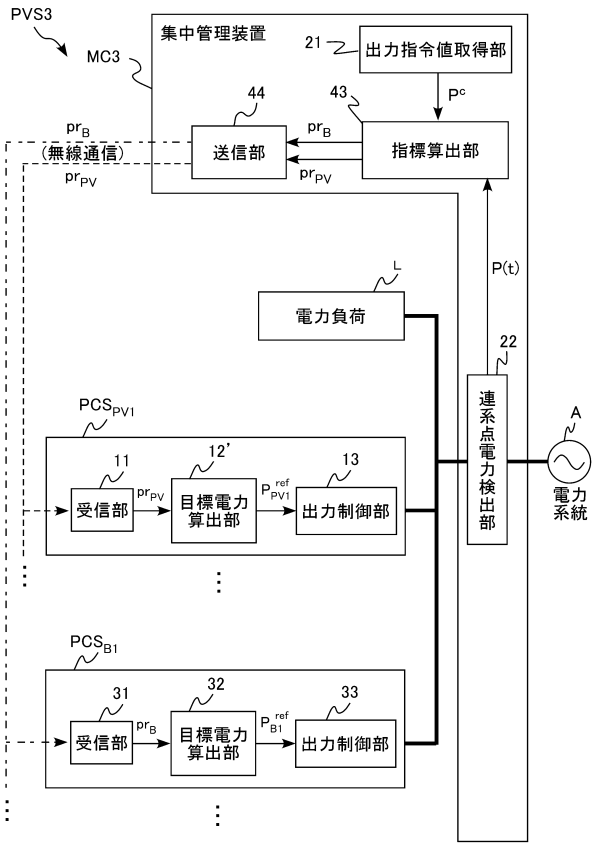
【図１６】



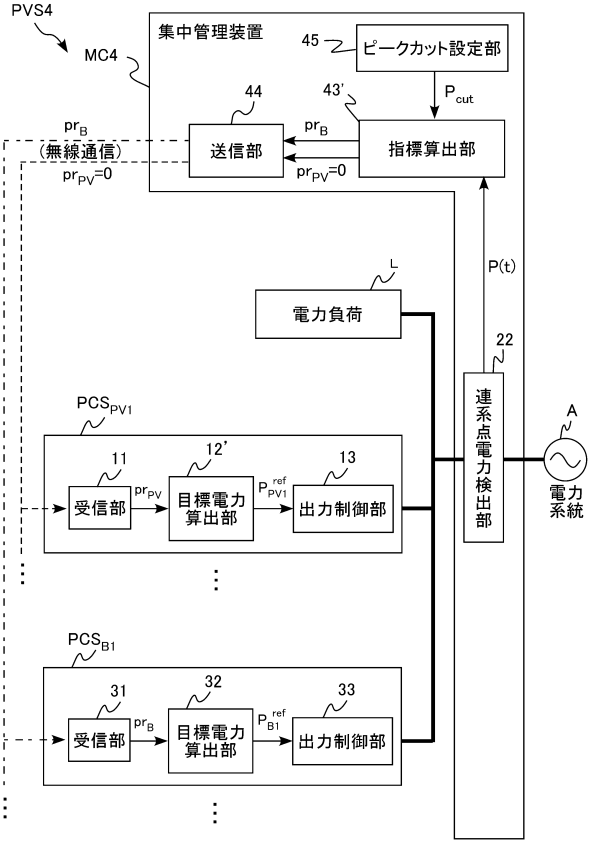
【図１７】



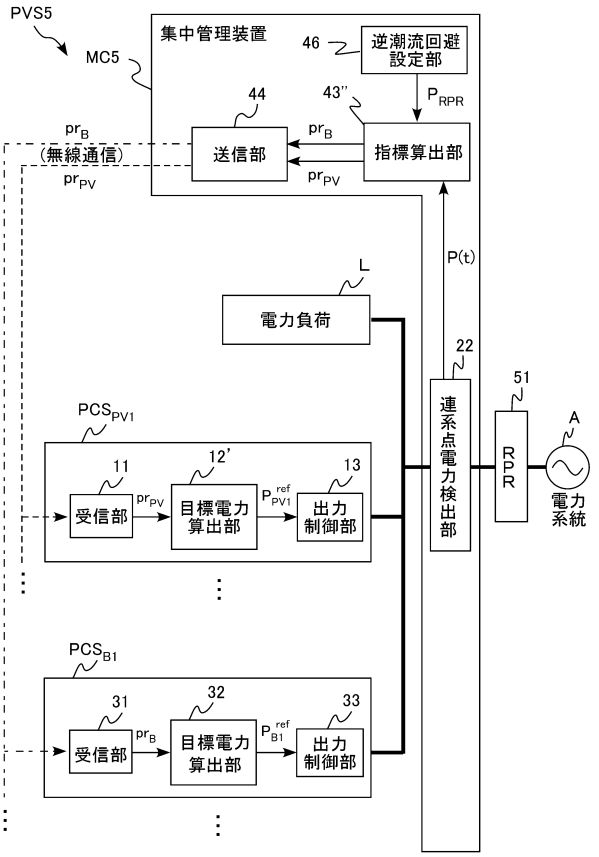
【図１８】



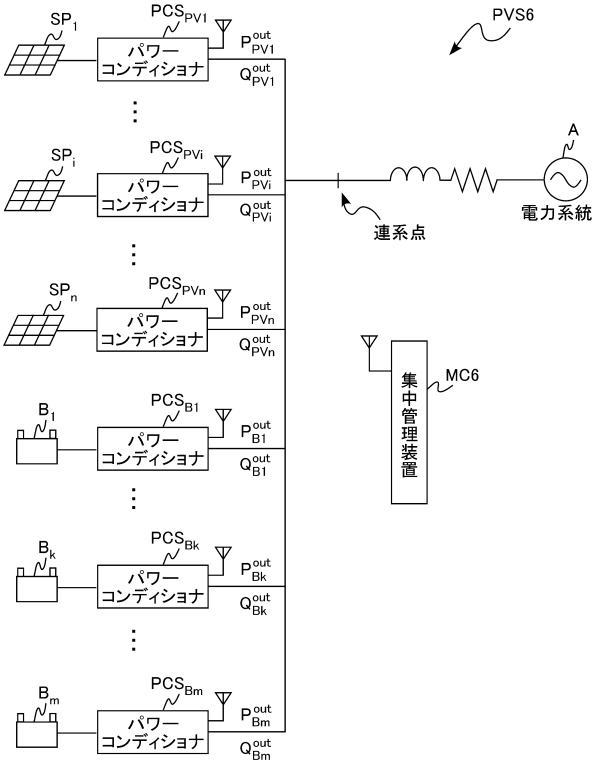
【図１９】



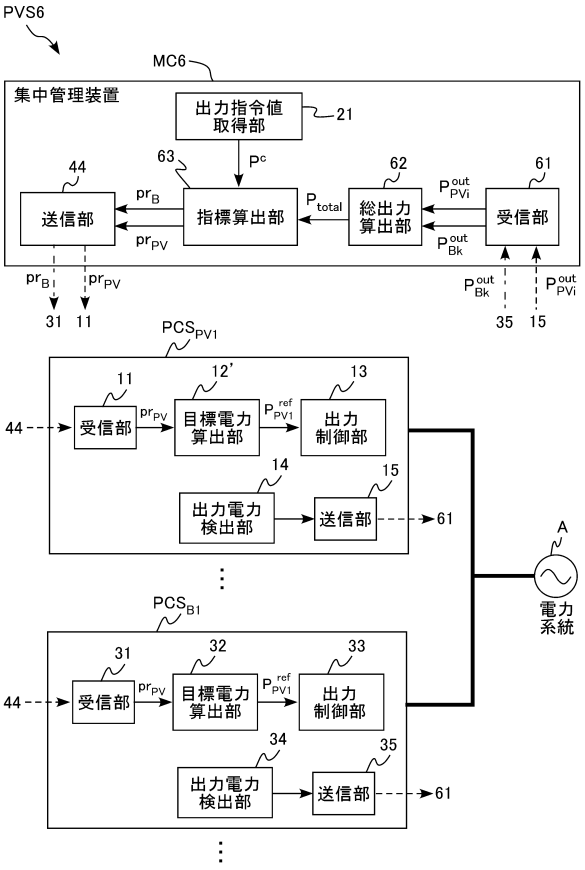
【図２０】



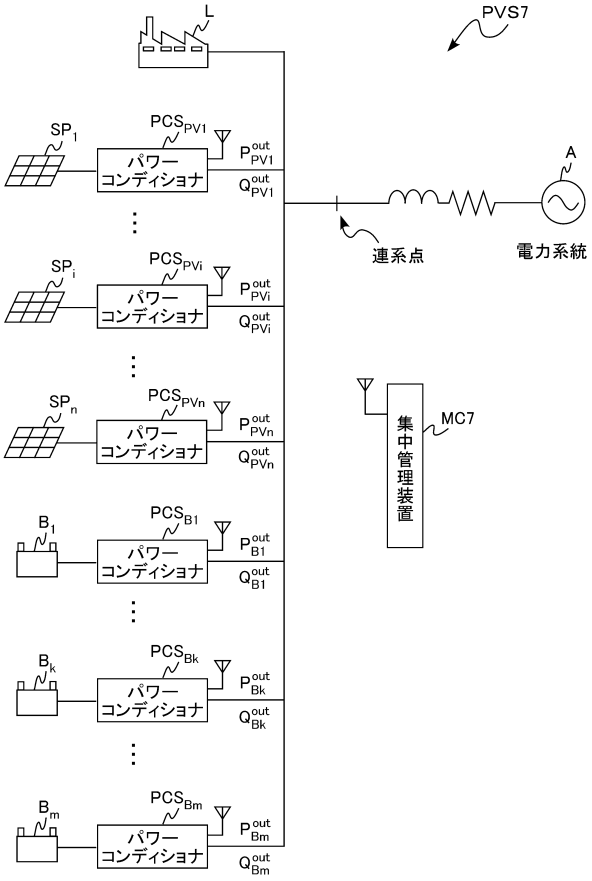
【図２１】



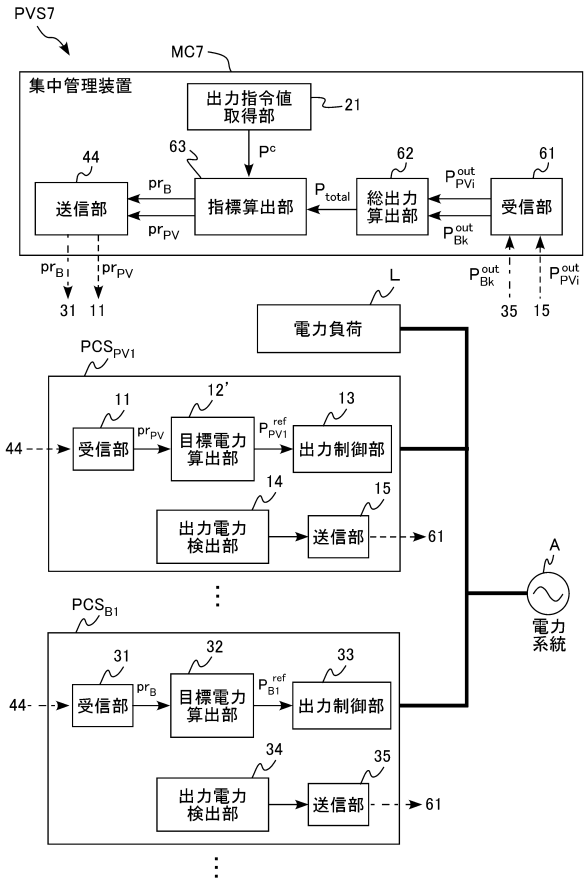
【図２２】



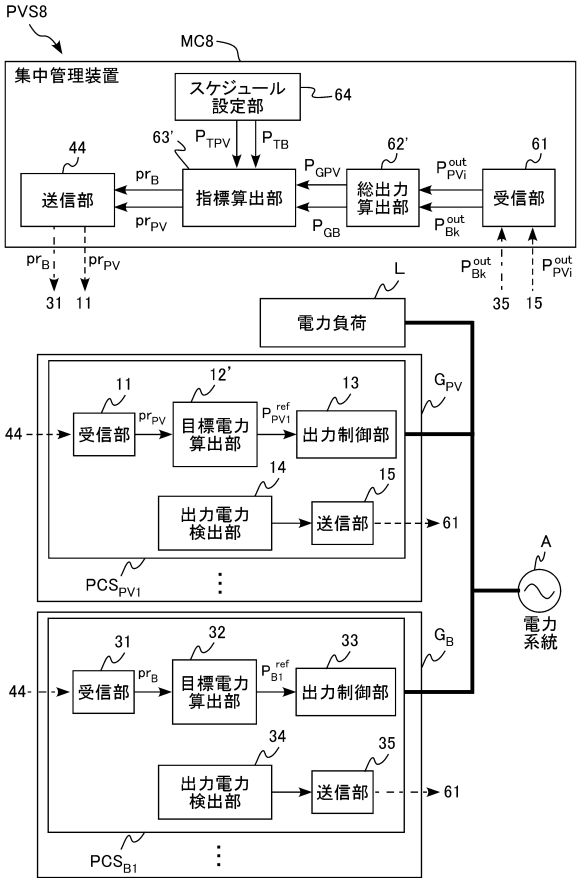
【図２３】



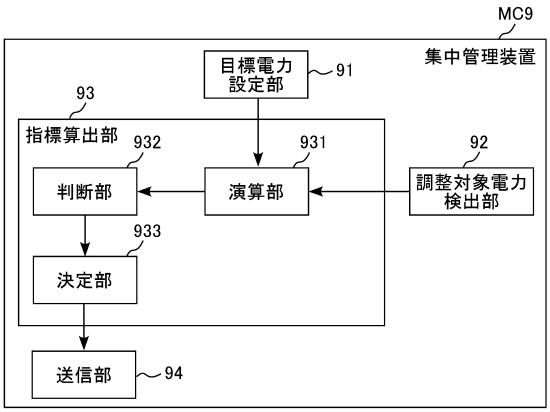
【図２４】



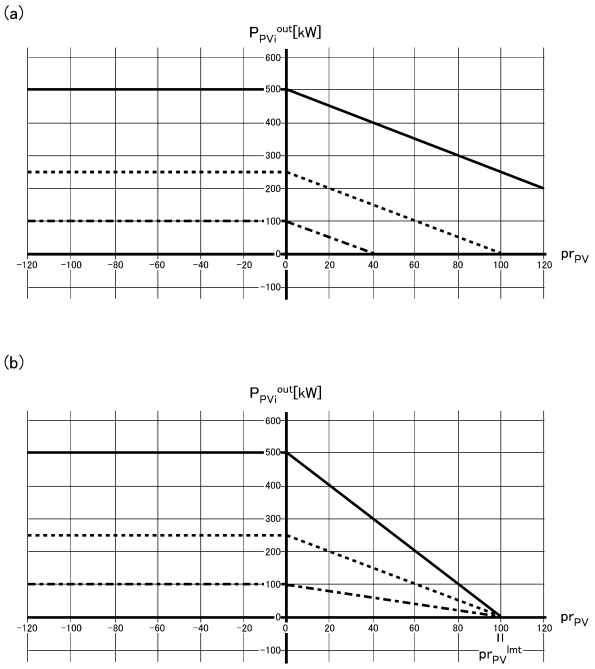
【図２５】



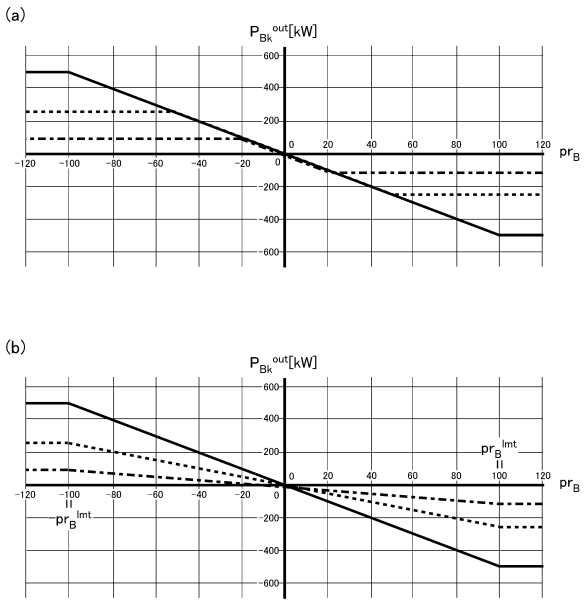
【図２６】



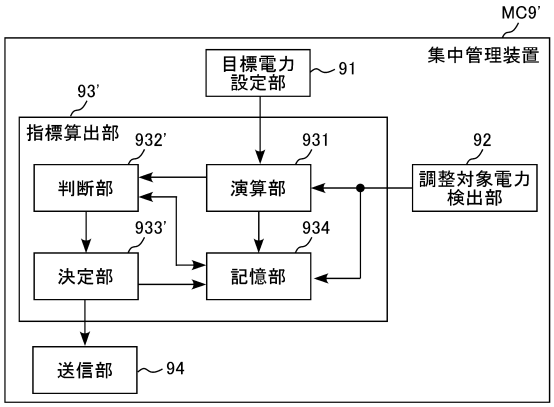
【図２７】



【図２８】



【図２９】



フロントページの続き

(56)参考文献　特開２００９－２３９９９０（ＪＰ，Ａ）
特開２０１１－１９３５５１（ＪＰ，Ａ）
特表２０１５－５２０５９２（ＪＰ，Ａ）
特開２０１３－２０７８６２（ＪＰ，Ａ）
特開２０１３－１８３５７８（ＪＰ，Ａ）
特開２０１４－１１７００３（ＪＰ，Ａ）
特開２０１４－０７２９３０（ＪＰ，Ａ）
米国特許出願公開第２０１２／０２６２９６０（ＵＳ，Ａ１）
中国特許出願公開第１０３４４１５３１（ＣＮ，Ａ）
阿久津彗,平田研二,大堀彰大,阿部将之,太田快人，出力抑制指令への対応を可能とする蓄電池併設型太陽光発電用インバータ群の分散制御，第3回計測自動制御学会制御部門マルチシンポジウム，日本，計測自動制御学会，２０１６年　3月，3B2-2

(58)調査した分野(Int.Cl.，ＤＢ名)
Ｈ０２Ｊ　　３／４６
Ｈ０２Ｊ　　３／３２
Ｈ０２Ｊ　　３／３８
Ｈ０２Ｊ　１３／００