

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 特 許 公 報(B2)

(11) 特許番号

特許第5373338号  
(P5373338)

(45) 発行日 平成25年12月18日(2013.12.18)

(24) 登録日 平成25年9月27日(2013.9.27)

(51) Int. Cl.		F I			
HO2J	3/38	(2006.01)	HO2J	3/38	E
GO1R	11/56	(2006.01)	GO1R	11/56	A
HO2J	3/32	(2006.01)	HO2J	3/32	

請求項の数 2 (全 27 頁)

(21) 出願番号	特願2008-214283 (P2008-214283)	(73) 特許権者	503075585
(22) 出願日	平成20年8月22日 (2008.8.22)		日本風力開発株式会社
(65) 公開番号	特開2010-51117 (P2010-51117A)		東京都港区西新橋一丁目1番15号
(43) 公開日	平成22年3月4日 (2010.3.4)	(74) 代理人	100079108
審査請求日	平成23年8月11日 (2011.8.11)		弁理士 稲葉 良幸
		(74) 代理人	100093861
			弁理士 大賀 眞司
		(74) 代理人	100109346
			弁理士 大貫 敏史
		(72) 発明者	坂東 松夫
			東京都港区新橋2-5-5新橋2丁目MTビル5階 日本風力開発株式会社内
		審査官	田中 慎太郎

最終頁に続く

(54) 【発明の名称】 風力発電システム

(57) 【特許請求の範囲】

【請求項1】

風力発電機から出力される風力発電により得られた発電電力を蓄電池に充放電することにより一定電力を電力系統に出力する風力発電システムにおいて、

前記風力発電機及び前記電力系統を接続する第1の電送線と、

前記第1の電送線及び前記蓄電池間を接続する第2の電送線と、

前記第1の電送線における前記第1及び第2の電送線の接続点よりも前記電力系統側と、前記第1の電送線における前記第1及び第2の電送線の接続点よりも前記風力発電機側と、前記第2の電送線における前記第1及び第2の電送線の接続点よりも前記蓄電池側とにおける潮流別の潮流電力量を計測する電力量計測手段と、

前記電力量計測手段の計測結果に基づいて、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを区分する電力区分手段と

を備え、

前記電力区分手段は、

他発電事業者から電力を購入して前記蓄電池に充電する際に、当該他発電事業者の識別情報及び購入時刻を記録し、当該他発電事業者の識別情報及び購入時刻に基づいて前記他発電事業者からの購入電力を前記他発電事業者ごとに計量区分する

ことを特徴とする風力発電システム。

【請求項2】

前記電力量計測手段は、

前記他発電事業者からの購入電力のうち、前記第1及び第2の電送線の接続点を越えて前記第1の電送線の前記風力発電機側に流れ込む電力量を計測し、

前記電力区分手段は、

前記電力量計測手段の計測結果に基づいて、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを区分する

ことを特徴とする請求項1に記載の風力発電システム。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本発明は、風力発電システムに関し、特に蓄電池併用型風力発電システムに適用して好適なものである。 10

【背景技術】

【0002】

風力発電は、自然風力を原動力として発電するため、図23に示すように、風速変動に比例してその出力電力が変動する。このため、近年では風力発電により得られた電力を電力会社の電力システムにそのまま連系送電することが容易には許されなくなってきた。

【0003】

この対策として、風力発電所に複数の蓄電池からなる蓄電設備を併設することによって、風速によって変動する発電電力を蓄電池の充放電により出力一定型に整形制御したり、風力発電により得られた電力を電力需要の少ない夜間に蓄えて電力需要の多い昼間帯に電力システムに連系売電する事例が多くなりつつある（例えば特許文献1参照）。 20

【0004】

ただし、図24に示すように、通常、初夏から初秋までの期間は風が弱く風力発電量が極端に少ないため、上述のように蓄電池を併設したとしても蓄電池の稼働率が非常に低く、蓄電池の併設費用の回収上問題がある。

【0005】

また蓄電池としてNAS（ナトリウム硫黄）電池を採用した場合、当該NAS電池は300度程度の温度で充放電を行なう特性を有するため、通常は、設置したヒータによる保温と自らの充放電によるジュール熱とによって必要な温度を維持している。

【0006】

しかしながら、NAS電池の場合、ジュール熱が電力の充放電量に比例するため、風速の弱い季節には風力発電の発電量が少なく、保温熱源がほとんどヒータになることから、発電所内の消費電力が増加する問題がある。

【特許文献1】特許第3758359号

【発明の開示】

【発明が解決しようとする課題】

【0007】

以上のような問題を解決するための手法として、以下の3案が考えられる。

【0008】

(a) 風力発電を停止して他発電事業者からの購入電力のみを蓄電池に充放電して売電する方法 40

風況が弱い時期には、電力需要の少ない時間帯に風力発電を停止して他の発電事業者（以下、これを他発電事業者と呼ぶ）から安価な電力を購入して蓄電池に蓄え、電力需要が多く、電力が高価格で取引される時間帯に購入電力量に見合う電力量を売電する。ここで、「風況」とは、風の状態や性質のことをいう。具体的には平均風速の状況や、瞬間風速の状況、風向の出現状況及び又は風速の出現状況などを指す。

【0009】

(b) 購入電力のみを蓄電池に充電して、昼間帯にその放電電力と風力発電による発電電力とを合成して売電する方法

風況が弱い時期には、電力需要の少ない時間帯に風力発電を停止して他発電事業者から 50

安価な電力を購入して蓄電池に蓄え、電力需要が多く、高価格時間帯に自らの風力発電による発電電力と合成して出力一定波形に整形した電力を売電する。なお、蓄電池への充電は、他発電事業者からの購入電力のみとして区分制御する。

【0010】

(c) 購入電力及び風力発電による発電電力を蓄電池に蓄えて、昼間帯にその放電電力と風力実況発電による発電電力と合成して売電する方法

風況が弱い時期で電力需要の少ない時間帯に他発電事業者から安価に購入する電力と自らの風力発電による発電電力とを合成して蓄電池に蓄え、電力需要が多く、高価格時間帯に出力一定波形に整形した電力を売電する。なお、蓄電池への充放電は、合成した電力にて行なう。

10

【0011】

以上の3案のうち、(b)案及び(c)案を実際に行なうに際しては、RPS法(Renewable Portfolio Standard: 新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法)との関係で、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを計量区分しなければならない。

【0012】

しかしながら、現状では、このような計量区分の方法は存在せず、上記(b)案及び(c)案を実行することが困難な問題がある。

【0013】

本発明は以上の点を考慮してなされたもので、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを精度良く計量区分し得る風力発電システムを提案しようとするものである。

20

【課題を解決するための手段】

【0014】

かかる課題を解決するため本発明においては、風力発電機から出力される風力発電により得られた発電電力を蓄電池に充放電することにより一定電力を電力系統に出力する風力発電システムにおいて、前記風力発電機及び前記電力系統を接続する第1の電送線と、前記第1の電送線及び前記蓄電池間を接続する第2の電送線と、前記第1の電送線の前記第1及び第2の電送線の接続点よりも前記電力系統側と、前記第1の電送線の前記第1及び第2の電送線の接続点よりも前記風力発電機側と、前記第2の電送線の前記第1及び第2の電送線の接続点よりも前記蓄電池側とにおける潮流別の潮流電力量を計測する電力量計測手段と、前記電力量計測手段の計測結果に基づいて、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを区分する電力区分手段とを設けるようにした。

30

【発明の効果】

【0015】

本発明によれば、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを精度良く計量区分し得る風力発電システムを実現できる。

【発明を実施するための最良の形態】

【0016】

以下図面について、本発明の一実施の形態を詳述する。

40

【0017】

(1) 第1の実施の形態

(1-1) 本実施の形態による風力発電システムの構成

図1において、1は全体として本実施の形態による風力発電システムを示す。この風力発電システム1は、複数の風力発電所2を備えて構成される。

【0018】

各風力発電所2は、それぞれ風力発電機3、変圧器4及び開閉器5を備えており、風力発電機3から出力される発電電力を、変換器4において所定電圧に変圧した後、開閉器5を介して第1の電送線6に出力する。そして各風力発電所2からそれ出力された発電電力は、合成されて合成発電電力として第1の電送線6上の開閉器7及び当該第1の電送線6

50

と接続された第2の電送線8上の開閉器9を介して交直変換装置10に与えられると共に、第1の電送線6上の開閉器11を介して連系用変圧器12に与えられる。

【0019】

交直変換装置10は、蓄電池制御装置15の制御のもとに、蓄電池13の充電時には、各風力発電所2からの合成発電電力や、後述のように連系電力会社の電力系統14を介して購入した他発電事業者からの購入電力を直流波形の充電電力に変換して蓄電池13に与える。これにより、この充電電力に基づいて蓄電池13の充電が行なわれる。

【0020】

また直交変換装置10は、蓄電池制御装置15の制御のもとに、蓄電池13の放電時には、蓄電池13からの放電電力を交流波形の放電電力に変換して第2の電送線8に出力する。これによりこの放電電力が後述のように本風力発電システム1において消費されたり、開閉器11を介して連系用変圧器12に与えられる。

10

【0021】

変電所連系用変圧器12は、後述する電力監視制御装置16の制御のもとに、連系電力会社などへの売電時には、第1の電送線6を介して与えられる合成発電電力、蓄電池13の放電電力又は合成発電電力及び蓄電池13の放電電力の合成電力を所定電圧にまで昇圧して連系電力会社の電力系統14に出力し、他発電事業者などからの電力購入時には、かかる電力系統14を介して取り込んだ購入電力を所定電圧にまで降圧して第1の電送線6に出力する。

【0022】

20

蓄電池13は、例えば並列接続された複数(例えば17ユニット)のNAS蓄電池から構成される。各NAS蓄電池は、それぞれ2MWの蓄電容量を有しており、これら複数のNAS蓄電池のうちの所定数分(例えば15ユニット分)のNAS蓄電池が使用される。

【0023】

蓄電池制御装置15は、例えばパーソナルコンピュータなどから構成され、電力監視制御装置16の制御のもとに、交直変換装置10を介して蓄電池13の充放電を制御する。また蓄電池制御装置15は、蓄電池13に蓄積されている電力量を管理し、この電力量を周期的に電力監視制御装置16に通知する。

【0024】

電力監視制御装置16は、例えばパーソナルコンピュータやワークステーションなどから構成され、インターネット等の通信網17を介して気象業務支援センタ18の気象データ配信サーバや、日本卸電力取引所19の入札サーバ及び中央給電指令所20の中央給電指令サーバなどと接続されている。

30

【0025】

そして電力監視制御装置16は、後述する発電計画装置21により作成された「翌日風力発電計画」に基づいて、翌日に売電可能な電力量を日本卸電力取引所19の取引単位時間である30分ごとの商品として日本卸電力取引所19の入札サーバに入札する。また電力監視制御装置16は、取引が成立した一定量の電力を対応する時間帯に連系電力会社の電力系統14に安定して出力できるように、蓄電池制御装置15を介して蓄電池13の充放電を制御したり、風力発電所制御装置22を介して各風力発電所2における発電量を制御する。

40

【0026】

発電計画装置21は、例えば所定のアプリケーションソフトウェアである「発電計画ツール」が実装されたパーソナルコンピュータから構成される。発電計画装置21には、気象業務支援センタ18の気象データ配信サーバから配信される気象予測データに基づいて時間毎及び風力発電所毎の風況(風速及び風向など)を予測し、この予測結果と、予め管理している風力発電所2ごとの風速別出力曲線(パワーカーブ)とに基づいて風力発電所2毎の発電予測量を算出する。

【0027】

また発電計画装置21は、すべての風力発電所2の発電予測量を集計した風力発電可能

50

電量を算出し、この風力発電可能電量と、風力発電所2の保守計画情報及び故障停止情報などに基づいて1週間分の発電計画となる「週間風力発電計画」及び翌日分の発電計画となる上述の「翌日風力発電計画」を作成する。なお発電計画装置21は、毎日変化する気象予測データに基づいて「週間風力発電計画」を修正する。そして翌日の気象予測データに基づいて修正された「翌日風力発電計画」が蓄電池13の放充電計画及び風力発電の抑制計画の根拠となる。

【0028】

風力発電所制御装置22は、各風力発電所2の計測データ制御及び監視のための制御ソフトウェアであるSCADA(Supervisory Control and Data Acquisition System)ソフトと、各風力発電所2の出力電力及び力率調整のための制御ソフトウェアであるWFM S(Windfarm Management System)ソフトウェアが実装されたパーソナルコンピュータ又はワークステーションなどから構成される。

10

【0029】

この風力発電所制御装置22は、第1のネットワーク23を介して各風力発電所2の風力発電機3とそれぞれ接続されると共に、第2のネットワーク24を介して各風力発電所2の変圧器4とそれぞれ接続されており、電力監視制御装置16の制御のもとに、各風力発電所2における風力発電機の制御及び管理や、各風力発電所2における発電量の抑制及び管理などを行う。

【0030】

(1-2) 風力発電システムにおける蓄電池の充放電制御方式

20

ところで、一般的に風力発電システムに併設される蓄電池の容量は、風力発電所の定格容量に対して25~60%程度に選定されており、このため蓄積可能な電力量には制約がある。従って、風況の確実な予測を基に、蓄電池容量を勘案して風力発電の制限を局限化して風力発電所の総合効率を低下させないような運用が必要となる。

【0031】

そこで、本実施の形態による風力発電システム1では、以下のようにして蓄電池13を有効活用することにより、風力発電所2の総合効率の向上を図っている。

【0032】

(a) 電力系統からの電力のみの充放電しか連系電力会社から許可されない場合

弱風時期となる初夏から初秋までの期間は、風況が悪く、蓄電池13に充電できる風力発電電力が僅少で蓄電池13を十分に活用できない。そこで、この期間は風力発電所2の風力発電機3を停止し、電力需要が少ない時間帯に他発電事業者の安価な電力を購入して蓄電池13に充電し、この購入電力を電力需要が多い時間帯に売電する。

30

【0033】

(b) 購入電力と自らの風力発電電力との合成が売電時のみ連系電力会社から許可される場合

風況が弱い時間帯に風力発電を停止し、他発電事業者から安価な電力を購入して蓄電池13に蓄え、この購入電量を電力需要が多く、電力が高価格で取引される時間帯に購入電力と自らの風力発電電力と合成して出力一定に整形した電力を売電する。

【0034】

図2(A)~(D)に示すように、弱風時期(6月~9月(図24参照))の前後2ヶ月間を見ると、数日間風況が弱く風力発電による蓄電池13への充電ができない場合がある。なお、図2において、(A)は4月、(B)は5月、(C)は10月、(D)は11月の風況事例をそれぞれ示している。よって、この風況を的確に予測して他発電事業者からの購入電力を蓄電池13に充電し、この購入電力を電力が高価格で取引される時間帯に売電することによって、購入電力料と売電電力料との差益を得ることができる。

40

【0035】

(c) 購入電力及び自らの風力発電電力の合成が連系電力会社から許可されている場合

風況予測を正確に行い、風力発電電力が僅少で蓄電池13に充電余裕があるときに、電力料金が安価な時間帯に他発電事業者から購入した電力と、自らの風力発電電力とを合成

50

して蓄電池 1 3 に蓄え、電力が高価格で取引される時間帯に蓄電池 1 3 の放電と、そのとき得られた自らの風力発電電力とを合成して売電する。

【 0 0 3 6 】

ただし、以上のような運用を図るためには、上述のように R P S 法との関係で、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを計量区分しなければならない。

【 0 0 3 7 】

そこで、本実施の形態による風力発電システム 1 には、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを計量区分する手段として、図 1 に示すように、第 1 の電送線 6 上の連系電力会社の電力系統 1 4 及び連系用変圧器 1 2 間に設定された連系点側電力量計測点 P 1 と、第 1 及び第 2 の電送線 6 , 8 の接続点 P C と風力発電所 2 との間に設定された発電機側電力量計測点 P 2 と、第 1 及び第 2 の電送線 6 , 8 と蓄電池 1 3 との間に設定された蓄電池側電力量計測点 P 3 とにおける送受電力量を潮流方向別に計測する電力量計測部 2 5 が設けられている。

【 0 0 3 8 】

實際上、電力量計測部 2 5 は、図 3 に示すように、連系点側電力量計測点 P 1 に接続された連系点受電電力量計 3 0 及び連系点送電電力量計 3 1 と、発電機側電力量計測点 P 2 に接続された発電機受電電力量計 3 2 及び発電機送電電力量計 3 3 と、蓄電池側電力量計測点 P 3 に接続された蓄電池充電電力量計 3 4 及び蓄電池放電電力計 3 5 とから構成される。

【 0 0 3 9 】

そして連系点受電電力量計 3 0 は、連系点側電力量計測点 P 1 における電力系統 1 4 側からの受電電力量を計測し、一定電力量（例えば 1 k W）を計測するごとに 1 つのパルスを連系点受電パルスとして電力監視制御装置 1 6 に送出する。また連系点送電電力量計 3 1 は、連系点側電力量計測点 P 1 における電力系統 1 4 側への送電電力量を計測し、一定電力量を計測するごとに 1 つのパルスを連系点送電パルスとして電力監視制御装置 1 6 に送出する。

【 0 0 4 0 】

同様に、発電機受電電力量計 3 2 は、発電機側電力量計測点 P 2 における電力系統 1 4 側からの受電電力量を計測し、一定電力量を計測するごとに 1 つのパルスを発電機側受電パルスとして電力監視制御装置 1 6 に送信する。また発電機送電電力量計 3 3 は、発電機側電力量計測点 P 2 における電力系統 1 4 側への送電電力量（つまり合成発電電力量）を計測し、一定電力量（例えば 1 k W）を計測するごとに 1 つのパルスを発電機側送電パルスとして電力監視制御装置 1 6 に送信する。

【 0 0 4 1 】

さらに蓄電池充電電力量計 3 4 は、蓄電池側電力量計測点 P 3 における蓄電池 1 3 に対する充電電力量を計測し、一定電力量（例えば 1 k W）を計測するごとに 1 つのパルスを充電電力パルスとして電力監視制御装置 1 6 に送信する。また蓄電池放電電力量計 3 5 は、蓄電池側電力量計測点 P 3 における蓄電池 1 3 からの放電電力量を計測し、一定電力量（例えば 1 k W）を計測するごとに 1 つのパルスを放電電力パルスとして電力監視制御装置 1 6 に送信する。

【 0 0 4 2 】

電力監視制御装置 1 6 は、連系点受電電力量計 3 0 及び連系点送電電力量計 3 1 からそれぞれ送信される連系点受電パルス及び連系点送電パルスと、発電機受電電力量計 3 2 及び発電機送電電力量計 3 3 からそれぞれ送信される発電機側受電パルス及び発電機側送電パルスと、蓄電池充電電力量計 3 4 及び蓄電池放電電力量計 3 5 からそれぞれ送信される充電電力パルス及び放電電力パルスとについて、それぞれパルス数を例えば月単位で累積的にカウントする。

【 0 0 4 3 】

また電力監視制御装置 1 6 は、連系点受電パルス、連系点送電パルス、発電機側受電パ

10

20

30

40

50

ルス、発電機側送電パルス、充電電力パルス及び放電電力パルスの各累積結果に基づいて、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを例えば月ごとに計量区分する。

【 0 0 4 4 】

そして電力監視制御装置 1 6 は、このようにして計量区分した電力量に基づいて、売電電力量に応じた電力料金を電力会社に請求するための電力料金請求書 3 5 A と、購入電力量に応じて他発電事業者の口座に振り込んだ電力料金を当該発電業者に通知するための電力料金振込通知書 3 5 B と、R P S 法に基づく売電電力量に応じた電力料金を電力会社に請求するための R P S 電力料金請求書 3 5 C となどの各種請求書・通知書 3 5 を月ごとに作成する。なお、電力料金請求書 3 5 A、電力料金振込通知書 3 5 B 及び R P S 電力料金請求書 3 5 C のフォーマット例を図 4 ~ 図 6 に示す。

10

【 0 0 4 5 】

また電力監視制御装置 1 6 は、上述のようにして計量仕分けした電力量に基づいて、検針通知書 3 6 を作成する。このとき作成される検針通知書 3 6 としては、検針通知書（内訳）3 6 A、検針通知書（連系点送電電力算定書）3 6 B、検針通知書 3 6 C、検針通知書（R P S 対象算定書）3 6 D 及び検針通知書（連系点受電電力算定書）3 6 E の 5 種類が存在する。

【 0 0 4 6 】

このうち検針通知書（内訳）3 6 A は、連系点側電力量計測点 P 1、発電機側電力量計測点 P 2 及び蓄電池側電力量計測点 P 3 における送電電力量及び受電電力量の内訳を買電者に通知するための通知書であり、例えば図 7 のようなフォーマットで作成される。また検針通知書（連系点送電電力算定書）3 6 B は、連系点側電力量計測点 P 1、発電機側電力量計測点 P 2 及び蓄電池側電力量計測点 P 3 における送電電力量を買電者に通知するための通知書であり、例えば図 8 のようなフォーマットで作成される。

20

【 0 0 4 7 】

一方、検針通知書 3 6 C は、連系点側電力量計測点 P 1、発電機側電力量計測点 P 2 及び蓄電池側電力量計測点 P 3 における送受電電力量の内訳を連系電力会社や他発電業者に通知するための通知書であり、例えば図 9 のようなフォーマットで作成される。また検針通知書（R P S 対象算定書）3 6 D は、R P S 法の対象となる電力量及びこれを計測する電力量計の指針等を買電者に通知するための通知書であり、例えば図 1 0 のようなフォーマットで作成される。

30

【 0 0 4 8 】

さらに検針通知書（連系点受電電力算定書）3 6 E は、連系点側電力量計測点 P 1、発電機側電力量計測点 P 2 及び蓄電池側電力量計測点 P 3 における受電電力量を売電者に通知するための通知書であり、例えば図 1 1 のようなフォーマットで作成される。

【 0 0 4 9 】

さらに電力監視制御装置 1 6 は、上述のようにして計量仕分けした電力量に基づいて、例えば図 1 2 に示すような日報や、図 1 3 に示すような月報を作成する。

【 0 0 5 0 】

そして電力監視制御装置 1 6 は、このようにして作成した各種請求書・通知書 3 5、各検針通知書 3 6、日報及び月報などを、必要に応じてプリンタ 2 6 にプリントさせる。

40

【 0 0 5 1 】

（ 1 - 3 ）蓄電池の充放電制御に関する電力監視制御装置の具体的な処理

図 1 4 は、上述のような蓄電池 1 3 の充放電制御に関する電力監視制御装置 1 6 の具体的な処理内容を示す。電力監視制御装置 1 6 は、図示しない内部メモリに格納された対応する制御プログラムに従って、この図 1 4 に示す蓄電池充放電制御処理を実行する。

【 0 0 5 2 】

すなわち電力監視制御装置 1 6 は、かかる蓄電池充放電制御処理の実行命令が入力されると、この蓄電池充放電制御処理を開始し、まず、連系点受電電力量計 3 1 から与えられる連系点受電パルス、発電機受電電力量計 3 3 から与えられる発電機側受電パルス及び蓄

50

電池充電電力量計 35 から与えられる充電電力パルスの各 1 パルス分の電力量 KR (KR1, KR2, KRB) と、連系点送電電力量計 30 から与えられる連系点送電パルス、発電機送電電力量計 32 から与えられる発電機側送電パルス及び蓄電池放電電力量計 34 から与えられる放電電力パルスの各 1 パルス分の電力量 KS (KS1, KS2, KSB) とをそれぞれ予め設定された所定値に設定する。また電力監視制御装置 16 は、ステップ SP5、ステップ SP7、ステップ SP8、ステップ SP11、ステップ SP13 及びステップ SP14 において説明する各カウンタのカウント値をそれぞれ初期値「0」に設定すると共に、計器読取り日時を表すパラメータ n を初期値「1」に設定する (SP1)。

【0053】

続いて電力監視制御装置 16 は、連系点送電電力量計 30 からの連系点送電パルス、連系点受電電力量計 31 からの連系点受電パルス、発電機送電電力量計 32 からの発電機側送電パルス、発電機受電電力量計 33 からの発電機側受電パルス、蓄電池充電電力量計 34 からの放電電力パルス及び蓄電池充電電力量計 35 からの充電電力パルスのいずれかが入力するのを待ち受ける (SP2)。

【0054】

そして電力監視制御装置 16 は、かかる連系点送電パルス、連系点受電パルス、発電機側送電パルス、発電機側受電パルス、放電電力パルス及び充電電力パルスのうちのいずれかのパルスが入力すると、そのパルスの送信元が連系点送電電力量計 30、発電機送電電力量計 32 及び蓄電池放電電力量計 34 のいずれかであるか否かを判断する (SP3)。

【0055】

電力監視制御装置 16 は、この判断において肯定結果を得ると、ステップ SP2 において受信したパルスの送信元が連系点送電電力量計であるか否かを判断する (SP4)。そして電力監視制御装置は、この判断において肯定結果を得ると、連系点送電電力量計 30 に対応するカウンタのカウント値を 1 増加させる (SP5)。

【0056】

また電力監視制御装置 16 は、ステップ SP4 の判断において否定結果を得ると、ステップ SP2 において受信したパルスの送信元が発電機送電電力量計 32 であるか否かを判断する (SP6)。そして電力監視制御装置 16 は、この判断において肯定結果を得ると、発電機送電電力量計 32 に対応するカウンタのカウント値を 1 増加させ (SP7)、これに対して否定結果を得ると、蓄電池放電電力量計 34 に対応するカウンタのカウント値を 1 増加させる (SP8)。

【0057】

この後、電力監視制御装置 16 は、必要に応じてパラメータ n の値を増加させると共に、当該パラメータ n の値が予め定められたカウンタ読取期限日を表す値になったか否かを判断し (SP9)、否定結果を得るとステップ SP2 に戻る。

【0058】

これに対して電力監視制御装置 16 は、ステップ SP3 の判断において否定結果を得ると、ステップ SP2 において受信したパルスの送信元が連系点受電電力量計 31 であるか否かを判断する (SP10)。そして電力監視制御装置 16 は、この判断において肯定結果を得ると、連系点受電電力量計 31 に対応するカウンタのカウント値を 1 増加させる (SP11)。

【0059】

また電力監視制御装置 16 は、ステップ SP10 の判断において否定結果を得ると、ステップ SP2 において受信したパルスの送信元が発電機受電電力量計 33 であるか否かを判断する (SP12)。そして電力監視制御装置 16 は、この判断において肯定結果を得ると、発電機受電電力量計 33 に対応するカウンタのカウント値を 1 増加させ (SP13)、これに対して否定結果を得ると、蓄電池充電電力量計 35 に対応するカウンタのカウント値を 1 増加させる (SP14)。

【0060】

この後、電力監視制御装置 16 は、必要に応じてパラメータ n の値を増加させると共に

10

20

30

40

50

、当該パラメータ  $n$  の値が予め定められたカウンタ読取期限日を表す値になったか否かを判断し ( S P 1 5 ) 、否定結果を得るとステップ S P 2 に戻る。

【 0 0 6 1 】

一方、電力監視制御装置 1 6 は、やがて上述のステップ S P 9 又はステップ S P 1 5 の判断において肯定結果を得ると、連系点送電電力量計 3 0 に対応するカウンタのカウンタ値、発電機送電電力量計 3 2 に対応するカウンタのカウンタ値及び蓄電池放電電力量計 3 4 に対応するカウンタのカウンタ値にそれぞれステップ S P 1 において設定した対応する定数  $K S 1$  、定数  $K S 2$  又は定数  $K S B$  を乗算することにより、連系点送電電力量  $P S 1$  、発電機送電電力量  $P S 2$  及び蓄電池放電電力量  $P S B$  をそれぞれ算出する ( S P 1 6 ) 。

10

【 0 0 6 2 】

また電力監視制御装置 1 6 は、連系点受電電力量計 3 1 に対応するカウンタのカウンタ値、発電機受電電力量計 3 3 に対応するカウンタのカウンタ値及び蓄電池充電電力量計 3 5 に対応するカウンタのカウンタ値にそれぞれステップ S P 1 において設定した対応する定数  $K R 1$  、定数  $K R 2$  又は定数  $K R B$  を乗算することにより、連系点送電電力量  $P R 1$  、発電機送電電力量  $P R 2$  及び蓄電池放電電力量  $P R B$  をそれぞれ算出する ( S P 1 6 ) 。

【 0 0 6 3 】

続いて電力監視制御装置 1 6 は、次式

【数 1】

$$Tr_{lossR} = P R 1 \times (Tr_{closs} / P 0) + Tr_{floss} \times 2 4 n \quad \dots\dots (1)$$

20

により、変電所連系用変圧器 1 2 ( 図 1 ) における電力ロス  $Tr_{lossR}$  を算出する ( S P 1 7 ) 。なお、( 1 ) 式において、 $Tr_{closs}$  及び  $Tr_{floss}$  はそれぞれ変電所連系用変圧器 1 2 の銅損失及び鉄損失、 $P 0$  は変電所連系用変圧器 1 2 の定格であり、これらは予め電力監視制御装置 1 6 に与えられる。

【 0 0 6 4 】

次いで電力監視制御装置 1 6 は、上述のようにして得られた連系点送電電力量  $P S 1$  、発電機送電電力量  $P S 2$  及び蓄電池放電電力量  $P S B$  と、連系点受電電力量  $P R 1$  、発電機受電電力量  $P R 2$  及び蓄電池充電電力量  $P R B$  と、変電所連系用変圧器 1 2 における電力ロス  $Tr_{lossR}$  とに基づいて、必要な演算処理を実行する ( S P 1 8 ) 。

30

【 0 0 6 5 】

具体的に、電力監視制御装置 1 6 は、蓄電池 1 3 に充電された電力量のうち、電力系統 1 4 ( 図 1 ) から与えられた電力量 ( 以下、これを蓄電池充電電力量 ( 系統 ) と呼ぶ )  $L P C$  を次式

【数 2】

$$L P C = P R 1 - Tr_{lossR} - P R 2 \quad \dots\dots (2)$$

40

により算出すると共に、蓄電池 1 3 に充電された電力量のうち、合成発電電力の電力量 ( 以下、これを蓄電池充電電力量 ( 発電所 ) と呼ぶ )  $G P C$  を次式

【数 3】

$$G P C = P R B - L P C \quad \dots\dots (3)$$

により算出する。

【 0 0 6 6 】

また電力監視制御装置 1 6 は、合成発電電力のうちの連系電力会社の電力系統 1 4 に直接送電された電力量 ( 以下、これを発電機直送電電力量と呼ぶ )  $G P S 2$  を、次式

【数4】

$$GPS2 = PS2 - GPC \quad \dots\dots (4)$$

により算出する。

【0067】

さらに電力監視制御装置16は、蓄電池13から放電された電力量のうち、電力系統14からの充電分に相当する電力量（以下、これを蓄電池放電電力量（系統充電分）と呼ぶ）LCPS10を次式

【数5】

$$LCPS10 = PSB \times LPC / (LPC + GPC) \quad \dots\dots (5)$$

10

により算出し、蓄電池13から放電された電力量のうち、合成発電電力に基づく充電分に相当する電力量（以下、これを蓄電池放電電力（発電機充電分）と呼ぶ）GCPS20を次式

【数6】

$$GCPS20 = PSB \times GPC / (LPC + GPC) \quad \dots\dots (6)$$

により算出する。

【0068】

さらに電力監視制御装置16は、次式合成発電電力による蓄電池13への充電量分及び電力系統14への直送分の合計電力量（以下、これを発電所合成送電電力量（発電+蓄電）と呼ぶ）GPS22を、次式

20

【数7】

$$GPS22 = GCPS20 + GP2 \quad \dots\dots (7)$$

により算出する。また電力監視制御装置16は、この発電所合成送電電力量（発電+蓄電）を用いて、連系電力会社の電力系統14に送電した電力量のうち、電力系統14から得られた按分電力量（以下、これを連系点送電按分電力量（系統）と呼ぶ）LCPSB13を、次式

30

【数8】

$$LCPSB13 = PS1 \times LCPS10 / (LCPS10 + GPS22) \quad \dots\dots (8)$$

により算出し、連系電力会社の電力系統に送電した電力量のうち、合成発電電力の電力量（以下、これを連系点送電按分電力量（発電所）と呼ぶ）GCPSB23を次式

【数9】

$$GCPSB23 = PS1 \times GPS22 / (LCPS10 + GPS22) \quad \dots\dots (9)$$

により算出する（SP）。

【0069】

40

続いて電力監視制御装置16は、ステップSP16において得られた連系点送電電力量PS1、発電機送電電力量PS2及び蓄電池放電電力量PSBと、ステップSP16において得られた連系点受電電力量PR1、発電機受電電力量PR2及び蓄電池充電電力量PRBと、上述のようにして算出した蓄電池充電電力量（系統）LPC、蓄電池充電電力量（発電所）GPC、発電機直送電電力量GPS2、蓄電池放電電力量（系統充電分）LCPS10、蓄電池放電電力量（発電機充電分）GCPS20、連系点送電按分電力量（系統）LCPSB13及び連系点送電按分電力量（発電所）GCPSB23とに基づいて、必要に応じて季報及び年報を作成し（SP19）、これを図示しない記録装置に記録して保管する。

【0070】

50

次いで電力監視制御装置 16 は、ステップ S P 18 において得られた各数値に基づいて、図 4 ~ 図 6 について上述した電力料金請求書 35 A、電力料金振込通知書 35 B 及び R P S 電力料金請求書 35 C と、各検針通知書 36 ( 36 A ~ 6 E ) とを作成し、これらをそれぞれプリンタ 24 ( 図 1 ) にプリントさせた後、この蓄電池充放電制御処理を終了する。

#### 【 0 0 7 1 】

##### ( 1 - 4 ) 本実施の形態の効果

以上の構成のように、本実施の形態による風力発電システム 1 では、連系点側電力量計測点 P 1 に連系点送電電力量計 30 及び連結点受電電力量計 31、発電機側電力量計測点 P 2 に発電機送電電力量計 32 及び発電機受電電力量計 33、蓄電池側電力量計測点 P 3 に蓄電池放電電力量計 34 及び蓄電池充電電力量計 35 をそれぞれ設け、これらの電力量計によって連系点側電力量計測点 P 1、発電機側電力量計測点 P 2 及び蓄電池側電力量計測点 P 3 における送受電力量を潮流方向別に計測するようにしたことにより、これらの計測結果に基づいて、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電電力とを精度良く計量区分することができる。

#### 【 0 0 7 2 】

##### ( 2 ) 第 2 の実施の形態

図 1 において、40 は全体として第 2 の実施の形態による風力発電システムを示す。この風力発電システム 40 は、電力監視制御装置 41 による蓄電池 13 の充放電制御処理が異なる点を除いて、第 1 の実施の形態による風力発電システム 1 と同様に構成されている。

#### 【 0 0 7 3 】

すなわち、図 14 について上述した第 1 の実施の形態による蓄電池充放電制御処理は、蓄電池 13 に充電する電力系統 14 からの購入電力が常に同一の他発電事業者からのものであることを前提としている。しかしながら現在では、各発電事業者が電力会社の電力システムを利用して他発電事業者に対して売電することも可能であり、このため複数の他発電事業者 ( 電力会社を含む ) から電力を購入して購入電力を蓄電池 13 に充電することも考えられる。

#### 【 0 0 7 4 】

そこで、本実施の形態による風力発電システム 40 ( 図 1 ) では、他発電事業者から電力を購入して蓄電池 13 に充電する際には、当該他発電事業者の名称 ( 発電事業者名 ) 及び購入時刻を記録しておき、この情報に基づいて他発電事業者からの購入電力を他発電事業者ごとに計量区分する。

#### 【 0 0 7 5 】

なお、蓄電池 13 への充電電力の売電元の他発電事業者の区分については、連系電力会社以外の他発電事業者から電力を購入する場合には、何時から何時までどの他発電事業者からいくらの電力量を購入するかという売買契約が例えば日本卸電力取引所 19 ( 図 1 ) において事前に行なわれるため、これを参照して行なう。

#### 【 0 0 7 6 】

図 15 は、このような本実施の形態による蓄電池充放電制御処理に関する電力監視制御装置 41 の具体的な処理内容を示している。電力監視制御装置 41 は、図示しない内部メモリに格納された対応する制御プログラムに従って、この図 15 に示す蓄電池充放電制御処理を実行する。

#### 【 0 0 7 7 】

すなわち電力監視制御装置 41 は、かかる蓄電池充放電制御処理の実行命令が入力されると、この蓄電池充放電制御処理を開始し、まず、例えば日本卸電力取引所 19 において何時から何時までどの発電事業者からいくらの電力量を購入するかといった電力購入のスケジュールを内部設定する ( S P 30 )。この電力購入スケジュールは、ユーザ操作により入力したものであっても、また日本卸電力取引所 19 の入札サーバとのやり取り時に取得したデータに基づき電力監視制御装置 41 が作成したものであっても良い。

10

20

30

40

50

## 【 0 0 7 8 】

また電力監視制御装置 4 1 は、これと併せて、図 1 4 のステップ S P 1 において上述した連系点受電パルス、発電機側受電パルス及び充電電力パルスの各 1 パルス分の電力量 K R ( K R 1 , K R 2 , K R B ) と、連系点送電パルス、発電機側送電パルス及び放電電力パルスの各 1 パルス分の電力量 K S ( K S 1 , K S 2 , K S B ) とをそれぞれ予め設定された所定値に設定する。また電力監視制御装置 4 1 は、図 1 4 のステップ S P 5、ステップ S P 7、ステップ S P 8、ステップ S P 1 1、ステップ S P 1 3 及びステップ S P 1 4 についてそれぞれ上述した各カウンタと、ステップ S P 1 0 7 について後述するカウンタの各カウンタ値を初期値「 0 」に設定すると共に、計器読取り日時を表すパラメータ n を初期値「 1 」に設定する ( S P 3 0 )。

10

## 【 0 0 7 9 】

続いて電力監視制御装置 4 1 は、ステップ S P 3 1、ステップ S P 3 3 ~ ステップ S P 4 5 を図 1 4 について上述した第 1 の実施の形態による蓄電池充放電制御処理のステップ S P 3 ~ ステップ S P 1 5 と同様に処理することにより、連系点送電電力量計 3 0 からの連系点受電パルス、連系点受電電力量計 3 1 からの連系点送電パルス、発電機送電電力量計 3 2 からの発電機側受電パルス、発電機受電電力量計 3 3 からの発電機側送電パルス、蓄電池放電電力量計 3 4 からの充電電力パルス又は蓄電池充電電力量計 3 5 からの放電電力パルスが入力するごとに、対応するカウンタを 1 ずつ増加させる。

## 【 0 0 8 0 】

この際、電力監視制御装置 4 1 は、蓄電池充電電力量計 3 5 から充電電力パルスが与えられたときには、ステップ S P 1 において設定した電力購入スケジュールに従って、そのとき購入している電力の売電元の発電事業者名と、そのときの時刻とを記録する ( S P 3 2 )。

20

## 【 0 0 8 1 】

そして電力監視制御装置 4 1 は、やがて各カウンタのカウンタ値を読み取るカウンタ読取期限日 ( その月の締め日 ) になると、上述の連系点送電電力量 P S 1、発電機送電電力量 P S 2 及び蓄電池放電電力量 P S B と、連系点受電電力量 P R 2、発電機受電電力量 P R 2 及び蓄電池充電電力量 P R B と、変電所連系用変圧器における電力ロス  $Tr_{loss R}$  とをそれぞれ算出する ( S P 4 6 , S P 4 7 )。

## 【 0 0 8 2 】

次いで電力監視制御装置 4 1 は、ステップ S P 3 0 において設定した電力購入スケジュールと、ステップ S P 3 2 において記録した発電事業者名及び時刻とに基づいて、蓄電池 1 3 の充電用に購入した他発電事業者ごとの蓄電池充電電力量 P R B を区分する ( S P 4 8 )。

30

## 【 0 0 8 3 】

続いて電力監視制御装置 4 1 は、図 1 4 について上述した第 1 の実施の形態による蓄電池充放電制御処理のステップ S P 1 8 と同様に、ステップ S P 4 8 において区分した他発電事業者ごとに、蓄電池充電電力量 ( 系統 ) L P C、蓄電池充電電力量 ( 発電所 ) G P C、発電機直送電電力量 G P S 2、蓄電池放電電力量 ( 系統充電分 ) L C P S 1 0、蓄電池放電電力量 ( 発電機充電分 ) G C P S 2 0、連系点送電按分電力量 ( 系統 ) L C P S B 1 3 及び連系点送電按分電力量 ( 発電所 ) G C P S B 2 3 をそれぞれ算出する ( S P 4 9 )。

40

## 【 0 0 8 4 】

次いで電力監視制御装置 4 1 は、ステップ S P 5 0 及びステップ S P 5 1 を図 1 4 のステップ S P 1 9 及びステップ S P 2 0 と同様に処理し、やがてこの蓄電池充放電制御処理を終了する。

## 【 0 0 8 5 】

以上のように本実施の形態による風力発電システム 4 0 では、蓄電池 1 3 の充電時に購入した電力の売電元の発電事業者名及びその時刻を記録し、蓄電池 1 3 への充電電力の売電元の発電事業者を区分するため、複数の発電事業者から蓄電池 1 3 への充電用に電力を

50

購入した場合においても、蓄電池 13 への充電電力としてどの発電事業者からどの程度の電力を購入したかを精度良く区分することができる。

【0086】

(3) 第3の実施の形態

図1との対応部分に同一符号を付して示す図16は、第3の実施の形態による風力発電システム50を示す。この風力発電システム50では、蓄電池13に蓄えた電力を風力発電システム50内で使用することを想定しており、これに伴い電力量計測部51の構成と、電力監視制御装置58による蓄電池13の充放電制御処理の内容とが第1の実施の形態による風力発電システム1と異なる。

【0087】

すなわち本実施の形態の場合、図3との対応部分に同一符号を付した図17に示すように、電力監視制御装置58は、連系点側電力量計測点P1における送受電力量を計測する連系点送電電力量計30及び連結点受電電力量計31と、発電機側電力量計測点P2における送受電力量を計測する発電機送電電力量計32及び発電機受電電力量計33と、蓄電池側電力量計測点P3における送受電力量を計測する蓄電池放電電力量計34及び蓄電池充電電力量計35とに加えて、電力系統14から入力した購入電力のうち、第1及び第2の電送線6, 8の接続点PCを越えて第1の電送線6の風力発電機3側に流れ込む電力量(以下、これを発電機系統側受電電力量と呼ぶ)を計測するための発電機系統側受電電力量計52が設けられている。

【0088】

この場合発電機系統側受電電力量計52は、図18に示すように、第1及び第2の電送線6, 8の接続点PCと連系用変圧器12との間に設定された発電機系統側受電電力量計測点P4と、蓄電池側電力量計測点P3との間を和接続する和接続回路53のうち、蓄電池側電力量計測点P3側の変流器54と、かかる和接続回路53の発電機系統側受電電力量計測点P4の変流器55の端子間に配置された補助変流器56との間を差接続する差接続回路57に接続されている。なお、図18では、R についてのみ図示しているが、t についても同様の回路構成を有することはいうまでもない。

【0089】

このように構成された和接続回路53では、電力系統14から連系用変圧器12を介して第1及び第2の電送線6, 8の接続点PCに流れ込む電力量IR2の変流電流のベクトルをベクトルir2、蓄電池13からかかる接続点PCに流れ込む蓄電池13の放電電力量ISBのベクトルをベクトルisbとすると、かかる接続点PCから風力発電所2側に流れる電力量IADDのベクトルiaddは、次式

【数10】

$$i_{add} = i_{r2} + i_{sb} \quad \dots\dots (10)$$

のように算出することができる。ただし、ベクトルiadd及びベクトルisbは図18の矢印方向を正とし、負のときには「0」とする。

【0090】

この場合において、かかる電力量IADDには、蓄電池13の放電電力量ISBも含まれているため、次式

【数11】

$$i_{rem} = i_{add} - i_{sb} \quad \dots\dots (11)$$

のように、当該電力量Iaddのベクトルiaddから蓄電池13の放電電力量ISBのベクトルisbを差し引いたものが、電力系統14から第1及び第2の電送線6, 8の接続点PCを越えて第1の電送線6の風力発電所2側に流れ込む発電機系統側受電電力量IREMのベクトル量となる。ただし、ベクトルiremも図18の矢印方向を正とする。

【0091】

以上の検証例を図19及び図20に示す。図19及び図20では、説明を簡素化するた

10

20

30

40

50

め、各変流器の変流比を1対1としている。

【0092】

そして発電機系統側受電電力量計52は、上述のようにして発電機系統側受電電力量IREMを計測し、一定電力量(例えば1kW)を計測するごとに1つのパルスを送電機系統側受電パルスとして電力監視制御装置58に送信する。

【0093】

電力監視制御装置58は、連系点受電電力量計30及び連系点送電電力量計31からそれぞれ送信される連系点受電パルス及び連系点送電パルスと、発電機受電電力量計32及び発電機送電電力量計33からそれぞれ送信される発電機側受電パルス及び発電機側送電パルスと、蓄電池充電電力量計34及び蓄電池放電電力量計35からそれぞれ送信される充電電力パルス及び放電電力パルスと、発電機系統側受電電力量計52から送信される発電機系統側受電パルスとについて、それぞれパルス数を例えば月単位で累積的にカウントする。

10

【0094】

また電力監視制御装置58は、連系点受電パルス、連系点送電パルス、発電機側受電パルス、発電機側送電パルス、充電電力パルス、放電電力パルス及び発電機系統側受電パルスの各累積結果に基づいて、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを例えば月ごとに計量区分し、計量区分した電力量に基づいて、各種請求書・通知書35(図3)と、各種検針通知書36(図3)とを作成する。

【0095】

20

図21は、このような第3の実施の形態による蓄電池13の充放電制御に関する電力監視制御装置58の具体的な処理内容を示している。電力監視制御装置58は、図示しない内部メモリに格納された対応する制御プログラムに従って、この図21に示す蓄電池充放電制御処理を実行する。

【0096】

すなわち電力監視制御装置58は、かかる蓄電池充放電制御処理の実行命令が入力されると、この蓄電池充放電制御処理を開始し、まず、必要な設定処理を実行する(SP60)。

【0097】

具体的に、電力監視制御装置58は、図14のステップSP1と同様にして、連系点受電パルス、発電機側受電パルス及び充電電力パルスの各1パルス分の電力量KR(KR1, KR2, KRB)と、連系点送電パルス、発電機側送電パルス及び放電電力パルスの各1パルス分の電力量KS(KS1, KS2, KSB)とをそれぞれ予め設定された所定値に設定する。また電力監視制御装置58は、図1のステップSP5、ステップSP7、ステップSP8、ステップSP11、ステップSP13及びステップSP14についてそれぞれ上述した各カウンタと、ステップSP76について後述するカウンタとの各カウント値をそれぞれ初期値「0」に設定すると共に、計器読取り日時を表すパラメータnを初期値「1」に設定する。さらに電力監視制御装置58は、発電機系統側受電電力量計52から与えられる発電機系統側受電パルスの1パルス分の電力量KDGを予め設定された所定値に設定する。

30

40

【0098】

続いて電力監視制御装置58は、連系点送電電力量計30からの連系点送電パルス、連系点受電電力量計31からの連系点受電パルス、発電機送電電力量計32からの発電機側送電パルス、発電機受電電力量計33からの発電機側受電パルス、蓄電池放電電力量計34からの放電電力パルス、蓄電池充電電力量計35からの充電電力パルス及び発電機系統側受電電力量計52からの発電機系統側受電パルスのいずれかが入力するのを待ち受ける(SP61)。

【0099】

そして電力監視制御装置58は、かかる連系点送電パルス、連系点受電パルス、発電機側送電パルス、発電機側受電パルス、放電電力パルス、充電電力パルス及び発電機系統側

50

受電パルスの中のいずれかのパルスが入力すると、そのパルスの送信元が連系点送電電力量計 30、発電機送電電力量計 32 及び蓄電池放電電力量計 34 のいずれかであるか否かを判断する (SP62)。

【0100】

電力監視制御装置 58 は、この判断において肯定結果を得ると、ステップ SP63 ~ ステップ SP67 を図 14 のステップ SP4 ~ ステップ SP8 と同様に処理する。また電力監視制御装置 58 は、必要に応じてパラメータ n の値を増加させると共に、当該パラメータ n の値が予め定められたカウンタ読取期限日を表す値になったか否かを判断し (SP68)、否定結果を得ると、ステップ SP61 に戻る。

【0101】

これに対して電力監視制御装置 58 は、ステップ SP62 の判断において否定結果を得ると、ステップ SP69 ~ ステップ SP72 を図 14 のステップ SP10 ~ ステップ SP13 と同様に処理する。また電力監視制御装置 58 は、ステップ SP71 の判断において否定結果を得ると、ステップ SP61 において受信したパルスの送信元が蓄電池充電電力量計 35 であるか否かを判断する (SP73)。

【0102】

そして電力監視制御装置 58 は、この判断において肯定結果を得ると、蓄電池充電電力量計 35 に対応するカウンタのカウント値を 1 増加させる。そして電力監視制御装置 58 は、この後、必要に応じてパラメータ n の値を増加させると共に、当該パラメータ n の値が予め定められたカウンタ読取期限日を表す値になったか否かを判断し (SP75)、否定結果を得ると、ステップ SP61 に戻る。

【0103】

また電力監視制御装置 58 は、ステップ SP73 の判断において否定結果を得ると、発電機系統側受電電力量計 52 に対応するカウンタのカウント値を 1 増加させる (SP76)。そして電力監視制御装置 58 は、この後、必要に応じてパラメータ n の値を増加させると共に、当該パラメータ n の値が予め定められたカウンタ読取期限日を表す値になったか否かを判断し (SP77)、否定結果を得ると、ステップ SP61 に戻る。

【0104】

一方、電力監視制御装置 58 は、やがて上述のステップ SP68、ステップ SP75 又はステップ SP77 の判断において肯定結果を得ると、連系点送電電力量計 30 に対応するカウンタのカウント値、発電機送電電力量計 32 に対応するカウンタのカウント値及び蓄電池放電電力量計 34 に対応するカウンタのカウント値に対して、それぞれステップ SP60 において設定した対応する定数 KS1、定数 KS2 又は定数 KSB を乗算することにより、連系点送電電力量 PS1、発電機送電電力量 PS2 及び蓄電池放電電力量 PSB をそれぞれ算出する。

【0105】

また電力監視制御装置 58 は、連系点受電電力量計 31 に対応するカウンタのカウント値、発電機受電電力量計 33 に対応するカウンタのカウント値及び蓄電池充電電力量計 35 に対応するカウンタのカウント値にそれぞれステップ SP60 において設定した対応する定数 KR1、定数 KR2 又は定数 KRB を乗算することにより、連系点送電電力量 PR1、発電機送電電力量 PR2 及び蓄電池放電電力量 PRB をそれぞれ算出する。

【0106】

さらに電力監視制御装置 58 は、発電機系統側受電電力量計 52 に対応するカウンタのカウント値にステップ SP60 において設定した対応する定数 KDG を乗算することにより、発電機系統側受電電力量 PLRG を算出する (SP78)。

【0107】

続いて電力監視制御装置 58 は、上述の (1) 式により連系用変圧器 12 における電力ロス  $Tr_{lossR}$  を算出し (SP79)、この後、上述のようにして得られた連系点送電電力量 PS1、発電機送電電力量 PS2 及び蓄電池放電電力量 PSB と、連系点受電電力量 PR1、発電機受電電力量 PR2、蓄電池充電電力量 PRB 及び発電機系統側受電電力量 P

10

20

30

40

50

L R Gと、連系用変圧器 1 2 における電力ロス $TrlossR$ とに基づいて、必要な演算処理を実行する ( S P 8 0 )。

【 0 1 0 8 】

具体的に、電力監視制御装置 5 8 は、蓄電池 1 3 に充電された電力量のうち、電力系統 1 4 から与えられた電力量 ( 蓄電池充電電力量 ( 系統 ) )  $L P C$ を次式

【数 1 2】

$$L C P = P R 1 - TrlossR - P L R G \quad \dots\dots (12)$$

により算出し、蓄電池 1 3 に充電された電力量のうち、合成発電電力の電力量 ( 蓄電池充電電力量 ( 発電所 ) )  $G P C$ を上述の ( 3 ) 式により算出する。

10

【 0 1 0 9 】

また電力監視制御装置 5 8 は、蓄電池 1 3 から放電された電力量のうち、風力発電システム 5 0 内で消費された電力量 ( 以下、これを蓄電池放電電力量 ( 発電所内消費 ) と呼ぶ )  $P S B G$ を、次式

【数 1 3】

$$P S B G = P R 2 - P L R G \quad \dots\dots (13)$$

により計算すると共に、蓄電池 1 3 から放電された電力量のうち、連系点側電力量計測点  $P 1$  を介して電力系統 1 4 側に送電された電力量 ( 以下、これを蓄電池放電電力量 ( 連系点送電 ) と呼ぶ )  $P S B S$ を、次式

20

【数 1 4】

$$P S B S = P S B - P S B G \quad \dots\dots (14)$$

により計算する。

【 0 1 1 0 】

さらに電力監視制御装置 5 8 は、合成発電電力のうちの連系電力会社の電力系統 1 4 に直接送電された電力量 ( 発電機直送電電力量と呼ぶ )  $G P S 2$ を、上述の ( 4 ) 式により計算する。

【 0 1 1 1 】

30

さらに電力監視制御装置 5 8 は、蓄電池 1 3 から放電された電力量のうち、電力系統 1 4 からの充電分に相当する電力量 ( 蓄電池放電電力量 ( 系統充電分 ) )  $L C P S 1 0$ を次式

【数 1 5】

$$L C P S 1 0 = P S B S \times L P C / ( L P C + G P C ) \quad \dots\dots (15)$$

により算出し、蓄電池 1 3 から放電された電力量のうち、合成発電電力に基づく充電分に相当する電力量 ( 以下、これを蓄電池放電電力 ( 発電機充電分 ) と呼ぶ )  $G C P S 2 0$ を次式

【数 1 6】

40

$$G C P S 2 0 = P S B S \times G P C / ( L P C + G P C ) \quad \dots\dots (16)$$

により算出する。

【 0 1 1 2 】

さらに電力監視制御装置 5 8 は、次式合成発電電力による蓄電池 1 3 への充電量分及び電力系統 1 4 への直送分の合計電力量 ( 発電所合成送電電力量 ( 発電 + 蓄電 ) )  $G P S 2 2$ と、連系電力会社の電力系統 1 4 に送電した電力量のうち、電力系統 1 4 から得られた按分電力量 ( 連系点送電按分電力量 ( 系統 ) )  $L C P S B 1 3$ と、連系電力会社の電力系統 1 4 に送電した電力量のうち、合成発電電力の電力量 ( 連系点送電按分電力量 ( 発電所 ) )  $G C P S B 2 3$ とをそれぞれ上述の ( 7 ) 式 ~ ( 9 ) 式によりそれぞれ算出する。

50

## 【 0 1 1 3 】

次いで電力監視制御装置 5 8 は、ステップ S P 8 1 及びステップ S P 8 2 を図 1 4 のステップ S P 1 9 及びステップ S P 2 0 と同様に処理し、やがてこの蓄電池充放電制御処理を終了する。

## 【 0 1 1 4 】

以上のように本実施の形態による風力発電システム 5 0 では、電力系統 1 4 から入力した購入電力のうち、第 1 及び第 2 の電送線 6 , 8 の接続点 P C を越えて第 1 の電送線 6 の風力発電所 2 側に流れ込む発電機系統側受電電力量を計測するための発電機系統側受電電力量計 5 2 を電力量計測部 5 1 に設けるようにしているため、蓄電池 1 3 に蓄えた電力を風力発電システム 5 0 内で使用する場合においても他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電電力とを精度良く計量区分することができる。

10

## 【 0 1 1 5 】

## ( 4 ) 第 4 の実施の形態

図 1 6 において、6 0 は全体として第 4 の実施の形態による風力発電システムを示す。この風力発電システム 6 0 では、複数の他発電事業者（電力会社を含む）から電力を購入して購入電力を蓄電池 1 3 に充電すると共に、蓄電池 1 3 に蓄えた電力を風力発電システム 5 0 内で使用することを想定しており、これに伴い電力監視制御装置 6 1 による蓄電池 1 3 の充放電制御処理の内容とが第 3 の実施の形態による風力発電システム 5 0 と異なる。

## 【 0 1 1 6 】

すなわち本実施の形態による風力発電システム 6 0 では、他発電事業者から電力を購入して蓄電池 1 3 に充電する際には、当該他発電事業者の名称（発電事業者名）及びその時刻を記録しておき、この情報に基づいて他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電電力とを計量区分する。

20

## 【 0 1 1 7 】

図 2 2 は、このような本実施の形態による蓄電池 1 3 の充放電制御処理に関する電力監視制御装置 6 1 の具体的な処理内容を示している。電力監視制御装置 6 1 は、図示しない内部メモリに格納された対応する制御プログラムに従って、この図 2 2 に示す蓄電池充放電制御処理を実行する。

## 【 0 1 1 8 】

すなわち電力監視制御装置 6 1 は、かかる蓄電池充放電制御処理の実行命令が入力されると、この蓄電池充放電制御処理を開始し、まず、例えば日本卸電力取引所 1 9（図 1）において何時から何時までどの発電事業者からいくらの電力量を購入するかといった電力購入スケジュールを内部設定する（S P 9 0）。

30

## 【 0 1 1 9 】

また電力監視制御装置 6 1 は、図 1 4 のステップ S P 1 と同様に、連系点受電パルス、発電機側受電パルス及び充電電力パルスの各 1 パルス分の電力量 K R（K R 1 , K R 2 , K R B）と、連系点送電パルス、発電機側送電パルス及び放電電力パルスの各 1 パルス分の電力量 K S（K S 1 , K S 2 , K S B）と、発電機系統側受電パルスの 1 パルス分の電力量 K D G とをそれぞれ予め設定された所定値に設定する。さらに電力監視制御装置 6 1 は、図 1 4 のステップ S P 5、ステップ S P 7、ステップ S P 8、ステップ S P 1 1、ステップ S P 1 3 及びステップ S P 1 4 についてそれぞれ上述した各カウンタと、図 2 2 のステップ S P 7 7 について上述したカウンタとの各カウンタ値をそれぞれ初期値「0」に設定すると共に、計器読取り日時を表すパラメータ n を初期値「1」に設定する。（S P 9 0）。

40

## 【 0 1 2 0 】

続いて電力監視制御装置 6 1 は、連系点送電電力量計 3 0 からの連系点送電パルス、連系点受電電力量計 3 1 からの連系点受電パルス、発電機送電電力量計 3 2 からの発電機側送電パルス、発電機受電電力量計 3 3 からの発電機側受電パルス、蓄電池放電電力量計 3 4 からの放電電力パルス、蓄電池充電電力量計 3 5 からの充電電力パルス及び発電機系統

50

側受電電力量計 5 2 からの発電機系統側受電パルスのいずれかが入力するのを待ち受ける ( S P 9 1 ) 。

【 0 1 2 1 】

この後、電力監視制御装置 6 1 は、ステップ S P 9 3 ~ ステップ S P 1 0 8 を図 2 1 について上述した第 1 の実施の形態による蓄電池充放電制御処理のステップ S P 6 2 ~ ステップ S P 7 7 と同様に処理することにより、連系点受電パルス、連系点送電パルス、発電機側受電パルス、発電機側送電パルス、充電電力パルス、放電電力パルス又は発電所系統受電パルスが入力するごとに、対応するカウンタを 1 ずつ増加させる。

【 0 1 2 2 】

この際、電力監視制御装置 6 1 は、蓄電池充電電力量計 3 5 から充電電力パルスが与えられたときには、ステップ S P 9 0 において設定した電力購入スケジュールに従って、そのとき購入している電力の売電元の発電事業者名と、そのときの時刻とを記録する ( S P 9 2 ) 。

【 0 1 2 3 】

そして電力監視制御装置は、やがて各カウンタのカウント値を読み取るカウンタ読取期限日 ( その月の締め日 ) になると、上述の連系点送電電力量 P S 1 、発電機送電電力量 P S 2 及び蓄電池放電電力量 P S B と、連系点受電電力量 P R 2 、発電機受電電力量 P R 2 、蓄電池充電電力量 P R B と、発電機系統側受電電力量 P L R G と、連系用変圧器 1 2 における電力ロス  $Tr_{loss R}$  とをそれぞれ算出する ( S P 1 0 9 , S P 1 1 0 ) 。

【 0 1 2 4 】

次いで電力監視制御装置 6 1 は、ステップ S P 9 0 において設定した電力購入スケジュールと、ステップ S P 9 2 において記録した発電事業者名及び時刻とに基づいて、蓄電池 1 3 の充電時に購入した他発電事業者ごとの蓄電池充電電力量 P R B を区分する ( S P 1 1 1 ) 。

【 0 1 2 5 】

続いて電力監視制御装置 6 1 は、図 2 1 のステップ S P 8 0 と同様にして、ステップ S P 1 1 1 において区分した発電事業者ごとの蓄電池充電電力量 ( 系統 ) L P C 、蓄電池充電電力量 ( 発電所 ) G P C 、蓄電池放電電力量 ( 発電所内消費 ) P S B G 、蓄電池放電電力量 ( 連系点送電 ) P S B S 、発電機直送電電力量 G P S 2 、蓄電池放電電力量 ( 系統充電分 ) L C P S 1 0 、蓄電池放電電力量 ( 発電機充電分 ) G C P S 2 0 、連系点送電按分電力量 ( 系統 ) L C P S B 1 3 及び連系点送電按分電力量 ( 発電所 ) G C P S B 2 3 をそれぞれ算出する ( S P 1 1 2 ) 。

【 0 1 2 6 】

次いで電力監視制御装置 6 1 は、ステップ S P 1 1 3 及びステップ S P 1 1 4 を図 2 1 のステップ S P 8 1 及びステップ S P 8 2 と同様に処理し、やがてこの蓄電池充放電制御処理を終了する。

【 0 1 2 7 】

以上のように本実施の形態による風力発電システム 6 0 では、購入している電力の売電元の発電事業者名及びその時刻を記録し、蓄電池 1 3 への充電電力の売電元の発電事業者を区分するため、複数の発電事業者から電力を購入し、その購入電力を蓄電池に充電する際にも他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電電力とを精度良く計量区分することができる。

【 0 1 2 8 】

( 5 ) 他の実施の形態

なお上述の第 1 ~ 第 4 の実施の形態においては、第 1 の電送線 6 における第 1 及び第 2 の電送線 6 , 8 の接続点 P C よりも電力系統 1 4 側と、第 1 の電送線 6 における第 1 及び第 2 の電送線 6 , 8 の接続点 P C よりも風力発電機 3 側と、第 2 の電送線 8 における第 1 及び第 2 の電送線 6 , 8 の接続点 P C よりも蓄電池 1 3 側とにおける潮流別の潮流電力量を計測する電力量計測手段としての電力量計測部 2 5 , 5 1 を図 3 又は図 1 7 のように構成するようにした場合について述べたが、本発明はこれに限らず、この他種々の構成を広

10

20

30

40

50

く適用することができる。

【0129】

また上述の第1～第4の実施の形態においては、電力量計測部25, 51の計測結果に基づいて、他発電事業者からの購入電力と自らの風力発電による発電電力とを区分する電力区分手段として、風力発電システム1, 40, 50, 60全体の動作制御を司る電力監視制御装置16, 41, 58, 61を適用するようにした場合について述べたが、本発明はこれに限らず、例えばかかる電力区分手段をかかると電力監視制御装置16, 41, 58, 61と別個に設けるようにしても良い。

【産業上の利用可能性】

【0130】

本発明は、風力発電システムに関し、種々の構成の蓄電池併用型風力発電システムに広く適用することができる。

【図面の簡単な説明】

【0131】

【図1】第1及び第2の実施の形態による風力発電システムの構成を示すブロック図である。

【図2】(A)～(B)は、強風季節の前後2ヶ月間における風況事例を示す特性曲線図である。

【図3】第1及び第2の実施の形態における電力量計測部の詳細構成を示すブロック図である。

【図4】電力料金請求書のフォーマット例を示す図である。

【図5】電力料金振込通知書のフォーマット例を示す図である。

【図6】RPS電力料金請求書のフォーマット例を示す図である。

【図7】検針通知書(内訳書)のフォーマット例を示す図である。

【図8】検針通知書(連系点送電電力算定書)のフォーマット例を示す図である。

【図9】検針通知書のフォーマット例を示す図である。

【図10】検針通知書(RPS対象算定書)のフォーマット例を示す図である。

【図11】検針通知書(連系点受電電力算定書)のフォーマット例を示す図である。

【図12】日報のフォーマット例を示す図である。

【図13】月報のフォーマット例を示す図である。

【図14】第1の実施の形態による蓄電池充放電制御処理に関する電力監視制御装置の具体的な処理内容を示すフローチャートである。

【図15】第2の実施の形態による蓄電池充放電制御処理に関する電力監視制御装置の具体的な処理内容を示すフローチャートである。

【図16】第3及び第4の実施の形態による風力発電システムの構成を示すブロック図である。

【図17】第3及び第4の実施の形態における電力量計測部の詳細構成を示すブロック図である。

【図18】第3及び第4の実施の形態における電力量計測部の詳細構成を示すブロック図である。

【図19】(A)～(C)は、第3及び第4の実施の形態における電力量計測部の動作説明に供する概念図である。

【図20】(A)～(C)は、第3及び第4の実施の形態における電力量計測部の動作説明に供する概念図である。

【図21】第3の実施の形態による蓄電池充放電制御処理に関する電力監視制御装置の具体的な処理内容を示すフローチャートである。

【図22】第4の実施の形態による蓄電池充放電制御処理に関する電力監視制御装置の具体的な処理内容を示すフローチャートである。

【図23】風力発電における風速変動と出力変動との関係の説明に供する図である。

【図24】季節ごとの風況事例を示す図である。

10

20

30

40

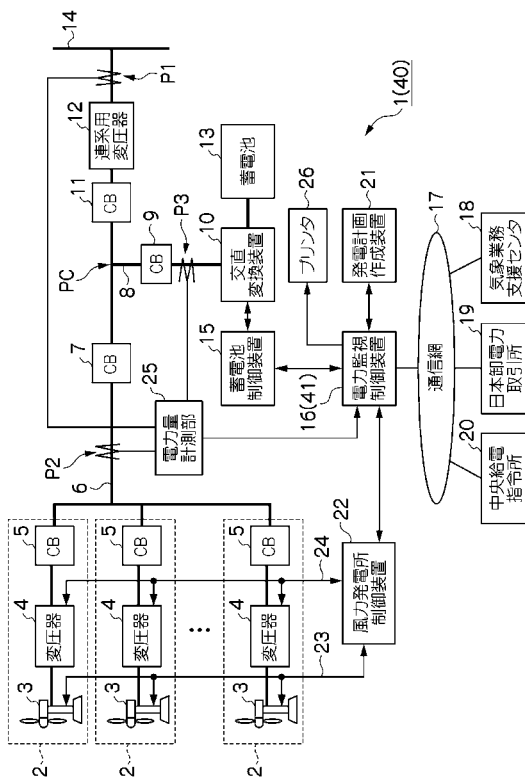
50

【符号の説明】

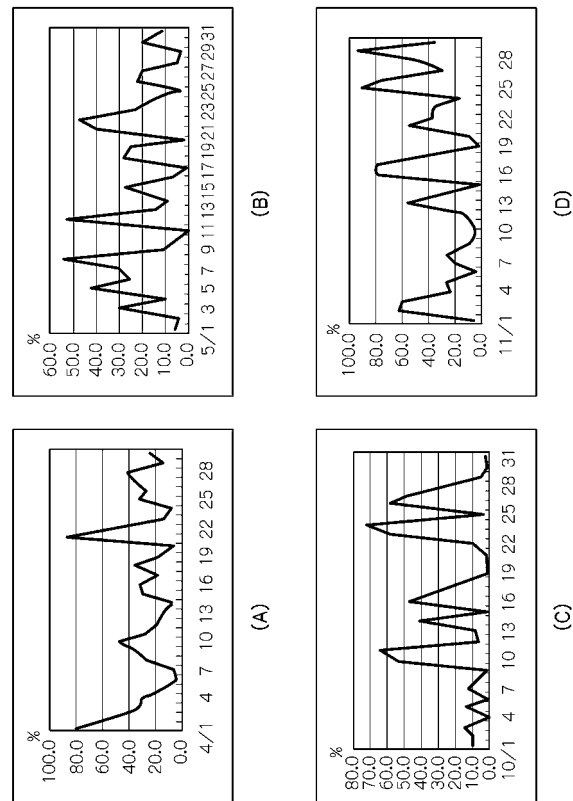
【0132】

1, 40, 50, 60 ..... 風力発電システム、2 ..... 風力発電所、3 ..... 風力発電機、  
 6, 8 ..... 電送線、10 ..... 交直変換装置、12 ..... 連系用変圧器、13 ..... 蓄電池、  
 14 ..... 電力系統、16, 41, 58, 61 ..... 電力監視制御装置、25, 51 ..... 電力計  
 側部、30 ..... 連系点送電電力量計、31 ..... 連結点受電電力量計、32 ..... 発電機送電  
 電力量計、33 ..... 発電機受電電力量計、34 ..... 蓄電池放電電力量計、35 ..... 蓄電池  
 充電電力量計、52 ..... 発電機系統側受電電力量計、P1 ..... 連系点側電力量計測点、P  
 2 ..... 発電機側電力量計測点、P3 ..... 蓄電池側電力量計測点、P4 ..... 発電機系統側  
 受電電力量計測点、PC ..... 接続点。

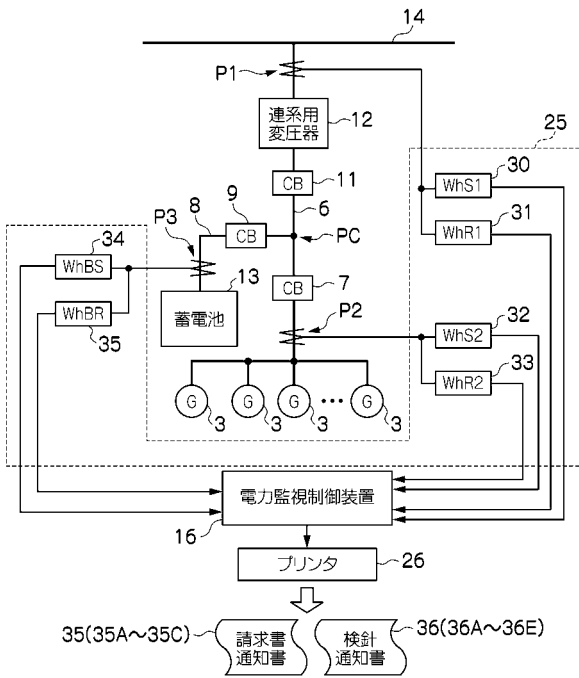
【図1】



【図2】



【図3】



【図4】

平成20年3月DD日  
「請求書番号07-HHJ」

yyy電力株式会社 御中

郵便番号105-0014  
東京都港区新橋2丁目5-5  
新橋2丁目MTビル5F  
日本風力開発株式会社

### 電力料金請求書

平成19年MM月DD日締結原契約「電力需給契約書」第1R条に基づき、下記ご請求申しあげます。

記

- 請求金額 ¥yy,yyy,yyy.-  
(内、消費税相当額 ¥zzz,zzz.-)
- 請求期間 自平成20年MM月DD日～至平成20年Mm月Dd日
- 需給電力量 e,eee,eeeKWh
- 振込銀行口座 座番号MZH銀行 本店(普通) xxxxxx3456  
座名義日本風力開発株式会社
- 支払期日 平成20年Mm月MY日

以上

尚、本請求書に関するご質問等は下記へお願いいたします。  
日本風力開発株式会社  
電話 ××-××××-×××× 担当 管理部 開発風太郎

【図5】

yyy電力株式会社 御中

平成20年3月DD日  
「振込書番号08-MJ」

郵便番号105-0014  
東京都港区新橋2丁目5-5  
新橋2丁目MTビル5F  
日本風力開発株式会社

### 電力料金振込通知書

平成19年MM月DD日締結原契約「電力需給契約書」第XY条に基づき、下記のとおり振込みましたので通知いたします。

記

- 振込み金額 ¥yy,yyy,yyy.-  
(内、消費税相当額 ¥zzz,zzz.-)
- 支払い期間 自平成20年MM月DD日～至平成20年Mm月Dd日
- 需給電力量 e,eee,eeeKWh
- 振込銀行口座 座番号MZH銀行 本店(普通) xxxxxx7805  
座名義ABC電力株式会社
- 支払期日 平成20年Mm月MY日

以上

尚、本振込書に関するご質問等は下記へお願いいたします。  
日本風力開発株式会社  
電話 ××-××××-×××× 担当 管理部 開発風太郎

【図6】

SSK株式会社 御中

平成20年3月DD日  
「請求書番号08-RPSMJ」

郵便番号105-0014  
東京都港区新橋2丁目5-5  
新橋2丁目MTビル5F  
日本風力開発株式会社

### RPS電力料金請求書

平成19年MM月DD日締結原契約「電力需給契約書」第31RPS条に基づき、下記ご請求申しあげます。

記

- 請求金額 ¥yy,yyy,yyy.-  
(内、消費税相当額 ¥zzz,zzz.-)
- 請求期間 自平成20年MM月DD日～至平成20年Mm月Dd日
- 需給電力量 e,eee,eeeKWh
- 振込銀行口座 座番号MZH銀行 本店(普通) xxxxxx3456  
座名義日本風力開発株式会社
- 支払期日 平成20年Mm月MY日

以上

尚、本請求書に関するご質問等は下記へお願いいたします。  
日本風力開発株式会社  
電話 ××-××××-×××× 担当 管理部 開発風太郎

【 図 7 】

**検針通知書**  
(内訳書)

		検針立会者		yyy電力会社	xxx風力発電所
事業所名		XX風力発電所	検針年月日	平成	年 月 日
					時 分
				検針期間	自平成
至平成	年 月 日				
				年 月 日	時 分

電力量計	設置箇所	RRRA線受電	RRRA線送電	風力側受電	風力側送電	蓄電池側充電	蓄電池側放電
	計量点記号	WhR1	WhS1	WhR2	WhS2	WhBR	WhBS
	型式						
	製造番号						
	検定型式						
	検定満了年月						
	計器所属						
	乗率 ①						
	電圧・電流						
	今回検針②						
前回検針③							
検針読み差④							
換算①*④KWh	PR1	PS1	PR2	PS2	PRB	PSB	

按分電力量 算定式

系統電力充電分送電電力量	KWh	$PS1 * LCPS10 / (LCPS10 + GPS22)$
発電機充電分送電電力量	KWh	$PS1 * GPS22 / (LCPS10 + GPS22)$
発電機直送電力量	KWh	$PPS2 - GPC$

蓄電池充電電力量(系統分) $LPC = PR1 - T_{loss} - PR2$   
 蓄電池充電電力量(風車発電分) $GPC = PBR - LPC$   
 変圧器受電電力損失電力量 $T_{loss} = PR1 * (Tr_{Closs} / Tr_{定格容量}) + Tr_{Floss} * 24h$   
 蓄電池放電電力量(系統充電分) $LCPS10 = PSB * LPC / (LPC + GPC)$   
 発電機合成送電電力量(蓄電池放電+風車直送) $GPS22 = PSB * GPC / (LPC + GPC) + GPS2$   
 風車発電機直送電力量 $GPS2 = PS2 - GPC$

【 図 8 】

**検針通知書**  
(連系点送電電力算定書)

		検針立会者		yyy電力会社	xxx風力発電所
事業所名		XX風力発電所	検針年月日	平成	年 月 日
					時 分
				検針期間	自平成
至平成	年 月 日				
				年 月 日	時 分

電力量計	設置箇所	RRRA線送電	発電機発電電力	蓄電池放電電力	電力種別	
	計量点記号	WhS1	WhS2	WhBS	電力系統充電分送電電力量	KWh
	型式					
	製造番号				発電機充電分送電電力量	KWh
	検定型式					
	検定満了年月				発電機直送送電電力量	KWh
	計器所属					
	乗率 ①					
	電圧・電流					備考
	今回検針②					
前回検針③						
検針読み差④						
換算①*④KWh	PS1	PS2	PSB			

【 図 9 】

**検針通知書**

		検針立会者		yyy電力会社	xxx風力発電所
事業所名		XX風力発電所	検針年月日	平成	年 月 日
					時 分
				検針期間	自平成
至平成	年 月 日				
				年 月 日	時 分

電力量計	設置箇所	RRRA線受電	RRRA線送電	風力側受電	風力側送電	蓄電池側充電	蓄電池側放電
	計量点記号	WhR1	WhS1	WhR2	WhS2	WhBR	WhBS
	型式						
	製造番号						
	検定型式						
	検定満了年月						
	計器所属						
	乗率 ①						
	電圧・電流						
	今回検針②						
前回検針③							
検針読み差④							
換算①*④KWh	PR1	PS1	PR2	PS2	PRB	PSB	

【 図 10 】

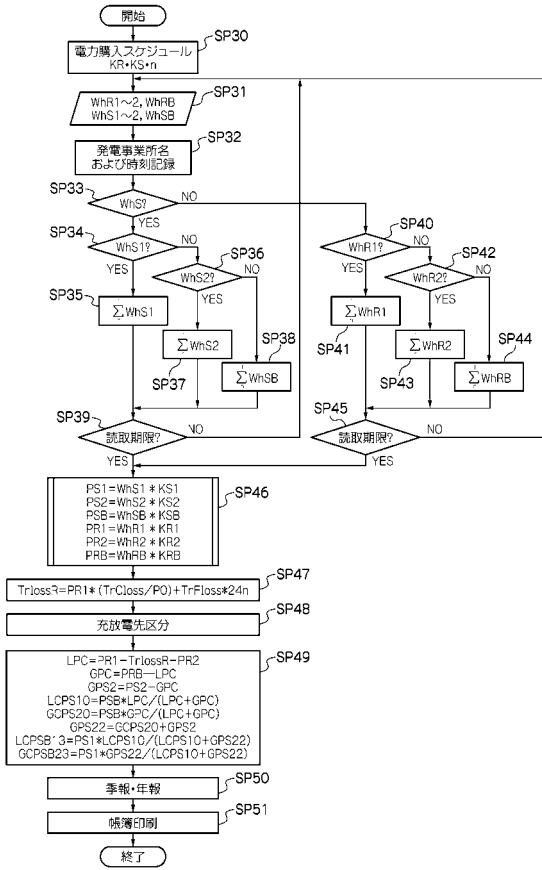
**検針通知書**  
(RPS対象算定書)

		検針立会者		yyy電力会社	xxx風力発電所
事業所名		XX風力発電所	検針年月日	平成	年 月 日
					時 分
				検針期間	自平成
至平成	年 月 日				
				年 月 日	時 分

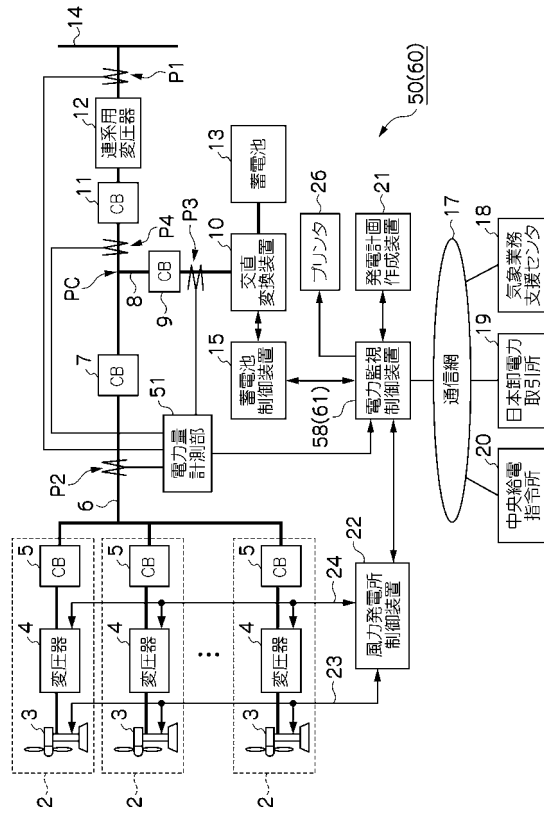
電力量計	設置箇所	RRRA線受電	RRRA線送電	風力側受電	電力種別	
	計量点記号	WhR1	WhS1	WhR2	電力系統充電分送電電力量	KWh
	型式					
	製造番号				発電機充電分送電電力量	KWh
	検定型式					
	検定満了年月				発電機直送送電電力量	KWh
	計器所属					
	乗率 ①				RPS対象送電電力量	KWh
	電圧・電流					備考
	今回検針②					
前回検針③						
検針読み差④						
換算①*④KWh	PR1	PS1	PR2			



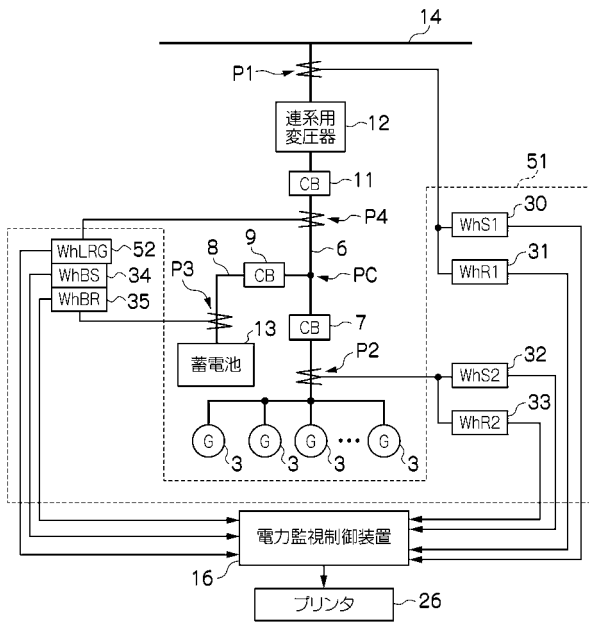
【図15】



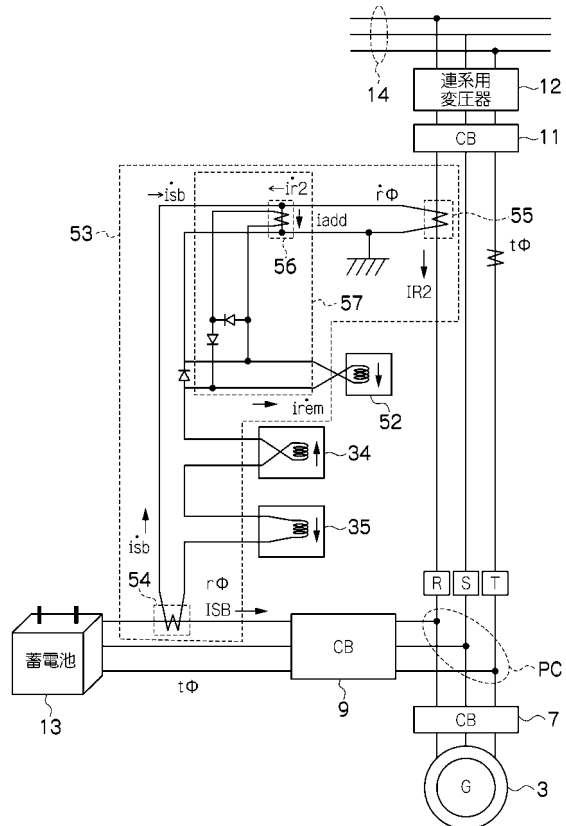
【図16】



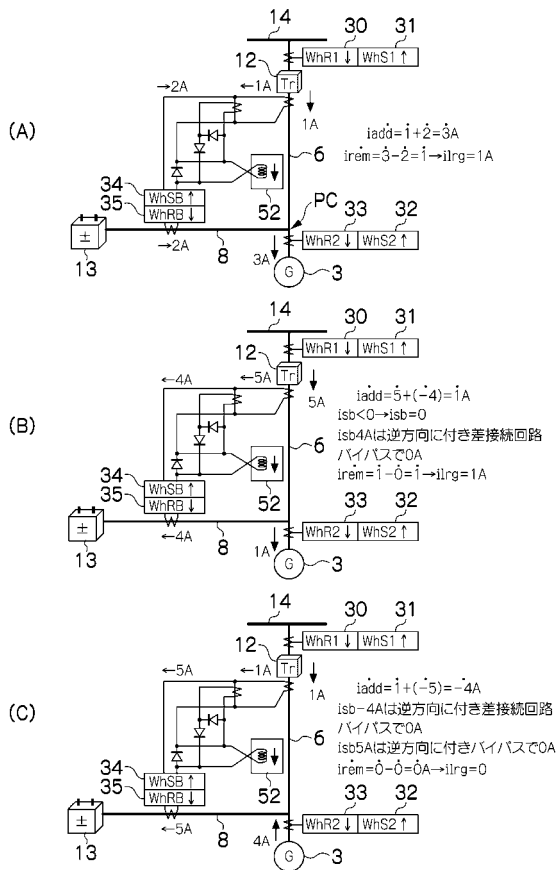
【図17】



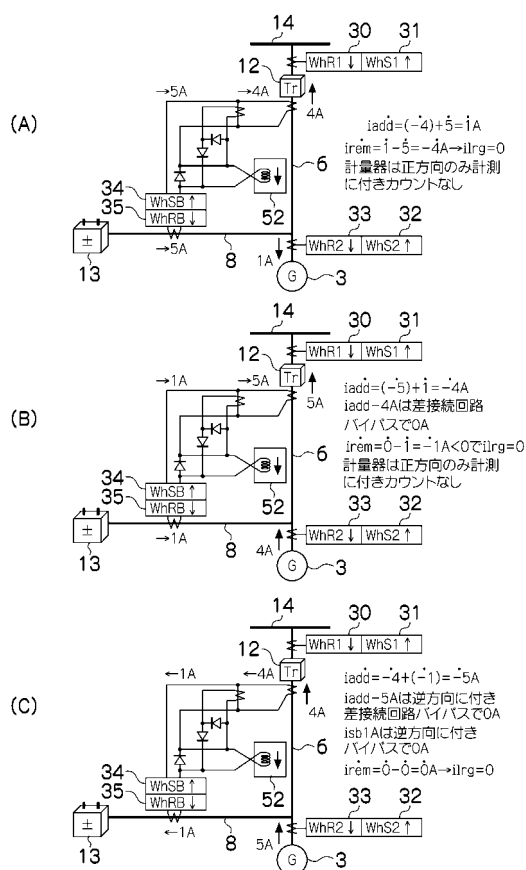
【図18】



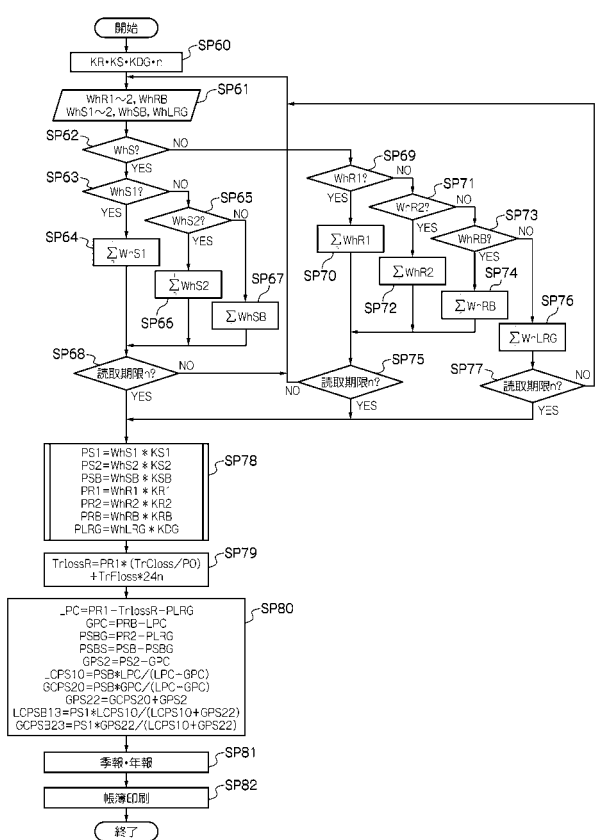
【図19】



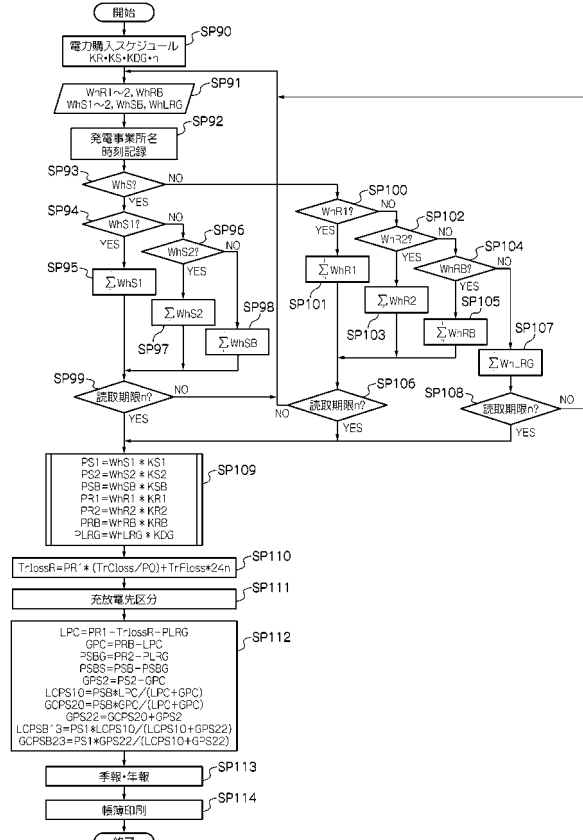
【図20】



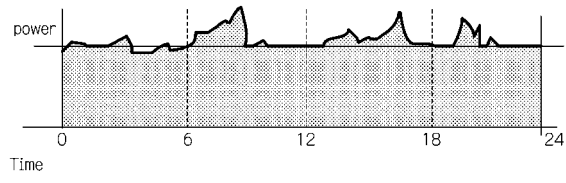
【図21】



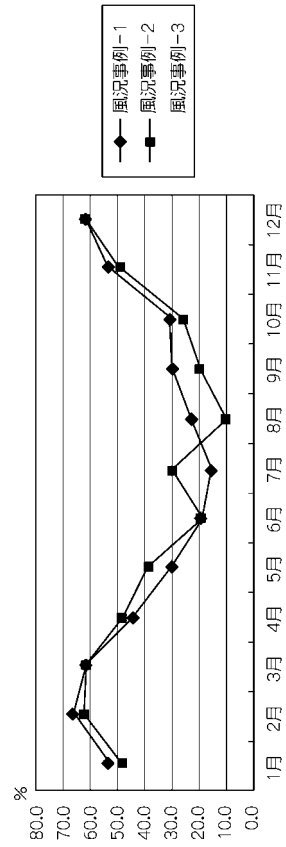
【図22】



【 図 2 3 】



【 図 2 4 】



フロントページの続き

(56)参考文献 特開2003-158825(JP,A)  
特開2000-287390(JP,A)

(58)調査した分野(Int.Cl., DB名)

H02J 3/38

G01R 11/56

H02J 3/32