

(19)日本国特許庁(JP)

(12)特許公報(B2)

(11)特許番号

特許第7021185号

(P7021185)

(45)発行日 令和4年2月16日(2022.2.16)

(24)登録日 令和4年2月7日(2022.2.7)

(51)国際特許分類

F I

H 0 2 J	13/00	(2006.01)	H 0 2 J	13/00	3 0 1 A
G 0 1 R	21/00	(2006.01)	G 0 1 R	21/00	P
H 0 2 J	3/38	(2006.01)	H 0 2 J	3/38	1 1 0
H 0 2 J	3/46	(2006.01)	H 0 2 J	3/46	
G 0 1 R	21/133	(2006.01)	G 0 1 R	21/00	Q

請求項の数 19 (全19頁) 最終頁に続く

(21)出願番号 特願2019-506556(P2019-506556)

(86)(22)出願日 平成29年4月12日(2017.4.12)

(65)公表番号 特表2019-518418(P2019-518418 A)

(43)公表日 令和1年6月27日(2019.6.27)

(86)国際出願番号 PCT/IB2017/052116

(87)国際公開番号 WO2017/182918

(87)国際公開日 平成29年10月26日(2017.10.26)

審査請求日 令和2年3月2日(2020.3.2)

(31)優先権主張番号 16166721.7

(32)優先日 平成28年4月22日(2016.4.22)

(33)優先権主張国・地域又は機関
欧州特許庁(EP)

(73)特許権者 518372224

デプシス ソシエテ アノニム

スイス 1 0 7 0 ピュイドゥー ルート

デュ ヴェルネイ 2 0 べ

(74)代理人 100094569

弁理士 田中 伸一郎

(74)代理人 100088694

弁理士 弟子丸 健

(74)代理人 100103610

弁理士 吉 田 和彦

(74)代理人 100067013

弁理士 大塚 文昭

(74)代理人 100086771

弁理士 西島 孝喜

(74)代理人 100109070

最終頁に続く

(54)【発明の名称】 電力ネットワークの複数の測定ノード間の相互電圧感度係数を求める方法

(57)【特許請求の範囲】

【請求項1】

電力ネットワーク(1)の複数の測定ノード(M1, . . . , M7)間の相互電圧感度係数を求める方法であって、該電力ネットワークは、電圧、電流、及び該電圧と該電流との間の位相差を局所的に測定する計測ユニットを該測定ノードの各々に含むモニタリングインフラを備え、該モニタリングインフラは、通信ネットワークに接続された処理ユニット(7)を含み、該計測ユニットは、該処理ユニットとの間でデータ伝送を行えるように該通信ネットワークに接続され、

前記方法は、

I. 前記測定ノード(M1, . . . , M7)の各々において、前記電流の値

$$(\bar{I}(t)), \text{前記電圧の値}(\bar{V}(t)) \text{及び前記位相差の値}(\varphi(t))$$

を含むデータのセットを時間ウィンドウ()にわたって繰り返し同時に測定し、前記測定されたデータのセットにタイムスタンプ($t \{ t_1, . . . , t_m \}$)を付け、各々の測定されたデータのセットからタイムスタンプ付き有効電力値

$$(\bar{P}(t)) \text{及びタイムスタンプ付き無効電力値}(\bar{Q}(t)) \text{を計算するステップと、}$$

II. 前記測定ノードの各々について、前記電圧、前記有効電力及び前記無効電力の付随

する値の各々のセットから同じ変数の先行する値をそれぞれ減算することによって、ステップ 1 (ボックス「01」)において測定された前記電圧並びにステップ 1 (ボックス「01」)において計算された前記有効電力及び前記無効電力の値の付随する変動 $(\Delta\tilde{V}_i(t), \Delta\tilde{P}_i(t), \Delta\tilde{Q}_i(t))$ を計算し、

全ての測定ノード (M1, . . . , M7) における前記有効電力の付随する変動 $\Delta\tilde{P}_1(t), \dots, \Delta\tilde{P}_N(t)$ 及び前記無効電力の付随する変動 $\Delta\tilde{Q}_1(t), \dots, \Delta\tilde{Q}_N(t)$

10

に関する前記測定ノード (M1, . . . , M7) の各々における前記電圧の変動 $\Delta\tilde{V}_i(t)$ の時系列順に並べたテーブルを編集するステップと、

III. ステップ III (ボックス「02」) 中に編集された前記測定ノードの各々における前記電圧の変動のパラメトリック重回帰分析を、
実際の電圧変動 $\Delta\tilde{V}_i(t)$

と前記重回帰分析によって予測される変動との間の不一致に対応する誤差項間の負の一次系列相関を考慮しながら実行し、前記重回帰分析における前記計算されたパラメータの値から、前記電力ネットワークの前記測定ノード間の前記相互電圧感度係数の行列を取得するステップと、
を含む方法。

20

【請求項 2】

ステップ III (ボックス「03」) の前記パラメトリック重回帰分析は、連続する時間ステップに対応する 2 つの誤差項間の前記相関が -0.7 ~ -0.3 の区間に含まれ、かつ連続しない時間ステップに対応する 2 つの誤差項間の前記相関が -0.3 ~ 0.3 の区間に含まれることを想定しながら実行される、
請求項 1 に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

30

【請求項 3】

移動体通信事業者によって提供される既存の商用ネットワークが、前記通信ネットワークとしての役割を果たす、
請求項 1 又は 2 に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項 4】

前記計測ユニットは、前記通信ネットワークを介してネットワークタイムプロトコル (NTP) によって同期化される、
請求項 1 から 3 のいずれか 1 項に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項 5】

前記電力ネットワークは、前記測定ノードのうちの第 1 の測定ノード (M1) を通じて、既知の値のインピーダンス (Z_{cc}) を有する電圧コンバータ (5) によって別のネットワークから電流を供給されるように構成され、前記方法は、ステップ I (ボックス「01」) とステップ II (ボックス「02」) の間に、前記インピーダンスの値に基づいて、前記第 1 の測定ノード (M1) において測定されたタイムスタンプ付きのデータのセットの各々からタイムスタンプ付きのスラック電圧値を計算し、計算されタイムスタンプが付けられたスラック電圧値の各々を、前記複数の測定ノード (M1, . . . , M7) の各々において同時に測定された前記電圧値から減算する追加のステップ (ボックス「01a」) を含む、

40

請求項 1 から 4 のいずれか 1 項に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項 6】

50

前記計測ユニットの各々は、コントローラとバッファとを含み、ステップ I (ボックス「01」) は、前記計測ユニットによって一体的に分散方式で実行される、請求項 1 から 5 のいずれか 1 項に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項 7】

前記方法は、ステップ I (ボックス「01」) の後に、各測定ノード i ($i \in \{1, \dots, N\}$) における時間ウィンドウにわたる前記有効電力

$\tilde{P}_i(t)$ 及び前記無効電力 $\tilde{Q}_i(t)$

の変動量が十分に大きいかどうかを評価する追加のステップ I c (ボックス「01c」及び「変動 OK?」) を含み、前記方法は、前記変動が十分に大きくない場合、新たな時間ウィンドウ中に差し替えデータのセットを取得するためにステップ I に戻る、請求項 1 から 6 のいずれか 1 項に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項 8】

前記計測ユニットの各々は、コントローラとバッファとを含み、ステップ I (ボックス「01」) は、前記計測ユニットによって一体的に分散方式で実行され、ステップ I c における、各測定ノード i ($i \in \{1, \dots, N\}$) における時間ウィンドウにわたる前記有効電力

$\tilde{P}_i(t)$ 及び前記無効電力 $\tilde{Q}_i(t)$

の前記変動量の評価 (ボックス「01c」) は、前記計測ユニットによって分散方式で実行される、

請求項 7 に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項 9】

ステップ I c (ボックス「01c」及び「変動 OK?」) は、前記処理ユニット (7) によって実行される、

請求項 7 に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項 10】

前記方法は、ステップ I (ボックス「01」) の前に、前記電圧コンバータ (5) の出力にどのノードが位置するかについての情報と、前記電圧コンバータの前記インピーダンス (Z_{cc}) の値についての情報とを含む方法パラメータを前記処理ユニットにロードする追加のステップ (ボックス「01prior」) を含む、

請求項 5 に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項 11】

前記処理ユニット (7) は、ステップ I (ボックス「01」) の完了後に前記通信ネットワークにアクセスして、前記計測ユニットから前記電圧

$(\tilde{V}_i(t))$ 、前記有効電力 $(\tilde{P}_i(t))$ 及び前記無効電力 $(\tilde{Q}_i(t))$

の前記タイムスタンプ付きの値をダウンロードする、

請求項 8 に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項 12】

計算されタイムスタンプが付けられたスラック電圧値の各々を前記複数の測定ノードの各々において同時に測定された前記電圧値から減算すること (ボックス「01a」) は、前記処理ユニット (7) によって実行される、

請求項 5 に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項 13】

前記計測ユニットの各々は、コントローラと作業メモリとを含み、前記計測ユニットのう

10

20

30

40

50

ちの1つの計測ユニットは、前記処理ユニットとしての役割を果たす、
請求項1から12のいずれか1項に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項14】

前記ネットワーク(1)は3相電力ネットワークであり、前記電圧及び前記電流は、前記3相のそれぞれについて独立して測定され、前記電圧と前記電流との間の各位相について測定される前記それぞれの位相差も測定される、

請求項1から13のいずれか1項に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項15】

前記電力ネットワークは交流(AC)電力ネットワークであり、前記測定された前記電圧の値

10

$(\tilde{V}_i(t))$ 及び前記測定された前記電流の値 $(\tilde{I}(t))$

は、前記AC電力の少なくとも半周期にわたって測定された平均値である、
請求項1から14のいずれか1項に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項16】

前記平均値は、前記AC電力の2周期以上10周期未満にわたって測定された二乗平均平方根値(rms)である、

請求項15に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

20

【請求項17】

ステップI(ボックス「01」)において、繰り返し測定される前記データのセットは一定間隔で測定される、

請求項1から16のいずれか1項に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項18】

前記処理ユニット(7)にロードされる前記方法パラメータは、前記電力ネットワーク(1)がグリッド接続されているか否かについての指示を含む、

請求項10に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

【請求項19】

ステップIII(ボックス「03」)の前記パラメトリック重回帰分析は、連続する時間ステップに対応する2つの誤差項間の前記相関が $-0.6 \sim -0.4$ の区間に含まれ、かつ連続しない時間ステップに対応する2つの誤差項間の前記相関が $-0.2 \sim 0.2$ の区間に含まれることを想定しながら実行される、請求項1から18のいずれか1項に記載の相互電圧感度係数を求める方法。

30

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本発明は、一般に配電ネットワークのモニタリングに関する。具体的には、本発明は、ネットワークパラメータの知識を持たずに電力ネットワークの複数の測定ノード間の相互電圧感度係数(mutual voltage sensitivity coefficients)を求める方法に関する。電圧感度係数の値が求められると、このデータの可用性を技術的に安全かつ経済的な電力ネットワークの稼働に役立てることができる。電圧感度係数の可用性は、とりわけ電圧制御に役立てることができる。

40

【背景技術】

【0002】

基本的に再生可能エネルギー資源で構成される断続性の高い分散型発電の接続が電力グリッド内で連続的に増加すると、稼働制約違反が生じて専用モニタリング機構及び制御機構の開発が必要になる。とりわけ電圧制御は、配電システムで展開されることが見込まれる典型的な制御のうちの1つである。

【0003】

50

グリッド（又はマイクログリッド）における電圧制御スキームは既に提案されている。とりわけ米国特許第7,687,937号には、電圧制御のドループ制御法として知られているものの例示的な実装が開示されている。ドループ制御法は、グリッドと制御可能な資源との間の接続点において局所的に電圧を検知し、特定の電圧垂下特性に従って様々な資源の無効電力及び/又は有効電力の注入を調整するものである。このような方法は、局所的に利用可能なデータに依拠し、グリッドトポロジー及びパラメータを考慮していない。これでは、ドループ制御法による解決策が最適以下になってしまい、場合によっては実現不可能な稼働条件又はシステムの崩壊を招く傾向にあるため問題がある。

【0004】

例えば、国際公開第2015/193199号には、別の既知のグリッド（又はマイクログリッド）電圧制御法が記載されている。この文献は、一方における配電ネットワーク内の各発電機の電圧、有効電力及び無効電力の値と、他方におけるネットワークの遠隔システム状態との間の関係をモデル化するために、オフライン電力潮流分析の適用を教示している。このモデル化は、ネットワークのトポロジー（例えば、総ノード数）、並びにネットワークパラメータ（すなわち、分岐の直列コンダクタンス及びサセプタンス、ノードの分路コンダクタンス及びサセプタンス）の予備知識に基づいて最初に感度係数を計算することによって行われる。第2のステップでは、上述した関係を導出するために、計算された感度係数に非線形回帰法を適用する。その後、このモデル化された関係を用いて配電ネットワークの電圧を制御することができる。

【0005】

この第2の方法によれば、配電ネットワークの電圧制御では、グリッドを直接制御するように有効及び無効ノード電力注入のための明確な設定点を定める必要がある。通常、これらの電力設定点は、グリッドの最適な動作を保証するためにオンライン最適化問題の解として計算される。このような方法には、ドループ制御法に比べて一定レベルの最適性が保証されるという利点がある。しかしながら、この方法の精度は、正確な最新のネットワークモデルにアクセスできることに依存する。このような最新モデルは、常に利用可能であるとは限らない。とりわけ、低電圧ネットワークの場合には、ネットワークのトポロジーの適合化が非常に頻繁に行われる傾向にある。さらに、場合によっては、例えば給電線のパラメータ及びブレーカの状態も、この情報が適当な時点で配電ネットワーク事業者（DNO）又は配電システム事業者（DSO）に届くことなく変化することがある。

【先行技術文献】

【特許文献】

【0006】

【文献】米国特許第7,687,937号明細書

国際公開第2015/193199号

【発明の概要】

【課題を解決するための手段】

【0007】

したがって、本発明の目的は、配電ネットワークの電圧感度係数の計算方法を提供し、これに従ってネットワークの電気パラメータの知識を不要にすることによって上述した先行技術の問題点を軽減することである。本発明は、付属の請求項1による、電力ネットワーク内の複数の測定ノード間の相互電圧感度係数を求める方法を提供することによって上記の及びその他の目的を達成する。

【0008】

「下流(downstream)」という表現は、メイングリッドとの接続からより遠くに離れていることを意味すると理解されたい。

【0009】

電力ネットワーク内の特定の箇所で注入又は消費される電力量が変化した場合、これによってネットワーク内の全ての位置の電圧も変化ようになる。しかしながら、電力の変化は、ネットワーク内のいくつかのノードに他のノードよりも大きな影響を与える。本発

10

20

30

40

50

明の方法は、ネットワークパラメータ（例えば、分枝の直列コンダクタンス及びサセプタンス、ノードの分路コンダクタンス及びサセプタンスなど）の知識を必要とすることなく電力ネットワーク内の複数の測定ノード間の相互電圧感度係数の行列計算を可能にするものである。さらに、これらの電圧感度係数の知識は、同じノード又は他のいずれかの特定のノードにおいて注入又は消費される電力量が変化した場合のいずれかの特定のノードにおける電圧変化の予測を可能にする。この知識を用いて、例えばネットワークに接続された制御可能な資源の明確な電力設定点又は電圧垂下特性を決定することができる。

【 0 0 1 0 】

本発明の実装は、測定ノードの各々に配置された計測ユニット(metering units)を含む基本モニタリングインフラ(basic monitoring infrastructure)の可用性を必要とする。各計測ユニットは、電圧、電流、及び電圧と電流との間の位相差を局所的に測定するように構成される。モニタリングインフラは、計測ユニットが取得したデータを処理ユニットに送信できるように、計測ユニットが接続された通信ネットワークをさらに含む。しかしながら、本発明の実装は、モニタリングインフラの必要性に関わらず、高度に同期化された測定を必要としない。とりわけ、このことは、計測ユニットが、共通の時間基準への常設リンク(permanent link)を有する高価な電圧位相測定ユニット (P M U) である必要がなく、従来の計測装置でもよいことを意味する。

10

【 0 0 1 1 】

添付図面に関連して単に非限定的な例として示す以下の説明を読めば、本発明の他の特徴及び利点が明らかになるであろう。

20

【 図面の簡単な説明 】

【 0 0 1 2 】

【 図 1 】 本発明の方法の特定の实装を説明するために使用する例示的な配電ネットワークの概略図である。

【 図 2 】 電力ネットワークの複数の測定ノード間の相互電圧感度係数を求める本発明の方法の第 1 の特定の实装を示すフローチャートである。

【 図 3 】 本発明の方法の第 2 の特定の实装を示すフローチャートである。

【 図 4 A 】 方法の第 3 の特定の实装を示すフローチャートである。

【 図 4 B 】 本発明の方法の第 4 の特定の实装を示すフローチャートである。

【 図 4 C 】 本発明の方法の第 5 の特定の实装を示すフローチャートである。

30

【 図 5 】 本発明の方法の第 6 の特定の实装を示すフローチャートである。

【 発明を実施するための形態 】

【 0 0 1 3 】

本発明の主題は、電力ネットワークの複数の測定ノード間の相互電圧感度係数を求める方法である。本発明の適用分野は電力ネットワークの分野であるため、最初に例示的なネットワークについて説明する。その後、この方法が動作できる実際の方法について説明する。

【 0 0 1 4 】

図 1 は、57 個の住居ブロックと、9 つの農業施設と、で構成された、合計 88 人の顧客に供給を行う (1 で参照する) 例示的な低電圧放射状配電ネットワークの概略図である。低電圧ネットワーク 1 (230 / 400 ボルト、50 Hz) は、変電所変換器によって中電圧ネットワーク 3 にリンクされる。図 1 では、変電所変換器をインピーダンス Z_{cc} と組み合わせさせた (5 で参照する) 理想変換器として表しており、インピーダンス Z_{cc} は、理想変換器 5 の出力とネットワーク 1 の残り部分との間に挿入される。以下の表 1 は、この特定の例における変電所変換器の考えられる特性の概念を示すものである。

40

表 1

電力	U _{in}	U _{out}	結線	U _{cc}	X/R
250 kVA	20kV	230 / 400V	DYn11	4.1%	2.628

【 0 0 1 5 】

50

変電所変換器は、回路遮断器 9 及び第 1 のバス N 1 を介してネットワーク 1 に接続される。図示の例のネットワークでは、バス N 1 から複数の給電線が分岐する。これらの給電線のうちの (L 1 で参照する) 1 つの給電線は、5 つの住居ブロック及び 1 つの農業施設の一部を低電圧ネットワークにリンクするように構成される。なお、残りの 5 2 個の住居ブロック及び 8 つの農業施設は、図 1 には明示していない (ただし 1 1 で参照する単一の矢印として表す) 他の給電線によってバス N 1 にリンクすることができると理解されたい。

【 0 0 1 6 】

給電線 L 1 は、バス N 1 を (N 2 で参照する) 第 2 のバスに接続する。図 1 で分かるように、バス N 2 には 3 つの住居ブロックと 1 つの農業施設とが接続される。さらに、バス N 2 は、給電線 L 2 によって (N 3 で参照する) 第 3 のバスに接続される。バス N 3 には、2 つの住居ブロックが接続される。(以下の)表 I I は、この特定の例において使用される給電線 L 1 及び L 2 の考えられる特性の概念を示すものである。

表 I I

	ケーブルタイプ	長さ	R/X [Ohm/km]	C [μ F/km]
L1	1kV 4 x 240mm ² AL	219m	0.096; 0.072	0.77
L2	1kV 4 x 150 mm ² AL	145m	0.2633; 0.078	0.73

【 0 0 1 7 】

引き続き図 1 を参照すると、ネットワーク 1 は、3 つの分散型発電所をさらに含むことが分かる。(G 1 で参照する) 第 1 の発電所は、バス N 2 に接続された太陽光発電所であり、第 2 の発電所 (G 2 で参照する) は、バス N 3 に接続された太陽光発電所であり、第 3 の発電所は、バス N 1 にリンクされたディーゼル発電機である。さらに詳細に説明すると、第 3 の発電所は、電力ネットワーク 1 がアイランドモードで稼働している時に電圧基準発電機としての役割を果たすように構成される。図 1 では、ディーゼル発電機を、インピーダンス X d と組み合わせさせた (G 3 で参照する) 理想発電機として表しており、インピーダンス X d は、理想発電機 G 3 の出力とネットワーク 1 の残り部分との間に挿入される。(以下の)表 I I I A 及び表 I I I B は、この特定の例において使用される 3 つの分散型発電所の考えられる特性の概念を示すものである。

表 I I I A

PV発電機	インバータの数	電圧 [kV]	定格出力 [kVA]
G1	12 3-位相インバータ	0.4	196
G2	3 3-位相インバータ	0.4	30

表 I I I B

ディーゼル発電機	電圧 [kV]	同期リアクタンス [Ω]	定格出力 [kVA]
G3	0.4	3.2	50

【 0 0 1 8 】

この例によれば、太陽光発電所 G 1 及び G 2 が最大 2 2 6 k V A の電力を供給することが分かる。図 1 には、ネットワーク 1 のバス N 1 に接続された (1 5 で参照する) バッテリーパックも示す。3 つの分散型発電所を組み合わせた存在、バッテリーパック 1 5 及び回路遮断器 9 は、低電圧ネットワーク 1 を一時的にアイランド化する (islanding) 可能性を提示する。以下の表 I V は、この特定の例において使用されるバッテリーパック 1 5 の考えられる特性の概念を示すものである。

表 I V

10

20

30

40

50

タイプ (技術)	c-レート	エネルギー [kWh]
チタン酸リチウム	1.67	60

【0019】

本発明の方法を実装する物理的環境は、電力ネットワークに加えてモニタリングインフラも含まなければならない。本発明によれば、モニタリングインフラは、ネットワークノードの選択において提供される計測ユニット（以下の文書では、少なくとも1つの計測ユニットを備えたネットワークノードを「測定ノード」と呼ぶ）を含む。上述したように、図1に示す例示的な低電圧電力ネットワーク1は3相電力ネットワークである。このような場合、本発明の好ましい実装では、3相のそれぞれについて電圧及び電流が独立して測定され、各電圧と対応する電流との間のそれぞれの位相差も測定される。この測定は、ネットワーク内の各測定ノードが3つの計測ユニットを備えることによって、或いは3つの異なる位相を独立して測定するように設計された計測ユニットを使用することによって行うことができる。

10

【0020】

図1には、(M1~M7で参照する)7つの異なる測定ノードの位置を示す。しかしながら、本発明によれば、あらゆる数の測定ノードが存在することができ、場合によっては2つの測定ノードしか存在しないこともできると理解されたい。さらに、図1に示す特定のネットワークに関しては、詳細に示していないネットワーク1の残り部分が追加の測定ノードを含むこともできると理解されたい。ノードM1~M7の計測ユニットの各々は、少なくとも1つの電圧と、1つの電流と、電圧と電流との間の位相差とを局所的に測定するように構成される。再び図1を参照すると、第1の測定ノードM1が変電所変換器をバスN1に接続していることが分かる。第2の測定ノードM2は、バッテリーパック15をバスN1に接続し、第3の測定ノードM3は、PVシステムG2をバスN3に接続し、第4の測定ノードM4は、PVシステムG1をバスN2に接続し、第5の測定ノードM5は、ディーゼル発電機をバスN1に接続し、第6の測定ノードM6は、給電線L2をバスN3に接続する。最後に、第7の測定ノードM7は、給電線L1をバスN2に接続する。

20

【0021】

本発明によれば、このモニタリングインフラは、処理ユニット7とのデータ伝送を可能にするように計測ユニットが接続された通信ネットワークをさらに含む。図1の非常に概略的な図には、処理ユニット7を、ネットワーク1から一定の距離に配置されたコンピュータの形態で示す。しかしながら、処理ユニットは、測定ノードのうちの1つに配置することもできると理解されるであろう。実際に、モニタリングインフラの好ましい実施形態によれば、処理ユニットが、これらの計測ユニットのうちの1つの計測ユニットの一部を形成する。図示の例によれば、通信ネットワークは専用の伝送ネットワークではなく、移動体通信事業者によって提供される商用のGSM(登録商標)ネットワークである。しかしながら、別の実装によれば、モニタリングインフラのための通信ネットワークは、当業者が適切と考えるいずれのタイプのものであってもよいと理解されるであろう。

30

【0022】

図2は、電力ネットワークの複数の測定ノード間の相互電圧感度係数を求める本発明の方法の第1の例示的な実装を示すフローチャートである。図2の大まかなフローチャートは、3つのボックスを含む。(01で参照する)第1のボックスは、一般に電力ネットワーク内の複数の測定ノードにおける電圧V、有効電力P及び無効電力Qの一連の値を求めるタスクを表す。この目的のために、本発明の方法は、ネットワーク内の複数の位置における電圧、電流、及び電圧と電流との間の位相差を時間ウィンドウにわたって繰り返し測定するように構成されたモニタリングインフラを使用する。本発明によれば、電力ネットワークはAC電力ネットワークであり、電圧と電流の測定値は瞬間値ではなく、少なくともAC電力の半周期にわたって、好ましくはAC電力の2~10周期にわたって、最も好ましくはAC電力の3周期にわたって(すなわち、50HzのAC電力ネットワークの場合

40

50

合には60ms中に)測定された(好ましくは基本信号周波数に基づくrms値である)平均値である。本発明の方法では、異なる測定ノードにおける測定を高度に同期させる必要はない。しかしながら、本発明の方法では、異なる測定ノードにおける計測ユニットがほぼ同時に取得した測定値を提供する必要があり、或いは換言すれば、異なる測定ノードにおける測定を、取得した値を後で付随値(concomitant)として処理できるほど十分に近い時点で行う必要がある。

【0023】

現在説明している本発明の実装によれば、ネットワーク内の異なる計測ユニットが、モニタリングインフラの通信ネットワークとしての役割を果たすGSM(登録商標)ネットワークを介してネットワークタイムプロトコル(NTP)によって同期化される。NTPの利点は、実装が容易であってほとんどどこでも容易に利用できる点である。NTPの既知の不利点は、精度が極端に高くない点である。しかしながら、経験からすれば、予想に反して、NTPによって行われる同期は、本発明の方法によって満足のいく結果をもたらされるほど十分に良好である。しかしながら、NTPは、本発明の方法と共に使用できる唯一の同期方法ではないと理解されたい。とりわけ、相当にコストの高い実装によれば、計測ユニットは、共通の時間基準又はGPS同期への常設リンクを有するPMUとすることもできる。

10

【0024】

上述したように、各測定ノードにおける有効電力及び無効電力は、測定された電圧及び電流の局所値、並びに電圧と電流との間の位相差から計算される。この計算は、以下の関係に基づきことができる。

20

$$P = V \cdot I \cdot \cos \quad \text{及び} \quad Q = V \cdot I \cdot \sin$$

【0025】

現在説明している第1の例示的な実装によれば、有効電力及び無効電力の値の計算は、各計測ユニットによって局所的に行われる。第1の実装の第1の変形例によれば、各計測ユニットにバッファが備わり、少なくとも電圧、電流、及び電圧と電流との間の位相差を測定する時間ウィンドウの終わりまで、連続するタイムスタンプ付きの測定値がバッファに保存される。その後、保存された一群の測定値全体について、例えば1日に1回、有効電力及び無効電力の計算を行う。計測ユニットによって取得された電圧、電流、及び電圧と電流との間の位相差の値にはタイムスタンプが付けられるので、後で計算される有効電力及び無効電力の値は、これらの値の計算元であるデータに関連するタイムスタンプを「引き継ぐ」ことができる。第1の実施形態の別の変形例によれば、有効電力及び無効電力の計算がオンラインでリアルタイムに行われ、取得された電圧及び有効電力及び無効電力の値にタイムスタンプを付けた後に、上述した各計測ユニットに備わるバッファに一時的に保存される。

30

【0026】

さらに、本発明の他の実装によれば、有効電力及び無効電力の全ての値の計算が処理ユニットにおいて行われると理解されたい。これらの他の実装のうち特定の实装によれば、モニタリングインフラが高速通信ネットワークを含み、全ての測定ノードからの測定値が、取得されるとすぐに処理ユニットに送信される。このようにして、処理ユニットは、有効電力及び無効電力の値をリアルタイムで計算することができる。

40

【0027】

本発明によれば、異なる測定ノードにおいて行われる電圧、電流、及び電圧と電流との間の位相差の測定が、上述した程度に同期化される。この例によれば、計測ユニットは、電圧、電流及び位相差を、好ましくは所与の時間ウィンドウ内で一定間隔で繰り返し測定する。この連続する測定回数は、200~5000回の測定に含まれ、好ましくは1000~3000回の測定に含まれ、例えば2000回の測定であることが好ましい。しかしながら、最適な測定回数は、測定ノードの数の関数として増加する傾向にあると理解されたい。一方で、最適な測定回数は、計測ユニットによって行われる測定の精度が高まるとともに、また計測ユニット間の同期精度が高まるとともに減少する傾向にある。

50

【 0 0 2 8 】

計測ユニットによって測定される値は瞬間値ではなく、AC電力の少なくとも半周期にわたって測定される平均値であるため、連続する測定間の最小時間間隔は、AC電力の複数の周期に等しいはずである。実際に、第1の例示的な実装によれば、連続する測定を隔てる時間間隔の長さは60ms～3秒であることが好ましく、60ms～1秒であることが最も好ましい。

【 0 0 2 9 】

図2のフローチャートの(02で参照する)第2のボックスは、測定された電圧、並びに有効電力及び無効電力の付随する変動(concomitant variations)を測定ノード毎に計算し、全ての測定ノードにおける有効電力及び無効電力の付随する変動に関する各測定ノードの電圧の変動のテーブルを編集するタスクを表す。測定された電圧、並びに有効電力及び無効電力の付随する変動は、電圧、有効電力及び無効電力の各々の付随する値(concomitant values)のセットから同じ変数の前の値をそれぞれ減算することによって計算することができる。換言すれば、時点t及びt + Δtにおける2つの連続する測定値のセットが利用可能である場合には、

- 測定ノード毎に変動

$\Delta \tilde{V}_i(t)$ を以下のように計算し、

$$\Delta \tilde{V}_i(t) = \tilde{V}_i(t + \Delta t) - \tilde{V}_i(t);$$

- 測定ノード毎に変動

$\Delta \tilde{P}_i(t)$ を以下のように計算し、

$$\Delta \tilde{P}_i(t) = \tilde{P}_i(t + \Delta t) - \tilde{P}_i(t);$$

- 測定ノード毎に変動

$\Delta \tilde{Q}_i(t)$ を以下のように計算し、

$$\Delta \tilde{Q}_i(t) = \tilde{Q}_i(t + \Delta t) - \tilde{Q}_i(t);$$

式中、 $i \in \{1, \dots, N\}$ であり、i番目の測定ノードを指定する。さらに、この説明では、測定値に対応する量を波形符号

(例えば、 \tilde{V}) によって示す。

【 0 0 3 0 】

本発明の第1の例示的な実装によれば、処理ユニットは、上記の計算を行うために、最初に通信ネットワークにアクセスし、異なる計測ユニットのバッファからタイムスタンプ付きの電圧

$\tilde{V}(t)$ 、有効電力 $\tilde{P}(t)$ 及び無効電力 $\tilde{Q}(t)$

の値をダウンロードする。次に、処理ユニットは、各ダウンロードした電圧、有効電力及び無効電力の値から直前のタイムスタンプを有する同じ変数の値をそれぞれ減算することによって、測定された電圧、並びに有効電力及び無効電力の変動を計算する。とりわけ、時点 $t = \{ t_1, \dots, t_m \}$ は、異なる計測ユニットによって提供されるタイムスタンプを意味すると覚えておきたい。例えば、 $P_1(t_1)$ 及び $P_N(t_1)$ は、異なる計測ユニットから得られた測定値から計算されたものであり、しかも第 1 の例示的な実装によれば、これらの異なる計測ユニットのそれぞれのクロックは NTP を用いて同期化されているので、時点 t における測定値は、時点 $t \pm$ 標準的な NTP 同期誤差での測定値を意味するものであると理解されたい。

【 0 0 3 1 】

次に、処理ユニットは、1 つの特定の測定ノードにおける電圧の各変動 $\Delta \tilde{V}_i(t)$ に、

10

同じ測定時点 ($t = \{ t_1, \dots, t_m \}$ であり、特定の測定時点又はタイムスタンプを示す) における全ての測定ノード ($j = \{ 1, \dots, N \}$ であり、 j 番目の測定ノードを指定する) での有効電力の変動

$\Delta \tilde{P}_j(t)$ 及び無効電力の変動 $\Delta \tilde{Q}_j(t)$

20

を関連付ける。(以下の)表 V に例示するように、結果は、全ての測定ノード 1 ~ N における有効電力及び無効電力の付随する変動に関する 1 つの特定の測定ノード i における電圧の変動をそれぞれが含む N 個のテーブルの組として表すことができる。タイムスタンプ $\{ t_1, \dots, t_m \}$ は、連続する測定時間に対応する。これらの測定時間は、所与の時間ウィンドウ $= [t_1, t_m]$ をカバーする。本発明によれば、 $m > 2 N$ であり、好ましくは $m \gg N$ である。

表 V

D.V:	制御変数					
$\Delta V_i(t_1)$	$\Delta P_1(t_1),$...	$\Delta P_N(t_1),$	$\Delta Q_1(t_1),$...	$\Delta Q_N(t_1)$
$\Delta V_i(t_2)$	$\Delta P_1(t_2),$...	$\Delta P_N(t_2),$	$\Delta Q_1(t_2),$...	$\Delta Q_N(t_2)$
\vdots	\vdots		\vdots	\vdots		\vdots
$\Delta V_i(t_m)$	$\Delta P_1(t_m),$...	$\Delta P_N(t_m),$	$\Delta Q_1(t_m),$...	$\Delta Q_N(t_m)$

30

【 0 0 3 2 】

図 2 のフローチャートの (0 3 で参照する) 第 3 のボックスは、前に計算した N 個の変動テーブルに対してパラメトリック重回帰分析 (multiple parametric regression analysis) を実行するタスクを表す。この分析は、負の一次自己相関 (negative first-order auto correlation) を考慮する。パラメトリック重回帰分析を用いて、電圧感度係数行列を形成するためにグループ化することができる一連の電圧感度係数の値を求める。この例の実装によれば、この回帰分析は線形タイプのものであり、計算される電圧感度係数は、制御変数 (電力注入) と制御量 (電圧) との間の線形依存の推定である。この特定の事例では、電圧感度係数 K_{Pij} 及び K_{Qij} を、以下に示す偏導関数の値の推定として解釈することができる。

40

$$K_{Pij} \triangleq \frac{\partial V_i}{\partial P_j}; \quad K_{Qij} \triangleq \frac{\partial V_i}{\partial Q_j}$$

【 0 0 3 3 】

50

要約すれば、パラメトリック重回帰分析では、 $t = \{t_1, \dots, t_m\}$ 及び $i = \{1, \dots, N\}$ とする電圧変動(voltage variation)の値 $V_i(t)$ を、全ての測定ノードにおける有効電力の付随する変動

$\{\Delta\tilde{P}_1(t), \dots, \Delta\tilde{P}_N(t)\}$ 及び無効電力の付随する変動 $\{\Delta\tilde{Q}_1(t), \dots, \Delta\tilde{Q}_N(t)\}$

の関数として予測することができる。

【0034】

方法の統計的性質に起因して、個々の測定値は、その予測値からある程度逸脱する傾向にある。したがって、各測定される電圧変動は、対応する予測電圧変動プラス/マイナス誤差項に等しい。すなわち、以下のようになり、

$$\Delta\tilde{V}_i(t) = \Delta V_i(t) + \omega_i(t)$$

ここでの $\omega_i(t)$ は誤差項である。

【0035】

本発明によれば、パラメトリック重回帰分析は、負の一次自己相関を考慮する。すなわち、パラメトリック重回帰分析は、2つの連続する時間ステップを t 及び $t + \Delta t$ とする誤差 $\omega_i(t)$ と $\omega_i(t + \Delta t)$ との間に実質的な負の相関が存在すると仮定する。この説明では、「実質的な相関」という表現は、少なくとも0.3の、好ましくは少なくとも0.4の、最も好ましい例では0.5にほぼ等しい大きさの相関を意味するものとする。

【0036】

本発明の好ましい実装によれば、パラメトリック重回帰分析は、2つの連続しない時間ステップからの誤差間に実質的な相関は存在しないとさらに仮定する。「実質的な相関が存在しない」という表現は、0.3未満の、好ましくは0.2未満の、最も好ましい例では0.0にほぼ等しい大きさの相関を意味するものとする。したがって、2つの連続しない時間ステップにおける誤差間の相関は、 $-0.3 \sim 0.3$ の区間に含まれ、好ましくは $-0.2 \sim 0.2$ の区間に含まれ、最も好ましい例では0.0にほぼ等しい。連続する測定の回数は m であるため、測定ノード毎に $m - 1$ 個の誤差項 $\omega_i(t)$ が存在し、したがって $(m - 1) \times (m - 1)$ 個の誤差相関項が存在する。

【0037】

図3は、図2のフローチャートによって示す実装の特定の変形例を示すフローチャートである。図示の変形例によれば、ボックス03において行われる特定のタイプの重線形重回帰は「一般化最小二乗(generalized least squares)」である。一般化最小二乗法では、以下の各測定ノード $i = \{1, \dots, N\}$ についての方程式の解決を通じて分析的に電圧感度係数を取得することができる。

$$K_{PQi} = \left(\Delta(\tilde{P}, \tilde{Q})^T \Sigma_i^{-1} \Delta(\tilde{P}, \tilde{Q}) \right)^{-1} \Delta(\tilde{P}, \tilde{Q})^T \Sigma_i^{-1} \Delta\tilde{V}_i$$

ここでの Σ_i は、誤差相関行列である。

【0038】

誤差相関行列 Σ_i は、処理ユニットに予めロードされず、電圧対電力変動のテーブルが作成された時(ボックス02)に1度だけ形成されることが好ましい。実際に、 $(m - 1) \times (m - 1)$ の誤差相関行列のサイズは、電圧対電力変動テーブルの長さ $m - 1$ によって決まる。したがって、図3の変形例は、図2には存在しない追加のボックス02aを含む。ボックス02aは、各測定ノードの誤差相関行列を形成するタスクを含む。ボックス02の後にこの追加のボックスが存在すると、1つの(又は2つ以上の)特定のタイムスタンプに関連する1つの(又は複数の)データの組が失われた事例に方法を適合させることができるという利点がある。

10

20

30

40

50

換言すれば、理想的変換器の場合には、入力電圧に対する出力電圧の比率が一定であると理解されたい。再び図1を参照すると、スラック電圧は直接計算することができるという理解されるであろう。実際に、第1の測定ノードM1は、変電所変換器5をネットワーク1のバスN1に接続する。要するに、ノードM1の計測ユニットによって測定される電圧は、変電所変換器からの出力電圧である。さらに、測定される電流及び位相差も、変換器の出力における電流及び位相差である。変換器のインピーダンス(Z_{cc})が分かれば、出力電圧、出力電流、及びこれらの間の位相差に基づいて容易にスラック電圧(slack voltage)を計算することができる。

$$V_{slack}(t) = |\bar{V}_1(t) + \bar{Z}_{CC} \cdot \bar{I}_1(t)|$$

10

この場合、複素数に対応する変数及び因数は、バーを用いて示している

(例えば、 \bar{Z}_{CC})。

【0044】

図4Aのフローチャートと図2のフローチャートとを比較すると、図4Aのフローチャートは、ボックス「01PRIOR」及びボックス「01a」として示す2つの追加のボックスを含むことが分かる。上述したように、これらのボックスが表す方法ステップは、上位グリッドに由来する電圧変動をフィルタ除去するものである。ボックス「01PRIOR」は、モニタリングインフラ又はシステムによって行われる、方法パラメータをロードするタスクを表す。現在説明している実装によれば、方法パラメータは、測定スケジュール、変換器の出力にどの計測ユニットが位置するかについての情報、及び変換器のインピーダンス Z_{cc} の値についての情報を含む。ボックス「01a」は、スラック電圧を計算するタスクを表す。このタスクは、処理ユニットによって、又は変換器の出力に位置する計測ユニット(図1のノードM1)によって直接行われる。スラック電圧は繰り返し計算され、好ましくは第1のノードM1の計測ユニットが電圧、電流及び位相差を測定する度に計算される。第1の計測ユニットによって各連続する測定から取得された一連のデータにはタイムスタンプが付けられるので、スラック電圧の異なる計算値は、これらの値の計算元であるそれぞれの一連のデータに関連するタイムスタンプを「引き継ぐ」ことができる。その後、このスラック電圧のタイムスタンプ値を、全ての測定ノードにおいて同時に測定された電圧から減算する。この後続の計算は、処理ユニット、又は各測定ノードにおける計測ユニットのいずれかが行うことができる。

20

30

【0045】

図4Bは、図4Aに示す実装の好ましい形態を示すフローチャートである。図4Bに示す本発明の方法を実装する特定の手法は、アイランドモードでの稼働とグリッド接続モードでの稼働との間で遷移できる電力ネットワークと併用されるように設計される。再び図1の電力ネットワークを参照すると、図示の例によれば、現在ネットワーク1がいずれのモードで稼働しているかを決定するのは回路遮断器9の状態であることが分かる。図4Aに関連して行った説明と同様に、モニタリングインフラは、ボックス「01PRIOR」によって示すステップ中にいくつかの方法パラメータをロードする。上述したように、これらの方法パラメータは、測定スケジュール、変換器の出力にどの計測ユニットが位置するかについての情報、及び変換器のインピーダンスの値についての情報を含む。さらに、図4Bの実装によれば、方法パラメータは、回路遮断器9の「開」状態又は「閉」状態、及びディーゼル発電機のインピーダンス X_d の値を含む。図示の例によれば、電力ネットワークがグリッド接続モードで稼働している時には、ボックス「01a」によって表す、変換器のスラック電圧を計算する行為及び減算する行為を含むタスクが常に実行される。この例の方法は、グリッドがアイランド型モードで稼働している逆の状況では、ボックス「01a」のタスクを実行せずに別のタスク(ボックス「01b」)を実行する。ボックス「01b」が表すタスクは、発電機のスラック電圧を計算し、全ての測定ノードにおいて同時

40

50

に測定された電圧から減算することを含む。上述したように、モニタリングインフラは、回路遮断器 9 の状態にアクセスすることができる。この例では、他の方法パラメータと共に「開」状態又は「閉」状態がシステムにロードされる。しかしながら、回路遮断器の現在の状態はいつでもオンラインで読み取ることできると理解されたい。

【 0 0 4 6 】

図 4 C は、図 2 のフローチャートによって示す実装の別の特定の變形例を示すフローチャートである。この特定の變形例は、図 4 A に示す變形例と共通するロットを有する。とりわけ、この特定の變形例は、スラック電圧の変動に起因する電圧変動の成分のフィルタ除去を可能にするステップも含む。図 4 C のフローチャートと図 4 A のフローチャートとを比較すると、一方では図 4 C が追加のボックス「 0 2 b 」を含み、他方では図 4 A のボックス「 0 1 a 」が図 4 C に存在しないことが分かる。

10

【 0 0 4 7 】

図 4 A に関して上述した内容と同様に、ボックス「 0 2 b 」はスラック電圧を計算するタスクを表す。このタスクは、処理ユニットが行うことも、或いは変換器の出力（図 1 のノード M 1 ）に位置する計測ユニットが直接行うこともできる。スラック電圧の連続する計算値は、スラック電圧の変動を計算するために使用される。スラック電圧の変動は、スラック電圧の各値から同じ変数の前の値を単純に減算することによって計算される。その後、計算されたスラック電圧の変動を、全ての測定ノードにおいて同時に測定された電圧の変動から減算する。この後続の計算は、処理ユニット、又は各測定ノードの計測ユニットのいずれかが行うことができる。

20

【 0 0 4 8 】

図 5 は、図 2 のフローチャートによって示す実装の別の特定の變形例を示すフローチャートである。図 5 の變形例の顕著な特徴は、感度係数行列を統計的に推定するステップの前に、取得されたデータの品質を試験する 2 つの追加のステップを含む点である。

【 0 0 4 9 】

図示の例によれば、各測定ノード i ($i \in \{ 1, \dots, N \}$) における有効電力

$\tilde{P}_i(t)$ 及び無効電力 $\tilde{Q}_i(t)$

の変動量が十分に大きい場合には、一連の測定値が電圧感度係数の統計的推定に適すると考えられる。この条件は、測定値を用いて電圧感度係数を正しく推定できることを保証する。説明する実装によれば、有効電力及び無効電力の変動量は、予め定めた時間ウィンドウに由来するタイムスタンプ $t \in \{ t_1, \dots, t_m \}$ のタイムスタンプ付き有効電力値

30

$\tilde{P}_i(t)$ 及び無効電力値 $\tilde{Q}_i(t)$

の標準偏差を計算することによって評価される。例えば、

$\tilde{P}_i(t)$ 及び $\tilde{Q}_i(t)$

40

の標準偏差が所定の閾値よりも大きい場合には、測定値を適切と見なすことができる。所定の閾値は、例えば対応する平均の絶対値の 10 % に等しくなるように、好ましくは対応する平均の絶対値の 20 % に等しくなるように選択することができる。

【 0 0 5 0 】

図 5 のフローチャートと図 2 のフローチャートとを比較すると、図 5 のフローチャートは、ボックス「 0 1 c 」として参照する第 1 の追加のボックスを含むことが分かる。ボックス「 0 1 c 」は、各測定ノードの有効電力及び無効電力の標準偏差を計算するタスクを表す。全ての測定ノードの測定値が適切として識別された場合、感度係数行列を統計的に推定するステップ（ボックス「 0 3 」）が実行される。測定値が推定に適していない場合には、新たな時間ウィンドウ中に差し替えデータセットが取得される。

50

【 0 0 5 1 】

例示的な実装を用いて本発明の方法を図示し詳細に説明したが、本発明は、開示した実施例及び様々な変更によって限定されるものではなく、及び/又は当業者であれば、添付の特許請求の範囲に定められる本発明の範囲から逸脱することなく、開示した実施例及び様々な変更から改善を導き出すことができる。

【 図 面 】

【 図 1 】

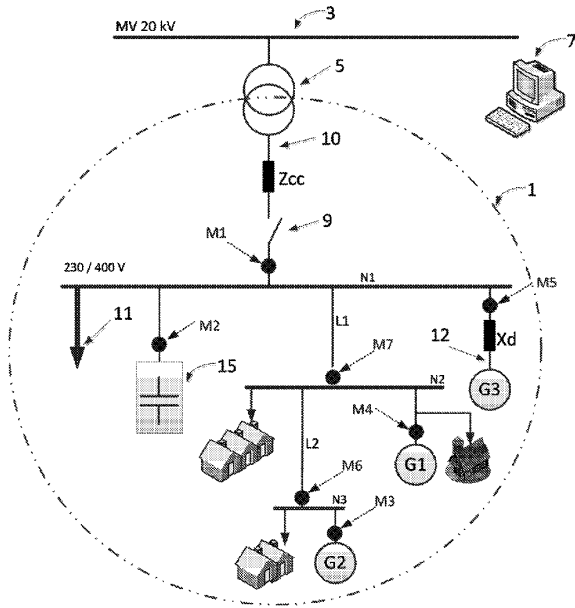
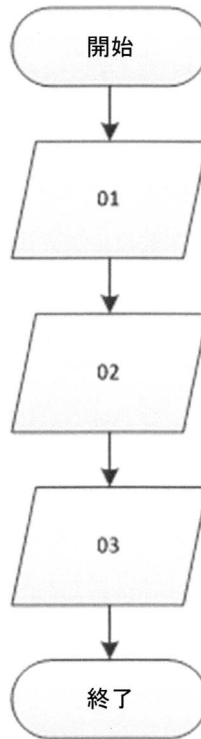


Fig. 1

【 図 2 】

Fig. 2



10

20

30

40

50

【 図 3 】

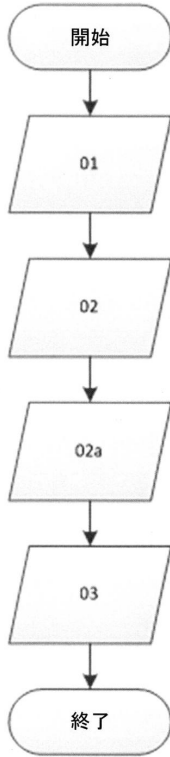
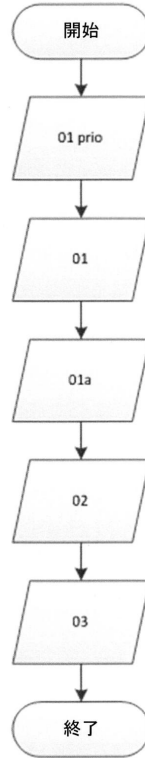


Fig. 3

【 図 4 A 】

Fig. 4A

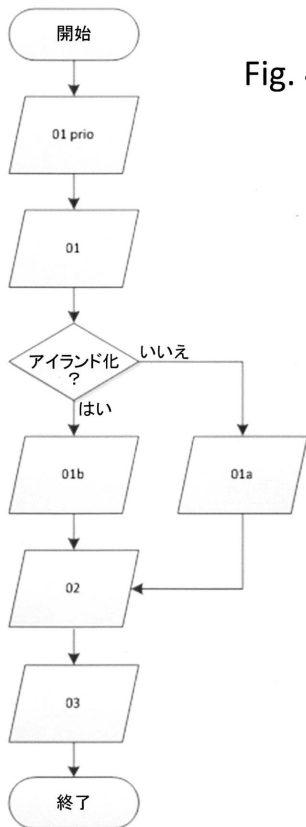


10

20

【 図 4 B 】

Fig. 4B

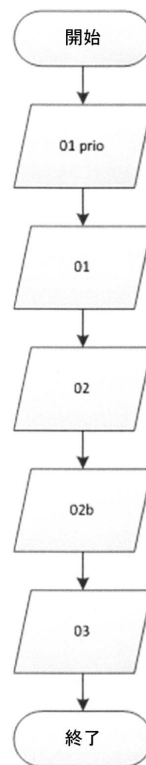


30

40

【 図 4 C 】

Fig. 4C



50

【 図 5 】

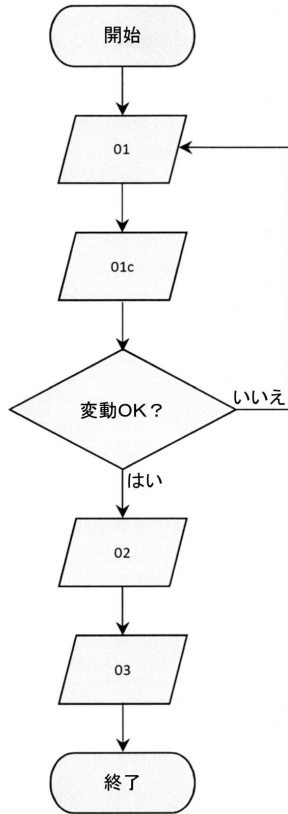


Fig. 5

10

20

30

40

50

フロントページの続き

(51)国際特許分類

F I
G 0 1 R 21/133 E

- 弁理士 須田 洋之
(74)代理人 100109335
弁理士 上杉 浩
(74)代理人 100120525
弁理士 近藤 直樹
(74)代理人 100139712
弁理士 那須 威夫
(74)代理人 100196612
弁理士 鎌田 慎也
(72)発明者 ジャトン ジョエル
(72)発明者 スイス 1 0 0 9 ピュリー シュマン デュ フォ - ブラン 2ベ
ベッソン ギヨーム
(72)発明者 スイス 1 0 8 4 カルージュ シュマン ド ラ ピオレル 3
(72)発明者 デ ヴィヴォ ミハエル
(72)発明者 スイス 1 8 1 4 ラ トゥール - ド - ペ アヴニユ ド ラ ガール 6
カルピタ マウロ
(72)発明者 スイス 1 4 3 6 シャンブロン リュー ス ル パヴィヨン 1 4
(72)発明者 パオローネ マリオ
(72)発明者 スイス 1 0 9 3 ラ コンヴェルシオン シュマン ド ラ コリーヌ 4
クリスタクー コンスタンティーナ
(72)発明者 スイス 1 0 0 6 ローザンヌ シュマン ド ボンヌ - エスペランス 8
(72)発明者 ミュニエ カール
(72)発明者 フランス 7 4 6 0 0 カントル アレ デュ ナン エヌテアエル 1 0 5
アリザーデモウサヴィ オミード
(72)発明者 スイス 8 4 0 0 ヴィンタートゥール シャイデックシュトラーセ 8
審査官 坂本 聡生
(56)参考文献 米国特許出願公開第 2 0 1 5 / 0 1 5 3 1 5 3 (U S , A 1)
特開 2 0 1 0 - 2 2 0 2 8 3 (J P , A)
特開 2 0 0 5 - 2 2 2 4 4 4 (J P , A)
特開 2 0 0 5 - 1 6 0 2 6 0 (J P , A)
特開 2 0 1 3 - 0 0 9 5 5 6 (J P , A)
国際公開第 2 0 1 4 / 1 2 3 1 8 9 (W O , A 1)
特開 2 0 1 2 - 0 0 5 3 1 0 (J P , A)
特開 2 0 1 4 - 1 5 5 4 3 0 (J P , A)
(58)調査した分野 (Int.Cl. , D B 名)
H 0 2 J 3 / 0 0 - 5 / 0 0
1 3 / 0 0
G 0 1 R 1 1 / 0 0 - 1 1 / 6 6
2 1 / 0 0 - 2 2 / 1 0
3 5 / 0 0 - 3 5 / 0 6