

電力中央研究所報告

配電系統における太陽光発電出力と負荷カーブの
分離手法の開発と電圧不平衡対策への適用

研究報告：R08012

平成21年7月

財団法人 電力中央研究所

R **CRIEPI**



配電系統における太陽光発電出力と負荷カーブの分離手法の 開発と電圧不平衡対策への適用

内川 祐貴*¹ 上村 敏*²

キーワード：配電系統
センサー開閉器
太陽光発電
発電電力推定
電圧不平衡

Key Words : Distribution System
Sensor Switch
Photovoltaic Power Generation
Estimation of Power Generation
Voltage Unbalance

Development of Separation Technique of Power Generation Curve of PV Systems and Demand Curve and Application of the Method to Reduce Voltage Unbalance in Power Distribution System.

by Yuuki Uchikawa and Satoshi Uemura

Abstract

Recently, penetration of PV systems is growing up. When the penetration of PV systems increases, over current problem in the process of change of distribution line configuration, voltage unbalance between 3 phase lines and other power quality problems in normal operation of the distribution system may occur because of the reverse power flow from the PV systems. In order to prevent the problems, we need development of the technique to grasp the reverse power flow from the PV systems under the large penetration. The separation technique of the power generation curve of PV systems and demand curve in the distribution system is needed considerably.

In this paper, we propose a new separation technique of the power generation curve of PV systems and demand curve. A method to reduce voltage unbalance between 3 phase lines by using this technique is also proposed.

(System Engineering Research Laboratory Rep.No.R08012)

(平成 21 年 3 月 12 日 承認)

*1 システム技術研究所 需要家システム領域 主任研究員

*2 システム技術研究所 需要家システム領域 上席研究員

背 景

太陽光発電（PV）の普及に伴い、配電線の需要カーブが複雑化するものと考えられる。こうした状況のもとで配電システムの運用管理において、電圧不平衡の抑制など、配電線の電力品質維持を図るためには、負荷の実態を把握することが重要になる。このため、センサー開閉器や変圧器計測端末によって計測した需要カーブを PV 出力カーブと負荷カーブに分離する手法と、それを適用した電力品質維持方式の開発が望まれている。

目 的

配電線の需要カーブを、PV 出力と負荷に分離する手法を提案する。また、提案手法を適用した電圧不平衡対策箇所の選定法を明らかにする。

主な成果

1. 分離手法の提案と適用条件の評価

- (1) 3 相不平衡状態にある電灯負荷カーブ¹⁾、PV 出力カーブそれぞれが各線間で相似²⁾であることと、これらの稼働時間帯が異なっていることに着目し、センサー開閉器情報等から得られる 1 日の各線間需要カーブを、PV 出力カーブと負荷カーブに分離・推定する手法を提案した（図 1）。
- (2) 適用条件を評価するため、線間の PV 設備容量比と雲等による日射強度の各エリア³⁾間のバラツキにより、配電線全体の PV 出力カーブの相似が崩れた場合の推定誤差について、シミュレーション解析した（図 2）。図 2 の(a)に示す条件のもとで、PV 出力カーブの誤差率⁴⁾10%以下を目標とすると、負荷設備容量の不平衡率⁵⁾が 30%の場合、各エリアの PV 設備容量の不平衡率 20%程度以下が条件となる。

2. 電圧不平衡対策箇所の選定法

単相負荷の線間アンバランスに起因する電圧不平衡の対策として、センサー開閉器情報を用いて対策エリアを絞り込んだ上で、(1)の分離手法により個々の単相負荷の需要カーブを算定し、その結果を用いて結線替を必要とする単相負荷を選定する方法を提案した（図 3）。

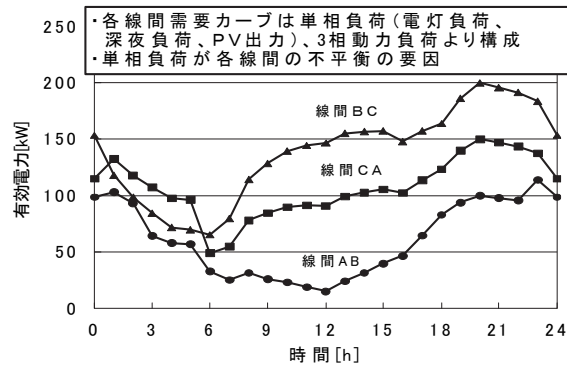
注 1) 電灯負荷カーブは、電気温水器等の深夜負荷を除く、一般家庭の電灯契約負荷カーブを指す。

2) H11 年度 NEDO 研究報告書、「平成 11 年度負荷集中制御システム確立実証試験（負荷集中制御システム確立実証試験）システムの試験・評価」、2000 年 3 月によると、各線間の需要家戸数が 400 戸以上のとき電灯負荷カーブは相似となる。

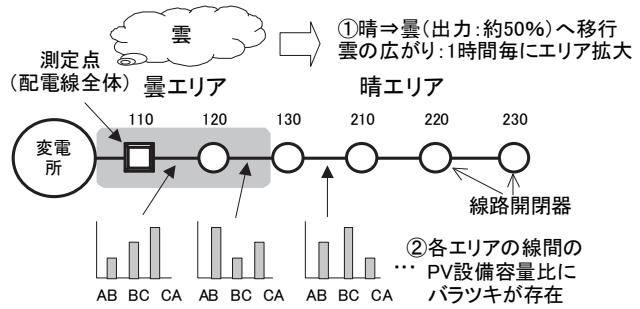
3) 線路開閉器間の配電線区間

4) 誤差率 = (PV 出力推定値 - PV 出力真値) / PV 出力真値 × 100 とし算出

5) 負荷 (PV) 設備容量の不平衡率 = (最大設備容量 - 最小設備容量) / 平均設備容量 × 100 とし算出

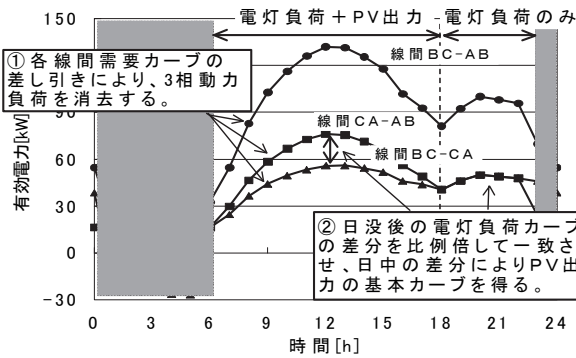


(a)各線間需要カーブ（入力）

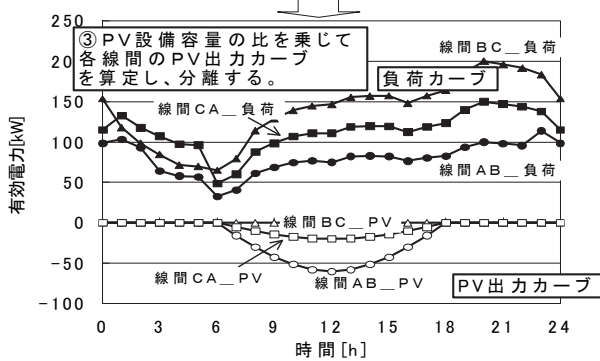


①、②より、配電線全体では、PV出力カーブの相似が崩れる。

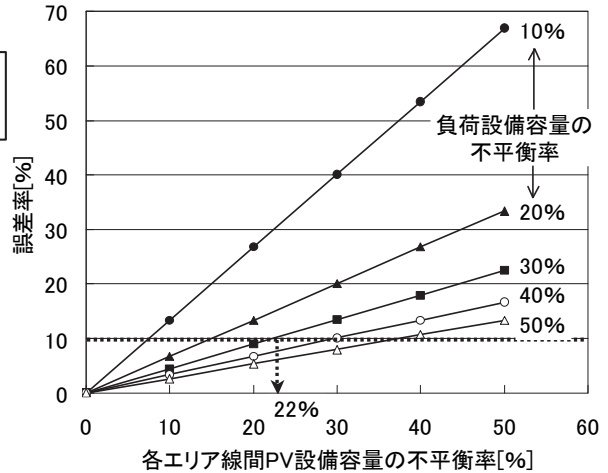
(a) 推定誤差検討モデル



(b)PV出力の基本カーブ抽出



(c)PV出力カーブと負荷カーブの分離（出力）



(b) 推定誤差算定結果

図2 PV出力推定誤差

図1 負荷とPV出力カーブの分離・推定フロー

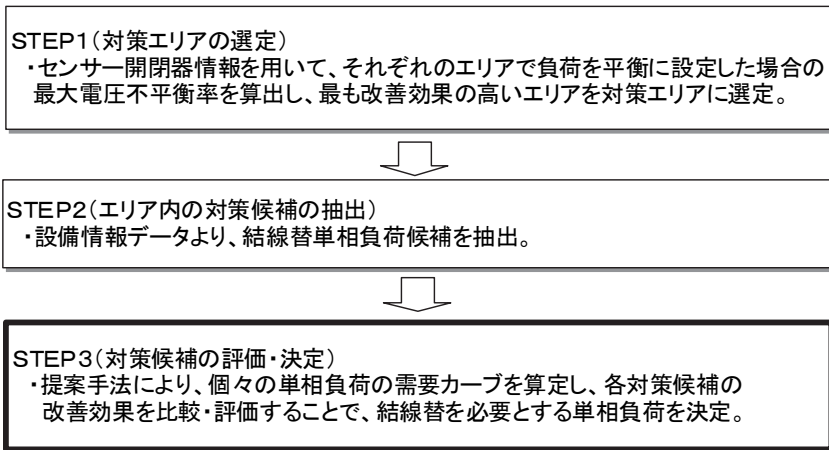


図3 電圧不平衡対策箇所選定フロー

目 次

1. はじめに	1
2. PV出力と負荷の分離の必要性	1
3. PV出力と負荷の分離手法の提案	1
3.1 PV出力と負荷の分離手法	2
3.2 負荷構成要素の分離方法	4
3.3 シミュレーションによる分離手法の適用条件の評価	5
3.4 まとめ	9
4. 電圧不平衡対策への適用	9
4.1 負荷不平衡が系統に及ぼす影響	10
4.1.1 配電システムモデル	10
4.1.2 電圧への影響	11
4.1.3 配電線損失への影響	11
4.1.4 PV出力抑制への影響	12
4.2 電圧不平衡対策選定にあたっての課題	12
4.3 電圧不平衡対策評価・選定方法	13
4.3.1 対策箇所の選定手順	13
4.3.2 検討例	13
4.4 まとめ	17
5. おわりに	17
謝 辞	18
参考文献	18
付 録	19

1. はじめに

近年、地球環境問題への関心の高まりから、太陽光発電（以下、PV）や風力発電等の再生可能エネルギーが注目を集めており、長期エネルギー需給見通しにおける最大導入ケースでは、PV 導入量として5,321万kWが見込まれており、今後、配電系統を中心に導入の拡大が予想されている。

配電系統にPVが大量に導入された場合には、PVからの逆潮流によって配電線の潮流が大きく変動するため、時として潮流方向が変化し、配電線の需要カーブは複雑化することになる。

一方、配電線の運用管理において、電圧不平衡の抑制等の電力品質維持や配電線系統切替時の過負荷発生を防止するためには、負荷の実態を的確に把握することが必要とされている。このため、センサー開閉器や変圧器計測端末によって計測した需要カーブをPV出力カーブと負荷カーブに分離する手法と、それを適用した電力品質維持方式の開発が望まれている。

そこで、本研究では、今後、普及拡大が予想されるPVの出力を把握し、配電線の設備増強計画や配電線融通等の運用管理、電力品質対策等に活用することを目的として、各線間の需要カーブをPV出力と負荷に分離する手法を提案し、それを適用した電圧不平衡対策箇所の選定方法について検討した。

2. PV出力と負荷の分離の必要性

一般的に配電線作業等の系統切替時の配電線融通計算、新規需要発生時の対策工事や年度の需要の伸びを考慮した配電設備増強工事等の設備増強計画では、配電線潮流を用いた供給余力の検討が行われている。

また、近年、悪化が懸念されている電圧不平衡の抑制対策を検討する上でも、負荷を時間的、

空間的にバランスさせる必要があるため、負荷の実態を把握することが重要である。

これまで配電線の潮流方向は変電所から需要家側への順方向のみであったが、近年のPVの普及拡大に伴い新たにPVからの逆潮流も考慮する必要性が生じている。PVの出力は天候や時間帯によって大きく変動するため、今後、PVが大量に導入された場合には、配電線の潮流も複雑に変化することになり、負荷の実態把握が困難になる。

この複雑化した配電線潮流のため、負荷の実態が把握できず、配電線供給余力の判断を誤った場合には、配電線設備の過負荷や電圧降下による法定電圧の逸脱等の問題が発生する可能性もある。

以上の理由から、配電線の潮流に含まれるPV出力と負荷の実態を把握することは、配電線の設備計画、運用管理、電力品質面から非常に重要であり、配電線潮流より、PV出力と負荷を分離する手法の開発が必要とされている。

3. PV出力と負荷の分離手法の提案

近年、光ネットワークやIP通信技術の進歩に伴い、配電系統の運用管理の精度向上を目的として、配電系統へセンサー開閉器の導入が進められており、各エリアの電圧や潮流等の計測情報を容易に入手することが可能になった。

また、変圧器の負荷情報を遠隔で収集する計測端末（以下、TMU）も実用化されてきており、実測データに基づいた詳細な電圧負荷管理が実施できる環境が整いつつある。

そこで、これらのセンサー情報から得られる各線間の需要カーブをPV出力カーブおよび負荷カーブに分離・推定する手法を検討した。以下に検討結果を示す。

3.1 PV出力と負荷の分離手法

(1) 前提条件

今回提案する分離手法では、センサー開閉器情報等から得られる3相不平衡状態にある1日の各線間需要カーブを用い、以下の4つの前提条件下で算定を行う。

- ①センサー情報により、各線間の需要カーブを把握可能
- ②各線間の電灯負荷カーブは互いに相似
- ③各線間のPV出力カーブは互いに相似
- ④各線間のPV設備容量比が既知

このうち、①については、図3.1-1に示すセンサー開閉器、TMUの測定データ（相電圧、線電流、算定区間内の1線間の線間電流）を用いて精度よく算出できるものとして、以降の検討を行った。②の各線間の電灯負荷カーブ（需要家戸数400戸以上）は、NEDO報告書¹⁾より、相似とみなした。③のPV出力カーブは、日射に比例することから、線路開閉器間のように限定されたエリアであれば、日射の変化も同一で、PV出力カーブも相似とみなした。④の各線間のPV設備容量比については、契約情報により把握可能であり、これを既知とした。

(2) PV出力カーブと負荷の分離・推定フロー

図3.1-2に分離手法の説明に使用する各線間の需要カーブ例を示す。

一般的に配電システムの線間負荷は単相負荷と3相動力負荷から構成されており、今後、PVの普及が見込まれる住宅地域は単相負荷の割合が大きい。この単相負荷は、ベースとなる電灯負荷、深夜のみ起動する電気温水器等の深夜負荷、およびPV出力から構成されており、各線間の需要カーブは、各構成要素の負荷カーブとPV出力カーブの和として表すことができる。参考として、図3.1-2の線間ABの各構成要素の負荷カーブとPV出力カーブを示す（図3.1-3）。

各線間に含まれるPV出力カーブは相似であ

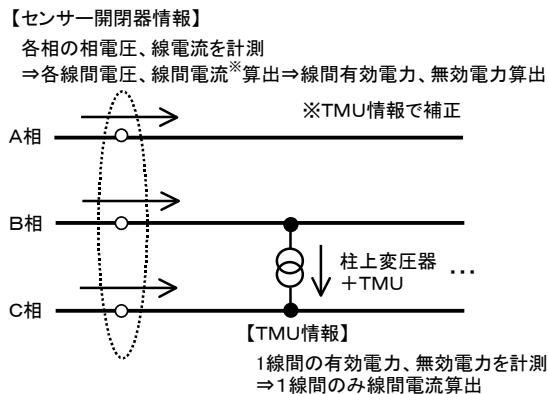


図 3.1-1 センサー開閉器および TMU による線間需要カーブの算出方法

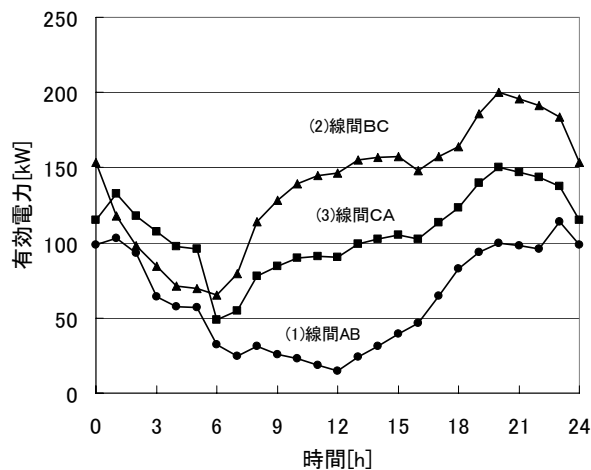


図 3.1-2 各線間の需要カーブ例（入力）

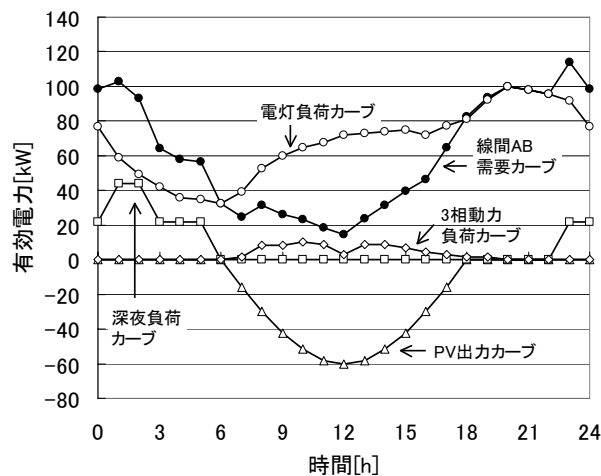


図 3.1-3 線間 AB の各構成要素の負荷カーブと PV 出力カーブ

ると仮定し、かつ PV 設備容量比の設定値 AB : BC : CA = 3 : 0 : 1 を既知とすると、各線間の需要カーブは、以下の関係式で表現できる。

$$\begin{cases} AB = L_{ab} + 3S + K_{ab} + P3 \cdots \cdots (1) \\ BC = L_{bc} + K_{bc} + P3 \cdots \cdots (2) \\ CA = L_{ca} + S + K_{ca} + P3 \cdots \cdots (3) \end{cases}$$

ここで、 L_{ab} 、 L_{bc} 、 L_{ca} : 電灯負荷カーブ、 S : PV 出力カーブ、 K_{ab} 、 K_{bc} 、 K_{ca} : 深夜負荷カーブ、 $P3$: 3 相動力負荷カーブを表す。

(1)~(3)式は未知数が多く、このまま単純に解くことはできないため、電灯負荷カーブが各線間で相似であることと、稼働時間帯が異なることに着目して、以下の手順で分離を行う。

まず、3 相動力負荷は、3 つの線間に共通に含まれているため、各線間需要カーブ(1)~(3)式の差し引きにより、消去する(図 3.1-4)。

次に、稼働時間帯が異なることに着目すると、PV が発電する昼間(主に 7h~17h 台)は、深夜負荷は稼働していないので、昼間の時間帯は、深夜負荷カーブ(K_{ab} 、 K_{bc} 、 K_{ca})を無視することができ、図 3.1-4 の PV 発電時間帯の需要カーブは以下の式で与えることができる。

$$\begin{cases} BC - AB = (L_{bc} - L_{ab}) - 3S \cdots \cdots (4) \\ BC - CA = (L_{bc} - L_{ca}) - S \cdots \cdots (5) \\ CA - AB = (L_{ca} - L_{ab}) - 2S \cdots \cdots (6) \end{cases}$$

さらに、この(4)~(6)の需要カーブにおいて、日没後の 18h~22h までは、電灯負荷のみが稼働していることに着目する。各線間に含まれる電灯負荷カーブは相似形であると仮定しているため、この時間帯の需要カーブ(電灯負荷カーブのみ)を比例倍して一致させると、PV が発電している昼間の電灯負荷カーブも一致し、差し引きによって、PV 出力の基本カーブ S を算出することができる。

図 3.1-4 は、(5)と(6)の日没後の需要カーブの差分は等しく、(4)は(5)、(6)の 2 倍となっている例であり、PV 出力の基本カーブは、次式で求まる。

$$\therefore S = (5) - (6)、\text{または } S = (4) - (6) \times 2$$

その後、PV 設備量の比を用いて各線間の PV 出力カーブを再現し、負荷カーブと分離する(図 3.1-5)。

$$\begin{cases} AB \text{ 負荷} = L_{ab} + K_{ab} + P3 \cdots \cdots (7) \\ BC \text{ 負荷} = L_{bc} + K_{bc} + P3 \cdots \cdots (8) \\ CA \text{ 負荷} = L_{ca} + K_{ca} + P3 \cdots \cdots (9) \end{cases}$$

以上によって、各線間の PV 出力カーブと負荷カーブを分離・推定することができる。

別解として、(4)~(6)式より、はじめに S を消去して電灯負荷の基本カーブ(深夜帯除き)を求め、その後、各線間の PV 出力カーブを算出してもよい。

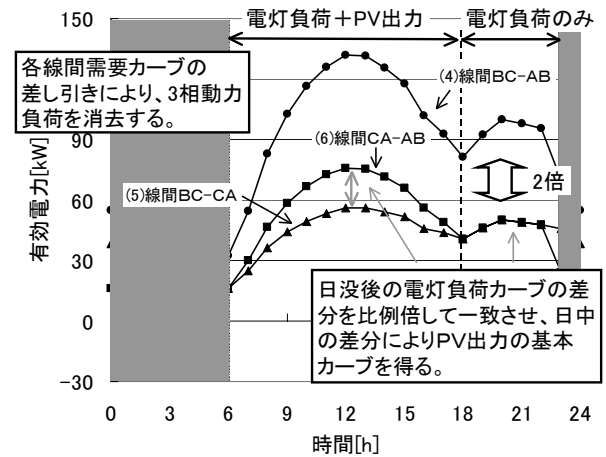


図 3.1-4 PV 出力基本カーブの抽出

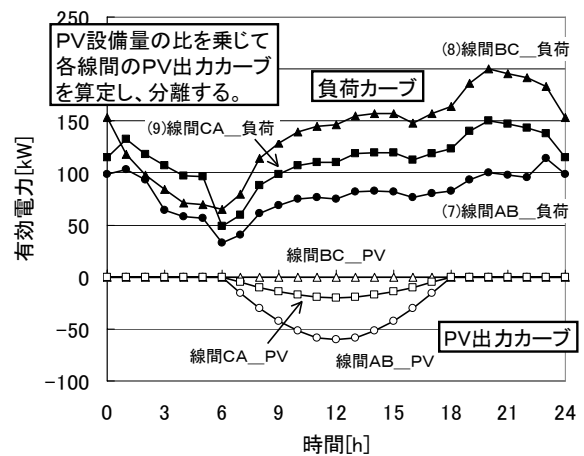


図 3.1-5 PV 出力カーブと負荷カーブの分離・推定結果(出力)

3.2 負荷構成要素の分離方法

3.1 節で分離した負荷カーブを用い、さらに負荷の稼働時間帯が異なることを利用して、負荷構成要素（電灯負荷、深夜負荷、3相動力）の負荷カーブに分離・推定する方法を検討した。

町工場等の3相動力負荷の稼働時間を7h～19h台と仮定すると、20hから深夜負荷が起動する23hまでは電灯負荷のみが稼働している。

電灯負荷カーブは相似形であるため、この時間帯の負荷カーブを比例倍して一致させることにより、昼間の電灯負荷カーブも一致し、差し引きによって、3相動力負荷P3を算出できる。

この結果より、単相負荷カーブと3相動力負荷カーブを分離可能である（図3.2-1）。

$$\therefore P3 = (7) \times 2 - (8)$$

$$\begin{cases} \text{AB 単相負荷} = L_{ab} + K_{ab} \cdots \cdots (10) \\ \text{BC 単相負荷} = L_{bc} + K_{bc} \cdots \cdots (11) \\ \text{CA 単相負荷} = L_{ca} + K_{ca} \cdots \cdots (12) \end{cases}$$

ただし、3相動力負荷が20h以降も運転していることが想定される場合には、誤差要因となるため、自動検針データ等を活用して、影響を除去する等の対策が必要である。

次に、単相負荷カーブを電灯負荷カーブと深夜負荷カーブに分離する方法を検討した。

深夜負荷である電気温水器は、沸き上げ時間の違い（8時間タイプ、5時間タイプ）によって、23h～6h台にタイムスイッチにより個々に起動するため、必ずしも各線間の負荷カーブは相似形にはならない。

このため、深夜負荷カーブを分離・推定する際には、深夜負荷が存在しない線間負荷の情報が必要であり、各線間の深夜負荷の有無について各柱上変圧器の設備情報等により確認を行う必要がある。

仮に今回、線間BCに深夜負荷がないという調査結果が得られたとすると、 $K_{bc}=0$ となり、(11)式は電灯負荷カーブのみとなる。

各線間の電灯負荷カーブは相似形であるため、得られた線間BCの電灯負荷カーブ(11)と(10)、(12)の昼間の電灯負荷カーブを比例倍して一致させ、差し引きによって、電灯負荷カーブと深夜負荷カーブを分離することが可能である（図3.2-2）。

$$\therefore K_{ab} = \{(10) \times 2 - (11)\} / 2$$

$$K_{ca} = \{(12) \times 4 - (11) \times 3\} / 4$$

ただし、本例のように $K_{bc}=0$ の線間が無い場合には $K=0$ の隣接区間の電灯負荷カーブ等を使用して算出する必要がある。

以上によって、各線間の負荷カーブを、さらに電灯負荷カーブ、深夜負荷カーブ、3相動力負荷カーブに分離することも可能である。

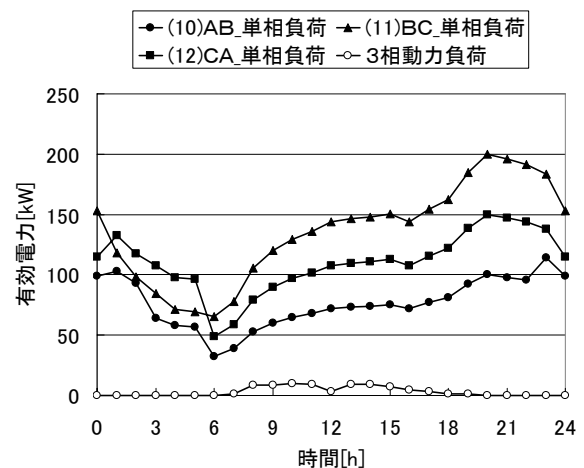


図 3.2-1 単相負荷と3相動力負荷の分離結果

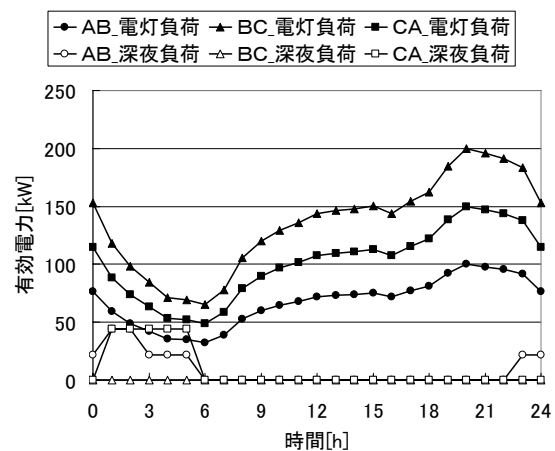


図 3.2-2 電灯負荷と深夜負荷の分離結果

3.3 シミュレーションによる分離手法の適用条件の評価

センサー開閉器の設置台数が少なく、図 3.3-1 に示すように配電線一括で測定した各線間需要カーブを使用した場合、線間の PV 設備容量比と雲等による日射強度の各エリア間のバラツキにより、PV 出力カーブの相似形が崩れる場合が想定される。

そこで、PV 等の普及が予想される住宅地域を検討対象とし、図 3.3-2 の配電線亘長 4.2km の配電システムモデルを用いて、シミュレーションにより提案手法の適用条件の評価を行った。

(1) シミュレーション条件

電灯負荷および PV の配分量は各エリア均等とし、各線間へは次のとおり不平衡に配分した。

電灯負荷は、表 3.3-1 に基づいて各線間に不平衡に配分し、負荷カーブは、図 3.3-3 の基本カーブに基づいて時間変化させた。

PV は、表 3.3-2 のようにエリア毎に各線間の配分量を変化させ、配電線一括で見た場合、各線間の PV 配分量が同量となるように設定した。また、各エリアの PV 出力カーブは、表 3.3-3 の天候変化に従い、図 3.3-3 の基本カーブに基づいて晴から曇へ変化させた。この結果、配電線一括で見ると、各線間の晴と曇のエリアの PV 容量が時間帯で変化し、PV 出力カーブの相似形が崩れることになる。なお、実際の雲の移動速

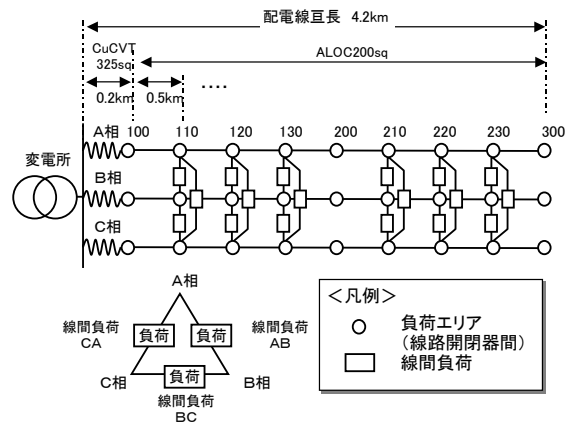


図 3.3-2 配電システムモデル

表 3.3-1 各エリアへの負荷の配分

	AB	BC	CA
全エリア	L_{\min}	L_{ave}	L_{\max}

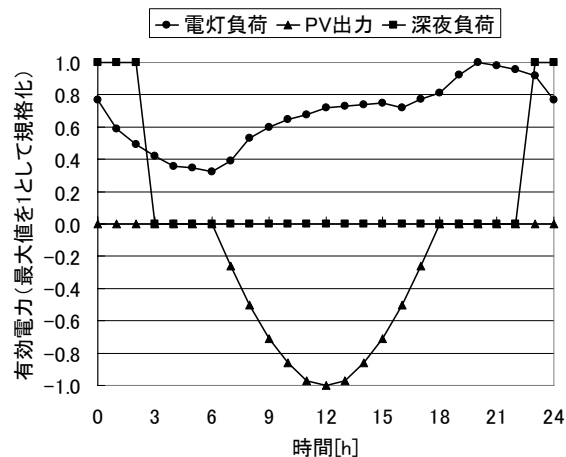


図 3.3-3 基本カーブ

表 3.3-2 各エリアへの PV の配分

	AB	BC	CA
110	S_{\min}	S_{ave}	S_{\max}
120	S_{\max}	S_{\min}	S_{ave}
130	S_{ave}	S_{\max}	S_{\min}
210	S_{\min}	S_{ave}	S_{\max}
220	S_{\max}	S_{\min}	S_{ave}
230	S_{ave}	S_{\max}	S_{\min}

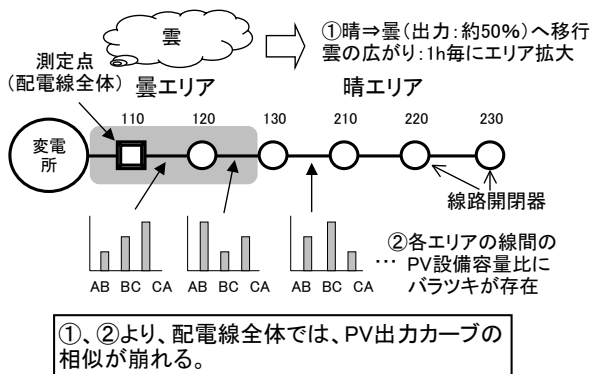


図 3.3-1 PV 出力カーブの相似が崩れるケース

表 3.3-3 各エリアの天候の変化（晴→曇）

	0.5H	1H	2H
110	11h～	9h～	6h～
120	11h～	10h～	8h～
130	12h～	11h～	10h～
210	12h～	12h～	12h～
220	13h～	13h～	14h～
230	13h～	14h～	16h～

度はもっと速く相似形の崩れは小さいため、本検討条件は、かなりシビアな条件である。

パラメータとしては、(13)式で定義する PV 設備容量の不均衡率 (K)、(14)式で定義する負荷設備容量の不均衡率 (L)、配電システムモデルの最大供給力 (5.2MW) に対する快晴日の PV 最大出力の割合 (以下、PV 導入率)、および各エリアの天候変化の時間を変化させ、配電線一括で PV 出力の分離・推定を行い、PV 出力真値に対する推定誤差 (PV 出力推定値 - PV 出力真値) の割合 (以下、誤差率) を算定した。

$$K (\%) = \frac{S_{\max} - S_{\min}}{S_{\text{ave}}} \times 100 \dots (13)$$

ここで、 S_{\max} : 最大 PV 設備容量、 S_{\min} : 最小 PV 設備容量、 S_{ave} : 平均 PV 設備容量を表す。

$$L (\%) = \frac{L_{\max} - L_{\min}}{L_{\text{ave}}} \times 100 \dots (14)$$

ここで、 L_{\max} : 最大負荷設備容量、 L_{\min} : 最小負荷設備容量、 L_{ave} : 平均負荷設備容量を表す。

(2) 解析結果

図 3.3-4～3.3-11 に PV 導入率 57%、PV 設備容量の不均衡率 30%、負荷設備容量の不均衡率 30%、天候変化 1H で設定した際の、各エリアの PV 出力カーブと PV 出力の分離結果を示す。

各エリアの PV 出力カーブは、天候の変化に伴って出力パターンが変化するが、各線間では相似となっている (図 3.3-4～9)。しかし、配電線一括では、各線間の晴と曇の PV 出力の割合

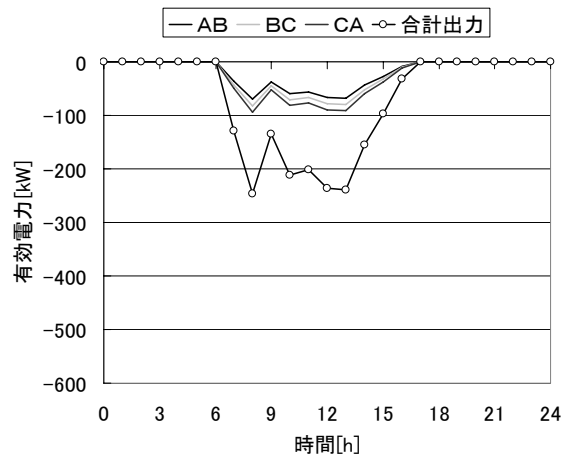


図 3.3-4 PV 出力カーブ (エリア 110)

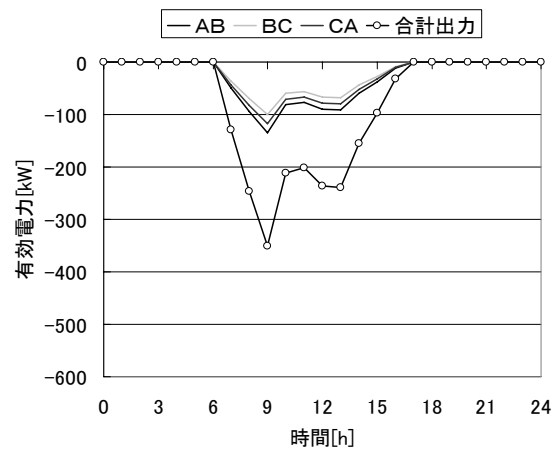


図 3.3-5 PV 出力カーブ (エリア 120)

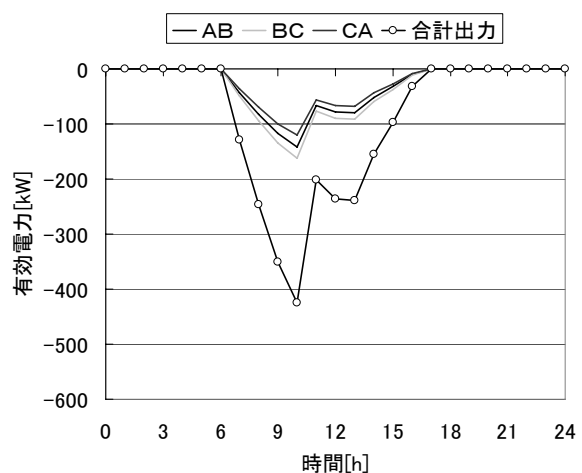


図 3.3-6 PV 出力カーブ (エリア 130)

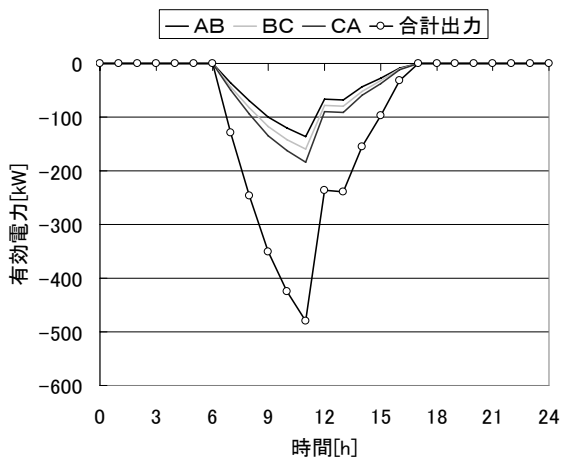


図 3.3-7 PV 出力カーブ (エリア 210)

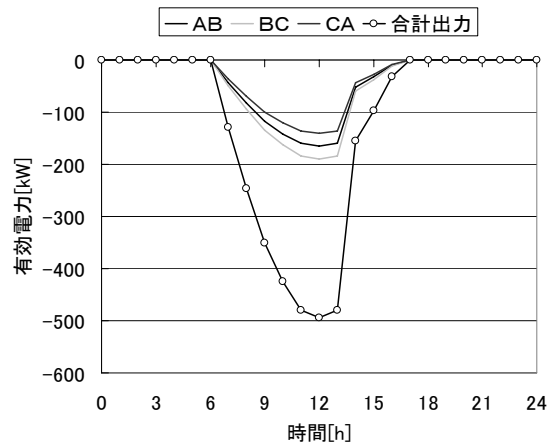


図 3.3-9 PV 出力カーブ (エリア 230)

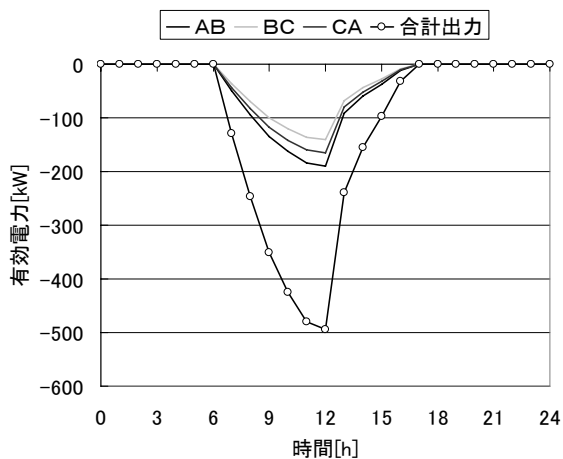


図 3.3-8 PV 出力カーブ (エリア 220)

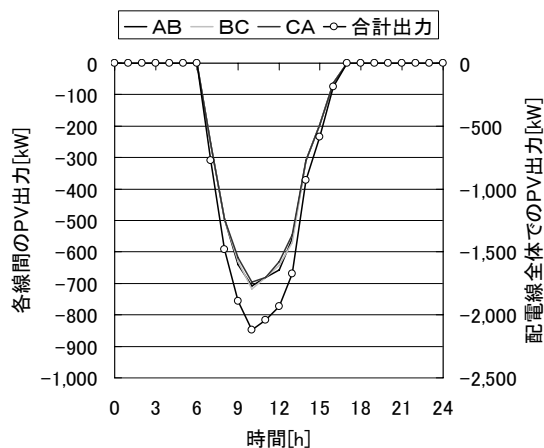


図 3.3-10 PV 出力カーブ (配電線全体)

が変化し、各線間の PV 出力カーブの相似が崩れていることがわかる (図 3.3-10)。この各線間の PV 出力カーブの相似形が崩れた影響により、配電線一括で分離・推定を行った場合、PV の出力が最大となる 12h 断面において、13.4%の誤差が生じた (図 3.3-11)。

次に、PV 導入率 57%、負荷設備容量の不均衡率 30%、天候変化 1H 固定で、PV 設備容量の不均衡率をパラメータとして変化させた (図 3.3-12)。この結果、PV 設備容量の不均衡率の増加に比例して、PV 出力の誤差率も増加することが確認された。

これに対して、PV 導入率 57%、PV 設備容量の不均衡率 30%、天候変化 1H 固定とし、負荷

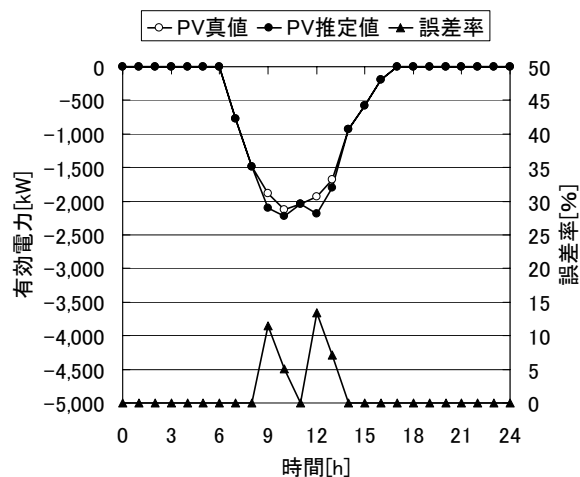


図 3.3-11 PV 出力推定結果

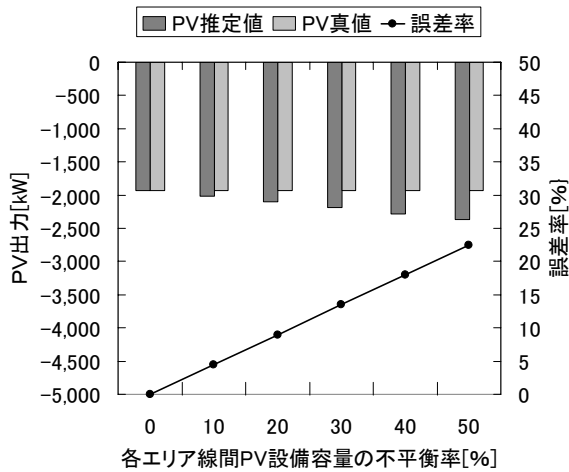


図 3.3-12 PV 設備容量の不平衡率による推定誤差の変化 (12h 断面)

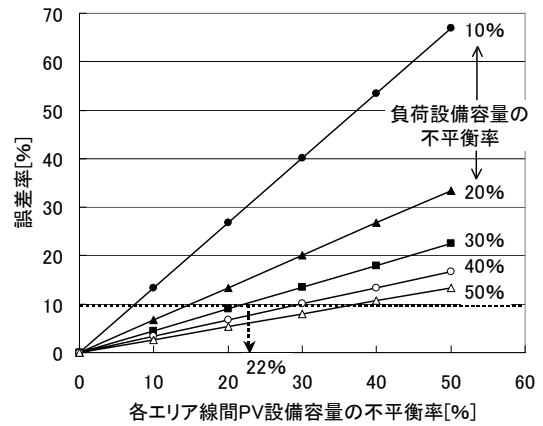


図 3.3-14 PV および負荷設備容量の不平衡率による推定誤差の変化 (12h 断面)

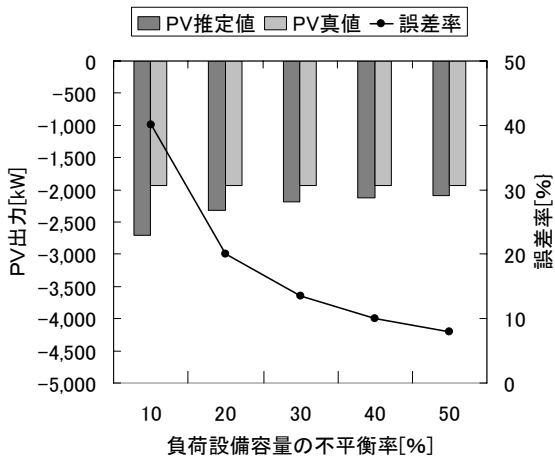


図 3.3-13 負荷設備容量の不平衡率による推定誤差の変化 (12h 断面)

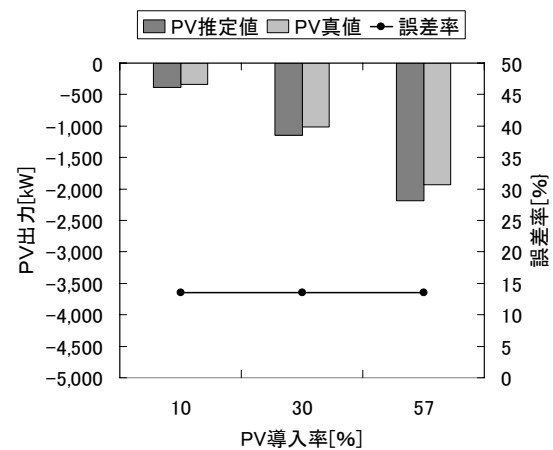


図 3.3-15 PV 導入率による推定誤差の変化 (12h 断面)

設備容量の不平衡率をパラメータとして変化させた場合には、誤差率は負荷設備容量の不平衡率の増加に伴って、反対に減少することが確認された (図 3.3-13)。これは、負荷設備容量の不平衡率が増加すると、PV 出力カーブを算出する際に使用する各線間の電灯負荷カーブの差に占める PV 出力カーブの相対誤差の割合が相対的に小さくなり、結果として、推定誤差が減少したものと考えられる。

この PV 設備容量の不平衡率と負荷設備容量の不平衡率が推定誤差に与える影響をまとめて、図 3.3-14 に示す。

本結果から、配電線全体の負荷設備容量の不平衡率、各エリアの PV 設備容量の不平衡率を基準として、適用条件を求める。

本条件のもとで、PV 出力カーブの推定誤差率 10%以下を目標とすると、負荷設備容量の不平衡率が 30%の場合、各エリアの PV 設備容量の不平衡率 20%程度以下が適用条件となる。

また、PV 設備容量の不平衡率 30%、負荷設備容量の不平衡率 30%、天候変化 1H 固定とし、PV 導入率をパラメータとして変化させたが、有意な差がないことを確認した (図 3.3-15)。

最後に、天候変化の時間をパラメータとして

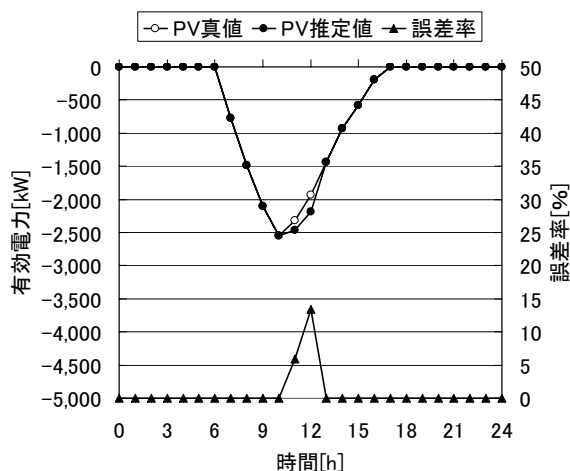


図 3.3-16 天候変化の時間 0.5H

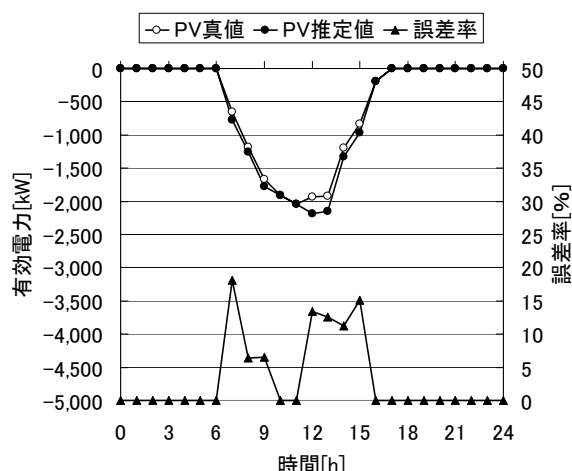


図 3.3-17 天候変化の時間 2H

変化させ、上述したすべての試験ケースを同様に実施し、誤差率を算出した。図 3.3-16、17 に PV 設備容量の不均衡率 30%、負荷設備容量の不均衡率 30%、PV 導入率 57% 設定時の天候変化時間 0.5H、2H の PV 出力推定結果を示す。

天候変化の時間が短くなる（雲の移動速度が速くなる）と、推定誤差の発生時間帯は減少し、各試験ケースの結果は、天候変化の時間 1H と同様の傾向を示すことを確認した。

3.4 まとめ

本章の検討によって、得られた成果について以下にまとめた。

- (1) 3 相不平衡状態にある電灯負荷カーブ、PV 出力カーブそれぞれが各線間で相似であることと、これらの稼働時間帯が異なっていることに着目し、センサー開閉器情報等から得られる 1 日の各線間需要カーブを、PV 出力カーブと負荷カーブに分離・推定する手法を提案した。
- (2) また、負荷の稼働時間帯が異なっていることに着目して、(1) の分離結果として得られる負荷カーブを電灯負荷カーブ、深夜負荷カーブ、3 相動力負荷カーブに分離・推定する手法も提案した。

(3) 適用条件を評価するため、線間の PV 設備容量比と雲等による日射強度の各エリア間のバラツキにより、配電線一括で測定した PV 出力カーブの相似が崩れた場合（各線間の PV 容量は同一）の推定誤差について、シミュレーション解析した。本シミュレーション条件のもとで、PV 出力カーブの誤差率 10% 以下を目標とすると、負荷設備容量の不均衡率が 30% の場合、各エリアの PV 設備容量の不均衡率 20% 程度以下が条件となる。

今後の課題は以下の通りである。

- (1) 今回の検討では、センサー開閉器情報と TMU を利用して線間需要カーブを導出する方法を前提としたが、より簡便に、センサー開閉器情報のみから、線間需要カーブを導出する方法を開発する必要がある。
- (2) 将来的には、直近の同じ気象条件の負荷カーブとセンサーから得られる現在の配電線潮流を比較する等の方法により、リアルタイムでの PV 出力推定についても研究を行う必要がある。

4. 電圧不平衡対策への適用

電気温水器や PV 等の単相機器の配電系統への連系量増加に伴い、負荷パターンが複雑化し

てきており、系統だけでなく、柱上変圧器単位でも負荷の実態が掴みにくくなっている。

さらに、これらが特定の線間に集中して設置された場合には、電圧不平衡が発生し、電力品質面への悪影響が想定される。

そこで、単相負荷の不平衡が電力品質に与える影響と、分離手法により単相負荷の需要カーブを算定する電圧不平衡対策選定方法について検討を行い、以下の結果を得た。

4.1 負荷不平衡が系統に及ぼす影響²⁾

3相3線式の電力系統において、1つの線間に集中して単相負荷が接続された場合には、線間電圧の大きさにバラツキが生じることがある。このような状態を電圧不平衡と呼んでいる。

配電系統における電圧不平衡について規定している法令、公的基準は特にないが、電技第55条において交流式電気鉄道に関する電圧不平衡による障害防止についての規定があり、電圧不平衡率3%以下であることが求められており、これらに準じて電力会社での管理目標値も(15)式による6.6kV系統における電圧不平衡率3%としている場合が多い。

$$\text{電圧不平衡率 (\%)} = \frac{\text{逆相電圧}}{\text{正相電圧}} \times 100 \dots (15)$$

電圧不平衡が著しくなると、一般的に需要家側において、発電機等の温度上昇、誘導電動機のトルク減少や温度上昇、各種制御機器の誤動作等の障害が発生することが知られている。

しかし、電圧不平衡が系統側に及ぼす影響については、あまり報告事例がないため、低圧側電圧、配電線損失への影響等、基本的事項について検討を行った。

4.1.1 配電系統モデル

PV等の普及が予想される住宅地域を検討対象とし、図3.3-2と同様のモデルを使用した。ベースとなる住宅負荷は、図4.1.1-1の住宅地域の夏期配電線負荷カーブに基づき、各エリアの各線間(AB、BC、CA間)に均等に配分した。変電所の送出電圧は、プロコン方式により各エリアの低圧側電圧が、低圧線電圧降下を考慮して、103V~106Vの範囲に入るように設定した(図4.1.1-2)。

なお、不平衡の潮流計算には、これまでに当所で開発・検証されている「3相法潮流計算プログラム」を使用した。

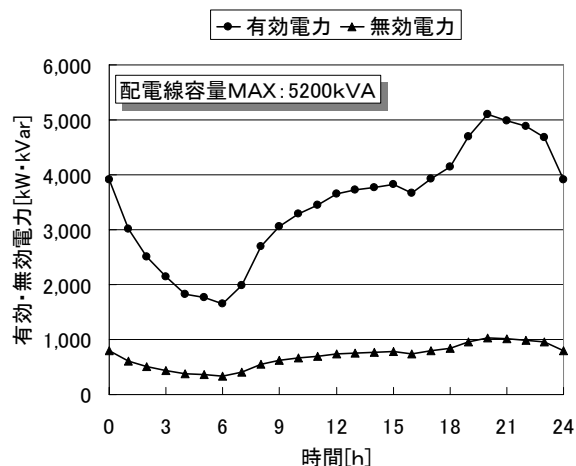


図 4.1.1-1 夏期配電線負荷カーブ

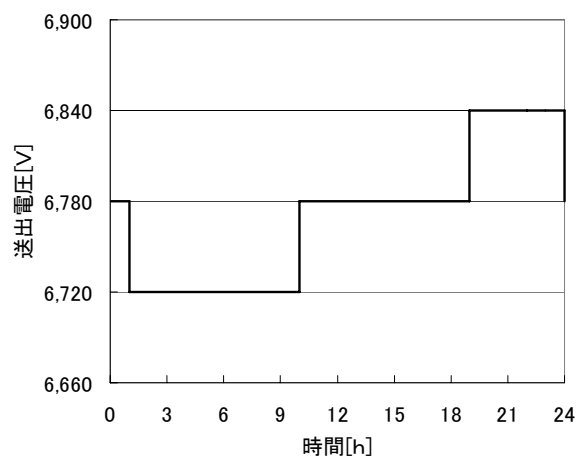


図 4.1.1-2 変電所送出電圧パターン

4.1.2 電圧への影響

負荷不平衡の電圧面への影響を調査するため、各エリアの総負荷量は一定のまま、線間負荷 CA への負荷配分比率を徐々に大きくして、20h の負荷設備容量の不平衡率 (L) をパラメータとして変化させ、各エリアの電圧不平衡率、低圧側電圧を算定した。

電圧不平衡率は、線路の電圧降下の影響により、変電所からの距離が離れるほど、また、負荷設備容量の不平衡率が大きくなるほど増加しており、負荷が最大となる 20h に最大となる(図 4.1.2-1、2)。

図 4.1.2-3 に系統モデル内の各エリアの低圧側電圧算出結果 (24 時間分) のうち、最大と最小の電圧値を抽出した結果を示す。

低圧側電圧は、負荷設備容量の不平衡率の増加に伴って、法定電圧の上下限值に近づき、裕度が減少することが確認された。

一般に低圧側負荷管理は 3 相平衡を前提に平均電流から柱上変圧器の標準タップを設定し、運用しているため、負荷設備容量の不平衡率が増加すると、平均との乖離が大きくなり、結果として、上限、下限ともに裕度が減少し、場合によっては、法定電圧を逸脱する可能性がある。

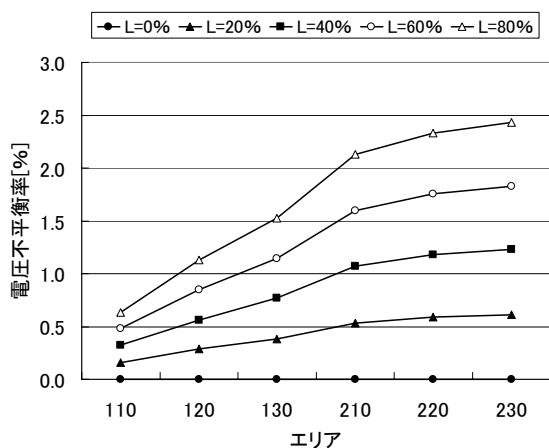


図 4.1.2-1 各エリアの電圧不平衡率 (20h 断面)

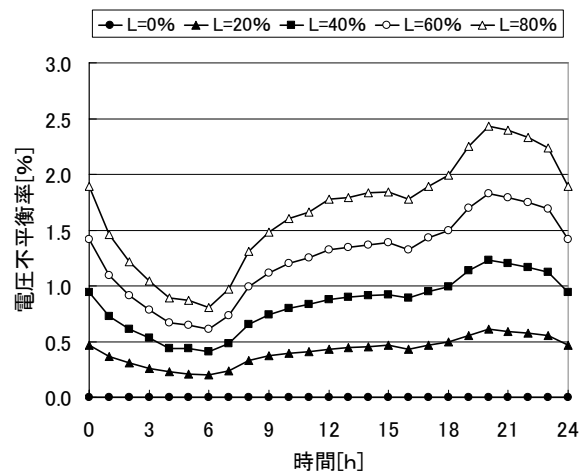


図 4.1.2-2 電圧不平衡率の日変化 (エリア 230)

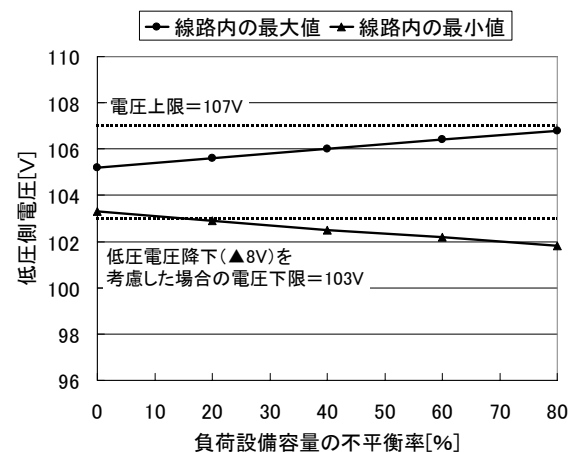


図 4.1.2-3 低圧側電圧算定結果

4.1.3 配電線損失への影響

4.1.2 項と同様の条件で、負荷設備容量の不平衡率をパラメータとして変化させ、配電線損失への影響を検討した。なお、本検討モデルでは、低圧配電線、低圧引込線、柱上変圧器を詳細に模擬しているわけではなく、絶対量は一般の配電線損失に比べ少なくなっている。

図 4.1.3-1 に配電線損失の 1 日の合計を比較した結果を示す。配電線損失は、配電線を通して電流値の 2 乗に比例するため、負荷設備容量の不平衡率の増加に伴い、配電線の潮流の偏りも増加し、結果として、配電線損失の増加が確認された。

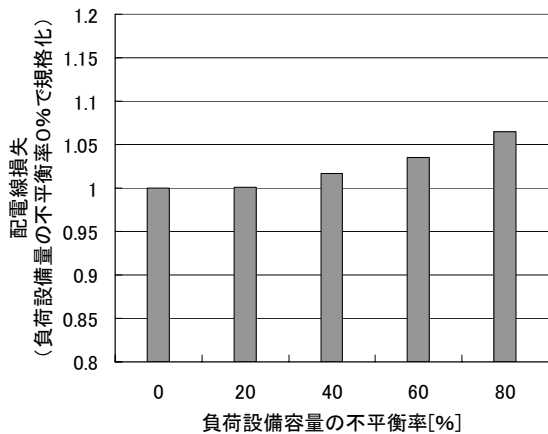


図 4.1.3-1 配電線損失 (1日の合計)

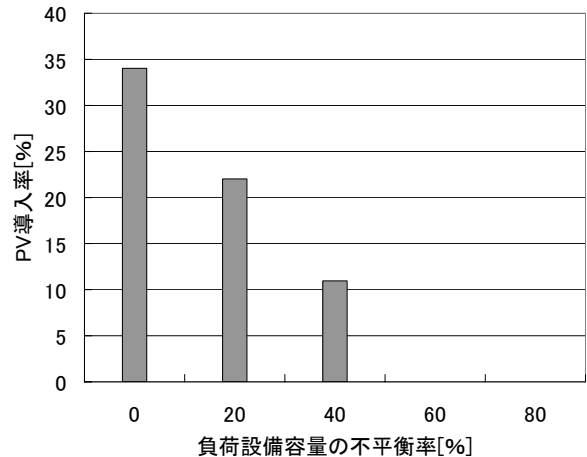


図 4.1.4-1 PV出力抑制への影響①

4.1.4 PV出力抑制への影響

近年、導入が進んでいるPVは逆潮流による法定電圧逸脱を防止するため、規制点電圧を監視して、必要に応じて電圧上昇抑制対策として、出力抑制等を実施している。

4.1.2 項の検討結果から、負荷設備容量の不均衡によって、電圧面へ影響が出ることがわかったため、不均衡が著しい場合には、PVの出力抑制等の影響が懸念される。このため、PV導入率と負荷設備容量の不均衡率をパラメータとして変化させ、PV出力抑制への影響を検討した。なお、PV出力カーブは図3.3-2の快晴日を使用し、PVの出力抑制発生条件は、配電系統内の低圧側電圧が、1箇所でも107Vを超えた時点として算定した³⁾。

PVを3相平衡に設置した場合の算定結果を図4.1.4-1に示す。負荷設備容量の不均衡率の増加に伴い、出力抑制等が発生するPV導入率は減少することが確認された。

次に、ベースとなる電灯負荷を3相平衡に配置し、PVを上述した3相平衡に設置した場合と1相、または2相に集中設置した場合の結果を比較した(図4.1.4-2)。この結果、PVが3相に平衡設置された場合に比較して、1相、または2相に集中設置された場合の方が、より低いPV導入率で、出力抑制等の影響が生じることが確

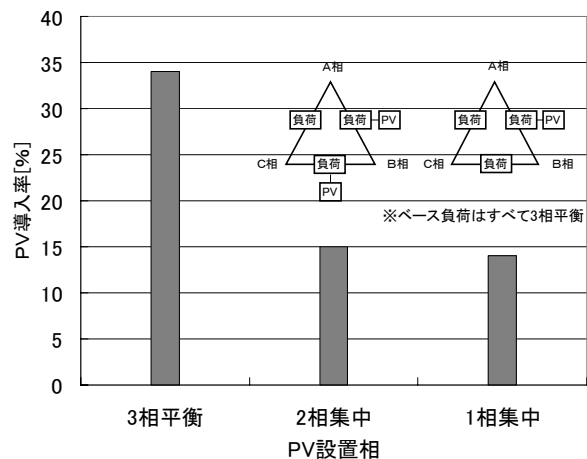


図 4.1.4-2 PV出力抑制への影響②

認された。

このように負荷やPVの接続相が偏り、電圧不均衡が発生した場合には、今後、導入の加速が予想されるPVに出力抑制等の影響を及ぼす可能性がある。

4.2 電圧不均衡対策選定にあたっての課題

一般的に電圧不均衡対策は、単相変圧器や住宅地域に見られる単相の高圧配電線の結線替(図4.2-1)を実施し、各線間負荷量をバランスさせる方法が用いられている。

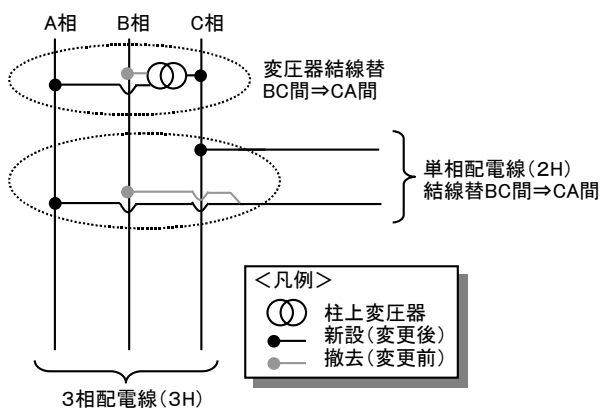


図 4.2-1 電圧不平衡対策の例

しかし、配電系統における電圧管理は、3相平衡を前提に変電所の代表相の送出電圧、送出電流、高圧需要家の契約容量、低圧需要家の電力使用量から算出した柱上変圧器のピーク負荷等を用いて管理しており、既存の電圧計算に使用しているデータのみでは、電圧不平衡の要因となる個々の単相負荷の需要カーブは把握できない。

また、電気温水器やPV等の普及に伴い、負荷パターンも多様化していることから、線間負荷の不均衡の大きさは時々刻々と変化することが想定され、不平衡の要因となる各要素の時間変化とその組み合わせを考慮した対策の検討が必要になってきている。

しかし、配電線は亘長が長く、柱上変圧器の数量も非常に多いため、需要カーブを把握する目的で、すべての柱上変圧器の接続相、および負荷の時間変化を現地で実測することは現実的ではなく、効率的な対策エリア、結線替が必要な単相負荷の選定方法が必要とされている。

4.3 電圧不平衡対策評価・選定方法

4.3.1 対策箇所の選定手順

4.2節の課題を解消することを目的に、PV出力カーブと負荷カーブを推定できるという提案手法の特徴を活用し、電圧不平衡対策として結

線替を行う個々の単相負荷の需要カーブを算定することで、負荷の実測を行わずに対策の効果を評価・選定する方法を検討した。その結果、以下のとおり対策箇所の選定手順を整理した。

手順1：対策エリアの選定

- ①センサー開閉器情報等を用いて、各センサー開閉器間（エリア）の各線間需要カーブを取得する。
- ②潮流計算により、それぞれのエリアで負荷を平衡に設定した場合の配電線最大電圧不平衡率を算出・比較し、最も改善効果の高いエリアを対策エリアとして選定する。

手順2：エリア内の対策候補の抽出

- ①選定エリア内の変圧器設備情報に基づき、電灯負荷、深夜負荷、PV設備容量の最大値が、各線間でバランスするように、複数の対策候補を抽出する。

手順3：対策候補の評価・決定

- ①提案した分離手法により、対策エリアの各線間需要カーブを電灯負荷カーブ、深夜負荷カーブ、3相動力負荷カーブ、PV出力カーブに分離する。
- ②変圧器設備情報に基づき、分離した負荷カーブ、PV出力カーブを配分することで、結線替候補の単相負荷（柱上変圧器、単相高圧配電線）の需要カーブを算定する。
- ③潮流計算によって、各対策候補の改善効果を比較・評価し、最大電圧不平衡率が目標値以下で、かつ各時間帯の改善率の合計値が最も大きい候補を結線替対象として決定する。

4.3.2 検討例

4.3.1項の選定手順にしたがって、不平衡対策を検討した例を以下に示す。配電系統モデルは図3.3-2と同様のものを使用した。各エリアの線間負荷の構成要素別の最大値は図4.3.2-1

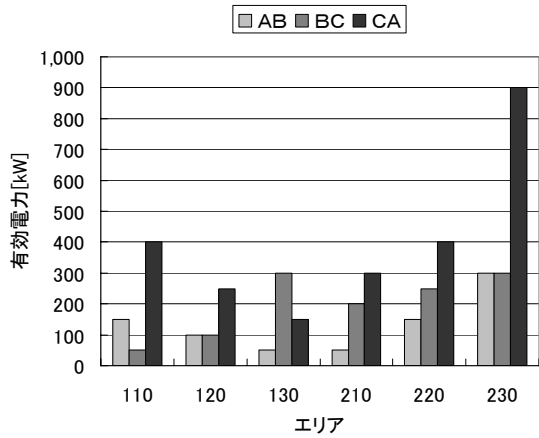


図 4.3.2-1 電灯負荷（最大値）

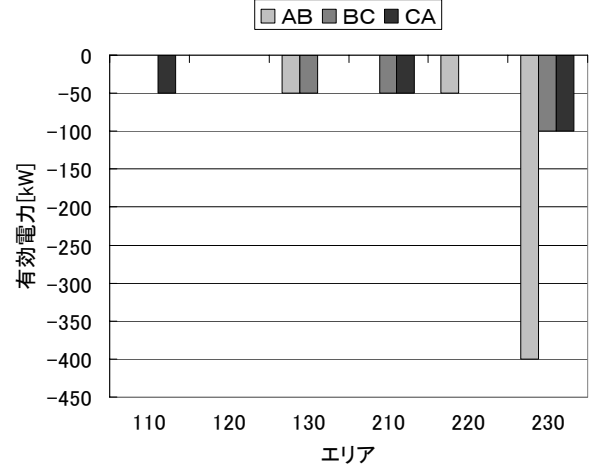


図 4.3.2-3 PV出力（最大値）

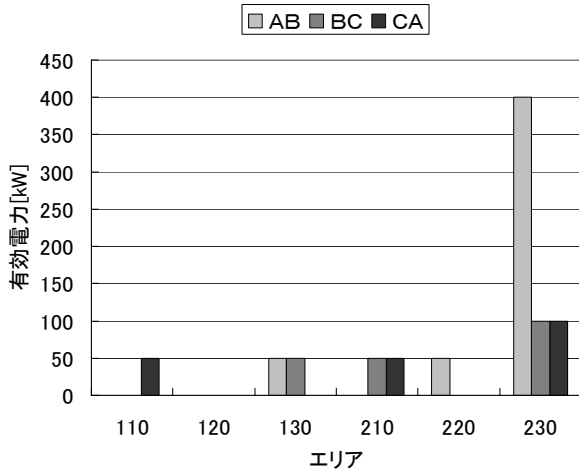


図 4.3.2-2 深夜負荷（最大値）

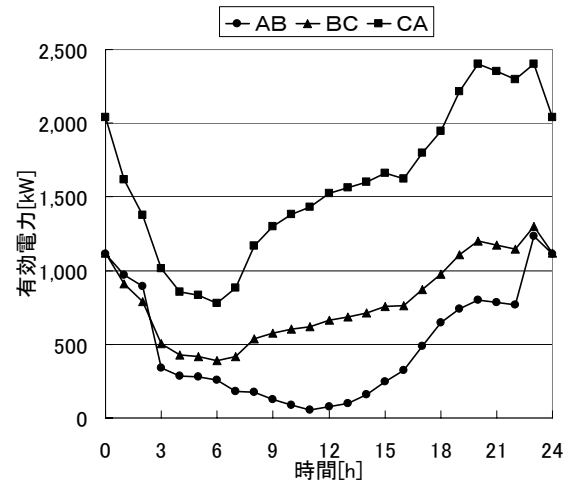


図 4.3.2-4 各線間の需要カーブ（配電線全体）

～3、日変化は図 3.3-3 の基本カーブに基づき、空間的・時間的にも不平衡に有効電力を配分し（図 4.3.2-4）、無効電力は力率 0.98 として与えた。PV 出力カーブは晴を使用した。変電所の送出電圧は、各エリアの線間負荷が 3 相平衡の場合に、低圧側電圧が低圧線電圧降下を考慮して、103V～106V の範囲に入るように設定した（図 4.3.2-5）。

上記設定条件で、潮流計算を行い、電圧不平衡率と低圧側電圧を算定した（図 4.3.2-6、7）。電圧不平衡率は 20h に 3.64% と最大となり、一般的な管理目標である 3% を超過している。また、PV が発電する昼間帯、および電灯負荷が最大となる 20h 前後に増加しており、低圧側電圧

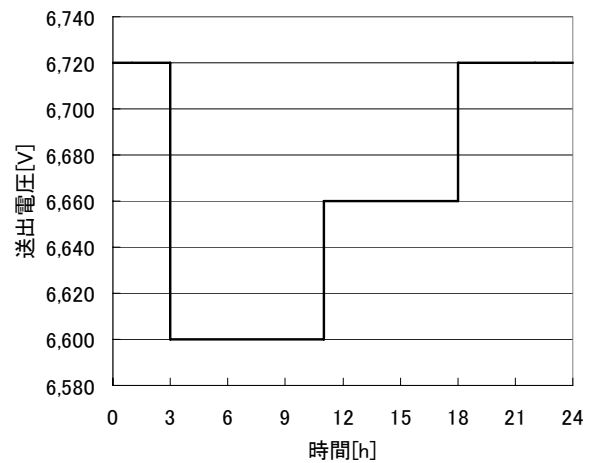


図 4.3.2-5 変電所送出電圧パターン

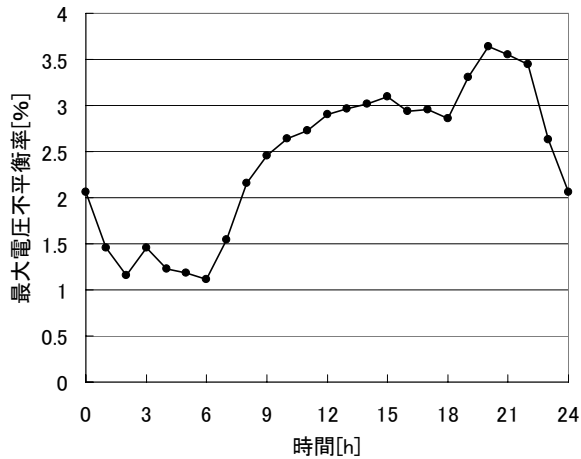


図 4.3.2-6 最大電圧不平衡率の日変化 (エリア 230)

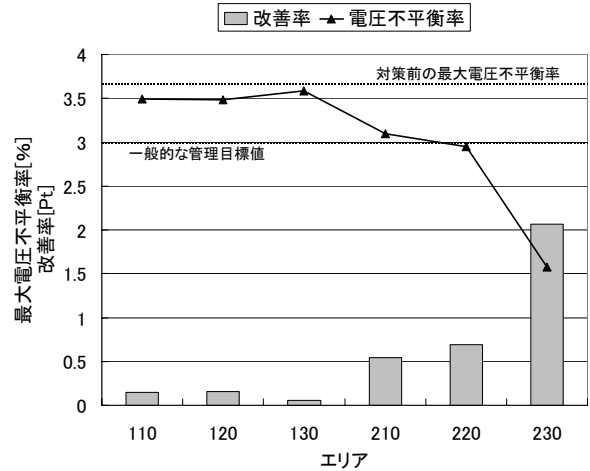


図 4.3.2-8 対策エリア別の改善率

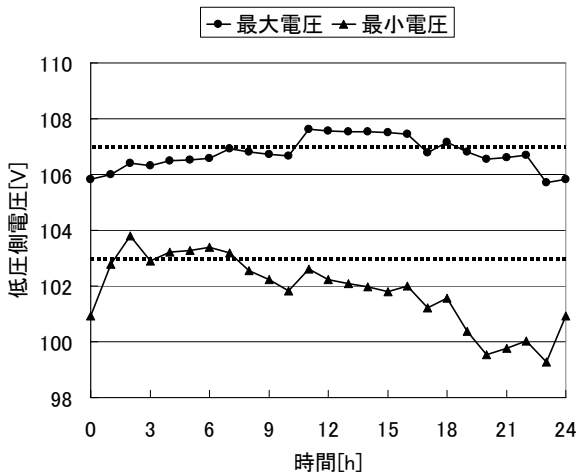


図 4.3.2-7 低圧側電圧

も適正範囲を逸脱している。

手順1に従い、電圧不平衡率が最大となる20h断面のデータを使用し、それぞれのエリアで負荷を平衡とした場合の最大電圧不平衡率を算出し、対策前の電圧不平衡率との差（以下、改善率）を試算した（図 4.3.2-8）。この結果から、改善率が最大のエリア 230 を対策エリアとして選定した。

手順2に従い、線間負荷構成要素がバランスするように対策（結線替）候補を抽出した。対策前と対策候補のエリア 230 の負荷供給形態を図 4.3.2-9、10 に示す。

手順3に従い、対策エリア 230 のセンサー開

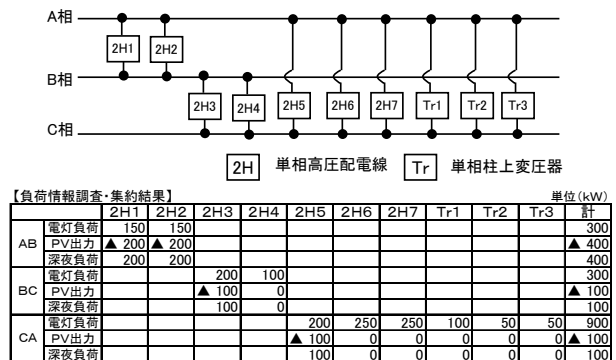


図 4.3.2-9 対策前の供給形態 (エリア 230)

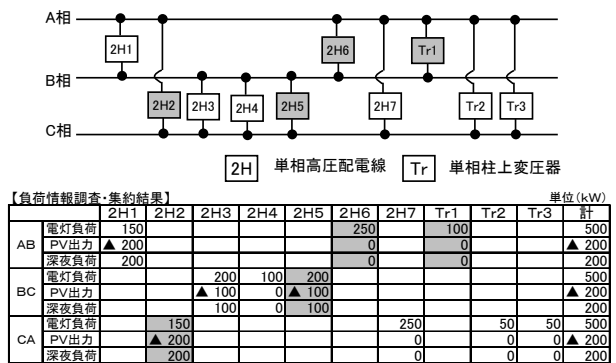


図 4.3.2-10 対策候補の供給形態 (エリア 230)

閉器情報等から得られる各線間の需要カーブ（図 4.3.2-11）を電灯負荷カーブ、深夜負荷カーブ、3相動力負荷カーブ、PV出力カーブに分離した（図 4.3.2-12）。なお、エリア 230 の線間

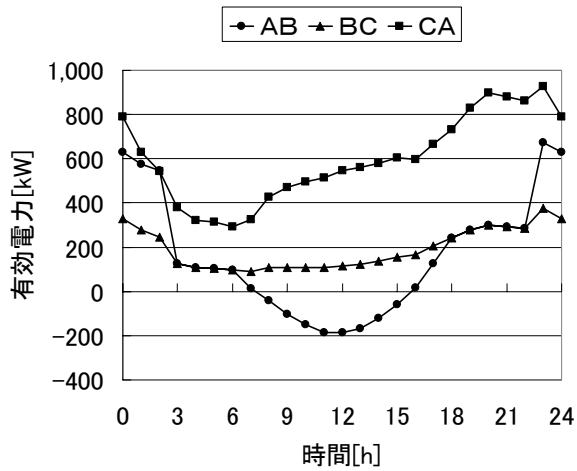


図 4.3.2-11 各線間の需要カーブ
(エリア 230)

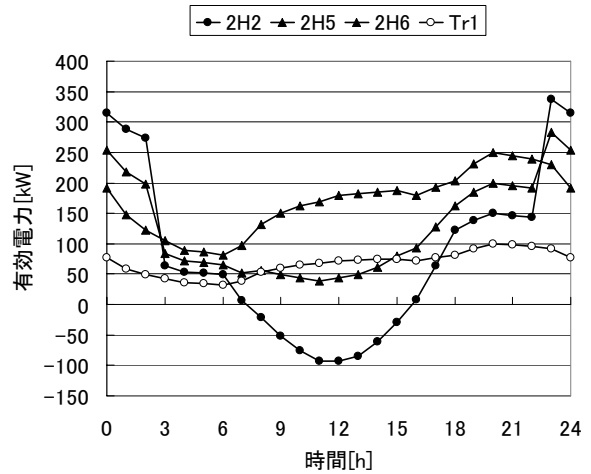


図 4.3.2-13 結線替単相負荷の需要カーブ
(エリア 230)

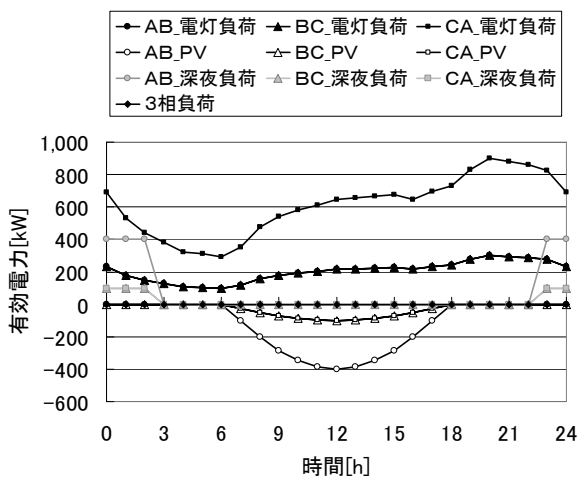


図 4.3.2-12 線間負荷構成要素の負荷カーブと
PV 出力カーブ (エリア 230)

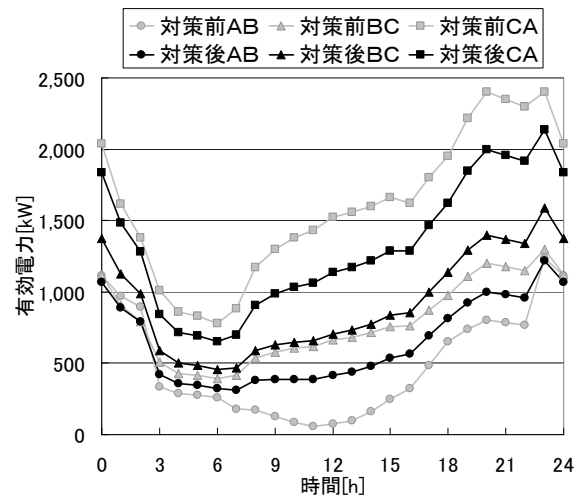


図 4.3.2-14 対策結果①
(配電線全体線間負荷)

負荷には、すべて深夜負荷が含まれているため、エリア 220 の負荷分離を行い、深夜負荷のない線間 BC の電灯負荷カーブを用いて、深夜負荷を算出した。

次に、設備情報に基づいて分離結果 (エリアの負荷カーブ、PV 出力カーブ) を配分し、結線替対象の単相負荷の需要カーブを算定し (図 4.3.2-13)、潮流計算により複数時間断面の対策効果を試算した (図 4.3.2-14~16)。なお、線間 AB、BC、CA のうち、1 線間分は TMU による実測結果があるので、分離手法を用いて、結線替対象の単相負荷の需要カーブを算定するのは残

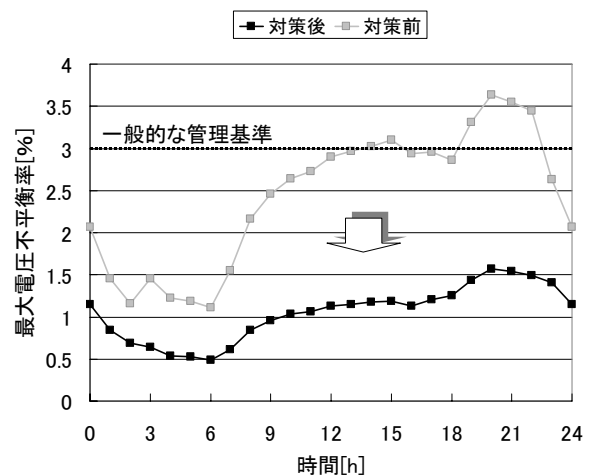


図 4.3.2-15 対策結果② (電圧不平衡率)

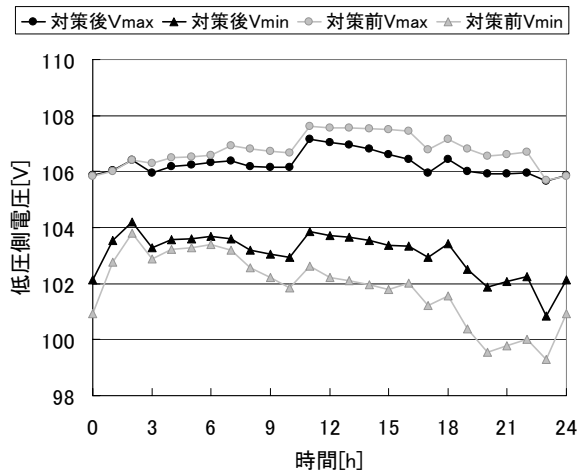


図 4.3.2-16 対策結果③（低圧側電圧）

り 2 線間分となる。

試算の結果、エリア 230 の対策候補により、線間負荷の格差は減少し、電圧不平衡率の最大値は 1.57% となり、一般的な配電線の管理目標値である 3% をクリアできることが確認された。また、低圧側電圧も含めて、他の時間断面においても、改善が確認された。

4.4 まとめ

本章の検討によって、得られた成果について以下にまとめた。

- (1) 負荷の不均衡が増加すると、電圧管理裕度が減少し、法定電圧の逸脱や PV の出力抑制等の影響が生じる可能性があることを示した。また、同様に不均衡が増加すると、配電線損失も増加することを示した。
- (2) 単相負荷の線間アンバランスに起因する電圧不平衡の対策として、センサー開閉器情報により対策エリアを絞り込み、PV 出力と負荷の分離手法を用いて、個々の単相負荷の負荷カーブを算定し、結線替を必要とする単相負荷を選定する方法を提案した。今後の課題は以下の通りである。

- (1) センサー開閉器の設置台数が少ない場合には、対策エリアの細分化が困難であるため、これまでに当所で開発・検証されている「仮想負荷配分電圧推定法⁴⁾」を応用した、3 相不平衡での負荷分布推定方法について研究を進めていく必要がある。推定手法を用いたエリア細分化のイメージを付録の付図 1、2 に示す。

5. おわりに

本研究は、センサー開閉器等の需要計測データより、各線間の PV 出力と負荷を分離する手法を開発することと、提案手法を適用した電圧不平衡対策箇所の選定法を明らかにすることを目的としたもので、以下の結果を得た。

- (1) 分離手法の提案と適用条件の評価
 - 3 相不平衡状態にある電灯負荷カーブ、PV 出力カーブそれぞれが各線間で相似であることと、これらの稼働時間帯が異なっていることに着目し、センサー開閉器情報等から得られる 1 日の各線間需要カーブを、PV 出力カーブと負荷カーブに分離・推定する手法を提案した。
 - また、負荷の稼働時間帯が異なることに着目して、分離結果として得られる負荷カーブを電灯負荷カーブ、深夜負荷カーブ、3 相動力負荷カーブに分離・推定する手法も提案した。
 - 適用条件を評価するため、線間の PV 設備容量比と雲等による日射強度の各エリア間のバラツキにより、配電線一括で測定した PV 出力カーブの相似が崩れた場合（各線間の PV 容量は同一）の推定誤差について、シミュレーション解析した。本シミュレーション条件のもとで、PV 出力カーブの誤差率 10% 以下を目標とすると、負荷設備容量の不平衡率が 30% の場合、各エリアの PV

設備容量の不均衡率 20%程度以下が条件となる。

(2) 電圧不平衡対策箇所の選定法

- 負荷の不均衡が増加すると、電圧管理裕度が減少し、法定電圧の逸脱や PV の出力抑制等の影響が生じる可能性があることを示した。また、同様に不均衡が増加すると、配電線損失も増加することを示した。
- 単相負荷の線間アンバランスに起因する電圧不平衡の対策として、センサー開閉器情報により対策エリアを絞り込み、PV 出力と負荷の分離手法を用いて、個々の単相負荷の負荷カーブを算定し、結線替を必要とする単相負荷を選定する方法を提案した。

(3) 今後の課題

- 今回の検討では、センサー開閉器情報と TMU を利用して各線間の需要カーブを導出する方法を前提としたが、より簡便に、センサー開閉器情報のみから、各線間の需要カーブを導出する方法を開発する必要がある。
- また、将来的には、直近の同じ気象条件の負荷カーブとセンサーから得られる現在の配電線潮流を比較する等の方法により、リアルタイムでの PV 出力推定についても研究を行う必要がある。
- 電圧不平衡対策については、センサー開閉器の設置台数が少ない場合を考慮し、これまでに当所で開発・検証されている「仮想負荷配分電圧推定法」を応用した、3 相不平衡での負荷分布推定方法について研究を行う必要がある。

謝 辞

本研究において、データ処理に尽力頂いた(株)電力計算センター中島氏、竹中氏に感謝致します。

参考文献

- 1) 平成 11 年度 NEDO 研究報告書、「平成 11 年度負荷集中制御システム確立実証試験（負荷集中制御システム確立実証試験）システムの試験・評価」、2000 年 3 月
- 2) 電気協同研究会、「配電系統における電力品質の現状と対応技術」、電気協同研究第 60 巻第 2 号、2005 年 3 月
- 3) 上村、「需要地系統の運用管理手法の開発—分散形電源の導入率に応じた電圧適正化方式の検討—」、電中研報告 R07018、2008 年 6 月
- 4) 田中、上村、「センサー開閉器情報に基づく配電系統の電圧推定法」、電中研報告 R04011、2005 年 10 月

付 録

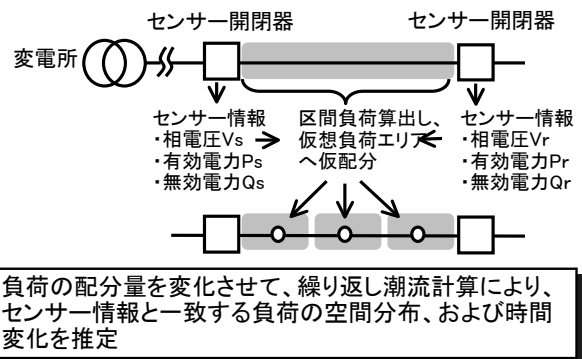
不平衡対策エリアを選定する方法としては、本報告書で示したように、センサー開閉器情報を活用することが有効と考えられるが、対象配電線のセンサー開閉器設置台数が少ない場合には、開閉器間の距離が長くなり、細分化が困難である。

そこで、これまでに当所で開発・検証されている「仮想負荷配分電圧推定法」を適用し、さらにエリアを細分化することを考えた。

付図1に「仮想負荷配分電圧推定法」の概要を示す。本手法は、センサー開閉器情報に基づき、センサー開閉器間に分布する負荷を仮想の集中負荷に配分し、この仮想負荷を調整することによってセンサー情報と同じ潮流・電圧状態を潮流計算において実現して、その潮流計算結果を以って区間途中の電圧を推定するというものである。

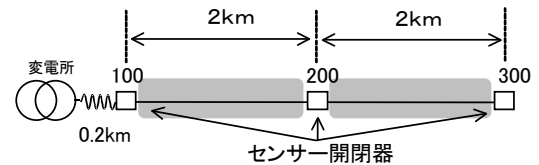
付図2にセンサー開閉器情報のみの場合と本手法を用いた場合の不平衡対策エリアの細分化範囲を比較したイメージを示す。このように本手法を適用すれば、センサー開閉器間をさらに3分割することが可能であると考えられる。

しかし、本手法は、不平衡潮流計算を直接取り扱うことができないため、現状では十分な精度が得られておらず、今後、さらに研究を進めていく必要がある。



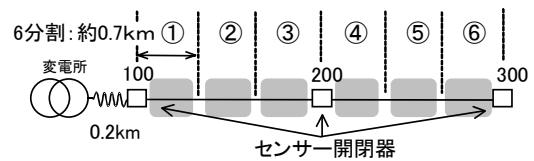
付図1 仮想負荷配分電圧推定法の概要

(前提条件) 配電線巨長: 4.2km
配電線容量 5200kVA → Tr50kVA換算で104台



センサー開閉器100、200の各相の電流値より、配電線を2分割可能
絞り込み範囲=2km、Tr=52台

(a) 推定手法なし



センサー開閉器100、200、300の相電圧、有効電力、無効電力より、配電線を6分割可能
絞り込み範囲=約0.7km、Tr=18台

(b) 推定手法有り

付図2 不平衡対策エリアの細分化範囲

R **CRIEPI**



電力中央研究所報告

[不許複製]

編集・発行人 財団法人 電力中央研究所
システム技術研究所
東京都狹江市岩戸北 2-11-1
電話 03 (3480) 2111(代)
e-mail serl-rr-ml@criepi.denken.or.jp



発行所 財団法人 電力中央研究所
東京都千代田区大手町 1-6-1
電話 03 (3201) 6601(代)

印刷所 株式会社 ユウワビジネス
東京都千代田区神田須田町 1-1
電話 03 (3258) 9380

ISBN978-4-86216-969-3

