



Title	再生可能エネルギー電源が大量導入された配電系統における新しい計測情報を用いた状態推定
Author(s)	赤坂, 莉空
Degree Grantor	北海道大学
Degree Name	博士(情報科学)
Dissertation Number	甲第16017号
Issue Date	2024-03-25
DOI	https://doi.org/10.14943/doctoral.k16017
Doc URL	https://hdl.handle.net/2115/93892
Type	doctoral thesis
File Information	Riku_Akasaka.pdf



博士論文

再生可能エネルギー電源が大量導入された配電系統にお
ける新しい計測情報を用いた状態推定

赤坂莉空

2024 年 3 月

北海道大学 大学院情報科学院院
システム情報科学コース

本論文は北海道大学 大学院情報科学院に
博士（情報科学）授与の要件として提出した博士論文である。

赤坂莉空

審査委員：	主査	原亮一	准教授
	副査	北裕幸	教授
		五十嵐一	教授
		林 泰弘	教授(早稲田大学)

再生可能エネルギー電源が大量導入された配電系統における新しい計測情報を用いた状態推定

赤坂莉空

概要

政府が掲げる「2050 年カーボンニュートラル」に向けて、配電系統への太陽光発電 (Photovoltaic Generation : PV) の導入が加速的に進んでいる。住宅用 PV などが配電系統に大量連系されると、電圧分布が複雑化し電圧管理が困難になる。適切な電圧管理を実現するためには、配電系統内の電圧分布を正確に把握することが重要であるが、面的に広がりをもった配電系統全体に計測器を設置することは経済的に現実ではなく、配電用変電所からの送り出し電流や、数点の計測情報に基づいて電圧分布を推定するにとどまっているのが現状である。また配電系統内では負荷と PV 出力とが混ざり合った潮流(以下、正味電力)しか計測しておらず、実際の負荷・PV 出力を個別に把握するのは難しい。PV の普及に伴い系統運用(負荷・PV 出力の予測、停電時の復旧作業)、設備計画(配電線の拡張計画、PV 導入可能容量の算出)の観点から、正味電力の情報から負荷・PV 出力の情報を分離・推定することの重要性は高まっている。特に事故時の復旧作業時にはリアルタイムで負荷・PV 出力を推定する必要がある。

一方、従来の電力量計の代わりとなるスマートメータの導入や計測機能付き区分開閉器(以下、IT 開閉器)などの、系統情報を測定可能な計測器の電力系統への導入が進んでいる。スマートメータ情報の主たる利用目的は電気料金の精算であるが、地理的・時間解像度的に粒度の細かいビッグデータとして、系統の運用・制御・設備計画などにも活用できる可能性がある。IT 開閉器は区分開閉器にセンサ機能が付随した機器となっており、スマートメータと比較すると設置数は少ないが、計測情報の種類が多いという特徴がある。

そこで本論文では、複雑化する電圧管理に対応するためにスマートメータ、IT 開閉器等の計測情報から、状態推定により低圧系統を含めた配電系統内の電圧分布を推定する方法の提案と、適切な電圧制御をするために必要となる電圧分布の推定精度について検討する。また事故時の復旧作業を想定し、状態推定と独立成分分析(ICA)を利用したリアルタイムで負荷・PV 出力を推定する手法を提案する。

キーワード : 配電系統, 太陽光発電, スマートメータ, 状態推定, 独立成分分析

State Estimation Based on New Measurement Information in A Distribution System with Massive Renewable Energy Sources Integration[†]

Riku AKASAKA

Abstract

The introduction of photovoltaic system (PV) into the distribution system is accelerating toward the government's goal of becoming carbon neutral by 2050. As a large amount of PV for customer is connected in the distribution system, the voltage profile becomes more complex and voltage management becomes more difficult. Then, it is becoming increasingly important to accurately estimate the voltage profile of the distribution system for proper voltage management. but it is economically unrealistic to install measurement equipment throughout the entire distribution system, which is spread over a wide area. Currently, the only way to estimate voltage profiles is based on information obtained from distribution substations and measurements at several points. With the introduction of PV, information on load and PV output is becoming more important in terms of grid operation (load and PV output forecasting, restoration work in case of power outage) and facility planning (distribution line expansion planning, calculation of PV installation capacity). Therefore, The importance of separating and estimating load and PV output information from net power information is increasing. In particular, it is necessary to estimate load and PV output in real time during restoration work at the time of an accident.

On the other hand, the introduction of smart meters that can replace conventional watt-hour meters and the introduction of compartmentalized switchgear with measurement functions (hereinafter referred to as IT switchgear) is progressing. The main purpose of using smart meter information is to settle electricity charges, but as big data with fine granularity in terms of geographic and time resolution, it has the potential to be used for grid operation, control, and facility planning. IT switch is a device that has a sensor function attached to a classified switchgear, and although it is installed in smaller numbers than smart meters, it provides more types of measurement information.

In order to cope with increasingly complex voltage management, a method is proposed to estimate the voltage profile in the distribution system from the measurement information of smart meters and IT switch. Then, study the estimation accuracy of the voltage profile required for appropriate voltage control. In addition, we propose a method for estimating load and PV output in real time using state estimation and independent component analysis (ICA), assuming the dissemination work at the time of an accident.

Key words: Distribution system, Photovoltaic power system, Smart meter, State estimation, Voltage profile estimation

[†]Doctor's Thesis, Division of Systems Science and Informatics, Graduate School of Information Science and Technology, Hokkaido University, SSI-DT46215030, February 13, 2024

目次

第1章	序論	1
1.1	背景	1
1.2	再生可能エネルギー導入の課題	4
1.2.1	電圧に与える影響	4
1.2.2	状態推定の必要性	5
1.2.3	事故時の復旧作業に与える影響	6
1.3	想定する利用可能な新しい計測情報	6
1.3.1	スマートメータ	6
1.3.2	計測器付き区分開閉器	8
1.3.3	配電用変電所の送り出し点情報	10
1.3.4	日射量情報	10
1.4	関連研究の動向	11
1.4.1	状態推定と電圧管理に関する先行研究の動向	11
1.4.2	負荷・PV出力推定に関する先行研究の動向	12
1.5	本論文の目的と構成	12
第2章	状態推定を用いた配電系統の電圧分布推定手法	15
2.1	提案する状態推定手法	15
2.1.1	推定の手順	15
2.1.2	初期暫定解の計算	16
2.1.3	状態推定による暫定解の修正	17
2.1.4	高圧・低圧分離による計算時間の短縮方法	20
2.2	数値試算による電圧分布推定精度の評価	21
2.2.1	系統モデル	21
2.2.2	需要・PVデータ	23
2.2.3	計測誤差及びインピーダンスマップ誤差	24
2.2.4	重み行列	24
2.3	試算結果	25
2.3.1	重み行列の検討	25
2.3.2	系統構成が推定精度に与える影響	27
2.3.3	季節、天候が推定精度に与える影響	33
2.3.4	計測情報が推定精度に与える影響	35
2.3.5	インピーダンスマップに誤差が含まれる場合の推定精度	38
2.4	高圧低圧分離による計算時間短縮手法	40
2.4.1	高圧低圧分離による推定精度と計算時間	40

第3章	電圧制御への適用を考慮した計測情報の将来展望	43
3.1	電圧制御方法	43
3.2	電圧推定値の模擬方法	44
3.3	試算条件	44
3.3.1	試算系統, 需要・PV データ	44
3.3.2	計測情報	45
3.3.3	LRT の仕様	45
3.4	試算結果	45
3.4.1	ヒストグラムと確率密度関数のフィッティング性能の評価	45
3.4.2	推定誤差と誤動作, 不動作回数の検討	47
3.4.3	タップ動作回数と電圧逸脱回数の検討	50
第4章	状態推定結果を ICA の入力とした負荷・PV 出力推定	55
4.1	ICA を用いた負荷・PV 出力推定手法	55
4.1.1	各種計測値を ICA の入力とする負荷・PV 出力推定(従来手法 1)	55
4.1.2	提案する負荷・PV 出力推定手法	56
4.1.3	リアルタイム推定	56
4.1.4	ローパスフィルタの適用	57
4.2	数値試算による精度評価	58
4.2.1	試算条件	58
4.2.2	従来手法と提案手法の負荷・PV 出力推定精度の比較	60
4.2.3	ローパスフィルタの適用に関する検討	71
第5章	結論	75
5.1	本論文のまとめ	75
5.2	今後の展望	76
5.3	社会的ニーズへの貢献度, 事業化への展望	76
	参考文献	77
	著者が発表した論文	85
	謝辞	87

図目次

図 1.1 世界の一次エネルギー量の推移 ^[1]	2
図 1.2 世界のエネルギー資源埋蔵量 ^[3]	2
図 1.3 電力化率の推移 ^[4]	2
図 1.4 各電源の二酸化炭素排出量 ^[5]	3
図 1.5 再生可能エネルギー電源の導入状況 ^[6]	3
図 1.6 太陽光発電の導入率 ^[7]	4
図 1.7 PV 出力と電圧分布例.....	5
図 1.8 スマートメータ普及の推移 ^[9]	7
図 1.9 データ送信ルート ^[10]	8
図 1.10 スマートメータの取得情報 ^[11]	8
図 1.11 IT 開閉器の通信 ^[14]	9
図 1.12 IT 開閉器の外観 ^[14]	9
図 1.13 機器構成 ^[14]	10
図 2.1 電圧分布推定のフローチャート.....	16
図 2.2 計測情報のフロー図.....	16
図 2.3 無効電力の想定.....	17
図 2.4 推定のフローチャート.....	21
図 2.5 系統モデル.....	22
図 2.6 PV の有効, 無効電力出力.....	23
図 2.7 作成した電圧の真値データ.....	24
図 2.8 各日の MAE.....	26
図 2.9 各日の最大誤差.....	26
図 2.10 各日の MAE.....	27
図 2.11 各時刻における MAE.....	28
図 2.12 各ノードの MAE.....	28
図 2.13 枝分かれがある系統図.....	29
図 2.14 系統 1 の結果.....	30
図 2.15 系統 2 の結果.....	31
図 2.16 系統 3 の結果.....	32
図 2.17 各日の MAE.....	34
図 2.18 晴れの代表日.....	34
図 2.19 曇りの代表日.....	35
図 2.20 雨の代表日.....	35

図 2.21 最大 MAE	39
図 2.22 RA=0.1 の計算結果.....	39
図 2.23 最大 MAE の時の誤差率.....	40
図 2.24 MAE の比較	41
図 2.25 最大誤差の比較	41
図 2.26 直列と並列計算の計算時間の差	42
図 3.1 閾値の設定	45
図 3.2 電圧推定誤差のヒストグラム	46
図 3.3 電圧推定誤差のヒストグラムと PDF フィッティング結果.....	47
図 3.4 誤動作回数 (κ=0.1-1.0)	48
図 3.5 誤動作回数 (κ=1.0-50.0)	48
図 3.6 不動作回数 (κ=0.1-1.0)	49
図 3.7 不動作回数 (κ=1.0-50.0)	49
図 3.8 電圧逸脱の平均回数(κ=0.1~1.0).....	51
図 3.9 電圧逸脱の平均回数(κ=1.0~50.0).....	51
図 3.10 平均タップ動作回数(κ=0.1~1.0).....	52
図 3.11 平均タップ動作回数(κ=1.0~50.0).....	52
図 3.12 タップ動作の平均抑制回数(κ=1.0~50.0).....	53
図 4.1 推定時の入力データ	56
図 4.2 リアルタイム推定	57
図 4.3 負荷・PV 出力推定精度検証用の配電系統モデル	59
図 4.4 各モデルにおける評価時間窓ごとの負荷の推定結果.....	61
図 4.5 各モデルにおける評価時間窓ごとの PV 出力の推定結果	61
図 4.6 負荷の推定精度の比較結果.....	62
図 4.7 PV 出力の推定結果の比較.....	62
図 4.8 モデル 1 の入力情報(負荷, 無効電力)の相関係数	63
図 4.9 モデル 2 の入力情報(PV 出力, 日射量情報)の相関係数	63
図 4.10 各評価時間窓における負荷の推定結果.....	64
図 4.11 各評価時間窓における PV 出力の推定結果.....	64
図 4.12 各区間の負荷推定の結果.....	65
図 4.13 各区間の PV 出力の推定の結果	65
図 4.14 各手法の正味有効電力の MAE.....	66
図 4.15 IT 開閉器の測定誤差と負荷の推定精度の関係	67
図 4.16 IT 開閉器の測定誤差と PV 出力の推定精度の関係.....	67
図 4.17 日射量の計測誤差と負荷の推定精度の関係.....	68
図 4.18 日射量の計測誤差と PV 出力の推定精度の関係	68
図 4.19 推定対象の範囲を変更した場合の負荷の推定精度	69
図 4.20 推定対象の範囲を変更した場合の PV 出力の推定精度.....	70
図 4.21 各 LPF における負荷の MAE.....	71
図 4.22 各 LPF における PV 出力の MAE	72

図 4.23 各 CASE における MAE	73
図 4.24 各 CASE における負荷の MAE の時系列データ	73
図 4.25 各 CASE における MAE	74

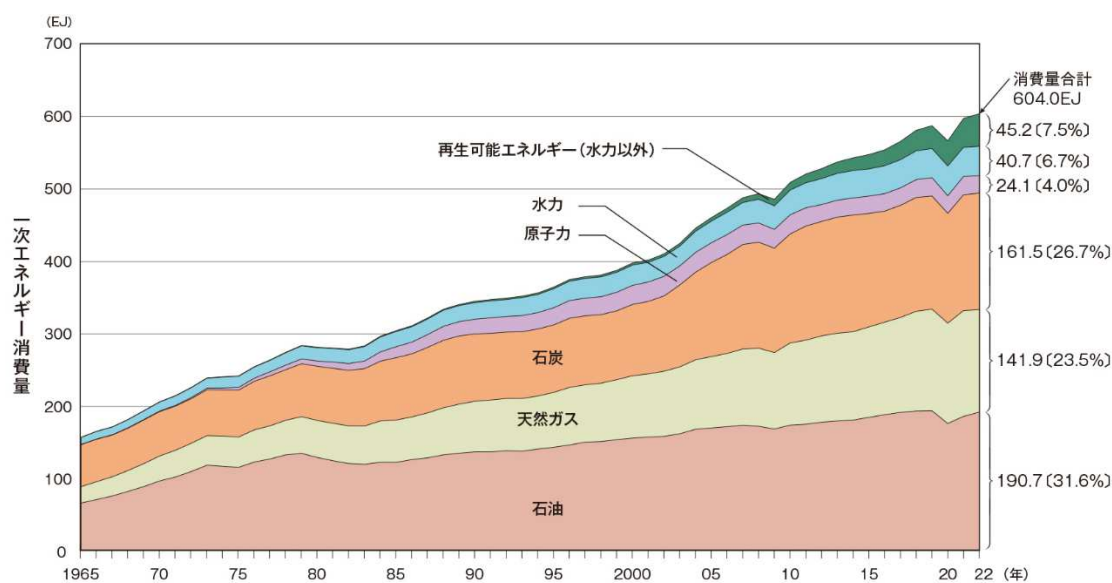
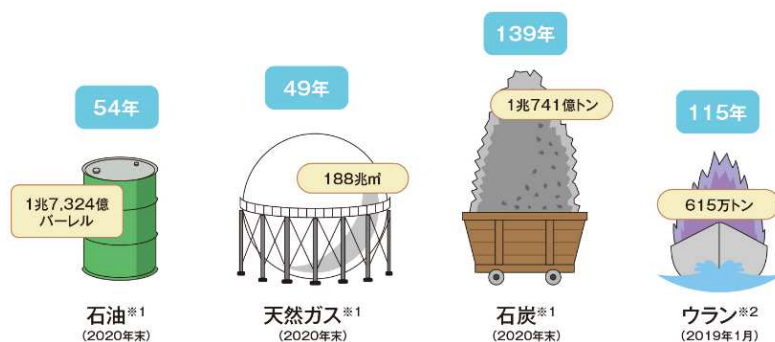
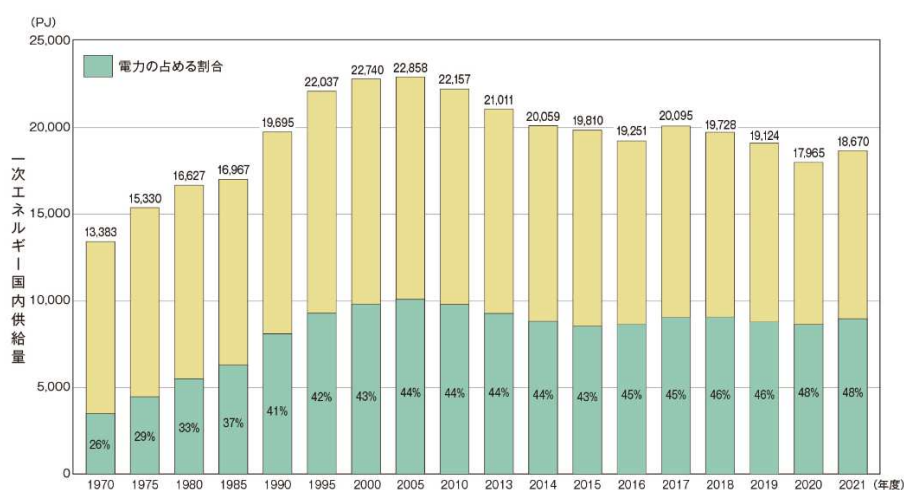
表目次

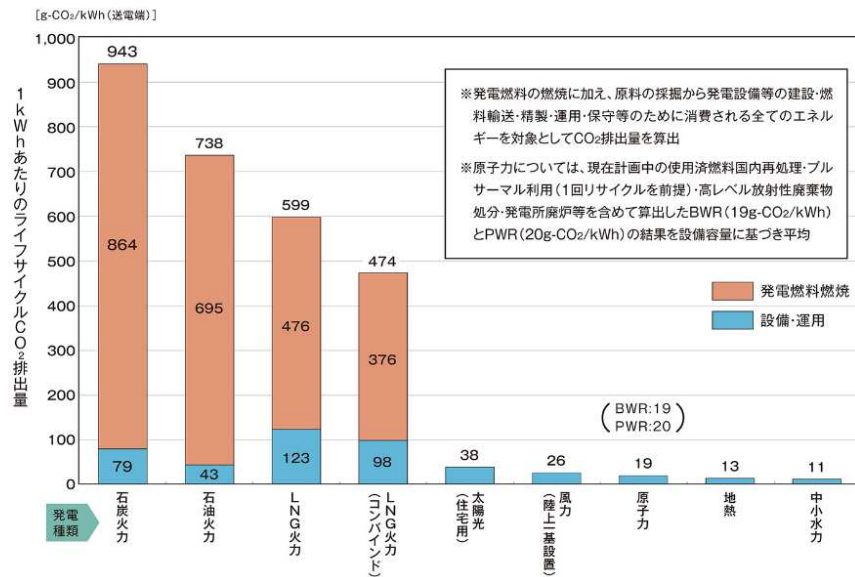
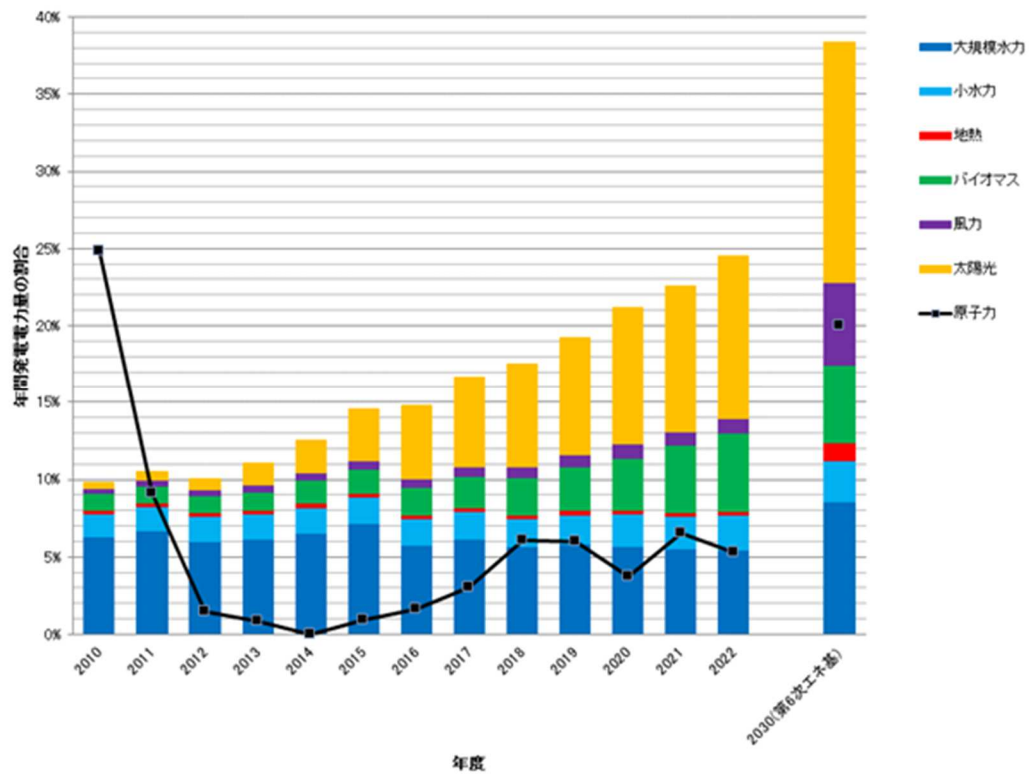
表 2.1 線路インピーダンス.....	22
表 2.2 推定日.....	33
表 2.3 スマートメータの通信遅延が推定精度に与える影響.....	36
表 2.4 各ケースにおける MAE[V].....	37
表 2.5 各計測誤差における MAE[V].....	38
表 2.6 0%の MAE を基準とした悪化率[%].....	38
表 2.7 計算時間の比較.....	42
表 4.1 各ケースの PV 出力の推定結果.....	71

第1章 序論

1.1 背景

新興国の発達、人口増加などに起因して、図 1.1 に示すように世界的にエネルギー消費量は増加傾向にある。しかし、図 1.2 に示すように地球上に存在するエネルギー量には限りがあり、世界的に一次エネルギーの消費量を減少させる脱炭素化社会が求められる。我が国においても、脱炭素化を目指し、1997年には気候変動枠組条約第3回締約国会議(COP3)において、温室効果ガス削減目標が決定され、1990年から6%の温室効果ガスを削減することになった。2015年には気候変動枠組条約第21回締約国会議（COP21）でパリ協定を結んでいる。パリ協定では、平均気温を2度減少させることや、2030年度までに2013年度より26%削減することを目標としている^[2]。また総一次エネルギー消費量に対する電気エネルギーの割合（電力化率）は、図 1.3 に示すように1970年から2010年にかけて、増加傾向にあり、現在でも45%程の高い割合である。しかし図 1.4 に示すように化石燃料である石炭、石油、液体天然ガス（LNG）を使った発電は、二酸化炭素を代表とする温室効果ガスの発生を伴い、地球環境の破壊が懸念される。このようなエネルギー枯渇問題や環境破壊問題の解決のために、化石燃料を使用しない発電方法にシフトしていくことが重要である。近年では特に、太陽光発電(PV)や風力発電などの再生可能エネルギーを用いた発電方法が注目されている。PVは、太陽の光エネルギーを電気エネルギーに変換する機器である。導入コストは高価であるが、発電する際に二酸化炭素を出さないクリーンな発電方法として注目されている。同様に風力発電も風力エネルギーを電気エネルギーに変換する機器であり、PVと比較安価であるが、導入場所が限られる特徴がある。図 1.5 に我が国における再生可能エネルギー電源の導入状況を示す。同図より年々、導入量が増加しており、政府が掲げる「2050年カーボンニュートラル」の実現に向けて、今後も導入量は増加すると予想される。したがって、再生可能エネルギー電源の大量導入を想定した電力システムの運用が求められるようになってきている。

図 1.1 世界の一次エネルギー量の推移^[1]図 1.2 世界のエネルギー資源埋蔵量^[3]図 1.3 電力化率の推移^[4]

図 1.4 各電源の二酸化炭素排出量^[5]図 1.5 再生可能エネルギー電源の導入状況^[6]

1.2 再生可能エネルギー導入の課題

1.2.1 電圧に与える影響

日本において、PV 導入の促進のために、PV から発電した電力を電力会社が一定価格で一定期間買い取ることが保証される固定価格買取制度が導入された。2012年の導入以降、図 1.6 に示すように一般住宅に PV の導入量が増加している。しかし、PV の導入量が増加するに従い、需要家の電力消費量よりも PV による発電量の方が大きくなりつつある。従来であれば、電力の潮流方向は発電所側から、需要家側への一方向だけであったが、前述したように PV の発電量が大きくなると、需要家側から発電所側に電力が流れるようになる(逆潮流)。逆潮流が発生すると、従来であれば発生しなかった送り出し点より電圧が高くなる地点が発生する場合があります、電圧分布が複雑化し、適正電圧範囲 $101 \pm 6[V]$ に収めるように電圧を制御することが難しくなる。

例えば図 1.7(a)に示す系統では、フィーダ A では系統の末端側に行くほど PV 出力が大きい系統となっている。その場合、PV 出力が大きい末端側で電圧上昇が起き、図 1.7(b)に示すような電圧分布となる。次に、図 1.7(a)のフィーダ B を見ると、系統の中間地点で日射量が多く、PV の出力が大きくなっていることがわかる。その場合図 1.7(b)に示すように、系統の中間地点で、電圧上昇が起き、末端側で電圧が下がるといった分布となる。PV の導入がない系統では、図 1.7(b)のように電圧上昇が起きないため、系統全体の電圧分布を把握しやすかったが、PV が導入されている地域では、天候によって、電圧分布が変化するため、電圧分布を把握することが難しくなっており、電圧を適正電圧範囲に収まるように制御することが難しくなっている。

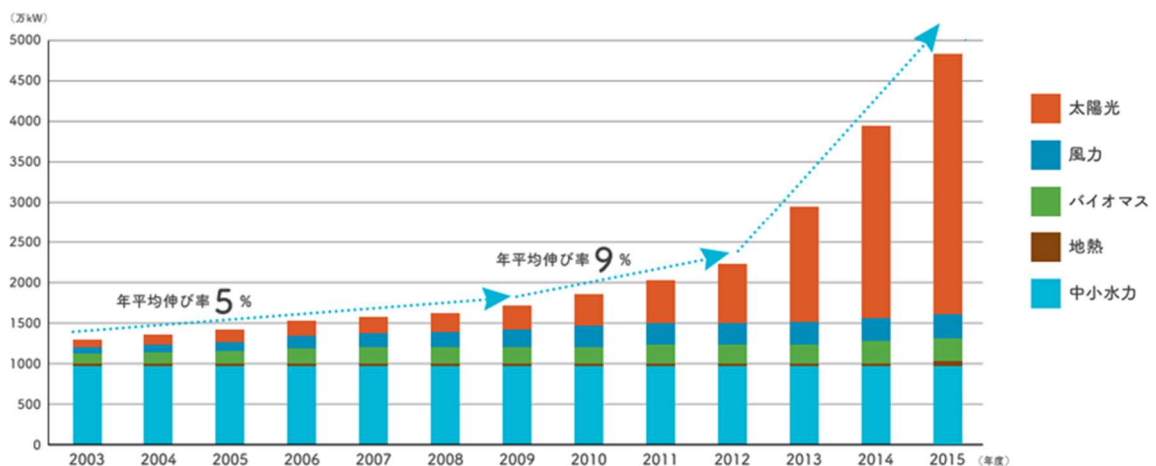


図 1.6 太陽光発電の導入率^[7]

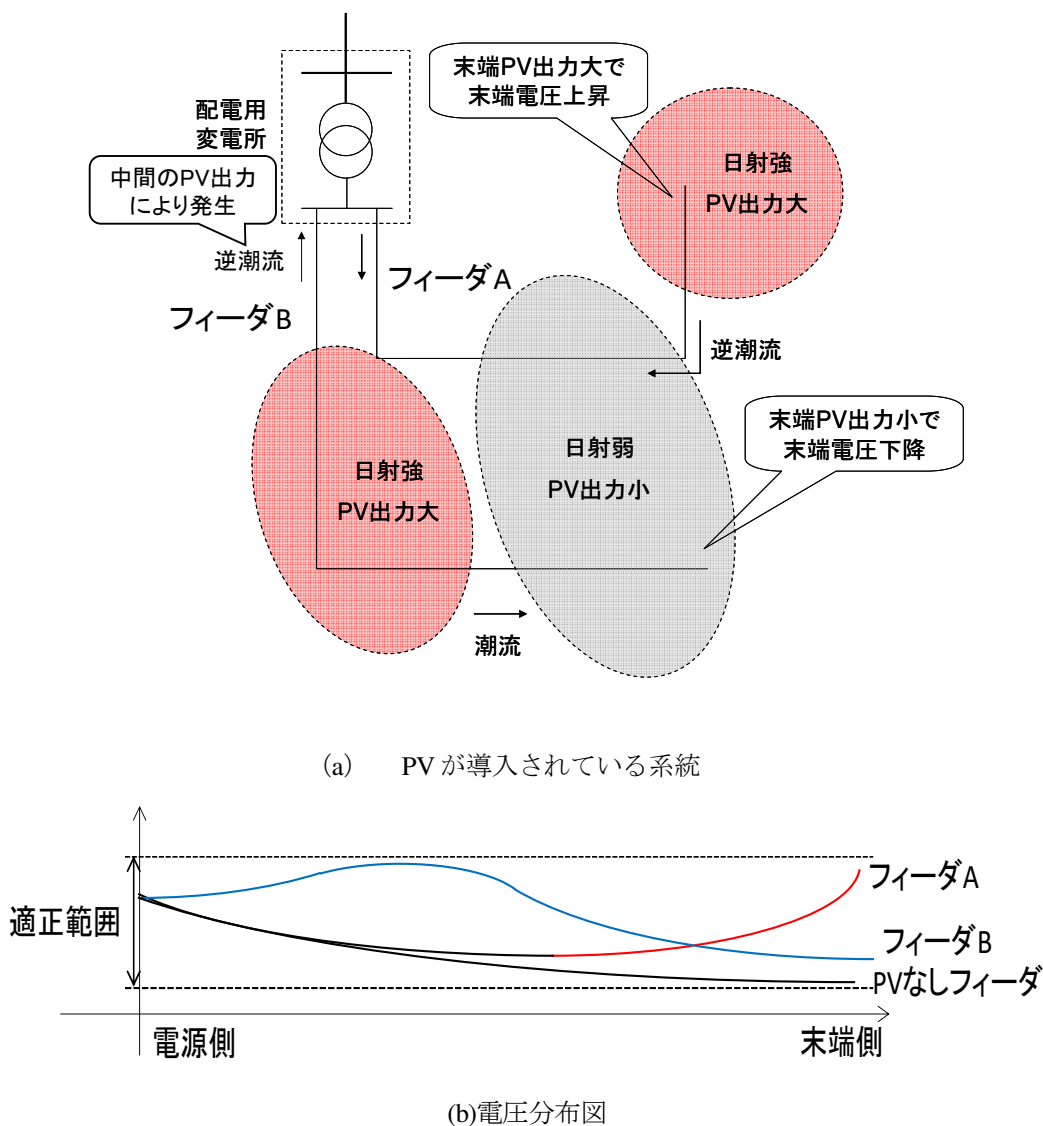


図 1.7 PV 出力と電圧分布例

1.2.2 状態推定の必要性

従来、配電系統の電圧管理は、数点の計測情報を基に負荷時タップ切替変圧器(LRT)、自動電圧調整器(SVR)、電力用コンデンサ、静止型無効電力補償装置(SVC)などといった装置を設置・制御することで実現されている。しかしながら、前項までに説明した通り PV が導入された系統では電圧分布が複雑化する。PV が大量に導入された配電系統では、適切に電圧を管理するためには電圧分布をこれまでよりも高頻度で精度良く把握し、その推定値に基づいて電圧管理機器を制御していくことが重要である。ところで、面的に広がりをもった配電系統の電圧プロファイルを把握するために、系統内の各所に計測器を設置していくことは、経済面で現実的ではない。したがって、配電用変電所からの送出電流や、計測情報に基づき状態推定手法を用いて電力系統の電圧分布を推定することが重要となってくる。状態推定は、

計測情報の冗長性を利用して推定する手法であるが、配電系統では需要家を推定対象とする
と未知数(需要家の電圧実効値、位相角)の数が多く、推定に必要な計測情報数を確保するの
が難しい。そのため、統計的な情報を擬似測定値として扱うなどの工夫が必要とされてきた。
一方で、従来の電力量計の代わりとなるスマートメータが国内の全需要家に設置される予定
であり、各需要家における電力の使用量を時刻情報と共に記録し、その情報を一般送配電事
業者が通信により遠隔で収集する。スマートメータ情報の主たる利用目的は電気料金課金の
ための電力使用量の収集であるが、地理的・時間解像度的に粒度の細かいビッグデータとし
て、系統の運用・制御・設備計画などにも活用できる可能性がある。スマートメータ情報を
利用することで、擬似測定値を利用せずとも配電系統の電圧分布が推定可能となる可能性が
ある。

1.2.3 事故時の復旧作業に与える影響

配電系統内では負荷と PV 出力とが混ざり合った潮流(以下、正味電力)しか計測しておら
ず、実際の負荷・PV 出力を個別に把握するのは難しい。PV の普及に伴い系統運用(負荷・
PV 出力の予測、停電時の復旧作業)、設備計画(配電線の拡張計画、PV 導入可能容量の算出)
の観点から、正味電力の情報から負荷・PV 出力の情報を分離・推定することの重要性は高
まっている。特に事故時の復旧作業時には、リアルタイムで負荷・PV 出力の値を把握する
必要がある。例えば停電発生後の復旧手順策定の際には、事故前潮流が参照されることが多
いが、事故復旧作業中は PV の多くが停止していることから、事故前潮流とは異なる潮流が
配電線に乗ることになり、適切な復旧手順の構築が困難になる。すべての需要家に対して負
荷・PV 出力を個別に計測することで、これらの問題は容易に解決できるが、そのための計
器導入や通信インフラの整備には莫大なコストがかかり現実的ではない。したがって、電力
系統に設置されている既存の計測機器の情報から負荷と PV 出力を個別に推定する必要があ
る。

1.3 想定する利用可能な新しい計測情報

従来では、配電用変電所や数点の送り出し点情報を基に系統運用が行われていたが、PV
導入時に発生する問題(適切な電圧管理、事故時の復旧作業)に対処するために、配電系統で
新たに取得できるようになった計測情報を基に電圧分布、負荷・PV 出力を推定することは
重要である。本研究で想定する利用可能な計測情報について本節で記載する。

1.3.1 スマートメータ

スマートメータは電力量を 30 分毎に計測し、計測値を送受信する機能を持つものである。
導入理由としては、見える化、デマンドレスポンスによる省エネ促進、電力全面自由化の 30
分同時同量の対応、人件費の削減を目的としている¹⁸⁾。スマートメータは国内の全需要家に
設置される予定であり¹⁹⁾、図 1.8 に示すように携帯電話の普及数を上回るスピードで設置が
進んでいる。スマートメータでは、各需要家における電力の使用量を時刻情報と共に記録し、

またその情報は一般送配電事業者が通信により遠隔で収集する。スマートメータ情報の主たる利用目的は電気料金課金のための電力使用量の収集であるが、地理的・時間解像度的に粒度の細かいビッグデータとして、系統の運用・制御・設備計画などにも活用できる可能性がある。スマートメータには、図 1.9、に示すように、A,B,C の三つデータ送信ルートが存在する。A ルートは電力会社、B ルートは住宅エネルギー管理システム(Home Energy Management System,HEMS),C ルートでは、電力会社経由で、第三者(小売事業者、民間事業者)へ計量したデータが送られる。一方、スマートメータの計測データをエネルギーマネジメントの高度化、レジリエンス強化などに活用することを目的として、スマートメータの検定期間(10年)経過のタイミングで、現行スマートメータから次世代のスマートメータへの取り換えが予定されている^[4]。次世代スマートメータでは図 1.10 に示すように有効電力の他に無効電力、電圧の情報を、現行スマートメータより短いサンプリング周期で計測する予定である。

本研究では、各需要家に設置されているスマートメータが計測した直近の正味有効電力量(30分平均値)とその時刻情報を配電系統運用者が利用可能であるものとする。例えば、10:10の時点においては、直前の9:30~10:00の30分間における正味有効電力量を各需要家単位で利用できる状況を想定している。

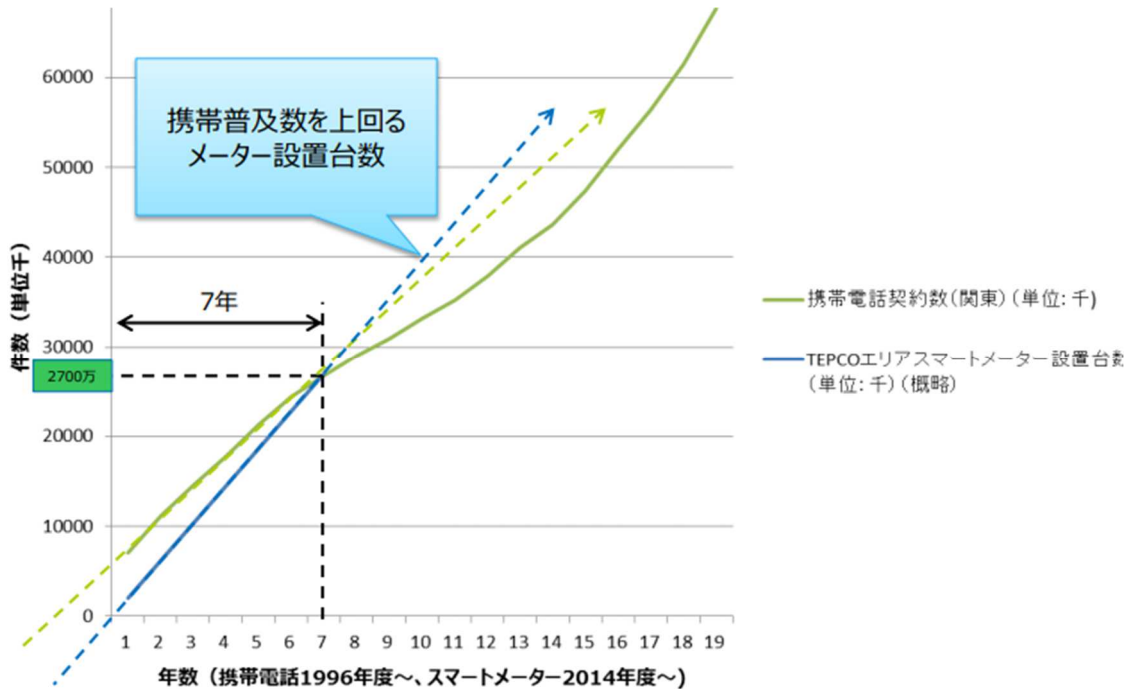
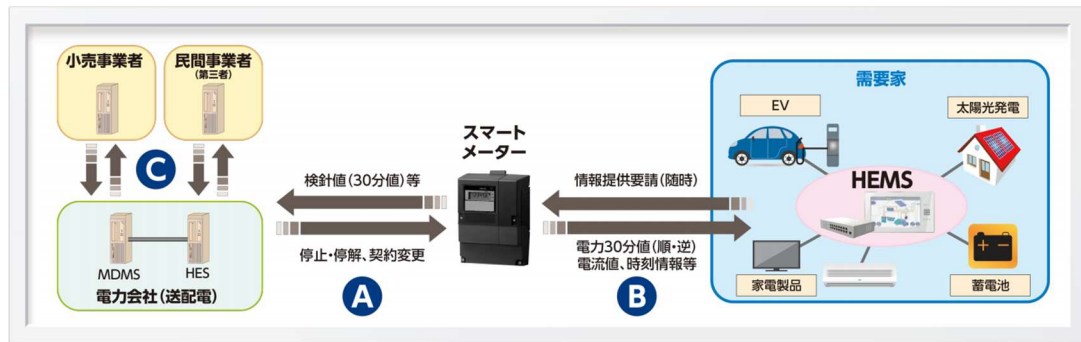


図 1.8 スマートメータ普及の推移^[9]

図 1.9 データ送信ルート^[10]

計量器

計測粒度

計測項目

記録期間

Aルート
(取得頻度・通知時間)

(全データ)
30分毎・60分以内

ポーリング

Bルート

Wi-SUN, PLC

保存期間

2年間

—

データ提供

・小売事業者等

付随機能

・遠隔開閉機能

・遠隔アンペア制御機能(単相60A以下)

※1 有効電力量の取得・表示桁数は、託送システム等まで8桁でシステム構築

計測粒度

計測項目

記録期間

Aルート
(取得頻度・通知時間)

(全データ)
30分毎・60分以内

需要家の10%程度以上の5分値を数日以内
需要家の3%程度以上の5分値を10分以内

Bルート

(主)
Wi-SUN

(従)
Wi-Fi2.4GHz

※取得項目は、30分値、1分値、瞬時値

保存期間

3年間に軸に検討

データ提供

小売・発電事業者、アグリゲーター、配電事業者、エネマネ事業者等

付随機能

・停電早期解消機能（ポーリング・30分値利活用）

・遠隔開閉機能

・遠隔アンペア制御機能(単相120A以下)

・IoTルートを利した共同検針、特定計量データ結合

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

データのサーバー送信等に必要な期間

1分値

有効電力量
※1

60分間

瞬時値

有効電力
電流

—

ポーリング

計測粒度

計測項目

記録期間

30分値
(15分値は計量器に記録のみ)

有効電力量
※1

取引又は証明に必要な期間

5分値

有効電力量
※1
無効電力量
電圧

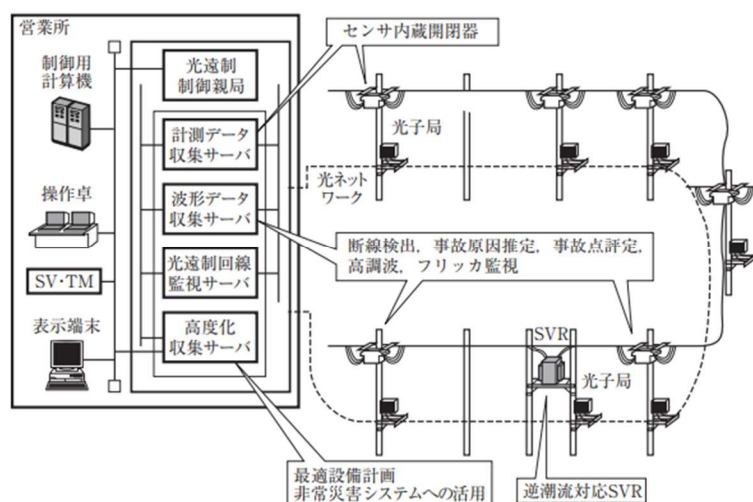
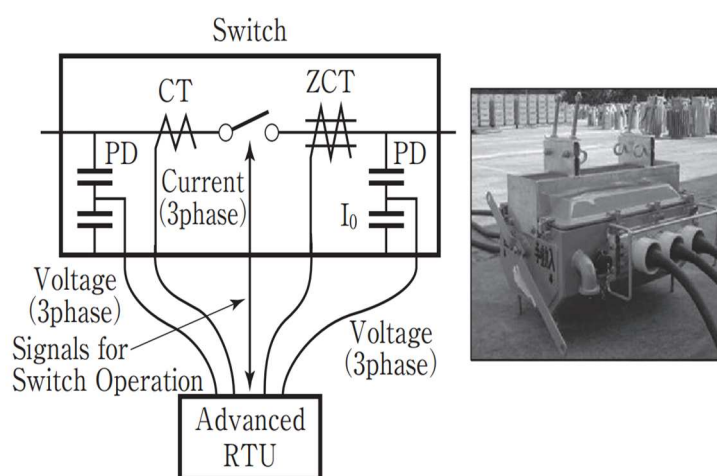
データのサーバー送信等に必要な期間

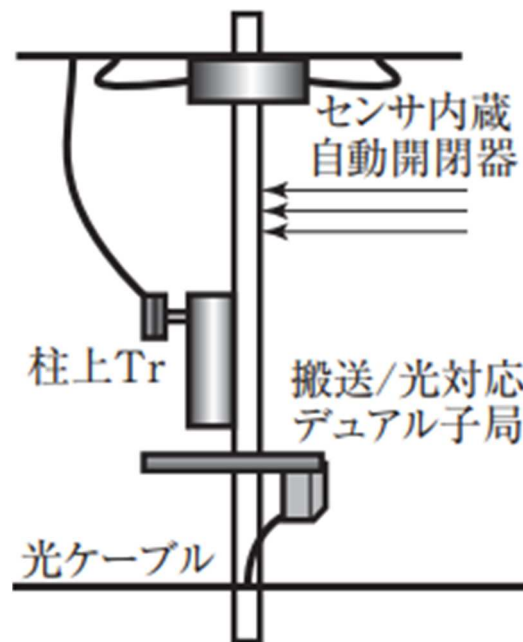
図 1.10 スマートメーターの取得情報^[11]

1.3.2 計測器付き区分開閉器

従来の区分開閉器は、系統の事故があった場合に事故箇所の区分開閉器を開放することで、系統から切り離し、被害の広がりを抑える機器である。計測器付き区分開閉器(IT 開閉器)とは、図 1.11 に示すように系統構成を変更する区分開閉器に、計測機能が付いたものである。IT 開閉器の外観、機器構成は、図 1.12、図 1.13 に示すようになっており、機能としては、断線検出、微地絡事故の発生区間の特定、事故点標定を行うことが可能である。現状、日本において IT 開閉器情報は厳密な時刻同期は取られていない^[12]が、海外では時刻同期機能が付いた PMU (Phasor Measurement Unit)の導入が進んでいる^[13]。今後、日本においても時刻同期機能が付いた高性能な計測器が普及してくると考えられるため、IT 開閉器は時刻同期が可能

である状況を想定している。なお、IT 開閉器の計測値は電圧実効値、正味有効・無効電力潮流の瞬時値であると想定している。計測のタイミングは毎正 1 分とする。例えば 10:10 のタイミングにおいて、同時刻における各 IT 開閉器の計測を配電系統運用者が把握可能である状況を想定している。また IT 開閉器の設置数は多くないと考えられるため、通信遅延はなく取得できると想定している。

図 1.11 IT 開閉器の通信^[14]図 1.12 IT 開閉器の外観^[14]

図 1.13 機器構成^[14]

1.3.3 配電用変電所の送り出し点情報

配電用変電所の送り出し点における正味有効・無効電力潮流、ならびに電圧実効値、これらの情報は実際には短い間隔（例えば秒オーダー）で計測されているであろうが、提案手法ではその内、毎正 1 分における計測情報の瞬時値を利用することを念頭に置いている。これは、〈2・2〉で述べた IT 開閉器情報のサンプリングタイミングに合わせるためである。送り出し点に関しても IT 開閉器と同様の理由により、時刻同期は可能で通信遅延ないものとしている。

1.3.4 日射量情報

負荷・PV 出力の推定するにあたり、配電系統内に設置された日射量計の計測情報を利用することを前提としている。IT 開閉器、送り出し点情報と同様に計測タイミングは毎正 1 分における瞬時値が利用可能であるとする。日射量計については、時刻同期機能が付いた計器を新たに設置することになるが、提案手法では推定対象である 1 つの配電系統に対して 1 台の日射量計を用意すればよく、コスト面の負担は少なく、追加設置することは非現実的ではないと考えている。計測タイミングは IT 開閉器、送り出し点情報と同様に毎正 1 分で瞬時値が利用可能であるとする。また計測器の数が少ないことから通信遅延がなく計測情報が取得できる想定をしている。日射量計の応答時間は 5 秒^[15]あるが、本論文想定している負荷・PV 出力の推定周期より十分短いため、応答時間の影響は無いものと考えている。

1.4 関連研究の動向

1.4.1 状態推定と電圧管理に関する先行研究の動向

従来、配電系統の電圧管理は LRT, SVC, SVR などといった装置を設置・制御することで実現されており、これらの機器をより高度に制御する方式が数多く検討されている^{[16]-[25]}。例えば、パワーコンディショナ(PCS)の無効電力制御を利用する方法^{[16]-[18]}、PCS と LRT を協調制御する方法^[19]、蓄電池と LRT・SVR を協調制御する方法^{[20][21]}、SVC を利用する方法^[22]、SVC と LRT・SVR を協調制御する方法^{[23][24]}などがある。

これらの先行研究での検討事例のような高度な電圧管理を実現するためには、配電系統内の電圧分布をこれまでよりも高頻度で精度良く把握することが重要である。面的に広がりをもった配電系統の電圧プロファイルを把握するために、系統内の各所に計測器を設置していくことは、経済面で現実的ではなく、配電用変電所からの送り出し電流や、数点の計測情報に基づき推定している状況にある。これらの限定的な情報に加えて、統計的な負荷情報を疑似観測値として利用する状態推定方法^{[25][26]}、近年導入されつつある計測機能付き区分開閉器（以下、IT 開閉器）からの計測情報に基づいて負荷情報を決定する方法^{[27]-[31]}なども報告されている。しかしながら、上記の先行研究では、負荷の情報は高压ノード単位で集約されたものであり、IT 開閉器情報も高压系統の情報であるため、電圧分布推定の対象が高压配電系統に限定されており、低压側に接続する需要家単位を対象とはしていない。

前節で説明したスマートメータ情報を用いた電圧推定に関する既存研究には、スマートメータ情報に基づいて高压系統の電圧を推定する方法^[32]、状態推定を適用して低压系統内の各需要家の受電電圧を推定する方法^{[33][34]}などがある。スマートメータ情報と IT 開閉器情報の両方を用いた研究には、潮流計算により電圧を推定する方法^[35]、電圧推定の計算負荷の削減についての検討^[36]などが報告されている。しかし、文献^[34]、^[35]、^[36]は推定の対象がやはり高压配電系統に限定されている。また、文献^[33]、^[34]では低压配電系統の個別需要家の受電電圧を推定対象としているものの、スマートメータが有効電力に加えて無効電力や電圧情報も取得可能であることを前提としている。一方、現在、日本で導入されているスマートメータは、無効電力、電圧情報を取得できるものは多くはなく、それらのデータを使用せずに、低压を含めた配電系統の電圧分布を推定する手法が求められる。

状態推定では、計測情報の冗長性を利用して電圧分布を推定するため、計測情報と推定精度の関係性は重要である。文献^{[37]-[39]}では、閾値を設定して、電圧分布の推定精度が閾値を下回るために必要な計測機器の数と配置について議論されている。また状態推定と電圧分布を組み合わせた手法がいくつか提案されている。文献^[29]では状態推定と LRT による電圧制御を組み合わせた手法、文献^[40]では状態推定と Vol/Var 制御を組み合わせた手法が提案されている。しかしながら、適切な電圧制御をするために、電圧分布の推定精度がどの程度必要なのかは議論されていない。推定精度が必要以上に高い場合は、不必要な計測機器が導入され、無駄なコストが発生する。逆に、推定精度が必要以下の場合に

は、適切に電圧制御機器を動作させることができずに電圧逸脱が発生す可能性がある。したがって、適切に制御可能な電圧分布の推定精度を明らかにすることは重要である。

1.4.2 負荷・PV 出力推定に関する先行研究の動向

配電系統内では負荷と PV 出力とが混ざり合った潮流(以下、正味電力)しか計測しておらず、実際の負荷・PV 出力を個別に把握するのは難しい。PV の普及に伴い系統運用(負荷・PV 出力の予測^{[41][42]}、停電時の復旧作業^[43])、設備計画(配電線の拡張計画、PV 導入可能容量の算出^[44])の観点から、正味電力の情報から負荷・PV 出力の情報を分離・推定することの重要性は高まっている。特に事故時の復旧作業時には、リアルタイムで負荷・PV 出力の値を把握する必要がある。このような背景から配電系統における負荷・PV 出力の推定に関する様々な検討が行われており、PV の設備容量、接続相情報から、負荷と PV 出力の不均衡率が異なることを利用した推定手法^[45]や、正味有効・無効電力、日射量情報から独立成分分析(以下、ICA)を用いて推定する手法^{[46]~[48]}、過去の統計情報を利用する手法^[49]、PV 出力の大きさによって PQ 平面におけるプロット位置が変化することを利用した推定手法・潮流の変化量をベクトル分解することで推定する手法^[50]、カルマンフィルターを用いて推定する手法^[51]、日射量情報と正味有効電力情報から共分散を用いて推定する手法^{[52][52]}などがある。これら先行研究では、配電用変電所の送り出し点情報(以下、送り出し点情報)やセンサ付き区分開閉器(以下、IT 開閉器)情報を基に、配電用変電所全体、あるいは IT 開閉器間で囲まれた区間単位での負荷・PV 出力を推定することを想定している。しかしながら、IT 開閉器、送り出し点情報は、純粋な正味電力の値だけではなく、配電損失や計測誤差を含んだ値となっており、それらの値を負荷・PV 出力推定に使用することによって、精度が悪化する可能性がある。

負荷・PV 出力の推定にスマートメータ情報を活用した先行研究としては、統計情報を基に推定する手法^[53]、機械学習を用いる手法^{[54]~[58]}、ゲーム理論的なアプローチで推定する手法^[59]、各需要家間の負荷に相関があることを利用した手法^[60]、日射量情報と正味有効電力情報から共分散を利用した手法^{[61][62]}がある。

1.5 本論文の目的と構成

前節までに述べたように、エネルギー枯渇、環境破壊といった問題解決のために、再生可能エネルギー電源の導入が進んでいるが、電圧分布の複雑化、適切な電圧制御に必要な電圧分布の推定精度が不明確、事故時の復旧作業時の需要家負荷が不明といった問題が発生する可能性がある。これらの問題に対処するために、状態推定を用いた配電系統の電圧分布推定手法の提案、電圧分布の推定精度と制御の関係性の検討、状態推定と ICA を用いた配電系統の負荷・PV 出力推定手法の提案を行う。

以下、各章の概要について簡単に説明する。

第 2 章では、電圧分布の複雑化する問題に対して、日本で導入されているスマートメータ情報、IT 開閉器、配電用変電所の送り出し点情報を基に、状態推定を用いて配電系統の低圧を含めた電圧分布の推定手法を提案し、数値試算により、推定精度の検証を行う。

第3章では、適切な電圧制御に必要な電圧分布の推定精度が不明といった課題に対して、2章で開発した状態推定手法の推定誤差のヒストグラムを基に、確率密度関数(PDF)を作成する。確率密度関数を変更し任意の推定誤差を持つ電圧分布推定値を作成し、作成した電圧推定値に基づいて電圧制御をすることで、適切に電圧制御が可能となる電圧分布の推定精度について検討する。

第4章では、事故時の負荷が不明といった問題に対して、状態推定と独立成分分析を組み合わせた負荷とPV出力の推定手法を提案する。提案手法によって配電損失の影響を取り除くことが可能となるため推定精度が向上すると考えられる。

第5章では、全体のまとめと今後の展望について述べる。

第2章 状態推定を用いた配電系統の電圧分布推定手法

前章で述べたように PV が導入された電圧分布が複雑化された配電系統において、電圧管理のために電圧分布を推定することは重要である。送電系統の電圧分布推定では、計測情報の冗長性を利用した状態推定が用いられることがあるが、配電系統では計測器の数が少ないため電圧分布の推定に状態推定が用いられることは少なかった。一方、近年スマートメータの導入が進んでいる。スマートメータでは、各需要家における電力の使用量を時刻情報と共に記録し、その情報は一般送配電事業者が通信により遠隔で収集する。スマートメータ情報の主たる利用目的は電気料金課金のための電力使用量の収集であるが、地理的・時間解像度的に粒度の細かいビッグデータとして、配電系統の電圧分布推定にも活用できる可能性がある。すなわち、スマートメータの導入によって、計測情報の冗長性が確保されたことで配電系統においても状態推定手法の適用が可能となった。したがって、本論文では、スマートメータ、IT 開閉器、配電用変電所の送り出し点情報を基に状態推定手法を利用して、低圧を含めた配電系統の電圧分布を推定する手法を開発した。

2.1 提案する状態推定手法

2.1.1 推定の手順

本研究で開発した電圧分布推定手法の手順を図 2.1 に示す。推定の大まかな流れは、(1)各需要家の受電有効・無効電力を想定し、それを入力情報とする潮流計算を実施することで電圧分布の初期暫定解を求め、(2)冗長性を持つ入力情報に基づいて暫定解が収束するまで反復的に電圧分布を修正する、という構成になっている。次項で(1)と(2)の具体的な手順について述べる。また、計算に使う計測情報の流れを図 2.2 に示す。

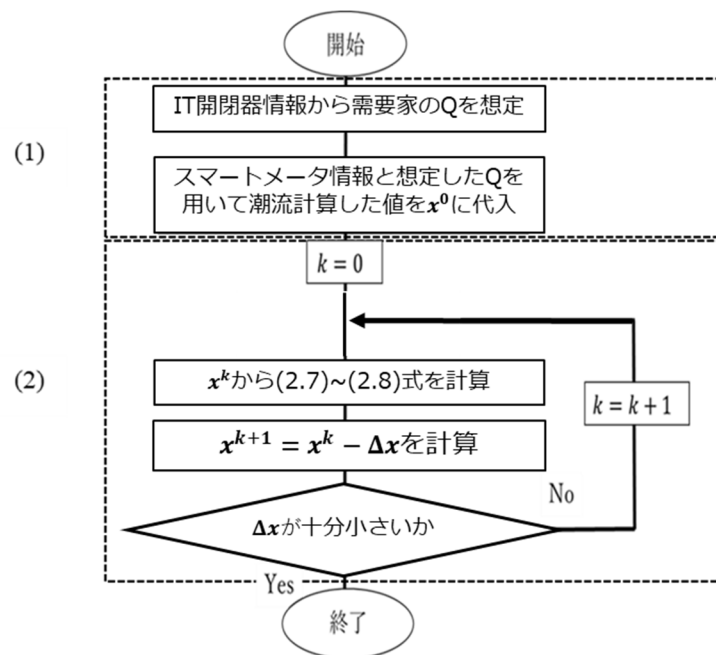


図 2.1 電圧分布推定のフローチャート

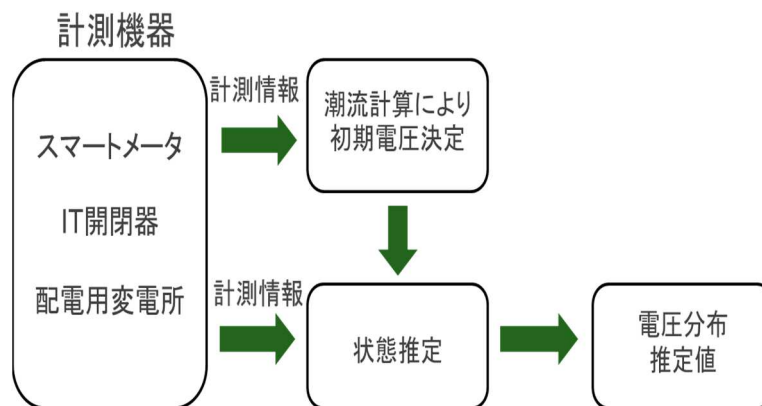


図 2.2 計測情報のフロー図

2.1.2 初期暫定解の計算

まず、各需要家の受電有効電力については、最新のスマートメータ情報、すなわち 30 分間における消費電力量 (kWh) の値を 30 分 (0.5 時間) で除すことで、平均消費電力を求め、これを想定値として利用する。この想定値は、推定のタイミング (=IT 開閉器の計測タイミング) とスマートメータ情報の計量タイミングがずれていることから、厳密には正しくない。ただし提案手法では次項で述べるように状態推定により反復的に推定結果を修正していくため、初期暫定解の算出の段階では誤差を含んだ想定を許容している。

次に各需要家の受電無効電力はスマートメータ情報からは求めることができないため、次の要領で想定することとする。まず図 2.3 に示すように、送り出し点や IT 開閉器で囲まれた区間をサブエリアと定義し、(2.1)式を用いてサブエリア内で消費される総無効電力を求める。次に、(2.2)式を用いてサブエリア内の需要家に総無効電力を等分配することで、各需要家の受電無効電力を推定する。

$$Q_{area-s} = \sum_{m \in S} Q_{IT_m} \quad (2.1)$$

$$Q_i = \frac{Q_{area-s}}{n_s} \quad (2.2)$$

ここで、 Q_{IT_m} : m 番目の IT 開閉器の通過無効電力潮流[kvar], Q_{area-s} : サブエリア s の総消費無効電力[kvar], Q_i : i 番目の需要家の受電無効電力想定値[kvar], n_s : サブエリア s 内の需要家数である。

Q_{area-s} には配電線のリアクタンス成分における無効電力消費が含まれているため、これを単純に各需要家に均等に割り付けることは厳密には正しくない。しかし、有効電力の想定値と同様の理由から、ここでは誤差の含んだ想定値を用いることとする。

これらの想定値に基づき、各需要家ノードを PQ 指定、送り出し点をスラックノードとする潮流計算を実施し、電圧分布の初期暫定解を得る

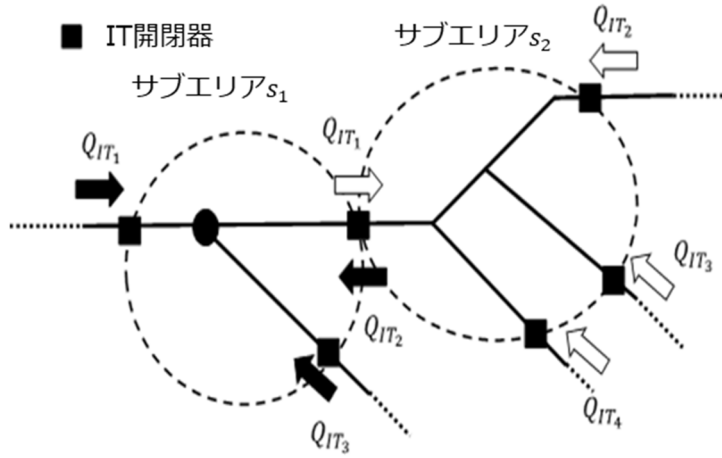


図 2.3 無効電力の想定

2.1.3 状態推定による暫定解の修正

手順の説明に先立ち、各変数を定義する。想定した各需要家の有効・無効電力値を含む、電圧推定に利用する計測情報のベクトル（以下、観測値と呼ぶ） $\mathbf{z}$ を次のように定義する。

$$\mathbf{z} = [P^{sub}, P_1 \dots P_N, P_1^{IT} \dots P_M^{IT}, Q^{sub}, Q_1 \dots Q_N, Q_1^{IT} \dots Q_M^{IT}, V^{sub}, V_1^{IT} \dots V_M^{IT}]^T \quad (2.3)$$

ここで, p^{sub} , Q^{sub} , V^{sub} : 送り出し点における通過有効・無効電力潮流[kW][kvar], 電圧実効値[V], P_i , Q_i : i 番目の需要家の有効・無効電力の想定値[kW][kvar], P_i^{IT} , Q_i^{IT} , V_i^{IT} : i 番目の IT 開閉器で計測される通過有効・無効電力潮流[kW][kvar], 設置点電圧実効値[V], N : 需要家軒数, M : IT 開閉器の設置台数である。

次に, 電圧分布に関するベクトル (以下, 状態値と呼ぶ) $\mathbf{x}$ を次のように定義する。

$$\mathbf{x} = [V_2 \cdots V_L \cdots V_L, \theta_2 \cdots \theta_i \cdots \theta_L]^T \quad (2.4)$$

ここで, V_i , θ_i : i 番目のノードの電圧実効値[V], 位相角[rad], L : 配電系統内のノード数である。なお, 送り出し点の電圧実効値 V_1 は計測可能であること, またその位相 θ_1 は推定における基準 (=0) であるため, 状態値には含めていない。

提案手法では, 浮遊ノードに関する制約条件付きの状態推定[68]により $\mathbf{x}$ を修正する。すなわち, (2.5) 式の目的関数を (2.6) 式の制約条件下で解くことを考える。

【目的関数】

$$\min J = [\mathbf{z} - \mathbf{f}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{f}(\mathbf{x})] \quad (2.5)$$

【制約条件】 -

$$\mathbf{c}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (2.6)$$

ここで, $\mathbf{f}(\mathbf{x})$: 各観測値 $\mathbf{z}$ に対応する状態量のベクトル, $\mathbf{c}(\mathbf{x})$: 浮遊ノードへの注入する有効・無効電力のベクトル, $\mathbf{R}^{-1}$: 重み行列である。

すなわち, 観測値と, 状態値 $\mathbf{x}$ に基づく計算結果との重み付け自乗誤差を最小とする問題である。なお, $\mathbf{f}(\mathbf{x})$, $\mathbf{c}(\mathbf{x})$ は $\mathbf{x}$ から回路計算で簡単に求めることが可能である。

上記の最適化問題をニュートン法を用いて解く。すなわち, 現在の状態値の暫定解 ($\mathbf{x}^{(k)}$ とする) に基づき, (2.7)~(2.9) 式を用いて $\mathbf{x}$ を更新する。

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}^k) & \mathbf{C}^T(\mathbf{x}^k) \\ \mathbf{C}(\mathbf{x}^k) & \mathbf{0} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \mathbf{R}^{-1} \Delta \mathbf{z}^{(k)} \\ -\mathbf{c}(\mathbf{x}^k) \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$\Delta \mathbf{z}^{(k)} = \mathbf{z} - \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(k)}) \quad (2.8)$$

$$\mathbf{x}^{(k+1)} = \mathbf{x}^{(k)} - \Delta \mathbf{x} \quad (2.9)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \begin{pmatrix} \frac{\partial V_1^{IT}(x)}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial V_1^{IT}(x)}{\partial V_L} & \frac{\partial V_1^{IT}(x)}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial V_1^{IT}(x)}{\partial \theta_L} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial V_M^{IT}(x)}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial V_M^{IT}(x)}{\partial V_L} & \frac{\partial V_M^{IT}(x)}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial V_M^{IT}(x)}{\partial \theta_L} \\ \frac{\partial P_1(x)}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_1(x)}{\partial V_L} & \frac{\partial P_1(x)}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1(x)}{\partial \theta_L} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_N(x)}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_N(x)}{\partial V_L} & \frac{\partial P_N(x)}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_N(x)}{\partial \theta_L} \\ \frac{\partial P_1^{IT}(x)}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_1^{IT}(x)}{\partial V_L} & \frac{\partial P_1^{IT}(x)}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1^{IT}(x)}{\partial \theta_L} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_M^{IT}(x)}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_M^{IT}(x)}{\partial V_N} & \frac{\partial P_M^{IT}(x)}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_M^{IT}(x)}{\partial \theta_L} \\ \frac{\partial Q_1(x)}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_1(x)}{\partial V_L} & \frac{\partial Q_1(x)}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1(x)}{\partial \theta_L} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_N(x)}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_N(x)}{\partial V_L} & \frac{\partial Q_N(x)}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N(x)}{\partial \theta_L} \\ \frac{\partial Q_1^{IT}(x)}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_1^{IT}(x)}{\partial V_L} & \frac{\partial Q_1^{IT}(x)}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1^{IT}(x)}{\partial \theta_L} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_M^{IT}(x)}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_M^{IT}(x)}{\partial V_L} & \frac{\partial Q_M^{IT}(x)}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_M^{IT}(x)}{\partial \theta_L} \end{pmatrix} \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial V_i^{IT}}{\partial V_j} = \begin{cases} 1 & (i \text{ 番目の IT 開閉器が設置されているノード番号} = j) \\ 0 & (i \text{ 番目の IT 開閉器が設置されているノード番号} \neq j) \end{cases} \quad (2.11)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial \theta_j} = 0 \quad (2.12)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = \begin{cases} -V_i^2 B_{ij} - Q_i & (i = j) \\ V_i V_j \{G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)\} & (i \neq j) \end{cases} \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = \begin{cases} -V_i^2 G_{ij} - P_i & (i = j) \\ -V_i V_j \{G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)\} & (i \neq j) \end{cases} \quad (2.14)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = \begin{cases} V_i G_{ij} + \frac{P_i}{V_i} & (i = j) \\ V_i \{G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)\} & (i \neq j) \end{cases} \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = \begin{cases} -V_i B_{ij} + \frac{Q_i}{V_i} & (i = j) \\ V_i \{G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)\} & (i \neq j) \end{cases} \quad (2.16)$$

$$\frac{\partial(P_{ij} + jQ_{ij})}{\partial V_k} = \begin{cases} -\frac{\dot{V}_j \bar{V}_j}{r_{ij} - jx_{ij}} & (k = j) \\ V_i(-jb_{ij}) + \frac{2V_i - \bar{V}_i \bar{V}_j}{r_{ij} - jx_{ij}} & (k = i) \\ 0 & (k \neq i, k \neq j) \end{cases} \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial(P_{ij} + jQ_{ij})}{\partial \theta_k} = \begin{cases} \frac{j\dot{V}_i \bar{V}_j}{r_{ij} - jx_{ij}} & (k = j) \\ -\frac{j\dot{V}_i \bar{V}_j}{r_{ij} - jx_{ij}} & (k = i) \\ 0 & (k \neq i, k \neq j) \end{cases} \quad (2.18)$$

$$\mathbf{C}(\mathbf{x}) = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_1^{FN}(\mathbf{x})}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_1^{FN}(\mathbf{x})}{\partial V_L} & \frac{\partial P_1^{FN}(\mathbf{x})}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1^{FN}(\mathbf{x})}{\partial \theta_L} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_K^{FN}(\mathbf{x})}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_K^{FN}(\mathbf{x})}{\partial V_L} & \frac{\partial P_K^{FN}(\mathbf{x})}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_K^{FN}(\mathbf{x})}{\partial \theta_L} \\ \frac{\partial Q_1^{FN}(\mathbf{x})}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_1^{FN}(\mathbf{x})}{\partial V_L} & \frac{\partial Q_1^{FN}(\mathbf{x})}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1^{FN}(\mathbf{x})}{\partial \theta_L} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_K^{FN}(\mathbf{x})}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_K^{FN}(\mathbf{x})}{\partial V_L} & \frac{\partial Q_K^{FN}(\mathbf{x})}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_K^{FN}(\mathbf{x})}{\partial \theta_L} \end{pmatrix} \quad (2.19)$$

ここで、 P_{ij}, Q_{ij} : IT 開閉器で計測されるノード i と j の間を流れる有効、無効電力潮流 [kW][kvar], P_i^{FN}, Q_i^{FN} : i 番目の浮遊ノードに注入する有効・無効電力 [kW][kvar] r_{ij}, x_{ij} : ノード i, j 間の抵抗 [Ω], インダクタンス値 [H], G_{ij}, B_{ij} : ノード i, j 間のコンダクタンス [S]、サセプタンス [S]、 $\mathbf{H}(\mathbf{x}) : \mathbf{f}(\mathbf{x})$ に対応するヤコビアン行列, $\mathbf{C}(\mathbf{x}) : \mathbf{c}(\mathbf{x})$ に対応するヤコビアン行列, λ : ラグランジュ乗数 (ベクトル), K : 浮遊ノード数であり、右肩の (k) は繰り返し回数を示している。

2.1.4 高圧・低圧分離による計算時間の短縮方法

前項で提案した状態推定手法では、(2.7)式においてヤコビアンの逆行列を用いていることから、系統規模（ノード数）が大きくなるにつれ、計算負荷が高くなる。そのため、例えば提案手法による電圧分布推定結果を電圧制御に使用しようとする場合には大きな障壁となり得る。そこで本論文では、配電系統を高圧配電系統と複数の低圧配電系統とに分割することで、計算時間の短縮を図る。具体的な計算手順は次の通りである。

まず、各需要家の受電有効電力・無効電力を、接続元の高圧ノードに集約し、各高圧ノードには 1 つの集約された需要家が直接接続されているものとみなしてして提案した状態推定手法により電圧分布推定を行う。これにより、高圧ノードの電圧分布のみが求められることになる。

次に、上で求めた高圧ノードの電圧を境界条件として、各高圧ノード単位で配下の低圧系統を対象とした電圧分布を、潮流計算により推定する。すなわち、この二段階目の電圧分布推定においては各高圧ノードをスラックノードとしてモデル化することになる。

このように、高圧系統の低圧系統を分割することで、系統全体としての一貫性が維持されないため推定精度が悪化する可能性が懸念される一方、各推定で対象となる系統のノード数は、分割前の系統と比較して大幅に少なくできるため、計算時間の大幅な短縮が期待される。図2.4に推定のフローチャートを示す。

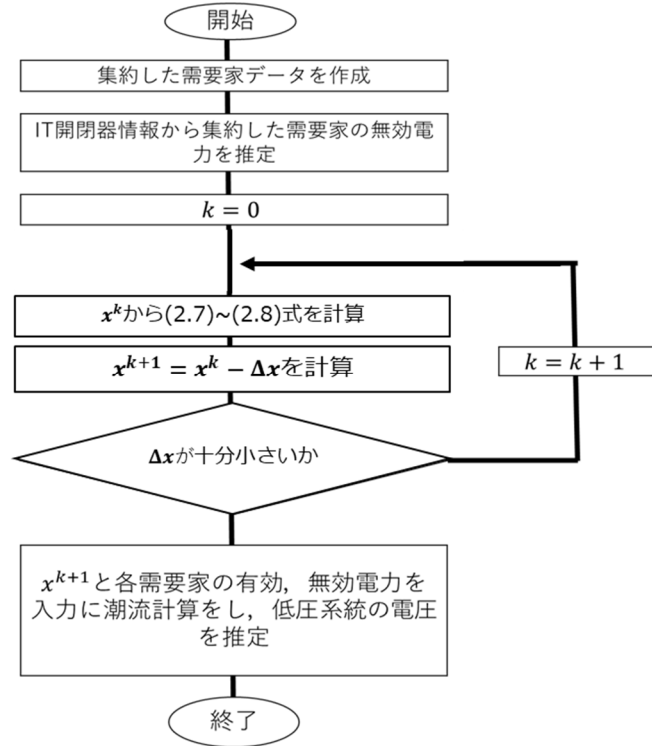


図 2.4 推定のフローチャート

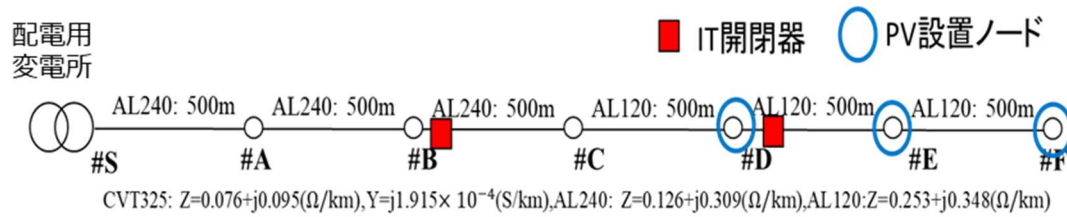
2.2 数値試算による電圧分布推定精度の評価

2.2.1 系統モデル

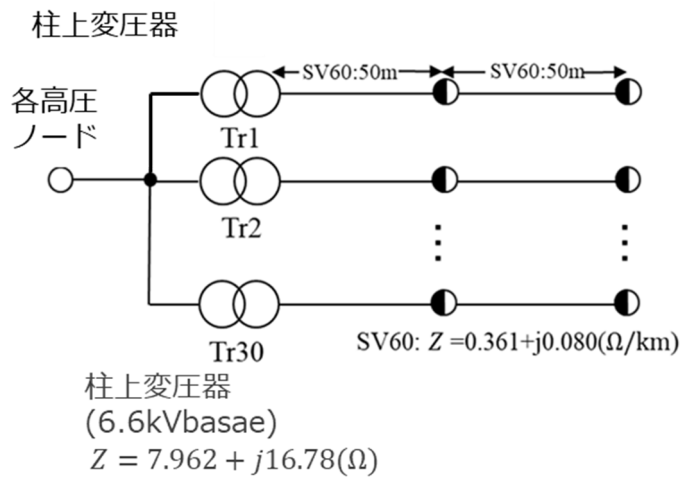
提案手法による電圧分布推定の精度を、図2.5に示す配電系統モデル（基準電圧 6600[V]，基準容量 20[MVA]）を用いて検証する。図2.5の系統モデルには6つの高圧ノードがあり、各高圧ノードには柱上変圧器が30台ずつ接続され、さらに各柱上変圧器には12軒の需要家が接続されている。すなわち、全体では2160軒の需要家が接続されている。また、高圧ノード#D～#Fの需要家にはPVが設置されているものとする。配電用変電所からの送り出し電圧は低圧換算で101[V]で固定としている。また、スマートメータは全需要家に設置されており、IT開閉器は高圧ノード#B，#Dの送り出し点側の2か所に接続されている。線路インピーダンスは、表2.1に示す。

表 2.1 線路インピーダンス

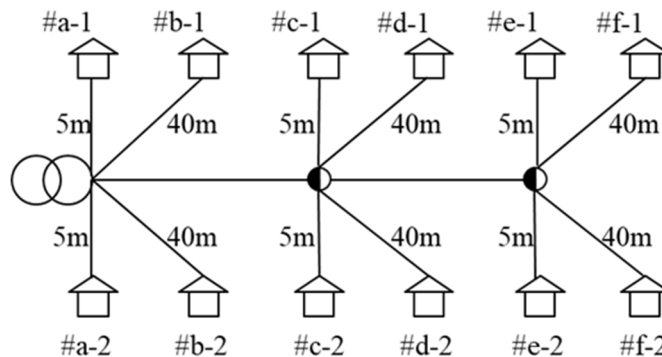
種類	抵抗 [ohm/km]	リアクタンス [ohm/km]	キャパシタンス [μ /km]
CVT325	0.076	0.095	0.061
AL240	0.126	0.309	0
AL120	0.253	0.348	0
SV60	0.361	0.080	0
DV3.2	2.300	0.094	0



(a) 高圧ノード



(b) 低圧系統の図



(c) 柱上変圧器以下の系統図

図 2.5 系統モデル

2.2.2 需要・PV データ

需要・PV 出力には NEDO の実証事業において群馬県太田市で測定された需要・PV 出力の 1 秒データ（以下、太田データ）を使用する。太田データには、無効電力データも含まれているが、無効電力は電圧上昇対策として、PCS が進相運転をした可能性がある。試算で用いる系統モデルは太田市の配電系統モデルではないため、元データに含まれている無効電力データを直接利用すると、受電電圧が適正電圧範囲内であるにも関わらず PCS が進相運転したデータが割り当てられたり、反対に受電電圧が適正電圧範囲外であるにも関わらず PCS が力率 1 の状態で運転しているデータが割り当てられる可能性があり適切ではない。そこで本論文では文献[65]を参考に、以下の要領で PCS の無効電力出力を作成した。

まず、各 PCS は通常状態で運転している（進相運転はしていない）ものと想定して、PCS の無効電力出力を 0[kvar]に設定する。負荷データならびに PCS の有効電力出力に太田データを適用し、時系列順に潮流計算を実行する。ある PCS の連系点電圧が上側の閾値（105.5[V]）を 10 秒間上回った時点で、当該 PCS は進相運転に切り替わったものとして、次の時間帯から運転力率を 1%ずつ進相側に、連系点電圧が下側の閾値（105.0[V]）を下回るまで変更する。ただし、運転力率の最低値は 85%までとする。連系点電圧が下側の閾値を下回った時点で運転力率を 1%ずつ戻し、下側の閾値を上回った以降はその運転力率を維持する。

上記の方法で作成したある 1 軒の需要家の PCS 有効・無効電力出力を図 2.6、電圧実行値を図 2.7 に示す。本論文では、このように作成した値を真値データとして使用する。

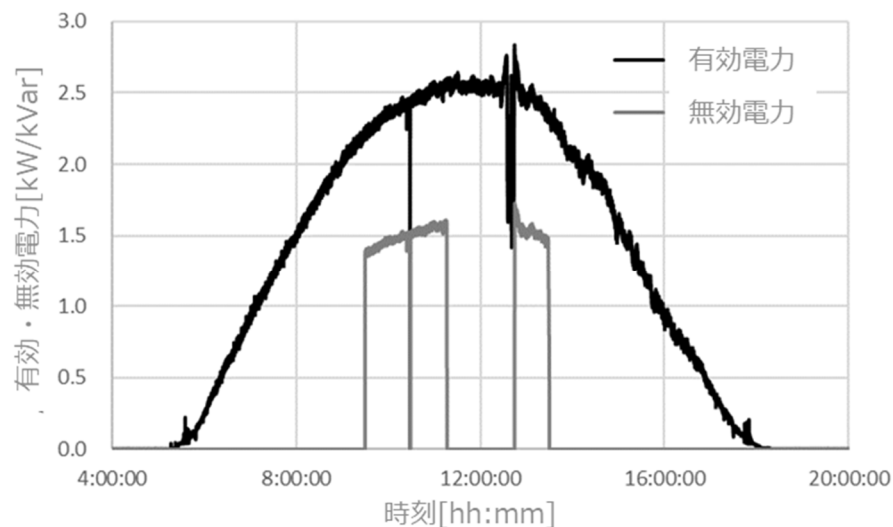


図 2.6 PV の有効、無効電力出力

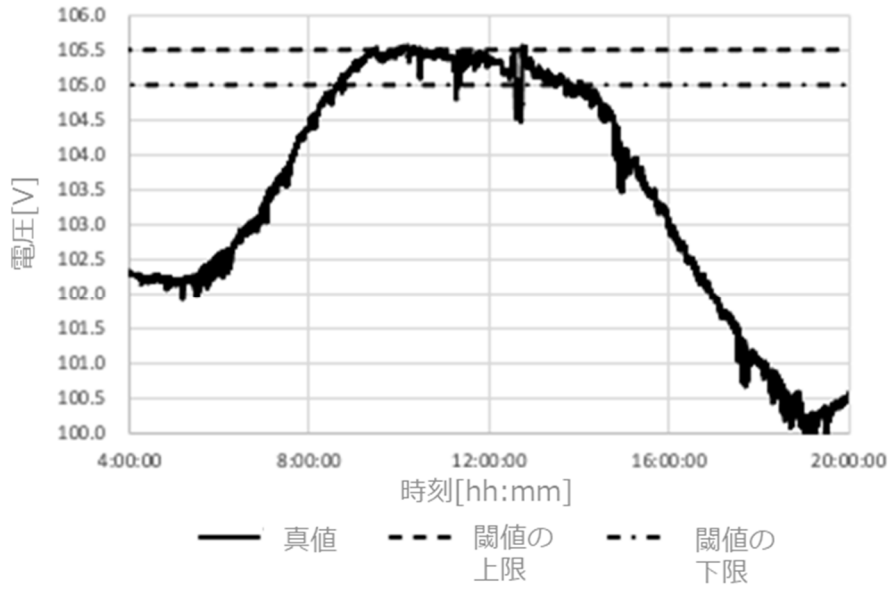


図 2.7 作成した電圧の真値データ

2.2.3 計測誤差及びインピーダンスマップ誤差

スマートメータと IT 開閉器の観測値 $\mathbf{z}$ は、真値に対して(2.20)式のように誤差を与えることで、計測誤差を模擬した。なお、ここでの真値は、IT 開閉器は瞬時値、スマートメータは30分値を表していることに注意されたい。また、(2.21)式を用いることでインピーダンスマップの誤差を考慮する。

$$\mathbf{z} = \mathbf{z}_{tr} \cdot (\mathbf{I} + \mathbf{r}) \quad (2.20)$$

$$\mathbf{A} = \mathbf{A}_{tr} \cdot (\mathbf{I} + \mathbf{r}_a) \quad (2.21)$$

ここで、 $\mathbf{z}$:誤差を考慮した観測値ベクトル $\mathbf{z}_{tr}$:観測値の真値のベクトル、 $\mathbf{I}$:単位行列、 $\mathbf{r}$:観測値に対する誤差率を対角要素に持つ行列、 $\mathbf{A}$:誤差を持ったインピーダンスマップのベクトル、 $\mathbf{A}_{tr}$:インピーダンスマップの真値のベクトル、 $\mathbf{r}_a$:インピーダンスマップに対する誤差率を対角要素に持つ行列である

2.2.4 重み行列

重み行列の設計については、一般的には計測機器の計測精度に基づく方法[67]と、計測機器のフルスケールに基づく方法[68]とがある。本論文では、後者の方法をベースとすることを考える。ただし、提案手法においては、各需要家の有効・無効電力は、実際に計器により瞬時値を測定しているわけではなく、前項までに述べたように他の計測情報から想定した値であり、計器のフルスケールそのものを用いることはできない。そこで提案手法では、以下に示すように観測値の最大値を用いて、各計測情報に対するフルスケールを計測情報の最大値に基づいて、次の4通りの方法で想定して比較することとした。

まず、最大値（絶対値ベース）を探索する範囲として、全ノード・全時間帯を対象とする場合(A)と、全ノードを見るものの、推定を行うタイミングにおける最新情報のみを対象とする場合(B)を考える。また、最大値の評価にあたって、有効電力と無効電力を区別なく評価する場合(C)と、有効電力と無効電力のそれぞれの最大値を個別に用いる場合(D)とを考える。AとB、CとDの組み合わせで、都度、次の4パターンについて比較検証する。

case1(AC):

$$R_{PQ}^{-1}(i) = \frac{1}{(PQ_{max}^{all})^2}, R_V^{-1}(i) = \frac{1}{(V_{max}^{all})^2} \quad (2.22)$$

case2(AD):

$$R_P^{-1}(i) = \frac{1}{(P_{max}^{all})^2}, R_Q^{-1}(i) = \frac{1}{(Q_{max}^{all})^2}, R_V^{-1}(i) = \frac{1}{(V_{max}^{all})^2} \quad (2.23)$$

case3(BC):

$$R_{PQ}^{-1}(i) = \frac{1}{(PQ_{max}^t)^2}, R_V^{-1}(i) = \frac{1}{(V_{max}^t)^2} \quad (2.24)$$

case4(BD):

$$R_P^{-1}(i) = \frac{1}{(P_{max}^t)^2}, R_Q^{-1}(i) = \frac{1}{(Q_{max}^t)^2}, R_V^{-1}(i) = \frac{1}{(V_{max}^t)^2} \quad (2.25)$$

ここで、 $R_V^{-1}(i)$, $R_P^{-1}(i)$, $R_Q^{-1}(i)$:電圧、有効電力、無効電力に対する重み行列の要素、 $R_{PQ}^{-1}(i)$:有効電力と無効電力の両方に共通で用いる重み行列の要素、 P_{max} , Q_{max} , V_{max} :電圧値、有効電力、無効電力の最大値、 $PQ_{max} = \max\{P_{max}, Q_{max}\}$, 上添字 t : 推定を行うその時刻での最大値、上添字 all : 推定を行うすべての期間を通しての最大値を表している。

2.3 試算結果

2.3.1 重み行列の検討

case1~4 の重み行列の中で、推定精度が高い重み行列の評価を行う。図 2.8, 図 2.9 に、重み係数の設定 case1~3 について、天候の異なる 9 日分のデータに対して電圧分布を推定した際の 1 日を通じた全ノードの平均絶対誤差(Mean absolute error: MAE)と最大誤差を、日別に示す。図 2.8, 図 2.9 の横軸は推定日を表しており、1~3 日は晴れ、4~6 日は曇り、7~9 日は雨の日となっている。同図から、重み係数の設定 case1~3 の推定精度はほぼ同程度であることがわかる。実運用を想定した場合、case1~2 では、これまでの計測情報の最大値を保存し、それを計器のフルスケールとする方法が現実的であるが、多少の計算負荷となる。よって、現在時刻の最大値を用いる case3 が推定精度、計算負荷の観点から有用であると言える。また、平均絶対誤差の大きさは天候によらず 0.05[V]以下、9 日を通じての最大誤差も 1.2[V]程であり、電圧適正範囲の 12[V]と比較して十分小さく、実用的な推定精度であると考えられる。なお、重み係数の設定 case4 では、無効電力の計測値が小さい時間帯において重み行列の要

素が極めて大きくなり、これが原因で状態推定の計算が収束しないことから、case4 を重み行列とすることは適切ではない。

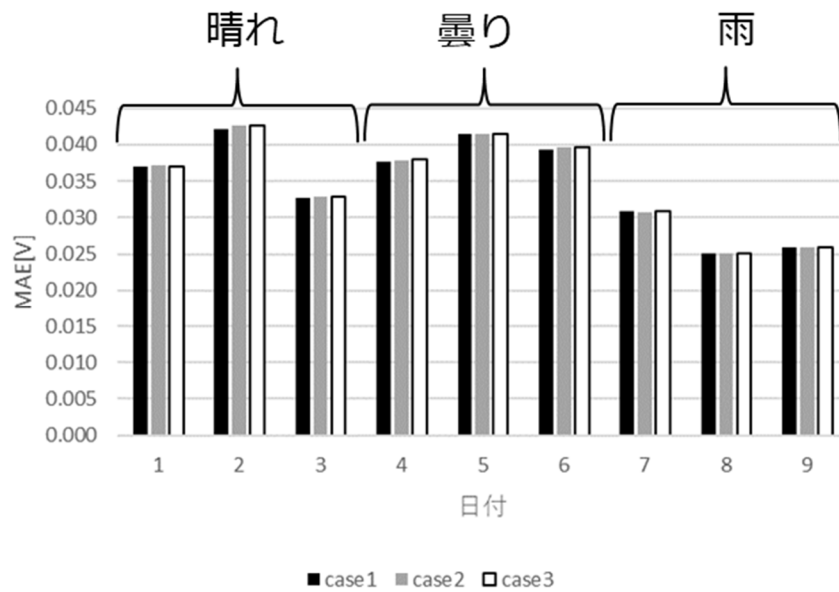


図 2.8 各日の MAE

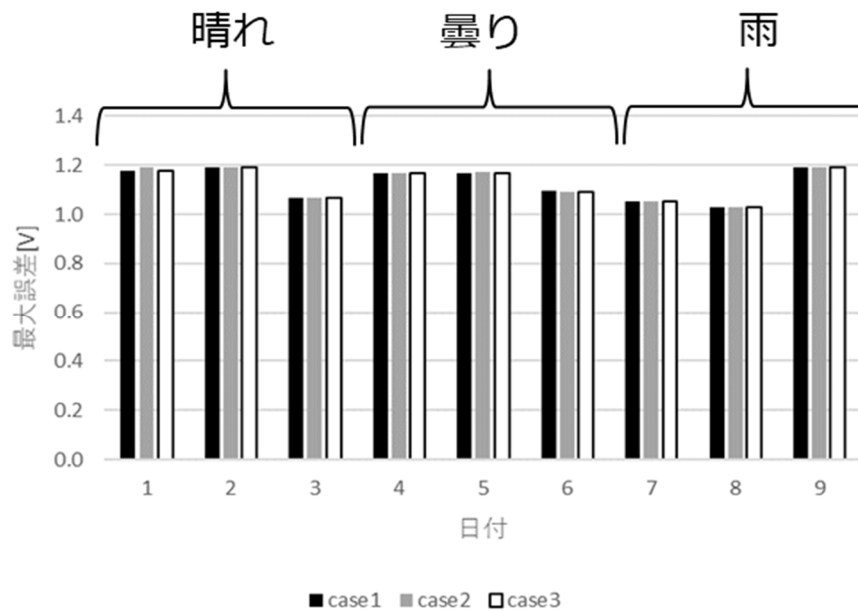


図 2.9 各日の最大誤差

2.3.2 系統構成が推定精度に与える影響

(1) 線路亘長が推定精度に与える影響

電圧の適正範囲逸脱問題は過疎地域など線路亘長が長い地域でより顕著な問題であり、線路亘長が長い系統に対しても、高い推定精度が求められる。ここでは線路亘長が推定精度に与える影響について検証するために、試算条件のうち、線路亘長のみを1.5倍、2.0倍に変更したケースについても試算した。推定結果を図2.11、図2.12、図2.13に示す。なお、重み行列はcase3を用いた。図2.11、図2.12、図2.13から、線路亘長が伸びるに従い、精度の悪化が確認された。これは、線路インピーダンスの増加により各ノードにおける有効・無効電力に対する電圧の感度が増加し、観測値の誤差が推定結果に与える影響も大きくなったためであると考えられる。しかし、9日間の試算対象期間を通じた最大MAEは、亘長1.5倍の場合で 6.18×10^{-2} [V]、亘長2.0倍の場合で 8.22×10^{-2} [V]であり、依然として十分な推定精度であると考ええる。

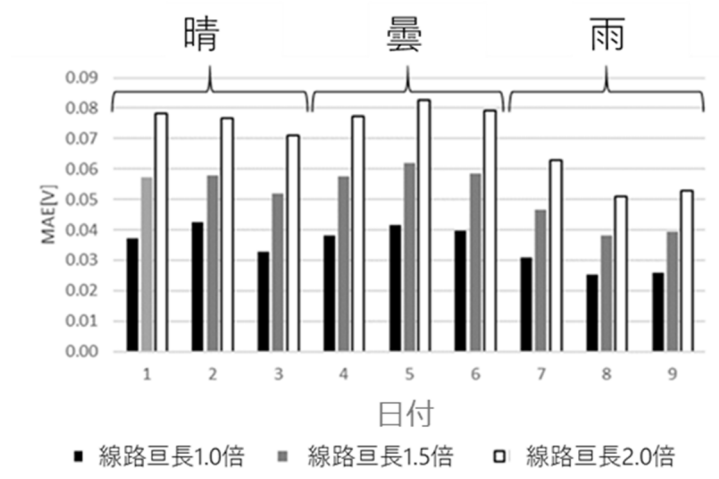


図 2.10 各日の MAE

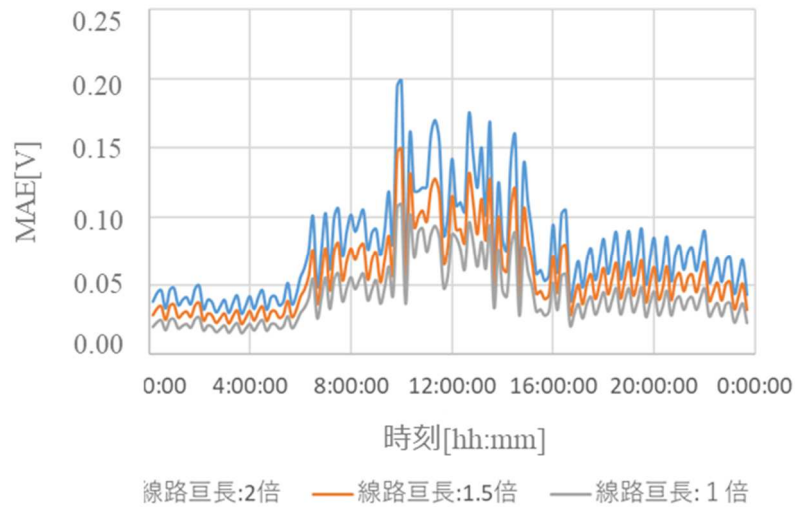


図 2.11 各時刻における MAE

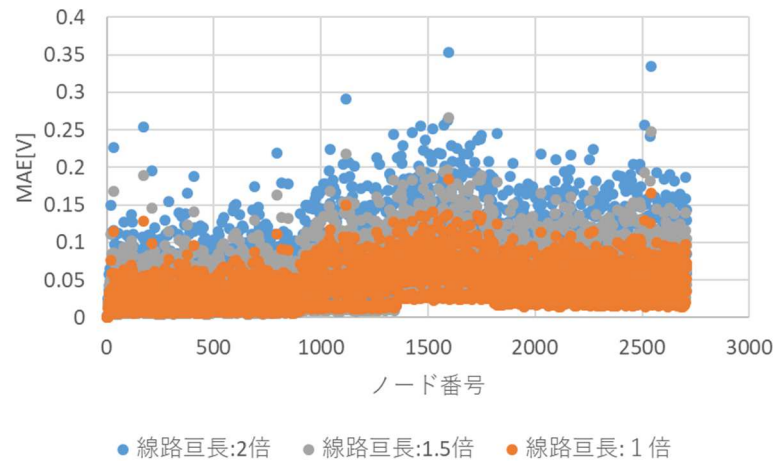


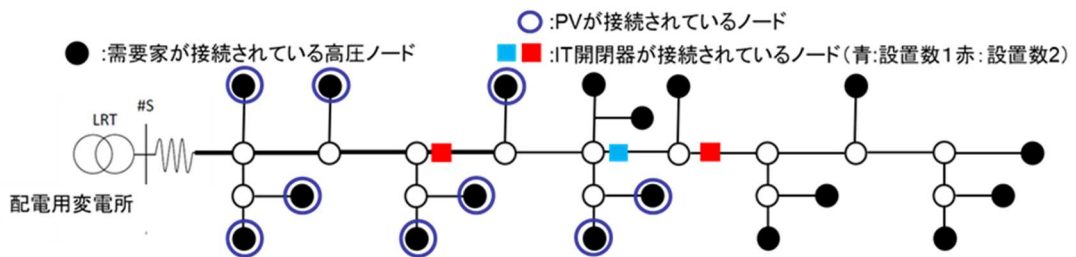
図 2.12 各ノードの MAE

(2)PV と IT 開閉器の設置位置が推定精度に与える影響

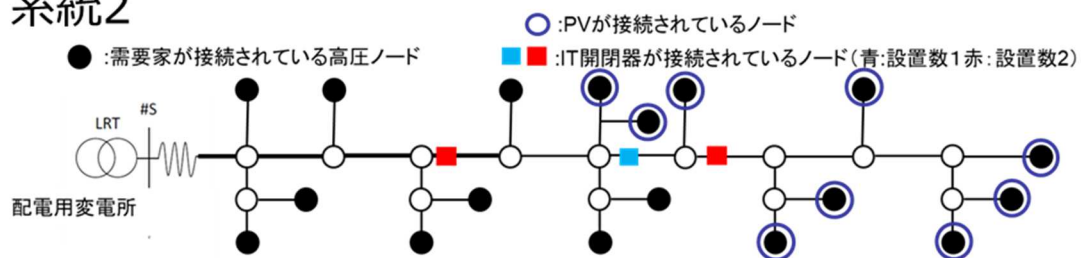
前項までの試算に用いた系統モデルは高圧配電系統に分岐を含まない比較的シンプルな系統構成であるため、より実系統に近いモデルとして、文献[69]を参考に図 2.13 に示す系統モデルを対象に試算を実施した。なお、低圧系統については各高圧ノードに接続されている柱上変圧器の数を 30 から 20 に変更した以外は図 2.5 と同様である。また、系統に接続されている IT 開閉器数についても 0 台（未設置）から 2 台の間で変更し、IT 開閉器が推定精度に与える影響についても検討した。それ以外の試算条件は前項と同様である。重み行列は前項の試算結果より case3 を用いた。晴れの日について、電圧分布を推定した結果を図 2.14-図 2.16 に示す。図の横軸はノード番号であり、その数字が大きくなるほど系統の末端に位置している。縦軸は一日を通じた各ノードの平均絶対誤差(MAE)を表している。IT 開閉器を変化させた全結果においての最大 MAE は 0.291[V]であり、実系統に近いモデルでも十分な精度で推定可能ことが確認された。IT 開閉器数 0 の結果に注目すると、PV が設置されているノードで誤差が大きくなっていることが確認できる。IT 開閉器を図 2.13 のように 1 台設置し

た場合では、IT 開閉器数 0 の結果と比較して、IT 開閉器が接続されたノードより末端側のノードにおける推定精度が向上している様子が見て取れる。IT 開閉器を図 2.13 のように合計 2 台設置した場合では、すべてのノードでほぼ一定の推定精度となっている。これらの結果より、精度悪化の要因となりうる PV の設置位置が明らかになっている場合には、その地点に重点的に IT 開閉器を接続することで推定精度の向上が見込める可能性があるといえる。また、PV の設置位置が明らかでない場合でも、IT 開閉器数が十分にあれば、PV の設置位置に関係なく高精度で推定することが可能である。

系統1



系統2



系統3

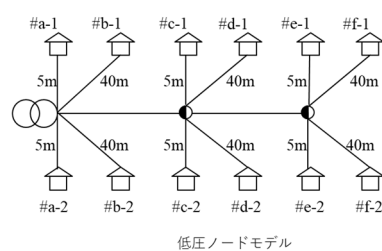
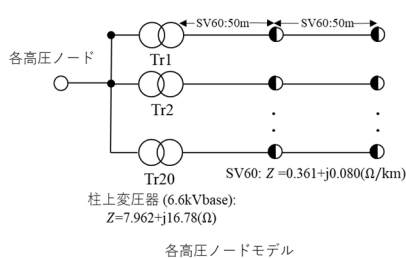
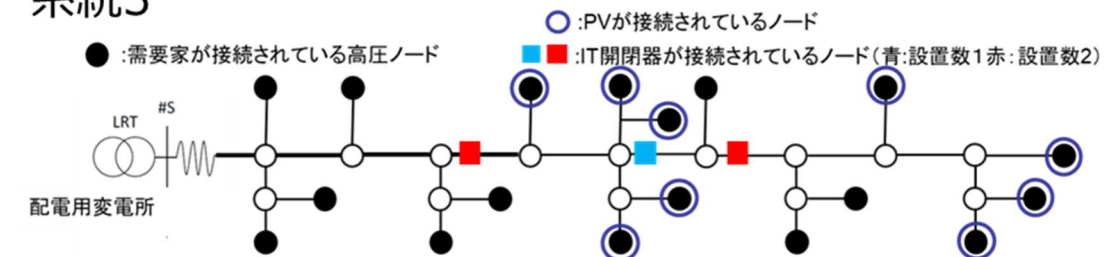
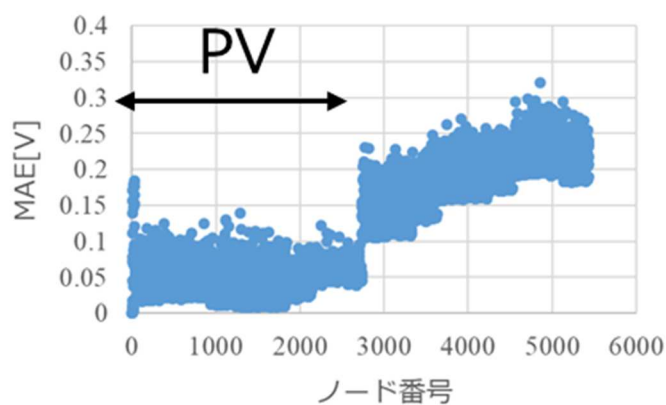
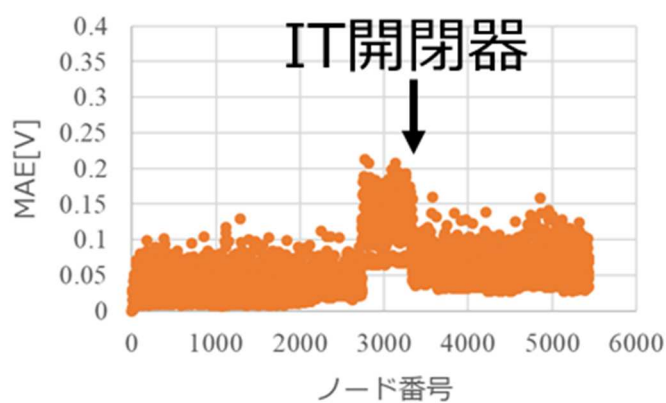


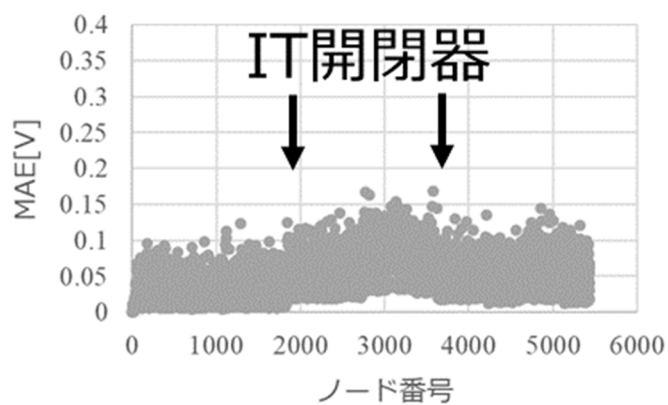
図 2.13 枝分かれがある系統図



(a) IT 開閉器数:0

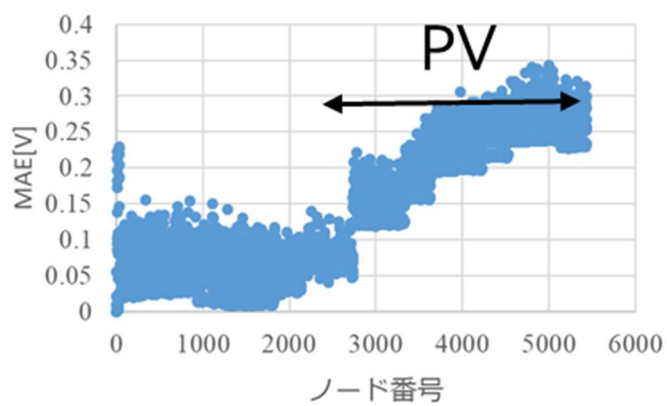


(b) IT 開閉器数:1

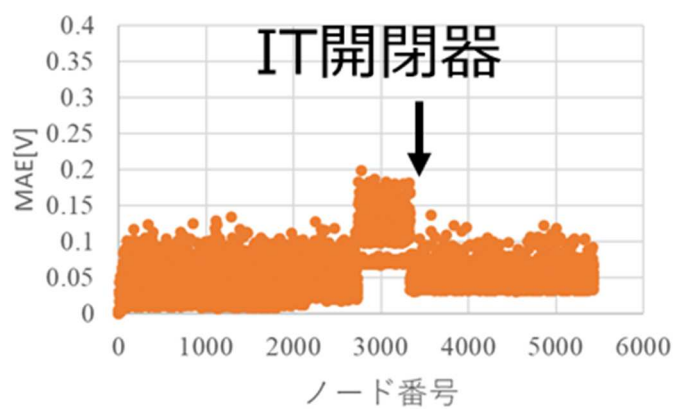


(c) IT 開閉器数:2

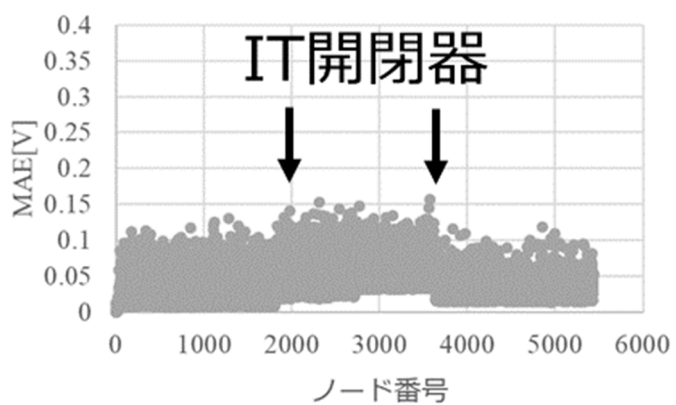
図 2.14 系統 1 の結果



(a)IT 開閉器数:0

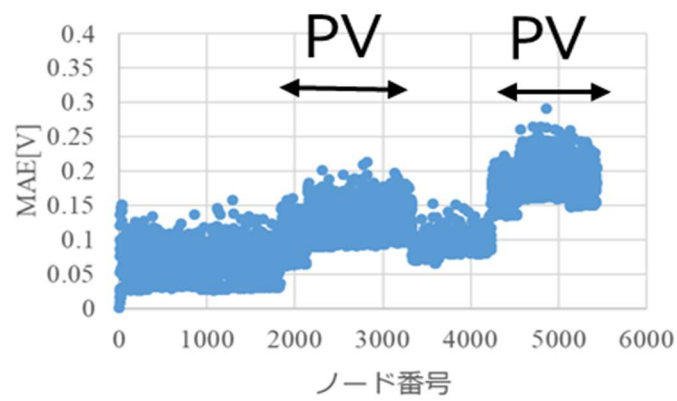


(b)IT 開閉器数:1



(c)IT 開閉器数:2

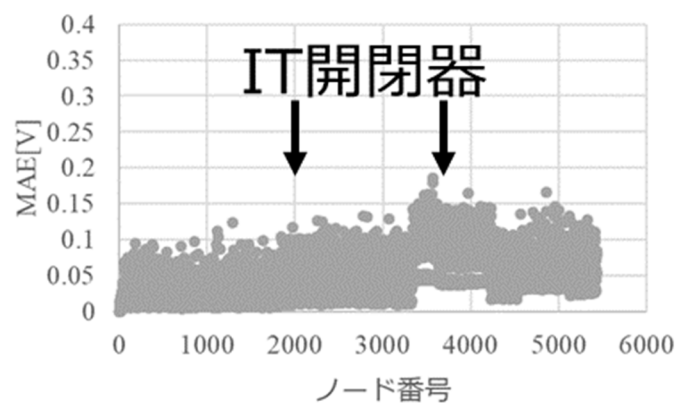
図 2.15 系統 2 の結果



(a)IT 開閉器数:0



(b)IT 開閉器数:1



(c)IT 開閉器数:2

図 2.16 系統 3 の結果

2.3.3 季節，天候が推定精度に与える影響

本項では天候が，電圧分布推定精度に与える影響について検討を行う。試算においては，太田データから，春，夏，秋，冬のそれぞれにおいて，天候が晴れ，曇り，雨の代表 12 日を対象に試算を行う。表 2.2 に推定に使用した日付，季節，天候の情報を示す。試算系統は図 2.13 の系統 3 とし，そのほかの前項までと同様の条件とした。

表 2.2 推定日

番号	天候	天候	日付
1	晴れ	春	4月14日
2		夏	7月24日
3		秋	10月24日
4		冬	1月19日
5	曇り	春	4月23日
6		夏	7月22日
7		秋	10月2日
8		冬	1月2日
9	雨	春	4月16日
10		夏	7月14日
11		秋	10月27日
12		冬	1月6日

図 2.17 に各推定日の平均絶対誤差 MAE[V]の値を示す。同図より，曇り，雨の日に比べ，天候が晴れの日における推定精度は，低いことがわかる。天候が晴れの日，PV 出力が大きくなり，背景で述べたように電圧分布が複雑になるため，推定精度が悪化したと考える。しかし，今回の試算の最大 MAE は 0.126[V]であり，いずれの季節，天候においても十分な推定精度であるといえる。また，IT 開閉器の数に注目すると，IT 開閉器が 1 でも導入されると，大きく推定精度が改善していることが確認される。すなわち，高い推定精度が必要となる PV の導入量が多い地域においても，多くの IT 開閉器を導入することによって，電圧管理が可能になる。

次に，図 2.18，図 2.19，図 2.20 に晴れ，曇り，雨の各天候の代表 1 日の時間ごとの MAE の値を示す。同図より，IT 開閉器数が少ない晴れの日で推定精度が悪化していることが確認できる。しかしながら，IT 開閉器数の増加に従い，天候による影響が小さくなっていることが確認できる。このことから，高い推定精度が必要な場合には IT 開閉器数を増加することで対応できることが明らかになった。

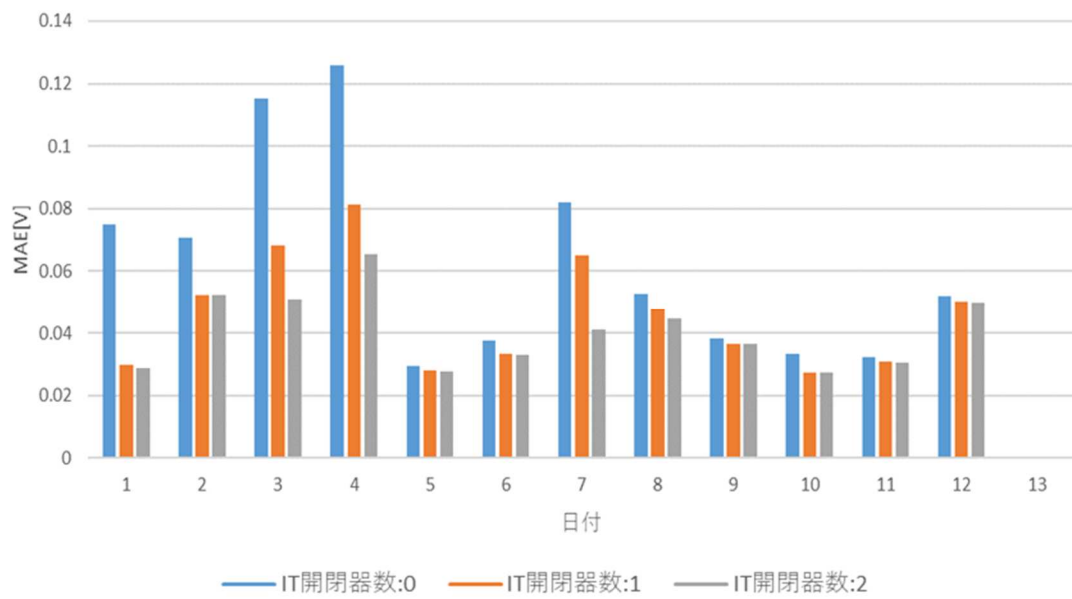


図 2.17 各日の MAE

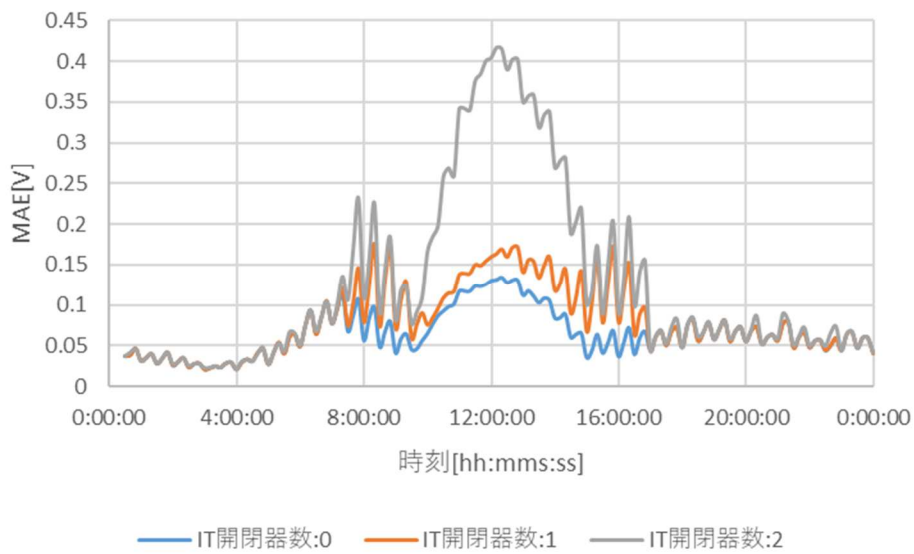


図 2.18 晴れの代表日

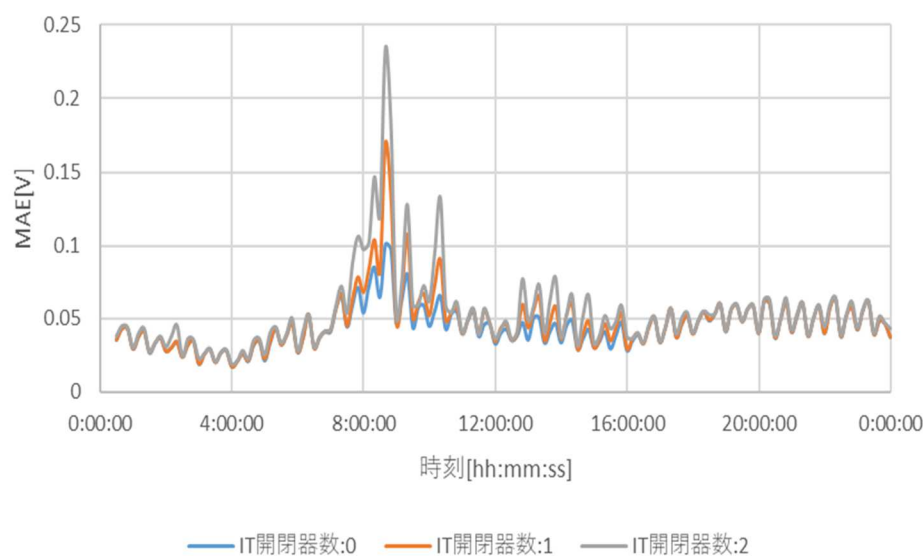


図 2.19 曇りの代表日

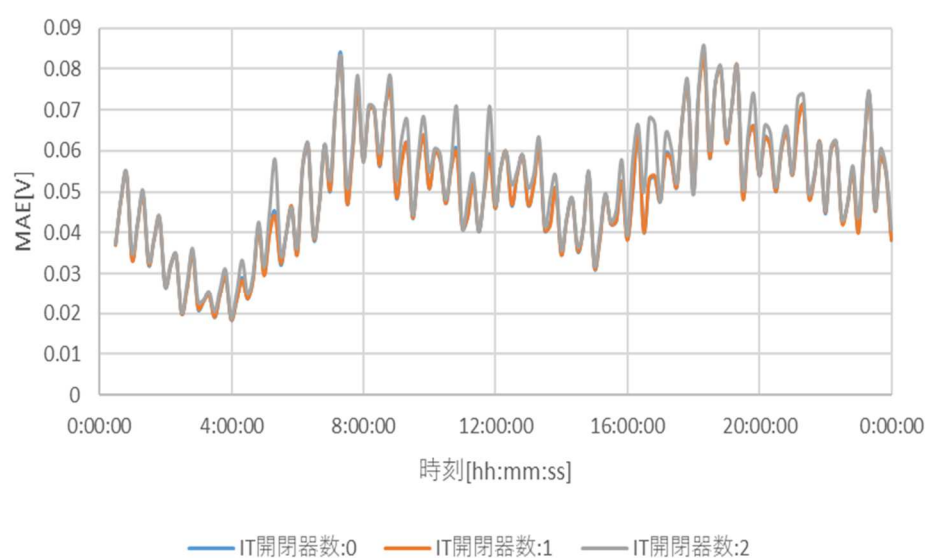


図 2.20 雨の代表日

2.3.4 計測情報が推定精度に与える影響

(1) スマートメータの 1h の遅延が推定精度に与える影響

ここまで計測情報に通信遅延がない前提で計算していたが、実際にはスマートメータは設置数が多いことから 1h の通信遅延が発生する可能性がある^[11]。本項では 1h の通信遅延が推定精度に与える影響について確認をした。表 2.3 に遅延がない時と 1h の遅延がある時の MAE と遅延がないときを基準とした MAE の悪化率を示した。表 2.3 より、1h の遅延がある場合においても、1[V]以下の推定誤差に収まっており、適正電圧範囲の 12V と比較すると小さいことから十分実用的だと言えよう。

表 2.3 スマートメータの通信遅延が推定精度に与える影響

	MAE[V]		悪化率[%]
	遅延なし	1h遅延あり	
4月14日	0.0446	0.0710	59.0
4月16日	0.0404	0.0600	48.5
4月23日	0.0336	0.0502	49.1

(2)次世代スマートメータ情報を用いた場合の推定精度評価

ここまで、現在導入が進められているスマートメータで取得できる情報を基に状態推定することを想定していたが、スマートメータの計測データをエネルギーマネジメントの高度化、レジリエンス強化などに活用することを目的として、スマートメータの検定期間（10 年）経過のタイミングで、現行スマートメータから次世代のスマートメータへの取り換えが予定されている。次世代 SM では有効電力（P）の他に無効電力（Q）、電圧（V）の情報を、現行スマートメータより短いサンプリング周期で計測する予定である（以下、この計測データをリッチデータと呼ぶ）。そこで本節では、これまで開発した配電系統の電圧分布推定に次世代スマートメータのリッチデータを利用した場合に推定精度がどの程度改善されるかを検討する。リッチデータのサイズは現行スマートメータのデータよりも大きくなるため、データの取得管理に関するコストも増加する。この影響により、リッチデータがストック・共有されるのは次世代スマートメータの 3%に留まり、その他のスマートメータでは現行スマートメータと同様の情報の利用となる予定である。リッチデータを提供可能なスマートメータを SM2、現行スマートメータと同様の情報に留まる機器を SM1 と表記する。また SM1、SM2 の他に IT 開閉器と配電用変電所バンクでの計測値から取得できる P、Q、V の情報が電圧分布推定に利用可能であると想定している。

SM2 の仕様（利用する情報、時間粒度、導入割合(系統内の導入場所は等間隔)、データ取得時間遅れ）を表 2.4 の通り変更し、推定精度に与える影響を確認した。なお、case1 は SM1 で取得できる情報のみを利用した結果に該当する。表 2.4 の右端はある 1 日を対象に電圧推定を実施した結果の平均絶対誤差(MAE)である。case1～3、5 より、SM2 の P・Q 情報を利用することで、従来手法よりも推定精度が向上している。SM2 の P 情報は SM1 の P 情報よりも時間粒度・時間遅れの両面でより真値に近いデータである可能性が高いこと、ならびに SM2 の Q 情報は個別需要家単位で計測されたものであり、SM2 情報が利用できない場合に用いている IT 開閉器の Q を均等配分したものよりは真値に近い可能性が高いことから、推定精度向上に寄与したものと思われる。一方、case1、4、6 の結果より、SM2 の V 情報を用いると推定精度が悪化している。V 情報はいずれも単位法で記述されており、IT 開閉器と SM2 とで V 情報のオーダーはほぼ等しい。しかし、SM2 の V 情報は 5 分平均値でかつ取得遅れがあるため、1 秒値かつ時間遅れがない IT 開閉器の V 情報と比較すると誤差が大きい。したがって、SM2 の V 情報を取り入れると、誤差の少ない IT 開閉器の V 情報が、誤差が相対的に大きくかつ点数の多い SM2 の V 情報に埋もれることで、推定精度が悪化したものと思われる。case5、7、8 の比較から、計測時間粒度が 5 分値（case5）から 1 分値（case7）になった場合、MAE は 0.0270% に改善し、反対に 5 分値から 10 分

値 (case8) になった場合には MAE は 0.108% の悪化に留まっている (百分率はいずれも case5 の MAE 基準)。この結果より、計測時間粒度が推定精度に与える影響は小さいと言える。

case5, 9~11 の比較から SM2 の利用割合と推定精度の関係がわかる。たとえば、SM2 の利用割合が 3% (case5) から 50% (case11) に増加した場合、MAE は case5 基準で 31.7% 改善している。SM2 の利用割合が推定精度に与える影響は大きいと言える。

case5, 12, 13 を比較すると計測データの取得時間遅れと推定精度の関係がわかる。例えば時間遅れが 10 分 (case5) から 1 分 (case12) になると、MAE は case5 基準で 0.897% 改善しており推定精度に与える影響は大きい。

表 2.4 各ケースにおける MAE[V]

case	SM2の仕様						MAE[V]
	P	Q	V	測定 周期	導入 割合	通信 遅延	
1	-	-	-	-	0%	-	0.07541
2	○			5min	3%	10min	0.07429
3		○		5min	3%	10min	0.07529
4			○	5min	3%	10min	0.08760
5	○	○		5min	3%	10min	0.07414
6	○	○	○	5min	3%	10min	0.09861
7	○	○		1min	3%	10min	0.07412
8	○	○		10min	3%	10min	0.07422
9	○	○		5min	10%	10min	0.07103
10	○	○		5min	25%	10min	0.06322
11	○	○		5min	50%	10min	0.05065
12	○	○		5min	3%	1min	0.07384
13	○	○		5min	3%	30min	0.07450

(3) IT 開閉器の測定誤差が電圧推定の精度に与える影響

提案手法では IT 開閉器の計測情報は瞬時値を想定しており、スマートメータの 30 分値と比較し、得られる計測情報は真値に近い (スマートメータ情報は 30 分値であり、真値の瞬時値と異なるため)。そのため、IT 開閉器の計測誤差が推定精度に与える影響は大きく、その影響を数値試算により明らかにする。系統モデルは、図 2.13 系統 3 を用い、3 日に対して試算をする。また、IT 開閉器に与える計測誤差は、(2.19)式の r 値を標準偏差 1%, 3%, 5%, 平均 0 に従う正規乱数から作成し、誤差を模擬し検証した。表 2.6, 表 2.7 に各計測誤差における MAE の値と 0% 時の MAE を基準とした MAE の悪化率を示した。表 2.3, 表 2.6, 表 2.7 より 5% 程度の計測誤差があった場合はスマートメータの 1h の遅延があった場合より推定精度の悪化が大きい。スマートメータと比較すると設置数は少ないが、推定精度が IT 開閉器の情報の精度に大きく依存しており、より精度よく推定するためには IT 開閉器の精度が重要となるであろう。

表 2.5 各計測誤差における MAE[V]

日付	計測誤差			
	0%	1%	3%	5%
4月14日	0.0446	0.0463	0.0536	0.0663
4月16日	0.0404	0.0416	0.0493	0.0586
4月23日	0.0336	0.0347	0.0405	0.0504

表 2.6 0%の MAE を基準とした悪化率[%]

日付	計測誤差		
	1%	3%	5%
4月14日	3.7	20.1	48.4
4月16日	2.9	22.0	45.0
4月23日	3.2	20.4	49.9

2.3.5 インピーダンスマップに誤差が含まれる場合の推定精度

前項までは、インピーダンスマップは真値が既知の状況を想定してきたが、実系統ではインピーダンスマップを正確に把握できていない状況も考えられる。(2.20)式の r_a を標準偏差 0.01, 0.05, 0.1, 平均 0 の正規分布に従う乱数で作成し、誤差を持ったインピーダンスマップを作成する。試算は一日を通して行い、1時間断面あたり 100 回とした。100 回計算した時間断面の中で、平均絶対誤差 MAE[V]の最大値を図 2.21 に示す。同図より、インピーダンスマップに真値を使用した場合と比較し、PV の発電がない時間帯において、推定精度の悪化率が大きくなっている。

$r_a = 0.1$ の時の 100 回すべての誤差パターンごとの計算結果を図 2.22 に示す。同図より、一つの誤差パターンにおいてどの時間帯でも MAE が最大となっていることがわかる。

MAE が最大となるの時の誤差率を図 3.26 に示す。同図より、誤差方向は、抵抗、リアクタンス成分の両方とも真値より増加方向にあることが確認できる。すなわち、インピーダンス誤差がある方向に傾いた場合に誤差が大きくなる傾向があることがわかる。ただし、最大誤差は、0.25V 以下であり、1 割程度のインピーダンス誤差があったとしても、精度よく推定できることが明らかになった。

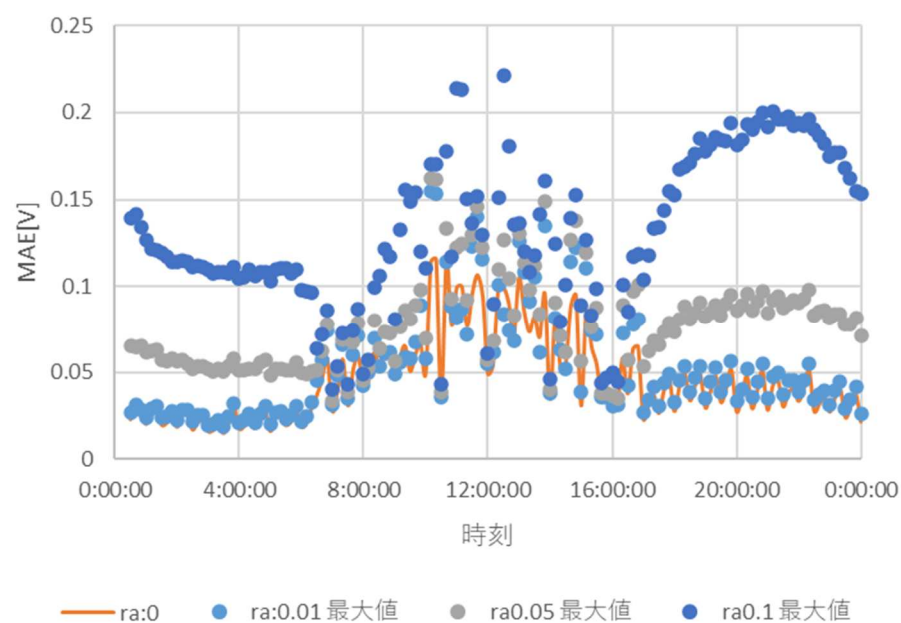
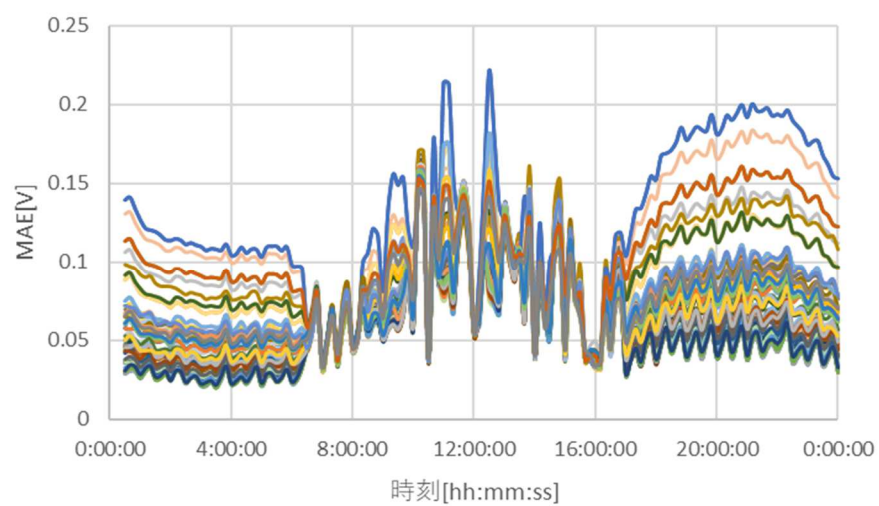
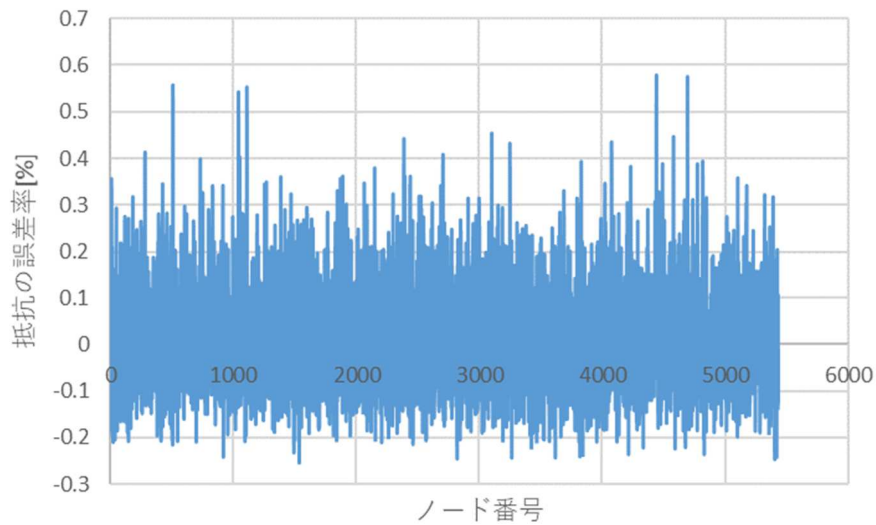
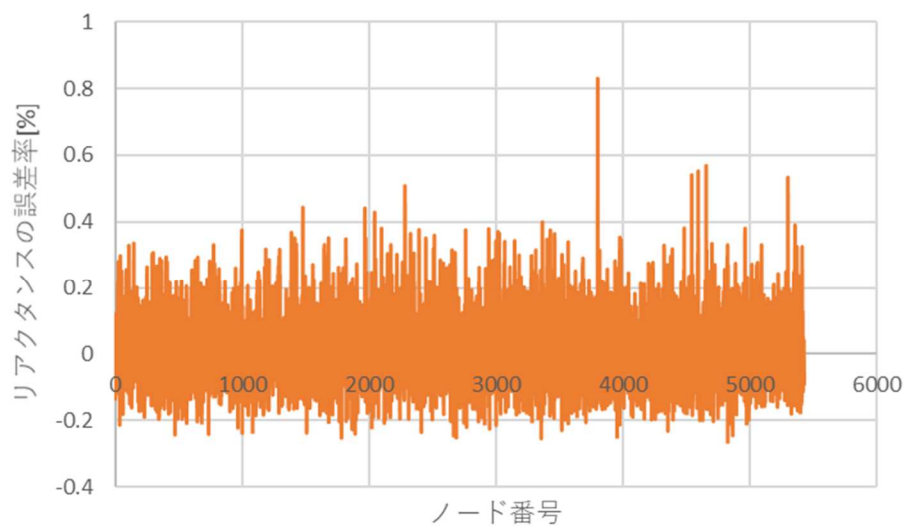


図 2.21 最大 MAE

図 2.22 $ra=0.1$ の計算結果



(a)最大 MAE の時の抵抗の誤差率



(b)最大 MAE の時のリアクタンスの誤差率

図 2.23 最大 MAE の時の誤差率

2.4 高圧低圧分離による計算時間短縮手法

2.4.1 高圧低圧分離による推定精度と計算時間

ここでは図 2.5 における系統図において、重み行列は case3 を用いて、晴れ、曇り、雨の 9 日を対象に試算した。図 2.24、図 2.25 に、分割計算をした場合(手法 2)と、分割をしなかった場合(手法 1)の平均絶対誤差 MAE、最大誤差を示す。図 2.24、図 2.25 より、分割をした場

合、推定精度は悪化しているが、それでも平均絶対誤差は 0.1V 以下、最大誤差は 1.4V 程度であり、電圧変動の許容範囲と比較すると十分な推定精度が実現できているといえる。一方、両手法の計算時間を表 2.7 にまとめるが、分割をすることで約 9 倍の計算速度が実現できていることがわかる。このように、推定精度の悪化は認めら得るものの、大幅な時間短縮が期待できることから、特にオンラインでの電圧分布推定には有効な方法であると言えよう。なお、今回の評価に当たっては 2 段階目の低圧配電系統の電圧分布推定（潮流計算）は、図 2.26(a)に示すように計算環境の都合上全てシーケンシャルに計算をした。実際には、図 2.26(b)に示すように低圧配電系統の電圧分布推定は互いに独立な問題となっており、並列化が可能であり、計算速度のさらなる改善も期待できる。

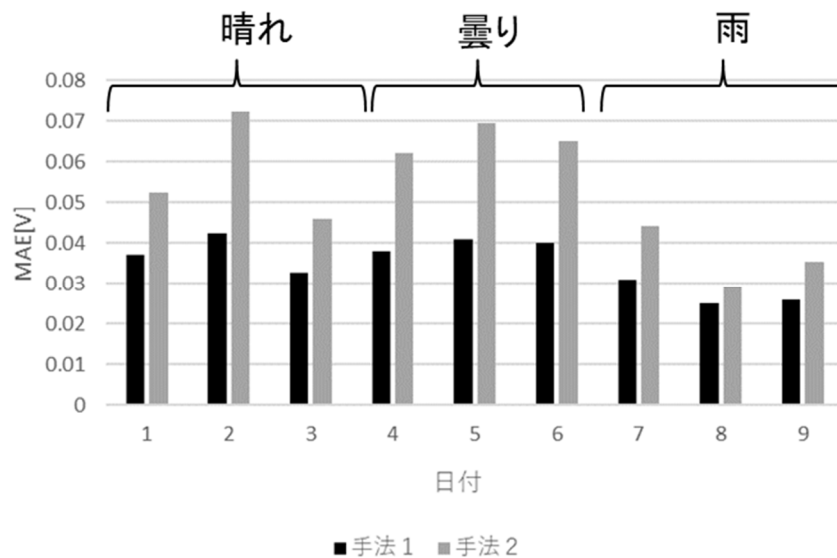


図 2.24 MAE の比較

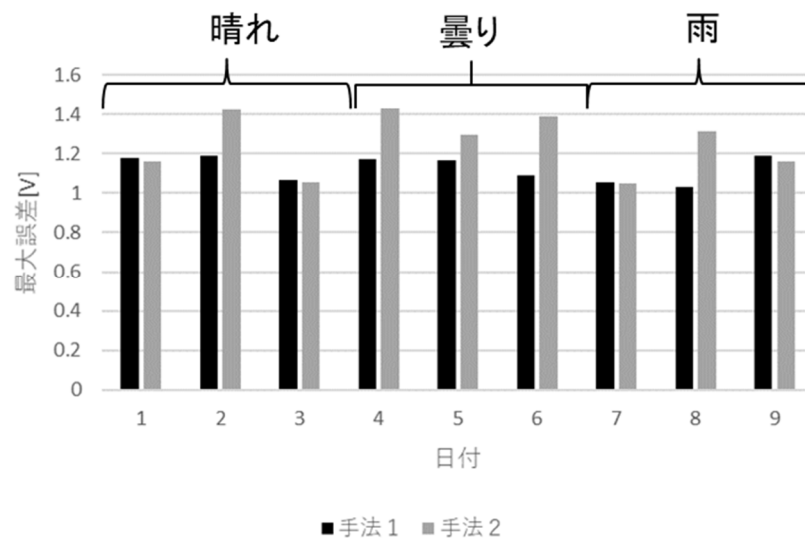
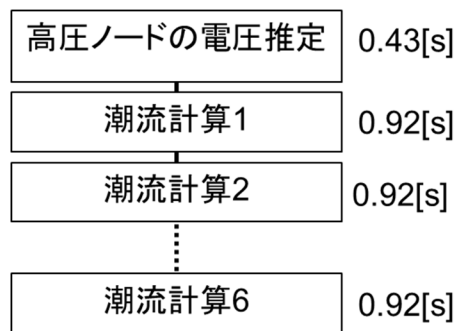


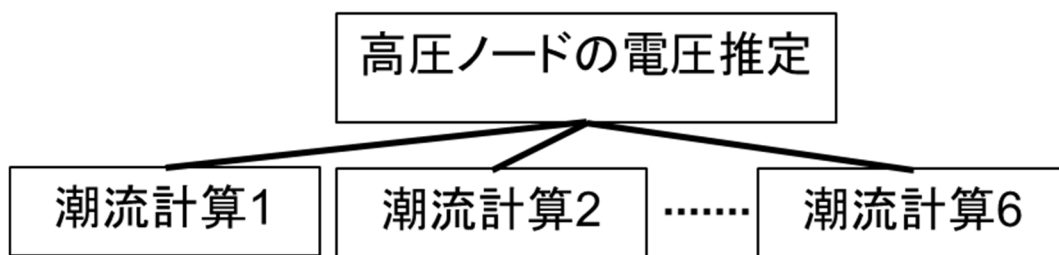
図 2.25 最大誤差の比較

表 2.7 計算時間の比較

	手法1	手法2
一時間断面あたりの平均計算時間[s]	53.3	5.94



(a) 順番に計算



(b) 並列に計算

図 2.26 直列と並列計算の計算時間の差

第3章 電圧制御への適用を考慮した計測情報の将来展望

電圧分布は測定データに基づいて推定されるため、計測情報と状態推定精度の関係性は重要である。先行研究では、電圧分布の推定誤差を任意の閾値以下に抑えるために必要なメータの数と配置を定義しているが、適切な電圧制御に必要な電圧分布の推定精度については議論されていない。推定精度が必要以上に高い場合、不必要な計測機器が設置され、コストが増加する。逆に、推定精度が必要以下の場合、電圧制御機器が適切に動作せず、電圧違反やタップ動作回数の増加が発生する可能性がある。このように適切な電圧制御を行うために、必要な電圧分布の推定精度を明らかにすることは重要である。

電圧分布推定の精度と電圧制御性能の関係を議論するためには、多数の入力情報を用意し、電圧分布推定を実施し、電圧制御の様子を再現する必要がある。ただし多数の入力情報を用意することは困難であり、また誤差の大きさを意図的に変えながら電圧制御性能との関係を検証することはできない。

そこで本章では、2章で開発された状態推定法に基づいて電圧分布を推定し、推定誤差のヒストグラムに基づいて、確率密度関数（PDF）を作成する。作成したPDFを変化させることで、推定誤差の大きさと電圧制御の関係について検討する。なお電圧制御機器はLRTを対象とする。

3.1 電圧制御方法

一般に、配電系統の電圧は複数の測定データに基づいてLRTを用いて制御されるが、PVが設置されている配電系統では電圧分布が複雑化し、適切に電圧を管理できない可能性がある。そこで本論文では、2章で提案した状態推定を用いて配電系統の全ノードの電圧分布を推定し、推定された電圧分布に基づいてLRTを制御することを想定する^[29]。次に示すフローに従って制御周期ごとにLRTを動作させる。

STEP1: 時刻 t におけるスマートメータ, IT 開閉器, 送り出し点の計測情報を取得

STEP2: 計測情報を基に低圧を含めた配電系統内の全体の電圧分布を推定

STEP3: (3.1)式, (3.2)式により時刻 t の電圧分布の最大値 $V_{max}(t)$, 最小値 $V_{min}(t)$ を計算

$$V_{max}(t) = \max_{i \in N} (V_i^{est}(t)) \quad (3.1)$$

$$V_{min}(t) = \min_{i \in N} (V_i^{est}(t)) \quad (3.2)$$

$V_{max}(t), V_{min}(t)$: 時刻 t における電圧分布推定値の最大値, 最小値, $V_i'(t)$: i 番目のノードの電圧分布推定値, N : 系統全体のノードの集合

STEP4: $V_{max}(t), V_{min}(t)$ がマージンをもって設定した電圧上下限值を超えていないかを判定。電圧上下限值を超えていない場合, 時刻 t ではタップ動作を行わない。

STEP5 : 電圧上限値を $V_{max}(t)$ が逸脱する場合は, LRT を動作させて, 電圧を減少させる。
実際に動作させる前に, (3.3)式を用いてタップ動作後の最小電圧 $V_{min}^{est}(t)$ を簡易的に推定する。

$$V_{min}^{est}(t) = V_{min}(t) - V_{tap} \quad (3.3)$$

ここで, V_{tap} :LRT のタップ幅電圧[V], V_{min}^{est} : タップ動作後の推定された最小電圧[V]である。

$V_{min}^{est}(t)$ が設定された閾値を逸脱した場合, LRT の動作により, 逆に電圧逸脱が発生しハンチングが起こる。このような事態を避けるために, $V_{min}^{est}(t)$ が閾値を逸脱した場合はタップ動作を行わない。逆に $V_{min}(t)$ が閾値から逸脱した場合は, (3.4)式で推定されるタップ動作後の推定電圧 $V_{max}^{est}(t)$ に違反がなければ, LRT を電圧が上昇する方向に動作させ, 違反を回避する。

$$V_{max}^{est}(t) = V_{max}(t) + V_{tap} \quad (3.4)$$

ここで, V_{max}^{est} : タップ動作後の推定された最大電圧[V]である。

3.2 電圧推定値の模擬方法

電圧推定値の模擬にあたり本論文では、逆関数法を用いて、以下の手順で任意の誤差を持つ電圧分布の推定値を作成する。まず、対象となる配電系統モデル、需要実測データ、PV データを準備する。次に、用意したデータを基に潮流計算を行い、各種計測データ(スマートメータ、IT 開閉器、配電用変電所の送り出し点情報)を作成する。次に、作成した計測データから 2 章で開発した状態推定により配電系統の電圧分布を推定し、各ノードで推定誤差のヒストグラムを作成する。そして最尤推定法を用いて、ヒストグラムとフィッティングし、PDFを求める。最後に PDF に対応した逆累積分布関数と一様乱数から(3.5)式のように誤差を作成する。(3.6)式のように作成した誤差を真値に足し合わせることで、任意の大きさの電圧分布推定値を模擬する。

$$\epsilon_i(t) = F^{-1}(p) \quad (3.5)$$

$$V_i^{est}(t) = V_i^{tr}(t) + \epsilon_i(t) \times k \quad (3.6)$$

ここで, ϵ :電圧分布の推定誤差, F^{-1} :逆累積分布関数, p :一様分布に従う乱数, V_i^{est} :電圧分布推定値, V^{tr} :電圧の真値, i :ノード番号, t :時刻, k :誤差の大きさを表す変数

3.3 試算条件

3.3.1 試算系統, 需要・PV データ

電圧プロファイルの推定誤差と制御の関係を明らかにするために、図 2.5 に示す枝分かれがない配電系統モデルで試算した。対象系統には 6 個の高圧ノードがあり、各高圧ノードには 30 台の柱上変圧器が接続されている。各柱上変圧器は 12 軒の顧客に接続されている。す

なわち、想定したシステムには合計で2,160の顧客がある。またPVはすべての需要家に設置されている状況を想定している。需要・PVデータは2章と同様に、太田データを基に作成しているが、PCSの無効電力出力は0としている。

3.3.2 計測情報

計測情報はスマートメータ、IT開閉器、送り出し点情報を使用することを想定している。なお、スマートメータ情報は、1hの遅延を考慮した値を用いた。すなわち、10:10分時点で、8:30~9:00の30分平均値が使用可能であると想定している。IT開閉器、配電用変電所の送り出し点情報は瞬時値が利用可能であるとしている。また各種計測情報は時刻同期がとれている状況を想定している。

3.3.3 LRTの仕様

電圧制御では、10分おきに電圧分布を推定し、その結果に基づいてタップ位置を変更する。LRTのタップは高圧換算で6060V~6660Vの範囲で30V(低圧換算で0.477V)刻みで変更可能なものとした。電圧制御では図3.1に示すように、適正電圧範囲の上下限值からマージン αV とった場所に閾値を設定する。推定電圧値が閾値を超えた場合にタップ動作を行う。

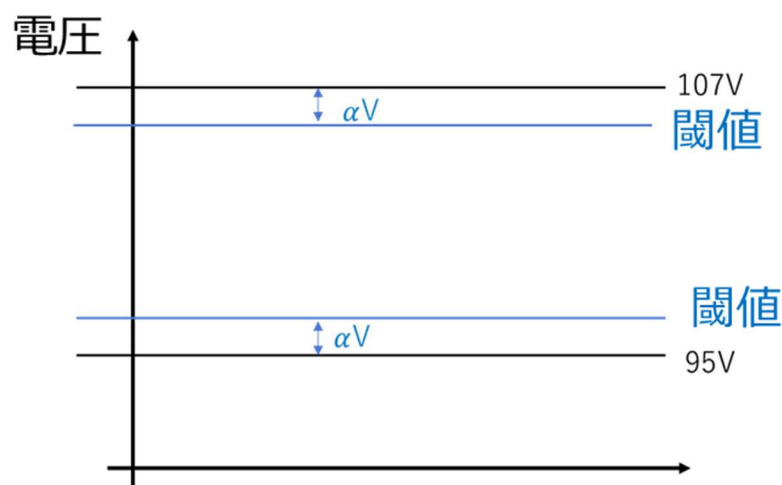


図 3.1 閾値の設定

3.4 試算結果

3.4.1 ヒストグラムと確率密度関数のフィッティング性能の評価

図3.2に4月を対象に電圧分布を推定した場合の推定誤差のヒストグラムを示す。同図よりヒストグラムの形状はt分布に近いことが確認された。したがって、本論文では、式(3.7)で

与えられる t 分布を PDF として使用することとした。なお、PDF と形状を比較するため、ヒストグラムの面積は 1 となるように正規化している。

$$PDF(y) = \frac{\Gamma\left(\frac{\nu+1}{2}\right)}{\sigma\sqrt{\nu\pi}\Gamma\left(\frac{\nu}{2}\right)} \left(1 + \frac{(y-\mu)^2}{\nu\sigma^2}\right)^{-\frac{(\nu+1)}{2}} \quad (3.7)$$

ここで Γ はガンマ関数、 μ 、 σ 、 ν は形状パラメータである。

図 3.3 に最尤推定法を用いて、ヒストグラムと PDF をフィッティングした結果を示す。ヒストグラムは、一例として末端ノードの結果を示している。図 3.3 より (3.7) 式に示す t 分布を用いることで、精度よくフィッティングされることが確認された。

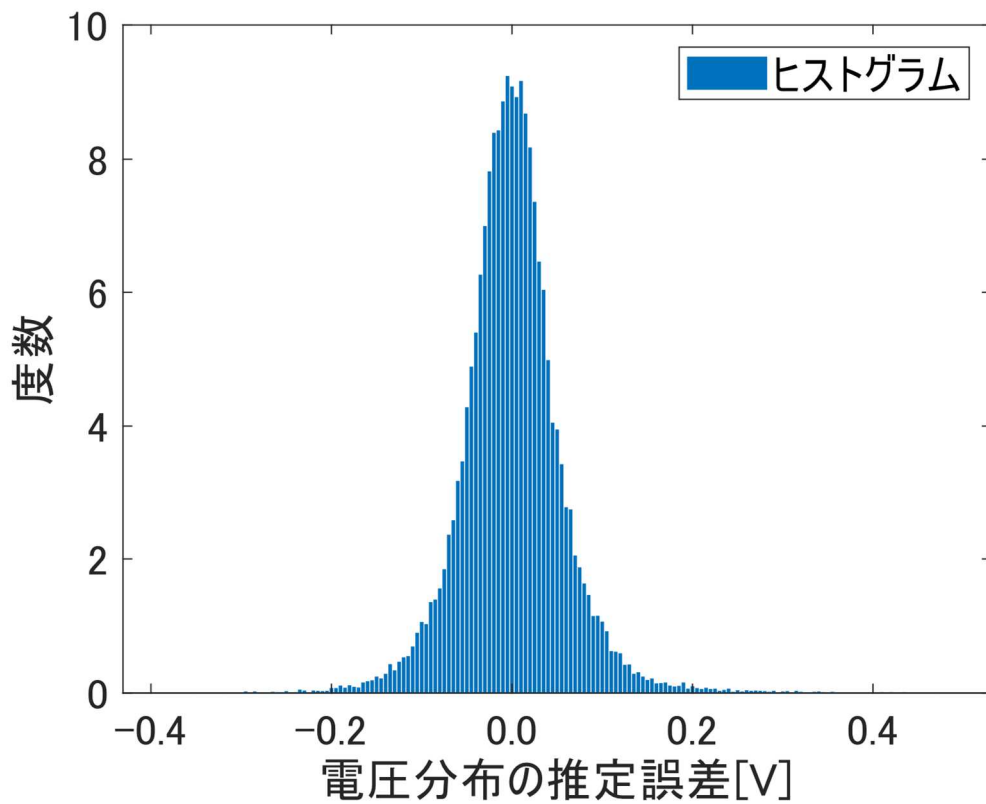


図 3.2 電圧推定誤差のヒストグラム

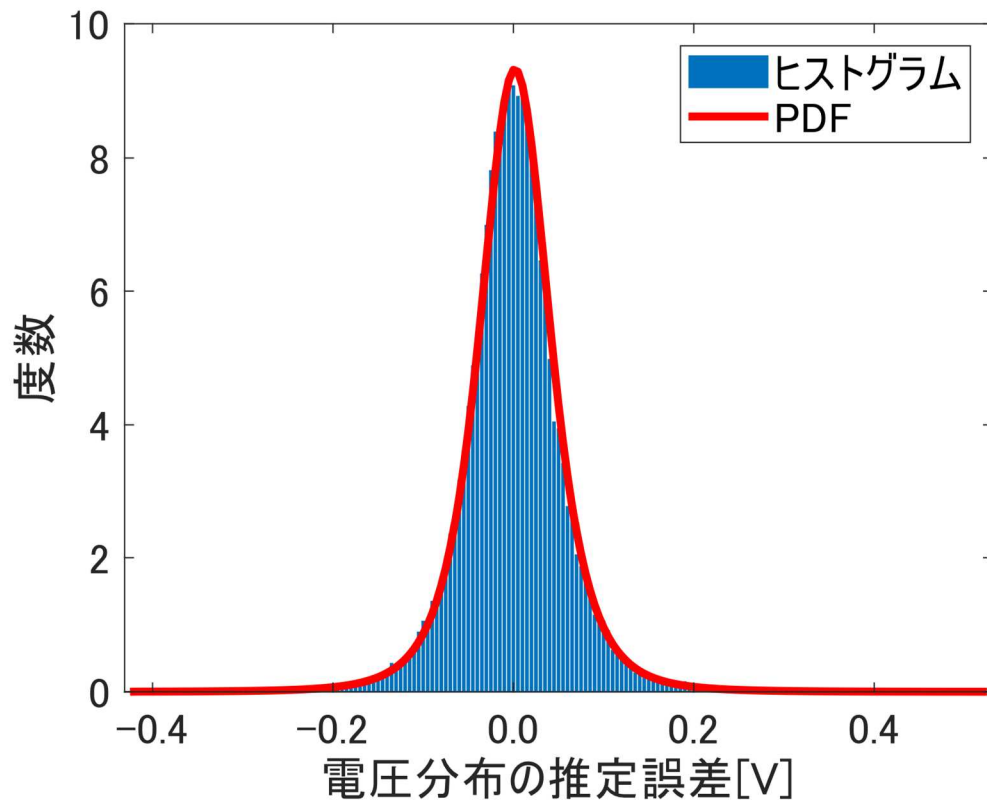
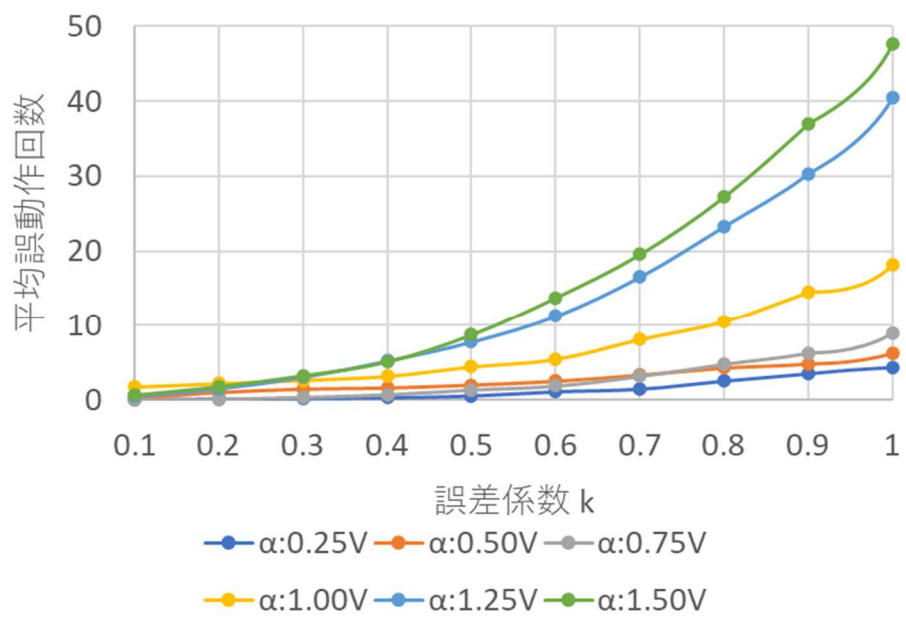
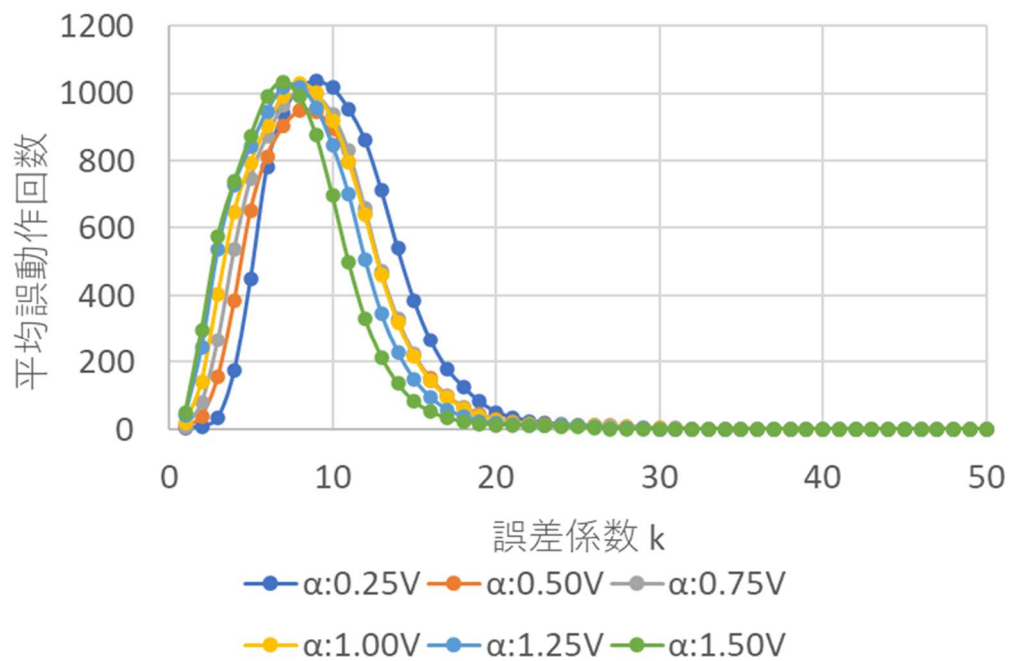
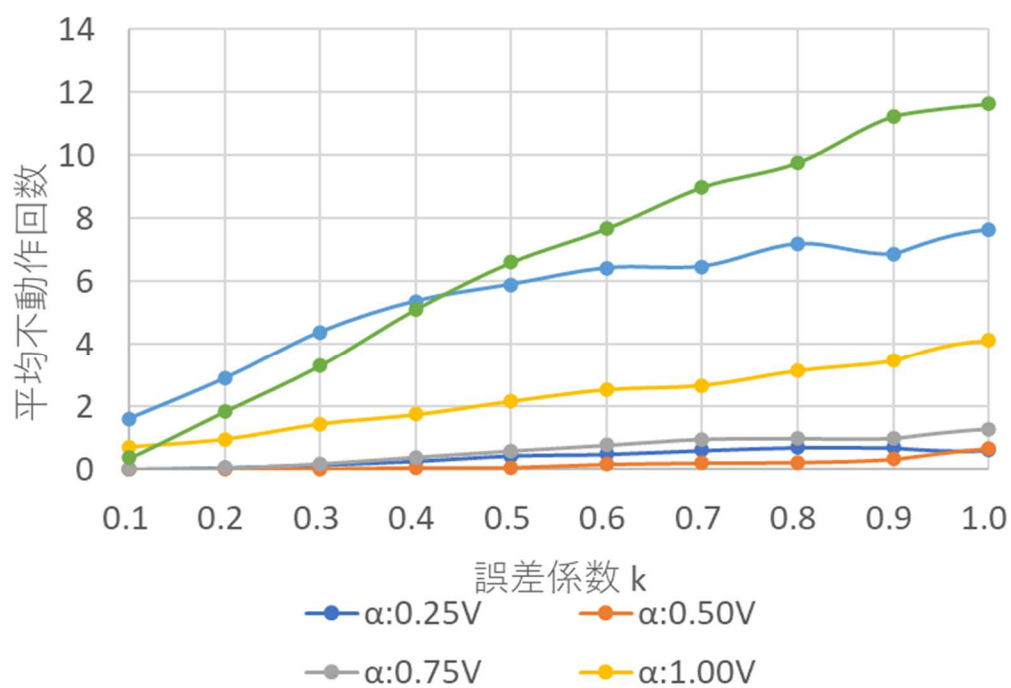
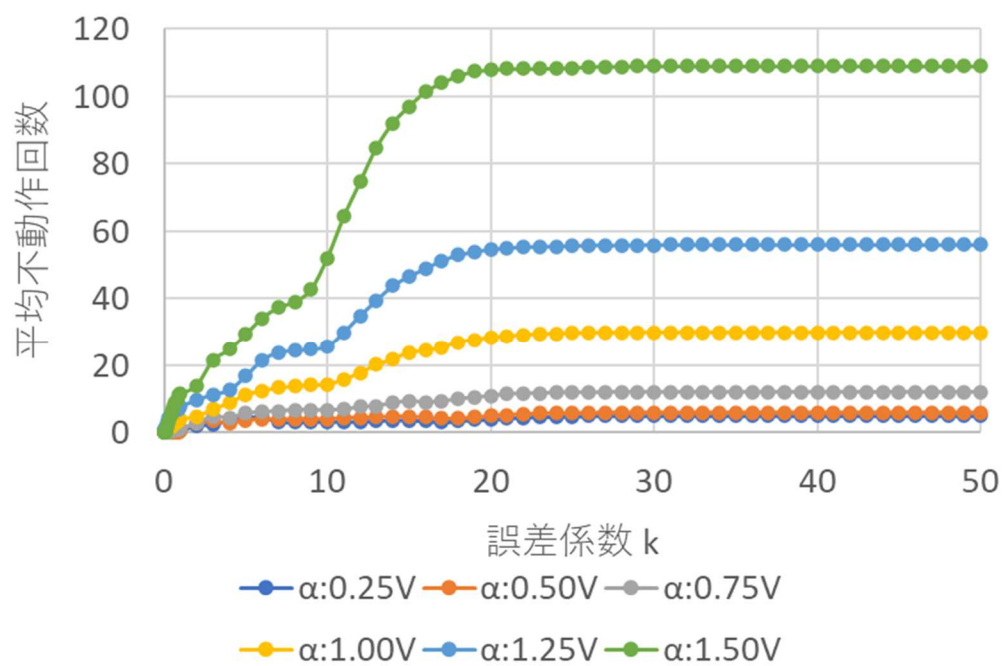


図 3.3 電圧推定誤差のヒストグラムと PDF フィッティング結果

3.4.2 推定誤差と誤動作、不動作回数の検討

(4.7)式における k の値を0.1~50の範囲で変化させた場合の誤動作、不動作回数を図3.4~図3.7に示す。乱数は100パターンで行い平均の不動作、誤動作回数を示している。図3.5、図3.7より、 $k=1.0\sim50.0$ の範囲では誤差の増加により、誤動作回数が一度増加し、その後減少していることが確認できる。誤差の増加に従い不動作回数は増加した後、一定の値を取るようになる。電圧制御では、電圧分布推定値が閾値を逸脱しているかの判定が2回あったが、1度目の判定で逸脱する場合はタップが動作され、2度目の判定で逸脱する場合はタップの動作が抑制される。誤差の増加により1度目の判定で閾値を逸脱する回数が増加し誤動作回数が増加した。さらに誤差が増加した場合には、2度目の判定時も閾値を逸脱する回数が増加したことで、タップ動作が抑制され誤動作回数が減少し、不動作回数が増加している。図3.4、図3.6より、 $k=0.1\sim1.0$ の範囲では誤差の減少に従い、誤動作、不動作回数ともに減少している。これは、誤差が小さい $k=0.1$ でも誤動作、不動作回数が0にならないケースが存在する。これは現在の計測装置を基に推定した場合の精度の10倍に相当する。電圧分布の真値と閾値に近い値の場合、わずかな推定誤差でもLRTは誤動作、不動作を起こすため回数を0にするのは難しい。

図 3.4 誤動作回数 ($k=0.1-1.0$)図 3.5 誤動作回数 ($k=1.0-50.0$)

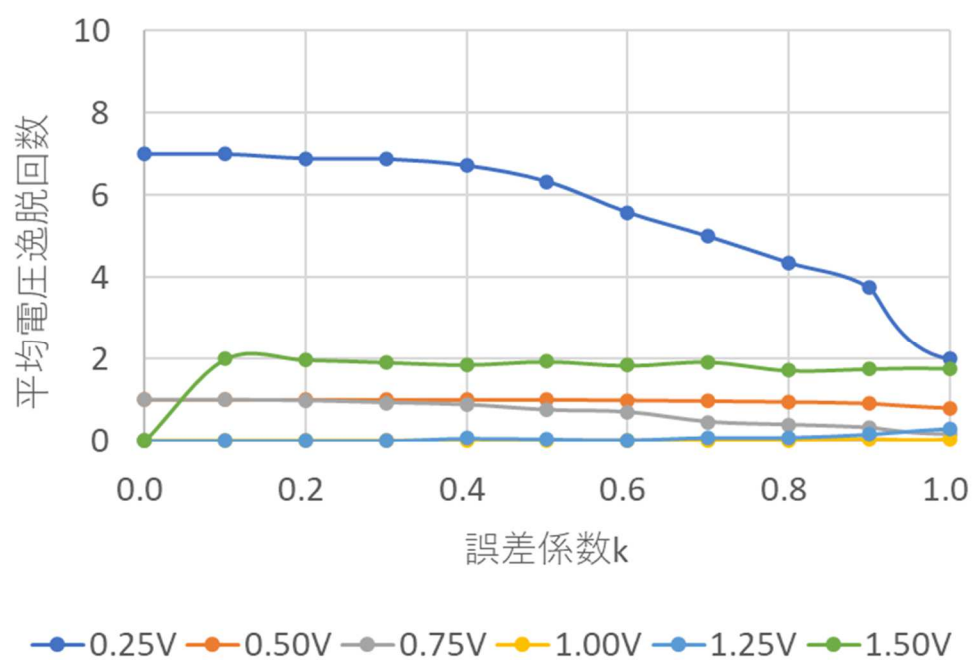
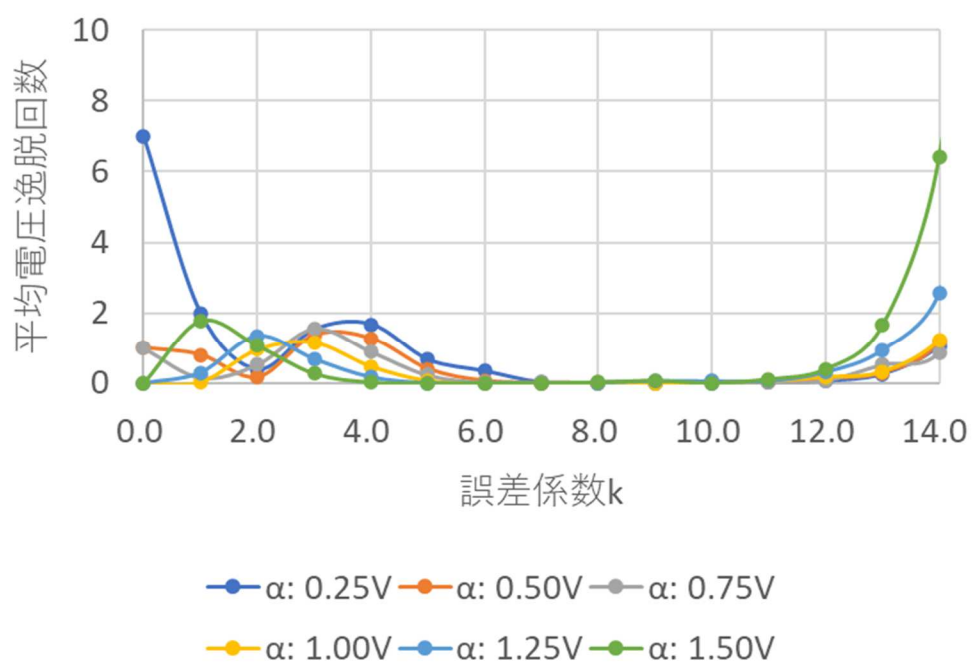
図 3.6 不動作回数 ($k=0.1-1.0$)図 3.7 不動作回数 ($k=1.0-50.0$)

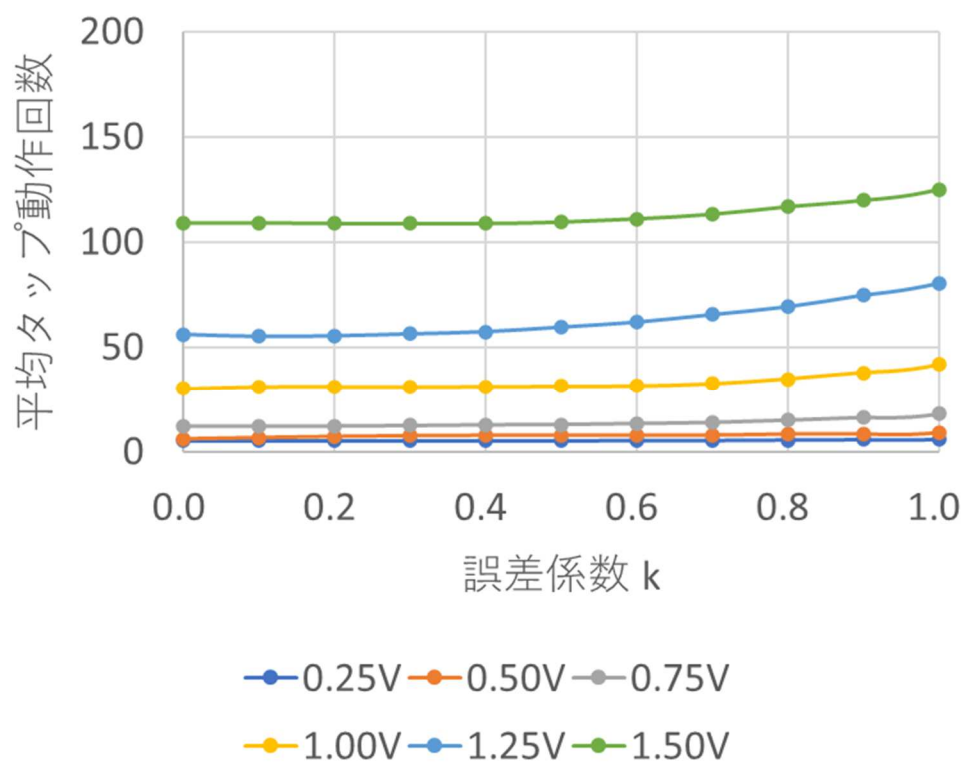
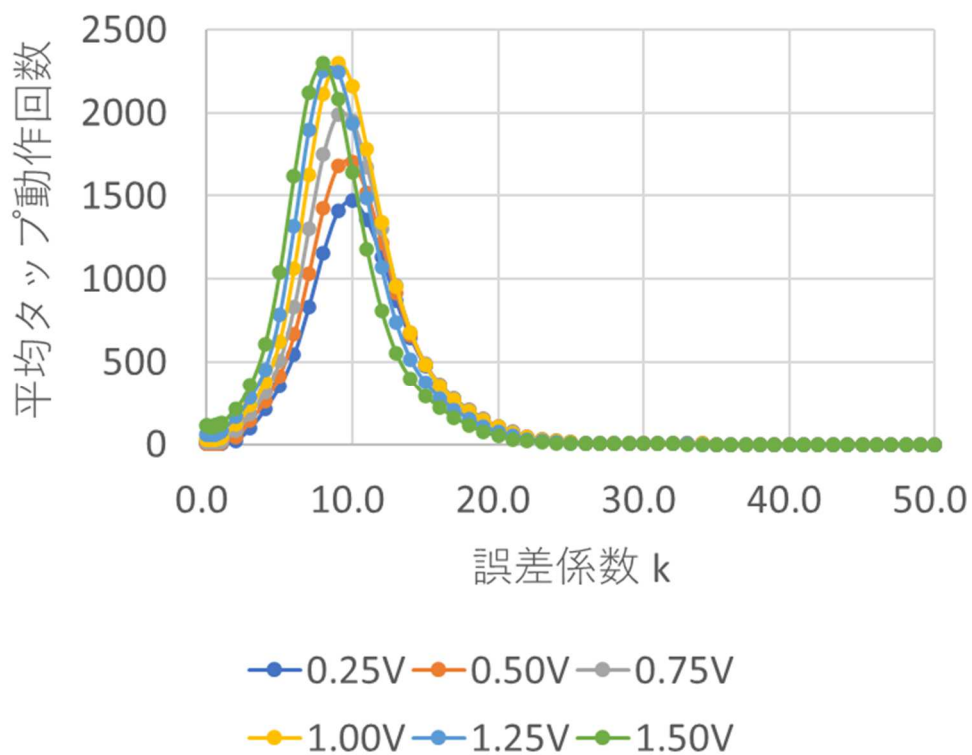
3.4.3 タップ動作回数と電圧逸脱回数の検討

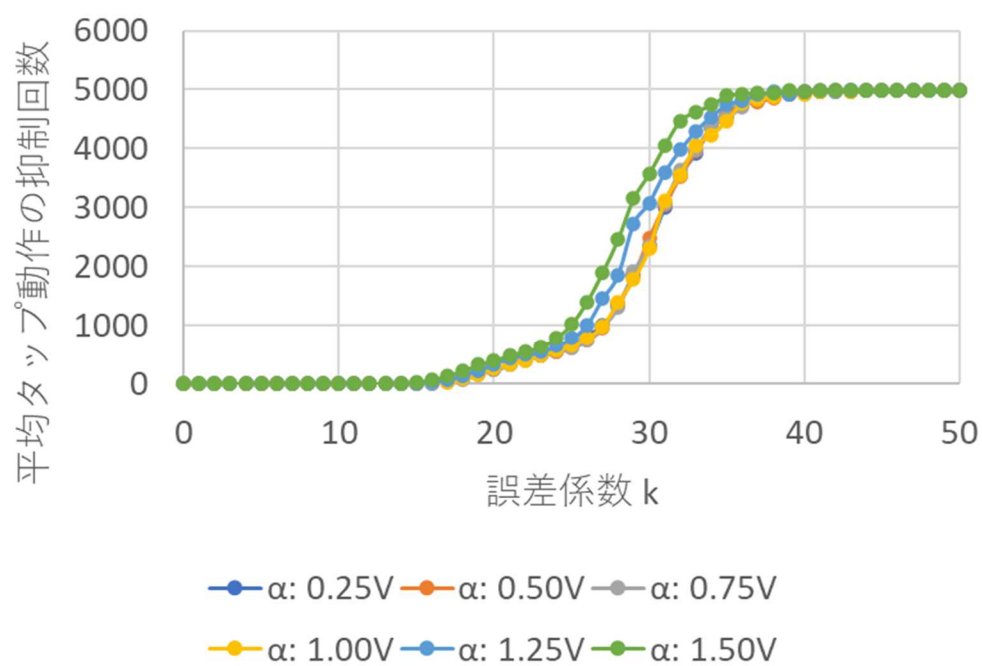
電圧制御と電圧推定精度との関係をタップ動作回数と電圧逸脱回数で評価する。図 3.8~図 3.12 に誤差の大きさを変化させた場合の、電圧逸脱回数、タップ動作回数、タップ動作の抑制回数を示す。なお、乱数の発生パターンは 100 回とし、その平均値を示している。 $k=0$ の結果は真値に基づいて電圧を制御した場合の結果となっている。図 3.8 より、電圧分布の真値に基づいて LRT を制御した場合でも、マージン幅 α が 0.75V 以下の場合には電圧違反が発生していることがわかる。マージン幅 α が 1.0V の時には、 k が 0.7 以下、マージン幅 α が 1.25V の時には、 k が 0.3 以下の場合に電圧逸脱が発生していない。すなわち、計測機器の数の増加、または性能の向上によって、30%現状の推定精度より改善することができれば、適切に電圧を制御することが可能となる。また、マージンまた誤差の増加に従い、電圧逸脱の発生回数が減少しているケースがある。これは誤差の増加に従い閾値を逸脱しやすくなり、タップ動作が頻繁に起こったことで、電圧逸脱を回避している。図 3.9 より、 $k=1.0\sim 14.0$ の範囲では誤差の増加に従い、電圧逸脱回数は一度減少し、その後増加している。タップ動作が増加しているのは、閾値逸脱判定の 2 回目によりタップ動作が抑制されたことが原因である。現在の測定情報基に電圧を推定した場合の精度の 10 倍である $k=10$ では電圧違反をしていないが、 $k=10$ の時のタップ動作回数はすべてのマージン幅で 1,000 回を超えており、適切な電圧制御ができていると言えない。

図 3.10、より、 $k=1.0\sim 50.0$ の範囲では、誤差の増加に従いタップ動作回数は 1 度増加した後、減少している。これは前項の誤動作の結果と閾値の逸脱判定と同様に、はじめ閾値の判定 1 回目で逸脱する回数が増加し、その後 2 回目で逸脱する回数が増加したためである。図 3.12 より、誤差の増加に従い判定 2 回目でタップ動作が抑制される回数が増加していることが確認できる。図 3.11 より、 $k=0.3$ 以下の場合には真値把握時のタップ動作回数と比較して 1 回の増加に収まっており、真値把握時と同等の制御ができていると考える。電圧制御の目的をタップ動作回数の最小化とするならば、想定している測定情報に基づいた推定精度から 70% 改善することで真値把握時と等しい制御が可能となる。

電圧制御では、電圧逸脱を発生しないことが最も重要となるため、現状の推定精度より 30%改善することで、適切な制御が可能になる。

図 3.8 電圧逸脱の平均回数($k=0.1\sim1.0$)図 3.9 電圧逸脱の平均回数($k=1.0\sim50.0$)

図 3.10 平均タップ動作回数($k=0.1\sim1.0$)図 3.11 平均タップ動作回数($k=1.0\sim50.0$)

図 3.12 タップ動作の平均抑制回数($k=1.0\sim50.0$)

第4章 状態推定結果を ICA の入力とした負荷・PV 出力推定

配電系統内では負荷と PV 出力が混ざり合った潮流(以下、正味電力)しか計測しておらず、実際の負荷・PV 出力を個別に把握するのは難しい。配電系統内の潮流は実需要と PV 出力とが混ざり合ったものであるため、潮流量から実需要そのものを把握することが難しくなる。例えば停電発生後の復旧手順策定では、事故前潮流が参照されることが多いが、事故復旧作業中は PV の多くが停止していることから、事故前潮流とは異なる潮流が配電線に乗ることになり、適切な復旧手順の構築が困難になる。すべての需要家に対して負荷・PV 出力を個別に計測することで、これらの問題は容易に解決できるが、そのための計器導入や通信インフラの整備には莫大なコストがかかり現実的ではない。したがって、電力系統に設置されている既存の計測機器の情報から負荷と PV 出力を個別に推定する必要がある。そこで本章では、状態推定と独立成分分析を用いて、負荷・PV 出力を推定する手法を提案する。

4.1 ICA を用いた負荷・PV 出力推定手法

4.1.1 各種計測値を ICA の入力とする負荷・PV 出力推定(従来手法 1)

文献[48]では、図 4.1 に示すように送り出し点及び IT 開閉器の正味有効電力潮流 $P_1^{flow} \sim P_4^{flow}$ の差分から求められる各区分(図中 $s_1 \sim s_3$)の総正味電力 P_{net} [kW]と、日射量計の計測値 R [kW/m²]を入力情報として、区分内の負荷 P_{load} [kW]を推定する手法が提案されている。本論文ではこれを従来手法 1 と呼ぶ。具体的には、 P_{net} と R を観測信号、 P_{load} と R を信号源とする(4.1)式の ICA モデルを同定することで負荷を推定している。

$$\begin{bmatrix} P_{net} \\ R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -k \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{load} \\ R \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

ここで、 k は推定対象区間の PV 実稼働容量[kW/(kW/m²)]である。日射量に対する推定対象区分における PV 出力の比を表している。PV 出力は観測信号である正味電力 P_{net} と推定された負荷消費電力 P_{load} の差分を取ることで求められる。なお、実際には P_{net} に配電損失も含まれるため、負荷・PV 出力推定結果にはこれに起因する誤差が含まれる可能性がある。

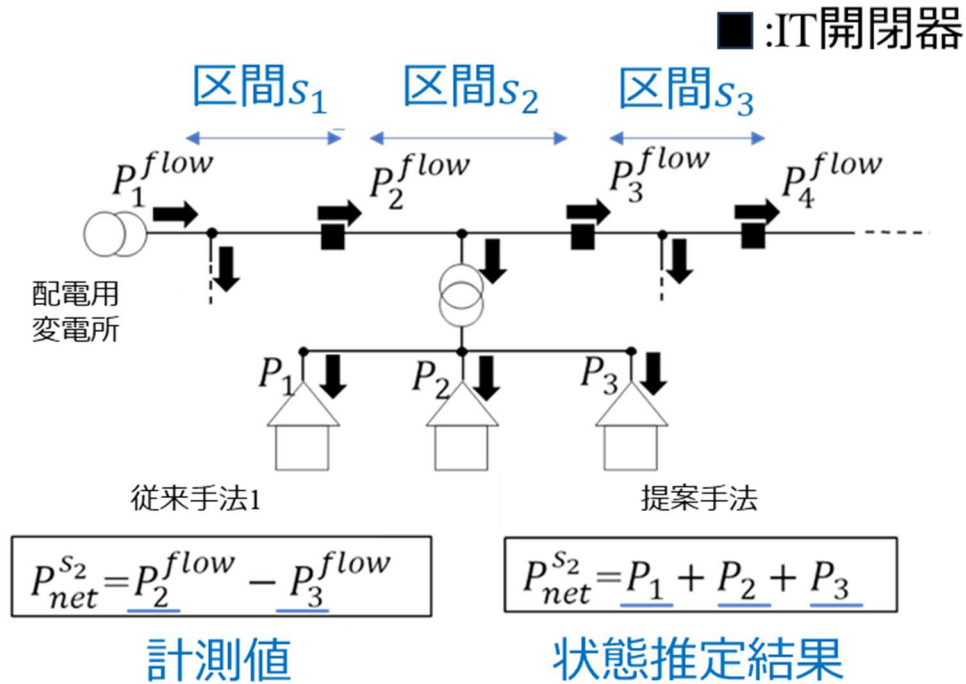


図 4.1 推定時の入力データ

4.1.2 提案する負荷・PV 出力推定手法

従来手法 1 では、IT 開閉器情報から算出した P_{net} には配電損失が含まれており、負荷・PV 出力の推定に悪影響を与える可能性も懸念される。そこで 2 章で提案した状態推定手法と組み合わせることで推定精度の向上を図る手法を提案する。提案する負荷・PV 出力推定手法ではまず、送り出し点情報、IT 開閉器情報、スマートメータ情報を観測値とする状態推定を IT 開閉器の計測周期で実行し、配電系統内の電圧分布を推定する。次に、推定した電圧分布と系統のインピーダンス情報から、回路計算により推定対象区間内にある各需要家の正味有効電力を求める(図 4.1 の $P_1 \sim P_3$)。最後に推定対象区間にある全需要家の正味電力を合計した値を P_{net} とし、日射量計測値 R と合わせることで(1)式の ICA モデルを構成し、負荷・PV 出力を推定する。このように前処理として状態推定を実施することで P_{net} に配電損失が含まれないため、推定精度の向上が期待される。ただし、 P_{net} には状態推定の推定誤差が含まれるため、これが負荷・PV 出力の推定結果に影響を与える可能性については留意が必要である。また、付加的な要素であるが、状態推定により任意の区間の正味電力 P_{net} が推定可能となるため、IT 開閉器の設置箇所によらず需要家単位など推定対象区間を任意に設定可能となる。

4.1.3 リアルタイム推定

本論文では、リアルタイムでの負荷・PV 出力を推定することを想定している。推定のイメージを図 4.2 に示す。負荷・PV 出力推定では、時刻 t において各種計測情報または状態推

定結果が出そろった時点で、過去 width 分(以下、評価時間窓)の正味電力 P_{net} と日射量データを入力としてICAを適用する。ICAを行うと、評価時間窓と同じ長さを持つ負荷・PV出力の時系列データが得られるが、提案する負荷・PV出力推定手法ではこのうち最後の値を時刻 t での推定値として採用する。このような推定をIT開閉器の測定周期で実施することで、リアルタイムで負荷及びPV出力の値を得る。なお、リアルタイム推定は、事故時の配電自動化システムによる復旧が1分で行われる^[70]ことから、1分以内に推定値を得ることを想定している。

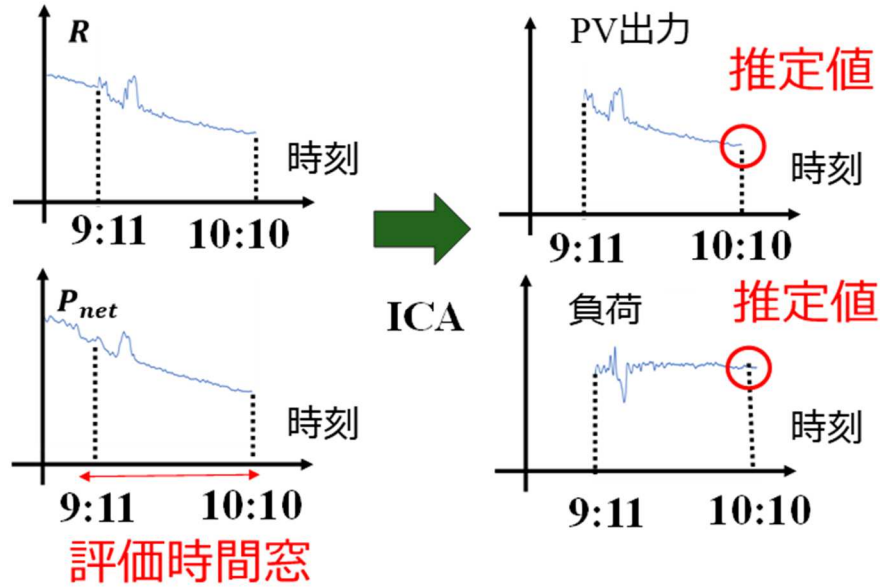


図4.2 リアルタイム推定

4.1.4 ローパスフィルタの適用

提案する負荷・PV出力推定手法では日射量データ R とPV出力との間に相間があることを前提としており、その相間が高いほど推定精度は向上する。ところで、面的に分散して多数設置されているPVの出力の合計値は短周期変動がならされる一方、1カ所に設置されている日射量計の計測値には短周期変動が多く含まれていることが予想される。そのため提案手法では、負荷発電分離の入力データに対してローパスフィルタ(LPF)を適用して短周期変動成分を除去することで、 R とPV出力との相間を高めることを試みている。しかし、日射量が大きく変化するような気象条件では、LPFを適用することで逆に相関が低くなり、負荷発電分離の精度が低下する場合がある。そこで本研究では、(4.2)式に示すように1分あたり日射量の変化率 s_t が任意で設定した閾値の値を超えた場合にのみLPFを適用することで、相関が低くなる時間帯において推定精度が悪化することを防ぐことを試みる。変化率は一般的に分母に $t-1$ 時刻における日射量の値 R_{t-1} が採用されることが多いが、1つの時刻の日射量の値を分母に採用した場合、同じ日射量の変化量でも分母の影響で推定時間ごとに変化率が大きく変わる。この影響を小さくするため、(4.2)式では分母に日射量の10分平均値を用いている。

$$s_t = \frac{|R_t - R_{t-1}|}{\frac{1}{10} \sum_{i=t-9}^t |R_i|} \quad (4.2)$$

ここで R_i :時刻 i における日射量の計測値, t :推定時刻

4.2 数値試算による精度評価

4.2.1 試算条件

(1) 試算系統

系統モデルは提案手法による負荷・PV 出力推定の精度を、図 4.3 に示す配電系統モデル（基準電圧 6,600kV，基準容量 20MVA）を用いて検証する。系統モデルには 18 の高圧ノードがあり、各高圧ノードには柱上変圧器が 20 台ずつ接続され、さらに各柱上変圧器には 12 軒の需要家が接続されている。すなわち、全体では 4,320 軒の需要家が接続されている。また、図中の円で囲まれた高圧ノード内の全需要家に PV が設置されている。すなわち、区間内の需要家数に対し、区間 1 では 50%，区間 3 では 100%の需要家に PV が設置されており、区間 2 には PV が設置されていない状況を想定している。なお、負荷・PV 出力推定を実施する系統運用者は、上記の PV 接続容量を把握できていない状況を想定している。PV が導入されていない区間に負荷・PV 出力推定を実施した場合に PV 出力が無いものとして推定されるかを検証するため、今回の試算では区間 2 の需要家には PV は設置していないものとした。配電用変電所からの送り出し電圧は低圧基準で適正電圧範囲(101±6V)の中心である 101V で固定としている。

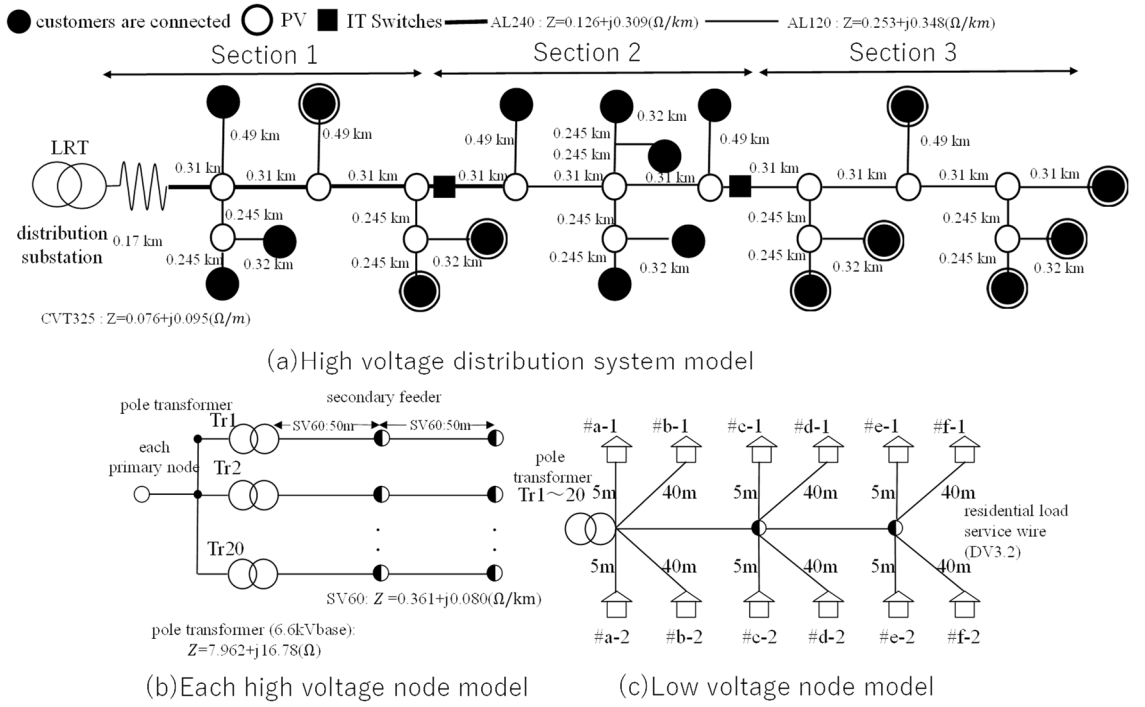


図 4.3 負荷・PV 出力推定精度検証用の配電システムモデル

(2) 需要・PV・日射量データ

需要・PV データは 2 章と同様に太田データを基に作成した。なお、日射量データは一軒の PV データを利用した。また実際にはスマートメータは設置数が多いことから情報を取得するまでに遅延が掛かると考えられる。文献[11]を参考に遅延 1h を考慮した試算も行う。遅延を考慮する場合は、10:10 の時点においては、8:30～9:00 の 30 分間における正味有効電力量が利用可能な状況に相当する。

(3) 計測誤差の模擬

(4.3)式のように正規分布に従う乱数を計測情報の真値に与えることで、計測誤差を模擬することとした。なお、本章では試算では断りがない限り、(4.3)における標準偏差 SD は 0 とし、真値が取得可能なものとしている。

$$z_i(t) = z_i^{tr}(t) \times (1 + rand_i(t)) \quad (4.3)$$

ここで、 $z_i^{tr}(t)$: 観測値の真値、 $rand_i(t)$: 標準偏差 SD 、平均 0 の正規分布に従う乱数

(4) 推定精度の評価方法

推定精度の評価には MAE と、MAE を真値を用いて正規化した平均絶対誤差(Normalized mean absolute error : NMAE)の二つを用いた。それぞれの定義式は次の通りである。

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T |P_{tr,i,t} - P_{es,i,t}|}{N T} \quad (4.4)$$

$$NMAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{\sum_{t=1}^T |P_{tr,i,t} - P_{es,i,t}|}{\sum_{t=1}^T |P_{tr,i,t}|} \right) \quad (4.5)$$

ここで、 P_{tr} : 真値、 P_{es} : 推定値、 N : 推定対象の地点 (区間) 数、 T : 推定対象の時間

4.2.2 従来手法と提案手法の負荷・PV 出力推定精度の比較

(1) 入力情報の違いが推定精度に与える影響

これまで先行研究[47]において、IT 開閉器の正味有効電力と正味無効電力から負荷・PV 出力を推定する手法が提案されてきた。この手法では負荷力率が一定、PV 出力の力率が 1 であることを前提とした手法であるが、実際には PV が多く導入された系統では連系点電圧維持の観点から PCS の運転力率が調整されることも多く、PV 出力の力率が 1 という前提が成り立たなくなっている。(4.1)式の ICA モデルでは、送り出し点情報・IT 開閉器情報に加えて日射量計の情報を用いることで、負荷・PV 出力の力率に対して仮定を置かずに、推定可能な手法である。そこで本項では、ICA モデルの入力を正味有効・無効電力とした場合(モデル 1)と、正味有効電力と日射量とした場合(モデル 2)で負荷・PV 出力の推定精度を比較する。

図 4.4, 図 4.5 に、1 月、4 月、7 月、10 月の計 123 日間を対象に、モデル 1, 2 とした場合の負荷・PV 出力を推定した結果を示す。推定対象は図 4.3 における区間 1~3 とし、評価時間窓は 6h から 48h まで、6h ずつ変化させた。同図より、モデル 1 と比較し、モデル 2 の方がすべての評価時間窓において負荷・PV 出力の推定精度が高い結果となった。また、負荷・PV 出力の推定精度が最も高くなる評価時間窓はモデル 2 で 12h、モデル 1 では 30h であった。これらの評価時間窓における、モデル 1 (横軸) とモデル 2 (縦軸) の絶対誤差の関係を図 4.6, 図 4.7 に示す (両図において、各プロット点は同日・同時間に対する推定結果に基づいている)。多数のプロットが傾き 1 の破線よりも下に位置しており、提案手法の方が従来手法よりも負荷・PV 出力の推定精度が高いことが確認できる。これは、モデル 1 で前提としている正味無効電力と負荷の相関性が崩れており、モデル 2 ではより強い相関をもつと期待される日射量計測値と PV 出力に相関性に依拠していることが奏功した結果と考えられる。このことを定量的に確認するために、図 4.8 には各区間における正味無効電力(IT 開閉器間の計測値の差、横軸)と負荷(真値、縦軸)の関係を、図 4.9 には日射量計測値(横軸)と PV 出力(真値、縦軸)の関係を示す。図中の COR は相関係数を表している。図 4.8, 図 4.9 より、正味無効電力と負荷の相関は弱く、日射量と PV 出力の相関が高い様子が見て取れる。正味無効電力と負荷の相関性喪失の原因としては、計測値に含まれる配電損失の存在、負荷の力率が一定でないこと、PV 出力の力率が 1 ではないということがあげられる。今後、PV の普及により PV 出力の力率が 1 であるという条件がより難しくなるため、提案手法を用いて負荷・PV 出力を推定するのが望ましい。

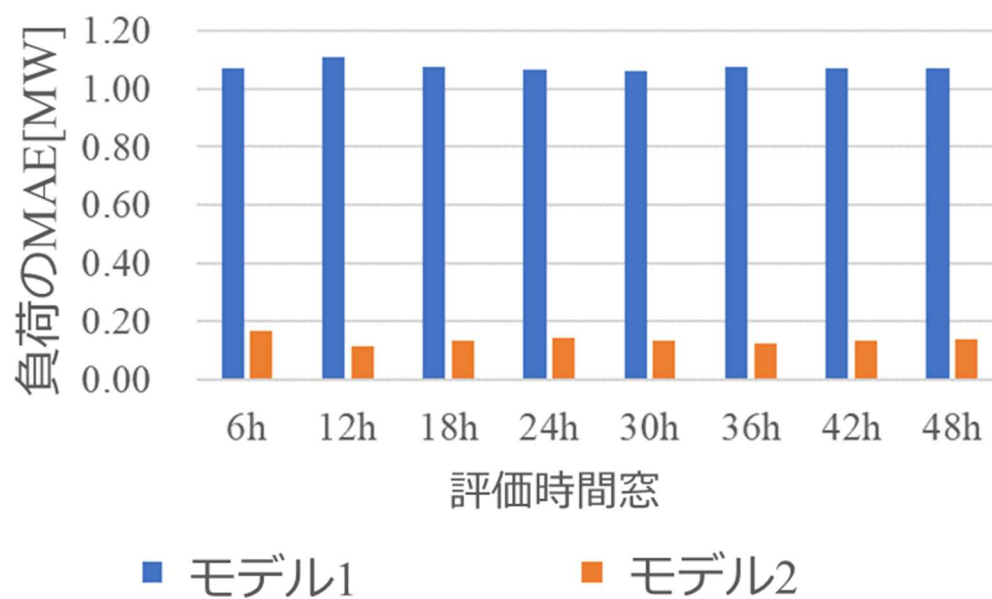


図 4.4 各モデルにおける評価時間窓ごとの負荷の推定結果

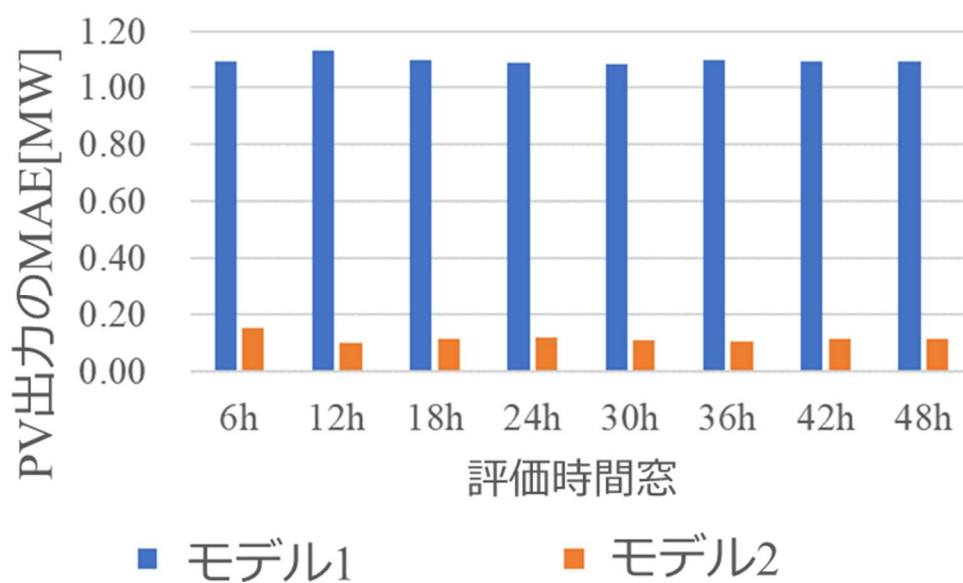


図 4.5 各モデルにおける評価時間窓ごとの PV 出力の推定結果

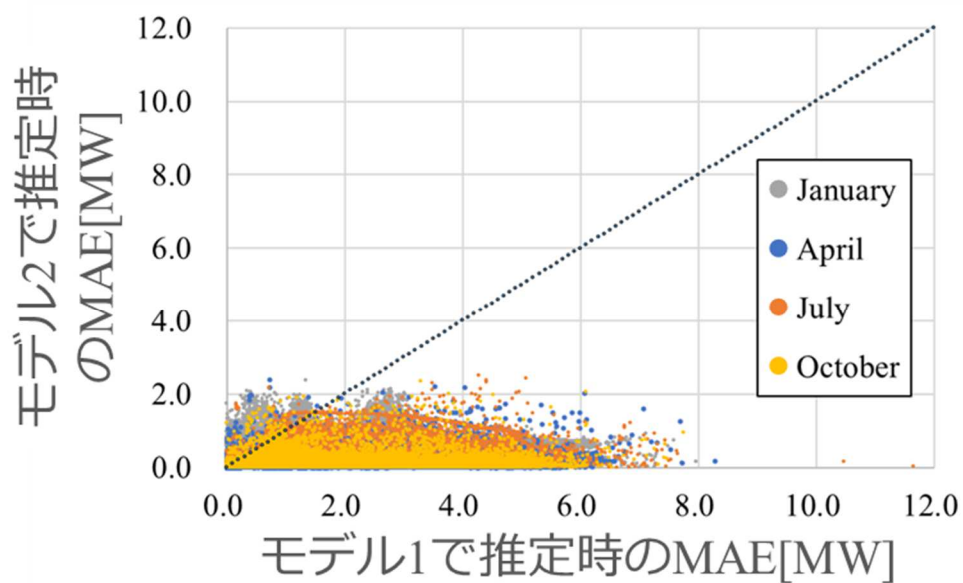


図 4.6 負荷の推定精度の比較結果

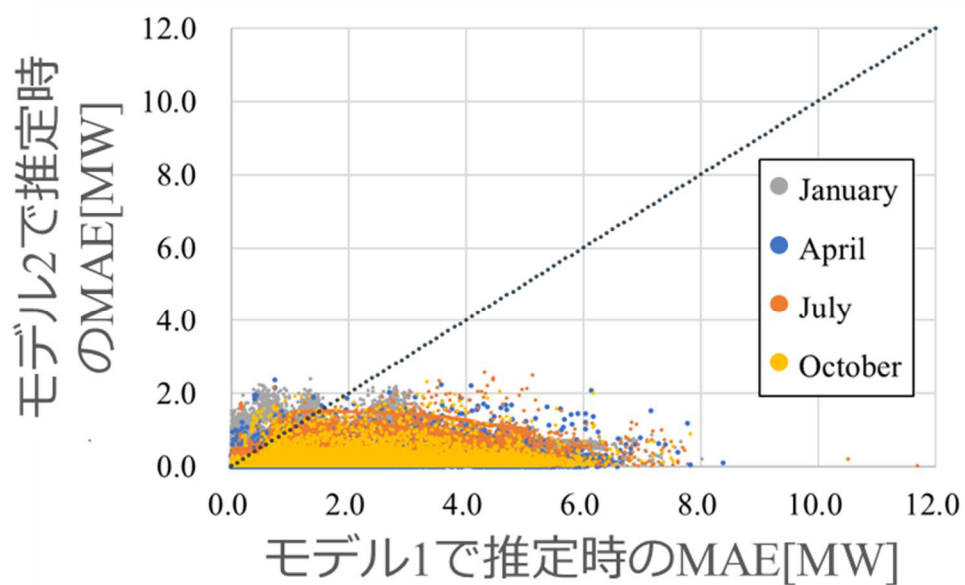


図 4.7 PV 出力の推定結果の比較

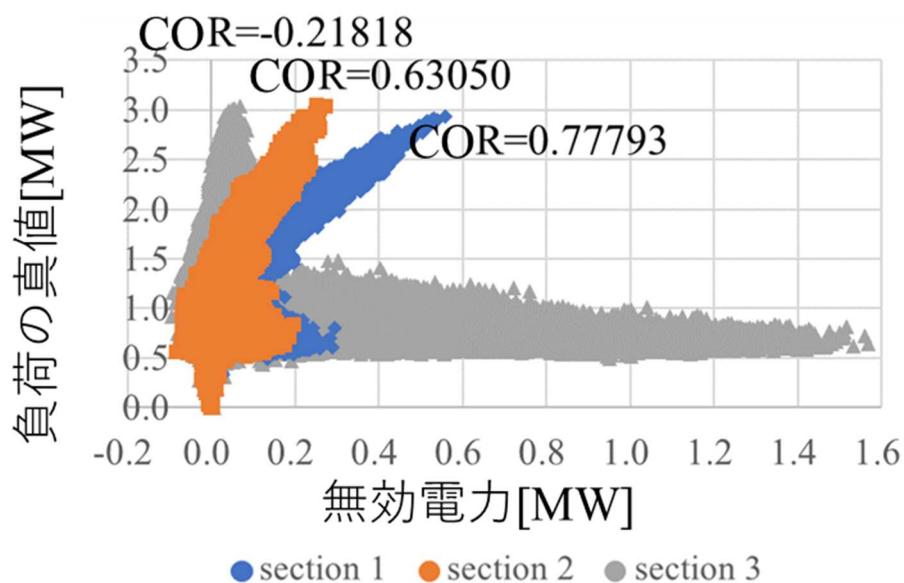


図 4.8 モデル 1 の入力情報(負荷, 無効電力)の相関係数

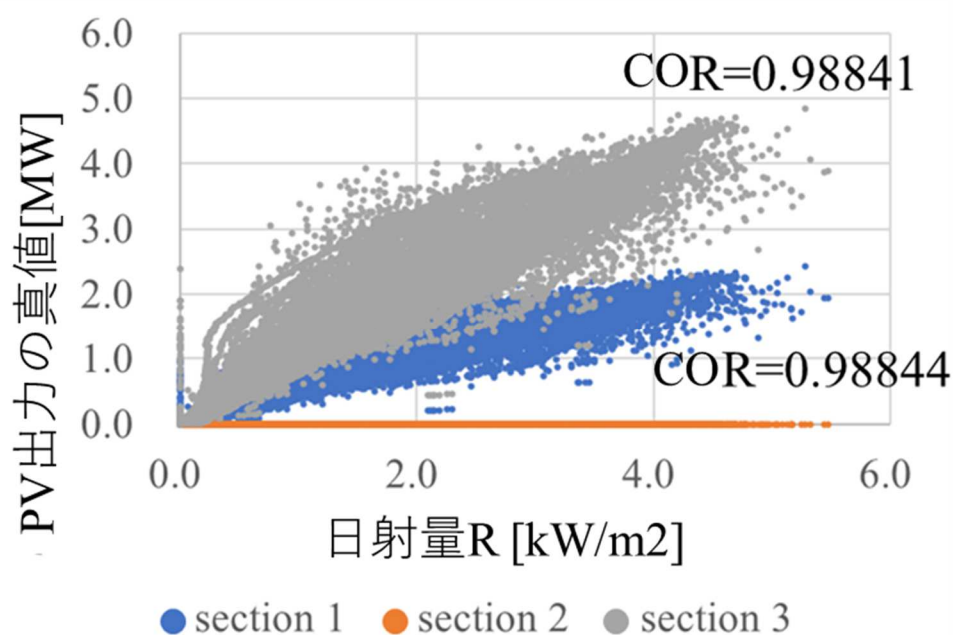


図 4.9 モデル 2 の入力情報(PV 出力, 日射量情報)の相関係数

(2)従来手法 1 と提案手法における最適な評価時間窓

図 4.10, 図 4.11 に, 1 月, 4 月, 7 月, 10 月の計 123 日間を対象に, 従来手法 1 と提案手法を用いて負荷・PV 出力を推定した結果を示す。推定対象は図 4.3 における区間 1~3 とし, 評価時間窓は 6h から 48h まで, 6h ずつ変化させた。同図より, 従来手法 1 と比較し, 提案

手法の方がすべての評価時間窓において負荷・PV 出力の推定精度が高い結果となった。また、負荷・PV 出力の推定精度が最も高くなる評価時間窓は従来手法 1、提案手法ともに 12h であった。これ以降の試算では評価時間窓は 12h を使用することとする。

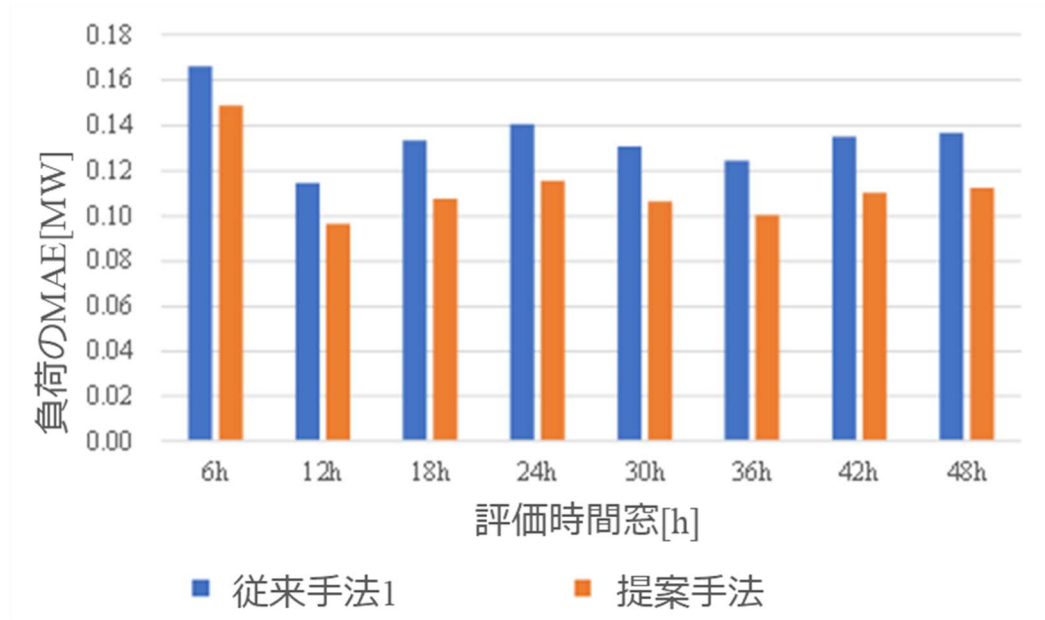


図 4.10 各評価時間窓における負荷の推定結果

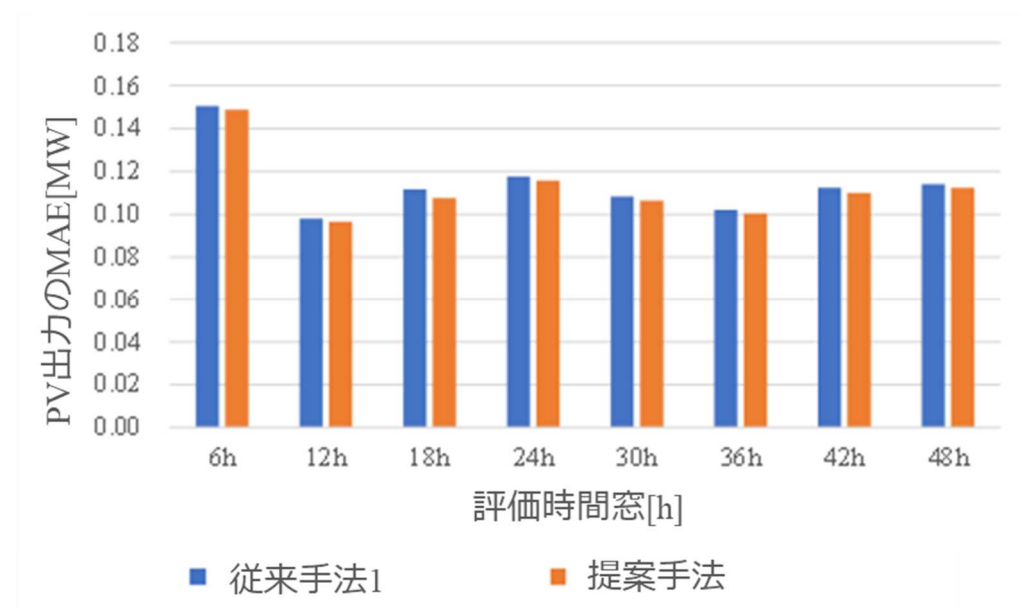


図 4.11 各評価時間窓における PV 出力の推定結果

(3)区間単位での推定精度

従来手法 1 と提案手法における各区間の MAE を図 4.12、図 4.13 に示す。なお、試算は 1 月、4 月、7 月、10 月の計 123 日間を対象とした。今回、試算に用いた系統では区間ごとで

PV 導入量が異なるが、図 4.12、図 4.13 より、全ての区間で提案手法の方が負荷の推定精度が高い。各手法の入力値には正味有効電力を用いているが、従来手法 1 では配電損失が、提案手法では状態推定の推定誤差がそれぞれ含まれている。提案手法の負荷の推定精度が高くなった要因として、配電損失よりも状態推定誤差の方が小さいことが考えられる。このことを定量的に確認するために従来手法 1 と提案手法における正味有効電力の真値との誤差を MAE として求めたものを図 4.14 に示す。図 4.12、図 4.14 より、配電損失の方が状態推定誤差より大幅に大きいことが確認できる。また、配電損失の大きさが区間 1 : 0.033MW、区間 2 : 0.026MW、区間 3 : 0.013MW なのに対し、従来手法 1 と提案手法の負荷推定結果の MAE の差は区間 1 : 0.027MW、区間 2 : 0.023MW、区間 3 : 0.0051MW と同じオーダーとなっていることから、上記の予想を裏付けている。

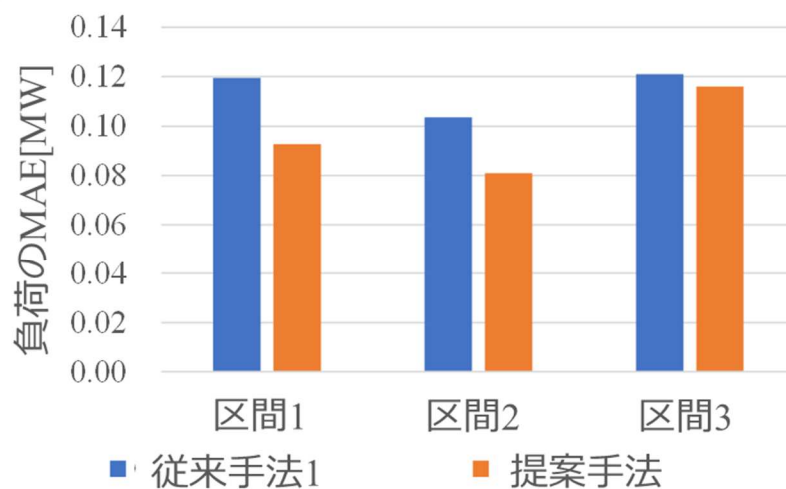


図 4.12 各区間の負荷推定の結果

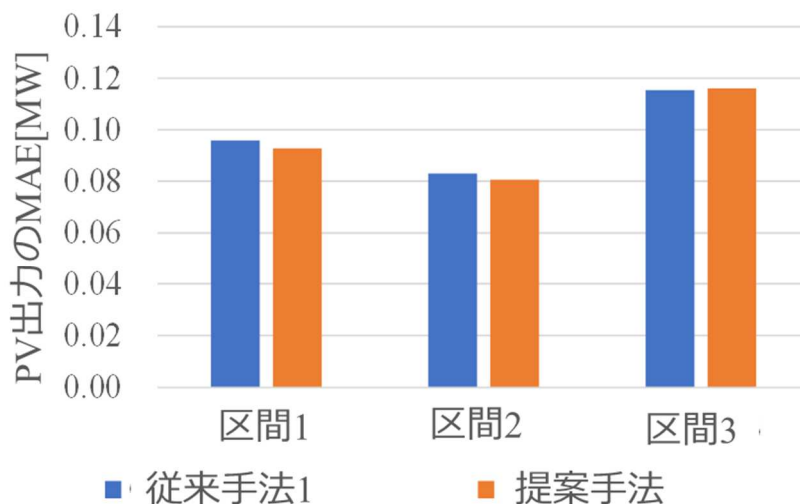


図 4.13 各区間の PV 出力の推定の結果

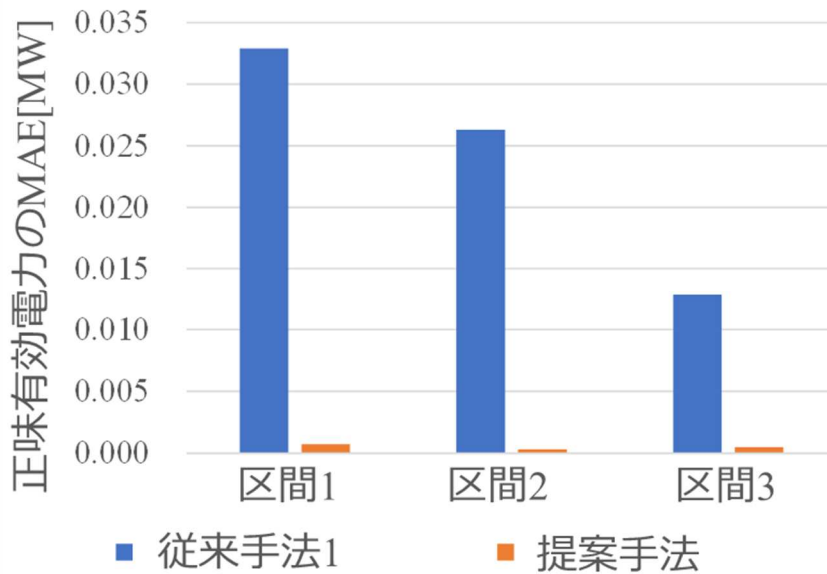


図 4.14 各手法の正味有効電力の MAE

(4)計測誤差が推定精度に与える影響

各計測機器の測定誤差が負荷・PV 出力推定に与える影響を確認するために、IT 開閉器情報と日射量情報に(4.3)式を用いて計測誤差を模擬して、試算をした。図 4.15、図 4.16 に IT 開閉器の測定誤差として、(4.3)式の標準偏差SDを 0%,3%,5%とした結果を示す。図 4.17 図 4.18 に日射量計の測定誤差として、(4.3)式の標準偏差SDを IT 開閉器では 0%,2%,4%とした結果を示す。図中の数字は、各手法で標準偏差SD=0%における推定結果からの、MAE の悪化率を表している。なお、試算日は1月、4月、7月、10月における1～7日の全28日とし、推定区間は全軒にPVが導入されている区間3とした。またスマートメータ情報には1hの遅延を適用した。図 4.15、図 4.16 より、IT 開閉器の測定誤差の増加に従い、従来手法1、提案手法ともに負荷の推定精度が悪化している。しかしながら、提案手法と従来手法1の悪化率を比較すると提案手法の方が低くなっている。提案手法では、前処理に利用している状態推定は、冗長性のある情報から尤もらしい解を得る手法であり、計測誤差の影響を受けにくい。測定誤差のある IT 開閉器情報から直接求めた P_{net} より、前処理に状態推定を利用して求めた P_{net} の方が真値に近い値となったため、このような結果になったと考えられる。またこの結果より、計測誤差が大きくなるほど、提案手法の推定精度の優位性は拡大することが分かる。PV 出力の推定精度は計測誤差が増加した場合でも、負荷と比較すると、ほぼ悪化がみられない。ICA では PV 出力と日射量に相関があることを利用して推定しているが、各ケースにおいて日射量計の値が等しいため、日射量情報と PV 出力の相関が変わらず、PV 出力の推定精度に与える影響が少ない。日射量計に計測誤差を与えた場合は、図 4.17 図 4.18 より、負荷・PV 出力共に推定精度が悪化している。これは日射量情報に誤差が含まれたことで、日射量情報と PV 出力の相関係数が変化し、負荷・PV 出力の両方の精度が悪化している。今回の検討において、需要家一軒の PV 出力を日射量情報として代用しており、計測誤差が 0%の場合でも、誤差を含んだ日射量情報となっている。これらの結果より、実際の

日射量情報を使用できた場合には、負荷・PV出力の両方で推定精度が良くなると考えられる。

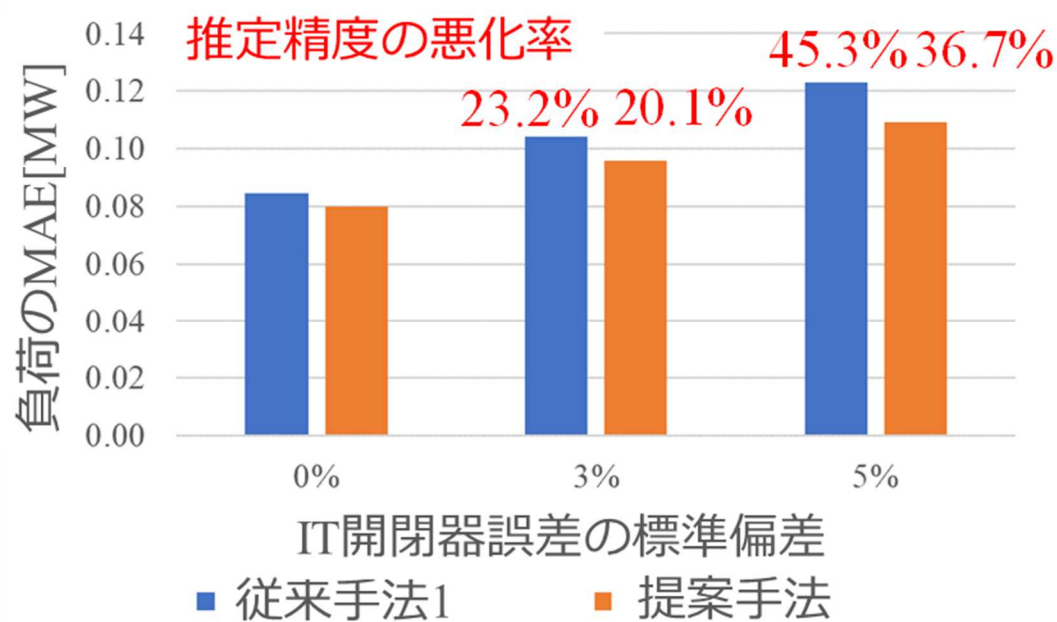


図 4.15 IT 開閉器の測定誤差と負荷の推定精度の関係

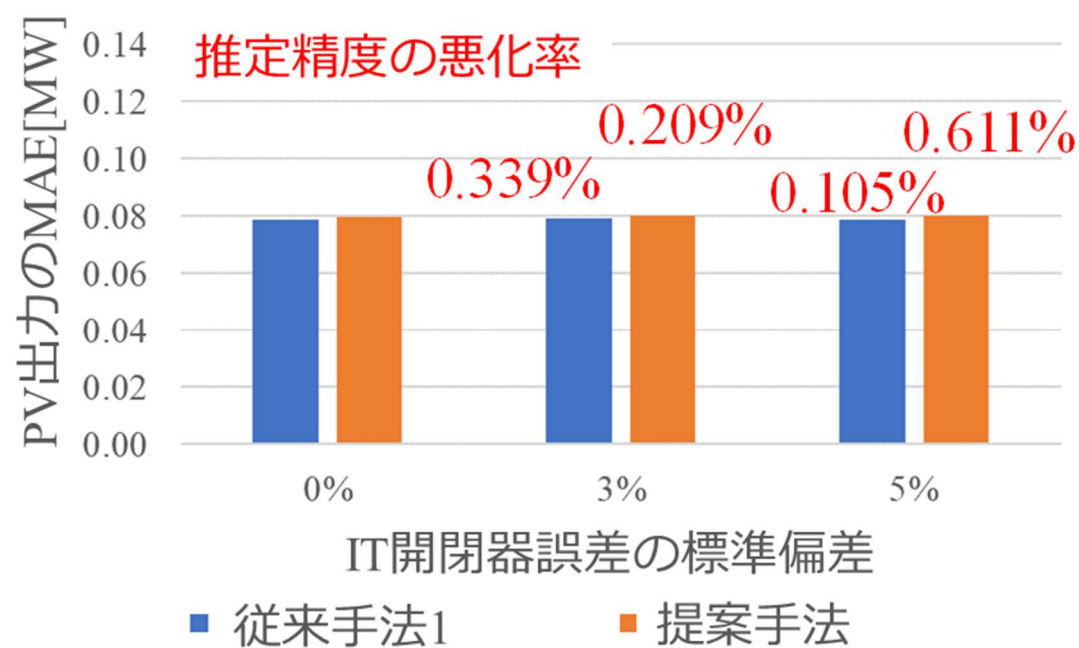


図 4.16 IT 開閉器の測定誤差と PV 出力の推定精度の関係

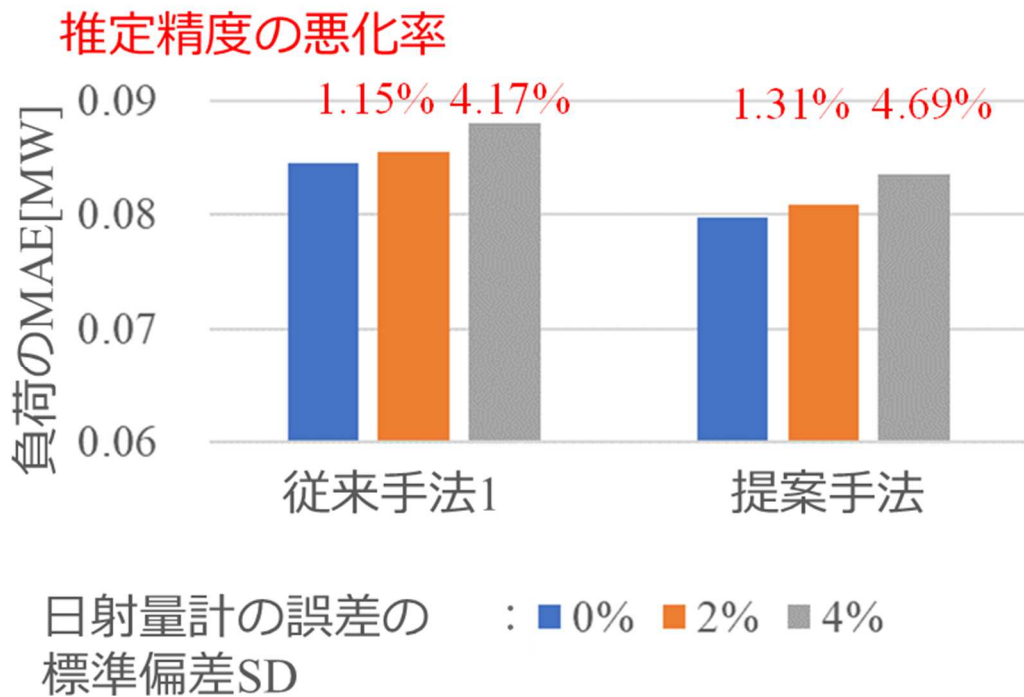


図 4.17 日射量の計測誤差と負荷の推定精度の関係

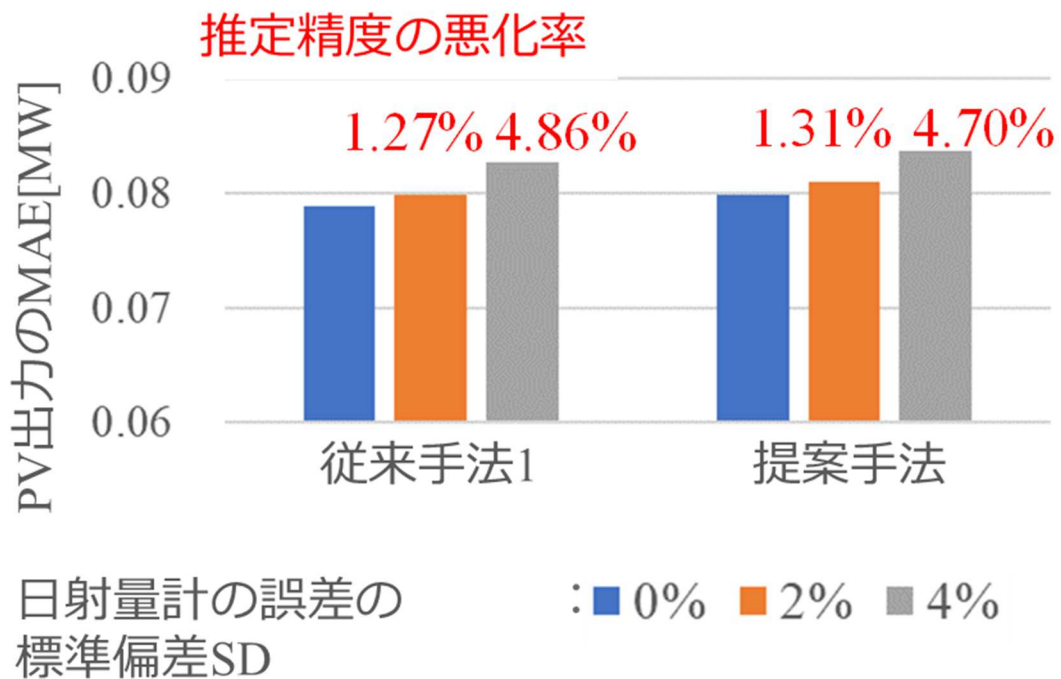


図 4.18 日射量の計測誤差と PV 出力の推定精度の関係

(5)推定範囲が推定精度に与える影響

次に示す 4 ケースについて試算し、負荷・PV 出力の推定精度を比較した。

Case 1:提案手法で需要家一軒単位を推定対象とする

Case 2:提案手法で柱上変圧器単位を推定対象とする

Case 3:提案手法で高圧ノード単位を推定対象とする

Case 4:提案手法でIT開閉器の区間を推定対象とする

今回は図4.3における区間3内の各需要家、各柱上変圧器、各高圧ノードを上記各ケースの推定対象とした。各ケースで推定対象内の負荷やPVの大きさが異なるので、推定精度の評価には(4.4)式のNMAEを用いた。1, 4, 7, 10月の123日を対象に負荷・PV出力を推定した結果を図4.19, 図4.20に示す。負荷・PV出力の推定値は推定範囲が広がるほど高い精度が得られている。特にケース1（需要家単位）からケース2（柱上変圧器単位）へ拡大したときの改善率が大きい。提案手法の負荷・PV出力の推定精度は日射量とPV出力の相関関係に依存するが、需要家単体のPV出力は短周期成分が多く、日射量との相関が低い。柱上変圧器単位の場合、PV出力は12件の需要家の合計値となるため短周期成分の影響が少なくなり、日射量との相関が高くなり、負荷・PV出力の推定精度が向上すると考えられる。また提案手法では状態推定結果より各需要家の正味有効電力を求め、推定対象区間内にある需要家の正味電力の合計値をICAへの入力としている。すなわち、推定対象区間が柱上変圧器単位の場合は12軒、高圧ノード単位の場合は240軒、区間単位の場合は1440軒の需要家の正味電力合計値が負荷・PV出力推定への入力となる。状態推定結果より求めた各需要家の正味有効電力には、正負の誤差を含んでいるため、区間が広がり合計する需要家数が増加するほど、誤差同士が打ち消しあう効果が強まる。正味電力 P_{net} の精度向上に伴って負荷・PV出力の推定結果も向上したと考えられる。狭い範囲を推定対象とする場合には、より高精度・高頻度で情報を取得可能なスマートメータの導入や、IT開閉器の追加設置などが必要になるであろう。

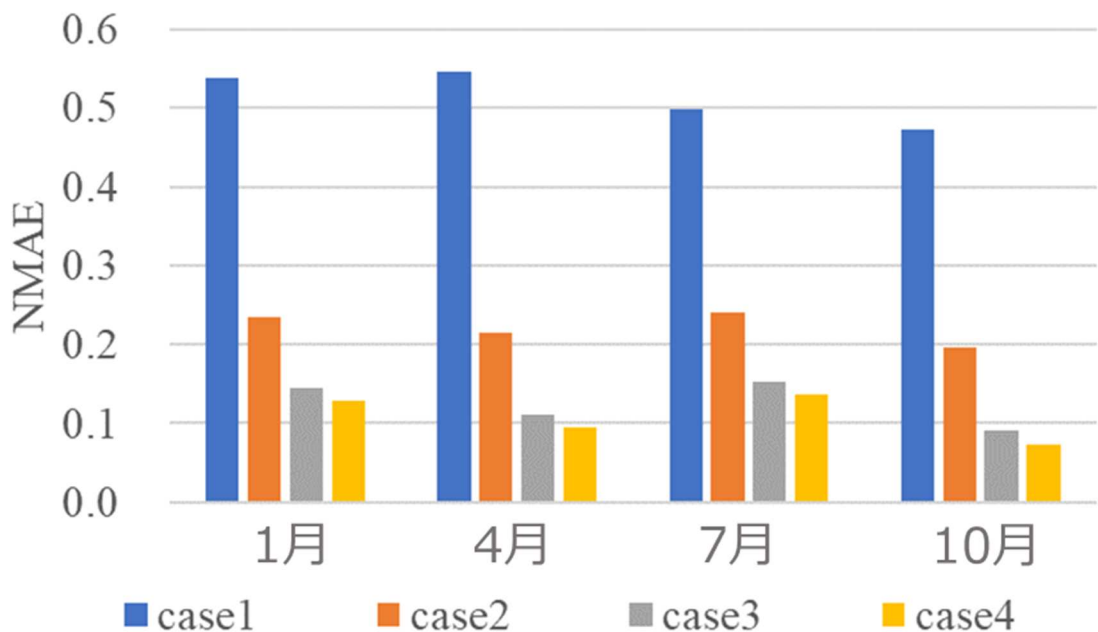


図 4.19 推定対象の範囲を変更した場合の負荷の推定精度

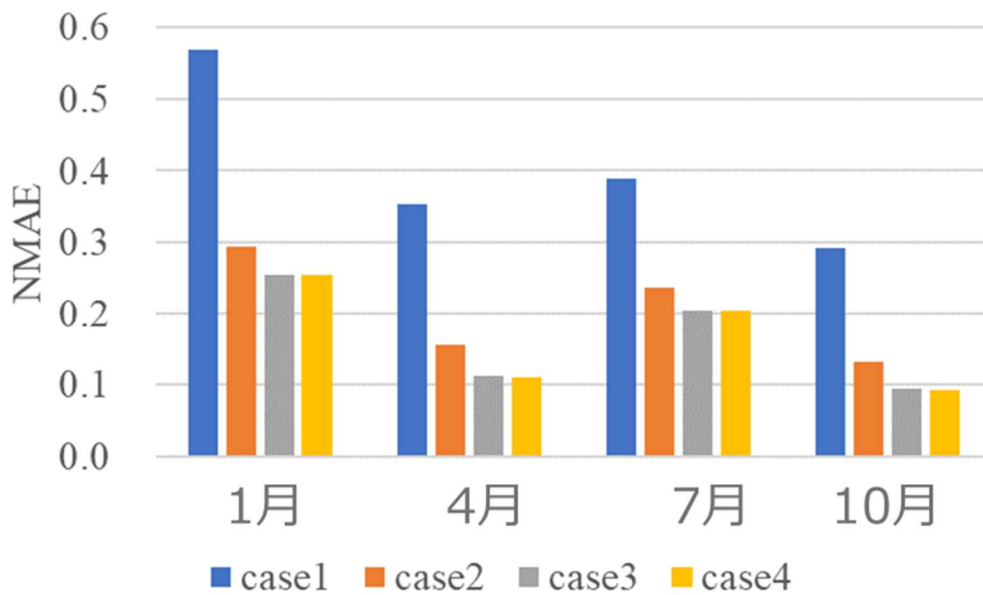


図 4.20 推定対象の範囲を変更した場合の PV 出力の推定精度

なお、文献[64]で提案されている手法（以下、従来手法 2）も提案手法と同様に、配電系統内の任意の範囲を対象とした PV 出力推定が可能であるため、ここではその推定精度を比較する。推定精度の評価は文献[64]と同様に、二乗平均平方根誤差(RSME)を PV 導入容量(1 軒あたり 3.85kW)で規格化した値を利用した。推定期間は 1 月、4 月、7 月、10 月の 123 日の中で、推定期間は PV が出力している時間帯とし、推定区間は全軒に PV が導入されている区間 3 とした。文献[64]では、推定に利用する情報として、余剰買取需要家と全量買取需要家のスマートメータ情報を利用している。余剰買取需要家のスマートメータ情報では、推定区間全軒の前日までのスマートメータ 30 分値が、全量買取需要家のスマートメータでは、PV 出力の瞬時値が利用可能であるとしている。従来手法 2 ではリアルタイムのスマートメータ情報を利用していないため、提案手法においても、実際にはスマートメータ情報を取得するまでにかかる遅延 1h を考慮したケースも試算する。また提案手法では一軒の PV 出力を日射量情報としており、従来手法 2 と条件が近い全量買取需要家が 1 軒のケースと負荷・PV 出力の推定精度を比較する。試算ケースを次にまとめる。

Case5:提案手法で区間単位(1440 軒)の PV 出力を推定、スマートメータの遅延は考慮しない

Case 6: 提案手法で区間単位(1440 軒)の PV 出力を推定、スマートメータの 1h の遅延を考慮

Case 7: 提案手法で高圧ノード単位(240 軒)を推定、スマートメータの遅延を考慮しない

Case 8: 提案手法で高圧ノード単位(240 軒)を推定、スマートメータの 1h の遅延を考慮

Case 9: 従来手法 2 における 516 軒の推定結果

表 4.1 に各ケースで比較した結果を示す。表 4.1 より、すべてのケースにおいて提案手法の方が精度が高いことが確認された。前述したとおり提案手法において推定範囲が広範囲になり需要家数が増加するほど推定精度が向上する傾向がある。従来手法 2 のケース 9 で需要家数が 516 軒だが、提案手法のケース 7、8 では 240 軒と従来手法 2 より需要家数が少ない。需要家数が少ないかつ、スマートメータの 1h の遅延を考慮したケース 8 においても従来手法 2 より RMSE が低いことから、提案手法の方が PV 出力の推定精度が高いと言えよう。ただし、

提案手法では前処理として状態推定を実施しているため、その分だけ計算時間が従来手法1, 従来手法2よりも長くなる。提案手法の計算時間は、1つの時間断面あたり、状態推定に平均53.3秒⁽²⁵⁾、ICAに平均0.0758秒となっており、今回の試算系統においてはリアルタイムで推定できていると言える。より大規模な系統での負荷・PV出力推定が必要な場合には、2章で提案しているように系統を分割して状態推定することで、提案手法において占める割合が大きい状態推定の計算時間を短縮する必要がある。系統分割による状態推定の精度悪化は最大でも2倍程度であった。図4.14より、状態推定の誤差を2倍にしても、配電損失の大きさと比較すると小さいため、系統を分割した場合でも提案手法の方が負荷・PV出力推定の精度が良いことが予想される。

表4.1 各ケースのPV出力の推定結果

Case No.	RSME[%]
Case5	5.943
Case6	5.944
Case7	5.990
Case8	6.000
Case9	6.350

4.2.3 ローパスフィルタの適用に関する検討

(1)最適なローパスフィルタの設計

4季節×3天候の計12日の代表日を対象に負荷発電分離を行い、最適な閾値の値とLPFの移動平均時間を検討する。推定精度は全ての推定対象区間での12日間通しての平均絶対誤差(MAE)を用いて評価する。なお、LPFには後方移動平均を用いている。閾値の値を0.02~0.20, LPFの移動平均時間を10分~60分の範囲で変化させて試算した場合の負荷、PV出力のMAEの値を図4.21, 図4.22に示す。MAEは閾値の影響が比較的強く、 $s=0.02$ の時に推定精度が最も高い。一方LPFの平均化時間はMAEにはあまり影響を与えないことが確認できる。

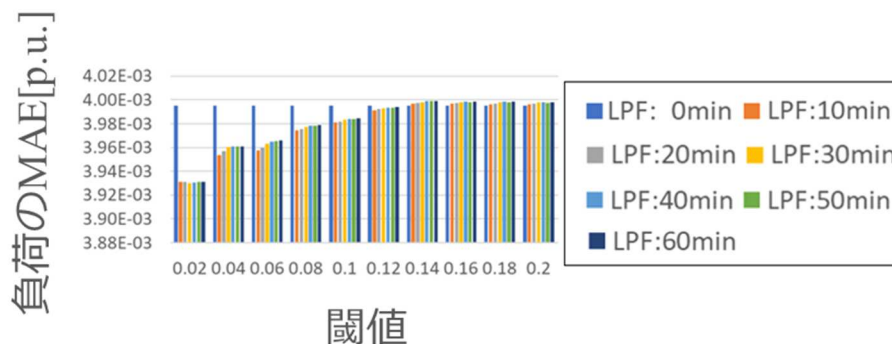


図4.21 各LPFにおける負荷のMAE

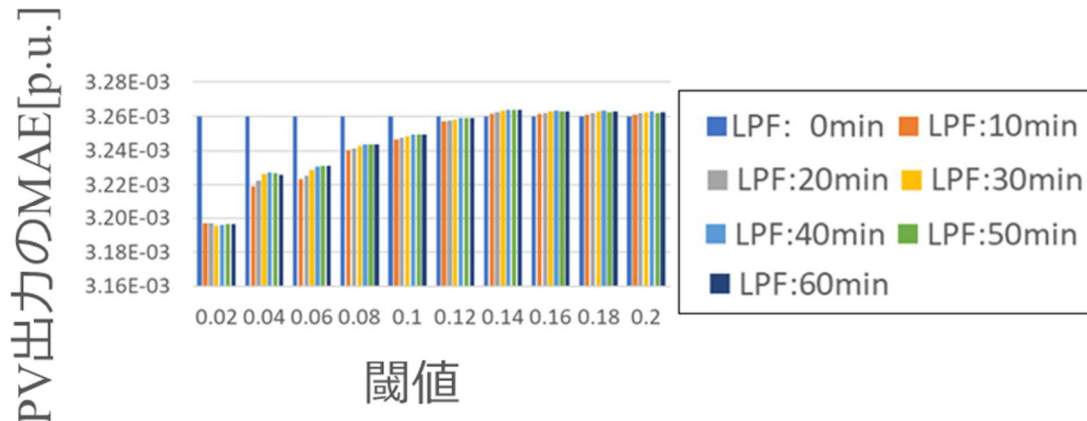


図 4.22 各 LPF における PV 出力の MAE

(2)各 Case による負荷・PV 出力推定の精度の比較

次の Case10~12 で前節と同様の 12 日間を対象に負荷と PV 出力の MAE を比較した結果を図 4.23 に示す。なお、LPF は 10 分、閾値は 0.02 としている。

Case10: LPF を通さない

Case11: 常に LPF を通す

Case12: 閾値を超えた場合のみ LPF を通す。

図 4.23 より、Case11 では Case10 と比較して MAE が大きく、推定精度が悪化している。一方、Case12 では Case10 よりも MAE が低く良好である。図 4.24 に各ケースの負荷の MAE の時系列の値を示す。同図より、夜の時間帯において Case11 のみ推定精度が悪化していることが確認できる。LPF により夜の時間帯の短周期成分を推定できないことが Case11 の精度悪化の原因である。しかし、夜の時間帯は PV 出力が 0 であることが自明であるため、推定する必要がない。日射量が 0 の時間帯においては正味電力を負荷の推定値とすることで、推定精度が改善する可能性がある。Case10~12 に日射量が 0 の時間帯は正味電力を負荷とするという条件を加えた case13~15 の試算結果を図 4.25 に示す。同図より、負荷、PV 出力ともに Case14 の推定精度が高いことが明らかとなった。

Case13: LPF を通さない、日射量が 0 の時間帯は正味電力を負荷とする

Case14: 常に LPF を通す、日射量が 0 の時間帯は正味電力を負荷とする

Case15: 閾値を超えた場合のみ LPF を通す、日射量が 0 の時間帯は正味電力を負荷とする

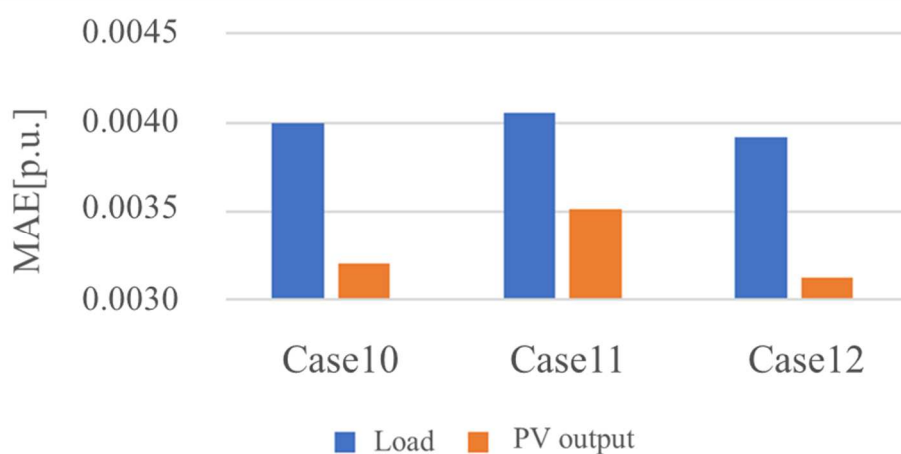


図 4.23 各 Case における MAE

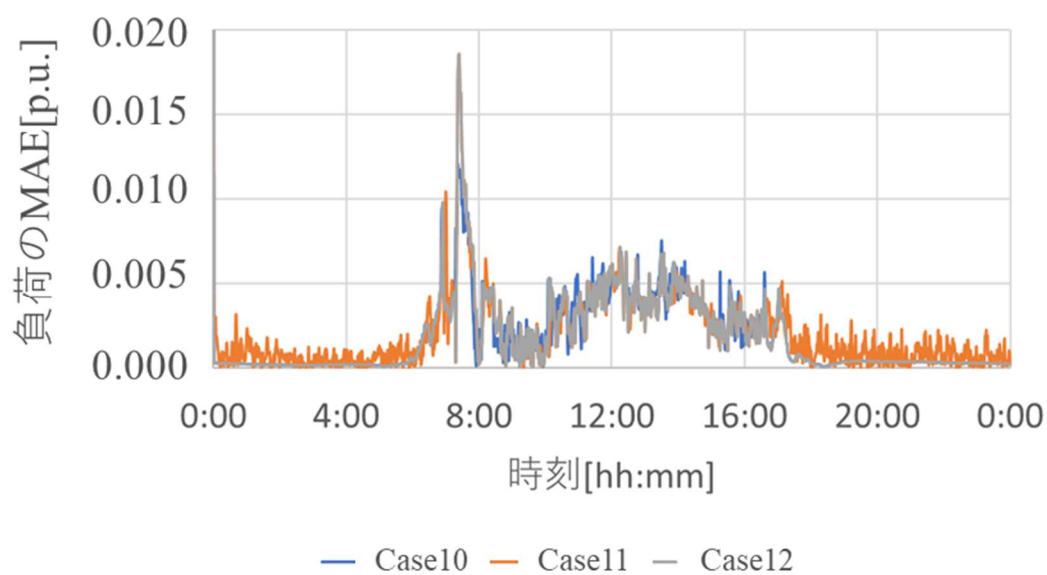


図 4.24 各 Case における負荷の MAE の時系列データ

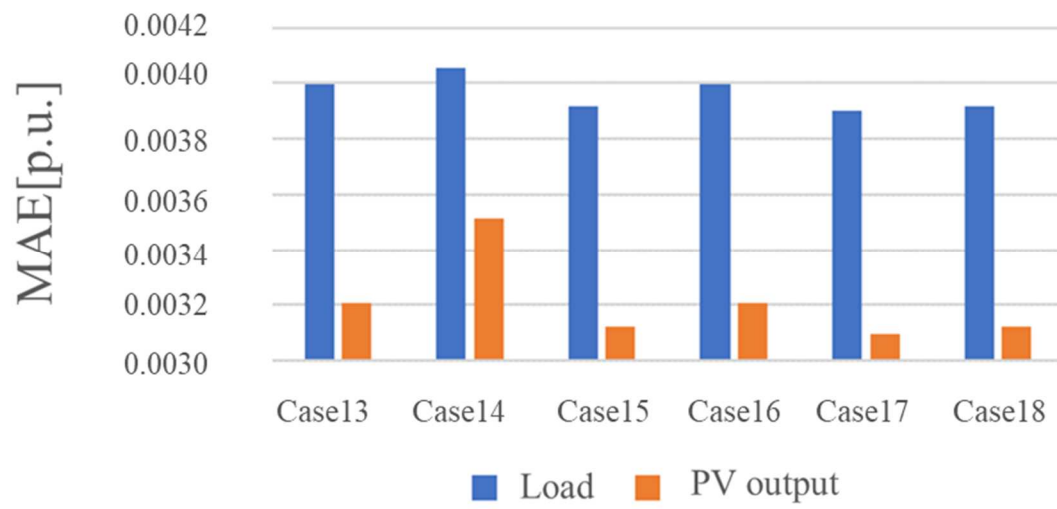


図 4.25 各 Case における MAE

第5章 結論

5.1 本論文のまとめ

本論文では、エネルギー枯渇問題や環境破壊問題の解決のために、PV が普及した際に発生する、電圧分布の複雑化、事故時の復旧作業時の負荷が不明であるという問題解決を図ることを目的として検討した。

第1章では、本論文の背景として、近年のエネルギー事情や再生可能エネルギーの現状、太陽光発電の導入が配電系統に及ぼす影響、配電系統内の情報を取得可能な計測機器、関連研究の動向について述べた。

第2章では、電圧分布の推定方法、数値試算に使うデータの作成方法、最適な重み行列の検討、線路互長が推定精度に与える影響、PV、IT 開閉器の設置位置が推定精度に与える影響、季節や、天候が推定精度に与える影響について検討した。最適な重み行列の検討では、その時刻の観測値のセットの中で最大値を用いる方法最適であることが明らかになった。線路互長に関する検討では、線路互長を増加させるに従い、推定精度は悪化したが、実用上問題ないことを確認した。PV、IT 開閉器の設置位置が推定精度に与える影響については、PV の設置個所や末端側で推定精度の悪化が確認されたが、IT 開閉器の設置数を増やすことで対応可能であることを明らかにした。季節、天候が推定精度に与える影響についても、十分な推定精度であることを確認した。電圧分布推定手法の計算高速化方法について検討した。数値試算によって、多少の推定精度の悪化は確認されたが、十分に高精度であることが確認された。

第3章では、提案した電圧分布推定手法を基に確率密度関数を作成し、作成した確率密度関数を変化させることで任意の推定精度の電圧分布を作成し、推定精度と電圧制御の関係性について検討した。現状の計測機器を基に推定した精度より 70%改善することで、タップ動作回数を真値把握時の制御結果と等しくすることが可能なことが明らかとなった。30%改善することで、電圧真値把握時と同じように電圧逸脱をすることなく制御可能なことが明らかとなった。

第4章では、状態推定と ICA を用いた負荷・PV 出力の推定方法を検討した。状態推定をすることにより、配電損失を取り除くことが可能となるため、従来手法より推定精度が向上することを確認した。またローパスフィルタの適用方法について検討を行い、PV が出力している時間帯のみ LPF を適用することが効果的だということを明らかとした。

5.2 今後の展望

本論分では電圧分布の推定精度と LRT を用いた電圧制御の関係性について検討をしたが、LRT 以外の機器での検討は必要となるであろう。また一つの系統に対しての試算だったため、複数の系統で試算をする必要がある。また、電圧分布の推定精度と電圧制御の関係のみの議論であったため、計測機器の数・精度と電圧制御の推定精度の関係性についても検討する必要がある。

負荷・PV 出力推定では、リアルタイム(1 分)で推定することを想定しているが、現状一分弱かかっているため、計算時間短縮する方法の検討が必要である。計算時間短縮方法として状態推定の高圧、低圧分離する手法が考えられるが、状態推定の推定精度が悪化するため、負荷・PV 出力推定に与える影響について確認が必要である。また実規模系統での試算も行う必要があると考えている。

5.3 社会的ニーズへの貢献度、事業化への展望

配電系統への PV 導入量が増加するに従い、電圧分布が複雑化し、電圧管理が困難になる問題があった。2 章の状態推定による配電系統の電圧分布の推定手法の提案により、PV 導入により電圧分布が複雑化した系統でも適切に電圧管理が可能となると予想される。2 章の研究成果により PV の導入量が増加した系統でも運用が可能となると考えられ、配電系統への PV 導入量増加に繋がると言えよう。今後、カーボンニュートラルの実現に向けて化石燃料を用いた発電方式から、再生可能エネルギー電源にシフトしていく必要があり、PV 導入量増加に貢献する本研究成果は社会的意義が高いと考えられる。

3 章の電圧分布の推定精度と電圧制御結果の関係性の検討により、適切に電圧制御をするために必要な電圧分布の推定精度が明らかとなるため、必要以上に計測機器の数を増やす必要がなくなる。したがって、本研究成果により無駄なコストを削減可能であり、実際に電力系統を運営する際に役立つと考えられる。

停電発生後の復旧手順策定の際には、事故前潮流が参照されることが多いが、事故復旧作業中は PV の多くが停止していることから、事故前潮流とは異なる潮流が配電線に乗ることになり、適切な復旧手順の構築が困難になる。4 章の負荷・PV 出力の推定手法により、事故後の潮流(負荷の値)を把握可能となり、適切に復旧作業を行うことが可能となる。すなわち、PV 導入量を増加させることが可能となる。

参考文献

- [1] 電気事業連合会, 「世界の一次エネルギー消費量の推移」, 参考 URL: <https://www.fepc.or.jp/enterprise/jigyoku/world/index.html>(2023, 現在)
- [2] エネルギー白書, 「パリ協定を踏まえたエネルギー政策の変革」, 参考 URL: https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2016pdf/whitepaper2016pdf_1_3.pdf(2023, 現在)
- [3] 日本原子力文化財団, 「世界のエネルギー資源確認埋蔵量」 参考 URL: <https://www.ene100.jp/zumen/1-1-6>(2023, 現在)
- [4] エネ百貨: 「電力化率の推移」 参照 URL: <https://www.ene100.jp/zumen/1-2-9> (2023, 現在)
- [5] 電気事業連合会: 「原子力・エネルギー図面集」 参照 URL: <https://www.ene100.jp/zumen/2-1-9> (2023, 現在)
- [6] 環境エネルギー政策研究所 「国内の 2022 年度の自然エネルギー電力の割合と導入状況 (速報)」, 参照 URL: <https://www.isep.or.jp/archives/library/14470>(2023,現在)
- [7] 経済産業省資源エネルギー庁: 「固定価格買取制度ガイドブック」 (2017)
- [8] 小林俊一: 「次世代スマートメータへの期待と課題」, 電気学会誌, Vol.140, No.8, pp.542-545(2023, 現在)
- [9] 資源エネルギー庁: 「電力データの活用について」 (2023, 現在)
- [10] TOSHIBA: 「スマートメータ通信システムについて」 参考 URL: https://www.soumu.go.jp/main_content/000383800.pdf(2023, 現在)
- [11] 経済産業省: 「次世代スマートメーター制度検討会 とりまとめ」 参考 URL: https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/jisedai_smart_meter/pdf/20220531_1.pdf (2023, 現在)
- [12] D. Azuma, Y. Fukuyama, A. Oi, T. Jintsugawa, H. Fujimoto, "Distribution State Estimation using Multiple Stages considering Asynchronous Measurement Data by Dependable Parallel Multi-population Global-best Brain Storm Optimization with Differential Evolution Strategies", IEEJ Trans PE, Vol.141, No.6, pp426-439(2021)(in Japanese)
東 大智, 福山 良和, 大井 章弘, 神通川 亨, 藤本 久, 「非同期計測を考慮した複数時間断面を用いた配電系統状態推定への並列複数集団型 GBSODE によるディペンダブルな方式の提案」, 電気学会論文誌 B 141 巻 6 号 pp426-439 (2021)
- [13] F. Aminifar, M. F-Firuzabad, A. Safdarian, A. Davoudi, M. Shahidepou, "Synchrophasor Measurement Technology in Power Systems: Panorama and State-of-the-Art" IEEE Access Vol.2, pp1607-1628(2014)
- [14] 森 健次郎: 「特集 スマートグリッドの需要家側と供給側の個別・応用技術2」 電気設備学会誌 2013 年 9 月

- [15] 気象庁, 「測候時報」 No.79.1-2 (2012)
- [16] Y. Hirabaru, H. Hatta and H. Kobayashi: "Development of A Distribution System Voltage Control Method for PV Systems -A New Reactive Power Control Method for Voltage Rise Restraint ", System Engineering Research Laboratory Rep. No.R06012 (2007) (in Japanese)
平原義輝・八田啓之・小林広武:「太陽光発電システムにおける配電線電圧制御方式の開発ー電圧上昇抑制のための新しい無効電力制御法」, 電力中央研究所研究報告書, Rep. No.R06012 (2007)
- [17] N. Uchiyama, H. Miyata, T. Ito and H. Konishi : "Reactive Power Control Method for Reducing Voltage Fluctuation in Large-scale Photovoltaic Systems", IEEJ Trans PE, Vol.130, No.3, pp.297-304 (2010) (in Japanese)
内山倫行・宮田博昭・伊藤智道・小西博雄:「大規模太陽光発電システムの無効電力制御による電圧変動抑制」, 電気学会論文誌 B, Vol.130, No.3, pp.297-304 (2010)
- [18] N. Yorino, T. Watakabe, Y. Nakamura, Y. Sasaki, Y. Zoka and A. B. K. Hussien : "A Novel Voltage Control Method for Distribution Systems based on P&Q Nodal Prices for Distributed Generations", IEEJ Trans PE, Vol.139, No.3, pp.178-185 (2019) (in Japanese)
餘利野直人・渡壁翼・中村優希・佐々木豊・造賀芳文・A. B. K. Hussien :「太陽光発電出力の地点別有効無効電力価格提示に基づく配電系統の電圧管理手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.139, No.3, pp.178-185 (2019)
- [19] S. Kawasaki, N. Kanemoto, H. Taoka, J. Matsuki and Y. Hayashi : "Cooperative Voltage Control Method by Power Factor Control of PV Systems and LRT", IEEJ Trans PE, Vol.132, No.4, pp.309-316 (2012) (in Japanese)
川崎章司・金本憲明・田岡久雄・松木純也・林泰弘:「太陽光発電システム群の力率制御と LRT による協調型電圧制御法」, 電気学会論文誌 B, Vol.132, No.4, pp.309-316 (2012)
- [20] S. Sekizaki, M. Aoki, H. Ukai, T. Shigetou and S. Sasaki : "Voltage Control using Small Batteries in Distribution System with Large Amount of PVs", IEEJ Trans PE, Vol.133, No.5, pp.439-448 (2013) (in Japanese)
関崎真也・青木睦・鶴飼裕之・重藤貴也・佐々木 俊介:「太陽光発電大量導入時における小容量蓄電池群を用いた配電系統電圧制御手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.133, No.5, pp.439-448 (2013)
- [21] J. Yoshinaga, S. Akagi, M. Ito Y. Hayashi and K. Ishibashi : "Cooperating Voltage Control Method between Battery Energy Storage System and LRT and SVR for Purpose of Expansion of PV Introduction", IEEJ Trans PE, Vol.136, No.3, pp.291-301 (2016) (in Japanese)
吉永淳・赤木覚・伊藤雅一・林泰弘・石橋一成:「PV 導入量拡大を目的とした LRT および SVR と蓄電池による協調電圧制御手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.136, No.3, pp.291-301 (2016)
- [22] D. Iioka, K. Sakakibara, Y. Yokomizu, T. Matsumura and N. Izuhara : "Distribution Voltage Rise at Dense Photovoltaic Power Generation Area and its Suppression by SVC", IEEJ Trans PE, Vol.126, No.2, pp.153-158 (2006) (in Japanese)
飯岡大輔・榊原邦晃・横水康伸・松村年郎・出原範久:「太陽光発電装置が集中導入さ

- れた配電系統の電圧上昇と SVC による抑制」, 電気学会論文誌 B, Vol.126, No.2, pp.153-158 (2006)
- [23] S. Kawasaki, Y. Hayashi, J. Matsuki and M. Yamaguchi : "Voltage Control Method by SVC in Consideration of Cooperative Control with LRT and Determination Method for Rated Capacity and Control Parameters of SVC", IEEJ Trans PE, Vol.130, No.11, pp.963-971 (2010) (in Japanese)
川崎章司・林泰弘・松木純也・山口益弘:「LRT との制御分担を考慮した SVC の協調型電圧制御法および SVC の定格容量と制御パラメータの決定手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.130, No.11, pp.963-971 (2010)
- [24] S. Yonezawa, S. Takayama, A. Ishigame, T. Ito, K. Abe and M. Minami : "Automatic Voltage Control by SVC using Moving Average Control in Distribution System", IEEJ Trans PE, Vol.136, No.3, pp.302-310 (2016) (in Japanese)
米澤征司・高山聡志・石亀篤司・伊藤隆治・阿部勝也・南雅弘:「移動平均制御を用いた SVC による配電系統の自動電圧制御」, 電気学会論文誌 B, Vol.136, No.3, pp.302-310 (2016)
- [25] M. E. Baran and A. W. Kelley: "State Estimation for Real-time Monitoring of Distribution Systems", IEEE Trans on Power Systems, Vol.9, No.3, pp.1601-1609 (1994)
- [26] C. N. Lu, J. H. Teng and W. E. Liu: "Distribution System State Estimation", IEEE Trans on Power Systems, Vol.10, No.1, pp.229-240 (1995)
- [27] S. Tanaka, S. Uemura and H. Kobayashi: "The Voltage Estimation Technique of a Distribution System based on The Information Acquired with The Sensor Switch", System Engineering Research Laboratory Rep. No.R04011 (2005) (in Japanese)
- [28] K. Tanomura, Y. Ogita, Y. Kaneshige, J. Ishii and J. Arai: "A Voltage and Power Flow State Calculation Technique of Distribution System using Measurement Values", IEEJ Trans PE, Vol.125, No.10, pp.948-956 (2005) (in Japanese)
田能村顕一・荻田能弘・兼重由美子・石井 淳之・荒井 純一:「計測情報を利用した配電系統の電圧・潮流分布状態計算手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.125, No.10, pp.948-956(2005)
- [29] Y. Hanai, Y. Hayashi, J. Matsuki and M. Kurihara : "Proposal and Experimental Verification of Distribution Voltage Estimation and Control Method using Measured Data from IT Switches", IEEJ Trans PE, Vol.130, No.10, pp.859-869 (2010) (in Japanese)
花井悠二・林泰弘・松木純也・栗原雅典:「センサ開閉器から得られる計測情報を活用した配電系統の電圧推定・制御手法の提案と実験的検証」, 電気学会論文誌 B, Vol.130, No.10, pp.859-869 (2010)
- [30] S. Naka, S. Toune, T. Genji, T. Yura, Y. Fukuyama and S. Takayama: "Distribution State Estimation Considering Practical Equipment in Distribution Systems", IEEJ Trans PE, Vol.120, No.12, pp.1566-1573 (2000) (in Japanese)
仲成規・藤根栄元治・崇由良俊樹・福山良和・高山信一:「実系統機器の特性を考慮した配電系統状態推定方式の検討」, 電気学会論文誌 B, Vol.120, No.12, pp.1566-1573 (2000)

- [31] S. Iwata and Y. Fukuyama: "Differential Evolutionary Particle Swarm Optimization for Load Adjustment Distribution State Estimation using Correntropy", IEEJ Trans PE, Vol.138, No.6, pp.423-431 (2018) (in Japanese)
岩田壮平・福山良和:「コレントロピーを用いた配電系統の負荷推定型状態推定に対する Differential Evolutionary Particle Swarm Optimization の適用」, 電気学会論文誌 B, Vol.138, No.6, pp.423-431 (2018)
- [32] Y. Nishida and K. Hirose: "Study on Accuracy of High Voltage Estimation Method in Distribution Lines Utilizing Smart Meter", Proc. 2019 Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan No.153 pp.2-6-15-2-6-16 (in Japanese)
西田悠介・廣瀬健太郎:「スマートメータを用いた高圧線の電圧推定手法の精度に関する検討」, 令和元年電気学会電力・エネルギー部門大会 No.153 pp.2-6-15-2-6-16 (2019)
- [33] M. Huang, Z. Wei, M. Pau, F. Ponci, and G. Sun: "Interval State Estimation for Low-Voltage Distribution Systems Based on Smart Meter Data", IEEE Trans on Instrumentation and Measurement, Vol. 68, No. 9, pp.3090-3099 (2019)
- [34] E. B. Alzate, M. B. Bueno-Lopez, J. Xie and K. Strunz: "Distribution System State Estimation to Support Coordinated Voltage-Control Strategies by Using Smart Meters", IEEE Trans on Instrumentation and Measurement, IEEE Trans on Power Systems, Vol. 36, No. 6, pp.5198-5207 (2019)
- [35] I. Shinozaki, N. Kanno, Y. Miyazato: "Study of Estimation Method in Distribution System Utilizing Smart Meter", Proc. 2020 Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan No.106 pp.1-17-1-18 (2020) (in Japanese)
篠崎一樹・菅野伯造・宮里善貴:「スマートメータを活用した配電系統の高圧電圧推定手法の検討」, 令和2年電気学会電力・エネルギー部門大会 No.106 pp.1WEB1-17-1WEB1-18 (2020)
- [36] K. Hikoyama, Y. Kanazawa, H. Uenishi, H. Ishikawa, T. Tomihiro and K. Shunsuke: "Study on Voltage Calculation Method of Medium Voltage Distribution System Utilizing Data from Sensor-equipped Switchgears and Smart Meters", The Papers of Joint Technical Meeting on Power Engineering and Power Systems Engineering IEE Japan, PE-19-86, PSE-19-88, pp.43-48 (2019) (in Japanese)
彦山和久・金沢由樹・上西宏和・石川博之・高野富弘・河野俊介:「センサ付開閉器およびスマートメータの計測データを用いた高圧配電系統の電圧計算手法に関する研究」, 電力技術・電力系統技術合同研究会 PE-19-86, PSE-19-88, pp.43-48 (2019)
- [37] R. Singh, B. C. Pal, R. B. Vinter, "Measurement Placement in Distribution System State Estimation", IEEE Transactions on Power Systems Vol. 24, No. 2, pp. 668 - 675 ,2009.
- [38] P. A. Pegoraro and S. Sulis, "Robustness-Oriented Meter Placement for Distribution System State Estimation in Presence of Network Parameter Uncertainty", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement ,Vol. 62, No. 5, pp. 954-962,2013.
- [39] J. Liu, F. Ponci, A. Monti; C. Muscas, P. A. Pegoraro and S. Sulis, "Optimal Meter Placement for Robust Measurement Systems in Active Distribution Grids", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement Vol. 63, No. 5, pp.1096-1105 2014.
- [40] S. Deshmukh, B. Natarajan, A. Pahwa, "State Estimation and Voltage/VAR Control in Distribution Network With Intermittent Measurements", IEEE Transactions on Smart Grid Vol. 5, No. 1, pp-200-209 ,2014.
- [41] Y. Wang, N. Zhang, Q. Chen, D. S. Kirschen, P. Li, and Q. Xia, "Datadriven probabilistic net load forecasting with high penetration of behind-the-meter PV," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 33, No. 3, pp. 3255–3264 (2018).

- [42] F. Wang, Z. Xuan, Z. Zhen, K. Li, T. Wang, and M. Shi, “A day-ahead PV power forecasting method based on LSTM-RNN model and time correlation modification under partial daily pattern prediction framework,” *Energy Convers. Manage.*, vol. 212, no. 112766, pp. 1–14, May 2020.
- [43] B. Chen, C. Chen, J. Wang, and K. L. Butler-Purry, “Sequential service restoration for unbalanced distribution systems and microgrids,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 1507–1520, Mar. 2018.
- [44] F. Ding and B. Mather, “On distributed PV hosting capacity estimation, sensitivity study and improvement,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1010–1020, Jul. 2017.
- [45] N. Watanabe, Y. Ogihara, Y. Kataoka, and N. Hiraiwa: “Estimation Method for Photovoltaic Generation Power Based on Section Switch Data”, 2009 Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan, No.138 (2009) (in Japanese)
渡邊直人・萩原義典・片岡康宏・平岩直哉：「区間開閉器を用いた太陽光発電量把握手法の一検討」，平成 21 年電気学会 B 部門大会，No.138 (2009)
- [46] T. Yamada, A. Ishigame, and T. Genji: “An Estimation Method of Distribution System Load with Photovoltaic Power Generation based on ICA”, *IEEJ Trans. PE*, Vol.131, No.5, pp.421–428 (2011) (in Japanese)
山田貴義・石亀篤司・元治 崇：「先験情報を活用した ICA による系統 連系太陽光発電の出力推定手法」，電学論 B, Vol.131, No.5, pp.421–428 (2011)
- [47] A. Yasunaga, R. Hara, H. Kita, and E. Tanaka: “Online Estimation of Load and PV Output with Power Flow Data in Distribution System”, *IEEJ Trans. PE*, IEE Japan, Vol.132, No.12, pp.942–951 (2012) (in Japanese)
安永章人・原 亮一・北 裕幸・田中英一：「配電系統における潮流情 報を用いた負荷量と PV 出力のオンライン推定」，電学論 B, Vol.132, No.12, pp.942–951 (2012)
- [48] N. Ishibashi, T. Iizaka, T. Katsuno, Y. Nakanishi, Y. Kimura, S. Takayama, and A. Ishigame: “An Online Estimation of Actual Load and PV Output in Distribution System with PV Actual Activated Capacity Estimating Method”, *IEEJ Trans. PE*, IEE Japan, Vol.135, No.1, pp.35–41 (2015) (in Japanese)
石橋直人・飯坂達也・勝野 徹・中西要祐・木村友哉・高山聡志・石亀篤司：「PV 実稼働容量推定方法を用いた配電系統における実負荷 と太陽発電量のオンライン推定」，電学論 B, Vol.135, No.1, pp.35–41(2015)
- [49] T. Hirata, M. Imamura, M. Kanno, and T. Iizuka: “Estimation of PV Power Generation with Unknown Operating Rate Variation”, *IEEJ Trans. PE*, IEE Japan, Vol.134, No.4, pp.360–366 (2014) (in Japanese)
平田飛仙・今村 誠・菅野幹人・飯塚 剛：「設備容量の不確実性を考 慮した太陽光発電出力推定手法」，電学論 B, Vol.134, No.4, pp.360–366 (2014)
- [50] K. Matsuda, K. Misawa, H. Takahashi, K. Furukawa, and S. Uemura: “Proposal of PV Output Estimate Method in Short Time Intervals”, *IEEJ Trans. PE*, IEE Japan, Vol.136, No.12, pp.891–897 (2016) (in Japanese)
松田勝弘・三澤和弘・高橋広考・古川健太・上村 敏：「短周期単位での PV 出力推定方式の提案」，電学論 B, Vol.136, No.12, pp.891–897(2016)

- [51] N. Kanao and M. Ishimaru: “Estimation of PV Output and Forecasting of Real Load in a Distribution Line Interconnecting PV Generation”, IEEJ Trans. PE, IEE Japan, Vol.140, No.12, pp.842-850 (2020) (in Japanese)
金尾則一・石丸雅章:「PV が連系された配電線の PV 出力推定と実 負荷の短時間予測」, 電学論 B, Vol.140, No.12, pp.842-850 (2020)
- [52] K. Yasumami and T. Washio: “Applicability Evaluation of a PV Power Output Estimation Method by using Covariance between Solar Radiation Intensity and Power Flow”, IEEJ Trans. PE, Vol.137, No.7, pp.488–498 (2017) (in Japanese)
安並一浩・鷺尾 隆:「日射強度と電力潮流の共分散を利用した太陽光発電出力推定手法の適用可能性評価」, 電学論 B, Vol.137, No.7, pp.488–498 (2017)
- [53] K. Yashnami, O. Yatsubo, T. Washio, and N. Takada: “An Estimation Method of Photovoltaics Power Output using Satellite Images and Power Flow”, IEEJ Trans. EIS, Vol.140, No.2, pp.129–136 (2020) (in Japanese)
安並一浩・矢壺 修・鷺尾 隆・高田 望:「衛星画像と電力潮流を利用した太陽光発電出力推定手法」, 電学論 C, Vol.140, No.2, pp.129–136 (2020)
- [54] T. K. Wijaya, M. Vasirani, and K. Aberer, “When bias matters: An economic assessment of demand response baselines for residential customers,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1755–1763(2014)
- [55] K. Li, J. Yan, L. Hu, F. Wang, Ning: “ZhangTwo-stage Decoupled Estimation Approach of Aggregated Baseline Load under High Penetration of Behind-the-Meter PV System” ,IEEE Trans on Smart Grid ,Vol.12, No.6,pp4876-4885(2021)
- [56] K. Pan, Z. Chen, C. S. Lai, C. Xie, D. Wang, Z. Zhao, X. Wu, N. Tong, L. L. Lai, N. D. Hatziargyriou: “A Novel Data-Driven Method for Behind-the-Meter Solar Generation Disaggregation With Cross-Iteration Refinement”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 13, No 5, pp3823 - 3835(2022)
- [57] R. Saeedi, S. K. Sadanandan, A. K. Srivastava, K. L. Davies, A. H. Gebremedhin: “An Adaptive Machine Learning Framework for Behind-the-Meter Load/PV Disaggregation”, IEEE Transactions on Industrial Informatics , Vol. 17, No. 10, pp7060 - 7069 (2021)
- [58] J. Lin, J. Ma, J. Zhu: “A Privacy-Preserving Federated Learning Method for Probabilistic Community-Level Behind-the-Meter Solar Generation Disaggregation”, IEEE Transactions on Smart Grid ,Vol. 13, No. 1, pp.268 - 279(2022)
- [59] N. Mahdavi, D. Weeraddana, Y. Guo: “Probabilistic Estimation of PV Generation at Customer and Distribution Feeder Levels Using Net-Demand Data” , IEEE Transactions on Smart Grid Vol. 14, No. 3, pp.1974 - 1984(2023)
- [60] M. Khodayar, G. Liu, J. Wang, O. Kaynak, M. E. Khodayar: “Spatiotemporal Behind-the-Meter Load and PV Power Forecasting via Deep Graph Dictionary Learning” , IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems ,Vol. 32, No. 10, pp.4713 - 4727(2021)
- [61] F. Bu, K. Dehghanpour, Y. Yuan, Z. Wang, Y. Zhang: “A Data-Driven Game-Theoretic Approach for Behind-the-Meter PV Generation Disaggregation” , IEEE Transactions on Power Systems Vol. 35, No. 4, pp.3133 - 3144 (2020)

- [62] F. Bu, K. Dehghanpour, Y. Yuan, Z. Wang, Y. Guo: “Disaggregating Customer-Level Behind-the-Meter PV Generation Using Smart Meter Data and Solar Exemplars”, IEEE Transactions on Power Systems Vol. 36, No. 6, pp. 5417 - 5427(2021)
- [63] K. Yasunami: “An Estimation Method of Photovoltaics Power Output Utilizing Smart Meter Data” IEEJ Trans. EIS, IEE Japan, Vol.141, No.12, pp1484-1491(2021)(in Japanese)
安並一浩「スマートメータを利用した太陽光発電出力推定手法」,電学論C,Vol.141,No.12,pp1484-1491(2021)
K. Yasunami: “An Estimation Method of Oversized PV Array Power Output Utilizing Smart Meter Data” 2022 Annual Conference of Power & Energy Society, IEEJ, No.138 (2022) (in Japanese)
- [64] 安並一浩「スマートメータを利用した過積載 PV の発電出力推定手法」, 令和 4 年電気学会 B 部門大会, No.14 (2022)
- [65] T. Matsumura, Y. Yokomizu, M. Deguchi, A. Nagae, Y. Kawada and H. Shimizu: “Comparison of Active and Reactive Power Operation Functions for Voltage Rise Suppression in Power Conditioner of Photovoltaic Power System”, 2016 National Convention Record IEE Japan, No. 6-199 (2016) (in Japanese)
松村年郎・横水康伸・出口真行・長江暁彦・川田吉弘・清水洋隆:「太陽光発電用パワーコンディショナの電圧上昇抑制のための有効無効電力制御の比較」平成 28 年電気学会全国大会, No6-199(2016)
- [66] R. E. Larson, W. F. Tinney and J. Peschon: “State Estimation in Power Systems Part I:Theory and Feasibility”, IEEE Trans on Power Systems, Vol.89, No.3, pp.345-352 (1970)
- [67] T. Ogawa: “Development of State Estimation in Power Systems”, System Engineering Research Laboratory, No.102 (1979) (in Japanese)
小川 哲次:「電力系統の状態推定法の開発」, 電力中央研究所研究報告書, No.102 (1979)
- [68] F. F. Wu, W.-H. E. Liu and S.-M. Lun: “Observability analysis and bad data processing for state estimation with equality constraints”, IEEE Trans on Power Systems, Vol. 3, No. 2, pp.541-548(1988)
- [69] 電気共同研究会:「配電系統の高調波障害防止対策」, 電気共同研究第 37 巻第 3 号(1981)
- [70] H. Tajima, ” Power Distribution Automation System”, IEIEJ Vol. 29, No.6, pp431-435(2009)(in Japanese)
田島久嗣,「配電自動化システム」, 電気設備学会誌/29 巻 (2009) 6 号 (2021)

著者が発表した論文

本論文に関して著者が公表した論文

- [1] 赤坂 莉空, 原 亮一, 北 裕幸, 田邊 隆之, 杉村 修: 「状態推定を用いた配電系統の電圧分布推定」, 電気学会論文誌 B 分冊, Vol.141, No.6, pp.440-447 (2021)
- [2] R. Akasaka, R. Hara, H. Kita, S. Sugimura, T. Kurihara: 「Determination of estimation accuracy of voltage profiles required for proper voltage control by on-load tap changer in distribution systems」, Energies 17(1), 84 (2023/12)

本論文に関して著者が行った講演発表等

- [1] 赤坂莉空, 原亮一, 北裕幸, 田邊隆之, 杉村修平, ”状態推定を用いた配電系統の電圧分布推定に関する基礎検討”, 令和元年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, 室蘭, 口頭 (2019 年 11 月)
- [2] 赤坂莉空, 原亮一, 北裕幸, 田邊隆之, 杉村修平, ”状態推定を用いた配電系統の電圧分布推定”, 令和 2 年電気学会電力・エネルギー部門大会, オンライン, 口頭 (2020 年 9 月)
- [3] 赤坂莉空, 原亮一, 北裕幸, 田邊隆之, 杉村修平”状態推定を用いた配電系統の電圧分布推定-推定精度の詳細な分析-”, 2020 年 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, オンライン, 口頭 (2020 年 9 月)
- [4] 赤坂莉空, 原亮一, 北裕幸, 田邊隆之, 杉村修平 「状態推定結果を用いた配電系統の負荷及び太陽光発電出力の推定法」, 電気学会電力・エネルギー部門大会 105, (2021.8)
- [5] 赤坂莉空, 原亮一, 北裕幸, 田邊隆之, 杉村修平 「状態推定と ICA による配電系統の負荷・太陽光発電出力分離-オンライン推定時の推定範囲と推定精度-」, , 令和 3 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, 40, pp.59-60 (2021.11)
- [6] 赤坂莉空, 原亮一, 北裕幸, 杉村修平, 後藤誠弥, 栗原世治, 「状態推定結果を入力とした配電系統の負荷と太陽光発電出力の推定法-ローパスフィルタの適用方法に関する検討-」, 令和 4 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.205, pp.4-2-15-4-2-16 (2022.9)
- [7] Riku Akasaka, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita, Shuhei Sugimura, Seiya Goto, Toshiharu Kurihara, ” Estimation Method for Load and Photovoltaic Generation Systems Output in A Distribution System using ICA and State Estimation”, PVSEC-33, TuP-12-15 ,November 13-17,2022,Nagoya,Japan
- [8] 赤坂莉空, 原亮一, 北裕幸, 杉村修平, 後藤誠弥, 栗原世治, 「状態推定を用いた配電系統の電圧分布推定ースマートメータの計測情報と推定精度の関係ー」, 令和 5 年電気学会全国大会, 6-127, pp.205-206 (2023/03/15-17)

-
- [9] 赤坂莉空, 原亮一, 北裕幸, 杉村修平, 栗原世治, 「配電系統における電圧分布の推定誤差が LRT の電圧制御に与える影響」, 令和 5 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 127, pp.3-1-1-3-1-2 (2023/09/04-06)
- [10] 赤坂莉空, 原亮一, 北裕幸, 「配電系統における電圧分布の推定誤差が LRT の電圧制御に与える影響 — 電圧分布推定誤差の模擬方法 —」, 令和 5 年度 電気・情報関係学会北海道支部連合大会, 56, pp.85-86 (2023/10/28-29)

謝辞

本論文は、筆者が北海道大学 大学院情報科学院情報科学専攻システム情報科学コースシステム融合学分野に在籍中の研究成果をまとめたものである。本論文の執筆にあたり、多くの方々から多大なるご指導・ご支援をいただきました。

北裕幸教授，原亮一准教授には，研究を進めるにあたり日頃より打合せ等において多大なるご指導，ご助言をいただきました。これまでの研究の成果は，先生方のおかげであると強く実感しております。ここに深く感謝の意を示します。

秘書の尾崎ちえみさん，技術職員の李家康さんには，日頃より我々学生が研究活動へ集中できる環境を整えていただき，大変お世話になりました。心より感謝申し上げます。

研究室の同輩・後輩の皆様からも日頃より有益なご討論・ご助言をいただき，普段の研究室での生活面におきましても多大なご協力をいただきました。心より感謝申し上げます。

私がここまで研究を進め，本論文を執筆することができたのは，本研究室の皆様のご協力のおかげであると強く感じております。ここに，心より厚く御礼申し上げます。

また，明電舎株式会社の杉村修平様，栗原世治様をはじめとする企業の方にも，研究打合せ等で様々な方面・角度からの意見を頂きました。心より感謝申し上げます。

本研究開発の一部は、JST 科学技術イノベーション創出に向けた大学フェローシップ創設事業 JPMJFS2101 の支援を受けたものです。

本研究の一部はパワーアカデミーの研究助成により実施されたものであり，関係各位にはここに深くお礼申し上げます。

最後に，大学院進学まで生活や経済的な支援をして頂いた両親に深く感謝いたします。ありがとうございました。

2024 年 3 月

北海道大学 大学院情報科学院
システム情報科学コース 電力システム研究室
赤坂莉空