

Title	統計学的手法を用いた太陽光発電出力変動分析に関する研究
Author(s)	安並, 一浩
Citation	大阪大学, 2016, 博士論文
Version Type	VoR
URL	https://doi.org/10.18910/55940
rights	
Note	

Osaka University Knowledge Archive : OUKA

<https://ir.library.osaka-u.ac.jp/>

Osaka University

博士学位論文

統計学的手法を用いた
太陽光発電出力変動分析に関する研究

安並 一浩

2016年1月

大阪大学大学院 工学研究科
電気電子情報工学専攻

謝辞

本論文は、大阪大学大学院 教授 鷺尾 隆 博士 の御指導のもとに、筆者が大阪大学大学院工学研究科電気電子情報工学専攻在学中に行った研究成果をまとめたものである。本研究を遂行するに当たり、鷺尾 教授から賜わった御懇意なる教示、御鞭撻に対し、深甚なる感謝の意を表する次第である。

本論文をまとめるにあたり、筆者は大阪大学大学院 教授 駒谷 和範 博士、ならびに同准教授 清水 昌平 博士に有益なる御教示、御助言を賜わった。ここに深く感謝する。

筆者の大学院在学中、講義等を通じて多くの御指導を賜わった大阪大学大学院 教授 滝根 哲哉 博士、同教授 北山 研一 博士、同教授 馬場口 登 博士、同教授 三瓶 政一 博士、同教授 宮地 充子 博士、同教授 井上 恭 博士をはじめとする諸先生方に厚く感謝を申し上げる。

筆者は研究を行うにあたり、株式会社三菱総合研究所 寺邊 正大 氏、井上 剛 氏に御助言、御協力を頂いた。ここに深く感謝の意を表する。

関西電力株式会社 研究開発室（旧）エネルギー利用技術研究所 所長 西川 徳裕 氏（現在 関西電力株式会社 東京支社）をはじめ、関西電力株式会社 研究開発室（旧）エネルギー利用技術研究所 総合エネルギー研究室 主幹 吉川 信明 氏（現在 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構）、グループリーダー 斉藤 圭二 氏（現在 関電システムソリューションズ株式会社）、グループリーダー 出野 賢一 氏（現在 関西電力株式会社 技術研究所）には多大な御協力と御激励を頂いた。厚く御礼申し上げます。

関西電力株式会社 研究開発室 技術研究所 所長 米沢 比呂志 氏、副所長 菅 敏昭 氏、関西電力株式会社 研究開発室 技術研究所 流通技術研究室（ネットワーク・系統）主幹 貝塚 泰一 氏、シニアリサーチャー 羽田野 伸彦 氏、主研 矢壺 修 氏には多大なる御支援と御激励を頂いた。厚く御礼申し上げます。

筆者は研究を行うにあたり、関西電力株式会社 研究開発室 技術研究所 篠崎 孝一 氏、今井 真司 氏、請川 輝和 氏、山本 恵一 氏に貴重な実測データを御提供頂いた。ここに深く感謝の意を表する。

関西電力株式会社 児山 篤紘 氏，竹ノ下 経 氏，須羽 泰行 氏，安部 誠 氏，村上 樹里 氏，長谷 卓 氏には論文投稿時に有益な御助言，御協力を頂いた。厚く感謝申し上げます。

関西電力株式会社 浅利 一成 氏，吉田 修 氏，近藤 修平 氏（現在 一般財団法人 電力中央研究所）には研究の内容のみならず，幅広く御指導，御助言を頂いた。厚く御礼申し上げます。

関西電力株式会社 石津 京二 氏（現在 一般財団法人 大阪科学技術センター），玖村 深 氏，児玉 智 氏，山田 望 氏（現在 電気事業連合会），佐藤 貴史 氏，水野 公平 氏には研究開始前から，公私にわたり，幅広く御助言，御激励を頂いた。厚く感謝申し上げます。

最後に，博士課程への進学を応援してくれた両親，弟の家族に感謝する。

内容梗概

本論文は、筆者が大阪大学大学院工学研究科（電気電子情報工学専攻）在学中に行った、統計学的手法を用いた太陽光発電出力変動分析に関する研究成果をまとめたものである。

電力は、現代社会においては必要不可欠なものであり、日本においては、常に、ある一定の品質基準を満足する電力が、安定的に供給されている。なお、電力の品質は、主に、「停電時間」、「電圧」、「周波数」の3つの指標で評価される。

一般電気事業者は、「停電時間の極小化」と「適正電圧の維持」を目的として、電力が最適なルートを通過するように、電力系統を制御している。この業務は、一般的には、「系統運用業務」と呼ばれている。一方、電力は貯めておくことが難しいため、時々刻々と変動する需要量（負荷量）に供給量（発電量）を一致させる、つまり、需要と供給のバランスをとる必要がある。もし、このバランスが崩れると、「周波数の運用管理値の逸脱」が発生する。ゆえに、一般電気事業者は、「適正周波数の維持」を目的として、時々刻々と変化する負荷量に発電量を一致させるように、発電機の並解列や発電出力の調整を行っている。この業務は、一般的には、「需給運用業務」と呼ばれている。

ところで、近年、地球温暖化問題、エネルギーセキュリティ、化石燃料の枯渇などの観点から、再生可能エネルギーの導入促進が求められている。特に、日本では、再生可能エネルギーの中でも、太陽光発電に注目が集まっており、その導入目標量は、2020年までに2,800万kWとなっている。よって、今後、このような膨大な量の太陽光発電が電力系統に連系されることが予想されるが、太陽光発電は自然まかせの制御できない電源であるため、上述した系統運用、需給運用の両面に対して、様々な悪影響を与えることが憂慮されている。

その太陽光発電大量導入時における系統運用業務、需給運用業務への悪影響については、経済産業省・資源エネルギー庁の委員会等でも議論されており、一般的には、「余剰電力の発生」、「周波数調整力不足」、「電圧上昇」の3つが挙げられる。そして、「余剰電力の発生」と「電圧上昇」については、それぞれ具体的な検討が進んでいるが、「周波数調整力不足」については、検討のために必要となる日射

強度データの観測網を整備する必要があったことなどから、「余剰電力の発生」や「電圧上昇」と比較して検討が遅れており、課題はまだ数多く残されている状況である。そこで、本研究では、「周波数調整力不足」を対象とした。

現在の周波数調整は、負荷の変動量を、周期毎に分析した上で、変動周期毎に、GF (Governor Free : 調速機運転), LFC (Load Frequency Control : 負荷周波数制御), EDC (Economic load Dispatching Control : 経済負荷配分制御) と呼ばれる 3 つの発電機出力制御により吸収させることで、電力系統の周波数を適正周波数に維持している。それゆえ、負荷の変動量を実績値等から管理、把握することで、それぞれの発電機出力制御の必要量を算出し、そのために必要となる発電機の運用を年間、月間、週間等のスパンでそれぞれ計画し、最終的には、前日までに起動する発電機を決定することで運用を行っている。さらに、このような発電機運用に支障を生じさせないために、必要な発電機の 10 年程度以上のスパンにおける建設計画を策定している。また、当日の発電機の運用時にも、時々刻々と変化する負荷の変動量を、数分程度以下の時間分解能をもって、かつ、リアルタイムで把握し、GF, LFC, EDC の各発電機出力制御で利用している。

太陽光発電が大量に導入されてくると、負荷の変動だけではなく、太陽光発電の出力変動も、同じように、上述した変動周期毎に、3 つの発電機出力制御 GF, LFC, EDC によって吸収させる必要が生じる。そのため、政府が 2,800 万 kW という非常に大きな導入目標量を掲げていることから太陽光発電が大量に導入されると予想されている、2020 年以降の将来断面の発電機運用の検討、さらには、今後の発電機建設計画策定のためには、太陽光発電大量導入時における太陽光発電の出力変動量を、上述の変動周期毎に見積もり、3 つの発電機出力制御の必要量を算出する必要がある。また、2020 年以降の将来においては、当日の発電機の運用時にも、3 つの発電機出力制御で、負荷変動量と同様に、時々刻々と変化する太陽光発電の出力変動量が必要となるため、太陽光発電出力変動量も、数分程度以下の時間分解能をもって、かつ、リアルタイムで把握する必要がある。なお、3 つの発電機出力制御の必要量を過少評価すれば電力品質が低下し、逆に、過大評価すれば不経済な運用となるため、その算出のために必要となる太陽光発電出力変動量も、過少評価すれば電力品質が低下し、逆に、過大評価すれば不経済な運用となる。

しかし、太陽光発電はその出力を全ては実測、把握できていないこと、また、太陽光発電大量導入時、つまり現時点ではなく2020年以降の将来断面の太陽光発電の出力変動量を推定する必要があることなどから、太陽光発電出力変動分析技術が必要となる。なお、将来断面の太陽光発電の出力変動量は、直接推定することが難しい。よって、日射強度の変動量が現在と将来で大きくは変わらないという仮定の下に、まずは、日射計などから得られた現在の日射強度を利用して、その変動量を分析する。そして、将来断面の太陽光発電の位置的な分布を想定（仮想）し、上記で求めた現在の日射強度の変動量に、太陽光発電の発電効率（受光した日射強度を電力に変換するための効率）を乗ずることで、将来断面の太陽光発電の出力変動量を推定することになる。

電力会社の実際の運用で必要となる太陽光発電出力変動分析技術の要件は、以下のとおりである。

- 上述した3つの発電機出力制御が対象とする周期における太陽光発電の出力変動量を分析可能であること。
- 将来断面の発電機運用の検討、さらには、今後の発電機建設計画策定のために必要となる、2020年以降の将来断面の太陽光発電の出力変動量を分析可能であること。なお、そのためには、上述のとおり、日射計から得られた日射強度の変動量を分析できる必要がある。
- 数分程度以下の時間分解能をもって、リアルタイムで、太陽光発電の出力変動量を分析可能であること。
- 太陽光発電の出力変動量を、過大、過少に偏ることなく、分析可能であること。
- 太陽光発電出力変動分析のために必要となるコストは、出来得る限り、低く抑えることができること。

よって、本研究では、上述した要件を満足する太陽光発電出力変動分析技術の技術開発を目標とし、そのために解決すべき3つの技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」、「地点間の日射強度の相

互相関関数の把握」,「太陽光発電出力推定」に対応した。なお,太陽光発電の平滑化効果とは,多数の太陽光発電が面的に分布することにより,その出力変動が相殺されることで平滑化される効果のことである。

本論文では,第一に,技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」に対応した。太陽光発電出力変動分析を行う際に,気象条件で類似日を分類する必要性と太陽光発電の位置的な分布状況を考慮する必要性が明確になっておらず,分析のために必要となる気象条件や太陽光発電の位置的な分布状況が,適切に考慮されていない可能性がある。それゆえ,太陽光発電出力変動量を過大,あるいは,過少評価している可能性がある。そこで,本論文では,まずは,「気象条件による類似日の分類手法」と「太陽光発電の位置的な分布状況が太陽光発電出力変動に与える影響を分析する手法」を提案した。なお,前者については,全天日射計で測定した日射強度を利用した指標を提案し,その指標に k-means 法を適用して,対象日を特徴的で,かつ,理解可能な数のカテゴリ数である,3つのカテゴリに分類する手法を提案した。また,後者については,関西電力株式会社堺太陽光発電所で実測されたデータを取捨選択することで,5つの特徴的な太陽光発電の位置的な分布状況を仮想的に作り出し,上述した3つのカテゴリ毎に,対象周期におけるパワースペクトル密度を比較するという手法を提案した。そして,これらの提案手法を用いて,関西電力株式会社堺太陽光発電所の実測データを分析することで,類似日が3つのカテゴリに適切に分類できることを確認し,さらには,太陽光発電出力変動が気象条件や太陽光発電の位置的な分布状況で大きく異なることを確認できた。以上から,太陽光発電出力変動分析を行う際には,気象条件で類似日を分類する必要性と太陽光発電の位置的な分布状況を正確に考慮する必要性が高いことを明らかにし,上述の課題を克服できることを説明した。

第二に,技術課題「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」に対応した。太陽光発電出力変動分析で必要となる地点間の日射強度の相互相関関数を推定する際には,数多くの日射計が必要となるが,日射計を設置,運用していくためには,コストが必要となるため,できるだけ少数の日射計のみを用いる相互相関関数推定手法が必要となる。また,地点間の日射強度の相互相関関数の距離依存性には,風向による異方性があることがわかっているが,多くの手法が風向による異方性

の効果を反映していないため、上記と同様に、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価している可能性がある。そこで、本論文では、従来よりも少数である3地点の日射計の情報から、風向による異方性の効果を反映して、日射計の存在しない周辺地点との日射強度の相互相関関数を高精度に推定できる時空間減衰モデルを用いた相互相関関数推定手法を提案した。そして、関西電力株式会社堺太陽光発電所に設置した日射計の実測データを利用して、測定値から算出した地点間の日射強度の相互相関関数と提案手法を用いて推定した地点間の日射強度の相互相関関数を比較することで精度評価を行い、提案手法の精度は、従来手法と比較して高く、従来よりも少ない日射計しか利用できない状況においても、過大、過少の偏りが少なく、高い精度で推定できることを明らかにした。以上から、提案手法の妥当性と従来手法に対する優位性が明らかになり、上述の課題を克服できることを説明した。

第三に、技術課題「太陽光発電出力推定」に対応した。太陽光発電出力変動分析で必要となる「太陽光発電出力推定手法」について、リアルタイムで利用でき、かつ、低コストで実現できる実用的な手法が開発されていないという課題に対応するため、まずは、低コストで入手できる変電所などで測定した電力潮流と日射強度から、日射強度を太陽光発電出力に変換するための変換係数を推定する手法を提案した。なお、提案手法は、太陽光発電出力は日射強度に比例するが、電力負荷は日射強度と相関がないという仮定を置いた上で、日射強度と電力潮流の共分散と日射強度の自己共分散を計算し、それらから、上述した変換係数を推定する手法となっている。本提案手法については、関西電力株式会社管内の電力系統から得られた実測データを用いて、まずは、上述の仮定が成立していることを確認し、さらには、実際の太陽光発電の導入状況や変電所における電力潮流の測定状況に近い状況においても、高い精度で推定できることを確認できた。以上から、太陽光発電出力を低コスト、かつ、高精度に、リアルタイムで推定できる手法を開発することができ、上述の課題を克服できることを説明した。

以上の梗概に基づき、本論文は以下の6章より構成する。

第1章は序論であり、本研究の背景として、現在、電力会社が行っている系統運用業務、需給運用業務の概要について説明し、近年、注目を集めている太陽光発電の特徴と動向について述べる。さらに、太陽光発電の導入が進むにつれて発生

する系統運用，需給運用上の問題点の概要について述べ，本研究の位置づけを明確化する。

第2章では，太陽光発電が大量に導入された場合の系統運用，需給運用上の問題点を整理し，特に，本研究がターゲットとしている電力品質の指標の一つである周波数に関連する問題点を詳細に説明する。そして，その問題点の対策のために必要となる太陽光発電出力変動分析技術と，それに関連する3つの技術課題について詳細に説明する。

第3章では，太陽光発電出力変動分析で必要となる「気象条件による類似日の分類手法」と「太陽光発電の位置的な分布状況が太陽光発電出力変動に与える影響を分析する手法」を提案する。そして，それらの提案手法を用いて，関西電力株式会社堺太陽光発電所の実測データを分析し，太陽光発電出力変動が気象条件や太陽光発電の位置的な分布状況で大きく異なることを明らかにする。なお，この章は，上述した論文の内容の第一の項目に相当する。

第4章では，太陽光発電出力変動分析で必要となる地点間の日射強度の相互相関関数を，従来よりも少数である3地点の日射計の情報から，風向による異方性の効果を反映して，高精度に推定できる時空間減衰モデルを用いた相互相関関数推定手法を提案する。そして，関西電力株式会社堺太陽光発電所に設置した日射計の実測データを利用して，提案手法の妥当性と従来手法に対する優位性を明らかにする。なお，この章は，上述した論文の内容の第二の項目に相当する。

第5章では，太陽光発電出力変動分析で必要となる「太陽光発電出力推定手法」を提案する。提案手法は，変電所などで測定した電力潮流の有効電力と日射強度から，日射強度を太陽光発電出力に変換する変換係数を推定する手法である。本提案手法については，関西電力株式会社管内の電力系統から得られた実測データを用いて，その妥当性と推定精度を検証する。なお，この章は，上述した論文の内容の第三の項目に相当する。

第6章は本論文の結論であり，本研究で得られた成果について総括を示し，今後の展望について述べる。

目次

第1章	序論	1
第2章	太陽光発電の出力変動分析	7
2.1	序言	7
2.2	太陽光発電大量導入時における論点	7
2.2.1	太陽光発電大量導入時の3つの問題点	7
2.2.2	周波数調整力不足	11
2.3	先行研究事例	19
2.3.1	気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析	19
2.3.2	地点間の日射強度の相互相関関数の把握	22
2.3.3	太陽光発電出力推定	24
2.4	研究目的と研究項目	26
2.4.1	気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析	27
2.4.2	地点間の日射強度の相互相関関数の把握	27
2.4.3	太陽光発電出力推定	28
2.5	結言	28
第3章	気象条件と太陽光発電の位置的分布状況の平滑化効果への影響分析	29
3.1	序言	29
3.2	研究の背景と目的	29
3.3	使用データ	32
3.3.1	パワーコンディショナ（PCS）の交流電力出力データ	33
3.3.2	全天日射計の日射強度データ	33

3.4	気象条件による類似日の分類手法	34
3.5	太陽光発電分布が平滑化効果に与える影響の分析手法	41
3.6	実験結果	46
3.7	考察	52
3.8	結言	55
第4章	時空間減衰モデルを用いた相互相関関数推定手法	57
4.1	序言	57
4.2	研究の背景と目的	57
4.3	相互相関関数推定手法	59
4.3.1	時空間減衰モデル	59
4.3.2	減衰係数パラメータの推定手法	65
4.3.3	風向風速パラメータの推定手法	69
4.4	使用データ	72
4.5	実験結果	74
4.6	結言	81
第5章	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	83
5.1	序言	83
5.2	研究の背景と目的	83
5.3	太陽光発電出力推定手法	85
5.4	使用データ	88
5.5	実験結果	91
5.5.1	提案手法の妥当性検証	91
5.5.2	太陽光発電分布と推定精度の関係	101
5.5.3	時間分解能と推定精度の関係	110
5.6	考察	111
5.7	結言	113
第6章	結論	115
	参考文献	118

本論文に関する原著論文	127
A. 論文誌	127
B. 国際会議	127
C. 国内会議	128

表目次

3.1	PCS 交流電力出力の標準偏差の差と比	51
4.1	推定誤差の比較結果	78
5.1	誤差の平均値と標準偏差	93
5.2	誤差の平均値と標準偏差	103
5.3	τ_s と \hat{w} の推定結果	104

目 次

2.1	余剰電力のイメージ図 [8]	8
2.2	太陽光発電の出力変動のイメージ図 [8]	9
2.3	分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業 [6]	10
2.4	配電線における電圧の上昇 [8]	10
2.5	負荷変動の周期成分 [9]	12
2.6	制御分担概念図 [9]	12
3.1	堺太陽光発電所における太陽電池モジュールと全天日射計の配置状況	32
3.2	k-means 法によるクラスタリング結果のイメージ	37
3.3	エントロピーの計算結果	38
3.4	提案手法による分類結果	39
3.5	Category1 の晴天指数時系列波形の代表例 (2012/12/30)	39
3.6	Category2 の晴天指数時系列波形の代表例 (2012/6/27)	40
3.7	Category3 の晴天指数時系列波形の代表例 (2012/11/14)	40
3.8	Pattern1 (基準分布)	44
3.9	Pattern2 (セクション2に集中分布)	44
3.10	Pattern3 (分散分布)	44
3.11	Pattern4 (対象範囲の隅に集中分布)	45
3.12	Pattern5 (一様分布)	45
3.13	PSD 比較結果 (Category1) (片対数表示)	48
3.14	PSD 比較結果 (Category2) (片対数表示)	49
3.15	PSD 比較結果 (Category3) (片対数表示)	49
3.16	PSD 比較結果 (Category1) (両対数表示)	50
3.17	PSD 比較結果 (Category2) (両対数表示)	50

3.18 PSD 比較結果 (Category3) (両対数表示)	51
3.19 PCS211 を基準とした場合のコヒーレンス (Category1)	53
3.20 PCS211 を基準とした場合のコヒーレンス (Category2)	54
3.21 PCS211 を基準とした場合のコヒーレンス (Category3)	54
4.1 時空間減衰モデルの概念図	61
4.2 減衰係数推定手法の概念図	66
4.3 風向風速パラメータ推定手法の概念図	71
4.4 堺太陽光発電所における全天日射計の配置状況	73
4.5 提案手法による $\Delta\tau$ の誤差のヒストグラム	75
4.6 提案手法による $\Delta\tau$ の誤差の累積度数分布図	76
4.7 提案手法による $e^{-\alpha \Delta x -\beta \Delta\tau }$, あるいは, $e^{-\alpha \Delta\tau }$ の誤差のヒストグラム	76
4.8 提案手法による相互相関係数 $C_{AD}(0)$ の誤差のヒストグラム	78
4.9 従来手法 1 による相互相関係数 $C_{AD}(0)$ の誤差のヒストグラム	79
4.10 従来手法 2 による相互相関係数 $C_{AD}(0)$ の誤差のヒストグラム	79
4.11 箱ひげ図による推定誤差の比較結果	80
5.1 電力系統の例	86
5.2 検証に用いた電力系統の概要	90
5.3 太陽光発電所における太陽電池モジュールと全天日射計の配置状況	90
5.4 $P(t)$, $P_{PV}(t)$, $P_L(t)$ の時系列波形 (2013 年 12 月 12 日 (木))	94
5.5 $SR(t)$ の時系列波形 (2013 年 12 月 12 日 (木))	94
5.6 $SR(t)$ と $P_L(t)$ の相互相関関数	95
5.7 $P(t)$, $P_{PV}(t)$, $P_L(t)$ の時系列波形 (2013 年 12 月 15 日 (日))	95
5.8 $SR(t)$ の時系列波形 (2013 年 12 月 15 日 (日))	96
5.9 $SR(t)$ と $P_L(t)$ の相互相関関数	96
5.10 $SR(t)$ と $P(t)$ の共分散関数 (2013 年 12 月 12 日 (木))	97
5.11 $SR(t)$ と $P(t)$ の共分散関数 (2013 年 12 月 15 日 (日))	97
5.12 推定結果 (2013 年 12 月 12 日 (木))	98
5.13 推定結果 (2013 年 12 月 13 日 (金))	98
5.14 推定結果 (2013 年 12 月 15 日 (日))	99

5.15 推定結果 (2013 年 12 月 16 日 (月))	99
5.16 誤差のヒストグラム (2013 年 12 月 13 日 (金))	100
5.17 誤差のヒストグラム (2013 年 12 月 15 日 (日))	100
5.18 太陽光発電分布パターン 1	104
5.19 太陽光発電分布パターン 2	105
5.20 太陽光発電分布パターン 3	105
5.21 太陽光発電分布パターン 1 の推定結果	106
5.22 太陽光発電分布パターン 2 の推定結果	106
5.23 太陽光発電分布パターン 3 の推定結果	107
5.24 太陽光発電分布パターン 1 の共分散関数	107
5.25 太陽光発電分布パターン 2 の共分散関数	108
5.26 太陽光発電分布パターン 3 の共分散関数	108
5.27 $SR(t)$ の自己共分散関数	109
5.28 様々な時間分解能における RMSE	111

第1章 序論

電力は、現代社会においては必要不可欠なものであり、日本においては、常に、ある一定の品質基準を満足する電力が、安定的に供給されている。電力の品質は、主に、「停電時間」、「電圧」、「周波数」の3つの指標で評価される。日本の停電時間は世界的に見ても少なく、2009年度における「お客さま一軒あたりの年間事故停電時間」の実績値は14分 [1] である。電圧については、その基準値は、電気事業法施行規則第44条で規定されており [2]、標準電圧が100Vの場合には $101 \pm 6V$ を、標準電圧が200Vの場合には $202V \pm 20V$ を、それぞれ超えない値となるように維持されている。また、周波数の基準値についても、同じく、電気事業法施行規則第44条で規定されているものの、同施行規則では、「その者が供給する電気の標準周波数に等しい値」とのみ規定されている [2] ため、各一般電気事業者がそれぞれ運用管理値を決めて、その管理値を逸脱しないように運用が行われている。例えば、この周波数の運用管理値は、東京電力株式会社の場合には「周波数調整・需給運用ルール」の中で $50.0 \pm 0.2\text{Hz}$ 以内 [3]、関西電力株式会社の場合には「給電運用・運転業務要綱」の中で $60.0\text{Hz} \pm 0.2\text{Hz}$ 以内 [4] と謳われており、ホームページ上などで公開されている。

電力は、水力発電所、火力発電所、原子力発電所等の発電所で発電されるが、通常、それらの発電所は、電力が消費される需要地から遠く離れた場所にある。ゆえに、一般電気事業者は、電力を、発電所から需要地までできるだけ効率的、かつ、安定的に送電する必要がある。電力は、送電ロスを軽減するために発電所で昇圧され、送電線を介して、変電所まで送電される。通常、電力は、発電所から需要地まで送電される間に、複数の変電所を経由し、変電所で使い易い電圧に段階的に降圧されていく。そして、電力は、最終的には、需要地に近い変電所から、配電線を介して、需要家まで配電されている。なお、このような、発電所から需要家までの間に電力が通過するルートは、上述の電力の品質を維持するため、通

常，冗長的に構成されて網目状となっており，「電力系統」，あるいは，「電力網」と呼ばれている。

一般電気事業者は，「停電時間の極小化」と「適正電圧の維持」を目的として，電力が最適なルートを通過するように，電力系統を制御している．この業務は，一般的には，「系統運用業務」と呼ばれている．この業務については，近年，「監視制御システム（SCADA：Supervisory Control And Data Acquisition）」と呼ばれるシステムが導入され，かなり自動化が進んでおり，効率的，かつ，高精度な系統運用が実現されている．一方，電力は貯めておくことが難しいため，時々刻々と変動する需要量（負荷量）に供給量（発電量）を一致させる，つまり，需要と供給のバランスをとる必要がある．もし，このバランスが崩れると，「周波数の運用管理値の逸脱」が発生する．例えば，需要量の方が供給量よりも多い場合には周波数が低下し，逆に，需要量の方が供給量よりも少ない場合には周波数が上昇する．ゆえに，一般電気事業者は，「適正周波数の維持」を目的として，時々刻々と変化する負荷量に発電量を一致させるように，発電機の並解列や発電出力の調整を行っている．この業務は，一般的には，「需給運用業務」と呼ばれている．この業務についても，近年，「需給制御システム（EMS：Energy Management System）」と呼ばれるシステムが導入され，かなり自動化が進んでおり，効率的，かつ，高精度な需給運用が実現されている．

ところで，近年，地球温暖化問題，エネルギーセキュリティ，化石燃料の枯渇などの観点から，再生可能エネルギーの導入促進が求められている．特に，日本では，再生可能エネルギーの中でも，太陽光発電に注目が集まっており，その導入目標量は，2020年までに2,800万kWとなっている．この導入目標量は，中部電力株式会社のこれまでの最大電力実績値2,821万kW（2008年度に記録）[5]に相当する量であり，かなり膨大な量である．このように，今後，膨大な量の太陽光発電が電力系統に連系されることが予想されるが，太陽光発電は自然まかせの制御できない電源であるため，上述した系統運用，需給運用の両面に対して，様々な悪影響を与えることが憂慮されている．

その太陽光発電大量導入時における系統運用業務，需給運用業務への悪影響については，経済産業省・資源エネルギー庁の委員会等でも議論されており，一般的には，「余剰電力の発生」，「周波数調整力不足」，「電圧上昇」の3つが挙げられる

[6, 7, 8].「余剰電力の発生」については、「余剰電力が発生すると予想される日には、太陽光発電出力を抑制する」という方向で、また、「電圧上昇」については、「太陽光発電のパワーコンディショナ（PCS：Power Conditioning System）により無効電力を制御する」や「電柱上に自動電圧調整器（SVR：Step Voltage Regulator）や静止型無効電力補償装置（SVC：Static Var Compensator）などを設置する」という方向で、それぞれ具体的な検討が進んでいるが、「周波数調整力不足」に対する課題はまだ数多く残されている。これは、「周波数調整力不足」については、その検討のために、少なくとも年間レベルでの長期間における、広域の日射強度データが必要となるが、日射強度の測定箇所が数少ない（たとえば、関西における日射強度測定箇所は、気象庁の気象官署の3箇所しか存在しない。）ため、まずは、日射強度の観測網を整備する必要があったことや、「余剰電力の発生」、「電圧上昇」と比較して、既存技術の応用が難しく、新たな技術開発要素が多いことなどに起因する。現在、日射強度の観測網は整備されてきており、日射強度データの収集、蓄積も進んできている。このような状況から、「周波数調整力不足」に関する検討も進められるようになり、全国の大学、電力会社等で、「周波数調整力不足」のための技術開発が進んできているような状況である。そこで、本研究でも、「周波数調整力不足」を対象とし、その対策のために必要となる太陽光発電出力変動分析技術に関連する3つの技術課題に対応する。

詳細は、第2章で説明するが、「周波数調整力不足」の対策のためには、まずは、太陽光発電の出力変動量を分析、把握する必要がある。そして、その太陽光発電出力変動量を分析するための、太陽光発電出力変動分析技術を確立するためには、3つの技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」、「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」、「太陽光発電出力推定」が残されている。なお、太陽光発電の平滑化効果とは、多数の太陽光発電が面的に分布することにより、その出力変動が相殺されることで平滑化される効果のことである。

1つ目の技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」と2つ目の技術課題「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」を解決することで、政府が2,800万kWという非常に大きな導入目標量を掲げていることから太陽光発電が大量に導入されると予想されている、2020年以降の将来の

発電機運用の検討，さらには，今後の発電機建設計画策定のための検討を，電力品質を低下させることや，不経済な運用となることがないように，行うことが可能となる．一方，3つ目の技術課題「太陽光発電出力推定」を解決することで，2020年以降の太陽光発電大量導入時における当日の発電機の運用を，電力品質を低下させることや，不経済な運用となることがないように，行うことが可能となる．

以上の背景を踏まえ，本論文では，第一に，技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」に対応する．太陽光発電出力変動分析を行う際に，気象条件で類似日を分類する必要性と太陽光発電の位置的な分布状況を考慮する必要性が明確になっておらず，分析のために必要となる気象条件や太陽光発電の位置的な分布状況が，適切に考慮されていない可能性がある．それゆえ，太陽光発電出力変動量を過大，あるいは，過少評価している可能性がある．そこで，本論文では，まずは，「気象条件による類似日の分類手法」と「太陽光発電の位置的な分布状況が太陽光発電出力変動に与える影響を分析する手法」を提案する．そして，これらの提案手法を用いて，関西電力株式会社堺太陽光発電所の実測データを分析することで，類似日を適切に分類できることを確認し，さらには，太陽光発電出力変動が気象条件や太陽光発電の位置的な分布状況で大きく異なることを説明する．

第二に，技術課題「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」に対応する．太陽光発電出力変動分析で必要となる地点間の日射強度の相互相関関数を推定する際には，数多くの日射計が必要となるが，日射計を設置，運用していくためには，コストが必要となるため，できるだけ少数の日射計のみを用いる相互相関関数推定手法が必要となる．また，地点間の日射強度の相互相関関数の距離依存性には，風向による異方性があることがわかっているが，多くの手法が風向による異方性の効果を反映していないため，上記と同様に，太陽光発電出力変動量を，過大，あるいは，過少評価している可能性がある．そこで，本論文では，従来よりも少数である3地点の日射計の情報から，風向による異方性の効果を反映して，日射計の存在しない周辺地点との日射強度の相互相関関数を高精度に推定できる時空間減衰モデルを用いた相互相関関数推定手法を提案する．そして，関西電力株式会社堺太陽光発電所に設置した日射計の実測データを利用して，測定値から算出した地点間の日射強度の相互相関関数と提案手法を用いて推定した地点間の日射強度

の相互相関関数を比較することで精度評価を行い、提案手法の精度は、従来手法と比較して高く、従来よりも少ない日射計しか利用できない状況においても、過大、過少の偏りが少なく、高い精度で推定できることを明らかにする。

第三に、技術課題「太陽光発電出力推定」に対応する。太陽光発電出力変動分析で必要となる「太陽光発電出力推定手法」について、リアルタイムで利用でき、かつ、低コストで実現できる実用的な手法が開発されていないという課題に対応するため、まずは、低コストで入手できる変電所などで測定した電力潮流と日射強度から、日射強度を太陽光発電出力に変換するための変換係数を推定する手法を提案する。本提案手法については、関西電力株式会社管内の電力系統から得られた実測データを用いて、実際の太陽光発電の導入状況や変電所における電力潮流の測定状況に近い状況においても、高い精度で推定できることを説明する。

以下、第2章では、太陽光発電が大量に導入された場合の系統運用、需給運用上の問題点を整理し、特に、本研究が対象としている電力品質の指標の一つである周波数に関連する問題点を詳細に説明する。そして、その問題点の対策のために必要となる太陽光発電出力変動分析技術と、それに関連する3つの技術課題について詳細に説明する。第3章では、第2章で説明する、太陽光発電出力変動分析を行う際に、気象条件で類似日を分類する必要性と太陽光発電の位置的な分布状況を考慮する必要性が明確になっていないという課題に対応する。なお、この章は、上述した論文の内容の第一の項目に相当する。第4章では、同じく第2章で説明する、太陽光発電出力変動分析で必要となる地点間の日射強度の相互相関関数を推定する際には、数多くの日射計が必要となり、また、風向による異方性の効果を反映できないという課題に対応する。なお、この章は、上述した論文の内容の第二の項目に相当する。第5章では、同じく第2章で説明する、太陽光発電出力変動分析で必要となる「太陽光発電出力推定手法」について、リアルタイムで利用でき、かつ、低コストで実現できる実用的な手法が開発されていないという課題に対応する。なお、この章は、上述した論文の内容の第三の項目に相当する。そして、最後に、第6章で本論文の結論を述べ、本研究の成果を総括する。

第2章 太陽光発電の出力変動分析

2.1 序言

本章では、まず、2.2節で、太陽光発電が電力系統に大量に導入された場合に発生する系統運用、需給運用上の問題点を整理し、特に、本研究が対象としている電力品質の指標の一つである周波数に関連する問題点を詳細に説明する。そして、その問題点の対策のために必要となる太陽光発電出力変動分析技術と、それに関連する3つの技術課題について詳細に説明する。続いて、2.3節では、先行研究事例について紹介し、それらに残されている課題について説明する。さらに、2.4節では、本研究の研究項目とその目的について説明する。

2.2 太陽光発電大量導入時における論点

第1章でも述べたように、太陽光発電が電力系統に大量に導入された場合に発生する系統運用、需給運用上の問題点としては、一般的には、「余剰電力の発生」、「周波数調整力不足」、「電圧上昇」の3つが挙げられる [6, 7, 8]。本節では、まずは、2.2.1項で、これら3つの問題点について説明する。そして、2.2.2項で、本研究が対象とする問題点「周波数調整力不足」について詳細に説明し、その対策のために必要となる太陽光発電出力変動分析技術と、それに関連する3つの技術課題について説明する。

2.2.1 太陽光発電大量導入時の3つの問題点

まず、1つ目の問題点である「余剰電力の発生」であるが、図2.1に示すように、太陽光発電が増加すると、ゴールデンウィークなどの特殊日や休日などの需要が少ない時期、いわゆる、軽負荷時に、ベース供給力（原子力発電、水力発電、火

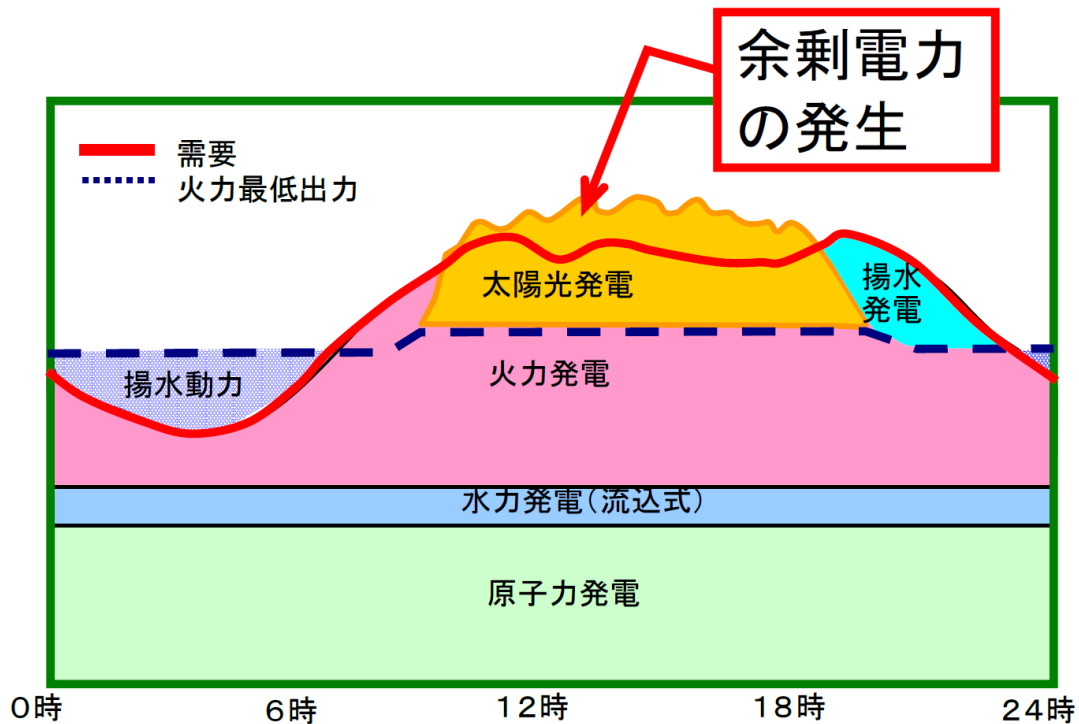


図 2.1: 余剰電力のイメージ図 [8]

力発電最低出力など)と太陽光発電による合計発電量が需要を上回り、余剰電力が発生する可能性がある。電力は、揚水発電所などで一定量を貯めておくことができるものの、その量は限られているため、需要と供給のバランスをとるためには、新たな対策が必要となる。この対策としては、「揚水発電所よりもリードタイムの短い蓄電池の導入」、「余剰電力が発生すると予想される日には、太陽光発電出力を抑制する」等の対策が検討されているが、至近では、コスト面から、後者の対策が優先的に進められており、解決の糸口が見えている。

次に、2つ目の問題点である「周波数調整力不足」であるが、太陽光発電の出力は、図 2.2 に示すように、天候などの影響で大きく変動するため、数時間程度以下の時間オーダーにおける短期的な需給バランスが崩れる可能性がある。この短期的な需給バランスが崩れると周波数が適正値を逸脱するため、太陽光発電の出力変動を吸収するように火力発電機などの出力を調整する必要がある。そのためには、その出力変動量を正確に把握する必要がある。この対策としては、図 2.3 に示

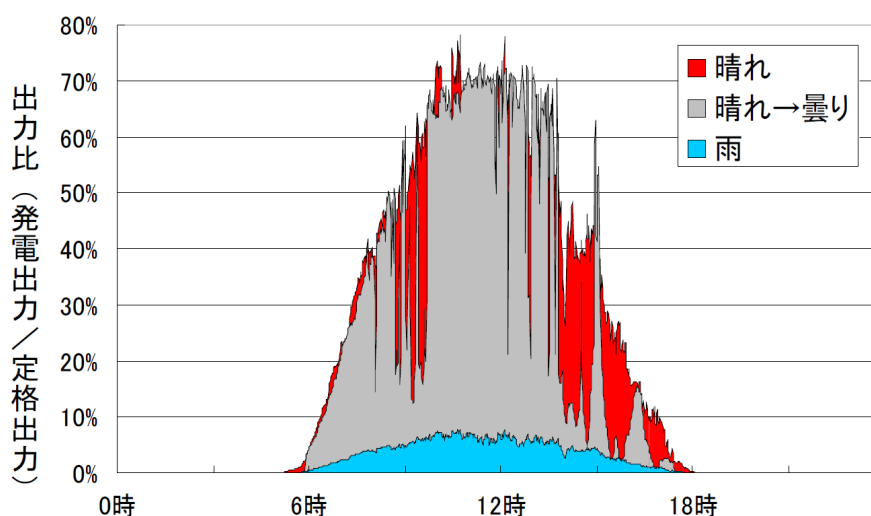


図 2.2: 太陽光発電の出力変動のイメージ図 [8]

すように、経済産業省・資源エネルギー庁補助事業「分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業」（通称、PV300）で、H21～H23年度に全国300箇所程度に全天日射計を設置して日射強度を測定し、太陽光発電大量導入時の太陽光発電出力変動量を正確に把握しようとしたものの、まだ数多くの課題が残されている。この課題については、2.2.2項と、2.3節で先行研究事例と共に詳細に説明する。

最後に、3つ目の問題点である「電圧上昇」であるが、図2.4に示すように、配電線に連系する太陽光発電の数が増加した場合、配電線の電圧が上昇し、適正電圧を逸脱する可能性がある。適正電圧を維持するためには、新たな対策が必要となる。この対策としては、「太陽光発電のパワーコンディショナ（PCS：Power Conditioning System）により無効電力を制御する」、「電柱上に自動電圧調整器（SVR：Step Voltage Regulator）や静止型無効電力補償装置（SVC：Static Var Compensator）などを設置する」等の具体的な対策が検討されており、解決の糸口が見えている。

以上のように、3つの問題点のうち、「余剰電力の発生」、「電圧上昇」については、既に解決の糸口が見えていることから、本研究では、「周波数調整力不足」のみを対象とする。2.2.2項では、この「周波数調整力不足」について、さらに深掘りして説明する。

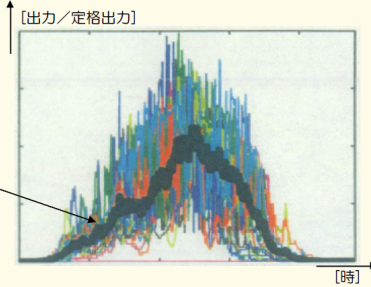
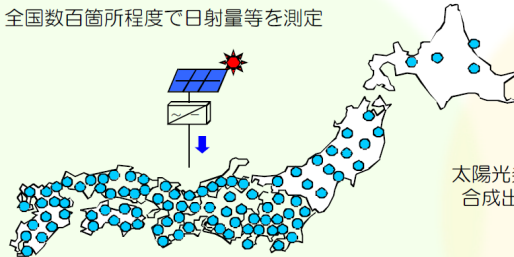
太陽光パネルの出力変動等の分析調査

分散型新エネルギー大量導入促進系統安定化対策事業を平成21年度から実施

太陽光発電の大量導入に備え、太陽光発電の出力変動や平滑化効果等について、**実測データに基づく分析・評価**を行う。

事業期間：平成21～23年度
事業総額（予定）：9億円
平成21年度予算額：3億円

全国数百箇所程度で日射量等を測定



<系統安定化対策事業における実証項目>

実証項目	内容
大量導入による平滑化効果	太陽光の短周期変動(概ね周期20分未満の変動)及び電力需給計画・運用(下げ代、予備力など)に関する長周期変動(概ね周期20分以上の変動)の平滑化効果の実証。
太陽光発電リアルタイムトータル出力の推定	太陽光発電の出力データのサンプルを基に太陽光からのリアルタイムトータル出力を精度よく推定する手法の開発・実証。

図 2.3: 分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業 [6]

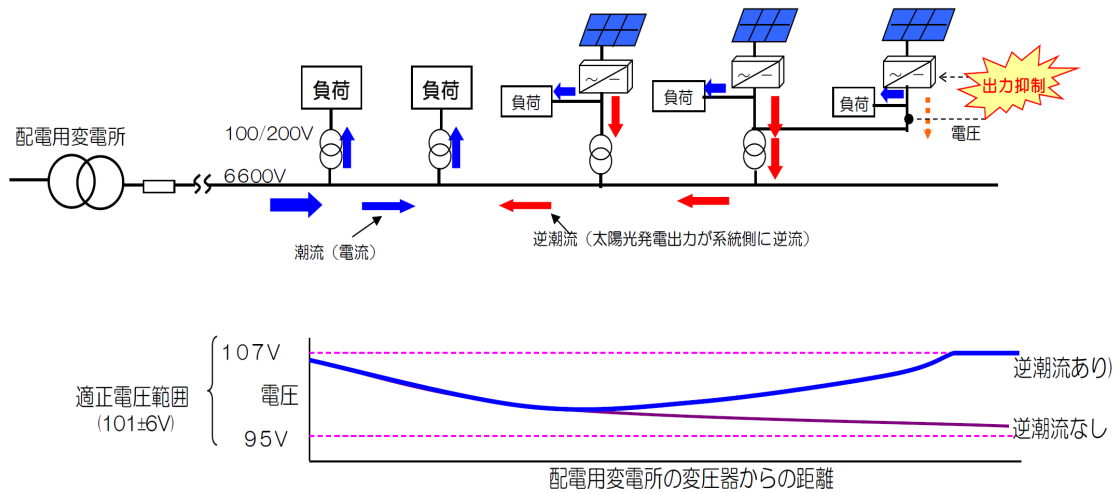


図 2.4: 配電線における電圧の上昇 [8]

2.2.2 周波数調整力不足

2.2.1 項で述べたように、「周波数調整力不足」の対策のためには、太陽光発電の出力変動量を正確に把握する必要がある。そのためには、太陽光発電出力変動分析技術が必要となる。以下では、その理由を裏付けるため、まずは、現在の需給運用、特に、周波数調整の仕組みについて説明する。

文献 [9] で述べられているように、電力系統の負荷は、様々な種類の負荷から構成され、時々刻々と変動している。このようなことから、負荷の変動は、様々な周期成分を含んだものとなるが、一般的には、図 2.5 に示すように、変動周期によって 3 つの成分に分類される。そして、変動周期が数分以下の速い変動成分はサイクリック成分、数分から 10 数分程度までの変動成分はフリンジ成分、10 数分以上の遅い変動成分はサステンド成分と、それぞれ呼ばれている。第 1 章で説明した需給運用では、これらの変動を、その変動周期毎に、図 2.6 に示すような負荷特性と発電機出力制御により吸収させることで、電力系統の周波数を適正周波数に維持している。サイクリック成分のうち、20 秒程度までの極めて短周期の負荷変動は、系統の負荷特性（自己制御）によって吸収される。また、サイクリック成分のうち、20 秒以上数分程度の負荷変動は GF（Governor Free：調速機運転）と呼ばれる発電機出力制御により、フリンジ成分については GF と LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）と呼ばれる発電機出力制御によって吸収させている。さらに、サステンド成分については、負荷変動の予測が可能であること、また、負荷変動が大きいことから、発電所間の経済的な負荷配分を考慮した EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）と呼ばれる発電機出力制御によって吸収させている。そして、現在は、負荷の変動量を実績値等から管理、把握することで、それぞれの発電機出力制御の必要量を算出し、そのために必要となる発電機の運用を年間、月間、週間等のスパンでそれぞれ計画し、最終的には、前日までに起動する発電機を決定することで運用を行っている。さらに、このような発電機運用に支障を生じさせないために、必要な発電機の 10 年程度以上のスパンにおける建設計画を策定している。また、当日の発電機の運用時にも、時々刻々と変化する負荷の変動量を、数分程度以下の時間分解能をもって、かつ、リアルタイムで把握し、GF、LFC、EDC の各発電機出力制御で利用している。

太陽光発電が大量に導入されてくると、負荷の変動だけではなく、太陽光発電

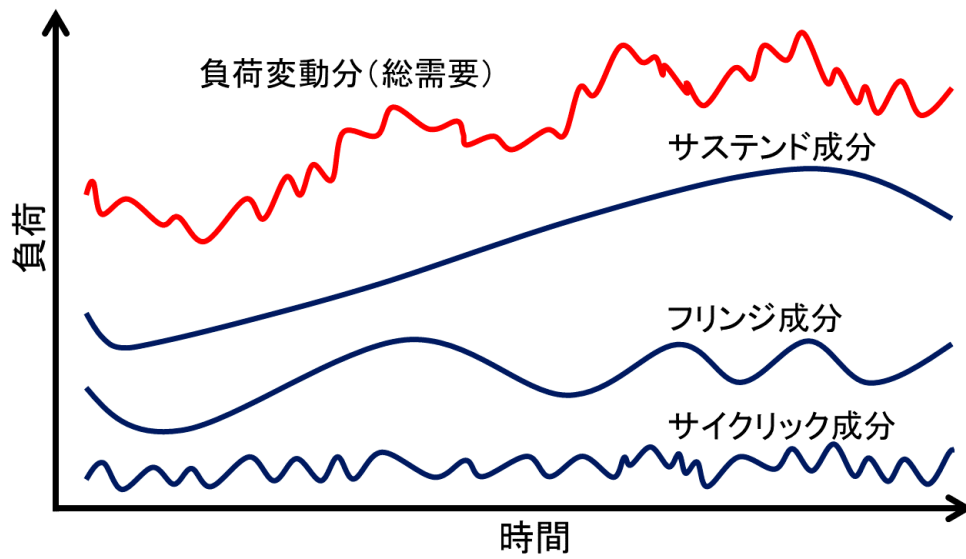


図 2.5: 負荷変動の周期成分 [9]

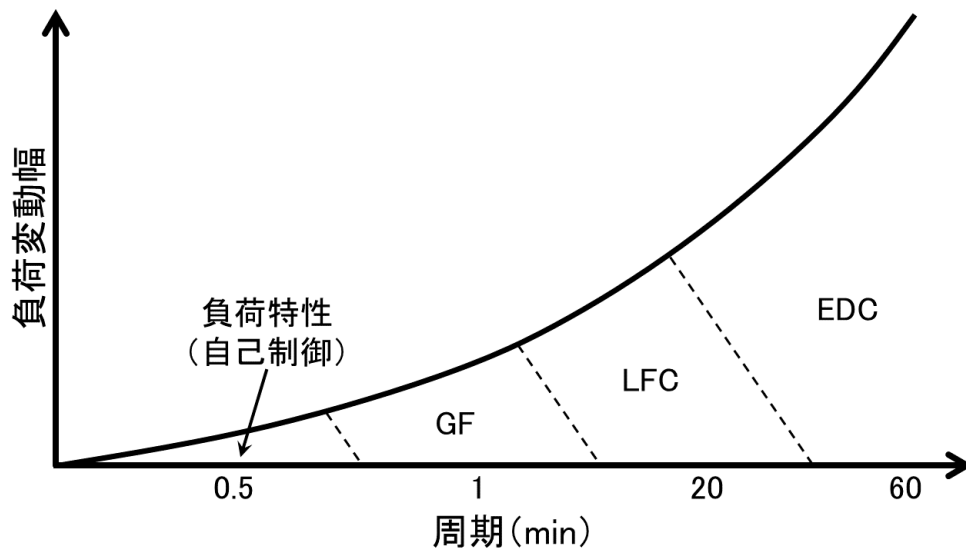


図 2.6: 制御分担概念図 [9]

の出力変動も、同じように、上述した変動周期毎に、3つの発電機出力制御 GF, LFC, EDC によって吸収させる必要が生じる。そのため、政府が 2,800 万 kW という非常に大きな導入目標量を掲げていることから太陽光発電が大量に導入され

ると予想されている、2020年以降の将来断面の発電機運用の検討、さらには、今後の発電機建設計画策定のためには、太陽光発電大量導入時における太陽光発電の出力変動量を、上述の変動周期毎に見積もり、3つの発電機出力制御の必要量を算出する必要がある。また、2020年以降の将来においては、当日の発電機の運用時にも、3つの発電機出力制御で、負荷変動量と同様に、時々刻々と変化する太陽光発電の出力変動量が必要となるため、太陽光発電出力変動量も、数分程度以下の時間分解能をもって、かつ、リアルタイムで把握する必要がある。なお、3つの発電機出力制御の必要量を過少評価すれば電力品質が低下し、逆に、過大評価すれば不経済な運用となるため、その算出のために必要となる太陽光発電出力変動量も、過少評価すれば電力品質が低下し、逆に、過大評価すれば不経済な運用となる。

しかし、太陽光発電はその出力を全ては実測、把握できていないこと、また、太陽光発電大量導入時、つまり現時点ではなく2020年以降の将来断面の太陽光発電の出力変動量を推定する必要があることなどから、上述した太陽光発電出力変動分析技術が必要となる。なお、将来断面の太陽光発電の出力変動量は、直接推定することが難しい。よって、日射強度の変動量が現在と将来で大きくは変わらないという仮定の下に、まずは、日射計などから得られた現在の日射強度を利用して、その変動量を分析する。そして、将来断面の太陽光発電の位置的な分布を想定（仮想）し、上記で求めた現在の日射強度の変動量に、太陽光発電の発電効率（受光した日射強度を電力に変換するための効率）を乗ずることで、将来断面の太陽光発電の出力変動量を推定することになる。

電力会社の実際の運用で必要となる太陽光発電出力変動分析技術の要件は、以下のとおりである。

- 上述した3つの発電機出力制御が対象とする周期における太陽光発電の出力変動量を分析可能であること。
- 将来断面の発電機運用の検討、さらには、今後の発電機建設計画策定のために必要となる、2020年以降の将来断面の太陽光発電の出力変動量を分析可能であること。なお、そのためには、上述のとおり、日射計から得られた日射強度の変動量を分析できる必要がある。

- 2020年以降の将来断面における当日の運用のため、数分程度以下の時間分解能をもって、リアルタイムで、太陽光発電の出力変動量を分析可能であること。
- 太陽光発電の出力変動量を、過大、過少に偏ることなく、分析可能であること。
- 太陽光発電出力変動分析のために必要となるコストは、出来得る限り、低く抑えることができること。

よって、本研究では、上述した要件を満足する太陽光発電出力変動分析技術の技術開発を目標とする。なお、近年、スマートメータと呼ばれる通信機能を持つ電力量計の導入が進んでいる [10] ものの、

- スマートメータは、まだ全家庭に導入されていない。それゆえ、スマートメータの情報からは、太陽光発電の出力変動量の電力会社管内における総量を把握することはできない。
- スマートメータの出力値は、負荷と太陽光発電出力が合成された値である。それゆえ、スマートメータの情報からは、太陽光発電の出力変動量を把握することはできない。
- スマートメータのサンプリング周期（計測、記録周期）は、30分である。それゆえ、上述した3つの発電機出力制御のうち、少なくとも、GF、LFCが対象とする周期を分析することができない。
- スマートメータの出力値は、積算値「Wh」である。それゆえ、上記と同様、少なくとも、GF、LFCが対象とする周期を分析することができない。
- スマートメータの出力値は、その通信方式の制約から、少なくとも、30分程度以上は遅延して親局に到達する。それゆえ、リアルタイムで、太陽光発電の出力変動量を把握することができない。

などの理由から、上述の変動量を把握するために利用することはできない。

2.2.1 項でも述べたように、太陽光発電出力変動分析技術の研究、開発を行った代表的なプロジェクトとしては、図 2.3 に示した、経済産業省・資源エネルギー庁補助事業「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」(H21～H23 年度) が良く知られている。このプロジェクトには、全国の電力会社(北海道, 東北, 東京, 中部, 北陸, 関西, 中国, 四国, 九州, 沖縄電力株式会社)と一般財団法人電力中央研究所が参加しており、日本における電力業界の総力を結集して実施したプロジェクトといえる。このプロジェクトでは、全国 300 箇所程度に全天日射計を設置して日射強度を測定し、太陽光発電大量導入時の太陽光発電出力変動量を推定した。その結果、おおよその出力変動量を推定することができ、一定の成果が得られ、今後の検討の方向性は示されたものの、限られた条件下(たとえば、この時点では、太陽光発電の導入がどのように進むか不明であったため、太陽光発電の位置的な分布状況等については非常に荒い仮定を採用している。)における研究、開発であったこともあり、電力会社が実際の運用で採用できるものとはなっていない。なお、具体的には、

- ある一定の大きさのエリア(10km 四方程度)内においては、太陽光発電は一樣に分布していると仮定するなど、非常に荒い仮定の下、研究が行われているため、対象とする周期によっては、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価している可能性がある。また、太陽光発電の出力変動量を分析するためには、どの程度の空間的な分解能をもって、太陽光発電の位置的な分布を考慮する必要があるかについて明確化されていないため、今後、太陽光発電の位置的な分布状況に関する情報を、どの程度の空間的な分解能をもって収集していく必要があるのか不明である。さらに、気象条件によって、太陽光発電の出力変動量は大きく異なることが明らかにされているものの、それらは少数事例のデータに基づいた分析結果であり、長期間のデータにより様々な気象条件にわたって体系的な分析ができておらず、上記と同様に、対象とする周期によっては、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価している可能性がある。また、気象条件により体系的に分析するための研究は行われていない。
- 上記のように、ある一定の大きさのエリア内においては、太陽光発電は一樣

に分布していると仮定しているため、太陽光発電が一様に分布した場合の太陽光発電出力変動量を推定する手法のみ研究されている。よって、上記と同様、対象とする周期によっては、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価している可能性がある。また、コスト低減のためには、できるだけ少数の日射計により、太陽光発電出力変動量を推定する必要があるが、日射計の必要数を低減するための研究は行われていない。

- 2020年以降の将来断面における太陽光発電出力変動量を推定するための研究であったため、数分程度以下の時間分解能をもって、リアルタイム、かつ、低コストで、太陽光発電の出力変動量を推定するための研究は行われていない。

などの問題がある。それゆえ、全国の大学、電力会社等で、残された技術課題について、引き続き研究が進められている。

以上のような背景から、太陽光発電出力変動分析技術確立のために残された技術課題は、「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」、「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」、「太陽光発電出力推定」の3つに大別できる。

最初に、技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」について説明する。太陽光発電の出力変動を正確に分析するためには、まず、日射強度の変動特性を定量的に評価する必要があるが、日射強度を測定するための日射計は、その設置箇所が非常に限られている。また、その評価を行う際には、平滑化効果を適切に考慮する必要がある。なお、太陽光発電の平滑化効果とは、多数の太陽光発電が面的に分布することにより、その出力変動が相殺されることで平滑化される効果である。図2.3の右に示す太陽光発電の出力波形の図は具体例であり、個別の出力波形（色付きの実線）は出力変動が非常に激しいものの、それを合成した出力波形（黒の実線）の出力変動は非常に小さくなっており、これが平滑化効果である。上述の「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」では、上述したように、ある一定の大きさのエリア（10km四方程度）内においては、太陽光発電は一様に分布していると仮定するなど、非常に荒い仮定の下、研究が行われているため、対象とする周期によっては、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価している可能性がある。また、太

太陽光発電の出力変動量を分析するためには、どの程度の空間的な分解能をもって、太陽光発電の位置的な分布を考慮する必要があるかについて明確化されていないため、今後、太陽光発電の位置的な分布状況に関する情報を、どの程度の空間的な分解能をもって収集していく必要があるのか不明である。さらに、気象条件によって、太陽光発電の出力変動量は大きく異なることが明らかにされているものの、それらは少数事例のデータに基づいた分析結果であり、長期間のデータにより様々な気象条件にわたって体系的な分析ができておらず、上記と同様に、対象とする周期によっては、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価している可能性がある。また、気象条件により体系的に分析するための研究は行われていない。それゆえ、各所で引き続き研究が進められている。なお、本技術課題については、2.3.1 項で、先行研究事例を説明すると共に詳細に説明する。

次に、技術課題「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」について説明する。上述のように、太陽光発電の出力変動量を定量的に評価するためには、平滑化効果の大きさを定量的に把握する必要がある。さらに、平滑化効果の大きさと地点間の日射強度の相互相関係数（あるいは、コヒーレンス）の大きさには密接な関係があるため、平滑化効果の大きさを正確に把握するためには、地点間の日射強度の相互相関係数を把握する必要があることがわかっている。上述の「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」では、ある一定の大きさのエリア内においては、太陽光発電は一様に分布していると仮定しているため、太陽光発電が一様に分布した場合の平均的な地点間の日射強度の相互相関係数（あるいは、コヒーレンス）を推定する手法のみ研究されている。このため、このような地点間の日射強度の相互相関係数（あるいは、コヒーレンス）を利用して、太陽光発電出力変動量を推定した場合、上述したように、対象とする周期によっては、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価している可能性がある。また、コスト低減のためには、できるだけ少数の日射計により、地点間の日射強度の相互相関係数（あるいは、コヒーレンス）を推定する必要があるが、日射計の必要数を低減するための研究は行われていない。それゆえ、できるだけ少数の日射計により、任意の地点間の日射強度の相互相関係数まで推定できる手法を目指して、各所で引き続き研究が進められている。なお、本技術課題については、2.3.2 項で、先行研究事例を説明すると共に詳細に説明する。

最後に、技術課題「太陽光発電出力推定」について説明する。上述したように、2020年以降の将来断面においては、当日の発電機の運用のために、数分程度以下の時間分解能をもって、リアルタイム、かつ、低コストで、太陽光発電の出力変動量を把握する必要がある。しかし、現在は、太陽光発電の出力を実測、把握する手段が存在しない。上述の「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」は、上述したように、太陽光発電大量導入時、つまり、2020年以降の将来断面における太陽光発電の出力変動量を対象としたものであった。しかし、その断面における太陽光発電の出力変動量の実測データはもちろんであるが、太陽光発電が大量に導入された状況下における実測データさえ存在しなかった。ゆえに、設置した日射計から得られた日射強度の変動量を分析し、これに、2020年以降の将来断面における、太陽光発電の位置的な分布を想定（仮想）した上で、太陽光発電の平均的な発電効率（受光した日射強度を電力に変換するための効率）を乗ずることで、太陽光発電の出力変動量を分析している。そのため、この技術課題については対象としておらず、各所で、別途、研究が進められている。なお、本技術課題については、2.3.3項で、先行研究事例を説明すると共に詳細に説明する。

以上の内容を踏まえ、以下で、3つの技術課題の関係性について説明する。上述したように、太陽光発電が大量に導入されると想定されている2020年を見据え、電力会社では、大きくは、以下の2つの太陽光発電出力変動分析が必要となる。

1. 太陽光発電大量導入時の発電機運用の検討、さらには、それを見据えた発電機建設計画策定のために、太陽光発電大量導入時における太陽光発電の出力変動量を、変動周期毎に見積もる。
2. 太陽光発電大量導入時の当日の発電機の運用のために、時々刻々と変化する太陽光発電出力変動量を、数分程度以下の時間分解能をもって、かつ、リアルタイムで把握する。

そして、1つ目の技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」と2つ目の技術課題「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」を解決すれば、上記1の太陽光発電出力変動量を見積もるために必要となる、日射計などから得られた日射強度の変動量を分析するための技術を獲得できる。なお、将来断面の太陽光発電の出力変動量は、日射強度の変動量に、太陽光

発電の位置的な分布を想定（仮想）した上で、太陽光発電の発電効率（受光した日射強度を電力に変換するための効率）を乗ずることで、分析できる。また、3つ目の技術課題「太陽光発電出力推定」を解決すれば、上記2の太陽光発電出力変動量を、数分程度以下の時間分解能をもって、かつ、リアルタイムで把握するための技術を獲得できる。このように、3つの技術課題を解決することで、上述した要件を満足する太陽光発電出力変動分析技術を確立することが可能となる。

2.3 先行研究事例

本節では、2.2.2項で述べた3つの技術課題について、それぞれ関連する先行研究事例を紹介し、残された課題について説明する。なお、「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」に関する内容については2.3.1項で、「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」に関する内容については2.3.2項で、「太陽光発電出力推定」に関する内容については2.3.3項で、それぞれ説明する。

2.3.1 気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析

本項では、2.2.2項で述べた技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」について、関連する先行研究事例[11]～[33]と残された課題について説明する。太陽光発電の出力変動を正確に分析するためには、まず、日射強度の変動特性を定量的に評価する必要があるが、日射強度を測定するための日射計は、その設置箇所が非常に限られている。また、その評価を行う際には、平滑化効果を適切に考慮する必要がある。そのため、各所で、数少ない日射計から得られた日射強度データを用いて、その変動特性を、平滑化効果を適切に考慮した上で、定量評価する試みがなされている。

文献[11]～[14]は、太陽光発電出力等の実測データを用いて、平滑化効果の大きさを定量的に評価した研究事例である。文献[11, 12]では、平滑化効果を評価するために、「最大変動幅 (MMF)」、「変動抑制幅 (K_{MMF})」、「変動エネルギー (EF)」、「変動抑制率 (K_{EF})」等の指標を提案した上で、群馬県太田市「Pal Town 城西の杜」の実測データを用いて、太陽光発電の導入面積、あるいは、導入数を増加させた

場合、平滑化効果が大きくなることを確認している。また、約900m×700mの範囲に太陽光発電500軒が集中的に設置された場合、約2分以下の短周期の変動成分において顕著な平滑化効果が発生していることを明らかにしている。文献[13]は、東京駅の屋根という細長い空間に設置された太陽光発電の平滑化効果について分析を行い、平滑化効果の大きさは天気によって大きく異なることを明らかにしている。文献[14]は、海外における平滑化効果に関する文献であり、HawaiiのLanai島における太陽光発電の平滑化効果について分析が行われている。

文献[15, 16, 17]は、平滑化効果の分析のために、複数個所に設置した日射計から得られた日射強度データを用いて、地点間の日射強度の相互相関（あるいは、コヒーレンス）を算出し、その特徴を分析した研究事例である。具体的には、資源エネルギー庁の補助事業である「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」で全国に設置された日射計から得られたデータ等を用いて、日射強度のパワースペクトルや観測点間の日射強度の相互相関係数（または、コヒーレンス）の特徴を気象条件等を踏まえて分析している。

文献[18]～[33]は、広域に設置された日射計から得られた日射強度データを用いて、多数台の太陽光発電が広域的に設置された場合の太陽光発電出力変動幅の推定を可能とする手法について、様々な検討を行っている研究事例である。文献[18, 19]では、一定の時間差(1～60分)を隔てた2つの時点における太陽光発電出力の差を確率変数とみなし、異なる地点の確率変数同士で相関係数を調べた結果に基づいた太陽光発電出力変動推定手法を提案している。さらに、文献[20]では、文献[18, 19]の内容を発展させ、島状の領域に一定密度で集中的に設置した太陽光発電群の出力変動に関する平滑化効果の強さを、領域の形状に関する幾何学的パラメータを用いて評価する式を提案している。文献[21, 22]では、日射強度の実測データに基づき、遅い周期の出力変動は広範囲に亘って相関を有する傾向があり、速い周期の出力変動はある程度の距離が離れていれば相関が低く、その中間では、相関の高低が滑らかに推移することを確認している。そして、その特性を利用した太陽光発電出力変動推定手法「遷移仮説法」を提案している。また、文献[22]では、文献[21]で提案された「遷移仮説法」を、太陽光発電が偏在している状況を想定できるように拡張している。さらに、文献[23]では、「遷移仮説法」が、配電線レベルの局所的な範囲に対しても適用可能であることを確認している。文献

[24, 25, 26] では、文献 [21] で提案された「遷移仮説法」を応用して、観測点周りの平滑化効果を考慮したローパスフィルタを設計した上で、中部地域全域の平均日射量の時間変化を算定するとともに、最大変動幅によってその平均日射変動特性を評価している。文献 [27, 28, 29] では、複数の観測点から得られた日射強度データから求めたコヒーレンスに基づいて太陽光発電出力の短周期変動が独立とみなせる距離を求めた上で、その距離を四方の長さとするメッシュで対象エリアを区切り、電力系統全体での出力変動の標準偏差を推定している。文献 [30] では、雲の移動方向に沿って類似の日射変動が遅延して観測されることを利用して、1 点の計測値から一定区域内の太陽光発電出力変動を推定する手法を提案している。具体的には、日射変動の時間差に起因する平滑化効果を、雲の移動方向に移動平均を取ることで推定し、さらに、ランダムなサロゲートデータを用いることで、雲の大きさ・形状の不規則な変化を補正している。文献 [31] では、限られた数の観測点での時系列情報から、周波数帯別に、相関係数を推定した上でゲインを設計し、個々の観測値にそのゲインを乗じて加算することで、面的に分布した太陽光発電の合計出力を推定する手法を提案している。文献 [32, 33] では、10km 四方内の代表 1 地点における日射量と 10km 四方の領域における空間平均日射量を関連付けるローパスフィルタを設計し、代表 1 地点の日射量時系列から、任意の容量の太陽光発電が任意の位置に配置された場合の空間平均日射量の時系列を推定する手法を提案している。

これらの先行研究のほとんどは、少数事例のデータに基づいた研究にとどまり、長期間の様々な気象条件にわたった体系的分析を行っているわけではないため、

- 1-1 平滑化効果の大きさは、地点間の日射強度の相互相関（あるいは、コヒーレンス）の大きさと密接な関係があり、そして地点間の日射強度の相互相関の大きさは気象条件等によって大きく異なることが明らかになっているものの、それらは少数事例のデータに基づいた結果であり、長期間のデータにより様々な気象条件にわたって体系的な分析を行っている研究は少ない。

という課題が残されている。このため、対象とする周期によっては、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価している可能性があり、上述した太陽光発電出力変動分析技術の要件を満足していない可能性がある。また、太陽光発

電の位置的な分布の差異は、市町村程度の比較的広い領域における太陽光発電導入率の差異を考慮するにとどまっているため、

1-2 市町村程度の比較的広い領域における太陽光導入率の差異を考慮した上で平滑化効果を定量的に分析した研究は存在するものの、太陽光出力変動が電力系統に与える影響を評価する際に、太陽光発電分布をどこまで正確に考慮すべきなのかが明らかになっていない。また、電力需給制御におけるGF領域[9]を含む時間領域まで正確に評価した研究は少ない。より狭い領域における太陽光発電の位置的な分布が平滑化効果に与える影響を定量的に評価する必要がある。

という課題が残されている。このため、上記と同様、対象とする周期によっては、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価している可能性があり、上述した太陽光発電出力変動分析技術の要件を満足していない可能性がある。さらに、一部の研究については、実際の太陽光発電出力データに基づいて分析が行われているものの、その他の多くの研究は、日射計から得られた日射強度データに基づいて分析が行われているため、

1-3 平滑化効果の定量的評価には、日射計から得られた日射強度データが用いられており、実際の太陽光発電の出力データを用いた研究は少ない。

という課題が残されている。ゆえに、先行研究では、「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」に対する総合的取り組みが十分になされているとはいえない。

2.3.2 地点間の日射強度の相互相関関数の把握

本項では、2.2.2項で述べた技術課題「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」について、関連する先行研究事例[15]～[17]，[34]～[38]と残された課題について説明する。太陽光発電の出力変動量を定量的に評価するためには、平滑化効果の大きさを定量的に把握する必要がある。さらに、平滑化効果の大きさと地点間の日射強度の相互相関係数（あるいは、コヒーレンス）の大きさには密接な関係があるため、平滑化効果の大きさを正確に把握するためには、地点間の日射強度の

相互相関係数を把握する必要があることがわかっている。地点間の日射強度の相互相関係数が高ければ、地点間の日射強度は同期しており、それらを合成しても相殺されにくく、それゆえ、平滑化効果が小さくなる。逆に、地点間の日射強度の相互相関係数が低ければ、地点間の日射強度は同期しておらず、それらを合成すると相殺されるため、平滑化効果が大きくなる。そして、地点間の日射強度の相互相関係数（あるいは、コヒーレンス）を把握することができれば、平滑化効果を反映したローパスフィルタを設計することなどで、限られた日射計から得られた日射強度データから、広域における日射強度の変動量を推定することが可能となる。そのため、各所で、複数の日射計から得られた日射強度データを用いて、地点間の日射強度の相互相関係数（あるいは、コヒーレンス）を把握する試みがなされている。

文献 [15, 16, 17] は、上述したように、平滑化効果の分析のために、複数個所に設置した日射計から得られた日射強度データを用いて、地点間の日射強度の相互相関（あるいは、コヒーレンス）を算出し、その特徴を分析した研究事例である。具体的には、資源エネルギー庁の補助事業である「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」で全国に設置された日射計から得られたデータ等を用いて、日射強度のパワースペクトルや観測点間の日射強度の相互相関係数（または、コヒーレンス）の特徴を気象条件等を踏まえて分析している。

文献 [34, 35, 36] は、kriging と呼ばれる空間的な補間法を利用して、日射強度の面的推定に関する検討を行っている研究事例である。文献 [34, 35] は、それぞれの日射計から得られた日射強度データから、地点間の日射強度の相互相関係数、さらには、バリオグラムを算出することで空間補間に利用する重み係数を決定する空間 kriging を利用している。文献 [36] は、上述した kriging を、風向による異方向性を持つ地点間の日射強度の相互相関関数を推定することで、時間方向に拡張し、雲の移動の効果を明示的に扱えるようにした時空間 kriging を提案している。

文献 [37, 38] は、地点間の日射強度の相互相関関数の代わりに日射強度の自己相関関数を用いた新しい日射変動の解析手法を提案した研究事例である。具体的には、日射強度の自己相関関数を指数関数でフィッティングし、その冪数の係数と平滑化効果の大きさの関係について分析を行っている。

以上のように、先行研究では、様々な観点から、平滑化効果や地点間の日射強

度の相互相関係数に関連する研究が行われており、日射変動の主要因は雲の移動で、地点間の日射強度の相互相関係数の大きさは、雲に大きく左右されることがわかっている。また、文献 [36] から、複数地点に設置された日射計の、同じ時刻における日射強度データだけではなく、異なる時刻における日射強度データまで利用することで、日射強度の変動特性分析の精度を向上させることができる可能性が明らかになっており、それゆえ、同じ時刻における地点間の日射強度の相互相関係数だけではなく、異なる時刻の間の地点間の日射強度の相互相関係数まで把握する必要性が高いことがわかっている。さらに、同文献から、地点間の日射強度の相互相関係数の距離依存性には、風向による異方性があることが明らかになっており、地点間の日射強度の相互相関係数を把握する際には、風向まで考慮する必要性が高いこともわかっている。なお、ここで、風向による異方性とは、たとえば、「風向方向」と「風向と垂直方向」では、雲の移動の効果が異なることから、地点間の日射強度の相互相関係数の距離依存性が異なることを意味する。

ところで、地点間の日射強度の相互相関係数を把握するためには、日射強度を測定、記録するための日射計が必要となるが、日射計を設置、運用していくためには、コストが必要となるため、できるだけ少数の日射計のみを用いる相互相関係数推定手法が必要となる。これに対して、上記の先行研究には、以下の課題が残されている。

2-1 できるだけ少数の日射計による地点間の日射強度の相互相関係数の推定。

2-2 文献 [36] 以外は、地点間の日射強度の相互相関係数を推定する際に、風向による異方性を考慮していない。なお、風向による異方性を考慮しない場合には、地点間の日射強度の相互相関係数を過大、あるいは、過少評価する可能性がある。

ゆえに、先行研究では、「地点間の日射強度の相互相関係数の把握」に対する総合的取り組みが十分になされているとはいえない。

2.3.3 太陽光発電出力推定

本項では、2.2.2 項で述べた技術課題「太陽光発電出力推定」について、関連する先行研究事例 [39]～[51] と残された課題について説明する。太陽光発電が大量

に導入されてくると、当日の発電機の運用時にも、3つの発電機出力制御で、負荷変動量と同様に、時々刻々と変化する太陽光発電の出力変動量が必要となるため、太陽光発電出力変動量も、数分程度以下の時間分解能をもって、かつ、リアルタイムで把握する必要がある。しかし、現在は、2.2.2項で述べたように、太陽光発電の出力を実測、把握する手段が存在しない。そのため、各所で、太陽光発電出力を推定する試みがなされている。

先行研究は、大きくは以下の5つの手法に分類できる。

- (1) 電流不平衡率を利用する手法 [39]
- (2) 太陽光発電設備情報を利用する手法 [40, 41, 42, 43]
- (3) 電力需要類似パターンを利用する手法 [44]
- (4) 有効電力と無効電力に ICA を適用する手法 [45, 46, 47, 48, 49, 50]
- (5) 有効電力と日射強度に ICA を適用する手法 [51]

手法(1)は、太陽光発電接続情報（合計容量情報と接続相情報）から太陽光発電発電電流不平衡率を求めておき、太陽光発電発電電流と負荷電流の電流不平衡率が異なると仮定した上で、その太陽光発電発電電流不平衡率と計測した電力潮流（電流）を利用して、太陽光発電発電電流を推定する手法である。手法(2)は、日射強度や温度などの計測値、あるいは、推定値から、太陽光発電設備情報（設備容量、効率、設置角度など）を利用して、太陽光発電出力を推定する手法である。手法(3)は、電力需要パターンが類似する日が存在するという普遍的な仮定を設け、計測した電力潮流と日射強度から類似する電力需要パターンを推定し、さらに、推定対象日の電力需要と類似する電力需要パターンの差が最小となる太陽光発電出力を推定する手法である。手法(4)は、電力需要と太陽光発電出力が独立であるという仮定の下で、ICA（Independent Component Analysis：独立成分分析）を利用して、電力潮流の有効分（有効電力）と無効分（無効電力）から、電力需要と太陽光発電出力を推定する手法である。手法(5)は、手法(4)と同様に、電力需要と太陽光発電出力が独立であるという仮定の下で、ICAを利用して、電力需要と太陽光発電出力を推定する手法であるが、推定のために利用する情報が、電力潮流の有効電力と日射強度である。

以上のように、先行研究では、様々な方法を利用して、太陽光発電出力を推定する試みがなされているが、それぞれ次のような課題が残されている。

3-1 手法(1), (2)を利用するためには、すべての太陽光発電に関する接続情報、あるいは、設備情報が必要となるが、これを集め、また、更新していくためには莫大なマンパワーとコストが必要となり、現実的ではない。

3-2 手法(3)は、推定対象日1日のデータが必要であるため、リアルタイムでの推定には適用できない。

3-3 手法(4)は、需要家の負荷力率が一定であることを仮定しているため、力率改善用コンデンサ等の無効電力調整機器が導入された需要家においては、推定精度が大幅に悪化する可能性がある。

3-4 手法(5)は、一定期間において太陽光発電導入量が一定であることを仮定しているため、太陽光発電導入量の変化に柔軟に追従することができない。

このように、先行研究には、それぞれ課題が残されているため、リアルタイム、かつ、高精度で、太陽光発電出力を低コストで推定できる手法はまだ実用化されていない。ゆえに、先行研究では、「太陽光発電出力推定」に対する総合的取り組みが十分になされているとはいえない。

2.4 研究目的と研究項目

本節では、2.3節で述べた3つの技術課題に残された課題を克服するために、本研究で行う研究項目とその目的について説明する。なお、「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」に関する内容については2.4.1項で、「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」に関する内容については2.4.2項で、「太陽光発電出力推定」に関する内容については2.4.3項で、それぞれ説明する。

2.4.1 気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析

本研究では、2.3.1項で述べた「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」に関する3つの課題1-1, 1-2, 1-3を克服するため、以下の研究を行う。

1-A 課題1-1を克服するために、気象条件等により類似日を理解可能な数のカテゴリに分類する手法を提案し、気象条件等を考慮した分析を実施する。なお、本研究においては、先行研究事例を参考として、そのカテゴリ数を「曇天で日射がほとんど存在しない日」、「雲の変化があまり激しくない日」、「雲の変化が激しい日」を想定した3つとする。そして、その提案手法に基づいて、2012年1月～12月の1年間における関西電力株式会社堺太陽光発電所関連の日射強度の実測データを用いて、類似日を3つのカテゴリに分類する。

1-B 課題1-2, 1-3を克服するために、電力需給制御におけるGF領域以下の周期を対象とし、堺太陽光発電所の太陽光発電交流電力出力データを用いて、1km×1km未満程度の狭い領域において、太陽光発電分布が平滑化効果に与える影響を定量的に分析する手法を提案する。そして、その提案手法に基づいて、2012年1月～12月の1年間における堺太陽光発電所の太陽光発電交流電力出力実測データを用いて、上記で分類したカテゴリ毎に平滑化効果の定量的評価を行う。

なお、本研究内容については、第3章で説明する。

2.4.2 地点間の日射強度の相互相関関数の把握

本研究では、2.3.2項で述べた「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」に関する2つの課題2-1, 2-2を克服するため、以下の研究を行う。

2-A 課題2-1, 2-2を克服するために、3地点の日射計から、風向による異方性も考慮しつつ、日射計が存在しない周辺地点との日射強度の相互相関関数を、数多くの日射計を利用した場合と比較して同程度に、高精度推定できる手法

を提案する。そして、関西電力株式会社堺太陽光発電所に設置した日射計の実測データを用いて、提案手法の妥当性を検証する。

なお、本研究内容については、第4章で説明する。

2.4.3 太陽光発電出力推定

本研究では、2.3.3項で述べた「太陽光発電出力推定」に関する4つの課題3-1, 3-2, 3-3, 3-4を克服するため、以下の研究を行う。

3-A 課題3-1, 3-2, 3-3, 3-4を克服するために、変電所などで測定した電力潮流（有効電力）と日射強度から、太陽光発電出力を低コスト、かつ、高精度に、リアルタイムで推定できる手法を提案する。そして、関西電力株式会社における実際の電力システムで実測したデータを利用して、提案手法の妥当性を検証する。

なお、本研究内容については、第5章で説明する。

2.5 結言

本章では、2.2節で、太陽光発電が電力システムに大量に導入された場合に発生するシステム運用、需給運用上の問題点を整理し、特に、本研究が対象としている電力品質の指標の一つである周波数に関連する問題点を詳細に述べた。そして、その問題点の対策のために必要となる太陽光発電出力変動分析技術と、それに関連する3つの技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」、「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」、「太陽光発電出力推定」について述べた。続いて、2.3節では、先行研究事例について述べ、それらに残されている課題について述べた。さらに、2.4節では、本研究の研究項目とその目的について述べた。

第3章 気象条件と太陽光発電の位置的分布状況の平滑化効果への影響分析

3.1 序言

本章では、まず、3.2節で、2.2節で述べた技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」に関連する先行研究と残された課題、さらには、本章で実施する研究項目について述べる。続いて、3.3節で、本章で使用するデータについて説明する。さらに、3.4節では、「気象条件による類似日の分類手法」を、3.5節では、「太陽光発電分布が平滑化効果に与える影響の分析手法」を提案し、3.6節では、これらの二つの提案手法と3.3節で説明した実測データを利用して、気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析を行う。3.7節では、3.6節の実験結果に対する考察を行う。

3.2 研究の背景と目的

太陽光発電の出力変動を正確に分析するためには、まず、日射強度の変動特性を定量的に評価する必要があるが、日射強度を測定するための日射計は、その設置箇所が非常に限られている。また、その評価を行う際には、平滑化効果を適切に考慮する必要がある。そのため、各所で、数少ない日射計から得られた日射強度データを用いて、その変動特性を、平滑化効果を適切に考慮した上で、定量評価する試みがなされている [11]～[33]。

文献 [11]～[14] では、太陽光発電出力などの実測データを用いて、平滑化効果の大きさを定量的に評価している。また、文献 [15, 16, 17] では、平滑化効果の分析のために、複数個所に設置した日射計から得られた日射強度データを用いて、地

30 第3章 気象条件と太陽光発電の位置的分布状況の平滑化効果への影響分析

点間の日射強度の相互相関（あるいは、コヒーレンス）を算出し、その特徴を分析している。さらに、文献[18]～[33]では、広域に設置された日射計などから得られた日射強度データを用いて、多数台の太陽光発電が広域的に設置された場合の太陽光発電出力変動幅の推定を可能とする手法について、様々な検討が行われている。

以上のように、先行研究では、様々な観点から、平滑化効果に関連する研究が行われているが、2.3.1項で述べたように、

- 1-1 平滑化効果の大きさは、地点間の日射強度の相互相関（あるいは、コヒーレンス）の大きさと密接な関係があり、そして地点間の日射強度の相互相関の大きさは気象条件等によって大きく異なることが明らかになっているものの、それらは少数事例のデータに基づいた結果であり、長期間のデータにより様々な気象条件にわたって体系的な分析を行っている研究は少ない。
- 1-2 市町村程度の比較的広い領域における太陽光導入率の差異を考慮した上で平滑化効果を定量的に分析した研究は存在するものの、太陽光出力変動が電力系統に与える影響を評価する際に、太陽光発電分布をどこまで正確に考慮すべきなのかが明らかになっていない。また、電力需給制御におけるGF領域[9]を含む時間領域まで正確に評価した研究は少ない。より狭い領域における太陽光発電の位置的な分布が平滑化効果に与える影響を定量的に評価する必要がある。
- 1-3 平滑化効果の定量的評価には、日射計から得られた日射強度データが用いられており、実際の太陽光発電の出力データを用いた研究は少ない。

などの課題が残されている。なお、課題1-1、課題1-2が残されていることから、先行研究では、対象とする周期（特に、GF領域）によっては、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価している可能性がある。よって、本章では、2.4.1項で述べたように、以下の研究項目について研究を行う。

- 1-A 課題1-1を克服するために、気象条件等により類似日を理解可能な数のカテゴリに分類する手法を提案し、気象条件等を考慮した分析を実施する。なお、本研究においては、先行研究事例を参考として、そのカテゴリ数を「曇天で

日射がほとんど存在しない日」,「雲の変化があまり激しくない日」,「雲の変化が激しい日」を想定した3つとする。そして、その提案手法に基づいて、2012年1月～12月の1年間における関西電力株式会社堺太陽光発電所関連の日射強度の実測データを用いて、類似日を3つのカテゴリに分類する。

1-B 課題 1-2, 1-3 を克服するために、電力需給制御における GF 領域以下の周期を対象とし、堺太陽光発電所の太陽光発電交流電力出力データを用いて、1km × 1km 未満程度の狭い領域において、太陽光発電分布が平滑化効果に与える影響を定量的に分析する手法を提案する。そして、その提案手法に基づいて、2012年1月～12月の1年間における堺太陽光発電所の太陽光発電交流電力出力実測データを用いて、上記で分類したカテゴリ毎に平滑化効果の定量的評価を行う。

そして、上記の研究を行った結果、太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響は非常に大きく、また、その影響度合いは気象条件等で大きく異なることを明らかにする。

今回、定量的評価を行うサイトとして、1km × 1km 未満程度の堺太陽光発電所を選定したが、これは、GF が対象とする周期領域（数十秒～10分程度の周期）においては、一番遠く離れた地点間の太陽光発電出力のコヒーレンスの値が0～1の間の値で推移することを確認できており、このサイトで定量評価することで、本章で対象としている GF 領域について十分評価できると考えたためである。なお、コヒーレンスを算出した結果は、3.7節で図示する。また、本章では、対象とする周期を GF 領域を完全に含む2秒～600秒とする。なお、本研究では、パワースペクトル密度 (PSD) やコヒーレンスを利用するが、それらの結果を図示する場合、その横軸は周波数 [Hz] ではなく、周期 (Cycle) [sec] とする。これは、電力需給制御では、2.2節で述べたように、負荷変動を周期毎に分解して考え (図 2.5)、さらに、それらを吸収するための発電機出力制御についても、周期で議論することが多い (図 2.6) ためである。

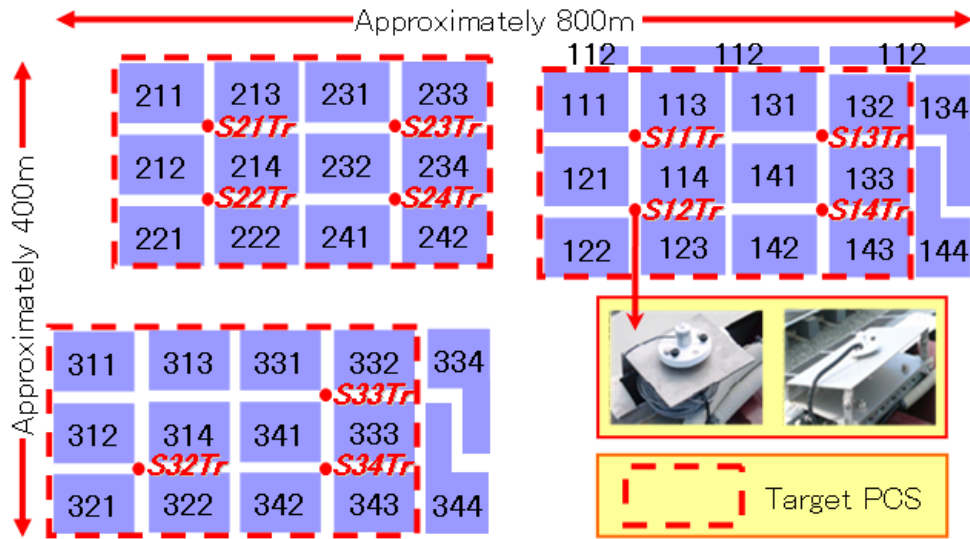


図 3.1: 堺太陽光発電所における太陽電池モジュールと全天日射計の配置状況

3.3 使用データ

堺太陽光発電所は、大阪府堺市の臨海部の産業廃棄物最終処分場「堺第7-3区」にて2011年9月から運転を開始した最大発電電力10MWの大規模な太陽光発電所（いわゆる、メガソーラ）である。太陽電池モジュールは、約7万枚を使用しており、傾斜角15度で南向きに設置されている。なお、太陽電池モジュールで発生した電力は、合計41台のパワーコンディショナ（以下、PCS）で交流に変換後、発電所構内の変電設備にて22kVに昇圧されてから、関西電力株式会社の変電所に連系されている。

本研究では、3.2節の研究項目1-Aに関しては、別途、研究目的で設置されている全天日射計の日射強度データを、研究項目1-Bに関しては、堺太陽光発電所のPCS毎の交流電力出力データを使用した。なお、分析対象日は、2012年1月1日～2012年12月31日の1年間のうち、全天日射計の日射強度データ、および、PCSの交流電力出力データに異常値が含まれていなかった319日間とし、分析対象時間は、年間の日の入、日の出時刻を考慮して、必ず日照が存在する8時～16時とした。本節では、堺太陽光発電所における測定系と分析に使用したデータの詳細について説明する。

3.3.1 パワーコンディショナ（PCS）の交流電力出力データ

堺太陽光発電所における太陽電池モジュールの配置を図3.1に図示する。太陽電池モジュールは一定単位（枚数）毎にPCSに接続されており、図3.1中の「111」などの番号は、その太陽電池モジュール群が接続されているPCSの呼称番号（名称）を表している。また、「111」や「143」のように呼称番号が「1」からはじまるPCSに接続されている太陽電池モジュール群が設置されている区画（範囲）を「セクション」と呼ぶことにする。（同様に、呼称番号が「2」からはじまるPCSに接続されている太陽電池モジュール群が設置されている区画を「セクション2」、呼称番号が「3」からはじまるPCSに接続されている太陽電池モジュール群が設置されている区画を「セクション3」と呼ぶことにする。）なお、1台のPCSの定格出力は250kWであり、一般家庭60軒程度の太陽電池モジュールが1台のPCSに接続されている。本研究では、41台存在するPCSのうち、接続されている太陽電池モジュールの形状、面積が同じである36台のPCS（図3.1中の赤い点線で囲んだPCS）の交流電力出力データを使用した。なお、PCS交流電力出力データのサンプリング周期は1秒であり、上述のとおり8時～16時（正確には、16時を含まず、15:59:59まで）のデータを分析対象時間としたため、PCS1台の利用した1日分の時系列データ数は $N = 28800$ であった。堺太陽光発電所の周辺には高い建物等は存在しないため、PCSデータは、建物等による影の影響は受けず、また、今回対象とした時間帯では太陽電池モジュールの架台の影の影響も受けなかった。

3.3.2 全天日射計の日射強度データ

本研究で使用した堺太陽光発電所に設置されている全天日射計（メーカー：英弘精機、型式：ML-020VM）の配置を図3.1に併せて図示する。図3.1中の「S11Tr」などは、全天日射計の呼称番号（名称）を表している。全天日射計は太陽電池モジュールと同じ傾斜角15度で南向きに設置されており、全天日射強度をサンプリング周期1秒にて測定し、記録している。本研究では、図3.1に図示した11個の全天日射計を用いて分析を行った。なお、上述のとおり8時～16時（正確には、16時を含まず、15:59:59まで）のデータを分析対象時間としたため、全天日射計1台の利用した1日分の時系列データ数は $N = 28800$ であった。また、全天日射計デー

タについても、PCS データと同様、建物や架台の影の影響を受けていない。

3.4 気象条件による類似日の分類手法

平滑化効果の大きさは、気象条件等によって大きく異なることが明らかになっている [15, 16, 17]. そこで、本節では、気象条件等により、類似日を理解可能な数のカテゴリに分類する手法を提案する。なお、本研究においては、先行研究事例を参考として、そのカテゴリ数を「曇天で日射がほとんど存在しない日」、「雲の変化があまり激しくない日」、「雲の変化が激しい日」を想定した3つとした。

類似日の分類には、全天日射計から得られた日射強度データを使用する。しかし、日射強度は、太陽の経路が季節によって異なり、また、その位置（高度）が時刻によって異なることから、任意の日、任意の時刻で等価的に扱うことができない。よって、日射強度を、任意の日、任意の時刻で等価的に扱える量に変換（規格化）する必要がある。そこで、本研究では、日射強度を式 (3.1) で定義される晴天指数 (CI: Clearness Index) に変換することにした。ここで、 $CI(\mathbf{r}, k)$ は、観測地点 \mathbf{r} (座標系は緯度経度を利用する。) における、時刻 k (時刻は、8:00:00 を時刻 0, 8:00:01 を時刻 1, ..., 15:59:59 を時刻 28799 として定義する。なお、今回は、3.3 節で述べたように、時間分解能は $dt = 1\text{sec}$ であり、時系列データ数は $N = 28800$ である。) の晴天指数、 $S_0(\mathbf{r}, k)$ は、観測地点 \mathbf{r} における、時刻 k の日射強度 (今回の場合は、全天日射計から得られた日射強度)、 $S_i(\mathbf{r}, k)$ は、観測地点 \mathbf{r} における、時刻 k の大気上端における理論日射強度 [52] である。

$$CI(\mathbf{r}, k) = \frac{S_0(\mathbf{r}, k)}{S_i(\mathbf{r}, k)} \quad (3.1)$$

式 (3.1) から明らかなように、晴天指数は、日射が雲などによってどれだけ遮られているのかを表した量である。以下で、本研究で提案する晴天指数を用いた類似日分類手法の手順を具体的に説明する。

1. 11 個の日射計から得られた日射強度を、式 (3.1) を用いて晴天指数に変換する。また、11 個の日射計には固有番号 i (ただし、 $1 \leq i \leq 11$ とする。) を付与し、 i 番目の日射計 i の座標は \mathbf{r}_i 、晴天指数は $CI(\mathbf{r}_i, k)$ とする。

2. 式(3.1)を用いて求めた晴天指数の時系列データを用いて、1日毎にパワースペクトル密度 (PSD) を求める。なお、日射計 i の PSD は、PSD の定義式に基づき、

$$PSD(r_i, f) = \frac{dt^2}{N \cdot dt} \cdot \left| \sum_{k=0}^{N-1} CI(r_i, k) \cdot e^{-j\omega k} \right|^2 \quad (3.2)$$

により算出する。なお、上述のとおり、 $dt = 1\text{sec}$ 、 $N = 28800$ である。また、周波数を $f[\text{Hz}]$ 、周期を $T[\text{sec}]$ とすると、 $\omega = 2\pi f = \frac{2\pi}{T}[\text{rad/sec}]$ であり、 j は虚数単位である。さらに、 $dt = 1\text{sec}$ 、 $N = 28800$ であることから、周波数分解能は $df = \frac{1}{28800} \approx 3.47 \times 10^{-5}\text{Hz}$ である。

3. 11 個の PSD の平均値を、

$$PSD_{ave}(f) = \frac{1}{11} \cdot \sum_{i=1}^{11} PSD(r_i, f) \quad (3.3)$$

により計算する。また、この PSD 平均値 $PSD_{ave}(f)$ の対象周期 2 秒～600 秒における面積を台形公式を用いて、

$$PCI = \frac{df}{2} \cdot \sum_{m=48}^{14399} (PSD_{ave}(m \cdot df) + PSD_{ave}((m+1) \cdot df)) \quad (3.4)$$

により算出する。本研究では、このようにして算出した量 PCI を「晴天指数のパワー」と呼ぶこととする。

4. 式(3.1)を用いて求めた晴天指数の日平均値を1日毎に計算し、さらに、11 個の日平均値を平均する。つまり、

$$CI_{ave} = \frac{1}{11} \cdot \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^{11} \sum_{k=0}^{N-1} CI(r_i, k) \quad (3.5)$$

という計算を行う。本研究では、このようにして算出した量 CI_{ave} を「晴天指数の日平均値」と呼ぶこととする。

5. 以上のようにして求めた「晴天指数の日平均値」 CI_{ave} を横軸に、「晴天指数のパワー」 PCI を縦軸として、分析対象日毎にプロットする。

36 第3章 気象条件と太陽光発電の位置的分布状況の平滑化効果への影響分析

6. 分析対象日から、明らかに曇天である（雲量が多く、変動が小さい）日を抽出し、「晴天指数の日平均値」の閾値を設定し、「曇天」と「それ以外」の2つのカテゴリに分類する.
7. 上記6で分類した2つのカテゴリのうち、「それ以外」のカテゴリを、さらに、非階層型クラスタリング手法の中で最もよく利用されており、かつ、経験的に最も実用的であるとされている k-means 法 [53, 54] とエントロピーを用いて、2つのカテゴリに分類する. 具体的には、対象周期2秒~600秒における各周期の PSD (11個の PSD の平均値) の値 $PSD_{ave}(f)$ を、それぞれ各分析対象日の特徴を表す高次元のベクトルであると考えて k-means 法を適用してクラスタリングする. そして、そのクラスタリング結果を利用して、後述するように、エントロピーが最小となる「晴天指数のパワー」の閾値を求める.
8. 以上のように、「晴天指数の日平均値」と「晴天指数のパワー」にそれぞれ1つずつ閾値を設定し、3つのカテゴリに分類する.

以下で、上記の手順7のうち、エントロピーを利用した「晴天指数のパワー」の閾値の求め方について詳細に説明する. 手順7では、まずは、k-means 法を用いてクラスタリングを行うが、そのクラスタリング結果は、通常、図3.2に示すように、その境界がはっきりとしない. よって、以下で、k-means 法のクラスタリング結果を、エントロピーを利用して、「偏りが最大となるように分離する「晴天指数のパワー」の閾値 (図3.2中の「a threshold value」)」を求める方法を提案する.

まずは、次の4つの確率を定義する.(各カテゴリのイメージは、図3.2を参照のこと.)

- ある境界線 (図3.2中の「a boundary line」) によりカテゴリ1に分類されるものが、k-means 法によりカテゴリ A にクラスタリングされる確率を P_{1A} と定義する.
- ある境界線によりカテゴリ1に分類されるものが、k-means 法によりカテゴリ B にクラスタリングされる確率を P_{1B} と定義する.
- ある境界線によりカテゴリ2に分類されるものが、k-means 法によりカテゴリ A にクラスタリングされる確率を P_{2A} と定義する.

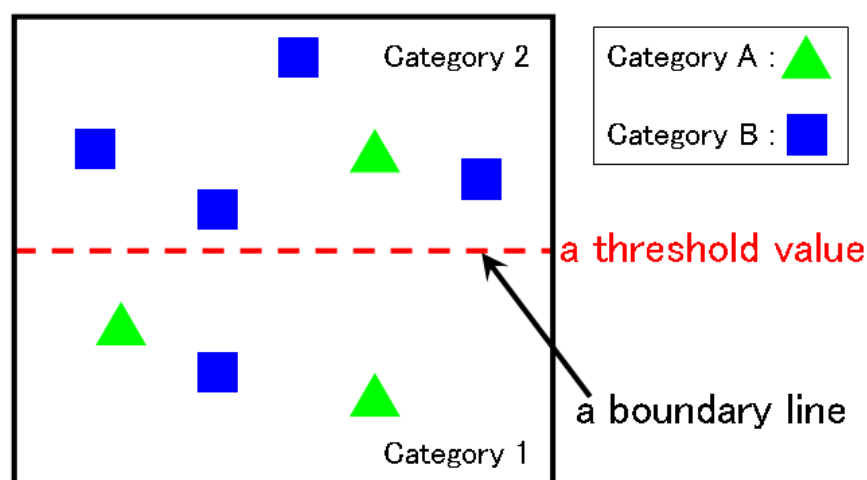


図 3.2: k-means 法によるクラスタリング結果のイメージ

- ある境界線によりカテゴリ 2 に分類されるものが、k-means 法によりカテゴリ B にクラスタリングされる確率を P_{2B} と定義する。

次に、これらの確率により、エントロピーを次式で定義する。

$$\begin{aligned} \text{Entropy} = & -P_{1A} \log P_{1A} - P_{1B} \log P_{1B} \\ & -P_{2A} \log P_{2A} - P_{2B} \log P_{2B} \end{aligned} \quad (3.6)$$

なお、たとえば、図 3.2 の場合、 $P_{1A} = \frac{2}{3}$ 、 $P_{1B} = \frac{1}{3}$ 、 $P_{2A} = \frac{1}{5}$ 、 $P_{2B} = \frac{4}{5}$ であり、エントロピーは 0.49 となる。

このように定義したエントロピーを、様々な境界線の場合（つまり、様々な「晴天指数のパワー」の閾値の場合）について計算し、エントロピーを最小とする境界線（つまり、「晴天指数のパワー」の閾値）を算出する。このエントロピーを最小とする「晴天指数のパワー」の閾値が、偏りが最大となるように分離する「晴天指数のパワー」の閾値となるため、これが求めるべき「晴天指数のパワー」の理論的な閾値となる。図 3.3 に、本論文において実際に利用したエントロピーの計算結果を図示する。図 3.3 から、本論文における「晴天指数のパワー」の閾値の最適値は 0.0062 となることがわかる。

分析対象日（2012 年 1 月～12 月の間の 319 日）を上述した提案手法により 3 つのカテゴリに分類した結果を図 3.4 に示す。なお、本研究では、PSD の算出には、

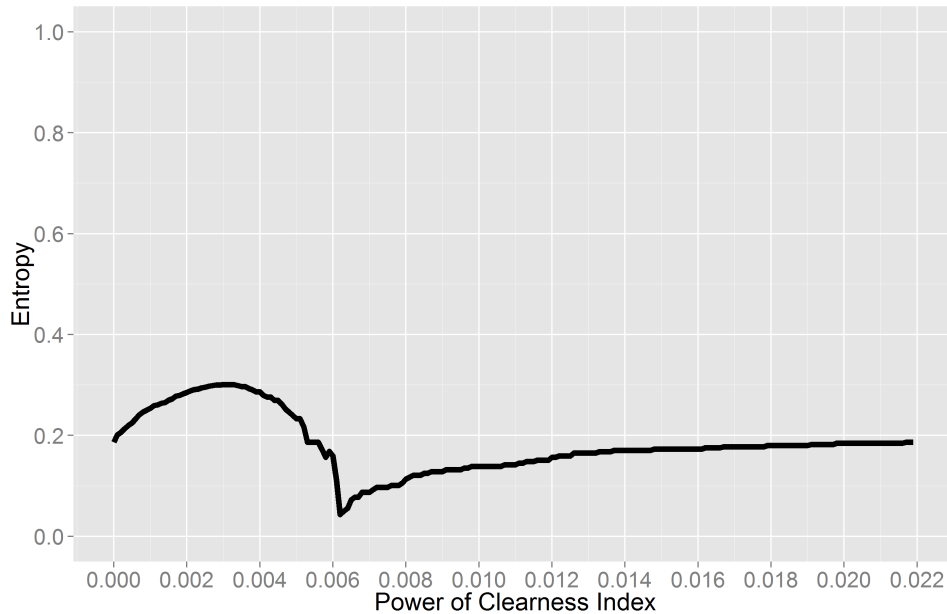


図 3.3: エントロピーの計算結果

R 言語の `fft` 関数（混合基底 FFT）[55] を利用した。また，時系列データには，窓関数を適用しなかった。これは，「PSD の値の絶対的な大きさの評価が目的ではなく，分析対象日の特徴を抽出することが目的であること」と「窓関数を適用することによって生じる朝夕の変動の過小評価を避けること」を考慮したためである。本研究では，上述の手順に従い，「晴天指数の日平均値」の閾値を 0.20 に，「晴天指数のパワー」の閾値を 0.0062 に設定した。なお，図 3.4 中の () 内の数字は，そのカテゴリに分類された日数を表している。（たとえば，「Category1(34)」は，カテゴリ 1 に 34 日が分類されていることを表している。）

それぞれのカテゴリの代表日（各代表日は，図 3.4 中に赤丸で示した日）における晴天指数の時系列波形を図 3.5～図 3.7 に示す。カテゴリ 1（図 3.5）は曇天で日射がほとんど存在しない日、カテゴリ 2（図 3.6）は雲がある程度存在するものの変化があまり激しくない日、カテゴリ 3（図 3.7）は雲がある程度存在し変化が激しい日となっており，図 3.5～図 3.7 から本提案手法によりうまく分類できていることがわかる。本研究では，次節以降，図 3.4 の分類結果に基づき分析を進めることとする。

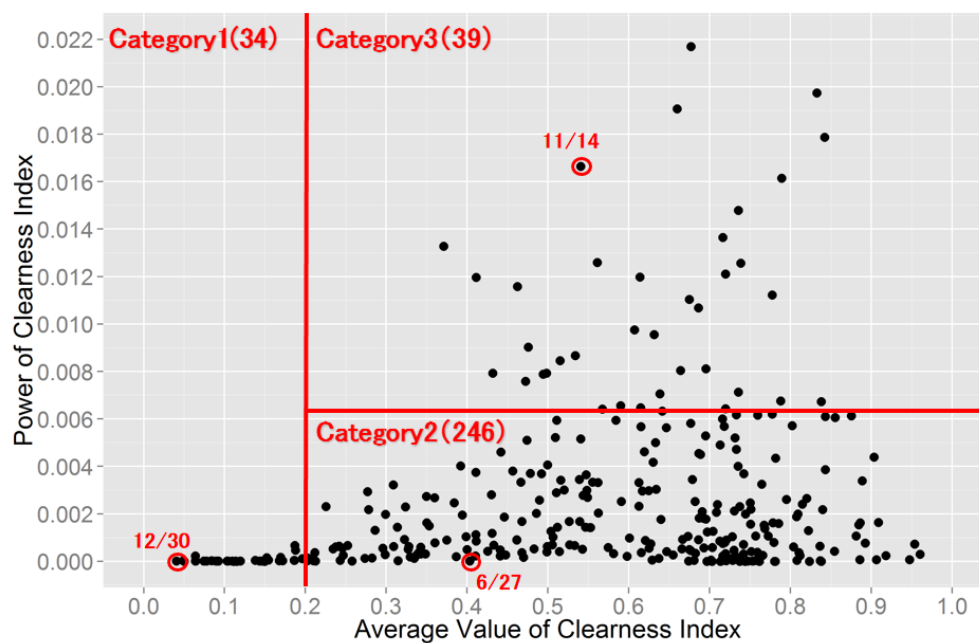


図 3.4: 提案手法による分類結果

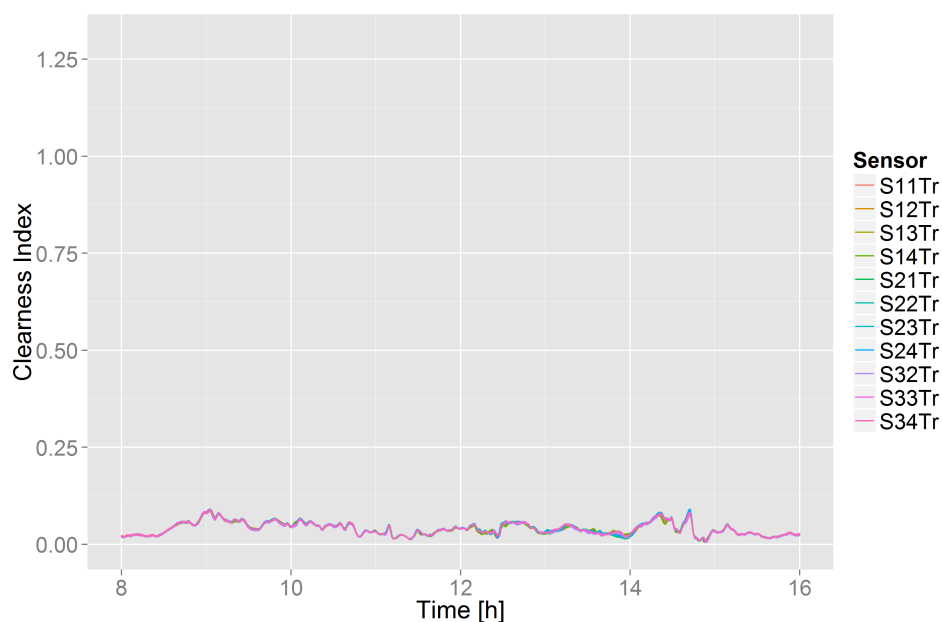


図 3.5: Category1 の晴天指数時系列波形の代表例 (2012/12/30)

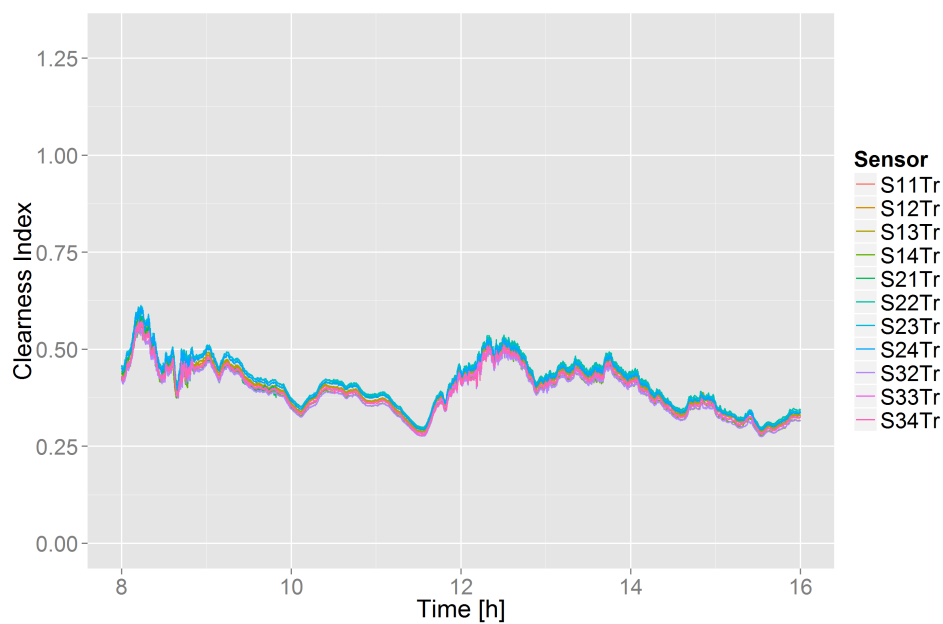


図 3.6: Category2 の晴天指数時系列波形の代表例 (2012/6/27)

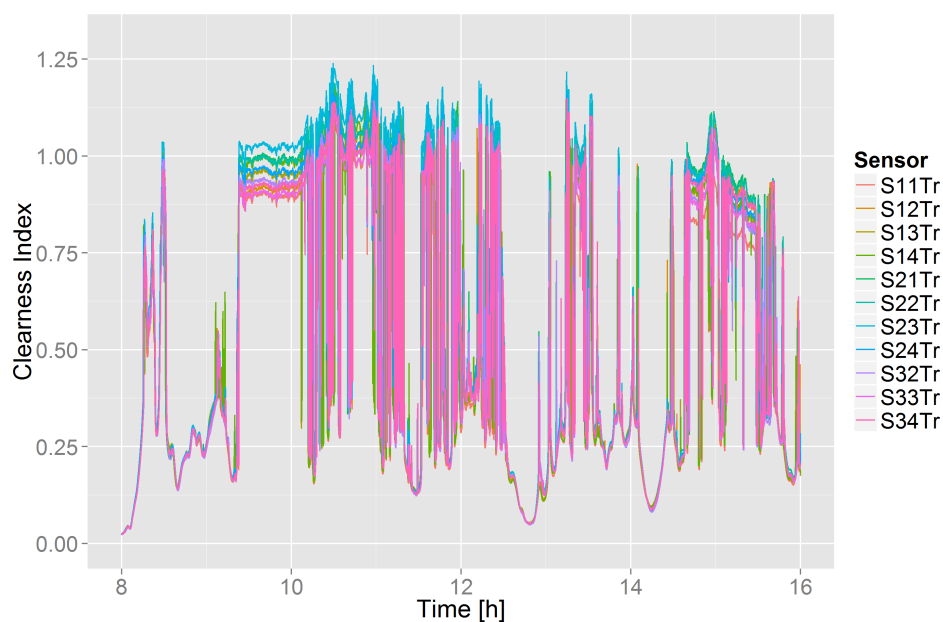


図 3.7: Category3 の晴天指数時系列波形の代表例 (2012/11/14)

3.5 太陽光発電分布が平滑化効果に与える影響の分析手法

本節では、3.4節で分類した3つのカテゴリ毎に、太陽光発電の位置的な分布が平滑化効果に与える影響を定量的に評価する手法を説明する。

本研究では、太陽光発電の位置的な分布が平滑化効果に与える影響を定量的に評価するために、5つの特徴的な、太陽光発電の位置的な分布状況を、仮想的に作り出すことにした。具体的には、まずは基準となる太陽光発電の位置的な分布を平滑化効果が一番小さくなる分布である「1地点に集中分布」とした。そして、これを含む以下の5つの分布について、平滑化効果の大きさをPCS交流電力出力データのパワースペクトル密度(PSD)を用いて定量的に比較することにした。なお、本研究では、上述したように、パワースペクトル密度(PSD)は周期(Cycle) [sec]で議論する。これは、電力需給制御では、2.2節で述べたように、負荷変動を周期毎に分解して考え(図2.5)、さらに、それらを吸収するための発電機出力制御についても、周期で議論することが多い(図2.6)ためである。

1. Pattern1 : 基準分布 (図3.8)
2. Pattern2 : セクション2に集中分布 (図3.9)
3. Pattern3 : 分散分布 (図3.10)
4. Pattern4 : 対象範囲の隅に集中分布 (図3.11)
5. Pattern5 : 一様分布 (図3.12)

3.3.1項でも述べたように、図3.8~図3.12の中の「111」などの番号は、その太陽電池モジュール群が接続されているPCSの呼称番号(名称)を表している。また、「111」や「143」のように呼称番号が「1」からはじまるPCSに接続されている太陽電池モジュール群が設置されている区画(範囲)を「セクション」と呼ぶことにする。(同様に、呼称番号が「2」からはじまるPCSに接続されている太陽電池モジュール群が設置されている区画を「セクション2」、呼称番号が「3」からはじまるPCSに接続されている太陽電池モジュール群が設置されている区画を「セクション3」と呼ぶことにする。)

42 第3章 気象条件と太陽光発電の位置的分布状況の平滑化効果への影響分析

以下で、具体的な計算手順を説明する。本研究では、太陽光発電導入率を25%と想定した。それゆえ、セクション2に集中分布 (Pattern2), 分散分布 (Pattern3), 対象範囲の隅に集中分布 (Pattern4) の場合には、図3.9~3.11に示すように、対象とした36台のPCSの中から、9台のPCS交流電力出力データを選択した。(選択したPCSは、図3.9~3.11中に青色で示した。) なお、選択したPCSには、呼称番号の若番から順に、固有番号 i (ただし、 $1 \leq i \leq 9$ とする。) を付与し、時刻 k (時刻は、8:00:00を時刻0, 8:00:01を時刻1, ..., 15:59:59を時刻28799として定義する。なお、今回は、3.3節で述べたように、時間分解能は $dt = 1\text{sec}$ であり、時系列データ数は $N = 28800$ である。) における、 i 番目のPCSのPCS交流電力出力は $PCS_i(k)$ とした。次に、選択したPCSのPCS交流電力出力を時間領域で、

$$PCS_{total}(k) = \sum_{i=1}^9 PCS_i(k) \quad (3.7)$$

により合計した。そして、そのPCS交流電力出力の合計値 $PCS_{total}(k)$ について、1日毎に、PSDの定義式に基づき、

$$PSD^{PCS}(f) = \frac{dt^2}{N \cdot dt} \cdot \left| \sum_{k=0}^{N-1} PCS_{total}(k) \cdot e^{-j\omega k} \right|^2 \quad (3.8)$$

によりPSDを求めた。なお、上述のとおり、 $dt = 1\text{sec}$, $N = 28800$ である。また、周波数を $f[\text{Hz}]$, 周期を $T[\text{sec}]$ とすると、 $\omega = 2\pi f = \frac{2\pi}{T}[\text{rad/sec}]$ であり、 j は虚数単位である。さらに、 $dt = 1\text{sec}$, $N = 28800$ であることから、周波数分解能は $df = \frac{1}{28800} \approx 3.47 \times 10^{-5} \text{Hz}$ である。

基準分布 (Pattern1) の場合には、図3.8に示すように、PCS211のPCS交流電力出力データを用いることとし、太陽光発電導入率25%の場合の分布と単純に比較できるよう、それを9倍したのち、1日毎にPSDを求めた。具体的には、時刻 k における、PCS211のPCS交流電力出力を $PCS_{PCS211}(k)$ とすると、

$$PSD^{PCS}(f) = \frac{dt^2}{N \cdot dt} \cdot \left| \sum_{k=0}^{N-1} 9 \cdot PCS_{PCS211}(k) \cdot e^{-j\omega k} \right|^2 \quad (3.9)$$

という計算を行った。

一様分布 (Pattern5) の場合については、図3.12に示すように、対象とした36台すべてのPCSを選択するが、太陽光発電導入率25%の場合の分布と単純に比較

できるよう、対象とした36台のPCS全てのデータを時間領域で合計したのち0.25倍した上で、1日毎にPSDを求めた。具体的には、選択したPCSのPCS交流電力出力について、時間領域で、

$$PCS_{total}(k) = 0.25 \cdot \sum_{i=1}^{36} PCS_i(k) \quad (3.10)$$

という計算を行い、1日毎に、式(3.8)を利用して、PSDを求めた。なお、 $PCS_i(k)$ は、時刻 k における、 i 番目（選択したPCSには、呼称番号の若番から順に、固有番号 i （ただし、 $1 \leq i \leq 36$ とする。）を付与した。）のPCSのPCS交流電力出力である。

以上のような手法で求めたPattern1～Pattern5のPCS交流電力出力合計値の1日毎のPSDである $PSD^{PCS}(f)$ を、上述した5つの太陽光発電の位置的な分布別、かつ、3.4節で分類した3つのカテゴリ別で、それぞれ周期毎に、

$$PSD_{ave}^{PCS}(f) = \frac{1}{M} \cdot \sum_{n=1}^M PSD_n^{PCS}(f) \quad (3.11)$$

により平均し、その大きさを比較することで、気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響を定量的に評価した。なお、 $PSD_n^{PCS}(f)$ は、 n 日目（同一のカテゴリ内の類似日に対して、早い日から順に、 $1 \leq n \leq M$ で採番する。）のPCS交流電力出力合計値の1日毎のPSDである。本研究では、PSDの算出には、R言語のfft関数（混合基底FFT）[55]を利用した。また、時系列データには、窓関数を適用しなかった。これは、「窓関数を適用することによって生じる朝夕の変動の過小評価を避けること」を優先させたためである。

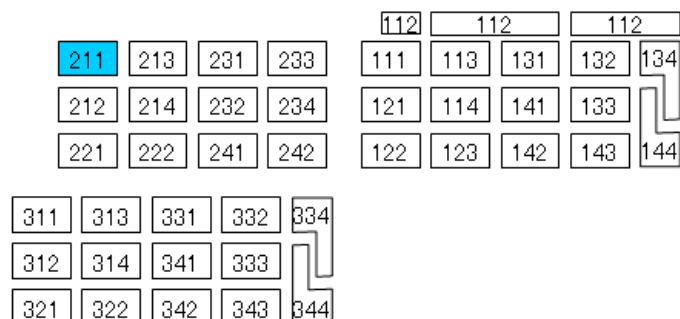


図 3.8: Pattern1 (基準分布)

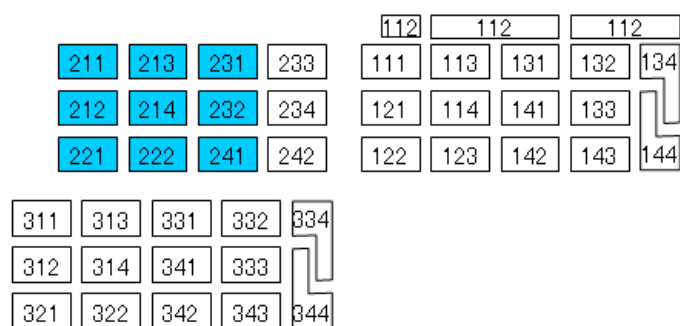


図 3.9: Pattern2 (セクション2に集中分布)

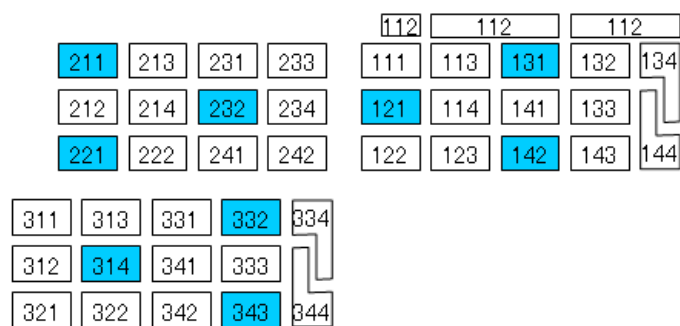


図 3.10: Pattern3 (分散分布)

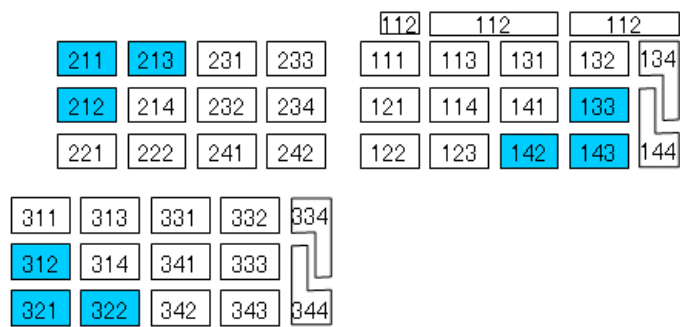


図 3.11: Pattern4 (対象範囲の隅に集中分布)

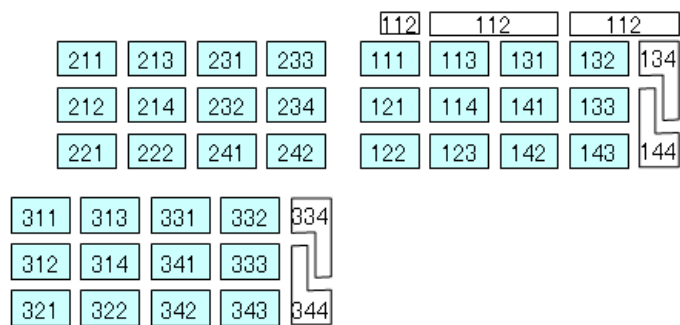


図 3.12: Pattern5 (一様分布)

3.6 実験結果

Pattern1～Pattern5 の PCS 交流電力出力合計値の PSD 比較結果を、図 3.13～図 3.15, および、図 3.16～図 3.18 に図示する。なお、図 3.13～図 3.15 は片対数表示、図 3.16～図 3.18 は両対数表示をとったものであり、図 3.13 と図 3.16, 図 3.14 と図 3.17, 図 3.15 と図 3.18 は、それぞれ、表示方法のみが異なる同じ結果である。また、図 3.13 と図 3.16 はカテゴリ 1, 図 3.14 と図 3.17 はカテゴリ 2, 図 3.15 と図 3.18 はカテゴリ 3 に分類された日における分析結果である。なお、これらの図においては、式 (3.8), 式 (3.9) から明らかなように、太陽光発電出力変動量が大い場合、PSD の値は大きくなる。また、逆に、平滑化効果が大い場合、出力変動が相殺されて小さくなるため、PSD は小さくなる。

図 3.13 (カテゴリ 1) を見ると、図 3.14 (カテゴリ 2), 図 3.15 (カテゴリ 3) と比較して、どのような太陽光発電の位置的な分布においても、PSD が小さく、太陽光発電出力変動量が小さいことがわかる。また、図 3.16 を見ると、太陽光発電の位置的な分布別で、周期 50sec 程度以下の短周期側で差異が若干見られるものの、図 3.13 から明らかなように、その値は大きなものではなく、太陽光発電の位置的な分布別で、あまり大きな差異が見られないといえる。これは、カテゴリ 1 は、元々、日射強度の変動が小さい日の結果であり、どのような場所でも同じような日射強度であった（つまり、各地点の日射強度の変動の相関が高かった）ためであると考えられる。

一方、図 3.17, 図 3.18 から、集中分布 (Pattern2) の平滑化効果の大きさは、周期 50sec 程度以下の短周期側では分散分布 (Pattern3) に近く、周期 50sec 程度以上の長周期になるに従い、基準分布 (Pattern1) に近づくことがわかる。また、逆に、分散分布 (Pattern3) の平滑化効果の大きさは、周期 40sec 程度以下の短周期側では集中分布 (Pattern2) に近いものの、周期 40sec 程度以上の長周期になるに従い、一様分布 (Pattern5) に近づくことがわかる。さらに、集中分布 (Pattern2) と分散分布 (Pattern3) の PSD の値を比較することで、周期 20sec 程度以上の長周期側では、太陽光発電が位置的に分布する対象面積が広がるほど、また、より分散して太陽光発電が分布するほど、PSD の値は小さくなり、その結果、平滑化効果が大きくなることがわかる。これらの結果は、相関が周期毎で異なることに起因

していると考えられるが、詳細は、次節で説明する。なお、カテゴリ 2 (図 3.14, 図 3.17) とカテゴリ 3 (図 3.15, 図 3.18) の結果は傾向は同じであるが、カテゴリ 3 の結果の方が PSD の値は大きく、また、5 つの分布間の PSD の大きさ (平滑化効果の大きさ) の差異も大きくなっている。

図 3.16~図 3.18 から、どのカテゴリにおいても、基準分布 (Pattern1) の場合に、平滑化効果が最も小さくなることがわかる。よって、太陽光発電出力変動を分析する際に、「太陽光発電が 1 地点に集中分布している」と想定した場合には、平滑化効果を過小評価するリスクがあるといえる。また、逆に、どのカテゴリにおいても、一様分布 (Pattern5) の場合に、平滑化効果が最も大きくなることがわかる。よって、太陽光発電出力変動を分析する際に、「太陽光発電が一様に分布している」と想定した場合には、平滑化効果を過大評価するリスクがあるといえる。なお、最も平滑化効果が小さくなる「基準分布 (Pattern1)」と、最も平滑化効果が大きくなる「一様分布 (Pattern5)」を、PSD で比較した場合、対象とする周期によっては、その差は約 80~100 倍にもなる (図 3.18 の赤い枠で囲った部分) ことがわかった。

本研究では、対象周期を 2 秒~600 秒としたが、どのカテゴリにおいても、周期 600 秒程度で Pattern1~Pattern5 の PSD の差、つまり、平滑化効果の差が非常に小さくなった。この結果についても、相関が周期毎で異なることに起因していると考えられるが、詳細は、次節で説明する。

次に、気象条件と太陽光発電の位置的な分布の違いによる平滑化効果の大きさの違いを、実際の PCS 交流電力出力の変動量として把握することを目的として、カテゴリ別に、周期 10 秒~100 秒における PCS 交流電力出力の標準偏差を、図 3.16~図 3.18 に示した PSD 計算結果を利用して求め、Pattern1 (平滑化効果が最も小さくなる分布) の場合の標準偏差と Pattern5 (平滑化効果が最も大きくなる分布) の場合の標準偏差の差 (= Pattern1 の標準偏差 - Pattern5 の標準偏差)、および、比 (= Pattern1 の標準偏差 / Pattern5 の標準偏差) を計算し、比較した。なお、標準偏差は、その定義式 (対象周期における PSD の積算値を平方したものが標準偏差) に基づき、台形公式を用いて、

$$\sigma = \sqrt{\frac{df}{2} \cdot \sum_{m=288}^{2879} (PSD_{ave}^{PCS}(m \cdot df) + PSD_{ave}^{PCS}((m+1) \cdot df))} \quad (3.12)$$

により算出した。また、上述のとおり、 $df = \frac{1}{28800} \approx 3.47 \times 10^{-5} \text{Hz}$ である。計算

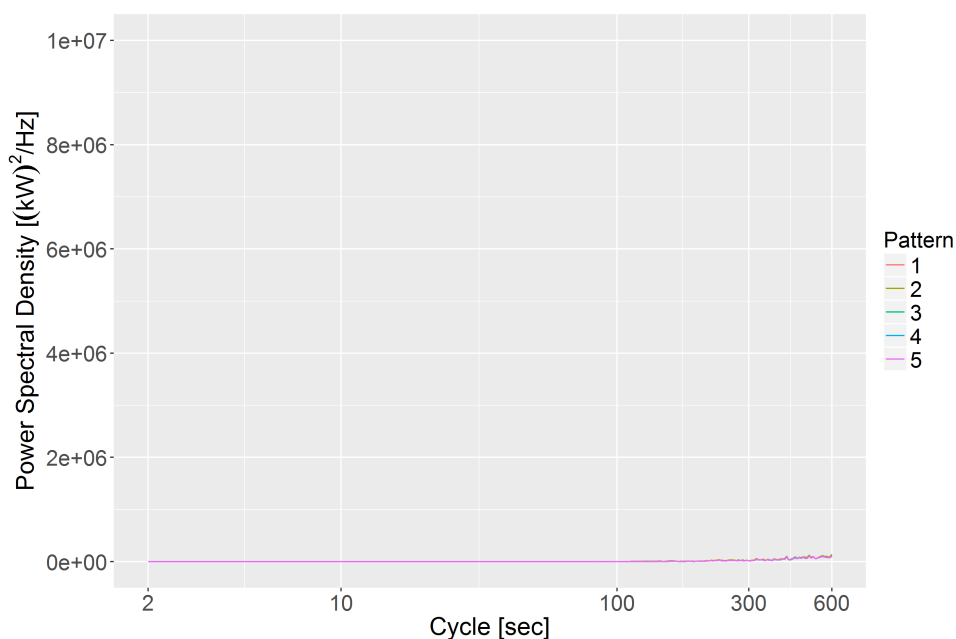


図 3.13: PSD 比較結果 (Category1) (片対数表示)

結果を表 3.1 に示す。表 3.1 より、カテゴリの違い（つまり、気象条件の違い等）によって、Pattern1 と Pattern5 の標準偏差の差、および、比（つまり、平滑化効果の大きさの差異）が大きく異なることがわかった。具体的には、カテゴリ 1（曇天日）では、Pattern1 と Pattern5 の標準偏差の差が 3.0kW、比が 2.1 であったのに対し、カテゴリ 3（日射変動が激しい日）では、Pattern1 と Pattern5 の標準偏差の差が 52kW、比が 3.1 となっており、大きく異なっている。

以上の分析結果から、1km × 1km 程度の狭い領域においても、気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況を適切に考慮しなければ、「平滑化効果を過大評価し、その結果、電力品質が低下するリスク」、あるいは、「平滑化効果を過小評価し、その結果、不経済な運用となるリスク」があることがわかった。

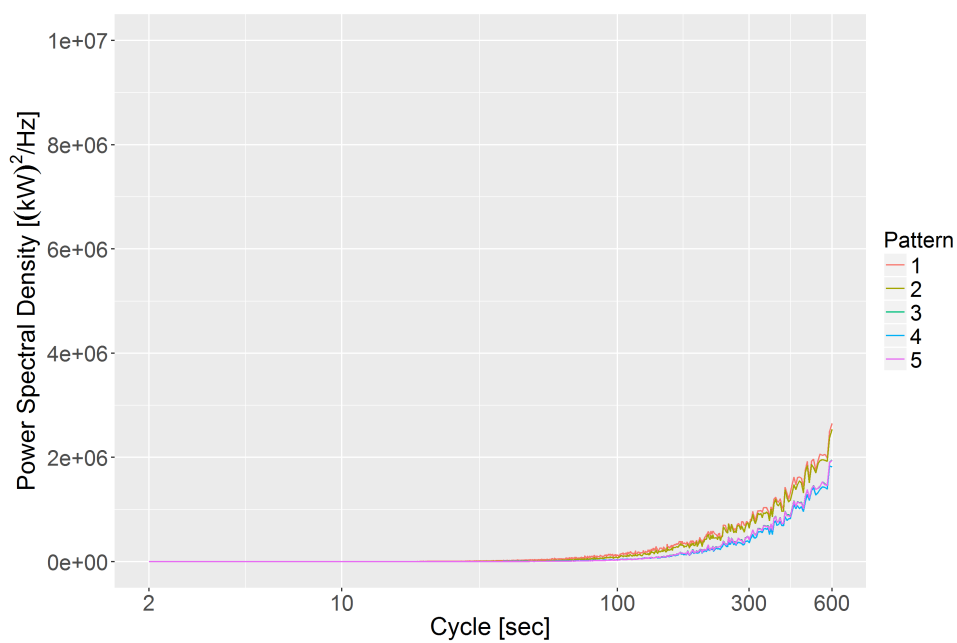


図 3.14: PSD 比較結果 (Category2) (片対数表示)

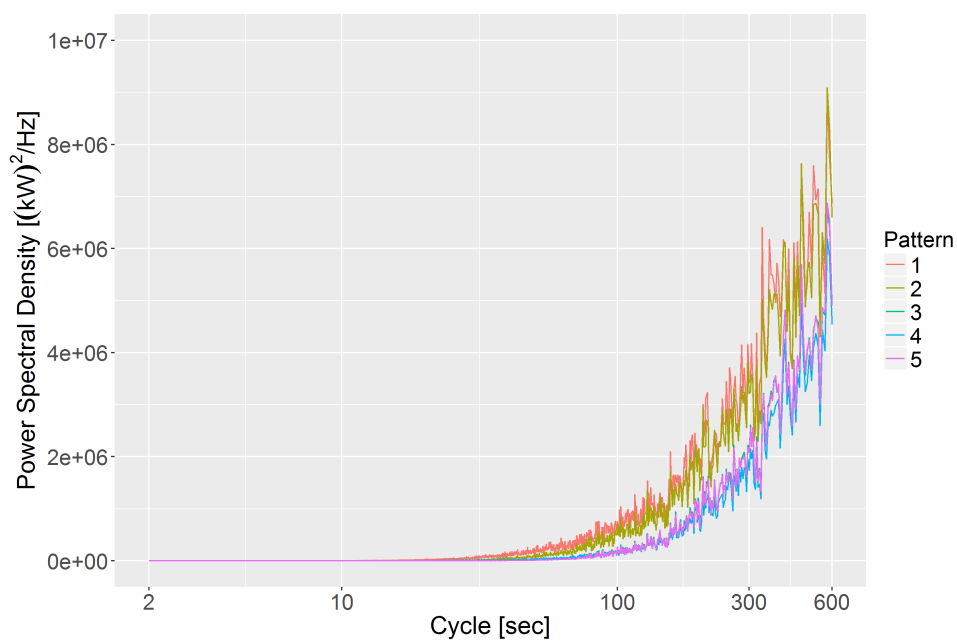


図 3.15: PSD 比較結果 (Category3) (片対数表示)

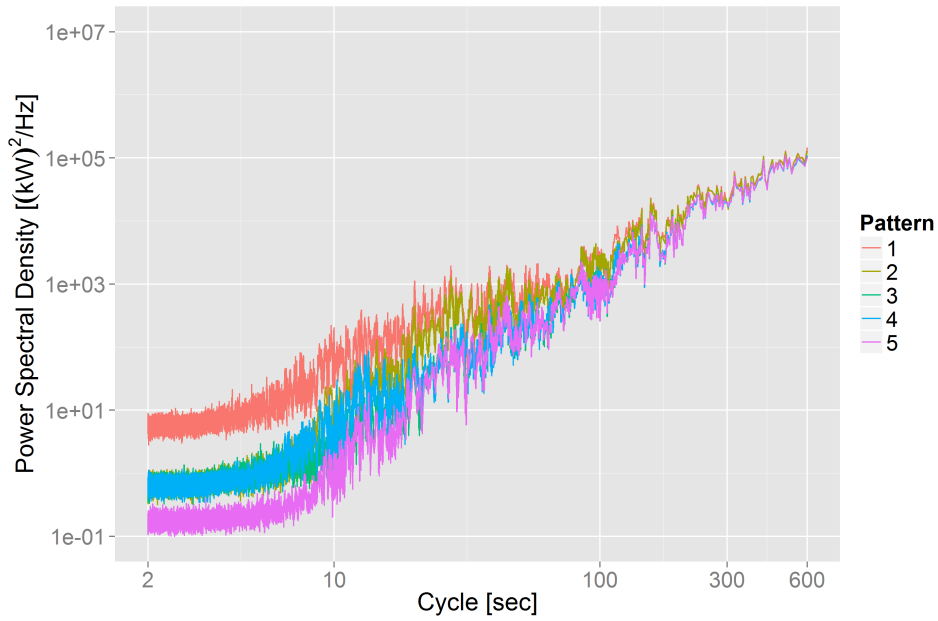


図 3.16: PSD 比較結果 (Category1) (両対数表示)

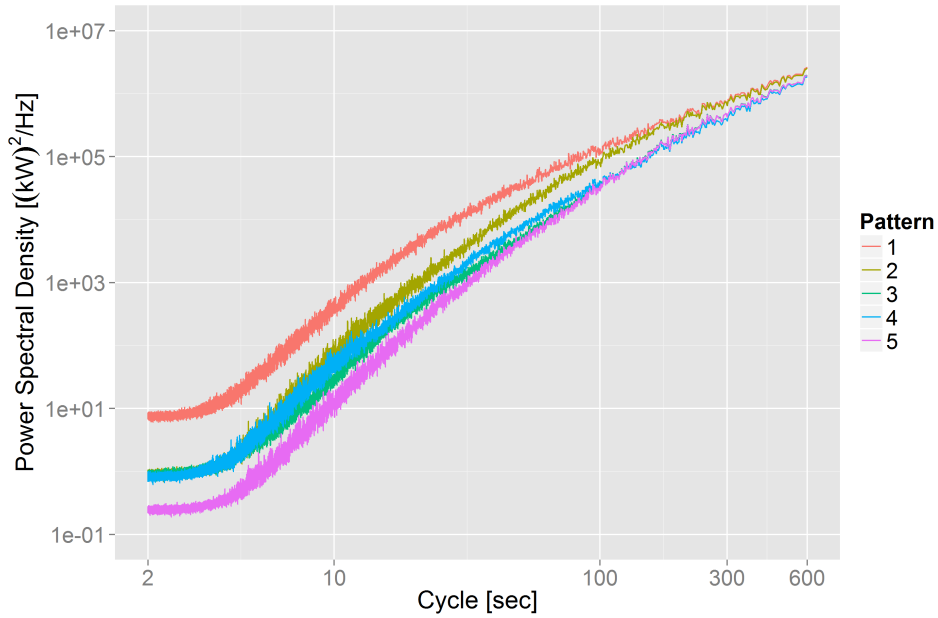


図 3.17: PSD 比較結果 (Category2) (両対数表示)

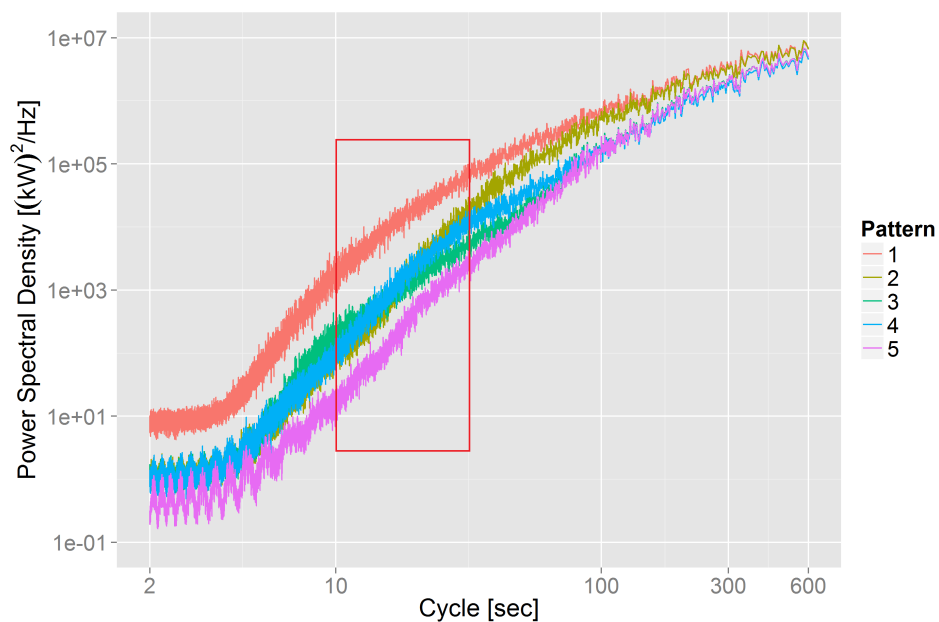


図 3.18: PSD 比較結果 (Category3) (両対数表示)

表 3.1: PCS 交流電力出力の標準偏差の差と比

	$Pattern1 - Pattern5[kW]$	$Pattern1/Pattern5$
Category1	3.0	2.1
Category2	21	2.7
Category3	52	3.1

3.7 考察

3.6節の分析結果を見ると、平滑化効果の大きさは、太陽光発電分布に大きく依存するが、その差異は周期で大きく異なることがわかる。本節では、PCSの交流電力出力データを利用して式(3.13)で定義されるコヒーレンスを算出することで、この原因を考察する。ここで、 $S_{xy}(\omega)$ は2つの交流電力出力データ間のクロススペクトル[56]であり、 $S_{xx}(\omega)$ と $S_{yy}(\omega)$ はそれぞれの交流電力出力データのPSDである。

$$coh(\omega) = \frac{|S_{xy}(\omega)|}{\sqrt{S_{xx}(\omega) \cdot S_{yy}(\omega)}} \quad (3.13)$$

図3.1に図示したPCS211を基準として、PCS212（基準から最も近い太陽電池モジュール群が接続されているPCS）、PCS332（基準からの距離が中くらいの位置にある太陽電池モジュール群が接続されているPCS）、PCS143（基準から最も遠い太陽電池モジュール群が接続されているPCS）とのPCS交流電力出力のコヒーレンスを算出した結果を図3.19～図3.21に示す。図3.19はカテゴリ1、図3.20はカテゴリ2、図3.21はカテゴリ3に分類された日における分析結果である。なお、コヒーレンスもPSDと同様に、まずは、1日毎にコヒーレンスを算出したのち、3.4節で分類した3つのカテゴリ毎で、それぞれ周期毎に平均処理を行っている。

どのカテゴリの場合にも、コヒーレンスは周期と共に上昇しているが、基準であるPCS211から遠い位置に設置されているPCSとのコヒーレンスほど緩やかに上昇していることがわかる。これは、逆の見方をすれば、距離が近いほどコヒーレンスが1に近づく周期が短くなる、つまり、距離が近いほど短い周期で相関が1に近づくということを意味している。ゆえに、距離が近いほど短い周期でPCSの出力が同期し、平滑化効果が小さくなると考えられる。これが、太陽光発電の位置的な分布状況の差異による平滑化効果の差異が周期で大きく異なる原因である。

さらには、3.6節で説明したように、本研究では、周期600秒程度で、太陽光発電の位置的な分布状況の差異による平滑化効果の差異が非常に小さくなったが、これは本研究で対象とした1km×1km未満程度の領域においては、一番離れた太陽光発電出力間のPCS出力が周期600秒程度で同期してしまうため、どのような太陽光発電分布であっても平滑化効果が非常に小さくなってしまふことが原因であ

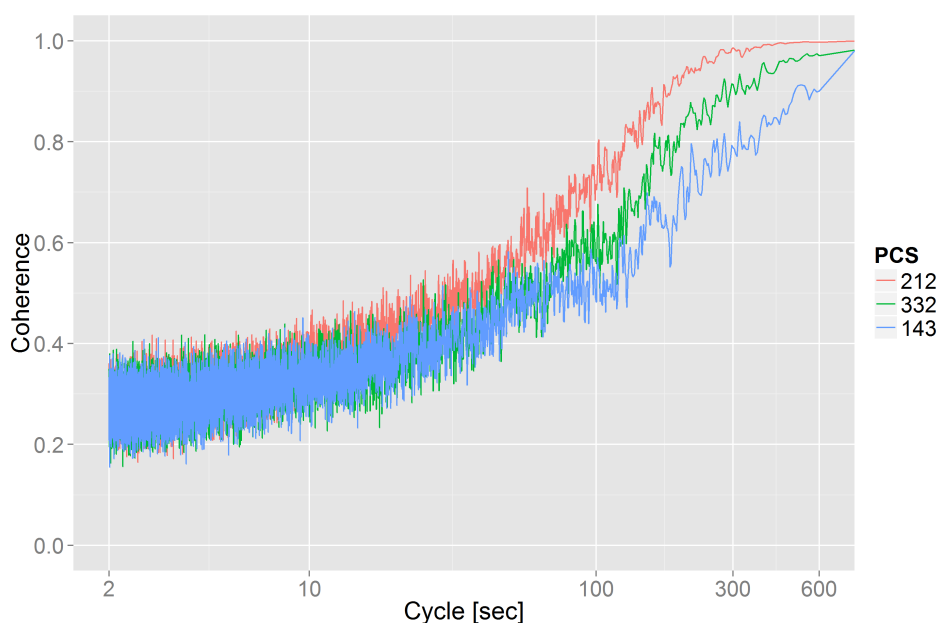


図 3.19: PCS211 を基準とした場合のコヒーレンス (Category1)

ると考えられる。ゆえに、対象とする領域が本研究で対象とした領域よりも広い場合、平滑化効果の差異が小さくなる周期は 600 秒よりも長周期側にシフトすると予想される。

本章では、太陽光発電出力変動を分析することを目的として、全天日射計から得られた日射強度データから算出した晴天指数の PSD を利用して、気象条件等により類似日を分類する手法を提案した。そして、その手法に基づいて、2012 年 1 月～12 月の 1 年間について、堺太陽光発電所に設置した全天日射計から得られた日射強度データを用いて、類似日を 3 つのカテゴリに分類した。また、太陽光発電の位置的な分布が平滑化効果に与える影響を PCS 交流電力出力データの PSD を利用して、定量的に分析する手法を提案し、その手法に基づいて、2012 年 1 月～12 月の 1 年間について、堺太陽光発電所の PCS 交流電力出力データを用いて、上記で分類したカテゴリ毎に平滑化効果の定量的評価を行った。その結果、

- 平滑化効果が最も小さくなる分布（1 地点に集中分布）の場合と最も大きくなる分布（一様分布）の場合とで、平滑化効果の大きさに非常に大きな差が発生する可能性があること。（実測データを用いて評価した結果、PSD で比較

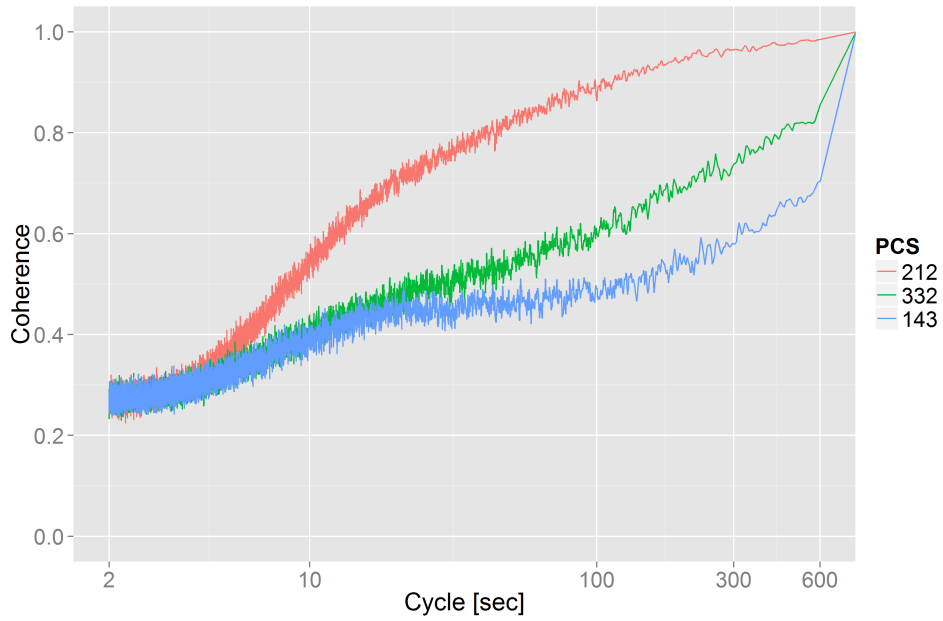


図 3.20: PCS211 を基準とした場合のコヒーレンス (Category2)

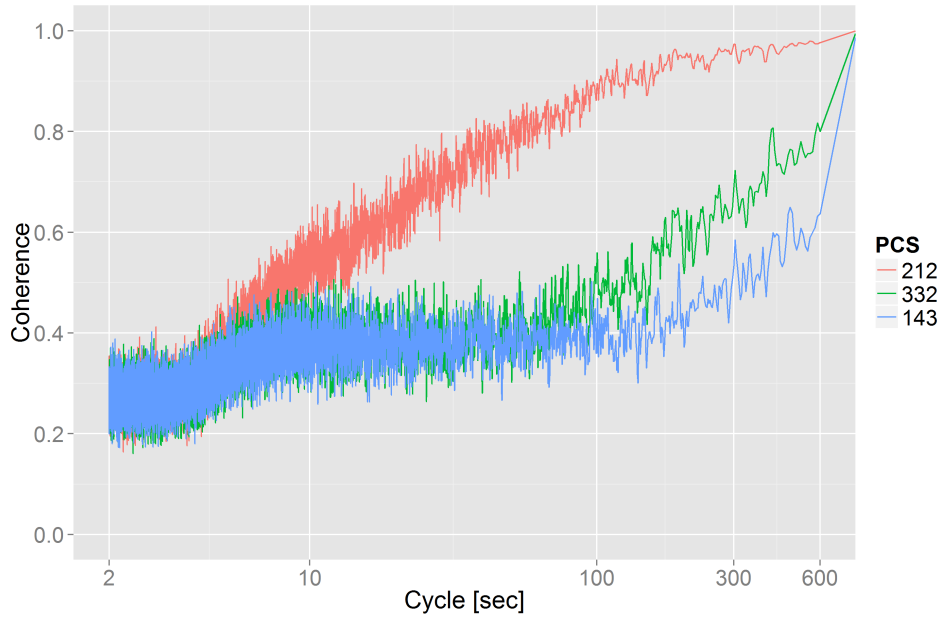


図 3.21: PCS211 を基準とした場合のコヒーレンス (Category3)

した場合、対象とする周期によっては、その差が約 80~100 倍にもなった。)

- 気象条件等で平滑化効果が大きく異なること。(実測データを用いて評価した結果、曇天の日の場合、平滑化効果が最も大きくなる太陽光発電分布の周期 10 秒~100 秒における PCS 交流電力出力の標準偏差と、平滑化効果が最も小さくなる太陽光発電分布の周期 10 秒~100 秒における PCS 交流電力出力の標準偏差の差が 3.0kW, 比が 2.1 となったのに対し、変動が激しい日の場合、差が 52kW, 比が 3.1 となった。)
- 様々な分布の平滑化効果の大きさは、「1 地点に集中分布」の場合と「一様分布」の場合の平滑化効果の大きさの間に位置すること。
- 対象とする周期によっては、「1 地点に集中分布」、あるいは、「一様分布」と仮定して検討を行ってもあまり大きな影響は出ないこと。たとえば、3.6 節で説明したように、Pattern3 については、周期 40secc 程度以下の短周期では一様分布 (Pattern5) と差が生じているものの、周期 40secc 程度以上の長周期になるに従い両者の差は縮まっている。

などが明らかになった。以上から、太陽光発電出力変動量を、過大、あるいは、過少評価しないためには、気象条件等で類似日を分類する必要性と太陽光発電の位置的な分布状況を正確に考慮する必要性が高いことを実証した。

3.8 結言

本章では、まず、3.2 節で、本章における研究の背景と目的を述べ、2.2 節で述べた技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」に関連する先行研究と残された課題、さらには、本章で実施する研究項目について述べた。続いて、3.3 節で、本章で使用するデータについて説明した。さらに、3.4 節では、「気象条件による類似日の分類手法」を、3.5 節では、「太陽光発電分布が平滑化効果に与える影響の分析手法」を提案し、3.6 節では、これらの二つの提案手法と 3.3 節で説明した実測データを利用して、気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響の分析を行った。その結果、気象

56 第3章 気象条件と太陽光発電の位置的分布状況の平滑化効果への影響分析

条件等で類似日を分類する必要性と太陽光発電の位置的な分布状況を正確に考慮する必要性が高いことを明らかにした。なお、本研究においては、気象条件等で類似日を分類するにあたり、理解可能な数のカテゴリ数として「3」を選択したが、このカテゴリ数が最適なカテゴリ数であるとは言い切れない。最適なカテゴリ数の評価については、今後の課題としたい。また、本研究においては、GF領域まで正確に評価した先行研究事例が少ないことから、まずは、GF領域を優先して、対象としたが、LFC領域やEDC領域における分析も行う必要がある。LFC領域やEDC領域における分析についても、今後の課題としたい。

第4章 時空間減衰モデルを用いた相互相関関数推定手法

4.1 序言

本章では、まず、4.2節で、2.2節で述べた技術課題「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」に関連する先行研究と残された課題、さらには、本章で実施する研究項目について述べる。続いて、4.3節では、「時空間減衰モデルを用いた相互相関関数推定手法」を提案し、4.4節で、提案手法の妥当性検証のために利用するデータについて説明する。さらに、4.5節で、提案手法の妥当性検証結果と従来手法との比較結果を示し、提案手法の妥当性と従来手法に対する優位性を示す。

4.2 研究の背景と目的

太陽光発電の出力変動量を定量的に評価するためには、平滑化効果の大きさを定量的に把握する必要がある。さらに、平滑化効果の大きさと地点間の日射強度の相互相関係数（あるいは、コヒーレンス）の大きさには密接な関係があるため、平滑化効果の大きさを正確に把握するためには、地点間の日射強度の相互相関係数を把握する必要があることがわかっている。そのため、各所で、複数の日射計から得られた日射強度データを用いて、地点間の日射強度の相互相関係数（あるいは、コヒーレンス）を把握する試みがなされている。

文献 [15, 16, 17] では、平滑化効果の分析のために、複数箇所に設置した日射計から得られた日射強度データを用いて、地点間の日射強度の相互相関係数¹（あるいは、コヒーレンス）を算出し、その特徴を分析している。文献 [34, 35, 36] では、

¹本研究では、2地点の日射強度データのうち、片方の日射強度データを時刻 τ （以下、ラグ τ ）だけシフトして相互相関係数を計算し、ラグ τ の関数としたものを、相互相関関数と呼ぶこととし、ラグ τ が 0 の場合の相互相関関数の値を、相互相関係数と呼ぶこととする [57]。

kriging と呼ばれる空間的な補間法を利用して、日射強度の面的推定に関する検討が行われている。文献 [37, 38] では、地点間の日射強度の相互相関関数の代わりに日射強度の自己相関関数を用いた新しい日射変動の解析手法が提案されている。

以上のように、先行研究では、様々な観点から、平滑化効果や地点間の日射強度の相互相関係数に関連する研究が行われており、日射変動の主要因は雲の移動で、地点間の日射強度の相互相関係数の大きさは、雲に大きく左右されることがわかっている。また、文献 [36] から、複数地点に設置された日射計の、同じ時刻における日射強度データだけではなく、異なる時刻における日射強度データまで利用することで、日射強度の変動特性分析の精度を向上させることができる可能性が明らかになっており、それゆえ、同じ時刻における地点間の日射強度の相互相関係数だけではなく、異なる時刻の間の地点間の日射強度の相互相関関数まで把握する必要性が高いことがわかっている。さらに、同文献から、地点間の日射強度の相互相関関数の距離依存性には、風向による異方性があることが明らかになっており、地点間の日射強度の相互相関関数を把握する際には、風向まで考慮する必要性が高いこともわかっている。なお、ここで、風向による異方性とは、たとえば、「風向方向」と「風向と垂直方向」では、雲の移動の効果が異なることから、地点間の日射強度の相互相関関数の距離依存性が異なることを意味する。

ところで、地点間の日射強度の相互相関関数を把握するためには、日射強度を測定、記録するための日射計が必要となるが、日射計を設置、運用していくためには、コストが必要となるため、できるだけ少数の日射計のみを用いる相互相関関数推定手法が必要となる。これに対して、上記の先行研究には、2.3.2 項で述べたように、以下の課題が残されている。

2-1 できるだけ少数の日射計による地点間の日射強度の相互相関関数の推定。

2-2 文献 [36] 以外は、地点間の日射強度の相互相関関数を推定する際に、風向による異方性を考慮していない。なお、風向による異方性を考慮しない場合には、地点間の日射強度の相互相関関数を過大、あるいは、過少評価する可能性がある。

よって、本章では、2.4.2 項で述べたように、以下の研究項目について研究を行う。

2-A 課題 2-1, 2-2 を克服するために, 3 地点の日射計から, 風向による異方性も考慮しつつ, 日射計が存在しない周辺地点との日射強度の相互相関関数を, 数多くの日射計を利用した場合と比較して同程度に, 高精度推定できる手法を提案する. そして, 関西電力株式会社堺太陽光発電所に設置した日射計の実測データを用いて, 提案手法の妥当性を検証する.

そして, 上記の研究を行った結果, 提案手法の妥当性を明らかにし, 従来よりも少数の日射計の情報から, 風向による異方性の効果を反映して, 日射計が存在しない周辺地点との日射強度の相互相関関数を高精度に推定できることを確認する.

4.3 相互相関関数推定手法

本節では, まずは, 4.3.1 項で, 1 地点の日射計から得られた日射強度の自己相関関数から, 日射計が存在しない周辺地点との日射強度の相互相関関数の推定を可能にする時空間減衰モデルを提案する. 次に, 4.3.2 項で, 上述したモデルの中で利用する「減衰係数パラメータ」を, 3 地点の日射計から得られた日射強度時系列を用いて推定する手法を提案する. そして, 最後に, 4.3.3 項で, 同じく, 上述したモデルの中で利用する「風向風速 (雲の移動等に起因する日射強度変動の移動速度) パラメータ」を, 3 地点の日射計から得られた日射強度時系列を用いて推定する手法を提案する. なお, 上述の提案モデルと 2 つの提案パラメータ推定手法を組み合わせて利用することで, 3 地点の日射計の日射強度時系列のみから, 日射計が存在しない周辺地点との日射強度の相互相関関数を推定することが可能となる.

4.3.1 時空間減衰モデル

本項では, 1 地点の日射計から得られた日射強度の自己相関関数から, 日射計が存在しない周辺地点との日射強度の相互相関関数の推定を可能にする時空間減衰モデルについて, 以下の 2 つの条件に分けて提案する.

- (a) 積雲や層積雲のような比較的細切れの雲の移動に伴い類似の日射強度変動が 2 地点間で遅延して観測される場合

- (b) 快晴日や曇天日のように類似の日射強度変動が2地点間で遅延せずに観測される場合

＜日射強度変動が2地点間で遅延して観測される場合＞

積雲や層積雲のような比較的細切れの雲の移動に伴い類似の日射強度変動が2地点間で遅延して観測される場合について、日射変動の主な要因が雲の移動等によるものであると考え、下記の4つの仮定を行う。なお、日射変動の上述したものの以外の要因については、時間的外乱、空間的外乱として扱うことにする。

- (1a) 2地点間の距離が離れるほど、日射強度に影響を及ぼす上空の雲、周囲の地形や建物等の状況も徐々に異なってくると考え、風向と垂直な方向では、2地点間の日射強度の相関が空間的に一次減衰すると仮定する。
- (2a) 日射強度変動は雲が移動することにより伝わるが、その雲は形を変えながら移動するため、日射強度変動はそのままの形では伝わらないと考え、風向方向では、2地点間の日射強度時系列の相関が時間的に一次減衰すると仮定する。
- (3a) 日射強度時系列の時間的、空間的な定常性を仮定する。
- (4a) 日射強度時系列に対する時間的、空間的外乱の独立性を仮定する。

これらの仮定の下では、2地点間の日射強度の相互相関関数が、1地点の日射強度の自己相関関数を用いて記述できることを図4.1を用いて説明する。まずは、風向と平行な軸を y 軸、風向と垂直な軸を x 軸とする直交座標系を定義する。そして、A 点の座標を $\mathbf{r} = (r_x, r_y)^T$ 、A' 点の座標を $\mathbf{r}' = (r_x + \Delta x, r_y)^T$ 、D 点の座標を $\mathbf{r} + \Delta \mathbf{r} = (r_x + \Delta x, r_y + \Delta y)^T$ とする。

上記 (1a), (3a), (4a) が成立するとき成り立つ関係式の1つとしては、A 点において時刻 t に観測される日射強度時系列を $f(t, \mathbf{r})$ としたとき、座標が x 軸方向に Δx だけ離れた A' 点と A 点の日射強度時系列 $f(t, \mathbf{r}')$ と $f(t, \mathbf{r})$ の間に成り立つ、

$$f(t, \mathbf{r}') = e^{-\alpha|\Delta x|} f(t, \mathbf{r}) + \varepsilon_1(\Delta x) \quad (4.1)$$

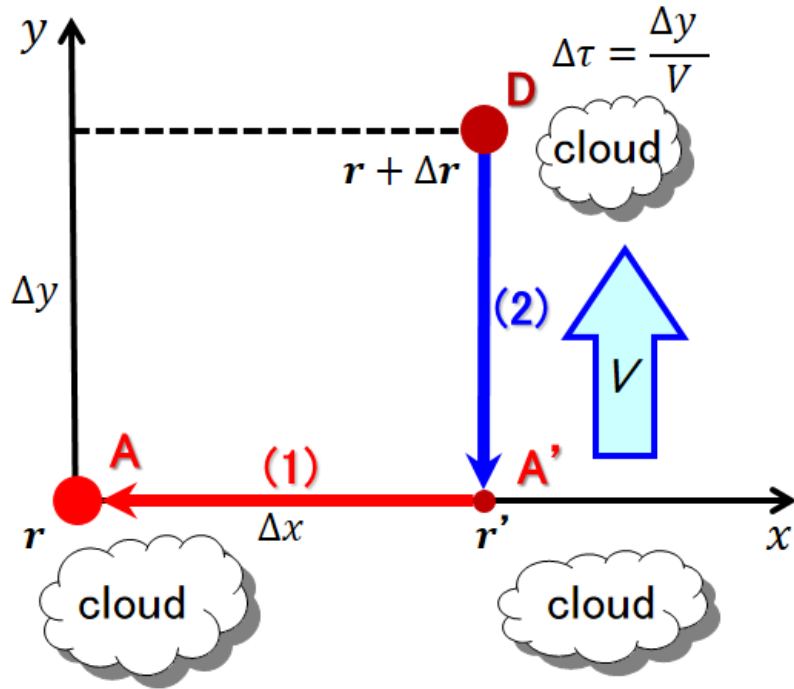


図 4.1: 時空間減衰モデルの概念図

という関係式が考えられる。ここで、 α は減衰係数、 $\varepsilon_1(\Delta x)$ は空間的外乱である。ところで、仮定 (3a) より、雲は一定風速 V で移動すると考えると、D 点には、A 点と座標が x 軸方向に Δx だけ離れた A' 点の雲が、 $\Delta\tau = \frac{\Delta y}{V}$ 後に形を変えつつ通過する。上記の仮定 (2a), (3a), (4a) が成立するとき成り立つ関係式の 1 つとしては、D 点において時刻 $t + \Delta\tau$ に観測される日射強度時系列 $f(t + \Delta\tau, \mathbf{r} + \Delta\mathbf{r})$ と、D 点から座標が y 軸方向に Δy だけ離れた A' 点において時刻 t に観測される日射強度時系列 $f(t, \mathbf{r}')$ の間に成り立つ、

$$f(t + \Delta\tau, \mathbf{r} + \Delta\mathbf{r}) = e^{-\beta\Delta\tau} f(t, \mathbf{r}') + \varepsilon_2(\Delta\tau) \quad (4.2)$$

という関係式が考えられる。ここで、 β は減衰係数、 $\varepsilon_2(\Delta\tau)$ は時間的外乱である。このとき、2 地点間の日射強度の相互相関関数が 1 地点の日射強度の自己相関関数を用いて記述できることを示す次の補題 1 が成り立つ。

補題 1

$$C_{AD}(\tau) = e^{-\alpha|\Delta x| - \beta|\Delta\tau|} C_{AA}(\tau - \Delta\tau)$$

但し、日射強度の自己相関関数 $C_{AA}(\tau)$ は、

$$C_{AA}(\tau) = \frac{Cov_t[f(t, \mathbf{r}), f(t + \tau, \mathbf{r})]}{\sqrt{Var_t[f(t, \mathbf{r})] \cdot Var_t[f(t + \tau, \mathbf{r})]}} \quad (4.3)$$

であり、また、日射強度の相互相関関数 $C_{AD}(\tau)$ は、

$$C_{AD}(\tau) = \frac{Cov_t[f(t, \mathbf{r}), f(t + \tau, \mathbf{r} + \Delta \mathbf{r})]}{\sqrt{Var_t[f(t, \mathbf{r})] \cdot Var_t[f(t + \tau, \mathbf{r} + \Delta \mathbf{r})]}} \quad (4.4)$$

である。なお、 $Cov_t[\cdot]$ は時間について共分散をとる演算子、 $Var_t[\cdot]$ は時間について分散をとる演算子である。 ■

証明 1 式 (4.2) と仮定 (3a) から、

$$f(t, \mathbf{r} + \Delta \mathbf{r}) = e^{-\beta|\Delta \tau|} f(t - \Delta \tau, \mathbf{r}') + \varepsilon_2(\Delta \tau) \quad (4.5)$$

が成り立つ。一方、式 (4.1) と仮定 (3a) から、

$$f(t - \Delta \tau, \mathbf{r}') = e^{-\alpha|\Delta x|} f(t - \Delta \tau, \mathbf{r}) + \varepsilon_1(\Delta x) \quad (4.6)$$

が成り立つ。ここで、式 (4.5) に式 (4.6) を代入すると、

$$\begin{aligned} f(t, \mathbf{r} + \Delta \mathbf{r}) &= e^{-\alpha|\Delta x| - \beta|\Delta \tau|} f(t - \Delta \tau, \mathbf{r}) \\ &\quad + e^{-\beta|\Delta \tau|} \varepsilon_1(\Delta x) + \varepsilon_2(\Delta \tau) \end{aligned} \quad (4.7)$$

となり、さらに、式 (4.7) と仮定 (3a) から、

$$\begin{aligned} f(t + \tau, \mathbf{r} + \Delta \mathbf{r}) &= e^{-\alpha|\Delta x| - \beta|\Delta \tau|} f(t + \tau - \Delta \tau, \mathbf{r}) \\ &\quad + e^{-\beta|\Delta \tau|} \varepsilon_1(\Delta x) + \varepsilon_2(\Delta \tau) \end{aligned} \quad (4.8)$$

となる。ところで、式 (4.4) の分子は、式 (4.8) を代入すると、

$$\begin{aligned} &Cov_t[f(t, \mathbf{r}), f(t + \tau, \mathbf{r} + \Delta \mathbf{r})] \\ &= E_t[f(t, \mathbf{r}) \cdot f(t + \tau, \mathbf{r} + \Delta \mathbf{r})] \\ &\quad - E_t[f(t, \mathbf{r})] \cdot E_t[f(t + \tau, \mathbf{r} + \Delta \mathbf{r})] \\ &= e^{-\alpha|\Delta x| - \beta|\Delta \tau|} E_t[f(t, \mathbf{r}) \cdot f(t + \tau - \Delta \tau, \mathbf{r})] \\ &\quad + e^{-\beta|\Delta \tau|} E_t[f(t, \mathbf{r}) \cdot \varepsilon_1(\Delta x)] + E_t[f(t, \mathbf{r}) \cdot \varepsilon_2(\Delta \tau)] \\ &\quad - e^{-\alpha|\Delta x| - \beta|\Delta \tau|} E_t[f(t, \mathbf{r})] \cdot E_t[f(t + \tau - \Delta \tau, \mathbf{r})] \\ &\quad - e^{-\beta|\Delta \tau|} E_t[f(t, \mathbf{r})] \cdot E_t[\varepsilon_1(\Delta x)] - E_t[f(t, \mathbf{r})] \cdot E_t[\varepsilon_2(\Delta \tau)] \end{aligned} \quad (4.9)$$

のように変形できる。ここで、 $E_i[\]$ は時間について期待値をとる演算子である。さらに、式(4.9)は、仮定(4a)により、

$$\begin{aligned}
 & Cov_i[f(t, \mathbf{r}), f(t + \tau, \mathbf{r} + \Delta \mathbf{r})] \\
 &= e^{-\alpha|\Delta x| - \beta|\Delta \tau|} E_i[f(t, \mathbf{r}) \cdot f(t + \tau - \Delta \tau, \mathbf{r})] \\
 &\quad - e^{-\alpha|\Delta x| - \beta|\Delta \tau|} E_i[f(t, \mathbf{r})] \cdot E_i[f(t + \tau - \Delta \tau, \mathbf{r})] \\
 &= e^{-\alpha|\Delta x| - \beta|\Delta \tau|} Cov_i[f(t, \mathbf{r}), f(t + \tau - \Delta \tau, \mathbf{r})]
 \end{aligned} \tag{4.10}$$

となる。ところで、式(4.3)と仮定(3a)から、

$$C_{AA}(\tau - \Delta \tau) = \frac{Cov_i[f(t, \mathbf{r}), f(t + \tau - \Delta \tau, \mathbf{r})]}{\sqrt{Var_i[f(t, \mathbf{r})] \cdot Var_i[f(t + \tau - \Delta \tau, \mathbf{r})]}} \tag{4.11}$$

となる。一方、式(4.4)と式(4.11)の分母は、 $Var_i[f(t, \mathbf{r})] \equiv \sigma_f^2$ とおくと、仮定(3a)より、

$$\begin{aligned}
 & \sqrt{Var_i[f(t, \mathbf{r})] \cdot Var_i[f(t + \tau, \mathbf{r} + \Delta \mathbf{r})]} \\
 &= \sqrt{Var_i[f(t, \mathbf{r})] \cdot Var_i[f(t + \tau - \Delta \tau, \mathbf{r})]} \\
 &= \sqrt{Var_i[f(t, \mathbf{r})] \cdot Var_i[f(t, \mathbf{r})]} \\
 &= \sigma_f^2
 \end{aligned} \tag{4.12}$$

となる。最後に、式(4.4)に、式(4.10)、式(4.11)、式(4.12)を代入すると、補題1が得られる。□

補題1から、A点とD点の日射強度の相互相関関数 $C_{AD}(\tau)$ は、 α 、 β 、 $\Delta \tau$ 、 Δx が既知であれば、A点の日射強度の自己相関関数 $C_{AA}(\tau)$ から推定できることがわかる。なお、 $\Delta \tau$ は、風向と風速が推定できれば算出できる。また、 Δx は、座標軸を決めるためには風向が必要であるため、風向が推定できれば算出できる。

α 、 β の推定方法については、4.3.2項で、風向と風速の推定方法については、4.3.3項で説明する。

<日射強度変動が2地点間で遅延せずに観測される場合>

快晴日や曇天日のように類似の日射強度変動が2地点間で遅延せずに観測される場合について、日射変動の主な要因が上空の雲、周囲の地形や建物等からの乱

反射によるものであると考え、下記の3つの仮定を行う。なお、日射変動の上述したもの以外の要因については、空間的外乱として扱うことにする。

(1b) 2地点間の距離が離れるほど、日射強度に影響を及ぼす上空の雲、周囲の地形や建物等の状況も徐々に異なってくると考え、2地点間の日射強度の相関が空間的に一次減衰すると仮定する。

(2b) 日射強度時系列の時間的、空間的な定常性を仮定する。

(3b) 日射強度時系列に対する空間的外乱の独立性を仮定する。

なお、仮定(2b)、(3b)は、上述した仮定(3a)、(4a)にそれぞれ相当する条件である。

これらの仮定の下では、2地点間の日射強度の相互相関関数が1地点の日射強度の自己相関関数の関数として記述できることを、補題1と同様の考え方により、以下で説明する。

A点の座標を \mathbf{r} 、D点の座標を $\mathbf{r} + \Delta\mathbf{r}$ 、A点とD点において時刻 t に観測される日射強度時系列をそれぞれ $f(t, \mathbf{r})$ 、 $f(t, \mathbf{r} + \Delta\mathbf{r})$ とする。このとき、A点とD点では上空の雲、周囲の地形や建物等の状況が異なると考えると、上記の仮定(1b)、(2b)、(3b)が成立するときに成り立つ関係式の1つとしては、

$$f(t, \mathbf{r} + \Delta\mathbf{r}) = e^{-\alpha|\Delta\mathbf{r}|} f(t, \mathbf{r}) + \varepsilon_1(\Delta\mathbf{r}) \quad (4.13)$$

という関係式が考えられる。ここで、 α は減衰係数、 $\varepsilon_1(\Delta\mathbf{r})$ は空間的外乱である。そして、式(4.13)と仮定(2b)から、

$$f(t + \tau, \mathbf{r} + \Delta\mathbf{r}) = e^{-\alpha|\Delta\mathbf{r}|} f(t + \tau, \mathbf{r}) + \varepsilon_1(\Delta\mathbf{r}) \quad (4.14)$$

が成り立つ。ここで、式(4.4)の分子は、式(4.14)を代入して、補題1と同様の計算を行うと、

$$\begin{aligned} & Cov_i[f(t, \mathbf{r}), f(t + \tau, \mathbf{r} + \Delta\mathbf{r})] \\ &= e^{-\alpha|\Delta\mathbf{r}|} Cov_i[f(t, \mathbf{r}), f(t + \tau, \mathbf{r})] \end{aligned} \quad (4.15)$$

となる。そして、式(4.4)に、式(4.3)、式(4.12)、式(4.15)を代入すると、

$$C_{AD}(\tau) = e^{-\alpha|\Delta\mathbf{r}|} C_{AA}(\tau) \quad (4.16)$$

となり、A点とD点の日射強度の相互相関関数 $C_{AD}(\tau)$ は、 α が既知であれば、A点の日射強度の自己相関関数 $C_{AA}(\tau)$ から推定できることがわかる。なお、 α の推定方法については、4.3.2項で説明する。

4.3.2 減衰係数パラメータの推定手法

本項では、4.3.1項で説明した減衰係数 α , β の推定手法について、4.3.1項で説明した条件 (a), (b) の二つの場合に分けて説明する。ところで、減衰係数の推定には、3つの日射計から得られる日射強度時系列を用いるが、

- 3つの日射計は1直線上にない。

という仮定を設けることとする。

<日射強度変動が2地点間で遅延して観測される場合>

α と β の推定には、3つの日射計から得られる日射強度時系列より導出される3つの関係式を用いる。まずは、その3つの関係式の導出について、図4.2を用いて説明する。

図4.2の座標系では、図4.1と同様、風向と平行な軸をy軸、風向と垂直な軸をx軸とする。そして、A点の座標を \mathbf{r} 、B点の座標を $\mathbf{r} + \Delta\mathbf{r}_b$ 、C点の座標を $\mathbf{r} + \Delta\mathbf{r}_c$ とし、 $\Delta\mathbf{r}_b = (\Delta x_b, \Delta y_b)^T$ 、 $\Delta\mathbf{r}_c = (\Delta x_c, \Delta y_c)^T$ とする。また、風速は V であるとし、雲はこの速さで移動する考える。このとき、B点には、A点と座標がx軸方向に Δx_b だけ離れた地点の雲が、 $\Delta\tau_{AB} = \frac{\Delta x_b}{V}$ 後に、C点には、A点と座標がx軸方向に Δx_c だけ離れた地点の雲が、 $\Delta\tau_{AC} = \frac{\Delta x_c}{V}$ 後に、それぞれ、形を変えつつ通過する。

A点、B点、C点に日射計が設置されている場合、A点とB点、および、A点とC点の日射強度の相互相関関数 $C_{AB}(\tau)$ 、 $C_{AC}(\tau)$ をそれぞれ算出できる。また、上述の $\Delta\tau_{AB}$ 、 $\Delta\tau_{AC}$ も、それぞれ、 $C_{AB}(\tau)$ 、 $C_{AC}(\tau)$ の最大値を取るラグ τ として算出することができる。さらに、 $\beta' \equiv \frac{\beta}{V}$ とおくと、補題1から、

$$\begin{aligned} C_{AB}(\tau) &= e^{-\alpha|\Delta x_b| - \beta|\Delta\tau_{AB}|} C_{AA}(\tau - \Delta\tau_{AB}) \\ &= e^{-\alpha|\Delta x_b| - \beta'|\Delta y_b|} C_{AA}(\tau - \Delta\tau_{AB}) \end{aligned} \quad (4.17)$$

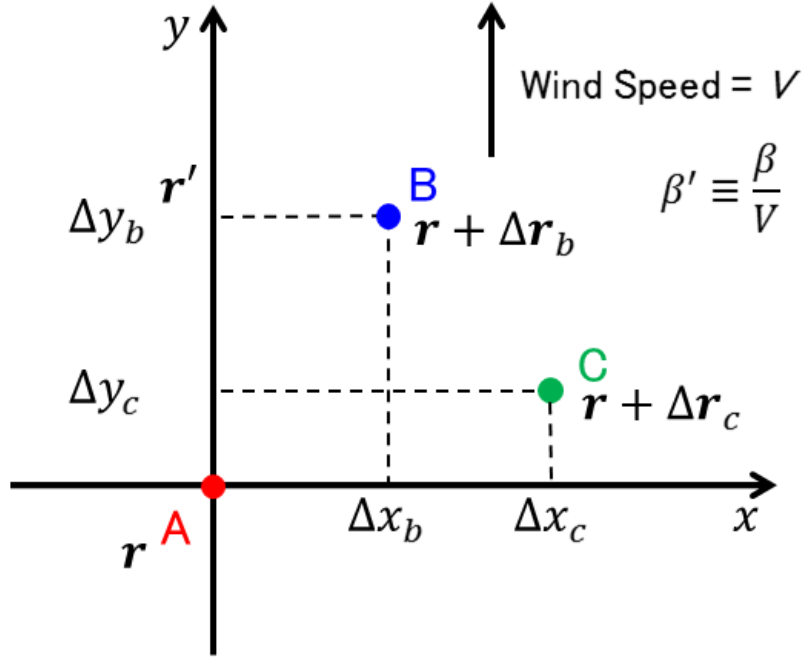


図 4.2: 減衰係数推定手法の概念図

$$\begin{aligned}
 C_{AC}(\tau) &= e^{-\alpha|\Delta x_c| - \beta|\Delta \tau_{AC}|} C_{AA}(\tau - \Delta \tau_{AC}) \\
 &= e^{-\alpha|\Delta x_c| - \beta'|\Delta y_c|} C_{AA}(\tau - \Delta \tau_{AC})
 \end{aligned} \tag{4.18}$$

という関係式が得られる。

一方、今度は、B点とC点の関係に着目する。B点とC点の座標の差を $\Delta \mathbf{r}_{bc} = \Delta \mathbf{r}_c - \Delta \mathbf{r}_b = (\Delta x_{bc}, \Delta y_{bc})^T$ とすれば、C点には、B点と座標がx軸方向に Δx_{bc} だけ離れた地点の雲が、 $\Delta \tau_{BC} = \frac{\Delta y_{bc}}{V}$ 後に、形を変えつつ通過する。このとき、B点とC点の日射強度の相互相関関数 $C_{BC}(\tau)$ は、 $C_{AB}(\tau)$ や $C_{AC}(\tau)$ と同様、簡単に算出でき、また、 $\Delta \tau_{BC}$ も $C_{BC}(\tau)$ の最大値を取るラグ τ として算出することができる。さらに、式(4.17)や式(4.18)と同様、補題1から、

$$\begin{aligned}
 C_{BC}(\tau) &= e^{-\alpha|\Delta x_{bc}| - \beta|\Delta \tau_{BC}|} C_{BB}(\tau - \Delta \tau_{BC}) \\
 &= e^{-\alpha|\Delta x_{bc}| - \beta'|\Delta y_{bc}|} C_{BB}(\tau - \Delta \tau_{BC})
 \end{aligned} \tag{4.19}$$

という関係式が得られる。ここで、 $C_{BB}(\tau)$ は、B点の日射強度の自己相関関数である。

本研究では，導出した式(4.17)，式(4.18)，式(4.19)を用いて，減衰係数 α ， β を推定するが，以下でその推定手法について説明する．

本来，関係式が2つあれば， α と β を一意に推定可能である．しかし，風向や各種推定誤差などの影響を排除して安定に推定するため，本研究では，複数（以下， n 個とする．）のラグ τ について式(4.17)，式(4.18)，式(4.19)を算出し，そのようにして得られた複数の関係式から，最小2乗法を利用して， α と β を推定することにした．

n 個のラグ $\tau_1 \leq \tau \leq \tau_n$ について式(4.17)，式(4.18)，式(4.19)を算出し，それぞれ左辺と右辺を入れ替えた上で自然対数をとって行列形式を求めると，

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{b} \quad (4.20)$$

という関係式を得ることができる．ここで，

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta' \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

$$\mathbf{A} = \begin{array}{cc} \left. \begin{array}{c} |\Delta x_b| \quad |\Delta y_b| \\ \vdots \quad \vdots \\ |\Delta x_b| \quad |\Delta y_b| \end{array} \right\} n \text{ 個} \\ \left. \begin{array}{c} |\Delta x_c| \quad |\Delta y_c| \\ \vdots \quad \vdots \\ |\Delta x_c| \quad |\Delta y_c| \end{array} \right\} n \text{ 個} \\ \left. \begin{array}{c} |\Delta x_{bc}| \quad |\Delta y_{bc}| \\ \vdots \quad \vdots \\ |\Delta x_{bc}| \quad |\Delta y_{bc}| \end{array} \right\} n \text{ 個} \end{array} \quad (4.22)$$

$$\mathbf{b} = - \begin{bmatrix} \ln \frac{C_{AB}(\tau_1)}{C_{AA}(\tau_1 - \Delta\tau_{AB})} \\ \vdots \\ \ln \frac{C_{AB}(\tau_n)}{C_{AA}(\tau_n - \Delta\tau_{AB})} \\ \ln \frac{C_{AC}(\tau_1)}{C_{AA}(\tau_1 - \Delta\tau_{AC})} \\ \vdots \\ \ln \frac{C_{AC}(\tau_n)}{C_{AA}(\tau_n - \Delta\tau_{AC})} \\ \ln \frac{C_{BC}(\tau_1)}{C_{BB}(\tau_1 - \Delta\tau_{BC})} \\ \vdots \\ \ln \frac{C_{BC}(\tau_n)}{C_{BB}(\tau_n - \Delta\tau_{BC})} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

である。推定誤差がなければ式(4.20)は成り立つが、推定誤差があるため、最小2乗法を利用して、

$$\min_x \|\mathbf{A}\mathbf{x} - \mathbf{b}\|^2 \quad (4.24)$$

を満足する最小2乗解 \mathbf{x} を、

$$\mathbf{x} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{b} \quad (4.25)$$

により求める。ここで、3つの日射計が1直線上にないという仮定より、式(4.22)の \mathbf{A} は任意の風向について常に列フルランクであるため、最小2乗解を持つ。なお、式(4.22)中の Δx_b , Δx_c , Δx_{bc} , Δy_b , Δy_c , Δy_{bc} の算出のためには、風向が必要であるが、風向の推定方法については、4.3.3項で説明する。

<日射強度変動が2地点間で遅延せずに観測される場合>

α の推定には、3つの日射計から得られる日射強度時系列より導出される3つの関係式を用いる。日射計は、座標が \mathbf{r} であるA点、座標が $\mathbf{r} + \Delta \mathbf{r}_b$ であるB点、座標が $\mathbf{r} + \Delta \mathbf{r}_c$ であるC点に設置されているとする。また、B点とC点の距離を $|\Delta \mathbf{r}_c - \Delta \mathbf{r}_b| = |\Delta \mathbf{r}_{bc}|$ とする。ここで、A点とB点、A点とC点、B点とC点の日射強度の相互相関関数を、それぞれ、 $C_{AB}(\tau)$, $C_{AC}(\tau)$, $C_{BC}(\tau)$ とし、式(4.16)を用いて、それらを求めると、

$$C_{AB}(\tau) = e^{-\alpha|\Delta \mathbf{r}_b|} C_{AA}(\tau) \quad (4.26)$$

$$C_{AC}(\tau) = e^{-\alpha|\Delta \mathbf{r}_c|} C_{AA}(\tau) \quad (4.27)$$

$$C_{BC}(\tau) = e^{-\alpha|\Delta \mathbf{r}_{bc}|} C_{BB}(\tau) \quad (4.28)$$

となる。さらに、先ほどと同様、 n 個のラグ $\tau_1 \leq \tau \leq \tau_n$ について式(4.26)、式(4.27)、式(4.28)を算出し、それぞれ左辺と右辺を入れ替えた上で自然対数をとって行列形式を求めると、

$$\mathbf{A}\alpha = \mathbf{b} \quad (4.29)$$

という関係式を得ることができる。ここで、

$$\mathbf{A} = \begin{array}{c} \left. \begin{array}{c} |\Delta \mathbf{r}_b| \\ \vdots \\ |\Delta \mathbf{r}_b| \end{array} \right\} n \text{ 個} \\ \left. \begin{array}{c} |\Delta \mathbf{r}_c| \\ \vdots \\ |\Delta \mathbf{r}_c| \end{array} \right\} n \text{ 個} \\ \left. \begin{array}{c} |\Delta \mathbf{r}_{bc}| \\ \vdots \\ |\Delta \mathbf{r}_{bc}| \end{array} \right\} n \text{ 個} \end{array} \quad (4.30)$$

$$\mathbf{b} = - \begin{array}{c} \left[\begin{array}{c} \ln \frac{C_{AB}(\tau_1)}{C_{AA}(\tau_1)} \\ \vdots \\ \ln \frac{C_{AB}(\tau_n)}{C_{AA}(\tau_n)} \\ \ln \frac{C_{AC}(\tau_1)}{C_{AA}(\tau_1)} \\ \vdots \\ \ln \frac{C_{AC}(\tau_n)}{C_{AA}(\tau_n)} \\ \ln \frac{C_{BC}(\tau_1)}{C_{BB}(\tau_1)} \\ \vdots \\ \ln \frac{C_{BC}(\tau_n)}{C_{BB}(\tau_n)} \end{array} \right] \end{array} \quad (4.31)$$

である。本研究では、先ほどと同様、式 (4.29)、式 (4.30)、式 (4.31) に最小 2 乗法を適用し、 α を推定する。

4.3.3 風向風速パラメータの推定手法

本項では、4.3.1 項、4.3.2 項で説明した風向風速（雲の移動等に起因する日射強度変動の移動速度）を表すパラメータである ϕ （風向）、 V （風速）の推定手法について説明する。なお、風向風速パラメータの推定にも、3つの日射計から得られる日射強度時系列を用いるが、4.3.2 項と同様に、

- 3つの日射計は 1 直線上にない。

という仮定を設けることとする。

提案手法の概念図を図4.3に示す。図4.3中のA点、B点、C点は日射計設置点であり、D点は日射強度の相互相関関数を推定したい点である。それぞれの距離は図4.3のとおり（たとえば、A-B点間距離は \overline{AB} ）である。なお、 $\angle BAC$ の狭角側で見て、必ず辺ACが辺ABの時計回り側になるように、点A、B、Cのラベル付けを行う。このとき、風向が図4.3中の太線の矢印（ \rightarrow ）であるとし、風向と辺ABの成す角を ϕ 、辺ABと辺ACの成す角を θ （点A、B、Cは1直線上にないため $\theta \neq 0$ ）とする。そして、A点とB点、および、A点とC点の日射強度の相互相関関数の最大値をとるラグが、それぞれ、 $\Delta\tau_{AB}$ 、 $\Delta\tau_{AC}$ であるとする。なお、図4.3から、

$$V \cdot \Delta\tau_{AB} = \overline{AB} \cdot \cos \phi \quad (4.32)$$

$$V \cdot \Delta\tau_{AC} = \overline{AC} \cdot \cos(\theta - \phi) \quad (4.33)$$

が成り立つことがわかる。また、 $\Delta\tau_{AB} = 0$ ならば、風向は辺ABに垂直（ $\phi = \frac{\pi}{2}$ ）、 $\Delta\tau_{AC} = 0$ ならば、風向は辺ACに垂直（ $\phi = \frac{\pi}{2} - \theta$ ）であることがわかり、 $\Delta\tau_{AB} \neq 0$ 、かつ、 $\Delta\tau_{AC} \neq 0$ ならば、 $\phi \neq \frac{\pi}{2}$ であることがわかる。

以上の前提条件を踏まえて、以下では、「 $\Delta\tau_{AB} \neq 0$ 、かつ、 $\Delta\tau_{AC} \neq 0$ 」、「 $\Delta\tau_{AB} = 0$ 、かつ、 $\Delta\tau_{AC} \neq 0$ 」、「 $\Delta\tau_{AB} \neq 0$ 、かつ、 $\Delta\tau_{AC} = 0$ 」の3つの場合に分けて、風向風速パラメータ ϕ 、 V の推定手法を説明する。まずは、 $\Delta\tau_{AB} \neq 0$ 、かつ、 $\Delta\tau_{AC} \neq 0$ の場合であるが、風向風速パラメータ ϕ 、 V は、次の補題2により推定することができる。

補題 2

$$\phi = \tan^{-1} \left[\frac{1}{\sin \theta} \left\{ \frac{\overline{AB}}{\overline{AC}} \cdot \frac{\Delta\tau_{AC}}{\Delta\tau_{AB}} - \cos \theta \right\} \right]$$

$$V = \frac{\overline{AB}}{\Delta\tau_{AB}} \cdot \cos \phi$$

■

証明 2 式(4.32)から、

$$V = \frac{\overline{AB}}{\Delta\tau_{AB}} \cdot \cos \phi \quad (4.34)$$

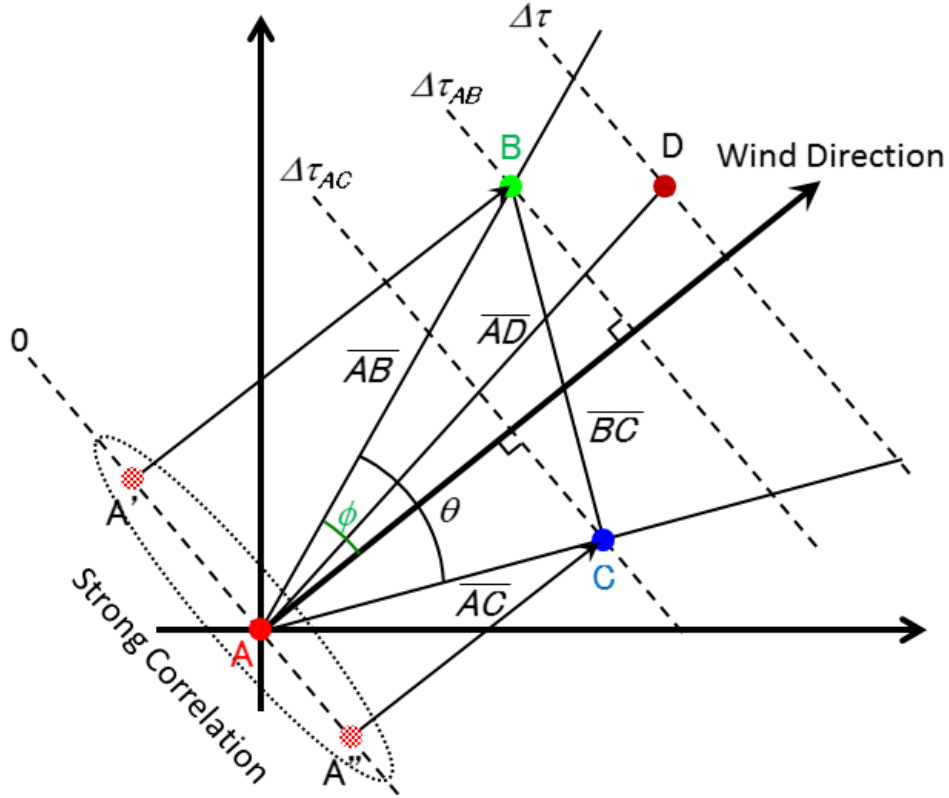


図 4.3: 風向風速パラメータ推定手法の概念図

となり、補題2の2つ目の式が導出できる。また、式(4.33)から、

$$\cos(\theta - \phi) = \frac{V \cdot \Delta\tau_{AC}}{AC} \quad (4.35)$$

が成り立ち、これに式(4.34)を代入すると、

$$\cos(\theta - \phi) = \frac{\overline{AB}}{AC} \cdot \frac{\Delta\tau_{AC}}{\Delta\tau_{AB}} \cdot \cos\phi \quad (4.36)$$

と変形できる。一方、

$$\cos(\theta - \phi) = \cos\theta \cos\phi + \sin\theta \sin\phi \quad (4.37)$$

であるため、式(4.36)は、

$$\cos\theta \cos\phi + \sin\theta \sin\phi = \frac{\overline{AB}}{AC} \cdot \frac{\Delta\tau_{AC}}{\Delta\tau_{AB}} \cdot \cos\phi \quad (4.38)$$

となる．今、 $\phi \neq \frac{\pi}{2}$ であるため、式(4.38)は、

$$\sin \theta \tan \phi = \frac{\overline{AB}}{\overline{AC}} \cdot \frac{\Delta\tau_{AC}}{\Delta\tau_{AB}} - \cos \theta \quad (4.39)$$

と変形できる．さらに、 $\theta \neq 0$ であるため、式(4.39)は、

$$\tan \phi = \frac{1}{\sin \theta} \cdot \left(\frac{\overline{AB}}{\overline{AC}} \cdot \frac{\Delta\tau_{AC}}{\Delta\tau_{AB}} - \cos \theta \right) \quad (4.40)$$

となる．最後に、式(4.40)の \tan^{-1} をとれば、補題2の1つ目の式が導出できる．□

次に、 $\Delta\tau_{AB} = 0$ 、かつ、 $\Delta\tau_{AC} \neq 0$ の場合であるが、上述のとおり、風向は辺 AB と垂直になる．この条件と式(4.33)から、風向風速パラメータ ϕ 、 V は、

$$\begin{aligned} \phi &= \frac{\pi}{2} \\ V &= \frac{\overline{AC} \cdot \sin \theta}{\Delta\tau_{AC}} \end{aligned} \quad (4.41)$$

で推定できることがわかる．

最後に、 $\Delta\tau_{AB} \neq 0$ 、かつ、 $\Delta\tau_{AC} = 0$ の場合であるが、上述のとおり、風向は辺 AC と垂直になる．この条件と式(4.32)から、風向風速パラメータ ϕ 、 V は、

$$\begin{aligned} \phi &= \frac{\pi}{2} - \theta \\ V &= \frac{\overline{AB} \cdot \sin \theta}{\Delta\tau_{AB}} \end{aligned} \quad (4.42)$$

で推定できることがわかる．なお、 $\Delta\tau_{AB} = 0$ 、かつ、 $\Delta\tau_{AC} = 0$ の場合は、4.3.1 項の条件 (b) の場合であり、風向風速パラメータは定義されない．

以上により、風向風速パラメータ ϕ 、 V が推定されれば、4.3.1 項の $\Delta\tau$ 、 Δx 、4.3.2 項の Δx_b 、 Δx_c 、 Δx_{bc} 、 Δy_b 、 Δy_c 、 Δy_{bc} は、幾何学的に簡単に計算できる．

4.4 使用データ

本節では、4.3 節で提案した提案手法の妥当性検証で利用する関西電力株式会社 堺太陽光発電所における実測データの詳細について説明する．なお、堺太陽光発

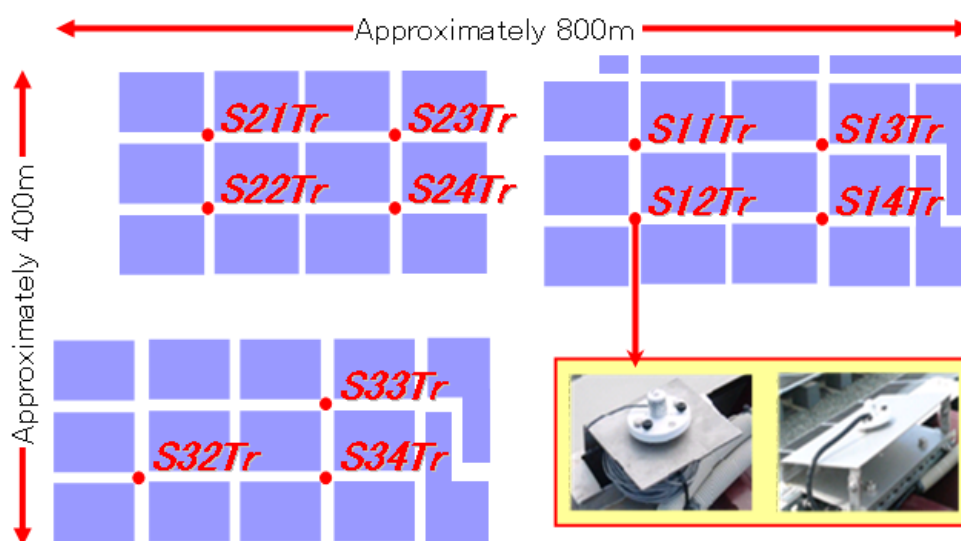


図 4.4: 堺太陽光発電所における全天日射計の配置状況

電所の広さは、関西電力株式会社の市街地における一般的な配電線供給エリアの広さに概ね相当しており、今回の検証は、配電線供給エリアを対象にしたものとなっている。

本研究で使用する堺太陽光発電所に設置されている全天日射計（メーカー：英弘精機，型式：ML-020VM）の配置を図 4.4 に図示する。図 4.4 中の「S11Tr」などは、全天日射計の呼称番号（名称）を表している。全天日射計は太陽電池モジュールと同じ傾斜角 15 度で南向きに設置されており、全天日射強度をサンプリング周期 1 秒にて測定し、記録している。本研究では、図 4.4 に図示した 11 個の全天日射計から 4 個を選択して分析を行った。

分析対象日は、2012 年 1 月 1 日～2012 年 12 月 31 日の 1 年間のうち、全天日射計の日射強度データに異常値が含まれていなかった 353 日間とし、分析対象時間は、年間の日の入、日の出時刻を考慮して、必ず日照が存在する 8 時～16 時（正確には、16 時を含まず、15:59:59 まで）とした。このため、全天日射計 1 台の利用した 1 日分の時系列データ数は $N = 28800$ であった。堺太陽光発電所の周辺には高い建物等は存在しないため、全天日射計データは、建物等による影の影響を受けず、また、今回対象とした時間帯では太陽電池モジュールの架台の影の影響も受けなかった。

4.5 実験結果

本節では、4.4節で説明した堺太陽光発電所に設置した全天日射計の実測データを用いて、4.3節で説明した提案手法の妥当性検証を行った結果について説明する。なお、妥当性検証は、図4.4中のS32TrをA点、S22TrをB点、S33TrをC点、S13TrをD点とし、A点、B点、C点から得られる日射強度時系列を利用して、4.3節で説明した、

- $\Delta\tau$
- 日射強度変動が2地点間で遅延して観測される場合： $e^{-\alpha|\Delta x|-\beta|\Delta\tau|}$
日射強度変動が2地点間で遅延せずに観測される場合： $e^{-\alpha|\Delta r|}$
- $C_{AD}(0)$

の値を推定し、A点とD点から得られる日射強度時系列を利用して算出した値を真値とした上で、それぞれの推定精度を評価した。なお、真値は、具体的には、以下のように算出した。

- $\Delta\tau$ の真値は、A点とD点の日射強度の相互相関関数 $C_{AD}(\tau)$ の最大値をとるラグとした。
- 補題1に $\tau = \Delta\tau$ を代入すると $C_{AD}(\Delta\tau) = e^{-\alpha|\Delta x|-\beta|\Delta\tau|}$ となることから、 $e^{-\alpha|\Delta x|-\beta|\Delta\tau|}$ の真値は、A点とD点の日射強度の相互相関関数 $C_{AD}(\tau)$ と上記で算出した $\Delta\tau$ の真値から算出した $C_{AD}(\Delta\tau)$ とした。また、式(4.16)に $\tau = 0$ を代入すると $C_{AD}(0) = e^{-\alpha|\Delta r|}$ となることから、 $e^{-\alpha|\Delta r|}$ の真値は、A点とD点の日射強度の相互相関関数 $C_{AD}(\tau)$ から算出した $C_{AD}(0)$ とした。
- $C_{AD}(0)$ の真値は、A点とD点の日射強度の相互相関関数 $C_{AD}(\tau)$ から算出した $C_{AD}(0)$ とした。

まずは、4.3.3項で説明した風向風速パラメータ推定手法を利用して風向風速パラメータを推定し、さらに $\Delta\tau$ を推定した結果について評価する。図4.5は、 $\Delta\tau$ の推定誤差のヒストグラムであり、図4.6は、 $\Delta\tau$ の推定誤差の累積度数分布図である。推定誤差の平均値と標準偏差は、それぞれ、-0.601秒と25.8秒であった。ま

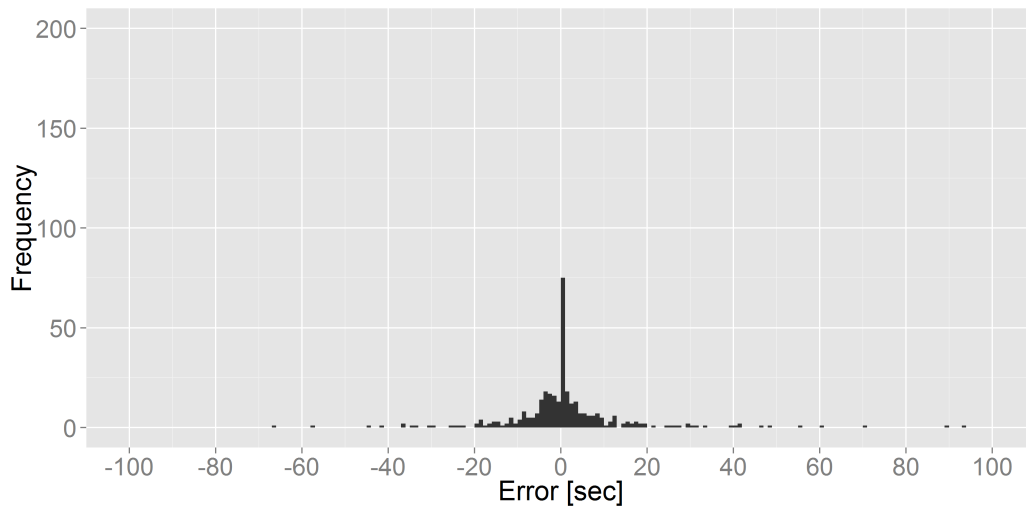


図 4.5: 提案手法による $\Delta\tau$ の誤差のヒストグラム

た、図 4.6 からわかるように、推定誤差の第 1 四分位点は -4.00 秒、第 2 四分位点は 0.00 秒、第 3 四分位点は 3.00 秒であった。図 4.5 から明らかなように、推定誤差分布には若干の偏りがあり、また、大きな外れ値が存在するため、標準偏差は大きくなっているが、図 4.6（第 1 四分位点と第 3 四分位点の値）からも明らかなように、推定誤差分布の 50% が -4.00 秒以上 3.00 秒以下の領域に収まっていることから、概ね高い精度で推定できていることがわかる。

次に、上記で推定した風向風速パラメータと $\Delta\tau$ 、4.3.2 項で説明した減衰係数パラメータ推定手法を利用して推定した減衰係数 α 、 β を利用して、 $e^{-\alpha|\Delta x|-\beta|\Delta\tau|}$ 、あるいは、 $e^{-\alpha|\Delta\tau|}$ を推定した結果について評価する。なお、今回は、式 (4.20)～式 (4.23)、あるいは、式 (4.29)～式 (4.31) で利用したラグは、日射計間の距離と平均的な風速等を考慮し、 $-30 \text{ 秒} \leq \tau \leq 30 \text{ 秒}$ で 1 秒刻み（つまり、 $n = 61$ 個のラグを利用）とした。図 4.7 は、 $e^{-\alpha|\Delta x|-\beta|\Delta\tau|}$ 、あるいは、 $e^{-\alpha|\Delta\tau|}$ の推定誤差のヒストグラムである。図 4.7 から、推定誤差は概ね ± 0.1 以内に収まっており、高い精度で推定できていることがわかる。なお、推定誤差の平均値と標準偏差は、それぞれ、0.0276 と 0.0395 であった。

最後に、上記で推定した $\Delta\tau$ と $e^{-\alpha|\Delta x|-\beta|\Delta\tau|}$ 、あるいは、 $e^{-\alpha|\Delta\tau|}$ 、4.3.1 項で説明した時間減衰モデルを利用して、 $C_{AD}(0)$ を推定した結果について評価する。図 4.8 は、

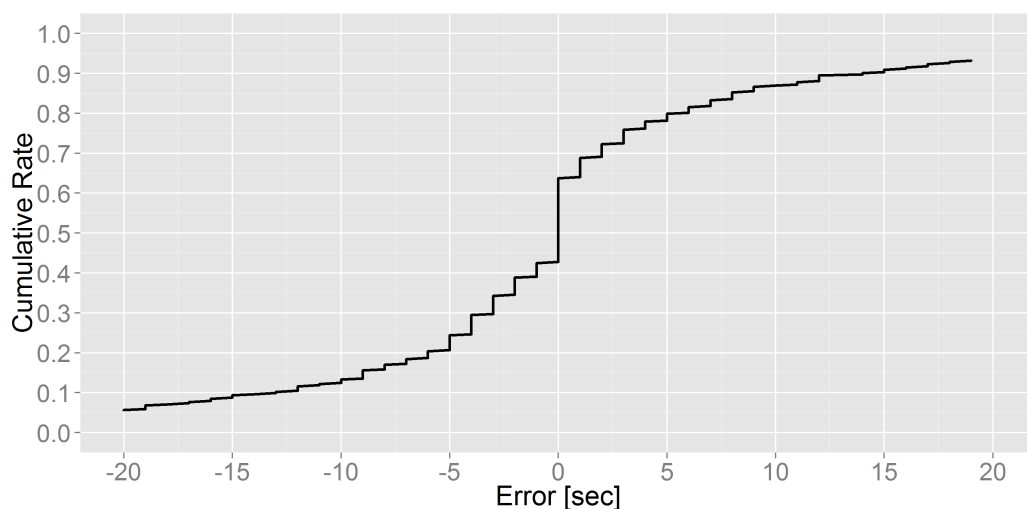


図 4.6: 提案手法による $\Delta\tau$ の誤差の累積度数分布図

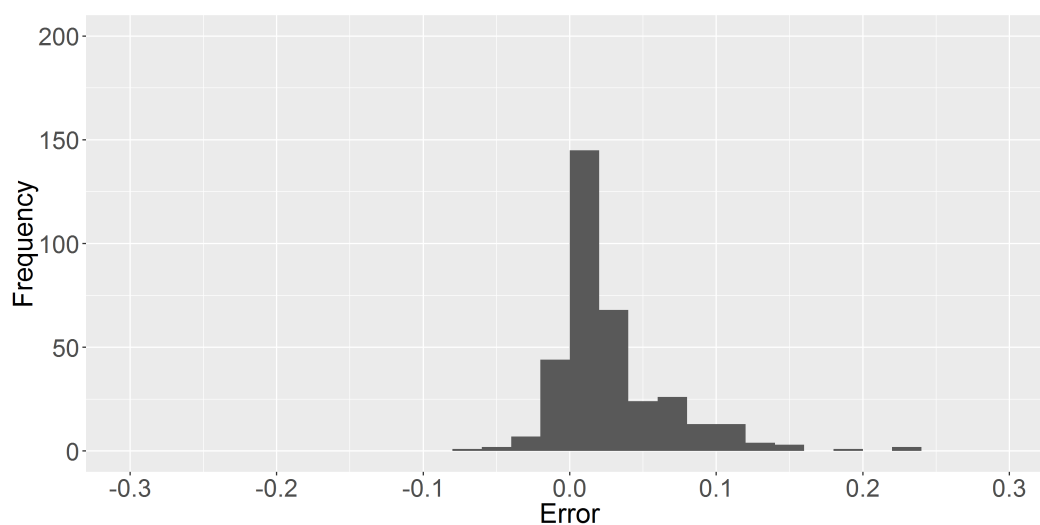


図 4.7: 提案手法による $e^{-\alpha|\Delta x| - \beta|\Delta\tau|}$, あるいは, $e^{-\alpha|\Delta\tau|}$ の誤差のヒストグラム

$C_{AD}(0)$ の推定誤差のヒストグラムである。図 4.8 から、推定誤差は概ね ± 0.1 以内に収まっており、高い精度で推定できていることがわかる。なお、推定誤差の平均値と標準偏差は、それぞれ、 -0.00427 と 0.0280 であった。

次に、提案手法の従来手法に対する優位性を確認する精度比較を行った。今回、比較対象として考えられる従来手法の候補としては、提案手法と直接比較できる

唯一の手法である，地点間の日射強度の相互相関係数を算出する文献 [35] の手法が挙げられる．文献 [35] では，複数の日射計のうち， i 番目と j 番目の日射計間の距離ベクトルを \mathbf{r}_{ij} ，同じ時刻における地点間の日射強度の相互相関係数を $C_{ij}(0)$ とした場合，説明変数を \mathbf{r}_{ij} ，目的変数を $C_{ij}(0)$ ，回帰式を，

$$C_{ij}(0) = k_A \cdot e^{-k_B \cdot |\mathbf{r}_{ij}|} + e^{-k_C \cdot |\mathbf{r}_{ij}|} - k_A \cdot e^{-k_C \cdot |\mathbf{r}_{ij}|} \quad (4.43)$$

として，全ての日射計のペア i, j の相互相関係数 $C_{ij}(0)$ を計算することで，回帰係数 k_A, k_B, k_C を推定する．しかしながら，上記で説明した文献 [35] の手法を，上述の A 点，B 点，C 点の日射計データに適用したところ，日射計間の距離が近く，また，日射計の数も少ないことから，非線形方程式を解く際に，解が収束しない，あるいは，ヤコビアンが特異行列になるなどの理由により，安定した解を求めることが困難であった．

そこで，本論文では，回帰式として，式 (4.43) の代わりに，一般的によく用いられる，

$$C_{ij}(0) = e^{-\gamma |\mathbf{r}_{ij}|} \quad (4.44)$$

を利用する簡易な手法を比較対象とすることにし，回帰係数 γ を推定する際に利用する日射計を，提案手法と同様，A 点，B 点，C 点とした場合を従来手法 1，D 点を除く全ての日射計 10 個とした場合を従来手法 2 と呼ぶことにした．

従来手法 1 を利用して $C_{AD}(0)$ を推定した場合の推定誤差のヒストグラムを図 4.9 に，従来手法 2 を利用して $C_{AD}(0)$ を推定した場合の推定誤差のヒストグラムを図 4.10 に示す．また，提案手法，従来手法 1，従来手法 2 の推定誤差の平均値と標準偏差を表 4.1 に示す．さらに，提案手法，従来手法 1，従来手法 2 の推定誤差の箱ひげ図を図 4.11 に示す．図 4.8～図 4.11 と表 4.1 から，提案手法は従来手法 1 よりも高い精度（誤差の平均値は 0 に近く，誤差の標準偏差は小さい．）で，また，数多くの日射計を利用した従来手法 2 と比較してもほぼ同程度の精度で推定できていることがわかる．さらに，従来手法 1 と従来手法 2 の推定誤差はマイナス側に偏っており（誤差の平均値も提案手法と比較するとマイナス側に大きく偏っている．），地点間の日射強度の相互相関係数を過小評価する傾向（平滑化効果を大きく見積もる傾向であり，太陽光発電の出力変動が電力系統に与える影響を過小評

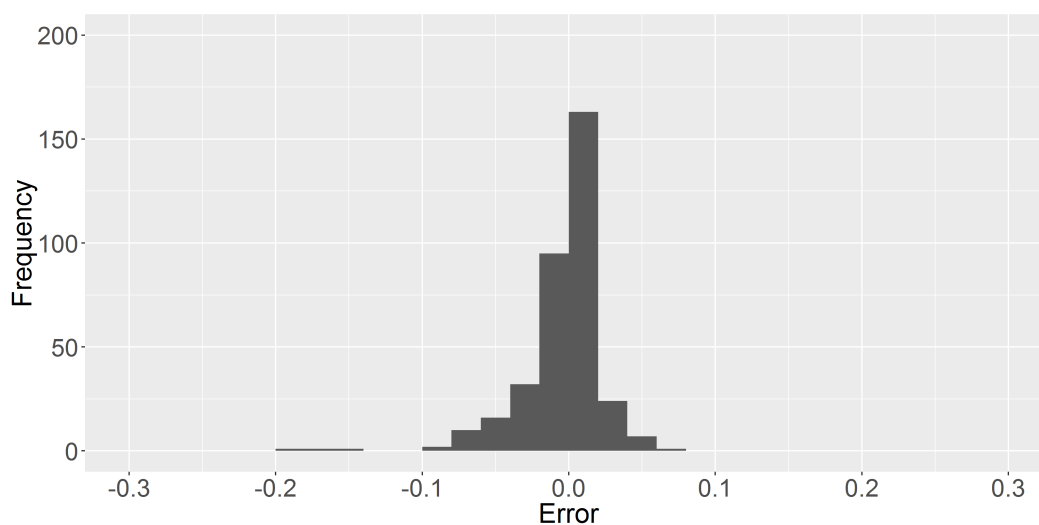
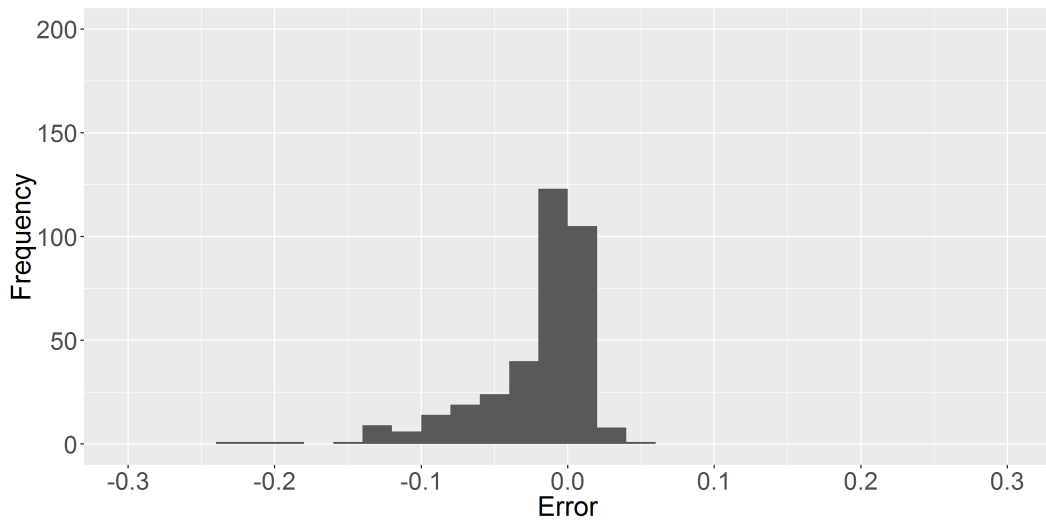
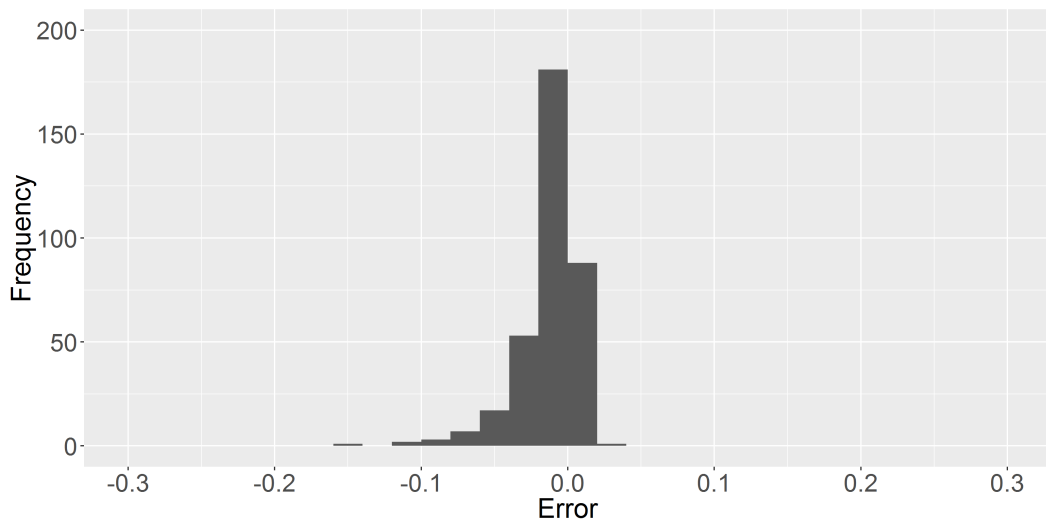


図 4.8: 提案手法による相互相関係数 $C_{AD}(0)$ の誤差のヒストグラム

表 4.1: 推定誤差の比較結果

	average	standard deviation
The proposed method	-0.00427	0.0280
The conventional method 1	-0.0212	0.0387
The conventional method 2	-0.0116	0.0199

偏する傾向) があることがわかるが, 提案手法の推定誤差にはこのような傾向が見られない。(誤差の平均値も従来手法 1, 従来手法 2 と比較すると 0 に近い。) これらの結果から, 提案手法を利用すれば, 従来よりも少数の日射計の情報から, 日射計が存在しない周辺地点との日射強度の相互相関関数を高い精度で推定できることが確認できた。

図 4.9: 従来手法 1 による相互相関係数 $C_{AD}(0)$ の誤差のヒストグラム図 4.10: 従来手法 2 による相互相関係数 $C_{AD}(0)$ の誤差のヒストグラム

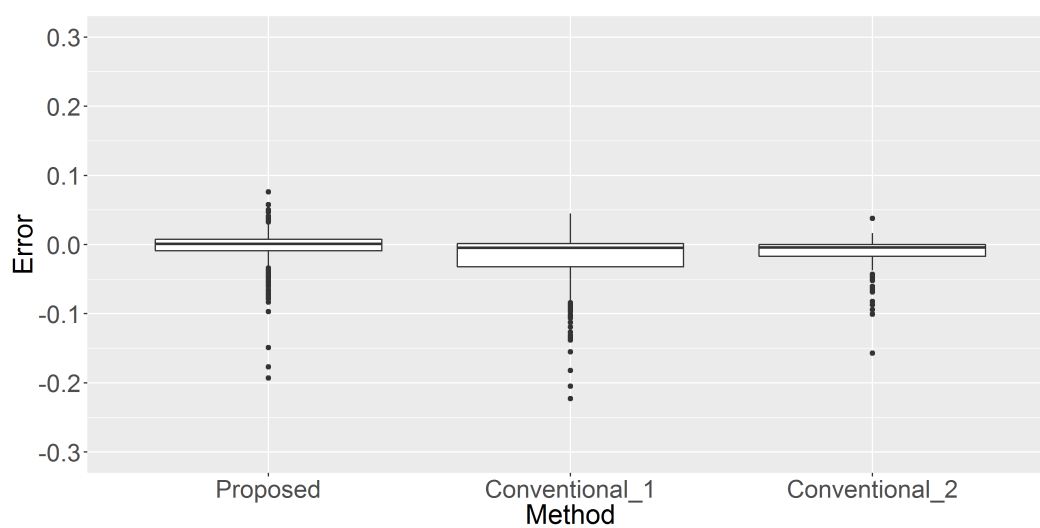


図 4.11: 箱ひげ図による推定誤差の比較結果

4.6 結言

本章では、まず、4.2節で、本章における研究の背景と目的を述べ、2.2節で述べた技術課題「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」に関連する先行研究と残された課題、さらには、本章で実施する研究項目について述べた。続いて、4.3節では、太陽光発電の出力変動を正確に分析することを目的として、従来よりも少数である3地点の日射計の情報から、風向による異方性の効果を反映しつつ、日射計が存在しない周辺地点との相互相関関数を高精度に推定できる「時空間減衰モデルを用いた相互相関関数推定手法」を提案し、4.4節で、提案手法の妥当性検証のために利用するデータについて説明した。さらに、4.5節で、2012年1月～12月の1年間に、堺太陽光発電所に設置した全天日射計から得られた日射強度データを用いて、提案手法の妥当性検証を行った。その結果、市街地の配電線供給エリア程度の広さにおいては、提案手法の推定精度は、従来手法よりも高く、従来手法に対して優位性があることを確認できた。より広いエリアにおいても本提案手法の妥当性を検証し、本提案手法の広さに関する適用限界を知る必要があるが、そのためには、検証を行うための日射強度データ観測網を整備する必要があるため、これは今後の課題としたい。

第5章 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

5.1 序言

本章では、まず、5.2節で、2.2節で述べた技術課題「太陽光発電出力推定」に関連する先行研究と残された課題、さらには、本章で実施する研究項目について述べる。続いて、5.3節では、「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」を提案し、5.4節で、提案手法の妥当性検証のために利用するデータについて説明する。さらに、5.5節では、太陽光発電の実際の導入状況を想定して、様々な条件下における提案手法の妥当性検証結果を示し、5.6節で、検証結果に対する考察を行い、提案手法の特徴を整理する。

5.2 研究の背景と目的

太陽光発電が大量に導入されてくると、当日の発電機の運用時にも、3つの発電機出力制御で、負荷変動量と同様に、時々刻々と変化する太陽光発電の出力変動量が必要となるため、太陽光発電出力変動量も、数分程度以下の時間分解能をもって、かつ、リアルタイムで把握する必要がある。しかし、現在は、2.2節で述べたように、太陽光発電の出力を実測、把握する手段が存在しない。そのため、各所で、太陽光発電出力を推定する試みがなされている。

先行研究は、大きくは以下の5つの手法に分類できる。

- (1) 電流不平衡率を利用する手法 [39]
- (2) 太陽光発電設備情報を利用する手法 [40, 41, 42, 43]

- (3) 電力需要類似パターンを利用する手法 [44]
- (4) 有効電力と無効電力に ICA を適用する手法 [45, 46, 47, 48, 49, 50]
- (5) 有効電力と日射強度に ICA を適用する手法 [51]

手法(1)は、太陽光発電接続情報（合計容量情報と接続相情報）から太陽光発電発電電流不平衡率を求めておき、太陽光発電発電電流と負荷電流の電流不平衡率が異なると仮定した上で、その太陽光発電発電電流不平衡率と計測した電力潮流（電流）を利用して、太陽光発電発電電流を推定する手法である。手法(2)は、日射強度や温度などの計測値、あるいは、推定値から、太陽光発電設備情報（設備容量、効率、設置角度など）を利用して、太陽光発電出力を推定する手法である。手法(3)は、電力需要パターンが類似する日が存在するという普遍的な仮定を設け、計測した電力潮流と日射強度から類似する電力需要パターンを推定し、さらに、推定対象日の電力需要と類似する電力需要パターンの差が最小となる太陽光発電出力を推定する手法である。手法(4)は、電力需要と太陽光発電出力が独立であるという仮定の下で、ICA（Independent Component Analysis：独立成分分析）を利用して、電力潮流の有効分（有効電力）と無効分（無効電力）から、電力需要と太陽光発電出力を推定する手法である。手法(5)は、手法(4)と同様に、電力需要と太陽光発電出力が独立であるという仮定の下で、ICAを利用して、電力需要と太陽光発電出力を推定する手法であるが、推定のために利用する情報が、電力潮流の有効電力と日射強度である。

以上のように、先行研究では、様々な方法を利用して、太陽光発電出力を推定する試みがなされているが、2.3.3項で述べたように、それぞれ次のような課題が残されている。

- 3-1 手法(1), (2)を利用するためには、すべての太陽光発電に関する接続情報、あるいは、設備情報が必要となるが、これを集め、また、更新していくためには莫大なマンパワーとコストが必要となり、現実的ではない。
- 3-2 手法(3)は、推定対象日1日のデータが必要であるため、リアルタイムでの推定には適用できない。

3-3 手法 (4) は、需要家の負荷力率が一定であることを仮定しているため、力率改善用コンデンサ等の無効電力調整機器が導入された需要家においては、推定精度が大幅に悪化する可能性がある。

3-4 手法 (5) は、一定期間において太陽光発電導入量が一定であることを仮定しているため、太陽光発電導入量の変化に柔軟に追従することができない。

このように、先行研究には、それぞれ課題が残されているため、リアルタイム、かつ、高精度で、太陽光発電出力を低コストで推定できる手法はまだ実用化されていない。よって、本章では、2.4.3 項で述べたように、以下の研究項目について研究を行う。

3-A 課題 3-1, 3-2, 3-3, 3-4 を克服するために、変電所などで測定した電力潮流（有効電力）と日射強度から、太陽光発電出力を低コスト、かつ、高精度に、リアルタイムで推定できる手法を提案する。そして、関西電力株式会社における実際の電力システムで実測したデータを利用して、提案手法の妥当性を検証する。

そして、上記の研究を行った結果、提案手法の妥当性を明らかにし、太陽光発電出力を高精度に、リアルタイム推定できることを確認する。

5.3 太陽光発電出力推定手法

本節では、「変電所などで測定した電力潮流（有効電力）と日射強度から、太陽光発電出力を推定する手法」を提案する。

一般的な電力システムのモデル図を図 5.1 に示す。この電力システムには、一般住宅、オフィスビル、工場などの、電力を消費する様々な電力負荷が接続されており、また、同時に、電力を発電する太陽光発電が複数台連系されている。ここで、 $P(t)$ は変電所で測定される電力潮流の有効電力（以下、電力潮流）、 $P_{PV}(t)$ は電力システムに連系されているすべての太陽光発電の発電出力合計値の有効電力（以下、太陽光発電出力）、 $P_L(t)$ は電力システム内の電力需要合計値の有効電力（以下、電力需要）、 $SR(t)$ は電力システム周辺の日射強度である。電力潮流 $P(t)$ は、変電所に設置された遠方監視制御装置（テレコン）や PQVF 測定装置などの計測器で測定でき、日射強

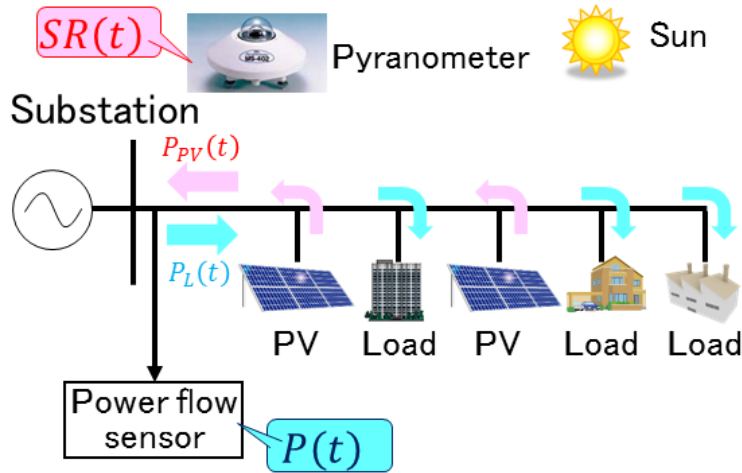


図 5.1: 電力系統の例

度 $SR(t)$ は、電力系統の近くに設置された日射計で測定できるものとする。提案手法は、電力需要 $P_L(t)$ が未知の場合に、電力潮流 $P(t)$ と日射強度 $SR(t)$ のみを利用して、太陽光発電出力 $P_{PV}(t)$ を推定する手法である。

以下で、提案手法の詳細について説明する。まずは、図 5.1 から、

$$P(t) = P_L(t) - P_{PV}(t) \quad (5.1)$$

が成り立つ。次に、下記の 3 つの仮定を行う。

- (a) 太陽光発電出力 $P_{PV}(t)$ は、日射強度 $SR(t)$ に概ね比例する。つまり、

$$P_{PV}(t) = w \cdot SR(t + \tau_s) + \epsilon(t) \quad (5.2)$$

が成り立つ。ここで、 w は日射強度を太陽光発電出力に変換する変換係数、 τ_s は $SR(t)$ の変動が日射計設置点から太陽光発電まで伝搬する時間、 $\epsilon(t)$ はその他の要因により発生する時間的外乱である。

- (b) 短い時間スケールにおいて、 $P_L(t)$ と $\epsilon(t)$ の変動が、それぞれ、 $SR(t)$ の変動と相関がない。
- (c) 式 (5.1) と式 (5.2) において、時間的な定常性が成立する。

なお、仮定 (b) における、「 $P_L(t)$ と $SR(t)$ の相関がない」という仮定は定かなものではないが、筆者らは、典型的な条件の下で、実験的にその妥当性を確認している。この確認結果は、5.5.1 項で説明する。

ところで、 $SR(t)$ と $P(t)$ の共分散関数は、式 (5.1)、式 (5.2)、仮定 (c) から、

$$\begin{aligned}
Cov_t[SR(t), P(t + \tau)] &= Cov_t[SR(t), P_L(t + \tau)] \\
&\quad - Cov_t[SR(t), P_{PV}(t + \tau)] \\
&= Cov_t[SR(t), P_L(t + \tau)] \\
&\quad - w \cdot Cov_t[SR(t), SR(t + \tau + \tau_s)] \\
&\quad - Cov_t[SR(t), \epsilon(t + \tau)]
\end{aligned} \tag{5.3}$$

となり、さらに、式 (5.3) は、仮定 (b) と仮定 (c) から、任意の時間 t において、右辺の 1 番目と 3 番目の項が消え、

$$Cov_t[SR(t), P(t + \tau)] = -w \cdot Cov_t[SR(t), SR(t + \tau + \tau_s)] \tag{5.4}$$

となる。なお、 $Cov_t[\]$ は時間について共分散をとる演算子である。ここで、 $Cov_t[SR(t), SR(t + \tau + \tau_s)]$ は、 $\tau = -\tau_s$ の時に最大値をとるため、伝搬時間 τ_s は、式 (5.4) から、 $Cov_t[SR(t), P(t + \tau)]$ が最小値をとる τ であることがわかる。また、式 (5.4) は、 $\tau = 0$ を代入し、左辺と右辺を入れ替えた上で変形すると、

$$\hat{w} = -\frac{Cov_t[SR(t), P(t)]}{Cov_t[SR(t), SR(t + \tau_s)]} \tag{5.5}$$

となり、 w の推定値 \hat{w} は、計測した $P(t)$ 、測定した $SR(t)$ 、上述した方法で推定した τ_s から推定できる。そして、最後に、太陽光発電出力 $P_{PV}(t)$ の推定値 $\hat{P}_{PV}(t)$ は、式 (5.2) の近似式である、

$$\hat{P}_{PV}(t) \cong \hat{w} \cdot SR(t + \tau_s) \tag{5.6}$$

から推定できる。

提案手法では、日射強度の変動が大きい 1 時間帯のデータを利用して、 τ_s と \hat{w} を推定する。具体的には、12 時から 13 時を除いた 10 時から 15 時のうち、日射強度 $SR(t)$ の最大値と最小値の差が大きくなる時間帯を選択する。これは、筆者の過去の実験的な研究で確認した下記の理由に基づいている。

- 12時から13時の時間帯は、電力需要 $P_L(t)$ の変動が激しいため、日射強度 $SR(t)$ と電力需要 $P_L(t)$ の共分散関数 $Cov_t[SR(t), P_L(t + \tau)]$ が大きくなり、式 (5.4) が成立しない可能性がある。
- 多くの場合、日射強度 $SR(t)$ と電力需要 $P_L(t)$ の相関がない時間スケールの限界が1時間である。
- 太陽高度が変化するため、式 (5.1) と式 (5.2) の定常性が成立する時間スケールの限界が1時間である。

なお、本研究では、 τ_s と \hat{w} の推定に利用する1時間帯を「タイムスロット」と呼ぶこととする。

5.4 使用データ

本節では、5.2節で説明した提案手法に関する妥当性検証のために利用する関西電力株式会社管内の電力系統と使用データの詳細について説明する。

今回の検証で利用する電力系統の概要を図5.2に示す。今回の検証では、変電所Aから太陽光発電所までを1つの配電系統として模擬する。変電所Bの電力負荷は、一般住宅、オフィスビル、工場などであり、変電所Aと太陽光発電所から電力供給されている。太陽光発電は、太陽光発電所のみが存在し、太陽光発電所の最大発電電力は10MWである。電力潮流 $P(t)$ は変電所Aに設置されたPQVF測定装置で計測され、日射強度 $SR(t)$ は太陽光発電所に設置された全天日射計（メーカー：英弘精機，型式：MS-402）で測定されている。また、今回の検証では、提案手法の精度検証のために、太陽光発電所にPQVF装置を設置し、特別に、太陽光発電出力 $P_{PV}(t)$ も測定している。なお、 $P(t)$ 、 $SR(t)$ 、 $P_{PV}(t)$ のサンプリング周期は、全て1秒である。

次に、図5.2中の太陽光発電所に設置された全天日射計と太陽電池モジュールの設置状況を図5.3に示す。太陽電池モジュールは、傾斜角15度で南向きに設置されており、全天日射計は、傾斜角0度、つまり、水平に設置されている。太陽電池モジュールは一定単位（枚数）毎にパワーコンディショナ（以下、PCS）に接続されており、1台のPCSの定格出力は250kWで、全部で41台のPCSが設置されて

いる。図 5.3 中の「111」などの番号は、その太陽電池モジュール群が接続されている PCS の呼称番号（名称）を表している。ところで、この PCS にも、太陽光発電出力を測定、記録できる機能が付属しており、PCS 毎に、その PCS に接続されている全ての太陽電池モジュールの発電出力合計値を記録することができる。なお、そのサンプリング周期は 10 秒である。

分析対象時間は、年間の日の入、日の出時刻を考慮して、必ず日照が存在する 8 時～16 時（正確には、16 時を含まず、サンプリング周期が 1 秒のものについては 15:59:59 まで、サンプリング周期が 10 秒のものについては 15:59:50 まで）とした。このため、利用したデータの時系列データ数は、サンプリング周期が 1 秒のものについては $N = 28800$ 、サンプリング周期が 10 秒のものについては $N = 2880$ であった。なお、太陽光発電所の周辺には高い建物等は存在しないため、日射強度 $SR(t)$ と太陽光発電出力 $P_{PV}(t)$ は、建物等による影の影響は受けず、また、今回対象とした時間帯では、太陽電池モジュールの架台の影の影響も受けなかった。

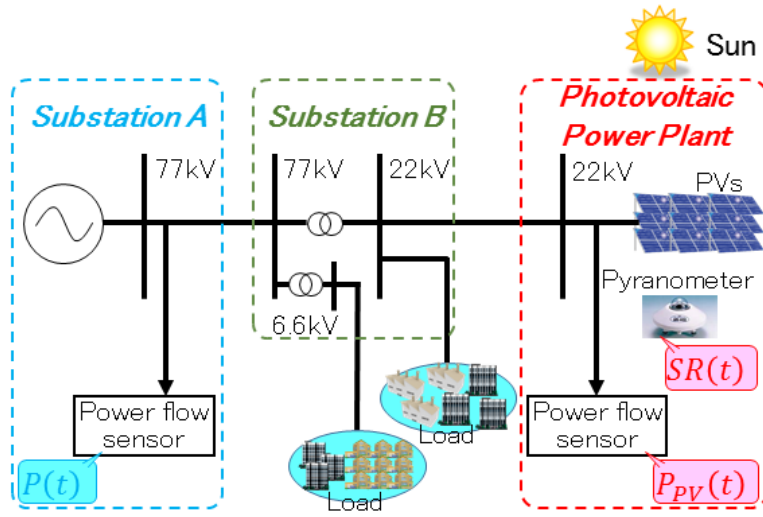


図 5.2: 検証に用いた電力システムの概要

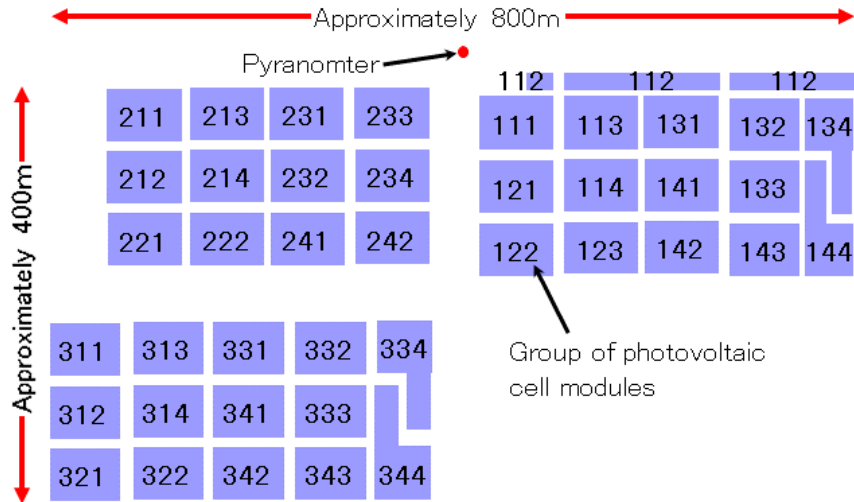


図 5.3: 太陽光発電所における太陽電池モジュールと全天日射計の配置状況

5.5 実験結果

本節では、5.4節で説明した関西電力株式会社管内の電力系統から得られた実測データを用いて、5.3節で説明した提案手法の妥当性検証を行った結果について説明する。まず、5.5.1項では、5.3節で述べた仮定(b)における「電力需要 $P_L(t)$ の変動と日射強度 $SR(t)$ の変動には相関がない」の妥当性検証、および、提案手法の精度検証を行う。続いて、5.5.2項では、太陽光発電の実際の導入状況により近い状況を想定して、太陽光発電分布と提案手法の推定精度の関係を検証する。さらに、5.5.3項では、より低コストでリアルタイム太陽光発電出力推定手法を実用化するために、利用するデータの時間分解能と提案手法の推定精度の関係を検証する。

5.5.1 提案手法の妥当性検証

本項では、5.3節で述べた仮定(b)における「電力需要 $P_L(t)$ の変動と日射強度 $SR(t)$ の変動には相関がない」の妥当性検証、および、提案手法の精度検証を行う。

本項の検証では、5.4節で説明した実測データのうち、電力潮流 $P(t)$ は変電所AのPQVF測定装置、日射強度 $SR(t)$ は太陽光発電所の全天日射計、太陽光発電出力 $P_{PV}(t)$ は太陽光発電所のPQVF装置で、それぞれ実測したサンプリング周期が1秒の実測データを利用する。なお、電力需要 $P_L(t)$ は直接計測していないが、式(5.1)を利用することで、電力潮流 $P(t)$ と太陽光発電出力 $P_{PV}(t)$ から算出した。

本項の検証では、電力需要のパターンが平日と休日で異なるため、平日と休日についてそれぞれ検証を行った。なお、平日のデータとしては2013年12月12日(木)の実測データを、休日のデータとしては2013年12月15日(日)の実測データをそれぞれ利用した。

平日である2013年12月12日(木)に測定した $P(t)$ 、 $P_{PV}(t)$ と、式(5.1)により計算した $P_L(t)$ の時系列波形を図5.4に示す。また、同じ日に測定した $SR(t)$ の時系列波形を図5.5に示す。 τ_s と \hat{w} の推定に利用する1時間帯「タイムスロット」は、図5.4と図5.5に示すように、10時~11時とした。「 $P_L(t)$ の変動と $SR(t)$ の変動が無相関である」という仮定の検証のため、タイムスロットにおける、 $P_L(t)$ と $SR(t)$ の相互相関関数 $Corr_t[SR(t), P_L(t+\tau)]$ を計算し、図5.6に示す。その結果、図5.6から、タイムスロットのような短い時間帯においては、 $P_L(t)$ の変動と $SR(t)$ の変動には

相関がないことを実験的に確認できた。なお、相互相関関数 $Cor_t[SR(t), P_L(t + \tau)]$ は、

$$Cor_t[SR(t), P_L(t + \tau)] = \frac{Cov_t[SR(t), P_L(t + \tau)]}{\sqrt{Var_t[SR(t)] \cdot Var_t[P_L(t + \tau)]}} \quad (5.7)$$

で定義される。ここで、 $Cov_t[\]$ は、上述のとおり、時間について共分散をとる演算子、 $Var_t[\]$ は時間について分散をとる演算子である。

次に、休日である2013年12月15日（日）に測定した $P(t)$ 、 $P_{PV}(t)$ 、 $P_L(t)$ 、 $SR(t)$ の時系列波形を図5.7と図5.8に示す。タイムスロットは、図5.7と図5.8に示すように、11時～12時とした。上述の例と同様に、タイムスロットにおける、 $P_L(t)$ と $SR(t)$ の相互相関関数 $Cor_t[SR(t), P_L(t + \tau)]$ を計算し、図5.9に示す。その結果、図5.9から、休日においても、タイムスロットのような短い時間帯においては、 $P_L(t)$ の変動と $SR(t)$ の変動には相関がないことを実験的に確認できた。

以上から、平日、休日に関わらず、5.3節で述べた「電力需要 $P_L(t)$ の変動と日射強度 $SR(t)$ の変動には相関がない」という仮定が成り立つことを実験的に確認できた。

図5.10と図5.11に、上述した2013年12月12日（木）と2013年12月15日（日）のタイムスロットにおける、 $SR(t)$ と $P(t)$ の共分散関数 $Cov_t[SR(t), P(t + \tau)]$ をそれぞれ示す。5.3節で述べたように、 τ_s は、共分散関数の最小値をとるラグである。よって、これらの図から、2013年12月12日（木）の τ_s は6秒で、2013年12月15日（日）の τ_s は17秒であると推定できた。

さらに、上記で推定した τ_s と、測定した $SR(t)$ 、 $P(t)$ を利用し、式(5.5)を用いて \hat{w} を推定すると、2013年12月12日（木）の \hat{w} は $9045m^2$ 、2013年12月15日（日）の \hat{w} は $9029m^2$ となった。これらの結果から、変換係数 w は、異なる条件下で推定しても、ほぼ一定値となることがわかった。これは、日射強度が太陽光発電出力に変換されるメカニズムを考えると、その効率等が急激に変化するとは考えにくいことから、妥当な結果であると考えられる。

図5.12に、2013年12月12日（木）の推定値 $\hat{w} = 9045m^2$ を利用して、同日のタイムスロット後の12時～16時における太陽光発電出力を推定した結果を示す。さらに、図5.13、図5.14、図5.15に、上記と同様、 $\hat{w} = 9045m^2$ を利用して、2013年12月13日（金）、15日（日）、16日（月）の8時～16時における太陽光発電出力

表 5.1: 誤差の平均値と標準偏差

Date	Average [MW]	Standard Deviation [MW]
2013/12/12 (Thu)	0.314	0.439
2013/12/13 (Fri)	0.356	0.125
2013/12/15 (Sun)	0.306	0.336
2013/12/16 (Mon)	0.241	0.434

を推定した結果を示す。これらの図から、提案手法により推定した太陽光発電出力の推定値 $\hat{P}_{PV}(t)$ と、直接測定した実測値 $P_{PV}(t)$ は良く一致することがわかった。

図 5.16 と図 5.17 に、平日（2013 年 12 月 13 日（金））と休日（2013 年 12 月 15 日（日））における推定誤差（ $\hat{P}_{PV}(t) - P_{PV}(t)$ ）のヒストグラムを示す。これらのヒストグラムから、提案手法の推定精度は高く、また、その推定値にはバイアス等がないことを確認できた。さらに、表 5.1 に、上述した 4 日間における推定誤差の平均値と標準偏差を示す。これらの結果から、少なくとも数日間は、平日、休日に関わらず、同じ変換係数推定値 \hat{w} を利用しても、高い推定精度を維持できることを確認できた。

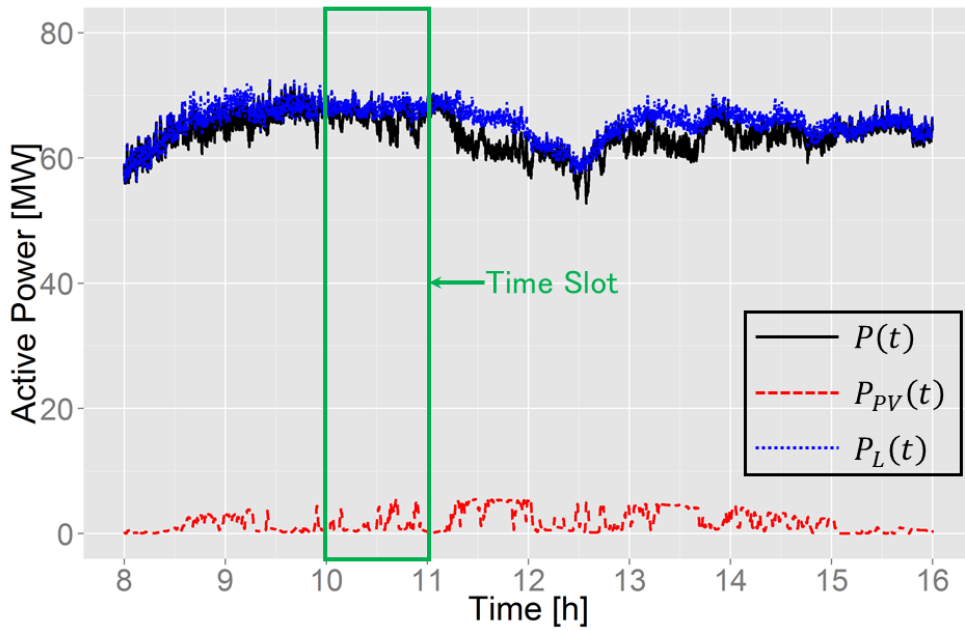


図 5.4: $P(t)$, $P_{PV}(t)$, $P_L(t)$ の時系列波形 (2013 年 12 月 12 日 (木))

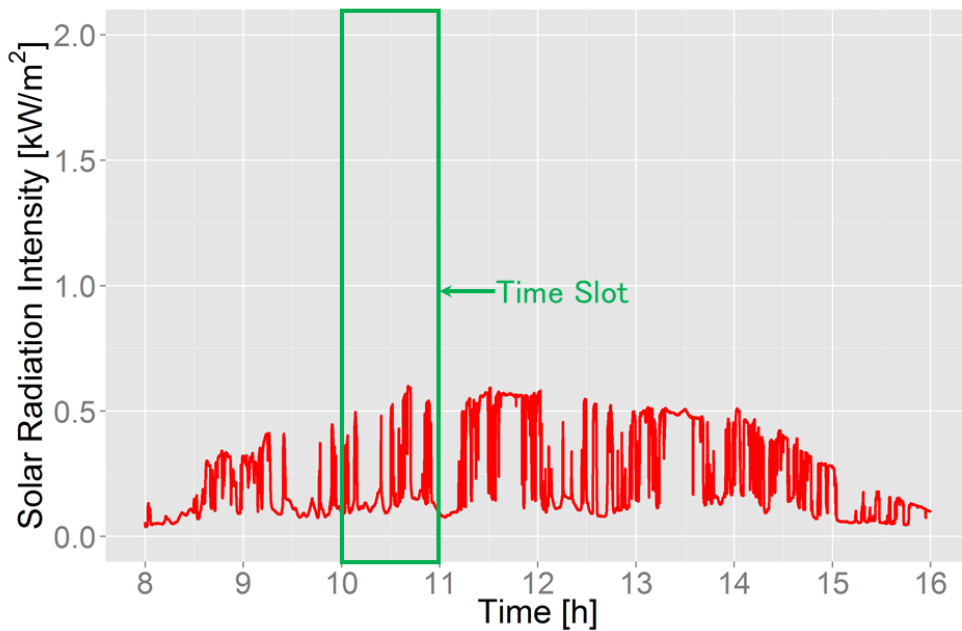
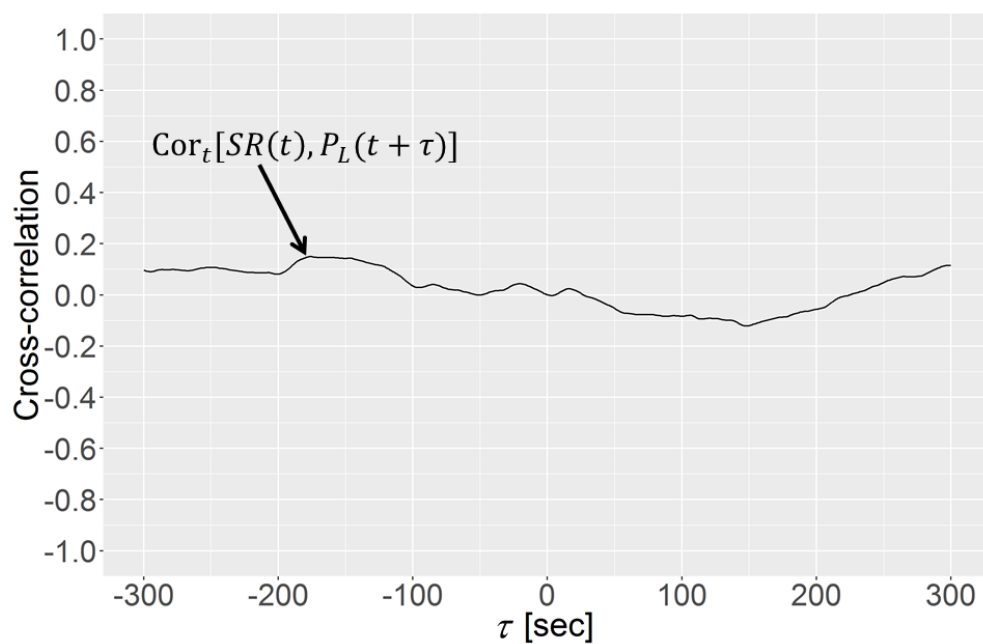
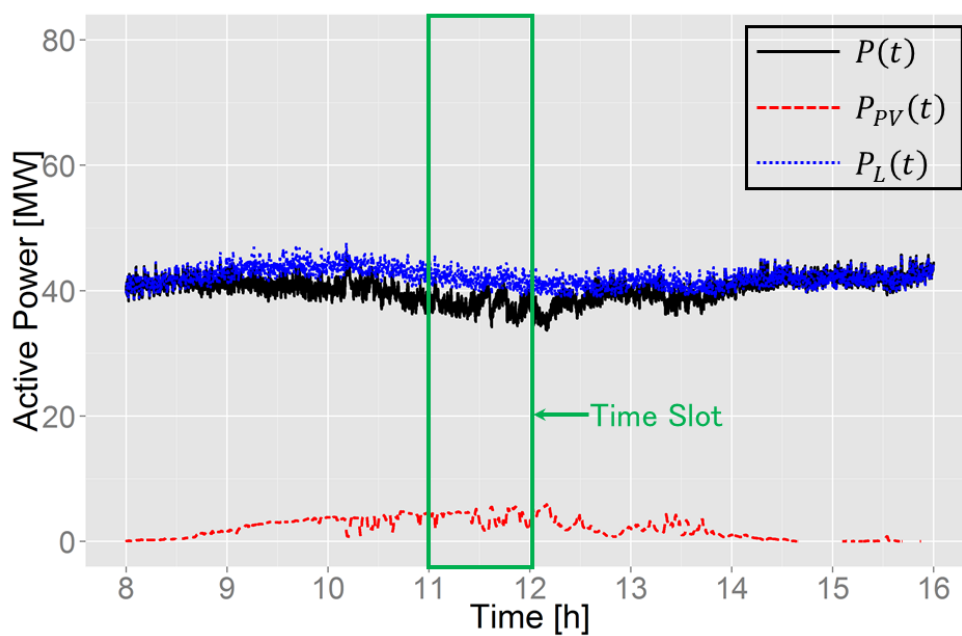


図 5.5: $SR(t)$ の時系列波形 (2013 年 12 月 12 日 (木))

図 5.6: $SR(t)$ と $P_L(t)$ の相互相関関数図 5.7: $P(t)$, $P_{PV}(t)$, $P_L(t)$ の時系列波形 (2013 年 12 月 15 日 (日))

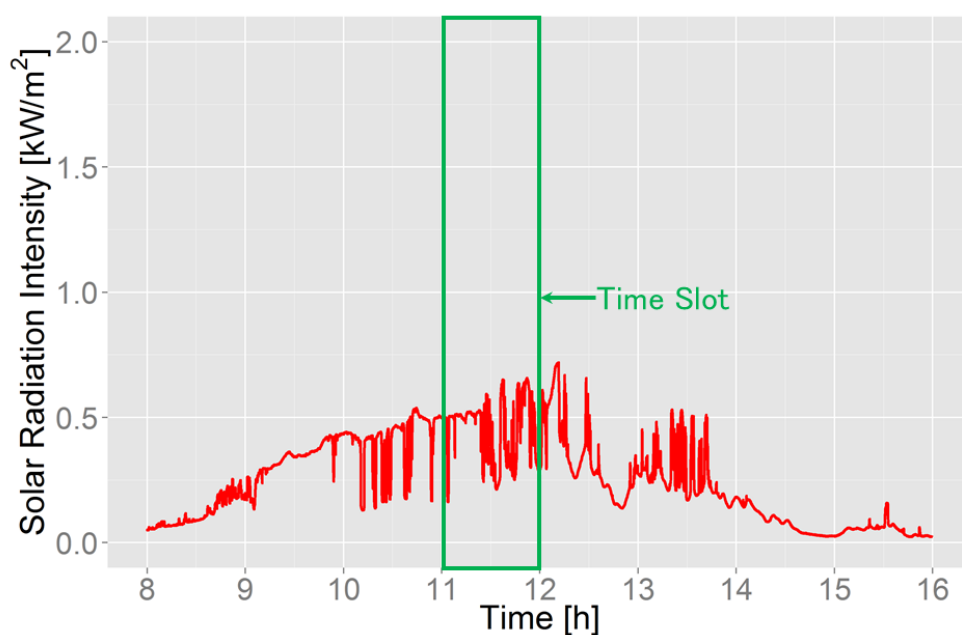


図 5.8: $SR(t)$ の時系列波形 (2013 年 12 月 15 日 (日))

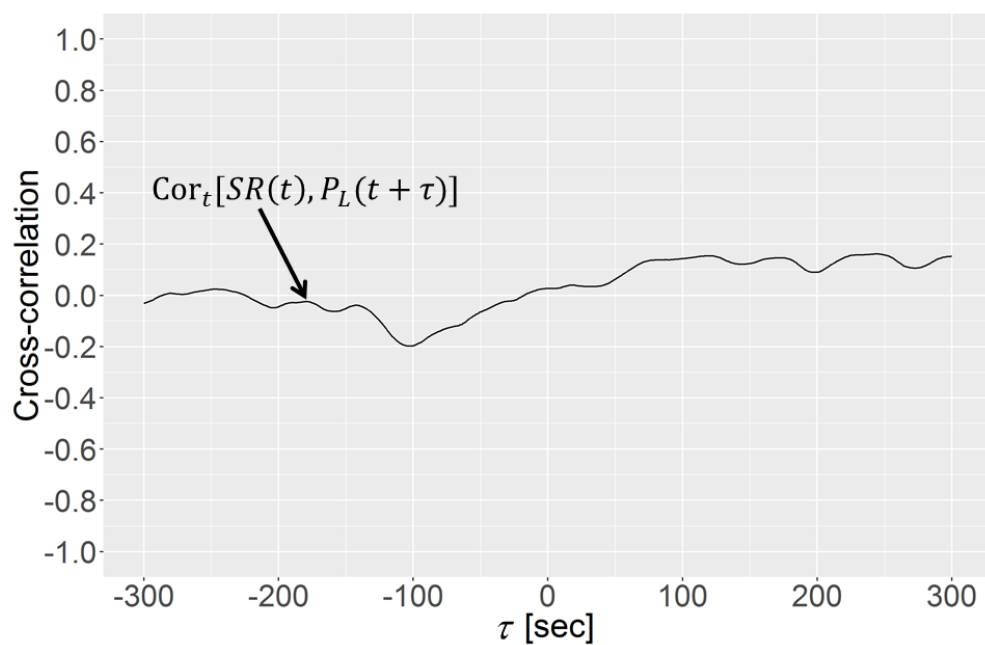
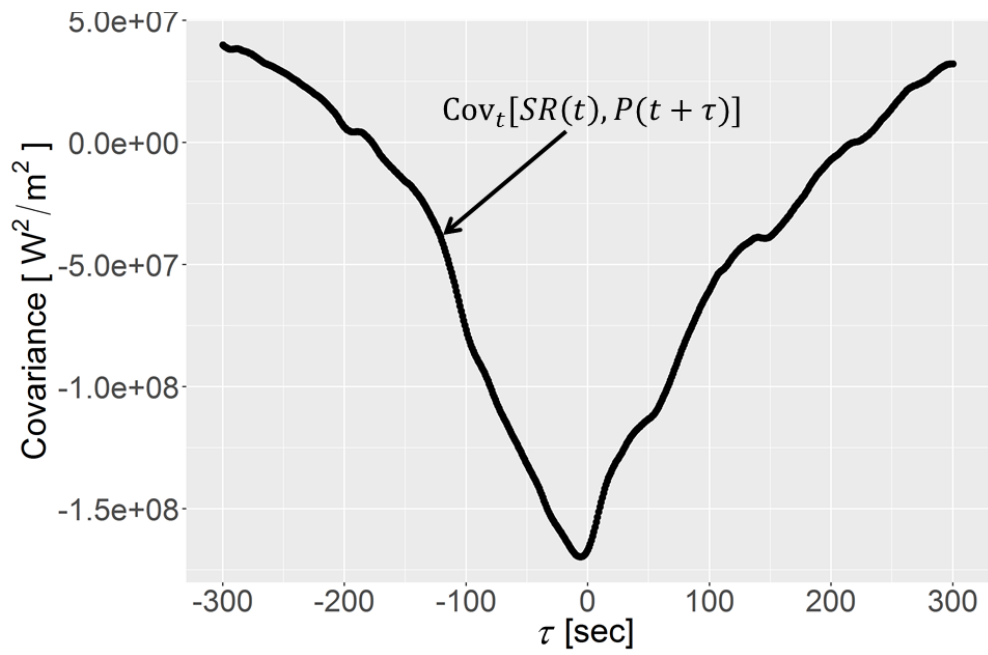
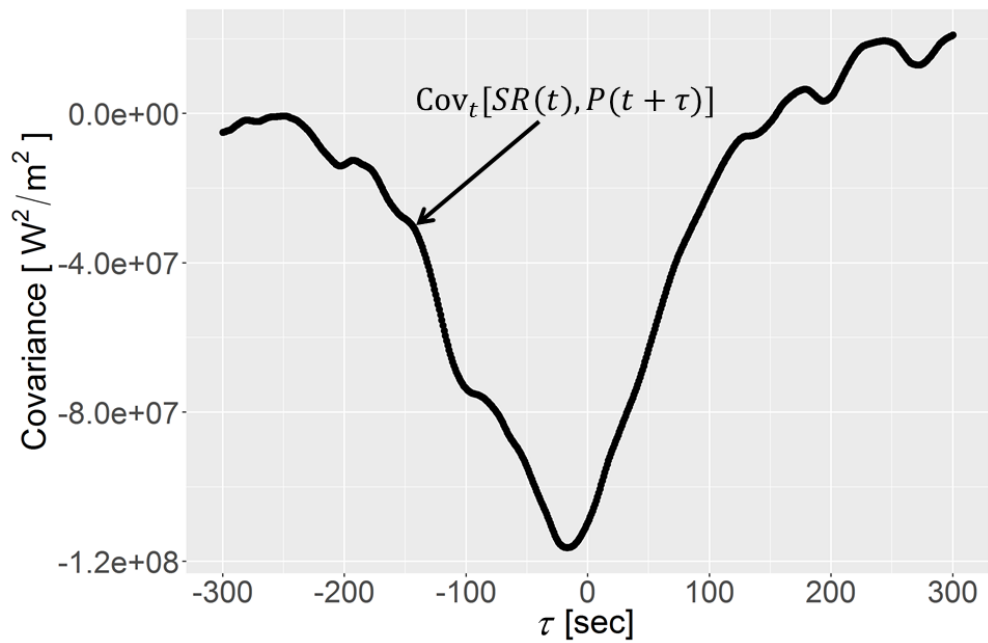


図 5.9: $SR(t)$ と $P_L(t)$ の相互相関関数

図 5.10: $SR(t)$ と $P(t)$ の共分散関数 (2013 年 12 月 12 日 (木))図 5.11: $SR(t)$ と $P(t)$ の共分散関数 (2013 年 12 月 15 日 (日))

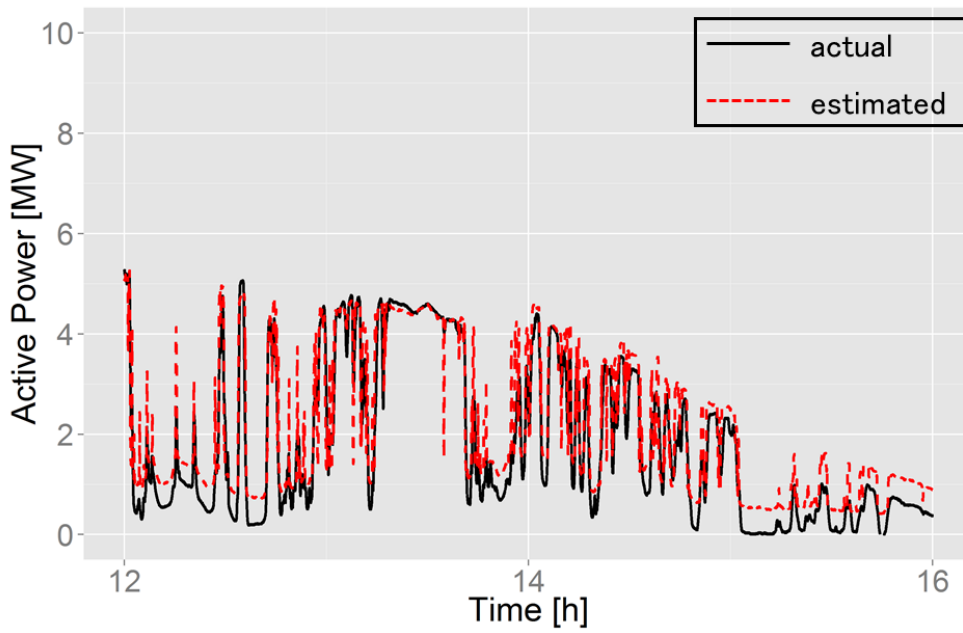


図 5.12: 推定結果 (2013 年 12 月 12 日 (木))

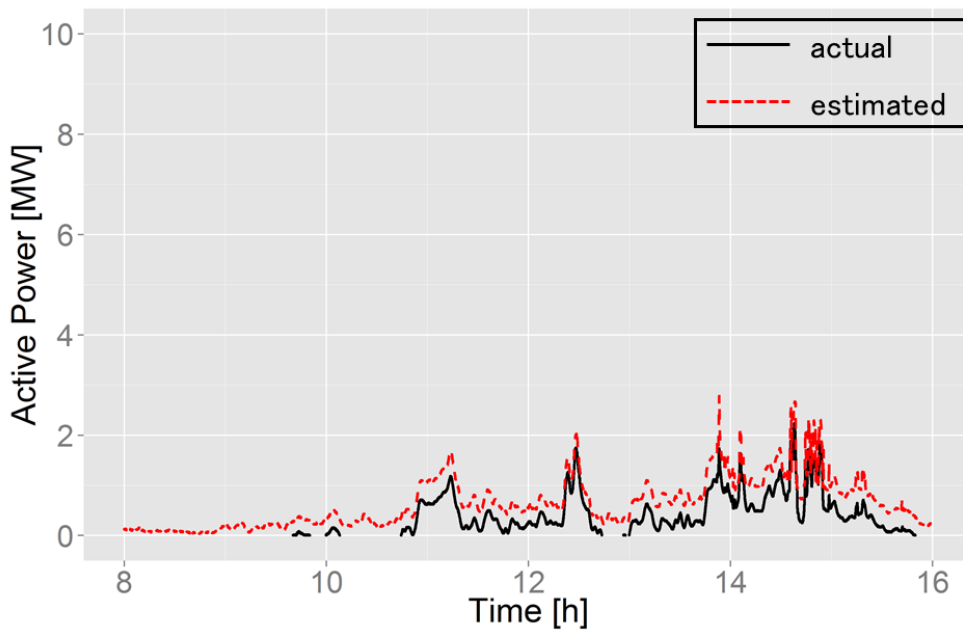


図 5.13: 推定結果 (2013 年 12 月 13 日 (金))

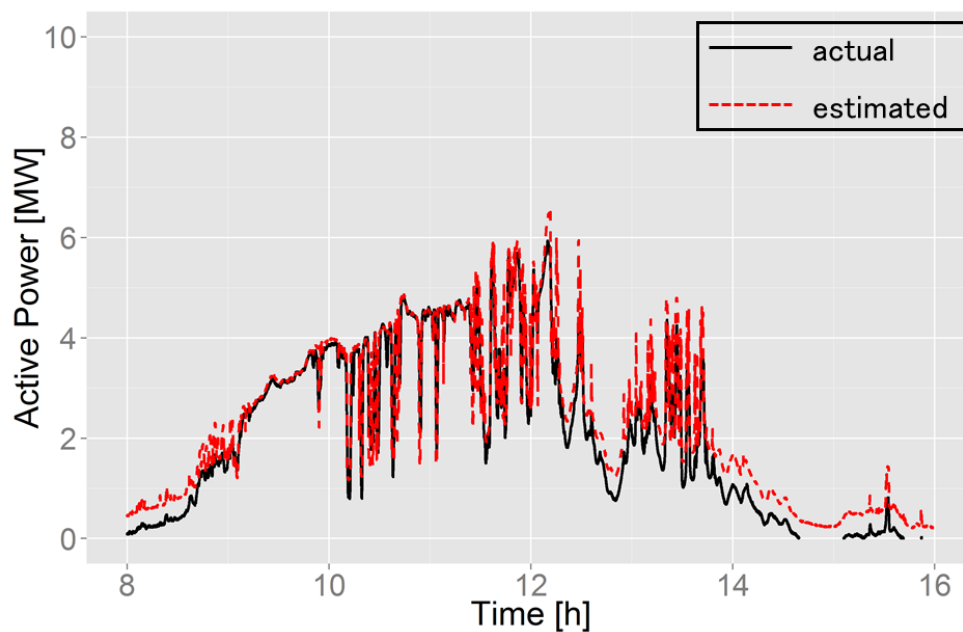


図 5.14: 推定結果 (2013 年 12 月 15 日 (日))

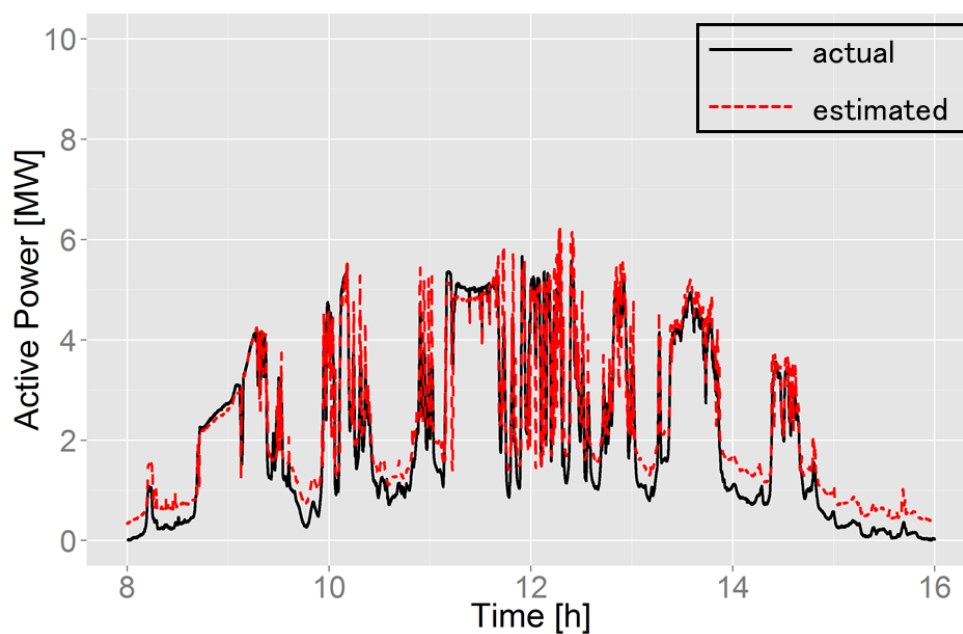


図 5.15: 推定結果 (2013 年 12 月 16 日 (月))

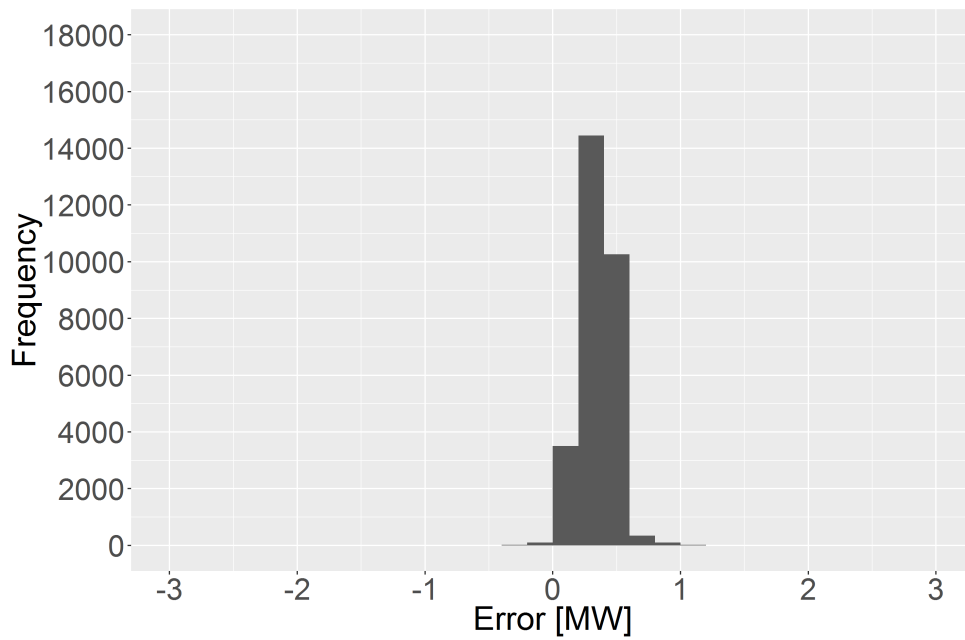


図 5.16: 誤差のヒストグラム (2013年12月13日(金))

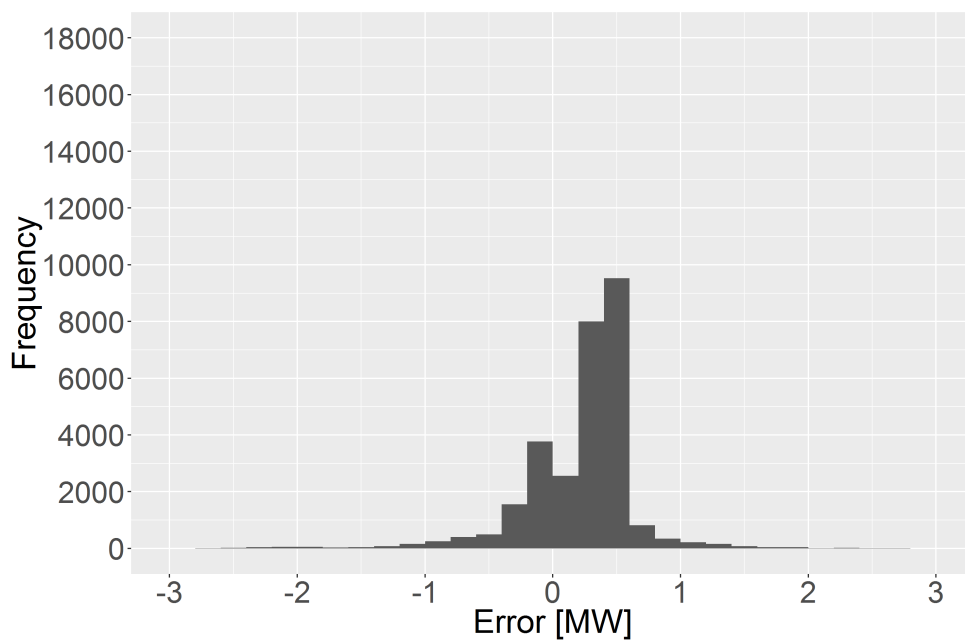


図 5.17: 誤差のヒストグラム (2013年12月15日(日))

5.5.2 太陽光発電分布と推定精度の関係

5.5.1 項の検証では、太陽光発電が太陽光発電所に集中的に一様分布した条件下、提案手法の精度検証を行った。しかし、実際の太陽光発電は、一般の需要家にまで普及することを考慮すると、電力系統に分散されて分布すると考えられる。その場合、日射計で観測できる日射強度時系列波形は、太陽光発電が受光する日射強度時系列波形と、十分には類似しない可能性があり、その結果、日射計で観測された日射強度と太陽光発電出力の共分散が比較的小さくなる可能性がある。それゆえ、太陽光発電の位置的な分布状況は、日射強度と太陽光発電出力の共分散が大きいことを利用する提案手法の推定精度を悪化させる可能性がある。以上の理由から、実際の太陽光発電の位置的な分布状況により近い状況を想定して、提案手法の推定精度を検証する必要性が高いと考え、本項では、太陽光発電分布と提案手法の推定精度の関係を分析した。

本項の検証では、図 5.3 に図示した太陽光発電所の太陽電池モジュールを利用して、太陽光発電の位置的な分布を模擬することにした。ただし、発電機会の損失を回避するため、太陽電池モジュールを実際に停止させるのではなく、模擬したい分布となるように、太陽電池モジュールが接続されている PCS の発電出力を選択して合成することにした。それゆえ、本項では、5.4 節で説明した実測データのうち、電力潮流 $P(t)$ は変電所 A の PQVF 測定装置、日射強度 $SR(t)$ は太陽光発電所の全天日射計、太陽光発電出力 $P_{PV}(t)$ は太陽光発電所の PCS で、それぞれ実測したデータを利用することにした。なお、サンプリング周期が 1 秒のデータと 10 秒のデータが混在するが、1 秒データを 10 秒データに間引くことで、サンプリング周期は 10 秒に統一した。

以下で、本項における検証の手順を説明する。まずは、太陽光発電所に設置された全 41 台の PCS の発電出力を合成し、この値を $P_{PV}^T(t)$ と呼ぶこととする。次に、41 台の PCS の中から、模擬したい分布となるように PCS の発電出力を選択して合成し、この値を $P_{PV}^P(t)$ と呼ぶこととする。そして、電力需要 $P_L(t)$ を、実際に測定した電力潮流 $P(t)$ と、上述の $P_{PV}^T(t)$ を利用して、式 (5.1) に従い、

$$P_L(t) = P(t) + P_{PV}^T(t) \quad (5.8)$$

により計算する。さらに、模擬した太陽光発電出力 $P_{PV}^P(t)$ が電力系統に連系され

たと考え、仮想的な電力需要 $P^P(t)$ を、式 (5.1) に従い、

$$P^P(t) = P_L(t) - P_{PV}^P(t) \quad (5.9)$$

により計算する。本項の検証では、 $P(t)$ の代わりにこの $P^P(t)$ を利用する。そして、 $P^P(t)$ と $SR(t)$ から、提案手法を利用して、 $\hat{P}_{PV}(t)$ を推定し、模擬した太陽光発電出力 $P_{PV}^P(t)$ と比較することで精度評価を行う。なお、本項の検証におけるタイムスロットは、2013年12月15日の11時～12時とし、2013年12月16日の8時～16時の太陽光発電出力を推定することで、精度評価を行った。

本項では、3つの太陽光発電分布パターンについて、検証を行った。今回の分布パターンでは、それぞれ18台のPCSを選択したため、太陽光発電の導入量は定格で4.5MW (250kW × 18) となった。一方、2013年12月15日における電力需要は約45MWであったため、 $P_{PV}^P(t)/P_L(t)$ で定義される太陽光発電導入率は、約10%であった。図5.18, 図5.19, 図5.20に、3つの太陽光発電分布パターンを図示する。これらの図中の赤い部分が選択した太陽電池モジュールである。太陽光発電分布パターン1は、太陽光発電が日射計の近くに集中的に分布した例、太陽光発電分布パターン2は、太陽光発電が日射計から遠く離れた場所に分布した例、太陽光発電分布パターン3は、太陽光発電が分散して分布した例である。

図5.21, 図5.22, 図5.23に、3つの太陽光発電分布パターンにおける、太陽光発電出力の推定結果を示す。これらの図から、どの太陽光発電分布パターンにおいても、推定値 $\hat{P}_{PV}(t)$ と模擬値 $P_{PV}^P(t)$ は良く一致していることがわかる。

表5.2に、推定誤差 ($\hat{P}_{PV}(t) - P_{PV}^P(t)$) の平均値と標準偏差を示す。これらの結果から、どの太陽光発電分布パターンにおいても、提案手法の推定精度は高いことがわかるが、太陽光発電分布パターン2のみ、推定誤差の平均値が負となっており、若干、他の2つのパターンと推定結果の傾向が異なる。これは、上述したように、太陽光発電分布パターンによって、日射計で観測された日射強度と太陽光発電出力の共分散関数が異なることに起因している。

図5.24, 図5.25, 図5.26に、3つの太陽光発電分布パターンにおける、式(5.3)中に現れる共分散関数を図示する。 $Cov_t[SR(t), P^P(t+\tau)]$ の最小値をとるラグは、それぞれ、-10秒, -20秒, -20秒であったため、3つの太陽光発電分布パターンにおける、 τ_s は、表5.3に示す値のように推定された。ピーク時において、 $|Cov_t[SR(t), P_L(t+\tau)]|$ が

表 5.2: 誤差の平均値と標準偏差

PV Distribution	Average [MW]	Standard Deviation [MW]
Pattern 1	0.0871	0.176
Pattern 2	-0.0494	0.233
Pattern 3	0.0831	0.204

$|Cov_t[SR(t), P_{PV}^P(t+\tau)]|$ と比較して相対的に小さいため、ピーク付近で $Cov_t[SR(t), P^P(t+\tau)]$ は $-Cov_t[SR(t), P_{PV}^P(t+\tau)]$ と良く一致している。それゆえ、太陽光発電分布パターンによらず、提案手法の推定精度は十分高くなった。

一方、上述したように、表 5.2 から、太陽光発電分布パターン 2 のみ、太陽光発電出力の推定値は、負のバイアスを持っていることがわかる。これは、 τ_s の推定値が真値と乖離しているため、式 (5.5) の分母の $SR(t)$ の自己共分散の値が真値から乖離したためである。表 5.3 に示すように、太陽光発電分布パターン 2 における τ_s の推定値は 20 秒であるが、図 5.25 中の $-Cov_t[SR(t), P_{PV}^P(t+\tau)]$ の最小値から、 τ_s の真値は 30 秒であることがわかる。そして、図 5.27 に示す $SR(t)$ の自己共分散関数を見ると、急激なスロープとなっているため、20 秒における $SR(t)$ の自己共分散関数の値は、30 秒における $SR(t)$ の自己共分散関数の値と比較すると、かなり大きな値となっている。それゆえ、式 (5.5) から明らかなように、推定値 \hat{w} の値が真値と比較して小さくなり、太陽光発電出力の推定値 $\hat{P}_{PV}(t)$ には負のバイアスが生じたと考えられる。

表 5.2 から、その推定誤差には若干差異があるものの、どの太陽光発電分布パターンにおいても、その誤差は、電力需要 45MW と比較すると、無視できるほど小さいことがわかる。それゆえ、太陽光発電導入率が 10% 程度である場合には、実際の太陽光発電の位置的な分布状況により近い状況においても、提案手法の推定精度は十分高いことがわかった。

表 5.3: τ_s と \hat{w} の推定結果

PV Distribution	τ_s [sec]	\hat{w} [m^2]
Pattern 1	10	4275
Pattern 2	20	3527
Pattern 3	20	4247

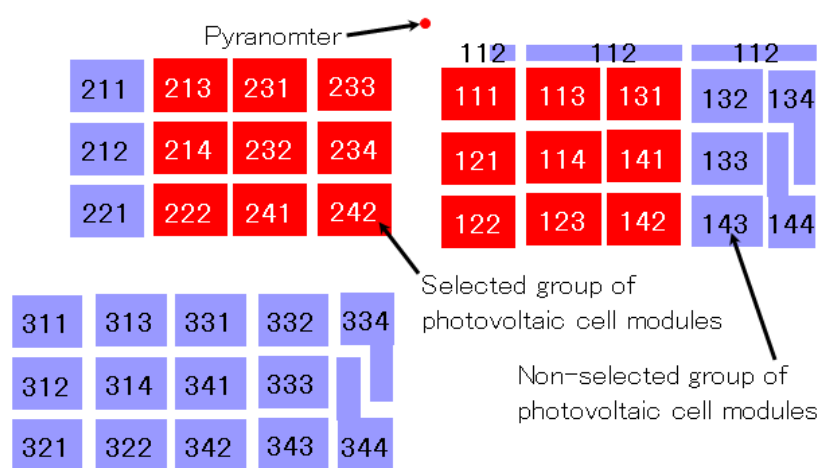


図 5.18: 太陽光発電分布パターン 1

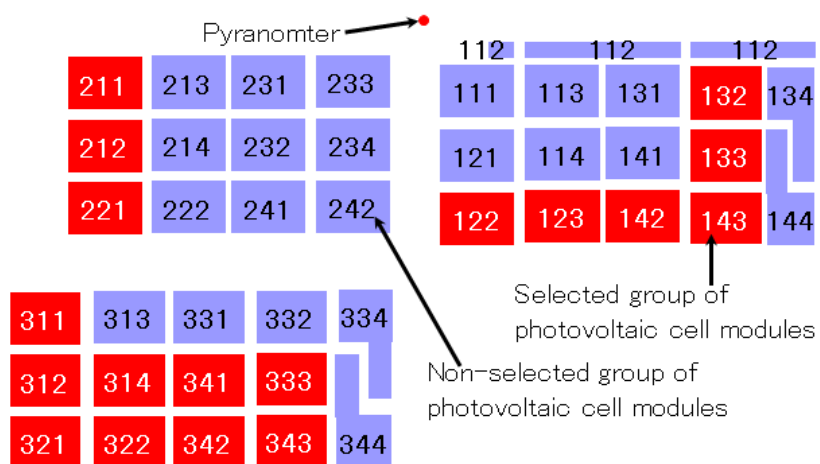


図 5.19: 太陽光発電分布パターン2

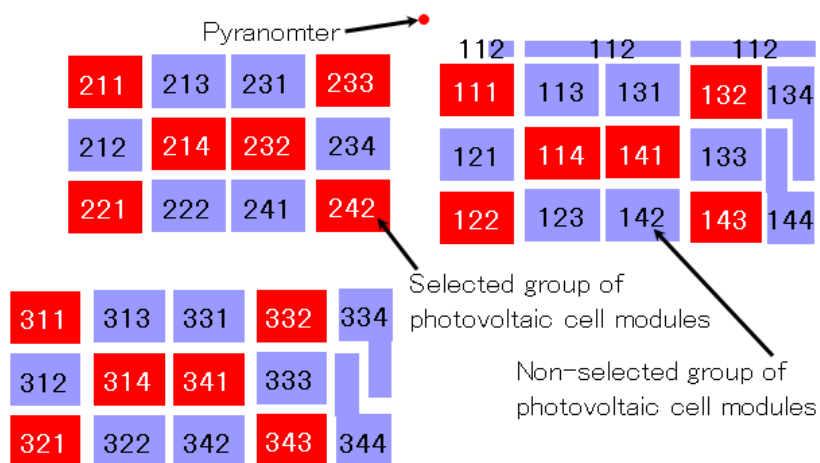


図 5.20: 太陽光発電分布パターン3

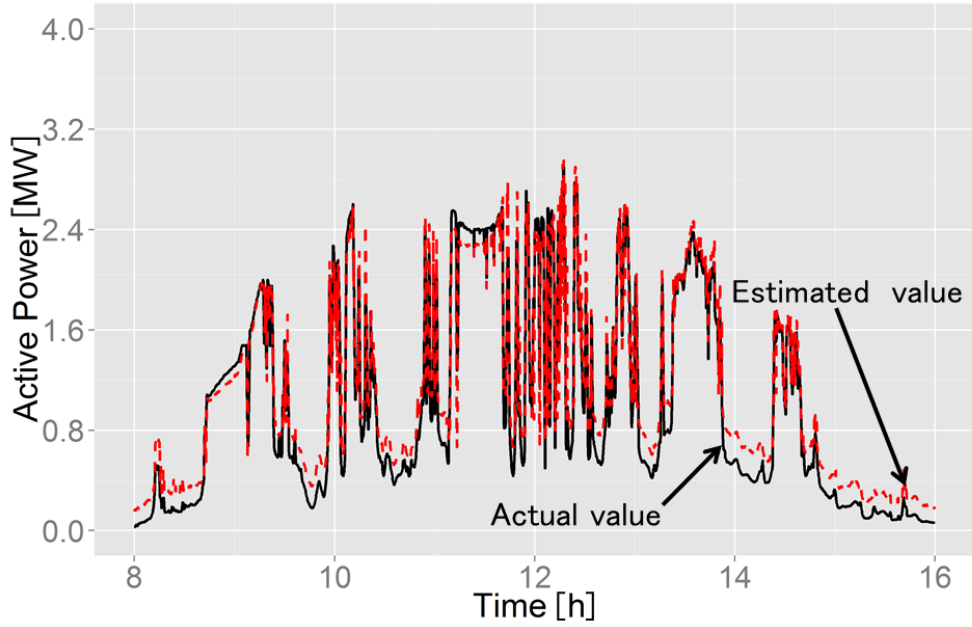


図 5.21: 太陽光発電分布パターン1の推定結果

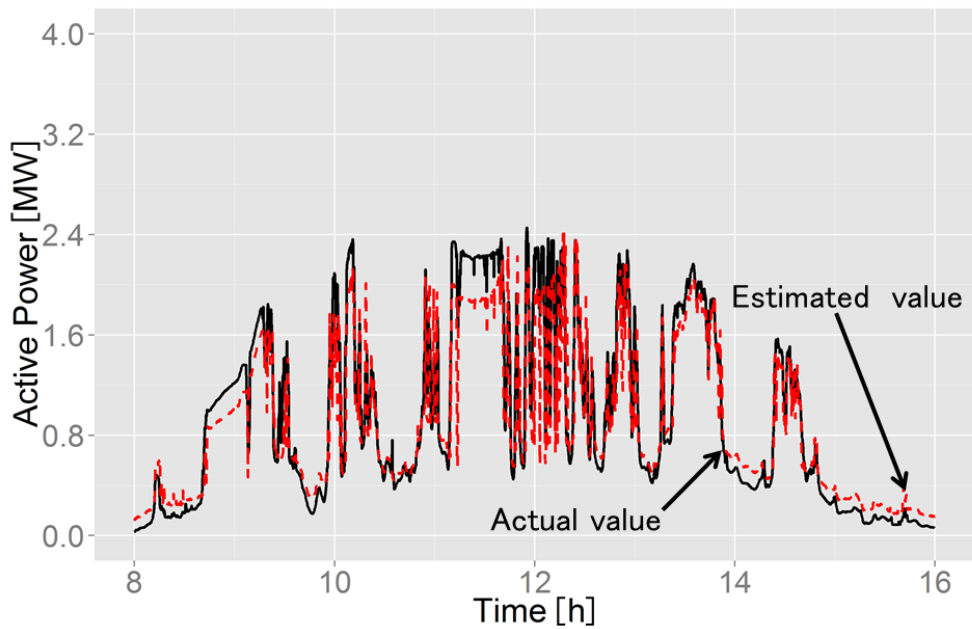


図 5.22: 太陽光発電分布パターン2の推定結果

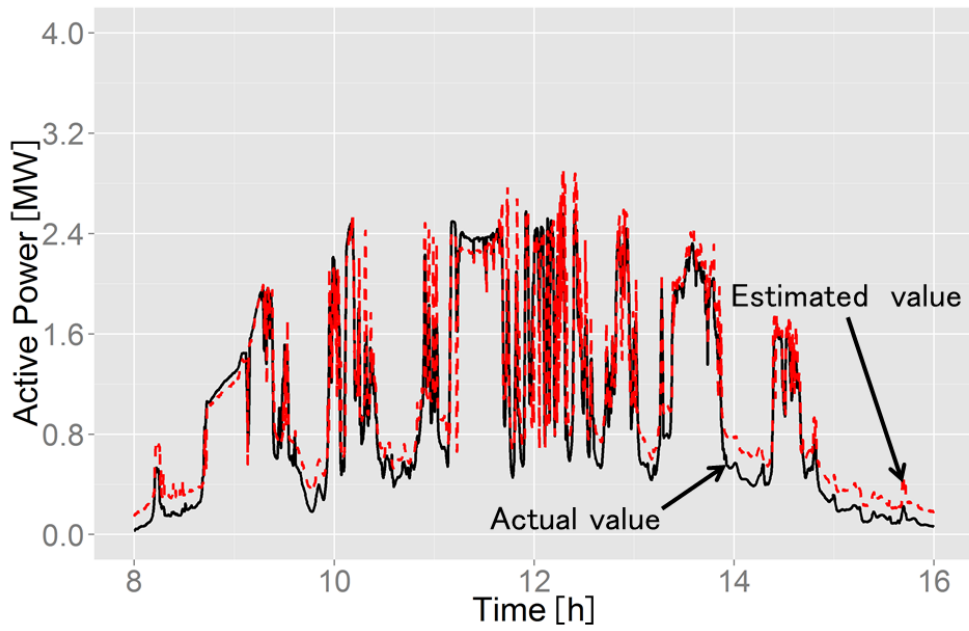


図 5.23: 太陽光発電分布パターン 3 の推定結果

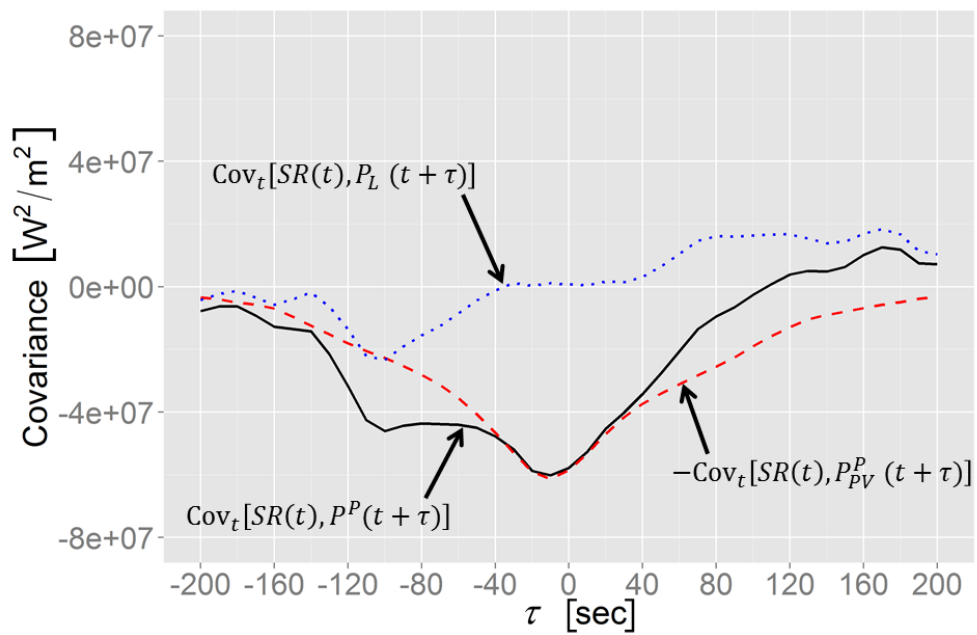


図 5.24: 太陽光発電分布パターン 1 の共分散関数

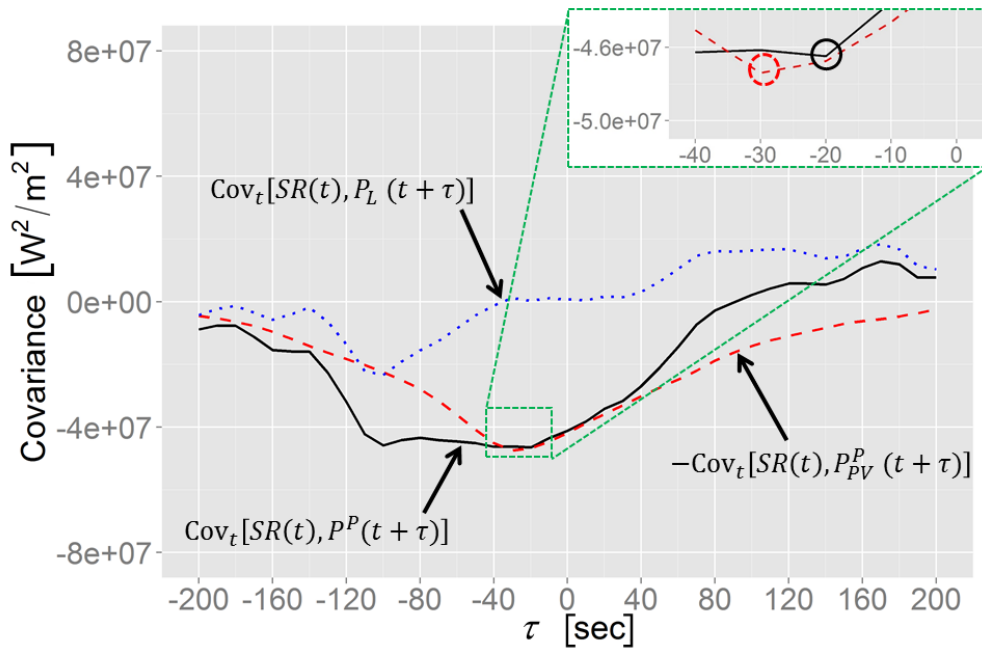


図 5.25: 太陽光発電分布パターン 2 の共分散関数

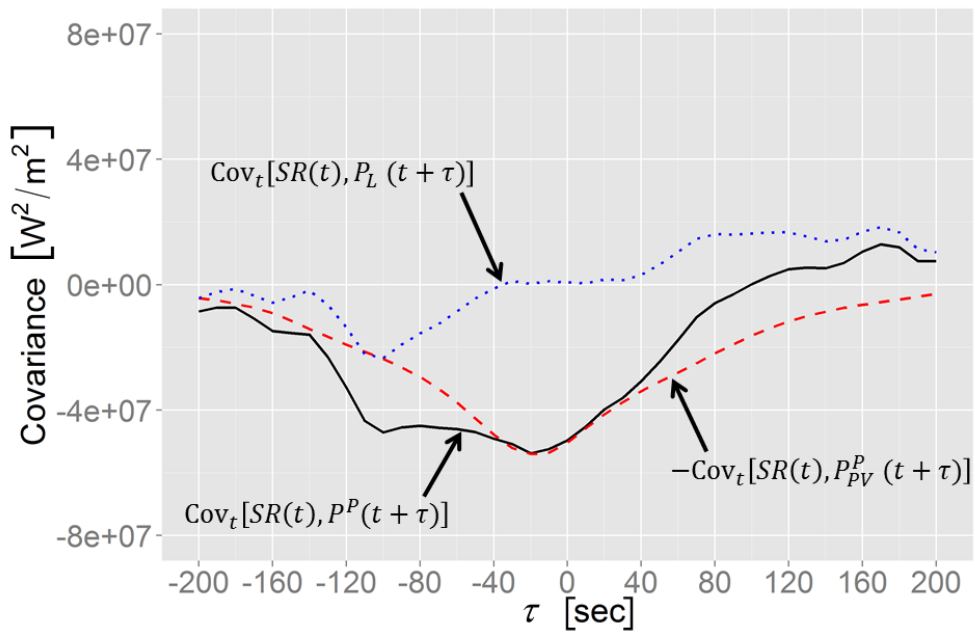
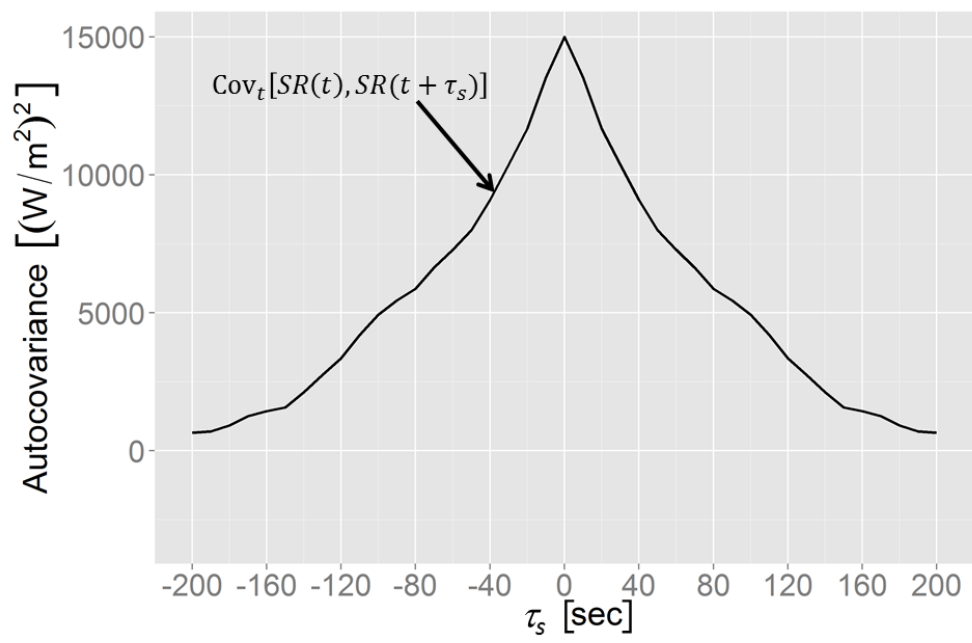


図 5.26: 太陽光発電分布パターン 3 の共分散関数

図 5.27: $SR(t)$ の自己共分散関数

5.5.3 時間分解能と推定精度の関係

5.5.1 項, 5.5.2 項の検証で利用したデータのサンプリング周期は, 1 秒, あるいは, 10 秒であった. しかし, 提案手法の実用化を視野に入れた場合, 容易に, かつ, 低コストで利用できるデータのサンプリング周期は, これらのものよりも低いと想定される. たとえば, 第1章で紹介した監視制御システム (SCADA) 等から入手できる電力潮流データのサンプリング周期は 1 分~5 分程度のものが多い. また, 広域の日射強度を低コストで把握できる「衛星画像を利用した日射強度推定手法」では, ひまわり 8 号を利用した場合, そのサンプリング周期は 2.5 分となる [58]. このような背景から, 利用するデータの時間分解能と提案手法の推定精度の関係を明らかにする必要性が高いと考え, 本項では, その関係を分析した.

本項の検証では, 5.4 節で説明した実測データのうち, 電力潮流 $P(t)$ は変電所 A の PQVF 測定装置, 日射強度 $SR(t)$ は太陽光発電所の全天日射計, 太陽光発電出力 $P_{PV}(t)$ は太陽光発電所の PCS で, それぞれ実測したデータを利用した. なお, サンプリング周期が 1 秒のデータと 10 秒のデータが混在するが, 1 秒データを 10 秒データに間引くことで, サンプリング周期は 10 秒に統一した.

分析対象日は, 2014 年 1 月 1 日~2014 年 12 月 31 日の 1 年間のうち, 土日, 祝日, 特殊日 (年末年始, ゴールデンウィーク, 盆) を除き, さらに, 測定データに異常値が含まれていなかった述べ 85 日間とし, 分析対象時間は, 年間の日の入, 日の出時刻を考慮して, 必ず日照が存在する 8 時~16 時 (正確には, 16 時を含まず, 15:59:50 まで) とした. このため, 利用したデータの時系列データ数は, それぞれ $N = 2880$ であった. なお, 太陽光発電所の周辺には高い建物等は存在しないため, 日射強度 $SR(t)$ と太陽光発電出力 $P_{PV}(t)$ は, 1 年を通して, 建物等による影の影響は受けず, また, 今回対象とした時間帯では, 太陽電池モジュールの架台の影の影響も受けなかった.

時間分解能と提案手法の推定精度の関係を明らかにするために, データを間引くことで, 時間分解能を 10 秒から 900 秒まで 10 秒刻みで変化させ, 太陽光発電出力の推定値 $\hat{P}_{PV}(t)$ と実測値 $P_{PV}(t)$ に関する RMSE を計算し, 図 5.28 中に, 黒い丸印 (○) で図示した. 図 5.28 から, サンプリング周期が 50 秒までは RMSE が比較的小さいことがわかるが, 60 秒では RMSE が大きくなっている. このような大きな誤差の要因を詳細に分析したところ, 時間分解能が低い場合には, 式 (5.4)

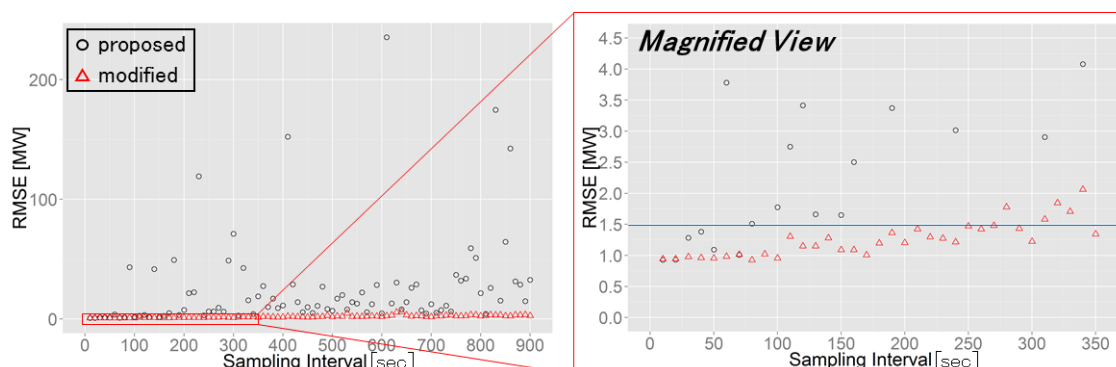


図 5.28: 様々な時間分解能における RMSE

から推定した τ_s の推定誤差が大きくなることが主要因であることが判明した。

平均的な雲の移動速度は概ね 30m/s 程度であり、また、今回の日射計設置点と太陽光発電設置点の間の距離は 1km 以内であるため、伝搬時間である τ_s は概ね 30 秒以内となる。よって、サンプリング周期が 60 秒以上のように低い場合には、 τ_s は 1 サンプル以内に収まってしまうため、そのような場合には、 $\tau_s = 0$ と近似することにした。改良手法の RMSE を、図 5.28 中に、赤い三角形 (Δ) で図示する。図 5.28 から、改良手法では、従来の提案手法 (黒い丸印 (\circ)) と比較して、推定精度が著しく向上していることを確認できた。また、改良手法であれば、サンプリング周期が 270 秒までは、RMSE が 1.5MW (定格発電電力の 15%) 程度に収まっており、比較的高い推定精度を維持できることがわかった。

5.6 考察

5.5.1 項の検証では、平日、休日に関わらず、提案手法の推定精度が高く、その推定値にはバイアス等がないことを確認できた。また、少なくとも数日間、平日、休日に関わらず、同じ変換係数推定値 $\hat{\omega}$ を利用しても、高い推定精度を維持できることを確認できた。

5.5.2 項の検証では、実際の太陽光発電の位置的な分布状況により近い状況を想定して、提案手法の推定精度を検証した。その結果、太陽光発電導入率が 10% 程度である場合には、実際の太陽光発電の位置的な分布状況により近い状況におい

でも、提案手法の推定精度は十分高いことがわかった。

5.5.3項では、提案手法の実用化を視野に入れ、利用するデータの時間分解能と提案手法の推定精度の関係について分析を行った。その結果、時間分解能が低い場合には、提案手法の τ_s の推定方法を改良する（時間分解能が低い場合には、 τ_s を推定せずに、常に $\tau_s = 0$ とする）ことで、サンプリング周期が270秒までは、RMSEが1.5MW程度に収まり、比較的高い推定精度を維持できることがわかった。

以上から、提案手法を応用することで、時々刻々と変化する太陽光発電出力変動量を、数分程度以下の時間分解能をもって、かつ、リアルタイムで高精度推定できる「リアルタイム太陽光発電出力推定システム」を低コストで実現できる可能性が高いことを明らかにすることができた。

ところで、第3章、第4章では、太陽光発電出力の変動量、あるいは、日射強度の変動量について分析を行ったが、これらの変動の主要因は、雲の移動であると考えられる。それゆえ、これらの検討を行う際には、雲の移動の効果を考慮する必要がある。これに対し、5.5.3項では、利用するデータの時間分解能が低い場合には、雲の移動の効果を無視することで、推定精度が大きく改善した。これは、一見、第3章、第4章の検討内容と矛盾しているように感じられるが、実際には矛盾はない。この理由を、以下で説明する。

第5章で対象とした推定手法は、直接、太陽光発電出力そのものを推定するのではなく、まずは、日射強度を太陽光発電出力に変換するための変換係数（太陽光発電の導入量と、太陽光発電の発電効率を乗じたような係数）を推定し、それに日射強度をかけ合わせることで、太陽光発電出力を推定する手法となっている。この変換効率は、上述のように、太陽光発電の導入量と発電効率に関係する量であるため、雲の移動の影響をほとんど受けることはないと考えられる。ゆえに、第5章で対象とした推定手法は、時間分解能が低い場合には、雲の移動の効果を推定する際に発生する誤差を避けることを目的として、あえて雲の移動の効果を無視することで、推定精度を大きく改善することができた。

5.7 結言

本章では、まず、5.2節で、本章における研究の背景と目的を述べ、2.2節で述べた技術課題「太陽光発電出力推定」に関連する先行研究と残された課題、さらには、本章で実施する研究項目について述べた。続いて、5.3節では、「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」を提案し、5.4節で、提案手法の妥当性検証のために利用するデータについて説明した。さらに、5.5節では、太陽光発電の実際の導入状況を想定して、様々な条件下における提案手法の妥当性検証結果を示し、5.6節で、検証結果に対する考察を行い、提案手法の特徴を整理した。その結果、提案手法を応用することで、時々刻々と変化する太陽光発電出力変動量を、数分程度以下の時間分解能をもって、かつ、リアルタイムで高精度推定できる「リアルタイム太陽光発電出力推定システム」を低コストで実現できる可能性が高いことを明らかにすることができた。

第6章 結論

本論文は、太陽光発電が電力系統に大量に導入された場合に発生する系統運用、需給運用上の問題点のうち「周波数調整力不足」を対象としたもので、その対策のために必要となる「太陽光発電出力変動分析技術」確立のための3つの技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」、「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」、「太陽光発電出力推定」に関する技術開発を行った。

第一に、技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」に対応した。太陽光発電出力変動分析を行う際に、気象条件で類似日を分類する必要性と太陽光発電の位置的な分布状況を考慮する必要性が明確になっておらず、分析のために必要となる気象条件や太陽光発電の位置的な分布状況が、適切に考慮されていない可能性がある。それゆえ、太陽光発電出力変動量を過大、あるいは、過少評価している可能性がある。そこで、本論文では、まずは、「気象条件による類似日の分類手法」と「太陽光発電の位置的な分布状況が太陽光発電出力変動に与える影響を分析する手法」を提案した。そして、これらの提案手法を用いて、関西電力株式会社堺太陽光発電所の実測データを分析することで、類似日を適切に分類できることを確認し、さらには、太陽光発電出力変動が気象条件や太陽光発電の位置的な分布状況で大きく異なることを明らかにした。

第二に、技術課題「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」に対応した。太陽光発電出力変動分析で必要となる地点間の日射強度の相互相関関数を推定する際には、数多くの日射計が必要となるが、日射計を設置、運用していくためには、コストが必要となるため、できるだけ少数の日射計のみを用いる相互相関関数推定手法が必要となる。また、地点間の日射強度の相互相関関数の距離依存性には、風向による異方性があることがわかっているが、多くの手法が風向による異方性の効果を反映していないため、上記と同様に、太陽光発電出力変動量を、過大、あ

るいは、過少評価している可能性がある。そこで、本論文では、従来よりも少数である3地点の日射計の情報から、風向による異方性の効果を反映して、日射計の存在しない周辺地点との日射強度の相互相関関数を高精度に推定できる時空間減衰モデルを用いた相互相関関数推定手法を提案した。そして、関西電力株式会社堺太陽光発電所に設置した日射計の実測データを利用して、測定値から算出した地点間の日射強度の相互相関関数と提案手法を用いて推定した地点間の日射強度の相互相関関数を比較することで精度評価を行い、提案手法の精度は、従来手法と比較して高く、従来よりも少ない日射計しか利用できない状況においても、過大、過少の偏りが少なく、高い精度で推定できることを明らかにした。

第三に、技術課題「太陽光発電出力推定」に対応した。太陽光発電出力変動分析で必要となる「太陽光発電出力推定手法」について、リアルタイムで利用でき、かつ、低コストで実現できる実用的な手法が開発されていないという課題に対応するため、まずは、低コストで入手できる変電所などで測定した電力潮流と日射強度から、日射強度を太陽光発電出力に変換するための変換係数を推定する手法を提案した。本提案手法については、関西電力株式会社管内の電力系統から得られた実測データを用いて、実際の太陽光発電の導入状況や変電所における電力潮流の測定状況に近い状況においても、高い精度で推定できることを確認できた。

なお、今後の課題としては、

- 技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」の検討の中で、気象条件等で類似日を分類するにあたり、理解可能な数のカテゴリ数として「3」を選択したが、このカテゴリ数が最適なカテゴリ数であるとは言い切れない。よって、最適なカテゴリ数の評価が必要である。
- 技術課題「気象条件と太陽光発電の位置的な分布状況が平滑化効果に与える影響分析」の検討の中では、GF領域を対象としたが、LFC領域やEDC領域における分析も行う必要がある。
- 技術課題「地点間の日射強度の相互相関関数の把握」の検討の中で提案した「時空間減衰モデルを用いた相互相関関数推定手法」について、市街地の配電線供給エリア程度の広さにおいては、その有効性を確認できた。より低コ

スト化を図るためには、本提案手法を、より広いエリアで利用する必要がある。そして、そのためには、本提案手法の広さに関する適用限界を知る必要がある。

などが挙げられる。

今後も、太陽光発電は急速に普及していくと考えられるが、そのような状況下においても、従来と変わらない高い品質の電力を、低コストで提供していくために、本研究で提供した新たな太陽光発電出力変動分析技術は有用なものになるであろう。

参考文献

- [1] 電気事業連合会: 「電気事業の現状 2011」
HP: <http://www.fepc.or.jp/library/pamphlet/pdf/genjo2011.pdf>
- [2] 電子政府の総合窓口 (e-Gov) : 「電気事業法施行規則」
HP: <http://law.e-gov.go.jp/htmldata/H07/H07F03801000077.html>
- [3] 東京電力株式会社: 「送配電系統利用に関するルール／系統運用ルール／周波数調整・需給運用ルール」
HP: <http://www.tepco.co.jp/corporateinfo/provide/engineering/wsc/freq-j.pdf>
- [4] 関西電力株式会社: 「託送供給業務の公正性確保について／系統運用ルール／給電運用・運転業務要綱」
HP: <http://www.kepco.co.jp/business/partner/takusou/fairness/pdf/fairness5.pdf>
- [5] 中部電力株式会社: 「IR・企業情報／広報活動・資料・データ集／データ集／電力需給／最大電力の推移」
HP: http://www.chuden.co.jp/corporate/publicity/datalist/juyo/dat_maximum/index.html
- [6] 経済産業省・資源エネルギー庁: 「低炭素電力供給システムに関する研究会 (第7回) -配付資料 2-(2)」
HP: <http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g90522a11j.pdf>
- [7] 経済産業省・資源エネルギー庁: 「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム (第3回) -配付資料 2」
HP: <http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g100303a03j.pdf>

- [8] 経済産業省・資源エネルギー庁：「次世代送配電ネットワーク研究会報告書(1)」
HP:<http://www.meti.go.jp/report/downloadfiles/g100426a02j.pdf>
- [9] 電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御調査専門委員会：電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御, 電気学会技術報告 869 号, 電気学会 (2002)
- [10] 関西電力株式会社：「スマートメーターについて」
HP:<http://www.kepco.co.jp/corporate/info/smartmeter/>
- [11] 川崎憲広・大関 崇・大谷謙仁・北村清之・杉原裕征・西川省吾・黒川浩助：「太陽光発電システム変動特性の評価～導入面積・導入数の検討～」, 太陽／風力エネルギー講演論文集, No.51 (2005)
- [12] 川崎憲広・北村清之・杉原裕征・西川省吾・長坂 研・黒川浩助：「集中連系型太陽光発電システムにおける変動特性評価法に関する研究」, 太陽エネルギー, Vol.35, No.1, pp.83-92 (2009-1)
- [13] Y. Morita, M. Honda, T. Kuraoka, Y. Fukasawa, Y. Mitoma, H. Yoshizumi, and H. Hayashiya: “Analysis of Local Smoothing Effect on the PV on Tokyo Station”, Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2012 International Conference on, Poster session(III), No.10, Nagasaki, Japan (2012)
- [14] M. Sengupta and J. Keller: “PV ramping in a distributed generation environment: A study using solar measurements”, Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE, Austin, USA (2012)
- [15] 七原俊也：「太陽光発電の出力変動の平滑化効果 -全天日射強度のスペクトル解析-」, 電力中央研究所報告, R05014 (2006-6)
- [16] 七原俊也・由本勝久・大嶺英太郎・西野慎一・和澤良彦：「異地点の日射変動の間の相関（その1）-相互相関関数を用いた相関の分析方法の提案-」, 平成25年電気学会全国大会, Vol.6, No.123, pp.222-223 (2013)

- [17] 七原俊也・由本勝久・大嶺英太郎・西野慎一・和澤良彦：「異地点における日射変動の短周期変動の間の相関-変動が大きい日における相関の分析-」, 電学論 B, Vol.134, No.4, pp.336-343 (2014-4)
- [18] 村田晃伸・山口 浩・大谷謙仁：「集中配置された太陽光発電の出力変動の一性質」, 平成 18 年電気学会 B 部門大会, Vol.11, No.189, pp.15-16 (2006)
- [19] 村田晃伸・山口 浩・大谷謙仁：「広域的に多数台導入された太陽光発電に関する出力変動幅の推定法」, 電学論 B, Vol.127, No.5, pp.645-652 (2007-5)
- [20] 村田晃伸・山口 浩・大谷謙仁：「集中配置太陽光発電システム群の出力変動ならし効果の一近似法」, 電学論 B, Vol.127, No.11, pp.1190-1198 (2007-11)
- [21] 名古屋洋之・駒見慎太郎・荻本和彦：「相互平滑化効果を考慮した太陽光発電大量導入時の出力変動想定の一手法」, 電学論 C, Vol.131, No.10, pp.1688-1696 (2011-10)
- [22] 山岸良雄・名古屋洋之・駒見慎太郎・藤井康正：「地域偏在による平滑化効果の低減を考慮した太陽光発電出力変動推定手法」, 電学論 C, Vol.131, No.10, pp.1722-1729 (2011-10)
- [23] 名古屋洋之・細川充海・石丸雅章・駒見慎太郎・荻本和彦：「配電線レベルの局所的な範囲におけるならし効果を考慮した太陽光発電大量導入時の出力変動想定手法に関する一考察」, 電学論 B, Vol.133, No.3, pp.255-262 (2013-3)
- [24] 熊澤伸介・加藤丈佳・鈴置保雄・本田信行・小相澤政和・西野慎一：「観測地点周辺の平滑化効果を考慮した中部地域全域におけるアンサンブル平均日射変動特性の推定」, 電気学会新エネルギー・環境／メタボリズム社会・環境システム合同研資, FTE-11-47/MES-11-33 (2011)
- [25] 熊澤伸介・加藤丈佳・鈴置保雄・本田信行・小相澤政和・西野慎一：「天候を考慮したローパスフィルタを用いた空間平均日射変動特性の評価」, 平成 24 年電気学会全国大会, Vol.6, No.016, pp.27 (2012)

- [26] 加藤丈佳・熊澤伸介・本田信行・小相澤政和・西野慎一・鈴置保雄：「観測点周辺の平滑化効果を考慮した空間平均日射変動特性の評価手法の構築」, 平成24年電気学会B部門大会, Vol.13, No.9, pp.1-7 (2012)
- [27] 加藤丈佳・井上貴人・鈴置保雄：「広域多地点における日射変動の独立性を考慮した平均日射変動特性の評価」, 電学論 B, Vol.131, No.1, pp.37-42 (2011-1)
- [28] 加藤丈佳・井上貴人・鈴置保雄：「2地点における日射変動のコヒーレンスとアンサンブル平均値に基づく地点間距離と日射変動独立性との関係評価」, 電学論 B, Vol.131, No.1, pp.29-35 (2011-1)
- [29] 井上貴人・加藤丈佳・鈴置保雄：「日射変動の独立性を考慮した太陽光発電システム群の合計出力変動特性に関する一検討」, 電学論 B, Vol.131, No.1, pp.44-50 (2011-1)
- [30] 加藤丈佳・鈴置保雄：「数 km² 程度の区域における太陽光発電システム群の平均出力変動の推定に関する一検討」, 電学論 B, Vol.130, No.2, pp.214-222 (2010-2)
- [31] 片岡良彦：「電力供給エリアに広範囲に分布した太陽光発電設備群の合計出力の一推定法」, 電学論 B, Vol.133, No.2, pp.174-185 (2013-2)
- [32] 赤塚元軌・原 亮一・北 裕幸・福島知之・坂原淳史・松本孝俊：「距離 10km 以下を対象とした距離と日射量間コヒーレンスの関係分析」, 平成24年電気学会B部門大会, Vol.13, No.180, pp.17-18 (2012)
- [33] 赤塚元軌・原 亮一・北 裕幸・福島知之・坂原淳史・松本孝俊：「10km 四方の領域を対象とした空間平均日射量の変動推定」, 電気学会電力系統技術研資, PSE-13-003 (2013)
- [34] 川崎憲広・宇佐美章・西岡宏二郎・山根宏：「十数 km 四方での日射変動平滑化効果の分析」, 電力中央研究所報告, Q10036 (2011-6)

- [35] 本田一則・駒見慎太郎・川崎憲広：「クリギング法による広域平均日射量把握の遷移仮説による補正」, 平成 26 年電気学会全国大会, Vol.6, No.123, pp.232-233 (2014)
- [36] 安並一浩・佐々木鉄於・井上剛・小西康哉・寺邊正大・鷺尾隆：「時空間クリギングを用いた太陽光発電出力変動分析の基礎検討」, 平成 24 年電気学会全国大会, Vol.6, No.013, pp.21-22 (2012)
- [37] 菊池紘平・七原俊也：「PV 出力の平滑化効果に関する一考察 -自己相関関数を用いた雲のスケール把握と平滑化効果への影響-」, 電気学会電力技術／電力系統技術合同研究会資料, PE-13-39/PSE-13-55 (2013)
- [38] 菊池紘平・七原俊也：「PV 出力の平滑化効果に関する分析 -季節による自己相関関数の違いとその影響-」, 平成 26 年電気学会全国大会, Vol.6, No.092, pp.174-175 (2014)
- [39] 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 (2009-8)
- [40] D. G. Erbs, S. A. Klein, and J. A. Duffie: “ Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation, ” Solar Energy, Vol.28, No.4, pp.293-302 (1982)
- [41] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart, and D. Menicucci: “ A NEW SIMPLIFIED VERSION OF THE PEREZ DIFFUSE IRRADIANCE MODEL FOR TILTED SURFACES, ” Solar Energy, Vol.39, No.3, pp.221-231 (1987)
- [42] 植田譲・日南謙一・植田善延：「PV 大量連系下での配電系統運用の高度化に向けた発電量推定手法の検討」, 平成 24 年電気学会 B 部門大会, No.187 (2012-9)
- [43] 松本孝俊・新山政和・麻生照雄：「電力系統運用における風力・太陽光発電のデータ計測と活用方法」, 平成 25 年電気学会 C 部門大会, TC-10-3, pp.437-439 (2013-9)

- [44] 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 (2014-4)
- [45] 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 (2011-5)
- [46] A. Ishigame, M. Matsuda, and T. Genji: “ A State Estimation Method for Photovoltaic Power Generation using Independent Component Analysis, ” in Proc. The 54th IEEE International Midwest Symposium on Circuits and Systems (MWS-CAS), IEEE, Ta2I-2, Korea (2011)
- [47] 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 (2012-12)
- [48] 吉見浩一郎・石橋直人・飯坂達也・勝野徹・木村友哉・高山聡志・石亀篤司：「独立成分分析を用いた配電系統内の負荷と太陽光出力の推定精度向上に向けた一検討」，平成 25 年電気学会 B 部門大会, No.263 (2013-8)
- [49] 木村友哉・高山聡志・石亀篤司・石橋直人・飯坂達也・勝野徹：「ICA によるオンライン負荷推定におけるカルマンフィルタを利用した補正法」，平成 26 年電気学会全国大会, 6-073, pp.137-138 (2014-3)
- [50] 石橋直人・飯坂達也・勝野徹・木村友哉・高山聡志・石亀篤司：「配電系統における PV 実稼働容量推定方法及びそれを用いた実負荷と PV 出力推定の一検討」，平成 26 年電気学会全国大会, 6-105, pp.199-200 (2014-3)
- [51] 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 (2015-1)
- [52] 近藤純正: 水環境の気象学 -地表面の水収支・熱収支-, 朝倉書店 (1994)
- [53] J. A. Hartigan and M. A. Wong: “A K-means clustering algorithm.”, Applied Statistics 28, 100-108. (1979)

- [54] 新納浩幸: R で学ぶクラスタ解析, オーム社 (2007)
- [55] R. C. Singleton: “Mixed Radix Fast Fourier Transforms, in Programs for Digital Signal Processing”, IEEE Digital Signal Processing Committee eds., IEEE Press. (1979)
- [56] 日野幹雄: スペクトル解析, 朝倉書店 (1977)
- [57] 北川源四郎: 時系列解析入門, 岩波書店 (2005)
- [58] 気象庁: リーフレット「新しい静止気象衛星ひまわり-8号・9号-」
HP: http://www.jma.go.jp/jma/kishou/books/himawari/201507_leaflet89.pdf

本論文に関する原著論文

A. 論文誌

1. 安並 一浩, 鷺尾 隆, “ 堺太陽光発電所の実測データに基づく PV 分布の平滑化効果への影響解析”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol.134, No.10, pp.856-865, 2014 年 10 月.
2. 安並 一浩, 鷺尾 隆, “ 太陽光発電出力変動分析のための時空間減衰モデルを用いた相互相関関数推定手法”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol.135, No.10, pp.613-623, 2015 年 10 月.

B. 国際会議

1. Kazuhiro Yasunami and Takashi Washio, “ An Estimation Method of PV Power Output in Electric Power Systems by using Covariance between Solar Radiation Intensity and Power Flow,” The International Conference on Electrical Engineering 2015 (ICEE2015), ICEE15A-040, July 2015.
2. Kazuhiro Yasunami and Takashi Washio, “ An Accuracy Evaluation of PV Power Output Estimation Method Using Covariance between Solar Radiation Intensity and Power Flow,” The IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies 2015 Asian Conference (IEEE-ISGT-ASIA-2015), 215, November 2015.
3. Kazuhiro Yasunami and Takashi Washio, “ Applicability of a PV Power Output Estimation Method using Low Sampling Rates,” The Seventh JSAI International Symposia on AI (JSAI-isAI 2015), Workshop 6: Time Series Data Analysis and its Applications (TSDAA 2015), ID10, November 2015.

C. 国内会議

1. 安並 一浩, 鷺尾 隆, “自己相関係数を用いた相互相関係数推定手法”, 平成 26 年電気学会全国大会, Vol.6, No.161, pp.303-304, 2014 年 3 月.
2. 安並 一浩, 鷺尾 隆, “太陽光発電出力変動分析のための相互相関係数推定手法の検証”, 平成 26 年電気学会 B 部門大会, Vol.9, No.6, pp.11-12, 2014 年 9 月.