

博 士 論 文

太陽光発電の発電量予測を利用した 配電系統の電圧制御手法に関する研究

A Study on Voltage Control Method of Distribution System

Using Photovoltaic Power Generation Forecasting

小林 浩昭

2020 年 3 月

目次

第 1 章 序論	1
1.1 研究の背景	1
1.2 研究の目的	5
1.3 本論文の構成	5
第 1 章 参考文献	7
第 2 章 日射強度予測の原理	9
2.1 概要	9
2.2 予測地点を含む 2 地点の日射強度を用いた予測	10
2.3 定められた 2 地点, 3 地点の日射強度を用いた予測	14
2.4 複数地点にランダムに配置された地点の情報を用いた予測(提案手法)	19
2.4.1 相関を用いた予測 予測地点との地理的な配置条件	19
2.4.2 強い相関が得られない場合の予測手法	20
2.5 日射強度情報の前処理・後処理	20
2.5.1 前処理・後処理の必要性	20
2.5.2 山型波形の削除 平坦化処理	23
2.5.3 「快晴日標準日射強度関数」の決定	24
第 2 章 参考文献	28
第 3 章 実データに基づく日射強度予測の検証	29
3.1 概要	29
3.2 検証に用いる日射データ	29
3.3 予測条件	29
3.4 予測地点と周辺測定地点	30
3.5 日射強度の平坦化処理	32
3.6 相関係数値の算出	35
3.7 予測結果	38
3.8 考察	41
第 4 章 配電システムモデル	44

4.1	概要	44
4.2	モデルの設定条件	44
4.3	モデルのパラメータ設定	46
4.4	制御条件	47
4.5	配電系統の電圧分布計算および対象時間制御条件	47
第4章 参考文献		48
第5章 配電系統の電圧制御手法		49
5.1	概要	49
5.2	電圧制御の目的および前提条件	49
5.2.1	制御の目的	49
5.2.2	制御を行う際の前提となる条件	49
5.3	電圧制御の手法	50
5.3.1	時刻による一律制御（一律制御）	50
5.3.2	変電所送出電力に基づく制御（送出電力に基づく制御）	50
5.3.3	太陽光発電出力の予測値を用いた制御（提案手法）	51
5.4	電圧計算手法とタップ選択	52
第5章 参考文献		52
第6章 配電系統の電圧制御シミュレーション		53
6.1	概要	53
6.2	電圧制御シミュレーション条件	53
6.2.1	電圧制御シミュレーション	53
6.2.2	太陽光発電出力の設定	55
6.2.3	電圧計算および解列の発生検出	56
6.3	電圧制御シミュレーション	56
6.3.1	時刻による一律制御（一律制御）	57
6.3.2	変電所送出電力に基づく制御（送出電力に基づく制御）	57
6.3.3	予測発電量に基づく制御（予測制御）	57
6.4	電圧制御シミュレーションの結果	57
6.4.1	一律制御	57
6.4.2	送出電力に基づく制御	64

6.4.3 予測制御（提案手法）	70
6.4.4 各制御手法の結果比較	76
6.5 考察	76
6.5.1 理想制御のシミュレーション結果との比較	76
6.5.2 まとめ	85
第6章 参考文献	85
第7章 結論	86
謝辞	88

本論文に付随する研究論文

1) H. Kobayashi and M. Kato, “ “Study on Voltage Control of Distribution Network Using PV Generation Forecasting,” Renewable Energy & Power Quality Journal (RE&PQJ), Vol.1, No.15, pp.261-266 (2017)

2) 小林浩昭 , 加藤政一 「太陽光発電の発電量予測を利用した配電系統の電圧制御手法」, 電気設備学会誌 40 巻 1 号 Vol.40, No.1 , pp.1-9(2020)

第 1 章 序論

1.1 研究の背景

自然エネルギーを利用するシステムの一つである太陽光発電システム（PV 発電）は、火力発電のような化石燃料による発電方法に比べて、エネルギー枯渇問題や CO₂ 排出問題への解決策としての利点がある。一方、発電に使用する設備の占有面積当たりの発電量が少ないという欠点があり、中国やインドなど占有面積における制約が少ない地域においては、大規模な発電装置いわゆるメガソーラ発電所の建設が容易である。一方日本では、利用できる平地が少なく、一般家屋の屋根や屋上を利用した PV システムが主流である⁽¹⁾。

現在、日本国内の電力エネルギーは、80%以上が、化石エネルギー（石炭、石油、天然ガス）と稼働中の原子力エネルギーにより成り立っている。自然エネルギーの一つである水力発電は 7.6%に過ぎない⁽²⁾。また、2011 年の東日本大震災を契機に、地熱エネルギーや再生可能エネルギーの利用には関心が高まっているもののこれらをベースエネルギーに加えるにはまだ問題が多い。

太陽エネルギーを用いた発電は、アメリカなどで利用されている太陽熱を利用した蒸気発生によるタービン方式⁽³⁾もあるが、日本では実用化されておらず、その大半は半導体を用いた太陽電池（ソーラパネル、PV）による発電方式である。PV 発電は、太陽光を直接電力に変換できる特長があり、他の方式と比較した場合、可動部分や機械部品がほとんどなくメンテナンス上有利な手法と言える。太陽電池の汚れや経年変化、制御回路（PCS など）の寿命を考慮しても、一般の家屋に設置できる発電装置として有効な手法である。まとまった平地の少ない日本の国土の利用を考えると、一般家屋の屋根や屋上を利用した効率の良い発電方法と言える。PV を用いた系統連系システムは、まず、各家屋で自家消費した上で、過不足分を系統線経由で補うことが可能であり配電線の損失の点からも有利な手法と言える。

一般に住宅の屋上に取り付けられる PV 装置は 10kW 未満の小規模なものであり、その多くは 3~5kW 程度である。この発電出力の決定は、日本の一般住宅の一日の電力使用量が 20~25kWh であること、屋根面積、日中の電力需要、設置費用やその回収費用などに依存している。系統連系システムでは、太陽光エネルギーが使えない夜間は電力会社から電気を購入し、日中生じた余剰電力は PCS や配電線を通じて売電可能である。したがって、これらの余剰電力は、広範囲の電力確保が目的ではなく、住宅およびその周辺の地域への電力補助的要素が強い。これらのことから、配電系統内で発生した電力は、その配電系統で消費することが前提となるシステムである。

こうした背景から、太陽光発電装置は一部の特殊利用を除き電力会社の電力系統に接続されて利用される場合がほとんどである。当面は系統連携を前提とし、電量の不足分は電

力会社から購入し、余った電力は電力会社に売るシステムが進むものとみられている。

PV 発電は日中でも出力が変動し、夜間は発電しないという特徴を考慮すると、電力会社からの電力供給が不可欠なシステムである。一方電力ストレージ装置（蓄電池等）の利用は、実証実験やシミュレーションなどでその効果が認められており、将来期待されている対策の一つである。しかしながら現状では、価格や設置場所、安全性確保などの点で、普及が進んではいない。加えて、ストレージ装置に蓄えられた電力逆潮流による売電は制度上許されていないため、配電系統全体への安定には効果が薄い。日本では配電系統は、高圧 6600V、低圧 200/100V で構成されている。高圧 6,600V は配電線インピーダンスの影響により、変電所から離れるほど電圧が低下するため配電線全体の電圧バランスを考慮して電圧を調整する必要がある。一方低圧側は複数設置された柱上変圧器により、 $202 \pm 20V$ 、 $101 \pm 6V$ の規定電圧範囲内に納められている。こうした事情から、同一系統に接続された装置の電力需要の変化や PV 発電量の変化により、高圧側、低圧側ともに電圧が変動する。特に配電線末端においては、電圧の変化が顕著になる傾向がある。雨天、曇天時においては電力会社から大半の電力を受けており、この時天候の回復により PV 発電出力が急激に増加すると配電線上の電圧が上昇し規定値を逸脱する危険性がある。このような場合、各 PCS 装置は、その電圧監視機能により出力電力を一時的に下げまたは解列させることで電圧を規定値内に収める対策をとる。しかし、この対策は、本来得られるはずの太陽エネルギーが有効に利用されないことを意味する。

配電線を年単位の長期間で見た場合の電圧調整は、柱上変圧器のタップ選択で可能である。また日々の数時間単位の調整では、変電所出力の送り出し変圧器タップ切り替えで行うことができる。このほか、配電線の電圧安定化には、配電線の太さを太くしインピーダンスを下げ、さらに配電線自動電圧調整器（SVR : Step Voltage Regulator）などの電圧制御装置や電力ストレージ（蓄電池）の利用することなども検討・実用化されている。

太陽光発電の発電出力は、日射強度に依存しておりその発電出力が一定ではなく、日射強度は主に雲の挙動に左右されるため予測が困難であるという特徴を有している。このような不安定な電力を電力系統に接続して運用するには、電力の安定供給を責務としている電力会社にとっては大きなリスクを伴うことになる。そのリスクとは、「急激な電圧上昇を伴うリスク」「急激な電圧低下を伴うリスク」の2点である。

電圧上昇リスクは、その原因が太陽光発電装置によるものであれば、発電装置の解列による対策が可能であり、現在行われている対策の一つである。

電圧低下リスクにおいても、その原因が太陽光発電に起因する場合がある。例えば、晴天時に太陽光発電装置からの逆潮流が発生している場合、変電所からの送出電圧を下げ、電力の有効活用がなされていた場合、直後に予期しない天候悪化が発生した場合が想定される。これは局所的な雷雨（いわゆるゲリラ豪雨）などがその例に相当する。

今後、家屋に取り付けられる、太陽光発電装置いわゆるソーラパネルの普及が進むにつ

れ、配電系統での電圧分布が時間とともに複雑に変化するものと思われる。配電系統の電圧の維持が困難になる。そこで、15～30 分程度先の発電出力の予測が可能であれば、変電所からの送り電圧の調整が効率よく行え、解列の頻度を軽減させることが可能となる。

従来、太陽光の発電出力の予測はいくつかの先行研究があり電力会社としても活用しているが、それは地理的に広範囲、予測時間が数時間から数日と比較的長時間を想定している。これは、電力会社が運営する広範囲の電力需給バランスの運用計画には、局所的なものより運用範囲全体の発電予測がまず必要なためである。また、予測に関しては、日射強度（または日射量、日照時間など）と太陽光による発電量（または発電電力、発電出量）はほぼ同義で使用されており、実用的上の区別はあまりされていない。

広範囲に分散されている PV システムであってもその合計値は平滑効果により局所的な雲の影響が打ち消されるため、気象衛星画像や気象予報（天気予報）の情報で利用できる。時間的にも 3 時間から数日の予測で運用が可能なため、同様に気象情報や気象予報の情報が利用できる。

電力分野での太陽光発電に関する予測では、前述の通り日射強度の予測によるものが多い。日射強度と太陽光発電出力の関係は、ほぼ比例することが知られており、太陽電池の種類や効率・気温・設置角度などを考慮した上で相互に変換が可能である。日射強度予測は、その情報源としては、気象データを用いたものが多く報告されている。予測時間や範囲が一般的に大きい傾向がある。近年気象衛星や通信装置の質が改善され、変わりつつある。局地的な雨量予測（いわゆるゲリラ豪雨）などに利用されつつある⁽⁴⁾⁽⁵⁾。

太陽光発電に関しては、地域による時間的な発電出力の違いやずれの影響を吟味したものがあるが、複数の発電装置の平滑性（平滑効果、ならし効果）による合計電力の推定の研究が多い⁽⁶⁾⁽⁷⁾、この点でも広域での電力値全体の推定を目的としている研究であると言える。

予測には、「時系列上の予測や補間」、「地理的な予測や補間」を用いており一般に両者を組み合わせている場合が多い⁽⁸⁾。また、使われる情報として、「気象衛星画像⁽⁴⁾⁽⁵⁾、地上からのカメラ画像^{(9)~(11)}」によるもの、その他気象観測装置や天気予報を利用したものなどがある^{(12)~(14)}。また、電力会社などによる日射強度観測や太陽光発電装置から得られる情報を用いるものなどがある⁽¹²⁾⁽¹³⁾。

予測や補間方法は、時間的、地理的相似性を利用したものが多いが、長期的な予測では数年間の統計的な情報をもとに行うものがある^{(18)~(20)}。

一方電力会社では、瞬時の電力の需給バランスは周波数や電圧の変化としてとらえることが可能であり、変電所からのタップ切り替えによる電圧調整⁽¹⁸⁾や SVC,SVR などによる電圧調整器の利用も可能であり、最近では、配電線上の蓄電装置利用も提案されている⁽²²⁾。

また、配電線の電圧制御には、需要の予測も必要である。需要予測は人間の生活が関係するため、天候や曜日などの情報を加えて予測される。

将来的には、電気自動車の普及に伴い、蓄電装置としての運用が現実的になれば、配電システムの電圧制御はより容易になる可能性があるものの、配電システムに対する不安定要素が増すことにもなり、電圧制御はより複雑になることも考えられるため、楽観視はできない。

1.2 研究の目的

本研究の目的は、配電線上に接続された個々の太陽光発電の出力を予測し、その予測情報をもとに配電線上の電圧を計算し、その計算値をもとに、変電所の送出電圧調整により、配電線の電圧を規定値内に維持し、太陽光発電装置の解列を避けることにより電力の有効利用をするものである。

1.3 本論文の構成

本研究の最終目的は、太陽光発電の利用効率を高めることである。したがって、太陽光発電の予測は配電系統の電圧制御に寄与するものでなければならない。任意に決めた配電系統上の各地点(ノード)では、検証のための太陽光発電の出力データが得られない。そこで、事前に日射強度情報が得られている地点の中で、最も密集した5地点を選択し、その5地点を配電系統上の電圧測定地点(ノード)として、シミュレーションを行っている。

その上で本論文は、大きく分けて下記2点から構成される。

- ①太陽光発電装置の発電出力を時系列的に予測する手法に関する記述。
- ②配電変電所の送出電圧を制御することにより、配電系統の電圧を規定値に維持し、さらに太陽光発電装置の解列を最小限にとどめる手法に関する記述。

よって、前半の予測に関する記述は、任意地点での予測の形態を保ちながら、後半の電圧制御地点を意識した説明としている。また、15分先の予測を行うという根拠も、最終的に配電系統における変電所送り電圧切替えタイミングが最小15分であるところに関係している。

第1章「序論」では、太陽光発電装置が配電線上に接続された場合の電圧制御手法として本研究の背景、目的を示す。あわせて研究の背景として、太陽光発電の現状、系統連系を行う場合の問題点、先行研究における予測や電圧制御の提案や手法について述べる。

第2章「日射強度予測の原理」では、近距離間に位置する複数の日射強度時系列データの相関係数値を用いて相似性やタイムラグについて検証し日射量の予測手法の基本原理について述べる。日射強度の変化はほぼ雲の移動に起因している。また、過去の研究から、近距離に位置する2地点から得られた日射強度時系列データは時間差を伴うものの、互いにその波形が近似している⁷⁾。この時間差は雲の移動時間を意味しており、これを利用することにより風上の日射強度がわかれば目的地の日射強度を予測することが可能である。本章では、この原理を利用した日射強度の予測手順について述べる。

第3章「実データに基づく日射強度予測の検証」では、実測された、広範囲にわたる複数の地点の時系列日射データを用いて、前章アルゴリズムを適用し目的地点の日射強度を

予測する。これにより、予測の確度や本手法の限界について明らかにし検証する。測定地点として 35 か所を選択し、日射強度の時系列データから、1 地点の日射強度を予測する。あらかじめ、予測地点と周辺地点の日射強度の相互相関を求め、最も相関が高いものを抽出し、その時間差を求めこれらの情報により目的地の日射強度を予測し検証を行う。

第 4 章「配電システムモデル」では、電圧制御を行うためのモデルの構築条件について述べる。配電線上の電圧分布は、「変電所送出電圧」、「柱状変圧器のタップ設定」、「配電線上の需要電力」、「配電線上の太陽光発電出力」、「フィーダのインピーダンス・長さ（距離）」に依存する。これらの条件を考慮した上で、収束計算を用いることによりフィーダ上の電圧および、柱上変圧器通過後の低圧系の電圧を時系列データとして算出する。

第 5 章「配電システムの電圧制御手法」では、太陽光発電出力を変電所送出電圧の制御を行い、配電線上の電圧制御アルゴリズムについて述べる。

第 6 章「配電システムの電圧制御シミュレーション」では、実際に予測された太陽光発電出力を、配電システムモデルにおいて適用し、変電所送出電圧制御をシミュレーションし、その効果について従来の制御手法と比較し、検証・評価を行う。

第 7 章 では、結論として、太陽光発電の予測を用いた配電線上の電圧安定化の効果について述べ、有用性や今後の課題について述べ総括する。

第 1 章 参考文献

- (1) “TOP 5 LARGEST SOLAR POWER PLANTS OF THE WORLD”
<https://www.solarinsure.com/largest-solar-power-plants> (参照 2020-01-31)
- (2) “2018 年(暦年)の国内の自然エネルギー電力の割合(速報)”
<https://www.isep.or.jp/archives/library/11784> (参照 2020-01-31)
- (3) “Ivanpah Solar Electric Generating System, California”
<https://www.nsenergybusiness.com/projects/ivanpah-solar-electric-generating-system/> (参照 2020-01-31)
- (4) 齋藤哲彦, 佐々木寛介, 板垣昭彦, 宇都宮健志, 山口浩司, 「ひまわり 8 号データを用いた衛星推定日射量における雲・積雪判別の初期検討」電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) Vol. 138 No.6 pp.460-465(2018)
- (5) SUZUE Hirosh ,IMAI Takahito, MOURI Kouki, “High-resolution Cloud Analysis Information derived from Himawari-8 data METEOROLOGICAL SATELLITE CENTER TECHNICAL NOTE, No 6 1 , MARCH, 2016
- (6) 名古屋洋之, 駒見慎太郎, 荻本和彦, 岩船由美子, 「ならし効果を考慮した出力変動想定手法におけるパラメータが太陽光発電大量導入時の想定結果に与える影響に関する一検討」電気学会論文誌 B Vol. 134 (2014) No.4 pp. 296-303
- (7) 大関崇, 高島工, 大谷謙仁, 菱川善博, 興水源太郎, 内田恵久, 荻本和彦, 「太陽光発電の広域的ならし効果に関する分析・評価」電気学会論文誌 B Vol. 130 (2010) No.5 pp. 491-500
- (8) 安並一浩, 鷲尾隆, 「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, Vol.135, No.10, pp.613-623 (2015)
- (9) 栗本宗明, 加藤丈佳, 鈴置保雄, 「天空画像を利用した半径数 km²内の空間平均日射強度リアルタイム推定」, 電気学会論文誌 B, Vol.134, No.6, pp.510-517 (2014)
- (10) 子安拓夫, 雪田和人, 後藤泰之, 一柳勝宏, 「全天雲画像のデータ解析—明度値による日射強度の変化量予測—」, 電気学会平成 28 年電気学会電力・エネルギー部門大会 No.119, pp.1-3-3-1-3-4 (2015)
- (11) Ricardo Marquez, Carlos F.M. Coimbra, “Intra-hour DNI forecasting based on cloud tracking image analysis” Solar Energy 91 (2013) 327-336
- (12) 嶋田尊衛, 黒川浩助, 「天気予報と天気変化パターンを用いた日射予測」電気学会論文誌 B Vol. 127(2007) No.11 pp. 1219-1225
- (13) 加藤丈佳, 原田幹治, 鈴置保雄, 本田信行, 小相澤政和, 西野慎一, 「空間平均日射変動特性の統計的評価におけるアメダス日照時間データの有用性」電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) Vol.134No.4pp.34-352(2014)
- (14) 平田飛仙, 今村誠, 菅野幹人, 撫中達司, 「アメダスデータを用いた日射量推定手法

- の検討」平成 25 年電気学会全国大会 6-126 pp.228-229 (2013)
- (15) 松本隼, 山中直明, 石井大介, 岡本聡, 大木英司, 山中直明, 「スマートグリッド環境において気象観測情報を用いない高精度な短期的太陽光発電出力予測手法の提案」, 電子情報通信学会論文誌 B, Vol.J94-B, No.10, pp.1373-1382 (2011)
- (16) 工藤満, 竹内章, 野崎洋介, 遠藤久仁, 角田二郎, 「エネルギーネットワークにおける太陽光発電予測技術」電気学会論文誌 B Vol. 127(2007) No.7 pp. 847-853
- (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—」, 電気学会論文誌 B, Vol.134, No.4, pp.336-343 (2014)
- (18) 原亮一, 「電力システムの需給運用に関わる時系列データの解析・予測技術」, 電気学会論文誌 B, Vol.134, No.4, pp.276-279 (2014)
- (19) H. Kobayashi and J. Arai, “Short-term Forecast for Photovoltaic Power Generation with Correlation of Solar Power Irradiance of Multi Points” , Recent Researches in Electrical Engineering (WSEAS) pp. 89-94 (2014)
- (20) H. Kobayashi and M. Kato, “Study on Voltage Control of Distribution Network Using PV Generation Forecasting” International Conference on Renewable Energy & Power Quality Journal, (ICREPQ’ 17) , Vol.1, No.15, April 2017, pp. 261-266
- (21) 野崎紘平, 加藤政一, 「送出電圧制御を考慮した太陽光発電大量導入時の確率的電圧評価」電気学会電力技術/電力系統技術合同研究会, PE 14084, 13-18, 2014-09-24
- (22) 関崎信也, 青木睦, 鵜飼裕之, 重藤貴也, 佐々木俊介, 「太陽光発電大量導入時における小容量蓄電池群を用いた配電系統電圧制御手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.133, No.5, pp.439-448 (2013)

第 2 章 日射強度予測の原理

2.1 概要

日射強度の予測は太陽光発電出力の予測を目的としている。日射強度の 1 時間以内の短時間予測手法に関しては、雲画像を用いる手法や周辺で観測された日射強度パターンの相似性を用いる手法などが提案されている^{(1)~(8)}。本研究では、周辺から得られた日射強度の時系列データの相互相関係数値を用いた手法を用いている⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾。

予測対象とする地点とその周辺の日射強度や太陽光発電出力の時系列データは、相互に類似した波形になることが多い。類似性を判断する場合は、雲の影響による時間的なずれを考慮する必要がある。類似の程度は相関係数値で示すことができ、その日の天候や風向き、相互距離などに依存する。雲が移動する際、形状の変化が少ないほど 2 波形は一致する。筆者らは先行研究で雲の移動を考慮し、風上の日射パターンが風下において数分遅れで出現する傾向がある点を利用して予測する手法を提案した⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾。これらの検討では、近距離の日射強度パターンの一致具合や時間的なずれを相関係数値で示している。

本研究では、これを拡張し、予測目的地とその周辺に点在する複数地点から得られた日射強度との相互相関係数値を得ることにより、近似した日射強度波形をランク付けし、日射予測に最も信頼できる順に採用し予測を行っている。予測に用いる地点は、通常の観測地点であり、距離、方向ともに規則性はない。相互の相関を求めることにより得られる情報は、「相関係数値」のほか 2 つの時系列情報間相互の「遅れ時間」である。

「相関係数値」は 2 波形の一致度を示す値であり、予測情報としての信頼度を示す。一方、「遅れ時間」は、雲の移動時間を示すものである。これらを総合的に利用することにより、当該地点の日射強度を予測するものである。

2.2 予測地点を含む2地点の日射強度を用いた予測

先行研究での手法⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾「2地点から得られた日射強度情報から日射強度を予測する」原理について述べる。図2-1に示すように、2地点を結ぶ方向は、雲の移動方向と一致しているものとし、また、地点Aは風上、地点Bは風下に位置しているものと仮定する。また、それぞれ2地点からは、時系列の日射強度がリアルタイムで順次得られるものとし、得られた時系列日射強度をそれぞれ波形A、波形Bとする。

波形Bが波形Aに対して時間軸で τ の遅れがある全く同一の波形であったとする。

波形Bの直前波形を適切な時間の時間窓（ウインドウ）で切り取り、波形Aの過去の波形すべてと時間をシフトしながら（時間をさかのぼりながら）相関係数値を順に求めると、 T の時間さかのぼった点で最大値1になり、この時2波形が同一形状であることがわかる。この原理を利用して、2波形の時間的なずれを検出することが可能である。このずれ時間 T_{A-B} は雲の移動時間に相当し、また、その時の相関係数値は2波形の一致の度合いを示すことになる。

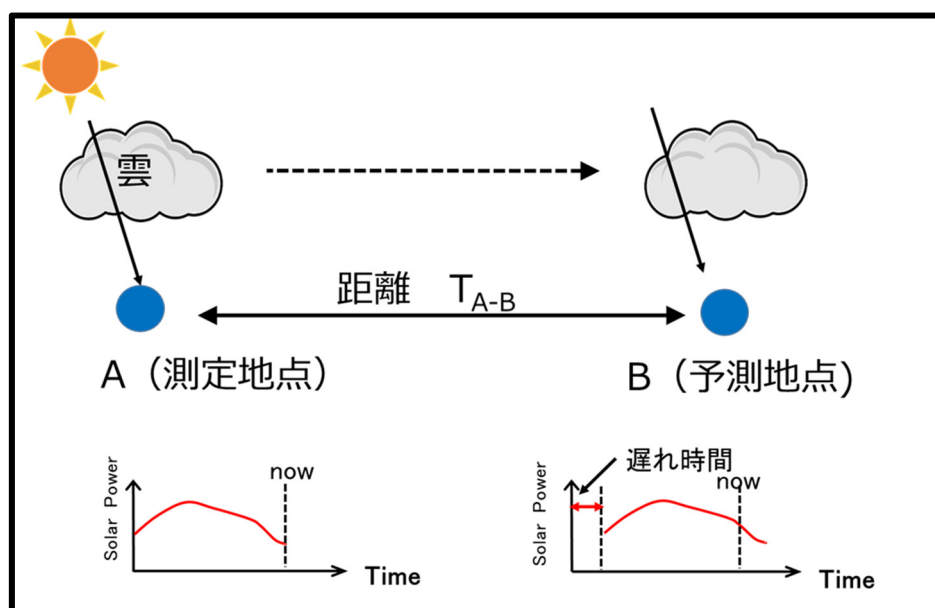


図2-1 2か所のデータの比較

予測例

図2-2に、実測値により2地点からの波形の時間差を求める例を示す。

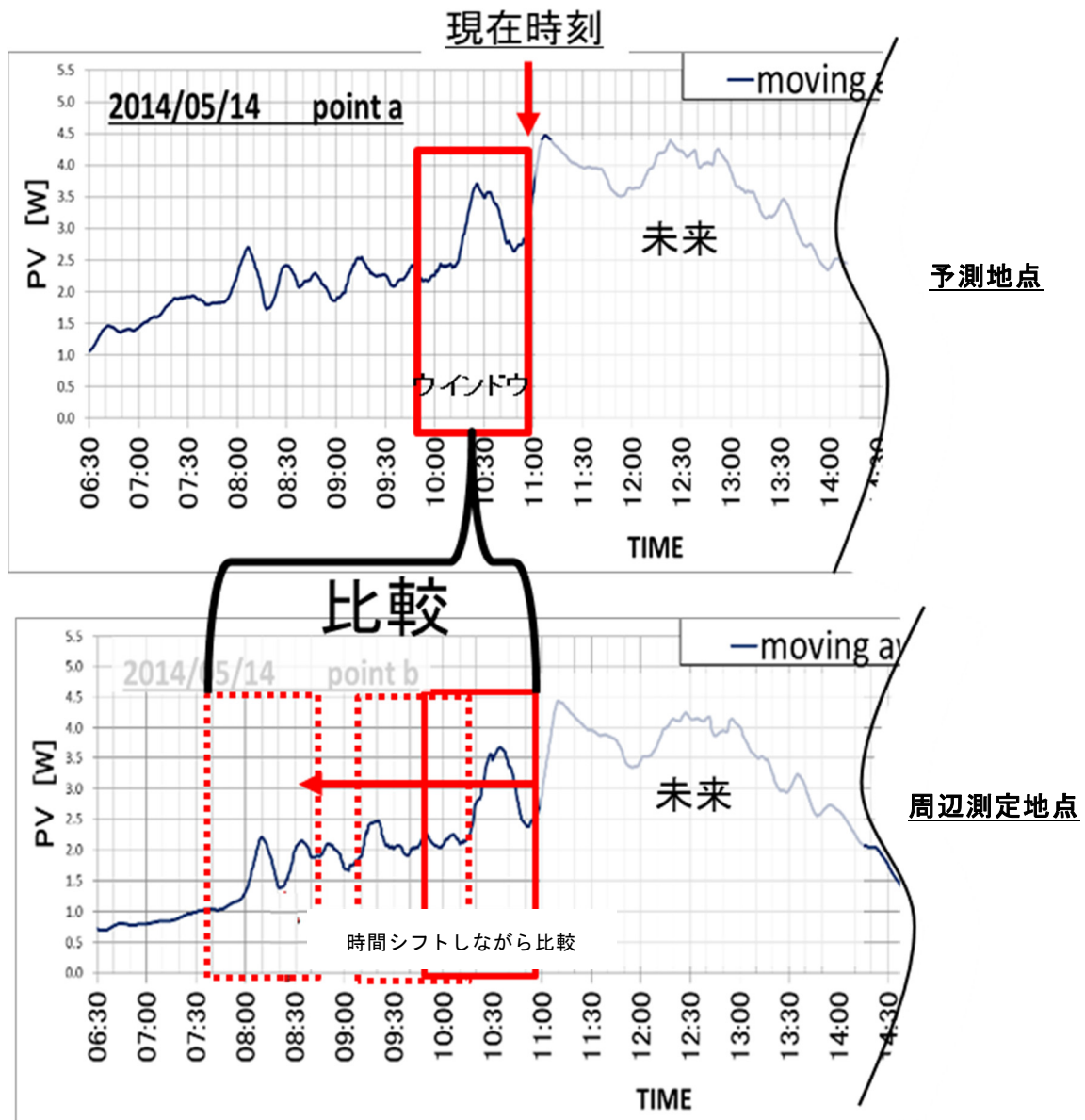


図2-2 2か所のデータの比較

現在時刻において、直前の過去に一定時間の幅を定める。これをウインドウ（窓）と呼ぶ。ウインドウ内の日射データと、周辺測定地点の過去データを比較し相関係数値を求める。比較する周辺測定地点の過去データの時間軸を順次さかのぼりながら、それぞれの相関係数値を算出する。この一連の動作で、シフトした時間とそれぞれの相関係数値が得られる。

最も高い相関係数値が得られたシフト時間は、波形の遅れ時間を意味する。
また、得られた最大相関係数値は、2 波形の一致の程度を意味する。

2 地点から遅れ時間を利用し予測する場合の問題点

2 地点で得られた情報から日射強度を予測する際の問題点を以下に挙げる。

- ①「雲の移動速度の変化に対処できない」
- ②「雲の移動方向の変化に対処できない」
- ③「雲の形状変化に対処できない」
- ④「2 波形の時間差を超える予測ができない」

問題点①「雲の移動速度の変化に対処できない」の原因と対策

2 波形の過去情報からえられた時間差は、過去の雲の移動時間を示しているが、これが未来の移動時間と一致するとは限らない。前節の例では、午前中 1 回のシフト時間差算出で 1 日分の時間差として適用しており、後半に行くほど誤差が生ずる原因となっていると考えられる。対策としては、時間差の計算を逐次行い順次更新していく手法が考えられる。

問題点②「雲の移動方向の変化に対処できない」の原因と対策

2 波形の日射強度情報は必ずしも雲の移動方向と一致していない。雲の移動ベクトル成分が 2 地点の方向にあれば、予測に寄与できる可能性があるが、2 地点の方向と雲の移動方向が最悪垂直方向であった場合、2 波形の分析からは、時間差が得られない。この場合、この時刻において、定まったこの 2 地点からは、予測に使用できる情報は得られないことになり、有効な手立てはない。

問題点③「雲の形状変化に対処できない」の原因と対策

2 波形から得られる情報は、時間差と風上の情報だけである。予測地点の日射強度情報には、未来の情報は含まれていない。したがって、予測には、風上地点 A の日射強度を、時間差を考慮してそのまま使用するほかはない。実際には雲の形状は移動とともに変化するために日射強度の波形も相似形とはならない。予測地点では予測値と実測値とを比較し、雲形状の変化を類推することは可能であり、これを未来の予測に利用できる可能性はあるものの、有効な手段ではないと言える。

問題点④「2 波形の時間差を超える予測ができない」の原因と対策

2 波形から得られる時間差は雲の移動時間に相当する。この時間より先の予測はできない。さらに先の時間を予測するためには、2 地点間距離を長くする必要があるが、距離を長くするほど 2 波形の相関がくずれ信頼度が低下する危険性が増す。これは、雲の形状が変化しながら

移動することに起因する。ただし，上記①で示したように，相関係数値計算を順次行うことにより，常に更新された時間差分を利用する予測手法は可能である。

2.3 定められた2地点、3地点の日射強度を用いた予測

測定地点があらかじめ決定されている2地点から外側の別の地点を予測する手法、または予測地点を含む3地点の日射強度を用いた予測手法について以下に述べる。

2地点

前節の手法「予測地点を含む2地点の日射強度を用いた予測」では、測定地点のうち風下の1地点を予測している。2地点の距離が短い場合、時間差が短くなり予測時間が短くなる欠点がある。そこで図2-3で示すように、予測地点を測定地点の外側に配置し、数学的な外挿による予測手法を提案した⁽¹⁾⁽²⁾。地点A、地点Bは測定地点、地点Cは予測地点であり、3地点は同一直線にあり、事前に地理的な距離が分かっているものとする。3地点の距離関係は、 L_{AB} 、 L_{AC} とする。前提として、「雲の移動速度が、位置・時刻によらず一定である」と仮定している。

2地点のから得られた波形Aと波形Bから前述の手法を用いて波形の時間差を求める。地点Aから地点Bに移動した雲は、そのままの速度で地点Cに到達する。地理的条件から、地点Cにおける予測波形が算出可能であり、数学的には、長時間・長距離の予測が可能となる。実際には、相互の距離が長いほど、雲の形状変化による信頼度の低下が発生する。

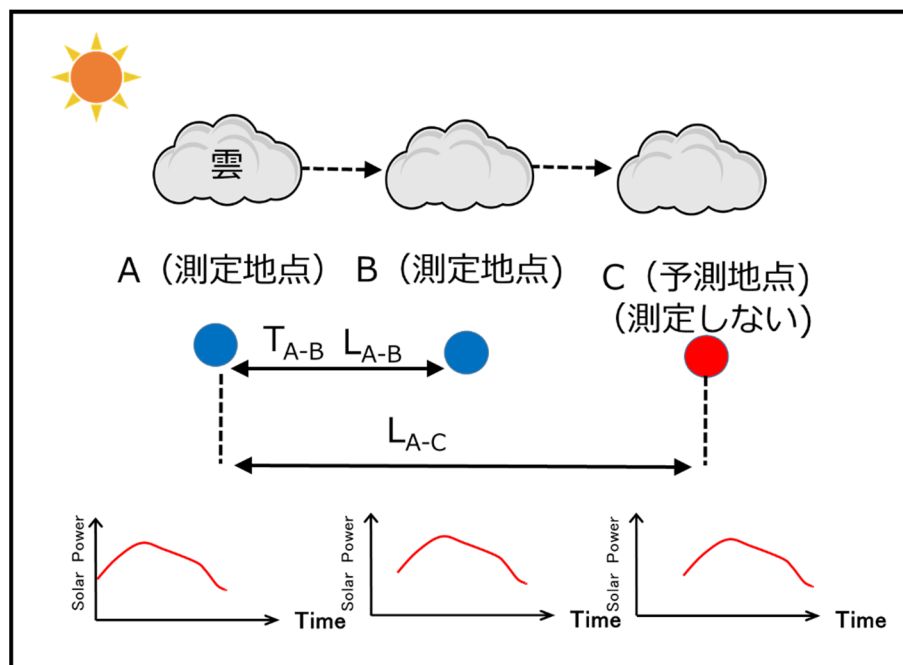


図 2-3 2 地点データを用いた予測（外挿）

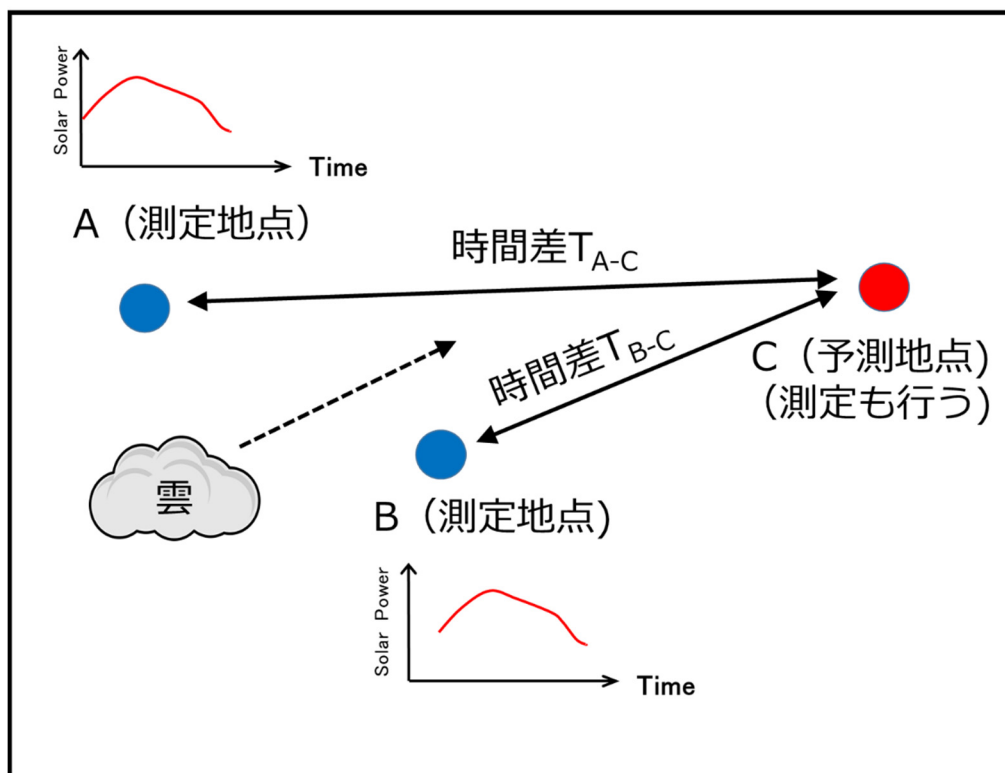


図 2-4 3 地点データを用いた予測

3 地点

前述の 2 地点で日射強度を得る外挿型手法は、予測地点での日射強度情報を用いない方式であるため、予測値の修正や検証などが困難である。しかし実際には、予測地点においても日射強度情報を取得している場合が多く、この情報を含めた 3 地点から日射強度情報が得られる場合の予測方式について述べる。

図 2-4 に位置関係を示す。3 地点から得られる情報からは、その組み合わせから、3 種の時間差情報が取得され、いくつかの予測解が生ずることになる。予測値の決定には次の方式が考えられる。ここでは、3 点が同一直線上に配置されていない場合として説明を行う。

・近距離優先型

近距離からの情報は、より信頼度が高いため遠方の情報は無視し予測を行う。まず短時間予測を近地点からの情報のみで予測を行う。それでも目的とする予測時間が満たされない場合は、続きの時間を、次に距離の近い位置からの情報を用いて順次予測していく方式である。計算には、距離情報は使用せず、相関係数値が最も高い地点の情報から使用することにより、距離の情報の代用としている。

特徴は、予測時間が短い期間は、信頼が高い予測が可能である反面、1 地点からの情報を信頼するため、局地的な情報（測定地点のみに発生した雲、霧、煙、鳥、飛行機などの影響）に

左右される危険性がある。また、予測値の切り替わりが発生するためデータのつなぎ目があり時間軸に対して不連続になることがある。予測値の利用の際注意が必要となる。

- ・距離による信頼度按分型

可能な限り、すべての地点の情報を使う方式である。予測時間が短い予測は、近地点、遠地点すべての情報を用いて予測を行う。この場合、予測日射強度が複数生成される。信頼度の高い近距離からの情報には、重みを付け、遠距離からの情報と合成する。重みの係数は、目的地との距離によって決定させるが、筆者の先行研究においては距離の逆数に比例させる方式を採用している⁽⁹⁾。

特徴、近距離においても、複数地点の情報を使用するため、局地的な情報が平準化され影響が軽減される。前述の方式に比べて、予測情報のつなぎ目が滑らかになる傾向がある。一方で最適な重み係数の設定が天候により異なり、近距離からの信頼度の高い予測値が生かされない可能性がある。

3 地点を超える地点の場合

前述の方式は測定地点が3地点を超える場合であっても可能である。ただし、得られる情報は予測地点に対して風上であり、未来の情報が含まれていることが前提となる。

測定地点5地点（地点A～地点E，うち地点Eは予測地点を兼ねる）を用いて予測地点Eの日射強度を予測した例を図2-5に示す。例では、8:00台の時間差情報をその後の予測時間すべてに用いている。予測値の合成には式(2.1)の「距離による信頼度按分方式」を使い、重み係数は距離の逆数に比例する値を用いている。最終結果を図2-6に示す。

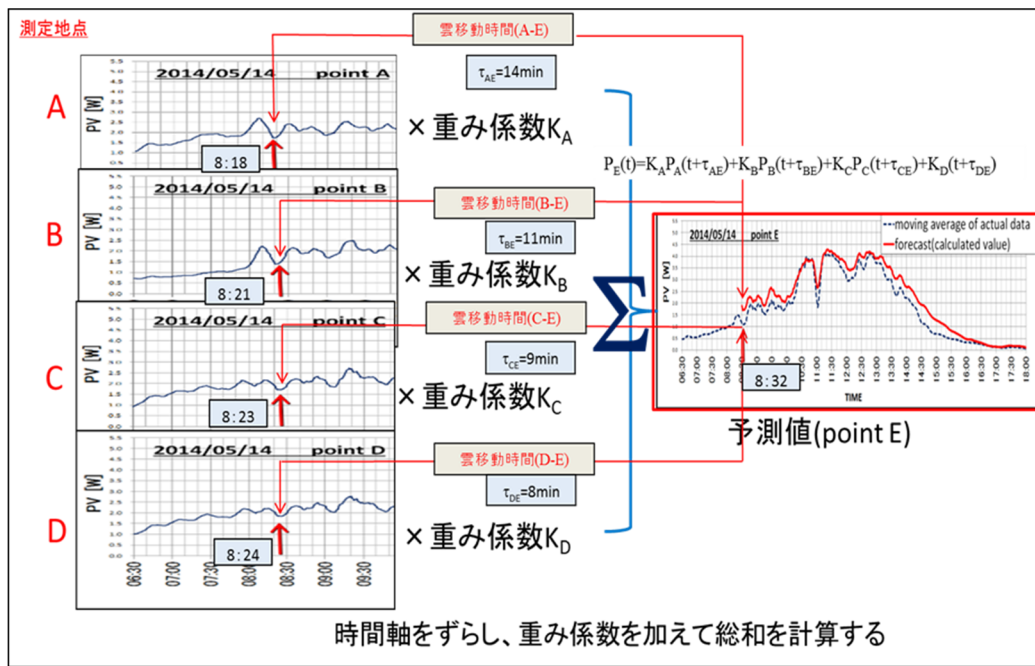


図 2-5 時系列発電量の予測計算の概念図

$$P_E(t) = K_A P_A(t - \tau_{AE}) + K_B P_B(t - \tau_{BE}) + K_C P_C(t - \tau_{CE}) + K_D P_D(t - \tau_{DE}) \quad (2.1)$$

ただし

$P_A(t), P_B(t), P_C(t), P_D(t)$: 日射強度（または太陽光発電出力）

K_A, K_B, K_C, K_D : 距離の逆数に基づく重み係数, (ただし $K_A + K_B + K_C + K_D = 1$)

$\tau_{AE}, \tau_{BE}, \tau_{CE}, \tau_{DE}$: 時間差

$P_E(t), P_A(t), P_B(t), P_C(t), P_D(t)$: 各地点の日射強度（または太陽光発電出力）

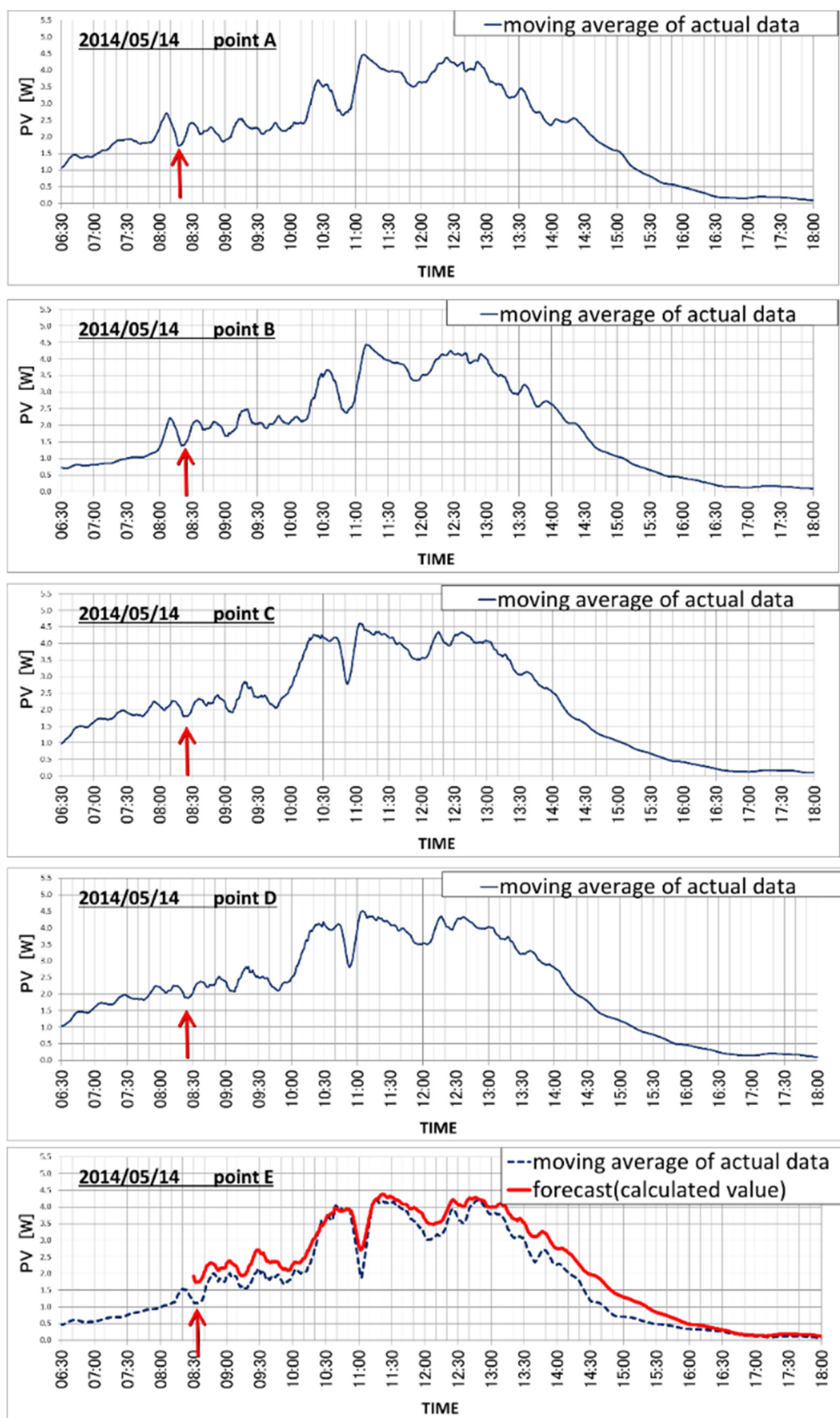


図 2-6 5 地点測定による予測例

2.4 複数地点にランダムに配置された地点の情報を用いた予測(提案手法)

以下に、本研究で提案する日射強度予測手法について述べる。

2.4.1 相関を用いた予測 予測地点との地理的な配置条件

図2-7に示すように、日射強度予測地点Aと周辺に位置する複数の日射強度測定地点B, C・・・として複数定める。予測地点Aにおいても、周辺と同様に日射強度を測定しているものとする。また、前述までの条件と同様に、それぞれの地点の日射強度情報はリアルタイムで得られているものと仮定する。

提案するこの手法は、前述の2地点, 3地点, からの情報を用いた予測を拡張した方式であり、雲の移動方向にも対処可能である。以下にその手順を示す。

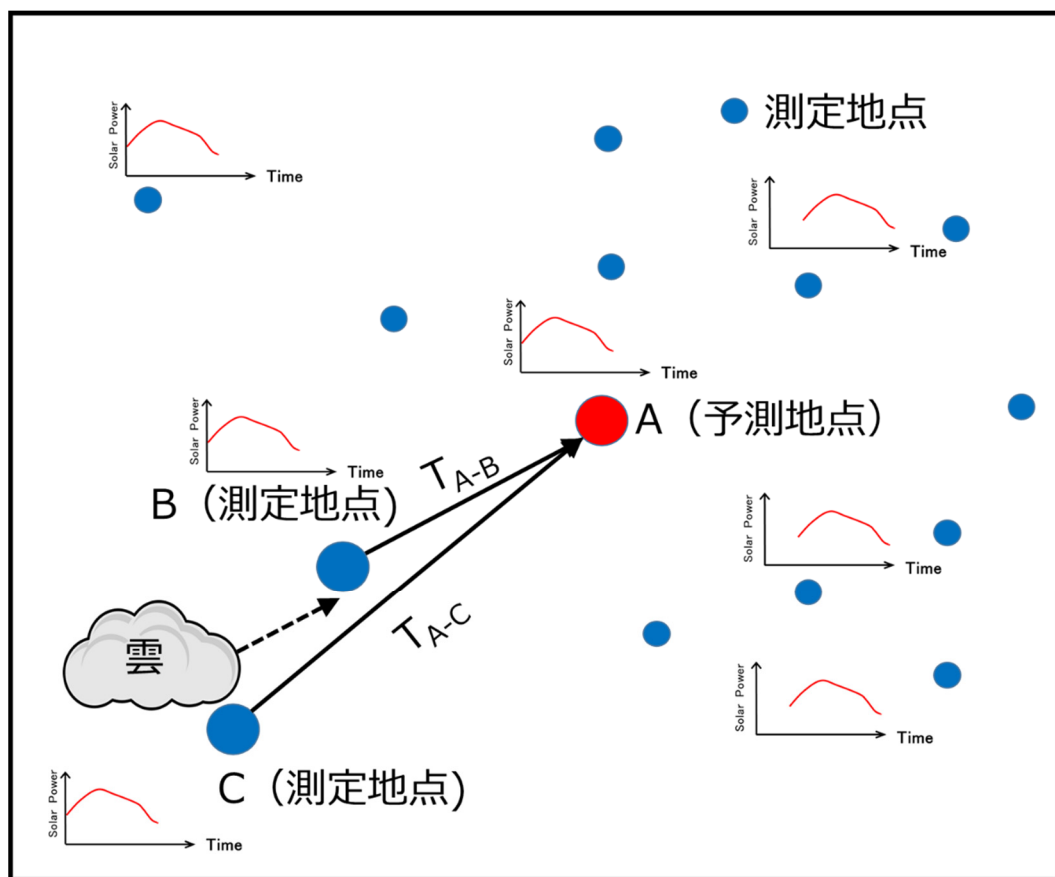


図 2-7 複数地点データを用いた予測 (提案手法)

手順1 地点Aの過去データと地点B, C・・・の過去データについて、前述の手法により波形の相関係数値をすべて計算により求め、相関係数値最大値と波形の時間差Tを求めておく。

手順2 得られたn個の相関係数値と時間差の中から最も相関係数値が1に近いものと対応

する時間差 T を選択する。（例：地点 B, T_{A-B} ）

手順 3 選択した, T を用いて, 前述「2 地点から予測する手法」の原理により, 予測地点 A の予測を行う。

手順 4 手順 3 を用いても目的の予測時間に達しない場合は, 2 番目に相関係数値が大きい地点の時間差 T を選択し, 続きの時間の予測を行う。（例：地点 C, T_{A-C} ）

これら 4 手順をくり返し, 予測目的に達する時間まで繰り返す。

この予測手法は, 周辺のすべての地点との相関係数値を事前に求めておくことにより, その相関係数値と間接的に時間差から風上風下を判断しているため, 人為的な操作による判断が不要である。

2.4.2 強い相関が得られない場合の予測手法

取得した日射強度情報から目的とする予測時間が得られない場合が想定できる。2 波形の相互の相関を計算した場合, 時間軸を移動しても顕著なピークが得られない場合やその相関関係が弱い場合は, 2 波形は近似していないものと判断し近似による予測値を用いず, 直前に予測した日射強度の最終値を予測値として代用する。

2.5 日射強度情報の前処理・後処理

各地で測定された日射強度の情報は, 予測計算を行う前に, 日射強度値を変換する「前処理」, と予測完了後に再び元に戻す「後処理」を行う。

2.5.1 前処理・後処理の必要性

各地で測定される日射強度や太陽光発電出力の時系列波形は, 快晴日には, 正午を中心とした山型波形になる (図 2-8)。この波形は, 太陽軌道による太陽光の入射角度の変化によるものである。決定する要因には, 「測定地点の緯度または経度」, 「季節による太陽高度・太陽方位」, 「地球の大気層による太陽エネルギーの吸収」, 「日射測定センサや太陽電池の設置角度」, 「地球の自転や軌道による均時差など」がある。

本研究で, 日射強度を予測する場合, 最低 2 地点からの日射強度を必要とし, それらは同じ条件で測定されていなければならない。

図 2-9 で示すように, 経度の異なる 2 地点から得られた 2 種類の日射強度情報は, ともに雲の移動の影響を受け日射が変化する。同一の雲による影響である場合は, 2 つの波形は時間差を伴った同一波形になることが望ましい。一方で南中時刻は地域差がほとんどなく同時刻であり, さらに実際には, 雲の形状が変化し, また, 地域によって反射や樹木,

鳥などの影による影響などがある（図 2-9）。

事前調査から、快晴時や雨天時など雲の変化が少ない日の日射は、2 地点の相関係数値を用いた時間差検出は南中時刻の差の検出になる場合が多く、雲による日射強度変化が困難であることが判明している。理由は太陽高度による山型の日射強度変化が雲による日射強度の変化に比べて支配的な点にある。2 波形の比較に用いる、時間窓（ウインドウ）の時間が 30 分～60 分の短時間であってもこの現象は発生する。そこで、太陽軌道の変化による日射強度の山型波形を事前に削除する必要がある。

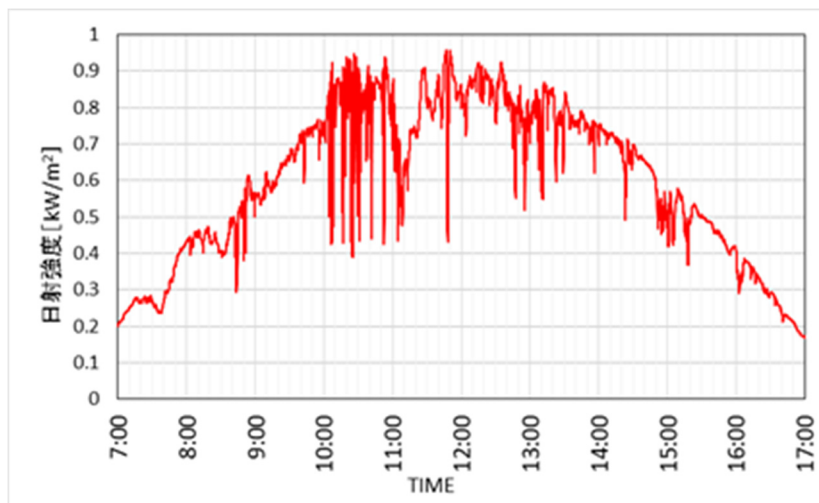


図 2-8 日中の日射強度変化の例

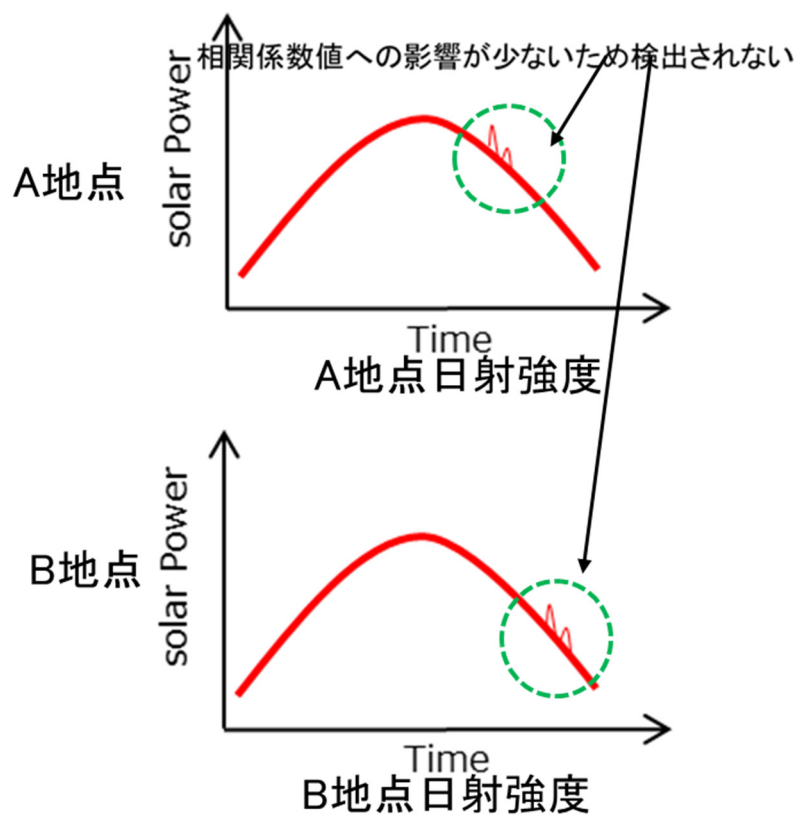


図 2-9 微小な日射強度の変化

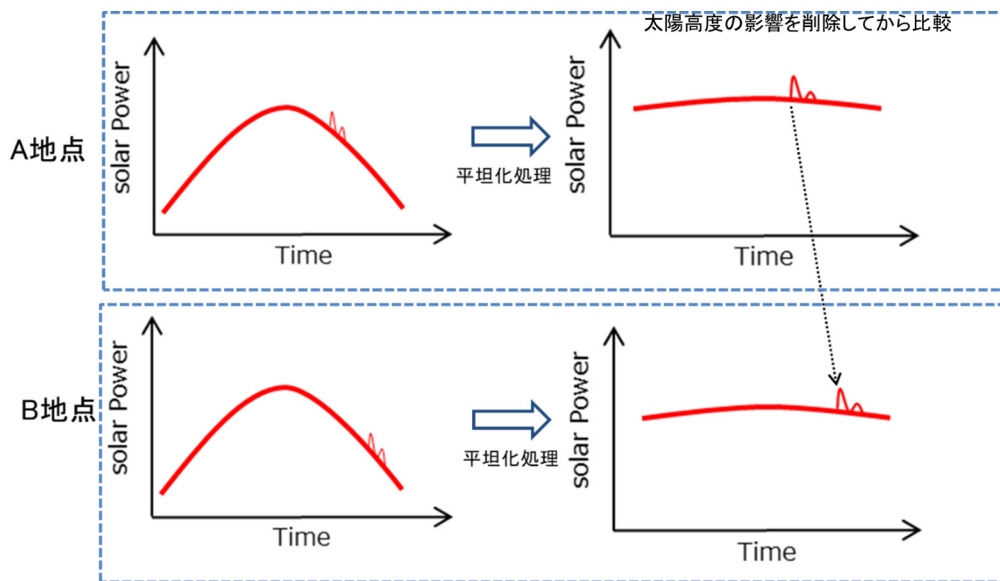


図 2-10 平坦化処理後に 2 地点の相関係数値を計算する

2.5.2 山型波形の削除 平坦化処理

太陽位置による山型波形の影響を除去する手法は、周波数成分の違いを利用して、数学的にハイパスフィルタなどを用いて分離する手法もあるが、本研究では、快晴時との比を求める手法を用いて行い、これを「平坦化処理」と呼ぶ。この処理は日中の太陽強度を数学的に一定に変換する処理であり、結果として、雲の影響による日射強度の変化のみが浮きあがることになる（図 2-10）。以下にその手順を示す。なお実例は第 3 章に示す。

平坦化処理手順

①過去の晴天時の日射強度波形から山型曲線への近似式「快晴日標準日射強度関数」へ置き換える。

近似式には式 (2.2) を用いる。

$$I_f = A \cdot \cos \{B(t + t_1)\} \quad (2.2)$$

I_f : 算出日射強度

t : 時刻変数(1日を1とした値。例えば正午は0.5となる)

t_1 : 南中時刻補正変数(南中時刻が正午であれば0となる)

A, B : 係数

t_1 の南中時刻に関する数値は、測定場所、季節の影響で正午(12:00)から数分ずれる場合があるため変数として扱う。

晴天日、対象時間内範囲において式(2.2)の算出日射強度 I_f と実際の測定値 I_o との差の合計が最も小さくなるように A , B , t_1 を求める。

実際の測定値 I_o の決定は、当該地点、当該日、の快晴時の実測値であることが理想であるが、この値の決定については、後述する。

②平坦化处理

測定された、日射強度データは式(2.3)を用いて変換を行う。快晴日のデータである場合は、日中はほぼ数値は1のフラットな波形に変換される。

日射強度の比を計算したため、変換後の数値は無単位であるが、日本の標準日射強度が約 1 kW/m^2 であるために⁽¹¹⁾、後述の太陽光発電出力への換算時には、そのまま数値に kW/m^2 を付して、南中高度時の値としている。

$$P = \frac{I_f}{I_o} \quad (2.3)$$

P : 比率 (そのまま kW/m^2 を付して補正後の日射強度として扱う)

I_f : 算出日射強度 kW/m^2

I_o : 測定日射強度 kW/m^2

時刻毎に、実測日射強度と近似式日射強度から、式(2.3)により日射強度を計算する。

この処理により晴天の場合には、時刻によらず1に変換される。この P の値の単位を kW/m^2 とすることにより、日本の標準的な晴天時の正午の日射強度に変化される。

③逆平坦化处理

太陽高度角度方位角度による相関係数値への影響除去のために行った平坦な日射強度を予測地点での時間に合わせて元の山型波形に戻す。これを逆平坦化处理として、予測地点用の「快晴日標準日射強度関数」でもとに戻す後処理を行う。

2.5.3「快晴日標準日射強度関数」の決定

快晴時の日射強度を「快晴日標準日射強度関数」に置き換えて実データとの比を求める方法は、比較的単純であり、計算に要する時間も短い。この手法で1年間通じて前処理/後処理を行う際に考慮すべき点がある。

1日の日射強度は快晴日の場合、正午を中心とした山型波形になるが、厳密には、日本の標準時刻(日本標準時)を基準に測定した場合、南中時刻(太陽高度が一番高いときの時刻)は12:00にはならない。この要因は、標準時刻と目的地点の地理的な位置関係による経度の差の影響もあるが、同一地点であっても、年間を通じてプラス・マイナス約15分

のブレが生ずる均時差がある。厳密には、位置、日付ごと関数が用意されている必要がある。以下に「快晴日標準日射強度関数」の設定について考慮すべき点を示す。

季節（日付）による影響

毎日の太陽軌道（主に太陽高度）の変化に伴い、厳密には「快晴日標準日射強度関数」は一年分を準備することが望ましい。

位置（緯度・経度）の違いによる南中時刻への影響

測定地点の違いは、特に経度の違いによる影響で南中時刻に差が生じるため、測定地点ごとに「快晴日標準日射強度関数」が準備されることが望ましい。

日本の緯度を北緯 35 度とした場合、南中高度の時刻差は東西 2 地点間の距離が 20km の場合、約 53 秒である。上空の雲の速度を 50km/h と仮定した場合、雲の到達時間は 24 分であり、時間差に 3.7%程度の誤差が生ずることになる。

均時差による南中時刻への影響

均時差は太陽の軌道，地球の傾き，自転などの影響によるものである。年間を通じてプラス・マイナス約 15 分のブレが生ずることが分かっている。この点からも，1 年分の関数を用意することが望ましいと言える（図 2-8）。

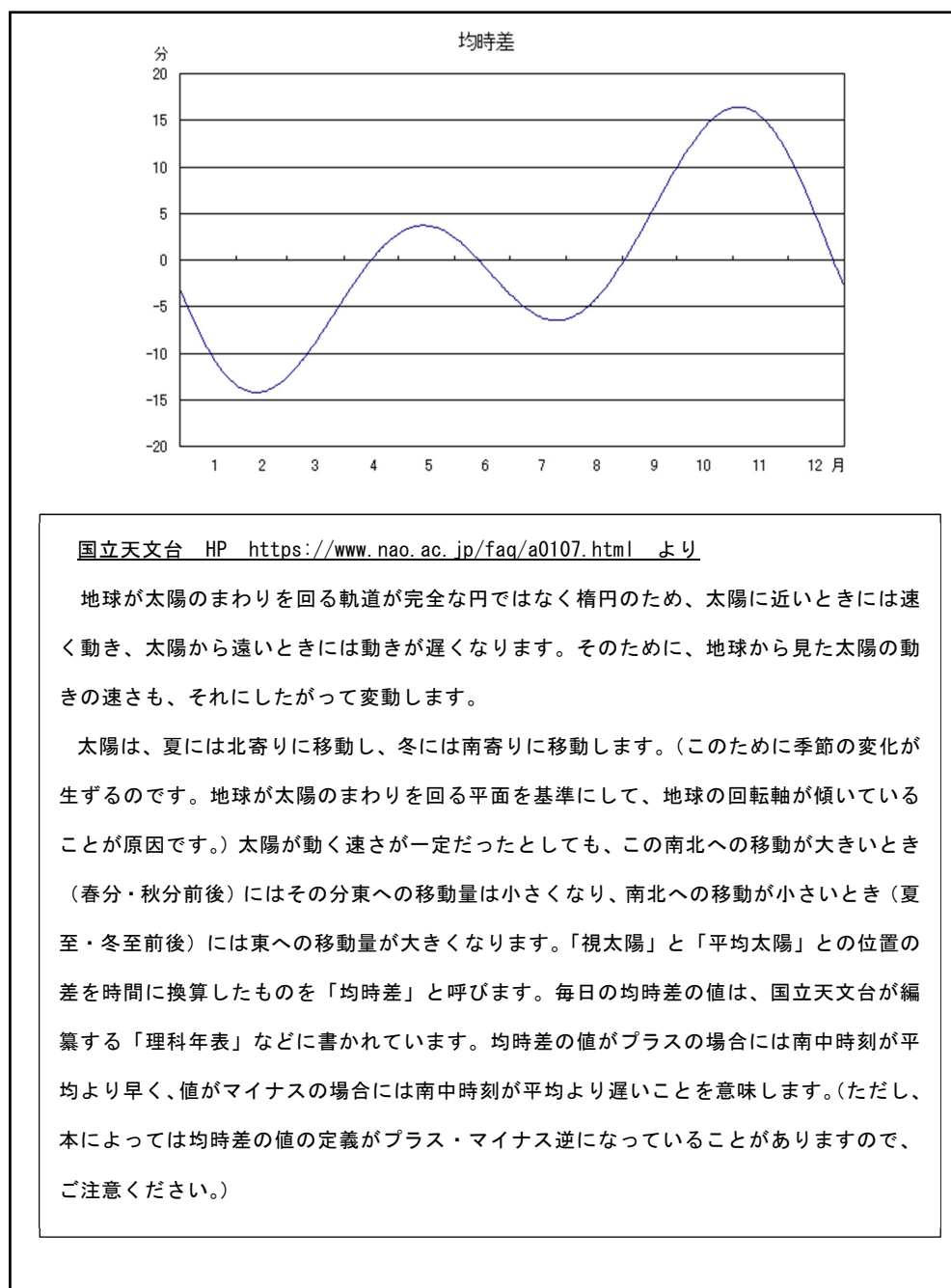


図2-8 均時差

地域特有の影響

測定地点によって日射強度測定環境が異なる。常に太陽光に垂直に測定する直達日射強度測定による測定方法は、測定装置が複雑になるため、一般に日射強度を測定する場合、日射強度測定用センサは固定されていることが多く、多くの場合、水平面の日射強度測定として設定されている。このような水平面日射強度の場合、周辺の建造物などの反射による影響も大きく、測定地点特有の影響が加味されたデータになる。

以上4点の理由により、快晴日標準日射強度関数の決定は、各地域で測定された快晴日または晴天日の実データを用いた、フィッティングによる関数の決定が現実的であると考えられる。しかし、標準的な晴天時の実データが365日分取得できる可能性は少なく、厳密な関数の必要性については、さらに検討が必要である。なお後述の予測検証においては、限られた期間への適用であることから、1つの快晴日標準日射強度関数を用いて計算している。

第2章 参考文献

- (1) 栗本宗明, 加藤丈佳, 鈴置保雄, 「天空画像を利用した半径数 km^2 内の空間平均日射強度リアルタイム推定」, 電気学会論文誌 B, Vol.134, No.6, pp.510-517 (2014)
- (2) 子安拓夫, 雪田和人, 後藤泰之, 一柳勝宏, 「全天雲画像のデータ解析—明度値による日射強度の変化量予測—」, 電気学会平成 28 年電気学会電力・エネルギー部門大会 No.119, pp.1-3-3-1-3-4 (2015)
- (3) Ricardo Marquez, Carlos F.M. Coimbra, "Intra-hour DNI forecasting based on cloud tracking image analysis" Solar Energy 91 (2013) 327-336
- (4) 嶋田尊衛, 黒川浩助, 「天気予報と天気変化パターンを用いた日射予測」電気学会論文誌 B Vol. 127(2007) No.11 pp. 1219-1225
- (5) 加藤丈佳, 原田幹治, 鈴置保雄, 本田信行, 小相澤政和, 西野慎一, 「空間平均日射変動特性の統計的評価におけるアメダス日照時間データの有用性」電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) Vol.134No.4pp.34-352(2014)
- (6) 平田飛仙, 今村誠, 菅野幹人, 撫中達司, 「アメダスデータを用いた日射量推定手法の検討」平成 25 年電気学会全国大会 6-126 pp.228-229 (2013)
- (7) 松本隼, 山中直明, 石井大介, 岡本聡, 大木英司, 山中直明, 「スマートグリッド環境において気象観測情報を用いない高精度な短期的太陽光発電出力予測手法の提案」, 電子情報通信学会論文誌 B, Vol.J94-B, No.10, pp.1373-1382 (2011)
- (8) 工藤満, 竹内章, 野崎洋介, 遠藤久仁, 角田二郎, 「エネルギーネットワークにおける太陽光発電予測技術」電気学会論文誌 B Vol. 127(2007) No.7 pp. 847-853
- (9) H. Kobayashi and J. Arai, "Short-term Forecast for Photovoltaic Power Generation with Correlation of Solar Power Irradiance of Multi Points" , Recent Researches in Electrical Engineering (WSEAS) pp. 89-94 (2014)
- (10) H. Kobayashi and M. Kato "Study on Voltage Control of Distribution Network Using PV Generation Forecasting" International Conference on Renewable Energy & Power Quality Journal, (ICREPQ' 17) , Vol.1, No.15, April 2017, pp. 261-266
- (11) 甲斐隆章, 藤本敏朗, 「太陽光・風力発電と系統連系技術(改訂2版)」オーム社, 2015, p.12

第 3 章 実データに基づく日射強度予測の検証

3.1 概要

第 2 章で提案した日射強度予測アルゴリズムに基づき、実データを用いて日射強度の予測と検証を行う。実データは、資源エネルギー庁の「太陽光発電出力予測技術開発実証事業 PV300」のデータを用いる。35 地点の測定データを用いて予測を行う。予測した日射強度の精度は天候の状況によって異なる。日射強度の変化は雲の影響が大きいですが、雲が広範囲に移動をする場合は比較的予測の精度が高い。一方、雲が局地的に発生・消滅する場合には予測精度は低い。これは、2 地点間が近距離であっても相関が弱く、このような場合は、日射強度が短時間で大きく変化する場合に多いことが判明した。

3.2 検証に用いる日射データ

日射強度予測の検証を行うための実データである PV300 による日射強度データは、各地点の水平面日射強度が 10 秒間隔で記録されている。本研究で検証に用いる日射強度データの対象地点は 35 地点とする。この地点は比較的平野にあり、測定地点が分散している。35 地点の中からほぼ中央付近に位置する 1 地点を選択し、この地点を予測目的地として予測シミュレーションを行う。予測目的地と他の 34 か所の日射強度について、15 分毎に相関係数値を算出し、次の 15 分間の日射強度予測を行う。シミュレーションでは、すべての地点の測定データがリアルタイムで取得できるものと仮定し、現在時刻を設定し、それ以前の日射強度情報を入力し、予測計算を行う。予測の検証には、現在時刻以降の情報をを用いて、予測値と実測日射データとの比較を行う。

欠測データの扱い

測定データは基本的に 10 秒単位で記録されているが、まれに、数個分（1～2 個程度）データが欠けていることがある。このような場合、前後の時刻データから比例配分計算による補間（直線補間）を行い使用するものとする。したがって、この時点でのデータ補間には、太陽高度による山型波形の影響は考慮しない。

3.3 予測条件

予測の検証は、日射強度が比較的高く、晴天が多い 4～5 月に限定して行う。これは、本研究の最終目的である「太陽光発電装置の解列頻度の低減」の目的に合わせている。

以下に予測条件を示す。

日射強度予測シミュレーションの条件

- ・ 予測に使用する日射強度測定地点数 35 地点
- ・ 予測期間 2014 年 4 月 1 日～5 月 31 日の 61 日間
- ・ 予測時刻および予測時間 07:00～17:00 の毎時 00 分, 15 分, 30 分, 45 分の時刻から 15 分間
- ・ 使用日射強度データのサンプリング間隔 ---10 秒
- ・ 予測に要する計算時間の前提 ---10 秒間以内
- ・ 予測目的地点の日射強度比較窓時間（ウインドウ）時間 --予測時刻前 30 分間固定
- ・ 周辺地点の日射強度比較窓時間（ウインドウ）時間 ---予測時刻前 60 分間のうちの 30 分間
- ・ 相関値計算のための時間軸シフト間隔 ---10 秒単位
- ・ 平坦化处理/平坦化逆処理方式 ---「快晴日標準日射強度関数」との比による変換方式
* 時期による補正は行わず, すべて同一の関数を用いる。
- ・ 複数予測データを扱う方式 --近距離優先方式（相関係数値が高い地点から採用）
- ・ 相関係数値のしきい値 0 以上
* 相関係数値は $-1 \sim +1$ が算出される。2 波形の近似を確認するためには, 正の相関値でなければならない。この場合のしきい値を定義している。

3.4 予測地点と周辺測定地点

図 3-1 に予測地点と測定地点の位置関係を示す。この地点は, 資源エネルギー庁の「太陽光発電出力予測技術開発実証事業 PV300」のデータ測定地点の一部である。

測定地点のうち, 比較的密集している地点を予測地点と選択する。第 4 章において配電システムのモデルを構築するために, この予測地点を含めた 5 地点を配電システムのモデルとして選択している。本章では, そのうちの 1 地点を予測地点として説明を行う。

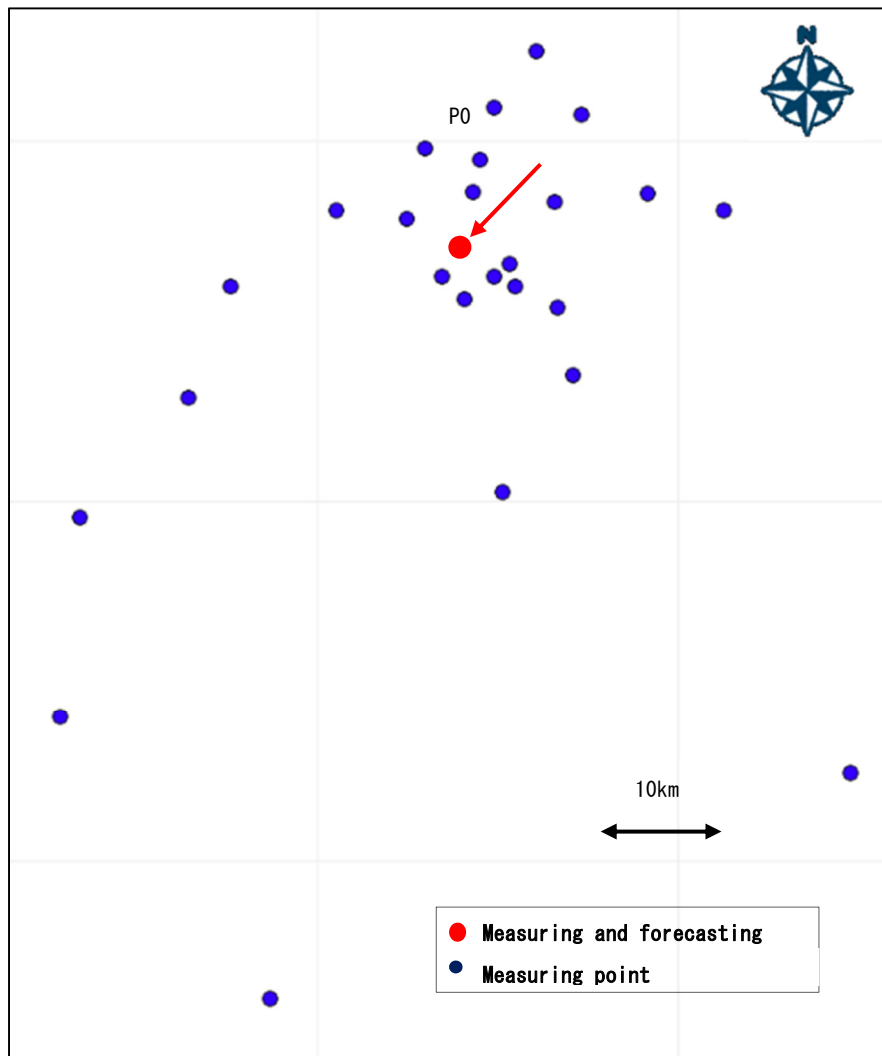


图 3-1 日射強度測定地点

3.5 日射強度の平坦化处理

前章で示したように、平坦化处理は日射強度測定値から雲による影響のみを抽出するために行う。「快晴日標準日射強度関数」を用いて平坦化处理を行う。なお、予測期間内の 61 日間は、太陽高度の変化はないものとして扱い、同一関数による平坦化处理を行う。

晴天時関数の決定

前章で示した、晴天時の日射強度を快晴日標準日射強度関数で表す。

まず、この時期の晴天時における一般の山型曲線を近似式に置き換え、その近似式による値と実測波形の比を求め変換していく。

対象期間中の晴天時の日射強度を基準にして、フィッティング計算により求めている。

フィッティングによる関数の決定

時間帯を定め (07:00-17:00) その範囲内において 10 秒単位で関数値と実測値の差 (絶対値) の合計値が最小になるような係数を算出した。

使用した、快晴日標準日射強度関数は単純な三角関数の式であるため、日射強度の短時間の変化は再現できない。これは、晴天時の数式化には、好都合である。完全な快晴日ではなく、雲の少ない晴天日にも適用可能と考えられる。

この例で使用した快晴日標準日射強度関数は、第 2 章の 2.5.2 節で示した式 (3.1) 式である。再度示す。

$$I_f = A \cdot \cos \{B(t + t_1)\} \quad (3.1)$$

ただし

I_f : 算出日射強度

t : 時刻変数 (1 日を 1 とした値。例えば正午は 0.5 となる)

t_1 : 南中時刻補正変数 (南中時刻が正午であれば 0 となる)

A, B : 係数

快晴日の実測データを用いてフィッティングを行い、係数を決定すると

$$A=0.993128552, \quad B=6.327028668, \quad t_1=0.007584891$$

となる。

求められた t_1 の南中時刻は 12:00 ではなく、およそ 11:49 であることが分かる。

また、 A は、一日のうちの最大の日射強度に、

B は日の出、日の入り時刻にそれぞれ関係する係数となる。

決定したこの関数を用いて、平坦化処理を施した例を 図 3-2 (a), 図 3-2 (b) に示す。

図 3-2 (a) は、基準とした快晴日の平坦化処理前後の日射強度、(b) は、日射強度の変化が激しい日の処理前後を示す。

図(a) 快晴日は、ほぼ一定の日射強度に変換されており、かつ微小な変化が残されていることが確認できる。また、図 (b) 日射変動日においても、朝夕は日射強度が増し、全体的にフラットに変換されていることが分かる。

なお図(a) において、一部分で 1 を超えている時間帯があるのは次の理由による。

前述 2.5.3 で示した、快晴日標準日射強度関数は、本来 1 年を通して同じではない。厳密には 1 年分として 365 種類必要となる。これは前述の均時差や季節による太陽高度の変化などに起因する。本研究においては、対象とした 4, 5 月の 61 日間には簡単のために同一関数を用いて平坦化処理を行った。そのために適用した日によって 1 をわずかに超える時間帯が発生することがある。

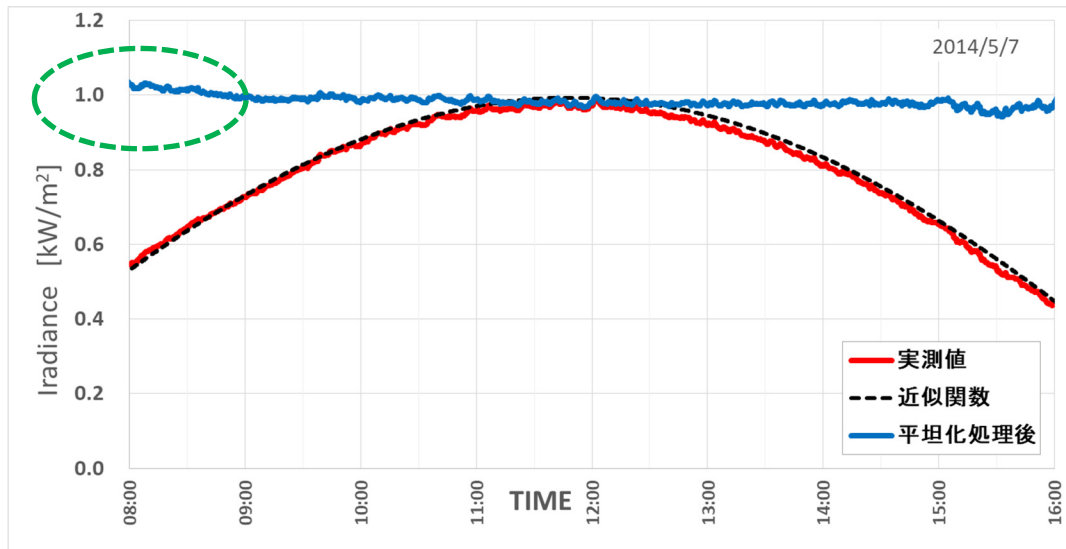


図 3-2 (a) 平坦化处理結果 (晴天日)

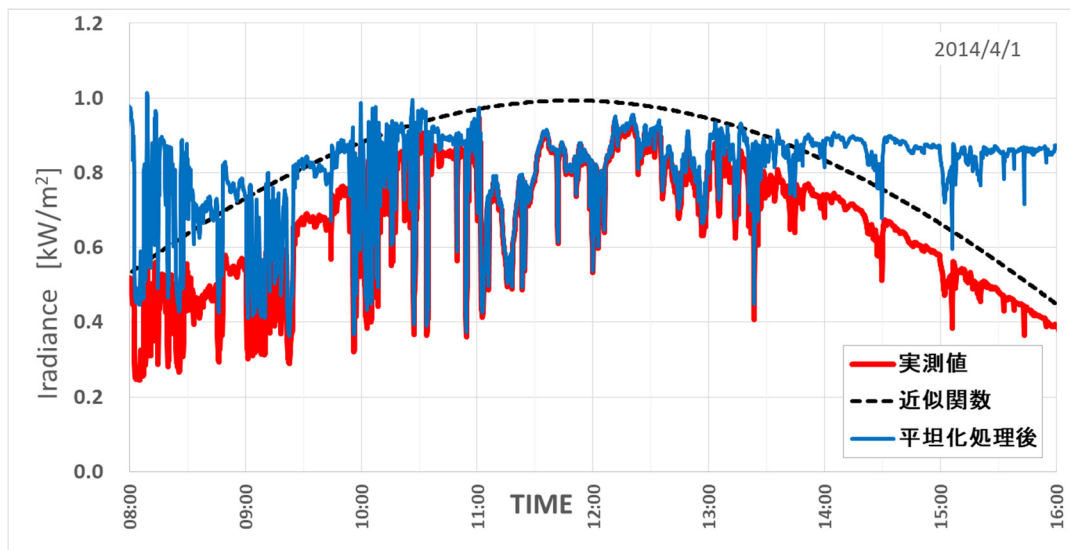


図 3-2 (b) 平坦化处理結果 (日射変動日)

3.6 相関係数値の算出

日射強度の平坦化処理を施したのち、予測対象地点と周辺地点との相関係数値をすべて求める。15 分間隔の時刻において、予測地点での過去 30 分間のデータと、周辺地域での過去 60 分間の日射強度データについて、相関係数値を 10 秒単位で時間をシフトしながら求め、その相関係数値の最大値とそのシフト時間を得る。特定のシフト時間（時間差）で相関係数値が最大になるシフト時間で 2 波形が一致したものと判断し、この時間差は雲の到達時間を意味する。

図 3-3 は、予測地点 P0 と周辺地点 P1-P4 の日射強度相互の相関係数値とシフト時間の関係を示した例である。実際には、周辺の測定地点は 34 か所ありすべて計算されるが、説明のために不要な地点のグラフは省略している。窓関数を使い、時間をシフトしながら予測地点と周辺地点の 2 つの波形の相関係数値を求めており、横軸にシフト時間、縦軸に相関係数値を示している。また相関係数値の計算確認のために自己相関もグラフに加えてある。自己相関では時間差が 0 の時に相関係数値が 1 になる。

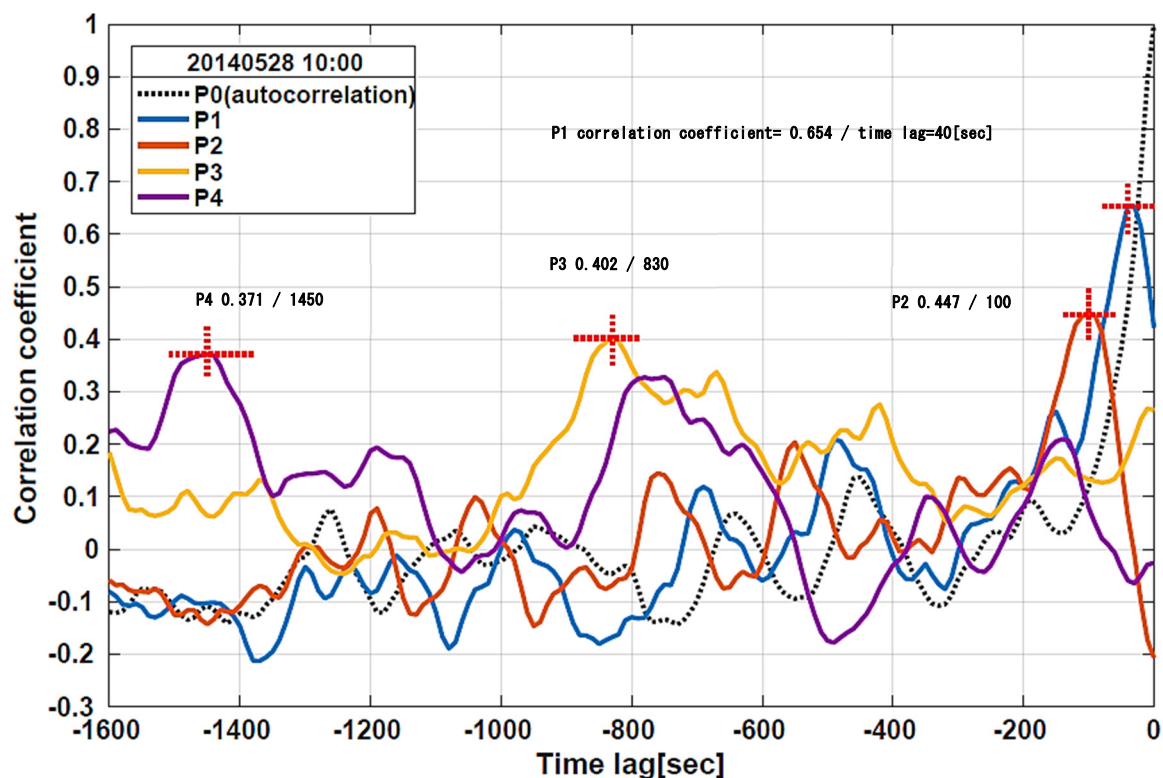


図 3-3 予測地点（P0）と周辺地点（P1-P4）の相関係数値とタイムラグの関係（一例）

図 3-4 は周辺地点の日射強度のうち相関係数値が大きい地点 P1~P4 の日射強度データとこれらを利用した P0 地点の予測結果を示している。

以下にその予測過程を示す。

① P0 と周辺地点 P1 は最も高い相関係数値 0.654 を示し、そのタイムラグは 40 秒であった。そこで予測地点 P0 では、P1 の直前 40 秒間の日射強度波形が再現されるものとし、これを予測値とする。

② その後、40 秒後～100 秒後の 60 秒間は次に相関の強い地点 P2 の波形が再現されるものとする。

③ 同様にして順次 P3, P4 のデータを採用したことにより 15 分後までの日射強度予測が完結する。

本研究では、2014 年 4 月 1 日～5 月 31 日の 61 日間の日射強度観測の実データを用い、最終的には図 3-1 で示した点を含めた 5 地点を選択し日射強度の予測を行っている。予測地点は日射強度測定地点でもあるため、照合することにより予測精度の検証を行うことができる。

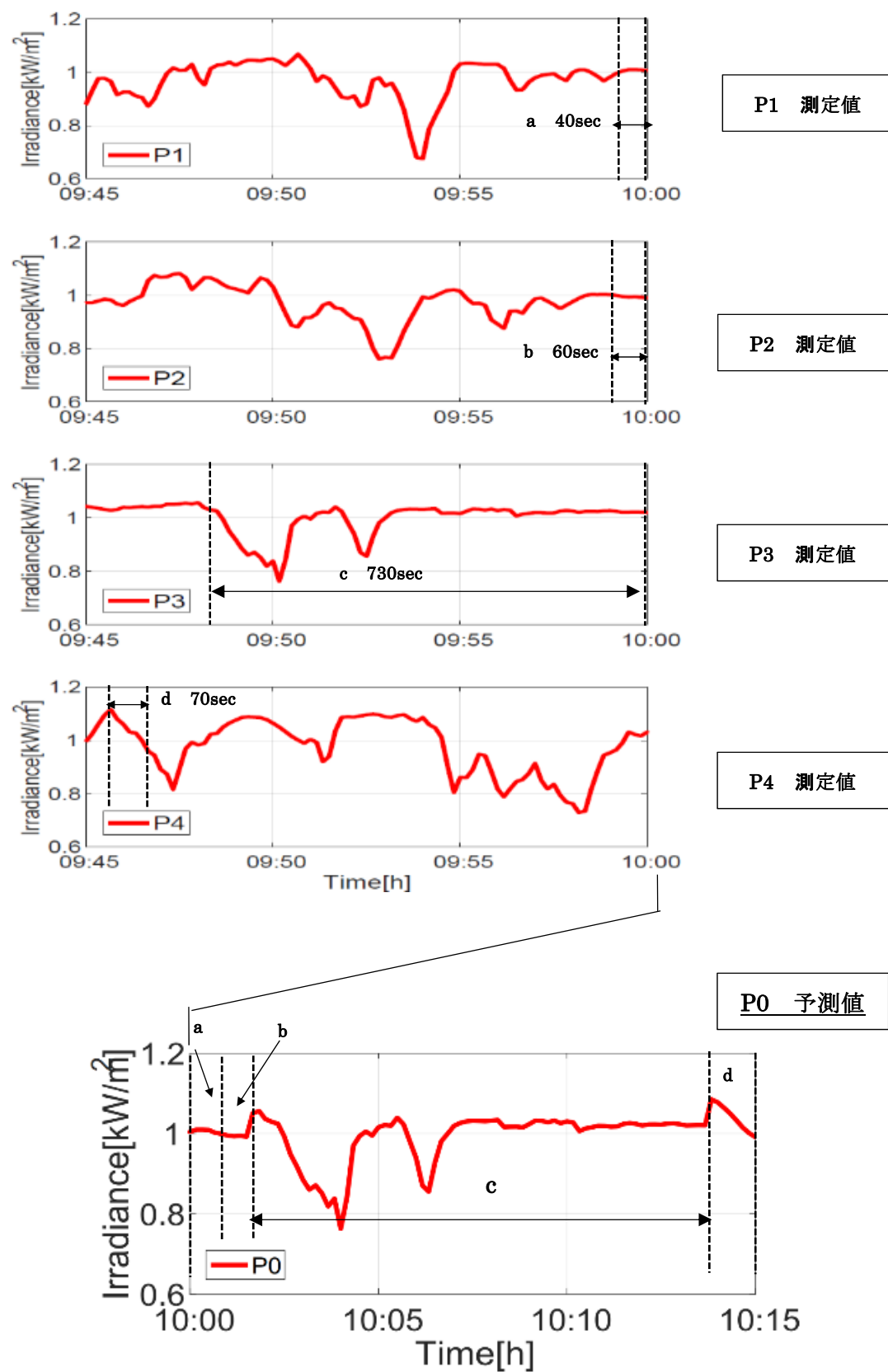


図 3-4 周辺地点 (P1-P4) データを用いた P0 の日射強度予測例
(上から順に測定地点 P1, P2, P3, P4, 予測地点 P0)

3.7 予測結果

対象となる、61日間すべてについて予測を行った。ここでは、図 3-5 (a) に予測精度が高い場合と、図 3-5 (b) 予測精度が低い場合の 2 例を示す。これらの予測日射強度グラフは、毎時 00 分、15 分、30 分、45 分、に 15 分先を予測したものを同一グラフ上に示している。なお、ともに逆平坦化処理を行い、実際の日射強度値に戻してグラフ化している。

図 3-5(a)「予測精度が高い日」と図 3-5(b)「予測精度が低い日」とを比較すると、予測精度が高い日は、日射強度変化が少なく、予測精度が低い日は、日射強度変化が大きいことが分かる。また図 3-5(b) 予測日射強度グラフ上に直線（または斜め線）の部分があることが分かる。これは、15 分間のすべて（または一部）の予測が完了しなかったために、直前の予測数値を一定数値で代用した結果である。相関係数値の算出の結果、適した地点や適した時間差が得られなかったことが理由である。

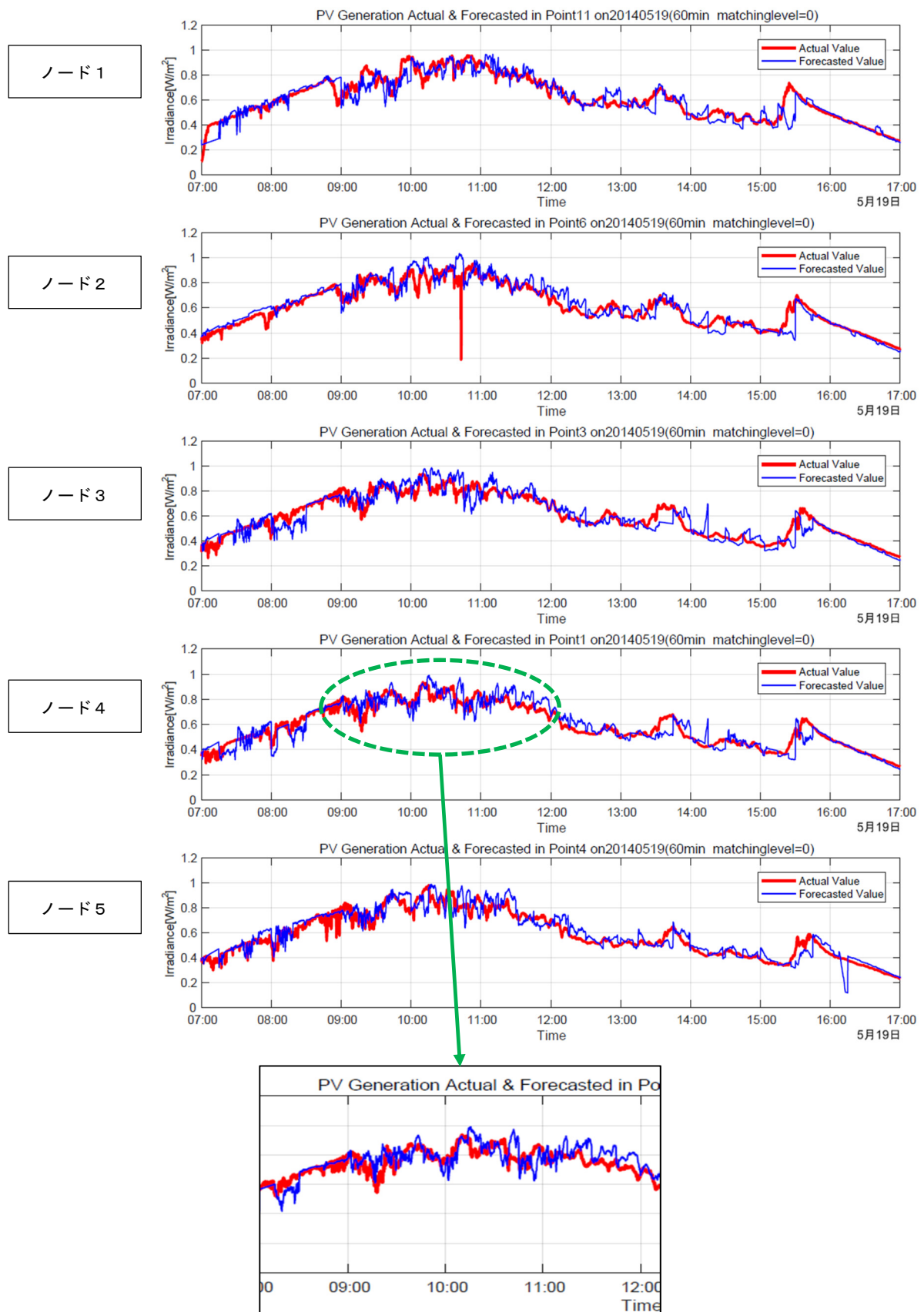


図 3-5 (a) 5 地点の予測値と実測値（予測精度が高い場合（5 月 19 日））

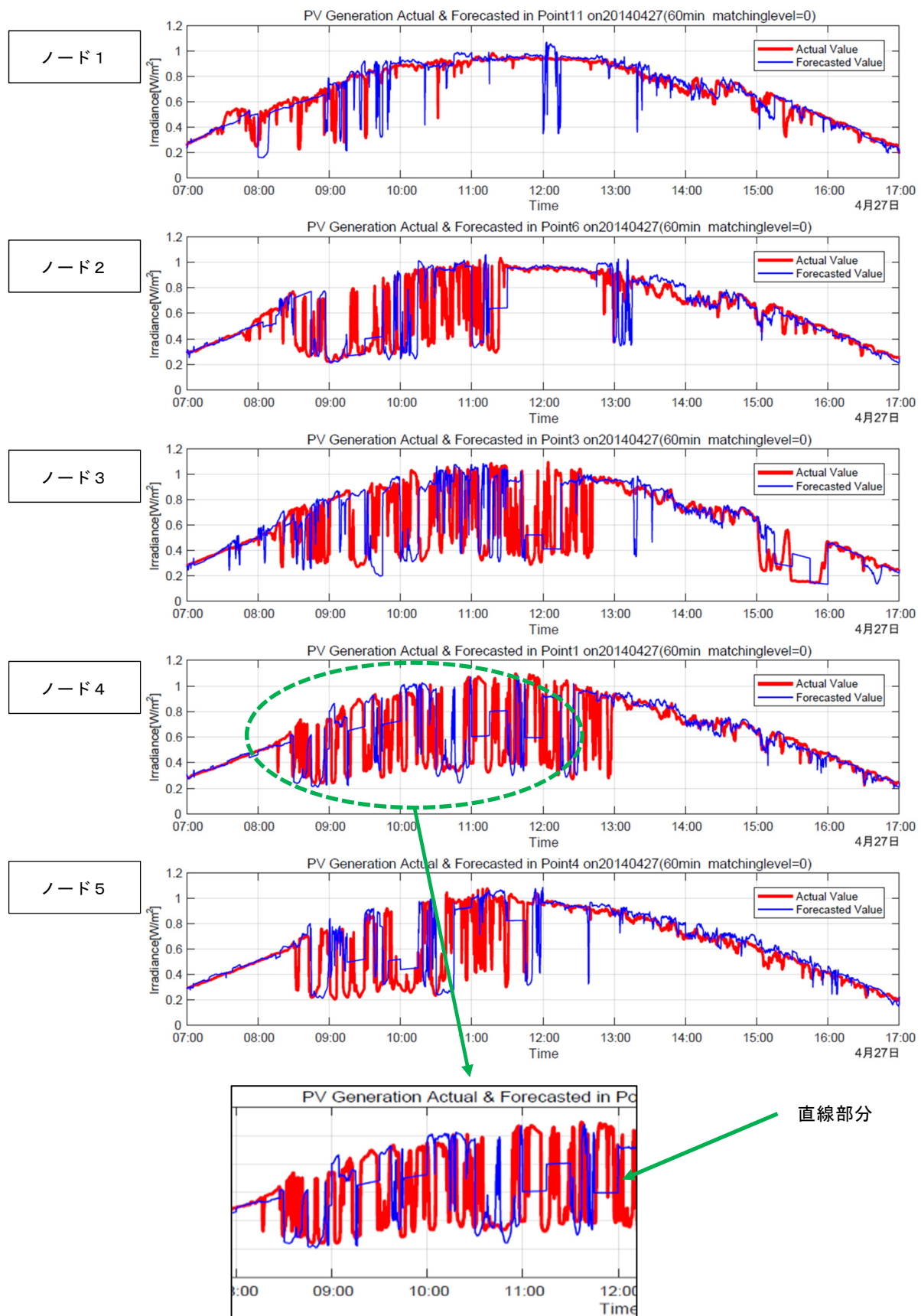


図 3-5 (b) 5 地点の予測値と実測値 (予測精度が低い場合 (4 月 27 日))

3.8 考察

前述の結果から、日射強度が大きく変動する場合は、周辺との相関が低いことが想像できる。また、図 3-6 (a), (b) には、前述に示した例とは別の日で日射強度の予測精度が異なる 2 日間の予測値拡大図を示す。この例からも日射変動が激しい日は、予測が困難であることが分かる。

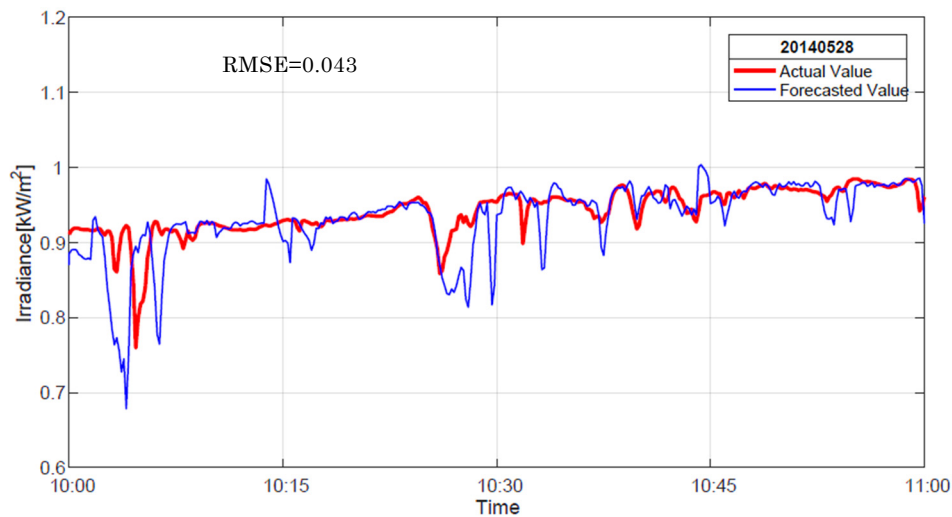


図 3-6 (a) 予測精度が高い日 (5 月 28 日 P0 地点)

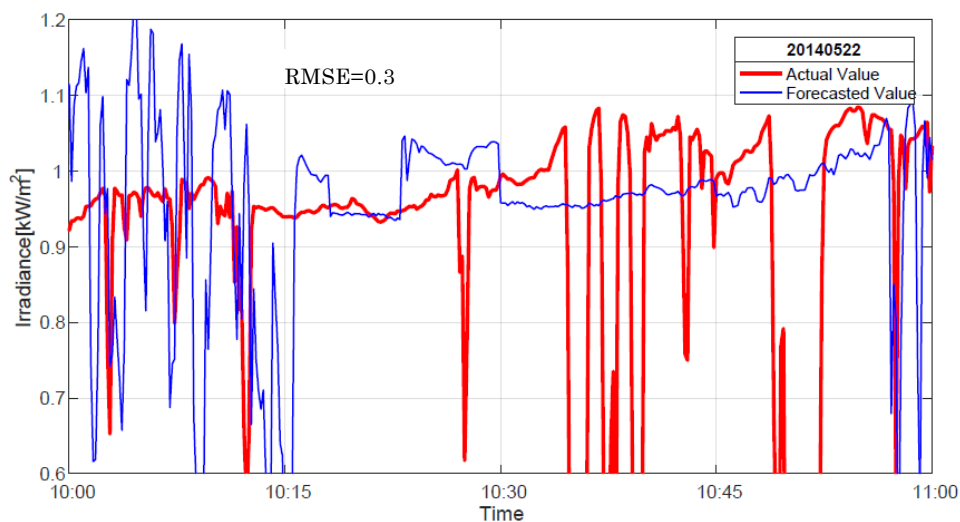


図 3-6 (b) 予測精度が低い日 (5 月 22 日 P0 地点)

また図 3-7 に対象期間 61 日間の 10:00～14:00 における予測誤差結果を示す。誤差の指標として、実測値と予測値の二乗平均平方根誤差（RMSE：Root Mean Squared Error）を求めた。これらの結果から、提案する予測手法を用いた場合、精度良く予測できる日とそうでない日があることが確認できる。図 3-6（a）は予測精度が高い（RMSE=0.043 kW/m²）日の例であり、（b）は予測精度が低い（RMSE=0.384 kW/m²）日の例である。

予測の評価は、予測日射強度と実日射強度との差から二乗平均平方根誤差（RMSE）として評価する。式（3.2）に計算式を示す。

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left(I_2(t) - I_1(t) \right)^2} \quad (3.2)$$

I_1 ：予測日射強度

I_2 ：実日射強度

t ：時刻変数（07:00～17:00，10 秒刻み）

図 3-7 にシミュレーション対象とした 4 月 1 日から 5 月 31 までの RMSE を日付ごとに求めたグラフを示す。対象とした時間帯は日中 07:00～17:00 とし、計算の刻みは 10 秒である。

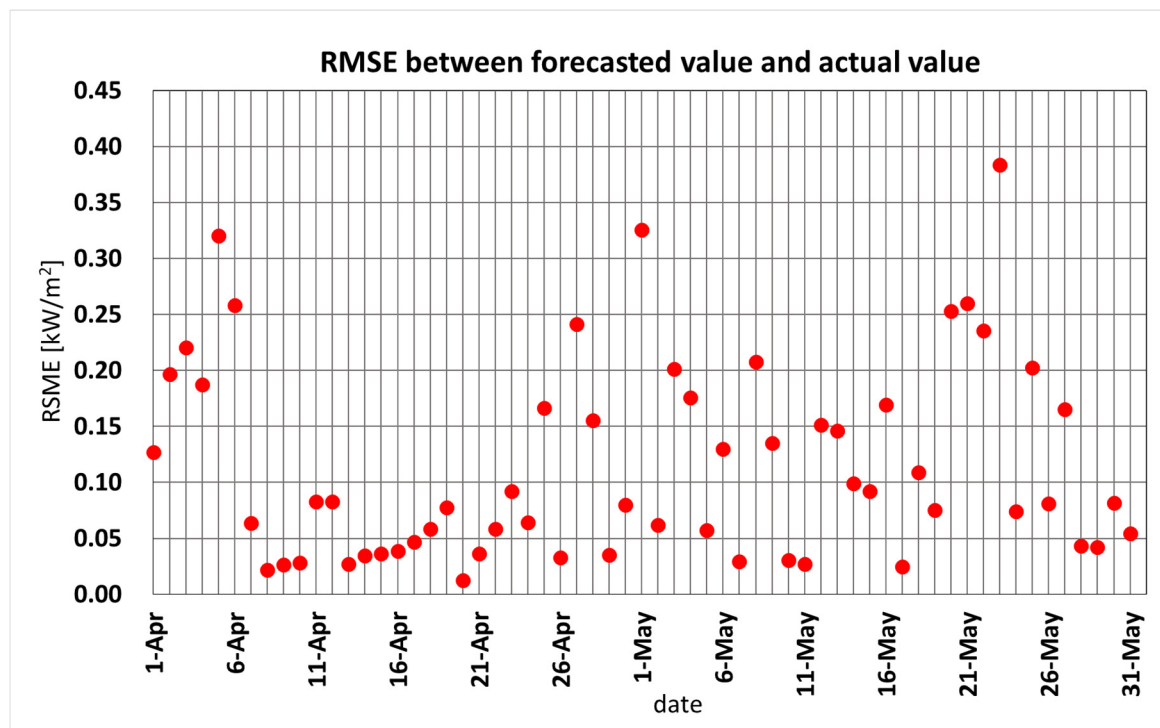


図 3-7 予測の日射強度予測誤差（RMSE）

これら結果から、RMSE が 0.1 以下の日が 37 日あり、予測が成功している日が多いと言える。一方、日によって予測精度にばらつきが生じていることが分かる。

日射強度の予測は、精度の高い日、低い日があることが分かる。日射強度が頻繁に変化する天候は、地域差が大きく、近距離であっても相互の相関が低い傾向が強い。こうした場合、近距離であっても予測が困難であり、かつ、仮に予測ができていても予測時間が短くなるため、利用に適さない予測値となる。

予測精度は、相関係数値が高い場合に高くなる傾向があるため、事前に予測精度自体が予想できる。これを利用することにより、後述の電圧制御を行う場合、制御の手法に利用できる可能性がある。

第4章 配電システムモデル

4.1 概要

本章では、配電システムのモデルを構築し、配電線上の電圧分布計算を行うための条件設定について述べる。配電線上の電圧分布は、変電所送電電圧、柱状変圧器の変圧比設定、配電線上の需要電力、配電線上の太陽光発電出力、フィーダのインピーダンス・長さ（距離）に依存する。これらの条件を考慮した上で、第5章で制御手法について触れ、第6章において、電力潮流計算と制御シミュレーションを用いた検証を行う。

本章では、配電線上の高压系、低压系の各地点での電圧を算出するためのモデルのパラメータ条件を明確にし、制御手法に関わる変電所送電電圧の決定については次章で説明を行う。

4.2 モデルの設定条件

前章までの日射強度予測に基づき、配電システムの電圧制御を行う前に、配電システムのモデルを定める。配電システムは、日射強度を予測する関係上、実際に日射強度が得られている PV300 の測定地点を参照している。図 4-1 に日射強度予測に使用した測定地点との位置関係を示す。図中のすべての点は、日射強度測定地点を示す。そのうちの 5 地点（赤丸の地点）を選択し、仮想的に亘長 16.7km の配電システムを構築し、北西に架空の配電変電所を接続する。5 地点は配電システムモデル上の計算ポイント（ノード）となり、名称は、変電所側から順にノード 1、ノード 2、ノード 3、ノード 4、ノード 5 とする。

図 4-2 に、本研究で配電システムの電圧制御に用いるシミュレーションモデルを示す。

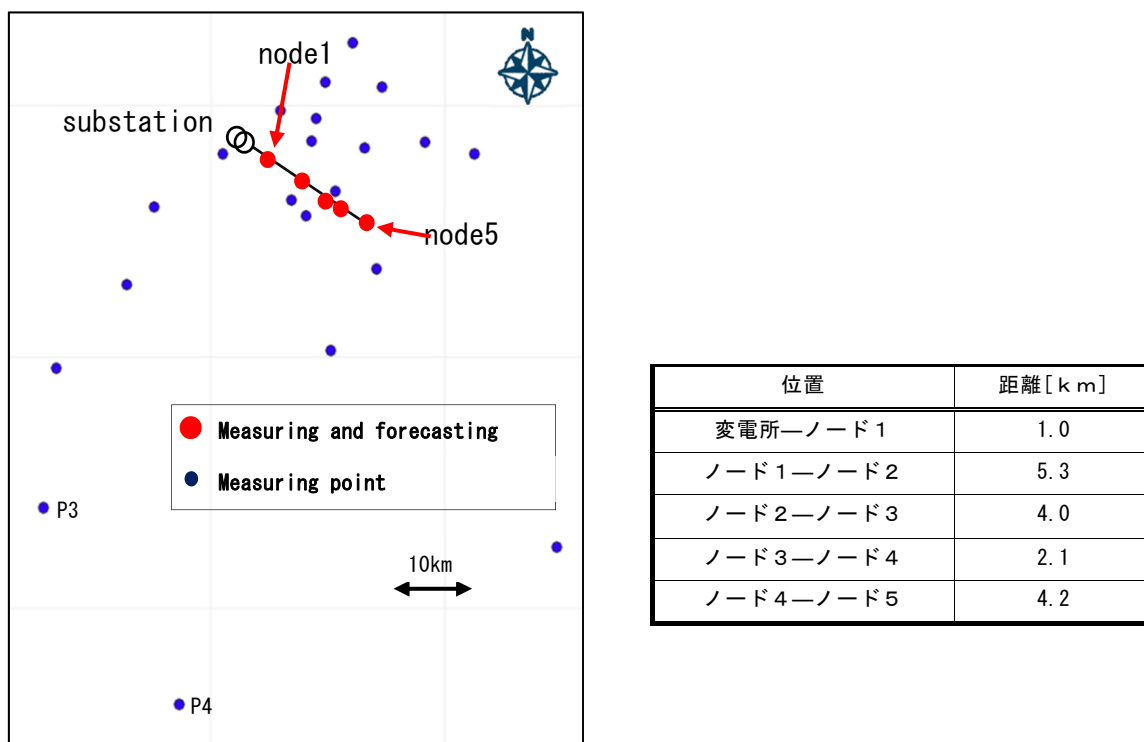


図 4-1 モデルの設定と日射強度測定地点

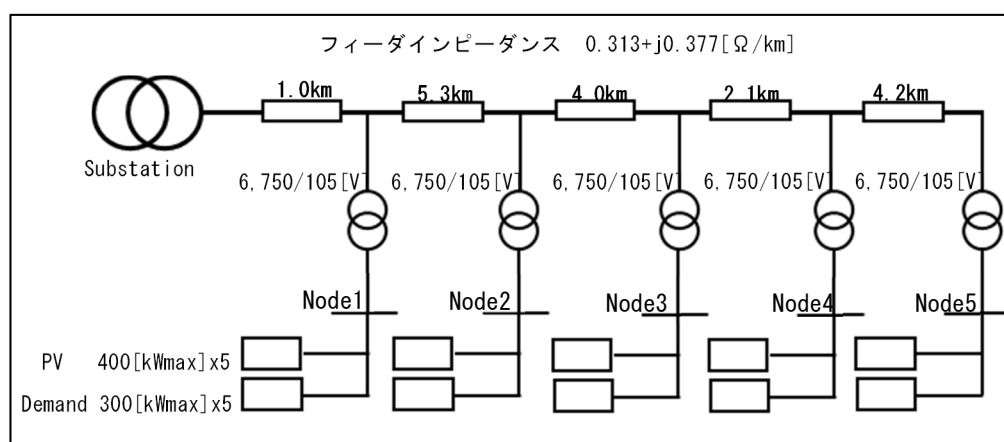


図 4-2 配電システムモデル

4.3 モデルのパラメータ設定

配電線

6600V 系の高圧配電線を構築するノード間距離は、1.0km, 5.3km, 4.0km, 2.1km, 4.2km, とする。フィーダの太さはすべて一律とし、インピーダンスは $0.313+j0.377[\Omega/\text{km}]$ とする⁽¹⁾。

需要カーブ

各ノードの定格電力は 300kW, 5 か所のノード合計 1500 kW する。ただし、実用的な範囲を考慮して、各ノードにおける需要は、最小 90kW, 最大 205kW とする。これらの数値は、実需要データに基づいて作成された需要カーブによるものであり、住宅地における標準的な需要として使用する。

シミュレーション時に使用する時系列の需要カーブはノード間にばらつきを与えないものとし、同時刻で全ノード同一の数値を入力する。これは、ピーク時刻が一致するためより厳しい条件となる。また、全ノードに同一の需要カーブを使用することにより、研究の目的である太陽光発電の影響のみを評価するためである。なお実際の需要カーブについては、第 6 章「配電系統の電圧制御シミュレーション」で述べる。

太陽光発電出力

各ノードの定格出力は 400kW（系統合計 2000kW）とする。

なお、シミュレーション時には、予測された時系列日射強度から時系列発電出力に換算して使用する。換算は 日射強度 $1\text{kW}/\text{m}^2 =$ 発電出力 400 kW として直線変換する。日射強度が 1kW を超えた場合においても 400kW で制限がかかるものとする。シミュレーションの詳細は第 6 章で述べる。

柱上変圧器の変圧比設定

高圧から低圧へ変換する 5 か所の柱上変圧器の変圧比は、それぞれ 6900V/105V, 6750V/105V, 6600V/105V, 6450V/105V, 6300V/105V, 6150V/105V, のいずれかとする。後述する根拠により、変圧比は 5 ノード同一の「6750V/105V」とする。なお、低圧側には、200V 系, 100V 系の 2 種類系統があるが、シミュレーション上は、100V の制御のみとし、200V 系は考慮しない。この理由は、電気事業法で定めた、低圧側電圧規定が $202\text{V} \pm 20\text{V}$, $101 \pm 7\text{V}$ であり、100V 系がより厳しいため、100V 系の規定のみで 200V 系の条件が満足されるためである。シミュレーションモデル上の各変圧器の変圧比は、表 4-1 で定めた条件のもと決定する。

表 4-1 柱上変圧器の変圧比設定時の諸条件

設定項目	設定数値	解説
変電所送出電圧	6600V	
各ノードの需要最小値	90kW	需要カーブ上の最低値 (5 ノード同時に入力)
各ノードの需要最大値	205kW	需要カーブ上の最大値 $\times 1.25$ (5 ノード同時に入力)
各ノードの太陽光発電出力	0 kW	夜間, 雨天を想定

各ノードの柱上変圧器の変圧比は、変電所送出電圧＝6600V に仮設定し、各ノードにおいて、需要カーブ上の最低需要時と最大需要時の 1.25 倍とし、また太陽光発電出力＝0kW、の条件下で、全ノードでの低圧側の電圧が規定値内（95～107V）に収まるものとした。

各ノードの需要は定格 300kW であり、配電システムシステムとしては、0kW～300kW すべてに対応すべきである。一方シミュレーションモデル上の各ノードは複数の需要家の合計値を示しており実際には、0kW や 300kW のような極端なことはあり得ず、シミュレーションの条件設定としては適していないため、平均的な需要カーブに基づき条件を作成している。

一方、太陽光発電装置の発電出力の設定は、雨天時などを考慮し発電出力＝0 kW とし条件設定を行う。

4.4 制御条件

配電システムの電圧制御には、配電変電所からの送出電圧をタップにより順次切り替える制御方法を用いる。送出電圧の切り替え間隔は最小 15 分とし、毎時 00 分、15 分、30 分、45 分の固定した時刻とする。タップによる送出電圧は、6900V、6800V、6700V、6600V、6500V、6400V、6300V、6200V の 8 種類とし次の条件のもとで制御を行う。

- ・ 高圧配電線の電圧が全ノードで 7000V を超えないこと。
 - ・ 低圧配電線の電圧が全ノードで 97V 以上であること。
- ＊電気事業法で定める下限値 95V に対して余裕を持たせ、予測した発電出力が突発的に下方に外れた場合への対処としている。
- ・ 低圧配電線の電圧が全ノードで 107V 以下であること。ただし、上限電圧条件 107V を超えた場合は太陽光発電装置が解列したものとし、その頻度をカウントする。

4.5 配電システムの電圧分布計算および対象時間制御条件

各ノードにおける太陽光発電出力や需要データをもとに、各ノード電圧を第 5 章 5.4 の設定に基づいて 10 秒間隔で求める。なお負荷力率は 100%とする。また、日中の時間帯 07:00～17:00 を評価対象とし、太陽日射が少なく、発電量の系統への影響がほとんど無い

17:00～07:00 は評価対象外とし，変電所送出電圧は 6600V 一定とする。

第 4 章 参考文献

- (1) 野崎紘平，加藤政一，「送出電圧制御を考慮した太陽光発電大量導入時の確率的電圧評価」電気学会電力技術/電力系統技術合同研究会，PE 14084, 13-18, 2014-09-24

第 5 章 配電系統の電圧制御手法

5.1 概要

本章では、太陽光発電装置が接続された配電系統において、変電所送出電圧の調整による電圧の制御の手法について検討を行う。

配電系統は、一般に配電変電所から複数の放射状に広がる配電線で構成されており、それぞれの配電線には、変電所の変圧器から 6600V 系高压の電力が供給されている。高压配電線は、通常全長は数キロメートルあり変電所から離れるほど電圧が低下する傾向がある。一方、需要側は配電系統線から柱上変圧器を経て低圧電力として受け取ることができるため、高压系統の電圧の低下や需要変動を見越して、柱上変圧器の変圧比設定により低圧側の電圧を規定値内に維持している。さらに電力会社では、日々変動する需要にあわせて変電所の送出電圧を制御することにより、需要家の電圧の維持を行っている。太陽光発電装置の稼働は見かけ上の需要の減少や逆潮流の発生を引き起こすため、従来とは異なる電圧制御手法が必要となる。配電系統の電圧変動に対しては、SVC、SVR (TVC) や電力ストレージ装置（蓄電池）を用いる対策も提唱・実用化されているが本研究ではこれらの装置の導入は考慮に入れず、既存の設備のみを用いた上で、前章までで提案した太陽光発電装置の出力予測を利用し、配電変電所の送り電圧の調整のみで電圧を制御する手法について検討しその手法を提案する。

5.2 電圧制御の目的および前提条件

本研究で取り上げる電圧制御の最終目的は、太陽光発電の有効利用であり、太陽光発電装置の解列頻度が減少する制御を目指す。その際の前提条件として、法律的な規制や保安上の課題コスト対策などがある。以下に本研究における制御の目的および前提条件を示す。

5.2.1 制御の目的

太陽光発電装置による逆潮流の発生時を含むすべての場合において、変電所送出電圧を調整することにより、配電系統の電圧を制御し、太陽光発電装置の解列を回避する。

5.2.2 制御を行う際の前提となる条件

- ・電圧調整は、配電変電所からの送出電圧切り替えで行う。最小間隔 15 分。
- ・配電系統内に、電圧調整装置（SVR, SVC など）や電力蓄積装置（蓄電池）は配置しない。
- ・低圧側の電圧を規定値内（ $202V \pm 20V$, $101 \pm 7V$ ）に維持する。
- ・高压配電線上の電圧は 7000V を超えない。

- ・配電変電所の送出電圧変更はあらかじめ決められた時刻でのみ可能である。
- ・配電変電所の送出電圧は配電用変圧器出口では常に一定であり，他の配電用変圧器や上位系統の影響を受けないものとする。
- ・太陽光発電出力情報を制御に用いる場合は，別途定める手法によって予測され，変電所での送出電圧切り替え時刻直前までには利用可能であるものとする。
- ・太陽光発電装置からの電力が原因で高圧系統または低圧系統の電圧が規定値を超える上昇が発生した場合は，PCS 自身が直ちに太陽光発電装置を系統から切り離す「解列」を実行する。
- ・上記のすべての条件を満たしたうえで，変電所送出電圧の選択肢が複数ある場合については制御手法で別途定める。この制御手法は，例えば，「電圧が低い方を選択する」，「電圧が高い方を選択する」，「定められた電圧を選択する」，「配電用変圧器の電圧切り替え回数が少なくなる方を選択する」などが考えられる。

5.3 電圧制御の手法

制御手法を表 5-1 示し，順に述べる。

表 5-1 制御方法

制御方法	変電所送出電圧[kV]	
	時間帯 夜間 (17:00-07:00)	日中 (07:00-17:00)
(1) 一律制御	6,600	6,400
(2) 送出電力に基づく制御	6,600	表2によるルール (6,200-6,700)
(3) 予測制御	6,600	発電量予測に基づく 送出電圧

5.3.1 時刻による一律制御（一律制御）

あらかじめ定めた時刻に，定めた電圧を送出する制御であり，規定の需要カーブを用いて，夜間時の電圧規定値内に収まるルールをあらかじめ定めておく制御であり，従来行われている手法である。電圧変動に最も大きな影響がある需要の変化をあらかじめ予想し，それに合わせて送出電圧を一律に変化させるものである。本研究では，この制御手法は，2種類の固定した電圧を夜間と日中の2パターンを切り替えて送出する方式とした。

5.3.2 変電所送出電力に基づく制御（送出電力に基づく制御）

変電所の配電用変圧器通過電力に応じて送出電圧を切り替える制御である。通過電力と

送出電圧の関係は事前に定めておくものとする。日中 07:00～17:00 の変電所送出電圧は、変電所から送りだされた直前 15 分間の変電所送出電力すなわちバンク通過電力の平均値によって決定する手法である⁽¹⁾。この送出電力は変電所からの送り電力であり、シミュレーションでは総需要から太陽光発電量を引いて計算する。直前送出電力と送出電圧の関係は複数の事前電圧計算より表 5-2 のようにルールを定めた。

表 5-2 変電所送出電圧ルール

送出電力[kW]	送出電圧[V]
1000 ～ 1500	6,700
500 ～ 1000	6,600
0 ～ 500	6,500
-500 ～ 0	6,400
-1000 ～ -500	6,300
～ -1000	6,200

$$\text{送出電力} = \text{需要電力} - \text{発電電力}$$

5.3.3 太陽光発電出力の予測値を用いた制御（提案手法）

本研究で提案する制御手法である。太陽光発電出力を予測し、事前に配電系統の潮流、電圧を予測することにより最適な送出電圧を決定する。

日射強度の測定には、測定に用いるセンサによっては、波長特性を持っているものがあり、必ずしも太陽エネルギーすべてを数値に換算したものをとは言えない場合がある。また、日射センサとしてソーラパネル（半導体の太陽電池）を流用して測定したものもある。太陽電池の波長特性のほか、直達日射、散乱日射など、日射角度を考慮した検討や温度特性も考慮すると厳密には、日射強度と同義ではない。しかし、太陽電池を実用的に用いる場合は、その出力を最大限生かすことが前提となり、そのため最大電力点追従制御装置（MPPT）が使用されている。こうした条件下では、ほぼ日射強度と太陽電池出力は比例すると考えてよい。

日射情報の取得や利用は、これらの点を考慮した上で行う必要がある。本研究で、扱う日射のデータは 2 種類に分類できる。

- ①地上に到達した太陽光エネルギー（単位 W/m^2 ）
- ②太陽電池からの出力（単位 W ）である。

これらは、データの採取方法が異なるものの、相互に換算可能であり、太陽光発電を目的とした本研究においては、本質的には同等のものとして扱っている。

これは、気象庁などで測定された日射データの多くは、日射強度（単位 W/m^2 ）であり、電力会社は太陽電池の発電量（単位 kWh ）または発電出力（単位 kW ）での情報が多いという背景があるためである。今後、電力会社のインフラとしてパワーコンディショナ（PCS）やスマートメータなどの通信機能の利用が現実的になり、発電量の採取が日射量として使用できる点を考慮したためである。これら有用性について第 7 章で触れる。

5.4 電圧計算手法とタップ選択

配電系統の電圧制御には、配電系統内の電力潮流を用いた収束計算⁽²⁾により求めこれを利用する。シミュレーションの入力変数項目は、「変電所送出電圧」、「各ノードの需要電力値」、「各ノードの太陽光発電出力値」、出力は「各ノードの高圧側電圧値」、「低圧側電圧値」であり、力率は 100%として計算する。日射強度データと同様の 10 秒刻みデータとする。系統内の電圧は 10 秒以内に安定するものとし、前後の事象の影響は相互に無いものとする。

なお柱上変圧器のタップは、あらかじめ複数のパターンで電圧計算を行い、夜間、雨天時（太陽光発電出力=0kW）において、低圧系統の電圧が規定値内に収まるものを選択する。

第 5 章 参考文献

- (1) 野崎紘平，加藤政一，「送出電圧制御を考慮した太陽光発電大量導入時の確率的電圧評価」電気学会電力技術/電力系統技術合同研究会，PE 14084, 13-18, 2014-09-24
- (2) 近藤潤次，「配電線電圧分布の協調制御による太陽光発電大量導入時の出力抑制損失低減の評価」，電気学会論文誌 B，Vol.130，No.11，pp.981-988（2010）

第 6 章 配電系統の電圧制御シミュレーション

6.1 概要

本章では、第 5 章で述べた提案手法を、第 4 章のモデルを用いてシミュレーションにより確認し、その特徴や有効性について述べる。

太陽光発電出力が配電系統に接続された場合、各需要家では自らが発電した電力を先に消費する決まりになっている。この現象を変電所から見ると、需要電力の減少としてとらえられる。これにより従来の手法のみで電圧制御を行った場合、系統全体の需要バランスが崩れ電圧の維持に支障が出る可能性がある。加えて、太陽光発電出力から余剰電力が発生した場合は、配電系統に逆潮流を発生させ、さらに電圧バランスを崩す可能性が増す。要因となる太陽光発電出力の変動カーブは天候の違いにより、また設置場所により異なり、かつ事前予測が困難である。日射強度予測によって太陽光発電出力の予測が可能であれば、電圧制御に有効に活用できる可能性が高まる。本章では、太陽光発電予測の情報を加えた電圧制御をシミュレーション上で行い、従来の手法と比較を行い提案手法の優位性や特徴について示す。なお電圧制御には、電圧安定化装置（SVC,SVR,TVR,充電装置など）を使用せず、変電所送出電圧の切り替えのみで制御を行うものとする。

6.2 電圧制御シミュレーション条件

6.2.1 電圧制御シミュレーション

提案手法の特徴を検討するために、従来の制御手法についてもシミュレーションを行い、対比する。

配電系統モデル

シミュレーションに用いるモデルを図 6-1 に再度示す。第 4 章 図 4-2 で示したモデルを用いる。

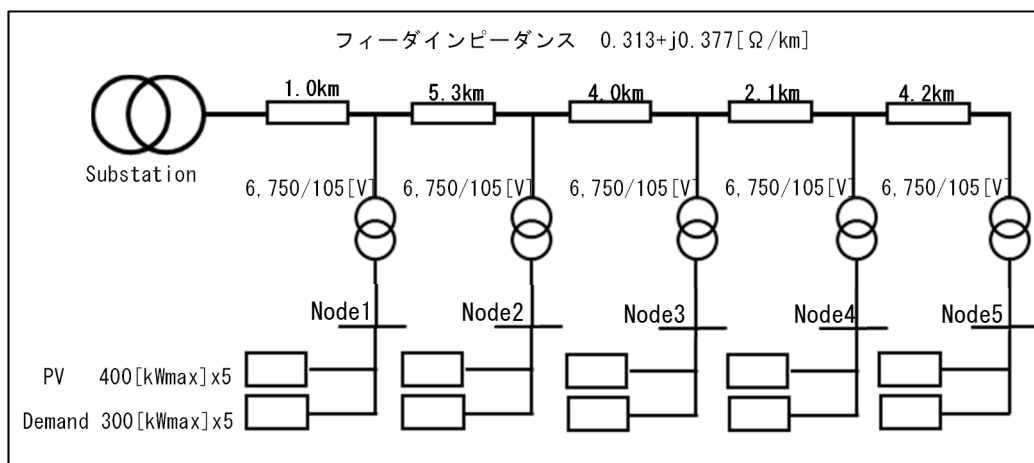


図 6-1 配電系統モデル（図 4-2 再掲）

電圧制御の手法

配電変電所からの送出電圧は、6900V, 6800V, 6700V, 6600V, 6500V, 6400V, 6300V, 6200V の 9 種類とする。タップを切り替えるタイミングはそれぞれの制御手法で異なるが、（例：毎時 00, 15, 30, 45 分）。タップの機械的接点を考慮し実効性の点から頻繁な切り替え回数を避け、最短でも 15 分とする。

需要カーブ

図 6-2 に需要特性カーブを示す。シミュレーションには、実際に測定された平均的な住宅地の電力消費量約 20000 軒のなかからランダムに抽出した 300 軒分のデータに基づいた一日の需要曲線（最大 164kW, 最小 90kW の 10 秒刻み電力データ）を用いる。したがって、モデルの定格上限 300kW までの使用はないものと仮定する。また、太陽光発電の予測効果をより明確にするために、電力需要データは 5 つのノードすべてに同じデータを入力する。

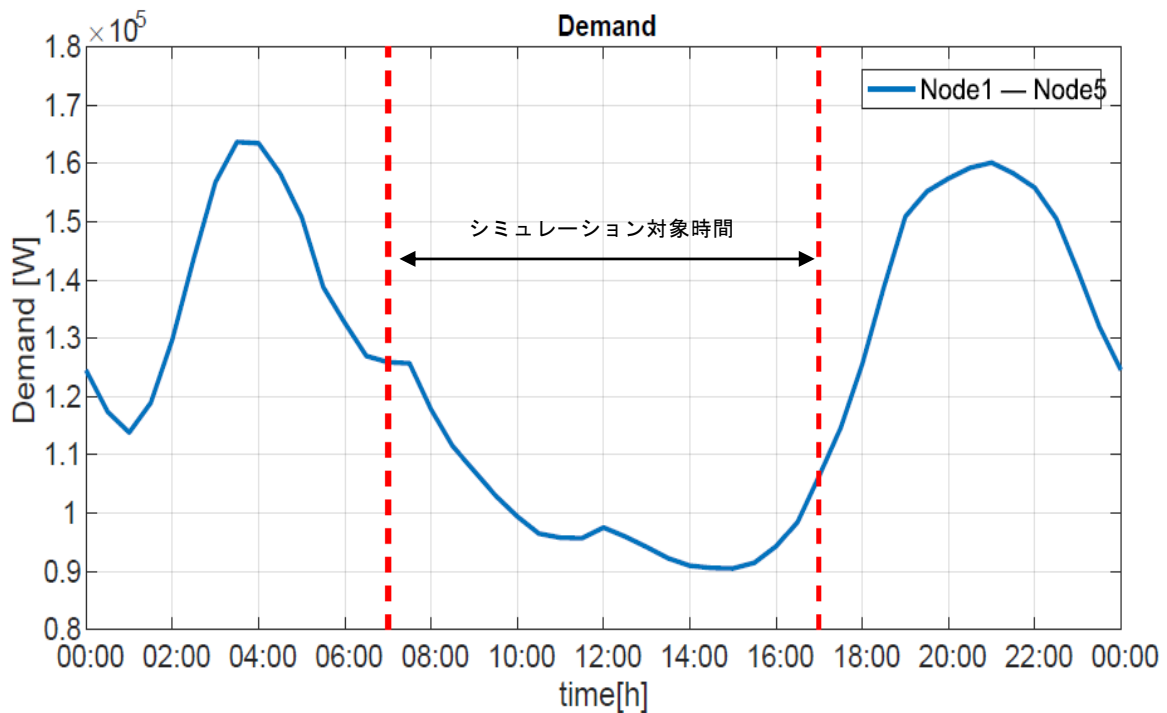


図 6-2 需要カーブ（ノード 1 ～ノード 5 共通）

6.2.2 太陽光発電出力の設定

シミュレーションには、第 3 章で示した日射強度予測値を用いる。電圧制御シミュレーションを行う場合の太陽光発電出力は、水平面における日射強度値から太陽光発電出力に換算して使用する。日射強度は 5 か所それぞれで独立に予測し、発電電力時系列データも 5 ノードで独立した異なったデータに換算して使用する。各ノードでの発電出力を定格 400kW（合計 2000 kW）とし、日射強度 $1\text{kW/m}^2 = \text{発電出力 } 400\text{kW}$ として換算している。なお、このとき太陽電池パネルの温度補正や太陽電池設置角度による日射入射角度補正は行わないものとする。また、各ノードにおいて日射強度が 1kW/m^2 を超えた場合は、最大電力値である 400kW でカットする。

図 6-3 に 5 月 9 日の太陽光発電出力の例を示す。ノード毎に日射強度予測から算出した太陽光発電出力は、それぞれのノードでわずかに異なることが分かる。発電出力のピークが一致しないことで系統に対して複雑な電圧変化の要因となることが想像できる。

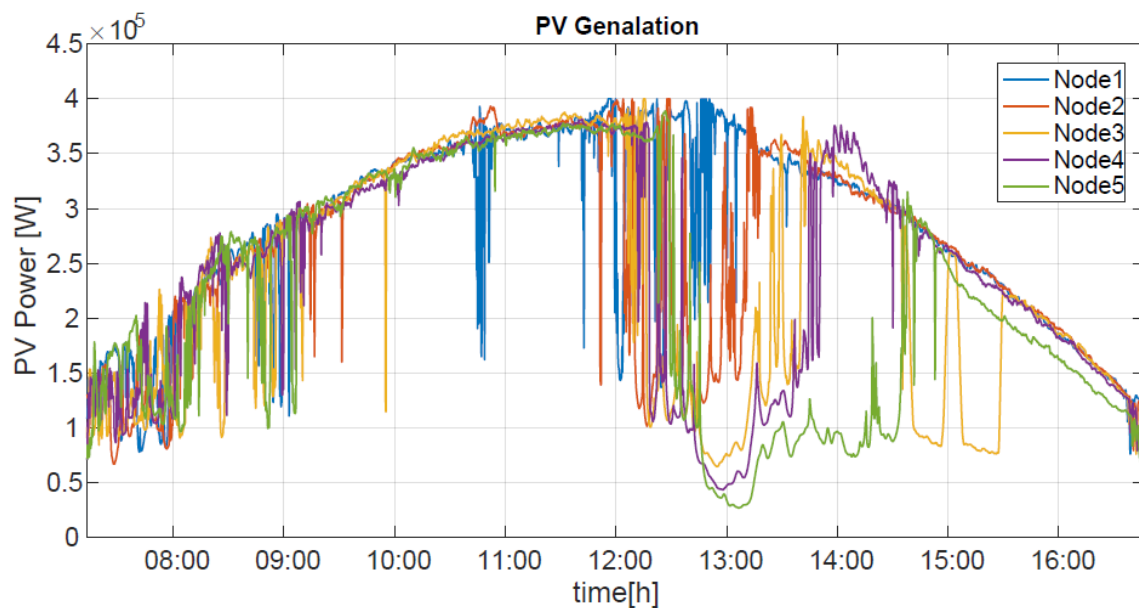


図 6-3 太陽光発電出力例（5 月 9 日）

シミュレーションを行う対象期間は、逆潮流が発生しやすい時期とする。冷暖房機器の使用率が低く、太陽光発電出力が大きい 4 月 1 日～5 月 31 日の 61 日間とする。対象とする時間帯も同様の理由で太陽光発電の影響が強い 07:00～17:00 とする。

6.2.3 電圧計算および解列の発生検出

配電系統の電圧制御には、配電系統内の潮流計算により求めこれを利用する。変電所送り電圧を PV 指定とし、各ノードは PQ 指定ノードとする。この時、簡単のために力率は 100%とし無効電力を 0 とする。潮流計算の時間刻みは、日射強度データの刻みと同様の 10 秒とする。系統内の電圧は 10 秒以内に安定するものとし、過渡現象は無いものとする。

また各ノードにおいて低圧系統の電圧が 107V を超えた場合は、電圧逸脱により PCS の解列動作があったものと判断し、その有無をカウントする。なお、この場合解列カウントのみ行い、シミュレーション上では発電装置は接続したままとし電圧逸脱したまま制御を続けるものとする。

6.3 電圧制御シミュレーション

シミュレーションによる制御は次の 3 種とする。

- (1) 時刻による一律制御（一律制御）
- (2) 変電所送出電力に基づく制御（送出電力に基づく制御）
- (3) 予測発電量に基づく制御（予測制御）

6.3.1 時刻による一律制御（一律制御）

変電所送出電圧の切り替えを 07:00 と 17:00 の 2 回行う。日中 07:00～17:00 送出電圧を 6400V 一定とする。この送出ルールは、太陽光発電装置が接続されていない場合においてすべてのノードで低圧配電電圧が規定内（95V 以上）に収まる設定である。

6.3.2 変電所送出電力に基づく制御（送出電力に基づく制御）

日中 07:00～17:00 の変電所送出電圧は、変電所から送りだされた直前 15 分間の変電所送出電力すなわち変電所配電用変圧器通過電力の平均値によって決定する手法である。この送出電力は変電所からの送り電力であり、シミュレーションでは総需要から太陽光発電量を引いて計算する。直前送出電力と送出電圧の関係は複数の事前電圧計算より表 6-1 のようにルールを定めた。

表 6-1 変電所送出電圧ルール

送出電力[kW]	送出電圧[V]
1000 ～ 1500	6,700
500 ～ 1000	6,600
0 ～ 500	6,500
-500 ～ 0	6,400
-1000 ～ -500	6,300
～ -1000	6,200

$$\text{送出電力} = \text{需要電力} - \text{発電電力}$$

6.3.3 予測発電量に基づく制御（予測制御）

本研究で提案する制御手法である。第 3 章の手法により 15 分間先までの太陽光発電出力を予測し、あらかじめ送出電圧すべてについて配電系統の予測電圧分布計算を行い、その中から前述の制御条件に基づき最適な送出電圧を決定する制御である。

6.4 電圧制御シミュレーションの結果

6.4.1 一律制御

- 図 6-4（a）に 1 日の時系列例を、
- 図 6-4（b）に 1 日の電圧分布例を、
- 図 6-4（c）に 1 日の距離と電圧の分布例を、
- 図 6-4（d）に 61 日間の日中の電圧分布を、

図 6-4 (e) に電圧分布ノード 5 の拡大図をそれぞれ示す。

図 6-4 (a), 図 6-4 (b), 図 6-4 (c) より, 高圧系統, 低圧系統ともに変電所から遠ざかるほど電圧変化が大きくなることが分かる。また, ノード 4, 5 で 10:00~12:00 前後に上限規定電圧 107V を超えていることが分かる。この電圧上昇の原因は, 太陽光発電の逆潮流によるものであり, 解列が発生していることが分かる。

図 6-4 (d), 図 6-4 (a) は, 4 月 1 日~5 月 31 日の 61 日間 07:00~17:00 における低圧系電圧分布結果を示した分布図である。この制御では, 日中は送出電圧を変更しないため電圧分布は全体に広がりが大きく, 107V を大きく超える回数が多いことから, 実際には解列により, 太陽光発電エネルギーが有効に利用されていないことが分かる。

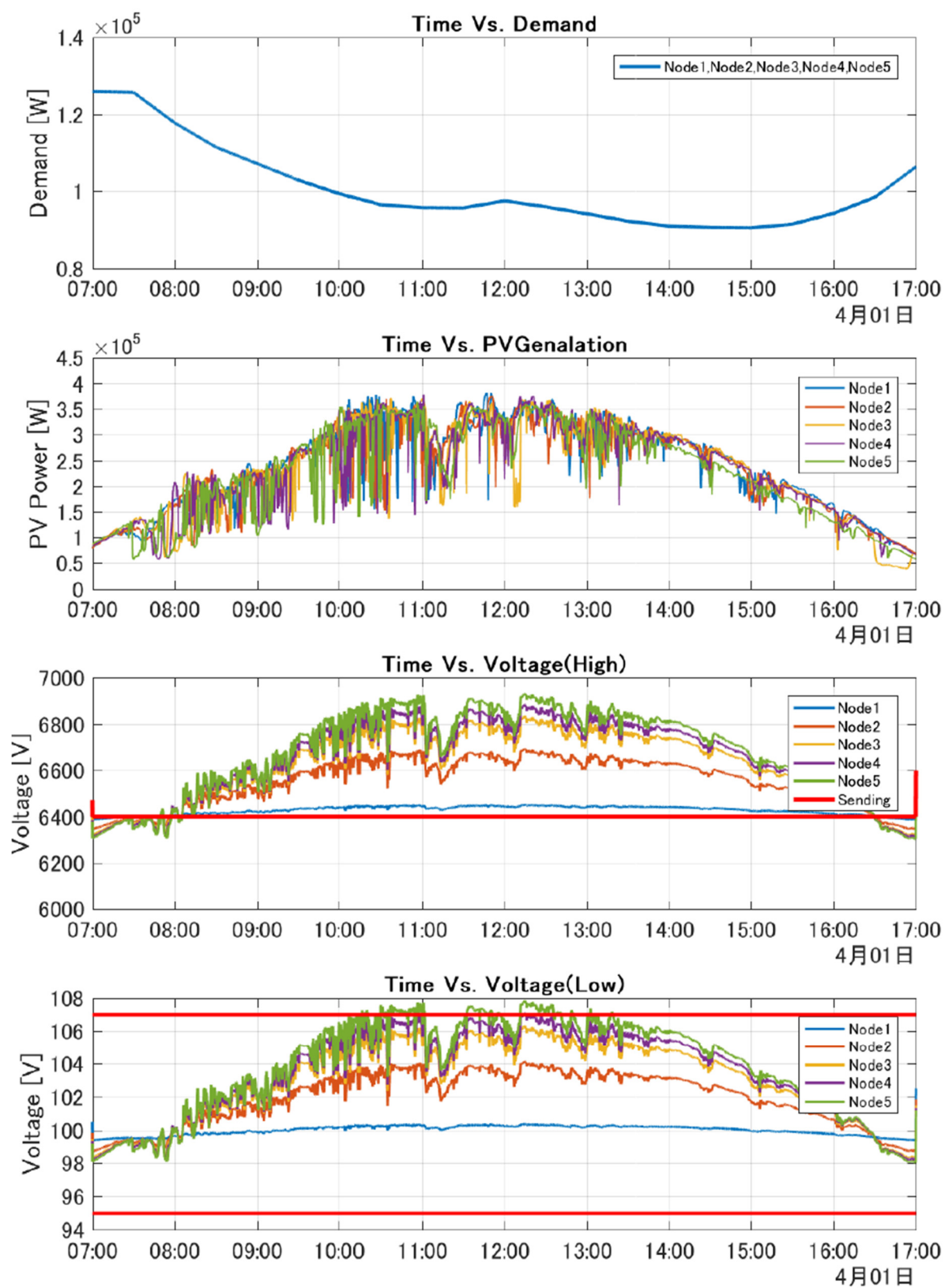


图 6-4 (a) 一律制御時系列 例 (4月1日)

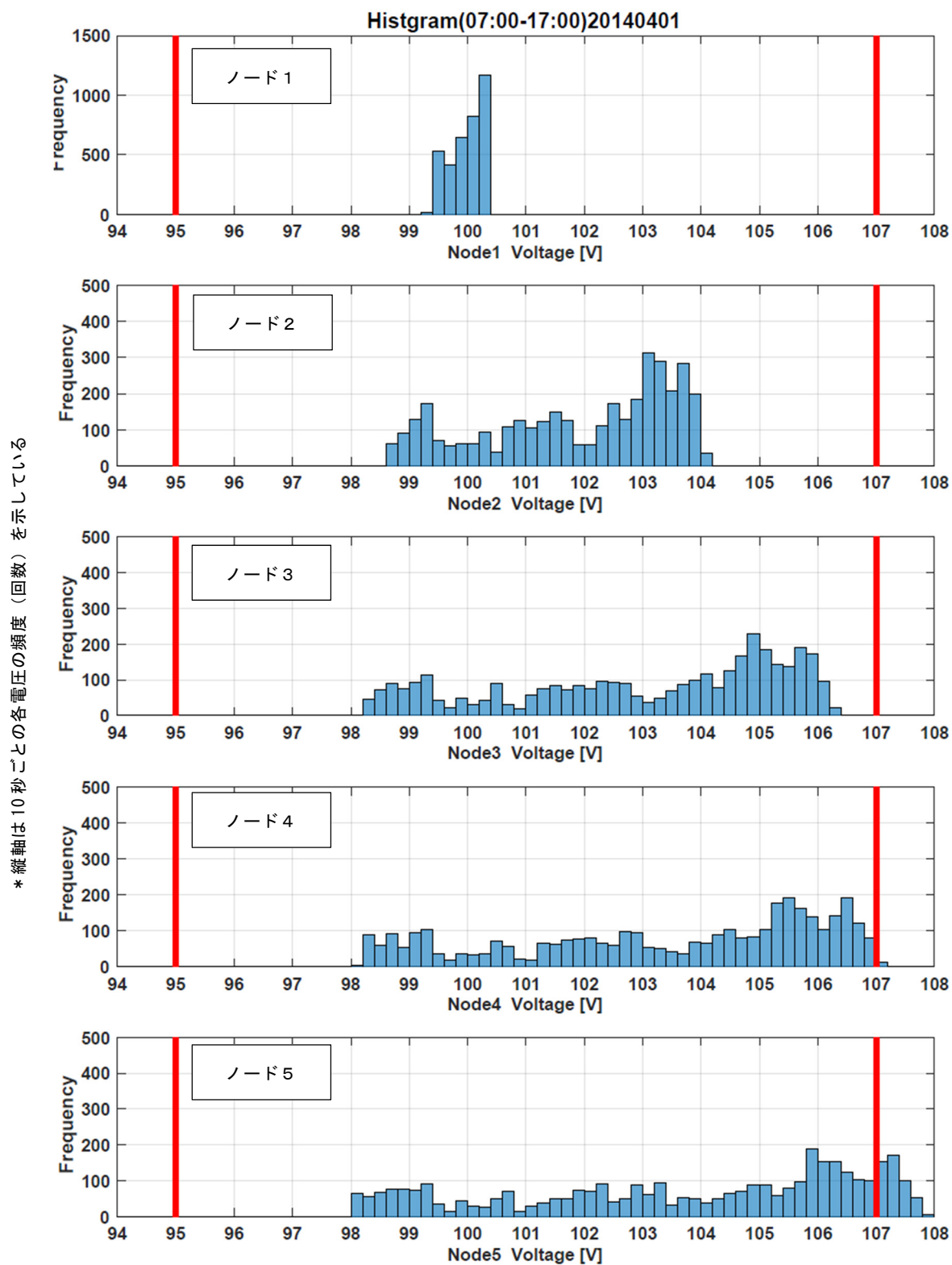


図 6-4 (b) 一律制御電圧分布 例 (4 月 1 日)

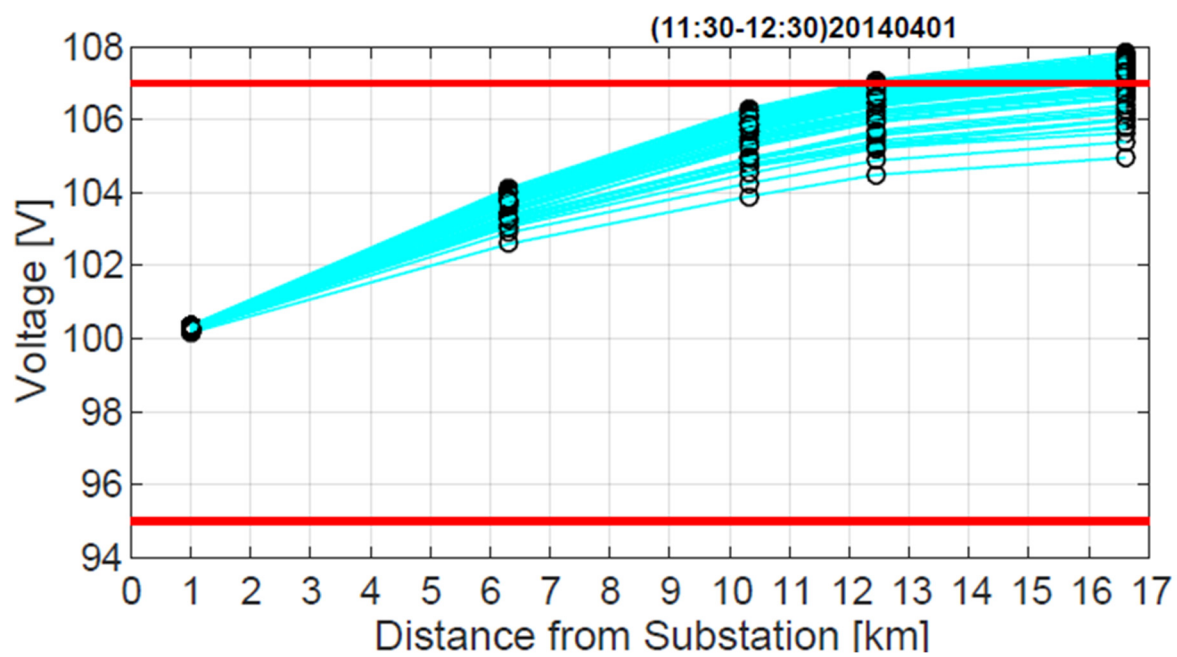


図 6-4 (c) 一律制御による距離と電圧の分布 (例 (4月1日 11:30~12:30))

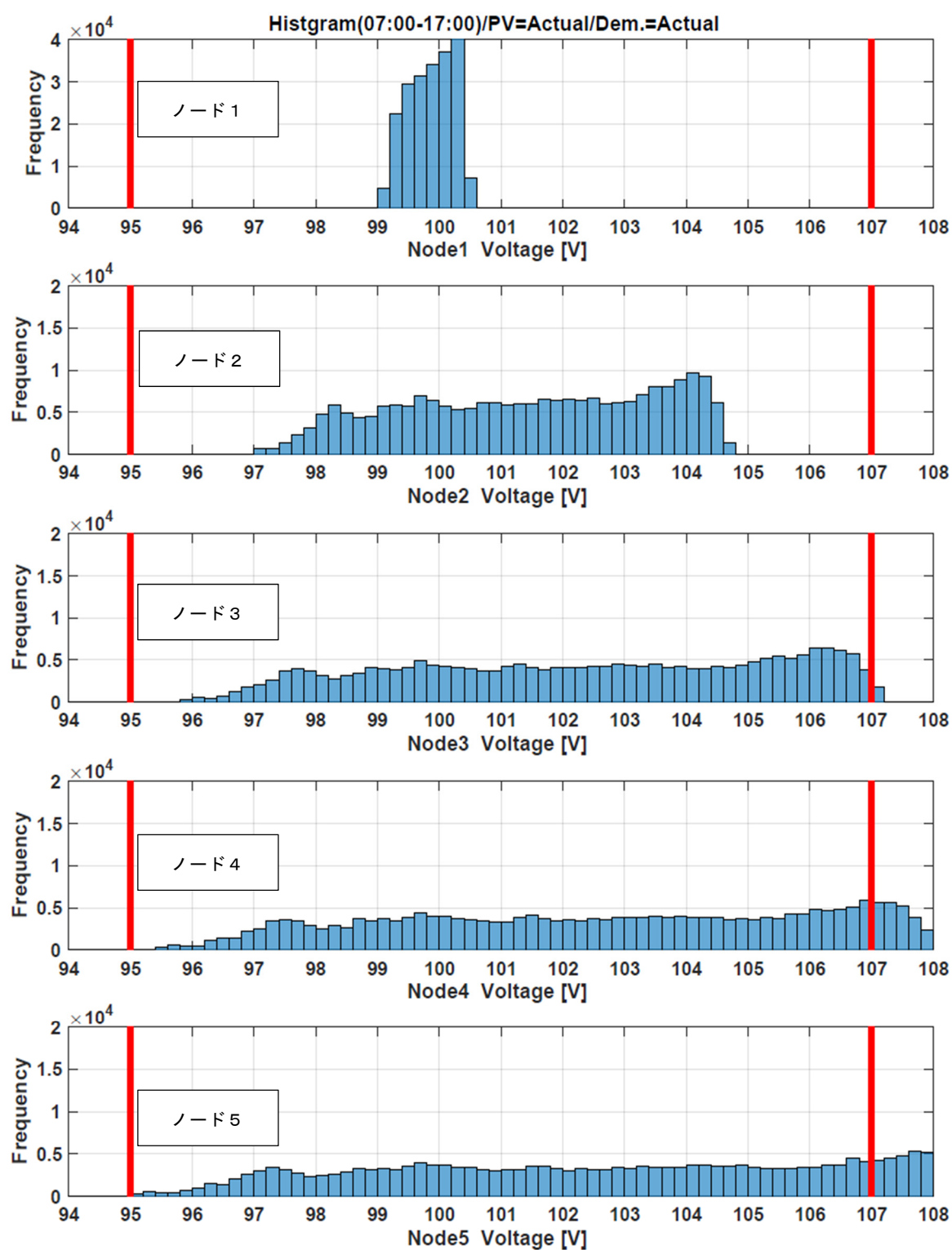


図 6-4 (d) 一律制御による電圧分布 (61 日間 07:00~17:00)

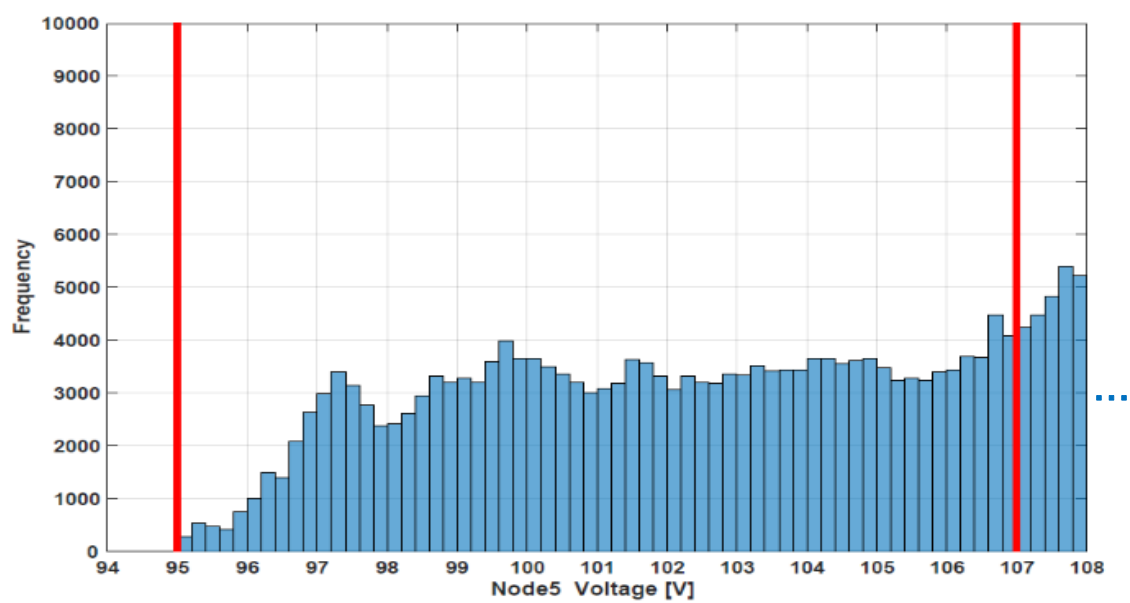


図 6-4 (e) 一律制御による電圧分布 (ノード 5 拡大図)

6.4.2 送出電力に基づく制御

図 6-5 (a) に 1 日の時系列例を,

図 6-5 (b) に 1 日の電圧分布例を,

図 6-5 (c) に 1 日の距離と電圧の分布例を,

図 6-5 (d) に 61 日間の日中の電圧分布を,

図 6-5 (e) に電圧分布ノード 5 の拡大図をそれぞれ示す。

図 6-5 (a), 図 6-5 (b), 図 6-5 (c) より, 高圧系統, 低圧系統ともに変電所から遠ざかるほど電圧変化が大きくなることが分かる。しかし, 一定の制御が行われており, この日は, 上限規定電圧 107V は超えず解列が発生していないことが分かる。

図 6-5 (d), 図 6-5 (a) は, 4 月 1 日～5 月 31 日の 61 日間 07:00～17:00 における低圧系電圧分布結果を示した分布図である。一律制御は送出電圧調整を行っていないのに対し, この制御は事前のルールによる送出電圧調整を行っており, 電圧分布があまり広がっていないことが確認できる。

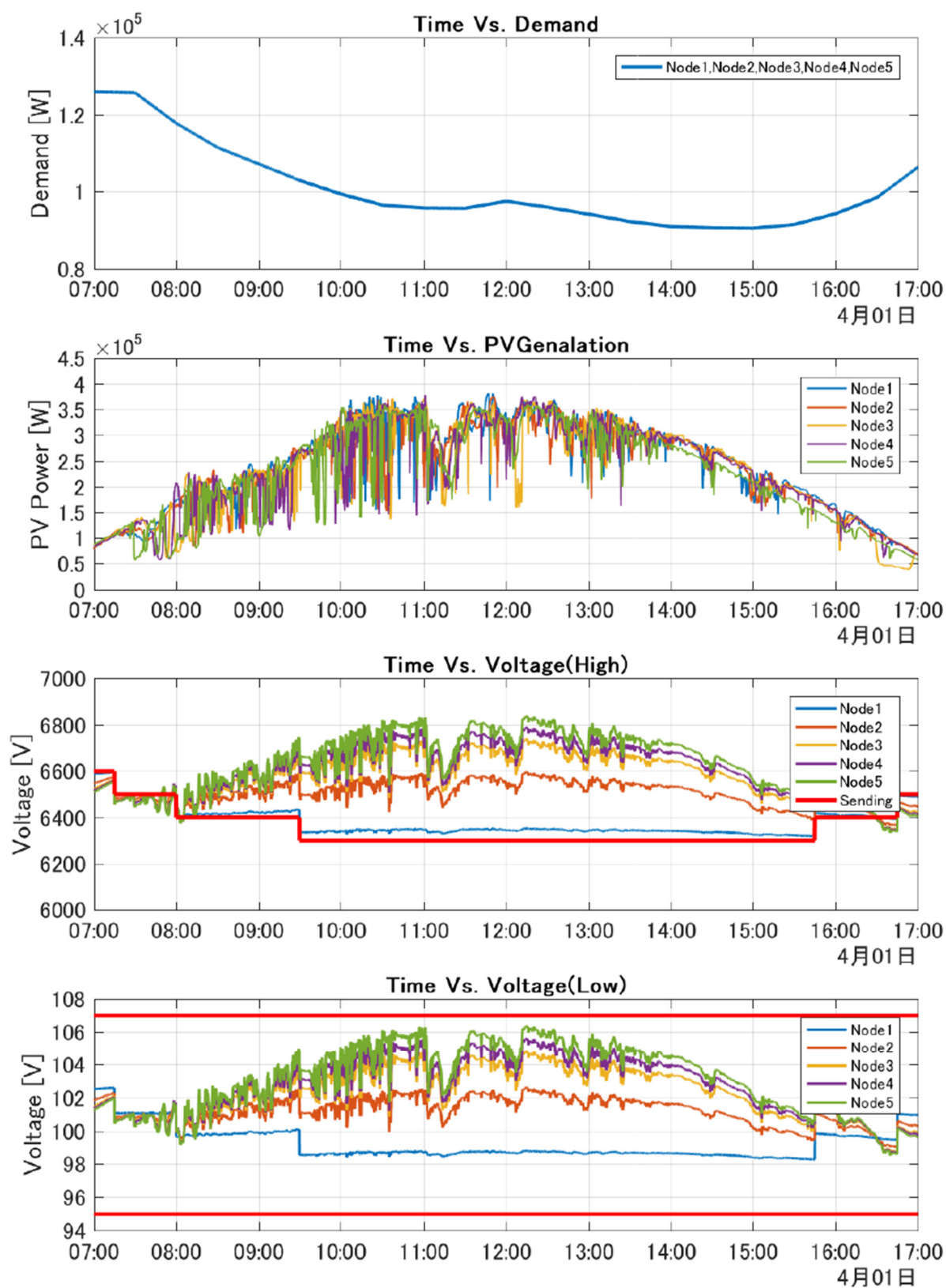


図 6-5 (a) 送出電力に基づく制御時系列 例 (4月1日)

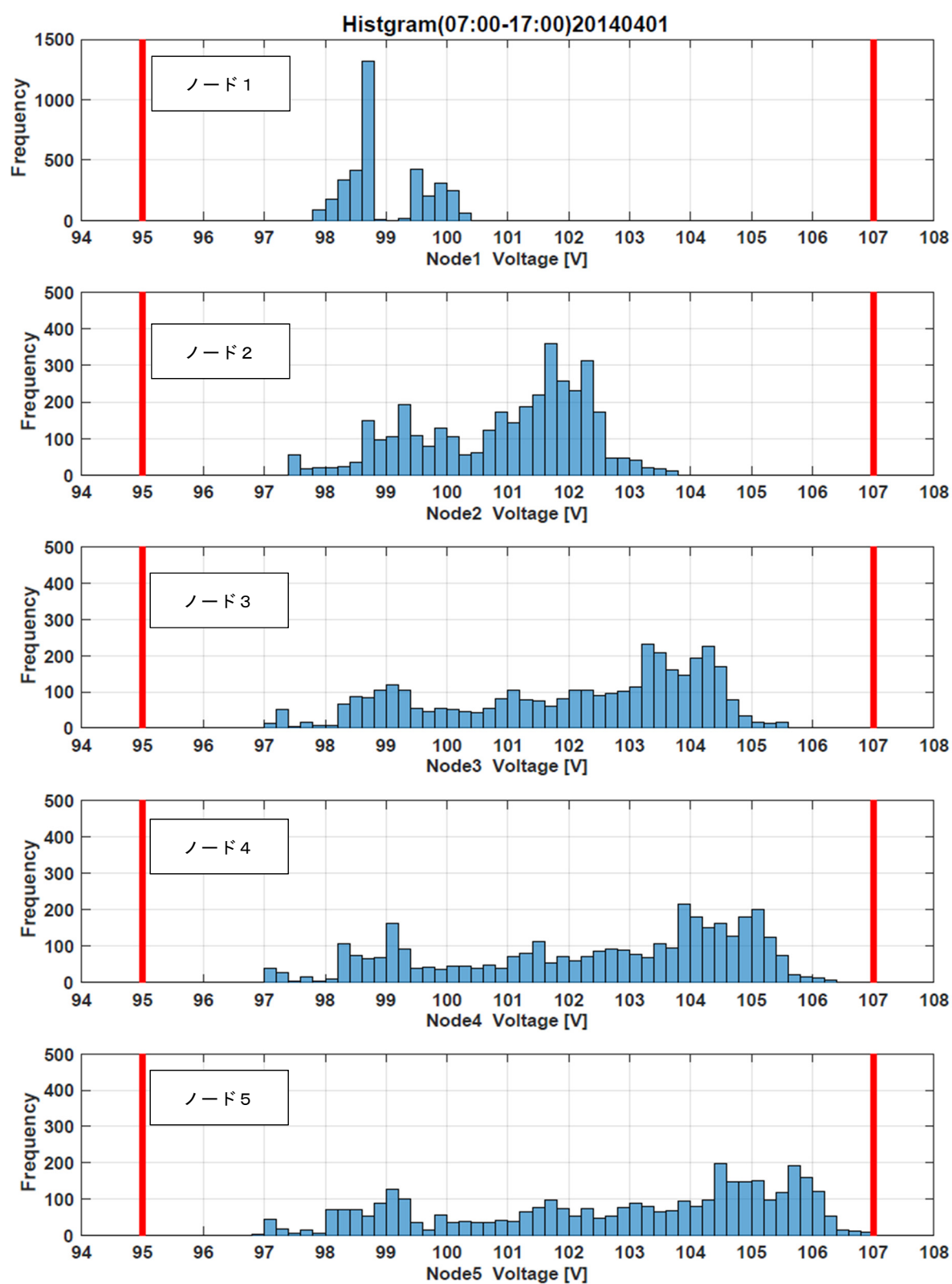


図 6-5 (b) 送出電力に基づく制御電圧分布 例 (4 月 1 日)

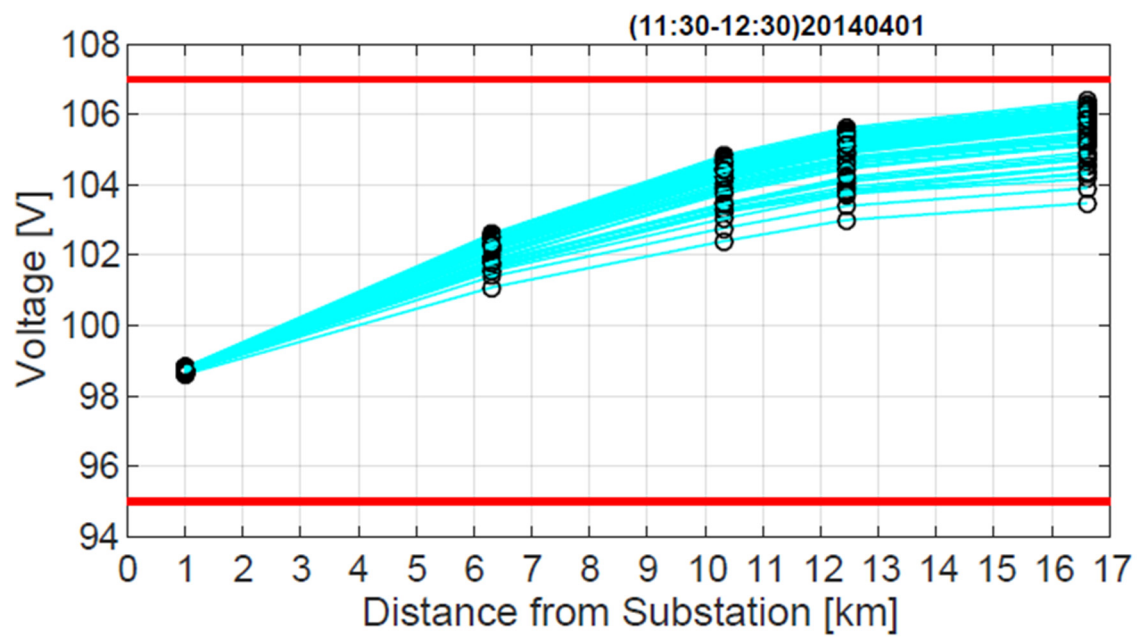


図 6-5(c)送出電力に基づく制御による距離と電圧の分布(例(4 月 1 日 11:30~12:30))

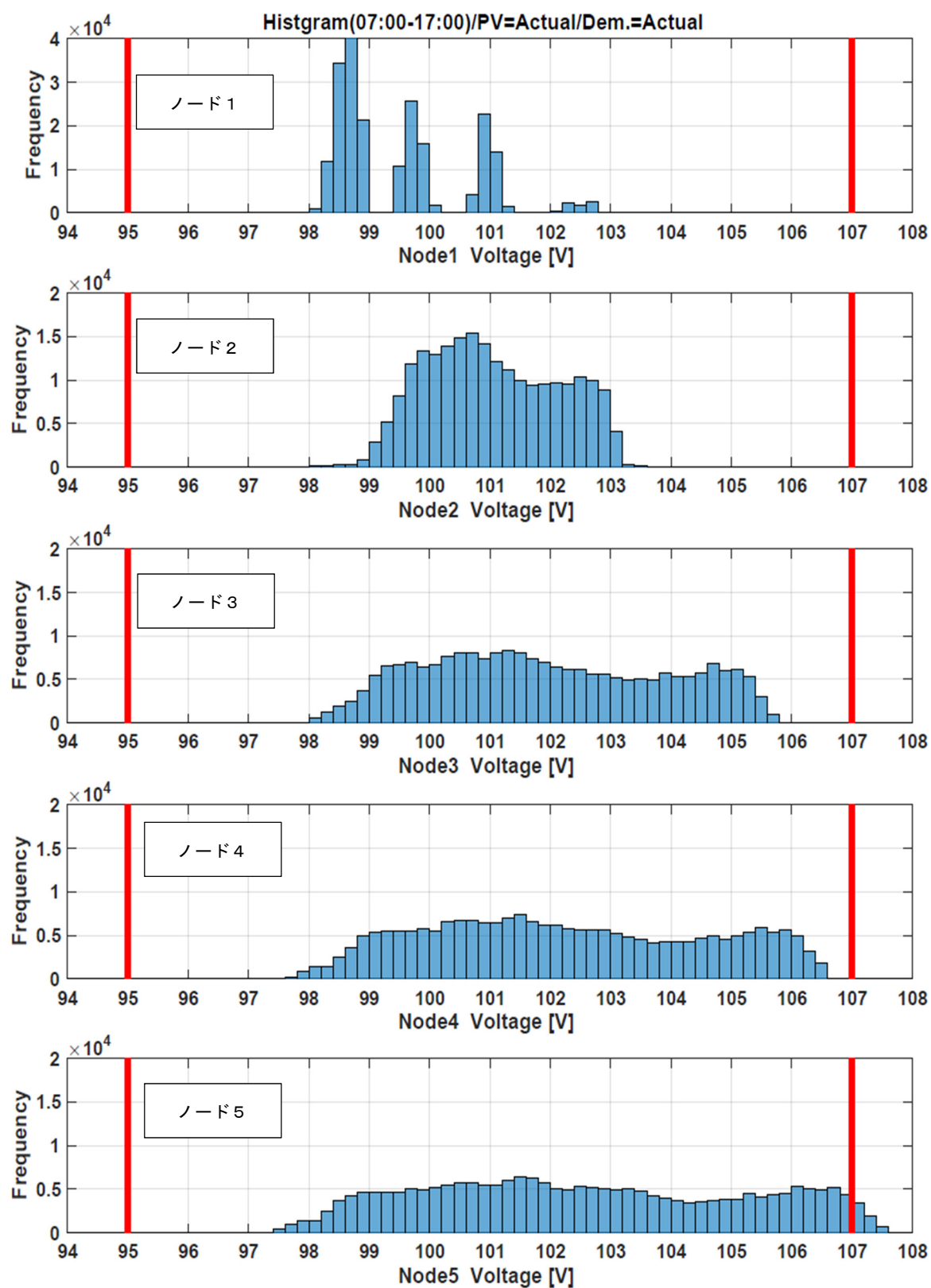


図 6-5 (d) 送出電力に基づく制御による電圧分布 (61 日間 07:00~17:00)

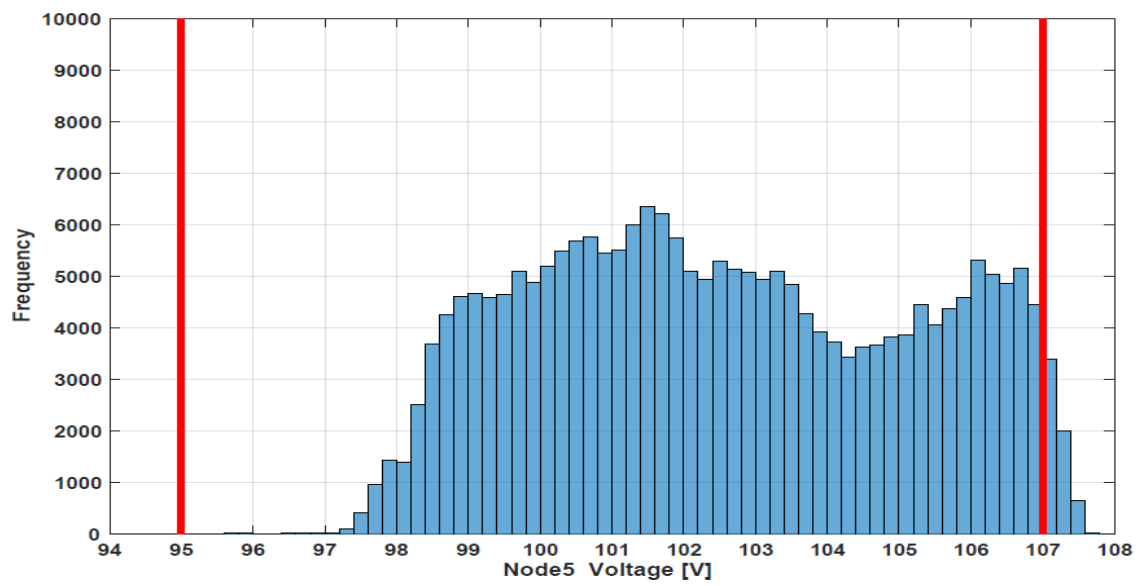


図 6-5 (e) 送出電力に基づく制御による電圧分布 (ノード5 拡大図)

6.4.3 予測制御（提案手法）

図 6-6（a）に 1 日の時系列例を，
図 6-6（b）に 1 日の電圧分布例を，
図 6-6（c）に 1 日の距離と電圧の分布例を，
図 6-6（d）に 61 日間の日中の電圧分布を，
図 6-6（e）に電圧分布ノード 5 の拡大図をそれぞれ示す。

図 6-6（a），図 6-6（b），図 6-6（c）より，高圧系統，低圧系統ともに変電所から遠ざかるほど電圧変化が大きくなることが分かる。しかし，予測による制御が行われており，この日は，上限規定電圧 107V は超えず解列が発生していないことが分かる。

図 6-5（d），図 6-5（a）は，4 月 1 日～5 月 31 日の 61 日間 07:00～17:00 における低圧系電圧分布結果を示した分布図である。電圧分布がさらに広がっていないことが確認できる。

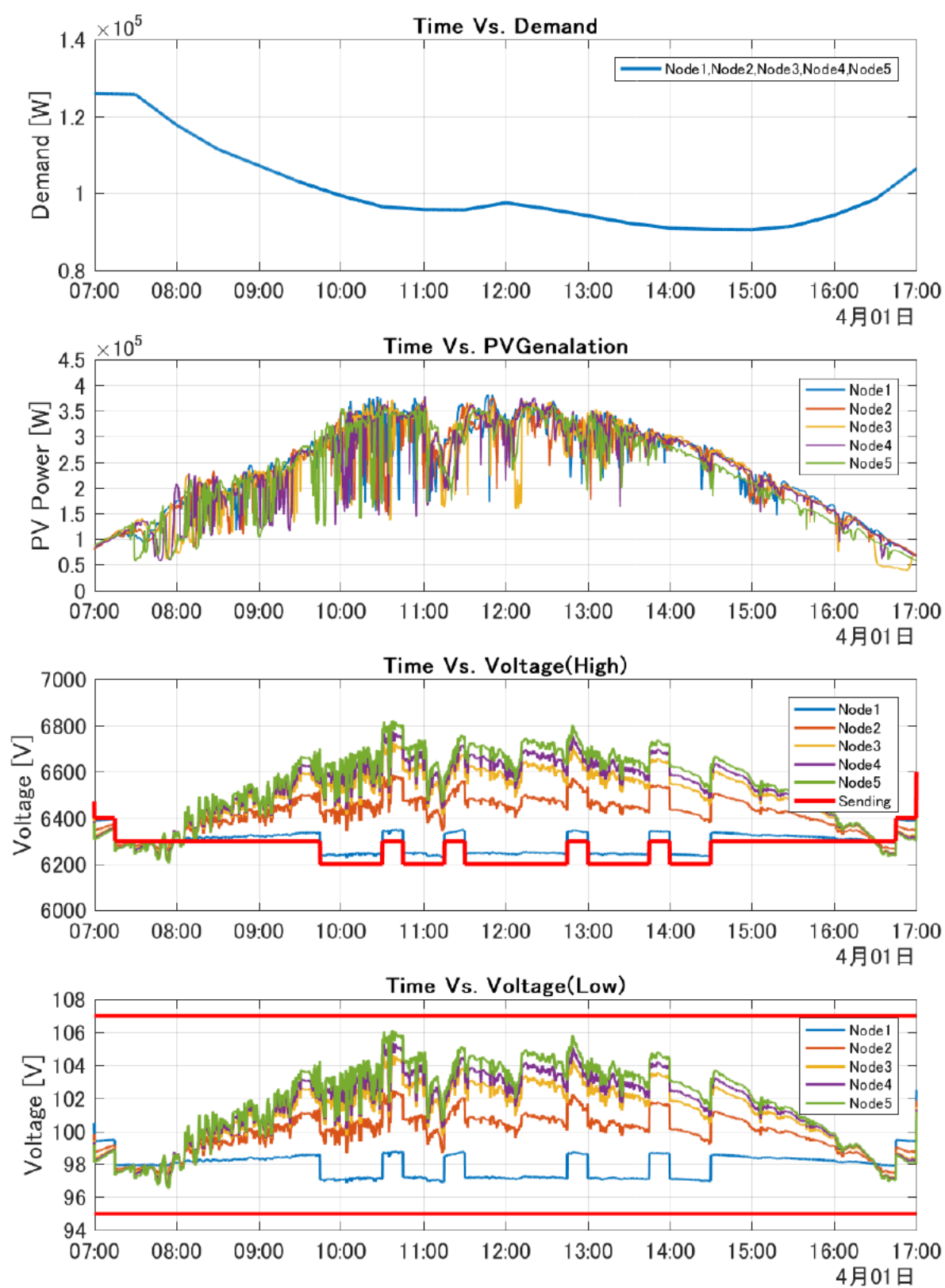


图 6-6 (a) 予測制御 時系列 例 (4月1日)

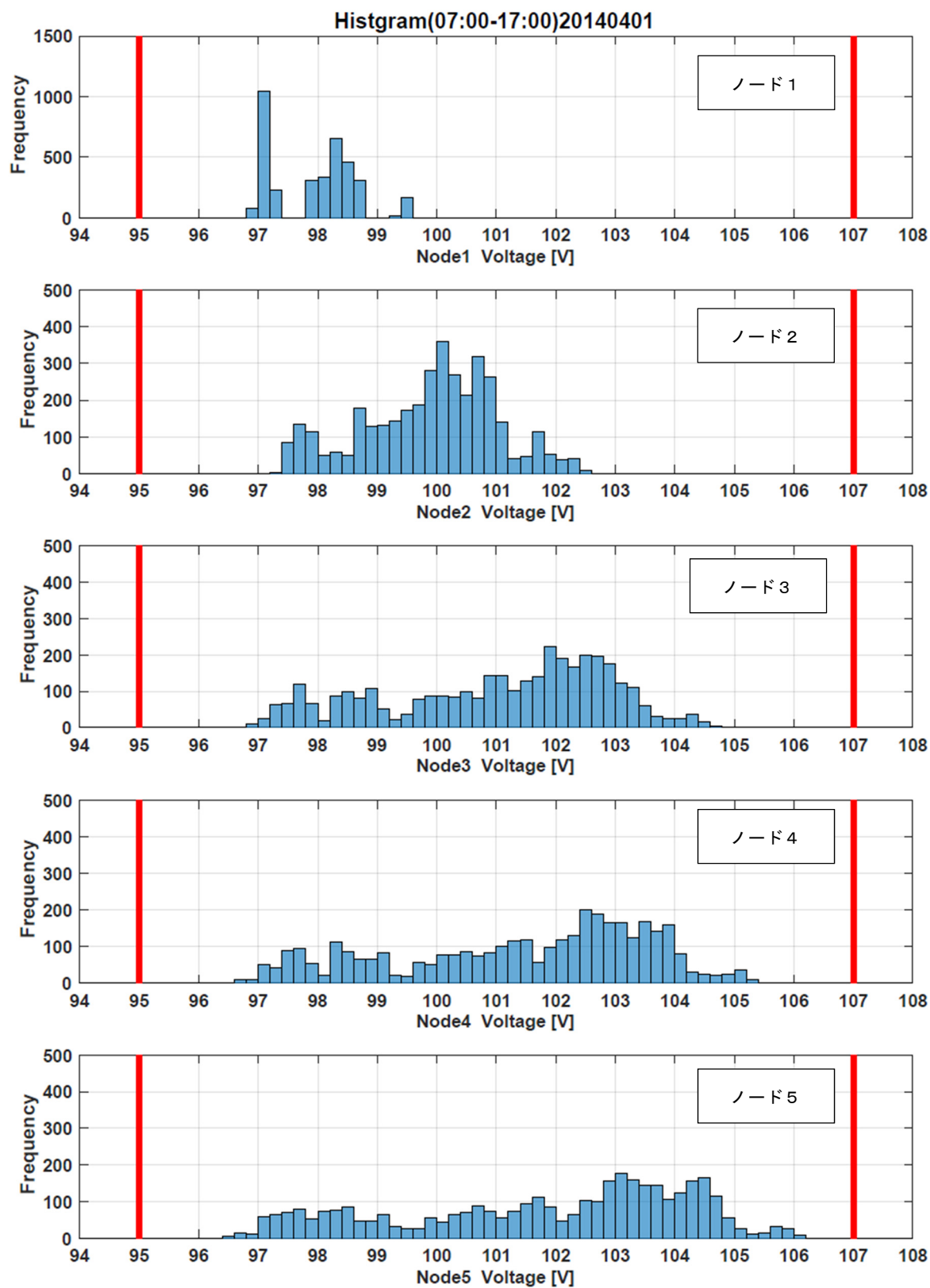


図 6-6 (b) 予測制御電圧分布 例 (4月1日)

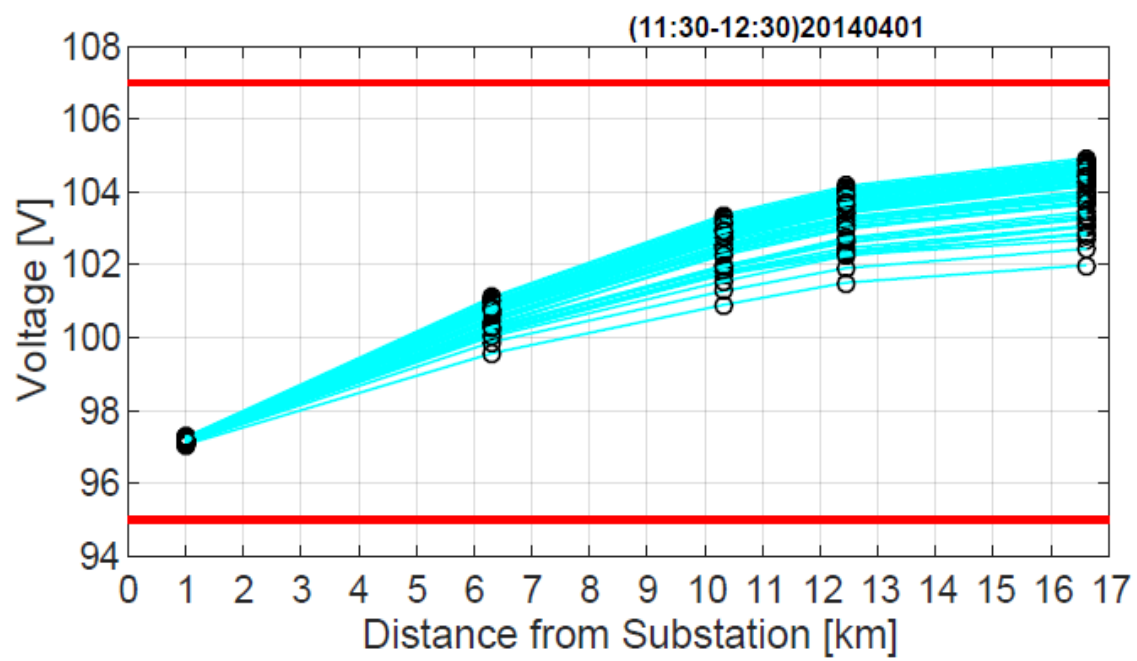


図 6-6 (c) 予測制御による距離と電圧の分布 (例 (4月1日 11:30~12:30))

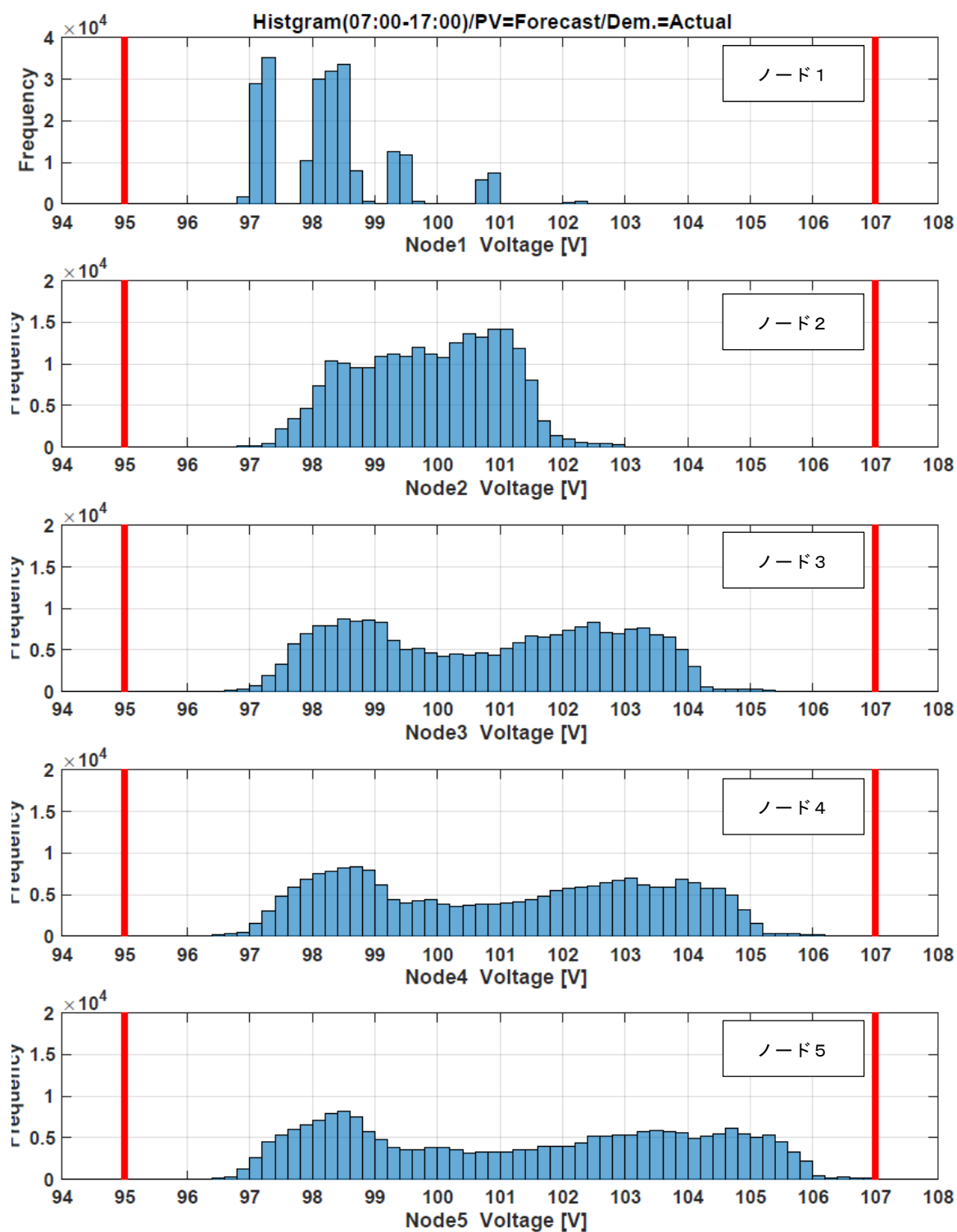


図 6-6 (d) 予測制御による電圧分布 (61 日間 07:00~17:00)

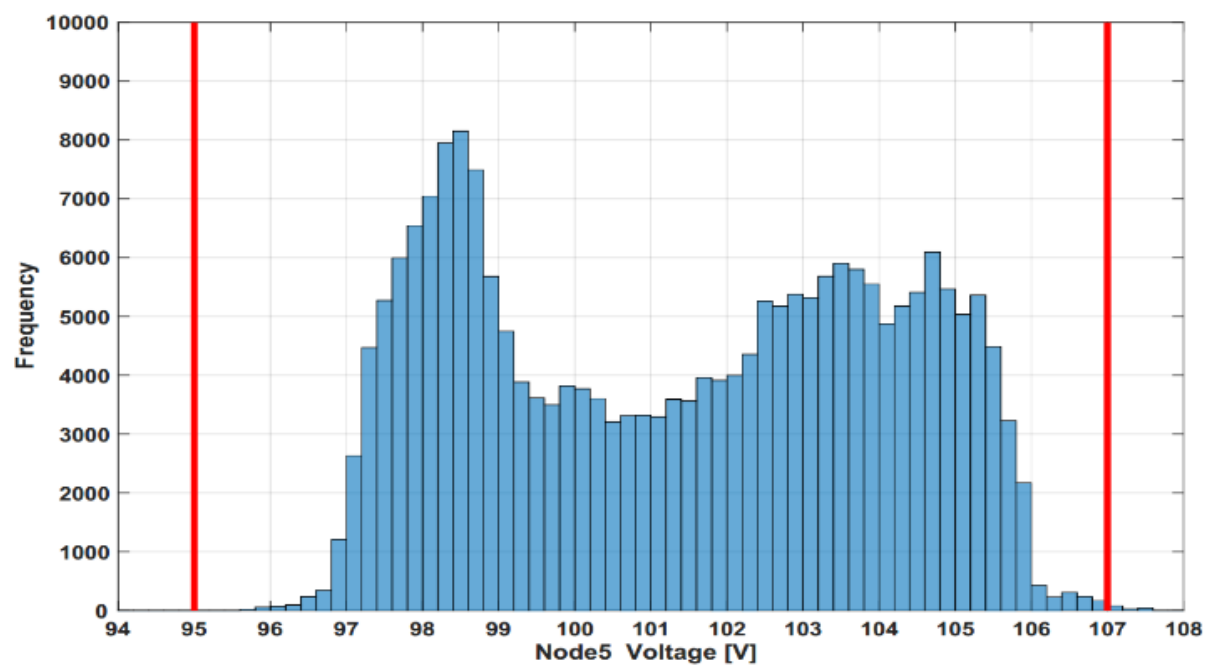


図 6-6 (e) 予測制御による電圧分布 (ノード 5 拡大図)

6.4.4 各制御手法の結果比較

表 6-2 に上限電圧逸脱回数（解列回数）による比較を示す。

表 6-2 解列頻度

	一律制御	送出電力に 基づく制御	予測制御
解列頻度 (割合)	40600 回 (18.5%)	5853 回 (2.67%)	148 回 (0.07%)
* データは 61 日間 07:00～17:00 の時間帯のみ。 * 回数は 10 秒刻みで 107V 以上の出現回数をカウント			

夜間 07:00～17:00 においては、すべての制御手法において同条件であるため比較の対象外としている。

6.5 考察

6.5.1 理想制御のシミュレーション結果との比較

前述の制御 3 手法についてその結果を比較し、提案手法の特徴や有効性について考察を行う。各手法の評価を行う前に、「理想制御」による結果を算出する。理想制御は、各ノードで太陽光発電の発電出力が 100%の精度で予測できた場合の制御である。第 3 章で示したように、予測には必ず誤差が含まれるが、予測精度が 100%であった場合の電圧制御の限界を知ることにより、提案手法の特徴がより明確になる。シミュレーションでは、入力する予測太陽光発電出力の代わりに実際の発電出力値を入力して求める。

図 6-7（a）に 1 日の時系列例を、

図 6-7（b）に 1 日の電圧分布例を、

図 6-7（c）に 1 日の距離と電圧の分布例を、

図 6-7（d）に 61 日間の日中の電圧分布を、

図 6-7（e）に電圧分布ノード 5 の拡大図をそれぞれ示す。

図 6-7（a）、図 6-7（b）、図 6-7（c）より、高圧系統、低圧系統ともに変電所から遠ざかるほど電圧変化が大きくなることが分かる。しかし、この理想制御では解列が発生していないことが分かる。

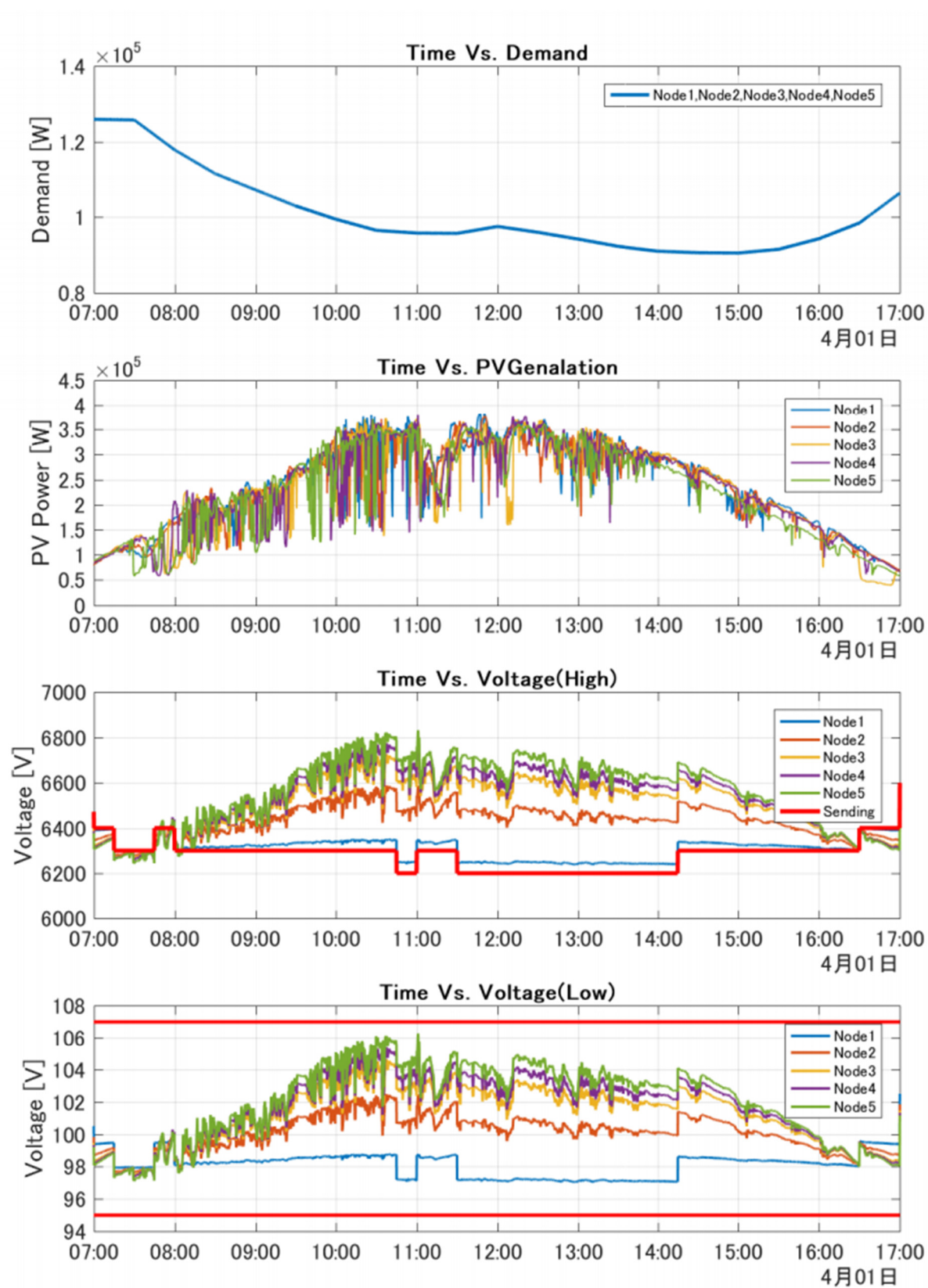


图 6-7 (a) 理想控制 時系列 例 (4月1日)

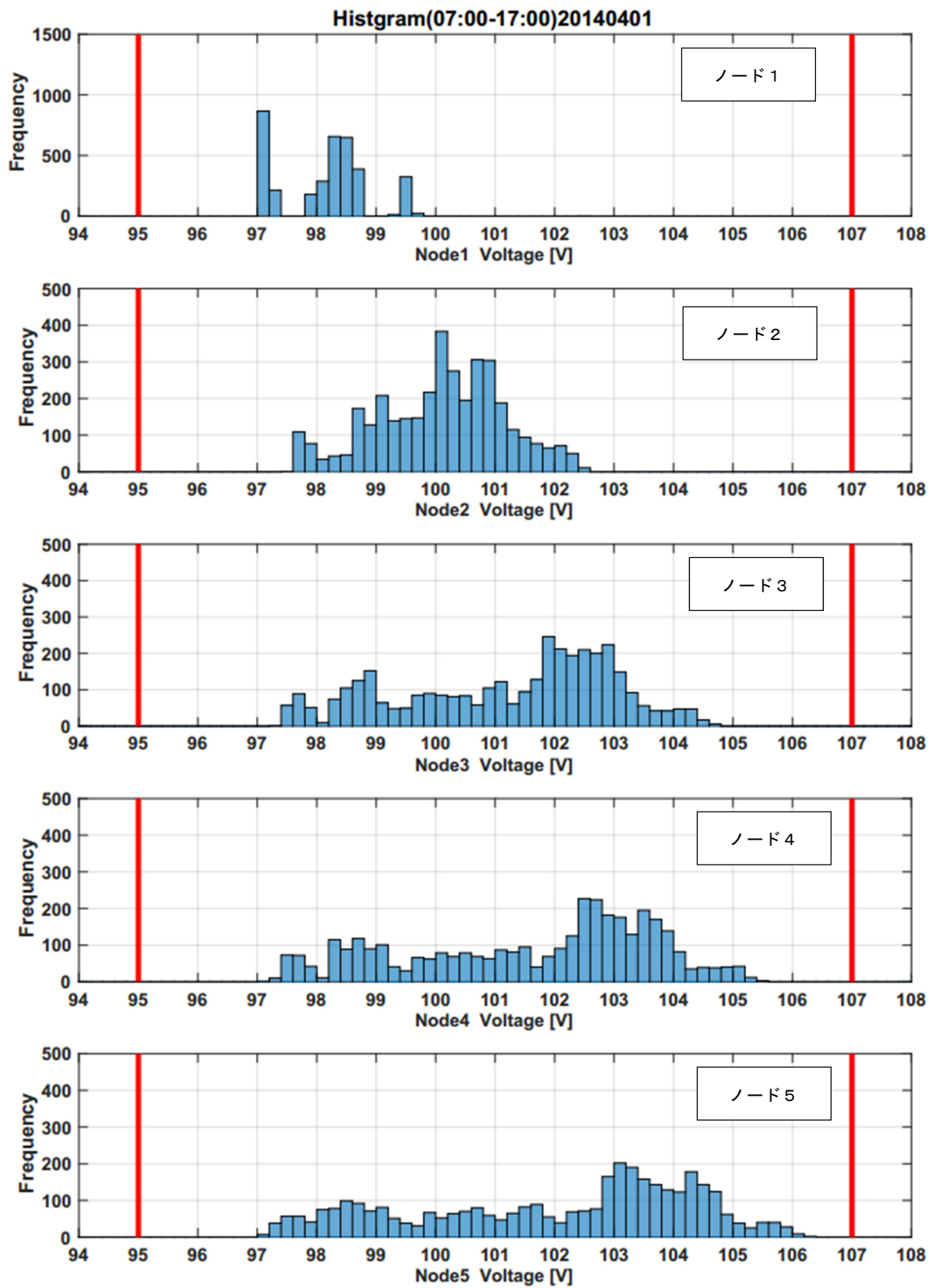


図 6-7 (b) 理想制御電圧分布 例 (4月1日)

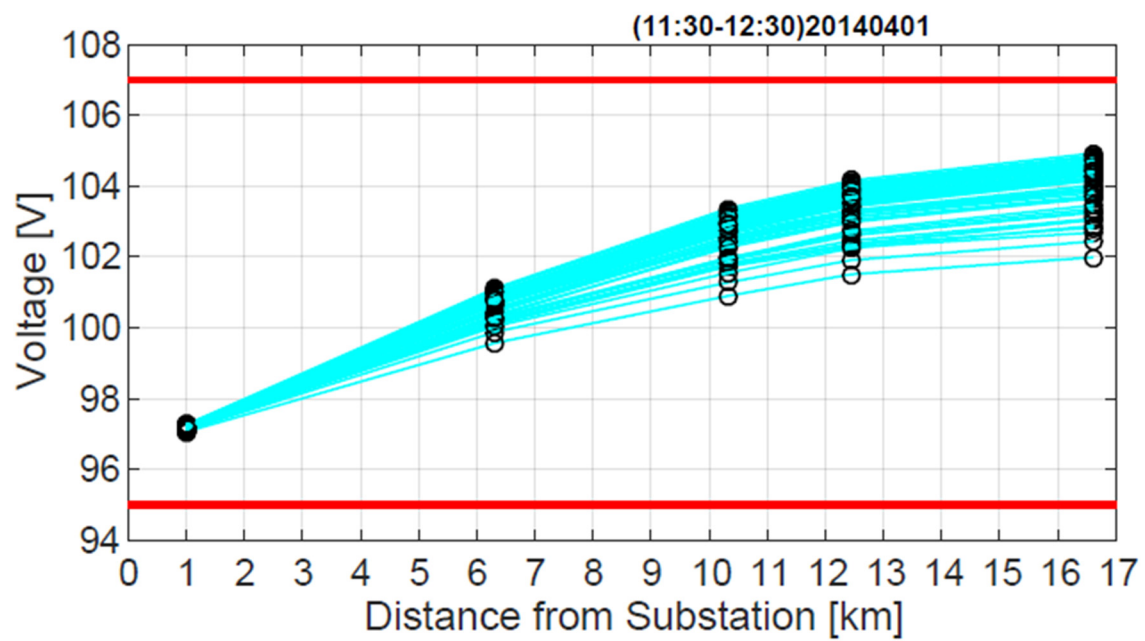


図 6-7 (c) 理想制御による距離と電圧の分布 (例 (4月1日 11:30~12:30))

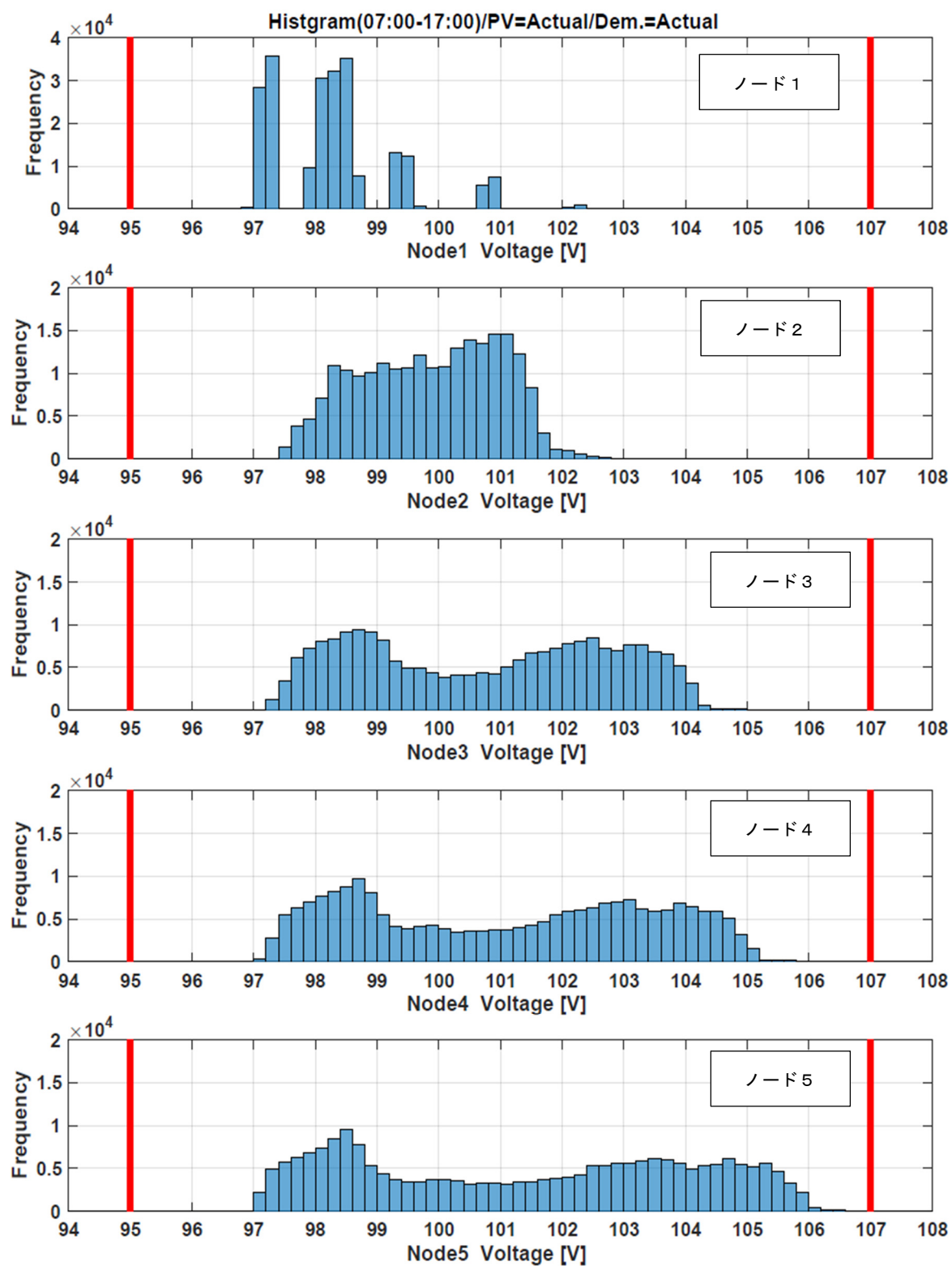


図 6-7 (d) 理想制御による電圧分布 (61 日間 07:00~17:00)

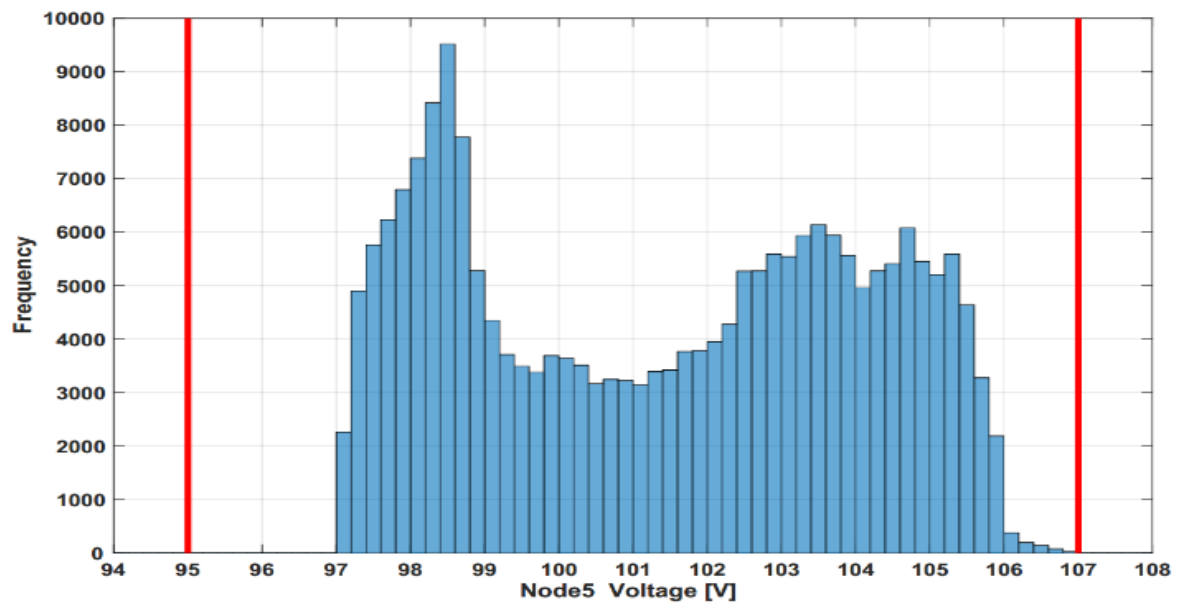


図 6-7 (e) 理想制御による電圧分布 (ノード 5 拡大図)

理想制御を含め4種の電圧制御手法を比較し評価する。表 6-3 はノード 5 について、すべての制御手法での結果を解列の頻度で示している。

「一律制御」は日中制御を行っていないため、太陽光発電による逆潮流が発生しても解列による対策以外にとるべき手段がないことがうかがえる。設定している送出電圧は、もともと雨天時の設定であるため、これ以上低くすることができない。亘長が比較的長く、太陽光発電の普及率が上がった場合、実際にもこのようなことが発生することが予想できる。

「送出電力に基づく制御」は、一種のフィードバック制御であるため一律制御に比べ結果が良くなることが確認できる。ただし15分単位の切り替え制限がある場合、修正動作に15分を要することになる。また、修正動作自体も事前に定めた送出電圧を用いており、必ずしも最適な値とは限らない。送出電圧ルールを改良していくことも可能であるが、いわず試行錯誤によるこの手法は限界があり、系統上の需要や太陽光発電装置の普及率変化に対処しきれない可能性が大きい。

「予測制御」では、解列が完全に0とはならない。この理由は、「予測制御」では、最低電圧が97Vになるような制御をしているためである。予測値の上で97Vであっても、実際には日射強度の急激な変化により予測値と異なることにより97Vを下回ることが考えられる。したがって、予測制御において最低電圧として95Vになるような制御を行うと、予測値を下回る日射強度の発生時には、さらに電圧が下回ることがありこれは避けなければならない。これらの理由により、2V分は予測はずれのマージンと言える。

「理想制御」では事前に発電電力が100%わかっている前提であるため、最低電圧を95Vにすることが可能となる。しかしここでは、予測制御と条件を合わせて、最低電圧を97Vとしている。したがって制御結果も97V未満の電圧分布は0となる。それでも予測精度は最もよいことが分かる。

表 6-3 解列頻度（ノード5）

	一律制御	送出電力に基づく制御	予測制御	理想制御
解列頻度 (割合)	40600 回 (18.5%)	5853 回 (2.67%)	148 回 (0.07%)	0 回 (0%)
* 回数は10秒刻みで107V以上の出現回数をカウント * 割合は日中の時間帯での計算				

図 6-8(a), (b)に予測精度の異なる日中2日間の予測制御による電圧分布を示す。この2日は第3章の図 3-6(a), (b)にそれぞれ対応している。図 6-9(a), (b)として再掲する。予測精度の高い日(a)で示したように電圧制御が良好な場合がある一方、予測精度の低い日(b)で示したように、予測と大きくずれた日射強度が発生した場合、107Vを超え、頻繁に解列

が発生する日があることが確認できる。予測精度が制御後の電圧分布に影響していることが裏付けられる。(b)の例で示した日は日射強度が短い周期で大きく変動していることが確認されている。薄い雲が形を変えて速い速度で移動する場合、雲の切れ間からの日射が短周期で変動する。このような天候の場合、近距離であっても相互の相関係数値が低く、予測が困難でありその予測に基づいた電圧の制御をしても上限電圧を逸脱する可能性は高い。

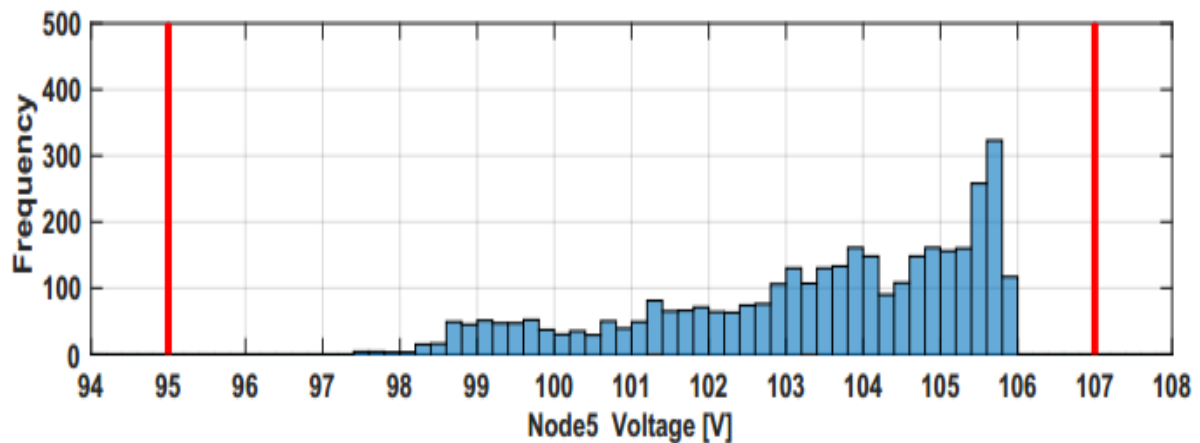


図 6-8 (a) 予測制御の精度（予測精度が高い日 ノード 5（5 月 28 日 07:00-17:00）

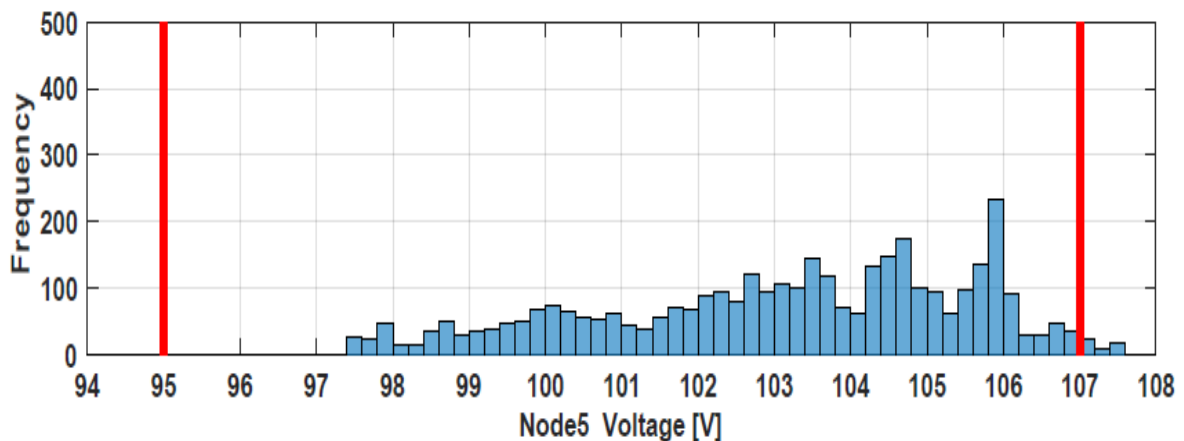


図 6-8 (b) 予測制御の精度（予測精度が低い日 ノード 5（5 月 22 日 07:00-17:00）

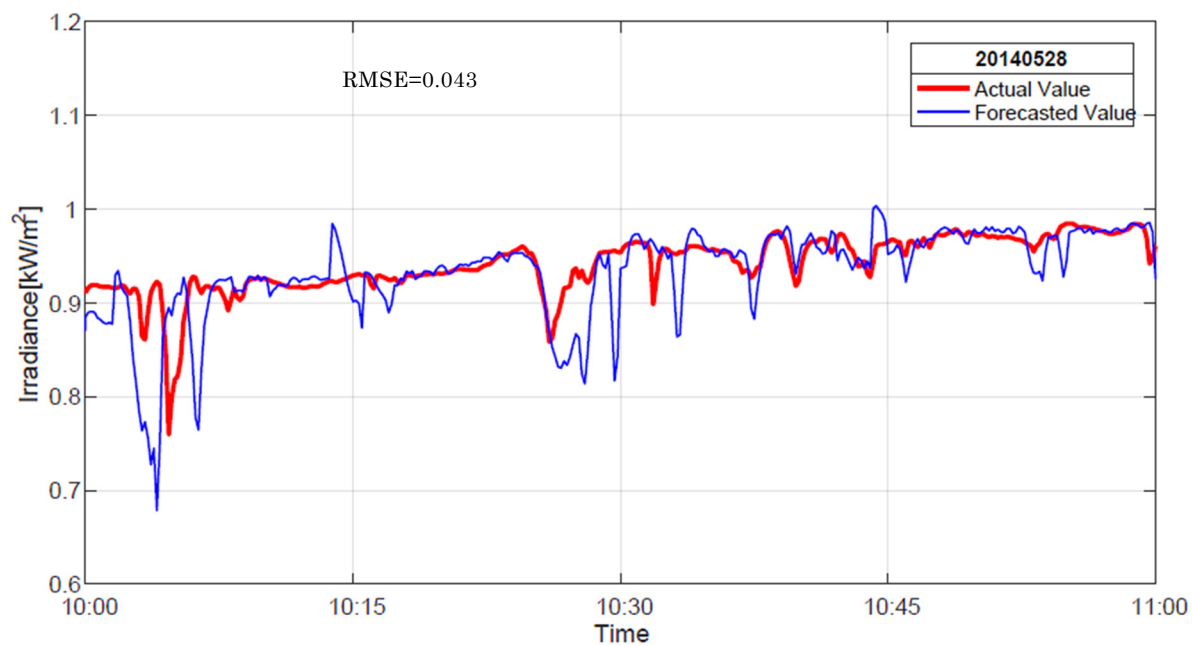


図 6-9(a) 予測精度が高い日 (5 月 28) (図 3-6(a) 再掲)

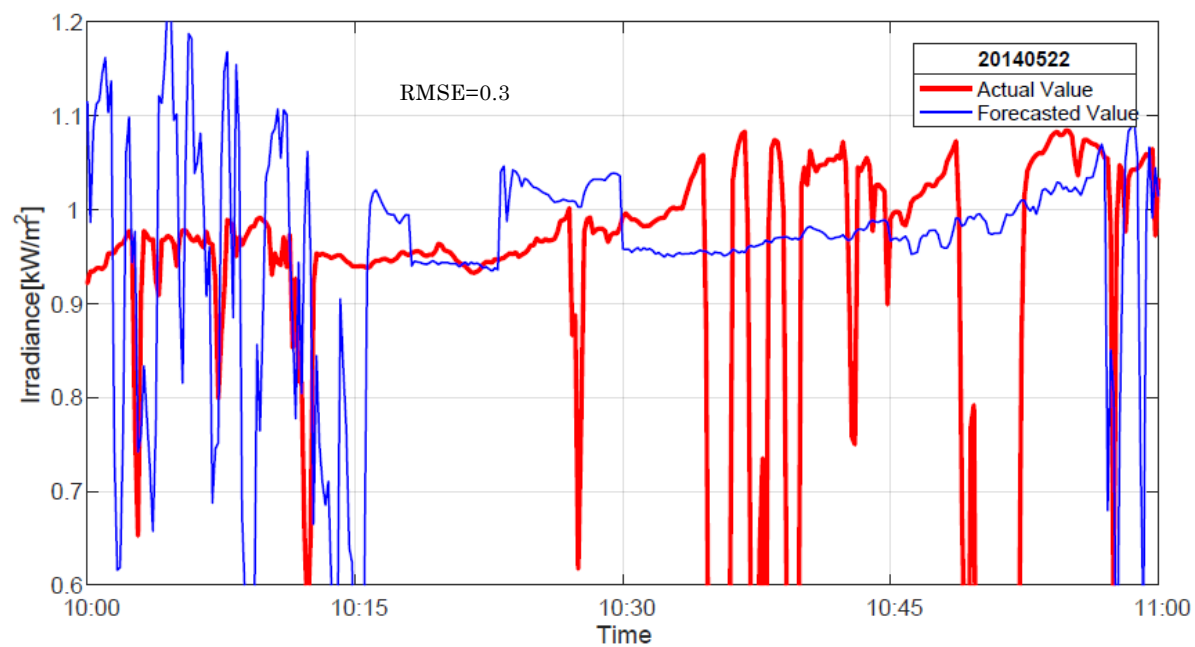


図 6-9(b) 予測精度が低い日 (5 月 22 日) (図 3-6(b) 再掲)

6.5.2 まとめ

以上をまとめると、次のようになる⁽¹⁾。

理想制御が行われた場合、解列が発生しないかきわめて低くなることがわかる。また、これに続き、「予測制御」「送出電力による制御」「一律制御」の順に解列頻度が増すことがわかる。一律制御では、送出電圧のルール設定を再調整することによりさらに改善する可能性があるものの、いわば経験則に基づく設定となり、常にそのルールが適用できるとは限らない。

提案する予測制御による手法では、配電線上の電圧の予測が可能であるため、最良の送出電圧が事前に決定できる可能性が高いものの、理想制御に比べて解列の頻度が高いことが分かる。考えられる要因を挙げる。

- ・日射強度予測が精度低いこと

日射強度予測の精度が下がる原因は、日射強度の変化が激しく、またその変化が周辺とも近似していない場合である。これは、一例としては、薄い雲が低く頻繁に移動している場合などに起こることが分かっている。相関を利用した日射強度の限界ともいえる。

- ・下限側規定電圧に対しての対策がないこと

100V系を例にとると、法律の規定により 95V～107V が許容範囲である。予測値に基づき低めに制御した場合、日射強度の予期しない低下などにより、予測が下方に外れた場合、電圧下限値を下回る危険性がある。一方、日射強度の予期しない上昇の場合でも、上限電圧を逸脱する可能性がある。しかし、この場合は、太陽光発電装置の解列による対策を講じることが可能であり、電圧逸脱を回避することが可能である。以上のことから、送出電圧を高めにより厳しく制御せざるを得ず結果として、解列が増加することになる。

第6章 参考文献

- (1) 小林浩昭, 加藤政一, 「太陽光発電の発電量予測を利用した配電系統の電圧制御手法」, 電気設備学会誌 40 巻 1 号 Vol.40, No.1 , pp.1-9(2020)

第 7 章 結論

本論文では、対象とする配電系統において周辺の日射強度との相関をもとめることにより、太陽光発電の短期予測が可能であることを示した。さらにこの予測値を用いて、変電所の送出電圧を適切に制御する手法により、配電系統の電圧を最も規定値内に収めることが可能であることを示した。これにより時刻設定による一律制御や変電所の送出電力に基づいた送出電圧の制御手法に比べ優れていることが示された。時刻設定や送出電力による制御は、過去のデータによる、いわば経験則による送出電圧制御であり、季節や発電装置の普及率など条件の変化による影響を受けやすく、その都度制御ルールの見直しが必要となる。

本研究で提案された予測制御は、配電線の電圧予測に基づいて制御するため、フィードフォワード制御といえる。シミュレーション結果からも配電系統の電圧の維持には効果があることが示された。一方、日射強度の著しい変化が局所的に発生した場合には、周辺地点との日射強度の相関が低く予測精度が低下し、その結果配電系統の電圧が規定値から逸脱することがあることも判明した。本手法による限界とも言える。しかし、予測精度の低下は相関係数値が低い場合であり、予測精度の低下自体が予想できる。こうした場合は、変電所の送出電圧をさらに高めに設定したり S V R や蓄電装置を併用したりするなどの、本手法以外の制御手法を併用する対策が考えられる。この場合でも、操作量を抑制できる。また、配電系統上の電圧予測には、接続されている機器の「発電電力予測値」「変電所送出電圧」に加え「需要電力予測値」も必要である。本研究においては「需要電力予測」を対象外としているが、直前の「需要データ」を予測値として代用する手法のみならず、今後、需要予測についてもさらに検討する余地がある。

本論文では、周辺から取得した日射強度情報をもとに電圧制御をシミュレーションにより行い検証を行った。この手法を用いて実用化するためには、周辺の各地点の日射強度または発電出力情報をリアルタイムで取得する必要がある。スマートメータによる通信機能とパワーコンディショナ（PCS）による太陽光発電装置監視により実用可能な範囲であると考えられる。

スマートメータについては、使用電気量の確認のために今後さらに普及が進むものと思われる。パワーコンディショナは、太陽光発電装置を系統に接続させるために、最大電力点追従制御回路（MPPT：Maximum Power Point Tracking）、インバータ、系統電圧監視回路などを有しており、機能的には、太陽光発電の瞬時発電出力、需要電力を取得できる可能性がある。同時に、需要量の情報取得も可能であり、この情報に基づいた需要量予測も今後可能性がある。これらの装置や回路は、本研究における情報収集装置として十分に応用可能な範囲であり、電力線通信（PLC：Power Line Communication）やインターネット

ット回線による通信を用いることで情報伝達も可能である。ただし、コストアップの点はもちろんのこと、需要電力の瞬時値（リアルタイムデータ）は、個人情報の意味合いが強く、法的な面からの整備も必要である。

研究として、残された課題として、以下があげられる。

- ・本論文で示した、予測が日本のすべての地域で利用可能かどうか、特に周辺からのデータ取得が困難な山間部や海岸部などでの検証が必要である。
- ・本論文では、解列頻度を用いることにより、予測や電圧制御の評価を行ったが、解列によって改善された配電系統の電圧評価を行い、解列復帰のタイミングなどについても検討する必要がある。

謝辞

本研究を進め、また本論文の作成にあたり、長期にわたりご指導をいただいた指導教員である東京電機大学 加藤政一教授に心より感謝申し上げます。

修士課程において、電力分野・太陽光発電等に関する研究、海外発表、論文作成、研究の進め方など研究全般において多大なご指導いただき、本研究を行う機会を与えてくださった 工学院大学 荒井純一名誉教授 に深く感謝いたします。

データ測定方法や処理方法その他多方面において多大なご助言をいただいた、職業能力開発総合大学校 岡野一雄名誉教授、千葉正伸名誉教授ならびに清水洋隆教授 に心より感謝いたします。

研究の機会、機材、業務の調整等を含め全般的にバックアップをいただいた、職業能力開発総合大学校 市川修教授、助教 森口肇先生をはじめ多くの同僚に心より感謝いたします。

研究を進めるにあたって、多くの意見・質問・説明の機会など、良い刺激を与えて頂いた東京電機大学 エネルギー環境システム研究室の皆様心より感謝申し上げます。

最後に、本研究を長きにわたり家族全員が賛成し支援してくれたことに感謝します。

本論文は多くの方々のご支援、ご協力により完成することができました。心より厚く御礼申し上げます。