

太陽光発電出力予測技術開発実証事業

評価用資料

平成27年9月4日

資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力基盤整備課

補助事業者17法人※

※…国立大学法人東京大学／伊藤忠テクノソリューションズ株式会社／ソーラーフロンティア株式会社／一般財団法人
日本気象協会／株式会社日立製作所／三菱電機株式会社／一般財団法人電力中央研究所／北海道電力株式会社／東
北電力株式会社／東京電力株式会社／中部電力株式会社／北陸電力株式会社／関西電力株式会社／中国電力株式会
社／四国電力株式会社／九州電力株式会社／沖縄電力株式会社

目 次

1. 事業の目的・政策的位置付け	2
1－1 事業の目的	2
1－2 政策的位置付け	2
1－3 国の関与の必要性	2
2. 研究開発目標	4
2－1 研究開発目標	4
2－2 全体の目標設定	4
2－3 個別要素技術の目標設定	4
3－1 成果	7
3－1－1 全体成果	7
3－1－2 個別要素技術成果	7
3－1－3 特許出願状況等	45
3－2 目標の達成度	47
4. 事業化、波及効果	51
4－1 事業化の見通し	51
4－2 波及効果	51
5. 研究開発マネジメント・体制等	52
5－1 研究開発計画	52
5－2 研究開発実施者の実施体制・運営	52
5－3 資金配分	54
6. 費用対効果	55
6－1 費用対効果	55
6－2 変化への対応	55

1. 事業の目的・政策的位置付け

1-1 事業の目的

天候等の気象条件により発電出力が変動する太陽光発電（PV：Photovoltaics）が大量に導入されることにより、需給運用が複雑化し、電力の安定供給が損なわれるおそれがあるため、太陽光出力データ収集実証事業（分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業（以下「PV300」という）、平成21年度～平成23年度）による太陽光発電の出力データ等や気象情報等を活用し、現在では確立されていない太陽光発電の出力把握や出力予測手法の開発を行い、太陽光発電等の大量導入と安定的な電力供給を確保する次世代送配電ネットワークの構築に寄与することを目的とする。

1-2 政策的位置付け

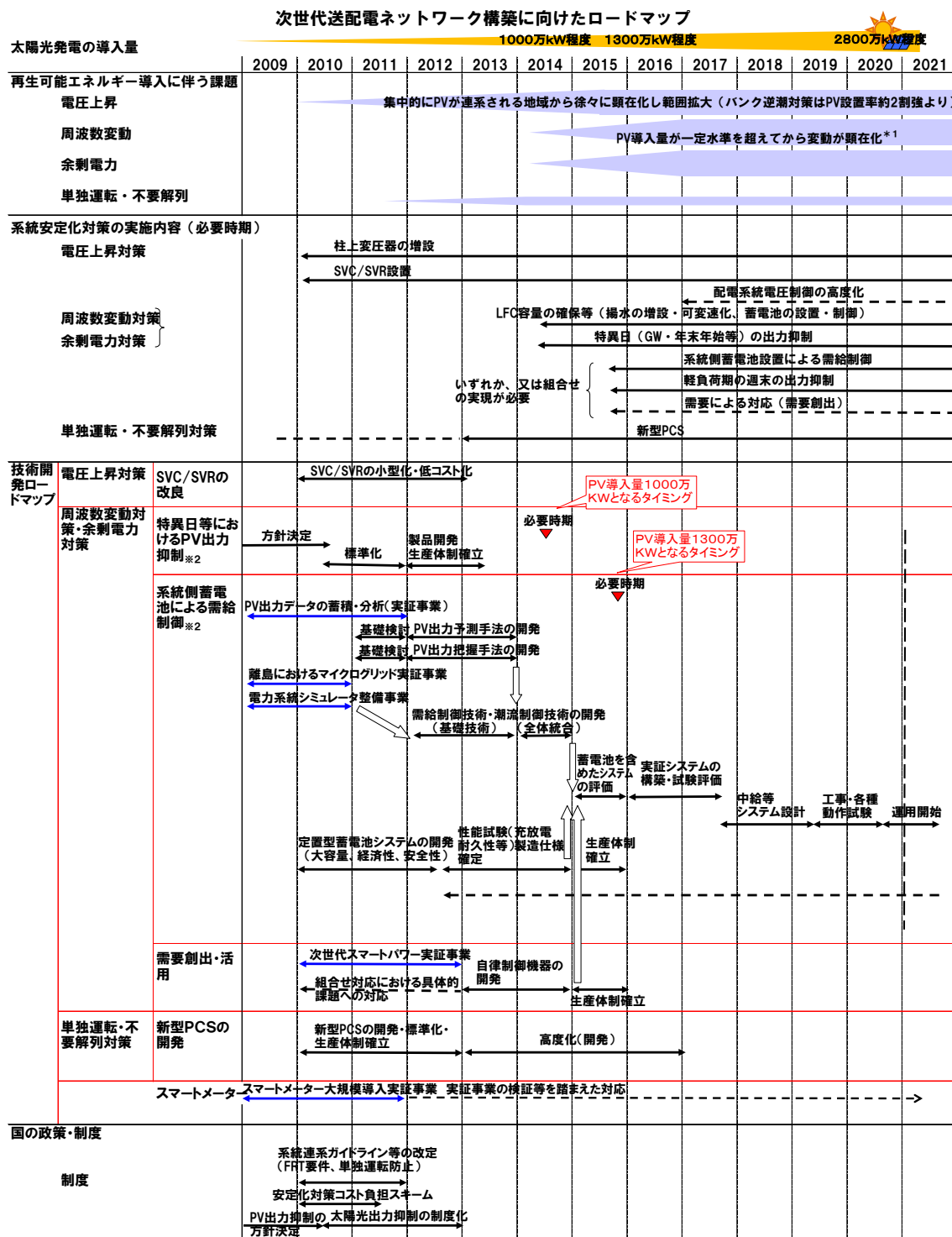
2009年8月の長期エネルギー需給見通し（再計算）において、太陽光発電の導入を2020年に2005年の20倍程度（約2,800万kW）と想定したことに基づき、次世代送配電ネットワークの構築に向けた系統安定化対策に係る技術的課題の整理、工程表（ロードマップ）の策定、系統安定化対策コストの試算等について検討が行われた。

系統安定化対策に係る技術課題については、余剰電力の発生、周波数調整力の不足、配電系統における電圧上昇等について、その対策と技術的課題の整理を行うとともに、太陽光発電の大量導入を想定し、技術的に解決すべき課題を克服すべく、2020年までに取り組むべき事項等について図1-1のロードマップとして整理され、これに基づき事業を実施した。

1-3 国の関与の必要性

広範囲に大量導入された太陽光発電の出力を予測する技術は、国の政策目標である太陽光発電の大量導入によって必要となる技術である。

また、太陽光発電等の再生可能エネルギーの大量導入は、国のエネルギー政策によって決定されたものであり、それに伴う系統安定化対策については、民間事業者である電力会社とともに国も責任を持って対応することが必要である。



2. 研究開発目標

2-1 研究開発目標

太陽光発電大量導入時に必須となる、太陽光発電の出力状況把握や出力予測のための技術開発を行う。

(1) 太陽光発電の出力把握手法の開発

衛星画像や気象データおよび日射量計や配電系統に設置される電圧・潮流センサー等の情報を活用し、太陽光発電のエリア全体での出力状況の把握技術を開発する。

(2) 太陽光発電の出力予測技術の開発

気象予報や太陽光発電の出力状況把握技術の確立のもと、日単位や数時間程度先の太陽光発電の出力予測技術を開発し、電力系統における安定的な需給運用へつなげる。

2-2 全体の目標設定

太陽光発電出力予測技術開発実証事業の全体の目標は表 2-1 のとおり。

表 2-1 全体の目標

目標・指標	設定理由・根拠等
衛星画像や気象データ、分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業で設置した日射計を始めとする各種センサーのデータや電流・電圧データから、太陽光発電の現在出力を把握する手法を開発する。	想定している太陽光発電の大量導入は一般家庭への設置が中心であるが、発電電力量計を太陽光発電システムごとに設置し直接発電出力を計測することは、その対象箇所数の多さから膨大なデータを扱う計測システムとその信頼性維持を両立させる必要があり現実的ではないため。
気象予報技術を応用し、日単位や数時間程度先の太陽光発電出力を予測する手法を開発する。	天気による太陽光発電出力の変動を補うために電源設備の出力を変化させなければならないが、火力発電機のように発電までに時間がかかるものは、太陽光発電の出力変動が予測できれば、その変動量や時間に応じて必要となる発電機を予め起動して系統に並列する対応をとることが可能となるため。

2-3 個別要素技術の目標設定

太陽光発電出力を推定するプロセスでは、まず日射量の把握または予測を行い、その日射量をもとに太陽光発電出力を推定する。

そのため、本実証事業ではこのプロセスを「日射量の把握」「日射量の予測」「太陽光発電出力の推定」に分類し、さらに日射量の把握・予測のための「日射量の分析」を加えて実施した。

表 2-2 個別要素技術の目標

要素技術	目標・指標	設定理由・根拠等
<日射量の把握>		
気象衛星データや日射量観測データからの日射量推定 (課題⑧ ¹ －１) 【日本気象協会】	気象衛星データや日射量観測データからの日射量推定技術を用いて、全国規模の実況日射量分布推定モデルを開発する。	気象衛星画像から日射量を推定する既存の手法に、日射量観測データ等による補正を反映し、推定精度を向上させるため。
空間線形回帰法（クリギング）に基づく空間補間による日射量推定 (課題⑧－２) 【電力中央研究所】	リアルタイムの日射量マップの作成を目指し、地球統計学の空間線形回帰法（クリギング）に基づく日射の空間補間法を太陽光発電出力把握に適した手法に改良する。	データ入手のタイムラグを極小化することが期待できる日射計観測データを用いて、未計測地点の日射量を空間補間する技術の開発を行うため。
気象衛星データを用いた日射量推定 (課題⑧－３) 【伊藤忠テクノソリューションズ】	気象衛星データ等を用いて日射量分布の推定を行う手法を構築する。	衛星情報等のデータから準リアルタイムで面的な日射量の推定を行うとともに、日射量観測データ等の実測値による学習および補正を行い推定精度の向上を図るため。
<日射量の予測>		
時間スケールに応じた日射量予測 (課題⑧－４) 【日本気象協会】	日本気象協会保有の数値予報モデル（SYNFOS-3D）や実況日射量分布推定モデルなどを用いて、週間・翌日・当日・数時間先などの時間スケールに応じた日射量予測手法を開発する。	通常的气象要素（降水量、気温、風など）だけでなく、日射量、大気安定度などの予測が可能なSYNFOS-3Dや、日射量把握において構築した要素技術を用いることで、週間・翌日・当日・数時間先の時間スケールに応じた日射量予測手法の開発が可能なため。
気象モデルによる日射量の予測 (課題⑧－５) 【電力中央研究所】	電力中央研究所保有の気象予測・解析システム（NuWFAS）をベースとして、翌日・当日の気温・日射量を予測できるようにする。	NuWFASは、各国の気象予報センターが日々実施している気象予測の格子点情報（GPV：Grid Point Value）をもとに、特定地域の気象をより高解像度で予測する数値気象予測システムであり、日射量を直接予測することができるため。

¹ 資源エネルギー庁補助事業「次世代送配電系統最適制御技術実証事業（課題①～④）」・「次世代双方向通信出力制御実証事業（課題⑤～⑦）」と連携しながら取り組んだため、本実証事業の課題番号は⑧となっている。

要素技術	目標・指標	設定理由・根拠等
気象予測モデルおよび統計手法を用いた日射量の予測 (課題⑧-6) 【伊藤忠テクノロジーソリューションズ】	数値予報データを利用した統計学的手法により日射量を予測するモデルを構築する。	気象庁数値予報データ (GPV) の雲量を基に、統計学的手法により予測を行うことで、演算時間を短くすることができるため。
＜太陽光発電出力の推定＞		
地域の太陽光発電導入状況に対応した太陽光発電出力推定 (課題⑧-7) 【電力中央研究所】	設置条件 (太陽光パネル、方位等) による補正手法を検証評価し、地域ごとの太陽光発電設置状況の違いに対応可能な太陽光発電出力推定手法を開発する。	既存の日射・気象データからの太陽光発電出力推定手法について、地域毎の導入状況 (太陽電池種類、設置方位等) による補正方法等を検討することで、さらに推定精度向上を図ることができるため。
統計手法を用いた太陽光発電出力推定 (課題⑧-8) 【伊藤忠テクノロジーソリューションズ】	日射量推定・予測値をもとに、過去の実測データによる学習および補正などを適用し太陽光発電出力を推定する手法を開発する。	過去の実測データによる学習および補正等を行うことで、日射量から太陽光発電出力の推定精度向上を図ることができるため。
日射量推定結果からの太陽光発電出力推定誤差要因の分析 (課題⑧-9) 【日立製作所】	太陽光発電パネル設置地点の位置、パネルの方位・角度・温度、さらにはパネルの種類や PCS の変換効率など、様々な要因が日射量から太陽光発電出力の推定に与える影響を整理する。	日射量から太陽光発電出力を推定するための様々な入力データの省略の可否を判断するため。
各種統計モデルと配電線潮流を用いた配電一全体系統の太陽光発電出力推定 (課題⑧-10) 【三菱電機】	配電線レベルの広さの太陽光発電出力の推定を行う手法を開発する。	太陽光発電出力の変化は、広域では電力系統の周波数に、狭域では地域の電圧に影響を与えるので、配電線レベルの広さの太陽光発電出力推定手法の開発が必要なため。
統計処理による太陽光発電量推定 (課題⑧-11) 【ソーラフロンティア】	簡易的な手法により、地域の日射強度から発電電力量を推定する手法を開発する。	収集可能な最低限の情報から地域発電量の推定値を求めるため。

<日射量の分析>		
日射量データ分析 (課題⑧-12) 【東京大学】	太陽光発電出力の予測や推定をする技術の観点から、用途・目的に応じて日射量や太陽光発電の発電量データがどの程度の空間密度、計測サンプリングで必要であるかを考察する。	PV300 で設置した日射計のデータを様々な角度から分析し、太陽光発電量の予測・推定を行っていくための計測装置の仕様や配置に関する提言を行うため。

3. 成果、目標の達成度

3-1 成果

3-1-1 全体成果

太陽光発電大量導入時に必須となる、太陽光発電の出力状況把握や出力予測のための技術を開発した。

(1) 太陽光発電の出力把握手法の開発

衛星画像や気象データ、および日射量計や電力系統で計測している潮流値等の情報を活用し、電力の需給運用エリアでの太陽光発電出力の状況を把握する技術を開発した。

(2) 太陽光発電の出力予測技術の開発

気象予報技術の応用により、日単位や週間および数時間先の太陽光発電の出力予測技術を開発した。

3-1-2 個別要素技術成果

(1) 日射量の把握

電力の安定供給のためには、需要と供給を時々刻々とバランスさせることが求められるため、太陽光発電出力を把握する必要がある。また地域系統の運用においても、潮流管理のために太陽光発電出力を把握して需要を推定する必要がある。そこで、現在の太陽光発電出力が推定できるよう、日射量（日射強度）を把握するための推定手法を開発した。

(a) 日射量推定値の提示仕様

日射量把握の要素技術(課題番号⑧-1～3)ごとの日射量推定仕様を表 3-1-1 に示す。

表 3-1-1 日射量推定仕様

課題番号	使用データ 「データ元」	推定値提示時期	推定する日射量
⑧－１ ⑧－３	気象衛星画像 「気象庁所管」	毎時 00 分、40 分 (最大 40 分遅れ)	30 分毎の前 30 分平均値
⑧－２	日射強度観測値 「PV300 等」	推定要求の 5 分後	5 分前の瞬時値

日射量推定の時間的イメージを図 3-1-1、図 3-1-2 に示す。

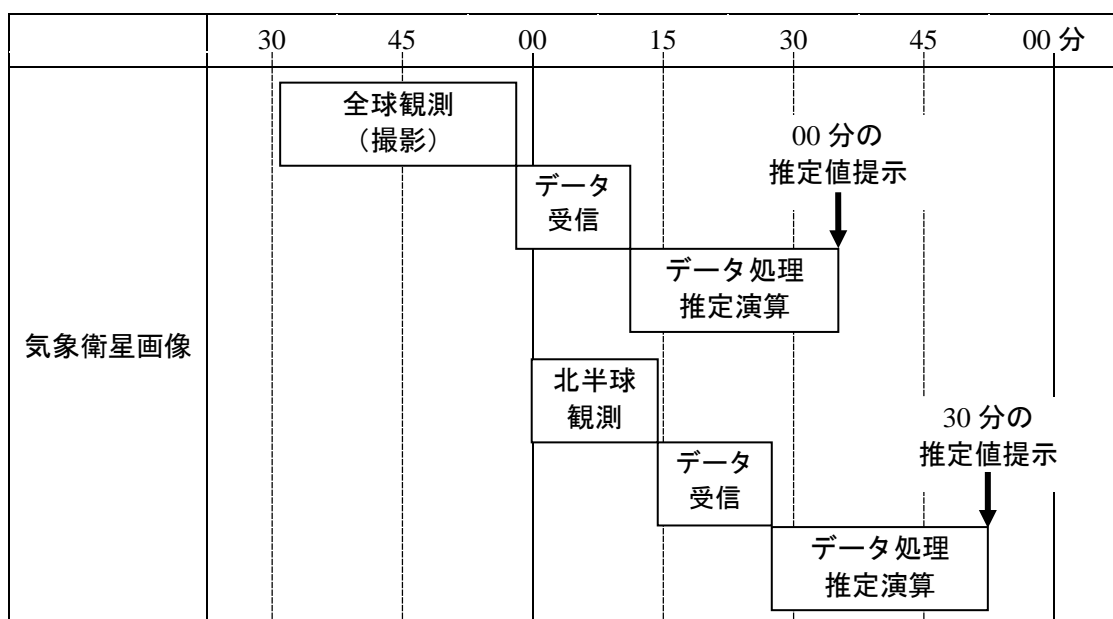


図 3-1-1 気象衛星²画像を使った日射量推定イメージ（課題⑧－１，３）

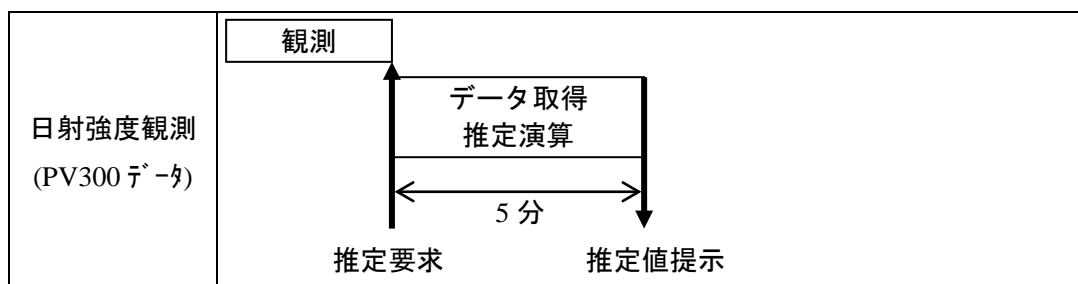


図 3-1-2 日射強度観測値を使った日射量推定イメージ³（課題⑧－２）

² 静止気象衛星ひまわり 7 号

³ PV300 観測値の収集にかかる時間が数分のため 5 分とした。なお、通信回線の速度、データ量、演算装置の能力によりこの時間は変わる。

(b) 日射量把握の概要と評価結果

(i) 各要素技術（課題⑧－１～３）の概要

(イ) 課題⑧－１：日射量推定の精度向上および太陽光発電出力把握に向けた検討【日本気象協会】

項 目	内 容
手法の概要	気象衛星画像データを用いた推定日射量を観測値で補正し、推定精度を向上させる。
推定結果出力	1km メッシュの日射強度
推定時間間隔	気象衛星画像の配信間隔による。
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ 上空からの観測であるため、広範囲を同じように推定することができる。 ・ 地上の観測データを組み合わせることで、精度向上を図ることができる。 ・ 気象衛星画像は、可視画像だけでなく赤外画像も活用している。 ・ 推定可能な時間帯は、日射がある（可視画像で反射輝度が観測されている）時間帯となる。

▶ 気象衛星画像を元に、現在の日射量を推定する

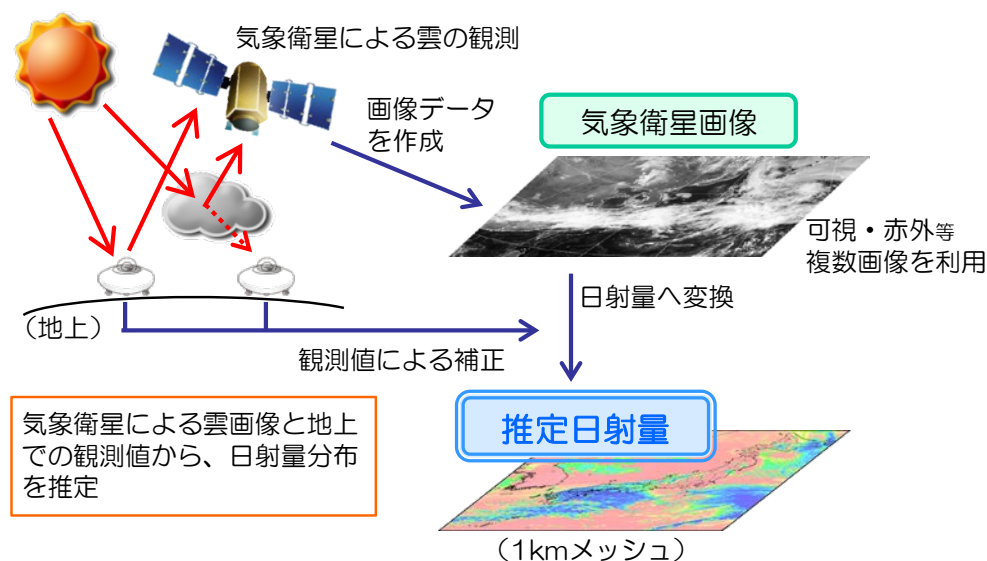


図 3-1-3 気象衛星画像データによる日射把握手法の概要（課題⑧－１）

(ロ) 課題⑧－２：空間線形回帰法（クリギング）に基づく空間補間による日射量推定【電力中央研究所】

項 目	内 容
手法の概要	PV300 等観測データを用いて、空間線形回帰法(クリギング)に基づく空間補間により推定を行う。
推定結果出力	1km メッシュの日射強度
推定時間間隔	観測周期による。
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ ほぼリアルタイムで日射を把握することができる。 ・ 観測地点の有無、配置が推定精度を左右する。

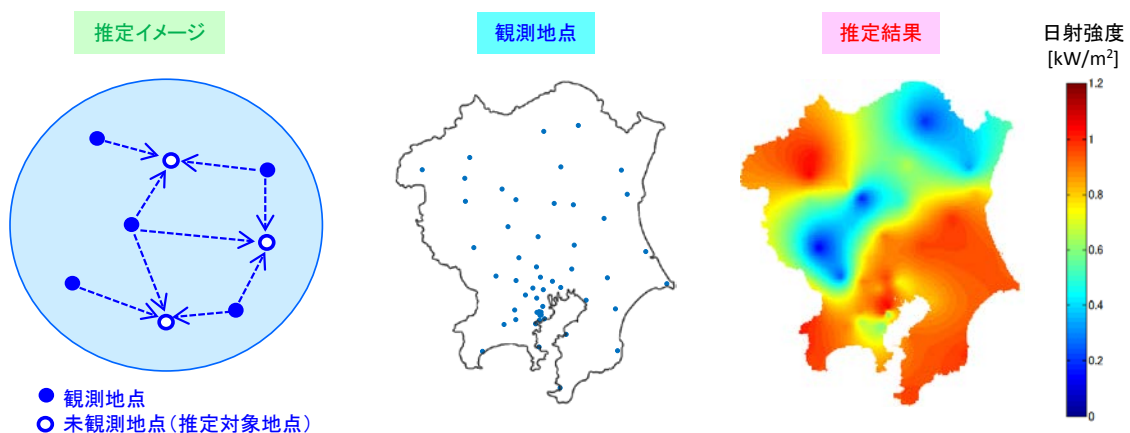
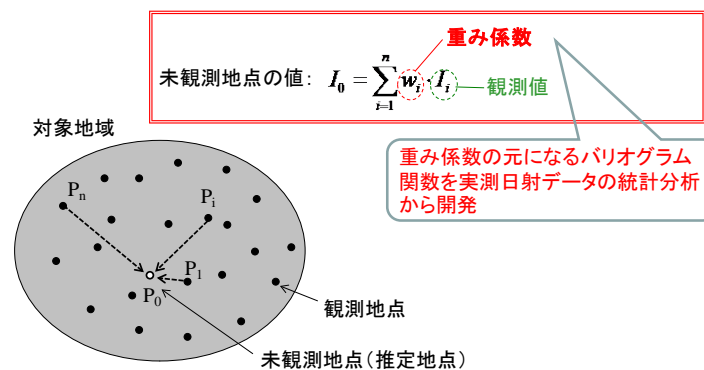


図 3-1-4 観測データの空間補間による日射把握手法の概要

クリギングとは

クリギング (kriging) とは、未観測地点の未知の物理量を観測地点の既知の値から、統計的に予め求めておいた距離依存性（バリオグラム (variogram) 関数という）を用いて、誤差の期待値が数学的に最も少なくなるように推定する地球統計学の手法をいう。

ここでの物理量は日射量であり、未観測地点 P_0 の日射量 I_0 を、その周囲の観測地点 $P_i (i=1\sim n)$ (n は観測地点数) の日射量観測値 I_i から空間補間推定する。



(ハ) 課題⑧ー３：気象衛星データを用いた日射量推定【伊藤忠テクノソリューションズ】

項 目	内 容
手法の概要	気象衛星データを用いた推定日射量（東京大学竹中特任研究員作成）を観測値で補正し、推定精度を向上させる。
推定結果出力	1km メッシュの日射強度
推定時間間隔	気象衛星画像の配信間隔による。
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・上空からの観測であるため、広範囲を同じように推定することができる。 ・地上の観測データを組み合わせることで、精度向上を図ることができる。

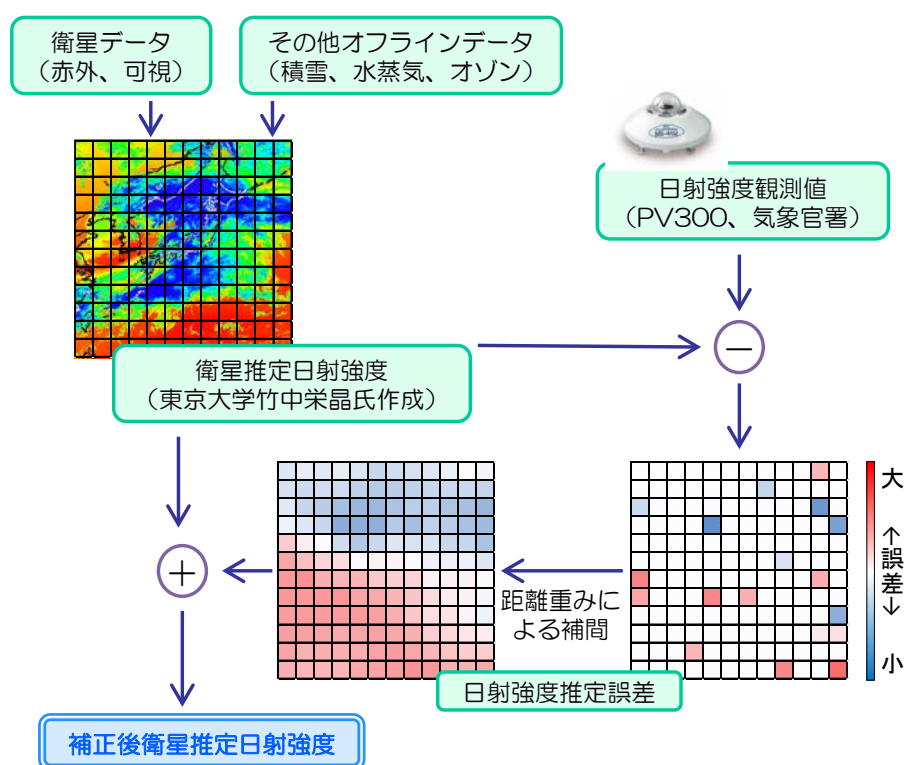


図 3-1-5 気象衛星データを用いた日射把握手法の概要（課題⑧ー３）

(ii) 評価方法

要素技術（課題⑧ー１～３）ごとに日射強度推定を行い、推定精度を評価した。評価の条件を表 3-1-2 に示す。

評価の基準値には PV300 の全天日射強度観測値（実績値）を使用した。課題⑧ー１，⑧ー３は、気象衛星画像を使用しているため理論的に地域差が生じないため、代表地域で評価を行った。代表地域は PV300 観測地点が集中している地域から評価エリアを選定した。PV300 観測地点が少ない地域は、推定結果の

誤差が観測されていない地点の影響である可能性が高いためである。

また、評価エリアは複数の地域と大きさのエリア（表 3-1-3、図 3-1-6）を選定し、地域や観測地点の配置の影響についても確認することとした。なお、日射強度観測値データを日射量推定に使用する課題⑧－２は、観測点の粗密・配置が精度に影響するが、課題⑧－１、⑧－３と同じ条件で評価するために、同じエリアとし、時間間隔も 30 分とした。

表 3-1-2 日射量推定値 評価の条件

評価期間	2010 年 11 月～2013 年 10 月
評価時間帯	6～18 時 ⁴
推定の時間間隔	30 分（30 分毎の前 30 分平均）
評価エリア	表 3-1-3 の 6 地域
評価基準	評価エリア内の PV300 観測値（全天日射強度 30 分平均値）の全地点平均
推定値	評価エリア内のメッシュ（海等の非対象地域を除く）ごとの全天日射強度推定値（30 分平均値）の全メッシュ平均

表 3-1-3 評価に使用したエリアの概要

エリアの大きさ	地域	PV300 観測地点数	1km メッシュの数 ⁵
10km 四方	名古屋市中心	5	100
	横浜市付近	5	73
20km 四方	名古屋市内	10	387
	大阪市内	9	340
40km 四方	愛知県西部	14	1,531
	大阪市付近	20	1,502

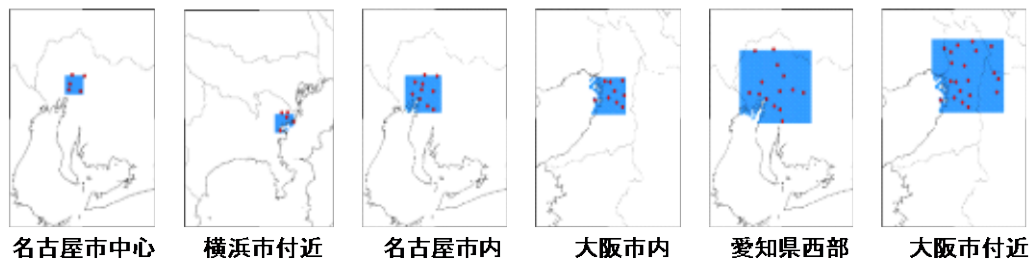


図 3-1-6 評価に使用したエリア⁶

⁴ 日の出前、日の入り後の時間は評価から外している。

⁵ エリア内の海の部分は除いているため、エリアの面積とは若干異なる。

⁶ 図中の点は PV300 観測地点を示す。

(iii) 評価結果

RMSE⁷を用いて年間の推定誤差を表 3-1-4 に示す。RMSE(W/m²)の計算式は下式の通り。

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (EST_i - OBS_i)^2}$$

EST : 推定値
 OBS : 観測値
 N : データ数

なお、年間の推定誤差は 2010 年 11 月～2011 年 10 月、2011 年 11 月～2012 年 10 月、2012 年 11 月～2013 年 10 月の各 1 年間の平均誤差と 2010 年 11 月～2013 年 10 月の 3 年間の平均誤差を示す。

基準日射強度 1,000W/m² に対し日射量把握の年間推定誤差は課題⑧－1，2 で 10～15W/m² 程度の精度が得られた。

課題⑧－1 と⑧－3 はともに衛星画像を使用しているが、観測値を用いた補正方法の違いなどにより推定誤差に違いが生じている。課題⑧－1 はエリアの大きさと誤差に明確な関係が見いだせないが、課題⑧－3 は観測値を用いた補正方法が電力会社毎の供給エリアでの誤差が小さくなるように調整しているため、評価エリアが小さくなるほど誤差が大きくなるなど、エリアの面積による誤差傾向に違いが見られた。(課題⑧－3 については、推定精度向上を図るために、衛星画像以外のデータを用いた追加検討を後述の (v) で行っているので参照されたい。)

日射強度観測値を使用する課題⑧－2 の推定手法では、衛星画像を使用する推定手法とは異なり、評価基準とした PV300 観測値を入力データとしているため、他の手法より誤差が小さくなる傾向がある。しかし、この手法では入力データとなる観測値の観測地点数が変化すると、誤差に影響を及ぼすことに注意が必要である。入力データの観測地点数が少ない場合は誤差が大きくなる。

⁷ RMSE (Root Mean Square Error) : 二乗平均平方根誤差

真値(今回の場合は PV300 観測値)からの「ばらつき」を表す。値が小さく 0 に近いほど精度が高いことを示す。なお、標準偏差を求める式と同じである。

表 3-1-4 評価エリアにおける年間推定誤差 (RMSE : W/m²)

課題⑧－ 1	
課題⑧－ 2	
課題⑧－ 3	

※ 基準日射強度 : 1,000W/m²

(iv) 全国での日射量把握の確認

電力会社ごとの供給地域内を対象に日射量推定を行い、その結果について誤差を確認した。評価基準値となる PV300 観測地点が少なくなると正確な評価ができないため、ここでは参考扱いで「確認」とした。対象エリアと PV300 観測地点を図 3-1-7、エリアの大きさ（1km メッシュの数）と PV300 観測地点数を表 3-1-5 に示す。

表 3-1-5 確認に使用したエリアの概要

電力会社	PV300 観測地点数	1km メッシュ数 ⁸
北海道	12	84,805
東北	21	81,068
東京	48	38,607
中部	46	39,737
北陸	14	12,010
関西	37	26,934
中国	21	29,963
四国	15	17,924
九州	23	35,509
沖縄	3	1,298

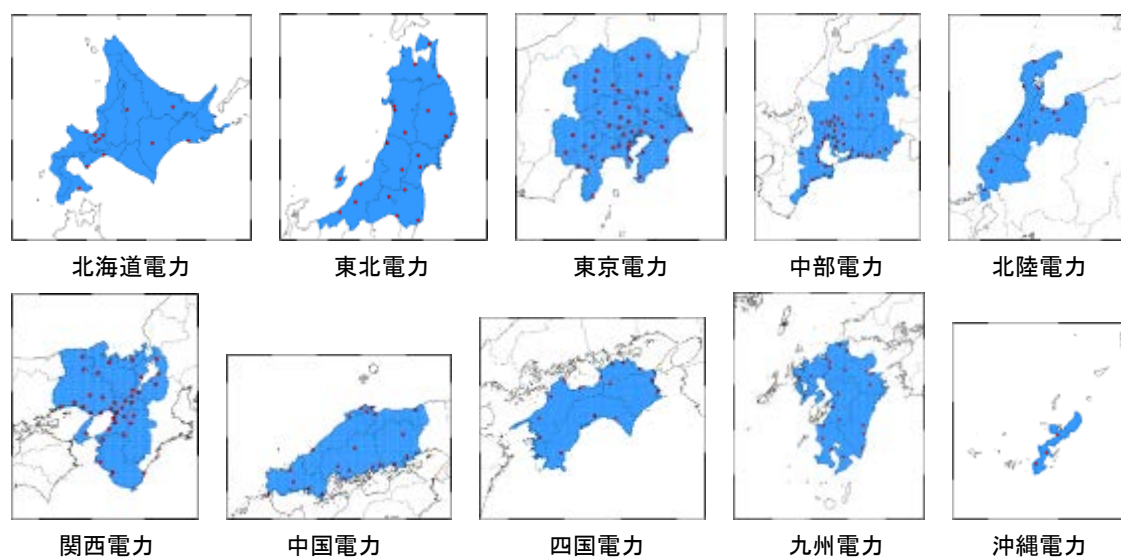


図 3-1-7 確認に使用したエリア⁹

⁸ 海上や大きな湖、PV300 の観測点を持たない島は除いている。

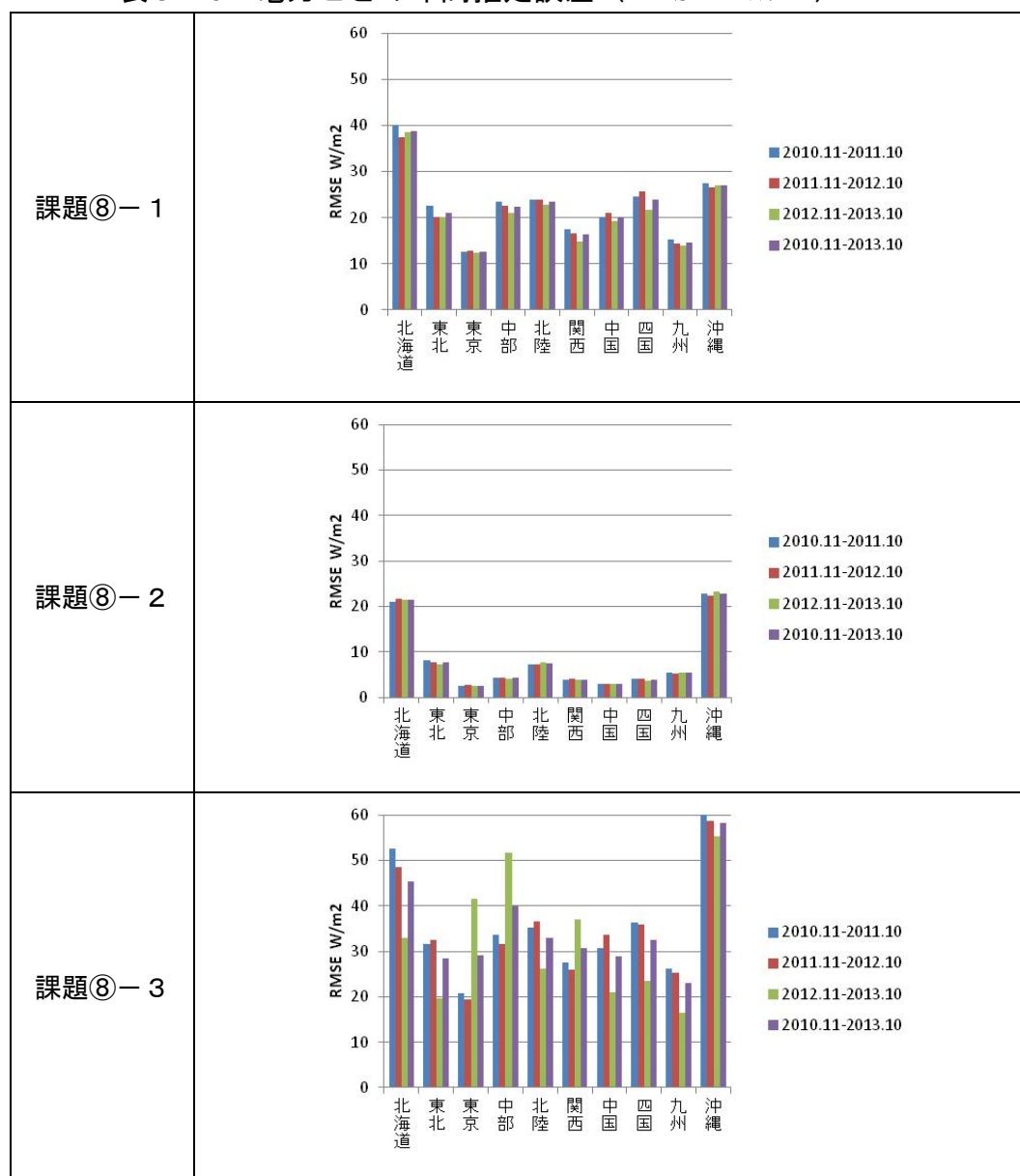
⁹ 図中の点は PV300 観測地点を示す。

RMSE を用いて年間の推定誤差を表 3-1-6 に示す。

評価エリアでの推定結果と同様に、課題⑧－１と⑧－３は、ともに衛星画像を使用する推定手法であるが、それぞれの観測値を用いた補正手法の違いにより推定誤差に違いが生じている。

また、日射強度観測値を使用する課題⑧－２の推定手法では、北海道と沖縄が他に比べ RMSE が大きくなっているが、これらのエリアの特徴として、基準値とした観測地点に対して推定地点が外挿¹⁰になっている範囲が広いためである。

表 3-1-6 電力ごとの年間推定誤差 (RMSE : W/m²)



※ 基準日射強度 : 1,000W/m²

¹⁰ 観測点に囲まれた領域の外側を対象に推定していること。

(v) 課題⑧－３の追加検討

課題⑧－３の中で、推定精度向上を図るため、衛星画像データでなく GPV¹¹ データを用いた日射量推定も行った。

項 目	内 容
手法の概要	PV300 等観測データをもとに、観測を行っていない地点の日射強度分布を GPV データで面的に補間することにより推定を行う。
推定結果出力	5km メッシュの日射強度
推定時間間隔	PV300 の日射観測周期による。
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ GPV データは広範囲をカバーしたデータであり、日本全国を同じように推定することができる。 ・ 地上の観測地点の配置が推定精度を左右する。 ・ GPV データの配信エラーは極めて稀であり、安定して推定ができる。

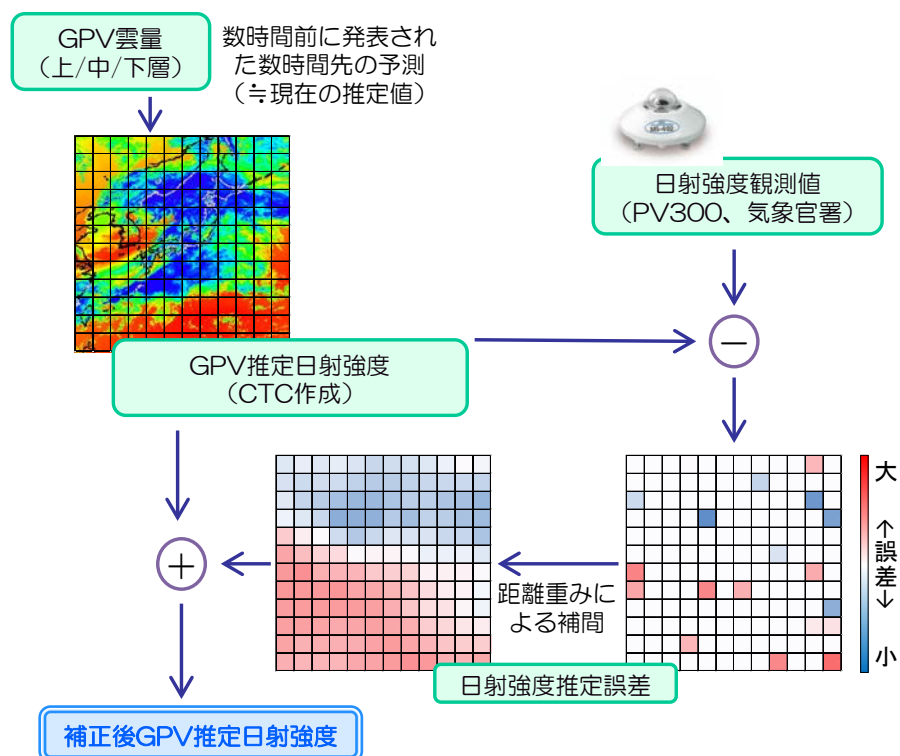
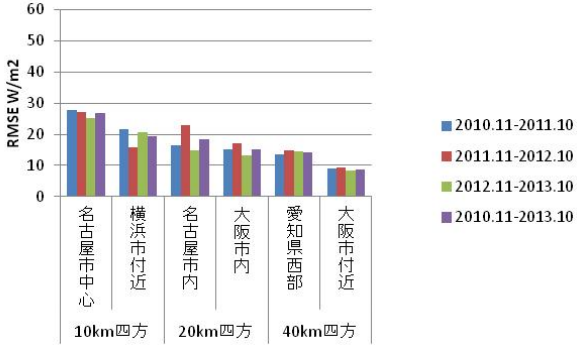
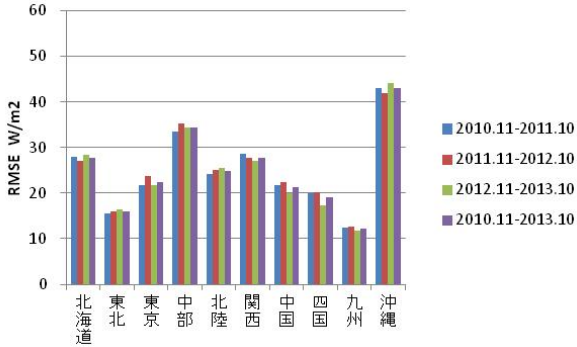


図 3-1-8 GPV データを用いた日射把握手法の概要

¹¹ GPV(Grid Point Value)：大気中もしくは地表などに設定された格子点上の気象要素（気象庁数値予報）などの値

表 3-1-7 に評価エリアごとの年間推定誤差を示す。なお、(iv)と同様に電力会社の供給地域ごと(確認エリア)の推定誤差確認結果も示す。評価の方法は前述の(ii)と同じである。

表 3-1-7 GPV データを用いた追加検討結果 年間推定誤差 (RMSE : W/m^2)

評価エリア	
電力供給地域確認結果	

※ 基準日射強度 : $1,000W/m^2$

GPV データを利用することで、追加検討前の衛星画像データを用いた手法の結果(表 3-1-4 課題⑧-3)と比べ年間推定誤差を改善することができた。狭いエリアでの誤差が大きい傾向は残っているが、40km 四方と比較的広いエリアでの年間推定誤差は $9\sim15W/m^2$ 程度と、課題⑧-1, 2 の推定誤差と遜色ないレベルである。

(2) 日射量の予測

太陽光発電の出力は天気によって変化する。例えば天気が晴れから雨や曇りになった場合には、広範囲で出力が減少する。このような出力変化を補うために、電源設備の出力を変化させなければならないが、火力発電機のように発電までに時間がかかるものは、予め起動して系統に並列しておく必要がある。そこで、将来の太陽光発電の出力変化を推定するために、数時間～1週間先程度の日射量（日射強度）を予測する手法を開発した。

(a) 日射量予測値の提示仕様

日射量予測の翌日・当日予測などの種別ごとの日射量予測仕様を表 3-2-1 に示す。なお、要素技術（課題番号⑧－4～6）により扱う予測種別が異なる。また、予測種別ごとの日射量推定の時間的イメージを図 3-2-1～図 3-2-3 に示す。

表 3-2-1 日射量予測仕様

課題番号	予測種別	予測値提示時期	予測範囲	予測値の出力間隔	予測値
⑧－4	翌日予測	前日 11 時	翌日 1 日間	30 分間隔 (毎正時、30 分)	前 30 分 平均値
⑧－5	当日予測	当日 5 時	当日 1 日間	30 分間隔 (毎正時、30 分)	前 30 分 平均値
⑧－6					
⑧－4	週間予測	11 時	7 日先まで	30 分間隔 (毎正時、30 分)	前 30 分 平均値
⑧－6	数時間先	正時 もしくは 30 分	6 時間先まで	30 分間隔 (毎正時、30 分)	前 30 分 平均値

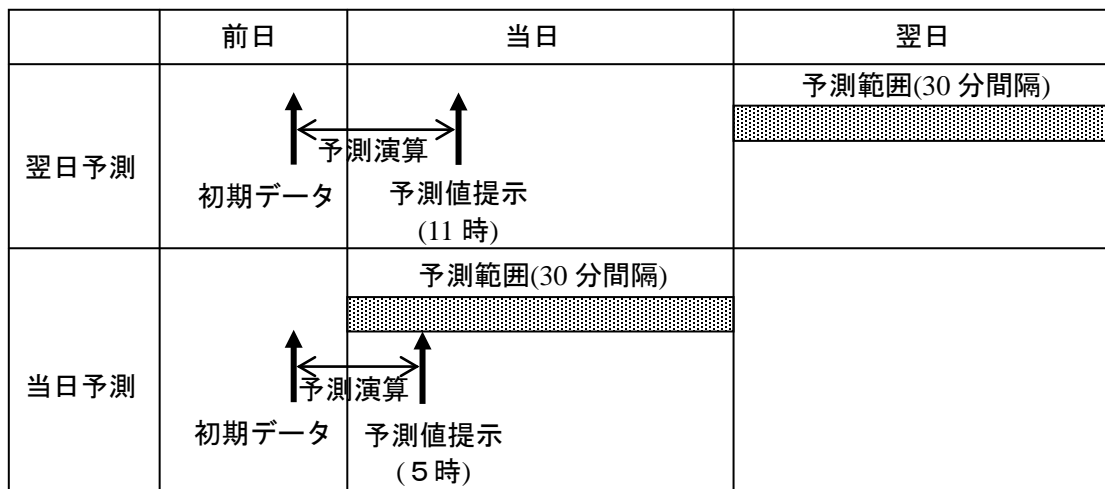


図 3-2-1 翌日、当日の日射量予測イメージ

	前日	当日	1 日先	2 日先	3 日先	4 日先	5 日先	6 日先	7 日先
週間予測				予測範囲 (30 分間隔)					

図 3-2-2 週間日射量予測イメージ

	基準	1 時間先	2 時間先	3 時間先	4 時間先	5 時間先	6 時間先
数時間先予測							

図 3-2-3 数時間先予測イメージ

- (b) 翌日、当日予測の概要と評価結果
- (i) 各要素技術（課題⑧－４～６）の概要
- (イ) 課題⑧－４：時間スケールに応じた日射量予測手法の開発および太陽光発電量予測に向けた検討【日本気象協会】

項 目	内 容
手法の概要	数値気象モデル（SYNFOS-3D）による予測値を、過去の実測値を用いて統計的に補正する。
予測結果出力	1km メッシュの日射強度
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ 日射予測の目的に応じたパラメータ設定により気象モデルの改良を行い、精度を高めている。 ・ GPV 受信後の数値予測の計算に 4 時間程度を要する。

SYNFOS-3D（シンフォス スリーディ）

ギリシャ語で雲を意味する「synnefo」と、数値予報システム「Numerical Forecasting System」の頭文字を組み合わせたもので、「3D」は旧来の「SYNFOS」に 3 次元変分法によるデータ同化機能を加えたという意味

▶ 天気予報の技術を応用し、日射量を予測する

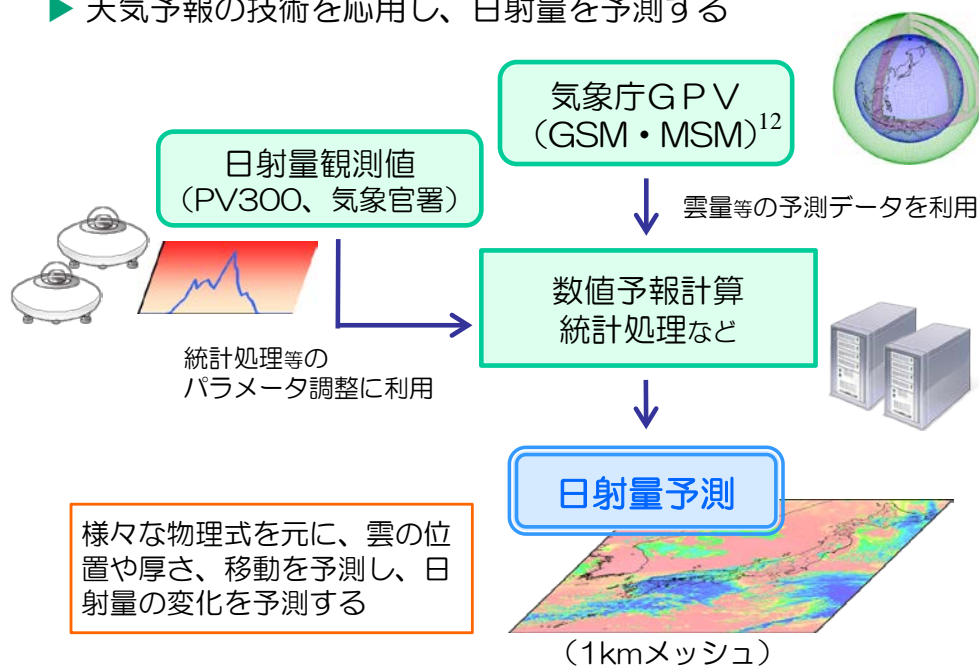


図 3-2-4 数値気象モデル（SYNFOS-3D）による日射量予測手法の概要 ¹²

¹² GSM（Global Spectral Model）全球モデル：地球全体の大気を対象とした気象庁の数値予報モデル

MSM（Meso Scale Model）メソモデル：日本および近海の大気を対象とした気象庁の数値予報モデル

(ロ) 課題⑧ー５：気象モデルによる予測【電力中央研究所】

項 目	内 容
手法の概要	数値気象モデル(NuWFAS)により予測を行う。水平領域など適切な計算条件の設定により精度向上を図る。
予測結果出力	5km メッシュの日射強度
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ 必要に応じて特定地域の気象のみをより高い解像度で予測することができる。 ・ 過去の実績値を用いた統計処理を行わずに、日射量を直接予測できる。 ・ GPV 受信後の数値予測の計算に 4 時間程度を要する。

NuWFAS (Numerical Weather Forecasting and Analysis System、ニューファス)

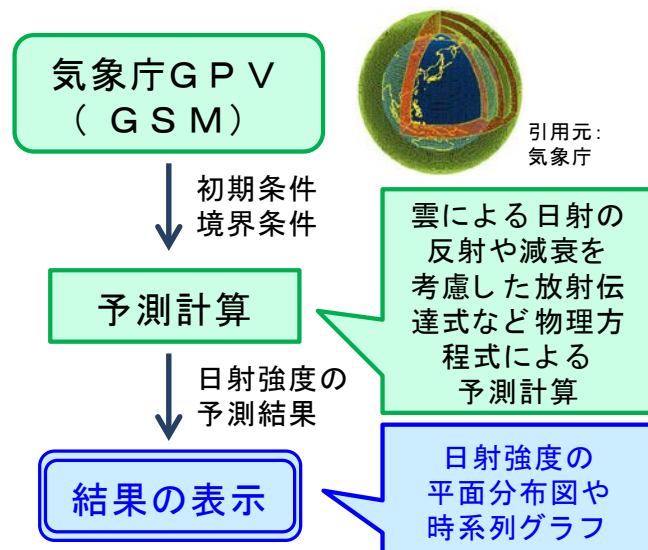


図 3-2-5 数値気象モデル (NuWFAS) による日射量予測手法の概要

(ハ) 課題⑧ー６：気象予測モデルおよび統計手法を用いた予測

【伊藤忠テクノソリューションズ】

項 目	内 容
手法の概要	気象庁数値予報データ (GPV) の雲量を元に、統計学的手法により予測を行う。
予測結果出力	5km メッシュの日射強度
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ 雲量の計算が不要のため、計算時間が短く最新の GPV データが使用できる。 ・ 予測メッシュは気象庁の配信データによる。 ・ GPV 受信後の数値予測の計算に 20 分程度を要する。

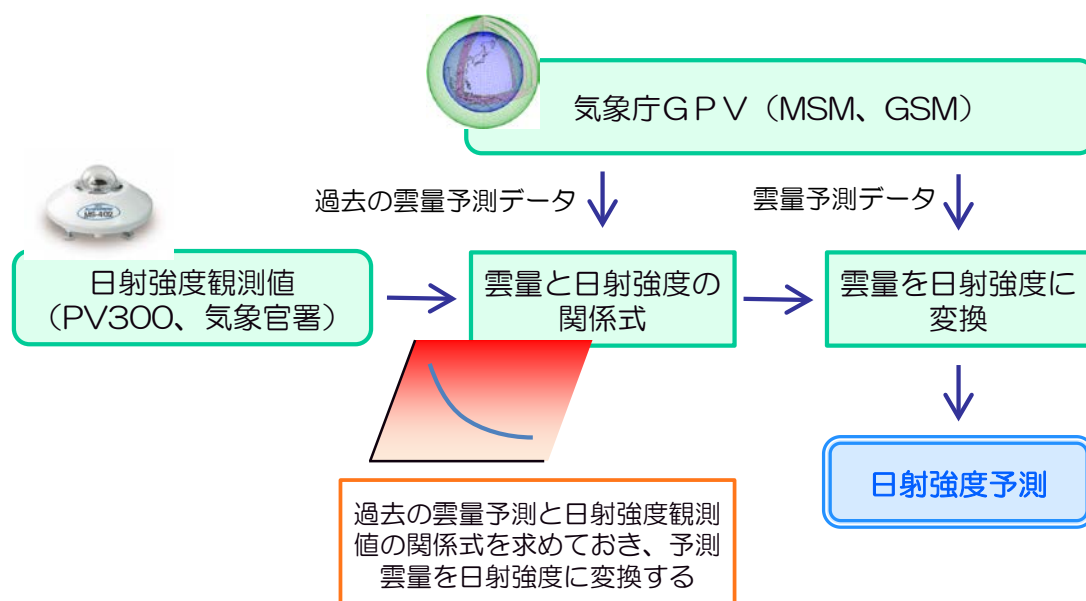


図 3-2-6 統計学的手法を用いた日射量予測手法の概要

(ii) 評価方法

要素技術（課題⑧－４～６）ごとに日射量予測を行い、予測精度を評価した。評価の条件を表 3-2-2 に示す。

評価の基準値には PV300 の全天日射強度観測値（実績値）を使用した。課題⑧－４～６は数値気象モデルを用いているため日射量予測にあたり地域差は生じないと考え、「日射量の把握」と同様に代表地域で評価を行った。評価エリアは表 3-1-3、図 3-1-6 と同じである。

表 3-2-2 日射量予測値 評価の条件

評価期間	2010 年 11 月～2013 年 10 月
評価時間帯	6～18 時 ¹³
予測の時間間隔	30 分（30 分毎の前 30 分平均）
評価エリア	表 3-1-3 の 6 地域
評価基準	評価エリア内の PV300 観測値（全天日射強度 30 分平均値）の全地点平均
予測値	評価エリア内のメッシュ（海等の非対象地域を除く）ごとの全天日射強度予測値（30 分平均値）の全メッシュ平均

¹³ 日の出前、日の入り後の時間は評価から外している。

(iii) 評価結果

RMSE を用いて翌日、当日予測の年間予測誤差を表 3-2-3 に示す。RMSE(W/m²) の計算式は下式の通り。

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (FORE_i - OBS_i)^2}$$

FORE : 予測値
OBS : 観測値
N : データ数

基準日射強度 1,000W/m² に対し翌日予測の年間予測誤差は 100～160W/m² 程度、当日予測の年間予測誤差は 80～150 W/m² 程度の精度が得られた。翌日予測と当日予測の誤差を比べると、当日予測の方が 10%～15% 程度小さくなっている。なお、日射量予測精度の更なる向上を図るには、入力データとなる気象庁数値予報の精度を向上させることが必須となる。

表 3-2-3 翌日、当日予測の年間予測誤差 (RMSE : W/m²)

	翌日予測	当日予測
<p>課題 ⑧－4</p>		
<p>課題 ⑧－5</p>		
<p>課題 ⑧－6</p>		

※ 基準日射強度 : 1,000W/m²

(iv) 全国での日射量予測の確認

電力会社ごとの供給地域内を対象に日射量予測を行い、その結果について誤差を確認した。評価基準値となる PV300 観測地点が少なくなると正確な評価ができないため、ここでは参考扱いで「確認」とした。対象エリアと PV300 観測地点は全国での日射量の把握と同じである（図 3-1-7、表 3-1-5 参照）。

翌日、当日予測の年間予測誤差の確認結果を RMSE を用いて表 3-2-4 に示す。

沖縄を除けば年間予測誤差は評価エリアでの結果（表 3-2-3）と同等であることが確認できた。沖縄は周囲の海上で発生する小さな雲を数値予報モデルで適切に表現できないことや、エリアが狭いため日射の平滑化効果が他のエリアより小さい等の理由で、年間予測誤差が大きい結果となった。

表 3-2-4 電力ごとの翌日・当日予測の年間予測誤差（RMSE：W/m²）

	翌日予測	当日予測
課題 ⑧－４		
課題 ⑧－５		
課題 ⑧－６		

※ 基準日射強度：1,000W/m²

(c) 週間予測の概要と評価結果

課題⑧－４および⑧－６では日射量の週間予測を検討した。その手法の概要と評価結果を示す。

(i) 各要素技術（課題⑧－４，６）の概要

(イ) 課題⑧－４：時間スケールに応じた日射量予測手法の開発および太陽光発電量予測に向けた検討【日本気象協会】

項 目	内 容
手法の概要	気象庁数値予報データ GPV(GSM)をベースとして、統計手法により精度向上を図る。
予測結果出力	5km メッシュの日射強度
予測時間間隔	30 分間隔で 1 週間先まで
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・GSM の利用は、天気 の長期予報と同じ（予報は 20km メッシュ）。 ・時期が先に行くほど誤差が大きくなる。

▶ 数値予報の結果から、統計的手法で日射量を予測

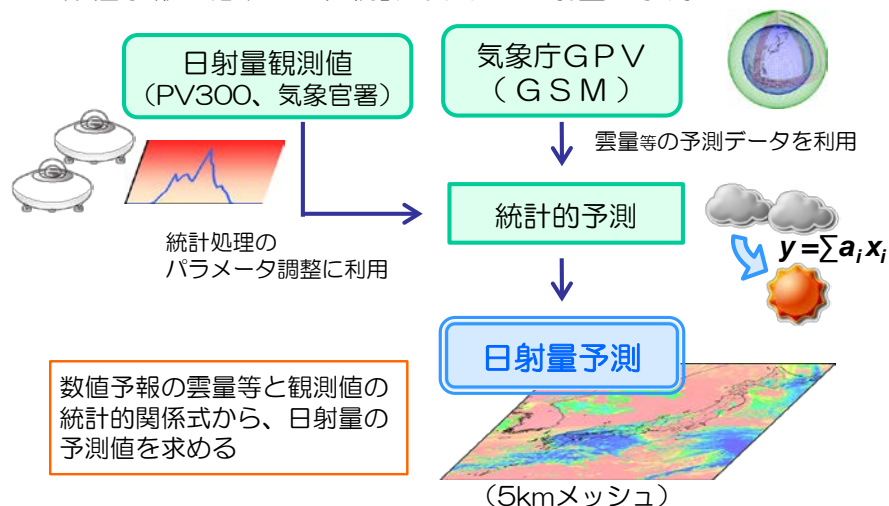


図 3-2-7 数値予報データによる週間日射量予測手法の概要

(ロ) 課題⑧－６：気象予測モデルおよび統計手法を用いた予測

【伊藤忠テクノソリューションズ】

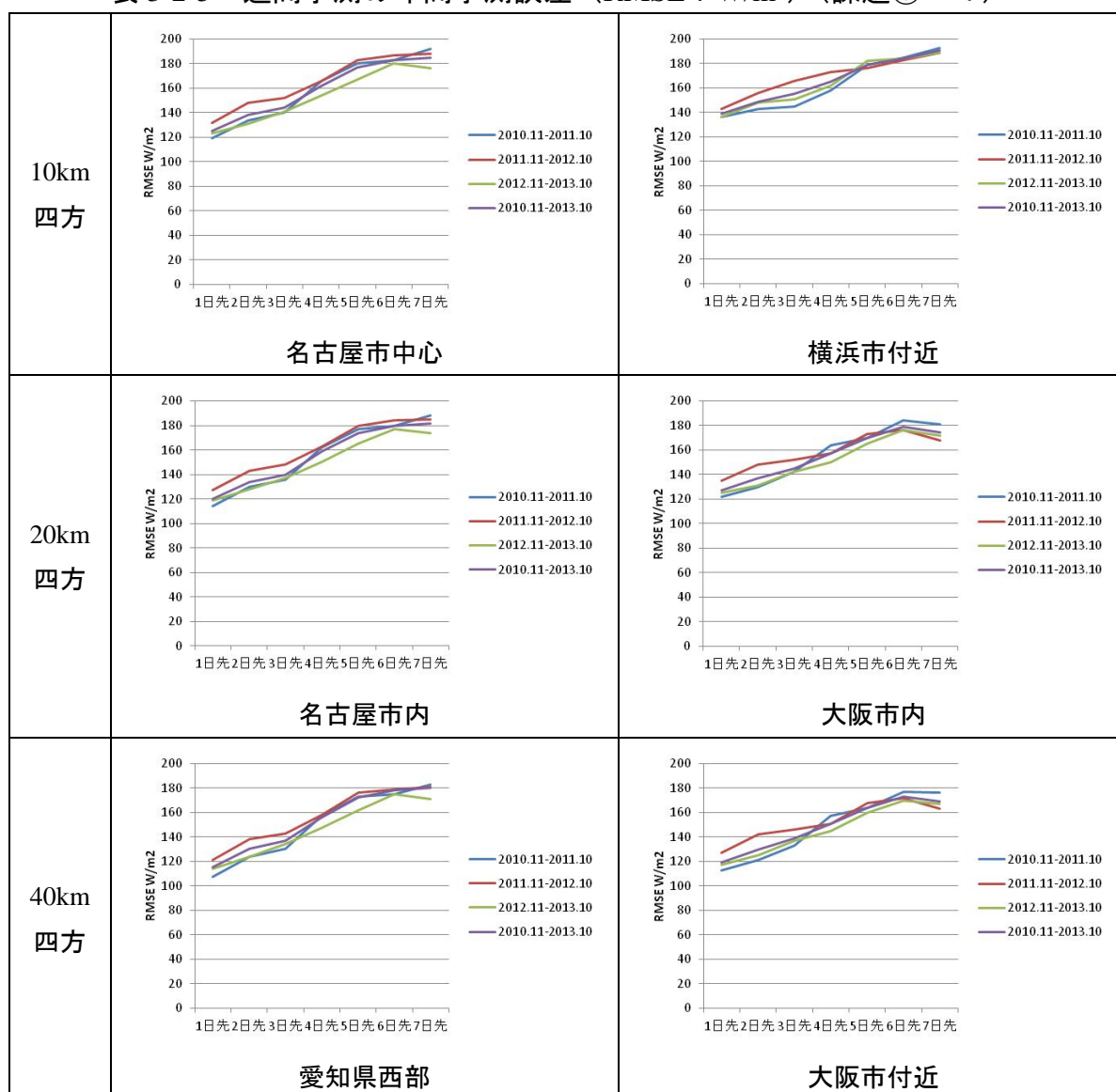
項 目	内 容
手法の概要	気象庁数値予報データ GPV(GSM, MSM)をベースとして、統計手法により精度向上を図る。
予測結果出力	5km メッシュの日射強度
予測時間間隔	30 分間隔で 1 週間先まで
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・翌日、当日予測と同様に計算時間が短い。 ・時期が先に行くほど誤差が大きくなる。

(ii) 評価結果

日射量の週間予測の精度を評価した。評価方法は翌日、当日予測と同じである。1 日先～7 日先の年間予測誤差を時系列にして課題⑧－4 の評価結果を表 3-2-5 に示す。同様に課題⑧－6 の評価結果を表 3-2-6 に示す。

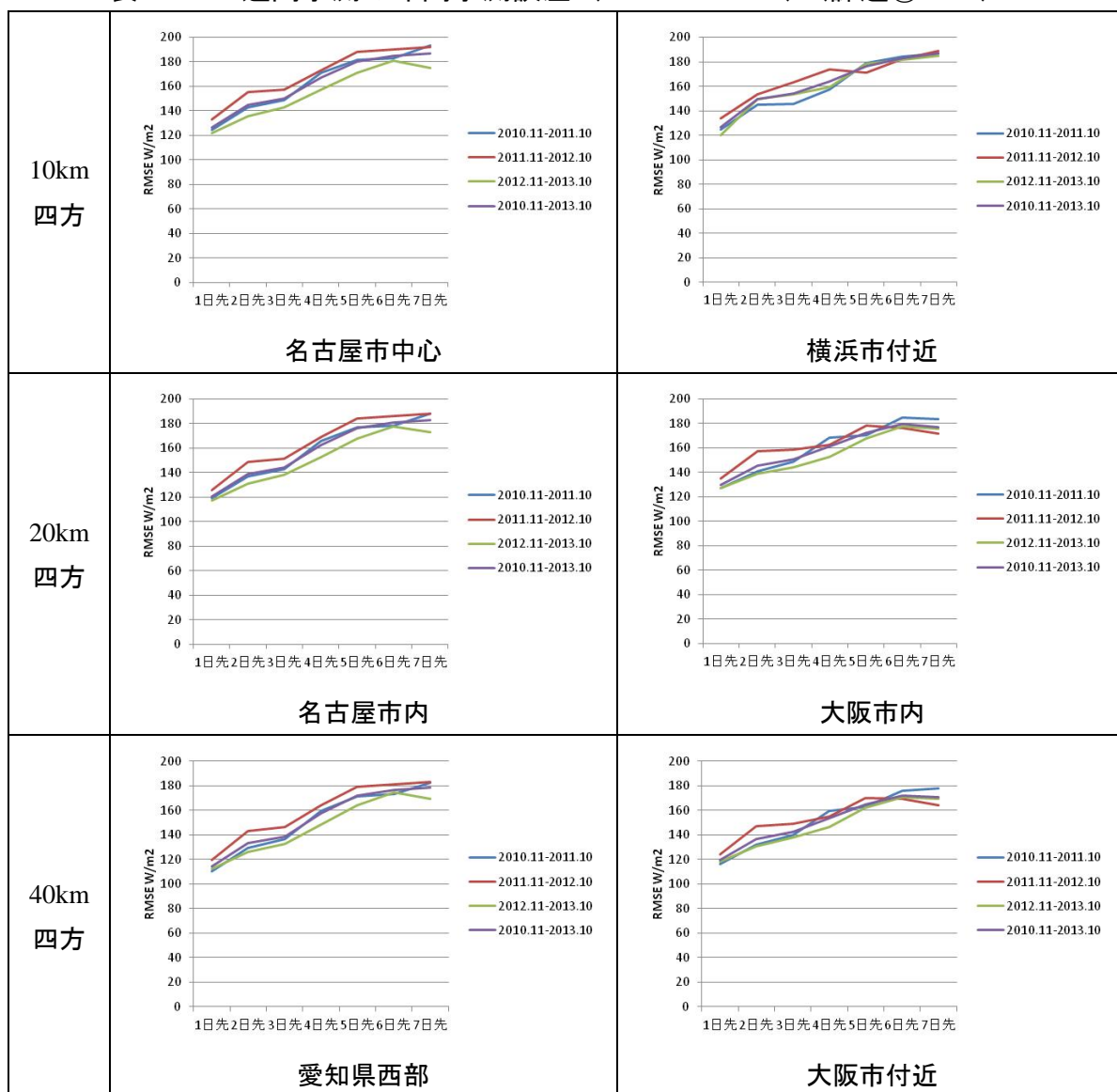
1～2 日先において予測誤差が 150W/m^2 を下回り、翌日予測の誤差と同等になっているが、予測対象日が先になるにつれてこの値が大きくなり、7 日先では 190W/m^2 程度まで誤差が大きくなっている。

表 3-2-5 週間予測の年間予測誤差 (RMSE : W/m^2) (課題⑧－4)



※ 基準日射強度 : $1,000\text{W/m}^2$

表 3-2-6 週間予測の年間予測誤差（RMSE：W/m²）（課題⑧－6）



※ 基準日射強度：1,000W/m²

(d) 数時間先予測の概要と評価結果

課題⑧－４ および⑧－６ では数時間先予測を検討した。その手法の概要と評価結果を示す。

(i) 各要素技術（課題⑧－４， ６）の概要

(イ) 課題⑧－４：時間スケールに応じた日射量予測手法の開発および太陽光発電量予測に向けた検討【日本気象協会】

項 目	内 容
手法の概要	過去数時間分の日射量から運動学的手法により、数時間先の日射量分布の移動予測を行う。地形性の雲の発生を考慮することで精度向上を図る。
予測結果出力	1km メッシュの日射強度
予測時間間隔	30 分間隔で 6 時間先まで
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現在の状態から予測するため、数時間先であれば気象モデルの予測より精度が高い。 ・ 運動学的手法のため、雲が発生、消滅した場合には誤差が大きくなる。

▶ 移動予測の手法で、数時間先の日射量を予測する

(現在までの雲の動き)

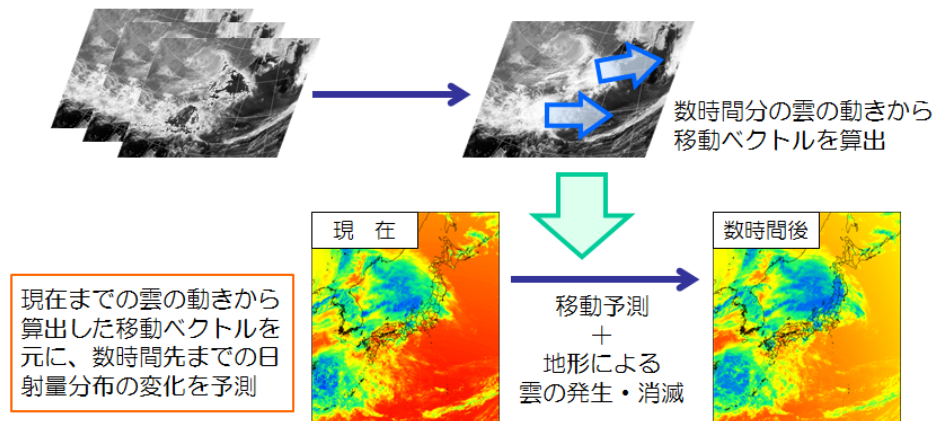


図 3-2-8 移動予測を用いた数時間先日射量予測手法の概要

(ロ) 課題⑧－6：気象予測モデルおよび統計手法を用いた予測

【伊藤忠テクノソリューションズ】

項 目	内 容
手法の概要	過去数十日分の日射強度実績値(PV300)から統計学的手法により、数時間先の日射強度の予測を行い、気象庁数値予報データ（GPV）より求めた予測値に考慮することで精度向上を図る。
予測結果出力	5km メッシュの日射強度
予測時間間隔	30 分間隔で 6 時間先まで
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ 気象庁数値予報データ（GPV）では考慮されていない発表時刻直近の日射強度実績値(PV300)の傾向も考慮することにより、予測発表から数時間の予測誤差を低減することができる。 ・ 日の出直後は直近の実績値が無い場合補正による効果は少ない。

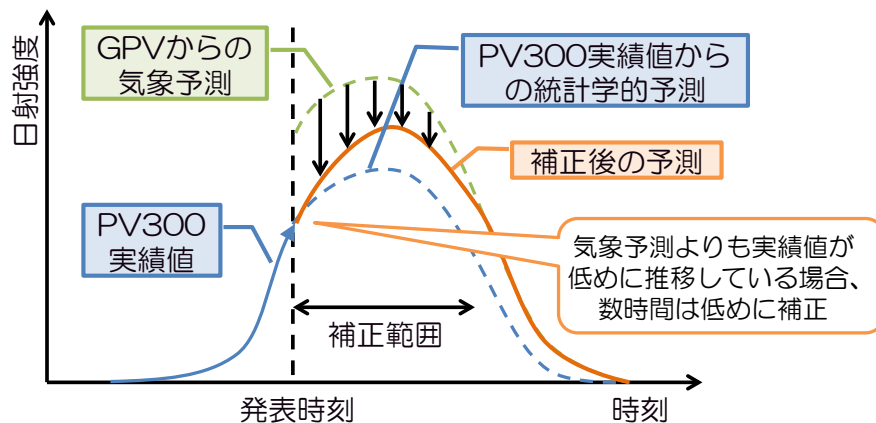


図 3-2-9 統計学的予測と気象予測を組み合わせた数時間先日射量予測手法の概要

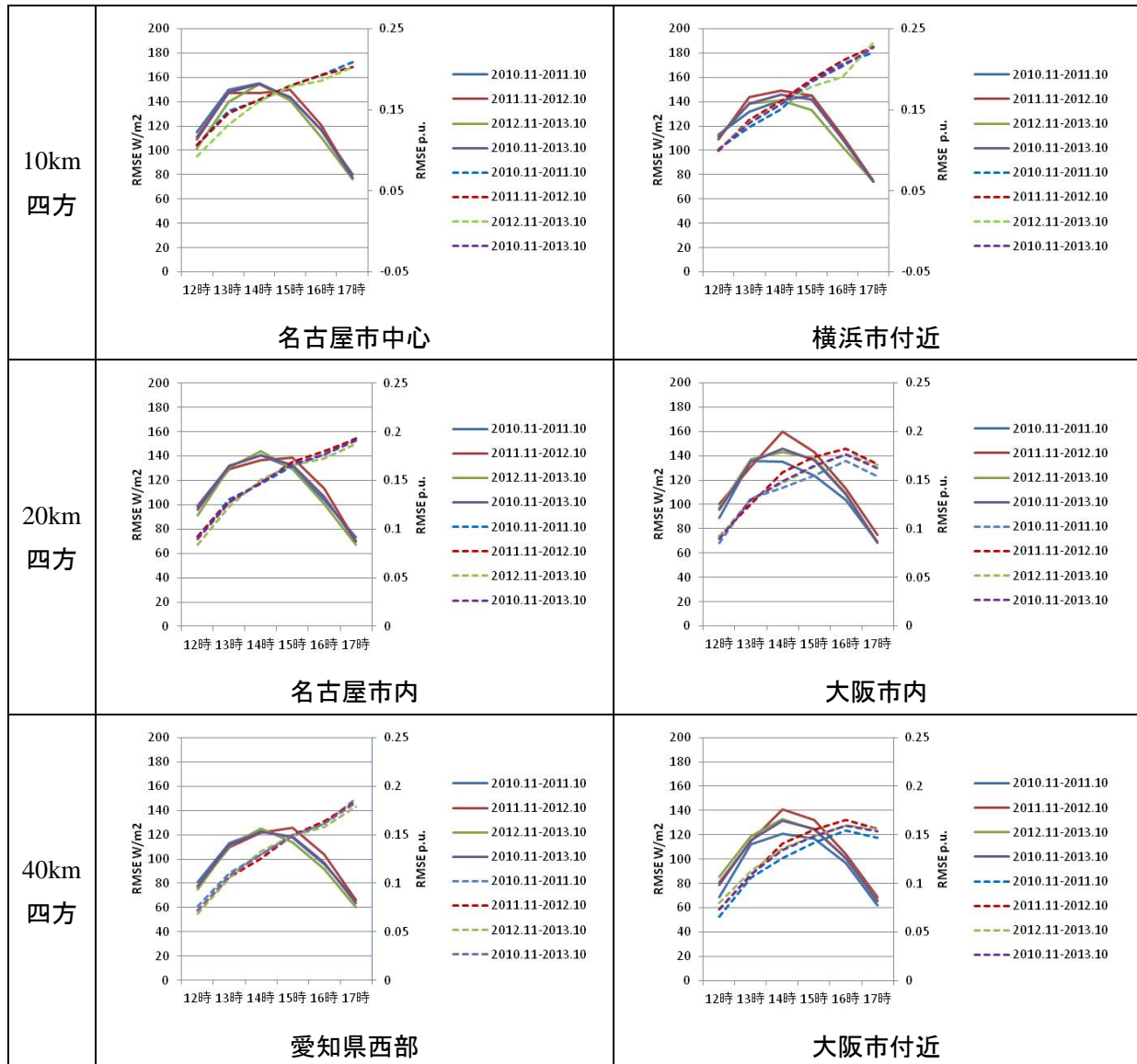
(ii) 評価結果

11 時 00 分を初期時刻とした場合の数時間先予測を行い、精度を評価した。評価方法は評価時間帯を除き、翌日、当日予測と同じである。1 時間先～6 時間先の年間予測誤差を時系列にして課題⑧－4 の評価結果を表 3-2-7 に示す。同様に課題⑧－6 の評価結果を表 3-2-8 に示す。

14 時までは発表時刻から離れるほど誤差 (W/m^2) が大きくなっているが、その後は太陽高度低下に伴い日射強度が小さくなるため、誤差 (W/m^2) も小さく見えてしまう。そのため、RMSE を大気外日射強度¹⁴で規格化し単位法 (pu) で表示することで（グラフ中の点線）、発表時刻から離れるほど予測誤差 (pu) が増加する様子がわかる。

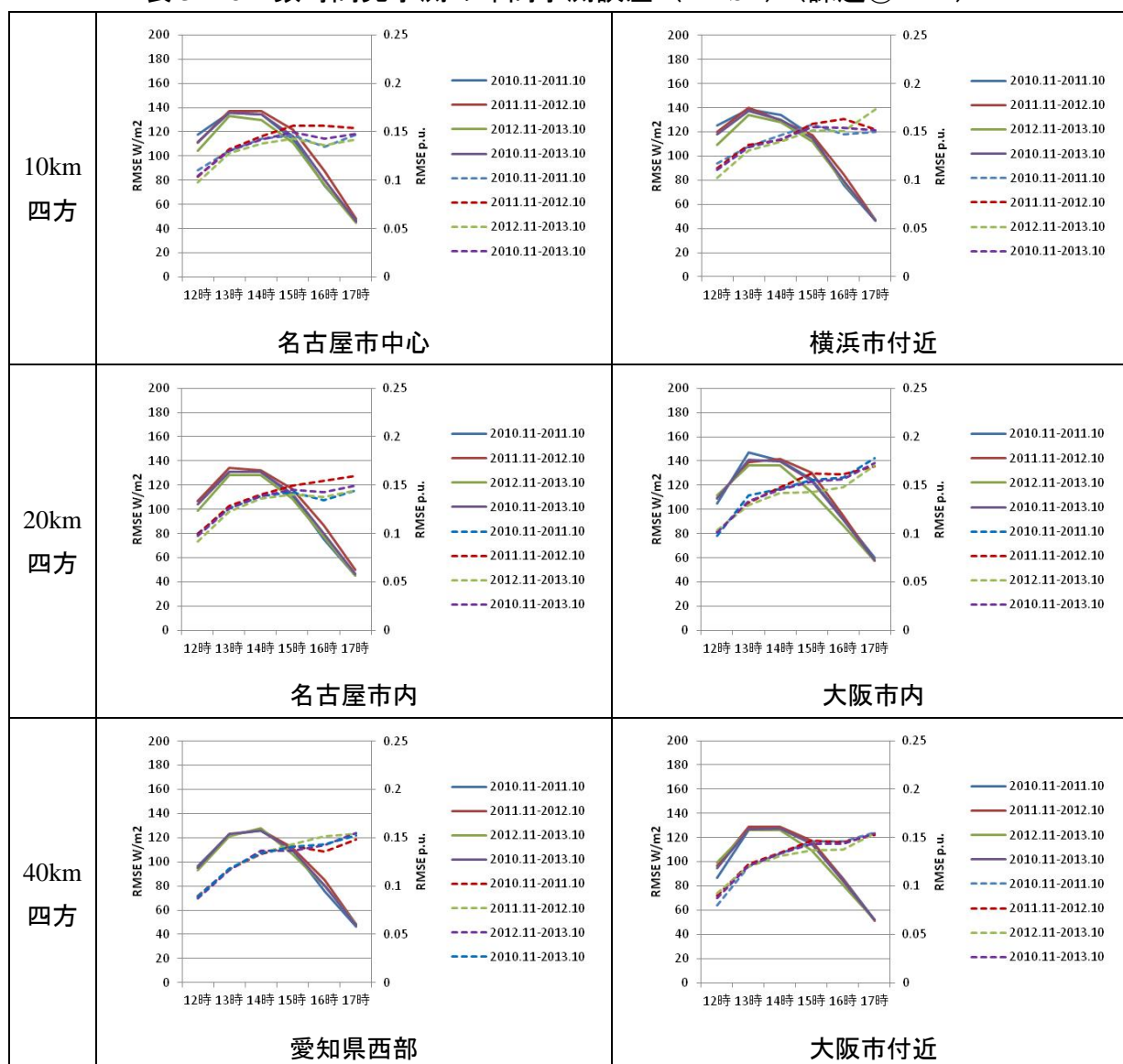
¹⁴ 通常の日射強度は地表面で観測される値であるが、大気外日射強度は大気圏外で観測される値であり、太陽と地球の位置および方向で決まる。

表 3-2-7 数時間先予測の年間予測誤差 (RMSE) (課題⑧- 4)



実線 : RMSE(W/m²) 点線 : RMSE(p.u.)

表 3-2-8 数時間先予測の年間予測誤差 (RMSE) (課題⑧－6)



実線 : RMSE(W/m²) 点線 : RMSE(p.u.)

（３）太陽光発電出力の推定

日射量から太陽光発電出力推定の概要を図 3-3-1 に示す。日射量の把握値を入力すれば現在の太陽光発電出力を、日射量の予測値を入力すれば将来の太陽光発電出力の推定値を得ることができる。

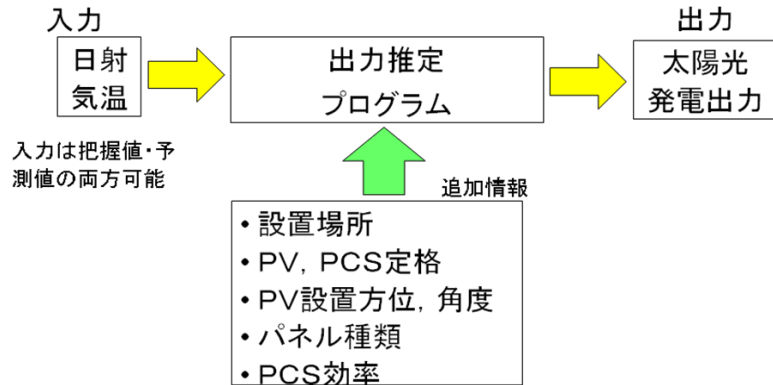


図 3-3-1 日射量から太陽光発電出力推定の概要

太陽光発電出力の推定に関する要素技術は、大きく 3 つに分類している。

- 分類①：把握した日射量（日射強度）あるいは予測した日射量（日射強度）から、広域での太陽光発電出力を推定する。
- 分類②：配電線レベルから系統全体までの需要変化も含めた太陽光発電出力変化を推定する。
- 分類③：日射強度から太陽光発電出力への推定誤差の要因を分析し、その影響を評価する。

（a）分類①：広域での太陽光発電出力推定の概要と評価結果

分類①の要素技術の概要を示す。なお、発電出力推定時間間隔は、現在値であれば日射量の把握の推定時間間隔、予測値であれば日射量予測の予測時間間隔と同じである。

（i）各要素技術（課題⑧－7， 8， 11）の概要

（イ）課題⑧－7：地域の太陽光発電導入状況に対応した太陽光発電出力推定

【電力中央研究所】

項 目	内 容
手法の概要	全天（水平面）日射強度と気温から PV 出力を推定する。さらに地域の PV 導入状況に対応した PV 出力推定も念頭に入れる。
推定メッシュ	5km
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光発電パネルの設置角度や方位に応じた発電出力を推定するため、全天（水平面）日射強度から傾斜面日射へ変換する。 ・ 気温から太陽光発電パネルの温度を推定することで、誤差の低減を図る。

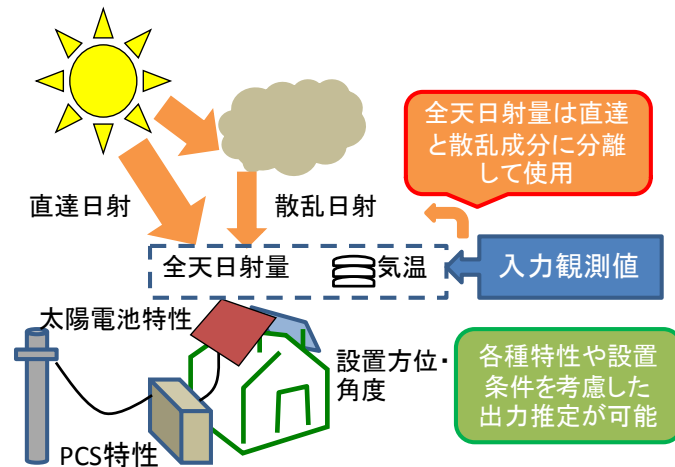


図 3-3-2 水平面日射強度と気温からの PV 出力推定手法の概要（課題⑧－７）

（ロ） 課題⑧－８：統計手法を用いた太陽光発電出力変換手法の構築

【伊藤忠テクノソリューションズ】

項 目	内 容
手法の概要	日射量の把握値・予測値をもとに、過去の実測データによる学習および補正などを適用し PV 出力を推定する。
推定メッシュ	5km
特徴	・ 日射量の推定誤差，予測誤差も勘案し、天気パターン・エリア広さ別などで補正を行う。

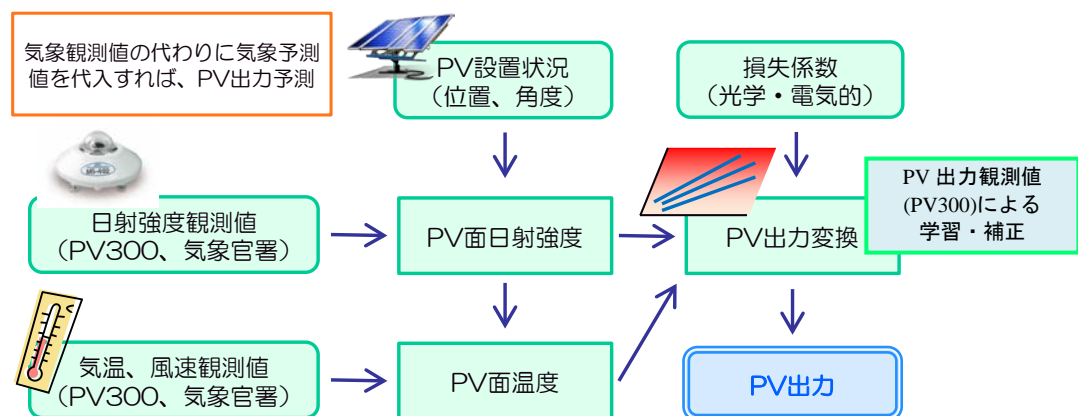


図 3-3-3 統計学的手法を用いた PV 出力変換手法の概要

(ハ) 課題⑧－１１：統計処理による発電量推定【ソーラーフロンティア】

項 目	内 容
手法の概要	過去の実測データから機械学習により日射条件とパフォーマンスレシオ ¹⁵ の関係を求めることによって、日射量から PV 出力を推定する。自社のモニターデータも利用している。
推定メッシュ	5km
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・日射量、気温のみで PV 出力を推定し、学習データにより補正をかけ精度を上げる。 ・元々少ないデータで出力推定を行うため、学習データが少ないと精度が落ちる。

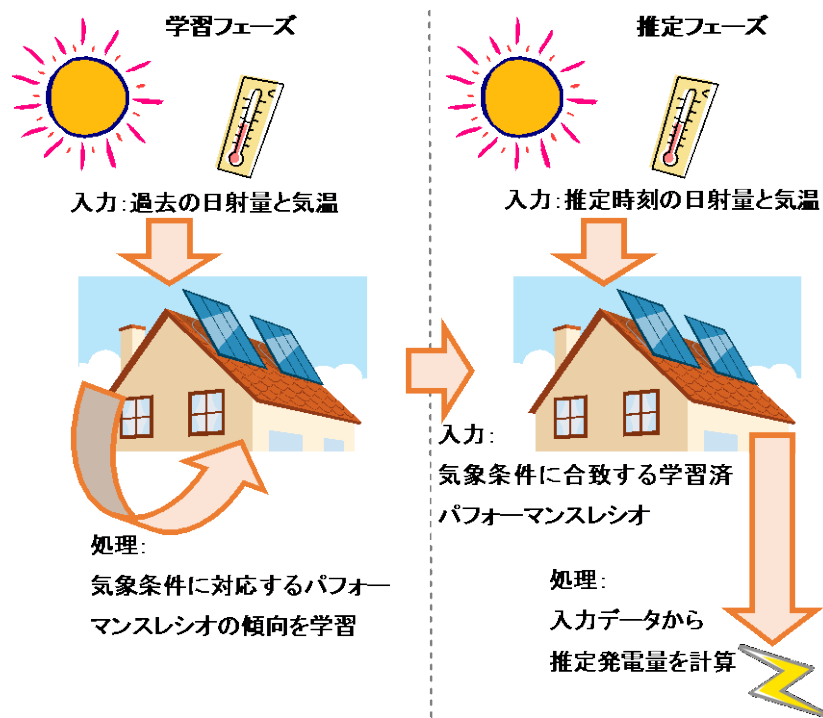


図 3-3-4 統計処理による発電量推定手法の概要

(ii) 評価方法

要素技術（課題⑧－７，８，１１）ごとの太陽光発電出力の推定値を、PV300の太陽光発電パネル併設箇所の発電出力観測値により評価した。評価の条件を表 3-3-1 に示す。

ここでは、日射から太陽光発電出力を推定する手法の評価であるため、評価エリアは太陽光発電出力を計測し、かつ PV300 観測地点が集中しているエリアとした。

¹⁵ パフォーマンスレシオは以下の定義による。

パフォーマンスレシオ = 発電電力 / (定格出力 × 日射強度)

また、地域や観測地点の配置の影響がないことを確認するため、それぞれ異なる地域と大きさのエリアとした。そのため、日射量把握・予測で採用した地点と異なる地域を選定した。

なお、実際の運用時には、把握あるいは予測された日射量を元に太陽光発電出力を推定するが、ここでは日射量推定値の誤差を除くため、PV300 全天日射強度観測値から太陽光発電出力を推定した。

表 3-3-1 太陽光発電出力推定値 評価の条件

評価期間	2010 年 11 月～2013 年 10 月
評価時間帯	9～15 時 ¹⁶
評価の時間間隔	30 分（30 分毎の前 30 分平均）
評価エリア	表 3-3-2 の 3 地域（図 3-3-5 参照）
全天日射強度	評価エリア内の PV300 観測値（全天日射強度 30 分平均値）
評価基準	評価エリア内の PV300 観測値（太陽光発電出力 30 分平均値）の全地点平均
推定値	評価エリア内の PV300 地点太陽光発電出力推定値（30 分平均値）の全地点平均

表 3-3-2 評価に使用したエリアの概要

エリアの大きさ	地 域	PV300 観測地点数 （PV 併設地点）
10km 四方	富山市付近	5
20km 四方	京浜付近	3
30km 四方	名古屋市付近	8

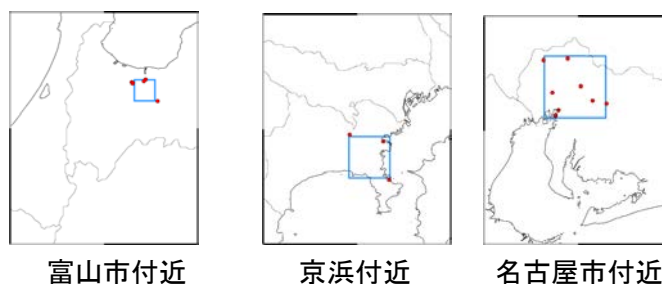


図 3-3-5 評価エリア

¹⁶ 日射強度が小さな時間帯は評価から外した。

(iii) 評価結果

太陽光発電出力定格値を基準とした RMSE(%)を用いて年間の推定誤差を、表 3-3-3 に示す。RMSE(%)の計算式は下式の通り。

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (EST_i - OBS_i)^2} / P_{rated}$$

EST : 推定値
 OBS : 観測値
 P_{rated} : 定格出力
 N : データ数

課題⑧－7， 8 の 10km 四方（富山市付近）を除くと年間推定誤差は 5% 以内であった。富山市付近のような積雪の影響を受ける地域では、日射があっても発電しないことによる影響が考えられる。

表 3-3-3 太陽光発電出力の年間推定誤差（RMSE：％）

<p>課題 ⑧－7</p>	
<p>課題 ⑧－8</p>	
<p>課題 ⑧－11</p>	

(b) 分類②：配電線レベルでの太陽光発電出力推定の概要と評価結果

太陽光発電出力の変化は、広域では電力系統の周波数に、狭域では地域の電圧に影響を与える。そこで分類②では、配電線レベルの広さにおける太陽光発電出力の推定を行う。

(i) 要素技術の概要

課題⑧－１０：各種統計モデルと配電線潮流を用いた配電一全体系統の太陽光発電出力推定【三菱電機】

項 目	内 容
手法の概要	配電系統の潮流と日射量・気温から配電線に連系している PV 出力を推定する。また、上位系統の潮流を用い、より広域の PV 出力を推定する。
推定範囲	潮流センサーより負荷側（下位系統）の供給範囲
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ 潮流の短周期変動成分を太陽光発電出力の短周期変動成分とみなすことで、発電出力の短周期変動成分を推定する。 ・ 各 PV 発電の出力を積み上げるのではなく、上位系統の潮流センサーの計測値を用いることで、該当系統の太陽光発電総出力を推定する。 ・ 推定に適している範囲は 10km～40km 四方程度であり、この範囲を外れると誤差が大きくなると想定される。

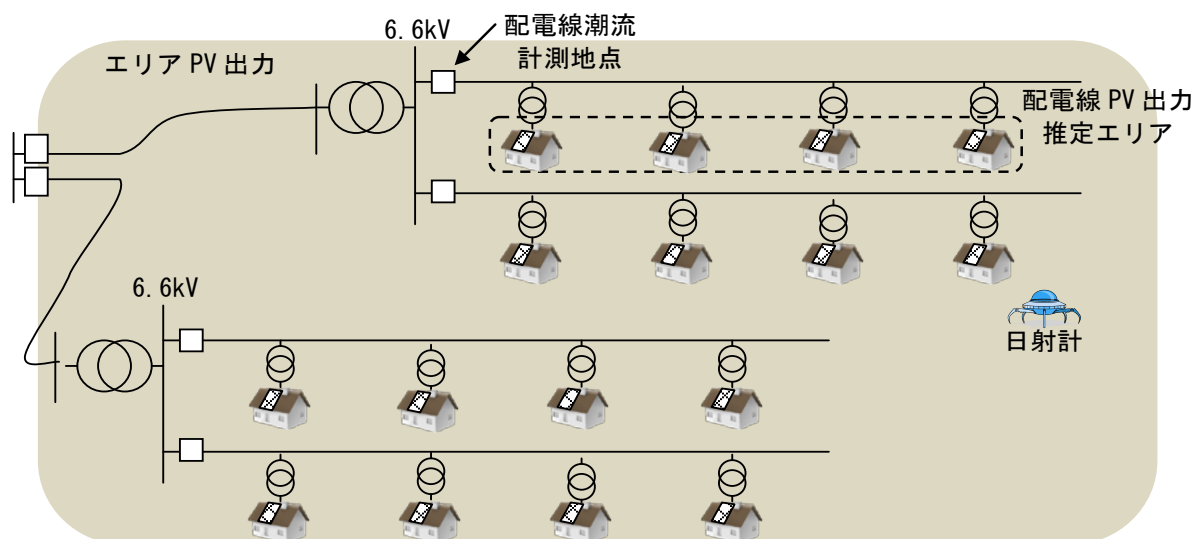


図 3-3-6 配電線レベルの太陽光発電出力推定範囲のイメージ

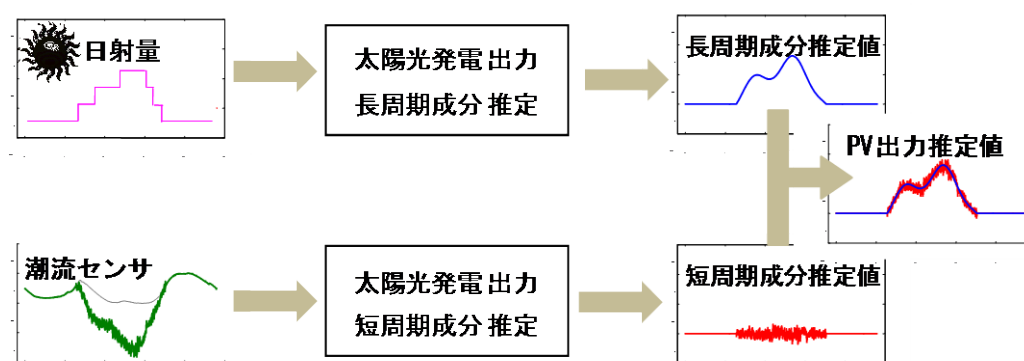


図 3-3-7 配電線レベルの太陽光発電出力推定の処理概要

（ii）評価方法

配電線レベルの潮流の実績値および日射量の実績を計測したデータとして、NEDO 集中連系型太陽光発電システム成果普及事業（以下「NEDO 事業」という）のデータを中心に評価を行った。評価に用いたデータの詳細を、表 3-3-4 に示す。

表 3-3-4 評価に使用したデータ

データ元	NEDO 事業
データ項目	<ul style="list-style-type: none"> ・ 水平面日射強度（6 箇所平均値） ・ 需要（553 件合計値，住宅タイプ） ・ 太陽光発電出力（553 件合計値，総容量 2129 kW）
評価期間	2006 年 12 月～2007 年 11 月
評価時間帯	8～16 時
評価の時間間隔	1 秒
評価基準	PV 出力計測値（553 件合計値）（1 秒瞬時値）
推定値	PV 出力推定値（553 件合計値）（1 秒瞬時値） ※計測水平面日射量と配電線潮流（需要と PV 出力から作成）に基づいて推定

（iii）評価結果

図 3-3-8 にある特定日のデータを用いた推定結果の一例を示す。日射量実績（1 時間値）から推定した PV 出力の長周期成分（PV 出力推定値（長））、および潮流実績から推定した PV 出力の短周期成分（PV 出力推定値（短））の和により、PV 出力がほぼ正確に推定されている様子が確認できる。

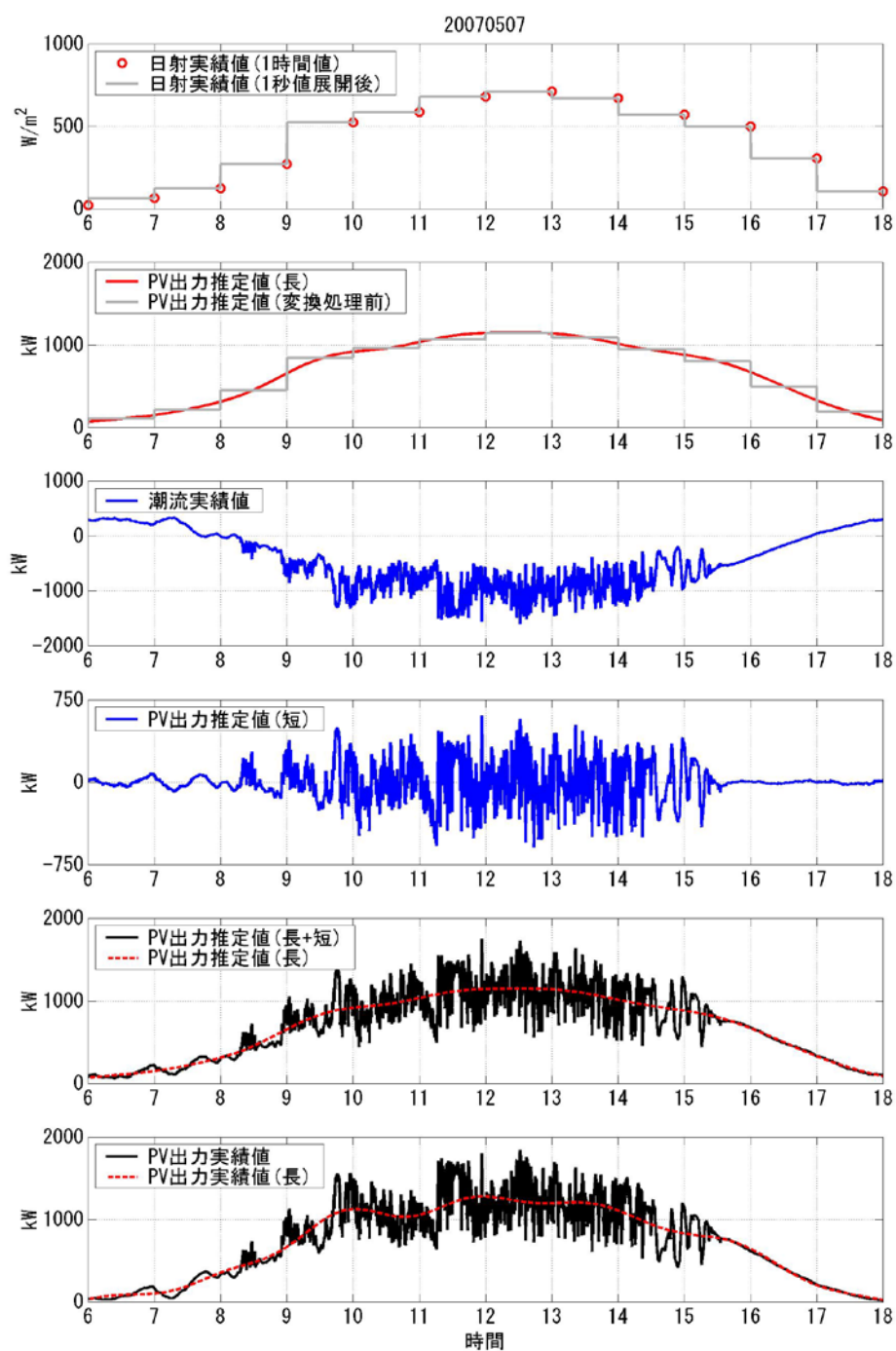


図 3-3-8 配電線レベルの太陽光発電出力推定結果の一例

表 3-3-4 のデータを用いた評価結果（RMSE の頻度分布）を図 3-3-9 に示す。
NEDO 事業のデータを用いて評価した結果、太陽光発電出力定格値を基準とした RMSE（％）は約 4.5％であった。

RMSE(%)は以下の定義により算出した。

$$RMSE_d = \frac{1}{P_{rated}} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (EST_{i,d} - OBS_{i,d})^2}$$

$$RMSE = \frac{1}{N_D} \sum_{d=1}^{N_D} RMSE_d$$

EST : 推定値

OBS : 実績値

P_{rated} : 定格出力

N : 1 日のデータ数

N_D : 評価対象日数

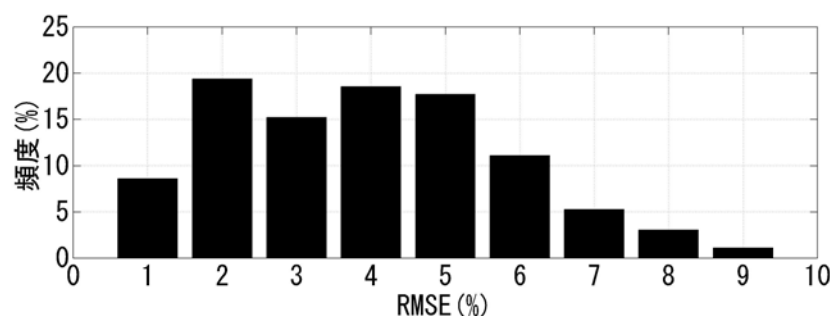


図 3-3-9 RMSE の頻度分布

（c）分類③：誤差要因の分析

全天日射強度（水平面日射強度）から太陽光発電出力を正確に推定するためには、設置地点の位置・パネルの方位・角度・温度、さらにはパネルの種類や PCS（Power Conditioning System、パワーコンディショナ）の変換効率など、様々な入力データの影響を受けると予想される。一方、入力データが少ない方が推定演算およびデータの収集・管理は容易であるため、入力データの省略可否が判断できるよう、それぞれの要因が推定誤差に与える影響を調査した。

（i）要素技術の概要

課題⑧－9：日射量推定結果からの太陽光発電出力把握【日立製作所】

項 目	内 容
手法の概要	それぞれの誤差要因を入力することができる PV 出力推定モデルを作成し、そのモデルにより誤差への影響を評価する。

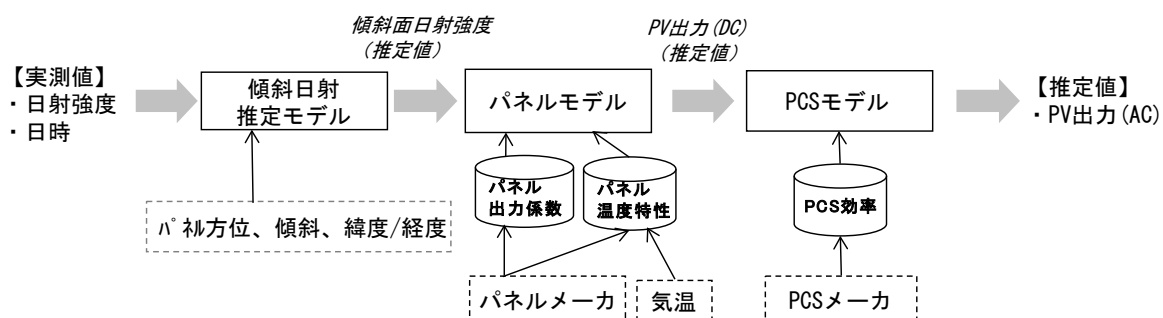


図 3-3-10 太陽光発電出力推定モデルと誤差要因

(ii) 発電出力推定誤差要因の影響調査結果

誤差要因ごとの太陽光発電出力推定への影響有無を表 3-3-5 に示す。

表 3-3-5 推定誤差要因と影響の有無

誤差要因	影響	備考
設置地点の緯度	あり	2 度（約 200km）程度であれば，出力の差は最大約 2%。
設置地点の経度	あり	2 度（約 180km ¹⁷ ）程度であれば，出力の差は最大約 3%。ただし，太陽の南中時刻のずれによるもので最大出力は変化しない。
パネルの傾斜	あり	季節で異なるが，5 度程度で PV 出力が 10%異なる
パネルの方位	あり	季節で異なるが，15 度程度で PV 出力が 10%異なる
パネル面への反射	なし	広範囲に影響することはない。
雲の影響	なし	全天日射強度の予測値に織り込み済みのため考慮しない。
影の影響	なし	個々のパネルでは影響があるが，モデルケースで推定した結果，複数のパネルでは影響が少ない。
汚れの影響	なし	定期的に清掃が行われている気象台の観測値と比較しても顕著な違いがない。
パネル種類	あり	日射の入力に対し温度・経年・特性により出力が変わる。今回の検証では，パネル種類による出力の差は最大 4%。
パネル温度	あり	パネル温度が上昇すると発電出力が低下する。パネル種類の温度特性で決まる。
PCS の効率	あり	定格より小さい出力ではカタログ値より効率が下がる。

¹⁷ 緯度 35 度するとき

(4) 日射量の分析

課題⑧－１２：日射量データ分析によるデータ密度・周期・取得装置配置

の検討【東京大学】

(i) 概要

太陽光発電が大量普及する近い将来を念頭に、発電出力の予測および出力推定を行う技術開発の観点に基づき PV300 データを分析した。また、電力システムの安定運用を考慮した時に、日射量および発電量の観測データがどの程度の空間密度および計測サンプリングを必要とするのかを考察した。併せて、今後太陽光発電出力の予測・推定を継続的に行うために必要となる計測装置の仕様および配置に関する提言を行った。

(ii) 検討結果

日射量データ分析によるデータ密度・周期・取得装置配置の検討のために行ったデータ作成、データ分析の流れを図 3-4-1 および成果一覧を表 3-4-1 に示す。

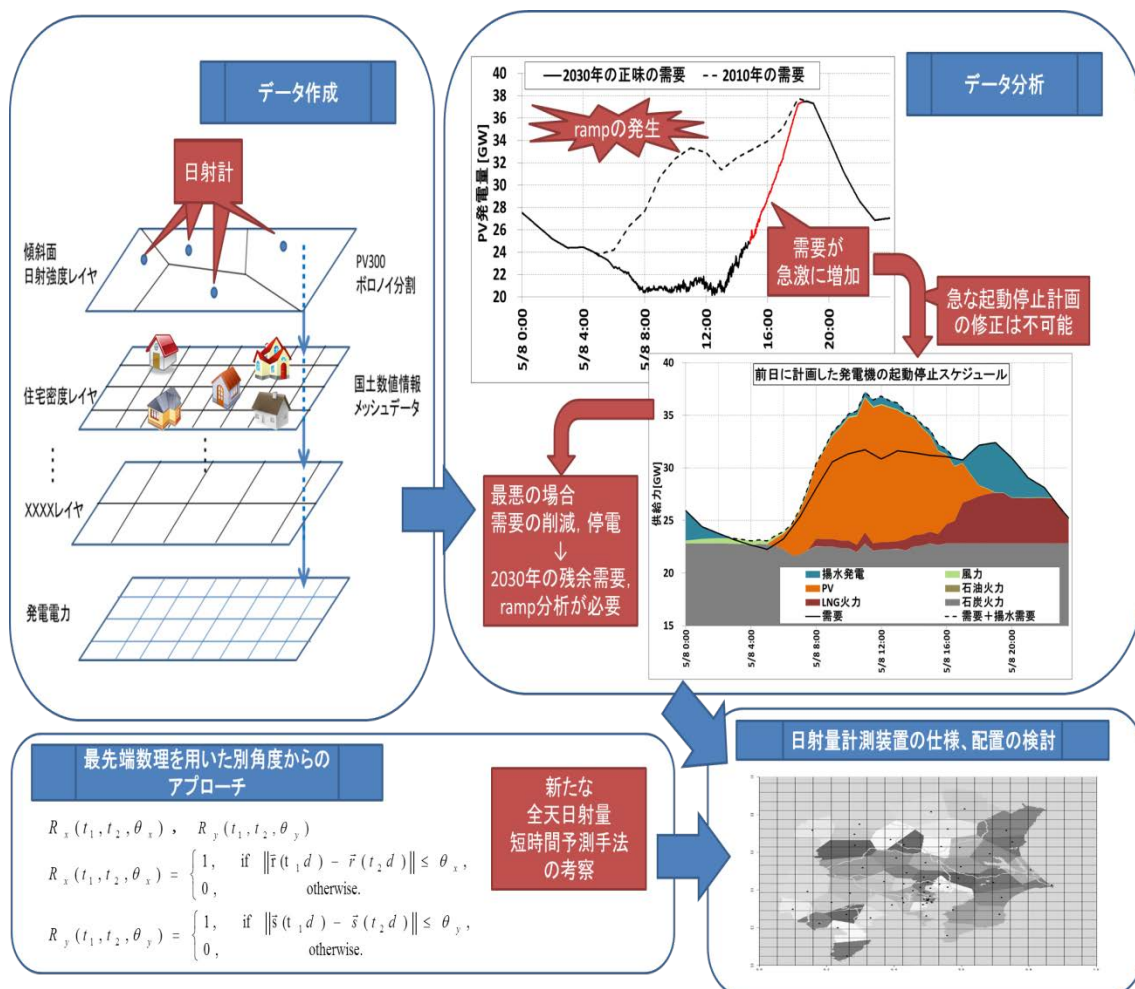


図 3-4-1 日射量データ分析による取組み

表 3-4-1 分析項目と成果一覧

分析項目	成 果
全天日射量の時空間的基礎特性の分析	各観測地点の平均の予測をするよりも、予測の平均を取る方が1～6時間先の範囲で予測誤差の観点で良い予測を得られる結果となった。
気象官署データによる合計発電量とPV300による合計発電量の比較評価	既存の気象官署データ（日射量，日照時間など）をベースに作成した合計発電量の、PV300 による合計発電量に対する代替可能性を検討した。全電力システムでの平均誤差が負であることから、気象官署データをベースにした発電量データはPV300 に比べ過小評価となっていることが分かった。例えば、全国で 53GW の PV システムの導入を想定したケースでは、東京電力システムではおよそ 1GWh の二乗平均平方根誤差が生じてしまう結果となり、その誤差は非常に大きい。
残余需要分析，ramp 検出方法の検証および分析	各電力システムの 2011 年の需要，2030 年相当の残余需要に対する PV システムのピーク需要低減効果，および ramp 現象の探索を行い、その分析手法を確立した。2030 年相当の PV 導入量では、北海道電力システムではピーク需要削減率が著しく低く、その他の電力システムではおよそ 7%～50% となった。また、PV 導入量の増加と共にピーク需要削減率が減少していく結果となった。
ボロノイ分割による電力システムの合計発電出力データの作成	PV システムの空間的な導入分布，住宅密度，耕作放棄地など土地利用の情報等を加味できる仕様にて合計発電量データを作成した。
日射量データ空間密度，サンプリング周期	東京電力システムでは、20 分以下の変動については 10～30km の間に無相関距離があることが分かった。即ち、必要となる空間サンプリング密度は 10～30km である結果を得た。
日射量計測装置の仕様，配置	基本的には計測時間サンプリングの決定が重要である。数分先予測を除けば、出力予測よりも出力把握の方が短いサンプリング周期のデータ（準リアルタイム性）を必要とする。出力予測，出力把握の許容できる時間遅れは、利用するシステムに依存し、出力把握であれば電力システムの事故復旧時の監視間隔、予測であれば、利用する短時間予測の最も短い時間サンプリングが必要となる。日射計測装置の配置については約 10～30km 間隔での日射観測が望ましいと考えられる。

3-1-3 特許出願状況等

表 3-5 特許・論文等件数

要素技術	論文発表数	特許等 (出願中含む)	国際標準への 寄与
日射量の把握	5	0	0
日射量の予測	5	0	0
PV 出力の推定	8	0	0
日射量の分析	6	0	0
全 般	8	0	0
計	32	0	0

(平成 27 年 3 月までの件数)

表 3-6 論文、投稿、発表、特許リスト

	題目・メディア等	時期
論文	日本太陽エネルギー学会 学会誌「太陽光発電システムの発電出力把握・予測技術の最新動向」	H25.11
	電気学会 論文誌 B(電力・エネルギー部門誌)「日射量, 統計モデルと配電線潮流を用いた太陽光発電出力推定に関する研究」	H26. 6
投稿	なし	
発表	27 th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU-PVSEC27) 「ANALYSES OF SOLAR IRRADIANCE DATA FROM DISTRIBUTED OBSERVATION SITES FOR SPATIAL INTERPOLATION」	H24. 9
	IEA PVPS 「Analysis and Forecast of PV power Variation」	H24.10
	電気学会 電力系統技術研究会「日射観測における日影データの判別方法についての検討」	H25. 1
	電気学会 全国大会「太陽光発電量の空間分布の非負分解」	H25. 3
	電気学会 全国大会シンポジウム「太陽光発電出力予測技術開発実証事業 太陽光発電出力予測・推定技術の開発」	H25. 3
	17 th International Conference on Intelligent Systems Applications to Power System, Panel Session 「PV output estimation based on solar irradiation and power flow in distribution system」	H25. 7
	International Symposium of Nonlinear Theory and its Applications 「Complex dynamics of photovoltaic outputs」	H25. 9

	題目・メディア等	時期
発表	電気学会 電力・エネルギー部門大会「太陽光発電出力把握のための日射量推定・予測手法の開発」	H25. 8
	日本太陽エネルギー学会 太陽光発電部会 第5回セミナー「気象会社における太陽光発電の出力把握・予測の取組」	H25. 8
	日本太陽エネルギー学会 太陽光発電部会 第5回セミナー「配電線潮流データを用いたPV出力推定の研究」	H25. 8
	日本太陽エネルギー学会 太陽光発電部会 第5回セミナー「太陽光発電出力把握技術の開発」	H25. 8
	日本太陽エネルギー学会 太陽光発電部会 第5回セミナー「太陽光発電出力変化の実態と電力需給運用面からの予測のニーズ」	H25. 8
	電気学会 電子・情報・システム部門大会「気象観測データの現状と活用について」	H25. 9
	電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会「配電線潮流を用いた太陽光発電出力推定手法の検討」	H25. 9
	IEA PVPS 「Accuracy evaluation of solar irradiance forecasting technique using a meteorological model」	H25.10
	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究会（テーマ：再生可能エネルギーの発電予測とシステム技術） 「数値気象モデル WRF による様々な時間・空間条件下での日射量予測誤差の評価」	H25.11
	電気学会 全国大会 「太陽光発電設備容量情報を用いない太陽光発電量の推定に関する検討」	H26. 3
	電気学会 B 部門大会 「太陽光発電の短時間変動特性に関する導入分布等の影響分析」	H26. 9
	電気学会 B 部門大会 「太陽光発電出力把握のための日射量推定・予測手法の開発（2）」	H26. 9
	6 th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-6) 「Progress of PV Forecast Technology in Japan」	H26.11
	6 th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-6) 「Analysis of the Variability of PV Power and Residual Load」	H26.11
	6 th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-6) 「Development of Solar Radiation Estimation and Forecasting Method for Solar Power Generation」	H26.11
	6 th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-6) 「Estimation of Power Output of Photovoltaic Systems in the Distribution Network」	H26.11

	題目・メディア等	時期
発表	電気学会 全国大会 「電力システムにおける太陽光発電短時間変動量の予備的検討」	H27.3
	電気学会 全国大会シンポジウム『太陽光発電の出力把握・予測』 「はじめに」 「予測のニーズ」 「日射変動特性の分析」 「日射量のリアルタイム把握」 「日射量の予測」 「太陽光発電出力の推定」	H27.3
特許	なし	

3-2 目標の達成度

太陽光発電出力の予測を必要とする時期や予測対象時間など電力システムの需給運用上のニーズを明確にし、日射量および太陽光発電出力の把握・予測技術の開発を行った。さらに、太陽光発電出力の把握・予測に影響のある現象（雲等の気象条件、太陽光発電パネルの種類・設置状況・発電設備固有の条件など）を分析・反映し、精度向上を図り、実用化の見通しを得た。

各要素技術の目標・指標に対する成果・達成度を表 3-7 に示す。

表 3-7 目標に対する成果・達成度の一覧表

要素技術	目標・指標	成果	達成度
＜日射量の把握＞			
日射量観測データや気象衛星データからの日射量推定（課題⑧-1） 【日本気象協会】	日射量観測データや気象衛星データからの日射量推定技術を用いて、全国規模の実況日射量分布推定モデルを開発する。	気象衛星画像から日射量を推定する手法を需給運用上のニーズに合うよう改良し、全国規模の実況日射量分布推定モデルを開発した。 衛星推定日射量に日射計観測値を用いた誤差補正を行うことで精度向上を図った。	達成

要素技術	目標・指標	成果	達成度
空間線形回帰法（クリギング）に基づく空間補間による日射量推定 （課題⑧－２） 【電力中央研究所】	リアルタイムの日射量マップの作成を目指し、地球統計学の空間線形回帰法（クリギング）に基づく日射の空間補間法を太陽光発電出力把握に適した手法に改良する。	これまでの10km四方位度を推定する空間補間法を、電力系統の需給エリアで適用できるよう、面的広がり大きさの違いによる変動平滑化効果を考慮して改良した。 日射量の空間補間法をもとに、気温に関する空間補間を行う技術を開発し、推定精度の向上を図った。	達成
気象衛星データを用いた日射量推定 （課題⑧－３） 【伊藤忠テクノソリューションズ】	衛星データ等を用いて日射量分布の推定を行う手法を構築する。	日射計観測値をもとに、GPVデータで面的に補完する手法を構築し、推定精度の向上も図った。	達成
＜日射量の予測＞			
時間スケールに応じた日射量予測 （課題⑧－４） 【日本気象協会】	日本気象協会保有の数値予報モデル（SYNFOS ^{シンフォス} -3D）や統合日射量データベースなどを用いて日射量予測手法を開発する。	数時間先の予測は気象モデルではなく移動予測手法を用いるなど、予測する時間スケールごとの日射量予測技術を開発した。 翌日、当日予測では、気象モデルに統計的手法を組み合わせ、精度の向上を図った。	達成
気象モデルによる日射量の予測 （課題⑧－５） 【電力中央研究所】	電力中央研究所保有の気象予測・解析システム（NuWFAS ^{ニューファス} ）をベースとして、当日・翌日の気温・日射量を予測できるようにする。	既開発の気象予測・解析システムの水平計算領域などを変更することで、日射量を予測できるシステムに改良し、翌日・当日予測技術を開発した。	達成
気象予測モデルおよび統計手法を用いた日射量の予測 （課題⑧－６） 【伊藤忠テクノソリューションズ】	数値予報データを利用した統計学的手法により日射量を予測するモデルを構築する。	気象庁数値予報データ（GPV）の雲量を入力データとし、統計解析により日射量予測値を出力するモデルを構築した。	達成

＜太陽光発電出力の推定＞			
地域の太陽光発電導入状況に対応した太陽光発電出力推定 (課題⑧－７) 【電力中央研究所】	設置条件（太陽光パネル、方位等）による補正手法を検証評価し、地域ごとの太陽光発電設置状況の違いに対応可能な太陽光発電出力推定手法を開発する。	個別のPV出力推定に影響を与える要素（パネルの方位、角度など）を整理し、対象地域の太陽光発電導入（設置）状況に対応した発電出力を推定する手法を開発した。	達成
統計手法を用いた太陽光発電出力推定 (課題⑧－８) 【伊藤忠テクノソリューションズ】	日射量推定・予測値をもとに、過去の実測データによる学習および補正などを適用し太陽光発電出力を推定する手法を開発する。	需給計画・運用のニーズに基づきPV出力を推定する時間・空間解像度を決定し、それに基づいた太陽光発電出力推定モデルを構築した。また、PV300実測データを用いた学習および補正により推定精度の向上を図った。	達成
日射量推定結果からの太陽光発電出力推定誤差要因の分析 (課題⑧－９) 【日立製作所】	太陽光パネル設置地点の位置、パネルの方位・角度・温度、さらにはパネルの種類やPCSの変換効率など、様々な要因が日射量から太陽光発電出力の推定に与える影響を整理する。	太陽光発電出力推定の誤差要因を分析し、推定誤差への影響の有無および大きさを整理した。	達成
各種統計モデルと配電線潮流を用いた配電一全体系統の太陽光発電出力推定 (課題⑧－１０) 【三菱電機】	配電線レベルの広さの太陽光発電出力の推定を行う手法を開発する。	NEDO事業等のデータを用い、各種相関をモデル化・統計分析し、潮流と日射量計測値から配電（地域）レベルの太陽光発電出力推定手法を開発した。	達成
統計処理による太陽光発電量推定 (課題⑧－１１) 【ソーラフロンティア】	簡易的な手法により、地域の日射強度から発電電力量を推定する手法を開発する。	自社モニターデータおよびPV300のデータを用い、統計処理（機械学習）を行うことで、日射強度と気温から簡易にPV出力を推定する手法を開発した。	達成

<日射量の分析>			
日射量データ分析 (課題⑧ー１２) 【東京大学】	太陽光発電出力の予測や推定をする技術の観点から、用途・目的に応じて日射量や太陽光発電の発電量データがどの程度の空間密度、計測サンプリングで必要であるかを考察する。	PV300 で設置した日射計のデータを様々な角度から分析し、太陽光発電の大量普及時に太陽光発電電力量の予測や出力を推定する技術の観点から、電力システムの運用という用途・目的に応じて日射量や太陽光発電の発電量データがどの程度の空間密度、計測サンプリングで必要であるかを考察するための基礎分析を行った。	達成

4. 事業化、波及効果

4-1 事業化の見通し

利用主体となる電力会社が参加することで、電力系統の需給運用に基づくニーズを反映した太陽光発電出力の把握や予測という新規技術の開発ができた。

ここで開発した新規技術は、電力会社の需給運用に要素技術として適用され、太陽光発電出力把握・予測システムとして開発・導入されつつあるとともに、太陽光発電出力把握・予測分野におけるベンチマークの一つとしての役割を果たしている。

また、日射量の予測に関する基礎技術の向上に資することで、太陽光発電事業者へ発電量予測を提供するための基礎技術として活用されつつある。

4-2 波及効果

本事業は、電力系統の安定的な需給運用に資することを目的として実施しており、電気事業以外の産業分野へこの技術が直接的に展開されるのは想定しにくい。

しかし、より正確な日射量予測のためには、基礎となる気象予測技術の精度向上が不可欠であることから、気象予報の高精度化に対する非常に強いニーズとなる。これによる気象予報の高精度化が実現されれば、その恩恵は幅広い分野にあるものと見込まれる。

また、本事業により開発した太陽光発電の出力把握・出力予測技術を適切に活用することで、電力需給バランスを適切に維持するための調整電源の必要量減少や、需給バランス上やむを得ず必要とされる太陽光発電の出力抑制量の減少が期待される。さらに、太陽光発電出力把握に必要な膨大なデータを扱うリアルタイム計測システムが不要となることで、設備の合理化が可能となることが期待される。

5. 研究開発マネジメント・体制等

5-1 研究開発計画

本事業は、2-1 項の研究開発目標を達成すべく、平成 23 年度から平成 25 年度の 3 カ年で実施した。スケジュールを表 5-1 に示す。

表 5-1 研究開発スケジュール（実績）

実施項目／年度		2 3	2 4	2 5
日射量の把握	データ収集			
	手法の開発			
	手法の評価			
	まとめ			
日射量の予測	データ収集			
	手法の開発			
	手法の評価			
	まとめ			
太陽光発電出力の推定	データ収集			
	手法の開発			
	手法の評価			
	まとめ			
日射量の分析	データ収集			
	手法の検討			
	分析・考察			
	まとめ			
報告		▲ 中間報告	▲ 中間報告	▲ 最終報告

5-2 研究開発実施者の実施体制・運営

本事業は、経済産業省資源エネルギー庁電力基盤整備課の公募による選定審査手続きを経て、東京大学・伊藤忠テクノソリューションズ・ソーラーフロンティア・日本気象協会・日立製作所・三菱電機・電力中央研究所・電力 10 社の計 17 法人の共同申請により採択を受けて実施した。

事業の実施にあたっては、技術開発を統括するためのプロジェクトリーダー（東京大学 生産技術研究所 荻本 和彦 特任教授）のもと、課題担当法人間の連携や事業の進捗管理を行うための事務局を設置し、図 5-1 に示す体制とした。

また、実証事業の目的を達成するため、研究課題は各々の参加事業者が持つ強みを活かすことができるものを設定し、全体会議やワーキンググループの実

施により事業者同士の連携を図りながら効率的な事業運営を行った。

なお、本事業は太陽光発電の大量普及に伴う諸課題解決のために実施した「次世代送配電系統最適制御技術実証事業（事務局：東京電力）」「次世代型双方向通信出力制御実証事業（事務局：東京電力）」との連携も図りながら取り組んだ。

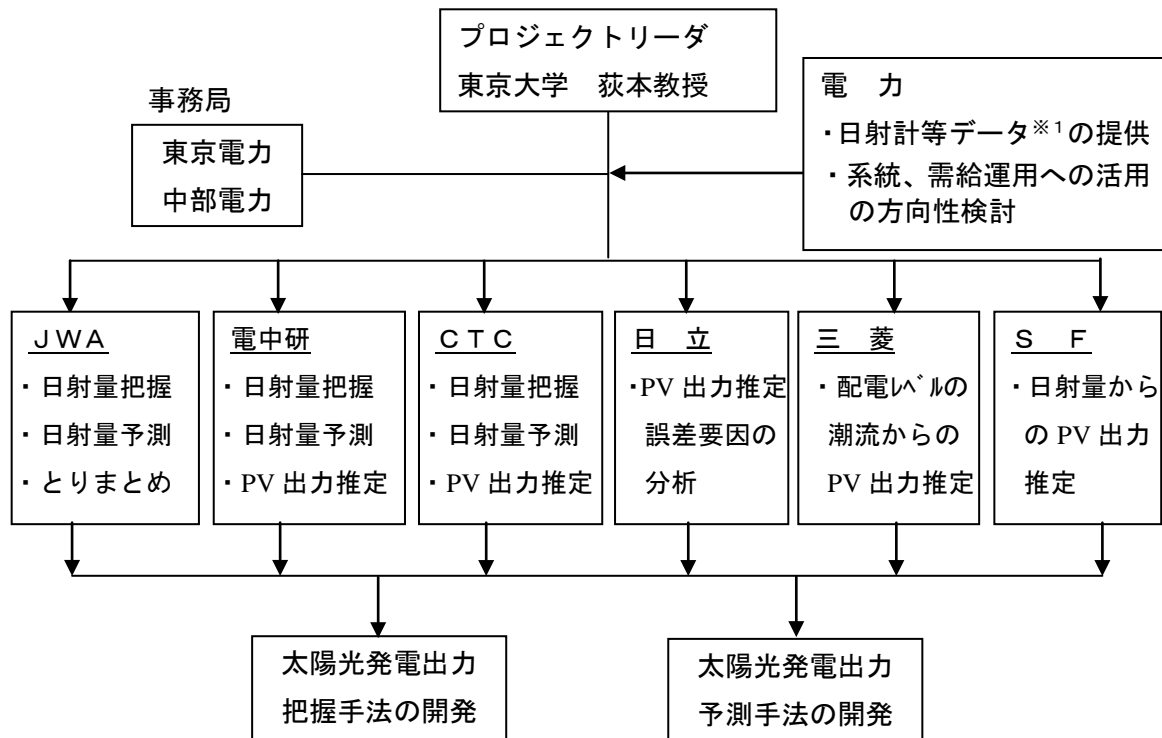


図 5-1 実施体制

凡例

電力：電力 10 社

JWA：一般財団法人 日本気象協会

電中研：一般財団法人 電力中央研究所

CTC：伊藤忠テクノソリューションズ株式会社

日立：株式会社 日立製作所

三菱：三菱電機株式会社

S F：ソーラーフロンティア株式会社

※ 1 分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業（PV300）
で設置した各種センサーのデータ

5-3 資金配分

経済産業省からの補助金は、補助金交付要綱に則った手続きにより確定検査を経て表 5-2 のとおり確定した。

表 5-2 資金配分 (単位：千円)

実施箇所／年度	23 (実績)	24 (実績)	25 (実績)	合計
東京大学 ・日射量データ分析によるデータ密度・周期・取得装置配置の検討（課題⑧－１２）	164	480	397	1,041
伊藤忠テクノソリューションズ ・気象衛星データを用いた日射量推定（課題⑧－３） ・気象予測モデルおよび統計手法を用いた予測（課題⑧－６） ・統計手法を用いた太陽光発電出力変換手法の構築（課題⑧－８）	29,739	4,607	2,391	36,737
ソーラーフロンティア ・統計処理による発電量推定（課題⑧－１１）	3,686	1,500	1,499	6,685
日本気象協会 ・日射量推定の精度向上および太陽光発電出力把握に向けた検討（課題⑧－１） ・時間スケールに応じた日射量予測手法の開発および太陽光発電量予測に向けた検討（課題⑧－４）	38,721	20,917	4,824	64,462
日立製作所 ・日射量推定結果からの太陽光発電出力把握（課題⑧－９）	4,032	1,774	1,683	7,489
三菱電機 ・各種統計モデルと配電線潮流を用いた配電-全体系統の太陽光発電出力推定（課題⑧－１０）	3,539	3,179	2,099	8,817
電力中央研究所 ・空間線形回帰法（クリギング）に基づく空間補間による日射量推定（課題⑧－２） ・気象モデルによる予測（課題⑧－５） ・地域の太陽光発電導入状況に対応した太陽光発電出力推定（課題⑧－７）	4,481	4,066	3,998	12,545
電力 10 社 ＜日射計等データ収集＞	2,714	14,166	13,432	30,312
合計	87,077	50,688	30,324	168,089

※掲載の数値は四捨五入しているので合計が合わない場合があります

6. 費用対効果

6－1 費用対効果

系統安定化対策の観点から精緻な太陽光発電の出力把握・予測手法の確立が期待されているなかで手法確立に必要な新規技術の開発を行ったところ、利用主体となる電力会社の参加により、開発した技術は日々の需給運用に基づくニーズを反映した実効性あるものとなった。

将来的には、「4－2 波及効果」の項でも述べたように、太陽光発電の出力把握・出力予測技術の確立により調整電源の必要量や太陽光発電の出力抑制量を減らすことが可能となり、運用コストの低減や再生可能エネルギーの有効利用が期待される。また、膨大なデータを扱うリアルタイム計測システムが不要となることで設備の合理化も期待される。

6－2 変化への対応

本事業は、安定的な電力供給の確保に資するために電力10社が参加して需給運用ニーズを反映させた技術開発を行った。しかし、評価・検証に用いたデータは平成22年11月～平成25年10月の3年間であり、開発した技術・手法が特定の気象条件に基づいているおそれがある。そのため、当該期間以外の気象状況でも同等の精度が得られるかを、さらに3年間（平成25年11月～平成28年10月）のデータ等を用いて評価することにより、開発技術の汎用性を確認している。

以 上