

太陽光発電出力予測技術開発実証事業

評価用資料

平成25年11月13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	成果、目標の達成度	7
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	38
3-2	目標の達成度	40
4	事業化、波及効果	43
4-1	事業化の見通し	43
4-2	波及効果	43
5	研究開発マネジメント・体制・資金・費用対効果等	44
5-1	研究開発計画	44
5-2	研究開発実施者の実施体制・運営	45
5-3	資金配分	46
5-4	費用対効果	47
5-5	変化への対応	47

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システム安定対策事業、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ている。

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。

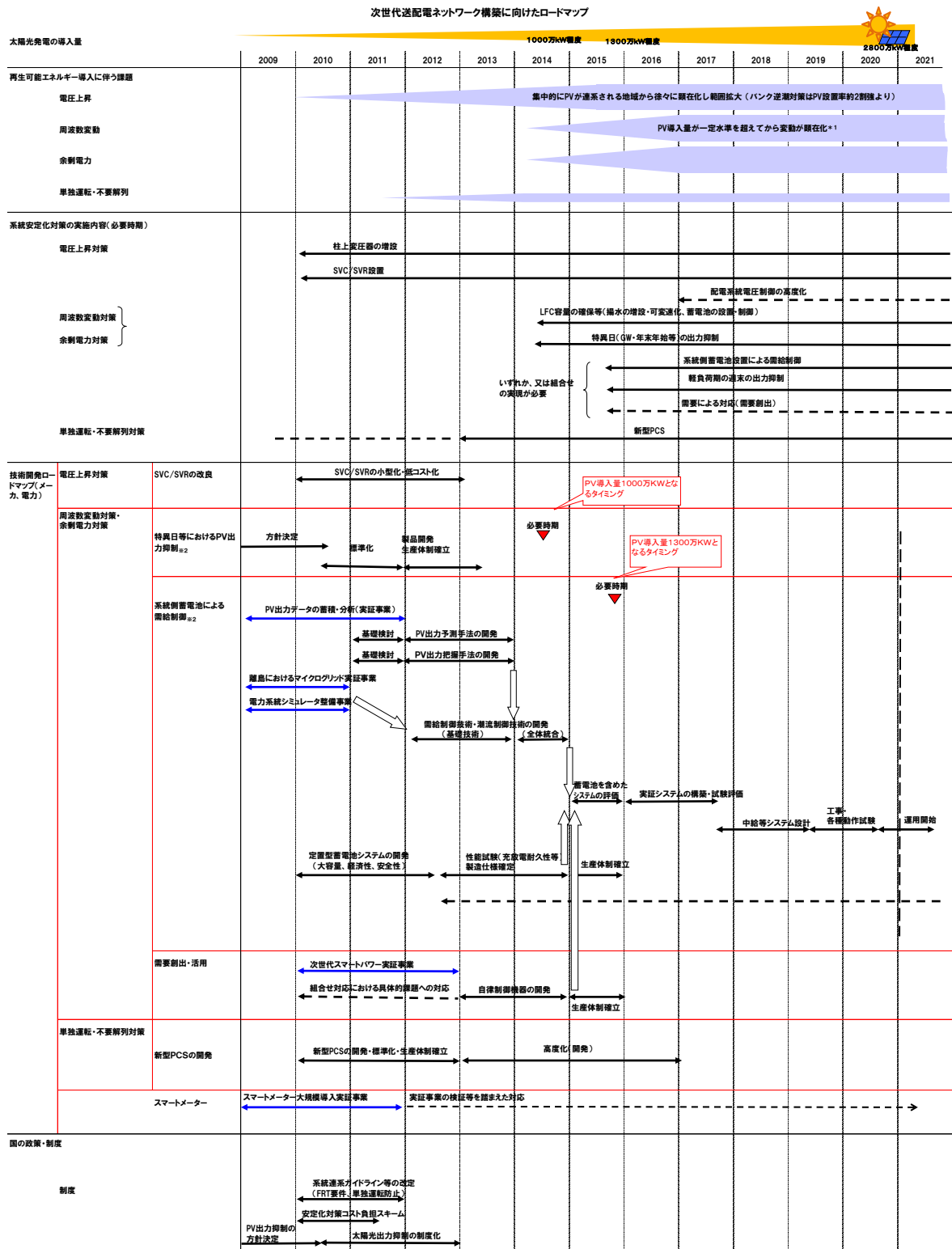


図 1-1 次世代送配電ネットワーク構築に向けたロードマップ

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

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の太陽光発電出力を予測する手法を開発する。	天気によって変化する太陽光発電出力の変化を補うために電源設備の出力を変え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り、太陽光発電の出力変化が予測できれば、その変化量や時間に応じて必要となる発電機を予め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、その日射量を元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＞		
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)	統合日射量データベースを構築する。	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た全国規模の実況日射量分布推定モデルの開発に必要なため。
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)	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地域PV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)	水平スケール別・天気パターン別に作成した日射量の評価指標値より、水平スケール別・天気パターン別の日射量推定手法の適用範囲を明確にする。	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)	日本気象協会保有の数値予報モデル(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。	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統合日射量データベースを用いることで、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)	電力中央研究所保有の気象予測・解析システム(ニューファス)をベースとして、当日・翌日の気温・風速・日射量を予測する。	NuWEAS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)を基に、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。

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)	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) の雲量を元に、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)	地域 PV 導入状況の違いを考慮可能な推定法を検証し、実運用時に地域毎に予め調査が必要な PV 設置状況の要素を整理する。	地域毎の PV 導入状況 (太陽電池種類、設置方位等) の違いに対応可能な日射・気象データからの地域 PV 発電出力推定手法を提示できるため。
統計手法を用いた太陽光発電出力推定 (課題⑧-8)	日射量推定・予測値を元に、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 (課題⑧-9)	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 の変換効率ほか様々な要因が、日射量から太陽光発電出力へ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-全体系統の太陽光発電出力推定 (課題⑧-10)	配電線レベルの広さの PV 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 PV 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)	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)	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、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全体および配電線レベル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) 日射量把握の手法ごとの目標

日射量把握の基準データによる手法ごとの日射量推定目標を表 3-1-1 とした。

表 3-1-1 日射量推定の目標

手法(基準データ)	推定値提示時期	推定する日射量
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
日射強度観測値 「PV300 等」	推定要求の 5 分後	5 分前の瞬時値

これら各手法の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。

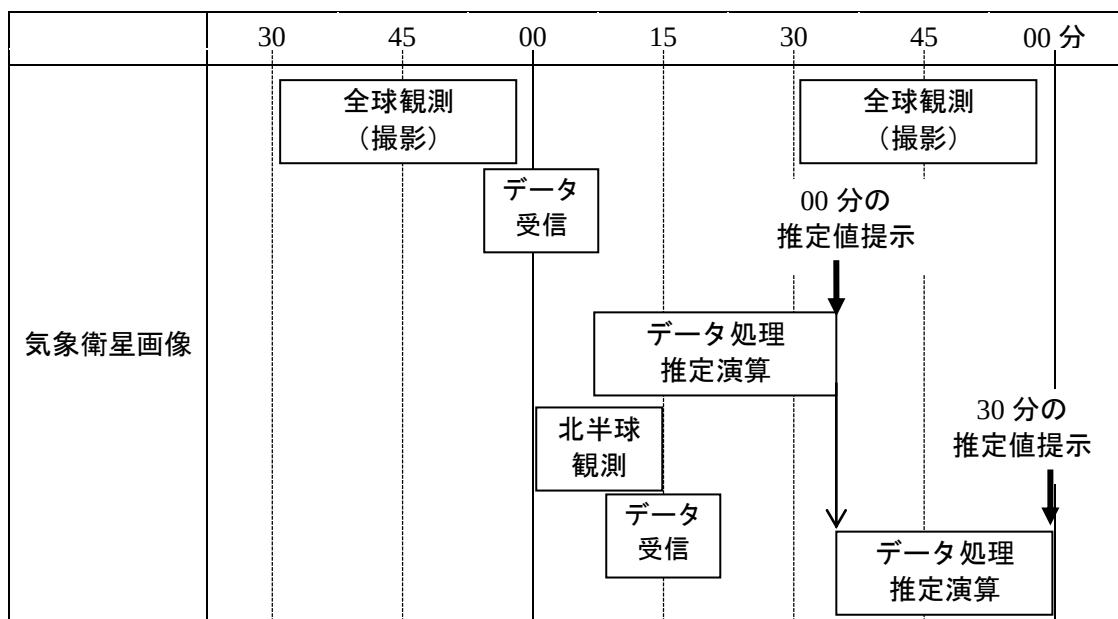


図 3-1-1 気象衛星画像を使った日射量推定イメージ

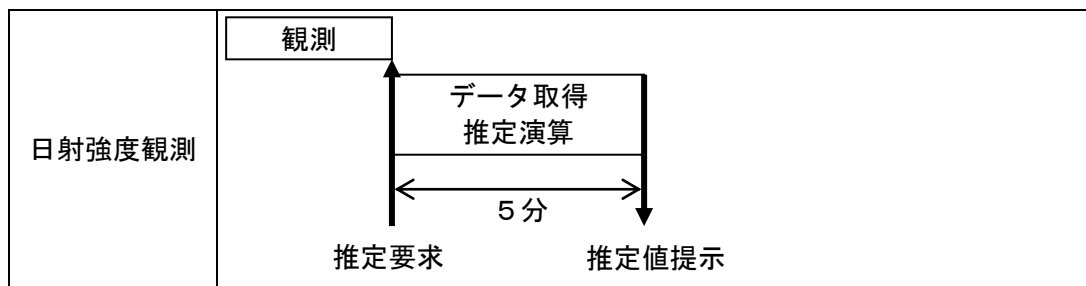


図 3-1-2 日射強度観測値を使った日射量推定イメージ

(b) 日射量把握と評価

(i) 各課題の担当と推定手法の概要

それぞれの担当の手法概要を以下に示す。

(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

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を観測値で補正し、推定精度を向上させる。
推定結果出力	1 km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	・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。 ・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。 ・推定時期が気象衛星画像の配信に制約を受ける。

▶ 気象衛星画像を元に、現在の日射量を推定する

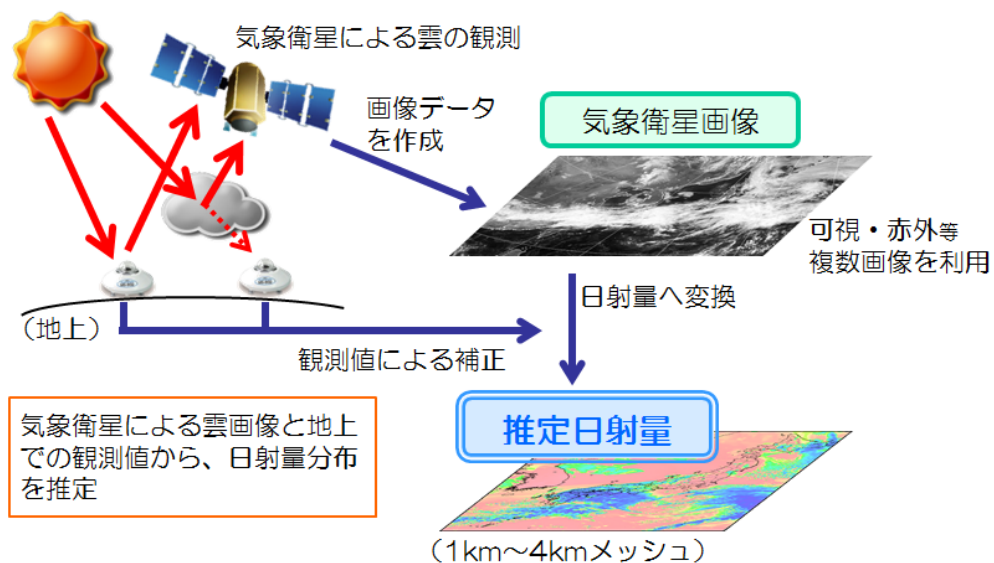


図 3-1-3 気象衛星画像データによる日射把握の概要

(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

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	1 kmメッシュの日射強度
推定時間間隔	観測周期による。
特徴	ほぼリアルタイムで日射を把握することができる可能性がある。 観測地点の有無、配置が推定精度を左右する。

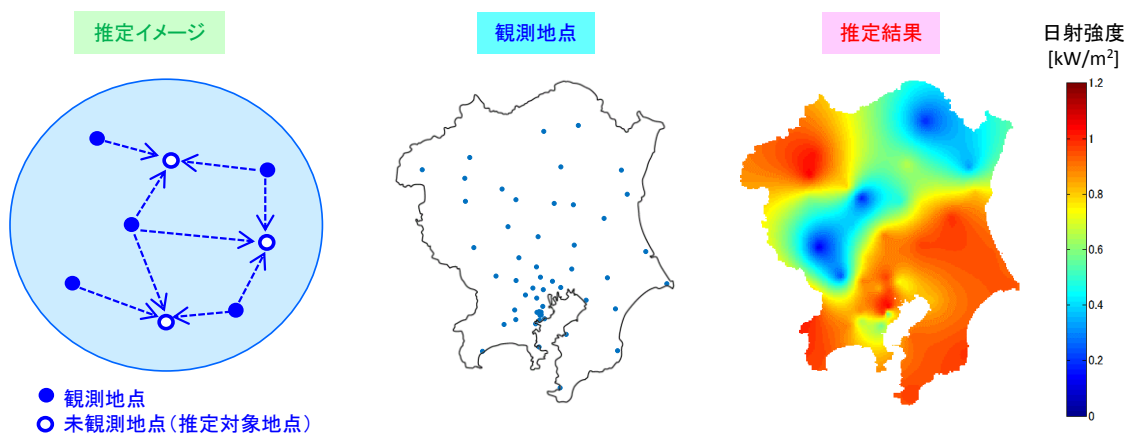
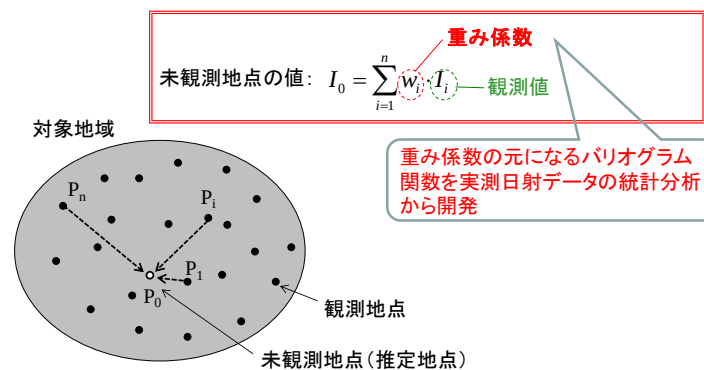


図 3-1-4 観測データの空間補間による日射把握の概要

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⑧－３：気象衛星データを用いた日射量推定

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	4 km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	・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。 ・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。 ・推定時期が気象衛星画像の配信に制約を受ける。

(ii) 評価方法

日射量を把握するため、各手法により日射強度推定を行い、PV300 観測値により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。気象衛星画像データを使用して日射量を推定する課題⑧－１と３は、理論上推定結果に地域差がないため、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。これは、PV300 観測地点は地域によっては少ないところがあり、推定結果の誤差か、観測されていない地点の影響かが判別できないおそれがあるためである。また、評価エリアは、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、複数の地域と大きさのエリア（表 3-1-3）を選定した。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、同じエリアで評価し、時間間隔も比較のため同じ 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 1 日～2011 年 10 月 31 日（月毎）
評価時間帯	6～18 時（日の出前、日の入り後は除く）
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 全天日射強度観測値の各地点 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の 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
10 km 四方	名古屋市中心	5
	横浜市付近	5
20 km 四方	名古屋市内	10
	大阪市内	9
40 km 四方	愛知県西部	14
	大阪市付近	20

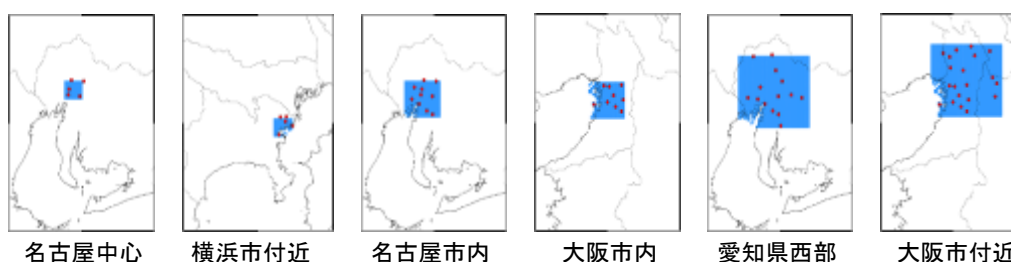


図 3-1-5 評価に使用したエリア

(iii) 評価結果

6 時～18 時（日の出前、日の入り後は除く）の年間の推定誤差を RMSE により表 3-1-4 に示す。

まず、衛星画像を使用する課題⑧－1 と 3 の推定手法では、異なる地域においても推定誤差の違いはほとんどないことが確認できた。しかし、評価基準とした PV300 観測値による補正の違いにより、課題⑧－1 は観測地点が無い地域の影響を受けて愛知県西部の誤差が大きいのに対し、課題⑧－3 は電力管内全エリアで誤差が小さくなるよう調整しておりエリアが大きくなるほど誤差が小さくなるなど、エリアの大きさによる誤差傾向に違いが見られた。

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、この程度のエリアの大きさと観測地点数があれば、同じように推定ができた。

表 3-1-4 年間推定誤差 (RMSE : W/m²)

エリアの大きさ	地域	課題⑧－１	課題⑧－２	課題⑧－３
１０ｋｍ四方	名古屋市中心	１６	８	４４
	横浜市付近	１５	１６	３９
２０ｋｍ四方	名古屋市内	１５	６	３３
	大阪市内	１２	９	３１
４０ｋｍ四方	愛知県西部	２０	１０	２８
	大阪市付近	１２	８	２４

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

EST : 推定値
 OBS : 観測値

※ 基準日射強度 : 1,000W/m²

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

真値 (今回の場合は観測値) 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。

(iv) 全国での評価方法

全国で日射量推定を行い、その結果について誤差を確認した。確認条件は表 3-1-2 に準じているが、基準地点が少ないことによる精度の低下があるため評価ではなく確認とした。各電力のサービス区域を確認対象のエリアとし、その大きさ（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	メッシュ数	PV300 観測地点数
北海道	84,805	1 2
東北	81,068	2 1
東京	38,607	4 8
中部	39,737	4 6
北陸	12,010	1 4
関西	26,934	3 7
中国	29,963	2 1
四国	17,924	1 5
九州	35,509	2 3
沖縄	1,298	3

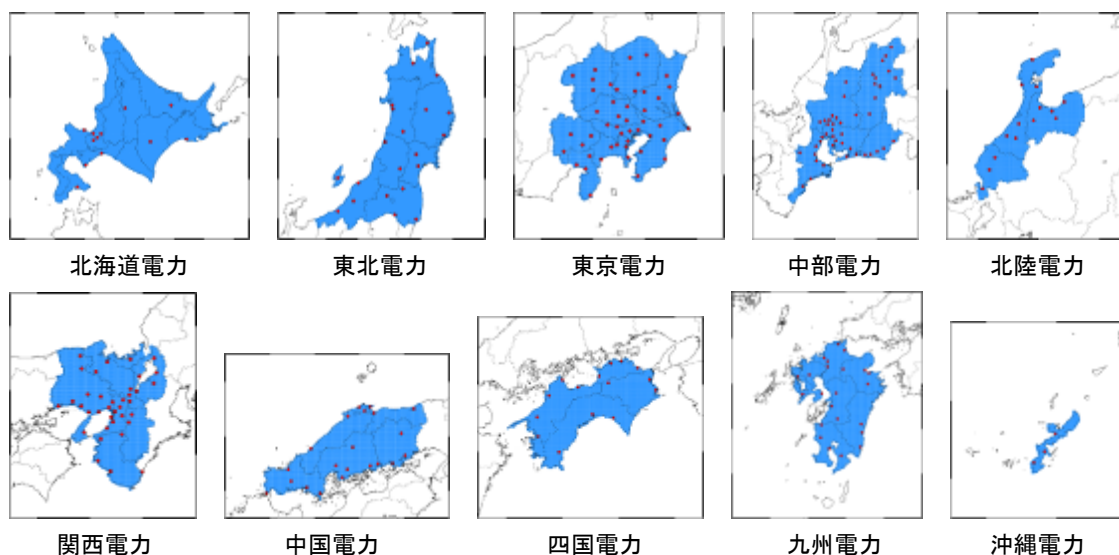


図 3-1-6 確認に使用したエリア

(v) 全国での推定結果

6 時～18 時（日の出前、日の入り後は除く）の年間の推定誤差を RMSE により表 3-1-6 に示す。

評価エリアでの推定結果と同様に、衛星画像を使用する課題⑧－１と３の推定手法では、地域の違いによる推定誤差の違いはほとんどないことが、PV300 観測値による補正の違いによる影響があることが確認できた。

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、北海道と沖縄が他エリアに比べ 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になっていた範囲が広いためと考えられる。

表 3-1-6 年間推定誤差 (RMSE : W/m²)

電力	課題⑧－１	課題⑧－２	課題⑧－３
北海道	4 1	2 1	3 7
東北	4 5	8	5 3
東京	1 4	3	4 1
中部	2 4	4	3 3
北陸	2 5	7	4 2
関西	1 8	4	3 1
中国	2 0	3	4 2
四国	2 5	4	5 6
九州	1 6	6	4 7
沖縄	3 5	2 3	4 6

(vi) 今後の評価のポイント

気象衛星画像による日射量推定と、日射強度観測値に基づく日射量推定は、手法だけでなく、日射量推定結果の形式や得られる周期も異なる。そのため、個々の特徴に沿った評価が必要である。

(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、このような電源設備のうち火力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、太陽光発電の出力変化を推定するために、日射量（日射強度）を予測する手法を開発した。

(a) 日射量予測の種別ごとの目標

日射量予測の種別ごとの目標を表 3-2-1 とした。

表 3-2-1 日射量予測の目標

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
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
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
週間予測	当日 11 時	当日含む 8 日間 (7 日先まで)	1 日ごと	日積算量
数時間先	任意の 正時、30 分	初期データ時刻から 6 時間先まで	30 分間隔 (毎正時、30 分)	前 30 分 平均値
数十分先	任意の # 0 分	初期データ時刻から 60 分先まで	10 分間隔 (00、10、20、30、40、50 分)	前 10 分 平均値

また、各手法の日射量推定の時間的イメージを図 3-2-1～図 3-2-4 に示す。

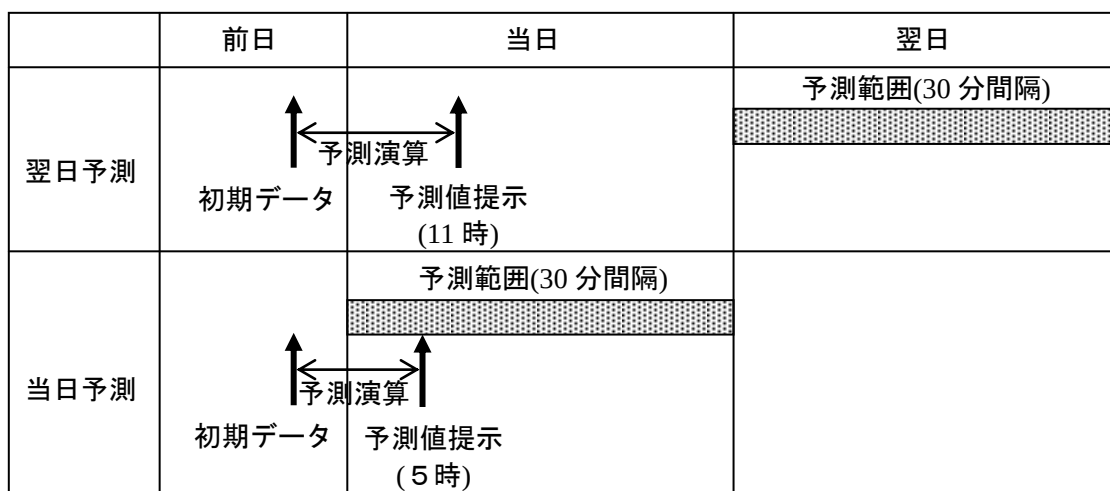


図 3-2-1 翌日、当日の日射量予測イメージ

	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（日積算量）					
	初期データ	予測値提示 (11 時)							

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	予測範囲 (30 分間隔)						
	初期 データ	予測値提示 (30 分後)					

図 3-2-3 数時間先予測イメージ

	基準	10 分先	20 分先	30 分先	40 分先	50 分先	60 分先
数十分先 予測	予測範囲（10 分間隔）						

図 3-2-4 数十分先予測イメージ

(b) 翌日、当日予測

(i) 各課題の担当と手法の概要

それぞれの担当の予測手法の概要を示す。

(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

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。
推定結果出力	1 kmメッシュの日射強度
特徴	・ 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。 ・ 予測演算に時間がかかる。

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

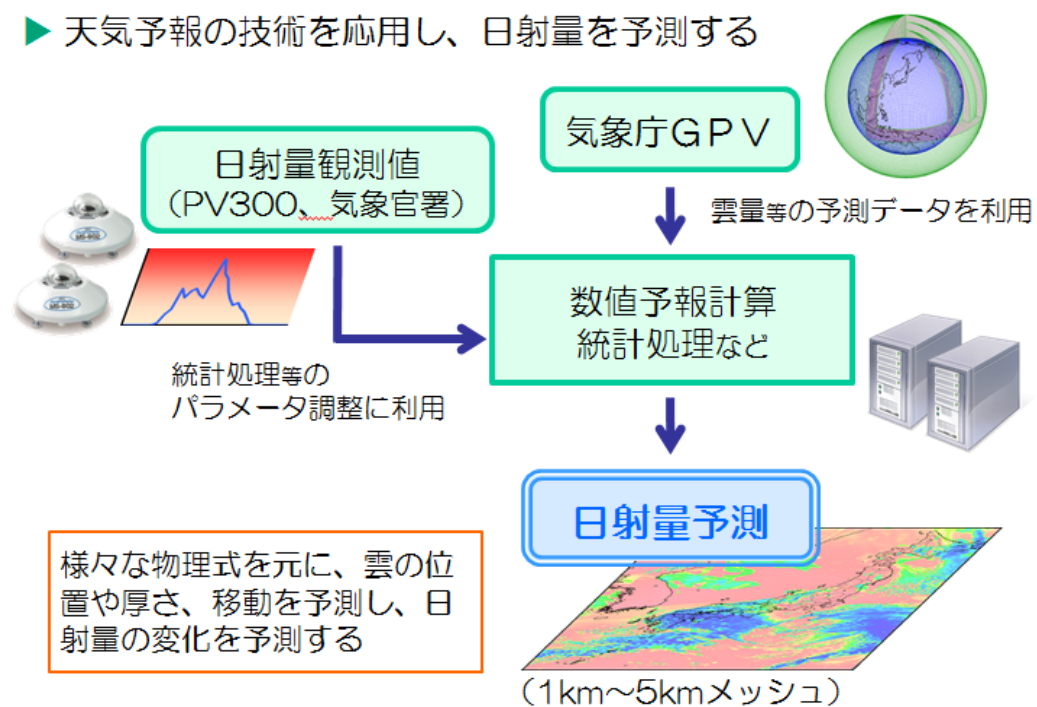


図 3-2-5 天気予報の技術を応用した日射量予測の概要

(ロ) 課題⑧－５：気象モデルによる予測

項目	内容
手法の概要	気象予測・解析システム(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。
推定結果出力	5 kmメッシュの日射強度
特徴	・ 特定地域の気象をより高解像度で予測できる。 ・ 日射量を直接予測できる。 ・ 予測演算に時間がかかる。

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

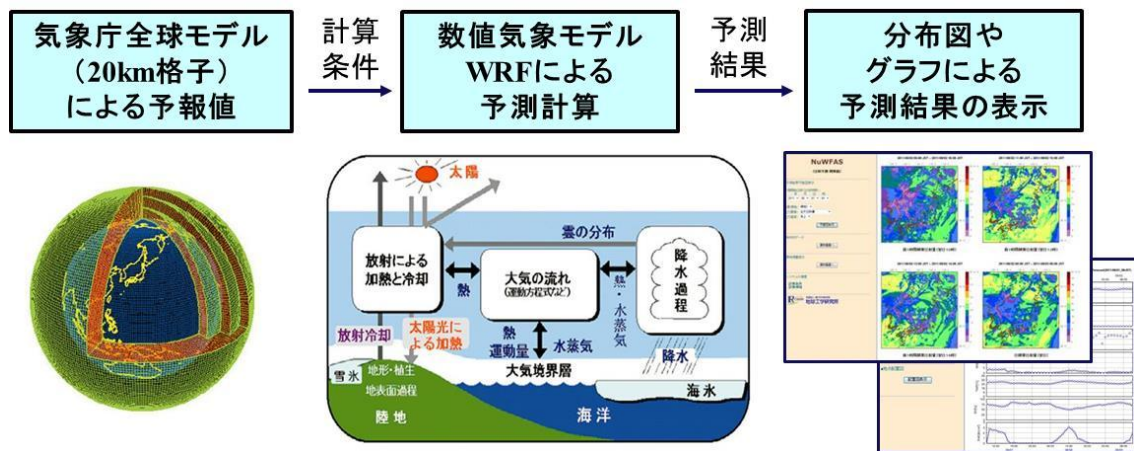


図 3-2-6 気象予測・解析システム (NuWFAS) による日射予測の概要

(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

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。
推定結果出力	5 kmメッシュの日射強度
特徴	・雲量の計算が不要のため、演算時間が短く最新の GPV データが利用できる。 ・予測メッシュは気象庁の配信データに依る。

GPV（Grid Point Value）：格子点値

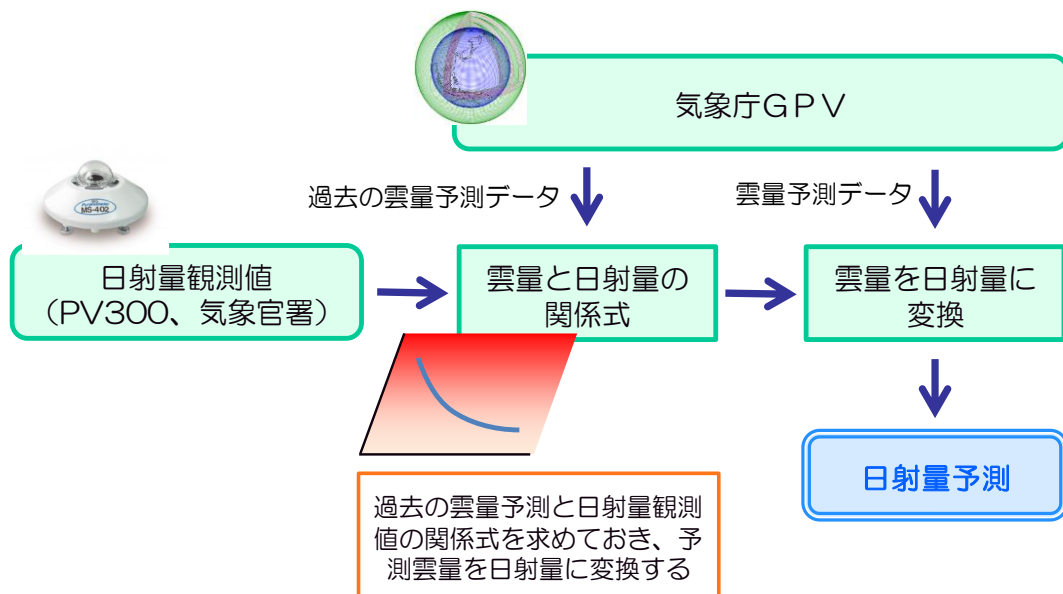


図 3-2-7 気象予測モデルおよび統計手法を用いた日射量予測の概要

(ii) 評価方法

各手法による日射量予測値を、PV300 の観測値により予測精度を評価した。評価の条件を表 3-2-2 に示す。

この 3 手法とも理論上予測精度に地域差がないため、日射量把握と同じ考え方により、代表地域で評価を行った。評価エリアは表 3-1-3 と同じである。

なお一般的な天気予報の間隔は最小で 1 時間であるが、本事業では 30 分間隔で予測を行っている。

表 3-2-2 日射量予測値 評価の条件

評価期間	2010 年 11 月 1 日～2011 年 10 月 31 日（月毎）
評価時間帯	6～18 時（日の出前、日の入り後は除く）
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 全天日射強度観測値の各地点 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の 30 分平均値の全メッシュ平均

(iii) 評価結果

6 時～18 時（日の出前、日の入り後は除く）の年間の予測誤差のうち、翌日予測の誤差を表 3-2-3 に、当日予測の誤差を表 3-2-4 に示す。

まず、同じ課題ごとでみると、異なる地域において、予測誤差の違いはほとんどなかった。また、エリアが大きくなるほど誤差は小さくなった。これは、広い範囲の予測結果の平均をとることで、予測誤差が空間的に平滑化されているためと考えられる。

なお、翌日予測と当日予測を比べると、当日予測のほうが予測誤差は 10%程度小さくなっている。

表 3-2-3 翌日予測の年間推定誤差 (RMSE : W/m²)

エリアの大きさ	地域	課題⑧－ 4	課題⑧－ 5	課題⑧－ 6
10 km 四方	名古屋市中心	122	166	128
	横浜市付近	134	161	132
20 km 四方	名古屋市内	118	152	121
	大阪市内	120	148	128
40 km 四方	愛知県西部	110	138	114
	大阪市付近	108	129	117

※ 基準日射強度：1,000kW/m²

表 3-2-4 当日予測の年間推定誤差 (RMSE : W/m²)

エリアの大きさ	地域	課題⑧－４	課題⑧－５	課題⑧－６
１０ｋｍ四方	名古屋市中心	１０９	１５６	１１３
	横浜市付近	１０８	１５３	１１３
２０ｋｍ四方	名古屋市内	１０４	１４３	１０９
	大阪市内	１１３	１４１	１２０
４０ｋｍ四方	愛知県西部	９６	１２７	１０３
	大阪市付近	１０１	１２５	１１０

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

FORE : 推定値
OBS : 観測値

※ 基準日射強度 : 1,000W/m²

(iv) 全国での予測結果の確認

全国で日射量予測を行い、その結果について誤差を確認した。確認条件は表 3-1-2 に準じているが、基準地点が少ないことによる精度の低下があるため評価ではなく確認とした。

日射量把握と同様に、各電力のサービス区域を確認エリアに設定し、確認を行った。各確認エリア内の PV300 観測地点数と、６時～１８時（日の出前、日の入り後は除く）の年間の推定精度を RMSE により表 3-2-5、表 3-2-6 に示す。

PV300 観測地点の数や、推定範囲内の配置の影響により推定誤差が大きくなった地域があるが、大幅な違いは見られず、沖縄を除く地域では同等に推定ができることが確認できた。

なお沖縄は、海が６割以上を占め実際の予測エリアが小さいこと、海が日射予測に影響することにより誤差が大きくなったと考えられる。

表 3-2-5 翌日予測の年間推定誤差 (RMSE : W/m²)

電力	PV300 観測地点数	課題⑧－４	課題⑧－５	課題⑧－６
北海道	12	８１	８７	１２３
東北	21	６６	７４	１３０
東京	48	８４	１０２	１２５
中部	46	８２	８８	１１９
北陸	14	１００	１１２	１３５
関西	37	８６	９７	１２７
中国	21	８４	９９	１２５
四国	15	８７	１０１	１３２
九州	23	８２	９６	１２２
沖縄	3	１３７	１５９	１５０

表 3-2-6 当日予測の年間推定誤差 (RMSE : W/m²)

電力	PV300 観測地点数	課題⑧－４	課題⑧－５	課題⑧－６
北海道	12	6 8	8 2	1 1 6
東北	21	5 4	7 0	1 2 1
東京	48	6 5	9 0	1 1 1
中部	46	6 9	8 1	1 0 9
北陸	14	7 9	1 0 3	1 2 6
関西	37	7 6	8 6	1 1 9
中国	21	7 0	8 9	1 1 8
四国	15	7 8	9 1	1 2 2
九州	23	7 0	9 1	1 1 3
沖縄	3	1 2 9	1 5 4	1 4 1

(c) 週間予測

課題⑧－４の中で週間予測を検討している。その手法の概要と評価結果を示す。

(i) 週間予測の概要

項目	内容
手法の概要	気象庁全球モデル（GSM）をベースとして、統計手法により精度向上を図る。
推定結果出力	5 kmメッシュの日積算量
特徴	・ GSM の利用は、天気長期予報と同じ（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

GSM（Global Spectral Model）：地球全体の大気を対象とした数値予報モデル

(ii) 全国での予測結果の確認

全国で週間予測を行い、その結果について誤差を確認した。確認は表 3-1-5 と同じエリアで行った。結果を表 3-2-7 に示す。

1～2 日先において RMSE の値がおおよそ 100W/m² を下回っているが、予測対象日が先になるにつれてこの値が大きくなり、最大で 160 W/m² 程度まで RMSE が大きくなった。また、沖縄では RMSE が他の地方よりやや大きくなる傾向が見られたが、他のエリア間で地域差はみられなかった。

表 3-2-7 週間予測の年間推定誤差 (RMSE : W/m²)

電力	PV300 観測地点数	1 日 先	2 日 先	3 日 先	4 日 先	5 日 先	6 日 先	7 日 先
北海道	1 2	8 9	9 5	1 0 9	1 1 6	1 2 3	1 3 2	1 4 3
東北	2 1	7 0	7 7	8 6	9 8	1 1 0	1 1 3	1 2 3
東京	4 8	9 3	1 0 2	1 0 9	1 2 4	1 4 7	1 5 1	1 6 0
中部	4 6	8 5	1 0 2	1 1 1	1 3 3	1 5 0	1 5 3	1 6 3
北陸	1 4	9 9	1 1 3	1 1 9	1 4 0	1 4 9	1 5 6	1 6 8
関西	3 7	9 4	1 0 3	1 1 2	1 3 8	1 4 8	1 5 4	1 5 9
中国	2 1	9 0	9 6	1 1 0	1 3 3	1 4 4	1 5 1	1 5 8
四国	1 5	9 3	1 0 3	1 2 2	1 4 1	1 5 4	1 6 1	1 6 7
九州	2 3	9 3	1 0 2	1 1 4	1 3 1	1 4 2	1 5 4	1 5 8
沖縄	3	1 5 7	1 6 1	1 6 2	1 6 8	1 7 9	1 8 1	1 9 1

(d) 数時間先予測

課題⑧－４の中で数時間先予測を検討している。その手法の概要と確認結果を示す。

(i) 数時間先予測の概要

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。
推定結果出力	1 km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	・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。 ・急に雲が発生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)

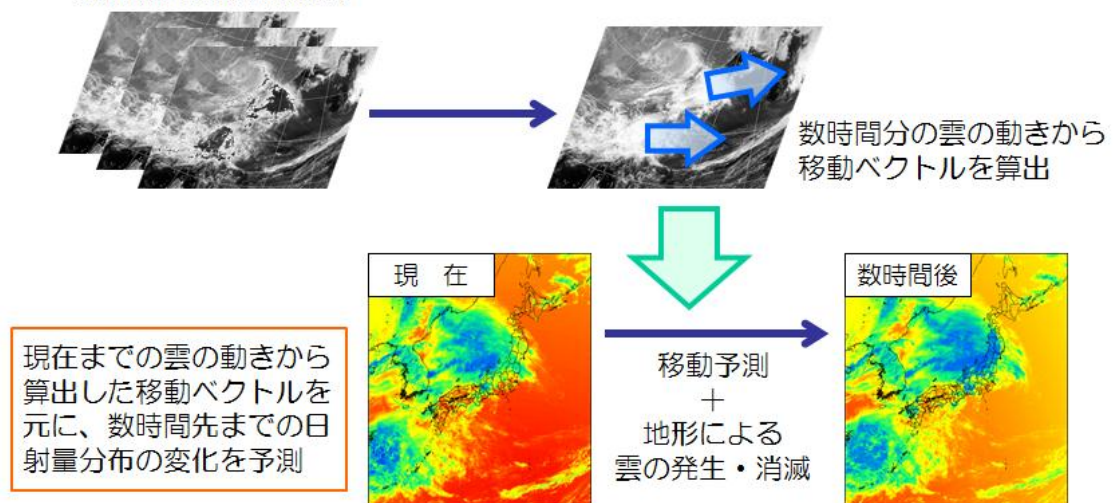


図 3-2-8 移動予測の手法を用いた日射量の数時間先予測の概要

(ii) 全国での予測結果の確認

全国で 11 時 00 分を初期時刻とした場合の数時間先予測を行い、その結果について誤差を確認した。確認は表 3-1-5 と同じエリアで行い、その結果を表 3-2-8 に示す。

おおむね 3 時間先までは予測時間に応じて RMSE が高くなっているが、その後は日射強度が小さくなるのに伴い、減少に転じている。

表 3-2-8 数時間先予測の年間推定誤差 (RMSE : W/m²)

電力	PV300 観測地点数	1 時間先	2 時間先	3 時間先	4 時間先	5 時間先	6 時間先
北海道	1 2	6 6	7 4	7 3	6 9	5 2	4 2
東北	2 1	7 3	8 3	8 7	8 5	6 8	4 7
東京	4 8	3 9	6 2	7 9	8 8	7 7	5 3
中部	4 6	5 2	7 2	7 9	8 0	7 2	5 0
北陸	1 4	6 2	8 0	9 6	9 7	8 4	5 4
関西	3 7	4 6	6 5	8 0	8 0	7 0	4 6
中国	2 1	5 3	7 8	8 4	8 1	6 8	4 8
四国	1 5	5 7	7 5	8 9	9 0	7 5	5 4
九州	2 3	5 0	6 9	8 5	8 9	7 6	6 0
沖縄	3	1 2 3	1 5 4	1 6 9	1 5 4	1 2 6	8 5

(e) 数十分先予測

課題⑧－４の中で数十分先予測を検討している。その手法の概要と確認結果を示す。

(i) 数十分先予測の概要

項目	内容
手法の概要	観測された日射量の短周期変動成分の解析により数十分先の日射量を予測する。また、日射変動特性の平滑化効果を加味し、広域空間での予測も行う。
予測メッシュ	1 km、平滑化効果を加味した場合はエリア全体
予測時間間隔	10 分間隔で 30 分～60 分程度先まで
特徴	・ 現在および過去の観測値の精度が予測精度を左右する。 ・ 気象モデルや衛星画像を用いず、観測値のみで予測できる。

▶ 観測値の変動から、数十分先の日射量を予測する

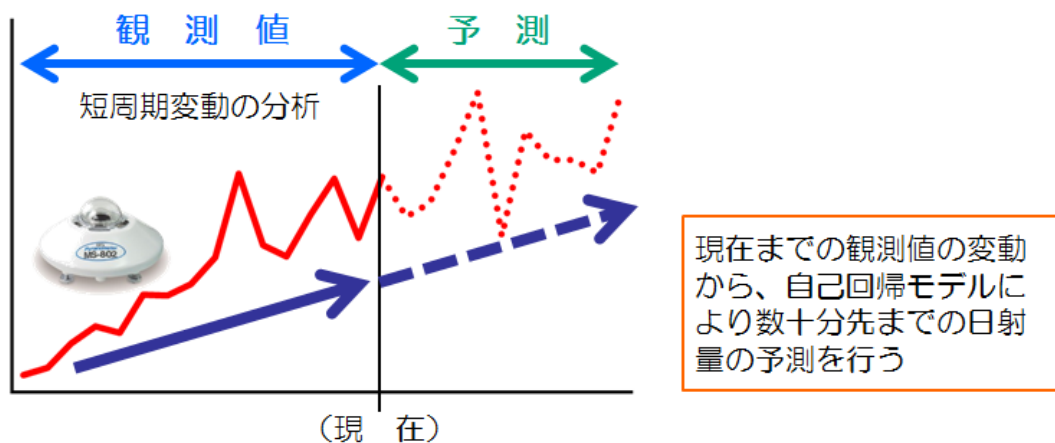


図 3-2-9 日射量の数十分先予測の概要

(ii) 全国での予測結果の確認

全国で数十分先予測を行い、午前 9 時～午後 15 時の時間帯での結果について誤差を確認した。本手法は、予測のベースとなる日射量観測地点数が密である必要があるため、各電力のサービス区域内に 20km 四方のエリアを一つ設定し確認を行った。各確認エリア内の PV300 観測地点数と結果を表 3-2-9 に示す。

広域的な数十分先予測を実施することで、全国的に直近の 10 分先では RMSE が $100\text{W}/\text{m}^2$ 未満、おおよそ 40 分先までは RMSE が $150\text{W}/\text{m}^2$ 程度に収まることになった。

表 3-2-9 数十分先予測の年間推定誤差 (RMSE : W/m²)

電力	PV300 観測地点数	10 分先	20 分先	30 分先	40 分先	50 分先	60 分先
北海道	10	78	97	112	124	135	147
東北	2	105	124	138	149	159	170
東京	10	88	109	125	139	152	166
中部	10	83	104	120	134	147	160
北陸	5	96	116	131	144	156	168
関西	9	81	101	117	131	144	158
中国	7	92	112	127	140	152	163
四国	3	105	127	142	154	166	178
九州	3	86	104	118	131	143	155
沖縄	3	102	122	138	151	164	177

(3) 太陽光発電出力の推定

太陽光発電出力の推定は、3つに大別している。

- 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。
- ② 配電線レベルから系統全体までの需要変化も含めた PV 出力変化を推定する。
- 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) 広域での太陽光発電出力推定

分類①のそれぞれの推定手法の概要を示す。なお推定時間間隔は日射量の推定・予測間隔に依る。

(i) 手法の概要

(イ) 課題⑧ー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

項目	内容
手法の概要	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	5 km
特徴	太陽電池パネルの設置角度や方位に応じた PV 出力を推定するため、水平面日射強度から傾斜面日射への変換を行い、気温からモジュール温度を推定することで、誤差の少ない PV 出力を推定する。

(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

項目	内容
手法の概要	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 PV 出力を推定する。
推定メッシュ	5 km
特徴	日射量の推定・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。

(ハ) 課題⑧－１１：統計処理による発電量推定

項目	内容
手法の概要	簡易な手法により、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	5 km
特徴	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。

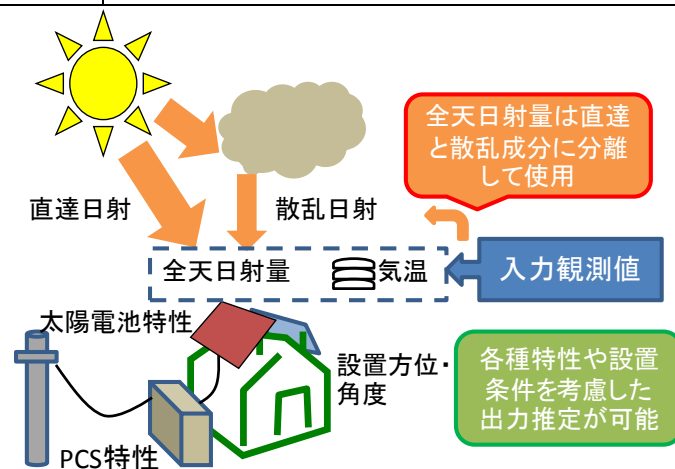


図 3-3-1 広域での太陽光発電出力推定の概要

(ii) 評価方法

各手法による太陽光発電出力の推定値を、PV300 の太陽光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。そのため、日射量把握、予測で採用して地点と異なる地域を選定した。それぞれのエリアを表 3-3-2 に示す。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。

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 1 日～2011 年 10 月 31 日（月毎）課題⑧－ 7、 8 2011 年 1 月 1 日～2011 年 12 月 31 日（月毎）課題⑧－ 1 1
評価時間帯	9～12 時、12～15 時
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
全天日射強度	評価エリア内各地点の PV300 全天日射強度観測値の 30 分平均値 （30 分毎の前 30 分平均）
評価基準	評価エリア内の PV300 太陽光発電出力観測値の各地点 30 分平均 値の全地点平均
推定値	評価エリア内の各地点太陽光発電出力推定値の 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
1 0 k m 四方	富山市付近	5
2 0 k m 四方	京浜付近	4
3 0 k m 四方	名古屋市付近	8

（iii）評価結果

9 時～15 時の年間推定誤差を、太陽電池出力定格値を基準とした RMSE(%)により表 3-3-3 に示す。

地域、エリアの大きさに関わらず、同程度の誤差の大きさとなった。なお、富山市付近など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誤差の拡大も考えられる。

また、課題⑧－ 1 1 については、過去のデータを元に補正をかけるため、学習期間にシステムに不具合があると精度が悪くなる（名古屋市付近の 9 %）。しかし、不具合データを排除すると、同等の結果が得られる（括弧内 5 %）。

表 3-3-3 広域での太陽光発電出力推定の年間推定誤差（RMSE：％）

エリアの大きさ	地域	課題⑧－ 7	課題⑧－ 8	課題⑧－ 1 1
1 0 k m 四方	富山市付近	6	5	5
2 0 k m 四方	京浜地区	4	5	4
3 0 k m 四方	名古屋市付近	2	3	9（5）

（b）配電線レベルでの太陽光発電出力推定

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。そのため、分類②では配電線レベルの広さまで含めた PV 出力の推定を行う。

（i）手法の概要

課題⑧－ 1 0：各種統計モデルと配電線潮流をと用いた配電-全体系統の太陽光発電出力統計

項目	内容
手法の概要	配電線の潮流と日射量・気温から配電線に連系している PV 出力を推定する。またアップスケーリングモデルにより、広域の PV 出力を推定する。
推定範囲	配電線レベルから
特徴	PV 出力を需要も含めた形で推定する。 アップスケーリングモデルは、上位系統の潮流から下位系統の PV 出力を推定するトップダウン式の推定である。

（ii）評価方法

配電線レベルの狭い範囲の日射観測値は PV300 データにはないなどの理由から、表 3-3-4 のデータにより評価を行った。

表 3-3-4 評価に使用したデータ

項目		使用データ
太陽光発電・日射量データ		NEDO プロ太田市 2006 年 12 月、2007 年 1 月～11 月 PV300 データ 2010 年 11 月 1 日～2011 年 10 月 31 日
需要データ（住宅）		NEDO プロ太田市 2006 年 12 月、2007 年 1 月～11 月
需要データ （工場）	30 分平均値	「電気協同研究 第 66 巻第 1 号 配電系統における力率問題とその対応」 P11 および P97、98 の平均負荷曲線
	30 分以下の変動	三菱電機工場需要 2011 年 11 月～2012 年 6 月

(iii) 評価結果

(イ) 配電線レベルの太陽光発電出力推定

- ・対象配電線の受電潮流の成分を分離するため、受電潮流の計測間隔が短いほど推定精度が良くなる。10 分間隔の RMSE が約 6%に対して、1 秒間隔の RMSE が約 4.5%である。
- ・受電潮流の短周期成分の全てを太陽光発電出力の短周期成分と見なすため、太陽光発電設備容量／最大需要の割合が小さいほど誤差が大きい。100%割合の RMSE が約 4.5%に対して、10%割合の RMSE が約 9%である。
- ・太陽光発電出力の長周期成分の推定は、数 10km 以上の範囲でも地点間の日射強度相関が高い 1 時間の日射量を使用するため、対象地点から 40km 離れている地点の日射量を利用しても、RMSE が約 11%以下である。
- ・オフラインとオンラインの推定精度はほとんど変わらない。

(ロ) アップスケーリング

- ・推定誤差、地点間の日射強度相関、領域数値予報モデルの空間格子間隔、設備/運用のコストを考慮した上で、40km 四方のアップスケーリング集約単位(1 地点を 40km 四方エリアを代表)が適切と考えられる。

(c) 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 Subsystem、パワーコンディショナ）の変換効率ほか様々な入力データが必要である。一方、入力データが少ない方が管理は容易であるため、データを省略の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べた。

(i) 手法の概要

課題⑧－９：日射量推定結果からの太陽光発電出力把握

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の影響を評価する。

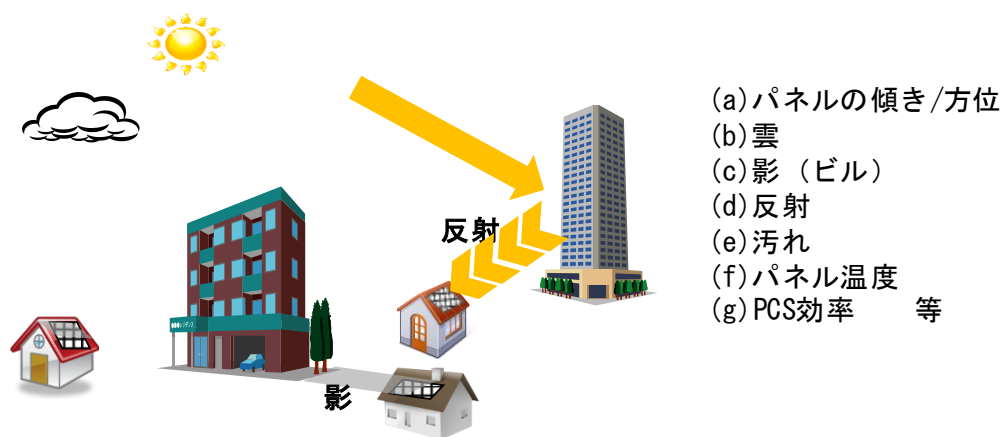


図 3-3-2 PV 出力推定誤差の要因

(ii) 推定誤差要因の影響有無

太陽光発電出力推定モデルを作成し、モデルによる推定誤差の影響有無を調べた。結果を表 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	なし	2度（約 200km）程度であれば、出力の違いが小さい。
設置地点の経度	なし	出力への影響はない。ただし南中時刻は経度により異なるため、最大出力が発生する時刻には注意が必要。
パネルの傾き	あり	傾きにより出力が異なる。
パネルの方位	あり	方位により出力が異なる。
パネルの特性	あり	日射の入力に対し温度・経年・種類により出力が変わる。
PCS	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。
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。
パネル面への反射	なし	広範囲に影響することはない。
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。

（４）日射量の分析

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、計測サンプリングが必要であるかを考察する。また、今後、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。

（ａ）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

課題⑧－１２では、PV300 事業にて設置した日射計データを様々な角度から分析を行った。

(i) 電力システム全体の需給調整の視点からの必要変動パラメータの分析

(イ) 変動の評価方法検討および評価

・ 全天日射量の時空間的基礎特性の分析

短時間予測のためのPVの時空間的な変化の性質を把握することを目的に、最先端の数値分析の知見に基づく分析を行った結果、全天日射量の空間分布は、時間的に複雑な依存関係にあることが分かった。そのため、太陽光発電量の予測時には、予測精度を高める点で、部分の予測を積み上げて合計発電量を予測するのではなく、合計発電量自体の予測を行う視点が重要である。

・ 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

PV300 のデータは蓄積期間がまだ短いため、その代用として、長期に渡りデータが蓄積されている気象官署の日射量データをベースの適用の可能性を検討した。PV300 と PV 発電実績データ（気象官署）による発電量を比較すると概ね PV300 の方が値が大きい結果となった。現状の結果では、PV 発電実績データ（気象官署）を PV300 の代用として直接使用することは厳しい。また PV300 を補間するデータとしては、ramp 現象探索など、大きな気象現象に基づく変動の探索への活用可能性は有している。

・ PV300 による発電量、残余需要の基礎特性の分析

PV の発電量把握、予測のニーズを電力システム運用の観点から分析するために、直接的なデータ分析を行った。2010 年度の東京電力管内における電力需要量、太陽光発電量のデータ、および、想定される太陽光発電の導入量に基づいて、系統の発電機が供給する残余需要量モデルによる分析および評価を行った。今回対象とした 2010 年 11 月 1 日～2011 年 3 月 31 日における最大需要日・時刻が 2 月 14 日 17 時と夕刻であり、日射量が非常に小さい時間帯であることが原因で、PV の kW 価値が小さい結果となった。今回の kW 価値は最大需要発生時に PV システムがどの程度の発電出力比率を期待できるかという視点で価値を定義している。従って、今後は通年の解析により再評価する必要がある。

・ 残余需要の ramp 現象の分析

発電出力の ramp 現象とは、大きな気象の変化により、風力発電や PV の出力が数十分から数時間継続して減少あるいは増加する、比較的穏やかではあるが、大きな合計発電量の変化現象である。発電出力の ramp 現象は欧米の風力発電システムを中心に大きな運用上の問題として顕在化しており、大停電に至った例も存在する。大きな Ramp 現象は年に数回発生するかしないかの稀な現象ではあるが、電力運用側に非常に厳しい状況を強いる可能性があり、その分析は需要から変動する発電出力を差し引いた残余需要の ramp 解析により検討が行われる。

残余需要の ramp 解析においては、すでに正確な予測対象となっている元需

要に比べて残余需要は季節、時間帯に依存し、各電力システムの需要形態や地域に特有な天候のため不規則になり、これからの運用システムはこの残余需要の正確な予測（PV 発電量の予測）が必須といえる。また通常の期待値や変動ばかりではなく、本分析で対象とした ramp 現象の予測も PV 出力予測の重要なポイントである。但し、現状の PV の ramp の解析モデルでは、朝方および夕方完全に予測可能な ramp が分離されておらず、今後、予測の困難な ramp を対象とする抽出方法や統計計算の方法、例えば継続時間が短いもののみで計算するなど、を考える必要がある。

ramp 現象とは

大きな気象の変化（例えば、前線の通過）により、PV や風力発電の出力、もしくは残余需要（需要から風力発電および PV の出力を差し引いた正味の需要）が数十分から数時間継続して減少あるいは増加する、比較的穏やか（変動の傾きは急激ではない）ではあるが、変動量は大きい現象のことを指す。大きな ramp 現象は年に数回発生するかしないかの稀な現象ではあるが、電力運用側に非常に厳しい状況を強いる可能性があり、欧米の風力発電システムを中心に大きな運用上の問題として顕在化している。

（ii）ならし効果を反映した変動パラメータの評価

（イ）電力システム全体の需給調整の視点からの必要変動パラメータの決定

・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

太陽光発電（以下、PV）の電力システムへの大量導入時を想定して、電力システムの運用に適用するためには、電力システム全体の太陽光発電データの想定を行うことが必要となる。ポイントは、ならし効果により常時変動が小さくなること、予測精度が向上することが見込まれる点である。

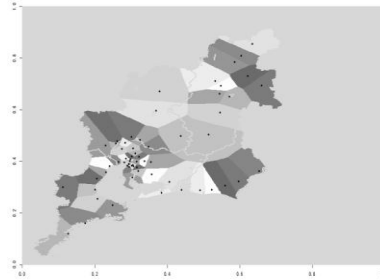
そこで本研究では、時間分解能が 10 秒かつ全国に 321 箇所の計測点を有する PV300 を基にして、電力システムの視点による各種データ分析を行う際に利用する電力システムの合計発電出力データの作成を目的とした。現在の結果では、計測地点の配置によっては、ボロノイ分割によって大きなエリアを受け持つ地点が存在するため、完全に発電出力を模擬できていないわけではない。特に短周期変動などがある地点に重みが集中することが要因である。今後は変動特性という意味ではより精緻な方法が必要となるが、一定の積算データ（時間値データ）など地点間の相関が高い周期における分析には利用できると考えられる。

ボロノイ分割とは

ボロノイ分割は、例えば気象学の分野において、アメダスなどの観測点における測定値が、どのくらいの領域を代表するデータであるかを解析する際にしばしば用いられる数理的手法である。

数学的には、ある平面上に、任意の位置に複数個の点（母点と呼ばれる）が各々配置された場合を考えた時、この母点がこの平面内で支配する領域を求める（ある平面を分割する）手法がボロノイ分割である。幾何学的には、この領域の境界線は、各々の母点の二等分線の一部になる。母点数が5個あった場合、ボロノイ領域は5つに分かれ、一般的なボロノイ図では、母点数とボロノイ領域数は一致する。

本プロジェクトでは、PV300 プロジェクトにて設置された日射計の位置が母点となり、その観測点での日射量が代表するエリアがボロノイ領域となる。以下の図は中部電力エリアを描いており、各点が設置された観測点、即ち、日射計の位置（母点）、色分けされた区分がその中に含まれる観測点が代表しているエリア（ボロノイ領域）を示す。



（ロ）上記必要変動パラメータに関してならし効果を反映したモデルの評価
・ならし効果を含めた特性の分析

本研究ではならし効果を含めた特性の分析として、あるエリアにおける最大変動幅の分布を推定することを目的とした。今回は20分以下の変動周期を対象として、2点間の相関距離解析による無相関距離の分析を行った。この結果、20分以下の変動については約10～30km以上で無相関距離となることが分かった。ただし、今回は1日ごとにデータの相関分析を行っているため、時間ごとに相関分析するなど改良が必要である。

また、地点数Nと最大変動幅の統計パラメータの関係を求めた。ただし、地点数と最大変動幅の統計的な値（本稿では最大値、最小値）の近似式の検討も重要である。今回は、累乗式を利用したが、ある程度で飽和する指数関数をベースにしたモデルも検討が必要である。

無相関距離を15kmと仮定した場合、東電エリアでは20分以下の周期における最大変動幅（20分窓）の最大最小は約±25W/m²となった。

3-1-3 特許出願状況等

表 3-4 特許・論文等件数

要素技術	論文数	論文の 被引用度数	特許等件数 (出願を含む)	国際標準 への寄与
日射量の把握	3	0	0	0
日射量の予測	3	0	0	0
太陽光発電出力の推定	5	0	0	0
日射量の分析	2	0	0	0
全般	5	0	0	0
計	18	0	0	0

表 3-5 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」	時期未定 審査中
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
	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

	題目・メディア等	時期
	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 予定
特許	なし	—

3-2 目標の達成度

太陽光発電出力を予測する時期や時間など電力系統の需給運用上のニーズを明確にし、太陽光発電出力の把握に影響のある現象（雲による影、太陽光発電パネルの種類・設置方位・傾き・パネル温度、PCS の変換効率など）を分析して精度向上を行い、実用化の見通しを立てた。

表 3-6 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）	統合日射量データベースを構築する。	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
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）	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地域 PV 発電出力把握に適した手法に改良する。	これまでの 10km 四方程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、面的広がりの大さの違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元に、気温に関する空間補間を行う技術を開発した。	達成
気象衛星データを用いた日射量推定（課題⑧-3）	水平スケール別・天気パターン別に作成した日射量の評価指標値より、水平スケール別・天気パターン別の日射量推定手法の適用範囲を明確にする。	面的な日射特性の把握に必要な評価指標を選定し、天気区分別やエリアの広さ別等各状態における最大変化幅等を見積もることを可能とした。 衛星画像から推定した面的な日射量（東京大学竹中特任研究員作成）に対し観測値で補正し推定精度を向上する手法を構築した。	達成

要素技術	目標・指標	成果	達成度
＜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)	日本気象協会保有の数値予報モデル（SYNFOS-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により予測手法を変えた。 翌日予測では、気象モデルに統計的手法を組み合わせて、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)	電力中央研究所保有の気象予測・解析システム（NuWFAS）をベースとして、当日・翌日の気温・風速・日射量を予測する。	既開発の気象予測・解析システムを、翌日・当日の日射量を予測するシステムに改良し、予測を行った。	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)	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作成した。	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)	地域 PV 導入状況の違いを考慮可能な推定法を検証し、実運用時に地域毎に予め調査が必要な PV 設置状況の要素を整理する。	地域の PV 導入状況に対応した PV 出力推定を可能とする個別 PV の発電出力推定手法の精度評価を行い、出力推定に影響を与える要素（パネルの方位、角度など）を整理した。	達成
統計手法を用いた太陽光発電出力推定 (課題⑧－８)	日射量推定・予測値を元に、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た。 PV 出力に大きな影響を与える日影および積雪について、推定精度向上のための評価を行った。	達成

要素技術	目標・指標	成果	達成度
日射量推定結果からの太陽光発電出力推定 (課題⑧－９)	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 の変換効率ほか様々な要因が、日射量から太陽光発電出力への推定に与える影響を整理する。	PV パネル設置方向と傾きを推定する手法を検討し、ほぼ正しく推定できる見込みが得られた。 PV の出力推定および出力予測アルゴリズムの開発のための誤差要因を分析し、観測地点毎と、複数の観測地点があるエリアの PV 出力推定モデルに適用し、精度を確認した。	達成
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)	配電線レベルの広さの PV 出力の推定を行う手法を開発する。	PV 出力と日射量・気温、需要の関係をモデル化するために計測データの分析を行い、相関を求めた。 配電（地域）レベルの PV 出力推定機能の開発を行い、需要モデルを利用することで、精度が上がることを確認した。	達成
統計処理による太陽光発電量推定 (課題⑧－１１)	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。	簡易な統計手法を用いた発電量推定モデルを構築した。	達成
＜日射量の分析＞			
日射量データ分析 (課題⑧－１２)	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、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、日々の需給運用に基づくニーズを反映した、太陽光発電の現在出力の把握や出力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、各電力会社の需給システムに要素技術として適用され、それぞれの需給システムに応じて開発・導入される見込みである。

また、日射量の予測に関する基礎技術の向上に資するため、太陽光発電事業者あるいは一般の太陽光発電導入者にとってもよりの確な将来発電量予測の礎として活用される可能性が見込まれる。

4-2 波及効果

本事業は、電力システム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、開発技術を直接的に展開されていくことは想定しにくい。

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強いニーズとなり、幅広い分野へ天気予報高精度化の恩恵があるものと見込まれる。

また、本事業により、正確な太陽光発電の出力把握・出力予測手法が早期に確立できれば、需給バランス確保のために必要なバックアップ電源やすべての需要家における太陽光発電の出力状況の把握が不要となるなど電力設備等の合理化が可能となることが期待される。

さらに、火力設備や蓄電設備の計画的・効率的な運用に資することによって、これら設備の長寿命化や運用コストの低下をもたらす、等の効果も期待できる。

5 研究開発マネジメント・体制・資金・費用対効果等

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カ年をかけて実施中である。全体実施計画を表5-1に示す。

表 5-1 研究開発計画

実施項目／年度		23	24	25
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。

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ている「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）」と連携を図りながら取り組んでいる。

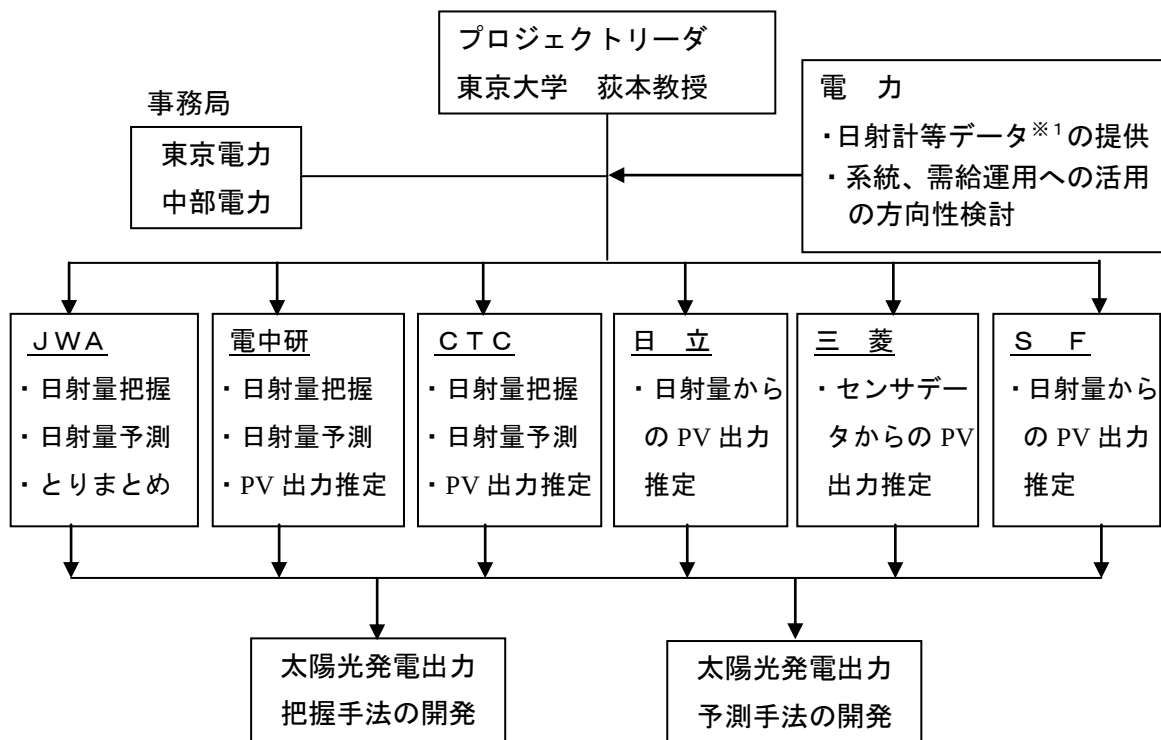


図 5-1 実施体制

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で設置した各種センサのデータ

5-3 資金配分

事業に係る経費は、課題を担当する各法人からの見積に基づき事前にヒアリングを実施して予算配分を行った。経済産業省からの補助金については、補助金交付要綱に則った手続きにより確定検査を経て確定した。

表 5-2 資金配分 (単位：千円)

実施個所／年度	2 3 (実績)	2 4 (実績)	2 5 (計画)	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	500	1,144
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	2,485	36,830
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	6,686
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	4,893	64,531
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	1,900	7,706
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⑧－１ ０）	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	4,082	12,629
電力１０社 ＜日射計等データ収集＞	2,714	14,166	15,540	32,420
合計	87,077	50,688	32,999	170,763

※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

5－4 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。

また、事業を進めるうえでの研究課題は、各々の参加事業者がもつ強みを活かすことができるものを設定したが、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るなど、事業運営を効率的かつ効果的に行った。

将来的には、「4－2 波及効果」の項でも述べたように、正確な太陽光発電の出力把握・出力予測手法の確立により電力設備等の合理化が可能となり、電力設備の長寿命化や運用コストの低下も期待される。

5－5 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・検証に用いた日射データ等は3年程度の実績しかなく、開発した技術が当該期間の気象に基づいているおそれがあるため、今後さらに複数年の気象データを用いて評価することにより、開発技術の汎用性を確認する。