〔短　報〕　　*401*：*403*：*601*（予報の不確実性；再生可能エネルギー；リスクマネジメント）

予報の不確実性を知って利益を改善する：太陽光発電事業での可能性

冨　山　芳　幸*

1．はじめに

予報にはおのずから不確実性が伴う．この不確実性に対しては小さくする努力とともに知る努力がありうる．出力の変動する太陽光発電を扱う事業で，予報の不確実性を知って利益を改善する可能性を検討した．

今世紀末までの気温上昇を，産業革命前と比べて2℃以内に抑えることが，2015年末のCOP21パリ会議で合意された（United Nations Conference on Climate Change 2015）．そのためには，今世紀半ばには電源の8割以上が低炭素エネルギー化されていなければならない（IPCC WGIII AR5 2014）．太陽光発電は風力発電とともに再生可能エネルギー電源の主力であり，原子力を除くと低炭素エネルギー電源の主力でもある．これらの電源には，出力が気象条件に依存して変動するという特徴がある．関係する産業にとって気象情報の役割は決定的に重要である（Troccoli 2008；Marquis 2011）．発電量予測は気象予報をもとに作られるが，その不確実性は大きい．この不確実性は出力の変動とともに，産業活動のリスクとなっている（e.g., Marquis *et al*. 2011；Makarov *et al*. 2014）．

予報の不確実性を知る方法のひとつとして確率予報がある．変動する電源を扱う産業では確率予報の役割は大きい（Hirschberg *et al*. 2011；Botterud 2014）．確率予報の開発は風や風力発電については進んでいる（e.g., Sloughter *et al*. 2013；Monache and Alessandrini 2014）が，太陽光発電では困難がある．発電量予測の誤差の性質がよくわかっていないためである（Makarov 2014）．そこで本稿では，太陽光発電についての確率予報の存在を前提せずに，予報の不確実性を知る方法のアウトラインを紹介する．この場合，発電量の実現値と予報値との統計的関係を知る必要がある．このような統計を可能にする発電量データの規格化の方法を提案する．

予報と利益との関係を決める単純化した市場モデルに基づいて太陽光発電における発電事業者のリスクマネジメントを具体的に考察した．気象情報を利用したリスクマネジメントには，情報の加工という点で2つのステップがある（冨山・立平 2010）．第1は，気象情報をもとにして当事者のリスクの原因となる事象を予測することである．このモデルの予測対象は太陽光の発電量である．第2は，予報の不確実性と意思決定のトレードオフを考慮にいれて，予報値を意思決定の対象となる変数に翻訳することである．このモデルで意思決定の対象となる変数は供給計画値である．発電量の予測値と供給計画値とは別のもので，この違いに不確実性を考慮した処理がかかわっている．

2．予報と利益との関係

予報が産業活動に寄与する場合，予報と利益との関係は，サービスや市場によって異なる．ここでは，予報と利益をつなぐ関係をまとめて市場モデルと呼ぶことにする．

発電事業者，系統管理者および市場の3者からなる単純化した市場モデルを考える（第1図）．電気を送る送電網のネットワークを電力系統，あるいは単に系統という．電力は各瞬間で需要と供給が一致する特別な商品であるが，その裏には需要と供給をバランスさせるための仕組みと努力がある．需給管理はそのうちの中心的なもので，このモデルでは系統管理者がそれ

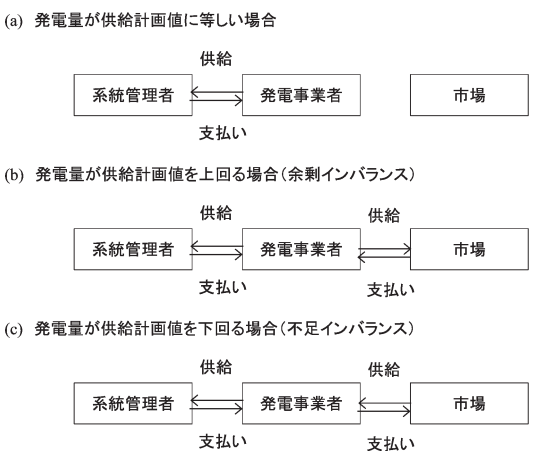
* 気象環境教育センター．
東京都千代田区神田錦町3-17．
rakufuh@tg.commufa.jp

—2016年8月4日受領—
—2016年10月6日受理—

© 2017　日本気象学会

に責任をもつ．発電事業者は翌日の供給計画を系統管理者に通告するものとする．翌日供給計画は単位時間ごとの供給電力量を示したもので，系統管理者はそれを参考にして需給バランスをはかる．当日，発電事業者は通告通りの発電量を供給し，それに対して一定単価で支払いを受ける．

実際の発電量は供給計画値を上回ることもあれば下回ることもある．上回る場合を余剰インバランスと呼び，下回る場合を不足インバランスと呼ぶ．余剰インバランスの場合，発電事業者は余剰分を市場に売る．不足インバランスの場合，発電事業者は市場から不足分を調達して系統管理者に供給する．電力の単価を次のように設定し，変動しないものとする．発電事業者が系統管理者から受取る販売単価を a_S＝12円／kWh，発電事業者が余剰を市場に売って受取る引受単価を a_{SUR}＝ 4 円／kWh，発電事業者が市場に支払う調達単価を a_{DEF}＝36円／kWh，生産コストを a_{COS}＝ 0 円／kWh とする．この価格体系のもとで，発電事業者は，実際の発電量を計画値に近づけるよう，強いインセンティブをもつことになる．この市場モデルにおけるリスクはインバランスによるロスの発生にある．不足インバランスでは不足分の調達にともなう補償ロスが発生し，余剰インバランスでは安売りを強いられることによる機会ロスが発生する．



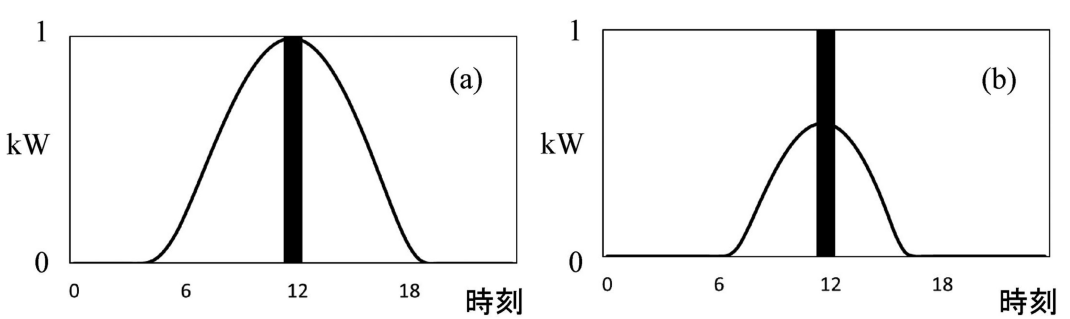
第 1 図　市場モデル．(a)発電量が供給計画値に等しい場合，(b)供給計画値を超える場合，(c)供給計画値を下回る場合．

太陽光の発電量は，①発電所の設備，②天文条件（太陽高度），③気象条件（雲の有無など）に左右される．太陽光発電設備の晴天時の出力を晴天出力，一定時間の発電量を晴天発電量と呼ぶ．発電量データの集計は上記①，②の条件を共通にして行う必要がある．①の条件を共通にするために単位設備容量で考える．本研究に用いた発電量データは，須賀川瓦斯株式会社が福島県に所有する太陽光発電所のもの，発電量予測および晴天発電量は，株式会社ソラが須賀川瓦斯に提供しているもので，両者の了解のもとに使用した．第 2 図は，単位設備容量（1 kW）あたりの晴天出力の日変化を表したもので，左は最大の晴天出力が得られる日，右は日晴天発電量が最小となる日の例である．黒い棒の面積は 1 kWh の発電量にあたる．単位設備容量あたりの日晴天発電量は，この発電所の例で，最大で8.2 kWh，最小で3.4 kWh，1 年の平均では6.1 kWh である．これらの値は発電所ごとに変わる．

②の条件を共通にするために，晴天出力を 1 として出力を規格化する．すなわち，規格化出力 x は

$$x = y / y_C \qquad (1)$$

である．ここで，y（kW）は出力，y_C（kW）は晴天出力で，いずれも単位設備容量あたりの値である．定



第 2 図　単位設備容量に対する晴天出力（縦軸）と時刻（横軸）の関係で，(a)は最大の晴天出力が得られる日，(b)は日晴天発電量が最小になる日の例．黒塗りの棒の面積は 1 kWh の発電量を表す．

義から，$0 \le y \le y_C \le 1$ であり，x は 0 から 1 の値をとる．おなじ記号を単位時間の値に対しても用いる．その場合には，x は規格化時間発電量，y は時間発電量（kWh），y_C は晴天時間発電量（kWh）となる．以下の議論はすべて，規格化時間発電量によって行う．

市場モデルによる利益関数 R は，供給計画値 x_P と実現値（発電実績）x に依存して，

$$R(x,\ x_P) = S(x_P) - L(x,\ x_P) \tag{2}$$

と表される．ここで，S は売上で

$$S(x_P) = a_S\ x_P \tag{3}$$

L はロスで

$$L(x,\ x_P) = \begin{cases} -a_{SUR}\ (x - x_P) \\ \qquad (x_P \le x \text{ のとき}) \\ a_{DEF}\ (x_P - x) \\ \qquad (x_P > x \text{ のとき}) \end{cases} \tag{4}$$

である．$x_P < x$ のときの $x - x_P$ は余剰インバランス，$x_P > x$ のときの $x_P - x$ は不足インバランスである．

3．予報の不確実性

供給計画値 x_P に対して実現値が x と確定したとき，利益は式(2)の $R(x,\ x_P)$ にこれらの値を入れて決まる．実現値が確定した値でなく，確率分布 $p_{PR}(X)$ をもつ確率変数 X で与えられる場合，利益 R は期待値として

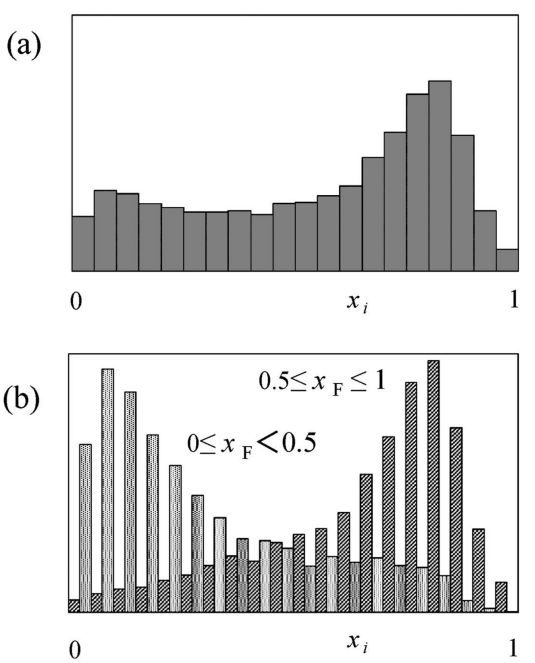
$$\begin{aligned} R(x_P) &= E\left[R(X,\ x_P)\ ;\ p_{PR}(X)\right] \\ &\equiv \int_0^1 R(X,\ x_P)\, p_{PR}(X)\, dX \end{aligned} \tag{5}$$

と計算できる．ここで，$p_{PR}(X)$ は確率予報が与える確率密度関数（probability density function；以下 PDF）である．期待値は供給計画値 x_P の関数で，期待値を最大にする x_P を最適供給計画値と呼ぶ．

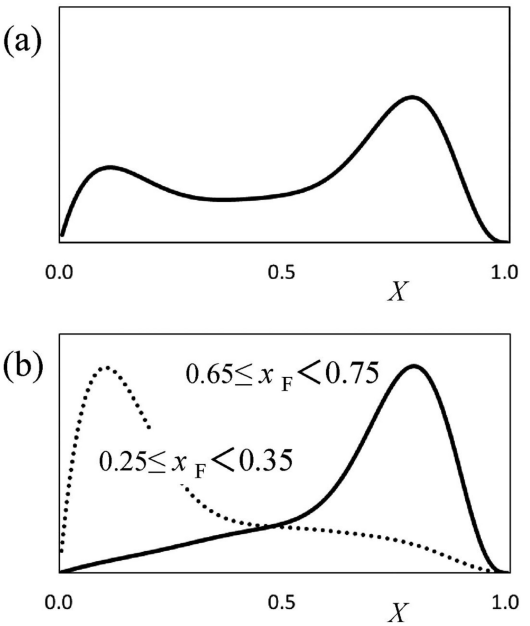
現在，太陽光の発電量については確率形式の予報がなく $p_{PR}(X)$ は得られない．そこで，予報システム F による予報値 x_F の一定区間 $a \le x_F < b$ に条件付けられた実現値の PDF $p_F(X \mid a \le x_F < b)$ をつくって，$p_{PR}(X)$ のかわりに用いることを考える．

予報値 x_F の誤差統計をとるかわりに，予報値と実現値との関係を以下のような方法で調べる．実現値の閉区間［0，1］を幅0.05の20区間に分割してヒストグラムをとる（第 3 図 a）．x_i は区間を示し，高さは相対頻度を表す．このヒストグラムを $\mathrm{HST}(x_i)$ と表す．次に，予報値の一定範囲 $a \le x_F < b$ に条件付けられた実現値のヒストグラムを考え，これを $\mathrm{HST_F}(x_i \mid a \le x_F < b)$ と表す．これによって，予報値と実現値との統計的関係を知ることができる．第 3 図 b に $\mathrm{HST_F}(x_i \mid 0.5 \le x_F \le 1)$，$\mathrm{HST_F}(x_i \mid 0 \le x_F < 0.5)$ の例を示した．いずれも相対頻度による表現で，標本数は前者が後者の約 2 倍ある．こうすれば，予報値の範囲にかかわらずヒストグラムの横軸をつねに実現値の閉区間［0，1］で表すことができる．これに対して誤差を用いると，横軸の範囲は予報値の範囲によって変わる．

予報の不確実性を，予報値の一定区間 $a \le x_F < b$ に条件付けられた実現値の PDF $p_F(X \mid a \le x_F < b)$ によって表す．［a，b）＝［0，0.10），［0.05，0.15），…，［0.85，0.95），［0.90，1］の19区間でヒストグラム $\mathrm{HST_F}(x_i \mid a \le x_F < b)$ を作り，これをもとに PDF を推定する．区間の幅を0.10とし，0.05ずつの重なりを持たせたのは，ヒストグラム作成に必要なデータ数を確保するためである．これとは別に，予報



第 3 図　(a)は実現値のヒストグラム．(b)は，それを $0 \le x_F < 0.5$，$0.5 \le x_F \le 1$ に層別化したときのもの．横軸は規格化した発電量実現値．縦軸は相対頻度．



第 4 図　(a)は実現値の確率密度関数．(b)は予報値の範囲（実線は$0.65 \leq x_F < 0.75$，点線は$0.25 \leq x_F < 0.35$）に条件付けられた実現値の確率密度関数．いずれも，横軸は実現値．

値によらない実現値の PDF を $p(X)$とする．これはヒストグラム HST(x_i)から推定できる．条件付き PDF による利益の期待値 R_Fは，式(5)の $p_{PR}(X)$を $p_F(X \mid a \leq x_F < b)$ に替えて，

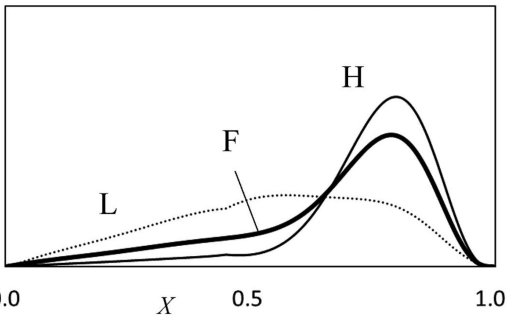
$$R_F(x_P) = E\ [R(X,\ x_P)\ ;\ p_F(X \mid a \leq x_F < b)] \tag{6}$$

から，区間 $a \leq x_F < b$ ごとに求められる．$R_F(x_P)$を最大にする x_Pが最適供給計画値である．

供給計画値 x_Pと予報値 x_Fの比を供給割合と呼び，

$$k_F(x_F) = x_P / x_F \tag{7}$$

と表す．x_Fは区間の中点をとるものとする．たとえば $0.65 \leq x_F < 0.75$のとき $x_F = 0.70$である．これによって，$x_F = 0.05$, 0.10, …, 0.95に対する19個の $k_F(x_F)$が得られる．x_Pを予報通りとする場合 $k_F = 1$である．この場合に得られる利益を基準として，不確実性を知って行うリスクマネジメントによる利益の改善を評価する．不足インバランスを避けようとする配慮は供給割合を 1 より小さい値に導く．不確実性を知ることによるリスクマネジメント第 1 段階の課題は，k_Fを定



第 5 図　信頼度別確率密度関数．$0.65 \leq x_F < 0.75$の場合の実現値の確率密度関数（太い実線：F）を信頼度が「高い」場合（細い実線：H）と「低い」場合（細い点線：L）に分解したもの．横軸は実現値．

数として最適な値を決めることである．それによる利益を R_1とする．第 2 段階では，供給割合を可変にして予報値に応じて x_Pを最適化する．それによる利益を R_2とする．

第 3 段階では天気予報の信頼度情報を用いる．この情報は降水の有無予報の信頼度を「高い」,「低い」の 2 カテゴリーで発表する情報で，発電量予測とおなじリードタイムで使用できるものとする．「高い」,「低い」は 2 : 1 の割合で発表されるものとし，この割合を信頼度の成分比と呼ぶ．信頼度が「高い」,「低い」の場合ごとに，予報値と実現値との統計的関係を，あらためて調べなおす．得られたヒストグラムを参考にして，予報値の19区間に条件付けられた実現値の PDF を推定する．PDF は，信頼度が「高い」ときが $p_H(X \mid a \leq x_F < b)$,「低い」ときが $p_L(X \mid a \leq x_F < b)$で，これらが

$$p_F\ (X \mid a \leq x_F < b)\ = C_H\ p_H(X \mid a \leq x_F < b) + C_L\ p_L(X \mid a \leq x_F < b) \tag{8}$$

を満たすように決める．この式は $p_F(X \mid a \leq x_F < b)$の成分分解を表現している．ここで，$C_H$, C_Lは信頼度の成分比で，$C_H = 2/3$，$C_L = 1/3$で定数である．

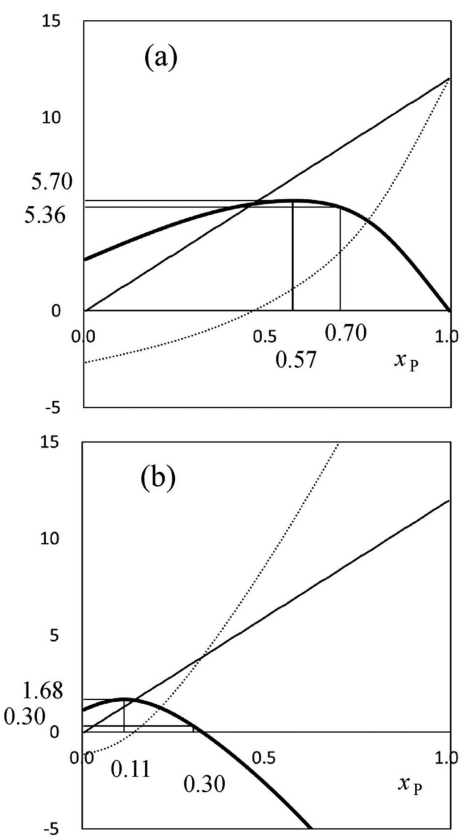
上と同様にして，$p_H(X \mid a \leq x_F < b)$ によって利益の期待値 $R_H(x_P)$を，$p_L(X \mid a \leq x_F < b)$ によって期待値 $R_L(x_P)$を計算できる．そこから $x_F = 0.05$, 0.10, …, 0.95に対して信頼度が「高い」場合の最適供給割合 $k_H(x_F)$,「低い」場合の最適供給割合 $k_L(x_F)$が19個ずつ得られる．予報値と信頼度情報に応じて供

給割合を最適化する第3段階の利益を R_3 とする．

19区間の［a, b)のうち，2つの窓$0.25 \leq x_F < 0.35$，$0.65 \leq x_F < 0.75$について，$p_F(X \mid a \leq x_F < b)$ の例を，実現値の PDF $p(X)$とともに第4図に示した．窓$0.65 \leq x_F < 0.75$の成分分解の例を第5図に示した．

4．利益の改善

第6図は2つの窓に対して期待値を計算した結果である．(a)の場合，$x_F = 0.70$に対する最適供給計画値 x_Pは0.57，最適供給割合は0.57／0.70＝0.81である．そのときの利益，つまり最大利益は5.70円になる．(b)の場合，$x_F = 0.30$に対する最適供給割合は0.37，最大利益は1.68円とわかる．残り17区間についてもPDFがわかっておれば，同様にして区間ごとの最適供給割合を求めることができる．予報値に応じてそれを適用するのがリスクマネジメントの第2段階である．



第6図　利益の期待値（太い実線）．細い実線は売上の，細い点線はロスの期待値．(a)は$0.65 \leq x_F < 0.75$の場合，(b)は$0.25 \leq x_F < 0.35$の場合．縦軸は晴天発電量1kWhからの期待値（円）．横軸は供給計画値．

第3段階では p_H（$X \mid 0.65 \leq x_F < 0.75$），$p_L$（$X \mid 0.65 \leq x_F < 0.75$）に対する期待値を計算すれば，同様に，最適供給割合と最大利益がわかる．その結果は，$0.25 \leq x_F < 0.35$の場合とともに第1表に示した．第1表で，信頼度が「高い」場合（H）と「低い」場合（L）の最適供給割合を，信頼度情報を使わない場合（F）と比べてみる．信頼度情報を使ったときの最適供給割合は，x_Fが大きいときにはHでFより大きく，Lでは小さい．また，x_Fが小さいときにはHでFより小さく，Lでは大きい．これは，信頼度が「低い」場合，x_Fが大きくても実現値が小さくなることがしばしばあり，x_Fが小さくても実現値が大きくなることがしばしばあることを示すものと考えることができる．

供給計画値を予報通りとする，つまり供給割合を一定値1とした場合の利益を確認しておく．これが利益の改善を評価する基準となる．この運用による利益は，第6図aの場合，$R_F(x_P)$ で $x_P = 0.70$として5.36円，第6図bの場合は，$x_P = 0.30$として0.30円である．また，供給割合を一定値0.9にする運用で得られる利益は，第6図a の場合 $x_P = 0.9 \times 0.70$とし，第6図bの場合0.9×0.30として得られる．同様に，供給

第1表　(a)供給割合と(b)最大利益．利益は晴天発電量1kWhからの金額（円）．

(a)最適供給割合

	予報の値	
	0.30	0.70
F	0.37	0.81
H	0.30	0.97
L	0.80	0.56

(b)最大利益

	予報の値	
	0.30	0.70
F	1.68	5.70
H	1.30	7.22
L	2.77	4.20

第2表　リスクマネジメント各段階の利益とその改善．「1 kWh*」は晴天発電量1 kWhからの額．「1日」は，それに日平均晴天発電量をかけたもので，単位設備容量あたりの日平均利益を表す．

段階		利益（円）		改善（円）	
		1 kWh*	1日	1 kWh*	1日
	完全予報	6.80	40.9	3.13	18.8
基準	供給割合=1	3.67	22.1	-	-
1	供給割合=0.7	4.15	25.0	0.48	2.9
2	予報の値に応じた供給割合	4.36	26.4	0.69	4.3
3	信頼度情報を利用した供給割合	4.74	28.7	1.06	6.5

割合を一定値0.8，0.7などにした場合の利益がわかる．固定供給割合 $k=1$，0.9，0.8，…のうちどれが一番大きな利益をもたらすのかは，2つの窓だけではわからない．

2つの窓から利益の全体像を見積もることを考える．第4図aの $p(X)$ が，第4図bの $p_F(X \mid 0.65 \leq x_F < 0.75)$ と $p_F(X \mid 0.25 \leq x_F < 0.35)$ を2：1の割合で合成したものに近いことから，2つの窓で求めた利益をこの割合で合成することで利益の全体像を見積もってみる．この割合は $0.5 \leq x_F \leq 1$ と $0 \leq x_F < 0.5$ の予報の標本数に対応している．これを予報の構成比と呼ぶ．

そうすると，供給割合を一定値1にする運用で得られる利益は3.67円である（第2表）．供給割合を一定値にしながら0.1ずつ変えた場合の利益も同様に計算できる．その最大値を与える供給割合は0.7で，それに対する利益 R_1 は4.15円である．予報値に応じて供給割合を変える運用の場合の利益 R_2 は4.36円である．信頼度情報を使った場合の利益の全体像を見積もるには，まず，2つの窓それぞれについて，信頼度が「高い」場合の利益と「低い」場合の利益を信頼度の成分比2：1によって合成する．すると，合成された利益は $0.65 \leq x_F < 0.75$ の窓で6.21円，$0.25 \leq x_F < 0.35$ の窓で1.74円となる．次に，予報の構成比によって，これらを合成すると4.74円と見積もることができる．なお，完全予報による利益は6.80円である．

これらの利益は，規格化した発電量に対するものである．実際の発電量に対する利益を求めるには，規格化時間発電量 x を実次元の量 y（kWh）にもどす必要がある．式(1)から，晴天時間発電量が $y_C=1$（kWh）であれば $y=x\times1$（kWh）で，利益はこれに対するものとなる．また，$y_C=0.5$（kWh）であれば $y=x\times0.5$（kWh）である．単位設備容量あたりの日平均利益を求めるためには，前者に単位設備容量あたりの日平均晴天発電量（第2節参照）を掛ければよい（第2表）．

各段階のリスクマネジメントによる利益の改善を晴天発電量1 kWhに対する金額によって見てみる．利益の改善は，供給割合を一定値1にする運用と比較することで得られる．その結果を第2表に示した．不確実性を知ることによるリスクマネジメントの第1段階で0.48円，第2段階で0.69円，第3段階で1.06円と，3つのすべてに利益の改善があることがわかる．その大きさは段階を追って増大している．ちなみに，完全予報があった場合の利益の改善は3.13円である．

5．まとめ

太陽光発電は変動する電源で，この変動は予報の不確実性とともに産業のリスクとなる．発電事業者は固定価格買取制度によって，このリスクから保護されているのであるが，このような制度を前提しない簡単な市場モデルのもとで，リスクマネジメントがもたらす利益を評価した．その結果，予報の不確実性を知って供給割合を変えることで利益を改善できることがわかった．

林　大輔氏（株式会社エコスタイル）による太陽光発電予測に関するご教示，立平良三氏による度重なるご助言，査読者の精確なコメントに感謝を述べます．

参　考　文　献

Botterud, A., 2014: Forecasting renewable energy for grid operations. Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids, L. E. Jones, Ed., Elsevier, 137–147.

Hirschberg, P. A., E. Abrams, A. Bleistein, W. Bua, L. D. Monache, T.W. Dulong, J.E. Gaynor, B. Glahn, T.M.

Hamill, J.A. Hansen, D.C. Hilderbrand, R.N. Hoffman, B.H. Morrow, B. Philips, J. Sokich and N. Stuart, 2011: A weather and climate enterprise strategic implementation plan for generating and communicating forecast uncertainty information. Bull. Amer. Meteor. Soc., **92**, 1651–1666.

IPCC WGIII AR5, 2014: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change: Summary for Policymakers. 33pp. https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_summary-for-policymakers.pdf（2016.9.13閲覧）.

Makarov, Y. V., P. V. Etingov and J. Ma, 2014: Incorporating forecast uncertainty in utility control center. Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids, L. E. Jones, Ed., Elsevier, 159–171.

Marquis, M., 2011: Weather, climate, and the new energy economy. Bull. Amer. Meteor. Soc., **92**, ES38–39.

Marquis, M., J. Wilczak, M. Ahlstrom, J. Sharp, A. Stern, J. C. Smith and S. Calvert, 2011: Forecasting the wind to reach significant penetration levels of wind energy. Bull. Amer. Meteor. Soc., **92**, 1159–1171.

Monache, L. D. and S. Alessandrini, 2014: Probabilistic wind and solar power predictions. Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids, L. E. Jones, Ed., Elsevier, 149–158.

Sloughter, J. M., T. Gneiting and A. E. Raftery, 2013: Probabilistic wind vector forecasting using ensembles and Bayesian model averaging. Mon. Wea. Rev., **141**, 2107–2119.

冨山芳幸，立平良三，2010：不確実性連鎖のマネジメント：予報と社会的便益との間を橋渡しするために．35pp. http://www13.plala.or.jp/fandj2/work/work_2010b.pdf（2016.9.13閲覧）.

Troccoli, A., 2008: Weather and climate predictions for the energy sector. Management of Weather and Climate Risk in the Energy Industry, Troccoli, A. Ed., Springer, 25–37.

United Nations Conference on Climate Change, Conference of the Parties Twenty-first session (COP21), 2015: Adoption of the Paris Agreement. https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf（2016.9.13 閲覧）.

Knowing Forecast Uncertainties to Improve Profits: A Possibility for Solar Power Businesses

Yoshiyuki TOMIYAMA*

Weather Environment Education Center, 3–17 Kandanishikicho, Tokyo, Japan.
E-mail：rakufuh@tg.commufa.jp

（Received 4 August 2016; Accepted 6 October 2016）

Abstract

There may be efforts to know forecast uncertainties, along with to reduce them. Solar power is one of the variable resources, however errors of solar power forecasting are still large. These uncertainties are the risk to solar power businesses, therefore the uncertainty management is a key challenge. This report focused on the characteristics of statistical relation between solar power forecast and actual generation using data normalization method. It demonstrated that the forecast uncertainties known by the method make it possible to improve profits of solar power businesses.