

リアル・オプションを用いた

風力発電事業での意思決定

東京理科大学工学部 4年

豊田 篤史

目次

1.研究背景	2
2.研究目的	4
3.事例研究	4
4.理論の概要	5
4.1 リアル・オプションの定義	
4.2 オプションとは	
4.3 リアル・オプションの適用範囲	
4.4 2項格子オプション理論	
5.モデル化とパラメータの算出	9
6.結果と考察	11
7.今後の課題	15
8.参考文献・URL	15
付録　～S-PLUS による program、 command～	16

1. 研究背景

電力は、私達が生活していく上で欠かせない資源であり、その電力需要は増加傾向にある。図1に示すように、H27年にはさらに需要が増える事が予想されているため、大量の電力供給が課題となっている。

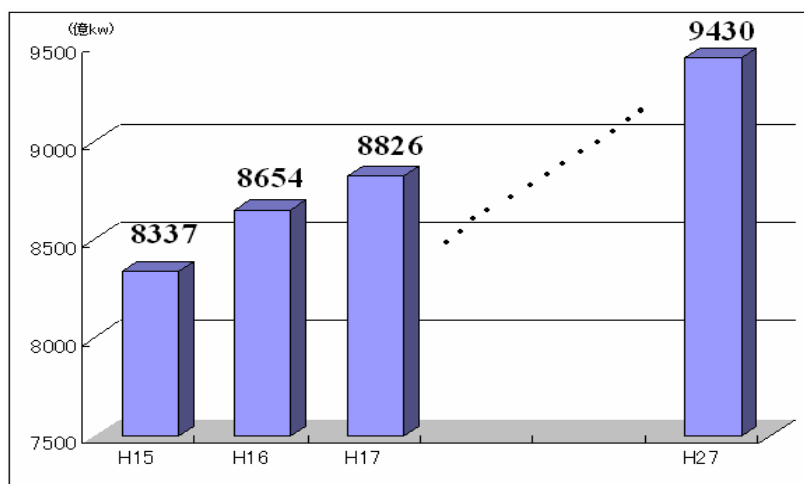


図1：日本の電力需要の推移

しかし、2000年4月に電力の自由化が始まり、電力の供給に関して規制が緩和したという影響を受けて、電力会社間の競争が激化してきた。電力価格に市場の原理が働くと、電力会社や企業も安定した電力供給を受けられる発電所を選定するようになる。

例えば工場において、供給電力が不安定であると生産システムが機能しなくなり出荷がストップする事態も招く恐れがある。そういった理由から、電力を需要する側も安定した電力供給をしてもらえるところを探すのである。

売電価格も入札制になり、売電価格が上下するといった状況も生まれる

ところで、電力を発電する方法として近年、風力発電が注目されている。

風力発電による設備容量は毎年増加し、図2は、風力発電導入推移のグラフであるが2010年までに現状の約3倍になり、全体のシェアの1.775%になるという報告がある。

注目される理由として挙げられる要因はいくつかある。

1. 環境負荷が少ない
2. 売電収入、観光効果目的に自治体が積極的に参入

近年、地球温暖化が問題となっており、二酸化炭素の排出量はかなり規制されている。風力を用いた発電方法は、風のみを利用するので画期的であり、二酸化炭素の排出量は他の発電方法に比べて極端に少ない。

そうすると、京都議定書に基づき、二酸化炭素発生によるコストの軽減をはかれ、それと同時に排出権取引によって収益を得る事も可能である。

また、他の発電方法に比べてコストも安く、土地に余裕のある都道府県であれば、売電収入を目的に風力発電事業に参加する自治体や企業が増えるなど、今後ますますシェアを増やしていく事が予想される。

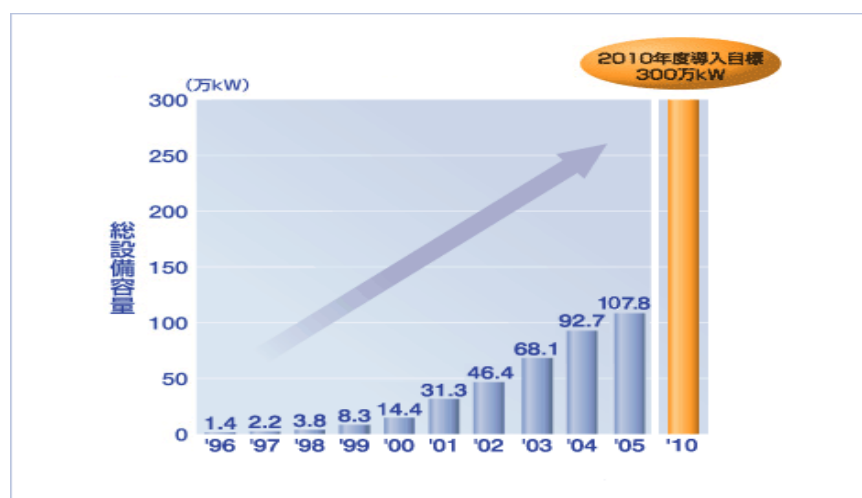


図2：日本の風力発電導入推移(日本風力発電より抜粋)

しかし、風力発電事業には不確実性が多い。不確実性とは、将来の資産の価値が変動する可能性があることを指すが、風力発電事業には電気の売電価格や発電量が不確実要因として挙げられる。

例えば下の図は、電気代の消費者物価指数を表したものであるが、この図を見て分かるように、電気代というものは長期的に見るとかなり変化している事が分かる。

この変動によって、風力発電事業者が受ける影響の大きさは大きく売電価格が下落すれば、収入は減り、逆に売電価格が上昇すれば収入は増える。

よって、発電量や売電価格の違いによって将来に及ぼす影響が大きい事が分かる。

つまり、将来の経済価値を評価した上で、事業計画を立て意思決定するというのが必要不可欠になってくるのである。

事業価値を評価する方法として、従来は「DCF (Discounted Cash Flow) 法」という手法が存在するが、この手法だと将来のキャッシュフローが固定的であるため、柔軟な評価ができない。

そこで、風力発電事業という不確実な要因が多数ある事業に対し、経営の柔軟な対応も含めて評価できるリアルオプション分析を用いて評価していく事にする。

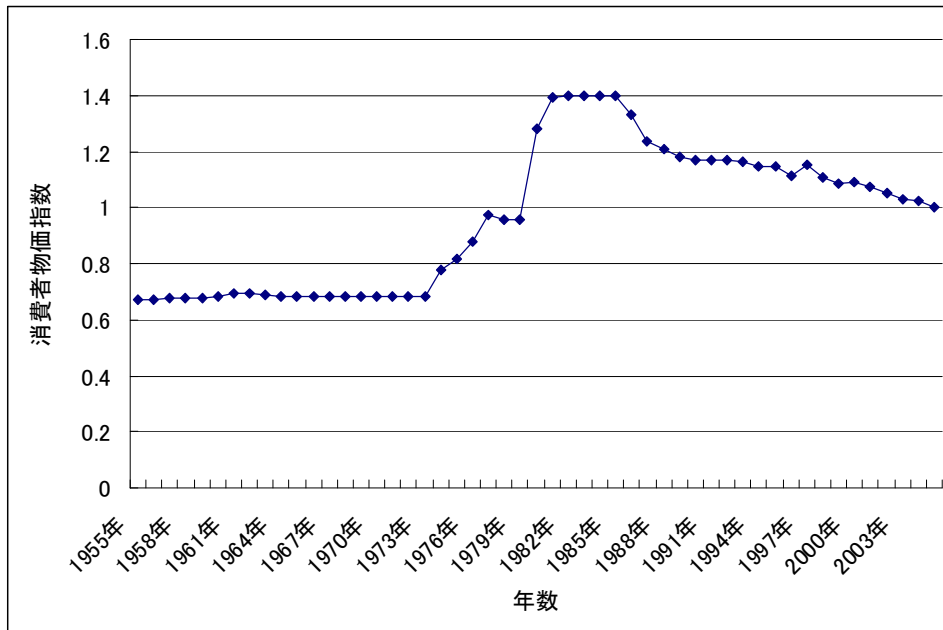


図 3: 電気代の消費者物価指数 (統計局より抜粋)

2. 研究目的

風力発電事業は、今後シェアが増していくと予測される一方で、あまり市場が発達していないため、リスクが高い事業ともいえる。

意思決定を行う際には、事業の将来的な経済価値を求めて評価する「DCF (Discounted Cash Flow) 法」という手法が存在するが、不確実性に対して柔軟な評価ができない。

そこで、金融手法の一つであるオプションという考え方を取り入れて評価する方法(「リアル・オプション・アプローチ」)を用いて現時点での判断のみならず、事業環境の変化も考慮した事業価値を求め、意思決定をする最適なタイミングを決定する事が目的である。

3. 事例研究

今回事例研究として、東伊豆町の自治体が建設した風力発電所を取り上げる。

この発電所は、3基の風車からなり、2003年12月から稼働している。

総工費は5.18億円と多額の初期投資を行ったが、自治体は発電した電力を東京電力に売ることによって収益を得ている。[4]

風力発電所建設という事業が今後どのような変動を示す可能性があるのか検討し、変化する事

業価値や意思決定のタイミングをリアル・オプションの考え方をを用いて、分析する。
将来大きく変動する恐れのある要因(不確実要因)を「発電電力の売電価格」に設定し、過去のデータからシミュレーションする。

4. 理論の概要

4.1 リアル・オプションの定義

リアル・オプションとは、不確実性の高い事業環境下で経営の持つ選択権(オプション)のことである。あらかじめ決められた期間やコストで、延期や中止するなど、意思決定の柔軟性の価値を算出する。

今後不確実に変動する資産(以後、原資産と定義)が株や債権といった金融商品ではなく、事業や研究開発などの実物資産(Real Asset)であることから、リアル・オプションと呼ぶ。

4.2 オプションとは

指定された条件の下で、資産を買う(もしくは売る)権利。
権利を行使すれば取引は実行されるが、義務ではない。

《オプションの記述》

オプションの特徴は、以下に示す4つの要素で詳細を特定する

1. オプションの種類

延期、撤退、停止、拡大、縮小と種類はさまざまである。

2. コール or プット

- ・コールオプション: 買う権利を与える権利
- ・プットオプション: 売る権利を与える権利

3. 権利行使価格

権利行使を行使する(実際に資産を売買する)ときの価格

4. 満期日

契約が有効とされる期間

満期日前の権利行使の扱い方の違いによってオプションは次の2種類に大別される

- ・ユーロピアン・オプション: 満期日しか権利行使できない
- ・アメリカン・オプション: 満期日前ならいつでも権利行使が可能

4.3 リアル・オプションの適用範囲

多種多様な事業活動が行われ、将来の不確実性が高まる近年の社会において、不透明さ(需要の動向や価格変化)が増大している。

そこで、その不確実性に対し現時点のみではなく、事業環境が変化した場合に下されるであろう経営判断も含めて事業価値を算定、評価する必要が高まった。

ゆえに、リアル・オプションを用いた評価が発展してきたのである。

リアル・オプション理論は、経営の柔軟性や可能性の価値を意思決定に反映できるという利点から、新規事業の立ち上げや M&A、研究機関への投資など適用分野は様々で幅広い。

特に、リアル・オプションを適用するには以下に示すような条件があるといい。

1. 事業の不確実性が高い

リアル・オプションは、将来の事業環境が予測できない、つまり不確実性が高い事業ほど適している。

下の図は、ある事業の将来の期待されるキャッシュフローを分布で表したものである。

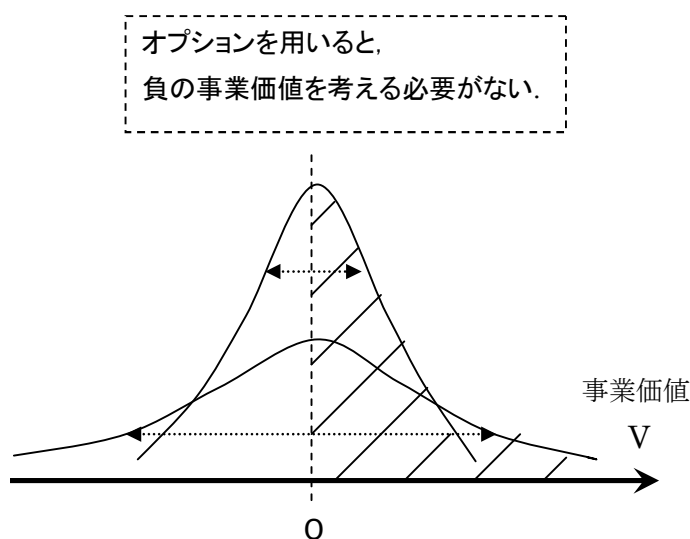


図 3 : ボラティリティの違いによる価値の変化

分布の裾の長さが事業のリスク(不確実性)を表すのだが、オプションを適用することによってリスクを考慮しなくていいのである。

従って、新規事業の立ち上げや原資産価格の将来価格など不確実性要因の多い事業に適している。

2. 原資産が市場で取引されている

原資産が市場で活発に取引されている必要がある。リアル・オプションを用いて評価するには、ある程度変動幅を予測し、シミュレーションする必要がある。そのために原資産価格の過去データが必要となり、あまり活発でないと過去データが取れず変動幅(ボラティリティ)などのパラメータの値が推定できない。

他にも、経営上のオプションが存在すること、多額の初期投資と時間が必要な事業なども適用するのに妥当な条件も様々である。

4.4 売電価格の推定

今回は不確実要因を売電価格に設定したが、それらの値をシミュレーションするのに、2 項格子オプション理論を適用する事にする。

《2 項格子乗法モデル》

1 期間後にとりうる値が上昇して u 倍されるか、下降して d 倍されるかの2つの値のどちらかをとる格子モデル。何回かのステップを踏むことで、多くの値をシミュレーションすることができる。

$u \times d = 1$ を満たす上昇シナリオ u と下降シナリオ d を乗じることで、モデルを作成していく

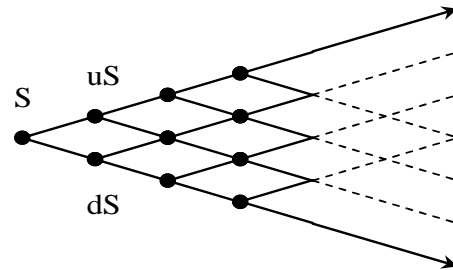


図 4 : 2 項モデル

二項格子オプションモデル(1 期間)を以下に示す。

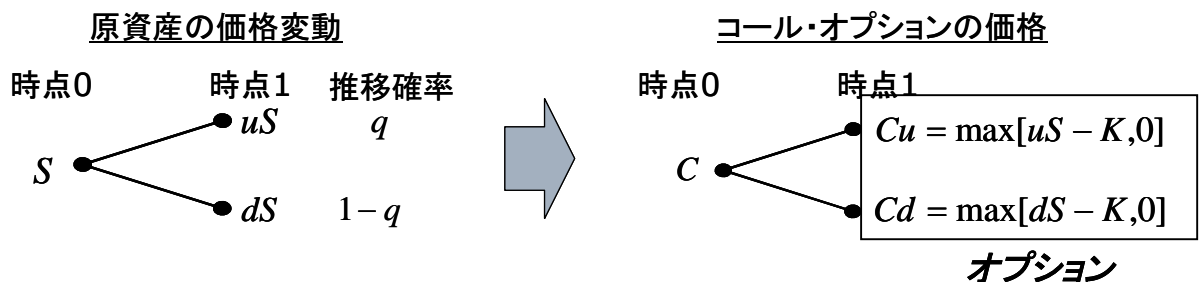


図 5 : 2 項モデル (1 期間)

初期の原資産価格を S とすると期末の時点で、 uS になるか dS になるかの 2 通りしかない。
そこに、初期投資額 K を差し引いて得られるキャッシュフローが 0 より大きいかで、事業価値を決める。

0 以下であれば権利を放棄し、得られるキャッシュフローがあるなら権利を行使すればよい。

《リスク中立確率 q 》

2 通りのシナリオから期待値を求めるために必要な確率「リスク中立確率」を算出する。

ここで、「リスク中立」とはオプションの価格が無リスク資産と同等の価値をもち、裁定機会が生じないように価格付けをしているという意味で用いている。

今、コールオプションと同等の価値をもつ「株式と無リスク資産のポートフォリオ」をつくる。

期末の上昇時、下降時それぞれにおいて株式を x ドル分、無リスク資産を b ドル分購入したとする。

$$\begin{aligned} ux + (1+r)b &= Cu \\ dx + (1+r)b &= Cd \end{aligned} \quad \dots \textcircled{1}$$

ここで、 r は割引率、 u, d はそれぞれ上昇シナリオ、下降シナリオを表す。

これを解くと、

$$x = \frac{Cu - Cd}{u - d}, \quad b = \frac{uCd - dCu}{(1+r)(u - d)} \quad \dots \textcircled{2} \quad \text{となる。}$$

この x と b を足し合わせると、ポートフォリオの価値が決まる。

$$x + b = \frac{1}{(1+r)} \left(\frac{(1+r) - d}{u - d} Cu + \frac{u - (1+r)}{u - d} Cd \right) = \frac{1}{(1+r)} (qCu + (1-q)Cd)$$

これは、無裁定条件より、コール・オプションと同等の価値を持つことになる。

従って、リスク中立確率 q は

$$q = \frac{(1+r) - d}{u - d} \quad \dots \textcircled{3}$$

となり、期待値を求め、割引いていける。

同様の操作を最終ノードから現時点まで繰り返すことによって、各ノードでのオプション価値を算出することができる。

以上の理論を元に、事例に対し分析を行っていく。

5.モデル化とパラメータの算出

風力発電事業において考えられる不確実要因として、将来の売電価格（発電した電力を東京電力に売る価格）や発電量があるが、発電量においては自然現象であるためモデルを考えるのは難しい。

従って、過去の電気代の消費者物価指数の値も出ている事から、ここでは売電価格を不確実要因とし、その変動に応じて得られる収益つまり事業価値 $V(t)$ を以下の式で定義する事にする。

$$CF[V(t)] = \underbrace{CF[S(t)]}_{\text{収入}} - \underbrace{(C(t) + R(t))}_{\text{費用}} \dots \textcircled{4}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} CF[S(t)] : \text{売電収入} \\ C(t) : \text{固定費} \\ R(t) : \text{ランニングコスト} \end{array} \right.$$

《意思決定の期間》 1年毎 ($\Delta t = 1$)

《シミュレーション期間 T 》 10年

《リスクフリーレート r 》

将来時点の事業価値を現在価値に割引く際に用いる割引率は、 $r = 0.01575$ とする。

《売電収入 S 》

$CF[S(t)]$ (売電収入)の算出は、以下の式で算出できるとする。

$$S = W_{(kw)} \times P_{(\text{円}/kw)} \dots \textcircled{5}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} W : \text{発電量} \\ P : \text{1kw 当たりの売電価格} \end{array} \right.$$

発電量 W については発電所の発電実績データ(参考文献参照)の月ごとの発電量の平均を年平均に換算したものを値として用いる。

従って、発電量は 0.444(千万 kw)に設定する。

売電価格については、ボラティリティを推計するために過去の電気代の 2005 年を 100 とした消費者物価指数[4](下表参照)の値を用いることにし、それが売電価格の変動と変わらないものと仮定する。

売電価格の変動を求めるためのパラメータは、次のように求める。

なお今回、上昇確率 u と下降確率 d については、乗法的に変化していくと仮定している。

$$\sigma^2 = \text{var}[\ln(S_T / S_0)] \quad , \quad u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad , \quad d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad \dots \textcircled{6}$$

従って、売電価格 P_t は、

$$\begin{aligned} P_t &= P_0 \cdot u \cdot d = P_0 \cdot e^{k\sigma} \cdot e^{-(t-k)\sigma} \\ &= P_0 \cdot e^{(2k-t)\sigma} \quad \dots \textcircled{7} \end{aligned}$$

となる。(ただし、 k は上昇回数を表す)

《費用》

発電所を運営していく際にかかる費用は、「運営費」と「減価償却費」を合計した金額とする。
ただし、今回の事例では 3 基発電所が存在する。

・運営費

運営費を設定には、東伊豆町の出している財務諸表(参考文献[4])の値を用いる。
下の表の赤枠で示した「需用費」「発電委託料」「システム管理費」を風力発電の基数とは無関係な値とし、「風力発電事業費」からその値を引いた値を、基数によって異なる費用であるとした。
つまり、この財務諸表より、基数が k 基の場合の運営費は

$$1.01 + k \times \frac{(3.06 - 1.01)}{3}$$

となると仮定する。(ただし、小数点 2 位以下は四捨五入した。)

・減価償却費

風力発電を建設した際の工事費などの初期投資額は、定額法を用いて減価償却することにする。

東伊豆町の風力発電 3 基の建設費用は、5.2 億円である。(参考文献[4])

償却期間についてだが、耐用年数は基によって異なるが、通説によると約 20 年のものが多いため、償却期間は 20 年とする。

従って、この値に残存価格 0 で、定額法を適用すると、

$$\frac{52 - 0}{20} = 2.6 \text{ (千万円)}$$

以上より、「発電所運営費」と「建設費用の減価償却費」を合計した

$$3.06 + 2.6 = 5.66 \text{ (千万円)}$$

を費用として設定することにする。

6. 結果と考察

S-PLUS を用いて、モデル式のシミュレーションを行い、各ノードでの事業価値を算出していく。

《東伊豆町風力発電の事業価値評価》

以下に今回の事例研究で用いた東伊豆町の風力発電の結果を示した。

なお、各パラメータの値は次のとおり。

売電価格ボラティリティ:0.096(過去 20 年分のデータを用いて算出)
 売電価格の初期価格:11.2 (円) (現在東京電力に売電している価格)
 発電量:0.444(千万 *kW*)
 費用:5.66(千万円)

～出力結果～

表 2:各ノードでの事業価値(オプション有)

0.78	1.06	1.42	1.87	2.41	3.04	3.76	4.55	5.4	6.33	7.33
	0.42	0.6	0.85	1.19	1.61	2.14	2.76	3.47	4.23	5.06
		0.19	0.29	0.44	0.65	0.95	1.35	1.87	2.5	3.19
			0.06	0.1	0.17	0.27	0.44	0.69	1.08	1.64
				0.01	0.02	0.04	0.06	0.12	0.21	0.37
					0	0	0	0	0	0
						0	0	0	0	0
							0	0	0	0
								0	0	0
									0	0
										0

表 3:各ノードでの事業価値(オプション無)

0.15	0.64	1.17	1.74	2.36	3.03	3.76	4.55	5.4	6.33	7.33
	-0.46	-0.03	0.45	0.96	1.51	2.11	2.76	3.47	4.23	5.06
		-1.01	-0.62	-0.2	0.26	0.75	1.29	1.87	2.5	3.19
			-1.5	-1.15	-0.78	-0.37	0.08	0.56	1.08	1.64
				-1.94	-1.63	-1.29	-0.93	-0.53	-0.1	0.37
					-2.33	-2.05	-1.75	-1.43	-1.07	-0.69
						-2.68	-2.43	-2.16	-1.87	-1.56
							-3	-2.77	-2.53	-2.27
								-3.28	-3.08	-2.86
									-3.53	-3.35
										-3.76

表 4:各ノードでの売電価格

11.2	12.33	13.57	14.94	16.45	18.1	19.93	21.93	24.14	26.58	29.25
	10.18	11.2	12.33	13.57	14.94	16.45	18.1	19.93	21.93	24.14
		9.24	10.18	11.2	12.33	13.57	14.94	16.45	18.1	19.93
			8.4	9.24	10.18	11.2	12.33	13.57	14.94	16.45
				7.63	8.4	9.24	10.18	11.2	12.33	13.57
					6.93	7.63	8.4	9.24	10.18	11.2
						6.3	6.93	7.63	8.4	9.24
							5.72	6.3	6.93	7.63
								5.2	5.72	6.3
									4.72	5.2
										4.29

表 2、3 は初期時点から、売電価格の変動によって変化する事業価値をオプション有と無い場合の 2 通りについて 2 項モデルで表現したものである。

また表 4 は、各ノードでの売電価格の変動を示したものである。

横軸は[年]を意味し、0 時点は現時点を意味する。

得られた結果を考察すると、まず本事業の現在価値は、0.78[千万円]であった。

ということは、今「風力発電を建設する」という意思決定をしても、発電による売電収入を見込めて、黒字であるということが分かる。

ただ、この結果はオプションを組み込んだ場合の価値である。

表 2、3 を比べてみると、0 となっているところと、マイナスの値が出てきている所があるのが分かる。

その理由は、キャッシュフローがマイナスになった場合は、オプションの権利を放棄するつまり建設しないという撤退オプションを考えているからである。

つまり売電価格の下落により、期待される売電収入が見込めず、収益がマイナスになってしまうのが原因であると考えられる。

“撤退する”という選択肢を組み込むことで、経営の柔軟性をもたらし、オプション価値を増大させるのである。

この事例の場合のオプションの価値は、表 2 から表 3 の値を引いて 0.63(千万円)となる事が分かる。

さらに、表 2 と表 4 を照らし合わせて、売電価格がおおよそ 8.4(円/*kw*)になったら、事業収益がなくなるという事実も分かり、意思決定の判断基準にもなることが分かる。

《ボラティリティの変化に伴う事業価値の違い》

上記の結果は、ボラティリティの値を過去 20 年分のデータを用いて推定したものであるが、ボラティリティの値を過去 10 年分、30 年分のデータを用いて推定した場合に、どういった変化が起こるのか検討する事にする。

～出力結果～

- 過去 10 年分のデータを用いて推定した場合

$\sigma = 0.046$ とし、その他のパラメータの値は上記のシミュレーションと同じとする。

表 5: 各ノードでの事業価値(オプション有)

0.4	0.51	0.63	0.77	0.94	1.12	1.32	1.53	1.76	1.98	2.22
	0.21	0.27	0.35	0.46	0.58	0.73	0.91	1.1	1.31	1.53
		0.08	0.11	0.15	0.21	0.29	0.4	0.53	0.7	0.89
			0.02	0.03	0.04	0.06	0.09	0.14	0.21	0.32
				0	0	0	0	0	0	0
					0	0	0	0	0	0
						0	0	0	0	0
							0	0	0	0
								0	0	0
									0	0
										0

表 6: 各ノードでの事業価値(オプション無)

0.15	0.33	0.52	0.71	0.9	1.11	1.32	1.53	1.76	1.98	2.22
	-0.2	-0.03	0.15	0.33	0.51	0.7	0.9	1.1	1.31	1.53
		-0.52	-0.36	-0.2	-0.03	0.14	0.32	0.51	0.7	0.89
			-0.83	-0.68	-0.53	-0.37	-0.2	-0.04	0.14	0.32
				-1.12	-0.98	-0.83	-0.68	-0.53	-0.37	-0.21
					-1.39	-1.26	-1.12	-0.98	-0.84	-0.69
						-1.64	-1.52	-1.39	-1.26	-1.12
							-1.88	-1.77	-1.65	-1.52
								-2.11	-2	-1.89
									-2.32	-2.22
										-2.52

表 7: 各ノードでの売電価格

11.2	11.73	12.28	12.86	13.47	14.1	14.76	15.46	16.19	16.95	17.75
	10.7	11.2	11.73	12.28	12.86	13.47	14.1	14.76	15.46	16.19
		10.22	10.7	11.2	11.73	12.28	12.86	13.47	14.1	14.76
			9.76	10.22	10.7	11.2	11.73	12.28	12.86	13.47
				9.32	9.76	10.22	10.7	11.2	11.73	12.28
					8.9	9.32	9.76	10.22	10.7	11.2
						8.5	8.9	9.32	9.76	10.22
							8.12	8.5	8.9	9.32
								7.75	8.12	8.5
									7.4	7.75
										7.07

➤ 過去 30 年分のデータを用いて推定した場合

$\sigma = 0.257$ とし、その他のパラメータの値は上記のシミュレーションと同じとする。

表 8: 各ノードでの事業価値(オプション有)

1.9	2.96	4.51	6.71	9.75	13.8	19.07	25.83	34.42	45.37	59.31
	0.98	1.61	2.59	4.06	6.21	9.19	13.17	18.31	24.86	33.19
		0.43	0.75	1.3	2.19	3.6	5.71	8.68	12.6	17.58
			0.14	0.27	0.52	0.96	1.76	3.11	5.26	8.24
				0.03	0.06	0.13	0.27	0.58	1.24	2.65
					0	0	0	0	0	0
						0	0	0	0	0
							0	0	0	0
								0	0	0
									0	0
										0

表 9: 各ノードでの事業価値(オプション無)

0.15	1.74	3.75	6.33	9.6	13.77	19.07	25.83	34.42	45.37	59.31
	-1.24	-0.03	1.51	3.47	5.96	9.13	13.17	18.31	24.86	33.19
		-2.29	-1.37	-0.2	1.29	3.19	5.6	8.68	12.6	17.58
			-3.1	-2.4	-1.5	-0.37	1.07	2.91	5.26	8.24
				-3.71	-3.17	-2.5	-1.63	-0.53	0.87	2.65
					-4.17	-3.77	-3.25	-2.59	-1.76	-0.69
						-4.53	-4.22	-3.82	-3.33	-2.69
							-4.8	-4.56	-4.26	-3.88
								-5.01	-4.82	-4.59
									-5.16	-5.03
										-5.28

表 10: 各ノードでの売電価格

11.2	14.48	18.72	24.21	31.3	40.48	52.34	67.68	87.51	113.16	146.32
	8.66	11.2	14.48	18.72	24.21	31.3	40.48	52.34	67.68	87.51
		6.7	8.66	11.2	14.48	18.72	24.21	31.3	40.48	52.34
			5.18	6.7	8.66	11.2	14.48	18.72	24.21	31.3
				4.01	5.18	6.7	8.66	11.2	14.48	18.72
					3.1	4.01	5.18	6.7	8.66	11.2
						2.4	3.1	4.01	5.18	6.7
							1.85	2.4	3.1	4.01
								1.43	1.85	2.4
									1.11	1.43
										0.86

表 5～表 10 までの結果を見てみると、ボラティリティが増えていくにしたがって事業価値は増大している。

と同時に、オプション価値を求めてみても増大しているのが分かる。

この理由は、ボラティリティが大きくなるにつれて売電価格の変動幅が広がるが、オプションを導入する事によって、マイナスのキャッシュフローを考慮せずに、プラスのキャッシュフローだけを考える事ができるという柔軟性が発生するからである。(4.3 参照)

従って、不確実性が増すとオプションの価値が増えるという事実がこの結果から証明できた事になった。

オプションの価値が増えているのも、この柔軟性に対する対価であると考え事ができる。

7. 今後の課題

本研究では、東伊豆町に実際に存在する風力発電事業について詳しいデータが取れたため、今後 10 年間の事業価値をシミュレーションしたのだが、一般的に適用できるモデルを作成するために固定費や発電量も工夫していく必要があると考えた。

例えば、東伊豆町に吹く風は全国的に見てあまり強くないという事が分かっている。[5]そこで、より強い風が吹く場所に存在する風力発電の事業価値を調べ、今回得られた結果と照らし合わせて、風の強い場所に 1 基建設するのと、比較的風の弱い場所に複数基立てるのでは、どちらの事業価値が高いのか調べるだけで、より一般的に適用できるモデルになると考えた。

また、費用に関しても同様で、今回は修繕費などの費用を除いて、臨時出費が出る事を想定しなかったが、立地条件や気候の違いからそういった費用についてもできる限りモデルに組み込む必要があると考えた。

また、従来の意思決定手法と比較して、リアル・オプション・アプローチの有用性について検討する必要がある。

8. 参考文献・URL

[1]今井 潤一 「リアル・オプション」 中央経済社

[2]David G. Luenberger 「金融工学入門」 日本経済新聞社

[3]刈屋 武昭、山本 大輔 「入門 リアル・オプション」 東洋経済新報

[4]風力発電事業決算 「東伊豆町」

<http://www.town.higashiizu.shizuoka.jp/tsukuri/fuuryoku/kessan.html>

(最終閲覧日 2006/11/13)

[5]気象庁データベース

<http://www.data.kishou.go.jp/etrn/index.html>(最終閲覧日 2006/10/26)

[6]日本風力発電株式会社ホームページ

<http://www.jwd.co.jp/> (最終閲覧日 2006/11/10)

[7]NEDO ホームページ

<http://www.nedo.go.jp/enetai/other/fuuryoku/index.html>(最終閲覧日 2006/10/26)

付録 ～S-PLUS による program、 command～

本分析で用いた program、 command を付録として添付する。

使用した program、 command は以下の通り。

[Program]

```
Valuation = function(price, sigma, ryou, hiyou){
  prob=(1,0157-exp(-sigma))/(exp(sigma)-exp(-sigma))
  P =V =N= matrix(rep(NA, 11^2), ncol=11)
  for(i in seq (to=11, from=1)){
    for(j in seq (from=1, to=i)){
      P[j, i] = price*exp((i-2*j)*sigma)
    }
  }
  P=round(P, 2)
  P
  V=ryou*P-hiyou
  for(i in seq (to=11, from=1) ){
    for(j in seq (from=0, to=i) ){
      V[j, i] = max(V[j, i], 0)
    }
  }
  for(i in seq (to=0, from=10)){
    for(j in seq (from=0, to=i)){
      V[j, i]=V[j, i+1]*prob+V[j+1, i+1]*(1-prob)
    }
  }
  V = round(V, 2)
  V
  N=ryou*P-hiyou
  for(i in seq (to=0, from=10)){
    for(j in seq (from=0, to=i)){
      N[j, i]=N[j, i+1]*prob+N[j+1, i+1]*(1-prob)
    }
  }
  N = round(N, 2)
```

N

rslt=list(ROA=V, nashi=N, Price=P)

}

[Command]

>Valuation(price, sigma, ryou, hiyou)

ただし、Valuation関数の引数として以下の値を代入する。

price ⇒ 売電価格の初期価格

sigma ⇒ 売電価格のボラティリティ

ryou ⇒ 発電量

hiyou ⇒ 費用

《S-PLUSによる出力結果例》

\$ROA:

	[,1]	[,2]	[,3]	[,4]	[,5]	[,6]	[,7]	[,8]	[,9]	[,10]	[,11]
[1,]	1.9	2.96	4.51	6.71	9.75	13.8	19.07	25.83	34.42	45.37	59.31
[2,]	NA	0.98	1.61	2.59	4.06	6.21	9.19	13.17	18.31	24.86	33.19
[3,]	NA	NA	0.43	0.75	1.3	2.19	3.6	5.71	8.68	12.6	17.58
[4,]	NA	NA	NA	0.14	0.27	0.52	0.96	1.76	3.11	5.26	8.24
[5,]	NA	NA	NA	NA	0.03	0.06	0.13	0.27	0.58	1.24	2.65
[6,]	NA	NA	NA	NA	NA	0	0	0	0	0	0
[7,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0	0	0	0	0
[8,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0	0	0	0
[9,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0	0	0
[10,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0	0
[11,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0

\$nashi:

	[,1]	[,2]	[,3]	[,4]	[,5]	[,6]	[,7]	[,8]	[,9]	[,10]	[,11]
[1,]	0.15	1.74	3.75	6.33	9.6	13.77	19.07	25.83	34.42	45.37	59.31
[2,]	NA	-1.24	-0.03	1.51	3.47	5.96	9.13	13.17	18.31	24.86	33.19
[3,]	NA	NA	-2.29	-1.37	-0.2	1.29	3.19	5.6	8.68	12.6	17.58
[4,]	NA	NA	NA	-3.1	-2.4	-1.5	-0.37	1.07	2.91	5.26	8.24
[5,]	NA	NA	NA	NA	-3.71	-3.17	-2.5	-1.63	-0.53	0.87	2.65
[6,]	NA	NA	NA	NA	NA	-4.17	-3.77	-3.25	-2.59	-1.76	-0.69
[7,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	-4.53	-4.22	-3.82	-3.33	-2.69
[8,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	-4.8	-4.56	-4.26	-3.88
[9,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	-5.01	-4.82	-4.59
[10,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	-5.16	-5.03
[11,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	-5.28

\$Price:

	[,1]	[,2]	[,3]	[,4]	[,5]	[,6]	[,7]	[,8]	[,9]	[,10]	[,11]
[1,]	11.2	14.48	18.72	24.21	31.3	40.48	52.34	67.68	87.51	113.16	146.32
[2,]	NA	8.66	11.2	14.48	18.72	24.21	31.3	40.48	52.34	67.68	87.51
[3,]	NA	NA	6.7	8.66	11.2	14.48	18.72	24.21	31.3	40.48	52.34
[4,]	NA	NA	NA	5.18	6.7	8.66	11.2	14.48	18.72	24.21	31.3
[5,]	NA	NA	NA	NA	4.01	5.18	6.7	8.66	11.2	14.48	18.72
[6,]	NA	NA	NA	NA	NA	3.1	4.01	5.18	6.7	8.66	11.2
[7,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	2.4	3.1	4.01	5.18	6.7
[8,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1.85	2.4	3.1	4.01
[9,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1.43	1.85	2.4
[10,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1.11	1.43
[11,]	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0.86

《今回分析に用いたデータ一覧》

表1:電気代の消費者物価指数(統計局より抜粋)

年	指数	年	指数	年	指数	年	指数
1955	66.9	1968	68.4	1981	139.2	1994	114.8
1956	66.9	1969	68.4	1982	139.9	1995	114.6
1957	67.6	1970	68.4	1983	139.9	1996	111.2
1958	67.7	1971	68.3	1984	139.9	1997	115.1
1959	67.7	1972	68.1	1985	139.9	1998	110.7
1960	68.3	1973	68	1986	132.9	1999	108.5
1961	69.1	1974	77.6	1987	123.5	2000	109.2
1962	69.2	1975	81.4	1988	120.6	2001	107.6
1963	69	1976	87.6	1989	117.8	2002	105.2
1964	68.3	1977	97.2	1990	116.7	2003	103.1
1965	68.1	1978	95.5	1991	116.7	2004	102.5
1966	68.3	1979	95.5	1992	116.7	2005	100
1967	68.4	1980	128.3	1993	116.3		

<歳出>

(単位:円)

款項目節	細節	予算額	支出額	予算残額
1.電気事業費		32,577,000	30,743,757	1,833,243
1.電気事業管理		143,000	143,000	0
1.一般管理費		143,000	143,000	0
19.負担金補助及び交付金		143,000	143,000	0
1.風力発電推進市町村全国協議会		20,000	20,000	0
2.全国風サミット参加負担金		102,000	102,000	0
3.セミナー等参加負担金		21,000	21,000	0
2.風力発電事業費		32,434,000	30,600,757	1,833,243
1.風力発電事業費		13,833,000	11,500,756	1,832,244
9.旅費		866,000	792,610	73,390
1.普通旅費		866,000	792,610	73,390
11.需用費		2,942,000	1,692,144	1,249,856
1.消耗品費		213,000	3,600	209,400
2.印刷製本費		289,000	288,225	775
4.光熱水費		1,440,000	1,400,319	39,681
5.修繕料		1,000,000	0	1,000,000
12.役務費		426,000	422,592	3,408
5.電話料		851,000	348,210	2,790
11.町村有建物災害共済基金分担金		75,000	74,382	618
13.委託料		8,600,000	8,095,500	504,500
2.発電施設保安管理委託料		8,600,000	8,095,500	504,500
14.使用料及び賃借料		315,000	315,000	0
6.遠隔監視システム使用料		315,000	315,000	0
18.備品購入費		184,000	182,910	1,090
1.ノートパソコン購入費		181,000	180,600	400
2.データ通信カード購入費		3,000	2,310	690
2.風力発電基金費		19,101,000	19,100,001	999
25.積立金		19,101,000	19,100,001	999
1.基金積立金		19,101,000	19,100,001	999

図1:財務諸表