

# 地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する参考事例集

制定 2021 年 11 月 15 日

改正 2022 年 3 月 31 日

経 済 産 業 省

本資料は、「地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針」（以下、「指針」という。）に付随した参考事例集である。

リスクマネジメント手法は様々ある上に、事業内容や事業規模によって採用すべき手法は異なる。また、リスクマネジメント手法は、今後も新規に開発され、高度化していく可能性もあり、事業者に対して、一律の手法を望ましいものとして、提示するべきではないと考えられる。そのため、個別具体的な手法については、ヒアリングで得られた情報をベースに、あくまで参考事例という位置づけで本資料に整理する。指針に加え、本参考事例集も参考にすることで、各電気事業者におけるリスクマネジメントに対するリテラシーの向上や、先物市場等のヘッジ市場の活性化に繋がることを期待したい。

## 【本参考事例集における注意点】

- ・ 本参考事例集は小売電気事業者と発電事業者の事例を分けて記載しているものの、小売電気事業者は発電事業者の、発電事業者は小売電気事業者の事例が参考になるケースもあると考えられる。
- ・ 事例を通じて、個社が特定されないよう、実際の事例から内容の一部改変を行っている。また、事例では、「事業者A」といった記載を行っているが、使用しているアルファベットはAから順に振っているだけであり、実際の事業者名とは関係がない。
- ・ 本事例以外の手法でリスクマネジメントを行う事業者も存在すると考えられる。

## 目次

1. 小売電気事業者に関する事例 .....	2
(1) 小売電気事業者に関する事例集の構成 .....	2
(2) ポジションの把握とリスク評価の事例 .....	2
事例 1-1 ポジションの把握とストレステスト .....	3
事例 1-2 ポジションの把握と EaR .....	4
事例 1-3 ストレステストや EaR における諸前提 .....	6
(3) リスクヘッジ手法の事例 .....	8
事例 1-4 相対取引や先物市場、先渡市場、ベースロード市場を活用したリスク管理 .....	8
事例 1-5 先物市場を活用したリスクヘッジ手法① (TOCOM や EEX の活用) .....	9
事例 1-6 先物市場を活用したリスクヘッジ手法② (燃料費調整単価に係る値差の変動リスクヘッジや、	

先物市場を活用した販売価格の設定)	10
事例 1-7 ブローカー取引を活用したリスクヘッジ手法	10
事例 1-8 電力の共同調達と調達電源のポートフォリオに従った電気料金の設定によるリスク管理	11
事例 1-9 超長期相対取引や自社電源等を活用したリスク管理	11
事例 1-10 ディマンドレスポンス (DR) 等を活用したリスク管理	11
事例 1-11 保険商品を活用したリスク管理	12
(4) その他の事例	12
事例 1-12 親 BG から子 BG への説明	12
事例 1-13 子 BG によるリスク管理	12
事例 1-14 自治体との連携	13
事例 1-15 人材不足への対応	13
2. 発電事業者に関する事例	13
事例 2-1 先渡市場等を活用したリスク管理	14
事例 2-2 VaR を用いたリスク評価と先渡市場・先物市場を活用したリスク管理	15
事例 2-3 【海外事例】 定量的なポジションの把握と ETRM・AOT 組織を活用したリスク管理	16
事例 2-4 【海外事例】 最適化部門による先渡市場を活用したリスク管理	20
事例 2-5 トレーディング部門の新設等	21

## 1. 小売電気事業者に関する事例

### (1) 小売電気事業者に関する事例集の構成

リスクマネジメント手法は各小売電気事業者によって異なるものの、どの事業者においてもリスクマネジメントの大まかな流れは下記の通りとなる。

- ① 自社が抱える取引数量・価格・期間における固定されている部分と変動する部分（ポジション）の定量的な把握。
- ② 把握したポジションを元にリスク量を算出し、そのリスク量を経営体力等と比較。
- ③ ①②を踏まえた、リスクヘッジの実践。

そのため、本章では、(2) で上記①②に関する事例を紹介し、(3) で③に関する事例を紹介する。また、①～③に明確に分類されない事例を (4) で紹介する。

### (2) ポジションの把握とリスク評価の事例

リスク評価を行うためには、まずは自社が抱える取引数量（調達電力量や販売電力量）、取引価格（販売、相対取引、先物取引等、様々な取引における価格）、取引期間（年間、季節物、月間、週間等）を、固定されている部分（例えば、先物取引であれば価格が固定できる。）と変動する部分（例えば、スポット市場での取引であれば、前日まで価格が固定されず、変動要因となる。）に分けて、定量的にポジション<sup>1</sup>を把握することが必要である。

<sup>1</sup> 例えば、自らの需要の多くをスポット市場からの調達に依存する場合、ショートポジションとなり、自らの需

その上で、把握したポジションを元にリスク量を算出し、そのリスク量を経営体力等と比較する必要がある。リスク量の算出方法は各社異なっており、ストレステストやEarning at Risk（以下、「EaR」という。）等を用いて算出している。具体的な算出方法については、下記の事例1-1や事例1-2で紹介する。また、ストレステストやEaRにおける諸前提（どの程度の期間のリスクを見積もるのか、リスクの定量化のために参照するデータとしてどのようなデータを活用するか、リスク量を何と比較するか、等）についても各社異なるため、事例1-3で紹介する。なお、発電事業者等、リスクの対象範囲が多種多様な事業者においては、電力事業全体で発生する損益を評価するEaRでなく、先物取引等の商品単位での資産価値を評価するValue at Risk（以下、「VaR」という。）というリスク管理指標を用いる場合もある（詳細は事例2-2を参照。）。

### 事例1-1 ポジションの把握とストレステスト

小売電気事業者Aは、図1のように、各コマにおける取引数量や価格を整理することでポジションを定量的に把握し、各コマにおける損益を計算している。その上で、損益の総和（以下、「合算損益」という。）が自己の経営体力等の範囲内かを確認するという手法でリスクを評価している。具体的には、下記の通りである（下記に記載のア～オは、図1に記載のア～オと対応している。）。

- ア) リスクを評価する期間（図1の縦軸）を設定。
- イ) コマごとに販売電力量や調達方法<sup>2</sup>ごとの電力量とそれぞれの価格を整理し、スポット市場に依存している電力量を計算することで、ポジションを把握（図1の横軸）。
- ウ) 過去のスポット市場価格等を参照し、想定市場単価（リスクシナリオ）を設定。例えば、小売電気事業者Aの場合は、猛暑や厳冬を想定し、特定の期間において、インバランス料金単価の上限である200円/kWhを設定。また、一つのリスクシナリオだけでなく、複数のシナリオを設定し、比較することも可能。
- エ) 各コマについて、想定損益を計算した上で、ア) で設定した期間におけるリスク量（合算損益）を算出。
- オ) エ) で算出したリスク量（合算損益）を自己資本等の評価指標と比較し、リスク量（合算損益）が自己の経営体力等の範囲内かを確認。リスク量（合算損益）が自己の経営体力等の範囲を超えている場合、ヘッジ取引（相対取引や先物取引等）を活用し、スポット市場の取引量を減らし、リスクヘッジを行う<sup>3</sup>。また、例えば、小売電気事業者Aの場合、月次で計算結果を修正し、その結果に応じて、ヘッジ取引を追加で行う等の意思決定をしている。

要に応じ、予め十分な量の自社電源や固定価格での相対契約を締結している場合、ロングポジションとなる。

<sup>2</sup> 図1では、相対取引とスポット市場からの調達のみを記載しているが、先物市場やベースロード市場での取引等、自社の取引形態に応じて、図1の横軸の整理を変更することが考えられる。

<sup>3</sup> ロングポジションの場合、スポット市場の取引量を増やす選択もあり得る。

ア)			収入		イ)費用 ウ)				エ)	
日付	時間	コマ数	想定販売電力量(kWh)	販売価格(円/kWh)	相対調達電力量(kWh)	相対調達価格(円/kWh)	想定市場依存量(kWh)	想定市場単価(リスクナリオ)(円/kWh)	固定費(電力調達以外に係る費用)(円)	想定損益(円)
4月1日	0:00~0:30	1	1000	20	800	12	200	80	8,000	800
	0:30~1:00	2	1000	20	800	12	200	80	8,000	800
	1:00~1:30	3	1100	20	800	12	300	85	8,000	1,850
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
1月15日	17:00~17:30	34	1200	20	800	12	400	200.0	8,000	-73,600
	17:30~18:00	35	1200	20	800	12	400	200.0	8,000	-73,600
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
3月31日	23:30~24:00	48	1100	20	800	10	300	85	8,000	11,450
合計			...	...	...	...	...	...	...	-20,000,000

オ) 比較

自己資本、利益の黒字化、等

図 1 ポジションの把握とストレステストのイメージ

### 事例 1-2 ポジションの把握と EaR

EaR とは、ショック時（需要ひっ迫による価格高騰等）におけるポートフォリオの想定損失額のことである（図 2）。電力の販売数量や取引ごとの調達数量に対し、それぞれの取引における単価を乗じ、ポートフォリオの期待損益を算出した上で、燃料調整費単価やスポット市場の価格等、変動する量にショック時のボラティリティ<sup>4</sup>を設定することで計算される。



図 2 EaR の概要<sup>5, 6</sup>

<sup>4</sup> 価格等の変動率の分散度合いのこと。過去のスポット市場の価格等を用いて、価格の変動率の分布図を作成すると、その分布に対する標準偏差 ( $\sigma$ ) を計算することができる。各事業者で設定する信頼区間に応じて、この標準偏差を何倍かしたものがボラティリティである（具体的なイメージは図 5 を参照。）。

<sup>5</sup> 株式会社 enechain より資料提供。

<sup>6</sup> 図 2 の「ショック時のボラティリティ」の左に記載されている「f」について、ボラティリティの計算等は、四

具体的には、まず、想定販売量から相対取引等のヘッジ済みの取引数量を除き、スポット市場での調達となる未ヘッジの取引数量（ショートポジション）<sup>7</sup>を算出する（図 3）。なお、図 3は月別、コマ別での管理となっているが、事業者によって、管理する期間等は異なる。

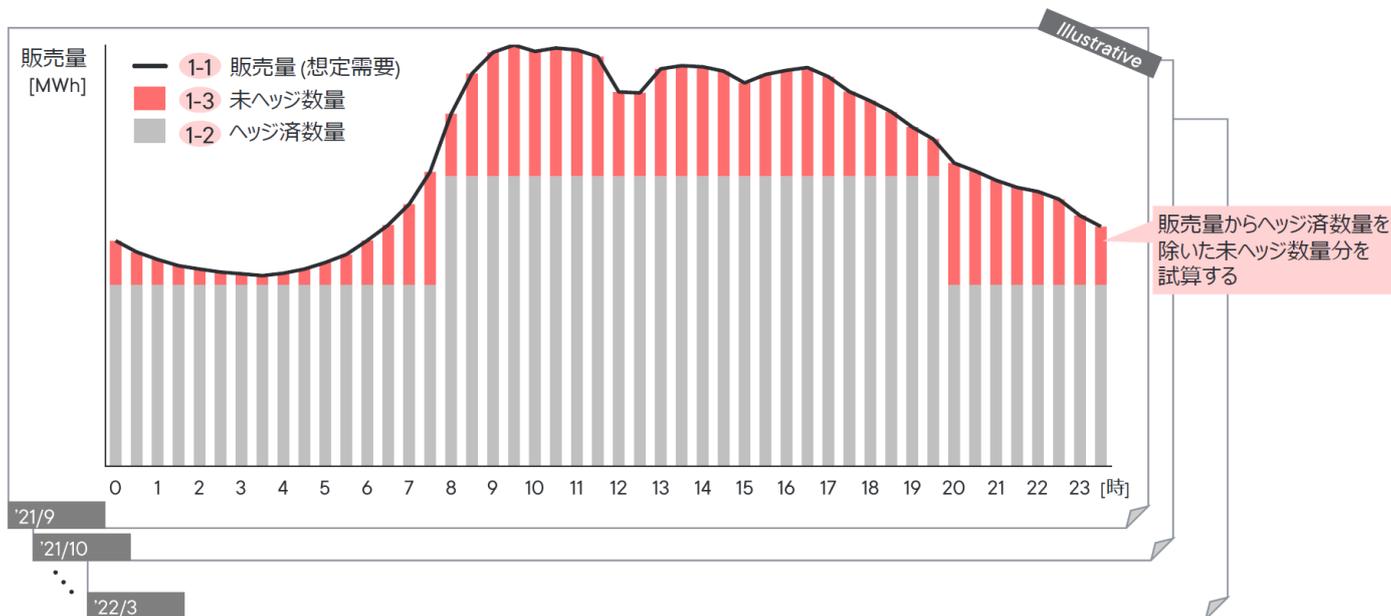


図 3 未ヘッジ取引量の把握<sup>5</sup>

その上で、取引数量に価格を乗じ、将来の損益を試算する（図 4）。事業者により、取引の種類や変動量（図 4の場合、燃料調整費単価やスポット市場の価格が変動量となる。）は異なる。

項目	項目の説明	将来の期待損益 (受渡し月毎に試算)					
		21/9	10	11	12	22/1	22/2
<b>ポートフォリオの期待損益</b>		XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑤ 販売金額	ポートフォリオ全体の期待損益額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑥ 固定価格での販売金額	卸売り、小売りにより得られる販売金額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑦ 基本料金	内、固定価格での販売金額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑧ 契約電力量	契約電力量等に応じた販売金額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑨ 基本料金単価	2-1 契約した電力量	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑩ 考慮すべき割引(力率等)	2-1 契約毎の基本単価	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑪ 電力量料金	電力の有効使用に応じた割引等 (必要に応じて考慮)	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑫ 使用電力量	使用電力量に応じた販売金額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑬ 電力量基準料金単価	2-1 毎月使用電力量	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑭ 燃調付価格での販売金額	2-1 契約毎の電力量基準料金単価	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑮ 使用電力量 (燃調付契約分)	内、燃料調整を含む契約の燃調額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑯ 燃調費単価	2-2 燃調単価 (電圧区分毎に異なる)	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑰ スポットでの販売金額	内、スポットでの販売金額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑱ 販売数量	スポットでの販売数量	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑲ 販売単価	2-4 スポットでの販売単価	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
⑳ 卸調達金額	OTC、先渡、先物、スポット調達の調達金額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
㉑ 固定価格での調達金額	内、固定価格での調達額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
㉒ 調達数量	契約毎の調達数量	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
㉒ 調達単価 <sup>①</sup>	2-3 契約毎の調達単価	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
㉓ 燃調付価格での調達金額	内、燃調付きでの調達金額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
㉔ 調達数量	燃調付き契約毎の調達数量	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
㉔ 調達単価 <sup>②</sup>	2-2 燃調単価 (電圧区分毎に異なる)	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
㉕ スポットでの調達金額	内、スポットでの調達金額	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
㉖ 調達数量	スポットでの調達数量	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
㉖ 調達単価	2-4 スポットでの調達単価	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

図 4 ポートフォリオの想定損益の計算<sup>5</sup>

則演算等、簡単な計算だけで表せない場合もあるため、「関数 (function)」の意味で「f」と記載している。

<sup>7</sup> ロングポジションの場合、余剰調達量をスポット市場で販売することも考えられる。

次に、ショック時のボラティリティを計測するため、必要な価格のデータセット（例えば、過去のスポット市場の価格や先物市場のフォワードカーブ等）を準備し、それらのデータを用いて、価格の変動率を算出する。その上で、変動率の分布の標準偏差を算出し、各事業者で設定する信頼区間に応じて、その標準偏差を何倍かし、ショック時におけるボラティリティを計測する（図 5）。

このボラティリティを図 4の損益計算における燃料調整費単価やスポット市場の価格に代入することで、ショック時におけるEaRを算出する。EaRが自己の経営体力等の範囲内かを確認し、範囲を超えている場合、ヘッジ取引（相対取引や先物取引等）を活用し、スポット市場の取引量を減らし、リスクヘッジを行う<sup>8</sup>。

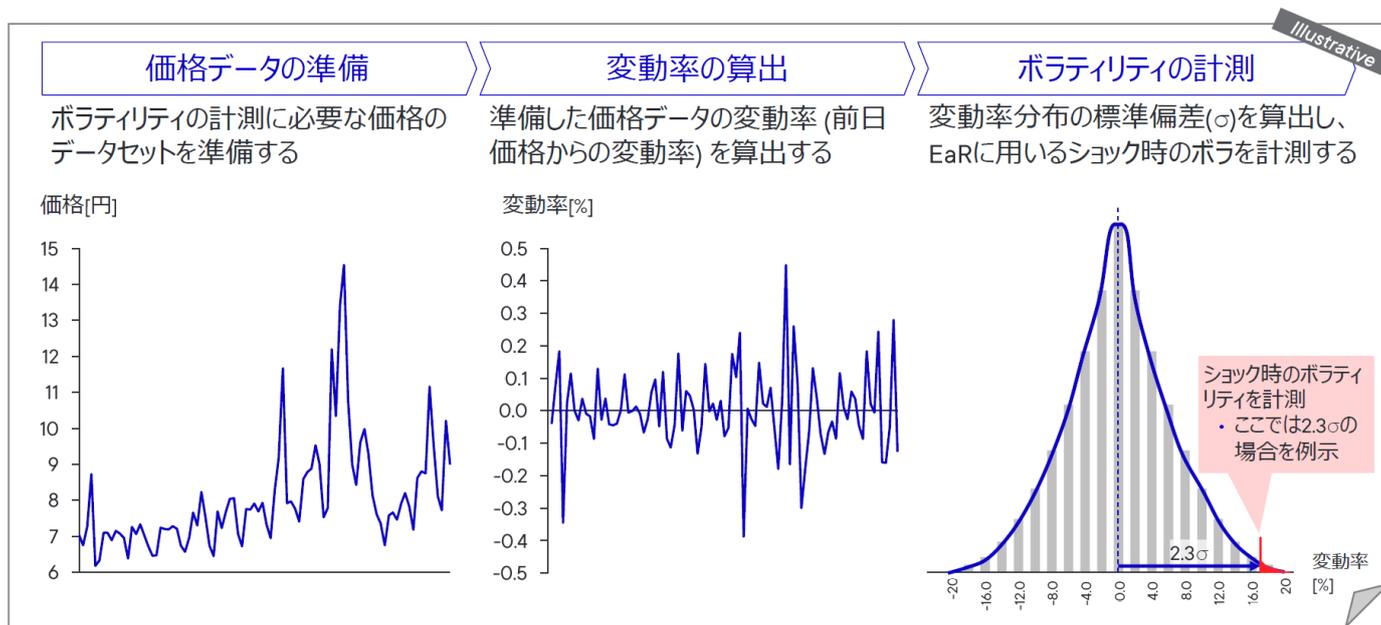


図 5 ボラティリティの計測<sup>5</sup>

### 事例 1-3 ストレステストや EaR における諸前提

事例 1-1 や事例 1-2 の通り、ストレステストや EaR 等を用いて、リスク量（合算損益）を定量的に把握する必要があるが、これらの手法を用いる上での諸前提（どの程度の期間のリスクを見積もるのか、リスクの定量化のために参照するデータとしてどのようなデータを活用するか、リスク量を何と比較するか、等）については各社異なる。表 1 は、ヒアリングで得られた、ストレステストや EaR を実施する際の諸前提を示している。

表 1 ストレステストや EaR における諸前提

諸前提	具体事例
リスク評価をする期間	<ul style="list-style-type: none"> <li>年間、四半期、月間のリスク量をそれぞれ計算。</li> <li>向こう 1 年間のリスク量を計算。</li> <li>向こう 3 年間のリスク量を計算。</li> </ul>
リスク評価の計算の修正頻度	<ul style="list-style-type: none"> <li>毎日、毎週、毎月等、事業者によって様々。</li> </ul>

<sup>8</sup> ロングポジションの場合、ヘッジ取引を減らす選択もあり得る。

諸前提	具体事例
スポット市場の価格変動以外に認識しているリスク	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 販売電力量の変動。</li> <li>・ 燃料費調整単価の変動。</li> <li>・ 非化石価値取引市場価格の変動。</li> </ul>
将来におけるスポット市場等の価格変動の予測手法	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過去に発生した事象を元に、任意の価格変動シナリオ（過去のスポット市場を参照した価格、先物市場のフォワードカーブを参照した価格、インバランスの上限価格（80 円/kWh、200 円/kWh）、スポット市場の下限価格（0.01 円/kWh）、等）を設定。</li> <li>・ 自社で開発したモデルで試算した将来のスポット市場の価格と燃料費調整価格の予測値に、過去のスポット市場の価格等を基に計測した価格上昇率を乗じ、価格のボラティリティを算出。</li> <li>・ 独自のファンダメンタルモデル（全国の発電所情報を集め、需給バランスから、メリットオーダーにおける限界費用を推定するモデルのこと。）の結果を元に、株式会社東京商品取引所（以下、「TOCOM」という。）や <b>European Energy Exchange</b>（以下、「EEX」という。）のフォワードカーブ（将来の電力の受け渡しについて、現時点で約定する場合の価格を、将来の受け渡し期間毎に表した曲線のこと。）やコンサルティングファームから提供される価格カーブ、燃料価格動向、ブローカーが提供する相対取引の成約実績等を反映し、自社独自のフォワードカーブを作成。</li> <li>・ 電力・ガス取引監視等委員会が 2021 年 4 月に実施したアンケート調査結果<sup>9</sup>によると、スポット市場や先物市場の価格、電力以外のコモディティ（LNG や原油等）等を参照している小売電気事業者が存在している（図 6）。</li> </ul>
リスク量（合算損益）と比較する指標	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 自己資本と比較。</li> <li>・ 当期純利益が黒字に保たれるかどうかを確認。</li> <li>・ 2年連続で経常利益が赤字にならないかどうかを確認。なお、この事例における事業者は、2年連続で赤字となった場合、金融機関からの借入れが制限され、資金ショートする可能性が高まるため、このような評価指標としている。</li> <li>・ 余裕運転資金（フリーキャッシュや、金融機関の与信限度額等を考慮して年次で設定。）と比較。</li> <li>・ リスク量の許容範囲をあらかじめ一意に設定しているわけではなく、いくつかの価格変動シナリオ（過去のスポット市場を参照した価格、先物市場のフォワードカーブを参照した価格、インバランスの上限価格（80 円/kWh、200円/kWh）、スポット市場の下限価格（0.01円/kWh）、等）を設定し、ストレステストを実施した上で、その結果を経営層に共有し、へ</li> </ul>

<sup>9</sup> 実施期間：2021 年 4 月 14 日（水）～23 日（金）

対象：JEPX、TOCOM、EEX に参加する小売電気事業者及び発電事業者（256 社）

回収率：66.8%（256 社中 171 社より有効回答）

諸前提	具体事例
	ッジ行動を決定。

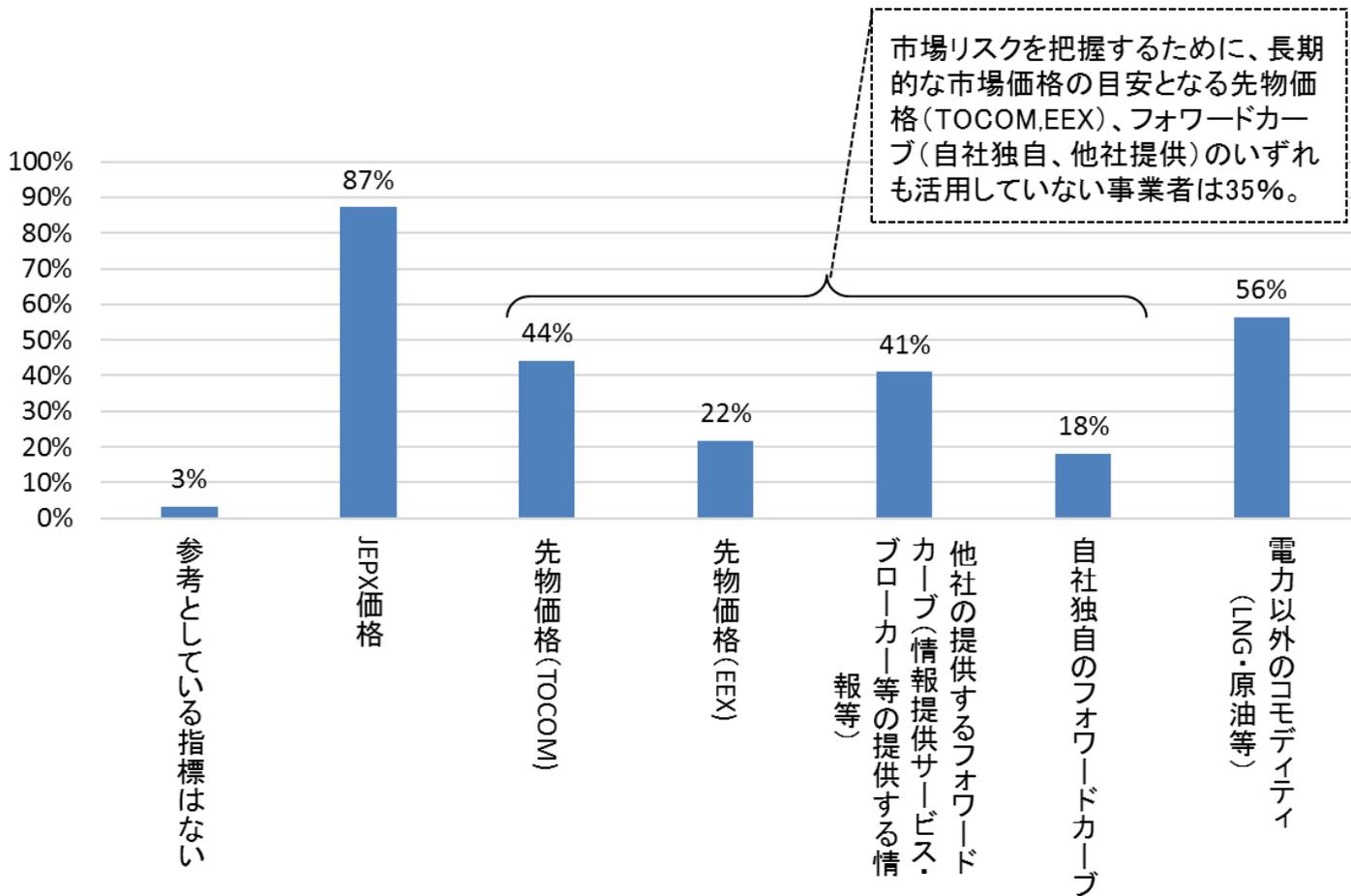


図 6 市場リスクを把握するための参考指標 (N=156、複数回答) <sup>10</sup>

### (3) リスクヘッジ手法の事例

ポジションの把握やストレステスト、EaR等の結果を元に、リスクヘッジを行う必要があるが、その手法は事業者によって異なり、様々存在している。具体的なリスクヘッジ手法について、事例1-4から事例1-11で紹介する。

#### 事例1-4 相対取引や先物市場、先渡市場、ベースロード市場を活用したリスク管理

小売電気事業者Bは、2021年1月の市場価格の高騰時において、想定していたリスクシナリオを超える価格の高騰であったため、平時はストレステストで算出されるリスク量(合算損益)の評価指標は、当期純利益が黒字化するかどうかであるものの、赤字を回避することが極めて困難な状況となった。そこで、ストレステストで算出されたリスク量(合算損益)の比較指標を自己資本に変更した上で、改めて、リスク評価をし直すこととした。このままスポット市場に調達を依存すると、価格高騰の状況によっては自己資本以上の赤字を抱え、事業継続が難しくなるため、過去のス

<sup>10</sup> 各選択肢を選択した小売電気事業者数を分子、調査に協力した全小売電気事業者数(156社)を分母として各選択肢を選んだ事業者の割合を計算。

ポット市場の価格等と比較し、高値だったとしても積極的に先物取引を活用した。この結果、期末決算では赤字になったものの、事業の継続が可能な範囲に抑えることに成功した。また、2021年1月以降は、ロングポジション（需要に対して多くの供給力を確保）を取る方針に変更し、予測需要以上の電力を相対取引等を通じて調達している。

小売電気事業者 C は、旧一般電気事業者との相対取引や先物取引がヘッジ手法の中心である。2021年1月の市場価格の高騰時には、事前に価格が高騰することを見越して、その3カ月程度前から、相対取引の交渉を行い、スポット市場での取引割合を下げた。また、2021年1月の事象を踏まえ、相対取引の機会を増やすために、定期的に電力広域的運営推進機関が運営している発電設備等の情報掲示板<sup>11</sup>を確認することとした。

小売電気事業者 D は、夏冬はスポット市場の価格高騰の可能性が高いため、予測電力需要の100%の量を、春秋は夏冬ほど価格高騰の可能性は高くないため80%の量を、相対取引や先渡市場、ベースロード市場を通じて調達している。

### 事例1-5 先物市場を活用したリスクヘッジ手法①（TOCOMやEEXの活用）

小売電気事業者 E は、2021年1月の市場価格の高騰を踏まえて、先物市場を活用することとした。TOCOM<sup>12</sup>で受託取引を行っている商品先物取引業者 F に連絡を取り、口座開設を行い、その後、商品先物取引業者 F に対し、証拠金を預託し、実際に取引を開始した<sup>13</sup>。早速、この先12カ月分の東エリアベースロード（0:00～24:00）と、東エリア日中ロード（8:00～20:00）の買い注文を行った。今後、スポット市場で調達を行っても、先物市場で買い注文をした量の電力については、価格が固定されるため、スポット市場の価格変動リスクを低減することに成功した。

小売電気事業者 G は2022年冬季の価格高騰リスクに備えて従来から使っていた TOCOM に加えて EEX のクリアリングサービスも活用することとした。EEX のクリアリングサービスへの取次サービスを提供する日本の商品先物取引業者 H に連絡を取り、TOCOM とは別に国内で海外クリアリング口座を開設した。担当者から EEX での取引方法について説明を受けた後に、当該商品先物取引業者に対し、証拠金を預託し取引を開始した。早速、電力需給ひっ迫が懸念される 2022

<sup>11</sup> ①容量市場の導入による事業環境の変化に対して、事業者が多様な電源調達手段を取り得る環境を作ることや、②相対契約のない販売先未定電源等（廃止・休止予定電源を含む）の電源を持つ事業者と相対契約を希望する事業者との間で、発電設備等に関する情報提供を可能とすること、を目的に電力広域的運営推進機関において、発電設備等の情報掲示板を運用している。

・ 電力広域的運営推進機関「発電設備等の情報掲示板」：<https://www.occto.or.jp/market-board/board/index.html>

<sup>12</sup> TOCOM では、電力先物取引の普及啓発を目的に定期的に電力先物スクールを開催している。加えて、より多くの事業者が電力先物スクールを受講できるように商品先物取引の基礎や電力先物取引の活用を解説した動画を公開しており、このような情報も参考になると考えられる。

・ 東京商品取引所「電力先物スクール」：<https://www.jpx.co.jp/derivatives/products/energy/electricity-futures/index.html>

<sup>13</sup> TOCOM の参加方法としては、他にも、以下の2つの方法がある。

・ TOCOM のメンバー（取引所の取引参加者資格を取得している者のこと。）と、清算機関である株式会社日本証券クリアリング機構（JSCC）のクリアリングメンバー（清算機関の清算参加者資格を取得している者のこと。）になった上で、商品先物取引業者を経由せずに、取引・清算クリアリングハウスでの決済を自らで直接行う（なお、別途、取引参加者資格の取得や清算参加者資格の取得にかかる費用や取引システムの整備等が必要である。）。

・ TOCOM のメンバーになった上で、商品先物事業者経由で取引を行う。

年第一四半期（2022年1月～3月）の東京ベースロード（0:00～24:00）を2枚（2MW。TOCOMの20枚に相当）の買いヘッジを実施した。これによりスポット市場で調達を行っても買いヘッジした数量分については損益が確定し、当該期間のスポット市場の価格変動リスクを回避することができた。

#### 事例1-6 先物市場を活用したリスクヘッジ手法②（燃料費調整単価に係る値差の変動リスクヘッジや、先物市場を活用した販売価格の設定）

小売電気事業者Iは、日本全国、広域的に事業を展開しており、相対取引における電力調達の受渡地点と電力小売における販売地点が異なる場合に、地域間の燃料費調整単価に係る値差の変動リスクを抱えている（燃料費調整単価は原油、LNG、石炭の構成比によって変動するため、地域によって、単価が異なる。また、燃料費調整単価に係る値差の変動リスクは、電力調達・販売における燃料費調整が異なる場合にのみ発生する。）。そのため、各地域の燃料構成の組み合わせの比率に応じて、燃料先物（原油、LNG、石炭）を組み合わせ、反対売買（電力を地域Aで調達し、地域Bで販売するのであれば、地域Bの燃料構成の比率で燃料先物の買いポジションを取り、地域Aの燃料構成で燃料先物の売りポジションを取る。）をすることで、地域間の燃料費調整単価に係る値差の変動リスクをヘッジしている。

また、電力中央研究所の調査<sup>14</sup>では、先物市場を活用した海外における取引事例として、大口顧客に販売する場合は、過去の契約において顧客の需要変動がわかっているため、需要曲線に合うようにベースロード先物とピークロード先物を組み合わせ、電力を調達し、この先物の調達価格に、先物では対応できない部分（スポット市場等で別途調達が必要な電力）の調整に係るプレミアム等を上乗せして、顧客に販売価格を提示するという事例も示されており、先物市場と販売価格を組み合わせることで利益の安定化を図る手法も存在することがわかる。

#### 事例1-7 ブローカー取引を活用したリスクヘッジ手法

小売電気事業者Jは、電力小売事業に加え、発電事業や電力卸売事業を実施している。EaRが自社の想定範囲内におさまるよう、日々モニタリングしながら、社内卸取引、先物取引、先渡取引に加えて、実需給が発生する月毎の取引希望条件（必要なヘッジ取引数量、取引上限価格、取引先等）をブローカーKに提示し、その提示範囲内の売り注文や買い注文が出れば、ブローカーKが小売電気事業者Jの確認を得ながら即座に取引を成約させる運用を確立している。

小売電気事業者Lは、日次でEaRを見ながら、EaRが年度予算策定時に設定した想定粗利に収まるよう、実需給の1年前から、数ヶ月前、期近の各タイミングで継続的に先物取引や相対取引、ブローカーM経由でマッチングした取引先との相対取引によるヘッジを行い、スポット市場の変動リスクを分散する運用を確立している。なお、現物先渡しの相対取引には与信リスクが伴うため、一部をフィナンシャル取引に設定し、TOCOMやEEXのクリアリングサービスを利用することで、与信リスクを回避している。

<sup>14</sup> 電力中央研究所（2015）. 欧州における電力・燃料トレーディングと市場リスク管理の実践事例—トレーディング機能の強化に向けた課題と対応策— 電力中央研究所報告書，Y15003.

## 事例1-8 電力の共同調達と調達電源のポートフォリオに従った電気料金の設定によるリスク管理

小売電気事業者Nは、ヘッジ取引としては、相対取引や先物市場の活用が中心である。しかし、事業の規模があまり大きくなく、ベース需要が少ないため、特に長期相対契約の場合は、安く調達が行えない。そのため、ブローカー経由で短い期間を区切って電力の調達を行っている。加えて、balancingグループ（以下、「BG」という。）内の全ての小売電気事業者で共同調達を行い、1度に調達する電力量を増やすことで、より良い条件の商品が見つかるような体制を整備している。

また、過去は燃料費調整単価と変動する形で電気料金メニューを用意していたが、小売電気事業者Nの電源ポートフォリオの多くはFIT電源であり、市場連動の調達単価となるため、燃料費調整単価と調達単価が必ずしも連動するわけではない。燃料費調整単価が下落した場合、電気料金が下落し、期待通りの収益が得られない可能性があるため、電気料金の設定を見直し、燃料費調整単価の変動の一部のみが、電気料金に反映されるようなメニューにした。

## 事例1-9 超長期相対取引や自社電源等を活用したリスク管理

小売電気事業者Oはヘッジ手法として、相対取引を中心に行っている。数カ月から1年程度の取引だけでなく、ある商社が保有している発電所と10年以上の超長期の相対契約を締結している。なお、この発電所の固定費も一部負担している。そのため、リスク評価は1年間の評価に加え、数年単位の長期的なリスク評価も行っている。前者については、ストレステストを用い、月次で計算の修正を行い、短期間の状況の変化にも対応できるようにしているが、後者については、数年先までの需要の動向等の予測を用いた長期的な事業計画のための評価となっており、リスク評価手法の高度化に向けて継続的に検討を進めている。

また、小売電気事業者Oは自社電源を保有しており、平時は日中だけの稼働を行っていたが、2021年1月の市場価格の高騰時は夜間含め24時間連続で稼働させた。2021年1月の事例も踏まえ、現在、需給ひっ迫時のための発電所の建設を検討中である。

あわせて、小売電気事業者Oは、高圧需要家に電力を供給しているが、電力預かりサービス<sup>15</sup>を活用し、夏冬の高需要期には、日単位で蓄電、放電を行うことで、昼夜間等の値差による収入を獲得しつつ、スポット市場の価格高騰に備えている。一方、春秋の中間期には、週末等比較的価格が下落しているタイミングで電力を蓄え、平日等価格が上昇しているタイミングで蓄えていた電力を引き出すことで、電力の効率的な調達・供給を実現している。

## 事例1-10 ディマンドレスポンス（DR）等を活用したリスク管理

小売電気事業者P（地域新電力）は、2021年1月の市場価格の高騰時に、需要家施設にエネルギー管理士を派遣し、省エネ診断や、効率的な節電の要請を実施した。その結果、一部の施設では、消費電力量が約4割削減された<sup>16</sup>。本取組はAIやIoTを使ったわけではないものの、地域と密接な関係を持っている地域新電力ならではのディマンドレスポンス（以下、「DR」という。）を用いた

<sup>15</sup> 揚水発電所を活用した大容量蓄電池サービスのこと。サービス提供会社と小売電気事業者との間で「電力受給契約（電力の卸取引）」を締結することで、電力の預かり及び引き出しを行う。

<sup>16</sup> エネルギー管理士派遣前後数日間の電力消費量の比較であり、気温等の外生要因による需要変動の効果は考慮していない。

事例である。

小売電気事業者Q（地域新電力）は、2021年1月の市場価格の高騰時に、需要家が前年比で消費電力量を削減した場合、その削減量に応じて、需要家に20円/kWhを還元する省エネキャンペーンを急遽実施し、電力需要を4%削減した。

小売電気事業者Rは2020年冬期に一般家庭向きのDRサービス（専用アプリで消費者に節電依頼を行い、節電を実施した場合に成功報酬を付与する。）を実験的に導入した。消費者の行動を誘導することで、ピーク需要が発生する特定の時間帯の消費電力量を削減したり、連続的な需給ひっ迫時には24時間といった長時間の消費電力量を削減することができることがわかった。これによって、スポット市場の価格高騰時の電力調達量の削減や、不足インバランスの発生抑止等に一定の効果を得ることができた。

### 事例1-1-1 保険商品を活用したリスク管理

2021年1月の市場価格の高騰を踏まえ、スポット市場から電力を調達する際の、想定外の猛暑や厳冬といった気象要因による市場価格の変動により被った想定外の費用支出を補償する保険商品が登場し始めている。

小売電気事業者Sは、2021年1月の市場価格の高騰を踏まえて、相対取引やベースロード市場での取引により、必要以上の電力を調達し、ロングポジションを取っている。しかし、ロングポジションの場合、スポット市場や時間前市場における売りが必要になるものの、需給が緩和し、価格が下落すると、想定していた収入を得られない可能性がある。そのため、相対取引等で確保する電力量を減らし、一部をスポット市場での調達とした上で、保険商品を併用することで、スポット市場の価格変動リスクを回避することができ、低リスクでの事業を可能とした。なお、保険商品の導入を検討する際には、商品の価格設定が自社にとって過度な財務負担とならないかを確認するために、普段から付き合いのあるコンサルティングファームに相談し、その価格の評価を取り入れながら、検討を行った。

#### （4）その他の事例

### 事例1-1-2 親BGから子BGへの説明

小売電気事業者Tは、代表契約者制度における代表契約者（以下、「親BG」という。）であり、複数の他の小売電気事業者（BGに属する親BG以外の事業者を以下、「子BG」という。）とともに共同でBGを形成している。子BGに対しては、直近の相対取引の状況やスポット市場の価格高騰リスク等を説明した上で、電力調達の方法は子BGに判断を任せているものの、子BGの加入時の与信審査等を厳密に行うことで、BG全体で過剰なリスクを抱えないようにしている。加えて、日次でタイムリーに市場価格や概算の電源価格等を情報共有することで、子BGにおけるリスク管理のリテラシーを高め、BG全体で過剰な債務を抱え、連鎖倒産が発生しないように対応している。

### 事例1-1-3 子BGによるリスク管理

小売電気事業者Uは、BG内においてはインバランス料金の連帯債務リスクがあることを踏まえ、BGに所属するかについては、BGに所属せず、需給管理等を他の小売電気事業者に委託する選択肢も含めて検討を行い、親BGの倒産リスクや、事業コスト等を勘案し、BGに所属すること

とした。BG 所属後については、連帯債務リスクを踏まえ、親 BG の信用状況や運営状況を確認し、悪化が窺われた場合には、当該 BG から脱退することにしており、また、将来的には、単独事業者として事業を行い、BG に所属しないことを予定している。

#### 事例 1-14 自治体との連携

小売電気事業者Vは自治体からの出資を受けている地域新電力であり、出資自治体とは、週次で定例会を行い、かつ、四半期に1度、首長等に対しても事業リスク情報（定量的なリスク評価の結果や、必要調達電力量におけるヘッジ取引の割合、収支の予測等）の共有を行っている。

#### 事例 1-15 人材不足への対応

2021年1月の市場価格の高騰を踏まえ、小売電気事業者Wでは、リスクマネジメントのために社内の体制を強化することとした。比較的小規模な事業者であり、リスクマネジメントの人材確保が課題であったが、リスクマネジメントに関する文献や他の小売電気事業者、トレーディング会社、エネルギーリスク管理の専門家からのアドバイスを基に人材育成を行い、現在では、新規学校卒業者で入社数年目の職員がリスク管理を行っている。加えて、先物市場の活用等金融関係の専門知識が必要な取引を行うため、週1日勤務の非常勤職員や外部人材を積極的に起用してヘッジ取引を活用する体制を整備している。

## 2. 発電事業者に関する事例

小売全面自由化以降、新電力が参入し、2021年6月時点では、販売電力量ベース、販売額ベース、契約口数ベースの全てにおいて、新電力のシェアが2割程度<sup>17</sup>となっている。発電事業者においては、発電した電力を自社の小売部門に卸すだけでなく、自社グループ以外の小売電気事業者に対する販売又は市場販売（以下、「他社小売等」という。）を行うことが、最適な電源アセット運用や収益の最大化、ひいては発電設備の維持においては重要である。他社小売等への販売においては、相対取引や、スポット市場や先渡市場等を経由した販売が考えられるが、特にスポット市場等、取引数量や価格のボラティリティが大きな取引の場合は、適切なリスクマネジメントが必要となる。そのため、本章では、スポット市場での取引の価格を固定できる先渡市場や先物市場の活用等を中心に、発電事業者のリスクマネジメントの事例を紹介する。なお、本章の事例には発電事業者のみならず、小売電気事業者等に卸供給を行うトレーディング会社や海外事業者の事例も含まれている。

なお、発電事業者におけるリスクマネジメントの方法についても大まかな流れは小売電気事業者と同じく、下記の通りとなる。

- ① 自社が抱える取引数量・価格・期間における固定されている部分と変動する部分（ポジション）の定量的な把握。
- ② 把握したポジションを元にリスク量を算出し、そのリスク量を経営体力等と比較。

<sup>17</sup> 電力・ガス取引監視等委員会「電力取引の状況（電力取引報結果）」（2021年6月分）より。

### ③ ①②を踏まえた、リスクヘッジの実践。

また、本章では、火力発電等燃料調達が必要な発電事業者の事例を中心に記載しているが、2022年4月に今後導入を予定しているフィードインプレミアム（Feed-in Premium）制度（以下、「FIP制度」という。）の下では、再生可能エネルギーを用いた発電事業者においても、スポット市場における価格変動リスクを抱えるため、リスクマネジメントが必要となる。これらの事業者においても、小売電気事業者や火力発電等を中心とする発電事業者の抱えるリスクやそれに対応するマネジメント手法を参考に、リスクマネジメントを実施することが重要であると考えられる。

#### 事例2-1 先渡市場等を活用したリスク管理

発電事業者 a は、小売電気事業者との相対取引が太宗を占めているものの、スポット市場で取引も行っていることから、価格変動リスクを抱えている。加えて、変動数量契約の相対取引や、スポット市場での取引において、電力需要が減少した場合等に数量変動リスクも抱えている。

これらのリスクを把握・管理するために、社内にリスク管理専門の部署を設けており、主に向こう1年間の取引におけるリスク管理を行っている。燃料価格や市場価格の推移状況を定期的に確認し、燃料調達部門や販売部門等とも連携することで、燃料調達・電力販売いずれかの視点だけでなく、全体最適の視点で客観的なリスク管理を実施している。

同社のスポット市場での取引のリスクに対する主なリスク管理策は表 2 の通りである。

表 2 発電事業者 a のリスク管理策例（スポット市場関連）

リスク	リスク管理
市場価格変動リスク	<ul style="list-style-type: none"><li>・ スポット価格が低下し、期待した収入が得られない可能性があるため、販売収入の安定化を図ることを目的に、先渡市場の活用により、1年から数年単位の中長期、週間から月間単位の短期の販売価格の固定化を行っている。</li><li>・ 今後、電力先物市場の活用も検討中であり、燃料先物取引と組み合わせることで、スプレッド（電力販売と燃料調達における単位 kWh 当たり価格の差（燃料調達については燃料調達費用を発電原価に換算））を生み出し、確実な収益を確保できるよう準備を進めている。</li></ul>
販売数量変動リスク	<ul style="list-style-type: none"><li>・ 実需給の前月に翌月の燃料在庫等から発電余力を確認し、スポット市場や先渡市場への供出により収益獲得を図っている。</li></ul>

また、他にも表 3 の通り、スポット市場関連以外のリスクも認識しており、それぞれ様々なリスク管理策を講じている。

表 3 発電事業者 a のリスク管理策例（スポット市場関連以外）

リスク	リスク管理
燃料価格変動リスク	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 相対取引においてその販売単価を燃料費調整単価と連動するように設定している場合、燃料費調整単価は、販売の 3～5 ヶ月前の Japan LNG Cocktail (JLC) を参照しており、燃料費調整単価を算定する際の原油・LNG・石炭比率と実際の輸入時の数量比率が異なることで値差が発生するリスクが存在している。そのため、原油・LNG の先物取引を活用することで、燃料調達費用・販売収入の一部を固定化している。</li> <li>・ 調達先を分散化し、価格フォーミュラに参照される指標（例：Japan Crude Cocktail (JCC)、Henry Hub) を分散化する事で、同一の指標で調達する時と比較して、価格のボラティリティが平準化され、リスク低減を図っている。</li> </ul>
燃料の安定調達リスク	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 調達先や契約期間を分散化させることで、安定的な調達を図り、電源の最適化を図っている。</li> </ul>
為替変動リスク	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 燃料調達は米ドルでの支払であり、債務認識時点と支払時点の間の米ドル変動リスク（円安に伴う支払額の増加）を抱えているため、為替予約取引を金融機関と締結することで、円での支払金額を固定化している。</li> </ul>
中長期的な電源運用リスク	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電源アセット運用面において、長期的には、供給計画が向こう 10 年間策定されていることから、需要計画と電源の活用想定を比較し、長期的な目線で休廃止の必要性を確認し、電源の最適化を図っている。</li> <li>・ 中期的には、毎年 2 月頃に自社エリアの供給計画や独自に算出した想定需要及び過去実績を基に、翌年度における各電源の活用方針を決定し、電源の最適化を図っている。</li> <li>・ 過去の実績を踏まえ、需要変動の想定と電源脱落の可能性を確率的に予測し、また、電源が脱落した場合でも需要を賄える程度の供給力が確保されているかといったストレステストを実施し、安定供給面で問題がないかを kWh 面で確認を行うことで、各電源の活用方針を決定し、電源の最適化を図っている。</li> </ul>

## 事例 2-2 VaR を用いたリスク評価と先渡市場・先物市場を活用したリスク管理

トレーディング事業者 b は、販売価格変動リスクを認識しており、先渡市場の活用を通じ、1 年から数年単位の中長期、週間から月間単位の短期の販売価格の固定化や、先物取引の活用を通じ、週間から 1 年程度の短中期の販売価格の固定化などを行っている。

定量的にリスクを把握・管理するため、実際のトレーディング取引を行うトレーディング部門（フロントオフィス）とトレーディング権限を持たないリスク管理専門部署（ミドルオフィス）を独立して設けており、向こう 3 年程度のリスク評価を行っている。燃料先物取引や電力先物取引等で時価変動するポジションを算出するとともに、日締め処理で損益を累積し、それを自己資本と比較し

て経営体制に影響が無いかを確認し、その結果を日々経営層と共有している。また、Value at Risk (VaR)<sup>18</sup>を活用したリスク評価を行い、上述のポジションについて、仮に先物曲線（経済・金融情報の配信会社の提供している電力先物や燃料先物等のデータや、先物市場が提供しているフォワードカーブ等のデータを元に、統計的な処理を行い、把握しうる最も長期の限月まで先物価格のボラティリティ等について自社で予測している。）が損失方向に値動きした場合でも、日締め処理で向こう 20 日程度までのキャッシュ・フローが財務体力を超過しないこと、また、個々の先物取引又は合計の差入証拠金が不足とならないことを確認している。経済・金融情報の配信会社の提供しているデータやフォワードカーブは日々変動するため、それに合わせて算出した VaR も日々変動する。そのため、算出した VaR に合わせて、日々ポジションを変更している。

また、専門性の高いトレーディング部門では、専門家の採用やプロパー社員向けの研修・OJT を通じて人材育成を実施している。

### 事例 2 - 3 【海外事例】 定量的なポジションの把握と ETRM・AOT 組織を活用したリスク管理

海外発電事業者 c は、リスクとして、

- ・ 制度リスク：電力市場のルール変更や会計変更等から発生するリスク
- ・ 市場リスク：燃料調達や電力販売に係る数量・価格・契約期間等から発生するリスク
- ・ 設備管理リスク：燃料保管や発電設備に関するリスク（電源脱落等）
- ・ 収益管理リスク：燃料調達や電力販売に係る数量・価格・契約期間等の組み合わせによって生じる収益の変化に係るリスク

等を認識している。特に、市場リスクや収益管理リスクについて、燃料調達や電力販売の両面において、図 7 のように自社が抱える数量・単価・期間のポートフォリオを示すことで、自社の取り得るヘッジ行動の可視化を行っている。なお、図 7 における期間とは、数量・単価が契約で決まっている中で、その契約がどの程度の期間、残存しているかを指している。海外発電事業者 c は、期間の要素をポートフォリオに組み込むことで、リスクヘッジを行うべき期間についても、明確化することを可能とした。また、図 7 の電力販売において、契約済みの取引に対して、電力需要に満たない部分がスポット市場での取引やスワップ・オプション（日本においては、先渡取引や先物取引の活用に近い）での取引となり、主にこの部分がリスクに晒されている部分である。海外発電事業者 c は将来の市場価格を予測しながら、下記のようなリスク管理策を講じることで利益最大化を図っている。

- ・ 将来、スポット市場価格の低下が見込まれる場合、足下で長期的に販売価格を固定化することが可能となれば、発電事業者にとって収益機会が拡大するため、先物市場や先渡市場を最大限活用することがリスクヘッジに繋がると判断することができる。また、将来の燃料価格

<sup>18</sup> VaR とは、企業が保有する先物取引等における資産価値がショック時（先物価格が下落する等）に損失方向に値動きした場合、どの程度の価値が減少するかを定量的に評価したものである。VaR は石炭先物、原油先物、為替先物又は電力先物のような商品単位で資産価値を評価することもできれば、それぞれの VaR を組み合わせて燃料調達・電力販売を一体として捉え、ショック時の影響（VaR）を評価することもできる。なお、事例 1 - 2 で紹介した EaR は VaR と似た概念であり、VaR は資産価値を評価する一方、EaR は事業ポートフォリオから生じる損益の変動を評価するものである。リスク評価の目的に応じて両者を使い分ける必要がある。

の低下が見込まれる場合、足下で長期的な燃料調達契約を多く締結する事は機会損失となる（図 8）。

- 将来、スポット価格の上昇が見込まれる場合、足下で長期的に販売価格を固定化する事は機会損失となるため、実需給断面でスポット市場に供出する方が収益最大化に繋がると判断することができる。また、燃料価格の上昇が見込まれる場合、足下で長期的な燃料調達契約の締結を目指す事で、将来、高い価格で燃料調達を行うリスクをヘッジすることができる（図 9）。

なお、仮に自ら予測した将来の価格が逆側に変動した場合は当然にリスクとなるため、海外発電事業者 c においては、逆側に変動することも念頭に置きながら、取引数量、価格及び契約期間を決定している。

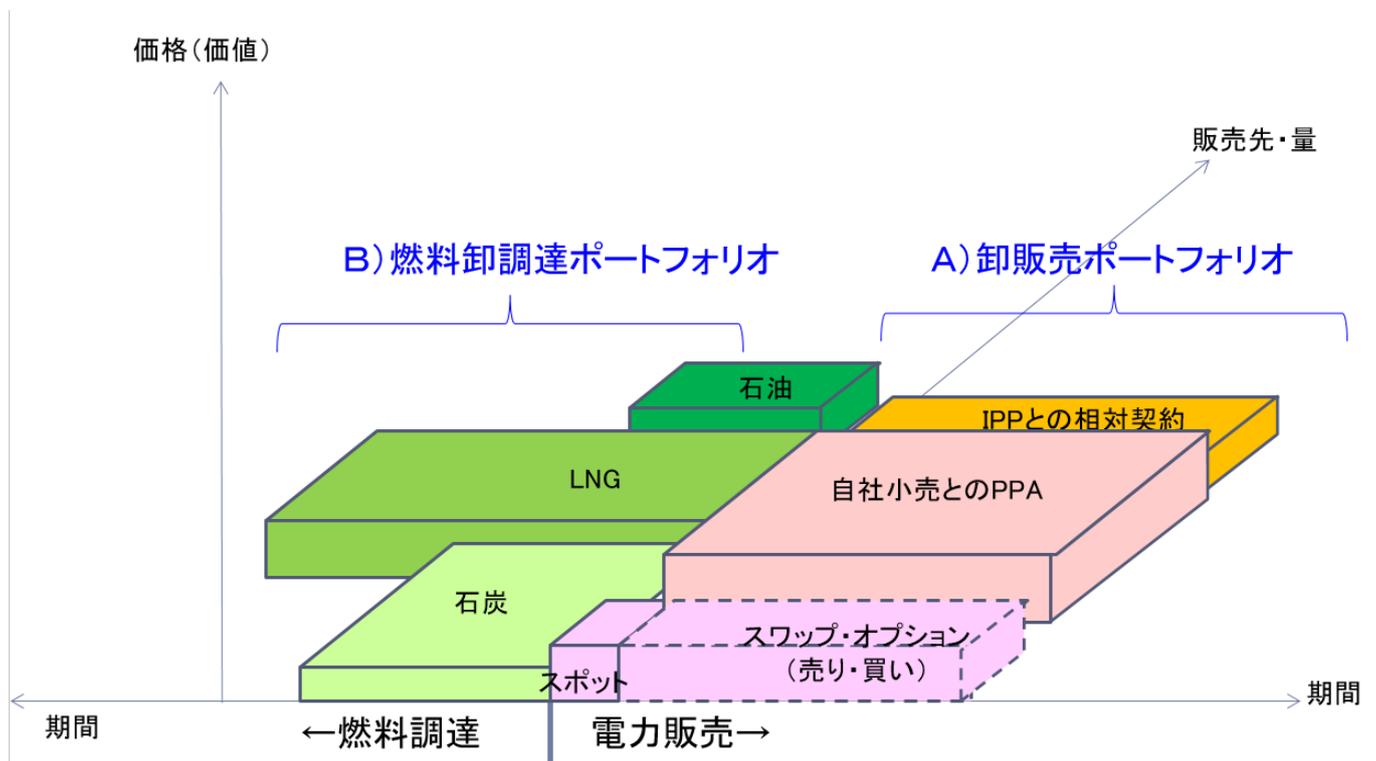


図 7 発電事業における電力販売と燃料調達のポートフォリオ分析<sup>19</sup>

<sup>19</sup> スプリント・キャピタル・ジャパン株式会社より資料提供。

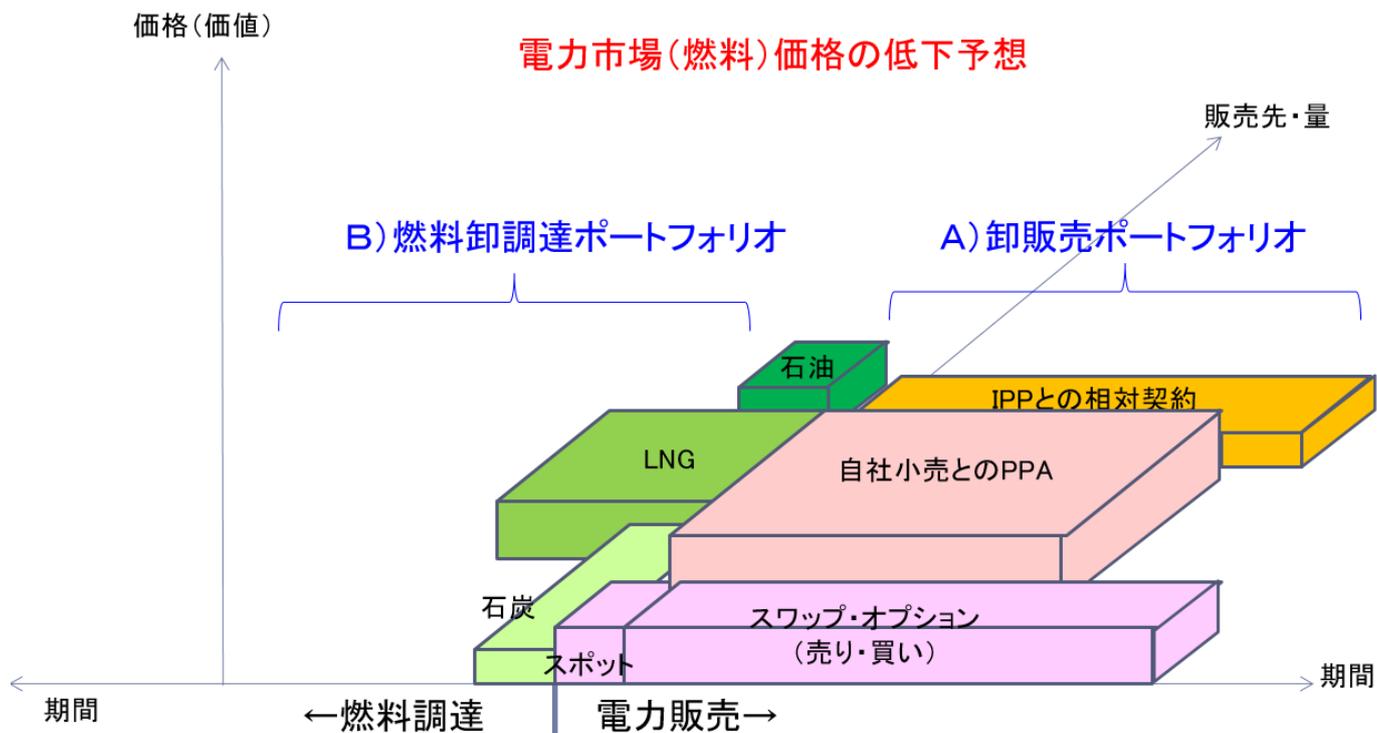


図 8 発電事業における電力販売と燃料調達のポートフォリオ分析（市場価格が低下予想の場合）<sup>19</sup>

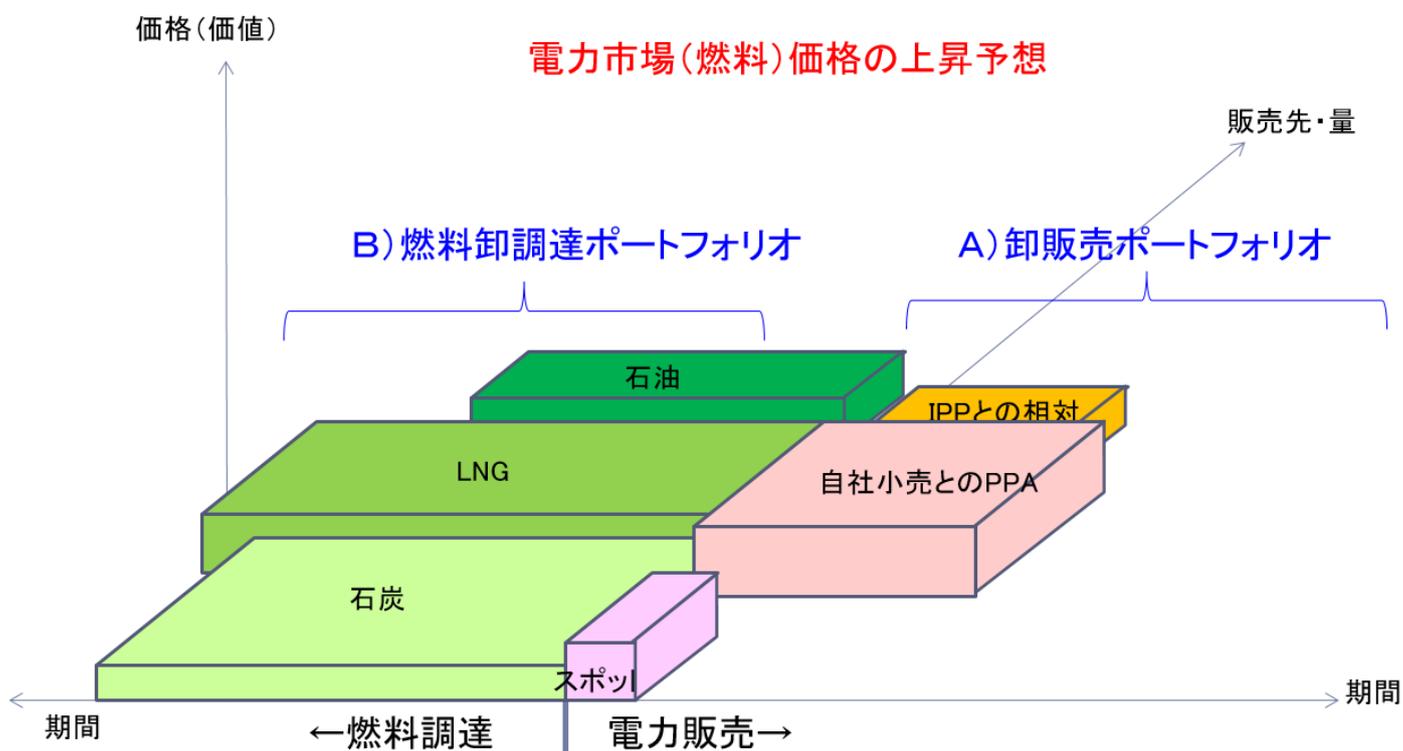


図 9 発電事業における電力販売と燃料調達のポートフォリオ分析（市場価格が上昇予想の場合）<sup>19</sup>

また、海外発電事業者 c は、上記のようなリスク評価・管理を実施するために、Energy Trading and Risk Management（以下、「ETRM」という。）と呼ばれるリスク評価・管理ツールを導入し、

Asset Optimization & Trading（以下、「AOT」という。）組織と呼ばれる組織を社内に整備することで、将来予測を基にしたリスク管理の実効性を高めることに成功している。

ETRM は市場や自社の様々な情報をインプットすることで、リスクを把握・診断するツール（システム）である。様々な市場データや社内データを ETRM に取り込むことで、自社が抱える様々なポジション等の把握に役立てている（図 10）。海外発電事業者 c は、自社が有する様々なデータを活用することで、自らが抱えるポジションを把握し、更に将来の市場価格を自ら予測してヘッジ取引の活用を実施する事で、発電事業の収益の安定化・最大化を図っている。

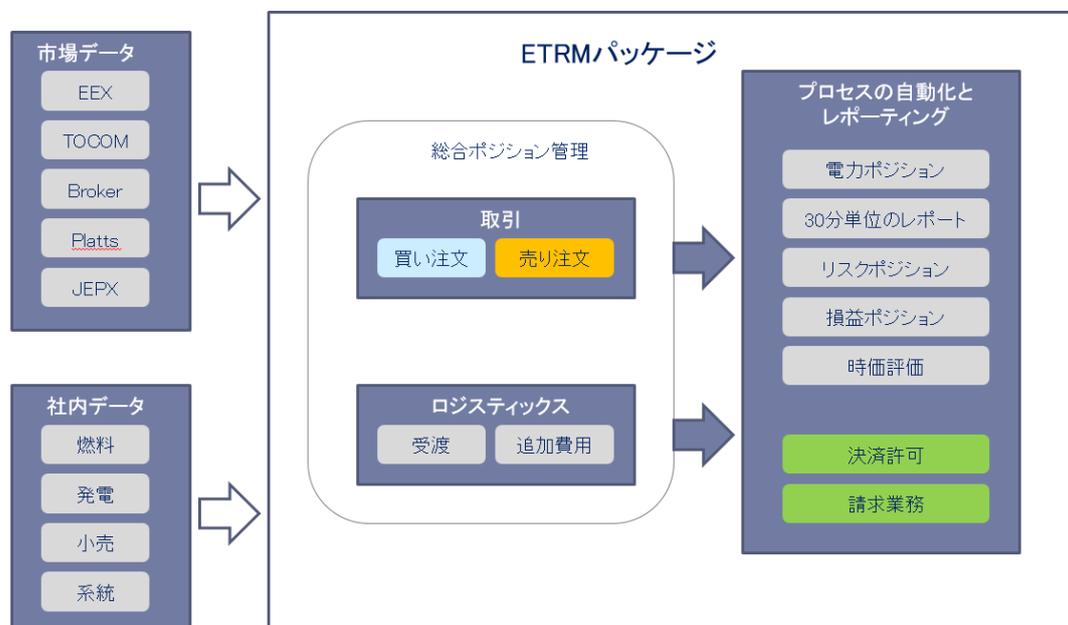


図 10 ETRM の主な機能例

AOT 組織は、図 11 のように、様々な社内データや市場データを用いて ETRM を活用し、全社的な観点で分析・リスク管理策の検討を行うことで、収益の安定化・最大化を図る組織体制のことである。つまり、燃料調達部門、発電所の保守・管理部門、電力販売部門のようなサプライチェーン単位での組織それぞれでリスクを把握し、管理策を講じるのではなく、全社的な目線で全体最適の判断を行うことで収益の安定化・最大化を行っている。海外発電事業者 c は、AOT 組織として、①燃料・電力先物取引等を行うトレーディング部門、②発電所管理や需要予測等を行う資産最適化部門、③燃料調達・電力販売におけるポートフォリオ管理やそのヘッジ手法を検討するポートフォリオ管理部門、④ETRM を始めとした様々なリスク分析を行うオペレーションズ部門の 4 部門を構築しており、それぞれの部門で情報を密に連携・共有しながら全体最適を図っている。

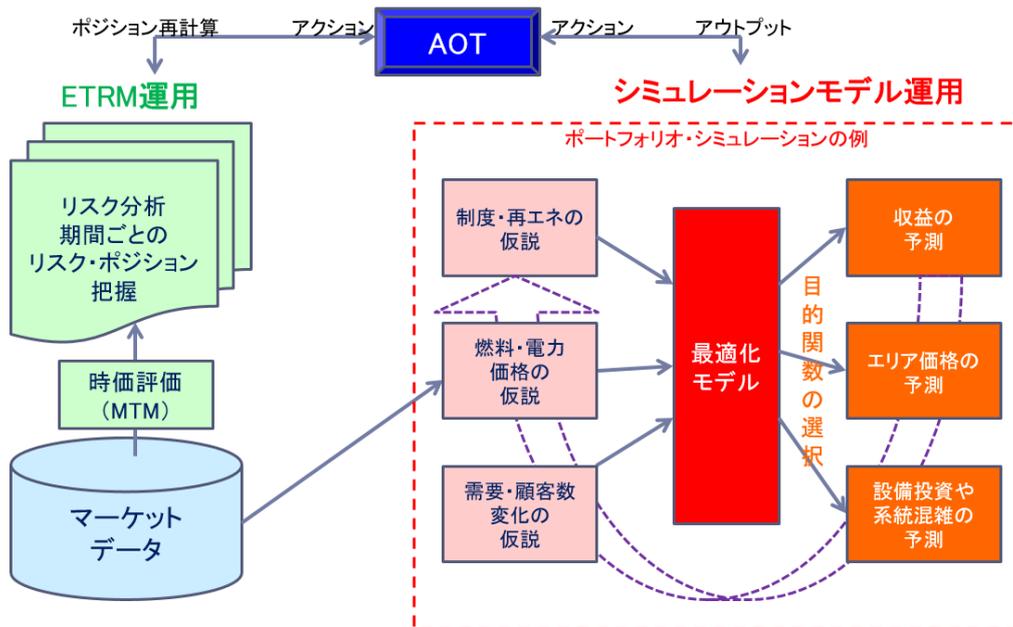


図 11 AOT 組織と ETRM によるリスク管理

#### 事例 2-4 【海外事例】最適化部門による先渡市場を活用したリスク管理

仏国の Électricité de France (以下、「EDF」という。)は、リスク管理を行う最適化部門を設けており、発電費用の最小化や市場価格変動リスクの低減等を目的として、発電計画等の策定を担うとともに、ヘッジにあたっての計算等も実施している。

リスク管理に当たっては、先渡市場を活用している。発電事業者は、市場価格変動リスクが存在する中で、将来の販売電力を固定化し、利益を獲得することが出来れば、必要な費用を回収しながら安定的な電力サービスの提供を継続することができる。EDF は将来 2 年間の平均先渡価格を用いて販売価格を固定化する事で、先渡市場の価格変動リスクをヘッジしている。これは、先渡市場の価格変動リスクに晒されている場合、機会損失の発生を最小化させる事が利潤最大化に資するという考え方から、ある時点の先渡価格だけで固定化するよりも、平均的に固定化した方が最適化に資するというヘッジポリシーを有しているためである。このような考え方は日本においても、先渡市場・先物市場等を活用する事で同様の効果を期待することが出来るものと推察される。EDF の具体的なリスク管理手法イメージは以下の通りである。

#### 【EDF の最適化の考え方のイメージ】

実需給は 2 年後という前提で、まず、先渡市場の価格の推移として、2 つのシナリオ (シナリオ 1、シナリオ 2) を想定する (表 4)。なお、2 つのシナリオで足下の先渡市場の価格は同じとする。シナリオ 1 は先渡市場の価格が時間の経過とともに上昇を続けた場合、シナリオ 2 は先渡市場の価格が時間経過とともに下落を続けた場合を想定する。

表 4 2 つのシナリオの価格推移

(M€/TWh)	実需給 2 年前(足下)	実需給 1 年前	実需給断面
シナリオ 1	45	48	51
シナリオ 2	45	42	39

次に、2年後に150TWhの発電電力量が見込まれるとして、以下の3パターンの販売戦略シナリオを設定する。

- ① 足下の先渡市場の価格で全量販売するケース
- ② 実需給断面の価格（2年後）で全量販売するケース
- ③ 初期価格から実需給断面の価格（2年後）までの均等量で販売するケース

それぞれの販売戦略シナリオにおける獲得利益は表5の通り、各シナリオの評価は下記の通りである。このような分析を通じ、最適な戦略を選択する。

- ① 早期に価格が確定するメリットが存在する。シナリオ1（価格上昇）の場合、本来高く販売出来たにもかかわらず、安値で固定化されてしまうことで機会損失が発生する。他方、シナリオ2（価格下落）の場合、機会損失は発生せず、初期価格で固定化したことで大きな利益を生み出す。
- ② 実需給断面まで価格が決まるのを待ち、実需給断面の価格で販売。シナリオ1（価格上昇）の場合、仮に早期に価格を固定化した場合の機会損失は発生せず、実需給断面まで価格を固定化しなかったことが大きな利益を生み出す。他方、シナリオ2（価格下落）の場合、初期価格で固定化しなかったことで機会損失が発生する。
- ③ 2年間均等量で販売することで、①②のようにいずれかのシナリオで大きな機会損失を発生させずに安定的な利益を獲得する事で発電事業の最適化・安定化をさせている。

表5 各販売戦略における獲得利益(M€)

販売戦略シナリオ		①		②		③	
市場価格推移シナリオ		1	2	1	2	1	2
獲得利益	実需給2年前 (足元)	6,750	6,750	0	0	2,250	2,250
	実需給1年前	0	0	0	0	2,400	2,100
	実需給断面	0	0	7,650	5,850	2,550	1,950
	利益合計	6,750	6,750	7,650	5,850	7,200	6,300
機会費用		900	0	0	900	450	450
最大機会費用		900		900		450	

## 事例2-5 トレーディング部門の新設等

近年、旧一般電気事業者において、トレーディング部門の新設等の動きが見られる。例えば、東北電力株式会社は、2017年6月に、電力自由化の進展による市場取引の拡大などを見据え、新たな事業機会を積極的に追求し、収益力の強化などを図っていくため、電力と燃料のトレーディング等を行う「東北電力エナジートレーディング株式会社」を設立している。同社では、電力取引市場を活用した卸電力の売買等による収益力の強化や、燃料先物の活用等による燃料費の変動抑制等の

事業が行われている<sup>20</sup>。また、中国電力株式会社においても、2020年に需給・トレーディング部門新設がされた<sup>21</sup>。

---

<sup>20</sup> 東北電力株式会社プレスリリース（平成 29 年 6 月 30 日）

<sup>21</sup> 中国電力株式会社 HP