

# カーボンプライシングが発電事業の収益性 に与える影響についての分析

## An Analysis on the Impacts of Carbon Pricing on the Profit of Power Generation Sector

永 富 悠 \*  
Yu Nagatomi

There are many discussions of policy measurements in order to mitigate Greenhouse gas emissions since COP21. Carbon pricing is one of the most important solutions to enhance investments in low carbon economy. Some report pointed out that carbon intensive energy resources including thermal power plants would face difficulty in recovering their investments under stricter environment regulations. This paper discusses impacts of carbon pricing on the profits of power generation facilities. The result of this analysis shows that the profits of thermal power plants would be heavily affected by the CO2 price level particularly in a lower wholesale power market price. Some papers illustrated that a future wholesale price would be lower than current level because of changes of power generation mix and promotion of energy conservation. Future discussions of energy and environment policies should take care of the impact of carbon pricing, considering the future power generation mix and the situation of wholesale power market.

**Keywords:** Thermal power plant, Nuclear, Carbon price, Profitability,

### 1. はじめに

2014年4月11日に東日本大震災後の新たな「エネルギー基本計画」が策定され、今後の我が国の目指すべきエネルギー政策の方向性が示された。2015年7月には「長期エネルギー需給見通し」が決定され、これに基づいて地球温暖化対策推進本部において我が国の温室効果削減目標である日本の約束草案（INDC）が策定され、COP21でのパリ協定の合意に至ることとなった。パリ協定の合意を受けて、今後の温室効果ガス削減のあり方について改めて注目が集まっており、その達成手法の一つとして炭素に価格をつけるカーボンプライシング（Carbon Pricing）について関心が高まってきている。

本稿では、カーボンプライシング施策の一つとして炭素税のような明示的（explicit）な炭素価格<sup>1)</sup>がエネルギーシステム、特に発電事業の収益に与える影響について検討を行った。

### 2. カーボンプライシングに関する議論

#### 2.1 カーボンプライシングにかかる近年の議論

近年、国際機関やG7等のハイレベルな場においてカーボンプライシングに関する言及が増加してきている。国連気候サミット（2014年9月）では世界銀行のキム総裁が、炭素価格制度リーダーシップ連合を発表し、世界ガス会議（2015年6月）では大手天然ガス事業者が炭素価格をつける政策に関する提言を行っている。G7においては2015年のエルマウサミット、2016年の伊勢志摩サミットにおいて炭素市場の設立に向けた合意事項が発表されている。

これらの議論を受けて国内でも議論が活発化しており、経済産業省が長期地球温暖化対策プラットフォーム、環境省が気候変動長期戦略懇談会等のそれぞれの場でカーボンプライシングを含む議論が進んでいる。また、諸外国では欧州が大規模排出量取引市場であるEUETSを運営しており、米国では州レベルの排出量取引に加えてオバマ政権がClean Power Plan（CPP）の中で連邦レベル排出量取引についても言及している。この他に韓国や中国でも同制度の運用を開始している。また、炭素税については北欧等の導入事例が挙げられる。

\*（一財）日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・電力ユニット  
〒104-0054 東京都中央区勝どき1-13-1 イヌイビル・カチドキ  
e-mail [nagatomi@edmc.iej.or.jp](mailto:nagatomi@edmc.iej.or.jp)

図1は the World Bank and Ecofys (2015)<sup>2)</sup> が炭素税、排出量取引を含めた炭素の価格について整理したものである。日本については炭素税と認められているのは「地球温暖化対策のための税」(289 円/t-CO<sub>2</sub>) であるため、他国と比較して低い水準にある。<sup>1)</sup>

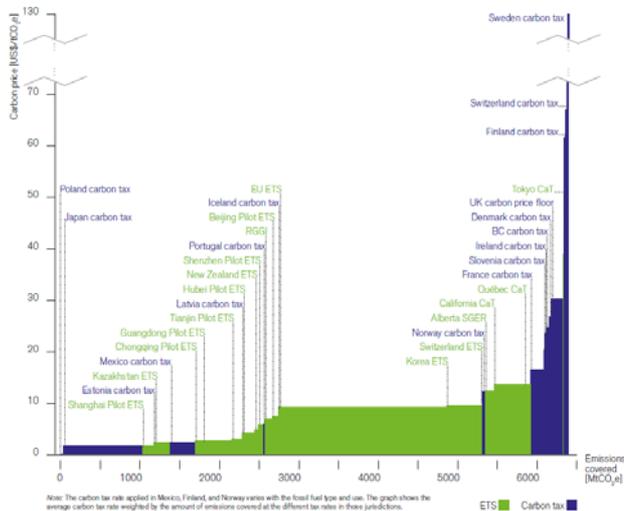


図1 炭素価格と既存のカーボンプライシング政策の範囲<sup>2)</sup>

## 2.2 カーボンプライシングの今後の見通しについて

上記の議論を踏まえて、パリ協定の合意を受けた温室効果ガス削減のための有用な手段としてカーボンプライシングについて、より具体的かつ世界的に検討される可能性がある。英国では排出権価格の下限を設定し2030年には70ポンド/トンに引き上げる議論があり、フランスでも同様に下限を設定する政策を検討している。また、IEA (2015)<sup>4)</sup> はCO<sub>2</sub> 価格の想定として2030年に欧州・韓国では現行政策シナリオで\$30 (2014年価格) /t-CO<sub>2</sub>、新政策シナリオで\$30 (2014年価格) /t-CO<sub>2</sub>、450シナリオでは欧州・米国・日本で\$100 (2014年価格) /t-CO<sub>2</sub> と想定している。

CO<sub>2</sub> 価格を含めたカーボンプライシングについては、オックスフォード大学 (2016)<sup>5)</sup> のレポートをはじめ、将来的な環境コストの増加によって発電資産の投資回収が難しくなる、いわゆる座礁資産の分析が報告されている。我が国においても先述の審議会等の場においてカーボンプライシングを含めた温室効果ガス削減策について議論が深められていくことが考えられるが、その影響については慎重な検討が求められる。これらを踏まえて、本稿はカーボンプライシングによって影響を受けうる分野の一つである発電事業の収益性に関して分析を行った。

<sup>1)</sup> この点について有馬 (2016)<sup>3)</sup> は、「日本におけるカーボンプライスを考えるに当たっては、温暖化対策税に加え、他のエネルギー課税、FIT等の間接補助金、省エネ法等の規制的措置、自主行動計画等の既存施策も考慮することが必要」と指摘している。

## 3. 発電事業の収益に与える影響の分析

### 3.1 我が国の卸電力市場価格の推移

発電事業の収益評価にあたっては売電価格が重要であり、卸電力市場価格が売電価格の重要な指標になる。我が国では唯一の卸電力取引所であるJEPXのスポット市場(一日前市場) 価格が電力の市場価格の指標として参照されている。JEPXの市場価格は各電源の限界費用に基づいて形成されており、これについて制度設計ワーキンググループ (2015)<sup>6)</sup> では「現状の取組においては、各社は「限界費用ベース」での取引を行うことを表明している」としている。発電の限界費用の主たる費目は燃料費、廃棄物処理費やO&M費等の運転時に必要な費用があげられる。図2にJEPXの24時間平均価格の7日移動平均を示す。エネルギー価格の影響によって燃料費が増減することを受けて市場価格も変動しており、特に東日本大震災後は原子力発電の稼働停止もあり大幅に価格が上昇した。足元ではエネルギー価格の低迷によって10 円/kWhを下回る水準となっている。

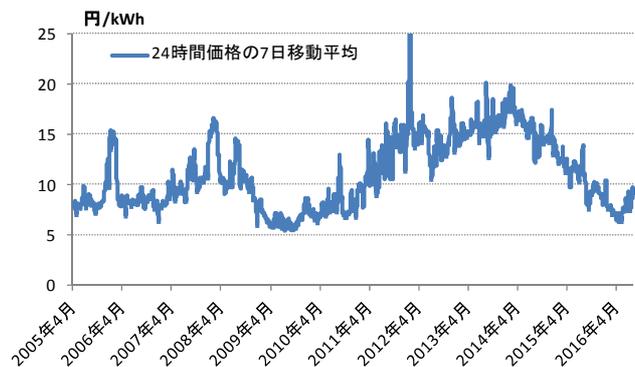


図2 JEPXの24時間平均価格の推移<sup>7)</sup>

### 3.2 CO<sub>2</sub> 価格の発電事業収益に与える影響の簡易試算

本節では、電源別の発電設備の収益性について発電コスト検証ワーキンググループが作成したレビューシート<sup>8)</sup> を用いて試算を行った。発電設備の運転にかかる費用として運転維持費、燃料費、社会的費用を計上し、収入として市場での売電価格を想定する。これら収入と費用の差分が資本費の回収にあてる単年の収益になる。推計された単年の収益が電源毎の総建設費に対して何年分に相当するか単純に試算することで電源別の収益性を比較した。

$$V_i = (com_i + cf_i + csc_i) \times Cap_i \times HR \times LF_i \quad (1)$$

$$P_i = Price \times Cap_i \times HR \times LF_i \quad (2)$$

$$C_i = cp_i \times Cap_i \quad (3)$$

$$Y_i = C_i \div (P_i - V_i) \quad (4)$$

$V_i$ : 単年の発電設備運転費用,  $com_i$ : 運転維持費,  $cf_i$ : 燃料費,  $csc_i$ : 社会的費用  
 $Cap_i$ : 設備容量,  $HR$ : 暦年時間 (8760時間),  $LF_i$ : 設備利用率  
 $P_i$ : 単年の収入額,  $Price$ : 売電単価,  $C_i$ : 総建設費,  $cp_i$ : 建設単価  
 $Y_i$ : 総建設費回収にかかる年数,  $i$ : 電源種 (原子力, 石炭火力, ガス火力)

表1に本試算の諸元を示す。値については文献<sup>8)</sup>を参照。

表1 試算の諸元

	設備 容量 (万kW)	建設単 価(万円 /kW)	設備利 用率 (%)	運転維 持費 (円/kWh)	燃料費 (円/kWh)	社会的 費用 (円/kWh)
原子力	120	37	70	3.5	1.5	0.3
石炭火力	80	25	70	1.7	5.1	4.0
ガス火力	140	12	70	0.6	10.0	1.8

(注)燃料費、社会的費用は新政策シナリオの2030年の値を記載

以下は、売電単価と社会的費用の内数となっているCO<sub>2</sub>価格を変化させた時に(4)式の数値がどのように変化するかを図示したものである。

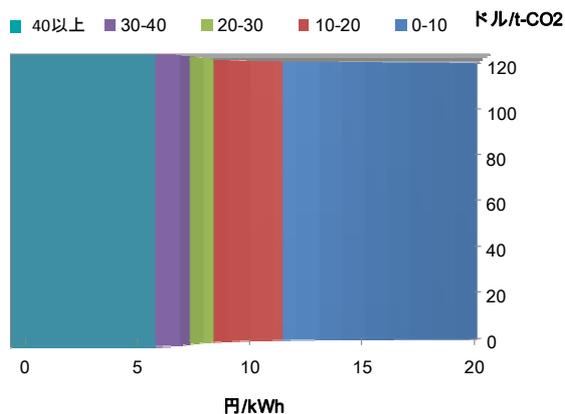


図3 原子力発電の分析結果

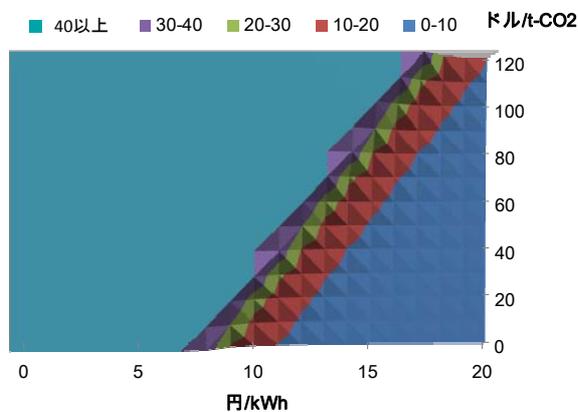


図4 石炭火力発電の分析結果

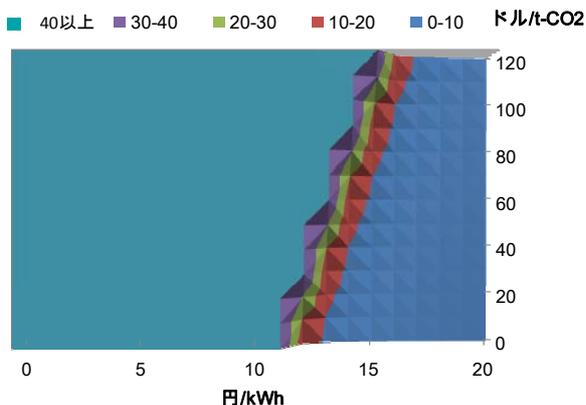


図5 ガス火力発電の分析結果

結果より燃料の炭素含有度の違いによってCO<sub>2</sub>価格の変化による収益性の影響は大きく異なる。図3よりCO<sub>2</sub>を排出しない原子力発電所はCO<sub>2</sub>価格が変化しても収益性は変わらず、CO<sub>2</sub>価格の変動リスクに強い電源であると言える。一方でガス火力、石炭火力はCO<sub>2</sub>価格の変化に影響を受ける。特に売電価格が低い時には収入に対する費用の割合が大きくなりCO<sub>2</sub>価格の影響が大きくなる。石炭火力は売電価格12円/kWhの時にCO<sub>2</sub>価格が10ドル/t-CO<sub>2</sub>であれば単年の収益単価が4.4円/kWhとなり、設備利用率が70%で運転すれば単年の収益は総建設費に対して9年分程度に相当するが、30ドル/t-CO<sub>2</sub>の時は収益単価が減少し総建設費に対して14年分となる。同様にガス火力は売電価格12円/kWhの時にCO<sub>2</sub>価格が10ドル/t-CO<sub>2</sub>であれば、単年の収益単価が1.0円/kWhとなり、設備利用率が70%で運転すれば総建設費に対して19年分程度に相当するが、30ドル/t-CO<sub>2</sub>の時は総建設費に対して59年分となる。

#### 4. 考察

前章のとおりCO<sub>2</sub>価格の変化による発電事業の収益性については、特に売電価格が低い時に影響が大きくなる。このためCO<sub>2</sub>価格の変化による将来の発電事業の収益性を検討するためには、売電価格の見通しが重要になる。

##### 4.1 将来の卸電力市場価格の見通しと電源構成

将来の燃料価格について、IEA(2015)<sup>4)</sup>や発電コスト検証WG(2015)<sup>8)</sup>における現行政策シナリオ及び新政策シナリオのいずれにおいてもエネルギー価格が徐々に上昇していく想定となっている。一方で卸電力市場価格については、現状から横ばいないし減少で推移するとの分析例がある。小宮山(2016)<sup>9)</sup>は長期エネルギー需給見通しで想定されている燃料単価、再エネ導入量を前提とした時の2030年の東日本地域の電力価格を10円/kWh程度と推計している。RITE(2015)<sup>10)</sup>は電源構成のシナリオ別発電コスト分析として2030年で12円/kWh~15円/kWh程度と試算し、現状から横ばいから微減と推計している。<sup>2</sup>資源エネルギー庁(2015)<sup>11)</sup>は火力・原子力の燃料費は2013年の9.2兆円から2030年には5.3兆円に減少すると見通しており、特に火力の稼働率が減少することが考えられる。いずれも将来的な省エネの進展、再生可能エネルギーの普及により火力発電の発電量が減少し、発電コスト・市場価格が現状から見て横ばいから微減で推移すると見通している。これについて長期エネルギー需給見通し<sup>11)</sup>では、限界費用の高い石油火力の2030年のシェアは3%であり、2014年度一般電気事業用発電電力量における石油のシェア10.6%<sup>12)</sup>と比較しても大きく縮小している。また、永井(2016)<sup>13)</sup>は将来的に年間を

<sup>2</sup> RITE試算の発電コストは、いわゆる限界費用ではなく発電所の資本費を含んだ発電コストと考えられる。

通じた多くの時間帯で卸電力価格がガスコンバインド火力発電の短期限界費用によって決まることを指摘している。

#### 4.2 我が国の将来の電源構成見通しを踏まえた分析

上記を踏まえて、以下では市場価格を決める電源がガス火力となった時の電源の収益性について分析する。図6はCO2価格が0ドル/t-CO2の時に限界費用が11円/kWhのガス火力が市場価格を決定している状況における、CO2価格の変化とそれに伴う各電源の収益性の変化を示したものである。

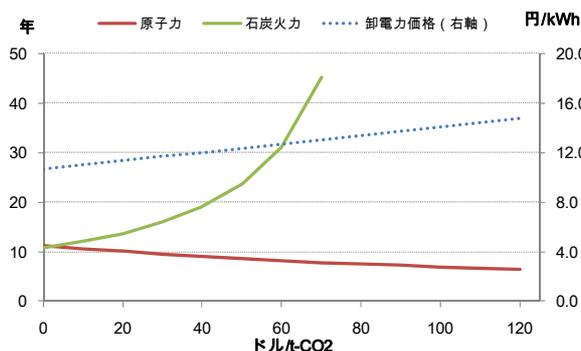


図6 CO2価格の変化による電源別の収益性の変化  
(ガス火力の燃料費+運転維持費を11円/kWhと想定)

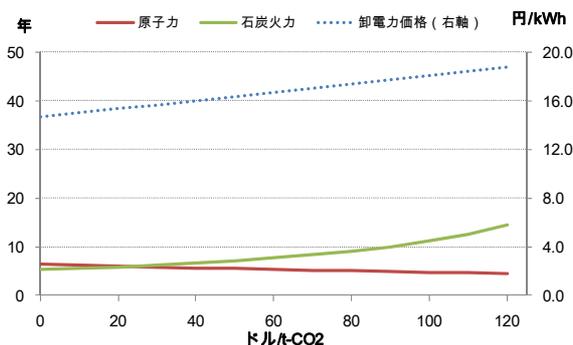


図7 CO2価格の変化による電源別の収益性の変化  
(ガス火力の燃料費+運転維持費を15円/kWhと想定)

図6より、CO2価格の上昇によってガス火力の限界費用が上昇するため卸電力価格も上昇する。ガス火力については永井(2016)<sup>13)</sup>が指摘する通り<sup>3</sup>限界電源より効率の良い設備は資本費回収が可能だが、そうでないものは回収できない。石炭火力は卸電力価格の上昇以上に費用が増加し、60ドル/t-CO2の時には単年の収益が総建設費に対して30年分程度にまで減少する。原子力はCO2を排出しないため卸電力価格の上昇分だけ収益性が向上する。将来的に電源構成が変化し卸電力価格が低下していく可能性がある時には、10ドル、20ドル程度の低水準のCO2価格であっても、石炭

<sup>3</sup> 卸電力価格がガスコンバインド火力発電の短期限界費用でできまることで、高効率なガス火力発電設備の中でも資本費の回収ができない電源が出てくる可能性を指摘。

火力の投資計画ならびに投資済み資産にも大きな影響をもたらす可能性がある点には留意すべきである。

#### 5. まとめ

本稿ではカーボンプライシングの中でも、特に明示的(explicit)な炭素価格であるCO2価格が発電設備の収益に与える影響を分析した。エネルギー価格の低下や電源構成の変化、FIT電源の卸電力市場への大量導入等によって、卸電力市場価格が低くなる場合にはCO2価格の変化が火力発電の単年の収益に対して大きな影響を持ち、将来的にCO2価格が上昇する場合には発電投資の収益性が大きく毀損するリスクがあることを明らかにした。カーボンプライシングを含む温室効果ガス削減対策の政策手法については、電源構成や電力の需給状況等も念頭においた上で将来の設備構成に与える影響はもとより、需給状況や市況を加味し投資済み資産への影響についても丁寧に検討する必要がある。

#### 参考文献

- 1) 経済産業省；長期地球温暖化対策プラットフォーム第1回 討議資料，(2016)，19
- 2) The World Bank and Ecofys； State and Trends of Carbon Pricing，(2015)，25
- 3) 有馬；カーボンプライスについての私見，長期地球温暖化対策プラットフォーム「国内投資拡大タスクフォース」(第5回会合)，(2016)，3
- 4) IEA； World Energy Outlook 2015，(2015)，42
- 5) Ben Caldecott, et al； Stranded Assets and Thermal Coal in Japan: An analysis of environment-related risk exposure，(2016)
- 6) 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力システム改革小委員会制度設計ワーキンググループ(第14回)；卸電力市場の活性化策について，(2015)，46
- 7) JEPX； <http://www.jepx.org/market/index.html> (アクセス日2016.10.30)
- 8) 発電コスト検証ワーキンググループ；発電コストレビューシート，(2015)
- 9) 小宮山涼一他；最適電源構成モデルによる東日本の電力系統での太陽光・風力発電大量導入に関する分析，平成28年電気学会全国大会講演要旨，(2016)
- 10) RITE；シナリオによる電力コスト推移に関する補足資料，(2015)，9
- 11) 資源エネルギー庁；長期エネルギー需給見通し関連資料，(2015)，63
- 12) 資源エネルギー庁；平成27年度エネルギー白書，(2016)
- 13) 永井雄宇他；長期エネルギー需給見通しを前提としたアデクシー確保に関する定量的評価，(2016)