

大阪地方裁判所平成30年（行ウ）第184号
環境影響評価書確定通知取消等請求事件

コベルコパワー神戸第二・石炭火力発電所に関する意見書

2020年8月10日

龍谷大学 大島堅一

コベルコパワー神戸第二・石炭火力発電所に関する意見書

龍谷大学 大島堅一

1. はじめに

本意見書を通して、コベルコパワー神戸第二・石炭火力発電所 3, 4 号機（以下、神戸石炭火力発電所とする）に対して、主にコスト面から次の点について述べる。

- 1) 神戸石炭火力発電所の受給期間均等発電単価の推計と分析
- 2) 神戸石炭火力発電所の内部収益率の推計と分析
- 3) CCS、カーボンプライシング（炭素税、排出権取引など）の影響

石炭火力発電に対する温暖化対策として、日本において有力な手段としてとらえられているのは CCS（炭素回収貯留技術、Carbon Capture and Storage）である。欧州では、2009 年に採択された EU 指令で、30 万 kW のプラントに対して CCS Ready であることを義務づけられた。その後、世界的には、2015 年頃にすでに CCS の価格が非常に高いため、CCS 導入を断念する電力会社が多数出ていると報じられている（Reuters, January 19, 2015）。

ところが日本では、パリ協定以前から石炭火力発電が問題視される中で、表 1 にみられるように CCS が温暖化対策の重要な柱とされてきた。したがって、入札時点の 2014 年であれば、神戸製鋼は、CCS の技術的可能性とともに CCS の経済性を当然考慮しなければならなかった。

表 1 石炭火力発電と CCS

2013 年 4 月 25 日 「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」
商用化を前提に、2030 年までに石炭火力に CCS を導入することを検討する。

2014 年 4 月 11 日 「エネルギー基本計画」（閣議決定）
2020 年頃の二酸化炭素回収貯留（CCS）技術の実用化を目指した研究開発や CCS の商用化の目処等も考慮しつつできるだけ早期の CCS Ready 導入に向けた検討を行うなど、環境負荷の一層の低減に配慮した石炭火力発電の導入を進める。

それゆえ、本意見書では、当時考え得る CCS のコストについて評価を試みている。これをみれば、神戸製鋼がどこまで真摯に温暖化対策について検討してきたのか明らかになるだろう。

以下では、本意見書における諸元、関西電力と神戸製鋼との間の受給料金の構造、受給期間均等発電単価（＝入札価格）の推計と分析、神戸石炭火力発電所の内部収益率の推計と分析、結論の順で述べる。また、温室効果ガス排出規制の観点から、CCS の経済性、カーボンプライシングの神戸石炭火力発電所の経済性、事業性に与える影響についても適宜指摘する。

2. 諸元、二酸化炭素排出原単位

2.1. 神戸石炭発電所の諸元

本意見書において、神戸石炭火力発電所の諸元は表 2 の通りとする。未公表の部分は、政府の発電コスト検証ワーキンググループ（2015a）等、一般に公開され、広く利用されている数値を採用した。

発電コスト検証ワーキンググループ（2015b）の試算における石炭火力発電の諸元は、コスト検証時点からさかのぼって7年間のうちに稼働した発電所（サンプルプラント、4基[電源開発（株）磯子新2号60万kW2009年、関西電力（株）舞鶴2号90万kW2010年、東京電力（株）広野6号60万kW2013年、東京電力（株）常陸那珂2号100万kW2013年]）のデータと、関連事業者へのインタビューに基づいている。発電コスト検証ワーキンググループの建設費は、「1サイトに複数基が建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施」（発電コスト検証ワーキンググループ，2015a）とされており、大型石炭火力発電所の実態を反映している。また、発電コスト検証ワーキンググループが試算を行った時期は、神戸石炭火力発電所の計画・建設時期とは近接している。以上のことにより、未公表の部分について発電コスト検証ワーキンググループの諸元を用いることは妥当であると考えられる。

表 2 神戸石炭火力発電所の諸元

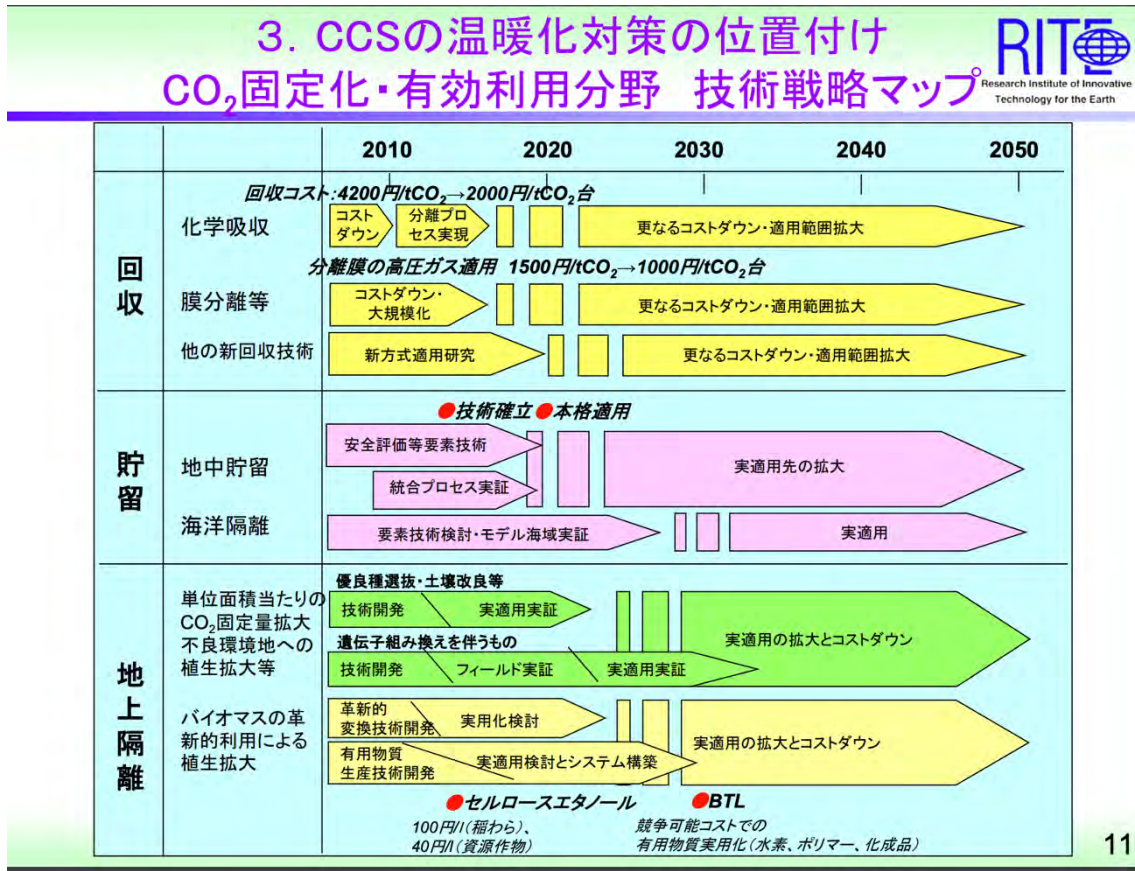
出力：130万kW（65万kW×2）
資本費（建設費）：25万円/kW(*1)
運転維持費：年間約127億円（*1）
発電効率：43%(*2)
燃料価格：貿易統計の2017-19年の一般炭価格平均（12017円/t）。燃料価格に基づき、燃料本体費を計算する。
石油石炭税：1370円/t(石炭) 燃料関係諸費は石油石炭税のみとする。
受給期間：30年（契約書第5条）
設備利用率(基準利用率)：70%（年間受給電力量設定範囲 50～80%）（契約書第2条）
所内率：6.4%(*1)

*1 発電コスト検証ワーキンググループ（2015a）に基づく。

*2 コベルコパワー神戸第二（2018），p.1316

次に、CCSのコスト情報について述べる。当時、一般に得られるCCSについてのコスト情報としては、例えば図1をあげることができる。この図では、分離膜の高圧ガス適用で1500円/t-CO₂となっており、最も安価なオプションであるが、石炭をガス化することを前提とする技術であるから、現在の石炭火力発電に直接適用するのは難しい。そこで化学吸収2000円/t-CO₂の数値を採用する。また、回収に加えて貯留/地上隔離が必要であり、これにもコストを要する。貯留には、回収と同様のコストがかかると考えられているので、これを2000円/t-CO₂とし、CCS全体のコストとしては4000円/t-CO₂を想定することにしたい。もちろん、政府の技術開発目標はしばしば野心的すぎるため失敗する。それゆえ、事業者としては、4000円/t-CO₂よりも保守的な想定（つまり高めのコストを見積もること）のもとで事業計画を策定する必要があると言える。

図 1 2013 年時点での CCS 技術のコスト見込みの例



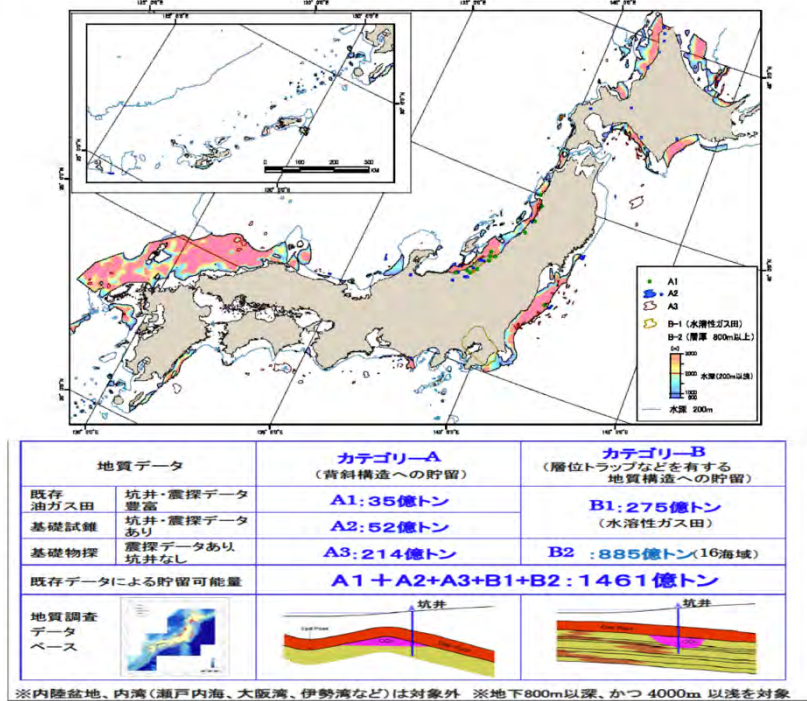
出所：地球環境産業技術研究機構（2013）, p. 11

CCS を実施するにはコスト面で以外にも考慮すべき点がある。それは、回収した二酸化炭素を貯留することが可能な自然条件である。このことについても、入札前の 2013 年に政府（経済産業省）が設置した「CCS のあり方に向けた有識者懇談会」で、配付資料 3 が提示されている。その一部を図 2 に示す。これをみれば、神戸周辺には貯留ポテンシャルがなく、パイプライン等なんらかの手段で長距離輸送する必要があることが一見してわかる（山岳地帯を越えて輸送することが現実に可能かどうかは別途検討する必要がある）。神戸製鋼が、具体的な計画を策定するにあたり、CCS について真摯に検討したかどうか、この図をみると甚だ疑問ではあるが、本意見書では経済的観点からのみ検討を行う。

図 2 日本のCO2貯留ポテンシャル

日本の貯留ポテンシャル

○ H17年度RITEの報告書によれば、既存データによる概算貯留可能量は1,461億トン



6

出所：経済産業省（2013），p.6

2.2. 本試算における神戸石炭火力発電所の二酸化炭素排出原単位

本意見書では、神戸石炭火力発電所の二酸化炭素排出原単位について、神戸製鋼が発表している数値よりも小さい値を採用する。これによって、本意見書における二酸化炭素排出量やカーボンプライシングの要負担額は、結果的に過小評価になっていることに注意されたい。それは以下の、計算上のテクニカルな理由による。

神戸製鋼は、神戸石炭火力発電所の二酸化炭素排出原単位（発電端）を約 0.760 kg-CO2/kWh とし、このときの二酸化炭素の年間排出量や発電電力量などを表3のように示している。計算にあたっての年間設備利用率は80%とされている。この際、年間を通して80%負荷運転をすると仮定しているのではなく、100%負荷運転と50%負荷運転の時間があるとしている。これは、数式1で表現されている。

※発電端とは発電機で発電された電力を基準としたもの。送電端とは、発電所内で使用される電力を除いたもの。

表 3 神戸製鋼が公表している二酸化炭素年間排出量、排出原単位
第 12.1.9-1 表 二酸化炭素の年間排出量及び排出原単位

項目	単位	新設発電所
定格出力	万kW	130
燃料の種類	—	石炭
年間設備利用率	%	80
年間燃料使用量	万t/年	約 317
年間発電電力量	億kWh/年	約 91
発電端効率	%	43
年間二酸化炭素排出量	万 t-CO ₂ /年	約 692
二酸化炭素排出原単位 (発電端)	kg-CO ₂ /kWh	約 0.760

注：神戸発電所停止時の代替として、設備能力最大 200t/hの熱供給を行った場合、年間燃料使用量は約 339 万t/年、年間二酸化炭素排出量は約 740 万t-CO₂/年となる。

注：コベルコパワー神戸第二(2018), p.1316

数式 1

$$\begin{aligned} \text{※1 年間燃料使用量} &= 100\% \text{負荷燃料使用量} \times 100\% \text{負荷年間運転時間} \\ &+ 50\% \text{負荷燃料使用量} \times 50\% \text{負荷年間運転時間} \end{aligned}$$

注：コベルコパワー神戸第二 環境影響評価書 p. 1315(2018)

ここで、年間設備利用率が 80%となるような 100%負荷運転を h とおき、数式 2 をとくと、100%負荷運転時間は 5256 時間、50%負荷運転時間は 3504 時間であるとわかる。

数式 2

$$\begin{aligned} &130 \text{ 万 kW} \times 80\% \times 365 \text{ 日} \times 24 \text{ 時間} \\ &= 130 \text{ 万 kW} \times 100\% \times h \text{ 時間} + 130 \text{ 万 kW} \times 50\% \times (365 \times 24 - h) \end{aligned}$$

100%負荷燃料使用量と 50%負荷燃料使用量を、求めた 100%負荷運転時間、50%負荷運転時間を基礎に算出すると、50%負荷燃料使用量は 100%負荷燃料使用量よりも若干大きい数値であることが判明した。つまり、50%負荷運転の場合は、100%負荷運転よりも二酸化炭素排出量が僅かに多くなっている。これらのことから二酸化炭素排出原単位は、負荷率が下がると若干上昇する（つまり悪化する）と推察される。

しかしながら負荷率の低減によって二酸化炭素排出原単位がどの程度悪化するかは、コベルコパワー神戸第二(2018)に掲載されたデータからは推測することができない。そこで簡単化のために、本意見書においては負荷率によって排出原単位は変化しないと想定した。これにより、本意見書の二酸化炭素排出原単位は、コベルコパワー第二(2018)で示した 0.760kg-CO₂/kWh(発電端)よりも小さい 0.746kg-CO₂/kWh(発電端)となる。

これによって、後に述べる「CO2 対策単価」や「カーボンプライシング」のコストは過小評価となっている。

神戸石炭火力発電所の所内率は公開されておらず不明であるので、表 2 のように発電コスト検証ワーキンググループ（2015a）のデータを使った。これにより送電端の排出原単位は 0.790kg-CO2/kWh となった。本意見書では、送電端の排出原単位は 0.790kg-CO2/kWh を採用する。

3. 入札価格の推計方法

3.1. 入札の経緯と石炭火力発電規制の関係

神戸石炭火力発電所は、関西電力が 2014 年に実施した入札の落札者になったことで受給契約に至った。関西電力がこのとき入札により電源整備を行った経緯は、「神戸製鉄所火力発電所設置計画に係る準備書に対する環境大臣意見」（以下、環境大臣意見）の発出とも重要な関わりがある。

関西電力が、この時期に電源整備をすすめ、これを入札によって行ったのには次の理由がある。

まず、電源整備という点では、福島原発事故の影響で、事故前の電源供給計画に含まれていた日本原電敦賀発電所 3、4 号機（153.8 万 kW×2 機）からの電力供給が見込めなくなり、また原子力発電の稼働にも停止リスクが生じるなか、新たに電源を確保する必要があると関西電力が判断したと考えられる。つまり、神戸石炭火力発電所は、関西電力にとって必要不可欠なものとして位置づけられ、関西電力の事業に組み込まれている。

次に、これを関西電力が入札によって整備したのは、東日本大震災後、当時の電力需給が逼迫する恐れがあるとみた経済産業省が、火力電源確保を効率的に進めることを目的に、火力電源の整備を基本的に入札によるものにするよう定めたことによる。その具体的指針は、2012 年に定められた「新しい火力電源の運用に関する指針」（9 月 18 日）である。この指針をベースに、石炭火力発電に関する温暖化対策として、2013 年 4 月 26 日に「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめについて」（以下、局長級取りまとめ）がまとめられている。この 2 つの文書が発出された後に、ひな型が作成され入札が行われているから、入札と局長級取りまとめは不可分の関係にある。さらに、局長級取りまとめに基づき環境大臣意見が発出されるようになったのであるから、当然ながら、入札にあたって温暖化対策にかかわる経済性について神戸製鋼が十分考慮している（ないし考慮すべきである）と思われる。

3.2. 受給料金の定義

関西電力と神戸製鋼との間で取り交わされた「電力受給契約書」（以下、契約書）と、「火力電源入札募集要綱」（2014 年 7 月 25 日）（以下、要綱）、要綱に添付された「電力受給契約書（ひな型）：管内版」（以下、ひな型）において、受給料金、入札価格、決定価格等の料金や価格に関する用語が現れる。

契約書は一部黒塗りされている部分があるため、契約書だけではこれらの用語の定義はわからない。一方、要綱やひな型では、基準利用率や受給料金、入札料金等について詳しい規定がされている。契約書とひな型とは同様の内容が多く含まれていること、また、ひな型冒頭で「当社は、落札者が決定した後、当該落札者との間で、この「電力受

給契約書（ひな型）」に基づき、発電所の建設および電力需給の諸条件等について協議を行います。」とあり、個別の条件を勘案した変更がありうるものの、基本的にはひな型に沿っていると考えるのが妥当である。

そこで本意見書では、受給料金、基本料金、電気量料金、入札価格について次のように解釈し、計算に用いた。

①受給料金

受給料金の算定部分が黒塗りであるため契約書では把握できないが、契約書第7条以下の記述によって、受給料金は基本料金と電力量料金からなることがわかる。（契約書第8条、9条）

また、ひな型では、「関電が〇〇に支払う各月の受給料金は、第2項により算定された基本料金と第3項により算定された電気量料金との合計額に、第17条に定める消費税相当額を加えた額とする」と記載されていることから以下の式が成り立つ。

$$\text{受給料金} = \text{基本料金} + \text{電気量料金} + \text{消費税相当額}$$

（なお、本意見書では、消費税相当額は考慮の対象外とする。）

②基本料金

毎年の基本料金支払合計額は、「別紙1」の資本費及び運転維持費の合計額に相当する（ひな型第7条2）。この資本費、運転維持費は、発電量の多寡によらず発生する費用で、固定費であるから、基本料金は発電費用のうち固定費部分に対する支払いと解釈できる。

③電気量料金

ひな型第6条で、計量された受給電力量（「実績受給電力量」）の1ヶ月の合計値に、燃料本体費と燃料関係諸費を別紙2に基づき調整して合計した単価（1kWh当たり）を乗じた金額が電気量料金であるとされている。すなわち、電気量料金は、燃料本体費と燃料関係諸費の合計額部分に相当する。この、燃料本体費と燃料関係諸費は、発電量に応じて増減する変動費である。したがって、電気量料金は変動費部分に対する支払いである。

④受給料金調整

契約書において、受給料金は、以下の「料金調整諸元」（表4参照）の変化と、あらかじめ規定された数式（ひな型、別紙2の2）に基づいて「調整」されることになっている。調整の根拠となる係数はあらかじめ定められており、いったん契約が定められれば事後的に大きな変更が行われることはなく、一方の都合によって変更することができなくなっている。すなわち、関西電力は、契約した発電所をあたかも自社の発電所のように扱い、固定費、可変費ともに、費用に一定の上昇がみられれば受給料金もまた引き上げるようになっている。全般的に、受給料金の設定方法は、総括原価主義に基づく電気料金に類似しているが、この受給料金の調整においても同様のことが言える。

なお、本意見書においては、簡単化のため、将来の物価変動等は考慮していない。そのため、「受給料金調整」については捨象している。

表4 「調整」のための諸元

1. 料金調整諸元

①入札価格の燃料本体費	円	銭/kWh
②入札価格の燃料関係諸費	円	銭/kWh
③運転維持費エスカレーション率	一人あたり雇用者報酬指数 (CEI)	%
	国内企業物価指数 (CGPI)	%
	消費者物価指数 (CPI)	%
	変動なし	%
	合計	100%
④燃料本体費エスカレーション率	石炭 (一般炭) 価格変動率	%
	原油 (原油・粗油) 価格変動率	%
	液化天然ガス価格変動率	%
	合計	100%
⑤燃料関係諸費エスカレーション率	一人あたり雇用者報酬指数 (CEI)	%
	国内企業物価指数 (CGPI)	%
	消費者物価指数 (CPI)	%
	変動なし	%
	合計	100%
⑥基準燃料価格	石炭 (一般炭) 価格	円
	原油 (原油・粗油) 価格	円
	液化天然ガス価格	円

出所：関西電力 (2014b)、管内-28

3.3. 受給料金支払いにおける二酸化炭素排出係数の調整とその費用

契約書において、「実績排出係数」と「契約排出係数」との間で調整が行われることになっている。だが、本意見書においては、受給料金支払いにおける「調整」は考慮しないことにする。なぜなら、以下に述べるように、受給料金算定における「調整」は例外的、補完的に発生するものであり、本意見書では考慮の対象外であるからである。

本契約書において、「調整」は「実績排出係数」「契約排出係数」の乖離を埋め合わせるものである。「実績排出係数」と「契約排出係数」は以下のことを意味する。

- 「実績排出係数」：神戸製鋼の発電設備によって発生した電力の kWh 当たりの二酸化炭素排出量 (契約書第 12 条)
- 「契約排出係数」：神戸製鋼と関西電力との間で定められた kWh 当たりの二酸化炭素排出量 (契約書第 12 条)。ただし、具体的数値は公表されていない。

そして、「実績排出係数」が「契約排出係数」を超過した場合、超過分の排出係数に発生電力量をかけた分の二酸化炭素排出量を「調整」する。「調整」は、神戸製鋼または関西電力が行う。神戸製鋼が行う場合は、炭素クレジット等を調達するか、あるいは関西電力が同様の措置をとる。関西電力が「調整」を行う場合は、「調整」のために必要とした費用分を、翌年度の基本料金から減額する。(契約書第 12 条 2)

ここでいうところの「調整」は、あくまで「契約排出係数」と「実績排出係数」との間の差を埋め合わせるためのものである。ここで、「契約排出係数」とはいかなるものであるかは、「契約排出係数」の数値が明らかでないことから、契約書では十分に把握できない。

とはいえ、ここでの「調整」は、恒常的に行われるものではなく、「契約排出係数」と「実績排出係数」が超過した場合に限られる。このことから「契約排出係数」は、神戸石炭火力発電所が通常運転した場合の排出係数であると考えるのが妥当である。

「契約排出係数」は非公表であるが、これは神戸石炭火力発電所の諸元から得られる排出係数と同等のものであると推察される。

3.4. 入札にあたっての二酸化炭素排出係数の調整と入札価格

3.3 で述べた受給料金計算にあたっての「調整」とは別に、入札にあたっての二酸化炭素排出係数の「調整」がある。

要綱の「3. 募集内容およびプロジェクトが満たすべき要件」「(8) 二酸化炭素排出係数」では、「応札者は、二酸化炭素排出係数（使用国説明に定める二酸化炭素排出係数をいう。以下同じ。）を自ら調整するか、当社にその調整を委ねるかのいずれかを選択することが可能」とあり、応札者が自ら調整する場合と、応札者が関西電力に調整を委ねる場合の2つが提示されている。

このとき調整の基準となる二酸化炭素排出係数は、関西電力が指定する0.000550t-CO₂/kWhとされており、これを「基準排出係数」とよんでいる。そして、この「基準排出係数」と応札者の電力の二酸化炭素排出係数の間の調整を自ら行う場合は、入札価格に含める、逆に、関西電力に調整を任せる場合は、このときのCO₂対策コストは入札価格に含めず、「判定価格」の算定時に評価する、としている。

なお、ここでの「調整」は、あくまで入札価格の決定に際してのものであり、受給開始以降、次の場合はそれぞれ要綱の7(4)に従う。

a) 「応札者が二酸化炭素排出係数を自ら調整する場合」で応札者が調整した二酸化炭素排出係数の実績値が、基準排出係数を超過したとき。

b) 「応札者が当社に二酸化炭素排出係数の調整を委ねる場合」で二酸化炭素排出係数の実績値が、契約排出係数を超過したとき。

契約書では、調整についてa)に準ずる記載が無く、b)に準ずる内容の記載があるから、神戸製鋼は上記のb)を選択したものと考えられる。したがって、神戸製鋼は、入札価格に、ここでいうところの「調整」費用を含めず、「判定価格」の算定で考慮され、受給開始以降は、上記b)に準じた方法で「調整」が行われていると考えられる。

3.5. 入札価格

入札価格は、受給契約に定められた受給料金とは異なり、あくまで入札時に示す価格である。その内容は要綱「4. 入札価格」に規定されている。入札価格は「受給期間均等発電単価」と定められており、これは、「受給期間にわたって発生する総発電コストを、受給開始時点に時点換算し、その総額に割引率を考慮したうえで受給期間に均等配分し、年間の料金を基準受給電力量（使用語句説明の定めに係らず、「基準受給電力×8760時間×基準利用率70%」とする）で除した値（以下「受給期間均等発電単価」という。）が入札価格となります。」とされている。ここでいうところの「受給期間均等発

電単価」は、政府の総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループが行った発電コスト（平準化発電コスト[LCOE: Levelized Cost of Electricity]）の計算の考え方と基本的に同じである。概していえば、受給期間で均等化した場合、1kWh 当たりどの程度で発電できるか、を表すものが「受給期間均等発電単価」である。

入札価格（すなわち受給期間均等発電単価）の計算方法は、要綱の「添付資料（5）入札価格と受給料金の算定方法」（以下、算定方法）および「様式-4 入札価格計算書」（以下、計算書）で示されている。

算定方法によれば、入札価格は概略、以下のようになっている。

入札価格は、固定費と可変費からなる。固定費、可変費は以下の通りである。

固定費：資本費 + 運転維持費

可変費：燃料本体費 + 燃料関係諸費

燃料本体費：2013年1月～12月の貿易統計の実勢価格の確定値の平均

燃料関係諸費：石油石炭税が含まれる。石炭の場合1tあたり1370円。

入札価格の具体的な算定方法はひな型の別紙3に計算書として示されている。ひな型では受給期間が15年の場合の表5が示されている。本意見書では、受給期間を30年とする。この際、資本費の回収は15年間で行われるものとして入札価格の推計を行うことにし、運転維持費は一定とした。また、燃料本体費、燃料関係諸費は、表2の諸元に基づき、発電電力量に比例して増大するものとする。

表 5

受給期間均等発電単価計算方法（15年の場合）

別紙3

入札価格計算書

		(単位：円/kWh、円/kWh)																	
		1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	合計	備考	
固定費	資本費 〔固定・アセットコスト （建設費）〕 (年当り平均値) A	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	
	運転維持費 B																		
	小計 C = A + B																		
	複利係数 D = (1 + 0.009) ⁿ	0.97182	0.94443	0.91761	0.89195	0.86681	0.84238	0.81864	0.79557	0.77315	0.75136	0.73018	0.70950	0.68950	0.67017	0.65128		—	〔資本回収係数〕 D = (1 + 0.009) ⁿ
現在価値 E = C × D																		〔E〕	〔E = C × D〕
可変費	燃料本体費 F																		
	燃料関係諸費 G																		
	小計 H = F + G																		〔可変費〕 〔H = F + G〕
合計	合計 I = C + H																		
	複利係数 J = (1 + 0.009) ⁿ	0.97182	0.94443	0.91761	0.89195	0.86681	0.84238	0.81864	0.79557	0.77315	0.75136	0.73018	0.70950	0.68950	0.67017	0.65128		—	〔資本回収係数〕 D = (1 + 0.009) ⁿ
	現在価値 K = I × J																		〔E〕
基本受給電力量 (G)	15年契約	13.8%	25.8%	36.1%	45.1%	52.9%	59.6%	65.4%	70.5%	75.1%	79.0%	84.0%	88.2%	92.3%	96.2%	100.0%			
基本受給電力量	L	(基本受給電力量) × 8,760h × 70%																	
備考																			

管内-31

注：関西電力（2014b）、管内-31

3.6. 入札における価格要素と判定価格

要綱では、入札は価格要素と非価格要素とを考慮して決定されるとしている。本意見書では表6①入札価格と②のCO2対策コストを推計する。

表 6 入札における価格要素

イ) 価格要素

評価項目	内容	点数
①入札価格	応札者が算定する受給期間均等発電単価	『6. (3) ハ) ステップ3 (評価額の算定)』で算定される評価額と、応札プロジェクトの中で最も安価な評価額との乖離率に、配点 (970点) を乗じた値
②CO ₂ 対策コスト評価	二酸化炭素排出係数を調整するために要する1キロワット時あたりの費用 (当社が調整する場合)	
③需要地近接性評価	▲27銭/kWh (当社指定地域)	
④アクセスコスト (一般負担分) 評価	アクセスコスト (一般負担分) の均等化年経費を基準受給電力量 (使用語句説明の定めに係らず、「基準受給電力×8,760時間×70%」とする。) で除した値 (当社で算定評価を行う。)	
⑤振替供給評価	振替供給に発生する電力損失率および振替供給に必要な料金	
合計	価格要素評価配点	970点

注：関西電力 (2014c)、p. 17。赤枠は筆者。

判定価格は以下の数式 3 にしたがって計算される。本意見書では①②を推計し、③と事業税率については捨象する。

数式 3：判定価格の算定式

<管内のプロジェクトの場合>

$$\text{判定価格} = (\text{①入札価格} + \text{②CO}_2\text{対策コスト評価} + \text{③需要地近接性評価}) \div (1 - \text{事業税率}^*)$$

※ 事業税率は1.3015%とします。

注：関西電力 (2014c)、p. 18

また、CO2 対策コストは、次の数式 4 に基づいて算定される。

数式 4 CO2 対策コストの算定式

$$\text{CO2 対策コスト評価} = (\text{契約排出係数} (\text{※1}) - \text{基準排出係数} (\text{※2})) \times \text{CO2 基準価格} (\text{※3})$$

※1 応札者が設定する受給電力量 1 キロワット時当たりの二酸化炭素排出係数 (t-CO2/kWh)

※2 0.000550t-CO2/kWh

※3 1,381 円/t-CO2

本意見書では、この「CO2 対策コスト」を計算し、1kWh 当たりの価格に換算し、この値を「CO2 対策単価」と定義する。また、「判定価格」を「入札価格」に「CO2 対策単価」を加えたものと定義する。

なお、ここで関西電力が示した CO2 基準価格 (1381 円/t-CO2) は、「発行済みクレジットの代表的な価格指標である欧州気候取引所 (ECX: European Climate Exchange) における認証排出削減量 (CER: Certified Emission Reduction) の先物取引の直近 12 月渡し商品等の価格で、京都議定書第一約束期間 (2008 年 3 月から 2012 年 12 月) の各口 (ママ) の終値の平均値を採用」したものである。

ただし、意見書作成時点では、パリ協定第 6 条のルールが定まっておらず、CER を CO2 のオフセットに利用できるかが不透明である。そこで、神戸石炭火力発電所の経済性、事業性を分析する際には、現時点における日本国内で取引実績のある J クレジットの 2019 年の平均価格 (1685 円/t-CO2) を用いる。

4. 受給期間均等発電単価の計算と分析

4.1. 受給期間均等発電単価の計算の意味

神戸製鋼と関西電力の間の契約において、入札価格と受給料金の計算方法は異なっている。入札価格は運転期間全体における均等発電単価であるのに対し、受給料金は毎年、固定費と変動費部分にかかった原価が積み上げられたものである。とはいえ、受給期間均等発電単価は、判定価格の最も重要な要素となっている。また、受給価格均等発電単価 (入札価格) に「CO2 対策コスト評価」を加え「判定価格」としているということは、これらを合計した額が発電所の受給期間を通しての経済的パフォーマンスを示す指標であることを意味する。

そこで、ここでは表 5 の入札価格算定方法にもとづき神戸石炭火力発電所の「受給期間均等発電単価 (=入札価格)」と「CO2 対策単価」を合計した「判定価格」の計算を行う。また、設備利用率、燃料価格 (石炭価格)、炭素価格 (炭素税) を変化させ、これらの影響が神戸石炭火力発電所の「受給期間均等発電単価」にどのような影響をもたらすかを示す。これによって、神戸石炭火力発電所の持つ潜在的リスクが明らかになるであろう。

4.2. 入札時の「受給期間均等発電単価」と「判定価格」の推計

神戸石炭火力発電所の入札時と現状の均等期間発電単価を計算する。諸元を表 7 左

のようにおき、表 7 右のような推計結果をえた。

表 7 入札時と現状の比較

	諸元				判定価格（推計結果）		
	設備利 用率	燃料価 格	原単位調 整	炭素価 格（炭素税 等）	運転均等発電 単価（円/kWh）	CO2 対策単価（円 /kWh）	合計 （円/kWh）
入札 時	70%	10793 円/t (*1)	1381 円 /t-CO2 (*2)	無し	7.72 円/kWh	0.29 円/kWh	8.01 円/kWh
現状	64%(*3)	12017 円 /t(*4)	1685 円 /t-CO2 (*5)	無し	8.48 円/kWh	0.35 円/kWh	8.82 円/kWh

*1 関西電力指定の 2013 年の一般炭平均価格（貿易統計）。

*2 関西電力指定。

*3 コベルコパワーの 2017～2019 年の実績値平均。

*4 2017～19 年の一般炭平均価格（貿易統計）。

*5 2019 年の再エネ、省エネのクレジット平均価格。

第 1 に、受給期間均等発電単価は 7.72 円/kWh、CO2 対策単価は 0.29 円/kWh で判定価格は 8.01 円/kWh であった。これは、入札価格計算書（表 5）は関西電力によって示されたもので、計算書の方法は、一般に発電単価を計算するのに用いられる方法と基本的に同じである。また諸元についても特段の問題はないと考えられるから、ここで計算された「受給期間均等発電単価」「CO2 対策単価」とその合計「判定価格」は、関西電力、神戸製鋼双方にとって妥当であるはずである。

第 2 に、この 5 年のうちに状況は変わり、受給期間均等発電単価は 8.48 円/kWh、CO2 対策単価は 0.35 円/kWh と増大し、判定価格は 8.82 円/kWh へと上昇した。増加率は、受給期間均等発電単価は 6.9%増、CO2 対策単価は 20%増（原単位調整に用いられるクレジット価格の変化による）である。判定価格の比較対象として卸電力市場のエリアプライス（※）（関西）をみると、2019 年の平均値は 7.18 円/kWh である。これに比べて、神戸石炭火力発電所の受給期間均等発電単価（および判定価格）のほうが大幅に高い。

※翌日に受け渡す電気を取引する市場のことを一日前市場と言う。一日前市場では、1 日を 30 分単位で区切った 48 個の商品（電力）が売買される。エリア間の連系設備の制約（流せる電気の量の制約）によるエリア間（旧一般電気事業者[大手電力会社]が送配電を担っているエリアのこと）価格差を反映した価格をエリアプライスという。

こうしたコスト上昇の要因は、基準利用率に比べて実績の設備利用率が低くなっていること、また、2013 年よりも石炭価格が上昇していること、原単位調整のためのクレジット価格が上昇していることによる。これらの変化によって、長期的な経済的パフォーマンスが大きく変わりうることを示唆している。また、政策が変更されれば炭素税や排出権取引等、何らかの炭素価格が上乘せになる可能性も十分にある。

第 3 に、仮に判定価格が上昇したとしても、受給料金は、受給期間均等発電単価とは別の考え方に基づいて支払われるので、神戸製鋼の経営が直ちに行き詰まるわけではない。他方で、関西電力にとっては、条件の変化によって石炭火力発電所の経済的パフォーマンスが悪化する可能性もあり、仮に「判定価格」が大きく上昇するような事態になれば、その分、経営にも影響が及ぶ可能性がある。例えば、炭素税などの CO2 排出に対する価格付け（カーボンプライシング）が行われれば、関西電力と神戸製鋼双方にとっ

て重大な影響が及びかねない。

次節以降で、燃料費（燃料価格）、設備利用率を変化させて、それらが「判定価格」にあたる影響を順にみていく。また、政策変更が行われ、炭素税等が課せられる場合の影響について述べる。

4.3. 価格変化の影響

4.3.1. 石炭価格上昇の可能性

石炭価格は一定ではない。一般炭価格(CIF 価格、円表示)の価格の推移は図3の通りである。2003年頃までは石炭価格は低い水準であったが、以降は上昇傾向にある。経済学の観点から特定の財について長期の価格変化を推計することは困難であるが、発電コスト検証ワーキンググループの用いた IEA 推計においては、長期的に石炭価格が上昇するととらえられている。長期的に石炭価格が上昇すると考えることは自然である。

図3 一般炭価格の推移



4.3.2. 石炭価格上昇の影響

石炭火力発電は、石炭を使用するので石炭価格の影響を受ける。これについて見てみよう。

図4は、石炭価格を横軸に、受給期間均等発電単価を縦軸にとり、石炭価格が受給期間均等発電単価といかなる関係があるかを示したものである。神戸製鋼と関西電力の契約における受給期間30年に加え、受給期間40年、50年についても示している。この図にみるように、石炭価格が上昇するにつれ受給期間均等発電単価は上昇する。

この意味をとらえるために、2019年の関西のエリアプライス7.18円/kWhと比較する。

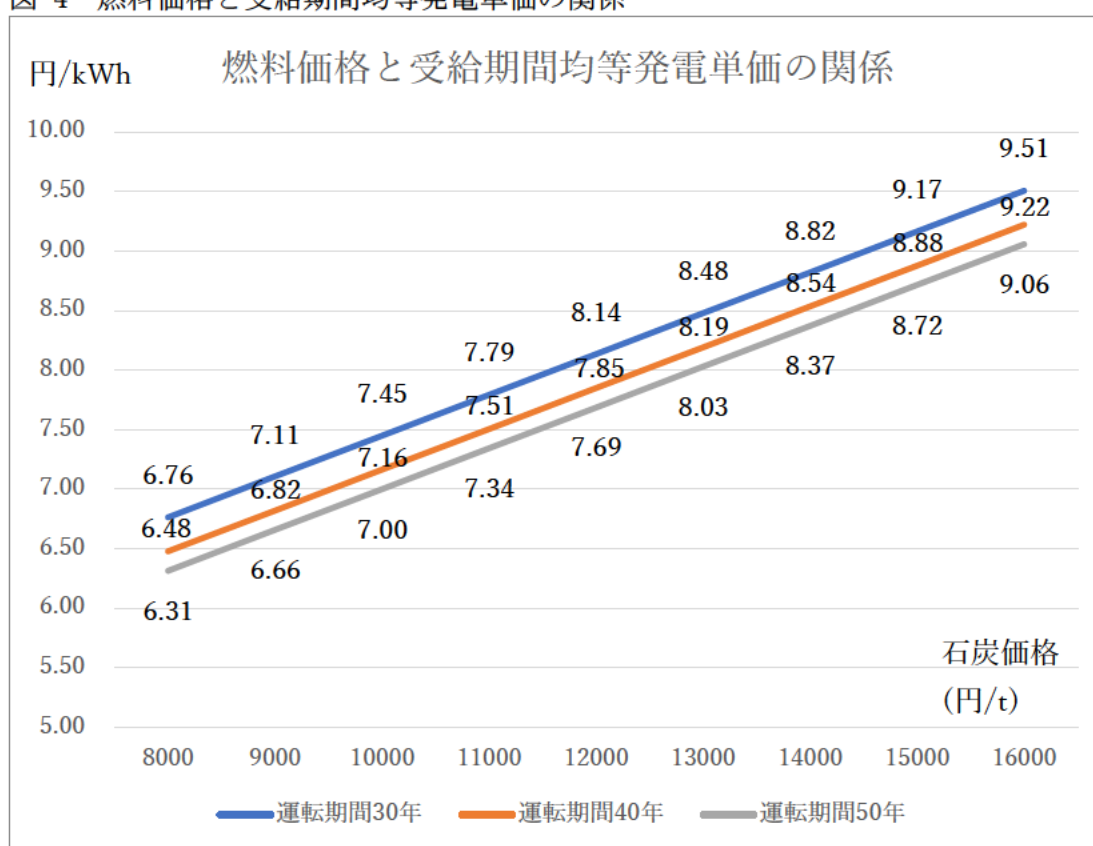
運転期間30年の場合、7.18円/kWhとなるのは石炭価格9210円/tに相当する。つまり基準利用率70%（これはコベルコの2017-19年の平均設備利用率よりも高い）とおいた場合、石炭価格が9210円/t以上になれば競争性が失われる。また、受給期間均等発電単価にCO2対策単価を加えた判定価格についてみれば、石炭価格8183円/t以上に

なればエリアプライスよりも高くなる。石炭の購入は、長期契約に基づいて比較的安価に調達されていると考えられるものの、石炭価格が上昇すれば神戸石炭火力発電所の経済的優位性は失われる。

仮に関西電力との間の契約を変更し受給期間を50年にした場合も劇的な効果は得られない。この場合、受給期間均等発電単価が7.18円/kWhとなるのは石炭価格10523円/tのときである。2018年の石炭価格は13077円/tであったから、現時点ですでに神戸石炭火力発電所の経済性はない。

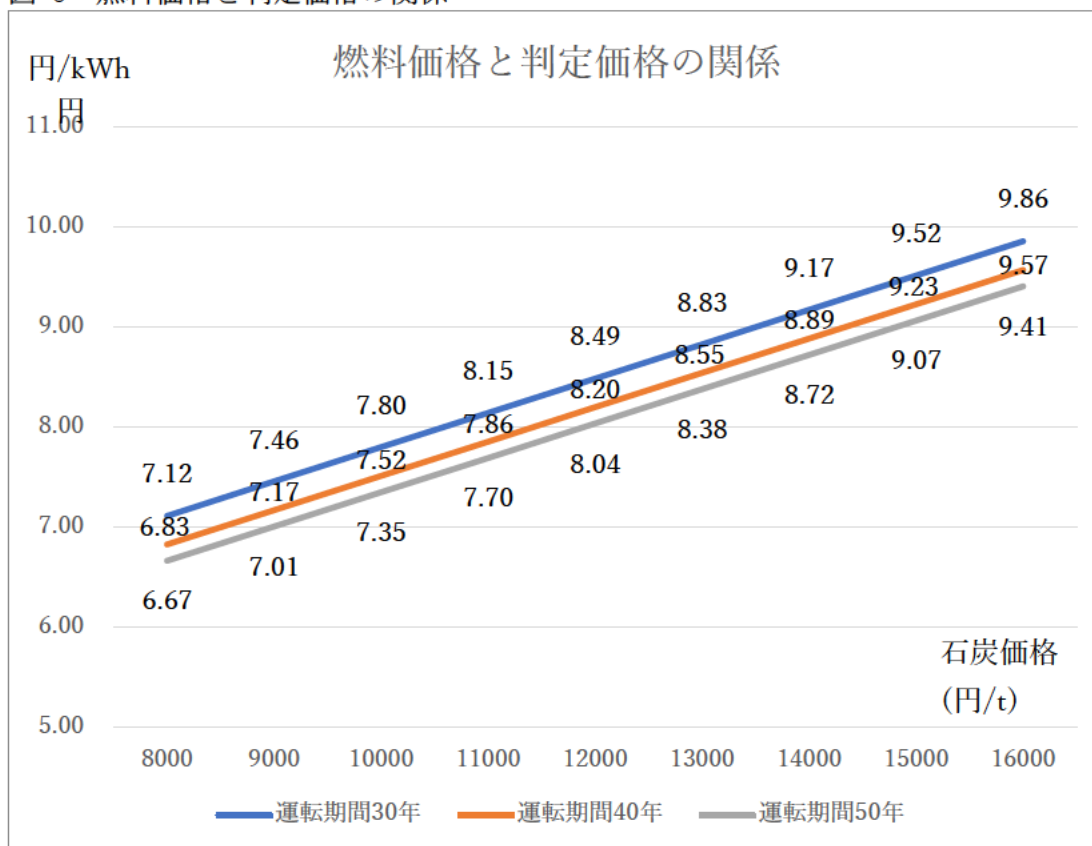
また、発電コスト検証ワーキンググループ（2015b）が用いたIEAの新政策シナリオで示された石炭価格を適用すると（為替レート1ドル=110円とした場合）、運転期間30年、設備利用率70%の場合で受給期間均等発電単価は9.08円/kWh、判定価格は9.43円/kWhとなる。IEA新政策シナリオでは石炭価格が長期的に上昇すると想定されているので、運転期間を延長しても受給期間均等発電単価は大きく下がらない。運転期間40年の場合は8.84円/kWh（判定価格9.19円/kWh）、50年の場合は8.71円/kWh（判定価格9.96円/kWh）である。長期的な燃料価格の変動を見込めば、神戸石炭火力発電所の経済性はさらに悪化するとみてよい。

図4 燃料価格と受給期間均等発電単価の関係



注：設備利用率70%を想定。

図 5 燃料価格と判定価格の関係



注：設備利用率 70%を想定。

4. 4. 設備利用率の影響

4. 4. 1. 石炭火力規制による設備利用率低下のリスク

設備利用率の低下もまた神戸石炭火力発電所の受給期間均等発電単価を上昇させる。従来は、環境規制が設備利用率の低下をもたらしたことはなかったが、今後は石炭火力に対する規制が強化され現実に設備利用率が低下するリスクがある。それを示したのが、2020年7月の「石炭火力のフェードアウト」にむけた政策発表である。これは、2020年7月3日に、経済産業大臣により示されたもので、「エネルギー安定供給に万全を期しながら脱炭素社会の実現を目指すために、エネルギー基本計画に明記している非効率な石炭火力のフェードアウト」のための「より実効性のある新たな仕組みを導入すべく、今月中に検討を開始し取りまとめるよう、事務方に指示」したとされている。「具体的には、2030年に向けてフェードアウトを確かなものにする新たな規制措置の導入や、安定供給に必要となる供給力を確保しつつ、非効率石炭の早期退出を誘導するための仕組みの創設、既存の非効率な火力電源を抑制」という。

この方針は、現時点では亜臨界圧 (SUB-C) 及び超臨界圧 (SC) の「非効率石炭火力」を対象としたもので、2021年、2022年に運転開始を予定している神戸石炭火力発電所は超々臨界圧 (USC) であるので直接には影響はない。とはいえ、ここで注目すべきは、政府の方針により、石炭火力のフェードアウトが示され、政治的に個別の発電設備の休

廃止へと導かれる現実的可能性（事業者にとってはリスク）が示されたことである。もとより発電設備は私有財産であるが、私有財産であっても気候変動対策のために休廃止決定がされることになったということは石炭火力発電事業にとっては重大である。

「非効率石炭のフェードアウト」は、2018年の「第5次エネルギー基本計画」に定められている。ここにきて非効率石炭火力のフェードアウトが現実化するに至った背景には、気象災害が現実頻発するようになったことによる影響があると考えられる。2018年夏の猛暑や同年7月豪雨の原因が温暖化にあることが気象研究所や東京大学大気汚染研究所、国立環境研究所、気象業務支援センターの研究であきらかになっている（気象研究所ほか、2019, Imada et al., 2019）ほか、2018年の台風21号被害、2019年の台風19号被害、2020年の九州中国地方での大雨災害が、気候変動の影響である可能性が示唆されている。これらの大規模気象災害により気候変動問題に対する国民の関心と危機感はかつてないほど高まりつつある。こうした社会の危機感を背景に、政治的な意思決定も行われるようになってきていることからすれば、政府の方針が転換し、現時点では対象となっていない石炭火力発電所についても「フェードアウト」となる可能性は十分にある。

したがって、今回の「非効率石炭火力のフェードアウト」を現実化するための政策決定が、今後の政策形成の前例となりうると考えるのは自然である。少なくとも、石炭火力発電事業には、フェードアウト決定が行われるリスクが存在するようになったと言えるだろう。

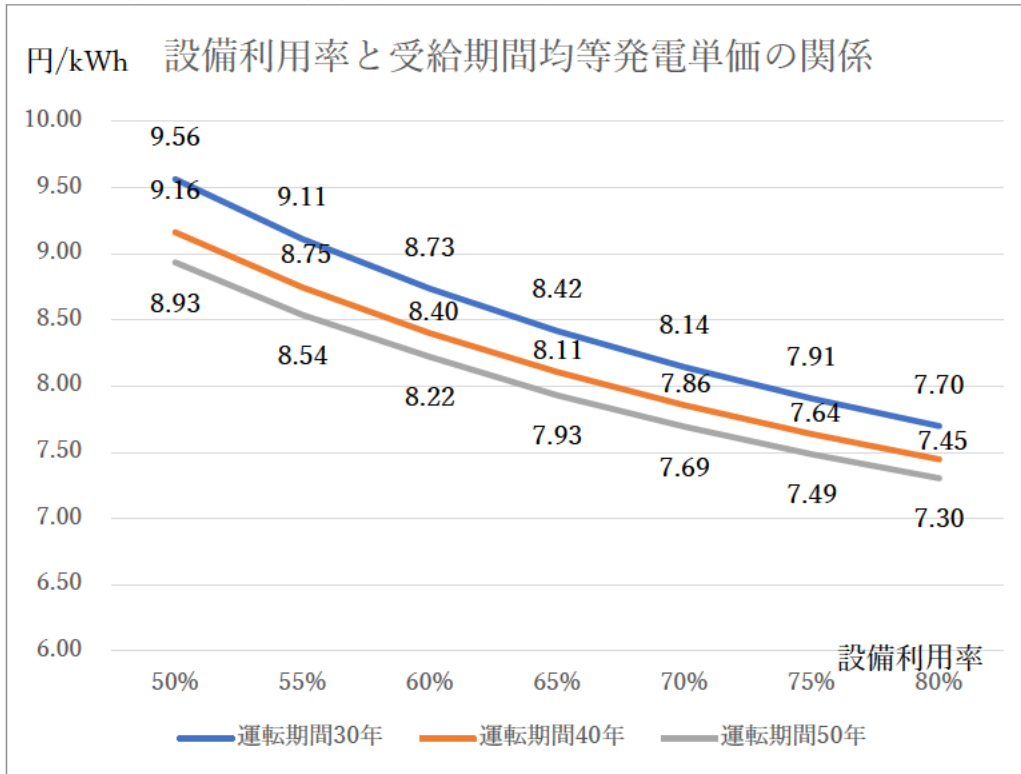
環境経済学において、環境政策手段は直接規制と間接規制（経済的手段）に区分されている。今回の石炭火力の「フェードアウト」は、休廃止を直接決定する「直接規制」的手法である。気候変動対策に十分な措置を講じてこなかった現政権においてすら、直接規制的手法がとられるのであるから、石炭火力発電事業には大きな政策リスクがあることが産業界の常識となったと言えるだろう。こうしたことからすれば、少なくともこれから国内で新規に石炭火力発電所の建設を進めようとする事業者は存在しなくなると思われる。神戸製鋼神戸石炭火力発電所は、稼働に至れば、気候に大きな脅威をもたらす最後の石炭火力発電所として認識されるようになる可能性が高い。設備利用率が、想定したよりも小さくなるリスクは十分にある。

4.4.2. 設備利用率の変化とその影響

石炭火力発電は、火力発電のなかでは1kWあたりの建設費が相対的に高い。それゆえ、設備利用率が受給期間均等発電単価に与える影響は、石炭価格より相対的に大きい。

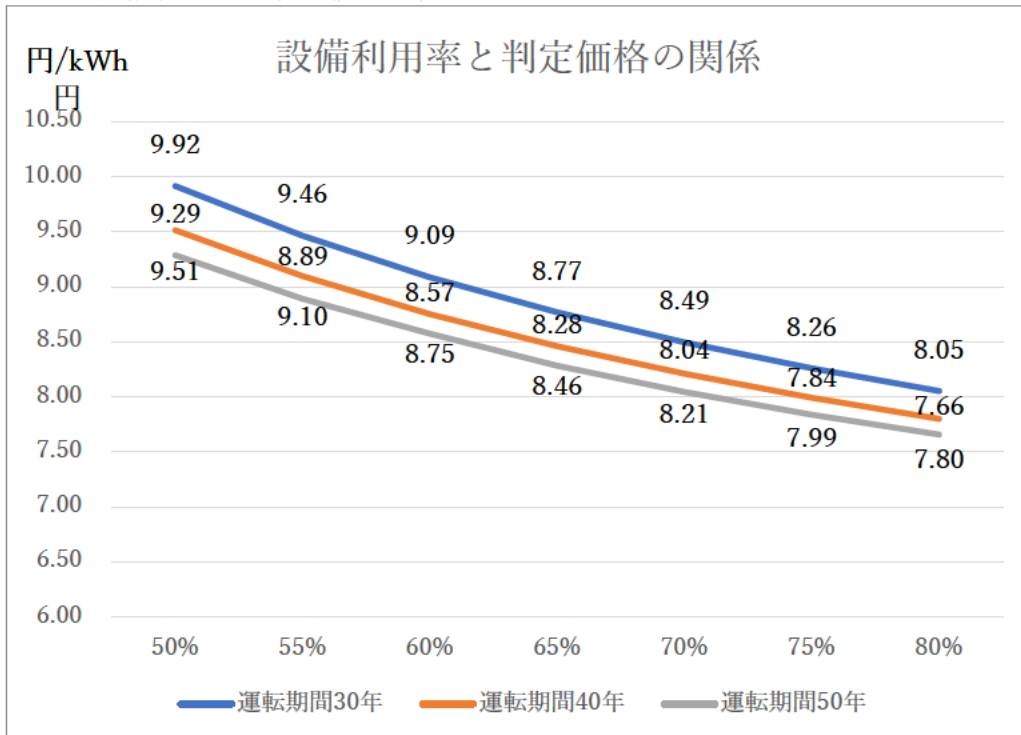
設備利用率と受給期間均等発電単価の関係をみると、図6、図7のとおりである。ここでは横軸に設備利用率、縦軸に価格をとっている。また、先のグラフと同様、運転期間を40年、50年にした場合も加えた。

図 6 設備利用率と受給期間均等発電単価の関係



注：燃料価格は、貿易統計に基づき直近3年間の平均価格（12017円/t）とした。

図 7 設備利用率と判定価格の関係



注：燃料価格は、貿易統計に基づき直近3年間の平均価格（12017円/t）とした。

図 6 にみられるように、運転期間 30 年、設備利用率 70%では 8.14 円/kWh であり、関西のエリアプライス平均(2019 年)よりも高くなっている。設備利用率が 65%となれば 8.42 円/kWh、60%で 8.73 円/kWh、50%では 9.56 円/kWh にまで上昇する。

2019 年の卸電力市場における関西地域のエリアプライスは 7.18 円/kWh である。これを実現するには設備利用率を 96%にする必要がある。設備利用率が 96%を下回れば神戸石炭火力発電所の経済的優位性が十分にあるとはいいいく上、さらに下がっていけば経済的優位性は大きく失われる。CO2 対策単価を加えた判定価格では、このことは一層鮮明である。

仮に運転期間を 40 年ないし 50 年にしても状況は変わらない。受給期間均等発電単価がエリアプライスよりも低くなるのは、運転期間 40 年で設備利用率を 88%以上、運転期間 50 年で同 84%以上にした場合である。一方、コベルコパワー神戸の直近 3 年間(2017～19 年)の設備利用率は 64%である。長期的にみれば温暖化対策が強化される可能性が高く、設備利用率を高く維持しつづけられるとは考えにくい。

契約上、当該発電所は、設備利用率 70%、最低でも 50%が保証される(契約書第 2 条) ことになっている。設備利用率 50%のときの受給期間均等発電単価は 9.56 円/kWh と推計される(運転期間 30 年の場合)。設備利用率が 50%になっているような状況は、電力需要が少なく、そうであるからこそ電力の買い上げを絞っている状況であると考えられる。そのため、神戸製鋼側が設備利用率を上げるために売電しようとしても、このようなときは関西エリアで需要が少ないと考えるのが自然であり、このときエリアプライスは低水準になっているであろう。それゆえ、関西電力の買い取り量が低い時期に市場で売ろうとしても、発電コストよりも低い価格で電気を売らねばならなくなる。つまり、設備利用率が下がるような場合、神戸石炭火力発電所の発電単価が上昇する一方で、電力市場における卸電力価格は低くなるだろうから、神戸製鋼は関西電力以外には売却できないであろう。

4.5. CCS の受給期間均等発電単価に対する影響

CCS について、入札時点の段階で考慮すべきであることは 2 で述べた通りである。ここでは、入札時点で受給期間均等発電単価に CCS の費用含めた場合の影響を考える。

2 で述べたように、当時 4000 円/t-CO2 程度で CCS を導入すると想定し得たとして計算する。計算には、CCS の固定費用、変動費用の構成が必要である。費用構成について現実的な想定をするために、苫小牧のケースから得られる費用構成をみると、設備コストに 15.9%、運転コストに 84.1%の費用がかかるという(表 8 の赤枠参照)。

ここで CCS を使って排出原単位を LNG 火力並みにする(排出量を半減)させるとしよう。年間設備利用率 70%で発電し 4000 円/t-CO2 のコストで CO2 排出量の半分を CCS で回収・貯留すると想定すると約 119 億円になる。これは 30 年分で約 3566 億円(四捨五入しているので 119 億円の 30 倍にはならない)になる。設備コストが 3566 億円の 15.9%だから約 567 億円、運転コストは 84.1%だから 1 年あたりにすると約 100 億円になる。

CCS 以外の条件については基本的に諸元と同じとし、設備利用率 70%、石炭価格 10793 円(関西電力指定の 2013 年平均)とすると、CCS を用いた場合の受給期間均等発電単価は 9.39 円/kWh (CCS コストは 2.17 円/kWh)となる。こうした簡単な計算からも、2014 年時点で CCS を導入する際のコストは非常に大きいとわかる。神戸製鋼が、実際に検討を行っていたとすれば投資判断に重大な影響を及ぼし、石炭火力発電所の建設を断念した可能性がある。

なお、CCS に要する費用について付記しておく、CCS は、本意見書作成時点でも費用低減がみられず、苫小牧のケースでは実用化モデル 20 万 t-CCS で総合計 11129～13328

円/tCO₂、100万t-CCSで同6186～7261円/t-CO₂(表8参照青枠)となっている。そのため、本意見書での計算(4000円/t-CO₂)ではCCSの費用を大幅に安く見積もっていることを付記しておく。そうであっても、CCSを本当に検討していたのであれば、経営判断に重大な影響をもたらしていたはずである。

表8 CCS実用化モデルのコスト評価例

年間20万t実用化モデルの設備コストと運転コスト(消費税抜き)							実用化モデルでの年間20万t-CCSと年間100万t-CCSのコスト比較		
設備構成 コスト分類	設備コスト		運転コスト		合計		CCSコスト (円/t-CO ₂)	20万t (実用化モデルにおけるイメージ)	100万t (実用化モデルにおけるイメージ)
	円/t	%	円/t	%	円/t	%			
分離・回収	335	3.0	1,860	16.7	2,195	19.7			
CO ₂ 圧縮	385	3.4	2,174	19.5	2,559	22.9			
共通設備	132	1.2	686	6.2	818	7.4			
圧入井・貯留	922	8.3	4,635	41.7	5,557	50.0			
合計	1,774	15.9	9,355	84.1	11,129	100.0			

CCSコスト (円/t-CO ₂)	20万t (実用化モデルにおけるイメージ)	100万t (実用化モデルにおけるイメージ)
1) 分離・回収/圧入		
設備コスト	852	590
運転コスト	4,720	4,079
合計	5,572	4,669
2) 圧入井・貯留		
設備コスト	922	369
運転コスト	4,635	1,148
合計	5,557	1,517
3) 総合計		
Captured	11,129	6,186
Avoided	13,328	7,261
4) CO ₂ 排出係数(分離・回収/圧入設備から排出されたCO ₂ t数) ÷ (分離・回収/圧入したCO ₂ t数)		
t-CO ₂ /t-CO ₂	0.165	0.148

※苫小牧実証データを基に、年間20万t規模の実用化モデルで試算を行い、同様条件、また一定の仮定下で年間100万t規模のコストを試算したもの。
 ・CO₂原料ガスはPSA上流から分岐し、オフガスをPSA上流に戻す。
 ・CO₂輸送費は含めず。建屋費用・運転員労務費等は、製油所から提供されるものとし、コストには含めず。
 ・燃料ガス単価:1,205円/GJ(48.2円/Nm³に相当)、電力単価:10.84円/kWhとした(消費税抜き)。
 ・Captured cost: CCSコスト/圧入したCO₂量、Avoided cost: CCSコスト/(圧入したCO₂量-CCSで発生したCO₂量)

出所:経済産業省、新エネルギー・産業技術総合開発機構、日本 CCS 調査株式会社(2020)、p.12。赤枠、青枠は筆者。

4.6. カーボンプライシングの影響

4.6.1. カーボンプライシングが石炭火力発電に与える影響

パリ協定は、世界全体の平均気温の上昇幅を2度より十分下回る水準に抑制すること、さらに1.5度におさえる努力を追求することを示している。さらに2018年に取りまとめられたIPCCの「1.5℃特別報告書」は、1.5度と2度の気温上昇では影響に大きな違いがあることについて述べ、1.5度の気温上昇に抑制する経路と手段を明らかにしている(IPCC, 2018)。「1.5℃特別報告書」の意味するところは、2030年以前のできるだけ早い時期に温室効果ガスの排出をゼロにすることが気候変動対策のためには不可欠であるということである。今後、かなり早い段階で日本においても石炭利用の大幅制限がもたらされることは間違いない。

環境税や排出権取引は、カーボンプライシングとも呼ばれ、炭素排出に対して一定の経済的負担を課し、それによって事業者を誘導する政策手段である。気象災害が頻発し、パリ協定上の目標達成が政治的課題になれば、近い将来、「非効率石炭火力」以外の石炭火力発電所もまたフェードアウトする政策決定が行われる可能性が高いことはすでに述べた。

そこで、ここでは炭素排出に対して一定のプライシング(カーボンプライシング)が行われることを想定し、設備利用率がどの程度低下するかを検討する。

4.6.2. カーボンプライシングの受給期間均等発電単価への影響

ここでは、パリ協定上の目標を満たすための施策として北欧型のカーボンプライシ

グ（二酸化炭素 1 トンあたり 1 万円）を想定した。これにより、石炭火力と LNG 火力との間の経済性が逆転する。政府は、今後、系統運用ルールを先着優先からメリットオーダーへと変更する方向で政策の検討に入っている。メリットオーダーとは、限界費用（燃料費）が安い電源から順に系統利用をするルールで、燃料費ゼロの再生可能エネルギーが最も優先される。こうした系統運用ルールとともに、カーボンプライシングが整備されれば、石炭火力の設備利用率は大きく低下する。これがカーボンプライシングの効果である。この効果を試算する。

なお、3.6 で定義した「CO2 対策単価」は、石炭火力の原単位調整のための費用を表したものであった。カーボンプライシングが行われても、石炭火力発電の原単位が減少するわけではないので、カーボンプライシングがされた場合も原単位調整が行われるものとした。

カーボンプライシングに加えて、長期的な政策評価を行う場合、関西電力エリアであれば原発再稼働の有無も問題になる。そこで、原発再稼働の有無も考慮の対象にして評価をおこなった。原発再稼働は、これまでに再稼働した原発が今後も稼働する場合、適合性審査に合格した原発全てが再稼働する場合の 2 つに区分した。運転開始後 40 年での廃止を前提に、20 年の運転延長の認可を得ている原発のみ 60 年運転としている。

結果は表 9 のとおりである。これにみるように、設備利用率を先に述べた想定に即して変化させた場合、受給期間均等発電単価は、前節までの試算結果よりも高くなり、カーボンプライシングがなくても 9.31 円～9.64 円/kWh となる。この水準は、エリアプライスを大きく超えており、将来、神戸石炭火力発電所の経済的優位性が失われることを示唆している。

原発再稼働がもたらす設備利用率と受給期間均等発電単価に与える影響については、カーボンプライシング無しでみると「再稼働なし」と「適合性審査原発が稼働」との差は 0.33 円/kWh である。したがって、原発再稼働は石炭火力発電のコストにはほとんど影響しない。一方、カーボンプライシングの影響は非常に大きい。カーボンプライシングが行われると、燃料関係諸費が上昇する上に、他の電源との競争性も失われるため、非常に高額になる。すなわち、温暖化対策を強化すれば、神戸石炭火力発電所の発電コストは非常に高くなる。こうなると、石炭火力発電事業は生き残り得ない。温暖化対策が強化される中で、神戸石炭火力発電所の事業を進めることには重大なリスクがある。

表 9 カーボンプライシング、原発再稼働の影響

単位：円/kWh

	カーボンプライシング無し			カーボンプライシング有り		
	再稼働なし	再稼働原発が稼働	適合性審査原発が稼働	再稼働なし	再稼働原発が稼働	適合性審査原発が稼働
受給期間均等発電単価 (うち、カーボンプライシング)	9.64	9.36	9.31	26.97 15.35	27.12 15.14	27.63 15.07
CO2対策コスト単価 (原単位調整)	2.20	2.19	2.18	2.21	2.15	2.14
合計 (判定価格)	11.84	11.55	11.49	29.18	29.28	29.77

注：運転期間30年、設備利用率70%、石炭価格12017円/t。CO2対策単価（原単位調整）にあたってのカーボンプライシング（10000円/t-CO2）と同じ原単位を用いた。

4.6.3. 神戸製鋼が免れているカーボンプライシング支払い額の推計

現在、カーボンプライシングがないため、神戸製鋼は、そのための費用の支払いを免れている。カーボンプライシングを採用している国は多く、政策変更が行われる可能性は十分にある。では、カーボンプライシングは一体どのくらいの規模になるのか試算することにする。

ここでは、神戸石炭火力発電所の標準的条件（運転期間 30 年、設備利用率 70%）におけるカーボンプライシングの金額を試算するため、カーボンプライシングの水準として、10000 円/t-CO2 という北欧型のものに加え、発電コスト検証ワーキンググループ（2015）が採用している IEA 新政策シナリオを想定した。この場合、金額は単純合計している。結果は表 10 のとおりである。

これをみると、IEA 新政策シナリオでは 30 年間運転で 8421 億円、50 年では 1 兆 6761 億円に上る。30 年運転の場合の年平均は約 280 億円である。10000 円/t-CO2 のプライシングの場合の未払い額は年間 594 億円である。ここで示した支払額は必ずしも仮想的なものではない。CO2 排出削減を達成しようとするれば必然的に支払わなければならないのであるから、神戸製鋼は、意図しているかどうかにかかわらず、この支払いを免れ、その分多額の利益を不当に享受していると言える。石炭火力発電は、CO2 排出削減が本格的にとられていないという状況であるが故に存在し続けていることが、この推計からわかる。

表 10

カーボンプライシングによる支払額

単位：億円

	IEA新政策シナリオ	10000円/t-CO2ケース
30年運転	8,421	17,832
40年運転	12,414	23,776
50年運転	16,761	29,720

5. 神戸石炭火力発電所の内部収益率の推計と分析

5.1. 内部収益率推計の意味

神戸石炭火力発電所の事業は、関西電力に電気を販売することを前提として計画されている。固定費、変動費ともに費用が上昇した場合に調整が行われることになっているため、神戸製鋼の経営に及ぼす費用上昇の影響が大きくなる。かつての総括原価主義に基づく電気料金（原価に基づく電気料金のこと）と同様、原価をベースにして受給料金が設定されているためである。それゆえ、通常の事業評価になじむとは必ずしもいえないが、ここでは神戸石炭火力発電所が投資すべきプロジェクトであったかどうかを分析することにする。

ここでは、プロジェクトの投資判断指標として一般に使用される内部収益率（Internal Rate of Return: IRR）をもちいて分析する。内部収益率とは、キャッシュフローの現在価値の合計額から初期投資を差し引いて得られる正味現在価値（Net Present Value）がゼロとなる割引率であり、投資判断の際に用いられる。日本の石炭火力発電一般についての内部収益率については、自然エネルギー財団（2019）が評価を行っている。ここでは自然エネルギー財団（2019）の方法に依拠しつつ分析を行うことにしたい。

神戸石炭火力発電所について公開されているデータは限られているものの、自然エネルギー財団（2019）も、2 で示した程度のデータを基礎に分析を行っている。簡単なデ

ータを基礎にしたものではあるが、これを使うことによって神戸石炭火力発電所のおおよその収益性を把握することができる。データが詳細に公開されれば、より詳しい分析を行うことも可能である。

自然エネルギー財団(2019)は、分析を行うにあたり、大手金融機関に対するヒアリングを行っている。これによれば、石炭火力発電投資の想定される内部収益率は8%、一般に10%は必要とのことである。また、このとき11,000円/tの燃料価格、1kWhあたり9.5円の売電価格、設備利用率85%、40年稼働の実現というケースによる試算で内部収益率が8.7%であることを示し、「石炭火力の新増設を計画する事業者は、この程度の収益性確保が可能になるよう、収益・費用の諸項目についての想定をしているものと考えられる」と述べている。本意見書においても、8%を収益性確保の指標としたい。

5.2. 入札時と現時点での内部収益率

まず、表7の現状の条件に加え、廃止費用(発電コスト検証ワーキンググループ(2015a)の想定に基づく)を考慮して内部収益率を計算する。また、CCSやCO2対策、カーボンプライシングは考慮しないことにする。売電価格は受給期間均等発電単価および関西のエリアプライスの2つのケースとする。試算の結果、表11のようになった。

これによれば、直近の状況を反映させるために、石炭価格、エリアプライスともに2019年の数値をとっている。これによれば、入札価格(関西電力の計算方法による推計値、すなわちCO2対策単価は含まれない)で売電したとすると、30年運転(売電価格8.63円/kWh)、40年運転(同8.41円/kWh)、50年運転(同8.30円/kWh)のいずれもで、内部収益率8%を達成できない。エリアプライス(2019年平均7.18円/kWh)では内部収益率がマイナスになっている。仮に、内部収益率を8%にするためには9.63円/kWhまで売電価格を大幅に引き上げなければならない。

受給料金と入札価格は異なる考え方で計算されており、いずれも非公開であるので詳しくは論じられないが、公開されたデータに基づく限り、入札価格が何らかの理由で高くなっているか、あるいは受給料金が高めに設定されているか、いずれかの可能性が高い。そうであれば、ますますエリアプライスからの乖離が大きくなり、神戸石炭火力発電所の経済性が疑わしくなってくるであろう。

表 11

神戸石炭火力発電所の内部収益率

	30年運転	40年運転	50年運転
入札価格(推計)での売電	3.40%	3.54%	3.59%
エリアプライス(2019年)での売電	-2.14%	-0.12%	0.89%

5.3. 内部収益率と燃料価格、設備利用率、運転期間との関係

次に燃料価格(石炭価格)と内部収益率の関係をみることにする。ここでは、売電価格を8.63円/kWh(2017~2019年のエリアプライス平均)とした。5.2の想定と異なるのは、7.18円/kWh(2019年平均)を売電価格に設定すると、内部収益率を60%のケースで計算不可能(つまり投資案件として考慮に値しないもの)になり、設備利用率間の比較ができなくなるからである(つまり、2019年平均のエリアプライスでは投資案件として考慮の対象外ということである)。

計算結果を表12、図8①~③に示す。ここで、内部収益率8%以上は青色で表されて

いる。これで見ればわかるように、運転期間が30年、設備利用率70%という標準的状況（契約における基本条件）のもとでは、現状の石炭価格11836円を前提とすれば、内部収益率は非常に低い。内部収益率が8%を超えるのは、石炭価格が6000円/t程度となるようなときである。設備利用率80%であっても石炭価格が8000円/t程度でなければならぬ。このことからすれば神戸石炭火力発電所は、投資案件として見た場合、投資すべきではないプロジェクトである。

現状の燃料価格は11836円/t(2019年平均価格)であるから、これは運転期間を50年にし、運転期間の平均設備利用率を90%とした場合でも内部収益率8%を達成できない。

以上のことから、神戸石炭火力発電所の投資判断は、石炭価格を非常に低くみつもった上に行われていた可能性がある。この見通しは甘かったと言わざるをえない。ただし、ここでも、神戸製鋼は、ここで示した売電価格ではなく関西電力との間でとりかわした契約に基づき、受給料金の支払いを受けるので神戸製鋼が経営危機に陥ることはない。裏を返せば、卸電力市場に比べて高額な受給料金となっている可能性がある。

表 12

売電価格 円/kWh	運転期間30年				運転期間40年				運転期間50年			
	設備利用率 60%	設備利用率 70%	設備利用率 80%	設備利用率 90%	設備利用率 60%	設備利用率 70%	設備利用率 80%	設備利用率 90%	設備利用率 60%	設備利用率 70%	設備利用率 80%	設備利用率 90%
6,000	7.00%	9.40%	11.65%	13.81%	7.67%	9.87%	11.97%	14.04%	7.92%	10.02%	12.07%	14.09%
7,000	6.14%	8.47%	10.65%	12.72%	6.89%	9.01%	11.03%	13.00%	7.19%	9.20%	11.15%	13.07%
8,000	5.24%	7.53%	9.63%	11.62%	6.10%	8.15%	10.08%	11.95%	6.45%	8.38%	10.23%	12.05%
9,000	4.31%	6.54%	8.58%	10.50%	5.27%	7.26%	9.11%	10.89%	5.68%	7.53%	9.30%	11.01%
10,000	3.31%	5.52%	7.50%	9.34%	4.41%	6.34%	8.12%	9.82%	4.89%	6.67%	8.35%	9.97%
11,000	2.24%	4.43%	6.37%	8.15%	3.49%	5.38%	7.10%	8.72%	4.06%	5.79%	7.39%	8.92%
12,000	1.08%	3.28%	5.18%	6.91%	2.50%	4.38%	6.04%	7.59%	3.18%	4.86%	6.40%	7.85%
13,000	-0.24%	2.02%	3.91%	5.60%	1.42%	3.30%	4.93%	6.42%	2.22%	3.89%	5.37%	6.75%
14,000	-1.77%	0.61%	2.54%	4.21%	0.17%	2.12%	3.74%	5.18%	1.14%	2.83%	4.28%	5.60%
15,000	-3.70%	-1.02%	0.99%	2.68%	-1.34%	0.78%	2.43%	3.86%	-0.13%	1.66%	3.11%	4.39%
16,000	-6.58%	-3.07%	-0.82%	0.95%	-3.42%	-0.85%	0.94%	2.40%	-1.82%	0.28%	1.80%	3.08%

図 8 ①

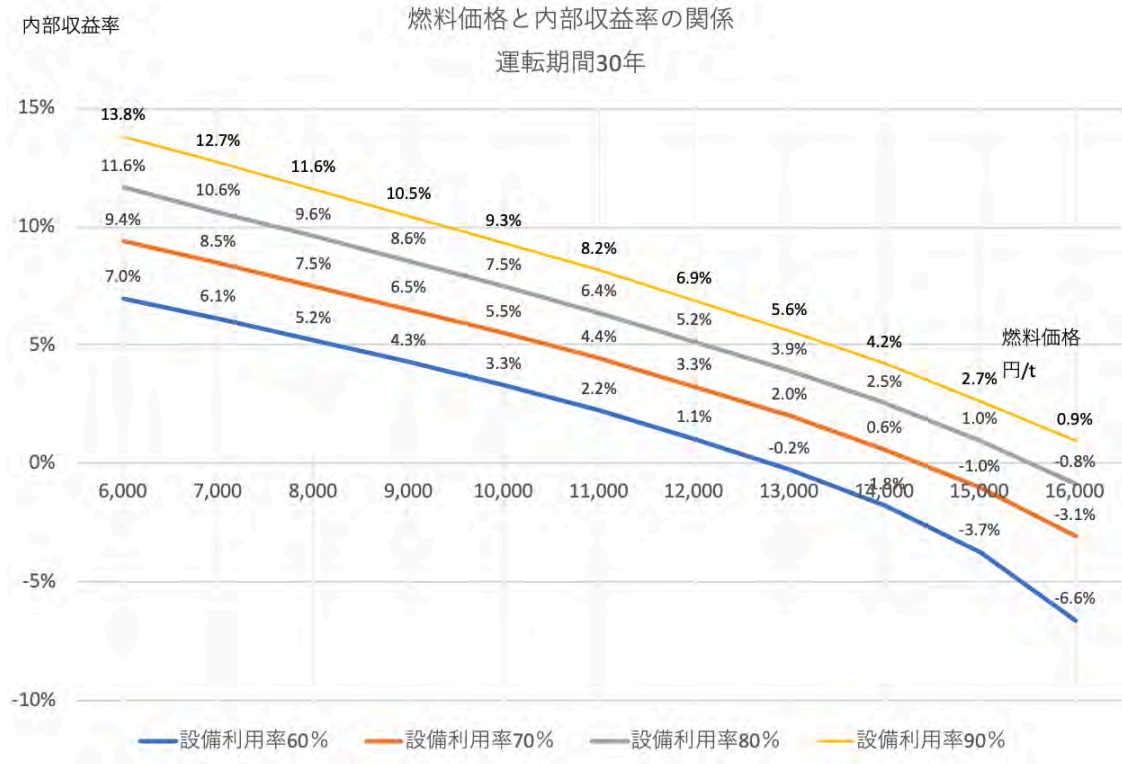


図 8 ②

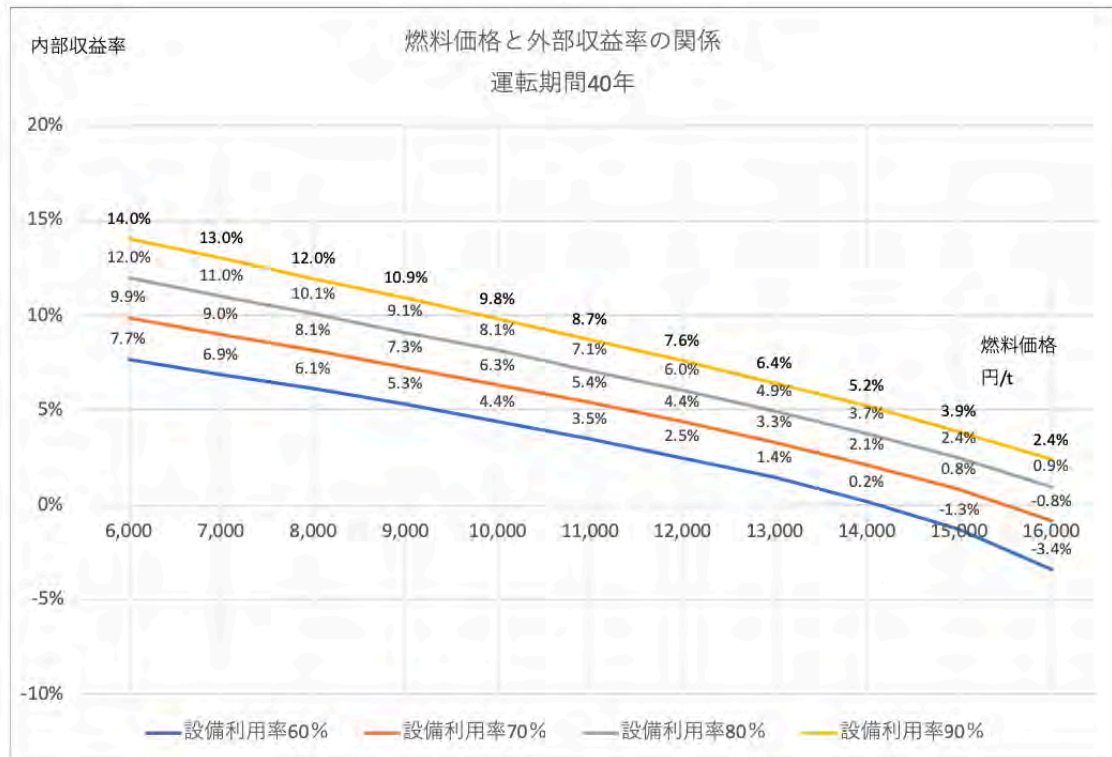


図 8 ③



5. 4. 内部収益率と売電単価との関係

ここでは、売電単価を変化させた場合の内部収益率を推計する。結果は表 13、図 9 ①～③のとおりである。燃料価格は、12017 円（2017-2019 年平均価格）としている。表 12 と同じく、内部収益率が 8% を超えるものを青色で示している。

これらを見れば明瞭なように、運転期間 30 年、設備利用率 70% の標準的条件のもとで内部収益率が 8% を超えるのは売電価格が 10.0 円/kWh を超える額になってからである。2019 年のエリアプライスの 7.18 円/kWh で内部収益率を 8% にすることは不可能で、運転期間 50 年設備利用率 90% を維持したとしても達成できない。

これからうかがえることは、神戸石炭火力発電所のプロジェクトは、関西電力との間の契約によってさだめられた受給料金があるからこそ成立するものだという事である。このような契約がなければ、神戸石炭火力発電所のビジネスが成立することは困難である。

裏を返せば、通常であれば投資すべきでないプロジェクトからの電気を関西電力は長期にわたって買い続けているということでもある。電力自由化が進んでいる現状では、関西全域に影響を及ぼすものでは必ずしもないが、少なくとも関西電力の電気を購入している消費者にとっては不利益になっている可能性がある。

表 13

燃料費	12,017	円/t
売電価格		
原単位調整	0	円/t-CO2
CO2プライシング	0	円/t-CO2

売電価格 円/kWh	運転期間30年				運転期間40年				運転期間50年			
	設備利用率 60%	設備利用率 70%	設備利用率 80%	設備利用率 90%	設備利用率 60%	設備利用率 70%	設備利用率 80%	設備利用率 90%	設備利用率 60%	設備利用率 70%	設備利用率 80%	設備利用率 90%
7.0	0.00%	-5.23%	-2.53%	-0.61%	-6.33%	-2.47%	-0.43%	1.11%	-3.92%	-1.07%	0.63%	1.95%
7.5	-4.85%	-1.60%	0.46%	2.17%	-1.90%	0.31%	1.99%	3.42%	-0.60%	1.26%	2.72%	4.00%
8.0	-1.53%	0.83%	2.75%	4.42%	0.37%	2.30%	3.92%	5.37%	1.31%	2.99%	4.45%	5.77%
8.5	0.58%	2.79%	4.69%	6.40%	2.09%	3.96%	5.61%	7.13%	2.81%	4.48%	5.99%	7.42%
9.0	2.31%	4.50%	6.44%	8.23%	3.55%	5.44%	7.17%	8.79%	4.11%	5.84%	7.45%	8.99%
9.5	3.84%	6.06%	8.07%	9.95%	4.86%	6.82%	8.64%	10.38%	5.31%	7.12%	8.84%	10.52%
10.0	5.22%	7.50%	9.61%	11.60%	6.08%	8.13%	10.06%	11.93%	6.43%	8.36%	10.21%	12.02%
10.5	6.52%	8.88%	11.09%	13.20%	7.23%	9.39%	11.45%	13.45%	7.51%	9.56%	11.55%	13.52%
11.0	7.74%	10.20%	12.52%	14.77%	8.34%	10.61%	12.81%	14.96%	8.56%	10.75%	12.89%	15.00%
11.5	8.91%	11.48%	13.93%	16.31%	9.42%	11.82%	14.15%	16.46%	9.59%	11.92%	14.21%	16.49%
12.0	10.05%	12.73%	15.31%	17.83%	10.47%	13.01%	15.49%	17.94%	10.61%	13.08%	15.53%	17.97%

図 9①

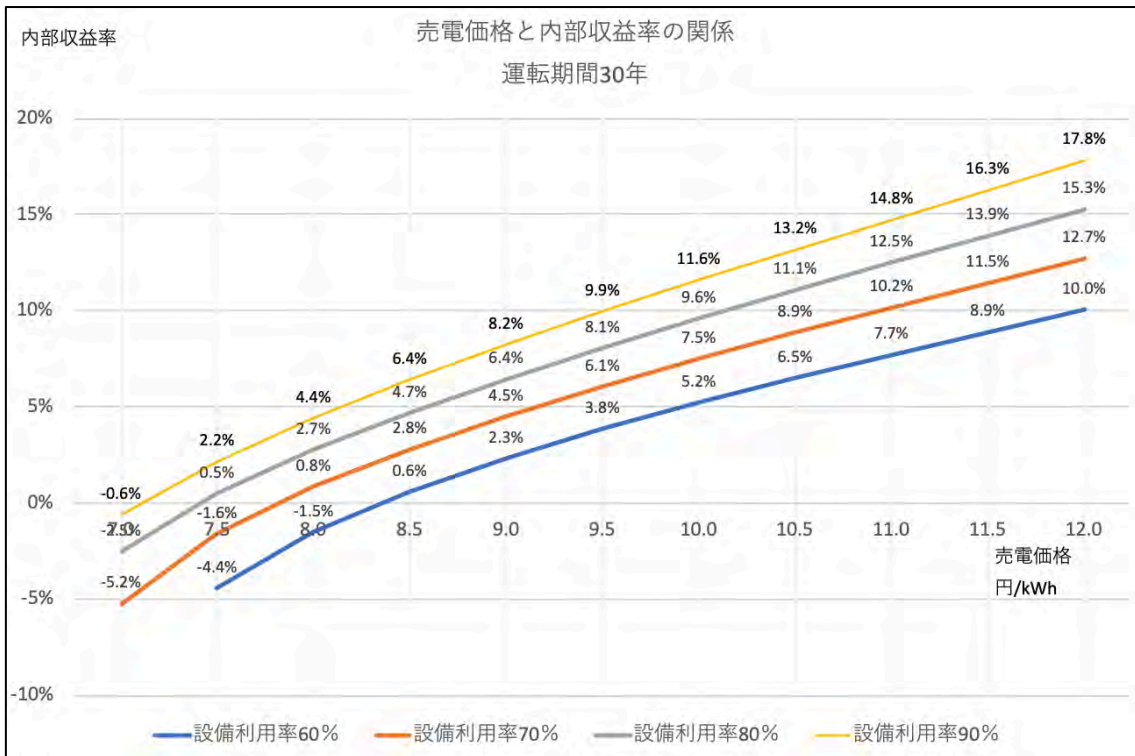


図 9②

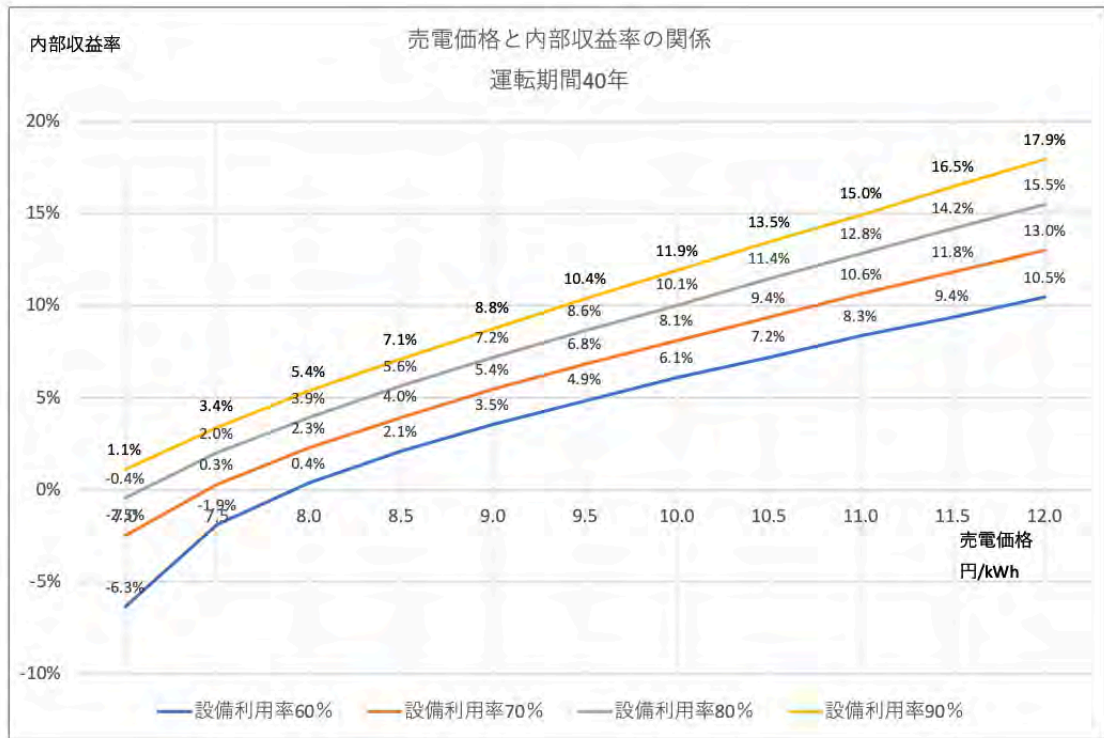


図 9③



6. 結論

以上述べてきたことから、本意見書の結論を述べる。

第一に、関西電力が示した受給期間均等発電単価の計算方法を基礎に、公表されているデータを用いて計算すると、入札時、現状ともに神戸石炭火力発電所の受給期間均等発電単価は2019年の関西エリアプライス平均より高い。また、入札時よりも現状のほうが受給期間均等発電単価は上昇している。神戸石炭火力発電所は、経済性が十分にあるとは言えず、現状は入札時よりも悪化している。

政府の発電コスト検証ワーキンググループは、石炭価格が将来上昇するとみており、IEA 新政策シナリオを採用している。仮に政府の想定のように石炭価格が上昇すれば、神戸石炭火力発電所が高コストであることがはっきりとする。また、CO₂ 排出削減規制などにより、設備利用率が下がることは今後ありうる。そうなれば受給期間均等発電単価はさらに大きく上昇する。神戸石炭火力発電所は経済性という観点からみて大いに疑問である。

加えて、入札時点で対策の検討が求められ、かつ対策として重要な柱となっていたCCSについて、当時得られる情報から経済的評価を試みたところ、受給期間均等発電単価はさらに高くなり、仮にCCSを考慮していたとすれば事業を開始する判断に至らなかったのではないと思われる。にもかかわらず神戸製鋼が石炭火力発電事業を開始しようとしたということは、CCSの評価を行わなかったか、元々温暖化対策に真摯に取り組む姿勢がなかったか、いずれかであると考えざるをえない。

第二に、神戸石炭火力発電所を投資プロジェクトとしてとらえ、自然エネルギー財団(2019)の方法に依拠しながら内部収益率について試算を行ったところ、契約時点においてすら、内部収益率は投資案件として成立しうる8%を大きく下回っていることがわかった。現時点で想定しうる燃料価格や設備利用率の変動を考慮すると、設備利用率70%、30年間運転、売電価格＝エリアプライスという条件では内部収益率8%を達成する見込みはほぼないと言ってよい。内部収益率8%を達成するには、石炭価格が安く、設備利用率が高く、売電価格が高くなければならない。

裏を返せば、神戸製鋼は、投資時点で石炭価格や設備利用率について誤った見込みを立てたか、あるいは、関西電力との契約によって支払われる受給料金の水準を高め設定しているかのいずれかである可能性が高い。関西電力との間の契約では、燃料価格等の条件の変化に応じて受給料金を変更するように規定されている。そのことが、事業性の低い石炭火力発電所の投資を促した可能性がある。

第三に、神戸製鋼は、CO₂ 排出削減対策を全く考慮に入れていないと考えてよい。パリ協定が策定されて以来、急速に脱炭素化が世界的な流れになっており、これは発電事業に現実に影響を及ぼしている。特に影響があるのは、CO₂ 排出削減策により設備利用率の低下や、カーボンプライシングの導入である。本意見書では、IEA 新政策ケースと北欧型の10000円/t-CO₂の2つのケースについて評価したところ、北欧型では言うに及ばず、IEA 新政策シナリオであっても石炭火力発電事業が継続不可能な水準にまで受給期間均等発電単価を上昇させることがわかった。このような状況の下では、もはや内部収益率の解が無いので、投資案件として検討の対象すらなりえない。

神戸製鋼が事実上免れているカーボンプライシングの支払額は、北欧型ケースでは年間594億円、30年で1兆7832億円に及ぶ。日本政府が発電コスト検証の際に用いているIEA 新政策シナリオでも、年間平均281億円、30年間で8421億円に達する。すなわち、神戸製鋼が、環境破壊を行うのであれば支払わなければならない多額の費用を払っていないことを意味している。

以上により、神戸石炭火力発電所の経済性は、温暖化対策を含めれば最初から無かったといえるし、仮に CCS を含めないとしても経済性、事業性はすでに失われている。加えて、神戸石炭火力発電所の事業は二酸化炭素排出削減に真っ向から矛盾しておりカーボンプライシングの負担を免れている。神戸製鋼が入札当初から気候変動対策を軽視ないし無視してきたことは明らかである。気候変動対策がより一層求められる現在となつては、神戸石炭火力発電所の事業は著しく正義に反する。神戸製鋼は企業倫理に欠けており、その経営姿勢は鋭く批判されるべきである。

以上

参考文献

IPCC(2018), *Global Warming of 1.5°C - Summary for Policymakers*

Yukiko Imada, Masahiro Watanabe, Hiroaki Kawase, Hideto Shiogama and Miki Arai (2019), “The July 2018 high temperature event in Japan could not have happened without human-induced global warming”, *Scientific Online Letter on the Atmosphere (SOLA)*

関西電力 (2014a) 「火力電源入札募集要綱 (案) について」 6 月 24 日

関西電力 (2014b) 「電力受給契約書 (ひな型) : 管内版」 7 月 25 日

関西電力 (2014c) 「火力電源入札募集要綱」 7 月 25 日

関西電力・神戸製鋼所(2015) 「電力受給契約書」 3 月 31 日

気象研究所・東京大学大気海洋研究所・国立環境研究所・気象業務支援センター (2019) 「平成 30 年 7 月の記録的な猛暑に地球温暖化が与えた影響と猛暑発生の将来見通し」 5 月 22 日

経済産業省 (2013) 「CCS の現状について」 6 月 25 日 (CCS のあり方に向けた有識者懇談会、第 1 回、資料 3)

経済産業省、新エネルギー・産業技術総合開発機構、日本 CCS 調査株式会社 (2020) 「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」 5 月

同 概要 5 月

コベルコパワー神戸第二 (2018) 「神戸製鉄所火力発電所 (仮称) 設置計画 環境影響評価書」

(http://assess.env.go.jp/2_jirei/2-5_toshokokai/publishdetail.html?id=9、閲覧日：2020 年 8 月 4 日)

自然エネルギー財団 (2019) 「石炭火力発電投資の事業リスク分析 エネルギー転換期における座礁試算リスクの顕在化」 10 月

地球環境産業技術研究機構 (2013) 「RITE における CCS 技術の現状と課題」 6 月 25 日 (CCS のあり方に向けた有識者懇談会、第 1 回、資料 5)

発電コスト検証ワーキンググループ

(2015a) 「各電源の諸元一覧」

(2015b) 「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」 5 月

経 歴 書

大島堅一（おおしま・けんいち）

生年月日：1967年2月20日福井県生まれ

学歴：一橋大学社会学部、同大学大学院経済学研究科前期博士課程、同博士課程単位取得。博士（経済学）。環境経済学、環境政策、環境・エネルギー政策論専攻。

職 歴

1997年4月～2001年3月 高崎経済大学経済学部専任講師、2000年3月より助教授

2001年4月～2008年3月 立命館大学国際関係学部助教授、准教授

2008年4月～2017年3月 同 教授

2017年4月～ 龍谷大学政策学部 教授 現在に至る。

うち

2004年9月～2006年3月 University of East Anglia (UK) Visiting Research Fellow

2012年9月～2013年9月 University of Sussex, Visiting Research Fellow

そ の 他

環境経済・政策学会 理事

『環境と公害』（岩波書店）編集委員

日本環境会議事務局長

関西広域連合協議会 委員

静岡県原子力経済性等検討会 委員

総合資源エネルギー調査会基本問題委員会 委員（2011～13年）

エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会 委員（2011～12年）

同 需給検証委員会 委員（2011～12年）

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 第4次評価報告書 Expert
Reviewer

等を歴任

受賞歴

2013年 第12回大佛次郎論壇賞（『原発のコスト』岩波書店）

2013年 環境経済・政策学会奨励賞（『再生可能エネルギーの政治経済学』東洋経済新報社）