自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

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資産リスクの顕在化

第2版

2019年10月

謝辞

本報告書の作成にあたり、ご協力いただいた企業・団体・研究者の皆様に感謝いたします。

作成担当者

滝澤 元　　自然エネルギー財団 上級研究員

大久保 ゆり　　自然エネルギー財団 上級研究員

2019 年 9 月初版

2019 年 10 月第 2 版

免責事項

本報告書に記載した情報は執筆時点で入手可能な内容に基づいていますが、その正確性に関して自然エネルギー財団が責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義ソフトバンクグループ代表を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立しました。安心・安全で豊かな社会の実現には、自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会の構築を目的として活動しています。

表紙写真　Eemshaven Power Plant

オランダ北部にある 156 万 kW の最新鋭石炭火力発電施設。2015 年に稼働を開始したが、オランダ政府は脱石炭政策により 2030 年までに全ての石炭火力を廃止にする方針で、廃炉かバイオマス発電施設への転換を求められている。

目次

概要 1

１．電力需給の中長期見通し 3

２．石炭火力発電の新増設計画の推移 5

３．石炭火力発電の収益構造 8

４．新設石炭火力発電の事業採算性分析 9

（１）新設石炭火力発電の事業採算性シミュレーション 9

（２）設備利用率の低下 11

（３）売電単価の動向 15

（４）石炭の価格変動 17

（５）政策変動要因（稼働年数/炭素税） 20

（６）シナリオ分析 21

まとめ 25

図表一覧

図 1　火力発電の電源構成（kW）の推移（全国） 3
図 2　火力の発電端電力量（kWH）の推移（全国） 4
図 3　震災以降の石炭火力発電施設増減 5
図 4　国内に残る新増設計画 3 か所 320 万 kW 7
図 5　火力発電の設備利用率の推移（全国） 11
図 6　設備利用率の低下による IRR の変化 13
図 7　石油、石炭、LNG の国際スポット価格推移 14
図 8　JEPX 東京/関西/九州エリアプライス 2018 年 8 月－2019 年 7 月の 344 日移動平均線 16
図 9　売電単価の低下による IRR の低下 17
図 10　石炭価格の変動による IRR の変化 18
図 11　国・地域別の石炭需要と世界全体の石炭需要の見通し 18
図 12　日本の一般炭輸入価格の長期予測 19
図 13　一般炭の CIF 価格 19
図 14　稼働年数の減少による IRR の低下 20
図 15　1 トン CO_2 当たり炭素税の課税による IRR の変化 21
図 16　リスク要因別にみた採算性（IRR）感度分析のトルネードチャート① 22
図 17　リスク要因別にみた採算性（IRR）感度分析のトルネードチャート② 23

表 1　石炭火力発電の収益構造 8
表 2　新設石炭火力発電所の損益計算の基本設定条件 10
表 3　新設石炭火力発電所の損益計算 10
表 4　主要発電事業者の石炭火力設備利用率実績 12
表 5　建設/計画中施設の想定設備利用率 12
表 6　石炭火力発電投資のリスク/ベネフィット分析 25

概要

東日本大震災以降、原子力発電の稼働停止による電力不足を補うことなどを理由に掲げ、約 2,100 万 kW もの石炭火力新増設計画が発表された。しかし近年、建設計画の中止や計画変更が相次いでいる。2017 年からの 3 年間で、703 万 kW の建設計画が中止または LNG やバイオマス発電等へ計画変更されている。

中止や変更の背景には、気候変動の危機が顕在化する中で、二酸化炭素（CO_2）を大量に排出する石炭火力に対する国内外からの批判が高くなっていることがある。しかし、民間企業である事業者が撤退・計画変更の主な理由としているのは、市場環境の変化の中で、単純に採算が取れなくなったという点である。他の電源に比べ、「安価で経済性に優れたベースロード電源」とみなされてきた石炭火力発電の比較優位性が揺らいでいる。

電力広域的運営推進機関（OCCTO）が公表した 2028 年までの電力供給計画では、電力需要が低下する中で石炭火力を含め火力発電の設備容量は増加する。この結果、設備利用率は低下し、これに伴って売電収入も減少するため、収益性が悪化する。自然エネルギー発電の増加が石炭火力発電の利用率低下に追い討ちをかける。電力制度改革の進展で電力市場の競争性が増せば売電単価は下落し、更に収益性を低下させる。気候変動対策の強化等、石炭火力の稼働に制約が課せられる可能性もある。

本報告書では、これらの市場環境、政策環境の変化により、石炭火力発電投資が採算割れを引き起こす事業リスクが大きいことを明らかにする。現在、日本で進行中の石炭火力発電の新増設プロジェクトは、建設中が 14 基、建設前の段階にあるものが 6 基となっている[1]。これらの設備が稼働した場合を想定してケーススタディーを行い、巨額な投資が期待した収益を得られるのか、その事業採算性と座礁資産化のリスクを、①事業者想定シナリオ、②市場環境変動シナリオ、③政策要因変動シナリオの３つのシナリオについて分析した。

主な調査結果：

1. 電力広域的運営推進機関(OCCTO)によれば、2028 年までに最大電力需要が 2018 年比で 3.7%減少する一方で、石炭火力の設備容量は 20%増加する。石炭火力の設備利用率は全国平均で 73.2%から 69.5%へ低下する。現在建設中又は計画中の石炭火力発電の多くは、設備利用率の想定を 80%から 90%と見積もっているため、OCCTO の見通しに照らしても想定が外れて事業リスクが高まる懸念がある。

2. 石炭火力発電投資の実施に必要な内部収益率（IRR）は、最低 8%、一般には 10%とされる。新設の石炭火力発電投資（130 万 kW USC 発電方式）をモデルに、設備利用率 85%、1kWh あたり 9.5 円の売電単価、石炭 1 トン 11,000 円の燃料価格、稼働年数 40 年、炭素税未導入、という前提の基本設定ケースで試算すると、IRR は 8.7%になった。今後の市場環境、政策の動向を考慮すると、これらの前提がそのまま維持される可能性は小さく、石炭火力発電投資は軽視できない事業リスクを抱えている。

3. 基本設定ケースの想定のうち、設備利用率を OCCTO が算定する 2028 年の全国平均 69.5%と設定するだけで、IRR は 6.0%に低下する。設備利用率は 85%のままでも、売電単価が 8.0 円/kWh まで低下すれば、IRR は 3.3%に低下する。設備利用率 69.5%、売電単価 8.0 円では、0.9%となる。

1 この報告書で「建設前」と分類した 6 基のうち、横須賀火力発電所（2 基）の起工式が 2019 年 8 月 30 日に行われた。

4. 直近では、LNG 価格の下落により、石炭との価格差が逆転して安価な電源としての石炭火力の優位性が低下する状況も発生している。今後もこうした状況が生ずれば、ガス火力の設備利用率が上昇する反面、石炭火力の設備利用率はさらに低下する。

5. 気候変動対策の強化にともなう政策的要因も石炭火力発電投資の事業リスクを高める可能性がある。設備利用率 85%を前提としても、CO_2排出量 1 トンあたり 3,000 円の炭素税が導入されると、IRR は -1.5%に低下する。設備利用率 69.5%では、-5.0%になる。

6. 今後の石炭火力発電投資には、多くの事業リスクが存在する。電力需要の低下、自然エネルギーのコスト低下、設備利用率の低下、電力卸売価格の下落、石炭価格の上昇、気候変動対策による規制強化等の要因により、現在進められている新設プロジェクトは、座礁資産化する大きなリスクに直面している。

【座礁資産】

座礁資産とは、市場環境や社会環境の激変により、価値が大きく毀損する資産のこと。特に注目されているのは石炭、石油、天然ガスなど化石燃料資産。現在、化石燃料は重要なエネルギー源として価値ある資産であるが、気候変動対応により二酸化炭素排出量削減をしなければならなくなると、エネルギー源として活用できなくなり、資産価値が大きく下がる。資産価値が減少すると、その資産を保有する企業は、財務会計上、資産価値の減損処理をしなければならず、企業の損益計算書と貸借対照表を大きく痛める。このように価値が大きく毀損する資産は「座礁資産」、英語で「Stranded Assets」と呼ばれる。（出典）一般財団法人環境イノベーション情報機構

１．電力需給の中長期見通し

日本の年間販売電力量は、2010 年度以降右肩下がりで推移している。2010 年から 2018 年までの販売電力量の実績は、9,311 億 kWh から 8,525 億 kWh へ 8 年間で 8.4%減少した[2]。2011 年の東日本大震災以降、実質 GDP は年間 1%程度成長しており、販売電力量の減少は、エネルギー効率化や節電の進展によるものと考えられる。

電力広域的運営推進機関（OCCTO）によれば、年間の最大電力需要は 2018 年の 15,970 万 kW から 2028 年の 15,385 万 kW へと 3.7%減少するとみられている。最大電力需要が減少する主な理由は、エネルギー効率化や負荷平準化対策の進展、人口減少等とされる。最大電力需要に対する供給力の余裕を示す予備率は、2028 年までの中長期にわたり安定供給の基準とされる 8%を上回っている[3]。

OCCTO は、電気事業法に基づいて電力会社が国に届け出た計画を集約し、今後の供給計画を取りまとめている。これによれば、最大電力需要が減少する中でも、火力発電施設の設備容量は増加が見込まれている。石炭火力の総容量は、新増設、建替え、廃止等による増減はあるものの、2018 年の 4,312 万 kW から 2028 年の 5,189 万 kW へ 20%増加する。一方、ガス火力（LNG）は 8,201 万 kW から 8,485 万 kW へ 3%増加し、石油火力は廃止が進み減少する。

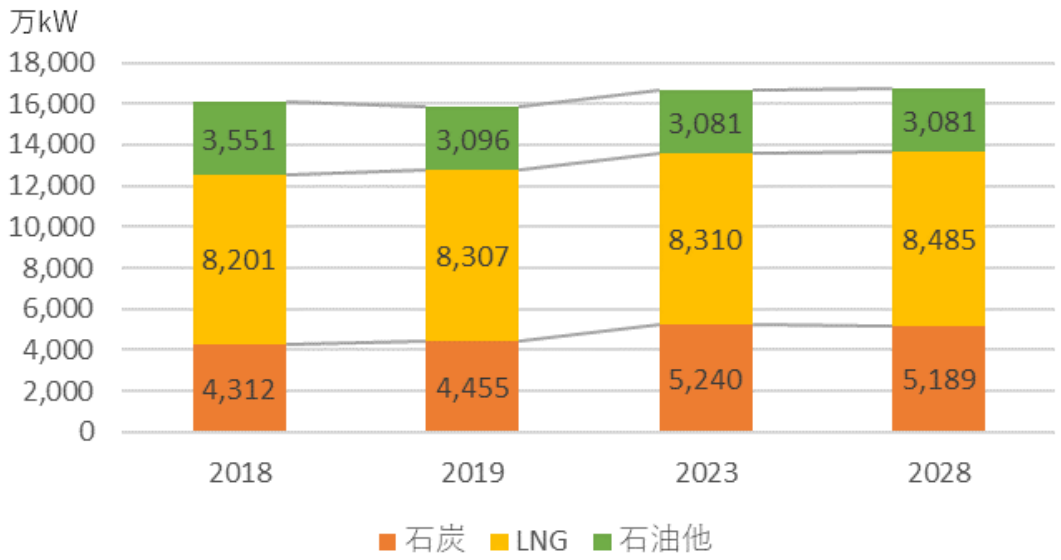


図 1　火力発電の電源構成（kW）の推移（全国）
（出典）2019 年度供給計画の取りまとめ（電力広域的運営推進機関）
https://www.occto.or.jp/pressrelease/2018/files/190329_kyokei_torimatome.pdf

同様に OCCTO のまとめによって、今後の発電量の動向をみると、火力発電全体では減少しているものの、石炭火力の発電量は 2018 年の 2,764 億 kWh から 2028 年の 3,160 億 kWh へ 14%増加すると予測している。一方、政府のエネルギー基本計画[4]では、2030 年のエネルギーミックス（電源構成）全体に占める石炭火力の割合を 26%（2,769 億 kWh）と想定している。2030 年時点で石炭火力により電力の 4 分の 1 を供給する日本政府の計画は、脱炭素化をめざす世界の流れに逆行するものとして批判されている。しか

2 電力調査統計（経済産業省）https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results.html
3 2019 年度供給計画の取りまとめ（電力広域的運営推進機関）https://www.occto.or.jp/pressrelease/2018/files/190329_kyokei_torimatome.pdf
4 第 5 次エネルギー基本計画（資源エネルギー庁））https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/

し OCCTO のとりまとめた 2028 年の 3,160 億 kWh は、発電量全体の 37%に相当する。これは、現在の電力会社の計画を前提とすれば、政府のエネルギー基本計画の想定すらも大幅に上回ることを示すものである。

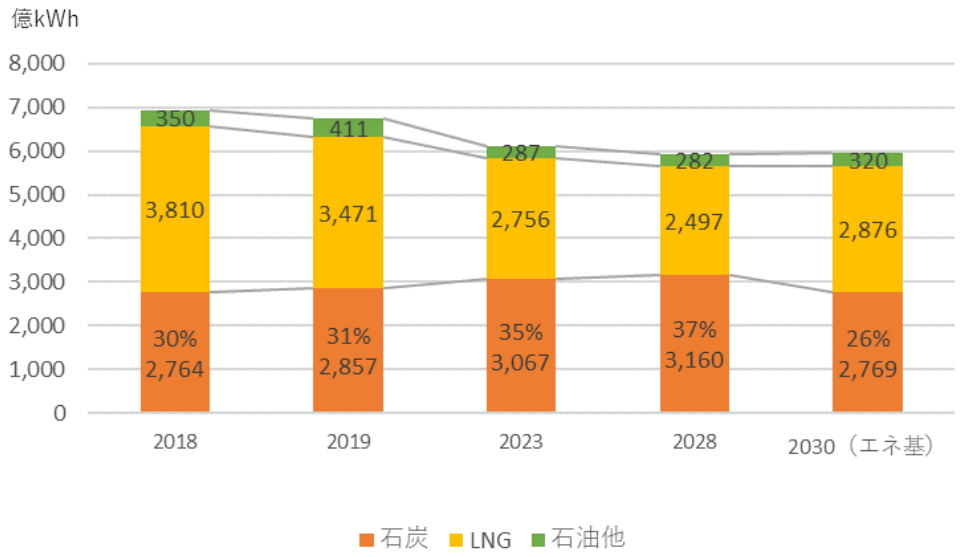


図 2　火力の発電端電力量（kWh）の推移（全国）

（出典）2019 年度供給計画の取りまとめ（電力広域的運営推進機関）を基に作成
https://www.occto.or.jp/pressrelease/2018/files/190329_kyokei_torimatome.pdf

２．石炭火力発電の新増設計画の推移

2011 年 3 月に発生した東日本大震災と福島第一原子力発電所事故以降、原発の稼働停止による電力不足を補うことなどを理由に掲げ、約 2,100 万 kW の石炭火力新増設計画が発表された。このうち 246 万 kW が既に建設され、稼働開始している。しかし、703 万 kW の計画は、気候変動対策の観点からの内外の批判の高まり、市場環境の変化にともなう採算性の悪化を受けて、中止や LNG・バイオマス発電へ計画変更された。その結果、建設中の設備は 12 か所 797 万 kW、秋田、横須賀、山口の 3 か所 320 万 kW が環境アセスメントを実施中、または環境アセスメントを終了して建設前段階にある[5]。

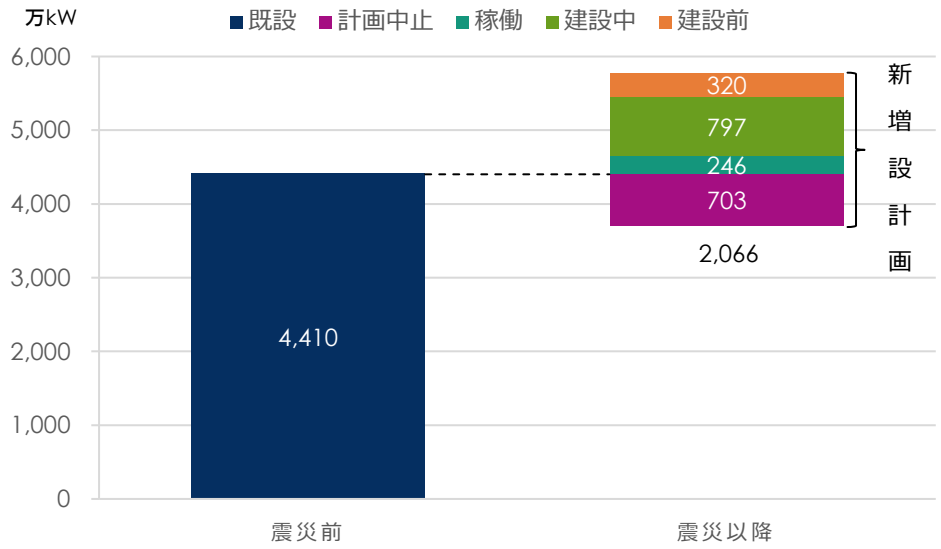


図 3　震災以降の石炭火力発電施設増減
（出典）自然エネルギー財団

①　秋田港発電所 1-2 号機

関西電力の子会社・関電エネルギーソリューションと丸紅が計画している。超々臨界圧（USC）発電設備を導入し、石炭火力発電所 2 基、合計 130 万 kW の施設を建設する。電力自由化を見据えて東北地方から首都圏への電力供給を目的に、秋田港の県有地を使い新たに建設するものである[6]。ただし首都圏に電気を送るためには、東北電力と東京電力パワーグリッド間を結ぶ連系線の増強が必要となり、連系線利用枠を得るにあたり増強費用の一部を発電事業者が負担する仕組みとなっている[7]。当初は石炭だけを燃料にする計画だったが、木質チップを燃やすバイオマスとの混焼や LNG への計画変更も含めて再検討が進められている[8]。1 号機は 2024 年 3 月、2 号機は 6 月の稼働予定であったが、2019 年 8 月、同月に予定されていた着工を延期することが公表された[9]。

---

5 2019 年 8 月 30 日に横須賀火力発電所（2 基）の起工式が行われた。

6 秋田港火力発電所（仮称）建設計画に係る環境影響評価準備書についての意見の概要と事業者の見解
https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/files/akitako/junbisyo_kenkai.pdf

7 環境新聞 2019 年 2 月 6 日号　「首都圏向け石炭火力、相次ぎ中止発表/環境省は関電・丸紅の秋田港計画に注目」

8 日本経済新聞 2019 年 2 月 22 日号　「関電・丸紅、秋田石炭火力見直し　バイオマス転換も」

9 日本経済新聞 2019 年 8 月 14 日号　「関電系と丸紅、秋田の石炭火力発電所、着工見送り」

② 横須賀火力発電所新 1-2 号機

東京電力フュエル&パワーズと中部電力が出資する JERA が計画し、2023 年から 2024 年の稼働を予定している。老朽化した石油やガスを燃料とする火力発電所を更新し、2 基で合計 130 万 kW の石炭を燃料とする USC の発電施設に建替える計画である。LNG の導管網から離れるため大規模工事が必要という状況から LNG ではなく、石炭火力に選定したと説明している[10]。建替えの場合、国のガイドラインでは既存の発電所より温室効果ガスの排出量が低減する等の条件を満たせば、環境アセスの一部を省略して期間を短縮することができる。これに対して近隣住民らで組織する「石炭火力を考える東京湾の会」は、環境影響評価を簡略化したのは不当だとして、計画を認めた経済産業相に取り消しを求める行政訴訟を東京地裁に起こしている。2019 年 8 月 30 日には、起工式が行われたと報道されている[11]。

③ 西沖の山発電所 1-2 号機

宇部興産と電源開発（J パワー）が出資する山口宇部パワーが、宇部興産が所有する日本最大級の貯炭基地に隣接する社有地に新たに建設する。当初は大阪ガスも加わり、USC の発電方式による 2 基で合計 120 万 kW の石炭火力を計画していたが、2019 年 4 月に大阪ガスが事業から撤退を表明した。環境規制の強化リスクと将来的な売電価格の低下により、社内の投資基準に合わなくなったと述べている[12]。現在は、環境影響評価書を取り下げて USC 発電方式による 60 万 kW 施設、または IGCC 酸素吹石炭ガス化複合発電方式による 30 万 kW 施設への計画変更を検討している[13]。この地では、2006 年に東芝とオリックスも 100 万 kW の石炭火力発電施設を計画したが、電力需要の鈍化、石炭価格の高騰、気候変動問題の高まりで採算の見通しが立たず計画を断念した経緯がある[14]。

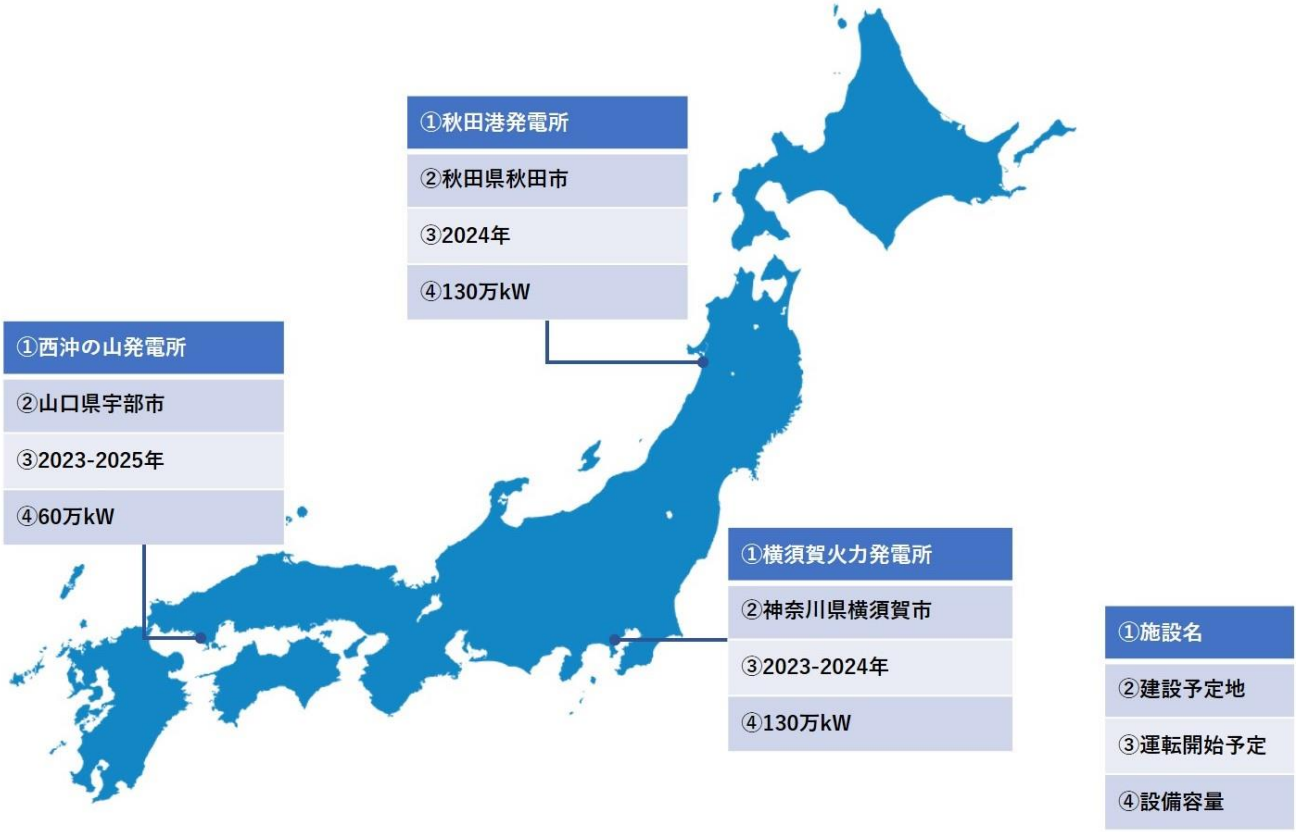
10 （仮称）横須賀火力発電所新 1・2 号機建設計画 環境影響評価準備書説明会説明資料
http://www.pref.kanagawa.jp/docs/ap4/documents/201806hosokushiryou.pdf

11 讀賣新聞 2019 年 8 月 30 日号 「石炭火力発電設備 横須賀で起工式」

12 電気新聞 2019 年 4 月 25 日号 「J パワー、宇部の石炭火力計画を見直し/大阪ガスは撤退、IGCC も検討」

13 日本経済新聞 2019 年 4 月 24 日号 「大ガス、山口の石炭火力計画から撤退 先行きに暗雲」

14 電気新聞 2006 年 3 月 1 日号「シグマパワー山口が石炭火力計画中断」



	仮称	容量	運営会社	出資会社	稼働予定	備考
1	秋田港発電所1-2号機（秋田）	130万kW	関電ｴﾈﾙｷﾞｰｿﾘｭｰｼｮﾝ、丸紅	関西電力、丸紅	2024	新設
2	横須賀火力発電所新1-2号機（神奈川）	130万kW	JERA	東京電力F&P、中部電力	2023-2024	石油から石炭へ建替え
3	西沖の山発電所1-2号機（山口）	60万kW	山口宇部パワー	電源開発、宇部興産	2023-2025	新設

図 4　国内に残る新増設計画 3 か所 320 万 kW

（出典）自然エネルギー財団作成

３．石炭火力発電の収益構造

石炭火力発電の採算性に大きな影響を与えるのは、初期投資額である建設費、毎年発生する燃料費、売電収入の３項目である。石炭火力発電の収益構造は下図のようになっており、収益（売電収入）から燃料費等の費用を差し引いた残りが純利益となる。毎年の純利益で初期投資額を回収していく。売電収入は、発電量（設備容量×設備利用率＜下記ボックス参照＞）に売電単価を掛けた金額となるため、設備利用率と売電単価に大きく依存する。設備利用率や売電単価の上昇（下落）は、そのまま売電収入増（減）に直結する。

費用の中で最大のものが石炭の燃料費で、費用全体の約８割を占める。燃料費は、調達する石炭の市場調達価格によって決まる。石炭価格が下落、または円高により相対的に価格が下がれば、費用のコストダウンにより利益が増加する。石炭火力発電投資の収益性を上げるには、建設費を下げるか利益を上げるかのどちらか又はその両方が必要になる。建設費が決まれば、後は売電収入を増やすか燃料費を減らすかのどちらか又はその両方で収益性は決まる。

表 1　石炭火力発電の収益構造

収益	
売電収入	【設備容量（kW）×時間（h）×設備利用率（%）＝発電量（kWh）】×売電単価（円/kWh）
費用	
燃料費等	石炭使用量（トン）×石炭価格（円/トン）
純利益（損失）	
	収益－費用

（出典）自然エネルギー財団

【設備利用率】

一年間にどの程度その発電施設が働いたかを示す指標。100%出力で発電し続けた場合に得られる電力量に対し、実際に得られた量の割合で表される。年間設備利用率を計算式にすると、以下の定義式になる。

年間の設備利用率（%）＝一年間の発電電力量（kWh）実績÷〔最大出力（kW）×24 時間×365 日〕×100

４．新設石炭火力発電の事業採算性分析

（１）新設石炭火力発電の事業採算性シミュレーション

ここでは事業採算性の検討のため、現在、建設中または計画中の複数の発電施設を参考に、設備容量130 万 kW、発電方式が USC の新設施設をモデルケースとして条件設定を行い、事業採算性の解析を試みる。同規模の施設で環境影響評価書等により公表されているデータがある場合はそれを使い、存在しない場合は資源エネルギー庁の発電コスト検証ワーキンググループ[15]のデータ等を準用した。

130 万 kW 規模の USC 石炭火力発電施設の建設費（新設）については、金融調査会社 Project Finance International 社によると、2,720 億円（25 億 US ドル、108.8 円/$）が調達されたとしており[16]、また関連の新聞報道[17]では 3,000 億円から 3,500 億円程度となっている。仮に建設費 3,000 億円とすると 1kW 当たり 23 万円程になり、発電コスト検証ワーキンググループが過去に稼働したモデルプラントから算出した 25 万円/kW（3,250 億円）に近い。建替えの場合は既存の貯炭場とその付帯施設を再利用することが可能なため、建設費はその分だけ安くなる。ここでは 3,000 億円を新設の初期投資額と想定し、これを売電収入から費用を引いた毎年の利益で回収していく収益構造で分析を試みる。

使用する石炭の量と発電量は、同規模施設の環境影響評価書[18]のデータを使った。石炭価格は、実際の輸入価格である財務省貿易統計の日本着 CIF 価格の過去 3 年平均値 11,000 円/トンを使用した。設備利用率は、事業者が首都圏への電力供給を計画していると想定して 85%とした。売電単価は、電力小売り自由化に伴う発送電分離により売買が卸電力市場を通じて行われることを想定し、JEPX（日本卸電力取引所）の東京エリアプライスの過去 1 年平均値 9.5 円/kWh を使用した。事業期間は、石炭火力の一般的な耐用年数と考えられる 40 年間と設定した。採算性の分析には、国内外の投資判断において使用される代表的な指標である内部収益率：IRR（用語解説）を使用した。

【内部収益率（IRR）】

投資から得られる将来にわたるキャッシュフローの現在価値と投資額の現在価値が等しくなるときの割引率。投資判断に用いられる利回りとして使われる。

$$0 = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+IRR)} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \frac{CF_3}{(1+IRR)^3} + \ldots + \frac{CF_n}{(1+IRR)^n}$$

CF0=初期投資額（建設費）、CF=キャッシュフロー（純利益）、n=年目

15 発電コスト検証ワーキンググループ https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/

16 Jera takes coal in Yokosuka http://www.pfie.com/jera-takes-coal-in-yokosuka/21380010.article

17 電気新聞 2016 年 4 月 25 日号　「東電フュエル＆パワーが横須賀火力をリプレース/USC2 基、2019 年着工予定」

18 （仮称）横須賀火力発電所新１・２号機建設計画環境影響評価書 条例環境影響評価書 環境影響評価結果　概要 資料編 https://www.jera.co.jp/static/files/business/thermal-power/environment/assessment/yokosuka/pdf/gaiyou-shiryou.pdf

表 2　新設石炭火力発電所の損益計算の基本設定条件

設備容量	65 万 kW×2 基＝130 万 kW	
稼働期間	40 年間	
建設費	130 万 kW×23.1 万円/kW＝300,000 百万円	
収益	売電収入	発電端：130 万 kW×24 時間×365 日×85%（設備利用率）＝9,679,800,000kWh
		送電端：発電端×93.6%（施設内部利用を除く）＝9,060,292,800kWh
		売電収入：送電端×9.5 円/kWh（売電単価:JEPX 東京エリアプライス）＝86,073 百万円/年
費用	燃料費	3,600,000 トン/年（石炭使用量）×11,000 円/トン（CIF 価格）＝39,600 百万円/年
	燃料経費[19]	3,600,000 トン/年×2,000 円/トン＝7,200 百万円/年
	人件費[20]	360 百万円/年（モデルプラント平均値）
	修繕費[21]	5,400 百万円/年（建設費の 1.8%）
	諸費[22]	4,500 百万円/年（建設費の 1.5%）
	一般管理費[23]	1,467 百万円/年（人件費、修繕費、諸費の 14.3%）
	廃炉積立費[24]	375 百万円/年（建設費×5%÷40 年間）

（出典）各種公開資料より自然エネルギー財団作成

表 3　新設石炭火力発電所の損益計算

（百万円）

費用			収益		
燃料費	39,600		売電収入	86,073	100%
燃料経費	7,200		容量収入	－	
人件費	360				
修繕費	5,400				
諸費	4,500				
一般管理費	1,467				
廃炉積立費	375				
炭素税（排出税）	－				
費用計	58,902	68%			
純利益					
	27,171	32%			
合計	86,073		合計	86,073	

（出典）各種公開資料より自然エネルギー財団作成

19 石油石炭税、輸入手数料、内航運賃、コールセンター利用料、荷揚役料など。各社の直近実績の平均。

20 発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。

21 発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上 。モデルプラントの平均値。

22 廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。モデルプラントの平均値。

23 電気事業全般に関連する費用（本社などの人件費、修繕費、諸費のうち）を当該発電事業に係る費用として分配したもの。モデルプラントの平均値。

24 OECD/IEA “Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition”の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。

大手金融機関へのヒアリングによれば、リスクフリーレートにリスクプレミアムを上乗せした石炭火力発電投資の想定される IRR は、最低 8%、一般に 10%は必要とされる。石炭 1 トン 11,000 円の燃料価格、1kWh あたり 9.5 円の売電単価、設備利用率 85%、40 年稼働の実現という前提をおいた基本設定ケースの試算では、IRR は 8.7%になった。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。

しかし問題は、果たしてそのような条件の維持が今後も可能なのかという点である。基本設定ケースに加えて、現状および今後に予想される様々な動向の中で諸々のパラメータがどう動くかで事業採算性がいかに変化するのかを検討することが必要である。次項から石炭火力発電の採算性に大きな影響を与える各要因（設備利用率、燃料価格、売電単価、稼働年数、炭素税）について、各指標の変動に伴う収益性（IRR）の変化をみることにより感度分析を試みる。

（２）設備利用率の低下

電力広域的運営推進機関(OCCTO)によれば、今後、火力発電の設備容量は増加する一方で、発電電力量は減少していく。設備容量が増えて発電が減っていくわけであるから、設備利用率は低下していく。今後の電源構成（kW）と発電端電力量（kWh）から、OCCTO が算定した設備利用率の中長期見通しは下図の通りであり、石炭、LNG、石油共に低下する。石炭火力は 73.2%から 69.5%へ 3.7 ポイント下落する。この予測では原発の再稼働が未定のものは算入していないため、再稼働が増えれば石炭火力の設備利用率はさらに低下する。設備利用率が低下すればそれだけ売電収入が落ち込み、採算性を悪化させる結果を招くことになる。

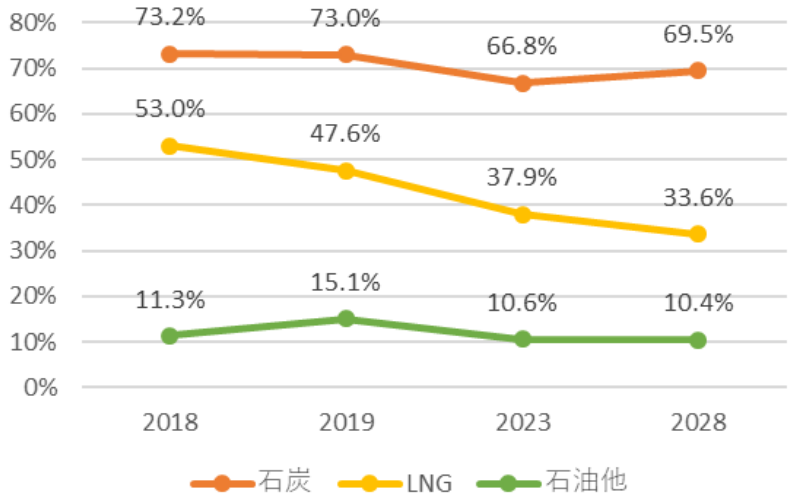


図 5　火力発電の設備利用率の推移（全国）
（出典）2019 年度供給計画の取りまとめ（電力広域的運営推進機関）
https://www.occto.or.jp/pressrelease/2018/files/190329_kyokei_torimatome.pdf

主要な発電事業者の実際の設備利用率は下図の通りである。過去 3 年間にほとんどの事業者において低下しており、2018 年の平均は 69%になっている。一方、東京電力フュエル＆パワー㈱を見ると、同社が所有する石炭火力発電施設の設備利用率は、2018 年で 85%であった。火力発電施設を長期にわたり安定して経営していくには、高い設備利用率を維持して売電収入を得ることが必須条件となる。

表 4　主要発電事業者の石炭火力設備利用率実績

事業者名	設備利用率		
	2016	2017	2018
北海道電力(株)	66%	70%	67%
東北電力(株)	71%	80%	78%
東京電力フュエル＆パワー(株)	83%	86%	85%
中部電力(株)	81%	83%	79%
北陸電力(株)	76%	72%	61%
関西電力(株)	84%	84%	67%
中国電力(株)	73%	73%	71%
四国電力(株)	81%	76%	73%
九州電力(株)	79%	75%	61%
沖縄電力(株)	56%	53%	47%
電源開発(株)	70%	75%	74%

（出典）電力調査統計（資源エネルギー庁）より自然エネルギー財団作成
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results.html

一方、現在建設中または計画中の施設が想定する設備利用率について、環境影響評価書に記載があるものについて調べた結果は下表の通りとなっている。ほとんどの施設が 80-90%の高い設備利用率を想定している。現状でも全国平均は 70%前後に推移し、将来の電力事情を鑑みればさらに低下することが明らかな状況で、この先に首都圏以外で 80-90%の高い設備利用率を維持していくことは困難と予測され、新設の発電設備であるとしても、楽観的な想定であることがわかる。

表 5　建設/計画中施設の想定設備利用率

施設名	所在地	電力管内	設備容量（万 kW）	稼働予定	想定設備利用率
秋田港発電所 1-2 号機	秋田	東北	130	2024	85-90%
常陸那珂共同火力発電所 1 号機	茨城	東京	65	2021	85%
鹿島火力発電所 2 号機	茨城	東京	64.5	2020	80%
勿来 IGCC パワー実証計画	福島	東北	54	2020	85%
横須賀火力発電所新 1-2 号機	神奈川	東京	130	2023-24	85%
武豊火力発電所 5 号機	愛知	中部	107	2022	80%
竹原発電所新 1 号機	広島	中国	60	2020	79%
神戸製鉄所火力発電所新 1-2 号機	兵庫	関西	130	2021-22	80%
三隅発電所 2 号機	島根	中国	100	2022	80%
トクヤマ東発電所第 3 号	山口	中国	30	2022	90%
西条発電所新 1 号機	愛媛	四国	50	2023	75%

（出典）発電所環境アセスメント情報サービス（経済産業省）
https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

設備利用率の低下によって収益率（IRR）は段階的に低下していく。設備利用率を基本設定上の 85%に維持できれば 8.7%の IRR を達成できるが、電力需要の低下、自然エネルギーの増加、原発の再稼働等の市場環境の変化で設備利用率が低下すれば、IRR は低下する。OCCTO が算定する 2028 年の全国平均の設備利用率と同じ 69.5%では、IRR は 6.0%にまで下落することがわかる。

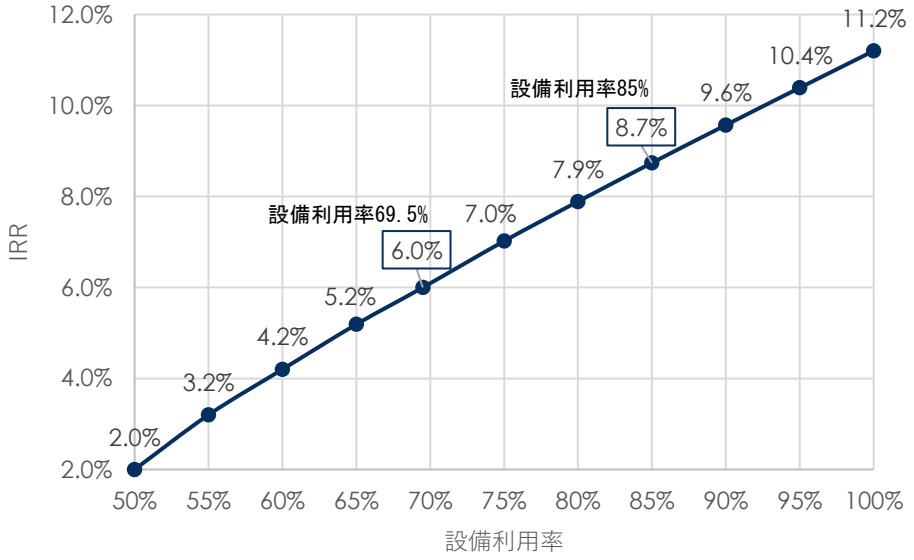


図 6　設備利用率の低下による IRR の変化

（出典）自然エネルギー財団

環境省が、2018 年 8 月に横須賀に建設される石炭火力発電所の環境影響評価準備書に対して提出した環境大臣意見では、設備利用率の見通しについて、以下のように 2030 年度には約 54%になるとしている。この場合、IRR は約 2.9%になる。

> 現在の計画どおりに石炭火力発電所が建設されると、2030 年度のエネルギーミックス達成のためには、稼働率を相当程度低くしなければならない。例えば、本事業を含めた約 1680 万 kW の石炭火力発電所の新設・増設計画が全て実行され、老朽石炭火力発電が稼働開始後 45 年で廃止されると仮定した場合、2030 年度における石炭火力の設備利用率は約 54%となり、2016 年度における平均設備利用率である 80%やエネルギーミックスにおいて想定される火力発電全体の平均稼働率である 68%を下回る。

（出典）環境影響評価準備書に対する環境大臣意見（2018 年 8 月）
https://www.env.go.jp/press/files/jp/109803.pdf

以下では、設備利用率を低下させる可能性のある要因について検討する。

まず挙げられるのが自然エネルギー発電の増加である。世界的には、太陽光発電や風力発電の発電コストが過去数年で劇的に低下し、脱炭素社会を実現する最も現実的な選択肢になっている。ブルームバーグ NEF の予測によると、日本でも、太陽光は 2020 年代の最初に天然ガスよりも安価になり、2020 年代半ばには石炭火力よりも安価になる。自然エネルギー財団の推計によっても、日本の太陽光発電コストは 2030 年までに 5 円/kWh 程度に低下することが示されている[25]。

25 自然エネルギー財団「日本の太陽光発電の発電コスト　現状と将来推計」2019 年 7 月 23 日
https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20190723.php

また太陽光発電、風力発電の現実の開発動向を踏まえれば、2030 年の自然エネルギー電力の供給割合は、国の見通しの 22～24%を大幅に上回り、40%強に達する可能性がある。このように今後、日本においても、安価な自然エネルギー電力が大量に供給され、石炭など火力発電が市場から締め出される状況も想定される。

また、石炭火力発電施設の設備利用率には、原子力発電所の稼働状況も大きな影響を与える。優先給電ルールによって、ベースロード電源として原発が石炭に優先されて利用される。今後、原発の再稼働が進展すれば、その分、石炭火力の設備利用率は低下し、発電量は減少する。再稼働には、原子力規制委員会の審査合格に加えて原発立地自治体の同意が必要になることから、見通しは困難だが、仮に各地の原発が順次稼働すれば、それだけ石炭火力発電所の設備利用率は下がり、事業リスクは増大する。

さらに、LNG 価格の相場下落によっても石炭火力の設備利用率は低下する。国のエネルギー基本計画は、石炭を「単価も化石燃料の中で最も安いことから、現状において安定供給性や経済性に優れた重要なベースロード電源の燃料」[26]としてきた。しかしこの数年でこれまで高価だった LNG（液化天然ガス）との価格差が縮み、石炭の比較優位性が低下し始めている。2019 年に入り LNG 価格は 10 年来の安値をつけて、同じ石油換算バレルで比較した相対価格は、石炭より LNG の方が安くなっている。

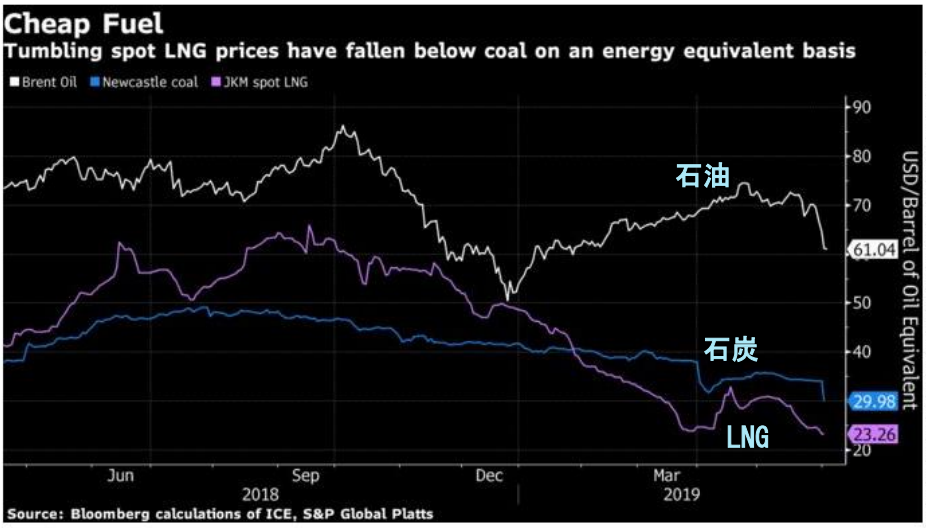


図 7　石油、石炭、LNG の国際スポット価格推移

（出典）BloombergNEF

https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-06-04/diving-gas-costs-spark-potential-rare-switch-from-coal-in-japan

LNG と比べた石炭の価格優位性が低下すれば、建設費と運転維持費が石炭火力より大幅に安く、CO_2排出量も石炭の半分の LNG によるガス火力発電のコスト面、環境面での優位性が増すことになる。加えて LNG 火力の半分以上がコンバインドサイクルで発電効率が最高 54%、石炭火力は 43%程度でかなり差があり、発電量当たりではさらに LNG が有利になる。石炭火力とガス火力を両方持つ事業者は、石炭とガスの価格変動をみながら、ガス価格が下がればガス火力の設備利用率を上げ、石炭価格が下がれば石炭火力の設備利用率を上げて利益の最大化を図る。両者が拮抗した場合は、発電効率が高く維持管理費が安いガス火力を稼働させるとみられる。ブルームバーグ社によると、日本の発電事業者は、ガス火力の設備利用

26 第 5 次エネルギー基本計画（資源エネルギー庁）https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/#head

率を上げて石炭火力の方を下げることを検討し始めていると報じている[27]。このようにLNGの価格低下も石炭火力の設備利用率低下の一因となり、事業リスクを高める不安材料となる。

こうしたエネルギーの国際相場の変化に呼応するかのように、2018年12月には千葉県の蘇我火力発電所（107万kW）、2019年2月には千葉県の袖ケ浦火力発電所（200万kW）が石炭火力発電を断念してLNGへの計画変更を検討し始めている。

（３）売電単価の動向

次に売電単価が上下にシフトした場合の採算性の変化を感度分析する。130万kW級の石炭火力発電施設（USC）では、設備利用率85%で年間90億kWhほど売電するため、kWhあたり1円違えば年間90億円もの差になる。現在、実際の売買は大手発電会社と社内又はグループ内の小売り部門との間での相対取引が中心になっているが、今後は電力卸売市場における価格と比べて不当な安値で相対取引がなされている場合は独占禁止法に違反するため[28]、電力ガス取引監視等委員会により是正されて電力卸売市場の価格に収斂していくとみられている[29]。

27 Diving Gas Costs Spark Potential Rare Switch Away from Coal in Japan, Bloomberg News / 4 Jun 2019
https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-06-04/diving-gas-costs-spark-potential-rare-switch-from-coal-in-japan

28 適正な電力取引についての指針（公正取引委員会）
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/tekitori/pdf/tekitori.pdf

29 ベースロード市場ガイドライン（資源エネルギー庁）https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc/pdf/201_03_04.pdf

そこで JEPX（日本卸電力取引所）の約定価格をベンチマークに採算性の感度を分析した。過去 1 年間における東京、関西、九州の売電単価は下図の通りである。ピンクの線は、過去 1 年間の移動平均線を表している。東京エリアでは、2019 年 7 月時点で平均 9.5 円/kWh を上下している。

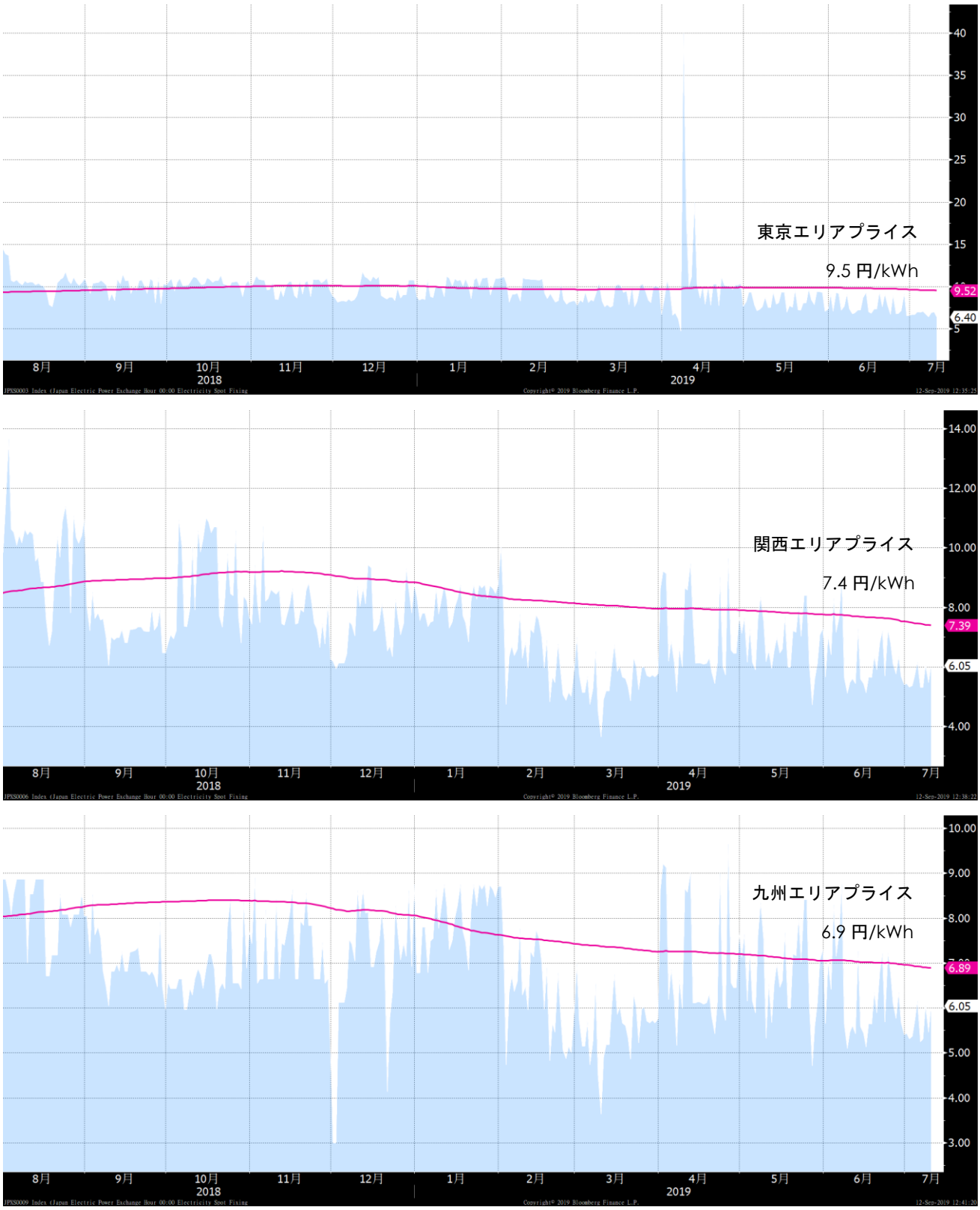


図 8　JEPX 東京/関西/九州エリアプライス 2018 年 8 月－2019 年 7 月の 344 日移動平均線

（出典）Bloomberg

そこで 9.5 円/kWh を基本設定条件とし、上下に 0.5 円ずつシフトした場合の IRR を算定した結果は下図の通りである。新規の石炭火力発電投資においては、8 円/kWh まで下落した段階で設備利用率 85%でも IRR が 3.3%、2028 年の全国平均の設備利用率 69.5%では IRR が 0.9%にまで下落する結果になった。今後の電力の市場価格について確定的な予測はできないが、電力自由化の進展により卸売市場で燃料費のかからない太陽光や風力発電などの自然エネルギーとの競争になれば、売電単価はさらに下方へシフトしていく可能性がある。

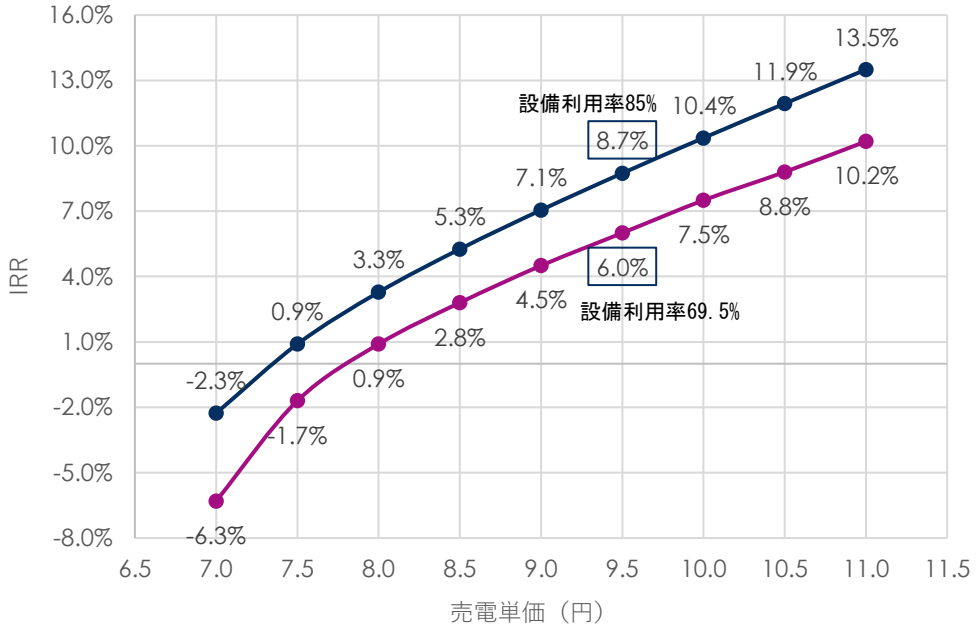


図 9　売電単価の低下による IRR の低下
（出典）自然エネルギー財団

（４）石炭の価格変動

燃料である石炭の価格も、当然に石炭火力発電の採算性に影響を与える。石炭の調達価格が上昇すれば、燃料費が経費を膨らませて売電収益を圧迫する。日本の発電事業者は価格変動リスク低減のため、海外の石炭メジャーとの間で一年以上の長期契約を結び、3 ヶ月や 1 年の固定価格を採用して調達価格の安定に努めている。しかしスポット価格で高値が今後も続けば固定価格にも影響を与え、それだけ燃料費が増加して石炭火力発電の採算性を悪化させることになる。

CIF 輸入価格（保険料・運賃込み価格）の過去 3 年平均の 11,000 円/トンを基本条件に設定し、設備利用率が 85%のケースと 2028 年の全国平均の 69.5%のケースについて、石炭価格が上下に 1,000 円ずつシフトした IRR は下図の通りである。石炭価格が 13,000 円/トンまで高騰すると、設備利用率が 85%の場合は IRR6.0%、69.5%の場合は 3.5%に下落する結果となった。実際に 2018 年度の平均価格は 13,077 円/トンになっており（図 13 参照）、石炭の高騰は現実のものとなっている。

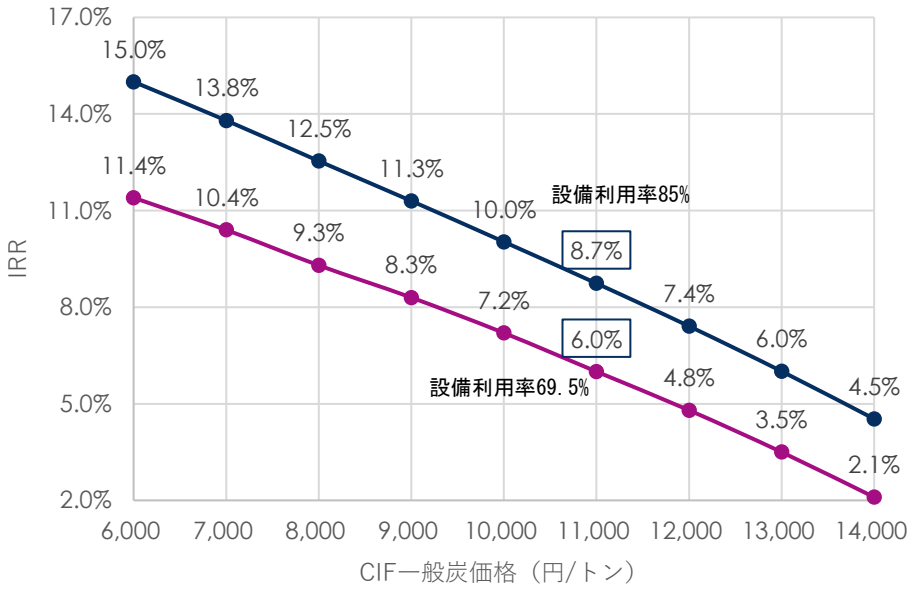


図 10　石炭価格の変動による IRR の変化
（出典）自然エネルギー財団

国際的な石炭相場の中期見通しを国際エネルギー機関（IEA）の「Coal 2018」によってみると、石炭需要は、先進国においてはダイベストメント（投資撤退）により減る一方で、人口の増加と経済成長によってインドおよびアジア太平洋地域において 2023 年まで増加が見込まれ、世界全体でみても増加することが予測されている。

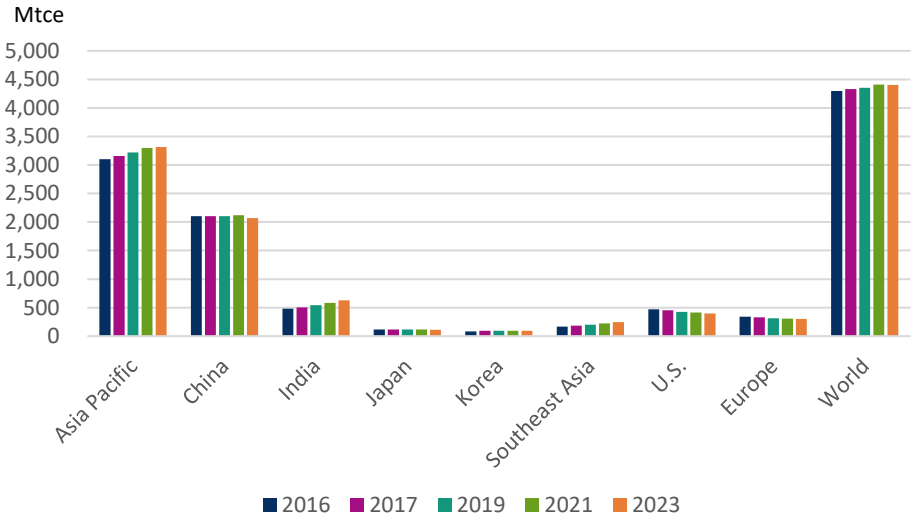


図 11　国・地域別の石炭需要と世界全体の石炭需要の見通し
（出典）IEA Coal 2018, Thermal Coal and Lignite Demand
https://www.iea.org/coal2018/

長期の見通しについては、IEA が 2018 年の「World Energy Outlook」において、現行政策シナリオ、最新のエネルギー政策や計画が実施される新政策シナリオ、パリ協定の達成に必要な政策が実施される持続可能な開発シナリオの３つに分けて分析している。これをみると、2040 年までは小康状態を保ち大きな変動はみられない。長期予測通りに推移すれば、為替相場が大きく円安にシフトしない限りは、石炭価格上昇による事業リスクは限定的とみられる。

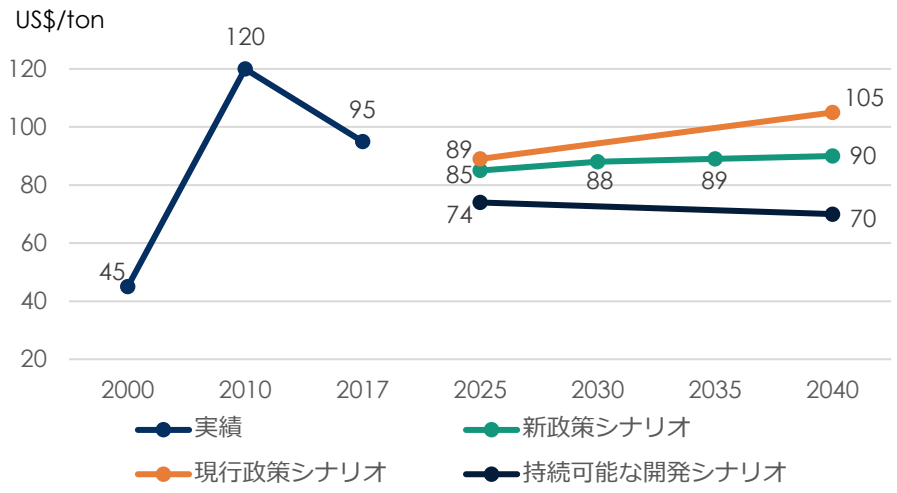


図 12　日本の一般炭輸入価格の長期予測
（出典）IEA World Energy Outlook 2018, Fossil Fuel Prices by Scenario
https://www.iea.org/weo2018/

一方、石炭を海外からほぼ全量を輸入している日本の CIF 輸入価格の変遷についてみると下図の通りになる。石炭は原油や LNG に比べて変動幅が小さく、2000 年代半ばまで価格は 8,000 円を下回り比較的安定していた。将来的に IEA の予測通りにいけば、1 トン 10,000 円を下回り石炭高騰のリスクは少ない。

しかしこの数年、石炭火力の燃料に使われる一般炭は、トン当たり 10,000 円を超えて高止まり傾向が続いている。輸入の約６割を占めるオーストラリアで発生した 2008 年や 2010 年の豪雨による炭鉱の操業停止や、2017 年に発生した巨大サイクロン・デビーによる石炭輸送鉄道の被害等、気候変動が主な要因になっている[30]。こうした事態は今後も発生することが十分予想される。今後の新たな石炭火力発電投資は、石炭価格高騰による事業リスクも看過することはできない。

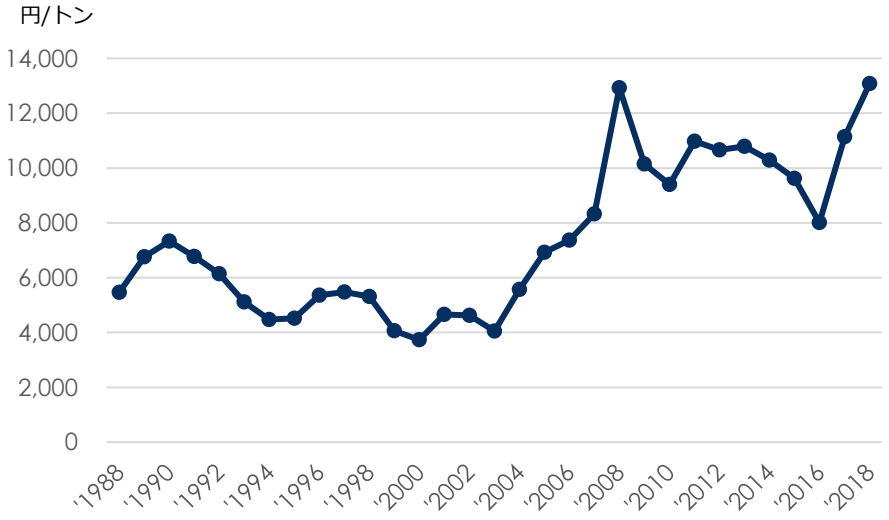


図 13　一般炭の CIF 価格
（出典）財務省貿易統計
http://www.customs.go.jp/toukei/srch/index.htm

30 石炭マーケット研究会報告書（資源エネルギー庁）https://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/pdf/20180430001_3.pdf

（５）政策変動要因（稼働年数/炭素税）

前項までにみてきた市場要因によるリスクに加え、気候変動対策にともなう政策的変動要因として、脱石炭政策（例えば欧州で導入されているような石炭火力がクリアできない排出基準の設定）による稼働年数の短縮、炭素税の導入、CCS（二酸化炭素回収・貯留設備）の設置義務化なども考慮しなければならない。

稼働年数については、短くなれば、それだけ短期間で投資した額を回収しなければならないため、採算性は悪化する。稼働年数の短縮による IRR は、稼働 20 年まではゆるやかに低下するが、20 年より短くなると急速に悪化する。これは、IRR の計算式で売電単価や石炭価格、設備利用率の変化は分子であるキャッシュフローが均等に増減するのに対し、稼働年数（n 年）の変化は分母の IRR に n 乗となって加速度的に変化するからである。仮に 20 年間稼働したとしても、設備利用率 85%では IRR が 6.3%に対し、2028 年の全国平均の設備利用率 69.5%では IRR2.7%まで下落することがわかる。

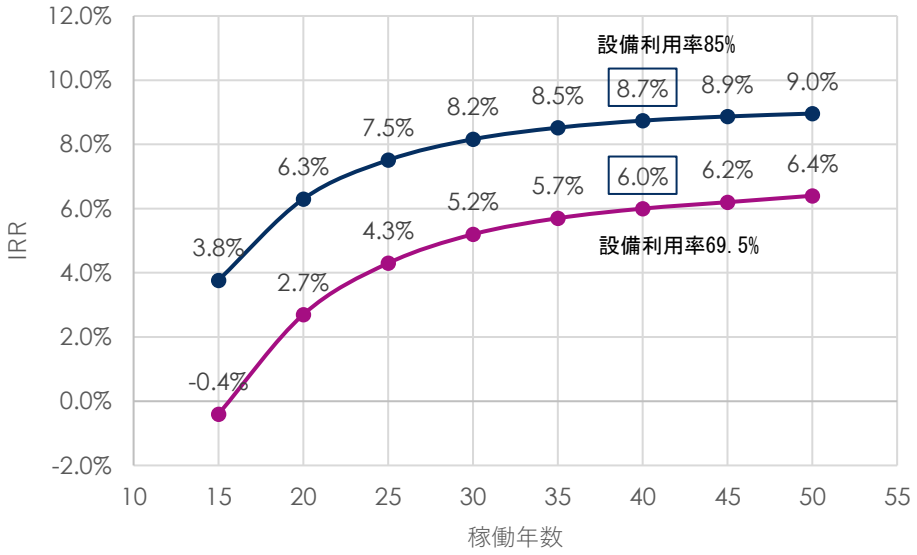


図 14　稼働年数の減少による IRR の低下
（出典）自然エネルギー財団

また、炭素税も大きな影響を及ぼす。カーボンプライシングは、既に世界 44 か国・27 地域で導入されており、課税方法も多様だが、世界銀行の「State and Trends of Carbon Pricing 2018」によると、$CO_2$1 トン当たりの税額は、1US ドルから最も高いスウェーデンの 139US ドルまで幅が広い。現在のところ、多くの国が 30 US ドル/tCO_2e（換算値）以下となっている[31]。日本には化石燃料ごとの CO_2排出原単位を用いて課税する地球温暖化対策税（289 円/ton-CO_2）があるが、ごく低額にすぎない。課税レベルを上げた場合、どれほど収益に影響を与えるのか分析を試みた。

環境影響評価書によると、130 万 kW 規模の施設（USC 発電方式）の CO_2排出量原単位は 750g/kWh、年間排出量は約 726 万トン CO_2となっている[32]。1 トン CO_2当たり 1 円の炭素税でも年間 726 万円の負担になる。仮に炭素税を 500 円ずつ加算していった場合の IRR は下図の通りになる。3,000 円/ton-CO_2の段階で

31 State and Trends of Carbon Pricing 2018 https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/29687

32 （仮称）横須賀火力発電所新１・２号機建設計画環境影響評価書 条例環境影響評価書 環境影響評価結果　概要 資料編 https://www.jera.co.jp/static/files/business/thermal-power/environment/assessment/yokosuka/pdf/gaiyou-shiryou.pdf

設備利用率 85%では IRR が-1.5%、2028 年の全国平均の設備利用率 69.5%に至っては IRR が-5.0%と採算割れを引き起こす結果になった。

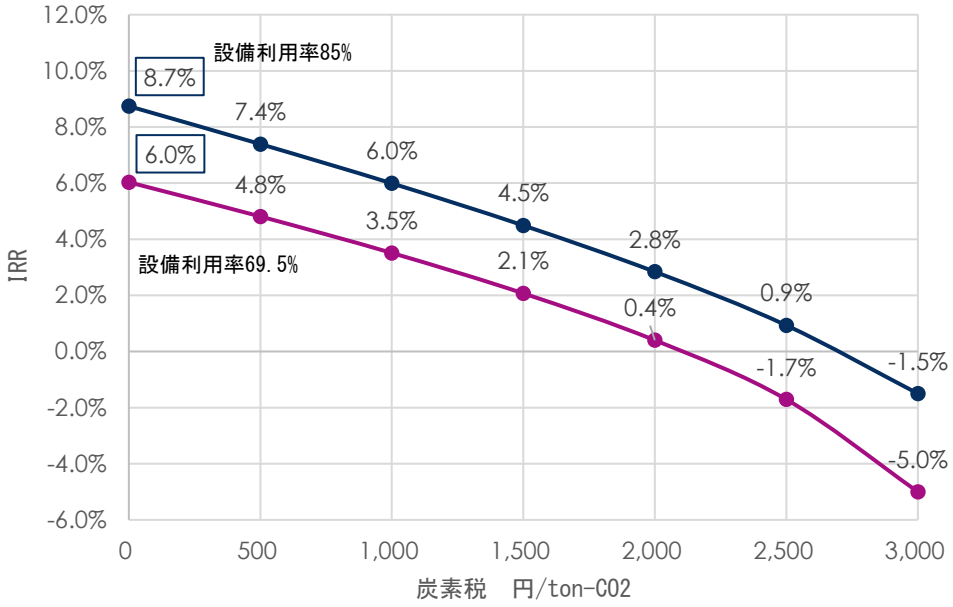


図 15　1 トン CO_2 当たり炭素税の課税による IRR の変化
（出典）自然エネルギー財団

日本政府は 2019 年 4 月に「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」を策定し、2050 年までに 80%の温室効果ガス（GHG）の排出を削減する長期的目標達成のため、石炭火力発電については商用化を前提に 2030 年までに CCS（二酸化炭素回収・貯留設備）を導入することを検討するとしている[33]。仮に 2030 年までに CCS 導入が義務化されれば、追加の設備投資が必要になり採算はさらに悪化する。一方、CCS を導入しなければ、稼働期間を短縮せざるを得ない。

（６）シナリオ分析

ここまで設備利用率、売買単価、石炭価格、稼働年数、炭素税という５つの要因について、その変動による IRR の変化を見る感度分析を示してきた。まず大きな影響を与えるのは設備利用率の変動である。他の要因については基本設定の条件を変えなくても、設備利用率が 85%から 69.5%に低下すると、IRR は 8.7%から 6.0%まで低下し新設石炭火力投資の実施に必要な IRR の水準 8%程度を下回る。ここで 85%というのは、2018 年時点で首都圏だけで確保されている設備利用率であり、69.5%は OCCTO が 2028 年の全国平均と算定する設備利用率である（図 6 参照）。

以下では、設備利用率 85%と 69.5%の 2 ケースについて、他のリスク要因の変動が IRR をどう変化させるか、その感度分析の結果をトルネードチャートで総合的に示す。縦軸に各リスク要因、横軸にそのリスク要因の変化に呼応した IRR の変動値を表している。それぞれの上方・下方は、想定される幅を設定した。

33 パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略 https://www.env.go.jp/press/111781.pdf

85%という高い設備利用率を想定しても、炭素税の導入や稼働年数の制限などの政策環境の変化を想定しなくても、売電単価のわずかな低下で IRR8%を割り込む。

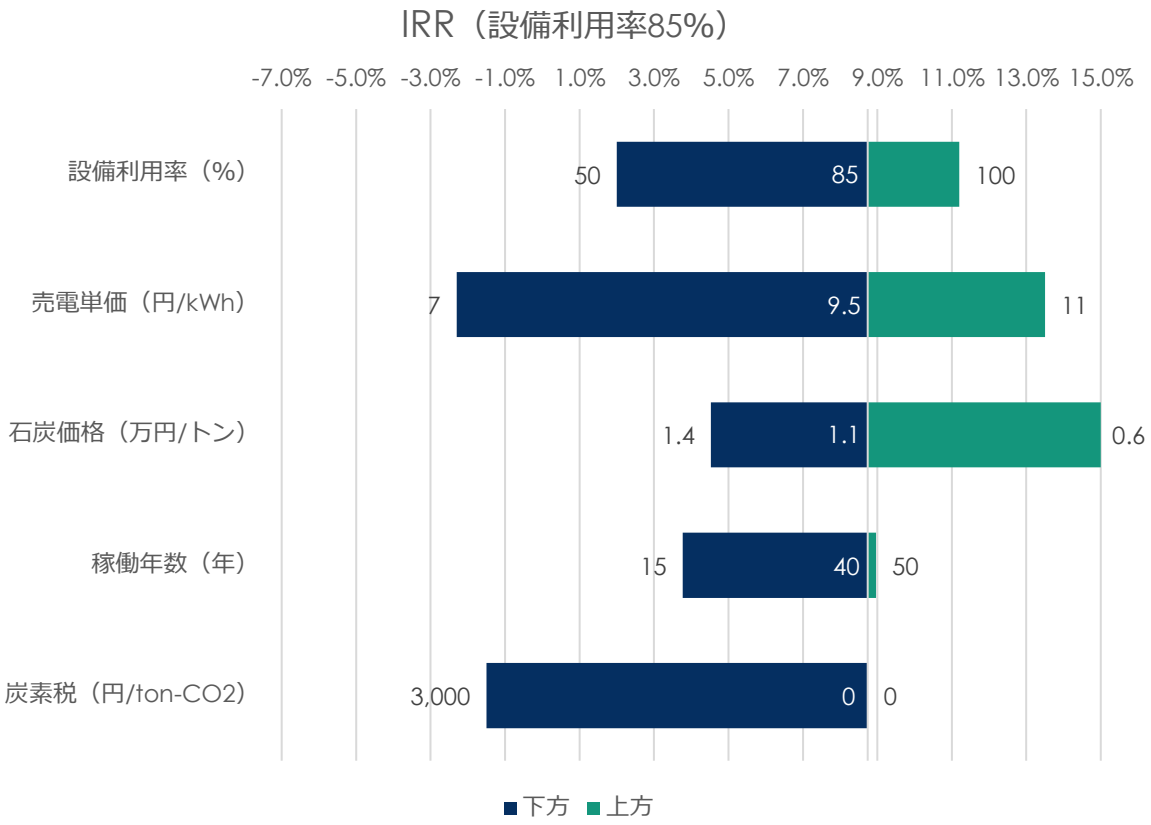


図 16　リスク要因別にみた採算性（IRR）感度分析のトルネードチャート①
（出典）自然エネルギー財団

一方、設備利用率が 2028 年の全国平均の 69.5%でみた場合は、IRR8%水準を確保するためには、売電単価の上昇、石炭価格の低下などを見込む必要がある。逆に売電単価の低下、石炭価格の上昇、炭素税の導入などの変動があれば、8%水準を確保できないばかりか、IRR が悪化して採算割れを引き起こす水準に近づくことがわかる。

以上を総合すると、新設石炭火力が事業採算性を確保できるのは、現状の首都圏なみの設備利用率 85%と、東京エリアの売電単価 9.5 円が維持され、かつ他のリスク要因が発生しない場合に限られる、という結果になる。

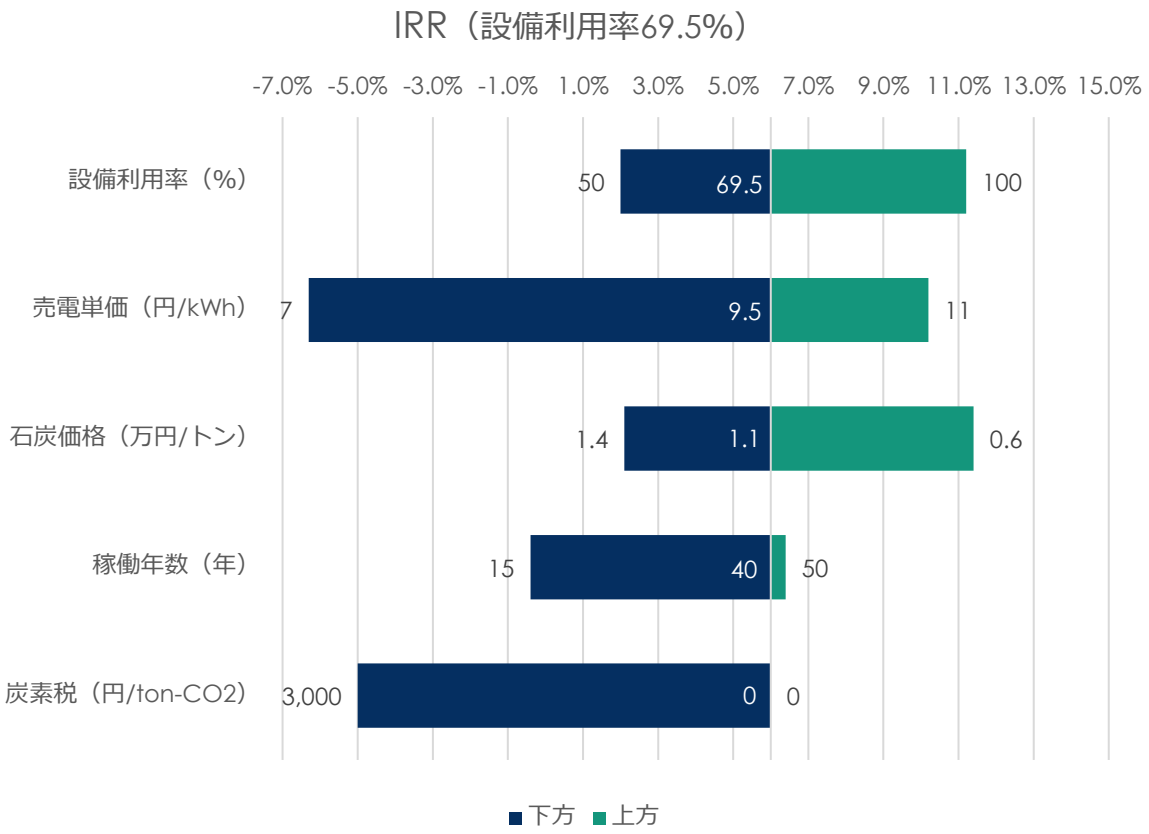


図 17　リスク要因別にみた採算性（IRR）感度分析のトルネードチャート②
（出典）自然エネルギー財団

３ケースのシナリオ分析

ここまでの分析の結果をより明確に示すため、以下では複数のリスク要因を同時に変化させた 3 つのシナリオについて、IRR の変化を見ていく。

シナリオ①　事業者想定シナリオ（基本設定）

事業者が想定していると思われる楽観的なシナリオ。設備利用率は現状の首都圏並みの 85%から低下することなく、石炭価格の高騰も発生しない。売電単価も 9.5 円/kWh より低下することはなく、脱石炭の政策も進まず、施設は 40 年稼働し続ける。気候変動対策とは距離を置いたシナリオ。

	設備利用率	売電単価	石炭価格	稼働年数	炭素税（排出税）	IRR
事業者想定シナリオ	85%	9.5 円/kWh	11,000 円/ton	40 年	なし[34]	8.7%

34 現行の石油・石炭税およびこれに上乗せされる地球温暖化対策税のみ課税。

シナリオ②　市場環境変動シナリオ

市場環境の変動により石炭火力発電に逆風が吹き収益が悪化し、辛うじて採算が出るシナリオ。設備利用率は、節電やエネルギー効率化による電力需要減に加えて自然エネルギーの導入拡大によって、OCCTO が 2028 年の全国平均と見込む水準の 69.5%まで落ち込む。売電単価は自然エネルギーの JEPX への供給が増加する等で 8.0 円/kWh まで下落する。この二つの要因の変化だけで、IRR は 0.9%まで低下する。

電力の小売全面自由化によって、2019 年 7 月にベースロード市場が創設され、2020 年 7 月に容量市場が新設されるが、大幅に回復する効果は期待し難い（下記ボックス参照）。

市場環境変動シナリオ	設備利用率	売電単価	石炭価格	稼働年数	炭素税（排出税）	IRR
	69.5%	8.0 円/kWh	11,000 円/ton	40 年	なし	0.9%

シナリオ③　政策要因変動シナリオ

環境規制が強化されて石炭火力を取り巻く状況は厳しく、座礁資産になるシナリオ。②の市場環境変動シナリオに加えて、政策要因の変動を織り込む。2050 年 80%削減という現在の政府の目標であっても、電力部門はほぼ脱炭素化を行う必要があるため、今後の新設石炭火力は稼働年数 30 年で制限されることを想定する。この場合、ごく小規模な炭素税が導入されても、IRR は-3.2%と試算される。

政策要因変動シナリオ	設備利用率	売電単価	石炭価格	稼働年数	炭素税（排出税）	IRR
	69.5%	8.0 円/kWh	11,000 円/ton	30 年	500 円/ton-CO_2	-3.2%

【ベースロード市場】2019 年 7 月から新設されたベースロード市場では、大手発電会社は社内やグループ内で独占的に相対取引をしていた電力の一部を電力卸売市場に売り出すことが義務付けられた。供出量はベースロード電源に新電力の市場シェアを乗じた量になり、当初は 12%、以後 30%に達した段階で追加的な供出は自主的取組に委ねられる[35]。初の取引結果は、北海道エリア 12.47 円/kWh、東京エリア 9.77 円/kWh、関西エリア 8.7 円/kWh となった。売りに出されたとみられる 600 億 kWh の内、わずか 2%の 16 億 kWh しか買い手がつかなかった。発電コストには停止中の原発固定費も含まれ、買い手となる小売り電気事業者にとって魅力に乏しい価格だったのが主な理由だ。小売り電気事業者は、さらに安い 5 円/kWh 前後の取引を望んでいる[36]。

【容量市場】2020 年 7 月に従来の発電量（kWh）の取引に加えて、設備容量（kW）を取引する容量市場が新設される。将来の設備容量を確保するために電力の供給能力に価値を認め、その価値に応じた容量価格（kW 価格）が支払われる。目安となる指標価格（Net CONE）は、経済性のあるモデルプラントとしてガスタービン複合発電プラント（GTCC）を 40 年稼働したと想定して 9,307 円/kW、上限価格は 1.5 倍の 13,960 円/kW と算定されている[37]。容量市場における買い手となる電力広域的運営推進機関（OCCTO）は、4 年後の電力需要に応じて確保する目標容量を 1 億 8 千万 kW、約定価格は参考例として 2,000 円/kW と試算している[38]。この場合、130 万 kW の新設石炭火力発電施設は、年間に 26 億円の収入増がもたらされるが、上記 IRR は 0.9%から 2.3%に改善するだけで石炭火力発電投資に想定される最低ライン 8%を大きく下回る。

35 ベースロード市場について（資源エネルギー庁）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/022_05_00.pdf

36 日本経済新聞 2019 年 8 月 10 日号 「安価な電力新市場始動『ベースロード電源』取引量は低調に」

37 需要曲線（Net CONE、上限価格等）の設定について（容量市場の在り方等に関する検討会）
https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/.../youryou_kentoukai_16_04.pdf

38 容量市場の概要について（電力広域的運営推進機関）https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2019/files/youryou_setsumei.pdf

まとめ

石炭火力発電への投資が期待した収益を上げていくためには、設備利用率、石炭価格、売電単価を一定水準の範囲内に維持して毎年の売電収入を得ながら、投下資本を回収していくことが必要である。1882年にエジソンが初めてロンドンとニューヨークに石炭火力発電所を建設して以来、100年以上の歴史がある石炭火力発電は、これまで想定されるリスク要因は折り込み済みで、それに警戒していれば想定外の事態が発生するリスクは限定的と思われてきた。

しかし近年、気候変動の原因となる石炭火力発電への批判の高まりと世界的な脱炭素化の流れに加えて、CO_2を排出せずコストも安い自然エネルギーの大量導入、石炭・ガス価格の乱高下によって、今まで安定していた収益のビジネスモデルが揺らぎ始めている。

今後、新たに建設される石炭火力発電施設の想定されるリスクとベネフィットを整理すると下表のようになる。追い風となるベネフィット要因よりも、向かい風となるリスク要因が多く存在している。

表 6　石炭火力発電投資のリスク/ベネフィット分析

ベネフィット要因	リスク要因
・石炭価格の低下 ・円高（石炭価格の実質低下） ・設備利用率上昇 ・売電単価の上昇 ・容量市場からの収入	・設備利用率低下 ・売電単価の低下 ・原発の再稼働 ・自然エネルギーの低コスト大量導入 ・ベースロード市場への発電量供出 ・石炭価格の上昇 ・円安（石炭価格の実質上昇） ・稼働年数の短縮 ・石油石炭税の増税 ・地球温暖化対策税の増税 ・炭素税（排出税）の新設 ・CCS（CO_2の回収・貯蔵技術）の設置義務化

（出典）自然エネルギー財団

これまでみてきたように、今後の石炭火力発電投資には、多くの事業リスクが存在する。電力需要の低下、安価な自然エネルギーの大量導入、設備利用率の低下、石炭価格の上昇、電力卸売価格の下落、気候変動対策による規制強化等の要因が引き金となり、座礁資産となるリスクが存在する。

イギリス最大の資産運用会社で、日本の GPIF（年金積立金管理運用独立行政法人）に匹敵する 1 兆ポンド（129 兆円）を運用するリーガル・アンド・ゼネラル・インベストメント・マネジメント（LGIM）社の幹部は、石炭火力発電投資の新増設リスクついて以下のように述べている。

> “Investors who continue to finance new coal projects need to be asking themselves an important question; which is going to end up being burnt first — their coal, or their money?”
>
> 新たな石炭火力発電事業に投資し続ける事業者は、燃やすのは果たして石炭なのか、あるいは結局のところ先に資金を燃やしてしまうことになるのではないか、この重要な問いを自身によく問うてみる必要がある。
>
> Nick Stansbury, head of commodities research at Legal & General Investment Management Ltd., a part of Climate Action 100+

（出典）Bloomberg News, 21 February 2019
https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-02-21/the-32-trillion-pushing-fossil-fuel-ceos-to-act-on-climate

今後の新たな石炭火力発電投資は、採算が合わずに石炭のみならず投下した現金まで燃やして灰にしてしまう事業リスクを抱えている。この難局にどう立ち向かえばよいのか、世界と日本の現実を直視すれば、事業者の選択すべきオプションは明らかであろう。

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資産リスクの顕在化

2019年9月　初版
2019年10月　第2版

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0003 東京都港区西新橋1-13-1 DLXビルディング8F　TEL：03-6866-1020（代表）

info@renewable-ei.org
www.renewable-ei.org