

SUSTAINABLE FINANCE

PROGRAMME



SMITH SCHOOL OF ENTERPRISE
AND THE ENVIRONMENT



日本における座礁資産と石炭火力 環境関連リスク・エクスポージャーの分析 報告書

2016年 5月

持続可能金融プログラムについて

オックスフォード大学スミス企業環境大学院の持続可能金融プログラムは、2012年に（当初は「座礁資産プログラム」として）、金融と投資が環境と持続可能性にどのように関係しているのか理解するために設立された。

このプログラムでは、世界の環境持続可能性につながる投資に関係する要件、課題および機会を研究している。私たちが探っているのは、様々な部門や組織における環境リスクと機会、それらの要素がどのように表面化して資産価値にどのような好影響あるいは悪影響を及ぼすのか、また、どのような関連性または相関性を有するのか、さらに、それらが現実となる可能性（規模、影響、タイミングおよび可能性など）や、誰に影響を与えるか、さらに、影響を受けるとすれば事前のリスク管理として何ができるかなどである。

私たちは、環境関連の要素について質の高い研究を行うことは、たとえ不十分であってもそれらの要素を政策決定にうまく統合させるための必要条件だと考えている。そのため、金融機関、企業、政府あるいは規制機関のいずれかを問わず、統合政策を阻害する問題についての調査を行い、対応策を開発している。加えて、情報を政策決定に取り込むために必要なデータ、分析、フレームワーク、モデルなどの開発も進めている。

このプログラムは、世界的に認知かつ評価されている世界の一流大学に属している。投資関連の実務家（保険数理士、資産家、資産管理者、会計士、銀行、データ提供者、投資コンサルタント、弁護士、格付け会社、証券取引所など）や、企業とその経営者、オックスフォード大学内部及び外部機関の幅広い関連部門（金融、経済、経営、地理学、人類学、気候科学、法律、地域研究、心理学などを含む）の専門家などと協力している。

私たちは、2012年以降、座礁資産に関する先駆的な研究を進めてきており、このテーマに関して重要かつ組織的な研究を行う唯一の学術機関となっている。「座礁資産リサーチ・ネットワーク」を設立し、国際的な座礁資産および関連する問題に関わる研究者、研究機関、実務家を結び、専門知識を共有している。また、「座礁資産フォーラム」も設立し、関連する問題を探求するための個別ワークショップを開催している。

グローバル諮問委員会

持続可能金融プログラムを率いているのは Ben Caldecott（ベン・カルデコット）であり、オックスフォード大学スミス大学院のディレクターである Gordon L. Clark（ゴードン・L. クラーク）教授が議長を務める「グローバル持続可能金融諮問委員会」の指針に従っている。
現在の委員会のメンバーを以下に示す。

- Jane Ambachtsheer:** マーサ・インベストメント株式会社 責任投資部門グローバル統括長、共同経営者 (Partner and Global Head of Responsible Investment, Mercer Investment)
- Bob Bailey:** チャタムハウス エネルギー・環境・資源部門 リサーチ・ディレクター (Research Director, Energy, Environment and Resources, Chatham House)
- Vicki Bakhshi:** バンク・オブ・モントリオール (BMO) 世界金融資産管理 (欧州・中近東・アフリカ: EMEA) 管理・持続可能投資 代表 (Head of Governance & Sustainable Investment, BMO Global Asset Management (EMEA))
- Morgan Bazilian:** スウェーデン王立工科大学 客員教授 (Affiliate Professor, The Royal Institute of Technology of Sweden)
- Robin Bidwell:** イー・アール・エム (ERM) グループ代表 (Group President, ERM)
- David Blood:** 投資会社ジェネレーション・インベストメント・マネージメント (IM) 共同設立者・シニアパートナー (代表社員) (Co-Founder and Senior Partner, Generation IM)
- Yvo de Boer:** グローバルグリーン成長研究所 事務局長 (Director-General, Global Green Growth Institute)
- Susan Burns:** グローバル・フットプリント・ネットワーク (GFN) 創設者・最高経営責任者 (CEO) (Founder and CEO, Global Footprint Network)
- James Cameron:** 海外開発研究所 (ODI) 会長 (Chairman, Overseas Development Institute)
- Diana Fox Carney:** ピー・キャピタル (Pi Capital)
- Mike Clark:** 英国アクチュアリー団体 Institute and Faculty of Actuaries/ラッセル・インベストメント株式会社 責任投資 ディレクター (Institute and Faculty of Actuaries, also Director, Responsible Investment, Russell Investments)
- Rowan Douglas:** キャピタル・サイエンス&ポリシープラクティス ウィリス・タワー・ワトソン 会長 (Head, Capital Science and Policy Practice, Willis Towers Watson)
- Professor Robert Eccles:** ハーバード・ビジネス・スクール 管理業務 教授 (Professor of Management Practice, Harvard Business School)
- Jessica Fries:** 持続可能な会計プロジェクト (A4S) 理事長 (Executive Chairman, The Prince's Accounting for Sustainability Project (A4S))
- Professor Charles Godfray:** 食品の未来におけるオックスフォード・マーティン・プログラム ディレクター (Director, Oxford Martin Programme on the Future of Food)
- Ben Goldsmith:** イギリスの投資会社 Menhaden Capital 最高経営責任者 (CEO) (CEO, Menhaden Capital)
- Connie Hedegaard:** デンマークの財団法人 KR Foundation 会長/前職は Climate Action の欧州委員 (Chair, KR Foundation, and former European Commissioner for Climate Action)
- Thomas Heller:** 気候政策イニシアティブ (CPI) エグゼクティブ・ディレクター (Executive Director, Climate Policy Initiative)
- Anthony Holey:** カーボン・トラッカー・イニシアティブ 最高経営責任者 (CEO) (CEO, Carbon Tracker Initiative)
- Catherine Howarth:** シェア・アクション 最高経営責任者 (CEO) (CEO, ShareAction)

Michael Jacobs: 持続可能性と国際関係研究所 (IDDRI) シニア・アドバイザー (Senior Advisor, IDDRI)

Zoe Knight: HSBC 気候変動研究センター (COE) 主任 (Head, Climate Change Centre of Excellence, HSBC)

Bernice Lee: 世界経済フォーラム 気候変動・資源イニシアティブ ディレクター (Director, Climate Change and Resource Initiatives, World Economic Forum)

Bob Litterman: NY の投資会社 Kepos Capital、リスク・コミッティ シニアパートナー(代表社員)兼代表 (Senior Partner and Chairman of Risk Committee, Kepos Capital)

Mindy Lubber: サステナビリティ推進団体 Ceres 代表 (President, Ceres)

Nick Mabey: E3G 最高経営責任者 (CEO) (CEO, E3G)

Richard Mattison: 自然資本会計を推進する英国 Trucost 社 最高経営責任者 (CEO) (CEO, Trucost)

David Nussbaum: 世界自然保護基金 (WWF) イギリス 最高経営責任者 (CEO) (CEO, WWF-UK)

Stephanie Pfeifer: 気候変動に関する機関投資家団体 (IIGCC) 最高経営責任者 (CEO) (CEO, Institutional Investors Group on Climate Change)

Julian Poulter: アセット・オーナーズ・ディスクロージャー・プロジェクト (AODP) エグゼクティブ・ディレクター (Executive Director, Asset Owners Disclosure Project)

Fiona Reynolds: 国連責任投資原則 (国連 PRI/UNPRI) マネージング・ディレクター (Managing Director, UN Principles for Responsible Investment)

Nick Robins: 持続可能な金融システムのデザインに向けた UNEP (国連環境計画) 調査 共同ディレクター (Co-Director, UNEP Inquiry into a Sustainable Financial System)

Paul Simpson: カーボン・ディスクロージャー・プロジェクト (CDP) 最高経営責任者 (CEO) (CEO, Carbon Disclosure Project)

Andrew Steer: 世界資源研究所 (WRI) 代表兼最高経営責任者 (CEO) (President and CEO, World Resources Institute)

James Thornton: 欧州環境保護団体 ClientEarth 最高経営責任者 (CEO) (CEO, ClientEarth)

Simon Upton: 経済協力開発機構 (OECD) 環境局 ディレクター (Director, Environment Directorate, OECD)

Steve Waygood: 英国ファンド アビバ (Aviva Investors) 最高投資責任者 (Chief Responsible Investment Officer, Aviva Investors)

Peter Wheeler: ザ・ネイチャー・コンサーバンシー (TNC) 副代表 (Executive Vice President, The Nature Conservancy (TNC))

Michael Wilkins: スタンダード&プアーズ・レーティングズ・サービスズ インフラ投資レーティングズ マネージング・ディレクター (Managing Director, Infrastructure Finance Ratings, Standard & Poor's)

Baroness Worthington: イギリスの環境シンクタンク Sandbag ディレクター (Director, Sandbag)

Simon Zadek: 持続可能な金融システムのデザインに向けた UNEP (国連環境計画) 調査 共同ディレクター (Co-Director, UNEP Inquiry into a Sustainable Financial System)

Dimitri Zenghelis: ロンドン・スクール・オブ・エコノミクス (LSE) グランサム気候変動環境研究所 主席研究員 (Principal Research Fellow, Grantham Institute, London School of Economics)

著者について

Ben Caldecott (ベン・カルデコット) は、持続可能金融プログラムのディレクターである。持続可能金融プログラムは、2012 年に彼が設立した座礁資産プログラムと合併して構築された。現在、王室の持続可能プロジェクトの会計顧問、英国銀行の学術研究員、スタンフォード大学の客員研究員の職務に従事している。

Gerard Dericks (ジェラルド・デリックス) は、持続可能金融プログラムのポスドク研究員である。スミス大学院の前は、イギリスの不動産市場分析会社 Property Market Analysis LLP ではアナリストとして、ロンドンのシンクタンク Policy Exchange では調査コンサルタントとして従事していた。ロンドン・スクール・オブ・エコノミクス (LSE) で博士号と修士号を、立命館大学で学士号を修得している。

Daniel J. Tulloch (ダイエル・テュロッチ) は、持続可能金融プログラムのポスドク研究員である。ニュージーランドのオタゴ大学で金融の博士号を取得し、イングランドのノリッチにあるイースト・アングリア大学で国際会計と金融管理の修士を取得している。

Lucas Kruitwagen (ルーカス・クルイトワーゲン) は、持続可能金融プログラムの研究アシスタントである。彼自身の修士論文が研究賞を受賞したインペリアル・カレッジ・ロンドンの客員研究員でもある。奨学金制度の Loran Scholar の奨学生として、カナダのマギル大学で工学 (BEng) の学士号を取得した。

Irem Kok (イレム・コック) は、持続可能金融プログラムの研究アシスタントである。彼女は、オックスフォード大学の Clarendon Scholar 奨学金制度を利用している博士号取得候補者である。哲学と経済学の学士と、政治学の文学修士をトルコのボアズィチ大学で取得し、さらに Weidenfeld-Hoffmann 奨学金制度を利用して理学修士をオックスフォード大学で取得した。

謝辞

本研究への助成支援に対し、欧州気候基金および Growald FamilyFund 基金に感謝の意を表する。

また、平田仁子氏 (気候ネットワーク)、大久保ゆり氏 (自然エネルギー財団)、サイモン・アベル氏 (オックスフォード大学)、ケビン・ウメル氏 (国際応用システム分析研究所: IIASA)、大林ミカ氏 (自然エネルギー財団)、テッド・ネイス (コール・スワーム) の各人にも感謝する。

オックスフォード大学の免責事項

本報告書の公開にあたり、オックスフォード大学の大学総長、指導者、研究者が、特定の企業や投資ファンド、またはその他の手段に対して投資を行うように助言することも含め、何らかの表明を行うことはなく、いかなる保証をするものではない。本報告書に掲載している情報については正確を期したが、大学、職員、学生、あるいは被指名人が、本書記載事項に関わる一切の苦情または損害に対する責任を負うものではない。ここで述べる一切の苦情や損害とは、本書に記載されている情報に関連する事項、記載には含まれるが関連が限定されない事項、利益損失、懲罰的損害あるいは間接的損害も含むものである。

目次

持続可能金融プログラムについて.....	2
グローバル諮問委員会	3
著者について	5
謝辞 5	
オックスフォード大学の免責事項.....	5
主要な結論.....	7
要旨	9
方法論	10
LRH に対する電力会社のエクスポージャー	11
NRH に対する電力会社のエクスポージャー	14
潜在的な座礁資産の規模.....	18
電力会社の事例研究	20
1 はじめに.....	27
1.1 日本の電力市場の構造.....	28
1.2 市場改革.....	30
1.3 日本における発電の選択肢と東日本大震災.....	30
1.4 日本の石炭火力発電.....	34
2 投資リスクの仮説.....	36
2.1 財務分析.....	36
2.2 環境関連リスクの仮説.....	44
2.3 稼働中、建設中、計画段階の石炭火力発電所を所有する企業の概要	89
3 日本の石炭火力発電所が抱える潜在的な座礁資産の規模.....	91
3.1 電力会社の事例研究.....	93
4 結論.....	101
5 REFERENCE LIST	103

主要な結論

- 日本の発電事業者、とりわけ石炭などの重度の汚染を伴う火力発電の事業者の将来は、非常に不透明である。気候変動政策や再生可能エネルギーに対する補助金、原子力発電所の再稼働の見通し、エネルギー効率などの要因、ならびに人口が少なく GDP 成長率が低いといったマクロ経済的要因のすべてが、おそらく日本の石炭火力発電所の経済性を悪化させるような形で、電力の需要と供給に影響を及ぼすと考えられる。
- 石炭火力発電を取り巻く状況が非常に不透明であるにもかかわらず、日本政府は石炭火力発電容量の大幅な拡大を奨励してきた。その結果ここ数年で、開発段階にある石炭火力発電所数は急増している。現在、建設段階にある石炭火力発電所は 4 基で、その容量は合計で 1.9 ギガワット (GW) だが、現在 49 基の発電所が計画の諸段階にあり、その容量は 28 GW と相当に大きい。
- 計画・建設段階にある石炭火力発電容量は、閉鎖される設備の更新に必要な容量を大幅に上回る (191% の超過)。これは設備の過剰につながる可能性があり、限界費用の低いほかの種類の発電設備 (例えば原子力や再生可能エネルギー) との競争と相まって、相当量の石炭火力発電所が座礁資産になるかもしれない。
- 日本で座礁資産となり得る石炭火力発電所の規模を検討するために、我々は 3 つの事例的なシナリオを用いた。既存および計画段階の石炭火力発電所がそれぞれ 5 年、10 年、15 年かけて座礁資産の状態になるシナリオである。本報告書で特定したリスク要因が実際に現実のものとなり得る速さと規模の違いを表すために、この 3 つのシナリオを選択した。理解を助けるためのシナリオという側面が強いものの、これらのシナリオは、座礁資産となる石炭火力発電所、特に、計画段階にあるが現在はまだ建設段階に至っていない石炭火力発電所が日本の電力業界に与え得る影響を浮き彫りにする。
- 座礁資産となる石炭火力発電所の価値は 6 兆 8,570 億～8 兆 9,240 億円 (616 億～802 億ドル) になり得ることが分かった。これは日本の石炭火力発電所を持つ会社の現在の株式時価総額の 22.6～29.4%、総資産の 4.5～5.9% に相当する。この調査結果は、日本で新たな石炭火力発電所の計画と開発を進め続けることのリスクを浮き彫りにするものである。
- 石炭火力発電所が 2021 年に座礁資産となる「5 年シナリオ」では、座礁資産となる石炭火力発電所の価値の総額は 8 兆 4,530 億円 (760 億ドル) と推定される。石炭火力発電所が 2026 年に座礁資産となる「10 年シナリオ」では、座礁資産となる石炭火力発電所の価値の総額は 8 兆 9,240 億円 (802 億ドル) と推定され、このうち 6 兆 2,230 億円 (559 億ドル) は 2016 年より後に建設される発電所の額である。最後に、石炭火力発電所が 2031 年に座礁資産となる「15 年シナリオ」では、座礁資産となる石炭火力発電所の価値の総額は 6 兆 8,570 億円 (616 億ドル) と推定され、このうち 5 兆 3,070 億円 (476 億 9,000 万ドル) は 2016 年より後に建設される発電所の額である。
- 世界のエネルギーシステムの変化の速度を考えれば、5 年、10 年、15 年というシナリオは、検討の対象として適切な期間だと思われる。この 5 年間で再生可能エネルギーの導入量は、世界の発電容量の 10% から 15% まで増加し¹、陸上風力発電と太陽光発電のコストは同期間にそれぞれ 39%、41%

¹ ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス (BNEF) (2015)、「再生可能エネルギー投資の世界的な動向 2015 (global trends in renewable energy investment 2015)」

下落し、電気自動車の売上は 1,031% の伸びを記録した²。転換点に達しており、崩壊は加速しつつあるようだ。そして、今後も電力業界に比較的变化がなく、新規の石炭火力発電所にとって「危険がない」状況が続くだろうという考えは、G20 各国で国際的に見られる事実と相反する。

- 企業レベルでは、電力会社 5 社を選択して事例研究を行った。選択した会社は、1) 電源開発、2) 東京電力、3) 中部電力、4) 九州電力、5) 関西電力である。これらの事例研究では、本報告書で概略を述べた各リスクに対する各社の感度を検討し、各社に帰属する潜在的な座礁資産の規模を推定した。
- 事例研究の結果、比較した 5 社の 5 年、10 年、15 年シナリオにおいて、絶対値として座礁資産となる経済的リスク（エクスポージャー）が最大だったのは東京電力である。また東京電力は、特に計画段階・建設段階にある発電所に関して、環境関連リスクに対するエクスポージャーが最も大きい設備を複数抱えている。座礁資産を総資産との比率で見ると、電源開発のエクスポージャーが最も大きい（>20%）。
- 石炭の大幅な拡大が計画される一方で、環境関連リスクが増大している中で、企業や投資家、政策決定者は、日本の既存および計画段階の石炭火力発電所の座礁資産リスクに対するエクスポージャーを調べるべきである。座礁資産となる石炭火力発電所は、電力会社から得られる投資家のリターンに影響を及ぼし、電力会社が未払いの負債を支払う能力を低下させ、納税者や公共料金納付者が負担しなければならない座礁資産を生むだろう。さらに、新しい石炭火力発電所は、予想よりも短い耐用期間の間に、特に気候変動をもたらす二酸化炭素の排出や人間の健康を害する大気汚染によって、重大な負の外的影響を引き起こすことになる。

² 米国エネルギー省エネルギー効率・再生可能エネルギー局（Office of Energy Efficiency & Renewable Energy）（2016）、「事実 No.918：2016 年 3 月 28 日。世界のプラグイン電気自動車の売上は 2015 年に 80% 増（Fact #918: march 28, 2016 global plug-in light vehicle sales increased by about 80% in 2015）」【オンライン】掲載サイト：<http://energy.gov/eere/vehicles/fact-918-march-28-2016-global-plug-light-vehicle-sales-increased-about-80-2015>

要旨

本報告書は、環境関連リスクに対する日本の石炭火力発電所の経済的リスク（エクスポージャー）に関する、我々の知る限りにおいて最新かつ最も包括的な分析である。これらのエクスポージャーは「座礁資産」をもたらす得る。座礁資産とは、不測または時期尚早の償却、評価切り下げ、または負債への転換に見舞われる資産である³。石炭火力発電所が直面する環境関連リスクは重大であり、資産を座礁に導く主因となり得る。こうしたリスクは、物理的な環境影響から、そうした環境影響に対する社会の反応（例えば新しい政策や技術の変化）、さらにそのいずれからも生じ得る新たな法的責任にまで及ぶ。

本研究は、石炭火力発電所が直面する環境関連リスクを検討し、種々の資産のそうしたリスクに対するエクスポージャーを区別するのに適した方法を考案し、その分析を企業の所有や債券の発行、設備投資計画と関連づけることによって、日本の電力業界に関連する意思決定への情報提供に資するよう意図されている。本研究は特に、リスク管理、適格審査、議決権行使、働きかけ（エンゲージメント）および投資撤退に関連して投資家が具体的な行動を起こす上での情報提供に役立ち得る。我々の分析の根拠となるデータセットならびに分析自体も、新たな学術研究・学術調査の道を開くものである。

東日本大震災とこれに伴う福島第一原子力発電所の災害は、日本のエネルギー政策に劇的な転換をもたらした。福島第一原発で原子炉の炉心融解（メルトダウン）が起きた結果、原子力発電に対する国民の信頼は急速に失われ、政府は、本格的な安全評価が行われるまで、国内のすべての原子炉を停止せざるを得なくなった。供給減を補ったのは天然ガス、石油および石炭を燃料とする火力発電所だが、一方で、震災以後は再生可能エネルギー、特に太陽光発電が急速に伸び続けている。その結果として、日本の発電事業者、とりわけ石炭などの重度の汚染を伴う火力発電の事業者の将来は、非常に不透明である。気候変動政策や再生可能エネルギーに対する補助金、原子力発電所の再稼働の見通し、エネルギー効率などの要因、ならびに人口が少なく GDP 成長率が低いといったマクロ経済的要因がすべて、おそらく日本の石炭火力発電所の経済性を悪化させるような形で、電力の需要と供給に影響を及ぼすと考えられる。

石炭火力発電を取り巻く状況がこのように非常に不透明であるにもかかわらず、日本政府は石炭火力発電容量の大幅な拡大を奨励している。つい最近の 2013 年の時点では、日本には計画段階の新しい石炭火力発電所は 4 基しかなかった⁴。しかし、2014 年 4 月に閣議決定された「エネルギー基本計画」では石炭が再評価され、ベースロード電源として従来よりもはるかに重要な役割があると認識されている。以後、電力各社は政府の支持と支援を得て、新たな石炭火力発電所の導入を急いでいる。

その結果、開発段階にある石炭火力発電所の数はここ数年で急増した。現在、建設段階にある石炭火力発電所は 4 基で、その容量は合計で 1.9 GW だが、現在 49 基の発電所が計画の諸段階にあり、その容量は 28 GW と相当に大きい。これに対し、天然ガス火力発電所は建設段階のものが 16GW、計画段階のものが 21GW である。日本の石炭火力発電所は、各種火力発電所の中で最も経年数が少なく、天然ガス火力の設備よりも平均で経年数が 5 年少ない。このために、日本の電源構成に占める石炭の割合が大幅に押し上げられている⁵。

³ Caldecott, B., et al. (2013)、「農業における座礁資産：環境関連リスクから価値を守る（Stranded Assets in Agriculture: Protecting Value from Environment-Related Risks）」を参照。

⁴ Guay, J.「福島と日本の石炭神話（Fukushima and the Japanese Coal Myth）」ハフィントンポスト（米国版）、2013 を参照。

⁵ 図 5 を参照。

表1 閉鎖される設備の更新（燃料別）

[GW]	2016年までに「閉鎖される設備の容量」（推定値）	建設・計画段階にある設備の容量（実績値）	更新の割合
石炭	10.3	30.0	291%
天然ガス	37.1	37.1	100%

この余分な石炭火力発電容量がどれほど大きいかにについて理解を深めるために、現在建設段階または計画段階にある石炭および天然ガスの発電容量を、現在の総容量を維持するために必要な容量と比較した（表1を参照）。計画・建設段階にある石炭火力発電容量は、閉鎖される設備の更新に必要な容量を大幅に上回る（191%の超過）。これは設備の過剰につながる可能性があり、限界費用の低いほかの種類の発電設備（例えば原子力や再生可能エネルギー）との競争と相まって、相当量の石炭火力発電所が座礁資産になるかもしれない。

石炭の大幅な拡大が計画される一方で、環境関連リスクが増大している中で、企業や投資家、政策決定者は、日本の既存および計画段階の石炭火力発電所の座礁資産リスクに対するエクスポージャーを調べるべきである。座礁資産となる石炭火力発電所は、電力会社から得られる投資家のリターンに影響を及ぼし、電力会社が未払いの負債を支払う能力を低下させ、納税者や公共料金納付者が負担しなければならない座礁資産を生むだろう。さらに、新しい石炭火力発電所は、予想よりも短い耐用期間の間に、特に気候変動をもたらす二酸化炭素の排出や人間の健康を害する大気汚染によって、重大な負の外的影響を引き起こすことになる。

方法論

我々が本研究で採用した方法は、オックスフォード大学スミス企業環境大学院（オックスフォード大学スミス大学院）の持続可能金融プログラムが2015年3月に発表した先の報告書「座礁資産と亜臨界圧の石炭火力発電：企業と投資家のリスク（Stranded Assets and Subcritical Coal: the risk to companies and investors）」⁶で提唱した方法に基づいている。この方法論は、オックスフォード大学スミス大学院が2016年2月に発表した画期的な報告書「座礁資産と石炭火力：環境関連リスクの分析（Stranded Assets and Thermal Coal: An analysis of environment-related risks）」⁷で大きく発展させている。本報告書では、同種のデータおよび方法を用い、日本の石炭火力発電所が直面する環境関連リスクに関する高度な分析を行う。

環境関連要因が企業とどのように相互作用し、どのような影響を及ぼすのかを理解するには、企業の具体的な資産構成を詳細に調べる必要がある。我々は日本の全電力会社について、石炭火力発電所の特性を分析し、そのデータを環境関連リスクと統合して相互参照することによって、発電所別のリスク・エクスポージャー分析を行った。次に、その分析を企業レベルで集約し、企業全体の環境関連リスク・エクスポージャーの評価を行った。さらに、設備投資計画や社債発行もこれらの分析に組み入れることにより、資本支出の計画に関して最もリスク・エクスポージャーの大きい企業を特定した。本分析の根拠として用いたデータセットを付属書Aで説明している。

⁶ Caldecott, B., Dericks, G., & Mitchell, J. (2015) 「座礁資産と亜臨界圧の石炭火力発電：企業と投資家のリスク（Stranded Assets and Subcritical Coal: the risk to companies and investors）」を参照。

⁷ Caldecott, B., Kruitwagen, L., Dericks, G., et al. (2016) 「座礁資産と石炭火力：環境関連リスクの分析（Stranded Assets and Thermal Coal: An analysis of environment-related risks）」を参照。

本分析では、石炭火力発電所が直面する環境関連リスクにはどのようなものがあり、資産価値にどのような影響を及ぼし得るのかを見る必要がある。こうしたリスクを、そのリスク要因が国内のすべての資産に同じような形で影響を及ぼすのか、それともリスク・エクスポージャーが地域の環境に特有なものなのかによって、「地域的リスクの仮説（Local Risk Hypothesis: LRH）」または「全国的リスクの仮説（National Risk Hypothesis: NRH）」と呼ぶ。例えば水ストレスは一国内でも多様なため LRH だが、再生可能エネルギーの政策支援に関する全国的な変化は NRH である。これら LRH と NRH の一覧を、簡単な説明とともに表 2 に示した。

表2 地域的リスクの仮説（LRH）と全国的リスクの仮説（NRH）

番号	名前	出典
石炭火力発電を持つ電力会社について		
LRH-1	炭素集約度	CARMA（Carbon Monitoring for Action）/ コール・スワーム/ オックスフォード大学スミス大学院
LRH-2	設備の経年数	CARMA/ コール・スワーム/ WEPP（Platts UDI の世界の発電所データベース）
LRH-3	地域の大気汚染	Boys et al.（2014）/ 米国航空宇宙局（NASA）の社会経済データ・応用センター（SEDAC）
LRH-4	水ストレス	世界資源研究所（WRI）の水リスク分析ツール「アクアダクト（Aqueduct）」
LRH-5	二酸化炭素回収貯留（CCS）追設の可能性	CARMA/ コール・スワーム/ WEPP/ Geogreen
LRH-6	将来の熱ストレス	気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の第 5 次評価報告書（AR5）
LRH-7	原子力発電所の再稼働	コール・スワーム/ WEPP
NRH-1	将来の電力需要	オックスフォード大学スミス大学院
NRH-2	再生可能エネルギー資源	オックスフォード大学スミス大学院
NRH-3	再生可能エネルギーの政策支援	EY の再生可能エネルギー国別魅力指数
NRH-4	分散型再生可能エネルギーと「電力会社の死のスパイラル」	オックスフォード大学スミス大学院
NRH-5	商用規模の再生可能エネルギー発電の成長	BP/REN21（21 世紀のための自然エネルギー政策ネットワーク）
NRH-6	天然ガス火力発電の成長	国際エネルギー機関（IEA）
NRH-7	稼働率の低下	オックスフォード大学スミス大学院
NRH-8	規制による水ストレス	WRI のアクアダクト
NRH-9	CCS の法的環境	グローバル CCS インスティテュート
NRH-10	原子力発電所の再稼働	オックスフォード大学スミス大学院

LRH に対する電力会社のエクスポージャー

日本の石炭火力発電所に適用し、分析した地域的リスクの仮説（LRH）を以下に概説する。

LRH-1: 炭素集約度

石炭火力発電所の炭素集約度が高いほど、気候政策（炭素の価格付け制度であるか、排出実績基準であるか、その他の類似の方法であるかを問わず）から負の影響を受けやすい。炭素集約度の高い発電所ほど、気候変

動緩和政策による移行リスクに対するエクスポージャーが大きい。各発電所の炭素集約度は $\text{kg.CO}_2/\text{MWh}$ で評価している。

LRH-2: 設備の経年数

老朽化した発電所は、多くの面で所有者にリスクをもたらす。まず、老朽化した発電所は、規制による影響を受けやすく、そのために閉鎖に追い込まれやすい。次に、老朽化が著しい発電所を抱える電力会社は、発電所閉鎖後の土地の汚染除去費用や労働者に対する未払いの負担額（つまり年金費用）を支払うことが求められるリスクが大きい。最後に、老朽化した発電所は、予期しない停止や維持の必要が起こりやすく、そのために修理費や、二次損失、契約している電力供給量を下回ることによる機会費用などが生じる。設備の経年数は完工した年で表している。

LRH-3: 地域の大気汚染

人口密度が高く大気汚染の深刻な地域の石炭火力発電所は、規制を受け、排出低減技術の導入か操業停止のいずれかを求められるリスクが大きい。従って、人口密度が高く汚染度の高い地域にある資産の所有者は、そうした可能性による財務的な影響を受けるリスクが大きい。地域の大気汚染の評価には $\text{PM}_{2.5}$ を代用し、 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ を測定単位として用いている。

LRH-4: 水ストレス

水ストレスの物理的指標が高い地域にある発電所や、水をめぐる紛争や規制面での不確実性を伴う地域の発電所は、操業時間の削減や停止を強いられるリスクや、操業許可を失うリスク、水の価格付けによって利益を損なうリスクが大きいという仮説である。こうしたリスクは、閉サイクル技術、ハイブリッド技術、または乾式冷却技術などを用いることによってある程度は緩和することができる。水ストレスとは、ある流域で利用できる再生可能な水資源の割合である。

LRH-5: CCS 追設の可能性

二酸化炭素回収貯留（CCS）技術の追設に適さない石炭火力発電所は、早期の閉鎖に追い込まれるリスクが大きくなる可能性がある。こうした発電所は、石炭火力発電を採用する電力会社に対する温室効果ガス緩和の義務を強化することを目的とする政策や炭素の価格付け制度を通して、そうした義務が強化された場合に、CCS 追設という選択肢がない。CCS 追設の可能性は、本文 2.2.1 項に挙げる複数の基準に基づいて評価される。

LRH-6: 将来の熱ストレス

気候変動は物理的に、発電所の熱ストレスを悪化させるという仮説である。周囲の大気温度が高くなると、発電所の効率が低くなって水ストレスが悪化し、その結果として、閉鎖を強いられたり操業時間が短くなるといった物理的なリスクが生じたり、社会不安が起きたり規制の可能性が高まったりするといった社会的リスクが生じる。将来の熱ストレスは、2035 年の時点における、産業革命前の水準からの温度上昇（ $^{\circ}\text{C}$ ）で測定する。

LRH-7: 地域の原子力発電所の再稼働の可能性

原子力発電所の再稼働や新設は、日本の電力会社に重大なリスクをもたらす。このリスクは、失われた原子力発電容量に替わることを主な目的として建設された石炭火力発電所にとっては特に心配な問題である。原子力発電容量の将来性が最も大きい地域にある新規の石炭火力発電所は、原子力の再稼働の拡大による影響を受けやすい。原子力発電所が再起動できる可能性は、地域で再稼働できる原子力発電容量（MW）で測定する。

表3 財務リスクならびに環境関連のリスクへのエクスポージャーの概要

リスクエクスポージャーの概要	石炭火力発電量	石炭火力発電による 電力容量			債務／自己資本	現在の比率	(EBITDA-CAPEX) ／利率	LRH-1: 炭素集約度	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の大気汚 染	LRH-4: 水ストレス	LRH-5: CCS 建設の可 能性	LRH-6: 将来の熱スト レス	LRH-7: 原子力発電所 の再稼働	
		稼働中	建設中	計画段階											
		[GWh]	[MW]	[MW]											[MW]
		ランク*													
電源開発	60352	8414	84	4020	2.48	1.17	0.63	6	24	7	3	1	13	26	
東京電力	25360	5900	540	5357	3.34	1.21	3.77	24	27	22	9	40	36	15	
東北電力	36273	4901	0	600	3.97	0.73	2.47	37	6	11	16	1	34	26	
中国電力	23106	4208	84	1445	3.14	0.86	0.41	38	6	8	15	1	13	26	
中部電力	30610	4100	0	2030	1.95	0.83	2.36	1	2	37	33	1	2	21	
九州電力	17231	3646	1000	667	7.41	1.03		31	15	28	9	1	9	15	
北陸電力	18492	2903	0	0	2.54	1.23		1	12	10	23	1	7	1	
北海道電力	15868	2500	0	0	6.89	0.70		22	18	27	31	31	28	24	
関西電力	5507	1800	0	3462	4.07	0.63		39	29	39	37	40	1	21	
神戸製鋼	8753	1475	0	1300	0.83	1.22	7.19	23	9	38	18	1	2	21	
新日鉄住金	6739	1443	0	320	0.56	1.38	17.80	17	15	12	29	33	15	13	
住友商事	7994	1395	0	0	1.73	1.59	1.35	15	21	9	29	26	16	14	
四国電力	7040	1106	0	500	2.37	0.91	3.58	21	21	23	13	34	9	40	
トクヤマ	1730	883	0	0	1.67	2.08	1.24	9	38	14	38	40	17	7	
沖縄電力	4912	754	0	0	1.56	0.72	5.38	1	15	25	26	1	9	40	
日本製紙	2473	680	100	508	1.49	1.02	3.76	20	13	13	26	27	24	29	
東ソー	3474	667	0	0	0.85	1.35	17.91	14	24	33	25	1	8	5	
鹿島北共同発電	789	647	0	0				13	1	1	40	1	26	7	
三菱商事	1700	406	0	292	1.06	1.53		16	29	19	19	25	33	19	
王子ホールディングス	1415	283	0	0	1.08	0.89	4.57	19	32	21	9	40	36	15	
太平洋セメント	1689	281	0	0	1.21	0.87	10.54	33	39	34	4	40	9	40	
エヌシーみいけ	1659	175	0	0				1	9	30	5	1	28	29	
三井物産	721	170	0	0	1.09	1.67	2.46	39	40	18	17	1	28	24	
大阪ガス	870	149	110	500	0.69	1.89	9.83	11	6	36	13	1	4	4	
東海共同発電	822	149	0	0				27	18	5	35	29	23	7	
JFE ホールディングス	652	124	0	333	0.75	1.54	12.24	8	9	2	24	1	17	7	
昭和電工	438	78	0	124	1.19	1.01	5.69	32	34	16	2	1	17	29	
出光興産	416	76	0	667	1.60	0.96		34	13	24	39	1	36	15	
伊藤忠エネクス	344	61	0	0	0.46	1.06	12.99	35	35	29	8	40	36	40	
旭化成	364	50	0	120	0.25	1.76	55.68	30	23	35	26	1	6	1	
中越パルプ工業	267	50	0	0	1.00	0.85	6.15	18	5	17	1	1	35	35	
東芝	279	48	0	0	0.86	1.15	4.96	1	3	31	5	1	28	29	
マツダ	206	39	0	0	0.79	1.45	10.83	6	37	3	22	1	17	7	
帝人	25	32	0	70	1.01	1.68	18.12	25	18	15	19	28	27	20	
ホクレン農業協同組合連合会	8	26	0	0				28	32	26	33	1	5	3	
JXホールディングス	143	24	0	0	1.09	0.98		12	3	4	21	1	17	7	
クラレ	74	17	0	0	0.12	3.11	92.65	29	26	6	32	1	17	29	
三井松島産業	33	9	0	0	0.37	2.51	3.46	26	29	40	12	30	40	40	
ダイセル	33	9	0	0	0.24	2.49	34.36	36	28	32	5	1	28	29	
東京ガス	1	0	0	1500	0.67	1.51	10.24	10	35	20	36	32	25	6	
宇部興産	0	0	0	400	0.83	1.18	6.14	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
丸紅	0	0	0	750	2.03	1.19		ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
オリックス	0	0	0	390	1.85	2.59		ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
エイブル	0	0	0	110				ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
エア・ウォーター	0	0	0	56	0.64	1.20	22.35	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
千葉県	0	0	0	500				ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
広島ガス	0	0	0	56	1.00	0.95	9.04	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
ホクザイ運輸	0	0	0	56				ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
ニュー・フロンティア・キャピタル・マネジメント	0	0	0	100				ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
西華産業	0	0	0	0				ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
常磐共同火力	0	0	0	180				ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
前田建設工業	0	0	0	1100	0.51	1.34	6.68	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
名港海運	0	0	0	15	0.00	3.92		ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
日本エネルギーパートナーズ	0	0	0	15	0.30	1.39	34.43	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
東燃ゼネラル石油	0	0	0	500	1.43	0.83	2.80	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	

* ランクは関連のリスク・エクスポージャーを示す。1 が最も大きくリスクにさらされている。

表4 LRH の測定単位

	仮説	単位
LRH-1	発電電力の炭素集約度	[kg.CO ₂ /MWh]
LRH-2	設備の経年数、完工した年	[年]
LRH-3	地域の大气汚染に対するエクスポージャー (PM _{2.5} を代用とする)	[μgPM _{2.5} /m ³]
LRH-4	利用できる再生可能な水資源の割合	[%]
LRH-5	本文 2.2.1 項 に記載の基準で説明される、CCS 追設の可能性	[1 = 追設可; 0 = 追設不可]
LRH-6	2035 年の時点における、産業革命前の水準と比較した平均気温の上昇	[Δ°C]
LRH-7	地域で再稼働可能な原子力発電容量	[MW]

石炭火力発電の CO₂ 集約度の平均値は、日本の主要電力会社 11 社の間でほとんど違いがなく、おしなべて平均値は超臨界圧の効率の閾値に近い (880 kgCO₂/メガワット時 [MWh])。しかし産業利用における CO₂ 集約度は、一貫してこれよりも高い。

石炭火力発電所の平均経年数も、主要電力会社 11 社の間でほとんど違いはなく、平均して 1990 年代に建設されている。例外として、関西電力に 2007 年建設の発電所が一基ある。微粒子状物質 (PM) 2.5 による大気汚染も、特に日本のいくつかの近隣国と比べれば低いものの、大気汚染が世界保健機関 (WHO) の年間基準である 10 μg/m³ を超える地域に発電所を持つ会社が 16 社ある。

水ストレス (つまり 1 年に回収される再生可能な水資源の割合 [%]) の平均値は、昭和電工 (89%) とトクヤマ (100%) を除き、日本のほとんどの電力会社で 100% を大幅に下回る。

本文図 20 から分かるように、CCS の適性は、日本では静岡あたりで分かれる。この地域より南の沿岸地域は、一般的に CCS 適性を持つ可能性があり、ここより北の地域は一般的に不適である。さらに、内陸部には CCS の実行可能性がない。日本の電力会社の CCS 適性の可能性は、この南北および沿岸部・内陸部の区分の組み合わせを表している。

熱ストレスにも地理的な境界を見ることができる。2035 年の温度上昇は、北海道電力など北部で操業している電力会社が最も大きい値になる。ただし日本国内での差異は少なく、電力会社間の差は、最大でも 0.5°C よりも小さい (0.45°C)。

原子力発電所の再稼働リスクは、東北および北海道地域で主に操業する電力会社で最も高く、九州や中部 (本州の南沿岸) の電力会社のリスクの方が低めである。

要約すれば、日本では LRH に関しては明確な南北の区分があるようであり、北部に重点を置く電力会社の方が、中部、そしてそれほどではないにせよ本州南部の電力会社よりも不利である。

NRH に対する電力会社のエクスポージャー

以下の仮説は、日本のすべての石炭火力発電資産に影響するものである。こうしたリスク仮説を分析する際は、簡単なトラフィックライトの手法が用いられてきた。それぞれの仮説について以下のように基準を設定し、石炭火力発電会社が高リスク (赤)、中リスク (黄) または低リスク (緑) であるかどうかの判定を行

った。これらの各基準に基づいて採点（高リスク基準は+2、中リスク基準は+1）をそれぞれ行くと、リスク総額の見通しが得られる。また、「座礁資産と石炭火力：環境関連リスクの分析（Stranded Assets and Thermal Coal: An analysis of environment-related risks）」で行った分析に基づき、比較国を設定する。こうした比較は、日本のリスク・エクスポージャーの状況を説明するうえで重要になる。全世界を投資機会の領域とする投資家にとって、環境関連リスクへのエクスポージャーという点で、日本の電力会社が他国の電力会社とどれほど比較に耐え得るかを理解することは、極めて適切である。表5は、石炭火力発電を行う日本の電力会社および直接比較が可能な比較国の電力会社に関するすべての全国的リスクの仮説（NRH）をまとめたものである。

表5 全国的リスクの仮説の概要

	日本	オーストラリア	中国	ドイツ	インドネシア	インド	ポーランド	南アフリカ	英国	米国
NRH-1：将来の電力需要	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-2：再生可能エネルギー資源	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-3：再生可能エネルギーの政策支援	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-4：分散型再生可能エネルギーの成長	●	該当なし								
NRH-5：商用規模の再生可能エネルギーの成長	●	該当なし								
NRH-6：天然ガス火力発電の成長	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-7：稼働率の低下	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-8：規制による水ストレス	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-9：CCSの法的環境	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-10：原子力発電の再稼働	●	該当なし								
合計*	50%	60%	60%	50%	40%	45%	40%	55%	45%	60%

*パーセンテージが高いほど、リスクの見通しが悪いとみなす。日本の合計は本稿に基づく。比較国の合計は「座礁資産と石炭火力」に基づく。

日本の石炭火力発電所に適用し、評価の基準とする全国的リスクの仮説（NRH）の概要をここに述べる。

NRH-1: 将来の電力需要見通し

この仮説は、電力需要の伸びが大きいほど、他の発電形態（例えば太陽光や風力、天然ガス、原子力）が石炭火力発電に置き換えられる可能性は低くなる、というものである。全体的な電力需要が伸びれば、石炭火力発電事業者は発電に占める現在の割合を維持または増やせるかもしれない。

NRH-2: 再生可能エネルギー資源

この仮説は、有力な再生可能エネルギー資源が利用可能な場合、従来の発電に対して再生可能エネルギーの競争力を決定づける重要な要素となる、というものである。再生可能エネルギー資源が豊富な国ほど、より大規模かつ迅速な展開が期待できる。その結果、石炭火力発電所は卸電力価格の低下などの電力業界の混乱に直面する可能性が高くなる。

NRH-3: 再生可能エネルギーの政策支援

この仮説では、再生可能エネルギー発電に対する日本政府の支援政策を検討する。仮説は、再生可能エネルギーを支援する断固たる政権が存在する国では、再生可能エネルギーのより大規模な展開が予想される、と

いうものである。その結果、石炭火力発電所は卸電力価格の低下などの電力業界の混乱に直面する可能性が高くなる。

NRH-4: 分散型再生可能エネルギーの成長と電力会社の死のスパイラル

この仮説は、分散型再生可能エネルギーの成長は「電力会社の死のスパイラル」と石炭火力発電会社のビジネスモデルの急速な予期せぬ衰退を引き起こし、集約型再生可能エネルギーとは違った形で石炭火力発電に影響を及ぼすかもしれない、というものである。日本での分散型再生可能エネルギーは、ほぼ例外なく小規模な太陽光発電設備である。電力会社の死のスパイラルとは、分散型のエネルギー資源（例えば屋上太陽光）が主要な電力会社の配電網ビジネスモデルを侵食するという好循環が生まれた結果、従来の電力会社が陥る混乱で、小売電力価格が上昇し、分散型エネルギー資源の競争力がいっそう高まる⁸。

NRH-5: 商用規模の再生可能エネルギーの成長

この仮説は、急速に再生可能エネルギーが展開されると、その結果、石炭火力発電所は卸電力価格の低下などの電力業界の混乱に直面する可能性が高くなる、というものである。2008 年以降、世界の発電容量増加分の半分は、再生可能エネルギーである⁹。日本政府は 2030 年までに、国内のエネルギーミックスに占める再生可能エネルギーの割合を 10%から 24%に引き上げ、天然ガス、石炭および原子力への依存を減らすことを望んでいる。

NRH-6: 天然ガス火力発電の成長

この仮説は、特に電力需要の伸びが鈍化またはマイナス傾向にある市場では、天然ガス火力発電の成長によって石炭火力発電の経済は打撃を受け、その結果、石炭から天然ガスへの切替えが進む可能性がある、というものである。

NRH-7: 稼働率の低下

この仮説は、稼働率の低い石炭火力発電所は財政的に不安定で座礁しやすい傾向がある、というものである。新たな発電オプションの参入により、石炭火力発電資産の稼働率が低下する可能性がある。限界費用の競合や再生可能エネルギー発電所の運転を必須とする規制によって石炭火力発電の置き換えが進むと、稼働率は下がる。稼働率が低下している発電所では、営業利益で固定費を賄えないことが多い。

NRH-8: 規制による水ストレス

この仮説は、水利用に関する条件が厳しく、水問題を自認している国の石炭火力発電所は、水の価格設定によって直接または間接的に水不足の影響を受ける可能性が高い、というものである。

NRH-9: CCS の法的環境

この仮説は、CCS は石炭火力発電所がさらに厳しい炭素制約のもとで稼働し続けるための 1 つの方法となり得るが、それを支持する法的枠組みがなければ実現しない、というものである。CCS 事業の開発ではこうした不確実性が障壁となる可能性があるため石炭火力発電会社にとってはリスクとなり、CCS を今後の温室効果ガス緩和策の 1 つとして選ばなくなる恐れがある。

⁸ カーボン・トラッカー・イニシアチブ (CTI) (2015) 「石炭：死のスパイラルに捕えられた EU の電力会社 (Coal: Caught in the EU Utility Death Spiral)」、英国ロンドン；Graffy, E. and Kihm, S. (2014) 「破壊的な競争は電力会社の死のスパイラルを意味するのか (Does disruptive competition mean a death spiral for electric utilities)」、Energy LJ, HeinOnline, 35, p. 1；Costello, K. W. and Hemphill, R. C. (2014) 「電力会社の「死のスパイラル」は誇張か現実か (Electric Utilities' "Death Spiral": Hyperbole or Reality?)」、The Electricity Journal, 27(10), pp. 7-26

⁹ Lovins, A. 「正反対のエネルギー政策はどのように東日本大震災を日本にとっての損失に、ドイツにとっては勝利に変えたのか (How Opposite Energy Policies Turned the Fukushima Disaster into a Loss for Japan and a win for Germany)」、Forbes, 2014.

NRH-10: 原子力発電の再稼働

この仮説は、日本では原子力発電を再稼働すると石炭火力発電所の経済が混乱する、というものである。

潜在的な座礁資産の規模

日本における石炭の潜在的な座礁資産の規模を検討するため、既存または計画段階の石炭火力発電所が 5 年、10 年または 15 年の期間にわたり座礁するという 3 つの事例的なシナリオを用いた。これらの 3 つの期間を選んだのは、この報告書で特定した環境関連リスクが実際に現実のものとなり得る速さと規模の違いを表すためである。5 年シナリオは、電力需要の減少（NRH-1）、再生可能エネルギーの急成長（NRH-4 および NRH-5）、原子力発電の再稼働（LRH-10）などの要因が非常に速く現れる状況を示す。10 年シナリオと 15 年シナリオは、こうした要因がより緩慢に現れる、あるいはあまり強烈には現れない状況を示す。

3 つのシナリオはいずれも、開始日が 2016 年、石炭火力発電の既知の設備容量が 48.3 GW である（2016 年の計画容量を含む）。容量のデータは、2016 年第一四半期の Platts World Electric Power Plants (WEPP) データベースから抽出した。日本企業 55 社のサンプルについては、すべての石炭火力発電資産の全容量をメガワット（MW）で抽出する。共同所有されている容量の二重計上を防ぐため、容量は共同所有者間で振り分ける。容量は、既存のものか計画段階（または現在建設中）のものかを正確に記す。設置費用の合計は 2 億 5,000 万円/MW（225 万ドル/MW¹⁰）と仮定する。これは、新設についてはこれより高い費用試算があり、新たな石炭火力発電所の諸費用が世界的に増大している¹¹ことを考えると、十分な額である。手数料や予備費、技術・調達・建設業務に係る費用、追加の所有コストなど¹²すべてのサンクコストを含めており、こうしたコストは資産が座礁した場合の損失となる。各資産について、Pfeiffer ら（2015）¹³と同様に、建設日（または建設予定日）から想定耐用年数 40 年で資産を減価償却する。残存価額はゼロと仮定する。最後の計画発電所は 2035 年に予定されているため、40 年の減価償却を含む 2016 年から 2076 年の時系列全体を包含する。

5 年シナリオでは 2021 年までに石炭火力発電所が座礁資産になり、石炭火力の座礁資産の総価値は 8 兆 4,530 億円（750 億ドル）になると推定される。10 年シナリオでは 2026 年までに石炭火力発電所が座礁資産になり、石炭火力の座礁資産の総価値は 8 兆 9,240 億円（802 億ドル）になると推定され、その内 6 兆 2,230 億円（560 億ドル）は 2016 年以降に建設される発電所である。最後に、15 年シナリオでは 2031 年までに石炭火力発電所が座礁資産になり、石炭火力の座礁資産の総価値は 6 兆 8,570 億円（616 億ドル）になると推定され、その内 5 兆 3,070 億円（477 億ドル）は 2016 年以降に建設される発電所である。

非常に説明的であるが、これらのシナリオは石炭の座礁資産、特に計画されているものの現在まだ建設中ではない石炭火力発電所の座礁資産が、日本の電力業界に与える潜在的な影響を強調している。石炭の座礁資産は日本の電力会社の現在の時価総額の 22.6～29.4%、総資産の 4.5～5.9%を占めることになる。これは、日本で新規の石炭火力発電所の計画や開発を引き続き進めることのリスクを浮き彫りにしている。

5 年、10 年、15 年のシナリオは、世界のエネルギーシステムにおける変化の速度を考えると、検討対象として適切な期間であると考えられる。再生可能エネルギーの展開は過去 5 年で全世界の容量の 10%から 15%にまで進み¹⁴、同時期に陸上の風力発電のコストは 39%、太陽光発電のコストは 41%低下し、電気自動車は

¹⁰ 1 ドル 111.28 円（2016 年 4 月 27 日為替レート）で仮定。以下のすべての通貨換算でこの為替レートを使用。

¹¹ 経済産業省（2015 年 5 月 26 日）「各電源の諸元一覧」より

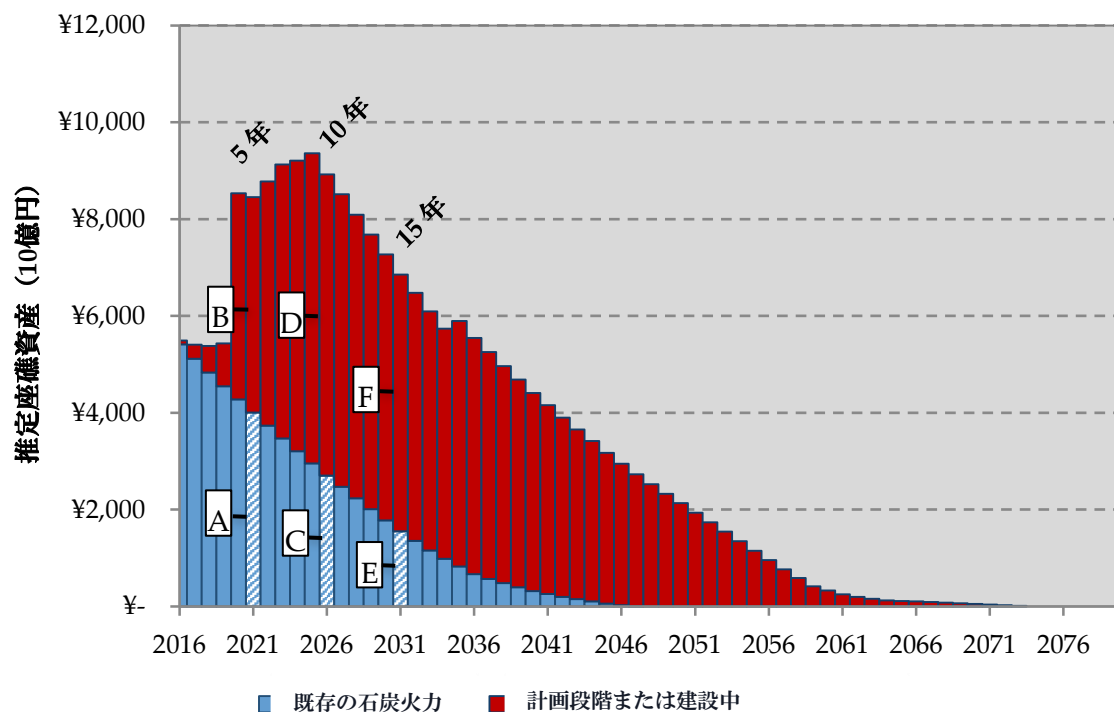
¹² Rong and Victor

¹³ Pfeiffer, A., Millar, R., Hepburn, C. and Beinhocker, E. (2015)、「発電の‘2°C資本ストック’：既定の累積炭素排出量と気候変動（The ‘2oC capital stock’ for electricity generation: Cumulative committed carbon emissions and climate change）」

¹⁴ BNEF（2015）、「再エネ投資の世界的傾向 2015（global trends in renewable energy investment 2015）」

1,031%もの売上増となった¹⁵。転換点に達しており、崩壊は加速しているようだ。また、今後も電力業界は比較的变化がなく新たな石炭火力資産にとって「危険がない」状況が続くだろうという考えは、G20 各国で国際的に見られる証拠と逆行するものである。

図1 既存および新設される石炭火力発電所の事業者が負う座礁資産の推定規模



注：Y軸の値とゼロとの差が推定座礁資産額を表す。
図中のアルファベットは表6の符号と対応。

表6 座礁資産総額の推定（単位：10 億円／米ドル）

年	既存の資産	計画中及び建設中	合計
2021 年（5 年）	[A]4 兆 50 億円 (359 億 9,000 万ドル)	[B]4 兆 4,470 億円 (399 億 6,000 万ドル)	[A+B] 8 兆 4,530 億円 (759 億 6,000 万ドル)
2026 年（10 年）	[C]2 兆 7,000 億円 (242 億 6,000 万ドル)	[D]6 兆 2,230 億円 (559 億 2,000 万ドル)	[C+D] 8 兆 9,240 億円 (801 億 9,000 万ドル)
2031 年（15 年）	[E]1 兆 5,500 億円 (139 億 3,000 万ドル)	[F]5 兆 3,070 億円 (476 億 9,000 万ドル)	[E+F] 6 兆 8,570 億円 (616 億 2,000 万ドル)

¹⁵ エネルギー効率・再生可能エネルギー局（2016 年）、「ファクト番号 918：2016 年 3 月 28 日、2015 年のプラグイン小型乗用車の売り上げが全世界で約 80%増」、オンラインにて公開：<http://energy.gov/eere/vehicles/fact-918-march-28-2016-global-plug-light-vehicle-sales-increased-about-80-2015>

電力会社の事例研究

電力会社について、次の5社を選択し事例研究を行った。5社とは、1) 電源開発、2) 東京電力、3) 中部電力、4) 九州電力、5) 関西電力である。これらの事例研究では、本報告書で概説するリスクに対する各社の感度を検証し、特にこうしたリスクに起因する座礁資産の潜在的な規模を推定する。

表7 電力会社5社の石炭火力発電設備の内訳（稼働中／建設中／計画段階）

ランク	企業名	石炭火力発電容量* [MW]			
		稼働中	建設中	計画段階	合計
1	電源開発	8,414	84	4,020	12,518
2	東京電力	5,900	540	5,357	11,797
5	中部電力	4,100		2,030	6,130
6	九州電力	3,646	1,000	667	5,313
7	関西電力	1,800		3,462	5,262

表8 選択した電力会社の座礁資産総額の推定（単位：10 億円）

	比率分析 ⁱ			稼働中/計画・建設中	環境関連リスク ⁱ							座礁資産 ⁱⁱ		
	負債／資本	現在の比率	(EBITDA-CAPEX)／利率		LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7	2021 (5年)	2026 (10年)	2031 (15年)
電源開発	84%	56%	94%	稼働中	40%	58%	88%	55%	32%	53%	53%	¥586.2 (23%)	¥406.3 (16%)	¥237.5 (9%)
				計画・建設中	44%	44%	68%	88%	41%	56%	6%	¥608.2 (24%)	¥904.9 (35%)	¥773.3 (30%)
東京電力	91%	47%	66%	稼働中	32%	22%	22%	20%	100%	12%	95%	¥730.1 (5%)	¥541.0 (4%)	¥351.9 (3%)
				計画・建設中	47%	44%	68%	79%	53%	65%	76%	¥1,309.3 (9%)	¥1,136.3 (8%)	¥963.3 (7%)
中部電力	78%	87%	86%	稼働中	42%	35%	60%	80%	15%	30%	65%	¥384.6 (7%)	¥253.2 (5%)	¥121.7 (2%)
				計画・建設中	26%	6%	76%	91%	38%	68%	74%	¥114.1 (2%)	¥339.5 (6%)	¥290.4 (5%)
九州電力	100%	62%	データなし	稼働中	35%	58%	88%	15%	30%	17%	85%	¥248.2 (5%)	¥145.7 (3%)	¥83.6 (2%)
				計画・建設中	94%	62%	35%	50%	29%	15%	44%	¥406.0 (9%)	¥353.0 (8%)	¥299.2 (6%)
関西電力	96%	98%	データなし	稼働中	20%	5%	30%	95%	15%	88%	12%	¥288.5 (4%)	¥230.8 (3%)	¥173.1 (2%)
				計画・建設中	53%	18%	68%	74%	44%	59%	65%	¥439.2 (6%)	¥661.3 (9%)	¥566.4 (8%)

i) 比率および環境関連リスクは、同等の日本の電力会社全体と比較した百分率で表し、パーセンテージが高いほどリスクが大きくなることを示す。N_{D/E}、N_{Current Ratio} = 45、N_{(EBITDA-CAPEX)/INT} = 35、N_{OPR} = 40、N_{PLN} = 34

ii) 座礁資産は100万円単位まで、括弧内の数字は総資産に対する割合を表す。

表 9 は、資産について環境関連リスクへのエクスポージャーを評価するために用いる単位を示す。計算例を 5 つの事例研究で示す。ほとんどの事例で、企業のエクスポージャーの総額は、表 9 にある単位系のメガワット加重ベースで評価する。

表 9 LRHs の測定単位

	仮説	単位
LRH-1	発電電力の炭素集約度	[kg.CO ₂ /MWh]
LRH-2	設備の経年数、完工した年	[年]
LRH-3	地域の大気汚染に対するエクスポージャー (PM _{2.5} を代用とする)	[μg _{PM2.5} /m ³]
LRH-4	利用できる再生可能な水資源の割合	[%]
LRH-5	本文 2.2.1 項に記載の基準で説明される、CCS 追設の可能性	[1 = 追設可; 0 = 追設不可]
LRH-6	2035 年の時点における、産業革命前の水準と比較した平均気温の上昇	[Δ°C]
LRH-7	地域で再稼働可能な原子力発電容量	[MW]

5 年、10 年、15 年シナリオに沿って石炭火力発電が発電システムから排除されなければならないと仮定する場合、電力会社 5 社はいずれも、座礁資産の対象となるであろう。表 8 は、3 つのそれぞれのシナリオで、既存および計画段階の発電設備はともに座礁資産となるリスクにあることを示す。それぞれの企業を、i) 既存の石炭火力発電所ポートフォリオ、ii) 建設中あるいは建設計画段階の石炭火力発電容量、iii) 既存および計画段階のポートフォリオが環境関連リスクにさらされている程度に基づいて、以下に簡単に評価する。表 9 は LRH へのエクスポージャーを解釈するうえでの指針となる。

表 8 は、5 つの事例研究の対象となる電力会社に関して選択したリスク指標を示す。比率分析および環境関連リスクへのエクスポージャーについては、電力会社の実績を同等の日本の電力会社全体と比較した百分率で示しており、パーセンテージが高いほどリスクが大きくなることを表す。5 年、10 年、15 年シナリオでの潜在的な座礁資産は、絶対値および企業資産全体に占める割合として表している。本文付録表では、メガワット加重平均のリスク・エクスポージャーを表 9 の単位を用いて示すが、本報告書の要約表では、百分率あるいはランク付けにより電力各社を比較する。

電源開発

電源開発は、日本の電力会社で最も大きい石炭火力発電容量 (8.4 GW) を保有し、同社全体の発電容量 (17.5 GW) のおよそ半分を石炭火力発電が占める。さらに、計画段階の発電容量の 90% 以上は石炭火力発電であり (4.3 GW のうち 4 GW)、これより大きな石炭火力発電容量を計画しているのは東京電力のみである (5.9 GW)。電源開発は、その既存および計画段階の石炭火力発電所の容量を合計すると日本の電力会社で最大となり (12.5 GW)、そのうち 3 分の 2 (8.2 GW) は既に稼働中である。

特に同社の計画段階の石炭火力発電所は、原子力発電の再稼働に対するエクスポージャーが主要な日本の電力会社の中で最も低く、平均で 704 MW 足らずである (既存については 2,465 MW)。分析結果から、電源開発は、既存の石炭火力発電設備は座礁資産へのエクスポージャーが高いが、計画段階の石炭火力発電設備はそのエクスポージャーが低いと分類される。既存および計画段階の設備容量全体で、5 年、10 年、15 年の

シナリオでの座礁資産は東京電力に次いで2番目になると推定される。これは、電源開発の既存の設備容量のほとんどは1980~2000年に建設され、すでに大幅に減価償却済みであるためである。

表10 電源開発：稼働中の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	設備容量 ⁱⁱ [MW]	発電量 ⁱⁱ [GW 時]	UR ⁱⁱⁱ	LRH-1: 炭素集約度 [kg CO ₂ /MW 時]	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の大気汚染 [μg PM _{2.5} /m ³]	LRH-4: 水ストレス [再生可能な資源の割合 (%)]	LRH-5: CCS 追設の可能性 [1=追 設可]	LRH-6: 将来の熱ストレス [Δ°C]	LRH-7: 地域での原子力発電の再 稼働[MW]
松島	1,002	6,730	77%	922	1980	11.8	0%	0	0.90	4,699
松浦	2,000	15,633	89%	887	1993	11.9	19%	0	0.90	4,699
石川	312	2,134	78%	880	1986	4.2	100%	0	0.68	0
竹原	1,300	8,136	71%	913	1978	8.6	05%	0	0.88	820
高砂	500	3,761	86%	928	1969	8.3	35%	0	0.88	0
橘湾	2,100	16,182	88%	823	2,001	8.5	10%	1	0.88	2,022
新磯子	1,200	7,367	70%	786	2006	10.4	89%	1	0.92	1,100
合計 ⁱ	8,414	59,943	81%	867	1991	9.8	26%	39%	0.89	2,465

i. LRHs および UR に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量および発電量は所有する部分に関するのみ。 iii. UR = 稼働率。

表11 電源開発：計画段階の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	建設中/ 計画段階	設備容量 ⁱⁱ [MW]	LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7
竹原	計画段階	600	766	2020	8.6	05%	0	0.88	820
高砂	計画段階	1,200	759	2024	8.3	35%	1	0.88	0
西沖の山	計画段階	400	872	2023	10.8	15%	0	0.90	820
大崎クールジェン(株)	建設中	84	692	2017	8.9	04%	0	0.88	820
鹿島パワー(株)	計画段階	320	767	2020	10.1	30%	0	0.88	1,100
横浜	計画段階	500	900	2020	10.4	89%	1	0.92	1,100
新横須賀	計画段階	500	767	2020	10.2	89%	1	0.92	1,100
横須賀	計画段階	500	807	2020	10.2	89%	1	0.92	1,100
合計 ⁱ		4,104	794	2021	9.5	47%	66%	0.90	704

i. LRHs に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量は所有する部分に関するのみ。

東京電力

関西電力と同様、東京電力で顕著なのは、現在稼働中の石炭火力発電容量（5.9 GW）と比較して計画段階の容量（5.4 GW）が大きい点である。この計画容量（5.4 GW）は、東京電力全体の計画発電容量（14.7 GW）の 36%を占める。同社は合計で 54 GW の既存発電容量を保有し、そのうち石炭火力発電は、現在のところわずか 11%（5.9 GW）である。

メガワット加重ベースでは、東京および東北地方にある東京電力の既存の石炭火力発電所は、運転停止中の原子力発電所 11,784 MW に競合する必要があるかもしれない。同社はまた、原子力発電所がメガワット加重平均で 10,130 MW を発電する状態に復旧する可能性のある地域に計画段階あるいは建設中の石炭火力発電所を保有する。また、CCS 追設の可能性は、同社の既存の石炭火力発電所では 0%、計画段階の発電所でもわずか 26% と低い。

同社の既存および計画段階の石炭火力発電設備は、座礁資産のリスクに大いにさらされている。東京電力の既存の石炭火力発電容量 5.9 GW のうち 3.2 GW は 2008~2009 年と最近建設されたもので、減価償却はほとんど発生していない。さらに、同社は 2017~2035 年に 5.4 GW の設備容量を計画段階であり、その多くは 2020 年までに計画されている。同社は、3 つのシナリオのいずれの分析においても電力会社 5 社の中で最も座礁資産のリスクにさらされていることがわかる。

表 12 東京電力：稼働中の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	設備容量 ⁱⁱ [MW]	発電量 ⁱⁱ [GW 時]	UR ⁱⁱⁱ	LRH-1: 炭素集約度 [kg CO ₂ /MW 時]	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の大气汚染 [μg PM _{2.5} /m ³]	LRH-4: 水ストレス [再生可能な資源の割合 (%)]	LRH-5: CCS 追設の可能性 [(=追設可)]	LRH-6: 将来の熱ストレス [Δ°C]	LRH-7: 地域での原子力発電の再稼働[MW]
新地	1,000	7,104	81%	857	1995	7.7	15%	0	0.95	17,263
広野	1,200	3,352	32%	773	2009	7.4	15%	0	0.88	17,263
勿来	1,700	8,802	59%	926	1992	7.6	15%	0	0.88	17,263
常陸那珂	2,000	6,103	35%	846	2008	8.8	16%	0	0.88	1,100
合計 ⁱ	5,900	25,361	49%	856	2001	8.0	15%	0%	0.89	11,784

i. LRHs および UR に関してはメガワット加重ベース。ii. 設備容量および発電量は所有する部分に関してのみ。iii. UR = 稼働率。

表 13 東京電力：計画段階の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	建設中/ 計画段階	設備容量 ⁱⁱ [MW]	LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7
広野（石炭ガス化）	建設中	540	652	2020	7.3	00%	0	0.88	17,263
新地	計画段階	500	835	2035	7.7	15%	0	0.95	17,263
相馬中核工業団地内	計画段階	112	849	2017	7.7	15%	0	0.95	17,263
広野	計画段階	540	652	2020	7.4	15%	0	0.88	17,263
広野	計画段階	1,200	765	2020	7.4	15%	0	0.88	17,263
勿来	計画段階	180	652	2021	7.6	15%	0	0.88	17,263
常陸那珂	計画段階	325	768	2021	8.8	16%	0	0.88	1,100
北九州	計画段階	1,000	900	2019	11.4	18%	0	0.90	4,699
横浜	計画段階	500	900	2020	10.4	89%	1	0.92	1,100
新横須賀	計画段階	500	767	2020	10.2	89%	1	0.92	1,100
横須賀	計画段階	500	807	2020	10.2	89%	1	0.92	1,100
合計 ⁱ		5,897	787	2021	8.9	33%	25%	0.90	10,130

i. LRHs に関してはメガワット加重ベース。ii. 設備容量は所有する部分に関してのみ。

中部電力

中部電力は稼働中の発電容量 30.3 GW を保有するが、石炭火力発電はわずか 4.1 GW（14%）である。しかし、計画段階の発電容量総量の 2.33 GW の 88% に相当する 2 GW は石炭火力発電である。原子力発電の再稼働のリスクに関して、中部電力の計画段階の石炭火力発電所は、石炭火力発電所を計画している地域に位置する平均 7,619 MW の潜在的な原子力発電所に対し中程度のエクスポージャーがあると考えられ、既存の石炭火力発電所は平均 3,617 MW のエクスポージャーがあるにとどまる。

表 14 中部電力：稼働中の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	設備容量 ⁱⁱ [MW]	発電量 ⁱⁱ [GW 時]	UR ⁱⁱⁱ	LRH-1: 炭素集約度 [kg CO ₂ /MW 時]	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の大気汚染 [μg PM _{2.5} /m ³]	LRH-4: 水ストレス [再生可能な資源の割合 (%)]	LRH-5: CCS 建設の可能性 [=追 設可]	LRH-6: 将来の熱ストレス [Δ°C]	LRH-7: 地域での原子力発電の再 稼働 [MW]
碧南	4,100	30,610	85%	869	1997	9.0	53%	1	0.84	3,617
合計ⁱ	4,100	30,610	85%	869	1997	9.0	53%	1	0.84	3,617

i. LRHs および UR に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量および発電量は所有する部分に関してのみ。 iii. UR = 稼働率。

表 15 中部電力：計画段階の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	建設中/ 計画段階	設備容量 ⁱⁱ [MW]	LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7
新地	計画段階	500	835	2035	7.7	15%	0	0.95	17,263
常陸那珂	計画段階	325	ND ⁱⁱⁱ	2021	ND	ND	0	ND	ND
武豊	計画段階	1,070	763	2022	9.0	53%	1	0.84	3,617
明海発電 豊橋	計画段階	135	780	2020	8.6	23%	1	0.84	3,617
合計ⁱ		2,030	785	2025	8.6	39%	59%	0.87	7,619

i. LRHs に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量は所有する部分に関してのみ。 iii. ND = データなし。メガワット加重ベースにより割愛。

九州電力

九州電力は、九州本島に拠点を置く唯一の地域電力会社である。同社は、既存の石炭火力発電所 3.6 GW（既存の設備容量総量 15.5 GW の 23%）を保有するが、計画段階の新たな石炭火力発電設備は 0.7 GW のみである。しかし、計画段階の発電設備容量（0.7 GW）のほぼ 100% は、石炭火力発電になると予測される。同社は、現在日本で建設中の石炭火力発電所の中で最大規模（1.0 GW）である松浦石炭火力発電所の単独所有者であり、計画段階の袖ヶ浦発電所（2.0 GW）の共同所有者である。

同社の既存の石炭火力発電所はすべて九州地方にあり、ここには再稼働可能な原子力発電所の設備容量 4,699 MW が存在し、他の電力会社と比較して中程度のリスクがある。同社の計画段階の石炭火力発電所（袖ヶ浦）は、再稼働可能な原子力発電容量が少ない（1,100 MW）東京方面にある。同社の既存発電所はまた、CCS の追設の可能性が比較的低く、わずか 46%にとどまる。

本分析によれば、同社は座礁資産へのエクスポージャーは低い。1964~2001 年に建設された既存の設備容量 3.64 GW を保有し、そのほとんどは既にかなり減価償却されている。2020 年に向けて計画段階の新設容量はわずか 0.67 GW である。このように計画段階の設備容量が小さいため、近年中に座礁資産となる度合いは低くなる。

表 16 九州電力：稼働中の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	設備容量 ii [MW]	発電量 ii [GW 時]	UR ⁱⁱ i	LRH-1: 炭素集約度 [kg CO ₂ /MW 時]	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の大気汚染 [μg PM _{2.5} /m ³]	LRH-4: 水ストレス [再生可能な資源の割合 (%)]	LRH-5: CCS 追設の可能性 [1=追設可]	LRH-6: 将来の熱ストレス [Δ°C]	LRH-7: 地域での原子力発電の再稼働 [MW]
荅北	1,400	7,369	60%	874	1999	11.8	0%	1	0.90	4,699
松浦（九州電力）	700	4,982	81%	861	1989	11.9	19%	0	0.90	4,699
かんだ	740	2,132	33%	896	1986	11.4	18%	0	0.90	4,699
荏田（かりた）PFBC 方式	360	850	27%	911	2001	11.4	18%	1	0.90	4,699
戸畑共同火力	446	1,198	31%	744	1979	11.5	18%	0	0.90	4,699
合計 ⁱ	3,646	16,531	52%	864	1992	11.7	11%	48%	0.90	4,699

i. LRHs および UR に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量および発電量は所有する部分に関してのみ。 iii. UR = 稼働率。

表 17 九州電力：計画段階の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	建設中/ 計画段階	設備容量 ii [MW]	LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7
松浦（九州電力）	建設中	1,000	767	2020	11.9	19%	1	0.90	4,699
袖ヶ浦	計画段階	667	900	2020	11.0	35%	1	0.88	1,100
合計 ⁱ		1,667	820	2020	11.5	25%	100%	0.89	3,259

i. LRHs に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量は所有する部分に関してのみ。

関西電力

関西電力で顕著なのは、同社の計画段階の発電所がすべて建設された場合、同社の石炭火力発電設備容量全体は 1.8 GW から 5.3 GW とほぼ 3 倍となることである。計画されている石炭火力発電の増設 3.5 GW は、

同社の計画段階の設備容量全体（4.2 GW）の 82%に相当する。同社の石炭火力発電所はまた、主要な日本の電力会社の中で平均経年数がわずか 9 年（2007 年平均）と最も短い。

同社の唯一の既存の石炭火力発電所（舞鶴、1.8 GW）は原子力発電の再稼働に対するリスクにさらされていないが、計画段階の石炭火力発電所は、同地域内の平均 4,276 MW の原子力発電所の再稼働に対する中程度のリスクを有していると分類される。日本は概して水資源へのアクセスが十分にあるが、特定の地域（特に都市部）は高い水ストレスを抱えている。同社の舞鶴石炭火力発電所が比較的高い水ストレスを抱えていることは注目すべきであり、77%の再生可能な水資源が再利用されている。日本の発電所の多くは冷却水として海水を使用しており、舞鶴も例外ではない。同時に、舞鶴発電所は潜在的に CCS の追設が可能である一方、同社の計画段階の石炭火力発電所でその可能性があるのはわずか 53%である。

同社は既存の設備容量に関して座礁資産へのエクスポージャーは低い、計画段階の設備容量に関しては中程度のリスクがある。同社は 2017~2035 年に 3.5 GW の設備容量増設を計画しており、2020 年代に送電網への接続が予測される大容量の設備容量増設により、同社の座礁資産リスクは徐々に増大する。

表 18 関西電力：稼働中の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	設備容量 ⁱⁱ [MW]	発電量 ⁱⁱ [GW 時]	UR ⁱⁱⁱ	LRH-1: 炭素集約度 [kg CO ₂ /MW 時]	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の空気汚染 [µg PM _{2.5} /m ³]	LRH-4: 水ストレス [再生可能な資源の割合 (%)]	LRH-5: CCS 追設の可能性 [1=追 設可]	LRH-6: 将来の熱ストレス [Δ°C]	LRH-7: 地域での原子力発電の再 稼働 [MW]
舞鶴	1,800	5,507	35%	806	2007	8.1	77%	1	0.93	0
合計 ⁱ	1,800	5,507	35%	806	2007	8.1	77%	1	0.93	0

i. LRHs および UR に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量および発電量は所有する部分に関してのみ。 iii. UR = 稼働率。

表 19 関西電力：計画段階の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	建設中/ 計画段階	設備容量 ⁱⁱ [MW]	LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7
仙台港	計画段階	112	900	2017	7.3	37%	0	0.95	17,263
秋田	計画段階	650	807	2025	8.6	13%	1	0.92	17,263
赤穂	計画段階	1,200	800	2020	8.5	40%	1	0.88	0
市原	計画段階	500	807	2025	11.0	35%	0	0.88	1,100
関西電力／千葉県	計画段階	500	743	2035	11.0	35%	0	0.88	1,100
関西電力（千葉）	計画段階	500	839	2020	10.9	35%	0	0.88	1,100
合計 ⁱ		3,462	803	2024	9.5	33%	53%	0.89	4,276

i. LRHs に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量は所有する部分に関してのみ。

1 はじめに

本報告書の主な目的は、環境関連リスクに対する日本の石炭火力発電所の経済的リスク（エクスポージャー）に関する包括的な分析を行うことである。これらのエクスポージャーは「座礁資産」をもたらし得る。座礁資産とは、不測または時期尚早の償却、評価切り下げ、または負債への転換に見舞われる資産である¹⁶。石炭火力発電所が直面する環境関連リスクを検討し、種々の資産のそうしたリスクに対するエクスポージャーを区別するのに適した方法を考案し、その分析を企業の所有資産や債券の発行、設備投資計画と関連づけることによって、本研究は、投資家や政策決定者、市民社会が日本の電力業界に関連する意思決定を行う上で役に立つ情報を提供することができる。我々の分析の根拠となるデータセットならびに分析自体も、新たな学術研究・学術調査の道を開くものである。環境関連リスクの類型を表 20 に示す。

表 20 環境関連リスクの類型

区分	小区分
環境の変化	気候変動、自然資本の枯渇と劣化、生物多様性の損失と種の豊富さの減少、大気・土壌・水の汚染、生息地の消失、淡水の利用可能性
資源の状況	石油、天然ガス、石炭およびその他の鉱物や金属など、種々の資源の価格と入手可能性（例：シェールガス革命、リン酸塩の入手可能性、ならびにレアアースメタル）
政府の規制	炭素の価格付け制度（税および取引制度によるもの）、補助金制度（例：化石燃料や再生可能エネルギーに関するもの）、大気汚染規制、自主的な開示または強制的な開示の要請、責任制度の変更ならびに操業認可条件の厳格化、「カーボン・バブル」と国際的な気候政策
技術の変化	クリーン・テクノロジー（例：太陽光発電、陸上風力発電）のコストの減少、破壊的技術、遺伝子組み換え作物（GMO）、電気自動車
社会規範と消費者動向	化石燃料投資からの撤退（ダイベストメント）運動、製品の表示・認証制度、消費者の選択の変化
訴訟と法的解釈	炭素に関する責任、訴訟、損害、ならびに現行法の適用や解釈のあり方の変化

本研究で採用した方法は、オックスフォード大学スミス企業環境大学院（オックスフォード大学スミス大学院）の持続可能金融プログラムが 2015 年 3 月に発表した先の報告書「座礁資産と亜臨界圧の石炭火力発電：企業と投資家のリスク（Stranded Assets and Subcritical Coal: the risk to companies and investors）」¹⁷で提唱した方法に基づいている。また、同じくオックスフォード大学スミス大学院が 2016 年 2 月に発表した画期的な報告書「座礁資産と石炭火力：環境関連リスク・エクスポージャーの

¹⁶ 参照先：Ben Caldecott, Nicholas Howarth, and Patrick McSharry, 「農業における座礁資産：環境関連リスクから価値を守る（Stranded Assets in Agriculture: Protecting Value from Environment-Related Risks）」、オックスフォード大学スミス企業環境大学院（SSEE）座礁資産プログラム、2013 年。 <http://www.smithschool.ox.ac.uk/research-programmes/stranded-assets/Stranded Assets Agriculture Report Final.pdf>

¹⁷ Ben Caldecott, Gerard Dericks, and James Mitchell, 「座礁資産と亜臨界圧の石炭火力発電：企業と投資家のリスク（Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors）」、オックスフォード大学スミス企業環境大学院（SSEE）座礁資産プログラム、2015 年、P. 1-78。

分析 (Stranded Assets and Thermal Coal: An analysis of environment-related risk exposure)¹⁸」で、この方法論を大きく発展させている。本報告書では、同種のデータおよび方法を用い、日本の石炭火力発電所が直面する環境関連リスクに関する高度な分析を行う。

東日本大震災とこれに伴う福島第一原子力発電所の災害は、日本のエネルギー政策に劇的な転換をもたらした。福島第一原発で原子炉の炉心融解（メルトダウン）が起きた結果、原子力発電に対する国民の信頼は急速に失われ、政府は、本格的な安全評価が行われるまで、国内のすべての原子炉を停止せざるを得なくなった。供給減を補ったのは天然ガス、石油および石炭を燃料とする火力発電所だが、震災以後は再生可能エネルギー、特に太陽光発電が爆発的に伸び続けている。日本の電力供給の将来は今やかなり不透明である。それは、気候変動政策や再生可能エネルギーに対する補助金、物価、原子力発電所の再稼働の見通しなどの重要な要因、ならびに人口増加率や GDP 成長率といったマクロ経済的要因のすべてが、おそらく電力の需要と供給に影響を及ぼすからである。

こうした環境関連要因が企業とどのように相互作用し、どのような影響を及ぼすのかを理解するには、企業の具体的な資産構成を詳細に調べる必要がある。本研究は日本の電力会社について、各社の石炭火力発電所の特性を分析し、そのデータを環境関連リスク指標と統合して相互参照することによって、発電所別のリスク・エクスポージャー分析を行う。その上で、その分析を企業レベルで集約し、企業全体の環境関連リスクの評価を行う。さらに、設備投資計画や社債発行もこれらの分析に組み入れることにより、最もリスク・エクスポージャーの大きい企業を特定する。

本分析では、石炭火力発電所が直面する環境関連リスクにはどのようなものがあり、資産価値にどのような影響を及ぼし得るのかを見る必要がある。石炭火力のバリュー・チェーンが直面する環境関連リスクは重大であり、物理的な環境影響から、環境面での圧力に対応する政策や技術の移行リスク、さらにそのいずれからも生じ得る新たな法的責任にまで及ぶ。我々は、この将来展望（ホライズン・スキニング）の分析を通してリスクの仮説を策定する。仮説は、そのリスク要因がある国のすべての資産に同じような形で影響を及ぼすか、及ぼさないかによって、地域的リスクの仮説（Local Risk Hypothesis: LRH）と全国的リスクの仮説（National Risk Hypothesis: NRH）に分類される。例えば水ストレスの影響は国内でも多様なため LRH だが、全国に適用される炭素価格は NRH である。本報告書では、この積み上げ方式による資産別の手法を日本の石炭火力発電所に適用する。

以降、第一章では、日本の電力市場と日本における石炭火力発電の利用について紹介する。第二章では、日本の石炭火力発電所ならびに発電所を所有する電力会社の環境関連リスク・エクスポージャーの分析について説明する。第三章では、3 つの発電所閉鎖シナリオすべてについて、日本の石炭火力発電所の座礁資産リスクを検討し、主要電力会社 5 社について、これらのリスクの内訳を示す。第四章では結論を述べる。

1.1 日本の電力市場の構造

日本の電力市場の規模は OECD 諸国では二番目に大きい¹⁹。垂直統合型の地域独占企業 10 社とかつて国営だった電力開発会社（現在の電源開発）が市場を支配している。電源開発はすべての地域に発電所を持っているが、配電には関与していない。この体制は第二次大戦後、それまで国内の電力を独占していた会社を解体して創設されたものである。この 11 社が全国の発電、送電および配電を管理

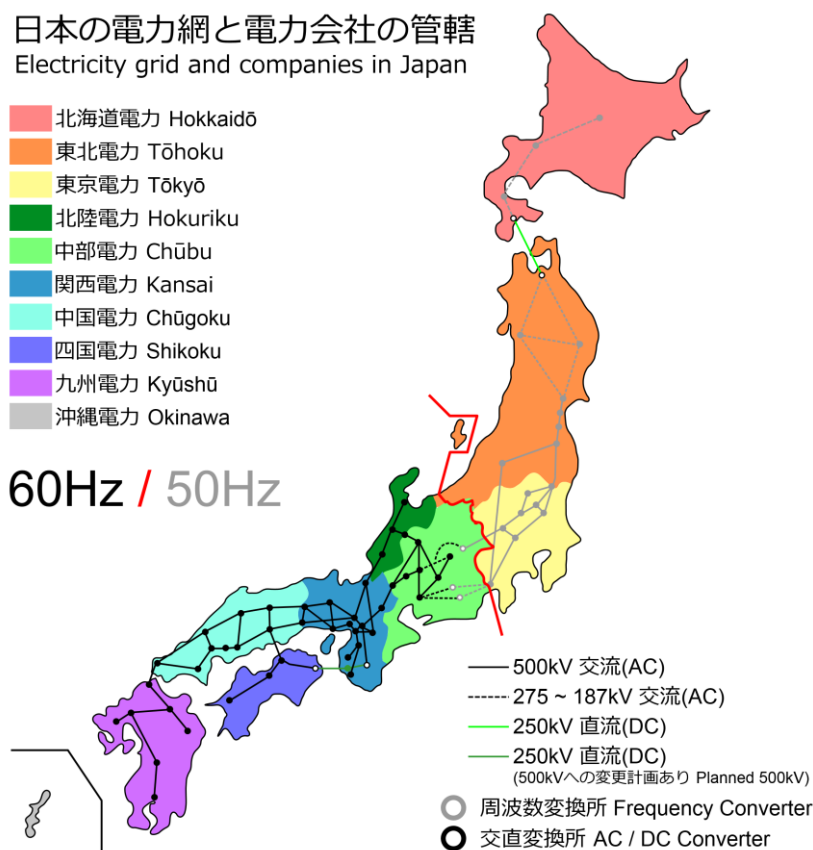
¹⁸ Ben Caldecott et al., 「座礁資産と石炭火力：環境関連リスク・エクスポージャーの分析 (Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure)」, オックスフォード大学スミス企業環境大学院 (SSEE) 座礁資産プログラム, 2016 年, P. 1-188.

¹⁹ Louis du Plessis, 「日本のバイオマス発電市場 (Japan's Biomass Market)」, 日本貿易振興機構, 2015 年。
https://www.jetro.go.jp/ext_images/_Events/ldn/Japan_biomass_market_overview.pdf

している。それゆえに各電力会社は、自社の発電所との競争を認める相手を選ぶことができる。さらに、卸電力市場は全電力の 1.6%に過ぎず、残りは長期契約で囲い込まれている。現在、日本の発電容量は合計で 255 GW だが、その 76%をこれら 11 社が管理している²⁰。

本州は地域電力会社 6 社に分けられているが、北海道、四国、九州と沖縄ではそれぞれ 1 社が電力供給を担っている。日本が送電に 2 つの異なる電力周波数を用いる世界で唯一の国であることは注目に値する。国の東半分（東京を含む）が 50 ヘルツ（Hz）、西半分が 60 Hz になっている。従って、日本の東側と西側の電力網の間で電力を融通するには、高価な変圧器が必要であり、現在、3 ヲ所の変電所で転送できるのは合計 1.2 GW に過ぎない。この状況が実質的に、東日本と西日本の電力網を分断している。さらに、東と西の周波数域内でも、各地域間の連系は弱い²¹。電力網の体制がこのように分断されていることが、事実上、市場競争の拡大を目的とする政策の効果を削ぎ、国内のエネルギーの安定供給を危うくしている。

図2 日本の地域独占企業と電力網²



²⁰ WEPP によれば、これら 11 社で日本の発電容量のうち 194 GW を所有している。

²¹ James Topham, 「日本の電力の失敗：全国的な電力網を構築する試みのつまずき (Japan's Power Failure: Bid to Forge National Grid Stumbles)」, ロイター, 2014 年。 <http://www.reuters.com/article/us-japan-electricity-grid-idUSKCN0IA2JX20141021>

²² 出典：Callum Aitchison, 「日本の電力網 (The Power Grid of Japan)」, 2012 年。
<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=19075661>

1.2 市場改革

地域独占会社 10 社と電源開発が支配的立場にあるにもかかわらず、日本の電力市場では緩やかな規制緩和のプロセスが進んでいる。規制緩和は関心を引く問題である。なぜなら、EU での経験的事実によれば、自由化（規制緩和）と環境面での目標は、欧州の電力会社の投資収益に重大な影響を及ぼしたからである²³。1995 年の 12 月から、日本の独立発電事業者（IPP）は卸電気事業への参入が認められ、2000 年 3 月には特別高圧需要家（需要 2 MW 超）に対する電力小売が自由化された。小売自由化の範囲はその後 2004 年 4 月には 500 kW 超、2005 年には 50 kW 超の需要家にまで拡大され、2016 年 4 月以降、日本中すべての電力需要家に対する小売が全面自由化されている。2015 年の改正電気事業法は、2020 年 4 月までに発電を送配電から法的に分離することを義務付けている。この変更を成し遂げるため、全国的な送電事業者（Transmission System Operator: TSO）として機能する電力広域的運営推進機関（OCCTO）が 2015 年に設立された。OCCTO は、現存の電力会社のネットワーク間の連系を発展させ、東西の 50～60 Hz の区分間の周波数変換所の容量を 2021 年までに 1.2 GW から 3 GW まで増加させる権限を委託されている。こうした変化により、地域独占会社による価格統制が弱まり、10 兆円（828 億ドル）規模の市場が自由化されると期待されている²⁴。そのために OCCTO は約 3,000 億円（28 億米ドル）の投資を行うと予想される²⁵。

1.3 日本における発電の選択肢と東日本大震災

2011 年 3 月にマグニチュード 9.0 を記録した東日本大震災は、これまでに日本で記録された中で最大の地震だった。地震は巨大な津波を引き起こし、津波は本州の東北沿岸に甚大な被害をもたらすとともに、福島第一原子力発電所の原子炉 3 基の炉心融解（メルトダウン）を引き起こした。これはこれまでに世界で起きた原子力事故としては最悪の事故の 1 つに数えられる。この大事故の結果、原子力発電に対する国民感情は悪化し、日本政府は、稼働中の原子力発電所 54 ヲ所すべて（合わせて 49 GW）を、安全評価を行うことができるまで停止するよう命じた²⁶。停止前には、原子力は日本の電力の 30%を担っており、日本は米国とフランスに次いで世界で三番目の原子力発電国だった²⁷。

²³ Daniel J Tulloch, Ivan Diaz-Rainey, and I.M. Premachandra, 「欧州の電力会社の収入に対する自由化と環境政策の影響（The Impact of Liberalization and Environmental Policy on the Financial Returns of European Energy Utilities）」、*The Energy Journal* 38, no. 2 (2017): 77-106, DOI (デジタルオブジェクト識別子): <http://dx.doi.org/10.5547/01956574.38.2.dtul>

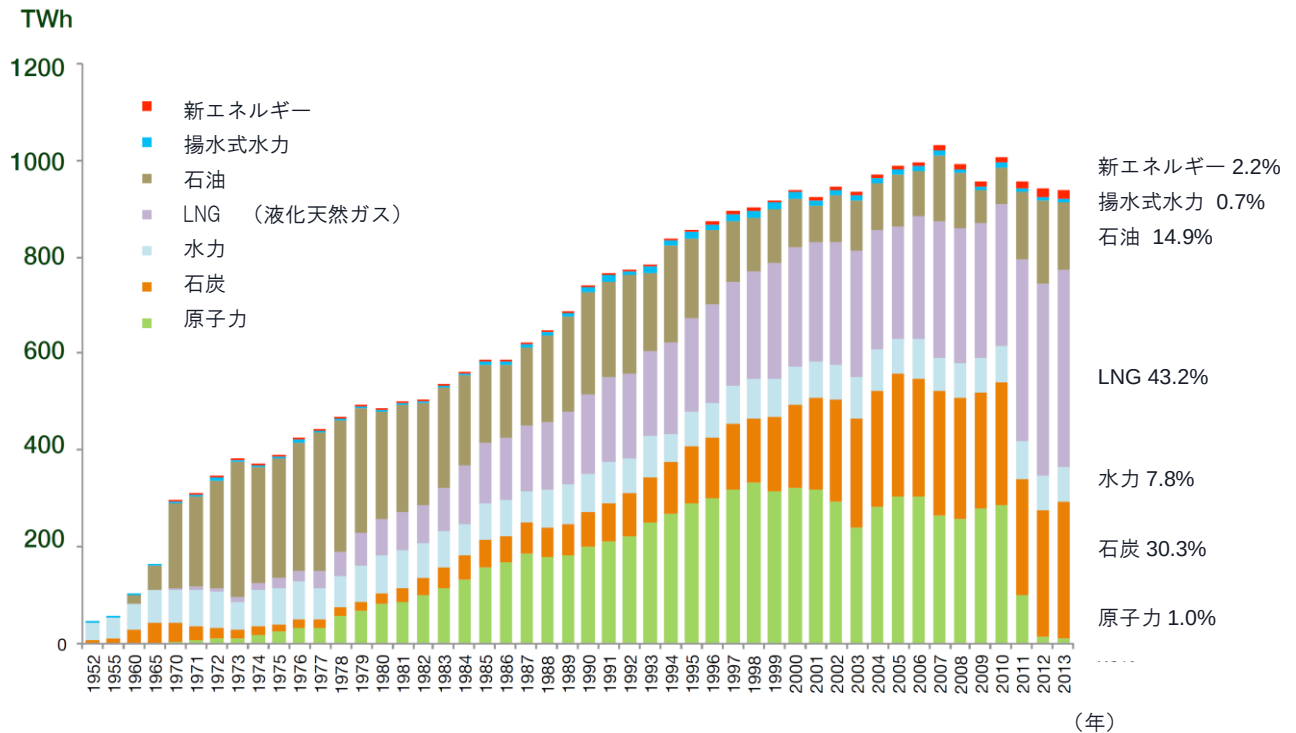
²⁴ 松尾博文, 「電力の規制緩和により日本の独占企業は解体の危機に（Energy Deregulation Threatens to Break up Japanese Monopolies）」、*The Financial Times*, 2015 年。 <http://www.ft.com/cms/s/2/ac713e7a-cbd1-11e4-beca-00144feab7de.html#axzz45zVvNX8X>

²⁵ 同上。

²⁶ 世界原子力協会 (WNA), 「日本の原子力発電 (Nuclear Power in Japan)」, 2016 年。 <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/japan-nuclear-power.aspx>

²⁷ 同上。

図3 発電電力量の推移 (1952～2013 年)



経済産業省「エネルギーバランス表」を基に作成。

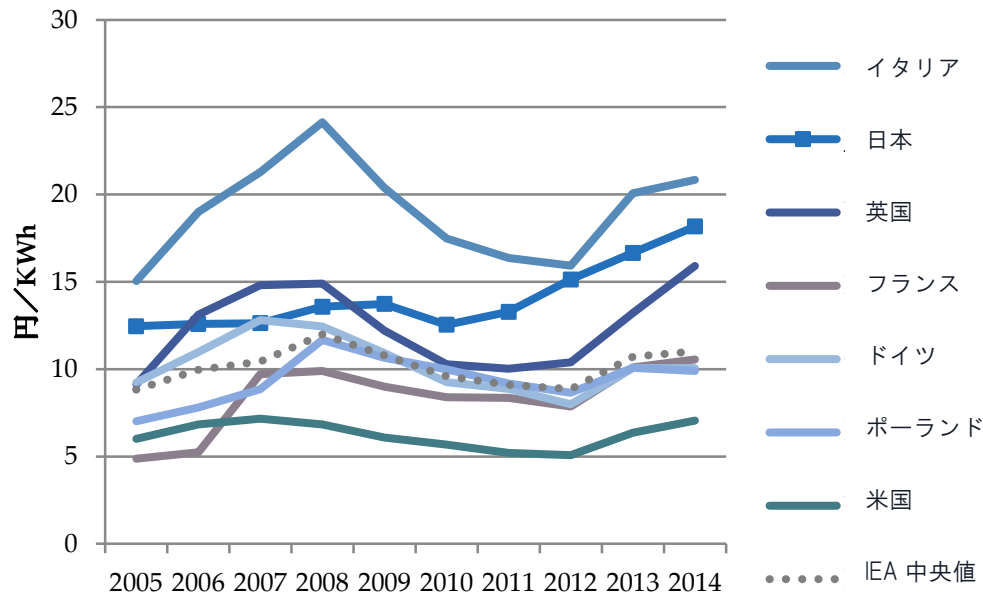
東日本の電力網はこの停止の打撃を受け、西日本では発電容量に余剰があったものの東日本にほとんど送電できなかった。政府は原発の停止と併せて厳しい節電対策プログラムを課し、産業界と市民に不要な電力消費を控えるよう要請した。この政策により、2011年の総需要電力量と最大需要電力はそれぞれ12%、18%減少した²⁸。何年も動きの無かった電力価格は2011年に家庭用では20%、産業用では30%上昇し、現在では国際エネルギー機関 (IEA) 加盟29カ国中で四番目に高い^{29,30}。

²⁸ Nick Butler, 「原子力に逆戻りする日本 (Japan Returns to Nuclear Power)」, *The Financial Times*, 2015 年。
<http://blogs.ft.com/nick-butler/2015/06/22/japan-returns-to-nuclear-power/>

²⁹ 松尾博文, 「電力の規制緩和により日本の独占企業は解体の危機に (Energy Deregulation Threatens to Break up Japanese Monopolies)」

³⁰ 日本より電力価格が高いのはイタリア、アイルランド、スロバキア。

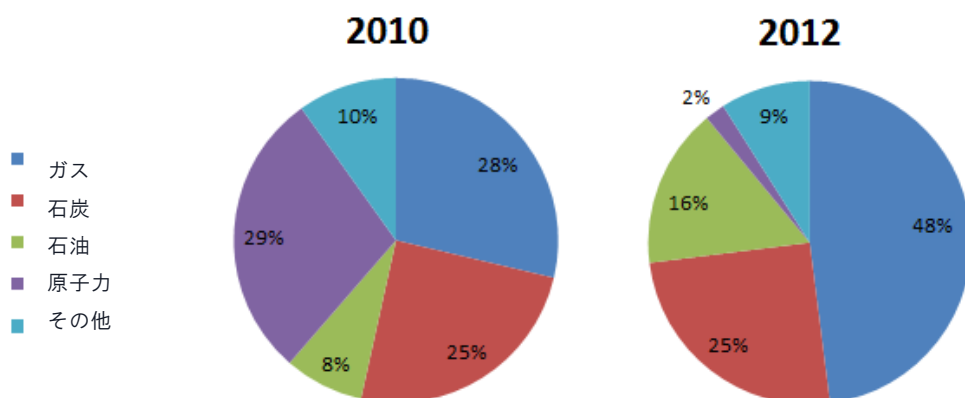
図4 IEA 加盟国の産業用電力価格



出典：IEA の「エネルギーの価格と税 (Energy Prices and Taxes)」を基に作成。

原子力発電所の停止により失われた電力供給を補うため、既存の石油、天然ガスおよび石炭を燃料とする火力発電所が稼働率を上げて発電量を増やした。不足を埋め合わせる上で主要な役割を果たしたのは天然ガスだった。なぜなら、天然ガス火力発電所による発電は石炭火力よりも柔軟性が高く、石油火力よりも操業費用が安いからである。比較してみると、2010 年から 2012 年にかけてエネルギーミックス（電源構成）に占める石炭の割合は増加していない³¹。一方で、日本の天然ガス需要は 7,000 万トンから 9,000 万トンへと 30% の伸びを示した。これにより、実際に天然ガスの輸入価格は 2 倍になり、支出は年間 3.5 兆円から 6 兆円に増加した³²。

図5 日本の電源構成の変化 (2010～2012 年)



出典：http://www.nbr.org/downloads/pdfs/eta/PES_2013_handout_kihara.pdf

³¹ 石炭火力は天然ガスよりも柔軟性が低い。

³² 全米アジア研究所 (NBR)、「日本のエネルギーミックス：福島原発事故の前後 (Energy Mix in Japan - Before and after Fukushima)」、2013 年。http://www.nbr.org/downloads/pdfs/eta/PES_2013_handout_kihara.pdf

現在、日本の発電容量の主要な部分を占めるのは天然ガス（30%）で、これに石炭（19%）と石油（17%）が続く。日本はさまざまな種類の再生可能エネルギーの利用に非常に適した国だが、その展開は割合に遅れている。しかし 2014 年以降、太陽光発電の容量、特に小規模太陽光発電の容量は 10 GW から 30 GW と 3 倍になり、今や発電容量の 13%を占める。その一方で、現在使用可能な原子炉は 43 基あり、容量は合わせて 42.5 GW になるが（福島第一原子力発電所の 8 基はもはや使用不可能であり、その後 3 基が老朽化のため閉鎖されている）、現在稼働している原子炉は国内に 1 基しかない。

短期的には、日本ではさらに 5.3 GW の天然ガス火力発電設備と 1.9 GW の石炭火力発電設備が稼働を開始するだろう（現在建設中の発電所）。しかし、計画段階にある全発電容量（計画のどの段階にあるかを問わず、計画過程にある発電所）について見ると、石炭は 28.0 GW と半分以上を占めており、これは計画段階にある新規の天然ガス発電容量（14.9 GW）の倍に近い数字である。今後数年にわたり、小規模および家庭用の太陽光発電も大幅な増加が予想される³³。さらに、原子炉の再稼働に関しては現在、政治的に難しい状況であるにもかかわらず、大間発電所の建設は継続中であり（2021 年に運転開始予定）、さらに敦賀発電所内に 2 基の原子炉の増設が計画されている。これら以外の種類の発電設備については、計画が進行中のものはわずかである。

表 21 日本の既存および進行中の発電容量（2016 年第 1 四半期時点）

	稼働中			建設中		計画段階		運転停止
	MW	合計比 (%)	平均経年数 (MW 加重)	MW	合計比 (%)	MW	合計比 (%)	MW
天然ガス	78,111	31%	1989	5,345	49%	14,946	29%	83
石炭	47,803	19%	1994	1,917	18%	28,044	55%	462
石油	43,016	17%	1981	0	0%	176	0%	5,988
原子力	2,360	1%	1992†	1,383	13%	3,400	7%	40,114
太陽光	32,700	13%	2014	764	7%	1,493	3%	0
水力	27,953	11%	1974	571	5%	183	0%	0
風力	3,028	1%	2009	43	0%	1,174	2%	0
地熱	539	0%	1988	0	0%	350	1%	0
その他	19,525	8%	1986	811	7%	1,265	2%	477
合計	255,035	100%	1995	10,834	100%	51,031	100%	47,124

a 小規模風力および小規模太陽光の「発電所」に関する WEPP の適用範囲は包括的ではないので、風力と太陽光については再生可能エネルギー財団の 2015 年データを利用した。

b http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/database/energy_japan002/

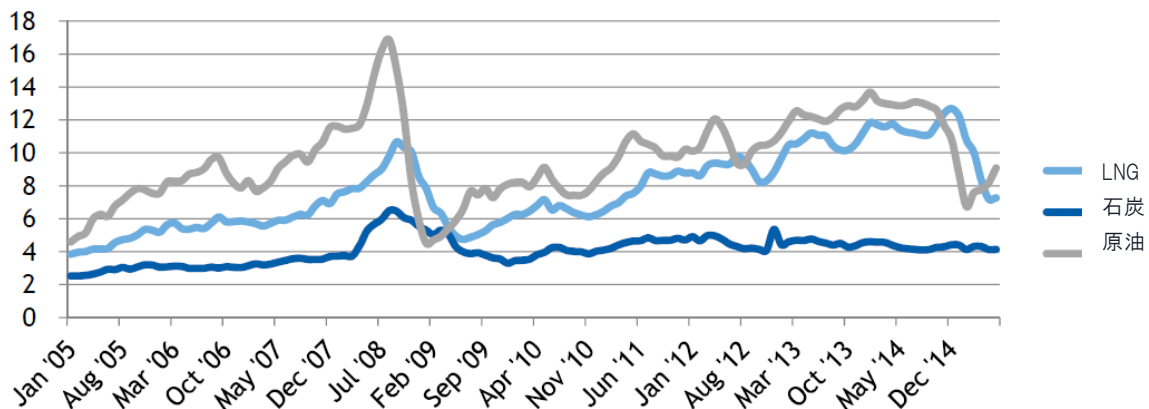
† 観測は 1 地点。大飯発電所第 3 および第 4 原子炉。

³³ 表中のデータには「建設中」および「計画段階」にある小規模太陽光発電は含まれていないが、稼働中の小規模太陽光発電は含まれている。

1.4 日本の石炭火力発電

つい最近の 2013 年の時点では、日本には、計画段階の新規石炭火力発電所の容量は 4 カ所で 3.2 GW しかなく、そのうち半分は 2020 年までには稼働を開始しない予定だった³⁴。しかし、2014 年 4 月に新たな「エネルギー基本計画」が閣議決定され、同計画により石炭がベースロード電源の重要な燃料として再評価された。石炭による発電は非常に有害な大気汚染物質を排出し、CO₂ 集約度はほかの化石燃料よりも少なくとも 2 倍になり、発電出力を需要に合わせて調整するのが容易ではないものの、石炭には一定の利点があると捉えられたのだ。主要な燃料の中では、石炭の供給が最も安定しており（地政学的リスクが最も低い）、経済的効率が最も高い（単位熱エネルギー当たりの価格が最も低い）³⁵。政府の支持と³⁶石炭価格の長期的な下落を受け、さらに規制緩和によって事業が脅かされている状況の中、電力供給各社は新たな石炭火力発電所の導入を急いでいる。

図6 日本における燃料コスト (円/KWh)



出典：Argus Media (2015) 「石炭は長期的に原子力に代替し得るか (Coal serves as long-term replacement for nuclear?)」

その結果、ここ数年で石炭火力発電所の建設計画は急増している。現在、建設中の石炭火力発電所は 4 基しかなく、その容量は合計で 1.9 GW だが、現在さらに 49 基の発電所が計画の諸段階にあり、その容量は 28 GW と相当に大きい。これに対し、天然ガス火力発電所は建設中のものが 16 GW、計画段階のものが 21 GW である。日本の石炭火力発電所は、全ての燃料種の火力発電所の中で稼働を開始してからを経年数が最も短く、天然ガス火力の設備よりも平均で経年数が 5 年「少ない」。このために、日本の電源構成で石炭火力発電所が占める割合が大幅に押し上げられることになる。

この余分な石炭火力発電容量がどれほど大きいかに理解を深めるために、現在建設中または計画段階にある石炭および天然ガスの発電容量を、現在の総容量を維持するために必要な容量と比較した。発電所の稼働年数を 40 年と仮定すると、今後 10 年間に閉鎖される設備の容量を推定できる（つまり 1986 年より前に建設された設備の容量の合計）。建設中または計画段階にある発電所が 10 年間

³⁴ Justin Guay, 「福島原発事故と日本の石炭神話 (Fukushima and the Japanese Coal Myth)」, ハフィントンポスト, 2013 年。 http://www.huffingtonpost.com/justin-guay/fukushima-and-the-japanes_b_3062522.html

³⁵ Anthony Fensom, 「日本は業界の救世主? (Japan: An Industry Saviour?)」, World Coal, 2015 年。 <http://www.worldcoal.com/special-reports/13052015/Japan-coal-demand-what-does-the-future-hold-coal2265/>

³⁶ 政府内の一部（環境省など）に石炭火力発電容量の増加に対する強い反対があるのも事実である。

という開発期間を捉えるものと仮定すると、新規の設備容量を閉鎖が予想される設備の容量と直接比較することができる。

図7 閉鎖される設備の更新（燃料別）

[GW]	2026年までに「閉鎖される設備の容量」（推定値）	建設・計画段階にある設備の容量（実績値）	更新の割合
石炭	10.3	30.0	291%
天然ガス	37.1	37.1	100%

計画・建設段階にある石炭火力発電容量は、閉鎖される設備の更新に必要となる容量を大幅に上回る（191%の超過）。供給過剰の状態になる可能性があり、環境関連リスクがこれに拍車をかけることによって、相当量の石炭火力発電所が座礁資産になることになる。驚くべきことに、計画・建設段階にある天然ガス発電所の設備容量は、今後10年間に閉鎖が予想される設備の容量と全く同じである。

2 投資リスクの仮説

この章では、石炭火力発電を行う日本の電力会社が直面する環境関連のリスク・エクスポージャーに関する包括的な分析を行った。分析は2つの節に分かれている。1つめは、日本の電力会社を総体として見た財務分析である。この分析は業界の財務体質を調べることを目的とし、環境関連リスクに対する潜在的な脆弱性（または強靱性）について洞察を与える。2つめは日本の石炭火力発電所が直面する潜在的な環境関連リスクと、そうしたリスクが資産価値に与え得る影響に関する評価である。

表 22 が示すように、稼働中、建設中、または計画段階にある石炭火力発電所を持つ会社が 55 社存在する。これらの会社の有する発電容量は 51 GW であり、年間 289 TWh の電力を発電している。5 基の新しい石炭火力発電所が建設中であり、これにより 1.9 GW の発電容量が追加される。さらに、49 基、総容量 28 GW の発電所が計画段階にある。

2.1 財務分析

本節では、日本の電力会社の財務構成と市場価値の変遷を詳細に調べる。財務構成の綿密な調査は、電力会社の業績や安定性、健全性を判断する上で役に立つ。本節では、抽出した企業（サンプル企業）の株式時価総額を調べ、これらの企業の市場価値が時と共にどのように変化したかを考察する。次に、一般的な財務比率（負債比率、借入比率、収益率、長期支払い能力比率、流動性比率、設備投資率など）を調べる。後に示したこれらの比率は、この業界における投資家の財務リスクに対するエクスポージャーを特定するのに役立つ。財務構成の理解を通して、日本が再生可能エネルギー資源および火力発電の将来的な発電容量に出資する力についての洞察が得られる。なぜなら、投資家も電力会社への投資から期待される利益率を判断するために、この情報を調べるからである。財務体質が健全な電力会社は、需要の崩壊や人口減といった操業環境の変化に適応できる可能性があり、再生可能エネルギーが大きな比率を占める市場に適応できるかもしれない。サンプル企業の財務状態がかなり悪化していることが判明すれば、投資家はこの業界を投資不適格とみなし、資本の投入をためらったり、もっと高い投資収益率を要求したりするかもしれない。日本のエネルギーインフラと発電所に対する投資を促進するには、民間資本を利用できることが極めて重要である。

2.1.1 電力業界の株式時価総額と帳簿価格

以下の項では、本分析のサンプル 55 社の市場価値と帳簿価格の変遷を説明する。図 8 から分かるように、サンプル企業の株式時価総額の合計は、1995 年から 2007 年の間に 4 兆 5,300 億円から最大で 60 兆 4,500 億円まで 13 倍の増加を示している。世界金融危機のただ中にあった 2007 年 7 月から 2009 年 4 月にかけて、サンプル企業の価値は 55% 下落した。日本は金融危機による直接的な影響を受けたのではなく、むしろ負の交易条件ショックと、エネルギーその他の物価の急騰による影響を受けたのだと言われる³⁷。この時期は経済がマイナス成長となった時期でもあり、問題はいつそうひどくなった。電力業界の株式時価総額の合計は福島原発事故後にも減少したが、世界金融危機の後にすでに減少曲線を描いていたのだ。業界の株式時価総額は 2012 年の後半以降、回復を見せている。

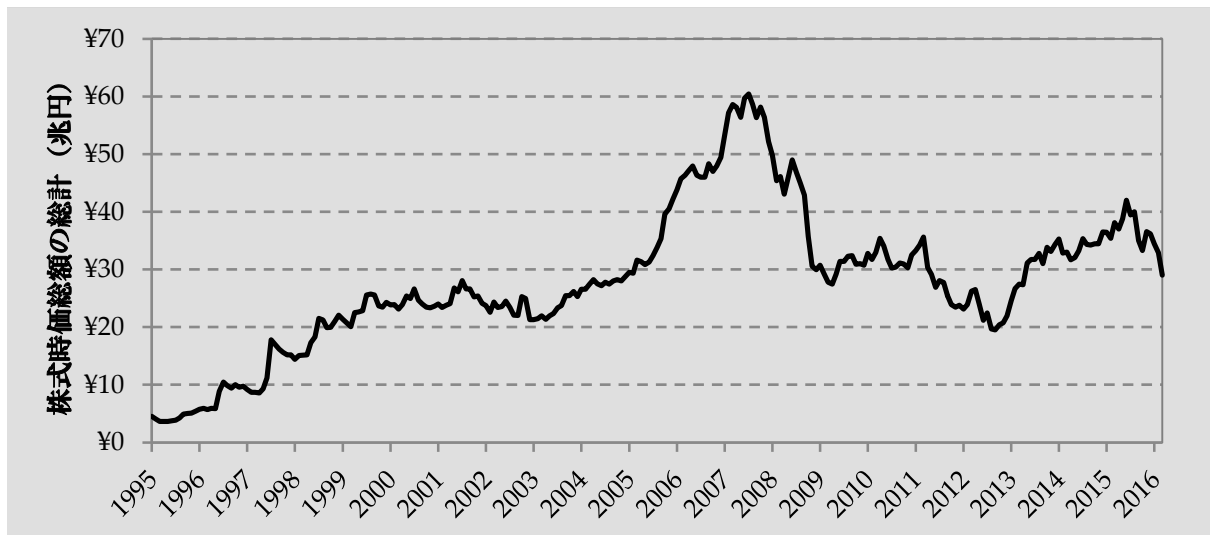
³⁷ Masahiro Kawai and Shinji Takagi, "Why Was Japan Hit so Hard by the Global Financial Crisis?," *The Impact of the Economic Crisis on East Asia: Policy Responses from Four Economies*, 2011, 131–48.

表22 稼働中、建設中および計画段階にある石炭火力発電所を所有する55社

順位	企業名	石炭火力発電容量* [MW]			
		稼働中	建設中	計画段階	合計
1	電源開発	8,414	84	4,020	12,518
2	東京電力	5,900	540	5,357	10,947
3	中国電力	5,164	84	1,445	6,693
4	東北電力	5,751		600	6,351
5	中部電力	4,100		2,030	5,878
6	九州電力	3,646	1,000	667	5,313
7	関西電力	1,800		3,462	5,262
8	北陸電力	2,903			2,903
9	神戸製鋼	1,475		1,300	2,775
10	新日鉄住金	1,950		320	2,270
11	北海道電力	2,250			2,250
12	四国電力	1,106		500	1,606
13	東京ガス	0		1,500	1,500
14	日本製紙	680	100	508	1,288
15	前田建設工業			1,100	1,100
16	住友商事	888			888
17	トクヤマ	883			883
18	大阪ガス	149	110	500	759
19	沖縄電力	754			754
20	丸紅			750	750
21	出光興産	76		667	743
22	三菱商事	406		292	698
23	東ソー	667			667
24	鹿島北共同発電	647			647
25	東燃ゼネラル石油			500	500
26	千葉県			500	500
27	JFEホールディングス	124		333	457
28	宇部産業			400	400
29	オリックス			390	390
30	王子ホールディングス	283			283
31	太平洋セメント	281			281
32	昭和電工	78		124	202
33	常磐共同火力			180	180
34	エヌシーみいけ	175			175
35	旭化成	50		120	170
36	三井物産	170			170
37	東海共同発電	149			149
38	エイブル			110	110
39	帝人	32		70	102
40	ニュー・フロンティア・キャピタル・マネジメント			100	100
41	伊藤忠エネクス	61			61
42	エア・ウォーター			56	56
43	広島ガス			56	56
44	ホクザイ運輸			56	56
45	中越パルプ工業	50			50
46	東芝	48			48
47	マツダ	39			39
48	ホクレン農業協同組合連合会	26			26
49	JXホールディングス	24			24
50	クラレ	17			17
51	名港海運			15	15
52	西華産業			15	15
53	三井松島産業	9			9

54	ダイセル	9		9
55	日本エネルギーパートナーズ		0.16	0

図8 日本のサンプル企業の株式時価総額の総計

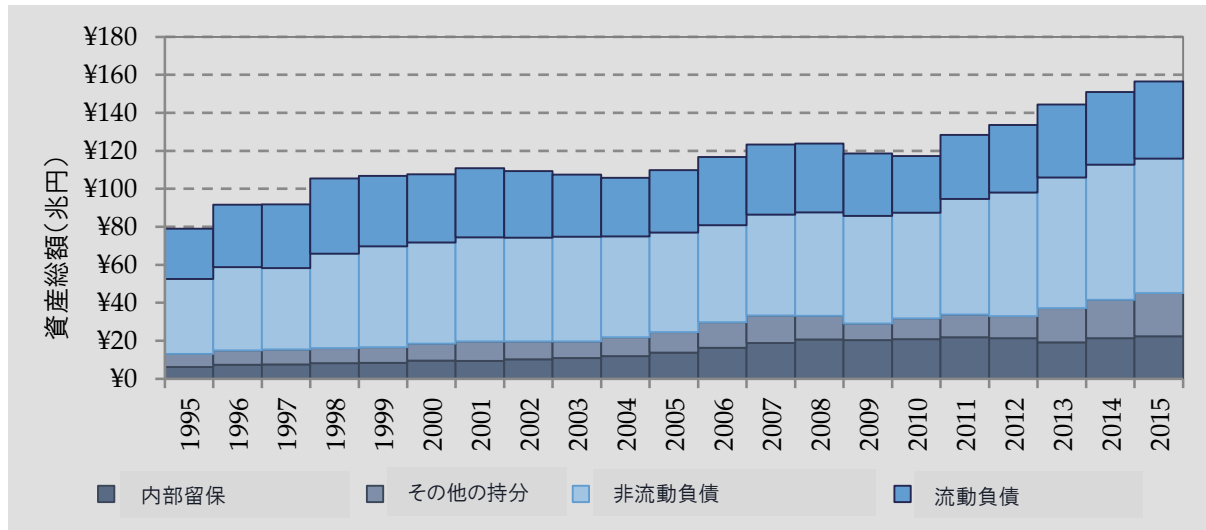


図は日本のサンプル企業 54 社の株式時価総額の月ごとの合計額を示す。データの期間は 1995 年 1 月から 2016 年 3 月。出典：スタンダード&プアーズ (S&P) のキャピタル IQ のデータ。

図 9 は、1995 年から 2015 の間に、サンプル企業が負債の増加を上回る速さで業界の自己資本を増やし始めたことを表している。この成長は主として内部留保によるものであり、純利益に占める自社への再投資の割合が大きいことが要因になっていた。電力業界の内部留保の合計額は 1995 年から 2015 年にかけて 6 兆 1,700 億円から 22 兆 3,100 億円まで、261.69%増加した。図 9 が示すように、業界全体の内部留保額は、福島原発事故の後もほとんど変わっていない。2011 年と 2015 年の内部留保額はそれぞれ 21 兆 8,300 億円、22 兆 3,100 億円だった。同じ時期（1995 年～2015 年）に、自己資本から内部留保を引いた額も 6 兆 9,800 億円から 22 兆 7,800 億円へと 226.56%増加した。この自己資本の増分には、優先株、払込資本および普通株の帳簿価格が含まれる可能性がある。福島原発事故後、「その他の持分」の帳簿価格は、2011 年の 11 兆 9,200 億円から 2015 年の 22 兆 7,800 億円へと、倍以上に伸びた。

絶対額で見ると、負債の合計額は自己資本よりも大きい。しかし 1995 年から 2015 年の期間に、これら企業の負債総額は自己資本よりも緩やかに増加している。1995 年から 2015 年にかけて、流動負債は 26 兆 4,900 億円から 40 兆 5,800 億円へと 53.20%増加した。このうち 6 兆 7,800 億円が福島原発事故後に発行されたものである。非流動負債も 1995 年から 2015 年までに 80.03%増加し、1995 年の 39 兆 3,100 億円から 2015 年の 70 兆 7,700 億円になった。このうち 9 兆 9,300 億円が福島原発事故後に発行されたものである。全体として見ると、貸借対照表に占める割合は非流動負債が最も大きい。上記の結果から、これら企業の資産総額については福島原発事故後に発行されたものの占める割合が少なくないことが分かる（主としてその他の持分および非流動負債）。

図9 サンプル企業の資産総額の概要



図はサンプル企業の資産総額の総計を表す。データは次の項目を図示している。内部留保、その他の持分（自己資本から内部留保を引いたもの）、流動負債、非流動負債（負債総額から流動負債を引いたもの）。

2.1.2 社債発行

多額の負債に対するエクスポージャーが高いと、企業の債券保有者と株主の双方のリスクが増す。なぜなら、万一企業が破産した場合には、双方への分配優先権がさらに弱まるからだ。

将来的な社債発行の方向性に関する全体像を構築するために、確定利付き証券の比率分析を行う。数種の財務比率（収益性、設備投資、流動性、借入、返済余力、ならびに電力会社が既存の負債を返済する能力に関連するものなど）を検討する。分析は、過去 21 年のデータを示すために、1995 年から 2015 年を対象範囲として行う³⁸。サンプル企業 55 社のうち、確定利付き証券に関するデータが得られたのは 41 社だった。従って、本分析では公開取引されている証券のみを対象とした。図 10 は比率の中央値とともに、確認された比率の分布を表すために 25 パーセンタイルと 75 パーセンタイルも示した。半数の企業がこの 2 つのパーセンタイルの帯域に入る。

検討した比率のうち初めの 2 つは、石炭鉱業業界の全般的な収益性と設備投資に関して伝えるものであり、いずれも業界が約束した負債を返済する能力に関係がある。図 10 のグラフ (A) に示した利益率は 2003 年以降、変動が激しくなっている。収益性が最も高かったのは 2006～2007 年で、利益率の中央値は 4.03～4.24% だった。しかし、2009 年と 2013 年は多くの企業にとって特に事業が困難な年であり、マイナスの利益率を示す会社もあった。

設備投資は有形資産の購入、維持、または既存の有形資産の改良に必要な資金を表す。企業が、生産的な資産への収益の再投資にどれだけ意欲的かを表すために、収益を基準として設備投資を評価する。設備投資の収益に対する比率の高さは、資本の使われ方や、収益を生むために資産がどれほど効率的に用いられるかによって、プラスにもマイナスにも受け止められる。グラフ (B) から、1996 年から 2003 年にかけて企業の収益に占める再投資の割合が大きかったことが分かる。中央値は最大で 11.42% に達した (1999 年)。2003 年以降は、比率は比較的安定している。

³⁸ データはスタンダード・アンド・プアーズ (S&P) のキャピタル IQ より抽出 (2016 年 4 月 11 日)

業界の流動性を表す指標として流動比率と当座比率を用いる。前者は流動資産を用いて流動負債を返済する能力を測り、後者は現金、現金性同等物、または短期投資によって流動負債を返済する能力を測る。グラフ (C) と (D) から分かるように、流動性比率はいずれも時間とともに増加している。いずれの比率も期間を通して流動性が高まっていることを表している。流動比率は 1995 年の 0.84 から 2015 年の 1.20 まで上がる一方、当座比率は 1995 年の 0.65 から 2015 年には 0.77 まで増加している。グラフ (C) から、現在、これらの企業が保有する流動資産は流動負債よりも多く、短期債務を返済できる状況であることが分かる。グラフ (D) が示すように、流動負債の返済のために保有する現金、現金性同等物、または短期投資の割合が高くなっている。全体として見ると、期間中にサンプル企業の流動性は高まっている。

借入比率については、グラフ (I) の負債／資本比率とグラフ (J) の負債／総資本比率の 2 つの比率を検討する。これらの比率はいずれも時間の経過とともに下降しており、業界が負債を資金調達源に成長していること、場合によっては株式を償還していることを示唆している。いずれの比率も、借入比率が時間とともに下がっていることを示している。負債／資本比率は 1995 年の 231% から、かなり大きな振れを見せながら、2015 年には 108% まで減少した。同様に、負債／総資本比率も同じ期間に減少している。図 9 と併せて見ると、これらの借入比率の減少は、負債総額が減ったのではなく、主として貸借対照表上の自己資本の割合が増えたことによるものである。自己資本の増加は内部留保の増加と新規発行の組み合わせによる。全体として見ると、電力業界は借入を減らす努力をしており、これは財務リスクの低下につながり得る。

長期支払い能力比率は、業界が金融債務を返済する能力を測るものである。1) 利払い前税引前利益 (EBIT) / 利子、2) 利払い前税引前償却前利益 (EBITDA) / 利子、3) (EBITDA - 設備投資) / 利子の 3 つの比率を検討する。3 つの比率はすべてプラスの値を示しており、サンプル企業が支払利子の費用を賄えること、期間を通して利子の支払いが可能であることを示唆している。グラフ (K) の示す EBIT / 利子の比率から明らかなように、業界の営業利益は概して支払い利子の 1.60 倍～6.82 倍である。中央値の増加傾向は、平均的な企業が支払い利子の数倍もの支払いが可能であることを表している。グラフ (L) は EBITDA を検討する。EBITDA は有形固定資産の大きな減価償却や無形固定資産の大きな償却を考慮に入れるものである。それゆえに、EBITDA / 利子の比率は支払利子の 2.29 倍から 14.29 倍になっており、無形資産および有形資産のコストが大きいことを示唆している。グラフ (M) では業界の支払利子の費用を賄う能力に対する設備投資の影響を検討している。設備投資額を引くことによって、資本集約型の企業すべてを比較することができる。年間の設備投資額を引くと、比率は利子負担の 1.85 倍から 6.15 倍の範囲になる。3 つの比率ともに、数値の幅は時間とともに大きくなっており、企業間の取り組みに相違があったことを示唆している。

最後の 4 つの比率は、業界の負債返済能力を表すものである。これらの比率は、大まかに言うと、負債をすべて返済するのに必要な時間と解釈することができる (利子や税、有形固定資産の減価償却、無形固定資産の償却は考慮に入れない)。比率は 2 つのグループに分けることができる。グループ 1 は分子を検討するものである。「負債総額」と「純負債」があり、このうち後者は負債総額から現金および現金性同等物を引いたものになる。グループ 2 は分母を検討する。EBITDA と (EBITDA - 設備投資) があり、後者は設備投資の違いが影響しないようにするものである。

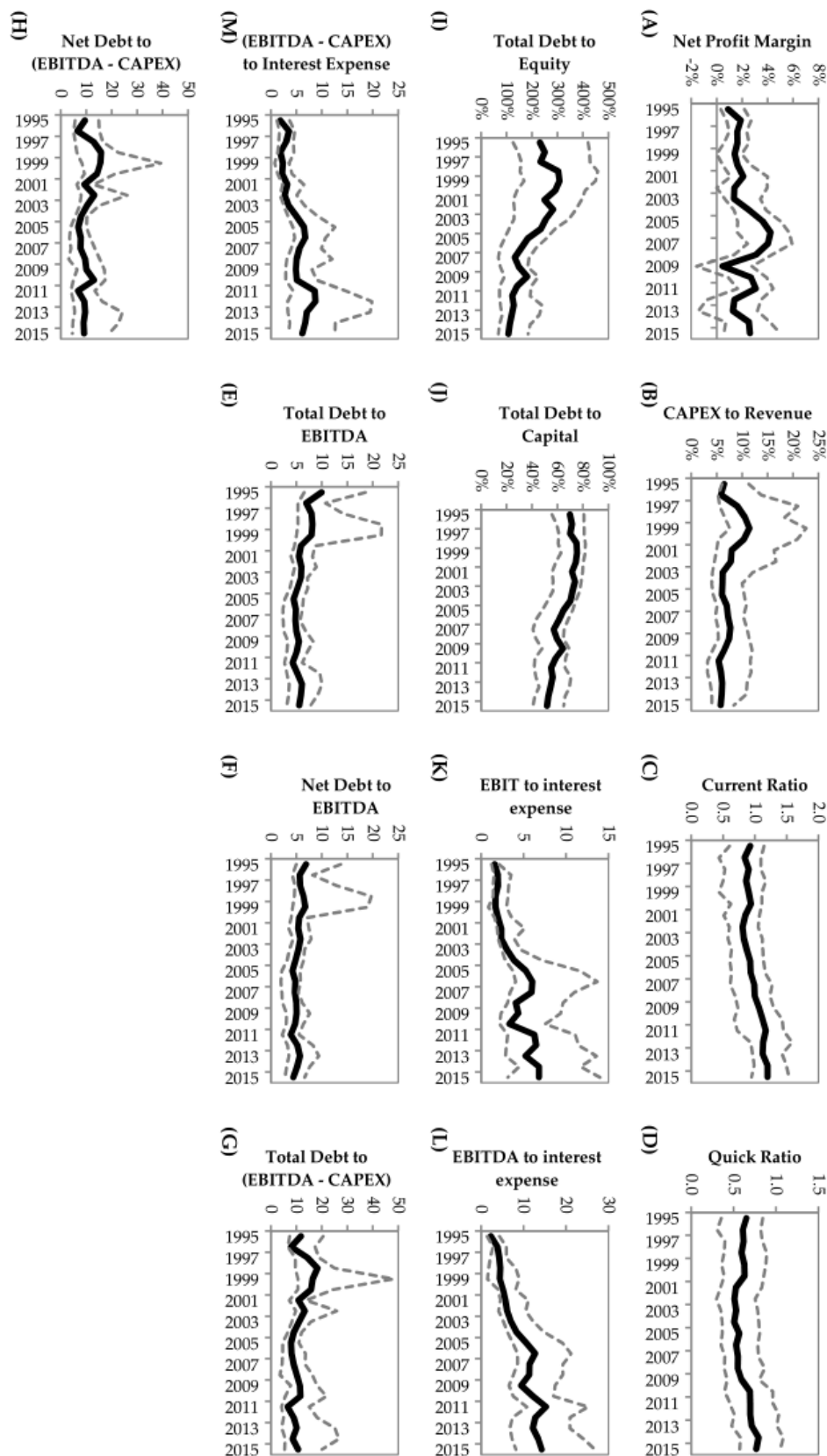


図10 全社の比率分析 (中央値, 25 パーセンタイル, 75 パーセンタイル)

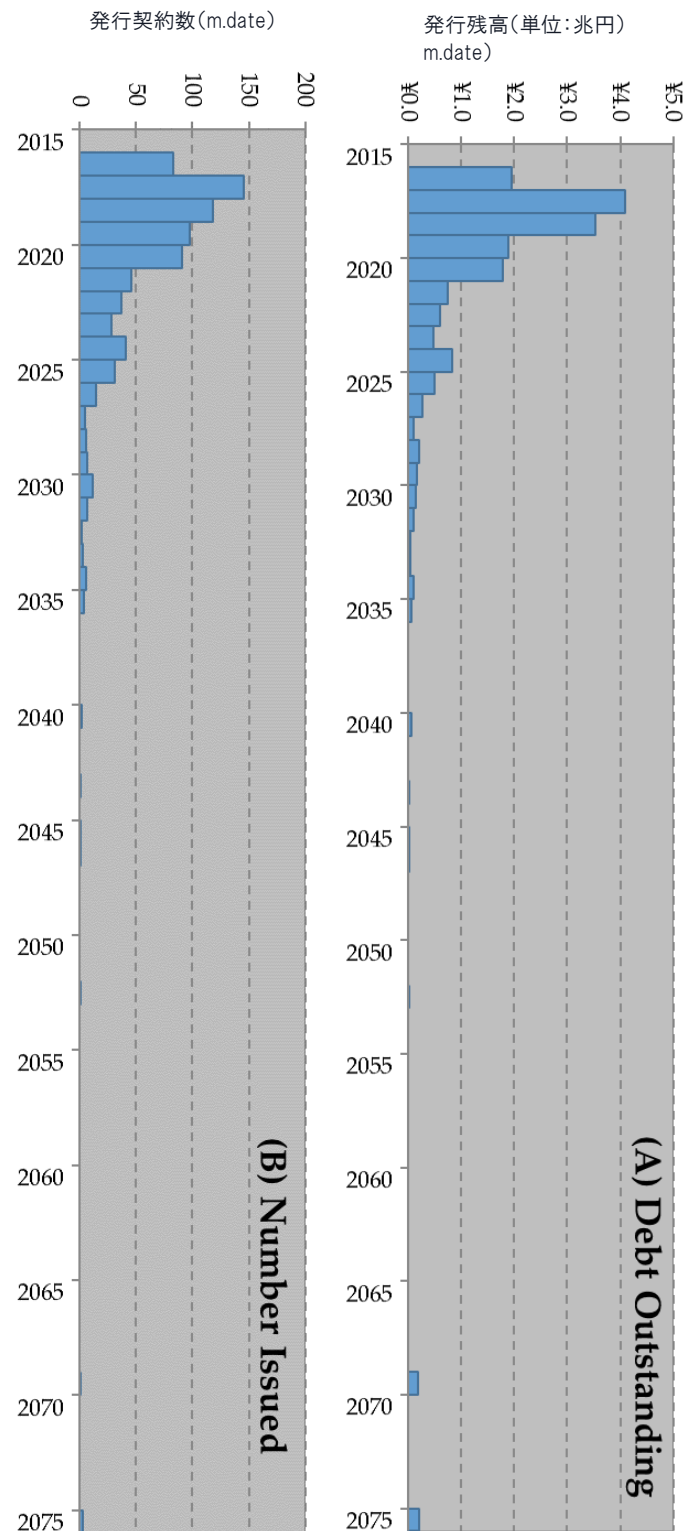
4つの比率はすべて、過去21年にわたり負債返済能力が比較的安定していたことを示している。概して変動が見られるのは、EBITDAを用いた比率では4~10年ほどであり、設備投資を引いた比率では6年~19年ほどである。後者は、設備投資がサンプル企業の負債返済能力を決める主要な要因であることを示している。グラフ(E)と(F)を見ると、収益を一定と仮定した場合に負債の返済にかかる年数は、時間とともに短くなっている。1995年には、負債総額の返済に10年、現金性同等物活用後の純負債の返済に7年を要した。2015年には、負債総額は5.6年で返済可能になり、純負債は4.4年で返済できるようになった³⁹。設備投資費を差し引くと、これらの比率は高くなる。1995年には、負債総額の返済には11.8年を要し、純負債の返済には9.5年を要した。1997~2000年は特に資本集約度の高い年であり、負債比率は2つとも急上昇している。これはグラフ(B)の設備投資の比率と一致している(グラフ(B)でも同期間中の資本集約度が高くなっている)。結論として、4つの比率はすべて、サンプル企業の負債返済能力が向上していることを示している。

図11はサンプル企業の全負債残高の満期予定を表す。確定利付き証券に関するデータが得られたのは55社のうち41社である。予定表は、全負債残高(兆円)と、種々の契約の満期日に分けて示している。

図11のグラフAから分かるように、全負債残高の大半(73.5%)が2016年から2020年の間に満期を迎える。これは、サンプル企業が5年以内に満期を迎える負債を好むことを表している。負債の支払額が最も大きくなるのは2017年と2018年であり、それぞれ4兆900億円、3兆5,400億円が満期になる。2035年まで続く契約もいくつかあり、2075年まで続く契約も若干見られるなど、長期の支払期限の需要もいくらかはある。サンプル企業の中では、永久負債を報告したのは新日鉄住金1社のみだった。同社は2,738億6,000万円に相当する永久負債を発行している。

³⁹ この減少は、1990年以降の日本の利率の低下に負うところが大きい。

図11 債券の満期予定と発行契約数



2.2 環境関連リスクの仮説

本節では、石炭火力発電所が直面する環境関連リスクと、それらのリスクが資産価値にどのような影響を及ぼし得るかを検討する。こうしたリスクを、そのリスク要因が国内のすべての資産に同じような形で影響を及ぼすのか、それともリスク・エクスポージャーが地域の環境に特有なものかによって、「地域的リスクの仮説（Local Risk Hypothesis: LRH）」または「全国的リスクの仮説（National Risk Hypothesis: NRH）」と呼ぶ。例えば、水ストレスは一国内でも多様なため LRH だが、全国に広がる「電力会社の死のスパイラル」は NRH である。参照しやすいように各仮説を記号で示している。例えば、LRH-1 は石炭火力発電所の炭素集約度を、NRH-1 は全体的な電力需要の見通しを指す。

様々な環境関連リスクの仮説は、形式にとらわれないプロセスによって作成された。最初に数多くの LRH と NRH の候補をリストアップした。その LRH と NRH のリストをより扱いやすい数まで絞り込み、本報告書に盛り込んだ。LRH と NRH の候補を除外するに当たっては2つの基準に照らした。1つは、投資家や他の研究者から、会議や討論会の場、書面を通じて各仮説の健全性、重要性、現実性についてフィードバックをもらった。もう1つは、これらの仮説を、関連性のある最新の、かつ可能であればオープンなデータセットと結び付けるのに必要なデータのニーズと分析労力について評価を行った。

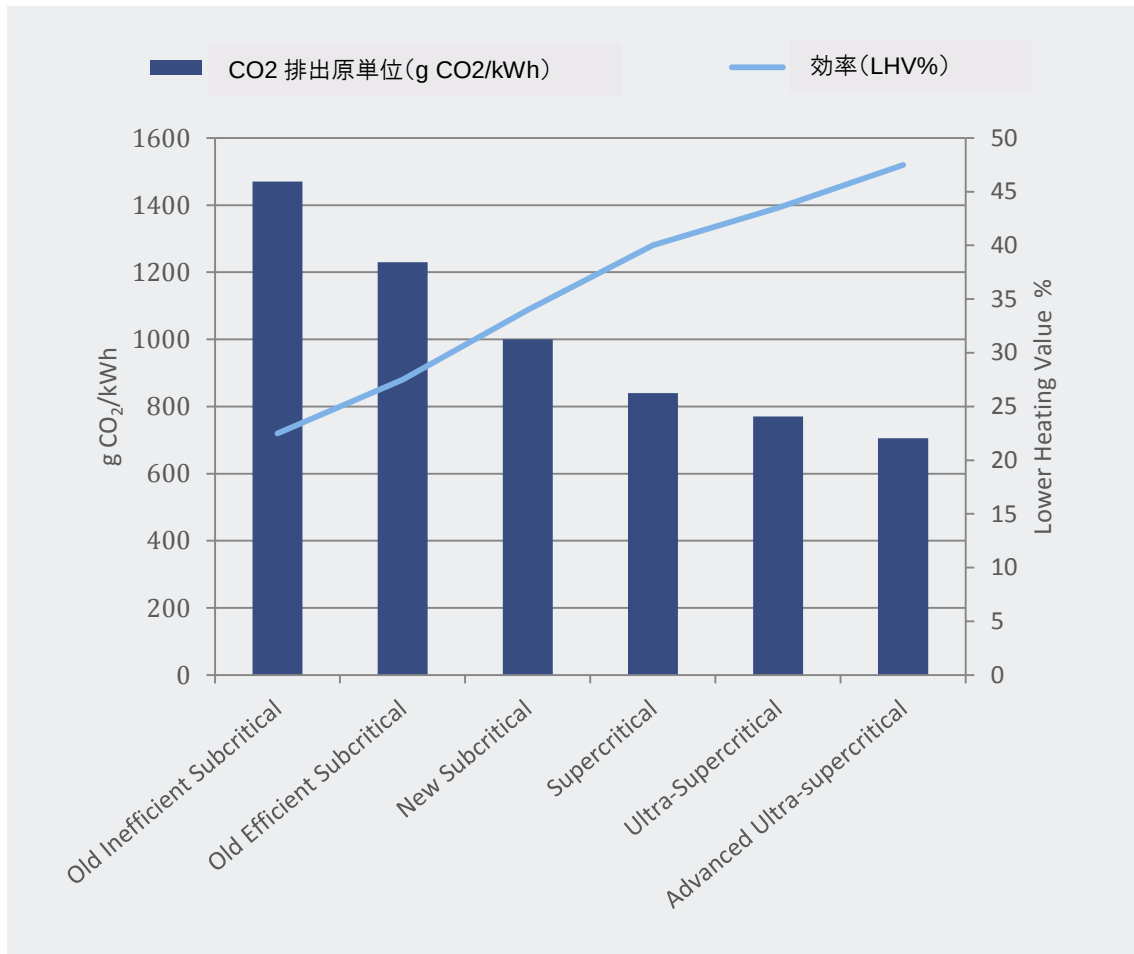
現在の仮説リストと、これらの仮説に対する資産のエクスポージャーの測定に用いるデータセットは確定段階ではない。より関連性のあるデータセットや、検討する問題をより正確に表すデータセットがほかにもあるかもしれない。現在の仮説には重要な要素が示されていない場合もある。我々はこのような不十分な点があり得ることを認識し、今後の研究においては、現在の仮説の数の増加、ならびに仮説の分析に用いてきた手法の改善を図る。

2.2.1 地域的リスクの仮説（LRH）

LRH-1: 炭素集約度

石炭火力発電所の炭素集約度が高いほど、気候政策（炭素の価格付け制度であるか、排出実績基準であるか、その他の類似の方法であるかを問わず）から負の影響を受けやすいという仮説である。炭素集約度は発電所の効率に直接左右される（図 12 参照）。

図12 石炭火力発電所の排出原単位と効率⁴⁰



発電所の炭素集約度は、使用するボイラー技術の効率によって大きく異なる可能性がある。炭素政策は、他の発電所に比べて非効率な発電所により大きな影響を与えることになるため、熱効率のより低い発電所はこうした政策の影響を受けやすい⁴¹。石炭火力発電所は排出原単位が最も大きい集約型発電であることから、このことは石炭火力発電所に大きく関係する⁴²。亜臨界圧の石炭火力発電所（SCPS）などの非効率な石炭火力発電所は、これらの政策の影響を最も受けやすい。日本は世界で最も炭素集約度の低い石炭火力発電所を有する国の1つではあるが、国内には、産業用に建てられた小規模発電所を中心に、比較的効率の低い発電所も複数存在する。

炭素集約度のリスクを特定するために、世界中の各発電所の排出原単位は、コール・スワーム（CoalSwarm）のグローバル石炭発電所トラッカー（Global Coal Plant Tracker）データベース、気候ネットワーク、CARMA（炭素行動モニタリング：Carbon Monitoring for Action）データベースの

⁴⁰ 国際エネルギー機関（IEA）「エネルギー技術展望 2013（Energy Technology Perspectives 2013）」（フランス・パリ、2013）から引用。

⁴¹ Ben Caldecott and James Mitchell, 「亜臨界圧石炭資産の早期閉鎖：補償の潜在的役割と国際的な気候政策の影響（Premature Retirement of Sub-Critical Coal Assets: The Potential Role of Compensation and the Implications for International Climate Policy）」 *Seton Hall Journal of Diplomacy and International Relations* 16, no. 1 (2014): 59–70.

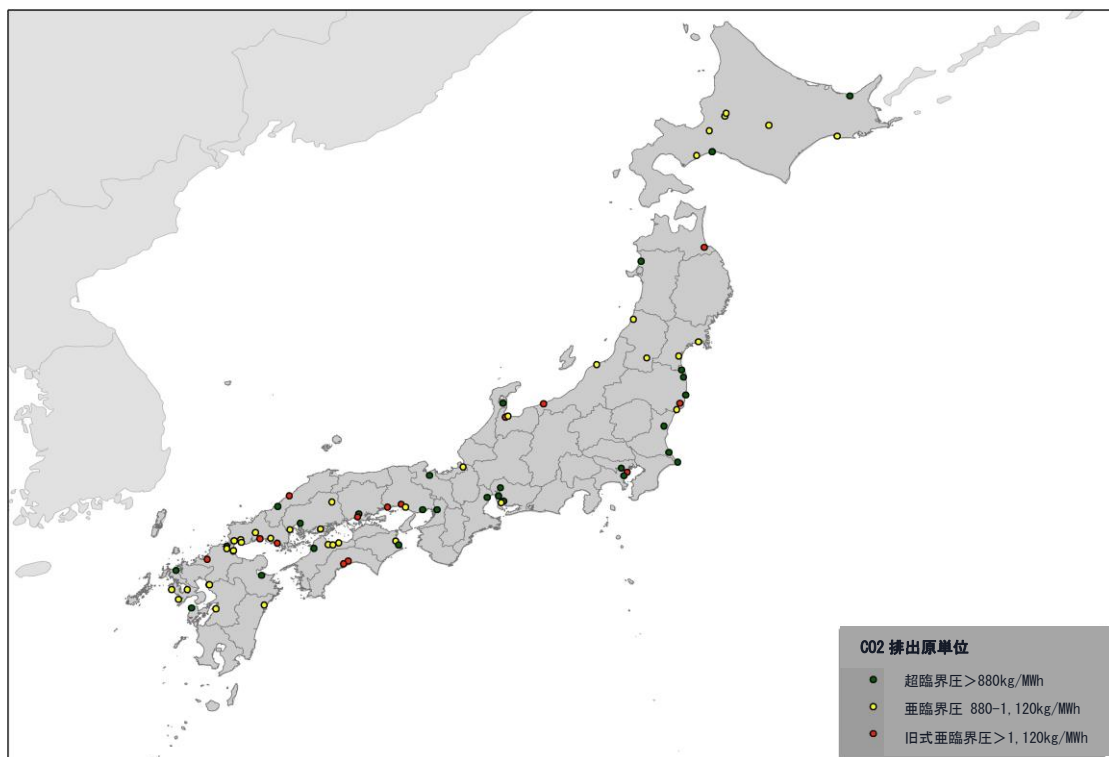
⁴² W Moomaw et al. 「Annex II：方法論（Annex II: Methodology）」気候変動に関する政府間パネル（IPCC）再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書（*Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*）2011, 982..

データを用いて、 $\text{kg}\cdot\text{CO}_2/\text{MWh}$ で割り出されている。調査対象の電力会社の中で、全発電所の3%および石炭火力発電所の10%については CO_2 集約度を入手できなかった。これらの CO_2 集約度の欠測数値は、燃料の種類、発電容量(MW)、経年数、国・地域のダミー変数⁴³を独立変数として用いて、合致するデータの両対数回帰分析を行うことで得られた係数から推計した。この関数形式を選択したのは、絶対係数値ではなく比例係数値を考慮に入れることで、我々が用いる独立変数が実際に CO_2 集約度に影響を及ぼすはずの状況とより密接に合致するからである。

年間発電量のデータ(MWh)は、調査対象の日本企業55社が所有する全発電所(全燃料源)の48%、石炭火力発電所の32%で入手できなかった。この発電量データと発電所の稼働率(MWh/MW)の欠測数値も同様に、両対数回帰分析によって得られた係数から推計した。燃料の種類、設備の経年数、国・地域のダミー変数⁴⁴を独立変数として用いた。 CO_2 集約度の場合と同様、この関数形式を選択したのは、我々が用いる独立変数が実際に発電量(MWh)に影響を及ぼし得る状況とより密接に合致するはずだからである。

次に、電力会社ごとに各発電所を集約し、発電容量(MW)で加重して、日本企業55社のサンプルの全発電所および石炭火力発電所のみの両方について炭素集約度の平均値を算出した。

図13 稼働中の石炭火力発電所の CO_2 排出原単位



⁴³ 地域のダミー変数は、ある国の発電所の観測データが30カ所に満たない場合に使用される。

⁴⁴ 地域のダミー変数は、ある国の発電所の観測データが30カ所に満たない場合に使用される。

LRH-2: 設備の経年数

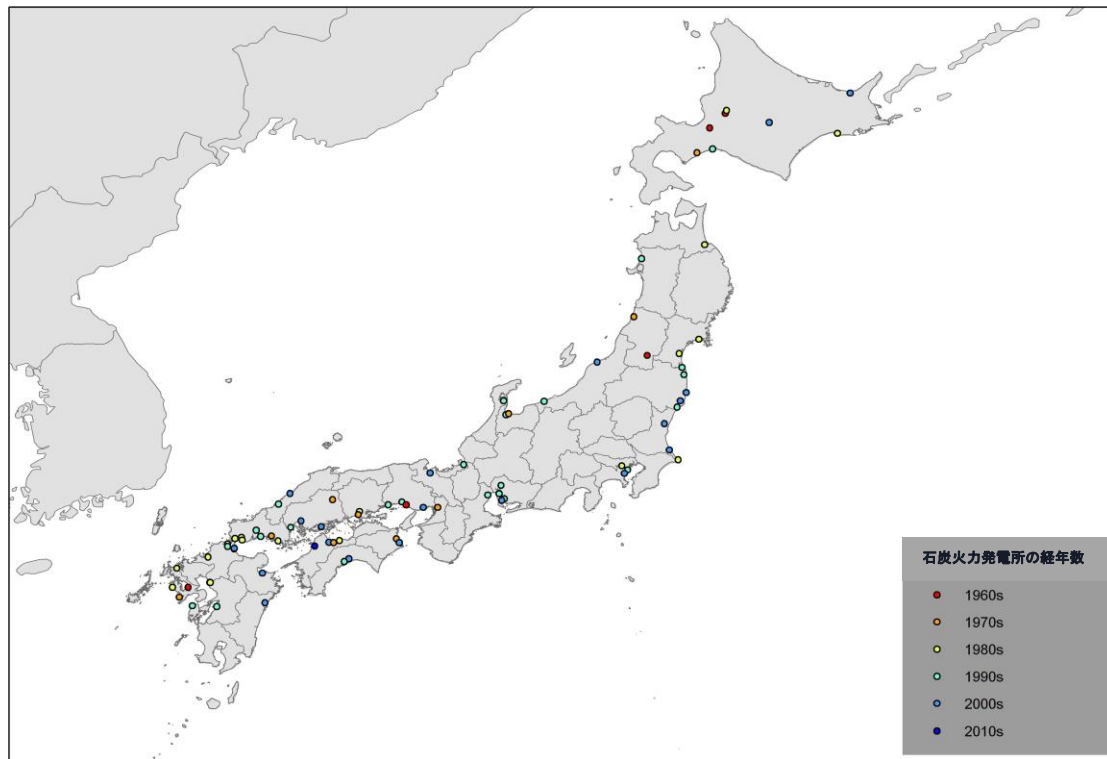
老朽化した発電所は、2つの面で所有者にリスクをもたらすという仮説である。まず、老朽化した発電所は、規制による影響を受けやすく、そのために閉鎖に追い込まれやすい。老朽化した発電所の閉鎖を規制するのは財政的にも政治的にも簡単だからだ。発電所は通常、技術的な寿命が40年であり、35年経った後に資本コストが回収される⁴⁵。発電所が資本コストを回収して技術的な寿命を超えた時には、財政的な補償の必要性が大幅に削減あるいは排除される⁴⁶。次に、老朽化が著しい発電所を抱える電力会社は、発電所閉鎖後の土地の汚染除去費用や労働者に対する未払いの負担額（つまり年金費用）を支払うことが求められるリスクが大きい。最後に、老朽化した発電所は、予期しない停止や維持の必要が起こりやすく、そのために修理費や、二次損失、契約している電力供給量を下回ることによる機会費用などが生じる。

各発電所内の各発電ユニットの経年数は、コール・スワーム、世界の発電所（WEPP）データベース、気候ネットワークの石炭発電所新設ウォッチのデータ、CARMAを用いて特定する。これらの値はその後、各発電ユニットの発電容量（MW）で加重した上で、発電所レベルで集約する。経年数データのない発電所（全体の4%、石炭火力発電所の7%）の場合、全データセットにおける同じ種類の燃料を使用する発電所の平均経年数を用いる。発電所はその後さらに電力会社ごとに集約し、発電全体および石炭火力発電所のみのポートフォリオの平均経年数を算出する。

⁴⁵ 国際エネルギー機関（IEA）、「エネルギー、気候変動と環境（“Energy, Climate Change and Environment”）」（仏パリ, 2014）。

⁴⁶ Caldecott and Mitchell, 「亜臨界圧石炭火力発電所資産の早期の閉鎖：補償の潜在的な役割と国際気候政策への影響（“Premature Retirement of Sub-Critical Coal Assets: The Potential Role of Compensation and the Implications for International Climate Policy”）」

図14 稼働中の石炭火力発電所の経年数



LRH-3: 地域の大気汚染

大気汚染の深刻な地域の石炭火力発電所は、規制を受け、排出低減技術の導入か操業停止のいずれかを求められるリスクが大きいという仮説である。従って、汚染度の高い地域にある資産の所有者は、そうした可能性による財務的な影響を受けるリスクが大きい。

この仮説を支持する有力な証拠は中国、EU、米国にある。中国では、数多くの温室効果ガス以外の排出政策により、重度に汚染された東部地域で石炭火力発電所の閉鎖が余儀なくされている⁴⁷。

排出低減技術（排煙脱硫装置や電気集塵機など）を備えていない発電所は、排出低減技術を備え付けるために多額の設備投資を行わなければならないことで、座礁資産となるリスクが大きい。このリスクは発電所の経年数により悪化する。なぜなら、発電所の技術的な寿命の終わりに近づくにつれて、投資を正当化するのが難しくなるからである。

このことは、米国における「水銀・大気有害物質基準（MATS）」の影響を見れば明らかである。1990年の大気浄化法改正法により施行された MATS は、水銀、有毒金属、酸性ガスの排出量を抑制するものである。石炭火力発電所の 70% は、規制に従っている。6% が規制に従う計画を有している一方で、16% は順守する代わりに操業を停止する計画であり、8% はまだ対応が定まっていない。エネルギー情

⁴⁷ Caldecott, Dericks, and Mitchell, 「座礁資産と亜臨界圧石炭火力発電所：企業と投資家のリスク（“Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors”）」

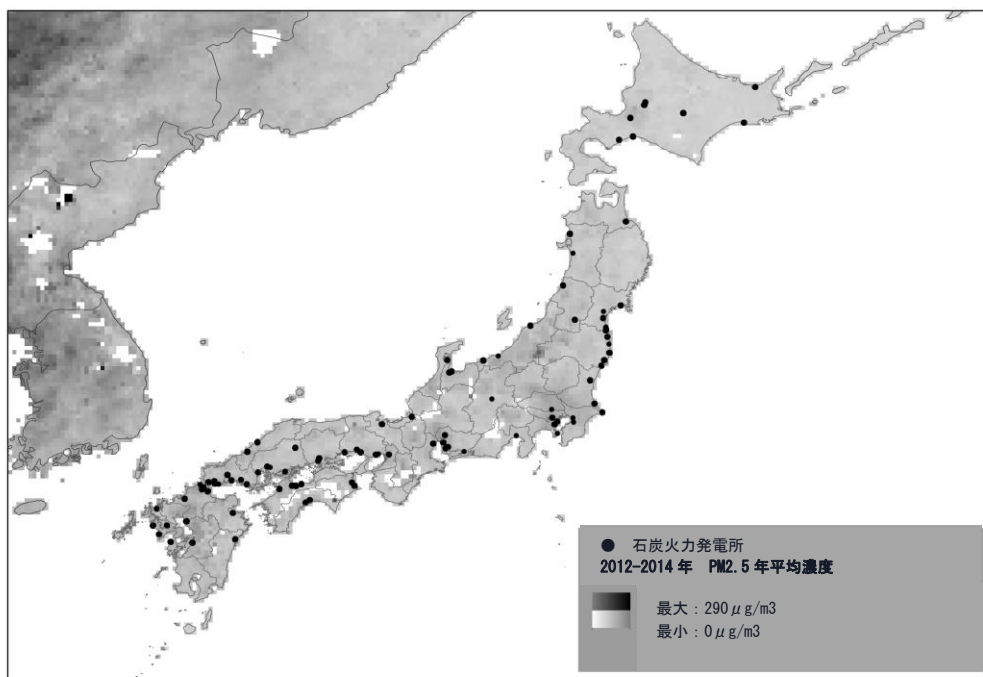
報局（EIA）はこの理由として、順守に必要な設備投資のほか、再生可能エネルギーおよび天然ガスとの競争を挙げている⁴⁸。

次の方法により、大気汚染の深刻な地域に石炭火力発電所を配置することで電力会社に生じ得るリスクを特定する。

- すべての石炭火力発電所を、地球規模の PM_{2.5} 汚染の地理空間データセットとともに地図に落とし込む。PM_{2.5} データは、Boys, Martin et al. (2014)から取得するもので、衛星観測で導き出される 2012～2014 年の年平均の地表 PM_{2.5} である。
- 各発電所から半径 100 km 以内の PM_{2.5} 汚染の平均を特定する。

この仮説では、PM_{2.5}を他の従来の大気汚染物質の代用として用いる。水銀は人類および生態系に神経学的な悪影響を及ぼすが、PM_{2.5}は石炭火力発電に関係したもっと幅広い呼吸器や心臓の健康への影響を招く⁴⁹。窒素酸化物（NO_x）と硫黄酸化物（SO_x）は大気中に浮遊後にさらにPM汚染源となるため、PM_{2.5}のみの暴露の評価に含まれる。図 15、図 16、図 17、図 18 は、日本における従来の大気汚染物質の濃度を示す。

図15 PM_{2.5} 平均濃度 (2012～2014 年)⁵⁰



⁴⁸ Elias Johnson, 「石炭火力発電所の閉鎖計画が増加の一途 (“Planned Coal-Fired Power Plant Retirements Continue to Increase”)」、EIA, 2014, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15491>

⁴⁹ Alan H Lockwood et al., 「人間の健康に対する石炭の攻撃 (“Coal’s Assault on Human Health”)」、Physicians for Social Responsibility Report, 2009.

⁵⁰ B L Boys et al., 「衛星データによる地球規模の 15 年間の時系列の微小粒子状物質 (“Fifteen-Year Global Time Series of Satellite-Derived Fine Particulate Matter”)」、Environmental Science & Technology 48, no. 19 (2014): 11109–18.

図16 NO₂ 平均濃度 (2015 年) ⁵¹

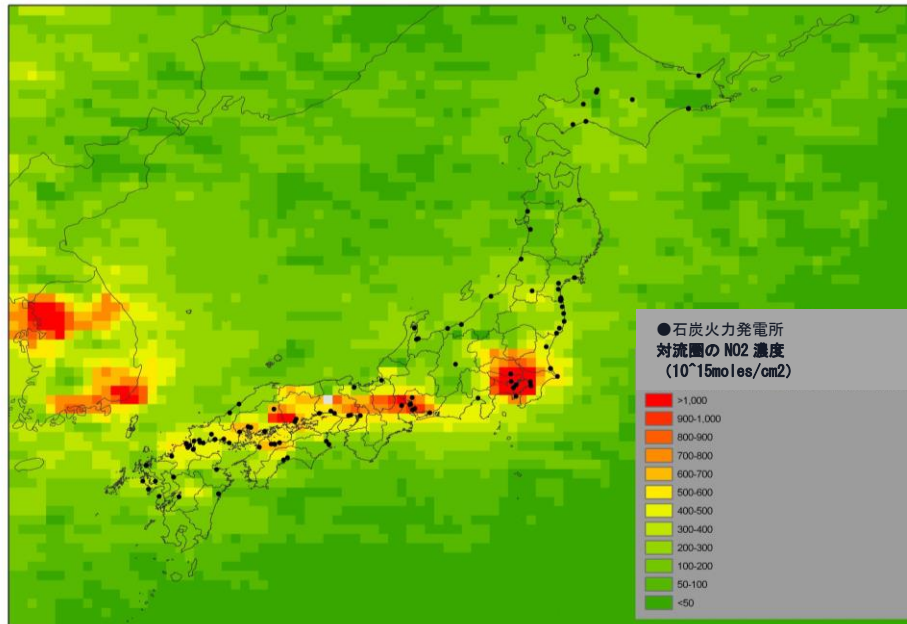
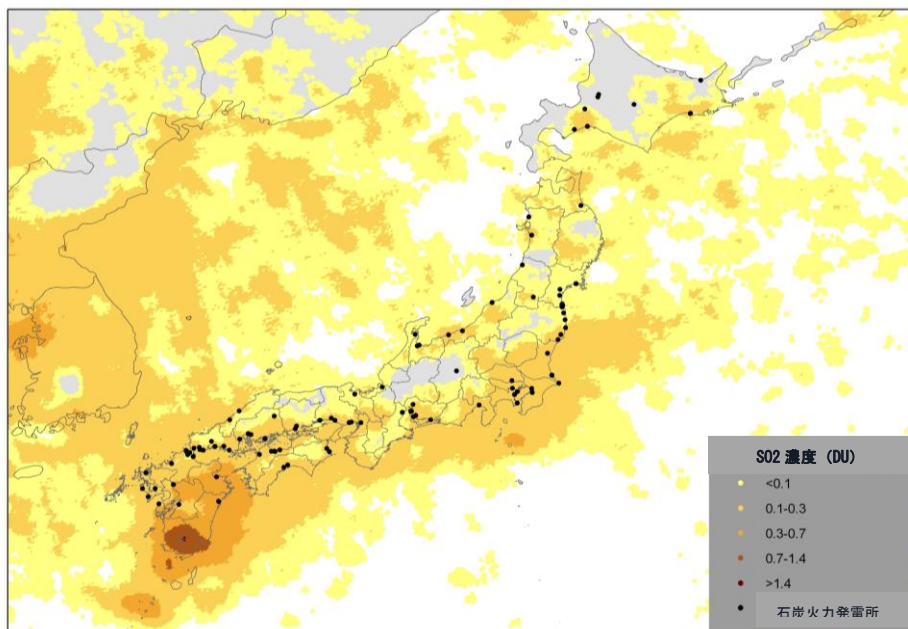


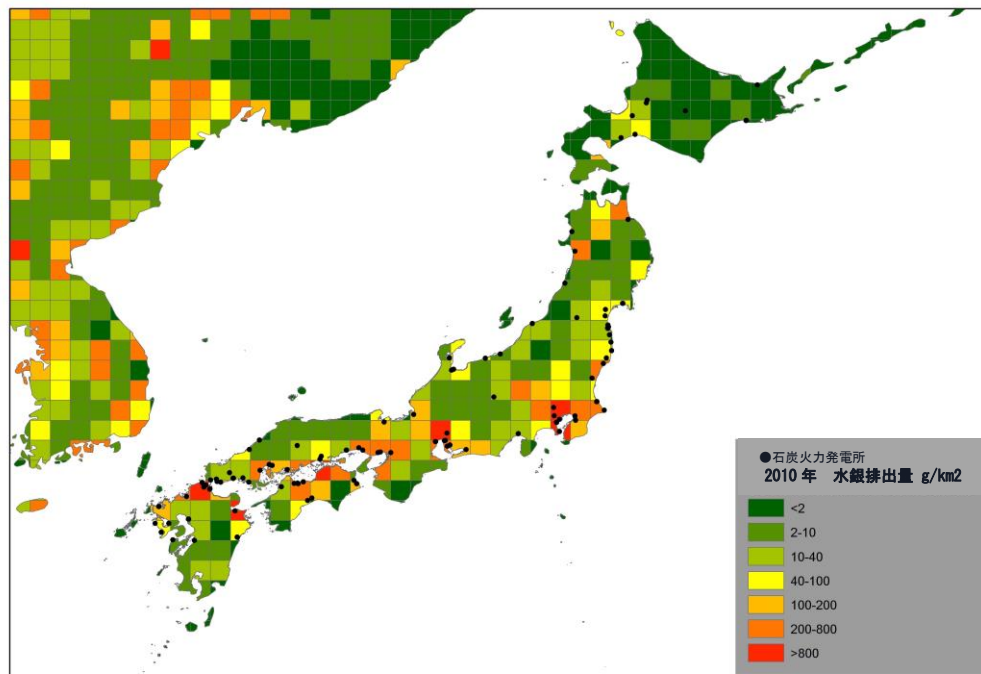
図17 SO₂ 平均濃度 (2011～2014 年) ⁵²



⁵¹ K F Boersma et al., 「オゾン監視装置のための対流圏 NO₂ カラム量算出アルゴリズムの改良 (“An Improved Tropospheric NO₂ Column Retrieval Algorithm for the Ozone Monitoring Instrument”）」、*Atmos. Meas. Tech.* 4, no. 9 (September 16, 2011): 1905–28, doi:10.5194/amt-4-1905-2011.

⁵² N A Krotkov et al., 「オーラ OMI 観測による 2005～2015 年の各地の SO₂ および NO₂ 汚染の変化 (“Aura OMI Observations of Regional SO₂ and NO₂ Pollution Changes from 2005 to 2015”）」、*Atmos. Chem. Phys.* 16, no. 7 (April 13, 2016): 4605–29, doi:10.5194/acp-16-4605-2016.

図18 水銀の平均排出量 (2010 年) ⁵³



LRH-4: 水ストレス

水ストレスの物理的指標が高い地域にある発電所や、水をめぐる紛争や規制面での不確実性を伴う地域の発電所は、操業時間の削減や停止を強いられるリスクや、操業許可を失うリスク、水の価格付けによって利益を損なうリスクが高いという仮説である。こうしたリスクは、閉サイクル技術、ハイブリッド技術、または乾式冷却技術などを用いることによってある程度は緩和することができる。

これらのリスクは、政策により 2 つの面で悪化し得る。まず、工業用水よりも家庭用水や農業用水を優先させるという水利用における序列は、物理的な水不足が発電に及ぼす影響を悪化させかねない。次に、水ストレスが高く、工業用水の価格設定が低い地域は、政策転換による影響を受けやすい。

ランキンサイクル（蒸気）を用いた石炭火力発電所は、原子力発電に次いで 2 番目に水使用量が多い。これらの発電所において、群を抜いて大量の水を使うのが冷却である。発電所の水利用効率を決定する最大の要因が、設置される冷却装置の種類である。それに次ぐ 2 つ目の要素が、周囲の大気温度と発電所の効率である⁵⁴。

⁵³ 北極圏監視評価プログラム (AMAP) / 国連環境計画 (UNEP)、「AMAP/UNEP 水銀排出量の地理空間分布データセット 2010v1 (“AMAP/UNEP Geospatially Distributed Mercury Emissions Dataset 2010v1”)」、2013, <http://www.amap.no/mercury-emissions/datasets>.

⁵⁴ Caldecott, Dericks, and Mitchell, 「座礁資産と亜臨界圧石炭火力発電所：企業と投資家のリスク (“Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors”)」

表23 発電における水使用量⁵⁵

燃料の 種類	冷却技術			
	貫流	閉サイクル (湿式)	ハイブリッド (湿式／乾式)	乾式冷却
石炭	95,000-171,000	2,090-3,040	1,045-2,755	~0
天然ガス	76,000-133,000	1,900-2,660	950-2,470	~0
石油	76,000-133,000	1,900-2,660	950-2,470	~0
原子力	133,000-190,000	2,850-3,420	適否確認要 [†]	適否確認要 [†]

[†] 原子力発電所でハイブリッド式および乾式冷却装置の使用が最近になってやっと検討されるようになった

水資源を入手できないことが発電所の採算性に関わる正当な懸念であるということを示す有力な証拠が、これまでの研究で示されている⁵⁶。インドでは石炭－水リスクにより全国的な停電と水不足を強いられ、発電所が設備容量いっぱいまで稼働できなくなり、同国の発電所の採算性がたちまちむしばまれていることが知られている⁵⁷。中国では、東部地域での大気汚染を軽減しようと、石炭火力発電が西部地域へと追いやられており、西部で極端な水の欠乏・不足が予想されている⁵⁸。

次の方法により、物理的な水ストレスのほか、社会的あるいは規制による水リスクによって電力会社に生じ得るリスクを特定する。物理的な水ストレス関連のリスクを評価するために、世界資源研究所（WRI）のアクアダクトによるベースライン水ストレス（BWS）の地理空間データセットを用いる。国レベルの社会的リスクおよび規制によるリスクは、NRH-8 で評価を行う。発電所の冷却技術は、WEPP データベースおよび目視調査により判断する。石炭火力発電所のうち 29%は冷却技術を特定することができなかった。

本報告書で用いる水ストレス指標は、WRI が作成したアクアダクトの BWS である。BWS は、年間の取水量（生活、工業、農業）の合計が、当該の流域内で 1 年間に利用できる流量の合計のうち何%を占めるかで表すものである。値が大きいと、水の利用者間の競争が激しいということになる。WRI によると、水ストレスが極めて高い地域は利用可能な流量に占める取水量の割合が 80%を超える流域であり、水ストレスの高い地域はこれが 80~40%、中高位が 40~20%、中低位が 20~10%、低いのが 10%未満とされている⁵⁹。

すべての石炭火力発電所を、アクアダクトの BWS 地理空間データセットとともに地図に落とし込む。BWS において「水ストレスが極めて高い」⁶⁰流域に位置する発電所を、「リスクがある」と特定する。もし乾式冷却技術を用いた発電所であれば、「リスクがない」に再分類する。

その後、発電所を電力会社ごとに集約し、「リスクがある」発電容量の割合を特定する。図 19 は世界全体の BWS を示す。

⁵⁵ 電力研究所（EPRI）、「発電における水利用（“Water Use for Electric Power Generation”）」（カリフォルニア州パロアルト、2008）。

⁵⁶ 同上

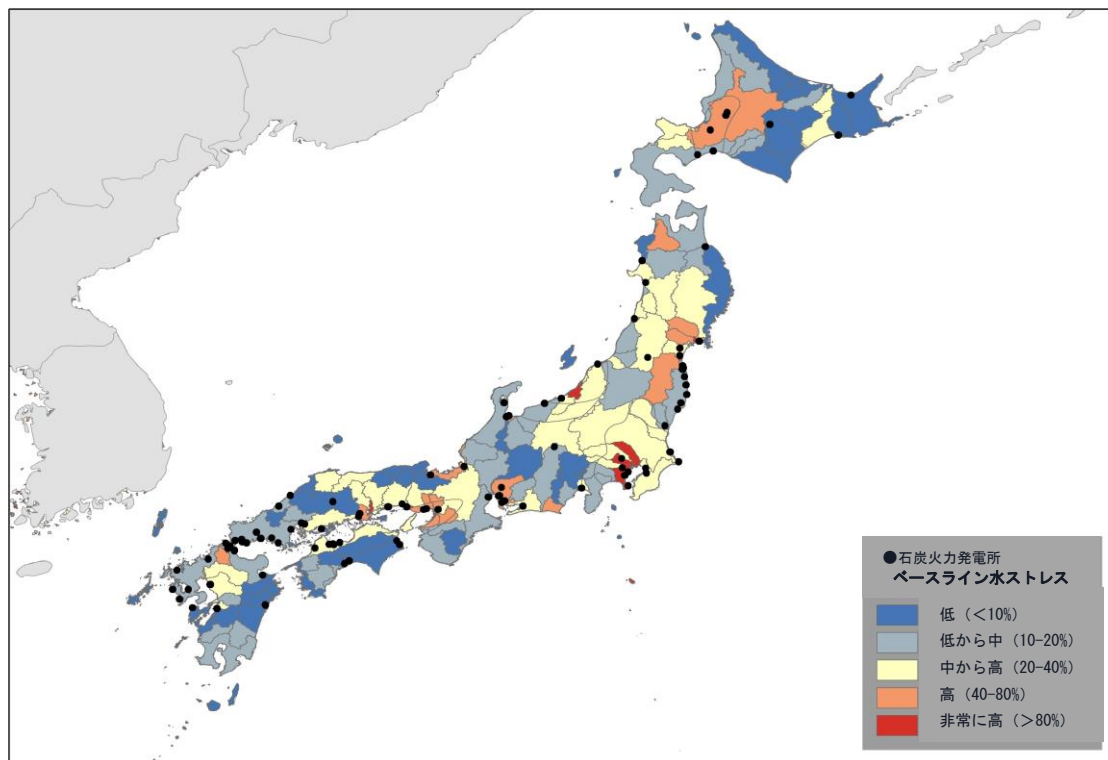
⁵⁷ 国際エネルギー機関（IEA）、「世界エネルギー展望 2012（“World Energy Outlook 2012”）」、2012。

⁵⁸ カーボン・トラッカー・イニシアチブ（CTI）、「石炭の財務動向（“Coal Financial Trends”）」、2014。

⁵⁹ Francis Gassert et al., 「アクアダクト地球地図 2.1：建設決定に係る地球規模の水リスク指標（“Aqueduct Global Maps 2.1: Constructing Decision-Relevant Global Water Risk Indicators”）」（研究報告書。ワシントン DC：世界資源研究所（World Resources Institute）。オンラインにて公開：http://www.wri.org/publication/aqueductglobalmaps-21-indicators, 2014）。

⁶⁰ BWS は、1 年間に入手可能な再生可能な供給量合計のうち年間の取水量合計の占める割合を測定するもので、上流の消費水量を表す。水リスクが極めて高いのは、再生可能な供給量のうち取水量が 80%を超える場合である。

図19 ベースライン水ストレス (BWS)、WRI アクアダクト 2015 のデータ



LRH-5: 二酸化炭素回収貯留 (CCS) 追設の可能性

二酸化炭素回収貯留 (CCS) 技術の追設に適さない石炭火力発電所は、早期の閉鎖に追い込まれるリスクが大きくなる可能性がある。こうした発電所は、石炭火力発電を採用する電力会社に対する温室効果ガス緩和の義務を強化することを目的とする政策や炭素の価格付け制度を通して、そうした義務が強化された場合に、CCS 追設という選択肢がない。CCS は、IPCC (IPCC AR5 2DS) および IEA の 2°C シナリオ (IEA ETP, IEA WEO 450S) ⁶¹ で大きな部分を占めるため、電力会社の発電ポートフォリオにおいて、発電の排出量を 2DS に合致させることを目指した政策に対するレジリエンスを評価するためには、発電所の CCS 追設の可能性を評価する必要がある。

福島原発事故後の日本では、2030 年までに CO₂ 排出量を抑制するため、新しい石炭火力発電所の効率を向上させて CCS プロジェクトのコストを削減させる政府計画とともに、火力発電が主たるエネルギー政策となった（この後に続く章に記載の説明も参照）。日本には CCS 実証プロジェクトがほとんどないものの、政府は商業化を加速させるため、炭素回収コストを 2015 年の 1 t 当たり 40 米ドルから 2025 年

⁶¹ 特に IPCC AR5 430-480PPM、IEA ETP 2DS、IEA WEO 450S を参照。

には 10 米ドルへと削減させるよう後押ししている⁶²。日本では、深部塩水帯水層で CO₂ 地中貯留を行うことが可能であり、沖合の海底が CCS プロジェクトに適している。地球環境産業技術研究機構（RITE）が 2012 年に行った調査によると、日本の水深 200m までの沖合における地中貯留可能量は 1,461 億トンであり、水深 200m 以上の海域についてさらなる調査が進んでいる⁶³。

CCS 追設の可能性に関するデータセットは存在しない⁶⁴。代わりに、発電所の規模（追設して利益があるのは 100 MW を超えるボイラーのみ）^{65,66}、経年数（大規模投資の価値があるのは経年数 20 年未満の発電所のみ）^{67,68}、立地（経済的に適している発電所は地中貯留に適した地域から 40 km 以内）⁶⁹の相関で明確にする。

次の方法により、電力会社の石炭火力発電ポートフォリオのうち、CCS 追設に適している可能性がある割合を特定する。CCS 政策支援は、国レベルのリスク指標として分けて考える。

100 MW を超える発電機を備えた、経年数 20 年未満の発電所を、CCS 追設に技術的に適しているとして、グローバル CCS 適性の地理空間データセットとともに地図に落とし込み、CCS に適した地域から 40 km 以内であるか、よって地理的に適しているかを判断する。技術的にも地理的にも適している発電所を電力会社ごとに集約し、電力会社の発電ポートフォリオのうち CCS 追設に「適した」割合を特定する。

図 20 は、ジオグリーン（Geogreen）が作成した、地球規模の CCS の地質適合性を表したものである。この図から分かるように、青森県・秋田県・山形県の西海岸および能登半島のくの字に曲がった外側を除き、日本で CCS に適していると分かっている地域はほとんどない。CCS は、静岡より南の沿岸地域の多くで実施できる可能性がある一方で、本州北部と北海道はそれほど確かではない。

⁶² Kawasaki, T., Harada, M. (2015). 「日本の燃焼後回収と CCS の現況（Current Situation of Japan's Post-combustion Capture and CCS）」。Japan Coal Energy Center, September 8-9.

⁶³ Kawasaki, T. (2015). 前掲書中

⁶⁴ 国際エネルギー機関（IEA）、「CCS 追設（“CCS Retrofit”）」、2012.

⁶⁵ 米国立エネルギー技術研究所（National Energy Technology Laboratory）、「米国の石炭火力発電所：CO₂回収技術追設コストの検討（“Coal-Fired Power Plants in the United States: Examination of the Costs of Retrofitting with CO₂ Capture Technology”）」（米国ワシントン, 2011), http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/GIS_CCS_retrofit.pdf.

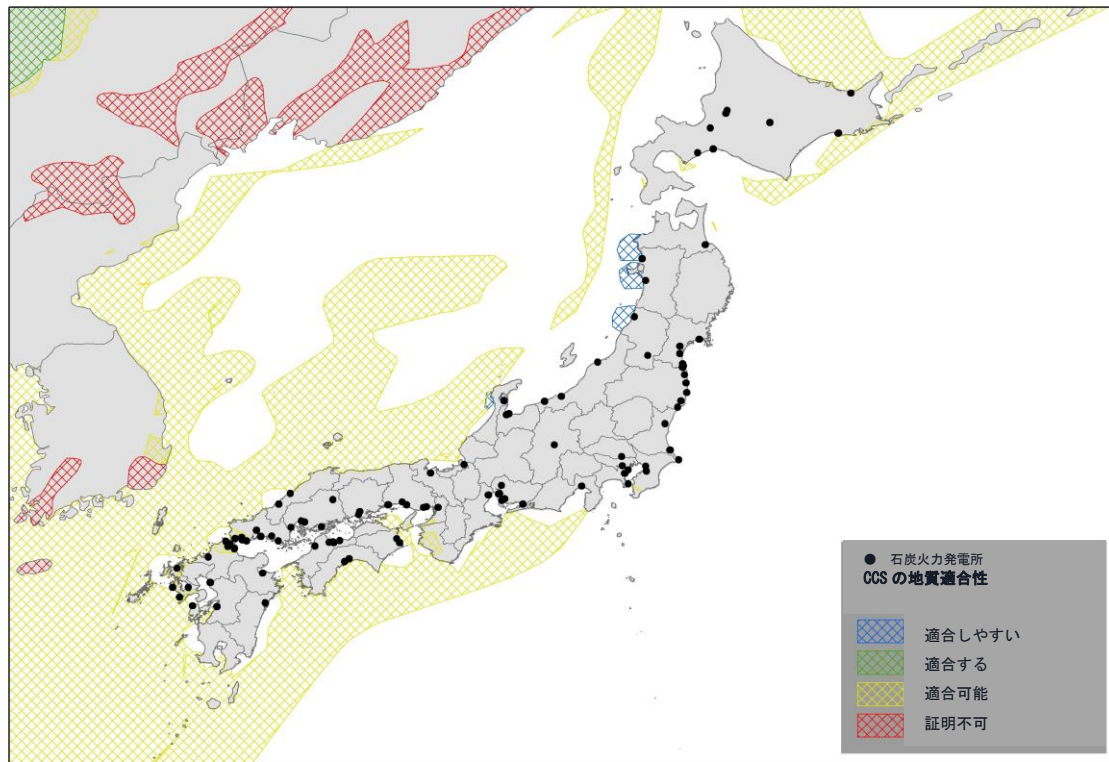
⁶⁶ MIT エネルギーイニシアティブ（MITeI）は一般に 300 MW が発電所の閾値であると示唆するものの、保守的な事例では 100 MW が使われる。MITeI, 「CO₂ 排出量削減のための石炭火力発電所追設（“Retrofitting of Coal-fired Power Plants for CO₂ Emission Reductions”）」、2009 を参照。

⁶⁷ 同上

⁶⁸ これは経済協力開発機構（OECD）の CCS 追設研究の中央シナリオである。

⁶⁹ 地中貯留地までの近さを評価する距離として、40 km が示唆されている。米国立エネルギー技術研究所（NETL）（2011）を参照。

図20 CCSの地質適合性⁷⁰



CCS地図データはジオグリーンの提供

LRH-6: 将来の熱ストレス

気候変動は物理的に、発電所の熱ストレスを悪化させるという仮説である。周囲の大気温度が高くなると、発電所の効率が低くなって水ストレスが悪化し、その結果として、閉鎖を強いられたり作業時間が短くなるといった物理的なリスクが生じたり、社会不安が起きたり規制の可能性が高まったりするといった社会的リスクが生じる。

温暖化リスクを考慮に入れるべきであることを示す有力な証拠がある。オーストラリアでは、同国の石炭火力発電に気候変動が直接的な水関連リスクをもたらしている証拠がある。2014年夏にオーストラリアを襲った熱波により、水温とともに電力需要も上がった。ロイ・ヤン発電所では効果的に冷却が行えなかったため、発電能力が大幅に低下した⁷¹。そのため、電力のスポット価格が市場上限価格近くまで

⁷⁰ 国際エネルギー機関・温室効果ガス研究開発プログラム（IEA GHG）およびジオグリーンの許可を得て転載。

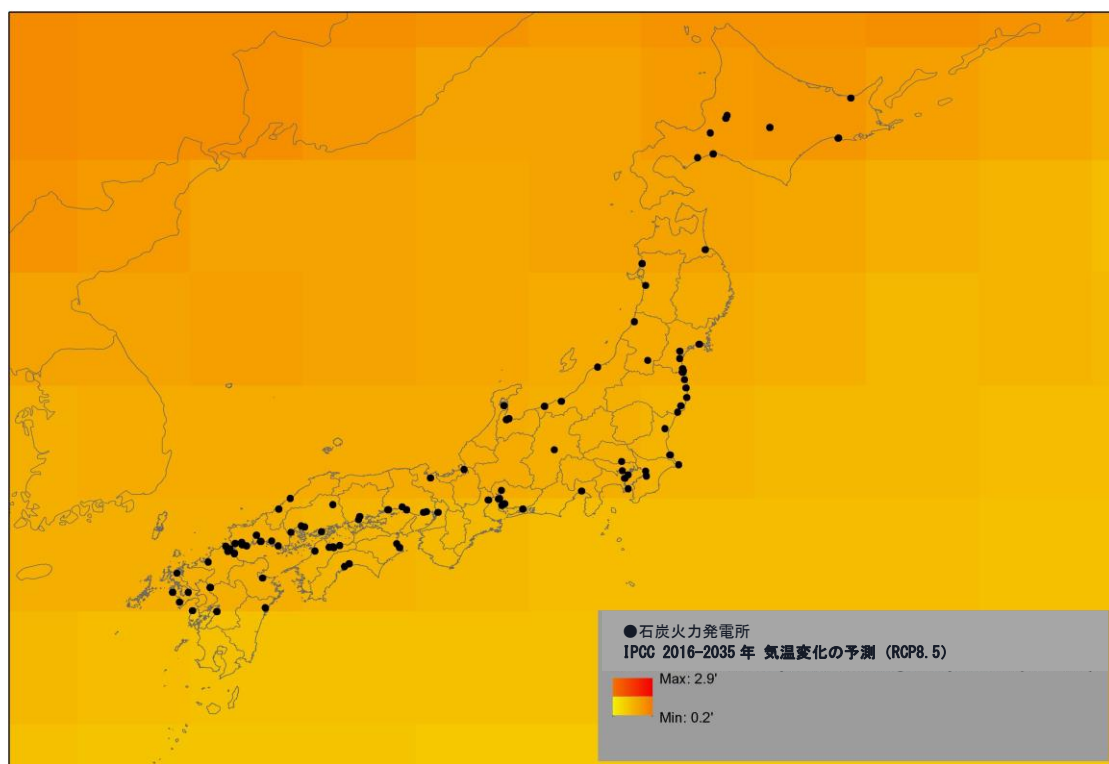
⁷¹ 豪州エネルギー市場事業者（AEMO）、「2014年1月13～17日の熱波（“Heatwave 13 to 17 January 2014”）」、*American Energy Market Operator*, 2014, <http://www.aemo.com.au/News-and-Events/News/2014-Media-Releases/Heatwave-13-to-17-January-2014>

急騰した⁷²。ピーク需要時に発電できないことは、競争の激しいエネルギー市場において発電所の利益に多大な影響を及ぼす力がある。

気候変動に関連した気温上昇から発電所がどのくらい影響を受けやすいかを評価するため、気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の第5次評価報告書（AR5）の2035年の地理空間データセットを用いる。このデータセットは、2035年までに予測される温度変化を空間的に表示するものである。

世界の各発電所について、半径 50 km 以内の平均気温変化を計算する。その結果で世界の発電所を順番に並べ、気温変化が上位 5 分の 1 に入る発電所を「リスクがある」とする。その後、発電所を電力会社ごとに集約し、気候変動に起因する熱ストレスによるリスクがある発電容量の割合を特定する。図 21 は地球規模の近い将来の気温変化を表す。

図21 2016～35年の気温変化の予測⁷³



⁷² Brian Robins, 「電力市場：熱波で電力に関心 (“Electricity Market: Heatwave Generates Interest in Power”)」、*The Sydney Morning Herald*, 2014, <http://www.smh.com.au/business/electricity-market-heatwave-generates-interest-in-power-20140117-310d2.html>

⁷³ 気候変動に関する政府間パネル（IPCC）、「気候変動 2014：気候変動の緩和 (“Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change”)」、2014 の P50 の RCP8.5 のデータ。

LRH-7: 地域の原子力発電所の再稼働の可能性

日本では現在ほぼすべての原子力発電所が停止中であり、原子力発電所の再稼働や新設は、日本で開発計画中の発電所に大きなリスクをもたらす。このリスクは、停止している原子力発電容量を代替することを主な目的として建設された石炭火力発電所にとっては特に心配な問題である。既存および計画段階の石炭火力発電所の評価は、その地域に存在し再稼働され得る原子力発電容量や、あるいは現在計画段階の場合は開発され得る原子力発電容量を考慮して行う。この理由は、日本では地域間の電気の接続が弱く、よって送電網が地域ごとに比較的区切られているからである⁷⁴。原子力発電容量の将来性が最も大きい地域にある新規の石炭火力発電所は、原子力の再稼働の拡大による需要低下の影響を受けやすい。

原子力発電所の再稼働や新設は、日本の電力会社に重大なリスクをもたらす。このリスクは、停止している原子力発電容量を代替することを主な目的として建設された石炭火力発電所にとっては特に心配な問題である。実際、図 22 は停止中・新設の原子力発電所の立地と規模の両方が、現在開発計画中の石炭火力発電所の立地および規模の選択と大いに関係していることを示している。この図から、数多くの計画段階の石炭火力発電所が、失われた原子力発電容量に替わるために戦略的に立地されつつあることが明らかである。

図 22 計画・建設段階の石炭火力発電所と、
停止中・計画段階・建設段階の原子力発電所



⁷⁴ それでもなお、ある会社が所有する石炭火力発電容量が同じ会社の原子力に脅かされることに留意されたい。この理由は、もし原子力発電所が再稼働されればやはり石炭火力発電所の需要を減らすことになるからである。

すべての停止中の原子力発電容量に対して、同じ市内に同規模の石炭火力発電所が新設されつつあり、従って各原子力発電所の印に同等規模の石炭火力発電所の印が重なっていることに留意されたい。

原子力発電所の再稼働が新しい石炭火力発電所にもたらすリスクの大きさは、原子力発電所の再稼働の可能性がどのくらいあるかと、その原子力発電所と新しい石炭火力発電所が送電網においてどのくらい近いかの両方に左右されるだろう。各原子力発電所の再稼働の可能性は不確実性の高い政治的な問題であるため、ここではそれを明示することはせずに（すべての操業可能な発電所を等しく扱う）、送電網における近さの問題に焦点を当てる。

発電所間の競争力は、送電網ネットワークや、理想的なデータがあってもモデリングするのが難しい複雑な相互関連性に左右される。適切な送配電網があれば、何百キロも離れた発電所同士が競争し合うことが可能である。ここでは電力ネットワークを明確にモデリングしようとするのではなく、日本の地域間の関係が弱いと言われている事実を活用する⁷⁵。よって、各原子力発電所と新しい石炭火力発電所が同じ地域内で効果的に電力を供給できる（従って競争できる）が⁷⁶、これらの発電所は実質的に他地域の発電容量から隔離されているという前提に立つこととした。そのため、各地域内で停止中（だが操業可能）・計画段階・建設中の原子力発電容量を、原子力発電の再稼働がその地域内の新しい石炭火力発電所にもたらすリスクの近似値とする。

このリスクを電力会社レベルに集約する際、各地域で再稼働可能な原子力発電容量の平均を、各地域の電力会社の石炭火力発電容量で加重する。表 24 から分かるように、東北、北陸、九州は原子力発電容量の将来性が最も大きく、従ってこれらの地域にある新規の石炭火力発電所は、原子力の再稼働の拡大による影響を最も受けやすい。

表 24 各地域の原子力発電容量の将来性（停止中、建設中、計画段階）

地域	MW
東北	17,263
北陸	13,306
九州	4,699
中部	3,617
北海道	2,070
四国	2,022
東京	1,100
中国	820
関西	0
沖縄	0

2.2.2 全国リスクの仮説

以下の仮説は、日本のすべての発電資産に影響するものである。こうしたリスク仮説を分析する際は、簡単なトラフィックライトの手法が用いられてきた。この手法は、より形式的な分析ができない場合や不要な場合などの複雑な状況によく適しており、環境食糧農林省（DEFRA⁷⁷）や世界銀行⁷⁸などの環境分析やサステナビリティ分析で特に使われている。以下に詳しく述べる仮説では、保守的なシナリオとし

⁷⁵ Topham, 「日本の電力の失敗：全国の送配電網構築の入札につまずき（“Japan’s Power Failure: Bid to Forge National Grid Stumbles”）」

⁷⁶ 地域別に存在する独占企業 10 社の管轄エリアにより、これらの地域を定義する。従ってこのような地域は 10 地域存在する。

⁷⁷ 環境食糧農林省、「持続可能な開発指標（Sustainable Development Indicators）」、2013。

⁷⁸ 世界銀行、「RISE 採点法（RISE Scoring Methodology）」、2016、<http://rise.worldbank.org/Methodology/Scoring-methodology>。

て IEA の新政策シナリオ（NPS）を利用し、より完全な政策見通しを石炭火力発電会社に持たせる証拠をさらに追加する。これらのリスク指標を検討する期間はおおよそ中期とし、IEA の 2020 年予測を適宜使用する。

効果的なトラフィックライト手法では、分析や実験で検証が可能な各色の閾値または基準を明記する⁷⁹。それぞれの仮説について以下のように基準を設定し、石炭火力発電会社が高リスク（赤）、中リスク（黄）または低リスク（緑）であるかどうかの判定を行った。これらの各基準に基づいて採点（高リスク基準は+2、中リスク基準は+1）をそれぞれ行くと、リスク総額の見通しが得られる。この採点結果は、日本における石炭火力発電のリスク総額の見通しとして使用できる。また、「座礁資産と石炭火力：環境関連リスクの分析（Stranded Assets and Thermal Coal: An analysis of environment-related risks）」で行った分析に基づき、比較国を設定する。特にトラフィックライト手法では、こうした比較が日本のリスク・エクスポージャーの状況を説明するうえで重要になる。全世界を投資機会の領域とする投資家にとって、環境関連リスクへのエクスポージャーという点で、日本の電力会社が他国の電力会社とどれほど比較に耐え得るかを理解することは、極めて適切である。

以下の NRH の分析は、「座礁資産と石炭火力」の発表以来、拡大・更新してきた。リスク・エクスポージャーに関する見解の変化については適宜述べた。表 25 は、石炭火力発電を行う日本の電力会社および直接比較が可能な比較国の電力会社に関するすべての全国的リスクの仮説（NRH）をまとめたものである。「座礁資産と石炭火力」の発表以来、日本のリスク・エクスポージャーに対する我々の見解は厳しくなっており、「NRH-10：原子力発電の再稼働」を追加した。

表 25 全国的リスクの仮説の概要

	日本	オーストラリア	中国	ドイツ	インドネシア	インド	ポーランド	南アフリカ	英国	米国
NRH-1：将来の電力需要	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-2：再生可能エネルギー資源	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-3：再生可能エネルギーの政策支援	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-4：分散型再生可能エネルギーの成長	●	該当なし								
NRH-5：商用規模の再生可能エネルギーの成長	●	該当なし								
NRH-6：天然ガス火力発電の成長	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-7：稼働率の低下	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-8：規制による水ストレス	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-9：CCS の法的環境	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-10：原子力発電の再稼働	●	該当なし								
合計*	50%	60%	60%	50%	40%	45%	40%	55%	45%	60%

*パーセンテージが高いほど、リスクの見通しが悪いとみなす。日本の合計は本稿に基づく。比較国の合計は「座礁資産と石炭火力」に基づく。

⁷⁹ R G Halliday, L P Fanning, and R K Mohn, 「漁業管理計画におけるトラフィックライト手法の使用（Use of the Traffic Light Method in Fisheries Management Planning）」、ベッドフォード海洋学研究所漁業海洋部スコシア・ファンディ区域海産魚課（Marine Fish Division, Scotia-Fundy Region, Department of Fisheries and Oceans, Bedford Institute of Oceanography）、カナダ・ノバスコシア州ダートマス、2001。

NRH-1: 将来の電力需要見通し

この仮説は、電力需要の伸びが大きいほど、他の発電形態（例えば太陽光や風力、天然ガス、原子力）が石炭火力発電に置き換えられる可能性は低くなる、というものである。全体的な電力需要が伸びれば、石炭火力発電事業者は発電に占める現在の割合を維持または増やせるかもしれない。

電力需要の変化は、マクロ経済の状態と技術の展開状況に左右される。日本は不良債権の負担や近年の人口減少の結果、深刻な経済問題に直面している。1990年に始まった経済問題で、日本は世界に類を見ない最大級の金融バブルの崩壊を経験した。その後25年間、日本経済は事実上のゼロ成長となり、同時にゼロインフレと膨大な財政支出を経験した。これは予想どおりの影響をもたらし、1990年にGDPの67%であった政府債務が2015年には229%まで膨れ上がった。過去10年でこの債務は、平均して年約7%の割合で増え続けている⁸⁰。こうした持続可能でない負債により、日本は極めてリスクの高い政策を取らざるを得なくなったが、国債残高のマネタイズや紙幣発行などの量的緩和は経済にひずみを生じさせ、ハイパーインフレを招く可能性がある。しかし、日本経済は今やこうした金融政策に依存しており、その排除をいかに試みても結果はどれも悲惨だろう。結果的に、日本経済は不安定なままこう着状態にある。経済産出量の変動は電力需要を決定づける重要な要素のため、日本のエネルギー生産者が将来に慎重になるのも当然である。

図23 日本政府債務の対GDP比（1980～2015年）



このように既に不穏な経済状況を背景に、日本政府の予測はまた、2030年までに人口が現在の1億2,700万人から1億1,700万人まで8%減少（年0.5%のペース）で減少することを示している。その後、2050年まで年0.85%と加速して9,700万人になるとしている⁸¹。一方、生産年齢人口は2030年まで年0.9%と、さらに早いペースでの減少が予想されている。発電所の運転期間（通常は40年）のような長い時間尺度でみると、この減少は大きな意味をもつ⁸²。労働参加率あるいは生産性が急激に向上しない限り、この縮小した人口では経済産出量が減少し、さらに日本財政の債務支払能力は弱まるだろう。

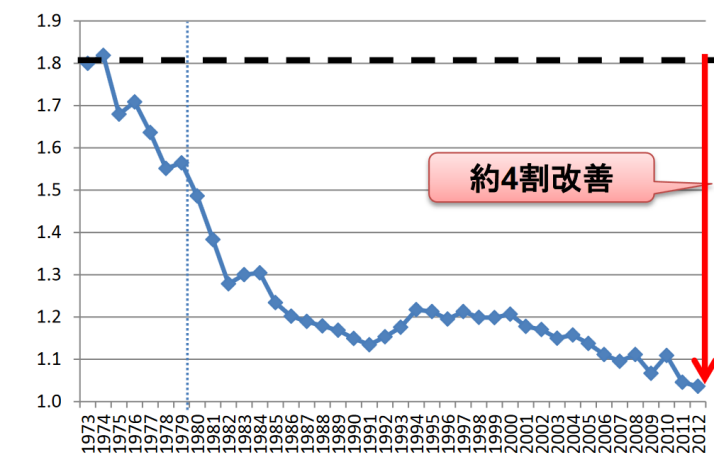
⁸⁰ 比較すると、メディアを賑わせているギリシャの債務対GDP比は179%と日本より低く、過去3年間は安定していた。

⁸¹ BNEF、「日本の2030年エネルギーミックス：天然ガスと太陽光が成長の見込み（Japan's Likely 2030 Energy Mix: More Gas and Solar）」、ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス、2015。
http://about.bnef.com/content/uploads/sites/4/2015/06/BNEF_White_Paper_Japan_Outlook_EN_FINAL.pdf.

⁸² John Mauldin and Jonathan Tepper、「コードレッド：忍び寄る危機から預貯金を守る（Code Red: How to Protect Your Savings from the Coming Crisis）」、John Wiley & Sons、2013。

エネルギー生産者は、エネルギー効率の向上と言う第三の打撃も回避しなければならない。日本では1990年以前にエネルギー効率の向上に大きな進展があったが、過去4年間でエネルギー効率の向上により電力需要が10%減少した⁸³。

図24 単位実質 GDP 当たりの日本のエネルギー効率
(Mtoe [石油換算百万トン] / 1,000 億円)



出典：経済産業省、「省エネルギーに関する情勢及び取組の状況について」

経済の低迷、人口の減少、エネルギー効率の向上は電力需要の減少をもたらすはずだが、不思議なことにこれは日本政府の予測と異なる。経済産業省によると、政府は電力需要が2013年の967 TWhから2030年には981 TWhに増加すると見込んでいる。一方、ブルームバーグ・ニュー・エネルギー・ファイナンス（BNEF）はより現実的な仮定を用いて、2030年の電力需要を3.5%減の946 TWhと予測している。図25は、2030年の日本のエネルギーミックスの予測を示す。BNEFは原子力発電の再稼働に関して、日本政府よりはるかに悲観的な見方をしている。BNEFおよびIEAのNPSと450Sはいずれも日本政府より大きく再生可能エネルギーの普及が進むと予測している。IEAはすべてのシナリオで、原子力発電が日本のエネルギーミックスに占める割合はまた大きくなると予測している。

⁸³ Christine Sheerer et al., 「活況と不況 2016：世界の石炭火力発電所の計画の追跡（Boom and Bust 2016: Tracking the Global Coal Plant Pipeline）」、2016、<http://sierraclub.org/sites/www.sierraclub.org/files/uploads-wysiwig/final boom and bust 2017 %283-27-16%29.pdf>.

図25 日本のエネルギーミックスの2030年予測^{84,85,86,87}

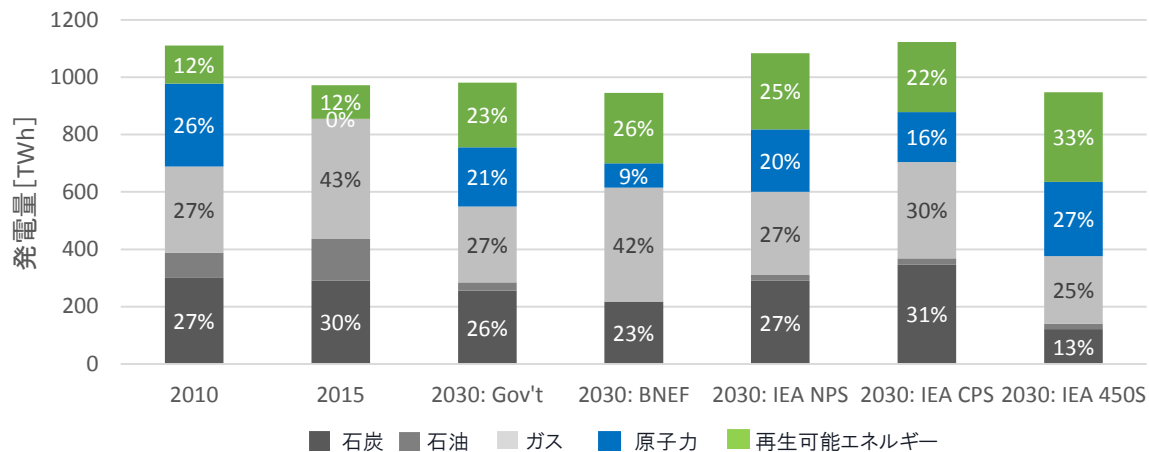


表 26 は、GDP の複合年間成長率 (CAGR)、人口、電力需要と最終エネルギー需要、公表されている各予測でのそれらの比率を示す。日本政府はかなりの GDP 成長と同時に大幅な効率化を予測しているため、最終エネルギー需要と対 GDP 発電量が急速に減少している。IEA もまた、最終エネルギー総需要の一部として電力需要が日本政府の見通しより早く伸びると予想しており、輸送機関や熱源などの最終エネルギー利用の電化が進むと示唆している。

表 26 日本の将来的なエネルギー需要の仮定と指標

2013~2030 年の CAGR	GDP	POP	ELEC	TFED	ELEC/GDP	ELEC/POP	TFED/GDP	TFED/POP	ELEC/TFED
日本政府 ⁸⁸	1.7%	-0.7%	0.1%	-0.6%	-1.6%	0.8%	-2.3%	0.1%	0.7%
BNEF ⁸⁹	1.0%	-0.5%	-0.1%	該当なし	-1.1%	0.4%	該当なし	該当なし	該当なし
IEA : NPS ⁹⁰	0.8%	-0.4%	0.3%	-0.7%	-0.5%	0.6%	-1.7%	-0.2%	1.0%
IEA : CPS	0.8%	-0.4%	0.5%	-0.6%	-0.3%	0.8%	-1.6%	-0.1%	1.0%
IEA : 450S	0.8%	-0.4%	-0.5%	-1.4%	-1.3%	-0.2%	-2.3%	-0.9%	0.9%

ELEC : 総発電量 (単位: TWh)

POP : 人口

TFED : 最終エネルギー総需要 (単位: EJ、電力・熱源・光源・交通など)

⁸⁴ BNEF、「日本の2030年エネルギーミックス：天然ガスと太陽光が成長の見込み (Japan's Likely 2030 Energy Mix: More Gas and Solar)」, 2015

⁸⁵ IEA、「世界エネルギー展望」、2015。

⁸⁶ Mari Iwata and Henry Hoenig,「バランスのよいエネルギー政策を模索する日本 (Japan Struggles to Find Balanced Energy Strategy)」, ウォールストリート・ジャーナル, 2015, <http://www.wsj.com/articles/japan-struggles-to-find-balanced-energy-strategy-1431545581>.

⁸⁷ ロイター,「修正報告2:日本の石油・天然ガス・電力利用が行き詰まり、石炭輸入が過去最高に (CORRECTED-UPDATE 2-As Japan's Oil, Gas, Power Use Stalls, Coal Imports Hit New Record)」, ロイター, 2016, <http://www.reuters.com/article/japan-energy-demand-idUSL3N15900U>.

⁸⁸ 経産省,「長期エネルギー需給見通し」, 経済産業省, 2015,

http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_01.pdf.

⁸⁹ BNEF,「日本の2030年エネルギーミックス：天然ガスと太陽光が成長の見込み (Japan's Likely 2030 Energy Mix: More Gas and Solar)」, 2015

⁹⁰ IEA,「世界エネルギー展望」

この仮説でのリスク・エクスポージャーを評価するため、将来の電力需要を中期的に考察する。中期の電力需要見通しは、IEA の「WEO 2015」から採用している。保守的な見通しとして WEO の NPS を選択する。日本の見通しについては、表 26 で「座礁資産と石炭火力：環境関連リスクの分析」で示した他の対象国と比較する。

2013 年から 2020 年にかけて電力需要の伸びが 0%と予想されている国は「高リスク」とみなす。伸びが 1%または 2%の国は「中リスク」とみなす。伸びが 2%より大きい国は「低リスク」とみなす。日本は「高リスク」とみなされる。

表 27 IEA 「WEO 2015」の NPS による 2013～2020 年の電力需要見通し⁹¹

2013 ～ 2020 年	日本	OECD 加盟国 その他の 太平洋	中国	インド	その他の東南 アジア諸国	南アフリカ	EU	米国
CAGR	0%	2%	4%	6%	4%	1%	0%	1%
リスク	●	●	●	●	●	●	●	●

NRH-2: 再生可能エネルギー資源

この仮説は、有力な再生可能エネルギー資源が利用可能な場合、従来の発電に対して再生可能エネルギーの競争力を決定づける重要な要素となる、というものである。再生可能エネルギー資源が豊富な国ほど、より大規模かつ迅速な展開が期待できる。その結果、石炭火力発電所は卸電力価格の低下などの電力業界の混乱に直面する可能性が高くなる。

風力資源のポテンシャルは Lu ら（2009）から引用し、2014 年の総発電量で標準化する。太陽資源のポテンシャルは、マッキンゼー・アンド・カンパニーおよび SolarGIS から引用する。太陽資源が 1,400 kWh/kW_p を上回るか、風力資源が国内の年間電力需要の 10 倍を上回る場合、同国の石炭火力発電が再生可能エネルギーに置き換えられるリスクは「中」程度とみなす。これらの閾値をいずれも上回る場合は、石炭火力発電を「高リスク」とみなす。

日本は風力資源に恵まれているにもかかわらず、日本の総消費電力で標準化した風力発電の利用可能な設備容量が従来の発電事業者の脅威となっているようには見えない。同様に太陽光発電も著しい成長を遂げているが、日本の潜在的な太陽資源はそのままでは圧倒的な勢いを持たない。

⁹¹ IEA, 「世界エネルギー展望」

表 28 再生可能エネルギー資源

	日本	オーストラリア	中国	ドイツ	インドネシア	インド	ポーランド	南アフリカ	英国	米国
風力資源 [TWh/TWh] ^{92,93}	3.8	405.0	7.8	6.5	4.4	3.3	22.0	31.7	29.8	20.5
太陽資源 [kWh/kWp] ^{94,95}	1,175	1,425	1,300	950	1,400	1,450	~950	1,500	875	1,250
リスク	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

NRH-3: 再生可能エネルギーの政策支援

この仮説では、再生可能エネルギー発電に対する日本政府の支援政策を検討する。仮説は、再生可能エネルギーを支援する断固たる政権が存在する国では、再生可能エネルギーのより大規模な展開が予想される、というものである。その結果、石炭火力発電所は卸電力価格の低下などの電力業界の混乱に直面する可能性が高くなる。

日本の気候変動およびエネルギー政策

福島第一原発の事故以前は、原子力発電は日本政府にとって低炭素エネルギーを提供する望ましい技術だった。経済産業省（METI）が2008年に発表した「Cool Earth-エネルギー革新技术計画」で、日本原子力研究開発機構（JAEA）は、2050年までにCO₂排出量を54%削減（2000年比）、さらに2100年までには90%削減できると予測した。具体的には2100年に、一次エネルギー需要のうち60%が原子力エネルギーから（2008年10%）、10%が再生可能エネルギーから（同年5%）、30%が化石燃料から（同年85%）供給され。原子力発電を採用すれば、発電による排出量を38%、水素製造とプロセス加熱による排出量を13%、合計で51%削減できるだろうというものであった。

日本では福島原発の事故後、炭素排出という犠牲を払って、石炭火力発電が停止した原子力発電所の代わりを果たしてきた。2013年の日本のCO₂排出量は約13億1,000万トンで、そのうち2億7,000万トンは石炭火力発電によるものだった⁹⁶。日本の石炭火力発電は世界最高レベルの効率性を備えているものの、天然ガス火力発電に比べまだ2倍の量のCO₂を排出している。2013年にワルシャワで開催された国連の気候変動会議で、日本は1990年比で25%から3.8%へと大幅に引き下げ、2020年までの排出量削

⁹² Xi Lu, Michael B McElroy, and Juha Kiviluoma, 「風力発電の世界的な可能性（Global Potential for Wind-Generated Electricity）」、米国科学アカデミー紀要、106, no. 27 (2009): 10933-38.

⁹³ BP, 「BP 統計（Statistical Review of World Energy）2015」、2015.

⁹⁴ SolarGIS, 「SolarGIS：太陽放射マップ無料ダウンロードページ」、2016、<http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>.

⁹⁵ David Frankel, Kenneth Ostrowski, and Dickon Pinner, 「太陽光発電の破壊的可能性（The Disruptive Potential of Solar Power）」、McKinsey Quarterly 4, 2014.

⁹⁶ Coaltrans Japan, 「日本の石炭火力政策（Japan's Coal Policy）」、2015

減目標の計画を放棄したとして、国際的な非難を浴びた⁹⁷。2012年に、日本政府は新たなエネルギー政策を発表し、それにより排出量は9%減少するだろうとしたが、この政策は原子力が日本の電源構成の15%を占め、最終的にその段階廃止を計画するというものだった⁹⁸。事実、気候変動目標が放棄されたのは、日本政府が石炭火力主導の景気回復に向けて炭素排出が足かせとなることを望まない時期であった⁹⁹。

パリ会議に至るまでの間、日本は国別目標案（INDC；約束草案）で、温室効果ガスの排出量を2030年までに2013年比で26%削減することを表明していた¹⁰⁰。クライメート・アクション・トラッカー（CAT）が主張するように、2030年まで石炭火力発電拡大の可能性がある¹⁰¹ことを考えると、日本のINDCは低炭素経済に移行するためには不十分である。世界経済の脱炭素化というG7加盟国の2015年の合意にもかかわらず、日本は石炭火力発電容量の増加を見込んでいる唯一のG7加盟国である。日本のINDCは、54の石炭火力発電所の新設を見込んでいる¹⁰²。

日本政府は、土地利用、土地利用変化および林業からクレジット（排出削減・吸収量）を取得することで、化石燃料業界からの温室効果ガス排出目標を2030年比で23.3%に下げることがを提案している¹⁰³。また、日本では東京都と埼玉県の2地域がキャップ・アンド・トレード制度を導入しており¹⁰⁴、液体燃料や液化石油ガス（LPG）、天然ガス、石炭には炭素税を導入している¹⁰⁵。

再生可能エネルギーの政策支援

日本における再生可能エネルギーの主な支援スキームは、2012年に初めて導入された固定価格買い取り制度（FIT）である。FITでは、最初の導入から20年間で42円/kWh（0.34ドル/kWh）とした。表29は、再生可能エネルギーに提示されている買い取り価格の範囲を示す。政府は再生可能エネルギーによる発電の展開を推し進めるため、固定価格買い取り制度を導入した。同制度では、再生可能エネルギー源で発電された電力を一定期間、固定価格で買い取ることを電力会社に義務付けている。より多くの企業や家庭に再生可能エネルギーによる発電システムの導入を促すため、価格は高めに設定されてきた。企業の買い取り価格は20年間有効だが、一般家庭ではその期間がわずか10年になる¹⁰⁷。

97 John Vidal and Terry Macalister, 「温室効果ガス削減計画の規模縮小で炎上する日本（Japan under Fire for Scaling Back Plans to Cut Greenhouse Gases）」、*ガーディアン*、2013、<http://www.theguardian.com/global-development/2013/nov/15/japan-scaling-back-cut-greenhouse-gases>.

98 カーボン・ブリーフ、「日本の原子力後退は気候変動目標の緩和の説明として不十分（Japan's Nuclear Rollback Doesn't Fully Explain Why It's Relaxing Climate Targets）」、*カーボン・ブリーフ*、2013、<http://www.carbonbrief.org/japans-nuclear-rollback-doesnt-fully-explain-why-its-relaxing-climate-targets>.

99 同上。

100 日本政府、「日本の約束草案（政府原案）」、2015

101 クライメート・アクション・トラッカー、「日本：クライメート・アクション・トラッカー（Japan - Climate Action Tracker）」、*クライメート・アクション・トラッカー*、2015、<http://climateactiontracker.org/countries/japan.html>.

102 カーボン・ブリーフ、「日本の原子力後退は気候変動目標の緩和の説明として不十分（Japan's Nuclear Rollback Doesn't Fully Explain Why It's Relaxing Climate Targets）」

103 クライメート・アクション・トラッカー、「日本：クライメート・アクション・トラッカー（Japan - Climate Action Tracker）」

104 世界銀行グループ、「東京都の排出量取引制度（Tokyo's Emissions Trading System）」、*Directions in Urban Development（都市開発の傾向）*、2013

105 IEA、「世界エネルギー展望2015」、2015

107 日本経済新聞、「日本の太陽光FIT価格、3年以内に20%以上引き下げ（Japan's solar power feed-in tariff to fall 20% or more in 3 years）」、*日本経済新聞*、2016、<http://asia.nikkei.com/Politics-Economy/Policy-Politics/Japan-s-solar-power-feed-in-tariff-to-fall-20-or-more-in-3-years>.

表 29 日本の固定価格買い取り制度の範囲¹⁰⁸

			調達価格(JPY/kWh) 税込					調達期間
			2012年度	2013年度	2014年度	2015年度(1) ^a	2015年度(2) ^a	
太陽光		10kW未満	42	38	37	33 ^b		10年間
		10kW以上	40	36	32	29	27	20年間
	ダブル発電 ^c (10kW未満)		34	31	30	27 ^d		10年間
風力	陸上	20kW未満	55	55	55	55		20年間
		20kW以上	22	22	22	22		
	洋上				36	36		
地熱		15,000kW未満	40	40	40	40		15年間
		15,000kW以上	26	26	26	26		
水力	全て新規設備設置	200kW未満	34	34	34	34		20年間
		200-1,000kW	29	29	29	29		
		1,000-30,000kW	24	24	24	24		
	既設導水路活用型	200kW未満			25	25		
		200-1,000kW			21	21		
		1,000-30,000kW			14	14		
メタン発酵ガス		39	39	39	39		20年間	
バイオマス	木質バイオマス(間伐材由来)	2,000kW未満	32	32	32	40		
		2,000kW以上				32		
	木質バイオマス(その他)、農作物の収穫に伴って生じるバイオマス		24	24	24	24		
	木質バイオマス(建設資材廃棄物)		13	13	13	13		
	一般廃棄物		17	17	17	17		

a 2015年度 (1):4月1日から6月30日、(2)7月1日以降

b 装置の出力制御対応機器を設置するために発電機が必要なときは35円/kWhが加算される

c 太陽光発電+蓄電池または燃料電池

d 装置の出力制御対応機器を設置するために発電機が必要なときは29円/kWhが加算される

出所:METI

過去 2 年半で、FIT と高い小売価格の影響で再生可能エネルギーの利用は飛躍的に増え、太陽光発電の設備容量が急速に拡大した。設置実績は 120 万件を超え、新たに始まった FIT による恩恵を受けたのは主に太陽光であった。

太陽光発電事業者による配電網接続申し込みの数に圧倒され、一連の認可事業の配電網への組み込みに懸念を抱いた電力会社 5 社は、2014 年に申請の受け入れを取りやめた。九州電力は日照に恵まれた日本の南部で 900 万世帯の家庭に電力を提供しているが、2014 年 9 月に他社に先駆け受け入れを中止した。これには、保証買い取り価格の 32 円/kWh への引き下げを見越して、期限前に 7 万 2,000 もの太陽光発電事業者が殺到したという背景がある。同社は新規の電力生産者からの供給に対する信頼性についての懸念が払拭されるまで、配電網への新たな接続申請の受け入れを保留している¹⁰⁹。これは「九電ショック」と呼ばれ、日本中の他の電力会社がそれに追従した¹¹⁰。申請受け入れのプロセスがようやく再開さ

¹⁰⁸ IEA, 「再生可能エネルギーによる電力の固定価格買い取り制度 (Feed-in Tariff for Electricity Generated from Renewable Energy)」、国際エネルギー機関、2016、<http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/japan/name-30660-en.php>。

¹⁰⁹ David McNeill, 「日本の固定価格買い取り制度、太陽光の戦場に (Japan's Feed-in Tariff Program Becomes a Solar Shambles)」、ジャパン・トゥデイ、2015、<http://www.japantoday.com/category/opinions/view/japans-feed-in-tariff-program-becomes-a-solar-shambles>。

¹¹⁰ James Simms, 「日本の再生可能エネルギーの先行き不透明 (Outlook Cloudy for Japan's Renewable Energy Drive)」、フィナンシャル・タイムズ、2015、<http://www.ft.com/cms/s/0/dae47c8c-d927-11e4-b907-00144feab7de.html#axzz459PztpkK>。

れたのは、供給のピークまたは需要が低い時間帯に電力会社の変動のある再生可能エネルギーを削減できる規則への変更に、経済産業省が合意した後だった¹¹¹。

影響力の大きい企業や業界団体の後ろ盾を持つ日本の電力会社は、再生可能エネルギーの利用に対して強力な反対運動を行ってきた。原子力発電所に再び依存することに対する国民が反対している中、原子力または再生可能エネルギーの発電設備を展開できなければ、化石燃料による発電が占める割合が現在の政府予測よりさらに大きくなる可能性もある。日本の電力会社は2030年までの期間、炭素集約度に関する自主削減を提案しているが、環境省はこれらを不十分であると非難している¹¹²。

再生可能エネルギーに手厚い条件を設定し太陽光発電ブームを巻き起こした FIT は、現在見直しが進められている。経済産業省は、東京・埼玉いずれの制度も2019年までに年2～3円のペースでFITの値下げを目指している。これにより、出力規模が大きいシステムの料金は同年までに約17～18円/KWhに下がり、工場など使用量の多い利用者向けの通常電気料金に沿うものとなる。小規模設備の料金は約24円/KWhに下がり、一般家庭向けの現在の電気料金とほぼ同額となる。地熱やバイオマス、小水力発電は依然として利用されにくいいため、同省はそれらの料金設定を高いまま維持したいと考えている。しかし、風力発電の料金も現在の設定はドイツやフランスのほぼ2倍にあたるため、下がる可能性がある¹¹³。

この仮説で比較および検証が可能な結果を得るためには、一貫した基準を用いて再生可能エネルギーの政策支援を評価する必要がある。EYの再生可能エネルギー国別魅力指数(RECAI)は、再生可能エネルギー支援の評価基準を国別に設定している。この基準は、何が「強力な」政策支援とされるのか他国と比較ができるという点でも有用である。EYの格付総計で60より上の国は「高リスク」とみなされる。50より上は「中リスク」とみなされる。FIT価格の下落や電力会社の妨害にもかかわらず、EYのRECAI最新報告¹¹⁴では、日本の再生可能エネルギーを世界第3位の規模の「成熟かつ安定した」市場とみなしている。

表30 再生可能エネルギーの政策支援¹¹⁵

	日本	オーストラリア	中国	ドイツ	インドネシア	インド	ポーランド	南アフリカ	英国	米国
EY: RECAI	64.5	56.0	75.6	66.3	41.8	62.2	45.8	53.2	58.5	73.3
リスク										

NRH-4: 分散型再生可能エネルギーの成長と電力会社の死のスパイラル

NRH-4 および NRH-5 では、日本の電力供給における再生可能エネルギーの成長について検討する。この仮説は、分散型再生可能エネルギーの成長は「電力会社の死のスパイラル」と石炭火力発電会社のビ

¹¹¹ Rachel Parkes, 「日本は日出ずる国か (Japan: Land of the Rising Sun?)」、*Renewable Energy Focus*, 2015, <http://www.renewableenergyfocus.com/view/43409/japan-land-of-the-rising-sun/>.

¹¹² EDF, 「世界の炭素市場: 日本 (The World's Carbon Markets: Japan)」, 2013

¹¹³ 日本経済新聞, 「日本の太陽光 FIT 価格、3 年以内に 20% 以上引き下げ (Japan's solar power feed-in tariff to fall 20% or more in 3 years)」 <http://asia.nikkei.com/Politics-Economy/Policy-Politics/Japan-s-solar-power-feed-in-tariff-to-fall-20-or-more-in-3-years>

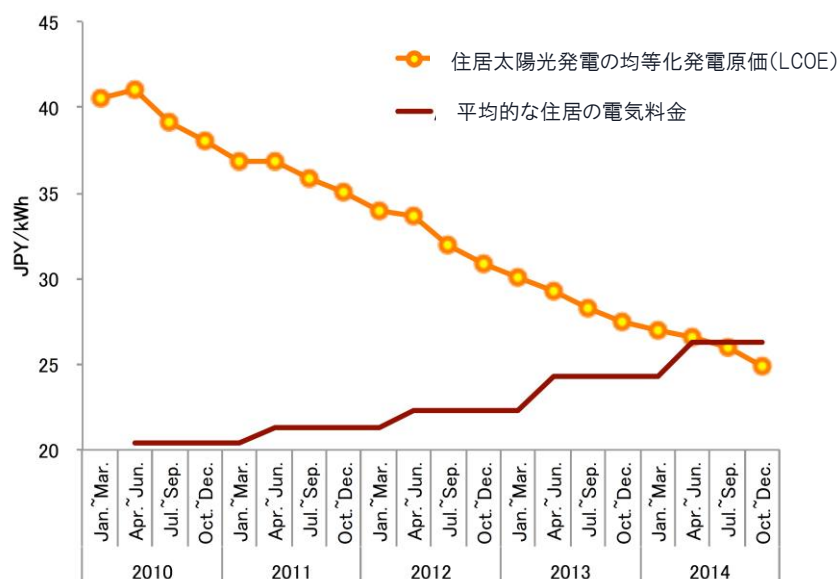
¹¹⁴ EY, 「RECAI: 再生可能エネルギー国別魅力指数 (Renewable Energy Country Attractiveness Index)」, 2016, [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-RECAI-46-Feb-2016/\\$FILE/EY-RECAI-46-Feb-2016.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-RECAI-46-Feb-2016/$FILE/EY-RECAI-46-Feb-2016.pdf).

¹¹⁵ EY, 「RECAI: 再生可能エネルギー国別魅力指数 (Renewable Energy Country Attractiveness Index)」, 2015, [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Renewable_Energy_Country_Attractiveness_Index_43/\\$FILE/RECAI_43_March_2015.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Renewable_Energy_Country_Attractiveness_Index_43/$FILE/RECAI_43_March_2015.pdf).

ジネスモデルの急速な予期せぬ衰退を引き起こし、集約型再生可能エネルギーとは違った形で石炭火力発電に影響を及ぼすかもしれない、というものである。日本での分散型再生可能エネルギーは、ほぼ例外なく小規模な太陽光発電設備である。最近まで、太陽光発電設備は送電系統規模の発電に含まれていなかった。NRH-4 と NRH-5 はこの技術的な分離を反映するものだが、NRH-5 では太陽光発電の役割はますます重要になることを確認している。

電力会社の死のスパイラルとは、分散型のエネルギー資源（例えば屋上太陽光）が主要な電力会社の配電網ビジネスモデルを侵食するという好循環が生まれた結果、従来の電力会社が陥る混乱で、小売電力価格が上昇し、分散型エネルギー資源の競争力がいっそう高まる¹¹⁶。図 26 は、住宅用太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）と平均的な住宅の電気料金を示す。これらの 2 つの金額が交差する点（太陽光による自家発電が系統電力と同程度にまで下がる、いわゆるグリッドパリティ）が、電力会社の死のスパイラルという転換点の 1 つになる。図 26 は、2014 年に日本がこの転換点に達したことを示す。

図 26 住宅用太陽光発電の均等化発電原価および小売電気料金



出典：自然エネルギー財団（2016 年 4 月）、
「日本の再生可能エネルギーの現況（Recent renewable energy situation in Japan）」

太陽光発電

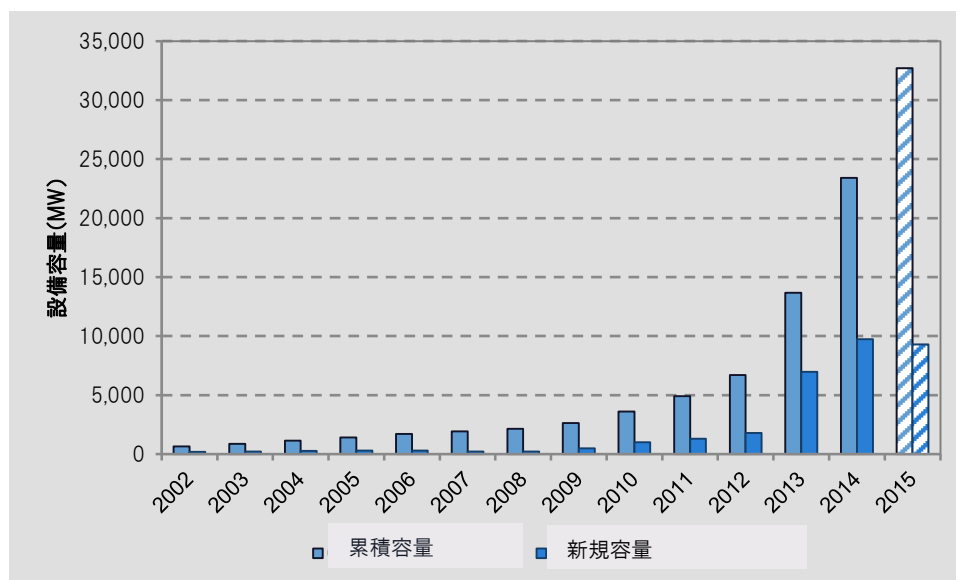
太陽光発電は、日本で最も成功している再生可能エネルギーである。日本では、太陽光発電設備の累積設置数と新規設置数が急速に伸びた（図 27 参照）。2002 年には合計 19 MW であった太陽光発電設備は 2008 年までに合計 2 GW に達し、2014 年には 23.4 GW を越えるほどに成長した。2015 年の暫定データ¹¹⁷は、さらに 9.76 GW の太陽光発電設備が新設され、累積容量が 32.7 GW に増えることを示唆している

¹¹⁶ Matthew Gray, 「石炭：死のスパイラルに捕えられた EU の電力会社 (Coal: Caught in the EU Utility Death Spiral)」, カーボン・トラッカー, <http://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2015/06/CTI-EU-Utilities-Report-v6-080615.Pdf>, 2015; Elisabeth Graffy and Steven Kihm, 「破壊的な競争は電力会社の死のスパイラルを意味するのか (Does Disruptive Competition Mean a Death Spiral for Electric Utilities)」, *Energy LJ* 35 (2014): 1; Kenneth W Costello and Ross C Hemphill, 「電力会社の「死のスパイラル」は誇張か現実か (Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality?)」, *The Electricity Journal* 27, no. 10 (December 2014): 7-26, doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.011>.

¹¹⁷ 自然エネルギー財団データベース、経産省データより

¹¹⁸。この容量の 96.6%は分散型である（図 27 参照）。日本の太陽光発電の拡大は、2015 年の第二四半期に入りついにペースをしたが、日本が世界最大の太陽光発電市場であることは変わらず¹¹⁹、将来の太陽光発電にもより野心的な目標を掲げている。2030 年までに、日本は太陽光発電容量を 2 倍以上の 53.3 GW とし、国内電力の 22~24%を再生可能エネルギー源から発電したいと望んでいる¹²⁰。この目標では、そのうち 7%を太陽光発電とすることを目指している。

図 27 太陽光発電設備の累積および新規容量（2002~2014 年、2015 年は暫定値）¹²¹



太陽光発電設備が急速に拡大したのは、福島原発事故後の固定価格買い取り制度と太陽光パネルの急速なコスト減による。欧州での需要と中国の投資が重なり、太陽光パネルのコストは 2006 年当時の約 3 分の 2 まで大幅に減少した。価格の低下もほとんどが福島原発の事故後に起きており、太陽光発電モジュールのコストは約 50%減少した（図 28 参照）。

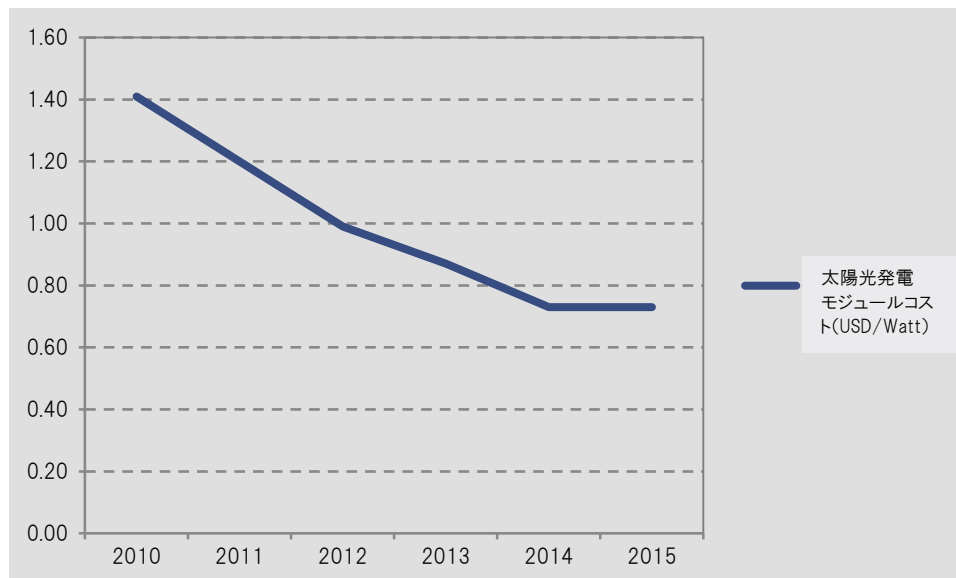
¹¹⁸同上

¹¹⁹ Chisaki Watanabe, 「日本の太陽光パネル出荷、2012 年 FIT 以来初の減少 (Solar Shipments in Japan Drop First Time Since 2012 Incentives)」, ブルームバーグ・テクノロジー, 2015, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-08-31/solar-shipments-in-japan-drop-first-time-since-2012-incentives>.

¹²⁰ Parkes, 「日本は日出ずる国か (Japan: Land of the Rising Sun?)」

¹²¹ IEA (2015), 「IEA 選択国の調査報告書 (1992~2014 年): 太陽光発電システム計画 (Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2014: Photovoltaic power systems programme)」

図28 太陽光発電にかかるコスト



出典：国際再生可能エネルギー機関（IRENA）（2012）、
「再生可能エネルギーの技術：原価分析（Renewable energy technologies: cost analysis series）」、第4/5号

表 31 日本の太陽光発電設備の内訳 (MW)

	独立型 (家庭用)	独立型 (非家庭用)	系統連系型 (分散型)	系統連系型 (集約型)	合計
2002 年	0.96 (0.15%)	71.69 (11.26%)	561.30 (88.14%)	2.90 (0.46%)	636.84
2003 年	1.10 (0.13%)	77.79 (9.05%)	777.83 (90.49%)	2.90 (0.34%)	859.62
2004 年	1.14 (0.10%)	83.11 (7.34%)	1,044.85 (92.30%)	2.90 (0.26%)	1,131.99
2005 年	1.15 (0.08%)	85.91 (6.04%)	1,331.95 (93.67%)	2.90 (0.20%)	1,421.91
2006 年	1.21 (0.07%)	87.38 (5.04%)	1,617.01 (93.22%)	29.00 (1.67%)	1,734.60
2007 年	1.88 (0.10%)	88.27 (4.60%)	1,823.24 (95.02%)	5.50 (0.29%)	1,918.89
2008 年	1.92 (0.09%)	88.89 (4.15%)	2,044.08 (95.33%)	9.30 (0.43%)	2,144.19
2009 年	2.64 (0.10%)	92.00 (3.50%)	2,521.79 (95.99%)	10.74 (0.41%)	2,627.17
2010 年	3.37 (0.09%)	95.42 (2.64%)	3,496.02 (96.62%)	23.33 (0.64%)	3,618.14
2011 年	5.55 (0.11%)	97.73 (1.99%)	4,741.46 (96.49%)	69.21 (1.41%)	4,913.95
2012 年	8.82 (0.13%)	100.53 (1.52%)	6,522.32* (98.35%)		6,631.67
2013 年	8.82 (0.06%)	114.62 (0.84%)	13,475.73* (99.09%)		13,599.17
2014 年	8.82 (0.04%)	116.00 (0.50%)	23,214.26* (99.47%)		23,339.08

注：アスタリスク (*) は「分散型」と「集約型」の区別がないことを示す。

出典：IEA 太陽光発電システム研究協力実施協定 (PVPS) (2014)

2020 年までに、日本の電源構成に占める再生可能エネルギーの割合は 2010 年の 10% から上昇し、20% を占めるようになるだろう。これは福島原発事故の前に、原子力発電が占めていた 27% という比率にかなり近い。さらに、日本の固定価格買い取り制度は当時、太陽光発電に限られていたが、すべての技術を含めて全面的な見直しと強化、拡大を行う必要があるだろう。

仮説

この仮説では、分散型発電の成長により、日本の電力会社が死のスパイラルの状態に陥る可能性があるかどうかを評価する。日本の電力市場での小規模な太陽光発電の急速な普及は、日本の電力会社が分散型再生可能エネルギーの成長と電力会社の死のスパイラルに大いにさらされていることを示している。表 32 で、「座礁資産と石炭火力：環境関連リスクの分析」で示した比較群の各国と日本を比較する。

表 32 電力会社の死のスパイラルの兆候が見られる国

国名	参考資料	リスク
日本	電力会社の死のスパイラルを示す強い兆候が見られる ¹²²	●
オーストラリア	電力会社の死のスパイラルを示す強い兆候が見られる ¹²³	●
中国	電力会社の死のスパイラルを示す兆候はない	●
ドイツ	電力会社の死のスパイラルを示す強い兆候が見られる ¹²⁴	●
インドネシア	電力会社の死のスパイラルを示す兆候はない	●
インド	電力会社の死のスパイラルを示す兆候はない	●
ポーランド	電力会社の死のスパイラルを示す兆候はない	●
南アフリカ	電力会社の死のスパイラルを示す兆候はない	●
英国	電力会社の死のスパイラルを示す兆候が若干見られる ¹²⁵	●
米国	電力会社の死のスパイラルを示す強い兆候が見られる ¹²⁶	●

NRH-5: 商用規模の再生可能エネルギーの成長

この仮説は、急速に再生可能エネルギーが展開されると、その結果、石炭火力発電所は卸電力価格の低下などの電力業界の混乱に直面する可能性が高くなる、というものである。2008 年以降、世界の発電容量増加分の半分は、再生可能エネルギーである¹²⁷。日本政府は 2030 年までに、国内のエネルギーミックスに占める再生可能エネルギーの割合を 10% から 24% に引き上げ、天然ガス、石炭および原子力への依存を減らすことを望んでいる。以下、日本での送電系統規模の再生可能エネルギーに関する現在と将来の状況を技術ごとに概説する。分散型再生可能エネルギーに関しては小規模な太陽光発電だけを取り上げ、NRH-4 で考察した。

太陽光発電

近年、NRH-4 で考察した大規模な家庭用・分散型の太陽光発電設備とともに商用規模の太陽光発電設備が成長している。商用規模の太陽光発電容量に関してはオックスフォード大学スミス大学院のデータセットを使用し、図 29 に示した。経済産業省は、2017 年から商用規模の太陽光発電契約の競売を開始す

¹²² 料金の上昇とコストの下落により太陽光発電のグリッド・パリティが生じている（参考：Keiji Kimura, 「グリッド・パリティ：日本の系統電力を捕える太陽光発電（Grid Parity – Solar PV Has Caught Up with Japan’s Grid Electricity）」、再生可能エネルギー研究所、2015、http://www.renewable-ei.org/en/column/column_20150730_02.php）

¹²³ AER, 「エネルギー市場の現状（State of the Energy Market）2014」、2014

¹²⁴ Stephen Lacey, 「電力会社の死のスパイラルではこうなる（This Is What the Utility Death Spiral Looks Like）」、グリーンテック・メディア、March 4（2014）。

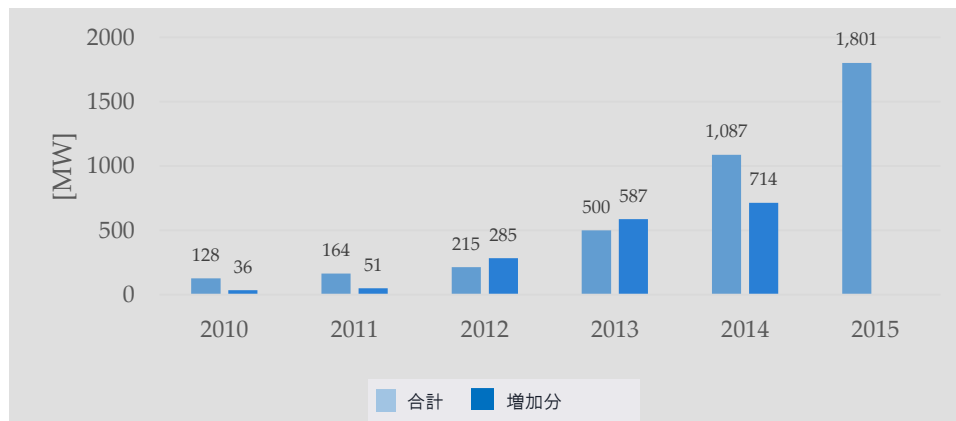
¹²⁵ Costello, M. & Jamison, S., 「エネルギー企業は電力会社の死のスパイラルを不可避か（Is the utility death spiral inevitable for energy companies?）」、*UtilityWeek*, 2014 年

¹²⁶ ムーディーズ・インベスターズ・サービス, 「ムーディーズ：早計な分散型発電による電力会社の‘死のスパイラル’を警告（Moody’s: Warnings of a Utility ‘Death Spiral’ from Distributed Generation Premature）」、ムーディーズ、2014、https://www.moody.com/research/Moodys-Warnings-of-a-utility-death-spiral-from-distributed-generation--PR_312101。

¹²⁷ Amory B. Lovins 「正反対のエネルギー政策はどのように東日本大震災を日本にとっての損失に、ドイツにとっては勝利に変えたのか（How Opposite Energy Policies Turned The Fukushima Disaster Into A Loss For Japan And A Win For Germany）」、フォーブズ、2014、<http://www.forbes.com/sites/amorylovins/2014/06/28/how-opposite-energy-policies-turned-the-fukushima-disaster-into-a-loss-for-japan-and-a-win-for-germany>

る予定である。これは、分散型太陽光発電システムから、分散型太陽光蓄電システムや商用規模の集約型太陽光発電に移行していることを反映している¹²⁸。

図29 商用規模の太陽光発電容量

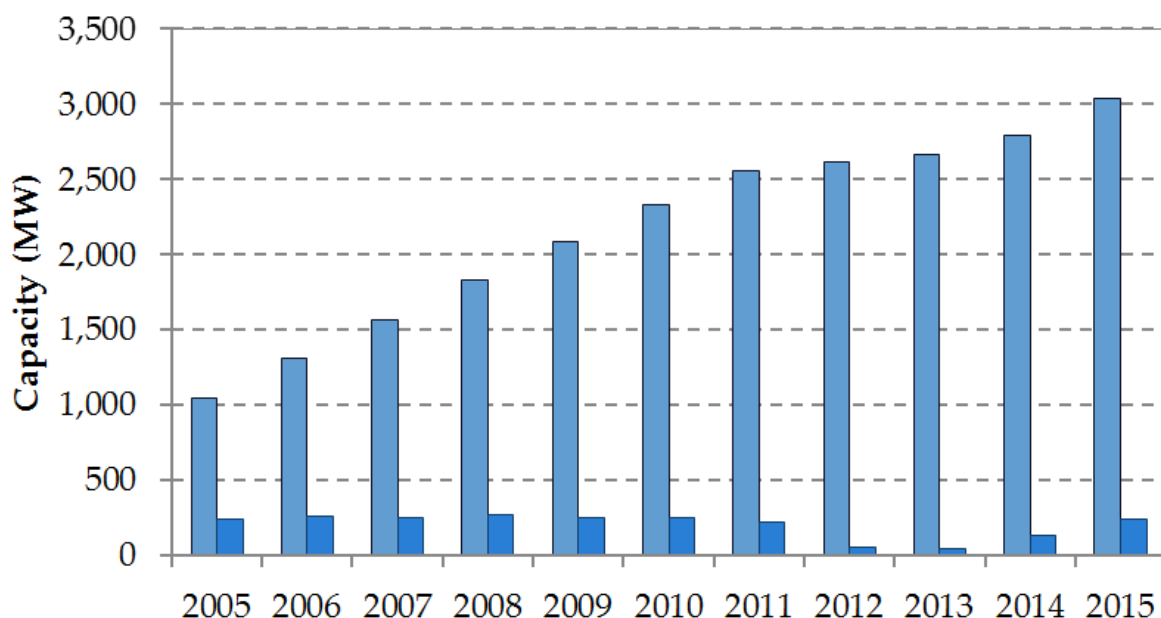


¹²⁸ Jason Deign, 「日本のマーケットシフトは大規模事業にとっては見通しが良い (Japan Market Shift Looks Good for Larger Projects)」, *Solar Plaza*, 2016, <http://www.solarplaza.com/channels/markets/11473/japan-market-shift-looks-good-larger-projects/>

風力発電

エネルギーシステムにおける風力への関心が高まっている。2005 年以降、日本の風力発電容量は 1.05 GW から 3.04 GW へと 3 倍に増えた（図 30 を参照）。発電容量の増加は福島原発事故までは比較的安定していたが、その後 2012 年から 2014 年にかけて、風力発電の新規導入量は減少に転じた。風力発電の設備導入が減少した理由は、風力の代わりに太陽光発電施設の導入が急速に進んだためだと見られる。

図30 日本の風力発電設備の累積および新規容量（2005～2015 年）¹²⁹



風力発電は、日本においてかなりの可能性を有している。その発電システム全体で、風速は適切な速度に和らぐのにかなり時間がかかる傾向がある。つまり、風力による電力生産が高い水準から低い水準に下がるまでに、数十分、あるいは最悪の場合、何時間もかかる。詳細な気象予報によって、風速はかなりの程度まで予測可能になっている。そのため、風力発電所で生産される電力の変動が少なくなり、風力発電事業者はベースロードの容量に貢献できる。さらに、風速を予測できれば、運転予備力を活用して、風力による発電量が少ない時間帯の電力生産を賄うことが可能となり、日本全体のエネルギーの供給保障に寄与できる。運転予備力の発電施設は、反応速度の違いによってランク付けし、さまざまな不足を補うことが可能だ。例えば、ディーゼル発電装置のように数分以内に発電量を増産できる発電所から、より長期にわたる不足に対応できるオープンサイクル・ガスタービンやコンバインドサイクル・ガスタービンまでである。

風力エネルギーの急速な普及を妨げる障害は主に 2 つある。1 つ目の障害は規制であり、環境規制や手間にかかる認可プロセスが、その進展を遅らせている。洋上風力発電は、日本での風力発電の可能性ある方法として浮上している。日本での陸上風力発電容量の可能性は 280 GW と推定されている一方、洋

¹²⁹ 出典：一般社団法人日本風力発電協会、「新規導入風力発電容量（年間）」、2015、<http://jwpa.jp/pdf/JapanWindPowerInstallation2015.pdf>。

上風力発電容量の可能性は 1,570 GW である¹³⁰。日本風力発電協会は、2050 年までの洋上風力発電量の国内目標を 37 GW と定めている¹³¹。「沿岸部」（陸から 10 キロ以内）のタービンが洋上風力発電施設の大半を占めるようになると見られるが、日本は海岸付近でも比較的水深が深いという物理的な課題に直面している。日本は水深の深い場所での低コストで風力発電所を設置するための手法や場所選別に、長期的に取り組む必要がある。浮体式洋上風力発電設備は、可能性のある解決策として提案されてきた。しかし、この設備は極めて初期の段階にあり、完成しているものはわずか 7 MW の設備で、この他に 10 MW の設備が計画中である¹³²。浮体式洋上風力発電設備はまた、他の風力発電技術よりも比較的導入コストが高く、移動する土台に対応可能なケーブルの柔軟性を確保するなど、多くの技術的課題が生じる。カーボン・トラストの推計によると、日本は 19 GW の固定式風力発電設備と 18 GW の浮体式洋上風力発電設備を用いれば、37 GW という 2050 年の目標を達成できる可能性が十分にあるとしている¹³³。

2 つ目の障害は、独占的な電力会社による徹底的な拒絶である。前述したように、日本のエネルギーシステムには地域的な独占が見られ、縦割り型の電力会社が発電資産と送電線の両方を所有している。通常、売買される電力はわずか約 1% で、このようにこのシステムにはほとんど競争がない。こうした縦割り型の電力会社は、地域の送電系統から競合組織を排除する可能性がある。

これまでの設備導入を考えると、風力発電は近い将来も比較的变化のない推移をたどると予想され、現在のところ設備導入を促進するための支援にも変化の兆しがほとんど見られない。新たな設備導入はまた、水深の深い場所での洋上風力発電に関する技術の進歩にもかかっている。

水力発電

日本は水資源の供給量が豊富だが、1990 年以降、水力発電は 19~21 GW に留まっている¹³⁴。水力発電の利用を増やす主な障害となっているのは、物理的な原因と規制である。物理的な課題として、国内 2,700 カ所の灌漑用ダムと洪水調節用ダムのほとんどには水力タービンが備わっておらず、電力を全く生み出していないことがある。規制に関する日本の課題としては、発電、灌漑、洪水調節を目的とした利水権の取得が固定的で、変更が難しいことがある¹³⁵。

現在、日本での発電の約 9% が水力発電であり、近い将来その発電容量や発電量が変化する明白な兆しはない。既存のダムに発電装置を導入するだけで、クリーンで信頼性が高く低コストの発電により、日本の電力需要のさらに 4% を賄うことが可能となる。しかし、新たな水力発電の提案は常に、そのダムからの恩恵を受けるのは誰かという論争につながる。

¹³⁰ Al-Karim Covindji, Rhodri James, and Adriana Cavallo, 「日本における洋上風力発電業界の評価 (Appraisal of the Offshore Wind Industry in Japan)」, (ロンドン, 2014), <https://www.carbontrust.com/media/566323/cte834-detailed-appraisal-of-the-offshore-wind-industry-in-japan.pdf>

¹³¹ 同上

¹³² Robin Harding, 「再生可能エネルギーは日本政府に課題をもたらす (Renewable Energy Poses Challenge for Tokyo)」, フィナンシャルタイムズ, 2015, <http://www.ft.com/cms/s/0/86bbc5a4-290c-11e5-8613-e7aedbb7bdb7.html?siteedition=uk#axzz47DpFjeKy>

¹³³ Covindji, James, and Cavallo, 「日本における洋上風力発電業界の評価 (Appraisal of the Offshore Wind Industry in Japan)」

¹³⁴ 電源開発, 「日本における水力および地熱発電の開発 (Hydro and Geothermal Development in Japan)」, IEA, 2013, <https://www.iea.org/media/workshops/2013/scalingupfinancingtoexpandrenewables/7JPOWER.pdf>

¹³⁵ Harding, 「再生可能エネルギーは日本政府に課題をもたらす (Renewable Energy Poses Challenge for Tokyo)」

地熱発電

地熱は、再生可能でほとんど炭素を排出しない持続可能なエネルギー源である。日本の不安定な地殻変動は地熱が実行可能な選択肢の1つであることを意味しており、地熱発電の潜在力は20 GWと試算されている¹³⁶。

日本の地熱発電容量は停滞し、近年ほとんど変化していない。2000年に設置された発電容量は546 MW¹³⁷、2015年は519 MW¹³⁸であった。全体として、地熱は日本の電力のほんの一部しか発電しておらず、潜在する地熱の大部分が国立公園内に位置しているため、地熱発電のこれまで以上の進展を専門家は楽観視していない。さらに、地熱をわずかでも利用しようとする、温泉リゾートからの激しい反発を招く。地熱発電所によって温泉水が奪われてしまうと考えるからだ。

福島原発事故を受けて20年ぶりに、政府は国立公園における開発と規制緩和の奨励スキームを再開した¹³⁹。その目的は、地熱資源の探査を促進および奨励し、小規模なバイナリー発電システムを構築することだ。約40の新たな地熱発電所が建設中である。出光興産は、九州の既存の発電所に5 MWの地熱発電容量を追加している。一方、電源開発が率いる合弁会社は、秋田県北部に42 MWの地熱発電施設を新設している¹⁴⁰。資源探査の成果と実現された地熱発電容量により、地熱発電がどの程度、従来の発電事業者より高値を付けられるかが決まる。

リスク仮説

再生可能エネルギーの設備導入量（GW）と再生可能エネルギーによる発電比率の成長を指標にして、対前年比の再生可能エネルギーの成長に関するリスク・エクスポージャーを推計する。全体の発電量に占める再生可能エネルギーによる発電量の複合年間成長率（CAGR）が10%を超え、さらに再生可能エネルギーによる発電容量のCAGRが10%を上回ると、その国は「高リスク」とみなされる。どちらか一方だけが10%を超える場合、その国は「中リスク」となる。表33と表34は、日本の電力会社のリスク評価および「座礁資産と石炭火力：環境関連リスクの分析」における比較国のリスク評価を示している。

この仮説には、分散型再生可能エネルギーの成長は含まれない。日本は長年、大きな水力発電容量を保有してきたため、この仮説では、再生可能エネルギーの発電容量はほとんど成長を見せていない。この方法論は、「座礁資産と石炭火力」によるものとは異なるため、比較国とは別に示す。

¹³⁶ Ruggero Bertani, 「2010～2014年における世界の地熱発電に関する最新報告書（Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report）」、*Geothermics* 60 (2016): p. 31-43

¹³⁷ Ruggero Bertani, 「2007年における世界の地熱発電（World Geothermal Generation in 2007）」、*GHC Bulletin* 7 (2007): p. 19

¹³⁸ Bertani, 「2010～2014年における世界の地熱発電に関する最新報告書（Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report）」

¹³⁹ 同上

¹⁴⁰ Harding, 「再生可能エネルギーは日本政府に課題をもたらす（Renewable Energy Poses Challenge for Tokyo）」

表33 商用規模の再生可能エネルギーの発電容量および
発電量に関する対前年比成長率

2010～2015 年 CAGR	日本
商用規模の再生可能エネルギー発電容量	2%
商用規模の再生可能エネルギー発電量	1.3%
リスク	●

表34 全ての再生可能エネルギーの発電容量および発電量に関する対前年比成長率

2010～2014 年 CAGR	オーストラリア	中国	ドイツ	インドネシア	インド	ポーランド	南アフリカ	英国	米国
すべての再生可能エネルギーによる発電容量	11%	13%	14%	2%	7%	15%	14%	23%	8%
すべての再生可能エネルギーによる発電量	8%	6%	12%	-8%	1%	16%	25%	30%	7%
リスク	●	●	●	●	●	●	●	●	●

NRH-6: 天然ガス火力発電の成長

この仮説は、特に電力需要の伸びが鈍化またはマイナス傾向にある市場では、天然ガス火力発電の成長によって石炭火力発電の経済は打撃を受け、その結果、石炭から天然ガスへの切替えが進む可能性がある、というものである。

再生可能エネルギーの成長と原子力発電所の再稼働により、化石燃料による発電の置き換えが進むことが予想されるが、天然ガス火力発電所が最初に影響を受ける可能性は低い。石油火力発電や石炭火力発電に最初にとって代わるのは、再生可能エネルギーや天然ガス火力になるだろう（NRH-1 を参照）。この仮説では、IEA の「世界エネルギー展望（WEO）」を保守的かつ比較可能な主要シナリオとして用いている。もし、天然ガス火力発電に関する過去の、あるいは予測される複合年間成長率（CAGR）がプラスであれば、その国での石炭火力発電の見通しは「中リスク」とみなされる。もし、これら両方がプラスなら、その見通しは「高リスク」と考えられる。表35 は、日本および比較国の見通しを示している。

表35 天然ガス火力発電の見通し¹⁴¹

CAGR	日本	オーストラリア	中国	ドイツ	インドネシア	インド	ポーランド	南アフリカ	英国	米国
2010～2013 年 (過去)	10%	11%	10%	-13%	2%	-18%	-13%		-13%	4%
2013～2020 年 (NPS)	-4%	0%	17%	0%	2%	6%	0%	N/A	0%	2%
リスク	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

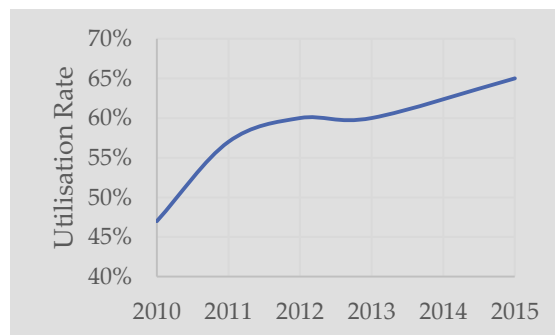
¹⁴¹ Harding, 「再生可能エネルギーは日本政府に課題をもたらす (Renewable Energy Poses Challenge for Tokyo)」

NRH-7: 稼働率の低下

この仮説は、稼働率の低い石炭火力発電所は財政的に不安定で座礁しやすい傾向がある、というものである。新たな発電オプションの参入により、石炭火力発電資産の稼働率が低下する可能性がある。発電資産の稼働率とは、公称容量による潜在的な年間の最大出力に対する実際の年間出力の割合である。限界費用の競合や再生可能エネルギー発電所の運転を必須とする規制によって石炭火力発電の置き換えが進むと、稼働率は下がる。稼働率が低下している発電所では、営業利益で固定費を賄えないことが多い。

日本の火力発電所の稼働率を図 31 に示した。福島原発事故後の電力供給危機により、稼働率は 60%以上に急上昇した。しかし、エネルギー経済・財務分析研究所（IEEFA）の調べによると¹⁴²、この危機以降、稼働率が高い状態が続いたが、電力需要の低下や石炭火力発電容量の急速な強化により、まもなく石炭火力発電の供給過多が起これと見られる。

図31 日本の石炭火力発電所の稼働率



「座礁資産と石炭火力：環境関連リスクの分析」の方法論ではこれまでの稼働率は低下しており、これに従うと「リスクあり」という結論になる。これを将来の稼働率に関する研究と組み合わせる。もし、将来の稼働率が下がると予想されるなら、これもまた「リスクあり」となる。もし、それらの両方が「リスクあり」なら「高リスク」と評価し、どちらか一方だけなら「中リスク」と評価する。

日本はこれまで稼働率が増加傾向にあり、リスク・エクスポージャーが低いことを示している。しかし、IEEFA の分析に基づくと、日本の石炭火力発電所の将来の稼働率は「リスクあり」となることが分かる。つまり、石炭火力発電所の稼働率は、将来、下がる可能性が高いということだ。両方を合わせると、これら2つの視点から「中リスク」という評価が与えられる。表 36 に、日本と「座礁資産と石炭火力」での比較国におけるリスク仮説を示す。

¹⁴² IEEFA、「IEEFA：日本のエネルギー転換の概況（IEEFA: Japan Briefing: Japan's Energy Transformation）」、2016、<http://ieefa.org/wp-content/uploads/2016/03/Japan-Energy-Brief.pdf>

表36 稼働率のリスク仮説

	日本	オーストラリア	中国	ドイツ	インドネシア	インド	ポーランド	南アフリカ	英国	米国
稼働率（過去）	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
稼働率（見通し）	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
リスク	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

NRH-8: 規制による水ストレス

この仮説は、水利用に関する条件が厳しく、水問題を自認している国の石炭火力発電所は、水の価格設定によって直接または間接的に水不足の影響を受ける可能性が高い、というものである。石炭火力発電は、「LRH-4：水ストレス」の仮説で示したように、かなりのウォーター・フットプリントを伴う。このウォーター・フットプリントのため、石炭火力発電を行う電力会社は規制関連のリスクにさらされる。政策立案者が、電力会社による水へのアクセスを制限したり、課金したりする行動を起こす可能性があるからだ。発電によるウォーター・フットプリントに対する世論もまた政策立案者に水使用の制限を求める圧力となり、電力会社は評判のリスクにさらされる可能性がある。

世界資源研究所（WRI）は、「アクアダクト水リスク指標」というマップを提示している。WRI の「規制及び評判のリスク」指標は、水へのアクセスについては世界保健機関（WHO）、絶滅の危機に瀕した両生類については国際自然保護連合（IUCN）、水の供給に関するメディアの発信については Google のキーワード検索の指標を用いてこれらを統合している¹⁴³。わずかな例外を除き、この指標は国ごとに提供されている。WRI は、5 つのグループ分けによる指標を出しており、低リスクは「グループ 1」、非常に高リスクは「グループ 5」となっている。この報告書では、WRI の「グループ 1」と「グループ 2」を「低リスク」、「グループ 3」を「中リスク」、「グループ 4」と「グループ 5」を「高リスク」とみなす。

日本は、実際に潜在する水ストレスは中程度であるにも関わらず（LRH-4 を参照）、規制による水ストレスへのリスク・エクスポージャーは非常に低い。水質汚濁防止法により、日本のすべての淡水資源が保護され、産業廃水は濃度や量で規制されている。日本の水システムはよく管理されているため水の問題が起こりにくく、従って水に関する予期せぬ規制も日本の電力会社にとって大きな懸念材料とならない。表 37 に、日本および比較国の規制による水ストレスを示す。

表37 規制による水ストレス¹⁴⁴

	日本	オーストラリア	中国	ドイツ	インドネシア	インド	ポーランド	南アフリカ	英国	米国
リスクのグループ区分	1	1	3	1	4	3	2	3	2	1
リスク	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

¹⁴³ Gassert et al., 「アクアダクト・グローバルマップ：2.1 意思決定に関連した世界の水リスク指標の構築（Aqueduct Global Maps 2.1: Constructing Decision-Relevant Global Water Risk Indicators）」

¹⁴⁴ IEA, 「世界エネルギー展望」

NRH-9: CCS の法的環境

この仮説は、CCS は石炭火力発電所がさらに厳しい炭素制約のもとで稼働し続けるための 1 つの方法となり得るが、それを支持する法的枠組みがなければ実現しない、というものである。

日本における CCS は、CCS プロジェクト特有の側面に対する現在および将来の責任という点で、大きな不確実性に直面している。CCS 事業の開発ではこうした不確実性が障壁となる可能性があるため石炭火力発電会社にとってはリスクとなり、CCS を今後の温室効果ガス緩和策の 1 つとして選ばなくなる恐れがある。Box 1 では、「座礁資産と石炭火力：環境関連リスク・エクスポージャーの分析」から、CCS に関する考察を再び紹介する。さらなる詳細や参考資料については、「Stranded Assets and Thermal Coal（座礁資産と石炭火力）」（英文：<http://www.smithschool.ox.ac.uk/research-programmes/stranded-assets/satc.pdf>）を参照いただきたい。

2012 年に、経済産業省は、CCS システム全体と貯留容量を検証するために、苫小牧（北海道南西部）における大規模な CCS 実証プロジェクトを委託した。CCS を推進する日本企業 35 社によって設立された日本 CCS 調査株式会社（JCSS）が、苫小牧 CCS プロジェクトの実行と実行可能性の証明について責任を負う。このプロジェクトでは、沖合の海底の塩水帯水層に年間 10 万トンの CO₂ を貯留することが期待されている¹⁴⁵。2016 年 3 月 18 日に、日本初の総合的な CCS プロジェクトである苫小牧 CCS プロジェクトが始動し、2020 年までの稼働が予定されている¹⁴⁶。計画された CO₂ の圧入は 2016～2018 年の間に実行される予定で、この圧入が完了した後、さらに 2 年かけて環境モニタリングが行われることになっている¹⁴⁷。

¹⁴⁵ Tanaka, Y., Abe, M., Sawada, U., Tanase, D., Ito, T., Kasukawa, T. (2014), 「日本における苫小牧 CCS 実証プロジェクト 2014 年最新報告 (Tomakomai CCS Demonstration Project in Japan, 2014 Update)」, *Energy Procedia* 63: 6111–6119

¹⁴⁶ グローバル CCS インスティテュート (2016), 「苫小牧 CCS プロジェクトは、日本の技術的リーダーシップを示す (Tomakomai CCS Project showcases Japanese technology leadership)」, 3 月 18 日、オーストラリア、メルボルン

¹⁴⁷ グローバル CCS インスティテュート (2016), 苫小牧 CCS 実証プロジェクト, 3 月 17 日

Box 1 「座礁資産と石炭火力」における CCS に関する考察

さらに複数の要因が、炭素排出削減技術としての CCS の大規模採用を妨げる可能性がある。まず、CCS は現在、IEA と IPCC の 2°C シナリオの達成に必要なペースで発展していない。2 つ目に、CCS に比べて炭素排出削減のためのその他の選択肢の方が、はるかに急速にコスト競争力を高めている。3 つ目に、石油回収促進を含めた技術の道筋を作る必要性は、さらなる経済的リスクや評判のリスクをもたらす。

IEA の 450 シナリオ (450S) では、CCS の導入により 2040 年までに年間 4,000 MtCO₂ (Mtpa) が貯留されることになっている。現在稼働中の 15 の事業は、28.4 Mtpa を貯留すると見込まれている。2025 年までにさらに 30 の事業で稼働が計画されており、合計の貯留量は 80 Mtpa に達して、年間成長率が 11% になると見られる。2040 年までに 4,000 Mtpa に達するには、2025 年の計画設備からの成長率を 48%、あるいは今年稼働している設備からの成長率を 22% とする必要がある。現在の導入状況や技術的進歩を鑑みると、この成長率は非現実的である。

IEA は 450S で、CCS がより安価になるような政策支援がある場合に限り、CCS の大規模な展開を予測している。CCS は、発電からの炭素排出削減技術として、風力発電や太陽光発電の価格低下や、系統電力の柔軟性を改善する幅広い取り組みと競争する必要があるだろう。マッキンゼーの推計によると、2030 年までの炭素排出削減対策にかかる費用は、太陽光発電で tCO₂ あたり 18 ユーロ、高いペネトレーション (局所系統における風力発電の割合) での風力発電で 21 ユーロとなるのに対し、石炭火力発電所での CCS の追設では tCO₂ あたり 41.3 ユーロ、石炭火力発電所の新設では 42.9 ユーロ、天然ガス火力発電所の新設では 66.6 ユーロになるとしている。ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス (BNEF) の推計によると、世界の平均的な均等化発電原価 (LCOE) は、1MWh 当たりで陸上風力発電が 83 米ドル、結晶シリコンを用いた太陽光発電が 122 ドル、洋上風力発電が 174 ドルである。一方、グローバル CCS インスティテュートの推計によると、米国での LCOE (1MWh 当たり) は、CCS 付き石炭火力発電所が 115~160 米ドル、CCS 付き天然ガス火力発電所は 82~93 ドルとされている。公的資金が限られる中で削減対策の選択肢を模索する市場や政策立案者にとって、CCS は支持対象として優先順位が低いままとなる可能性がある。

CCS 付き発電に向けた技術開発の道筋は、発電所と石油増進回収法 (EOR) プロジェクトを結びつけ、商業的な実行可能性を実現することで始まると、IEA が示唆している。国民は既に、「問題への責任を負っているのと同じ業界が明らかに促進している出口対策に懐疑的になっている」ことを IEA は認めている。EOR と組み合わせられた場合、貯留された炭素はさらなる炭化水素を抽出するために用いられる。こうした事業で主張される気候変動に関するメリットはいずれもグリーンウォッシュ (環境保護を偽る見せかけの情報) と批判されるかもしれない、そうなれば関係企業は評判のリスクにさらされる。さらに、EOR への依存により、CCS 付き発電所は石油価格の商品相場リスクにさらされることにもなる。石油価格が下落すると EOR の収益性が低下し、発電所の収益性は下がることになる。

結論として、電力部門の炭素排出量を削減する上で、CCS が大きな意味を持つ可能性は低い。IEA や IPCC のシナリオを実現するには、CCS の展開は既に遅れ過ぎている。CCS は、電力部門における他の削減オプションと比べると見劣りする。これはとりわけ、CCS は発電所の効率を低下させるため、従来の発電所にとっては既に存在するメリットオーダー (経済的運用) という課題で不利になることから明らかである。CCS は、他の削減手段をほとんど持たない産業界や工業プロセスによる排出事業者にとっては魅力的な選択肢であり続けるはずだ。また、BECCS (CCS 付きバイオマスエネルギー) によって排出量をマイナスにするための長期的な選択肢としては重要な可能性がある。

2014 年に環境省は、2050 年までに温室効果ガス排出量を 80%削減するため、日本における CCS の導入加速を目指す 12 億 5,000 万円の計画を追加要求した¹⁴⁸。経済産業省は、沖合海域の海底での貯留を含む大規模な導入に向けた地質調査を実施し、新たな CCS プロジェクトの検討を開始した¹⁴⁹。2014 年度以降、日本政府は CO₂ を発電所から貯留施設へと輸送する新たな取り組みを支援しており、これにより日本における低コストでの CCS 導入が加速する可能性がある¹⁵⁰。2011 年にグローバル CCS インスティテュートによって開発され、現在は千代田化工建設が取り組んでいる「シャトルシップ・イニシアティブ」という構想では、CO₂ を沖合の海底で貯留するためにシャトル船で輸送することを目指している¹⁵¹。政府が支援する主要な日本企業は概ね、日本における CCS 技術の商業化に寄与する可能性のあるこうした実証プロジェクトに積極的に参加している。

リスク・エクスポージャーに関する確固たる仮説を構築するためには、反復可能かつ検証可能な評価基準が必要となる。中には CCS に特化した政策の策定や法律の整備に積極的な国もある。グローバル CCS インスティテュートは、定期的にそうした進展を評価し、インデック付きの指標を発表している。同機関は、各国を実績に基づく 3 つの評価枠に分類しており、ここではこれを CCS の責任リスクとして利用する。CCS の準備が最も整っている A 枠は「低リスク」、B 枠は「中リスク」、C 枠は「高リスク」とする。B 枠の日本は、海洋許可モデルの予備開発における進展で認知されている。

表 38 CCS の法的環境指標⁵²

	日本	オーストラリア	中国	ドイツ	インドネシア	インド	ポーランド	南アフリカ	英国	米国
評価枠	B	A	C	B	C	C	B	C	A	A
リスク	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

NRH-10: 原子力発電の再稼働

この仮説は、日本では原子力発電を再稼働すると石炭火力発電所の経済が混乱する、というものである。それらの多くは、表向きには失われた原子力発電容量を補うために建設されるものだが、現在では需要増に慣れた既存の石炭火力発電所にとっては打撃となる。ここでは、政治的、社会的、および技術的観点から原発再稼働の可能性について検証する。

第二次世界大戦以後、日本では原子力技術の開発が国の戦略的優先事項と位置づけられてきた。初めての商業用原子炉は、1966 年に運転が開始した。福島原発の事故後、原子力は厳しい検査を受けることとなり、その結果、2012 年 5 月までに日本のすべての原子力発電所の稼働が停止された¹⁵³。事故の前、当

¹⁴⁸ グローバル CCS インスティテュート (2014)、「日本の 2014 年度予算案と CCS 関連行動に関する解説 (Japan's FY2014 draft budget and CCS-related actions explained)」、2 月 26 日、千代田

¹⁴⁹ グローバル CCS インスティテュート (2014)、前掲、2 月 26 日

¹⁵⁰ Kawasaki, T., Harada, M. (2015)、前掲

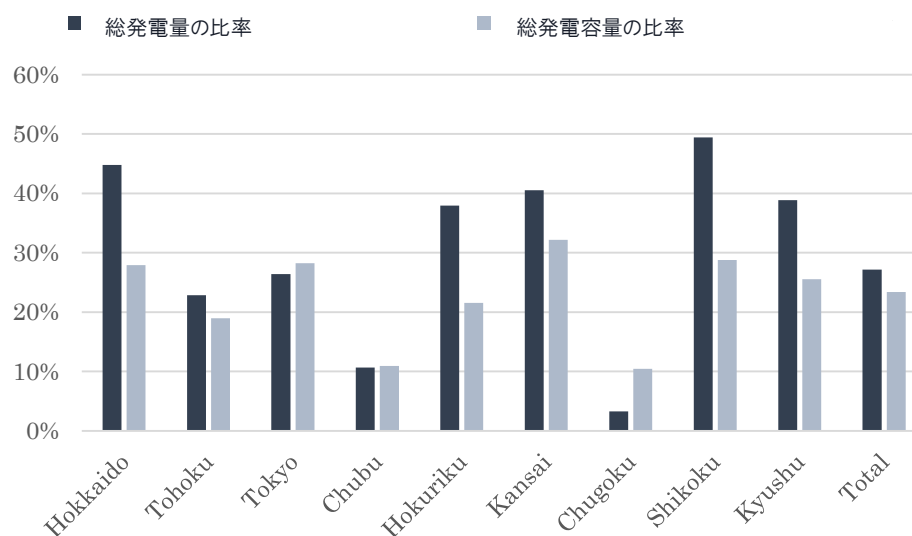
¹⁵¹ グローバル CCS インスティテュート (2014)、「福島原発事故後の日本のエネルギー市場と CCS に関与する日本企業 (Japan's Energy Market Post Fukushima and its Companies Involved in CCS)」、7 月 4 日

¹⁵² グローバル CCS インスティテュート、「CCC に関する法的および規制に関する指標 (CCS Legal and Regulatory Indicator)、2015

¹⁵³ David Batty、「日本、最後に稼働していた原子炉を停止 (Japan Shuts down Last Working Nuclear Reactor)」、ガーディアン、2012、<http://www.theguardian.com/world/2012/may/05/japan-shuts-down-last-nuclear-reactor>。

時稼働していた 54 基の原子炉は国内電力の約 30%を発電しており、2017 年までに少なくとも 40%、2030 年には 50%まで増加すると予測されていた。図 32 は、地震が発生する以前の、電力会社による発電容量と発電量に占める原子力発電の比率を示している。

図32 原子力発電所の発電容量および発電量の地域別比率（2010 年）[%]¹⁵⁴



日本には現在、稼働可能な原子炉が 42 基ある。そのうち、17 カ所の原子力発電所にある、合計発電容量が 40 GW の原子炉 40 基が現在、稼働を停止している¹⁵⁵。川内原子力発電所は、2015 年 8 月に再稼働された¹⁵⁶。大飯原子力発電所は当初、2012 年 7 月に再稼働されたが、政治的反対のために 2013 年 9 月に 2 度目の稼働停止となった。福島原発の炉心溶融（メルトダウン）事故を受けて廃炉となった原発は 1 つもないが¹⁵⁷、福島第一原発の原子炉 6 基は廃炉が進められており、老朽化により廃炉となった原発もいくつかある。

政治的立場

国家安全保障の観点で考えると、日本はさらに多くの原発を再稼働する可能性が高い。ウラン濃縮能力はアメリカの安全保障の庇護が弱まったとしてもそれを補い、その枠組みの中で交渉における強い立場を下支えする。

日本の輸入エネルギーへの依存は、「アベノミクス」（日本の安倍晋三首相にちなんで名付けられた）の成長促進プログラムにおける障害となっており、電気料金の値上がりは何千社もの中小メーカーの景況感を損なってきた。安倍首相は、規制当局が原発の安全性を認めれば再稼働すると約束し、原子力を

¹⁵⁴ Nobuhiro Hosoe, 「原子力発電所の閉鎖と代替発電所の導入に関するシナリオ —— 日本の電力市場の 9 地域における空間平衡分析 (Nuclear Power Plant Shutdown and Alternative Power Plant Installation scenarios-A Nine-Region Spatial Equilibrium Analysis of the Electric Power Market in Japan)」、*Energy Policy* 86 (2015): p. 416-32 をもとに作成

¹⁵⁵ 世界原子力協会 (World Nuclear Association), 「日本の原子力発電 (Nuclear Power in Japan)」

¹⁵⁶ Simms, 「日本の再生可能エネルギーの先行き不透明 (Outlook Cloudy for Japan's Renewable Energy Drive)」

¹⁵⁷ しかしその後、通常の耐用年数に達した結果、5 基の原子炉が廃炉となった（玄海原発 1 号機、美浜原発 1 号機および 2 号機、島根原発 1 号機、敦賀原発 1 号機）

重要なベースロード電源と位置付けた。安倍首相率いる自由民主党は、戦後ほとんどの期間において日本の行政をあずかり、エネルギー保障の促進と、最近では温室効果ガスの排出削減のために、原子力を強気に押し進めてきた¹⁵⁸。

したがって、2015 年 4 月に政府が発表した「第 4 次エネルギー基本計画」における電源構成目標には、2020 年までに日本の電力の 20～22%を原子力で発電するという目標が含まれている。日本は電源構成で再生可能エネルギーの普及率を 35%まで達成できる可能性があるとして環境省が強く主張しているにも関わらず、再生可能エネルギーの目標は 20%（水力発電 10%、太陽光発電 5%）に留まっている¹⁵⁹。すべての原子力発電所をガスタービン発電に切り替えると、電力料金は 1kWh 当たり 0.5～1.5 円増加すると見られる¹⁶⁰。表 39 は、日本の発電オプションによる均等化発電原価（LCOE）を示している。

表 39 日本の発電オプションの LCOE¹⁶¹

	原子力	石炭	ガス	風力	地熱	水力	バイオマス	石油	太陽光	ガスタービン・コンバインドサイクル (CCGT)
[円 / kWh]	10.1	12.3	13.7	21.6	16.9	11.0	29.7	30.6	24.2	13.8

国民感情

福島第一原発の炉心溶融（メルトダウン）事故前ですえ、過去に起きた数々の事故や電力会社と当局の見え透いた隠蔽により、原子力に対する国民の支持は弱かった¹⁶²。そこへこの炉心溶融事故が発生し、原子力技術に対する国民の信頼は危機に見舞われ、日本のすべての原子炉が停止されて電力供給危機が起きた。

日本の報道機関（NHK や毎日新聞など）の調査は、原発の再稼働に関して賛成派よりも反対派の方が多いことを示し続けている。国民の意見は時間とともに変化しており、それは幅広い要因による影響を受けている。1 つには、電気料金が以前よりも著しく値上がりしたことがあり、原発の稼働停止だけが原因ではない。原子力に代わる選択肢に対する見通しが認識されていることも、同様に重要である¹⁶³。1997 年から 2007 年の間に発生した一連の事故を受けた国民の抵抗により、2000 年以降に建設された原子炉はわずか 5 基であった。図 33 に、2013 年以降の原発再稼働に対する国民の反対比率を示す。

¹⁵⁸ 同上

¹⁵⁹ Parkes, 「日本は日出ずる国か (Japan: Land of the Rising Sun?)」

¹⁶⁰ Hosoe, 「原子力発電所の閉鎖と代替発電所の導入に関するシナリオ —— 日本の電力市場の 9 地域における空間平衡分析 (Nuclear Power Plant Shutdown and Alternative Power Plant Installation scenarios-A Nine-Region Spatial Equilibrium Analysis of the Electric Power Market in Japan)」

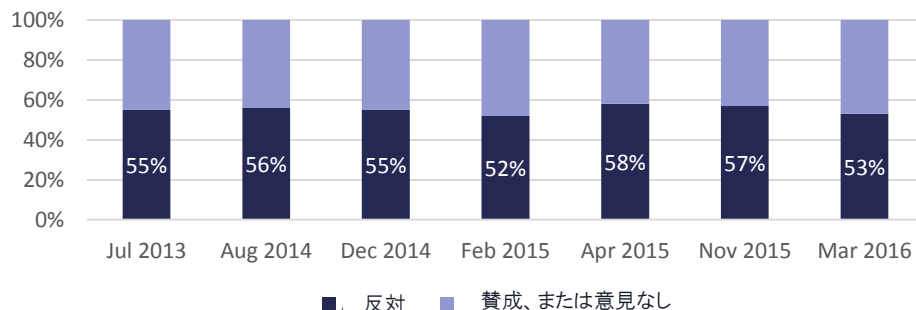
¹⁶¹ 経産省、発電コスト検証ワーキンググループ。掲載サイト：

http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf.

¹⁶² 例えば、2007 年に、マグニチュード 6.8 の地震により、新潟の柏崎刈羽原子力発電所から放射性物質を含む冷却水が海に流出した。

¹⁶³ Alex Forbes, 「バック・トゥ・ア・ニュークリア・フューチャー：安倍政権、日本のエネルギー政策を再始動 (Back to a Nuclear Future: The Abe Government Restarts Japan's Energy Policy)」, *Energy Post*, 2015, <http://www.energypost.eu/back-nuclear-future-abe-government-restarts-japans-energy-policy/>.

図33 日本における原発再稼働に対する反対比率^{164,165}



原子力に対する地元の反対は、電力会社の経営に大きな影響を与える。2016年3月、関西電力は地震対策が不十分であるという懸念を受け、高浜原発の原子炉2基の停止を余儀なくされた。裁判所の停止命令により、関西電力の株価は翌日に15%下落した¹⁶⁶。投資ブローカーの野村證券もまた、買い奨励を取り下げた。これより前の2015年4月に下された停止命令では、福井県の他の原子炉2基の再稼働が延期された¹⁶⁷。いずれの裁判でも、原告は懸念を抱いた地元住民であった。

再稼働の実現可能性

稼働可能な原子炉43基のうち、現在24基が再稼働の認可手続きの過程にある。こうした原子炉は、経団連や経済同友会などの強い影響力を持つ業界団体の支持を受け、日本政府の協力を得ている¹⁶⁸。最初の2基は、2015年の8月と10月に再稼働した¹⁶⁹。ロ이터の分析¹⁷⁰によると、手続き中の原子炉のうち、現在の厳しい安全検査を通過し、再稼働に必要なその他の地震学的、経済的、事業計画的、政治的な障害をクリアするのは3分の1足らず、多くても3分の2程度になるとみられる。

原子炉の再稼働には、原子炉の大きさや経年数にかかわらず、単位当たり7億から10億ドルに及ぶ相当な実施コストが降りかかっている。2014年3月時点で、そのコストは123億ドルであった。主なボトルネックは、安全審査と認可に必要な複雑で時間のかかる工学的調査を行うために、原子力規制委員会(NRA)が投入できる人員の数と専門知識の水準にある¹⁷¹。NRAは、再認可を行う人員を約100名に増やそうとしており、これにより現在6ヵ月とされている審査期間が短縮される可能性がある。伊藤忠

¹⁶⁴ 毎日新聞、「毎日新聞世論調査：東日本大震災5年 被災地への関心「風化」(Many Feel Less Interest in 2011 Quake Disaster Hit Areas: Survey)」、毎日新聞、2016、<http://mainichi.jp/english/articles/20160308/p2a/00m/0na/006000c>。

¹⁶⁵ フォーブズ、「バック・トゥ・ア・ニュークリア・フューチャー：安倍政権、日本のエネルギー政策を再始動(Back to a Nuclear Future: The Abe Government Restarts Japan's Energy Policy)」

¹⁶⁶ フィナンシャル・タイムズ、「原子炉停止後、関西電力の株価下落(Kansai Electric Plunges after Reactor Halt)」、フィナンシャル・タイムズ、2016、<http://www.ft.com/fastft/2016/03/10/kansai-electric-plunges-after-reactor-halt/>。

¹⁶⁷ Kana Inagaki、「日本の裁判所、原子炉2基の再稼働を阻止(Japan Court Blocks Restart of Two Nuclear Reactors)」、フィナンシャル・タイムズ、2015、<http://www.ft.com/cms/s/0/deaf7bde-e28a-11e4-ba33-00144feab7de.html#axzz42adPbRGg>

¹⁶⁸ Butler、「原子力に回帰する日本(Japan Returns to Nuclear Power)」

¹⁶⁹ 世界原子力協会、「日本の原子力(Nuclear Power in Japan)」

¹⁷⁰ Mari Saito, Aaron Sheldrick, and Kentaro Hamada、「日本は3分の1の原子炉しか再稼働できないかもしれない(Japan May Only Be Able to Restart One-Third of Its Nuclear Reactors)」、ロ이터、2014、<http://www.reuters.com/article/us-japan-nuclear-restarts-insight-idUSBREA3020020140401>。ロ이터通信の分析は、十数名の専門家へのアンケートとインタビュー、10の原子力発電事業者からの情報に基づいている。分析には、発電所の経年数、付近の地震断層、安全上の懸念への取り組みに必要となる追加作業、避難計画、現地の政治的な反対意見などの要素が勘案されている。

¹⁷¹ フォーブズ、「バック・トゥ・ア・ニュークリア・フューチャー：安倍政権、日本のエネルギー政策を再始動(Back to a Nuclear Future: The Abe Government Restarts Japan's Energy Policy)」

による高ケース・シナリオでは、毎年約 10 基の原子炉が追加され、5 年以内に合計で最大 35 基が再稼働する可能性がある¹⁷²。

あらゆる原子力発電所の再稼働は、大きな不確実性によって妨げられている。日本政府は再稼働を強制しないとの立場を明らかにし、保安規定の制定と電力会社の原子力設備の再稼働に関する指示を NRA に一任している。最終的には意思決定は地域社会にゆだねられており、地方の政治家が原子力発電所を再稼働するか否かの最終決定権を持つこともある。一部の有力者には、原子力発電とそれが地域社会にもたらす雇用や政府の補助金などの富を強力に支持する地方自治体を率いる者もいる。

九州電力が他の電力会社に先駆けて、より大きな地震による発電所への衝撃に備えたと表明したことを受け、NRA は九州電力が運営する南日本にある川内原子力発電所の原子炉 2 基の再稼働を進めた。四国電力、関西電力、北海道電力が運営する 5 つの発電所にある加圧水型原子炉 11 基が今まさに NRA の厳しい審査を受けており、そのうち南日本にある原子炉 3 基が次に控えていると思われる。

3 年連続の赤字に直面している北海道電力は政府系金融機関から資本注入を受ける予定で、福島原子力発電所を運営する東京電力に続き、2011 年 3 月の震災以降、政府による救済措置を受ける 2 番目の電力会社となる。

東京の北、日本海沿岸に位置する東京電力の柏崎刈羽発電所は、世界最大の出力容量を持つ原子力発電所だが、政治的に難しい状況に直面している。7 つの原子炉のうち 2 基については、手続き上は再稼働の見通しが立っているが、新潟県知事が東京電力を「うそつく企業」と非難し、別の施設の運営は任せられないと言っている。

東京の南西 190 キロの太平洋沿岸に位置する中部電力の浜岡原子力発電所は、4 つの巨大な構造プレートが合わさる場所にあることから、ある日本の地震学者は、この国で最も危険な原子力施設としてその名を挙げている。再稼働にあたっては、安倍首相率いる与党内でさえ地方議員からかなりの反対意見が出されると予想され、静岡県知事はこの問題について住民投票を実施するべきだとしている。

東京電力の福島第二原子力発電所は第一原発の避難区域内に完全に入っており、精神的なショックを受けた地元の人々からはほぼ共通して反対意見が出ている。また、再稼働の見込みが非常に薄いのが、東京の西に位置する日本原子力発電の敦賀発電所である。NRA の委託を受けた専門家によると、この発電所は活断層の上にある。今後 5 年以内に、12 基の原子炉が耐用年数の基準とされる 40 年に達するか、その耐用年数を超える。厳しさを増す新たな規制環境の中で、おそらくその運命が決まるだろう。これには、四国電力の伊方原発 1 号機も含まれる。

「大半の地元の支持を受けながら、政治活動の中心からは離れた先進的な最新の発電所で政府が再稼働を進めるというのは、非常に賢明だと思います」と、テンプル大学ジャパンキャンパスのアジア研究学科ディレクター、ジェフリー・キングストン (Jeff Kingston) は話す。「これを機に、できるだけ多くの原子炉を再稼働するという計画に弾みをつけるのです」

表 40 に、日本における原子炉の再稼働の状況を示す。

¹⁷² 出典：世界原子力協会、「日本の原子力 (Nuclear Power in Japan)」

表40 再稼働の申請と安全審査の状況¹⁷³

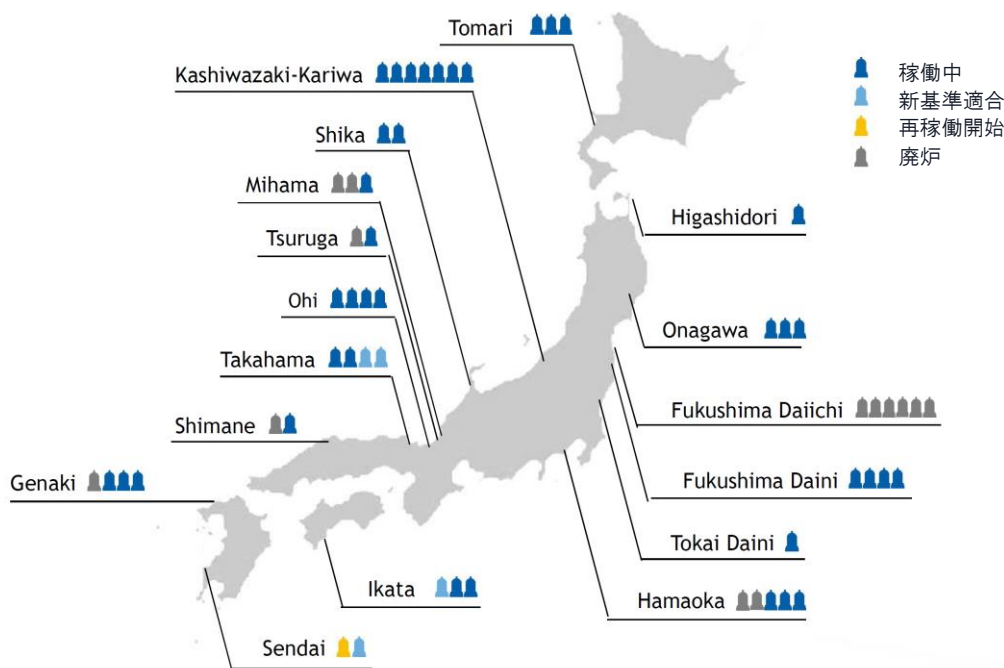
原子炉	総容量 [MW]	運転開始 年	電力会社	申請	状況	注釈
川内 1・2	1,780	1984 1985	九州電力	2013 年 7 月	稼働	1 号機は 2015 年 8 月、2 号機は 2015 年 10 月に系統接続。
高浜 3・4	1,652	1985 1985	関西電力	2014 年 10 月	停止（裁判）	NRA の最終認可および地方政府の認可後、2016 年 2 月 1 日に 3 号機が系統接続。2 月末には 4 号機が再稼働。その後、裁判所の命令によりどちらも停止。
伊方 3	890	1995	四国電力	2016 年 3 月	再稼働予定	NRA が改良計画を認可、全会一致による地方政府の認可、8 月に稼働の予定。
大飯 3・4	2,360	1991 1993	関西電力	2013 年 7 月	停止（裁判）	2012 年 7 月に再稼働、2013 年 9 月に停止。地震・津波想定は完了しているが、裁判所の停止命令が出された。
玄海 3・4	2,360	1994 1997	九州電力	2013 年 7 月	停止	地震・津波想定は完了。
泊 1-3	2,070	1989 1991 2009	北海道電力	2013 年 7 月	停止	地震想定は未定。
美浜 3	826	1976	関西電力	2015 年 3 月	停止	NRA による審査中（ライセンスの延長が必要）。
高浜 1・2	1,652	1974 1975	関西電力	2015 年 3 月	停止	NRA による検査中。
敦賀 2	1,160	1987	JAPC*	2015 年 11 月	停止	NRA が耐震性の問題を確認した。
柏崎刈羽 6・7	2,706	1996 1997	東京電力	2013 年 9 月	停止	NRA による検査中。
大間 1	1,383	2021	JAPC*	2014 年 12 月	建設中	NRA による審査中。
島根 2	820	1989	中国電力	2013 年 12 月	停止	NRA による審査中。
女川 2	825	1995	東北電力	2013 年 12 月	停止	NRA による審査中、2017 年 4 月以降に稼働可能。
浜岡 4	1,137	1993	中部電力	2014 年 2 月	停止	NRA による審査中、2016 年 9 月以降に稼働可能。
東海 2	1,100	1978	JAPC*	2014 年 5 月	停止	NRA による審査中。
東通 1	1,100	2005	東北電力	2014 年 6 月	停止	付近に断層の問題がある、2017 年 4 月以降に稼働可能。
志賀 2	1,358	2006	北陸電力	2014 年 8 月	停止	2017 年 3 月まで安全工学作業、NRA の審査中だが、地震断層の懸念がある。
浜岡 3	1,100	1987	中部電力	2015 年 6 月	停止	2017 年 9 月以降に稼働可能。

*JAPC は、東京電力（28.23%）関西電力（18.54%）、中部電力（15.12%）、北陸電力（13.05%）、東北電力（6.12%）、電源開発（5.37%）が共同所有している。

¹⁷³ 同上

福島第一原発の原子炉 6 基については、最初の 4 基は東日本大震災直後に、残りの 2 基は 2014 年に廃炉となった。廃炉には少なくとも 40 年¹⁷⁴かかると予想され、これにより東京電力の発電容量のうち 2,719 MW が失われることになる。図 34 は、日本にあるすべての原子炉の状況を表している。

図 34 新安全基準により閉鎖される原子力発電所¹⁷⁵



いまだ建設中の原子力発電所がある。本州最北の青森県にある大間原子力発電所は、2021 年に運転開始を予定している。またこの発電所では、使用済みウラン燃料の再処理によってのみ得られるプルトニウム・ウラン混合酸化物 (MOX) が燃料として使われる予定である。事実、この発電所は使用済みウラン燃料の再利用を意図して設計されている。そのため、この発電所はこの地域で稼働できるだけでなく、日本全体で原子力発電所が再稼働されるかどうかにも左右される。この施設の工事は 2008 年に始まったが東日本大震災を受けて一時中断し、2012 年 10 月に再開されている。

明確な見解が示されているわけではないが、エネルギーコンサルタント会社のウッドマッケンジー (Wood Mackenzie) による日本の将来的なエネルギーシナリオ (ベースケース) では、今後数年の間に原子力発電所は徐々に再稼働していくものとされている¹⁷⁶。新規の原子力発電所はそのほとんどが地

¹⁷⁴ Robin Harding 「東電社長、福島原発の廃炉作業を賄えるだけの収益を楽観視 (Chief Optimistic Tepco Earnings Can Cover Fukushima Plant Clean-Up)」、フィナンシャル・タイムズ、2016、<http://www.ft.com/cms/s/0/af09b686-cd7d-11e5-92a1-c5e23ef99c77.html#axzz42adPbRGg>.

¹⁷⁵ 出典: Argus Media、「石炭は原子力の長期的な代替となり得るのか? (Coal serves as long-term replacement for nuclear?)」、2015

¹⁷⁶ ウッドマッケンジー、「世界の燃料炭価格の予測: 2015~2016 年に石炭価格はどこまで高くなるのか? (Global thermal coal price forecast: How far will coal prices rise in 2015-2016?)」、2015

元の政治的支持を受けており、建設と稼働は難なく継続すると予想される。一部では地元の反対があるものの、18 カ月以内に最大 10 の原子力発電所が運転を再開するものと見込まれる。

リスク・エクスポージャーの評価

福島原発事故後の日本は特殊な状況にあるため、比較国に照らした評価はできない。日本の原子力設備が引き続き運転を再開していくことは、ほぼ間違いない。こうした再稼働が政府の目標に及ばないのか、達するのか、もしくは目標を超えるのかは不明だが、前述した課題や BNEF による分析¹⁷⁷を考慮すると、未達となる可能性が高そうである。ただし、石炭火力発電所への影響は、天然ガス火力発電や再生可能エネルギー発電の今後次第でもある。他の条件をすべて同じにした場合、原発の再稼働により石炭火力発電所が混乱するリスクは「中程度」と考える。

表 41 原子力発電の再稼働によるリスク・エクスポージャー

	根拠	リスク
日本	- 短期から中期の期間では、再稼働できる原発の総量が限られる。 - 政府の予測ほどではないものの、原発の再稼働により石炭火力発電が占める割合に圧力がかかる。 - 原子力発電は電気の限界費用が低いため、市場価格を押し下げている。 - 福島原発事故後の石炭火力発電所の過剰な建設により、さらなる供給競争が起こるだろう。	●

2.3 稼働中、建設中、計画段階の石炭火力発電所を所有する企業の概要

表 42 は、55 の各社が所有する全発電設備および石炭火力発電設備のみについて、「稼働中」の容量のデータをまとめたものである。この表は、石炭火力発電の総容量の順に記載している。

興味深いことに、東北電力は東京電力より石炭火力発電容量が小さいにもかかわらず、発電量 (MWh) は大きい。おそらく大幅に失われた原子力発電容量の代替となっているのだろう。データから突出するもう 1 つの点は、多くの鉄鋼メーカーや複合企業が、地域独占を超えた石炭火力発電容量を持っているということである。

¹⁷⁷ BNEF 「日本の 2030 年エネルギーミックス：天然ガスと太陽光が成長の見込み (Japan's Likely 2030 Energy Mix: More Gas and Solar)」、2015

表42 財務リスクならびに環境関連のリスクへのエクスポージャーの概要

リスク・エクスポージャーの概要	石炭火力発電量	石炭火力発電による 電力容量				債務／自己資本	現在の比率	(EBITDA-CAPEX) ／利息	ラング*									
		稼働中	建設中	計画段階	LRH-1: 炭素集約度				LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の大気汚染	LRH-4: 水ストレス	LRH-5: CCS 追設の可能性	LRH-6: 将来の熱ストレス	LRH-7: 原子力発電所の再稼働				
	[GWh]	[MW]	[MW]	[MW]														
電源開発	60,352	8,414	84	4,020	2.48	1.17	0.6	6	24	7	3	1	13	26				
東京電力	25,360	5,900	540	5,357	3.34	1.21	3.8	24	27	11	9	40	36	15				
東北電力	36,273	4,901	NA	600	3.97	0.73	2.5	37	6	22	16	1	34	26				
中国電力	23,106	4,208	84	1,445	3.14	0.86	0.4	38	6	8	15	1	13	26				
中部電力	30,610	4,100	NA	2,030	1.95	0.83	2.4	1	2	37	33	1	2	21				
九州電力	17,231	3,646	1,000	667	7.41	1.03	NA	31	15	28	9	1	9	15				
北陸電力	18,492	2,903	NA	NA	2.54	1.23	NA	1	12	10	23	1	7	1				
北海道電力	15,868	2,500	NA	NA	6.89	0.70	NA	22	18	27	31	31	28	24				
関西電力	5,507	1,800	NA	3,462	4.07	0.63	NA	39	29	39	37	40	1	21				
神戸製鋼	8,753	1,475	NA	1,300	0.83	1.22	7.2	23	9	38	18	1	2	21				
新日鉄住金	6,739	1,443	NA	320	0.56	1.38	17.8	17	15	12	29	33	15	13				
住友商事	7,994	1,395	NA	NA	1.73	1.59	1.3	15	21	9	29	26	16	14				
四国電力	7,040	1,106	NA	500	2.37	0.91	3.6	21	21	23	13	34	9	40				
トクヤマ	1,730	883	NA	NA	1.67	2.08	1.2	9	38	14	38	40	17	7				
沖電電力	4,912	754	NA	NA	1.56	0.72	5.4	1	15	25	26	1	9	40				
日本製紙	2,473	680	100	508	1.49	1.02	3.8	20	13	13	26	27	24	29				
東ソー	3,474	667	NA	NA	0.85	1.35	17.9	14	24	33	25	1	8	5				
鹿島北共同発電	789	647	NA	NA	NA	NA	NA	13	1	1	40	1	26	7				
三菱商事	1,700	406	NA	292	1.06	1.53	4.6	16	29	19	19	25	33	19				
王子ホールディングス	1,415	283	NA	NA	1.08	0.89	10.5	19	32	21	9	40	36	15				
太平洋セメント	1,689	281	NA	NA	1.21	0.87	10.5	33	39	34	4	40	9	40				
エスシー・みいけ	1,659	175	NA	NA	NA	NA	NA	1	9	30	5	1	28	29				
三井物産	721	170	NA	NA	1.09	1.67	2.5	39	40	18	17	1	28	24				
大阪ガス	870	149	110	500	0.69	1.89	9.8	11	6	36	13	1	4	7				
東海共同発電	822	149	NA	NA	NA	NA	NA	27	18	5	35	29	23	7				
JTEホールディングス	652	124	NA	333	0.75	1.54	12.2	8	9	2	24	1	17	7				
昭和電工	438	78	NA	124	1.19	1.01	5.7	32	34	16	2	1	17	29				
出光興産	416	76	NA	667	1.60	0.96	13.0	34	13	24	39	1	36	15				
伊藤忠エネクス	344	61	NA	NA	0.46	1.06	13.0	35	35	29	8	40	36	40				
旭化成	364	50	NA	120	0.25	1.76	55.7	30	23	35	26	1	6	1				
中越パルプ工業	267	50	NA	NA	1.00	0.85	6.1	18	5	17	1	1	35	35				
東芝	279	48	NA	NA	0.86	1.15	5.0	1	3	31	5	1	28	29				
マツダ	206	39	NA	NA	0.79	1.45	10.8	6	37	3	22	1	17	7				
帝人	25	32	NA	70	1.01	1.68	18.1	25	18	15	19	28	27	20				
IXホールディングス	8	26	NA	NA	NA	NA	NA	28	32	26	33	1	5	3				
IXホールディングス	143	24	NA	NA	1.09	0.98	92.7	29	26	4	32	1	17	29				
クラレ	74	17	NA	NA	0.12	3.11	92.7	12	3	4	21	1	17	29				
三井物産	33	9	NA	NA	0.37	2.51	3.5	26	29	40	12	30	40	40				
ダイセル	33	9	NA	NA	0.24	2.49	34.4	36	28	32	5	1	28	29				
東京ガス	1	0	NA	1,500	0.67	1.51	10.2	10	35	20	36	32	25	6				
宇部興産	NA	NA	NA	400	0.83	1.18	6.1											
丸紅	NA	NA	NA	750	2.03	1.19	NA											
オリックス	NA	NA	NA	390	1.85	2.59	NA											
エイブル	NA	NA	NA	110	NA	NA	NA											
エフ・フーター	NA	NA	NA	56	0.64	1.20	22.3											
千葉県	NA	NA	NA	500	NA	NA	NA											
広島ガス	NA	NA	NA	56	1.00	0.95	9.0											
ホクサイ運輸	NA	NA	NA	56	NA	NA	NA											
ニュー・フロンティア・キャピタル・	NA	NA	NA	100	NA	NA	NA											
西産産業	NA	NA	NA	0	NA	NA	NA											
常磐共同火力	NA	NA	NA	180	NA	NA	NA											
前田建設工業	NA	NA	NA	1,100	0.51	1.34	6.7											
名産海運	NA	NA	NA	15	0.00	1.39	34.4											
日本エネルギーパートナーズ*	NA	NA	NA	15	0.30	1.39	34.4											
東産セネラル石油	NA	NA	NA	500	1.43	0.83	2.8											

LRH については、企業はエクスポージャーに応じてランク付けされており、1 が最もリスクにさらされている。詳細は、付録 C の表を参照のこと。

3 日本の石炭火力発電所が抱える潜在的な座礁資産の規模

座礁資産とは、不測または時期尚早の償却、評価切り下げ、または負債への転換に見舞われる資産で、さまざまなリスクによって発生し得る。近年ますます環境関連のリスク要因が資産を座礁させる傾向が強まっており、さまざまな部門にわたって資産価値を大きく変え得る分かれ目となる可能性がある¹⁷⁸。以下の章では、日本の石炭火力発電所が抱える座礁資産の潜在的な規模について考察する。

潜在的な座礁資産の金額を計算するため、容量のデータは、2016 年第一四半期の Platts World Electric Power Plants (WEPP) データベースから抽出した。日本企業 55 社のサンプルについては、すべての石炭火力発電資産の容量をメガワット (MW) で抽出する。共同所有されている容量の二重計上を防ぐため、容量は共同所有者間で振り分ける。容量は、既存のものか計画段階（または現在建設中）のものを正確に記す。設置費用の合計は 2 億 5,000 万円/MW (225 万ドル/MW¹⁷⁹) と仮定する¹⁸⁰。手数料や予備費、技術・調達・建設業務に係る費用、追加の所有コストなど¹⁸¹すべてのサunkコストを含めており、こうしたコストは資産が座礁した場合の損失となる。各資産について、Pfeiffer ら (2015)¹⁸²と同様に、建設日（または建設予定日）から想定耐用年数 40 年を通して定額法を適用し資産を減価償却する。残存価額はゼロと仮定する。最後の計画発電所は 2035 年に予定されているため、40 年の減価償却を含む 2016 年から 2076 年の時系列全体を包含する。この時系列で、各年において発電資産の価値が突然下がった場合の推定座礁資産額をグラフにする。

推定座礁資産額に加えて、5 年、10 年、15 年の期間にわたり、エネルギーシステムから石炭火力発電をなくしていくための 3 つの道筋をグラフに重ねる。この 3 つのシナリオを選んだのは、人口増加や電力需要の見通し (NRH-1)、再生可能エネルギーの政策支援や発電量の見通しに関する目標 (NRH-4 および NRH-5)、原子力発電の再稼働 (LRH-7) など、事前に選択した要因による影響と合わせるためである。3 つのシナリオはいずれも、開始日が 2016 年、既知の設備容量が 48.265 GW である (2016 年の計画容量を含む)。この 3 つのシナリオでは、初期には目立った活動がなく、後年に活発化していくものと仮定する。これは主に、技術を問わず企業は利益の低い資産をあまり公開せず、また多くの企業が利益を守るために将来の発電に対してフォワード・ヘッジを利用するためである¹⁸³。そのため、最初の数年間は影響が現れないことがある。

¹⁷⁸ Atif Ansar, Ben Caldecott, and James Tibury, 「座礁資産と化石燃料からのダイベストメント運動：化石燃料資産の査定においてダイベストメントは何を意味するのか? (Stranded Assets and the Fossil Fuel Divestment Campaign: What Does Divestment Mean for the Valuation of Fossil Fuel Assets?)」, オックスフォード大学 SSEE 座礁資産プログラム, no. October (2013): 1-81, doi:10.1177/0149206309337896.

¹⁷⁹ 1 ドル 111.28 円 (2016 年 4 月 27 日為替レート) で仮定。以下のすべての通貨換算でこの為替レートを使用。

¹⁸⁰ 経産省, 「各電源の諸元一覧」, 2016,

http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/001/pdf/001_11.pdf.

¹⁸¹ Fang Rong and David G. Victor, 「発電所の建設にはいくらかかるか? (What Does It Cost to Build a Power Plant?)」, ILAR (International Law And Regulation) ワーキング・ペーパー, vol. 17, 2012.

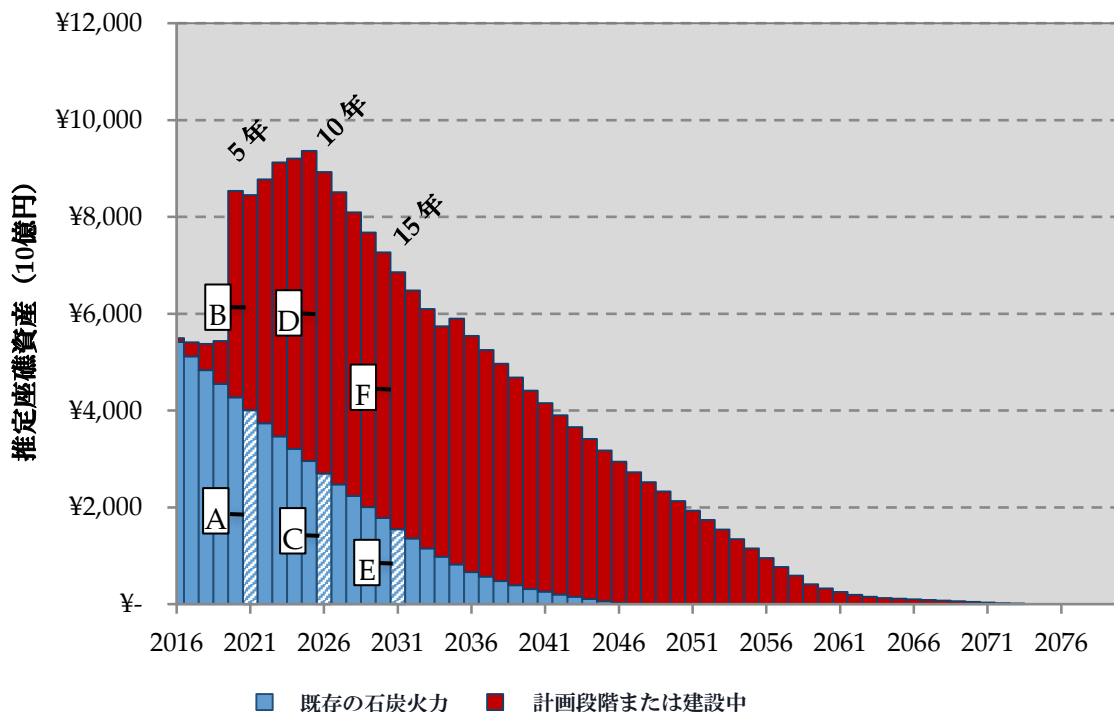
¹⁸² Alexander Pfeiffer et al. *Applied Energy*, 「発電の '2°C 資本ストック': 発電部門による既定の累積炭素排出量とグリーン経済への移行 (The '2°C Capital Stock' for Electricity Generation: Committed Cumulative Carbon Emissions from the Electricity Generation Sector and the Transition to a Green Economy)」, *Applied Energy* (近刊) 2016, doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.093>.

¹⁸³ Ben Caldecott and Jeremy McDaniels, 「座礁発電資産：欧州の設備容量メカニズム、エネルギー市場および気候政策に関する示唆 (Stranded Generation Assets: Implications for European Capacity Mechanisms, Energy Markets and Climate Policy)」, オックスフォード大学 SSEE 座礁資産プログラム, 2014, 1-62.

結果として、3つのどのシナリオでも、新規および既存を含むすべての発電資産において、ある程度の座礁資産が必要となることが分かった。基準シナリオ、つまり石炭を今すぐに廃止するという最も極端なケースでは、減損費用は合計で5兆4,940億円¹⁸⁴（493億7,000万ドル）となり、既存の発電資産が最も大きな影響を受ける〔5兆4,160億円（486億7,000万ドル）〕。重要なのは、この基準では計画段階にある資産—とりわけ2020年に計画されている大容量—の多くは建設されないものと仮定している点である。計画段階にある発電所が建設された場合、座礁資産額はサンクコスト（埋没費用）に応じてかなり高くなるだろう。

5年、10年および15年シナリオでは、既知の計画段階にある容量と現在建設中の容量から、座礁資産となる新規容量の合計値を推定している。そのため、今後数年の間に追加して計画される容量によってもこの推定額は高くなることから、「下限」の金額としている。5年シナリオでは、座礁資産総額は8兆4,530億円（759億6,000万ドル）である。計画段階にある容量に対する座礁資産額の方がわずかに大きい。10年シナリオでは、全体的に金額が最も高く、座礁資産総額は8兆9,240億円（801億9,000万ドル）で、そのうちの6兆2,230億円（559億2,000万ドル）を新設される容量のみで占める。最後に、15年シナリオでは座礁資産総額は6兆8,570億円（616億2,000万ドル）と推定され、そのうち5兆3,070億円（476億9,000万ドル）は新設の容量である。

図35 既存および新設される石炭火力発電所の事業者が負う座礁資産の推定規模



注：Y軸の値とゼロとの差が推定座礁資産額を表す。
図中のアルファベットは表43の符号と対応。

¹⁸⁴ 資産座礁額はすべて、年間の負担額ではなく合計である点に留意する。

表43 座礁資産総額の推定（単位：10 億円／米ドル）

年	既存の資産	計画中及び建設中	合計
2021 年（5 年）	[A]4 兆 50 億円 (359 億 9,000 万ドル)	[B]4 兆 4,470 億円 (399 億 6,000 万ドル)	[A+B] 8 兆 4,530 億円 (759 億 6,000 万ドル)
2026 年（10 年）	[C]2 兆 7,000 億円 (242 億 6,000 万ドル)	[D]6 兆 2,230 億円 (559 億 2,000 万ドル)	[C+D] 8 兆 9,240 億円 (801 億 9,000 万ドル)
2031 年（15 年）	[E]1 兆 5,500 億円 (139 億 3,000 万ドル)	[F]5 兆 3,070 億円 (476 億 9,000 万ドル)	[E+F] 6 兆 8,570 億円 (616 億 2,000 万ドル)

これまでの分析から、座礁資産は既存の発電容量にも計画段階にある発電容量にも影響を与えるだろうという結論に至った。既存の容量に関しては、短期、つまり 5 年以内の影響が最も大きい。計画段階にある容量は、5 年後に影響が最も大きくなる。そのうえ、計画段階にある容量の影響は、近い将来さらなる容量の申請が続くうちは大きくなるだろう。したがって、我々の分析における潜在的な総減損費用は 10 年を超えると下がるものの、新たに計画された容量がこの期間に建設された場合、将来的な座礁資産は増加し続ける可能性がある。資産が座礁する可能性が高ければ、投資家にこのような事業に対して資本を投じさせることはますます難しくなるだろう。その結果、計画段階にある容量への融資はより一層高額になる可能性がある。

3.1 電力会社の事例研究

電力会社について、次の 5 社を選択し事例研究を行った。5 社とは、1) 電源開発、2) 東京電力、3) 中部電力、4) 九州電力、5) 関西電力である。これらの事例研究では、本節の既出の部分で使用している方法論に沿って、本報告書で概説するリスクに対する各社の感度を検証し、特にこうしたリスクに起因する座礁資産の潜在的な規模を推定する。

表44 電力会社 5 社の石炭火力発電設備の内訳（稼働中／建設中／計画段階）

ランク	企業名	石炭火力発電容量* [MW]			
		稼働中	建設中	計画段階	合計
1	電源開発	8,414	84	4,020	12,518
2	東京電力	5,900	540	5,357	11,797
5	中部電力	4,100	該当なし	2,030	6,130
6	九州電力	3,646	1,000	667	5,313
7	関西電力	1,800	該当なし	3,462	5,262

表45 座礁資産総額の推定（単位：10 億円）

	比率分析 ⁱ			稼働中/ 計画・ 建設中	環境関連リスク ⁱ							座礁資産 ⁱⁱ		
	負債/ 資本	現在の比率	(EBITDA- CAPEX) ／利率		LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7	2021 (5 年)	20 26 (10 年)	2031 (15 年)
電源開発	84%	56%	94%	稼働中	40%	58%	88%	55%	32%	53%	53%	¥586.2 (23%)	¥406.3 (16%)	¥237.5 (9%)
				計画・ 建設中	44%	44%	68%	88%	41%	56%	6%	¥608.2 (24%)	¥904.9 (35%)	¥773.3 (30%)
東京電力	91%	47%	66%	稼働中	32%	22%	22%	20%	100%	12%	95%	¥730.1 (5%)	¥541.0 (4%)	¥351.9 (3%)
				計画・ 建設中	47%	44%	68%	79%	53%	65%	76%	¥1,309.3 (9%)	¥1,136.3 (8%)	¥963.3 (7%)
中部電力	78%	87%	86%	稼働中	42%	35%	60%	80%	15%	30%	65%	¥384.6 (7%)	¥253.2 (5%)	¥121.7 (2%)
				計画・ 建設中	26%	6%	76%	91%	38%	68%	74%	¥114.1 (2%)	¥339.5 (6%)	¥290.4 (5%)
九州電力	100%	62%	データ なし	稼働中	35%	58%	88%	15%	30%	17%	85%	¥248.2 (5%)	¥145.7 (3%)	¥83.6 (2%)
				計画・ 建設中	94%	62%	35%	50%	29%	15%	44%	¥406.0 (9%)	¥353.0 (8%)	¥299.2 (6%)
関西電力	96%	98%	データ なし	稼働中	20%	5%	30%	95%	15%	88%	12%	¥288.5 (4%)	¥230.8 (3%)	¥173.1 (2%)
				計画・ 建設中	53%	18%	68%	74%	44%	59%	65%	¥439.2 (6%)	¥661.3 (9%)	¥566.4 (8%)

i) 比率および環境関連リスクは、同等の日本の電力会社全体と比較した百分率で表し、パーセンテージが高いほどリスクが大きくなることを示す。ND/E_r N_{Current Ratio} = 45、N_{(EBITDA-CAPEX)/INT} = 35、NOPR = 40、N_{PLN} = 34

ii) 座礁資産は 100 万円単位まで、括弧内の数字は総資産に対する割合を表す。

概して、様々な移行シナリオに沿ってすべての石炭火力発電が発電システムから排除されなければならないと仮定する場合、電力会社 5 社はいくらかの座礁資産額を負うことになるであろう。表 45 は、ベースライン（現在）、5 年、10 年、15 年シナリオで、既存および計画段階の発電設備とともに座礁資産となるリスクがあることを示す。

3.1.1 電源開発

電源開発は、日本の電力会社で最も大きい石炭火力発電容量（8.41 GW）を所有し、同社全体の発電容量（17.47 GW）のおよそ半分を石炭火力発電が占める。さらに、計画段階の発電容量の 90% 以上は石炭火力発電であり（4.34 GW のうち 4.02 GW）、これより大きな石炭火力発電容量を計画しているのは東京電力のみである（5.90 GW）。

特に同社の計画段階の石炭火力発電設備の 67% は、潜在的に CCS 追設の可能性があり（既存については 39%）、原子力発電の再稼働に対するエクスポージャーが主要な日本の電力会社の中で最も低く、平均で 704 MW 足らずである（既存については 2,465 MW）。

電源開発は、その既存および計画段階の石炭火力発電所の容量を合計すると日本の電力会社で最大となるが（12.52 GW）、そのうち 3 分の 2（8.18 GW）は既に稼働中である。分析結果から、電源開発の既存の石炭火力発電設備は座礁資産へのエクスポージャーが高いが、同社の計画段階の石炭火力発電設備

はそのエクスポージャーが低いと分類される。既存および計画段階の設備容量全体で、5年、10年、15年のシナリオで座礁資産となる負担は東京電力に次いで2番目になると推定される。これは、同社は8.18 GWの既存の設備容量を有するが、そのほとんどは1980~2000年に建設され、すでに大幅に減価償却済みであるためである。

表46 電源開発：稼働中の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	設備容量 ⁱⁱ [MW]	発電量 ⁱⁱ [GW 時]	UR ⁱⁱⁱ	LRH-1: 炭素集約度 [kg CO ₂ /MW時]	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の空気汚染 [μg PM _{2.5} /m ³]	LRH-4: 水ストレス [再生可能な資源の割合 (%)]	LRH-5: CCS 追設の可能性 [=追 設可]	LRH-6: 将来の熱ストレス [Δ°C]	LRH-7: 地域での原子力発電の再稼 働[MW]
松島	1,002	6,730	77%	922	1980	11.8	0%	0	0.90	4,699
松浦	2,000	15,633	89%	887	1993	11.9	19%	0	0.90	4,699
石川	312	2,134	78%	880	1986	4.2	100%	0	0.68	0
竹原	1,300	8,136	71%	913	1978	8.6	05%	0	0.88	820
高砂	500	3,761	86%	928	1969	8.3	35%	0	0.88	0
橘湾	2,100	16,182	88%	823	2001	8.5	10%	1	0.88	2,022
新磯子	1,200	7,367	70%	786	2006	10.4	89%	1	0.92	1,100
合計 ⁱ	8,414	59,943	81%	867	1991	9.8	26%	39%	0.89	2,465

i. LRHs および UR に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量および発電量は所有する部分に関してのみ。 iii. UR = 稼働率。

表47 電源開発：計画段階の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	建設 中/ 計画 段階	設備容量 ⁱⁱ [MW]	LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7
竹原	計画 段階	600	766	2020	8.6	05%	0	0.88	820
高砂	計画 段階	1,200	759	2024	8.3	35%	1	0.88	0
西沖の山	計画 段階	400	872	2023	10.8	15%	0	0.90	820
大崎クールジェン(株)	建設中	84	692	2017	8.9	04%	0	0.88	820
鹿島パワー(株)	計画 段階	320	767	2020	10.1	30%	0	0.88	1,100
横浜	計画 段階	500	900	2020	10.4	89%	1	0.92	1,100
新横須賀	計画 段階	500	767	2020	10.2	89%	1	0.92	1,100
横須賀	計画 段階	500	807	2020	10.2	89%	1	0.92	1,100
合計 ⁱ		4,104	794	2021	9.5	47%	66%	0.90	704

i. LRHs に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量は所有する部分に関してのみ。

3.1.2 東京電力

関西電力と同様、東京電力で顕著なのは、現在稼働中の石炭火力発電容量（5.90 GW）と比較して計画段階の容量（5.4 GW）が大きい点である。しかし、この計画容量（5.4 GW）は、東京電力全体の計画発電容量（14.72 GW）の 36%を占めるに過ぎない。さらに、同社は合計で 54.0 GW の既存発電容量を保有し、そのうち石炭火力発電は、現在のところわずか 11%（5.90 GW）である。

メガワット加重ベースでは、東京および東北地方にある東京電力の既存の石炭火力発電所は、運転停止中の原子力発電所 11,784 MW に競合する必要があるかもしれない。同社はまた、原子力発電所がメガワット加重平均で 10,130 MW を発電する状態に復旧する可能性のある地域に計画段階あるいは建設中の石炭火力発電所を保有する。また、CCS 追設の可能性は、同社の既存の石炭火力発電所では 0%、計画段階の発電所でもわずか 26%と低い。

同社の既存および計画段階の石炭火力発電設備は、座礁資産のリスクに大いにさらされている。東京電力の既存の石炭火力発電容量 5.90 GW のうち 3.20 GW は 2008~2009 年と最近建設されたもので、減価償却はほとんど発生していない。さらに、同社は 2017~2035 年に 5.36 GW の設備容量を計画段階であり、その多くは 2020 年までに計画されている。したがって、同社は、3つの将来のシナリオのいずれの分析においても電力会社 5 社の中で最も座礁資産のリスクにさらされていることがわかる。

表 48 東京電力：稼働中の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	設備容量 ⁱⁱ [MW]	発電量 ⁱⁱ [GW 時]	UR ⁱⁱⁱ	LRH-1: 炭素集約度 [kg CO ₂ /MW 時]	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の大気汚染 [μg PM _{2.5} /m ³]	LRH-4: 水ストレス [再生可能な資源の割合 (%)]	LRH-5: CCS 追設の可能性 [1=追 設可]	LRH-6: 将来の熱ストレス [Δ°C]	LRH-7: 地域での原子力発電の再 稼働[MW]
新地	1,000	7,104	81%	857	1995	7.7	15%	0	0.95	17,263
広野	1,200	3,352	32%	773	2009	7.4	15%	0	0.88	17,263
勿来	1,700	8,802	59%	926	1992	7.6	15%	0	0.88	17,263
常陸那珂	2,000	6,103	35%	846	2008	8.8	16%	0	0.88	1,100
合計 ⁱ	5,900	25,361	49%	856	2001	8.0	15%	0%	0.89	11,784

i. LRHs および UR に関してはメガワット加重ベース。ii. 設備容量および発電量は所有する部分に関してのみ。iii. UR = 稼働率。

表49 東京電力：計画段階の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	建設中/ 計画段階	設備容量 ⁱⁱ [MW]	LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7
広野（石炭ガス化）	建設中	540	652	2020	7.3	00%	0	0.88	17,263
新地	計画段階	500	835	2035	7.7	15%	0	0.95	17,263
相馬中核工業団地内	計画段階	112	849	2017	7.7	15%	0	0.95	17,263
広野	計画段階	540	652	2020	7.4	15%	0	0.88	17,263
広野	計画段階	1,200	765	2020	7.4	15%	0	0.88	17,263
勿来	計画段階	180	652	2021	7.6	15%	0	0.88	17,263
常陸那珂	計画段階	325	768	2021	8.8	16%	0	0.88	1,100
北九州	計画段階	1,000	900	2019	11.4	18%	0	0.90	4,699
横浜	計画段階	500	900	2020	10.4	89%	1	0.92	1,100
新横須賀	計画段階	500	767	2020	10.2	89%	1	0.92	1,100
横須賀	計画段階	500	807	2020	10.2	89%	1	0.92	1,100
合計 ⁱ		5,897	787	2021	8.9	33%	25%	0.90	10,130

i. LRHs に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量は所有する部分に関してのみ。

3.1.3 中部電力

中部電力は稼働中の発電容量 30.32 GW を保有し、石炭火力発電はわずか 4.10 GW（14%）であるが、計画段階の発電容量総量の 2.33 GW の 88% に相当する 2.03 GW は石炭火力発電である。それでもやはり、同社の計画段階の石炭火力発電所増設の絶対量はその他の地域の電力会社に比べて小さい。

本研究は、概して CCS について悲観的ではあるが、中部電力の発電設備は、CCS 追設に関して立地条件が良い。本研究の定義によれば、同社の既存の石炭火力発電所の 100% および計画段階の石炭火力発電所の 71% は CCS の追設が潜在的に可能である¹⁸⁵。

原子力発電の再稼働のリスクに関して、中部電力の計画段階の石炭火力発電所は、石炭火力発電所を計画している地域に位置する平均 7,619 MW の潜在的な原子力発電所に対し中程度のエクスポージャーがあると考えられ、既存の石炭火力発電所は平均 3,617 MW のエクスポージャーがあるにとどまる。

中部電力は、石炭火力資産がすべて座礁資産となるエクスポージャーは比較的 low、表 45 が示すように既存および計画段階の石炭火力発電所はともにリスクが他 4 社に比べて小さいとみられる。特に、同社は 1996 年に開設された単独の石炭発電所における 4.1 GW の発電容量を所有するが、経年的に減価償却が進んでいる。また、同社は計画段階の石炭発電容量が最も小さい電力会社の 1 つで、2020～2035 年

¹⁸⁵ Geogreen のデータによれば、発電所の所在地は「可能性のある」CCS 貯蔵設備から 40 キロの範囲内にある。 .

に操業を開始する予定の設備はわずか 2.33 GW である。このように発電容量が小さく、開始までに長期間を要する見通しがあることから、今後の計画が中止される機会も生まれるため、将来、石炭火力資産が座礁資産となるリスクは低くなる。

表 50 中部電力：稼働中の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	設備容量 ⁱⁱ [MW]	発電量 ⁱⁱ [GW 時]	UR ⁱⁱⁱ	LRH-1: 炭素集約度 [kg CO ₂ /MW 時]	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の空気汚染 [μg PM _{2.5} /m ³]	LRH-4: 水ストレス [再生可能な資源の割合 (%)]	LRH-5: CCS 追設の可能性 [= 追 設可]	LRH-6: 将来の熱ストレス [Δ°C]	LRH-7: 地域での原子力発電の再 稼働 [MW]
碧南	4,100	30,610	85%	869	1997	9.0	53%	1	0.84	3,617
合計 ⁱ	4,100	30,610	85%	869	1997	9.0	53%	1	0.84	3,617

i. LRHs および UR に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量および発電量は所有する部分に関してのみ。 iii. UR = 稼働率。

表 51 中部電力：計画段階の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	建設 中/ 計画 段階	設備容量 ⁱⁱ [MW]	LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7
新地	計画 段階	500	835	2035	7.7	15%	0	0.95	17,263
常陸那珂	計画 段階	325	ND ⁱⁱⁱ	2021	ND	ND	0	ND	ND
武豊	計画 段階	1,070	763	2022	9.0	53%	1	0.84	3,617
明海発電 豊橋	計画 段階	135	780	2020	8.6	23%	1	0.84	3,617
合計 ⁱ		2,030	785	2025	8.6	39%	59%	0.87	7,619

i. LRHs に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量は所有する部分に関してのみ。 iii: ND = データなし。
メガワット加重ベースにより割愛。

3.1.4 九州電力

九州電力は、九州本島に拠点を置く唯一の地域電力会社である。同社は、既存の石炭火力発電所 3.64 GW（既存の設備容量総量 15.5 GW の 23%）を保有するが、計画段階の新たな石炭火力発電設備は 0.67 GW のみである。しかし、計画段階の発電設備容量（0.70 GW）のほぼ 100% は、石炭火力発電になると予測される。同社は、現在日本で建設中の石炭火力発電所の中で最大規模（1.0 GW）である松浦石炭火力発電所の単独所有者であり、計画段階の袖ヶ浦発電所（2.0 GW）の共同所有者である。

同社の既存の石炭火力発電所はすべて九州地方にあり、ここには再稼働可能な原子力発電所の設備容量 4,699 MW が存在し、他の電力会社と比較して中程度のリスクがある。同社の計画段階の石炭火力発電所（袖ヶ浦）は、再稼働可能な原子力発電容量が少ない（1,100 MW）東京方面にある。同社の既存発電所はまた、CCS の追設の可能性が比較的低く、わずか 46% にとどまる。

本分析によれば、同社は座礁資産へのエクスポージャーは低い。1964~2001 年に建設された既存の設備容量 3.64 GW を保有し、そのほとんどは既にかなり減価償却されている。2020 年に向けて計画段階の新設容量はわずか 0.67 GW である。このように計画段階の設備容量が小さいため、近年中に座礁資産となる度合いは低くなる。

表52 九州電力：稼働中の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	設備容量 ⁱⁱ [MW]	発電量 ⁱⁱ [GW 時]	UR ⁱⁱⁱ	LRH-1: 炭素集約度 [kg.CO ₂ /MW 時]	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の 大気汚染 [μg PM _{2.5} /m ³]	LRH-4: 水ストレス [再生可能な資源の割合 (%)]	LRH-5: CCS 追設の可能性 [=追 設可]	LRH-6: 将来の熱ストレス [Δ°C]	LRH-7: 地域での原子力発電の再 稼働 [MW]
苓北	1,400	7,369	60%	874	1999	11.8	0%	1	0.90	4,699
松浦 (九州電力)	700	4,982	81%	861	1989	11.9	19%	0	0.90	4,699
かんだ	740	2,132	33%	896	1986	11.4	18%	0	0.90	4,699
荏田 (かりた) PFBC 方式	360	850	27%	911	2001	11.4	18%	1	0.90	4,699
戸畑共同火力	446	1,198	31%	744	1979	11.5	18%	0	0.90	4,699
合計 ⁱ	3,646	16,531	52%	864	1992	11.7	11%	48%	0.90	4,699

i. LRHs および UR に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量および発電量は所有する部分に関してのみ。 iii. UR = 稼働率。

表53 九州電力：計画段階の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	建設中 / 計画 段階	設備容量 ⁱⁱ [MW]	LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7
松浦 (九州電力)	建設中	1,000	767	2020	11.9	19%	1	0.90	4,699
袖ヶ浦	計画 段階	667	900	2020	11.0	35%	1	0.88	1,100
合計 ⁱ		1,667	820	2020	11.5	25%	100%	0.89	3,259

i. LRHs に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量は所有する部分に関してのみ。

3.1.5 関西電力

関西電力で顕著なのは、同社の計画段階の発電所がすべて建設された場合、同社の石炭火力発電設備容量全体は 1.80 GW から 5.26 GW とほぼ 3 倍となることである。計画されている石炭火力発電の増設 3.46 GW は、同社の計画段階の設備容量全体 (4.22 GW) の 82% に相当する。同社の石炭火力発電所はまた、主要な日本の電力会社の中で平均経年数がわずか 9 年 (2007 年平均) と最も短い。

同社の唯一の既存の石炭火力発電所 (舞鶴、1.8 GW) は原子力発電の再稼働に対するリスクにさらされていないが、計画段階の石炭火力発電所は、同地域内の平均 4,276 MW の原子力発電所の再稼働に対する中程度のリスクを有していると分類される。日本は概して水資源へのアクセスが十分にあるが、特定の地域 (特に都市部) は高い水ストレスを抱えている。同社の舞鶴石炭火力発電所が比較的高い水ストレスを抱えていることは注目すべきであり、77% の再生可能な水資源が再利用されている。日本の発電

所の多くは冷却水として海水を使用しており、舞鶴も例外ではない。同時に、舞鶴発電所は潜在的にCCSの追設が可能である一方、同社の計画段階の石炭火力発電所でその可能性があるのはわずか53%である。

同社は既存の設備容量に関して座礁資産へのエクスポージャーは低い、計画段階の設備容量に関しては中程度のリスクがある。同社は2017~2035年に3.46 GWの設備容量増設を計画しており、2020年代に送電網への接続が予測される大容量の設備容量増設により、同社の座礁資産リスクは徐々に増大する。

表54 関西電力：稼働中の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	設備容量 ⁱⁱ [MW]	発電量 ⁱⁱ [GW 時]	UR ⁱⁱⁱ	LRH-1: 炭素集約度 [kg CO ₂ /MW 時]	LRH-2: 設備の経年数	LRH-3: 地域の大気汚染 [μg PM _{2.5} /m ³]	LRH-4: 水ストレス [再生可能な資源の割合 (%)]	LRH-5: CCS 追設の可能性 [=追 設可]	LRH-6: 将来の熱ストレス [Δ°C]	LRH-7: 地域での原子力発電の再 稼働[MW]
舞鶴	1,800	5,507	35%	806	2007	8.1	77%	1	0.93	0
合計 ⁱ	1,800	5,507	35%	806	2007	8.1	77%	1	0.93	0

i. LRHs および UR に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量および発電量は所有する部分に関してのみ。 iii. UR = 稼働率。

表55 関西電力：計画段階の発電所の環境関連リスクに対するエクスポージャー

発電所	建設 中/ 計画 段階	設備容量 ⁱⁱ [MW]	LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7
仙台港	計画 段階	112	900	2017	7.3	37%	0	0.95	17,263
秋田	計画 段階	650	807	2025	8.6	13%	1	0.92	17,263
赤穂	計画 段階	1,200	800	2020	8.5	40%	1	0.88	0
市原	計画 段階	500	807	2025	11.0	35%	0	0.88	1,100
関西電力/千葉県	計画 段階	500	743	2035	11.0	35%	0	0.88	1,100
関西電力 (千葉)	計画 段階	500	839	2020	10.9	35%	0	0.88	1,100
合計 ⁱ		3,462	803	2024	9.5	33%	53%	0.89	4,276

i. LRHs に関してはメガワット加重ベース。 ii. 設備容量は所有する部分に関してのみ。

4 結論

- 日本の発電事業者、とりわけ石炭などの重度の汚染を伴う火力発電の事業者の将来は、非常に不透明である。気候変動政策や再生可能エネルギーに対する補助金、原子力発電所の再稼働の見通し、エネルギー効率などの要因、ならびに人口が少なく GDP 成長率が低いといったマクロ経済的要因のすべてが、おそらく日本の石炭火力発電所の経済性を悪化させるような形で、電力の需要と供給に影響を及ぼすと考えられる。
- 石炭火力発電を取り巻く状況が非常に不透明であるにもかかわらず、日本政府は石炭火力発電容量の大幅な拡大を奨励してきた。その結果ここ数年で、開発段階にある石炭火力発電所の数は急増している。現在、建設段階にある石炭火力発電所は 4 基で、その容量は合計で 1.9 ギガワット（GW）だが、現在 49 基の発電所が計画の諸段階にあり、その容量は 28 GW と相当に大きい。
- 計画・建設段階にある石炭火力発電容量は、閉鎖される設備の更新に必要な容量を大幅に上回る（191%の超過）。これは設備の過剰につながる可能性があり、限界費用の低いほかの種類発電設備（例えば原子力や再生可能エネルギー）との競争と相まって、相当量の石炭火力発電所が座礁資産になるかもしれない。
- 日本で座礁資産となり得る石炭火力発電所の規模を検討するために、我々は 3 つの事例的なシナリオを用いた。既存および計画段階の石炭火力発電所がそれぞれ 5 年、10 年、15 年かけて座礁資産の状態になるシナリオである。本報告書で特定したリスク要因が実際に現実のものとなり得る速さと規模の違いを表すために、この 3 つのシナリオを選択した。理解を助けるためのシナリオという側面が強いものの、これらのシナリオは、座礁資産となる石炭火力発電所、特に、計画段階にあるが現在はまだ建設段階に至っていない石炭火力発電所が日本の電力業界に与える影響を浮き彫りにする。
- 座礁資産となる石炭火力発電所の価値は 6 兆 8,570 億～8 兆 9,240 億円（616 億～802 億ドル）になり得ることが分かった。これは日本の石炭火力発電所を持つ会社の現在の株式時価総額の 22.6～29.4%、総資産の 4.5～5.9% に相当する。この調査結果は、日本で新たな石炭火力発電所の計画と開発を進め続けることのリスクを浮き彫りにするものである。
- 石炭火力発電所が 2021 年に座礁資産となる「5 年シナリオ」では、座礁資産となる石炭火力発電所の価値の総額は 8 兆 4,530 億円（760 億ドル）と推定される。石炭火力発電所が 2026 年に座礁資産となる「10 年シナリオ」では、座礁資産となる石炭火力発電所の価値の総額は 8 兆 9,240 億円（802 億ドル）と推定され、このうち 6 兆 2,230 億円（559 億ドル）は 2016 年より後に建設される発電所の額である。最後に、石炭火力発電所が 2031 年に座礁資産となる「15 年シナリオ」では、座礁資産となる石炭火力発電所の価値の総額は 6 兆 8,570 億円（616 億ドル）と推定され、このうち 5 兆 3,070 億円（476 億 9,000 万ドル）は 2016 年より後に建設される発電所の額である。
- 世界のエネルギーシステムの変化の速度を考えれば、5 年、10 年、15 年というシナリオは、検討の対象として適切な期間だと思われる。この 5 年間で再生可能エネルギーの導入量は、世界の発電容量の 10% から 15% まで増加し¹⁸⁶、陸上風力発電と太陽光発電のコストは同期間にそれぞ

¹⁸⁶ ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス（BNEF）（2015）、「再生可能エネルギー投資の世界的な動向 2015（global trends in renewable energy investment 2015）」

れ 39%、41%下落し、電気自動車の売上は 1,031%の伸びを記録した¹⁸⁷。転換点に達しており、崩壊は加速しつつあるようだ。そして、今後も電力業界に比較的变化がなく、新規の石炭火力発電所にとって「危険がない」状況が続くだろうという考えは、G20 各国で国際的に見られる事実と相反する。

- 企業レベルでは、電力会社 5 社を選択して事例研究を行った。選択した会社は、1) 電源開発、2) 東京電力、3) 中部電力、4) 九州電力、5) 関西電力である。事例研究の結果、比較した 5 社の 5 年、10 年、15 年シナリオにおいて、絶対値として座礁資産となる経済的リスク（エクスポージャー）が最大だったのは東京電力である。また東京電力は、特に計画段階・建設段階にある発電所に関して、環境関連リスクに対するエクスポージャーが最も大きい設備を複数抱えている。座礁資産を総資産との比率で見ると、電源開発のエクスポージャーが最も大きい（>20%）。
- 石炭の大幅な拡大が計画される一方で、環境関連リスクが増大している中で、企業や投資家、政策決定者は、日本の既存および計画段階の石炭火力発電所の座礁資産リスクに対するエクスポージャーを調べるべきである。座礁資産となる石炭火力発電所は、電力会社から得られる投資家のリターンに影響を及ぼし、電力会社が未払いの負債を支払う能力を低下させ、納税者や公共料金納付者が負担しなければならない座礁資産を生むだろう。さらに、新しい石炭火力発電所は、予想よりも短い耐用期間の間に、特に気候変動をもたらす二酸化炭素の排出や人間の健康を害する大気汚染によって、重大な負の外的影響を引き起こすことになる。

¹⁸⁷ 米国エネルギー省エネルギー効率・再生可能エネルギー局（2016）、「事実 No.918：2016 年 3 月 28 日。世界のプラグイン電気自動車の売上は 2015 年に 80%増（Fact #918: march 28, 2016 global plug-in light vehicle sales increased by about 80% in 2015）」[オンライン] 掲載サイト：<http://energy.gov/eere/vehicles/fact-918-march-28-2016-global-plug-light-vehicle-sales-increased-about-80-2015>

5 Reference List

- AEMO. "Heatwave 13 to 17 January 2014." *American Energy Market Operator*, 2014.
<http://www.aemo.com.au/Newsand-Events/News/2014-Media-Releases/Heatwave-13-to-17-January-2014>.
- Aitchison, Callum. "The Power Grid of Japan," 2012. <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=19075661>.
- AMAP/UNEP. "AMAP/UNEP Geospatially Distributed Mercury Emissions Dataset 2010v1," 2013.
<http://www.amap.no/mercury-emissions/datasets>.
- Ansar, Atif, Ben Caldecott, and James Tibury. "Stranded Assets and the Fossil Fuel Divestment Campaign: What Does Divestment Mean for the Valuation of Fossil Fuel Assets?" *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, no. October (2013): 1–81. doi:10.1177/0149206309337896.
- Batty, David. "Japan Shuts down Last Working Nuclear Reactor." *The Guardian*, 2012.
<http://www.theguardian.com/world/2012/may/05/japan-shuts-down-last-nuclear-reactor>.
- Bertani, Ruggero. "Geothermal Power Generation in the World 2010–2014 Update Report." *Geothermics* 60 (2016): 31–43. ———. "World Geothermal Generation in 2007." *GHC Bulletin* 7 (2007): 19.
- BNEF. "Japan's Likely 2030 Energy Mix: More Gas and Solar." *Bloomberg New Energy Finance*, 2015.
http://about.bnef.com/content/uploads/sites/4/2015/06/BNEF_White_Paper_Japan_Outlook_EN_FINAL.pdf.
- Boersma, K F, H J Eskes, R J Dirksen, R J van der A, J P Veefkind, P Stammes, V Huijnen, et al. "An Improved. Tropospheric NO₂ Column Retrieval Algorithm for the Ozone Monitoring Instrument." *Atmos. Meas. Tech.* 4, no. 9 (September 16, 2011): 1905–28. doi:10.5194/amt-4-1905-2011.
- Boys, B L, R V Martin, A Van Donkelaar, R J MacDonell, N C Hsu, M J Cooper, R M Yantosca, Z Lu, D G Streets, and Q Zhang. "Fifteen-Year Global Time Series of Satellite-Derived Fine Particulate Matter." *Environmental Science & Technology* 48, no. 19 (2014): 11109–18.
- Butler, Nick. "Japan Returns to Nuclear Power." *The Financial Times*, 2015. <http://blogs.ft.com/nickbutler/2015/06/22/japan-returns-to-nuclear-power/>.
- Caldecott, Ben, Gerard Dericks, and James Mitchell. "Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors." *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, 2015, 1–78.
- Caldecott, Ben, Nicholas Howarth, and Patrick McSharry. "Stranded Assets in Agriculture : Protecting Value from Environment-Related Risks." *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, 2013.
<http://www.smithschool.ox.ac.uk/research-programmes/stranded-assets/Stranded Assets Agriculture Report Final.pdf>.
- Caldecott, Ben, Lucas Kruitwagen, Gerard Dericks, Daniel J Tulloch, Irem Kok, and James Mitchell. "Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure." *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, 2016, 1–188.
- Caldecott, Ben, and Jeremy McDaniels. "Stranded Generation Assets : Implications for European Capacity Mechanisms , Energy Markets and Climate Policy." *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, 2014, 1–62.
- Caldecott, Ben, and James Mitchell. "Premature Retirement of Sub-Critical Coal Assets: The Potential Role of Compensation and the Implications for International Climate Policy." *Seton Hall Journal of Diplomacy and International Relations* 16, no. 1 (2014): 59–70.
- Carbon Brief. "Japan's Nuclear Rollback Doesn't Fully Explain Why It's Relaxing Climate Targets." *Carbon Brief*, 2013.

- <http://www.carbonbrief.org/japans-nuclear-rollback-doesnt-fully-explain-why-its-relaxing-climate-targets>.
- Climate Action Tracker. "Japan - Climate Action Tracker." *Climate Action Tracker*, 2015.
<http://climateactiontracker.org/countries/japan.html>.
- Costello, Kenneth W, and Ross C Hemphill. "Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality?" *The Electricity Journal* 27, no. 10 (December 2014): 7–26. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.011>.
- Covindji, Al-Karim, Rhodri James, and Adriana Cavallo. "Appraisal of the Offshore Wind Industry in Japan." London, 2014. <https://www.carbontrust.com/media/566323/ctc834-detailed-appraisal-of-the-offshore-wind-industry-injapan.pdf>.
- Deign, Jason. "Japan Market Shift Looks Good for Larger Projects." *Solar Plaza*, 2016.
<http://www.solarplaza.com/channels/markets/11473/japan-market-shift-looks-good-larger-projects/>.
- Department for Food, Environment & Rural Affairs. "Sustainable Development Indicators," 2013.
- Du Plessis, Louis. "Japan's Biomass Market." *JETRO*, 2015.
https://www.jetro.go.jp/ext_images/_Events/ldn/Japan_biomass_market_overview.pdf.
- EPRI. "Water Use for Electric Power Generation." Palo Alto, CA, 2008.
- EY. "RECAI: Renewable Energy Country Attractiveness Index," 2015.
[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Renewable_Energy_Country_Attractiveness_Index_43/\\$FILE/R](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Renewable_Energy_Country_Attractiveness_Index_43/$FILE/R)
- ECAI 43_March 2015.pdf.
- . "RECAI: Renewable Energy Country Attractiveness Index," 2016.
[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-RECAI-46-Feb-2016/\\$FILE/EY-RECAI-46-Feb-2016.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-RECAI-46-Feb-2016/$FILE/EY-RECAI-46-Feb-2016.pdf).
- Fensom, Anthony. "Japan: An Industry Saviour?" *World Coal*, 2015. <http://www.worldcoal.com/specialreports/13052015/Japan-coal-demand-what-does-the-future-hold-coal2265/>.
- Forbes, Alex. "Back to a Nuclear Future: The Abe Government Restarts Japan's Energy Policy." *Energy Post*, 2015.
<http://www.energypost.eu/back-nuclear-future-abe-government-restarts-japans-energy-policy/>.
- Frankel, David, Kenneth Ostrowski, and Dickon Pinner. "The Disruptive Potential of Solar Power." *McKinsey Quarterly* 4 (2014).
- Gassert, Francis, Matt Luck, Matt Landis, Paul Reig, and Tien Shiao. "Aqueduct Global Maps 2.1: Constructing Decision- Relevant Global Water Risk Indicators." Working Paper. Washington, DC: World Resources Institute. Available online at: <http://www.wri.org/publication/aqueductglobalmaps-21-indicators>, 2014.
- Graffy, Elisabeth, and Steven Kihm. "Does Disruptive Competition Mean a Death Spiral for Electric Utilities." *Energy LJ* 35 (2014): 1.
- Gray, Matthew. "Coal: Caught in the EU Utility Death Spiral." *Carbon Tracker*. [http://www. Carbontracker. Org/wpcontent/uploads/2015/06/CTI-EU-Utilities-Report-v6-080615. Pdf](http://www.carbontracker.org/wpcontent/uploads/2015/06/CTI-EU-Utilities-Report-v6-080615.Pdf), 2015.
- Guay, Justin. "Fukushima and the Japanese Coal Myth." *Huffington Post*, 2013.
http://www.huffingtonpost.com/justinguay/fukushima-and-the-japanes_b_3062522.html.
- Halliday, R G, L P Fanning, and R K Mohn. "Use of the Traffic Light Method in Fisheries Management Planning." *Marine Fish Division, Scotia-Fundy Region, Department of Fisheries and Oceans, Bedford Institute of Oceanography, Dartmouth, NS, Canada*, 2001.
- Harding, Robin. "Chief Optimistic Tepco Earnings Can Cover Fukushima Plant Clean-Up." *The Financial Times*, 2016. <http://www.ft.com/cms/s/0/af09b686-cd7d-11e5-92a1-c5e23ef99c77.html#axzz42adPbRGg>.
- . "Renewable Energy Poses Challenge for Tokyo." *The Financial Times*, 2015.
<http://www.ft.com/cms/s/0/86bbc5a4-290c-11e5-8613-e7aedd7b7bdb7.html?siteedition=uk#axzz47DpFJeKy>.

- Hosoe, Nobuhiro. "Nuclear Power Plant Shutdown and Alternative Power Plant Installation scenarios—A Nine-Region Spatial Equilibrium Analysis of the Electric Power Market in Japan." *Energy Policy* 86 (2015): 416–32.
- IEA. "Energy, Climate Change and Environment." Paris, France, 2014.
- . "Feed-in Tariff for Electricity Generated from Renewable Energy." *International Energy Agency*, 2016. <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/japan/name-30660-en.php>.
- . "World Energy Outlook," 2015.
- IEEFA. "IEEFA: Japan Briefing: Japan's Energy Transformation," 2016. <http://ieefa.org/wpcontent/uploads/2016/03/Japan-Energy-Brief.pdf>.
- Inagaki, Kana. "Japan Court Blocks Restart of Two Nuclear Reactors." *The Financial Times*, 2015. <http://www.ft.com/cms/s/0/deaf7bde-e28a-11e4-ba33-00144feab7de.html#axzz42adPbRGg>.
- Iwata, Mari, and Henry Hoenig. "Japan Struggles to Find Balanced Energy Strategy." *The Wall Street Journal*, 2015. <http://www.wsj.com/articles/japan-struggles-to-find-balanced-energy-strategy-1431545581>.
- Japan Wind Power Association. "Wind Power Installed Capacity (by Year)," 2015. <http://jwpa.jp/pdf/JapanWindPowerInstallation2015.pdf>.
- Johnson, Elias. "Planned Coal-Fired Power Plant Retirements Continue to Increase." *EIA*, 2014. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15491>.
- J-Power. "Hydro and Geothermal Development in Japan." *IEA*, 2013. <https://www.iea.org/media/workshops/2013/scalingupfinancingtoexpandrenewables/7JPPOWER.pdf>.
- Kimura, Keiji. "Grid Parity – Solar PV Has Caught Up with Japan's Grid Electricity." *Renewable Energy Institute*, 2015. http://www.renewable-ei.org/en/column/column_20150730_02.php.
- Krotkov, N A, C A McLinden, C Li, L N Lamsal, E A Celarier, S V Marchenko, W H Swartz, et al. "Aura OMI Observations of Regional SO₂ and NO₂ Pollution Changes from 2005 to 2015." *Atmos. Chem. Phys.* 16, no. 7 (April 13, 2016): 4605–29. doi:10.5194/acp-16-4605-2016.
- Lacey, Stephen. "This Is What the Utility Death Spiral Looks Like." *Greentech Media*, March 4 (2014).
- Lockwood, Alan H, Kristen Welker-Hood, Molly Rauch, and Barbara Gottlieb. "Coal's Assault on Human Health." *Physicians for Social Responsibility Report*, 2009.
- Lovins, Amory B. "How Opposite Energy Policies Turned The Fukushima Disaster Into A Loss For Japan And A Win For Germany." *Forbes*, 2014. <http://www.forbes.com/sites/amorylovins/2014/06/28/how-opposite-energy-policies-turned-the-fukushima-disaster-into-a-loss-for-japan-and-a-win-for-germany>.
- Lu, Xi, Michael B McElroy, and Juha Kiviluoma. "Global Potential for Wind-Generated Electricity." *Proceedings of the National Academy of Sciences* 106, no. 27 (2009): 10933–38.
- Matsuo, Hirofumi. "Energy Deregulation Threatens to Break up Japanese Monopolies." *The Financial Times*, 2015. <http://www.ft.com/cms/s/2/ac713e7a-cbd1-11e4-beca-00144feab7de.html#axzz45zVvNX8X>.
- Mauldin, John, and Jonathan Tepper. *Code Red: How to Protect Your Savings from the Coming Crisis*. John Wiley & Sons, 2013.
- McNeill, David. "Japan's Feed-in Tariff Program Becomes a Solar Shambles." *Japan Today*, 2015. <http://www.japantoday.com/category/opinions/view/japans-feed-in-tariff-program-becomes-a-solar-shambles>.
- METI. "All Power Plant Specifications List (各電源の諸元一覧)," 2016. http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/001/pdf/001_11.pdf. ———. "Long-Term Energy Supply and Demand Outlook (Provisional Translation)." *Ministry of Economy, Trade and Industry*, 2015. http://www.meti.go.jp/english/press/2015/pdf/0716_01a.pdf.

- Moody's Investors Service. "Moody's: Warnings of a Utility 'Death Spiral' from Distributed Generation Premature." *Moody's*, 2014. https://www.moodys.com/research/Moodys-Warnings-of-a-utility-death-spiral-from-distributedgeneration--PR_312101.
- Moomaw, W, P Burgherr, G Heath, M Lenzen, J Nyboer, and A Verbruggen. "Annex II: Methodology." *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, 2011, 982.
- National Energy Technology Laboratory. "Coal-Fired Power Plants in the United States: Examination of the Costs of Retrofitting with CO2 Capture Technology." Washington, US, 2011. http://www.netl.doe.gov/energyanalyses/pubs/GIS_CCS_retrofit.pdf.
- Nikkei. "Japan's Solar Power Feed-in Tariff to Fall 20% or More in 3 Years." *Nikkei*, 2016. <http://asia.nikkei.com/Politics-Economy/Policy-Politics/Japan-s-solar-power-feed-in-tariff-to-fall-20-or-more-in-3-years>.
- Parkes, Rachel. "Japan: Land of the Rising Sun?" *Renewable Energy Focus*, 2015. <http://www.renewableenergyfocus.com/view/43409/japan-land-of-the-rising-sun/>.
- Pfeiffer, Alexander, Richard Millar, Cameron Hepburn, and Eric Beinhocker. "The '2°C Capital Stock' for Electricity Generation: Committed Cumulative Carbon Emissions from the Electricity Generation Sector and the Transition to a Green Economy." *Applied Energy* (In Press) (2016). doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.093>.
- Reuters. "CORRECTED-UPDATE 2-As Japan's Oil, Gas, Power Use Stalls, Coal Imports Hit New Record." *Reuters*, 2016. <http://www.reuters.com/article/japan-energy-demand-idUSL3N15900U>.
- Robins, Brian. "Electricity Market: Heatwave Generates Interest in Power." *The Sydney Morning Herald*, 2014. <http://www.smh.com.au/business/electricity-market-heatwave-generates-interest-in-power-20140117-310d2.html>.
- Rong, Fang, and David G. Victor. "What Does It Cost to Build a Power Plant?" *ILAR Working Paper*. Vol. 17, 2012.
- Saito, Mari, Aaron Sheldrick, and Kentaro Hamada. "Japan May Only Be Able to Restart One-Third of Its Nuclear Reactors." *Reuters*, 2014. <http://www.reuters.com/article/us-japan-nuclear-restarts-insightidUSBREA3020020140401>.
- Sheerer, Christine, Nicole Ghio, Lauri Myllyvirta, Aiqun Yu, and Ted Nace. "Boom and Bust 2016: Tracking the Global Coal Plant Pipeline," 2016. http://sierraclub.org/sites/www.sierraclub.org/files/uploads-wysiwig/final_boom_and_bust_2017_%283-27-16%29.pdf.
- Simms, James. "Outlook Cloudy for Japan's Renewable Energy Drive." *The Financial Times*, 2015. <http://www.ft.com/cms/s/0/dae47c8c-d927-11e4-b907-00144feab7de.html#axzz459PztpkK>.
- SolarGIS. "SolarGIS: Free Solar Radiation Maps Download Page," 2016. <http://solargis.info/doc/free-solar-radiationmaps-GHI>.
- The Financial Times. "Kansai Electric Plunges after Reactor Halt." *The Financial Times*, 2016. <http://www.ft.com/fastft/2016/03/10/kansai-electric-plunges-after-reactor-halt/>.
- The Mainichi. "Many Feel Less Interest in 2011 Quake Disaster Hit Areas: Survey." *The Mainichi*, 2016. <http://mainichi.jp/english/articles/20160308/p2a/00m/0na/006000c>.
- The National Bureau of Asian Research. "Energy Mix in Japan - Before and after Fukushima," 2013. http://www.nbr.org/downloads/pdfs/eta/PES_2013_handout_kihara.pdf.
- The World Bank. "RISE Scoring Methodology," 2016. <http://rise.worldbank.org/Methodology/Scoring-methodology>.
- Topham, James. "Japan's Power Failure: Bid to Forge National Grid Stumbles." *Reuters*, 2014. <http://www.reuters.com/article/us-japan-electricity-grid-idUSKCN0IA2JX20141021>.

-
- Tulloch, Daniel J, Ivan Diaz-Rainey, and I.M. Premachandra. "The Impact of Liberalization and Environmental Policy on the Financial Returns of European Energy Utilities." *The Energy Journal* 38, no. 2 (2017): 77–106. doi:<http://dx.doi.org/10.5547/01956574.38.2.dtul>.
- Vidal, John, and Terry Macalister. "Japan under Fire for Scaling Back Plans to Cut Greenhouse Gases." *The Guardian*, 2013. <http://www.theguardian.com/global-development/2013/nov/15/japan-scaling-back-cut-greenhousegases>.
- Watanabe, Chisaki. "Solar Shipments in Japan Drop First Time Since 2012 Incentives." *Bloomberg Technology*, 2015. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-08-31/solar-shipments-in-japan-drop-first-time-since-2012-incentives>.
- World Nuclear Association. "Nuclear Power in Japan," 2016. <http://www.world-nuclear.org/informationlibrary/country-profiles/countries-g-n/japan-nuclear-power.aspx>.

付属書 A:データセット準備

本報告書では、石炭火力発電所、燃料炭採掘企業および石炭加工技術の分析を行うにあたり、多数のデータソースを利用している。表 56 に主なデータの出典元を記す。全発電所や炭鉱に関するデータが得られなかった場合は、入手可能なデータから推定するか、あるいはオックスフォード大学スミス大学院によって補完された。例えば、石炭火力発電設備の全資産の 74% の設備容量 (MWh 時間あたりの発電量) データは CARMA から入手し、残りの 26% についてはオックスフォード大学スミス大学院が推定値を算出した。

表 56: データ出典元と網羅度合

Data データ	Data Source データ出典元 (in order of seniority) (年次順)	Completion % 網羅率 %	Notes 備考
発電所資産数 (N=154 石炭火力発電所)			
	コール・スワームのグローバル石炭発電所トラッカー (コール・スワーム、2015 年第 4 四半期) エニペディア (Enipedia)		
位置情報	CARMA (炭素行動モニタリング: Carbon Monitoring for Action) データベース (CARMA、v 3.0 2012 年 7 月発行) Platts の世界の発電所データベース (WEPP、2016 年第 1 四半期)	100%	
設備容量[MW]	コール・スワーム、WEPP、エニペディア、CARMA	100%	
発電量[MWh]	エニペディア、CARMA、オックスフォード大学スミス大学院	100%	推定 48%
経年数	コール・スワーム、WEPP、エニペディア、CARMA、オックスフォード大学スミス大学院	100%	推定 4%
CO2 集約度	コール・スワーム、WEPP、CARMA、オックスフォード大学スミス大学院	100%	推定 3%
市場分析			
一般情報	スタンダード&プアーズ (S&P) Capital IQ、Trucost 社	-	
設備投資傾向	S&P Capital IQ	-	
起債	S&P Capital IQ	-	
所有傾向	S&P Capital IQ	-	
地域的リスクの仮説 (LRH)			
PM2.5 排出 2012-2014 年平均	ダルハウジー大学 大気組成分析グループ	グローバル	
NO2 排出 2015 年	NASA GES DISC OMNO2 (米国航空宇宙局 (NASA) 衛星データ)	グローバル	
水銀排出 2010 年	AMAP/UNEP 2010 (2010 年の UNEP データ)	グローバル	
水ストレス 2015 年	WRI アクアダクト (Aquaduct)	グローバル	
CCS 地形適正	ジオグリーン (Geogreen)	グローバル	
熱ストレス 2016-2035 年	気候変動に関する政府間パネル (IPCC) 第 5 次評価報告書 (AR5) WGII	グローバル	
原子力再稼働リスク	WEPP	グローバル	
全国的リスクの仮説 (NRH)			
再生可能エネルギーの見通し	EY の再生可能エネルギー国別魅力指数	詳細は NRH 参照	
再生可能エネルギーの政策支援	REN21 (21 世紀のための自然エネルギー政策ネットワーク)	詳細は NRH 参照	
規制による水ストレス 2015 年	WRI のアクアダクト	詳細は NRH 参照	
CCS の法的環境	グローバル CCS インスティテュート 法・規制指標	詳細は NRH 参照	

個々の発電所情報は、炭素行動モニタリング（Carbon Monitoring for Action: CARMA）の最新版（バージョン 3）データベース、エニペディア、コール・スワームのグローバル石炭発電所トラッカー（Global Coal Plant Tracker : CPT）より入手している。これらのデータベースを照らし合わせ、同じ発電所の情報については、コール・スワームの情報を優先させ、次にエニペディア、そして CARMA の情報を利用している。CARMA、エニペディア、あるいは CPT には報告されていない閉鎖された発電所の情報を除外するには、Platts の世界の発電所データベース（WEPP）を参照している。さらに、稼働中ではあるが CARMA に含まれていない石炭以外の火力発電所の情報は WEPP で確認している。

CARMA は既存および計画中の発電所情報を掲載しており、体系的な更新は 2009 年末に行われた。CPT は 2010 年以降に計画され、世界の株式情報に追加された石炭火力発電所のデータを掲載している（現時点では最新の 2015 年 12 月に更新された情報を利用した）。そして、エニペディアは個々の発電所の基本情報を常時更新している。WEPP は四半期ごとに更新されている（2015 年第 4 四半期のデータを利用した）。これらのデータを照らし合わせ、全世界の発電所の位置情報、所有者、年間発電量（メガワット時）、経年数、燃料種、発電容量、炭素集約度を効率的に確認した上でデータベースを作成した。石炭火力発電所の情報としては、最新かつ包括的なものとなっている。

コール・スワーム、エニペディア、および WEPP データベースの精度を示すものはないが、CARMA のデータについてはウェブサイト（carm.org）上に数々の注意書が一覧表で示されており、特にそのうちの 2 点はデータベースに関連するものである。1 点目は、CARMA が発電量と CO2 排出量の推定にアメリカの発電所データの詳細に適合させた統計モデルを利用していることである。CARMA は、CO2 排出量は 60% の確率で真値の 20% 以内に、発電量は 40% の確率で真値の 20% 以内に入っていると報告している。2 点目は、CARMA の地理的位置情報は、精度に差があるとしていることである。ほぼ全ての火力発電所の地方行政区分の位置は把握されており、少なくとも 80% の火力発電所は市まで、40% は国あるいは地域まで、16% は特定の郵便番号までが分かっている。大まかな位置情報と特定可能な位置情報を比較した際の平均空間誤差は約 7 キロだが、全体の地理的分析（40 キロと 100 キロ単位）の範囲に十分収まっている。

国際証券識別番号（ISIN）とは、可能な限りの上位石炭火力発電設備、燃料炭採掘、石炭加工技術企業の株の有価証券を特定するものである。民間企業は有価証券 ISIN を取れない。多重債権 ISIN は個々の企業にも適合できるが、この時点ではできていない。ISIN は公開データベース¹⁸⁸およびインターネット調査から直接入手した。

¹⁸⁸ 詳細は at <http://www.isin.org>. 参照

付属書 B: 財務データ

表57: 石炭火力発電設備の比率分析

年	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)	(J)	(K)	(L)	(M)
	純利益率	CAPEX 収益	流動 比率	当座 比率	総負債資 本	総負債提 出資本	EBIT 支 払利子	EBITA DA 支 払利子	(EBITA DA- CAPEX) 支払 利子	EBITDA 総負債	(EBITD A- CAPEX) 総負 債	EBITDA 純負債	(EBITD A- CAPEX) 純負 債
1995	0.90%	6.49%	0.93x	0.65x	231.37%	69.82%	1.60x	2.29x	1.85x	9.94x	11.80x	6.93x	9.51x
1996	1.89%	5.84%	0.84x	0.61x	250.51%	71.47%	1.96x	3.86x	3.56x	6.97x	7.91x	5.67x	6.57x
1997	1.62%	9.03%	0.90x	0.62x	232.98%	69.97%	1.99x	4.32x	3.01x	7.99x	14.30x	5.74x	12.93x
1998	1.64%	10.56%	0.86x	0.59x	303.01%	75.10%	1.71x	4.52x	1.86x	8.15x	18.36x	6.40x	15.88x
1999	1.42%	11.42%	0.90x	0.63x	308.62%	75.43%	1.71x	4.40x	2.38x	8.01x	16.45x	6.76x	15.59x
2000	1.63%	10.36%	0.94x	0.63x	291.46%	74.44%	2.00x	5.19x	2.22x	5.93x	15.80x	5.57x	14.25x
2001	2.09%	7.95%	0.85x	0.53x	249.76%	71.41%	2.38x	5.72x	3.22x	5.53x	10.85x	5.38x	9.28x
2002	1.39%	7.81%	0.81x	0.51x	282.78%	73.88%	2.39x	6.14x	2.74x	6.01x	13.37x	5.81x	13.15x
2003	1.35%	6.17%	0.83x	0.53x	254.31%	71.78%	3.05x	7.05x	3.54x	5.93x	11.12x	5.42x	10.28x
2004	2.54%	6.15%	0.87x	0.51x	235.46%	70.19%	3.90x	8.38x	5.07x	5.21x	9.02x	4.83x	8.04x
2005	3.60%	6.04%	0.93x	0.57x	184.26%	64.82%	5.29x	10.67x	6.52x	4.47x	7.95x	4.20x	6.88x
2006	4.24%	7.00%	0.93x	0.53x	158.34%	61.29%	6.05x	12.76x	6.78x	4.92x	8.14x	4.80x	7.86x
2007	4.03%	7.25%	0.99x	0.55x	132.47%	56.98%	5.94x	11.45x	5.63x	4.79x	8.91x	4.71x	7.75x
2008	3.09%	7.69%	1.00x	0.55x	148.01%	59.68%	4.10x	11.35x	5.07x	5.02x	10.10x	5.02x	9.62x
2009	0.47%	7.46%	1.07x	0.59x	181.65%	64.49%	4.40x	9.43x	4.93x	5.49x	11.42x	5.07x	10.10x
2010	2.70%	6.50%	1.12x	0.69x	141.65%	58.62%	3.35x	12.21x	5.13x	5.04x	11.65x	4.78x	13.11x
2011	3.08%	5.41%	1.17x	0.70x	122.98%	55.15%	6.28x	15.32x	8.60x	4.28x	6.49x	3.93x	6.80x
2012	1.40%	5.85%	1.13x	0.69x	128.41%	56.22%	6.50x	12.80x	8.76x	5.22x	8.91x	5.22x	9.25x
2013	1.28%	6.09%	1.12x	0.71x	120.54%	54.66%	5.23x	12.22x	7.08x	6.13x	10.15x	5.70x	9.60x
2014	2.54%	6.00%	1.20x	0.79x	112.08%	52.85%	6.83x	13.48x	6.77x	5.92x	8.56x	5.18x	8.98x
2015	2.60%	5.78%	1.20x	0.77x	107.64%	51.84%	6.82x	14.29x	6.15x	5.57x	10.71x	4.41x	9.22x

表58. 日本の発電事業 債券の発行

	総負債残高	最大負債残高	無担保債務		総 DEBT/EBITDA
エア・ウォーター	¥154,861.00	2020	¥ 122,994	79.4%	2.48
旭化成	¥269,017.00	2019	¥ 266,280	99.0%	1.06
中部電力	¥2,936,214.00	2017	¥ 2,245,293	76.5%	7.75
中越パルプ工業	¥50,940.00	-	¥ 46,636	91.6%	4.97
中国電力	¥1,960,594.00	2018	¥ 768,927	39.2%	10.90
ダイセル	¥86,957.00	2018 / 2019 / 2023	¥ 86,957	100.0%	1.13
北海道電力	¥1,298,394.00	2018	¥ 489,052	37.7%	13.15
ホクレン農業協同組連合会	¥-	-	¥ -	-	0.00
北陸電力	¥874,285.00	2018	¥ 360,708	41.3%	7.92
出光興産	¥1,006,180.00	2018	¥ 1,006,180	100.0%	NM
伊藤忠エネクス	¥52,103.00	2022	¥ 40,954	78.6%	2.05
JFE ホールディングス	¥1,501,760.00	2017	¥ 1,519,094	101.2%	3.77
電源開発	¥1,723,656.00	2017	¥ 1,380,342	80.1%	10.37
関西電力	¥4,315,724.00	2017	¥ 2,065,719	47.9%	14.07
鹿島北共同発電	¥-	-	¥ -	-	0.00
神戸製鋼	¥709,855.00	2017	¥ 661,713	93.2%	3.39
クラレ	¥59,444.00	2021	¥ 59,236	99.7%	0.54
九州電力	¥3,340,367.00	2017	¥ 1,763,100	52.8%	22.17
丸紅	¥3,410,535.00	2017	¥ 3,369,024	98.8%	12.39
三井松島産業	¥12,736.00	-	¥ 8,003	62.8%	5.35
マツダ	¥701,019.00	2019	¥ 644,526	91.9%	2.58
エヌシーみいけ	¥-	-	¥ -	-	0.00
三菱商事	¥6,402,754.00	2016	¥ 6,092,106	95.1%	22.82
三井物産	¥4,793,957.00	2016	¥ 4,600,743	96.0%	9.55
JX ホールディングス	¥2,660,282.00	2018	¥ 2,393,257	90.0%	6.87
日本製紙	¥729,697.00	2017	¥ 729,806	100.0%	8.35
新日鉄住金	¥1,975,159.00	2017	¥ 2,244,968	113.7%	2.91
王子ホールディングス	¥862,579.00	2017	¥ 849,256	98.5%	7.16
沖縄電力	¥231,204.00	2018	¥ 120,468	52.1%	6.26
オリックス	¥4,419,626.00	2017	¥ 4,126,095	93.4%	7.13
大阪ガス	¥632,980.00	2018	¥ 588,659	93.0%	3.19
四国電力	¥713,328.00	2017	¥ 343,550	48.2%	7.52
昭和電工	¥368,835.00	2021	¥ 368,831	100.0%	5.78
住友商事	¥4,520,047.00	2022	¥ 3,913,707	86.6%	15.40
太平洋セメント	¥421,754.00	2018	¥ 364,888	86.5%	3.81
帝人	¥306,761.00	2018 / 2021	¥ 306,758	100.0%	3.74
東北電力	¥2,583,923.00	2017	¥ 1,327,745	51.4%	6.61
東海共同発電	¥-	-	¥ -	-	0.00
トクヤマ	¥283,195.00	2020	¥ 276,691	97.7%	7.38
東京電力	¥7,018,090.00	2017	¥ 2,348,553	33.5%	7.46
東京ガス	¥728,597.00	2018	¥ 727,897	99.9%	2.35
東芝	¥1,341,384.00	2069	¥ 1,309,876	97.7%	3.72
東ソー	¥271,526.00	-	¥ 269,017	99.1%	3.12
宇部興産	¥239,714.00	2016	¥ 238,399	99.5%	4.21
東燃ゼネラル石油	¥334,207.00	2019	¥ 334,207	100.0%	7.64
エイブル	¥-	-	¥ -	-	0.00
広島ガス	¥39,170.00	2018 / 2021 / 2023	¥ 39,157	100.0%	3.55
ニュー・フロンティア・キャピタル・マネジメント	¥-	-	¥ -	-	0.00
前田建設工業	¥81,342.00	2018 / 2019	¥ 74,022	91.0%	5.25
名港海運	¥288.00	-	¥ -	0.0%	0.05
西華産業	¥8,397.00	-	¥ 6,502	77.4%	2.22
日本エネルギーパートナーズ					
ホクザイ運輸	¥-	-	¥ -	-	0
常磐共同火力	¥-	-	¥ -	-	0
千葉県	¥-	2024 / 2025	¥ -	-	0

表59. 日本の発電事業の所有企業

	ティッカー	所有	投資	施設	法人	ESOP	公的／その他
エア・ウォーター	TSE:4088	公開会社	1,316.04	115,701.64	16,797.61	8,796.15	183,676.66
旭化成	TSE:3407	公開会社	254.44	538,458.40	-	26,972.77	495,398.04
中部電力	TSE:9502	公開会社	369.59	340,527.08	155.09	29,204.66	721,294.65
中越パルプ工業	TSE:3877	公開会社	37.16	6,030.02	9,317.38	-	11,722.38
中国電力	TSE:9504	公開会社	280.59	156,484.72	1,010.08	10,235.46	251,471.23
ダイセル	TSE:4202	公開会社	308.84	167,807.81	44,693.58	7,334.71	263,449.61
北海道電力	TSE:9509	公開会社	118.93	75,491.64	-	4,233.25	125,932.43
ホクレン農業協同組位連合会		事業者団体	-	-	-	-	-
北陸電力	TSE:9505	公開会社	352.01	69,575.98	26.26	10,358.84	183,987.40
出光興産	TSE:5019	公開会社	326.87	96,384.88	82,739.45	15,041.56	182,341.72
伊藤忠エネクス	TSE:8133	公開会社	186.91	11,811.61	61,116.15	1,269.53	26,203.56
JFE ホールディングス	TSE:5411	公開会社	142.52	256,048.71	12,519.53	-	642,175.21
電源開発	TSE:9513	公開会社	541.26	264,840.52	-	12,145.71	329,258.84
関西電力	TSE:9503	公開会社	350.79	156,408.06	21,158.03	-	463,907.21
鹿島北共同発電		民間会社	-	-	-	-	-
神戸製鋼	TSE:5406	公開会社	178.34	87,613.54	17,428.32	-	282,229.35
クラレ	TSE:3405	公開会社	372.59	227,511.25	-	-	265,897.00
九州電力	TSE:9508	公開会社	309.62	145,570.94	572.30	11,248.55	364,326.75
丸紅	TSE:8002	公開会社	658.74	387,616.09	103.58	-	628,677.64
三井松島産業	TSE:1518	公開会社	1,019.10	2,570.44	-	-	12,077.06
マツダ	TSE:7261	公開会社	103.36	350,240.09	21,813.99	-	670,702.88
エヌシーみいけ		民間会社	-	-	-	-	-
三菱商事	TSE:8058	公開会社	1,468.01	1,098,466.23	182.35	-	1,851,470.11
三井物産	TSE:8031	公開会社	516.22	585,931.02	-	-	1,818,103.73
JX ホールディングス	TSE:5020	公開会社	290.82	410,788.73	42,841.85	-	716,015.04
日本製紙	TSE:3863	公開会社	154.09	99,521.27	7,657.35	6,988.59	129,396.80
新日鉄住金	TSE:5401	公開会社	472.28	639,676.31	45,104.22	1,022.10	1,427,118.28
王子ホールディングス	TSE:3861	公開会社	6,924.73	104,136.24	8,140.97	10,904.66	317,556.48
沖縄電力	TSE:9511	公開会社	206.04	24,309.22	-	3,381.71	36,308.07
オリックス	TSE:8591	公開会社	772.11	1,140,408.92	723.71	-	935,158.24
大阪ガス	TSE:9532	公開会社	469.94	259,165.63	158.76	10,792.51	554,810.88
四国電力	TSE:9507	公開会社	204.93	63,557.76	13,444.83	6,028.24	188,100.94
昭和電工	TSE:4004	公開会社	248.88	68,348.29	2,557.53	2,830.22	90,257.51
住友商事	TSE:8053	公開会社	608.34	360,785.39	53,475.05	-	1,045,301.80
太平洋セメント	TSE:5233	公開会社	101.02	142,758.30	2,943.25	-	212,920.38
帝人	TSE:3401	公開会社	259.67	117,724.03	3,876.90	9,980.57	258,352.80
東北電力	TSE:9506	公開会社	288.15	162,961.54	-	19,825.20	483,753.87
東海共同発電		民間会社	-	-	-	-	-
トクヤマ	TSE:4043	公開会社	24.14	24,612.16	1,136.36	-	35,097.95
東京電力	TSE:9501	公開会社	108.03	144,015.81	2,333.91	28,150.19	745,128.03
東京ガス	TSE:9531	公開会社	374.48	463,697.49	13,075.36	20,794.00	661,387.72
東芝	TSE:6502	公開会社	296.27	270,525.99	27,767.91	-	696,370.74
東ソー	TSE:4042	公開会社	330.43	130,158.56	5,027.84	-	195,398.94
宇部興産	TSE:4208	公開会社	144.08	83,832.98	572.18	-	137,632.11
東燃ゼネラル石油	TSE:5012	公開会社	7.34	84,104.55	43,969.09	-	253,266.00
エイブル		民間会社	-	-	-	-	-
広島ガス	TSE:9535	公開会社	735.95	4,256.95	5,375.40	-	13,336.47
ニュー・フロンティア・キャピタル・マネジメント		民間会社	-	-	-	-	-
前田建設工業	TSE:1824	公開会社	169.55	41,566.43	30,147.32	3,854.99	78,793.68
名港海運	NSE:9357	公開会社	670.31	6,881.68	4,118.55	-	16,281.95
西華産業	TSE:8061	公開会社	324.98	1,968.21	2,198.18	-	10,516.05
日本エネルギーパートナーズ							
ホクサイ運輸		民間会社	-	-	-	-	-
常磐共同火力		民間会社	-	-	-	-	-
千葉県		政府機関	-	-	-	-	-

付属書 C: 石炭火力発電所データ概要

表 60. 稼働中、建設中、計画段階の石炭火力発電所の燃料別発電容量

発電所名	石炭火力発電容量 [GWh]	石炭火力発電容量 [MW]			排出量 [kg CO ₂ /MWh]	CAPEX [mPY, 2015]
		稼働中	建設中	計画段階		
電源開発	60,352	17,472	1,483	4,339	868	-148,404
東京電力	25,360	54,852	1,960	1,426	845	-257,649
東北電力	36,273	16,045	1,344	1,445	898	-170,330
中国電力	23,106	12,829	84	2,701	869	-260,347
中部電力	30,610	30,322	2,599	700	866	-293,944
九州電力	17,231	15,525	1,480	873	894	-117,322
北陸電力	18,492	6,547	8	1,726	871	-121,374
北海道電力	15,868	5,962	400	4,220	806	-415,859
関西電力	5,507	26,328	-	2,900	695	-95,353
神戸製鋼	8,753	2,058	-	320	949	-324,074
新日鉄住金	6,739	2,623	-	320	949	-324,074
住友商事	7,994	2,893	38	365	934	-247,965
四国電力	7,040	4,702	280	500	886	-59,120
トクヤマ	1,730	883	-	-	906	-32,470
沖縄電力	4,912	2,369	35	634	867	-23,023
日本製鋼	2,473	1,466	100	513	1,046	-48,692
東ソー	3,474	678	-	-	932	-34,133
鹿島北共同発電	789	647	-	-	578	-
三菱商事	1,700	2,168	-	377	985	-307,539
王子ホールディングス	1,415	705	-	-	1,140	-69,890
太平洋セメント	1,689	704	-	-	1,066	-38,402
エスシー・みいけ	1,659	175	-	-	995	-
三井物産	721	808	-	623	1,118	-378,374
大塚カス	870	1,755	110	500	900	-105,082
東海共同発電	822	149	-	-	826	-
JFEホールディングス	652	1,247	-	943	1,140	-220,809
昭和電工	438	802	-	124	1,130	-40,645
出光興産	416	303	-	667	767	-111,698
伊藤忠エネクス	344	158	37	-	862	-14,054
旭化成	364	550	-	120	1,070	-82,990
中越ヘルテ工業	267	50	-	-	1,140	-8,177
東芝	279	294	-	101	1,130	-236,510
マツダ	206	42	-	-	812	-123,370
帝人	25	74	-	70	386	-26,527
ホクレン農業協同組合連合会	8	26	-	-	386	-
IXホールディングス	143	76	-	-	637	-388,400
クラレ	74	19	-	-	1,140	-43,099
三井物産	33	9	-	-	986	-1,753
ダイセル	33	13	-	-	1,140	-29,629
東京カス	1	1,216	204	2,648	403	-180,097
宇部興産	-	543	-	400	-	-41,961
丸紅	-	44	153	519	-	-322,419
オリックス	-	-	-	110	-	-716,755
エイブル	-	-	-	56	-	-
エー・ウオーター	-	-	-	56	-	-30,055
千歳	-	-	-	56	-	-
広島カス	-	-	-	56	-	-7,339
ホクサイ運輸	-	-	-	56	-	-
ニュー・フロンティア・キャピタル・デベロップメント	-	-	-	100	-	-
西井産業	-	-	-	0	-	-413
常磐共同火力	-	-	-	180	-	-
前田建設工業	-	-	-	1,100	-	-7,599
名港通運	-	-	-	15	-	-2,533
日本エネルギーパートナーズ	-	-	-	500	-	-
重機エネルギー石油	-	-	-	500	-	-371,55

表 61 は、55 社全ての発電設備におけるあらゆる燃料および石炭の稼働中の設備容量を集計したデータを石炭火力発電の総設備容量順に示している。

東北電力は石炭火力発電による電力容量が東京電力よりも少ないにも関わらず、時間当たりの発電量 (MWh)が多いことは注目に値する。これは、おそらく原子力発電が停止していることを石炭火力で補っていることが原因と考えられる。もう 1 つ、多数の鉄鋼メーカーや複合企業が地域の事業を越える石炭火力による発電量を有していることがデータより見て取れる。

表61: 55 社による稼働中の石炭火力発電所の状況詳細

	総発電容量				稼働中の石炭火力発電所の発電容									
	MW	GWh	平均 CO2 集約度	平均経年数	発電容量 MW	石炭火力発電量 GWh	石炭火力発電による平均 CO2 集約度	石炭火力発電の平均経年数	PM 2.5	水ストレス基準	CCS 追設の可能性	熱ストレス	原子力発電所再稼働の可能性 (MW)	
東北電力	17472	72690	423	1983	8414	59943	868	1991	10	0.26	39%	0.89	248	
中国電力	16895	67733	530	1987	5751	38147	845	1993	6	0.2	0%	0.77	1726	
中部電力	54002	152098	444	1987	5900	21993	865	2000	7	0.13	0%	0.88	1234	
九州電力	30070	110216	463	1988	4100	29129	869	1997	9	0.53	100%	0.84	361	
北陸電力	15525	56450	453	1987	3646	16532	868	1991	10	0.1	46%	0.81	469	
北海道電力	11873	38402	565	1982	3252	18670	881	1989	10	0.2	24%	0.9	82	
関西電力	6547	25479	558	1980	2902	18492	894	1992	9	0.41	83%	0.93	0	
神戸製鋼	5712	19890	566	1981	2250	14709	873	1984	6	0.27	0%	1.09	207	
新日鉄住金	3130	13208	864	1991	1950	9859	949	1992	8	0.18	23%	0.69	449	
住友商事	26328	79345	360	1988	1800	5507	806	2007	8	0.77	100%	0.93	0	
四国電力	2058	9443	761	1999	1475	8753	695	2003	9	0.55	100%	0.84	202	
日本エネルギーパートナーズ	4702	12770	540	1979	1106	7040	886	1991	9	0.17	63%	0.88	289	
東燃ゼネラル石油	2451	8253	632	1990	888	4874	934	1999	9	0.26	12%	0.84	298	
トクヤマ	913	1750	881	1977	883	1730	906	1977	10	1.7	0%	0.87	43	
沖縄電力	2369	10424	714	1993	754	4912	867	1999	4	0.42	58%	0.68	1	
日本製鋼	1592	3958	707	1986	680	2473	1046	1983	7	0.41	0%	1	960	
東ソー	681	3486	923	1989	667	3474	932	1990	10	0.18	72%	0.91	453	
鹿島北共同発電	647	789	578	1983	647	789	578	1983	10	0.3	0%	0.88	110	
三菱商事	2251	5553	528	1990	406	1700	985	1994	8	0.21	0%	0.85	762	
王子ホールディングス	1155	2342	444	1975	283	1415	1140	1973	6	0.13	0%	1.09	207	
太平洋セメント	704	2130	738	1987	281	1689	1066	2003	7	0.05	64%	0.71	746	
エスシーみいけ	175	1659	995	1975	175	1659	995	1975	12	0.24	0%	0.9	469	
三井物産	878	1844	493	1987	170	721	1118	1984	12	0.22	0%	0.9	469	
大塚ガス	1755	9009	446	2006	149	870	900	2000	9	0.53	100%	0.84	361	
東海共同発電	149	822	826	1990	149	822	826	1990	9	0.53	0%	0.93	361	
IEホールディングス	1247	3475	602	1979	124	652	1140	1984	9	0.68	0%	0.88	82	
昭和電力	802	1449	652	1970	78	438	1130	1994	10	0.89	0%	0.92	110	
出光興産	303	1484	415	1992	76	416	767	1989	9	0	0%	0.84	361	
伊藤忠エネクス	562	541	416	1996	61	344	862	1995	11	0.15	0%	0.9	82	
旭化成	562	1395	603	1976	50	364	1070	2006	10	0.02	100%	0.9	469	
中越パルプ工業	167	350	450	1990	50	267	1140	1990	9	0.2	0%	0.93	0	
東芝	303	1399	480	1998	48	279	1130	2005	12	0.24	0%	0.9	469	
マツダ	42	209	801	2001	39	206	812	2002	5	0.54	0%	0.45	82	
帝人	115	70	386	2000	32	25	386	2020	10	0.28	0%	0.88	207	
ホクレン農業協同組合連合会	26	8	386	1999	26	89	386	1999	4	0.03	100%	1.13	469	
IXホールディングス	77	348	529	1989	24	143	637	1998	9	0.68	0%	0.88	82	
三井物産	147	166	278	1971	17	74	1140	1975	9	0.68	0%	0.88	82	
三井物産	9	33	986	1969	9	33	986	1969	12	0	0%	0.9	469	
タイセル	116	134	246	1980	9	33	1140	1986	10	0.23	0%	0.95	126	
東京ガス	543	5900	409	2011	0	1	403	1983	10	0.39	0%	0.92	110	
宇部興産	543	559	538	1990	0	0								
丸紅	309	706	158	2006	0	0								
オリックス	44	120	149	2011	0	0								
エー・エー・エー	0	0	0	0	0	0								
エー・エー・エー	0	0	0	0	0	0								
千歳	0	0	0	0	0	0								
広島ガス	0	0	0	0	0	0								
ホクサイ運輸	0	0	0	0	0	0								
ニュー・フロンティア・キャピタル・ブネ	0	0	0	0	0	0								
西華産業	0	0	0	0	0	0								
常磐共同火力	0	0	0	0	0	0								
前田建設工業	0	0	0	0	0	0								
名港通運	0	0	0	0	0	0								
日本エネルギーパートナーズ	0	0	0	0	0	0								
東燃ゼネラル石油	0	0	0	0	0	0								

平均 CO2 集約度、平均経年数、PM2.5、水ストレス基準、CCS 追設の可能性、熱ストレス、原子力発電所の平均可能性など、発電所のそれぞれの発電量 (MW) に応じた数値を入力した。
所有権が共有されている発電所については、所有者の比率に応じて特定の発電量 MW の分割所有分を示した。

表 62 は、55 社全ての発電設備におけるあらゆる燃料および石炭の計画段階の設備容量を示している。この表も、石炭火力の総発電量に応じたものとなっている。前出の稼働中の発電所の詳細を示した表でも示したのと同様、多くの事業会社が地域の事業を越える石炭火力による発電量を有している。計画段階の石炭火力発電容量が 2 番目に多い電力事業者である電源開発（J-POWE、4,020MW）が、2 番目に少ないとは云え、原子力発電容量リスクの平均可能性（702MW）も有することは注目すべき事実である。想定通りではあるが、電力需要の伸びが最も確実であると予測される東京および関西の該当地域における地域事業には、それぞれ最も多い（5,682MW）、および 3 番目（3,462MW）に多い石炭火力発電設備の計画がある。

表 62: 55 社による計画段階にある石炭火力発電所の状況詳細

	総発電容量				稼働中の石炭火力発電所の発電容量								
	MW	GWh	平均 CO2 集約度	平均経年数	発電容量 MW	石炭火力発電量 GWh	石炭火力発電による平均 CO2 集約度	石炭火力発電の平均経年数	PM 2.5	水ストレス基準	CCS 追設の可能性	熱ストレス	原子力発電所再稼働の可能性 (MW)
東北電力	14722	54169	505	2015	5357	25840	798	2021	6	0.25	26%	0.64	8936
中国電力	4339	12061	738	2020	4020	11004	796	2021	6	0.29	67%	0.54	702
中部電力	4220	11757	659	2019	3462	9443	803	2024	6	0.2	53%	0.55	4276
九州電力	2701	7905	563	2018	2355	5959	785	2026	7	0.3	71%	0.67	7619
北陸電力	2648	7241	616	2019	1500	4116	859	2020	4	0.13	44%	0.33	1100
北海道電力	1445	3953	781	2022	1445	3953	781	2022	6	0.13	73%	0.58	885
関西電力	2900	6639	579	2020	1300	3559	872	2022	9	0.55	100%	0.84	0
神戸製鋼	1100	3005	839	2023	1100	3005	839	2023	8	0.24	0%	0.94	17263
新日鉄住金	838	2209	719	2024	750	2044	804	2024	5	0.08	87%	0.49	15108
住友商事	700	1912	865	2020	667	1829	900	2020	4	0.12	100%	0.29	1100
四国電力	667	1829	900	2020	667	1829	900	2020	4	0.12	100%	0.29	1100
日本エネルギーパートナーズ	826	3091	649	2018	600	2395	781	2022	9	0.26	50%	0.96	17263
東燃ゼネラル石油	513	1409	857	2017	508	1400	865	2017	7	0.91	22%	0.94	14577
トクヤマ	500	2894	936	2022	500	2894	936	2022	9	0	0%	0.88	2022
中部電力	500	1366	877	2023	500	1366	877	2023	4	0.08	0%	0.35	876
日本製鋼	500	1361	807	2025	500	1361	807	2025	6	0.17	0%	0.44	1100
東ソー	500	1339	743	2035	500	1339	743	2035	6	0.17	0%	0.44	1100
鹿島北共同発電	400	1091	872	2024	400	1091	872	2024	4	0.05	0%	0.3	820
三菱商事	519	1384	495	2017	390	1074	659	2018	8	0.08	0%	0.81	11851
王子ホールディングス	943	2223	548	2025	333	915	807	2020	4	0.12	0%	0.29	1100
太平洋セメント	320	878	767	2020	320	878	767	2020	5	0.15	0%	0.44	1100
エスシー・みいけ	377	963	564	2021	292	801	727	2020	4	0.07	0%	0.39	12029
三井物産	180	493	652	2021	180	493	652	2021	3	0.05	0%	0.29	17263
大阪ガス	124	342	786	2017	124	342	786	2017	10	0.89	100%	0.92	1100
東海共同発電	120	530	930	2018	120	530	930	2018	10	0.1	100%	0.9	4699
JFE ホールディングス	110	303	800	2018	110	303	800	2018	7	0.15	0%	0.88	17263
昭和電工	100	275	849	2019	100	275	849	2019	4	0.07	100%	1.13	2070
出光興産	70	193	790	2017	70	193	790	2017	10	0.28	0%	0.88	2022
伊藤忠エナクス	56	154	610	2017	56	154	610	2017	6	0	0%	0.45	4699
旭化成	56	154	900	2018	56	154	900	2018	5	0.08	100%	0.45	820
中越パルプ工業	56	154	849	2019	56	154	849	2019	5	0.19	0%	0.44	820
東芝	15	42	794	2018	15	42	794	2018	4	0	100%	0.42	3617
マツダ	15	42	794	2018	15	42	794	2018	4	0	100%	0.42	3617
帝人	0	0	794	2018	0	0	794	2018	0	0	100%	0	3617
ホクレン農業協同組合連合会	1,726	2,246	447	2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IX ホールディングス	873	2,255	224	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
クラレ	634	1,150	504	2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-
三井物産	623	1,241	438	2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ダイセル	365	707	191	2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東京ガス	101	243	0	2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-
宇部興産	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
丸紅	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
オリックス	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
エイトル	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
エフ・ウオーター	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
千歳興	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
広島ガス	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ホクサイ運輸	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ニユー・フロンティア・キャピタル・デネ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
西南産業	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
常磐共同火力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
前田建設工業	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
名越建設	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
日本エネルギーパートナーズ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東燃ゼネラル石油	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

平均 CO2 集約度、平均経年数、PM2.5、水ストレス基準、CCS 追設の可能性、熱ストレス、原子力発電所の平均可能性など、発電所のそれぞれの発電量 (MW) に応じた数値を入力した。

所有権が共有されている発電所については、所有者の比率に応じて特定の発電量 MW の分割所有分を示した。

SUSTAINABLE FINANCE

PROGRAMME

Smith School of Enterprise and the Environment
University of Oxford
South Parks Road
Oxford, OX1 3QY
United Kingdom

E enquiries@smithschool.ox.ac.uk

T +44 (0)1865 614963

F +44 (0)1865 275885

www.smithschool.ox.ac.uk/research/stranded-assets/

