

再生可能エネルギーで強化される エネルギー安全保障

日本のポスト原子力経済における電力改革



Institute for Energy Economics
and Financial Analysis
IEEFA.org

2017 年 3 月

Tim Buckley

エネルギー・ファイナンス研究部長、 オーストラレーシ
(tbuckley@ieefa.org)

Simon Nicholas

エネルギー・ファイナンス・アナリスト
(snicholas@ieefa.org)

目次

概要	2
日本の電力市場における最近の動向	5
日本の電力政策	12
日本がリードするエネルギー効率化 16	
日本の発電技術の現状 19	
海外の再生可能エネルギーへの日本による投資の増加	30
IEEFA の日本の電力モデル	33
結論	38

概要

このレポートでは、今後日本が再生可能エネルギーへの投資を増やしていくことがいかに化石燃料の輸入や原子力発電への長期的な依存を軽減し、エネルギー安全保障を構築し、日本の電力システムが直面しているリスクと課題解決に貢献するかということについてとりまとめています。

我々IEEFAは、エネルギー効率の改善によって過去6年間日本の電力需要が低下しているという事実に基づき、今後もその傾向が続くであろうと評価しています。ただし、エネルギー効率の改善と電力需要の低下が今後電力システムに与える好ましい影響については、控えめな評価を行っています。

日本のエネルギー効率の改善は、再生可能エネルギーの拡大を促進しています。IEEFAの電力セクターモデルは、さらなる電力需要の低下によって、電気自動車の普及が進むという予想にもかかわらず、再生可能エネルギーへの投資が拡大していく理想的なシナリオが描けることを示しています。

東京電力福島原子力発電所事故から6年にあたり、日本はエネルギー政策上の転換点を迎えています。その試練は、低調な経済成長、人口減少、2010年をピークに11.5%低下した電力需要の減少に現れています。

日本では2010年以来、原子力発電から火力発電にベースロード電源を置き換えてきましたが、その政策は、大きなコストがかかることが証明されました。また、技術革新が進み急速にコストが低下している再生可能エネルギーの開発の機会を奪うという結果をもたらしています。

日本のエネルギー政策転換は、経済的に問題であるだけではありません。日本のエネルギー安全保障はリスクに直面したままです。福島原発事故以前の日本は、長期間にわたり原子力発電が国内電力生産で重要な役割を担うだけの十分な量の核燃料を保有していましたが、福島原発事故と原子炉停止以来、日本では化石燃料の輸入に深く依存するようになっていきます。このことが、2014年時点で30年来の貿易黒字から1160億米ドルの赤字に転じた原因となっています。

日本は、エネルギーミックスにおいて再生可能エネルギーの割合を増すことにより、パリ協定での誓約を履行し、エネルギー安全保障を改善する道のを歩むことができます。

そのためには、強力な政策のリーダーシップが不可欠です。

主な結論

1. 日本では、今後エネルギー生産性が向上し、電力需要は2010年度の1,140テラワット時(TWh)から2030年度に868TWhへと下がる見込みです。人口減少により経済成長の伸びが抑えられることに加え、日本が誇る世界屈指のエネルギー効率化技術によるエネルギー生産性の更なる向上により、電力需要は過去6年間と同様、少なくとも2030年まで減少する見込みです。2010年度に1,140TWhであった総発電量は、2015年度には1,009TWhへと11.5%減少しました。IEEFAは、年間2%の生産性の向上が継続し、2030年までに発電量は868TWhにまで引き下げられると見込んでいます。
2. 電力業界の再編に伴い、2030年までに日本のエネルギーミックス(電源構成)の12%を太陽光発電が占める可能性があります。総発電量が低下すると、太陽光発電がエネルギーミックスに占める割合は現在の4%から、2030年までに12%へと増加する可能性があります。日本は2013～2015年までの間、世界で第2位の太陽光発電パネルの導入国でした。しかし、この拡大を後押ししていた寛大な固定価格買取制度が終わりつつあり、太陽光発電の成長を恒久化するには、日本政府による新しい政策支援が必要となっています。日本の大規模太陽光発電の入札制度導入の動きは、世界中でコスト削減が起こっているように、日本でも太陽光発電の大幅なコスト削減が見込めることを示唆しています。屋上太陽光発電や現在進められている市場改革に重点をおいた政策が導入されれば、日本は再生可能エネルギーの導入を拡大することができます。また、大規模なエネルギー貯蔵容量のある揚水発電と、より広域な送電網への接続を強化することが、増加した太陽光発電を地域の送電網に入れていく上で役立つでしょう。
3. 日本の洋上風力発電資源には大きな将来性があり、ベースロード電源として需要に貢献することができます。陸上の風力発電は、利用可能な適地が限られ、認可プロセスに長い時間が必要のために開発が停滞しているのに対し、洋上風力発電開発には、まだまだ可能性があります。実際に、洋上風力発電は、日本の長期エネルギー需給見通しでほとんど見落とされていますが、巨大な可能性を秘めています。日本は世界でも優れた ―おそらく世界最高の― 製造業を持つ国の一つであり、一部の日本企業はこの最先端を進もうとしています。三菱重工業株式会社は、現在、MHI ヴェスタス社(MHI Vestas Offshore Wind)との合弁事業を介して、洋上風力発電タービンを製造するのと同時に、洋上風力発電技術の研究開発を行っています。現在、中国と米国はこの主要な未開発資源を活用しようと積極的に動いています。洋上風力発電には元来土地の制約がないという点でが有利に働き、設備利用率は45～50%とベースロード電源に貢献できることを示しています。IEEFAのモデルでは、2030年度までに日本で10ギガワット(GW)の洋上風力発電が導入されると予測しています。同時期までに欧州と中国の洋上風力発電容量は、それぞれ100GWに到達する可能性があります。
4. 日本は2030年までに電力需要の35%を再生可能エネルギーで賄うことができます。太陽光発電と洋上風力発電容量の拡大を後押しする政策の導入が必要であることを前提として、また国内の電力需要の減少がほぼ確実なことを踏まえ、日本の発電総量に占める再生可能エネルギーの割合は、2030年までには35%まで倍増すると見込まれます。IEEFAのモデルでは、これは水力発電とバイオマス発電を含んだ値となっています。そして日本政府がCOP21の誓約を実現することを前提としています。これには、再生可能エネルギー事業に対する規制緩和や電力系統の障害を大幅に低減することが不可欠ですが、そうすることにより、資本市場に参入し、国家的な再生可能エネルギー事業を推進することができるようになると考えられます。同様の進展が最近フラ

ンスで見られており、政府が再生可能エネルギーとエネルギー効率に対する資金調達のため、70億ユーロのグリーンボンドイニシアチブを開始しています。同じことが日本で起こった場合、その再生可能エネルギーの総容量は、2016年度末までに100GW、2030年度末までに159GWに到達し、2010年の容量のほぼ3倍に達するとIEEFAは推定しています。

5. 福島原発事故後により操業停止状態となっている日本の原子力産業は、おそらく回復しないでしょう。IEEFAでは、停止している日本の40GWの原子力発電容量のうち、2030年までに再稼働するのは4分の1程度と見込んでいます。その頃には、原子力発電は全発電量のわずか8%を占めるに過ぎなくなっており、政府目標の20~22%には遠く及びません。日本はエネルギーミックスを多様化し、エネルギー安全保障を強化する方法として、原子力発電を再稼働しようと模索していますが、財政的に困窮した電気事業者は、廃炉の期日が来る前に新安全基準をクリアすることに苦勞しており、大きな逆風に直面しています。
6. 日本政府が進めている石炭火力発電所の新規建設計画の規模は縮小される可能性が高いでしょう。日本が建設を計画している45基の新規石炭火力発電所のほとんどは、依然計画段階にあり、日本の電力需要の低下により、その多くは建設段階に至らないでしょう。計画されている石炭火力発電所の増設により、設備容量全体が増加されるのか、それとも既存の設備に置き換えられるのかは不透明ですが、その新增設の勢いは衰えています。国内の大手電力会社は、最近自社の石炭火力発電計画を見直し始めています。2017年1月に、関西電力は電力需要の減少に言及し、赤穂発電所1号機と2号機を石油火力発電から石炭火力発電へ建て替える計画を中止すると発表しました。

2030年までに正味の火力発電容量が拡張することを想定しなくとも、低い電力需要と再生可能エネルギーによる発電量の増加により、石炭火力発電設備の稼働率は低下すると見込まれます。IEEFAでは、日本の火力発電は2030年までに2015年の水準を下回る、40%まで低下するものと見込んでいます。

同様の傾向は、現在、中国とインドで明確に表れています。そこでは火力と再生可能エネルギー双方の容量を同時に設置する動きによって、これらの国で電力需要が増加しているにもかかわらず、2016年の石炭火力発電所の稼働率はそれぞれ47%と56%に低下しています。

IEEFAは、停止している原子力発電所のうち、わずか4分の1のみが再稼働すると予想しています。起こりそうもないことですが、日本の原子力発電の再稼働がこの水準を上回る場合には、その結果として火力発電の稼働率を更に押し下げることになるでしょう。

日本は、電力改革を進める中で、再生可能エネルギーとエネルギー効率により重点を置きながら、スマートで全国的な送電網への投資を促進する世界的なトレンドから学ぶことができるのではないのでしょうか。

日本の電力市場における最近の動向

2011年3月11日の福島原発事故の発生直後に、日本は急激に発電システムを変更しました。

事故により、日本の原子力発電所すべて（合計 42GW）が停止し、広い範囲で電力不足に陥りました。福島原発のメルトダウンが発生した 2011 年度（4 月 1 日・翌 3 月 31 日）は、日本は電力の 25% を原子力発電に依存していましたが、事故後の 3 年間、国内の原子力発電の設備容量はゼロにまで縮小しました。

政府が一部の原発を再稼働する計画を立てている一方で、原発事故以来の 6 年間に、日本の化石燃料（石炭、ガス、石油）への依存度は危険なほどに高まり、発電の 82% を賄うまで増加しています。これは、30 年来続いた貿易黒字が 2014 年に 1160 億米ドルの赤字に転じた原因となっています¹。

発電と消費

図表 1：2010 年から 2015 年までのエネルギー源別発電量 (TWh)

年度	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2015 年の総 発電量に占め る割合 (%)
石炭	310	291	314	349	349	343	34.0%
石油	101	166	195	160	116	91	9.0%
天然ガス	319	388	409	408	421	395	39.2%
原子力	288	102	16	9	-	9	0.9%
水力	82	83	76	78	82	85	8.4%
風力	4	5	5	4	5	5	0.5%
地熱	3	3	3	3	3	3	0.3%
太陽光	4	5	7	14	25	36	3.6%
バイオ燃料、廃 棄物	30	31	32	34	36	42	4.1%
合計	1,140	1,074	1,056	1,059	1,035	1,009	100.0%

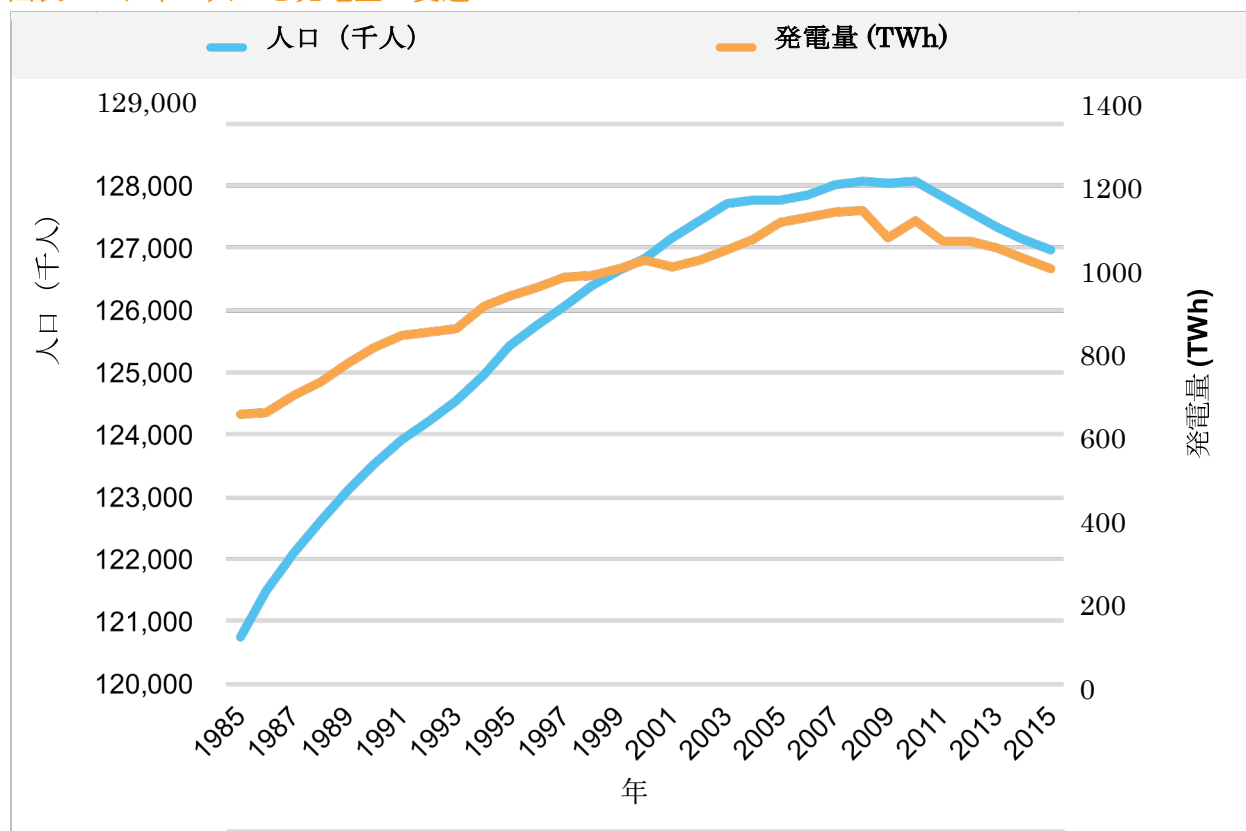
出典：IEA 加盟国の IEA エネルギー政策 - 日本：2016 年レビュー

図表 1 は、過去 6 年の年度ごとの発電量と 2015 年度の総発電量に占める各エネルギー源からの発電量の割合を示しています。総発電量は、2013 年の微増を除けば、2010 年以来毎年減少しています。発電量は 2011 年度から 2015 年度まで、年率平均 2.4% で減少しました。総発電量は、過去十年間にピークを迎え、回復する見込みはなさそうです。日本はエネルギー効率化の世界的リーダーであり、これが電力需要と発電量減少の主な牽引力となっています（16 ページの「日本がリードするエネルギー効率化」を参照してください）。

¹ <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=JPN&scr=email>

日本の 2015 年の GDP 成長率はわずか 0.5%であり、経済協力開発機構（OECD）は、2030 年までの 15 年間の日本の年間 GDP 成長を平均 1.1%と予測しています。2010 年にピークに達し、それ以来毎年低下している経済成長率は、これからも高齢化と人口減少により抑制されることでしょう。日本の国立社会保障・人口問題研究所は、日本の人口は 2015 年の 1 億 2700 万人弱から 2030 年までに 1 億 1660 万人へ減少すると予想しています²。図表 2 は、発電量の減少と人口減少を顕著に示しています。人口減少が続くため、GDP 成長と発電量は抑えられると考えられます。

図表 2：日本の人口と発電量の変遷



出典：世界銀行、BP 世界のエネルギー統計レビュー

0.6%の平均 GDP 成長率にもかかわらず、日本の平均発電量は 2011 年度から 2015 年度にわたり年率 2.4%で減少しました。これは、この期間に年率 3.0%の著しい電力生産性（GDP 成長から電力需要の伸びを差し引いて削減率で除算した値）の向上があったことを示しています（図表 3 を参照）。

² http://www.ipss.go.jp/site-ad/index_english/esukei/h1_1.html

図表 3：2011 年度から 2015 年度の日本の電力生産性の推移

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015 の平均
発電量 (TWh) - IEA	1,140	1,074	1,056	1,059	1,035	1,009	
発電量の変化(%)		-5.8%	-1.7%	0.3%	-2.2%	-2.6%	-2.4%
GDP 成長 (%) - 世界銀行		-0.5%	1.7%	1.4%	0.0%	0.5%	0.6%
電力生産性 (年率)		5.4%	3.4%	1.1%	2.2%	3.0%	3.0%

出典：IEA、世界銀行

低い経済成長の見通しと併せて、更なるエネルギー効率向上の影響は、電力需要と発電量が 2030 年まで継続して減少することを示唆しています。しかし日本政府は、景気低迷、人口減少とエネルギー効率の上昇にもかかわらず、発電量は増加すると予測し続けています。

2016 年度は、12 月末までに大手電力会社 10 社が発電および購入した電力量は、対前年比で 2.2%減少しています。ただし、この減少のうちどの程度が市場への新規参入者に市場シェアを奪われたことによるかを定量化するのは困難です（図表 4 を参照）。

図表 4：2016 年度と 2015 年度の電力会社の発電および購入電力量(TWh)

	2016 年度 4 月-12 月	2015 年度 4 月-12 月	変化率 (%)
東京電力*	185.1	195.3	-5.2%
北海道電力	21.5	22.8	-5.7%
東北電力	58.6	59.3	-1.2%
中部電力	93.6	93.8	-0.2%
四国電力	24.4	22.2	9.9%
北陸電力**	22.0	21.7	1.5%
関西電力	94.5	99.6	-5.1%
中国電力	45.5	45.1	0.9%
九州電力	61.4	61.1	0.5%
沖縄電力	6.5	6.3	3.2%
合計 (TWh)	613.1	627.1	-2.2%

* 発電電力量と購入電力量の比は 2016 年と 2015 年で同じであると仮定

** 第 3 四半期の結果は、半年間の結果と一致すると仮定

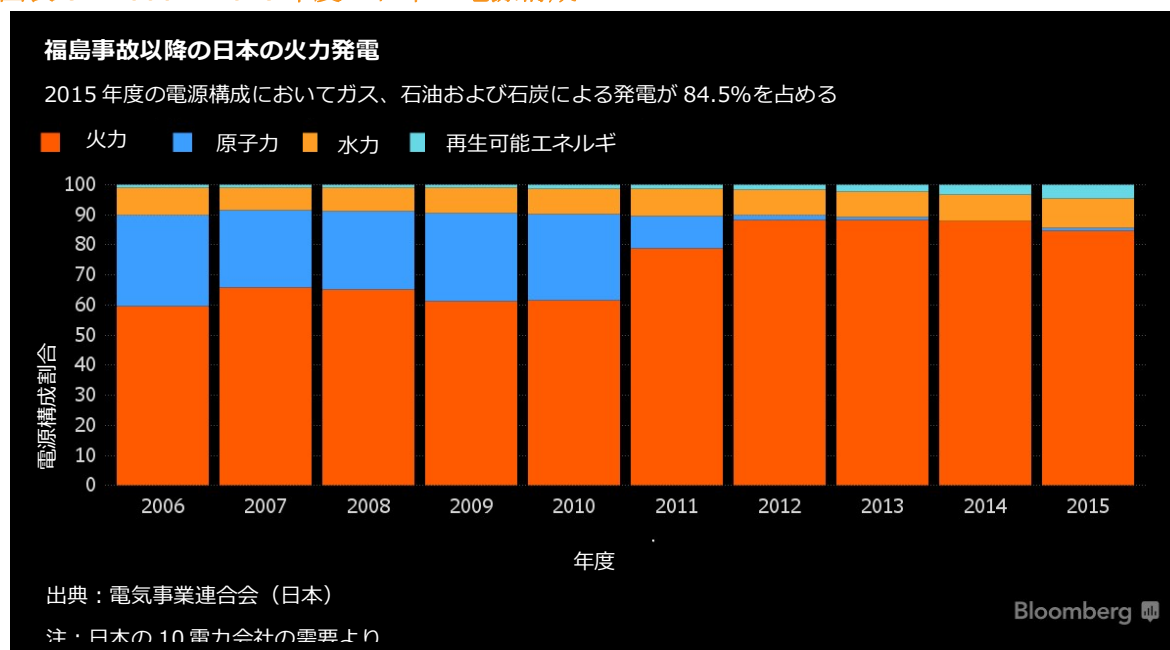
出典：電力会社の四半期財務諸表の開示

エネルギーミックス

福島原発事故の前は、日本で発電量の 3 分の 1 以上を単一のエネルギー源に依存することはありませんでした。原子力発電は 2010 年度の発電量の 25%を占めていました（図表 1 を参照）が、2015 年には 1%未満となり、石炭と LNG（液化天然ガス）への依存が急増しました。そして今ではそれぞれの発電量は 34%と 39%を占めるようになっています。第 3 位に続くのは石油火力発電で 9%を供給しています。輸入燃料による火力発電が発電量の 82%を占めるようになっています。

太陽光発電による発電量は、2010年の4TWhから2015年の36TWhへ増加しています。太陽光発電の増加は、太陽光発電事業者への優先的な固定価格買取制度（FiT）によって強く牽引されていますが、太陽光発電は依然として2015年の発電量の約4%を占めるに過ぎません。再生可能エネルギー電源の中で、水力発電は過去5年間、比較的一定の水準を維持しており、2015年の発電エネルギーの8%を占めています。バイオ燃料や廃棄物による発電は、主に輸入された木質ペレットや都市廃棄物を原料としており、4%を占めています。風力発電と地熱発電は、それぞれ2015年の日本の発電量の1%未満を占めています。

図表 5：2006～2015 年度の日本の電源構成



出典：ブルームバーグ、電気事業連合会（日本）

産業構造と系統接続

日本の電力市場は、歴史的に電力会社10社によって地域独占されてきました。これとは別に設立当初は国の特殊法人であった電源開発公社Jパワー（現在は民営化）が、各地域に発電所を保有していますが、配電には関わっていません。2016年の電力自由化により、主要電力会社以外の事業者にも市場が開放されましたが、大手電力会社10社が送配電の地域的独占を維持しています。

日本の電力網は、送電される電気の周波数が分割されている珍しい状況にあります。東日本の電力網には50ヘルツ（Hz）で送電され、他方、西日本には60ヘルツ（Hz）で送電されます。2つの電力系統をつなぐことができる周波数変換施設はわずか3箇所にし配置されておらず、その合計容量は1.2GWです³。周波数変換施設があっても、日本の電力網は事実上分断されています。さらに、大手

³ 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「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」（2016年5月）

電力会社によって維持されている送配電の地域的独占により、東日本と西日本の間の接続は制限されています。これは、エネルギー安全保障上の重要なリスクであり、国策の失敗です。

現在、送電網全体の電力需給バランスは、2015年に設立された独立組織である電力広域的運営推進機関（OCCTO）によって、監督および管理されています。この機関の役割には、2分割された電力網間の周波数変換など、地域横断的な接続を強化するための計画が含まれています。

系統の安定性と有効性

系統のセキュリティと有効性は、2014年の第4次エネルギー基本計画（12ページの「日本の電力政策」を参照）における優先課題です。日本の電力網はどの近隣国とも相互接続されていません（しかし、私たちは非常に先見の明がある、ソフトバンク、KEPCO(韓国電力公社)、State Grid（国家电网公司）およびロシア・グリッド（ROSSETI）による北アジアでの国際的な系統の相互接続を試みる提案の戦略的メリットに注目しています⁴）。さらに、地域送配電の独占によって、国内の相互接続が制限されているため、政府がそれぞれの地域に適切なベースロード電源に力を注ぐことでその制約を打開することに期待する状況となっていました。2014年のエネルギー基本計画では、日本の電力システムが転換を続けており、より多くの再生可能エネルギーが系統に接続されてきているため、相互接続性と安定性を増すために送電分野への投資が必要であることを認めています。

原子力発電所が停止した後、送電網における東西の周波数変換能力の不足により、西日本の余剰電力が東日本の需要に対応できないことが突如明らかになりました。現在、北海道と本州間の相互接続の強化、並びに東西間の接続を現在の1.2GWから引き上げ、2020年までに2.1GW⁵まで増やすなど、送電設備の更新と改善が計画されています。

再生可能エネルギーは、全国の電力網の相互接続性の増加に役立つ上に、系統の安定化に対し重要な役割を担うことができます。日本はすでに、国際エネルギー機関（IEA）が調査した全ての国の中で最高のピーク需要当たりの揚水式水力発電容量⁶（26GW程度）を備えていることを含め、電力網内部の変動のバランスを取る上で役立てられる柔軟な再生可能エネルギー源を持っています。また、日本は現在でも海水揚水式水力発電を開発している唯一の国です。さらに太陽光発電は、主にエアコンやその他の冷却用途の需要に起因するピークロードと良い相関関係があるため、分散設置された太陽光発電は、送配電のバランスの問題を低減する可能性があることを実証しています。

同様に、系統の安定性を高め、スマートグリッド構築を支援する可能性を秘めた代替ストレージ技術が、現在日本で開発されています。このプロセスをさらに推し進めるスマートメーターの展開は、2024年までに実施される予定です。

⁴ http://www.softbank.jp/en/corp/news/press/sb/2016/20160330_01/

⁵ IEA, Energy Policies of IEA Countries – Japan: 2016 Review.

⁶ IEA, Energy Policies of IEA Countries – Japan: 2016 Review.

このような新しい技術開発のモデルは、日本で成功を収めた自動車分野⁷の開発に見られたものと同じです。そこには、日本が特異な構造を持つ電力系統を補完して強化する新しい蓄電方法の利用を可能にすることにより、技術主導型の輸出機会を増やすことができるとの考えが伺えます。新しいタイプの蓄電装置に加えて、余剰な再生可能エネルギーを蓄電できるフライホイール蓄電や水素技術の開発が注目されます。後者は、2020年の東京オリンピックでお披露目することを目指した日本の「水素社会」構想の一部となっています。

オンデマンド電気自動車の影響

「水素社会」構想は、日本の自動車産業に拡大しています。2016年に経済産業省（METI）は、2020年までに40,000台の水素燃料自動車を実用化する目標を設定しており、水素燃料供給ステーションの設置拡大を奨励しています⁸。大手企業も、水素燃料推進を支援しています：トヨタと本田は、このイニシアチブを推進するため2017年1月に結成された水素協議会に参画しており⁹、トヨタはすでに初代水素燃料自動車の発売を開始しています。

水素の促進は、燃料の輸入に依存した国にとって、産業戦略における賭けです。この技術が世界的に受け入れられれば、大きな利益を生みます。水素燃料自動車には、一回の燃料補給当たりの走行距離と速度の観点で、電気自動車（EV）を上回る利点があります。両方の技術が発展した場合、必ずしも1つの技術が勝ち抜くとは限らず、2つの技術が互いに補完しあうことになるかもしれません。

しかし、電気自動車全体の価格が水素燃料電池自動車よりもはるかに速く下がっており、電気自動車は日本やその他の先進国で急速に受け入れられています。日本では、早い段階からバッテリー充電式とプラグイン式のハイブリッドモデルを採用し、2015年には126,000台以上が生産されています¹⁰。

ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス（BNEF）は、2030年までに数億台の電気自動車が世界中で走行していると予想しています（図表6を参照）。BNEFは電気自動車の販売数につき強気の見込みを想定していましたが、2016年の販売数を実際には過小評価していました（BNEFは55万台を見込んでいましたが、実際の全世界販売台数は77.4万台でした）。2017年の電気自動車の販売台数は100万台の大台を突破するかもしれません¹¹。

⁷ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-22/japan-seeks-silicon-valley-for-energy-storage-in-shadow-of-fuji>

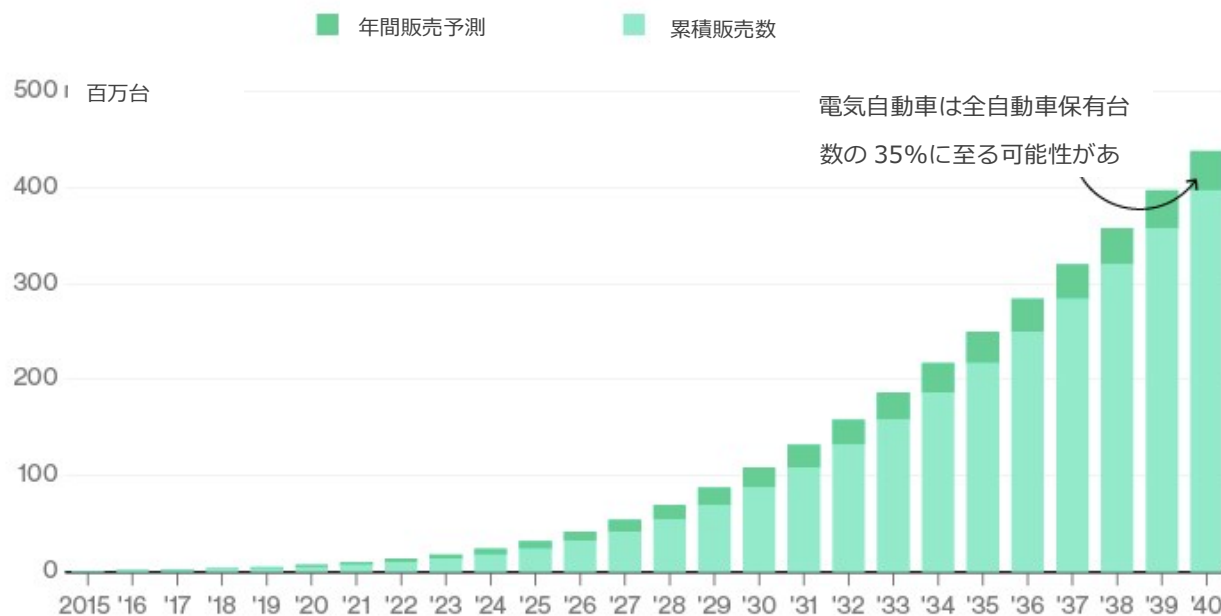
⁸ <https://www.scientificamerican.com/article/japan-bets-on-a-hydrogen-fueled-future/>

⁹ <http://energy.economictimes.indiatimes.com/news/renewable/global-firms-team-up-to-push-hydrogen-as-a-top-greenenergy-source/56647522>

¹⁰ IEA、世界の電気自動車の見通し 2016年：100万台を超える電気自動車

¹¹ <https://about.bnef.com/blog/liebreich-shift-base-cost-renewables-10-predictions-2017/>

図表 6：世界の電気自動車販売台数の成長予測



出典：ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス、マークライNZ

電気自動車が継続的に増加すれば、電力需要はある程度押し上げられるでしょう。電気自動車の影響に関する様々な調査によれば、全体の電力需要のうちの電気自動車を使用する電力の割合は、2030年までに欧州全域¹²で2.5%に達する（中程度のシナリオ）かもしれないと結論付けています。オーストラリアでは、この割合は2036年¹³までに3.8%、または2030年までに約2%に達するかもしれません（総需要が同じであると仮定）。多くの電気自動車の充電は、おそらくオフピーク時に行われるため、ピーク需要が増えることにはならないでしょう。

¹² Oko-Institut e.V., Electric Mobility in Europe – Future impact on the emissions and the energy systems, September 2016.

¹³ Energeia, Electric Vehicle Insights, prepared for the Australian Energy Market Operators 2016 National Electricity Forecasting Paper, August 2016.

日本の電力政策

エネルギー基本計画（2014 年）

日本のエネルギー政策は、エネルギー基本計画で規定されており、その第 4 次計画が 2014 年に決定されました。これは、東日本大震災と東京電力福島第一原子力発電の事故以来、初めてまとめられたものです。これには、2030 年までに自主エネルギー比率約 70%とゼロ・エミッション発電比率約 70%の目標を定めた以前の計画からの大幅な政策転換が含まれています。2014 年の計画では、化石燃料輸入に依存する日本のエネルギー供給の脆弱性が認識されています。また、燃料供給国との良好な外交関係、エネルギー効率の改善と海外のエネルギー供給計画（特に、新たな米国の LNG 輸出能力）への政府支援の必要性が触れられています。

このエネルギー基本計画には、再生可能エネルギーの継続的な推進が盛り込まれており、特に、太陽光発電ほど設備容量が増えていない風力発電と地熱発電に力点が置かれています。再生可能エネルギーが日本のエネルギー安全保障に貢献する役割も記載され、また、洋上風力発電を含む新しい産業を構築する重要性も注目されています。さらに、蓄電池と水素が風力発電と太陽光発電の欠点を補完する上で果たす役割も強調しています。

原子力発電は、国内に数年分の使用燃料を備蓄していることから、準国産エネルギーとして位置付けられています¹⁴。そのため原子力は、エネルギー安全保障上望ましい電源の一つと考えられています。この見解に二酸化炭素を排出しないベースロード電源を優先する政策も加わって、新安全基準を満たす原子力発電所の再稼働を求める動きにつながっています。

計画では、石炭について、燃焼による大量の温室効果ガス排出が生じるということを認識しながらも、低いコスト、低い地政学的リスク、そして 2011 年以降はベースロード電源の 1 つである原子力の代替手段として、その重要性を再評価しています。また、地政学的リスクの低さは、LNG においても同様に注目される要素です。LNG は、日本のエネルギーミックスにおいてより大きな役割を果たしていると認識されています。石油は地政学的リスクが最も高く、発電コストも最も高いですが、計画ではピーク電源と位置付けています。

また計画では、継続的に省エネ対策、並びに日本の電力システムの幅広い改革、地域間系統接続の構築に取り組んでいくという決意が示されています。

長期エネルギー需給見通し（2015 年）

2015 年、経済産業省は 2030 年までの日本のエネルギーミックスを予測した長期エネルギー需給見通しを発表しました。この見通しで示されたエネルギーミックスは、第 4 次エネルギー基本計画（2014 年）の包括的エネルギー政策方針に基づいています。目標とされるミックスの詳細は、図表 7 の通りです。この見通しでは、原子力発電の発電割合を、電源構成の 20～22%に増加し（それでも福島原発事故前に原子力発電が占めた割合である 25%よりは低い）、再生可能エネルギーの発電割

¹⁴第 4 次エネルギー基本計画、経済産業省、2014 年

合を原発より若干多い 22～24% と見込んでいます。石炭の発電割合は、2015 年度の 34% から 2030 年には 26% に減少すると見込まれます。石油の発電割合は、2015 年度の約 9% から 3% に減少すると見込まれています。

この見通しではまた、日本のエネルギー政策の主な構成要素であるエネルギー自給が、主要な重点課題であると述べています。また、2030 年の見通しでは、二酸化炭素排出は 2030 年までに 2013 年度に比べて 21.9% 削減すると指摘しています¹⁵。

しかし、原子力発電所の再稼働の実現可能性（22 ページの「原子力発電」を参照）とエネルギー計画の将来見通しの結果に関して、かなりの疑問が残っています。2030 年のエネルギーミックスの現実味のなさは早ければ 2017 年には見え始め、原子力発電の役割は、発電総量の 10～15% まで減少する可能性があります¹⁶。

図表 7：日本政府の長期エネルギー需給見通し（2015 年）

エネルギー源の種類	2030 年のエネルギー源	2030 年の割合 (%)	2030 年の発電量(TWh)
再生可能エネルギー*			
	地熱発電	1.0-1.1%	10-11
	バイオマス発電	3.7-4.6%	36-45
	風力発電	1.7%	17
	太陽光発電	7%	69
	水力発電	8.8-9.2%	86-90
再生可能エネルギーの合計		22%-24%	218-232
火力発電			
	LNG	27%	265
	石炭	26%	255
	石油	3%	29
火力発電の合計		56%	549
原子力発電		20-22%	196-216
2030 年 発電量政府予測 (TWh)			1065
2030 年 電力需要政府予測 (TWh)			981

*日本政府はすべての水力発電を再生可能エネルギーの中に含めています。

出典：経済産業省（METI）、2015 年

¹⁵ 長期エネルギー需給見通し 2015 年, p.5.

¹⁶ <http://www.japantimes.co.jp/news/2016/07/22/business/hurdles-mar-japans-renewable-energy-equation/> - .WHWtjdrNFJ

COP21 パリ協定の公約

2015 年の長期エネルギー需給見通しでは、2030 年までに、発電からの二酸化炭素排出量を 2013 年比で 21.9% 減少させると予測しています。こ見通しの決定後、日本政府は、パリ会議に向けて、温室効果ガス排出を 2013 年の水準に比べて 26% 削減するとした約束草案（INDC）を発表しました（ま 2005 年の水準から 24.5% の削減）¹⁷。さらに、政策転換が経済成長を阻害しないことを条件に、日本は 2050 年までに 80% の排出削減を目指す目標を掲げています。

技術革新戦略

日本の 2030 年のエネルギーと気候目標を実現するために必要な技術は既に存在しています。2015 年の見通しと INDC に規定される日本の 2050 年の気候目標の達成のために、政府は技術革新のためのエネルギー・環境イノベーション戦略を策定し、革新を推進しています。この戦略は、エネルギー統合技術、省エネ技術、エネルギー貯蔵（蓄電池と水素を含む）、二酸化炭素回収および活用技術、そしてエネルギー生産の 5 つの領域をカバーしています。次世代の太陽光発電と地熱発電は、エネルギー生産領域の中の開発分野とされています。

市場の自由化

第 4 次エネルギー基本計画では、深刻な電力システムにおける弱点が、福島原発事故とそれに続く原子力発電所の停止によって露見したことを認めています。計画では 2018 年から 2020 年の間に 3 段階で実施する予定の数々の改革が記されています。これらの改革には、地域間システムの運用、最大限の小売競争、送配電の中立化および発電の自由化への取り組みが含まれています。

第 1 段階は、電力広域的運営推進機関（OCCTO）が設立された 2015 年に実施されました。この段階では、適切な発電および送電容量を確保し、需要シフトが必要になるときに求めに応じて発電事業者間で電力を相互に融通することを確実にします。日本の電力システムは、長い間、多数の垂直統合型地域独占によって維持されてきました。この制度は、競争と消費者の選択肢を制限し、個々の系統間での送電を低水準に抑えてきました。

¹⁷ <http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/PublishedDocuments/Forms/AllItems.aspx?RootFolder=%2FSubmissions%2FINDC%2FPublishedDocuments%2FJapan%2F1&FolderCTID=0x012000C7F4CA2108C0A44C8DA10218C3E5B94B&View={428EA47E-35B4-4EB0-BD45-71F71031D074}>

2016年4月から開始された改革の第2段階では、小売市場の自由化が拡大しました。今では、消費者は自らが望む電力会社を選択できます。この改革は、実施開始だけで、82万の消費者が電力会社を切り替えたことから支持が高いことが実証されています¹⁸。

納税者にとって有利な規制上の仕組みも増えています。この改革に至る中で、電力規制当局の役割を満たすため、経済産業省の下で電力取引監視等委員会（EMSC）が設立されました。その後名称は、ガスと熱市場の市場自由化に向け、電力・ガス取引監視等委員会（EGC）に変更されています。

ほとんどのベースロード発電は、依然として大手電力会社の手中にありますが、新規市場参入者にも限定的ながらベースロード電源への参入機会があります。同様に、新規参入者は再生可能エネルギー調達に参入する機会も有しています。経済産業省は現在、2020/21年までに小売電気事業者が化石燃料発電容量を購入でき、また再生可能エネルギー発電へのアクセスを増やすことができる新しい市場の構築を目指しています¹⁹。

改革の最終段階は、電力会社がそれぞれの送配電運営事業を発電事業と小売り事業から法的に分離させる2020年4月に迎える予定です（しかし、IEEFAは経済的な分離は求められないだろうと見ています）。

大手電力会社の財務状況

消費者が電力供給者を自由に変更することができるようになった現在、小売部門の競争は小売価格の低下につながり、市場自由化の拡大が大手電力会社に更なる財政的負担をもたらしています。一部の電力会社が置かれている財政負担について、図表8で2016年3月31日時点の純負債を現在の株式時価総額と比較しています。福島原発事故以降の原子力発電施設の停止により、これらの電力会社の財務状況は著しく悪化しています。この状況は、福島原子力発電所の所有者である東京電力株式会社（TEPCO）にとって特に深刻であり、福島の事故以来株価は80%下落し、同じ期間に日本の証券市場がほぼ倍増していることを考慮した場合、その財務価値の巨額な損失はさらに深刻な状況となります（TOPIX 東証指数に対する東京電力と関西電力の重大かつ長期にわたる相対的な業績不振、つまり座礁資産リスクについては、付表IVを参照）。

独立系発電事業者の存在感の増加、並びに進行中の原発廃炉作業と除染責任と併せ、小売競争は、苦しい立場に置かれている企業の信用格付けを見直す圧力となる可能性があります。これにより、さらなる規制改革への扉が開かれるかもしれません。政府が事業者を支えるために介入しなければならないような事態になれば、更なる改革の実施を決断する必要があるかもしれません。1つのオプションは、資本再構成計画の一環として、電力会社の送電資産を別の会社として独立させることです。その結果、発電と送電を別々の市場とするのです。

¹⁸ IEA, Energy Policies of IEA Countries – Japan: 2016 Review.

¹⁹ <http://www.reuters.com/article/us-japan-power-idUSKBN1451KR>

図表 8：2016 年 3 月の純負債と現在の時価総額（百万米ドル）

純負債（百万米ドル） 2016 年 3 月	時価総額（百万米ドル） 現在	純負債/時価総額 (x)	
東京電力（株）	46,618	5,969	7.81
関西電力（株）	34,167	10,136	3.37
中部電力（株）	20,526	9,791	2.10
九州電力（株）	24,977	5,151	4.85
東北電力（株）	20,088	6,198	3.24
中国電力（株）	15,983	3,959	4.04
北海道電力（株）	10,529	1,513	6.96
四国電力（株）	6,161	2,124	2.90
北陸電力（株）	6,477	2,055	3.15
沖縄電力（株）	1,818	897	2.03

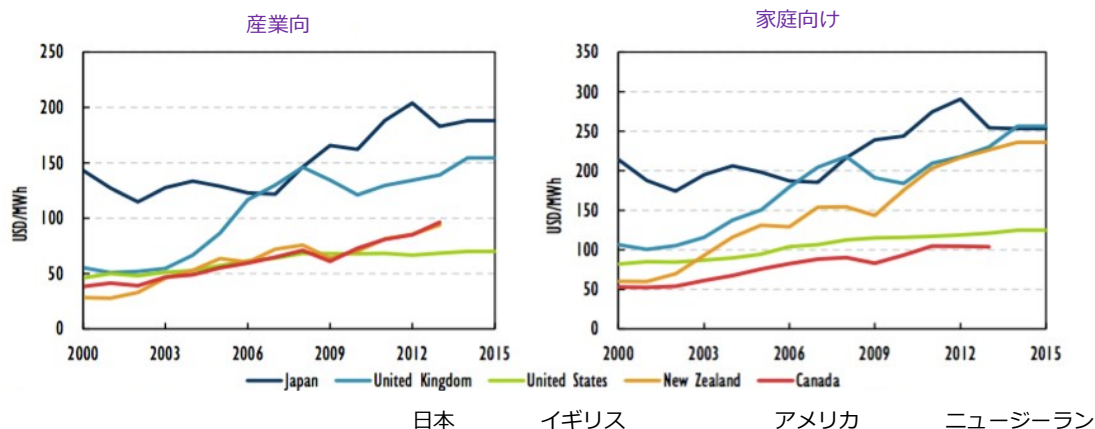
出典：トムソン・ロイター、2017 年 2 月 17 日

日本がリードするエネルギー効率化

日本はエネルギー効率化のグローバルリーダーであり、過去 40 年間で日本経済のエネルギー集約度を約 40%改善してきました²⁰。さらに最近の IEA の統計によると 2010 年～2015 年度までの間に日本の発電量は 11.5%減少しています。これは、年率平均 2.4%の減少を示しています（図表 3 参照）。同期間の日本の GDP 成長は年率平均 0.6%で、2010 年～2015 年度の間、年率 3.0%の電力生産性の向上をもたらしました。

電力価格の上昇は、2011 年以来、福島事故により急に設備容量が減少する中で、さらなるエネルギー効率の向上を牽引しています。図表 9 の通り、産業向けと家庭向けの両方で日本の電気料金は、他の先進国に比べて高くなっています。原発事故以来、原子力発電所の運転が停止してからの電気料金は、電力システムにおける燃料構成と燃料コストの変化を反映して、上昇傾向にあります。

図表 9：日本と IEA 加盟国（抜粋）の電気料金



出典：IEA

²⁰ IEA, Energy Policies of IEA Countries – Japan: 2016 Review

福島原発事故後、日本は様々な対策と併せて節電対策を導入し、消費者の行動を変えることで電力使用量の削減に大きな成功を収めました²¹。それでも、日本には更なる効率化を行い、日本の産業界がこの急速に成長している分野で世界を牽引し続ける大きなチャンスがあります。

第4次エネルギー基本計画では、エネルギー効率化は日本が4つのエネルギー目標（エネルギー安全保障、経済効率、環境保護と安全性）を達成する上で重要な役割を果たすとしています。2015年長期エネルギー需給見通しには、2013年から2030年までの年経済成長率を1.7%と仮定した、2030年までのエネルギー効率の予測が含まれています。この見通しでは、エネルギー効率と省エネルギーによって、2030年までに196TWhの電力が節約できると推定しています。これは17%の節約であり、年率では1%を少し上回る水準です。

世界銀行の2019年までの最新予測では、日本の年間平均成長率を0.9%と予測していますが、OECDは、日本の2030年までの年間平均成長率を1.1%としています。IEEFAは、日本政府の見通しでは、経済成長は過大評価され、エネルギー効率化は（過去5年間に発電量が年率平均2.4%で低下したことを考慮すれば）過小評価されており、さらに最近の電力生産性の影響が非常に過小評価されていると考えています。

我々が政府見通しを上回るエネルギー効率の更なる向上があると見ているものの中には、2024年までにスマートメーターが展開され、時間帯別電気料金とスマート機器の普及増加と併せて、需要管理から得られるメリットを大幅に改善するという見込みが含まれています。1998年に導入され、日本で成功を収めた「トップランナー」方式は、家庭のエネルギー消費の70%以上に関わる幅広い範囲の製品に野心的なエネルギー効率目標を設定しました。この施策の下で、政府は特定のカテゴリの中で最も効率の良い製品のエネルギー効率を基準として設定しています。そして、そのカテゴリのすべてのメーカーと製品の輸入業者は、3年から10年以内にこの基準に適合させることが求められています。この策の成功は、中国が現在類似のシステムを実施しているという事実によっても示されています。今日までに達成したエネルギー効率の向上に甘んじず、対象製品の範囲が近年拡大されており、将来においてもこのプログラムを業務および産業部門へ拡大するチャンスがあります。

2017年1月には、インドのエネルギー大臣 Piyush Goyal 氏が、2016年の主なエネルギー効率化に続き、それを拡大する計画として、低消費電力のLED照明を全国に展開することを発表しました。世界銀行の支援による10億米ドルの革新的な資金調達プログラムにより、消費者が先行投資なしで、古いエアコンを現在市場で入手できる5つ星評価のエアコンよりも少なくとも40%エネルギー効率の良いものと交換する仕組みを構築しています。このプログラムでは、省エネの価値を3年間「銀行に預け」てこの投資に自己出資することで、大幅な省エネを確実に進めます²²。高効率機器の世界有数のメーカーとして、日本のダイキン工業株式会社とパナソニック株式会社は良く知られています。

日本の産業界は、世界で最もエネルギー効率の高い水準にあり、大企業はエネルギーの使用の合理化に関する法律の下で中長期的なエネルギー効率化計画作成を求められています。しかし、それでも更

²¹ <http://www.nytimes.com/2011/09/26/opinion/in-japan-the-summer-of-setsuden.html>

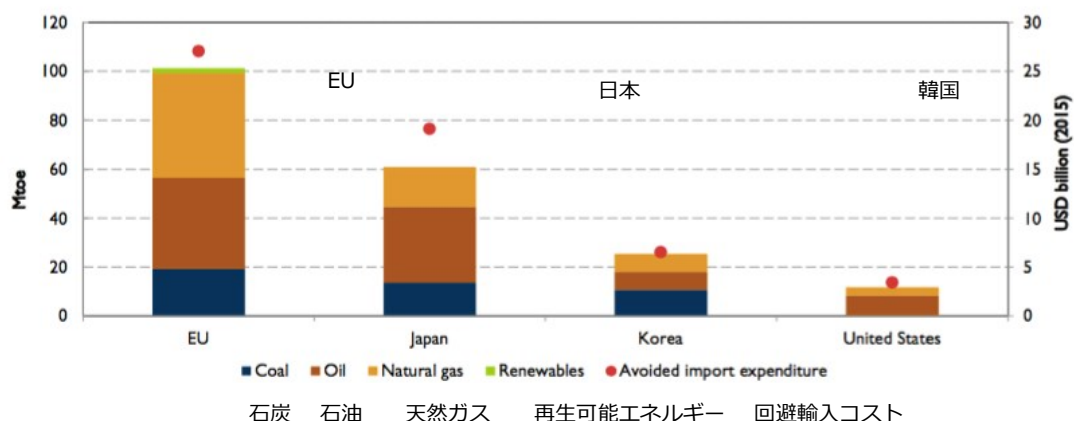
²² http://economictimes.indiatimes.com/articleshow/56481500.cms?from=mdr&utm_source=contentofinterest&utm_medium=text&utm_campaign=cppst

なる向上が見込めます。エネルギー効率のベンチマーク（性能評価）制度が、エネルギー集約型部門へ適用されていますが、さらに幅広く拡大されるべきでしょう。さらに、多くの企業はいまだ、ベンチマークに到達しておらず、エネルギー効率化がまだ進められていないことを示しています。この法律が適用されていない中小企業へ自発的な取り組みを広げていくこともあり得るでしょう。

建物のエネルギー効率は、2020年までには規制化される予定ですが、現行の自主的な基準の下では低いままです。また、既存ビルにもまだ認識されていない効率改善が可能です。既に高効率な基準に適合する新しいビルが毎年約100万件建設されていますが、既存ビルは約5000万を数えます。改定された建築基準は、300m²以上の新築と改築された居住用建物と2,000m²以上の非居住用建物の双方に強制力を持ちます。今後さらに、すべての建築物に高い基準を適用する機会があるでしょう。ゼロエネルギー住宅は、今や構想から現実的な目標となりつつあります。日本の建物のエネルギー効率の改善は、2030年までに累積的に、3億3000万トン（Mtone）の石油に相当するエネルギーを節約できる可能性があると推定されています²³。これは、合計で3,800TWhまたは2030年²⁴まで年間約250TWhの電力消費量と換算され、日本の2015年における発電量の約25%に相当します。

エネルギー効率に継続的に集中して対策をとることは、日本のエネルギー戦略の要です。エネルギー効率の向上は、温室効果ガス排出を削減し、経済効率とエネルギー安全保障を向上させるために大きく貢献します。現在、日本は燃料を輸入に依存しており、他の国との電力の相互接続がないため、エネルギー効率の更なる向上は、化石燃料の輸入量とそれに関連する現在の経常赤字の削減に役立ちます。これらの理由から、エネルギー効率は、日本政府が今後も重点を置くべき主要な課題であり続けるでしょう。図表10は、2015年の日本の燃料輸入量とコストに与える2000年以来的エネルギー効率対策の影響を示しています。この年、日本は燃料の輸入に1280億米ドルを費やしましたが、エネルギー効率の改善はこのコストを190億米ドルまたは全体の15%削減する効果がありました²⁵。

図表10：2000年以来的エネルギー効率の改善で、2015年に回避された燃料輸入とコスト削減



注：輸入再生可能エネルギーは主としてバイオマス

出典：IEA

²³ IEA, Energy Efficiency Market Report 2016, p. 63.

²⁴ <https://www.iea.org/statistics/resources/unitconverter/>

²⁵ IEA, Energy Efficiency Market Report 2016, p. 32.

2015 年のエネルギー効率化に対する世界的な投資は、2014 年よりも 6% 上回る 2210 億米ドルに達しました²⁶。エネルギー効率市場は、節約のためにさらに多くの機会を提供し、将来にわたって成長し続けることでしょう。エネルギー効率サービス企業の合併買収（M&A）は増えており、電気事業者を含む多様な企業が市場に参入しています。規制当局が年間のエネルギー効率改善の規制を強化しているため、エネルギー効率対策への投融資もまた、増加しています。2015 年には、発行済みのグリーンボンドの時価総額は 400 億米ドルを上回り、80 億米ドル以上がエネルギー効率へ割り当てられました。2016 年にはグリーンボンドの発行は 2 倍以上になり、900 億米ドルを上回りました。最近の予測によれば、2017 年には 2000 億米ドル以上にまで増加するとみられています²⁷。

エネルギー効率市場がグローバルに成長する中で、日本の産業界は、燃料輸入への依存を軽減し、技術的優位性から利益を得るための効果的な政策によって牽引されれば、この分野の最前線で世界的リーダーであり続けることができるでしょう。

日本の発電技術の現状

石炭

日本は、国内の老朽化した火力発電設備を置き換え、原子力発電の損失を補うために、多数の新しい石炭火力発電所を建設する計画を立てています。今後 10 年間で、計 22GW の新しい石炭火力発電設備（付表Ⅲを参照）が系統に接続される予定であり、これは現在の火力発電設備の半分に相当します。図表 11 では、500MW 以上の石炭火力発電所計画とその状況の一覧を示しています。数多くの小規模の発電所もまた計画されており、その多くはバイオマスとの混焼用とされています。図 11 はまた、大規模な発電所の多くが建設許可前の段階にあることを示しています。

これらの発電所すべてが建設されるかは非常に疑問です。なぜなら、これらの発電所の必要性は縮小している電力市場全体において非常に疑わしいからです。2017 年 1 月に関西電力（主要 10 電力会社の 1 つ）は、電力需要の減少を理由として、1,200MW の赤穂発電所 1 号機と 2 号機を石油火力から石炭火力へ転換する計画（投資額は 30 億米ドル）を中止すると発表しました²⁸。赤穂発電所の設備は今も石油のままであり、減産に利用されないピーク時用の発電所として温存されます。

²⁶ IEA, Energy Efficiency Market Report 2016, p. 15.

²⁷ <http://energy.economictimes.indiatimes.com/news/renewable/moodys-global-green-bond-issuance-could-rise-to-206-billion-in-2017-after-record-in-2016/56688483>

²⁸ http://www.kepco.co.jp/english/corporate/ir/brief/jobfair/pdf/20170131_e.pdf

IEA は、現在建設中の 2GW の石炭火力設備は 2021 年までに運転開始されると予測しています。残る計画段階にある高効率の設備が建設に入れば、老朽化した明らかに重要ではない発電所がリプレイスされていくことになります。これにより発電量あたりの石炭消費量は低減されます²⁹。

政府は原子力を再稼働させ、また再生可能エネルギー設備を毎年 10GW のペースで増やすことを目指しており、閉鎖される発電設備を直接リプレイスするものではない新しい石炭火力発電所は、火力発電全体の稼働率に悪影響しか与えません。他のアジア諸国には明確な先例があります。積極的な石炭火力と再生可能エネルギーの拡大と、予想された需要の伸びの低調さとが相まって、インドの石炭火力発電所の稼働率は、2016 年に 56% まで低下しました。中国の状況はさらに悪く、稼働率が 47% 以下に低下しています。これは発電所が半分以上の時間、稼働停止していることを意味します。

再生可能エネルギーと原発再稼働の影響の初期の兆候は既に現れています。福島原発事故の後、日本の火力発電用の石炭の輸入量は 4 年連続の伸びを示していましたが、2016 年に減少に転じました³⁰。火力発電用の石炭輸入量が 3.4% 減少し、110Mt³¹を下回ったのは、ごく一部の原子炉の再稼働に加え、再生可能エネルギーの増加とエネルギー効率の向上によるものです。IEA では、需要の低下により日本の火力発電用の石炭輸入量は、中期的に年率 0.8% 低下すると予測しています³²。IEEFA は、実際の減少はこの値の 2~4 倍になると予想しています。

政府は電力事業者に 2031 年 3 月末（会計年度 2030 年）までに、火力発電の効率を少なくとも 44.3% に向上させることを求めた新しい規制を 2016 年に導入しました。現在、日本で最新の石炭火力発電所は、約 41.5% の効率を有しています。日本の最先端の火力発電技術でさえ、政府の排出目標を満たせない中で、J パワーなどの発電事業者は、非効率的な石炭火力発電所を閉鎖し、バイオマス燃料の利用を増やし、石炭から脱却して 50% 以上の発電効率が可能な LNG 発電へ移行する必要があると表明しています³³。

新しい石炭火力発電への日本の取り組みは、その発電技術の輸出に対する期待にも影響を受けています。政府は、COP21 の公約にかかわらず、指導者が石炭使用を支持すると思われる国に対し最新の石炭火力発電の専門技術を供与することを強く支援しており、輸出信用融資を提供することに熱心です。2015 年に、日本は石炭火力発電の輸出信用機関の支援を制限する OECD 加盟国の合意を支持しましたが、それ以後も合意の大きな抜け穴を不当に利用しています（その合意はエネルギー貧困国への超臨界と超々臨界技術の提供や、発展途上国への亜臨界技術への投融資には適用されません）。

国内の発電事業者が、新しい石炭火力発電所の熱効率では国の排出目標を満たせないことに気づき始め、また既存の火力発電設備へのバイオマス混焼（英国の Drax のように）を増やす方向に転換しています。同様に日本は、他国が排出削減目標の達成を支援する技術を輸出する必要があります。これらの目標は、エネルギー政策立案者が優先度の高いと考える事項を進めることで達成されます。日本は、他国の政府の排出削減目標に沿ったエネルギーの解決策を提供できる立場にあります。

²⁹ IEA, Coal: Medium-Term Market Report 2016, p. 77.

³⁰ <http://energy.economictimes.indiatimes.com/news/coal/japan-2016-thermal-coal-imports-fall-from-record-Ing-purchasesdown-for-2nd-year/56790610>

³¹ http://www.customs.go.jp/toukei/shinbun/trade-st_e/2016/2016_114e.pdf

³² IEA, Coal: Medium-Term market Report, 2016, p. 98.

³³ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-31/burning-wood-beats-coal-at-j-power-as-abe-fights-climate-change>

図表 11：日本の新規の大規模石炭火力発電所（> 500MW）－計画、承認取得済及び工事中

発電所名	運営会社	発電容量（MW）	状況
IGCC 勿来発電所	福島復興電源コンソーシアム	540	アセスメント実施中
IGCC 広野発電所	福島復興電源コンソーシアム	540	アセスメント実施中
高砂発電所新 1 号機	電源開発（J パワー）	600	アセスメント実施中
武豊火力発電所 5 号機	中部電力	1,070	アセスメント実施中
神戸製鉄所火力発電所（仮）新設 1 号機	神戸製鋼所	650	アセスメント実施中
三隅発電所 2 号機	中国電力	1,000	アセスメント実施中
横須賀火力発電所新 1 号機（仮）	東京電力フュエル&パワー	650	アセスメント実施中
神戸製鉄所火力発電所（仮）新設 2 号機	神戸製鋼所	650	アセスメント実施中
西条発電所新 1 号機	四国電力	500	アセスメント実施中
西沖の山発電所（仮）1 号機	山口宇部パワー	600	アセスメント実施中
横須賀火力発電所新 2 号機（仮）	東京電力フュエル&パワー	650	アセスメント実施中
不明	中国電力	1,070	アセスメント実施中
秋田港発電所（仮）1 号機	関電エネルギーソリューション	650	アセスメント実施中
秋田港発電所（仮）2 号機	関電エネルギーソリューション	650	アセスメント実施中
市原火力発電所	市原火力発電合同会社	1,000	アセスメント実施中
千葉袖ヶ浦火力発電所 1 号機（仮）	千葉袖ヶ浦エナジー	1,000	アセスメント実施中
西沖の山発電所（仮）2 号機	山口宇部パワー	600	アセスメント実施中
千葉袖ヶ浦火力発電所 2 号機（仮）	千葉袖ヶ浦エナジー	1,000	アセスメント実施中
高砂発電所新 2 号機	電源開発（J パワー）	600	アセスメント実施中
不明	関西電力	1,000	計画中
不明	相馬共同火力発電	1,000	計画中
松浦発電所 2 号機	九州電力	1,000	建設中
能代発電所 3 号機	東北電力	600	建設中
竹原発電所新 1 号機	電源開発（J パワー）	600	建設中
鹿島 2 号機	鹿島パワー	645	建設中
常陸那珂共同火力発電所 1 号機	常陸那珂ジェネレーション	650	建設中
計		19,515	
赤穂 1 号機	関西電力	600	計画中止
赤穂 2 号機	関西電力	600	計画中止

出典：気候ネットワーク

日本はまた、排出量削減の公約と整合性がある石炭火力発電技術を輸出することを望んで、二酸化炭素の回収・貯蔵（CCS）技術の開発に焦点を当てていますが、この最先端技術の成功の可能性はほとんどありません。CCS のパイロットプロジェクトが進行中ですが、CCS の開発は期待には遠く及ばず、IPCC と IEA が求めている「2℃」のシナリオ達成が可能なほどの速さでは進展していません。また、陸上風力発電、太陽光発電、さらに洋上風力発電などの再生可能エネルギーは、CCS に比べればはるかにコストが安いことが証明されており、CCS は今後も高コストであり続けるとみられます。CCS 技術の開発は、再生可能エネルギーに向けて急速に移行しつつある世界のエネルギーシステムの、現在進行中の変化に見合うほど十分な速さでは進まないと言えるでしょう。

要するに、新たな石炭火力発電所は、そのコストと、COP21 の公約に不適合なことにより、座礁資産となる現実と直面しています。

ガス

日本は、化石燃料の輸入に依存しており、世界最大の LNG 輸入国です。ガスの使用目的の中で最大のものが発電であり、2014 年のガス消費量のほぼ 70% を占めています³⁴。2015 年には、ガス火力発電は日本全体の発電量の 39% に達し、国の重要なエネルギー安全保障上の試練に立たされています。福島原発事故後の 18% の急上昇を含め、LNG 輸入は 10 年間増加してきましたが、過去 2 年間は 2016 年に 83Mt まで 2% 低下するなど、減少傾向が見られています。石炭の輸入と同様にこの減少傾向は、再生可能エネルギーの発電容量の増加、並びにこれまでのいくつかの原子力発電所の再稼働によるものです。

再生可能エネルギー発電の設備容量の更なる増加と原発の再稼働は、石炭火力発電に影響を与えたのとはほぼ同じ構図で、ガス火力発電の稼働率を低下させるでしょう。日本の電力網が地域的に分断されているという特徴は、原発の再稼働が同じ地域内の火力発電により大きな影響を与えることを意味しています。石油価格が低下したとしても、思った以上に日本が依存している石油火力発電は、非化石燃料起源の設備の増加の影響を最初に受けるでしょう。しかし、継続的に電力需要の低下が見られる市場では、ガス火力発電が競合する発電源の増加と再稼働による影響を受けやすい傾向があります。

原子力発電

原子力エネルギーは、輸入した数年分の核燃料を比較的容易に貯蔵できることから、日本では準国産エネルギー源とみなされています。このため、エネルギー計画では国家のエネルギー安全保障上でも重要な役割を担ってきました。この歴史的な認識は、福島原発事故の後であっても、またそれに続く全原発の停止と再稼働への世論の支持の明らかな欠如をもってしても変わらず、再び原子力エネルギーに重要な役割を担わせようとする現在の立場につながっています。運転中(2.5GW)、運転可能(37.5GW)、計画中の原子力発電所の現在の状況は、付表 I に示しています。

2015 年の長期エネルギー需給見通しでは、原子力エネルギーが 2030 年の日本の電源構成の 20~22% を担うとしていますが、それには多くの原発の再稼働が必要となります。現在までに、わずか 5 基の原発だけが再稼働しましたが、そのうち 2 基はすぐに再停止しました。川内原発 1 号機と 2 号機は 2015 年の 8 月と 10 月に再稼働し、伊方原発 3 号機は 2016 年 8 月から運転しています³⁵。高浜原発 4 号機は 2016 年 2 月に再稼働しましたが、数日後に技術的問題が生じて自動停止し、それ以来運転していません。また、同じく 2 月に再稼働した高浜原発 3 号機は、地元住民による抗議に続く裁判所の差し止め命令によって停止されました。2016 年後半には、ほとんどの住民が運転再開に反対であ

³⁴ IEA, Energy Policies of IEA Countries – Japan: 2016 Review

³⁵ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-08-11/japan-reactor-restart-signals-latest-step-in-nuclear-rebirth>

るにもかかわらず、原子力規制委員会は、玄海原発 3 号機と 4 号機に最初の再稼働承認を決定しました³⁶。

原子力業界に対する国民の反感に加えて、原発の老朽化と厳格な新しい安全基準が再稼働を阻んでいます。多くの原発は、新基準に適合するための対応に迫られるか、再稼働する前に予定された廃炉期日を迎える可能性があります。この傾向に対抗しているのは、原子力発電によりエネルギー安全保障上の懸念を部分的にも払拭したいという政府の意図でしょう。アジアにおけるアメリカの安全保障上の存在感が薄れている最近の状況においてはなおさら、日本政府は核燃料濃縮能力を失うことを望んでいません。約 15.6GW の新しい原発が日本で計画されていますが、今のところ延期されています（付表 I を参照）。

原子力発電が直面している困難さを過小評価する傾向は、米国原発子会社ウェスチングハウスの原子力事業で巨額の簿価切り下げを必要とした結果生じた東芝の問題に顕著に現れています。原子力発電業界が抱える問題は世界的な傾向です³⁷。

困難な課題に直面する中で、どの原発が再稼働するかを明言することは不可能です。しかし、状況によってどの原発の再稼働が困難かは見えています。柏崎刈羽原発は、7 つの原子炉を備えた合計発電容量 8GW の世界最大規模の原子力発電所です。新潟県の新たに選出された知事は、原子力発電に反対の立場で票を集め、2017 年 1 月に現在提案されている柏崎刈羽原発の再稼働を許可しないと明言しました³⁸。

柏崎刈羽原発の再稼働は、福島原発の所有者である東京電力が収入を増やし、1,390 億米ドルの原発事故の除染費用を支払う上で役に立つとみなされていますが、どの原発を再稼働しようとも需要が低下した市場への電力供給を追加するに過ぎません。

地域間の送電能力は現在非常に低いので、原発の再稼働は、運転を停止していたベースロード電源としての原子力発電の代替として運転している同地域内の火力発電所の稼働率に深刻な影響を与えることになるでしょう。

再生可能エネルギー

日本の再生可能エネルギー発電は、高水準の揚水システムを含め、水力発電から始まったと言えるでしょう。福島原発事故の後、太陽光発電にとって有利な固定価格買取制度 (FiT) は、太陽光発電設置の大きなインセンティブを提供し、その結果、日本は世界で第 2 位の太陽光発電の設置大国となるまでに拡大しました（図表 12 を参照）。環境影響評価の認可と地元との合意を得るために導入までに時間を要する風力発電の開発は取り残されています。

あらゆる再生可能エネルギー発電量の増加は、日本のエネルギー安全保障に好ましい影響を与えています。太陽光発電は 2016 年の発電量の 4.3% を占め、再生可能エネルギー発電全体では 14.2% に達

³⁶ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-11-09/japan-regulator-clears-more-reactors-for-restart-amid-opposition>

³⁷ <http://reneweconomy.com.au/nuclear-industry-crisis-29735/>

³⁸ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-29/japan-s-unresolved-disaster-sways-symbol-of-nuclear-opposition>

しました³⁹。再生可能エネルギーの総発電量は、2010年度から2016年度の間にはほぼ倍増して、100GWに到達しています。

国が意欲的な再生可能エネルギー目標を支援するために、資金調達はますます利用しやすくなっています。フランスのモデルケースを紹介します。最近、フランス政府は22年満期で年率1.75%の利付債券、70億ユーロのグリーンソブリン債（グリーンボンド）を発行しました。その債券の価格は、フランス財務省の2036年満期債券の流通市場価格を13ベースポイント上回っていました⁴⁰。その他の国もまた、再生可能エネルギーの開発とエネルギー効率への取り組みを強化する実行可能で利用しやすい方法として、グリーンソブリン債の発行を検討しています。フランスのグリーン債は、建物、エネルギー効率、クリーンエネルギーおよび低炭素排出輸送など数多くの投資への資金調達に使用される予定です。

図表 12：日本の再生可能エネルギー発電量（GW）

年度	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年（推定）
水力	47.7	48.4	48.9	48.9	49.6	49.9	49.9
太陽光（直流）	3.6	4.9	6.6	13.6	23.3	34.1	45.0
風力	2.3	2.4	2.6	2.6	2.8	3.0	3.1
自治体廃棄物	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
地熱	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5
合計（GW）	55.7	57.8	60.1	67.2	77.8	89.0	100.0

出典：IEA、IEEFA 推定

太陽光発電

2012年7月に導入された日本の固定価格買取制度（FiT）は、導入当初は非常に高値でしたが毎年10%以上の下落があり、現在の買取価格はグリッド・パリティ（既存の系統電力と同等かそれよりも安価になる）になりつつあります。IEEFAでは、固定価格買取制度を太陽光発電の発展を促す重要な要素であり、福島原発事故後のエネルギー部門の動向と投資に変化をもたらすのに必要なステップとみなしています。太陽光発電は、2012年以来約80GWの発電設備が認定されており、FiTの主な受益者となっています。2013年から2015年まで、日本は世界で第2位の太陽光発電設置大国でした（図表13を参照）。

当然ながら固定買取価格の下落にともない、太陽光発電の設置数が増える見込みも低下しています。系統接続と土地の確保に関するいくつかの問題が、日本で認可された80GWの太陽光発電プロジェクトが完全に実現されていない原因となっています。

しかし、政府は2017年に大規模太陽光発電のために、新しい入札制度を導入しています。この制度は、太陽光発電の入札が世界的に急激な減少をもたらし、2016年に0.024～0.030米ドル/kWhの範囲で連続的な最低価格を記録した他のモデルの後継の太陽光発電競売入札となる予定です。500MWに対する2017年度のパイロット入札では、21円/kWh（0.178米ドル/kWh）の入札価格上限が設定される予定です。計1GWに対する2018年度のオークションの入札価格上限はまだ設定されていま

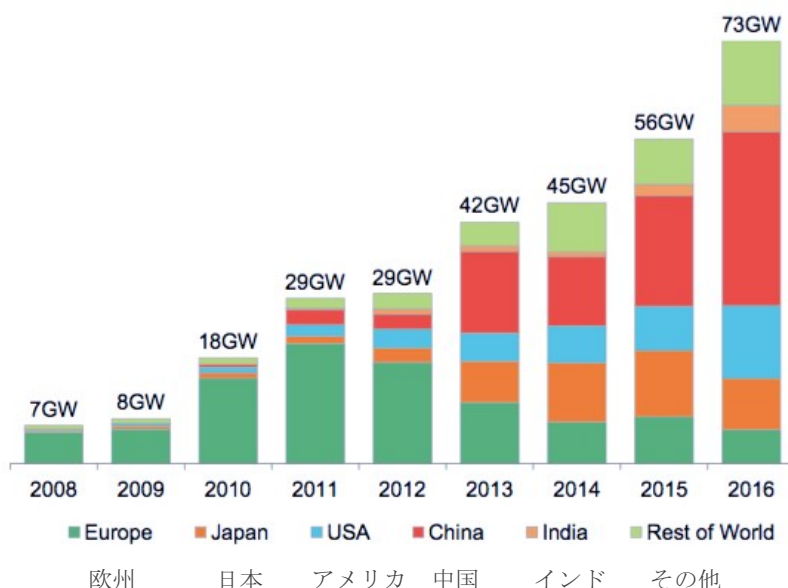
³⁹ <http://www.forbes.com/sites/williampentland/2017/01/23/japans-solar-boom-is-accelerating/> - 4453b1315436

⁴⁰ <https://www.environmental-finance.com/content/news/frances-sovereign-green-bond-could-reach-13bn-this-year.html>

せん⁴¹。ドバイ、メキシコ、チリあるいは米国南西部と比べると日本の日射量はの半分以下であるため、日本での太陽光発電コストは他の国に比べると高くつきます。固定買取価格の段階的な下落と競争入札に向けた政府の動きは、大幅なコスト削減を牽引するかもしれません。政府は 2030 年の見通しの中で太陽光発電の導入の鈍化を予測していますが、他の地域でも見られるよう入札によってコストが削減され、また政策や規制が適切に講じられれば、この予測は覆されることでしょう。

固定買取価格の低下にもかかわらず、日本での太陽光発電への投資は継続されています。国際的な太陽光発電事業者であるソネディックス（Sonnedix）は、日本で 170MW の太陽光発電プロジェクトを開発するために米国の太陽光発電開発事業者である GSSG Solar 社と提携しています。JP モルガン・アセット・マネジメントの助言を受けたソネディックスは、現在 1GW を超える世界的なプロジェクトのポートフォリオを持っており、日本への投資も 13 億米ドルを上回る額となるでしょう⁴²。

図表 13：2008 年から 2016 年の世界における太陽光発電の設置



出典：ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス

日本の電力網が地域的であるという特性は、変動する再生可能エネルギーを導入する上での課題です。現在の地域的な制約条件が、設置できる太陽光発電設備の容量を制限しています。電力会社間で電力取引ができるようにすることは、再生可能エネルギーによる変動を平準化する上で役立つでしょうが、制度的な障壁が依然立ちはだかっています。卸売市場で取引される電力量は取るに足りません。しかし、市場改革を進め、地域的な系統の相互接続を増やすことによって、増加した再生可能エネルギー発電量を取り込みやすくなるでしょう。

屋上太陽光発電にも注意が向けられており、ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンスは、2016 年から 2040 年までの間に、日本では 65GW の屋上太陽光発電が追加されるだろうと予測して

⁴¹ <https://renewablesnow.com/news/japan-gives-details-on-new-solar-fits-pilot-auctions-report-550940/>

⁴² <http://www.pv-tech.org/news/sonnedix-partners-gssg-for-170mw-japan-solar-portfolio>

います⁴³。コミュニティによる太陽光発電事業の増加もまた、潜在的成長に寄与しています。日本太陽光発電協会（JPEA）と国内の自然エネルギー財団はともに、2030年度までに100GWの太陽光発電量の達成を目標にしています⁴⁴。過去数年間よりも伸びは緩やかになっていますが、2017年度の太陽光発電設置は6GW⁴⁵または8GW⁴⁶に上るかもしれません。2015年度と2016年度には年間約10～11GWが追加されました。

集光型太陽熱発電（CSP）は現在高価であり、日射量の多い国に適した技術です。IEAは日本の将来のエネルギーミックスの予測にCSPを含めていません。しかし中国は、営利目的でCSP技術の利用を進めることを目指した、1GWパイロットプログラムの20のプロジェクトを発表しています⁴⁷。CSPでの技術と経験が改善されるとコストは低減し、太陽光発電⁴⁸との互換性により、CSPが重要なピーク時の電源となり得ることが示されるでしょう。これはまた、日本が重点を置いているエネルギー貯蔵にも適合するものです。

水力発電

日本の水力発電は比較的安定しており、規制上の課題と機会の欠如によって、大幅に拡大する見込みはありません。既に灌漑と洪水調整のために数千のダムが設置されており、その大多数は水力発電機を備えていません。

日本の26GWの揚水発電容量により、日本はエネルギー貯蔵において世界のリーダーとなっています⁴⁹。この容量は、変動する再生可能エネルギーを全国の地域的な系統に取り込む潜在的な牽引力を持っています。電力会社は今でも揚水発電の蓄電能力を、元来の目的から変えることなく、全出力での運転が最適とされる原子力発電の柔軟性のなさを緩和するためのものと見る傾向があります。仮に計画された原発が再稼働されるとしても、今こそ、ピーク時の需要や再生可能エネルギーの余剰分を吸収するためのものとして、揚水発電の役割を見直すチャンスです。発電と送配電の分離を含む電力市場の開放により、揚水発電のより一層柔軟な利用が促進されることになるでしょう⁵⁰。

地熱発電

日本の火山は、地熱発電が可能な豊富で利用可能なエネルギー源であり、20GW⁵¹の発電ができる可能性があります。今までのところ、500MWのみが活用されていますが、2015年にわずかに減少しました。地熱エネルギーの拡大は、その可能性のある場所の多くが国立公園の境界内に存在するという事実によって制限されています。さらに、提案されるプロジェクトは、国内の観光業の根幹をなす温泉の所有者からの強い抵抗にあらう傾向にあります。

⁴³ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-07-06/japan-s-solar-boom-showing-signs-of-deflating-as-subsidies-wane>

⁴⁴ http://www.pv-tech.org/news/with_100gw_of_solar_by_2030_japan_could_meet_11_of_demand_says_industry_gro

⁴⁵ <https://about.bnef.com/blog/liebreich-shift-base-cost-renewables-10-predictions-2017/>

⁴⁶ <http://www.forbes.com/sites/williampentland/2017/01/23/japans-solar-boom-is-accelerating/> - 4453b1315436

⁴⁷ <https://cleantechnica.com/2016/10/13/brightsource-gigawatt-scale-demo-dispatchable-solar-china/>

⁴⁸ <http://reneweconomy.com.au/gentle-reminder-cst-power-plants-10-hours-built-storage-available-now-22858/>

⁴⁹ https://www.environmental-finance.com/content/news/us-to-overtake-germany-as-third-biggest-solar-market-despite-trump.html?utm_source=250117na&utm_medium=email&utm_campaign=alert

⁵⁰ <http://spectrum.ieee.org/energy/policy/a-pumped-hydro-energy-storage-renaissance>

⁵¹ 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「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」（2016年5月）

陸上風力発電

世界的には、風力エネルギーは相当速いペースで増加が続いています。IEA は現在、新政策シナリオにおいて、風力発電は 2015 年の世界の発電量の 4% から 2040 年までには 14% まで増加すると予想しています⁵²。これは 2015 年時点の IEA の予測よりも 50% 増加しています。また、世界風力会議（GWEC, Global Wind Energy Council）は、2040 年までに風力発電の割合が 29% にまで増加すると予想していますが、これは IEA の最新の予測の 2 倍以上の値です。2016 年の世界の風力発電の導入は、合計で 60GW に達すると予想されており、これは 2015 年の累積導入規模 433GW から 14% 増加することを意味します⁵³。

日本の風力資源は豊富で、予測可能であるため、風が吹き下ろす場所を適切なエネルギー供給場所とすることができます。風力資源の変動性は、風速の変化が比較的緩やかな傾向があるという事実によって軽減され、風力発電にはベースロード電源として寄与できる可能性があります。日本風力発電協会のロードマップでは、2020 年までに合計 10GW、2030 年までに合計 27GW を設置するという野心的な目標を立てています。

しかし、陸上風力発電の拡大は、今までのところ、固定価格買取制度で多くの優先的な便益を得ている太陽光発電に後れを取っています。風力発電の設備導入は 2012 年から 2014 年の間、実際のところ低下しています。太陽光発電が風力発電に勝る点の一つは、日本の長期間を要する面倒な許認可プロセスが太陽光発電に有利に働いていることです。風力発電設備の許認可には、最大 7 年かかります。陸上風力発電の導入を大幅に上昇させるには、認可プロセスの大幅な見直しが求められます。

洋上風力発電

つい最近まで、欧州を除けば、洋上風力発電は一定の影響力を持つ状況にはなっていませんでした。しかし、2016 年は欧州市場で劇的なコスト削減が見られ、それを機に世界中で洋上風力発電が大幅に増えています。

2016 年 7 月にデンマークの国営電力会社 Dong Energy は、オランダでの洋上風力発電の取引を 5 年前の価格の半分の 72.5 ユーロ/MWh でまとめました。この記録はほんの数週間のうちに、バッテンフォール社（Vattenfall）がオランダの入札で 60 ユーロ/MWh で落札して破られ⁵⁴、そしてさらに 2016 年 11 月には 49.90 ユーロ/MWh の入札がこれを塗り替えました⁵⁵。英国では洋上風力発電は政府の価格削減目標を 4 年前倒しで達成する見込みであり、この国の大規模なクリーンエネルギーの最も低廉な供給源となる道を歩んでいます⁵⁶。

図表 14 は、洋上風力発電への投資の増加を示しています。ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンスでは、2016 年に追加された 2GW の 2 倍以上の約 5GW の洋上風力発電が 2017 年に世界中で発注されると予想しています⁵⁷。10% 以上の年間コスト削減が継続することでしょう。ドイツは

⁵² Global Wind Energy Council, Global Wind Energy Outlook, October 2016, p. 40

⁵³ <http://www.reuters.com/article/us-china-windpower-idUSKBN12I09K>

⁵⁴ <http://www.telegraph.co.uk/business/2016/10/02/cut-throat-competition-is-slashing-offshore-wind-costs-to-unthin/>

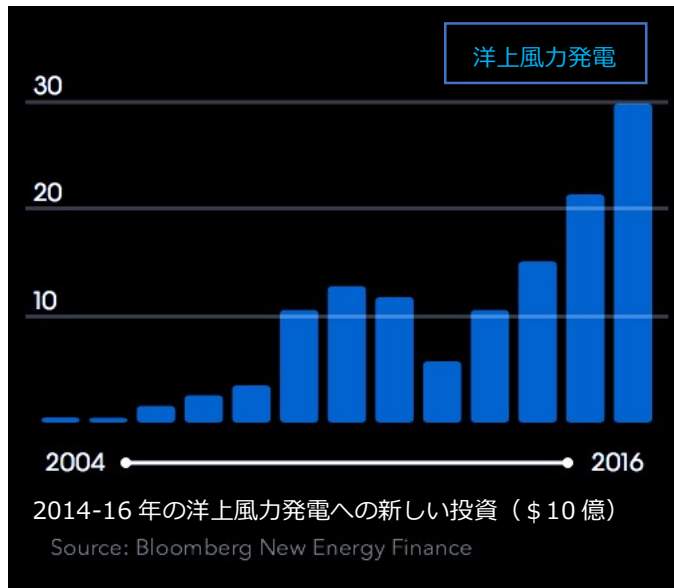
⁵⁵ <https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/press-releases/2016/vattenfall-wins-tender-to-build-the-largest-wind-farm-in-the-nordics/>

⁵⁶ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-24/u-k-offshore-wind-seen-as-cheapest-future-large-scale-energy>

⁵⁷ <https://about.bnef.com/blog/liebreich-shift-base-cost-renewables-10-predictions-2017/>

1.6GW の発電容量に対して初めて洋上風力発電の入札を受け付けると発表し、2018 年前半にも同じ規模の別の入札が続くとしています。現在ドイツの洋上風力発電の設備容量は 4.1GW であり、さらに 1.1GW が建設中で、1.2GW は最終的な投資判断を待っているところです⁵⁸。フランスも同様に洋上風力発電への投資を強化しています。

図表 14：洋上風力発電への世界的な投資の増加



出典：ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス

コスト削減は技術の改善により達成されています。風力発電機の規模は大きくなっており、最新の大型発電機は単体で 8GW の容量を持ち、2010 年時のものよりも 4 倍大きくなっています。少数の大型発電機をアレイ（配列）に配置すれば、基礎部分の製造や配線が少なく済みます。欧州での規模の拡大もまた、コストを低下させています。中国、米国および日本はその経験の利益を得られます。また、欧州でのコスト削減により、インド、韓国および台湾では現在、洋上風力発電の開発が選択肢に入るようになっていきます。

中国では、東海岸の人口密集地から遠く離れた西部で再生可能エネルギーの接続が制限されるようになっていくことに加え、中国での陸上風力発電への固定買取価格が低下していることにより、洋上風力発電開発への関心が高まっています。中国の洋上風力設備容量の計 1.9GW は、2017 年に 77% 増加し、2020 年までに 5GW を導入するという政府目標は、事実上 2018 年末までに達成できる可能性があります⁵⁹。IEEFA では、おそらく 2030 年までに中国の洋上風力発電が 100GW に達すると予想しており、東海岸の都市部の近くである可能性が高いとみています。その一方で、米国ではニューヨーク州が 2030 年までに 2.4GW の洋上風力発電開発を目指しています⁶⁰。

⁵⁸ <https://renewablesnow.com/news/germany-launched-155-gw-offshore-wind-tender-556050/>

⁵⁹ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-11/china-can-expect-a-surge-in-offshore-wind-farms-goldwind-says>

⁶⁰ <http://www.reuters.com/article/us-new-york-windpower-idUSKBN14W2P0>

日本はわずか 5 年間の試験的開発を行ったのみで、洋上風力発電は始まったばかりですが⁶¹、欧州でのコスト削減と業界での経験に続き、今後数年のうちに大幅に成長する可能性を秘めています（中国における動きと同様）。

日本では、沿岸に比較的近い所に深い海がありますが、それに適した浮遊式洋上風力発電技術についての研究・開発が現在進行しています。これは急速に成熟している固定式洋上風力発電と比べて、非常に特定される領域ですが、この技術開発が成功すると、日本周辺の深い海での巨大な潜在的発電量を引き出せることになるでしょう⁶²。日本風力発電協会の開発計画では、2020 年までに 100MW の浮遊式を含む、700MW の洋上風力の設備導入を見込んでおり、2030 年までの見通しは 4GW の浮遊式を含む、計 10GW の洋上風力発電容量となっています⁶³。IEEFA では、適切な政策の枠組みと支援により、この 2030 年目標は完全に実行可能であると予想しています。

浮遊式技術の開発は、現在欧州においても着手されており、今日までで最大の浮遊式洋上風力発電所は、2017 年末までにスコットランドの沖合で運転開始となる予定です⁶⁴。その一方で、スコットランドの潮力発電開発企業アトランティス・リソーシズ（Atlantis Resources）社とフランスのベンチャー企業イデオル（Ideol）社は、英国で 1.5GW の浮遊式洋上風力発電プロジェクトの開発計画につき戦略的な合意に達しています⁶⁵。

洋上浮遊式風力発電の研究、開発および実証が進展し続ける一方で、IEEFA ではその商用開発はいまだ実証されていないとの認識です。

⁶¹ http://www.japanfs.org/en/news/archives/news_id035650.html

⁶² <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-08-24/japan-expanding-floating-wind-farm-amid-intensifying-global-race>

⁶³ http://jwpa.jp/page_216_englishsite/jwpa/detail_e.html

⁶⁴ <https://www.theguardian.com/environment/2016/may/16/worlds-largest-floating-windfarm-to-be-built-off-scottish-coast>

⁶⁵ <http://ideol-offshore.com/en/actualites/ideol-partnership-atlantis-uk-bring-offshore-wind-industry-next-era-seeking-establish-15>

海外の再生可能エネルギーへの日本による投資の増加

数年間におよぶ年間 200-300 億米ドルの国内向け太陽光発電への巨額投資により、日本企業はこの技術に関して重要な専門的技術を獲得してきました。現在、太陽光発電への投資はより持続可能な水準に落ち着いており、日本のリーディングカンパニーが再生可能エネルギー部門でのさらなるチャンスを求めて、海外へ目を向け始めていることは驚くことではありません。

日本の太陽光発電市場への早期参入者であるソフトバンクは、現在別の市場でその専門的技術を活用しています。ソフトバンクと提携関係にある SBG Cleantech 社（現：SB Energy）、ソフトバンクが 100 億米ドル資金援助しているインドの Bharti Enterprises 社と台湾の Foxconn Technology（富士康科技）社は、インドで 200 億米ドルの太陽光発電プロジェクトを開発することを目指しています。SBG Cleantech 社はマディヤ・プラデーシュ州⁶⁶でのリーワー太陽光発電プロジェクトの 750MW すべての入札で落札できませんでした。その入札ではインドの太陽光固定買取価格のこれまでの最低記録を下回り、45 米ドル/MWh の壁を超えました。リーワープロジェクトは逃したものの、SBG Cleantech 社は、2015 年 12 月に初めて太陽光発電（インド最大のインフラ企業である NTPC が 25 年間の電力購入契約（PPA）により電力の購入を補償する発電出力 350MW の太陽光発電計画、場所はアンドラプラデーシュ州の Ghani ソーラーパーク）の入札を落札しました⁶⁷。これは日本の国際協力機構(JICA)により支援されたソフトバンクのモンゴル風力発電事業への投資に続くものとなります。

2017 年 2 月に、JERA はインドの再生可能エネルギー企業、ReNew Power Ventures Ltd の株式 10 %を 2 億米ドルで取得したと発表しました⁶⁸。JERA は日本の大手電力会社 2 社、東京電力株式会社(TEPCO)と中部電力株式会社の合弁事業であり、両社とも国内では火力発電に大きく依存しています。発表声明の中で、JERA は再生可能エネルギーへの投資は成長計画のために不可欠であると述べ、インド政府が 2021・2022 年までに 100GW の太陽光発電と 60GW の風力発電を設置する計画をしていることを引用しました⁶⁹。ReNew Power Ventures 社は、運転中の 1.5GW の再生可能エネルギー発電設備と、建設中の 1.8GW の発電設備を保有する、インドで主導的な再生可能エネルギー開発企業の一つです。同時期に、JICA のアジアインフラパートナーシップ信託基金(LEAP)は、ReNew Power Ventures 社に 3 億 9000 万米ドルのデットファンド（負債資金）を提供しました。

2017 年 2 月には、三井物産株式会社も産業・商業需要家向けに屋上太陽光発電を供給することに特化した、SunEdison Inc.の Commercial & Industrial 部門（C&I 部門）の買収を発表しました。三井物産は、分散型太陽光発電事業が日本と海外双方の重要な成長分野であると予想しています⁷⁰。世界中に 11GW の発電設備を所有する三井物産は、現在再生可能エネルギーと分散型エネルギーに向かう世界的な動向に一致したエネルギー事業を展開させることを目指しています。

⁶⁶ <http://www.livemint.com/Industry/FnlG8NQF4o2YeE8NbQtzgP/Madhya-Pradesh-woosglobal-investors-with-mega-solar-project.html>

⁶⁷ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-12-15/softbank-venture-wins-350mw-project-in-india-solar-debut>

⁶⁸ <http://energy.economictimes.indiatimes.com/news/renewable/japans-jera-picks-10-per-cent-in-renew-power-for-200-million/57142052>

⁶⁹ http://www.jera.co.jp/english/information/20170214_84.html

⁷⁰ http://www.mitsui.com/jp/en/release/2017/1222451_10832.html

太陽光発電を含む国内発電事業を担う日本のコングロマリット（複合企業）の一社である**丸紅株式会社**は、10GWを超える発電設備を海外に保有しています。2016年9月に、丸紅は中国の**JinkoSolar**（晶科能源控股有限公司）と提携して、アラブ首長国連邦でのスウェイハン太陽光発電プロジェクトに記録的な低価格で入札し、ニュースのヘッドラインを飾りました。1kWh当たり2.42米セントの入札価格は、この1か月前にチリで記録した1kWh当たり2.91米セントのこれまでの最低価格を破りました⁷¹。伝えられるところによると、丸紅と**JinkoSolar**はまた、アラブ首長国連邦で巨大な1.18GWの太陽光発電所建設も計画しています⁷²。

国内ではマイナス金利の状況下にある日本の銀行は、主として高評価の事業者による長期購入契約（PPA）に裏打ちされた海外の再生可能エネルギーへのインフラ事業を、健全な年金収益の投資先として魅力に感じています。ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンスによると、日本の銀行、株式会社**三菱UFJフィナンシャル・グループ(MUFG)**と株式会社**三井住友フィナンシャルグループ**は、2016年の最初の10カ月間、クリーンエネルギー資産の資金を調達するために世界的な幹事会社を務めた最大手2社でした⁷³。特に、この2つの金融機関は欧州の洋上風力発電に興味を持っています。海外の洋上風力発電でのこの経験により、これらの金融機関は日本の洋上風力発電業界の成長を支援できる良い立場にいます。**MUFG**はまた、ドイツの保険会社、**Allianz**と共同出資したオクラホマ州での225MWの**Great Western**風力発電プロジェクトなどの陸上風力発電事業にも投資しています⁷⁴。株式会社みずほフィナンシャルグループも2016年の債券発行幹事会社の上位10社以内に入っていました。

三菱重工業株式会社(MHI)は、デンマークの風力発電機メーカー、**ヴェスタス社(Vestas Wind Systems A/S)**との合弁会社**MHI Vestas Offshore Wind A/S**⁷⁵を介して、既に世界中で洋上風力発電設備を建設しており、2017年1月にこれまでで最大規模の450MWの発電容量を受注しました。これは、ドイツの**ボークム・リフグルンド2(Borkum Riffgrund 2)**洋上発電プロジェクトで**MHI Vestas Offshore Wind**製の8MW風力発電機を使用した、デンマークの**DONG Energy**からの発注です。

蓄電池の開発も急速に進んでいます。**パナソニック株式会社**は、**テスラ(Tesla)**社と提携することにより電気自動車用バッテリー分野、および益々急速に拡大する家庭用蓄電池市場の世界的企業となっています。パナソニックは、2016年の米国の電気自動車用バッテリー市場で、74%のシェアを獲得しました。

2015年6月に、**国際石油開発帝石株式会社(Inpex Corp)**はインドネシアのスマトラでの330MWのサルララ(**Sarulla**)地熱発電事業における18%の有効な所有権を取得しました。2018年までに運転開始になれば、世界最大の地熱発電プロジェクトとなります。伊藤忠商事株式会社と九州電力株

⁷¹ <http://www.thenational.ae/business/energy/adwea-aims-for-second-plant-after-concluding-solar-contract-in-march>

⁷² <http://asia.nikkei.com/Business/Companies/Marubeni-to-build-1.18GW-solar-plant?page=1>

⁷³ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-10-31/japan-s-negative-rates-prod-megabanks-into-offshore-wind-loans>

⁷⁴ <https://www.environmental-finance.com/content/news/allianz-and-mufg-in-us-wind-farm-tax-equity-deal.html>

⁷⁵ <https://cleantechnica.com/2017/01/16/dong-energy-places-record-450-mw-borkum-riffgrund-wind-order-vestas/>

式会社、米国のオルマット・テクノロジー社（Ormat Technologies）およびインドネシアのメドコ・パワー・インドネシア社（PT Medco Power Indonesia）との共同出資です。

2017年1月に、JICAのLEAP信託基金は、住友商事株式会社、欧州大手総合エネルギー企業のEngie およびインドネシアの発電事業デベロッパーである PT. Supreme Energy により開発され、独立行政法人日本貿易保険(NEXI)からの海外事業貸付保険が付与されたプロジェクトである、西スマトラの80MWのムアララボ（Muara Laboh）地熱発電プロジェクトへ1億900万米ドルの融資を提供しました。

日本政府の政策が太陽光発電ブームを鈍化させ、風力発電投資を推奨するために何も対策を取らない場合には、日本の再生可能エネルギー企業は、チャンスを求めて海外へ目を向け続けるでしょう。その代わりに、国際展開をサポートする政策は、日本企業にその培った国際経験を国内市場に適用するように推奨し、日本のエネルギー安全保障と日本の再生可能エネルギー企業双方にとって利益となる結果をもたらすでしょう。

IEEFA の日本の電力モデル

IEEFA では、予想される経済成長率と電力システムの需要の変化に基づいて、日本向けの電力部門モデルを開発しました。モデルには、エネルギー効率の更なる改善余地と、明確な人口減少を想定に入れています。

このトップダウンの見地から、2010 年度以来の 11.5% の電力需要の低下に基づいて、IEEFA は 2030 年度までの日本全体の電力需要は約 14% 低下すると計算しています。2030 年度までの電力予測の詳細な分析については、付表 II を参照ください。

まず、必要とされる全体の発電量を推定し、利用可能な様々な燃料と技術の選択肢を評価しました。以下に関して、多くの場合に競合する要素を評価する際のバランスをとるよう考慮しました。

1. 2030 年度までの様々な再生可能エネルギー技術のコストのデフレ率
2. 原発再稼働の政府の政策意図と見込み
3. 国のエネルギー安全保障上の懸念に対処する日本の必要性
4. 化石燃料の環境外部性（大気、微粒子、水および二酸化炭素汚染）に関わる重要なコスト
5. 日本の COP21 の温室効果ガス排出削減目標
6. 新しい発電設備の開発に影響を与える資源と土地の制約

IEEFA による 2030 年度の日本の電力需要の見通しは、図表 15 に示しています。2030 年度までの日本の GDP 成長率は年平均 0.9% と仮定しています。これは世界銀行の最近の日本に対する 2015-2019 年の GDP 予測の平均と一致しています⁷⁶。中長期的には、日本の経済成長は人口減少によって制約を受ける可能性が高く、これは既に起こっています。今世紀を通して加速し、日本の人口は現在の約 1 億 2600 万人から、2030 年までに 1 億 1700 万人、2050 年までに 9700 万人へと減少すると予測されています⁷⁷。発電量は人口の減少と共に減少し、全体の経済成長に大きな制約を与えるでしょう（図表 2 参照）。

図表 15 : 2030 年度までの日本の電力需要の推移

		TWh
2015 年度の発電量		1,008.9
実質 GDP 成長率	0.9% pa	
電力生産性	2.0% pa	
電力需要成長率	-1.2% pa	(161.5)
電気自動車-2030 年における総自動車市場における割合		20.7
2030 年度の発電量		868.2

出典 : IEEFA 推定、IEA

⁷⁶ <http://www.worldbank.org/en/publication/global-economic-prospects>

⁷⁷ http://www.ipss.go.jp/site-ad/index_english/esuikei/h1_1.html

電力生産性

日本の発電量は、2010～2015 年度まで年率平均 2.4%減少しました。この間の日本の経済成長率は年率平均 0.6%であり、その結果この期間の電力生産性は 3.0%改善されました。この好調な生産性の水準は、世界をリードする日本のエネルギー効率によってもたらされたものです（詳細はエネルギー効率化の箇所を参照）。今日までに、達成された効率の向上にもかかわらず、さらに改善させるべき多くの余地が残されており、エネルギー生産性は引き続き伸びるでしょう。

2030 年度までの電力予測においては、エネルギー生産性を 2010～2015 年度の間に達成された平均 3.0%よりも控えめに低く見積もり、年率平均 2.0%で持続すると仮定します。

2030 年度の需要における電気自動車の影響

IEEFA では、需要の増加につながる可能性がある将来のトレンドを考慮するため、2030 年度の高水準の電気自動車(EV) についてモデル化を行いました。電気自動車の普及は年率平均 35%の成長が想定されており、2030 年度までには日本の道路を合計 1140 万台の電気自動車が走ることになります。日本の自動車の平均走行距離は他の多くの国（米国およびオーストラリアなど）よりも少ないため、IEEFA のモデルでは各自動車が毎年平均 10,000km 走行すると想定しています。1kw 当たりの平均距離は 5.5km となり、これは 2030 年までに控えめな想定であると証明される可能性があります。

結果として電気自動車によって増加するエネルギー需要は、2030 年に 20.7TWh、電気自動車抜きのエネルギー需要予測値の 2.4%です。2030 年までに日本で 1140 万台の電気自動車が走行するというのは、電気自動車普及シナリオにおける最大予測である可能性があり、これは電気自動車によって電力システムに追加される需要予測としては十分でしょう。

2030 年度の発電構成（エネルギーミックス）

IEEFA は、2030 年度には電力需要は大幅に低下し、868TWh になると予測しています（電力予測の詳細は付表Ⅱを参照）。需要の低下をもたらすエネルギー生産性は、エネルギーミックスにおける再生可能エネルギーのシェアを増やし、日本のエネルギー安全保障を大幅に改善し、パリ COP21 の公約に向けて推進する唯一かつ最も重要な要因です。

このモデルでは、再生可能エネルギーは、政府目標の 22～24%を上回り、2030 年度までに日本の発電ミックスのほぼ 35%（バイオエネルギーと水力を含む）に到達することができます。この水準での再生可能エネルギー普及を達成するには、現在および将来の日本政府が再生可能エネルギー推進に革新的な指導力を発揮し、再生可能エネルギー設置を阻害している障壁を取り除くために行動することを想定しています。世界中で再生可能エネルギーのコストが低下している中、再生可能エネルギー発電の拡大が進むのを阻害しているのは、規制、政策、系統及び制度的障壁のみです。

図表 16：2030 年度の日本のエネルギーミックスの予測

2030 年の正味発電量	TWh	2030 年の合計に おける割合 (%)	運転可能*	運転可能*
			合計 2015 年度 (GW)	2030 年度ま での 合計 (GW)
太陽光	107.4	12.4%	34.1	82.0
太陽熱	6.1	0.7%	-	2.0
陸上風力	9.7	1.1%	3.0	5.0
洋上風力	39.4	4.5%	-	10.0
地熱	5.4	0.6%	0.5	1.0
バイオ燃料/廃棄物	42.9	4.9%	4.1	7.0
水力	88.7	10.2%	49.9	52.0
火力（石油、ガス、石炭）	498.6	57.4%	168.9	155.9
原子力	69.9	8.1%	1.7	10.0
2030 年までの電力生産 (TWh)	868.2	100%	262.2	324.9

*運転中の原子力発電容量のみを含む

出典：IEEFA 推定、IEA

IEEFA のモデルでは、停止中の利用可能な原子力発電所の約 4 分の 1 のみが再稼働されると仮定しています。多くの原子力発電設備は再稼働の認可の申請をしていますが、予定された廃炉期日が近づく前に新しい安全基準を満たす困難さを含め、依然として大きな逆風が吹いています。5 つの原発が再稼働しましたが、2 つは技術的な問題と法的な問題により再稼働直後に再停止しており、後者の問題は再稼働の見込みに対し相当な社会的動揺を巻き起こしています。中央政府の意図にもかかわらず、地方政府（および世論）が賛成していない場合、再稼働は実際には困難です⁷⁸。

IEEFA のモデルでは、2030 年までに再生可能エネルギーの設備容量は 159GW に達し、2010 年の数値のほぼ 3 倍になると予測しています。太陽光発電の発電量は 2030 年度までに 107TWh まで増加し（総発電量の 12%）、設備容量は合計 82GW に達します。これは日本の太陽光発電協会の 2030 年の目標の 100GW よりもかなり低めですが、それでも政府の支援に依存した大きな努力が必要です。土地の確保の問題が起こり始め、日本の新規太陽光発電の導入を高い水準で持続するのが困難になる可能性があります。今後の太陽光発電設置場所を確保できる政府の政策が求められるとともに、屋上スペースを活用する努力を強化する必要があります。

太陽光発電の固定買取価格がグリッドパリティに向かって低下する中、大規模太陽光発電の導入に対する政府の入札制度へ向けた動きが鍵となるでしょう。IEEFA では、入札制度が、近年インド、アラブ首長国連邦、メキシコ並びに中国、ドイツ、オーストラリアで大きな成功を収めていると認識しています。日本では 2017 年にパイロット入札が予定され、それに続いて 2018 年にも実施される予定であり、このスケジュールに沿って計 1.5GW が入札にかけられる予定です。日本政府は、初期の入札制度、並びに世界中で継続的に成功を収めている入札制度における重要な制度設計上の経験から学ぶ機会を得、将来の大規模な入札制度で活かすことができるでしょう。全面的に入札制度を実施す

⁷⁸ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-29/japan-s-unresolved-disaster-swaps-symbol-of-nuclear-opposition>

れば、2017年2月にインドで最低価格45米ドル/MWhを記録したように、日本の消費者は世界的にみられるような太陽光発電のコスト削減からかなりの利益を得ることができるようになります。

このモデルでは、電源構成の0.7%にあたる2GWの太陽熱エネルギー（集光型太陽熱発電・CSP）を含んでいます。現在でもなお法外に高価なものですが、CSPが変動可能な太陽光発電との互換性を有することから、増加している太陽光発電を補完するためにも、中国などの国々が現在実施しているように日本でもCSPの技術の開発を目指すべきです。2030年度以降、多くの国が50%以上を再生可能エネルギーで発電するようになれば、蓄電池と共にCSPは、揚水発電と同様にますます重要な役割を担うことになります。

陸上風力発電容量は、2030年度までに2GW増加し、5GWに達すると予測しています。これは結果として同年の陸上風力発電が約10TWhを生産することになりますが、それでも発電のわずか1.1%です。これは現在、計画と地元の許認可に長期間かかり、遅れが生じているからです。陸上風力発電開発のペースが過去5年間にわたり停滞している状況に対し、洋上風力発電については、大きな可能性が存在しているものの、まだ利用されておらず、市場によって非常に過小評価されています。土地の制約がなく、本質的に稼働率が高い点では洋上風力発電が有利であり、究極的には洋上風力発電がベースロード発電に寄与することができるでしょう。IEEFAでは、必要な政策が進み、規制上の壁が取り除かれることにより、2030年度までに日本で10GWの洋上風力発電を実現するモデルを作成しています。

IEEFAは、主に電力需要の減少が見込まれることから、水力発電、地熱発電、廃棄物やバイオマス発電によるエネルギーの増加にはあまり重点を置いておらず、2030年までに現在の電源構成の13%から16%まで増加すると予測しています。水力発電の増加は、更なる用地の取得機会が欠如していることにより制限されており、他方、地熱発電は可能性のある新たな土地のほとんどが国立公園内にあるという事実によって制限されます。モデルには、バイオマス発電の増加が含まれています。日本最大の電力卸売り業者、Jパワーは排出量の目標を達成するために、バイオマスの利用を拡大すると最近表明しています⁷⁹。Jパワーは、現在建設中の新しい竹原火力発電所で、木質バイオマスを石炭と混焼させる発電を目指しています。

モデルでは、計画された新しい火力発電設備は、閉鎖される火力発電設備のリプレイスであると想定しています。日本は新たに45基の石炭火力発電所建設を計画していますが、これらの多くは計画の初期段階にあり、建設中のものは比較的少数です。さらに、火力発電所の閉鎖に向けた明確な計画が存在せず、どの石炭火力発電がより高価なLNG発電所にリプレイスされるのかを判断することが困難になっています。特に、炭素価格が導入された場合、運転期間の長さは長期運転から中期に短縮されるでしょう。モデルでは、耐用期間終了時の閉鎖により徐々に火力発電の設備容量が減少するため、正味の火力発電設備容量の増加は想定していません。

需要が減少し、再生可能エネルギーの導入が増加している市場においては、その結果は火力発電設備の利用率の低下として現れます。2015年度の石炭、石油およびガス火力発電設備全体での平均稼働率56%を参考に、火力発電容量全体での平均稼働率が37%に低下するモデルを作成しています。縮

⁷⁹ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-31/burning-wood-beats-coal-at-j-power-as-abe-fights-climate-change>

小する市場であらゆる火力発電設備が増加する場合、稼働率はさらに低下し、非常に大きな収益性の損失が進みます。

モデルでは、2015 から 2030 年度の間に、火力発電の発電量は 40%低下すると予測しています。

火力発電用石炭の輸入

日本は中国とインドに次ぐ、世界第 3 位の火力発電用石炭の輸入大国です。2016 年の火力発電用の石炭の輸入は、2015 年の 113.8Mt という記録的な量から対前年比 4%低下し、110Mt まで減少しました。同様に、LNG の輸入は 4 年連続で最高の輸入量を記録した後、2016 年に減少しました⁸⁰。

IEEFA は 2015 から 2030 年度の間に、火力発電は 40%減少すると予測しており、日本の化石燃料輸入への依存は、今後 10 年間にわたり年率 3%（体積による）低下し続けると予測しています。日本は石油火力発電所をピーク時の発電用として、そしてエネルギー安全保障上の理由から非常時の予備として保持する可能性があります。2031 年までにより強化される火力発電効率の規制により、ますます外部費用が含まれることになるので、石炭火力発電の現在のコストにおける優位性が損なわれる可能性は高くなります。IEEFA は石油・LNG・火力発電用石炭の相対的な価格変動を予測していますが、化石燃料輸入に対してはおそらく年率 3%の低下がほぼ同様に適用でき、その結果、火力発電部門全体で稼働率の低下がもたらされる可能性があります。座礁資産リスクは現実を高まっており、それ故 IEEFA は、計画された新しい石炭火力発電所 22GW のほとんどは延期されるか、既存の発電所の耐用年数が尽きる際にリプレイスされることになる結論付けています。石炭の全体的な需要は、発電設備の拡大によってもたらされるのではなく、むしろ電力需要と市場シェアによる影響を受けますが、需要とシェアともに火力発電に関しては低下することが予測されます。

⁸⁰ <http://energy.economictimes.indiatimes.com/news/coal/japan-2016-thermal-coal-imports-fall-from-record-lng-purchases-down-for-2nd-year/56790610>

結論

日本は当然のことながら、国のエネルギー安全保障を優先しており、輸入される化石燃料への依存を低減させることを目指しています。

従って、政府は原子力発電を数年分の核燃料の在庫を容易に貯蔵できることから、重要な「国産」電力源として見なして原発再稼働の大胆な目標を設定していますが、原発再稼働は深刻な障害に直面しています。しかし、日本の原子力産業が政府が望むように回復しないことが、エネルギー安全保障上の重大な問題だと考える必要はありません。再生可能エネルギーは日本で唯一の真の国産エネルギー源であり、再生可能エネルギー業界では日本のエネルギーミックスにおけるシェアを拡大する準備が整っています。

日本はエネルギー効率化について世界をリードする専門的技術を有しています。これにより、日本が再生可能エネルギーを増加させる決定的かつ直接的な基盤を作ることができます。

日本の電力需要は、電気自動車の急速な普及にもかかわらず減少するでしょう。需要の減少だけでも発電における再生可能エネルギーのシェアを押し上げ、日本は 2030 年度までに、再生可能エネルギーの電力におけるシェアを 35% にまで倍増することができます。発電設備の増加は、主として太陽光発電と洋上風力発電からもたらされます。固定買取価格と土地の利用可能性の低下は、日本の太陽光発電設置率を鈍らせ始めていますが、この産業の支援を強化するチャンスは、より低い価格を発見できる大規模な入札制度に向けた動きからもたらされます。屋上太陽光発電の重点化と、市場改革の進展が進む可能性があります。日本はラテンアメリカ、インドおよびその他の OECD 加盟国で見られている、世界的な太陽光発電の劇的なコスト削減からの利益を活用することができます。

洋上風力発電は、日本での陸上風力発電開発を制限している土地利用問題と計画段階における障害を上手く避けることができる、非常に大きな未開発のエネルギー資源であることを示しています。欧州での最近の開発によりコスト削減が加速し、洋上風力発電は現在、世界中でブレイクする寸前です。中国と米国が大きな洋上風力発電設備を計画している中で、高度な製造能力と既に洋上風力発電技術の開発経験を有している日本は、この大きな波に参加するのみではなく、2030 年までに世界的なリーダーとなることができる立場にあります。

日本でこれ以上石炭火力発電設備を建設する計画にはリスクが伴います。世界の石炭価格と為替の急激な変化に対して脆弱であることを除いたとしても、縮小する市場で新しい火力発電設備を建設することは稼働率の低下と収益性の低下につながるでしょう。この見込みが日本で認識されている兆は、石炭火力発電設備の開発計画が近年縮小し始めている点に見受けられます。日本が COP21 の公約達成に真剣であり、必要とされる開発投資の困難にうまく対処するならば、火力発電の稼働率はさらにプレッシャーに晒されるでしょう。

日本が再生可能エネルギーへの道を進むならば、2030 年までに電力システム的大幅な見直しが行われ、その結果、エネルギー安全保障を劇的に増強し、現在の経常赤字を削減し、将来の産業界へ長期にわたって利用される技術を構築することができるでしょう。

付表 I

日本の原子力発電所の状況

運転可能な原子力発電所（福島第一などの永久停止されるものを含まない） 備考に示されない限り現在すべて系統につながっていない状態						
原子力発電所名	正味発電量 (Mwe)	運用会社	運転開始	福島事故後 再稼働	計画停止	備考
福島第 2-1	1,067	東京電力	1982 年			
福島第 2-2	1,067	東京電力	1984 年		2024 年	
福島第 2-3	1,067	東京電力	1985 年			
福島第 2-4	1,067	東京電力	1987 年			
玄海 2	529	九州電力	1981 年			
玄海 3	1,127	九州電力	1994 年			原子力規制委員会による再稼働承認
玄海 4	1,127	九州電力	1997 年			原子力規制委員会による再稼働承認
浜岡 3	1,056	中部電力	1987 年			
浜岡 4	1,092	中部電力	1993 年			
浜岡 5	1,325	中部電力	2005 年			
東通 1 東北電力	1,067	東北電力	2005 年			
伊方 2	538	四国電力	1982 年		2022 年	
伊方 3	846	四国電力	1994 年	2016 年		2016 年 8 月以降運転可能
柏崎刈羽 1	1,067	東京電力	1985 年			
柏崎刈羽 2	1,067	東京電力	1990 年			
柏崎刈羽 3	1,067	東京電力	1993 年			
柏崎刈羽 4	1,067	東京電力	1994 年			
柏崎刈羽 5	1,067	東京電力	1990 年			
柏崎刈羽 6	1,315	東京電力	1996 年			
柏崎刈羽 7	1,315	東京電力	1997 年			
美浜 3	780	関西電力	1976 年		2036 年	
大飯 1	1,120	関西電力	1979 年			
大飯 2	1,120	関西電力	1979 年			
大飯 3	1,127	関西電力	1991 年			
大飯 4	1,127	関西電力	1993 年			
女川 1	498	東北電力	1984 年		2024 年	
女川 2	796	東北電力	1995 年			
女川 3	796	東北電力	2002 年			
川内 1	846	九州電力	1984 年	2015 年	2024 年	現在運転中
川内 2	846	九州電力	1985 年	2015 年	2025 年	現在運転中
志賀 1	505	北陸電力	1993 年			
志賀 2	1,304	北陸電力	2006 年			
島根 2	791	中国電力	1989 年			
高浜 1	780	関西電力	1974 年		2034 年	
高浜 2	780	関西電力	1975 年		2035 年	
高浜 3	830	関西電力	1985 年		2025 年	2016 年 1 月/2 月に再稼働、 2016 年 2 月/3 月に再停止
高浜 4	830	関西電力	1985 年		2025 年	2016 年 1 月/2 月に再稼働、 2016 年 2 月/3 月に再停止
東海 2	1,060	日本原子力発電	1978 年			

泊 1	550	北海道電力	1989 年			
泊 2	550	北海道電力	1991 年			
泊 3	866	北海道電力	2009 年			
敦賀 2	1,110	日本原子力発電	1987 年			
	39,952					
建設中の原子力発電所						
原子力発電所名	正味発電量 (Mwe)	運用会社	建設開始	運転開始予 定	計画停止 年	備考
島根 3	1,373	中国電力	2005 年、 2011 年保 留	2016 年 延 期		
大間 1	1,383	J-パワー	2010 年、 2011-2012 年保留	2024 年		
	2,756					
計画されている原子力発電所						
原子力発電所名	正味発電量 (Mwe)	運用会社	建設開始	運転開始予 定	計画停止 年	備考
敦賀 3	1,538	日本原子力発電	延期	2017 年		
敦賀 4	1,538	日本原子力発電	延期	2018 年		
東通 1 東京電力	1,385	東京電力	延期			
上関 1	1,373	中国電力	2012 年 延 期	TBD		
川内 3	1,590	九州電力	2014 年 延 期	TBD		
東通 2 東京電力	1,385	東京電力	延期			
浜岡 6	1,380	中部電力	2016 年以 降	TBD		
東通 2 東北電力	1,385	東北電力	2016 年	TBD		
上関 2	1,373	中部電力	2018 年 延 期	TBD		
	12,947					
計画段階にある原子力発電所						
原子力発電所名	正味発電量 (Mwe)	運用会社	建設開始	運転開始予 定	計画停止 年	備考
福島第 1-7	1,380	東京電力	2012 年 (保留)			
福島第 1-8	1,380	東京電力	2012 年 (保留)			
浪江・小高	1,385	東北電力	保留			
	4,145					

出典：世界原子力協会

付表 II

2030 年度までの日本の電力予測

日本の総発電量												
項目	年度											
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030
GDP成長(年率%)	0.9%											
電力生産量	2.0%											
系統技術的・商業的(AT&C)ロス(%)・常時	4.6%											
EVを除く基礎電力需要(TWh)	997.2	985.7	974.3	963.1	951.9	940.9	930.0	919.3	908.7	898.2	887.8	867.4
基礎電力需要の増加(TWh)	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%
EV電力需要の累計(TWh)	0.3	0.4	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.5	3.4	4.6	6.2	15.3
総電力需要(TWh)	997.5	986.1	974.9	963.8	953.0	942.3	931.9	921.8	912.1	902.8	894.0	868.2
AT&Cロス - TWh	45.5	45.0	44.5	44.0	43.5	43.0	42.6	42.1	41.6	41.2	40.8	39.6
AT&Cロス	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%
実質GDP成長(%)	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
電力生産性(%)	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
電力の増加(%)	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%
正味電力需要(TWh)	952.0	941.1	930.4	919.8	909.4	899.3	889.4	879.7	870.4	861.6	853.2	832.8
正味電力需要の伸び(%)	-1.1%	-1.1%	-1.1%	-1.1%	-1.1%	-1.1%	-1.1%	-1.1%	-1.1%	-1.0%	-0.9%	-0.5%

付表 III

新規石炭火力発電所：計画・承認・建設中

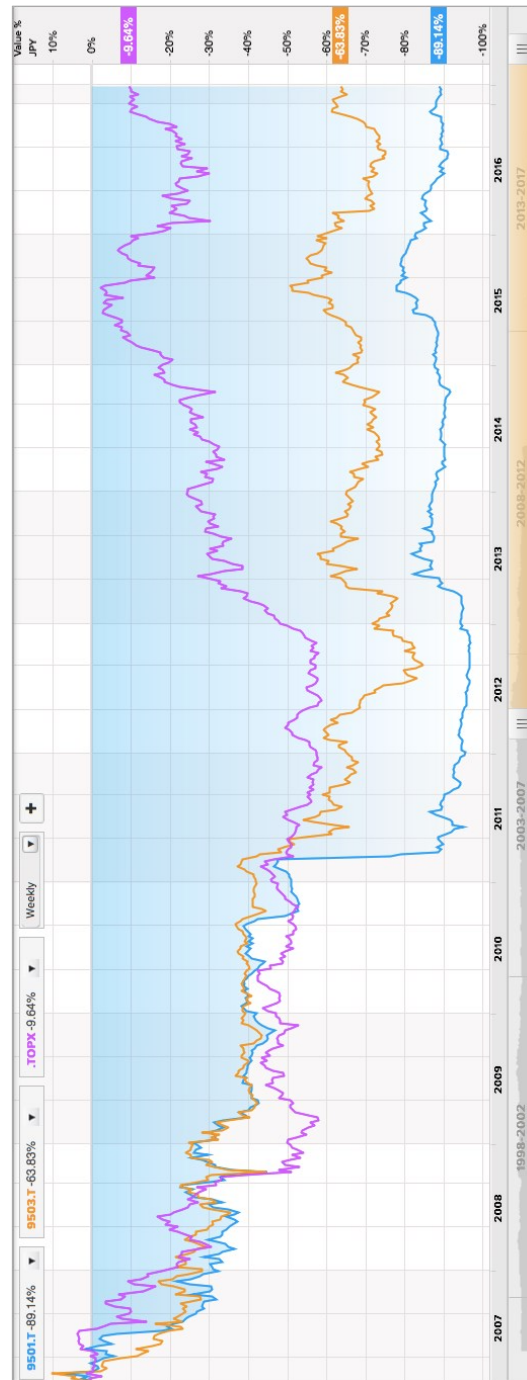
発電所名	会社/運営事業者	容量 (MW)	ステータス
不明	響灘エネルギーパーク	112	評価完了
IGCC 勿来発電所	福島復興電源コンソーシアム	540	評価完了
IGCC 広野発電所	福島復興電源コンソーシアム	540	評価完了
相馬中核工業団地内発電所	相馬共同自家発電開発合同会社	112	評価処理中
いわきエネルギーパーク	エイブル	112	評価処理中
日本製紙秋田工場発電所	日本製紙	112	評価処理中
響灘火力発電所	響灘火力発電所	112	評価処理中
釧路火力発電所	釧路火力発電所	112	評価処理中
不明	MC 川尻エネルギーサービス	112	評価処理中
海田バイオマス混焼発電所	広島ガス	112	評価処理中
不明	エア・ウォーター & エネルギア・パワー山口	112	評価処理中
高砂発電所新 1 号機	電源開発	600	評価処理中
武豊火力発電所 5 号機	中部電力	1,070	評価処理中
神戸製鉄所火力発電所（仮）新設新 1 号機	神戸製鋼所	650	評価処理中
三隅発電所 2 号機	中国電力	1,000	評価処理中
横須賀火力発電所 新 1 号機（仮）	東京電力フュエル&パワー	650	評価処理中
神戸製鉄所火力発電所（仮）新設 2 号機	神戸製鋼所	650	評価処理中
西条発電所新 1 号機	四国電力	500	評価処理中
西沖の山発電所（仮）1 号機	山口宇部パワー	600	評価処理中
横須賀火力発電所 新 2 号（仮）	東京電力フュエル&パワー	650	評価処理中
不明	中国電力	1,070	評価処理中
秋田港発電所（仮）1 号機	関電エネルギーソリューション	650	評価処理中
秋田港発電所（仮）2 号機	関電エネルギーソリューション	650	評価処理中
市原火力発電所	市原火力発電合同会社	1,000	評価処理中
千葉袖ヶ浦火力発電所 1 号機（仮）	千葉袖ヶ浦エナジー	1,000	評価処理中
西沖の山発電所（仮）2 号機	山口宇部パワー	600	評価処理中
千葉袖ヶ浦火力発電所 2 号機（仮）	千葉袖ヶ浦エナジー	1,000	評価処理中
高砂発電所新 2 号機	電源開発	600	評価処理中
赤穂発電所 現 1 号機	関西電力	600	計画中止
赤穂発電所 現 2 号機	関西電力	600	計画中止

鈴川エネルギーセンター	鈴川エネルギーセンター	112	稼働中
不明	名南共同エネルギー株式会社	31	計画中
(仮) 前田-大船渡混焼火力発電所	前田建設工業	112	計画中
不明	旭化成ケミカルズ	60	計画中
不明	丸紅	112	計画中
不明	関西電力	1,000	計画中
不明	相馬共同火力発電	1,000	計画中
大崎クールジェン	大崎クールジェン	166	建設中
水島エネルギーセンター	水島エネルギーセンター	112	建設中
名古屋 2 号発電所	中山名古屋共同発電	110	建設中
仙台パワーステーション	仙台パワーステーション	112	建設中
石巻雲雀野発電所 1 号	日本製紙石巻エネルギーセンター	149	建設中
エム・セテック相馬	オリックス株式会社	112	建設中
松浦発電所 2 号機	九州電力	1,000	建設中
能代発電所 3 号機	東北電力	600	建設中
竹原発電所新 1 号機	電源開発	600	建設中
鹿島火力発電所 2 号機	鹿島パワー	645	建設中
常陸那珂共同火力発電所 1 号機	常陸那珂ジェネレーション	650	建設中
合計 (MW)		22,911	

出典：気候ネットワーク

付表 IV

東京電力（9501.T）・関西電力（9503.T）・ TOPIX 株価指数の相対的な動き



出典：トムソン・ロイター

エネルギー経済および財務分析研究所

エネルギー経済・財務分析研究所（IEEFA）は、エネルギーと環境に関連する金融・経済に関する調査と分析を行っています。当研究所のミッションは、多様で持続可能かつ採算性の高いエネルギー経済への移行を推進し、石炭やその他の非再生可能エネルギー資源への依存を軽減させることです。

www.ieefa.org でさらに詳しくご覧いただけます。

著者の紹介

Tim Buckley

ティム・バックレー（Tim Buckley）氏は IEEFA のオーストラレーシア地域のエネルギー・ファイナンス研究部長であり、オーストラレーシア、アジアをカバーする金融市場と売り手と買い手双方の観点から世界中の株式市場での 25 年にわたる経験を有しています。彼は最高の評価を受けたエクイティ・リサーチ・アナリストであり、オーストラレーシア経済のほとんどの部門をカバーしています。長年、シティ・グループの執行役員、エクイティ・リサーチ責任者、並びに経営陣と Westpac Banking Group によって共同所有される世界的なクリーンエネルギー投資会社である Arkx Investment Management P/L の共同執行役員を務めていました。

Simon Nicholas

サイモン・ニコラス（Simon Nicholas）氏はオーストラリアの IEEFA で、リサーチ・アナリストとして勤務しています。彼はロンドンのインペリアル・カレッジから名誉学位を授与されています。イングランドとウェールズの勅許公認会計士協会のフェローでもあり、ABN Amro、Macquarie Bank およびオーストラリア Commonwealth Bank のロンドンとシドニーでの金融部門に 16 年間勤務した経験があります。

重要情報

このレポートは情報収集と教育のみを目的として作成されています。エネルギー経済・財務分析研究所（IEEFA）は税務、法務、投資または会計に関する助言の提供は行っておりません。このレポートは、税務、法務、投資や会計に関する助言の提供を目的として作成していませんので、本書をこれらの情報の拠り所とすることはご遠慮下さい。また、このレポートは、証券、企業やファンドの投資アドバイス、売買のオファーや売り込み、推薦、推奨あるいは協賛を目的としておりません。

IEEFA は個人が決断した投資に対して一切の責任を負いません。投資調査と投資判断は自己責任ですのでご了承下さい。同様に、このレポートは投資の一般ガイドとして、特定の投資を勧める情報源としても作成されておりません。他に引用がない限り、本書に示されている見解は我々の現時点での意見に過ぎません。特定の情報には第三者から提供されているものも含まれます。IEEFA は、本書で引用した第三者からの情報は信頼できるものと信じ、可能な限り公開されている情報を確認していますが、その正確さ、時間的適切さ、完全性を保証するものではありません。本書の内容は予告なく変更される場合があります点もご了承下さい。