

石炭火力への依存を強める日本 —遠のく脱炭素化—

深野 照日

ワンダーニュース

2018 年 11 月 3 日



目次

はじめに	1
1. 電力業界の現状と見通し	2
クリーンコール	2
石炭火力への回帰が目立つ日本	4
電力小売りの自由化	5
経済性を重視	7
老朽火力頼みの電気事業者	9
火力発電の見通し	10
2. 構造的な課題	13
再生可能エネルギーを主力電源に	13
割高な LNG 価格	13
調達先の拡充と価格の安定化	14
ガスパイプライン	15
地下貯蔵施設	15
3. 新エネルギーシステム	17
Power-to-Gas（電気をガスに転換）	17
Coal-to-Hydrogen（石炭を水素に転換）	18
CO ₂ 排出量の削減と CCS	18
4. 将来の見通し	20
参考文献・資料	22

石炭火力への依存を強める日本

―遠のく脱炭素化―

はじめに

エネルギー転換は、再生可能エネルギーを軸にクリーンエネルギーを競う新たな時代の幕開けを意味する。まずは、石炭から二酸化炭素（CO₂）の排出量が少ない天然ガスにシフトする「低炭素化」そして「脱石炭」へ、さらに長期的には、再生可能エネルギー（以下、「再生エネ」）への移行など、「脱炭素化」の実現に向け、欧米諸国歩は着々と歩を進めている。こうした流れに対する日本の立ち遅れは否めない。

2015 年以降、原子力発電所の再稼働が順次始まっているが、依然、高効率の石炭火力を導入する方針に変わりはない。エネルギーシステムの構造や仕組みを抜本的に変えていかなければ、日本は「恒久的」に石炭火力と原発に頼らざるをえない。電力網だけに依存した太陽光や風力発電などの再生エネの利用拡大には限界がある。2018 年 7 月には、再生エネを「主力電源」にするとの方針が示されたが、現行のままでは掛け声倒れに終わりかねない。

本書では、①日本の電力業界の現状と見通し、②エネルギーシステムの構造的な課題、③今後注目される新エネルギー、という 3 つの視点から考察し、それに基づいて将来の見通しについても触れたい。

許可なく転載することを禁じます。

ワンダーニュースが運営するサイト（「WONDER*WONDER」）に掲載しているコンテンツの著作権は当社、情報提供者または正当な権利を有する第三者に帰属します。この場合、コンテンツとは記事およびデータをさします。本書に記載されている内容を引用、参照および（または）参考にする場合は、出所を明示することが求められます。

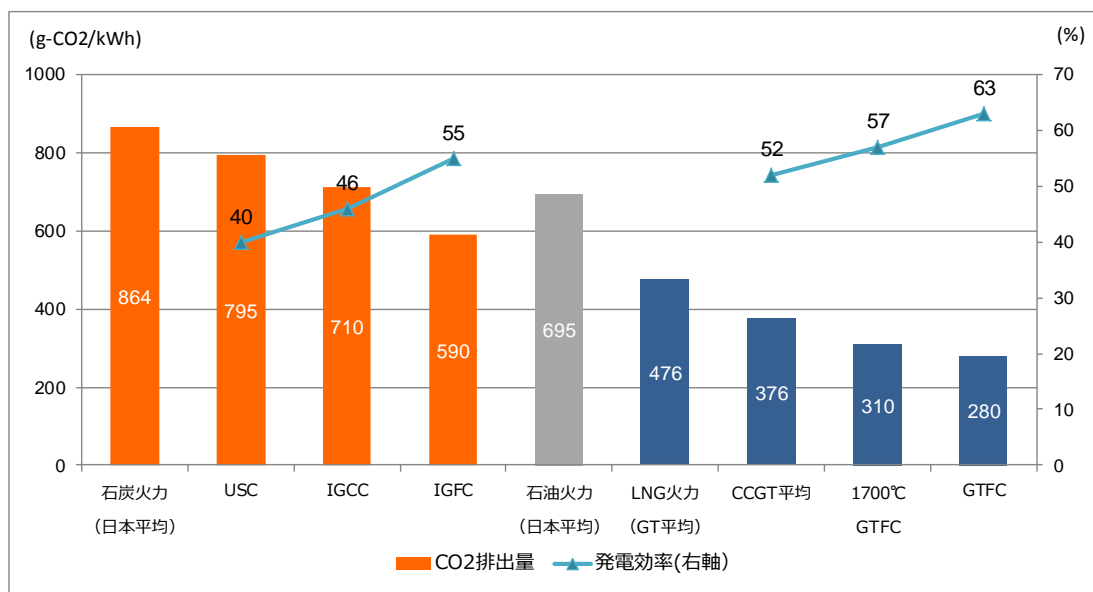
ワンダーニュース

1. 電力業界の現状と見通し

クリーンコール

2016 年 11 月にパリ協定が発効されて以降、欧米諸国は脱石炭に向けて着々と歩を進めているのに対し、日本では電気事業者による石炭火力への回帰が目立つ。石炭から天然ガスおよび再生エネへというエネルギーシフトが進む欧米に対し、日本の電気事業者は石炭火力の発電効率を高めることで CO₂ の排出量を減らす取り組みに力点が置かれている。

図1 火力発電の CO₂ 排出量と発電効率の比較



USC=超々臨界圧発電、IGCC=石炭ガス化複合発電、IGFC=石炭ガス化燃料電池複合発電、GT=ガスタービン、CCGT=ガスタービン複合発電、GTCC=ガスタービン複合発電、GTFC=ガスタービン燃料電池複合発電

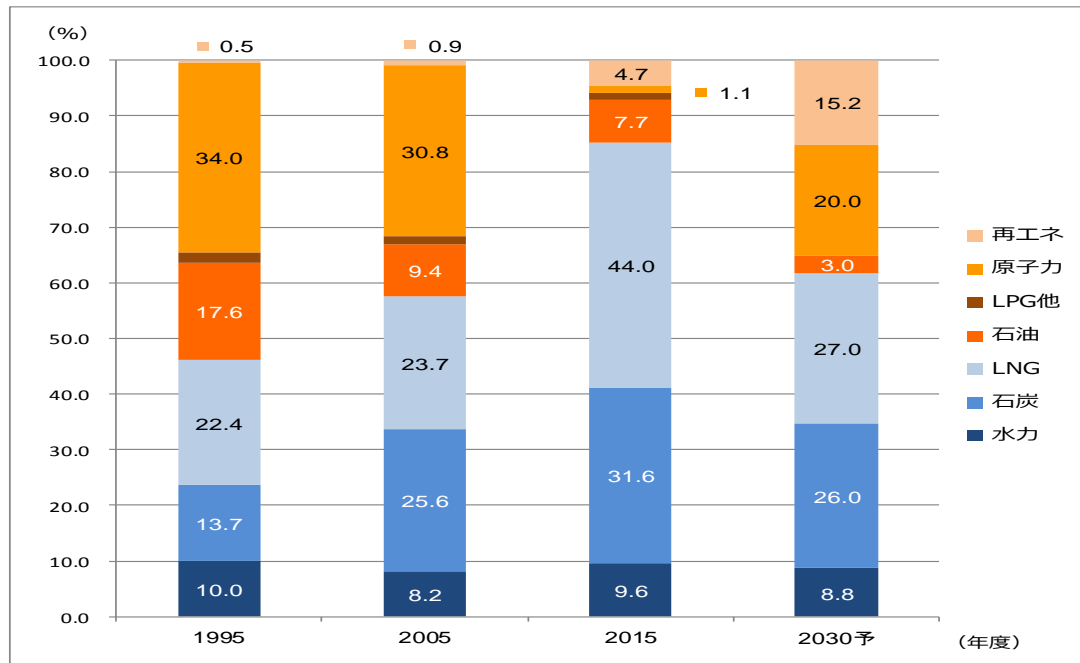
注) IGCC (石炭火力) と 1700°C GTFC (LNG 火力) 2020 年度に、IGFC (石炭火力) と GTFC (LNG 火力) は 2025 年度に運転開始の見通し。

出所:「2030年エネルギーミックス実現のための対策―原子力・火力・化石燃料・熱―」資源エネルギー庁, 2017, p.32.

環境負荷を抑えた石炭火力を「クリーンコール」と日本では呼んでいる。石炭、石油、天然ガスを燃焼させたとき、CO₂ 排出量の割合は 100 対 71 対 53¹だ。

¹ 大前巖『二酸化炭素と地球環境 ―利用と処理の可能性―』中央公論新社, 1999 年, p.141。

図2 電源構成比



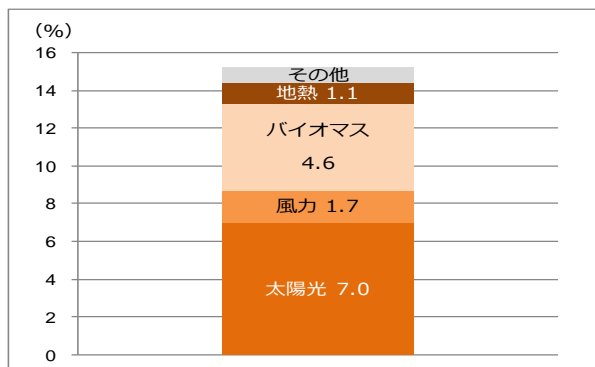
予=資源エネルギー庁予測

注) 2030 予の再生可能エネルギーを最大 24%としているが、このなかには水力が含まれる。データの一貫性を保つため本図では水力は別途表示。

出所:「FEPC INFOBASE 2017」電気事業連合会²。

「長期エネルギー需給見通し 骨子案」資源エネルギー庁, 2015 年 4 月 28 日, p.3³。

図3 再生可能エネルギーの内訳（2030 年度予）



出所:「長期エネルギー需給見通し 骨子案」資源エネルギー庁, 2015 年 4 月 28 日, p.3。

² 参照: <http://www.fepc.or.jp/library/data/infobase/> (as of 2018/9/6)

³ 参照: http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/008/pdf/ (as of 2018/9/6)

一方、石炭火力の CO2 排出量は天然ガス火力の 2 倍である。

現在、日本では USC（超々臨界圧発電）の導入が進む。技術の進歩で発電効率が良くなったとはいえ、CO2 の排出量を見るかぎり、石炭と天然ガスとの差が縮まることはない（図 1）。発電効率を高めるという施策だけでは、CO2 排出量の削減効果は極めて限定的だ。

石炭火力への回帰が目立つ日本

2018 年 7 月に公表されたエネルギー基本計画では、2030 年の電源構成に占める石炭火力の割合は 26%で、引き続き原子力発電と並びベースロード電源とする方針が示された（図 2、3）。パリ協定の発効後、電力会社と電源開発（Jパワー）11 社による天然ガス火力発電所の新設は 830 万 kW、8 基にとどまる。一方、同じ時期の石炭火力の新增設計画は 2018 年 8 月末現在で 1,555 万 kW、22 基で、USC が大半を占めている（表 1、2）。

表 1 天然ガス（LNG）火力発電所の新設計画

発電所名	電気事業者	最大認可		運転開始
		出力(kW)	使用燃料	
上越 1 号	東北電力	572,000	天然ガス	2023
吉の浦 3号機	沖縄電力	251,000	LNG	2022
吉の浦 4号機	沖縄電力	251,000	LNG	2022
姫路天然ガス発電所（注）	関西電力	1,800,000	天然ガス	2022
姉崎火力1-3号機	JERA	1,950,000	LNG	2023
五井火力	JERA+JXTG	2,340,000	LNG	2023
石狩湾新港 2号機	北海道電力	569,400	LNG	2027
石狩湾新港 3号機	北海道電力	569,400	LNG	2030

JERA=東京電力と中部電力が共同で設立した火力発電事業のための会社。

注）40-50 万 kW の発電所が 4 基。

出所：「有価証券報告書」2017/4/1~2018/3/31。

表 2 石炭火力発電所の新設計画

エリア	県	名称	運営主体	設備容量 (万kW)	運転開始 予定	技術
関東	福島	IGCC広野発電所	東京電力	50	2020年初頭	IGCC
	福島	IGCC勿来発電所	東京電力	50	2020年初頭	IGCC
	茨城	鹿島火力発電所2号機	電源開発、新日鉄住金	65	2020年7月	USC
	茨城	常陸那珂共同火力発電所1号機	東京電力、中部電力	65	2020年度	USC
	千葉	千葉袖ヶ浦火力発電所1号機	九州電力、東京ガス、出光興産	100	2025年度	USC
	千葉	千葉袖ヶ浦火力発電所2号機	九州電力、東京ガス、出光興産	100	2026年度	USC
	神奈川	横須賀火力発電所 新2号機 (仮)	東京電力、中部電力	65	2024年度	USC
	神奈川	横須賀火力発電所 新1号機 (仮)	東京電力、中部電力	65	2023年度	USC
東北	秋田	秋田港発電所(仮) 1号機	関電エネ、丸紅	65	2024年3月	USC
	秋田	秋田港発電所(仮) 2号機	関電エネ、丸紅	66	2024年6月	USC
	秋田	能代発電所3号機	東北電力	60	2020年6月	USC
中部	愛知	武豊火力発電所5号機	中部電力	107	2022年3月	USC
関西	兵庫	神戸製鉄所火力発電所 新設1号機	神戸製鋼所	65	2021年度	USC
	兵庫	神戸製鉄所火力発電所 新設2号機	神戸製鋼所	65	2022年度	USC
中国	広島	竹原発電所新1号機	電源開発	60	2020年6月	USC
	島根	三隅発電所2号機	中国電力	100	2022年11月	USC
	山口	西沖の山発電所 (仮) 1号機	電源開発、大阪ガス、宇部興産	60	2023年度	USC
	山口	西沖の山発電所 (仮) 2号機	電源開発、大阪ガス、宇部興産	60	2025年	USC
	山口	トクヤマ東3号発電設備	トクヤマ、丸紅、東京センチュリー	30	2022年4月	USC
四国	愛媛	西条発電所新1号機	四国電力	50	2023年3月	USC
	愛媛	蘇我火力発電所(仮)	中国電力、JFEスチール、東京ガス	107	2024年	USC
九州	長崎	松浦発電所2号機	九州電力	100	2020年6月	USC

注 1) 2018 年 8 月末現在。 注 2) 関電エネ=関電エネルギーソリューション

出所：「最近の火力発電所設置工事における手続状況等」環境省，2016年5月27日，p.8-9と

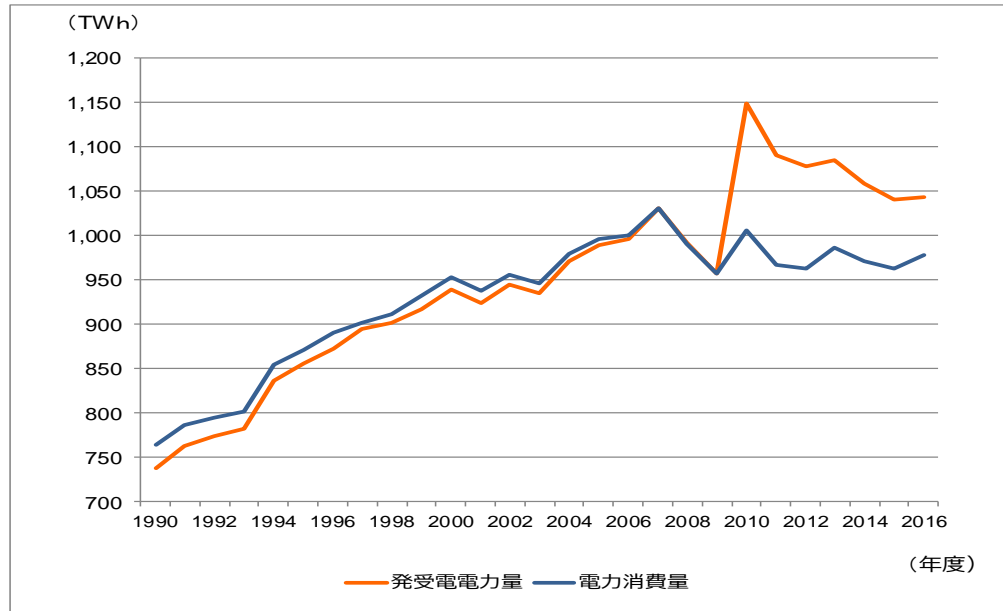
「新設一覧表」石炭発電所ウォッチ⁴をもとにワンダーニュースが情報を更新。

電力小売りの自由化

2016 年からスタートした電力小売りの全面自由化が石炭火力の新增設の引き金になっている。従来、大手電力会社は各供給区域で電力を独占的に供給・販売してきた。しかし、電力小売りの全面自由化によって、新電気力会社の市場参入が可能となる。大手電力事業者 10 社が独占していた電力市場が開放され、事業者間の競争が促進され、電気料金の抑制につながるという狙いもある。

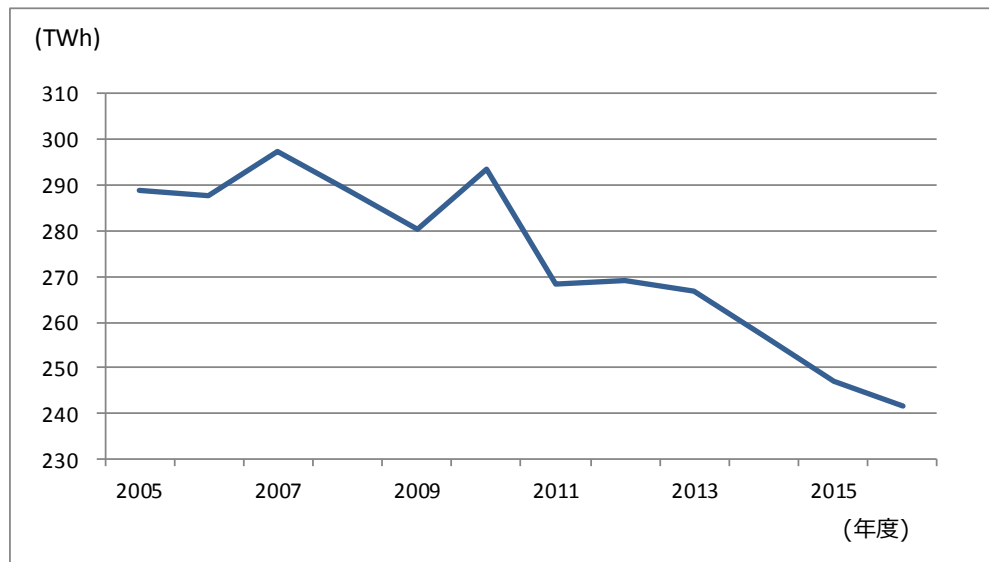
⁴ 参照：https://sekitan.jp/plant-map/ja (as of 2018/8/10)

図4 発電電力量と電力消費量の推移（日本）



出所：「エネルギー白書 2018」資源エネルギー庁⁵、2018年6月。

図5 販売電力量の推移（東京電力）



出所：東京電力ホールディングス⁶

⁵ 参照：<http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2018html/2-1-4.html> (as of 2018/9/6)

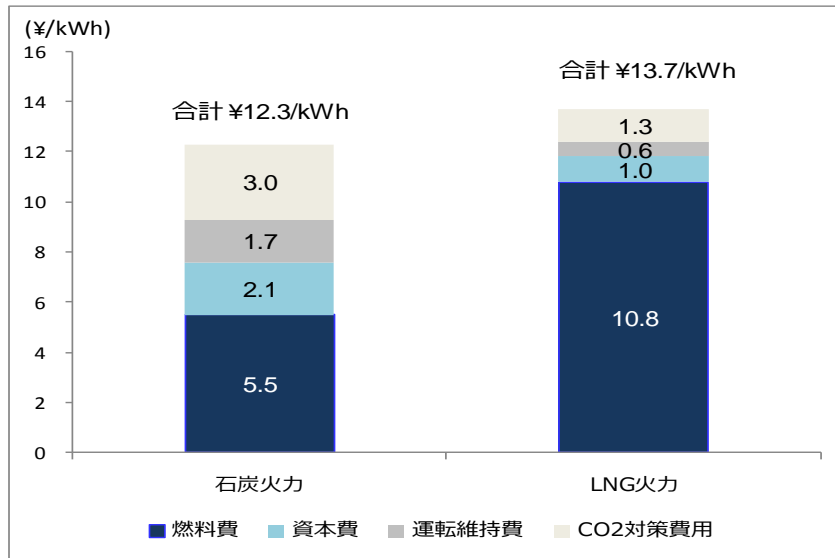
⁶ 参照：<http://www.tepco.co.jp/about/ir/financial/sales.html> (as of 2018/9/6)

新設される石炭火力の立地は太平洋沿岸に偏っており、その半数は東京電力のサービスエリアに集中する（表 2）。日本の電力消費量は、異常気象で高温だった年を除くと、2007 年のピークを境に微減ないし横ばいで推移している（図 4）。人口流入が続く首都圏を抱える東京電力の管内でも、販売電力量は 2008 年度から下降の一途をたどっている（図 5）。

経済性を重視

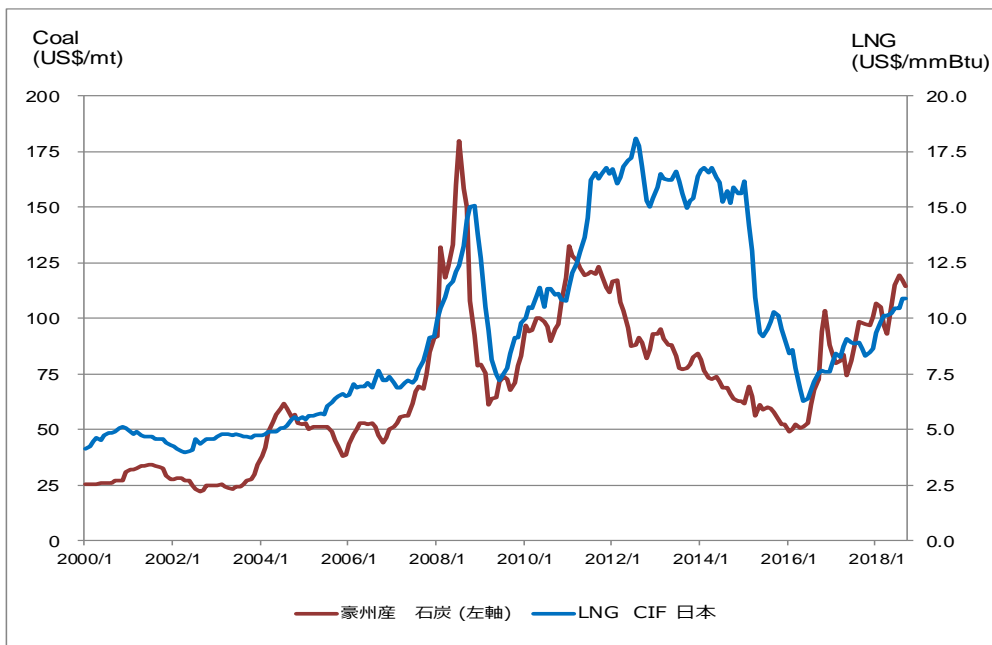
石炭火力の魅力は燃料費の安さに尽きる。競合他者より少しでも安い電気料金を提示しながら採算が取れるには、発電コストが安い石炭火力が有利になる（図 6）。石炭の燃料費は LNG のおよそ半分と、低コストでの調達が可能だ（図 7）。石炭は埋蔵量が多く、地理的な偏りもないため燃料が確保しやすい。火力発電の新增設においては営利が最優先され、環境負荷を減らす、あるいは自然災害などのリスクを想定して火力発電所を分散させるといった発想は、電気事業者には皆無といってよい。

図6 火力発電コストの比較（燃料別）



出所：「原発のコストを考える」資源エネルギー庁⁷、2017年10月31日

図7 燃料の価格動向（石炭 vs. LNG(日本)）



出所：“World Bank Commodity Price Data”⁸

⁷ 参照： <http://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/nuclear/nuclearcost.html> (as of 2018/9/6)

⁸ 参照：

<https://knoema.com/WBCPD2015Oct/world-bank-commodity-price-data-pink-sheet-monthly-update?tsId=1000150> (as of 2018/10/8)

老朽火力頼みの電気事業者

「老朽」の目安は 40 年以上とされるが、火力発電所は運転を開始すると一般的に 50 年稼働するケースも多々ある。米国では、2006 年以降、シェールガスの生産が拡大すると、石炭火力のコスト競争力が低下し、2008 年からは比較的小・中規模の石炭火力発電所の廃止が進む。廃止された石炭火力は発電容量にして 105MW、稼働年数の平均は 52⁹年だ。現在、米国で稼働中の石炭火力の経過年数は平均 39 年となっている。

表 3 電気および卸電気事業者別の火力発電所の経過年数の平均

電力	2018			2030 予		
	LNG	石油	石炭	LNG	石油	石炭
北海道	NA	35.6	37.4	7.5	33.3	44.8
東北	16.3	37.4	31.7	24.5	49.4	38.9
北陸	0.0	42.0	30.2	12.0	54.0	42.2
中国	29.8	42.2	28.8	41.8	54.2	32.4
電源開発	NA	NA	28.3	NA	NA	31.4
四国	5.0	40.3	26.3	17.0	46.5	32.0
中部	28.9	28.9	22.2	36.5	36.5	34.2
九州	36.8	38.8	21.0	48.8	50.8	21.7
沖縄	4.2	36.0	19.5	13.2	48.0	31.5
東京	25.8	39.1	15.0	35.8	48.5	18.5
関西	14.9	37.1	11.0	26.9	47.6	10.7
平均	20.2	37.7	24.7	26.4	46.9	30.7

予=ワンダーニュース予測

出所：「有価証券報告書」、2017/4/1~2018/3/31

これに対し日本では、大手電力会社と電源開発の計 11 社が保有する石炭火力の経過年数の平均は 2018 年 3 月末現在、およそ 25 年だが（表 3）、電力会社によって施設の老朽状況には差がある。最も古い石炭火力発電所は北海道電力の奈井江 1 号機と電源開発の高砂 1 号機で、運転開始からすでに 50 年が経過している。北海道電力は 2019 年 2 月に新たな LNG 火力発電の運転開始に併せ奈井江石炭火力の運転を休止するが、廃止する計画はない。

原発の再稼働の見通しが立たないなか、電気事業者は老朽化した火力発電に

⁹ ‘Almost all power plants that retired in the past decade were powered by fossil fuels’, EIA, Jan 9, 2018. See <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34452> (as of 2018/9/6)

頼らざるをえない状況にある。通常であれば、電気事業者は老朽施設を廃止し、発電効率の高い火力発電に更新して収益性の改善を図るのが一般的だ。老朽化が進む火力発電所を安全に稼働させるには主要設備や配管などの交換が必要なおえ、維持費も膨らみ収益性は低下する。原発が再稼働した電気事業者の再稼働前の設備投資の推移を見ると、原発投資が膨れ上がる一方で、火力発電への投資は大幅に削減され、電力系統への投資は必要最小限に抑えられていた。同じような現象が他の電力会社でも起きていると思われる（図8）。

火力発電の見通し

2020年代後半から2030年代前半にかけて、石油火力の除却時期と原発の運転延長に向けた審査期間が重なる可能性が高い（図8）。原発の再稼働が進み、新增設をゼロとし、運転開始から最長60年での廃炉を想定した場合、当社予想では、2020年から2040年代までは30～35基の原発の稼働が見込まれるが、2050年代には約20基、2060年代には5基前後までの減少が予想される。

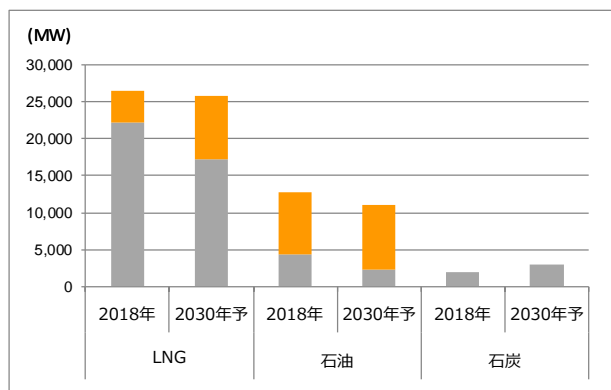
当社予想では、2030年代に稼働する原発の数は31基前後、出力は約30,000MW¹⁰が見込まれる。2030年代前半に運転認可期間の40年を迎える原発は11基（出力にしておよそ11,000MW）に上る。さらに20年運転を延長するには、原子力規制委員会の審査を受けなければならない。延長運転の審査には4～6年、必要な設備投資は1基当たり少なく見積もっても1,000億円を超える。

特に老朽化が深刻なのが石油火力だ。新設および廃止が予想される火力発電所を考慮に入れ、燃料別の出力の変化を表したのが図8だ。2030年には40年以上稼働する石油火力の割合が増える電気事業者が目立つ。1979年のIEA閣僚コミュニケにおいてベースロード電源として石油火力の更新が禁止されており、石油火力は順次廃止される見通しだ。石油火力が廃止されたあと、日本の石炭火力への依存度がさらに高まると予想される。

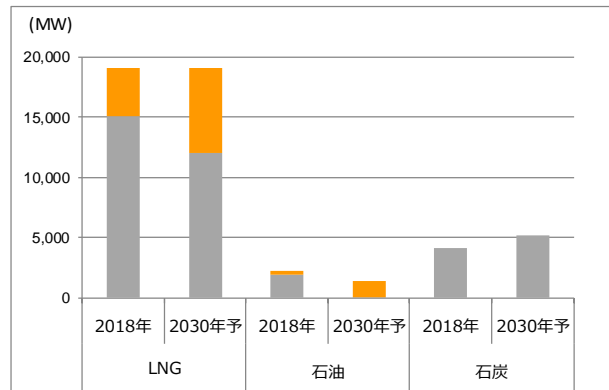
¹⁰ "Nuclear Power Reactors in the World", IAEA, 2017 Edition, p.12-14 (as of 2017/8/31)をもとに、ワnderニュースが廃炉および運転延長などに関するデータを更新し、算出 (as of 2018/11/3)。

図 8-1 火力発電の燃料別内訳

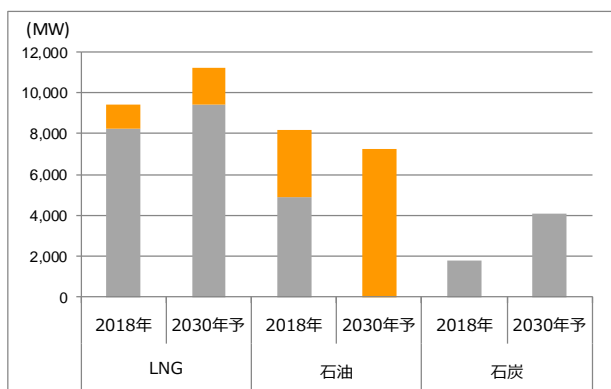
東京電力



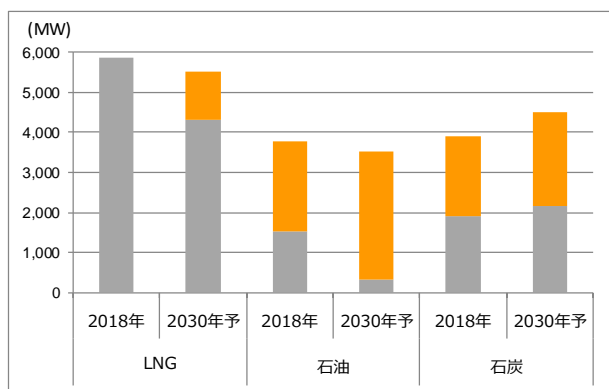
中部電力



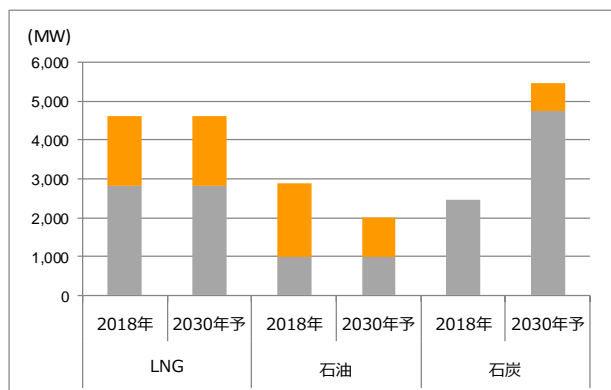
関西電力



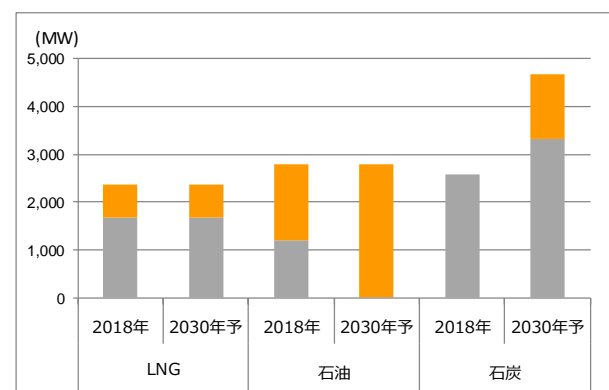
東北電力



九州電力



中国電力



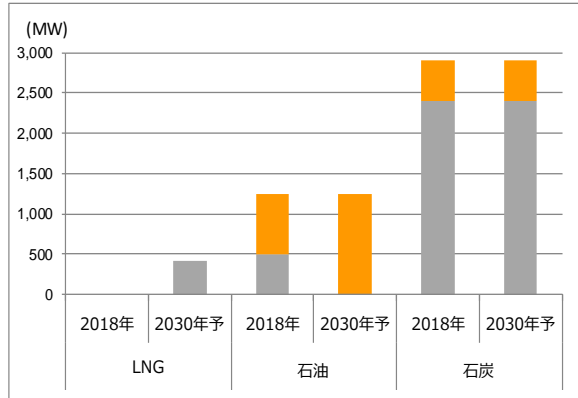
稼働年数： ■ 40年未満 ■ 40年超

予=ワNDERニュース予測 注) 40年超=40年以上60年未満

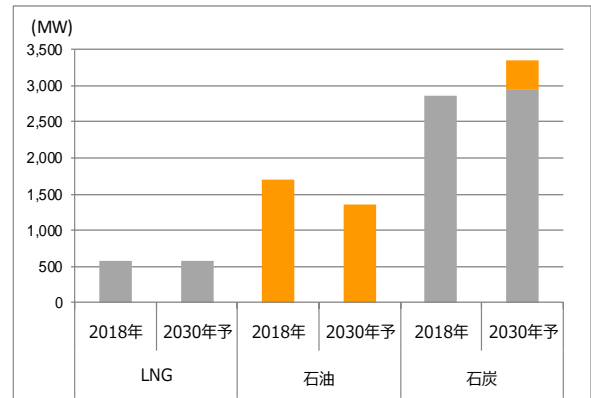
出所:「有価証券報告書」2017/4/1~2018/3/31

図 8-2 火力発電の燃料別内訳(続)

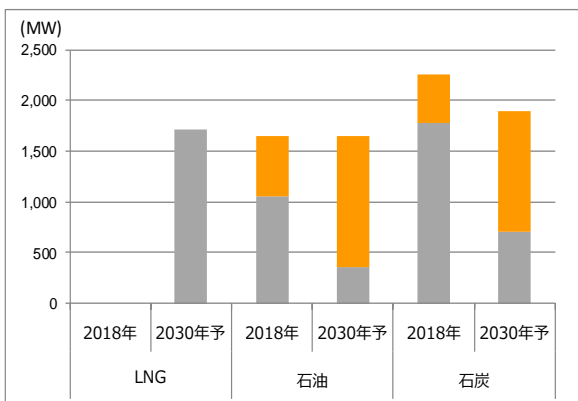
北陸電力



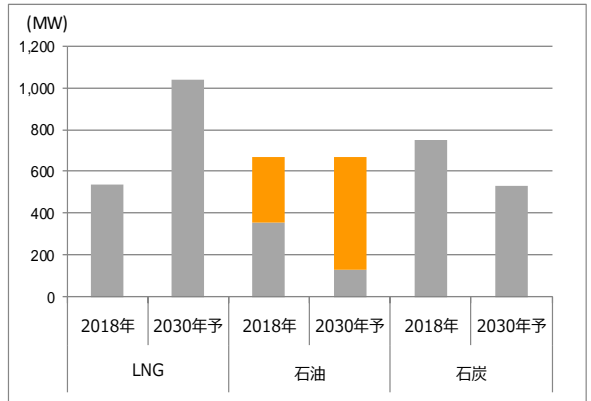
四国電力



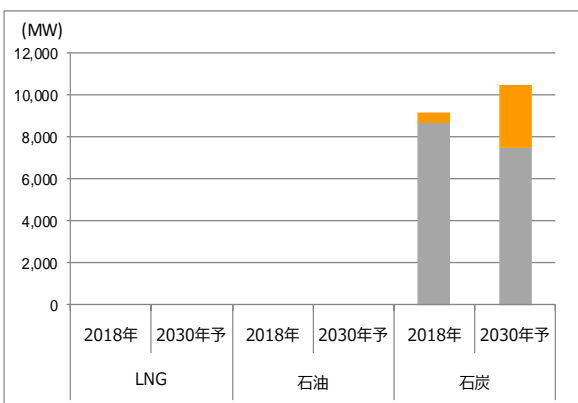
北海道電力



沖縄電力



電源開発



稼働年数： ■ 40年未満 ■ 40年超

予=ワンダーニュース予測 注) 40年超=40年以上60年未満

出所:「有価証券報告書」2017/4/1~2018/3/31

2. 構造的な課題

再生可能エネルギーを主力電源に

2018 年、日本は新しいエネルギー基本計画で「再生エネ」を「主力電源化」する方針を打ち出した（図 3）。再生エネのなかでも太陽光と風力は時間や天候で発電量が変動する弱点がある。電力の安定供給には、電力の需要と供給を同じ量にし、周波数を一定に保つ必要がある。周波数の乱れ（需要と供給のバランスが崩れる）が生じると、発電所のタービンの故障やボイラーの損傷が発生し、最悪の場合は大規模停電（ブラックアウト）にもつながりかねない。再生エネの導入には、その弱点を短時間で補う火力発電が不可欠となる。

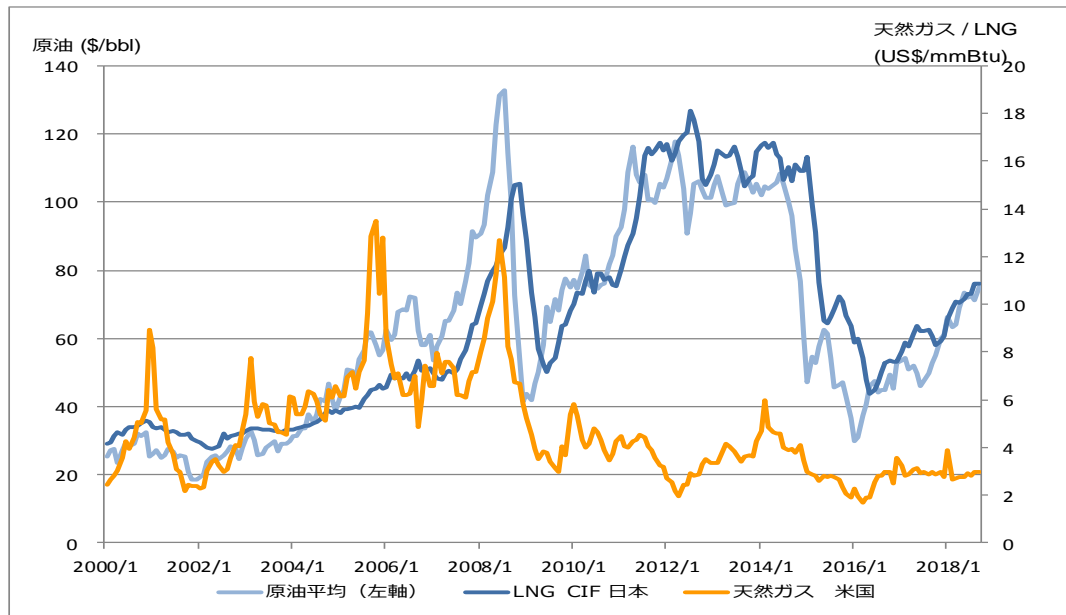
1990 年代初めごろから米国で導入が進むガスタービン複合発電（以下、CCGT）は、石炭火力よりも短時間でタービンを起動／停止できる。再生エネのランプ（急激かつ大規模な出力変動）が発生した際には供給側の CCGT の出力を制御し、供給量を一定に保つことができる。CCGT は単に再生エネを補完するだけでなく、その機動力を活かし、天然ガス価格の動向、電力需要の増減など外部要因の変化に応じて柔軟に運用できる。

再生エネ、さらには新エネルギーの導入拡大に欠かせない天然ガスまたは LNG について、日本の現状と課題をみていこう。

割高な LNG 価格

日本の天然ガスの輸入価格は原油価格に連動する（図 9）。日本は原油輸入を中東に大きく依存している。中東情勢が不安定になると原油価格が上昇し、天然ガス価格も影響を受ける。日本は、天然ガスの 5 割以上をカタール（30%）、オーストラリア（16%）、マレーシア（5%）から輸入しており、日本側に不利な取引条件で長期契約を結んでいる。例えば、価格下落を防ぐために、輸出国が買い手である日本に対し第三者への転売を制限する「仕向け地条項」がある。

図9 日本が輸入する LNG 価格と原油価格の推移



出所：“World Bank Commodity Price Data”

また、天然ガスを LNG に液化する費用、輸送費なども LNG 価格に織り込まれるため、日本の LNG 価格は割高になる。

2011 年の福島第一原発事故によりすべての原発が停止し、電気事業者は火力発電をフル稼働させなければならなくなった。当時、最大の LNG 輸入国だった日本が、スポット市場で大量に LNG を調達したため、価格高騰が数年間続いた。

調達先の拡充と価格の安定化

米国による日本向け LNG 輸出の解禁が、日本の LNG 調達の多様化と価格の安定化をもたらすかもしれない。2006 年以降、シェールガスの生産が拡大する米国は、価格競争力のある天然ガスを産出する輸出国になった（図 9）。2018 年 5 月、東京ガスは長期契約に基づく米国産シェールガス由来の LNG の輸入を開始した。米国産の天然ガスは原油と連動していないことから、輸入価格の安定化が期待される。また、「仕向け地条項」の制約もない。米国産 LNG の輸入が増え、国内の原子力発電の再稼働が進み、将来 LNG が余った場合、日本は余剰分を第三者に転売することができる。この新たな動きによって、日本で天然ガス・LNG 火力を増やす余地が生み出されるかもしれない。

ガスパイプライン

石炭火力に依存する国々に共通するのは、天然ガスパイプラインの未整備、あるいは広域的なガス導管網の未構築である。日本は後者に当たる。日本のガスパイプラインの全長はおよそ 25 万 km、パイプライン網は東京・名古屋・大阪の 3 大都市圏に集中する。天然ガスパイプラインは地域ごとに各ガス事業者が整備してきた結果、電気の送電線のようなネットワークが構築されず、分断されている¹¹。東京―名古屋間や、LNG 基地間を連結するパイプラインで、整備が進んでいない。特に、幹線ガスパイプラインの整備が遅れている北海道、東北、北陸、中国、四国および九州電力の管内では、原発あるいは石炭火力に大きく依存せざるをえない状況がみられる（図 8）。

地下貯蔵施設

日本には大量の天然ガスを地下貯蔵するための適地が少ない。地下貯蔵はガスを気体のまま地下に圧入して貯蔵・保管する技術であり、タンクにくらべ維持費が少なく済む。また地下深くにあることから地震の影響を受けにくい。日本では 5 ヶ所に枯渇ガス田を利用した地下貯蔵施設があるが、いずれも新潟県に偏在しており需要地である大都市からは遠い。

日本では、LNG として輸入された天然ガスは LNG 基地でタンクに貯蔵される。タンクでの貯蔵は極低温状態を維持するため、保管には維持費がかかる。LNG 基地の多くは、震度 6 弱以上の地震に見舞われる確率の高い太平洋沿岸に配置されている¹²。

地下貯蔵施設が世界で最も多く整備されているのは米国だ。全米各地に 450 ヶ所以上あり、その多くが需要地に近い。貯蔵施設の 80%は枯渇油ガス田を用いたものであり、帯水層 10%、岩塩ドーム 10%がそれに続く¹³。特に、2002 年から 2014 年にかけて地下貯蔵施設の数が大幅に増え、整備が進んだ。

¹¹ 「最近のエネルギー情勢を踏まえた北陸港湾の可能性」国土交通省，参照：
<http://210.148.110.37/library/happyoukai/h25/e> (as of 2018/8/15)

¹² 島本辰夫「関原天然ガス地下貯蔵の現状とモニタリング計画」『石油技術協会誌』（第 77 巻、第 6 号）、2012 年 11 月、p. 422~427。参照：https://www.jstage.jst.go.jp/article/japt/77/6/77_422/_pdf/-char/ja (as of 2018/9/6)

¹³ Energy Infrastructure, See <http://www.energyinfrastructure.org/energy-101/natural-gas-storage> (as of 2018/9/6)

欧州では地下貯蔵施設の数ではドイツが 49 ヲ所と突出して多い。次いでフランスの 13 ヲ所、イタリアの 12 ヲ所だ¹⁴。ドイツでは貯蔵施設の 60%以上が岩塩ドーム、枯渇油・ガス田 24%、帯水層 12%と続く。フランスでは帯水層がおよそ 8 割を占め、残り 2 割は岩塩ドームだ。貯蔵施設のタイプにより物理的特性（透過性、貯留能力など）および経済性（敷地の造成、維持費など）に違いがある。

大量の天然ガスの備蓄により、天然ガスの地下貯蔵施設では、年間を通じ安定した価格で天然ガスを消費者に安定的に供給できる。また、低炭素化にもつながる。米国の例をみると、パイプライン事業者は長距離ガスパイプラインの各州間の需給調整をするのに地下貯蔵施設を活用している。

¹⁴ “Underground Gas Storage in the World – 2017 Status”, CEDIAZ, July 2017, p.7, See <http://www.cedigaz.org/documents/2017/> (as of 2018/9/6)

3. 新エネルギーシステム

Power to Gas (電気をガスに転換)

広域的なガス導管網は、新エネルギーシステムの基盤になる。電力網だけに依存した太陽光や風力発電などの再生エネの利用拡大には限界がある。

Power to Gas の社会インフラが整備されれば、将来的には天然ガスの輸入を減らし、再生エネ由来の電気やガスが主要なエネルギー源になりうる。**Power to Gas** は再生エネの余剰電力を水素やメタンといったガスに転換し、天然ガスやバイオガスと融合して、ガスパイプライン網を通して火力発電の燃料として活用する構想がある¹⁵。また、再生エネ由来のガスは、ガスパイプライン上および地下貯蔵施設などで貯蔵しておけるため、電力系統で電気を蓄電地に貯めるよりもガスで備蓄するほうが効率的だという指摘もある。

ドイツではすでにエネルギー関連企業が **Power to Gas** に乗りだしている。ドイツの天然ガス導管網の全長は 53 万 km。ドイツは、さらに今後数年かけてパイプライン網の整備・拡充に向け重点的に投資する方針を示している。

エネルギーの長距離・大量輸送という点においても、電力網よりガス導管網に優位性がある。電力のバックアップとしてガスを融通する体制を築くことができれば、災害時の安定供給につながる。さらに、このガス管網によって、「グリーン」ガスの輸送、販売、利用といった広範囲なサプライチェーン網構築の実現も視野に入ってくる。

再生エネから作られた水素は、燃料電池車の燃料として利用すれば、CO₂ 排出量がゼロで環境負荷の削減の一助となる。一方、メタンは工業向けの原材料として有効活用できる。ガスパイプラインは産業界および運輸業界の脱炭素化のニーズに応えるだけでなく、さまざまなビジネスの可能性を生み出す重要なインフラになりうる。

¹⁵ “Germany’s Conventional Energy Sources”, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy See <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/conventional-energy-sources.html> (as of 2018/9/6)

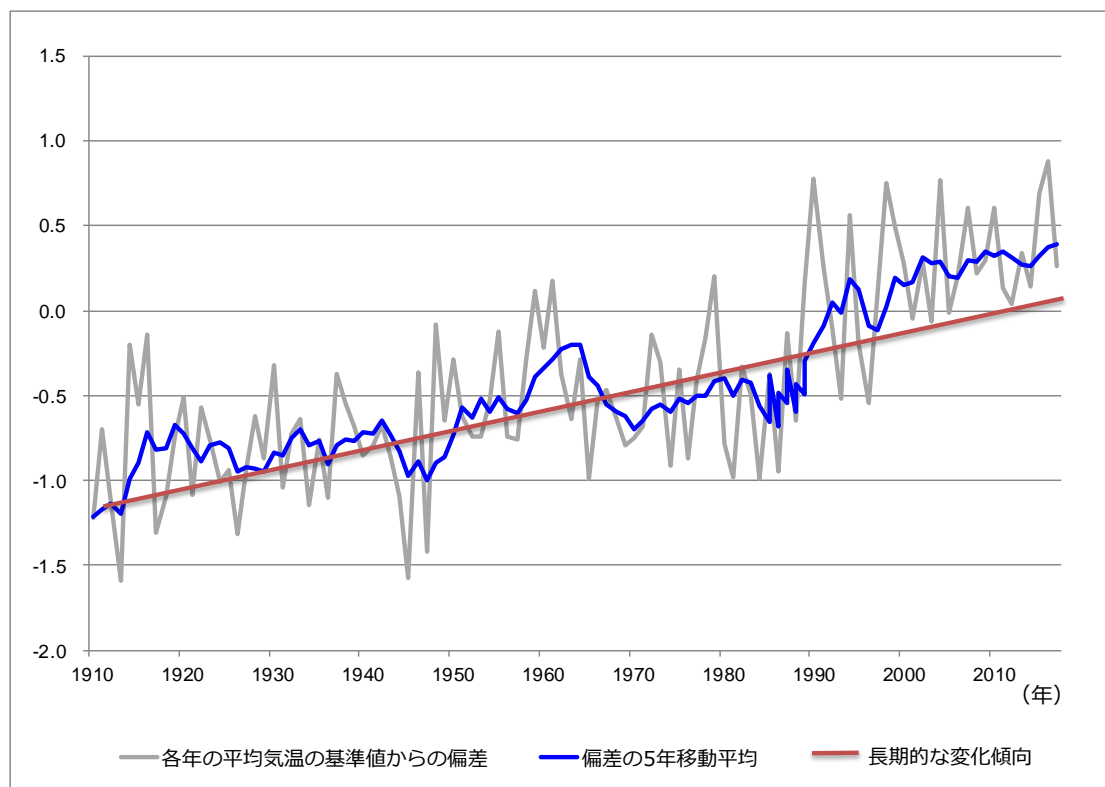
な水素が取り出せたとしても、CCS の関連費用がどの程度水素価格に上乗せされるか、その点が極めて不透明である。

CCS の対象になる地域や地層は限られる。大規模な CCS の適地は地質の安定した北米、北欧、東アジア、豪州に集中する。また、CO₂ の排出量を考えると、貯留岩などの空隙に CO₂ を圧入し貯蔵するには容積の観点からも限界があり、費用対効果が見込めるかどうかが残る。

4. 将来の見通し

2018 年の夏、日本では、「命にかかわる危険な熱さ」という前代未聞の表現を連日耳にするような記録的な熱さが続いた。図 10 を見ると、酷暑は一過性のものではなく、むしろ今後さらに気温が上昇する可能性さえ示唆している。この夏、日本のみならず世界各地において、地球温暖化によると思われる自然災害（高温、山火事、暴風雨、豪雨、豪雨による洪水、農作物への被害）が発生し、気候変動が差し迫った深刻な脅威であることを人々の脳裏に焼き付けたのではないだろうか。

図 10 日本の平均気温偏差



注) 日本の年平均気温は、長期的には 100 年当たり約 1.19℃の割合で上昇しており、特に 1990 年代以降、高温となる年が頻出している。

出所: 「日本の平均気温の偏差の経年変化」 気象庁¹⁹

¹⁹ 参照: https://www.data.jma.go.jp/cpdinfo/temp/an_jpn.html (as of 2018/9/6)

日本の電気事業者が原発の再稼働に向け悪戦苦闘している間に、欧米では、エネルギー分野でパラダイムシフトが起き、価値観が大きく変化していた。欧米諸国のエネルギー政策の転機になった理由の一つが、福島第一原発の事故だといわれている。原発に代わる持続可能なエネルギーとして、再生エネが再評価され、再生エネを軸にクリーンエネルギーを競う新時代の幕が上がった。

日本と欧米諸国による地球温暖化対策の相違はどこから生じるのだろうか。まず、時間軸の捉え方や尺度が、欧米諸国と日本では決定的に違っている。地球温暖化対策での中長期的な取り組みといった場合、欧米では 10 年ないし 30 年以上先の未来を見越した方針や戦略を指す。欧米の政策や企業の経営戦略には、2050 年までを見通したとき、安全で、経済的で、環境負荷が少なく、かつ持続可能な社会を形成するにはどのようなエネルギーシステムや社会インフラが必要とされるか、という視点が投影されている。十分な吟味を重ねた結果、再生エネに可能性を見出したものと推測される。

一方、日本人の多くは中長期計画という、3 年ないし 5 年という非常に短いタイムスパンを想定する。そのためか、短期的な成果を追い求める傾向が強いように見受けられる。高効率の石炭火力の導入という発想は、こうした日本人の思考の一端の表れといえるのかもしれない。

エネルギーインフラに対しては、気候変動の影響に備えるための「適応策」を施していくことが不可欠である。早ければ 2020 年代半ばごろには、原子力や火力といった電源の老朽化が顕在化してくる可能性がある。電力の安定供給には、電源の最適な組み合わせと適切な設備更新が欠かせない。人口減少の到来を見据え、防災・減災を実現するためには、少なくとも 30 年先を見越した長期的なビジョンを掲げ、エネルギーシステムの計画的な整備と構築に取り組むことが求められる。

許可なく転載することを禁じます。

ワンダーニュースが運営するサイト（「WONDER*WONDER」）に掲載しているコンテンツの著作権は当社、情報提供者または正当な権利を有する第三者に帰属します。この場合、コンテンツとは記事およびデータをさします。本書に記載されている内容を引用、参照および（または）参考にする場合は、出所を明示することが求められます。

ワンダーニュース

《参考文献・資料》

- 大前巖『二酸化炭素と地球環境 ー利用と処理の可能性ー』中央公論新社, 1999 年, p.141。
- 「FEPC INFOBASE 2017」電気事業連合会, 参照 : <http://www.fepc.or.jp/library/data/infobase/> (as of 2018/9/6)
- 「長期エネルギー需給見通し 骨子案」資源エネルギー庁, 2015 年 4 月 28 日, p.3, 参照 : http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/008/pdf/ (as of 2018/9/6)
- 「有価証券報告書」2017/4/1~2018/3/31。
- 「最近の火力発電所設置工事における手続状況等」環境省, 2016 年 5 月 27 日, p.8-9
- 「新設一覧表」石炭発電所ウォッチ, 参照 : <https://sekitan.jp/plant-map/ja> (as of 2018/8/10)
- 「エネルギー白書 2018」資源エネルギー庁, 2018 年 6 月,
参照 : <http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2018html/2-1-4.html> (as of 2018/9/6)
- 「販売電力量」の推移 東京電力ホールディングス,
参照 : <http://www.tepco.co.jp/about/ir/financial/sales.html> (as of 2018/9/6)
- 「原発のコストを考える」資源エネルギー庁, 2017 年 10 月 31 日,
参 照 : <http://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/nuclear/nuclearcost.html> (as of 2018/9/6)
- “World Bank Commodity Price Data”, See
<https://knoema.com/WBCPD2015Oct/world-bank-commodity-price-data-pink-sheet-monthly-update?tsId=1000150> (as of 2018/10/8)
- "Nuclear Power Reactors in the World", IAEA, 2017 Edition, p.12-14 (as of 2017/8/31)
- 「最近のエネルギー情勢を踏まえた北陸港湾の可能性」国土交通省, 参照 : <http://210.148.110.37/library/happyoukai/h25/e> (as of 2018/8/15)
- 島本辰夫「関東天然ガス地下貯蔵の現状とモニタリング計画」『石油技術協会誌』(第 77 巻、第 6 号)、2012 年 11 月、p. 422~427。参照 : https://www.jstage.jst.go.jp/article/japt/77/6/77_422/_pdf/-char/ja (as of 2018/9/6)
- Energy Infrastructure, See <http://www.energyinfrastructure.org/energy-101/natural-gas-storage> (as of 2018/9/6)
- “Underground Gas Storage in the World – 2017 Status”, CEDIAZ, July 2017, p.7, See <http://www.cedigaz.org/documents/2017/> (as of 2018/9/6)
- “Germany’s Conventional Energy Sources”, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy
See <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/conventional-energy-sources.html> (as of 2018/9/6)
- 『水素基本戦略』再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議、2017 年 12 月 26 日。参照 :

[http://www.meti.go.jp/press/2017/12/20171226002/20171226002-1.pdf#search=%27](http://www.meti.go.jp/press/2017/12/20171226002/20171226002-1.pdf#search=%27%20%E6%B8%A9%E7%B5%A1%E5%AD%A6%E6%9C%AC) 水素基本戦略%27 (as of 2018/9/6)

- “Hydrogen resources”, the Department of Energy,
See <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-resources> (as of 2018/9/6).
- “Producing industrial hydrogen from renewable energy”, Cedric Philbert , IEA, April 18, 2017 (as of 2018/9/6)
- 「日本の平均気温の偏差の経年変化」 気象庁,
参照 : https://www.data.jma.go.jp/cpdinfo/temp/an_jpn.html (as of 2018/9/6)