

米国の電気事業を取り巻く環境変化と事業者の適応

牧田 淳*

我が国では、東日本大震災を契機として電力システム改革が始まり、2016年4月の電力の小売全面自由化を経て、今後2020年の発送電分離に向けた検討が段階的に進められているところである。事業者間の競争活性化や、競争を通じた電気料金の抑制、需要家の選択肢やサービスの拡大等、日本に先がけて電気事業制度改革を進めてきた欧米諸国の事例等を参考にし、整備・検討が進められている。一方、2011年の福島第一原子力発電所事故以降、全基が稼働停止していた国内の原子力発電所は、新しい規制基準の下で再稼働が進み始め、2017年7月現在、5基の稼働が再開している状況である。代替として焚き増された石炭・ガス火力の発電割合の上昇に伴うCO₂排出量の増加や、固定価格買取制度(FIT)の適用が拡大するにつれ年々増大する再エネ賦課金、そしてそれに伴う小売電気料金の上昇など、解決を図っていくべき課題は依然として多い。またエネルギー自給率が2014年実績でわずか6%と、他国と比べ著しく低い不安定な状況下にあることも忘れてはならない。

我が国のエネルギー政策の基本的な考え方は3E+Sであり、安全性を前提としたうえで、エネルギー安定供給を維持し、また経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給の実現を目指しながら、同時に地球環境問題等への対処といった環境適合を図っていくことが方針とされている。電気事業分野においても、小売自由化が進められ事業者間の競争促進が図られているが、経済効率性の向上に必ずしも結び付かない可能性があることをおさえておく必要がある。また市場原理のみでは解決が困難な、安全性の確保や安定供給の維持、再生可能エネルギーの推進等の環境対応といった課題を同時に達成することは、大変難しい課題であることを認識しておく必要がある。電力小売自由化の下で公益的課題の克服を図っていくためには、電気事業を取り巻く環境変化を踏えたうえで、各施策が検討される必要があると同時に、全体として整合が取れているかという観点で検討されることも重要であると考える。

米国においては、電力小売自由化は州単位で行われており、1997年に部分的な小売自由化を実施したRhode Island州を皮切りに、一時は米国50州のうち24の州とWashington, D.C.で小売自由化が実現したが、その後2000年にCalifornia州が電力危機の影響を受けて小売自由化を中断したり、他の州でも小売自由化を廃止したりするなどの紆余曲折を経て、2017年4月現在では15の州とWashington, D.C.のみで小売自由化が行われている状況である。残りの35州では依然として非自由化のままで、発電・送配電・小売事業が一体となった従来型のほぼ垂直統合の形態で事業を行う事業者も多い。

また米国は化石燃料が豊富な資源大国で、2015年現在、石油生産量が世界第3位、天然ガス生産量が1位、石炭生産量が2位で、エネルギー自給率は75%を超える。また同国の発電量は世界の全発電電力量の約2割を占め、そのうち水力発電が世界第2位、原子力発電も1位と、多様で強固なエネルギー基盤が安定的に国の経済を下支えしている。さらに水力を除く再生可能エネルギーの導入量でも世界第1位となっており、連邦政府レベルでは再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準(RPS)は設定していないが、州政府レベルでは自主的にRPSを導入し、2017年1月現在、29の州とWashington, D.C.で公式に目標数値を設定し取組みを進めている状況である。

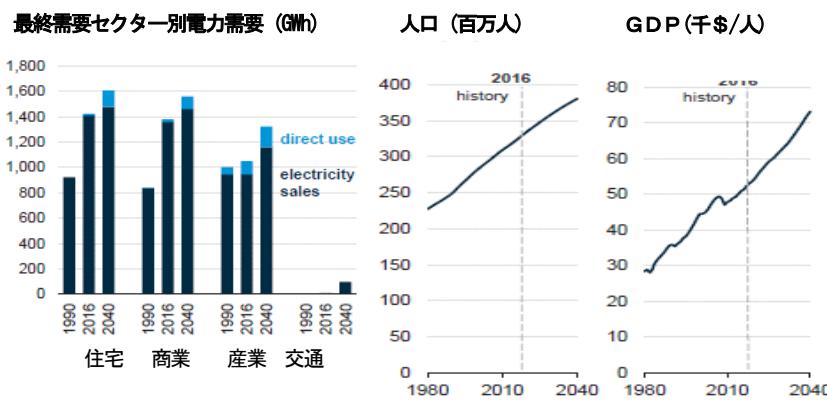
安定供給・経済性・環境・安全性の同時達成は、日米両国どちらにおいても難しい課題であり、電気事業者にとっても適切な事業戦略の見極めを図るのに難しい経営判断が伴う。電気事業を取り巻く環境変化（電気事業制度・エネルギー資源・経済性・環境規制等）は、日米両国で様々な面で異なっているが、まず米国内の状況を考察し、その後、米国の電気事業者がその環境変化に対してどのように適応を図っているかという観点で、事業者を4社(Duke Energy・NextEra Energy・Exelon・FirstEnergy)採りあげ、分析・考察を行いたい。

* (財)日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・電力ユニット 電力・スマートコミュニティサブユニット 電力グループ 主任研究員

1. 米国の電力市場および電気事業制度改革の状況

1-1 米国の電力需要の将来見通し

図 1-1：米国の電力需要の将来見通し

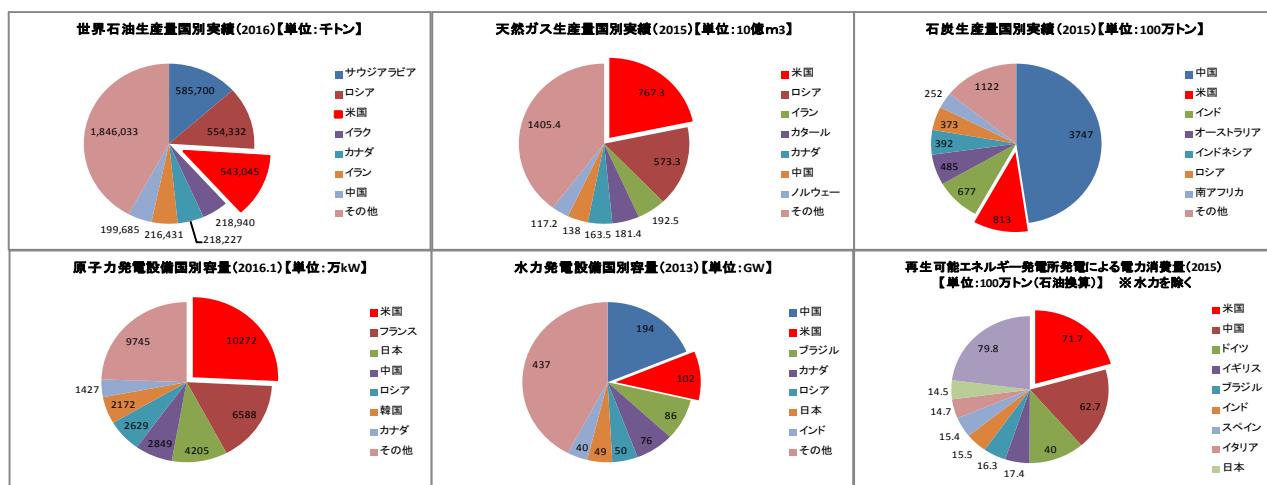


(出所) Annual Energy Outlook 2017 (EIA)

2016 年の米国の電力需要は、中国の 5,214TWh (5.2 兆 kWh) に次ぐ世界第 2 位の 3,867TWh (3.8 兆 kWh) で、日本の約 927TWh (0.9 兆 kWh) の 4 倍強に相当する。米国 EIA¹ 統計の Annual Energy Outlook によれば、米国では 2040 年まで、経済の拡大や移民の流入等で人口増加が継続し、それが電力需要増を牽引する大きな要素となって、国内の電力需要は増加し続けると予測されている。電力需要増に伴う発電所の建設や、送配電網等の供給力の増強など、国内インフラの整備需要は今後より高まってくることを意味する。この点、人口減少が進む日本とは大きく状況が異なる。

1-2 米国のエネルギー資源生産量および発電量

図 1-2：米国のエネルギー資源生産量および発電量

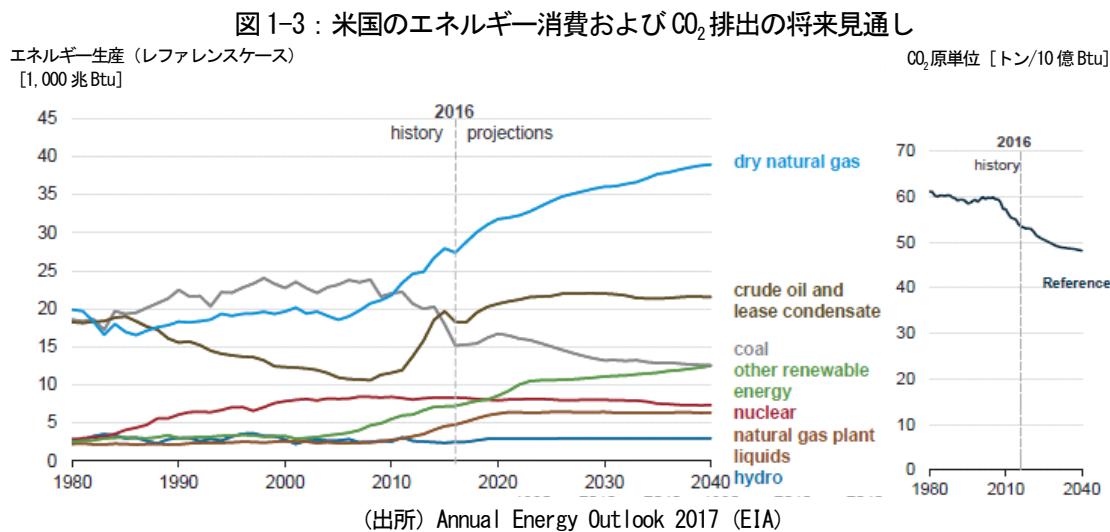


(出所) Statistical Review of World Energy 2016 (BP) をもとに著者作成

米国は化石燃料が豊富な資源大国であり、2015 年現在、石油生産量が世界第 3 位、天然ガス生産量が 1 位、石炭生産量が 2 位で、エネルギー自給率は 75% を超える。また同国の発電量は世界の全発電電力量の約 2 割を占め、そのうち水力発電が世界第 2 位、原子力発電も 1 位と、多様で強固なエネルギー基盤が安定的に国の経済を下支えしている。さらに水力を除く再生可能エネルギーの導入でも 1 位となっている。

¹ U.S. Energy Information Administration (米国エネルギー情報局)

1-3 米国のCO₂排出の将来見通し



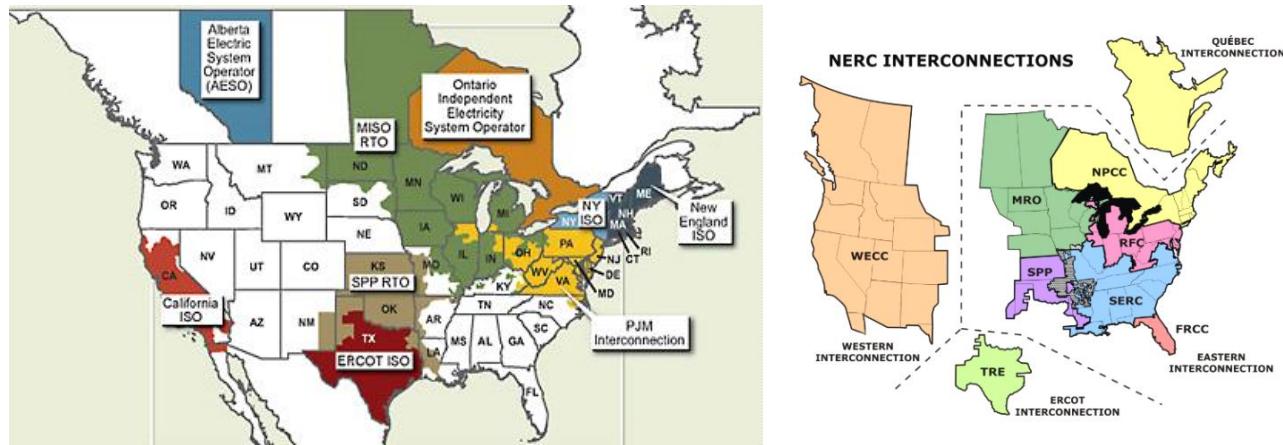
米国では、日本のように連邦政府大でのエネルギーミックスに関する明示的な政策目標は存在していないが、DOE（エネルギー省）がAnnual Energy Outlookとしていくつかシナリオを作成し、それに基づいて将来の電源構成を見通し、発表している。図1-3はレファレンスケースである。米国では、エネルギー関連施策は、連邦政府レベルでも存在するものの、電力市場については、主に州政府が中心となって実施されているため、州単位での政策の積上げが、連邦政府大の電源構成につながるような形となっている。言い換えれば、政府見通しレベルでも、各州政府の電気事業制度（発送電分離・小売自由化・電気料金認可等）や環境政策（RPS制度等）と、各電気事業者の経営判断に基づく各種対策・設備投資等の結果如何によって、国全体の将来が影響を受けるような体制になっているといえる。

詳細については、2-1 シェール革命に伴う米国内の変化 の項で後述するが、CO₂排出量の多い石炭の消費量が減少し、代わりに天然ガスが増加する現在の傾向は今後も継続していく見通しであるため、2040年に向けて米国のCO₂排出量は減少傾向が継続していくことが見込まれている。

1-4 米国の電気事業改革および電力小売自由化の状況

1-4-1 米国の独立送電網運用者 (ISO) / 地域送電機関 (RTO)

図1-4：独立送電網運用者 (ISO) 7社 / 地域送電機関 (RTO) 4社

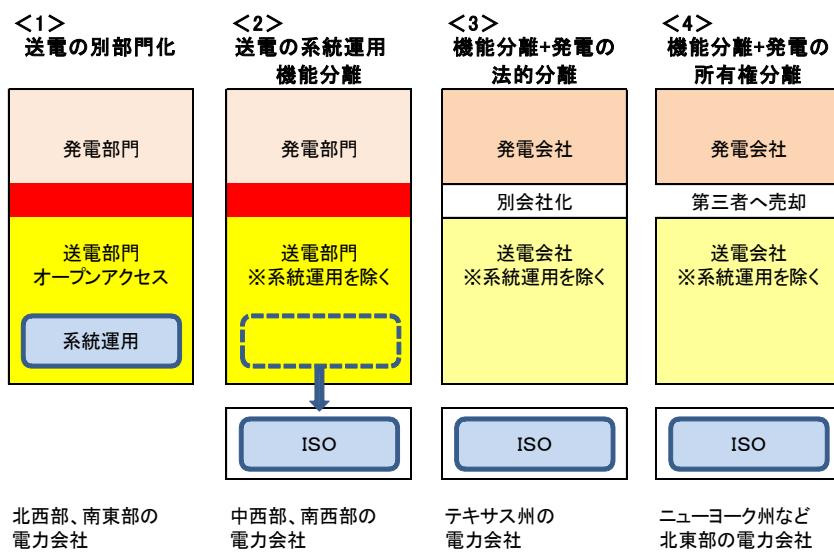


(出所) IREC [ISO/RTO Council] 2015

米国では1996年に、米国連邦エネルギー規制委員会(FERC)のOrder888、889により、送電線への第三者アクセス開放(=公平、透明、非差別的な送電設備の第三者への利用開放義務)が義務付けられ、送電網所有者と独立した10社の系統運用機関(ISO)が設立された。また電気事業者が所有する送電網の系統運用は、ISO²が受託する方法により、運用の独立性を図る措置がとられることとなった。**図1-4**に示すように、現在ISOとしては、CAISO、NYISO、ERCOT、MISO、ISO-NE、AESO、IESOの7社がある。またISOの設立後、長距離託送の場合、複数の送電系統を経由することで託送料金が累積されるいわゆるパンケーキ問題が生じたため、この問題を解消し合理的な託送料金を設定するために、2000年に地域送電機関(RTO)³が設立され、現在は、ISO-NE、MISO(以上、ISO)のほか、PJM、SPPの計4社がRTOとしてFERCの認定を受けている状況である。

米国の送電網は、ISO/RTOが設立された地域では送電の運用機能が分離され、国土を大きく3つに分断⁴されたような形となっている。これらの系統間の連系線は限定的で、各系統はほとんど独立して運用が行われている。

図1-5：米国における発送電分離の類型化



(出所) 著者作成

小売自由化が実施された州では、発電部門の分離が行われた結果、**図1-5**に示すように、米国事業者の組織は、概ね<1>～<4>の4つのパターンに類型化される。北西部や南東部の非自由化州を中心に、現在もほぼ垂直統合を維持する電気事業者がある一方で、New York州など北東部の自由化州では、機能分離に加えて法的分離や所有権分離を行った会社も多い。

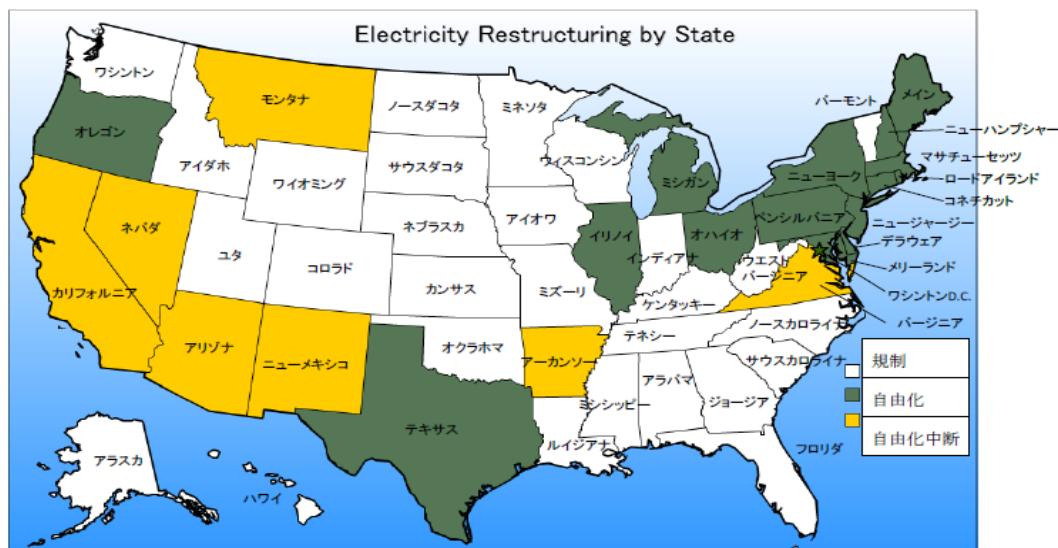
² ISO (Independent System Operator) は「独立系統運用機関」と呼ばれ、米国や欧州の一部で採用されている。具体的には、送電網の所有権は電力会社に残したまま、送電網の運用・管理を電力会社から独立した組織(どの電力会社にも属さない非営利会社)が担い、この独立組織がISOである。米国のISOは、米国連邦エネルギー規制委員会(FERC)が1996年に規定したOrder888によって、その設立が奨励されており、管轄する域内の発電会社の電力供給計画を事前に集計して電力需給のバランスを維持し、リアルタイムで周波数を維持する責務等を持つ。

³ 米国ではISOを広域化したものはRTO (Regional Transmission Organization)「地域送電機関」と呼ばれ、ISOの機能に市場参加者からの独立性や送電網拡張計画の策定責任などの要件が付け加えられる。

⁴ テキサスを除くロッキー山脈の東側にある「Eastern Interconnection」、ロッキー山脈の西側にある「Western Interconnection」、テキサス地域の大部分を包括する「ERCOT Interconnection」の3つである。

1-4-2 米国の電力小売自由化の状況

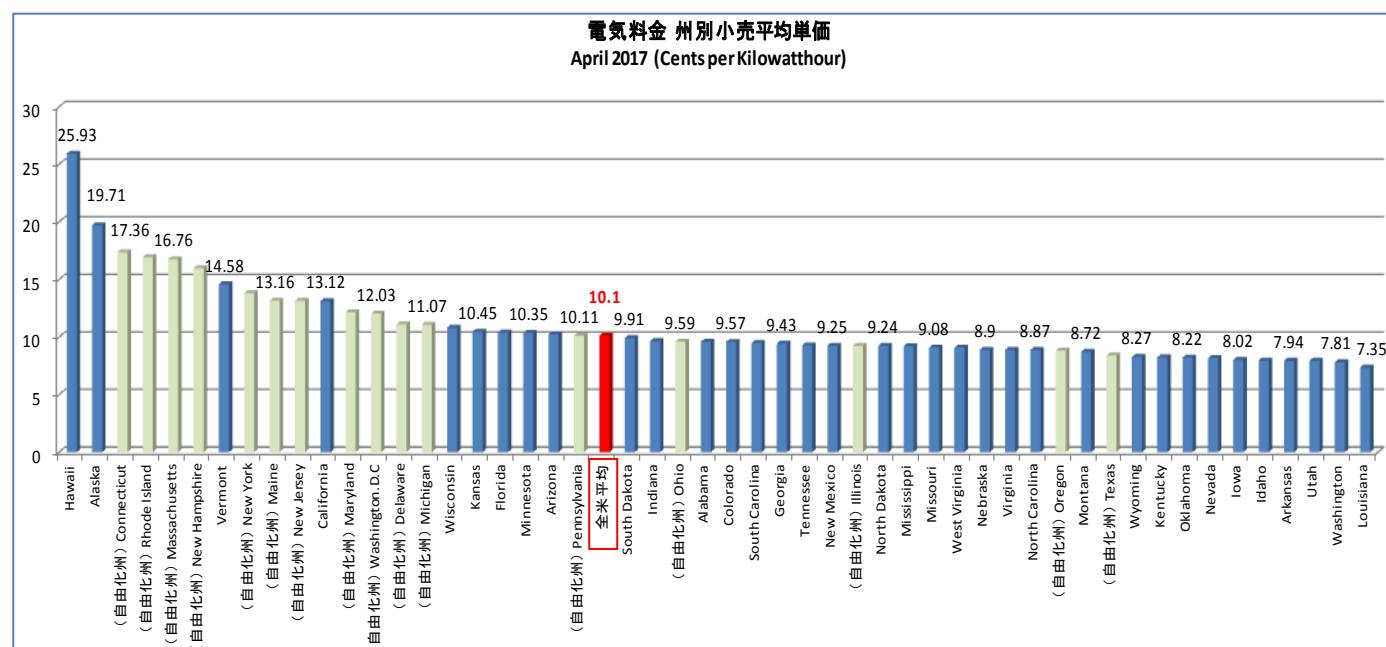
図 1-6 : 米国的小売自由化実施州



(出所) EIA Status of Electricity Restructuring by State

前述のとおり、米国では電力小売自由化は州単位で行われ、1997年に部分的な小売自由化を実施した Rhode Island 州を皮切りに、一時は米国 50 州のうち 24 の州と Washington, D.C. で小売自由化が実現した。その後、2000 年に California 州が電力危機の影響を受けて小売自由化を中断したり、他の州でも小売自由化を廃止したりするなど経緯を経て、2017 年 4 月現在、図 1-6 のとおり、15 の州と Washington, D.C. が全面小売自由化を行っている状況である。残りの 35 州では依然として非自由化のままで、発電・送配電・小売事業が一体となった従来型のほぼ垂直統合の形態で事業を行う事業者も多い⁵。

図 1-7 : 米国の電気料金 州別小売平均単価

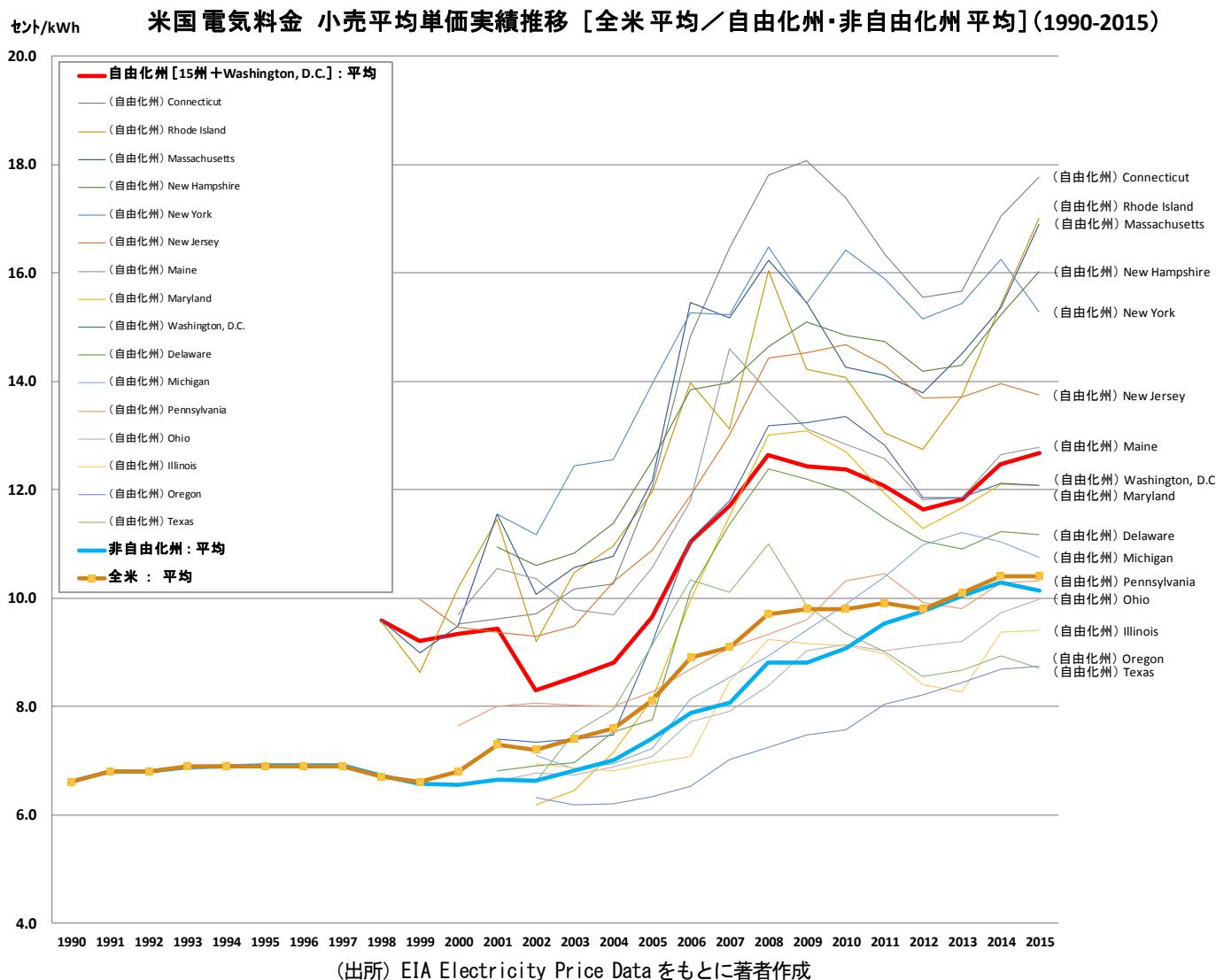


(出所) EIA Electricity Price Data をもとに著者作成

⁵ California 州や Virginia 州では部分的に小売自由化を実施しているが、大口需要家に限定するなど範囲を限定しているため、ここでは自由化州に含めていない。California 州は、2010 年に家庭用以外の需要家を対象に小売自由化を再開したが、小売自由化の上限枠を小売自由化中断前の水準に設定している。一度小売自由化を実施したものの、中断・廃止した州は、Arizona、New Mexico、Oklahoma、Arkansas、West Virginia 州などである。

図1-7は、米国EIA統計による州別の電気料金実績データを、単価の高い順に並べ比較したものである。至近の2017年4月の平均小売料金単価は、全米平均で10.1セント/kWhであるが、小売自由化州の平均単価は12.5セント/kWh、非自由化州の平均単価は10.2セント/kWhと、自由化州平均の方が2.3セント/kWh高くなっていることがわかる。

図1-8：米国 電気料金小売単価 実績推移【全米 平均／自由化州・非自由化州 平均】(1990-2015)



また図1-8は、1990年以降の全米の小売平均単価の推移、および、自由化を実施した各州の小売平均単価とそれ以外の非自由化州の小売平均単価の推移をグラフで表したものである。一部の州で自由化が開始された1990年後半以降、電気料金の小売価格は概ね上昇傾向が続いている。また、自由化を実施している州としている州との小売平均単価の差は常に2セント/kWh以上あり、自由化州の電気料金の水準の方が高い状況が継続している。このようになっている背景には多様な要素があり一概には言えないものの、市場競争により料金水準を下げるという側面から見た場合、自由化を実施したことによる効果があまり表れていない状況であることが覗える。

2. 米国の電気事業を取り巻く環境変化

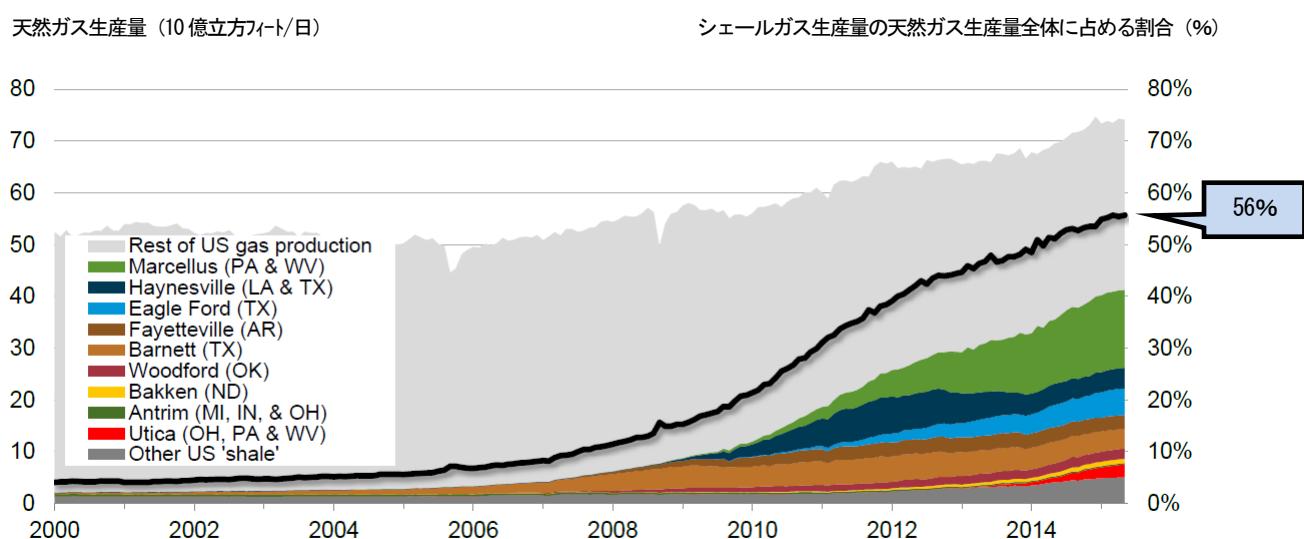
2-1 シェール革命に伴う米国内の変化

米国では、2,000m 超の深い地層に存在し、掘り出す技術が確立せずコスト的に見合わなかったシェールガスが、技術革新により2006年以降安価に採掘できるようになり、その結果、2011年には世界最大の天然ガス生産国となった。2015年現在、国内天然ガス生産量のうちシェールガスの占める割合は既に56%を占めるに至っており、2020年代には天然ガスの純輸出国になると予想されている。

シェール革命は米国において、天然ガスだけでなく他のエネルギー動向にもさまざまな変化をもたらしており、列挙すると以下の兆候が見られる。

2-1-1 天然ガス生産の増加および価格の低下

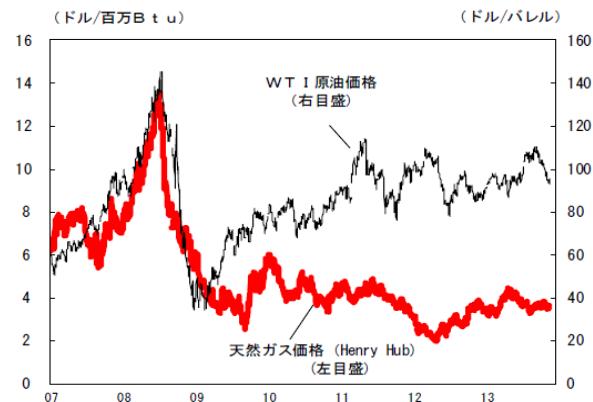
図2-1：米国天然ガスの生産量とシェールガス生産量の全体に占める割合の推移



(出所) The Growth of U.S. Natural Gas: An Uncertain Outlook for U.S. and World Supply (EIA)

シェールガスの開発が急拡大したことに伴い、一時的に米国内では天然ガスが供給過剰となり、価格は大きく下落することになった。貿易が占める量が比較的小さい米国の天然ガス市場においては、シェールガス開発を手掛ける企業による増産圧力は、価格下落圧力へつながっていました。図2-1を見てわかるとおり、天然ガス全体の生産量は、2004年に500億立方フィート/日だったのが、2015年に740億立方フィート/日へ増えた一方で、シェールガス生産量の全体に占める割合は、2004年に5%程度であったのが、2015年に56%まで拡大したことがわかる。

図 2-2：米国の天然ガス価格 (Henry Hub) と原油 (WTI) の推移

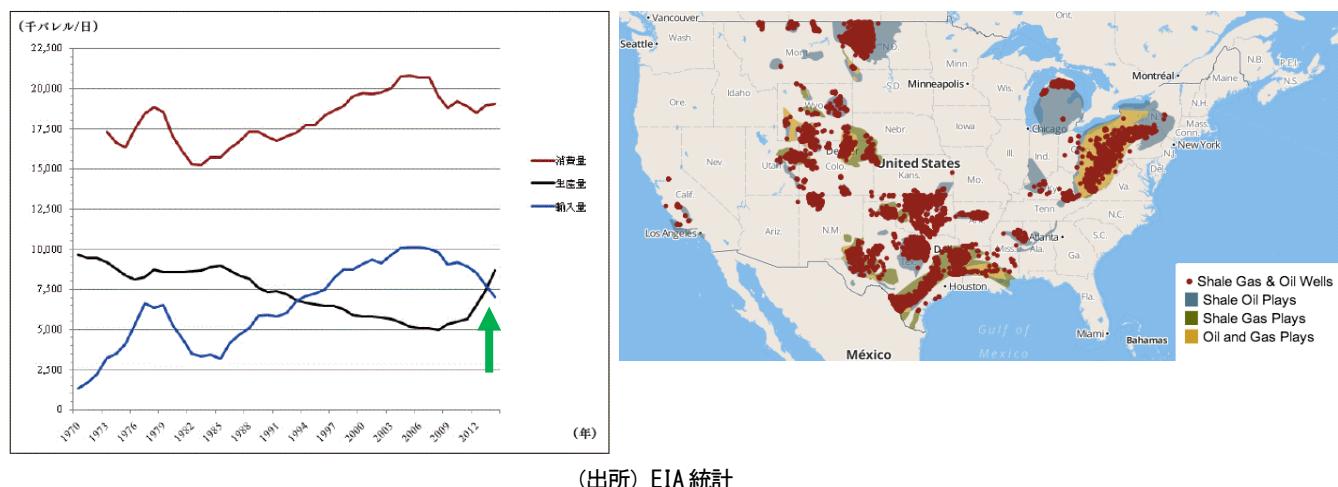


(出所) The Growth of U.S. Natural Gas: An Uncertain Outlook for U.S. and World Supply (EIA)

図 2-2 の米国天然ガス価格の指標とされる Henry Hub の価格推移を細かくみると、2008 年に 13 ドル/mmBtu まで上昇後、同年のリーマンショックに見られる景気低迷に伴う需要の急速な減退と、投機資金の市場からの引揚げ等によって、2009 年には一時 2.5 ドル/mmBtu まで急落した。その後、景気回復に伴って 2010 年初めには 6 ドル/mmBtu まで回復していたが、シェール革命による天然ガスの増産を背景とした需給緩和によって価格は再び下落に転じ、2012 年 4 月には 2 ドル/mmBtu 割れまで下がった。この間 WTI 原油価格が大きく上昇し高値で推移したのとは対照的に、天然ガス価格の動きは連動せず低いまま推移したことがわかる。

2-1-2 原油生産の増加

図 2-3：米国原油生産量・輸入量・消費量の推移 および シェールガス・シェールオイルの開発地域

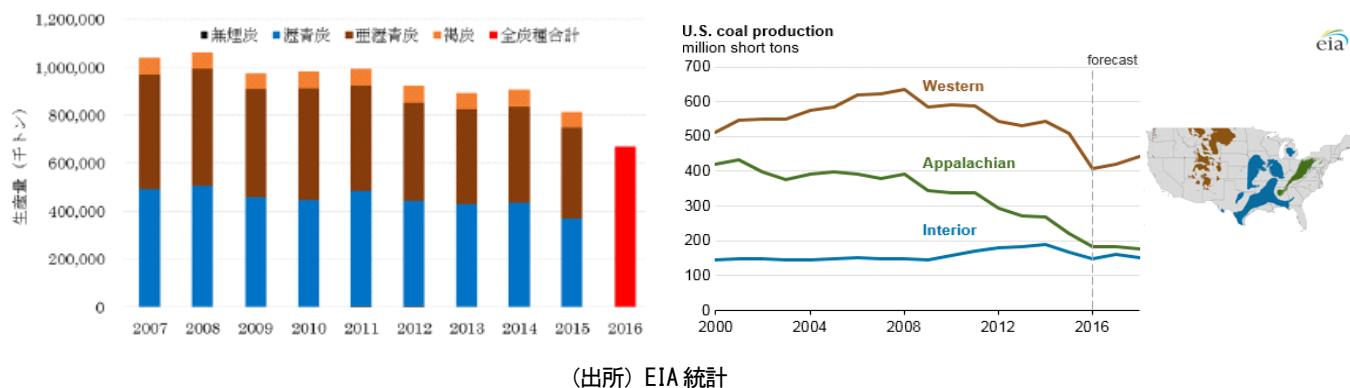


(出所) EIA 統計

2009 年中頃以降、国内ではガス価格が下がったことから、シェールガス開発と同様の技術でシェールオイルを開発する動きが強まった。図 2-3 からわかるとおり、米国は、原油生産量は 1970 年に約 960 万バレル/日でピークであったが、1985 年以降減少を続け、2008 年には最低となる 500 万バレル/日まで落ち込み、当時は米国の原油生産量は今後さらに減少して、輸入原油への依存度が増大することが見込まれていた。ところがシェールオイルの生産が増加したことによって、原油生産量は 2010 年から毎年大幅に増加、2013 年には約 750 万バレル/日、2014 年には約 870 万バレル/日となり、2015 年の原油生産量は約 940 万バレル/日に達している。米国の原油生産量に占めるシェールオイルの割合は、2008 年の 12% から 2012 年には 35% へと上昇し、2013 年には、1993 年以降初めて国内自給率が 50% を超えた。

2-1-3 石炭生産および輸入の減少

図2-4：米国の石炭の地域別生産量

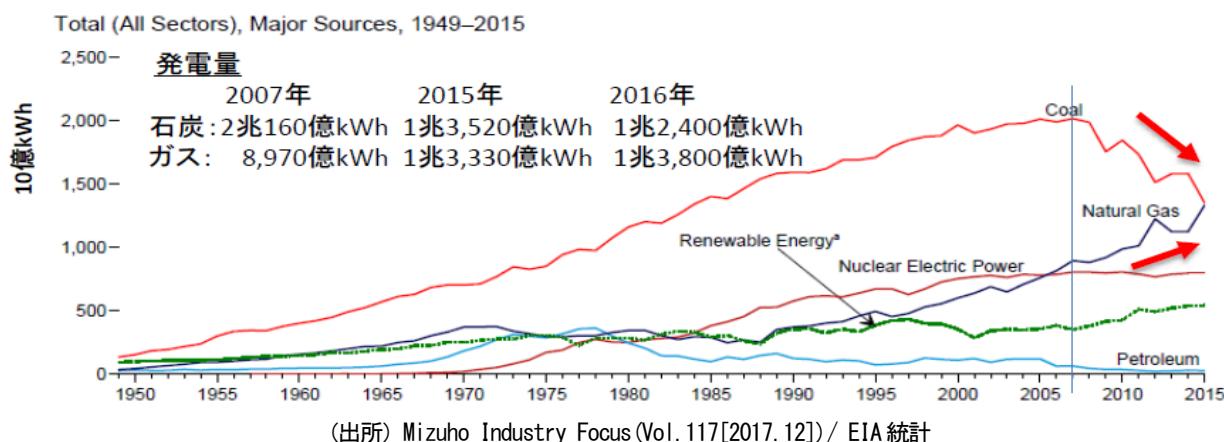


(出所) EIA統計

図2-4のとおり、米国の石炭生産量は2008年に10億6,300万トンでピークに達し、その後6年間は9億万トンを維持していたが、2015年から急激に落ち込み、2016年には6億7,000万トンまで急落した⁶。特に東部のAppalachian炭田での生産は、2008年と比較して半減している。

米国内での石炭生産に関しては、トランプ大統領が2017年2月に、石炭採掘を実質的に制限する河川保護規則(Stream Protection Rule)⁷の無効化に加え、連邦政府が所有する鉱区の開放を行うなど、石炭産業の復活支援策を打ち出しているが、一般炭については、国内でのガス燃料コストの低下に加え、発電所建設に際しても石炭火力はガス火力の倍のコストがかかること等から、今後も国内需要が拡大する見込みは小さいと予想される。石炭生産や余剰石炭の海外への輸出については、今後の国際マーケット動向やトランプ政権の政策に左右される側面が大きいと思われる。

図2-5：米国におけるエネルギー別発電電力量の推移（石炭火力・ガス火力・原子力・再生可能エネルギー）



(出所) Mizuho Industry Focus (Vol. 117[2017.12]) / EIA統計

図2-5は、米国におけるエネルギー別の発電電力量の推移であるが、シェールガスの増産による国内の天然ガス価格の下落を受け、米国の火力発電所では2008年頃から発電燃料の石炭からガスへの転換が進み、2016年には年間を通して天然ガスによる発電量が初めて石炭を上回る状況となっている。

⁶ 生産量で国内上位大手の石炭会社であるPeabody Energy／ArchCoal／Alpha Natural Resourcesなどは、国内需要減による価格低下を受け、大幅に採算が悪化したことから、2015～2016年の間に、連邦破産法Chapter 11による法的保護を申請するような事態に陥っている。

⁷ 1983年に策定された同規則を内務省が2016年12月に改正し、炭鉱からの剥土処理に制限を設けることを決めたもの。実質的な規制強化であり、これにより原則採掘のために除去した土砂は、湧き水、小川などに廃棄できなくなる。同法により、今後20年間に6,000マイルの小川、5万2,000エーカーの森林が保護対象となり、また石炭会社が湧き水保護に要する資金負担は年間5,200万ドルに及ぶことが予想されていた。

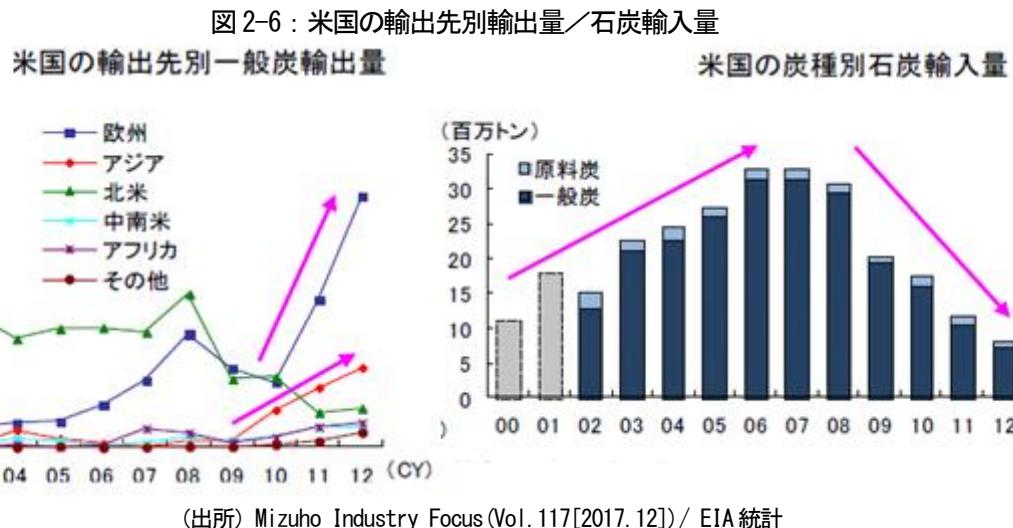


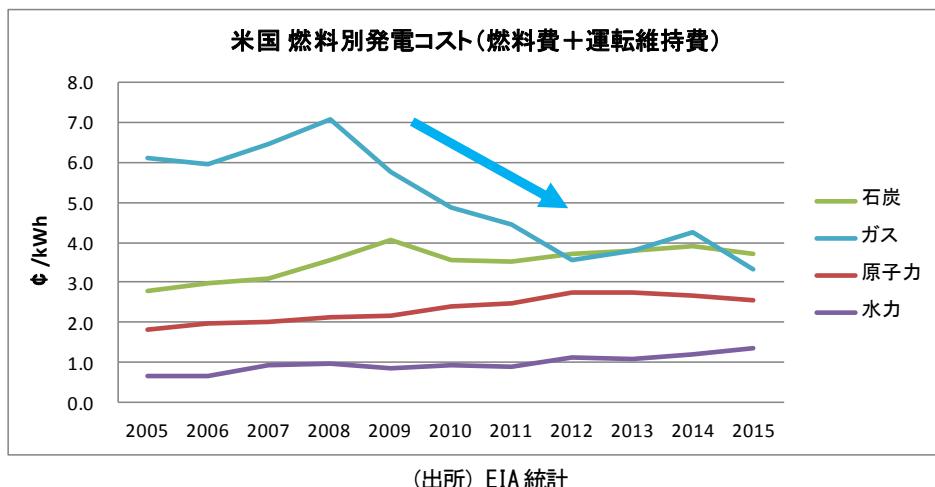
図 2-6 のとおり、米国西部 (Western) の生産地域から欧州や中国を中心としたアジアに向けての石炭輸出は、国内石炭需要の減少を受けて、2010 年以降拡大しており、特にシェール革命直前と直近の石炭の輸出状況を比較すると、欧州への輸出量は 3 倍以上に増加したことがわかる⁸。

また、石炭輸入量は 2000 年代前半まで増加傾向にあったが、2008 年以降、従来輸入していたコロンビア炭を中心に、大幅に減少している。

2-1-4 原子力発電の伸びの鈍化

もともと 2000~2007 年頃まで米国は原子力発電所の新設に前向きであったが、2008 年のシェール革命のあおりを受け、原子力の発電コストの相対的優位性は低下し始めた。また既設の老朽化した一部の発電所では、天然ガス価格の低下による卸電力価格の低迷を受けて採算が悪化し、廃炉を決定している。前述の図 2-2 のとおり、2009 年以降、天然ガス価格は年平均 2.5~4.5 ドル/mmBtu 程度であり、またガス火力の発電コスト（燃料費+運転維持費）は、下図の図 2-7 からわかるとおり、3.4~5.5 セント/kWh 程度で推移している。

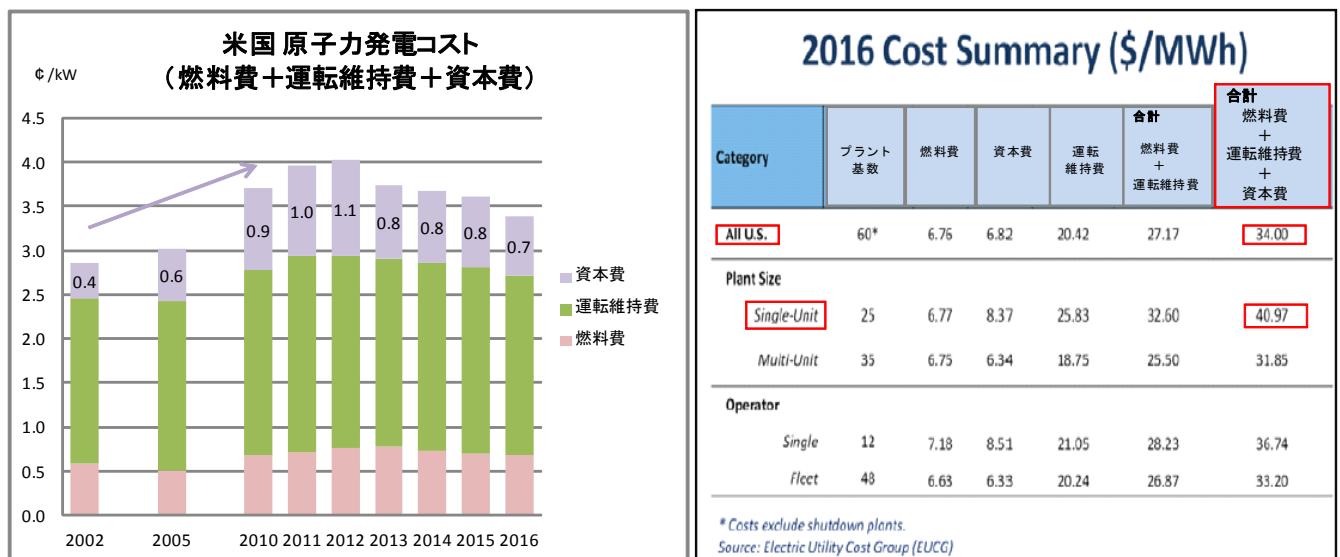
図 2-7 : 米国 燃料別発電コスト（燃料費+運転維持費）の推移



⁸ 近年は、国際マーケット価格が下方調整され、また欧州でも石炭需要が大幅に減少したことから、全体の輸出数量は減少傾向にある。需要の伸びが大きいインドや、中国・韓国といったアジア諸国向けの輸出量については近年増加しており、今後も伸びていく可能性が高い。日本への輸出についても近年増加している。

図2-7の燃料別発電コスト(燃料費+運転維持費)を見ると、原子力の発電コストは石炭やガスよりも低いが、この内訳比較には、資本費(発電所の安全性や出力向上等、機能向上に資する設備改良や新規設備導入などへの投資費用)は含まれておらず、資本費を含めて原子力トータルの発電コストを見た場合、2002年以降、図2-8左図のように推移していることがわかる。

図2-8：米国の原子力発電コスト(燃料費+運転維持費+資本費)



(出所) Nuclear Costs in Context (Nuclear Energy Institute [2017.4])

2002年に0.4セント/kWhであった資本費は、2012年までの間に約3倍となる1.1セント/kWhまで増加しているが、この背景には、2001年の9.11同時多発テロ事件後のセキュリティ強化のための対策費用の増加や、当初の運転期間40年を越えて60年まで運転するための、ライセンス更新の審査時に求められる主要設備の更新等に要する費用(蒸気発生器や格納容器上蓋の交換等)の増加がある。また2011年以降は、福島第一原子力発電所事故後に強化が図られた自然災害対策費や、格納容器ベント設備などの過酷事故対策費の負担が増している状況である。このように、大規模な設備改修や追加設備の設置、主要機器の交換等実施のための資本費の負担が大きくなってきたことで、ガス火力や石炭火力とのコスト差はあまりなくなってきている傾向が覗える。

NEI(Nuclear Energy Institute)が2017年4月に発表した図2-8右図の2016年実績のデータでは、全米平均の原子力の発電コストは3.4セント/kWhであるが、規模別に集約されたデータを見ると、スケールメリットを活かすことができない小規模・単独立地(Single-Unit:1つの立地地点で1つの原子炉を運転)の場合は、4.09セント/kWhと平均より2割程度コストが高い状況である。このように、特に60万kW程度の小容量・単独立地の原子力発電所においては、2012年以降、発電コストが4セント/kWhを下回る傾向にあるガス火力と比べてコスト競争力が下がっている状況であるため、事業者は運転期間の更新延長をせず廃炉を決断するような環境変化が出てきていることが覗える。

一方で、連邦営事業者であるTennessee Valley Authority(TVA)が2007年から建設を進めてきたTennessee州のワツツバー原子力発電所2号機(PWR:115万kW)が2016年に商業運転を開始するなど、米国で20年ぶりの新設となる原子力発電所がようやく稼働する動きも始めている。これを加えると米国で稼働中の原子力発電所は、2017年4月現在、合計で100基となっている。

2-2 CO₂排出規制に関する米国内の動向

トランプ大統領は2017年3月、オバマ前政権が地球温暖化対策のために導入した既設の発電所に対するCO₂排出規制「クリーン・パワー・プラン(CPP)」を停止する大統領令に署名した。署名した大統領令は「Promoting Energy Independence and Economic Growth(エネルギー自立と経済成長の促進策)」で、目的として米国内のエネルギー資源の利用を促進するため、経済成長と雇用を阻んでいた現行の過剰な規制負担を取り除く、としている。また国内の自然資源を適切に活用することは、国家の地政学的安全保障の確保にとって重要であると指摘している。

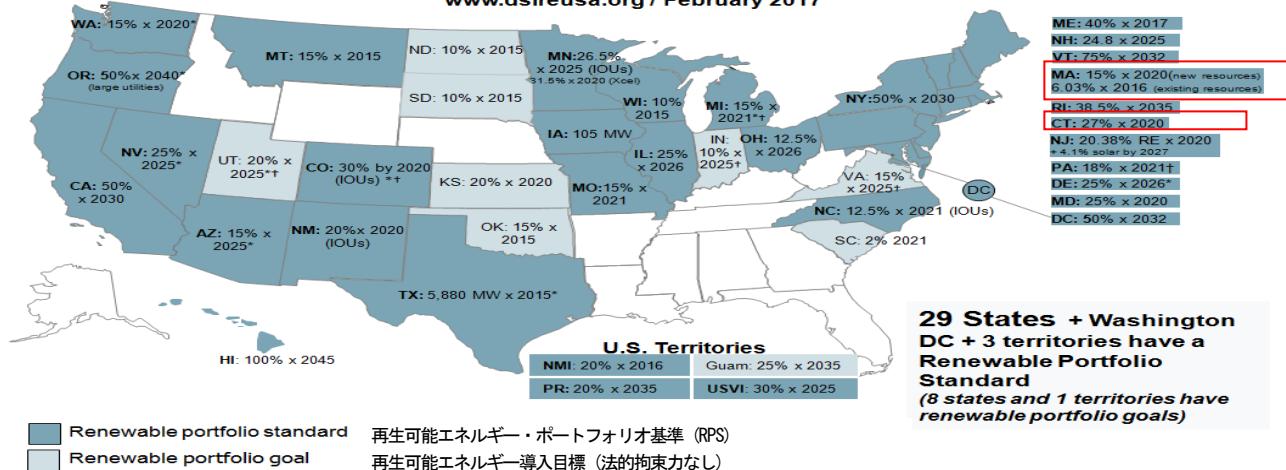
CPP関係で廃止の対象となるのは、オバマ前大統領が2013年11月に発出した「気候変動による影響への備え」を求めた大統領令、同年6月の電気事業者向けのCO₂排出基準策定を指示した覚書と、CO₂とメタン排出削減を含む気候行動計画である。さらにEPAに対し、CPP関係のあらゆる規制やガイダンスなどをレビューして、停止や修正、撤回の判断をするよう指示している。一部の州では、CPPに基づいて既に州法で規制等を進めているため、California州やNew York州など、温暖化対策重視州との調整が課題となっている状況である。

2-2-1 再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準(RPS)の動向

図2-9：米国各州の再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準(RPS)の実施状況

Renewable Portfolio Standard Policies

www.dsireusa.org / February 2017



(出所) FERC 「Database of State Incentive for Renewable & Efficiency (DSIRE)」

前述のとおり、米国では州が電気事業規制や環境政策を策定するが、電気事業者に一定割合の再生エネ導入を義務付ける「再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準(RPS)⁹」が導入されている州は、図2-9のとおり、50州中29州とWashington,D.C.、それに加えて、法的拘束力を持たない再生可能エネルギー導入目標を設定している州が8州ある状況である。

米国の各州では、販売電力量に占める再生可能エネルギー比率目標を50～100%に設定した法案が相次いで可決されており、2015年6月には、Hawaii州で2045年までに100%、Vermont州で2032年までに75%とする法案が順次可決、New York州やCalifornia州でも2030年までに50%とする法案が成立している¹⁰。

⁹ RPS (Renewable Portfolio Standard)は、全ての電気事業者あるいは電気小売事業者に対して、販売電力量の一定割合を再エネから供給することを義務付ける制度。州レベルで法律化され、現在29州とワシントンDCで実施されている。米国では、2000～2015年の間に、RPS用に57GWの再エネ（太陽光発電、風力など）が新規導入された。風力は、今までRPSを満たすために導入された再エネの中で最も大きく、64%のシェアを占めている。2010年からは徐々に太陽光発電の導入が拡大し、2015年単年では、RPS用に建設された再エネの中で69%を占め、風力を抜き、群を抜くトップとなっている状況である。（出所：Lawrence Berkeley National Laboratory「U.S. Renewables Portfolio Standards, 2016 Annual Status Report」）

¹⁰ 州ごとに再生可能エネルギーの定義や規定内容が異なり、州によっては例えば大規模水力を含めない比率を目標としているところもあるため、比率の大小に関して一概に比較はできない。

一方連邦レベルでは、再生可能エネルギーの促進支援策として、投資税額控除（ITC: Investment Tax Credit）や、風力発電を対象とした発電税額控除（PTC :Federal Production Tax Credit）が実施されており、これらを活用することで、再生可能エネルギーを導入する個人や企業は、所得税または法人税の控除を受けることができる¹¹。

図 2-10：米国各州の RPS 制度に伴う電気料金の月間負担額（2012）

州（電力会社）	RPS 実施開始	RPS 達成	RPS 最終目標	2012 年における 月間負担額
アリゾナ(Arizona Public Service)	1999 年	2025 年	15%	\$ 3.84
コロラド(Xcel)	2007 年	2020 年	30%	\$ 1.44
ニューヨーク(Consolidated Edison)	2006 年	2015 年	29%	\$ 1.07
ノースカロライナ(Duke)	2010 年	2012 年	12.5%	\$ 0.49
オハイオ(Ohio Edison)	2009 年	2026 年	12.5%	\$ 2.49

(出所) A Survey of State-Level Cost and Benefit Estimates of Renewable Portfolio Standard (Nikkei BP)

図 2-10 は若干古いデータであるが、2012 年時点における主な RPS 実施州の目標達成年と目標割合、および電気料金の月間負担額を示したものである。このように州によっては、再エネの導入拡大に伴って賦課される電気料金の上昇、州政府の財政負担に対する懸念、再エネ優遇による自由競争の阻害といった問題点も生じたことから、Florida 州など一部見直しを図っている州もある。

2-2-2 低炭素電源利用基準の動向

また州単位での新しい動きとして、Illinois 州では、2015 年 2 月に州議会で「低炭素電源利用基準設立法案」が提案され、その後 2016 年 12 月に、「将来のエネルギーと雇用法案」として州知事の署名を得て、同法案が成立した。2017 年 6 月から施行された同法は、電気事業者に対し販売電力量（配電系統に限る）のうち 70% を原子力、太陽光、風力、水力、潮力、波力、クリーン石炭といった低炭素電源から調達することを義務付けている。再生可能エネルギー利用基準（RPS）の低炭素電源版で、「Zero Emission Credit (ZEC) programs¹²」といわれるものである。ただし、年間電気料金単価上昇率が 2009 年単価比 2.015%（約 2 ドル／月）という上限を設けており、過度な負担を抑制する措置も盛り込まれている。

同様の制度は、既に New York 州において、運転時に CO₂ を排出しない原子力発電の環境価値を証書化し、小売電気事業者に割り当てる RPS と同じ仕組みとして導入が図られている。例えば、もともと Louisiana 州に本社を置く Entergy が保有し閉鎖予定だった New York 州内のフィッツパトリック原子力発電所（BWR : 84.7 万 kW）は、Exelon が買収して同制度が適用されたことで、運転が継続されることになった。CO₂ 排出削減を目的とした本仕組みにより、Exelon は、2017 年 4 月から 12 年間にわたり環境価値を切り離して取引することが可能となった¹³。

¹¹ 発電電力量に応じて税額控除される発電税額控除（PTC）は、1992 年に時限立法として導入され、これまで何度も期限が延長されてきている。現在は、有効期限内に建設を開始した風力を対象とし 2019 年までが期限となっている。控除額は 2.3 セント／kWh で、以後 2023 年まで毎年 20% 減額されることになっている。

投資額の一定比率を税額控除する投資税額控除（ITC）は、2019 年までが期限予定で、税額控除率は 30% であるが、3 年後から 2020 年 26%、21 年 22% と引き下げられ、22 年以降 10% に固定されることになっている。ただし、トランプ政権は風力建設に対する減税政策へは否定的であることから今後は延長されない可能性が高い。

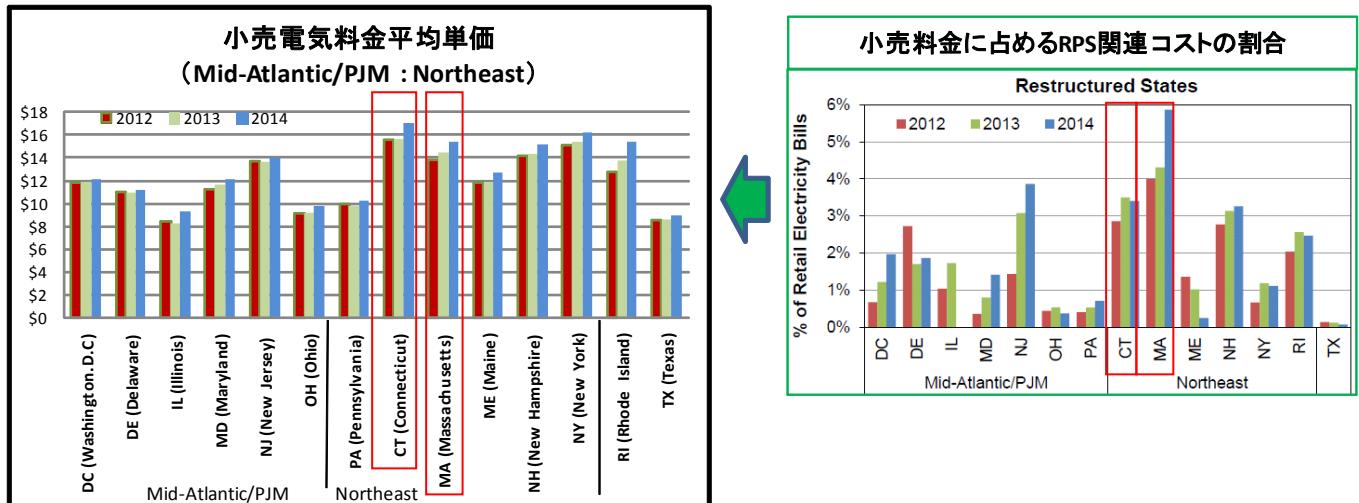
¹² 電気事業者は、発電事業者から購入する「低炭素電源クレジット」のコストを、需要家からサーチャージとして回収することが認められている。

¹³ New York 州では、公益事業委員会が 2016 年 8 月に、クリーンエネルギー基準（CES）を承認した。併せて、州北部の 3 カ所の原子力発電所（ナインマイルポイント、ギネー、フィッツパトリック）を、ゼロ排出クレジット（ZEC）の対象として適格認定した。これらは、Illinois 州で ZEC の対象として認定された 2 カ所の原子力発電所（クリントン、クオドシーズ）も含め、いずれも Exelon が保有・運営するプラントである。

2-3 RPS 実施州における近年の小売電気料金の動向

前述の 図 1-7 米国の電気料金 州別小売平均単価 で示したとおり、小売電気料金の平均単価は、大西洋中部および北東部地域の自由化州で高くなる傾向があるが、これは RPS 制度が高い目標で設定されている州と概ね一致している。例えば、前述の 図 2-9 の各州の RPS の導入目標割合では、Massachusetts 州は 2020 年までに販売電力量の 15%を再エネとする目標、Connecticut 州は 2020 年までに 27%とする、比較的高い水準の目標設定となっている。

図 2-11： 小売電気料金に占める RPS 制度関連コストの割合 [大西洋中部および北東部地域] (2012–2014)



(出所) U.S. Renewables Portfolio Standards 2016 Annual Status Report/EIA Electricity Price Data
(Galen Barbose Lawrence Berkeley National Laboratory)

Massachusetts 州の 2014 年の平均小売料金単価は、15.4 セント/kWh で、全米平均の 10.4 セント/kWh より 5 セント以上高い水準にあるが、これは、図 2-11 からわかるとおり、電気料金に占める RPS コストの割合¹⁴ が約 6% と高いことが影響しているといえる。同様に、Connecticut 州の平均小売料金単価は 17.7 セント/kWh で、Hawaii 州、Alaska 州に次いで国内で 3 番目に高くなっているが、全米の中でも高い水準にある背景に、電気料金に占める RPS コストの割合が 3% 以上と高いことが影響しているといえる。このように、小売自由化を実施していて、かつ RPS 制度が高い目標で設定されている大西洋中部および北東部地域の州では、小売自由化による市場環境と環境政策によって、小売料金の水準が左右されている側面があることが覗える。

¹⁴ RPS を導入している全州 (29 州とワシントン DC) の電気料金に占める RPS コストの割合は、2012 年に 0.8%、2013 年に 1.0%、2014 年に 1.3% と年々昇している状況である。

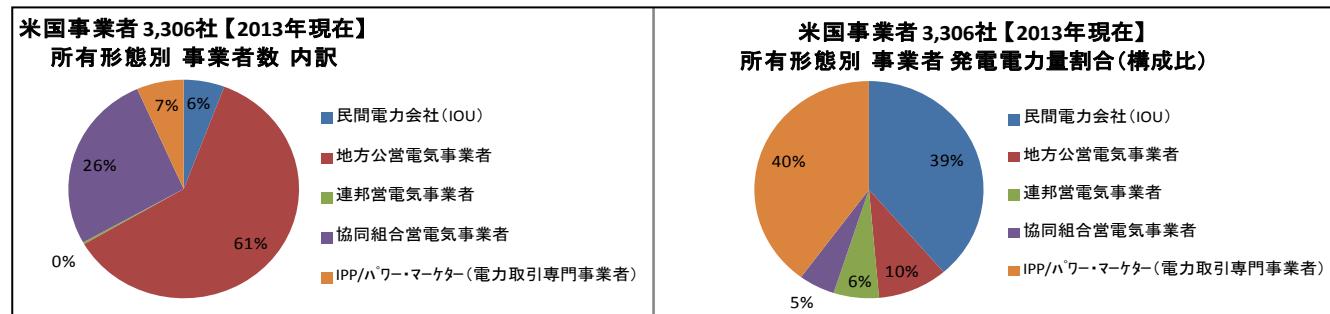
(出所) U.S. Renewables Portfolio Standards 2016 Annual Status Report (Galen Barbose Lawrence Berkeley National Laboratory)

日本の場合、固定価格買取制度 (FIT) による再エネ賦課金の 2017 年度の単価は 2.64 円/kWh となっており、仮に電気料金単価を 20 円/kWh と仮定した場合、10%を超える割合を占め、米国に比べると高い水準であるといえる。

3. 米国の電気事業者の環境変化への適応

事業活動地域の面において欧州等の電気事業者と比較すると、一般的に米国の民間電気事業者は海外への事業拡大には消極的で、一度国際展開した場合でもその後撤退している傾向が見られる。米国内での堅調な電力需要を背景に、州・地域ごとに小売自由化実施の有無・程度や環境規制・制度等に差異があることから、それによって各事業者は採るべき戦略を検討し、対応を図っている状況である。

図 3-1 : 米国の電気事業者 所有形態別構成



(出所) The American Public Power Association : 2015-16 Annual Directory & Statistical Report

図 3-1 は、米国の電気事業者の 2013 年時点の所有形態別の構成である。米国の事業者数は合計 3,306 社にのぼり、英国の事業者数の合計 320 社（全て民間電気事業者、需要家数については 2,800 万件）と比較すると圧倒的に多い。所有形態別に見ると、地方公営事業者¹⁵ が 2,013 社と圧倒的に多く、民間電気事業者はわずか 189 社で全体の 6%に過ぎないが、発電電力量の割合で見ると全体の約 39%を占めている。電力市場の小売自由化を背景に、発電部門の分割譲渡、買収が進んだこと等から独立系発電事業者 (IPP : Independent Power Producer) による発電設備の所有が増え、またパワー・マーケターによる卸電力取引だけを行う事業者も多く参入し、電力供給体制は非常に複雑化している状況にある。

本章では、前章でふれた米国内における近年の電気事業を取り巻く環境変化に着目しながら、米国の電気事業者 4 社 Duke Energy ・ NextEra Energy ・ Exelon ・ FirstEnergy を採りあげる。各事業者が、環境変化への適応を図るために近年どのような事業戦略を採っているかについて、掘下げて分析する。

¹⁵ 地方公営事業者は、州または地方自治体が所有している。主に配電事業に従事しており、規模の小さな事業者が大半を占めている。ただし、中にはサクラメント電力公社 (SMUD) やロサンゼルス水道電気局 (LADWP) など、発送配電を一貫して行う大規模事業者も存在する。また、協同組合営事業者は、需要密度の低い農村部の住民やコミュニティが組合員となって設立された事業者で、主に組合員向けに電力供給を行っており、大部分が配電専業である。一方、連邦営事業者は、水力発電開発と発電電力の卸販売を主な事業としており、テネシー渓谷開発公社 (TVA) やボンネビル電力局 (BPA) などが知られている。

図3-2：米国電気事業者の規模順ランキングおよび年間発電電力量（MWh）[2014]

100 Largest Electric Power Producers in the U.S. (in order of 2014 electric generation)

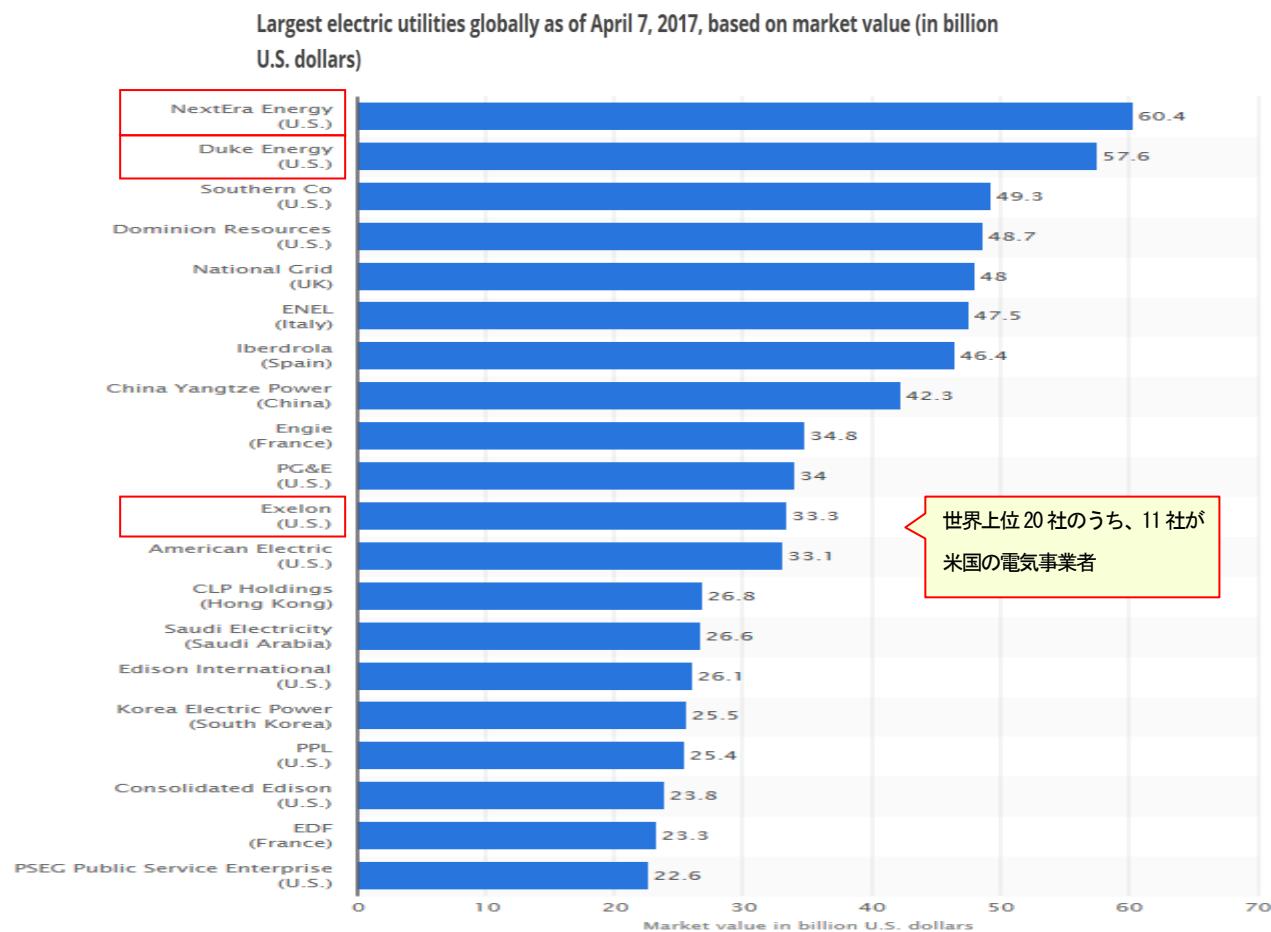
RANK	PRODUCER NAME	2014 MWh (millions)	RANK	PRODUCER NAME	2014 MWh (millions)
1	Duke	245.0	26	Energy Capital Partners	28.6
2	Southern	190.9	27	Salt River Project	27.9
3	NextEra Energy	183.0	28	Pinnacle West	27.6
4	Exelon	178.0	29	New York Power Authority	25.7
5	AEP	162.9	30	Westar	25.3
6	Tennessee Valley Authority	142.9	31	General Electric	25.2
7	NRG	136.7	32	Great Plains Energy	24.9
8	Entergy	130.3	33	Wisconsin Energy	24.1
9	Berkshire Hathaway Energy	118.9	34	SCANA	23.4
10	Calpine	101.8	35	Santee Cooper	23.1
11	FirstEnergy	95.4	36	OGE	22.8
12	Dominion	92.9	37	Oglethorpe	22.3
13	PPL	86.6	38	CMS Energy	21.8
14	US Corps of Engineers	73.3	39	EDF	21.7
15	Xcel	73.2	40	LS Power	19.8
16	Energy Future Holdings	68.4	41	TECO	18.7
17	Dynegy	58.7	42	Alliant Energy	18.6
18	PSEG	54.1	43	Basin Electric Power Coop	18.4
19	Ameren	43.6	44	ArcLight Capital	16.8
20	DTE Energy	42.8	45	NE Public Power District	16.5
21	US Bureau of Reclamation	42.1	46	Omaha Public Power District	16.2
22	AES	37.6	47	Iberdrola	15.9
23	GDF Suez	32.7	48	NC Public Power	15.5
24	San Antonio City	29.2	49	Associated Electric Coop	15.0
25	PG&E	29.0	50	NiSource	14.9

(出所) Benchmarking Air Emissions Data Tables 2016 Report (M. J. Bradley & Associates, LLC)

ピックアップした4社は、事業規模の面で米国でトップ10に入る大手民間電気事業者である。図3-2からわかるとおり、2014年の発電量実績で見ると、Duke Energyが2,450億kWhで1位、NextEra Energyが1,830億kWhで3位、Exelonが1,780億kWhで4位、FirstEnergyが95.4億kWhで11位と、いずれも米国屈指の大規模事業者¹⁶である。

¹⁶ 世界規模で見た場合は、フランスのEDF [5,406億kWh] や日本の東京電力 [2,696億kWh] よりも、若干小さな規模レベルである（2014年実績）。

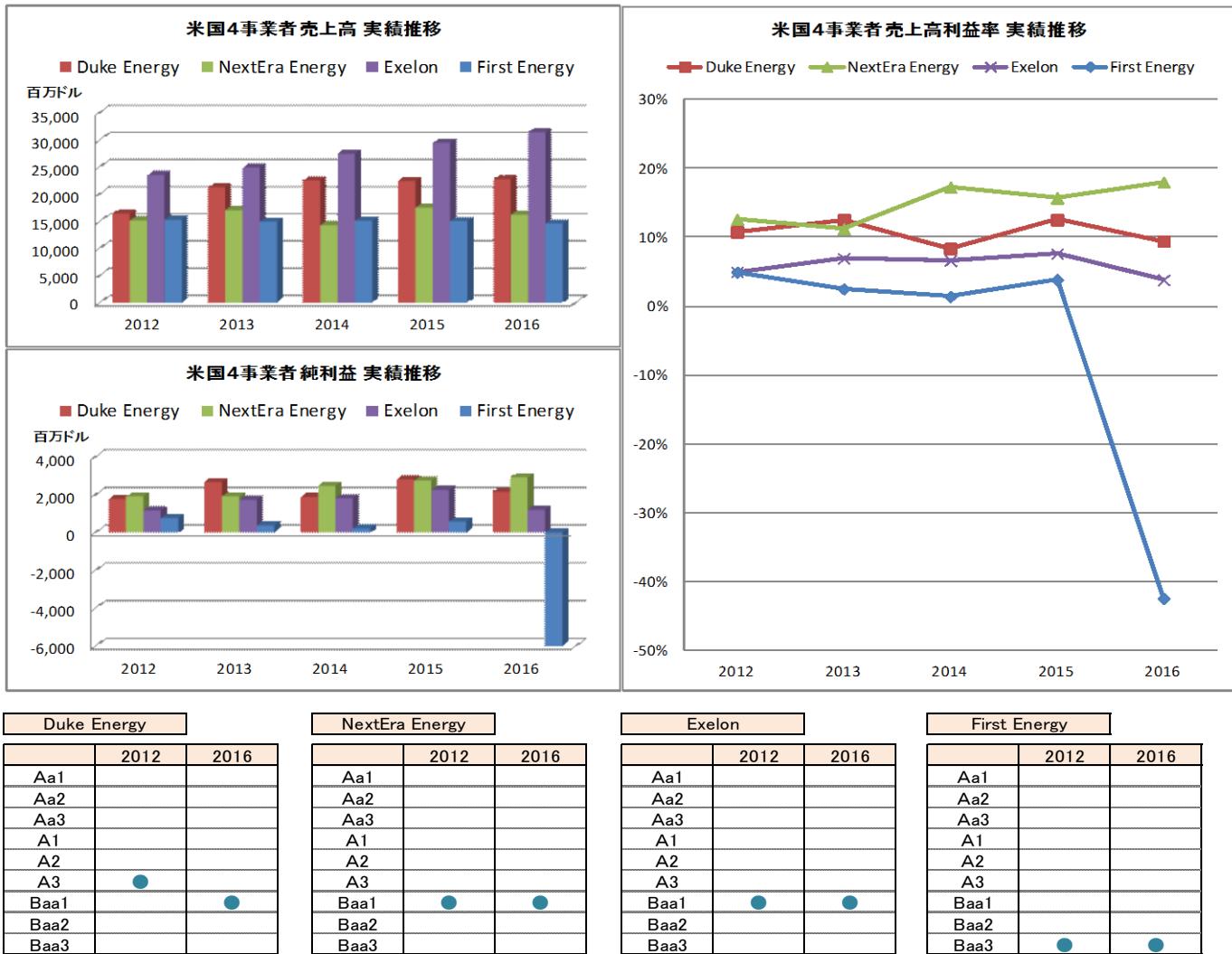
図3-3：世界電気事業者の株式時価総額順ランキング (Billion US\$) [2017. 4]



(出所) Market value of largest electric utility companies worldwide 2017 © Statista

また、図3-3を見てわかるとおり、世界全体の電気事業者の株式時価総額ランキングにおいては、2017年4月時点で多くの米国の電気事業者が上位に位置しており、投資家から高く評価されていることがわかる。中でも採りあげる3社については、NextEra Energyが604億ドルで世界第1位、Duke Energyが576億ドルで2位、Exelonは近年評価が低下傾向にあるが333億ドルで11位となっており、米国の電気事業者は、近年世界の投資家から相対的に高く評価されていることがわかる。なおFirstEnergyについては、近年の大幅に業績が悪化していることからランキングには入っていない。

図3-4：米国4事業者 の売上高／純利益／売上高利益率 および 格付け推移 [2012～2016]



(出所) 4社のHPをもとに著者作成 [※格付け:Moody's Credit]

図3-4は、米国4事業者の売上高・純利益・売上高利益率及び格付けについて、2012～2016年の実績推移を比較したものである。

Duke Energyは、年によって純利益は増減しているものの、売上高利益率では10%前後をキープし、業績好調を継続していることがわかる。

またNextEra Energyは、売上高は横ばいの一方で純利益は毎年増加しており、2016年には18%に達するほどの高水準の売上高利益率で、4社のうち最も業績好調である。

一方Exelonについては、Texas州での天然火力発電所の取得や、Washington, D.C.をカバーする大手送配電事業者Pepcoの買収など、近年積極的に国内での事業拡大を図っていることから大幅な売上高の増加が見られるものの、純利益は比例して伸びてはおらず、売上高利益率は4%と低迷傾向にあることがわかる。

FirstEnergyについても、近年売上高は横ばいの一方で、売上高利益率が3%以下に低迷していたことを受けて、2018年半ばまでに原子力を除く発電事業からの撤退を決定、これに伴い2016年末に石炭火力やガス火力などの保有発電資産を適正価額で再評価する減損処理を行っており、その結果大幅な赤字に転落している。

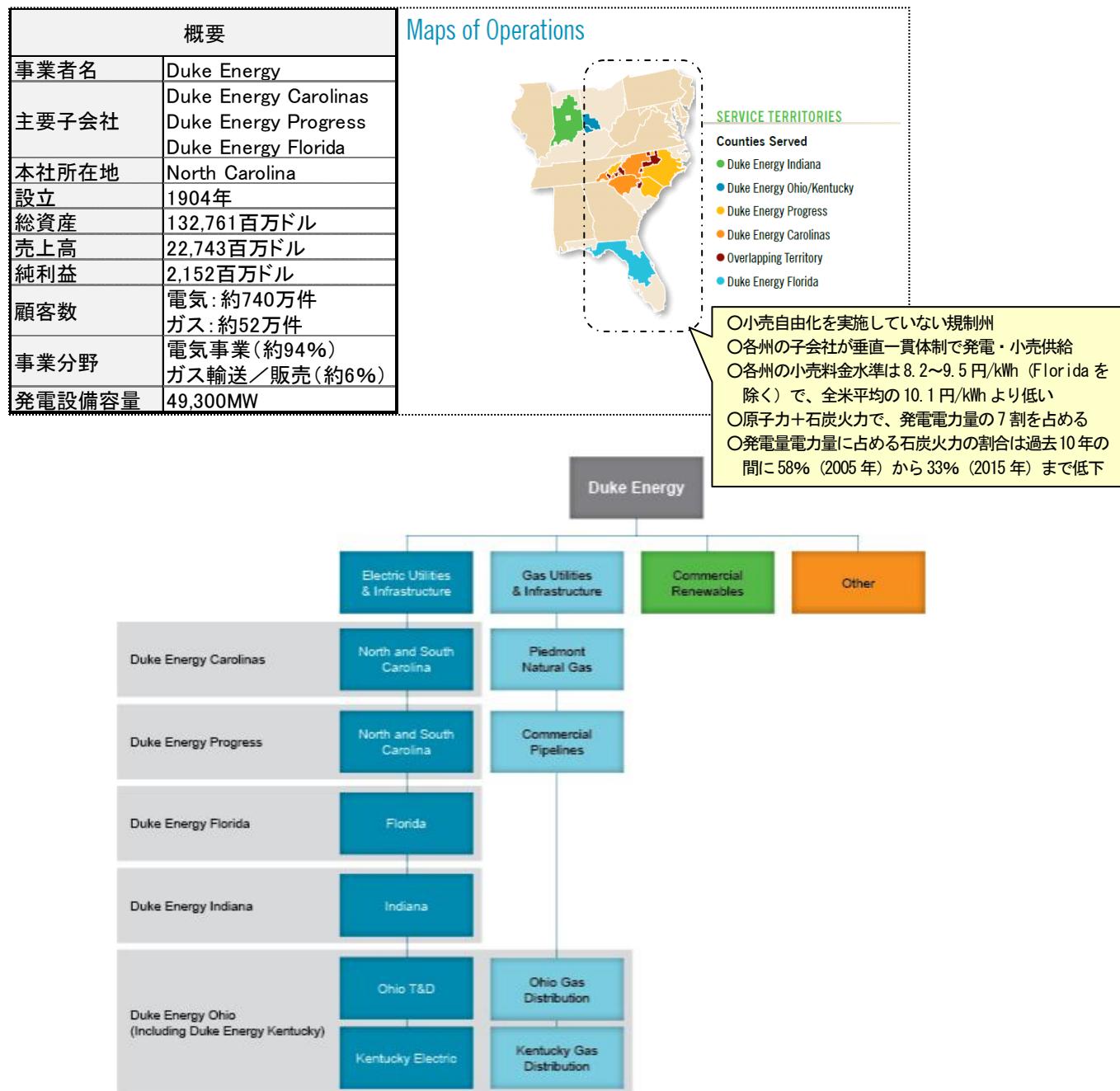
このように、世界的には投資家から高い評価を受けている米国の大手電気事業者の中でも、近年は業績に差異が生じていることがわかる。

次章より、各事業者の概要および近年の事業展開について、掘下げて分析していきたい。

3-1 Duke Energy

Duke Energyは、1904年に設立された、米国最大（年間発電量・契約顧客数等）の電気事業者で、公益事業持株会社の形態をとる。2016年現在740万ユーザーを抱えており、電力事業とガス事業を両方行っているが、うち電力事業が売上高全体の94%と大半を占める。本社所在地であるNorth Carolina州を始め、Florida、Indiana、Kentucky、South Carolina、Ohioの6州が事業エリアであるが、ほとんどが南東部の非自由化州で、各子会社が垂直一貫体制で独占供給を行っている¹⁷。米国EIA統計の州別の実績データによれば、事業エリア各州の小売料金の価格水準は8.2～9.5円/kWhで、全米平均の10.1円/kWhより安価な水準の地域となっている。

図3-5 : Duke Energy の概要



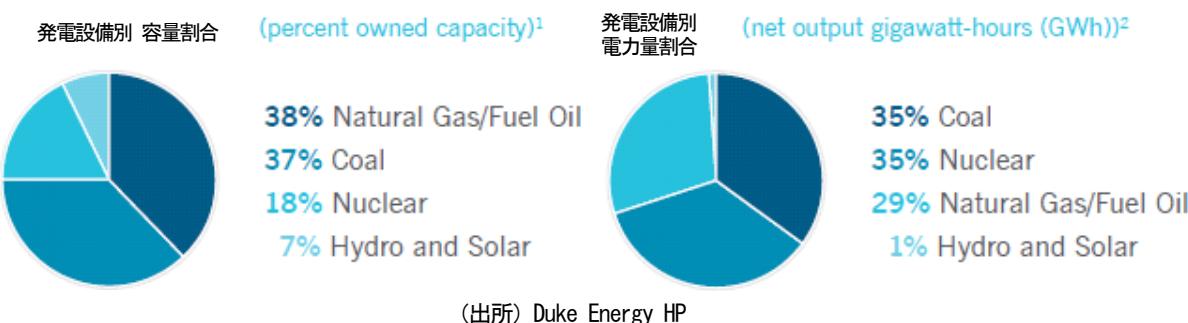
(出所) Duke Energy HP をもとに著者作成

¹⁷ 一部Ohio州のみが自由化州で、地域送電機関(RTO)のPJMが送電設備所有者から独立して系統運用を図っている。

Duke Energy は、2011 年に国内同業の電気事業者 ProgressEnergy を買収し、米国内で最大のシェアを獲得した。従来は、南米地域へも進出していたが、米国内の事業に資源を集中するため、2016 年 12 月までに ブラジル・ペルー・チリなどの事業を全て売却する方針転換を行った。米国は今後も人口増加社会で電力需要の増加も見込める事から、国内事業に集中する戦略が有効と判断している。この経営方針に対しては投資家からも高い評価が得られており、2017 年 4 月現在、株式時価総額は世界第 2 位となっている。

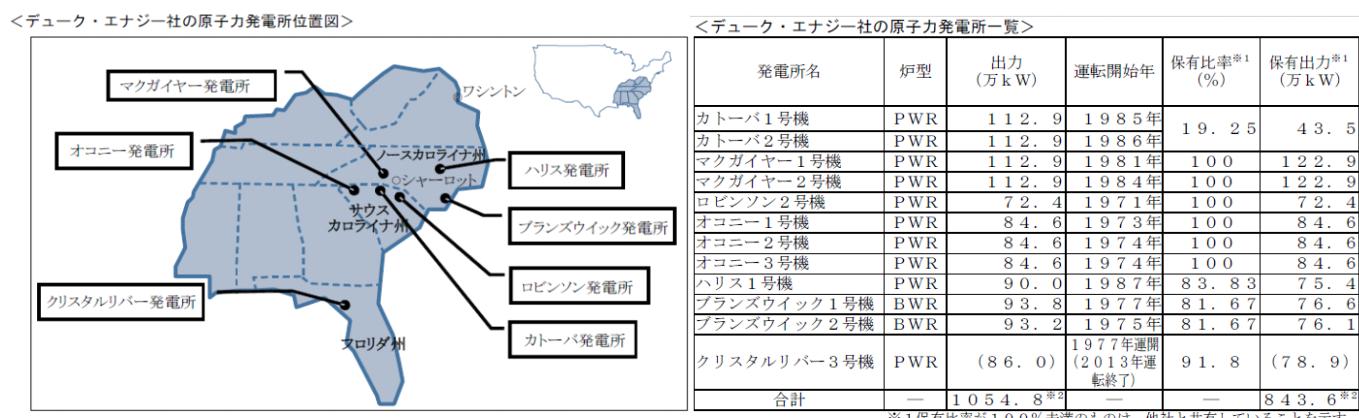
発電は石炭火力及びガス火力が主力ではあるが、石炭火力については、発電量電力量に占める割合を過去 10 年の間に 58% (2005 年) から 35% (2015 年) まで減らしている。一方、設備容量で 18% を占める原子力については高稼働率で発電しており、全体の 35% を賄うベースロード電源として安定的に下支えしている。

図 3-6 : Duke Energy の発電構成比率 [2016]



東日本大震災前の古いデータでの比較になるが、「原子力発電所の稼働率・トラブル発生率に関する日米比較分析（経済産業研究所）¹⁸」によれば、1999～2008 年の 10 年間で日本の原子力発電所が、地震などの不可抗力や設備上・運転上のトラブル、関連する規制対応などによって、平均稼働率が 60% 台と低い一方で、米国における原子力発電所の平均稼働率は 90% 台と高く、2.5～4 セント／kWh 水準の低コストでの供給が可能となっている。上記の経済性に加え、温室効果ガスを含む大気汚染物質の排出のないゼロエミッション電源の側面も持ち併せていていることから、2005～2015 年の間に老朽化して閉鎖した低効率の石炭火力発電所とは対照的に、経済性・環境性の両側面で、同社における原子力の存在が大きいことが覗える。

図 3-7 : Duke Energy の原子力発電所

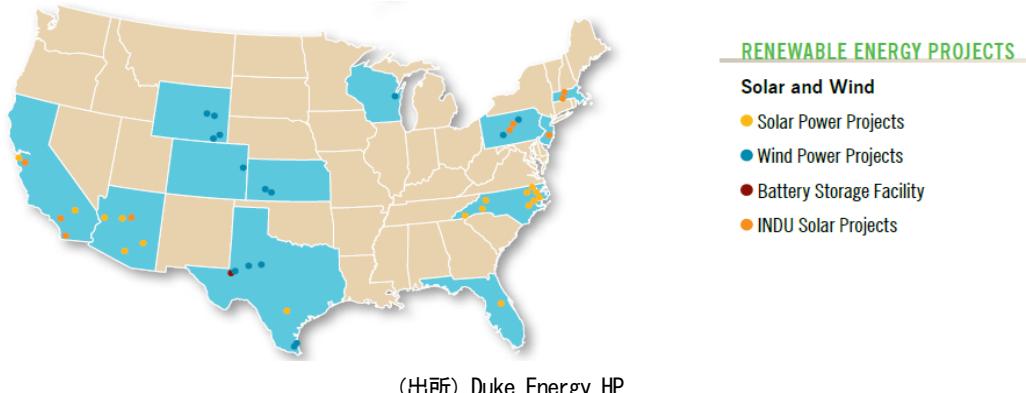


(出所) KEPCO PR (2014. 10) • Duke Energy HP

¹⁸ 「原子力発電所の稼働率・トラブル発生率に関する日米比較分析（経済産業研究所：戒能 一成 2009.）」：日米の過去 10 年分の原子力発電所の稼働率・トラブルを型式・年式別に分類・集計し、稼働率やトラブルの発生頻度、両者の相関関係などを、統計的手法を用いて分析し、稼働率の差異を生じる要因や規制制度の影響などについて、定量的に比較分析が行われている。

米国では、2016年4月現在稼働している原子力プラント99基のうち、8割以上の81基について、当初の運転期間の40年を越えて60年まで運転することが、安全規制を実施する原子力規制委員会(NRC: Nuclear Regulatory Commission)により認可されている。運転開始年を見てわかるとおり、ロビンソン2号機、オコニー1~3号機については、既に運転開始後40年が経過し、2000年初めに20年間の延長更新の認可を受けて以降、現在も運転を継続している状況である。これらに加えDuke Energyは、運転期間を60年から更に延長し80年とするべく、2回目のライセンス更新に向けて検討を進めていくことを2016年9月に表明している。材料劣化等に関する最新の技術的知見の集約や、プラント機器の健全性を維持するための管理プログラムの改定といった、高経年化対策の取組みについて、鋭意検討作業を進めている状況である。

図3-8:Duke Energyの再生可能エネルギー発電所



(出所) Duke Energy HP

Duke Energyは再エネ発電事業についても強化を図っており、2016年現在、2,300MWの風力と600MWの太陽光を保有する。自社事業エリアであるNorth Carolina州での大規模太陽光発電等の建設・運営に加え、Texas州での大規模風力、RPS導入割合目標が33%と高いCalifornia州での大規模太陽光など、再エネ事業専門のグループ子会社であるDuke Energy Renewables等を通じ、多数の発電設備を建設・運営している。電気事業者・協同組合・州政府・商業需要家・産業需要家等と長期契約を締結し、発電・販売を行うことで積極的に収益拡大を図っている。

前述のとおり、供給電力の一定割合を再エネ発電で賄うことを義務付けるRPS制度を導入している州では、再エネによる発電の売電が優先してできることに加え、連邦レベルの再エネ促進支援策である、発電税額控除(PTC)や投資税額控除(ITC)などの優遇税制の期限がまだ残っていることから、積極的に再エネ発電設備を建設・発電・販売し、収益拡大を図っていることが覗える。

今後トランプ政権のもとCPPは撤廃される予定だが、低コストなエネルギーを米国内で生産することを優先する政権の方針に照らすと、風力発電については、技術革新や公的支援策によって既に低コスト電源へと成長しつつあることから、経済的に自立して導入が継続する可能性がある。また風力発電の需要が現在も伸びている背景には、Google、Facebook、Walmart、GeneralMotorsといった米国内の大企業が再エネ投資に力を入れているという面もある。再エネ投資は、エネルギー需要の高まりに対応する大企業のビジネスモデルとして確立されており、トランプ政権がどのような方針を採ろうと、こうした大企業のESG¹⁹を重視した投資行動は、今後も変わらないことが予想される。

¹⁹ 環境(Environment)、社会(Social)、企業統治(Governance)に配慮している企業を重視・選別して行う投資。環境ではCO₂の排出量削減や化学物質の管理、社会では人権問題への対応や地域社会での貢献活動、企業統治ではコンプライアンスのあり方、社外取締役の独立性、情報開示などを重視する。

図3-9 : Duke Energy の過去10年間の株価推移

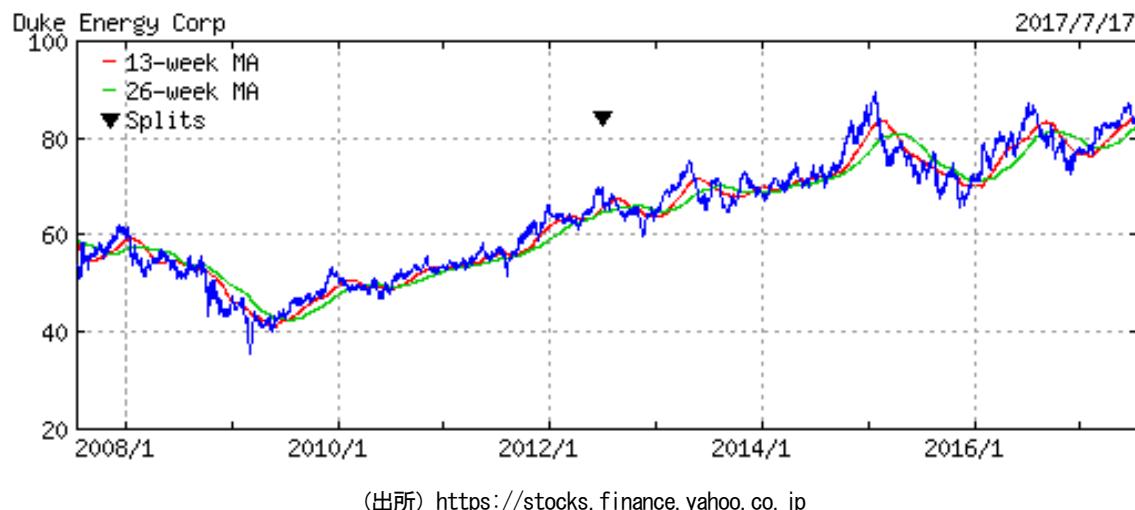
(出所) <https://stocks.finance.yahoo.co.jp>

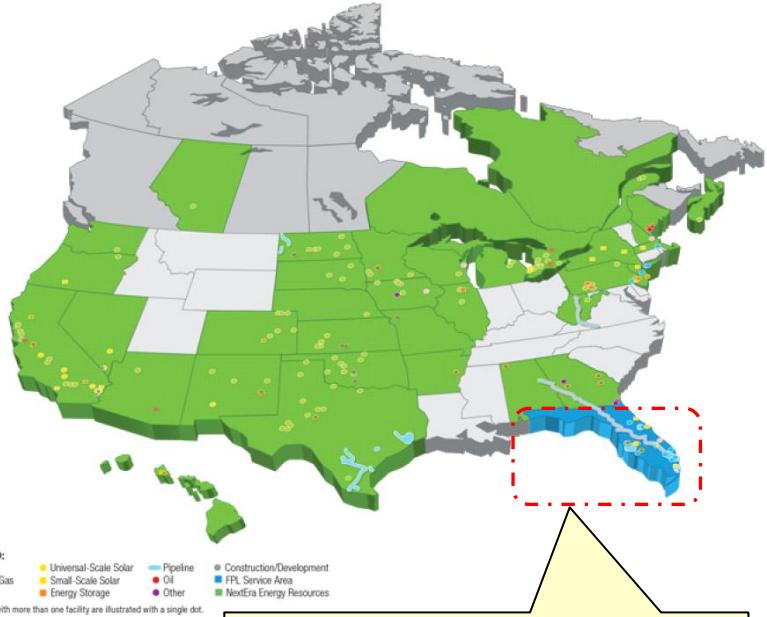
図3-9のとおり、Duke Energy の株価推移を見ると、過去5年間で4割程度の上昇となっており、バランスのとれた安定した事業運営に対して、投資家から高い評価が得られていることがわかる。2016年12月の期末配当利回りも4.33%で、近年は4%台の水準をキープしている。

3-2 NextEra Energy

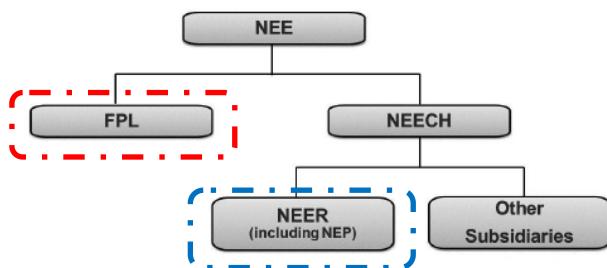
NextEra Energy (NEE) は、年間発電量で米国第2位の規模の電気事業者で、公益事業持株会社の形態をとる。Florida 州が事業拠点の Florida Power & Light (以下、FPL)と、Florida 州以外で主に再エネ発電事業の拡大を図る NextEra Energy Resources (以下、NEER)を主要子会社とし、風力・天然ガス・原子力を主力とする電気事業を展開している。

図 3-10 : NextEra Energy の概要

概要	
事業者名	NextEra Energy, Inc.
主要子会社	Florida Power & Light (FPL) NextEra Energy Resources (NEER)
本社所在地	Florida
設立	1925年
総資産	89,993百万ドル
売上高	16,155百万ドル
純利益	2,912百万ドル
顧客数	490万件
事業分野	電気事業
発電設備容量	45,900MW



NEE Organizational Chart



«Florida 州»

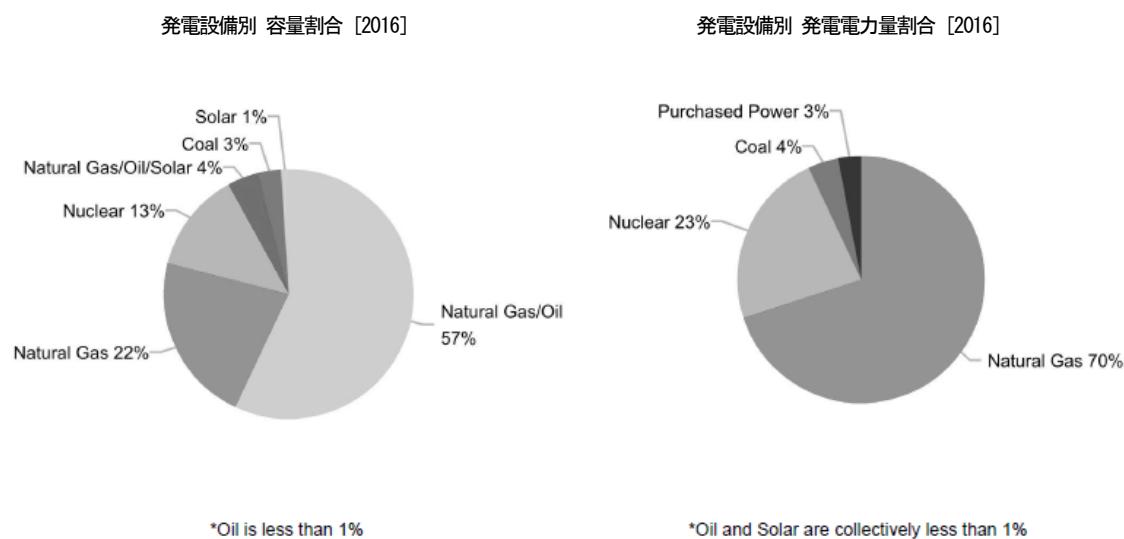
- 小売自由化を実施していない規制州
- ⇒他地域との連係線が貧弱で系統として孤島化しており市場化できにくいことが背景にある
- FPL が垂直一貫体制で発電・小売供給
- 小売料金水準は 10.4 円/kWh 全米平均の 10.1 円/kWh より若干高め
- 原子力+ガス火力で、発電電力量の 9 割を占める
- 石炭火力を順次閉鎖しており 2014~2016 年の間に 3 基を閉鎖済み

(出所) NextEra Energy HP をもとに著者作成

3-2-1 FPL (Florida Power & Light)

FPLは、Florida州で発電・送電・配電・小売事業を垂直統合で手掛け、顧客数で約480万件と米国第3位の規模である。天然ガス火力発電所を33基（約2,100万kW（重油/ガス併用含む））保有し、その発電量は全体の70%を占める。また原子力発電所も4基（約350万kW）保有し、発電量は全体の23%を占め、ベースロード電源として大きな役割を果たしている。石炭火力発電所については、環境規制の強化を受け順次閉鎖を進めてきており、2014～2016年の間に3基を閉鎖済みで、発電量全体に占める割合はわずか4%である。また自然条件が優位な立地から1カ所7万kWレベルの大規模な太陽光発電所を複数運営している。Florida州は小売自由化されておらず規制州である。

図3-11:FPL (Florida Power & Light) の概要

**Florida Power & Light (FPL)**

原子力プラント	炉型	MW	州	運転開始年	ライセンス失効年
St. Lucie Unit No. 1	PWR	981	Florida	1976	2036
St. Lucie Unit No. 2	PWR	840	Florida	1983	2043
Turkey Point Unit No. 3	PWR	811	Florida	1972	2032
Turkey Point Unit No. 4	PWR	821	Florida	1973	2033
計		3,453			

(出所) NextEra Energy HP をもとに著者作成

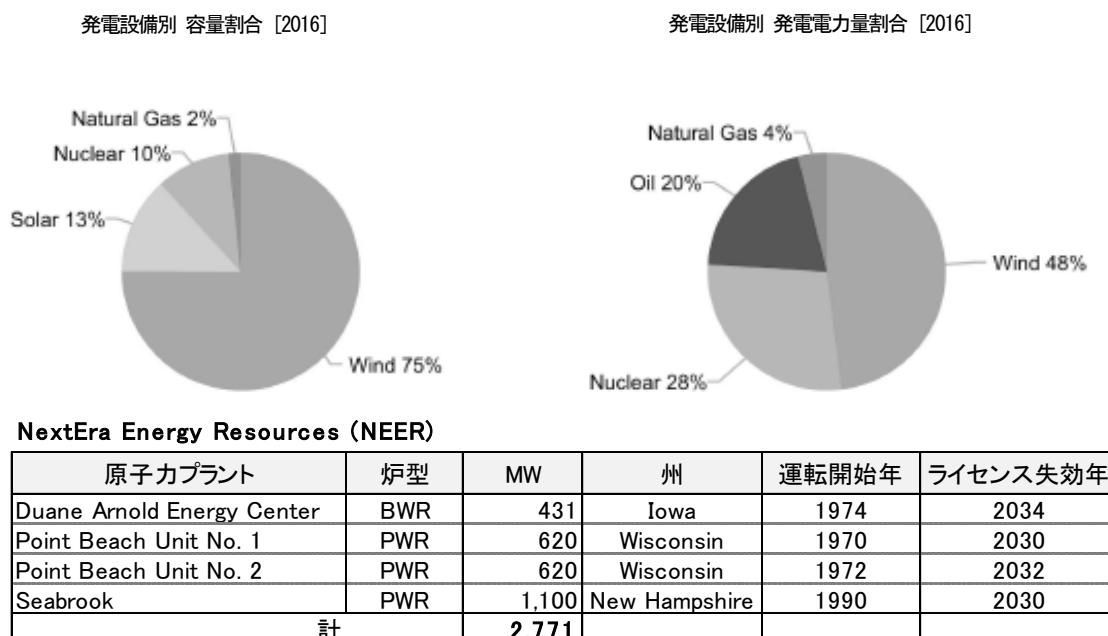
図3-11にあるとおり、2016年現在、FPLが保有する原子力プラントは4基ある。ターキーポイント原子力発電所4号機の出力はもともと69万kWであったが、約15%上げる増強工事を行い、2013年4月に出力82万kWとして運転を復帰させている。これまでにも同3号機とセントルーシー原子力発電所1・2号機について、同様な増強工事を完了させており、これらの増強工事を完了させたことで、併せて50万kWを超える出力が追加確保された。5年間・計25億ドルを費やしたこれらの工事は、米国の原子力発電所における近年の出力増強工事としては最大規模である。4基は1972～83年にかけて運転が開始された加圧水型炉で、いずれも60間運転延長の認可を既に取得している。

3-2-2 NEER (NextEra Energy Resources)

NEER は、Florida 州以外での卸売電力市場向けに、天然ガス・水力・原子力・風力・太陽・地熱・バイオマス等の独立系発電施設を、数多く所有・建設・運営する。NEER は自然エネルギー発電会社として北米最大で、特に風力発電については合計 1,300 万 kW の設備容量を保有し、世界首位のシェアを持つ。2018 年までに、さらに 280~540 万 kW 規模の容量拡大を計画しているところである。

また原子力発電所についても 4 基 (約 277 万 kW) 保有し、その発電量は全体の約 28%を占めている。いずれのプラントも、既に 40 年を越えて 60 年まで運転することが NRC から認可されており、安定したベースロード電源として高稼働率で運転を継続している。

図 3-12 : NEER (NextEra Energy Resources) の概要



(出所) NextEra Energy HP をもとに著者作成

現在、米国内で保有する 1,988 万 kW の発電設備のうち、95%以上が、風力・太陽光・天然ガス・原子力から成る、クリーンエネルギー・再生可能エネルギーであり、図 3-13 を見てわかるとおり国内の各州に幅広く立地している。このように、地理的に幅広く、化石燃料や卸電力マーケットの変動や天候変化にも左右されにくい多角的なポートフォリオは、オペレーションの安定化と戦略的なリスクマネジメントを可能にし、これにより純利益の毎年の着実な増加と、2016 年には 18%に達するほどの高水準の利益率を確保できていることが覗える。

図 3-13 : FPL (Florida Power & Light) 保有発電設備の立地



(出所) NextEra Energy HP をもとに著者作成

3-2-3 NextEra Energy の事業戦略および評価

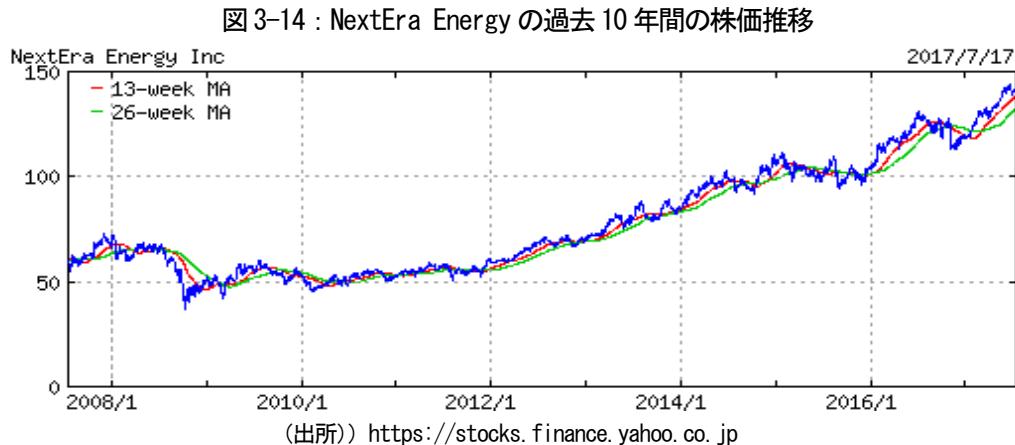


図 3-14 のとおり、NextEra Energy の株価は過去 10 年間で倍以上と大きく成長し、上昇が続いていることがわかる。2016 年 12 月の期末配当利回りも 3% で、2015 年までの 10 年間で年率約 8.8% の配当成長を達成しているため、株式を保有しているだけで年々受け取る配当が増加していくほどの高い成長が成し遂げられている。23 年連続増配中であることから投資家からの評価も高く、2017 年 4 月現在、株式時価総額で世界第 1 位の電気事業者となっている。

また NextEra Energy は、利益率の高い再生可能エネルギー等への投資を積極的に行い、事業拡大と利益率の向上を図るとともに、株主やステークホルダーを意識した企業価値の向上にも精力的に取組んでいる。

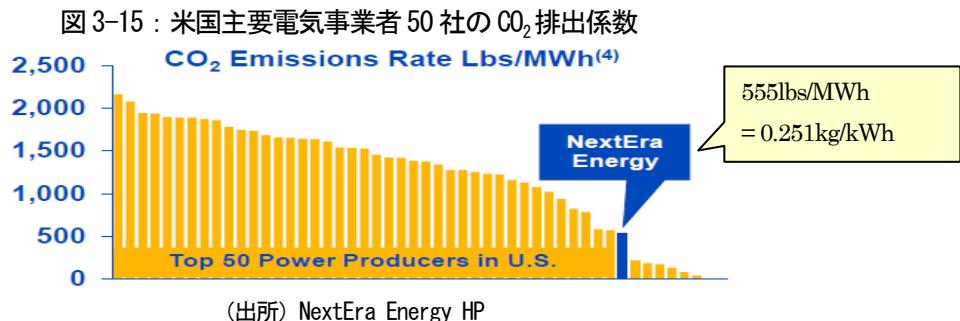


図 3-15 は、米国の主要電気事業者 50 社の CO₂ 排出係数を棒グラフで並べたものであるが、NextEra Energy は少ない方から 5 番目に位置しており、風力・太陽光・天然ガス・原子力による、クリーンエネルギー・再生可能エネルギーへの取組みが、企業全体の CO₂ 排出量の低減に結び付けられていることがわかる²⁰。

このような取組みを含む企業活動が評価され、NextEra Energy は、「World's Most Ethical Companies (世界で最も倫理的な企業) 2017」²¹において、電力・ガス会社部門の第 1 位に選定された。米国内では、環境、社会的責任、企業統治に配慮している企業に投資する ESG 投資の人気が高まっており、安定的な公益セクターで、

²⁰ 555lbs/MWh は、kg/kWh 換算で 0.251kg/kWh である (555lbs = 251.7437kg)。

(出所) BENCHMARKING AIR EMISSIONS OF THE 100 LARGEST ELECTRIC POWER PRODUCERS IN THE UNITED STATES JULY 2015

²¹ 企業倫理や CSR (企業の社会的責任)などを専門とする米団体の Ethisphere Institute は、社会や環境問題とどのように関わり成長性を確保していくかといった面から企業経営を評価する、2017 年度版「世界で最も倫理的な企業 (World's Most Ethical Companies)」を発表。選出された企業は 19 ヶ国 124 社で、日本企業では唯一、花王が選出された。

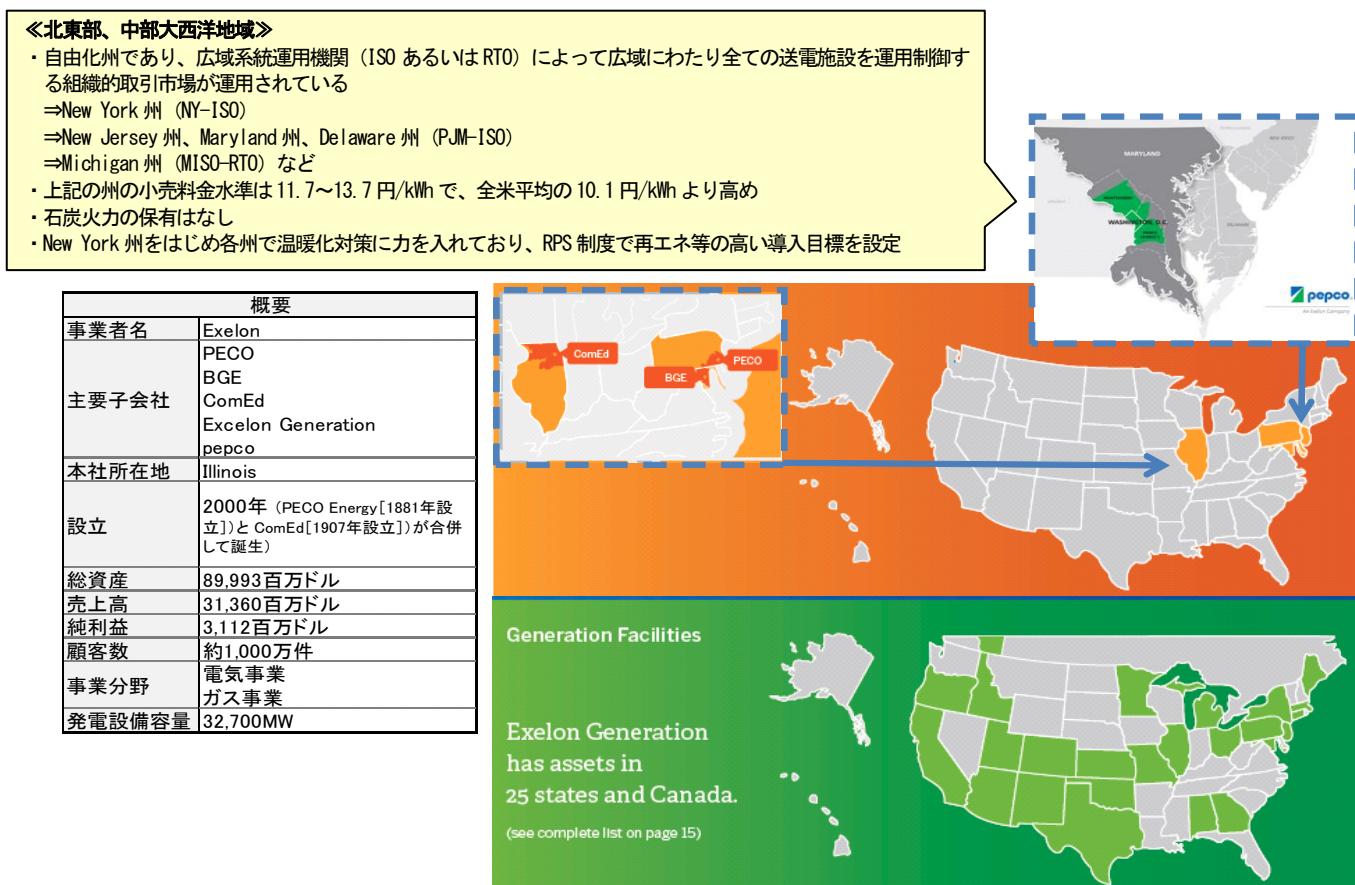
Ethisphere Institute は、2007 年より毎年リストを発表しており、企業の選出に際しては、同社の独自評価手法である Ethics Quotient (倫理指数) が用いられ、この指数では、(1) 企業倫理・法令順守の考え方、(2) 企業市民としての活動内容、(3) 社会からの評価、トップ層のリーダーシップ、ステークホルダーとのコミュニケーション、(4) 企業倫理浸透、(5) コーポレートガバナンス、といった 5 つのカテゴリーにおいて、従業員、投資家、顧客、その他全てのステークホルダーへの影響を包括的に理解し、持続可能な企業経営がなされているかといった観点で評価がなされる。

かつ、環境への取組みに熱心で低炭素電源で収益を伸ばす同企業は、競合他社に比べてより高い成長とより安価なコスト構造を享受できおり、加えて「世界で最も倫理的な企業」として選定されたことが更なる株式時価総額の向上に結び付けられたことがわかる。企業価値向上の好循環が実現できている代表的な米国電気事業者であるといえる。

3-3 Exelon

Exelon は、年間発電量で米国第4位の規模の電気事業者で、2000年に Illinois 州を基盤とする Commonwealth Edison の親会社の Unicom INC と、Pennsylvania 州に本拠を置く PECO Energy が合併し誕生した。また近年では、2016 年に、Washington,D.C. をカバーする大手送配電事業者 Pepco を総額 68 億ドルで買収合併し、規模を更に拡大した。Pepco は子会社の電力・ガス会社 3 社を通じて、Delaware 州・Maryland 州・New Jersey 州に電力及びガスを供給する事業持株会社であり、Exelon はこの経営統合によって、Pepco の 5 つの州と Washington, D.C. の顧客を獲得して顧客数を 1,000 万件に拡大し、大西洋中部地域で最大の電力・ガス会社となつた。

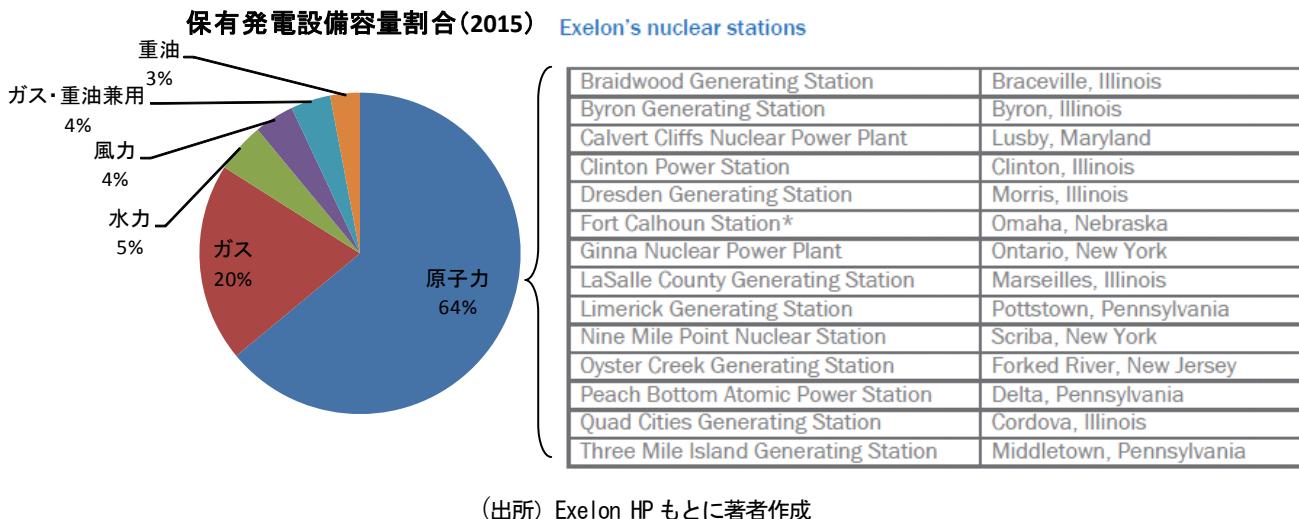
図 3-16 : Exelon の概要



(出所) Exelon HP をもとに著者作成

Exelon は 2015 年時点での国内 48 州に広く事業を展開し、計 32.7GW の発電設備を有する。発電構成は原子力 64%、天然ガス 20%、水力 5%、風力 4%、石油 3% であり、石炭火力は一切保有していない。小売事業を展開する北東部は、米国でも小売自由化が進んでいる州が多い地域で、PJM (TSO) の系統運用エリアである。

図 3-17 : Exelon の発電構成比率



(出所) Exelon HP もとに著者作成

原子力の発電設備は国内最大で合計 22GW を保有し、全て小売自由化が行われている州に立地している。Illinois 州に 10 基、Pennsylvania 州に 6 基、Maryland 州に 2 基、New York 州に 3 基、New Jersey 州に 2 基の計 23 基で、このうち 7 基は他の電気事業者と共同所有している。

Pennsylvania 州にあるスリーマイル島原子力発電所は、1979 年に 2 基の原子炉のうち 1 基が炉心溶融事故を起こしたことでも知られているが、この事故がきっかけとなって連邦政府による規制強化などの相次ぐ改革が行われ、防災体制の強化を含めた軽水炉システムの安全の強化が図られた。Exelon は、米国規制基準に沿った運転管理モデル (Exelon Nuclear Management Model : ENMM) を確立して優れた安全性と高い稼働率を実現させており、世界の原子力発電運営のスタンダードとして広く認識されている²²。

しかし、近年シェールガス革命により天然ガス価格が 10 年前に比べ約 3 分の 1 に下落したことで、ガス火力発電所の競争力が高まった。卸電力価格も大幅に低下したことから、原子力のコスト競争力は相対的に悪化し採算が悪化している。そのため、クリントン原子力発電所 1 号機 (BWR : 107 万 kW) およびクアド・シティーズ原子力発電所 1・2 号機 (BWR : 91 万 kW × 2 基) については、過去 7 年の間に約 8 億ドルもの損失を計上しているとして、2018 年 6 月までに早期に閉鎖を図ることを予定している²³。また事故後も運転を継続していたスリーマイル島原子力発電所 1 号機についても、既に米当局から 2034 年までの営業運転を認められていたが、シェール革命によって採算が圧迫されたことを受け、2019 年 9 月をめどに廃止することを発表している²⁴。

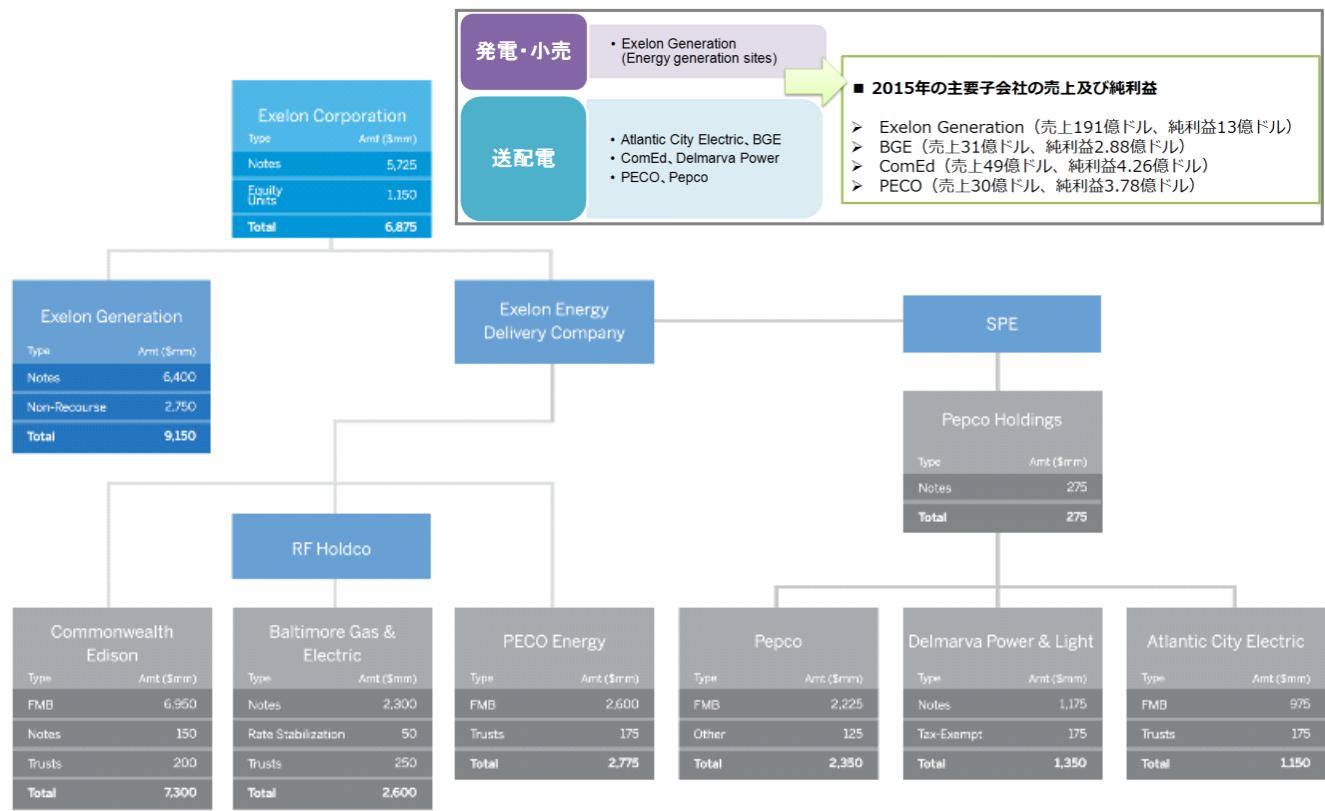
²² 米国規制基準における原子炉監督プロセス (ROP : Reactor Oversight Process) は、検査と安全実績指標 (PI : Performance Indicator) により事業者のパフォーマンスを総合評価し翌年度の検査計画等に反映する流れ。NRC (原子力規制委員会) の原子炉の運転を総合的にみる常駐検査官と専門分野をみる検査官が、協力して以下の検査を実施する。

- ・基本検査 (原子炉安全、放射線安全、セキュリティ等に関する約 50 種類のリスク情報に基づく検査で構成。リスク情報を活用し、リスクの高い設備及び保安活動を重点的に検査する。)
- ・特別検査 (異常事象発生時等)

²³ Exelon News Release 『Exelon Statement on Early Retirement of Clinton and Quad Cities Nuclear Facilities』 (May 6, 2016)

²⁴ Exelon News Release 『Exelon To Retire Three Mile Island Generating Station in 2019』 (May 29, 2017)

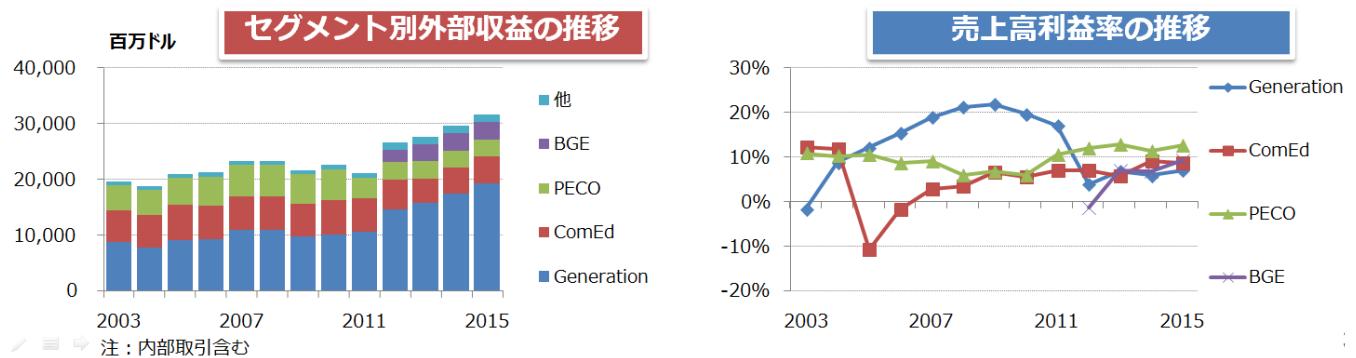
図3-18: Exelon の組織形態 および 各事業子会社



(出所) Exelon HP もとに著者作成

Exelon は全米最大の電気事業者であるが、子会社を事業区分で大別して見た場合、自由化部門である発電・小売事業を手掛ける Exelon Generation、および、規制事業である送配電事業を行う ComEd、BGE、PECO Energy、Pepco に分けられる。

図3-19: Exelon 各事業子会社の収益 および 売上高利益率の推移



(出所) Exelon HP をもとに著者作成

図3-19 の Exelon の各事業子会社の売上高利益率の推移を見てわかるとおり、天然ガス火力発電所を多数保有し発電事業を行う Exelon Generation の利益率は、2016 年で 3.6% と最も低く、近年の卸電力価格の低下等の影響を受け、他の事業子会社より低くなっていることがわかる。一方で、規制部門の送配電事業を行う PECO Energy については、2016 年で 14.6% と非常に高く、また、実績はまだないが、2016 年に買収合併した Pepco も Washington, D.C. で送配電事業を行っており、収益性の高い規制事業への投資に重点をシフトさせ、事業構成における規制部門の割合を高めていることがわかる。

図 3-20 : Exelon 規制事業／非規制事業の比率割合 (2016)
BUSINESS COMPOSITION BY GAAP EARNINGS¹

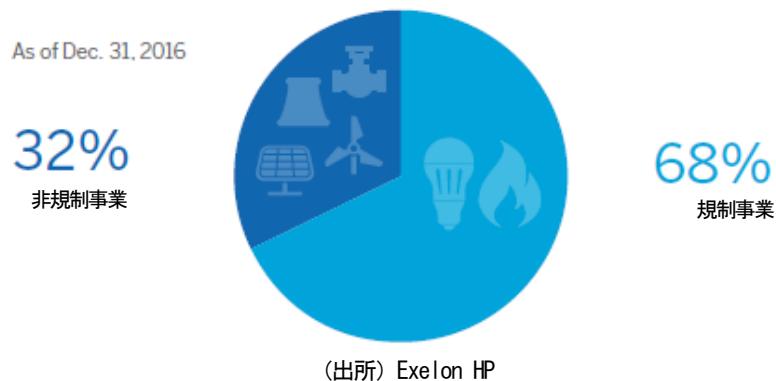


図 3-20 のとおり、Exelon の利益全体に占める割合のうち、68%が規制事業からの利益となっている。今後も引き続き、規制事業に重点を置いて収益拡大を図っていく方針である。

図 3-21 : Exelon の過去 10 年間の株価推移

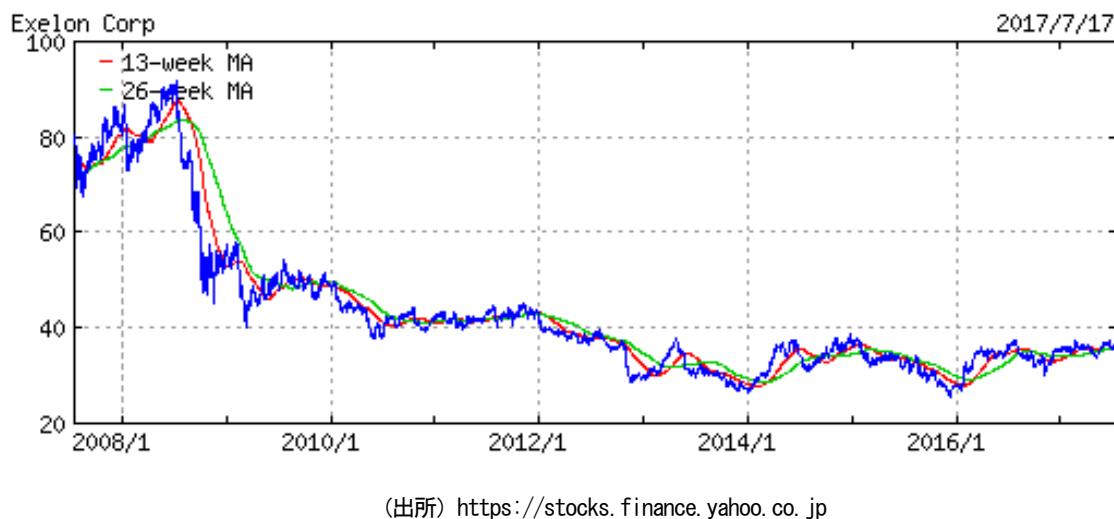


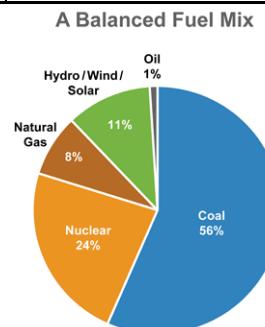
図 3-21 のとおり、Exelon の株価は、先の 2 社とは対照的に過去 10 年間で大きく下落しており、2017 年の株価は 2008 年と比較して半値以下となっている。2008 年のリーマンショックに見られる景気低迷に伴う需要の急速な減退と、その後、2011 年に福島第一原子力発電所事故の影響も受けたことによって、更に下落していくことがわかる。多くの米国企業がリーマンショック後の景気低迷で落ち込んだ後、FRB の金融緩和政策により復活を果たしている傾向がある一方で、未だ回復できていない代表的な企業の 1 つであり、特に他業種よりも経済的影響が比較的小さな電気事業者の中では珍しい部類に入る。配当利回りについては、ピーク時の 6 割まで落ち込んでいるものの 4% 台を維持している。

3-4 FirstEnergy

FirstEnergy は、Ohio 州に本社を置く、年間発電量で米国第 11 位の規模の電気事業者である。公益事業持株会社の形態を探り、事業子会社を通じ、発電・送電・配電・その他のエネルギー関連サービスを行っている。

図 3-22 : First Energy の概要

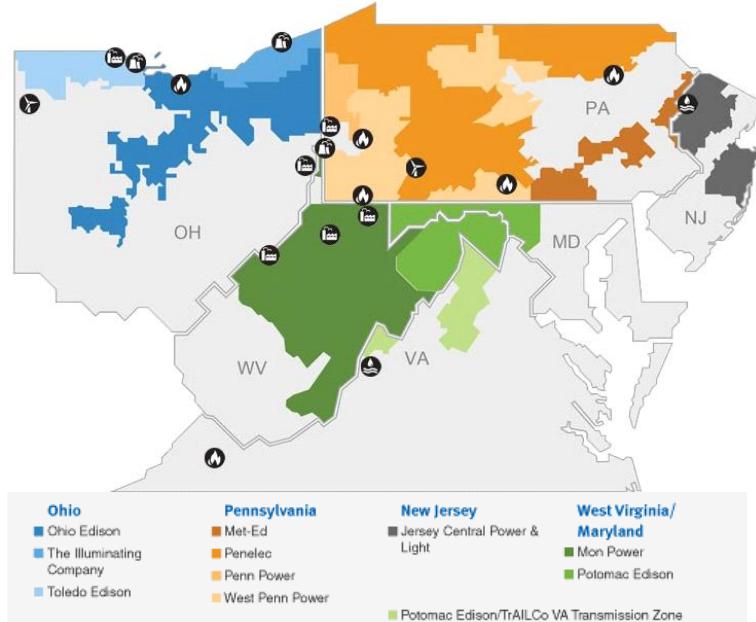
概要	
事業者名	FirstEnergy
主要子会社	Ohio Edison
	The Illuminating Company
	Toledo Edison
	Met-Ed
	Penelec
	Penn Power
	West Penn Power
	Jersey Central Power & Light
	Mon Power
	Potomac Edison
本社所在地	Ohio
設立	1997年
総資産	43,148百万ドル
売上高	14,562百万ドル
純利益	▲1,662百万ドル
顧客数	約600万件
事業分野	電気事業 ガス事業
発電設備容量	23,000MW



Generation Plants Map

Below are the locations of FirstEnergy's generation plants organized by power source: coal, gas, hydro, nuclear, and wind.
Mouse over the icon in the map to view the plant name and click on the icon to view location, generation type, capacity information and fact sheet.

POWER SOURCE: COAL NUCLEAR GAS/OIL HYDRO WIND



原子力プラント	炉型	MW	州	運転開始年	ライセンス失効年
Beaver Valley Unit No. 1	PWR	1,815	Ohio	1976	2036
Beaver Valley Unit No. 2	PWR		Ohio	1987	2047
Davis-Besse	PWR	900	Ohio	1977	2037
Perry	BWR	1,268	Ohio	1986	2026
計		3,983			

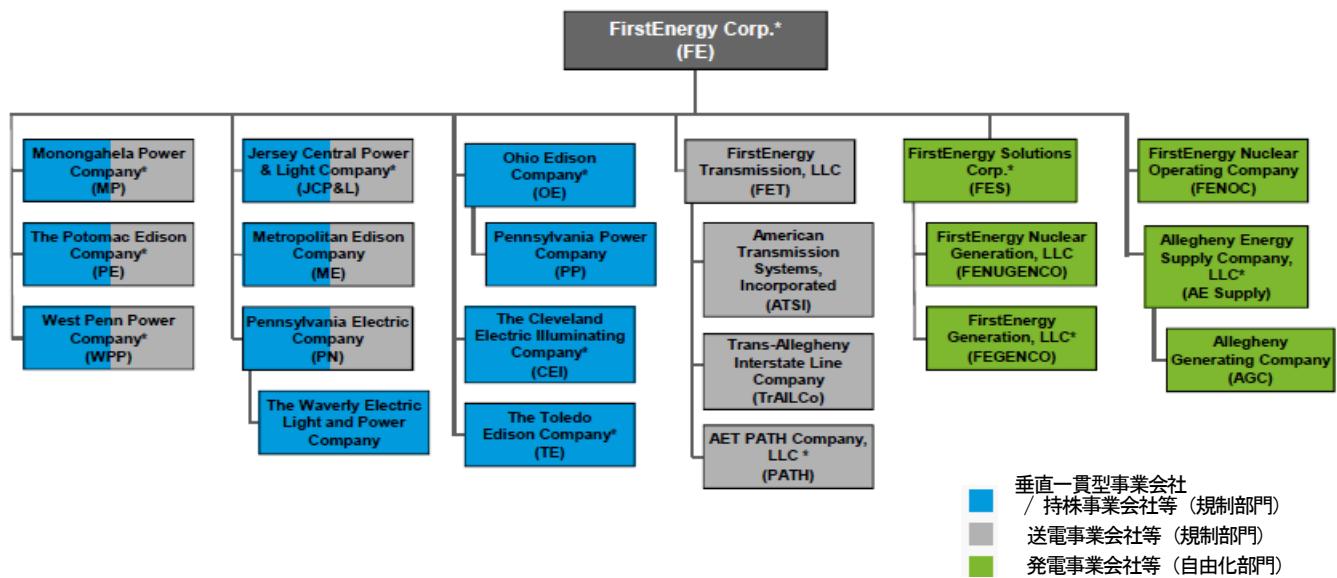
(出所) FirstEnergy HP をもとに著者作成

2016 年現在、石炭火力が 56% と半分以上を占め、6 基・計 9,249MW の発電所を保有している。また、ガス火力を 6 基・計 1,481MW、水力を 2 カ所・計 1,412MW 保有している。これら小売自由化で競争にさらされている発電事業については、近年、卸電力価格の低下を受けて採算が大幅に悪化しており、利益はほとんど出ない状況となっていた。このような低迷からの脱却を図るため、FirstEnergy は 2018 年半ばまでに発電事業から撤退し、今後は規制部門である送配電事業に特化する方針を決定した。

この方針決定を受けて、2016 年末には保有発電資産を適正価額で再評価する減損処理を実施し、106 億ドルもの巨額の損失が発生したことから、61 億ドルの大幅赤字へと転落する事態となった。

一方、原子力を 3 基・3,983MW、風力発電所を 3 カ所・計 476MW 運営しているが、これらについては、ベースロード電源およびクリーン電源として、引き続き重視する方針である。原子力の 3 基のプラントは、既に 40 年を越えて 60 年まで運転することが NRC から認可されている状況であり、風力については今後も積極的に拡大を図っていく計画としている。

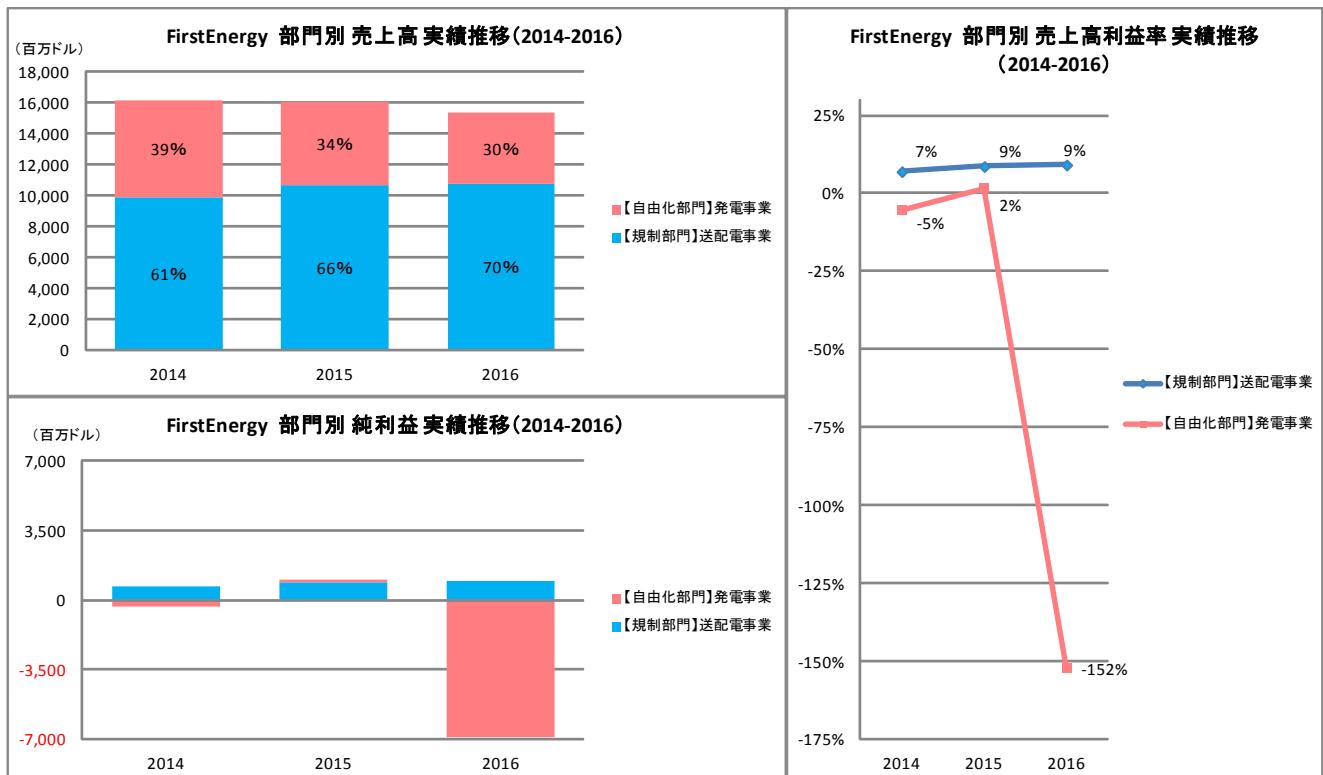
図3-23:FirstEnergyの組織形態および各事業子会社



(出所) FirstEnergy HP

図3-23のとおり、FirstEnergyの各子会社を事業区分で大別して見ると、自由化部門であるFirstEnergy Generation, LLCなどの発電事業会社、規制部門であるFirstEnergy Transmission, LLCなどの送電事業会社、規制事業であるOhio Edison Companyなどの垂直一貫型の事業会社、送電事業会社とそれ以外の事業会社を保有するPennsylvania Electric Companyなどの持株事業会社、の4タイプに分類されていることがわかる。

図3-24:FirstEnergyの各事業部門別 売上高／純利益／売上高利益率 の推移

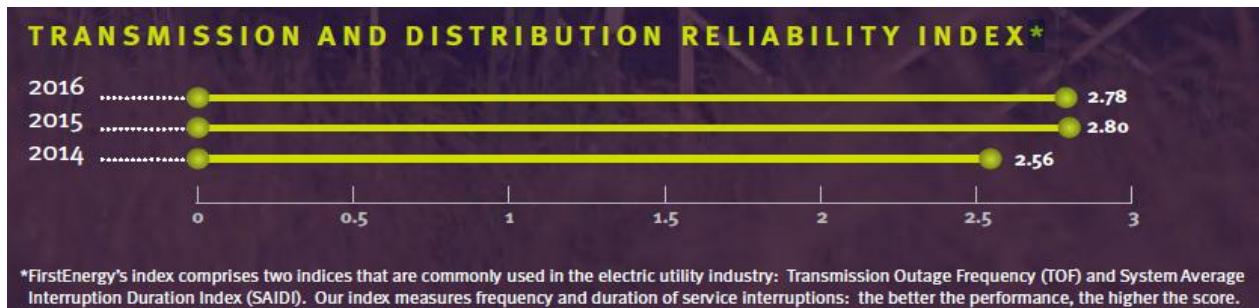


(出所) FirstEnergy HP をもとに著者作成

図3-24は、FirstEnergyの近年の各事業部門別の売上高・純利益・利益率の実績推移である。売上高の実績推移から見てわかるとおり、規制部門である送配電事業の割合は2016年には7割まで高まっている。売上高利益率については、送配電事業が9%前後で高い利益率であることがわかる。

一方、自由化部門である発電事業については、売上高が2014年の39%から2016年には30%まで落ち込み、利益もほとんどない状態が続いていることから、前述のとおり2016年に撤退を決定して減損処理を実施し、106億ドルもの巨額損失を出している。既に2017年には、Pennsylvania州のガス火力4基とVirginia州の水力1カ所を、925百万ドルで売却することで、他社と合意したことを発表している²⁵。

図3-25: FirstEnergyの供給信頼度指数の実績推移



(出所) FirstEnergy HP

このように、FirstEnergyは、規制部門である送配電事業に特化していく方針であるが、その背景には、利益率が高いことに加え、過去に北米大停電²⁶を引起させた事業者としての教訓がある。FirstEnergyは、北米大停電以降、図3-25で示すように、停電等の供給支障を起こさない取組みを経営方針の上位に掲げ、継続的に供給信頼度指数²⁷の向上に努めてきた。今後も供給信頼度向上に向けた送電線の増強・新設等のプロジェクトに加え、スマートグリッド等の新技術の普及に対し、2021年までの5年間の間に、42~58億ドル規模の設備投資を行っていくことを計画している。

²⁵ FirstEnergy News Release 『FirstEnergy to Sell Portion of Former Hatfield's Ferry Power Station to APV Renaissance Partners』(April 5, 2017)

²⁶ 2003年8月14日、米国北東部8州とカナダ南東部1州で、電力供給支障約6,180万kW、停電人口約5,000万人、被害額40~60億ドルの、北米史上最大の停電が発生した。米国とカナダの合同調査団の報告では、直接的な原因は、Ohio州の送電系統を管理するFirstEnergyの不十分な系統監視や樹木管理にあったとされ、送電管理システムの障害発生と送電線の樹木との接触による遮断などにより、電力系統内で電源脱落が発生し各州の発電所100カ所以上が次々と電力供給を停止するカスケード現象が引き起こされたためとされている。米国における送電線インフラの脆さが露呈する事象となった。

²⁷ 供給信頼度指数 [Transmission and Distribution Reliability Index] : 供給支障(停電等)の頻度や時間等を、指標化して事業者のパフォーマンスを評価したもので、スコアが大きいほど高評価としている。目標に使う指標は様々で、事業者によって使う指標を決め設定し、信頼度の向上に役立てている場合が多い。代表的な指標は以下のとおり。

- ・ System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) = (Total number of sustained interruptions in a year) / (Total number of consumers)
- ・ System Average Interruption Duration Index (SAIDI) = (Total duration of sustained interruptions in a year) / (total number of consumers)

図 3-26 : First Energy の過去 10 年間の株価推移

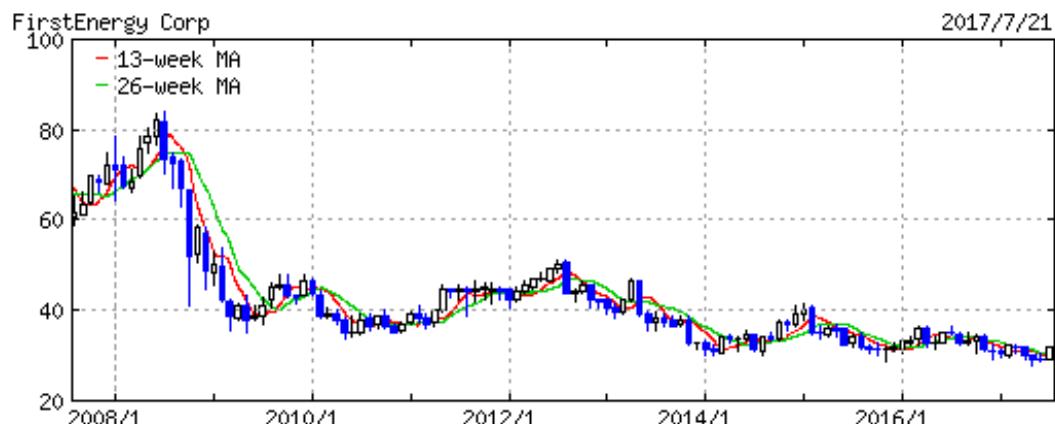
(出所) <https://stocks.finance.yahoo.co.jp>

図 3-26 を見てわかるとおり、FirstEnergy の株価は、先の Exelon と同様、過去 10 年間で大きく下落し、2017 年の株価は 2008 年と比較して半値以下となっている。特に 2008 年のリーマンショックに見られる景気低迷に伴って、電力需要が急速に減退したことに大きく影響を受けていることがわかる。配当については継続しており 4% 台を維持している。

4. まとめ

今回、日本に先んじて電気事業制度改革が進められ、紆余曲折を経て現在に至っている米国の電気事業について考察した。近年、電気事業を取り巻く環境（電気事業制度・エネルギー資源・経済性・環境規制等）にどのような変化が生じているか、またその環境変化に対し米国の電気事業者はどのように適応を図っているか、という観点から、電気事業者4社（Duke Energy・NextEra Energy・Exelon・FirstEnergy）を探りあげ、掘下げて分析を行った。

米国では、今後も2040年まで移民の流入等により人口増加が継続し、電力需要も増加し続けることが予想されている。一方で、エネルギー供給面においては、シェール革命によって国内天然ガス価格は大幅に下落し、ガス火力発電が高い競争力を持つようになった。これに伴い、石炭火力発電は、前オバマ政権下での環境規制強化を受けて廃止が進んできた流れが後押しされた形となっている。また原子力発電は、安全対策強化に伴う資本費の増加によって、特にスケールメリットが小さな小規模・単独立地のプラントについてはコスト競争力が低下して、事業者が閉鎖を決断するプラントが出てきている状況であった。

また米国では、電気事業制度や環境政策については、州政府が中心となって行っているため、州によっては、電力小売自由化を行った結果、本来競争によって低下が見込まれた電気料金水準が全米平均より上がるような市場環境になった例も見受けられた。この背景には、販売電力量の一定割合を再エネや原子力などの低炭素電源から供給することを、事業者に義務付ける制度等の影響もあることがわかった。このように、各事業者は、これら需給やマーケット動向等の環境変化に加えて、事業展開する各州の電気事業制度や環境政策に適応することが求められており、どのような戦略を採れば今後利益を上げていけるかという観点で、事業の集中化や撤退等の経営判断を行う必要がある。

Duke Energyは、2011年に国内同業の電気事業者ProgressEnergyを買収し米国首位のシェアを持つようになった一方、南米にも進出していたが、2016年12月までにブラジル・ペルー・チリなどの事業は全て他社に売却をし、国内事業に集中する戦略へと転換した。原子力と石炭火力のベースロード電源で発電電力量の7割を占める垂直一貫体制の供給体制のもと、南東部の非自由化州を事業エリアとする安定した経営によって、毎年売上高利益率を10%前後キープできている。今後も人口増加社会で需要の増加が見込めるところから、国内の事業だけに集中する堅実な戦略は有効と判断し、投資家からも高い評価が得られている。また風力や太陽光などの再エネ発電事業についても中西部地域で力を入れていた。

NextEra Energyは、Florida州が事業拠点のFPLと、Florida州以外で拡大を図るNEERが主要子会社であるが、NEERは、米国内で保有する1,988万kWの発電設備のうち、95%以上が風力・太陽光・天然ガス・原子力である北米最大のクリーンエネルギー・再生可能エネルギー事業者で、特に風力に関しては計1,300万kWを保有する世界第1位の事業者となっている。地理的に幅広い立地と、化石燃料や卸電力マーケットの変動や天候変化に左右されにくい多角的なポートフォリオは、オペレーションの安定化と戦略的なリスクマネジメントを可能にし、純利益の毎年の着実な増加と、2016年には18%に達する高水準の利益率を確保していた。また収益率の高い再生可能エネルギー事業等への投資を積極的に行って事業拡大と利益率の向上を図るとともに、株主やステークホルダーを意識した企業価値の向上に精力的に取組んできた結果、2017年4月現在、株式時価総額で世界第1位の電気事業者となる高い評価が得られている。

Exelonは、2016年現在、計32.7GWの発電設備を保有し、国内48州に広く事業を展開している。特に原子力の発電設備容量は計22GWで国内最大の24基を保有し、全て自由化州に立地しているが、近年のシェールガス革命に伴う天然ガス価格の下落によって原子力のコスト競争力が相対的に悪化したことから、採算が採れない判断した原子力発電所については、運転期間延長を行わず早期閉鎖を進めている。一方で、Washington, D.C.をカバーする大手送配電事業者のPepcoの買収など、近年積極的に国内で事業拡大を図っている。大幅に売上高を増加させているものの、純利益については比例して伸びておらず、売上高利益率は4%と低い傾向があり、また株価も2008年時と比較すると半値以下に下落しており、投資家からの評価は前の2社と比較して厳しい状況が続いている。

First Energyは、北東部を中心に、事業子会社を通じて、発電・送電・配電・その他のエネルギー関連サー

ビスを行っているが、小売自由化で競争にさらされている発電事業については、近年、卸電力価格の低下を受けて採算が大幅に悪化している状況が続き、利益はほとんど出ない状況となっている。このような低迷状況からの脱却を図るため、2018年半ばまでに再エネと原子力を除く発電事業から撤退し、今後は規制部門である送配電事業に特化していく方針を決定した。撤退決定を受けて減損処理を実施した結果、2016年は大幅赤字に転落した。

このように、世界的には投資家から高い評価を受けている米国の電気事業者の中でも、近年は置かれている事業環境と対応の明暗によって、業績に差異が生じている。

業績が好調であった2社 (Duke Energy・NextEra Energy) については、伝統的に長く供給してきた自社の事業エリアで、原子を中心としたベースロード電源を安定的に継続稼働させることによって収益を下支えしつつ、早い段階で国内における環境重視政策の流れを事業拡大の機会と捉え、積極的にRPS実施州等で再生可能エネルギー事業への投資拡大を図ったことが功を奏しているものと分析できる。

一方、業績が不調であった2社 (Exelon・FirstEnergy) については、自由化州における既存型火力等の事業採算性が悪化していく流れの中で、早い段階で発電事業の撤退・資産の売却等の対応を図らず、送配電事業など利益率の高い規制部門へのシフトが遅れたことなどが、業績の低迷を招いた要因であると分析できる。

電気事業を取り巻く環境変化（電気事業制度・エネルギー資源・経済性・環境規制等）は、米国と日本で様々な面で異なっている。そのような状況下、各事業者が適切な事業戦略を見極めるには、多くの要因が入り組んで相互に関連しそれぞれが不確実的要素を伴っていることから、最適な結果を判断するのは困難な場合が多いと予想される。今回取りあげた各米国事業者の事例を、今後直面し得る環境変化に適応を図る必要が生じた際のケーススタディとして活用を図ることは有益と思慮する。

参考

Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050 (U.S. Energy Information Administration)

Electric Power Monthly Data for April 2017 (U.S. Energy Information Administration)

BP Statistical Review of World Energy (June 2016)

The American Public Power Association : 2015-16 Annual Directory & Statistical Report

Mizuho Industry Focus(Vol.117[2017.12])

Average Power Plant Operating Expenses for Major U.S. Investor-Owned (U.S. Energy Information Administration)

「原子力発電所の稼働率・トラブル発生率に関する日米比較分析（経済産業研究所：戒能一成 2009.）」

Nuclear Costs in Context (Nuclear Energy Institute [2017.4])

FERC 「Database of State Incentive for Renewable & Efficiency (DSIRE)」

A Survey of State-Level Cost and Benefit Estimates of Renewable Portfolio Standard (Nikkei BP)

Benchmarking Air Emissions Data Tables 2016 Report (M.J. Bradley & Associates, LLC)

Market value of largest electric utility companies worldwide 2017 © Statista