

原発事業者 揺らぐ経営基盤

深野 照日

ワンダーニュース

2019 年 12 月 15 日



目次

はじめに	1
1. 原発の発電コスト	2
2. フランス：EDF	4
原発の老朽化対策	4
原発の新增設	4
3. 米国：エネルギー市場における劇的な変化	6
増加するキャピタルコスト	6
原発の新增設	8
相対的な競争力の後退	8
原発の規模と発電コスト	10
4. 日本：原発の発電容量	13
原子炉数の変化	13
原発が突きつける課題	16
5. 将来の見通し	19
参考文献・資料	20

原発事業者 揺らぐ経営基盤

はじめに

原発の資本費（以下、キャピタルコスト）の上昇が、原発事業者の経営を圧迫している。既存の原発では再稼働のための安対策費が増加し、新增設計画では当初予算を大幅に上回るプロジェクトも珍しくない。

原発をとりまく市場環境は厳しさを増している。販売電力量が頭打ちとなるなか、原発事業者の営業収益の伸びが減速し、火力発電や発電コストが急減している再生可能エネルギー（以下、再生エネ）間の価格競争も激しい。発電コストを賄うのに必要な営業収益が得られず営業損益の赤字が続けば、原発を閉鎖・廃止せざるをえない原発事業者が今後増えていくだろう。

本書では、発電コストの観点から日本、フランスおよび米国といった原発先進国の現状と課題および原発の経済性について触れたい。

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. 原発の発電コスト

キャピタルコストと運転コストの合計が電源の総コスト（発電コスト）だ。キャピタルコストには大きく分けて工事費と設備費がある。原発の工事および設備費の内訳は表 1 と 2 のとおりだ。

$$\text{総コスト（発電コスト）} = \boxed{\text{工事費} + \text{設備費}} + \boxed{\text{運転コスト}}$$

（キャピタルコスト）

工事費の 8 割を占める建設・土木工事をいかに抑えられるかが課題だ。国によってキャピタルコストは増減する。変動要因は、

- （１）人件費、
- （２）原発の継続的な新增設の実績（工事現場の熟練労働者数）、
- （３）スケールメリット（一つの発電所に複数基の原子炉）、
- （４）大規模な土木工事における効率的なプロジェクト管理、などだ。

プロジェクトによっては資金調達コスト（以下、ファイナンスコスト）もこのキャピタルコストに含まれるケースとそうでないケースがある。ファイナンスコストが含まれるケースでは、工期が延びれば支払金利も増えるので原発事業者の財務負担がより重くなる。

運転コストには、燃料費、維持管理費（O&M コスト）、廃炉費用、使用済燃料（核のゴミ）および放射線廃棄物などの処理費用などが含まれる。

一般的に原発プラント新設の施工期間は平均 5 ～ 6 年前後だが、2018 年では平均 8.5 年だった¹。これは新たな設計を用いた原子炉（仏の EPR）の施工が増えたことによる。

¹ World Nuclear Association, “World Nuclear Performance Report 2019”, August 19, 2019, p.3 (as of 2019/11/1).

表 1 原発の工事費の内訳

設計図、構造設計、エンジニアリングおよびライセンス供与	5%
プロジェクトエンジニアリング、調達および建設マネジメント	7%
建設工事	61%
- 原子炉建屋	28%
- タービン建屋	15%
- その他の建屋	18%
敷地の造成費および土木工事	20%
輸送費	2%
試運転および初燃料装荷	5%
合計	100%

表 2 原発の設備費の内訳

設備	48%
- 原子力蒸気供給システム (NSSS)	12%
- 電気および発電設備	12%
- 機械設備	16%
- 計装制御機器	8%
建設資材	12%
現場の作業員	25%
プロジェクト管理サービス	10%
その他サービス	2%
初燃料装荷	3%
合計	100%

出所：表 1、2 とともに World Nuclear Association, "The World Nuclear Supply Chain", updated April 2019²

² "Economics of Nuclear Power", updated April 2019 参照
<https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
 (as of 2019/8/19).

2. フランス：EDF

原発の老朽化対策

一社単独で最も多くの原発を保有するフランス電力公社（以下、EDF）が、原発の老朽化、有利子負債の急増および国内外の原発の新設工事の遅れなどの影響により、苦境に陥っている。EDFでは、運転延長する原子炉と廃炉を予定している原子炉数が急増する見通しだ。EDFが保有する原子炉は58基。それらの平均経過年数は33年だ。31年以上稼働する原子炉は43基と全体の7割あまりを占める³。

10年延長し50年稼働できると判断された原子炉については、安全対策の向上を含む改修工事を進める計画だ。老朽化した原子炉の数があまりにも多いため運転延長には巨額の設備投資が見込まれる。フランス政府は2029年以降、14基の原子炉を2035年までに廃炉にする可能性を示唆した。ただし、廃炉のスケジュールは再生エネルギーの発電量とフランスに隣接する国々との送電線の相互接続の状況を見ながら判断するとしている。

原発の新增設

EDFは原発の新增設の総事業費が当初の見積もり額の2～3倍に膨らんだプロジェクトを複数抱える（表3）。国内外で進めている複数の新型炉EPR関連の新增設プロジェクトで遅れが出ており、総事業費が当初の予想を大幅に上回って推移している。有利子負債が膨らみEDFの財務内容が悪化し、資金繰りも厳しい。一時期は、資本集約型の原発事業を再生可能エネルギーや送配電事業から切り離す分割案も浮上していた。2018年11月には、同社の主要株主であるフランス政府（EDFの83%の株式を保有）がEDFの経営再建策を検討中であること、さらにフランスの原発への依存度を徐々に減らす方針を明確にした。

³ “The World Nuclear Industry Status Report 2018”, Sept.6, 2018, p.59,
参照 <https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/20180902wnisr2018-hr.pdf> (as of 2019/9/10).

表3 EDF 新型原子炉のプロジェクトコスト

国	原子力発電所	炉型	当初のコスト予想		見直し後のコスト予想		企業名	現在の状況
			金額	年	金額	年		
フランス	フラマンビル	EPR	33億ユーロ	2005	109億ユーロ	2018	EDF	> 2013年に運転開始予定だったが、工事の欠陥が発覚し運転開始は視界不良。当初の予想コストを大幅に超過
フィンランド	オキルオト	EPR	32億ユーロ	2003	85億ユーロ	2012	Areva NP	> 建設工事の遅延と予算超過 > 2020年初頭に発電の開始が見込まれる
中国	台山 1&2号機	EPR	80億ユーロ	2007	NA	NA	Areva NP	> 建設工事の遅延と予算超過 > 1号機は2018年12月に運転開始 > 2号機は2019年末に運転開始予定
英国	ヒンクリー ポイントC1&2号機	EPR	180億ポンド	2016	196億ポンド	2019	Areva NP	> 2019年に着工
英国	サイズウェルC 1&2号機	EPR	NA	NA	NA	NA	Areva NP	> 計画中

出所: "Nuclear technology exports" by World Nuclear Association "をもとにワンダーニュースが情報を更新"

Areva NP: EDF が 2017 年 12 月に原子力大手アレバの原子炉部門 (Areva NP) の株式 75.5%を取得

⁴参照 <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx> (as of 2019/8/20). Framanville: 参照 World nuclear news <http://www.world-nuclear-news.org/NN-Flamanville-EPR-timetable-and-costs-revised-0309154.html> (as of 2019 9/10), Taishan 1&2: Neutron Bytes, "EDF's flagship EPR enters revenue service in Taishan", December 16, 2018, Hinkley Point C (HPC): National Audit Office, "Hinkley Point C", 23 June 2017, 参照 <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2017/06/Hinkley-Point-C>. (as of 2019 9/10).

3. 米国：エネルギー市場における劇的な変化

米国では閉鎖・廃止を予定している原子炉数が今後増えそうだ。米国全土には 57 カ所の原子力発電所があり、発電用原子炉の総数は 96 基にのぼる。⁵ 電源構成に占める原子力発電の割合は 20%（2018 年）だ⁶。米国の原発事業者は膨らむ安全対策費の確保に追われる一方で、再生エネや安価で豊富な天然ガス火力発電との競争にさらされている。

増加するキャピタルコスト

キャピタルコストの上昇は一時的なものではなく長く続く。米国原子力エネルギー協会（以下、NEI）によると、2002 年では MWh 当たり 29.24 ドルだった原発の発電コストは、2012 年には MWh 当たり 41.35 ドルにまで上昇した。キャピタルコストが 2.5 倍以上増えて発電コストを押し上げたことが大きな要因だ（図 1、2）。⁷

2001 年の同時多発テロ以降、米国政府は既存の原発への安全対策を強化してきた。さらに 2011 年の福島第一原子力発電所の事故後に導入された安全基準を満たすため、原発事業者は追加の設備投資を余儀なくされた（図 2）。2013 年に入ると、キャピタルコストは減少に転じる。原子炉圧力容器蓋の交換、蒸気発生器の取替えなど設備投資の目的は原発の運転延長に向けた審査対応へと移る。2017 年には 99 基の原子炉のうち 86 基で 20 年の運転延長が認められている。2018 年以降は、原発の設備投資額は 2005 年の水準にまで下がるとの見方が優勢だった。

⁵ 2019 年 10 月 1 日現在、EIA 参照 <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=207&t=3> (as of 2019/11/27).

⁶ U.S. Energy Information Administration, 参照 <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=207&t=3> (as of 2019/11/27).

⁷ NEI, “Nuclear Power Outlook”, May 2018, p.3 (as of 2019/8/1).

図1 原子力発電所（米国）発電コストの推移

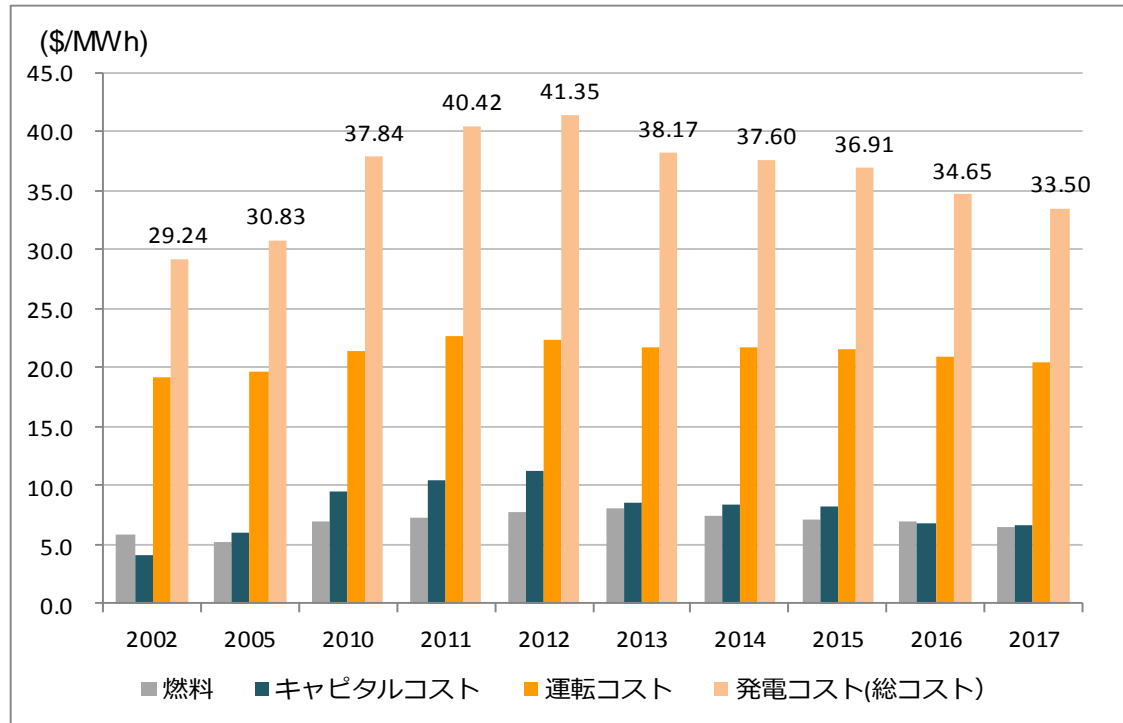
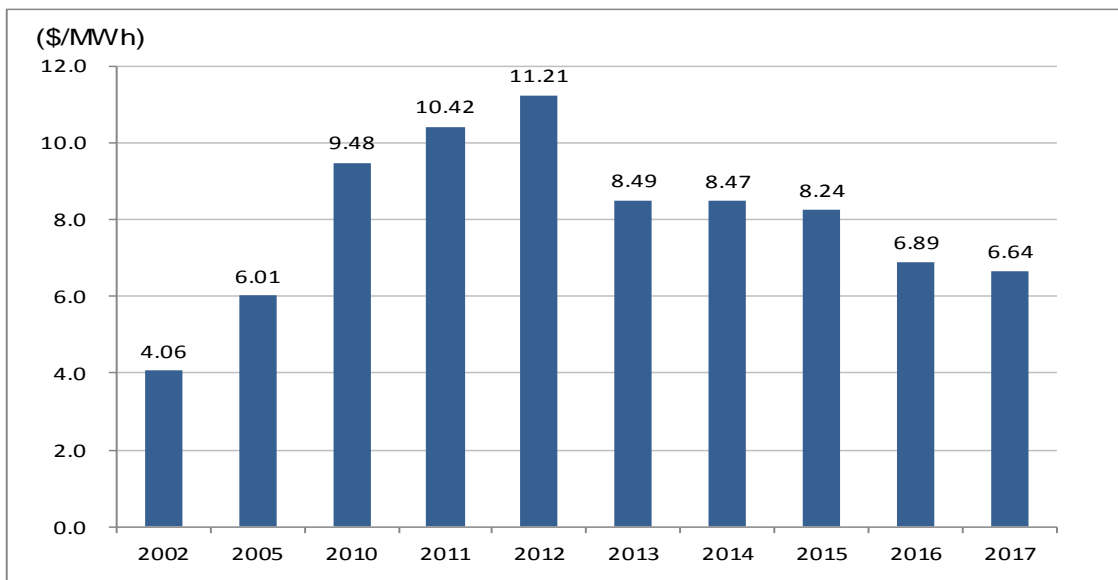


図2 原子力発電所（米国）キャピタルコストの推移



出所：図1、2ともに Nuclear Energy Institute, "Nuclear costs in context"

原発の新增設

巨額のキャピタルコストがボトルネックになり原発の新增設も進んでいない。サウスカロライナ州では、プロジェクトコストの大幅な上昇と工事の遅延などの理由により、建設費 90 億ドル余りを投じた建設中の 2 基の原発工事が中止された⁸。現在、建設が進む原発はジョージア州の 2 基のみだ。⁹ 同 2 基の建設費およびファイナンスコストを含めたキャピタルコストの推定額は約 276 億ドル、1 基当たり 138 億ドルになる。この他に米国原子力規制委員会（以下、NRC）から建設認可が下りている原子炉は 10 基あるが、具体的な着工計画は未定のままだ。

相対的なコスト競争力の後退

近年、運転延長が認められた原発でも早期閉鎖を決める原発事業者が相次いでいる。特に卸売電力市場を導入する州で原発の閉鎖が増えている。米国の電力市場は、卸売電力市場を導入し電力価格を市場の自由な競争にゆだねる州と州政府が電力料金を規制する州とに分かれる。卸売電力市場を導入する州には（2018 年 5 月現在）30 の原子力発電所が立地する。¹⁰ 卸売電力市場では天然ガス火力、石炭火力、再生エネルギー（以下、再生エネ）との激しい価格競争に巻き込まれる（表 4）。

表 4 発電コストの概要(2017 年)

(\$/MWh)

カテゴリー	発電所数	燃料費	キャピタルコスト	運転コスト	運転コスト合計 (燃料費+運転維持費)	発電コスト (燃料費+キャピタルコスト+運転コスト)
全米	60	6.44	6.64	20.43	26.86	33.50
電力市場						
卸電力市場を導入済みの州	30	5.74	4.62	20.67	26.41	31.03
電力料金が規制されている州	30	7.09	8.53	20.20	27.29	35.82
炉型						
BWR	23	6.22	6.63	21.58	27.81	34.44
PWR	37	6.55	6.64	19.82	26.36	33.01

出所: *Electric Utility Cost Group*

⁸ VC Summer 2 号機と 3 号機 (PWR AP1000)。

⁹ Congressional Research Service, “Nuclear Energy Overview of Congressional Issues”, updated Nov. 14, 2019, p.3, p.10 (as of 2019/11/26).

¹⁰ NEI, “Nuclear Power Outlook”, May 2018, p.2 (as of 2019/8/1).

卸売電力市場に参加している原発事業者が閉鎖を決断する背景には、（１）高いコスト競争力をもつ天然ガス火力発電、（２）電力需要の伸びの鈍化、（３）再生エネの発電コストの低下、（４）安全性、（５）原発の運転コストの高止まり、（６）送電線の容量の制約などがある。

これらいくつかの要因をもう少し詳しく見ていこう。

- （１） 高いコスト競争力をもつ天然ガス火力発電
天然ガス火力が他の電源よりも価格優位性を持つ国は OECD 加盟国のなかでも米国以外にはなく、米国特有の要因といえそうだ。
- （２） 電力需要の伸びの鈍化
省エネが浸透し、販売電力量と経済成長の連動性が薄れる。エネルギー情報局（以下、EIA）は、経済が成長しても電力消費量は減少すると予測する。人口の伸びが減速し、住宅内の家電製品が飽和状態にあること、省エネがさらに進み、エネルギー消費量の少ない産業にシフトすることなどを要因に挙げている。¹¹
- （３） 再生エネの発電コストの低下
水力を除く再生エネ（例：風力、太陽光、地熱とバイオマス）を州政府および連邦政府が支援。再生エネの発電事業者と購入者双方に税制上の優遇措置を与えている。風力および太陽光発電の変換効率の改善や設備費の減少により、発電コストが低下したことも大きい。その結果、風力と太陽光発電の発電量が急速に伸びている。
- （４） 安全性
長時間にわたる全電源の喪失と冷却システムが機能しない最も過酷な状況下にある原子炉格納容器は、放射線物質の放出を完全には防げないことが福島第一原発事故で実証された。¹² さらに使用済み燃料プールの脆弱性への懸念が浮き彫りとなった。サイバーセキュリティ対策に加

¹¹ Congressional Research Service, “21st Century U.S. Energy Sources: A Primer”, updated Nov. 5, 2018, p.21,
参照 <https://fas.org/sgp/crs/misc/R44854.pdf#search=%2721st+centur+u.s.+energy+sources%27> (as of 2019/9/13).

¹² Mark Holt and Anthony Andrews, Congressional Research Service, “Nuclear Power Plant Security and Vulnerabilities”, updated Jan.3, 2014, p1, and “Force on Force Exercise”, p.7, 参照
<https://fas.org/sgp/crs/homesec/RL34331.pdf#search=%27nuclear+power+plant+security+and+vulnerabilities%27> (as of 2019/8/1).

え、事業者が保有するすべての原発で、テロによる襲撃を想定し、3 年おきに NRC が警備員の防衛能力を審査している。事業者は常日頃から各原発の警備員の訓練の実施と自衛能力の維持・向上が求められている。

- (5) 原発の運転コストは高止まりしたまま
発電コストの 6 割を占める運転コストが MWh 当たり 20 ドルを上回る水準が常態化し、高コスト構造が経営の足かせになっている（図 1）。次世代原子炉では、出力を増やしつつ核のゴミをいかに減らせるかが課題だ。

原発の規模と発電コスト

営業収益を卸売電力市場に全面的に依存する原発事業者の多くは、原発の閉鎖・廃止の潜在的なリスクを抱えている。営業収益が平均総発電コスト（以下、ATC）どころか運転コストすら賄えず赤字に陥る事業者が多い。卸売市場では電力価格の値下がりが続く一方で、原発の ATC は高水準を維持している（図 1）。

スケールメリットを生かしながらコスト分散を図り、ATC の削減につなげる。2 基以上の原子炉を運転する原子力発電所の ATC は MWh 当たり 30.89 ドルだったのに対し、原子炉一基のみを保有する発電所では ATC が 42.67 ドルだった（表 5）。¹³ 原子力発電所を 1 カ所のみ保有する事業者の ATC は MWh 当たり 35.21 ドルだったのに対し、複数所有する事業者では 33.02 ドルだった。言いかえると、原子炉が一基のみおよび（または）比較的小型の原子炉は、一般的に MWh 当たりのコストが高く、市場に提示する電力価格が割高になるため価格競争では不利だ。市場原理が働くと、運転期間が残っていてもコスト競争力に劣る原発については事業者が早期閉鎖に踏み切らざるを得ないのが実情だ。

連邦政府（国）が原発事業者だけに一律に電力料金などの価格支援策を講じることへの反対の声は根強い。コスト競争力が低下した石炭火力発電所でも廃止や閉鎖が進む。こうした状況を踏まえ、国は原発のみを優遇する政策を打ち出しにくい。温室効果ガスの削減目標を設定している州もあればそうでない州

¹³ Nuclear Energy Institute, “Nuclear Costs in Context”, October 2018, p.2 (2019/10/1 現在).

表 5 発電コストの概要(2017 年)

(\$/MWh)

カテゴリー	発電所数	燃料費	キャピタル コスト	運転コスト	運転コスト合計 (燃料費+運転維持費)	発電コスト (燃料費+キャピタルコ スト+運転コスト)
全米	60	6.44	6.64	20.43	26.86	33.50
発電所の規模						
1基	24	6.42	8.92	27.32	33.74	42.67
2基以上	36	6.44	5.99	18.46	24.90	30.89
1事業者が所有する発電所数						
1力所	12	6.79	7.39	21.02	27.82	35.21
2力所以上	48	6.33	6.43	20.26	26.59	33.02

出所：Electric Utility Cost Group

もある。¹⁴ 州政府の支援がなくても運転を継続できている原子力発電所や事業者もある。原発事業者の救済・支援策については各州政府に判断が委ねられている。かりに州政府からの支援（電力の固定買取価格または ZEC¹⁵など）を受けられたとしても事業者は期限内に業績を立て直さなくてはならない。

原発の経済性が乏しいのは明らかだ。電力料金を引き上げるか政府（地方自治体を含む）の支援がなければ原発の存続は難しい。電源を選択する際、燃料費は判断材料のなかでも大きな割合を占める。だが、原発では発電コストに占める燃料費の比重はもともと小さい（図 1）。原発の経済性を論ずるとき、燃料費よりもむしろキャピタルコストや（燃料費を除いた）運転コストに目を向ける必要がある。

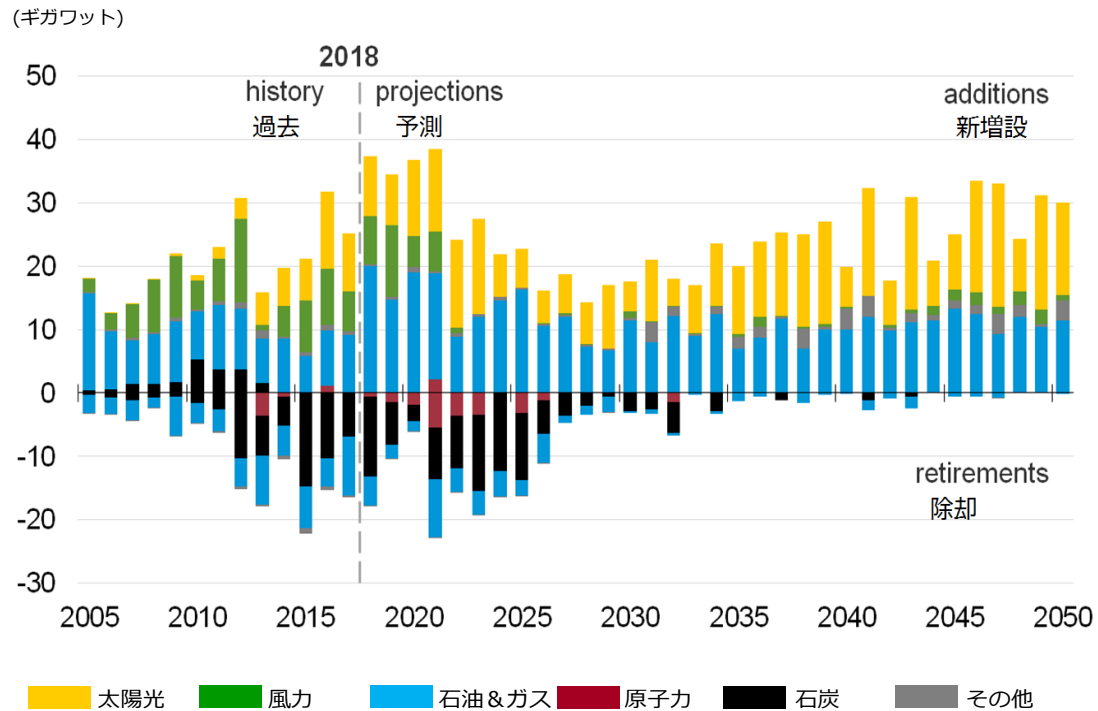
ATC をベースにすると、今はまだ価格が高い蓄電池を導入したとしても再生エネのほうが原発よりもはるかに経済性で優れている。米国エネルギー情報局（以下、EIA）の予測によると、原子力および石炭火力発電所は 2030 年代前半には除却・廃止が進み、天然ガス火力や再生可能エネルギーに取って代られる見通しだ（図 3、4）。発電コスト（ATC）ベースで、相対的に優位な価格競争力をもつ電源が米国では取捨選択されているように見受けられる。

¹⁴ 全米 50 州のうち半数の 25 の州が温室効果ガス削減目標を設定。

参照 <http://www.usclimatealliance.org/about-us> (2019/10/1 現在)。

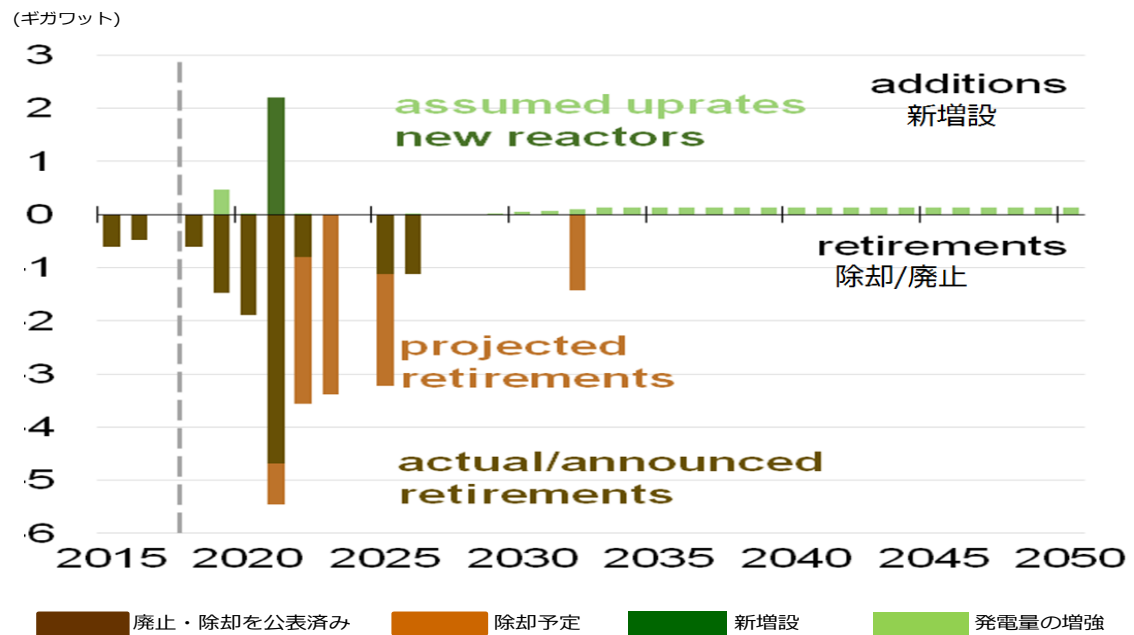
¹⁵ ZEC:ゼロ・エミッション・クレジットの略。赤字の原子力発電所に対し、期間を区切り（例：NY 州は 12 年以内、イリノイ州は 10 年以内）、さらに金額には上限を設け原発の電気について市場価格への上乗せを認める。ZEC は NY、イリノイ、コネティカット、ニュージャージーおよびペンシルベニアなど 5 つの州で導入されている（2019 年 3 月末現在）。

図3 電源別発電所の新增設と除却の見通し（米国）



出所：EIA¹⁶

図4 原子力発電（米国）出力変化の見通し



出所：EIA¹⁷

¹⁶ EIA, "Annual Energy Outlook 2019 with Projections to 2050", Jan.24, 2019, p.98.

4.日本：原発の発電容量

原子炉数の変化

2011 年の福島第一原子力発電所の事故後、廃炉が決まった原発は 21 基にのぼる（表 6 廃炉）。出力が 300～500MW 台の老朽化した小型の原子炉が廃炉の半数を占める。原発事故を起こした福島第一原発について、東京電力はすべての原子炉の廃止を決定。福島第二原発は、再稼働に必要な地元の同意が到底得られないと経営陣が判断し、廃炉になった。関西電力の大飯原発のように 1,000MW 超の大型の原子炉であっても採算が見込めないと判断され、廃炉が決まった。

原子炉が一基のみの原発は国内に 5 か所ある（表 7）。再稼働に向けた原子力規制委員会の安全審査に合格した東海第二原発および女川 2 号機では、各々 3,500 億円前後の安全対策費が見込まれている。すでに再稼働・運転延長が認められた原発では、原子力規制委員会による工事計画の認可から 5 年以内に事業者は「テロ対策施設」を設置しなくてはならない。テロ対策施設の工事が長引いており、工事費が電気事業者の計画を大幅に上回って推移していることからテロ対策施設を含む電気事業者各社の安全対策費はさらに膨らむ見通しだ。原子炉が一基しかない原発では MWh あたりのコストが一般的に高く、再稼働させても安全対策費を回収するのは難しい。

¹⁷ Ibid., p105

表 6 廃炉原発（日本）

発電所	号機	炉型	出力（MW）	NSSS			
				運営者	サプライヤー	運転開始	廃止
1 JPDR	—	BWR	12	JAEA	GE	1965/03	1976/03
2 東海	—	GCR	137	日本原電	GEC	1966/07	1998/03
3 ふげん ATR		HWLWR	148		HITACHI	1979/03	2003/03
4 浜岡	1号	BWR	515	中部電力	TOSHIBA	1976/03	2009/01
5 浜岡	2号	BWR	806	中部電力	TOSHIBA	1978/11	2009/01
6 美浜	1号	PWR	320	関西電力	WH	1970/11	2015/04
7 敦賀	1号	BWR	340	日本原電	GE	1970/03	2015/04
8 福島第一	1号	BWR	439	東京電力	GE/GETSC	1971/03	2011/05
9 島根	1号	BWR	439	中国電力	HITACHI	1974/03	2015/04
10 美浜	2号	PWR	470	関西電力	MHI	1972/07	2015/04
11 女川	1号	BWR	498	東北電力	TOSHIBA	1984/06	2018/10
12 玄海	1号	PWR	529	九州電力	MHI	1975/10	2015/04
13 玄海	2号	PWR	529	九州電力	MHI	1981/03	2019/02
14 伊方	1号	PWR	538	四国電力	MHI	1977/09	2016/05
15 伊方	2号	PWR	538	四国電力	MHI	1982/03	2018/10
16 福島第一	2号	BWR	760	東京電力	GE/T	1974/07	2011/05
17 福島第一	3号	BWR	760	東京電力	TOSHIBA	1976/03	2011/05
18 福島第一	4号	BWR	760	東京電力	HITACHI	1978/10	2011/05
19 福島第一	5号	BWR	760	東京電力	TOSHIBA	1978/04	2013/12
20 福島第一	6号	BWR	1,067	東京電力	GE/T	1979/10	2013/12
21 福島第二	1号	BWR	1,067	東京電力	TOSHIBA	1982/04	2019/07
22 福島第二	2号	BWR	1,067	東京電力	HITACHI	1984/02	2019/07
23 福島第二	3号	BWR	1,067	東京電力	TOSHIBA	1985/06	2019/07
24 福島第二	4号	BWR	1,067	東京電力	HITACHI	1987/08	2019/07
25 大飯	1号	PWR	1,120	関西電力	WH	1979/03	2017/10
26 大飯	2号	PWR	1,120	関西電力	WH	1979/12	2017/10

福島第一原発事故後に廃炉が決まった原発

出所： "Nuclear Power Reactors in the World", IAEA, 2017 Edition をもとにワンダーニュースが情報を更新¹⁸

NSSS サプライヤー： 発電プラントメーカーおよび重電メーカー

MHI=三菱重工、GE=ゼネラルエレクトリック、WH=ウェスティングハウス

PWR=加圧水型原子炉、BWR=沸騰水型原子炉、ABWR=改良型 BWR

日本原電=日本原子力発電

¹⁸ 2019 年 9 月末現在

表 7 実用発電用原子炉（日本）

発電所	号機	炉型	出力 (MW)	運営者	NSSS	運転開始	再稼働	運転延長	認可/再稼働	工事 着工
					サプライヤー			認可	日	
1 高浜	1号	PWR	780	関西電力	WH/MHI	1974/11		○	2016/06	1970/04
2 高浜	2号	PWR	780	関西電力	MHI	1975/11		○	2016/06	1971/03
3 美浜★	3号	PWR	780	関西電力	MHI	1976/12		○	2016/11	1972/08
4 高浜	3号	PWR	830	関西電力	MHI	1985/01	○		2017/06	1980/12
5 高浜	4号	PWR	830	関西電力	MHI	1985/06	○		2017/05	1981/03
6 大飯	3号	PWR	1,127	関西電力	MHI	1991/12	○		2018/03	1987/10
7 大飯	4号	PWR	1,127	関西電力	MHI	1993/02	○		2018/05	1988/06
8 川内	1号	PWR	846	九州電力	MHI	1984/07	○		2015/08	1979/12
9 川内	2号	PWR	846	九州電力	MHI	1985/11	○		2015/10	1981/10
10 玄海	3号	PWR	1,127	九州電力	MHI	1994/03	○		2018/03	1988/06
11 玄海	4号	PWR	1,127	九州電力	MHI	1997/07	○		2018/06	1992/07
12 伊方★	3号	PWR	846	四国電力	MHI	1994/12	○		2016/08	1990/10
13 島根	2号	BWR	789	中国電力	HITACHI	1989/02				1985/02
14 島根	3号	BWR (ABWR)	1,325	中国電力	HITACHI	未定				2007/10
15 浜岡	3号	BWR	1,056	中部電力	TOSHIBA	1987/08				1983/04
16 浜岡	4号	BWR	1,092	中部電力	TOSHIBA	1993/09				1989/10
17 浜岡	5号	BWR (ABWR)	1,325	中部電力	TOSHIBA	2005/01				2000/07
18 柏崎刈羽	1号	BWR	1,067	東京電力	TOSHIBA	1985/09				1980/06
19 柏崎刈羽	2号	BWR	1,067	東京電力	TOSHIBA	1993/08				1989/03
20 柏崎刈羽	3号	BWR	1,067	東京電力	HITACHI	1994/08				1990/03
21 柏崎刈羽	4号	BWR	1,067	東京電力	HITACHI	1990/04				1985/06
22 柏崎刈羽	5号	BWR	1,067	東京電力	TOSHIBA	1990/09				1985/11
23 柏崎刈羽	6号	BWR (ABWR)	1,315	東京電力	TOSHIBA	1996/11	△		2017/10/未定	1992/11
24 柏崎刈羽	7号	BWR (ABWR)	1,315	東京電力	HITACHI	1997/07	△		2017/10/未定	1993/07
25 女川	2号	BWR	796	東北電力	TOSHIBA	1995/07	△		2019/11/未定	1991/04
26 女川	3号	BWR	796	東北電力	TOSHIBA	2002/01				1998/01
27 東通★	1号	BWR	1,067	東北電力	TOSHIBA	2005/12				2000/11
28 東海第二★	—	BWR	1,060	日本原電	GE	1978/11	△		2018/09/未定	1973/10
29 敦賀★	2号	PWR	1,108	日本原電	MHI	1987/02				1982/11
30 泊	1号	PWR	550	北海道電力	MHI	1989/06				1985/04
31 泊	2号	PWR	550	北海道電力	MHI	1991/04				1985/06
32 泊	3号	PWR	866	北海道電力	MHI	2009/12				2004/11
33 志賀	1号	BWR	505	北陸電力	HITACHI	1993/07				1989/07
34 志賀	2号	BWR (ABWR)	1,108	北陸電力	HITACHI	2006/03				2001/08

出所： "Nuclear Power Reactors in the World", IAEA, 2017 Edition をもとにワンダーニュースが情報を更新¹⁹

△：原子力規制委員会の安全審査に合格しているが、再稼働日の見通しが立っていない原発。

★：原子炉が一基のみの原発

¹⁹ 2019 年 11 月末現在

原発が突きつける課題

表 8 電気事業者（日本） 設備投資の動向

		→2013/7/8 原発の新規制基準の導入								
(10億円)									3/2013-3/2019	
	3/2012	3/2013	3/2014	3/2015	3/2016	3/2017	3/2018	3/2019	総額	伸び率 (%)
原子力										
関西電力	NA	61.4	104.8	93.3	84.2	72.4	98.7	148.9	663.6	20.5
九州電力	45.6	24.7	93.0	77.7	70.1	72.9	98.9	104.9	542.0	35.8
北海道電力	11.2	12.7	45.2	45.3	32.4	46.6	19.2	10.4	211.9	25.9
東京電力	128.0	101.9	76.3	232.2	285.5	213.7	186.7	171.3	1,267.6	19.4
東北電力	24.3	22.5	36.7	30.6	NA	NA	NA	NA	NM	NM
電源										
四国電力	25.6	25.5	33.2	32.6	55.0	33.8	40.4	41.2	261.7	26.0
北陸電力	20.8	28.3	28.6	84.5	68.9	60.7	57.7	48.9	377.7	11.4
中国電力	83.2	50.7	69.9	85.7	121.7	87.3	134.7	106.0	656.2	9.7
東北電力	157.2	159.1	124.9	115.0	135.1	115.1	110.1	110.2	869.6	0.5
中部電力	128.3	167.2	110.9	116.9	126.9	125.1	134.9	116.9	898.8	-4.3

出所：有価証券報告書

原子力発電への各電力事業者の設備投資額は、2013年7月に新規規制基準が導入された2014年3月期以降、急激に増加し、前の期（2013年3月期）の2～4倍に膨らんでいる（表8）。原発の設備投資額を開示している4社の2013年3月期から2019年3月期までの7年間の設備投資額の年平均伸び率は25%だ。再稼働しても、原発の安全対策に終わりはない。日本の原発はすべて沿岸部に立地する。地球温暖化により海面上昇のペースが加速すれば、被害を未然に防ぐための新たな対策が事業者に求められる可能性がある。

原発関連の巨額の設備投資が電気事業者の財務基盤に少なからず影響を与えている（表9）。過去数年間フリー・キャッシュ・フロー（以下、FCF）がマイナスで推移する事業者が複数ある。要因は主に3つ。

- （1）利益が伸びていないこと、
- （2）再稼働に向けた安全対策やテロ対策施設など高水準の設備投資（資本的支出）が数年間続いていること、
- （3）投資回収の見通しが立たないことだ。

借入金の返済が進まず、設備投資の資金を有利子負債に依存し続ければ債務

がさらに膨らむ悪循環から抜け出せない。電気事業者が民間企業として存続するには、経営体力や事業者管内の自然環境特性に応じた電源の組み合わせを模索するといった柔軟な発想があってもいいのではないだろうか。

表9 電気事業者の財務状況（日本）

財務比率

順位*	電力会社	3/2012	3/2013	3/2014	3/2015	3/2016	3/2017	3/2018	3/2019
DEレシオ（倍）									
再稼働									
1	九州電力	2.8	5.2	6.3	7.4	6.5	5.8	5.0	4.9
2	関西電力	2.5	3.3	3.6	4.1	3.3	2.9	2.5	2.5
3	四国電力	2.1	2.6	2.6	2.4	2.5	2.3	2.2	2.2
再稼働の審査中									
1	北海道電力	2.9	5.9	8.8	6.9	6.5	6.8	6.6	6.0
2	中国電力	2.7	2.9	3.1	3.2	3.2	3.5	3.6	3.9
3	北陸電力	2.4	2.5	2.7	2.5	2.8	2.9	3.0	3.0
4	東北電力	3.9	4.7	4.4	3.4	3.1	3.2	3.0	2.8
5	東京電力	10.2	7.0	4.8	3.3	3.0	2.6	2.3	2.1
6	中部電力	1.9	2.2	2.3	1.9	1.6	1.6	1.5	1.6
自己資本比率（％）									
再稼働									
1	九州電力	19.7	11.9	10.5	9.0	10.1	12.0	13.4	13.3
2	関西電力	20.1	16.5	15.3	13.4	15.9	19.3	20.8	20.9
3	四国電力	23.8	20.6	20.6	21.5	20.4	23.3	23.5	23.6
再稼働の審査中									
1	北海道電力	19.5	10.8	7.6	9.8	10.2	10.3	10.5	11.1
2	中国電力	22.2	21.1	13.2	13.0	12.7	12.6	12.3	11.6
3	東北電力	13.9	11.3	12.6	14.6	15.2	16.8	17.3	17.9
4	北陸電力	24.5	23.7	22.6	22.7	21.5	20.8	19.8	19.9
5	東京電力	5.1	7.5	10.5	14.6	16.1	19.1	21.1	22.6
6	中部電力	26.8	24.7	24.2	26.1	28.9	31.1	31.3	29.7

財務データ

（10億円）

順位*	電力会社	3/2012	3/2013	3/2014	3/2015	3/2016	3/2017	3/2018	3/2019
営業収益									
再稼働									
1	関西電力	2,811.4	2,859.1	3,327.5	3,406.0	3,245.9	3,011.3	3,133.6	3,307.7
2	九州電力	1,508.1	1,545.9	1,791.2	1,873.5	1,835.7	1,827.5	1,960.4	2,017.2
3	四国電力	592.1	561.8	636.3	664.3	654.0	684.5	731.8	737.3
再稼働の審査中									
1	東京電力	5,349.4	5,976.2	6,631.4	6,802.5	6,069.9	5,357.7	5,850.9	6,338.5
2	中部電力	2,449.3	2,649.0	2,842.2	3,103.6	2,854.0	2,603.5	2,853.3	3,035.1
3	東北電力	1,684.9	1,792.7	2,038.9	2,182.1	2,095.6	1,949.6	2,071.4	2,244.3
4	中国電力	1,181.3	1,199.7	1,256.1	1,299.6	1,231.6	1,200.4	1,315.0	1,377.0
5	北海道電力	634.4	583.0	630.3	692.9	724.1	702.8	733.1	752.2
6	北陸電力	495.1	492.5	509.6	532.8	544.6	542.6	596.3	622.9
当期利益									
再稼働									
1	関西電力	-242.3	-243.4	-97.4	-148.1	141.5	140.8	152.5	115.7
2	九州電力	-166.4	-332.5	-96.1	-114.7	73.5	79.3	86.7	31.0
3	四国電力	-9.4	-42.9	-3.3	10.3	11.1	11.3	19.7	17.0
再稼働の審査中									
1	東京電力	-78.1	-685.3	438.6	451.6	140.8	132.8	318.1	232.4
2	中部電力	-66.7	-32.2	-65.3	38.8	169.7	114.7	74.4	79.4
3	東北電力	-231.9	-103.7	34.3	76.5	97.3	69.9	47.2	46.5
4	北海道電力	-72.1	-132.8	-63.0	2.9	21.3	8.8	16.6	22.4
5	中国電力	2.5	-22.0	-9.4	33.9	27.1	11.3	20.7	11.4
6	北陸電力	-5.3	0.1	2.5	9.0	12.9	-0.6	-0.5	2.5

出所：有価証券報告書、財務比率はワンダーニュース

*2019年3月期を基準にした順位

5. 将来の見通し

本来、電力需要の伸びが原発の新增設および既存の原子炉の存続・廃止の決定を左右する。先進国では電力需要が伸び悩む。実際、米国では運転期間の延長満了前に原子炉の廃止を表明する原発事業者が増えている。ドイツは原発の段階的な廃止を、フランスは原発への依存度を減らす方針を明確に打ち出している。一方、中国、インドおよび中東では原発の新增設計画が増える見込みだ。先進国に比べ、これらの国々および地域では高い経済成長と人口増加に伴う電力需要の急増に対応するため原発の導入が進むとみられる。

先進国の原発の状況を見るかぎり、電力料金を引き上げるか政府（地方自治体を含む）の支援がなければ原発の運転継続どころか原発事業者の存続すら危うい。二酸化炭素を排出しない原発の技術的なメリットよりも、むしろ原発事故のリスク、巨額のコスト、核のごみの処分など原発のデメリットの方が大きい。

日本では原発の維持が「目的」と化しており、経済性についての踏み込んだ議論がなされないまま引き続き原子力発電に大きく依存する方針が示されている。再生エネをはじめ新たな電源開発の進展も見られない。電源の選択肢を広げながら安全で、経済的で、環境負荷が少なく、かつ持続可能なエネルギー政策の実現にむけた現実的な方向性が示せるかが問われている。

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

- World Nuclear Association, "Economics of Nuclear Power", updated April 2019
<https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
- World Nuclear Association, "World Nuclear Performance Report 2019", August 19, 2019, p.3
- "The World Nuclear Industry Status Report 2018", Sept.6, 2018, p.59,
<https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/20180902wnsr2018-hr.pdf>
- Framanville: World nuclear news
<http://www.world-nuclear-news.org/NN-Flamanville-EPR-timetable-and-costs-revised-0309154.html>
- Taishan 1&2: Neutron Bytes, "EDF's flagship EPR enters revenue service in Taishan", December 16, 2018
- Hinkley Point C (HPC): National Audit Office, "Hinkley Point C", 23 June 2017
<https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2017/06/Hinkley-Point-C>.
- EIA, "How many nuclear power plants are in the United States, and where are they located?" <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=207&t=3>
- U.S. Energy Information Administration,
<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=207&t=3>
- NEI, "Nuclear Power Outlook", May 2018, p.2, p.3
- Congressional Research Service, "Nuclear Energy Overview of Congressional Issues", updated Nov. 14, 2019, p.3, p.10
- Congressional Research Service, "21st Century U.S. Energy Sources: A Primer", updated Nov. 5, 2018, p.21,
<https://fas.org/sgp/crs/misc/R44854.pdf#search=%2721st+centur+u.s.+energy+sources%27>
- Mark Holt and Anthony Andrews, Congressional Research Service, "Nuclear Power Plant Security and Vulnerabilities", updated Jan.3, 2014, p1, and "Force on Force Exercise", p.7,
<https://fas.org/sgp/crs/homsec/RL34331.pdf#search=%27nuclear+power+plant+security+and+vulnerabilities%27>
- Nuclear Energy Institute, "Nuclear Costs in Context", October 2018, p.2
- <http://www.usclimatealliance.org/about-us>
- EIA, "Annual Energy Outlook 2019 with Projections to 2050", Jan.24, 2019, p.98, p.105