

# 原子炉の閉鎖防止を巡る政策議論とその課題

- GHG 排出削減の観点から（米国ニューヨーク州・スウェーデンの事例） -

鈴木 敦彦<sup>1</sup>

## 要旨

米国ニューヨーク州では、天然ガス価格の下落による卸電力価格の低下を主因に、原子力発電の収益性が悪化し、一部の原子炉の閉鎖が決定した。しかし、温室効果ガス排出削減に積極的で、閉鎖による排出量増加を懸念した同州が閉鎖防止策を検討。その結果、低炭素電源としての原子力発電の価値を評価し、その対価を支払う **Zero Emission Credit** 制度が創設され、閉鎖が決定されていた原子炉が運転継続する見込みとなった。スウェーデンでは、水力発電量の増加による卸電力価格の低下や、原子力発電に対する課税の強化等により原子炉の収益性が悪化し 4 基の閉鎖が決定。しかし、同じく排出量増加への懸念を背景に、与野党 5 党の政策合意により脱原子力政策が撤回され、原子力に対する課税が撤廃されることとなった。これによって前述 4 基の閉鎖決定が撤回されることはなかったものの、残る原子炉の運転継続には追い風となった。

両事例とも、温室効果ガス排出増への懸念から原子炉の閉鎖防止を目的とした政策措置が取られ、閉鎖防止に一定の効果を挙げた。しかし、市場における現実（経済性の悪化）に対して、排出削減目標の設定・実行という側面から政策措置の議論が行われたものの、そのタイミングとして後手に回った形である。自由化市場において多くの原子炉を有し、同時に温室効果ガス排出削減にコミットしている点で両国・州と共通する日本にとって、両事例は温室効果ガス排出削減における原子炉の位置付けを整理しておくことの重要性を示唆している。

## 1. はじめに

2016 年末現在、世界全体で 448 基の商業用原子炉が運転している。2007 年から 2016 年までの 10 年間に運転開始<sup>2</sup>から 40 年を迎えた炉は 79 基存在し、その内 44 基は米国に立地している。それらの炉の多くについては、良好な運転実績等を背景に、運転延長が盛んに実施されてきた。

しかしながら、上記 10 年間の終盤、2015 年から 2016 年にかけては、米国を中心に原子炉の閉鎖<sup>3</sup>報道が多く飛び交った時期であった。そして、その閉鎖のほとんどが「収益性の悪化」を理由とするものであった。自由化された電力市場下で運転し収益を得ている原子

<sup>1</sup>（一財）日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット 原子力グループ

<sup>2</sup> 運転開始の定義については図 2 の脚注参照

<sup>3</sup> 本稿では恒久閉鎖を指す

炉にとって、「収益性」は運転を継続するか否かの判断をするうえで最も重要なファクターであり、その判断は通常、当該原子炉を所有する事業者によって行われる。しかしながら、原子炉の閉鎖が立地国・州のエネルギーセキュリティや温室効果ガス（以下、GHG）排出量等に与える影響の大きさから、閉鎖の是非等を巡って議論が行われる例も少なくない。

そうした中、いずれも自由化された電力市場を有している米国ニューヨーク州（以下、NY 州）及びスウェーデンでは、2015 年から 2016 年にかけて、収益性の悪化による原子炉の閉鎖決定という状況が発生し、その対応策等についての議論が行われた。その結果、NY 州では、低炭素電源としての原子力発電の価値を評価し、その対価を支払う Zero Emission Credit（以下、ZEC）制度が創設され、スウェーデンでは原子力発電に対する課税の撤廃等がなされた。両国・州におけるこれらの政策措置の実施決定は、GHG の排出削減における原子力発電の位置付け等を考えるうえで注目される事例である。本稿では、両国・州の電力市場の状況や原子炉の閉鎖理由を確認しながら、政策措置の内容及び実施決定に至った背景等について考察する。

## 2. NY 州

### 2-1. 概観

NY 州の発電電力量の規模は全米第 7 位であり、日本に即せば関西電力の発受電電力量とほぼ同程度である。同州の発電電力量構成の推移を図 1 に示す。2015 年時点で天然ガスが最大シェア（41%）を占めており、原子力（32%）、水力（19%）、再エネ（5%）、石炭（2%）、石油（1%）という構成になっている。

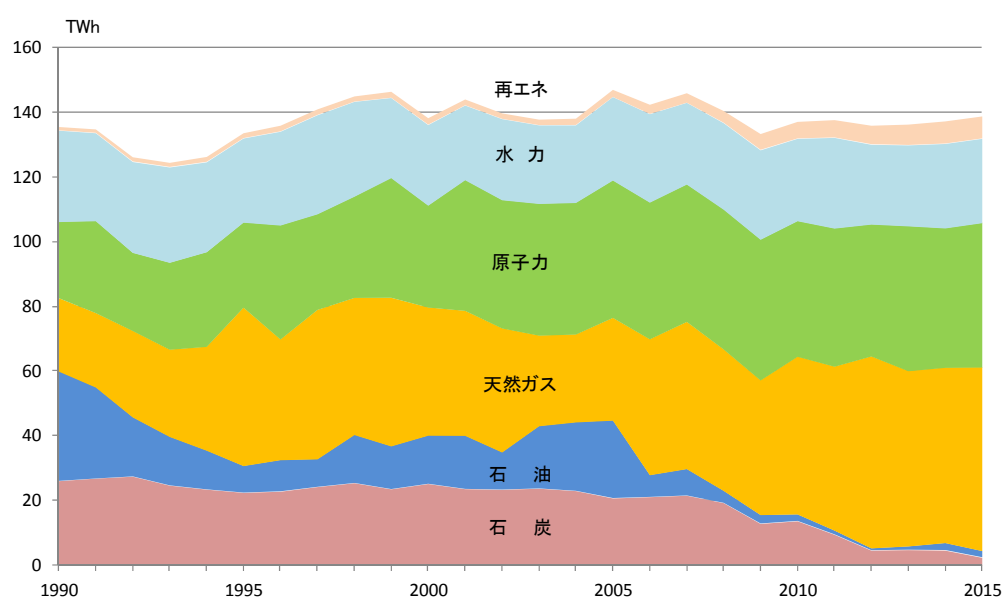


図 1 NY 州の発電電力量構成の推移

（出所）米国 Energy Information Administration

NY 州に立地する運転中原子炉の一覧を図 2 に示す。4 発電所・6 基が立地し、6 基のうち 5 基の運転年数が 2016 年末時点で 40 年以上と経年化が進んでいるが、至近 5 か年の平均稼働率はいずれも 90%以上であり、運転実績は良好である。しかし、2015 年頃から事業者による閉鎖決定が相次いでいる。

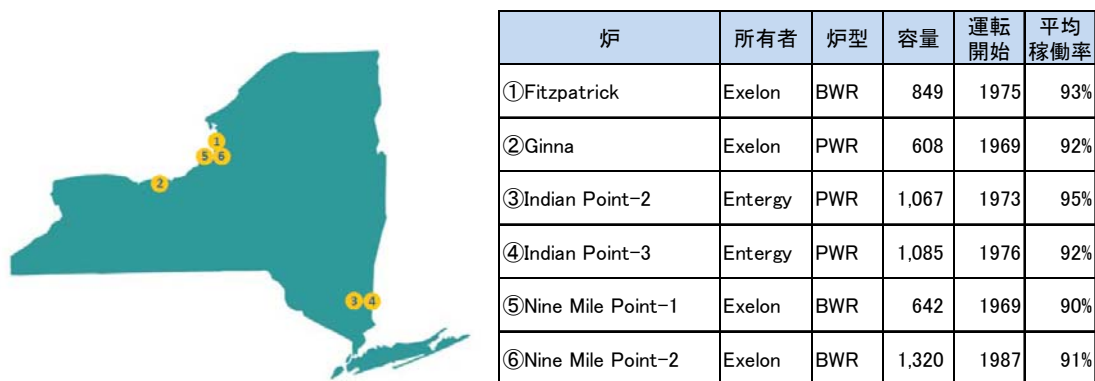


図 2 NY 州の運転中原子炉一覧<sup>4</sup>

(出所) NEI、IAEA Power Reactor Information System (PRIS)、事業者 HP

## 2-2. 原子炉の閉鎖決定

### (a) Fitzpatrick 発電所

Fitzpatrick 発電所は Entergy が所有していたが、卸電力価格の低下等により収益性が悪化。Entergy は、閉鎖による雇用や GHG 排出量等への影響の観点から、NY 州政府に運転継続のための支援を要請してきたものの、進展が見られなかったことから、2015 年 10 月、同発電所を 2017 年初頭までに閉鎖すると発表した<sup>5</sup>。収益性悪化の要因として同社が挙げた内容は以下のとおり。

- 天然ガス価格の下落による卸電力価格の低下
- 供給安定性が高く、再エネと同様に carbon-free 電源である原子力発電所に対する市場評価の不備
- 安全対策等に要するコストの増大
- 同発電所の電力供給地域における供給過剰と需要低迷

### (b) Ginna 発電所

Ginna 発電所は元々 Rochester Gas and Electric (RG&E) が所有していたが、2004 年に Constellation Energy Nuclear Group が買収。その際、同発電所の発電量の 90%を 10 年間 RG&E

<sup>4</sup> 炉名の丸数字は立地図に対応。容量は MW・グロス。運転開始年は IAEA PRIS の First grid connection の年とし、平均稼働率は同 HP に記載の Load factor の 5 か年単純平均（2011 年～2015 年）とした

<sup>5</sup>

<http://www.entergynewsroom.com/latest-news/entergy-close-jamesfitzpatrick-nuclear-power-plant-central-new-york/>

が購入する内容の電力売買契約（Power Purchase Agreement: PPA）を締結していた。しかし、同契約は 2014 年 6 月末で失効。発電量の全てが卸電力市場での入札となり、運転継続に要するコストを回収できなくなることが予想された。そのため、Constellation Energy Nuclear Group を 2012 年に買収し、Ginna 発電所の所有者となっていた Exelon は、PPA の失効後に同発電所を閉鎖する意向であると報じられた。

これに対して、同発電所の閉鎖による影響を調査していた NY 州の独立系統運用機関（New York Independent System Operator: NYISO）は、2014 年 5 月の報告書において、同発電所の閉鎖によって 2015 年～2018 年における NY 州の電力系統の信頼度が低下すると結論づけた<sup>6</sup>。これを受けて同年 11 月、NY 州公益事業委員会（New York State Public Service Commission: NYPSC）は、RG&E と Exelon に対して、信頼度支援サービス協定（Reliability Support Service Agreement: RSSA）の締結交渉を行うよう指示した<sup>7</sup>。

2015 年 2 月、両社は、RG&E が Exelon に対して、同発電所の運転継続に要するコストと卸電力価格の予測に基づき、2015 年 4 月から 2018 年 9 月までの 42 か月間、毎月約 1,750 万ドルを支払うことなどで合意した。その後、連邦エネルギー規制委員会（Federal Energy Regulatory Commission: FERC）の審査を受けて修正が加えられた結果、期間は 2015 年 4 月から 2017 年 3 月までの 24 か月間に短縮され、支払いは実際の卸電力価格に基づき 4.25 億～5.1 億ドルを 1 回だけ行う形に変更となった。最終的に 2016 年 3 月に FERC が同協定を承認した<sup>8</sup>。これを受け、Exelon は RSSA の期間内は運転を継続するものの、それ以降の運転継続は不透明であるとした。

### 2-3. 原子炉の収益性

次に、閉鎖の理由となった原子炉の収益性について分析する。各炉レベルの発電コストは公開されていないが、米国を中心とする原子力産業の団体である原子力エネルギー協会（Nuclear Energy Institute: NEI）が、全米平均のデータを公表している（図 3）。

<sup>6</sup>

[http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets\\_operations/services/planning/Planning\\_Studies/Reliability\\_Planning\\_Studies/Additional%20Reliability%20Studies/Exelon\\_ARS\\_Final\\_Report-Redacted.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/services/planning/Planning_Studies/Reliability_Planning_Studies/Additional%20Reliability%20Studies/Exelon_ARS_Final_Report-Redacted.pdf)

<sup>7</sup> 信頼度支援サービスとは、通常、発電事業者が運転継続による収益が見込めないものの、系統の信頼度を保つために運転を継続することを指す。RSSA は、その際に、運転継続に要するコストを保証（運転継続に要するコストと卸電力価格との差額を補填）するもの。

<sup>8</sup> <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20160301175159-ER15-1047-000.pdf>

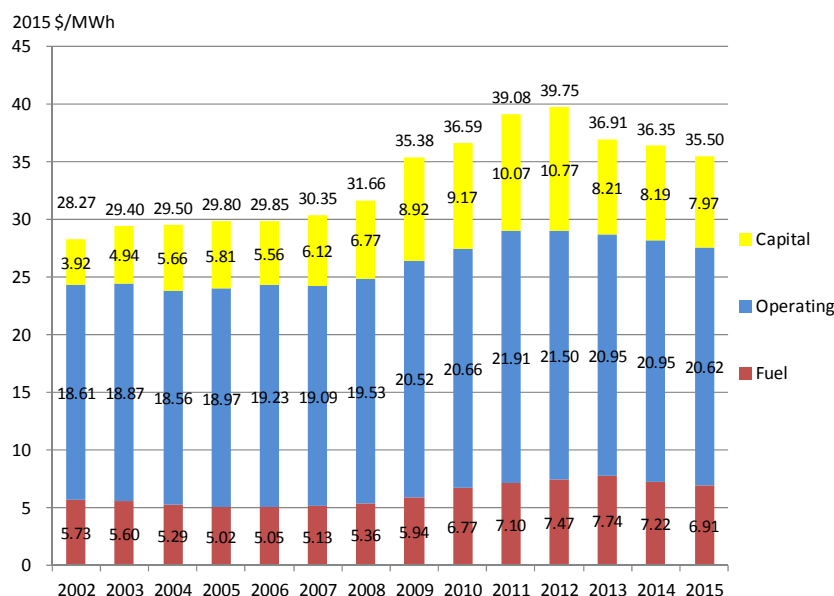


図 3 米国の既設原子炉の平均発電コスト

(出所) NEI

NEI 資料によれば、既設原子炉の平均発電コストは、2015 年時点で\$35.50/MWh である<sup>9</sup>。平均発電コストは、2012 年にかけて Capital コストを中心に上昇しており、原子炉の収益性低下の一因となっている。本稿では詳しく触れないが、NEI は、発電コストの上昇要因を精査したうえで、原子炉の安全性維持・向上を前提としながら、対 2012 年比で 30%のコスト削減（\$28/MWh まで削減）を達成するという目標を掲げている<sup>10</sup>。

一方、NYISO における卸電力価格は、図 4 に示すとおり、2014 年から 2015 年にかけて大幅に下落している（棒グラフ・左軸）。図 3 に示した既設原子炉の平均発電コストの変動幅（約\$11/MWh）と比較すると、卸電力価格の変動幅は非常に大きい。NYISO の報告書によれば、同卸電力市場では天然ガス火力が限界電源となっており、卸電力価格の下落は、主としてシェール革命の影響による天然ガス価格の下落（折れ線グラフ・右軸）に起因している<sup>11</sup>。

<sup>9</sup> \$1=120 円で換算すると、4.26 円/kWh

<sup>10</sup>

[https://www.nei.org/CorporateSite/media/filefolder/Communication-Tools/Delivering%20the%20Nuclear%20Promise/Strategic-Plan\\_Delivering-The-Promise\\_r1\\_rtm.pdf?ext=.pdf](https://www.nei.org/CorporateSite/media/filefolder/Communication-Tools/Delivering%20the%20Nuclear%20Promise/Strategic-Plan_Delivering-The-Promise_r1_rtm.pdf?ext=.pdf)

<sup>11</sup>

[http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets\\_operations/documents/Studies\\_and\\_Reports/Reports/Market\\_Monitoring\\_Unit\\_Reports/2016/NYISO\\_2016\\_SOM\\_Report\\_5-10-2017.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Studies_and_Reports/Reports/Market_Monitoring_Unit_Reports/2016/NYISO_2016_SOM_Report_5-10-2017.pdf)

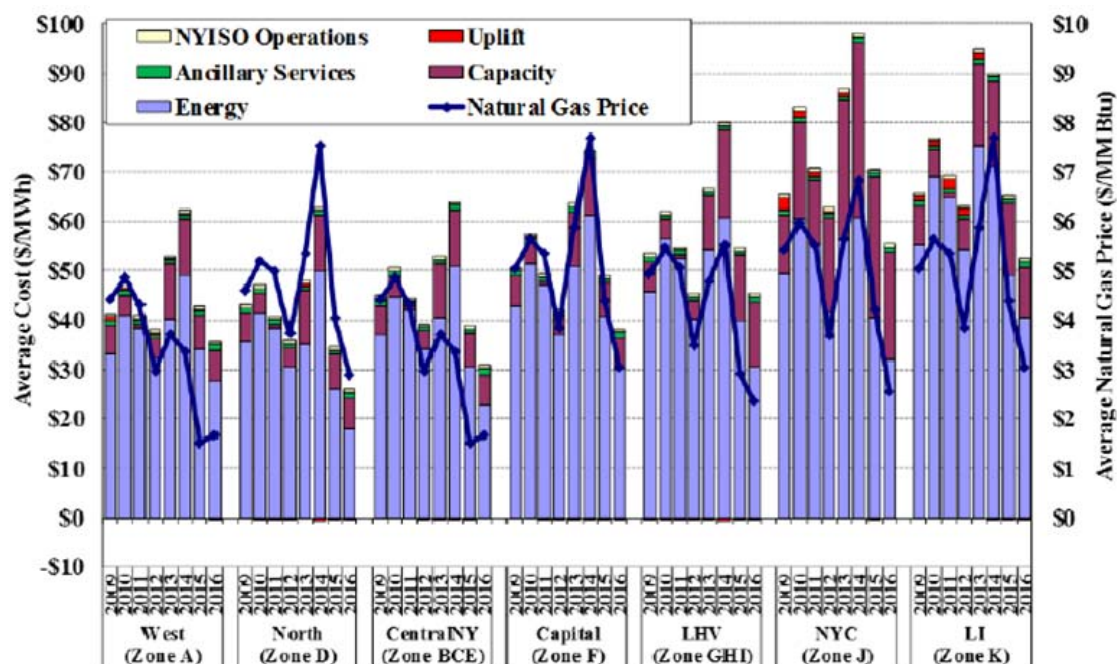


図 4 NYISO のエリア別平均電力価格 (Average all-in price)

(出所) NYISO

Fitzpatrick、Ginna、Nine Mile Point 発電所が立地している Central NY エリア（図 4 左から 3 番目）の 2016 年の平均卸電力価格は、容量価格を含めて \$30/MWh 程度と非常に低い水準となっている。特に、シングルプラント<sup>12</sup>で容量も比較的小さい Fitzpatrick、Ginna 発電所は 2015 年～2016 年のような厳しい市況下では、トラブルなく高い稼働率で運転しても収益を得ることは困難であると見られる。

#### 2-4. ZEC 制度の創設

こうした状況下で、NY 州政府によって ZEC 制度が創設された。以下では創設に至る経緯について述べる。

NY 州はかねてから GHG 排出削減の取組に積極的であったが、2014 年、クオモ知事は GHG 排出削減を目的に、エネルギー効率の改善と再エネの拡大を目指す戦略である REV (Reforming the Energy Vision) を発表し、注目を集めた。2015 年 11 月にはその一環として 2015 New York State Energy Plan を制定。2030 年までを期限に次の野心的目標を掲げた<sup>13</sup>。

- GHG 排出量 1990 年比 40%削減
- 再エネ発電比率 50%（水力を含む）
- 建築物のエネルギー消費量 2012 年比 23%削減

<sup>12</sup> 同一サイト内に原子炉が 1 基しかないこと。一般的に、複数基ある場合よりも発電単価は高くなる

<sup>13</sup> <https://energyplan.ny.gov/Plans/2015.aspx>

折しも、上記目標の発表された 2015 年 11 月は、2-2 で述べたとおり、Fitzpatrick や Ginna といった州内の原子炉の閉鎖が取り沙汰された時期であった。クオモ知事は、同年 12 月、上記目標を達成するための具体的な制度の構築を州政府に指示した文書の中で、原子炉の閉鎖によって GHG 排出量が増加すれば、「州の再エネプログラムによって達成される排出削減が無駄になる」とし、州北部の原子炉<sup>14</sup>の閉鎖防止策の実施を併せて指示した<sup>15</sup>。

同知事の指示を受け、NY 州政府はまずコンサル会社 Brattle Group に原子炉の閉鎖影響に関する分析を依頼。同社は 2015 年 12 月に公表した報告書<sup>16</sup>において、州北部の原子炉 4 基が運転を継続することの効果について、次のように分析している。

- 州の GDP に約 31.6 億ドル貢献
- 州内の 24,800 人分のフルタイム雇用を維持（直接及び二次的雇用）
- 2015 年ドル換算で年間 17 億ドル、今後 10 年間で同 150 億ドル程度、電力価格を低減
- 州にネットで年間 1 億 4,400 万ドルを納税
- 年間約 1,600 万トン CO<sub>2</sub> 排出量を削減

同報告書の内容を踏まえ、翌 2016 年 1 月、NY 州政府は、GHG 排出削減のための政策を定めた CES（Clean Energy Standard）の草案の中で、再エネの普及促進策と併せて、原子炉の閉鎖防止策である ZEC 制度の創設を規定。同制度は、州北部の原子炉を、発電時に GHG を排出しない Zero emission 電源と位置付け、その発電量に一定額のクレジットを与えることにより、原子炉の閉鎖を防止するというものであった。その後、詳細な制度設計及びパブコメや NYPSC による修正を経て、同年 8 月に ZEC 制度を含む CES は成立した。



図 5 ZEC 制度の成立を祝う人々

（出所）World Nuclear News (WNN) 2017 年 8 月 2 日付け記事”New York approves Clean Energy Standard”

<sup>14</sup> 2-5(b)及び 2-7 参照

<sup>15</sup> [https://www.governor.ny.gov/sites/governor.ny.gov/files/atoms/files/Renewable\\_Energy\\_Letter.pdf](https://www.governor.ny.gov/sites/governor.ny.gov/files/atoms/files/Renewable_Energy_Letter.pdf)

<sup>16</sup>

<http://www.brattle.com/news-and-knowledge/news/report-by-brattle-economists-finds-upstate-new-york-s-nuclear-power-plants-contribute-over-3-billion-to-state-s-gdp>



## 2-5. ZEC 制度の概要

### (a) 期間

2017 年 4 月 1 日から 2029 年 3 月 31 日までの 12 年間を、2 年毎に 6 つの期間 (Tranche) に区分し、期間毎に補助額を算定。

- 第 1 期間：2017 年 4 月 1 日～2019 年 3 月 31 日  
(この間、2 年毎に 1 期間)
- 第 6 期間：2027 年 4 月 1 日～2029 年 3 月 31 日

### (b) 対象

- 州北部に立地する Fitzpatrick、Ginna、Nine Mile Point の 3 発電所が対象
- 州南部の Indian Point 発電所は対象外<sup>17</sup>。

### (c) 買取額

- 対象発電所が発電した電力量に対するクレジットを ZEC と定義。ZEC は NY 州エネルギー研究開発局 (New York State Energy Research and Development Authority: NYSERDA) が買い取り、次の算定式で算定された額を補助する。

$$\text{① Social Cost of Carbon} - \text{② Baseline RGGI Effect} - \text{③ Amount Zone A Forecast Energy Price and ROS Forecast Capacity Price combined exceeds \$39/MWh} = \text{ZEC Price (\$/MWh)}$$

図 6 ZEC 算定式

(出所) NY 州政府 (丸数字は筆者加筆)

### ① Social Cost of Carbon (SCC)

- 省庁間作業グループが算定した「炭素の社会的費用」の予測値<sup>18</sup> (2015 年 6 月更新版)
- 第 1 期間については \$42.87/short ton を用いるが、第 2 期間以降は上昇していく。(下表)

表 1 SCC の予測値

Period	SCC
Tranche 2	\$46.79
Tranche 3	\$50.11
Tranche 4	\$54.66
Tranche 5	\$59.54
Tranche 6	\$64.54

(出所) NY 州政府

<sup>17</sup> 対象外の理由は、同発電所立地地域の電力価格が高く収益性が高いためとされているが、2-7 に述べる通り、同発電所の運転延長に反対する NY 州政府の政治的思惑があったものと推察される。

<sup>18</sup> 炭素の社会的費用をめぐる議論については 2-6 参照



## ②Baseline RGGI Effect

- NY 州等の 9 つの州が、電力部門の GHG 排出削減等のために創設した枠組みである RGGI (Regional Greenhouse Gas Initiative) において、CO<sub>2</sub> の cap & trade 等のプログラム実施で受取可能な額 (予測値) である\$10.41/short ton を ZEC から控除
- ①とは対照的に、第 2 期間以降も\$10.41/short ton で固定 (第 2 期間以降の上昇分は次の③に反映されるため)

## ③Amount Zone A Forecast Energy Price and ROS Forecast Capacity Price combined exceeds \$39/MWh

- NYISO の Zone A における電力価格と ROS (Rest of State: Zone A~F) における容量価格それぞれの予測値の合計が、基準価格\$39/MWh を上回る場合、上回った分を ZEC から控除。基準価格は第 1 期間の予測値であるため、第 1 期間の③の額は 0 となる
- 第 2 期間以降、\$39/MWh を上回る場合に控除のみがなされ、\$39/MWh 以下になっても ZEC に付加されることはない

以上の①～③より、第 1 期間における ZEC 価格は\$42.87－\$10.41=\$32.47/short ton となり、これを換算すると\$17.48/MWh となる。

## (d) 買取量の上限

- NYSERDA による ZEC 買取量の上限を、対象発電所全体で年間 27,618,000MWh に設定。対象 3 発電所のうち 1 つが閉鎖した場合、上限は 18,412,000MWh に減らされ、2 つが閉鎖した場合、上限は 9,206,000MWh に減らされる。
- 当該期間における対象発電所の発電量が ZEC 買取量の上限の 85%未満となった場合、次の期間における ZEC 買取量の上限は 1,000,000MWh 減らされる。次の期間において発電所のパフォーマンスが回復し発電量が上限以上となった場合は、その次の期間の買取量上限は元に戻される<sup>19</sup>。

(a)～(d)を踏まえると、制度開始直後の 1 年間 (2017 年 4 月 1 日～2018 年 3 月 31 日) に、対象の 3 発電所に支払われる総額は、最大で\$17.48/MWh×27,618,000MWh≒\$4.8 億となる。

## 2-6. ZEC 制度成立の影響

Ginna 及び Nine Mile Point 発電所を所有する Exelon は、ZEC 制度の成立によって収益の増加が見込まれることから、両発電所の運転を継続する意向を示している。一方、Entergy は、NY 州の対応は遅きに失したとして、当初の発表どおり Fitzpatrick 発電所を閉鎖することとしていたが、その後、Exelon との間で同発電所の売買交渉を実施。2017 年 3 月末に売

<sup>19</sup> 発電所の稼働率を高く保つためのインセンティブとして設定されている

却を完了している<sup>20</sup>。また、NEI は、ZEC 制度は原子力発電を低炭素電源として明確に位置付け、GHG 排出削減の観点からその閉鎖防止を図るものであると高く評価し、他の州にも同様の制度の導入を訴えている。他の州では、NY 州と同様に、収益性の低下から閉鎖が取り沙汰された原子炉を多く有し、その閉鎖防止策を検討してきたイリノイ州が、2016 年 12 月に類似の制度を成立させたほか、オハイオ州も導入を議論している。

なお、ZEC 制度に対しては、連邦地裁に訴訟が提起されている。2016 年 10 月、Dynegy、Eastern Generation、NRG Energy 等が、ZEC 制度は州をまたぐ電力取引を管轄する FERC の権限を侵害しているとして、NYPSC に同制度を撤回させるよう求め、NY 州南部連邦地方裁判所に提訴した。これに対して、NYPSC や Exelon 等は同地裁に訴えの棄却を求める申立を行っている。

また、ZEC 制度の構成要素の 1 つである SCC には、当初から複数の学者等によって批判がなされてきた<sup>21</sup>。SCC は、2009 年にオバマ政権の下で組織された「炭素の社会的費用に関する省庁間作業グループ」によって算定され、その後パブコメ等を経て、2015 年 6 月に最後の更新がなされ現在に至っているが、推計手法の妥当性や、推計手続きの透明性等に関して批判が起きており、2015 年には連邦議会下院で推計の妥当性に関する公聴会が開催されるなどしている。2017 年 3 月には、トランプ大統領が、同作業グループの解散や政策根拠としての SCC の使用中止を命じる大統領令を発している<sup>22</sup>。

一方、NY 州のクオモ知事は、2017 年 6 月のトランプ大統領によるパリ協定離脱の表明に對抗して、カリフォルニア州知事やワシントン州知事とともに、気候変動対策の一層の推進を目指す米国気候同盟（United States Climate Alliance）を結成するなど、気候変動対策の実施には強い意欲を見せており、同大統領や連邦政府の影響を受けて CES や ZEC 等の制度の見直しを行うことはないと思われる。しかし、SCC や気候変動対策を巡る議論は、今後、他の州において同様の制度の導入を検討する際などに、少なからず影響を与える可能性がある。

## 2-7. Indian Point 発電所の閉鎖

ZEC 制度成立後の動向には、もう 1 件、Indian Point 発電所の閉鎖決定がある。これは既に述べた他の発電所の閉鎖決定とは趣旨が異なるが、Entergy が NY 州での原子力発電事業から撤退する要因の 1 つとなった事案であると推察されるため、以下にその経緯を記す。

Indian Point 発電所は、NY 市の北部約 40km のハドソン川沿いに立地している。大都市である NY 市に近く、事故の際の影響が大きいと考えられることから、古くから発電所の運転

<sup>20</sup>

<http://www.entergynewsroom.com/latest-news/entergy-completes-sale-jamesfitzpatrick-nuclear-power-plant-exelon/>

<sup>21</sup> GHG 排出規制や SCC を巡る議論については、杉野綾子「アメリカ大統領の権限強化と新たな政策手段」（2017 年）を参照されたい

<sup>22</sup>

<https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2017/03/28/presidential-executive-order-promoting-energy-independence-and-economy-1>

に対する反対運動が起こされており、クオモ知事は、州の司法長官時代（2007 年～2010 年）から同発電所の運転延長に反対してきた。

Entergy は、2007 年 4 月に同発電所の運転延長認可（40 年を超えて 60 年まで）を原子力規制委員会（NRC）に申請した。これに対し、NY 州や複数の団体が、NRC に運転延長を認可しないよう提訴。NRC 内の機関である原子力安全・認可委員会が申立人にヒアリングを実施し、Entergy に説明を求めるなどのやり取りが続いていた。これとは別に、Entergy と NY 州は、州が権限を有する水質認可や沿岸域管理法に基づく認可の発給を巡って係争してきた。Entergy によれば、運転延長認可申請に要した費用は 10 年間で 2 億ドルに上る。

2017 年 1 月、Entergy と NY 州は最終的に、同社が Indian Point 発電所 2,3 号機をそれぞれ 2020 年 4 月 30 日、2021 年 4 月 30 日で閉鎖することと引き換えに、NY 州が運転延長認可に関する訴訟を撤回し、同社に水質認可及び沿岸域管理法に基づく認可を発給することなどで合意した<sup>23</sup>。

なお、2-5 で述べたとおり、同発電所は当初から ZEC 制度の対象外とされており、閉鎖による ZEC 制度への影響はない。

## 2-8. NY 州まとめ

NY 州において、2015 年頃から続いていた原子炉の閉鎖を巡る一連の動向は、結果的に、6 基のうち Exelon が所有する 4 基（うち 1 基は Entergy から買収）は運転を継続し、Entergy が所有する 2 基は 2021 年までに閉鎖することとなった。両社はともに、米国の一部の州で電力市場の自由化がなされた 2000 年前後から、原子力発電所を含む発電資産や発電事業者を合併・買収しながら成長してきた事業者であるが、両社で判断が分かれる形となった。Exelon は、イリノイ州でも州政府等への働きかけにより ZEC 制度に類似した制度の創設に成功し、NY 州、イリノイ州という自由化州で原子力発電事業を継続する意向を示している。一方、Entergy は、Indian Point 発電所の閉鎖の際に、自由化市場での発電事業からの撤退を表明している。

既に述べたとおり、NY 州は GHG 排出削減や、そのための再エネ普及拡大等に積極的な州として知られているが、その州が GHG 排出量の増加防止を目的として、原子力発電量に少なからぬ対価を支払う制度を創設したことは、原子力産業界を中心に大きな注目を集めている。一方で、各種報道では、ZEC 価格の算定方法の妥当性や、ZEC 制度の対象が結果的に Exelon 一社の所有発電所のみとなったことについて疑問視する意見も見受けられる。

本稿の主題からは逸れるが、トランプ政権の原子力政策の現状について簡潔に述べる。トランプ政権の原子力政策は発足当初から不透明であり、2017 年 1 月に公表された“America First Energy Plan”では原子力について何も言及されなかった。同年 5 月に連邦議会に提出されたトランプ政権の予算教書では、2018 会計年度のエネルギー省の原子力関連予算は 2016

<sup>23</sup>

<http://www.entergynewsroom.com/latest-news/entergy-close-jamesfitzpatrick-nuclear-power-plant-central-new-york/>

会計年度比 28.7%減の 7.03 億ドルとされた<sup>24</sup>。既設炉の閉鎖防止に関する予算措置が組み込まれなかっただけでなく、新設や研究開発の支援に関する予算も減額されており、原子力産業界は「原子力分野における米国のリーダーシップ維持には不十分である」と批判している。同年 6 月、トランプ大統領はエネルギー政策に関する演説において、「原子力を復活させ、拡大する」と宣言し、そのために原子力に関する包括的なレビューを実施すると述べた<sup>25</sup>。しかしながら、レビューの内容は明確ではなく、復活・拡大についても予算の減額要求とは矛盾する内容となっており、政策の具体化が待たれている。

### 3. スウェーデン

#### 3-1. 概観

スウェーデンの発電電力量は、前述の NY 州を少し上回る規模である。同国の発電電力量構成の推移を図 7 に示す。北部に豊富な水力資源を有しており、水力発電が最大のシェアを占めてきた。1970 年代～80 年代の電力需要の伸びを化石燃料ではなく原子力でカバーした結果、2015 年時点で水力（46%）、原子力（35%）、再エネ（17%）という構成になっている。化石燃料による発電は合計で 2%程度であり、発電に関してほぼ Zero Emission を達成している。

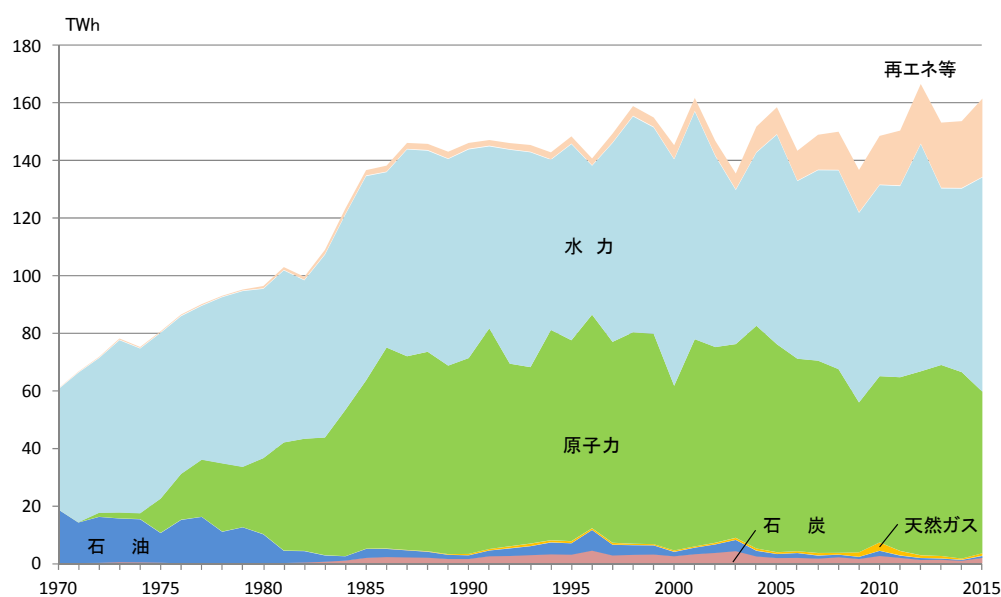


図 7 スウェーデンの発電電力量構成の推移

(出所) IEA , World Energy Balances 2016

<sup>24</sup> [https://energy.gov/sites/prod/files/2017/05/f34/FY2018BudgetinBrief\\_2.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2017/05/f34/FY2018BudgetinBrief_2.pdf)

<sup>25</sup> <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2017/06/29/remarks-president-trump-unleashing-american-energy-event>

スウェーデン国内に立地する運転中原子炉の一覧を図8に示す。3発電所・9基が立地しており、国営電力会社 Vattenfall が Forsmark、Ringhals 発電所の主要株主である。また、ドイツの大手電力事業者 Uniper(旧 E.ON)のスウェーデン子会社 Uniper Sweden が Oskarshamn 発電所の主要株主となっている。運転開始は1974年～1985年であり、全ての炉の運転年数が2016年末時点で40年超となっている。

そうした中、2015年に Ringhals 1,2号機、Oskarshamn 1,2号機の閉鎖が相次いで決定している。以下では、スウェーデンの原子力政策の変遷に触れながら、閉鎖決定の内容について述べる。

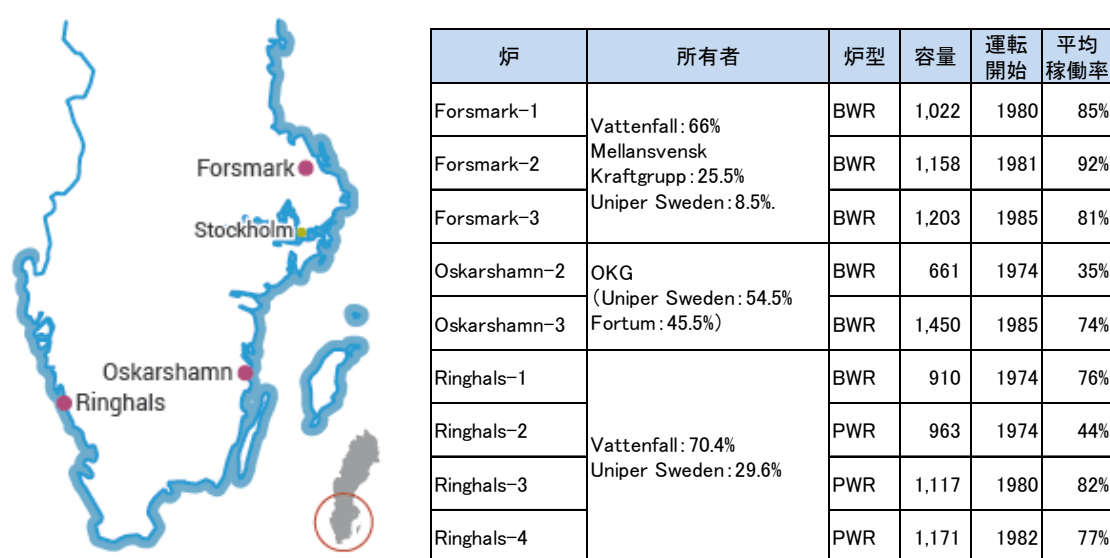


図8 スウェーデンの運転中原子炉一覧<sup>26</sup>

(出所) WNA、IAEA PRIS、事業者 HP

### 3-2. 原子炉の閉鎖決定

スウェーデンの原子力政策は、脱原子力方針の決定と、その撤回の繰り返しであった。1980年、前年に米国で発生した Three Mile Island 2号機の事故を踏まえ、脱原子力に関する国民投票が他の原子力発電所保有国に先駆けて実施された。その結果、当時運転中・建設中だった12基について、当時の想定運転期間25年間で運転を終了する（2010年までに脱原子力を完了することになった。その後、1986年に旧ソ連で発生した Chernobyl 事故を受け、1988年には脱原子力の完了を1995年に前倒しすることが決められた。しかしながら、代替電源の確保や閉鎖される原子炉に対する補償等の様々な課題があったことから、2010年までに実際に閉鎖された原子炉は Barseback 1,2号機の2基に留まった<sup>27</sup>。2010年には、

<sup>26</sup> Oskarshamn 2号機は、IAEA PRIS では2017年6月末時点で運転中となっているが、3-2で述べるとおり既に閉鎖状態にある。

<sup>27</sup> 両基の閉鎖は、政治的判断で原子炉の閉鎖を決定できることなどを定めた1997年の脱原子力法に基づくものであるが、両基がデンマークの首都 Copenhagen から20km程度しか離れていないことから、事故時の

GHG 排出削減の観点から脱原子力方針が撤回され、当時運転中だった 10 基のリプレース（建て替え）が容認された。

しかし、その 4 年後の 2014 年に誕生した社会民主党・緑の党の連立政権は、リプレースの容認を撤回し、再び脱原子力の方針を表明した。同政権は、2040 年までに再エネ発電量比率を 100%とする目標を掲げるとともに、原子力発電所の熱出力に対する課税<sup>28</sup>の引き上げを行った。

翌年の 2015 年 4 月、Vattenfall は Ringhals 1,2 号機を 2020 年までに閉鎖する方針であると発表し、同年 9 月に正式決定した。翌 10 月の臨時株主総会では 1 号機を 2020 年、2 号機を 2019 年にそれぞれ閉鎖することが決まった。Vattenfall は、閉鎖理由について、「市場環境の悪化と課税負担の増大による収益性の低下」を挙げている<sup>29</sup>。

同年 6 月には、E.ON Sweden が Oskarshamn 1,2 号機を 2020 年までに閉鎖するよう提案し、同年 10 月に OKG の臨時株主総会で承認された<sup>30</sup>。翌年の 2017 年 2 月には、1 号機の閉鎖時期が 2017 年 6 月に設定されるとともに、改修のために 2013 年 6 月から運転停止中だった 2 号機については、運転を再開せずに閉鎖することが決定した。E.ON Sweden は閉鎖理由に関して、「記録的な電力価格の低迷、原子力発電に対する課税及び追加的な規制要件を満たすための投資コストの増大が、特に Oskarshamn 1,2 号機のように容量の小さい原子炉の収益性を低下させている」と述べている。

### 3-3. 原子炉の収益性

NY 州の事例と同様に閉鎖理由として挙げられている原子炉の収益性について確認する。スウェーデン議会のエネルギー委員会は、エネルギー市場の現状や課題等について分析した報告書<sup>31</sup>を 2017 年 1 月に公表しており、その中で、各既設電源の発電コストを分析している（図 9）。

それによれば、原子炉の発電コストは 31.6 öre/kWh<sup>32</sup>であり、水力（30.9 öre/kWh）とほぼ同等である。コジェネ（廃棄物）には劣後するものの、風力・太陽光と比較すると大幅に低い水準である。なお、コジェネ（廃棄物）はごみ発電・熱供給を指す。スウェーデンで盛んに実施されており、EU 域内からごみの輸入も行っている。通常の輸出入とは異なり、スウェーデンはごみの輸入により輸出国から対価を受け取っている<sup>33</sup>。このため、図 9 が示すとおり、コジェネ（廃棄物）は「資本コスト」が比較的高いものの、燃料費を含む「他

---

影響を懸念し閉鎖を求めた同国の訴えに応じたものであった。

<sup>28</sup> 代替電源の拡大に利用するために創設された税で、当初 3 öre/kWh 相当だったものの、2000 年代後半に段階的に引き上げられ、2014 年に 6öre/kWh 相当から 7öre/kWh 相当に引き上げられた。

<sup>29</sup>

<https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/press-releases/2015/ringhals-1-to-be-decommissioned-in-2020-and-ringhals-2-in-2019/>

<sup>30</sup> <http://www.okg.se/en/Media/Archive-2015/Decision/>

<sup>31</sup> [http://www.energikommissionen.se/app/uploads/2017/01/sou-2017\\_2\\_webb.pdf](http://www.energikommissionen.se/app/uploads/2017/01/sou-2017_2_webb.pdf)

<sup>32</sup> 1öre=0.13 円で換算すると約 4.11 円/kWh であり、前述の米国既設原子炉の平均発電コスト 4.26 円/kWh とほぼ同等であると言える

<sup>33</sup> <http://eneken.ieej.or.jp/data/6384.pdf>

運転コスト」が非常に安く抑えられるため、発電コストが相対的に低くなっている。

ただし、電力市場はスウェーデン国内で閉じられているものではない。スウェーデン等の北欧4か国やバルト3国は、共通の卸電力市場 Nord Pool で電力取引を行っている。取引量は年々増加傾向にあり、2015年の実績取引量は約500TWhで、これはスウェーデン国内の発電電力量の約3倍に当たる。Nord Poolの平均スポット価格を図10に示す。

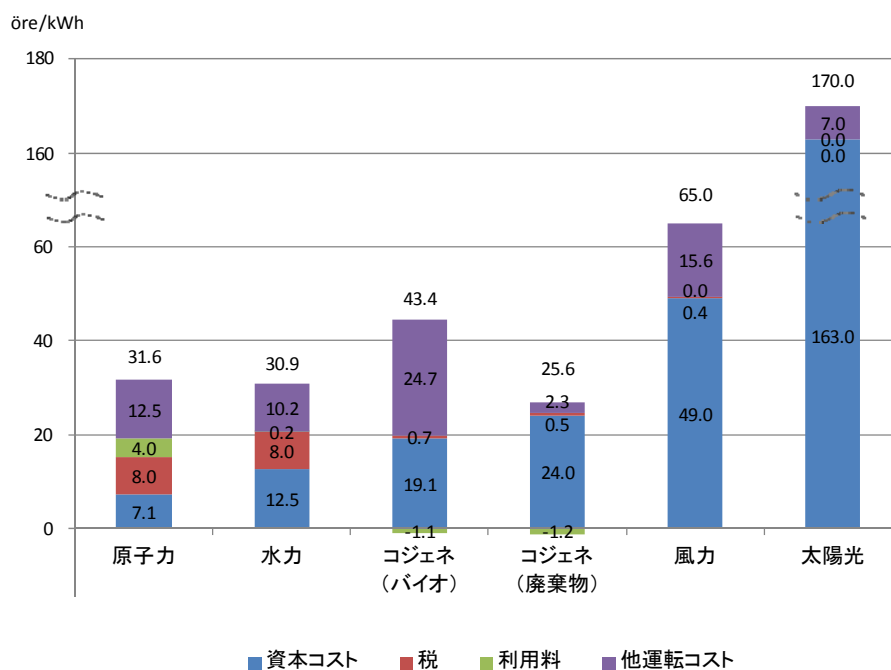
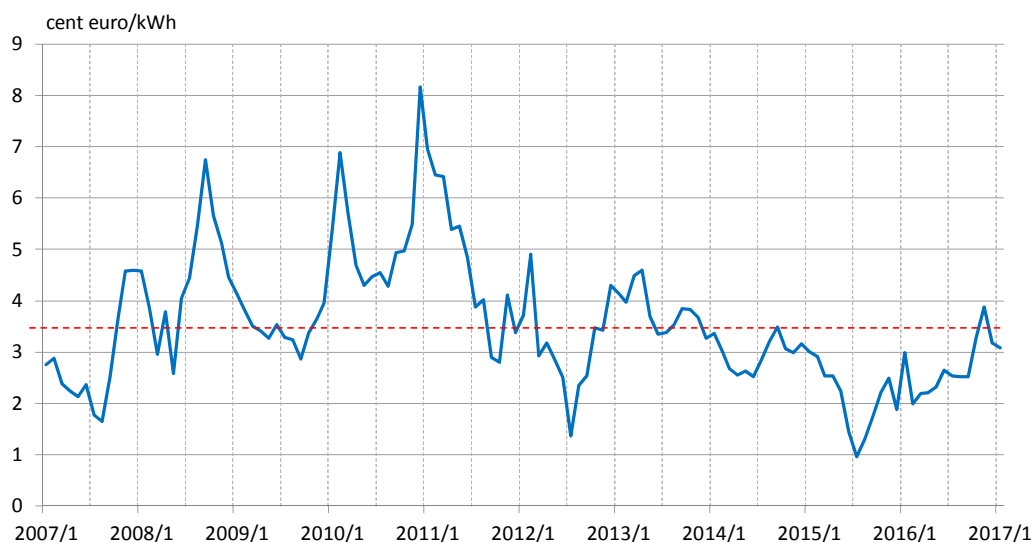


図9 スウェーデンの既設電源の発電コスト<sup>34</sup>

(出所) スウェーデン議会エネルギー委員会報告書

<sup>34</sup> 利用料：原子力は放射性廃棄物基金への拠出金、水力は立地村落への補償金を指す。コジェネは熱販売によって利益が得られるため、利用料がマイナスとなっている。



図 10 Nord Pool の平均スポット価格<sup>35</sup>

(出所) Nord Pool

同市場は、水力が主要電源という特徴を有しており、取引価格は主として降水量の多寡による水力発電量の増減によって変動している。2008 年初頭から 2013 年末頃にかけては、価格が 3.5 cent euro/kWh (赤破線) を下回ることとはほとんどなかったものの、2014 年初頭から 2016 年末頃にかけては、期間を通じてほぼその水準を下回っている。価格が低迷した主因は降水量の増加による水力発電量の増加である<sup>36</sup>。(2013 年の平均貯水量と比較すると、価格が低迷した 2014 年～2016 年の平均貯水量は 6～10% 上回る。) 前項で閉鎖理由として述べられていた「市場環境の悪化」、「記録的な電力価格の低迷」は、2014 年初頭以降の価格低迷のことを指していると考えられる。また、2015 年には、前項で述べた「原子力発電所の熱出力に対する課税」が引き上げられており、これも原子炉の収益性低下の一因になったと見られる。

また、原子力規制当局であるスウェーデン放射線安全機関は、福島第一事故後に同国内の原子力発電所に対する調査を行った結果、シビアアクシデント対策の強化が必要であると判断しており、2020 年までに、炉毎に必要な対策を精査し、実施するよう求めている<sup>37</sup>。その一例として、Vattenfall は、Forsmark 1～3 号機に独立炉心冷却設備の設置を決めている。前述のとおり、E.ON Sweden の Oskarshamn 1,2 号機のケースでは、追加安全対策に要するコストが閉鎖決定の要因の 1 つとなった。

<sup>35</sup> 1öre=0.11 cent euro で換算すると、図 9 が示す既設原子炉の発電コスト 31.6 öre/kWh は 3.5 cent euro/kWh とほぼ同等であるため、損益分岐の目安として 3.5 cent euro/kWh で赤破線を引いている。

<sup>36</sup> <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2017/01/highlights.pdf> 等

<sup>37</sup>

<http://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/Om-myndigheten/Aktuellt/Nyheter/Svenska-karnkraftverk-ska-bli-bättre-fo-rberedda-att-hantera-svara-haverier/>

### 3-4. 与野党合意

2015 年における原子炉の閉鎖決定は、連立政権の脱原子力政策と整合するものであったが、その影響を懸念する声もあり、NY 州のケースと同様に議論を呼んだ。その一例として、2016 年 2 月に公表された F. Wagner 教授及び E. Rachlew 教授によるレポートがある<sup>38</sup>。同レポートは、運転中原子炉 9GW を再エネで代替するシナリオについて検証したものである。コスト等の観点から、風力及び水力を拡大すると仮定しているが、風力の間欠性が水力ではカバーしきれないことから、ガス火力の新設が必要不可欠であり、そのために CO<sub>2</sub> 排出量は最大 50%増大するとした。同レポートの他にも、電力価格の上昇や、それによる経済への悪影響を懸念する声が挙がっていた。

こうした状況を背景に、連立政権の当初の方針について議会で再検討が加えられた結果、2016 年 7 月、社会民主党・緑の党の与党 2 党に穏健党・中央党・キリスト教民主党的野党 3 党を加えた 5 党<sup>39</sup>が、エネルギー政策の基本枠組みについて合意した<sup>40</sup>。

この与野党合意の合意文書は、まず、エネルギー政策の基本は *ecological sustainability*、*competitiveness*、*security of supply* の 3 点を達成することにあると述べている。そのうえで、2040 年に再エネ発電量比率 100%達成という目標は堅持するものの、それは脱原子力の期限を意味するものではなく、政治的判断で原子炉を閉鎖することを意味するものでもないとしている。また、各電源に対する基本方針を示しており、原子力については次のように述べている。

「スウェーデンの原子力発電所は、現在改定中の安全要件を満たすためには、大規模な投資が必要である。スウェーデン放射線安全機関は、その要件を 2020 年までに満たすことを求めており、その要件を満たさない原子炉はそれ以降運転が出来ないこととしている。既に、2020 年までに 4 基の原子炉の閉鎖が決定している。原子力発電所はコストを自ら負担する必要がある、補助金を支給されるべきではないという原則は現在も有効である。Government Bill 2008/09:163（気候変動対策・エネルギー政策統合法）に含まれている原則も有効である。それは即ち以下を意味している。

- 脱原子力法<sup>41</sup>は撤回され、再び導入されることはない
- 既存サイトで 10 基を上限にリプレイスが可能となり、原子力利用の期限は延長される
- 既設炉が経済的な運転を終えた際のリプレイスは許可される
- 原子炉の新設許可は、利用可能な最良の技術に対する規制要件に基づき審査される
- 中央政府が、原子力発電に対して直接・間接の補助金によって支援することはない

<sup>38</sup> <https://epja.epj.org/images/stories/news/2016/10.1140--epjp--i2016-16173-8.pdf>

両氏は独 Max Planck Institute 及びスウェーデン Royal Institute of Technology の教授である

<sup>39</sup> 5 党でスウェーデン議会の議席の約 8 割を占める

<sup>40</sup> <http://www.government.se/49d8c1/contentassets/8239ed8e9517442580aac9bcb00197cc/ek-ok-eng.pdf>

<sup>41</sup> 1997 年の脱原子力法を指す（3-2 参照）

次の点もまた、原子力発電に適用される

- 熱出力に対する課税は、2017 年から 2 年間で段階的に廃止される
- 放射性廃棄物基金に関する規定は、2018 年からの 3 年間で拠出が実施できるよう変更される。
- 原子力発電をめぐる新しい状況に鑑み、スウェーデン放射線安全機関はスウェーデン国家予算局と協議のうえ、放射性廃棄物基金における運転年数の変更の必要性を精査する。使用済燃料や放射性廃棄物の処分コストは発生者が負担し、スウェーデン政府は廃炉・処分のいずれの費用も負担しないという原則は維持されるべきである。
- スウェーデン政府は、スウェーデン放射線安全機関の提案に基づき、放射性廃棄物基金への拠出金の水準を決定する。
- 放射線事故発生の際の賠償額は、レポート 2009/10:CU29 における議決に基づき、12 億ユーロから引き上げられる。」

本稿では合意文書の各項目について詳しくは触れないが、この合意により、連立政権の当初の脱原子力方針が撤回され既設炉のリプレースが可能となったことや、原子力発電所の熱出力に対する課税が撤廃されることになった点が特筆される。

ただし、一方で原子力発電に対する政策支援を実施しないことが改めて明言されている。また、合意文書は、水力発電に対する固定資産税の撤廃や再エネの普及拡大に向けた政策の実施も謳っており、脱原子力方針の撤回についてのみ述べたものではない。スウェーデンの福祉水準の高さは良く知られるところであるが、同国は平等や合理性を重要視する国としても知られる。今回の政策合意は、エネルギー政策においても政権発足当初の方針にとらわれず、今一度、各電源を平等かつ合理的に評価する姿勢が表れたものと言える。

合意文書で示された基本的な方針に則り、具体的な法・制度が今後スウェーデン議会で議論され、実行に移されると見られる。

### 3-5. 事業者の反応と今後

Uniper Sweden と Fortum は、この与野党合意について特段のコメントを発しなかったが、Vattenfall は合意成立当日にプレスを発出。熱出力に対する課税の撤廃は、原子炉の長期的な運転に必要な投資を検討するうえでの必須条件であるとし、合意に歓迎の意を示した<sup>42</sup>。その 5 日後には、Forsmark 1~3 号機の 2020 年以降の運転に必要な独立炉心冷却設備への投資を取締役会で決定したことを発表した。また、同社の発電責任者 Torbjörn Wahlborg 氏へのインタビュー記事（2017 年 3 月）<sup>43</sup>では、Ringhals 3,4 号機の運転継続に向けた投資の意向が示されるとともに、2014 年～2015 年に約 30 öre/kWh だった同社の既設原子炉の平均発電コストを、課税撤廃の効果も含めて 2021 年までに 19 öre/kWh 程度まで削減するとい

<sup>42</sup> <https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/press-releases/2016/vattenfall-welcomes-energy-agreement/>

<sup>43</sup> <http://www.world-nuclear-news.org/C-Vattenfall-sees-challenging-but-promising-year-ahead-0603175.html>

う意欲的な目標も示された。

NY 州の事例とは異なり、スウェーデンの与野党合意による脱原子力方針の撤回や課税の撤廃は、既に決定していた Ringhals 1,2 号機及び Oskarshamn 1,2 号機の閉鎖方針を覆すまでには至らなかった。これらの 4 基は当初の予定どおり 2020 年までに閉鎖されると見られる。しかしながら、少なくとも、残る 6 基のうち Vattenfall が筆頭株主である 5 基の既設炉の運転継続には、ポジティブな影響を与えたと考えられる。

### 3-6. スウェーデンまとめ

前述のとおり、スウェーデンでは水力と原子力が以前から 2 大電源であり、発電に関して既にほぼ Zero Emission を達成している。そのため、GHG 排出量を増やさずに脱原子力を図るには、再エネで原子力を代替していくほかないと考えられるが、水力が主要電源であり、価格水準が非常に低い卸電力市場 Nord Pool での厳しい競争を強いられる中で、依然として水力との間に発電コストの開きがある再エネの普及拡大を図ることは容易ではない。スウェーデンの事例は、電力市場が自由化されている中で、悪影響を抑えながら電源構成の変化を図ることの難しさを浮き彫りにしている。また、スウェーデンのエネルギー政策や電源構成の変化は、卸電力市場 Nord Pool に参加している他の国にも直接的・間接的な影響を与えることから、そうした影響に対する配慮も求められる。

そうした点を踏まえれば、2016 年に与野党 5 党が合意し、2014 年の連立政権発足当初の方針を見直すよう決めたことは、極めて現実的な判断であったと言える。今後、スウェーデン議会のエネルギー委員会が取りまとめた報告書の内容等を踏まえ、エネルギー政策目標の達成に向けた具体的な法・制度が検討され、実施されていくと見られる。2020 年までの原子炉の閉鎖による影響をどのように緩和するのか、また、現状では競争力の低い太陽光・風力等の再エネの普及拡大をどのように図るのかといった点が注目される。

## 4. まとめ

日本を含む多くの国では、エネルギー政策の検討・実施における重要な視点は、“3E”、即ち供給安定性（エネルギーセキュリティ）・環境適合性・経済性であるとされる。今回の NY 州・スウェーデンの事例では、要因は異なるものの、いずれも経済性（収益性）の悪化によって原子炉の閉鎖が決定している。その一方で、残る供給安定性・環境適合性に対する貢献がクローズアップされた結果、それぞれ ZEC 制度の創設、原子力発電に対する課税の撤廃という措置が取られた。特に、環境適合性という点では、NY 州やスウェーデンのような既設原子炉を多く抱える国・州が、自由化市場における競争と GHG 排出削減のための原子炉の維持とをどのように整合させるべきかという難しい問いが投げかけられている。

議論の末に政策措置が取られ、その結果として NY 州では閉鎖が撤回され、スウェーデンでは閉鎖は撤回されなかったものの残る炉の運転継続に前向きな判断がなされたことは、政策に一定の効果があったと評価できる。しかし、両事例ともに、政策措置の議論は現実

の市場における経済性の悪化という事象に直面して行われたものである。即ち、エネルギー政策目標の発表の後に、原子炉の閉鎖影響（GHG 排出増の可能性等）がクローズアップされた結果行われたものであり、いわば後手に回った形である。原子力事業者のみならず他の様々な市場参加者の予見可能性を高める観点から、GHG 排出削減を含むエネルギー政策目標の設定に当たっては、GHG 排出量に影響を与える様々な要素を分析し、関係者と議論しておくことが肝要である。日本も既設原子炉を多く有し、同時に意欲的な GHG 排出削減目標を掲げている点、そして今後電力自由化が一層進展する等の点において、NY 州やスウェーデンと状況に共通点があり、両事例は日本に重要な示唆を与えている。

両事例を事業者側の視点から見た場合、Exelon や Vattenfall 等の原子力発電事業者にとって、NY 州やスウェーデンの政策措置は追い風となるだろう。しかしながら、事業者自身が述べているように、卸電力価格の低迷という厳しい市場環境が続く中では、良好な運転実績を維持しながら発電コストの削減等を図る努力が欠かせない。日本の原子力産業界と米国・スウェーデンの原子力産業界との関係は深く、近年で言えば、例えば 2014 年 2 月に三菱重工業が Ringhals 3 号機の原子炉加圧器の管台取替工事を受注し、2016 年 11 月に工事を完了している<sup>44</sup>。また、2017 年 4 月、日本原子力発電と Exelon が合弁会社 JExel Nuclear を設立したことも記憶に新しい<sup>45</sup>。Exelon や Vattenfall 等の事業者が進めている運転実績向上やコスト削減等の取組は、日本の原子力産業界にとっても参考となるだろう。

#### 参考文献・URL

- 杉野綾子「アメリカ大統領の権限強化と新たな政策手段」（2017 年）
- 須永昌博「「憲法改正」に最低 8 年かける国：スウェーデン社会入門」（2016 年）
- 日刊工業新聞社「原子力年鑑 2017」（2017 年）
- 森元誠二「スウェーデンが見えてくる：「ヨーロッパの中の日本」」（2017 年）
- 山家公雄「アメリカの電力革命」（2017 年）
- International Atomic Energy Agency (IAEA), Power Reactor Information System (PRIS)  
<https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx>
- 日本原子力産業協会「原子力産業新聞」  
<http://www.jaif.or.jp/news/newspaper/>
- World Nuclear Association (WNA), Country Profiles  
<http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx>
- World Nuclear News (WNN)  
<http://www.world-nuclear-news.org/>

以上

<sup>44</sup> <http://www.mhi.co.jp/news/story/1611295817.html>

<sup>45</sup> <http://www.japc.co.jp/news/press/2017/pdf/290413.pdf>