

四国電力伊方原子力発電所 3 号機のコスト に関する意見書

龍谷大学政策学部 教授

大島堅一

k-oshima@cj8.so-net.ne.jp

1 はじめに

本意見書では、四国電力伊方原子力発電所 3 号機に関し、原子力発電のコストについて次の点について述べる。

- 1) 発電コストの考え方
- 2) 社会的費用と原子力発電
- 3) 実績値からみた四国電力における原子力発電のコスト
- 4) 追加的安全対策実施を踏まえた伊方原子力発電所 3 号機のコスト
- 5) 40 年間運転する場合の伊方原子力発電所 3 号機のコスト
- 6) 結論

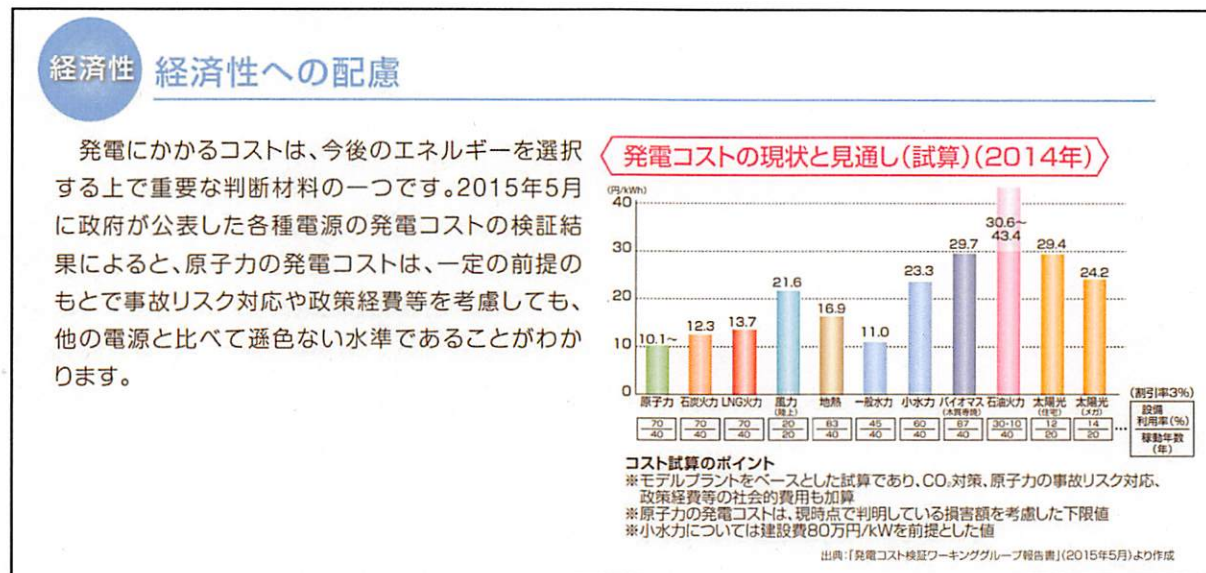
2 発電コストの考え方

2-1 原子力発電の経済性

原子力発電の経済性は、原子力発電を推進する有力な理由の一つである。エネルギー政策基本法に基づき閣議決定された第 5 次「エネルギー基本計画」(2018 年)において、原子力発電は「運転コストが低廉」とされている。その根拠は、2015 年に、総合資源エネルギー調査会長期需給見通し小委員会発電コスト検証ワーキンググループ(以下、発電コスト検証ワーキンググループ)が行った試算である。総合資源エネルギー調査会は、エネルギー政策の具体的政策を検討する審議会で、多くの小委員会やワーキンググループがその下部にある。政府の発表する発電コストも、そのなかの一つのワーキンググループで検討された。

発電コスト検証ワーキンググループ(2015)で、原子力発電の発電コストは、「2014 年モデルプラント」で 10.1 円/kWh 以上とされている。原子力のみ「以上」とされているのは、福島原発事故費用が今後も増大することが見込まれるため、最低限の値しか示しえないからである。四国電力が発行しているパンフレットにおいても発電コスト検証ワーキンググループ(2015)の報告がそのまま引用され、「他の電源と比べて遜色ない水準である」(表 1)と記述されている。

表 1 四国電力における原子力発電のコストに関する記述



出所：四国電力（2019）

発電コスト検証ワーキンググループ（2015）でいう「2014 年モデルプラント」とは、2014 年時点で新規に建設する発電所のことである。これが 40 年間、一定の設備利用率で運転したときに、kWh あたりどの程度の費用かかるのか、をあらわす値が「発電コスト」である。このように一定期間（この場合 40 年間）に一定の設備利用率で運転した場合に見込まれる kWh あたりのコストを平準化発電コスト（LCOE: Levelized Cost of Electricity）という。

LCOE は、あくまで新たに原子力発電所を建設する際の経済性評価として計算されている。では、日本政府や四国電力は新規に原子力発電所を建設する計画があるのか。四国電力はそのような計画をもたないし、もとより日本政府も、表 2 に示すように、原子力発電所をリプレースしたり、新增設したりする計画をもたない。それゆえ LCOE を原子力発電利用の理由を説明する際に用いるのは不適切である。特に、四国電力が、発電コスト検証ワーキンググループ(2015)の試算をそのまま用いれば、あたかも伊方原子力発電所 3 号機が経済性に遜色のないものであるかのような誤解を生じさせる。

表 2 日本政府の原子力発電所新增設に関する方針

原発新增設
Q： 原発政策について伺います。原発がかなり老朽化が進んできておりまして、新增設、あるいはリプレースに対する大臣のお考えをお聞かせください。 A： 新增設、リプレースに関しては、今の時点では考えていないということだと思います。国の方針と同じであります。ありがとうございます。今後ともよろしくお願いします。

出所：経済産業省ホームページ、経済産業大臣の就任後記者会見

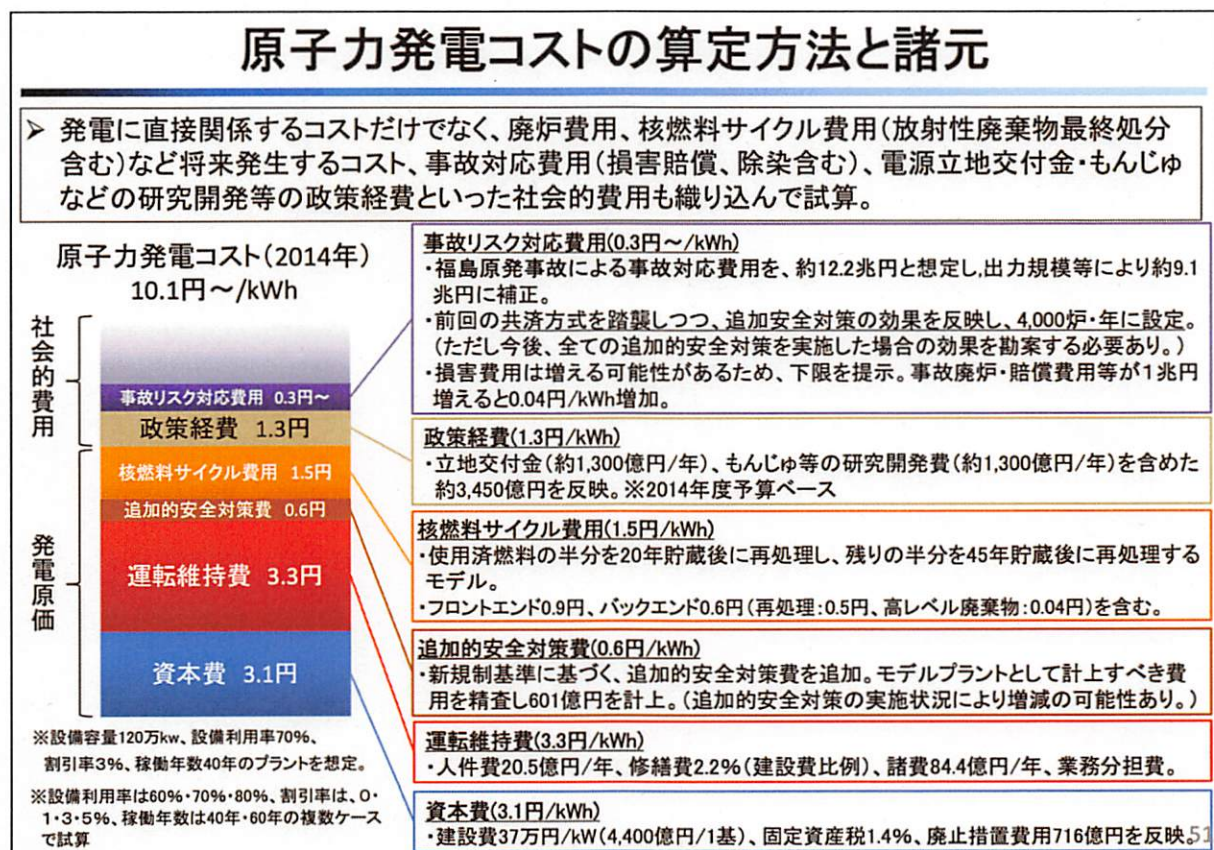
(<https://www.meti.go.jp/speeches/kaiken/2019/20191025002.html>)

もともと発電コスト検証ワーキンググループ(2015)の計算それ自体にもいくつかの問題点があり、改善の余地がある。以下の2点は重大である。

第1に、福島原発事故以前に建設されたものをベースに計算されている点である。計算の諸元をみると、原子力発電所の建設単価は37万円/kWとなっている(図1、表3)。しかし、福島原発事故以前の原子力発電所を2014年や2030年に建設すると想定することは妥当ではない。むしろ、世界最高の安全性をもった原子力発電所を建設すると想定する方が自然である。原子力発電の安全性は日々向上しており、最新の原子力発電所には、安全確保策としてコアキャッチャー等、日本の原子力発電所にはない設備が付属している。このような設備は原子力発電の安全性を向上させる一方で建設費が高くなる。

例えば、イギリスに建設されようとしているシンクリーポイントC原子力発電所の建設コストは計画時に245億ポンド(出力330万kW)とされている(European Commission, 2014)。これは1ポンド140円とすると日本円にして104万円/kWであるから単純計算すると資本費だけで8.7円/kWh相当となる。発電コストは15.7円/kWhとなる。発電コスト検証ワーキンググループ(2015)では、このような建設費の上昇は考慮されていない。2014年や2030年に原子力発電所を新設すると想定するのであれば、建設費の上昇を当然行うべきであった。

図1：発電コスト検証ワーキンググループによる原子力発電コストの説明



出所：発電コスト検証ワーキンググループ(2015)

第2に、追加的安全対策費が、2015年当時とは大きくことなり上昇している。表4は、

再稼働のために規制基準の適合性審査申請をおこなっている既存の原子力発電所の安全対策費である。この平均は 2100 億円程度になっている。これは発電コスト検証ワーキンググループ(2015)の想定 of 3.5 倍である。仮に福島原発事故以前の原子力発電所を建設するという非現実的想定を受け入れるとしても、追加的安全対策費は 3.5 倍に補正されるべきである。

表 3 発電コスト検証ワーキンググループ (2015) の主な諸元

		原子力	石炭火力	LNG 火力	石油火力(参考)
モデルプラントの出力		120 万 kW	80 万 kW	140 万 kW	40 万 kW
資本費	建設費	4440 億円	2000 億円	1680 億円	800 億円
	(kW あたり)	37 万円/kW	25 万円/kW	12 万円/kW	20 万円/kW
	廃止費用	サンプルプラント平均	建設費の 5%	建設費の 5%	建設費の 5%
	(モデルプラントの場合)	716 億円	100 億円	84 億円	40 億円
	(kW あたり)	6.0 万円/kW	1.3 万円/kW	0.6 万円/kW	1 万円/kW
追加的安全対策費用		601 億円			

注 1：発電コスト検証ワーキンググループ(2015) より作成。

注 2：石油火力発電所は新規に建設されなくなっているため参考とした。

表 4：適合審査申請を行った既存の原子力発電所とその追加的安全対策費

		適合性審査/再稼働	設備容量 (万kW)	建設費 (億円)	追加的安全対策費 (億円)
北海道	泊1	審査中	57.9	2800	2,500
	泊2	審査中	57.9	1810	
	泊3	審査中	91.2	2926	
東北	女川2	審査中	82.5	2670	3,400
	東通	審査中	110.0	4280	女川2号機に傾注
東京	柏崎刈羽6	許可	135.6	4185	11,690
	柏崎刈羽7	許可	135.6	3758	
中部	浜岡3	審査中	110.0	4000	2,000
	浜岡4	審査中	110.0	3800	2,000
北陸	志賀2	審査中	120.6	3700	1千億円台後半
関西	高浜1	許可/延長認可	82.6	866	5,458
	高浜2	許可/延長認可	82.6	824	
	高浜3	再稼働	87.0	2803	
	高浜4	再稼働	87.0	2098	
	大飯3	再稼働	118.0	4582	2,631
	大飯4	再稼働	118.0	2535	
	美浜3号	許可/延長認可	82.6	958	2,167
中国	島根2	審査中	82.0	3033	2,750
四国	伊方3号	再稼働	89.0	3142	1,900
九州	玄海3号	再稼働	118.0	3993	4,500
	玄海4号	再稼働	118.0	3244	
	川内1	再稼働	89.0	2787	4,500
	川内2	再稼働	89.0	2287	
日本原電	東海第2	許可/延長認可	110.0	1880	2,400
	敦賀2	審査中	116.0	3700	900

出所：各電力会社への問い合わせ、および各種報道資料等により筆者作成。新設の大間原子力発電所、島根原子力発電所3号機を除く。

第3に、事故リスク対応費用についても、2015年当時の想定 of 12.2兆円とは異なり、政府が示した金額で21.5兆円になっている（3-2で詳述する）。また、事故リスク対応費用のkWh当たりの計算にあたっては、事故発生確率が半分になり、それにともない事故リスク対応費用が半分になるという不自然な想定も含まれている。

これら3点からすれば、発電コスト検証ワーキンググループ（2015）の試算は現実とそぐわなくなっている。原子力安全規制が強化された結果、原子力発電はむしろ経済的重荷となっている。実際、四国電力も、投資家向けの報告書において、原子力について「経済性に優れた電源」と述べていたところ（四国電力, 2014, p.9）、2019年になると原子力の安全規制強化に関連して「投資負担の増加」をリスクとしてあげるにいたっている（四国電

力, 2019, p.24)。

他方で、発電コスト検証ワーキンググループ（2015）の試算は、発電に直接要する費用だけでなく、社会的費用（3で後述）も含めた経済評価になっているという点では優れている。社会的費用は、日本で福島原発事故が起きたために経済評価されるようになった項目である。

加えて、コスト等検証委員会（2011）と同様、計算方法や根拠が広く公開されるようになった点も評価しうる。計算過程をトレースできる Excel ファイルもダウンロード可能なかたちで公開されている。

これらの点で、日本のコスト計算には先進的な面も含まれる。Excel ファイルと報告書を読み込めば計算過程を精査可能であり、原子力発電所の再稼働にあたっての経済性評価にも応用しうる。本意見書では、5、6で、発電コスト検証ワーキンググループの計算用 Excel ファイルを利用して伊方原子力発電所 3 号機の経済性評価を行う。

2-2 原子力発電のコストの計算方法

発電コストは、本来、電力会社自身が把握しているはずであり、原子力発電に関するコストも電力会社自身が逐一公開すれば正確な値を知ることができる。しかしながら、日本においては、発電所毎に発電コストが公開されることはなく、原子力発電所の現実の費用を知ることができなかった（非公開性）。また、将来の高レベル放射性廃棄物の処分のあり方や、使用済核燃料・MOX 使用済核燃料の扱いは不透明であり、現時点で費用を正確に予測することが困難である（不確実性）。こうした情報の非公開性と不確実性により、現実のコストを知ることが難しかった。それゆえ、先に述べたコスト等検証委員会（2011）や発電コスト検証ワーキンググループ（2015）等の政府の委員会を含め、発電コストの推計が各種行われてきた。

発電コストを推計する方法は2つに大別される。第1に発電コストの実績値を知る方法、第2に新たに発電所を建設する際に大まかなコストを知る方法である。前者は、電力会社の公表している有価証券報告書から推計するものである。この方法を本意見書では「実績値方式」とする。後者は、一定の条件（モデルとなる発電所や運転期間、建設費、燃料費、運転維持費、割引率等）を想定して計算する方法である。この方法を本意見書では「モデルプラント方式」とする。

発電コストの評価方法には表 5 に示すような特徴がある。以下では、これらの長所と短所（限界）を踏まえつつ、四国電力の発電コスト（実績値方式）4 においては、実績値方式をもちいて、四国電力において伊方原子力発電所 1 号機が運転開始して以来の発電コストを計算する。5 においては、実績値方式で得られたデータを基礎に、モデルプラント方式に基づき、伊方原子力発電所 3 号機の将来コストを現実に合わせて計算する。6 では、モデルプラント方式に基づき、運転開始以来の伊方原子力発電所 3 号機の 40 年間の発電コストを推計する。

表 5 発電コストの評価手法

	概要	例	長所	短所（限界）
実績値方式	電力各社が公開する有価証券報告書（財務諸表）の中に記載のある情報（水力・火力・原子力別の営業費用を利用する。	室田(1991)、國武(1999)、大島(2010)、松尾・永富・村上(2012)	事業で実際に必要とされた実績値のため説得力がある。複数年度の評価により変動要因の分析も可能。過去の政策評価及び経営分析にあたっては有用。電力各社の個別の状況を把握することができる。財政資料を分析すれば政策経費を考慮できる。	電力各社が公開する情報に限った評価となる。将来発生する不確実な費用を考慮しづらい。 建設費用とその償却費といった長期にわたるコストを単年度の「断面」でしか見ない。したがって、今後の電源選択に当たっては必ずしも有用で的確な情報のみを提供するとはえない。 追加的に必要となった費用は部分的にしか反映されない。 会計情報の限界により、把握できない費用がある。
モデルプラント方式	電源毎にモデルプラントを想定し、適切な建設単価・燃料費・運転維持費・割引率等を想定して、kWh 当りの発電コストを試算	総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会(1999)(2004)、勝田・鈴木(2005)、MIT, The Future of Nuclear Power(2003, 2009)、OECD/NEA,	同一経済条件や事業環境下で、すなわち電源特性以外の条件が同一のもとで各種電源比較が可能。従って今後の電源選択にあたっては有用。追加的に判明した社会的費用（追加的安全対策費）を考慮できる。	モデルプラントの使用や個別の建設状況により、試算結果が実績値と必ずしも一致しない。 コスト等検証委員会(2011)より前のコスト等検討小委員会、原子力部会の試算には前提条件の詳細が不明で

		Projected Costs of Generating Electricity(2010)、コスト等検証委員会(2011)、大島(2012)、発電コスト検証ワーキンググループ(2015)、等。	建設費等の条件を変えれば、個別の電力会社がもつ発電所の費用を推計できる。	あたり、妥当性が検証できないものが含まれている。 事故費用や放射性廃棄物処分等の不確実な費用の考慮を慎重に行う必要がある。
--	--	--	--------------------------------------	--

注：松尾・永富・村上(2012), p.22 の表 1 に筆者が追加修正。

3 原子力発電の社会的費用

3-1 本意見書における社会的費用

福島原発事故後、発電に直接要する費用の他に、社会が負担している費用（社会的費用）についても考慮する必要があることが政府でも認識されるようになった。本節では、原子力発電とのかかわりで重要になる社会的費用について詳述する。

社会的費用とは、発電に直接要する費用（資本費、運転維持費、燃料費）の他に発生している費用である。この費用の多くは、しばしば発電事業者の経済計算から抜け落ちており、第三者の負担になっている。このような第三者が負担している費用のことを環境経済学の創始者の一人である K. W. Kapp は「社会的費用(social cost)」と呼んだ。

本意見書では、K. W. Kapp の社会的費用論を念頭におきつつ、コスト等検証委員会(2011)およびコスト検証等ワーキンググループ(2015)に沿って社会的費用を「事故リスク対応費用」と「政策経費」を合計したものと定義する。本来、K. W. Kapp の社会的費用論は金銭評価できない価値の喪失部分も含まれているが、ここでは便宜的に金銭換算できる部分に限定して議論を進める。

3-2 「事故リスク対応費用」

「事故リスク対応費用」は、福島原発事故によって生じた費用総額であると考えられてきた。福島原発事故の費用総額はどの程度になるのか。このことは、政策形成の上でも重要な論点になっており、これまで、政府の委員会によって「事故リスク対応費用」の推計が2回行われ、また東京電力のあり方を検討するための材料として2016年に事故費用が示された。これらの政府の委員会のほかに、日本経済研究センターが独自に事故費用を計算している（表6）。

表 6 福島原発事故費用に関する推計

機関	推計年	福島原発事故費用
コスト等検証委員会	2011	7.9 兆円
発電コスト検証ワーキンググループ	2015	12.2 兆円
東京電力改革・1F 問題委員会	2016	21.5 兆円
日本経済研究センター	2019	ケース 1 : 79 兆円 ケース 2 : 41.3 兆円 ケース 3 : 35 兆円

出所：エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会(2011)、発電コスト検証ワーキンググループ(2015)、東京電力改革・1F 問題委員会(2016)、日本経済研究センター (2019)

表 6 をみるとわかるように、福島原発事故費用総額は、現在、政府の推計で 21.5 兆円以上、民間推計で 35 兆円以上となり、推計年次が後になればなるほど費用総額が増大している。東京電力改革・1F 問題委員会のものが、政府によって示されたものとしては最新であるので、ここではこの費用の内訳を示す(表 7)。この資料については 3 点指摘できる。

表 7 東京電力・1F 問題委員会で示された福島原発事故の費用

福島事故及びこれに関連する確保すべき資金の全体像と東電と国の役割分担 (参考資料) 1					
	廃炉・汚染水 (※1)	賠償 (※3)	除染	中間貯蔵	合計
金額	2.0兆円 ↓ (+6.0兆円) 8.0兆円	5.4兆円 ↓ (+2.5兆円) 7.9兆円	2.5兆円 ↓ (+1.5兆円) 4.0兆円	1.1兆円 ↓ (+0.5兆円) 1.6兆円	11.0兆円 ↓ (+10.5兆円) 21.5兆円
交付国債枠：9兆円 → 13.5兆円					
東電	2兆円 ↓ (+6兆円) 8兆円 (管理型積立金を想定)	2.7兆円 ↓ (+1.2兆円) 3.9兆円	2.5兆円 ↓ (+1.5兆円) 4.0兆円 (株式売却益を想定※5)	—	7.2兆円 ↓ (+8.7兆円) 15.9兆円 (※6)
大手電力	—	2.7兆円 ↓ (+1.0兆円) 3.7兆円	—	—	2.7兆円 ↓ (+1.0兆円) 3.7兆円
新電力	—	0.24兆円 (※4)	—	—	0.24兆円
国	(研究開発支援) (※2)	—	(株式売却益)	1.1兆円 ↓ (+0.5兆円) 1.6兆円 (エネルギー予算を想定)	1.1兆円 ↓ (+0.5兆円) 1.6兆円

(※1) 第6回東京電力改革・1F問題委員会において公表された「有識者ヒアリング結果報告」を引用したもの。経済産業省として評価したものではないことに留意。

(※2) 別途、廃炉の研究開発に、平成28年度補正予算までの累計で0.2兆円がある。

(※3) 原賠機構法による負担金は、各事業者が事故への備えとして納付しているものであるが、現状では、1F事故賠償に係る資金に充てられている。これを前提とした上で、上記の金額は、上段については2013年度、下段については2015年度と同条件で負担金が設定されると仮定した試算値であり、毎年度の負担金は原賠機構において原賠機構法に基づき決定される。

(※4) 託送で回収する総額は、原賠機構法施行の前年度(2010年度)までのものについて算定し、回収が始まる2020年前の2019年度末時点までに納付することが見込まれる一般負担金を控除した約2.4兆円。その上で新電力のシェア10%と想定して試算した額。40年回収とすれば、年額60億円。(託送料金0.07円/kWh相当＝一般標準家庭で18円/月)

(※5) 不足が生じた場合には、負担金の円滑な返済の在り方について検討する。

(※6) 別途、東電の自己資金で除染を実施する0.2兆円分(原賠補償法に基づく補償金相当)がある。

出所：東京電力改革・1F 問題委員会(第6回、2016年12月9日)、参考資料

第 1 に、注記（※1）されているように経済産業省自身が評価したものではない。また数値の根拠は詳細に明らかにされておらず、あくまで概算としての評価にとどまっている。とはいえ、ここで示された費用を基礎に、東京電力に対する国の支援の枠組みが新たにつくられたことからみて政府内部で重要な指標としてとらえられているものと考えられる。賠償、廃炉・汚染水対策のそれぞれの費用推計の経緯からすれば、この費用は、今後増大する可能性が十分にある。

第 2 に、表 7 に含まれていない費用が他にもある。具体的には、福島原発事故によって生じた除去土壌・廃棄物の最終処分に関する費用、燃料デブリの処分費用、帰還困難区域の除染や復興事業費等である。福島原発事故以上に放射性廃棄物（ないし放射性廃棄物相当の土壌）が発生した例はかつてないことから、最終処分施設の建設費用と運用費用は非常に大きくなると考えられる。加えて、燃料デブリの処分も世界でこれまで行われたことはない。燃料デブリの多くは、放射能レベルが非常に高いことが予想されている。高レベル放射性廃棄物の処分場すら選定されていない日本において、処分自体が可能であるかどうかすらわからない。この費用もまた数兆円規模になるであろう。

第 3 に、福島原発事故後、「東日本大震災復興特別会計」（復興特会）を通じて、福島原発事故対策のための支出がされている。この費用も 21.5 兆円には含まれていない。政府が復興特会を通じて支出した金額は、

表 8 に示すように、2011-15 年度（決算）の 5 年間に限っても 5.7 兆円になっている（藤原・大島, 2018）。このうち、除染対策 3.3 兆円は、21.5 兆円の内数であるが、残りの 2.4 兆円は 21.5 兆円には含まれない。こうした財政支出も、福島原発事故のような事故がおこった場合に生じる「事故リスク対応費用」であり、国家財政を通じて国民負担となっている。

以上の 3 点から、福島原発事故の費用は、政府がいうように 21.5 兆円では収まらず、保守的に見積もって少なくとも 30 兆円以上になると考えられる。日本において、このような規模の環境問題が起きたことはかつてなかった。原発事故によって経済的影響は甚大極まりないものであり、民間企業である電力会社はおろか、社会全体としても到底許容できない水準である。これによって得られるものが、他の電源からも生み出される電気ではないことを想起すれば、事故費用だけをとりても、原子力発電は得られる利益に不釣り合いな被害をもたらす電源であることは確実である。

表 8：東日本大震災復興特別会計における福島原発事故対応財政支出(2011-15 年度)

東日本大震災復興特別会計における福島原発事故対応財政支出

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	左項合計	構成比	福島・東日本関連
緊急時対策	14	9	0	0	0	0	23	0.0%	122
廃炉対策	14	28	1	0	0	0	43	0.1%	43
除染対策	3,243	1,676	4,848	6,280	6,547	10,254	32,847	57.8%	32,847
除染	2,949	1,559	4,539	3,774	5,298	7,840	25,959	45.7%	
汚染廃棄物処理	19	74	250	416	894	1,626	3,379	5.8%	
中間貯蔵	0	0	22	1,564	166	754	2,506	4.4%	
最終処分	0	0	0	0	4	0	5	0.0%	
災害廃棄物処理	271	0	0	488	58	23	840	1.5%	
研究・実証実験	4	18	12	14	9	6	63	0.1%	
その他	0	26	24	23	17	7	96	0.2%	
被災者対策	1,712	8	437	405	323	348	3,232	5.7%	18,705
金銭的支援	1,703	1	158	149	152	149	2,312	4.1%	
非金銭的支援	9	7	279	255	171	198	919	1.6%	
健康	8	6	7	11	12	12	57	0.1%	
住居	0	0	271	243	159	148	821	1.4%	
その他	0	1	1	1	1	38	41	0.1%	
被災地域対策	4,052	1,780	4,159	3,139	3,498	2,840	19,469	34.2%	67,223
放射能汚染調査	342	166	66	97	128	85	885	1.6%	
環境調査	83	20	21	24	26	19	192	0.3%	
被曝調査	254	141	42	72	102	65	677	1.2%	
食品調査	4	5	2	1	0	0	13	0.0%	
その他	0	0	0	0	0	1	2	0.0%	
生産資本	3,145	1,263	2,251	912	1,359	1,237	10,168	17.9%	
一次産業	127	286	302	356	510	599	2,179	3.8%	
二次・三次産業	2,475	964	1,930	557	849	638	7,413	13.0%	
風評被害	543	13	19	0	0	0	575	1.0%	
社会資本	558	339	1,828	2,112	1,992	1,512	8,342	14.7%	
文化資本	2	3	8	9	11	6	37	0.1%	
社会関係資本	6	8	7	8	8	1	38	0.1%	
派生的対策	766	158	118	100	62	33	1,238	2.2%	0
合計	9,800	3,659	9,563	9,923	10,430	13,476	56,851	100.0%	118,940

出所：藤原・大島(2018)

3-3 政策経費

「政策経費」は、国家財政から支出されるいわゆる電源三法交付金(「電源開発促進税法」、「電源開発促進対策特別会計法」、「発電用施設周辺地域整備法」と政府の研究開発経費からなるものである。コスト等検証委員会(2011)、発電コスト検証ワーキンググループ(2015)では、それぞれ年間 3182.9 億円(2011 年度予算)(エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会, 2011, p.25)、3446 億円程度(2014 年度予算)(発電コスト検証ワーキンググループ, 2015, p.80)と報告されている。ただし政府においても、過去数十年にわたって電源毎に区分して推計しておらず、いずれも単年度の予算に限って推計し、その上でこれを発電電力量で除して kWh 当りのコストにしている。電源別に区別された政策経費に関する経年データは存在していない。

本意見書においては、大島(2010)において示した方法に基づき、国の財政資料(『国の予算』各年度版)の当初予算(一般会計、特別会計)から、電源¹が明示されている予算につ

¹ あくまで「電源」が明示されている場合に限って集計している。たとえば、産炭地域への助成金や石油備蓄等の費用は、石炭や石油の電源以外の利用を含むため、対象とはならない。政府も同様の考え方で集計している。また、電源三法交付金も、電源が明示されていない

いて積み上げ計算を行い、長期にわたって政策経費の推計を行うことにした。この方法による積み上げ計算結果を表 9 に示す。これによれば、2011 年度、2015 年度ともに原子力への政策経費は 2500 億円前後となっており、コスト等検証委員会(2011)、発電コスト検証ワーキンググループ(2015)の推計より金額が少ない。これらの政府推計よりも少なくなったのは国の財政資料では予算費目に電源が明示されていないものが多く、また最も詳しく記述されている資料(『国の予算』)においても対象となる電源が説明されていないものがあるからである。政府内部の調査により、過去の予算についても推計されればより正確な数値が得られるものの、こうした調査は政府によって行われたことがない。控えめな数値として本意見書で積み上げ計算方式を採用することに問題はないであろう。

次に、積み上げ計算してもとめた政策経費を、全国の各電源の発電電力量(旧一般電気事業者、旧一般電気事業者以外の電気事業者、自家用の合計)で除して、政策経費単価を計算した。その結果は、表 10 の通りである。

この表にみられるように、電源別で見た場合、原子力向けの財政支出は 95.7%に及んでおり、電源別に見た場合の国家財政からの支出はほとんどが原子力向けであると言ってよい。この費用には、電源が明記されていない電源三法交付金は含まれていない。電源三法交付金の 1975-2007 年度の電源別割合は、原子力 68.4%、火力 27.3%、水力 3.9%であった(大島, 2010, p.36)。このことからすれば、電源三法交付金を電源別に振り分けていれば、原子力の政策経費はさらに高くなったであろう。

政策経費の対象となっている事業の多くは、本来であれば民間事業者自らが実施すべきである。にもかかわらず、原子力については異常とも言える国家からの支出が続いてきた。こうした財政支出は、民間企業に対する「隠れた補助金」(hidden subsidy)として作用してきた。「隠れた補助金」は、原子力を経済的に有利な状況におく。そのため、国民からすれば負担が大きいにもかかわらず、電力会社にとっては「隠れた補助金」分だけ安く認識されるようになる。これが原子力推進の基盤となっている。

ある特定の技術に対して、一定期間、国が補助することは政策的にありうるかもしれない。しかしながら、一定程度導入が進んだ段階で特定技術への補助金投入を続ければ、国民経済的には不合理な産業が生き残ることになってしまう。これを避けるには、図 2 にみられるように 1980 年代には発電電力量が増大して kWh 当たりの政策経費は落ち着いてきているから、この段階で政策経費の大部分を廃止すべきであった。ましてや、商業利用開始以来 50 年が経過している技術に対して多額の補助金を投入し続けることに合理性はなく、むしろ原子力事業のあり方を大きくゆがめ、ひいては原子力に経済性があるかのような錯覚を事業者に与えるようになっていいると考えられる。電力自由化が進められている現状の下では、特定事業者、すなわち原子力事業者に不当に有利な条件を与える制度は除去されるべきである。

い場合は、本意見書では対象としていない。

表 9 全エネルギー関連予算の電源別構成

(単位：億円)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
水力	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	22
火力	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	86
原子力	376	460	545	608	662	904	1,056	1,277	1,470	1,725	2,204

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
水力	78	90	96	102	97	102	93	96	97	119
火力	107	67	133	135	143	127	121	120	142	147
原子力	2,415	2,513	2,539	2,599	2,862	2,973	2,988	2,960	3,070	3,216

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
水力	131	132	141	145	149	159	154	135	125	148
火力	155	175	191	147	83	45	40	44	27	11
原子力	3,293	3,396	3,548	3,607	3,778	3,879	3,888	3,706	3,774	3,685

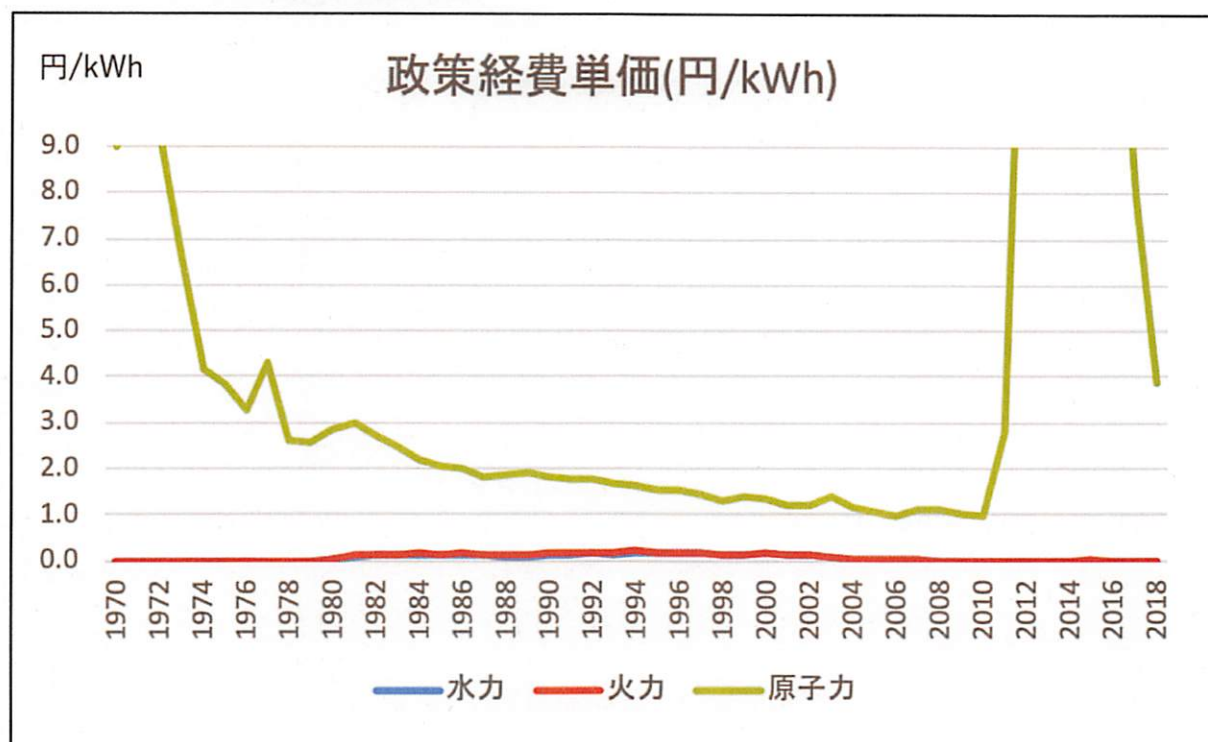
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
水力	126	106	85	38	27	13	10	0	0	0
火力	3	24	41	74	107	70	29	21	12	0
原子力	3,323	3,047	2,955	2,982	2,986	2,794	2,764	2,763	2,737	2,624

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	合計	割合
水力	0	0	0	0	0	0	0	0	2,819	2.2%
火力	0	0	0	0	78	5	0	0	2,716	2.1%
原子力	2,617	2,268	2,298	2,431	2,419	2,270	2,352	2,302	123,909	95.7%

出所：筆者作成。

注：大島（2010, pp.30-44, 265-287）の考え方に基づき、一般会計エネルギー対策費、エネルギー対策特別会計（当初予算）を電源別に再集計した。水力、火力がゼロと表記されているのは、億円以下は四捨五入したためである。原子力発電に対しては、福島原発事故以降、復興予算から事故対応費用が支出されている。ここではその費用は含まれていない。

図 2 各電源の政策経費単価の推移



出所：筆者作成

注：表 9 に示した全エネルギー予算の電源別構成を各電源の総発電量で除してグラフ化した。

表 10 各電源の政策経費単価の推移

政策経費単価(円/kWh)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
水力	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
火力	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
原子力	9.00	10.06	9.35	6.75	4.14	3.84	3.29	4.30	2.62	2.58	2.80

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
水力	0.09	0.11	0.11	0.13	0.11	0.12	0.12	0.10	0.10	0.13
火力	0.03	0.02	0.03	0.03	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
原子力	2.89	2.57	2.33	2.03	1.88	1.85	1.67	1.74	1.76	1.67

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
水力	0.12	0.15	0.14	0.19	0.16	0.18	0.15	0.13	0.13	0.15
火力	0.03	0.03	0.04	0.03	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00
原子力	1.62	1.60	1.49	1.41	1.36	1.34	1.27	1.17	1.25	1.20

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
水力	0.14	0.12	0.08	0.04	0.03	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
火力	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
原子力	1.09	1.08	1.30	1.11	1.03	0.97	1.10	1.12	1.03	0.96

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
水力	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
火力	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
原子力	2.82	17.81	34.49	∞	34.52	14.05	7.90	3.89

出所：大島(2010)の考え方に基づき筆者作成。

注：表 9 に示した全エネルギー予算の電源別構成を各電源の総発電量で除した。0.00 円/kWh となっているところは四捨五入によるものである。

4 四国電力の発電コスト（実績値方式）

4-1 実績値の計算方法

実績値方式にはいくつかのバリエーションがある。最初に試みたのは室田（1991）であり、大島（2010）がこれを発展させ、電力会社別の発電単価を計算している。國武（1989）、松尾・永富・村上（2012）は、支払利息の計算等を工夫して全国平均の原子力の発電単価の実績値を計算しているが、電力会社別には計算していないうえに、社会的費用を考慮していない。

本意見書では、これらの既存の研究を踏まえ、数式 1 のとおり、①発電に要する総費用（発電総費用）を求め、②これを総発電量で除して kWh 当たりのコストを計算する。kWh 当たりの発電費用を本意見書では発電単価と定義する。

数式 1：本意見書における実績値方式

① 発電総費用	=	営業費用	+	一般管理費	+	財務費用	+	社会的費用
② 社会的費用	=	事故リスク対応費用	+	政策経費				
③ 発電単価（円/kWh）	=	発電総費用	÷	総発電量（送電端）				

ここで、総発電量（送電端）とは、発電所で発電された電力量から発電所内で使われる電力量を差し引いたものである。送電ロス差し引いたものは「総発電量（需要端）」という。電源毎の発電コストを計算する際には総発電量（送電端）を用いるのが一般的である²。

4-2 費用項目の説明

数式 1 で示した①の各費用について以下に説明する。

営業費用については、有価証券報告書の損益計算書に水力発電費、火力発電費、原子力発電費が掲載されている。本意見書ではこの費用を用いる。これらは、それぞれの電源をもちいた発電に要した費用である。

一般管理費、財務費用は電源毎に区分されて経理されていない。そこで一般管理費は、電気事業連合会（2004, p.9）に沿って火力発電、原子力発電、水力発電の電気事業営業費用における各電源の営業費用の割合で按分する。

² 四国電力の 2015 年度までの発電電力量は有価証券報告書に基づいている。2016 年度からは、火力および水力の電力供給実績（kWh）は、他社からの受電分が含まれている。電力調査統計には他社受電分が含まれていない従来のやり方で記載されているので、2016 年度からは電力調査統計に基づいている。四国電力以外の電力会社については、電力調査統計と有価証券報告書の間の数値の間に違いがないか、あるいはあってもごく僅かなものにとどまっている。そのため、四国電力以外の電力会社については有価証券報告書に記載されている電力量に基づいている。

一方、財務費用は、建設にあたっての借り入れに対する支払利息が大半を占めるものである。財務費用は電源別に経理されていない。これについて國武（1989, p.2）は、支払利息を推定するにあたり、損益計算書上の一般管理費を、建設仮勘定と電気事業固定資産の合計で電源毎に分配する方法を採用している。しかし、当時とは異なり、建設仮勘定は電源毎に示されなくなっており、この方法をそのまま利用できない。そこで、本意見書では、電気事業固定資産の規模に応じて利息支払いが生じているものと仮定し、電気事業固定資産に占める割合に応じて按分する。

次に、水力発電に関する留意事項について説明する。水力発電は、ダム式や流れ込み式等の一般水力と、需給調整のために用いられる揚水方式の2つに大別される。再生可能エネルギーが大量に導入されていない時期は特に揚水発電の設備利用率は非常に低かった。揚水発電は、「原子力発電と組み合わせたA・B揚水発電所を計画し」（『四国電力 有価証券報告書』1975年3月期、p.18）、「51年度着工分として本川揚水発電所を計画し原子力と組み合わせて運用の効率化をはかる」（『四国電力 有価証券報告書』1976年3月期、p.18）とあることから、四国電力においては、原子力発電所と一体のものであったことが当時の財務諸表からわかる。1975年3月期有価証券報告書に記載のA・B揚水発電所と記されたものは、着工年月、運転開始年月、総工事費が同じであることから、1976年3月期の有価証券報告書における本川発電所新設として具体化されたと考えてよい。揚水発電は、少なくとも四国発電においては、原子力発電との組み合わせで開発された。

水力発電は、燃料費がかからず、費用構成のうち資本費がほとんどを占めるため、kWh当りの発電コストは設備利用率に大きく左右される。そのため、設備利用率が50～60%程度の一般水力と5%程度の揚水発電とを合わせて「水力発電」として発電単価を計算すると、一般水力の発電単価とは大きく乖離してしまう。電源毎の発電単価を比較する上では一般水力と揚水発電を区分するほうが望ましい。

そこで、本意見書では、一般水力と揚水発電を区分するために以下のような措置をとることにした。まず、営業費用と一般管理費用は発電電力量に応じて、また、財務費用については一般水力と揚水の固定資産額が明示されていないため、発電設備容量に応じて按分する。これを行うことによって、一般水力と揚水の発電コストをある程度正確に把握することができる。

なお、本意見書における試算では、有価証券報告書という会計データを基礎にしているためデフレーターを用いた実質化は行っていない。会計においては、名目値を利用することに意義があるとされているからである。また、原子力発電の要素費用をGDPデフレーターで実質化することには疑問の余地があるからである。

4-3 社会的費用の扱いについて

実績値方式においては、社会的費用のうち「事故リスク対応費用」の扱いについて注意が必要である。この費用は、福島原発事故以前は考慮されておらず、電気料金の原価に算入されてこなかった。財務諸表においても、原子力賠償責任保険の保険料および原子力損害賠償補償契約に基づく補償金支払いがあるのみで、経済的には無視しうるほどであった。福島原発事故後、原子力損害賠償支援機構法（後の原子力損害賠償・廃炉等支援機構法）

に基づき、電力各社は一般負担金を支払わなければならなくなった。それ以降は、営業費用項目の中に「原賠・廃炉等支援機構負担金」が加えられた。東京電力は、一般負担金に加えて特別負担金も支払っている。この特別負担金は、電気料金（規制料金）の原価には算入されていない。

このような現状を踏まえると、実績値方式における社会的費用の扱いはやや難しい。というのは、「事故リスク対応費用」も「政策経費」についても、現実に支払いが終わっていない状況であるからである。そこで、実績値方式における「事故リスク対応費用」は、モデルプラント方式とは異なり、事故リスク費用全体ではなく、現実に支払われている費用のみを考慮することにする。すなわち、電力会社の一般負担金、特別負担金支払いと国家からの財政支出（研究開発および立地対策費）である。こうしたことにより、本意見書の実績値方式の数値は、社会的費用についてモデルプラント方式よりも過小評価になっている。

4-4 四国電力における電源毎の発電コスト

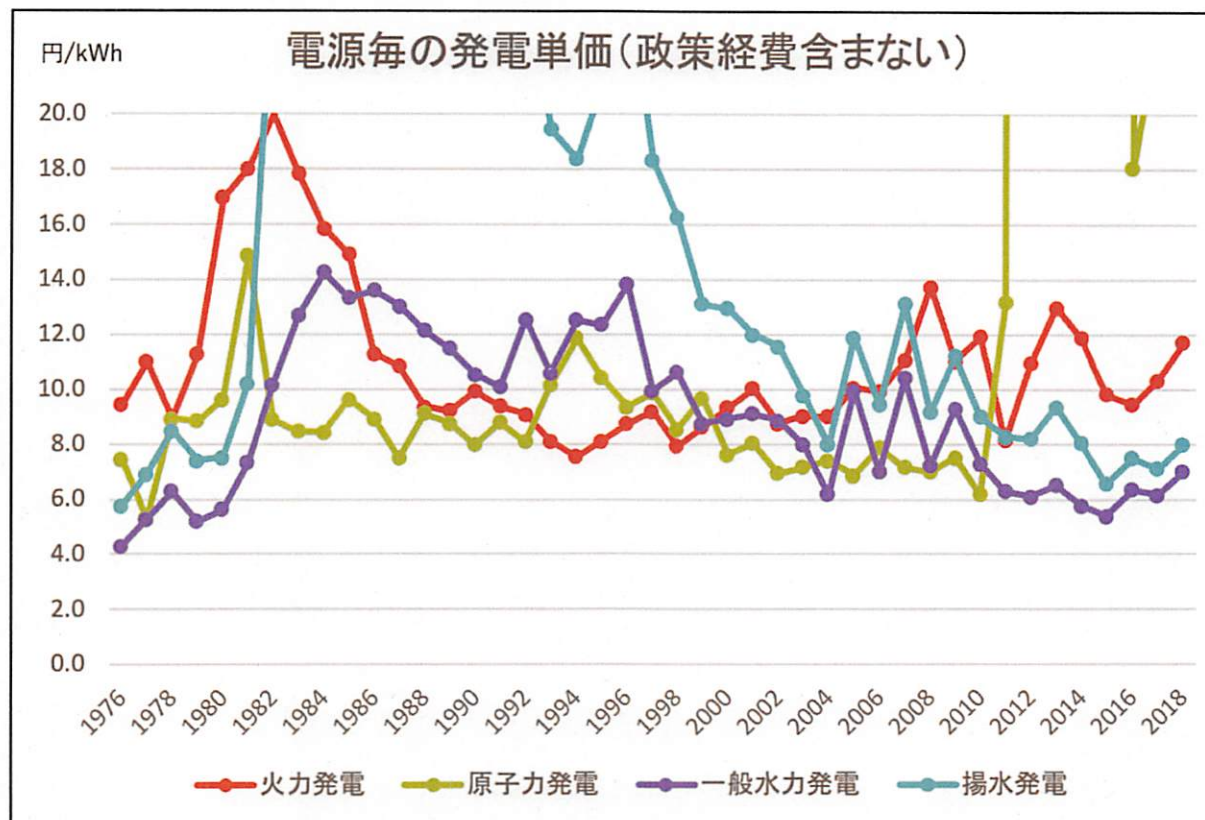
政策経費を含まない四国電力の発電コストは図 3 の通りである。発電コストの電源間比較についてはおおよそ次のようなことがいえる。

四国電力における電源毎の発電コストは、当初一般水力が最も低かった。1982～1992 年度は原子力発電が最も低くなるが、1993 年度以降は火力発電が最も低くなる。これは伊方原子力発電所 3 号機が建設され、減価償却費が多くなったからである。減価償却が進み 1998 年になると再び原子力発電が最も低くなるもの、一般水力が最も低くなる年度もあった。つまり伊方原子力発電所 1 号機が運転を開始して以来 24 年間は、どの発電方式が最も高いものかは四国電力については言えない。

さらに政策経費を加えたものが図 4、表 11 である。これをみればわかるように、四国電力における発電単価は、当初一般水力が最も低い。1982～1992 年度は原子力発電が最も低くなるものの、その後、1993～1999 年度は火力発電が最も発電単価が低かった。2000 年度以降は、原子力と一般水力はほぼ同程度の発電単価になっているが、2011 年度を境に、原子力は非常に高い電源となっている。

2011 年度以降は、福島原発事故以降、原子力の発電単価は、もはや事業性のないほどに高額になっている。これは、事故後の長期停止、伊方原子力発電所 1, 2 号機の廃止決定、安全対策工事、仮処分による長期停止など、伊方原子力発電所が時代にそぐわなくなり、従来のように運転できなくなったことによる。

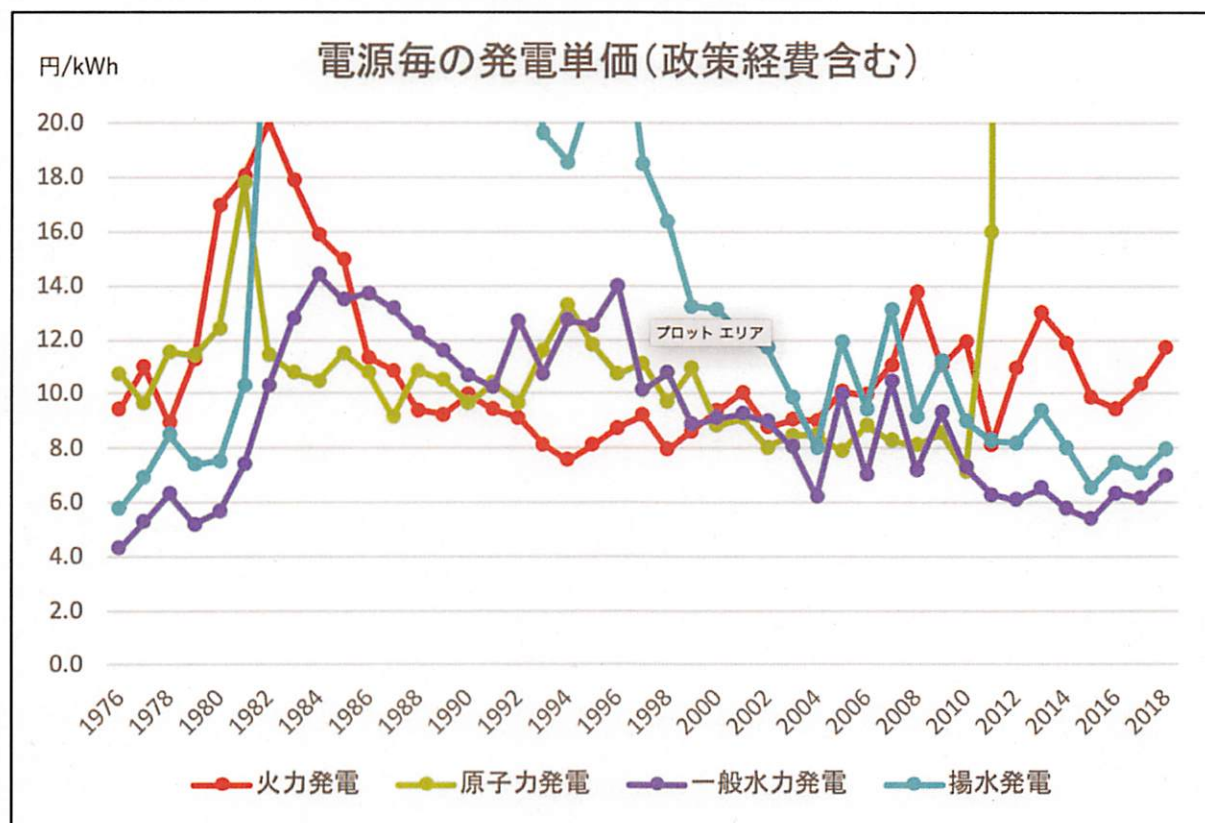
図 3：電源毎の発電単価（政策経費含まない）



出所：筆者作成。

注：いずれも送電端での発電コストである。ただし、2016 年度以降、統計の取り方に変更があり、電力調査統計において発電所での所内用電力が公表されなくなった。そのため、2016 年度以降については、2001～15 年度の平均の所内率（発電端の発電電力量に対する所内用電力の割合）を用いて所内用電力を推計し、送電端の発電量からこれを差し引いた。

図 4 四国電力における各電源の発電単価の推移（政策経費含む）



出所：筆者作成。

注：図 4 に同じ。

表 11 電源ごとの発電単価（政策経費含む、網掛けは当該時期に最も安価な電源）

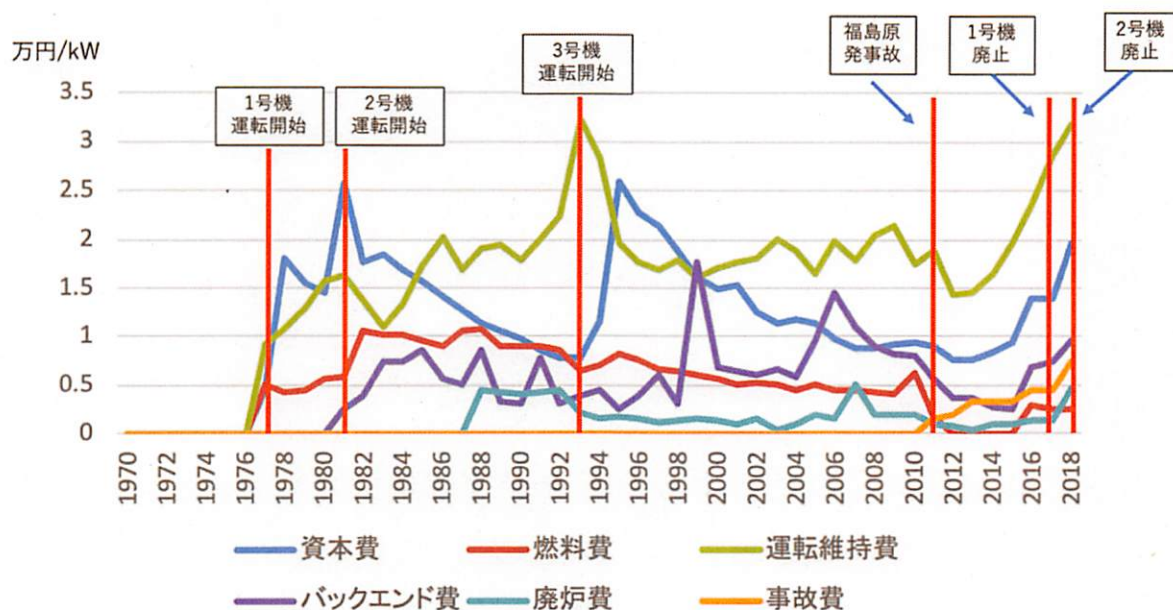
円/kWh(送電端)

	1976-80 年度	1981-1990 年度	1991-2000 年度	2001-2010 年度	2011-2018 年度
火力	11.6	13.6	8.6	10.4	10.7
原子力	11.0	10.9	10.8	8.3	42.8
一般水力	5.3	11.8	10.9	8.2	6.2
揚水	7.2	28.5	18.6	10.4	7.7

出所：筆者作成

2号機が廃止となったものの一般負担金は減額されなかった。そのため、kWあたりの事故費用は増大し、燃料費を上回るようになってきている。バックエンド費、事故費用などの一連の「社会的費用」は、もともと費用項目のなかで最も大きな割合をしめていた資本費を上回るようになってきている。

図 5 費用項目のkW当たりコスト



出所：筆者作成

5 伊方原子力発電所 3号機の今後のコスト

5-1 発電単価上昇の要因

4で、四国電力の原子力発電のコストについて分析した。実績値方式からは、原子力発電が必ずしも安い電源ではなかったこと、2011年度以降は発電単価が急騰していることを示した。ここでは伊方原子力発電所3号機の今後について推測する。

福島原発事故後、伊方原子力発電所の発電単価は上昇し、単年度でみた場合、事業として成立しないほどになっている。これは次の3つの要因による。

- ① 福島原発事故後に策定された新規制基準に適合するための安全対策工事費用の増大
- ② 福島原発事故を契機とした長期停止による発電量の減少
- ③ 各種の訴訟（※）の影響で停止したことによる発電量の減少

※ 有価証券報告書（2019年3月期）には、「重要な訴訟事件」として次の訴訟が列記されている

- ・伊方発電所運転差止訴訟（松山地裁）

- ・伊方発電所運転差止訴訟（広島地裁）
- ・伊方発電所運転差止訴訟（大分地裁）
- ・伊方発電所3号機運転差止仮処分命令申立事件（大分地裁、福岡高裁）
- ・伊方発電所運転差止訴訟（山口地裁岩国支部）
- ・伊方発電所3号機運転差止仮処分命令申立事件（山口地裁岩国支部、広島高裁）

つまり、安全対策工事による費用の増大と、停止による発電量の減少との2つの要因により kWh 当りの発電コストが増加している。そのため、発電コスト(円/kWh)が増加している。これらが、今後どのように推移するかが、伊方原子力発電所3号機の経済性をみる上で重要な要素となる。

数式 2 発電コスト (円/kWh) のイメージ

$$\text{発電コスト (円/kWh)} = \frac{\text{発電に要する費用 (円)}}{\text{発電電力量 (kWh)}}$$

↑ 増加

↑ 増加

↓ 減少

まず数式 2 式の分子部分、すなわち「発電に要する費用」は、資本費、燃料費、運転維持費からなる。「発電に要する費用」の増加の多くは、資本費の増加、すなわち安全対策工事の増加によってもたらされたものと考えられる。これについては、すでに投資済みのものも含めて減少することはない。特重施設設置のための工事も終了していないことから、安全対策工事費（＝資本費）は確実に増大する。加えて、原子力安全規制は、強められこそすれ弱められることはなく、今後も安全規制が強化される可能性は残されている。そうなれば、バックチェック、バックフィットが求められるから、そのための費用が増える。以上のことから、「発電に要する費用」は増大してきたし、今後もその可能性が高い。

次に式の分母部分、すなわち発電電力量について述べる。原子力発電は、燃料費等の可変費よりも、資本費や運転維持費部分が多く、これらは発電電力量が減少してもほとんど減らない。そのため発電電力量の減少が、即座に、発電コストの増加につながることになる。発電電力量の減少は、安全対策工事と訴訟により長期停止したことによる。分子部分について述べたように、原子力安全規制は今後も強められる可能性が高く、そのたびに停止をよぎなくされる。そのため、発電電力量が福島原発事故以前よりも少なくなると考えられる。また、司法判断で原子力発電所が停止したこともしばしばあり、今後も当然おこりうる。

加えて、原子力発電所には、事故やトラブル（事象）によって運転期間中であっても停止する可能性がある。また、事故やトラブルだけでなく、電力会社の安全対策そのものに瑕疵があった場合、原子力規制委員会の指示による停止はもちろんのこと、周辺自治体・住民からの要望に対応するために電力会社が自ら停止の決定をする可能性がある。例えば、

2020 年 1 月に、伊方原子力発電所 3 号機で核燃料プールの冷却装置が 43 分停止するトラブルが発生し、四国電力は定期検査を中断し、対策を講じている。これまでの経緯からすれば、電力会社自身の安全対策の不備や、不測の事態等により、計画外の停止が起こるとみるのが自然である。

以上のことから、発電電力量が減少する可能性は今後もある。これらは全て発電コストの上昇に寄与する。伊方原子力発電所 3 号機の今後の発電単価を評価する場合は、これらについても考慮しなければならない。

5-2 伊方原子力発電所 3 号機の将来の発電単価計算にあたっての想定

伊方原子力発電所 3 号機の運転期間全体における評価は 6 で行う。ここでは、福島原発事故までの費用は考慮せず、伊方原子力発電所 3 号機に福島原発事故後必要になった安全対策を講じ、残りの運転期間を発電するという現実的想定のもとでコスト評価を行う。評価にあたっての考え方は以下の通りである。また諸元については、表 12 に示した。

- 1) 計算の基本的考え方は、発電コスト検証ワーキンググループ(2015)が示した方法に基づく。具体的には公開されている Excel シートを用いる。
- 2) 評価は、2011 年度を起点とする。
- 3) 原子力発電で最も大きな割合を占める資本費は、福島原発事故後に必要となった安全対策費のみとする。つまり発電所の建設費、廃止費用はゼロ、すなわち、建設費は償却済み、廃止費用は引当済みと想定する。これによって伊方原子力発電所 3 号機を廃止しなかったことのみを評価できる。
- 4) 政策経費については次の通りとする。

2011-18 年度の政策経費総額の平均値(2369 億円/年)を採用する。総発電量は以下のケース 1、ケース 2 を想定する。

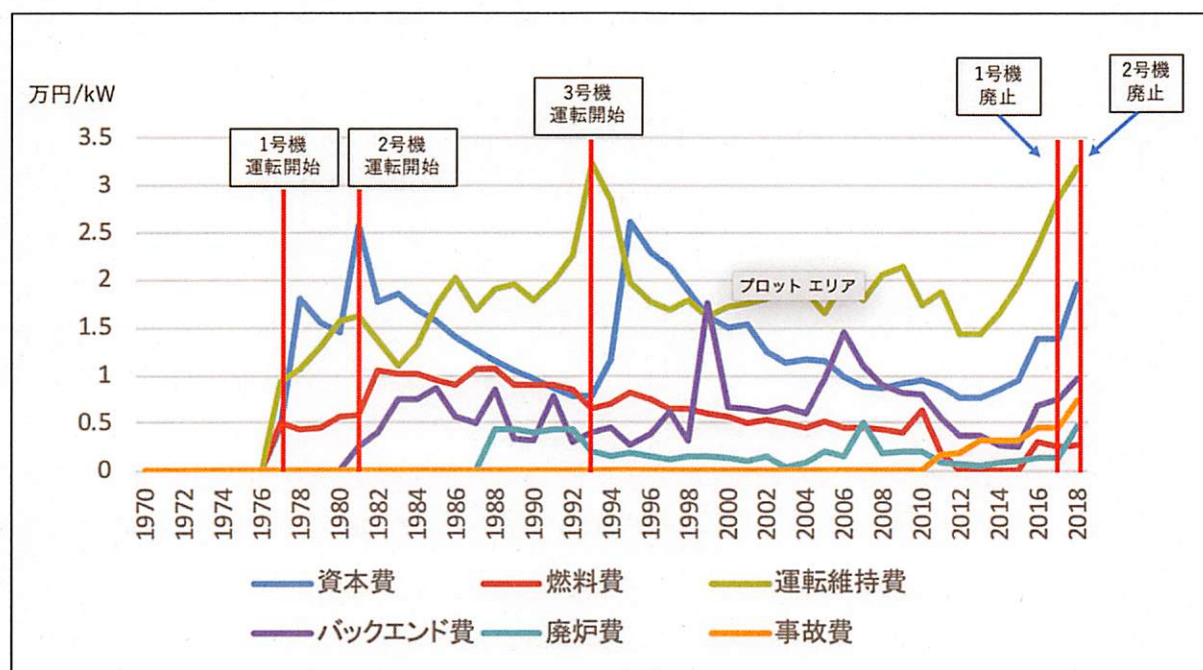
ケース 1：現時点（2020 年 5 月）で新規基準の適合審査に合格し、再稼働をした四国電力・伊方原子力発電所 3 号機のほか、関西電力、九州電力の原子力発電所が 2021 年度以降、フル稼働（設備利用率 70%、80%）した場合を想定する。（ケース 1）

ケース 2：2021 年度に適合審査を申請している既存原発と新規原発（大間原子力発電所、島根原子力発電所 3 号機）が、適合性審査に合格し、2021 年度にすべて再稼働し、フル稼働（設備利用率 70%）するとし、現時点（2020 年 5 月）で認可されている運転期間（40 年のものもあれば 60 年のものもある）の間に運転するものと想定する。2021 年度にこれら全ての原子力発電所が再稼働すると想定することは非現実的であるが、現時点で考える最も経済的なケースを試算することができる。

- 5) 残りの諸条件は、有価証券報告書から得られたデータを基礎に適宜補正する。ただし、2011 年度以降、四国電力の原子力発電発電電力量は大きく減少したため、人件費、修繕費、諸費、一般管理費については kWh 当たりコストは非常に大きな値になり、それにつれて発電単価も大きく上昇してしまうことになる。そこで、発電電力量の減少による影響を除外するため、人件費、修繕費、諸費、一般管理費については発電設備の規模によって発生しているととらえ kW 当たりのコストを採用する。kW 当たりコストでも、人件費、修繕費、

諸費、一般管理費は増大しているのので、できるだけ保守的な計算結果を得るために、事故前の 2001-10 年度の平均をもちいることにした(各費用項目の kW 当たりのコストについては図 5 参照)。ただし、燃料費、バックエンド費は kW 当たりではなく、発電電力量に応じて増加すると考えられるから、これらについては 2001-18 年度平均の kWh 当たりのコストを用いた。

図 6 費用項目の kW 当たりコスト



出所：筆者作成

表 12 評価に当たっての諸元

項目	内容	説明
廃止時期	2034 年度	1994 年度に運転開始の後、40 年間運転して 2033 年度に廃炉とする。
基準年	2011 年度	2011 年度に安全対策費を講じたとする。
建設費	3142 億円	ただし、すでに償却済とし、残存簿価ゼロ円とする。
追加的安全対策費	1900 億円	四国電力の発表による。
人件費	0.46 万円/kW	給与手当、厚生費の合計の kW あたり単価 (2001-10 年度の平均) より計算
修繕費	1.39 万円/kW	2001-10 年度の平均

諸費	1.24 万円/kW	雑給、廃棄物処理費、潤滑油油脂費、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、損害保険料、諸費、雑税（2001-10 年度の平均）
一般管理費	0.58 万円/kW	2001-10 年度の平均
廃止費用	597 億円	ただし、2011 年度時点ですでに引き当て済みと想定し、ゼロ円とする。
燃料費	0.85 円/kWh	2001-18 年度実績の平均
バックエンド費	1.82 円/kWh	2001-18 年度実績の平均
事故リスク対応費用	23.9 兆円以上	東京電力・1F 問題委員会（2016）資料による福島原発事故費用 21.5 兆円に政府の 2011-15 年度に、福島原発事故対応のために支出した 2.4 兆円を加え 23.9 兆円以上。
発電量	2011-19 年度は実績値、2020 年度はゼロ、2021 年度以降はフル稼働とする。	2011 年度は 4 月 29 日より定期検査、その後長期停止であったため 28 日間発電。その後、2019 年度までは実績値（2012-15 年度ゼロ、2016 年度 4945 百万 kWh、2017 年度 4055 百万 kWh、2018 年度 3339 百万 kWh、2019 年度。2020 年度はゼロとし、2021 年度以降は設備利用率 70%/80%を想定。

出所：筆者作成

5-3 伊方原子力発電所 3 号機の将来の発電単価

計算結果は図 7、表 13 の通りである。いずれも原発事故費用は確定していないから、それぞれのケースは最低限の価格、すなわち「円/kWh 以上」であることに注意されたい。この計算結果から以下のことが言える。

第 1 に、残された運転期間が短くなり、また安全対策工事や訴訟等の要因により発電量が減ったため、政策経費を除いた場合であっても発電単価は高く、設備利用率 70% の場合 16.0 円/kWh、80% の場合でも 14.6 円/kWh となっている。伊方原発 3 号機の経済性は失われており、当初から追加的安全対策を施さずに廃炉にするべきであったと言えよう。今後も規制の強化や、事故・トラブル等で発電期間が短くなる可能性は大いにある。それゆえ、四国電力自身が「投資負担の増加」（四国電力, 2019, p.24）によるリスクがあると述べるにいたっているように、伊方原子力発電所 3 号機はリスクが高い電源となっている。

第 2 に、政策経費もまた、福島原発事故後の環境下においては非常に高くなっている。政策経費は、想定する発電電力量やケースによって差があるが、1.3 円/kWh～5.6 円/kWh

にもおよんでいる。

それゆえ第3に、政策経費を加えれば伊方原子力発電所3号機の発電単価はさらに高くなり、適合審査申請している原子力発電所が2021年度に一斉に再稼働するという非現実的な想定をおき、かつ設備利用率80%という、全国規模では到達したことのない水準で長期間維持した場合であっても15.9円/kWh以上になる。

表 13：伊方原子力発電所3号機の発電単価

単位：円/kWh 以上

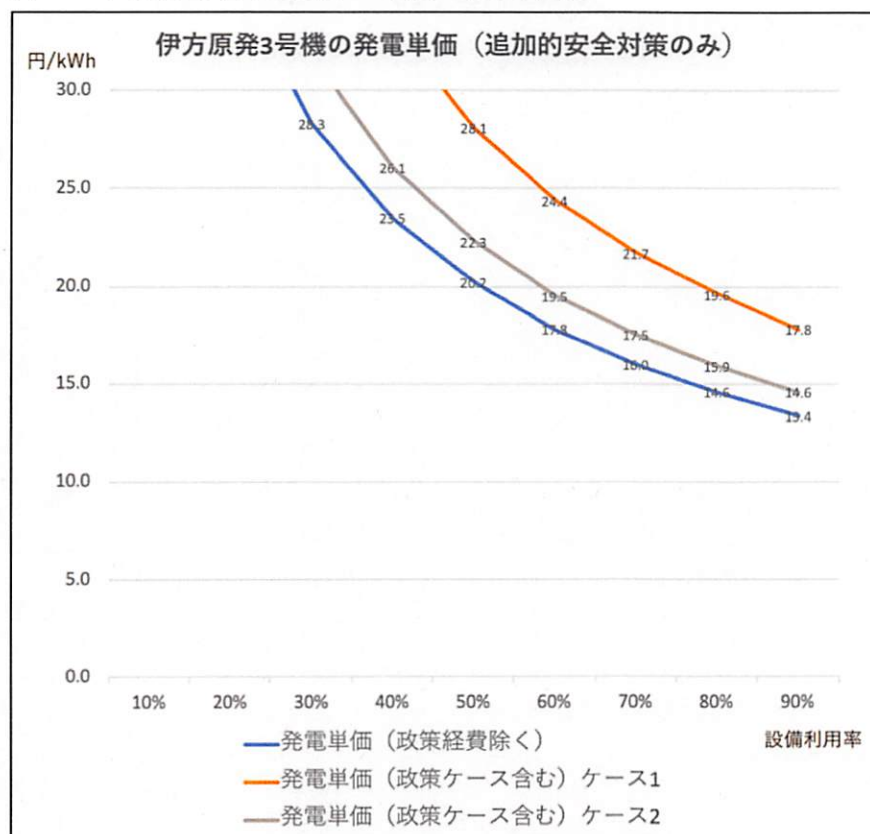
	設備利用率70%			設備利用率80%		
	発電単価 (政策経費除く)	政策経費	合計	発電単価 (政策経費除く)	政策経費	合計
ケース1	16.0	5.7	21.7	14.6	5.0	19.6
ケース2	16.0	1.5	17.5	14.6	1.3	15.9

出所：筆者作成

ケース1：2021年度より伊方原子力発電所3号機その他、関西電力美浜3号機、大飯原子力発電所3、4号機、高浜3、4号機、九州電力玄界3、4号機、川内原子力発電所1、2号機が再稼働するケース。

ケース2：2021年度より適合性審査申請している原子力発電所が全て再稼働するケース。

図 7：伊方原子力発電所 3 号機の発電単価



出所：筆者作成

6 運転期間全体でみた伊方原子力発電所 3 号機の発電単価

ここでは 40 年間全体で伊方原子力発電所 3 号機がどの程度の経済性をもっているのか、評価することにする。評価に当たっては、発電コスト検証ワーキンググループ（2015）が公表した Excel シートを用いる。

5 と異なる点は、次の 3 点である。

第 1 に運転期間を 40 年とした。

第 2 に、追加的安全対策費(1900 億円)に加えて建設費（3142 億円）と廃止措置費用を考慮した。廃止措置費用は、原子力規制委員会のホームページ上で、各事業所の用意した資料が整理されている。四国電力がもつ対象となる施設の費用は表のとおりで、合計 1400 億円である。これは、発電コスト検証ワーキンググループ(2015)におけるモデルプラントの廃止費用にくらべて 3 号機単独では 12.4%高い。その理由は、資料がなく不明である。

表 14 伊方原子力発電所の廃止措置費用

1 号機(56.6 万 kW)	407 億円	7.19 億円/kW
2 号機(56.6 万 kW)	396 億円	7.00 億円/kW

3号機(80万kW)	597億円	6.71億円/kW
合計(193.2万kW)	1400億円	6.92億円/kW
モデルプラント(120万kW)(発電コスト検証ワーキンググループ)	716億円	5.97億円/万kW

出所：発電コスト検証ワーキンググループ（2018）、四国電力ホームページより筆者作成。

第3に、伊方原子力発電所3号機は設備利用率が高い実績があるため、この数値をそのまま反映させることにした。使用するデータは、四国電力ホームページに公開されているものを用いた。すなわち、伊方原子力発電所3号機による発電端の発電電力量は四国電力ホームページに掲載されている³。また、2016～2018年度については、伊方3号機しか発電していないから発電端電力量（ホームページ掲載の発電電力量）と電力調査統計に掲載されている送電端発電電力量の差をとれば、伊方原子力発電所3号機の発電所内消費電力量がえられる。ここから、伊方原子力発電所3号機の所内率（2016～18年度）の平均をとると、4.5%であることがわかる。所内率はほぼ一定と考えられるからこれを採用すると、1994年～2015年度の発電端発電電力量×（1-所内率）を計算することで、伊方原子力発電所3号機の送電端発電電力量を得ることができる。また2019年度については、電力調査統計に送電端の発電電力量の月別データが掲載されているので、2019年度についても送電端発電電力量が得られる。以上から得られた送電端発電電力量（1994～2019年度）を用いる。2020年度以降は、設備利用率を70%、80%を想定と想定して計算することにする。

第4に、政策経費は、1970-2018年度平均の1.8円/kWhとする。これによって伊方原子力発電所3号機の運転期間全体での発電単価が得られる。他の点については5と同じ想定とした。

結果は、表15に示すとおりである。ここでも、原発事故費用は確定していないから、それぞれのケースは最低限の価格、すなわち「円/kWh以上」であることに注意されたい。この計算結果から以下のことが言える。

第1に、40年間という長期でみた場合も、発電電力量の減少と追加的安全対策の及ぼした影響は大きく、政策経費を除いた場合であっても発電単価は設備利用率70%で設備利用率13.0円/kWh、設備利用率80%で11.8円となった。これは、40年間でみた場合であっても、伊方原子力発電所3号機の特段の経済性があるとはいいがたい。今後、規制の強化や、事故・トラブル等で発電期間が短くなれば、さらに経済性は悪化する。

第2に政策経費を加えると、伊方原子力発電所3号機の発電単価は設備利用率70%で14.8円、設備利用率80%で13.6円/kWhとなる。こうなると、国民経済的にみて原子力発電所を運転することに大きな意味はなかったと考えられる。

表 15：伊方原発3号機の発電単価（40年間運転）

³ https://www.yonden.co.jp/energy/atom/ikata/operationg_results.html

設備利用率70%			設備利用率80%		
発電単価 (政策経費除く)	政策経費	合計	発電単価 (政策経費除く)	政策経費	合計
13.0	1.8	14.8	11.8	1.8	13.6

7 結論

本意見書では、四国電力について、原子力発電の発電単価の実績値、伊方原子力発電所3号機の追加的安全対策実施後の経済性、同機の40年間運転する場合のトータルの経済性、の3点について保守的評価を行った。その結果は以下の通りである。

第1に、原子力発電事故がおこった場合の社会的費用は莫大であり、民間企業である四国電力に負担できるものではない。本意見書では事故費用が政府推計で21.5兆円におよぶことを述べた。このうち損害賠償費用については、原子力損害賠償・廃炉等支援機構を通じて支援が期待しうる。しかし電気事業者が自力で負担する必要がある、緊急時対策（事故直後の原子炉対策）のためだけであっても、福島原発事故で東京電力は即座に約1兆円の資金を要し、かつ長期的に総額8兆円におよぶ資金を負担しなければならない。四国電力には、緊急時を含め、事故対応のための費用を支払う財務的体力はないと考えられる。政府ないし関係金融機関との何らかのとりきめが事前に存在していないかぎり、事故発生直後に経営体としての存在が危うくなると考えられる。

第2に、発電事業としての実績値でみた場合、福島原発事故前の段階においても原子力発電は特に経済性に優れているものとはいえなかった。原子力発電が最も安かった時期は、「1981～1990年度」頃である。このとき四国電力は水力発電の新設をおこなったため、水力はコストが全般的に高くなっていた。1990年代にはいると、円高の影響もあり、火力発電の発電単価が安くなっている。福島原発事故後は、安全対策や長期停止の影響で、おそらく四国電力ですら想像できなかったであろうほど発電単価が上昇している。政策経費を含めると、こうした傾向は一層顕著である。社会的にみて、原子力発電を継続することに十分な意味を見いだすことはできない。

第3に、伊方原子力発電所3号機にほどこした追加的安全対策の効果をみたところ、追加的安全対策費の大きさそのもの、および、停止期間の長さにより、発電単価は非常に高くなっている。政策経費を除いても、発電単価は16円/kWh(設備利用率70%)、14.6円(同80%)であり、もはやどの電源よりも高い。政策経費を加えれば、2021年度に全ての原子力発電所が再稼働したとしても15.9円/kWhとなる。これでは何のために原子力発電を稼働させているかわからない状態である。当初は、これほどコストが上がるとは四国電力自身も想像していなかったのかもしれないが、現在は、すでに投資してしまった以上、多少でも費用を回収しなければならないために再稼働するという、本末転倒な状態に陥っているのではないかと考えられる。

第4に、40年間でみたトータルの発電単価でも、伊方原子力発電所3号機の経済性は十分ではない。現時点で考えられる最も保守的なケースを想定しても、設備利用率70%

で 13.0 円/kWh、同 80%で 11.8 円/kWh である。政策経費を加えると（政策経費を最も保守的に考えて）、1.8 円/kWh 加わることになるから、最も安く見積もったとしても、他電源より高くなる。四国電力にとって、経済的にみれば原子力発電事業を行うことに十分な意味を見いださせない。

本意見書では、放射性廃棄物の処分や廃止措置に要する費用については、十分な検討をおこなっていない。これらは、世界的にみて上昇し続けており、日本だけが例外であることは難しいであろう。四国電力 3 号機についても同様のことが言える。総じて、原子力発電は、国の庇護なしには存立し得ない電源であり、社会的にみて最も高額な電源であるといわざるをえない。とりわけ社会的費用の観点からすれば、原子力発電を維持する経済合理性はない。

参考文献

<文献>

European Commission (2014), State aid: Commission concludes modified UK measures for Hinkley Point nuclear power plant are compatible with EU rules, 8 October.

エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会(2011)「コスト等検証委員会報告書」12 月 19 日

大島堅一(2010)『再生可能エネルギーの政治経済学』東洋経済新報社

勝田忠広・鈴木利治(2005)「原子力発電の経済性に関する考察」6 月 12 日公益事業学会第 55 回全国大会

園武紀文(1998)「わが国における原子力発電のコスト構造分析 ―電力九社の財務諸表に基づく経済性評価」電力中央研究所、研究報告 Y98003

四国電力(2014)「よんでんグループアニュアルレポート 2014」

(2019)「よんでんグループ 統合報告書 2019」

(2019)「わたしたちとエネルギー ―原子力発電のこれまでとこれから」

(https://www.yonden.co.jp/cnt_teacher/siryou/pdf/siryou_02.pdf)

電気事業連合会(2004)「モデル試算による各電源の発電コスト比較」1 月

日本経済研究センター(2019)「事故処理費用、40 年間に 30 兆～80 兆円に」3 月 7 日

発電コスト検証ワーキンググループ(2015)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」5 月

藤原遙・大島堅一(2018)「社会的費用論アプローチによる福島原発事故被害の分析」環境経済・政策学会 2018 年大会

室田武(1991)「日本の電力独占料金制度の歴史と現況 ― 1970～89 年頃の九電力会社の電源別発電単価の推計を含めて―」『経済学研究』32、pp.75-160

松尾雄司・永富悠・村上朋子(2012)「有価証券報告書を用いた火力・原子力発電コスト構造の分析」『エネルギー・資源学会論文誌』33(5)、pp.21-30

<統計>

財政調査会編『国の予算』大蔵財務協会（各年度版）

日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット『エネルギー・経済統計要覧』省エネルギー

センター、各年版

「電力調査統計」各年版

『有価証券報告書』各年度版（北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、
関西電力、四国電力、中国電力、九州電力）