

北陸電力志賀原子力発電所の経済性に関する見解

龍谷大学政策学部 教授

大島堅一

1 はじめに ~意見書の要約

2022年3月7日 大島堅一



本意見書では、北陸電力志賀原子力発電所の経済性について見解を述べる。まず、あらかじめ内容を要約する。

1) 発電コストの計算方法

北陸電力の統合報告書（「北陸電力グループの現状 2020」）に、原子力発電のコストに関する記載があり、政府の発電コスト検証ワーキンググループの 2015 年の試算結果をもって原子力発電に経済性があることを示している。だが、これはあくまでモデルプラントでの計算結果に過ぎず、北陸電力の発電コストではない。実際の北陸電力の志賀原子力発電所の経済性を見るには①有価証券報告書による実績値の計算、②2011 年度以降の費用のみを考慮した発電コストの推計、③運転期間全体でみた発電コストの推計のそれぞれを行い、評価する必要がある。

2) 原子力発電の社会的費用

原子力発電は、直接発電に要する費用以外に、社会的費用が発生している。社会的費用には、事故リスク対応費用と政策経費がある。福島原発事故の発生によって 21.5 兆円以上の事故リスク対応費用が発生しており、今後増大するのは確実である。一方、政策経費についても年間 2~3000 億円かかっている。これらの社会的費用は現実に発生している費用である。政府においても社会的費用を含めて発電コストが評価されていることから、社会的費用を含めた経済性評価が必要である。

3) 実績値からみた北陸電力における原子力発電のコスト

有価証券報告書による北陸電力の原子力発電のコスト評価を行うと、原子力発電は発電コストが最も高い。その原因の一つは、北陸電力の設備利用率の低いことにあると考えられる。

4) 2011 年度以降の費用のみ考慮した場合の、再稼働時期別の志賀原子力発電所 1, 2 号機のコスト

北陸電力は、福島原発事故後、志賀原子力発電所の再稼働をめざす決定を行った。2011 年度以降に発生した費用のみを考慮したとしても、発電コストは高くなってしまい、再稼働の判断が誤っていたと評価できる。

5) 運転期間全体（40年、60年）でみた志賀原子力発電所1、2号機のコスト

原子力発電は資本費が大きいため、運転期間全体で平均した発電コストをみる必要がある。原子炉等規制法により定められた40年の運転期間でみた場合、志賀原子力発電所の発電コストは高い。また、仮に20年の運転延長が認められたとしても、志賀原子力発電所の発電コストは高い。

6) 小括

よって、①有価証券報告書による実績値の計算、②2011年度以降の費用のみを考慮した発電コストの推計、③運転期間全体でみた発電コストの推計のいずれのコスト計算の方法によっても、志賀原子力発電所の発電コストは高く、トータルでみたときの志賀原子力発電所の経済性はないと考えられる。

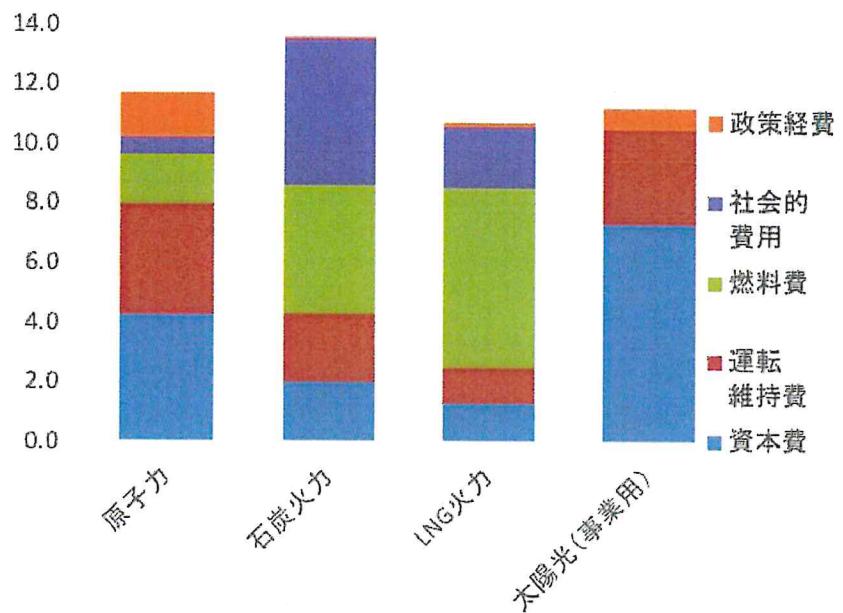
2 発電コストの考え方

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」とされた。また2021年に閣議決定された第6次「エネルギー基本計画」（2021年）でも、全く同じ記述がされている。

「エネルギー基本計画」（2021年）の策定にあたって、発電コスト検証ワーキンググループが新たに発電コストの試算を行った。その結果は、図1のとおりである。これによれば、2030年度に原子力発電所を新設する場合のコストは事業用太陽光発電やLNG火力よりも高いことが示されている。それゆえ、原子力発電の「運転コストが低廉」とは言い難い。原子力発電が安価でないことは、政府における検討結果をみても明らかである。

図1 発電コスト検証ワーキンググループ（2021）が示した電源別発電コスト（抜粋）

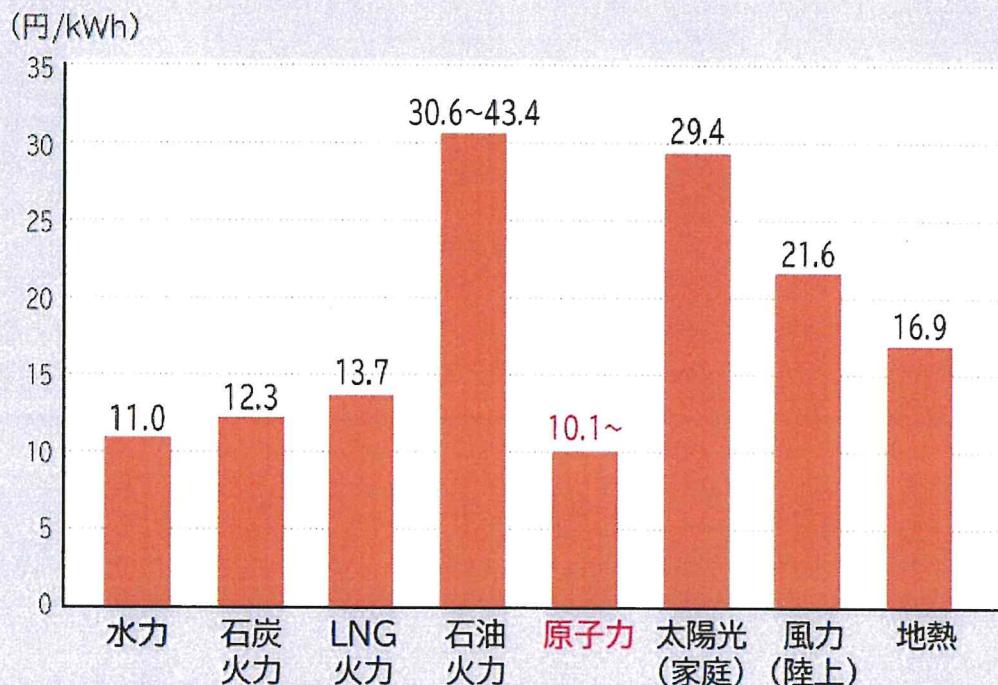


出所：発電コスト検証ワーキンググループ（2021）より筆者作成。

一方、北陸電力が発行しているレポートでは、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」（図2）と記述されている（北陸電力, 2020）。そこで、以下では、発電コスト検証ワーキンググループ（2015）について述べる。

図2 北陸電力における原子力発電のコストに関する記述

● 主な電源の発電コスト(2014年モデルプラント)



*試算の前提等によって数字は変わります。

出典：発電コスト検証ワーキンググループ「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(2015.5)」を基に作成

出所：北陸電力（2020）、14 ページ

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、日本政府や北陸電力は新規に原子力発電所を建設する計画があるのか。北陸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 1 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、北陸電力が、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、あたかも志賀原子力発電所が、他の電源に比べて経済的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 1 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： 原発政策についてお伺いします。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： 新増設、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した。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、改善の余地があった。以下の2点は重大である。

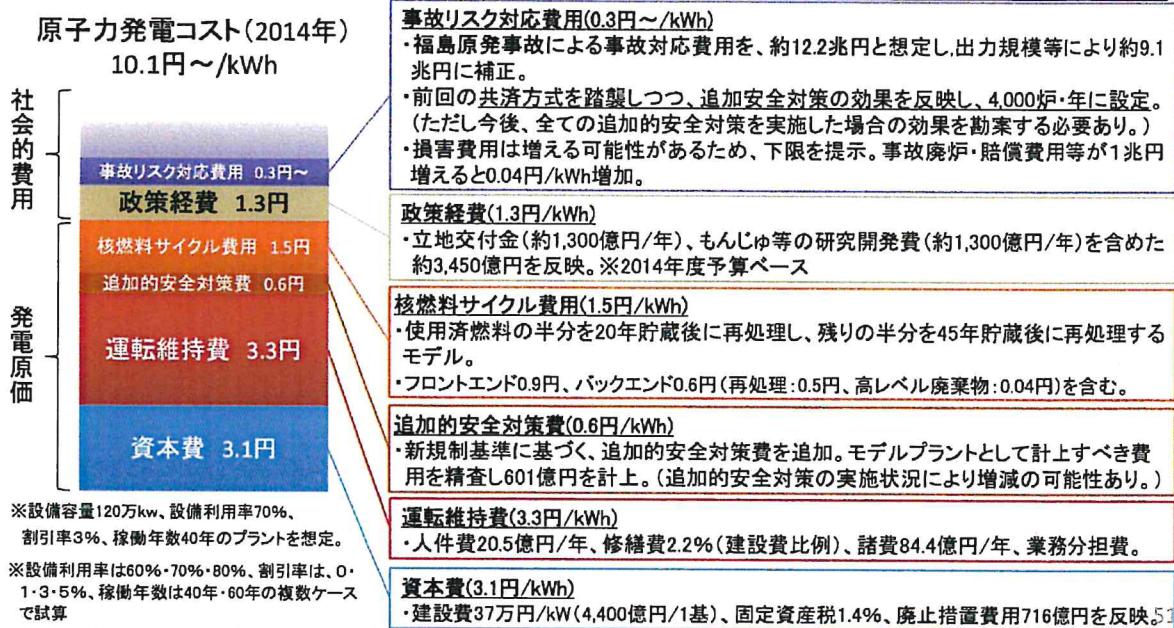
第1に、福島原発事故以前に建設されたものをベースに計算されている点である。計算の諸元をみると、原子力発電所の建設単価は37万円/kWとなっている(図3、表2)。しかし、福島原発事故以前の原子力発電所を2014年や2030年に建設すると想定することは妥当ではない。むしろ、世界最高の安全性をもった原子力発電所を建設すると想定する方が自然である。原子力発電の安全性は日々向上しており、最新の原子力発電所には、安全確保策としてコアキャッチャー等、日本の原子力発電所にない設備が付属している。このような設備は原子力発電の安全性を向上させる一方で建設費が高くなる。

例えば、イギリスに建設されようとしているヒンクリーポイント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3：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

原子力発電コストの算定方法と諸元

▶ 発電に直接関係するコストだけでなく、廃炉費用、核燃料サイクル費用(放射性廃棄物最終処分含む)など将来発生するコスト、事故対応費用(損害賠償、除染含む)、電源立地交付金・もんじゅなどの研究開発等の政策経費といった社会的費用も織り込んで試算。



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年当時とは大きく異なり上昇している。表3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)の想定の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2 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 (kWあたり)	建設費	4440億円	2000億円	1680億円	800億円
		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 3：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	2,800	2,500
	泊2	審査中	57.9	1,810	
	泊3	審査中	91.2	2,926	
東北	女川2	審査中	82.5	2,670	3,400
	東通	審査中	110.0	4,280	女川2号機に傾注
東京	柏崎刈羽6	許可	135.6	4,185	
	柏崎刈羽7	許可	135.6	3,758	
中部	浜岡3	審査中	110.0	4,000	3~5号機で 4000
	浜岡4	審査中	110.0	3,800	
北陸	志賀2	審査中	120.6	3,700	1500、最終的に1000 億円台後半。特重施 設含まない。
関西	高浜1	許可/延長 認可	82.6	866	5,467
	高浜2	許可/延長 認可	82.6	824	
	高浜3	再稼働	87.0	2,803	
	高浜4	再稼働	87.0	2,098	
	大飯3	再稼働	118.0	4,582	
	大飯4	再稼働	118.0	2,535	
	美浜3号	許可/延長 認可	82.6	958	
中国	島根2	審査中	82.0	3,033	6,000
	島根3	新設	137.3	4,600	
四国	伊方3号	再稼働	89.0	3,142	1,900
九州	玄海3号	再稼働	118.0	3,993	4,500
	玄海4号	再稼働	118.0	3,244	
	川内1	再稼働	89.0	2,787	
	川内2	再稼働	89.0	2,287	
日本原電	東海第2	許可/延長 認可	110.0	1,880	2,410
	敦賀2	審査中	116.0	3,700	900
電源開発	大間	審査中	138.3	4,690	1,300

注1) 追加的安全対策費は、電力会社ないし報道機関をつうじて発表されている数値に基づく。また適合性審査の申請をしていない原子力発電所は表中に含まれない。

注2) 関西電力高浜1, 2については蒸気発生器取替費用(それぞれ210億円、220億円)が含まれている。

第3に、事故リスク対応費用についても、2015年当時の想定の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、現実にそぐわない。むしろ、原子力安全規制が強化された結果、原子力発電は電力会社の重荷となっているとみるべきである。したがって、北陸電力が発電コスト検証ワーキンググループ（2015）の計算結果をもって、「他の電源と比べて遜色ない水準である」としているのは正しくない。北陸電力は、自社の原子力発電所の情報を所有しているはずであるから、経済性について述べる場合、発電コスト検証ワーキンググループ（2015）の計算結果を用いるべきではなく、自社のデータを客観的に示すべきである。

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志賀原子力発電所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ではなく、原子力発電所の現実の費用を知ることはできなかった（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、現時点での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は難しかった。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; 2021）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 4 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、4 においては、実績値方式をもちいて、北陸電力において志賀原子力発電所 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、志賀原子力発電所 2 号機

の将来コストを現実に適合させて計算する。また1号機では追加的安全対策が2021年11月現在講じられていないため、ここでは便宜的に追加的安全対策を1000億円と置いて発電コストの試算する。6では、モデルプラント方式に基づき、運転開始以来の志賀原子力発電所の40年間の発電コストを推計する。

表4 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ての評価となる。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	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	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	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

	て、kWh 当りの発電コストを試算	(2005)、MIT, The Future of Nuclear Power (2003, 2009)、OECD/NEA, 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; 2021)、等。	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。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。	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あったり、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において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な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。発電事業者はこうした費用を直接支払わないことが多いが、国民的にはこの費用を含めた総合的な発電コストを評価する必要がある。

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。福島原発事故に関しては「ふるさと喪失」の多くが金銭評価になじまない質的な価値喪失部分に相当する。本意見書では、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とらえられてきた。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3回（2011年、2015年、2021年）行われた。また、2016年には、東京電力と事故費用の負担のあり方を検討した政府の東京電力改革・1F問題委員会において福島原発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も独自に事故費用を計算している（表5）。

表5 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	7.9兆円以上
発電コスト検証ワーキンググループ	2015	12.2兆円以上
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
発電コスト検証ワーキンググループ	2021	23.8兆円以上

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; 2021)、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5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23.8兆円以上、民間推計で35～79兆円以上となり、推計年次が後になればなるほど費用総額が増加する傾向にある。最新の発電コスト検証ワーキンググループ(2021)は、東京電力改革・1F問題委員会が示した数値を根拠にしているので、ここではこの費用の内訳を示す（表6）。この資料については、問題点を3点指摘できる。

表6 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) 記述で回収する総額は、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（表6の※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6に含まれていない費用が他にある。具体的には、福島原発事故によって生じた除去土壤・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壤）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。

2020年7月に、日本原子力学会によって、福島第一原発サイト内で発生し、処理しなければならなくなる放射性廃棄物量の試算例が示された（表7）。これによれば、福島第一原発サイト内で発生した放射性廃棄物量は桁違いに多い。事故を起こしていない通常の原子炉（例えば加圧水型原子炉）を1基廃炉した場合と比較すると、低レベル放射性廃棄物のうちL1というカテゴリーに属する放射性廃棄物量は約1400倍に相当する（日本原

子力学会福島第一原子力発電所廃炉検討会, 2020)。放射性廃棄物処分費用も、少なくとも数兆円規模で必要となるであろう。

表 7 福島第一原子力発電所で発生する放射性廃棄物の試算例

分類	1-6号機	他の施設	水処理施設	廃棄物処理/貯蔵施設	サイト修復	合計	ton
燃料デブリ	644	0	0	0	0	644	
HLW	2,042	0	0	0	83	2,125	
TRU	0	0	16	0	830	846	
L1	100,135	104,543	310	1,050	76,030	282,068	
L2	429,462	329,364	38,174	200	1,424,600	2,221,800	
L3	951,309	2,825,634	151,320	26,325	1,375,000	5,329,588	
合計	1,483,592	3,259,541	189,820	27,575	2,876,543	7,837,071	

HLW : 高レベル放射性廃棄物相当 TRU : TRU廃棄物相当

L1 : 放射能レベルが比較的高い廃棄物 L2 : 放射能レベルが比較的低い廃棄物 L3 : 放射能レベルが極めて低い廃棄物

出所：日本原子力学会福島第一原子力発電所廃炉検討会（2020）、p.19

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。原発事故による経済的悪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しかないことを想起すれば、事故費用だけをとっても、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	左項目合計	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	994	1,626	3,379	5.9%	
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%	
非金錢的支援	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	6	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; 2021）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）、2981億円程度（2020年度予算）（発電コスト検証ワーキンググループ, 2021, p.95）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)に基づき、国の財政資料（『國の予算』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いて積み上げ計算を

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

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(『國の予算』)においても対象となる電源を説明し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ていると考えられる。

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、電力会社の判断を誤らせ、原子力発電が安価であるかのように認識させる原因となっている。

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るには、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4にみると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る。

表9 全エネルギー関連予算の電源別構成

(単位: 億円)

い場合は、本意見書では対象としていない。

	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

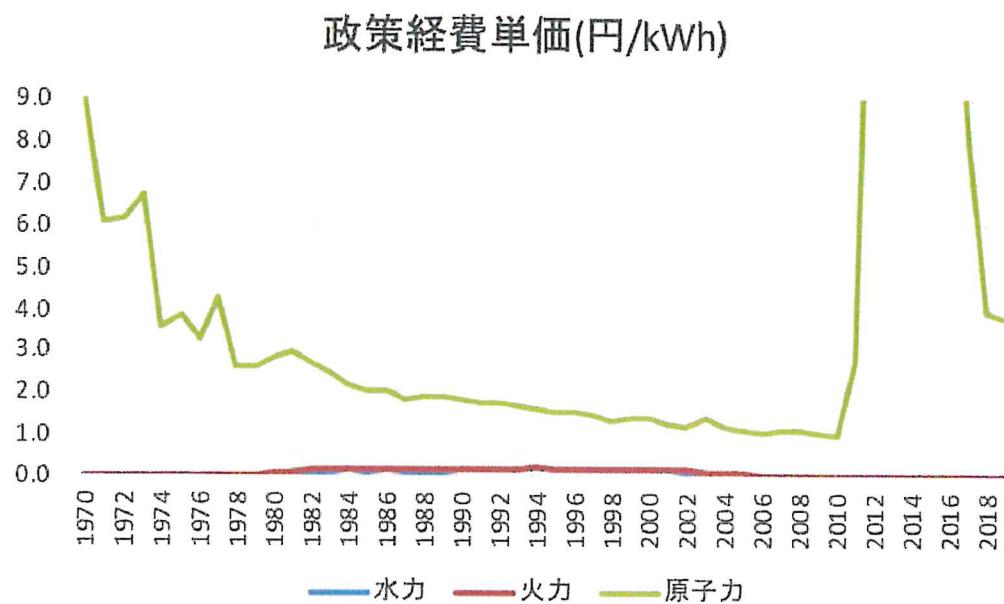
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
水力	126	106	85	38	27	13	10	0	0	0
火力	3	24	41	74	107	70	29	21	12	0
原子力	3,323	3,047	2,955	2,982	2,986	2,794	2,764	2,763	2,737	2,624

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	合計	割合
水力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,819	2.1%
火力	0	0	0	0	78	5	0	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	2,321	126,230	95.8%

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 4 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電力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	6.07	6.14	6.76	3.58	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	2019
水力	0.00	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	0.00
原子力	2.76	18.33	36.37	∞	35.79	13.79	7.90	3.89	3.80

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電力量で除した。

4 実績値から見た北陸電力の原子力発電のコスト

4 - 1 実績値の計算方法

個別の電力会社のもつ原子力発電所の経済性を直接知ることはできない。有価証券報告書に基づくことが、電力各社の原子力発電の実際の経済性を把握する唯一の方法となっている。北陸電力の原子力発電は、他電源（火力、水力）に比べて経済性に乏しいことが、有価証券報告書という客観的資料から明らかとなる。

有価証券報告書に基づき実績値を計算する方法には若干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、①②発電に要する総費用（発電総費用）を求め、③これを総発電電力量で除して 1kWh 当たりのコストを計算する。1kWh 当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

$$\begin{aligned} \textcircled{1} \quad \text{発電総費用} &= \text{営業費用} + \text{一般管理費} + \text{財務費用} + \text{社会的費用} \\ \textcircled{2} \quad \text{社会的費用} &= \text{事故リスク対応費用} + \text{政策経費} \\ \textcircled{3} \quad \text{発電単価 (円/kWh)} &= \text{発電総費用} \div \text{総発電電力量 (送電端)} \end{aligned}$$

ここで、総発電電力量（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。送電ロスを差し引いたものは「総発電電力量（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電力量（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。

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

² 発電電力量は有価証券報告書に基づいている。

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いる。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。

なお、本意見書における試算では、財務諸表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。会計学では、財務諸表の数値は名目まま使用することに意義があるとされている。例えば、財務諸表では、キャッシュフローを計算する際に実質化した数値をとらず名目値を利用している。加えて、原子力発電に用いられる財・サービスとGDP デフレーターの対象となる財・サービスには違いがある。これらの理由から、GDP デフレーターを用いれば、形式的には「実質化」できるものの、「実質化」することに十分な意味を見いだせないため、ここでは名目値を用いている。

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、実績値方式においての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 北陸電力における電源毎の発電コスト

政策経費を含まない北陸電力の発電単価は図 5 の通りである。発電単価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。

北陸電力における電源毎の発電単価は、一貫して水力が最も低かった。また原子力は、2010 年度のみ火力発電よりわずかに低くなるが、一貫して、最もコストの高い電源である。

火力の発電子コストは比較的安定しており、水力より高く、原子力より低い。

次に、政策経費をえたものが、図 6、表 11 である。これをみればわかるように、北陸電力における発電単価は、一貫して水力が最も低い。一方原子力は、2010 年度を除いて、最も発電単価が高かった。2011 年度以降、原子力は発電していないので、発電単価は無限大である。これは、志賀原子力発電所が、新規制基準適合性審査に合格できなかったためである。

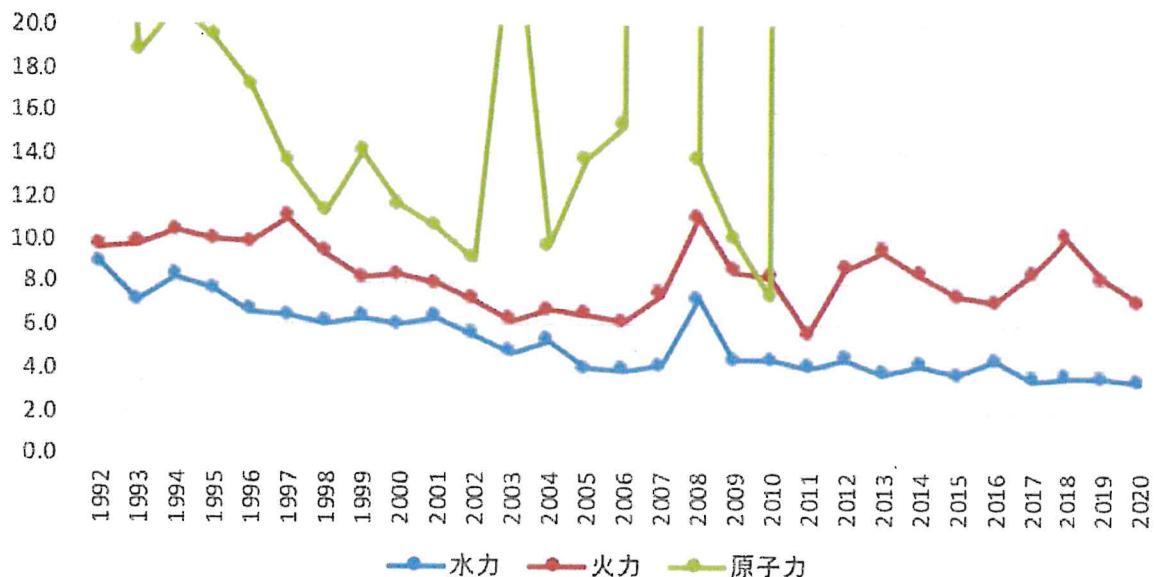
実績で見た場合の北陸電力の原子力発電のコストは他電力会社よりも高い。その原因是、志賀原子力発電所の設備利用率が低いことが原因であると考えられる。実際、福島原発事故以前の原子力発電所が稼働していた期間について、電力会社毎に原子力発電所の設備利用率の計算結果（表 12）をみると、北陸電力の設備利用率が最も低く 59.7% となっている。

北陸電力の原子力発電の設備利用率は 2003 年度 35.4%、2005 年度 47.9%、2006 年度 38.3%、2007 年 0% と、この時期に特に低い。これは、志賀原子力発電所における一連のトラブルが大きく寄与している。当該期間についてみれば、配管水漏れ、再循環系配管溶接部のひび割れ、水位計設定のミス（2003 年度）、原発検査に関する虚偽記録記載の発覚（2004 年度）、地滑りによる送電鉄塔の倒壊、配管弁異常（2005 年度）、制御棒ひび割れ、タービン羽根のひび割れ・折損、タービン内での金属粒の発見、発電機附属設備での異常振動、ケーブル接続ミス、給水加熱器のひび割れ（2006 年度）などの技術的、人為的トラブルが福島原発事故前に相次いでいる。

また、より深刻なのは、2007 年 3 月に、志賀原発 1 号機で 1999 年におきた臨界事故を組織ぐるみで隠蔽していたことが発覚したことである。これに対して、北陸電力は、志賀原発 1 号機を停止するよう原子力安全・保安院から指示を受けた（2007 年 3 月）。臨界事故の隠蔽の背景に、経済性のとぼしい志賀原子力発電所をできるだけ長く稼働させたいという身勝手な経営方針があり、それが現場の安全性軽視につながったのではないかと考えられる。トラブルが多く、経済性の低い志賀原子力発電所のような設備をもつ電力会社は、事故を隠蔽し、やがて重大事故を起こしかねないことが、北陸電力の引き起こした現実と経済分析から示唆される。

図 5：北陸電力における電源毎の発電単価（政策経費含まない）

円/kWh 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単価である。2007年および2011年以降は発電電力量がゼロなので、原子力の発電単価は無限大円/kWhである。

図 6：北陸電力における電源毎の発電単価（政策経費含む）

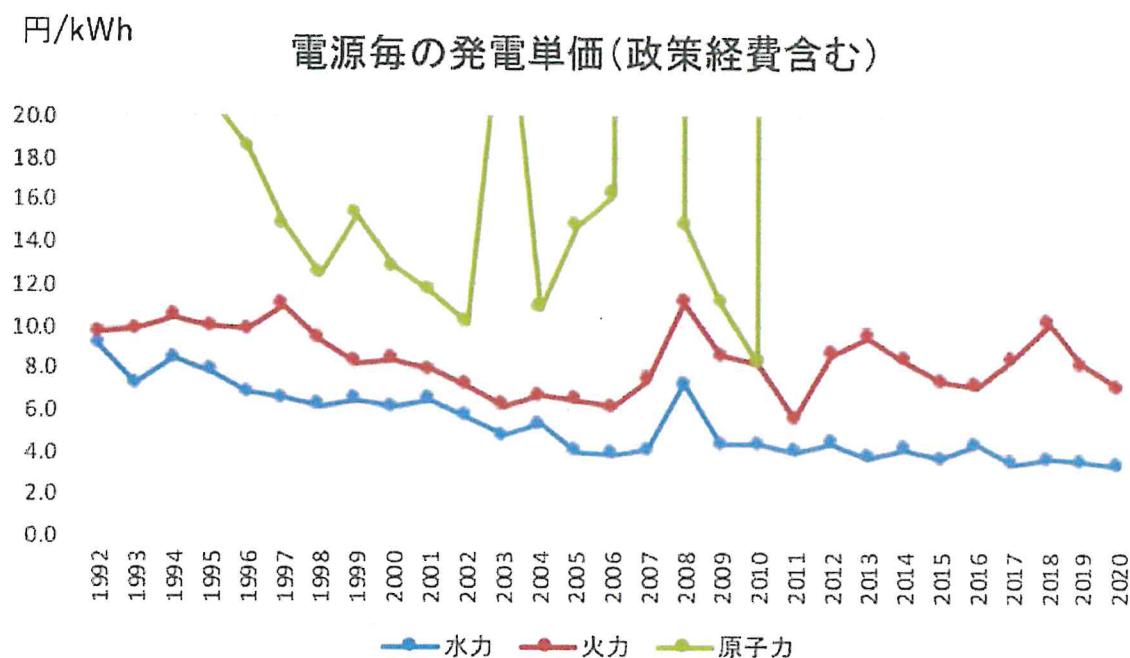


表 11 北陸電力における電源ごとの発電単価（政策経費含む、網掛けは当該時期に最も高価な電源）

円/kWh(送電端)

	1992–2000年度	2001–2010年度	2011–2020年度	1992–2020年度
火力	9.5	7.5	8.1	8.2
原子力	18.9	14.2	無限大	20.8
一般水力	7.0	4.8	4.0	5.2

出所：筆者作成

表 12 電力会社毎の原子力発電所の設備利用率

2010年度までの原子力発電所の設備利用率

北海道電力	84.1%
東北電力	70.3%
東京電力	67.6%
中部電力	66.0%
北陸電力	59.7%
関西電力	72.0%
中国電力	73.9%
四国電力	81.2%
九州電力	81.4%

注：電力各社の有価証券報告書に記載された設備容量及び発電電力量（送電端）に基づき計算した。

5 2011年度以降の費用のみ考慮した場合の、再稼働時期別の志賀原子力発電所のコスト

5-1 発電コスト上昇の要因

4で、北陸電力の原子力発電のコストの実績値について分析した。実績値方式からは、原子力発電は最も高い電源であったこと、2011年度以降は発電所が停止しているため無限大になっていることを示した。ここでは志賀原子力発電所の今後について推測する。

ここでは、福島原発事故後、志賀原子力発電所を廃炉せず、再稼働させるという経営判断が合理性をもったのかどうかについて発電コストから判断する。一般に、志賀原子力発電所のような既設の原子力発電所を再稼働させることが経済的であるとしばしば論じられ、電力会社によってもそのような説明が行われる。このとき指標となるのは、火力と原子力の変動費（主に燃料費）の差額である。しかしながら、火力と原子力との間では費用構造が全く異なっており、燃料費の比較をしたとしてもトータルな経済性を把握したことにはならない。資本費の割合の大きい原子力発電所においては、残る運転期間で得られる発電量に投資額がみあっているかどうかを見る必要がある。そこで、ここでは再稼働判断を行った2011年度を起点に、それ以降に要した費用に限定して分析を行う。

一般に、発電コスト(円/kWh)は、式2のように略記できる。仮に志賀原子力発電所が再稼働できたとしたら、どの程度の発電コストになるだろうか。2011年度以降の費用のみを考えた場合、次の要因が加わって、発電コストは上昇すると考えられる。

- 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電力量の減少

つまり、安全対策工事による費用の増大と、停止による発電電力量の減少との2つの要因により発電コストが増加している。そのため、発電コストが増加している。これらが、今後どのように推移するかが、志賀原子力発電所の経済性をみる上で重要な要素となる。

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

まず式2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。特定重大事故等対処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、長期停止によってもたらされる。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、全国的に見れば、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、志賀原子力発電所もその可能性がある。

加えて、原子力発電所には、事故やトラブル（事象）によって停止する可能性がある。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って停止せざるを得なくなる。また、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。

実際、北陸電力は、志賀原子力発電所1号機が1999年に臨界状態に陥ったにも関わらず、8年間国に報告していなかったことが2007年に発覚した。このとき、当時の経済産業省原子力安全・保安院により、志賀原子力発電所を停止するよう指示を受けている。こうしたことからすれば、北陸電力は、事故やトラブルを隠蔽した実績がすでにある。今後も、北陸電力自身の不正や安全対策不備、不測の事態等により、計画外の停止が今後起こる可能性が高いとみるのは自然である。

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。志賀原子力発電所の今後の発電コストを評価する場合は、これらについても考慮しなければならない。

5-2 志賀原子力発電所の将来の発電コスト計算にあたっての想定

志賀原子力発電所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、志賀原子力発電所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。志賀原子力発電所1号機は、現在のところ、再稼働を目指した安全対策が講じられていないことから、図・表に示す数値はあくまで参考値にすぎないことに留意されたい。安全対策が行われれば、その分だけ発電コストが上昇する。

発電電力量は、再稼働する年度がいつになるか、また、運転する期間（40年か60年か）がどの程度になるかによって変わってくる。再稼働時期が遅くなればなるほど発電電力量は減少し、その結果、発電コストは上昇する。また、運転期間が長くなればなるほど（つまり40年間よりも60年間のほうが）発電電力量が増えるので発電コストが減少する。

そこで次のことを評価する。

<評価項目>

- 1) 再稼働時期による発電コストの変化をみるために、再稼働時期を 2023 年度、2024 年度、・・・2032 年度において、それぞれの場合の発電コストを計算する。
- 2) 運転期間による発電コストの変化をみるために、運転期間を 40 年、60 年とおいて、それぞれの 1kWhあたりの発電コストを計算する。なお、原子炉等規制法により、運転期間の延長は例外的に 1 回限り 20 年を限度に行われるとされている。あくまで例外的な措置であり、運転期間の延長が望ましいわけではない。また運転期間の延長にあたっては、改めて原子力規制委員会の審査を受けることになるため、追加的費用が発生する。志賀原子力発電所には運転延長手続きすらされていないので参考値にすぎないことに留意されたい。

<諸元・計算方法>

諸元については、表 13 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はゼロ、すなわち、建設費は償却済みと想定する。これによって志賀原子力発電所を廃止せず、安全対策を講じたことのみを評価できる。
- 4) 政策経費については 1970-2020 年度の平均値 1.8 円/kWh とする。
- 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、志賀原子力発電所の原子力発電発電電力量はゼロであったため、人件費、修繕費、諸費、一般管理費については kWh 当りコストは無限大になり、それにつれて発電コストも大きく上昇してしまう。そこで、発電電力量がゼロになったことによる影響を除外するため、また、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 年度の平均値をもちいることにした。

表 13 評価に当たっての諸元

項目	説明
基準年	2011 年度に安全対策費を講じたとする。
建設費	1 号機 2852 億円、2 号機 3700 億円。ただし、本節での計算では、建設費は償却済とし、残存簿価ゼロ円とする。
発電電力量	2020 年度までは、1 号機、2 号機の実績値を用いる。また 2021、2022 年度は 0kWh とし、2023 年度からは設備利用率 70% で得られる発電電力量とする。

追加的安全対策費	2号機の追加的安全対策費は、最終的に1000億円台後半とされている（北陸電力、2019）。ただし、これには特定重大事故等対処施設は含まれていないことから、ここでは特定重大事故等対処施設を含めて2000億円とする。また、1号機は、2021年11月時点で規制基準適合性審査の申請が行われておらず追加的安全対策も講じられていない。そこで、参考値として1000億円程度要するものと仮定して計算を行うことにする。
人件費	原子力発電費用の給与手当、厚生費の合計（2001-10年度の平均）を出力比で按分する。
修繕費	原子力発電費用の修繕費（2001-10年度の平均）を出力比で各号機に按分する。
諸費	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、雑税の合計（2001-10年度の平均）を出力比で各号機に按分する。
一般管理費	原子力発電の一般管理費を推計（2001-10年度の平均）し、これを出力比で各号機に按分する。
廃止費用	1号機 495億円、2号機 754億円。（廃止措置実施方針より）
燃料費	発電コスト検証ワーキンググループ（2021）の核燃料サイクル費1.7円/kWhとする。
事故リスク対応費用	発電コスト検証ワーキンググループ（2021）で示された方法に基づき、志賀1号、2号についてそれぞれ補正する。その際、核燃料および設備の減損額については除外する。試算の結果、事故リスク対応費用は1号機13.2兆円、2号機15.5兆円となった。
政策経費	1970-2019年度の国の予算から支出されている原子力発電むけの経費を全国の原子力発電による発電電力量合計で除した値（1.8円/kWh）とする。

出所：筆者作成

5-3 志賀原子力発電所の将来の発電コスト

計算結果は表14、図7のとおりである。福島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年運転の場合、事故後停止していたこと、また、それに伴い残された運転期間が短くなっていることにより今後可能となる発電電力量が少なくなっているため、発電単価は高く、2023年度（2023年4月）に再稼働した場合であっても、志賀2号機は11.8円/kWh以上となっている。これは、発電コスト検証ワーキンググループ（2015;2021）の試算値よりも高い。

このことから現時点では志賀原子力発電所の経済性はない。志賀原子力発電所は、2011年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。今後も、規制の強化や、事故・トラブルなどで発電期間が短くなる可能性はある。こうしたことがおこれば、さらに経済性は悪化する。

第2に、再稼働時期が遅れれば遅れるほど経済性がますます悪化する。表14に示したように2023年度で再稼働となれば、志賀2号機は11.8円/kWh以上であるが、2024年度にすれば12.2円/kWh以上、2025年度になれば12.7円/kWh以上となっていく。追加的安全対策費用が膨らめば、さらにコストは上昇する。

第3に、仮に将来に運転期間延長を申請し、認可されたとした場合であっても、志賀2号機は、2021年度時点ですでに発電単価が10.2円/kWhとなっている。運転延長のための審査には時間と資金が必要とされるので、表14の下表は最低限のコストであると言つてよいであろう。

以上のことから、初期投資（建設費）を度外視し、2011年度以降のコストのみを考慮した場合であっても、志賀原子力発電所は経済性が失われている。福島原発事故後、原子力発電を継続するとした経営判断に失敗があったと考えるのが妥当である。もはや、社会的にみて志賀原子力発電所を運転することに合理的な意味は見いだせない。

表14：2011年度以降の発電コスト

単位：円/kWh以上

40年運転

再稼働時期	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
志賀1(参考)	11.3	11.6	11.9	12.2	12.6	13.0	13.4	13.9	14.4	15.0
志賀2	11.8	12.2	12.7	13.3	13.9	14.6	15.3	16.2	17.1	18.3

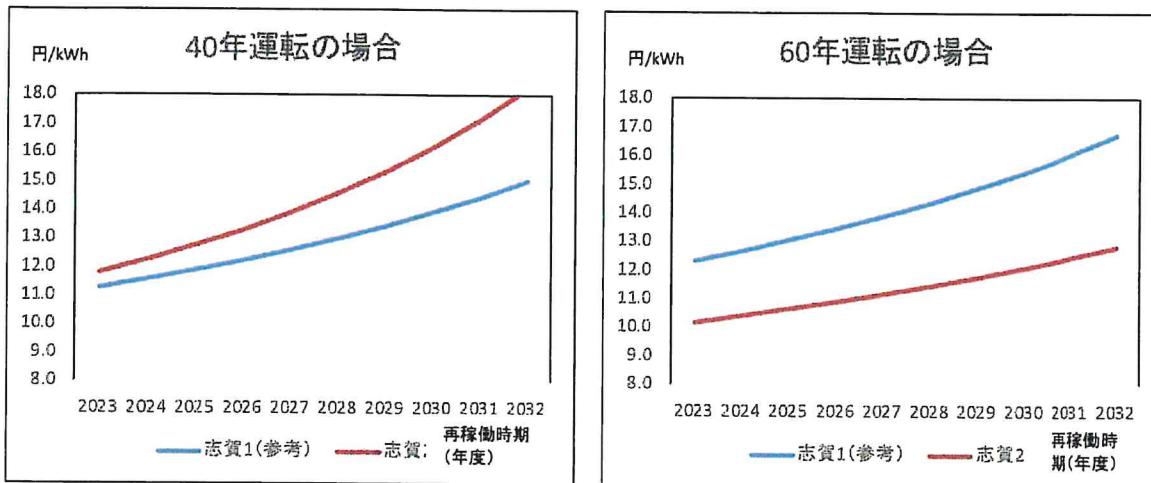
※志賀1号は、2021年現在、再稼働に向けた新規制基準適合性審査の申請を行っていない。

60年運転

再稼働時期	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
志賀1(参考)	12.3	12.7	13.1	13.5	13.9	14.4	14.9	15.5	16.1	16.7
志賀2	10.2	10.4	10.6	10.9	11.2	11.5	11.8	12.1	12.5	12.8

※志賀1号は、2021年現在、再稼働に向けた新規制基準適合性審査の申請を行っていない。

図7 2011年度以降の費用のみ考慮した場合の発電コスト



6 運転期間全体でみた志賀原子力発電所のコスト

6-1 コスト計算に当たっての方法と想定

すでに 4においては実績値に基づき、過去、志賀原発は他電源に比べて一貫してコストが高いことを述べた。また、続く 5では、福島原発事故後、再稼働を進める判断を下した経営判断が失敗であったことを明らかにした。ここでは、仮に再稼働したと仮定して運転期間全体（40年ないし60年）で見た場合に、どの程度の発電コストとなるのか計算することにする。つまり、北陸電力にとって最も都合のよいシナリオで評価し、発電期間トータルでみた発電コストを計算する。ここでも発電コストが高ければ、志賀原子力発電所はどのような想定を置いたとしてもトータルの経済性がないことが明らかになる。

5と同じく、再稼働年度によって運転期間中の発電電力量が変化するため、再稼働年度毎に計算を行う。発電コストの計算は、発電コスト検証ワーキンググループ（2015; 2021）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、60年とし、運転期間全体でみた発電コストを計算する。

第 2に、追加的安全対策費に加えて建設費を考慮する。

第 3に、過去の発電電力量について実績値を用いる。所内率は、北陸電力の原子力発電所について得られる過去の実績値の平均値を用いる。発電端発電電力量 × (1-所内率) を計算することで、各号機の送電端発電電力量を得ることができる。

6-2 計算結果

結果は、表 15、図 8に示すとおりである。ここでも、福島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、2023年度に再稼働したとしても志賀 2号機の発電コストは 17.5円/kWh である。40年間でみた場合であっても、志賀原子力発電所は経済性に乏しい。この数値は、2023年度再稼働を想定したものであるので、再稼働時期が遅れたり、規制の強化や、事故・

トラブル等で発電期間が短くなったりすれば、さらに経済性は悪化する。

第3に、仮に将来に運転期間延長を申請し、認可されたとした場合であっても、志賀2号機は、2023年度時点すでに発電コストが14.2円/kWhとなっている。運転延長のための審査には時間と資金が必要とされるので、表15の下表は最低限のコストであると言つてよいであろう。

以上により、北陸電力の志賀原子力発電所は、2023年度に再稼働をしたとしても経済性がないことが明らかになった。仮に運転延長申請を行い、60年運転をしたとしても志賀原子力発電所の経済性はない。

表15 運転期間全体での発電コスト

運転期間全体の発電コスト(円/kWh)

40年運転

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
志賀1(参考)	15.1	15.3	15.6	15.8	16.0	16.3	16.5	16.8	17.0	17.3
志賀2	17.5	18.2	19.1	20.0	21.1	22.2	23.5	24.9	26.5	28.3

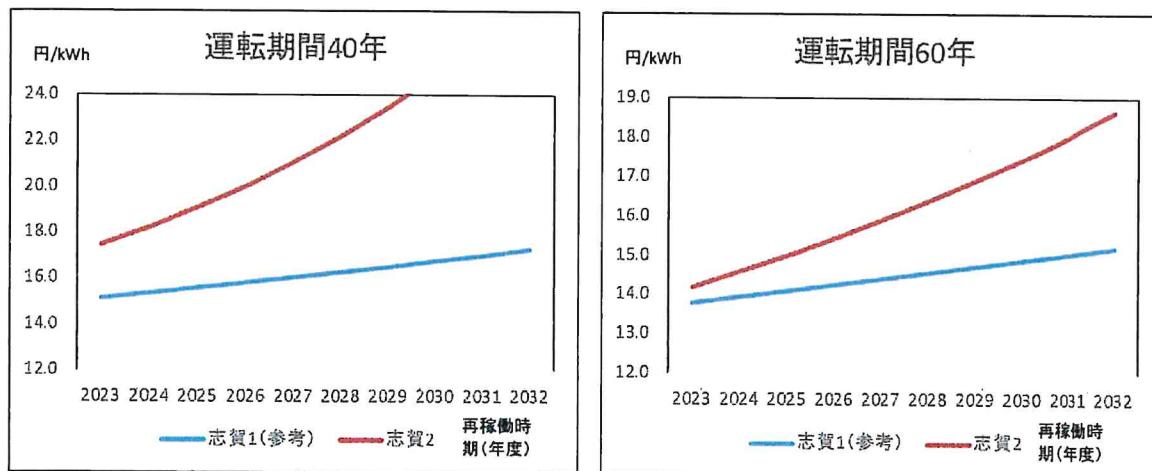
※志賀1号は、2021年現在、再稼働に向けた新規制基準適合性審査の申請を行っていない。

60年運転

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
志賀1(参考)	13.8	13.9	14.1	14.2	14.4	14.6	14.7	14.9	15.0	15.2
志賀2	14.2	14.6	15.0	15.4	15.9	16.4	16.9	17.4	18.0	18.6

※志賀1号は、2021年現在、再稼働に向けた新規制基準適合性審査の申請を行っていない。

図8 運転期間を通した発電コスト



7 結論

本意見書では、1) 北陸電力の原子力発電事業全体でみた発電コストの実績値、2) 志賀原子力発電所の2011年度以降の発電コスト、3) 志賀原子力発電所を40年間、60年間運

転する場合のトータルの発電コストの3点について評価した。2) 3) については、政府の発電コスト検証ワーキンググループ(2015; 2021)の方法を援用している。その結果、次のことことが言える。

第1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北陸電力の原子力発電事業は、水力、火力に比べて経済性がなかった。福島原発事故後は、長期停止が続いている、費用がかかるにも関わらず全く発電できていない。社会的にみて、志賀原子力発電所を継続することに経済的意味はない。

第2に、志賀原子力発電所2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、発電コストは非常に高くなっている。志賀原子力発電所2号機は40年運転を前提にしている。40年運転の場合の発電コストは2号機11.8円/kWh以上で、もはやどの電源よりも高い。

この計算結果は、2023年4月に再稼働するという楽観的想定をおいた場合のものである。今後、発電コストが減少することは基本的にありえない。福島原発事故費用は、これ以上、下がることはない。逆に、再稼働時期が2024年、2025年とずれ込んだり、追加的安全対策費が増えたりすることは十分ありうる。そうなれば、発電コストはさらに増加する。

これでは何のために原子力発電を稼働させるのかわからない。当初は、これほどコストが上がると北陸電力自身も想像していなかつたのかもしれない。北陸電力は、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3に、40年間でみたトータルの発電コストでみても、志賀原子力発電所の経済性は全く無い。現時点で考えられる最も保守的なケースを想定した場合(60年運転、2023年4月再稼働)であっても、2号機は14.2円以上である。経済的にみれば原子力発電事業を行うことに意味を見いださせない。

本報告書は、政府や北陸電力が示している数値をそのまま用いているため、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充分な検討を行っていない。とはいえ、放射性廃棄物処分と廃止措置を一括して「後始末措置」とすれば、「後始末措置」にも、また莫大な費用と膨大な時間を要することは間違いない。「後始末措置」に、具体的にどれくらいの費用と時間がかかるかは不確実なままである。

例えば、最も放射能レベルの高い「高レベル放射性廃棄物」や「TRU廃棄物」については、300メートル以深に深地層処分することは定められているものの、処分地どころか、安全規制すら定められていない。このような状況の下では、どれだけの費用と時間が現実にかかるかは不確実である。

放射性廃棄物の処分費用と設備の廃止費用は、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。北陸電力志賀原子力発電所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。北陸電力が原子力発電を維持する経済合理性は全くない。

むしろ懸念されるのは、経済性がない原子力発電所を、少しでも損のないようにしようとするあまり、安全性を軽視し、事故やトラブルがあってもこれを隠蔽し、さらには事故にいたる可能性が否定できないということである。このことは、北陸電力に限っては抽象

的 possibility ではないように思われる。なぜなら、1999 年に臨界事故という深刻な事態に陥ったにもかかわらず、この事実を隠蔽し続けたという過去が北陸電力にはあるからである。このことからすれば、経済性がない原子力発電所を維持し続けることは安全性の面でも大いに懸念されるところである。

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

國武紀文 (1998)「わが国における原子力発電のコスト構造分析 一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

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

日本原子力学会福島第一原子力発電所廃炉検討会 (2020)「国際標準からみた廃棄物管理—廃棄物検討分科会中間報告—」

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

発電コスト検証ワーキンググループ(2021)「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」9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

北陸電力 (2019)「志賀原子力発電所 安全性向上施策の工事計画変更について」10月31日

北陸電力(2020)「北陸電力グループの現状 2020」9月

室田武(1991)「日本の電力独占料金制度の歴史と現況 — 1970~89年と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『國の予算』大蔵財務協会 (各年度版)

資源エネルギー庁(2020)「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」12月21日

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、中部電力、中国電力、九州電力）