

令和元年（ワ）第172号，令和2年（ワ）第216号，令和3年（ワ）第181

号 違法行為差止請求事件

原告 和田廣治 外

被告 久和 進 外

## 第25準備書面

—志賀原発の経済性について—

2022年（令和4年）9月28日

富山地方裁判所 民事合議C係 御中

原告ら訴訟代理人弁護士 岩 淵 正 明

外



### 【 目 次 】

第1	はじめに.....	3頁
第2	発電コストの考え方（甲110，2頁以降）	
1	原子力発電の経済性.....	3頁
2	原子力発電コストの計算方法.....	7頁
第3	原子力発電の社会的費用（甲110，11頁以下）	
1	社会的費用とは.....	9頁
2	事故リスク対応費用.....	9頁
3	政策経費.....	14頁
第4	実績値から見た北陸電力の原子力発電コスト（甲110，20頁以下）	
1	実績値の計算方法.....	19頁

2	費用項目の説明	19頁
3	社会的費用の扱いについて	19頁
4	北陸電力における電源毎の発電コスト	20頁
第5	2011年度以降の費用のみ考慮した場合の志賀原発のコスト（甲110、26頁以下）	
1	発電コスト上昇の要因	24頁
2	志賀原発の将来の発電コスト計算に当たっての想定	26頁
3	志賀原発の将来の発電コスト	28頁
第6	運転期間全体でみた志賀原発のコスト	
1	コスト計算に当たっての方法と想定	30頁
2	計算結果	31頁
第7	結論	32頁

## 第1 はじめに

本書面では、原子力発電の経済性について深い知見を有し、各種論文を執筆しているほか、各種マスコミなどでも頻繁にその発言が取り上げられている大島堅一教授（龍谷大学）の意見書（甲 110）に基づき、志賀原発にはもはや経済性が認められないことについて主張する。

そして、志賀原発による発電に経済性がない（他の電源に比して大きな費用支出を余儀なくするものである）以上、もし万が一にもその再稼働が実現したとしても、他の電源による発電よりも大きな費用支出が積み重なることになり、他の電源であれば生じなかったであろう不要な費用支出額は膨大な金額に上り、第2 3 準備書面にて主張したところの「回復することのできない損害」に該当することは明らかである。したがって、北陸電力の経営者である被告らにおいては、早急に原子力発電事業から撤退するとの経営判断をしなければならない。

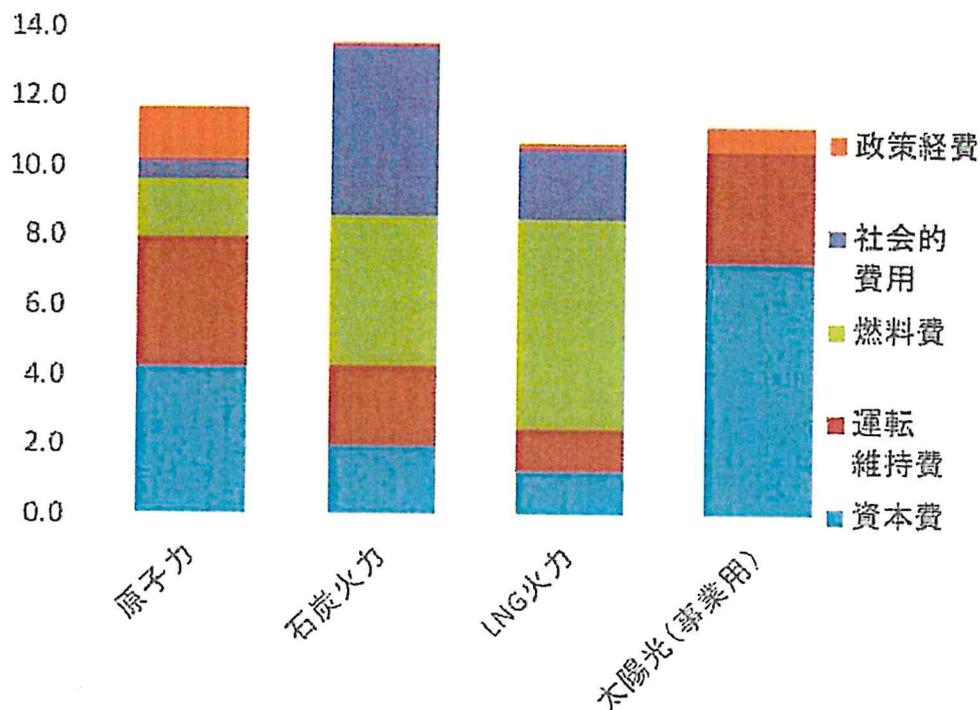
以下、詳述する。

## 第2 発電コストの考え方（甲 110, 2 頁以降）

### 1 原子力発電の経済性

- (1) 原子力発電の経済性は、原子力発電を推進する際の有力な理由の一つとされている。しかしながら、2021 年に閣議決定された第 6 次「エネルギー基本計画」の策定にあたって、発電コスト検証ワーキンググループ（以下「発電コスト WG」という。）が新たに試算した結果によれば、2030 年に原子力発電所を新設するためのコストは、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。原子力発電が安価ではないことは、政府における検討結果をみても明らかとなった（甲 110, 3 頁, 図 1）。

甲 110, 図 1 : 発電コスト WG (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。

(2) 一方、北陸電力が発行するレポート（2020）では、発電コスト WG の 2015 年の報告における「2014 年モデルプラント」の内容が引用されており、「他の電力と比べて遜色ない水準」と記述されている（甲 110, 4 頁, 図 2）。

しかしながら、この「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を前提に、40 年間にわたり一定の設備利用率で運転した場合の発電コストを試算したものである。周知のとおり、日本政府にも北陸電力にも、原子力発電所のリプレースや新增設の具体的な計画はないのであって、それにもかかわらず「2014 年モデルプラント」に基づく発電コスト WG の 2015 年報告の試算を用いて発電コストを主張することは、あたかも志賀原発が他の原発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ものであり不適切である。

- (3) 上記の点以外にも、発電コスト WG (2015) の計算にはいくつかの問題点があった。特に、次の点は重大である。

第 1 に、福島原発事故以前に建設されたものが前提に計算されている点である。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く、世界最高の安全性をもった原子力発電所の建設を想定しなければならない。そして、原子力発電所の安全性は日々向上する一方でその建設費は当然に高くなるのであって、この建設費の上昇を考慮していない検証コスト WG (2015) の報告は、志賀原発の経済性を検証するうえで参照することは不適切である。

第 2 に、2015 年当時と現在とでは、原子力発電所に求められる追加安全対策費の額が大幅に異なっている。現在、再稼働のために規制基準の適合性審査申請を行っている既存の原子力発電所の安全対策費の平均は 2100 億円程度となっている（甲 110、8 頁、表 3）。この金額は発電コスト WG (2015) の想定 of 3.5 倍に相当し、仮に福島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、その際の追加的安全対策費は 3.5 倍に補正されなければならない。

甲 110, 表 3 : 適合性申請を行った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	11,690
	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	2,830
	大飯4	再稼働	118.0	2,535	
	美浜3号	許可/延長 認可	82.6	958	2,400
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	4,500
	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の想定も不適切である。2015年当時の想定は12.2兆円であるが、現在の政府が示す金額は21.5兆円にまで上昇している。さらには、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も半分になるという不自然な想定まで含まれている。

- (4) 以上のとおり、発電コストWG(2015)の試算は、原子力発電の発電コストを不当に低額に試算しており、これに基づいて志賀原発の発電コストが「他の電源と比べて遜色ない水準である」とする北陸電力の説明は正しくない。そして、北陸電力は、志賀原発の情報を所有しているのであるから、自社のデータを示して客観的に発電コストを説明すべきである。
- (5) なお、発電コストWG(2015)の計算方法には、評価すべき点も存在する。福島原発事故以降に経済評価されるようになった社会的費用(後記第3)を含めた計算がなされている点に加えて、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できる。そして、後記第5及び6では、このように公開されている計算方法(公開されている計算用Excelファイル)を利用したうえで、志賀原発の実際の発電コスト(経済性)について主張する。

## 2 原子力発電コストの計算方法

- (1) 原子力発電コストについては、日本では電力会社が発電所ごとの発電コストを公開しないこと(非公開性)、また、放射性廃棄物や使用済み核燃料の扱いが不透明で将来の費用を正確に予測できないこと(不確実性)といった事情から、現実のコストを知ることは難しい状況にある。それゆえ、コスト計算は推計とならざるを得ない。

そして、推計方法としては、発電コストの実績値を知る方法(以下「実績値方式」という。)と新たな発電所を建設する際に大まかなコストを知る方法(以下「モデルプラント方式」という。)の2つに大別される。

(2) 実績値方式とは、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。

この方式の長所としては、実際に必要とされた実績値に基づく説得力がある点、複数年度の評価により変動要因の分析が可能である点、過去の政策評価・経営分析に有用である点、電力各社ごとの個別の状況を把握できる点、財政資料の分析による政策経費の考慮が可能な点、などが挙げられる。

その一方、短所（限界）として、公開された情報に限定される点、将来の不確実な費用を考慮しづらい点、長期コスト（建設費とその償却費など）を単年度でしか評価できない点、追加費用を部分的にしか反映できない点、会計情報の限界により把握できない費用が生じる点、などが挙げられる。

(3) 次いで、モデルプラント方式とは、一定の条件（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式である。

この方式の長所は、電源特性以外の条件（経済条件、事業環境など）を同一にした各種電源比較が可能であり今後の電源選択に有用な点、追加的に判明した社会的費用（追加的安全対策費など）を考慮できる点、建設費等の条件を変えることで個別の電力会社が持つ発電所の費用を推計できる点、などが挙げられる。

その一方、短所（限界）としては、個別の使用状況や建設状況により試算結果が実績値と一致しない点、2011年以前の試算には前提条件の詳細が不明なものや妥当性の検証が不可能なものが含まれている点、不確実な費用（事故費用や廃棄物処分費用など）の考慮を慎重に行う必要がある点、などが挙げられる。

(4) 以下では、それぞれの方式の長所と短所（限界）を踏まえつつ、後記「第4」では実績値方式により志賀原発1号機の運転開始以来の発電コストを計算する。「第5」においては、実績値方式で得られたデータを基礎として、モデルプラント方式を用いて志賀原発2号機の将来コストを計算する。そして、

「第6」では、モデルプラント方式に基づいて、運転開始以来の志賀原発の40年間の発電コストを推計する。

### 第3 原子力発電の社会的費用（甲110, 11頁以下）

#### 1 社会的費用とは

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。

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。

意見書（甲110）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）および発電コストWG（2015）に沿って社会的費用を①「事故リスク対応費用」と②「政策経費」を合計したものと定義している。なお、本来の 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おり、福島原発事故に照らせば「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がこれに相当する。しかし意見書（甲110）では、便宜的に金銭換算できる部分に限定して検討されており、本書面も意見書（甲110）同様、金銭換算できる部分に限定して主張することとする。

#### 2 事故リスク対応費用

##### (1) 事故リスク費用に関する試算結果

「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については、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（甲110、12頁、表5）

甲110、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）

上記表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WG（2021年）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（甲110、12頁、表6）。この資料については、以下に述べるように、問題点を3点指摘できる。

甲 110, 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) <b>8.0兆円</b>	5.4兆円 ↓ (+2.5兆円) <b>7.9兆円</b>	2.5兆円 ↓ (+1.5兆円) <b>4.0兆円</b>	1.1兆円 ↓ (+0.5兆円) <b>1.6兆円</b>	11.0兆円 ↓ (+10.5兆円) <b>21.5兆円</b>
交付国債枠 : 9兆円 → <b>13.5兆円</b>					
東電	2兆円 ↓ (+6兆円) <b>8兆円</b> (管理型積立金を想定)	2.7兆円 ↓ (+1.2兆円) <b>3.9兆円</b>	2.5兆円 ↓ (+1.5兆円) <b>4.0兆円</b> (株式売却益を想定※5)	—	7.2兆円 ↓ (+8.7兆円) <b>15.9兆円</b> (※6)
大手電力	—	2.7兆円 ↓ (+1.0兆円) <b>3.7兆円</b>	—	—	2.7兆円 ↓ (+1.0兆円) <b>3.7兆円</b>
新電力	—	<b>0.24兆円</b> (※4)	—	—	<b>0.24兆円</b>
国	(研究開発支援) (※2)	—	(株式売却益)	1.1兆円 ↓ (+0.5兆円) <b>1.6兆円</b> (エネルギー予算を想定)	1.1兆円 ↓ (+0.5兆円) <b>1.6兆円</b>

(※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。

(2) 21.5兆円から増大する可能性が十分あること

第1に、東京電力改革・1F問題委員会が試算した費用については、上記表6の(※1)に記載されているように、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。

(3) 21.5兆円に含まれていない費用があること

第2に、上記表6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と考えられる。

2020年（平成12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（甲110，14頁，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年）。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と考えられる。

甲110，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
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

#### (4) 震災復興特別会計からの支出が含まれていないこと

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、甲110の表8に示すように、2011年度から2015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。

#### (5) 小括

(1)ないし(4)に述べたことから、福島原発事故の費用は、政府が示しているような21.5兆円では収まらず、保守的に見積もっても少なくとも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。

甲 110, 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 (2011-2015 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	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	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 政策経費

#### (1) 政策経費とは

「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年）, 発電コストWG（2015年, 2021年）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年, 25頁）, 3446億円程度（2014年度予算）（発電コストWG2015年, 80頁）2981億円程度（2020年度予算）（発電コストWG2021年, 95頁）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。

## (2) 国の財政資料の当初予算による積み上げ計算

意見書（甲 110）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、電源が明示されている予算につ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がなされている。

この方法による積み上げ計算結果は甲 110 の表 9 のとおりである。これによれば、2011 年度（平成 23 年度）、2015 年度（平成 27 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 年）、発電コスト WG（2015 年）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意見書（甲 110）が積み上げ計算方式を採用していることに問題はないと考えられる。

甲 1 1 0, 表 9 : 全エネルギー関連予算の電源別構成

	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%

(3) 各電源の政策経費単価の計算

意見書（甲 110）では、(2)で述べたとおり積み上げ計算により求めた政策経費を、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ている。その結果は、甲 110 の表 10 の通りである。

甲 110, 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。

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，2010，36 頁）。

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けば、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。

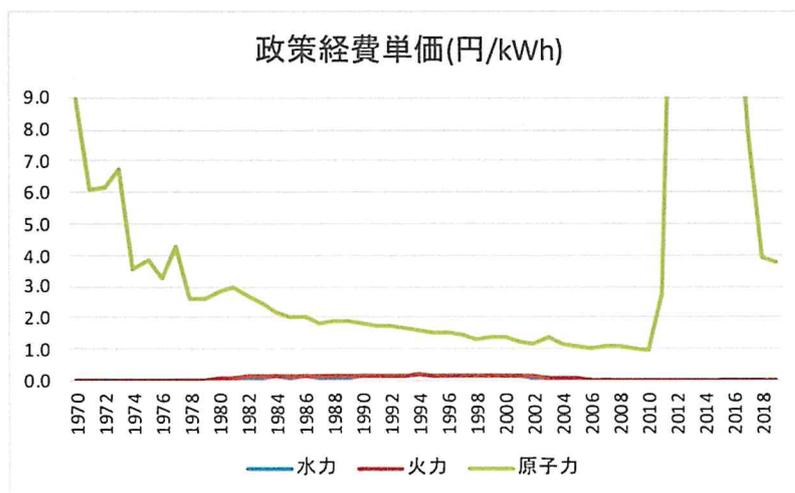
#### (4) 意見書（甲 110）の算定結果に対する評価

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

が実施すべきものである。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、甲 110 の図 4 にみるように 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、ひいては原子力発電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。

甲 1 1 0, 図 4 : 各電源の政策経費単価の推移



## 第4 実績値から見た北陸電力の原子力発電コスト（甲110, 20頁以下）

### 1 実績値の計算方法

- (1) 各電力会社が情報を公開しないことから、個別の原子力発電所の経済性を直接知ることはできない。そこで、有価証券報告書に基づいて各社の原子力発電所の実際の経済性を推計することが唯一の方法となる。そして、先に結論を言えば、北陸電力の有価証券報告書からは、志賀原発が他電源（火力、水力）に比して経済性に乏しいことが明らかとなる。
- (2) なお、1kWh当たりの発電費用（以下「発電単価」という。）は、次の数式1のとおり、まず発電に要する総費用（発電総費用）を算出し（数式1：①②）、これを総発電電力量で除して算出される（数式1：③）。

#### 【数式1：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÷総発電電力量

### 2 費用項目の説明

数式1の①で挙げた各費用について説明しておく（②の社会的費用については、上記「第3」で説明済み。）。

- (1) 「営業費用」については、有価証券報告書の損益計算書に各電源別の発電費が掲載されていることから、この金額を用いて算出する。
- (2) 「一般管理費」「財務費用」は、有価証券報告書上、電源毎に区分されていない。そこで、「一般管理費」は、電事業連合会（2004,p.9）に沿って、電気事業営業費用における各電源の営業費用の割合にて案分して算出する。

一方、「財務費用」については、その内容の大半が建設費の借入利息であることから、各電源の電気事業固定資産に占める割合に応じて案分して算出する。

### 3 社会的費用の扱いについて

- (1) 実績値方式では、社会的費用のうち「事故リスク対応費用」の扱いに注意が必要となる。この費用は、福島原発事故以前には発電コストの算定に際して考慮されていなかった。しかし、福島原発事故後、電力各社には原子力損害賠償・廃炉等支援機構法に基づく一般負担金の支払い義務を課されることになり、それ以降、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（なお、東京電力は、一般負担金に加えて特別負担金も支払っており、この特別負担金は電気料金の原価には算入されていない。）。

すなわち、社会的費用については、「事故リスク対応費用」も「政策経費」もいずれも現実には支払いが終わっていない状況にある。

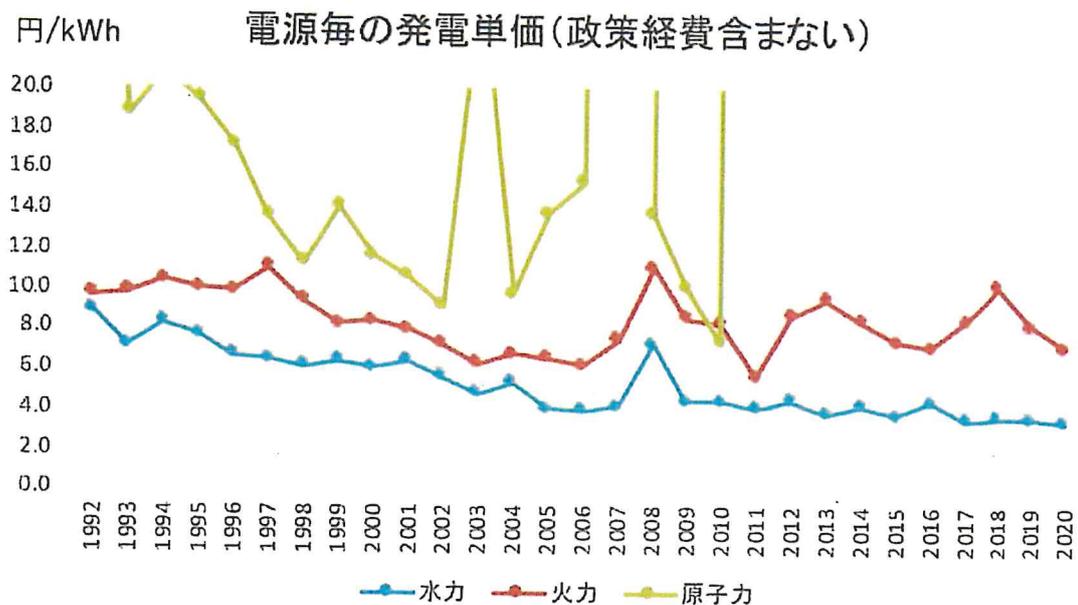
- (2) そこで、「事故リスク対応費用」の考慮について、実績値方式においては、モデルプラント方式とは異なり、その全体ではなく現実に支払われている費用のみを考慮することにする。すなわち、一般負担金、特別負担金の支払いと国の財政支出（研究開発及び立地対策費）だけを考慮することになる（その結果、実績値方式の場合、モデルプラント方式の場合よりも、考慮される社会的費用の金額が過小評価となることに留意する必要がある。）。

#### 4 北陸電力における電源毎の発電コスト

- (1) 政策経費を含まない場合の北陸電力の発電単価は甲 110 の図 5 のとおりであり、電源間比較により、おおよそ次のことがいえる。

すなわち、電源毎の発電単価は、一貫して水力が最も低かった。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となっている。

甲 1 1 0, 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)

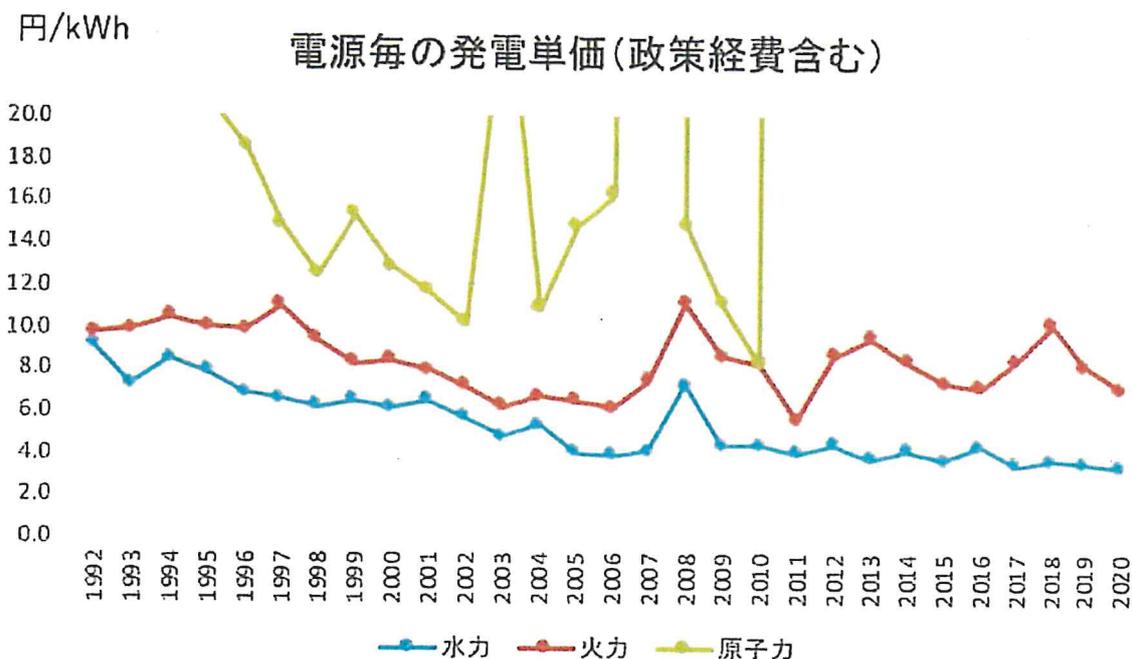


出所：筆者作成。

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。

(2) 次いで、政策経費を加えたものが、甲 110 の図 6 と表 11 である。これらの図表からも、発電単価は、一貫して水力が最も低い一方、原子力は 2010 年度を除いて最も高いことが分かる。そして、2011 年度以降は、志賀原発は新規制基準適合性審査に合格できていないことから、原子力の発電単価は無限大となっている。

甲 1 1 0, 図 6 : 北陸電量における電源毎の発電単価 (政策経費含む)



甲 1 1 0, 表 1 1 : 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

(3) また, 実績で見た場合の北陸電力の原子力発電のコストは, 他の電力会社よりも高くなっている。その原因は, 志賀原発の設備利用率の低さにあると考えられる。実際に, 福島原発事故以前の電力会社毎の原子力発電所の設備利用率の計算結果 (甲 110 の表 12) をみても, 北陸電力の設備利用率が最も低くなっている。

甲 1 1 0, 表 1 2 : 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。

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年度（0%）が特に低い。これは志賀原発における一連のトラブルが大きく寄与している。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、人為的トラブルが相次いでいる。

また、より深刻だったのは、2007年3月に志賀原発1号機にて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。北陸電力は、（当時）原子力安全・保安院から志賀原発1号機の停止を指示され

ることになった。この臨界事故の背景には、経済性の乏しい志賀原発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と考えられる。トラブルが多く、経済性の低い志賀原発のような原発を持つ電力会社は、事故を隠蔽し、やがては重大事故を起こしかねないということが、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。

## 第5 2011年度以降の費用のみ考慮した場合の志賀原発のコスト（甲110、26頁以下）

### 1 発電コスト上昇の要因

ここでは、福島原発事故後、被告らが、志賀原発を廃炉せず再稼働させるという経営判断をしたことが合理性をもった判断であったのかどうかについて発電コストから検討する。一般に、志賀原発のような既設の原子力発電所については、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。すなわち既に建設済みの原子力発電所は動かさない方がもったいないということである。しかし、それは本当であろうか。以下論じる。

原子力発電所の経済的比較の際によく論じられるのが、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、火力発電と原子力発電の間では費用構造が全く異なっており、単に燃料費だけを比較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見合っているかどうかをみる必要がある。そこで、ここでは志賀原発の再稼働判断が行われた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、下記の数式のように略記できる。

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

仮に志賀原発を再稼働することができたとしたら、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①②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、長期稼働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。これらが今後どのように推移するかが、志賀原発の経済性をみる上で重要な要素となる

まず前記数式の分子部分、すなわち「発電に要する費用」は、資本費、燃料費及び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はなく、今後も安全規制がさらに強化される可能性がある。そうなれば、バックチェック<sup>1</sup>、バックフィット<sup>2</sup>を求められるから、そのための費用がさらに増える。以上のことから、「発電に要する費用」は過去も増大し続けてきたし、今後も増大する可能性が高い。

次に前記数式の式の分母部分、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

<sup>1</sup> 新たな安全基準が作成された場合に、それ以前に作られた原発についても、新基準に照らし合わせて調査・審査しなおすこと。

<sup>2</sup> 新たな安全基準が作成された場合に、すでに運転している原発にもこの新たな基準への適合を義務付け、この基準を満たさない場合には運転停止や廃炉を命じることができること。

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、長期稼働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、そのたびに停止を余儀なくされる。そのため、発電電力量は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、志賀原発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えなくなる。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、志賀原発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、北陸電力は、当時の経済産業省原子力安全・保安院から、志賀原発を停止するよう指示を受けている。このように北陸電力は事故やトラブルを隠蔽した実績が既にある。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。志賀原発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。

## 2 志賀原発の将来の発電コスト計算にあたっての想定

志賀原発の運転期間全体における評価は後記「第6」で行う。ここでは、福島原発事故までの費用は考慮せず、志賀原発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下でコスト評価を行う。志賀原発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、下記の図・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年とにおいて、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余地がある。志賀原発には運転延長手続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>

計算に用いた諸元については、甲110、表13（同号証28~29頁）に記載のとおりであり、ここでは省略する。

- 1) 計算の基本的考え方は、発電コストWG（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。本項では、2011年度以降の費用のみを考慮した場合の発電コストを検討するからであり、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発を廃止せず、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、志賀原発の原子力発電による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2001-2010年度の平均値を用いている。

### 3 志賀原発の将来の発電コスト

計算結果は下記に掲載する甲110・表14、甲110・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。

甲110、表14：2011年度以降の発電コスト

#### 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

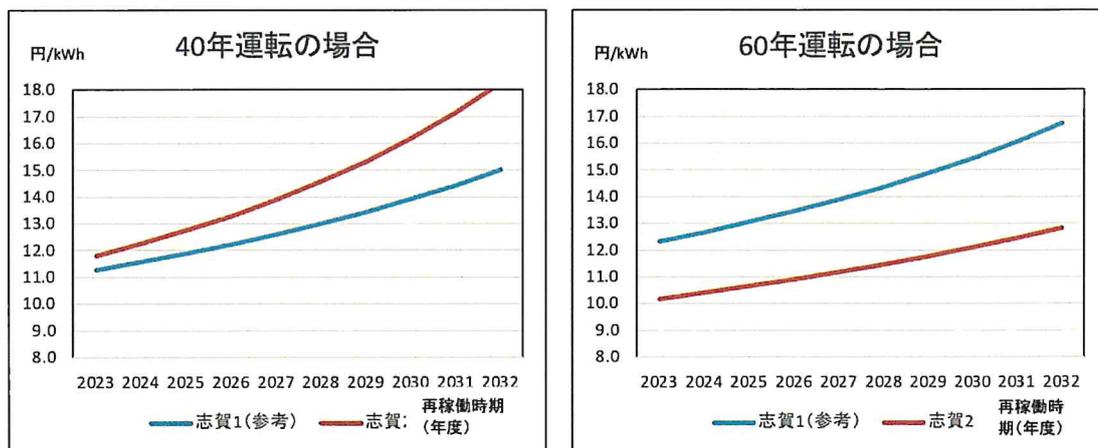
※志賀1号は、2021年現在、再稼働に向けた新規規制基準適合性審査の申請を行っていない。

#### 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規制基準適合性審査の申請を行っていない。

甲110, 図7 2011年度以降の費用のみ考慮した場合の発電コスト



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、志賀原発2号機は11.8円/kWh以上となっている。これは、発電コストWG(2015, 2021)の試算値よりも高い。

このことから現時点で志賀原発の経済性はないといえる。志賀原発は、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大いにある。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、再稼働時期が遅れば遅れるほど経済性がますます悪化する。上記表14に示したように2023年度で再稼働となれば、志賀原発2号機は11.8円/kWh以上であるが、2024年度にずれこめば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、60年運転が認可されたとした場

合であっても、志賀原発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、上記表14の下表は最低限のコストであると言ってよいであろう。

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、志賀原発は経済性が失われている。既に建設済みの原発であっても、動かす方が不経済であり、動かすだけ損を発生させるということである。福島原発事故後、被告らが、志賀原発の稼働を継続するとして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発を運転することに合理的意味は見いだせない。

## 第6 運転期間全体でみた志賀原発のコスト

### 1 コスト計算に当たっての方法と想定

(1) これまで、「第4」にて、過去の実績値に基づいても志賀原発が他電源に比して一貫してコストが高いことを述べた。続く「第5」では、福島原発事故後に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も明らかにした。

そこでここでは、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）でみた場合に、どの程度の発電コストとなるかを計算する。つまり、北陸電力にとって最も都合の良いシナリオを前提に評価し、発電期間トータルでみた発電コストを計算する。この場合でも発電コストが高くなれば、志賀原発はどのような想定をしたとしてもトータルでの経済性が無いことが明らかになる。

(2) 計算に際しては、既述の「第5」と同じく、再稼働時期によって発電電力量が変化することから、再稼働年度毎に計算を行う。計算には「第5」と同じく発電コストWG(2015,2021)が公表しているExcelシートを用いるが、「第5」とは次の3点が異なる。

- 1) 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。
- 2) 追加的安全対策費に加えて建設費を考慮する。
- 3) 過去の発電電力量については実績値を用いる（所内率も過去の実績値の平均値を用いる。）。

## 2 計算結果

(1) 計算結果は、甲110の表15及び図8のとおりである。

なお、福島原発事故費用は確定していないことから、それぞれの金額は予想される最低額（すなわち、少なくともその金額以上になるという意味）であることに注意されたい。

甲110、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

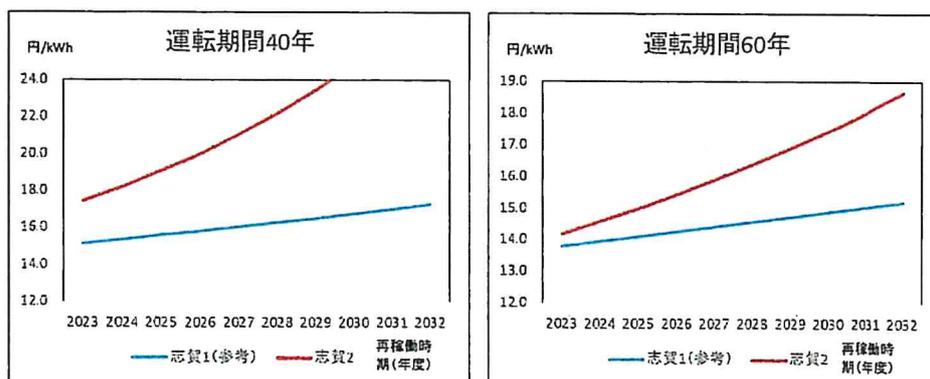
※志賀1号は、2021年現在、再稼働に向けた新規規制基準適合性審査の申請を行っていない。

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規制基準適合性審査の申請を行っていない。

甲110、図8：運転期間を通じた発電コスト



(2) そして、この計算結果からは、次のことがいえる。

第1に、発電電力量の減少と追加安全対策の影響は大きく、40年間という長期で見た場合であっても、たとえ2023年度に再稼働したと想定したとしても志賀原発2号機の発電コストは17.5円/kWhに上り、その経済性は低い。この数値は2023年度の再稼働を想定したものであり、再稼働時期がこれより遅れることは明らかであり、規制の強化や事故、トラブル等で再稼働時期が遅れ、発電期間が短くなれば、更に経済性は悪化する。

第2に、仮に将来的に運転期間延長が認められたとして、2023年度に再稼働したと想定しても志賀原発2号機の発電コストは14.2円/kWhに上る。運転延長のための審査には時間と資金が必要になるので、これも最低限のコストであり、実際にはこれより高額になる。

(3) 以上のとおり、北陸電力の志賀原発は、たとえ2023年度に再稼働したとしても経済性が無いことは明らかである。加えて、仮に運転延長が認可されたとしても、経済性が無いことも明らかである。

## 第7 結論

1 本書面では、「第4」で発電コストの実績値を、「第5」で2011年度以降の発電コストを、「第6」で志賀原発を40年間及び60年間運転する場合のトータルの発電コストを、それぞれ検討した。その結果、次の点が明らかになった。

第1に、福島原発事故以前の発電実績を比較しても、北陸電力の原子力発電事業は、水力、火力に比して経済性が無いことが明らかになった(上記「第4」)。そして、福島原発事故後は、志賀原発は長期停止状態にあり、費用だけがかかり続けるだけで全く発電できておらず、もはや経済的意味は無いと言わざるを得ない。

第2に、2023年度に再稼働するという現実にはありえない北陸電力に有利に想定に立ったとしても、追加安全対策費を考慮した場合の40年の運転期間

の残存期間における発電コストは、志賀原発2号機で11.8円/kWh以上となり、もはやどの電源よりも高いことが明らかになった（上記「第5」）。再稼働時期が2023年度以降より遅くずれ込むことは確実であり、福島原発事故費用も今後さらに増加することが確実であることから、発電コストもさらに増加することが明らかである。北陸電力は、すでに投下した資本を少しでも回収するために、さらにコストのかかる志賀原発再稼働をすすめるという本末転倒な状態に陥っている。

第3に、運転期間全体でみたトータルコストでも、志賀原発には経済性が無いことも明らかになった（上記「第6」）。現時点で考えられる最も保守的な（北陸電力に有利な）想定である2023年再稼働、60年間運転という前提をとったとしても、志賀原発2号機の発電コストは14.2円/kWh以上になる。経済的にみれば志賀原発をこれ以上継続することに意味を見出せない状況にある。

2 また、甲110の意見書の計算は、政府や北陸電力が示す数値を用いていることに加え、放射性廃棄物の処理や廃炉措置に要する費用についての十分な検討も行っていない。これらの、いわゆる後始末に要する費用については、更に莫大な費用と膨大な時間を要することになるが、処分場所どころかその際の安全規制すら定まっておらず、具体的な費用と時間すら不確実なままである。ただ、廃棄物処分費用や廃炉費用が世界的に上昇し続けている中で、日本だけが、また志賀原発だけが例外になるとは考え難く、結局、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あって、北陸電力が志賀原発を維持する経済的合理性がないことは明らかである。

そして、このように経済性のない原子力発電所を維持するという事は、電力会社において、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、事故やトラブルを隠蔽することで、重大な事故に至る可能性を否定できない。特に、北陸電力においては、1999年に臨界事故という深刻な事態に陥りな

がらこれを隠蔽し続けたという過去があり、この重大事故に至る可能性は抽象的なものにとどまらず、経済性のない志賀原発を維持し続けることは安全性の面でも大きな懸念があることを付言しておく。

- 3 以上のとおりであり、志賀原発については、将来的に万が一再稼働が認められたとしても、火力や水力といった他電源による発電よりも発電費用が高くなることが明らかとなった。それにもかかわらず、被告らにおいて志賀原発の再稼働を目指すのであれば、再稼働が認められなかった場合はもちろんのこと、たとえ再稼働が認められたとしても、他電源による発電よりも高額な発電費用が積み重ねられていくことになり、この他電源による発電よりも余計に生じる発電費用は、そのまま北陸電力における損害と評価すべきものである。

そして、過去の発電実績に照らして具体的な損害額を算定するならば、その額は少なくとも数千億円規模に達することが明らかである。すなわち、志賀原発の過去の運転実績によれば、志賀原発が稼働を開始してから現在までに発電した総発電量は 86,684 (100 万 kWh) であるところ<sup>3</sup>、2011~2020 年度における火力発電単価が「8.1 円/kWh」、一般水力発電単価が「4.0 円/kWh」であった(甲 110, 表 11 参照)。一方で、志賀原発による今後の発電単価は、現実には想定できないような有利な条件(2021 年度再稼働開始, 60 年間稼働, 初期投資(建設費)を無視して 2011 年度以降のコストのみを考慮, という条件)にて計算しても「10.2 円/kWh」以上となる(上記「第 5」「第 6」)。したがって、将来の発電量をこれまでの総発電量と同量にとどまると仮定したとしても、その発電単価の差額分だけでも、火力発電よりも約 1820 億円高額になり<sup>4</sup>、一般水力発電よりも約 5374 億円高額になる<sup>5</sup>。何度も繰り返すが、この金額は現実には想定できないくらい北陸電力に有利な条件のもとでの金額である。

<sup>3</sup> 北陸電力の HP「運転実績」参照 (<https://www.rikuden.co.jp/outline2/>)

<sup>4</sup> 「10.2 円/kWh-8.1 円/kWh」×86,684(100 万 kWh)=182,036,400,000 円

<sup>5</sup> 「10.2 円/kWh-4.0 円/kWh」×86,684(100 万 kWh)=537,440,800,000 円

原告らの第 23 準備書面にすでに主張したとおり、株主による差止請求権行使の要件である「回復することができない損害を生じるおそれ」(会社法 360 条 3 項)とは、個々の「取締役」に対する損害賠償責任の追及では損害の回復ができない場合等もこれに該当する。そして、志賀原発による発電により生じる損害は、上記のとおり、少なく見積もっても数千億円規模を下らないのであって、これが被告ら個々の取締役の個人資産によって賠償することなど現実的に不可能であることは明らかである。

- 4 したがって、北陸電力の経営者である被告らにおいては、今後再稼働したとしても他の電源に比してもはや経済性がないことが明らかな志賀原発の再稼働を進めるといふ経営判断は採りえないのであって、取締役の善管注意義務として、ただちに再稼働を断念し、廃炉に向けた作業に取り掛からなければならない。

そして、被告ら取締役が再稼働を断念せず、廃炉に向けた作業に取り掛からない以上、裁判所においては、原告らの求める再稼働に向けた行為の差し止めに認容しなければならない。

以 上