

平成24年（ワ）第328号，平成25年（ワ）第59号

志賀原子力発電所運転差止請求事件

原告 北 野 進 ほか124名

被告 北陸電力株式会社

第 4 4 準 備 書 面

（原発の不要性）

平成27年7月22日

金沢地方裁判所民事部合議B1係 御中

原告ら訴訟代理人

弁護士 岩 淵 正 明
外

目次

1	はじめに・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	3
2	供給安定性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	4
	（1）原発が稼働しなくても電力に余力があること	
	（2）電力の安定供給に関する具体的検討	
	（3）小括	
3	環境性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	7
	（1）被告の主張が不合理であること	
	（2）CO2削減のため原発稼働という危険な手段による必要はないこと	
	（3）CO2排出の国際的状況	

（４）省エネ等，原発以外の国際協力こそＣＯ２削減に極めて高い効果を持つこと	
４ 経済性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	１０
（１）化石燃料輸入コストの増大は原発稼働停止の故ではないこと	
（２）原子力発電が高コストであること	
図表・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	１８

1 はじめに

被告は、答弁書及び準備書面(3)において、本件原発の必要性を、安定供給性、経済性、環境性（地球温暖化問題への対応）の面から述べている。

しかし、被告の主張から欠落しているのは、本件原発において福島原発事故と同様の事故が起これば、日本は壊滅状態になるという認識である。ひとたび事故を起こせば、多くの自治体が半永久的に失われるというのは、原発事故しか想定し得ない。戦争でも、このようなことはない。

このように原発は、巨大なリスクを背負うために、その損害を引き受ける保険会社は世界にひとつとしてない。自動車事故でも、飛行機事故でも、保険会社は損害リスクを厳しく計算し、それに見合う保険料を算定し保険を引き受ける。しかし、経済性に見合う保険料を算定する保険会社が原発事故の保険を引き受けないということは、原発のリスクが経済性に見合わないことを如実に物語っている。

つまり、原発の抱える巨大なリスクを、被告主張のごとき経済的効用などと比較衡量することはできないのである。

大飯判決（甲D 1）が、「極めて多数の人の生存そのものに関わる権利と電気代の高い低いの問題等とを並べて論じるような議論に加わったり、その議論の当否を判断すること自体、法的には許されないこと」、「被告は、原子力発電所の稼動がCO₂（二酸化炭素）排出削減に資するもので環境面で優れている旨主張するが、原子力発電所でひとたび深刻事故が起こった場合の環境汚染はすさまじいものであって、福島原発事故は我が国始まって以来最大の公害、環境汚染であることに照らすと、環境問題を原子力発電所の運転継続の根拠とすることは甚だしい筋違い」と述べたのは、被告が主張する原発の必要性和原発が抱える巨大なリスクとは比較にならない当然の論理を、誰にでもわかるように平易に説いたのである。

従って、原告らとしては、このような議論自体が不要と考えているが、被告が同様の主張を繰り返すので、念のため、訴状及び第6準備書面に加え、以下に原発の不要性について述べることにする（甲B第335号証）。

2 供給安定性

（1）原発が稼働しなくても電力に余力があること

供給安定性については、原発が全く稼働しなくても、電力に余力があったことは公知の事実となっている。

国内の全原発が停止してから1年10ヶ月が経過したが、電力不足は生じていない。昨年夏の電力需給について、被告電力管内においては、最大需要日でも予備率10.4%と、安定状態であった。

東京電力では、福島原発事故前の2010年夏の最大使用電力は6000万キロワットであったが、2014年の夏は5000万キロワットにも届いていなかった。

もはや、電力需給の厳しさから原発再稼働が必要だという論理は成り立たなくなっていると言える。（東京新聞2014年9月21日）

（2）電力の安定供給に関する具体的検討

供給安定性を、電力の安定供給という視点で見ると、それは①電源の供給能力、及び②熱源確保の安定性、という2つの要素を検証する必要がある。

① 電源の供給能力

例えば福島原発事故までに総電力供給の約3割を占めるまでになっていた原子力の発電分を即座に代替し得る発電システムがなければ社会経済的に大きな負担となった公算がある。

現実がそうであれば一定比率の原発を選択するようなエネルギー・ミックスへの社会的合理性も出てくるかもしれない。だが、我が国の火力設備

は十分な余力を有してきた。福島原発事故後一段と進んだ省エネ化の動きも加わり、電力会社が喧伝してきたような電力不足は原発が完全停止しても生じることがなかったのは前述のとおりである。

この結果、火力全体で発電量の9割を占めるまでになったことを捉え、火力依存度の急増は電力構成上ゆゆしき問題で電源のバランス上からも問題との指摘も出ている（エネルギー白書平成26年5月）。

しかし、これは、従来設備利用率に十分な余裕を持ち、電力供給の約60%を40%程度の設備利用率で供給してきた火力が、約30%を占めていた原発の発電分を直ちに代替できたことの裏返しに過ぎず、このこと自体に何ら問題はないはずである。それを問題とするのは、原発を動かす電力供給上の必要性が失われてしまい、被告を含む電力会社にとって、原発再稼働とそれを重要な電源と位置付ける前提に立ったエネルギー・ミックスの維持ができなくなるからに過ぎない。火力の供給能力とその依存度の増大は、一見供給の安定性問題と深く関与するように映るが、次に述べるように安定供給のベースとなる熱源の安定確保とは直接関係するものではなく筋違いである。

② 熱源確保の安定性

日本の現況に照らせば、電力の供給安定性と深く関わるのは、熱源確保の安定性問題であると考えられる。過去において化石燃料の枯渇懸念と供給の安定確保への懸念が存在してきたのは事実である。

例えば、石油から日本の火力の主流となったガス火力の熱源である液化天然ガスの安定確保のために提供国の開発リスクや設備負担までを考慮した高価格買い取り制度を継続させてきたのは、その典型である（図表1、本書面18頁）。

だが、この火力に対する原子力の相対安定性論議は、化石燃料の枯渇化

と価格上昇の継続懸念及び核燃料サイクルの稼働が前提の話であった。化石燃料の供給状況と世界のエネルギー供給構造は最近年の米国発のシェールガスの採掘革新により世界的に一変した。かつて、石油、石炭、天然ガスは2009年末でそれぞれ可採年数が46年、119年、63年（原データ、BP＝英国石油推計）と推計され、ウランのそれは2007年末現在で100年と推計されてきた。

シェールガスやシェール石油は非在来型と呼称されるように、従来の油田、ガス田という地中の窪みに堆積したものでなく、そのいわば源泉となるシェール層に存在する。そこからの採掘が商業的にも可能となって、北米で一挙に採掘が進み、天然ガスと石油の可採埋蔵量と可採年数は大きく増加した。

図表2（本書面19頁）に示すように、米国エネルギー情報局（EIA）2012年の在来型を含めた総可採埋蔵量推計を基に2011年の石油、天然ガスの世界生産量で除して残存可採年数を求めると、石油が105年、天然ガスが185年となる。

特に日本の火力の主力である天然ガスはウランの可採年数を優に上回る2倍弱の可採年数に達することになった。

化石燃料の最大消費国であった米国は、ガスの需給や輸出が可能となり、ガスに続き同じ技術手法でシェール石油の開発が急速に進み、2020年代頃にはサウジアラビアを抜いて世界一の産油国になる見通しさえ出ている（EIA報告）。

化石燃料の供給懸念は世界的に消失し、この展開を受けて先行したガス価格の大幅下落に続き、昨年半ばごろまで単位バーレル当たり100ドル水準にあった原油も、本年1月初旬で50ドルレベルと約半値にまで急落している（図表3、4参照）。開発ブームに行き過ぎ感が一部出ているが、

構造的に売り手市場から買い手市場に転換したことは明らかである。地域的にも中東、ロシアなど従来の産油、産ガス国の比重は低下に向かう一方、米国とカナダを主体とする政情安定地域の比重が高まり、それらを輸入先に加えた多様化を図り供給の安定性を高めていく環境が大きく向上したのである。

従って、いまや、化石燃料の輸入を中東に依存する考え方自体が、国際エネルギー供給構造の転換を無視し、自ら供給安定性の確保とコスト削減経営への努力を放棄するようなものとなったといえる。

エネルギー・環境会議コスト等検討小委員会が平成23年12月19日に取りまとめた報告書（以下「コスト等検証委員会報告書」という。）の50頁においても、同旨のことが述べられている。

（３）小括

以上のとおり、火力熱源の供給確保の安定性と価格の低位安定性が長期的にも現実化してきたのとは対照的に、ウランの安定性やその効率性の前提となる核燃料サイクルの稼働の目途は、2005年10月の閣議決定から10年近くを経過する今日においても、技術的困難から全く立っていないのが実体である。供給安定性においても、原子力は火力に比べ、その相対優位性は消失したものと言ってよい。

3 環境性

（１）被告の主張が不合理であること

被告は、原子力発電について、温室効果ガス排出量を削減しつつ、持続可能な成長を実現することのできる発電方法と述べる。しかし、核分裂反応は、二酸化炭素を出さないが、その代わり、放射性廃棄物を生み出し続ける。二酸化炭素よりもはるかに直接的に人の生命を脅かす放射性廃棄物の危険性等

に何ら言及せず、二酸化炭素排出量が小さいことだけを強調する被告の主張は、不合理である。

仮に温室効果ガス排出量を削減できたとしても、核燃料廃棄物を何万年にもわたり地球の中で保管管理しなければならない原発が、また、ひとたび事故を起こせばすさまじい環境汚染をひきおこす原発が、何故に、持続可能な成長を実現することができるのか理解できない。ここでも、被告は、原発の巨大リスクを無視した議論を展開しているのである。

(2) CO₂削減のため原発稼働という危険な手段による必要はないこと

それでも地球温暖化に関わる二酸化炭素の排出削減という観点から原発は意義が高いという被告の主張を、以下に検討する。

確かに電源別の個別CO₂の排出比較では、原子力が化石燃料より低いのは事実である。

しかし、この環境性の問題で重要なのは、地球全体のCO₂抑制貢献度との関係で見たマクロの環境性からの評価であり、選択肢比較でなければならないことである。

排出実績を確認すると、まず福島原発事故後の原発停止と火力代替で電力部門のCO₂排出量は本書面22頁の図表5（電力部門CO₂排出実績、電気事業連合会）のとおり事故前2010年度の3.17億トンCO₂から2012年度の4.15億トンCO₂へと1億トン増加している。これは、原発の発電分約3割を代替したことにほぼ見合った（ $3.17 \times 1.3 = 4.12$ ）増加であったとも言える。

一方2012年の日本全体のCO₂排出量は図表6（世界の二酸化炭素排出量 IEA統計等）に示すとおり12.2億トンで、また世界合計が317.3億トンであったところから、その世界におけるCO₂総排出量の日本のシェアは3.8%であった。

つまり、原発がほぼ停止した2012年で見ても停止に伴う増加（約1億トン）は日本全体の1/12.2で8.2%に過ぎず、その日本の世界での排出シェアが3.8%に過ぎないので、地球規模で見た原発代替増加分は0.3%に過ぎなかったことになる。日本の電力全体の排出量をとっても地球全体の排出量の1.3%（4.15億トン）に過ぎない。換言すれば火力を原発に全て置き換えても地球的には1%強程度の節減にしかならない。それだけ日本は経済規模に比して省エネ低二酸化炭素化が進んでいるということである。

この日本にとって、火力代替とCO₂の関係でより重要なことは図表7（本書面23頁）に示すように日本の火力は石炭火力を含めて発電効率が世界トップ水準にあるという事実である。それらの技術供与を世界に提供することを図るほうが遥かに大きなCO₂の削減に貢献し得ることになる。

（3）CO₂排出の国際的状況

CO₂の排出量が最大の中国、2番目の米国を併せて2国で地球全体のCO₂排出の40%以上を占めている。この2国に最近排出が急増してきたインドを加えれば47%（2012年）と世界の総排出量の半分弱を占める。

これらの諸国は石炭火力が圧倒的に多い。例えば、これら3か国への日本の石炭火力の高効率技術の適用だけでも日本の総排出量に相当する削減が可能となるとの試算を電源開発（J-Power）が行っている。

試算の要約は図表8（本書面24頁）に示すとおりである。これら3か国の石炭火力に日本の現在の最高効率を適用するとした場合、合計で丁度日本の2012年の総排出量に相当する12.2億トンの削減が図れるとしている。

（4）省エネ等、原発以外の国際協力こそCO₂削減に極めて高い効果を持つこと

石炭技術の供与だけを考慮しても大きなCO₂削減の潜在力を持つ。電力分野に限らず、他産業における日本の一次エネルギーの高い省エネ技術の技術供与等で、高排出国のCO₂削減を広範に進め得ることもできる。

それによって米中インド3か国のCO₂削減を平均で10%程度改善するだけでも、約15億トンと、日本の総排出量を上回ってお釣りがくるCO₂の削減が現実に進め得る。

これは、火力を全て原発に置き換えたとした場合の優に3倍以上の削減となる。しかも技術供与等による相手国のCO₂削減は基本的に供与国の削減分に勘定される。安全性に大きなリスクを抱える原発との選択を巡る比較考量において、そのCO₂排出が少ないという原発の環境性の意義はほとんどないと言ってもいいのである。

4 経済性

原発の維持や再稼働を巡り、安全命題に対置して強調されてきたのが、その経済性である。大飯判決は、前述のとおり、経済性云々は、生命や基本的人権と比較すべき社会的価値のないことを明快に判示した。

それだけで、原発差止の論拠としては十分であるが、被告が、経済性等について述べているので、国富喪失論の検証と経済性論議の中核にある発電単価比較について、以下に述べる。

(1) 化石燃料輸入コストの増大は原発稼働停止の故ではないこと

原発の火力代替が巨額の国富流出と貿易赤字の急増の主因とするのは誤りであることは、以下のとおりである。

- ① 資源エネルギー庁、エネルギー白書（平成26年5月）などを要約すれば、我が国のエネルギー需給構造が抱える課題として化石燃料への依存と貿易赤字をとりあげ、「鉱物性燃料の輸入額は2013年で27兆円と震災

前と比べ10兆円も増加し、2013年には過去最大となる11.5兆円の貿易赤字を記録した。原発停止に伴う火力の炊き増しによる燃料費の増加は2013年度で約3.6兆円と試算される」として火力代替への懸念と原発稼働の必要性を訴えている。

しかし、この記述や試算には論理の飛躍や恣意性が目立ち、客観的実態分析にはなっていない。火力代替が貿易赤字急増の主要原因となったのか否かについて、財務省通関統計から検証する。

- ② 火力による原発の代替が国際収支の赤字急増を招いたなら、その代替のための燃料の輸入量が急増しているはずである。しかし、そうはなっていない。

比較時点を上記資源エネルギー庁分析に合わせ2010年度として財務省貿易統計でみると、鉱物性燃料輸入額は、2010年度の同18.1兆円から2013年度の28.4兆円となり、全体の輸入増加率35.4%を上回って、56.9%の伸びを示している(図表9-1,本書面25頁)。

そうすると、一見、原発代替による燃料輸入の増加が貿易赤字拡大の主因のように映る。しかし、その変化の内容を子細に検討すると、この増加のほとんどが価格要因の変化によるもので、数量要因の輸入額増加への寄与は、極めて限定的であることがわかる。

電力用との併用となる主要鉱物性燃料(原油、LNG及び石炭、財務省主要品目別輸入分類に準拠)の輸入額の推移と価格、数量の変化の推移の実態は、図表9-2(本書面26頁)に示すとおりである。

図表9-2は、石炭、液化天然ガス(LNG)および原油それぞれの輸入額と数量の入着実数を2008年度以降で示し、図表10～図表12(本書面27～28頁)は、それぞれの輸入額の推移と数量および価格の変化推移を、2010年度を100とした指数で示している。

これを見ると、石油は2010年度から2013年度で金額（輸入額）が1.5倍以上に増えたが、数量は逆に若干減少している。石炭は、金額、数量ともに微増で全体の動向にはほとんど影響していない。これらに対し、LNGは金額、数量ともに大きく増加している。火力代替の主力となったからと推測される。

しかし、このLNGの増加も、2010年度から2013年度で金額こそ2倍に大きく膨らんだが、数量は25%弱の増加に止まっている。これらのことは、これら燃料の輸入額の推移と価格および数量の変化指数の推移を纏めたそれぞれの図表（図表10～図表12）から一目瞭然である。

- ③ 通関統計に見る輸入の実態は、火力による原発代替が輸入の急増や貿易赤字の急増を招いたのではなく、価格変化が輸入額増加の主原因であったことを明瞭に示している。価格変化は国際商品市況と円ドル相場の変化に従う。

そこで、この間の円ドル相場の変化推移に照らし確認すると、事故年の2011年度の前原油とLNGの輸入増加は、円ドル相場が前年比円高気味の推移であったところから、商品価格自体の上昇（原油価格の高騰とそれに連動する我が国のLNG価格の上昇）によるところが大であったとみなされる。

一方、原発がほぼ全面停止した2012年度以降では原油価格は下落基調にあったところから、輸入増加の主因は為替変動、大幅な円安への転換が主因であったとみなされる。

因みに、貿易赤字が急増した直近の2012、13年度は原油の輸入量（数量）、液化天然ガス（LNG）の輸入量ともに横ばい、石炭が13年度前年比3%強ほど数量増加があったが、発電に直結する鉱物性燃料の輸入量は全体ではほぼ横ばい推移であった。

輸入量に顕著な変化がないのに、火力による原発代替が貿易赤字急増の主因というのは事実と反し無理がある。

以上は、日本総研による原油とLNGの輸入額の要因分解の結果からも確認できる（図表13，本書面28頁）。どちらも輸入額の増加は、原発代替のための燃料輸入量の増加によるところは限定的で、価格変化によるところが大半であった。火力代替を輸入額の急増と貿易赤字に結びつけるのは事実無根と言ってよいのである。

特に原発停止後の直近2年の貿易赤字の急増の最大かつ圧倒的原因は円安によるものであることは、実態を真摯に分析すれば明らかである（図表13）。

- ④ 以上のとおり、原発の稼働停止に伴う影響を火力燃料費の増加に求めた資源エネルギー庁の試算とそれに基づく国富流出論議はともに不適切である。

発電には、燃料に加えて発電設備やその運転費用等のコストがかかる。発電単価をもとに原発と火力の代替発電分の総発電費が比較考量されなければならない。例えば発電コストが同じなら代替負担は追加的には生じない。資源エネルギー庁の試算は、不適切で乱暴な試算であり、またそれをもって国富の流出などとするのは論理の飛躍であり、かつ的外れでもある。

（2）原子力発電が高コストであること

- ① 発電手法の経済性比較の中核となる発電単価、特に原子力発電の発電単価を巡っては従来から問題を積み残して来た。

発電コストの算出において電力会社が発電事業に支出するコストのみを対象に試算が行われ、直接、間接の財政支援を含む社会的費用を含めてこ

なかったことがそれである。立地交付金や技術支援等の原発の設置や運転に不可欠な、いわば稼働補完費ともいうべき政策コストや事故リスク費などがそれにあたる。それでは経済的に公平な発電単価試算とはならない。

このため、福島原発の苛酷事故を受けて政府の従来試算も見直された(コスト等検証委員会報告書。図表14, 本書面29頁)

上記委員会の再計算では、原発の発電単価について、従来の範疇での基礎コストを2000年の政府試算の5.9円/kWhから7.3円/kWhに修正した。その上で、政策支援費等の社会的コストの概念を組み入れ、政策コストを発電単位当り(1kWh当り)1.1円、事故リスク対応コストを0.5円加えて、2010年時点の原子力の発電単価を8.9円以上とした(コスト等検証委員会報告書47頁以下)。

- ② 原発が経済的に意義あるか否か、その経済性判断の要となるのが発電コストの比較優位性である。それ故、公平な条件での試算が不可欠だが、コスト委員会の再計算は社会的コストを算入した点で相当の改善を進めたといえる。

しかし、依然大きな不十分さも残した。特に、事故リスク費用の算入不足、及び核燃料廃棄物処理などの環境外部費の算入不足である。事故リスク費は、福島原発事故の損害費用として東京電力の負担として取りあえず計上されていた5.8兆円のみを算入しただけであった。それが20兆円となると原発の発電単価は10.20円になると試算している(コスト等検証委員会報告書41～48頁)。また、生産設備自体の効率性比較の基本となる設備稼働率(利用率)¹は、比較の際は同一に想定して行う必要が

¹ 発電設備では利用率との用語が一般に使用される。原発の個別炉は稼働させれば稼働率100%故に既存設備全体でどれだけ稼働しているかの意味での用語で厳密な意味で稼働率と同一ではない。

ある。一般に稼働率の上昇に伴って生産コストは低下してくるからである。

しかし、今回試算でもまだ格差を残し、原発を70%、火力（LNG、石炭）を60%との想定で試算している。さらに、火力には新たにCO₂対策費として単位当たり約1円を付加して、石炭火力の発電単価を9.50円/kWh、LNG火力のそれを10.90円/kWhとしている。

同委員会は、原発の事故リスク費を当面の損害費用で取りあえず代用したが、その費用自体の算入不足も明らかである。

すでに福島原発事故のここまでの被害額は、1兆1600億円以上（損害賠償費用5兆円以上＋除染費用2兆5000億円＋中間貯蔵施設整備費用1兆1000億円＋廃炉と汚染水対策費2兆円＋その他5690億円）となっており、2011年12月に政府の委員会が公表した金額である5兆8000億円の2倍近くに上っている。

しかも、これらの1兆円の中には、除染で出た土の最終処分の費用や、事故対応のためにかかった公務員の人件費などは含まれておらず、40年続くとされる廃炉費用や、住民などに対する賠償も増えることは確実で、事故から3年、原発事故の損害額は、膨らみ続けている（NHKニュースWEB 2014・3・11）。

廃炉費用や除染、事故収束費は今後も膨れ上がる見込みであり、総額は20兆円でも済みそうにない。加えて使用済み燃料の再処理や廃棄物処分などのバックエンド・コストや本来的な事故リスク費の算入を含めて試算すれば、原発の発電単価は大幅に跳ね上がる。

日本を代表する経済研究機関である社団法人日本経済研究センターは、事故リスク費用を含めて2011年12月にその体系的な試算を発表している。日本経済研究センターの試算と政府試算との大きな違いは、廃炉や賠償等の費用をより現実的に組み入れたことと、本来的事故リスク費の

算入である。

事故リスクは対応保険費として年当り2.2兆円を組み入れ、図表15（本書面29頁）の算定式で原発の発電単価を約23円／kWh.と算出している。信頼性の高い経済専門機関による試算であり、これを合理的に否認する研究や試算は現時点でも見当たらない。

- ③ 上記のとおり、公平な比較による原発のコスト高は明らかであり、国際的にも、原発が火力等に比して高くつくことは世界的に常識化してきている。

例えば、欧州でのコスト比較を体系的に分析したドイツ風力協会（German Wind Energy Association）発行のレポートでみても原発と既存火力のコスト格差が明らかである。

商業発電システムとして原子力が経済性を有するか否かは、究極的には市場性があるか否か、ということになる。この点で象徴的な分析、報告が経済・市場情報通信機関として最も世界的な信頼を博しているブルーム・バーグ社のグループ調査会社から発表された。エネルギー問題の調査機関として実績の高い「ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス」（BNEF）の調査報告がそれである。

日本でもプレス・リリースされたその結果要約は図表16（本書面30頁、共同通信配信記事掲載要約図）のとおりである。

その試算は、各国のローカルな要素の強い事情は別途の記述として、「原子力やバイオマス、地熱、水力など23の発電手法について、2014年上期時点の世界各国の設備費、燃料費、資本調達に必要な債務費などを調べ、施設の耐用年数などでならしたコストを算出」（東京新聞2014年9月17日）している。

それによると、原子力の発電コストは世界的に均して、14セント米ド

ルkWh. (約15円, 1ドル107円で換算。以下同じ) であるのに対し, 石炭火力は9.1セント(約9円70銭), 天然ガスが8.2セント(約8円80銭)で原子力は太陽光発電に近い高単価となっている。しかもこの試算には原発の廃炉費用は含まれていない。

ブルームバーグ・グループの提示は, 正に市場性テストに匹敵する。それぞれの投資的価値の判断や融資等の判断にその分析は大きく影響するからである。

調査対象の23種の発電手法の内, 発電単価が原発を上回ったのは太陽光と洋上風力だけであったが, それらは初期費用の消化につれ今後コストダウンが見込まれるとしている。

- ④ このように, 原発はもはや他の電源に対して経済性を誇れる余地は全くなかったといえる。

そして, 原発の非経済性は日本の政策当局も認めざるを得なくなってきた。2016年の電力の自由化を控え, 原子力発電の電力に別途価格保障を付けることを含む電力会計制度の見直しを提示したからである。

原発が, 本当に安価な電力で経済性があるなら, 自由化はむしろ歓迎すべきであり, 買い支えて保護すべき必要性はない。しかし, 上記価格保障を付けるということは, 自由競争に反して特別な保護を与えない限り, 原子力発電はもはや成り立たないということ, 元々経済性がなかったことを, 自由化を控えて覆い隠しきれなくなったことの反映である。

その制度導入のモデルとした英国は, 原子力発電がコスト高で保護・支援がないと成立しないことを政府も明らかにしている。

- ⑤ 以上のとおり, 原発の経済性は, 今や全くなってきたことが世界的にも明らかである。原発は, 安全性への致命的欠陥のみならず経済性に於いてもその意義を喪失した。

電力という公益性の高い事業に従事する電気事業者は、その自身の存続のためにも、経済効率性の高い電源へのシフトを急ぐべきであり、高い社会的コストと巨大なリスクを抱えて再稼働を図るなどは、自らの経営と存続のためにも厳に慎むべきであると考えられる。

以 上

図表 1

1. 液化天然ガス輸入価格基本公式

天然ガスの輸入は短期の Spot (直物) 取引が出てきたとはいえ、従来より個別の長期契約を基本としてきた。その価格の基本算定式は原油価格の連動をベースとした以下の式に拠ってきた。

$$\text{LNG 価格 (Y)} = aX + b$$

X は原油価格 (日本向け原油価格)、a は係数でほぼ 1 に近い係数。b は価格下支えの常数で安定的価格を保持し、液化設備を含む開発プロジェクトの大きな資本投下リスクをも補填する仕組みである (JX 日鉱日石エネルギー、石油便覧 (2012) 等による)。

この高価格支持の輸入価格決定式はシェールガス革命によりガス価格が原油価格との一般的連動性から離れ急落に転じて以降日本の天然ガス輸入価格の国際的に異常な高止まりの原因となり今日まで続いている。直近電力会社も Spot 調達への拡大に動き始めたが本算定式の積極的な是正への姿勢は弱かった。電気料金の総括原価方式により高価格は全て発電コストに算入でき、その総原価の 3 % が電力会社の収益になるような電力料金の設定が基本的に継続してきたからである。電力料金の小売部門までの自由化を控えフルコスト転嫁が難しくなってくる状況に至り、Spot 調達を含むより安価な LNG 調達への動きがようやく出始めたに過ぎないのが現状。特に、被告関西電力は中部電力や東京電力に比べ出遅れが目立つ。

2. シェール革命による天然ガス価格低下の直接潜在効果 (高価格是正効果) 試算

天然ガス価格は指標となる Henry Hub 価格が図表 4 に示すように近年ピークの約 13 ドル/百万 Btu. から直近年は 3~4 ドル/百万 Btu. に下落。この生ガス (パイプライン・ベース) の国際価格 (開発生産が進む米国とカナダの国内価格) を 4 ドルとして日本の入着価格との比較で 2013 年度でその格差は正潜在効果(国益)を試算すると以下の通りとなる。

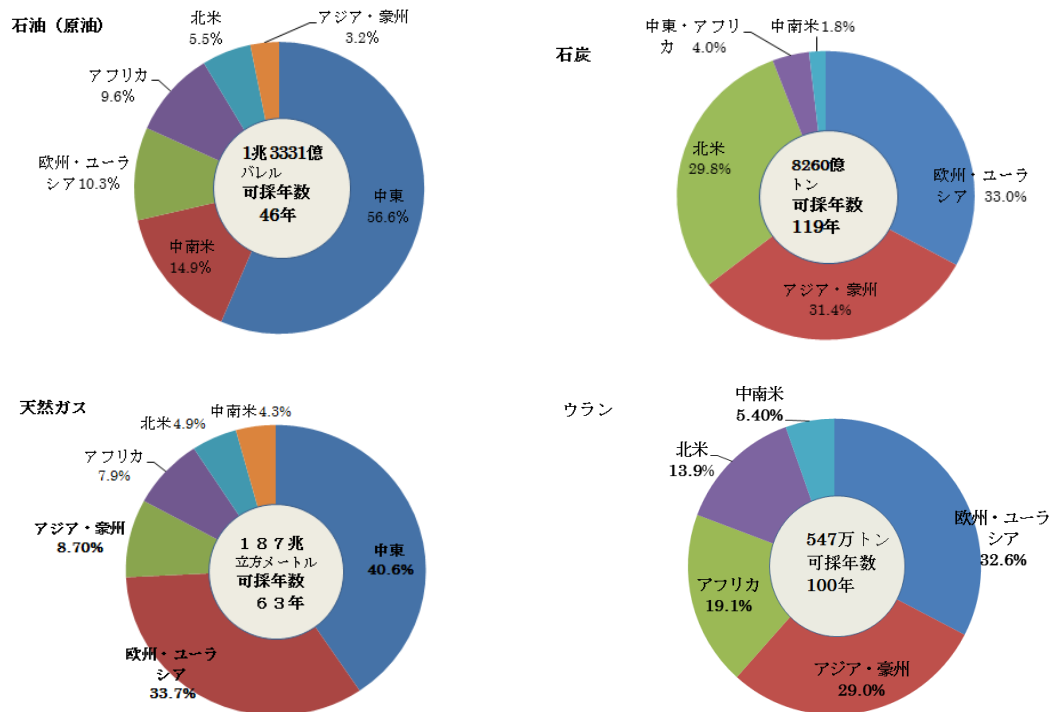
LNG 輸入量 2013 年度 = 8770 万トン。米国 (カナダ) の天然ガス価格 = 3 \$/百万 Btu.

日本への液化費用と運送費 = 約 4 \$ (標準的費用)/百万 Btu. 日本 の 年 度 平 均 入 着 価 格 (財 務 省 貿 易 統 計 に 基 づ き 算 出) = 15.79 \$/百万 Btu. 米国価格に液化等標準費用を加えても日本着ベースで約 7 \$/百万 Btu. だが、それをより現実的に韓国が米国からの新規輸入契約で実現した 10 \$/百万 Btu. 程度としてみると、5.8 \$/百万 Btu. LNG 1 トンは換算で 53 百万 Btu. となるから為替相場を 1 \$ = 100 円として計算するとその潜在費用削減効果は日本全体で年間 2 兆 6959 億円 (日本の国富の流出回避効果) となる。電力用ガスは概ね全輸入量の 2/3 を占めてきたからその比率でみれば、電力業界にとっての LNG の輸入コスト削減は年間、2 兆 6959 億円 $\times$ 2/3 = 1 兆 7972 億円と大きなコスト削減が図れることになる。

一挙にこの潜在効果を実現するのは無理としても、日本の火力には価格の国際標準化に向かうだけでこの巨額の潜在利益があることを公共性を謳う電力会社は自覚し是正に努力して行く必要がある。

図表2 石油、ガス等エネルギー資源の可採埋蔵量と可採年数

1. シェール革命本格化直前のエネルギー資源の可採埋蔵量と残存年数



注1. 可採年数 = 確認埋蔵量 / 年間生産量

注2. 石炭, 石油, 天然ガスは2009年末, ウランは2007年1月現在。

出所: BP統計2010 (BP, Statistical Review of World Energy 2010) 及び URANIUM2008 より作成。

2. シェール革命本格化後直近の石油と天然ガスの可採埋蔵量と残存年数

	石油 (原油) (10 億バレル)	天然ガス (兆立方 feet)
確認埋蔵量 Shale Oil / Gas	(n/a, 未推定)	97
未確認 (注1) Shale Oil / Gas	345	7201
確認在来型埋蔵量 Oil /	1642	6741

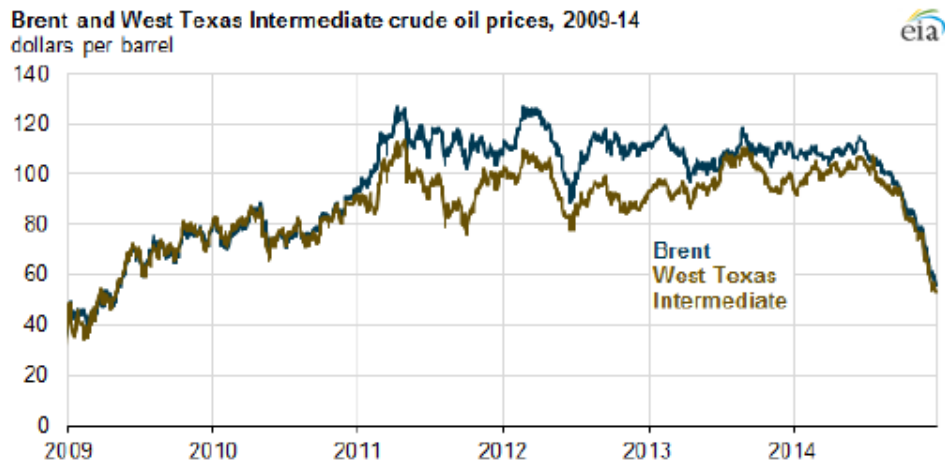
Gas		
未確認在来型埋蔵量 Oil / Gas	1370	8842
総計	3357 (105.3 年)	22888 (184.5 年)

注 1. 未確認埋蔵量は地質学的に存在が確信されるもので技術的に可採できるもの。

注 2. 総計カッコ内年数は残存可採年数（総計埋蔵量を 2011 年の世界のそれぞれの生産量で除して算出）。

出 所：U.S. Energy Information Administration(eia) 推 計 取 り 纏 め 統 計. ”Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources : An Assessment of 137 Shale Formations in 41 countries outside the United States”. June 2013.

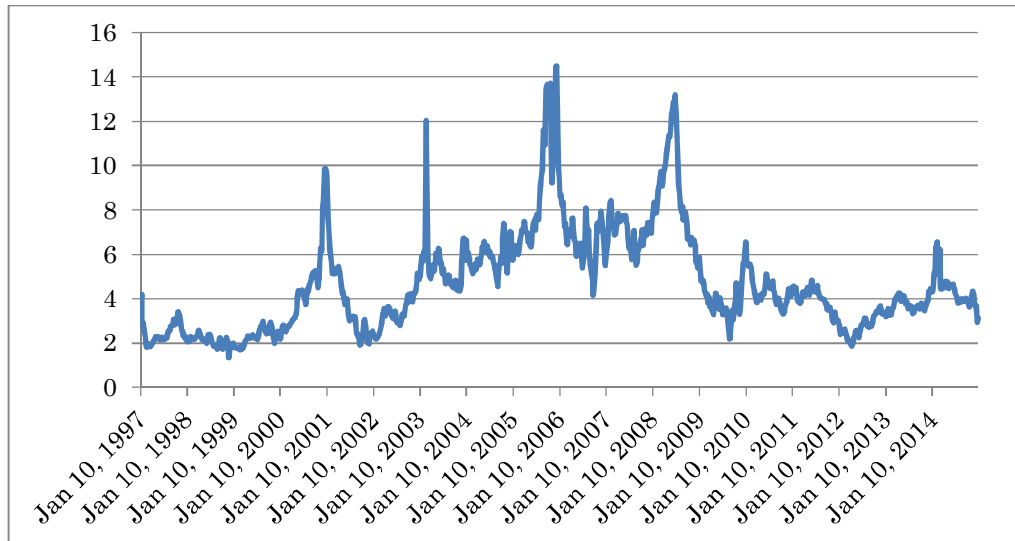
図表3 原油価格（指標銘柄）の推移



出所：U.S. Energy Information Administration (eia) , Data from Bloomberg.

図表4

天然ガス価格（直物指標ガス、Henry Hub）の推移（U.S. ドル/百万 Btu.）



出所：U.S. Energy Information Administration(eia) データより作成。

図表5 電力部門 Co2 排出実績 (2008 - 2012 年度)

項目	年度	1990 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度	2012 年度	5 年平均 (2008 ~ 2012)
使用電力量 ^{※1} (億 kWh)		6,590	8,890	8,590	9,060	8,600	8,520	—
CO ₂ 排出量 ^{※2} (億 t-CO ₂)		2.75	3.32 [3.95] ^{※3}	3.01 [3.53] ^{※3}	3.17 [3.74] ^{※3}	4.09 [4.39] ^{※3}	4.15 [4.86] ^{※3}	—
使用端 CO ₂ 排出原単位 ^{※4} (kg-CO ₂ /kWh)		0.417	0.373 [0.444] ^{※3}	0.351 [0.412] ^{※3}	0.350 [0.413] ^{※3}	0.476 [0.510] ^{※3}	0.487 [0.571] ^{※3}	0.406 [0.469] ^{※3}

※1 使用電力量には、共同火力、IPP、自家発電等から購入して販売した電力量を含む。

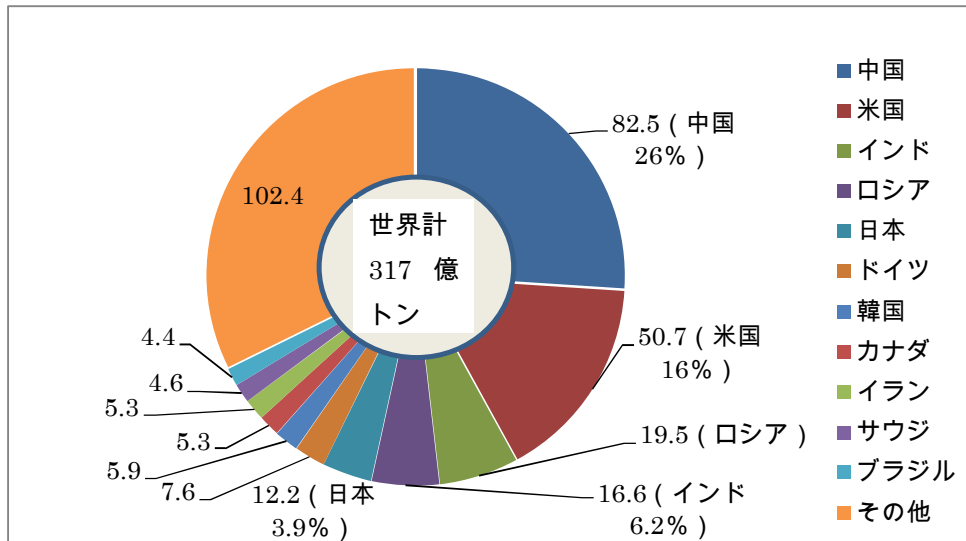
※2 CO₂ 排出量には、共同火力、IPP、自家発電等から購入した電力の発電時に排出された CO₂ および卸電力取引所における送受電電力量に相当する CO₂ 排出量並びに、クレジットを定められた方法により反映したものを含む。

※3 [] 内の値は、クレジットを反映していない CO₂ 排出量および使用端 CO₂ 排出原単位を参考として記載した。

※4 使用端 CO₂ 排出原単位 (クレジット反映後) = CO₂ 排出量 (クレジット反映後) ÷ 使用電力量
CO₂ 排出量は、「電気事業者ごとの実排出係数及び調整後排出係数の算出及び公表について」(H25.3.29 改正) に定められた算出方法から求めており、太陽光発電の余剰買取制度^{※5} および再生可能エネルギーの固定価格買取制度^{※6} に伴う調整方法が加味されている。

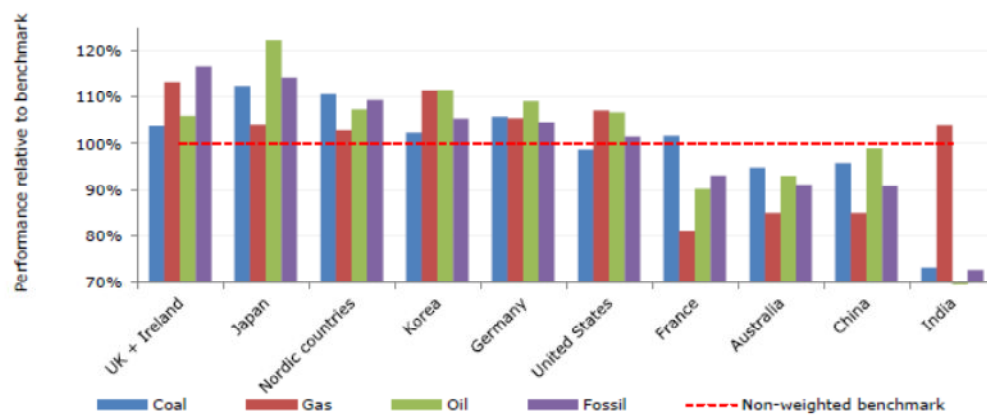
出所：「電気事業における環境行動計画」2013 年 9 月 電気事業連合会

図表6 世界の二酸化炭素排出量 (国別排出量 2012 年、単位億トン)



出所：IEA データより作成。Co2 Emissions from Combustion IEA 2014.

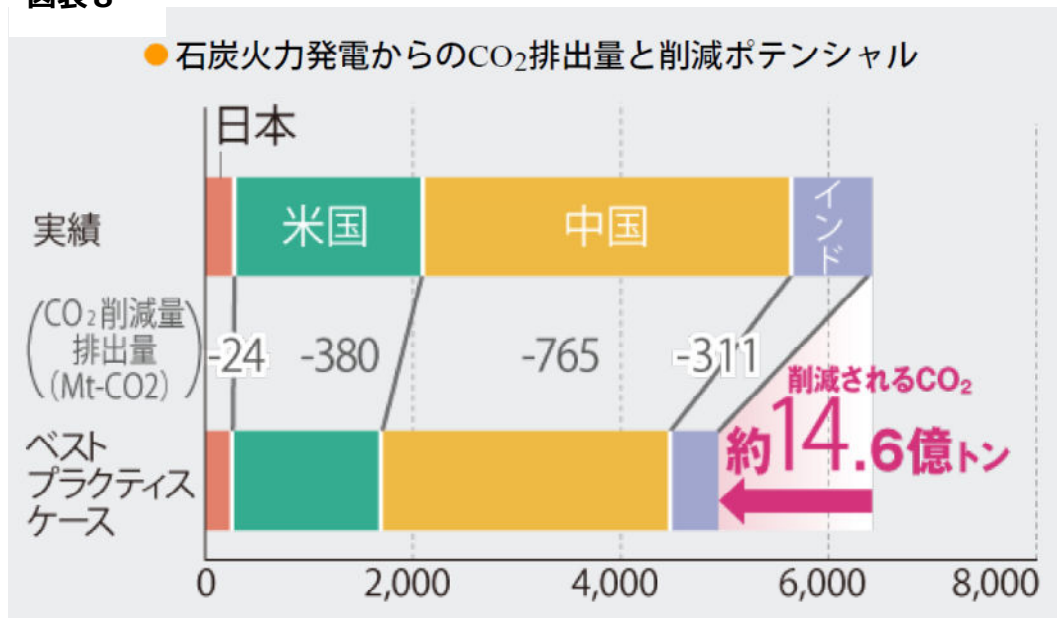
図表7 化石燃料別発電の効率性国際比較



注。単純平均 (100%) に対する比率で示す。

出所：E C O F Y S, International comparison of fossil power efficiency and Co2 intensity – Update 2013.

図表 8 日本 の 効 率 技 術 の 適 用 に よ る 石 炭 火 力 の CO₂ 排 出 削 減 ポ テ ン シ ャ ル



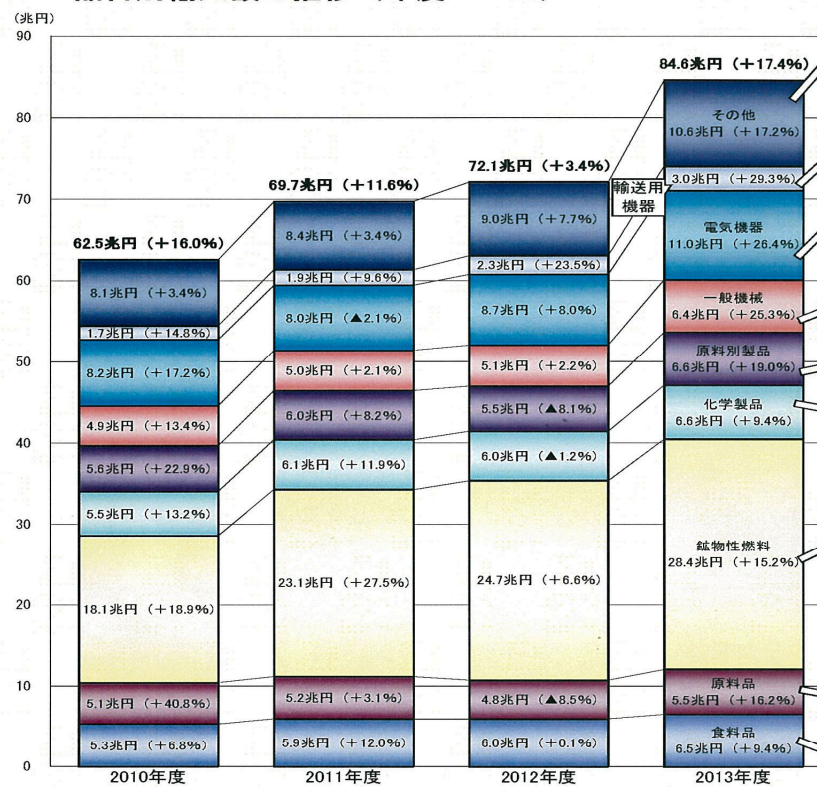
注：日本の石炭火力発電の最高効率を適用した場合のポテンシャル。自国（日本）の除く二酸化炭素高排出国、米国、中国、インドへの適用による削減ポテンシャルの合計だけで日本の2012年の年間総排出量12.2億トンに達する削減となる。

出所：J-Power（電源開発株式会社） 関連データ原出所：EIA Energy Outlook 2012 及び Ecofys , International comparison of fossil power efficiency 2013.

図表 9－1

輸入総額と主要輸入品目別の推移（財務省貿易統計より。黄色が鉱物性燃料）

品目別輸入額の推移（年度ベース）



※金額(対前年伸率)

(注) 2012年度以前は確定値、2013年度は確報値。

図表 9 - 2 石炭, L N G, 原粗油の輸入額と数量, 入着価格実績

石炭・年度	金額(兆円)	百万Ton	入着価格億円/百万ton
2008	3.26	185.5	175.7
2009	1.816	164.8	110.2
2010	2.226	186.6	119.3
2011	2.525	175.4	144
2012	2.223	183.8	113.7
2013	2.342	195.6	119.8

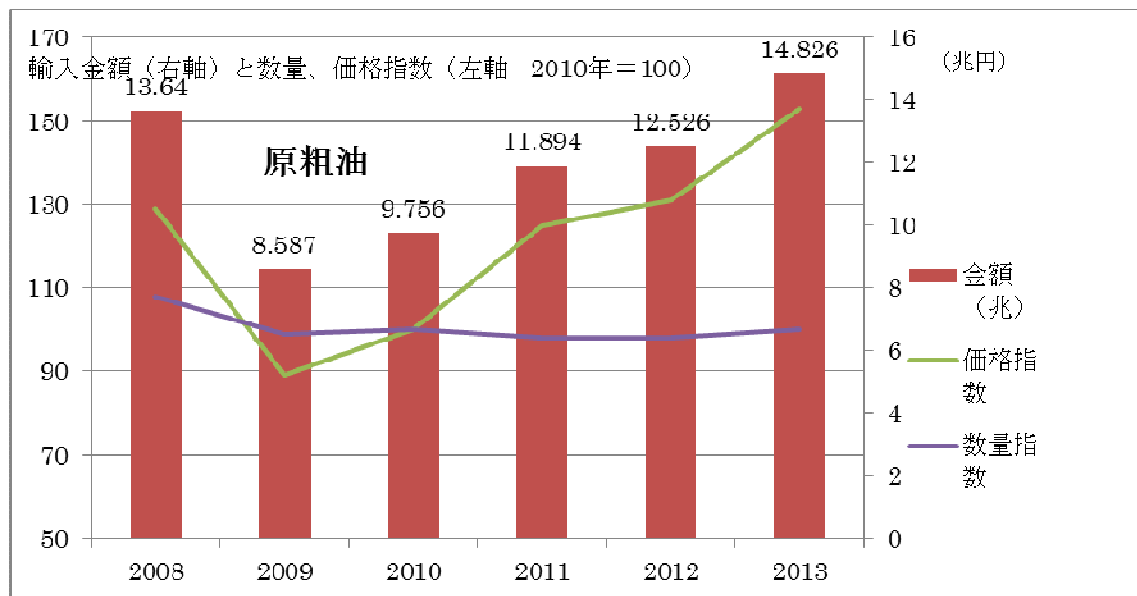
L N G・年 度	金額(兆円)	百万Ton	
2008	4.498	68.1	660.5
2009	2.855	66.4	430
2010	3.549	70.6	502.7
2011	5.404	83.2	649.5
2012	6.214	86.9	715.1
2013	7.343	87.7	837.3

原粗油	金額(兆円)	百 万 K I	
2008	13.64	233	585.4
2009	8.587	212.7	403.7
2010	9.756	215	453.7
2011	11.894	209.8	566.9
2012	12.526	211	593.6

2013	14.826	214.2	692.2
------	--------	-------	-------

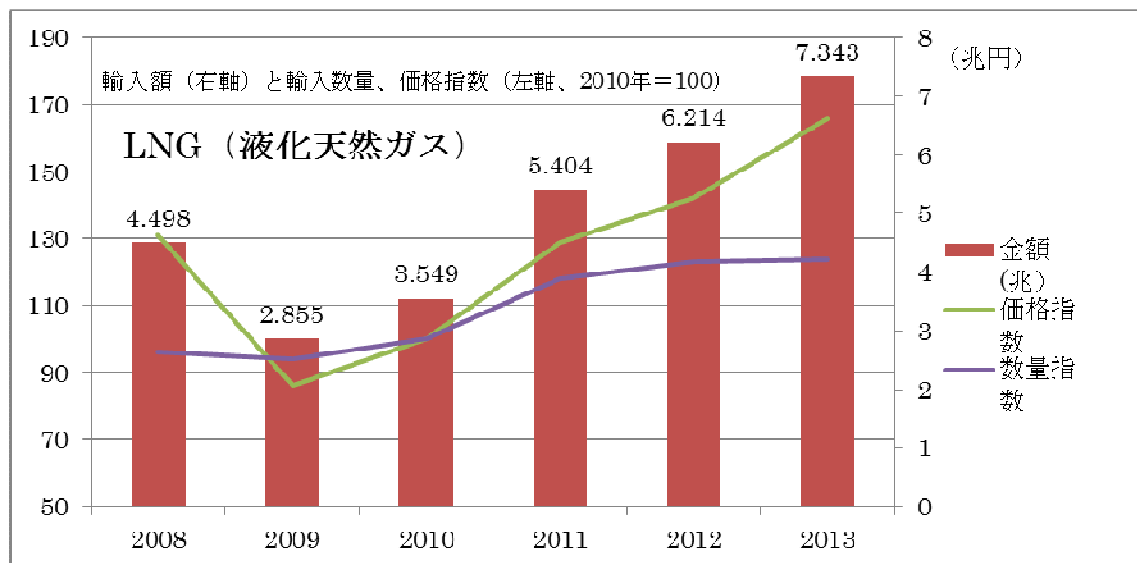
財務省貿易統計より作成

図表 1 0 原粗油の輸入額と価格，数量の推移



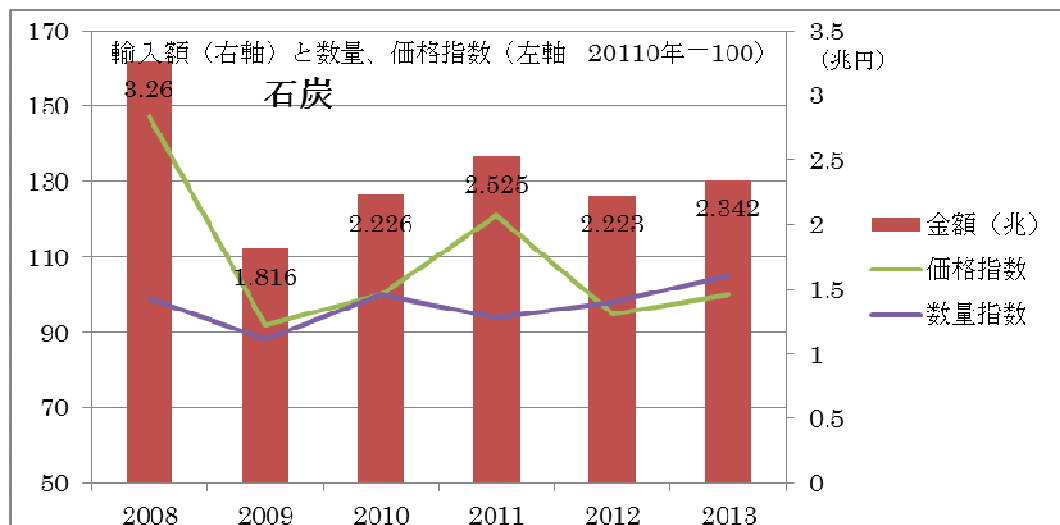
財務省貿易統計より作成

図表 1 1 液化天然ガスの輸入額と価格，数量の推移



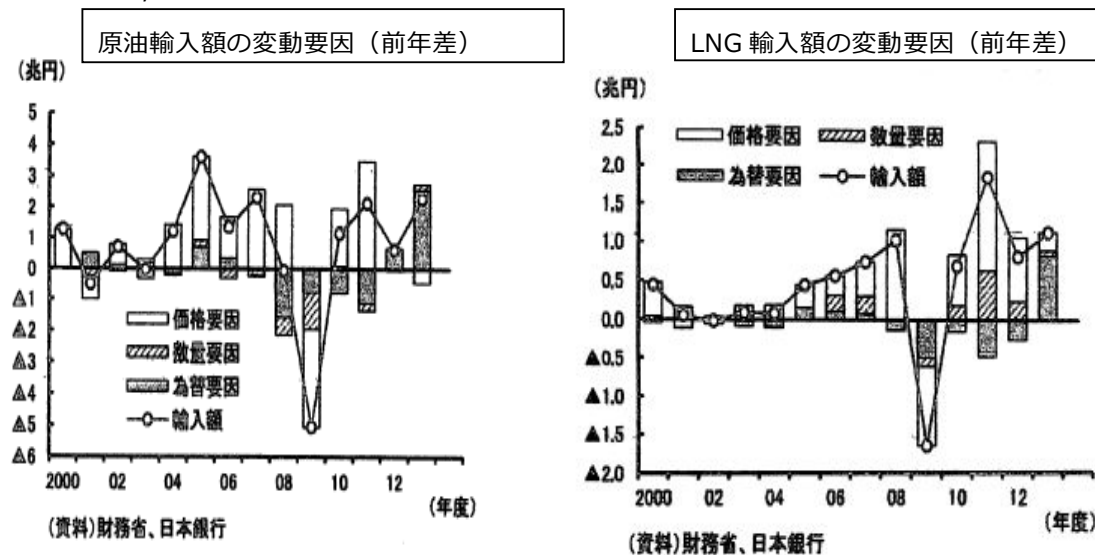
財務省貿易統計より作成

図表 1 2 石炭の輸入額と価格，数量の推移



財務省貿易統計より作成

図表 1 3 原油，LNGの輸入額の変動要因



出所：日本総研，Research Eye No.2014-003. 2014年4月23日号

図表 1 4 政府委員会電源別発電単価再計算試算(13/12/2011)

電源	2004年	2010年	2030年
原子力	5.90 円	8.90／10.20円	
水力	11.90 円	10・60円	10.50円10・60
石炭火力	5.70 円	9.50円	10.80円10・60
L N G火力	6.20 円	10.70 円 / 11・1 円	10.90円/11・4円
石油火力	16.50 円	36.0円/37・6円	38.90円/41・9円
風力		9.90-17.30 円	8.80-17.30 円
太陽光		30.10 - 45.80 円	12.10-26.40 円

データー出所：環境・エネルギー会議コスト等検小委員会報告書（2011.12.13）

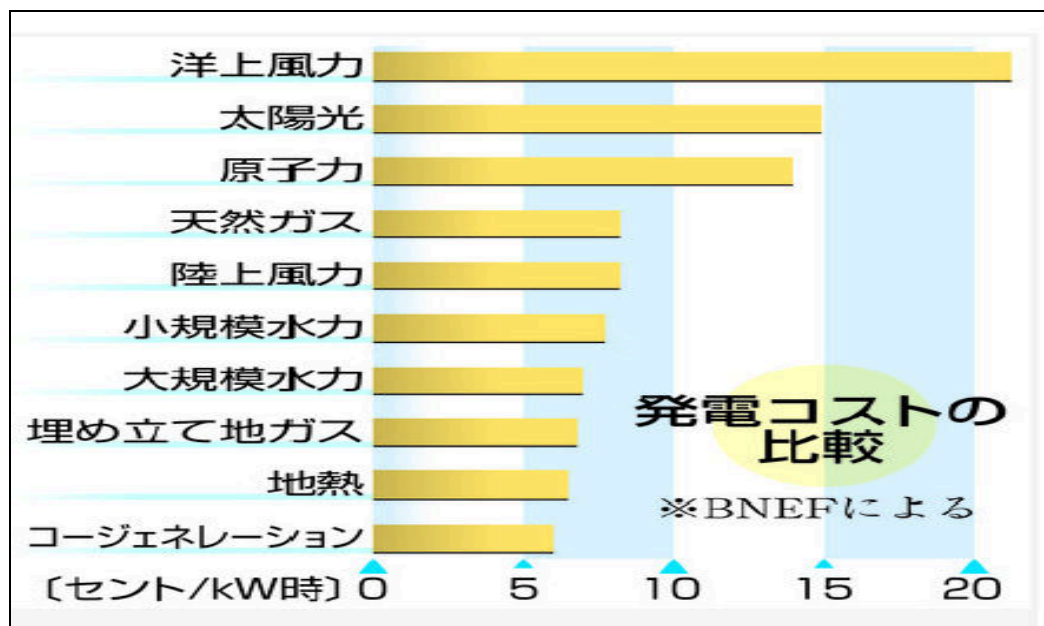
図表 1 5 日本経済研究センターによる原発発電コスト試算

算定内訳：政府支援約1.2兆円/年＋除染費用約0.9兆円＋賠償費用約0.17兆円/年＋廃炉費用0.03兆円/年＋事故リスク保険費2.2兆円/年＝約4.6兆円/年。

原子力の発電総量を2010年度並みの2882億kWh.として費用総計を発電単位当りに引き直すと発電単位当り費用は15.96円/kWh.約16円/kWh.。これを委員会試算の基礎費用（電力会社の範疇のみの発電事業単価）に加えて、発電コスト＝7.3円kWh＋16円kWh＝約23円kWh.

(日本経済研究センター, 2012年12月)

図表 1 6 B N E F による原発等の発電コスト



出所：共同通信社 原ソース：Bloomberg New Energy Finance, BNEF.