

日本のエネルギー政策の再考¹

私達の考えるベストミックスの提案

慶應義塾大学 竹森俊平研究会 資源エネルギー分科会 A

小宮さら 佐藤まい香 城田知子 鈴木宏奈
藤澤晶

2011年12月

¹ 本稿は、2011年12月17日、18日に開催される、ISFJ日本政策学生会議「政策フォーラム2011」のために作成したものである。本稿の作成にあたっては、○○教授（○○大学）をはじめ、多くの方々から有益且つ熱心なコメントを頂戴した。ここに記して感謝の意を表したい。しかしながら、本稿にあり得る誤り、主張の一切の責任はいうまでもなく筆者たち個人に帰するものである。（タイトルに脚注をつけてください。脚注の付け方は、「最終論文提出について」をご参照ください。）

日本のエネルギー政策の再考

私達の考えるベストミックスの提案

2011年12月

要約

原子力は、供給安定性・環境適合性・経済効率性の3Eを同時に満たす中長期的な基幹エネルギーとして、これまで積極的に国内で推進されていた。資源エネルギー庁の『エネルギー基本計画』の中では、2007年において日本の発電電力量の26%を占めていた原子力を2030年までに53%の割合に引き上げることを目標としていた。原子力発電に対する高い期待が高まっていた中、東日本を大地震と津波が襲った。この震災をきっかけに、私たちは原子力の高い危険性、そして日本エネルギーを根本的に見直す必要性に気づかされた。

もしも原発を廃炉にするとするならば、それは二つの基準によって検討する必要がある。古い原発から順番に廃炉にすること、もう一つは地震リスクの高い場所にある原発から廃炉にしていくことである。いずれにしても、原発の事故コストや廃炉によって電力が大幅に足りなくなる事から、代替エネルギーが必要になると考えられる。

東日本大震災による影響を受け、世界では脱原発が進んでいるなか、ガスへの注目は高まっている。

目次 (論文構成に応じて自由に章立てをしてください)

はじめに

第1章 原発事故の経済損失

- 第1節 これまでの原子力発電について
- 第2節 震災を経て
- 第3節 浮上した原発の問題

第2章 現状

- 第1節 原発の世界事情
- 第2節 ガスの世界事情
 - (1) 概観
 - (2) アメリカ
 - (3) カナダ
 - (4) ロシア
- 第3節 ガスの日本事情

第3章 エネルギー比較

- 第1節 基準の設定
- 第2節 (1) 汎用性
 - (2) 量的柔軟性
 - (3) 貯蔵性・運搬性
 - (4) ユビキタス性
 - (5) エネルギー密度
 - (6) 出力密度
 - (7) 出力安定性
 - (8) 環境負荷
 - (9) 供給安全保障
 - (10) コスト
- 第3節 10つの基準に基づく評価

第4章 日本のベストミックスの提案

- 第1節 4つのポイント (3E+S)
- 第2節 (1) Energy security エネルギー安全保障
 - (2) Environment 地球環境問題
 - (3) Economy 経済の持続的成長
 - (4) Safety 安全性
- 第3節 政策提言

第5章 ガスが中心になった日本

第1節 今後の展望

第2節 (1. 2)

先行論文・参考文献・データ出典

はじめに

東日本大震災、ならびに福島第一原発の臨界事故によって、世界の原子力発電への見方が大きく変わった。クリーンで安価なエネルギーとうたわれ、CO₂削減を達成するための切り札として使われてきた原子力。日本もその例外ではなく、2007年に全エネルギーの26%を占めていた原子力エネルギーの割合を2030年までに50%まで引き上げるというのが国の方針であった。原発停止により電力不足は深刻な問題となった。夏場の節電が求められただけでなく、燃料費調整制度により、世界的に高額と言える日本の電気料金はさらに値上げされた。これは外国との価格競争を不利にするだけでなく、産業の空洞化を助長しかねない。

原発だけでなくすべての電源に事故や災害のリスクはある。エネルギーを選ぶ際に、日本は何を重視してきたのか。経済性なくしてエネルギー問題は語れない。二度の石油危機は資源小国でありながら、輸入先を中東に大きく依存していた日本の姿勢を見直し、エネルギーセキュリティの重要性を知らしめた。地球温暖化問題が深刻になってくると、二酸化炭素などの温室効果ガスについて意識するようになり、環境との適合性に注目が集まった。そしてチェルノブイリでの事故が人々の記憶から薄れてきた今日、震災が起こった。計画停電や節電を経験し、毎日報道される放射能の値や食料品への影響を案じながら毎日を過ごしてきた私たちは、安全性の重要性に気が付き始めた。世界各国でも脱原発の動きが広まり、スイス・フランス・イタリアは脱原発を表明した。一方で最近になって、アメリカ・中国・ロシアは再び原発推進の動きを進めている。これは今なお原発の是非が世界中で問われているということの表れである。

今こそエネルギー政策について再考する好機であると我々は考えた。我々の日常、日本の産業、経済成長、日本が目指す国の姿、この一つの題材がそうした多くの問題を孕んでいる。

慣習や利益に縛られずこれからの日本を作っていく学生の立場から、この複雑で正解のないように見えるこの問題に取り組みたい。

第1章 原子力発電

第1節 これまでの原発計画について

「原子力は供給安定性と経済性に優れた純国産エネルギーであり、また、発電過程において CO₂ を排出しない低炭素電源である。このため、供給安定性・環境適合性・経済効率性の 3E を同時に満たす中長期的な基幹エネルギーとして、安全の拡大を大前提に、国民の理解・信頼を得つつ、需要動向を踏まえた新增設の推進・設備利用率の向上などにより、原子力発電を積極的に推進する。また、使用済燃料を再処理し、回収されるプルトニウム・ウラン等を有効利用する核燃料サイクルは、原子力発電の優位性をさらに高めるものであり、「中長期的にブレない」確固たる国家戦略として、引き続き、着実に推進する。その際、「まずは国が第一歩を踏み出す」姿勢で、関係機関との協力・連携の下に、国が前面に立って取り組む。」

(経済産業省 資源エネルギー庁 (2010 年) 『エネルギー基本計画』財団法人 経済産業調査会, p43)

これは『エネルギー基本計画』の中での原子力に関する記述である。理想のエネルギーともとれるこの原子力に関する記述からも国が原子力を推進していこうとしていたことが読み取れる。同じ『エネルギー基本計画』の中で 2007 年に日本の発電電力量の 26% を占めていた原子力は 2030 年までにその割合を 53% に引き上げることを目標としていた。

世界中でも、原子力発電所はここ数年「原子カルネサンス」といわれ CO₂ 排出削減の切り札として期待されていた。地球温暖化問題が深刻さを増し、原油価格の高騰が続く中で、原子力発電に対する社会的期待が決定的に高まったのである。

しかし、2011 年 3 月 11 日、東日本を日本観測史上最大であるマグニチュード 9 の大地震が襲った。巨大地震がもたらした津波により、福島第一原発では炉心溶融、水素爆発、放射能漏れなどが発生し、国際原子力事象評価尺度でレベル 7 に相当する事態となった。これは、1986 年にソビエト連邦で起きたチェルノブイリ発電所事故と同等レベルの深刻な事故である。東日本大震災により、世界規模でも最大の原子力事故が起きてしまったのである。未曾有の大震災により原発のリスクに気づかされた日本は、かつての原発計画、そして今後のエネルギー政策自体を見直すことが必要となった。

原発の利用を見直すべき理由の一つとして、原発事故によって発生したコストが挙げられる。事故処理には数十年かかるとの見方が有力になっている。(日本経済新聞 7 月 10 日) 莫大な費用がかかることは確定的で、日本経済研究センターの 4 月 25 日に公表した分析・提言によれば、事故処理にはこれから 10 年の間で 5.7 兆円～20 兆円かかると推計している。福島第一原発の処理費用は、廃炉費用以外で、半径 20km 以内の警戒区域の避難者への所得補償、当該区域の土地の買い上げ費用などに基づいて試算している。

福島第一原発の事故処理費用の推計

(兆円)				
	20km内買 い上げ費 用	所得補償	原発の廃炉 費用	合計
福島第一原発事故処理	4.3	0.63	0.74~15	5.7~20

1979年に発生した米スリーマイル原発事故をもとにした費用で考えると、10年間で5.7兆円、年間で5700億円程度かかる。破損した原子炉から燃料棒を取り出せれば、スリーマイル事故並みですむと考えられる。しかし、チェルノブイリ原発事故のように炉心溶融により、燃料棒が取り出せず、石棺のような暫定的な措置しかできない場合は、10年では完了することはできない。その場合は、同事故の被害額に相当する総額20兆円かかると仮定した。報道されている情報から判断すると、事故の終結までには10年以上の時間がかかり、結果的に20兆円以上の処理費用が投入される恐れが大きい。(日本経済研究センター)

今回の福島原発事故からも分かるように、やはり原発は大きなリスクがあると考えてよい。原発事故の要因として、今回の大震災では津波のイメージが強く想起されるが、実際はさまざまな要因が複雑に重なり合っている。

例えば、大地震自体が施設に与えた被害は非常に大きかった。とてつもなく分厚いコンクリートの塊のような原子炉建屋やタービン建屋などは、固有周期が短い。今回の地震は、地震規模は大きいですが、地震波の周期が非常に短かった。ゆえに、共振現象によって、予想以上に大きなダメージが原発を襲っていたといえる。

また、今回の事故につながった最大の原因とも考えられるのが、原発の古さである。

当初は、40年間の利用を想定して原発は設計されていたが、政府が2000年代に老朽原子炉の運転延長措置を推進し、10年間の運転延長が二度まで可能になった。引退寸前の原発が、まだまだ使える原発に変わってしまったことが、東電経営者の意思決定に対して非常に大きな影響を与えていたと言える。廃炉を前提とした海水注入を躊躇してしまったのには、原発の経済性を意識させてしまう政策が関係していた。また、1970年代に運転を開始した原子炉にはベント用の排気管がついていなかった。福島第一原発では1999年にベント用排気管が増設されたが、日本の原子炉には排気管を通したウエットベント機能しかついておらず、排気管に濾過装置(フィルター)がなかった。チェルノブイリ原発事故以後、欧米の原子炉ではフィルターを通すことで、万が一のとき、周辺環境に放射性物質を放出する度合いをできる限り引き下げようとした。しかし、ベントの実施による周辺環境への影響について過度に神経質となった東電経営者たちは、フィルターの付いていないベントの実施に消極的であった。もしもフィルターがついており、ベントによる放射性物質放出が100分の1以下に抑えられたら、事故発生後の早い時期にベントを決断できていたかもしれない。施設環境が危機当座の経営者の意思決定に大きな影響を与えることの例と言える。

また、難しい問題は、当初の設計や建造に、その後の運営に、事故対応に、人間のミスがある、もしくは人間がミスすることを予見できるような場合である。人間は、いくら注意深く技術に取り組んでも、ミスを犯し、失敗をし、その結果、そうした人間の能力の限界が原因となる大惨事が起こることがある。しかし、原子力は人体への悪影響や反応の連鎖という特異性から、実際に実験を重ねて技術を改良していくことが難しい。非常用装置の効果がそうであったように、事故の経験が原発技術を高めていくという皮肉な関係があるのだ。

ベントの実施は「小さな被害で大きな被害を食い止める」という安全思想を実践したものと言える。

このような対策が非常時に適切に実施されるためには平常時から「小さな被害」に合理的な態度を培っておく必要がある。多様性の確保も有効であり、同じ危険因子について、違った反応

を期待できる。このように、想定したことについてはハード面で技術的対応を徹底する一方で、想定外のことに關しては、ソフト面を中心とした対応が求められる。

(原発危機の経済学 p84)

(第5章)では、実際にはどのように“古い原発”から撤退するのか。

500～600億円程度の解体撤去費用の9割は、原発を所有する電力会社が原発の運転が予定されている40年間で積み立てている。

廃炉の順序として考えられるのは以下の2点だろう。

① 古い順

② 地震リスクの大きい順

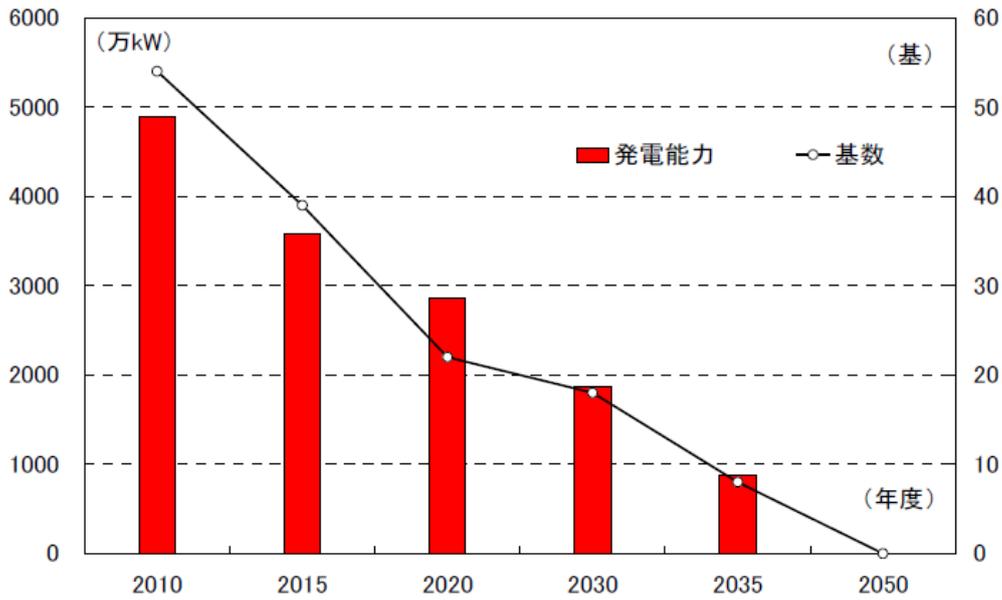
①古い順

表より、仮に1970年代運転開始の原子炉をすべて停止させると、既存原子炉(福島第一原発の6基を含む)の総出力のうち27.3%の1340.6kWが運転停止されることになる。

原子力発電の安全性を維持していくためには、二つの点を考慮する必要がある。一つは、1970年代運転開始の原発はかなり早いテンポでスクラップしていくこと。もう一つは、使用済み核燃料の再処理が停滞している状況をふまえたうえで、旧設備のスクラップで失った電源を、どこまで、新設備の電力供給で補っていくのか、という点である。

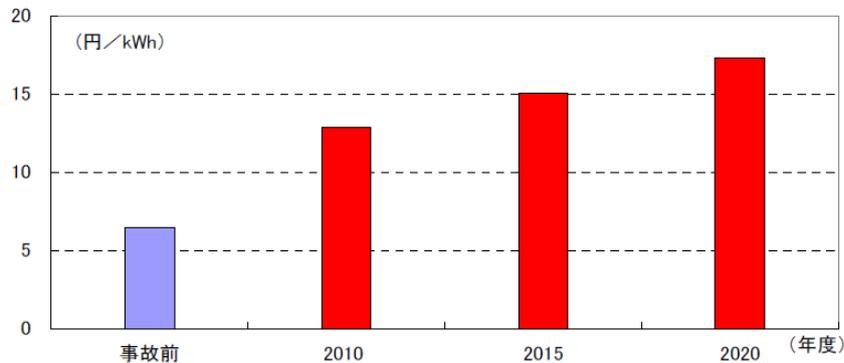
	号炉	運転開始	運転終了	原子炉タイプ	運転終了	70年代運転開始	80年以降運転開始	運転予定(万k)	2011年6月11日現在の状況
東海 敦賀	1	1966年7月	1998年3月	黒鉛減速炭酸	18.6				廃炉
	1	1970年3月		BWR		35.7			定期検査
	2	1987年2月		PWR			116		停止
	3	2017年7月		APWR				153.8	計画中
美浜	4	2017年7月		APWR				153.8	計画中
	1	1970年11月		PWR		34			定期検査
	2	1972年7月		PWR		50			運転
	3	1976年12月		PWR		82.6			定期検査
福島第一	1	1971年3月		BWR	46				廃炉予定
	2	1974年7月		BWR	78.4				廃炉予定
	3	1976年3月		BWR	78.4				廃炉予定
	4	1978年10月		BWR	78.4				廃炉予定
	5	1978年4月		BWR	78.4				定期検査
	6	1979年10月		BWR	110				定期検査
	7	計画中止		ABWR				138	
	8	計画中止		ABWR				138	
島根	1	1974年3月		BWR		46			定期検査
	2	1989年2月		BWR			82		運転
	3	2012年3月		ABWR				137.3	建設中
高浜	1	1974年11月		PWR		82.6			定期検査
	2	1975年11月		PWR		82.6			運転
	3	1985年1月		PWR			87		運転
	4	1985年6月		PWR			87		運転
玄海	1	1975年10月		PWR		55.9			運転
	2	1981年3月		PWR			55.9		定期検査
	3	1994年3月		PWR			118		定期検査
	4	1997年7月		PWR			118		運転
浜岡	1	1976年3月		BWR	54				廃炉
	2	1978年11月		BWR	84				廃炉
	3	1987年8月		BWR			110		定期検査
	4	1993年9月		BWR			113.7		停止
	5	2005年1月		ABWR			138		停止
	6	2008年計画発表		ABWR				138	計画中
伊方	1	1977年9月		PWR		56.6			運転
	2	1982年3月		PWR			56.6		運転
	3	1994年12月		PWR			89		定期検査
ふげん	1	1978年3月		重水減速沸騰	16.5				廃炉
東海第二	1	1978年11月		BWR		110			定期検査
	1	1979年3月		PWR		117.5			運転
	2	1979年12月		PWR		117.5			運転
	3	1991年12月		PWR			118		定期検査
福島第二	4	1993年2月		PWR			118		運転
	1	1982年4月		BWR	110				停止
	2	1984年2月		BWR	110				停止
	3	1985年6月		BWR	110				停止
女川	4	1987年8月		BWR	110				停止
	1	1984年6月		BWR		52.4			停止
	2	1995年7月		BWR		82.5			定期検査
	3	2002年1月		BWR		82.5			停止
川内	1	1984年7月		PWR		89			定期検査
	2	1985年11月		PWR		89			運転
	3	2019年1月		APWR				159	計画中
柏崎刈羽	1	1985年9月		BWR	110				運転
	2	1990年9月		BWR	110				停止
	3	1993年8月		BWR	110				停止
	4	1994年8月		BWR	110				停止
	5	1990年4月		BWR	110				運転
	6	1996年11月		ABWR	135.6				運転
	7	1997年7月		ABWR	135.6				運転
志賀	1	1993年7月		BWR	54				停止
	2	2006年3月		ABWR	135.8				定期検査
柏	1	1989年6月		PWR		57.9			定期検査
	2	1991年4月		PWR		57.9			運転
	3	2009年12月		PWR		91.2			調整運転
東通(東北)	1	2005年12月		BWR			110		定期検査
	2	2021年1月		ABWR				138.5	計画中
上関	1	2018年3月		ABWR				137.3	計画中
	2	2022年		ABWR				137.3	計画中
大間	1	2014年11月		ABWR				138.3	計画中
東通(東電)	1	2017年3月		ABWR				138.5	計画中
	2	2020年1月		ABWR				138.5	計画中
浪江	1	2020年1月		ABWR				82.5	計画中

(図) 新設による立て替えなしには減少を続ける原発



ここでは、福島第一、第二、浜岡原発は廃炉となり、残りの原発は運転開始後 40 年を超えたものから廃炉になるという前提で 2015 年度、2020 年度の原発コストを試算してみた。2010 年度の発電量から運転停止になる原発の能力を差し引き、発電量を推計。稼働率は東電の柏崎刈羽原発が中越沖地震で停止する前の水準である 70%とした。

(図) 原発の自然減を考慮した費用



(注) 事故前の値は稼働率 70%のときの発電コスト

原発が順次廃炉になり、発電量が減少すると、発電単価も比例的に上昇する。既述したように 15 年度の発電量は 10 年度の 7 割、20 年度には 6 割となり、発電単価も約 13 円から 17 円に上昇する。経済研究センターによると、20 年度で事故処理が終了できれば、再び 6 円程度に低下するが、10 年以上の長期化は避けられない情勢にあり、原発コストに福島第一原発事故の処理費が重くのしかかることになると考えられる。

② 地震リスクの大きい順

次に地震リスクの高い順で廃炉にしていく場合だが、地震リスクは全国万遍なくシステマティックに評価されているわけではない。地震調査研究推進本部の地震リスク評価では、経済力の高い地域、社会的に重要と思われる地域の地震リスクが強調される傾向を持っている。

例えば、浜岡原発への停止要請について考えてみる。浜岡原発周辺の地震リスクが大きいことは事実だが、他の原発の地震リスクが小さいとは必ずしも言えない。また、浜岡原発は非常に新しい原子炉で、5号炉は日本最大出力を持つ最新鋭原発のひとつである。齊藤誠氏は、「原発危機の経済学」の中で、古い原発について、廃炉にするのではなくあえて稼働率を引き下げ、運転原子炉のフォーメーションを工夫することは、非常にソフトであるが、潜在的に有効なリスクマネジメントといえる、と述べている。

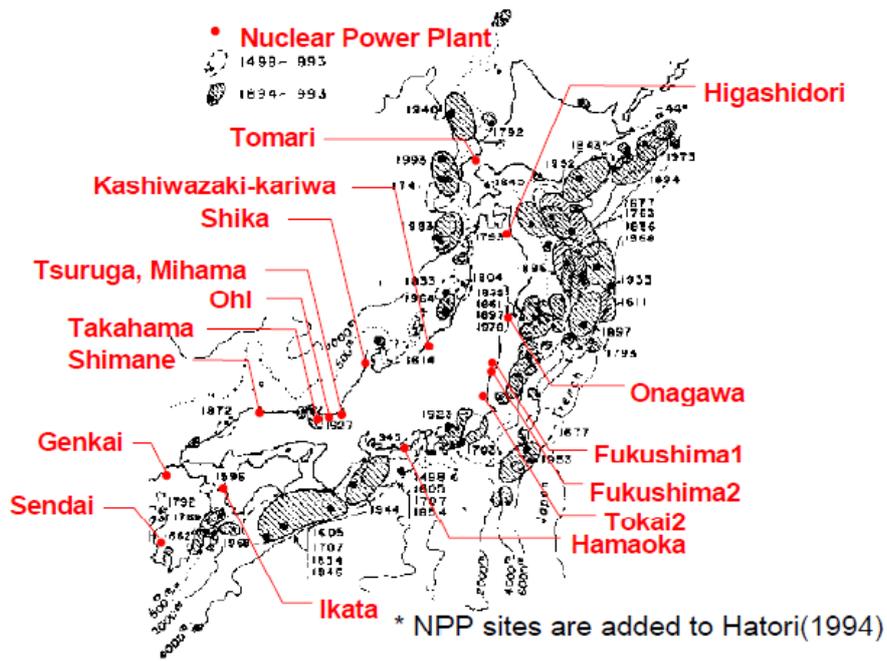
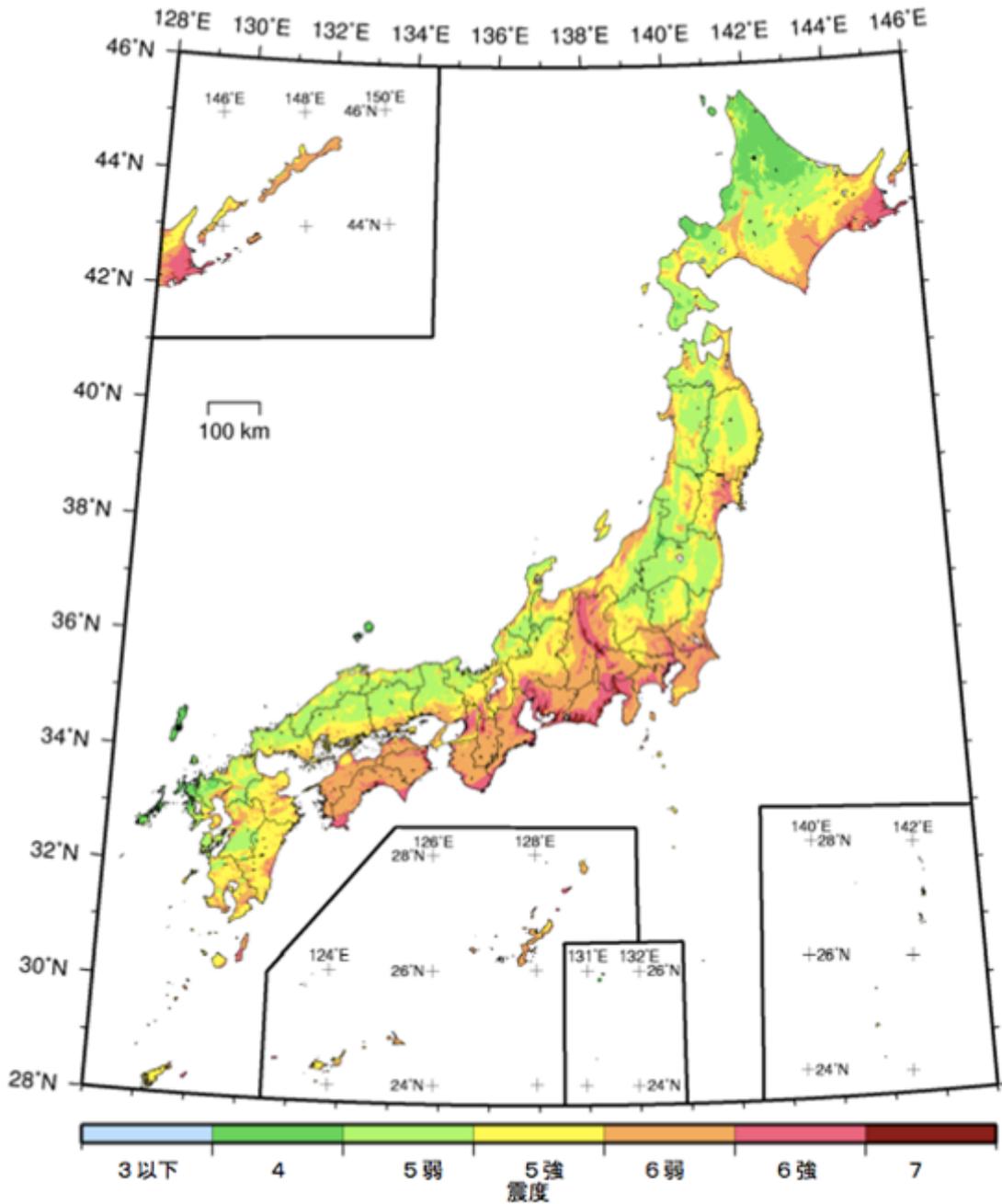


Figure 1 Location of nuclear power plants and tsunami sources in Japan
 (図) 日本での原発の位置と津波波源



(図) 確率論的地震動予測地図:震度の分布 今後 30 年間にその値以上の揺れに見舞われる確率が 3%となる震度 (平均ケース・全地震)

地震調査研究推進本部 地震調査委員会

古い原発やリスクが高い立地にある原発を廃炉することにより、電力が大幅に足りなくなることが予想される。また、原発の電力の費用も高くなることがわかる。ゆえに、代替エネルギーが必要である。

第2章 現状

第1節 世界の現状

福島原発の事故を受けて、ドイツ・スイス・イタリアは、脱原発を宣言した。

ドイツでは、ドイツ連邦参議院が連邦議会に続き、7月8日、2022年までに国内17基の原発を停止する改正原子力法案に同意し、正式に「脱原発」に合意した。福島第一原発の事故後、運転を停止している旧式の8基はこのまま閉鎖し、残る9基は順次停止していく。2010年に原発稼働の14年間延長を決定した。原発の将来的廃止には合意が形成され、その時期をめぐる議論の中での福島原発事故。ドイツは現在発電量の23%を原子力に頼り、17%が再生可能エネルギー残りの6割は石炭など主に火力である。環境先進国として二酸化炭素の削減を訴えてきたドイツが、皮肉にもしばらくは石炭頼みとなるという見方もあるが、早期の脱原発表明が世界に与える影響は決して小さくはない。今後の再生可能エネルギーの成長にも注目が集まる。

一方で、日本エネルギー経済研究所は25日、2035年までの世界におけるエネルギー需給見通しをまとめた。経済成長を背景に中国やインドでは引き続き原子力発電設備の建設が続くと指摘。世界的に脱原発の動きが進んだ場合でも新興国での建設スピードは変わらず、原発設備容量は世界で1.3倍に拡大する見通し。逆に温暖化対策を進めるため、各国が原発を積極的に導入した場合は2.1倍になると分析した。世界で原子力発電量が2035年に10年比で70%以上増える予想であるとしている。中国やインドは引き続き原子力発電設備の建設が続くと指摘された。世界の狙いは日本の原発事故の徹底的な検証を基に安全を鍛えつつ、安価で安定的な供給体制を再構成することだ。日本も、今回の震災を経て、原発について見直し改善していく必要がある。(2011.11.10 日本経済新聞 電子版)

世界の原子力発電設備容量は3億9千万キロワット(10年)。一般的に見込まれるケースでは原発設備容量は35年に5億7400万キロワットになると予測。原子力の普及が進んだ場合は8億1400万キロワット、原発政策が停滞した場合は5億キロワットになる。

同研究所は35年までに必要なエネルギー関連の累積投資も分析した。火力発電で代替する場合は1.9兆ドルの追加費用が発生すると指摘。風力や太陽光などの再生可能エネルギーで補う場合は少なくとも3.3兆ドルがさらに必要になるとした。同研究所は「欧州の一部や日本を除き、世界では原発の維持・拡大が続く」としている。

(2011.10.25 日本経済新聞 電子版)

第2節 ガスの世界事情

(1) 概観

・京都議定書

1997年12月気候変動枠組条約締約国会議(CO3)が京都で開催され、各国毎の排出数量目標や削減のための柔軟性措置などを定めた「京都議定書」が採択、その後2005年2月に発効された。京都議定書では2008年から2012年の5年間に先進国全体でCO₂を1990年に比べ5%以上削減することが目標とされており、日本の削減目標は6%である。

シェールガス、シェールオイル、コールベッドメタン(CBM)など新しく登場した石油・天然ガスはまとめて「非在来型」と呼ばれている。CBMとは浸透度の低い砂岩内に密閉された天然ガスで、米国では天然ガスの約3割を占めている。米国発の非在来型天然ガスの掘削技術は、資源量が膨大であることが分かってきたことで、今や世界各国に広がりつつある。特にオーストラリアは、4つのLNG計画が予定通り進めば、カタールを抜いて世界最大のLNG生産・輸出国となるといわれている。

世界の在来型の天然ガス埋蔵量は、2009年末で約190兆立方メートルとされている。これを現在の生産量で割ると、可採年数は約60年となる。天然資源の統計で使われる「埋蔵量」というのは、「確認可採残存埋蔵量」のことである。

しかしよく間違って解釈されてしまうのが、現状の可採年数が60年だからといって、60年後に埋蔵量がゼロになるというわけではないということである。

現在、埋蔵量全体の数字は長期トレンドとして増加傾向にあり、天然ガス資源は今後400年も持つといわれている。EIAが2011年4月に発表した、世界36カ国のシェールガスの可採資源量は、約170兆立方メートルにもなる

石井彰(2011年)『脱原発。天然ガス発電へ』アスキー新書

(2) アメリカ

米国エネルギー情報局(EIA)は今年4月、シェールガスの「原始埋蔵量(地下に存在する量)」と「技術的回収可能資源量」をそれぞれ716兆立方メートル、188兆立方メートルと推定した。これまでの採掘されてきた在来型天然ガスの世界全体の確認可採埋蔵量が約187兆立方メートル(2009年末)、年間の天然ガス消費量が3兆立方メートル(2008年)と考えると、どれだけ膨大な量かが分かる。米国は2009年には天然ガス生産量でロシアを抜き、今や、天然ガスの輸入国から輸出国に転換した。(週刊エコノミスト伊原賢「ガス復権資源争奪」)

シェールガス革命と呼ばれるエネルギー革命が、いま、世界で起き始めているが、発端は、世界最大のガス消費国・米国の技術革新だ。シェールガスは堆積(たいせき)岩の頁岩(けつがん)層に含まれる天然ガスで、従来のガスと成分は変わらない。存在は知られていたが掘削コストが高く手つかずだった。これを安価に産出する手法がこの10年で確立され「革命」がもたらされた。チュー米エネルギー長官は、米国のガス埋蔵量が「2倍になる可能性がある」と語る。米国のガス産出量は09年、ロシアを抜き世界一となった。

石油の発見以来、最も重要な出来事ともいわれる「シェールガス革命」は、ガス価格にも影響を及ぼした。

つい数年前までは、米国は、国内資源量の減少と需要増が重なり、世界最大のガス輸入国になるとみられていた。ロシア、中東、アジア諸国は、米国向け液化天然ガス(LN

G) の施設整備にまい進した。だが、米国が「ガス輸出国」になる可能性が出たことで、「ゲームが根底から変わった」(ヘルム・英オックスフォード大教授)。巨大市場消滅で、需給バランスが一気に崩れ、ガス価格は、08年の100万BTU(英熱量)=13ドル台から、現在は4ドル前後にまで急落した。

しかしアメリカは輸入を輸出を厳しく規制しているので国際価格が、この価格にストレートにリンクするとは言えない。実際、震災前の国際スポット価格は\$9台で安定していたが震災後は日本の原発停止に加え、ドイツなどで脱原発が拡大したことで6月上旬には\$13.5へ値上げしている。しかし米国はメキシコ湾岸沿いにあるLNG受け入れ基地を輸出处に転換した上に2015年にはアジア向け輸出を本格化させる計画を打ち出している。米エネルギー省のSteven Choo長官はLNG火力に頼らざるを得なくなった日本に理解を示したと言っており、日本が有力な輸出先になる可能性は高いのである。日本でのLNGは20年契約などの長期取引が中心で、基本的にアジア市場では原油価格とリンクした価格設定で、世界的に見て割高だと言われている。しかし、現在建設中のLNGプロジェクトが今後どんどん完成していく為、供給側も需給側も市場参加者が増え、短期取引を増大、そして北米に欧州、極東アジアと3つに別れていたガス市場もグローバル化が進み、より柔軟な取引が期待できると考えられる。

(3) カナダ

カナダが5年以内に、日本などアジア向けに液化天然ガス(LNG)輸出を進める。米国が自国でのシェールガス開発を進めるなど北米で天然ガスの需給が緩みつつあることから、液化して海外に輸出する戦略に転換。西海岸で液化・輸出基地の建設計画を進める。インドネシアなどを中心に天然ガスを産出するアジアでは、北米よりLNG価格が割高で、カナダ産LNGの流入により域内の価格低下が進む可能性もある。来日中のジョー・オリバー天然資源相(71)が10日、日本経済新聞の取材に応じて明らかにした。カナダは現在、日量142億立方フィート(1 cf =約0.3 m^3)の天然ガスを生産。これに加え、今後5年程度で「(新型の天然ガスである)シェールガス生産で日量45~60立方 cf 上乘せする」(オリバー氏)計画を立てている。カナダの岩盤層に含まれるシェールガス埋蔵量は1300兆立方 cf と見込まれており「少なくとも100~200年のカナダ国内需要を満たせる量」になる。カナダにとってエネルギー資源は総輸出額の約2割を占める主力。天然ガス輸出は液化せずにパイプラインを通じて供給する米国向けが大半だった。だが今後、米国のカナダのガス供給への依存は低下する見通しで、ガス価格も低下傾向にある。

このため「現在はしていない」(在日カナダ大使館)LNG輸出に乗り出す。アジア市場に参入して供給先を多様化し、輸出先を確保しようという戦略だ。英BPの調べによると、2010年の日本向けLNG価格は100万BTU(英国熱量単位)当たり10.91ドルで、米国の天然ガス価格の2倍以上。この価格差を考えると、カナダにとって対アジア輸出は輸送コストを含めてもなお、従来より収益性が高まる効果が期待できる。

カナダでは西海岸のブリティッシュ・コロンビア州キティマット市で天然ガスを液化して輸出する基地の建設計画3件が進行中。いずれも5年以内に完成予定で、その後にアジアへの輸出が可能になる。日本からは三菱商事がプロジェクトに資本参加している。

オリバー氏はカナダのLNG輸出が「日本にとってもガスの輸入先を多様化できる利点がある」と指摘し、今回の来日を機に、自国産LNGを日本に積極的に売り込む姿勢を示した。

日本はインドネシアやマレーシアなどからLNGを輸入しているが、アジアでは今後見込まれる経済成長で域内需要が拡大し、需給が逼迫する懸念もある。9月には経済産業省の牧野聖修副大臣が訪米し、LNGの対日輸出を要請している。輸出は15年にも始まる可能性がある。

(2011年11月11日 日本経済新聞 朝刊 国際1面)

(3) ロシア

ロシアが、成長の著しいアジア市場に新たな活路を見出そうとしている。福島第一原子力発電所の事故で、日本のガス需要が長期的に膨らむとの見通しが背後にある。プーチン首相は、ガスピロム社のミレル社長にアジア市場向けの包括的な提案を早急にまとめるよう指示した。現在ロシアがアジア向けに見込むガス田は主に 3 ヶ所ある。サハリン沖と東シベリアのチャヤンダ、コビクタである。サハリン沖の資源開発では、三井物産と三菱商事が出資するサハリン 2 で 2009 年から液化天然ガス輸出が始まっており、約 6 割が日本向けである。伊藤忠商事や丸紅などが参画するサハリン 1 はガスをロシア国内で使うか、輸出するかの調整がついていない。サハリン 3 はガスピロムが最大のキリンスキー鉱区の開発権を持つが、外資と共同で開発するかは決まっていない。巨大ガス田のチャヤンダ、コビクタはいずれも内陸に位置し、輸出も中国向けとみられてきたが、ロシアは大震災を受けた資源協力として、両ガス田の共同開発を日本に打診した。両ガス田とも不純物が多く、ロシアの技術だけでは開発が難しいという事情もある。

第 3 節 日本の現状

日本の一次エネルギーは、1950 年代までは石炭中心だったが、石油が安く大量に入手できるようになったため、1960 年代から石油中心へと移行。しかし、2 回の石油ショックにより価格は上昇し量的不安定さを増したため、原子力、LNG などの需要があがり、石炭への依存度は約 42% となった。

石炭は、世界中に広く分布し豊富で、供給の安定性を有していて、石油・石炭・天然ガスの中で最も経済性に優れている。輸入先はオーストラリアが約 7 割を占めている。その他にも、インドネシア、中国、ロシアなどが輸入先である。

火力発電の中で最も大量に使われている燃料は天然ガスである。火力発電の燃料の割合（発電量別）によると、石炭と天然ガスは共に 25% を占め、日本のエネルギーの半分を占めていることになる。しかし、天然ガスはイメージしにくくメディアも取り上げにくいことなどから、世間からの注目度は極めて低い。また、ベース供給力にもなり得る出力安定性を持つ天然ガスの、発電所の年間平均稼働率はたったの 50% 程度である。これは夏場、冬場の電力供給を安定させるといったピーク需要のためのバックアップ様に設置されているためだ。

天然ガスのほぼ 100% が輸入で、LNG に依存している。日本は世界最大の LNG 輸入国で、全世界の LNG の取引の 62% を占めている。

しかし日本には国際間をつなぐパイプラインがないため、高価格な LNG を輸入し続けている。LNG 輸入価格は、石油価格準拠の長期取引契約がほとんどで、3 か月ごとに石油価格にスライドさせている。そのため世界的に天然ガス価格が低下している現状でも、その恩恵は受けにくい。

パイプラインで配られる都市ガスが利用できるのは、大都市とその周辺に限られ、国土全体の 5% 程度でしかない。それは、国際間のパイプラインが敷設されていないばかりではなく、国内の幹線輸送パイプライン網の整備も大きく遅れているためである。

パイプラインで送られる天然ガスよりも、そもそもコストが高い LNG の輸出しか天然ガス調達の選択肢がない日本は、そんな厳しい天然ガス・ゲームに参加できない。よって日本は、世界一高い天然ガスを輸入し続けている。日本の LNG の輸入価格平均は北米の LNG 取引価格の 3 倍、欧州と比べても 3 割近くも高い。しかし当時の日本には、値段よりも安定的に調達できることのほうが重要だった。

よって今後は、天然ガス発電を活用したコージェネレーションなエネルギーシステムを導入するためにも、こうした幹線輸送パイプラインをはじめとした天然ガス利用のためのインフラ整備が急務である。

新潟県が今後有望。ロシアに地理的に近く、LNGの受け入れ場所として適している。ロシアは7~9月期の GDP が前年同期に比べて4.8%増となった。中央銀行によると、7月の輸出額は前年同月より35%増え、8月も40%増えた。これは石油や天然ガスの輸出増によるものである。(2011.11.15 日本経済新聞 電子版)

最近の動向 (日本)

日本勢も、商社、石油・ガス会社、電力会社を中心にして、「天然ガスシフト」のための権益競争に参画している。大手 6 商社が北米のシェールガスとシェールオイルに投資をすることになった。また都市ガス大手は CMB から LNG を生産するプロジェクトに参画する契約を結び、地方ガス会社との連携を進め、上流権益傘下に積極的に取り組むなどの動きがみられる。

原発とめたあとどうするか？地震でとめたところは原発おけないから大体
古いところは新規の原発をいれるか、どっちがいいのか？安全な原発は残すのか
ミニマムな安全基準を作る 新しい原発に置き換えるオプション
そこでコスト計算 新しい原発どれくらいかかるか MIT 参考
シェールガスがでてアメリカの価格これくらい、だったらガス発電コストこれくらいになるといえる John parsons 2009年
あと CO2 換算するとどうなるか
どうやったらガス価格安くなるか？ MIT の予想、これから安くなっていく
橘川武郎さん
ドル安円高だからガス田買えば良い
OB 4 期丸山さん

第3章 エネルギー比較

第1節 比較のための指標

本章では、自然の力を発電源として活用する再生可能エネルギーである太陽光・地熱・水力・風力と、火力発電の石油・石炭・天然ガス、また原子力といった各エネルギーについて、比較を行う。ここでは、カナダの著名なエネルギー専門家ピーター・テルツァキアンのエネルギー源の利用価値を判定する 9 基準を比較軸として採用する。9 つの比較軸とは、汎用性・量的柔軟性と貯蔵性・運搬性・ユビキタス性・エネルギー密度・出力密度・出力安定性・環境負荷・供給安全保障である。

「脱原発。天然ガス発電へ」の著者である石井さんは、このテルツァキアンのエネルギー源の利用価値を判定する 9 基準を基に以下のデータを作成した。

	天然ガス	石炭	石油	水力	原子力	風力・太陽光
① 汎用性 (どんな用途でも利用可能)	△	×	○	×	×	×
② 量的柔軟性 (微細でも巨大でも自在に出力調整が可能)	○	×	○	△	×	×
③ 貯蔵性・運搬性	△	○	○	△	△	×
④ ユビキタス性 (時期と場所を選ばない)	△	△	○	×	×	×
⑤ エネルギー密度 (面積・堆積・重量当たりエネルギー量)	○	○	○	×	×	×
⑥ 出力密度 (時間当たりエネルギー量)	○	○	○	○	○	×
⑦ 出力安定性	○	○	○	△	○	×
⑧ 環境負担 (CO ₂ の排出に限らない)	△	×	×	△	○×	○
⑨ エネルギー供給安全保障 (政治的リスク)	△	△	×	○	△	○

○=良い、△=どちらともいえない、×=悪いと判定しており、原子力の⑧環境負担に○×とあるのは、事故によるリスクも含んでいるためである。

テルツァキアンが提唱した 9 基準をひとつずつエネルギー別に比較し、含まれていなかったコストも考察したうえで、我々もエネルギー別に評価したいと思う。

第2節 9 つの軸による比較

① 汎用性

汎用性とは、どのくらい動力源としての用途を選ばないかという特性である。以下にエネルギーごと比較した。

- ・天然ガス

熱や蒸気、電気の複数のエネルギーを同時に生み出し、ビルや家庭の冷暖房をはじめ、給湯、電力供給などを行うコージェネレーション・システム、さらに自動車用燃料電池の原料など幅広い分野での活用が進められており、汎用性が高い。しかしパイプラインがないと輸送が困難なことが問題である。

- ・石炭

発電や鉄鋼業などの用途に使用されている。しかし都市ガスとしてなどは使えず、汎用性は低い。

- ・石油

ガソリンとして自動車燃料に使用されることが一番多く、このほかには軽油としてバス・トラックの燃料、ジェット燃料として航空機の燃料、灯油として一般家庭や業務用の暖房、重油として発電や工場などのボイラー燃料に利用されるなど、汎用性に非常に優れているといえる。

- ・水力

現在では発電に使われることが主で、汎用性は低い。

- ・原子力

発電や船舶機関製造などの用途にのみ使用されるため、汎用性は上記のエネルギーほどではない。

- ・太陽光

発電での使用が主なので、汎用性は低い。

- ・地熱

地熱発電のほか、温泉（浴用）、暖房・熱水利用（家庭用、農業用、工業用）といった用途があるため、汎用性は高い。

② 量的柔軟性

量的柔軟性とは、微細でも巨大でも自在に出力調整が可能であるということだ。

- ・天然ガス

燃料単価は石油火力に比べて安いですが、石炭と比べると割高である。電力需要の日間変化に応じた発電調整を行うミドル供給力として活用。

- ・石炭

燃料単価は他の火力に比べると安い。艦隊の超負荷時には出力調整を行うことがあるが、主にベース供給力として活用。

- ・石油火力

燃料単価が高く、国際情勢などにより価格が変動しやすい。ピーク供給力として活用。

- ・水力

（揚水式）電源供給に余裕のある夜間帯に水を汲み上げ、昼間帯にその水を利用して発電する。発電電力の調整が容易で急激な電力需要の変化に対する即応性に優れている。ピーク供給力として活用。

- （流れ込み水力）

河川流量をそのまま利用して発電。電力需要への変化に対応できないため、ベース供給力として活用。

- ・原子力

火力に比べて燃料単価が安く、燃料価格が安定している。ベース供給力として活用。

- ・風力・太陽光

安定的な供給はいつさいできず、常に気候に左右される。

・地熱

地中深くから取り出した蒸気でタービンを回して発電。火力に比べて単位発電量当たりのCO2 排出量は約 20 分の 1。ベース供給力として活用。

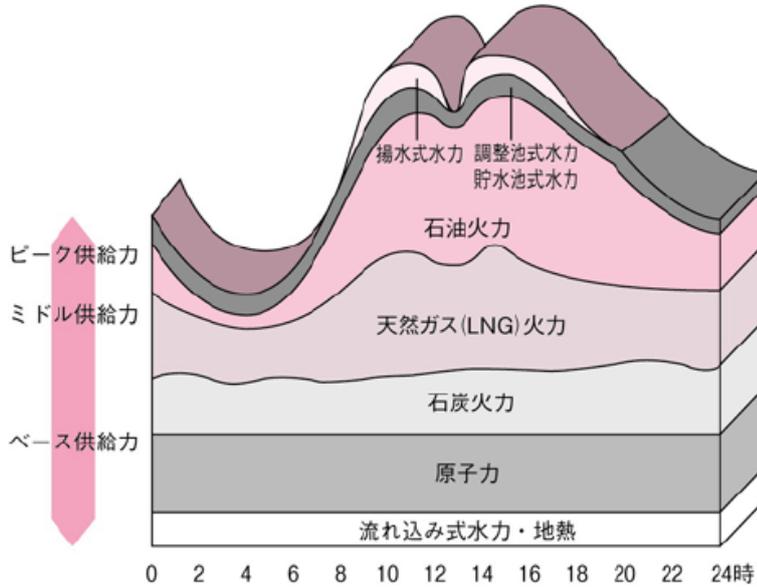


図2-5 発電源別の電力供給のイメージ

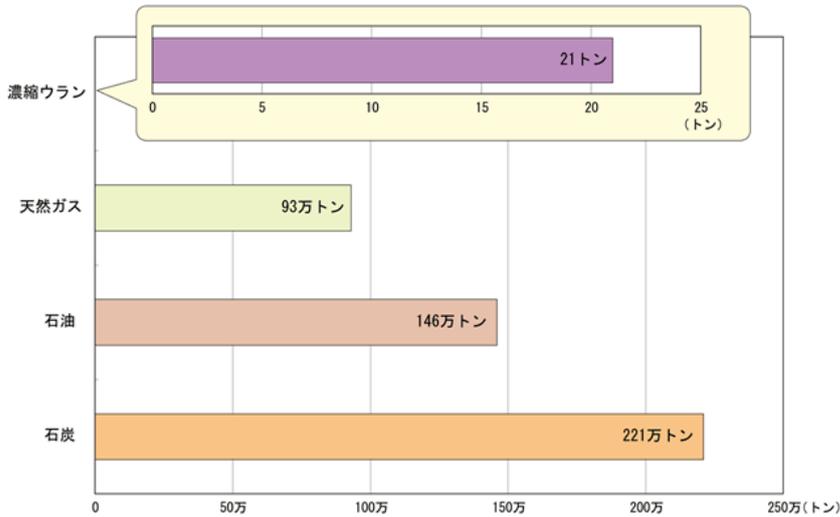
③貯蔵性・運搬性

・天然ガスは気体であるため、液体燃料である石油に対して約 1000 分の 1 の熱量しかない。輸送コストが高いため、パイプラインで石油と同様に輸送できる距離、すなわち大規模ガス田と需要地の距離が 3000~4000 キロ以内でないとなかなか利用が進まない。それより遠距離の場合は摂氏マイナス 160 度以下まで冷却し、体積を常温の 600 分の 1 にまで圧縮した液化天然ガス (LNG) とし、輸送コストは著しく高くなるため購買力のある国でないと利用が進まない。1980 年代までは、日本の 3000~4000 キロ圏内には大規模なガス田はほとんど発見されていなかったため、輸送コストが安価なパイプライン輸入ができなかった。LNGにしても、東南アジアや豪州北部など、LNG輸送コストが限定的な地域の天然ガス資源が限定的であった。しかし、その後サハリンや東シベリアで大規模ガス田が確認され、東南アジアや豪州北部で次々に大ガス田が発見された。

欧州のように長距離パイプラインではなく、LNG輸入による天然ガス利用が圧倒的であった日本では内陸地域まで伸びる幹線パイプライン網が発達せず、内陸地域での天然ガス利用が極めて限定されていた。また、国内にガス会社が 200 社以上も存在し、供給地域が独立・分離しているため、各社のガス供給地域をまたぐ横断的なパイプライン網ができなかった。広域的なガスパイプライン・ネットワークが早くから建設されていた欧州とは対照的に、日本国内では天然ガスが利用できる場所が大都市圏を中心に全国土の 5%程度にすぎず、利用可能な場所でも天然ガスの消費者価格が他の先進諸国に比べて数倍と非常に高く、石油・石炭からの燃料転換がなかなか進まなかった。政府がガス価格の規制緩和・競争政策を採用した結果、産業用の大口需要家向けガス価格は国際水準に近づき、産業用利用が増加したが、国内パイプラインの建設は遅々として進んでいないのが現状である。

・原子力発電の燃料となるウランは石油や石炭に比べて少ない燃料で発電できるため、輸送や貯蔵が容易です。例えば、100 万 kW（キロワット）の発電所を 1 年間運転するのに必要な燃料は、火力発電では石油にして 146 万 t（トン）が必要ですが、ウランなら 21t ですみます。実に 6 万分の 1 以下の量で、同じだけの発電ができることになります。

100万kWの発電所を1年間運転するために必要な燃料



③ ユビキタス性

ユビキタス性とは、時・場所を選ばずに発電を行えるかの可能性の指標である。

・天然ガス発電

時間的條件では、気象条件に左右されることなく供給することができる。しかし、その全量をインドネシアなどの各国からの輸入に頼るため、地理的な条件は制約がある。

・石炭火力発電

これは、地理的制約に問題がある。世界的には自国産石炭の自国内の消費が一般的な中で、日本は国内石炭消費のほぼ全量を海外に依存する世界最大の石炭輸入国である。つまり、地理的に我が国で産出できないという地理的制約がある。

・石油火力発電

石油は、時間的制約がなく入手できるが、地理的制約がある。上記の石炭のものと類似するが、輸入依存度が非常に高く、海外に頼らねば手に入らないという、地理的入手条件に制限があるといえる。

・水力発電

時間的観点においては、渇水期をのぞいて安定供給が望める。しかしながら、地理条件的観点においては、有効性は低い。なぜなら、水力発電のためにはダム湖を建設せねばならず、広大なスペースが必要なため、森林などを開拓せねばならないからである。これは、環境負荷の危険性を生じさせる。森林開拓という環境への負荷のほかに、ダム湖で流れがせき止められることにより発生する上流の工業用排水の水質汚染などの可能性も懸念される。そのため、地理的観点から鑑みて、ユビキタス性を満たすものとは言えない。

・原子力発電

原子力は、時間的制約は取り立ててないものの、地理的條件（立地条件）に厳しい制約がある。まず、温排水を排出するために海岸沿いでならねばならない。また、それよりも厳しいのは、立地地域の住民との和解・共存である。過去のチェルノブイリ原発事故など

により、住民は原発事故が起きた時の重大な損害を憂慮し、原発建設を忌避したがるだろう。これを改善するためには、地方自治体との密接なコミュニケーションや、必要性・安全性についてしっかり情報提供を行っていくことが不可欠である。

・風力発電

これについては、時間的・地理的条件ともに不足している。

ヨーロッパの風力発電は、大西洋を西に臨むため、偏西風が常時吹く地域が多い。また、ポルトガルの海岸部、スペインやフランスの北西部、イギリスのウェールズあたりである。また、グレートブリテン島南部では、古期造山帯（長く地形の変動が起きておらず、浸食によってなだらかな地帯）のため、1000メートル級の山が少ない。そのため、偏西風は通り抜けやすく、オランダやデンマークにも吹く。デンマークが風力発電大国になったのも、偏西風のおかげなのである。

このようにヨーロッパは、恒常的に偏西風のある地理条件を活用して風力発電の電力の比較的安定供給を可能にしている。時間的にも、地理的にも、電力安定供給が可能なのである。さて、日本はどうだろうか。日本では、鹿児島（約 31 度）から稚内（約 45 度）までは偏西風帯に入るため、西からの風を期待できると仮定するも、西にユーラシア大陸が位置しているため、安定した風が吹きにくい。そのため、時間的・地理的に、風力発電のための条件が不十分であるといえる。

・太陽光発電

これに関しては、気象条件に対応してその供給性が決まる。ヨーロッパ、アメリカ、中国の大半は、年間日照時間が 2400 時間から 3600 時間であり、太陽光蓄電が比較的多量に可能である。これを、日本に関して言えば、1600 時間から 2400 時間で、上に述べた諸国よりも日照時間が少ない。つまり、世界水準からみれば、日照という観点において時間・地理条件的に安定供給が望めず、ユビキタス性が高いとは言い難い。

・地熱発電

時期的制約はないものの地理的制約が厳しいものとなっている。地熱発電のためには、マグマだまりである火山などの地熱の高い地域を利用せねばならない。しかし、このような 150 度以上の熱資源量の 80%強が国立公園特別地域・特別保護区内に分布している。この地域の地勢調査を行うには環境省の許可が必要である。しかしながら、温泉地の源泉保護という理由からも、開発の許可はほとんど下りていないのが現状である。「環境省中長期ロードマップ委員会ヒアリング資料」の、「地熱発電主要国の浅部地熱ポテンシャルと既開発量比較」によれば、日本の地熱の潜在ポテンシャルは 22070 メガワットであるのに対し、開発量は 535 メガワットとそのわずか 2%に過ぎない。以上より、地熱発電における地理的制約を脱却するのは、困難であるといえよう。

⑤エネルギー密度

エネルギーが高まる電力の消費密度に対して、電力の供給密度はどのようになっているのだろうか。異なる発電技術について発電所の敷地面積あたりの電力供給密度を調べた結果は以下の通りである。下図は、わが国で設置されている太陽光発電、風力発電、水力発電、火力発電、原子力発電について求めた敷地面積あたりの電力供給密度である。

対象	電力密度 Kwh/m ²
風力	21
太陽光	24
水力	100
火力(石油・天然ガス)	9560
原子力	12400
石炭	10000

(地熱は発電所数数値に関する信頼に足る明確なデータ提示ができないため、数値公表は控える。)

これをみると、再生可能エネルギーである風力・水力・太陽光はやはり密度がかなり薄いといえる。それに対し、石油や石炭・天然ガス、原子力は比較的とても密度が高いといえる。

⑥出力密度 (時間当たりエネルギー量)

時間当たりのエネルギー量である出力密度に関しては、明確なデータを提示できなかった。そのため、これを「エネルギーの変換効率」によって代用する。その理由は、出力密度とはエネルギーが1時間でいくら出力できるかを示したものであり、これを比率化したものは、出力の変換効率と最も近いものであると考えられるからだ。

⑦出力安定性

・天然ガス発電

電力需要の日間変化に応じた発電調整を行うことが可能である。そのため、電力のベストミックスの一つに用いることができる。

・石炭発電

石炭も、夜間帯の軽負担時には出力調整を行うことが出来る。そのため、これからもベストミックスを構成する際のベース電源に用いることが可能である。

・石油発電

石油は、気候条件に出力は左右されないため、出力安定性の観点からみれば有効であるといえる。

・水力発電

水力発電は、揚水式力により、電力供給に余裕のある夜間帯に水をくみ上げ、昼間帯にその水を利用して発電する。また、調整池式では、河川の流量を調整池で調整し発電する。そのため、どちらのパターンの発電法によっても、急激な電力需要の変化に対応することができる。

・原子力発電

原子力も、時間的条件と気候条件に左右されず、安定した大量の出力供給を行うことが出来るため、ベース電源として活用することが出来る。

さらには、再生可能エネルギーを検証していく。

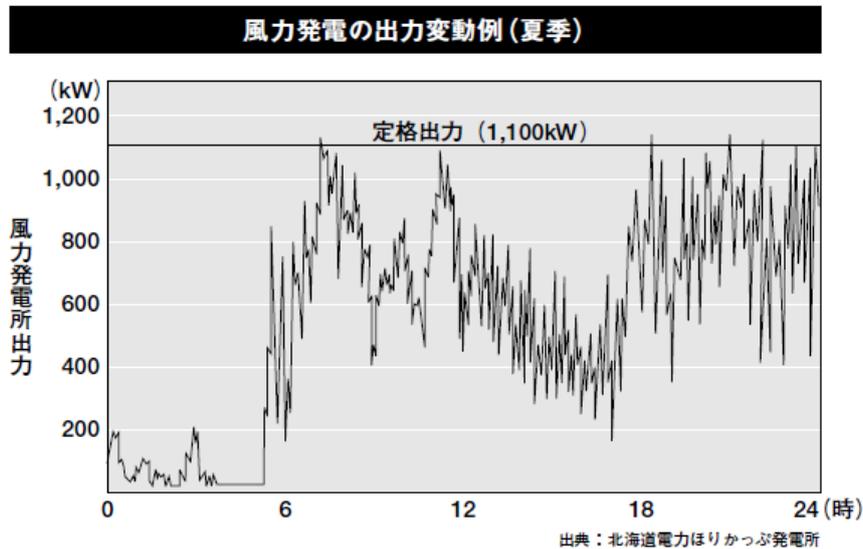
風力・太陽光発電は中でも自然条件・気象条件にそれらの供給量が左右されるものである。そのため、長時間安定した出力での電力供給は難しい。しかし、気象条件の良い時間帯に発電したものを蓄電しておけば出力安定性の問題は解決できるという意見もある。仮にそうできたとしよう。ここではそのために、NAS 電池を例にとる。これはナトリウム硫黄電池といい、電池重量あたりの蓄電容量を示すエネルギー密度はリチウムイオン

電池の 2 倍近くにでき、そのうえ連続放電時間も 2 倍、寿命は 1.5 倍で、価格は 8 分の 1 である。このようなあらゆる面でみて比較的條件の良い電池でも、導入の際のコスト面で実用性が危ぶまれる。NAS 電池一基の価格は、一世帯あたりの負担で 180 万円という計算になる。また、この電池製造に必要なエネルギーも含めると産出／投入比率はさらに低下し、コストもそれにつれて大きく上昇することになる。そのため、出力の安定したものをそもそも基幹電源に据えた方が合理的であるといえよう。

・風力発電

風力発電の稼働率は 34.0%でしかなく、ユビキタス性の項目でも触れたように、風の状況など気象条件によって出力は変わってくる。日本での風力発電の平均稼働率は 20% 前後にしかならないため、安定電源にはなりにくい。

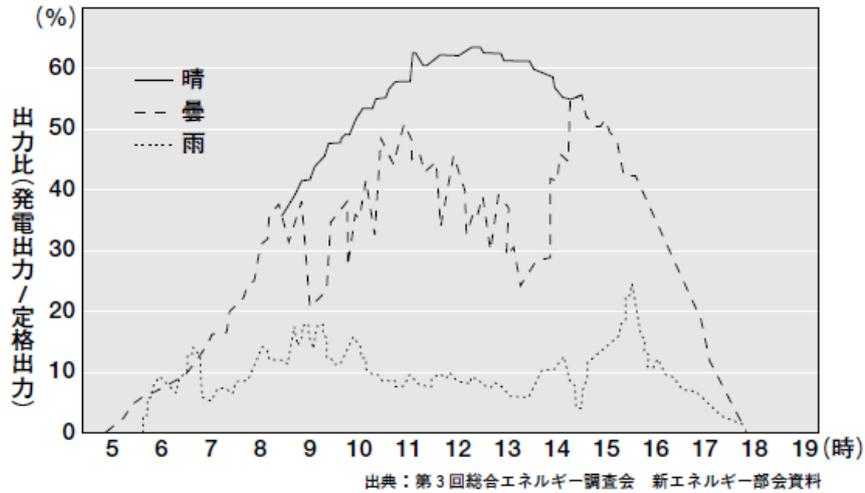
以下に、風力発電の出力変動例を示す。下図からも分かるように、風力の出力量は時間帯によって大きく変動している。このことから、出力の安定性には非常に乏しいと言える。



・太陽光発電

また、太陽光に関しても、ユビキタス性の項目で述べたように、気象条件である日照時間に対応してその出力安定性が決まる。つまり、日照条件が世界水準と比較してあまりよくない日本では、太陽光の発電力は極めて不安定であるといえる。以下に、太陽光の出力変動例を示す。この図からみても分かるように、太陽光発電は晴天時にもっとも盛んになり、曇り・雨天時にはその出力量が大幅に減少するなど、やはり、出力の安定供給は難しいといえる。

太陽光発電の出力変動例(夏季)

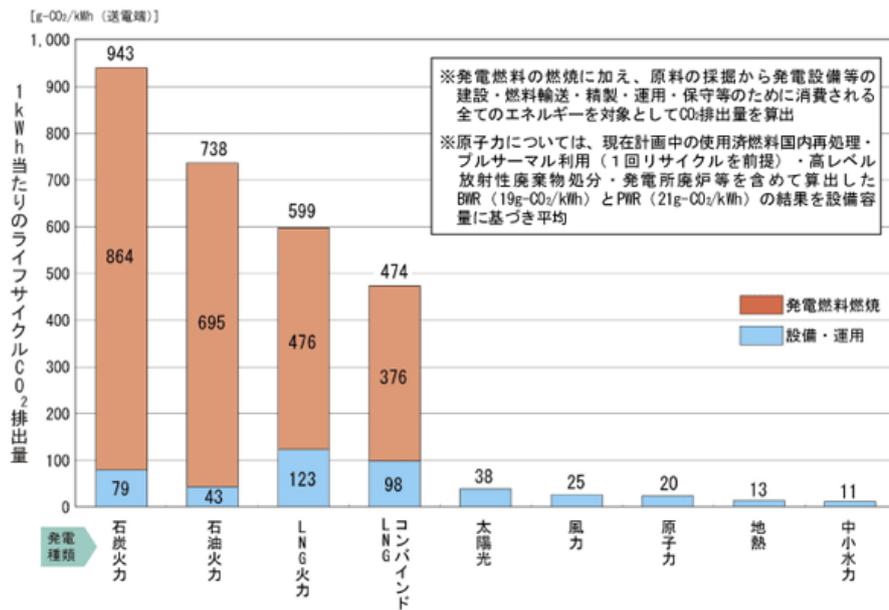


・地熱発電 地熱発電は、地熱を利用するため、時間帯条件や気候条件に左右されることなく、安定して出力を供給することが可能である。

⑧環境負荷

環境負担とは、CO₂の排出に限らず環境に関わるすべての問題点を検証していく。二酸化炭素(CO₂)の排出については、ライフサイクルアセスメント(LCA)という評価基準がある。発電時の排出量だけではなく、ウラン鉱石の採掘から、ウランの精製や加工施設の建設と稼働、発電所の建設から運転、廃止、廃棄物の処分と、電気を発電所から送り出し、発電を終え、すべての処分を完了するまでの過程で消費されるすべてのエネルギーを対象に、CO₂排出量を調査し、算出したものだ。

各種電源別のライフサイクルCO₂排出量



2011 2-9

原子力発電は、ウラン燃料の製造や発電所の建設などの過程において CO₂ を排出するが、運転中には CO₂ を排出しないので、発電電力量あたりの CO₂ 排出量は、ほかの電源と比べて少ないとの結論が得られる。原子力が電力供給のトータルシステムとして、温暖化抑制に優れた電源の一つであることが証明されているわけだ。

1970 年代以降、電気事業からの CO₂ 排出量の推移をみると、25 年間で日本の電力需要は 3 倍に増加したにもかかわらず、CO₂ の排出量は約 2 倍の伸びに抑えられている。これには、原子力発電の大幅な増加による CO₂ 抑制効果が大きく寄与している。

(化石燃料の CO₂ 等排出量比較)

天然ガスは石炭や石油に比べ燃焼時の二酸化炭素 (CO₂) 発生量が少ないため、地球温暖化抑制に寄与する。さらに、窒素酸化物 (NO_x) の発生量が少なく、また硫黄酸化物 (SO_x) やばいじんが発生しない。化石燃料の中で燃焼時の CO₂ 発生量は石炭を 100 とすると石油は 80、天然ガスは 60 である。

	石炭	石油	天然ガス
CO ₂	100	80	60
SO _x	100	68	0
NO _x	100	71	20~37

“環境にやさしい”といわれる天然ガスも、化石燃料のひとつであり、CO₂ を出すことに変わりはない。

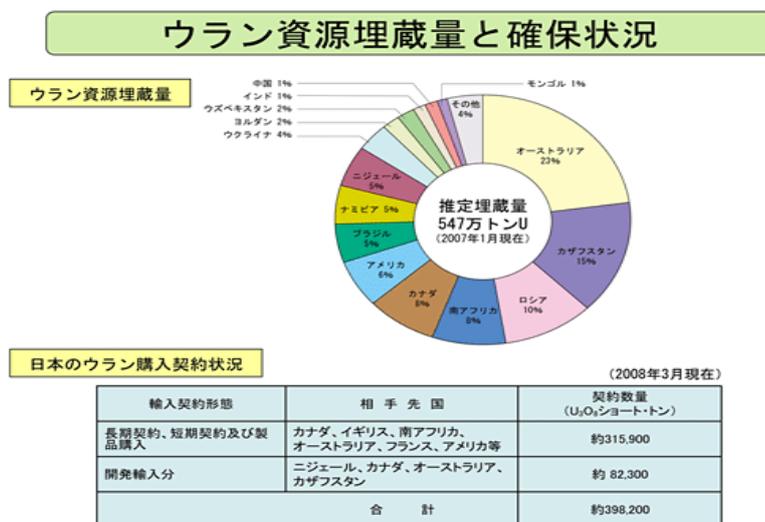
そこで環境問題の観点から都市ガス業界の取り組みを見る。

1. 製造・供給段階での取り組み
日本ガス協会「自主行動計画」
2. 顧客先での取り組み

⑨供給安全保障

供給安全保障とは、政治的リスクの観点からみていくものである。

・原子力発電の燃料となるウランは、石油に比べて政情の安定した国々に埋蔵していることから、資源の安定確保が可能です。

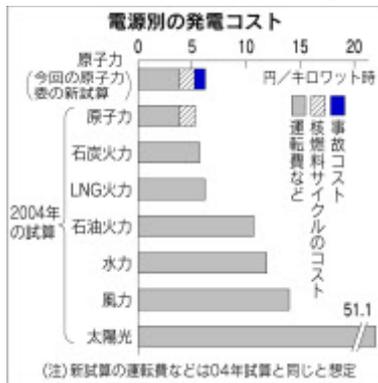


(注) 四捨五入の関係で合計値が合わない場合がある。トンU：金属ウランでの重量トン、1ショート・トン= 約0.907トン

・石油と違い、天然ガスは輸送が困難でコストが高いため、世界がひとつに統合された国際市場がまだ出来上がっておらず、石油に比べて市場流動性が低い。天然ガスでは国対国、企業対企業の相対取引が圧倒的であり、しかも貿易の大半は物理的に取引先の変更ができない長距離パイプラインでなされており、取引先変更が物理的には比較的容易な LNG でも、これまでは長期固定の柔軟性のない販売契約が大半である。長距離パイプラインにしても LNG の生産・受け入れ施設にしても、各案件に莫大な金額の長期資本投下が必須であり、多くの場合に国際政治絡みで建設される。いつでも売買可能なスポット物の天然ガスは、北米と英国以外では、世界の天然ガス生産量のわずか 1% である。世界の原油取引の約 4 割がスポット契約であることを考えると、天然ガス市場と原油市場の性格の違いを見て取れる。

⑩コスト

政府の原子力委員会は 25 日、原子力発電所の事故賠償などの追加費用が 1 キロワット時あたり最大 1 円になるとの試算を公表した。今回の試算は政府が年末までにまとめる発電コスト再計算に織り込む。政府はさらに原発では立地対策費や研究開発費、火力発電では燃料費や温暖化対策費用なども考慮し、年末までに最終的な発電コストをまとめる。原発、火力ともにコスト上昇は必至だ。



2011. 10. 26 の日本経済新聞の朝刊によると、エネルギー・環境会議のコスト等検証委員会（委員長・石田勝之内閣府副大臣）が東日本大震災前に政府が算出した原子力、火力、再生可能エネルギーなどのコストを年末までに再計算した。安全で安定的かつ安価な発電体制の構築に最適な火力や原子力などの電源の組み合わせを定め、来夏にまとめるエネルギー供給の基本計画に反映させる。

焦点は、東京電力福島第 1 原発の事故を受け原発コストをどう見直すか。原子力委は東電に関する経営・財務調査委員会の試算に基づき、モデルケースの原発について、事故に伴う賠償、廃炉などの費用を 3 兆 8878 億円と仮定。1 キロワット時あたり最大 1 円のコスト上昇要因になるとした。

使用済み核燃料を再処理する核燃料サイクルの費用も試算した。使用済み核燃料の半分を 50 年間中間貯蔵してから再処理する現状に近い方式では 1 キロワット時あたり 1.39 円。これは従来のコスト試算とほぼ同水準だった。

従来試算の原発の発電コストは 1 キロワット時あたり 5～6 円。今回の試算を単純に上乘せると、同 6～7 円だ。従来試算の石炭火力（同 5～7 円）、液化天然ガス火力（同 6～7 円）と同レベル。コスト検証委は今回の試算に加えて、立地対策費や研究開発費を上乘せすることを検討している。一部の除染費用や放射性廃棄物の中間・最終処理費用も含まれていないため、コストはさらに上昇する可能性は大きい。

例えば、日本経済研究センターの試算では、事故に伴う追加費用を 10 年間で 5.7 兆～20 兆円と推定。原発の発電コストは 7.4 円から 13.3 円と算出しており、原子力委の試算結果を上回る。

原発以外の発電コストも再計算で上昇する可能性が大きい。当面は原発に代わる有力な電源である火力では、今後の再計算で温暖化対策費用や燃料の価格上昇分などを新たに考慮して試算することが固まっている。政府は為替変動や新興国との競合による燃料費上昇分を国際エネルギー機関（IEA）や経済協力開発機構（OECD）の見通しを参考に算出する方針だ。両機関とも今後30年間で石油や天然ガスともに1～3割価格が上昇すると試算しており、火力も大幅な発電コストの上昇が避けられない。

太陽光など再生可能エネルギーは普及拡大でコスト低下を見込めるが、なお割高。大量の電気を送電網に流すには電圧や周波数を安定させるための追加費用がかかる。

再計算でどの国際機関の試算や新たな追加費用の範囲を採用するかは、検証委の委員の間でも意見の隔たりは大きい。性格や種類の異なる電源のコスト範囲を半ば強引にそろえようとする作業のためだ。エネルギー政策の見直しでは、コスト比較に加え、燃料の安定確保や環境への影響といった多角的な視点が重要となる。

原子力委員会の小委員会は8日、東京電力福島第1原子力発電所事故を踏まえた将来の原発事故のコストを1キロワット時あたり最大1.6円と試算した。10月の前回試算の最大1円を大幅に上回り、前提条件に大きく左右されることが浮き彫りになった。太陽光、風力などを含めたエネルギーの「ベストミックス」の検討はコストだけでなく安定供給など広い視点での検討が必要になる。

前回試算では事故の損害額を約4兆円としたが、低すぎるとの批判があり風評被害額などを積み増して約5兆円に修正した。ただ除染費用は一部しか含めておらず、新たな除染費用や中間貯蔵施設の建設費などが1兆円増すごとに、コストは1キロワット時あたり最大0.32円上昇するという。

原子力委は近く政府のエネルギー・環境会議に事故コストなどの試算結果を報告する。同会議は原発や火力発電、再生可能エネルギーなどの発電コストを比較し、エネルギーのベストミックスの基本的考え方を年内にも示す方針だ。

同会議は8日にコスト等検証委員会を開き、再生可能エネルギーの発電コスト算定に向けた議論を始めた。太陽光は性能の向上や量産で「今後20年間でコストが2～3割低減する」と予測したが、発電効率が低いなどの課題も指摘した。風力は大幅なコスト低減を見込めないとした。

原発の発電コストは事故のコストを上乗せすると石炭や液化天然ガス（LNG）と並ぶが、再生可能エネルギーに対する優位は動かない。

（2011.11.8 電子版より）

評価機関（年）	単位	石炭火力	ガス火力	原子力
コスト小委（2004）	円/kWh	5.7	6.2	5.3
MIT（2003）	\$ /MWh	42	41	67
シカゴ大学（2004）	\$ /MWh	32～41	35～45	51
CBO（2008）	\$ /MWh	55	57	72
DGEMP（2004）	・ /MWh	33.7	35.0	28.4

このように原子力発電はその初期投資の高さから、一般的には石炭火力・ガス火力等に比べてコスト的に有利であるとは言いがたい。しかし以下のいずれかの条件が成り立つ場合には他電源よりも安価なものとなることがわかる。

- ① 化石燃料価格が高い水準にある
- ② 税制優遇や低金利の資金調達など、原子力発電の初期負担を軽減する何らかの優遇的環境が整備される
- ③ 高い炭素税が導入される

第3節 評価

テルツァキアンが提唱した9基準とコストをエネルギーごとに比較した結果を、私たちに評価したいと思う。各項目を持ち点1とし、1つのエネルギーを10点満点とする。

	天然ガス	石炭	石油	水力	原子力	風力・太陽光
① 汎用性 (どんな用途でも利用可能)	0.5	0	1	0	0	0
② 量的柔軟性 (微細でも巨大でも自在に出力調整が可能)	1	0	1	0.5	0	0
③ 貯蔵性・運搬性	0.5	1	1	0.5	0.5	0
③ ユビキタス性 (時期と場所を選ばない)	0.5	0.5	1	0	0	0
④ エネルギー密度 (面積・堆積・重量当たりエネルギー量)	1	1	1	0	0	0
⑤ 出力密度 (時間当たりエネルギー量)	1	1	1	1	1	0
⑦ 出力安定性	1	1	1	0.5	1	0
⑧ 環境負担 (CO ₂ の排出に限らない)	0.5	0	0	0.5	1or0	1
⑨ エネルギー供給安全保障 (政治的リスク)	0.5	0.5	0	1	0.5	1
⑩ コスト	0.5	0.5	0.5	0	0.5	0
合計	7	5.5	7.5	4	4.5or 3.5	2

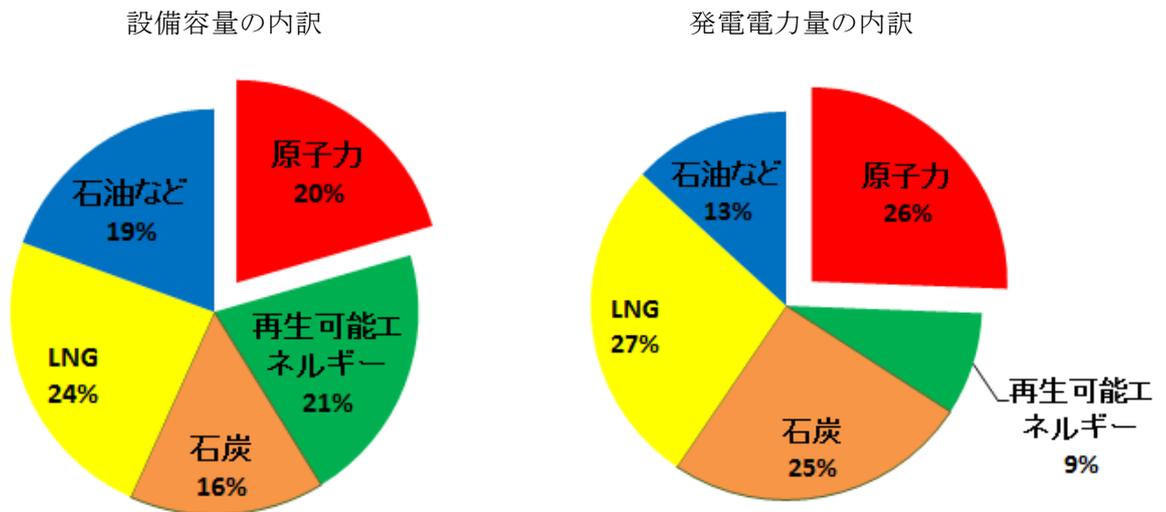
以上は私たちが研究を進めていった上で、わかりやすくするために作成した表である。ここでわかるのは、エネルギーのなかでは火力主に天然ガスと石油がほかに比べて総合的に上回っている。しかし、これらの基準の重要度を決めると、どのエネルギーが最適なのかは大幅にかわってくるであろう。例えば、原子力の⑧環境負担をみると、1か0となっている。原子力は通常最もCO₂を出さないエネルギーとされている。しかし、今回の震災のような事故が起きてしまうと、ほかのエネルギー源とは比べ物にならないくらいの負担を環境にもたらししてしまう。

日本が依存傾向にあった原子力発電の問題点と私たちが数値化した評価から、新たな代替エネルギー源が必要だということがわかった。次章ではこの結果を踏まえて、日本における最善であるエネルギー政策とはなにかを考察していきたいと思う。

第4章 日本のベストミックスの提案

第1節 ベストミックスの再考

以下のグラフは 2007 年の日本の電源構成の内訳である。



資源エネルギー庁（2010年）『エネルギー基本計画』より作成

2007年には、総エネルギーにおける原子力の割合は、設備容量の20%、発電電力量の26%であった。

原発を今すぐ停止するのか、徐々に停止していくのか、また、全原発を停止するのか、一部だけにするのか、原発を縮小すると言ってもその方法はひとつではない。

第1章でも触れたように、日本経済研究センターの試算によると、運転開始から40年が過ぎている原発に加え、福島第一、第二原発、浜岡原発を停止した場合、2015年度の発電量は2010年度の7割、2020年度には6割となる。

また、一橋大学教授の齋藤誠氏は著書『原発危機の経済学』の中で仮に1970年代運転開始の原子炉を全て停止させると、既存原子炉の総出力4911.2万kWhのうち、27.3%の1340万kWが運転停止で減少すると述べている。

日本で運転中の原子力発電所 (2010年5月現在)

所有・運転者	発電所	認可出力 (万kW)	炉型	着工	営業運転	主契約者	2009年度の 設備利用率(%)	2009年度の 発電電力量 (万kWh)	
日本原電	東海-2	110.0	BWR	1973.6	1978.11	GE/日立/清水	35.1	3,381,960	
	敦賀-1	35.7	BWR	1966.4	1970.3	GE	30.5	953,037	
	敦賀-2	116.0	PWR	1982.4	1987.2	三菱重工業	91.6	9,304,266	
北海道電力	泊-1	57.9	PWR	1984.8	1989.6	三菱重工業	83.2	4,221,993	
	泊-2	57.9	PWR	1984.8	1991.4	三菱重工業	71.3	3,618,830	
	泊-3	91.2	PWR	2003.11	2009.12	三菱重工業	103.3	2,260,456	
東北電力	女川-1	52.4	BWR	1979.12	1984.6	東芝	86.2	3,958,927	
	女川-2	82.5	BWR	1989.8	1995.7	東芝	51.4	3,712,607	
	女川-3	82.5	BWR	1996.9	2002.1	東芝/日立	74.5	5,383,341	
	東通-1	110.0	BWR	1998.12	2005.12	東芝	76.0	7,325,144	
東京電力	福島第一-1	46.0	BWR	1966.12	1971.3	GE	91.7	3,696,667	
	福島第一-2	78.4	BWR	1969.5	1974.7	GE/東芝	73.4	5,042,575	
	福島第一-3	78.4	BWR	1970.10	1976.3	東芝	71.2	4,887,752	
	福島第一-4	78.4	BWR	1972.9	1978.10	日立	82.6	5,672,891	
	福島第一-5	78.4	BWR	1971.12	1978.4	東芝	86.5	5,943,822	
	福島第一-6	110.0	BWR	1973.5	1979.10	GE/東芝	80.0	7,705,286	
	福島第二-1	110.0	BWR	1975.11	1982.4	東芝	93.6	9,015,182	
	福島第二-2	110.0	BWR	1979.2	1984.2	日立	93.4	8,997,397	
	福島第二-3	110.0	BWR	1980.12	1985.6	東芝	82.1	7,908,900	
	福島第二-4	110.0	BWR	1980.12	1987.8	日立	71.5	6,891,580	
	柏崎刈羽-1	110.0	BWR	1978.12	1985.9	東芝	0.0	0	
	柏崎刈羽-2	110.0	BWR	1983.10	1990.9	東芝	0.0	0	
	柏崎刈羽-3	110.0	BWR	1987.7	1993.8	東芝	0.0	0	
	柏崎刈羽-4	110.0	BWR	1988.2	1994.8	日立	0.0	0	
柏崎刈羽-5	110.0	BWR	1983.10	1990.4	日立	0.0	0		
柏崎刈羽-6	135.6	ABWR	1991.9	1996.11	東芝/GE/日立	55.1	6,540,288		
柏崎刈羽-7	135.6	ABWR	1992.2	1997.7	日立/GE/東芝	72.3	8,583,956		
中部電力	浜岡-3	110.0	BWR	1982.11	1987.8	東芝/日立	69.8	6,728,296	
	浜岡-4	113.7	BWR	1989.2	1993.9	東芝/日立	60.3	6,007,657	
	浜岡-5	126.7	ABWR	1999.3	2005.1	東芝/日立	12.6	1,393,546	
北陸電力	志賀-1	54.0	BWR	1988.12	1993.7	日立	98.5	4,659,475	
	志賀-2	120.6	ABWR	1999.8	2006.3	日立	90.6	5,013,983	
関西電力	美浜-1	34.0	PWR	1967.8	1970.11	WH/三菱原子力	73.7	2,195,409	
	美浜-2	50.0	PWR	1968.12	1972.7	三菱原子力	72.8	3,186,859	
	美浜-3	82.6	PWR	1972.7	1976.12	三菱商事	75.2	5,444,871	
	大飯-1	117.5	PWR	1972.10	1979.3	WH/三菱商事	85.6	6,190,295	
	大飯-2	117.5	PWR	1972.11	1979.12	WH/三菱商事	93.2	6,745,861	
	大飯-3	118.0	PWR	1987.5	1991.12	三菱重工業	78.5	5,981,299	
	大飯-4	118.0	PWR	1987.5	1993.2	三菱重工業	87.6	6,676,356	
	高浜-1	82.6	PWR	1970.4	1974.11	WH/三菱商事	53.9	5,552,863	
	高浜-2	82.6	PWR	1971.2	1975.11	三菱商事	67.5	6,943,056	
	高浜-3	87.0	PWR	1980.11	1985.1	三菱商事	77.4	8,001,920	
高浜-4	87.0	PWR	1980.11	1985.6	三菱商事	86.8	8,975,588		
中国電力	島根-1	46.0	BWR	1970.2	1974.3	日立	65.6	2,643,448	
	島根-2	82.0	BWR	1984.7	1989.2	日立	96.6	6,941,365	
四国電力	伊方-1	56.6	PWR	1973.6	1977.9	三菱重工業	72.0	3,567,607	
	伊方-2	56.6	PWR	1978.2	1982.3	三菱重工業	76.1	3,772,999	
	伊方-3	89.0	PWR	1986.11	1994.12	三菱重工業	86.7	6,761,616	
九州電力	玄海-1	55.9	PWR	1971.3	1975.10	三菱重工業	83.8	4,103,692	
	玄海-2	55.9	PWR	1976.6	1981.3	三菱重工業	77.3	3,783,264	
	玄海-3	118.0	PWR	1985.8	1994.3	三菱重工業	81.2	8,392,388	
	玄海-4	118.0	PWR	1985.8	1997.7	三菱重工業	83.8	8,661,581	
	川内-1	89.0	PWR	1979.1	1984.7	三菱重工業	79.9	6,228,344	
	川内-2	89.0	PWR	1981.5	1985.11	三菱重工業	101.5	7,909,654	
加重平均 65.7% (前年度は60.0%)								277,470,149	
運転中合計	54基	4884.7万kW	PWR24基、BWR 26基、ABWR 4基						

認可出力について、2015年時点・2020年時点で運転40年を経過した原子炉・福島第一原発・福島第二原発・浜岡原発を停止した場合の発電量の変化を調べる。

54基の認可出力の合計4884.7万kWのうち、2015年時点で運転40年を経過した原子炉の発電量の合計は1756.8万kWであり、2010年の認可出力に比べて約36%の減少となる。また、2020年時点で運転40年を経過原子炉の発電量は2131kWであり、2010年度より約44%の減少となる。

しかし、設備利用率が原子炉によって異なるため、2009年度の実際の発電量をもとに、同様の計算を行った。

その結果、2009 年の総発電電力量 277,470,149 万 kW のうち、2015 年時点で 141,800,868 万 kW、2020 年時点で 163,749,472 万 kW の電力が停止により減少する。これは原子力による発電量のうち、2015 年度で 51%、2020 年で 59%が減少することになる。2007 年度の原子力による発電量が日本の発電量の 26%を占めていたことを考えると、日本のエネルギーの 13%~15%が減少することとなる。

輪番停電や、節電、電気料金の値上がりといった影響を考えると、15%の節電が日本企業にどれほどのダメージになるかは明瞭である。問題はこれから不足する電力をどのように代替していくかである。

第2節 政策提言

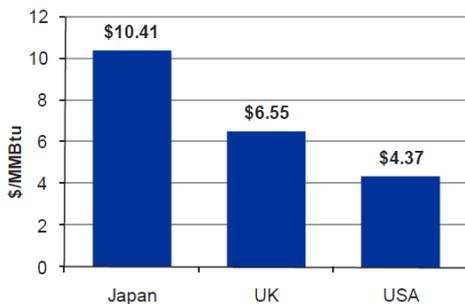
震災を経て、日本のエネルギー政策の 3 本柱であった、エネルギー安全保障、地球環境問題、経済の持続的成長の、3 E (Energy security . Environment, Economy) に加え、安全性の S (Safety) が加わった。この 4 点を念頭において、日本にとってのベストミックスを考えたい。

第 3 章で各エネルギーについての評価をしたが、最有力候補としてはやはり、天然ガスを推したい。理由は、10 つの評価において、相対的にどの項目にも優れているということである。化石燃料の中では CO₂ の排出量が少ないという天然ガスの長所や、原子力に代替する際に欠かせない、ベース供給力となりうる安定性。

日本の天然ガスの輸入先はインドネシア、マレーシア、オーストラリアなどであった。近年原油価格の高騰により、原油価格に基づいて価格を決定する天然ガスの価格も上昇している。

以下のグラフは IGU (International Gas Union) の”World LNG Report 2010”からの引用である。

FIGURE 23: GAS PRICES, 2010



Source: PFC Energy

グラフからわかるように、日本の LNG 価格は世界的に非常に高い。天然ガス価格が低下しても、長期契約な上に、原油価格へのスライド制によって価格低下が反映されないためだ。統一された国際的な天然ガス市場が形成されておらず、国対国、企業対企業といった個別取引が主流なものもそのひとつだ。しかし、近年原油価格、また天然ガス価格の上昇により、シェールガスの採掘コストが割に合うようになり、展望が一気に変わった。アメリカが輸入国から輸出国に転じることで、余剰供給が生まれる、さらにシェールガスの供給

量が増えれば、価格低下も望めるであろう。アメリカのみならずカタールやロシアやカナダといった国々が今後の日本への LNG 輸出を検討していることから、エネルギーセキュリティの面からも、多様な輸入先を確保できそうだ。

先行論文・参考文献・データ出典

《先行論文》

(2003) “The Future of Nuclear Power” MIT, <http://web.mit.edu/nuclearpower/>

(2011) “The Future of Natural Gas” MIT

http://web.mit.edu/mitei/research/studies/documents/natural-gas-2011/NaturalGas_Report.pdf

《参考文献》

資源エネルギー庁 (2010 年) 『エネルギー基本計画』 経済産業調査会

齊藤誠 (2011 年) 『原発危機の経済学』 日本評論社

松井賢一 (2009 年) 『データから読み解くエネルギー問題』 株式会社エネルギーフォーラム

石井彰 (2008 年) 『天然ガスが日本を救う』 日経 BP 社

都筑建 (2010 年) 『エネルギーシフト』 旬報社

西山孝・別所昌彦 (2011 年) 『統計データからみる地球環境・資源エネルギー論』 丸善出版株式会社

山口正康 (2009 年) 『炎の産業「都市ガス」』 株式会社エネルギーフォーラム

小出裕章 (2010 年) 『隠される原子力・核の真実』 八月書館

宮台真二・飯田哲也 (2011 年) 『原発社会からの離脱』 講談社

石井彰 (2011 年) 『脱原発。天然ガス発電へ』 アスキー新書

石井彰、藤和彦 (平成 14 年) 『21 世紀のエネルギーベストミックス』 行政

石井彰 (2011 年) 『エネルギー論争の盲点』 NHK 出版新書

経済協力開発機構 OECD、国際エネルギー機関 IEA (2001 年) 『日本のエネルギー政策』 技術経済研究所

電気事業連合会 (2010 年) 『2010-2011 エネルギーの基礎』

竹田恒泰 (2011 年) 『原発はなぜ日本にふさわしくないのか』 小学館

漆原次郎 (2011 年) 『原発と次世代エネルギーの未来がわかる本』 洋泉社 MOOK

橘川武郎 (2011 年) 『通商産業政策史』 経済産業調査会

石川憲二 (2011 年) 『電気とエネルギーの未来は』 オーム社

早稲田聡 (2011 年) 『新エネルギー早わかり』 中経出版

経済産業省 資源エネルギー庁 『みつめよう！我が国のエネルギー』 経済産業調査会

・ “Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies,” MIT,

・ Christopher Jones and Jean-michel Glachant (2010) “Why and How the European Union Can Get a (Near To) Carbon-Free Energy System in 2050?,” CEEPR

・ Richard Schmalensee, (2011) “Evaluating Policies to Increase the Generation of Electricity from Renewable Energy

・ Robert S. Pindyck, (2010) ” Modeling the Impact of Warming in Climate Change Economics” CEEPR

- Cass R. Sunstein and Richard zeckhauser (2011)” Overreaction to Fearsome Risks
Harvard University
- H. Sugino, Y. Iwabuchi, M. Nishio, H. Tsutsumi, M. Sakagami and K. Ebisawa (2008)
“DEVELOPMENT OF PROBABILITY FOR EVALUATING TSUNAMI RISK ON NUCLEAR POWER
PLANTS”
- K. Yanagawa, F. Imamura, T. Sakakiyama, T. Takeda and N. Shuto (2007)” Tsunami
Assessment for Risk Management at Nuclear Power Facilities in Japan”

《データ出典》

電気事業連合会, 『モデル試算による各電源のコスト比較』

<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/gjyutu2004/gjyutu03/ssiryo3.pdf>

電気事業連合会 『図表で語るエネルギーの基礎』

http://www.jishin.go.jp/main/chousa/09_yosokuchizu/h_chizu04.pdf