

原子力利用の停滞は電気料金にどの程度影響するか？ —最適電源構成モデル(OPTIGEN)による分析—

高橋雅仁*, 永田豊

(財)電力中央研究所 社会経済研究所

要約:

福島原発事故以降、原子力発電を基幹電源と位置付けてきた我が国のエネルギーシステムの方向性を見直す機運が盛り上がっている。今後の原子力開発について、国民的な議論が必要であることは間違いないが、代替電源の経済性や産業競争力への影響、温暖化政策との整合性、供給力の安定性、エネルギーセキュリティ、社会的受容性など多面的な評価をした上で、エネルギーシステムの方向性を選択すべきであろう。

著者らは、原発の新設計画の進捗に着眼して、今後あり得る3つの我が国の原子力シナリオ①新設計画通り、②新設計画の10年先送り、③新設・建て替え中止を作成し、各シナリオでの電源構成変化に伴う長期的な発電コストや電気料金変動についての定量評価を行った。評価した対象地域は9電力会社大、対象期間は2010-2030年度である。なお、本稿では、福島第一・第二以外の既存原発は、必要な安全対策を実施した上で、運開から経年40年まで使用可能と仮定した。

また、本稿では、今後発生し得る発電コストの上昇要因として、(1)原発代替の火力電源のコスト(新規建設費、燃料費)、(2)新設原発の追加的な安全対策コスト、(3)太陽光発電の導入コスト、の3点を考慮した。

● 原発新設の中止が発電コストや電気料金へ与える影響

福島第一・第二全10基の廃炉や全ての原発新設の中止によって、2030年度の年間発電コストは1.7兆円(約17%)増加する。発電単価では1.85円/kWh 増となる(シナリオ③の場合)。この発電コスト増によって、電気料金(家庭・小口・大口を含めた全体の平均値)は約10%上昇する。

● 原発新設の中止に伴う電源構成と LNG 消費量の変化

原発代替電源として、発電コストの面では石炭火力発電が望ましいが、CO₂排出量の抑

* Corresponding author. 電話: 03-3201-6601(代表), E-mail: m-taka@criepi.denken.or.jp

なお、本稿の試算は、2011年6月まで当所に在籍していた高山正俊主任研究員の多大な貢献に基づくものである。

■この論文は、<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/discussion/index.html> からダウンロードできます。

制の面では LNG 火力発電が望ましい。今後も、電力の CO₂排出原単位の抑制を目標とするならば、石炭火力発電ではなく LNG 火力発電が新設原発の代替電源として選択される。

福島第一・第二全10基の廃炉と全ての原発新設の中止によって、原子力発電比率は23%(2020年度)、14%(2030年度)まで低下してしまい、2030年度時点の発電電力量に占める LNG 火力発電の割合は50%まで拡大する(シナリオ③の場合)。同年度の LNG 消費量も現状(4千万トン弱)の2倍の8千万トン弱に増える。これだけ LNG への依存度が高まると、エネルギーセキュリティ上の問題が出てくる可能性があるだろう。

目 次

1. はじめに	1
2. 今後あり得る3つの原子力シナリオ	3
3. 最適電源構成モデル(OPTIGEN)を用いた発電コスト分析	5
3.1 分析手法と計算の前提条件	5
3.2 計算結果—将来の発電コスト・電気料金・電源構成・LNG消費量の変動	9
4. まとめ	14
参考文献	15

免責事項

本ディスカッションペーパー中、意見にかかる部分は筆者のものであり、
(財)電力中央研究所又はその他機関の見解を示すものではない。

Disclaimer

The views expressed in this paper are solely those of the author(s), and do not necessarily reflect the views of CRIEPI or other organizations.

1. はじめに

福島原発事故以前まで、原子力発電は我が国の基幹電源と位置付けられてきた。2010年6月に発表されたエネルギー基本計画では、2030年までに電源構成に占めるゼロ・エミッション電源(原子力および再生可能エネルギー)の比率を約70%とする(現状34%)、これを実現するために原子力の新增設(少なくとも14基以上)および設備利用率の引き上げ(約90%)が必要である、とされてきた[METI2010a]。

しかし、原発事故以降、菅総理大臣が(2011年7月末時点)、原発推進を目指したエネルギー基本計画の抜本的な見直しや、2020年の再生可能エネルギー比率の20%への引き上げに言及するなど、原子力発電を基幹電源としてきた我が国のエネルギーシステムの方向性を見直す機運が盛り上がっている。NHKが行った世論調査によると(2011年6月24-26日、全国20歳以上の男女、電話法、回答者数=1813人、回答率=68.4%)、国内の原子力発電所について今後どうすべきだと思うか尋ねたところ、「増やすべきだ」が3%、「現状を維持すべきだ」が24.4%だったのに対して、「減らすべきだ」が44.7%、「すべて廃止すべきだ」が21.4%で、原発の縮小を求める人が半数以上に上っている[NHK 世論調査]。

福島原発事故を受けて、我が国のエネルギーシステムの方向性、特に今後の原子力開発について、国民的な議論が必要であることは間違いないが、代替電源の経済性や産業競争力への影響、温暖化政策との整合性、エネルギーセキュリティなど多面的な評価をした上で、冷静に、我が国のエネルギーシステムの方向性を決めるべきではないかと、筆者らは考える。このような考えの下で、著者らは、将来の原子力シナリオに関する評価を進めており、本稿は、その中間結果をまとめたものである。

表1は、将来の電源選択を行う際の評価基準として5つの項目を取り上げ¹、それぞれの評価基準に対する4種類の電源(原子力発電、LNG 火力発電、石炭火力発電、太陽光発電・風力発電)の相対的かつ定性的な評価を行ったものである。

表1 今後の電源選択に関する5つの評価基準

評価基準	経済性	環境性	供給力の安定性	エネルギーセキュリティ	社会的受容性
説明	電気料金的大幅な値上げが必要ないか。	電力のCO ₂ 排出単位の低減に貢献できるか。	気象条件に左右されず、電力を安定供給できるか。	エネルギー源の多様化や(準)国産化に貢献できるか。輸入エネルギーコストの変動リスクを低減するか。	発電所の立地や運転に伴う安全リスクを、一般市民が受け容れやすいか。
原子力発電	?*	◎	◎	◎	△(震災前)、×(震災後)
LNG火力発電	△	△	◎	△	○
石炭火力発電	○	×	◎	○	○
太陽光発電・風力発電	×	◎	×	◎	◎(PV, 洋上風力) △(陸上風力)

※ 福島原発事故を受けて、原子力発電所の安全指針や耐震指針が今後見直される予定であり、どの程度の追加的な安全対策コストが必要になるかは現時点(2011/6/30)では不明であるため、「?」を付した。

¹ 表1の5つの評価基準の他に、発電所の立地に伴う立地自治体の地域経済や日本全体のマクロ経済への波及効果という評価基準もありえる。また、今後のエネルギー政策に必要な視点をまとめた文献としては文献[カーニー2011]がある。

- **経済性**：電気料金の大幅な値上げが必要ないか。電気料金の大幅値上げは、産業競争力の低下につながる。電源の経済性は最重要な評価基準である。今後、原発の安全指針や耐震指針が見直される予定であるが、見直しに伴う追加的な安全対策コストは現時点では不明である。本稿では、追加的な安全対策コストによって、原子力発電の建設単価が1.2倍になると仮定した(後述する)。
- **環境性**：本稿では、環境性として温暖化対策のみを念頭に置き、電力のCO₂排出原単位の低減に貢献できるかどうかを評価基準とした。
- **供給力の安定性**：気象条件に左右されず、電力を安定供給できるか。太陽光発電と風力発電のみ、供給力の安定性がない。加えて、太陽光発電や風力発電は普及から間もないため、設備の経年劣化によって供給力がどの程度低下するかまだ分かっていない。
- **エネルギーセキュリティ**：エネルギー源の多様化や(準)国産化に貢献できるかどうかは、資源がない我が国にとって重要な評価基準である。多様化・国産化を進めることにより、輸入エネルギーコストの変動リスクを低減できる上に、特定の国に燃料調達先を依存するリスクも軽減できる。LNGは、シェールガス革命などのリスク低減要因もあるが、他電源と比べて相対的にエネルギーセキュリティ上のリスクが大きいと考える。
- **社会的受容性**：原発事故を契機として、原子力発電所の立地や運転に伴う安全リスクに対する立地住民および一般市民の受容性が重要な評価基準になっている。加えて、立地住民および一般市民の受容性は、国や自治体の方針・政策を通じて、原子力発電所の立地や運転に影響を及ぼしうる。太陽光発電や風力発電に関しては、反射光や低周波騒音などの立地点周辺でのローカルな受容性の問題がある。

本稿では、今後あり得る我が国の原子力シナリオから、表1の太枠内の2つの評価基準—経済性と環境性—を考慮して、3つのシナリオについてモデル分析・評価した結果を紹介する。前述した通り、将来のエネルギーシステムの方向性は、多面的な評価を行った上で判断すべきであり、本稿は、その中間結果と位置づけられる。

2. 今後あり得る3つの原子力シナリオ

原発の新設計画の進捗に着眼して、今後あり得る想定可能な原子力開発のシナリオとして、表2の3つのシナリオを考えた。

- シナリオ①では、新設中止する福島第一7,8号を除き、新設原発が震災前の既計画通り運開する。2030年度までに12基新設される。
- シナリオ②では、既計画が一旦白紙に戻り、新設原発の運開時期が既計画から10年遅延する。福島第一7,8号は新設を中止するため、2030年度までに9基新設される。
- シナリオ③では、全ての新設・建て替え計画が中止される。

表2 本稿で想定した3つの原子力シナリオ

シナリオ名称	①新設計画通り	②新設計画の10年先送り	③新設・建て替え中止	(参考) 震災前※
既設電源	<ul style="list-style-type: none"> ・福島第一・第二の計10基は、<u>即廃炉</u>。 ・<u>寿命延伸化認可分以外の計42基は、運開から経年40年で廃炉</u>。 ・寿命延伸化認可分の計2基は、運開から以下の経年後に廃炉。 <p>【寿命延伸化認可】美浜1[関西]:50年、敦賀1[原電]:48年</p>			<ul style="list-style-type: none"> ・寿命延伸化認可分以外の計51基は、運開から経年40年で廃炉。 ・寿命延伸化認可分の計3基は、運開から以下の経年後に廃炉。 <p>【寿命延伸化認可】美浜1[関西]:50年、敦賀1[原電]:48年、福島第一1号[東京]:50年</p>
新設・建て替え	<p>【<u>新設</u>】<u>一部を除き、震災前の計画通りに建設する</u>。</p> <p>2011-2015年度：3基 2016-2020年度：6基 2021-2030年度：3基</p> <p>・福島第一7,8号の2基の新設は中止。</p>	<p>【<u>新設</u>】<u>一部を除き、震災前の計画が10年遅延する</u>。</p> <p>2011-2015年度：0基 2016-2020年度：0基 2021-2030年度：9基</p> <p>・福島第一7,8号の2基の新設は中止。</p>	<p>全ての【<u>新設</u>】・【<u>建て替え</u>】を中止する。</p>	<p>【<u>新設</u>】震災前の計画通りに建設する。</p> <p>2011-2015年度：3基 2016-2020年度：8基 2021-2030年度：3基</p>
	<p>【<u>建て替え</u>】福島第一・第二[東京]と敦賀1[原電]、浜岡1・2[中部]以外の既存電源は、<u>廃炉からリードタイム18年で同容量に建て替える</u>。</p> <p>2021-2030年度：2基</p>	<p>【<u>建て替え</u>】福島第一・第二[東京]と敦賀1[原電]、浜岡1・2[中部]以外の既存電源は、<u>廃炉からリードタイム18年で同容量に建て替える</u>。</p> <p>2021-2030年度：2基</p>		<p>【<u>建て替え</u>】福島第一・第二[東京]と敦賀1[原電]、浜岡1・2[中部]以外の既存電源は、<u>廃炉からリードタイム18年で同容量に建て替える</u>。</p> <p>2021-2030年度：2基</p>
	<p>【<u>建設コスト</u>】建設単価は、<u>安全対策・耐震対策の追加費用を考慮し、震災前の建設単価の1.2倍を仮定した</u>。</p>			

※(参考)震災前シナリオは、エネルギー基本計画[METI2010a]および平成22年度電力供給計画[METI2010b]に準拠する。

今後、原発の安全指針や耐震指針が見直される予定であるため、見直しに伴い、追加的な安全対策コストが必要になる。どの程度対策コストが必要になるか現時点では不明であるが、本稿では、この対策コストによって、新設原発の建設単価は震災前の単価の1.2倍になると仮定した。参考までに、中部電力は浜岡原子力発電所に約1000億円をかけて津波対策工事を行うとしているが[中電7/22]、仮に浜岡3-5号機の元々の建設費が1.01兆円(=27.9万円/kW×362万kW)と仮定すると、この津波対策は震災前の建設単価を1.1倍にすることに相当する。

また、既存原発の廃炉時期は、表2のように各シナリオ共通であり、(1)福島第一・第二は即廃炉、(2)寿命延伸化認可分以外の原発は、運開から経年40年で廃炉、と仮定した。全ての既存原発に必要な安全対策・耐震対策を実施することで、全基40年間使用可能である、つまり、早期廃炉は無い、と仮定した。

福島原発事故以降の複数の原子力シナリオをモデル分析した先行研究としては文献[荻本2011a, 荻本2011b]や[小宮山2011]がある。本稿で設定した3つの原子力シナリオもこれらの文献のシナリオとディテールは異なるが考え方は概ね同じである。ただし、文献[荻本2011a, 荻本2011b]だけは、5年後に原発全基廃炉シナリオを扱っている。

図1は、本稿の3つのシナリオにおける原子力発電の総設備容量の推移である。震災前の2010年度時点の設備容量は49GW があるが、シナリオ毎の2030年度時点の設備容量は、37GW(シナリオ①)、33GW(シナリオ②)、 19GW(シナリオ③)になる。

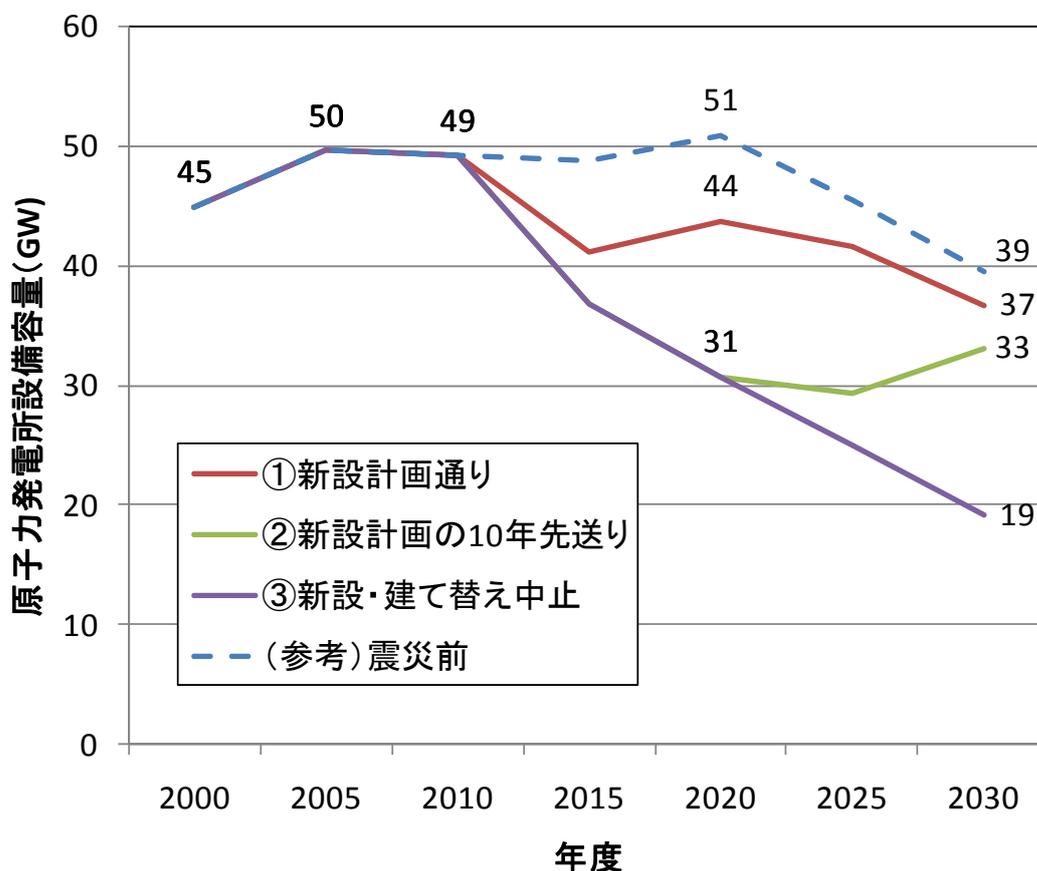


図1 原子力設備容量の推移

3. 最適電源構成モデル(OPTIGEN)を用いた発電コスト分析

3.1. 分析手法と計算の前提条件

分析手法—最適電源構成モデル(OPTIGEN)

弊所が開発した最適電源構成モデル(OPTIGEN)を用いて、各原子力シナリオでの電源構成変化および長期的な発電コストへの影響を定量評価した。

最適電源構成モデルは、将来の電力需要や燃料価格、電源開発量や CO₂排出量に対する制限など電源構成に関する外的条件下で、対象期間内の発電コスト合計(現在価値換算値)が最小となる電源構成(設備容量、発電電力量)を導出するモデルである。ここで、発電コストは、各種電源の設備費と運用管理費、燃料費を含む。

本稿では、最適化の対象となる電源を、原子力発電・石炭火力発電・LNG 複合発電・LNG 従来火力発電・石油火力発電・揚水式水力発電の6種類とした。一般水力発電と地熱発電、太陽光発電は最適化の対象外であり、将来の導入量を外生的に与えた。

なお、同モデルの定式化は当所報告書[高山2010]を参照されたい。

対象地域と対象期間

対象地域は、9電力会社全体(沖縄電力を除く)とした。但し、地域特有の制約や電力間の電力融通に関する制約は考慮していない。また、対象期間は2010-2030年度までとした。

化石燃料価格の想定

図2に、想定した化石燃料価格を示す。2000-2005年度の価格は、9電力の平均購入価格(実績値)を用いた。2010年度以降の価格は、2005年度の燃料価格に World Energy Outlook[WEO2008]の将来予想価格(2008年実質)の伸び率を乗じて算出した。この値を、標準価格ケースの燃料価格とした(図2の実線)。

我が国の原子力発電所への依存度低下に伴い、化石燃料への依存度が高まり、市場価格が標準シナリオよりも更に高騰するケースとして、高価格ケースを想定した(図2の点線)。市場価格の変動が特に懸念される LNG、原油、重油については、2013年度以降の燃料価格を標準価格ケースの1.2倍に設定し、石炭価格については、標準価格ケースの1.1倍に設定した。この高価格ケースを用いて、燃料価格に関する感度分析を行った。

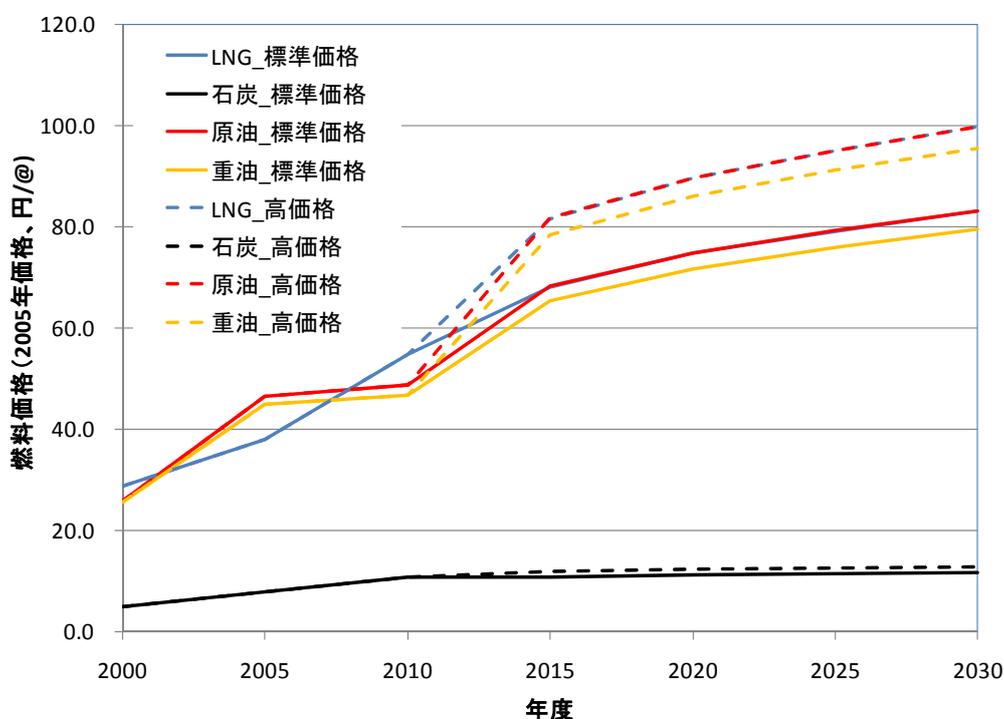


図2 想定した化石燃料価格

※単位@は、LNG と石炭が kg、 重油と原油が l である。

電力需要の想定

2010年度の電力供給計画の概要や経済産業省の長期エネルギー需給見通しに基づいて、まず、2030年度までの最大電力(震災前)や年間電力需要(震災前)を想定し(図3の点線)、さらに、震災後の需要減少分を考慮して、2030年度までの最大電力(震災後)や年間電力需要(震災後)を想定した(図3の実線)。対象期間内における各代表年度の日負荷曲線を推定し、電源構成モデルへの入力データとした。

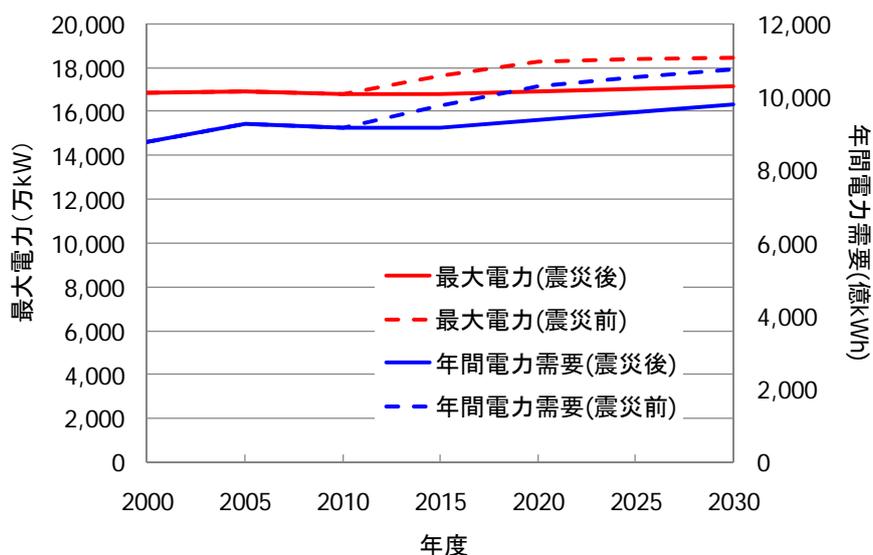


図3 対象期間内の最大電力と年間電力需要(震災前、震災後)

発電所の建設単価

表3に、発電技術別の建設単価の設定値を示す[電源開発の概要]。2010年度以降の原子力発電所の建設単価については、今回の震災により、地震・津波に備える安全対策工事に伴う増加が予想される。どの程度対策コストが必要になるか現時点では不明であるが、本稿では、この対策コストのために、建設単価が震災前の単価の1.2倍と仮定した(前述した)。なお、既存の原子力発電所に対する追加的な安全対策は全炉に対して行うため、その追加費用はシナリオ間の発電コストの比較に影響を与えないと判断し考慮していない²。

表3 計画期間内の建設単価

	原子力	石炭火力	LNG 従来	LNG 複合	石油火力	揚水式水力
新設電源の建設単価(万円/kW)	27.9(震災前) →33.5(震災後)	27.2	16.4	16.4	26.9	19.6

² 新設・既存を含めた原発全体に対する追加的な安全対策費用の総額を問題にする場合は、既存原発への追加的な安全対策費用を考慮する必要がある。

CO₂ 排出原単位制約

「電気事業における環境行動計画」では、2020年度の電力10社計の使用端 CO₂排出原単位0.330(kg-CO₂/kWh)を目指すとしている[電事連2010]。本稿では、この0.330(kg-CO₂/kWh)を2030年度までの CO₂排出原単位の上限值として、将来の電源選択の制約条件に織り込んだ。京都メカニズムに基づく炭素クレジットについては、2013年度以降の取り扱いは想定しづらいが、5200万 t-CO₂/年(過去の購入実績)相当のクレジットを毎年購入・充当するものと仮定した。但し、購入価格は不明のため、発電コストに上乗せしていない。

太陽光発電普及量の想定

政府は、太陽光発電を2020年度までに28GW、2030年度までに53GW 普及させることを目標としているが[低炭素研2009]、PV 大量導入のための系統対策に多額の費用が必要である。そこで、本稿では、系統対策が不要で費用も発生しない普及量として20GW を仮定し、これを PV の普及量上限とした。図4に、想定した太陽光発電設備容量の推移を示す。PV 普及量は、表2の各シナリオ共通とした。なお、PV の年間発電時間は約1000時間とした。

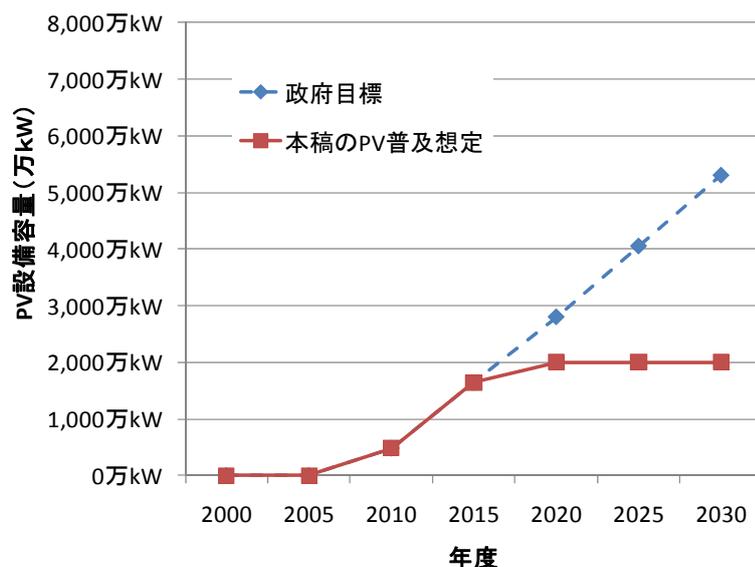


図4 太陽光発電の設置普及量の推移

本稿では、太陽光発電導入により、LNG 火力発電の利用率が低下すると仮定した。従って、太陽光発電の導入によって LNG 火力の燃料費が節約可能となるが、一方、太陽光買取制度により購入する買電単価を48円と仮定すると、節約できる燃料費の3倍以上のコストが発生する。本稿は、系統側から見た太陽光発電導入コストを(式1)で簡易的に見積もった。

$$\text{太陽光発電導入コスト(円/年)} = (\text{PV 全量の買取単価(円/kWh)} - \text{LNG 火力発電の燃料費単価(円/kWh)}) \times \text{PV 発電電力量(kWh/年)} \quad (\text{式1})$$

3.2. 計算結果—将来の発電コスト・電気料金・電源構成・LNG消費量などの変動

3.1節の前提条件で計算したモデルの最適解を、以下、(1)原発新設の遅延・中止が発電コストや電気料金へ与える影響、(2)原発新設の遅延・中止に伴う将来の電源構成の変化、(3) 原発新設の遅延・中止がLNG消費量へ与える影響、の3つの側面から順次説明する。

(1)原発新設の遅延・中止が発電コストや電気料金に与える影響

図5と図6に年間発電コストと発電原価の試算結果を示す。化石燃料価格の上昇とPV普及によって、震災前の参考シナリオにおいても、発電コストが上昇するが(図5)、福島第一・第二全10基の廃炉や新設原発の建設遅延により発電コストは更に増加する。シナリオ①新設計画通りとシナリオ③新設・建て替え中止を、2030年度断面で比べると、後者の発電コストは年間1.7兆円(約17%)上昇する(図5)。発電単価では1.85円/kWh増となる(図6)。この発電コスト増が電気料金(家庭・小口電力・大口電力を含めた全体の平均値)³へ与える影響を試算したところ、シナリオ③新設・建て替え中止は、シナリオ①新設計画通りと比べて、電気料金が約10%増加する結果になった(図7)。

本稿の検討は、長期的な電源設備構成の変更のための費用を織り込んだコスト分析であるため、電源設備構成の変化を含まない短期的な原発停止影響と比べると(文献[IEEJ2011])によると、家庭用電気料金が18.2%、産業用電力料金が36%上昇する)、電気料金への影響は小さくなる。

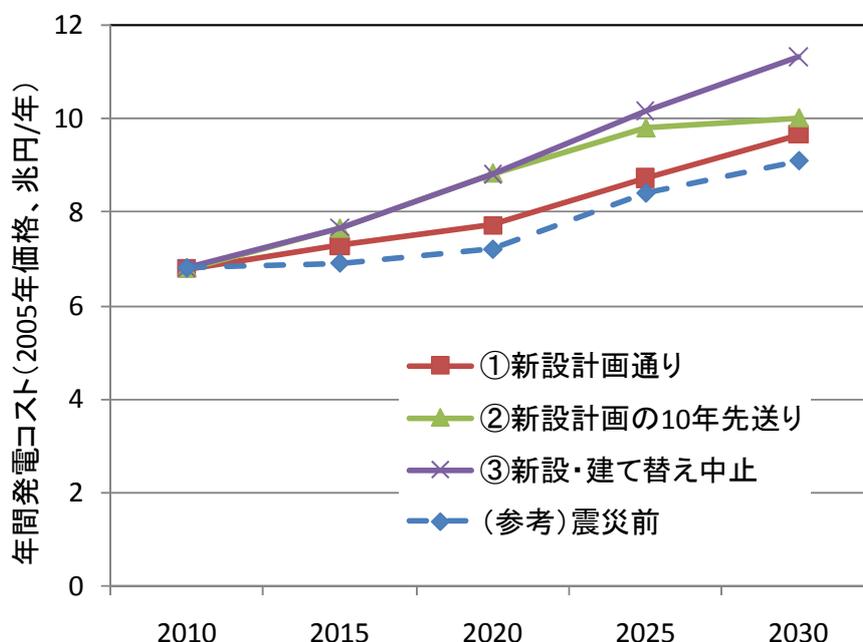


図5 年間発電コストの推移(標準価格ケース)

³ 震災前の電気料金平均単価(9社加重平均値)は17.1円/kWhであり、これに、各シナリオの発電単価の上昇分を加算することで、各シナリオの電気料金を推定した。

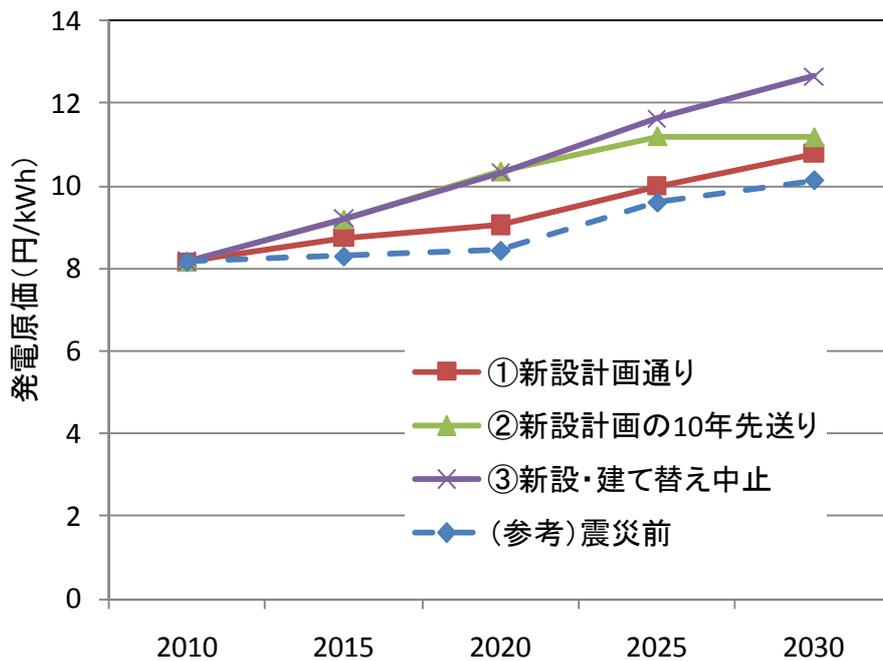


図6 発電原価の推移(標準価格ケース)

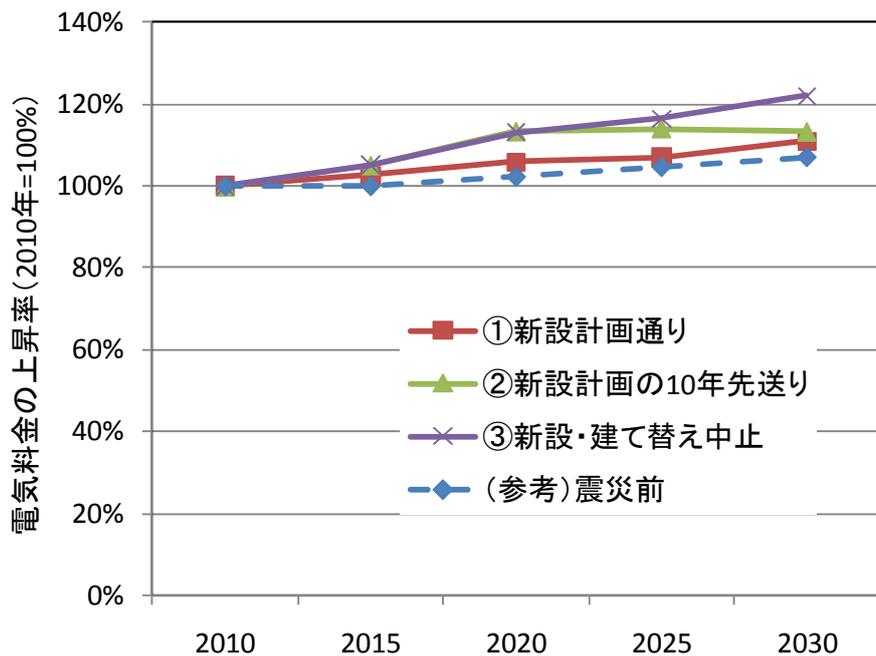


図7 電気料金への影響(2010年度=100%とする)

しかし、原子力発電比率の低下に伴い、燃料価格が高騰すれば、増加幅はこの範囲にとどまらない。LNG のスポット価格は原発事故以後約2割上昇しており[朝日新聞6/22]、長期契約価格の上昇が懸念される。3.1.2項で説明した燃料価格の高価格ケース(標準価格の1.2倍に設定)を用いて、年間発電コストの感度分析を行った。シナリオ①新設計画通りでは、

燃料価格高騰によって2030年度の年間発電コストは3000億円増えるが、シナリオ③新設・建て替え中止では4600億円増える(図8)。これは、後者のシナリオでは、原発代替としてLNG火力発電が増加するため、燃料価格変動の影響を受けやすくなるためである。

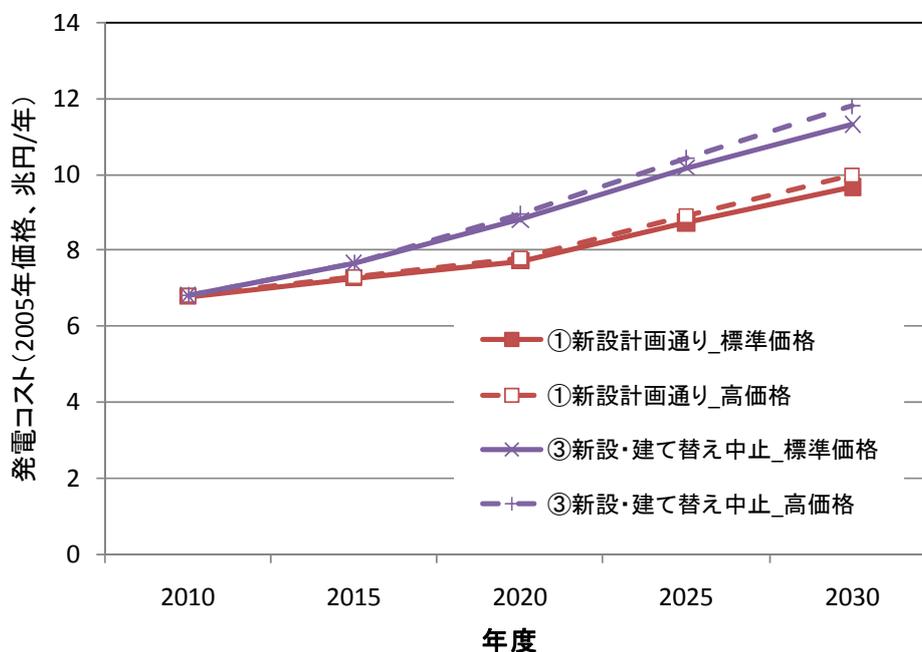


図8 燃料価格の高騰が年間発電コストに与える影響(標準ケース vs 高価格ケース)

(2)原発新設の遅延・中止に伴う将来の電源構成の変化

図9～図11に各シナリオにおける2010-2030年度の電源構成の推移を、図12に2030年度断面の電源構成をシナリオ横並びで比較したものを示す。

原子力発電比率の低下分は、石炭火力発電またはLNG火力発電の増加で賄う。原発代替電源として、発電コストの面では石炭火力発電が望ましいが、CO₂排出原単位の抑制の面ではLNG火力発電が望ましい。両者の割合は原子力発電比率に依存しており、原子力発電比率が小さくなるとLNG火力発電が増える(図9～図11)。

シナリオ③新設・建て替え中止では、2030年度の原子力発電比率は14%まで低下してしまい、LNG火力発電の割合は50%まで拡大する。本稿では、評価項目としてエネルギーセキュリティ(表1)は検討していないが、これだけLNGへの依存度が高まるとエネルギーセキュリティ上の問題が出てくる可能性がある。

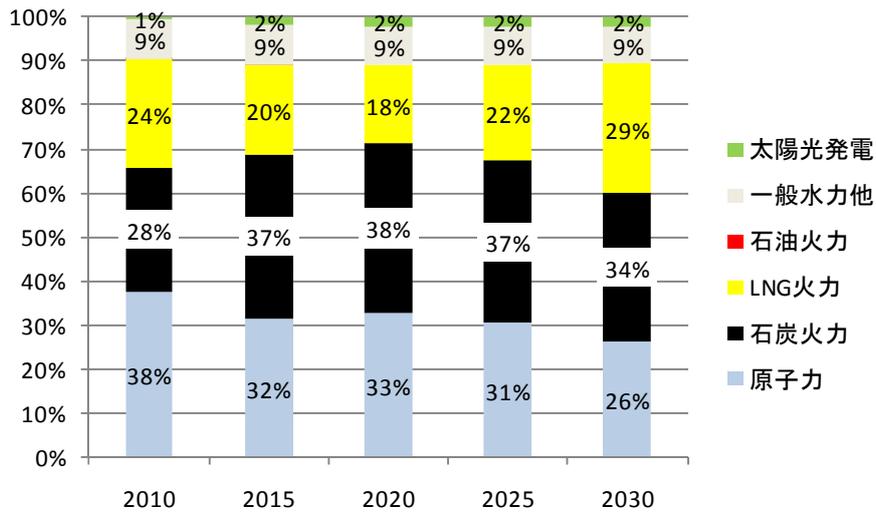


図9 kWh 電源構成の推移(シナリオ①新設計画通り)

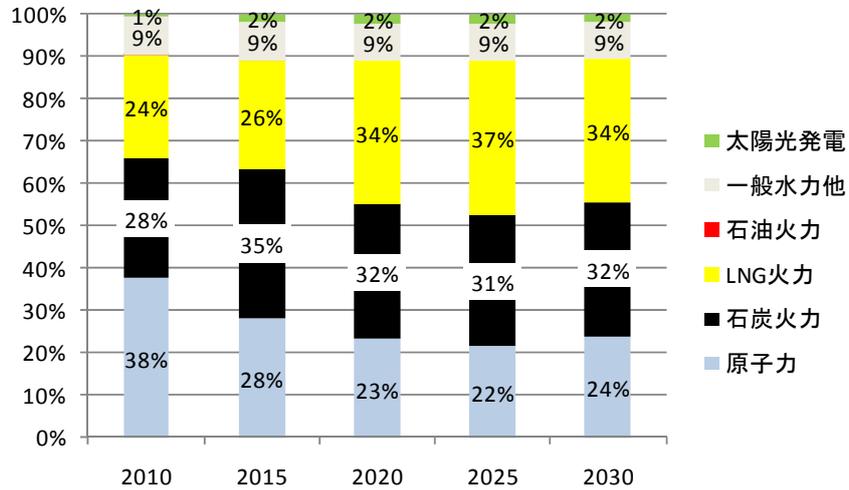


図10 kWh 電源構成の推移(シナリオ②新設計画の10年先送り)

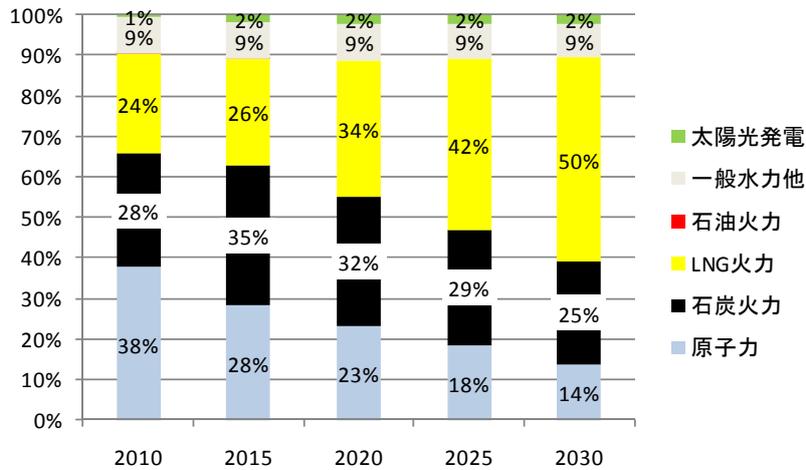


図11 kWh 電源構成の推移(シナリオ③新設・建て替え中止)

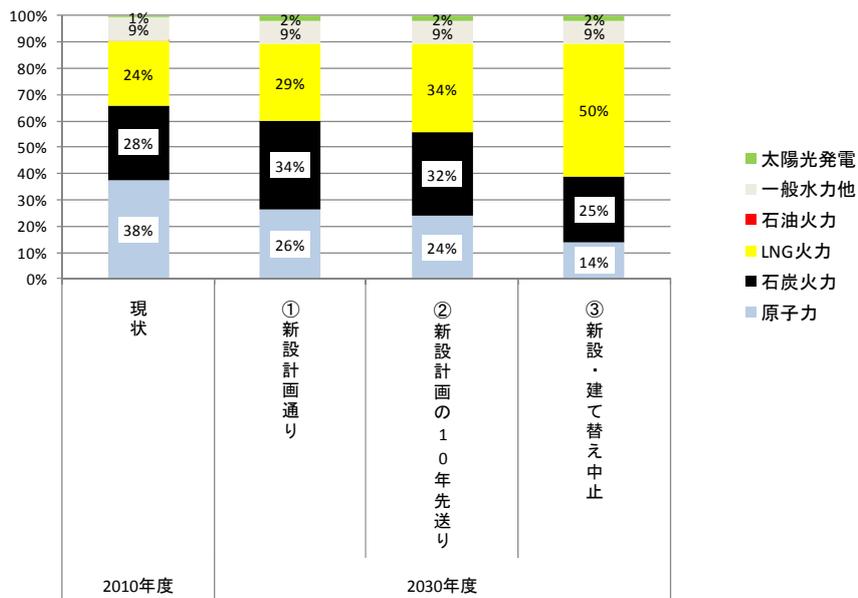


図12 2030年度時点の kWh 電源構成の比較

(3)原発新設の遅延・中止が LNG 消費量へ与える影響

図9～図11の電源構成の変動に対応して、電気事業の LNG 消費量も変動する。図13は、各シナリオにおける LNG 消費量の試算結果である。原子力発電や石炭火力発電の比率が高まると LNG 消費量が減り、同比率が低くなると LNG 消費量が増えることが分かる。

モデル分析では、2010年度時点で約4千万トン弱の LNG が消費される。2030年度の LNG 消費量は、シナリオ①新設計画通りでは現状と大差ないが、シナリオ③新設・建て替え中止では2010年度の消費量の2倍(約8千万トン弱)に増える(図13)。参考までに、2010年の世界全体の LNG 取引量は約2億2千万トンであった[BP]。

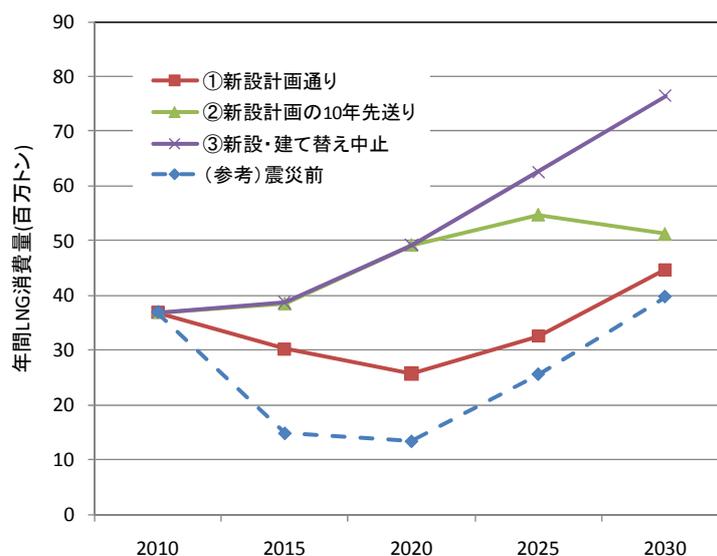


図13 LNG 消費量の推移

4. まとめ

福島原発事故以降、原子力発電を基幹電源と位置付けてきた我が国のエネルギーシステムの方角性を見直す機運が盛り上がっている。今後の原子力開発について、国民的な議論が必要であることは間違いないが、代替電源の経済性や産業競争力への影響、温暖化政策との整合性、供給力の安定性、エネルギーセキュリティ、社会的受容性など多面的な評価をした上で、エネルギーシステムの方角性を選択すべきであろう。

著者らは、原発の新設計画の進捗に着眼して、今後あり得る3つの我が国の原子力シナリオ①新設計画通り、②新設計画の10年先送り、③新設・建て替え中止一を作成し、各シナリオでの電源構成変化に伴う長期的な発電コストや電気料金変動についての定量評価を行った。評価した対象地域は9電力会社大、対象期間は2010-2030年度である。

● 原発新設の中止が発電コストや電気料金へ与える影響

福島第一・第二全10基の廃炉や原発新設の中止によって、2030年度の年間発電コストは1.7兆円(約17%)増加する。発電単価では1.85円/kWh 増となる(シナリオ③の場合)。この発電コスト増によって、電気料金(家庭・小口電力・大口電力を含めた全体の平均値)は約10%上昇する。日本エネルギー経済研究所の試算結果(電気料金が、家庭用で18.2%、産業用で36%上昇する)より少ないが、本試算では長期的な電源の代替(建設単価が高い原子力の建設をやめて、火力発電で置き換える)を考慮しているためである。

● 原発新設の中止に伴う電源構成と LNG 消費量の変化

原発代替電源として、発電コストの面では石炭火力発電が望ましいが、CO₂排出量の抑制の面では LNG 火力発電が望ましい。今後も、電力の CO₂排出原単位の抑制を目標とするならば、石炭火力発電ではなく LNG 火力発電が新設原発の代替電源として選択される。

福島第一・第二全10基の廃炉と全ての原発新設の中止によって、原子力発電比率は23%(2020年度)、14%(2030年度)まで低下してしまい、2030年度時点の発電電力量に占める LNG 火力発電の割合は50%まで拡大する(シナリオ③の場合)。同年度の LNG 消費量も現状(4千万トン弱)の2倍の8千万トン弱に増える。これだけ LNG への依存度が高まると、エネルギーセキュリティ上の問題が出てくる可能性があるだろう。

繰り返しになるが、本分析はあくまで電源構成の変化が長期的に発電コストの及ぼす影響を分析したものであり、このため、原子力利用の停滞による発電コストの上昇幅は、他研究機関の“短期的な”発電コストの分析結果と比べ、低めになっている。しかし、この場合でさえ、電気料金やエネルギーセキュリティなどに現れる影響は小さいとは言えず、今後のエネルギーミックスを考える上で、重大なポイントとなると言えよう。

参考文献

[朝日新聞6/22]朝日新聞「液化天然ガス 急騰」、2011年6月22日

[荻本2011a]荻本・片岡・池上：2030年に向けた電力需給の低炭素化の予備検討、エネルギー資源学会研究発表会、20-2、2011年6月

[荻本2011b]荻本：電力需給の将来に向けて-エネルギーシステムインテグレーション-、ENECO、2011年7月

[カーニー2011]A・T・カーニー：電力政策を検討する上で欠かせない視点、エネルギーフォーラム、p42-45、2011年7月号

[小宮山2011]小宮山、鈴木、永富、松尾、末広：福島原発事故を踏まえた2050年までの日本の原子力シナリオに関する分析、IEEJ2011年7月

[高山2010]高山ら：デマンドレスポンスプログラムの導入がわが国の発電コストに与える影響、電中研報告 Y10021

<http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y10021.html>

[中部電7/22]中部電力プレスリリース「浜岡原子力発電所における津波対策について」、2011年7月22日

[低炭素研2009]低炭素電力供給システムに関する研究会報告書、経済産業省資源エネルギー庁、2009年7月

<http://www.meti.go.jp/report/data/g90727ej.html>

[電源開発の概要]資源エネルギー庁「2005年度版 電源開発の概要」

[電事連2010]電気事業連合会「電気事業における環境行動計画」、2010年9月

<http://www.fepec.or.jp/future/warming/environment/pdf/2010.pdf>

[BP] BP Statistical Review of World Energy 2011

<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>

[IEEJ2011]日本エネルギー経済研究所：原子力の再稼働の有無に関する2012年度までの電力需給分析、IEEJ 2011年6月

[METI2010a] 経済産業省、エネルギー基本計画、2010年6月

<http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004657/energy.pdf>

[METI2010b] 平成22年度電力供給計画の概要、経済産業省、2010年

[NHK 世論調査]NHK 放送文化研究所：原発とエネルギーに関する意識調査 単純集計表
2011年6月

<http://www.nhk.or.jp/bunken/summary/yoron/social/pdf/110709.pdf>

[WEO2008]IEA: World Energy Outlook 2008