

原子力発電がもたらす日本経済への影響

坂元, 洋一郎

<https://doi.org/10.15017/1397757>

出版情報 : 経済論究. 147, pp.1-20, 2013-11-26. 九州大学大学院経済学会
バージョン :
権利関係 :

原子力発電がもたらす日本経済への影響

The Japanese Economic Effects of Giving Atomic Power Generation

坂 元 洋 一 郎[†]
Yoichiro Sakamoto

目次

1. はじめに
2. Replaceモデル
3. シミュレーション
 - 3.1 データ
 - 3.2 目標CO₂排出量の算出
 - 3.3 実績値の算出
 - 3.4 Replaceモデルの追加的制約条件
 - 3.5 Replaceモデルのシミュレーション
4. 結論

1. はじめに

地球温暖化問題は、世界規模で取り組まなければならない最大の環境問題である。2006年から2007年にかけて「気候変動に関する政府間パネル（IPCC）第4次評価報告書」では、地球温暖化問題がいよいよ現実の問題となり、低炭素社会を実現しなければ気温上昇が急速に進み、不可逆的な気候変動問題が引き起こされると警告している。温室効果ガスがもたらす地球温暖化は、将来世代の生存環境に大きな影響を与える可能性が懸念され出した。

日本の主要温室効果ガスであるCO₂の発生量の約34%はエネルギー転換部門で発生している。電源別内訳は、石炭、石油、天然ガスなどの化石燃料を燃焼する火力発電の割合が約63%を占めており、原子力発電の割合は約37%となっている。2008年7月に閣議決定された低炭素社会づくり行動計画の中で、原子力発電は低炭素エネルギーの中核として、地球温暖化対策を進める上でも極めて重要な位置を占めるものとして、原子力発電の推進が明言された。また、東日本大震災前の2009年の閣議で決定された「エネルギー基本計画」では、原子力発電所の増設が、2020年までに9ユニット、2030年までに14ユニットも織り込まれた。このようにして、日本の電力会社は、16の原子力発電所、54のユニットを設置するに至り、その稼働に依存しつつ、日本国内の電力需要を賄ってきたのである。

しかしながら、東日本大震災以降、東京電力の福島第一原子力発電所の事故により、安全とされてきた原子力発電の前提が崩れ、日本の原子力政策は大きな岐路に立たされた。震災後の日本では、原子力発電に頼らない電力供給が求められるようになった。エネルギー供給の重大なリスクに直面した今、エネルギー政策を見直し、環境政策である地球温暖化対策との両立を実現させていかなければな

[†] 九州大学大学院経済学府博士後期課程

らず、そのためには、節電行動を伴う省エネと再生可能エネルギーを大胆に推進する政策が必要である。

そこで、先行研究（坂元，2013）において、九州電力による九州全域の電力供給と地球温暖化対策としてのCO₂排出量削減がもたらす九州経済への影響を分析したが、本研究では国内の全電力会社による日本全域の電力供給に拡張することにより、日本のエネルギー政策や環境政策へ与える影響を分析する。

本稿の構成としては、まず、第2節で条件付き最適化モデルを説明し、第3節でそのモデルを使ったシミュレーションを行う。最後に、第4節にて、これらの分析を踏まえ、今後の課題を述べたい。

2. Replaceモデル

Replaceモデルは、エネルギー産業の中心である電力会社が、電力供給を満たさなければならないという電力供給義務量制約と地球温暖化対策としてのCO₂排出量制約の下で、既存発電所の設備更新費用を含む発電コストの最小化を達成するように、各発電所の燃焼区分、容量、発電量を決定する最適化モデルである。モデルで用いられる記号は以下の通りである。

x_i : 発電所 i の発電電力量 (kWh) = 使用燃料熱量総計 (Mj) × 熱効率 (TE_i)

X_i : 発電所 i の最大発電電力量 (kWh)

y : 電力会社の発電義務量 (kWh)

w_i : 発電所 i の 1 kWh 当り発電燃料コスト (円/kWh)

β_i : 発電所 i の 1 kWh 当り CO₂ 排出量 (gCO₂/kWh)

E : CO₂ 排出量制約における目標排出量 (t)

F_i : 発電所 i の設備更新費用 ($F_i(0)=0$, $F_i' > 0$, $F_i'' < 0$) (円)

ρ : CO₂ 限界削減費用 (CO₂ のシャドープライス)

電力会社における最適化問題は

$$\begin{aligned} \min x_i, X_i \quad & LTC = \sum_{i=1}^n x_i w_i + \sum_{i=1}^n F_i(X_i), \\ \text{s.t.} \quad & y = \sum_{i=1}^n x_i, \quad 0 \leq x_i \leq X_i, \quad E = \sum_{i=1}^n \beta_i x_i \end{aligned} \quad (1)$$

となる。

この最適化問題のラグランジュ関数を

$$L = \sum_{i=1}^n x_i w_i + \sum_{i=1}^n F_i(X_i) + \lambda(y - \sum_{i=1}^n x_i) - \sum_{i=1}^n \eta_i x_i + \sum_{i=1}^n \mu_i(x_i - X_i) + \rho(\sum_{i=1}^n \beta_i x_i - E) \quad (2)$$

とする。クーン・タッカー条件は、

$$\partial L / \partial x_i = w_i - \lambda - \eta_i + \mu_i + \rho \beta_i = 0 \quad \cdots \textcircled{1}$$

$$\partial L / \partial X_i = F_i' - \mu_i = 0 \quad \cdots \textcircled{2}$$

$$\lambda(y - \sum_{i=1}^n x_i) = 0 \quad \cdots \textcircled{3}$$

$$\eta_i x_i = 0 \quad \cdots \textcircled{4}$$

$$\mu_i(x_i - X_i) = 0 \quad \cdots \textcircled{5}$$

$$\rho(\sum_{i=1}^n \beta_i x_i - E) = 0 \quad \cdots \textcircled{6}$$

である。

各発電所におけるデータに基づいて、①～⑥を解くことにより、各発電所の最適な発電量を決定することが出来る。

3. シミュレーション

(1)式を用いて、電力供給義務量制約とCO₂排出量制約の下で、燃料コストと設備費の総計が最小となるように、各発電所の燃焼区分や出力、および、すべての発電所の最適発電量を決定するシミュレーションを行う。

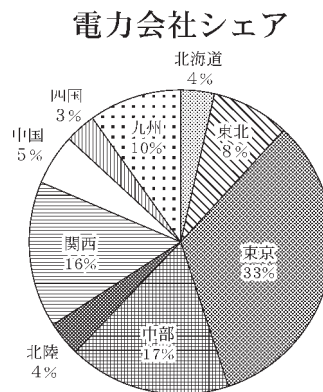
3.1 データ

すべての火力発電所と原子力発電所のデータは、各電力会社の「火力発電所紹介」、「原子力発電所の概要」、「電力需給の概要」（2010年）より得ることが出来る。詳細については、付録にて、表0.0を掲載しておりますので、ご参照下さい。

ここで、電力会社と燃焼区分ごとの出力シェアを調べる。

表0.1 電力会社のシェア

電力会社	ユニット	出力 (MW)	シェア
北海道	15	5,970	3.6%
東北	21	13,824	8.3%
東京	71	55,273	33.1%
中部	40	28,787	17.2%
北陸	12	6,146	3.7%
関西	43	26,085	15.6%
中国	19	9,045	5.4%
四国	13	5,523	3.3%
九州	27	16,438	9.8%
総合計	261	167,091	



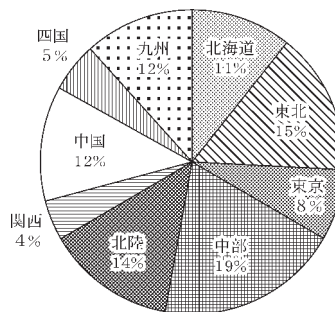
出力シェアが一番大きいのは、やはり、東京電力であり、33.1%を占めており、中部電力17.2%、関西電力15.6%と続き、九州電力は第4位9.8%であり、10%を割り込む。また、これらの4会社で全体の76%を占めることから、エネルギー政策を知るためには、これら4会社の動向を注視する必要がある。

次に、石炭における各電力会社ごとのシェアを分析する。

表0.2 石炭のシェア

電力会社	ユニット	出力 (MW)	シェア
北海道	7	2,250	10.7%
東北	4	3,200	15.2%
東京	2	1,600	7.6%
中部	5	4,100	19.4%
北陸	6	2,900	13.7%
関西	1	900	4.3%
中国	6	2,590	12.3%
四国	3	1,106	5.2%
九州	4	2,460	11.7%
総合計	38	21,106	

石炭シェア



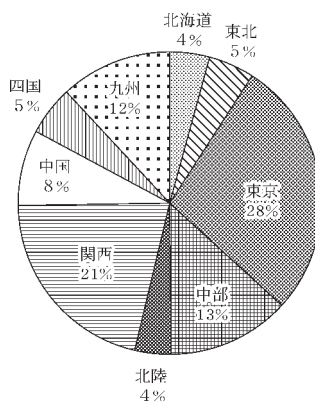
出力シェアが一番大きいのは、中部電力であり19.4%を占め、東北電力15.2%、北陸電力13.7%、中国電力12.3%と続き、九州電力は第5位11.7%となっている。現在、石炭産出が少なくなり、輸入が多くなったことから、石炭輸入港があるところが、出力シェアが大きくなっている。

次に、石油における各電力会社ごとのシェアを分析する。

表0.3 石油のシェア

電力会社	ユニット	出力 (MW)	シェア
北海道	5	1,650	4.2%
東北	5	1,900	4.9%
東京	19	10,750	27.6%
中部	12	5,090	13.1%
北陸	4	1,500	3.9%
関西	16	8,175	21.0%
中国	7	3,150	8.1%
四国	6	2,045	5.3%
九州	11	4,625	11.9%
総合計	85	38,885	

石油シェア

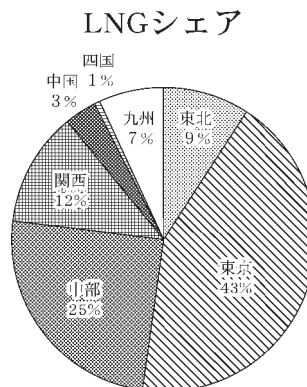


出力シェアが一番大きいのは、東京電力であり27.6%である。関西電力21.0%、中部電力13.1%と続き、九州電力は第4位で11.9%を占める。石油発電は、オイルショック以降、新設をしないこととしているため、出力シェアの大きさは、それまでの石油火力発電施設の容量に依存する。

次に、LNGにおける各電力会社ごとのシェアを分析する。

表0.4 LNGのシェア

電力会社	ユニット	出力 (MW)	シェア
東北	8	5,450	9.2%
東京	33	25,615	43.1%
中部	18	14,713	24.7%
関西	15	7,242	12.2%
中国	4	2,025	3.4%
四国	1	350	0.6%
九州	6	4,095	6.9%
総合計	85	59,490	

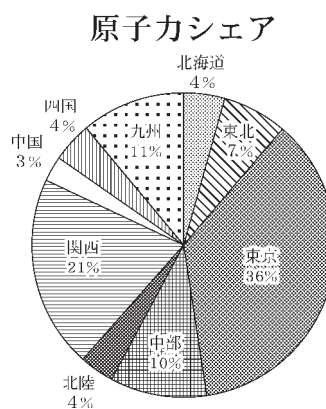


出力シェアが一番大きいのは、東京電力であり43.1%である。中部電力24.7%、関西電力12.2%と続き、この3会社で80%を占める。九州電力は、第5位で6.9%となっている。LNG発電は、オイルショック以降注目を浴びているが、パイプラインの敷設、貯蔵設備や付随設備の建設に時間とコストが必要になることから、先行投資をしている電力会社のシェアが大きい。

次に、原子力における各電力会社ごとのシェアを分析する。

表0.5 原子力のシェア

電力会社	ユニット	出力 (MW)	シェア
北海道	3	2,070	4.3%
東北	4	3,274	6.9%
東京	17	17,308	36.4%
中部	5	4,884	10.3%
北陸	2	1,746	3.7%
関西	11	9,768	20.5%
中国	2	1,280	2.7%
四国	3	2,022	4.2%
九州	6	5,258	11.0%
総合計	53	47,610	



出力シェアが一番大きいのは、やはり、東京電力であり36.4%である。関西電力20.5%が続き、九州電力は第3位で11.0%を占める。原子力発電は、地震における立地リスクと周辺住民の理解力の問題もあり、上位4会社で78.2%を占め、他会社は5%前後しかシェアはない。

発電量、熱効率、CO₂排出係数、燃料受入価格、燃料受入量は、経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部編の各年度における『電力需給の概要』より抽出したものを使用する。なお、これらの数

字は、本来各発電所のユニットごとのものを使用すべきだが、ユニットごとの数字はわからないことから、『電力需給の概要』にある燃料ごとの数字を使用することとする。

CO₂排出量、燃料コストの算出は次を使用することとする。

$$\text{発電量 (kWh)} \equiv \text{燃料使用量 (t)} \times \text{発熱量 (kJ/t)} \times \text{熱効率 (TE}_i\text{)} / 3600^*$$

$$\text{CO}_2\text{排出量 (t)} \equiv \text{燃料使用量 (t)} \times \text{発熱量 (kJ/t)} \times \text{CO}_2\text{排出係数}^{**}$$

$$\text{燃料コスト (円)} \equiv \text{燃料使用量 (t)} \times \text{燃料受入価格 (円/t)}$$

* : 1 kWh = 3600kJ

** : 発電量当たりの排出量 (t-CO₂/kWh)

火力発電所の設備費は、東 (2012) の建設費回帰分析による下表を使用する。

表1 建設費回帰分析

変数名 (単位)	建設費用 (100万円)	出力 (MW)	運転開始年 (年)
平均	87,700	623	1976.44
標準偏差	8,160	43	11.36
最小値	12,330	85	1942.17
最大値	712,529	3,600	2002.42

出典：東 (2012) の54ページ

火力発電所の建設費用は、発電所の出力や発電技術に左右されることから、単純化のため、この表の平均値を利用し、発電所の出力による比例按分する。

再生可能エネルギーの建設費用は、再生可能エネルギーをメガソーラーとして仮定し、中小企業メガソーラー発電事業「参考 メガソーラーの投資採算」の中 (1 ページ) にある一般的な金額として挙げられている出力 1 MW 当たり 320 百万円を使用する。

これ以降、表中に出てくる数字の単位をまとめて以下に記載する。

発電量：10⁶kW

熱効率：%

CO₂排出係数：kg-CO₂/GJ

CO₂排出量：10³ t

受入価格：円/t

燃料受入：10³kl

燃料コスト：10⁶円

設備費：10⁶円

3.2 目標CO₂排出量の算出

京都議定書における目標CO₂排出量を求めるために、まず、1990年度のCO₂排出量を求める。

表2 各係数表

電力会社	燃焼区分	発電量	熱効率	CO ₂ 排出係数	CO ₂ 排出量
北海道	石炭	11,071	38.65	90.0	9,281
	石油	2,024	37.65	71.6	1,386
	LNG				
東北	石炭	3,329	38.94	90.0	2,770
	石油	10,395	37.55	71.6	7,136
	LNG	18,592	39.74	50.8	8,556
東京	石炭	3,344	37.81	90.0	2,866
	石油	38,418	38.95	71.6	25,424
	LNG	87,910	39.23	50.8	40,981
中部	石炭				
	石油	37,485	38.85	71.6	24,870
	LNG	40,061	39.19	50.8	18,694
北陸	石炭				
	石油	8,219	38.24	71.6	5,540
	LNG				
関西	石炭				
	石油	37,387	38.99	71.6	24,716
	LNG	25,547	37.63	50.8	12,416
中国	石炭	10,752	39.30	90.0	8,864
	石油	10,534	37.42	71.6	7,256
	LNG	813	42.13	50.8	353
四国	石炭	2,854	37.77	90.0	2,448
	石油	8,599	38.32	71.6	5,784
	LNG				
九州	石炭	5,908	39.64	90.0	4,829
	石油	9,749	37.35	71.6	6,728
	LNG	8,751	38.09	50.8	4,202
合計		381,742			225,100

出典：『電力需給の概要』（1990年度）

京都議定書に掲げる目標は、1990年のCO₂排出量の6%減少であることから、目標CO₂排出量は、211,594（×10³t）となる。

3.3 実績値の算出

2009年と2012年の実績値を算出する。

実績A) 2009年実績ベース（東日本大震災前）

各電力会社が、2009年（東日本大震災前）の発電量を電力供給した場合のCO₂排出量の実績値を求める。

表 3 2009年実績値

電力会社	燃焼区分	発電量	熱効率	CO ₂ 排出係数	CO ₂ 排出量	受入価格	燃料受入	燃料コスト
北海道	石炭	13,011	39.71	90	10,616	5,049	4,616	23,306
	石油	1,904	36.74	71.6	1,336	28,509	412	11,746
	LNG					28,082	36	1,011
	原子力 1	10,101						6,789
東北	石炭	22,616	40.93	90	17,903	5,049	7,625	38,499
	石油	1,422	32.91	71.6	1,114	28,509	212	6,044
	LNG	20,299	42.31	50.8	8,774	28,082	111	3,117
	原子力 1	13,055				29,615	2,959	87,631
	原子力 2	7,325						10,300
東京	石炭	11,128	41.80	90	8,626	5,049	3,424	17,288
	石油	18,433	38.26	71.6	12,418	28,509	3,055	87,095
	LNG	130,575	43.78	50.8	54,544	28,082	1,323	37,152
	原子力 1	32,950				29,615	19,579	579,832
	原子力 2	32,813						37,172
	原子力 3	15,123						
中部	石炭	27,378	39.52	90	22,446	5,049	9,447	47,698
	石油	1,120	36.90	71.6	782	28,509	45	1,283
	LNG	63,726	43.83	50.8	26,590	28,082	441	12,384
	原子力 1	14,129				29,615	10,047	297,542
								7,021
北陸	石炭	15,133	39.32	90	12,470	5,049	4,828	24,377
	石油	891	34.44	71.6	667	28,509	135	3,849
	LNG					28,082	65	1,825
	原子力 1	9,673						6,906
関西	石炭	4,673	41.84	90	3,619	5,049	1,589	8,023
	石油	6,068	38.43	71.6	4,070	28,509	163	4,647
	LNG	31,481	42.50	50.8	13,546	28,082	1,311	36,816
	原子力 1	10,827				29,615	4,958	146,831
	原子力 2	25,593						44,335
	原子力 3	29,474						
中国	石炭	16,099	40.22	90	12,969	5,049	5,073	25,614
	石油	4,854	36.39	71.6	3,438	28,509	804	22,921
	LNG	12,132	43.46	50.8	5,105	28,082	338	9,492
	原子力 1	9,584				29,615	1,914	56,683
								6,790
四国	石炭	7,261	38.81	90	6,062	5,049	2,382	12,027
	石油	3,284	36.59	71.6	2,313	28,509	340	9,693
	LNG					28,082	26	730
	原子力 1	14,102						8,184
九州	石炭	16,489	40.85	90	13,078	5,049	5,546	28,002
	石油	880	32.69	71.6	694	28,509	128	3,649
	LNG	15,725	42.27	50.8	6,803	28,082	108	3,033
	原子力 1	24,941				29,615	2,389	70,750
	原子力 2	14,138						23,078
	石炭	133,788			107,787			224,832
	石油	38,856			26,833			256,487
	LNG	273,938			115,363			1,239,269
	原子力	263,828			0			150,575
	合計	710,410			249,983			1,871,163

出典：『電力需給の概要』（2010年度）

*：上段，下段はそれぞれ重油，原油を燃料とした発電に対応（以下の表においても同様）
 原子力 1，原子力 2，原子力 3：各原子力発電所（以下の表においても同様）

東日本大震災前の2009年のCO₂排出量実績値は249,983となり、目標CO₂排出量は満たされず目標値を18%もオーバーしている。すなわち、これまで各電力会社では電力供給とCO₂排出削減を満たすべく1970年代より原子力発電を拡大してきたが、東日本大震災前の2009年でも目標CO₂排出量は遵守されていなかった。表4に示すとおり、2009年時点で原子力発電による発電が263,828と総発電量の約37%を占めていたが、これまで以上に原子力発電の比率を引き上げない限り京都議定書の目標達成は出来ない状況であった。

驚くべきは、東日本大震災前の2009年時点では、エネルギー産業界も当然京都議定書の目標達成を掲げていたにもかかわらず、すでに目標を18%もオーバーしているということである。ここで、CO₂排出量の算出式よりCO₂排出量は発電量と熱効率に比例することになる。熱効率はほぼ一定であることから、CO₂排出量は発電量に比例することになる。表4で各電力会社の1990年と2009年の発電量を比較した。原子力発電による発電量は1990年比1.64倍に増加したにもかかわらず、火力発電による発電量が1.17倍に増えたことに起因する。

表4 1990年と2009年の比較

	1990年				2009年				倍数			
	排出目標	火力	原子力	計	排出量	火力	原子力	計	排出	火力	原子	合計
北海道	10,026	13,095	3,932	17,027	11,952	14,915	10,101	25,016	1.19	1.14	2.57	1.47
東北	17,354	32,316	3,197	35,513	27,790	44,337	20,380	64,717	1.60	1.37	6.37	1.82
東京	65,115	129,672	56,484	186,156	75,588	160,136	80,886	241,022	1.16	1.23	1.43	1.29
中部	40,951	77,546	15,616	93,162	49,817	92,224	14,129	106,353	1.22	1.19	0.90	1.14
北陸	5,208	8,219	0	8,219	13,137	16,024	9,673	25,697	2.52	1.95	—	3.13
関西	34,904	62,934	46,309	109,243	21,235	42,222	65,894	108,116	0.61	0.67	1.42	0.99
中国	15,485	22,099	8,023	30,122	21,512	33,085	9,584	42,669	1.39	1.50	1.19	1.42
四国	7,738	11,453	7,741	19,194	8,375	10,545	14,102	24,647	1.08	0.92	1.82	1.28
九州	14,813	24,408	19,507	43,915	20,575	33,094	39,079	72,173	1.39	1.36	2.00	1.64
計	211,594	381,742	160,809	542,551	249,983	446,582	263,828	710,410	1.18	1.17	1.64	1.31

『電力需給の概要』（1990年、2009年）

実績B) 2012年実績ベース（東日本大震災後）

次に、各電力会社が2012年（東日本大震災後）の7～8月の発電量実績をもとに電力供給した場合のCO₂排出量の実績値を求める。

各電力会社の「今夏の需給実績」によると、この夏、原子力発電は行わず全域の電力需要を賅っている。これをもとに、2009年実績ベースの原子力発電による発電分を全ての火力発電の燃焼区分における出力に応じて配分することを想定する。つまり、発電量は、2009年実績である710,410を総発電量とし、原子力の発電量（263,828）を石炭、石油、LNGへ出力に応じて配分したものである。

表 5 2012年速報値

電力会社	燃焼区分	発電量	熱効率	CO ₂ 排出係数	CO ₂ 排出量	受入価格	燃料受入	燃料コスト
北海道	石炭	21,823	39.71	90	17,805	5,049	7,742	39,090
	石油	3,193	36.74	71.6	2,240	28,509	691	19,700
	LNG					28,082	60	1,696
東北	石炭	33,012	40.93	90	26,132	5,049	11,130	56,195
	石油	2,076	32.91	71.6	1,626	28,509	309	8,822
	LNG	0				28,082	162	4,550
東京	石炭	29,630	42.31	50.8	12,807	29,615	4,319	127,911
	石炭	16,749	41.80	90	12,982	5,049	5,153	26,020
	石油	27,744	38.26	71.6	18,691	28,509	4,598	131,087
中部	LNG	0				28,082	1,991	55,919
	LNG	196,529	43.78	50.8	82,095	29,615	29,469	872,710
	石炭	31,572	39.52	90	25,884	5,049	10,894	55,005
北陸	石油	1,292	36.90	71.6	902	28,509	52	1,479
	LNG	0				28,082	509	14,281
	LNG	73,489	43.83	50.8	30,663	29,615	11,586	343,126
関西	石炭	24,268	39.32	90	19,997	5,049	7,742	39,092
	石油	1,429	34.44	71.6	1,069	28,509	216	6,172
	LNG					28,082	104	2,927
中国	石炭	11,966	41.84	90	9,266	5,049	4,069	20,544
	石油	15,538	38.43	71.6	10,422	28,509	417	11,899
	LNG	0				28,082	3,357	94,272
四国	LNG	80,612	42.50	50.8	34,688	29,615	12,696	375,984
	石炭	20,763	40.22	90	16,726	5,049	6,543	33,033
	石油	6,260	36.39	71.6	4,434	28,509	1,037	29,561
九州	LNG	0				28,082	436	12,241
	LNG	15,646	43.46	50.8	6,584	29,615	2,468	73,103
	石炭	16,971	38.81	90	14,168	5,049	5,567	28,110
九州	石油	7,676	36.59	71.6	5,407	28,509	795	22,656
	LNG	0				28,082	61	1,707
	石炭	35,960	40.85	90	28,522	5,049	12,095	61,068
九州	石油	1,919	32.69	71.6	1,513	28,509	279	7,958
	LNG	0				28,082	236	6,614
	LNG	34,294	42.27	50.8	14,837	29,615	5,210	154,296
	石炭	213,083			171,483		70,936	358,157
	石油	67,126			46,305		15,311	433,542
	LNG	430,200			181,674		65,748	1,947,130
	原子力	0			0		0	-150,575
	合計	710,410			399,462		151,995	2,588,254

2012年の夏は、東日本大震災後の影響により原子力発電を行わず、節電や計画停電などにより、何とかこの夏の電力需要を賄うことが出来たことから電力供給は満たされた。しかしながら、CO₂排出量は399,462となり目標CO₂排出量の約1.9倍に跳ね上がり、目標を達成することは不可能となっている。結果として、原子力発電を廃止しても、エネルギー政策である電力需要は満たせるものの、環境政策であるCO₂排出量の京都議定書の目標は達成出来ないのである。

3.4 Replaceモデルの追加的制約条件

シミュレーションを行うにあたって次の制約条件を考える。

制約1) 電力供給義務量制約

各電力は2009年実績の電力供給義務量（710,410×10⁶kW）を過不足なく生産する。

制約2) CO₂排出量制約

CO₂排出量を京都議定書の目標と同じく1990年比6%減少させる。

3.5 Replaceモデルのシミュレーション

ケースA) 全原子力発電を停止させた場合

まず、全原発を停止させて、制約1)を満たす場合を考える。表5より、この場合、どうしても制約2)は満たされない。そのため、出来る限りCO₂排出量を減らすようにするため、既存の石炭と石油発電はCO₂排出量が少ないLNG発電に転換し、熱効率は一番大きい中部電力のものを使用すると仮定する。

表6 全原子力発電停止（電力供給義務量を満たす場合）

燃焼区分	発電量	熱効率	CO ₂ 排出係数	CO ₂ 排出量	受入価格	燃料受入	燃料コスト	設備費※
石炭 石油 LNG 原子力	710,410	43.83 (中部電力)	50.8	296,417	29,615	108,573	3,215,387	7,944,502
石炭	0			0			0	0
石油	0			0			0	0
LNG	710,410			296,417			3,215,387	7,944,502
原子力	0			0			-150,575	0
合計	710,410			296,417			3,064,812	7,944,502

※既存の石炭と石油発電はCO₂排出量が少ないLNG発電に転換することから、各発電所ごとに設備更新費用がかかるが、表7で算出する。

表 7 各発電所における設備更新費用

電力会社	燃焼区分	発電量	振替発電量	設備費
北海道	石炭	21,823	25,016	709,253
	石油	3,193		
	LNG			
東北	石炭	33,012	35,087	994,785
	石油	2,076		
	LNG	29,630		
東京	石炭	16,749	44,493	1,261,464
	石油	27,744		
	LNG	196,529		
中部	石炭	31,572	32,864	931,759
	石油	1,292		
	LNG	73,489		
北陸	石炭	24,268	25,697	728,560
	石油	1,429		
	LNG			
関西	石炭	11,966	27,504	779,792
	石油	15,538		
	LNG	80,612		
中国	石炭	20,763	27,023	766,155
	石油	6,260		
	LNG	15,646		
四国	石炭	16,971	24,647	698,791
	石油	7,676		
	LNG			
九州	石炭	35,960	37,879	1,073,944
	石油	1,919		
	LNG	34,294		
	石炭	213,083	} 280,210	0
	石油	67,126		0
	LNG	430,200		7,944,502
	合計	710,410	280,210	7,944,502

表 6 より, 原子力発電停止分の発電量をLNG発電で代替することから電力需要は賄われることになるが, 既存の石炭, 石油発電を, 最もCO₂排出係数の小さいLNG発電に転換したにもかかわらず, CO₂排出量は目標比40%もオーバーし, 制約 2) は満たされない。しかも, 既存の石炭, 石油発電所のすべてをLNG発電に転換することから, 概算で約 8 兆円という莫大な設備費用がかかることになる。

次に, 制約 2) を満たす場合を考える。

表8 全原子力発電停止（CO₂排出量制約を満たす場合）

燃焼区分	発電量	熱効率	CO ₂ 排出係数	CO ₂ 排出量	受入価格	燃料受入	燃料コスト	設備費
石炭	507,118	43.83	50.8	211,594	29,615	77,504	2,295,267	5,640,596
石油								
LNG								
原子力								
石炭								
石油								
LNG	507,118					77,504	2,295,267	
原子力				0			0	0
合計	507,118			211,594			4,590,534	5,640,596

CO₂排出量制約である制約2)の目標CO₂排出量211,594を満たすには、発電量は507,118とならざるを得ず、2009年実績での総発電量710,410からすると、理論上29%の節電を行わなければならないこととなる。先行研究（坂元、2013）における分析結果では、九州での節電は27.5%であったことからすると、日本全体で考えると九州より少し厳しい節電をしなければならないこととなるが、いずれにしても、25%を超える節電が必要となっており、非現実的な数字となっている。したがって制約1)を変更しなければ、2つの制約を満たすことが出来ない。全原子力発電を停止させても制約条件を満たすことが出来るためには、次の制約1')が必要である。

制約1') 電力供給義務量制約

各電力会社は2009年実績の29%を節電した場合の電力供給義務量(507,118×10⁶kW)を過不足なく生産する。

しかしながら、2012年夏の10%の節電でさえ、各電力会社は、企業や家庭までこの夏を乗り切るためあらゆる手段で協力をお願いを行ったことからすると、この29%の節電は非現実的な数字であろう。また、東京電力では、計画停電も実施されたが、各電力会社で計画停電が実施された場合の各企業の工場、事業所の稼働停止による日本の経済的損失は計り知れないものとなる。

ここで、2012年夏の10%の節電を実施したという仮定に基づき、その時の電力供給義務量をもとに次の制約を考える。

制約1'') 電力供給義務量制約

各電力会社は2009年実績の10%を節電した場合の電力供給義務量(639,369×10⁶kW)を過不足なく生産する。

ケースB) 原子力発電全停止

各電力会社が、原子力発電を全停止させて制約1''), 2)を同時に満たすことが出来るかどうかについて考える。

表 9 原子力発電全停止

燃焼区分	発電量	熱効率	CO ₂ 排出係数	CO ₂ 排出量	受入価格	燃料受入	燃料コスト	設備費
石炭								
石油								2,180,776
LNG	507,118	43.83	50.8	211,594	29,615	77,504	2,295,267	
原子力								
再生エネ	132,251							13,080,960
石炭								
石油								
LNG	507,118			211,594		77,504	2,295,267	2,180,776
原子力								
再生エネ	132,251							13,080,960
合計	639,369			211,594			2,295,267	15,261,736

ケース A) より、全原子力発電を停止させた場合、目標CO₂排出量211,594を満たしながら、電力供給義務量を満たすには、非現実的な29%の節電を行うしかない。どうしても、現実的にCO₂排出量制約である制約 2) を満たすのであれば、制約 1') と制約 1'') の電力供給義務量の差額分132,251 (= 639,369-507,118) を新しいエネルギーに頼らざるを得ない。その有力候補の1つとしてメガソーラーなどの再生可能エネルギーが考えられる。また、火力発電所と再生可能エネルギーの出力単位当たりの建設費用を考えると、この不足分だけを再生可能エネルギーで代替することが、設備費用も最小にするのである。ただし、最小化されたとはいえ、設備費用は約15兆円もかかることが表9からわかる。

しかしながら、メガソーラーをはじめとする再生可能エネルギーは、東日本大震災以降でやっと注目を浴びるようになったが、これらの研究はまだまだ始まったばかりであり、これから原子力発電の代替エネルギーとなるための研究や技術進歩が必須であり、政府としての強力なバックアップが必要となる。

4. 結論

これまで、各電力会社では、日本国内の電力供給と地球温暖化対策としてのCO₂排出量削減を原子力発電に頼ってきた。昭和38年の東海村の原子力発電所を皮切りに16の原子力発電所、54のユニットを設置し、原子力発電による発電量は37%を超えるに至った。

しかし、東日本大震災による東京電力の福島第一原子力発電所の事故は、これまでの日本のエネルギー政策と環境政策が原子力発電に依存してきたことを我々に考えさせ、これからの日本において「電力供給義務量」と「CO₂排出量」のトレードオフの関係にある二つの制約をどのように満たせばよいかという課題を突きつけた。本稿では、先行研究（坂元，2013）において行った九州全域の電力供給

と地球温暖化対策としてのCO₂排出量削減がもたらす九州経済への影響を国内の全電力会社による日本全域に拡張することにより、日本の原子力発電の利用率を引き下げつつ、この課題を解決するため、日本経済に与える影響を分析した。この夏の実績を考えると、各電力会社が「電力供給義務量制約」だけ満たすのであれば、日本国内の全原子力発電を停止させたとしても、火力発電によって代替することで電力供給することが可能である。一方、CO₂排出量は京都議定書の目標の約1.9倍に跳ね上がり、このままでは目標を達成することは出来ない。つまり、CO₂排出量制約は満たされないのである。

現状では、この2つの制約を満たすためには、日本国内の全ての火力発電所で石炭と石油発電をLNG発電へ転換しつつ、なおかつ、節電を29%にしなければ、これまで原子力発電所が供給していた発電量を賄うことが出来なくなっている。しかしながら、この29%という節電は、非現実的な数字であり、現実問題として、29%の節電は不可能である。

よって、「CO₂排出量制約」を同時に満たすには、現在の原子力発電から火力発電だけへの代替だけでは不可能である。そこで、この不足分を補うためには、再生可能エネルギーの導入が不可避となる。しかしながら、この再生可能エネルギーは東日本大震災後によく注目されるようになったのである。この再生可能エネルギーが原子力発電の代替エネルギーとなるためにはこれからもっとたくさんの研究や技術進歩が必要となり、また、相当な時間も必要となる。その導入にあたっては設備に莫大な費用が必要となる。この代替エネルギーとしての再生可能エネルギーが、日本における今後のエネルギー政策や環境政策に重要となってくる。

今後の研究課題として、このシミュレーションは、理論上の数字であることから、実際実施において、問題が生じないか、例えば、電力供給を維持しながら石炭や石油をLNGへ転換することが出来るかどうかなどを検討する必要がある。また、不足分を補うための十分な再生可能エネルギーの導入が出来るのかもあわせて検討する必要がある。

付録 表0.0 各発電所における燃焼区分ごとの出力

電力会社	燃焼区分	発電所名	ユニット	出力 (MW)	運転開始年月	電力会社	燃焼区分	発電所名	ユニット	出力 (MW)	運転開始年月
北海道	石炭	砂川	3号機	125	S 52.6	北陸	石炭	敦賀	1号機	500	H 3.10
			4号機	125	S 57.5				2号機	700	H 12.9
		奈井江	1号機	175	S 43.5			七尾大田	1号機	500	H 7.3
			2号機	175	S 45.2				2号機	700	H 10.7
		苫東厚真	1号機	350	S 55.10			富山新港	1号機	250	S 46.9
			2号機	600	S 60.10				2号機	250	S 47.6
			4号機	700	H 14.6				小計	6 U	2,900
		小計	7 U	2,250							
		石油	苫小牧	1号機	250			S 48.11	石油	富山	4号機
	伊達			1号機	350		S 53.11	富山新港		1号機	500
	知内		2号機	350	S 55.3		2号機	500		S 56.11	
			1号機	350	S 58.12		福井	1号機		250	S 53.9
	2号機		350	H 10.9	小計		4 U	1,500			
	原子力		志賀	1号機	540		H 5.7				

		小計	5 U	1,650				2号機	1,206	H17.3		
	原子力	泊	1号機	579	H1.6			小計	2 U	1,746		
			2号機	579	H3.4			合計	1 2 U	6,146		
			3号機	912	H21.12	関西	石炭	舞鶴	1号機	900	H16.8	
		小計	3 U	2,070				小計	1 U	900		
		合計	1 5 U	5,970			石油	多奈川第二	1号機	600	S52.7	
東北	石炭	能代	1号機	600	H5.5				2号機	600	S52.8	
			2号機	600	H6.12			宮津エネ研	1号機	375	H1.8	
		原町	1号機	1,000	H9.11				2号機	375	H1.12	
			2号機	1,000	H10.7			海南	1号機	450	S45.5	
		小計	4 U	3,200					2号機	450	S45.9	
	石油	八戸	3号機	250	S43.8				3号機	600	S49.4	
		秋田	2号機	350	S47.2				4号機	600	S48.6	
			3号機	350	S49.11			御坊	1号機	600	S59.9	
			4号機	600	S55.7				2号機	600	S59.11	
		新仙台	1号機	350	S46.8				3号機	600	S60.3	
		小計	5 U	1,900				相生	1号機	375	S57.9	
	LNG	東新潟	1号機	600	S52.4				2号機	375	S57.11	
			2号機	600	S58.6				3号機	375	S58.1	
			3号系	1,090	S60.11			赤穂	1号機	600	S62.9	
			4号系	1,610	H18.12				2号機	600	S62.12	
		港1号	350	S47.11				小計	1 6 U	8,175		
		港2号	350	S50.11			LNG	堺港	1号機	400	S21.4	
		新潟	4号機	250	S44.8				2号機	400	S21.7	
		新仙台	2号機	600					3号機	400	S21.10	
		小計	8 U	5,450					8号機	250	S46.2	
	原子力	女川	1号機	524	S59.6			南港	1号機	600	H2.11	
			2号機	825	H7.7				2号機	600	H3.2	
			3号機	825	H14.1				3号機	600	H3.10	
		東通	1号機	1,100	H17.12			姫路第一	5号系	729	H7.4	
		小計	4 U	3,274					6号系	713	H8.5	
		合計	2 1 U	13,824				姫路第二	1号機	250	S38.10	
東京	石炭	広野	5号機	600	H16.7				2号機	325	S39.10	
		常陸那珂	1号機	1,000	H15.12				3号機	325	S40.2	
		小計	2 U	1,600					4号機	450	S43.3	
	石油	横須賀	3号機	350	S39.5				5号機	600	S48.10	
			4号機	350	S39.7				6号機	600	S48.11	
			5号機	350	S41.7			小計	1 5 U	7,242		
			6号機	350	S42.1			原子力	美浜	1号機	340	S45.11
			7号機	350	S44.9				2号機	500	S47.7	

		8号機	350	S 45.1				3号機	826	S 51.12	
	鹿島	1号機	600	S 46.3			高浜	1号機	826	S 49.11	
		2号機	600	S 46.9				2号機	826	S 50.11	
		3号機	600	S 47.2				3号機	870	S 60.1	
		4号機	600	S 47.4				4号機	870	S 60.6	
		5号機	1,000	S 49.9			大飯	1号機	1,175	S 54.3	
		6号機	1,000	S 50.6				2号機	1,175	S 54.12	
	大井	1号機	350	S 46.8				3号機	1,180	H 3.12	
		2号機	350	S 47.2			4号機	1,180	H 5.2		
		3号機	350	S 48.12			小計	1 1 U	9,768		
	広野	1号機	600	S 55.4			合計	4 3 U	26,085		
		2号機	600	S 55.7	中国	石炭	三隅	1号機	1,000	H 10.6	
		3号機	1,000	H 1.6				水島	2号機	156	S 38.8
		4号機	1,000	H 5.1				大崎	1号機	259	H 12.11
	小計	1 9 U	10,750				新小野田	1号機	500	S 61.4	
LNG	千葉	1号系	1,440	H 12.4				2号機	500	S 62.12	
		2号系	1,440	H 12.6				下関	1号機	175	S 42.3
	品川	1号系	1,140	H 15.8				小計	6 U	2,590	
	横浜	5号機	175	S 39.3			石油	玉島	1号機	350	S 46.3
		6号機	350	S 43.6					2号機	350	S 47.4
		7号系	1,400	H 10.1					3号機	500	S 49.6
		8号系	1,400	H 10.1		岩国		2号機	350	S 47.4	
	五井	1号機	265	S 38.6				3号機	500	S 56.9	
		2号機	265	S 39.8		下松		3号機	700	S 54.9	
		3号機	265	S 40.7		下関		2号機	400	S 52.9	
		4号機	265	S 41.1		小計		7 U	3,150		
		5号機	350	S 43.1		LNG		水島	3号機	340	S 48.2
		6号機	476	S 43.3			1号機		285	S 36.11	
	姉崎	1号機	600	S 42.12			柳井	1号系	750	H 4.12	
		2号機	600	S 44.11				2号系	792	H 8.1	
		3号機	600	S 46.6		小計	4 U	2,025			
		4号機	600	S 47.9		原子力	島根	1号機	460	S 49.3	
		5号機	600	S 52.4				2号機	820	H 1.2	
	6号機	600	S 54.10		小計		2 U	1,280			
	南横浜	1号機	350	S 45.5		合計	1 9 U	9,045			
2号機		350	S 45.4	四国	石炭	西条	1号機	156	S 40.11		
3号機		450	S 48.5					2号機	250	S 45.6	
袖ヶ浦	1号機	600	S 49.8				橘湾	1号機	700	H 12.6	
	2号機	1,000	S 50.9			小計	3 U	1,106			
	3号機	1,000	S 52.2		石油	阿南	1号機	125	S 38.7		

			4号機	1,000	S 54.8				2号機	220	S 44.11			
		富津	1号系	1,000	S 61.11				3号機	450	S 50.8			
			2号系	1,000	S 63.11				4号機	450	S 51.12			
			3号系	1,520	H 13.12			坂出	2号機	350	S 47.5			
			4号系	1,014	H 21.11				3号機	450	S 48.4			
			東扇島	1号機	1,000	S 62.9			小計	6 U	2,045			
		2号機		1,000	H 3.3			LNG	坂出	4号機	350	S 49.5		
		川崎	1号系	1,500	H 20.6			小計	1 U	350				
		小計	3 3 U	25,615				原子力	伊方	1号機	566	S 52.9		
	原子力	福島第 1	1号機	460	S 46.3					2号機	566	S 57.3		
				2号機	784	S 49.7					3号機	890	H 6.12	
				3号機	784	S 51.3				小計	3 U	2,022		
				4号機	784	S 53.10				合計	1 3 U	5,523		
				5号機	784	S 53.4		九州	石炭	松浦	1号機	700	H 1.6	
				6号機	1,100	S 54.10						苓北	1号機	700
			福島第 2	1号機	1,100	S 57.4					2号機	700	H 15.6	
				2号機	1,100	S 59.2					苅田	1号系	360	H 13.7
				3号機	1,100	S 60.6				小計	4 U	2,460		
				4号機	1,100	S 62.8				石油	唐津	2号機	375	S 46.7
			柏崎刈羽	1号機	1,100	S 60.9					3号機	500	S 48.6	
				2号機	1,100	H 2.9					大分	1号機	250	S 44.7
				3号機	1,100	H 5.8					2号機	250	S 45.6	
				4号機	1,100	H 6.8					苅田	2号機	375	S 47.4
				5号機	1,100	H 2.4					相浦	1号機	375	S 48.4
				6号機	1,356	H 8.11					2号機	500	S 51.10	
				7号機	1,356	H 9.7				川内	1号機	500	S 49.7	
			小計	1 7 U	17,308				2号機	500	S 60.9			
			合計	7 1 U	55,273				豊前	1号機	500	S 52.12		
									2号機	500	S 55.6			
									小計	1 1 U	4,625			
中部	石炭	碧南	1号機	700	H 3.10			LNG	新小倉	3号機	600	S 53.9		
			2号機	700	H 4.6					4号機	600	S 54.6		
			3号機	700	H 5.4					5号機	600	S 58.7		
			4号機	1,000	H 13.11				新大分	1号系	690	H 3.6		
			5号機	1,000	H 14.11					2号系	870	H 7.2		
	小計	5 U	4,100				3号系	735		H 10.7				
								小計	6 U	4,095				
		石油	渥美	1号機	500	S 46.6			原子力	玄海	1号機	559	S 50.10	
					3号機	700	S 56.5				2号機	559	S 56.3	
					4号機	700	S 56.6				3号機	1,180	H 6.3	
				武豊	2号機	375	S 47.6							

	西名古屋	1号機	220	S 45.7			4号機	1,180	H9.7	
		2号機	220	S 45.12			川内	1号機	890	S 59.7
		3号機	375	S 47.7				2号機	890	S 60.11
		4号機	375	S 47.9			小計	6 U	5,258	
	尾鷲三田	1号機	375	S 39.7	総合計	石炭	合計	2 7 U	16,438	
		3号機	500	S 62.6				石油		38,885
	小計	1 2 U	5,090							
	LNG	知多	1号機	529	S 41.2		LNG		59,490	
			2号機	529	S 42.1		原子力		47,610	
			3号機	500	S 43.3		総合計		167,091	
4号機			700	S 49.3	出典：「電力需給の概要」(2010年)					
5号機			854	S 53.3						
6号機			854	S 53.4						
知多第二		1号機	854	S 58.9						
		2号機	854	S 58.11						
四日市		1号機	220	S 38.6						
		2号機	220	S 38.7						
		3号機	220	S 38.9						
		4号系	585	S 63.7						
新名古屋		7号系	1,458	H 10.12						
		8号系	1,534	H 20.10						
川越		1号機	700	H 1.6						
		2号機	700	H 2.6						
		3号系	1,701	H 8.12						
		4号系	1,701	H 9.11						
小計		1 8 U	14,713							
原子力	浜岡	1号機	540	S 51.3						
		2号機	840	S 53.11						
		3号機	1,100	S 62.8						
		4号機	1,137	H 5.9						
		5号機	1,267	H 17.1						
	小計	5 U	4,884							
合計	4 0 U	28,787								

参 考 文 献

- 東愛子 (2008) 「電力会社のCO₂限界削減費用と削減ポテンシャル」科学研究費補助金・特定領域研究『持続可能な発展の重層的環境ガバナンス』ディスカッションペーパーNo.J08-16
- 東愛子 (2011) 「原子力依存度の低下がCO₂排出削減目標の達成に与える影響—福島原子力発電所事故後のエネルギー政策の再考—」科学研究費補助金・特定領域研究『持続可能な発展の重層的環境ガバナンス』ディスカッションペーパーNo.J11-02
- 東愛子 (2012) 「電力会社のCO₂限界削減費用と削減ポテンシャル」
環境経済・政策研究Vol.5, No.2, pp.46-57
- 経済産業省資源エネルギー電力・ガス事業部編 (2010) 『電力需給の概要』昭和36年度～平成22年度
各電力会社の火力発電所紹介
各電力会社の有価証券報告書 2011年度
- 環境省「温室効果ガス排出量算定に関する検討結果 総括報告書」(平成14年8月), 温室効果ガス排出量算定方法検討会
九州電力 需給検証委員会資料「今夏の需給実績について」
<http://www.kyuden.co.jp/library/pdf/press/2012/h121012-4>.
- 経済産業省 (2011) 『エネルギー白書2011』新高速印刷株式会社
- 坂元洋一郎 (2013) 「原子力発電の利用率低下とCO₂排出量削減に関する制約がもたらす九州経済への影響」(九州経済学会) 年報第51集
- 中小企業メガソーラー発電事業「参考 メガソーラーの投資採算」
<http://ameblo.jp/sakugensi/entry-11294592535.html>