

研究論文

全国広域運用を想定した電源運用のシナリオ解析

Feasibility Study of Integrated System Operation for Electricity Sector in Japan

芦 名 秀 一*・中 田 俊 彦**

Shuichi Ashina

Toshihiko Nakata

(原稿受付日2004年11月4日, 受理日2005年6月23日)

Abstract

The purpose of this study is to analyze the effect of transmission networks on the operation of electric power industry. In the analysis, we set two scenarios analyzed: Unlimited scenario and Business As Usual (BAU) scenario. The unlimited scenario does not consider the characteristics of transmission network, such as transmission capacity and transmission losses. On the other hand, BAU scenario includes the characteristics of transmission networks. It was found from the result that, in the unlimited scenario, nuclear and coal-fired plants have an important role on electric generation. The great dependence on coal-fired plans results in the reduction of annual generation cost, as well as the increase in CO₂ emissions. On the other hand, in the case of BAU scenario, transmission network leads to the reduction of the electricity generation of nuclear and coal-fired plants, and increasing LNG combined and oil-fired plants. In addition, both annual generation cost and CO₂ emissions shows similar tendency to the actual data. Then, we have analyzed the impacts of nuclear driven policy on CO₂ emissions in the electricity sector. Driving nuclear power leads to the decrease of 25% in CO₂ emissions at low cost even when additional transmission lines are required.

1. 序論

本研究では、送電ネットワークを考慮した電源運用モデルを開発し、全国広域運用を想定して送電ネットワークが電源運用、発電コストおよびCO₂排出量に及ぼす影響を明らかにする。さらに、経済的な電源運用とCO₂排出量の削減を両立させるための将来シナリオを策定することを目的とする。

現在、電力会社の供給区域ごとに最適な系統運用と発電所の運用が行われているが、電力市場の完全自由化を目前にして、いっそう経済的な電源運用が求められている。また、2002年度の電力部門のCO₂排出量は110.1Mt-C¹⁾と、日本全体のCO₂排出量(317.9Mt-C)の約35%を占めており、地球温暖化対策としてCO₂排出量の削減も求められている。

全国規模の電源運用と経済性は、Ramosら²⁾やMinematsu³⁾などが検討している。Ramosらは電力自由化を想定した電力市場の均衡価格を、シミュレーションモデルによって検討した。Minematsuは、電力市場を導入することによる原子力発電の競争力の変化を検討している。また、米谷ら⁴⁾は、電力取引市場のシミュレーションに基づいて電力価格の変

化を検討している。しかし、これらの研究は対象地域の電力需要を単一電力需要として取り扱い、地域内や地域間の送電ネットワークはほとんど考慮していない。

Cardellら⁵⁾やVisakhaら⁶⁾は、送電ネットワークを考慮した電源運用を検討している。Chenら⁷⁾は、日本の送電網の整備とその特性評価のためのモデルを提案している。岡田ら⁸⁾は、6母線11系統のシステムを対象としてノードプライスに基づいた電力託送料金を検討した。栗原ら⁹⁾は、電気学会EAST30機系統を対象として、発電事業者の新規参入による発電コストと供給信頼度の変化について検討している。しかし、これらは、IEEE-6busシステムのような系統の安定度の検証のためのネットワークを対象としており、全国規模の送電ネットワークを対象として電源運用を検討できるモデルはほとんど提案されていない。

そこで、本研究では発電所ごとの熱効率や負荷追従率、全国規模の送電ネットワークを考慮したシミュレーションモデルを開発し、全国広域運用を想定して、日本全体の発電所の運用コスト最小化のもとで発電量や発電コスト、CO₂排出量の変化を検討する。

2. 解析方法

2.1 シミュレーションモデルの特徴

図1に、本研究で作成したシミュレーションモデルの概要を示す。モデルでは、全国を都道府県単位で60地域に分割する。各地域には、地域全体の電力需要を表す電力需要

*東北大学大学院工学研究科技術社会システム専攻博士課程

E-mail: ashina@eff.most.tohoku.ac.jp

** 〃 〃 〃 〃 助教授

E-mail: nakata@cc.mech.tohoku.ac.jp

〒980-8579 宮城県仙台市青葉区荒巻字青葉6-11-815

表1 発電別のコストおよび性能データ

発電所の種類	建設費 (万円/kW)	運転維持 費 (固定分) (円/kW-yr)	運転維 持費 (変動分) (円/kWh)	燃料費 (円/kWh)	熱効率 (H.H.V.) (%)	設備利 用率上 限 (%)	所内率 (%)
原子力	26.1	3.4	0.05	1.51	32.10	78.1	4.3
石炭火力	26.0	2.8	0.40	2.50	38.98	78.6	7.1
石油火力	20.0	1.6	0.06	7.00	37.04	79.8	5.2
ガスボイラー	19.0	1.7	0.06	6.58	38.13	81.7	4.1
ガスコンバインド	12.0	1.8	0.06	5.68	43.27	83.9	2.0
一般水力	30.0	1.0	0.00	0.00	None	78.1	0.5
揚水式水力	60.0	3.0	0.00	0.00	65.00	95.0	0.5

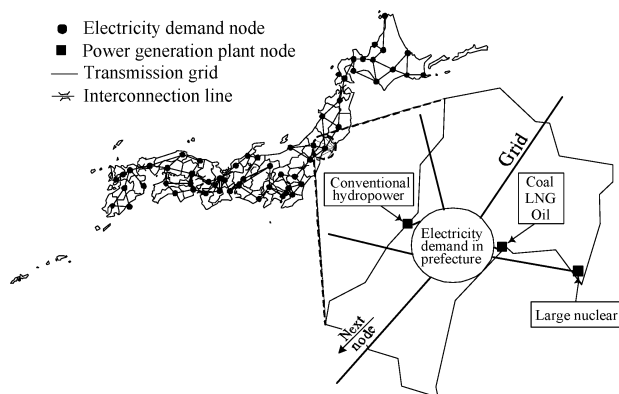
出典：電気事業連合会¹¹⁾, EDMC¹⁾, and EIA¹²⁾

図1 シミュレーションモデルの概要

ノードと複数の発電ノードを設けた。これらのノードは、実際の送電系統¹⁰⁾に基づいて連結されている。

発電ノードは、原子力、石炭火力、石油火力、ガスボイラー、ガスコンバインド、一般水力、揚水式水力の8種類からなる。発電所のコストは、建設費、運転維持費、燃料費を考慮し、発電所の種類ごとに全国平均を用いる(表1)。

たとえば、宮城県では1電力需要ノードと3発電ノードを設ける。電力需要ノードは、県庁所在地である仙台に位置し、宮城県内の全電力需要を表す。1つめの発電ノードは、仙台近郊の海岸部に位置し、石炭火力発電所、石油火力発電所、ガスボイラーを表す。2つめの発電ノードは女川町に位置し、原子力発電所を表す。3つめの発電ノードは山間部に位置し、一般水力を表す。発電ノードは県内の電力需要ノードと連結され、電力需要ノードは隣接する県外の電力需要ノードと送電線を通して連結されている。

電力需要ノードでは、2002年度の都道府県ごとの実績値¹¹⁾に基づいて1時間ごとに電力需要を設定した。電力需要の変動は日負荷曲線を用いて表現する。日負荷曲線は、1年間の電力需要変動を季節に基づいて7パターンに分類して表した(表2)。本研究では、地域の差異を考慮せず、すべての需要ノードにて同様の日負荷曲線を用いた。

2.2 目的関数

解析では、新規電源の建設は考慮せずに、2002年度の既設備を対象として、電力需要を満たすための設備運用に着目する。

表2 電力需要パターンの想定

需要パターン	年間日数
A 夏期最大三日	3
B 夏期平日	98
C 冬季平日	95
D 春秋季平日	97
E 夏期休日	21
F 冬季休日	26
G 春秋季休日	25

出典：電気事業連合会¹³⁾, 高橋¹⁴⁾

既設備の効率的な運用を検討するため、燃料費の変化に着目して以下の目的関数を設定した。 TC は、年間の総燃料費、 $FC(P, T, R)$ は発電ノードの燃料費、 $O(P, T, R)$ は発電ノードの出力、 P は需要パターン、 T は時間、 R は地域を表す。

$$\min TC = \sum_{P, T, R} (FC(P, T, R) \cdot O(P, T, R)) \quad \dots\dots\dots (1)$$

解析では、代表的な線形計画法であるシンプレックス法を用いて各発電ノードにおける1時間ごとの出力を求めた。

2.3 制約条件

(1) 需給バランス

本研究では、揚水式発電所の所要電力も、地域の電力需要と見なして、以下の需給バランスの制約条件を設定した。 $D(P, T, R)$ は電力需要ノードの1時間ごとの電力需要、 $SPUMP(P, T, R)$ は、その地域にある揚水式発電所を表す発電ノードへの送電量を示す。

$$\sum_R O(P, T, R) = \sum_R D(P, T, R) + \sum_R SPUMP(P, T, R) \quad \dots\dots (2)$$

(2) 発電量の時間変化

発電ノードでは、発電所の種類ごとに1時間あたりの出

表3 各発電所の負荷追従率

発電所の種類	上限 (%/hr.)	下限 (%/hr.)
原子力	+0.0	-0.0
石炭火力	+26.2	-30.9
石油火力	+44.8	-31.0
ガスボイラー	+41.2	-46.5
ガスコンバインド	+29.7	-91.8
一般水力	+0.0	-0.0
揚水式水力	+100.0	-100.0

出典：高橋¹⁴⁾

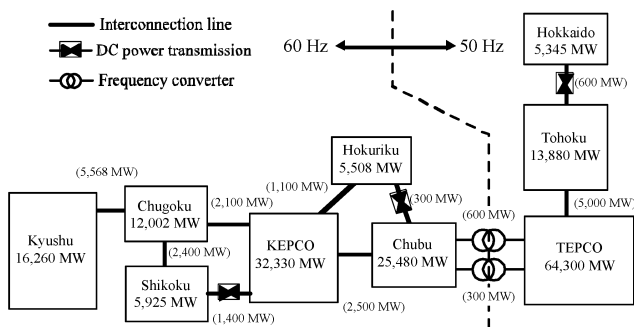


図2 全国の連系線および送電容量

力変動量に制限を設けた。制約条件は、実際の値に基づいて以下の式にて設定した。 $F_{Lo}(R)$ は出力変動率の下限值、 $F_{Up}(P)$ は出力変動率の上限値である (表3)。

$$1 + F_{Lo}(P) \leq \frac{O(P, T, R)}{O(P, T-1, R)} \leq 1 + F_{Up}(P) \quad \dots\dots\dots (3)$$

(3) 送電容量

電力会社の異なる2つの需要ノード間の送電線(連系線)には、実際の送電容量に基づいて以下のような制約条件を設定した。ここで、 $TRANS(P, T, R_1, R_2)$ はシミュレーションによって求めた送電量であり、 $TR_{Up}(R_1, R_2)$ は送電容量である。送電容量は実際の値に基づいて設定する (図2)。

$$TRANS(P, T, R_1, R_2) \leq TR_{Up}(R_1, R_2) \quad \dots\dots\dots (4)$$

電力需要ノード間の送電線では、送電距離に応じて送電損失が生じるとした。送配電損失率は送電端から需要端の間にて平均5%⁽¹¹⁾と見積もられている。本研究では、送電容量のばらつきを考慮して、平均的な送電損失率を100kmあたり1%と仮定した。また、直交変換設備や周波数変換設備の損失率は、実際の振替損失率⁽¹⁵⁾に基づいて設定した。

3. 結果および考察

3.1 解析シナリオ

全国規模の電源運用を想定して、現実の送電ネットワークを考慮しないシナリオと、考慮したシナリオの2種類を設定して解析を行った。

(a) 無制約シナリオ

無制約シナリオ (Unlimited) では、現実の送電ネットワークを考慮しない。送電線の送電容量は無制限として、送電ロスはないと仮定する。各発電ノードでは(1)式にしたがって、電力需要ノードの需要を満たしつつ、年間燃料コストの総和が最小となるように発電量が定められる。

(b) 送電制約シナリオ

送電制約シナリオ (Business As Usual, BAU) では、現実の送電ネットワークを考慮して、送電線では送電ロスがあると仮定する。本シナリオは、実際の運用形態にもっとも近いシナリオである。本研究では、全国規模の電源運用

を想定しているが、実際は電力会社ごとに運用が行われている点が異なる。各発電ノードでは、電力需要を満たしつつ、年間燃料コストが最小となるように出力が定められる (1) 式)。

3.2 年間発電量の変化

はじめに、無制約シナリオ (Unlimited) と送電制約シナリオ (BAU) の年間発電量の解析結果を図3に比較して示す。

無制約シナリオ (Unlimited) では、原子力発電所の年間発電量は310TWh、石炭火力発電所は190TWhとなり、それぞれ年間総発電量の37.5%と22.6%を占める。送電ネットワークを考慮することによって、原子力発電の年間発電量は270TWh、石炭火力発電の年間発電量は125TWhへと低下する。ガスコンバインド火力発電所の年間発電量は、無制約シナリオの80TWhから、送電制約シナリオでは150TWhとおおよそ2倍に増加する。同様に、石油火力発電の年間発電量も、無制約シナリオの1TWhから送電制約シナリオでは80TWhと大幅に増加する。

送電制約のない場合には、原子力発電所と石炭火力発電所は、他の電源と比べて燃料費がどちらも安価(1.51円/kWh、2.50円/kWh)である。年間燃料コストを最小化するためには、これらの電源がベースロードとなる。また、ガスボイラーおよびガスコンバインドはミドルロードとピークロードとして稼働する。ガスボイラーは、ガスコンバインドと比べて燃料費は高い。しかし、負荷追従性能が優れているために、ガスボイラーの年間発電量(135TWh)はガスコンバインド(80TWh)よりも大きい。石油火力発電所は、燃料費がもっとも高いため、稼働率は高くない。

送電ネットワークを考慮した場合には、電力会社間の連系線にてボトルネックが生じるために、電源運用は大きく変化する。送電制約シナリオにて得られた、電力会社間の最大送電量を図4に示す。電力潮流は、東京電力から北海道電力へ向かう潮流と、中部電力から北陸電力および四国電力へ向かう潮流の2つがある。中国電力および九州電力は、自社の発電所にて域内の電力需要をまかなっている。

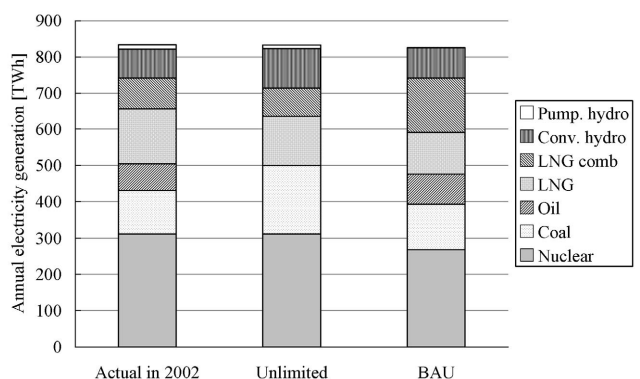


図3 各シナリオの年間発電量

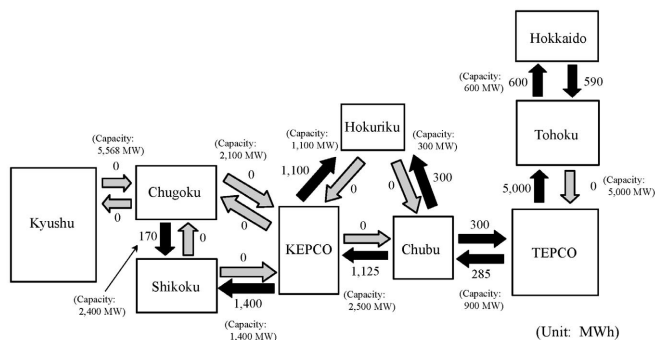


図4 各連系線の最大送電量（送電制約シナリオ）

また、送電容量の上限値（図2）と比較すると、北本連系線（北海道電力、東北電力）、東北・東京間連系線（東北電力、東京電力）、南福光BTB（中部電力、北陸電力）および阿南紀北直流幹線（関西電力、四国電力）の4箇所の連系線にて、送電量が送電容量上限まで達していて、ボトルネックとなっていることがわかる。

原子力発電所は、燃料費は安価であるが負荷追従性能に乏しいために、経済的な電源運用のためには常に定格出力にて運用することが望ましい。原子力発電所を稼働率最大で運用すると、オフピーク時に発電量が域内電力需要を越える地域がある。送電制約がない場合には、余剰電力の一部を揚水式水力発電所にて貯蔵して、残りを他地域へすべて送電することができて、系統全体の需給バランスを保つことができる。反対に、送電制約がある場合には、連系線がボトルネックとなって、すべての余剰電力を隣接地域に送電することが難しくなる。余剰電力の抑制には、域内の発電所にて発電量を電力需要に合わせて変動させることが有効である。原子力発電所は負荷追従性能が低く、余剰電力を抑制するために稼働率が低下する。ガスコンバインド発電所などは、燃料費が高いものの負荷追従性能に優れているために、発電量は増加する。

北陸電力や四国電力のように、揚水式水力の設備容量が少なく、隣接する電力会社の余剰電力を受け入れている地域では、隣接地域からの送電量に合わせて域内の発電所の発電量を変化させる必要がある。このような地域では、春秋期などの需要が低い期間には隣接地域も含めた系統全体の需給バランスを保つために、負荷追従性能の低い原子力発電所を定格出力以下で運転して、ガス火力発電所などの負荷追従性能に優れた発電所が優先して運用される。

石炭火力発電所は、燃料費は安い、負荷追従性能は高くないために、おもにベースロードとして用いられる。石炭火力の多くは、電力需要地から離れて立地していて、原子力発電所よりも遠方の発電所もある。送電制約がある場合には、原子力発電所が優先して運用されるために、石炭火力発電所の発電量が低下する。

ガス火力発電所（ガスボイラーおよびガスコンバインド）

は、原子力発電所や石炭火力発電所と比較して燃料コストは高いものの、熱効率と負荷追従性能に優れている。加えて、ほとんどの発電所が東京、名古屋、大阪に近接している。そのため、ガス火力発電所はおもに都市部の電力需要変動に追従して供給する。

最後に、解析結果を2002年度の実績値と比較すると、送電制約を考慮することによって、実績値と同様の結果が得られることがわかる。本研究では全国平均仕様値を用いて、熱効率の違いに基づく発電コストの差異を考慮していない。また、発電所の建設年度を考慮しておらず、設備の老朽化に伴う運転維持費の増加を解析結果に反映させていない。そのため、実績値と送電制約シナリオとの間に差異が生じているものと考えられる。

3.3 発電コストおよびCO₂排出量の変化

まず、発電コストについて考える。無制約シナリオ（Unlimited）と送電制約シナリオ（BAU）の年間総発電コストを表4に示す。総発電コストには、設備費、運転維持費、燃料費が含まれる。また、設備費は利子率を5%として定額法にて減価償却し、償却年数は16年（水力発電所は40年）とした。

送電制約によって、年間総発電コストは0.7兆円増加することがわかった。これは、原子力発電所と石炭火力発電所の年間発電コストはそれぞれ0.1兆円、0.2兆円減少するものの、石油火力発電所とガスコンバインドの年間発電コストがいずれも0.6兆円増加するためである。

つぎに、CO₂排出量について考える。送電制約を考慮した場合の年間CO₂排出量の変化を表5に示す。無制約シナリオでは、電力部門のCO₂排出量は103.6Mt-Cとなる。送電制約を考慮すると、おもに石炭火力発電所の発電量が低下して、CO₂排出量は100.1Mt-Cに低下する。

表4 年間総発電コストの比較（兆円）

発電所の種類	送電制約なし (Unlimited case)	送電制約あり (BAU case)
原子力	2.16	2.03
石炭火力	1.34	1.12
石油火力	0.94	1.56
ガスボイラー	1.60	1.58
ガスコンバインド	0.99	1.57
揚水式水力	0.45	0.43
一般水力	0.31	0.23
合計	7.80	8.52

表5 CO₂排出量の変化（Mt-C）

発電所の種類	送電制約なし (Unlimited case)	送電制約あり (BAU case)
石炭火力	77.6	51.3
石油火力	0.1	16.6
ガスボイラー	17.2	15.2
ガスコンバインド	8.7	17.1
合計	103.6	100.1

無制約シナリオでは、石炭火力発電所のCO₂排出量が77.6Mt-Cとなり、CO₂排出量全体の75%を占める。2002年度の日本全体のCO₂排出量（317.9Mt-C¹⁾）と比べると24%に相当する。反対に、送電制約シナリオでは、石油火力発電所およびガスコンバインド発電所のCO₂排出量がそれぞれ16.4Mt-C、8.4Mt-C増加するものの、石炭火力発電所のCO₂排出量が77.6Mt-Cから51.3Mt-Cへと大幅に減少するため、CO₂排出量全体では3.5Mt-Cほど減少する。

4. CO₂排出量の抑制に向けた原子力重視シナリオ

原子力発電所は、火力発電所と比較して燃料費が安く、発電時にCO₂を排出しない。そのため、発電部門のCO₂排出量を削減するためには、原子力発電の活用が有効なオプションのひとつと考えられている¹⁶⁾。そこで、原子力発電所の稼働率が向上した状態を想定して、電源運用やCO₂排出量の変化を検討する。さらに、送電容量を変化させて、原子力発電所の稼働率が最大となるための送電容量についても検討する。

4.1 年間発電量、発電コスト、CO₂排出量の変化

送電制約シナリオ（BAU）および原子力重視シナリオ（Nuclear）の年間発電量を図5に比較して示す。原子力重視シナリオでは、原子力発電所の発電量はBAUケース（270TWh）と比べて増加して、390TWhとなる。稼働率は設備利用率上限の78.1%となる。石炭火力発電所、ガスボイラー、石油火力発電所の発電量は基本ケースよりも減少す

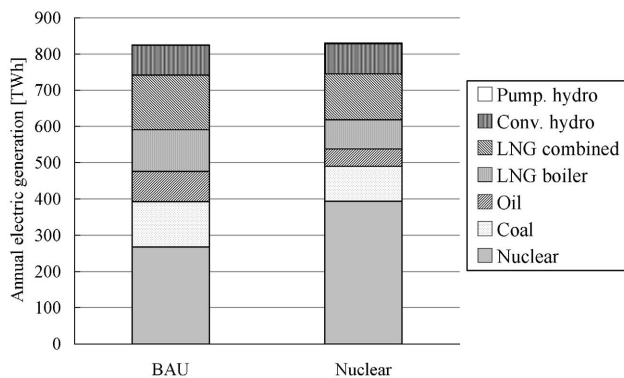


図5 原子力重視シナリオでの年間発電構成

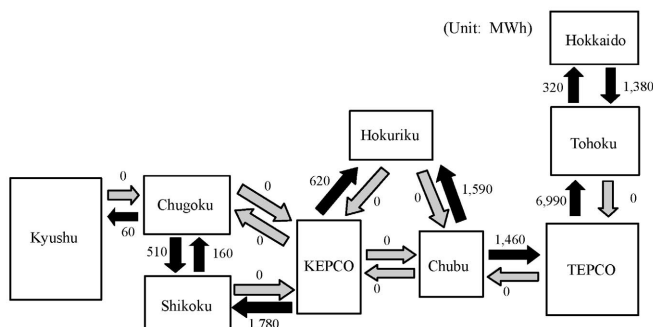


図6 各連系線の最大送電量（原子力重視シナリオ）

る。ガスコンバインドは、他の火力発電所と比べて熱効率や負荷追従性能に優れているために、原子力重視シナリオにても発電量は変化しない。

原子力重視シナリオの発電コストは、年間8.53兆円となる。これは、送電制約シナリオ（8.52兆円）と比べて10億円の増加となる。また、CO₂排出量は、送電制約シナリオの100Mt-Cから、75Mt-Cまで大きく減少する。これは、おもに原子力発電所の稼働率が増加することによって、石炭火力発電所の発電量が低下したためである。

4.2 原子力発電所の稼働率向上のための最適送電容量

図6に、原子力重視シナリオにて得られた最大送電量を示す。電力潮流は、中部電力から北海道電力および北陸電力へ向かう潮流と、関西電力から四国電力、中国電力から四国電力の3つに大きく分けられる。BAUシナリオ（図4）と比較すると、北海道電力から東北電力への送電量と、中部電力から東京電力、中国電力から四国電力の3箇所の連系線の送電量が大きく増加して、中部電力から関西電力への送電量が減少する。

解析結果から得られた最適送電容量を表6に示す。東日本では、連系線の送電容量を大きく増加させる必要があるが、西日本地域の送電容量はほとんど変化しない。これは、おもに中部電力からの潮流の方向が変化したためである。BAUケースでは、中部電力・東京電力間（周波数変換設備）ならびに中部電力・北陸電力間（南福光BTB）はいずれも、送電量が送電容量の上限まで達していて、余剰電力の大部

表6 原子力重視シナリオでの送電容量および送電線建設費

シナリオ	送電容量の実績値 (MW)	原子力重視シナリオ	
		送電容量 (MW)	送電線建設費** (億円)
北海道-東北 (北本連系線)	600	1,380 (+780)	140 ^{A)}
東北-東京 (東北・東京間連系線)	5,000	6,990 (+1,990)	50 ^{B)}
東京-中部 (周波数変換設備)	900*	1,460 (+560)	15 ^{C)}
中部-北陸 (南福光 BTB)	300	1,590 (+1,290)	125 ^{D)}
中部-関西 (三重東近江線)	2,500	2,500	0
北陸-関西 (越前嶺南線)	1,100	1,100	0
関西-中国 (西播東岡山線)	2,100	2,100	0
関西-四国 (阿南紀北直流幹線)	1,400	1,780 (+380)	0 ^{E)}
中国-四国 (本四連系線)	2,400	2,400	0
中国-九州 (関門連系線)	5,568	5,568	0

*周波数変換設備（新清水，佐久間）の合計値

**定額法（利率5%，償却年数16年）にて減価償却した値。

A) 新エネルギー部会資料¹⁷⁾より算定。

B) 東京電力葛野川線の実績値¹⁸⁾より算定。

C) 新潟新報¹⁹⁾より算定。

D) Iowa Department of Natural Resources²⁰⁾より算定。

E) 送電電圧を±50kVに上昇させることによって確保できるために、追加投資は不要²¹⁾。

分は関西電力へ送電している。関西電力では、中部電力の余剰電力に加えて、自社の余剰電力を北陸電力および四国電力へ送電する。反対に、原子力重視シナリオでは、送電容量を増加させることによって余剰電力を東京電力ならびに北陸電力に送電できるようになる。関西電力では自社の余剰電力のみを送電するために、西日本地域では送電容量に余裕ができたと考えられる。

現在の電力系統では、おもに同周波数の地域内で電力融通などの広域運用が行われている。解析の結果から、東日本地域（北海道電力、東北電力、東京電力）に加えて、中部電力と北陸電力を含めて系統を運用することによって、原子力発電所の稼働率を増加させて、CO₂排出量を削減できることが明らかとなった。

4.3 CO₂排出量削減の費用対効果とエネルギーセキュリティ

費用対効果の観点から、図7に、解析から得られた各シナリオの年間発電コストとCO₂排出量の関係を示す。原子力発電所の稼働率を向上させることによって、発電コストは8.52兆円から8.53兆円に増加するものの、CO₂排出量は100.3Mt-Cから74.5Mt-Cに減少する。送電線の建設コストを考慮すると、発電コストは8.53兆円から8.56兆円に増加して、335億円の負担増加となる。送電線の新規建設によるCO₂排出量の削減単価は1,340円/t-Cとなる。火力発電所の稼働率を引き上げてCO₂排出量を削減する場合と比較する。石炭火力発電所の稼働率を低下させてガスコンバインドの稼働率を上昇させた場合のCO₂排出量の削減単価は16,000円/t-C²²⁾、石炭火力発電所からガスボイラー火力発電所への設備変更では28,000円/t-C²²⁾と試算されている。送電線の建設コストを考慮しても原子力重視シナリオの方が優れている。

使用済み燃料の処理コスト（0.35円/kWh²³⁾を考慮すると、送電制約シナリオでは年間発電コストは8.52兆円から8.60兆円に増加する。原子力重視シナリオでは、年間発電コストは8.53兆円から8.65兆円に増加して、500億円の負担増加となる。使用済み燃料の処理費も含めた場合にはCO₂排出量の削減単価は6,900円/t-Cと大きく増加する。

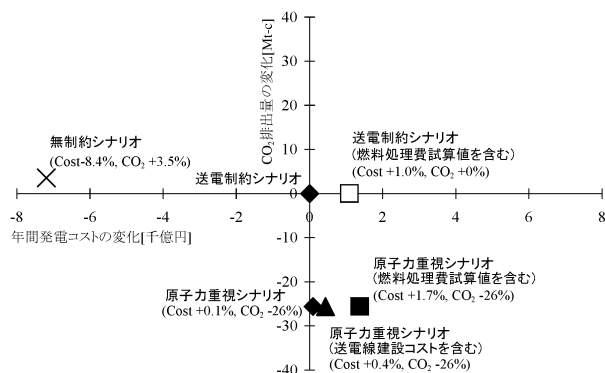


図7 年間総発電コストおよびCO₂排出量の変化

最後に、エネルギーセキュリティの評価指標のひとつであるハーフィンダール指数²⁴⁾を用いて、本研究で設定したシナリオを評価する。一般に、ハーフィンダール指数が小さいほどエネルギー源の多様化が進み、エネルギーセキュリティは高いと考えることができる。各シナリオのハーフィンダール指数は、送電制約シナリオでは0.26、原子力重視シナリオでは0.31となり、送電制約シナリオの方がエネルギー源の多様化が進んでいることがわかる。

また、エネルギーセキュリティの評価には、供給国の政情安定性などを反映したカントリーリスクも影響する。カントリーリスクとは、海外投資や貿易に関して、相手国の政策変更、政治・社会・経済環境の変化により債務の返済、投融資の回収が不能となるような危険を表す指標であり、リスクが高い国ほど値が小さくなる。2002年度の輸入国および輸入量²⁵⁾に基づいて、カントリーリスクを以下の式にて求める。ここで、 $Risk_i$ は、輸入相手国のカントリーリスク²⁶⁾、 $Quantity_i$ は輸入量、 $Total\ quantity$ は、総輸入量である。

$$Risk_i = \frac{\sum (Risk_i \times Quantity_i)}{Total\ quantity} \dots\dots\dots (5)$$

送電制約シナリオのカントリーリスクは6.9、原子力重視シナリオでは7.0となり、原子力重視シナリオの方がリスクが若干低くなる。

5. 結論

本研究では、送電系統を考慮した電源運用モデルを開発し、全国広域運用を想定して送電制約が年間発電構成と総発電コストおよびCO₂排出量に及ぼす影響を評価した。また原子力発電所の稼働率が向上した状態を想定して解析を行い、経済的な電源運用とCO₂排出量の抑制を両立させるための将来シナリオを検討した。

本研究では、全国規模の電源運用を想定して、発電設備ごとに全国平均値を用いて解析を行い、以下のことが明らかとなった。

(1) 送電ネットワークの影響

- ・送電ネットワークを考慮しない場合には、燃料費が安価な原子力発電所および石炭火力発電所によって、年間総発電量60%がまかなわれる。
- ・送電ネットワークを考慮すると、原子力発電所と石炭火力発電所の発電量が大幅に減少して、石油火力発電所とガスコンバインドの発電量が大きく増加する。
- ・ガスボイラーおよび水力発電所の発電量は送電ネットワークには影響されない。
- ・送電ネットワークを考慮すると、年間総発電コストは7.80兆円から8.52兆円に増加する。反対に、CO₂排出量は、103.6Mt-Cから100.1Mt-Cに減少する。

(2) 原子力発電所を活用した、経済性とCO₂排出量抑制を両立した運用

- ・原子力発電所の稼働率を上げるためには、東日本の電力会社間の送電容量を増加させることが必要である。
- ・原子力発電所の稼働率を上げることによって、発電コストは8.52兆円から8.53兆円へと10億円増加するが、CO₂排出量は100.3Mt-Cから74.5Mt-Cに減少する。
- ・送電線の建設費を考慮しても、費用対効果は1,340円/t-Cとなっており、火力発電所の稼働率の向上よりも安価にCO₂排出量削減を進めることができる。
- ・ハーフィンダール指数から見ると、原子力重視シナリオは、送電制約シナリオよりもエネルギーセキュリティは低下する。
- ・カントリーリスクの観点からは、原子力発電所の稼働率を向上させることによって、エネルギーセキュリティは向上する。

解析の結果、複数の電力会社が協調して発電所の広域運用を進めることによって、発電コストを抑制できるだけではなく、CO₂排出量の削減も可能であることが明らかとなった。現在の電力部門の地球温暖化対策は、天然ガス利用の推進と原子力発電所の新規建設にとどまっていた¹⁶⁾、大規模な投資と長期の準備期間が必要とされる。連系線の新規建設や複数の電力会社をまたがる協調運用の促進は、発電所の新規建設と比べて短期間で実現可能であり、投資額も低く、費用対効果が高くなる。将来の電力部門のCO₂排出量抑制対策としては、CO₂排出量の少ない電源への転換だけではなく、広域的な観点からの既設備運用の促進も、有効な方策のひとつである。

謝辞 本研究の遂行にあたっては、(財)電力中央研究所社会経済研究所高橋雅仁主任研究員をはじめ、多くの専門家の助言を得た。ここにあらためて謝意を表する。

参考文献

- 1) 日本エネルギー経済研究所編；エネルギー経済統計要覧(2004)。
- 2) A. Ramos, M. Ventosa and M. Rivier ; Modeling competition in electric energy markets by equilibrium constraints, Utilities Policy, 7 (1998), 233-242.
- 3) A. Minematsu ; Nuclear energy strategy in the environment of utility business deregulation, Progress in Nuclear Energy, 37, 1-4 (2000), 25-30.
- 4) 米谷龍幸, 手塚哲央, 佐和隆光；電力市場への短期的移行過程に関する分析, エネルギー・資源, 25-1 (2004), 63-69.

- 5) J. B. Cardell, C. C. Hitt and W. W. Hogan ; Market power and strategic interaction in electricity networks, Resource and Energy Economics, 19 (1997), 109-137.
- 6) K. Visakha, D. Thukaram and L. Jenkins ; Transmission charges of power contracts based on relative electrical distances in open access, Electric Power Systems Research (2004), in printing.
- 7) L. Chen et al. ; in Conference on the Development and Operation of Large Interconnected Systems (Tunis, 1993).
- 8) 岡田健司, 浅野浩志；ノードプライスに基づく送電料金のシミュレーション, 電力中央研究所報告, No.Y97019 (1997)。
- 9) 栗原郁夫, 岡田健司；電力自由化の下での不確実性を考慮した設備形成－予備力から見た新規参入可能量評価と社会的な不確実性を含む信頼度評価のモデル検討－, 電力中央研究所報告, No. T01037 (2001)。
- 10) 経済産業省；電源開発の概要, (2003)。
- 11) 電気事業連合会；電気事業便覧, (2004)。
- 12) Energy Information Administration ; Assumptions to the Annual Energy Outlook 2002 : With Projections to 2020, (2002).
- 13) 電気事業連合会；電気事業の現状,
<http://www.fepec.or.jp/now/index.html> (last accessed : April 20, 2005) (2005).
- 14) 高橋雅仁；私信, (2002)。
- 15) 資源エネルギー庁；電気事業分科会基本問題小委員会系統利用制度WG第1回会合 参考資料, (2002)。
- 16) 地球温暖化対策推進本部；地球温暖化対策推進大綱, (2002)。
- 17) 総合エネルギー調査会新エネルギー部会；電力系統影響評価検討小委員会報告書, (2000)。
- 18) 東京電力；50万ボルト送電線「葛野川線」の完成について,
<http://www.tepco.co.jp/cc/press/98112502-j.html> (last accessed : April 25, 2005)
- 19) 新潟日報；特集・忍び寄る電力危機, 2003年6月24日掲載,
<http://www.niigata-nippo.co.jp/rensai/n10/n10h5k7m1.html> (last accessed April 21, 2005)
- 20) Iowa Department of Natural Resources ; Delivering 2,000 MW of wind energy to the metropolitan centers in the midwest, Des Moines, IA, <http://www.state.ia.us/dnr/energy/MAIN/PROGRAMS/WIND/documents/Metro%20Wind%20Non-Technical%20Version.pdf>, (last accessed : April 25, 2005), (2002).
- 21) 中西豊, 他；紀伊水道における世界最大級の500kV直流海底ケーブル線路の建設, 日立電線, 19 (2000), 11-18.
- 22) 永田豊；CO₂排出削減対策の費用分析, 電力中央研究所報告, No. Y00014, (2000)。
- 23) 内閣府原子力委員会；第26回原子力委員会定例会議配付資料, (2004)。
- 24) 小田潤一郎；2002年05月27日小報告書－エネルギー・セキュリティと多様化, (2003)。
- 25) 経済産業省；電力需給の概要, (2003)。
- 26) 佛格付投資情報センター；R&I カントリーリスク調査 2003-秋号, (2003)。