

原子力発電所の脱落の影響と代替電源導入の効果 —9 地域電力市場モデルによる分析

Nuclear Power Plants Shutdown and Alternative Power Plants
Installation—A Nine-region Spatial Equilibrium Analysis for the Electric
Power Market in Japan

細江 宣裕
Nobuhiro Hosoe

October 2012



GRIPS

NATIONAL GRADUATE INSTITUTE
FOR POLICY STUDIES

National Graduate Institute for Policy Studies
7-22-1 Roppongi, Minato-ku,
Tokyo, Japan 106-8677

原子力発電所の脱落の影響と代替電源導入の効果

－9 地域電力市場モデルによる分析

2012 年 10 月 1 日

政策研究大学院大学

細江宣裕*

概要:

東日本大震災後、原子力発電所の稼働の是非が問われている。本研究では、9 地域電力空間均衡モデルを用いて、(1)原子力発電所がすべて脱落した場合と、その上で(2)脱落したものと同じだけの出力を持つガスタービン複合火力発電所が代替電源として導入された場合をシミュレートする。原子力発電が一切利用できなくなった場合には、電力価格が 1.5–3 円/kWh 程度上昇する。代替電源の導入は、ガスタービン複合火力が経済的な昼間時間帯を中心に電力価格の上昇を 0.5–1.5 円/kWh 程度にまで抑制する。ただし、これらの効果は地域の原子力発電への依存度等によって異なる。原子力発電所の停止以前には、夜間に余剰になる原子力発電を中心としたベース電源による発電電力を用いた地域間送電があったものが、原子力発電所の脱落によってこれが減少して、地域間送電網の混雑は減少する。各地域における代替電源の導入は地域間の発電技術の差を縮小させて、地域間送電をさらに減少させ、ほとんど地域間送電網の混雑は発生しなくなる。

キーワード:

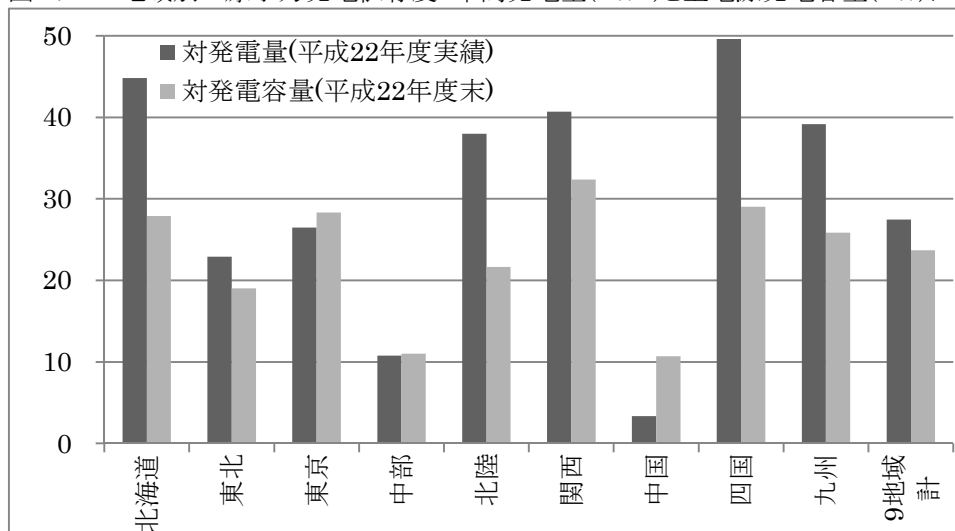
東日本大震災, 原子力発電所, 電力価格, 地域間送電

* 106-8677 東京都港区六本木 7-22-1 政策研究大学院大学. E-mail: nhosoe@grips.ac.jp.

1. 目的

2011年3月の震災は電力システムに大きな損害を与えた。それには2つの側面がある。ひとつには、東日本地域の原子力発電所を中心に深刻な損害をもたらしたこと。いまひとつは、これらの地域以外についても、原子力発電に対する信頼が失われ、震災や事故によって毀損したものでなくとも、運転再開が非常に困難な状況になっていることである。全国平均で約25%の電力を原子力発電によって賄ってきた日本は深刻な電力不足に直面し、かつそれが長期化する恐れが出てきた(図1.1)。高橋・永田(2011)は、原子力発電所の新設・建て替え一切できない場合、主に火力代替による燃料費の増加と原子力発電所の安全対策費の増加による設備費の膨張によって、これらの費用増加要因がなかった場合と比べて2030年度には発電費が17%増加すると長期的な試算している。そこでは、震災前に49GWあった原子力発電所の設備が、新設・建て替えが一切できなくなることで2030年に19GWとなるとしている。

図 1.1: 地域別の原子力発電依存度-年間発電量(kWh)と全電源発電容量(kW)に占める割合[%]



注: 日本原子力発電の発電設備は、関西および東京を含む

一方で我々が直面している現実、現在あるすべての原子力発電所が一切稼働できなくなり(2012年5月)、それらの再稼働についても見通しは明るくないなかで需給のピークを迎えるという差し迫った危機であり、抜本的対策を短期間で行う必要がある。また、原発依存度が地域間で異なることから、原

発脱落は、ある特定地域の供給力不足をとくに深刻にし、この地域への送電が増加することが考えられる。しかし、震災直後に 50Hz 地域と 60Hz 地域とをつなぐ周波数変換設備容量の不足問題が顕在化したように、送電容量制約がこうした地域間融通を阻害する可能性がある。そこで、高橋・永田(2011)では考慮していない地域間連系線の混雑というネットワークの問題も、震災直後の停電や東西の周波数の違いといったネットワーク上の重要なボトルネック要素として考慮する必要がある。

本研究では、原子力発電所が運転できないことから生じる供給力不足によって、(1)9 電力管区(沖縄以外)における需給の変化、(2)各地域の電力価格の変化、(3)地域間の電力融通パターンの変化を、9 地域電力市場モデルを用いてシミュレーション分析を行なう。¹ ここでは、(a)原子力発電所の脱落(または、再起動が許可されない状況)の影響、(b)代替電源としてガスタービン複合火力(GTCC)を導入した場合の効果を検討する。これによって、震災によって日本の電力需給がどの程度逼迫し、現在その需給逼迫をカバーするために検討されている種々の方法が現実的な解決手段として本当に期待通りの効果をもつのかどうかを明らかにする。また、電力価格の変化を計測することによって需要家負担の問題についても明らかにしていきたい。

本稿の構成は以下の通り。次節ではシミュレーション分析に用いたモデルとその推定方法について説明し、原発脱落と代替電源導入の影響について予備的検討を行う。第 3 節では、これら 2 種類のシミュレーション・シナリオを記述し、それらのシミュレーション結果について考察する。第 4 節で結語とともに代替的な仮定のいくつかについて考え、それが本稿の結果に与える影響について触れる。補論ではとくに、需要の価格弾力性について代替的なパラメータを仮定した場合を検討し、これがシミュレーション結果の頑健性に与える影響について確認する。

2. モデル

2.1 モデルの枠組み

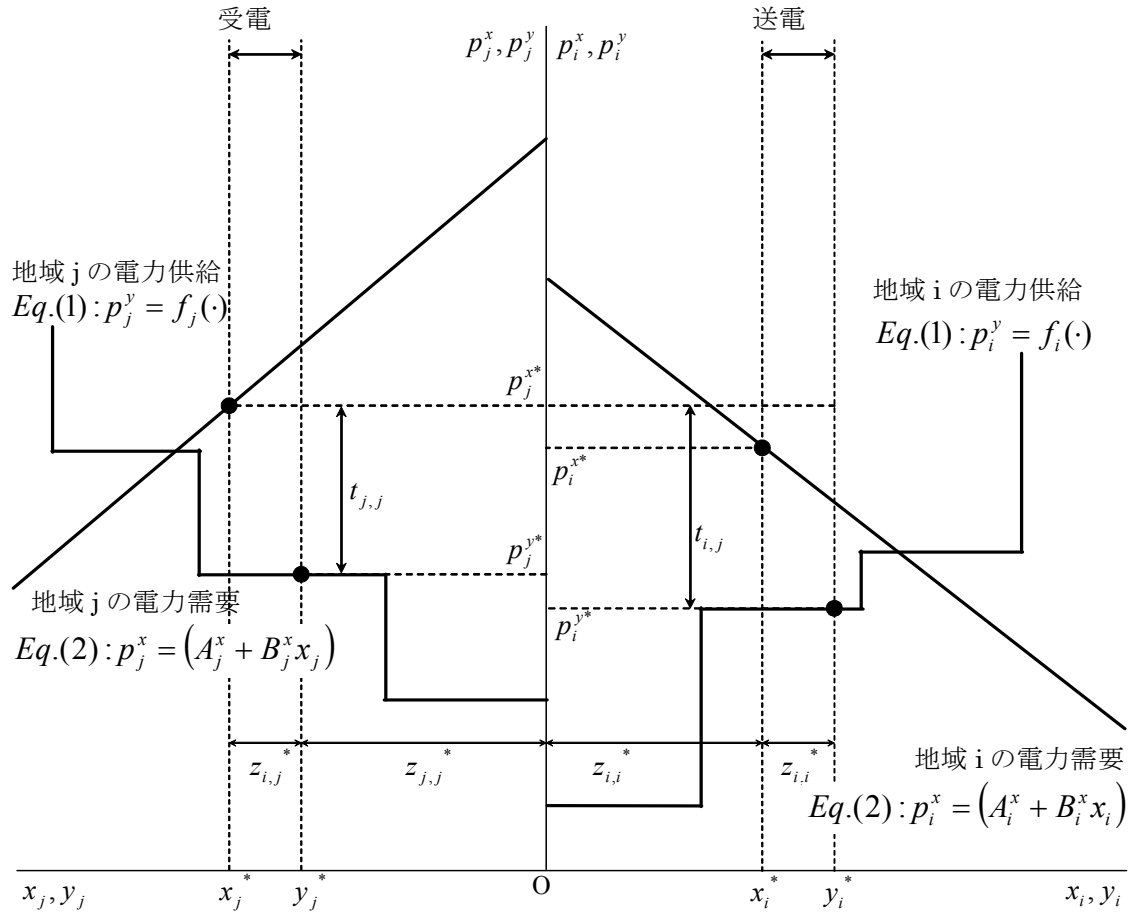
北海道から九州まで、日本の電力市場を電力会社の管区に従って 9 分割した地域電力市場が、それ

¹ ここでいう「電力価格」は、卸市場における電力価格を想定している。

らの間の 9 つの送電線によって関係されているとして、Takayama-Judge (1971)モデルをもとに空間的部分均衡モデル構築する。模式的に i と j の 2 地域モデルの場合の概要を図 2.1 に示した。縦軸上に電力価格(供給者価格 p_i^y , p_j^y 、需要者価格 p_i^x , p_j^x 、および、その間にかかる送電料金 $t_{i,j}$)、横軸中央の原点 O から左右に発電量 y_i, y_j と消費量 x_i, x_j をとる。それぞれの地域で、電力価格の高低に応じて需給量が決まる需要関数と供給関数を考える。地域 i から地域 j ($j = i$ の場合も含む)への送受電量 $z_{i,j}$ が 9 地域全体で均衡するように、すべて地域の電力価格が調整される。本研究では、Akiyama & Hosoe (2011)を踏襲して、完全競争的市場、すなわち、限界価格形成を前提として均衡を計算する。²

² 不完全競争を前提とした日本の電力市場シミュレーションについては、服部(2003)、金本他(2006, 第 5 章)、田中(2007)等を参照されたい。

図 2.1: 電力空間均衡モデルの概念図(2 地域の場合)



出典: Akiyama & Hosoe (2011)をもとに筆者改変

注: 送電損失については、図中では簡略化のために省略している。

2.2 モデルの推定

2.2.1 供給側

供給関数は、全国の発電所(9 地域電力会社、電源開発、日本原子力発電、共同火力等)の設備容量と燃料消費量のデータを『電力需給の概要』(2004 年度)および、『火力・原子力発電所設備要覧(平成 20 年改訂版)』等を参考に、貿易統計から得られた各種燃料価格を用いて発電単価を推定する。³ 既設のもの以外は、近い将来に運転開始予定の建設中の火力発電所についても設備容量として考慮

³ それ以外にも灰処理費用、排気ガスの脱硫・脱硝費用といったものも必要であるが、発電のための限界費用としてここでは燃料費のみを考慮した。

に入れる(表 2.1)。⁴ 水力発電所、原子力発電所、地熱発電所、独立電気事業者等の設備容量は実際の容量とし、それらの発電単価については0円/kWhとした。ただし、この一見極端に見える仮定は、(その実際の単価が石炭火力のそれ以下である限り)結果に本質的な違いを生まない。なぜなら、後で見るシミュレーション結果からわかるように、原子力等の0円/kWh電源のみで需要が賄えるケースは、オフピーク期の深夜時間帯のような需要が小さい場合であっても発生しないからである。

2004 年以降に運開(予定、および、シミュレーション中で仮想的に導入される新規電源や、燃料転換等を行った発電所の燃料消費量については不明である。そこで、石炭火力(東京電力広野 5-6 号、関西電力舞鶴 1-2 号)の発電単価については、東京電力常陸那珂発電所並みの発電単価とし、ガスタービン複合火力については、東京電力富津発電所の発電単価を用いた。⁵ その他、中国・四国電力において石油から LNG へ燃料転換された発電所やコンバインド・サイクル化された発電所については、それぞれ、東京電力五井発電所、および、中部電力知多発電所の発電単価を用いた。これによって階段状のいわゆるメリット・オーダー曲線を推定する(図 2.2)。通常、発電所は定期的に点検等のために停止する。ここでは、定期点検のスケジュールが不明であったので、すべての発電所が常に利用可能であるとする。ただし、ピーク電源(石油・LNG 等の火力発電所)については、オフピーク期(春秋)に点検を行うことが多いことを考えると、この仮定はそれほど制約的なものではない。一方、原子力や石炭火力発電所のようなベース電源については、本来ならば明示的に停止時期を考慮しなければならないため、これは強い仮定であると言えよう。もちろん、一定量のベース電源が定期点検等のために利用できないと仮定して基準均衡を解き、シミュレーションすることは可能である。

⁴ このうち最も遠い将来に運開予定のものは、東京電力川崎火力 2 号系列(1,920MW, 2017 年運開)である。

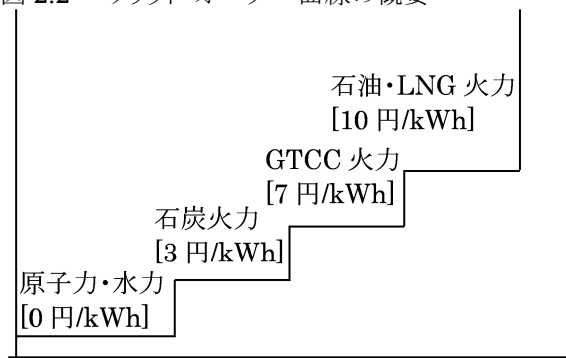
⁵ 富津発電所は、いわゆる第一世代のガスタービン複合火力発電所であり、最近建設されている第三世代のものよりは効率性の点で劣る。その意味では、控えめな仮定である。一方で、シミュレーションでは代替電源としてすべてをガスタービン複合火力想定しているが、実際には、より効率の悪い発電設備や自家発電稼働等も考えられる。その意味では、楽観的な仮定であるとも言えよう。

表 2.1: 火力発電所発電単価[発電単価: 円/kWh, 出力: MW]

北海道			東京			関西			四国		
発電単価		出力	発電単価		出力	発電単価		出力	発電単価		出力
苫東厚真	3.11	1,650	常陸那珂	2.94	2,000	舞鶴	2.94	1,800	橋湾	3.16	700
砂川	4.35	250	広野5-6	2.94	1,200	高砂(電発)	3.80	500	橋湾(電発)	3.25	2,100
奈井江	4.85	350	磯子(電発)	3.19	1,200	和歌山(共火)	4.54	306	西条	3.32	406
知内2	7.16	350	君津(共火)	3.95	1,365	姫路第一	6.89	1,442	新居浜西(共火)	3.65	150
北電GT(新)	7.44	0	鹿島(共火)	4.83	1,400	泉北天然ガス	7.44	1,109	新居浜東(共火)	3.97	23
苫小牧(共火)	10.16	250	品川	5.95	1,140	姫路第二	7.44	2,919	坂出2-3	5.19	1,150
知内1	10.44	350	千葉	6.69	2,880	堺港	7.44	2,000	壬生川(共火)	6.76	250
苫小牧	10.47	250	横浜	6.99	3,425	南港	8.58	1,800	坂出1	7.44	296
東北			川崎天然ガス	7.44	847	宮津エネ研	10.12	750	坂出4	8.51	350
			扇島パワーステ	7.44	814	多奈川第二	10.18	1,200	阿南	10.34	1,245
発電単価		出力	富津	7.44	5,040	赤穂	10.23	1,200	九州		
原町	3.07	2,000	東扇島	8.26	2,000	御坊	10.42	1,800	発電単価		出力
新地(共火)	3.19	2,000	袖ヶ浦	8.36	3,600	海南	10.43	2,100	大分(共火)	0.81	506
能代	3.22	1,200	五井	8.51	1,886	相生	10.57	1,125	苓北	3.22	1,400
酒田(共火)	3.33	700	川崎	8.59	3,420	中国			松浦	3.23	700
新潟4	5.01	250	南横浜	8.72	1,150	発電単価		出力	松浦(電発)	3.27	2,000
勿来7-9(共火)	6.31	1,450	姉崎	9.24	3,600	福山(共火)	0.50	844	苅田(新1)	3.29	360
仙台	7.44	446	鹿島	9.92	4,400	倉敷(共火)	0.70	613	松島(電発)	3.58	1,000
上越	7.44	1,440	広野1-4	10.07	3,200	三隅	2.97	1,000	戸畑(共火)	4.02	781
東新潟	7.74	4,600	横須賀	10.46	2,130	新小野田	3.13	1,000	新大分	7.25	2,295
新仙台2	8.54	600	大井	10.64	1,050	下関1	3.22	175	九電GT(新)	7.44	0
新仙台1	10.41	350	中部			大崎	3.25	250	新小倉	8.73	1,800
勿来6(共火)	10.59	175	発電単価		出力	水島2	3.32	156	豊前	10.23	1,000
秋田	10.97	1,300	碧南	3.14	4,100	中国電GT(新)	7.44	0	相浦	10.72	875
北陸			新名古屋	6.76	2,992	柳井	7.49	1,400	苅田(新2)	11.07	375
発電単価		出力	川越	7.12	4,802	水島3	8.51	340	川内	11.31	1,000
敦賀	3.11	1,200	上越	7.44	2,380	水島1	8.70	285	唐津	11.34	875
七尾大田	3.17	1,200	知多第二	8.32	1,708	下関2	10.20	400			
富山新港(石炭1)	3.39	500	四日市	8.65	1,245	玉島	10.32	1,200			
富山新港(新)	7.44	0	知多	8.70	3,966	下松	10.43	700			
福井(三国1)	10.90	250	西名古屋	10.12	1,190	岩国	10.45	850			
富山新港	11.21	1,000	尾鷲三田	10.35	875						
			渥美	10.37	1,900						

注: 赤字は(仮想的な)新規導入されるガスタービン複合発電所, オレンジの網掛けはデータがないために仮定された発電単価と基準均衡において仮定されている設備容量。

図 2.2: メリット・オーダー曲線の概要

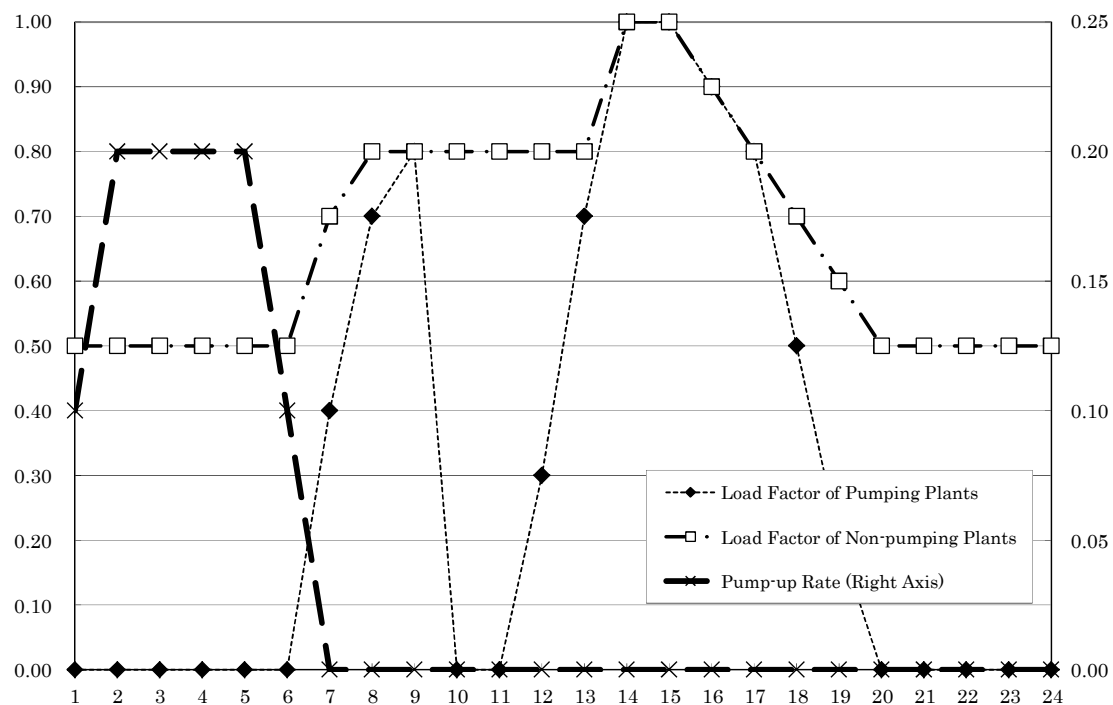


注: 図中の発電単価は典型的な値である。詳しくは表 2.1 参照。

水力発電所は電力需給に応じた柔軟な出力調整が行われている。本来ならば、オプション価格を計算することでこの出力調整パターンを描写するべきであるが、モデルが煩雑になりすぎる。そこで、揚水式水力発電所とその他の水力発電所に分けて、それぞれの運転パターンを外生的に仮定する(図 2.3)。すなわち、電力需要の少ない夜間にはあまり発電せず、需要が大きくなっていく昼間に多く発電するというものである。あわせて、揚水式発電所が夜間に電気を消費して水をくみ上げるそのパターンについても仮

定する。最後に、揚水式発電所については、(有効)電力だけでなく、無効電力も供給する役割を担っている。Akiyama & Hosoe (2011)にしたがって、東京電力の揚水式発電所では、その発電量の 50%だけが(有効)電力供給に資するものとし、その他の 8 地域については、発電量のすべてが(有効)電力供給に資するものとする。⁶

図 2.3: 水力発電所の時間ごとの運転パターン
[左軸: 最大出力=1.00, 右軸: 必要揚水量に対する揚水量の比率]



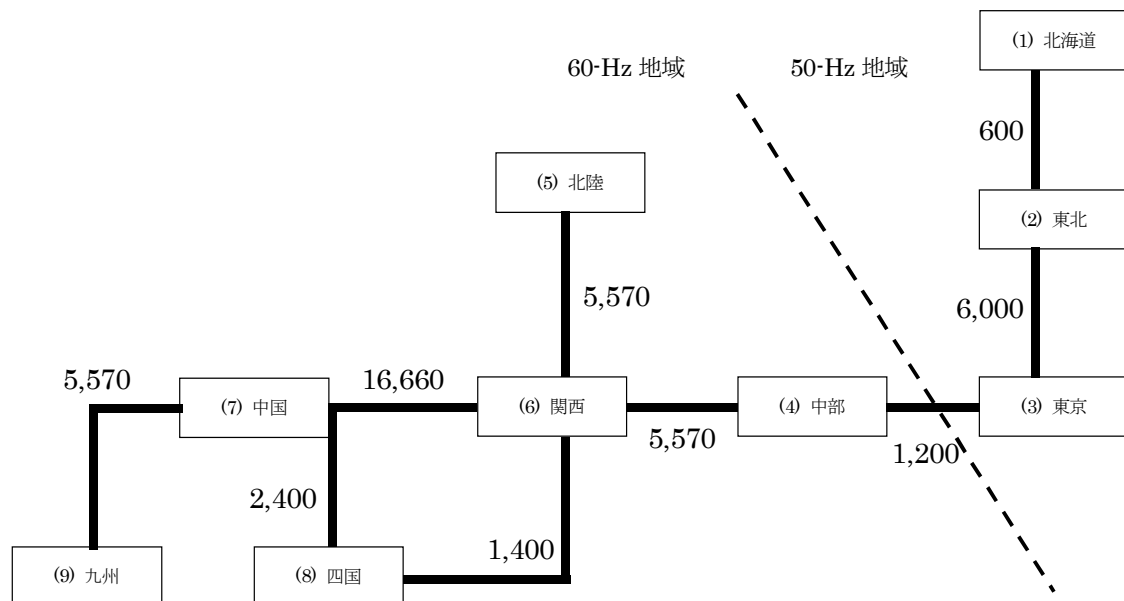
注: 横軸の「N(時)」は「N-1 時から N 時まで」の意味である。

地域間送電のための主要な 9 つの連系線には、それぞれに物理的な送電容量制約が存在する(図 2.3)。震災後の電力不足時に注目された 50–60Hz 変換を行う周波数変換装置をもつ連系線もこのひとつである。この容量制約を超えないように各地域の電力価格と地域間送電パターンが決まる。ただし、周

⁶ Akiyama & Hosoe (2012)では、この割合について様々なパターンを試し、東京電力の揚水発電所の有効電力発電量が設備容量の 40%ないし 50%、その他の地域については 100%と仮定した場合に尤もらしい地域間送電パターンが生成されることを確認している。

波数変換装置の容量は、東清水変電所(周波数変換所)への連係設備が完成した場合を想定して 1,200MW とした。数値計算によって、これらの発電量、送電量、消費量、および、電力価格を求める。また、送電料金(託送料金)については、郵便切手方式で課金されるものとする。⁷

図 2.3: 地域間連系線送電容量[MW]



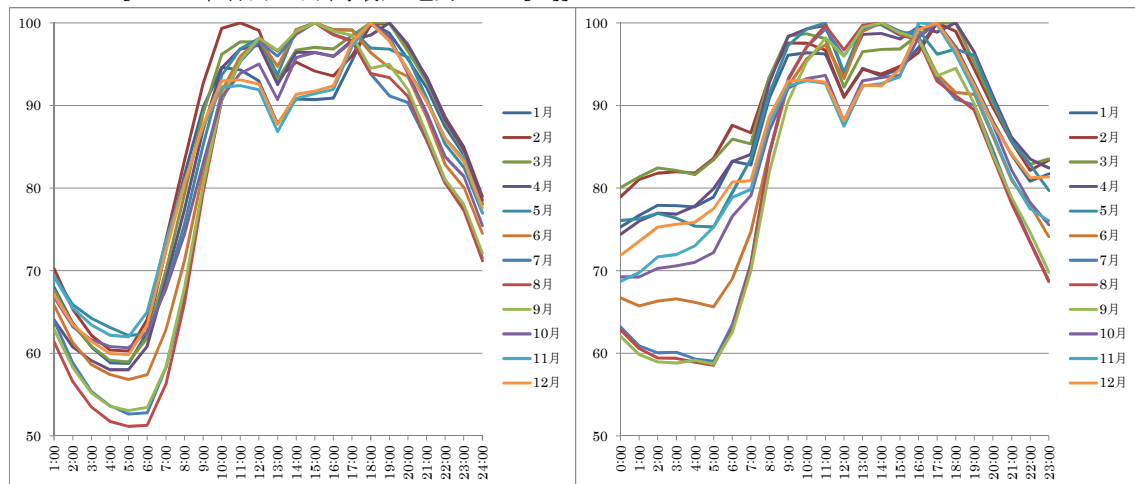
出典: 細江・秋山(2007)

2.2.2 需要側

1 年間のうち、12 ヶ月それぞれについて代表的な 1 日(いわゆる最大 3 日平均)を想定し、その 1 日における 24 時間の電力需要の推移(日負荷曲線)を考える。(すなわち、12(ヶ月)×24(時間)=288 パタン。)東京・東北電力については、「でんき予報」Web ページで公開されている 365 日 24 時間における電力需要の実績データが利用可能である(図 2.4)。しかしながら、その他 7 つの地域については、発受電速報にある毎日の最大電力と 1 日を通した電力需要量しかわからない(図 2.5)。

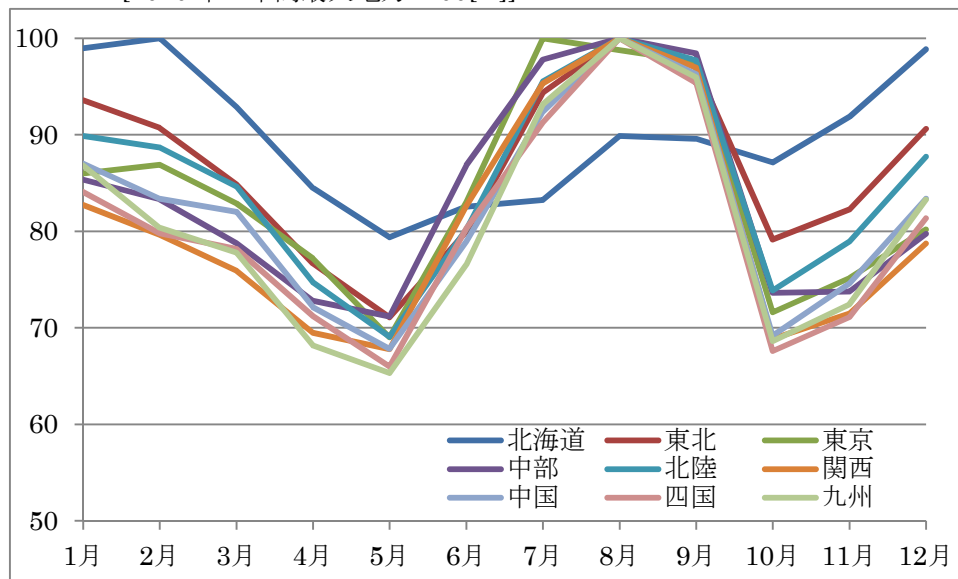
⁷ 送電料金に関する郵便切手方式とパンケーキ方式の違いとその影響については、Akiyama & Hosoe (2012) 参照。

図 2.4: 東京(左)・東北(右)地域における毎月の電力需要の時間ごとの推移
[2010 年各月の月間最大電力=100[%]]



出典: 東京電力・東北電力 Web ページの「でんき予報」より筆者作成

図 2.5: 9 地域の最大 3 日平均電力の月間推移
[2010 年の年間最大電力=100[%]]



出典: 電力調査統計より筆者作成

そこで、図 2.4 に示した東京電力と東北電力の毎月の電力需要パターン(最大電力時のものを 100%)として毎時の電力需要を指数化)を、他の地域の毎月の最大 3 日平均電力に当てはめて、そのほかの時間帯の電力需要を推定する。ただし、気温等の影響を受けて毎月の電力需要パターンが変化することを考慮して、北海道の電力需要を推定する際には、東北電力の毎月の電力需要パターンを用い、冬が 1 ヶ月早く、かつ、春が 1 ヶ月遅く到来するものとした。すなわち、北海道の 3-7 月に東北の 2-6 月

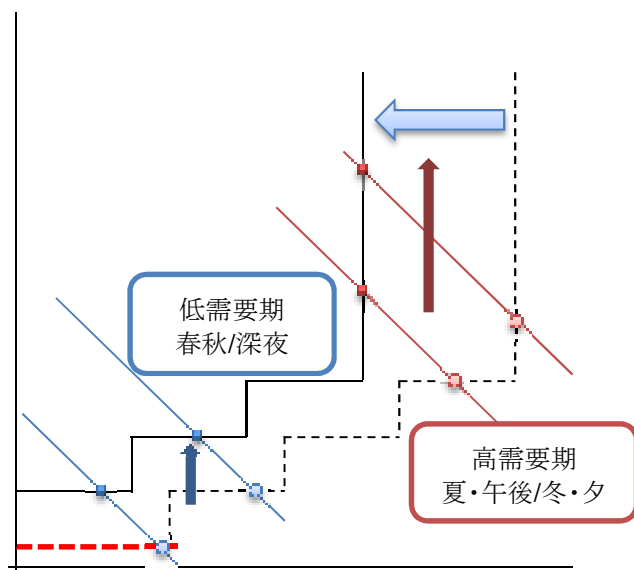
のパタンを当てはめ、8–9 月には東北の 10 月、10–12 月には東北の 11–1 月のパタンを当てはめた。そのほか、北陸については東北のパタンをそのまま当てはめ、中部以西の 5 地域については東京のパタンをそのまま当てはめて各月における毎時の電力需要を推定した。この毎時の電力需要と Hosoe & Akiyama (2009)で推定された 9 地域の電力需要の価格弾力性(地域によって 0.086 から 0.297)を用いて線形の電力需要関数を推定する。⁸

2.3 原子力発電所脱落の影響と代替電源導入の効果

被災したという理由であれ、地元自治体からの再起動についての合意を得られないという理由であれ、原子力発電所が供給力から脱落することは、モデル上は図 2.2 に示したメリット・オーダー曲線の一番下側の部分が消えて全体に左側にシフトすることに他ならない(図 2.6)。このとき、一般に電力価格は上昇するが、しかし、その影響の程度は一律ではない。すなわち、春秋や深夜時間帯のように電力需要が少ない時期では電力価格はあまり上昇しない。一方、夏冬のピーク時間帯のようにもともと電力需要が多い時期ではより大きく電力価格が上昇する。

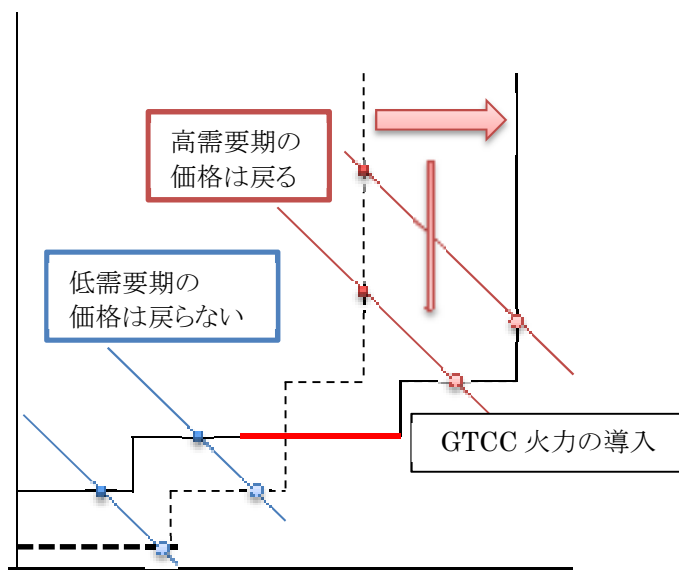
⁸ 弾力性の値とそれに関する感応度分析については、補論参照。

図 2.6: 原子力発電所の脱落と電力価格の上昇



脱落した原子力発電所と同じ設備容量のガスタービン複合火力を新規導入するという対策は、メリット・オーダー曲線の中程に新たな線分を挿入(または延長)することでモデル化できる(図 2.7)。これによって、新規電源の発電単価よりも低い価格が成立している低需要期の電力価格を抑制することはできないが、一般に電力価格が高くなる高需要期の価格を抑制することはできる。後者における価格抑制効果は、代替電源の設備容量が脱落した原子力発電所の設備容量と比べて大きければ(小さければ)さらに大きく(小さく)なる。

図 2.7: 代替電源導入の効果



ガスタービン複合火力発電所以外の代替電源を考える場合には、その電源の発電単価に応じたところで、図 2.2 のメリット・オーダー曲線を延長すればよい。原子力発電所の代わりに石炭火力発電所を導入する場合は 3 円/kWh 程度のところに線分を挿入すればよいし、太陽光発電所を導入する場合には発電単価を 0 円/kWh として、その発電容量(ただし日射によってこれは変化する)に応じた長さの線分を挿入すればよい。⁹

ここで図示した地域単独の電力需給に関する検討は、図 2.3 に示した地域間の送電網の存在を考えるとさらに複雑なものになる。原子力発電所の脱落によって電源が不足しても、他地域で相対的に発電単価の低い電源が余っていたならば、他地域から電力を購入することによって価格上昇を抑制できる。代替電源を導入したとしても、その地域の需要家の支払い意思額よりも高い電力価格が他地域で成立

⁹ ここでいう「発電単価」は、すでに述べたとおり、発電のために必要な燃料(ないしそれに類するもの)の発電量あたりの費用である。すなわち、設備を導入するために要した固定的な設備費は考えない。こうした固定費は、市場価格が発電単価を上回った時に得る利益から賄うべきものであるからである。もちろん、この利益のプロジェクト期間全体と通じた総額が固定費に見合うほど大きくない(赤字)ならば、そうした投資プロジェクトは実行されないことになる。Hosoe & Tanaka (forthcoming)が、日本卸電力取引所のスポット価格や各種の燃料価格を用いて、東京電力の火力発電所についてこの種のキャッシュ・フロー分析を行っている。

していた場合には、その電力は他地域の電力価格抑制に貢献するが、自地域の電力価格は低下させられないであろう。もちろん、こうした地域間の電力取引を実現するためには、地域間連系線に十分な設備容量がなければならない。周波数変換が必要な東京=中部間の連系線設備容量が、その両側にある地域の電力需要の大きさに比べて非常に少ないことが知られているし、それ以外の連系線であっても、設備容量の多寡に依存して各地域電力市場で成立する均衡価格と数量が異なったものになることが考えられる。以下では、ここで構築した空間的部分均衡モデルを用いて具体的なシミュレーションを行うことによって、原子力発電所の脱落の影響と、代替電源導入の効果を計測する。

3. シミュレーション

3.1 基準均衡とシミュレーション・シナリオ

これまでに説明したモデルを用いて、(1)何のショックもない状況(基準均衡)を描写して比較の基準となる電力需給と価格を計算する。この結果から、モデルが現実とある程度対応していることも確認する。その上で、(2)9地域の原子力発電所すべてが運転を停止した場合(仮想均衡 1)と、(3)その状況下で原子力発電所の設備容量と等しいだけの設備容量を持つガスタービン複合火力発電所を導入した場合(仮想均衡 2)を考える。

2010 暦年のデータにモデルをキャリブレートし、12 ヶ月 24 時間(合計 288 時間)の電力需給を考える。基準均衡における発電単価の推移を見ると、地域と時間帯によって異なるものの、夜間に 4–5 円/kWh 程度、ピーク時に 8–10 円/kWh 程度となることがわかる(図 3.1, 表 3.1)。日本卸電力取引所のシステム・プライスの多くが 5–10 円/kWh であることを見ても、この基準均衡の計算結果はおおよそ妥当なものと言ってよいであろう(図 3.2)。

図 3.1: 基準均衡における電力価格[円/kWh]

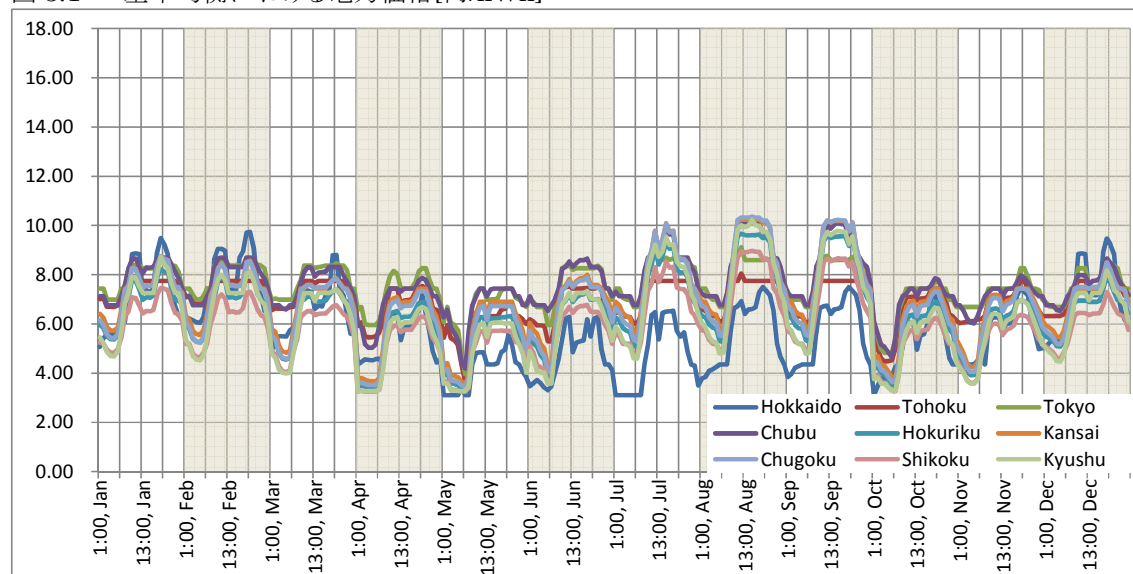
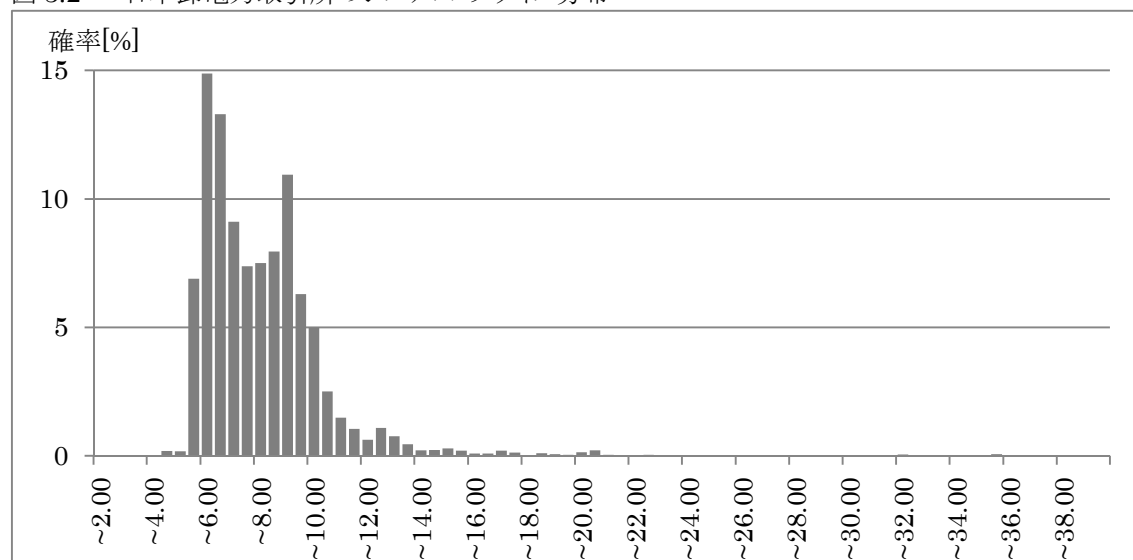


表 3.1: 基準均衡における価格[各時間帯における年間単純平均, 円/kWh]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
24 時間平均	5.77	6.95	7.55	7.60	6.45	6.96	6.83	5.89	6.28
昼間[9-22 時]	6.62	7.43	8.08	8.24	7.31	7.86	7.81	6.68	7.32
夜間[23-8 時]	4.58	6.27	6.81	6.72	5.24	5.69	5.46	4.77	4.83
昼間ピーク[14-16 時]	6.36	7.40	7.99	8.38	7.38	7.97	7.93	6.79	7.48

図 3.2: 日本卸電力取引所のシステム・プライス分布



注: 2010 暦年, 17520 商品

3.2 シミュレーション結果

原子力発電所がすべて脱落すると、どの季節・時間帯においても全体に、しかしピーク時間帯に特に電力価格が上昇する。具体的には、基準均衡において 4–10 円/kWh だったものが、7–16 円/kWh 程度に上昇する(図 3.3)。原子力発電所を中心としたベース電源が比較的豊富であった地域ほど—その多くは、原子力発電に対する依存度が高い関西電力以外にも、その関西電力への売電を恒常的に行っている北陸や四国、および、九州のような隣接地域も—大きく価格が上昇している(図 3.4)。北海道は、9 地域のうちで唯一冬にピークを持ち、比較的余裕のある夏期に低い電力価格を示すが、原子力発電所の脱落によってその余裕が失われ、最も大きく電力価格が上昇する。24 時間平均で 3.3 円/kWh 程度の価格上昇が見込まれる。その一方で、東北・東京・中部では通年で見て上昇幅は相対的に小さく、24 時間平均で 1.5–2.0 円/kWh 程度である。通年の平均価格を時間帯別に見ても、この上昇幅は同様である。しかし、月別に詳細に見ると、東北・東京・中部では、夏期以外では価格上昇幅が 1.5 円/kWh 前後と、他の地域の 3 円/kWh 前後という上昇幅と比較して穏やかである一方で、夏期には他の地域の上昇幅に近くなる。

図 3.3: 原子力発電所脱落時の電力価格[円/kWh]

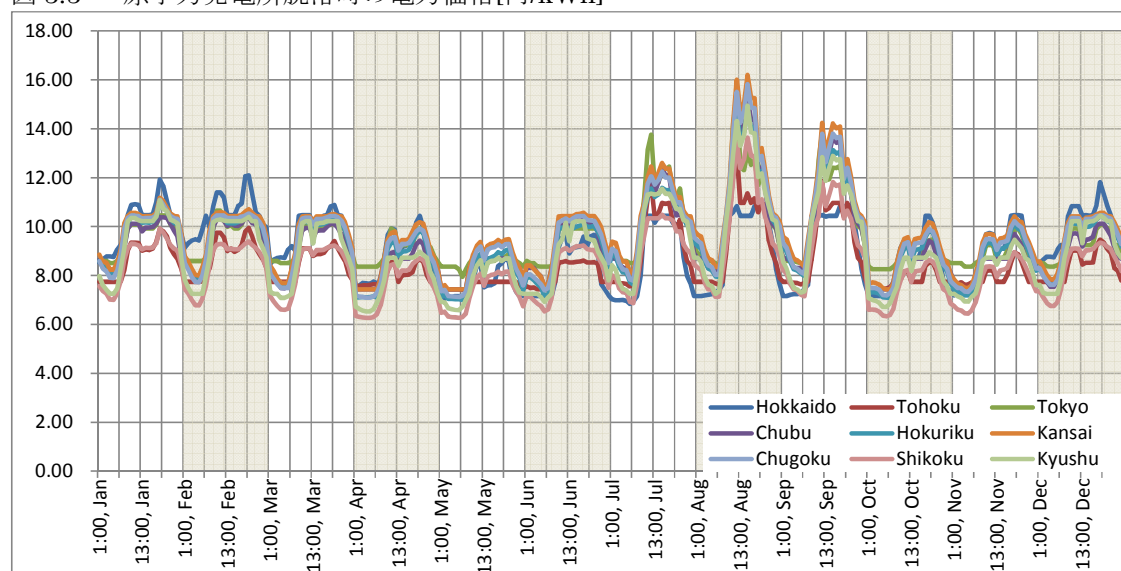
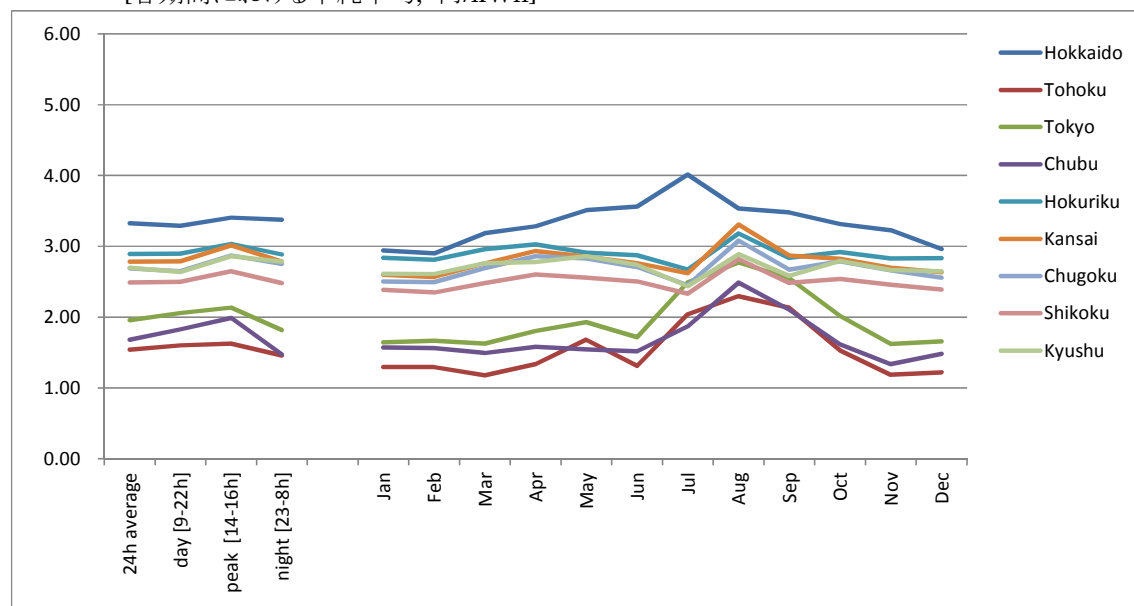
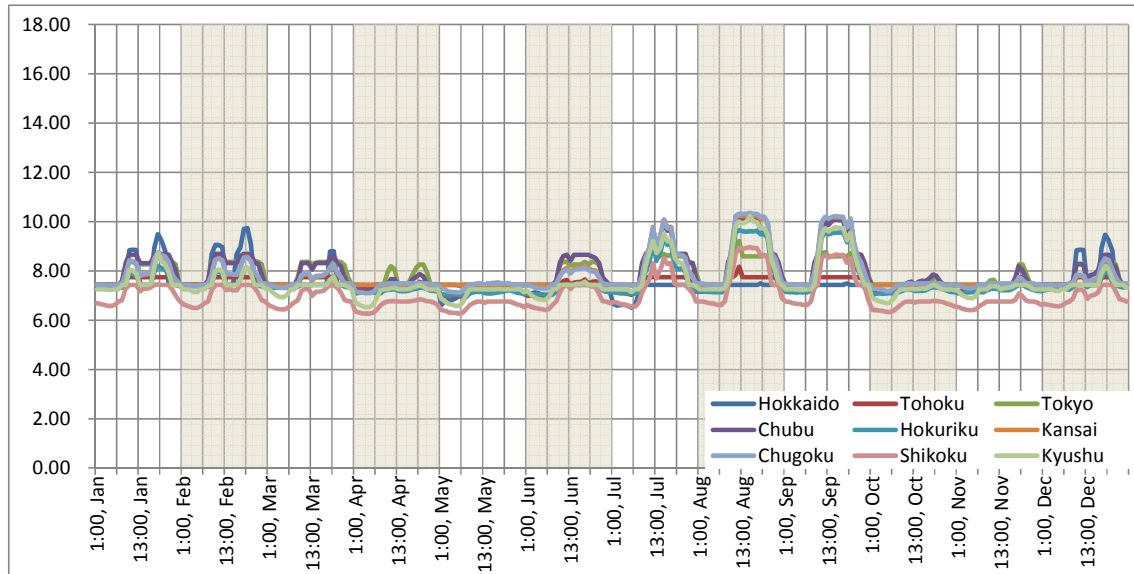
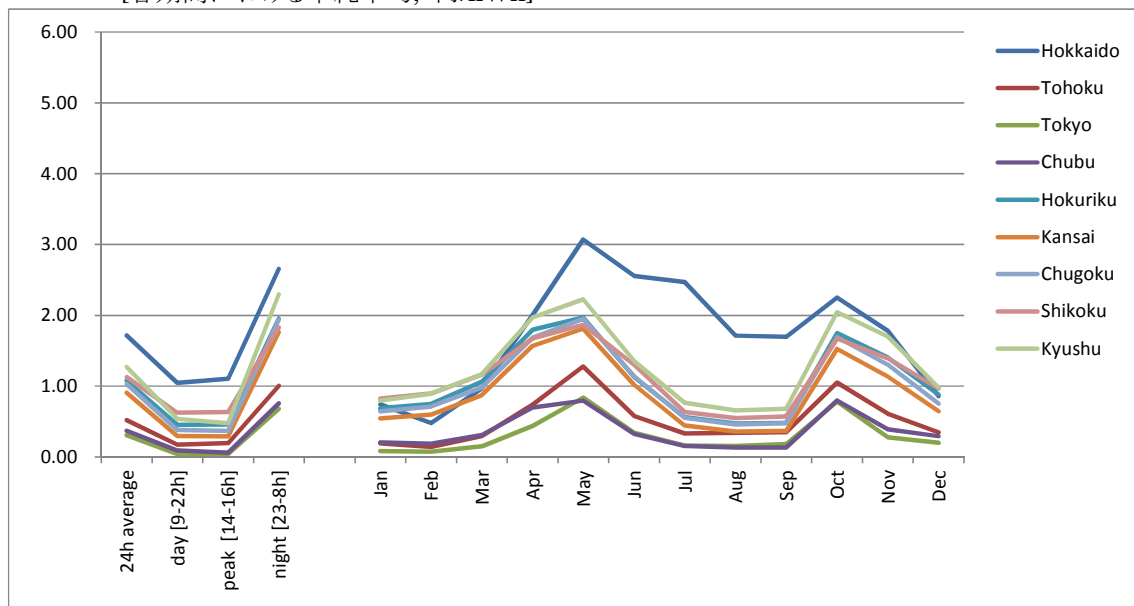


図 3.4: 原子力発電所脱落時の平均電力価格の基準均衡からの変化
[各期間における単純平均, 円/kWh]



原発脱落による供給力不足をガスタービン複合火力で補うと、電力価格はピーク期の高い部分—とくに新規導入されたガスタービン複合火力発電所の発電単価である 7.44 円/kWh を超える部分—が顕著に低下し、価格帯は 7–10 円/kWh の範囲へと収斂する(図 3.5)。逆に、原子力発電所が脱落した当初から 7.44 円/kWh 以下の価格がついていた場合には、それ以上の発電単価を持つガスタービン複合火力のような電源は経済性の点から運転されずに需給は緩和されないため、価格が低下しない。価格の高い時間帯を中心に価格が抑制され、基準均衡に比べて 24 時間平均で 0.5–1.5 円/kWh 程度、昼間時間帯には、北海道でも 1 円/kWh 程度、東北・東京・中部等では目立った価格上昇はなくなる(図 3.6)。月別には、ガスタービン複合火力のようなピーク用電源の導入によって、夏冬期の価格が大きく低下する。それとは対照的に、ガスタービンの経済性が発揮されない(したがって運転されない)ほどに需要が小さい春秋期には価格の大幅な下落は見込めない。

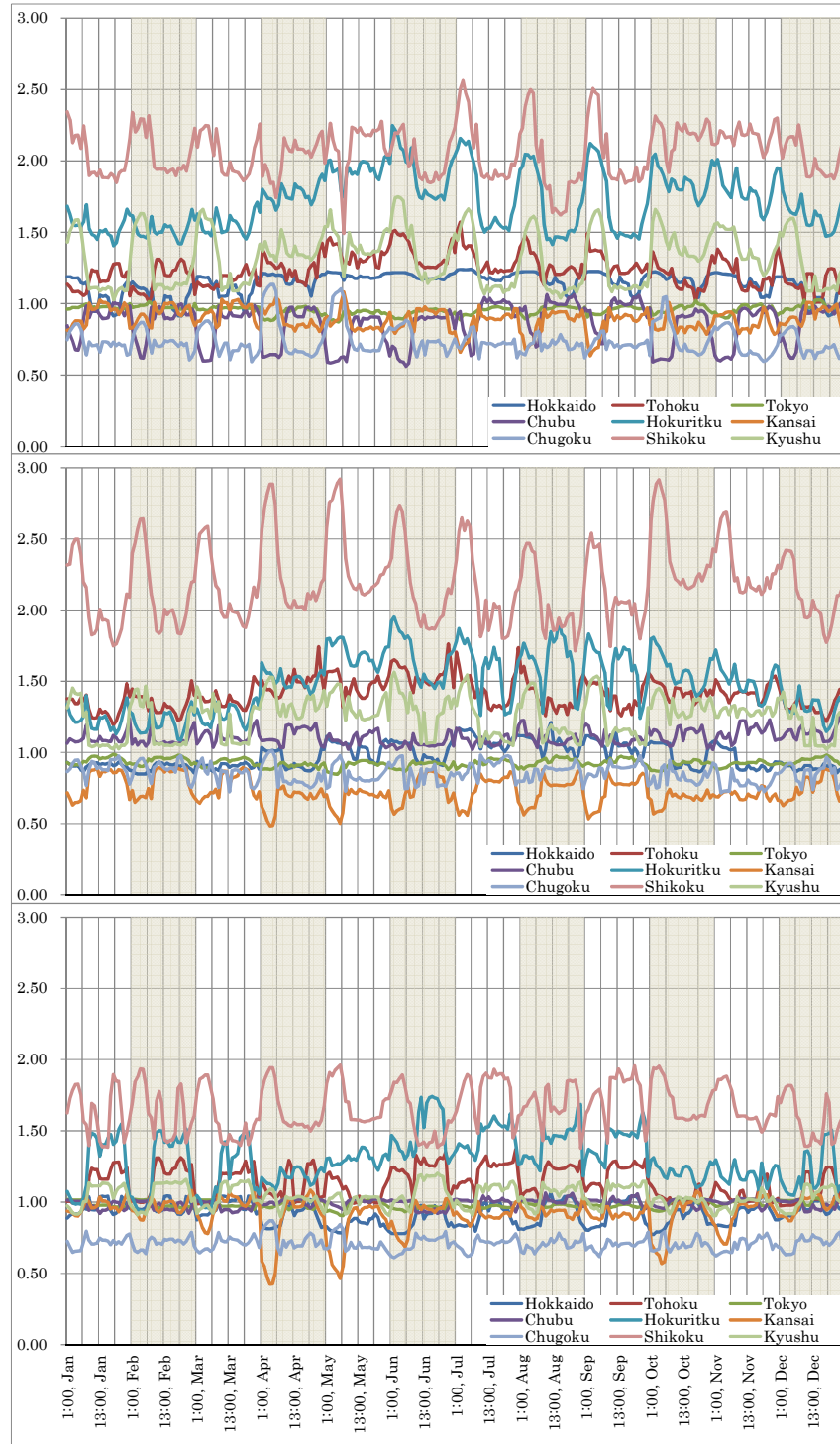
図 3.5: ガスタービン複合火力による補完時の電力価格[円/kWh]

図 3.6: ガスタービン複合火力による補完時の平均電力価格の基準均衡からの変化
[各期間における単純平均, 円/kWh]

この3つの状況を、各地域の電力自給率(発電量/消費量)で見る。基準均衡では、地域間の売買電は主に夜間に行われている(図 3.7)。原子力発電所の脱落はベース電源不足を生じさせ、全体として夜間・春秋期の自給率を高める(あるいは、自給自足体制を強いると言ってもよい)。ただし、関西におけるベース電源不足が深刻で、これを四国のベース電源供給力で埋め合わせるパターンが目立つ。ガスタービン複合火力を導入すると昼間時間帯の需給逼迫が緩和されるため、3大需要地を中心に自給率が1

に近づく。

図 3.7: 基準均衡(上段)・原子力発電所脱落時(中段)・ガスタービン複合火力発電所による補完時(下段)の電力自給率[自給自足=1.00]

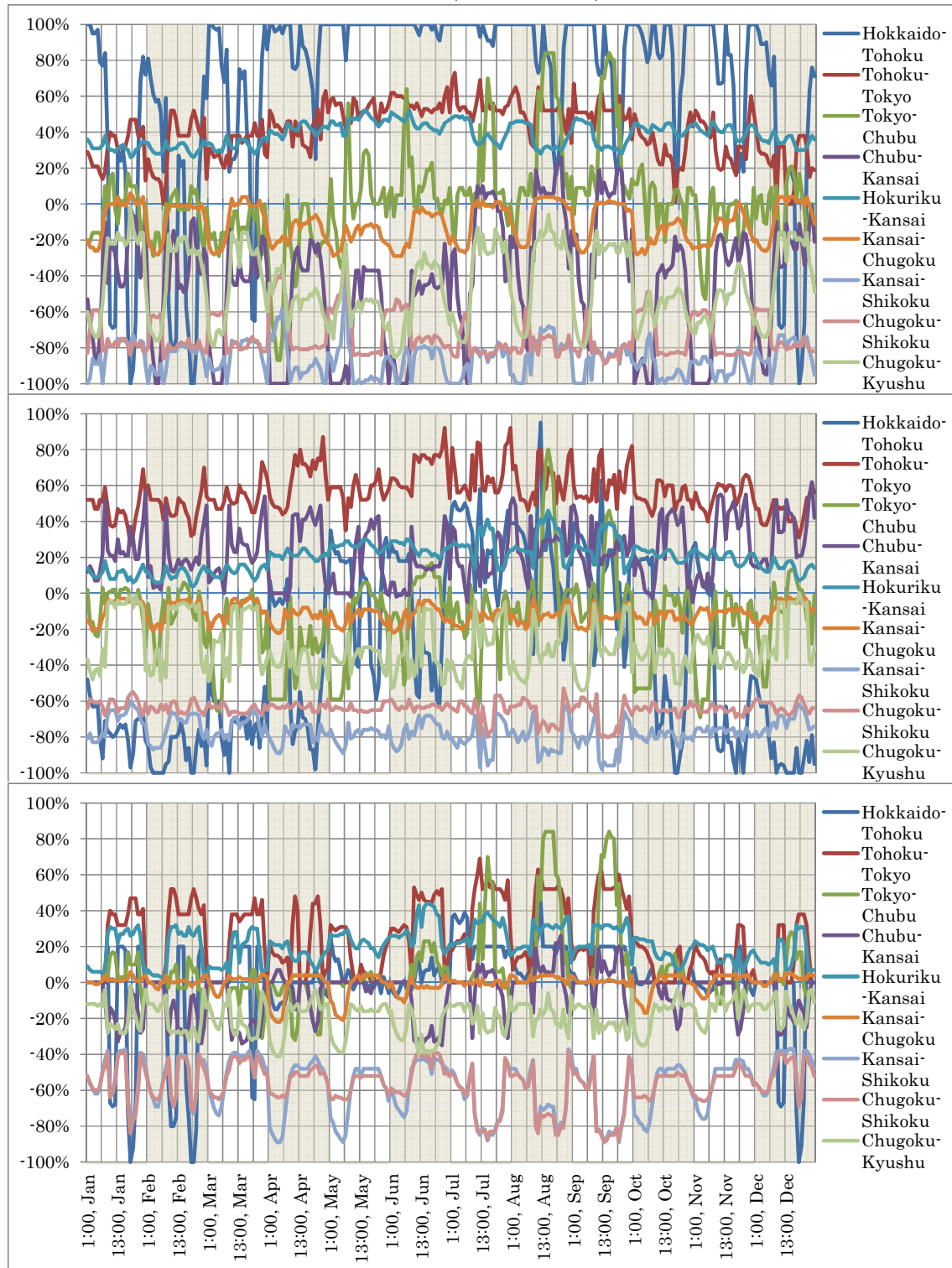


自給率の変化は、地域間連系線の設備利用率の変化にも現れる。基準均衡においては、原子力を中心とした安価なベース電源の分布の違い(図 1.1)や、ピークとなる季節の違いから、地域間送電が頻繁に発生する(図 3.8)。ただし、すでに電力自給率に関して議論したように、ピーク時よりはオフピーク時に地域間送電が発生しやすい。地域的には、関西とその周辺の 60Hz エリア間の連係線で時々、北海道=東北間は冬期以外で恒常的に混雑が発生する。

原発が脱落すると、どの地域においても地域間送電のための電源となっていたベース電源が失われて各地域内では需給が逼迫するが、60Hz 地域間では送電が大幅に減少する。連系線混雑は北海道=東北間でごく稀に発生するのみとなる。通年で見ると、もともと東行きと西行きがほぼ拮抗していた東京=中部間の周波数変換所の潮流は、混雑するほどではないものの東行きの傾向が強まる。なお、夏期以外の北海道=東北間と、中部=関西間で潮流の逆転が発生するが、そのほかは潮流の方向はおおむね同じである。

ガスタービン複合火力発電所を新規導入した場合には、地域間の電源構成がさらに収斂し、かつ、価格の時間帯別変動がかなり小さくなる。このため、地域間送電は全般にさらに少なくなる一方で、夏のピーク時間帯には増加する。これはこの特定の時間帯で供給力に余裕が出るためである。すなわち、夏の需給逼迫時には価格が十分に上昇するために、周波数変換所を越えて 60Hz 地域から 50Hz 地域へ売りに出しても十分にペイするようになる。送電量が増加して東京=中部間の設備利用率が 80%を超える時間帯が出てくるが、混雑が発生するほどではない。東京地域内での供給設備の増加と、東京地域内の高値を背景とした 60Hz 地域からの供給があるために、北海道=東北間の混雑もほぼ解消され、東北=東京間の送電も減少する。震災後には、ボトルネックである周波数変換装置や北海道=東北間の北本連系線の増設の必要性が盛んに議論された。しかしここで考えるように、すべての地域において同様の技術水準(発電単価)を持つ発電所を大量に導入すると地域間の値差が無くなる時間帯が増え、したがって、地域間送電の必要性が減少する。すなわち、原発脱落以前と比べても周波数変換装置等のボトルネック設備拡張の必要性は薄れることがわかる。

図 3.8: 基準均衡(上段)・原子力発電所脱落時(中段)・ガスタービン複合火力発電所による補完時(下段)の地域間連系線設備利用率[%、南・西行き>0、北・東行き<0]



4. まとめ

本研究では、2010 暦年の状況に合わせた 9 地域の電力空間均衡モデルを用いて、すべての原子力発電所が脱落した影響と、その電源不足を補うためにガスタービン複合火力発電所を導入した場合の効果をシミュレートした。原子力発電所がすべて運転できない(しない)とした場合、電力価格は 1.5–3 円/kWh 程度上昇するが、地域によってこの程度は大きく違い、関西を中心とした西日本地域と北海道で高い上昇が見込まれる。ガスタービン複合火力発電所を設置すると電力価格の上昇幅は 0.5–1.5 円/kWh 程度に圧縮できるが、これは主に昼間時の電力価格が下がるためである。各地域においてここで仮定したような規模でうまくガスタービン複合火力発電所を導入できたとしても、夜間の電力価格は高止まり、1–2 円/kWh 程度の価格上昇が残る。そのため、これまで電力会社が負荷平準化や販路拡大のために積極的に導入してきた、主に夜間に電気を使うオール電化設備を導入した需要家は原子力発電所脱落の影響を受け続けるであろう。また、スマート・グリッド構想でしばしば期待される電気自動車についても、充電のための夜間の電力価格の上昇が見込まれるため、その普及速度は震災前に見込んでいたとおりというわけには行かないであろう。一方、ガスタービン複合火力による代替電源を導入すれば、ピーク時間帯については需給を緩和できる。とくに、東京・中部電力地域では、昼間・昼間ピーク時間帯の電力価格上昇幅は 0.5 円/kWh 程度にまで抑制できるから、震災直後に行ったような、時間帯・曜日をずらした輪番操業やシフト勤務態勢の必要性は減少する。

もちろん、ここではガスタービン複合火力発電所を導入できる程度の時間(導入のリードタイムとしてせいぜい数年程度先のこと)を考え、需要家の行動が、価格弾力性も含めてこれまでと変化しないと考えている。しかしながら、ここでシミュレートしたような季節、時間帯、地域別の電力価格の変化を踏まえて、需要家が行動を変える可能性は十分にある。オール電化のような設備の導入が停滞したり、夜間のエネルギー利用を電気からガス・灯油へシフトさせたりするであろう。あるいは、企業の立地や居住地の選択に対して影響を与えることさえ考えられる。これらによって、夜間等のオフピーク時の価格上昇や、ここで大きな価格上昇が示唆された地域の価格上昇幅が、ある程度押さえられるかもしれない。

本研究では具体的に検討を試みなかったものの、シナリオについていくつかのバリエーションを考えることができる。代替電源としてすべてをガスタービン複合火力を用いるのではなく、一部を石炭火力とす

ることは—おそらく導入までのリードタイムがより長くなることや、炭酸ガス排出量の増加が懸念されるが—現実的な選択肢として十分に考えられる。再生可能エネルギーとして注目を集めている太陽光や風力については、しかし、原子力発電所がすべて脱落したときでさえも 2–3 円/kWh 程度しか電力価格は上昇しないから、これらの代替電源に経済性は見いだせない。もちろん、(補助金等で補填するなどして)それでもあえて導入したとして、現在検討されているような設備容量(と稼働率)のもとで、どの程度電力価格を引き下げる効果を持つか、季節・時間帯別に検討することはできるであろう。

ところで、基準均衡における原子力発電所の稼働率(本文中のシミュレーションでは 100%とした)を、現実的な値、例えば 2000 年代前半に観測されるような 70%と仮定したとしても、基準均衡における需給や価格が異なるだけである。その一方で、原子力発電所がすべて停止する(すなわち原子力発電所の稼働率が 0%)という仮想均衡の需給や価格には影響を与えない。比較のために用いられる基準均衡におけるそれらの値が異なるだけであるため、基準均衡からの変化を変化率で表したときの表現が変わるだけである。また同様に、原子力発電所がすべて停止せず、(各地域で均等に)その一部だけが停止すると仮定した場合も、その新しい仮想均衡は、これまでに示した仮想均衡とこの基準均衡との間のどこかに位置するだけのことであるから、ここで改めてその結果を示すほどのことはないであろう。ただし現実には、地域間で原子力発電所の停止・廃炉の比率が、技術的な観点からだけでなく、政治的妥協、あるいは住民感情の好悪に依存して異なることも考えられる。福島第一原子力発電所と同型の沸騰水型の運転が認められないが、加圧水型は認められるかもしれない。電力会社ごとの異なった取り扱いがあり得るとするなら、事故を起こした東京電力以外は運転を再開できるかもしれない。またあるいは、機齢で線引きされるかもしれない。本研究のシミュレーション結果とは対照的に、こうした地域間の相違は各地域の運転可能な電源構成の差を大きくして地域間送電を活発化させ、場合によっては連系線の混雑を発生させる。このときには、混雑した連系線の容量増強が検討されることになるであろう。

謝辞

本研究を進めるにあたり、内閣府経済社会総合研究所における日中環境問題に関する研究報告会、経済産業研究所、および、電力中央研究所における研究会では出席者より貴重なコメントを頂いた。もちろん、あり得べき誤りはすべて筆者に帰すべきものである。また、本研究の一部は、科学研究費補助金(No. 21730222)と政策研究大学院大学政策研究センターによる研究助成を受けた。ここに記して感謝の意を表す。

参考文献

- 金本良嗣, 蓮池勝人, 藤原徹 (2006) 『政策評価マイクロモデル』, 東洋経済新報社.
- 火力原子力発電技術協会 (2008) 『火力・原子力発電所設備要覧(平成 20 年改訂版)』.
- 資源エネルギー庁 (2005) 『平成 16 年度電力需給の概要』.
- 高橋雅仁, 永田豊 (2011) 「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—」, SERC Discussion Paper 11022, 電力中央研究所社会経済研究所.
- 田中誠 (2007) 「電力市場における市場支配力のシミュレーション分析」, 八田達夫, 田中誠 (編著) 『規制改革の経済分析』, 日本経済新聞出版社 所収, 第 3 章: 101–132.
- 東京電力「過去の電力使用実績データのダウンロード」, 2010 年分. (2011 年 7 月 11 日取得)
- <http://www.tepco.co.jp/forecast/html/images/juyo-2010.csv>
- 東北電力「過去実績データのダウンロード」, 2010 年分. (2011 年 7 月 11 日取得)
- http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/common/demand/juyo_2010_tohoku.csv
- 細江宣裕, 秋山修一 (2007) 「送電料金改革の効果分析—パンケーキ方式から郵便切手方式へ—」, 八田達夫, 田中誠 (編著) 『規制改革の経済分析』, 日本経済新聞出版社 所収, 第 2 章: 75–99.
- Akiyama, S., Hosoe, N. (2011) "A Spatial Equilibrium Analysis of Japan's Electric Power Network," *Review of Urban & Regional Development Studies* 23(2–3): 114–136.
- Hattori, T. (2003) "A Simulation Analysis of the Potential for Market Power in the Western Segment of the Prospective Japanese Electricity Market," Paper presented at Advanced Workshop in Regulation and Competition, 16th Annual Western Conference, San Diego, California.
- Hosoe, N., Akiyama, S. (2009) "Regional Electric Power Demand Elasticities of Japan's Industrial and Commercial Sectors," *Energy Policy* 37(11): 4313–4319.
- Hosoe, N., Tanaka, M. (forthcoming) "Divestiture of TEPCO for Reparation for the Fukushima Nuclear Accident-A Path to Vertical Unbundling," *Energy Policy*.

Takayama, T., Judge, G. G. (1971) *Spatial and Temporal Price and Allocation Models*,
Amsterdam, North-Holland.

補論 感応度分析

本研究では、供給関数については実際の発電所容量と推定された燃料価格をもとにした標準的なメット・オーダー関数を用いる一方で、需要関数については、Hosoe & Akiyama (2009)による地域別の電力需要の(短期)価格弾力性をもとにキャリブレートしている。この価格弾力性の大小によって、シミュレーション結果が定性的・定量的に異なる可能性が考えられる。そこで、本文中で示されたシミュレーション結果の頑健性を確認するために、仮定された電力需要の価格弾力性に関する感応度分析を行う。具体的には、Hosoe & Akiyama (2009)の 95%信頼区間の下限値と上限値を用いて、同様のシミュレーションを行う(表 A.1)。それぞれの結果は、下限値ケースと上限値ケースと呼ぶことにする。

表 A.1: 地域別電力需要の価格弾力性と 95%信頼区間

地域	下限値	推定値	上限値
北海道	0.221	0.295	0.369
東北	0.168	0.262	0.356
東京	0.017	0.086	0.155
中部	0.047	0.148	0.249
北陸	0.135	0.250	0.365
関西	0.001*	0.090	0.189
中国	0.170	0.271	0.372
四国	0.195	0.297	0.400
九州	0.154	0.241	0.329

出典: Hosoe & Akiyama (2009)より筆者作成。ただし、関西電力管区における価格弾力性の 95%信頼区間下限値は負の値になるため、この値は便宜的に 0.001 とした。

代替的な弾力性の仮定の下で得られた結果を、下限値ケースについては図 A.1–A.4の左パネルに、上限値ケースについて右パネルに示した。図 A.1–A.2 の左右のパネルを比較するとわかるように、価格弾力性が小さい(大きい)ほど数量調整の余地が小さく(大きく)なるので、価格に対する影響がより大きく(小さく)なる。弾力性の仮定に依存して、原発脱落時の価格の変化幅が大きく異なるが、それ以外の基準均衡やガスタービンによる補完シナリオではほとんど違いがない。本文中で行ったシミュレーション結果が示唆する価格の変化幅と比べて、原発脱落時で最大 1.3 円/kWh、おおむね、1 円/kWh 弱程度の幅を見ておけば十分であることがわかる(表 A.1)。ガスタービン補完時には、価格弾力性の仮定を変

えてもほとんど違いは出ない(表 A.2)。時間別・季節別の価格上昇幅の推移についても、両者の間で目立った違いはない。

図 A.1: 基準均衡(上段)・原子力発電所脱落時(中段)・ガスタービン複合火力による補完時(下段)の電力価格(左パネル: 下限値ケース, 右パネル: 上限値ケース)[円/kWh]

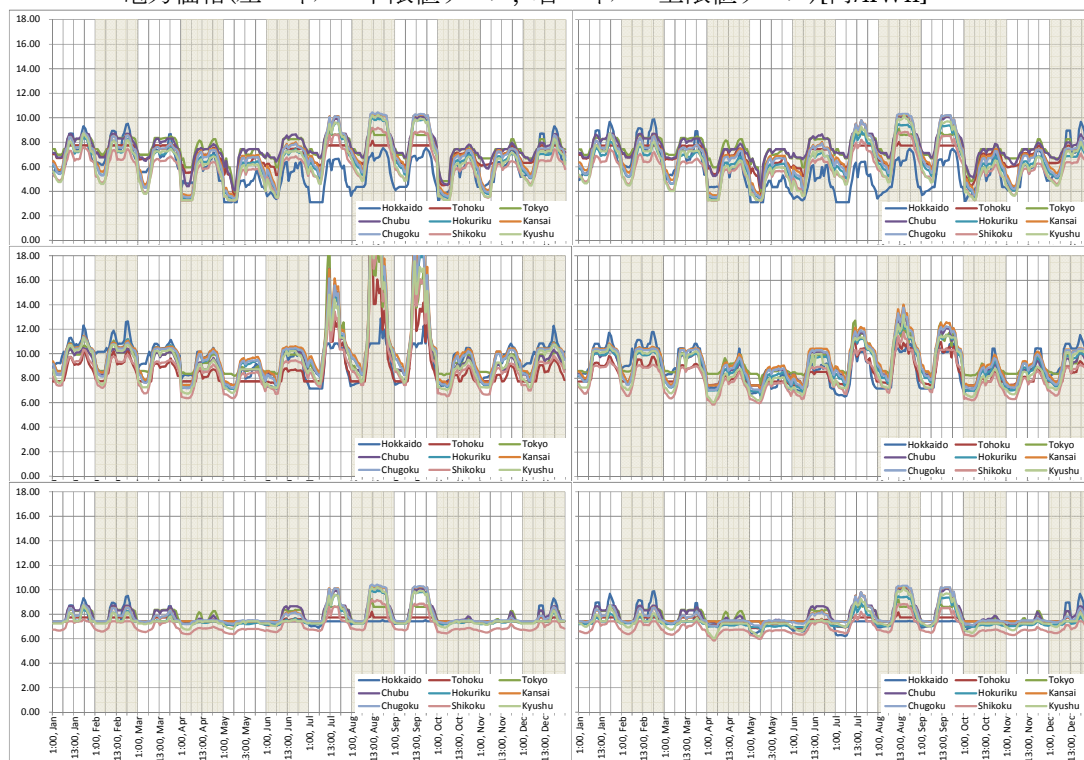


図 A.2: 原子力発電所脱着時(上段)・ガスタービン複合火力による補完時(下段)の平均電力価格の基準均衡からの変化(左パネル: 下限値ケース, 右パネル: 上限値ケース)
[各期間における単純平均, 円/kWh]

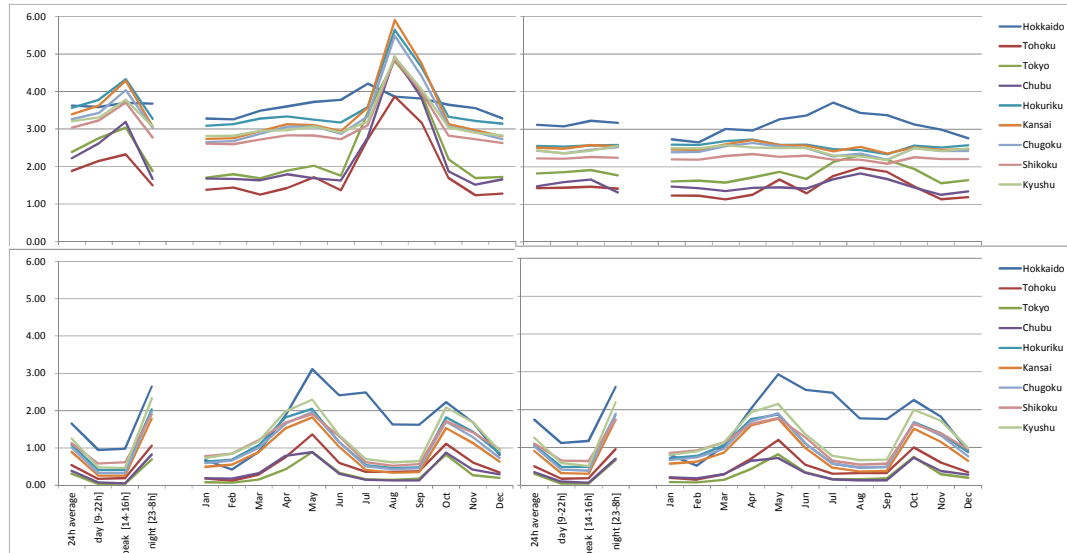


表 A.1: 下限値・上限値ケースの原子力発電所脱着時の価格上昇幅の違い

[本文中の結果からの乖離, 円/kWh]

	ケース	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
24 時間	下限値	0.30	0.34	0.43	0.54	0.68	0.61	0.57	0.54	0.51
平均	上限値	-0.21	-0.11	-0.14	-0.20	-0.34	-0.28	-0.26	-0.27	-0.26
昼間	下限値	0.30	0.55	0.69	0.79	0.89	0.84	0.78	0.73	0.67
[9-22 時]	上限値	-0.22	-0.16	-0.20	-0.23	-0.36	-0.30	-0.28	-0.28	-0.28
夜間	下限値	0.29	0.70	0.90	1.20	1.29	1.27	1.16	1.06	0.92
[23-8 時]	上限値	-0.18	-0.16	-0.22	-0.32	-0.47	-0.43	-0.42	-0.39	-0.43
ピーク	下限値	0.30	0.04	0.06	0.19	0.38	0.29	0.28	0.29	0.29
[14-16 時]	上限値	-0.21	-0.04	-0.05	-0.15	-0.31	-0.24	-0.23	-0.24	-0.23

表 A.2: 下限値・上限値ケースのガスタービン複合火力による補完時の価格上昇幅の違い
 [本文中の結果からの乖離, 円/kWh]

	ケース	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
24 時間	下限値	-0.06	0.02	0.00	0.02	0.01	-0.01	-0.01	0.01	-0.01
平均	上限値	0.02	-0.02	0.00	-0.02	-0.02	0.00	0.00	-0.02	-0.01
昼間	下限値	-0.10	0.00	0.00	-0.01	-0.04	-0.04	-0.05	-0.04	-0.05
[9-22 時]	上限値	0.07	0.00	0.00	0.01	0.03	0.03	0.03	0.03	0.05
夜間	下限値	-0.12	0.00	0.00	-0.01	-0.05	-0.03	-0.03	-0.02	-0.01
[23-8 時]	上限値	0.07	-0.01	0.00	0.01	0.03	0.01	0.02	0.00	0.03
ピーク	下限値	-0.01	0.05	0.02	0.07	0.08	0.03	0.03	0.07	0.04
[14-16 時]	上限値	-0.06	-0.05	-0.01	-0.06	-0.09	-0.03	-0.05	-0.09	-0.11

その一方、図 A.3–A.4 の左右のパネルを比較するとわかるように、価格弾力性が小さい(大きい)ほど数量調整の余地が小さく(大きく)なって、数量に対する影響がより小さく(大きく)なる。弾力性の大小に依存して地域間の送電量が変化するが、潮流の方向はほぼ同一である。価格弾力性が小さいときには価格が上昇しやすくなるため、とくに夏期には、ガスタービン複合火力発電所を運転してでも他地域へ売電するメリットが出てくるために、その期間だけは地域間の潮流が増加する。これに応じて、東京=中部間の送電線が一時的に混雑する。

図 A.3: 基準均衡(上段)・原子力発電所脱落時(中段)・ガスタービン複合火力発電所による補完時(下段)の電力自給率(左パネル: 下限値ケース, 右パネル: 上限値ケース)
[自給自足=1.00]

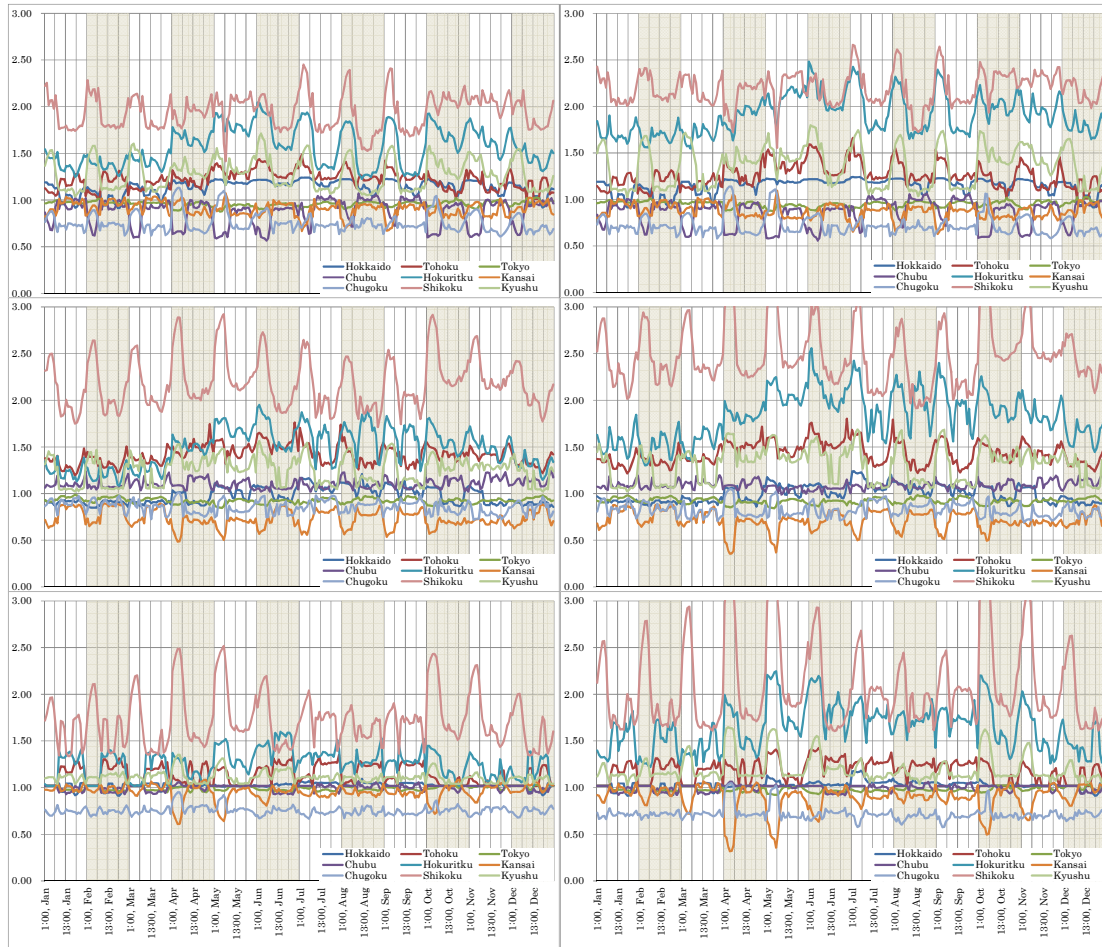
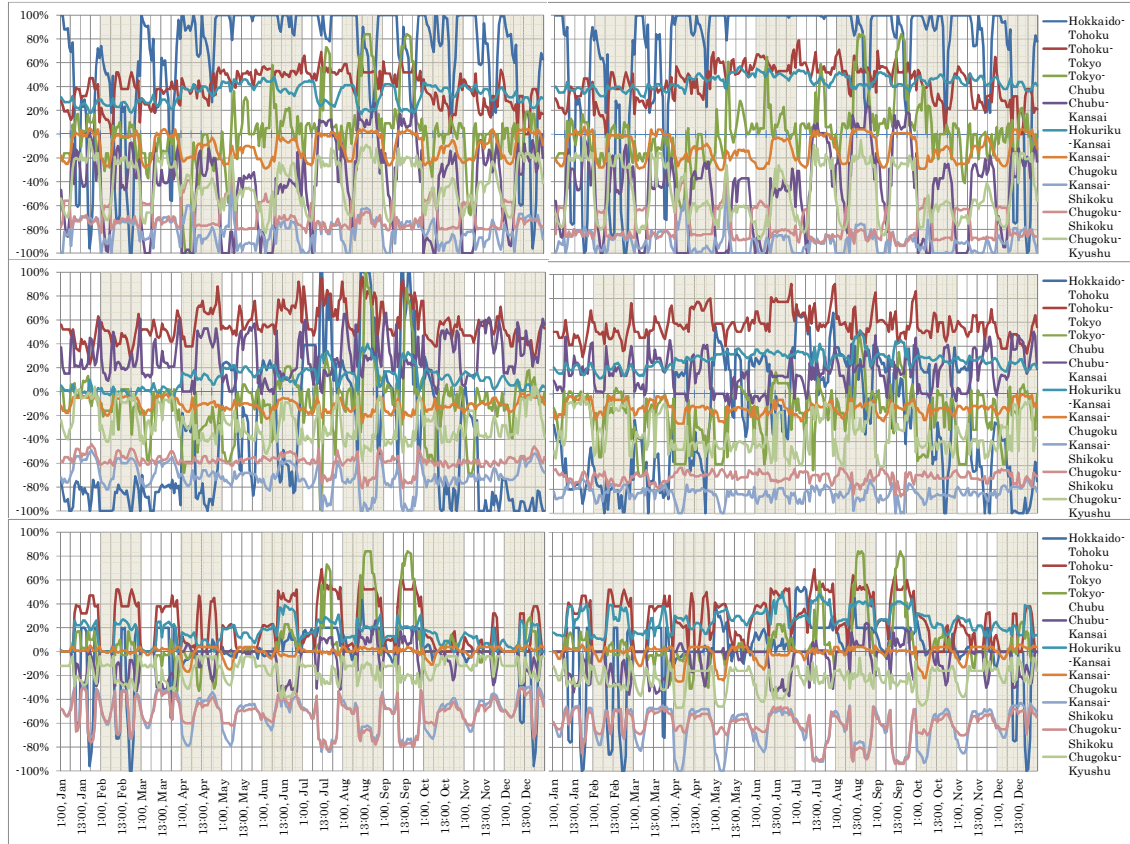


図 A.4: 基準均衡(上段)・原子力発電所脱落時(中段)・ガスタービン複合火力発電所による補完時(下段)の地域間連系線設備利用率(左パネル: 下限値ケース, 右パネル: 上限値ケース)
[% , 南・西行き>0, 北・東行き<0]



Nuclear Power Plants Shutdown and Alternative Power Plants Installation—A Nine-region Spatial Equilibrium Analysis for the Electric Power Market in Japan

October 1, 2012

Nobuhiro Hosoe

National Graduate Institute for Policy Studies

nhosoe@grips.ac.jp

Abstract:

After the Great East Japan Earthquake and the subsequent nuclear accident, nuclear power stations cannot be considered safe any longer and, thus, can be hardly allowed to restart in Japan. In this study, we develop a nine-region spatial equilibrium model for the Japanese power market and simulate two-part situations: (1) none of the nuclear power plants can operate any longer and (2) gas turbine combined cycle (GTCC) power plants are installed to fully cover the lost capacity of the nuclear power plants. When all the nuclear power plants are shut down, the average power prices would rise by 1.5–3 yen/kWh. By substituting their capacity with the GTCC power plants, we could compress the average price rise as high as 0.5–1.5 yen/kWh compared with the status quo. Their impact, however, would differ by region on the basis of the share of nuclear power in their plant portfolios. When nuclear power is fully available, inter-regional transmission is mainly driven by the abundant base-load capacity, including nuclear power, during the nighttime. After the nuclear power plant shutdown, the regions with abundant nuclear power capacity would not be able to afford to sell their power to other regions and this would cause less serious congestion at the inter-regional transmission links. The installation of GTCC power plants would make the plant portfolios more similar among regions and, thus, reduce inter-regional transmission further, which causes congestion very rarely.

Keywords:

The Great East Japan Earthquake; Nuclear power station; Power prices; Inter-regional transmission.