

CIRJE-J-258

## 太陽光発電の大規模導入に関する シミュレーション分析

東京大学大学院経済学研究科

齋藤 経史

金沢星稜大学経済学部

花田 真一

東京大学大学院経済学研究科

大橋 弘

2014年3月

CIRJE ディスカッションペーパーの多くは

以下のサイトから無料で入手可能です。

[http://www.cirje.e.u-tokyo.ac.jp/research/03research02dp\\_j.html](http://www.cirje.e.u-tokyo.ac.jp/research/03research02dp_j.html)

このディスカッション・ペーパーは、内部での討論に資するための未定稿の段階にある論文草稿である。著者の承諾なしに引用・複写することは差し控えられる。

# 太陽光発電の大規模導入に関するシミュレーション分析

齋藤 経史<sup>1</sup> 花田 真一<sup>2</sup> 大橋 弘<sup>3</sup>

## 概要

本稿では、太陽光発電の大規模導入の効果を定量的に明らかにする。具体的には、電気学会による基幹系統モデルに基づいて、日射量の実測値から太陽光発電が大量に導入したときの電力負荷パターンや電源構成の変化を1時間単位でシミュレーションを行った。

シミュレーション結果から以下の2点が明らかになった。第一に、太陽光発電の導入量が増えるにしたがってわが国の電力需要のピークは低下し、約5000万kW導入された段階でピークは夏季日中から、冬季の日没時に移ることが分かった。この時点で追加的な太陽光発電の導入は供給力の増加につながらないことになる。第二に、太陽光発電は既存の発電における燃料費用を削減する効果を持つが、その効果は太陽光発電の導入が進むにつれて逓減し、代わりに固定費の負担が相対的に増大することが明らかになった。2013年の設定における総費用の最小化をもたらす太陽光発電の導入量は約1250万kW程度であり、現在の導入量から大きく乖離しない水準に最適導入量が存在することが示された。

---

<sup>1</sup> 東京大学 経済学研究科 [ksaito@e.u-tokyo.ac.jp](mailto:ksaito@e.u-tokyo.ac.jp)

<sup>2</sup> 金沢星稜大学 経済学部 [shanada@seiryu-u.ac.jp](mailto:shanada@seiryu-u.ac.jp)

<sup>3</sup> 東京大学 経済学研究科 [ohashi@e.u-tokyo.ac.jp](mailto:ohashi@e.u-tokyo.ac.jp)

\* 本校の作成に当たって、五十川大也、井上剛、小西康哉、佐々木鉄於、中村智志、永田真幸、広瀬道雄、横田耕作各氏から有益な示唆を頂いた。

# 1. 初めに

2012年7月1日に「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」が始まり、太陽光発電を初めとする再生可能エネルギーの導入が急速に進展している。経済産業省資源エネルギー庁によれば、住宅用・非住宅用を合わせた太陽光発電システムの2012年6月までの累積導入量は、約560万kWであったが、2012年7月から2013年12月末の間に685万kWが導入されている。<sup>4</sup> 固定価格買取制度の対象として太陽光の他にも風力、中小水力、バイオマス、地熱があるが、太陽光発電が買い取り対象の再生可能エネルギー導入量全体の実に97%、認定量では94%の出力を占めている。本稿では再生可能エネルギーの中でも太陽光発電に着目し、その大量導入がもたらす効果を定量的に分析することを目的にする。

太陽光発電システム導入の効果に関しては、工学および経済学の見地からの実証研究も行われてきた。大橋・明城(2010)では、住宅用太陽光発電システムについての需要・費用関数を推定し、寡占市場のモデルを用いて、余剰電力買取制度がシステムの普及、CO<sub>2</sub>排出に与える影響を測定している。野中・朝野(2011)では、全電源平均可変費の約6円/kWhとして、2030年における太陽光発電の発電コストと比較している。小杉(2013)では、系統電源燃料費やその上昇率に一定の仮定をおいて、長期的な費用最小化のために目標とすべき太陽光発電電力の固定買取価格を分析している。しかしながら、これらの研究は電力系統の影響やその地域性や時間軸における効果を捨象している。

送電を含む電力系統を捨象している点に関しては、海外の研究においても同様の状況にある。Gowrisankaran et al.(2011)では、太陽光発電の間欠性(intermittency)に着目し、Joskow and Tirole(2007)での分析の含意をアリゾナ州南東部の都市Tucsonにおける1時間単位の電力需要データを用いて実証的に検証している。本論文は高頻度の電力需要データを用いて太陽光発電の効果を見ているという点でGowrisankaran et al.(2011)に近いが、基幹系統モデルを用いて潮流計算上の電力供給制約を考慮している点でより現実的なモデルを用いたシミュレーションになっていると言える。

電力需要および電力供給は地域、季節、時間帯によって偏りがあることに加えて、電気工学的な送電に関する制約もある。また、太陽光発電に必要な日射量は、地域および季節によって偏りがあるとともに原則として発電は日中に限られる。太陽光の特性に着目した分析には、時間単位、地域単位で区分したモデル設計も重要な研究になる。本論文では、605発電機による日本の電力系統の模擬モデルに対して、9つの電力管区における1時間単位の電力需要データ、全国321カ所の日射量データを与えることで、地域、季節、時間帯による電力需給の変動を踏まえて、太陽光発電システムの大量導入に関する効果を分析する。

---

<sup>4</sup> 2013年12月末時点の再生可能エネルギー発電設備の導入状況(2014年3月20日公表値)

<http://www.meti.go.jp/press/2013/03/20140320004/20140320004.html>

## 2. データ及び基本設定

### 2.1 電力系統（発電・送電）の設定

本稿では、電気学会が東西日本の電力系統を模擬して作成した EAST30 モデルおよび WEST30 モデルを用いる。<sup>5</sup> EAST30/WEST30 は、東西日本の系統特性や制御系を考慮して潮流計算および安定度計算を行うために電気学会が作成した基幹系統モデルである。<sup>6</sup> このモデルでは、東西に各 30 機の発電所が設定されており、各発電所の定格出力および火力、水力、原子力といった燃料種が記載されており、基幹系統は概ね 500 kV 以上の送電線が対応している。発電機および送電線の情報をもとに EAST30 モデルに北海道電力、東北電力、東京電力の電力管区、WEST30 モデルに中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力の電力管区を割り当てた。

発電所に関しては EAST30/WEST30 モデルに添付されている発電機のデータを直接に利用せず 2008 年から 2013 年 12 月末の間に実際に稼働した 3 万 kW 以上の定格出力を持つ発電所のデータを用いた。<sup>7</sup> 公表されている中で最新の「電源開発の概要 2010」より 2010 年 3 月末の発電所情報を収集した。2010 年 4 月から 2013 年 12 年末までの発電所の新設および廃止に関しては、「電力調査統計」を用いて補完した。<sup>9</sup> 7 つの一般電気事業者が管轄するもののみならず、卸電気事業者（電源開発、日本原子力発電）および卸供給事業者（共同火力、公営水力、独立系発電事業者など）が管轄している発電所についても、主たる販売先を考慮して一般電気事業者に対応させた。<sup>8</sup>

本稿のデータセットにおける 2008 年 1 月から 2013 年 12 月までに稼働した合計発電所数は 605、定格出力の合計は 2.46 億 kW である。発電方式は大別して、水力発電、火力発電、原子力発電である。水力発電には、流し込み式および調整式の一般水力に加えて、電力需要が小さい時にポンプで水を引き上げ、電力需要が大きいききに水を落として発電を行う揚水発電所がある。<sup>9</sup> 火力発電の中には、蒸気タービンによって発電をする石油火力、LNG 火力、石炭火力に加えて、燃焼したガスでの発電を行う軽油ガスタービン、LNG ガスタービンがある。さらには、新しい火力発電の方式として、蒸気タービンでの発電とガスタービンでの発電を併用したコンバインドサイクルがある。<sup>9</sup> 7 つの電力管区と発電方式による発電所および定格出力の内訳は図表 1 および図表 2 に示している。<sup>10</sup>

<sup>5</sup> EAST30/WEST30 モデルは、より抽象度の高い EAST10/WEST10 モデルとともに電気学会のウェブサイトにて公開されている。[http://www2.iece.or.jp/~pes/model/kikan/kikan\\_mokuji.html](http://www2.iece.or.jp/~pes/model/kikan/kikan_mokuji.html)

<sup>6</sup> 電気学会の基幹系統モデルは、電力会社、大学、民間企業の有識者によって、関係者へのアンケート、海外モデルの調査を経て作成された。作成の詳細は、電力系統標準化モデル調査専門委員会(1999)に示されている。

<sup>7</sup> EAST30/WEST30 モデルに添付されている発電機の定格出力の合計は 1.97 億 kW、原子力発電所を除外した定格出力の合計は 1.67 億 kW となる。電気事業連合会統計委員会(2013)によれば、2011 年における電力会社 9 社に対する最大電力（発電受電端）は 2011 年 8 月 10 日の 1.55 億 kW である。EAST30/WEST30 に添付されている発電機の定格出力を用いたシミュレーションを試みたが、2011 年以降の夏などの原子力発電所の大半が停止した後の高負荷の時間帯において正常な計算結果を得ることができなかった。メンテナンスや運転予備力の確保の制約を考慮すれば、最大供給力 1.67 億 kW の 9 割以上となる電力需要に対応できないと考えられる。

<sup>8</sup> 本稿において直接大口需要家と契約をする特定電気事業者および新電力会社（PPS：特定規模電気事業者）は、一般電気事業者が売電を行わないため、分析対象に含まれていない。

<sup>9</sup> 調整式水力は、日間・週間での出力調整を行う調整池式水力、豊水期と渇水期で出力調整を行う貯水池式水力の和となっている。

<sup>10</sup> 「電力需給の概要 2011」によれば、2010 年 3 月末の国内の卸電気事業者、卸供給事業者を含めた電力設備（沖縄電力を除く）は 2.42 億 kW である。本稿の分析に含めた 605 発電所のうち 2010 年中に稼働可能であったものは 573 発電所、定格出力にして 2.36 億 kW である。本稿のデータセットに定格出力 3 万 kW 未満の発電所を含めていないものの、わが国の

図表1 電力管区・発電方式別の発電所数 [2008年1月～2013年12月計]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	発電方式計
水力	揚水	2	2	13	7	1	6	3	2	3	39
	調整式水力(一般水力)	11	29	18	23	15	40	3	8	12	159
	流し込み式水力(一般水力)			4	3	4	5				16
火力	石 軽油ガスタービン(軽油)	4	2	5							11
	油 石油火力(原油・重油)	7	6	38	15	4	21	17	6	14	128
	L LNGガスタービン(LNG)		3	11			2				16
	N コンバインドサイクル(LNG)		4	12	13		7	3	1	3	43
	G LNG火力(LNG)		5	25	7		13	1	1	5	57
	石炭火力(石炭)	9	10	10	7	6	8	11	10	11	82
原子力	3	4	18	3	3	12	2	3	6	54	
地域計		36	65	154	78	33	114	40	31	54	605

図表2 電力管区・発電方式別の定格出力(万kW) [2008年1月～2013年12月計]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	発電方式計
水力	揚水	40	146	980	449	22	527	213	65	230	2,671
	調整式水力(一般水力)	47	253	116	154	124	300	13	36	88	1,131
	流し込み式水力(一般水力)	0	0	15	13	22	20	0	0	0	70
火力	石 軽油ガスタービン(軽油)	30	39	61	0	0	0	0	0	0	130
	油 石油火力(原油・重油)	195	250	1,470	556	150	867	461	205	527	4,680
	L LNGガスタービン(LNG)	0	65	240	0	0	7	0	0	0	311
	N コンバインドサイクル(LNG)	0	347	1,434	1,390	0	344	183	30	230	3,956
	G LNG火力(LNG)	0	215	1,293	326	0	561	34	35	243	2,707
	石炭火力(石炭)	243	617	633	437	290	481	413	292	605	4,011
原子力	207	327	1,841	362	291	1,013	128	202	526	4,896	
地域計		762	2,259	8,082	3,686	899	4,119	1,443	864	2,449	24,563

605 発電所はノードとの距離と管轄する電力会社を考慮して、各電力発電所を EAST30/ WEST30 の発電機ノードに割り当てた。送電網、送電に関する制約に関しては、EAST30/WEST30 の設定を踏襲した。また、東西日本をつなぐ東西連系線に関しては、EAST30 モデルのノード 3304、WEST30 モデルのノード 1550 を接続することで設定した。この二つのノードの間には、東西連系線の実態に合わせて東京電力向き中部電力向きともに 120 万 kW の送電制約を設定している。<sup>11</sup>

## 2.2 発電所のメンテナンス、稼働に関する設定

本稿における分析では、計画外停止を含めて代表的なメンテナンス期間を発電所に与える。火力発電所の定期点検は、電気事業法施行規則第 94 条に基づき、ボイラ設備は 2 年毎、タービン設備は 4 年毎に実施する必要がある。法で定められた定期点検に加えて、自主点検や計画外停止による修理がある。火力原子力発電技術協会(2007)には、火力発電所における「定期検査工期はユニットにより差があるが、25～65 日程度である」との記載がある。これらを総合して、蒸気タービン、コンバインドサイクルの火力発電所に関しては自主点検、計画外停止による修理を含め、1 年間に 65 日のメンテナンス期間を設定

発電における kW の約 98% が網羅されている。

<sup>11</sup> 東西連系線の容量は、2013 年 4 月 5 日に報道発表のあった電力利用協議会「各地域間連系設備の運用容量算定結果 ―平成 25 年度―」を参照した。なお EAST30 モデル内、WEST30 モデル内においては設定した電力管区同士の負荷ノードの隣接が必ずしも現実と対応しておらず、東西連系線以外の連系線の特定は困難である。

した。ガスタービンの火力発電所はその半分の 33 日を年間メンテナンス期間としている。1 年の内でメンテナンス時期の選択は、発送電の費用最小化に従って決定される。<sup>12</sup> また、2008 年 1 月から 2013 年 12 月までの火力発電所の新設、廃止に関しては、『電源開発の概要 2010』および『電力調査統計』に準じて 1 日単位で設置日、廃止日を設定している。

原子力発電所に関しては、原子力施設運転管理年報に各年度における原子力発電所の時間稼働率が記載されている。東日本大震災以前の過去 5 年に当たる 2006 年度から 2010 年度の平均時間稼働率が 64.1% であったため、非稼働時期をメンテナンス期間と見なして年間 131 日のメンテナンスを設定した。東日本大震災以前の 2011 年 3 月以前に関しては、原子力発電所に関しても火力発電所と同様に、メンテナンス時期の選択は費用最小化に従う設定とした。

東日本大震災以後に関する原子力発電所の稼働は、原子力施設運転管理年報を参照して、1 日単位で実際の停止状況に合わせた。2011 年 4 月以降は、現実のデータに合わせて段階的に原子力発電所が停止していく設定としている。<sup>13</sup> 2012 年 5 月 5 日から 2012 年 7 月 5 日および 2013 年 9 月 15 日から本稿の分析期間の期末である 2013 年末までは、全ての原子力発電所が停止している。なお、分析期間の最終年にあたる 2013 年に稼働した原子力発電所は 2013 年 9 月 2 日まで稼働した大飯 3 号機、9 月 15 日まで稼働した大飯 4 号機の 2 基のみとなっている。

揚水発電に関しては、「電源開発の概要 2010」より各揚水発電所における上池、下池の有効容量が小さい方を最大容量とし、時間当たりの最大使用水量で割ることで発電可能時間の上限とした。38 の揚水発電所に関して定格出力での発電可能時間は、平均値で 10.3 時間、中央値で 6.8 時間である。なお、揚水発電に関しては汲み上げに利用した電力量の 75% の発電量となるように設定した。<sup>14</sup> 一般水力の流し込み式水力は、ベース電源として常時定格出力で稼働することとした。一般水力の調整式水力に関しては、各年度の「電力需給の概要」に公表されている 2006 年度～2011 年度における一般水力の平均発電量が 725 億 kWh であったことから、一般水力発電の合計電力量が実態に一致するように調整式水力の稼働率を 67% とした。

---

<sup>12</sup> MAPS Version 2.12 において、メンテナンス時期をシミュレーション内で最適化する場合、メンテナンス期間は週単位での設定となる。このため、メンテナンス期間は日数ではなく、最も近い週数で与えた。

<sup>13</sup> 現実に 2011 年 3 月以前から停止していた発電所に関しては、2011 年 3 月 31 日に停止するように設定をした。

<sup>14</sup> 千葉(2000)では、「(揚水発電所の総合効率は) 70～75% まで進歩し、ほとんど限度に近づいている」としている。

## 2.3 発熱量、燃料価格、発電効率に関する設定

各燃料の発熱量は、資源エネルギー庁(2007)より 総合エネルギー統計の標準発熱量より、軽油 37.7MJ/l、原油 38.2MJ/l、C 重油 41.9MJ/l、輸入天然ガス (LNG) 54.6MJ/kg、輸入一般炭 25.7MJ/kg を用いた。<sup>15</sup> なお、日本国内の蒸気タービン型の石油火力発電所においては、原油と重油の両方が利用されている。<sup>16</sup> 公表値の直近 5 年となる 2006 年度から 2010 年度の間には電気事業者が発電用に消費した重油割合は 60%であった。このため発電用の石油の標準発熱量および燃料価格は、原油と重油を 4:6 の加重平均をとることで作成した。本稿において、原油・重油の発熱量は加重平均より 40.42MJ/l とした。

原油、LNG、石炭の燃料費に関しては、電気事業便覧に記載されている燃料輸入価格 (CIF: 運賃・保険料込み条件) に準じる指標を用いる。本稿の作成時点では電気事業連合会による 2013 年の燃料輸入価格は未公表であるため、東京電力が燃料費調整制度のためにウェブサイトで公表している 2013 年 1 月～12 月の燃料価格の平均値を用いた。<sup>17</sup> また、C 重油の価格に関しては、海運における燃料サーチャージの算定根拠となっている C 重油紙パルプ価格との加重平均から原油・重油価格を作成した。<sup>18</sup> また、軽油に関しては、資源エネルギー庁が公表している石油製品価格調査の産業用軽油価格の年平均値を用いた。

収集した燃料価格は、課税前の価格に相当している。石油・LNG・石炭には石油石炭税が課税されるとともに 2012 年 10 月 1 日から「地球温暖化対策のための課税の特例」が設けられ、CO<sub>2</sub> 排出量に応じた税率を上乗せされている。<sup>19</sup> 電気事業者は、課税後の燃料価格に対応して発電およびその構成を選択すると考えられる。<sup>20</sup> このため、上述した燃料価格に対して、2012 年以前は石油石炭税 (本則税率) を加えた。また、2013 年は石油石炭税の本則税率および特例により上乗せされた石油石炭税を加えて、課税後の燃料価格を算出した。

また、定格出力時の発電効率に関しては、資源エネルギー庁、電力会社の資料等をもとに各発電所の運転開始・燃料種転換時別に従って設定した。<sup>21</sup> 本稿においては、発熱量、発電効率は高位発熱量基準に統一し、効率は送電端効率にて示している。<sup>22</sup> 各燃料の発熱量、燃料価格、定格出力時の発電効率を与えれば、単位発電量に燃料費を算出することができる。図表 3 は各燃料の発熱量、2013 年における燃料費に加えて、発電機の種類別に定格出力での発電効率、単位発電量あたりの燃料費を示している。

<sup>15</sup> 本稿では、発熱量および発電効率ともに日本において標準的な高位発熱量にて示している。

<sup>16</sup> 石油火力発電所で利用させる重油は、粘度が高い C 重油が一般的である。

<sup>17</sup> 東京電力：過去の燃料費調整のお知らせ一覧 <http://www.tepco.co.jp/e-rates/individual/fuel/adjust/backnumber/menu-j.html>

<sup>18</sup> C 重油紙パルプ価格は、新日本石油と王子製紙の取引価格であり、一般社団法人日本長距離フェリー協会によって公表されている。 <http://www.jlc-ferry.jp/nenryouyu.html>

<sup>19</sup> 石油石炭税の本則税率は石油 1 キロリットルあたり 2040 円、LNG1 トンあたり 1080 円、石炭 1 トンあたり 700 円である。2012 年 10 月 1 日から「地球温暖化対策のための課税の特例」として、それぞれに対し 250 円、260 円、220 円が上乗せされた。

<sup>20</sup> 燃料種に依存せず税抜き価格に比例的に課税される一般消費税は、電力会社の燃料種を選択に影響しないため、本稿においては捨象している。

<sup>21</sup> 高効率火力発電の導入推進について (2013 年 4 月 資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 総合部会) <http://www.enecho.meti.go.jp/info/committee/sougoubukai/2nd/2nd-3.pdf>

<sup>22</sup> 発電効率が低位発熱量 (真発熱量) で示されていた資料は、「総合エネルギー統計の解説 (2010 年度改訂版)」の変換係数によって換算した。発電効率が発電端効率で示されていた資料に関しては、「コスト等検証委員会報告書」より、発電所内の使用電力である所内率を差し引いて送電端効率に相当する数値に変換した。

図表3 火力発電所燃料に関する発熱量、燃料費、発電効率、定格出力時燃料費

燃料種 (単位)	単位あたり 高位発熱量 (MJ)	単位あたり 税抜き価格 (2013年:円)	単位あたり 石油石炭税 込み価格 (2013年:円)	発電機の種類 (括弧内は運転開始・燃料種転換時期)	稼働可能 発電機数 (2008~ 2013年)	定格出力時 の発電効率	定格出力時 税込み燃料費 (円/kWh)
軽油 (キロリットル)	37,700	116,150	118,440	軽油ガスタービン(1978年以前)	3	27%	41.89
				軽油ガスタービン(緊急設置:2011年以降)	8	31%	36.48
原油・ 重油 (キロリットル)	40,420	69,196	71,486	石油火力(1973年以前)	60	37%	17.21
				石油火力(1974年~1980年)	24	38%	16.75
				石油火力(1981年~1986年)	15	39%	16.33
				石油火力(1987年以降)	29	40%	15.92
LNG (トン)	54,600	80,776	82,116	LNGガスタービン(緊急設置:2011年以降)	16	31%	17.47
				コンバインドサイクル(1990年以前)	4	43%	12.59
				コンバインドサイクル(1991年~1997年)	17	50%	10.83
				コンバインドサイクル(1998年~2010年)	18	52%	10.41
				コンバインドサイクル(2011年以降)	6	54%	10.03
				LNG火力(1988年以前)	38	38%	14.25
石炭 (トン)	25,700	10,750	11,670	LNG火力(1989年以降)	17	41%	13.21
				石炭火力(1980年以前)	12	36%	4.54
				石炭火力(1981年~1991年)	16	38%	4.30
				石炭火力(1992年以降)	54	41%	3.99

なお、火力発電所においては、定格未満の出力で発電を行う部分負荷運転が可能であるが、その際の発電効率は定格での発電に比べて減衰する。火力発電所の出力下限は『火力原子力発電必携（改訂第7版）』より、軽油・原油・重油およびLNGでは、定格出力の20%、石炭では定格出力の30%と設定した。

<sup>23</sup> 部分負荷運転における発電効率の減衰は、EAST30/WEST30モデルに付属する700MWクラスの燃料種別の費用関数から限界的な発電費用とヒートレートの対応関係から導出し、定格出力の90%以上の出力で最大発電効率に達するよう図表4のように設定した。<sup>24</sup>

図表4 定格出力での発電効率に対する減衰率

	定格20%~	定格34%~	定格48%~	定格62%~	定格76%~	定格90%~
石油利用発電所	6.8%	5.4%	4.1%	2.7%	1.4%	0.0%
LNG利用発電所	13.5%	10.8%	8.1%	5.4%	2.7%	0.0%
	定格30%~	定格42%~	定格54%~	定格66%~	定格78%~	定格90%~
石炭利用発電所	9.0%	7.2%	5.4%	3.6%	1.8%	0.0%

原子力発電の燃料費に関しては、東日本大震災以降においても原子力発電所が稼働開始した北海道、福井県に関して、核燃料税収（価額割部分）から核燃料費を逆算することで概ねの価格水準と経年変化の傾向を確認した。<sup>25</sup> 1kWhあたり燃料費の2地域の平均値は、2008年から2012年までそれぞれ0.57、0.93、0.64、0.48、0.82円であった。<sup>26</sup> 算出した1kWhあたり核燃料費に関して、2008年から2012年

<sup>23</sup> 『火力原子力発電必携（改訂第7版）』では、重・原油またはガス専焼の最低負荷はボイラ定格容量の10%~25%、石炭専焼の最低負荷はボイラ定格容量の15%~35%としている。

<sup>24</sup> 石油、LNG、石油の燃料種で共通した規模は定格出力700MWのみであったため、この700MWの発電所の値を用いた。

<sup>25</sup> 原子力施設運転管理年報（平成24年版）で公表されているプラント別運転線図を用いて、定期点検時の出力上昇日から次の定期点検の出力低下日まで、出力ゼロの日数を除き定格出力で稼働したとみなして発電量を導出した。定期点検中の出力上昇が4月~12月にあった場合は当該年度が核燃料税（価額割）の申告納付日となると仮定し、対応する核燃料費を算出した。なお、2011年3月13日に大飯発電所第1号機は出力が上昇したが、経済産業省の最終検査を通過せず停止したため、計算から除外している。

<sup>26</sup> 2011年度において福井県に価額割部分の核燃料税収はなく、2012年度において北海道に核燃料税の税収はなかった。このため、2011年、2012年に関してはそれぞれ1地域からの算出となっている。

までの変化には、明瞭な傾向は見られなかった。

原子力発電の燃料費に関しては、電力需給小委員会(2013)では、1円/kWhとしている。核燃料税込(価額割部分)から我々が独自に算出した1kWhあたりの核燃料費に2008年から2013年における8.5%から14.5%の核燃料税(価額割部分)を加えた核燃料の税込み価格は、概ね電力需給小委員会(2013)の水準と等しい。独自に算出した核燃料費に明瞭な経年変化の傾向が見られなかったことから、本稿においては核燃料費として電力需給小委員会(2013)が示す1円/kWhを用いる。また、原子力の送電端発電効率はInternational Energy Agencyの公表値に所内消費量を加味して31.7%とした。<sup>27</sup> なお、原子力発電所が稼働した場合、ベースロードとして定格電気出力での一定運転を行うよう設定した。

図表3の定格出力時の税込み燃料費に示したように、火力発電の中では、石炭、LNG、原油・重油、軽油の順で定格発電時の燃料単価(円/kWh)が上昇していく。また、原子力発電の燃料単価は石炭火力を下回っているため、原子力、石炭、LNG、原油・重油、軽油の順に発電することが効率的となる。定格出力合計に対応する供給可能量と最大需要を比較すると、原子力発電所が平常稼働していた2010年以前においては、石油火力を除いた発電量で最大需要に対応できたことを示すことができる。最適な発電構成においては、2010年以前の石油火力発電所での発電はごくわずかとなったはずである。その一方で、電気事業連合会(2013)によれば2010年以前においても、石油火力の発電量は7.1%~13.2%を占めている。

2010年以前においても1割程度の石油火力発電を行っていた理由として、以下の2点を考えることができる。第一は、LNG、石炭の輸送や貯蔵といった本稿の設定に取り込めていない燃料使用に関する制約が重要な働きをしている可能性である。第二は、電力会社間の不十分な情報共有などによって全国規模での費用最小化が達成できていない可能性である。第二の可能性に関しては、制約条件下の費用最小化を前提とする本稿の分析に取り込むことが困難である。このため、現実の発電構成と概ね合致した結果を得るべく本稿のベースモデルとして、第一の可能性から年間の燃料使用量の上限を設定する。なお、第二の可能性については第3章3節にて電力供給の効率化余地として論じる。

ベースモデルとなる石炭およびLNGの年間燃料消費量の制約は、以下のように設定した。電気事業便覧に示されている9電力会社の各年度の合計燃料消費量(t)を分子とし、9電力会社が運営する各年の合計定格出力(kW)を分母として比率をとる。2008年から2012年に関して、この比率が最大となったのは、石炭では2008年の2.312、LNGでは2012年の0.877であった。各年において稼働可能な定格出力合計(卸電気事業者、卸供給事業者が運営する発電所を含む)に対して、これらの比率を掛け合わせて得られた値を年間燃料消費量の上限とした。各年のLNGと石炭の使用量上限は図表5に示している。

図表5 各年のLNGおよび石炭の使用量上限(ベースケースのシミュレーションに適用)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年
LNG(千t)	50,791	52,093	55,086	55,372	56,994	60,374
石炭(千t)	85,552	86,939	89,019	89,019	89,019	92,718

<sup>27</sup> "the IEA estimates the primary energy equivalent from the electricity generation by assuming an efficiency of 33%, which is the average nuclear power plants in Europe."(<http://www.iea.org/statistics/resources/questionnaires/faq/>) より発電端効率33%とし、「コスト等検証委員会報告書」より4%の所内率を考慮して送電端効率31.7%とした。核燃料の発熱量1GJあたりの燃料単価を逆算すると88.1円となる。

## 2.4 最小停止時間、運転予備力の設定

火力発電機および原子力発電機は、指令から発電機の起動・停止に時間がかかることに加え、急激な熱変化による設備の劣化を防ぐために最小停止時間が設定されている。本稿においては最小停止時間としてガスタービンの火力発電所（コンバインドサイクルを含む）には1時間、蒸気タービンの火力発電所には6時間、原子力発電所は17時間を設定した。<sup>28</sup> この設定により発電機が停止した場合は、最小停止時間内においては再度稼働することができない。

発電機の停止状況に関するもう一つの制約として、運転予備力の確保が挙げられる。<sup>29</sup> 電気の質を保ち停電を起こさないため、電力供給は常に電力需要に一致させる必要がある。短時間での電力需要変化や事故等による発電機の緊急停止があっても需給が一致し続けるように、一般電気事業者は電力供給の調整余地を運転予備力として保たなくてはならない。電力系統利用協議会ルール（第31回改正）においては、「3～5%または最大電源ユニット相当量の運転予備力の確保に努める」としている。本稿の分析において各電力管区において必要な運転予備力は、電力需要3%か稼働している発電機の最大発電量かのいずれか大きい方とした。電力系統利用協議会ルールでは、運転予備力の保有方法として「部分負荷運転中の水力、火力発電機余力」、「停止待機中の水力発電機（揚水発電機を含む）」を挙げている。本論文では、この電力系統利用協議会ルールに基づいて火力・水力発電に運転予備力を割り当てる。

## 2.5 太陽光発電システムと太陽光発電量の設定

本稿の焦点となる太陽光発電システムの導入に関しては、その全国的な導入量を与えた後、都道府県別、EAST30/WEST30のノードへと割り振る。なお、太陽光発電システムの導入は一年を通じて行われているが、年内に導入量が逐次増加する設定では、太陽光発電量の変化がシステム導入量の変化に起因するのか、日射量の変化に起因するのかの判別が困難となる。各年の太陽光発電システム導入量を固定するため、各年の太陽光発電システム導入量は、1年の中間である6月末の導入量を用いて設定する。<sup>30</sup>

エネルギー白書2012において2011年度以前の累積導入量の年度末値が公表されており、当該年度と前年度で3:1の加重平均をとることによって各年6月末に相当する太陽光発電の導入量を算出した。<sup>31</sup> 2012年および2013年に関しては、経済産業省よって月単位で累積導入量が公表されているため、各年6月末に関する公表値を用いた。<sup>32</sup> 将来的な太陽光発電システムの導入量参照値としては、環境省「低炭素社会構築に向けた再生可能普及拡大方策等検討会」による「平成24年度低炭素社会づくりのための

<sup>28</sup> 『火力原子力発電必携（改訂第7版）』に記載のある火力発電所（700MW級）の夜間停止においては、点火から全負荷まで285分、全負荷から解列まで90分であった。この和が385分であったことから、6時間未満の停止時間であれば、継続して稼働すると設定した。原子力発電所に関しては、起動指令から全負荷まで約11時間、停止指令から原子炉圧力の低下まで約6時間であったため、和の17時間とした。

<sup>29</sup> 運転予備力は「即時発電可能なものおよび短時間内(10分程度以内)で起動して負荷をとり、待機予備力が起動して負荷をとるまで継続して発電しうる供給力」を指している。

<sup>30</sup> 各年6月末の導入量を前提とすることで、当該年の夏季における太陽光発電システムの導入量と概ね合致する。しかし1月から5月に関しては導入量が現実と比べ過大、7月から12月では現実と比べ過小となっている。

<sup>31</sup> 「エネルギー白書2012」のP123に「第213-2-11 太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移」として太陽光発電システムの累積導入量が記載されている。

<sup>32</sup> 「再生可能エネルギー発電設備の導入状況を公表します(平成25年6月末時点)」

<http://www.meti.go.jp/press/2013/10/20131004003/20131004003.html>

エネルギーの低炭素化に向けた提言」に示された導入見込み量の中位推計を用いた。<sup>33</sup> これらを統合した太陽光発電システムの全国的な導入量・導入シナリオは図表 6 に示している。

図表 6 太陽光発電システムの導入量・導入見込み量の設定

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2020年 中位予測	2030年 中位予測	2050年 中位予測
住宅用累積量(万kW)	160	185	237	325	470	608	1,316	2,420	8,356
非住宅用累積量(万kW)	37	42	50	69	90	290	1,470	4,238	14,897
全体累積量(万kW)	197	226	287	394	560	898	2,786	6,658	23,253

太陽光発電システムは、日射量等の相異からその発電量は時間帯・地域によって異なっているため、各地域に対応する太陽光発電システム導入量の算出が必要となる。2012年7月1日より開始された「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」による設備認定および運転開始の状況は、資源エネルギー庁から都道府県別に公開されている。本稿では、2013年6月末までに運転開始した住宅用、非住宅用太陽光発電システム導入量(kW)の都道府県別割合を用いて各都道府県に割り振った。<sup>34</sup> 各都道府県内の太陽光発電システムの地区別導入量は平成22年国勢調査による1kmメッシュの人口データを利用した。<sup>35</sup> 住宅用の太陽光発電システムは1kmメッシュ内の人口に比例して地区別に割り振った。一方、非住宅用の太陽光発電システムは、メッシュ内の人口ゼロを除き1kmメッシュ内の人口に反比例させる形で割り振った。全国的な住宅用および非住宅用の太陽光発電システム導入量を与えれば、1kmメッシュ単位での地区別導入量が決定される。

各メッシュにおける単位太陽光発電システムあたりの発電量は「分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業」における実測データ（以下PV300データ）として取得した2011年1月1日から2013年6月30日の日射量データに基づいて導出した。PV300データは全国321カ所における日射量を10秒単位で計測しており、地域別・時間帯別の太陽光発電量への換算が可能である。PV300データを元にして非観測地点の日射量を予測するために、クリギングを用いる。<sup>36</sup> 太陽光発電システムは、東京において最大の発電量をもたらすとされている南向きの傾斜角30度での設置を想定した。<sup>37</sup> クリギングによって得られた日射量と各都道府県における1時間単位の気温によって発電量が決定する。日射量のクリギングおよび発電量の算定に関しては「補論1:クリギングによる日射量の面的推定と地区別発電量の作成」に示している。

分析対象日がPV300の取得データ期間内である場合は、当該日の実測データを利用し、期間外である場合は取得した2年半の同一日の日射量・気温の平均値を用いて、発電量へと換算した。図表7では、

<sup>33</sup> 「平成24年度低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言」

<http://www.env.go.jp/earth/report/h25-01/index.html>

<sup>34</sup> 導入量・導入見込み量は沖縄を含めた値となっているが、本稿の分析においては沖縄を除外している。なお、2012年7月から2013年2月末までに「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」として運転開始した太陽光発電の出力は、125.6万kWである。そのうち沖縄の出力合計は1.8万kWであり、日本全体の導入量の1.4%を沖縄が占めている。

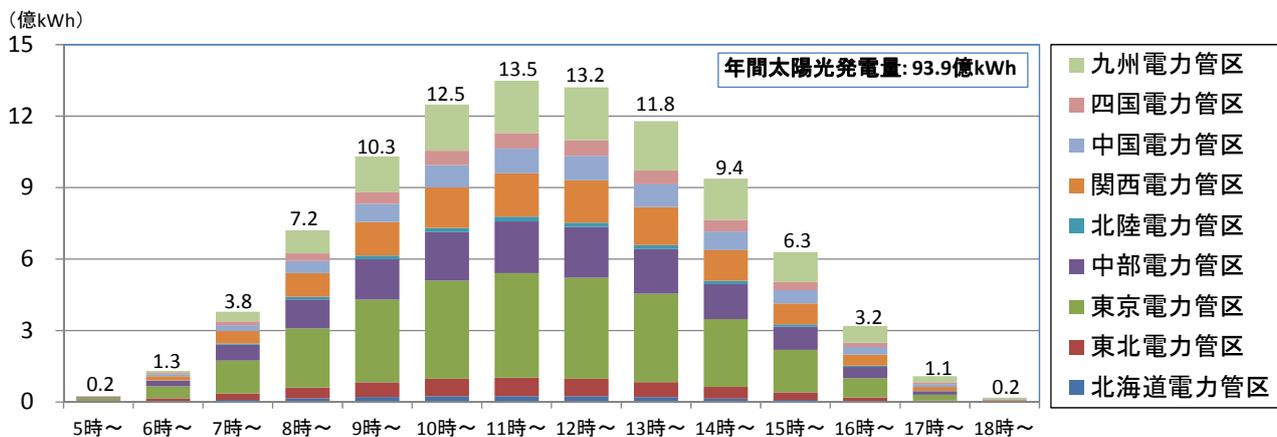
<sup>35</sup> 国勢調査においては、住民票の届出地ではなく実際の居住地をもとに住所が決定されている。

[http://www.stat.go.jp/data/mesh/h22\\_w.htm](http://www.stat.go.jp/data/mesh/h22_w.htm)

<sup>36</sup> クリギングの理論やプログラミングに関しては間瀬（2010）などに記載されている。

<sup>37</sup> 太陽光発電協会「Q16.設置方位や設置角度の影響はありますか?」[http://www.jpea.gr.jp/setting/house/q\\_a/index.html#a16](http://www.jpea.gr.jp/setting/house/q_a/index.html#a16)

2013年導入量に相当する全国898万kWの太陽光発電システム（住宅用608万kW、非住宅用290万kW）を導入した場合の発電量を時間帯別・電力管区別に表している。年間合計発電量は93.9億kWhであり、5時台から18時台までの間に発電される。九州電力管区の年間発電量は15.4億kWhであり、東京電力管区の30.1億kWhに続く第2位の規模となっている。



図表7 2013年（住宅用608万kW、非住宅用290万kW）の電力管区別・時間帯別 年間太陽光発電量

## 2.6 起動費用、固定費用の設定

発電機の起動費用に関しては、起動開始から電気系統に接続するまでの時間から導出した。『火力原子力発電必携（改訂第7版）』の起動時間を参照し、火力発電所に関しては最低出力で1時間稼働した燃料費を起動費用として設定した。<sup>38</sup> 同様の方法で、原子力発電所に関しては、定格出力で7時間稼働した場合の燃料費を起動費として設定した。<sup>39</sup>

また、コスト等検証委員会報告書では、固定費用に相当する運転維持費（人件費、修繕費、諸費、一般管理費）および資本費（建設費、固定資産税、水利利用料、設備の廃棄費）を示しており、これに準拠して本稿の分析で用いる運転維持費、1年あたり資本費を設定する。<sup>40</sup> 水力発電、火力発電、原子力発電に関しては、2011年12月に公表されたコスト等検証委員会報告書の運転維持費、資本費を参照した。一方、太陽光発電の発電機に関しては、近年その運転維持費、資本費の下落が大きいため、本稿で用いる燃料価格の設定に準じて2013年の値を用いる。2014年2月の調達価格等算定委員会の公表資料に示された値より太陽光発電の運転維持費は住宅用で年あたり3,600円/kWとし、非住宅用で年あたり10,250円/kWとした。<sup>41</sup> また、住宅用太陽光発電の資本費は公表資料における2013年の四半期別システム費用の平均値より42.55万円/kWとし、非住宅用の資本費はシステム費用、土地造成費、接続費用の合計29.25万円/kWを用いた。

<sup>38</sup> 『火力原子力発電必携（改訂第7版）』には、国内事業用（10社）プラントの起動時間と停止時間の最短、最長時間が示してある。火力発電所（700MW級）の夜間停止においては、点火～併入にかかる最短、最長時間の中間値が1時間であった。

<sup>39</sup> 『火力原子力発電必携（改訂第7版）』には原子力発電所（沸騰水型原子炉）について起動、停止にかかる時間が線表で示されている。原子炉の起動から発電機並列まで約7時間となっている。

<sup>40</sup> 「コスト等検証委員会の報告書」における指標は、現実の発電所のデータおよび関連事業者へのインタビューから作成されている。

<sup>41</sup> 調達価格等算定委員会（第13回）配付資料 [2014年2月17日開催]

[http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/013\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/013_haifu.html)

運転維持費に関しては、コスト等検証委員会報告書および公表資料の各燃料、発電方式の運転維持費を1kWあたりに変換することで作成した。資本費に関しては、コスト等検証委員会報告書の代表的な設定に準じて、水力発電所が60年、火力および原子力発電所が40年、太陽光発電が25年稼働するものとして1年あたり資本費（現在価値）の算出を行った。なお、現在価値計算に用いる割引率として1.86%を設定した。<sup>42</sup> 発電所の設置時に建設費、発電所稼働時に固定資産税と水利利用料、発電所の稼働終了時に廃棄費用がかかるものとして、発電所の稼働期間全体の資本費総額を導出した。<sup>43</sup> 導出した資本費総額（現在価値）を稼働年数で割ることで1年あたりの資本費（現在価値）を算出した。運転維持費、1年あたりの資本費（現在価値）の合計が固定費となる。

図表8では、2013年に稼働した発電機に関して、上段に太陽光発電以外の固定費を示し、下段に太陽光発電の固定費を示している。図表8の左側には、2013年の固定費用総額、図表8の右側には、定格出力1kWあたりの固定費用を燃料種別に示している。太陽光発電の導入量は図表6に示した2013年の導入量898万kW（住宅用608kW、非住宅用290万kW）となっている。また2013年において原子力発電所は、大飯3号と大飯4号の二基のみが9月まで稼働した。2012年4月20日に廃止決定した福島第一発電所1号機～4号機を除き、他の原子力発電所は稼働可能な状況にあったと見なして、2013年の固定費に加えている。ただし、参照値として上記2つの原子力発電所を除き、運転維持費がかからないと想定するケースを括弧書きで示している。

図表8 発電所の固定費用（運転維持費・1年あたり資本費）の設定

	2013年に稼働可能な発電機数	2013年定格出力計(万kW)	費用合計(億円)			定格出力1kWあたりの費用(円)		
			運転維持費	1年あたり資本費 [割引率:1.86%]	固定費合計	運転維持費	1年あたり資本費 [割引率:1.86%]	固定費合計
水力	214	3,872	3,371	6,790	10,161	8,706	17,535	26,241
石油火力	137	4,724	3,156	2,505	5,661	6,681	5,302	11,983
LNG火力	113	6,884	3,172	2,305	5,477	4,608	3,349	7,957
石炭火力	82	4,011	3,405	2,574	5,979	8,489	6,419	14,908
原子力	50 (2)	4,615 (236)	8,049 (411)	4,740	12,789 (5,151)	17,441	10,271	27,712
<b>太陽光以外計</b>	<b>596 (548)</b>	<b>24,106 (19,727)</b>	<b>21,153 (13,515)</b>	<b>18,914</b>	<b>40,067 (32,429)</b>	<b>8,775 (6,851)</b>	<b>7,846</b>	<b>16,621 (14,697)</b>
住宅用太陽光		608	219	1,067	1,286	3,600	17,557	21,157
非住宅用太陽光		290	297	371	668	10,250	12,789	23,039
<b>太陽光計</b>		<b>898</b>	<b>516</b>	<b>1,438</b>	<b>1,954</b>	<b>5,748</b>	<b>16,017</b>	<b>21,765</b>

※ 原子力および合計の括弧内の値は、2013年に稼働した大飯3号機、4号機を除いて原子力発電所に運転維持費の支出がなかったと見なした参照値である。

## 2.7 電力需要（負荷）の設定

電力需要（負荷）に関しては9電力会社が各社のウェブサイトにて公表している1時間単位の電力需要のデータを収集して用いる。東京電力や東北電力では2008年より1時間単位の電力需要のデータを公開しているが、他の電力会社は公開開始時期2012年以降であるケース、平日の電力需要のみ公開してい

<sup>42</sup> 発電所は長期間稼働するため、日本国債のうち償還期間が最も長い40年の国債金利を用いた。2013年発行の40年国債金利の平均値が1.86%であった。

<sup>43</sup> 水力発電、火力発電、原子力発電、太陽光発電（非住宅用）の法定耐用年数が40年、15年、16年、17年であることから、課税標準額の減価率をそれぞれ対応する5.6%、14.2%、13.4%とした。評価額が取得価額の5%まで減価する形で課税標準額が決定され、固定資産税率1.4%を掛け合わせることで各年の固定資産税額を導出した。なお、住宅用の太陽光発電設備は一般に固定資産税がかからないため、非課税とした。

るケースがあり、電力会社別・一時間単位の需要データには欠損値が存在する。一方で、2010年度に関する1時間単位の電力会社別電力需要データに関しては、経済産業省の節電のウェブサイトにてPDFにて公開されている。<sup>44</sup> 各電力会社の公表データにおいて、2010年度のデータが欠損している場合は、経済産業省の公開PDFにある電力需要データを用いた。

経済産業省の公開PDFにより、2010年度の電力会社・時間別電力需要には欠損値はなく9電力会社8,760時間の計78,840の電力需要データを得ることができる。このデータにおける2010年度の電力需要の合計は9,791億kWhとなる。一方、電気事業便覧には2010年度の9電力会社に対する使用電力量は8,990億kWhと記載されている。9電力会社は一時間単位の公表値を「電力使用実績」等の名目で公表しているが、発電所内の所内使用電力や送電ロスを含めた発受電端の値である。<sup>45</sup> このため、所内使用電力や送電ロスによって、1時間単位の電力需要の集計値と電気事業便覧に記載値との間に約8%の差異が生まれる。<sup>46</sup>

本稿において、発電効率を送電端基準に統一しているものの発電所内の消費電力自体をシミュレーションに包含していない。またEAST30/WEST30モデルは、基幹システムモデルとして概ね500kV以上の送電線に対応しているため、送電ロスの大部分を占めると考えられる低電圧の送配電網を捨象している。<sup>47</sup>

9電力会社各社のウェブサイトおよび経済産業省の公開PDFの双方に記載のない欠損値に関して、電力需要の予測値によって補填する。9電力会社の1時間単位の電力需要を対数変換した値を被説明変数とし、月次の電力料金に関する消費者物価指数、気温および降水量などの天候に関する変数、東日本大震災後の停電や電力使用制限に関する変数、月や時間帯、祝日に関する固定効果を説明変数とした。電力需要関数の推定結果として決定係数0.9967を得ることができ、概ね当てはまりの良い予測値が得た。2008年1月1日から2013年12月31日までの289,916の電力需要の公表値に加えて189,676の予測値を補填することで、本稿の分析対象とする9電力管区別1時間単位の473,472の電力需要を作成した。電力需要関数に関する推定手法および推定結果に関しては「補論2：時間帯別電力需要関数の推定とデータの補完」に示している。

2008年から2013年までの9電力会社への電力需要合計は、それぞれ1兆38億kWh、9,378億kWh、9,785億kWh、9,252億kWh、9,271億kWh、9,084億kWhとなっている。また、図表9では、電力会社9社合計での第一・第三四半期における最大電力需要を時間帯別に表している。猛暑とされた2008年、2010年に比べて2009年の気温が低かったために、2009年の電力需要は前後の年に比べて低くなっている。2011年3月の東日本大震災以降は、夏季を中心に電力需要に減少傾向が見られる。

<sup>44</sup> 経済産業省 節電ウェブサイト：過去の電力需要実績 (<http://www.meti.go.jp/setsuden/performance.html>) [最終更新日：2011年8月26日]

<sup>45</sup> 発受電端の値ではあるが、揚水動力（汲み上げの電力消費量）は差し引かれている。

<sup>46</sup> 電気事業便覧によれば、2012年度の総合損失率  $[(1-\text{使用電力量}/\text{発受電電力量})]$  の9社平均値は7.8%となっている。

<sup>47</sup> 次章で示すように本稿のシミュレーションにおける送電ロスは約1.1%である。電気事業便覧によれば2012年度の送配電損失率  $[1-(\text{使用電力量}+\text{変電所内電力量})/(\text{発受電電力量}+\text{自社発電所所内電力量})]$  の9社平均値は4.7%である。送電ロスは電圧に反比例するため、高電圧の送電網を模擬している基幹システムモデルにおける送電ロスは小さくなる。

図表 9 夏季冬季における時間帯別最大電力需要 (2008 年～2013 年)

年	四半期	日付	曜日	時間帯	9社合計	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
2008年	1月～3月	1月24日	木	18時～	<b>15,866</b>	570	1,456	5,247	2,337	547	2,617	1,056	528	1,509
	7月～9月	7月25日	金	14時～	<b>17,712</b>	430	1,302	6,008	2,889	504	3,065	1,214	546	1,754
2009年	1月～3月	1月15日	木	18時～	<b>14,848</b>	554	1,356	4,950	2,207	523	2,410	962	478	1,408
	7月～9月	8月20日	木	13時～	<b>15,486</b>	407	1,317	5,026	2,412	560	2,748	976	501	1,539
2010年	1月～3月	1月14日	木	18時～	<b>15,468</b>	542	1,413	5,078	2,310	515	2,506	1,030	520	1,554
	7月～9月	8月24日	火	14時～	<b>17,604</b>	453	1,508	5,854	2,709	565	3,075	1,176	565	1,699
2011年	1月～3月	1月31日	月	18時～	<b>15,598</b>	552	1,400	5,091	2,313	504	2,627	1,074	504	1,533
	7月～9月	8月10日	水	14時～	<b>15,361</b>	471	1,240	4,900	2,520	533	2,748	1,020	546	1,383
2012年	1月～3月	2月2日	木	18時～	<b>15,458</b>	568	1,342	4,952	2,355	527	2,579	1,073	524	1,538
	7月～9月	7月27日	金	14時～	<b>15,442</b>	441	1,254	5,038	2,478	500	2,663	1,066	514	1,488
2013年	1月～3月	1月18日	金	18時～	<b>14,446</b>	547	1,343	4,694	2,171	484	2,413	958	473	1,363
	7月～9月	8月9日	金	14時～	<b>15,734</b>	423	1,258	5,093	2,520	521	2,729	1,090	539	1,561

(発受電端: 万kW)

図表 9 に示した値を含め公表・推定された電力需要は、太陽光発電以外で供給された電力需要に相当する。<sup>48</sup> スマートメーターの設置がない一般の世帯や工場において、使用電力の一部を太陽光発電等の自家発電にてまかなった場合、電力会社側で把握できるのは電力需要の減少のみとなる。電力会社は電力需要が減少した場合、太陽光発電等の自家発電を行ったのか、節電を行ったのかを一般に判別することはできない。公表・推定された電力需要データに太陽光発電等の自家発電量を加えることで本来の電力使用量が算出される。

図表 7 で示したように 2013 年の導入規模に相当する 898 万 kW の太陽光発電のシステムが導入された場合、その年間発電量は 94 億 kWh 相当である。<sup>49</sup> 2013 年の電力需要合計値は 9,084 億 kWh であるから、本来の電力使用量は 9,178 億 kWh 程度であったと考えられる。<sup>50</sup> 本稿においては太陽光発電によって見かけ上減少した電力需要を割り戻して分析することで太陽光発電の効果を分析する。

図表 10 では、電力需要と日射量の関係を正確に考慮するため、取得している PV300 のデータ期間のうち最も新しい 1 年(2012 年 7 月 1 日～2013 年 6 月 30 日)における夏季、冬季の最大需要日に関して、太陽光発電以外に必要な電力を導入シナリオ別に表している。左側が 2012 年 7 月 27 日、右側が 2013 年 1 月 18 日を表しており、当該期間の統一した太陽光発電システムの導入量の参照値として 2013 年 12 月末の 592 万 kW(住宅用 491 万 kW、非住宅用 101 万 kW)の導入量を挿入している。<sup>51</sup> 最上段にある線は、太陽光発電が存在しなかった場合の電力需要、すなわち電力使用量に相当する。2013 年 12 月末の 592 万 kW 導入、2020 年導入見込みの 2,786 万 kW 導入、2030 年導入見込みの 6,658 万 kW 導入の順

<sup>48</sup> 一般電気事業者が運営している太陽光発電所も存在するが、太陽光発電全体に占める割合は小さい。電気事業便覧(平成 25 年度版)では、2013 年 3 月末時点で 1000kW 以上の出力を持つ新エネルギー発電所として、合計定格出力 6 万 5,000kW の 16 カ所の太陽光発電所が記載されている。経済産業省の資料によれば、2013 年 3 月末時点の太陽光発電導入量は 723 万 kW であり、電力会社が運営する太陽光発電所の占める割合は 1%以下であると考えられる。なお、最大の定格出力を持つ太陽光発電所は、東京電力が運営する 1 万 3,000kW の定格出力を持つ扇島太陽光発電所である。本稿の分析に含めた発電所は発電方式を問わずに 3 万 kW 以上であり、新エネルギーの発電所は全て捨象されている。

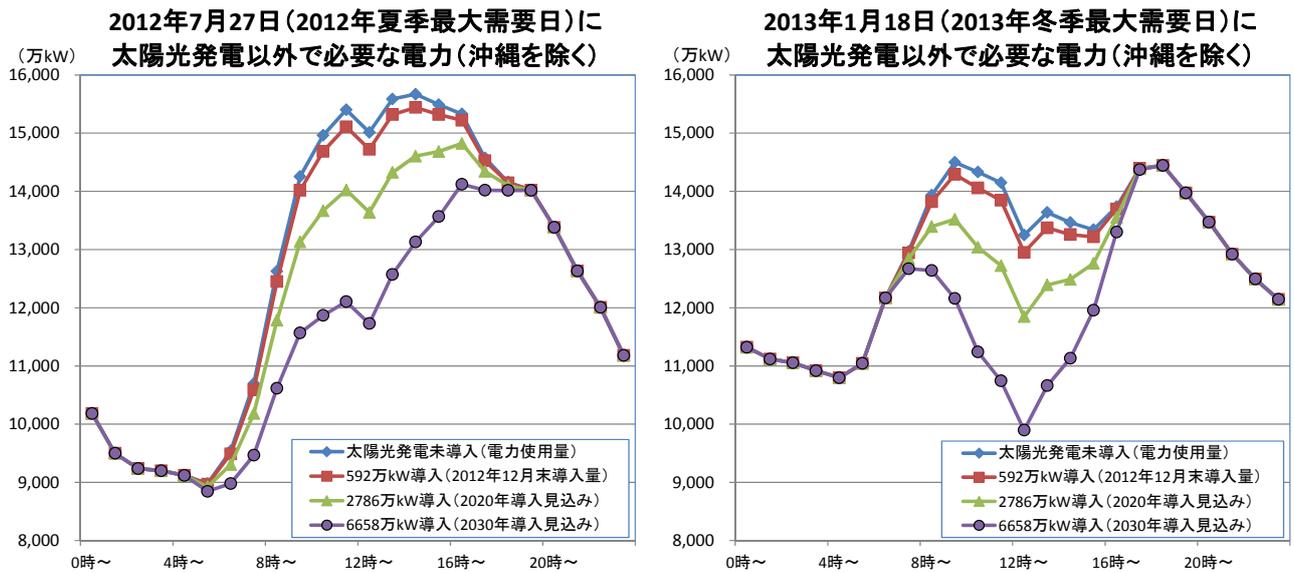
<sup>49</sup> 2013 年の住宅・非住宅比では、太陽光発電システム 1 万 kW あたりの導入で 1,047 万 kW の年間発電量となっている。

<sup>50</sup> 本稿において、直接大口需要家と契約をする特定電気事業者および新電力会社(PPS: 特定規模電気事業者)は分析対象に含めていない。2008 年度における特定電気事業者への電力需要は 25 億 kWh、新電力会社への電力需要は 145 億 kWh であったのに対して、2012 年度における特定電気事業者への電力需要は 22 億 kWh、新電力会社への電力需要は 191 億 kWh であった。新電力会社への電力需要も近年伸びており、一般電気事業者への電力需要が減少する一因となっている。

<sup>51</sup> 再生可能エネルギー発電設備の導入状況(平成 24 年 12 月末時点)

<http://www.meti.go.jp/press/2012/03/20130313002/20130313002.html>

で日中の太陽光発電以外への電力需要は減少する。

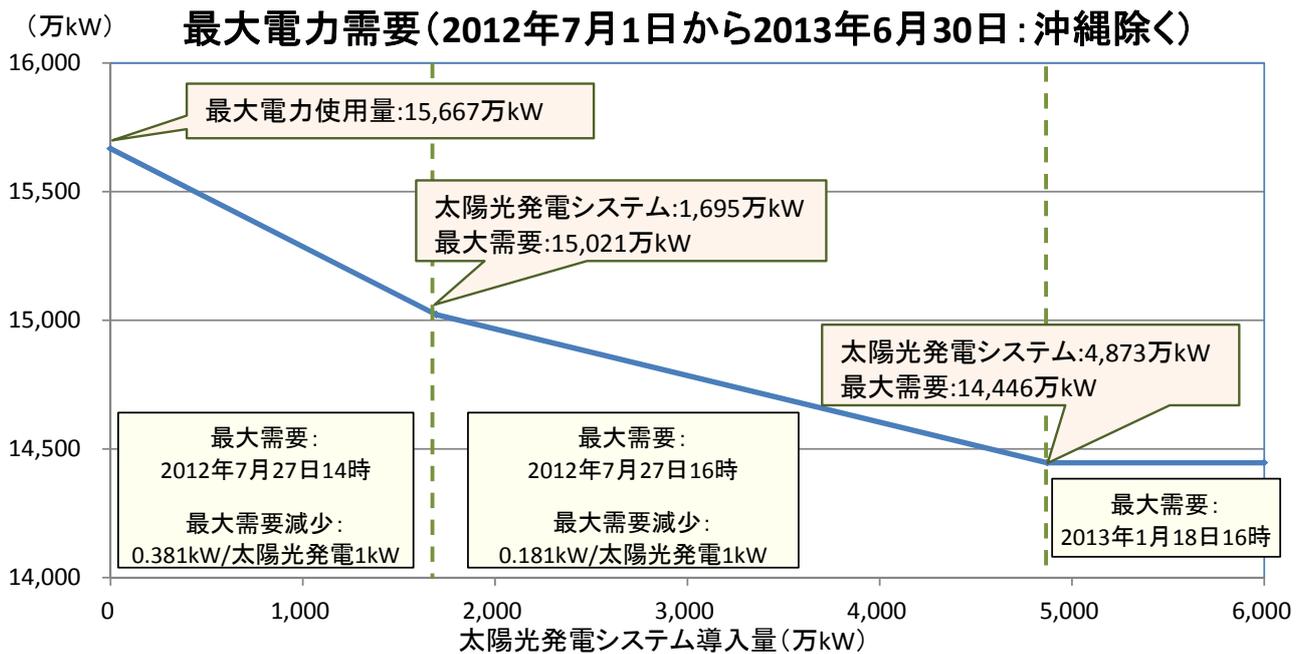


図表 10 2012年夏季、2013年冬季最大需要時間帯における太陽光発電以外に必要な電力

図表 11 において 2012 年 7 月 27 日 14 時にあった電力需要のピークは 2,786 万 kW 導入時には 16 時に移る。また、2013 年 1 月 18 日において、電力使用量のピークは 9 時であったが当時の導入量に相当する 592 万 kW 導入時には、最大需要が 18 時台に移っている。1 月において 18 時台は日の入りを過ぎており太陽光発電が行われないため、冬季の最大需要に対する削減効果は本稿執筆時点の導入量において既に完了していると考えられる。さらには図表 11 の二つのグラフを見比べれば、6,658 万 kW 導入時においては、最大電力需要は夏季から冬季へ移っていることが分かる。太陽光発電による年間最大需要の削減効果に関しては、2030 年導入見込み量である 6,658 万 kW 導入シナリオにおいて上限に達していると考えられる。

図表 11 では太陽光発電の導入量が 1,695 万 kW 未達の段階では、太陽光発電量が大きい 2012 年 7 月 27 日 14 時が最大電力需要をもたらす時間帯となっており、太陽光発電 1 万 kW の導入に伴って年間最大電力需要を 0.381 万 kW 削減する。太陽光発電の導入量が 1,695~4,873 万 kW であれば、最大電力需要は同日 16 時に移り日射量が 14 時に比べて減少するため、太陽光発電 1 万 kW の導入に伴って年間最大需要は 0.181 万 kW 削減となる。太陽光発電が 4,873 万 kW 以上導入された場合は、年間最大需要は冬季の 2013 年 1 月 18 日 18 時に移り、太陽光発電を追加的に導入しても最大需要は減少しない。<sup>52</sup> この関係を図で示したのが図表 11 である。この期間においては太陽光発電約 5,000 万 kW の導入によって、最大需要の低下が停止する。

<sup>52</sup> Fthenakis, et al(2009)では、集約型太陽熱発電 (CSP:Concentrating Solar Power) の設定を加えること発電時間帯をシフトし冬季の午後 5 時~10 時へのピーク需要に対応を含め、2100 年までの電力供給のシナリオを示している。



図表 11 太陽光発電システムの導入量と太陽光発電以外に必要な最大電力需要の関係

太陽光発電が導入されることで最大電力需要が低下した場合、既存の発電所の一部を廃止あるいは、発電所の新設を抑制することで、発電所の固定費用（運転維持費、資本費）を削減できると考えられる。削減可能な kW 数は、図表 11 に示している PV300 データの対応期間の最大需要に準じて設定する。削減可能な供給力（最大需要減少量）を RE、太陽光導入量を PV とすると、限界的な削減可能供給力は  $\Delta RE = C_i \Delta PV$  として表わされる。太陽光発電システムの導入量が 1,695 万 kW 未満であれば  $C_i$  は 0.381、1,695 万 kW 以上 4,873 万 kW 未満であれば  $C_i$  は 0.181、4,873 万 kW 以上であれば  $C_i$  は 0 とする。仮に 3,000 万 kW の太陽光発電システムの導入された場合は、 $(0.381 \times 1695) + 0.181 \times (3000 - 1695) = 882$  として、882 万 kW 相当の供給力の削減が可能であると考えられる。

供給力の増加に伴い、既存発電所を廃止する場合は石油火力を廃止するものとし、発電所の新設を抑制する場合は LNG 火力の新設を抑制すると考える。図表 8 で示したように定格出力 1kW の固定費用として、石油火力では 11983 円、LNG 火力では 7957 円の固定費がかかる。太陽光発電の導入に伴う最大需要の抑制に従って、これらの固定費が軽減され则认为。削減可能上限は最大電力使用量 15,667 万 kW と太陽光発電が行えない時間帯の最大需要である 14,446 万 kW の差分の 1,221 万 kW である。太陽光発電システムを 4,873 万 kW 以上導入する場合、最大電力需要減少量 1,221 万 kW に対応する固定費削減額は石油火力で 1,463 億円、LNG 火力では 972 億円の固定費が削減できる。

本論では PV300 データが対応する期間である 2012 年 7 月 1 日から 2013 年 6 月 30 日の最大需要を目安として、必要な供給力の確保を設定する。この設定では事後的に得られている電力需要データを事前に完全に予測できるものとして必要な供給力を設定している形である。「補論 3：供給支障量の計算」では太陽光発電の導入を踏まえて、需要が事前に完全には予測できず、確率的に変動する場合における供給力の確保を論じている。

## 2.8 電力供給における制約条件下の費用最小化

本章で示した設定を用いて General Electric 社作成の電力系統専用の分析ソフトウェアである Multi-Area Production Simulation Program (MAPS) を利用することで、地域、時間帯による相異を踏まえ、PV の大量導入に関する効果を分析する。本章で示した設定を MAPS に入力することで、種々の制約条件を満たした上で電力需要を満たす最小費用での発送電の構成を導出することが可能となる。<sup>53</sup> MAPS を用いて下記の費用を最小化する。

$$\text{Min} \left( \sum_{t,i} \text{燃料費用}_i + \sum_{t,i} \text{発電所の起動費用}_i + \sum_{t,i} \text{発電所の稼働費用}_i \right)$$

費用最小化において電力需給、発電機全般、満たすべき制約条件は下記の通りである。

$$\text{電力需要}_i = \sum_j (\text{需要地 } i \text{ への発電})_{ji} + \sum_k (\text{需要地 } i \text{ への送電損失})_{ki} \quad \forall i \quad \forall t \quad [\text{需給一致制約}]$$

$$\text{発電}_j + \text{予備力}_j \leq \text{定格出力}_j \quad \forall j \quad \forall t \quad [\text{発電機の定格出力制約}]$$

$$\text{発電した場合の発電量}_j \geq \text{最低出力}_j \quad \forall j \quad \forall t \quad [\text{発電機の最低出力制約}]$$

$$\text{起動時点}_{jh+1} - \text{停止時点}_{jh} \geq \text{最低停止時間} \quad \forall j \quad \forall h \quad [\text{停止時間制約}]$$

$$\text{メンテナンス時間} \geq \text{必要メンテナンス時間}_j \quad \forall j \quad [\text{発電機の年間メンテナンス制約}]$$

$$\sum_j \text{予備力}_j \geq \text{必要予備力} \quad \forall a \quad \forall t \quad [\text{予備力制約}]$$

$$\text{線路潮流}_k \leq \text{送電容量}_k \quad \forall k \quad \forall t \quad [\text{送電容量制約}]$$

$$\sum_j (\text{燃料使用量})_j \leq \overline{\text{年間燃料使用上限}} \quad [\text{年間燃料 (石炭・LNG) 使用量制約}]$$

$i$  は需要地、 $j$  は発電機、 $k$  は送電線、 $t$  は時間、 $h$  は発電機の稼働、 $a$  は電力管区を表している。

また、最後の制約である年間 (石炭・LNG) 使用量制約として図表 5 に示した石炭・LNG の年間の燃料使用量を用いる。年間の燃料使用量制約は本章 3 節に示したように、燃料の貯蔵や輸送に関する制約に起因する可能性がある一方で、日本全体としての費用最小化が達成できていないことに起因している可能性がある。次章においては、年間使用量制約を外した場合に関しても比較分析することで、発電構成の効率化の可能性を論じる。

加えて、基幹系統モデルは、概ね 500 kV 以上の超高压送電線に対応しており、一般には送電容量には十分な余裕がある。しかし、本章の 2 節に示した EAST30 モデルと WEST30 モデルの接続を行った双方向の容量 120 万 kW 東西連系線に関しては、拘束力のある制約として機能している。このため次章 4 節においては東西連系線の容量制約と太陽光発電の導入に関する分析も合わせて行う。

<sup>53</sup> 本稿で用いた MAPS のバージョンは、入出力の機能を持つ MAPS- ConcordaDB が 2.12.2.378、詳細な結果を表示する MAPS- ConcordaSNAP が 2.5.1.367 である。

### 3. 太陽光発電の大規模導入のシミュレーション分析

#### 3.1 2008年から2013年までの発電構成、費用に関するシミュレーション

本章では前章で示した設定を用いてシミュレーション分析を行う。図表 12 は、分析対象期間の最終年に当たる 2013 年に関するシミュレーション結果である。2013 年において、発電量シェアは大きい順に LNG 火力が 44.0%、石炭火力が 27.4%、石油火力が 17.6%、水力が 8.4%、原子力が 1.5%、太陽光発電が 1.0% を占めている。電気事業連合会が 2014 年 5 月 23 日に 2013 年度までの 10 電力会社合計の電源別発電電力量構成比を示している。<sup>54</sup> それによると、2013 年に該当する 2012 年度と 2013 年度の期間による加重平均値の構成比は LNG 火力が 43.0%、石炭火力が 29.6%、石油等が 15.8%、水力が 8.5%、原子力が 1.2%、地熱及び新エネルギーが 2.1% となっている。図表 12 の発電割合は電気事業連合会が公表した構成比と概ね合致している。

前章 7 節にて示したように 2013 年における電力需要は 9,084 億 kWh であるが、94 億 kWh 相当の太陽光発電があり需要家の電力使用量は 9,178 億 kWh であったと考えられる。また、揚水発電の電力使用量が 98 億 kWh となっている。<sup>55</sup> 基幹系統モデルとしての全体の送電ロスも 102 億 kWh となっている。公表されている電力需要に太陽光発電、揚水動力、送電ロスの総和が 9,377 億 kWh の発電量の総和に対応している。また、図表 12 においては、図表 5 にて示したように 2013 年のベースモデルとして LNG には 60,374kt、石炭には 92,718kt の燃料消費制約を与えた。発電量あたりの燃料単価が比較的安い LNG と石炭に関しては、実際に燃料消費制約が機能することで上限近傍の燃料消費量となっている。<sup>56</sup>

図表 12 2013 年の発電・費用に関するシミュレーション結果

	設備		発電		電力・燃料 使用量	費用(億円)					
	発電機数	定格出力計 (万kW)	発電量 (億kWh)	発電割合		燃料費	起動費	運転 維持費	1年あたり 資本費	費用合計	
水	揚水	39	2,671	73	0.8%	98億kWh			3,371	6,790	10,161
水	一般水力	175	1,201	724	7.7%						
石 油	軽油火力	10	104	3	0.0%	88ML	104		3,156	2,505	33,153
	原油重油火力	127	4,620	1,651	17.6%	38,283ML	27,367	21			
LNG火力		113	6,884	4,125	44.0%	60,086kt	49,347	135	3,172	2,305	54,959
石炭火力		82	4,011	2,565	27.4%	92,583kt	10,803	109	3,405	2,574	16,891
原子力		50	4,615	142	1.5%		148	8	8,049	4,740	12,945
太陽光			898	94	1.0%				516	1,438	1,954
合計		596	25,004	9,377	100.0%		87,770	273	21,669	20,352	130,064

<sup>54</sup> [http://www.fepec.or.jp/about\\_us/pr/kaiken/icsFiles/afieldfile/2014/05/23/kaiken\\_20140523.pdf](http://www.fepec.or.jp/about_us/pr/kaiken/icsFiles/afieldfile/2014/05/23/kaiken_20140523.pdf)

<sup>55</sup> 本稿の分析に用いた 1 時間単位で公表される電力重要データは発電所内の所内電力、送電ロスには含まれているが、脚注 45 に記したように公表時点のデータにて揚水動力は差し引かれている。

<sup>56</sup> MAPS-ConcordaDB (version 2.12.2.378)による制約条件下の最適化計算の精度には留意が必要である。図表 12 の LNG の燃料消費は図表 5 に上限として示した 60374kt の約 99.6% の値となっており、上限値まで追加的に LNG による発電を行うことで総費用がわずかに抑えられたはずである。MAPS のシミュレーション結果は、厳密な最適解ではなく最適解の近傍値に相当すると考えられる。MAPS では、最適解と近傍値の間の誤差が一因となって、割安な燃料の消費制約を微小単位緩めると、逆に該当燃料の消費量が微細に増えることで総費用がわずかに減少するケースがある。このため、現行の MAPS において設定を微細に変化させて限界効果を分析することは困難である。MAPS によって設定・制約変更の効果を導出する場合は、誤差の影響が無視できる程度の変更が必要となる。

費用面に着目すると、燃料費 8 兆 7770 億円に起動費 273 億円を足すことで、変動費の 8 兆 8043 億円が算出される。<sup>57</sup> また、発電所の稼働に依存せず計上される固定費は 4 兆 2022 億円であり、その内訳は運転維持費が 2 兆 1669 億円、1 年あたり資本費（割引率 1.89%）が 2 兆 352 億円である。変動費 8 兆 7997 億円と固定費 4 兆 2022 億円を足すことで 2013 年の総費用 13 兆 64 億円の合計費用が算出される。

図表 13 は、東日本大震災以前の 2010 年と分析対象年で最新の 2013 年に関する太陽光発電の有無別の発電構成と費用のシミュレーション結果である。燃料単価が変化したり、太陽光発電システムの固定費用が変化したりすれば、燃料費の経年変化が発電構成や太陽光発電の導入に起因するのか、燃料単価の変化に起因するのかの判別が困難となる。このため、2010 年のシミュレーションに対しても統一して 2013 年の燃料単価、太陽光発電システム価格を用いている。なお、いずれの年に対しても、図表 5 に示した LNG と石炭の年間燃料消費量の上限を設定している。

図表 13 太陽光発電の有無別：発電構成・費用のシミュレーション結果（2013 年燃料単価）

シミュレーション対象年	2010年		2013年	
(A)現実：太陽光発電あり	太陽光発電287万kW導入(発電量29万kWh)		太陽光発電898万kW導入(発電量94万kWh)	
	発電量	変動費用	発電量	変動費
水力(億kWh)	806		798	
石油火力(億kWh、兆円)	408	0.6986	1653	2.7628
LNG火力(億kWh、兆円)	3596	4.3030	4125	4.9456
石炭火力(億kWh、兆円)	2461	1.0373	2565	1.0811
原子力(億kWh、兆円)	2726	0.2830	142	0.0148
太陽光(億kWh)	29		94	
発電量、変動費合計(億kWh、兆円)	10026	6.3219	9377	8.8043
固定費用分類	太陽光発電以外	太陽光発電	太陽光発電以外	太陽光発電
固定費用(兆円)	4.0078	0.0617	4.0067	0.1954
総費用(兆円)	10.3914		13.0064	
(B)仮想：太陽光発電なし	発電量	変動費	発電量	変動費
水力(億kWh)	804		818	
石油火力(億kWh、兆円)	427	0.7297	1750	2.9291
LNG火力(億kWh、兆円)	3602	4.3141	4130	4.9551
石炭火力(億kWh、兆円)	2465	1.0387	2563	1.0804
原子力(億kWh、兆円)	2726	0.2830	142	0.0148
発電量、変動費合計(億kWh、兆円)	10024	6.3655	9404	8.9794
固定費用調整の代替電源設定	石油火力代替	LNG火力代替	石油火力代替	LNG火力代替
固定費計(兆円)	4.0208	4.0168	4.0477	4.0337
総費用(兆円)	10.3863	10.3823	13.0271	13.0131
(C)差分：(A)-(B)	2010年		2013年	
変動費変化額(億円)	▲ 436		▲ 1751	
単位あたり変動費削減額(円)	導入量1kWあたり	発電量1kWhあたり	導入量1kWあたり	発電量1kWhあたり
	15177	14.85	19497	18.64
代替電源設定	石油火力代替	LNG火力代替	石油火力代替	LNG火力代替
固定費変化額(億円)	487	527	1544	1684
総費用変化額(億円)	51	91	▲ 206	▲ 66
1kWhあたりの総費用変化額(円)	1.74	3.10	▲ 2.20	▲ 0.71

<sup>57</sup> 大飯 3 号機、大飯 4 号機は 2013 年の年始から継続して稼働しているために 2013 年の原子力発電所には起動費の計上がない。

図表 13 の上段の現実：(A)には図表 6 に示した太陽光発電システムが 2010 年および 2013 年に導入されていた現実に対する発電構成、費用を示している。中段の仮想：(B)には、それぞれの年において仮に太陽光発電システムが全く導入されていなかった場合のシミュレーション結果を示している。下段の(C)には(A)と(B)の差分を表すことで太陽光発電導入の効果を表している。また、(B)(C)には 2 章 7 節で示したように太陽光発電の導入に応じて減少する供給力に対応する固定費として石油火力を割り当てた場合、LNG 火力を割り当てた場合を示している。

2010 年の導入量 287 万 kW から 2013 年の 898 万 kW まで太陽光発電システムの導入量が増えると、変動費の削減額は 436 億円から 1,751 億円まで上昇している。太陽光発電の導入による変動費削減は、主として石油火力の燃料費の削減に起因している。太陽光発電の導入によって、石油火力の発電量は 2010 年においては 427 億 kWh から 408 億 kWh へ減少し、2013 年においては 1750 億 kWh から 1653 億 kWh へ減少している。太陽光発電は、燃料単価の高い石油火力発電を抑制することで、変動費を下げている。

なお、2010 年においては、多くの原子力発電所が稼働していたため、石油火力の発電量は元来少なかった。このため、太陽光発電は LNG 火力発電も一部抑制している。また、本稿においては同じ石油火力発電所であっても図表 3 に示したように運転開始年によって発電効率が異なっている。2010 年における太陽光発電は LNG 火力や効率の良い石油火力の発電を抑制することとなる。このため、2010 年における単位あたりの変動費削減額は 2013 年に比べて小さくなっている。2010 年においては太陽光発電量 1kWh あたり 14.85 円の変動費の削減があったが、2013 年においては太陽光発電量 1kWh あたり 18.64 円に変動費の削減額が増加している。太陽光発電の費用対効果は原子力発電所の稼働に大きく依存していることが示されている。

一方で、固定費に関しては太陽光発電を導入した場合の方が、費用が大きくなっている。図表 8 に示したように、2013 年の住宅・非住宅の加重平均の太陽光発電で 1kW あたり 21,765 円の固定費がかかる。太陽光発電の普及に伴う最大需要の減少によって、削減可能な既存発電所として石油火力の固定費は 11,983 円、新設を抑制できる発電所として LNG 火力の固定費は 7957 円となっている。太陽光発電の方が石油火力、LNG 火力に比べて固定費が大きく、同一の定格出力の設備を設置するための固定費用が増加する。

また、太陽光発電の最大需要への対応可能性から、太陽光発電の導入量を増加しても既存発電所の供給力を同量だけ低下させることはできない。<sup>58</sup> 2 章 7 節に示したように最大需要への対応可能性を考慮して、太陽光発電の導入量が 1,695 万 kW 未満であれば導入量の増加に対して 0.381、1,695 万 kW 以上 4,873 万 kW 未満であれば導入量の増加に対して 0.181 の比率で既存発電所の固定費を削減できると考える。<sup>59</sup> 太陽光発電システムの導入量が 1,695 万 kW 未満であれば、太陽光発電システム 1 万 kW の導入に応じて、3,810kW の既存電源の供給力を削減することができる。既存電源 3,810kW の固定費は、代替電源を石油火力とみなしたケースでは 4,566 億円となる。つまり、2013 年の住宅・非住宅のシェアにおいて太陽光発電 1 kW 増加させると、供給力の調整を石油火力とみなしたケースでは固定費が 17,119 円

<sup>58</sup> 太陽光発電のピーク需要時間帯への対応可能性、日射量に依存する太陽光発電の出力の不安定性の観点に加えて、太陽光発電は快晴時においても一般に定格出力の発電量に達しない。資源エネルギー庁が委託した「発電性能等の分析・評価 報告書」によれば、定格出力に占める発電量割合に相当するシステム出力係数は平均値で 0.792、中央値で 0.802（標本数 145）となっている。[http://www.enecho.meti.go.jp/ohisama\\_power/common/pdf/report-2012.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/ohisama_power/common/pdf/report-2012.pdf)

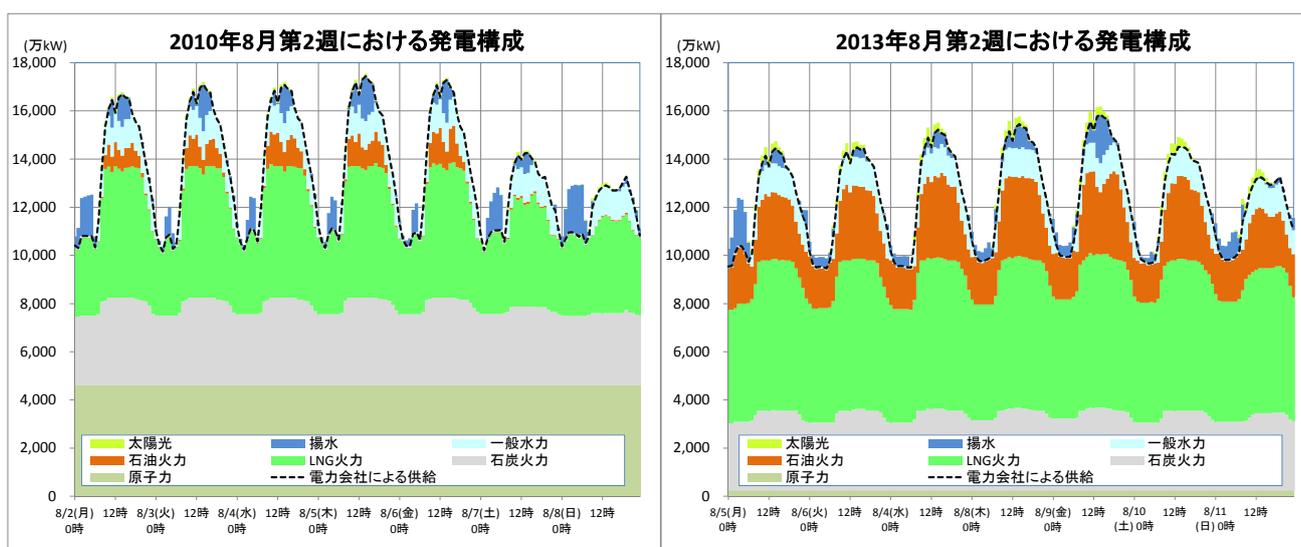
<sup>59</sup> 総合資源エネルギー調査会 買取制度運用ワーキンググループでは、太陽光発電の 0～31%を供給力と見なす案を提示している。[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene shinene/shin\\_ene/kaitoriseido\\_wg/003\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene shinene/shin_ene/kaitoriseido_wg/003_haifu.html)

純増する。太陽光発電の導入量が 2013 年の 898 万 kW であれば、これらを掛け合わせて、固定費の純増額は 1,544 億円となる。

太陽光発電の導入による総費用の増減は、変動費削減額と固定費純増額の大小関係によって決定する。太陽光発電システム 1kW あたりの変動費削減額は 2010 年において 15,177 円、2013 年においては 19,497 円となっている。太陽光発電 1kW の導入に伴う固定費純増額は、2010 年と 2013 年の変動費削減額の間となっている。このため、太陽光発電の導入によって 2010 年では総費用が上昇する一方で、2013 年では総費用が減少する。<sup>60</sup> 太陽光発電の代替電源を石油火力と見なした場合、2013 年の 898 万 kW の太陽光発電システム導入によって、総費用が 206 億円削減されるシミュレーション結果となっている。

### 3.2 2013 年の夏季最大需要、冬季最大需要の発電構成および燃料費

前節では、年内全体での発電量を分析したが本節においては、夏季・冬季の最大需要に着目する。図表 14 には 2010 年と 2013 年の 8 月第二週の発電構成を示している。図の上から順に太陽光、揚水、一般水力、石油火力、LNG 火力、石炭火力、原子力の順で示している。点線が電力会社から需要家への電力供給を示している。電力会社による供給を示す点線の上側には、太陽光発電に加えて揚水が示されている。点線の上側に示されている揚水は、揚水動力に対応している。



図表 14 2010 年と 2013 年の 8 月第 2 週の発電構成の比較

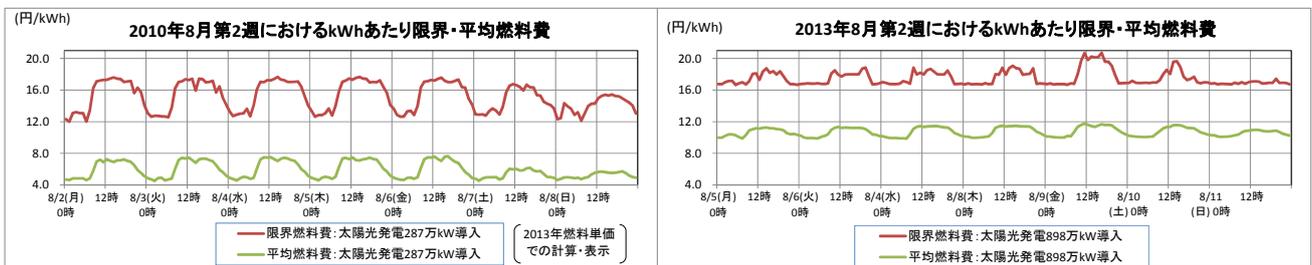
図表 14 では、夏季の電力需要のピークに対応する形で、太陽光発電が発電していることを示している。898 万 kW の太陽光発電システムで 2013 年 8 月 9 日 14 時に 327 万 kW の発電があり、同時間帯に顕在化する 2013 年最大需要は 16,177 万 kW から 15,850 万 kW へと減少した。太陽光発電の導入が夏季の最大需要低下させることに貢献している。

<sup>60</sup> 資源エネルギー庁が委託した「太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」によれば、2008 年度から 2011 年度の太陽光発電システムの kW あたり設置費用は 72.3 万円、60.5 万円、55.8 万円、51.2 万円と急速に下落している。本稿の分析では住宅用太陽光発電の設置費用として、燃料単価と同じく 2013 年に対応する 42.55 万円/kW を設定している。2011 年以前の設置費用から太陽光発電の固定費を導出してシミュレーションを行えば、太陽光発電の導入により合計費用を増加させる結果となる。太陽光発電は近年の設置費用の下落によって、採算がとれる範囲に入ってきたと考えられる。

また、2010年8月第2週を示す図表14の左図では、ベース電源として原子力発電の発電量は約4,600万kWであった。しかし、東日本大震災以後の発電所の段階的な停止によって、2013年8月には大飯3号機、4号機を除いて全ての原子力発電所が停止していたため、右図における原子力発電は約200万kWの発電量となっている。原子力発電所の停止を補うために、主として石油火力が発電量を伸ばしている。2010年8月の夜間には石油火力による発電はほとんどなかったが、2013年においては夜間にも一定量の発電をしている。

さらには図表14では、発電の構成だけではなく電力需要も変化していることが示されている。2010年から2013年へ総じて電力需要が下がっている。また、特に平日昼間のピーク需要の減少が大きいことが示されている。2010年と2013年の8月第2週同士の最大需要を比較すると、最大値は17,447万kWから15,850万kWへ9.2%減である一方で、最小値は10,163万kWから9,459万kWへ7.0%減となっている。それぞれの最大値における太陽光発電の発電量はそれぞれ95万kW、327万kWであるから、最大需要の差1,597万kWのうち太陽光発電量232万kWの増加は15%の寄与となっている。

図表15には、図表14に対応する形で2010年、2013年の8月第2週に関して、2013年の燃料価格で評価した1kWhあたりの限界燃料費（部分負荷の火力発電所平均）および1kWhあたりの平均燃料費（火力・原子力発電所出力加重平均）を示している。<sup>61</sup> 図表15に示している限界燃料費は、2010年側では12.0円～17.6円であるのに対し、2013年側では16.7円～20.7円となっている。平均燃料費は、2010年側では4.5円～7.6円であるのに対し、2013年側では9.8円～11.8円となっている。太陽光発電の導入の効果もあり、電力需要は総じて減少しているものの原子力発電所の停止による燃料費の上昇を埋め合わせる事ができていない。2010年から2013年へ移ると、限界燃料費および平均燃料費の双方が上昇している。

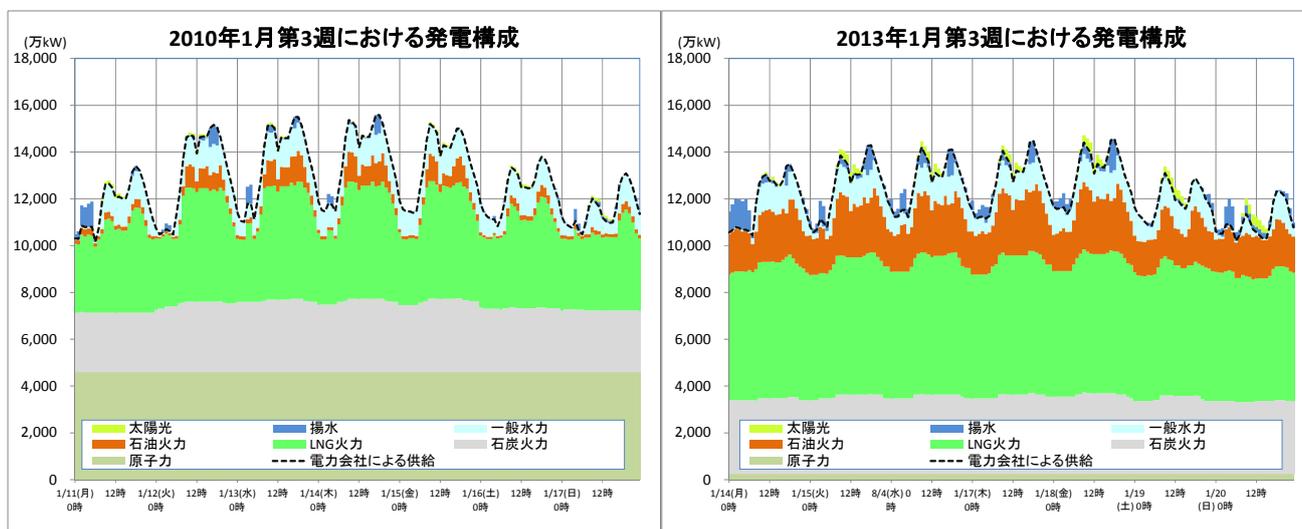


図表15 2010年と2013年の8月第2週のkWhあたりの限界・平均燃料費用

続いて、冬季最大需要に着目する。図表16では、2013年の冬季最大需要である1月18日を含む1月第3週のシミュレーション結果を示している。冬季の9電力管区合計の電力需要の特徴として、朝方と夕方と比べて10時～15時に電力需要が下がる傾向があり、M字形となっている。この時間帯は太陽光発電による発電量が増加する時間帯と合致しており、太陽光発電量の増大が日中における電力需要の格差の拡大を促進する結果となっている。また、図表9および図表10にも示したように冬季における合計電力需要のピークは18時台となっている。1月において18時台は、日の入り時間を過ぎており、太陽光発電システムの導入増加は冬期最大需要の低下には貢献しない。

<sup>61</sup> 本稿の限界燃料費、平均燃料費は、同時間帯に発電している火力発電所・原子力発電所からのみ集計を行っている。揚水発電に関しては汲み上げに利用した電力の75%が発電可能であると設定しているため、揚水発電に関する費用は本来、汲み上げに要した燃料費の1.333倍となる。しかしここでは、同時間帯に発電している火力発電所・原子力発電所からのみ集計を行っている。

図表 16 より冬季の電力需要に着目すると、2010 年から 2013 年へ総じて電力需要が下がっているのは夏季と同様である。2010 年と 2013 年の 1 月第 3 週同士の最大電力需要を比較すると、15,584 万 kW から 14,562 万 kW へ 6.6%減少している。2010 年、2013 年のどちらも 18 時台が最大需要の時間帯であったため、2010 年から 2013 年の 1 月第 3 週の最大需要の低減に関して太陽光発電の寄与はない。



図表 16 2010 年と 2013 年の 1 月第 3 週の発電構成の比較

### 3.3 太陽光発電、東西連系線容量、原子力発電所の稼働が変動費用に与える影響

資源エネルギー庁では「電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会」において、地域間連系線の強化に関する検討を行った。2012 年 4 月に公表された中間報告書には、東西連系容量拡大案として、「まず 210 万 kW までの増強を実現し、政策的観点から、その後できるだけ早期に F C 容量を 300 万 kW まで増強することが必要」と示されている。また、210 万 kW までの増強に関しては「2020 年度までに実現することを目標とするべき」としている。<sup>62</sup> 本節では、太陽光発電の大規模導入や原子力発電所の稼働の有無を考慮して、東西連系線の容量を増強した場合のシミュレーションを行う。<sup>63</sup>

連系線の容量制約が発送電費用に与える影響は、「電力システム改革小委員会 制度設計ワーキンググループ」にて試算がなされている。<sup>64</sup> その資料の試算結果では、既存の連系線容量を所与とした上での電力管内の広域メリットオーダーの効果は約 1100 億円、連系線制約解消による追加効果が約 600 億円としている。本稿のモデルは EAST30/WEST30 モデルに準拠しているため、東西連系線以外に関しては分析することが困難である。よって本稿においては、東西連系線の容量増強に着目して、連系線の分析を行うこととする。

本稿のベースモデルにおいては、図表 5 に示したように LNG や石炭に関して年間の燃料使用量に上限

<sup>62</sup> 総合資源エネルギー調査会総合部会 電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 - 中間報告 (<http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/chiikikanrenkeisen/report01.html>)

<sup>63</sup> 東西連系線以外にも地域間連携線は存在する。しかし、脚注 11 に示したように EAST30/WEST30 モデルを用いて、東西連系線以外の地域間連系線の設定、評価は困難である。

<sup>64</sup> 「資料 4-3 卸電力市場の活性化について (卸電力市場活性化による効果試算)」

([http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku\\_system/seido\\_sekkei\\_wg/005\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/005_haifu.html))

を設定している。燃料使用量の上限は、燃料の輸送や貯蔵といった本稿の分析に入れられていない制約に起因するのか、電力会社間の情報共有や電力融通が不十分であり、日本全体としての費用最小化が達成できていないことに起因するのかは明らかではない。前節までに示した本稿のベースケースのシミュレーションにおいては前者の要因を想定し、現実の燃料使用量や発電構成に概ね合致するように図表 5 に示した LNG と石炭に関する燃料使用量に上限を設定していた。本節においては、「電力システム改革小委員会 制度設計ワーキンググループ」で示している電力管区内の広域メリットオーダーによる効率化が LNG と石炭に関する燃料使用量の上限に対応すると考え、東西連系線の増強の効果に着目するため LNG と石炭の燃料消費制約を外した設定での分析を行う。<sup>65</sup>

また、「電力システム改革小委員会 制度設計ワーキンググループ」における連系線に関する試算では、「震災前の電源構成を仮定として用いたが、今後は再生可能エネルギーの導入等により、地域別に見ると電源の偏在性が高くなる可能性もあり、その場合は試算結果が変わることが想定される」としている。震災の前後で電源構成としては、原子力発電所の稼働状況が大きく変化した。このため、本節の分析においては、原子力発電所の稼働状況および太陽光発電の導入状況によって、東西連系線の経済効果がどのように変化するかをシミュレーションによって確認する。

東日本大震災以降、原子力発電所が順次停止しており、2013 年においては大飯 3 号機、4 号機の 2 基が 9 月まで稼働したのみとなっている。原子力発電所が停止していることによる費用の増加額を確認する。2013 年度においても、2006 年度から 2010 年度までの平均稼働率である 64% の稼働率にて稼働可能な全ての原子力発電所が発電を行っていた場合の費用を示す。<sup>66</sup> 大飯 3 号機 4 号機の 2 基のみでの定格出力合計は 236 万 kW であるが、2013 年において稼働しうる 48 基が稼働する設定であれば、原子力発電所の定格出力合計は 4,426 万 kW となる。

図表 17 では、石炭と LNG の燃料消費量上限を外した状態をベースにして、東西連系線を双方向に 120 万 kW から 210 万 kW、210 万 kW から 300 万 kW へと増強した場合の効果を示している。(x)(y)(z)を横に比較することで連系線の容量増強の効果を見ることができる。図表 17 の(A)は原子力発電所の 2013 年実稼働に対応し、(B)は 64%での稼働率に対応している。(A)(B)それぞれの中には太陽光発電システムの未導入、898 万 kW (2013 年実績値)、2786 万 kW (2020 年中位予測値)、6658 万 kW (2030 年中位予測値)の導入量を設定している。(A)(B)を縦に比較することで原子力発電所が平常に稼働した場合の費用削減額を把握する事ができる。

太字で記載されている変動費用は、2013 年における現実の原子力発電所の稼働状況、太陽光発電の導入量に対応している。図表 13 に示している燃料使用量制約があるケースでの変動費用合計は 8 兆 8043 億円となっている。図表 17 の燃料使用量制約がないケースでは変動費用合計は 8 兆 5157 億円であるから、その差額 2886 億円は燃料使用量制約がなく、石炭や LNG をより多く利用して効率的に発電することで削減された変動費となっている。

<sup>65</sup> 燃料消費量制約を外してシミュレーションを行うのは制度設計ワーキンググループの設定に合わせることに加えて、計算結果の正確な把握、安定性を高めるためでもある。連系線の容量拡大が費用削減に貢献するのは、特定時点で連系線をまたいだ東西日本において、より安い燃料、より効率的な発電所が優先的に稼働することに起因している。しかし、石炭、LNG に年間使用量制約がある場合は、石炭や LNG の年間使用量は上限近傍となることで連系線の容量拡大の効果は不明瞭になる。

<sup>66</sup> 2012 年 4 月 21 日に廃炉が決定した福島第一原発 1 号機から 4 号機に加えて、2014 年 1 月 31 日に廃炉が決定した福島第一原発 5 号機 6 号機に関しては、原子力発電所が 64%稼働する設定においても稼働させない設定としている。

図表 17 太陽光発電・原子力稼働・東西連系線容量別の年間変動費用

2013年の年間変動費(兆円) [LNG、石炭使用量上限なし]					東西連系線増強による 年間変動費の削減額(億円)	
		(x)東西連系線 120万kW	(y)東西連系線 210万kW	(z)東西連系線 300万kW	(x-y)120万kW →210万kW	(y-z)210万kW →300万kW
(A)原子力 2013年の 実稼働	太陽光発電未導入	8.6765	8.6740	8.6730	25	10
	太陽光発電898万kW導入	<b>8.5157</b>	8.5129	8.5119	28	10
	太陽光発電2786万kW導入	8.1836	8.1801	8.1784	35	16
	太陽光発電6658万kW導入	7.5496	7.5444	7.5421	52	23
(B)原子力 稼働率64%	太陽光発電未導入導入	5.4120	5.4034	5.3993	87	41
	太陽光発電898万kW導入	5.2764	5.2671	5.2623	93	48
	太陽光発電2786万kW導入	5.0090	4.9982	4.9917	108	65
	太陽光発電6658万kW導入	4.5141	4.5012	4.4935	129	77

原子力発電所の稼働率の平常化による年間変動費の削減額(兆円)				
(A-B) 2013年実稼働 →稼働率64%	太陽光発電未導入導入	3.2644	3.2707	3.2738
	太陽光発電898万kW導入	3.2393	3.2458	3.2496
	太陽光発電2786万kW導入	3.1746	3.1819	3.1867
	太陽光発電6658万kW導入	3.0355	3.0432	3.0487

図表 17 において、太陽光発電が 898 万 kW 導入されており、原子力が 2013 年の実稼働に対応するケースに着目すると、東西連系線が 120 万 kW から 210 万 kW に増強されれば、年間変動費が 28 億円減少し、210 万 kW から 300 万 kW に増強されれば、年間燃料費がさらに 10 億円減少することが示されている。太陽光発電の導入量が拡大すれば、東西連携線の容量増強の効果が高くなり、6658 万 kW の導入設定においては、120 万 kW から 210 万 kW に増強されれば、年間変動費が 52 億円削減される。

また、図表 17 では、原子力発電所の稼働率が全国一律で高まれば、連系線増強の効果がより高くなることを示されている。898 万 kW の太陽光発電の導入量において、原子力発電所が 64%稼働したケースでは、東西連系線が 120 万 kW から 210 万 kW に増強されれば、年間変動費が 93 億円減少し、210 万 kW から 300 万 kW に増強されれば、年間燃料費がさらに 48 億円減少することが示されている。原子力発電所が 2013 年の実稼働であるケースに比べて 3 倍以上の変動費用が削減されている。

さらに、図表 17 を縦に見ることで、原子力発電所の停止がもたらす変動費用の増加額を把握する事ができる。太陽光発電の導入量が 898 万 kW、東西連系線の容量が 120 万 kW である場合、原子力発電所の稼働率を、2006 年度から 2010 年度までの平均稼働率の 64%にまで高めれば、変動費用を 3 兆 2393 億円削減できる結果となっている。<sup>67</sup> また、原子力発電所の費用削減効果は太陽光発電の導入量が少ないほど大きくなっている。

図表 17 は、東西連系線の増強の効果は、原子力発電所の稼働、太陽光発電の大量導入と補完的な関係を示している。その一方で、東西連系線容量を 120 万 kW から 210 万 kW にまで増強しても年間の変動費削減額は 28 億円、さらに容量を 300 万 kW にまで増強しても、変動費削減額は 10 億円上乗せされるのみとなっている。本シミュレーションは、石炭・LNG 結果は、東西連系線の容量増強が年間の変動費に与える影響は数十億のオーダーであると考えられる。また、太陽光発電の導入量を中心にと考えると、東西連系線の増強と補完関係、原子力発電所の稼働と代替関係にあることが分かる。図表 17 は、太陽光発電の大量導入に関する政策は原子力発電所の稼働および東西連系線の増強と包括的に検討する必要性を示唆している。

<sup>67</sup> 2013 年 11 月 1 日に公表された「電力需給検証小委員会の報告書」においては原子力発電の稼働停止に伴う燃料費の増加額は 2012 年度実績で 3.1 兆円、2013 年度推計値で 3.6 兆円となっている。

<http://www.meti.go.jp/press/2013/11/20131101004/20131101004.html>

### 3.4 総費用の最小化をもたらす太陽光発電システムの導入量

太陽光発電の導入による総費用の削減効果は導入量の増加に従って二つの理由から逡減する。第一の逡減の理由としては、太陽光発電の増加によって削減できる燃料費がより割高なものに移り変わっていくためである。図表 3 に示したように本稿では、発電の燃料費は燃料種と発電所の運転開始年によって異なる設定をしている。太陽光発電の導入量が少ない段階では、太陽光発電は主として古い石油火力発電を代替することとなり、単位導入量あたりの燃料費削減が大きい。しかし、太陽光発電の導入が進展すると、より新しい石油火力発電所での発電を代替するようになり、単位導入量あたりの燃料費削減量は逡減する。図表 12 に示したように変動費の 99%以上は燃料費で占められており、燃料費は概ね変動費に対応すると考えることができる。太陽光発電の導入量の増加に伴って、単位導入量あたりに追加的に削減できる変動費が逡減することが太陽光発電の総費用削減効果が逡減する第一の理由である。

太陽光発電の導入の経済効果が逡減する第二の理由としては、最大需要に対して供給力として見込める発電量が減少、消失することに対応して、削減可能となる既存電源の固定費も減少、消失するためである。本稿においては 2.7 にて示したように、太陽光発電システムの導入量が 1,695 万 kW 未満であれば、太陽光発電システム 1kW あたり最大需要を 0.381kW 削減することができる。太陽光発電システムの導入量が 1,695 万 kW 以上 4,873 万 kW であれば、最大需要の削減量が 0.181kW へと減少する。太陽光発電を石油火力で代替する場合は図表 8 に示した石油火力 1kW あたりの固定費用、11,983 円に 0.381、0.181 を掛け合わせることであり、それぞれ 4,565 円、2,170 円が削減可能であると考えられる。太陽光発電の追加的な導入にかかる固定費用純増額は、太陽光発電自体の固定費から代替となる発電所の固定費用を差し引くことで算出される。

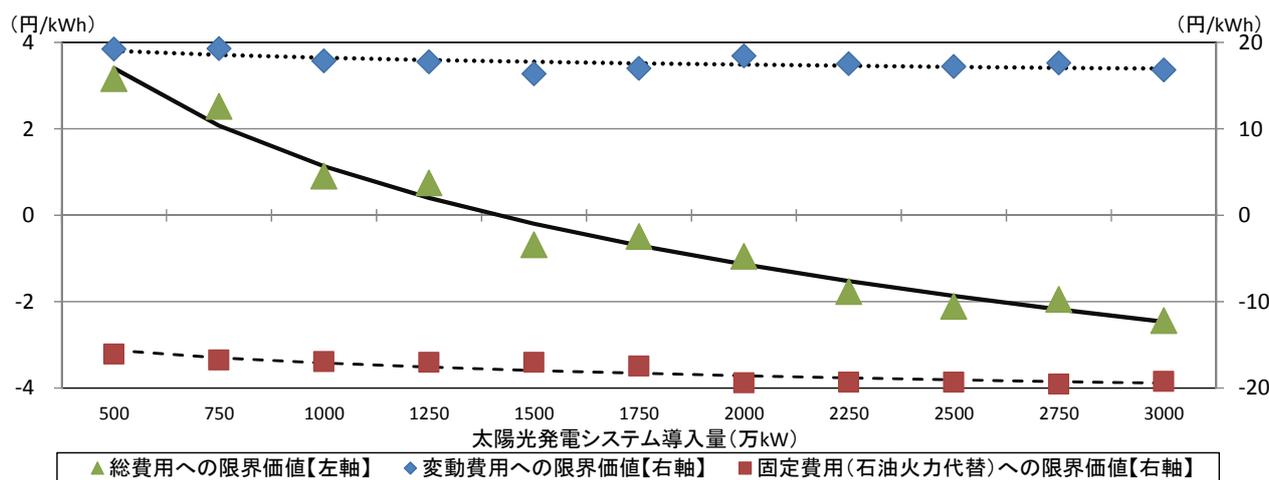
一方で、太陽光発電システムの導入量が 4,873 万 kW を超えれば、太陽光発電システムの追加的な導入によって削減できる供給力はなくなる。このため、単位導入量あたりの太陽光発電システムにかかる追加的な固定費は 1,695 万 kW、4,873 万 kW を閾値として増加する。<sup>68</sup> 図表 8 に示したように 2013 年における住宅用・非住宅用太陽光の割合において、太陽光発電の固定費用は 21,765 円である。石油火力を代替する場合の太陽光発電システムの導入に伴う固定費純増額は、導入量 1,695 万 kW までの段階では 17,119 円、導入量 1,695 万 kW 以上 4,873 万 kW 未満では 19,595 円となり、導入量が 4,873 万 kW 以上になれば、太陽光発電の固定費用自体 21,765 円が追加的な導入にかかる固定費となる。太陽光発電の導入量の増加に伴って、単位導入量あたりの固定費用が純増することが太陽光発電の総費用削減効果が逡減する第二の理由である。

以上の二つの理由から太陽光発電の導入に伴って総費用削減効果は逡減する。図表 13 の右側は、原子力発電所がほぼ停止していた 2013 年において、太陽光発電 898 万 kW の導入時においては総費用 13 兆 64 億円であり、太陽光発電が未導入のケース（石油火力代替）の総費用 13 兆 271 億円に比べて総費用が 206 億円削減されていた。この総費用の変化額を発電量 94 億 kWh で割れば、1kWh あたりの総費用削減額 2.20 円が導出される。この値は、「未導入→898 万 kW 導入時」の総費用削減額であるため、平均的な太陽光発電の価値である。同時に「0kW 導入→898 万 kW 導入時」における追加的な太陽光発電導

<sup>68</sup> より厳密には図表 8 に示したように太陽光発電の固定費用は住宅用に比べて非住宅用にてより高価となっていることも単位導入量あたりの固定費用が増加する原因となっている。図表 6 に示したように、住宅用に比べ、非住宅用の太陽光発電システム導入量は伸びており、本稿においては線形補間によって、特定導入量における住宅・非住宅の設置割合を与えている。

入の価値であるとも言える。経済学においては、微分によって追加的な効果の極限をとることで限界効果として表す。太陽光発電システムの普及が進展しつつある現状においては、導入を促進すべきかの政策判断に対して、追加的な価値である限界価値が重要である。

近似値としての限界価値を分析するために、太陽光発電導入量の 250 万 kW ごとのシミュレーションを行った。図表 18 では、原子力発電所の稼働を現実に合わせて、LNG と石炭の年間使用量制約を加えた上で、2013 年における導入量 250 万 kW 単位で太陽光発電の導入量と限界価値の関係を示している。横軸の 500 万 kW は導入量「250 万 kW→500 万 kW」における限界価値の近似値を表している。



図表 18 2013 年における太陽光発電の導入量と総費用（石油火力代替）

図表 18 では太陽光発電の追加的な導入によって、総費用への限界価値は低下することが示されている。また、総費用への限界価値の構成要素として、変動費、固定費への限界価値を右軸に対応する形で示している。変動費用、固定費用への限界価値は上述した二つの理由によって逓減するため、右下がりとなっている。図表 18 には、それぞれの限界価値に対応する対数近似曲線を入れており、各限界効果が右下がりであることは、それぞれの効果が逓減することと対応している。太陽光発電システムの導入量が 1250 万 kW 以下であれば、太陽光発電システムの総費用への限界価値は正であるが、1500 万 kW 以上においては負となっている。これは、太陽光発電システム導入量 1500 万 kW 以上においては、太陽光発電を追加的に導入すれば総費用が増大することに対応している。2013 年時点の発電効率や固定費用を所与とすれば 1500 万 kW 以上の太陽光発電の導入は政策的に促進すべきではないこととなる。

経済産業省によれば、2014 年 2 月末までの太陽光発電システムの導入量は住宅用で 689kW、非住宅用で 666 万 kW となっており、合計 1355 万 kW となっている。<sup>69</sup> 2014 年 2 月時点で導入済みの太陽光発電の導入量において、概ね総費用を最小化する水準となっており、追加的な導入は政策的に促進すべきではない段階となっている。

図表 18 のシミュレーションは太陽光発電システムの固定費用や発電効率が 2013 年のままであった場合に基いている。このため、将来的に太陽光発電システムの固定費用が低下したり、発電効率が増加したりすれば、より高い太陽光発電の導入量が総費用の最小値をもたらす導入量へと変化することは十

<sup>69</sup> 2014 年 2 月末時点の再生可能エネルギー発電設備の導入状況（2014 年 5 月 16 日公表値）  
<http://www.meti.go.jp/press/2014/05/20140516005/20140516005.html>

分に考えられる。一方で、原子力発電所の再稼働や高効率の火力発電所が設置されれば、総費用の最小化をもたらす導入量は低下する。図表 18 は一定の仮定に基づいたシミュレーション結果ではあるが、その含意は、総費用を最小化する太陽光発電の導入量は、現在の導入量から大きく乖離しない水準に存在することである。太陽光発電の導入を促進する政策は、最大需要に対する効果や費用対効果の定量分析による検討を踏まえて、慎重に計画、実施する必要がある。

## 4. 終わりに

本稿では、時間帯別・地域別のデータを用いて、太陽光発電システムの大量導入がもたらす影響に関して分析を行った。太陽光発電システムの大量導入による需給変動の変動周期は超短期（数分以下）から長期（20 分程度以上）までありえるが、MAPS によるシミュレーションは長期における周波数変動による制御を対象としており、経済負荷制御では、太陽光発電システムの追加的な発電量は石油火力によって代替することになる。もちろん周波数制御は、周波数の時間的変動によって超短期ではガバナフリーが、中期（数分から 20 分程度）では自動周波数制御（AFC）が用いられることになり、調整電源は必ずしも石油火力というわけではない。本論文の分析を踏まえた上で、需要変動による時間的特性に応じた調整電源コストを系統への影響を含めた形で定量的に明らかにしていることが必要であろう。

本論文では、太陽光発電の導入が夏季日中のピーク需要の緩和にも大きな効果を持つことも明らかにした。年による日射量、電力需要の変動が大きいと考えられるが、現状の太陽光発電システム導入量の約 5 倍に当たる約 5,000 万 kW の太陽光発電の導入を行うと、日本全体として夏季の 14 時頃にあった最大需要が冬季の 18 時頃に移動する。本稿執筆時点の負荷平準化として、夏季日中にある最大電力需要を夜間に移すピークシフトが実施されており、それを促す料金体系も存在する。しかし、太陽光発電が導入見込み量に沿う形で導入されていけば、10 年以内の将来において現時点とは逆に日中へのピークシフトが促されることが見込まれる。最大需要をもたらす時間帯が冬季 18 時に移った後は太陽光発電の追加的な導入は供給力として見なすことができない。

2013 年において、太陽光発電は導入 1kW あたり約 19000 円の変動費を抑制する。一方で太陽光発電の増強に伴う削減可能な代替電源を石油火力と考えた場合は、導入 1kW あたり約 17000 円の固定費の純増をもたらしている。2013 年の導入量を基準とすると、変動費の抑制額が、固定費の純増額を上回っており、太陽光発電導入を促進することが望ましいと考えられる。しかし、2013 年における設定にてシミュレーション分析をしたところ総費用の最小化をもたらす太陽光発電システムの導入量は約 1250 万 kW となっている。2014 年 2 月末時点の太陽光発電システムの導入量は 1355 万 kW であるため、既存の太陽光発電の設置量において概ね総費用を最小化する段階となっている。このため、太陽光発電の追加的な導入は総費用の増大をもたらすと考えられる。

燃料費の抑制効果に関しては、太陽光発電システムの発電効率、固定費用のみならず、火力発電所の燃料価格、原子力発電所の再稼働の有無、東西連系線の増強の程度によって大きく変化する。原子力発電所の稼働は太陽光発電が削減可能な燃料費を減少させることで、太陽光発電の価値を縮小する方向に働く。10 年を超える期間を見据えて太陽光発電導入を促進すべきかは、技術進歩や社会情勢の変化に応じた長期的な分析、議論が必要となる。

## 参考文献（本編）

- 荻本和彦 大関崇 植田譲(2010) 「太陽光発電を含む長期電力需給計画手法」 電気学会論文誌 B130.6: 575-583.
- 大関崇, 高島工, 大谷謙仁, 菱川善博, 興水源太郎, 内田恵久, 荻本和彦. (2010)「太陽光発電の広域的ならし効果に関する分析・評価」. 電気学会論文誌 B, 130(5), 491-500.
- 大橋弘 明城聡 (2012). 「太陽光買取制度の定量分析」 住宅土地経済, 2010年11月号
- 小杉隆信 (2012). 「太陽光発電システムの最適普及経路と電力固定買取価格に関する定量分析」. 政策科学, 19 (2), 1-13
- 野中譲・朝野賢司(2011). 「太陽光発電の系統電源に対する競争力評価」、電力中央研究所社会経済研究所 ディスカッションペーパー(SERC Discussion Paper 11028)
- Fthenakis, Vasilis, James Mason, Ken Zweibel(2009), “The technical, geographical, and economic feasibility for solar energy to supply the energy needs of the US” Energy Policy, Volume 37, Issue 2, February, Pages 387-399,
- Gowrisankaran, Gautam, Stanley Reynolds, and Mario Samano(2011)“Intermittency and the Value of Renewable Energy” NBER Working Paper No. 17086
- Joskow, Paul and Jean Tirole (2007)“Reliability and competitive electricity markets,” RAND Journal of Economics, RAND Corporation, vol. 38(1), pages 60-84,
- 技術部参考資料・データ出典**
- 火力原子力発電技術協会(2007) 「火力原子力発電必携（改訂7版）」
- エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会(2011) 「コスト等検証委員会報告書」  
[http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02\\_hokoku.html](http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02_hokoku.html)
- 資源エネルギー庁(2009) 「長期エネルギー需給見通し（再計算）について」  
<http://www.meti.go.jp/report/data/g90902aj.html>
- 資源エネルギー庁(2012) 「エネルギー白書」  
<http://www.enecho.meti.go.jp/topics/hakusho/2012energyhtml/>
- 資源エネルギー庁(2013) 「石油製品価格調査」

<http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/sekiyukakaku/index.htm>

資源エネルギー庁(2013) 「電力調査統計」

<http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/denryoku/index.htm>

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 (2011) 「電源開発の概要 2010」 奥村印刷

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 (2013) 「電力需給の概要 2011」 中和印刷

原子力安全基盤機構企画部(2013) 「原子力施設運転管理年報」

資源エネルギー庁(2007) 「総合エネルギー統計：標準発熱量」

地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会(2012) 「中間報告書」

<http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/chiikikanrenkeisen/report01.html>

千葉幸 (2000). 「揚水発電所」 電気書院

調達価格等算定委員会(2014) 「資料 2 最近の太陽光発電市場の動向及び前回のご指摘事項について」

[http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/013\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/013_haifu.html)

電気事業連合会(2013) 「2012 年度の電源別発電電力量構成比」

[http://www.fepec.or.jp/about\\_us/pr/sonota/1227416\\_1511.html](http://www.fepec.or.jp/about_us/pr/sonota/1227416_1511.html)

電気事業連合会統計委員会(2013) 「電気事業便覧 平成 25 年版」

電力システム改革小委員会(2013) 「第 5 回 資料 4-3 卸電力市場の活性化について (卸電力市場活性化による効果試算)」

[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku\\_system/seido\\_sekkei\\_wg/005\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/005_haifu.html)

電力需給検証小委員会(2013) 「電力需給検証小委員会 報告書」

<http://www.meti.go.jp/press/2013/11/20131101004/20131101004.html>

電力需給検証小委員会(2013) 「資料 3 燃料コスト増の影響及びその対策について」

[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/jukyu\\_kensho/003\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/jukyu_kensho/003_haifu.html)

電力系統モデル標準化調査専門委員会(1999) 「電力系統の標準モデル」 電気学会技術報告 第 754 号

電力系統利用協議会(2013) 「電力系統利用協議会ルール (第 31 回) 改正」

[http://www.escj.or.jp/making\\_rule/guideline/](http://www.escj.or.jp/making_rule/guideline/)

電力利用協議会(2013)「各地域間連系設備の運用容量算定結果 ー平成 25 年度ー」

(<http://www.escj.or.jp/rep/2013.html>)

## クリギングパート

NEDO 年間月別日射量データベース <http://www.nedo.go.jp/library/nissharyou.html>

近藤 (1994)「地表面の水収支・熱収支」朝倉書店

新エネルギー・産業技術総合開発機構 (2010)「フィールドテスト事業に関するガイドライン (設計施工・システム編) 太陽光発電の効率的な導入のために」

太陽光発電協会(編) (2011)「太陽光発電システムの設計と施工 (改訂 4 版)」オーム社

間瀬茂 (2010). 「地球統計学とクリギング法 R と geoR によるデータ解析」オーム社

## 電力需要パート

北海道電力: <http://denkiyoho.hepco.co.jp/download.html>

東北電力: <http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/download.html>

東京電力: <http://www.tepco.co.jp/forecast/html/download-j.html>

中部電力: <http://denki-yoho.chuden.jp/>

北陸電力: <http://www.setsuden-rikuden.jp/>

関西電力: <http://www.kepco.co.jp/setsuden/graph/download.html>  
<http://www.kepco.co.jp/pressre/2012/0228-1j.html>

中国電力: <http://www.energia.co.jp/jukyuu/>

四国電力: <http://www.yonden.co.jp/denkiyoho/download.html>

九州電力: [http://www.kyuden.co.jp/power\\_usages/history201309.html](http://www.kyuden.co.jp/power_usages/history201309.html)

経済産業省 過去の電力需要実績: <http://www.meti.go.jp/setsuden/performance.html>

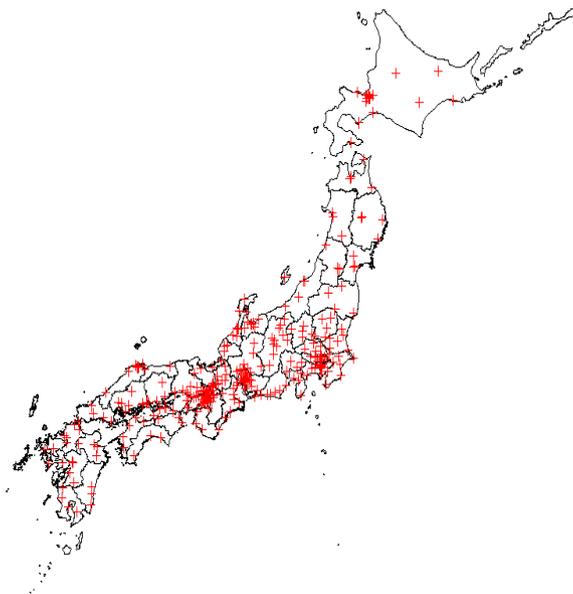
総務省統計局 消費者物価指数 <http://www.stat.go.jp/data/cpi/1.htm>

気象庁 過去の気象データ <http://www.data.jma.go.jp/gmd/risk/obsdl/index.php>

## 補論 1：クリギングによる日射量の面的推定と地区別発電量の導出

### A1.1 PV300 データによる日射量データのクリギング

本補論においては、本稿で用いた日射量クリギングおよび電気学会モデルのノードへの PV 発電量の割り付けについて簡潔に示す。PV300 実証事業においては、図表 A3 に示す 321 地点の全天日射量を 10 秒ごとに記録している。321 地点の日射量のデータをもとに日本全体（離島・沖縄県を除く）の任意の地点の日射量を予測するためにクリギング（Kriging）と呼ばれる統計手法を用いる。



図表 A1 PV300 データの測定場所

PV300 データのクリギングは 9 電力会社の各管区に対して 30 分ごとに計算する。PV300 データでは、観測機の点検や故障等により計測が行われない場合、欠測レコードが現れる。欠測したレコードの処理方法は二種に分けられる。30 分未満の欠測の場合は、該当する 30 分の中で、計測が可能であった時間のレコードの平均値によって補完している。30 分以上にわたる欠測がある場合、当該 30 分間において当該地点は実測値としてデータに組み込まれずにクリギング処理を行う。

### A1.2 理論日射量および晴天指数の導出

補間処理を施した 10 秒単位の PV300 データから平均値をとることで 30 分単位に変換する。<sup>70</sup> 30 分単位の時点  $i$  観測地点  $j$  における日射量  $S_{ij}$  を大気上端における理論日射量  $ST_{ij}$  で割ることで、0 から 1 の値をとる晴天指数  $CI_{ij}$  (Clearness Index)を作成する。

$$CI_{ij} = \frac{S_{ij}}{ST_{ij}} \quad (a)$$

<sup>70</sup> この平均化の作業によって、10 秒単位データに見られるノイズの影響を軽減するとともに計算時間の短縮を図る。

大気上端における理論日射量  $ST_{ij}$  や晴天指数  $CI_{ij}$  を媒介とすることによって、太陽との位置関係による日射量の変化と天候による日射量の変化を区分することが可能となる。<sup>71</sup> 大気上端における理論日射量  $ST_{ij}$  は近藤 (1994) に従い、緯度経度および日時により下記のように導出した。

$$ST_{ij} = I \cdot D \left\{ \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos(\sin^{-1}(0.398 \sin(4.871 + \eta + 0.033 \sin \eta))) \cosh \right\}$$

$$D = 1.00011 + 0.034221 \cos \eta + 0.00128 \sin \eta + 0.000719 \cos 2\eta + 0.000077 \sin 2\eta$$

$$\eta = \frac{2\pi}{365} \{30.36(MONTH - 1) + DAY\}$$

$$h = 15^\circ (HOUR - H_n)$$

なお  $I$  は太陽定数であり  $\frac{1370W}{m^2}$ 、 $\phi$  は緯度、 $\theta$  は天頂角、 $\delta$  は時角 (正午において  $0^\circ$ )、MONTH は月、DAY は日、HOUR は時間、 $H_n$  は各地の南中時刻である。

### A1.3 晴天指数の空間クリギング

導出された晴天指数  $CI_{ij}$  に対してクリギングを行う。クリギングの基本的な考え方は、日射量等の属性はより距離の近い地点でより近い値をとることである。ただし、距離と相関の関係は天候等によっても変化するため、各時点において、それらの関係を表すパラメータを推定する。緯度経度に対応する 2次元の空間変数を  $\mathbf{s} = (x, y)'$ 、時間変数を  $t$  とし、観測された晴天指数  $CI(\mathbf{s}, t)$  を以下の関係により表現する。

$$CI(\mathbf{s}, t) = \mu + Y(\mathbf{s}, t) + \varepsilon(\mathbf{s}, t) \quad (b)$$

(b)式の第1項の  $\mu$  は分析対象とする期間・地域を通して平均的な晴天指数の値を示す。第2項の  $Y(\mathbf{s}, t)$  は空間的な相関をもった確率過程であり、正規分布  $N(\mathbf{0}, \Sigma)$  に対応する。この項は任意の 2 地点で晴天指数を計測した場合、距離が近いほど近い指数となる性質を扱う項であり、詳細は後述する。また、(b)式の第3項  $\varepsilon(\mathbf{s}, t)$  は空間的な相関を持たない確率過程であり、正規分布  $N(\mathbf{0}, \tau^2 I)$  に従う。この項は観測誤差や局所的な要因による晴天指数の変化を表し、その大きさ  $\tau$  は地点に依存しないと仮定している。

本稿では、変数同士の共分散が距離の差のみによって決定するという二次定常性の仮定がおく。二次定常性の仮定は、任意の地点のペアを  $\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j$  として以下の式で表現でき、 $C_S$  は共分散関数と呼ばれる。

$$C_S(\mathbf{x}_i - \mathbf{x}_j) = \text{cov}[Y(\mathbf{x}_i, t), Y(\mathbf{x}_j, t)] \quad (c)$$

(b)式第2項の  $\Sigma$  は共分散関数  $C_S$  の値  $c_{ij} = C_S(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j)$  を要素とする行列として定義される。共分散関数  $C_S$  の形状により、距離に対する相関の傾向が表現される。本稿では  $C_S$  に指数べき分布関数を仮定し、下記の関数形を与える。

$$C_S(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j; \sigma^2, \varphi, \kappa) = \sigma^2 \exp \left[ - \left( \frac{\|\mathbf{x}_j - \mathbf{x}_i\|}{\varphi} \right)^\kappa \right] \quad (d)$$

<sup>71</sup> この操作によって、快晴であった場合を想定して、太陽光発電量の上限をシミュレーションすることが可能となる。なお、快晴の場合であっても日射の一部は大気によって吸収されるため、晴天指数の上限は約 0.8 となる。

パラメータ  $\sigma^2$  が影響の大きさ、 $\varphi$  は相関の減衰に関する空間尺度、 $\kappa$  は 0 から 2 の値をとる距離と相関に関する関数形を規定する。以上の(b)式に関する設定の結果として、観測される  $CI$  も下記の正規分布に従う。

$$CI \sim N(\mu \mathbf{1}, \Sigma + \tau^2 I) \quad (e)$$

なお、 $\mathbf{1} = (1, 1, \dots, 1)'$  は全要素が 1 の  $n$  次元のベクトルである。

以上の設定での空間クリギングにより任意の地点の晴天指数の予測を行う。推定の評価関数として、理論共分散とデータから計算した共分散の差の二乗の式を与え、残差平方和を最小化することでパラメータを求める。

$$EVF = \sum_{i,j} [C_s(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j; \sigma^2, \varphi, \kappa, \tau^2) - Cov(CI(\mathbf{x}_i), CI(\mathbf{x}_j))]^2 \quad (f)$$

推定されるパラメータは、空間クリギングの (b)式 の第 1 項の平均値  $\mu$  に加えて (b)式 の第 2 項の共分散関数のパラメータ ( $\sigma^2, \varphi, \kappa$ ) および(a)式 の第 3 項の  $\tau^2$  である。

#### A1.4 単位システムあたりの発電量の作成

クリギングによって得られた晴天指数の面的データを発電量データへと変換する。得られた晴天指数を理論日射量に掛け合わせることで、各地点・時間帯における全天日射量 (kWh/m<sup>2</sup>) を導出することができる。日射量のクリギングはメッシュサイズを 2km として、各地点・時間帯における全天日射量を導出した。

本稿では、太陽光発電協会編 (2011) に準じて太陽光発電システムの標準的な設備、設定により発電量を算出する。各メッシュにおける太陽光発電量は下記のように示される。

$$\begin{aligned} \text{単位システムあたり太陽光発電量} &= \text{全天日射量} \times \text{斜面変換係数 (南向き傾斜角 } 30^\circ) \\ &\quad \times \text{平均損失係数} \times \text{気温補正係数} \end{aligned} \quad (g)$$

本稿の太陽光発電においては、日本国内において一般に最大の年間発電量をもたらすとされる南向き傾斜角  $30^\circ$  の設置形態を想定する。クリギングより得られた「各メッシュの全天日射量」に「南向き傾斜角  $30^\circ$  変換係数」を掛け合わせることで、太陽光発電に利用される典型的な方位角・傾斜角の日射量を与える。全天日射量から  $30^\circ$  の斜面日射量の換算は、日本気象協会が開発し (独) 新エネルギー・産業技術総合開発機構が公開している日射量データベース「MONSOLA-11」の県庁所在地の月別データから斜面換算係数を導出した。<sup>72</sup>

太陽光発電協会編 (2011) では、太陽光発電における平均損失係数として 73% を示している。その内訳として年平均気温による損失が約 15%、パワーコンディショナによる損失が約 8%、配線、受光の汚れ等の損失が約 7% としており、これらの積が平均損失係数 73% であるとしている。平均損失係数には年平均気温による損失が含まれているが、地域・季節・時間帯による気温差の詳細な補正として、気象庁データより県庁所在地における 1 時間単位の気温を利用した。気温による補正係数は、新エネルギー・

<sup>72</sup> NEDO 年間月別日射量データベース (MONSOLA-11) <http://app7.infoc.nedo.go.jp/>

産業技術総合開発機構（2010）より、温度補正係数を参照した。加重平均太陽電池モジュール温度上昇は架台設置形の 18.4℃、屋根置き形の 21.5℃の平均値の 19.95℃として、下記の式で与えた。

$$\text{気温補正係数} = 1 + \frac{-0.45(\text{気温} + 19.95 - 25)}{100} \quad (\text{h})$$

全天日射量、斜面変換係数、平均損失係数、気温補正係数を掛け合わせれば、太陽光発電システム 1kW あたりの発電量が算出できる。

### A1.5 住宅用・非住宅用太陽光発電システムの都道府県別導入量

これらの単位導入量あたりの発電量にシステム導入係数を掛け合わせることで、各地点における太陽光発電量は(g)式によって作成できる。なお、2012年7月1日より開始された「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」による設備認定および運転開始の状況は、資源エネルギー庁から都道府県別に公開されている。本稿では、2013年6月末までに運転開始した 10kW 未満の太陽光発電を住宅用、10kW 以上の太陽光発電を非住宅用太陽光発電システム導入量(kW)の都道府県別割合を用いて各都道府県に割り振った。<sup>73</sup>

図表 A2 住宅用・非住宅用太陽光発電の都道府県別導入割合（2012年7月から2013年6月末まで）

	住宅用	非住宅用		住宅用	非住宅用		住宅用	非住宅用
北海道	1.80%	2.49%	石川県	0.50%	1.21%	岡山県	2.69%	2.49%
青森県	0.47%	0.40%	福井県	0.42%	0.35%	広島県	2.77%	2.75%
岩手県	1.07%	0.56%	山梨県	1.40%	1.52%	山口県	1.55%	1.56%
宮城県	2.29%	1.07%	長野県	3.39%	2.65%	徳島県	0.67%	1.51%
秋田県	0.29%	0.07%	岐阜県	2.41%	2.89%	香川県	1.21%	2.31%
山形県	0.47%	0.17%	静岡県	4.37%	4.54%	愛媛県	1.50%	1.87%
福島県	2.07%	1.19%	愛知県	7.11%	5.59%	高知県	0.83%	0.72%
茨城県	3.50%	4.67%	三重県	2.02%	2.57%	福岡県	4.62%	6.99%
栃木県	2.94%	4.30%	滋賀県	1.72%	1.65%	佐賀県	1.40%	1.92%
群馬県	2.77%	4.15%	京都府	1.62%	1.17%	長崎県	1.53%	2.25%
埼玉県	5.11%	2.81%	大阪府	3.98%	3.12%	熊本県	2.36%	2.98%
千葉県	4.09%	3.53%	兵庫県	3.89%	5.01%	大分県	1.53%	3.43%
東京都	4.51%	0.71%	奈良県	1.48%	1.13%	宮崎県	1.95%	2.55%
神奈川県	4.09%	1.15%	和歌山県	1.05%	1.33%	鹿児島県	2.29%	2.30%
新潟県	0.56%	0.65%	鳥取県	0.58%	0.45%			
富山県	0.49%	0.68%	島根県	0.66%	0.59%			

各都道府県内の太陽光発電システムの地区別導入量は平成 22 年国勢調査による 1km メッシュの人口データを利用した。<sup>74</sup> 住宅用の太陽光発電システムは 1km メッシュ内の人口に比例して地区別に割り振

<sup>73</sup> 全国規模での導入量・導入見込み量は沖縄を含めた値となっているが、本稿の分析においては沖縄を除外して、沖縄を除く導入量を用いて割合を算出している。なお、2012年7月から2013年6月末までに「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」として運転開始した太陽光発電の出力は、337.5 万 kW である。そのうち沖縄の導入量の出力合計は 4.4 万 kW であり、日本全体の導入量の 1.3%を沖縄が占めている。

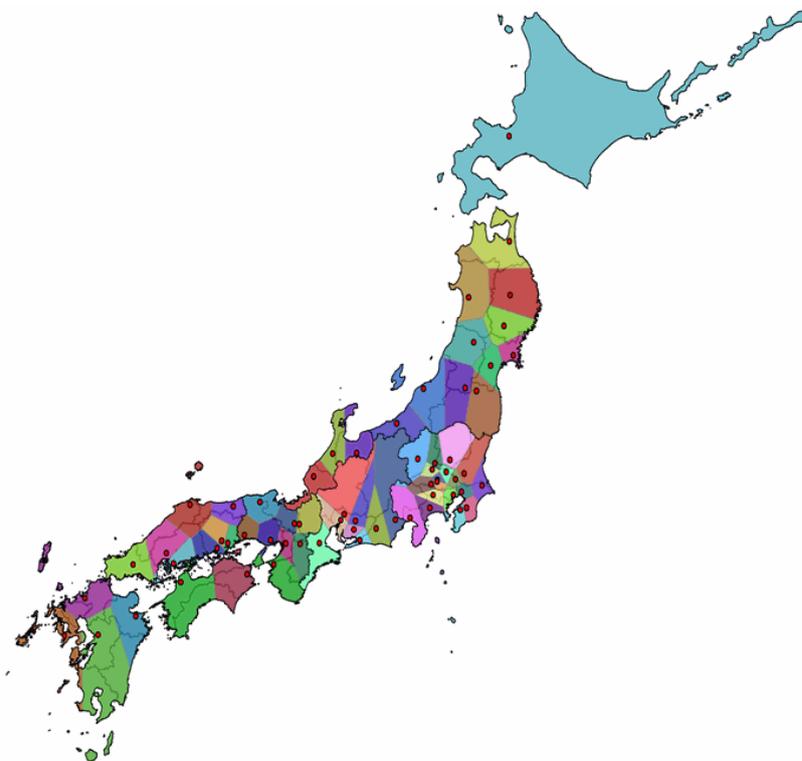
<sup>74</sup> 国勢調査においては、住民票の届出地ではなく実際の居住地をもとに住所が決定されている。

[http://www.stat.go.jp/data/mesh/h22\\_w.htm](http://www.stat.go.jp/data/mesh/h22_w.htm)

った。一方、非住宅用の太陽光発電システムは、メッシュ内の人口ゼロを除き 1km メッシュ内の人口に反比例させる形で割り振った。全国的な住宅用および非住宅用の太陽光発電システム導入量を与えれば、1km メッシュ単位での地区別導入量が決定される形とした。

### A1.5 太陽光発電の電力館区別の帰属

太陽光発電システムの導入を本編の分析に組み込むためには、太陽光発電システム導入量を EAST30/WEST30 モデルの負荷ノードに付与しなければならない。EAST30/WEST30 モデルに付属する発電所の燃料種やノード同士の隣接関係から、EAST30/WEST30 の各負荷ノードに該当する都市を割り当てて、位置情報（緯度経度）を与えた。割り当てた各負荷ノードを母点として、電力管区の境界を考慮したボロノイ分割を行った。<sup>75</sup> ボロノイ分割の領域内に入ったメッシュの太陽光発電量が各ノード・各電力管区に帰属する形にした。<sup>76</sup>



図表 A3 EAST30/WEST30 の負荷ノードの位置設定とボロノイ分割

<sup>75</sup> ボロノイ分割は、各母点から最も近い領域を分割する手法である。

<sup>76</sup> 工学的な観点を踏まえて大関・ほか（2010）、萩本・ほか（2010）が分析しているように、太陽光発電システム単体で不安定な発電量であっても、広域においては「ならし効果」によって緩和される。メッシュ単位では不安定な発電量もノード単位・県単位では不安定性が緩和される。

## 補論 2：時間帯別電力需要関数の推定とデータの補完

本稿においては、1時間単位の電力需給を分析するため、各電力会社がウェブサイト等で公表している1時間単位の負荷データを用いた。東京電力では、2008年より土日も含めて1時間単位の電力需要のデータを公開している。その一方で、公開開始時期2012年以降であるケース、直近においても平日の電力需要のみ公開しているケースがあり、図表 A4 に示すように、電力需要のデータ公表率は電力会社や年によって異なっている。<sup>77</sup>

図表 A4 1時間単位の電力需要データ公表率（2014年1月時点）

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年
北海道	0%	0%	100%	100%	100%	100%
東北	75%	100%	100%	100%	100%	100%
東京	100%	100%	100%	100%	100%	100%
中部	0%	0%	75%	92%	100%	100%
北陸	0%	0%	75%	25%	33%	66%
関西	0%	0%	75%	100%	100%	100%
中国	0%	0%	75%	25%	51%	67%
四国	0%	0%	75%	25%	50%	100%
九州	0%	0%	75%	25%	53%	100%
9社計	20%	22%	84%	66%	76%	93%

日本全国の電力需給を包括的に分析するために、電力需要関数を推定することで未公表値を補完する。被説明変数を2008年1月から2013年12月末までの時間帯別・電力会社別の対数電力需要とする。サンプルサイズは公表されている電力会社・時間帯別の電力需要289,916である。

説明変数には、電力料金からの影響として総務省統計局により公表されている2010年基準の月次消費者物価指数（電気代）を地域差調整して用いる。2010年は消費者物価指数の基準年となっており、各県の県庁所在地における物価の地域差を示す指数が公表されている。9電力会社の本社住所がある札幌市、仙台市、東京都区部、名古屋市、富山市、大阪市、広島市、高松市、福岡市の2010年時点の「家賃を除く総合」の地域差物価を収集した。得られた地域差物価に各都市における2010年基準の月次消費者物価指数（電気代）と掛け合わせることで月次の地域差調整電気代を導出した。

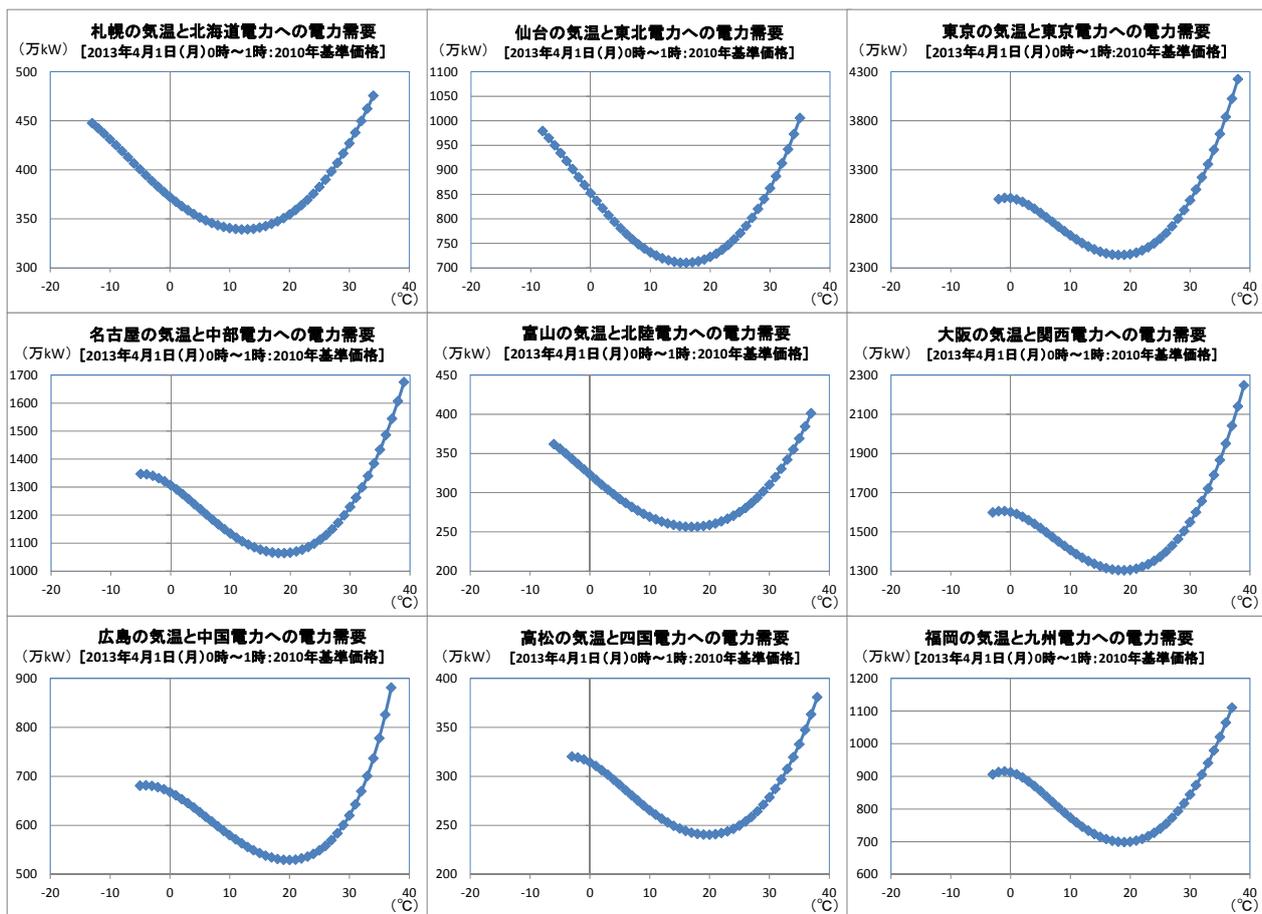
追加する説明変数として、東日本大震災に関連する需給ショックに対応するために、東北および東京の震災当日15時以降ダミー、東京の輪番停電ダミー、東北および東京の法令使用制限ダミーを設定した。また、電力需要は気候から大きな影響を受けるため、1時間単位の都市別気温、1日単位の都市別降水有無ダミーを説明変数として与えた。<sup>78</sup> これらの気候に関する変数は、地域によって影響が異なると考えられるため電力管区別の推定値を許容する形で推定し、気温に関しては4乗項まで加えることで、気温変化が需要に与える影響を見る。また、季節変動、日変動、時間変動に対応するために、電力管区別の

<sup>77</sup> 2010年度（2010年4月1日～2011年3月31日）に関するデータは経済産業省のウェブサイト「過去の電力需要実績」として各電力会社に対する1時間単位の電力需要がPDFにて公表されていた。電力会社に公表値がないケースに関しては、このデータを用いて補完している。このため2010年において、いずれの電力会社でもデータの公表率は75%以上となっている。

<sup>78</sup> 気温および降水の有無に関しては、各電力会社の本社住所の位置に関するデータを気象庁のウェブサイトから入手することで作成した。<http://www.data.jma.go.jp/gmd/risk/obsdl/index.php>

固定効果、年・四半期別の固定効果に加えて、月日別の固定効果、曜日・時間帯別固定効果、祝日の時間帯別固定効果を加えている。

上記の設定を用いて、電力需要関数を推定すると決定係数として 0.9967、価格指数の推定値として、0.0010493 が得られた。価格指数の推定値の含意としては、電気料金指数が限界的に 1 上昇（電気料金 1% 上昇）すれば、電力需要が 0.105% の減少となることを含意している。また、気温に関しては、2013 年 4 月 1 日の 0 時～1 時に対して、各地点でとった気温の範囲での予測値を図表 A5 にプロットしている。15 度～20 度において電力需要が少ないのは各電力管区で共通であるが、需要が極小値となる気温は北側の地域でより低い傾向が現れている。



図表 A5 気温と電力需要の関係（予測値：降雨なし平日）

推定された電力需要関数を用いれば、1 時間単位の電力会社別電力需要が未公表となっているケースにも電力需要の予測値に関する補填することができる。289,916 の電力需要の公表値に加えて 189,676 の予測値を与えることで、本稿の分析対象とする 9 管区別 1 時間単位の電力需要を作成した。本編の分析においては、2008 年 1 月 1 日から 2013 年 12 月 31 日までの 2192 日×24 時間×9 電力管区の 473,472 の電力需要を用いる。

### 補論 3：電力需要予測に不確実性がある場合の供給支障量の計算

本論における PV の経済評価では、設備のメンテナンスや故障による発電機の脱落については考慮されているが、電力需要に関しては完全予見が仮定されている。しかし、現実には各時間帯の電力需要を完全に予見することは困難であり、予測から外れた需要の変動によって供給支障が発生する可能性がある。また、本論においては、電力需要に対して一定の予備力を確保する形で費用計算を行っているが、電力需要は予備力の範囲内に収まっており、供給支障については考慮されていない。<sup>79</sup>補論では、電力需要とそれに対応する供給力のもとで発生する供給支障量の期待値を計算し、費用を算定する。

供給支障量の計算に際しては、電力中央研究所の「需給信頼度評価ツール」を用い、その結果に基づいて費用を算定した。需給信頼度評価ツールは、設定された負荷曲線に基づき、以下の計算を行うことで供給支障量の算定を行うプログラムである。

<供給力>

1. 負荷曲線に基づき、考察時間帯の H3 相当の供給力を計算する。<sup>80</sup>
2. 設定された予備力率に基づき、供給力を追加する。
3. 乱数を発生させ、各発電機の故障確率に従い脱落電源を決定し、供給力から差し引く

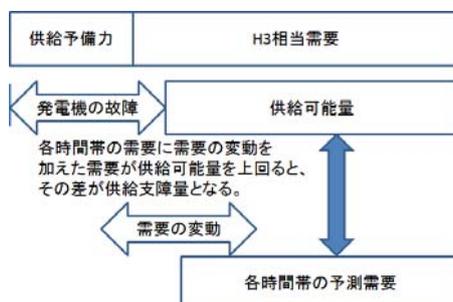
<需要>。

4. 考察時間帯の負荷曲線から、ベースとなる需要を設定する。
5. 設定された変動率に基づき、需要を増減する

<供給支障量の計算>

6. 3.で計算された供給力を、5.で計算された需要が上回った場合、その差を供給支障量とする。逆に 3.で計算された供給力を、5.で計算された需要が下回った場合、その差を他の電力会社への応援可能量とする。
7. 各電力会社間の連系線制約の範囲内で、応援可能量を差し引いた値を最終的な供給支障量とする。

計算の概念を図に示している。



図表 A6 供給支障量の概念図

<sup>79</sup> つまり、設定している予備力は供給支障による停電を回避するのに十分な量であると仮定されている。

<sup>80</sup> 考察時間帯において、需要が最も高かった3日間の平均値である。

シミュレーションに際しては、以下の設定を用いて計算を行った。まず、発電機に関しては本論の設定と同様、30MW以上の出力を持つ発電機を利用した。各発電機の故障確率は関西電力へのヒアリングなどから2%とした。需要の変動幅は2.6%とし、頑健性の確認のために変動0のケースについても計算を行った。<sup>81</sup>

負荷曲線の導出に際しては、基本ケースとして年間8,760時間のうち、9電力会社の合計需要が高い順に31時間を利用した<sup>82</sup>。また、PV導入シナリオは2020年ケース(2,786万kW)と2030年ケース(6,658万kW)とし、ベースとなる2013年需要から本論で用いたのと同様の発電量を需要から差し引いて負荷曲線を作成した。費用の係数については、1,000円/kWhとした。予備力率については7%とした。<sup>83</sup>

太陽光発電の導入量ごとに計算された供給支障量は図表A7に示されている。

図表 A7 供給支障量の算定とその費用

	900万kW (2013年導入量相当)	1000万kW	1100万kW	1200万kW	1300万kW	1400万kW	1500万kW
供給支障量(MWh/時)	26.47	27.63	26.46	26.49	26.46	26.83	27.01
費用(億円)	196.94	205.57	196.86	197.09	196.86	199.62	200.95

	1600万kW	1700万kW	1800万kW	1900万kW	2000万kW	2100万kW	2200万kW
供給支障量(MWh/時)	27.11	27.23	27.42	27.68	27.37	27.45	26.5
費用(億円)	201.7	202.59	204	205.94	203.63	204.23	197.16

	2300万kW	2400万kW	2500万kW	2600万kW	2700万kW	2800万kW (2020年導入量相当)	6658万kW (2030年導入量相当)
供給支障量(MWh/時)	26.24	26.21	26.02	26.08	25.7	25.63	24.2
費用(億円)	195.23	195	193.59	194.04	191.21	190.69	180.05

図表 A7 には 2013 年の約 900 万 kW から 2020 年導入量のおよそ 2,800 万 kW まで 100 万 kW ずつ導入量を増やした結果、および 2030 年導入量の 6,658 万 kW の場合が示されている。傾向としては、太陽光発電の導入により供給支障量は減少し、費用も減少している。ただし、太陽光発電の導入によって(太陽光発電により供給される電力を除いた)電力需要が変化し、最大 31 時間に含まれる時間帯が変化する。そのため、供給支障量の減少ペースは必ずしも一定ではなく、場合によっては普及が進むにつれて供給支障量が増加する場合もある。<sup>84</sup>

<sup>81</sup> 通常の供給予備力の算定時に用いられる、H3 需要の 6% が累積確率 0.99 となるような正規誤差を利用した。

<sup>82</sup> 需給信頼度評価ツールは 31 時間分の計算しか行われなため、直接計算されるのは上位 31 時間における平均供給支障量 (MWh/時) である。そこで、計算に際しては得られた供給支障量×31 (日)×24 (時間) として年間供給支障量とした。つまり、上位 31 時間における供給支障量が 1 か月継続したものが年間供給支障量と等しいと考えている。関西電力へのヒアリングの結果とほぼ同様の結果が得られている。

<sup>83</sup> 10% から 1% 刻みで計算を行い、最も費用が低い予備力率が 7% であった。

<sup>84</sup> 本シミュレーションでは予測される最大需要に一定の比率を上乗せした供給力を各電力会社が確保している。したがって、太陽光発電の普及により各電力会社に対する電力需要が減少すると、供給力も減少することになる。また、需要の多い東京・中部・関西電力の影響が大きい。そのため、北海道や北陸といった需要の小さい地域では、太陽光発電の普及により最大 31 時間に含まれる需要が増加する場合がある。このような効果が重なるため、供給支障量は一定のペースで減少せず、場合によっては供給支障量が増加する場合もある。