

CIRJE-J-269

**電源別発電構成と経済評価：  
2023年におけるシナリオ別シミュレーション**

東京大学大学院経済学研究科  
齋藤経史

東京大学大学院経済学研究科  
大橋 弘

2015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たい。

# 電源別発電構成と経済評価<sup>1</sup>:

## 2023年におけるシナリオ別シミュレーション

齋藤 経史<sup>2</sup> 大橋 弘<sup>3</sup>

### 概要

本稿では、エリア間を連系線で繋ぐ電力系統モデルを用いて、いくつかのシナリオのもとで全国大のメリットオーダーを達成したときの最適な電源別発電構成をシミュレーションし、その経済評価を行うことを目的にする。電力需要の見通し、再生可能エネルギーの導入状況、原子力の稼働状況という3つのパラメータにおいて作られたシナリオのもとで、二酸化炭素排出量や発電に関する費用をシナリオ別に試算する。さらに軽負荷期における再生可能エネルギーの影響を評価するために、特定の供給エリアに注目した考察も行う。

<sup>1</sup> 本研究は、科学技術振興機構 戦略的創造研究推進事業 CREST「分散協調型エネルギー管理システム構築のための理論及び基盤技術の創出と融合展開」での研究成果を踏まえたものである。

<sup>2</sup> 東京大学大学院経済学研究科 特任研究員 [ksaito@e.u-tokyo.ac.jp](mailto:ksaito@e.u-tokyo.ac.jp)

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

# 1. はじめに

わが国のエネルギー政策の目標は、従来からエネルギーの安定供給を第一とし、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に環境への適合を図ることであった。東日本大震災後には、前提として安全性が付け加わってS + 3 Eとされる。これら4つの目標はどれも重要であり、エネルギー政策には国際的な視点を含めた様々な観点からの統合的・整合的な検討が必要とされている。本稿ではとりわけ経済性の観点から分析を行うことを目的にしている。2014年4月に閣議決定されたエネルギー基本計画でも、エネルギーコストの上昇と温室効果ガスの排出量の増大が原因となって、わが国の経済・産業活動や地球温暖化対策への取組に深刻な影響を与えていることが言及された(5頁)。震災後のエネルギー政策の大転換のなかで、エネルギー需給の見通しが立たないままに様々な緊急的対策が同時並行して進められたことで、エネルギー政策に明確な優先順位が失われ、エネルギーを取り巻く事業環境の不確実性が大きく増している。電力システム改革が進展するなかでは、最終的に達成される電源別発電構成は市場メカニズムの結果であるとしても、電源間の公平な事業環境を政策的に整備するためには長期に向けたエネルギーの需給見通しが示される必要がある。そして見通しで示されるエネルギーミックスの将来像は、電力システム改革の制度設計と密接な関係を有していることは言うまでもない。

こうした問題意識を踏まえ、本稿では発電・連系線に対して経済的な運用がなされるという仮定の下で、全国大での最適な電源別発電構成比率をシミュレーションによって算出し、その経済性を評価することにしたい。一般・卸電気事業者が開示する供給計画および電力系統利用協議会「供給信頼度評価報告書」(2014)に基づいて、2023年を本稿での評価時点とした。両資料は、10年先の電源整備計画および地域間連系設備の運用容量算定結果が公表されており、直近の情報は2013年末までとなる。本稿では、2023年断面での8つのシナリオについて検討を行った。そのシナリオは、需要想定、再生可能エネルギー普及率、そして原子力稼働率の3つのパラメータで構成されている。併せて再生可能エネルギー(以下、再エネ)の影響を見るために、その影響が深刻となるシナリオに注目して、経済評価を行っている。

本稿の構成は以下の通りである。第2章では、シミュレーションを行うに当たってのシナリオについて説明を行う。第3章ではそれぞれのシナリオ別に経済評価を行う。まず最適な電源別発電量の構成をそれぞれのシナリオに対して算出したあと、電源のなかでも揚水発電の稼働状況について詳細な分析を行う。そのうえで、再エネの影響を見るために九州エリアに注目し、軽負荷期での評価を行う。併せて二酸化炭素排出量および発電に関わる費用についてシナリオ別に評価する。最後は結語となる。なお補論では、本稿でのシミュレーション解析で用いたデータソースの詳細について概観する。

## 2. 電力需給およびシナリオ設定

### 2.1 電力需給、費用最小化に関する設定

本稿においては 2023 年の電力市場を想定して電力需給のシミュレーション分析を行う。2023 年をシミュレーションの対象として設定する理由として、一般電気事業者、卸電気事業者の「平成 26 年度電力供給計画」が原則として 2023 年までに関しては発電所の廃止、新設予定を示している。また、電力エリア間を結ぶ連系線容量に関しても電力系統利用協議会「平成 26 年度供給信頼度評価報告書」において、2023 年における連系線容量の計画値を公開している。2023 年は公開資料に基づいて発電所の新設、廃止および連系線容量の計画値を設定できるため、2023 年をシミュレーションの対象として設定した。

2023 年までの発電所の新設、廃止を調整する以前の電力エリア別の発電所の設置状況、発電所のメンテナンス期間、最小停止時間、運転予備力の設定などは、2013 年時点に関する分析を行った齋藤・花田・大橋(2014)での手法に準拠している。標準発熱量の改訂など 2014 年度において新たな公開データが得られた所はデータを改訂した。また、燃料価格は、International Energy Agency が刊行している World Energy Outlook による燃料単価の予測値から 2023 年におけるドル建ての燃料価格を設定し、それを 2014 年の年間平均為替レートで割り戻すことで円建ての燃料価格とし、2023 年時点にて適用される予定の石油石炭税を加えている。燃料価格に関しては補論 1 (A1-3) に示している。

齋藤・花田・大橋(2014)とモデル設定が異なる点として、齋藤・花田・大橋(2014)で用いた電気学会作成の EAST30・WEST30 モデルの代わりに、本稿では 9 エリアの電力系統モデルを用いていることが挙げられる。本稿で用いるモデルでは 1 つのエリア内に発電ノードと負荷（需要）ノードがあり、それを媒介ノードで結んだ形となっている。1 つのエリアの中には発電、負荷、媒介の 3 ノードが存在し、エリア内の全ての発電所は発電ノードに帰属すると共に、エリア内の全ての需要は負荷ノードに帰属する系統モデルとなっている。<sup>4</sup> 媒介ノードは現実のエリア間連系線の接続に対応する形で、他エリアの媒介ノードと結ばれている。この連系線を通る電力の上限に関しては、上述した供給信頼度評価報告書に準じて設定し、補論 1 (A1-7) に示している。本稿のモデルでは、エリア内における潮流や需給の偏在を評価することはできないものの、エリアをつなぐ連系線の評価やエリア毎の電力需給の分析が可能となっている。

電力需要に関しては、9 つの一般電気事業者がウェブ上で公開している 1 時間単位の電力需要を用いた。<sup>5</sup> 1 時間単位の電力需要には、一部未公表値があるが、2008 年 1 月 1 日～2014 年 12 月 31 日までの 9 電力会社の時間帯別の 365,514 標本の電力需要データに対して電力需要関数を推定し、未公表値は予測値にて補填した。なお住宅用の太陽光発電は余剰買取であり、売電を行わず、自家消費とした電力量は一般電気事業者から節電と区別できない。調達委員会では住宅用太陽光発電の売電割合を 6 割としていることから、年間の売電量がその割合に合致するように、太陽光発電の設備利用率が 11%以上の時間帯に関しては、11%を越える発電量は売電するものとみなし、設備利用率 11%を下回る時間帯に関しては

<sup>4</sup> General Electric 社の MAPS チームが潮流計算の微調整を行っている。なお 2030 年の電源構成を分析した文献として、Portugal-Pereira, Joana and Miguel Esteban (2014)があるが明示的な連系線の評価はない。

<sup>5</sup> 本稿では、電力需要、電力供給共に一般電気事業者が関連する取引に限っている。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関しても、主たる販売先を考慮して一般電気事業者に対応させた。一方で、特定規模電気事業者と大口需要家の間の取引や自家発電設備の電力消費は含まれていない。

自家消費と見なした。補完された電力需要に住宅用太陽光発電の自家消費分を加算することで、住宅用太陽光発電の自家消費を含めた電力消費量を電力需要として設定した。<sup>6</sup>

電力需給のシミュレーションには 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) を利用している。種々の電力需給の設定を 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。電力供給、電力需要、制約条件下の費用最小化に関する詳細は、補論 1 に記載している。

## 2.2 2023 年シナリオに関する設定

2023 年のシナリオとして、再生可能エネルギーの導入に関して 2 つのシナリオ、原子力発電所の稼働に関して 2 つのシナリオ、電力需要に関して 2 つのシナリオの計 8 つのシナリオの設定を行う。想定するシナリオは図表 1 の通りである。

図表 1 2023 年シミュレーションのシナリオ想定

シナリオ	2023年時における仮定		
	稼働再エネ設備	原発稼働	電力需要
1	14年末での認定容量	全停止	2014年と同等
2	14年末での導入量と認定容量との中間値	全停止	2014年と同等
3	14年末での認定容量	運転開始年から40年未満のみ稼働	2014年と同等
4	14年末での導入量と認定容量との中間値	運転開始年から40年未満のみ稼働	2014年と同等
5	14年末での認定容量	全停止	エリア別予測人口に応じて減少
6	14年末での導入量と認定容量との中間値	全停止	エリア別予測人口に応じて減少
7	14年末での認定容量	運転開始年から40年未満のみ稼働	エリア別予測人口に応じて減少
8	14年末での導入量と認定容量との中間値	運転開始年から40年未満のみ稼働	エリア別予測人口に応じて減少

第一の区分である再生可能エネルギー設備の導入設定に関しては、主として経済産業省がウェブで公開している固定価格買取制度の認定・導入データを用いる。<sup>7</sup> 本稿の執筆時点において最新の 2014 年 12 月末時点の設備容量の認定データ、2014 年 11 月末時点の設備容量の導入（運転開始）データを用いる。再生可能エネルギー設備の導入としては、第一のケースとして 2014 年 12 月時点で認定されている全ての設備が導入された場合を考える。第二のケースとして、2014 年 11 月末時点で導入されている設備と 2014 年 12 月末時点で認定されている設備の中間値の設備容量が導入されたケースを考える。なお、電気事業便覧に掲載されている新エネルギー（1000kW 以上）および 2014 年度の供給計画より 2023 年において電気事業者が運転開始を予定している太陽光、風力、地熱に関しては、2014 年 11 月の導入量に含めている。<sup>8</sup> これらの想定に基づく再エネ設備の種類および電力エリア別の設定量は図表 2 の通りである。<sup>9</sup>

<sup>6</sup> 第 5 回 調達価格等算定委員会 - 配布資料 ([http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu\\_kakaku/005\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu_kakaku/005_haifu.html))

<sup>7</sup> 固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト ([http://www.fit.go.jp/statistics/public\\_sp.html](http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html))

<sup>8</sup> 電気事業便覧および供給計画によれば、電気事業者が 2023 年において運転を予定している太陽光発電所の合計定格容量は 6.5 万 kW、風力発電所は 2.5 万 kW である。太陽光発電、風力発電に関しては電気事業者が直接運営する定格容量は設備全体の 1% を下回っている。一方、地熱に関しては、電気事業者が運営する地熱発電所の定格出力合計が 49.9 万 kW となっており、図表 2 の地熱のほとんどの割合を電気事業者が運営する発電所が占めている。

<sup>9</sup> 静岡県の東京電力と中部電力の配分に関しては、東京電力沼津支店のサービスエリア面積 2,651 km<sup>2</sup> より、静岡県面積との比率を用いて中部電力側が 65.9%、東京電力側が 34.1% と見なして都道府県別データを電力エリアデータに変換した。

図表 2 再生可能エネルギー導入想定 2 種 (万 kW)

ケース1:2014年12月末認定量を全て導入							ケース2:2014年11月末導入済量と12月末認定量の中間値						
	住宅用 太陽光 (10kW未満)	太陽光 非住宅 (10kW以上)	風力	中小水力	地熱	比率考慮 バイオマス		住宅用 太陽光 (10kW未満)	太陽光 非住宅 (10kW以上)	風力	中小水力	地熱	比率考慮 バイオマス
北海道	13.1	278.1	42.8	6.2	2.5	20.2	北海道	12.2	157.8	37.2	3.2	2.5	12.2
東北	55.6	1139.5	153.2	13.7	26.3	33.9	東北	53.2	606.5	115.5	11.9	26.3	21.9
東京	227.9	1557.3	24.5	6.1	0.0	69.3	東京	218.8	923.8	23.0	4.7	0.0	55.0
中部	148.3	727.6	39.6	14.7	0.0	35.6	中部	142.6	455.1	32.2	9.1	0.0	27.2
北陸	12.3	92.5	18.2	3.1	0.0	6.7	北陸	11.9	57.5	16.1	2.9	0.0	4.6
関西	109.2	474.0	19.2	0.5	0.0	23.8	関西	105.1	305.3	17.4	0.3	0.0	20.7
中国	68.2	512.2	40.1	3.0	0.0	19.0	中国	66.2	305.6	35.1	2.6	0.0	16.4
四国	34.8	249.1	18.5	0.9	0.0	8.2	四国	33.6	159.7	16.5	0.8	0.0	6.6
九州	133.4	1697.4	49.8	8.0	22.9	48.5	九州	127.6	989.4	47.7	4.5	22.1	30.5
9管区計	802.8	6723.2	404.0	56.1	51.5	265.3	9管区計	771.3	3958.5	339.8	40.1	50.8	194.9

第一の認定量の設定では、住宅用太陽光発電が 802.8 万 kW、非住宅用太陽光発電設備が 6723.2 万 kW 導入され、合計 7526 万 kW の太陽光発電設備が導入される。一方、第二の中間値の設定では、住宅用太陽光発電が 771.3 万 kW、非住宅用太陽光発電設備が 3958.5 万 kW 導入され、合計 4729.8 万 kW の太陽光発電設備が導入される。再エネ設備に関するケース間の差異が最も顕著なのは、導入量に比べて認定量の多い非住宅用太陽光発電である。

7,526 万 kW の太陽光発電が導入された場合、日中の太陽光発電量が多い時間帯には、再エネ設備の発電および原子力発電だけで電力エリアの需要を越えてしまう時間帯が存在する。さらには連系線容量の上限まで他の電力エリアに供給しても、電力エリア内の電力供給が需要を上回ってしまうケースも想定される。このため再エネ設備の接続可能量の設定、出力抑制の方法が目下検討されている。<sup>10</sup> 本稿においては、時間単位の機動的な出力制御を行うこと想定して、2014 年 12 月末の認定量を設定している。連系線を最大限使っても需要を上回ってしまう供給に関しては、時間単位で太陽光発電の出力制御を行う設定とした。<sup>11</sup>

第二の区分である原子力発電所の稼働については、原子力発電所に関しては、2023 年において全停止と運転開始年から 40 年未満の発電所のみ稼働とする 2 つのケースを想定する。2015 年 3 月 1 日現在において廃炉が決定していない原子力発電所に関して、2023 年の 1 月において運転開始より 40 年未満であれば、2023 年において当該原子力発電所は稼働すると想定した。<sup>12</sup> 運転開始年から 40 年未満となる発電所の数および定格出力合計は表となる。<sup>13</sup> なお稼働すると想定した原子力発電所であっても、年間 19 週をメンテナンス期間として設定しているため、3 分 1 以上の時間帯は連続して発電を停止する設定

<sup>10</sup> 「再生可能エネルギーの最大限導入に向けた固定価格買取制度の運用見直し等について」

<http://www.meti.go.jp/press/2014/12/20141218001/20141218001.html>

<sup>11</sup> 太陽光発電の認定量の導入時に、再エネと原子力による発電が需要を上回ってしまう問題が起こるのは、電力需要に対して太陽光発電設備の認定量が多い九州であった。詳細は図表 6 にて説明するが、最も出力抑制の時間数が多いシナリオ 7 においても年間の出力抑制時間数が 232 時間（年間 24,064 万 kWh の抑制量）であった。この時間数は「再生可能エネルギーの最大限導入に向けた固定価格買取制度の運用見直し等について」に示された太陽光発電の年間出力制御時間数の 360 時間を下回っている。このため、2014 年 12 月末の認定量の再生可能エネルギー導入した場合でも出力抑制を行うことで、各電力エリアの需給は均衡するものと想定する。

<sup>12</sup> 2012 年に改正された原子炉等規制法において、「発電用原子炉設置者が発電用原子炉を運転できる期間は、使用前検査に合格した日から起算して 40 年とする。ただし、この運転期間はその満了に際し、原子力規制委員会の認可を受けて、1 回に限り、20 年を超えない期間であって政令で定める期間を限度として延長することができる。」と定められている。

<sup>13</sup> 日本原子力発電が運営する原子力発電所は、最も大きい売電先とされる一般電気事業者に割り当てることとし、東海第二は東京電力、敦賀 1 号機は関西電力、敦賀 2 号機は北陸電力に帰属する形になっている。

となっている。<sup>14</sup>

第三の区分としては、電力需要の変化が電力市場に与える影響を見るために需要の変動を与える。第一のケースでは、2023年においても2014年と同じ電力需要があると見なすケースである。このケースでは2023年のシミュレーションにおいても2014年と同じ時間単位の電力エリア別の需要を与える。もう一つのケースは、電力エリアに居住する人口に比例して電力需要が減少するケースである。国立社会保障・人口問題研究所が公表している日本の地域別将来推計人口（平成25年3月推計）の2020年予測値と2025年予測値を内分することで2023年の都道府県別人口予測値を作成した。2023年の人口予測値を住民基本台帳人口（2014年1月1日時点）で割ることで、2014年と2023年の予測人口比を作成した。電力需要の変化は、経済状況・節電・高齢化・省電力化等の様々な要因に影響されるものと考えられるが、本稿では一人当たりの電力使用量は変わらないものと見なし、2014年の電力エリア別・時間帯別の電力需要に人口比を掛け合わせることで、2023年の電力需要想定の一つのシナリオとした。<sup>15</sup>2014年と同等の電力需要があると見なすケースと人口比に合わせて電力需要が減少したケースでシミュレーションを行う。図表3では、運転開始年から40年未満で稼働する原子力発電所、電力需要が人口比で減少する場合の減少率を記載している。

図表3 原子力発電所の稼働設定と電力需要設定

電力エリア	原子力発電所の稼働設定		電力需要設定
	運転開始年から40年未満		人口比で減少
	原子力 発電所数	定格出力計 (万kW)	2023年予測人口/ 2014年人口
北海道	3	207	92.39%
東北	4	327.4	90.89%
東京	10	1151.2	97.60%
中部	3	361.7	95.29%
北陸	3	290.6	93.18%
関西	4	410	95.22%
中国	1	82	92.82%
四国	1	89	89.86%
九州	4	414	93.17%
9エリア計	33	3332.9	94.98%

次章では、再生可能エネルギーの導入に関して2種類、原子力発電所の稼働に関して2種類、電力需要に関して2種類の8種類のシナリオ別に2023年における電源別発電構成についてシミュレーションを行う。なお、次章の図表では各シナリオの設定を図表内で見やすくするために、再エネに関して認定量全てが導入された場合は「再全」認定量と導入量の間値の場合は「再半」と示している。原子力に関しては停止、稼働の場合でそれぞれ「原停」「原動」、需要に関しては2014年と同等の場合、人口比に合わせた減少でそれぞれ「需同」「需減」として示している。

<sup>14</sup> 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、残りの35.9%がメンテナンスを含めた停止期間と考え、最も近い週数を算出した。

<sup>15</sup> 本稿の3章で示すように再エネ賦課金は電力料金の大きな上昇要因となると考えられる。本稿においては電力需要は外生として扱っているが、電気料金の上昇によって一般電気事業者への電力需要が減少することも考えられる。

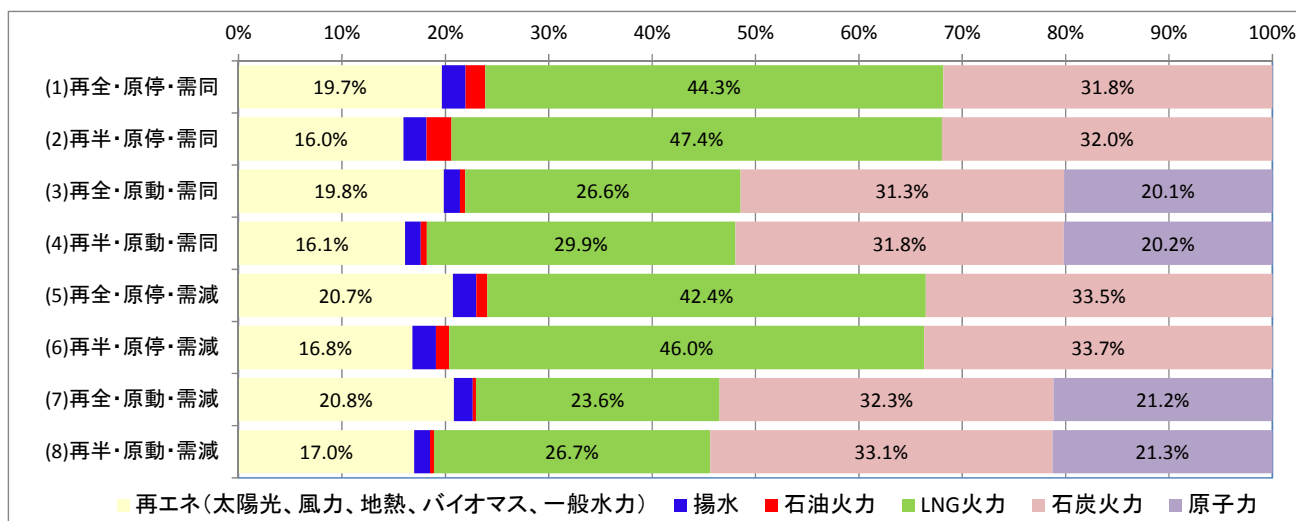
### 3. 2023 年に関するシナリオ別シミュレーション分析

#### 3.1 発電量の構成に関する分析

本節では、前章にて示したシナリオ別に発電量の構成を確認する。図表 4 はシナリオ別に年間発電割合を図示し、図表 5 は年間発電量を示している。図表 4 の(1)再全・原停・需同においては、再エネの発電量が 19.7%であるのに対して、(2)再半・原停・需同では 16.0%となっている。再エネの設備導入が(2)から(1)へ進展すると、発電量に占める再エネの割合が 3.7%増加することを意味している。一方で LNG 火力の発電量が 47.4%から減少し 44.3%へ 3.1%減少しており、再エネの追加導入による発電量の調整は主として LNG 火力の発電量の減少によって埋め合わされていることが分かる。図表 5 によって LNG 火力の発電量を比較すると、(2)では 4409.1 億 kWh であったが、(1)では 4121.0 億 kWh と 288.1 億 kWh 減少している。

図表 4 の(1)再全・原停・需同と(3)再全・原動・需同の比較は原子力発電所の稼働による発電量割合の変化となっている。原子力発電所が稼働すれば、その影響で減少をするのは主として LNG 火力発電所である。(1)再全・原停・需同では 44.3%ある LNG 火力の発電割合が、(3)では 26.6%へ 17.7%減少している。図表 5 によって(1)から(3)へ原子力発電所が稼働した場合の LNG 火力の発電量を比較すると、1668.8 億 kWh の差があり、LNG 火力の発電量減少率は 40.5%となっている。

図表 4 シナリオ別：年間発電量割合



図表 5 シナリオ別：シナリオ別発電構成 発電量、電力需要 (億 kWh)

	住宅用太陽光	非住宅用太陽光	風力	地熱	バイオマス	一般水力	揚水	軽油火力	原油・重油火力	LNG火力	石炭火力	原子力	発電量計	需要家からの電力需要
(1)再全・原停・需同	82.1	673.5	87.5	36.5	187.8	761.3	213.6	0.0	176.7	4121.0	2960.7	0.0	9300.8	8931.4
(2)再半・原停・需同	78.9	397.2	73.1	36.0	138.0	760.1	207.0	0.0	222.8	4409.1	2970.4	0.0	9292.6	8931.4
(3)再全・原動・需同	82.1	672.6	87.5	36.4	187.5	761.3	144.9	0.0	47.2	2452.2	2882.1	1855.6	9209.3	8931.4
(4)再半・原動・需同	78.9	397.2	73.1	36.0	138.0	760.1	138.7	0.0	53.0	2747.4	2923.0	1855.6	9201.3	8931.4
(5)再全・原停・需減	82.1	673.4	87.5	36.5	187.7	761.3	198.8	0.0	94.4	3740.5	2954.2	0.0	8816.5	8470.8
(6)再半・原停・需減	78.9	397.2	73.1	36.0	138.0	760.1	200.8	0.0	111.7	4053.3	2970.1	0.0	8819.4	8470.8
(7)再全・原動・需減	82.1	671.1	87.5	36.2	187.1	761.3	161.0	0.0	26.8	2066.2	2831.5	1855.6	8766.3	8470.8
(8)再半・原動・需減	78.9	397.2	73.1	36.0	138.0	760.1	134.7	0.0	31.9	2333.5	2892.3	1855.6	8731.4	8470.8



シナリオのうち、最も供給力が少なく需要の多い設定に当たる(2)再半・原停・需同においても、石炭火力は 222.8 億 kWh しか発電していない。石油火力に関しては削減余地が小さいため、LNG 火力に比べ発電の減少量は少ないが、発電の減少率は大きい。再エネが 14 年末認定量まで導入された時、原子力稼働が与える効果をみると、(1)の 176.7 億 kWh から(3)の 26.7 億 kWh へと減少率は 73.3%となっている。一方で、石炭火力に関しては(1)の 2960.7 億 kWh から(3)の 2882.1 億 kWh へ減少率は 2.7%となっている。(1)から(3)への火力発電の減少率は、大きい順に石油火力の 73.3%、LNG 火力の 40.5%、石炭火力の 2.7%となっている。

燃料種によって削減率が大きく異なる原因は、1kWh あたりの燃料費が高い順に石油火力、LNG 火力、石炭火力となっていることによる(図表 A1-4)。全国での合計燃料費が最小となる経済運用を想定したシミュレーションにおいて、再生可能エネルギー、原子力発電といった追加的な電力供給があった場合、連系線容量を考慮した上で、燃料費が高い発電所から発電量を抑制していく。このため、再エネの大量導入、原子力発電所の稼働が年間発電量に与える影響は、石炭火力に対しては軽微だが、LNG 火力、石油火力に対してはより大きいものとなっている。

図表 4 において、予測人口比率に応じて電力需要を減少させた(5)~(8)を、2014 年と同等の需要があるとみなした(1)~(4)に比べると、再エネ、原子力、石炭に関しては発電割合が上昇する一方で LNG や石油に対しては発電割合が減少している。

改めて図表 4 に立ち返ると、再エネや原子力の導入設定が同じであるにもかかわらず、それぞれの電源の発電割合が異なるのは、主として揚水発電の稼働状況による総発電量の変化に起因している。<sup>16</sup> 揚水発電所は、電力需要が供給に比べて少ない場合は揚水動力として電力を使用してポンプアップすることで充電を行い、需給がひっ迫した場合には水力発電所として活用される大規模な充電池の役割を果たしている。ただし、揚水発電所を利用すると揚水動力の電力使用量の 75%しか発電に利用できず発電ロスが生じる。このため、揚水発電所の稼働率が上がれば、一定の電力需要であっても必要な総発電量は上昇し、再エネ・原子力の発電量が一定であってもそれらの発電割合は減少することとなる。

図表 4 や図表 5 から、原子力稼働のシナリオでは、揚水発電の発電量が小さいことが分かる。さらには、原子力発電が稼働し、揚水発電が小さくなっているシナリオでは、石油火力発電の発電量も小さくなっていることが分かる。これらの原子力発電、石油火力、揚水発電の関係は次のように説明することができる。補論 1 の図表 A1-4 に示しているように、最も効率の良い石油火力発電所の定格出力時の燃料費は 20.38 円/kWh となっている一方で、稼働発電所数が多い LNG 火力 [汽力のみ] の発電所では、運転開始時期が古く効率が悪い発電所においても、定格出力時の燃料費は 13.98 円/kWh である。この費用差は 1.458 倍であるため、25%の発電ロスを踏まえても、揚水を稼働し LNG 火力発電によって石油火力発電を抑えることに経済的なメリットがある。一方で、LNG 火力発電所内における定格出力時の燃料費の差は 25%を下回る組み合わせが多くなっている。このため、LNG 火力発電所同士の効率差を埋めるための揚水の利用は、発電ロスによって費用がかえって大きくなるケースが多い。原子力発電所が稼働する設定においては、揚水の発電ロスを踏まえて抑制すべき石油火力発電がほとんどなくなっているため、

<sup>16</sup> 総発電量と需要との乖離は、揚水発電量に加えて送電ロスに一因がある。ただし送電ロスは電圧の 2 乗に反比例するため、本稿の基幹系統モデルシミュレーションでは送電ロスは小さく総発電量の約 0.9%となっている。なお、一般電気事業者が公表している 1 時間単位の「電力需要」は発電受電端の値であるため、送電ロスは公表されている電力需要の値の内数となっている。

経済合理性により揚水発電が停止するケースが多くなる。このため、原子力発電所が稼働すれば、石油火力発電所、揚水発電所の発電量がともに低下する関係になっている。

従来、揚水発電に関しては日内あるいは週内におけるピークとオフピークの需給差を緩和するために、夜間にポンプアップをして、日中に揚水発電を行う運用が一般的とされていた。しかしながら、揚水の稼働状況や運転の仕方は再エネの導入状況や原子力の稼働状況によっても大きく変化し得る。揚水の時間帯別稼働の具体的な例示は次節 3.2 にて示す。

また、図表 5 では再エネの認定量導入を設定した(1)(3)(5)(7)のシナリオにおいては、わずかに非住宅用の太陽光発電量が異なっていることが分かる。これは非住宅用の太陽光発電の出力抑制に起因している。本稿のシミュレーション結果においては、九州電力エリアにおいて非住宅用太陽光発電の抑制が確認された。図表 6 はシナリオ別に九州エリアの出力抑制に関する状況を示している。2014 年 12 月末の認定量全ての再エネが導入された場合は、九州電力エリアにおいて、連系線を通じた中国エリアへの送電を考慮しても、需要を越える発電量があり、非住宅用太陽光発電に出力抑制の必要性が見込まれる。最も供給が多く、需要が少ない(7)再全・原動・需減の設定においても、潜在的な発電量に占める抑制量は 1.51%であるが、もっとも抑制量が多い時間帯では 39.6%の抑制割合となる。これは九州エリアに導入されている非住宅用太陽光発電設備 1697.4 万 kW のうち 671.4 万 kW の設備の出力を停止させることに対応している。九州エリアの出力抑制に関しては、連系線を通じたエリア外への送電とも密接に関係している。出力抑制と連系線に関する具体的な例示は次々節の 3.3 にて示す。

図表 6 シナリオ別：九州エリアにおける非住宅用太陽光発電の出力抑制

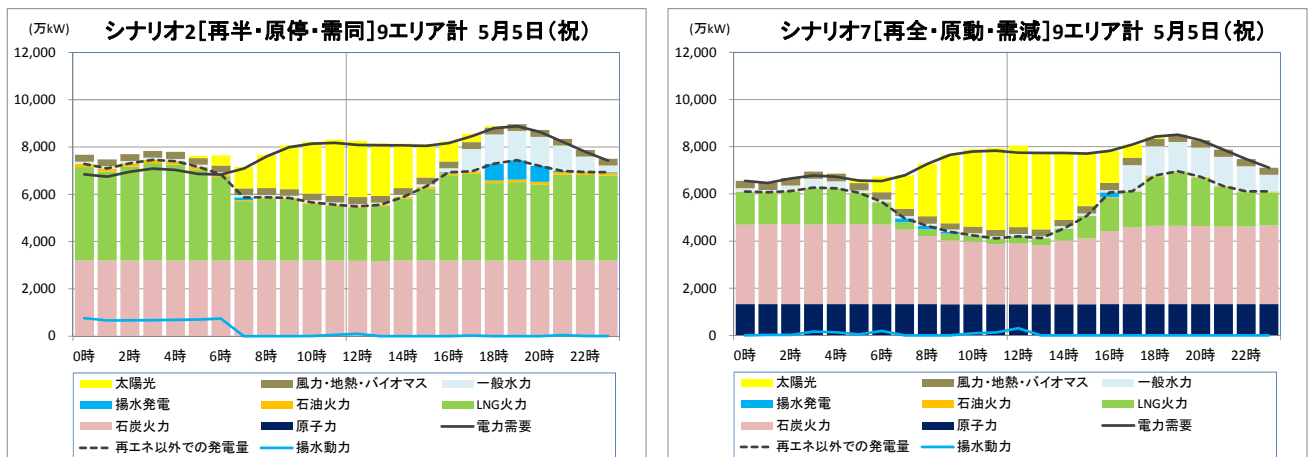
	出力抑制時間		年間出力抑制量		最大出力抑制量		
	出力抑制時間	出力抑制時間割合	出力抑制量(万kWh)	出力抑制量割合	出力抑制量(万kWh)	出力抑制割合	出力停止相当設備(万kW)
(1)再全・原停・需同	12	0.1%	315	0.02%	105.4	11.0%	186.6
(2)再半・原停・需同	0	0.0%					
(3)再全・原動・需同	111	1.3%	9,132	0.57%	288.8	29.1%	493.3
(4)再半・原動・需同	0	0.0%					
(5)再全・原停・需減	27	0.3%	1,158	0.07%	215.3	22.5%	381.1
(6)再半・原停・需減	0	0.0%					
(7)再全・原動・需減	232	2.6%	24,064	1.51%	404.9	39.6%	671.4
(8)再半・原動・需減	0	0.0%					

### 3.2 揚水の運用に関する分析

本節では揚水発電の挙動に着目して、時間帯別の発電構成を分析する。図表 2 に示したように固定価格買取制度の認定量をみると、再エネ設備の導入量は太陽光発電に偏っている。2014 年 12 月末の認定量を用いた設定では、7,526 万 kW の太陽光発電設備が導入され、再エネ設備容量に占める太陽光発電設備の割合は 90.6%となっている。齋藤・花田・大橋(2014)にても論じたように太陽光発電の大量導入が進展した場合、再エネ以外で対応すべき電力需要のピークは昼間から夕方に移ると考えられる。

太陽光発電を中心とした再エネ設備の導入が進展すれば、夜間に揚水動力を使って充電し、昼間に揚水発電によって電力供給するという従来の揚水の運営方法が変化すると考えられる。本節では 2 つのシナリオを用いて 2023 年における揚水の挙動を論じる。<sup>17</sup> 用いる二つのシナリオは、最も電力供給設備量が小さく電力需要が多いシナリオ [(2)再半・原停・需同] に加えて、最も電力供給設備量が大きく電力需要が少ないシナリオ [(7)再全・原動・需減] である。揚水発電の挙動に着目して、再生可能エネルギーの大量導入時における時間単位の発電構成について分析を行う。

図表 7 シナリオ別：時間単位の発電構成揚水発電の挙動



図表 7 は、ピーク時期を外れた 5 月祝日の晴天日として 5 月 5 日を抽出し、左側に [(2)再半・原停・需同]、右側に [(7)再全・原動・需減] のシナリオにおける 1 時間単位の発電構成を示している。棒グラフは発電種毎の発電量に対応し、棒グラフの全体の高さは全発電量に対応している。黒い実線の折れ線グラフは、揚水動力を除いた需要家からの電力需要を示している。黒の破線は、再生可能エネルギー以外に必要な発電量に対応している。グラフの下部に示されている水色の実線の折れ線グラフは揚水の使用電力にあたる揚水動力である。原子力から太陽光までの発電量の総和となる棒グラフの高さは、揚水動力や送電ロスを含めた総発電量に対応している。

5 月の祝日に於いては、1 日の中の電力需要ピークは日没後の 19 時であり、太陽光発電はピーク時間帯を変化させないものの破線で示される日中の再生可能エネルギー以外に必要な発電量を大幅に削減している。[(2)再半・原停・需同] は深夜から明け方にかけて揚水動力があり、電力需要のピークの 19 時

<sup>17</sup> 2.2 節で論じたように、本稿においては再生可能エネルギーと原子力発電の発電量が連系線容量の上限まで他エリアに送電しても余剰が出る場合は、太陽光発電の出力抑制がかかる形になっている。このため、本稿における揚水の運用は、あくまで費用最小化をもたらす経済合理性に由来する。このため、出力制御のできない再生可能エネルギーの発電量を消費するための揚水動力は想定していない。

前後に揚水発電を行っている。石油火力発電を削減する揚水発電を行うことで経済合理性に合致した運用になっていると考えられる。一方で [(7)再全・原動・需減] においては、昼の 12 事前後に揚水動力を使ってポンプアップしているが、5 月 5 日内においては、ほとんど揚水発電が行われておらず停止している。

日単位での発電量の変動があるがいわゆる端境期と呼ばれる 5 月においては、一般に原子力の稼働は揚水の稼働を抑制する原因となる。前述したように、原子力発電所が稼働すれば、相対的に燃費が悪く、あまり活用されていない石油火力での発電がより一層少なくなる。図表 7 が示すように限界的に電力需要が変わった場合に出力を大きく変化させるのは LNG 火力発電所である。原子力発電所が稼働すれば、石油火力を利用する時間帯がほとんどなくなり、その結果として石油火力を抑制するために稼働する揚水も停止する傾向にあると考えられる。また、揚水が稼働する場合においても、揚水動力を使ってポンプアップするのは図表 7 において黒の破線で示される、再生可能エネルギー以外に必要な発電量が小さい昼前後とするのが経済合理的である。

本節における揚水の稼働に関する含意は二つある。一つは原子力発電所が稼働する場合において、特にその傾向が強いが、限界的な発電燃料が石油火力から LNG 火力となるケースが多くなれば、揚水の稼働が経済合理的でなくなるケースが多くなり、揚水は停止に近づく傾向にある。また、揚水が稼働する場合においても、再生可能エネルギーの大量導入によって晴天日に関しては、揚水発電所は昼間に充電し、日没後に発電することが標準的な方式となる。揚水の運用計画は天候に大きく依存することを含めて、従来とは根本的に異なる運用になるものと考えられる。

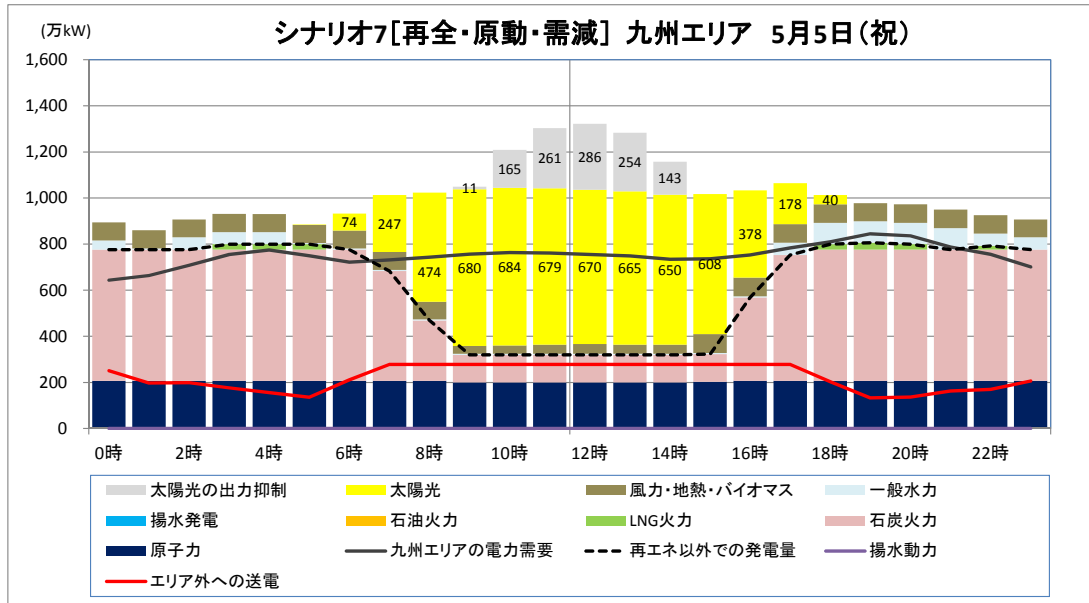
### 3.3 非住宅用太陽光発電の出力抑制と連系線利用に関する分析

本節においては、九州エリアにおける太陽光発電の出力抑制と中国・九州地方の間を繋ぐ関門連系線について分析を加える。本稿のモデルでは、補論 1 の図表 A1-6 に示す連系線を通じたエリア間の電力融通が存在する。連系線を通じて、より発電費用が安価なエリアから高価なエリアに電力融通されることで、9 エリア全体としての費用最小化を行っている。ただし、連系線容量には上限があるため、太陽光発電を中心とする再生可能エネルギー設備が大量導入された場合、エリア・時間帯によっては連系線を最大限に利用しても供給が需要を上回ってしまうことから、太陽光発電の出力抑制が必要となる場合がある。本節においては九州エリアに着目して、時間帯別に出力抑制と連系線による送電の具体例を示す。

図表 8 は連系線による送電と出力抑制の例を示すために、最も電力供給が大きく、電力需要が小さいシナリオ(7)再全・原動・需減において、いわゆる端境期の祝日で晴天であった 5 月 5 日を取り出し、九州エリアの発電構成を示した図である。連系線による中国エリアへの送電量を赤い実線で示している。原子力発電所が稼働した場合、太陽光発電量の多い日中において、九州エリアにおける石炭火力の多くは図表 A1-5 に示した最低出力である 30% となり、LNG 火力発電所、石油火力発電所は全て停止している。<sup>18</sup>

<sup>18</sup> 太陽光発電の出力抑制があっても停止しない石炭火力発電所があるのは、補論 A1-6 に示した最小停止時間の設定に依存している。

図表 8 非住宅用太陽光発電の出力抑制と連系線の利用



図表 8 では太陽光発電のない夜間であっても、九州エリアから関門連系線を通じて中国エリアに送電を行っているが、7時台から17時台にかけては図表 A1-6 に示した連系線容量の上限 278 万 kW に達し、赤い実線で示している送電量が水平になっている。また、9時台から14時台にかけては、火力発電所の発電量を極力抑制し、連系線容量を上限まで利用しても、九州エリアにおいて過剰となる発電量がある。このため、非住宅用太陽光発電の出力抑制によって発電量を抑えることとなる。抑制された発電量は棒グラフの灰色で表しており、12時台においては潜在的な太陽光発電量 956 万 kWh のうち 29.9% の 286 万 kWh の太陽光発電量が抑制対象となっている。

図表 8 では、再生可能エネルギー設備の導入・出力抑制、原子力発電所の稼働、連系線の増強・運営を統合的に考える必要があることを示している。また、再生可能エネルギーの導入によって火力発電所の運用方法も大きく変化し得る。調整電源とされる石油火力、LNG 火力のみならず、ベース電源とされていた石炭火力に関しても、最低負荷となったり、停止したりする時間帯が現れる。図表 4、図表 5 において、年間発電量への影響は軽微であると論じた石炭火力に関しても時間帯別、地域別の運用を見れば、大きな影響を受けている。再生可能エネルギーの導入・出力抑制、原子力発電所の稼働、連系線の増強・運用、電力需要に応じて、既存の火力発電所の運転計画も大きく異なると考えられる。

### 3.4 発電にかかる二酸化炭素排出量に関する分析

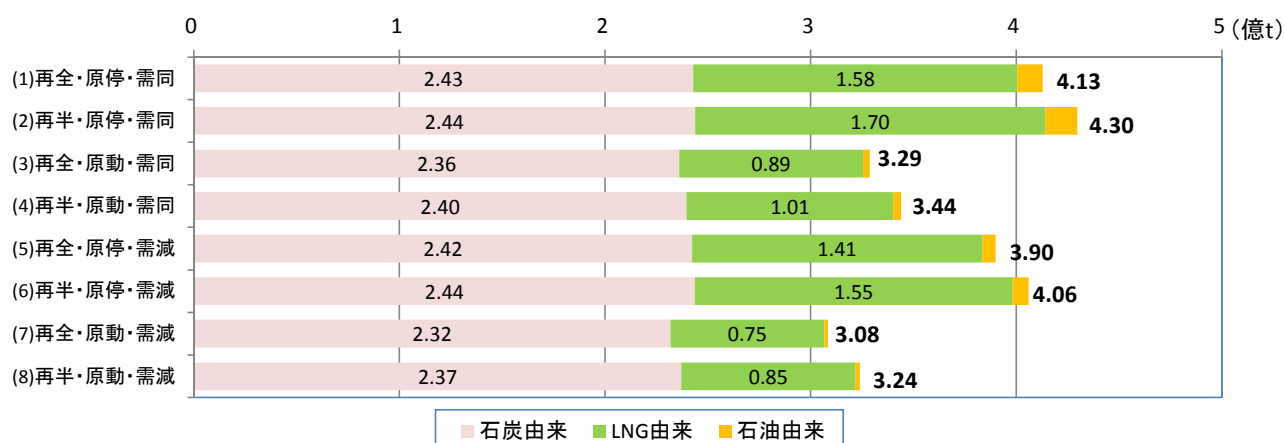
本節では、再生可能エネルギーの導入や原子力稼働の便益として挙げられることが多い二酸化炭素排出量に注目する。本稿においては、今村・長野（2009）を参考に、各火力発電所の燃料種、発電効率に対応して補論 1 における図表 A1-4 ように kWh あたりの二酸化炭素排出量を設定した。<sup>19</sup> 化石燃料では、

<sup>19</sup> 今村・長野（2009）ではライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量評価として、発電所の建築や資材にかかる二酸化炭素排出量も算出している。本稿においては、一般電気事業者が公表している二酸化炭素排出量の測定方法と一致させるために、ライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量の内数である「発電燃料にかかる直接分」を参照した。なお、今村・長野（2009）において、太陽光、風力、水力、地熱、原子力発電所に関しては「発電燃料にかかる直接分」の二酸化炭素排出量は 0 となっている。また、本稿においては、バイオマスは長期的にはカーボンニュートラルと見なし、二酸化炭素排出量を 0 としている。

LNG、石油、石炭の順に kWh あたりの二酸化炭素排出量が少ない。また、同一の燃料種内であっても、より新しく高効率な発電所において kWh あたりの二酸化炭素排出量として設定した。費用最小化のシミュレーションにおいて、化石燃料の中では、石炭、LNG、石油の順で発電に利用され、各燃料種の中では、高効率な順に利用される。このため、kWh あたりの二酸化炭素排出量が最も大きい石炭火力が kWh あたりの燃料費が最も小さいために優先して発電に利用されることとなる。ただし石炭、LNG 内では kWh あたりの燃料費が安いことは kWh あたりの二酸化炭素排出量が少ないことに対応している。

図表 9 では各シナリオ別の二酸化炭素排出量を示している。(1)再全・原停・需同と(2)再半・原停・需同の差が再生可能エネルギーの追加導入による二酸化炭素排出の年間削減量に対応し、差分は約 1700 万 t となっている。(3)再全・原動・需同と(4)再半・原動・需同の差分は約 1,500 万 t となっている。発電にかかる二酸化炭素排出量に関して、再生可能エネルギーの導入と原子力稼働が依存関係にある。原子力が稼働すれば、火力発電による二酸化炭素排出量が少なくなるため、再生可能エネルギー設備の効果もやや弱まることとなる。

図表 9 シナリオ別：発電燃料に関する二酸化炭素の年間排出量



また、(2)再半・原停・需同と(4)再半・原動・需同を比較することで、導入済み量と認定量の間値の再エネ設備を条件として、原子力発電所の稼働による二酸化炭素の削減量は約 8,600 万 t であることが分かる。加えて(2)再半・原停・需同と(6)再半・原停・需減を比較することで、9 エリアで約 5%の電力需要削減があった場合に約 2,400 万 t の二酸化炭素の削減が可能であることが分かる。よって、(1) (2)の差異にあたる約 2800 万 kW の太陽光発電設備を含む再エネ設備の追加導入を行っても、発電用の燃料由来の二酸化炭素排出の削減に与える効果は原子力発電所稼働(2)(4)の差異の約 2 割、9 エリアの電力需要 5% 減の約 7 割に過ぎない。エネルギー政策において、二酸化炭素排出量の削減を考慮する場合でも、再エネ設備の導入が効率的な方法であるかは、種々のシナリオを考えた上で、発電所の建設や燃料輸送を考慮したより精緻な定量分析が必要と考えられる。

### 3.5 再エネ賦課金・発電に関する費用に関する分析

本節では、固定価格買取制度に伴う再生可能エネルギー発電促進賦課金（再エネ賦課金）を含めて発電に関する費用の分析を行う。本稿では、8種のシナリオを用いて燃料費最小化のシミュレーションによって発電構成を算出した。燃料費は需要家に転嫁される費用の一つではあるが、発電に関する項目のみに着目しても、その他に需要家は一般電気事業者の発電所建設費などの資本費、発電所の運営にかかわる運転維持費を負担することで電力供給を受けている。固定費（1年あたり資本費、運転維持費）および再生可能エネルギー発電促進賦課金額を算出し、シナリオ別に発電にかかる年間費用を比較する。

なお、本稿における発電に関する費用は、1年あたり資本費の中に発電所の建設費用、廃棄費用を含んではいるが、いわゆる事故リスクに関する費用は加算されていない。運転維持費として発電所を運営する費用が計上されているが、電気事業者の経営等に関する費用は含まれていない。送電線、変電所、連系線の設置・維持に関する費用、系統安定化対策費用も計算の対象外となっている。<sup>20</sup> また、原子力発電の燃料費としては核燃料税を含み、核燃料処理の費用もコスト等検証委員会報告書に準拠して設定している。化石燃料の燃料費には石油石炭税を含めている。<sup>21</sup>

一般電気事業者は総括原価方式によって、資本費、運転維持費を電気料金に上乗せすることでそれらの費用を回収している。そこで本稿では、一般電気事業者・卸電気事業者、卸供給事業者が運営する発電設備に関しては、事業用太陽光、風力、地熱発電所を含めてその固定費を算出し、1年あたりの発電に関する費用に加算する。固定費の算出に当たって火力、水力、原子力、地熱発電所に関しては燃料種毎にコスト等検証委員会報告書の公表データより固定費用を算出した。また、事業用の太陽光発電所、風力発電所の固定費用（資本費、運転維持費）に関しては、直近の固定費の変化を踏まえた一定量のサンプルによる費用データが調達価格検討委員会の資料に記載されていることから2014年平均値を用いた。<sup>22</sup> これらのデータから、齋藤・花田・大橋(2014)の手順に従って、それぞれの発電所の燃料種、定格容量に応じて1年あたりの資本費、運転維持費を算出した。<sup>23</sup>

2012年7月に開始された固定価格買取制度に伴い、需要家は電力使用量に応じて一般電気事業者への電気料金と合わせて再生可能エネルギー発電促進賦課金（再エネ賦課金）を支払う形になっている<sup>24</sup>。一般電気事業者は、需要家から徴収した賦課金を再生可能エネルギー発電業者に支払う。再エネ賦課金は、一般電気事業者を経由した需要家から固定価格買取制度に認定された再エネ発電設備を持つ者への所得移転を含んでいるが、再エネ発電設備を持たない一般の需要家から見れば、電気料金の上昇と同じの意味を持っている。なお、需要家に転嫁される再エネ賦課金は、再エネの電力買取額に費用負担調整機関の事務費を足し込み、一般電気事業者の回避可能費用を引くことで算出される。本稿においては費用負担調整機関の事務費は相対的に小額であると考え捨象する。<sup>25</sup> 一般電気事業者の回避可能費用に関しては、次のように考える。回避可能原価の固定費相当分に関しては、再生可能エネルギー設備の導入を踏まえて、供給計画における発電所の新設、廃止を設定していると見なし、本稿では考慮しない。また回避可

<sup>20</sup> 系統対策費用に関しては、RITE システム研究グループ(2014)が設置容量別、発電種別にとりまとめている。

<sup>21</sup> 燃料種に依存せず一律の割合で課税される一般消費税は費用に含めていない。

<sup>22</sup> 第19回 調達価格等算定委員会 - 配布資料 ([http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/019\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/019_haifu.html))

<sup>23</sup> 1年あたり資本費の算出には2014年における40年国債金利の平均値1.73%を使用した。

<sup>24</sup> 再エネの導入や賦課金に関する分析として、大橋・明城(2012)、小杉(2012)、野中・朝野(2011)がある。

<sup>25</sup> 2014年度賦課金算定時は費用負担調整機関の事務費は2.7億円である。朝野(2015)においても事務費は捨象している。

能原価の燃料費分に関しては、発電構成のシミュレーションによって燃料費の減少に反映されると考える。

固定価格買取制度における再生可能エネルギーの1kWhあたりの買取価格は、再生可能エネルギー発電事業者の発電所の建設などの資本費、発電所の運営にかかる運転維持費、木質バイオマスの燃料費を含めて設定されている。調達価格等算定委員会は固定費やバイオマス燃料費を支払った上でも、再エネ設備に利益が出るように内部収益率を含めて買取価格や買取期間の案を取りまとめ、経済産業大臣が決定する。

以上の考え方に基づいて、一般電気事業者（卸電気、卸供給を含む）が運営する発電所の固定費用（1年あたり資本費、運転維持費）および燃料費は、総括原価方式を通じて需要家が負担すると見なす。同時に、固定価格買取制度に認定された再エネ設備は再エネ賦課金と電気料金を通じて需要家が負担すると見なす。両者の費用の和として、発電に関する費用算出する。

なお、固定価格買取制度による1kWhあたりの買取価格は再エネ設備が認定された年度や容量によって異なる。このため、本稿においては都道府県別の認定・導入容量の公表データから補論2に示す加重平均を用いて、各電力管区における2014年12月末の認定量および中間値の導入量に対して図表A2-1、図表A2-2の加重平均買取価格を作成した。再エネ設備の種類毎に1kWhあたりの買取価格と発電量を掛け合わせることで、図表A2-3、図表A2-4のような買取価格総額を導出した。

図表5にて示した九州エリアにおける出力抑制等によって若干の誤差はあるが、2014年12月末の認定量まで稼働した場合において買取価格総額は3.61兆円、2014年11月末の導入済量と2014年12月末の認定量の中間値の場合において、買取価格総額は2.32兆円となる。この再エネの買取価格総額を需要家は電力使用量に比例する形で再エネ賦課金として支払う形になる。<sup>26</sup> 総括原価方式によって一般電気事業者に支払う固定費および燃料費、再エネ賦課金によって再生可能エネルギー発電業者に支払う費用をシナリオ別、要素別に示したのが図表10である。

図表10 シナリオ別：発電にかかる年間費用（兆円）・需要1kWhあたり費用（円）

	一般電気事業者(卸電気、卸供給を含む)に関する費用							再エネ賦課金を除く費用計	再エネ賦課金を含む費用計	再エネ賦課金を含む費用計	電力需要1kWhあたりの発電に関する費用(円)		
	固定費		燃料費								再エネ賦課金を除く	再エネ賦課金を含む	再エネ賦課金を含む
	1年あたり資本費	運転維持費	原子力	石炭	LNG	石油	軽油						
(1)再全・原停・需同	1.83	1.96	0.00	1.74	4.47	0.38	0.00	10.38	3.61	13.98	11.62	4.04	15.66
(2)再半・原停・需同	1.83	1.96	0.00	1.74	4.84	0.48	0.00	10.85	2.32	13.16	12.14	2.59	14.74
(3)再全・原動・需同	1.83	1.96	0.31	1.69	2.52	0.11	0.00	8.40	3.60	12.00	9.41	4.04	13.44
(4)再半・原動・需同	1.83	1.96	0.31	1.71	2.84	0.12	0.00	8.76	2.32	11.08	9.81	2.59	12.40
(5)再全・原停・需減	1.83	1.96	0.00	1.73	3.99	0.21	0.00	9.72	3.61	13.33	11.48	4.26	15.73
(6)再半・原停・需減	1.83	1.96	0.00	1.74	4.38	0.25	0.00	10.15	2.32	12.47	11.98	2.73	14.72
(7)再全・原動・需減	1.83	1.96	0.31	1.66	2.10	0.06	0.00	7.91	3.60	11.51	9.34	4.25	13.59
(8)再半・原動・需減	1.83	1.96	0.31	1.69	2.39	0.07	0.00	8.24	2.32	10.56	9.73	2.73	12.47

図表10が示すように本稿の設定においては、一般電気事業者・卸電気事業者、卸供給事業者が運営する発電所の固定費は、シナリオに依存せず、1年あたりの資本費1.83兆円、運転維持費1.96兆円が計上

<sup>26</sup> 住宅用太陽光発電に関しては余剰買取であり、売電比率は6割、電力の自家消費は4割とされている。第5回 調達価格等算定委員会 - 配布資料 ([http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/005\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/005_haifu.html)) 住宅用太陽光発電設備に関しては、発電量の6割を売電するものと想定して、再エネ賦課金を計算している。



される。<sup>27</sup> 需要家が一般電気事業者を支払う燃料費は、補論 A1-3 に示した燃料単価に使用した燃料量を掛けて計上している。<sup>28</sup> なお、原子力発電に関しては、コスト検証委員会の報告書に示されたバックエンド費用を参考に核燃料の処理費用も燃料費に含めている。再エネ賦課金を除く費用計は、一般電気事業者に対して支払う発電に関する年間費用に対応している。その右列には、右列には再エネ賦課金および再エネ賦課金を含めた場合の合計費用を記している。その右側には電力需要 1kWh あたりの価格の発電に関する費用を示しており、(1)～(4)であれば 8931.4 億 kWh、(2)～(8)であれば 8470.8 億 kWh で費用計を割った値となっている。

再エネ賦課金を含まない一般電気事業者に対して支出する費用は再エネ導入により、その差が最も小さい (8)再半・原動・需減から(7)再全・原動・需減への追加導入において約 3300 億円が減少し、その差が最も多い(2)再半・原停・需同から(1)再全・原停・需同への追加導入によって約 4700 億円が減少する。しかし、再エネ賦課金は偶数シナリオの中間値の導入量のケースで 2 兆 3200 億円がかかり、奇数番号のシナリオの認定量が全て設定されるケースでは出力抑制による微細な変化はあるものの 3 兆 6100 億円がかかる。再エネ設備の導入量を中間値ケースから認定量全体へと推進した場合、追加して年間 1 兆 2900 億円を再エネ設備業者に支払う必要がある。再エネ導入による燃料費の減少が 3,300 億円～4,700 億円と考えれば 1 兆 2900 億円の賦課金支払いは発電に関する費用を 8,200～9,600 億円増大している。最小の費用となる 8,200 億円と 2014 年度の電力需要量を用いれば、1kWh あたり 0.92 円/kWh が追加的な需要家の負担となる。

図表 10 の右側 2 列の 1kWh あたりの費用を見ると、再エネ賦課金除いたケースで 9.34 円～12.14 円/kWh、再エネ賦課金は 2.59～4.26 円/kWh、再エネ賦課金を含めたケースで 12.40 円～15.73 円/kWh となっている。2014 年 12 月末の認定量が全て導入された場合、一般電気事業者を支払う費用の 18%～31%の料金を再エネ賦課金として支払うことが見込まれる。

<sup>27</sup> 本稿では停止中の原子力発電所であっても廃炉にならない限りは、運転維持費を負担すると見なして算出をしている。停止中の原子力発電所に運転維持費がかからないと見なす場合は、シナリオ(1)(2)(5)(6)の運転維持費より原子力発電所 (33 発電所 定格容量合計 3332.9 万 kW) に関する運転維持費 5,813 億円を差し引く。

<sup>28</sup> 補論 1 の図表 A1-3 が示すように、燃料費の中には石油石炭税が加算されている。このため燃料費の一部は石油石炭税収となる。8 つのシナリオにおいて、石油石炭税収が最も少ないのはシナリオ 7 の 1890 億円、最も多いのはシナリオ 2 の 2718 億円である。

## 4. おわりに

本稿では再生可能エネルギーの導入量、原子力発電所の稼働、電力需要に関してシナリオを作成し、連系線によるエリア間の電力融通を考慮したモデルを用いて、全国大のメリットオーダーが達成された場合の2023年における発電構成、揚水の運用、非住宅用太陽光発電の出力抑制について考察を加えた。それぞれのシナリオに対して、二酸化炭素排出量や再エネ賦課金、発電に関わる費用の試算を行った。

全国大の系統・電源の最適運用のもとでは、電源別発電構成について、再エネの導入や原子力発電所の稼働は、石炭火力発電には軽微な影響しか与えないが、石油火力やLNG火力の発電量には大きな影響を与えることが分かった。揚水発電所に関しては、昼間に揚水動力を利用し日没後に揚水発電をする運用となるか、経済合理性からの揚水発電所が頻繁に停止するようになると考えられる。また、2014年12月末までの認定量の再エネ設備が導入された場合、九州エリアにおいて電力余剰が発生する。このとき石炭火力に関しても、最低出力稼働や発電所の停止が実施され、連系線容量の上限まで中国エリアに送電しても需要を越える電力供給があるため、3割程度の太陽光発電の出力抑制が見込まれる。いずれのシナリオにおいても2023年における発電構成、揚水発電所、連系線の運用方法は、現在の状況から大きく変化することが見込まれる。

シナリオの比較を通じて、約2,800万kWの太陽光発電設備を含む再エネ設備の追加導入を行うことで、発電燃料由来の二酸化炭素排出を年間約1,700万トン削減できることが示された。この年間削減量は、運転開始後40年未満の原子力発電所稼働したケースの約2割、電力需要5%減のケースの約7割の削減量に相当する。燃料費、発電に関する費用にかかる分析結果に関しては、約2,800万kWの太陽光発電設備を含む再エネ設備の追加導入を行うことで、年間約4,700億円の燃料費の削減が見込まれる。他方で再エネ賦課金は年間2兆3,200億円から3兆6,100億円へと1兆2,900億円程度増加する。このため再エネ設備の追加導入によって需要家が追加的に負担すると見込まれる年間費用は8,200億円程度となる。これは、2014年度の電力需要量を用いて換算すると、1kWhあたり0.92円/kWhに相当する。

本稿の試算結果は、エネルギーを取り巻く環境変化次第で、大きく変わることも予想される。今後も引き続き電源別発電構成に関わる分析が様々な角度から深められることが望まれる。

## 参考文献（本編）

- 朝野賢司 (2015). 「太陽光発電・風力発電の大量導入による固定価格買取制度（FIT）の賦課金見通し」  
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 14009)
- 今村栄一・長野浩司 (2010)"日本の発電技術のライフサイクル CO2 排出量評価--2009 年に得られたデータを用いた再推計." 電力中央研究所報告 Y 研究報告 (2010): 1-96.
- 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
- 齋藤経史・花田真一・大橋弘 (2014). 「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」 東京大学日本経済国際共同研究センターDiscussion Paper CIRJE-J-258
- 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)
- RITE システム研究グループ(2011). 「電源別発電コストの最新推計と電源代替の費用便益分析」  
[http://www.rite.or.jp/Japanese/lab0/sysken/about-global-warming/ouyou/powergeneration\\_cost.html](http://www.rite.or.jp/Japanese/lab0/sysken/about-global-warming/ouyou/powergeneration_cost.html)

Portugal-Pereira, Joana and Miguel Esteban (2014)

“Implications of paradigm shift in Japan’s electricity security of supply: A multi-dimensional indicator assessment” Applied Energy, Elsevier, vol. 123(C), pages 424-434.

## 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 (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(2015) 「資料 2 平成 27 年度調達価格及び調達期間についての委員長案」

([http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu\\_kakaku/019\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu_kakaku/019_haifu.html))

電気事業連合会統計委員会(2014) 「電気事業便覧 平成 26 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\\_sekai\\_wg/005\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekai_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(2014) 「平成 26 年度供給信頼度評価報告書」 ([http://www.escj.or.jp/rep/2014\\_report.html](http://www.escj.or.jp/rep/2014_report.html))

## 時間単位の電力需要データ・電力需要補完のための価格・気象データ

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>

## 平成 26 年度 供給計画の概要

北海道電力：[http://www.hepco.co.jp/info/2013/1189457\\_1521.html](http://www.hepco.co.jp/info/2013/1189457_1521.html)

東北電力：[http://www.tohoku-epco.co.jp/news/normal/1187158\\_1049.html](http://www.tohoku-epco.co.jp/news/normal/1187158_1049.html)

東京電力：[http://www.tepco.co.jp/cc/press/2014/1235086\\_5851.html](http://www.tepco.co.jp/cc/press/2014/1235086_5851.html)

中部電力：[http://www.chuden.co.jp/corporate/publicity/pub\\_release/press/3239015\\_19386.html](http://www.chuden.co.jp/corporate/publicity/pub_release/press/3239015_19386.html)

北陸電力：<http://www.rikuden.co.jp/press/attach/14032701.pdf>

関西電力：[http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2014/0326\\_4j.html](http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2014/0326_4j.html)

中国電力：<http://www.energia.co.jp/ir/irkeiei/gaiyou.html>

四国電力：[http://www.yonden.co.jp/press/re1403/1186742\\_2033.html](http://www.yonden.co.jp/press/re1403/1186742_2033.html)

九州電力：[http://www.kyuden.co.jp/press\\_h140327-1.html](http://www.kyuden.co.jp/press_h140327-1.html)

## 補論 1：シミュレーションの諸元・設定

### A1-1：一般電気事業者等の発電所

一般電気事業者、卸電気事業者、卸供給事業者が有する火力・原子力発電所に関しては『電気事業便覧 平成 26 年度版』より 2014 年度末の情報を収集した。また、一般電気事業者、卸電気事業者、卸供給事業者が有する水力（一般水力、揚水）に関しては、該当事業者の 3 万 kW 以上の水力発電所が網羅されている『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。<sup>29</sup> 加えて、当該時点以降の発電所の新設、廃止、大幅な出力変更に関しては、『電力調査統計』における発電所出力変更状況を用いて修正、補完をした。

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関しても、『電源開発の概要 2010』・『電力調査統計』に記載があれば、主たる販売先を考慮して一般電気事業者に対応させた。なお本稿において「一般電気事業者等」とは一般電気事業者に卸電気事業者、卸供給事業者に加えた概念であり、「一般電気事業者等の発電所」は、概ね一般電気事業者を通じて電力供給をする発電所を指している<sup>30</sup>

また、電気事業者に対して、将来的な発電所の建設、廃止の予定を電力供給計画として経済産業大臣へ毎年届け出ることが義務づけられている。2014 年 12 月以降の、発電所の新設、廃止予定に関しては、9 つの一般電気事業者および電源開発、日本原子力発電株式会社の 2014 年度版の供給計画によって補完している。2014 年版の電力供給計画は主として 2023 年度までの発電所の新設、廃止が記載されているため、2023 年をシミュレーションの対象時点とし、2023 年に稼働予定の発電所を予定されている発電形式、定格出力にてモデルに含めた。

2023 年における一般電気事業者等の稼働予定発電所数は計 580 となっている（図表 A1-1）。また、これらの発電所の定格出力合計は 2 億 4,582 万 kW である（図表 A1-2）。

---

<sup>29</sup> 『電源開発の概要 2010』に記載されている水力発電所は定格出力 3 万 kW 以上のみであるため、この基準に準じて火力発電所に関しても、定格出力 3 万 kW 以上の発電所のみを設定している。水力発電所に関しては 3 万 kW 未満の出力のケースは多いが、次の方法で全体での水力発電所の発電量が、公表されている水力発電量合計と合致するように調整している。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 年度の 5 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。3 万 kW 未満の水力発電の欠測は調整式水力の稼働率の向上により補っている。

<sup>30</sup> 特定規模電気事業者が運営する発電所および特定規模事業者が主たる取引先となっている自家発電設備は、網羅的にデータ収集を行うことが困難であるため、本稿では対象外とした。なお、特定規模電気事業者への需要は一般電気事業者が公表している電力需要に含まれないため、本稿では、特定規模電気事業者は電力需要・供給の両面で分析から除外されていることになる。

図表 A1-1 2023 年稼働予定の一般電気事業者等の発電所数

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9管区計
水力	揚水	4	2	13	7	1	6	3	2	3	41
	調整式水力(一般水力)	11	29	18	24	15	40	3	8	12	160
	流し込み式水力(一般水力)			4	3	4	5				16
火力	石油 軽油ガスタービン(軽油)	2	2	1							5
	石油 石油火力(原油・重油)	7	3	36	8	4	21	17	5	10	111
	L LNGガスタービン(LNG)		3	2			2				7
	N コンバインドサイクル(LNG)	2	7	14	14	2	11	3	2	4	59
	G LNG火力(LNG)		5	25	7		7	1	1	5	51
	石炭火力(石炭)	9	11	10	8	5	7	10	10	12	82
原子力		3	4	12	3	3	12	2	3	6	48
発電方式計		38	66	135	74	34	111	39	31	52	580

図表 A1-2 2023 年稼働予定の火力、水力、原子力発電所定格出力合計 (万 kW)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9管区計
水力	揚水	80	146	1,020	449	22	527	213	65	230	2,751
	調整式水力(一般水力)	47	253	116	167	124	300	13	36	88	1,144
	流し込み式水力(一般水力)	0	0	15	13	22	20	0	0	0	70
火力	石油 軽油ガスタービン(軽油)	15	39	3	0	0	0	0	0	0	57
	石油 石油火力(原油・重油)	195	130	1,400	325	150	867	461	170	355	4,051
	L LNGガスタービン(LNG)	0	65	23	0	0	7	0	0	0	94
	N コンバインドサイクル(LNG)	114	526	1,873	1,622	83	539	183	59	278	5,274
	G LNG火力(LNG)	0	215	1,293	326	0	306	34	35	243	2,452
	石炭火力(石炭)	243	677	633	544	265	491	413	292	705	4,263
原子力		207	327	1,371	362	291	1,013	128	202	526	4,426
発電方式計		901	2,378	7,747	3,807	957	4,068	1,443	858	2,424	24,582

### A1-3 : 2023 年における燃料価格

2023 年に適用する燃料価格は、International Energy Agency が公刊している「World Energy Outlook 2014」におけるドル建ての燃料価格予測を用いて作成する。「World Energy Outlook 2014」では基準となる 2013 年のドル建て燃料費単価に加えて、2020・30 年のドル建て燃料費単価の予測値を示している。2020・30 年の燃料費単価の予測値の内挿をとることで 2023 年のドル建て燃料費単価を作成する。2013 年と 2023 年のドル建て価格比を、主として 2013 年の貿易統計価格から算出した 2013 円の円建て燃料価格に掛け合わせて、2023 年における 2013 年為替評価の円建て燃料価格を得る。

2014 年の年平均為替レートで評価するため、2013 年為替評価の円建て価格に為替比率である 1.084(=105.84/97.60)を掛け合わせる。得られた値にコスト等検証委員会報告書から得られた当時の石油石炭税を除く燃料諸費、2016 年 4 月以降の石油石炭税を加えることで図表 A1-3 に示された各燃料の価格を得る。<sup>31</sup>

図表 A1-3 2023 年の予測燃料費

	2023年/2013年 ドル建て価格比 率	2013年 燃料価格 (円/kl)	2023年税抜き 燃料価格 (2013年為替 1\$=97.60円)	2023年税抜き 燃料価格 (2014年平均為 替1\$=105.84円)	単位燃料あたり の燃料諸費(円)	2016年4月以降 の単位燃料あた りの石油石炭税 (円)	2023年 燃料諸 費、石油石炭税 込み燃料価格 (2014年平均為 替1\$=105.84円)
軽油 (kl)	109%	116,151	126,341	137,001	6,260	2,800	146,061
石油 (kl)	109%	69,196	75,267	81,618	6,260	2,800	90,678
LNG (t)	89%	80,776	72,100	78,184	1,120	1,860	81,164
石炭 (t)	120%	10,750	12,887	13,975	1,000	1,370	16,345
出典、備考	World Energy Outlook 2014 (International Energy Agency)	軽油は石油情報セ ンターの大口需要家 向け価格。その他は 東京電力公表値の 四半期別貿易統計 価格の年平均値	World Energy Outlook 2014 で用 いた2013年為替 レートが固定された ケースでの円建て 価格	左に為替比率1.084 を掛け2023年ドル価 格を2014年平均為 替レートで評価	コスト等検証委員会 報告書より当時の 石油石炭税を控除 (内航運賃、荷揚役 料、タンク管理費)	財務省資料	左記より算出

なお、原子力発電所の核燃料に関しては 2013 年 4 月 17 日に開催された電力需給小委員会の資料から、核燃料税を含めて 2013 年時点で 1kWh=1 円がフロントエンドの燃料費となると仮定した。ここから 2013 年から 2014 年の為替レートの 1.084 を調整して 1kWh あたり 1.084 円をフロントエンドの核燃料費としている。また、コスト等検証委員会報告書の〈現状モデル〉のバックエンド費用より 1kWh あたり 0.56 円を核燃料処理にかかる費用として想定した。フロントエンドとバックエンドの合計で 1kWh あたり核燃料費は 1.644 円としている。<sup>32</sup>

### A1-4 : 発熱量・発電効率・部分負荷の減衰率

発熱量に関しては、2014 年 11 月 14 日に資源エネルギー庁より公表された 2013 年度以降の「総合エネルギー統計」に適用する標準発熱量を用いた。なお、2013 年度において発電に用いた原油量と C 重油量が概ね等しかったことから、原油または重油を利用する発電所に関しては、原油と重油の平均発熱量、平均燃料価格を用いる。定格出力時の発電効率に関しては、経済産業省や一般電気事業者の公表資料からを参照して設定した。また、発電にかかる CO2 排出量は今村・長野 (2009) の発電燃料に直接かかる

<sup>31</sup> 一般消費税のように価格に比例的に課税される税は、本稿では価格に含めていない。

<sup>32</sup> 〈現状モデル〉は、使用済核燃料の半分は 20 年貯蔵後、再処理をし、残りの半分は 50 年貯蔵後、再処理を行うことを想定している。コスト等検証委員会の報告書には、〈現状モデル〉の他に 1kWh あたりのバックエンド費用が 1.11 円の〈再処理モデル〉および 0.19 円～0.21 円の〈直接処分モデル〉が記されている。



CO2 排出量を参照して設定した。発電効率、それによる定格出力時の単位燃料費、発電にかかる二酸化炭素排出量を

図表 A1-4 に示す。なお、定格出力未満の部分負荷にて火力発電所を稼働する場合は、定格出力に比べて発電効率が減衰する。部分負荷における効率の減衰は、火力原子力必携（改訂 7 版）を参考に図表 A1-5 のように設定した。

図表 A1-4 各燃料の発熱量の発電効率・発電にかかる二酸化炭素排出量

燃料種 (単位)	単位あたり 高位発熱量 (2013年: MJ)	単位あたり燃料諸費、 石油石炭税込み価格 (2014年為替: 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 (2023年)	定格出力時 の発電効率 (高位発熱量 基準)	定格出力時 燃料費 (円/kWh)	kWhあたり CO2排出量 (g-CO2/kWh)	
軽油 (kl)	38,070	146,061	軽油ガスタービン(1978年以前)	1	27%	51.16	695.1	
			軽油ガスタービン(緊急設置:2011年以降)	4	31%	44.55		
原油・重油 (kl)	40,050	90,678	石油火力(1973年以前)	44	37%	22.03		
			石油火力(1974年～1980年)	22	38%	21.45		
			石油火力(1981年～1986年)	15	39%	20.90		
			石油火力(1987年以降)	30	40%	20.38		
LNG (t)	55,010	81,164	LNGガスタービン(緊急設置)	7	31%	17.13		476.1
			コンバインドサイクル(1990年以前)	4	43%	12.35		405.7
			コンバインドサイクル(1991年～1997年)	15	50%	10.62		362.0
			コンバインドサイクル(1998年～2010年)	18	52%	10.21		
			コンバインドサイクル(2011年～2017年)	20	54%	9.84		
			コンバインドサイクル(2018年～)	5	56%	9.48	341.5	
			LNG火力[汽力のみ](1988年以前)	32	38%	13.98	476.1	
			LNG火力[汽力のみ](1989年以降)	17	41%	12.96		
石炭 (t)	25,970	16,345	石炭火力(1980年以前)	8	36%	6.29	886.1	
			石炭火力(1981年～1991年)	16	38%	5.96		
			石炭火力(1992年以降)	57	41%	5.53	809.7	

図表 A1-5 各燃料の発熱量の発電効率

	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%

### A1-5 : 発電所のメンテナンス・揚水発電

本稿の分析においては、計画外停止を含めた停止時間に対応する形で、発電機の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想定される。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、蒸気タービンおよび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した。ガスタービンの火力発電所に関しては、蒸気タービンおよびコンバインドサイクルの火力発電所の半分に当たる 33 日を年間メンテナンス期間として与える。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。

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、非稼働期間にあたる年間 131 日をメンテナンス期間として設定した。

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最大容量を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>33</sup>

#### A1-6：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いったん停止すれば発電までに一定の時間が必要となる。本稿においては『火力原子力発電必携（改訂第 7 版）』を参照し、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>34</sup> この最小停止時間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。

発電機の稼働に関するさらなる制約として、運転予備力の確保も考慮した。<sup>35</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。また、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。

本稿においては、電力系統利用協議会ルールを参照して各電力エリア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の大きい方とした。また、運転予備力の保有方法に関しては部分負荷運転中の火力または水力発電と設定した。図表 A1-5 に示したように、本稿において火力発電所が部分負荷運転（定格出力未満の運転）を行えば、発電効率が減衰するが、運転予備力確保のため、効率を犠牲にしても部分負荷運転を行う状況があり得る。

<sup>33</sup> 千葉(2000)では、「(揚水発電所の総合効率は) 70～75%まで進歩し、ほとんど限度に近付いている」としている。

<sup>34</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最小停止時間を 6 時間とし、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、最小停止時間を 17 時間とした。

<sup>35</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。

## A1-7：連系線

2023年における電力エリアを結ぶ連系線の容量は、電力系統利用協議会が公刊している平成26年度供給信頼度評価報告書の第10年度（2023年）の8月平日昼間帯に関して示した「運用容量」を基準としている。本稿で用いた連系線容量は、図表A1-6の通りである。

図表 A1-6 連系線容量

連系線【北東→南西】		容量(万kW)	連系線【南西→北東】		容量(万kW)
A1	北海道→東北	90	A2	東北→北海道	90
B1	東北→東京	570	B2	東京→東北	70
C1	東京→中部	210	C2	中部→東京	210
D1	北陸→中部	30	D2	中部→北陸	30
E1	中部→関西	120	E2	関西→中部	250
F1	北陸→関西	160	F2	関西→北陸	130
G1	関西→中国	270	G2	中国→関西	400
H1	関西→四国	140	H2	四国→関西	140
I1	中国→四国	120	I2	四国→中国	120
J1	中国→九州	30	J2	九州→中国	278

## A1-8：電力需要データ

電力需給を分析するため、9つの一般電気事業者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る。<sup>36</sup> なお、一般電気事業者によっては、土日の電力需要量を公表していないなど電力需要データには未公表値がある。全国の電力需給を包括的に分析するために、気温、電気料金、日時および曜日の固定効果を用いた電力需要関数を推定することで未公表値を補完する。

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>37</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エリア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、電力エリア別の固定効果、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。

<sup>36</sup> 一般電気事業者は「電力需要」「電力使用量」といった名称で公表されているが、送電ロスを含み揚水動力を含まない発電受電端の電力量に対応している。

<sup>37</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>

上記の設定を用いて、2008年1月1日～2014年12月31日までの9電力会社の時間帯別の電力需要データ365,514に対して電力需要関数を推定すると決定係数として0.9965、価格指数の推定値として、0.00144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0.144%の減少となることを含意している。気温に関しては、15度～20度において電力需要が少ないのは各電力エリアで共通であるが、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あった。

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。未公表値となっている場合は推定された電力需要にて補完し、欠損のない電力需要を作成する。<sup>38</sup> 図表A1-7は年間合計電力需要に関して地域別の推移を示している。図表A1-8は、ピーク電力需要を概観するために四半期別の電力需要の上位3時間を表している。

図表 A1-7 電力エリア、年別、合計電力需要（億 kWh）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9管区計
2008年	378	917	3,213	1,496	334	1,684	700	329	984	10,035
2009年	354	850	3,022	1,389	311	1,569	648	305	913	9,361
2010年	362	908	3,197	1,420	324	1,631	674	320	941	9,777
2011年	361	819	2,909	1,381	314	1,595	649	310	917	9,257
2012年	356	851	2,946	1,389	314	1,552	647	305	908	9,269
2013年	344	845	2,867	1,368	308	1,520	637	299	896	9,085
2014年	339	843	2,792	1,354	307	1,469	629	290	880	8,903

図表 A1-8 2014年四半期別の電力需要の上位3時間（万 kWh）

四半期	順位	日時	曜日	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9管区計
2014年Q1(1月～3月)	1	2014/2/14 10:00	金	469	1,293	4,868	2,365	497	2,524	992	479	1,364	14,851
	2	2014/2/6 18:00	木	534	1,363	4,741	2,282	500	2,451	1,039	487	1,421	14,818
	3	2014/2/14 11:00	金	464	1,287	4,878	2,349	494	2,524	989	476	1,347	14,808
2014年Q2(4月～6月)	1	2014/6/26 14:00	木	389	1,088	3,674	2,021	422	2,082	846	378	1,092	11,992
	2	2014/6/2 14:00	月	372	1,049	3,829	1,998	404	2,051	818	367	1,057	11,945
	3	2014/6/26 13:00	木	386	1,066	3,664	2,004	417	2,075	842	370	1,091	11,915
2014年Q3(7月～9月)	1	2014/7/25 14:00	金	433	1,225	4,795	2,452	491	2,669	1,061	526	1,484	15,136
	2	2014/7/25 15:00	金	424	1,224	4,762	2,432	487	2,667	1,061	524	1,506	15,087
	3	2014/7/25 16:00	金	423	1,228	4,752	2,409	482	2,670	1,059	524	1,522	15,069
2014年Q4(10月～12月)	1	2014/12/17 17:00	水	501	1,393	4,485	2,300	526	2,484	1,058	503	1,450	14,700
	2	2014/12/17 18:00	水	494	1,369	4,473	2,259	515	2,478	1,050	503	1,466	14,607
	3	2014/12/18 17:00	木	504	1,351	4,478	2,310	519	2,447	1,024	490	1,408	14,531

なお、住宅用の太陽光発電は余剰買取であり、売電を行わず、自家消費とした電力量は一般電気事業者から節電と区別できず関知できない。調達委員会では住宅用太陽光発電の売電割合を6割としていることから、年間の売電量が6割に合致するように、太陽光発電の設備利用率が11%以上の時間帯に関しては、11%を越える発電量は売電するものとみなし、設備利用率11%を下回る時間帯に関しては自家消費と見なした。補完された電力需要に住宅用太陽光発電の自家消費分を加算することで、住宅用太陽光発電の自家消費を含めた電力消費量を電力需要として設定した。

<sup>38</sup> 推定によって補完されるデータは土日などの非ピーク時間帯であるため、平日の日中などのピーク時間帯は原則として実測データである。

## A1-9 : シミュレーション

本補論で示した電力供給および電力需要の設定を用いて、費用最小化による電力需給のシミュレーション分析を行う。シミュレーションには 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。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。MAPS を用いて下記の費用を最小化する。

$$\text{Min} \left( \sum_{t,i} \text{燃料費用}_i \right)$$

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。

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

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

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

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

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

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

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

なお、 $i$ 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、 $a$ は電力エリアを表している。

## 補論 2：固定価格買取制度の買取価格に関する設定

固定価格買取制度の 1kWh あたりの買取価格は認定時期、発電の種類、定格容量によって異なる。このため 2023 年における再エネ設備の買取価格には、特定の年度の特定の設備の買取価格を直接用いることは適切ではない。このため、本稿においては買取価格が変化した 2012 年度末、2013 年度末、2014 年度末の都道府県別、発電種類別、容量別の認定量の公表データから各年度の認定量を算定し、それをウェイトとして年度別、容量別の買取価格の加重平均をとることで、図表 A2-1 に示される「2014 年 12 月末認定量」の売電単価を設定した。<sup>39</sup>

図表 A2-1 買取価格の設定値 (円/kWh) [2014 年 12 月末認定量]

	住宅用 太陽光	非住宅用 太陽光	風力	中小水力	地熱	調整型 バイオマス	定常型 バイオマス
北海道	38.94	40.64	22.00	24.08	-	31.52	21.71
東北	36.27	40.65	22.00	24.65	-	23.40	17.46
東京	36.73	40.76	22.00	25.56	-	20.68	17.71
中部	36.71	40.91	22.00	24.48	-	22.17	17.00
北陸	36.38	40.98	22.00	25.50	-	26.11	17.00
関西	36.97	40.85	22.00	30.00	-	21.64	17.38
中国	36.92	41.07	22.00	26.00	-	21.59	17.35
四国	36.80	41.01	22.00	25.67	-	22.89	19.00
九州	36.98	40.97	22.00	25.17	40.00	29.91	17.91

また、[2014 年 11 月末導入済み量と 2014 年 12 月末認定量の中間値] に関しては、より古い年度に認定された設備から優先的に導入されると仮定して年度別認定量のウェイトを作成し加重平均により売電単価を算出し、図表 A2-2 の買取価格を作成した。<sup>40</sup>

図表 A2-2 買取価格の設定値 (円/kWh) [2014 年 11 月末導入済み量と 2014 年 12 月末認定量の中間値]

	住宅用 太陽光	非住宅用 太陽光	風力	中小水力	地熱	調整型 バイオマス	定常型 バイオマス
北海道	40.00	40.91	22.00	24.16	-	31.29	20.38
東北	37.44	40.81	22.00	24.58	-	22.62	17.48
東京	37.59	40.92	22.00	25.88	-	19.06	17.66
中部	37.73	41.07	22.00	24.60	-	20.78	17.00
北陸	37.40	41.11	22.00	25.25	-	25.96	17.00
関西	38.03	41.00	22.00	30.67	-	18.78	17.27
中国	38.24	41.19	22.00	25.60	-	19.99	17.35
四国	37.94	41.16	22.00	25.67	-	20.64	17.00
九州	37.88	41.15	22.00	25.52	40.00	29.37	17.80

図表 A2-1、図表 A2-2 に示された買取価格の単価と固定価格買取制度に認定された設備の発電量に掛け合わせることで買取価格の総額が算出できる。なお、住宅用太陽光発電に関しては、他の再エネ設備全量買取とは異なり、余剰買取となっている。調達価格等算定委員会において「経済産業省の実績データより、余剰販売比率を 6 割」と記されているため住宅用の太陽光は発電量の 6 割が余剰買取として売電されるとみなす。<sup>41</sup>

<sup>39</sup> バイオマスに関しては「未利用木質」「一般木質・農作物残さ」「建設廃材」を調整型バイオマス、「メタン発酵ガス」「メタン発酵ガス」を定常型バイオマスとした。調整型バイオマスは出力抑制が可能であるが、定常型バイオマスは出力抑制ができないものとしてシミュレーションの設定をしている。

<sup>40</sup> より新しい年度の方が固定価格買取制度の買取価格は低下するため、より古い年度に認定された設備から優先的に導入されると仮定した図表 A2-2 はより買取価格が高い傾向にある。ただし、発電機の容量やバイオマス内の種類によっても買取価格が異なるため、ウェイトとなる認定量に依存して図表 A2-1 で買取価格が高いこともあり得る。

<sup>41</sup> 第 5 回 調達価格等算定委員会 - 配布資料 ([http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu\\_kakaku/005\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu_kakaku/005_haifu.html))

図表 A2-1 の買取価格の単価に「(1)再全・原停・需同」における固定価格買取制度の発電量を掛け合わせ、地域別、発電種別の固定価格買取の買取価格総額を示したのが図表 A2-3 である。図表 A2-3 は出力抑制によって九州の非住宅用太陽光発電はわずかに発電量が抑制され、買取価格も低下している。

図表 A2-3 固定価格買取制度の買取費用総額（億円）〔(1)再全・原停・需同〕

	住宅用 太陽光	非住宅用 太陽光	風力	中小水力	地熱	調整型 バイオマス	定常型 バイオマス	買取費用 合計
北海道	29	1,066	238	77	-	357	65	<b>1,832</b>
東北	115	4,406	813	175	-	326	176	<b>6,011</b>
東京	538	6,818	105	81	-	606	350	<b>8,498</b>
中部	358	3,233	149	187	-	353	158	<b>4,438</b>
北陸	24	339	69	41	-	80	29	<b>581</b>
関西	245	1,954	100	8	-	100	213	<b>2,619</b>
中国	149	2,075	130	40	-	196	76	<b>2,666</b>
四国	79	1,030	96	12	-	99	30	<b>1,345</b>
九州	277	6,545	207	104	37	770	153	<b>8,093</b>
9エリア計	<b>1,814</b>	<b>27,465</b>	<b>1,908</b>	<b>725</b>	<b>37</b>	<b>2,886</b>	<b>1,248</b>	<b>36,083</b>

図表 A2-1 の買取価格の単価に「(2)再半・原停・需同」における固定価格買取制度の発電量を掛け合わせ、地域別、発電種別の固定価格買取の買取価格総額を示したのが図表 A2-4 である。

図表 A2-4 固定価格買取制度の買取費用総額（億円）〔(2)再半・原停・需同〕

	住宅用 太陽光	非住宅用 太陽光	風力	中小水力	地熱	調整型 バイオマス	定常型 バイオマス	買取費用 合計
北海道	28	609	207	65	-	182	56	<b>1,147</b>
東北	114	2,353	613	171	-	203	114	<b>3,567</b>
東京	529	4,054	102	78	-	385	331	<b>5,479</b>
中部	354	2,027	121	186	-	225	143	<b>3,056</b>
北陸	24	211	61	39	-	40	29	<b>404</b>
関西	243	1,262	91	8	-	61	197	<b>1,861</b>
中国	150	1,240	114	35	-	146	75	<b>1,759</b>
四国	79	661	86	11	-	66	25	<b>927</b>
九州	272	3,831	198	105	17	403	139	<b>4,964</b>
9エリア計	<b>1,791</b>	<b>16,246</b>	<b>1,593</b>	<b>697</b>	<b>17</b>	<b>1,711</b>	<b>1,109</b>	<b>23,164</b>