

5. 再生可能エネルギーの導入に伴う効果・影響分析

5.1 固定価格買取制度に係る賦課金の推計

本節では、4章で示した2020年・2030年の再生可能エネルギーの導入見込量が、固定価格買取制度による支援下で導入されたと仮定した場合に、電気の需要家が電気料金への賦課金として直接負担することになる金額について推計を行う。

5.1.1 固定価格買取制度に係る賦課金推計の考え方

固定価格買取制度に係る賦課金推計にあたっての、電源ごとの条件設定は表5-1、表5-2のとおりとする。買取開始から10年を超えた戸建住宅用太陽光発電など、買取期間が終了した設備については、賦課金推計の対象とはならない。なお、固定価格買取制度に関する詳細情報等は3.1節にて整理している。

表 5-1 電源別の賦課金推計の考え方 (1/2)

再生可能エネルギーの種類	考え方
太陽光発電	4.2.1項に示した導入見込量の試算結果を用いて、賦課金単価を推計する。 2014年度の買取価格は資源エネルギー庁が公表した平成26年度の買取価格に基づき、戸建住宅用太陽光発電は37円/kWh、非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）は32円/kWhとした。その後の買取価格の低減は4.2.1項に示したとおりである。
風力発電	4.2.2項に示した導入見込量の試算結果を用いて、賦課金単価を推計する。 2014年度の買取価格は資源エネルギー庁が公表した平成26年度の買取価格に基づき、陸上風力発電を22円/kWh、洋上風力発電を36円/kWhと設定した（浮体式についても、36円/kWhを適用した）。 なお、本推計は簡素化のため、全て20kW以上であると想定する（賦課金は多少少なめに計算される）。 2015年からはIRRで2%低くなる買取価格を推計して適用する。ただし、高位ケースはIRRを下げないものとする。 また、陸上風力発電は、買取価格の前提となる資本費 ²² の低減に伴い、買取価格も低減させる。
中小水力発電	4.2.3項に示した導入見込量の試算結果を用いて、賦課金単価を推計する。 2014年度の買取価格は資源エネルギー庁が公表した平成26年度の買取価格にしたがって、1,000kW以上30,000kW未満で24円/kWh、200kW以上1,000kW未満で29円/kWh、200kW未満で34円/kWhとした。現状の固定価格買取制度では既設導水路を活用した場合の区分が新たに設定されているが、ここでは全て従来の区分どおりとした（賦課金は多めに推計される）。 2015年からはIRRで2%低くなる買取価格を推計して適用する。ただし、高位ケースはIRRを下げないものとする。

²² 資本費の低減シナリオは一般社団法人日本風力発電協会へのヒアリングにより設定した。

表 5-2 電源別の賦課金推計の考え方 (2/2)

再生可能エネルギーの種類	考え方
地熱発電	<p>4.2.4 項に示した導入見込量の試算結果を用いて、賦課金単価を推計する。</p> <p>2014 年度の買取価格は資源エネルギー庁が公表した平成 26 年度の買取価格にしたがって、15,000kW 以上で 26 円/kWh、15,000kW 未満で 40 円/kWh とした。</p> <p>2015 年からは IRR で 2%低くなる買取価格を推計して適用する。ただし、高位ケースは IRR を下げないものとする。</p>
バイオマス発電	<p>4.2.5 項に示した導入見込量の試算結果を用いて、賦課金単価を推計する。</p> <p>バイオマス資源区分、買取価格、買取期間を固定価格買取制度の条件に合わせた上で、賦課金単価を推計する。下水汚泥については全てガス化発電として取り扱った（賦課金は多少多めに計算される）。また、従来食品系バイオマス資源はメタン発酵ガス化発電を想定していたが、固定価格買取制度の条件に合わせて固形燃料燃焼発電として取り扱った。その上で、バイオマス資源区分ごとの導入見込量から買取単価の加重平均を算出して推計し、20 円/kWh とおいた。</p> <p>なお、2014 年 10 月現在、設備認定（移行認定を含む）を受けているバイオマス発電設備（バイオマス比率を考慮）においては、6 割超が買取価格 17 円/kWh の一般廃棄物・木質以外、2 割超が買取価格 13 円/kWh の建設廃材が占めており、加重平均すると 17 円/kWh 程度となっている。</p> <p>2015 年からは IRR が引き下げられることを想定して、買取価格として 18 円/kWh を適用する。ただし、高位ケースは IRR を下げないものとする。</p>

5.1.2 回避可能原価の考え方

電気事業者は、再生可能エネルギー電気を買取することで、それと同量の電気の発電や調達に要したであろう費用の発生を回避することができる。この回避できる費用の 1kWh あたりの単価を、回避可能原価²³と呼ぶ。

固定価格買取制度の費用負担調整機関である一般社団法人低炭素投資促進機構が公表している、毎月の回避可能費用（全電源平均可変費単価の加重平均値）【一般社団法人低炭素投資促進機構、2015】の単純平均値を、2014 年度の回避可能原価とする。一般社団法人低炭素投資促進機構では、回避可能原価として、平成 25 年度までに設備認定を受けた発電設備に対する価格と、平成 26 年度以降に設備認定された発電設備に対する価格の 2 区分を設けている。後者は、2014 年 3 月の「買取制度運用ワーキンググループ」における検討結果【総

²³ 固定価格買取制度の根拠法令である「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」の施行規則（平成二十四年経済産業省令第四十六号）においては、再生可能エネルギー電気の調達によって電力会社において回避される費用単価を「回避可能費用単価」と呼んでいるが、固定価格買取制度に関する既存文献等では「回避可能原価」の表現が一般であるため、本報告書においてはこれらと同じ意味として用いることとする。

合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会，2014a]を受けて価格算定方法が変更されたもので、再生可能エネルギー電気により回避される費用を、供給力に計上可能な電源については全電源平均可変費単価と全電源平均固定費単価との和、その他の電源に対しては火力平均可変費単価で評価し、これらを組み合わせて各社の回避可能原価を算定したものである。本業務においても、これらの区分を分けて回避可能原価の推計を行う。

翌年度以降の回避可能原価は、2013年度水準の火力発電構成比に対する火力発電平均単価の上昇率の見通しにしたがって両区分ともに推移すると想定する（図 5-1）。このとき、石油火力発電、LNG 火力発電、石油火力発電の燃料価格の見通しとして、World Energy Outlook 2014 [IEA, 2014]の Current Policy Scenario を参照した。

本業務での回避可能原価は、火力発電の構成比を 2013 年度水準で固定した推計を行っており、石炭火力、LNG 火力、石油火力の比率の今後の変化が考慮されていない点には留意が必要である。

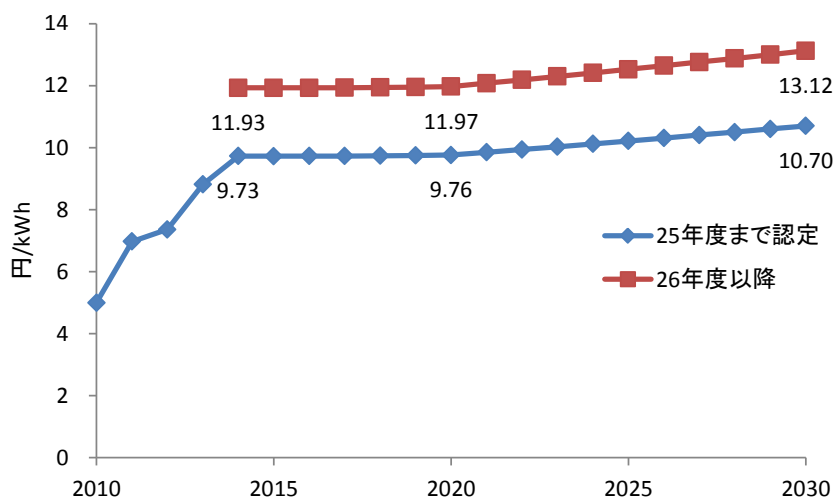


図 5-1 将来の回避可能原価の想定 (円/kWh、税抜き)

各再生可能エネルギーに適用する買取価格、回避可能原価の適用区分については表 5-3 とした。

表 5-3 買取価格と回避可能原価の適用区分

再生可能エネルギーの種類	買取価格と回避可能原価の適用区分
太陽光発電	導入年に想定される買取価格、回避可能原価が適用されることを基本とするが、非住宅・集合住宅用太陽区発電については 2013 年度までの認定容量のうち導入が見込まれる分については、2012 年度～2013 年度の買取価格を適用。
太陽光発電以外	導入年に想定される買取価格、回避可能原価を適用。

5.1.3 賦課金単価の推計結果と平均的な世帯への影響

前 2 項の前提により推計した、固定価格買取制度による直接の負担金額合計と、1kWhあたりの賦課金単価、また平均的な世帯への影響²⁴について、以下に示す。

(1) 2020 年までの導入量に対する影響

仮に固定価格買取制度が 2020 年まで継続したと想定したときの、2020 年までの導入量に対する影響を推計した。

2020 年までの再生可能エネルギー電気の導入量に対する負担金額合計、賦課金単価、世帯平均負担の分析結果はそれぞれ図 5-2、図 5-3、図 5-4 のとおりである。3 者とも再生可能エネルギー電気の累積導入量が影響するため、2020 年まで上昇を続けている。2020 年以降は、住宅用太陽光発電の買取期間が 10 年であるため、緩やかに賦課金単価が減少する。非住宅用太陽光発電を始めとする多くの区分では買取期間が 20 年であるため、制度開始後 20 年を経過すると賦課金単価は急激に減少する。

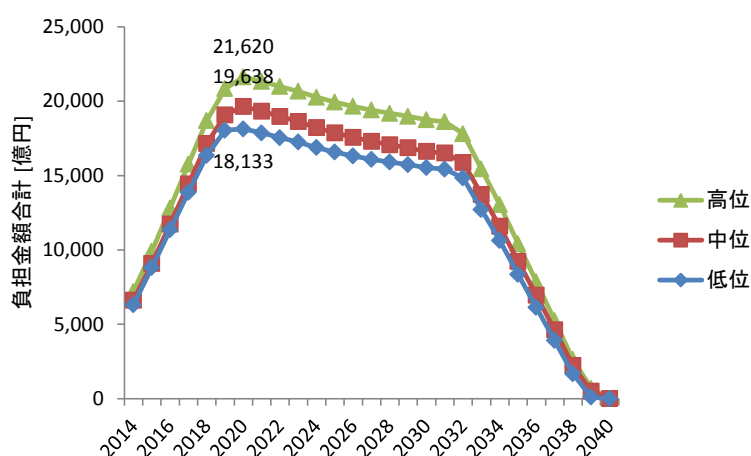


図 5-2 2020 年までの導入量に対する負担金額合計

²⁴ ここでは、賦課金単価推計時の電力需要は、2012 年時点を 9,500 億 kWh とし、エネルギー・環境に関する選択肢 [国家戦略室, 2012] より 2030 年時点でコジェネ分を除いた 8,500 億 kWh となると想定した。また、家庭の月の使用電力量は 300kWh とした。

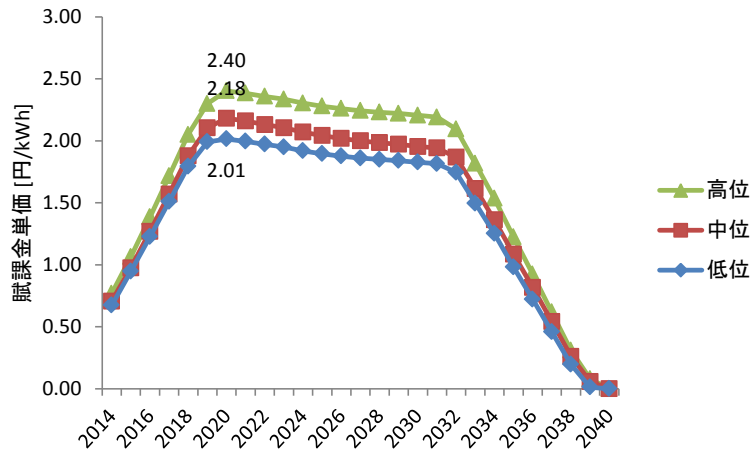


図 5-3 2020 年までの導入量に対する賦課金単価

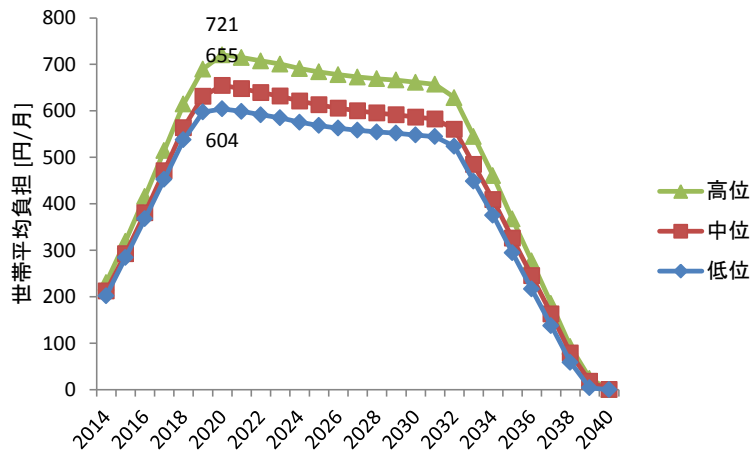


図 5-4 2020 年までの導入量に対する世帯平均負担

(2) 2030 年までの導入量に対する影響

仮に固定価格買取制度が 2030 年まで継続したと想定したときの、2030 年までの導入量に対する影響を推計した。

2030 年までの再生可能エネルギー電気の導入量に対する負担金額合計、賦課金単価、世帯平均負担の分析結果はそれぞれ図 5-5、図 5-6、図 5-7 のとおりである。3 者とも再生可能エネルギー電気の累積導入量が影響し、2020 年までに大幅に上昇し、2020 年から 2030 年までは横ばいで推移するか、緩やかに上昇を続けている。これは、負担金額の中で大きなウェイトを占める非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）の導入の大半が 2020 年までに進むためである。2030 年以降は、制度開始後 20 年を経過した設備の買取期間を過ぎるため、賦課金単価が減少していく。

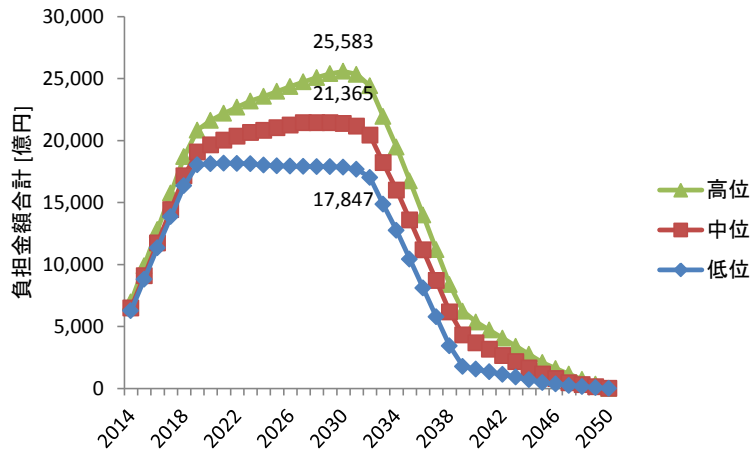


図 5-5 2030 年までの導入量に対する負担金額合計

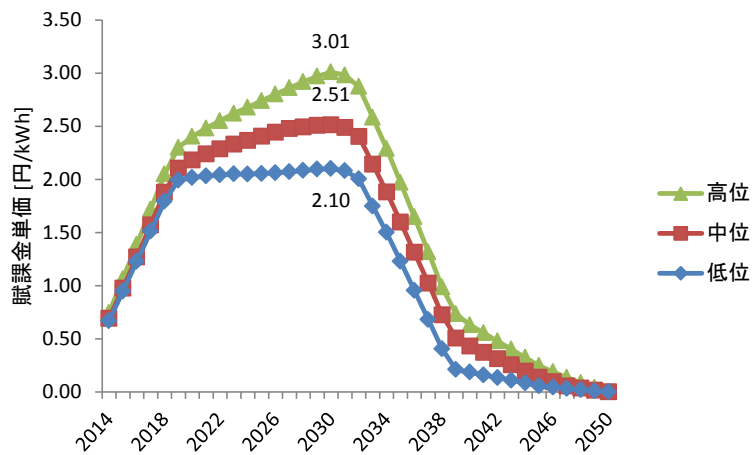


図 5-6 2030 年までの導入量に対する賦課金単価

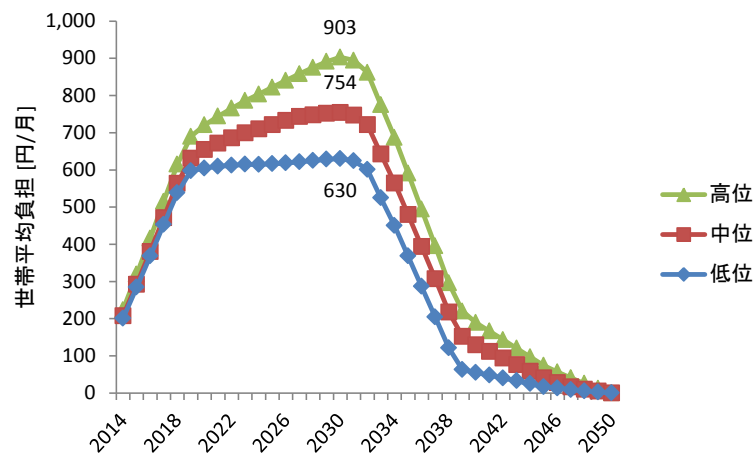


図 5-7 2030 年までの導入量に対する世帯平均負担

(3) 負担額の相殺に必要となる節電率

賦課金単価が増加しても、省エネルギー・節電により電力消費量を減少させた需要家にと

っては、支払う電気料金は増加しないことになる。ここでは、2020年、2030年時点に想定される負担金に基づき、家庭、中規模工場、大規模工場における平均負担額と、負担額の相殺に必要な節電率を推計した。なお、本推計は一家庭、一工場がその時点の賦課金単価において必要となる節電率を推計した結果である。消費者の節電行動により発電電力量が減少し、賦課金単価がさらに増加する効果については考慮していない。

ここで算出する負担額とは、一家庭、一工場の月あたりの電力消費量として一定量を想定し、この量に対して、図 5-6 に推計した賦課金単価を乗じることにより算出した。また、負担の相殺に必要な節電率は、家庭、中規模工場、大規模工場の電力料金単価として一定の金額を想定した場合に、負担額と同等の金額となる電力量が月あたりの電力消費量に占める割合を表す。

結果を表 5-4 に示す。家庭では、1割程度の節電が行われれば、賦課金の上昇による負担を相殺することができる。一方で、中規模工場、大規模工場では、負担の相殺のためには、より高い節電率が必要となる。

なお、固定価格買取制度では、法令上の要件を満たす電力多消費事業者について、認定された者に限り賦課金を減免する措置を設けている。このため、大規模工場の中でこの措置を受けられる者は、賦課金の80%が減免され、賦課金の相殺に必要な節電率は軽減される。

表 5-4 負担額の相殺に必要な節電率

		低位		中位		高位	
		負担額 (円/月)	負担の相 殺に必要 な節電率	負担額 (円/月)	負担の相 殺に必要 な節電率	負担額 (円/月)	負担の相 殺に必要 な節電率
2020 年	家庭	604	9.3%	655	10.1%	721	11.1%
	中規模工場	503,683	13.9%	545,506	15.1%	600,548	16.6%
	大規模工場	4,835,361	18.8%	5,236,861	20.4%	5,765,263	22.4%
2030 年	家庭	630	9.7%	754	11.7%	903	14.0%
	中規模工場	524,903	14.5%	628,376	17.4%	752,440	20.8%
	大規模工場	5,039,071	19.6%	6,032,408	23.4%	7,223,424	28.1%

注) 家庭は前頁の結果と同様。電力料金として 22 円/kWh を、一家庭あたりの電力需要として 300kWh/月を想定。

注) 中規模工場は電力料金として 14 円/kWh を、一工場あたりの電力需要として 250,000kWh/月を想定。

注) 大規模工場は電力料金として 11 円/kWh を、一工場あたりの電力需要として 2,400,000kWh/月を想定。

5.1.4 他機関の推計との比較

本業務において推計した負担金額合計の最大値は、高位ケースの2030年（2030年までの導入分を考慮した場合）における約2.6兆円であり、これは将来設備認定されると想定される設備による発電量も含んだ場合の金額である。一方、資源エネルギー庁の新エネルギー小委員会（第4回）【総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会, 2014b】において示された、2014年6月末時点の設備認定容量が全て運転開始した場合の負担金額の合計は約2.7兆円であった。しかしながら、この差異は両者の前提条件の違いによるものであり、特に本業務の結果が将来見込まれる設備認定容量を含むにも関わらず、新エネルギー小委員会の結果を下回った理由としては、以下の2点が負担金額が減少する方向に働いたことが大きく影響している。

- ・ 新エネルギー小委員会の試算結果は、2014年6月末時点の設備認定容量6,300万kWが全て運転開始することを想定しているが、本業務の推計は、非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）については、約2,000万kWの認定取り消し・廃止が発生することを見込んでいるため。
- ・ 新エネルギー小委員会の試算結果は買取価格・回避可能原価を固定した一時点での試算結果であるが、本業務の推計は買取価格の今後の低下と回避可能原価の今後の上昇を織り込んでいるため。

5.2 再生可能エネルギー導入による便益

再生可能エネルギーの導入拡大により、関連産業に対する経済波及効果や、これらの産業における雇用創出が見込まれる。また、再生可能エネルギーを利用することで、これまで用いられてきた化石燃料の一部の代替が可能であり、これにより化石燃料の輸入に用いられた資金流出が抑制されるとともに、化石燃料から発生する CO₂ の排出削減が見込まれる。この他、再生可能エネルギーは国産のエネルギーであることから、エネルギー自給率の向上にも寄与する。

本業務では、以上のような再生可能エネルギー導入による便益について評価を行った。評価の対象とその概要は表 5-5 のとおりである。

表 5-5 本業務における再生可能エネルギー導入による便益の評価対象

項目	概要
設備投資と設置工事等による経済波及効果・雇用創出効果 (5.2.1 項)	再生可能エネルギーによる発電、熱利用における設備投資、設置工事による経済波及効果、雇用創出効果を試算した。
維持管理段階での経済波及効果・雇用創出効果 (5.2.2 項)	太陽光発電、風力発電の維持管理に伴う経済波及効果、雇用創出効果を試算した
資金流出防止効果 (5.2.3 項)	再生可能エネルギーの導入拡大による化石燃料輸入の減少に伴う資金流出防止効果を試算した。
温室効果ガスの削減効果 (5.2.4 項)	再生可能エネルギーの導入拡大による温室効果ガスの削減効果を試算した。
エネルギー自給率の向上効果 (5.2.5 項)	4章で示した再生可能エネルギーの導入見込量が実現した場合のエネルギー自給率を試算した。

なお、5.1 節における賦課金の評価と、本節における便益の評価は、それぞれの項目に対して独立に行われたものであり、推計された効果の間で一部重複がある点、各効果の間の相互影響が考慮されていない点に留意が必要である。例えば、以下のような留意点が存在する。

- ・ 設備投資と設置工事等による経済波及効果・雇用創出効果の算出の際は、火力発電依存度の低下による負の影響を考慮しているが、その効果の一部は資金流出防止効果と重複すると考えられる。
- ・ 設備投資と設置工事等、維持管理段階それぞれの経済波及効果・雇用創出効果の評価において、賦課金の上昇が産業構造に及ぼす影響は考慮されていない。
- ・ 本節で算出する資金流出防止効果と温室効果ガスの削減効果の前提には、火力発電比率の低減があるが、これは賦課金算定の基となる回避可能原価の推計には考慮されていない。
- ・ 賦課金の推計時には回避可能原価が考慮されており、ここには電力会社による火力発電の利用減少を織り込んだコストが考慮されている。したがって、賦課金の推計結果と資

金流出防止効果を同時に合計して評価することはできない。

5.2.1 設備投資と設置工事等による経済波及効果・雇用創出効果

(1) 推計方法

1) 分析フロー

再生可能エネルギーが導入される際に発生する設備投資と設置工事等の額を需要創出額ととらえ、この需要により生み出される経済波及効果と雇用創出効果を、産業連関表を用いて分析した。産業連関表は2005年の190部門を用いた。分析フローは図5-8のとおりである。なお、図5-8中の用語の定義は表5-6のとおりである。

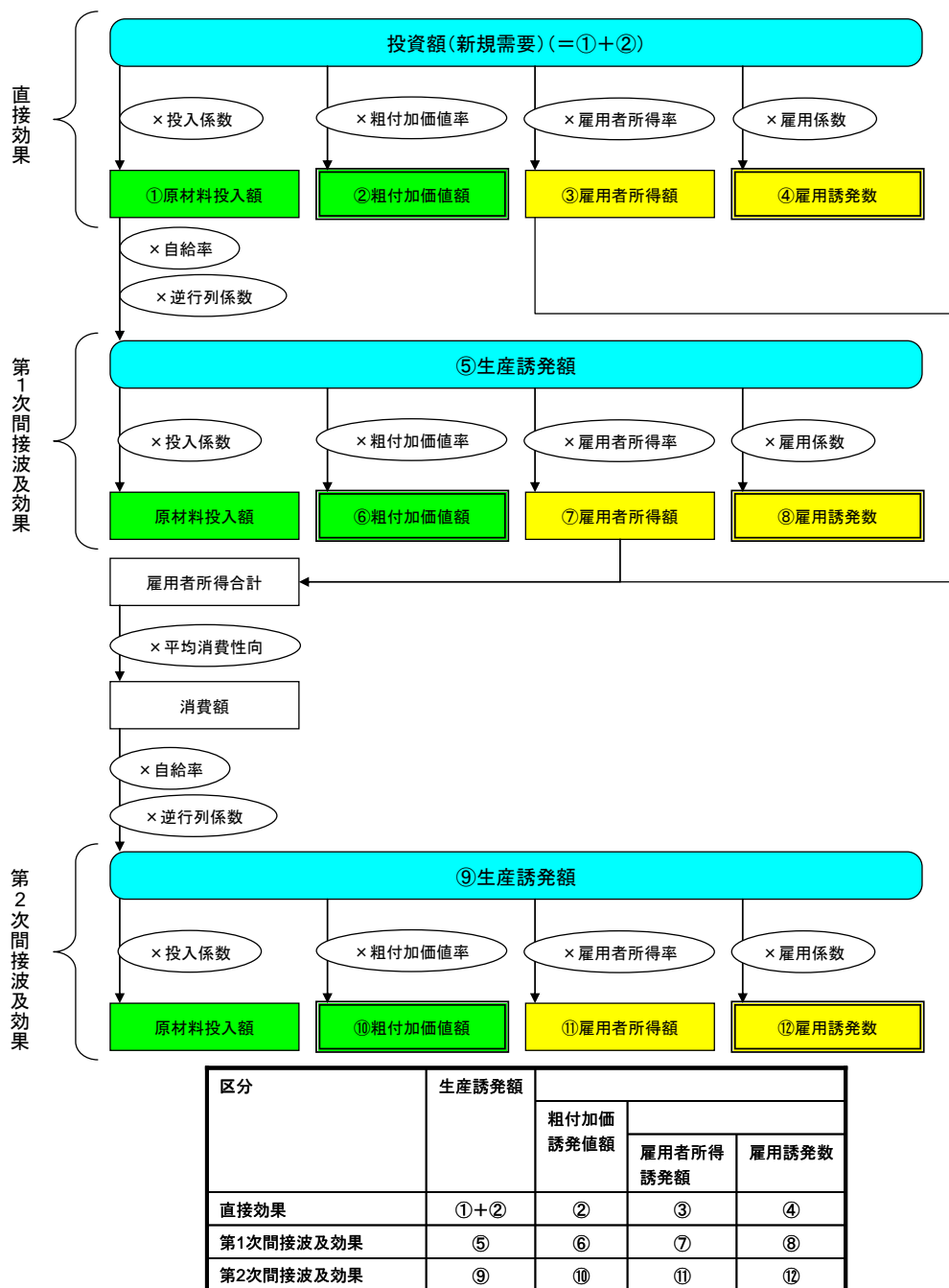


図 5-8 産業連関分析フロー

表 5-6 産業連関分析に関する用語の定義

用語	定義
直接効果	対象とする生産活動のための投資（新規需要）及びそれによって生み出される経済波及効果と雇用創出効果。
第1次間接波及効果	直接効果によって生じる原材料等の中間需要（投入）及びそれによって生み出される経済波及効果と雇用創出効果。
第2次間接波及効果	直接効果と第1次間接波及効果によって誘発された雇用者所得から生じる消費需要及びそれによって生み出される経済波及効果と雇用創出効果。
原材料投入額	対象とする生産活動の需要を満たすために必要な各種原材料の投入金額。
生産誘発額	対象とする生産活動の原材料投入の需要を満たすため生じる新規の需要。
粗付加価値額	投資額に基づく生産活動により新たに生み出された価値の金額。
雇用者所得額	対象とする生産活動の新規需要を満たすために生じた雇用者の所得。
雇用誘発数	対象とする生産活動の新規需要を満たすために必要な雇用者の数。なお、この数値は一人当たり労働時間が一定であると想定した場合の数値であり、仕事量の誘発量に相当する。必ずしも新規の雇用が創出されるとは限らない。
平均消費性向	所得の増加分のうち消費に振り向けられる割合。
逆行列係数	1 単位の最終需要があった場合、各産業の生産が究極的にどれだけ必要となるか（生産波及）の大きさを示す係数。

2) 需要創出額と産業連関表の対応

分析対象とする需要創出額と産業連関表で対応させる業種は、再生可能エネルギーの種類ごとに表 5-7 のとおりとした。

表 5-7 再生可能エネルギーの種類ごとの需要創出額的前提と産業連関表対象業種

	需要創出額的前提	産業連関表の対象業種
太陽光発電	国内生産のモジュール価格分、設置及びメンテナンスにかかる費用を対象とする。	設備費はその他の電気機器 工事費は住宅建築
風力発電	本体価格分を対象とする。	設備費は産業用電気機器
中小水力発電	平成 21 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書 [環境省, 2010] で評価している設備費と工事費（提体工事費、取水口工事費等）を対象とする。	設備費は原動機・ボイラ 工事費はその他の土木建設
地熱発電	蒸気供給・発電設備分、掘削費や道路造成費などを対象とする。	設備費は原動機・ボイラ 工事費はその他の土木建設
太陽熱利用	本体価格分、設置にかかる費用を対象とする。	設備費はガス・石油機器及び暖房機器 工事費は住宅建築
バイオマス・廃棄物発電	本体価格分を対象とする。	原動機・ボイラ
バイオマス熱利用	本体価格分を対象とする。	原動機・ボイラ
バイオマス燃料	本体価格分を対象とする。	その他の特殊産業用機械
系統対策（太陽光配電）	配電対策にかかる費用を対象とする。	産業用電気機器
系統対策（太陽光蓄電池）	蓄電池の導入にかかる費用を対象とする。	その他の電気機器
系統対策（太陽光パワコン等）	パワーコンディショナ・エネルギーモニタ、制御システムの設置にかかる費用を対象とする。	産業用電気機器
系統対策（風力）	系統アクセス線、蓄電池、会社間連系線等にかかる費用を対象とする。	系統アクセス線に代表させて、電線・ケーブルとした。

なお、再生可能エネルギーを大量に導入する場合、導入に伴い需要が減少する可能性のある国内産業が存在する。具体的には、大規模電源の発電電力量が減少するため、関連して燃料の輸送、受入などを行う業種が影響を受ける。この影響については、2011 年以降の再生可能エネルギー電力の増加量に対して、平成 26 年度以降に認定された発電設備に対する回避可能原価（5.1.2 項参照）を乗じた金額分を、産業連関表の電力に負の需要創出額として計上し、評価を行った。

また、長期的には、火力発電の立地そのものが回避される可能性もあるが、ここでは電源

立地そのものの建設回避は 2030 年までには生じないものと仮定して、分析対象外とした。

3) コストに関する想定

各再生可能エネルギーの需要創出額的前提となるコスト情報については、表 5-8 の出典を参照した。

表 5-8 コスト情報の出典

	コスト情報の出典
太陽光発電	4.2.2 項に示したシステム価格の想定を引用
風力発電	一般社団法人日本風力発電協会へのヒアリングに基づき設定
中小水力発電	「平成 23 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」 [環境省, 2012a]に基づき設定。
地熱発電	資源エネルギー庁地熱発電に関する研究会 [経済産業省 地熱発電に関する研究会, 2009]に基づき設定。
太陽熱利用	4.3.1 項に示したシステム価格の想定を引用
バイオマス・廃棄物発電	コスト等検証委員会におけるバイオマス（木質専焼）2010 年・2020 年の上限値 [国家戦略室, 2011a]
バイオマス熱利用	[NEDO, 2005]を参考に、18 万円/kW と設定
バイオマス燃料	15,000kL 規模の国内バイオエタノール生産実証施設整備費の実績 [農林水産省, 2008]より設定
系統対策	5.3.1 項で後述の系統影響分析モデルの試算結果を引用

4) 輸入に関する想定

再生可能エネルギーの導入量のうち、特に設備投資に占める輸入の割合が多い、太陽光発電、風力発電については、以下のとおり輸入分を考慮し、導入見込量の推計結果のうち、日本国内の生産相当分のみを設備投資に対する直接的な需要創出額とした。

表 5-9 輸入に関する想定

再生可能エネルギーの種類	輸入の考慮方法
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電協会が集計されている 2013 年度の太陽電池出荷統計 [一般社団法人太陽光発電協会, 2014]を参照。 日本国内のモジュール量のうち、「1-国内生産/国内出荷=55%」の輸入比率が継続すると想定。
風力発電	<ul style="list-style-type: none"> ブレード、タワー、ナセルの輸入比率として、「拡張産業連関表を利用した再生可能エネルギー導入の雇用効果分析」 [松本直也 本藤祐樹, 2011]で調査された数値を参照。 風力発電設備のコスト構成として、「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」 [一般社団法人日本産業機械工業会, 2014]を参照。 ブレード、タワー、ナセルの輸入比率をコスト構成比率で加重することで算出される 79%の輸入比率が継続すると想定。

(2) 試算結果

(1) の前提条件に基づいて算出される経済波及効果、雇用創出効果は表 5-10 のとおりである。生産誘発効果、雇用創出効果に対する影響の大きな太陽光発電の設備の多くは 2020 年までに導入が進む。このため、設備投資と設置工事等による生産誘発効果は 2012 年～2020 年平均の方が、2012 年～2030 年平均よりも大きくなる。

表 5-10 設備投資と設置工事等による経済波及効果・雇用創出効果

		生産誘発効果		雇用創出効果	
		第 1 次間接 波及効果まで	第 2 次間接 波及効果まで	第 1 次間接 波及効果まで	第 2 次間接 波及効果まで
2012 年～ 2020 年 平均	低位	2.6 兆円	3.6 兆円	18.2 万人	25.1 万人
	中位	2.9 兆円	4.0 兆円	20.3 万人	27.9 万人
	高位	3.2 兆円	4.3 兆円	22.0 万人	30.3 万人
2012 年～ 2030 年 平均	低位	1.1 兆円	1.6 兆円	9.3 万人	12.8 万人
	中位	1.6 兆円	2.3 兆円	13.3 万人	18.4 万人
	高位	2.3 兆円	3.3 兆円	18.7 万人	25.6 万人

注) 表は 1 年間での効果を示す

注) 生産誘発効果については 2010 年価値換算

(3) 本推計の課題

本業務において用いた推計手法の主な課題としては以下が挙げられる。

- ・ 本推計では、再生可能エネルギー分野への需要の増加に伴う、経済波及効果、雇用創出効果を評価している。火力発電に対する負の影響は考慮しているものの、基本的には再生可能エネルギー分野以外の産業とのバランスの中で生じる制約条件(人口構造に基づく雇用創出の限界等)は未考慮である。したがって、現実に得られる経済波及効果、雇用創出効果は推計結果よりも小さいと考えられる。
- ・ 本推計では、5.1 節で示した賦課金の上昇による各産業への影響については考慮されていない。実際には電力料金の上昇による正負の経済波及効果、雇用創出効果や、産業構造の変化(海外移転等)が生じることが推測される。
- ・ 本推計から算出される雇用効果は、需要額に対して必要となる仕事量の基準としての人数であり、想定する再生可能エネルギーが導入されたとしても試算結果と同じ水準の人数の雇用が創出されるとは限らない。また、どのような種類の雇用が生み出されるかについては評価を行っていない。
- ・ 第 2 次間接波及効果を考慮することは、間接効果として雇用者取得が上がることで消費が伸び、経済が活性化する効果を考慮することに該当するが、同時に電力料金の単価上昇やそれに伴う他の材やサービスの上昇による影響についても考慮しなければ公平な評価とならない。本推計では、上述のとおり後者の効果が考慮されていないため、第 2 次間接波及効果の数値は過大推計の可能性がある。

5.2.2 維持管理段階での経済波及効果・雇用創出効果

(1) 推計方法

1) 全国レベルでの効果推計方法

全国レベルにおける維持管理段階での経済波及効果、雇用創出効果については、「再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査」[東京都, 2012]を参考に検討した。

[東京都, 2012]における維持管理段階での経済波及・雇用創出効果の推計方法は以下のとおりである。

- 再生可能エネルギーのうち太陽光発電部門（戸建住宅、非住宅・集合住宅、メガソーラー）、風力発電部門（陸上、洋上着床）を組み込んだ産業連関表を作成し、分析対象年における、これらの発電額（発電量に売電単価を乗じた金額）を需要として投入した際の波及効果を産業連関分析により算定する。
- 生産誘発額とともに雇用者数への波及効果についても算出する。各再生可能エネルギー部門の雇用者数については、各エネルギー種ごとに、想定設備利用率、想定雇用者数、2012年度時点売電単価（洋上風力のみ2014年度単価）を元に、想定雇用者数/売電額として雇用者係数を設定して算出する（各種数値の出典は表5-11のとおり）。
- 産業連関表は、表5-12にしたがって修正する。

表 5-11 雇用者係数算出の出典

	太陽光 (メガソーラー)	太陽光 (非住宅・集合住宅)	太陽光 (戸建住宅)	陸上風力	洋上風力 (着床)	出典
想定設備利用率	12%	12%	12%	20%	30%	[国家戦略室, 2011a]
想定雇用者数	0.4人/MW (出典内で太陽光発電は一律で設定)			0.4人/MW	0.77人/MW	[Institute for Sustainable Futures, 2009]
売電単価	40円/kWh	40円/kWh	42円/kWh	22円/kWh	36円/kWh	資源エネルギー庁
雇用者係数	0.95人/億円	0.95人/億円	0.91人/億円	1.04人/億円	0.81人/億円	上記のデータを基に算出

表 5-12 産業連関表の修正手順

①	ベースとなる産業連関表として最新の全国産業連関表（190 部門表）を用いる。
②	電力部門への中間投入額として各再生可能エネルギー発電部門（固定価格買取制度導入後の設備を対象）の発電額を組み込む。 ✓ 発電額については設備導入量、発電量、売電単価の推計値から算出する。
③	各再生可能エネルギー部門に対する中間投入としては維持管理の費用を下記の通り想定する。 a. 太陽光発電 ⇒ 「住宅建設」部門に 1/3（定期点検費用）、「産業用電気機器」部門に 2/3 b. 風力発電 ⇒ 「機械修理」部門 また、粗付加価値部門については対象設備の減価償却費を資本減耗引当に想定し、残りの粗付加価値部門については、電力部門と同等の構成比とする。 ✓ 維持管理の費用については事務局推計の建設費単価、コスト等検証委員会設定のモデルプラントにおけるコスト構成（表 5-13 参照）に基づいて算出する。 ✓ 減価償却費についてはコスト等検証委員会設定の償却年数（17 年）に基づき、定額法（残存価値率 10%）により算出する。なお、太陽光（戸建住宅）では減価償却は見込まない。
④	各再生可能エネルギー発電部門から電力部門への中間投入は発電のための原燃料の削減により相殺されるものと考え、「石炭・石油・天然ガス」、「石油製品」部門の粗利益部門、「営業余剰」について系統電力が再生可能エネルギー発電に代替される額に比例して減額調整する。
⑤	電力部門の投入構造（列）の調整の結果、減額された「石炭・石油・天然ガス」、「石油製品」部門については、行列和の調整のため、減額相当分を移輸入額を減らして調整する。

表 5-13 維持管理費用のコスト構成

	太陽光 (メガソーラー)	太陽光 (非住宅・ 集合住宅)	太陽光 (戸建 住宅)	陸上風力	洋上風力	備考
人件費	0.25 万円/kW	0.25 万円/kW	0 万円/kW	0 万円/kW	0 万円/kW	太陽光（メガソーラー）、太陽光（非住宅・集合住宅）についてはコスト等検証委員会資料 [国家戦略室, 2011a]上の 0.03 億円/年からモデルプラント規模 1.2MW を踏まえて算出。
修繕費	1%	1%	1.5%	1.4%	1.4%	建設費に対する比率
諸費	0.6%	0.6%	0%	0.6%	0.6%	建設費に対する比率
業務 分担費	14%	14%	0%	14%	14%	直接費(人件費+修繕費+諸費)に対する比率

注) ここで用いる建設費は、太陽光発電の場合は 4.2.1 で用いたシステム価格を参照。風力発電については日本風力発電協会へのヒアリングに基づく数値を参照。

2) 地域レベルでの効果推計方法

地域レベルの経済波及効果、雇用創出効果は、全国レベルの効果を地域別の太陽光発電、風力発電の導入見込量の想定値で按分することにより算出した。

地域レベルの太陽光発電、陸上風力発電の導入見込量は、全国レベルの導入見込量のそれぞれを固定価格買取制度下における、「移行認定分運転開始容量」、「新規認定容量」の和の比率で配分することで設定した。洋上風力発電については、既存の開発計画に示される地域

ごとの設備容量の比率で配分して設定した。

(2) 推計結果

全国レベル、地域レベルそれぞれにおける経済波及効果、雇用創出効果は、2020年時点と2030年時点において、それぞれ表 5-14 と表 5-15、表 5-16 と表 5-17 となる。

2020年、2030年ともメガソーラー、非住宅・集合住宅用太陽光発電の導入拡大が大きく見込まれる関東、九州、メガソーラーの導入拡大が大きく見込まれる東北で生産誘発効果、雇用創出効果が大きい傾向にある。また、2020年と2030年の比較では、特に風力発電の導入シェアの大きな北海道、東北において成長率が高い。

表 5-14 2020年の太陽光・風力発電の維持管理段階での経済波及効果（生産誘発効果）

単位：兆円	第1次間接波及効果まで			第2次間接波及効果まで		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位
北海道	0.16	0.17	0.18	0.20	0.21	0.23
東北	0.57	0.59	0.61	0.71	0.73	0.76
関東	0.68	0.70	0.74	0.86	0.88	0.94
中部	0.48	0.49	0.49	0.60	0.62	0.62
近畿	0.36	0.38	0.39	0.46	0.48	0.49
中国	0.27	0.28	0.29	0.34	0.36	0.37
四国	0.13	0.14	0.14	0.16	0.17	0.17
九州	0.77	0.80	0.80	0.96	1.00	1.00
沖縄	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04
全国	3.46	3.58	3.68	4.33	4.48	4.62

表 5-15 2020年の太陽光・風力発電の維持管理段階での雇用創出効果

単位：万人	第1次間接波及効果まで			第2次間接波及効果まで		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位
北海道	0.31	0.32	0.34	0.42	0.44	0.48
東北	1.11	1.14	1.18	1.53	1.58	1.62
関東	1.30	1.34	1.41	1.83	1.89	1.98
中部	0.91	0.94	0.95	1.28	1.33	1.33
近畿	0.70	0.73	0.74	0.98	1.02	1.04
中国	0.53	0.54	0.56	0.74	0.76	0.78
四国	0.25	0.26	0.26	0.35	0.37	0.37
九州	1.50	1.56	1.56	2.09	2.17	2.18
沖縄	0.05	0.06	0.06	0.08	0.08	0.08
全国	6.66	6.89	7.05	9.30	9.63	9.86

表 5-16 2030 年の太陽光・風力発電の維持管理段階での経済波及効果（生産誘発効果）

単位：兆円	第 1 次間接波及効果まで			第 2 次間接波及効果まで		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位
北海道	0.21	0.26	0.29	0.25	0.32	0.36
東北	0.66	0.83	0.91	0.81	1.02	1.12
関東	0.71	0.92	0.99	0.88	1.14	1.24
中部	0.46	0.60	0.65	0.57	0.74	0.81
近畿	0.37	0.47	0.51	0.46	0.59	0.64
中国	0.30	0.38	0.41	0.37	0.47	0.52
四国	0.13	0.18	0.19	0.16	0.22	0.24
九州	0.77	1.01	1.09	0.95	1.25	1.36
沖縄	0.03	0.04	0.04	0.03	0.05	0.05
全国	3.62	4.68	5.08	4.49	5.79	6.33

表 5-17 2030 年の太陽光・風力発電の維持管理段階での雇用創出効果

単位：万人	第 1 次間接波及効果まで			第 2 次間接波及効果まで		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位
北海道	0.39	0.51	0.56	0.54	0.71	0.77
東北	1.29	1.67	1.79	1.78	2.29	2.48
関東	1.47	1.93	2.06	2.04	2.68	2.88
中部	0.98	1.30	1.39	1.37	1.81	1.94
近畿	0.78	1.01	1.08	1.08	1.41	1.51
中国	0.60	0.79	0.85	0.84	1.09	1.18
四国	0.28	0.37	0.40	0.38	0.52	0.56
九州	1.58	2.13	2.28	2.18	2.96	3.18
沖縄	0.06	0.08	0.09	0.08	0.11	0.12
全国	7.43	9.79	10.49	10.30	13.57	14.62

また、推定結果を地域の経済規模と比較するため、生産誘発効果を域内総生産に対する比率として、雇用創出効果を域内就業者数に対する比率として表した結果を、2020年時点と2030年時点それぞれについて、表 5-18 と表 5-19、表 5-20 と表 5-21 に示す。

東北、九州における効果は地域の経済規模との比較から評価を行う場合も他地域よりも高い水準にある。関東における効果は地域の経済規模との比較から評価する場合比較的小さい。これらの傾向は2030年においても同様である。

表 5-18 2020年の太陽光・風力発電の維持管理段階での経済波及効果（生産誘発効果）が域内総生産に占める割合

	第1次間接波及効果まで			第2次間接波及効果まで			域内総生産 (兆円)
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	
北海道	0.88%	0.91%	1.01%	1.09%	1.13%	1.25%	18
東北	1.93%	1.99%	2.06%	2.39%	2.47%	2.55%	30
関東	0.36%	0.37%	0.39%	0.45%	0.47%	0.50%	189
中部	0.55%	0.57%	0.57%	0.70%	0.72%	0.72%	86
近畿	0.43%	0.45%	0.46%	0.54%	0.57%	0.58%	85
中国	0.98%	1.01%	1.05%	1.23%	1.27%	1.32%	28
四国	0.94%	0.98%	0.98%	1.19%	1.23%	1.24%	14
九州	1.76%	1.82%	1.83%	2.19%	2.27%	2.28%	44
沖縄	0.73%	0.76%	0.76%	0.92%	0.96%	0.96%	4
全国	0.70%	0.72%	0.74%	0.87%	0.90%	0.93%	497

注) 域内総生産は2013年(名目)の数値(内閣府統計値より)

表 5-19 2020年の太陽光・風力発電の維持管理段階での雇用創出効果が域内就業者数に占める割合

	第1次間接波及効果まで			第2次間接波及効果まで			域内就業者数 (万人)
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	
北海道	0.13%	0.13%	0.15%	0.18%	0.18%	0.20%	237
東北	0.26%	0.26%	0.27%	0.35%	0.37%	0.38%	433
関東	0.06%	0.07%	0.07%	0.09%	0.09%	0.10%	2,033
中部	0.08%	0.08%	0.08%	0.11%	0.12%	0.12%	1,137
近畿	0.07%	0.07%	0.07%	0.10%	0.10%	0.10%	995
中国	0.15%	0.15%	0.16%	0.20%	0.21%	0.22%	360
四国	0.13%	0.14%	0.14%	0.19%	0.19%	0.20%	188
九州	0.24%	0.25%	0.25%	0.34%	0.35%	0.35%	617
沖縄	0.09%	0.09%	0.09%	0.12%	0.13%	0.13%	62
全国	0.11%	0.11%	0.12%	0.15%	0.16%	0.16%	6,062

注) 域内就業者数は2013年の数値(内閣府統計値より)

表 5-20 2030 年の太陽光・風力発電の維持管理段階での経済波及効果（生産誘発効果）が
域内総生産に占める割合

	第 1 次間接波及効果まで			第 2 次間接波及効果まで			域内 総生産 (兆円)
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	
北海道	1.13%	1.44%	1.59%	1.38%	1.77%	1.97%	18
東北	2.22%	2.80%	3.05%	2.73%	3.44%	3.78%	30
関東	0.38%	0.48%	0.53%	0.47%	0.60%	0.66%	189
中部	0.53%	0.69%	0.75%	0.66%	0.86%	0.94%	86
近畿	0.43%	0.56%	0.60%	0.54%	0.69%	0.75%	85
中国	1.05%	1.35%	1.47%	1.30%	1.67%	1.83%	28
四国	0.96%	1.27%	1.38%	1.19%	1.57%	1.71%	14
九州	1.75%	2.30%	2.49%	2.17%	2.85%	3.10%	44
沖縄	0.70%	0.97%	1.05%	0.87%	1.20%	1.32%	4
全国	0.73%	0.94%	1.02%	0.90%	1.16%	1.27%	497

注) 域内総生産は 2013 年（名目）の数値（内閣府統計値より）

表 5-21 2030 年の太陽光・風力発電の維持管理段階での雇用創出効果が
域内就業者数に占める割合

	第 1 次間接波及効果まで			第 2 次間接波及効果まで			域内就業者 数 (万人)
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	
北海道	0.17%	0.22%	0.24%	0.23%	0.30%	0.33%	237
東北	0.30%	0.38%	0.41%	0.41%	0.53%	0.57%	433
関東	0.07%	0.09%	0.10%	0.10%	0.13%	0.14%	2,033
中部	0.09%	0.11%	0.12%	0.12%	0.16%	0.17%	1,137
近畿	0.08%	0.10%	0.11%	0.11%	0.14%	0.15%	995
中国	0.17%	0.22%	0.24%	0.23%	0.30%	0.33%	360
四国	0.15%	0.20%	0.21%	0.20%	0.28%	0.30%	188
九州	0.26%	0.35%	0.37%	0.35%	0.48%	0.52%	617
沖縄	0.09%	0.13%	0.14%	0.13%	0.18%	0.20%	62
全国	0.12%	0.16%	0.17%	0.17%	0.22%	0.24%	6,062

注) 域内就業者数は 2013 年の数値（内閣府統計値より）

(3) 本推計の課題

本業務において用いた推計手法の主な課題としては以下が挙げられる。この課題は設備投資と設置工事等の効果の推計とも一部重複する。

- ・ 本推計では、再生可能エネルギー分野への維持管理段階の需要の増加に伴う、経済波及効果、雇用創出効果を評価している。ここでは、設備投資と設置工事等による効果の場合と異なり、火力発電に対する負の影響は織り込まれていない。このため、実際に得られる効果は試算結果よりも小さいと推測される。また、再生可能エネルギー分野以外の産業とのバランスの中で生じる制約条件(人口構造に基づく雇用創出の限界等)は未考慮である。したがって、現実には得られる経済波及効果、雇用創出効果は推計結果よりも小さいと考えられる。
- ・ 本推計では、5.1 節で示した賦課金の上昇による各産業への影響については考慮されていない。実際には電力料金の上昇による正負の経済波及効果、雇用創出効果や、産業構造の変化(海外移転等)が生じることが推測される。
- ・ 本推計から算出される雇用効果は、需要額に対して必要となる仕事量の基準としての人数であり、想定する再生可能エネルギーが導入されたとしても試算結果と同じ水準の人数の雇用が創出されるとは限らない。また、どのような種類の雇用が生み出されるかについては評価を行っていない。
- ・ 第2次間接波及効果を考慮することは、間接効果として雇用者取得が上がることで消費が伸び、経済が活性化する効果を考慮することに該当するが、同時に電力料金の単価上昇やそれに伴う他の材やサービスの上昇による影響についても考慮しなければ公平な評価とならない。本推計では、上述のとおり後者の効果が考慮されていないため、第2次間接波及効果の数値は過大推計の可能性がある。
- ・ 本推計は太陽光発電と風力発電を対象としたが、再生可能エネルギーの中でも特にバイオマス発電では、維持管理段階において燃料調達等に係る大きな経済波及効果、雇用創出効果が見込まれる。このため、再生可能エネルギー全体における維持管理段階の効果は本推計で得られた結果と比べて大きいと考えられる。

5.2.3 資金流出防止効果

(1) 推計方法

再生可能エネルギー電気、再生可能エネルギー熱により代替される化石燃料(石炭、LNG、原油)について、燃料輸入による資金流出が防止される効果を推計した。

具体的には、4章で推計した2020年、2030年の再生可能エネルギー電気の発電量、再生可能エネルギー熱の導入量と、直近年時点におけるこれらの量の差分に対して、単価を乗じることにより、直近年との比較で流出が防止される金額を推計した。

このとき、再生可能エネルギー電気の導入により削減される火力発電平均の発電単価は、World Energy Outlook 2014 [IEA, 2014] の Current Policy Scenario における原油、天然ガス、石炭の燃料輸入価格を、2013年度の火力発電構成比によって加重平均することにより算出した。また、再生可能エネルギー熱の導入により削減される燃料消費に対する単位熱

量あたりの燃料単価は、対象とする熱の種類により区分して表 5-22 のとおり設定した。

表 5-22 再生可能エネルギー熱の導入により削減される燃料単価の想定

対象とする再生可能エネルギー熱	削減される燃料単価の想定
太陽熱利用 地中熱利用	都市ガスの代替を想定し、東日本大震災前水準の燃料単価が World Energy Outlook 2014 [IEA, 2014]の Current Policy Scenario における天然ガスの価格成長率にしたがって変化すると想定。
バイオマス熱利用	A 重油の代替を想定し、東日本大震災前水準の燃料単価が World Energy Outlook 2014 [IEA, 2014]の Current Policy Scenario における原油の価格成長率にしたがって変化すると想定。
バイオマス燃料	ガソリンの代替を想定し、東日本大震災前水準の燃料単価が World Energy Outlook 2014 [IEA, 2014]の Current Policy Scenario における原油の価格成長率にしたがって変化すると想定。

(2) 推計結果

(1) の方法に基づいて、燃料輸入の削減に伴って防止される資金流出額について推計した結果は表 5-23 のとおりである。計算に用いる為替レートは 2014 年平均水準の 105.8 円/ドルとした。2013 年度の我が国の化石燃料輸入金額は約 28 兆円であり、例えば、2030 年時点の高位ケースの効果はその 16%程度に相当する。

なお、5.1 節の賦課金の推計時には回避可能原価が考慮されており、ここには電力会社による火力発電の利用減少を織り込んだコストが考慮されている。したがって、賦課金の推計結果とここで推計した資金流出防止効果を同時に合計して評価することはできない。また、今回の結果は、5.2.1 項で分析した産業連関表上で考慮した火力発電依存度低下による負の影響とも重複がある点に留意が必要である。

表 5-23 資金流出防止効果の推計結果

	2020 年		2030 年	
	直近年からの差分 (2020 年時点)	2010 年からの 累積	直近年からの差分 (2030 年時点)	2010 年からの 累積
低位ケース	1.13 兆円	4.90 兆円	2.01 兆円	15.13 兆円
中位ケース	1.51 兆円	6.55 兆円	3.34 兆円	22.42 兆円
高位ケース	1.92 兆円	8.36 兆円	4.48 兆円	29.33 兆円

注) 2010 年の化石燃料輸入金額は約 17 兆円

注) 累積金額は 2010 年価値換算した合計値

注) 直近年の定義は表 4-6 に順ずる

5.2.4 温室効果ガスの削減効果

(1) 推計方法

再生可能エネルギー電気、再生可能エネルギー熱により利用が削減される化石燃料(石炭、LNG、原油)について、そこから発生する二酸化炭素(CO₂)の排出が削減される効果を推計した。

具体的には、4章で推計した2020年、2030年の再生可能エネルギー電気の発電量、再生可能エネルギー熱の導入量と、直近年時点におけるこれらの量の差分に対して、排出原単位を乗じることにより、直近年との比較でCO₂排出が削減される量とその金額を推計した。

このとき、再生可能エネルギー電気の導入により削減される火力発電平均の排出原単位は、石炭火力、LNG火力、石油火力の排出原単位を、2013年度の電源構成比率を用いて加重平均することにより算出した。また、再生可能エネルギー熱の導入により削減される燃料消費に対する単位熱量あたりの燃料単価は、対象とする熱の種類により区分して、太陽熱利用と地中熱利用に対しては都市ガス、バイオマス熱利用に対してはA重油、バイオマス燃料に対してはガソリンの排出原単位を採用した。

なお、CO₂排出削減効果を金額換算する際には、World Energy Outlook 2014 [IEA, 2014]のCurrent Policy ScenarioにおけるEUの数値を用い、2010年に6ドル/t-CO₂、2020年に20ドル/t-CO₂、2030年に30ドル/t-CO₂とした。また、計算に用いる為替レートは2014年平均水準の105.8円/ドルとした。

(2) 推計結果

(1)の方法に基づいて、化石燃料消費の削減に伴って削減される二酸化炭素(CO₂)の量を推計した結果は表5-24のとおりである。また、削減されるCO₂を金額換算すると表5-25となる。

表 5-24 温室効果ガスの削減効果の推計結果 (CO₂削減量) (直近年からの差分)

	2020年時点	2030年時点
低位ケース	5,501万t-CO ₂ (4.4%)	8,606万t-CO ₂ (6.8%)
中位ケース	6,771万t-CO ₂ (5.4%)	13,718万t-CO ₂ (10.9%)
高位ケース	7,967万t-CO ₂ (6.3%)	17,280万t-CO ₂ (13.7%)

注) 直近年の定義は表4-6に順ずる

注) 括弧内は1990年の我が国の温室効果ガス排出量(約12.6億t-CO₂)に対する割合

表 5-25 温室効果ガスの削減効果の推計結果 (CO₂削減量金額換算) (2010年からの累積)

	2010年~2020年の累積金額	2010年~2030年の累積金額
低位ケース	5,200億円	1兆7,800億円
中位ケース	6,400億円	2兆5,300億円
高位ケース	7,600億円	3兆900億円

注) 2010年価値換算した合計値

5.2.5 エネルギー自給率の向上効果

(1) 推計方法

4章で示した再生可能エネルギーの導入見込量が実現した場合の、我が国における再生可能エネルギー起源の一次エネルギー供給量を算出し、我が国のエネルギー自給率について推計した。

このとき、一次エネルギーの総供給量は、エネルギー・環境会議 [国家戦略室, 2012]における慎重ケース・15 シナリオの数値に基づいて設定した。

(2) 推計結果

(1) の方法に基づいて推計したエネルギー自給率の見通しは、表 5-26 のとおりである。なお、今回の推計結果は今後の省エネルギーの進展の程度に応じて変動しうる点に留意が必要である。

表 5-26 エネルギー自給率の向上効果の推計結果

	2020年時点	2030年時点
低位ケース	10.1%	13.9%
中位ケース	11.0%	18.0%
高位ケース	11.9%	20.8%

注) 2010年のエネルギー自給率は5.7%程度

注) この比率は大規模水力発電を含む比率である。

5.3 電力システム影響分析

5.3.1 自然変動電源の大量導入に伴う課題

再生可能エネルギーのうち、特に太陽光発電や風力発電は出力が自然条件に依存しており、これらが現在の電力系統に大規模に導入された場合、平常時・事故時、局所・系統全体といった各場面で、系統の安定運用に影響が生じる可能性が指摘されている。

この中でも、平常時の大局的課題である、「周波数調整力の不足」は、系統全体の安定化に影響を与える重要な課題である。系統は、瞬時瞬時の需要と供給のバランスを維持するように運用する必要がある。現在の電力システム²⁵でも、需要の分単位・時間単位の変動に対して需給バランスの調整を行うために、火力発電や揚水発電が活用されている。しかし、自然変動電源が大量導入されれば供給の短周期変動が拡大し、時間単位の需給バランスをとりつつ、分単位の変動に対応するための調整力を確保することが困難になる可能性がある。

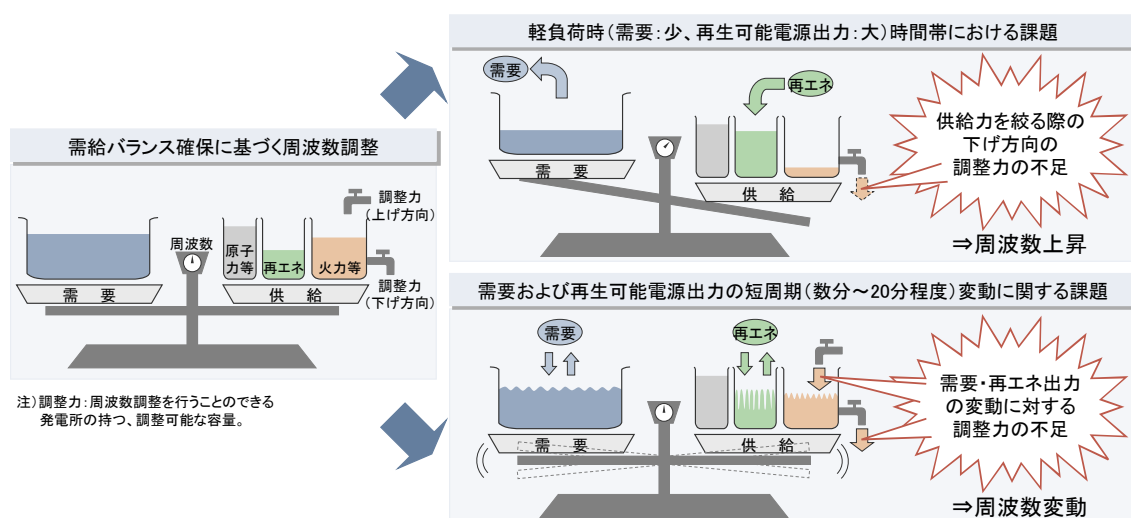


図 5-9 周波数調整力不足のイメージ [環境省, 2012b]

電力系統では、需要と供給のバランスが崩れると周波数が変化する。このため、常に需要と供給のバランスを維持するように系統は運用されている。

これに対して、再生可能エネルギー電源が大量導入されると、自然変動電源の出力変動幅の拡大に伴い、数分～20分程度の短周期変動に対する調整力の不足(LFC容量不足)が発生し、周波数変動量が拡大する恐れがある。また、軽負荷時に計画的に供給力を絞る際の下げ方向の調整力の不足(下げ代不足)が発生し、発電量が需要を上回り、周波数変動量が拡大するおそれがある。

5.3.2 導入見込量に基づく効果・影響分析(電力システム影響分析)

環境省 [環境省, 2013]では、太陽光発電や風力発電といった、出力が天候に依存して変動する自然変動電源の大量導入が電力システムの需給運用に与える影響について定量評価可能なモデル「電力システム影響分析モデル」を構築し、将来時点における電力システム影響を分析した。一定の仮定に基づく分析の結果、需給バランスおよび調整力の確保対策として、広域融通による一体運用は大きなポテンシャルを有すること、需要の能動化や揚水発電の積

²⁵ 本報告書では、送配電の部分を「系統」と呼び、火力発電・揚水発電、再生可能エネルギー発電、需要を加えた電力の需給に関わるシステム全体を「電力システム」と呼ぶことにする。

極活用によって自然変動電源の出力抑制の低減が可能なこと、火力の調整力増強に向けた技術開発の進展も重要となることといった示唆を得た。

本節では、構築したモデルを活用し、主に自然変動電源の導入見込量の見直しおよびエネルギー環境を巡る国の議論等を踏まえ、2030年時点の電力システムへの影響を評価する観点から分析を実施した。

(1) 電力システム影響分析モデルの全体像

「電力システム影響分析モデル」は、自然変動電源の導入に応じた電力システムの将来見通しを検討し、自然変動電源の導入制約および対策シナリオを、以下の点から定量的に評価可能なモデルである。

- 1) 需給調整に関する対策なしで太陽光発電と風力発電がどこまで入るか
- 2) 需給調整に関する対策が必要となった場合、いかに安価な対策費用で導入を進められるか

モデルの全体フローを図 5-10 に示す。主な特徴は以下のとおりである。

- ・ 太陽光発電と風力発電の両者が大規模に導入された状況を想定。
- ・ 自然変動電源の導入状況や電源構成等の地域差を考慮するため、全国ではなく地域ブロック別に分析。広域融通による一体運用を想定し、シナリオ設定に応じて図 5-11 に示す 10 地域、5 地域、3 地域の地域ブロックを設定。
- ・ 1 時間レベルでの「需給バランス」および時々刻々の変動に対する「調整力」の確保の観点から、電力システムの運用上の制約を分析（なお、局所的な課題、事故時の課題は分析対象外）。
- ・ 地域別の通年（1 時間ごと×8,760 時間）データに基づき分析。
- ・ 系統安定化対策オプションとして、系統の広域融通による一体運用、電気自動車の充放電機能の活用やヒートポンプ給湯機のマネジメント等による需要の能動化の実施、揚水発電の積極活用、蓄電池の導入、自然変動電源の出力抑制を想定。これらのオプションを組合せたシナリオを設定。

電力需要、再生可能電源の発電量の見通し

- 地域ブロック(シナリオに応じて広域運用を想定)ごとに電力需要・自然変動電源出力の時刻パターンを算定。

系統電源の運用：火力発電の運用分析

- 一次配分：1時間レベルでの需給バランス確保の観点から、火力発電の運用をモデル化。(経済負荷配分)
- 二次配分：時々刻々の変動に対する調整力の確保状況を検証。必要に応じて、火力の出力抑制、ユニット追加により調整力を増強。

対策必要量の検証

図 5-10 分析フローの概要

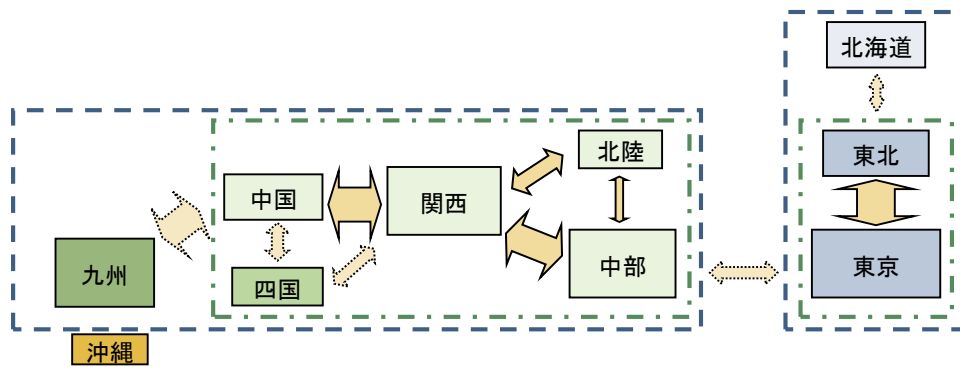


図 5-11 広域融通による一体運用時の地域ブロック（再掲）

注) 同一ブロック内では、連系線を活用した一体的運用を想定（解析では地域間連系線の容量制約は考慮しない）。ブロック間での電力の融通は考慮していない。

(2) 需給バランス、調整力確保の検証の考え方

需給バランス、調整力確保の検証の全体フローを図 5-12 に示す。本モデルでは、自然変動電源の出力控除後の需要に対して、原子力発電、一般水力発電、火力発電による負荷配分を実施し、1 時間レベルでの需給バランス、短周期変動に対する調整力の確保状況を検証する。火力発電の運用改善のみでは需給バランス、調整力が確保できない場合には、シナリオ設定に応じて、需要の能動化の実施、揚水発電の活用、自然変動電源の出力抑制もしくは蓄電池の導入の順に対策を実施する。

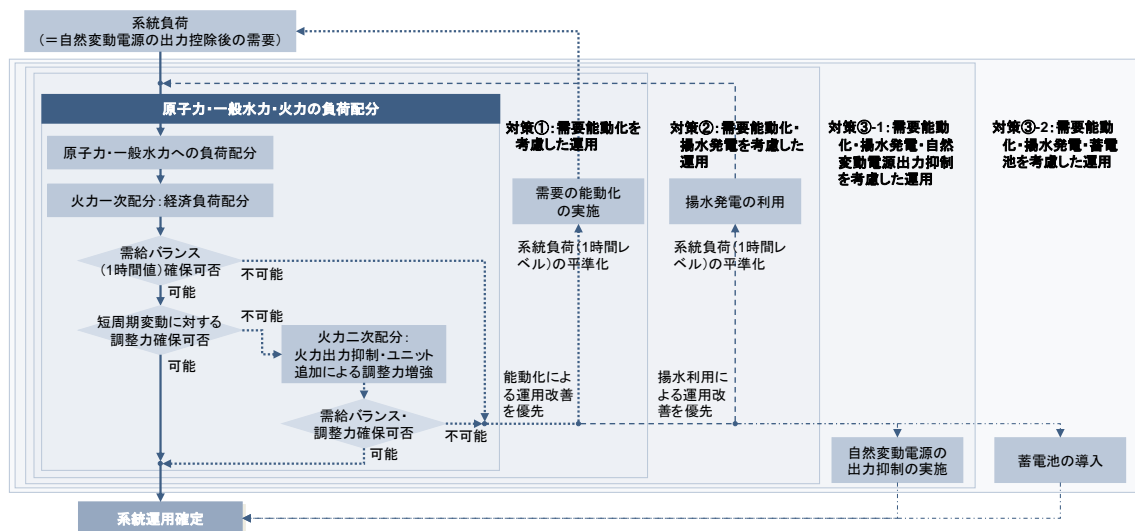


図 5-12 需給バランス、調整力の検証フロー

ここで、原子力発電、一般水力発電、火力発電による負荷配分の具体的な手順は図 5-13 のとおりである。

- 各時刻について、まずは長期固定電源である原子力発電、一般水力発電に対して優先的に負荷配分を行う (① - 1)。
- 次に火力発電については、経済負荷配分の考えに基づき、発電単価の廉価な火力ユニットの負荷が極力高まるように、発電単価の廉価ユニットから順に負荷を配分し (火力一次配分)、1 時間レベルでの需給バランスを確保する (① - 2)。また、各時刻における必要調整力および火力一次配分後における系統電源の保有調整力を推計し、調整力不足の発生状況を確認する。
- 調整力が不足する時刻については、新たに火力ユニットの運転台数を増やすことにより調整力の確保を目指す (③ - 1)。その際、発電単価が高いユニットから順に出力を絞ることで 1 時間レベルでの需給バランスを保つ (③ - 2)。(火力二次配分)
- 需給バランスを保った必要調整力が確保できない場合には、シナリオに応じて、需要の能動化、揚水発電の活用、自然変動電源の出力抑制の順に対策を実施する (④ - 1、④ - 2)。

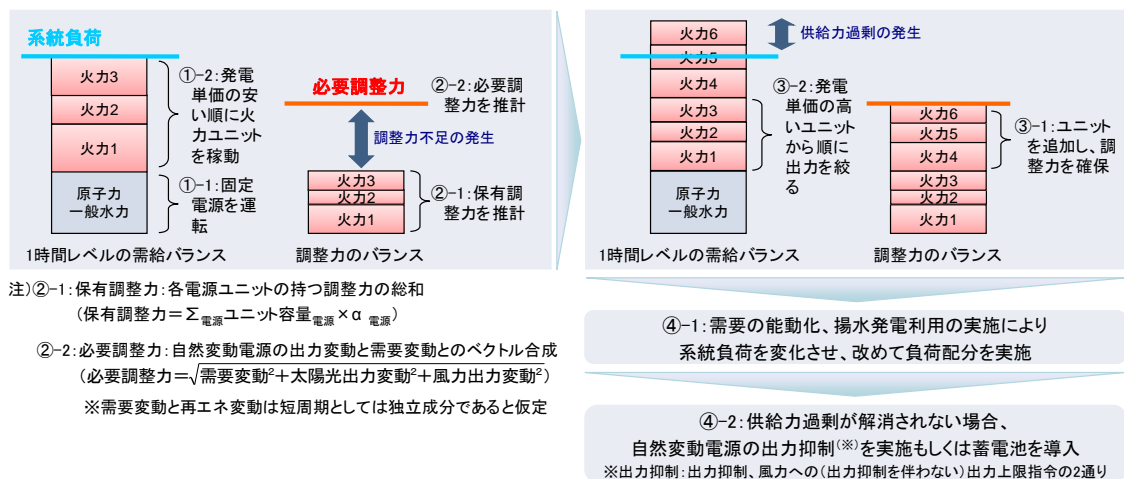


図 5-13 需給バランス及び調整力確保の考え方

出典) [荻本他, 2012a]の手法に基づき電力システムの運用を模擬

(3) 分析の前提条件

1) 2030 年の電力需給構造に関するケース設定

太陽光発電、風力発電の大量導入が電力システムの需給運用に与える影響を検証する上では、電力需要および、太陽光発電、風力発電以外の電源も含めた電力需給構造の見通しを、地域ブロック別に検討する必要がある。本分析では、第四次エネルギー基本計画 (2014 年 4 月 11 日閣議決定) を踏まえたエネルギーミックスが検討中であることを踏まえ、「エネルギー・環境に関する選択肢」 [国家戦略室, 2012]におけるシナリオ等を参考に、表 5-27 のとおり各項目の見通しを設定した。

なお、水力発電、太陽光発電、風力発電を除く再生可能エネルギー電源 (地熱発電、バイオマス発電等) については、本分析では考慮していない。

表 5-27 2030 年の電力需給構造に関するケース設定

項目		前提条件
電力需要	全体	・ コージェネレーションによる自家発電を控除した需要を想定（2020 年：2010 年比 8～9%減、2030 年：2010 年比 12～15%減）
	能動化機器	<ul style="list-style-type: none"> ・ 家庭用ヒートポンプ給湯機：独自想定（2020 年：1,100 万台、2030 年：低位 1,600 万台、中位・高位 2,755 万台） ・ 業務用ヒートポンプ給湯機：独自想定（2020 年：低位 121 万 kW、中位・高位 1,012 万 kW、2030 年：低位 143 万 kW、中位 2,365 万 kW、高位 3,345 万 kW） ・ 電気自動車：次世代自動車普及戦略（2020 年：209 万台、2030 年：596 万台） ・ 地域配分：全国見込量を、2013 年度の地域別電力需要量で地域按分
蓄電池		<p>< 高位ケース 2030 年のみ考慮 ></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 分析結果としての推計値（広域運用、需要能動化、揚水活用を行った上でも需給調整上必要となる自然変動電源の出力抑制を回避するための必要最小限の蓄電池容量）
発電設備	コージェネ	・ 独自想定（2020 年：527 億 kWh、2030 年：低位・中位 897 億 kWh、高位 787 億 kWh）
	原子力	・ World Energy Outlook2014 New Policies Scenario を参照し設定（2020 年、2030 年とも発電電力量比約 2 割）
	火力	・ 一般電気事業者、卸電気事業者（電源開発株式会社）における現状設備＋一定の設備増強（供給予備率 5%の確保）
	水力	・ 流込は現状設備、揚水は現状設備＋建設中発電所（電気事業便覧より）
	自然変動電源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地域配分（太陽光）：全国見込量を、現在の電力需要量の地域別構成比で按分 ・ 地域配分（風力）：第 4.2.2 項で示した考え方にに基づき導入ポテンシャル等を基に機械的に推計された地域別導入見込量

① 電力需要

コージェネレーションによる自家発電を控除した電力需要については、各地域とも 2020 年には低位ケースでは 2010 年比 8.7%減、中位ケースでは同 9.5%減、高位ケースでは同 8.5%減、また 2030 年には低位ケースでは同 13%減、中位ケースでは同 15%減、高位ケースでは同 12%減となるものと想定した。

② 需要の能動化

需要の能動化を実施する際の対象機器として、家庭用および業務用ヒートポンプ給湯機ならびに電気自動車を想定した。これらの導入見込量については、ヒートポンプ給湯機は独自見通しを、電気自動車は [次世代自動車普及戦略検討会, 2009]より普及目標の全国見通しを採用し、これを 2010 年時点における地域別電力需要量で按分することにより、地域別の見

通しを設定した。

なお、需要の能動化を系統安定化対策のオプションとして運用していくには、高い確実性が得られるよう、技術開発・普及と仕組み作りを進めていくことが求められる。需要の能動化の実現手法としては、図 5-14、図 5-15 に示すような電気料金の設定やインセンティブの付与によるデマンドレスポンスが挙げられ、直近ではこれらの具体的な手法についての実証等も進められている。



図 5-14 電気料金の設定によるデマンドレスポンスの例

出典) [電力システム改革専門委員会, 2012]

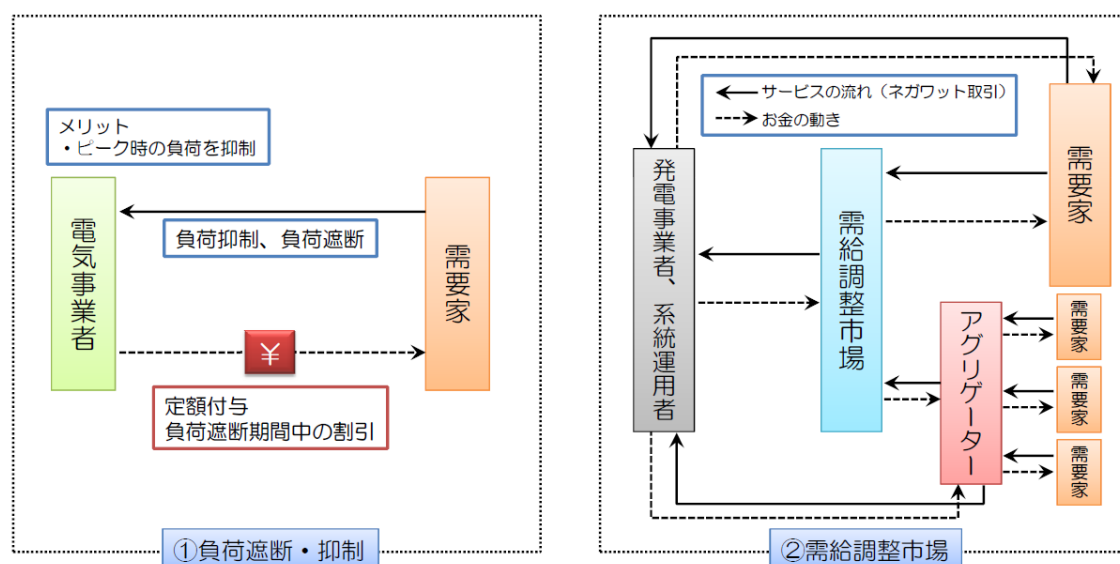


図 5-15 インセンティブの付与によるデマンドレスポンスの例

出典) [電力システム改革専門委員会, 2012]

③ 蓄電池

高位ケースの2030年のみ、蓄電池の導入を考慮した。導入量は、分析結果として得られるものであり、広域運用、需要能動化、揚水活用を行った上でも需給調整上必要となる自然変動電源の出力抑制を回避するために必要最小限の容量の蓄電池を導入するものと想定した。

【参考：蓄電池の用途と今後の課題・見通しについて】

蓄電池には大きく分けて、「系統への設置」、「需要家への設置」、「電動車両の活用」の3つの用途がある(表5-28)。また、上記の3つの用途それぞれに対して、それぞれパワー用途(低時間率)、エネルギー用途(高時間率)の2種類が想定される。本業務で用いた系統影響分析モデルでは、このうち系統へ蓄電池を設置した場合のエネルギー用途での利用を想定し、送配電の潮流調整、揚水発電の代替、出力変動の抑制(長期：タイムシフト、出力平準化)の効果を見込んでいる。

表5-28 定置用大型蓄電池の主な用途

用途	システムへの設置		パワー用途 (低時間率)	エネルギー用途 (高時間率)
	需要家への設置	系統運用サポート	再エネ発電機への併設	I. アンシラリーサービス
電動車両の活用	産業用/家庭用	系統との連系/住宅との連系	IV. 出力変動の抑制 (短期：周波数制御) VI. 出力変動の抑制 (短期：配電線の電圧調整等)	V. 出力変動の抑制 (長期：タイムシフト、出力平準化) VII. 出力変動の抑制 (長期：タイムシフト、出力平準化)
			VIII. V2H (Vehicle to Home), V2G (Vehicle to Grid), G2V (Grid to Vehicle)	

出典) 「NEDO 再生可能エネルギー技術白書 (第2版)」 [NEDO, 2014]

系統用の蓄電池は図5-16に示されるとおり、現在はまだ社会実証段階にあり、特に経済性が課題になることから普及が進んでいない。このため、本業務においても、2030年の高位ケースにおいてのみ、その導入効果を見込む想定を置いている。しかしながら、図5-23のように、今後の技術開発の進展により、蓄電池のコストが2030年に向けて現状の半分以下まで低減される見通しも示されている。このような見通しを実現し、経済性の課題が解決した場合には、蓄電池が大規模に活用され、再生可能エネルギーの導入に対する系統上の制約が緩和されることが期待される。また、一部の家庭には既に蓄電池の導入が始まっており、住宅用太陽光の余剰電力が系統に与える影響の緩和も期待される。

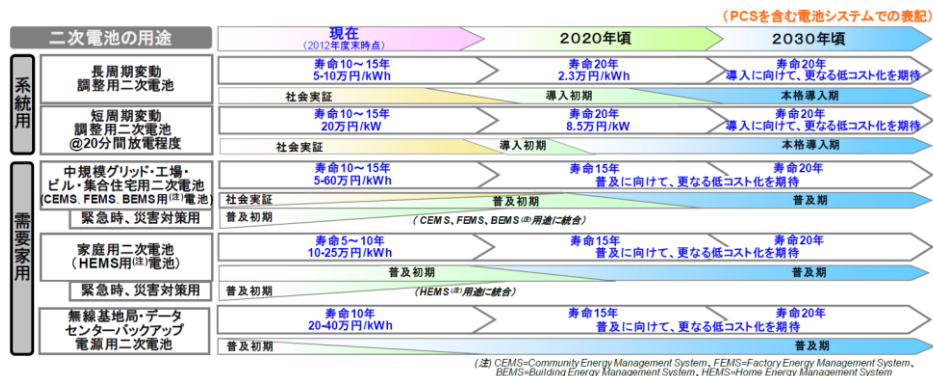


図5-16 蓄電池のコストの見通し

出典) 「NEDO 二次電池技術開発ロードマップ2013」 (平成25年) [NEDO, 2013]

④ 原子力発電

原子力発電については、World Energy Outlook2014 の New Policies Scenario を参照し、各プラントの運転開始年等を踏まえ、地域別の発電量見通しを設定した。

⑤ 水力発電

流れ込み式水力発電については、現在の設備規模が維持されるものと想定した。揚水発電については、建設中の発電所を考慮し、表 5-29 のとおり地域別容量を設定した。

表 5-29 揚水発電の容量に関する設定

		全国	北海道	東日本	中日本	九州	沖縄	備考
揚水発電		2,999	100	1,440	1,230	230	0	現状設備+建設中発電所
[万kW]	可変速	265	30	148	64	120	0	

⑥ 太陽光発電、風力発電

太陽光発電、風力発電の全国導入量については、4.2 節にて推計した導入見込量を想定した。電力システム上の制約を考慮した試算においては、電力システムの需給の状態に着目するが、電力需要は地域別に大きく異なるため、自然変動電源がどのような地域配分で導入されているかが、システムの安定しやすさに影響する。

太陽光発電については、推計した全国見通しを、平成 25 年度の電力需要量の地域別構成比で按分することにより、地域別の見通しを想定した。

また、風力発電については、4.2.2 項で示した考え方にに基づき、地域別のポテンシャルに対して、ポテンシャルの開発率や系統容量に対する導入上限等の制約を付加することにより推計した 2050 年の地域別導入量に対して普及曲線を想定することにより、中位ケース、高位ケースの 2020 年、2030 年の地域別導入量を推計した。低位ケースの 2020 年、2030 年については、中位ケースの地域別導入量を設定した上で、本節で示す電力システム影響分析を実施し、電力システム上の制約による影響を踏まえて補正を行った。

⑦ 火力発電

電力需要に対して地域別に少なくとも 5%の供給予備力が確保されるように設備形成が行われるものと想定し、必要に応じて地域別に仮想的な火力発電ユニットを追加した。

2) その他の主な前提条件

需給変動特性等、各種の前提条件を表 5-30 のとおり設定した。

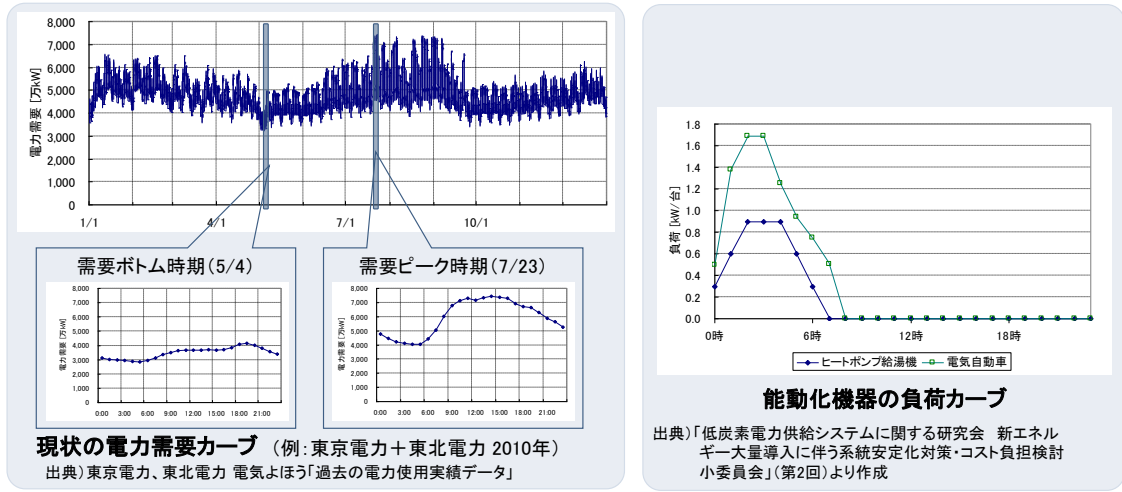
表 5-30 電力需給調整等に関する前提条件

項目		前提条件
需要	需要パターン	・ 地域別×1時間別の現状需要実績カーブ+能動化機器分
	能動化対象	・ ヒートポンプ給湯機、電気自動車とも、導入台数のうち各3割
	短周期変動	・ 当該時刻需要比3%（[K. Ogimoto etc, 2014]より）
自然変動電源	出力パターン	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光：2010年の都道府県別×1時間別の利用率推計値の加重平均（利用率は[大関, Joao, 高島, 荻本, 太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討, 2011]より） ・ 風力：将来の大規模導入時を想定した地域別×1時間別の利用率推計値（[荻本, 池上, 片岡, 斉藤, 2012]より） ※ 2010年全国43ウィンドファームの実績発電量に基づき、将来の大規模導入時における均し効果を含めた電力システム別の風力合計発電量の想定
	短周期変動	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光：当該時刻出力比10% ・ 風力：設備容量比10% （いずれも [K. Ogimoto etc, 2014]より）
従来電源	調整力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 火力：定格容量比5% ・ 揚水：発電時出力比16.5%、可変速機は揚水時消費電力比10% ・ 流込水力、原子力：調整力なし （いずれも [K. Ogimoto etc, 2014]より）
	最低部分負荷率	・ 火力：33%

① 電力需要の1時間別パターン、短周期変動

2010年時点における各電力会社の24時間365日の実績データを負荷曲線のベースとし、これに能動化機器として想定した家庭用ヒートポンプ給湯機および電気自動車の負荷を加算することにより、電力需要パターンを設定した（図 5-17）。

また、需要の短周期変動の大きさは、既往論文 [K. Ogimoto etc, 2014]を参考に、当該時刻の需要比3%と設定した。



将来の時刻別電力需要カーブを推計

図 5-17 電力需要の 1 時間別パターンの設定

② 太陽光発電、風力発電の 1 時間別出力パターン、短周期変動

太陽光発電、風力発電のそれぞれについて、多地点分散設置による出力の「均し効果」を考慮し、24 時間 365 日の地域ブロック別の出力パターンを設定した。太陽光発電の出力データは、2010 年における全国約 1,000 地点の気象データ実績値から推計されたものである。また風力発電の出力データは、2010 年における全国 43 ウィンドファームの実績発電量に基づき作成されたものである。一例として、東日本における太陽光発電、風力発電の出力パターンの推計結果をそれぞれ図 5-18、図 5-19 に示す。

また、出力の短周期変動の大きさは、既往論文 [K. Ogimoto etc, 2014]を参考に、太陽光発電は当該時刻の出力比 10%、風力発電は設備容量比 10%と設定した。

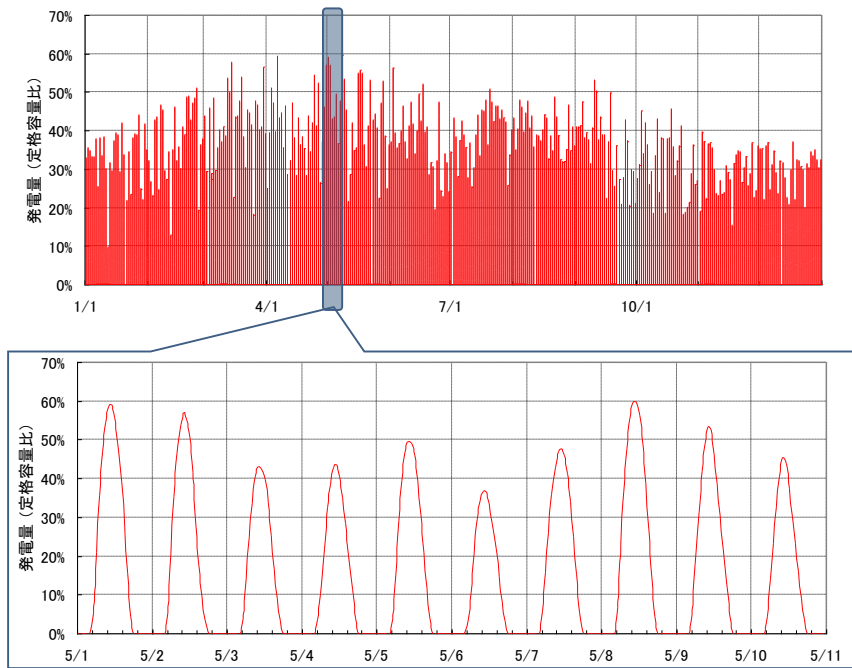


図 5-18 太陽光発電の 1 時間別出力パターンの設定：東日本

出典) [大関, Joao, 高島, 荻本, 太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討, 2011] による都道府県別出力推計値を、都道府県別の補助金交付設備累積容量で加重平均することにより算出

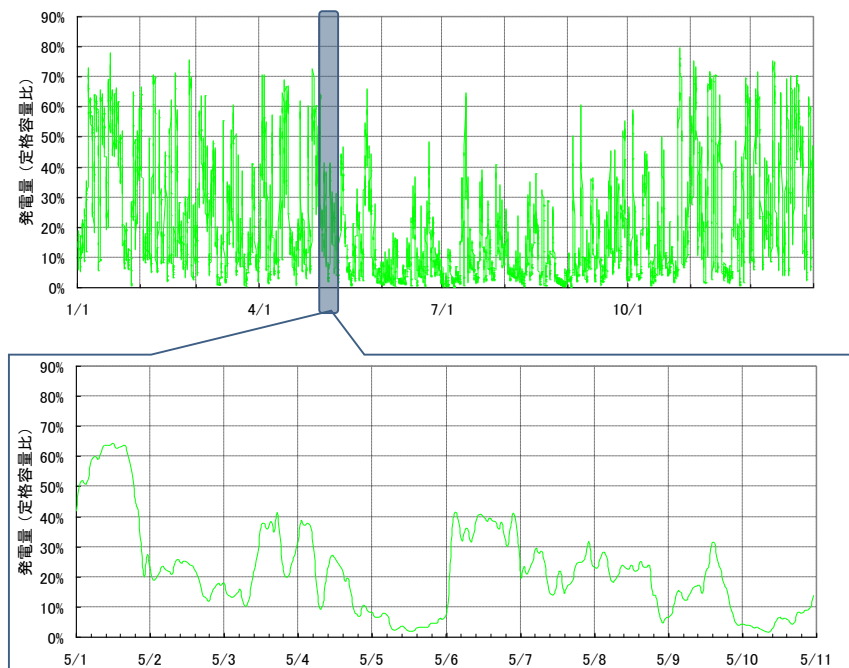


図 5-19 風力発電の 1 時間別出力パターンの設定：東日本

出典) [荻本他, 2012b]より作成

③ 従来電源の調整力、最低部分負荷率

既往論文 [K. Ogimoto etc, 2014]より、火力発電は運転中ユニットの容量比 5%の調整力

を持つもの、また揚水発電は発電運転時には出力比 5%、揚水運転時には消費電力比 16.5% の調整力を持つものと設定した。流込水力および原子力は、調整力なしと設定した。

また、火力発電の最低部分負荷率は 33% と設定した。

(4) 分析結果：中位シナリオ、2030 年

太陽光発電および風力発電の導入見込量の全国総量を中位シナリオとした際の、2030 年の解析結果は以下のとおりである。

自然変動電源の出力抑制必要量の試算結果を図 5-20 に、需要の能動化および揚水発電の積極活用時における各電源の発電量構成を図 5-21 に示す。

再生可能エネルギー電源の導入拡大や、(モデル上調整力を考慮していない) コージェネレーションの拡大に伴い、北海道をはじめ各地において、電力システムの運用が不安定になると見込まれる。

東日本、中日本、九州では、需要の能動化、揚水発電の積極活用を行うことにより、自然変動電源の出力抑制率を 2%程度へと軽減できる見込みである²⁶。一方、北海道では、特段の対策を講じない場合には自然変動電源の出力を 62%抑制する必要がある。揚水発電の積極活用、需要の能動化を行ったとしても、依然としてそれぞれ自然変動電源の出力の 24%を抑制しなければ電力システムの安定運用は困難となることを見込まれる。

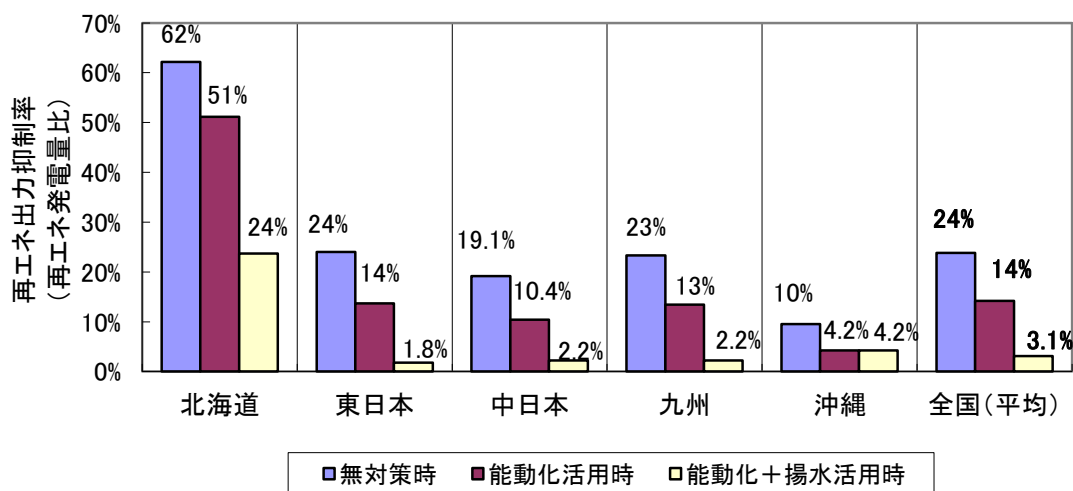


図 5-20 風力発電、太陽光発電の出力抑制必要量

²⁶ 本分析は、原子力発電が発電電力量に占める割合は 2 割と想定している。原子力発電の割合が低下するにつれて、長期固定電源の規模が減少するため、出力抑制の必要な規模も小さくなる可能性がある。

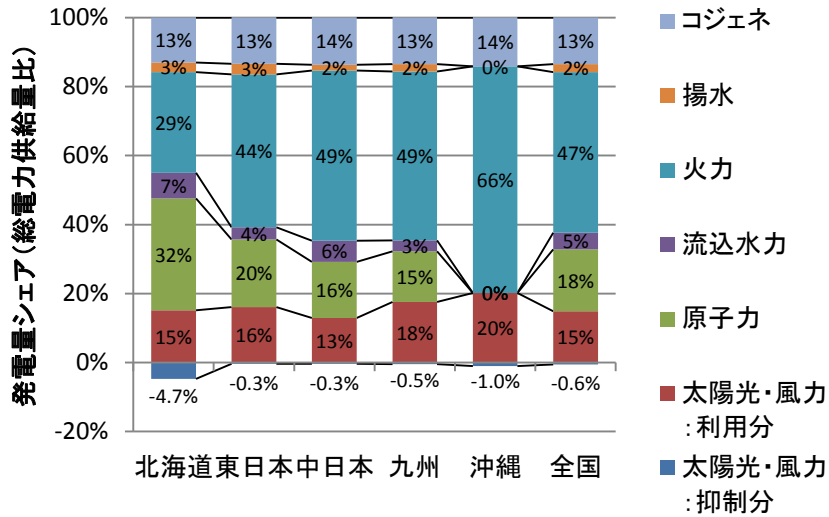


図 5-21 需要能動化、揚水発電活用時における電源構成

(5) 電力システム対策費用の試算

自然変動電源の大量導入の実現に必要な電力システム対策費用に関する簡易的試算を行った。

1) 試算条件

試算条件を表 5-31 に示す。

表 5-31 電力システム対策費用の試算条件

項目		前提条件
太陽光	配電対策	<ul style="list-style-type: none"> 柱上変圧器を住宅用太陽光発電 5~8 軒ごとに設置。 配電系統用 SVC をバンクあたり 1 台設置。
	太陽光発電・需要の制御装置	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光 1,000 万 kW 導入時点から、出力抑制機能付パワーコンディショナを設置。 自律制御用インターフェースを太陽光導入住宅の約 6 割に設置。 制御システムを構築。必要対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。
風力	送電系統用 SVC	<ul style="list-style-type: none"> 送電系統用 SVC を設置。対策量は風力の導入量に比例すると仮定。
共通	蓄電池	<p><高位ケース 2030 年のみ考慮></p> <ul style="list-style-type: none"> 電力システム影響分析モデルより、需給調整の点から必要となる蓄電池容量を推計。
	火力調整運転	<ul style="list-style-type: none"> 対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。
	揚水発電の新設	<ul style="list-style-type: none"> (考慮せず)
	地域間連系線・地域内系統増強	<ul style="list-style-type: none"> 地域間連系線を風力の地域間潮流に応じて増強。地域間潮流は、風力の地域別導入量と、系統容量比から仮定した風力の地域別受電量との差より推計。 地域内送電線を風力の導入量に応じて増強。
	気象予測等活用システム運用システム	<ul style="list-style-type: none"> 対策費用は風力の導入量に関係すると仮定。

① 配電対策（柱上変圧器、配電系統用 SVC）

配電系統における電圧上昇を抑制するため、柱上変圧器の分割設置および電圧調整装置（SVC 等）を設置する。

対策量は、「次世代型送配電ネットワーク研究会報告書」（平成 22 年）〔経済産業省, 2010〕より、柱上変圧器は住宅用太陽光発電 5～8 軒ごと、配電系統用 SVC はバンクあたり 1 台設置するものと設定した。

単価は、同文献より、柱上変圧器は 20 万円/台、配電系統用 SVC は 1,500 万円と設定した。

② 太陽光発電・需要の制御装置

配電系統における電圧上昇の抑制等のため、電圧調整機能を持ったパワーコンディショナを設置する。また、太陽光発電の出力制御や需要の能動化を行うためのインターフェースの導入、自然変動電源の普及拡大に伴う新たな需給制御システムの構築を想定する。

対策量は、「次世代型送配電ネットワーク研究会報告書」（平成 22 年）〔経済産業省, 2010〕より、出力抑制機能付パワーコンディショナは太陽光 1,000 万 kW 導入時点から設置開始、自律制御用インターフェースは太陽光導入住宅の約 6 割に設置、制御システムは太陽光の導入量に比例するものと設定した。

単価は、同文献より、柱上変圧器は 20 万円/台、配電系統用 SVC は 1,500 万円、制御システムは 1.1 万円/kW（太陽光発電 2,800 万 kW 導入時 0.30 兆円より簡易推計）と設定した。

③ 送電系統用 SVC

送電系統における電圧変動を抑制するため、電圧調整装置（SVC 等）を設置する。

対策量は、風力発電の導入量に比例するものと設定した。

単価は、新エネ部会資料〔総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会, 2001〕（風力 300 万 kW 導入時 135 億円）より、風力容量あたり 4.5 百万円/MW と設定した。

④ 火力調整運転

自然変動電源の増加により生じる、火力発電の焚き減らしに伴う熱効率の低下によるコスト増分を考慮した。

対策量は、太陽光の導入量に比例すると仮定した。

単価は、コスト等検証委員会〔国家戦略室, 2011b〕より、太陽光発電容量あたり 0.10 万円/kW と設定した。

⑤ 蓄電池

広域運用、需要能動化、揚水活用を行った上でも需給調整上必要となる自然変動電源の出力抑制を回避するため、蓄電池を設置する。（高位ケース 2030 年のみ考慮）

対策量は、蓄電池非導入とした場合における、広域運用、需要能動化、揚水活用実施後に必要となる自然変動電源の出力抑制量（本来発電量×出力抑制率）を、電力システム影響分析モデルより推計し（図 5-22）、日積算必要出力抑制量の年間最大値と同容量の蓄電池を導入するものとして算定した。

単価は、「NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013」（平成 25 年）[NEDO, 2013]を参考に、2012 年度は 7.5 万円/kWh、2020 年度以降は 2.3 万円/kWh と設定した。

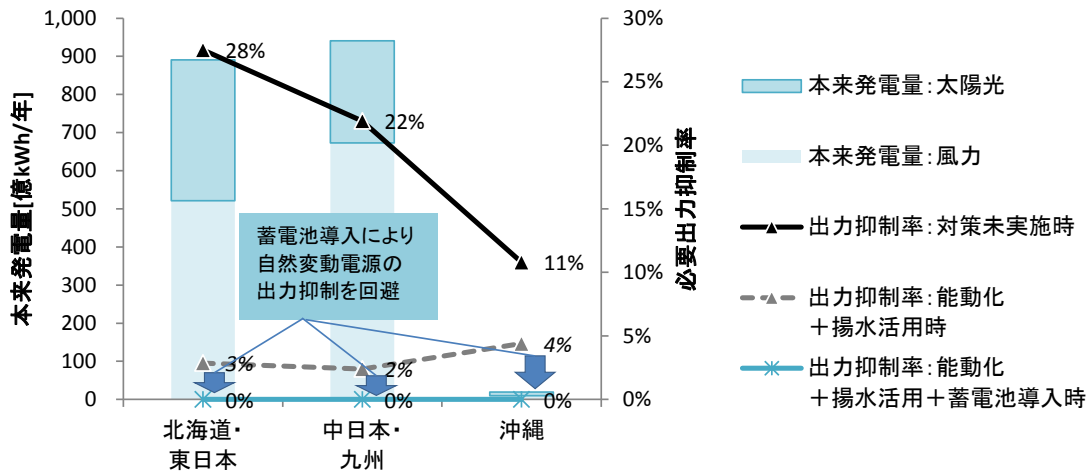


図 5-22 高位ケースの 2030 年における出力抑制量

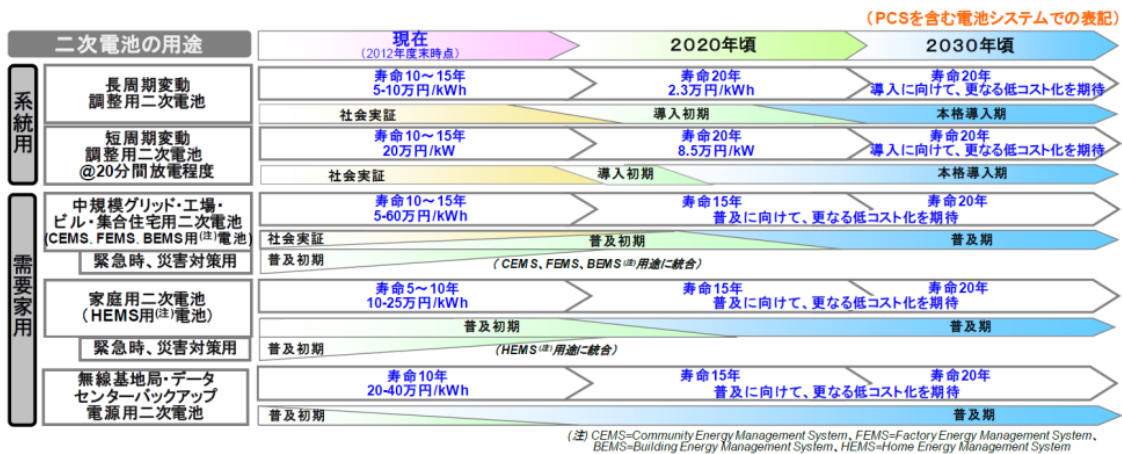


図 5-23 蓄電池のコストの見通し（再掲）

出典) 「NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013」（平成 25 年）[NEDO, 2013]

⑥ 地域間連系線、地域内系統増強

需給調整の広域融通に向けて、地域間連系線および地域内系統増強を実施する。なお、大規模電源の脱落時における電力の安定供給確保や再生可能エネルギーの導入促進等の観点からは、図 5-24 に示すとおり、特に地域間連系線等の強化については北本連系線（北海道・

東北間)、相馬双葉幹線(東北・東京間)、周波数変換設備(東京・中部間)の増強が、また地域内系統増強については北海道および東北における風力発電の重点整備地区の整備が求められている。

○ 安定供給確保や再生可能エネルギー導入促進等の観点から、地域間連系線等の強化について、今後、我が国において特に優先的に実行に移すべき施策について検討・整理を行ったところ、以下の方針のもとに増強等を図ることとする。

<FC(周波数変換設備)の増強>

- 2020年度を目標に、容量を90万kW(210万kWまで)増強する。
- それ以降、できるだけ早期に300万kWまで増強する。

<北本連系設備の増強>

- 現行の増強計画(60万kW→90万kW)については、可能な限り早期に実現する。
- 風力発電の導入状況等を見つ、必要となる地内系統の整備等ともタイミングを合わせながら、更なる強化について検討を行う。

<相馬双葉幹線の増強>

- 風力発電等の導入状況、北本連系線の強化状況等を見つ、増強について検討を行う。

<その他の地域間連系線>

- 緊急時運用容量の柔軟化等も踏まえつつ、今後、状況を見ながら増強を検討する。

<地内系統の整備>

- 風力発電の重点整備地区に対する政策的支援の具体的方策について、検討を進める。

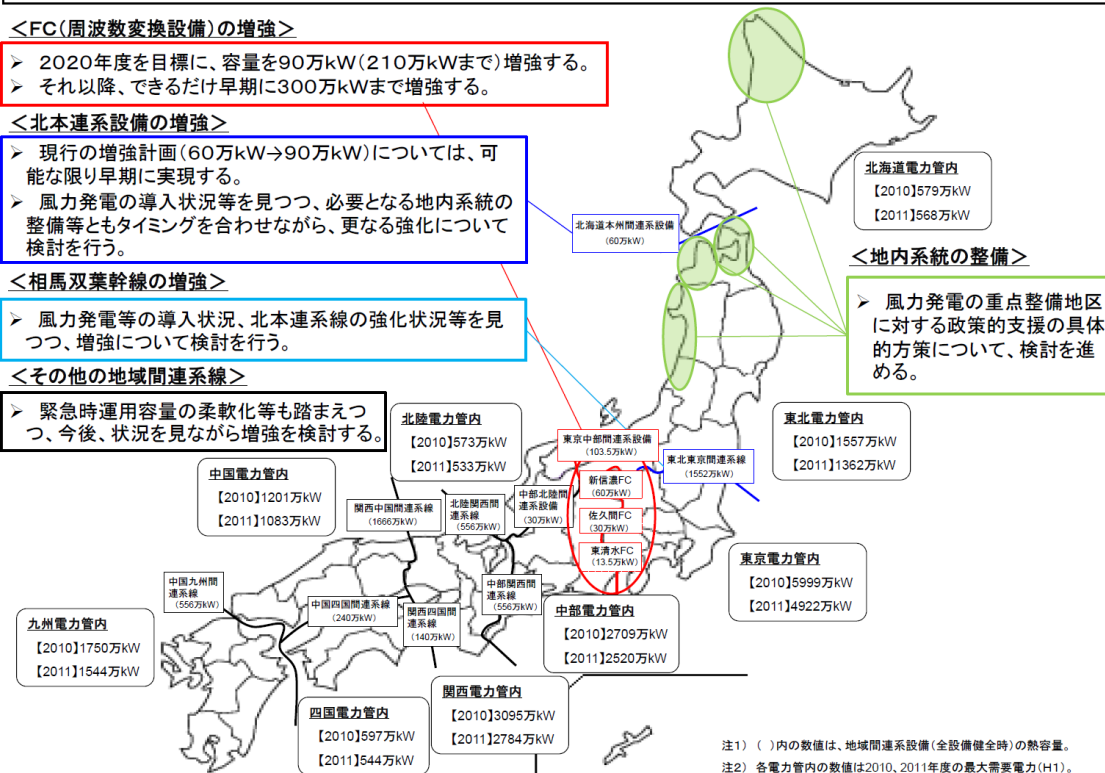


図 5-24 地域間連系線等の強化に向けた方針

出典) 「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書」(平成 24 年) [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, 2012]

地域間連系線の対策量に関して、導入ポテンシャル等を基に機械的に算定された地域別の風力発電の導入量と、シナリオに応じて設定した同一広域運用エリア内での系統規模比から決まる最終的な受電量との差が、地域間を流れるものと仮定することにより、風力発電による全国大の潮流を簡易的に試算した。また、地域内送電線は風力の導入量に応じて増強するものと設定した。

単価は、地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 [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, 2012]より設定した。

本業務においては、表 5-32 に示すとおり、5 地域ブロックでの広域融通を想定した中位ケース、2020 年高位ケースにおいては、東北・東京間での連系線強化が必要となり、3 地域ブロックでの広域融通を想定した 2030 年高位ケースにおいては、さらに北海道・東北間での連系線強化が必要との試算結果が得られた。

表 5-32 地域間連系線の強化量に関する試算結果

地点	増強量の 刻み幅に 関する想 定	地域間連系線の強化量					
		低位		中位		高位	
		2020年	2030年	2020年	2030年	2020年	2030年
		融通なし	融通なし	融通あり :5地域別	融通あり :5地域別	融通あり :5地域別	融通あり :3地域別
北海道・東北間 (北本連系設備)	30万kW /設備	-	-	-	-	-	2設備 相当
東北・東京間 (相馬双葉幹線)	400万kW /ルート	-	-	1ルート 相当	2ルート 相当	1ルート 相当	2ルート 相当
東京・中部間 (周波数変換設備)	30万kW /設備	-	-	-	-	-	-
その他地域間	400万kW /ルート	-	-	0	0	0	0

⑦ 気象予測等活用系統運用システム

気象予測システムを取り入れた広域系統運用システムを構築する。

対策量は、風力の導入量に関係すると仮定した。

単価は、日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会による投資額試算 [一般社団法人日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会, 2009]より、風力容量あたり 100 百万円/√MW と設定した。

2) 試算結果

表 5-33 に示すとおり、2012 年から 2020 年までには、2 兆円程度の電力システム対策費用が見込まれる。また表 5-34 に示すとおり、2012 年から 2030 年までには、2~13 兆円程度の電力システム対策費用が見込まれる。

表 5-33 電力システム対策費用の試算結果：2012~2020 年

項目		低位	中位	高位
太陽光	配電対策	0.63 兆円 703 億円/年	0.66 兆円 739 億円/年	0.66 兆円 739 億円/年
	太陽光発電・ 需要の制御装置	0.80 兆円 883 億円/年	0.84 兆円 930 億円/年	0.84 兆円 930 億円/年
風力	送電系統用 SVC	0.03 兆円 39 億円/年	0.04 兆円 44 億円/年	0.05 兆円 51 億円/年
共通	蓄電池	-	-	-
	火力調整運転	0.06 兆円 63 億円/年	0.06 兆円 66 億円/年	0.06 兆円 66 億円/年
	揚水発電の新設	-	-	-
	地域間連系線・ 地域内系統増強	0.32 兆円 358 億円/年	0.66 兆円 736 億円/年	0.69 兆円 765 億円/年
	気象予測等活用 系統運用システム	0.02 兆円 20 億円/年	0.02 兆円 22 億円/年	0.02 兆円 24 億円/年
合計		1.86 兆円 2,066 億円/年	2.28 兆円 2,538 億円/年	2.32 兆円 2,577 億円/年

表 5-34 電力システム対策費用の試算結果：2012～2030 年

項目		低位	中位	高位
太陽光	配電対策	0.72 兆円 378 億円/年	1.11 兆円 584 億円/年	1.19 兆円 624 億円/年
	太陽光発電・ 需要の制御装置	0.93 兆円 487 億円/年	1.44 兆円 757 億円/年	1.51 兆円 810 億円/年
風力	送電系統用 SVC	0.08 兆円 43 億円/年	0.12 兆円 61 億円/年	0.13 兆円 69 億円/年
共通	蓄電池	-	-	8.06 兆円 4,240 億円/年
	火力調整運転	0.06 兆円 34 億円/年	0.10 兆円 53 億円/年	0.11 兆円 56 億円/年
	揚水発電の新設	-	-	-
	地域間連系線・ 地域内系統増強	0.63 兆円 334 億円/年	1.53 兆円 805 億円/年	1.86 兆円 978 億円/年
	気象予測等活用 系統運用システム	0.03 兆円 15 億円/年	0.04 兆円 20 億円/年	0.04 兆円 22 億円/年
合計		2.45 兆円 1,291 億円/年	4.33 兆円 2,278 億円/年	12.92 兆円 6,800 億円/年

(6) まとめ

本分析では、自然変動電源の大量導入に係る電力システム上の制約として需給バランスおよび調整力に着目し、将来時点における電力システム影響の定量的評価を行った。一定の仮定に基づく分析の結果、需給バランスおよび調整力の確保対策として、広域融通による一体運用は大きなポテンシャルを有すること、需要の能動化、揚水発電の積極活用により、自然変動電源の出力抑制の必要量の低減が可能なこと等の示唆を得た。

自然変動電源の大量導入を実現するには、第一に需給調整を考慮して最も経済的な自然変動電源の地域導入量を計画すること、その上で需給調整制約の厳しい地域から東日本や中日本への高圧送電線の敷設、需給調整制約の厳しい地域に工場やデータセンター等の立地を促すような需要創出施策が選択肢として有用と考えられる。

需要の能動化を系統安定化対策のオプションとして運用していく上では、高い確実性が得られるよう、技術開発・普及と仕組み作りを両輪で進めていくことが求められる。

広域融通による一体運用を実現するには、地域間連系線や地域内系統の増強、広域融通に関するルール整備といった環境整備が不可欠であり、これらに要するリードタイムも踏まえると、具体的検討を加速化していくことが求められる。

5.3.3 2050 年を対象とした分析に関する論点

2050 年を対象とした分析を行う上では、例えば表 5-35 に示す論点に対してシナリオを策定する必要がある。各論点について、技術的可能性、制度的可能性、社会受容性等に留意し、シナリオを検討すべきである。

特に、系統安定化対策オプションについては、多様なオプションを組み合わせることとなるため、複数のシナリオが想定される。例えば、既存の電力システムの延長線として主として系統側にて需給調整を担うシナリオや、系統側と需要家や自然変動電源が最大限連携して

需給調整を行うシナリオ等、複数のシナリオを設定して分析を行うことが望ましい。

表 5-35 2050 年分析に関する論点

項目		論点
システム 規模	電力需要	・ 需要量の見通し
	発電設備	<ul style="list-style-type: none"> ・ 再生可能エネルギー電力の導入見込量 (2050 年時点で影響力を有すると考えられる海洋発電や地熱発電等についての検討の要否を含む) ・ 原子力発電の見通し ・ コージェネの導入見込量
変動特性		<ul style="list-style-type: none"> ・ 時刻別需要曲線の見通し ・ 均し効果を考慮した再生可能エネルギー電力の短周期変動特性
系統安定化対策オプション		<ul style="list-style-type: none"> ・ 対策オプションの種類(例：需要能動化の対象機器、エネルギー貯蔵技術 等) ・ 対策の組み合わせ方(例：系統主体による需給調整、需要家・自然変動電源との連携 等)

また、再生可能エネルギーをどの地域にどの程度導入すべきかといった、地域分布も考慮した再生可能エネルギーの導入量のあるべき姿についての検討が必要であるが、その検討には地域間連系線の制約を考慮した分析が不可欠であり、これに対応するべく、モデルの抜本の見直し（最適化モデルへの拡張等）を検討する必要がある。

5.4 参考文献

- IEA. (2014). World Energy Outlook 2014.
- Institute for Sustainable Futures. (2009). Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis.
- K. Ogimoto etc. (2014). Impacts of variable renewable energy source integration into power system operation and implications for Japan's future power market. CIGRE2014.
- NEDO. (2005). バイオマスエネルギー導入ガイドブック.
- NEDO. (2013). NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013.
- NEDO. (2014). NEDO 再生可能エネルギー技術白書 (第2版).
- 一般社団法人太陽光発電協会. (2014). 太陽電池の出荷統計. 参照先: <http://www.jppea.gr.jp/document/figure/index.html>
- 一般社団法人低炭素投資促進機構. (2015). 回避可能費用のお知らせ. 参照先: http://www.teitanso.or.jp/fit_avoidable_cost
- 一般社団法人日本産業機械工業会. (2014). 風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書.
- 一般社団法人日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会. (2009). 風力発電の現状と導入量拡大に向けて V1.0.
- 荻本, 池上, 片岡, 斉藤. (2012). 電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析. 電気学会全国大会.
- 環境省. (2010). 平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書.
- 環境省. (2012a). 平成 23 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書.
- 環境省. (2012b). 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 (平成 24 年 3 月) (低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会).
- 経済産業省. (2010). 次世代型送配電ネットワーク研究会報告書.
- 経済産業省 地熱発電に関する研究会. (2009). 第 3 回 資料 3「地熱開発促進調査結果に基づく開発可能資源量について」.
- 国家戦略室. (2011a). 発電コスト試算シート (平成 23 年 12 月 19 日).
- 国家戦略室. (2011b). コスト等検証委員会報告書 (平成 23 年 12 月 19 日).
- 国家戦略室. (2012). エネルギー・環境に関する選択肢 (シナリオ詳細データ). 参照先: http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/sentakushi/database/shousai-data_s hincho+seicho+teiseicho.xls
- 松本直也, 本藤祐樹. (2011). 拡張産業連関表を利用した再生可能エネルギー導入の雇用効果分析. 日本エネルギー学会誌.
- 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会. (2014a). 買取制度運用ワーキンググループ検討結果.
- 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会. (2014b). 買取制度運用ワーキンググループ検討結果.

014b). 第 4 回 資料 8「直近の認定量が全て運転開始した場合の賦課金等について」.

総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会. (2001). 新エネルギー部会報告書 ~今後の新エネルギー対策のあり方について~.

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. (2012). 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.

大関, Joao, 高島, 荻本. (2011). 太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討. 電気学会新エネルギー・環境メタボリズム社会・環境システム合同研究会.

東京都. (2012). 再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査.

農林水産省. (2008). バイオエタノール混合ガソリン事業アドバイザー委員会 平成 20 年度配布資料 (2008 年 12 月) .