

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について

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、電源毎の条件設定は表 5-1 のとおりとする。なお、固定価格買取制度に関する詳細情報や課題は 3.1 にて整理されている。

表 5-1 電源別の賦課金推計の考え方

太陽光発電	<p>4.2.1 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 年度の調達価格は資源エネルギー庁が公表した平成 26 年度の調達価格に基づき、住宅太陽光は 37 円/kWh、非住宅太陽光は 32 円/kWh とした。買取制度導入後 4 年目からは IRR で 2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位は IRR を下げないものとする。</p>
風力発電	<p>4.2.2 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>資源エネルギー庁が公表した平成 26 年度の調達価格に基づき、洋上風力の調達価格を新たに 36 円/kWh と設定した（浮体式については、今回設定された着床式と同じ調達価格を適用した）。</p> <p>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（賦課金は多少控えめに計算される）。</p> <p>買取制度導入後 4 年目からは IRR で 2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位は IRR を下げないものとする。</p> <p>また、陸上風力は、調達価格の前提となる資本費の低減に伴い、調達価格も低減させる。</p>
中小水力発電	<p>導入量の見直しはせず、規模区分、調達価格、調達期間を買取制度条件に合わせた上で、賦課金レベルを推計する。</p> <p>資源エネルギー庁が公表した平成 26 年度の調達価格では、既設導水路を活用した場合の調達区分が新たに設定されているが、ここでは全て従来の調達区分どおりとした（賦課金は多めに推計される）。</p> <p>4 年目からは IRR で 2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位は IRR を下げないものとする。</p>
地熱発電	<p>4.2.4 に示した導入見込量の試算結果を用いて、賦課金レベルを推計する。</p> <p>4 年目からは IRR で 2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位は IRR を下げないものとする。</p>
バイオマス発電	<p>、バイオマス資源区分、調達価格、調達期間を FIT 条件に合わせた上で、</p>

	<p>賦課金レベルを推計する。</p> <p>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、FIT 条件に合わせて固形燃料燃焼発電として取り扱った。</p> <p>その上で、バイオマス資源区分毎の導入見込量から調達単価の加重平均を算出して推計した。</p> <p>4年目からはIRRで2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位はIRRを下げないものとする。</p>
--	--

5.1.2 回避可能費用単価の考え方

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）の単純平均値を2013年度の回避可能費用単価とする。2012年度と比較して、電力会社の料金値上げが反映され、告示の回避可能費用単価は上昇している。具体的には、2012年度平均では7.36円/kWhであったところ、2013年度平均では8.81円/kWhとなっている（いずれも税抜き）。

翌年度以降の回避可能費用単価は、コスト等検証委員会で用いた将来の燃料費単価をもとに火力平均単価の上昇率を求め、同率で上昇するものとする（図5-1）。

なお、この回避可能費用単価には、本来電力会社が負担すべき環境価値分が含まれていないこと、太陽光発電によるピークカット効果が配慮されていないことに留意が必要である。

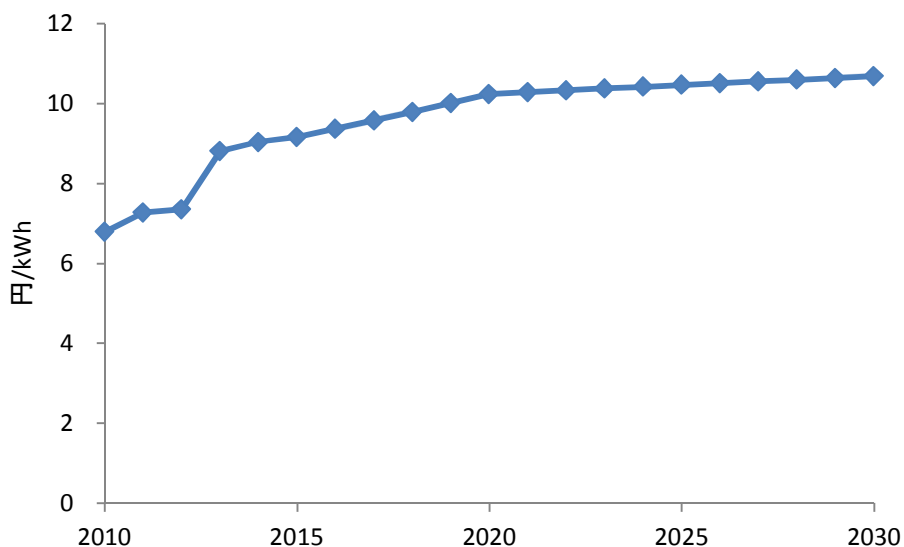


図 5-1 将来の回避可能費用単価の想定 (円/kWh、税抜き)

5.1.3 賦課金単価の推計結果と標準世帯³⁵への影響（2020年まで）

1) 賦課金単価：2020年まで

2020年までの再生可能エネルギー電気の導入量に対する賦課金単価の分析結果は図5-3のとおり。賦課金単価は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調達期間が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調達区分では調達期間が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。

環境省 [環境省, 2013]の分析結果（図5-2）と比較して、回避可能費用単価は増加したものの、特に高位ケースで太陽光発電と風力発電の導入量が増えたことと、洋上風力の調達価格を新たに設定したことで、賦課金レベルは微増となっている。

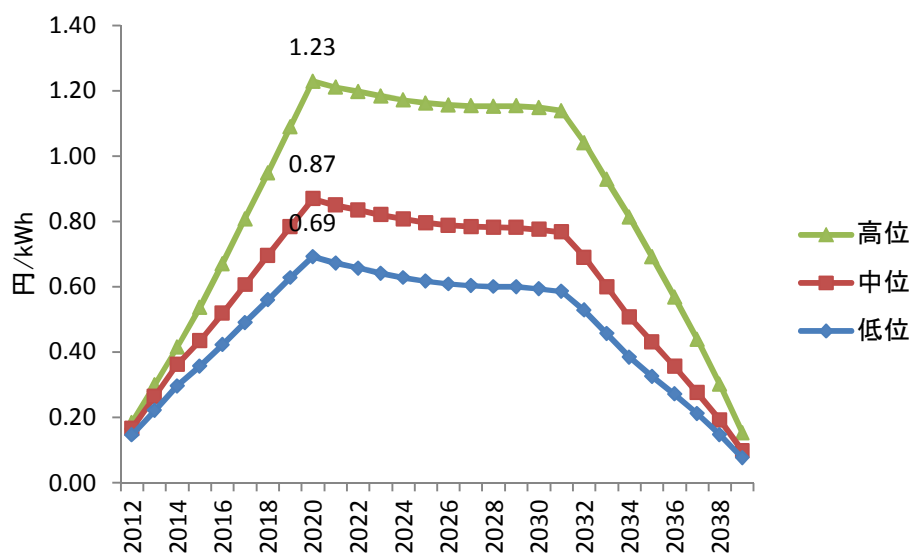


図5-2 環境省 [環境省, 2013]の分析結果（2020年までの導入量に対する賦課金単価）

³⁵ ここでは、月の使用電力量が300kWhとした。

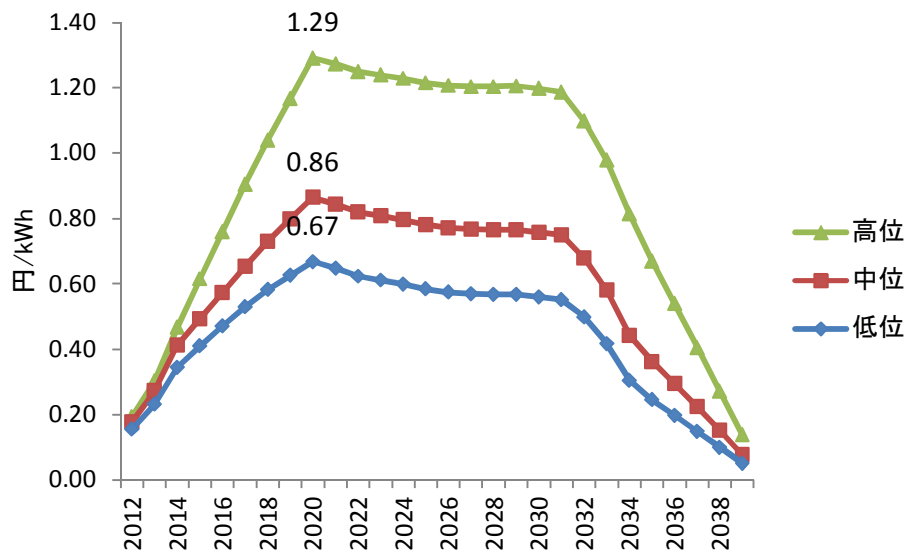


図 5-3 本業務の分析結果 (2020年までの導入量に対する賦課金単価)

2) 標準世帯への影響：2020年まで

2020年までの再生可能エネルギー電気の導入量に対する標準世帯の月あたり負担額推移の分析結果は、環境省 [環境省, 2013]の分析結果が図 5-4 であるところ、図 5-5 のとおり。高位ケースの場合、標準世帯の月あたり負担額は2020年 390円強となっている。

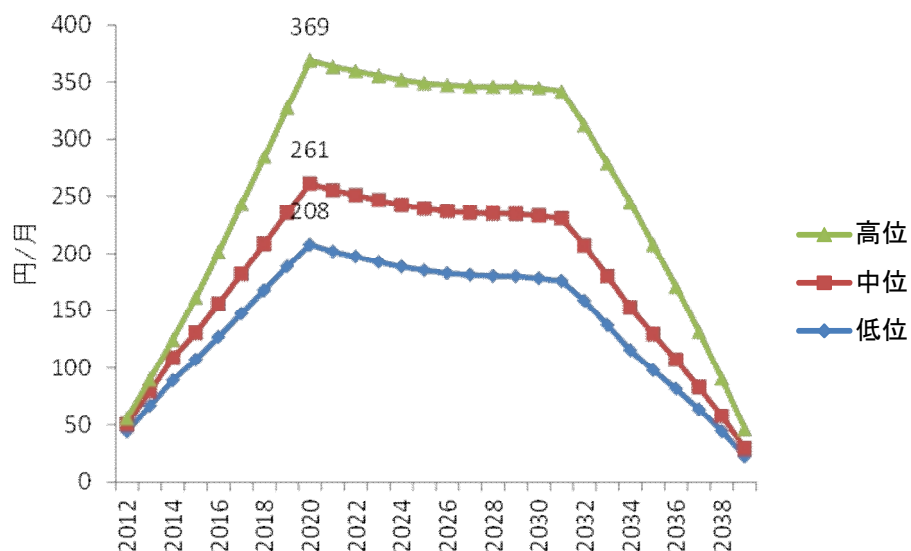


図 5-4 環境省 [環境省, 2013]の分析結果 (2020年までの導入量に対する標準世帯の月あたり負担額推移)

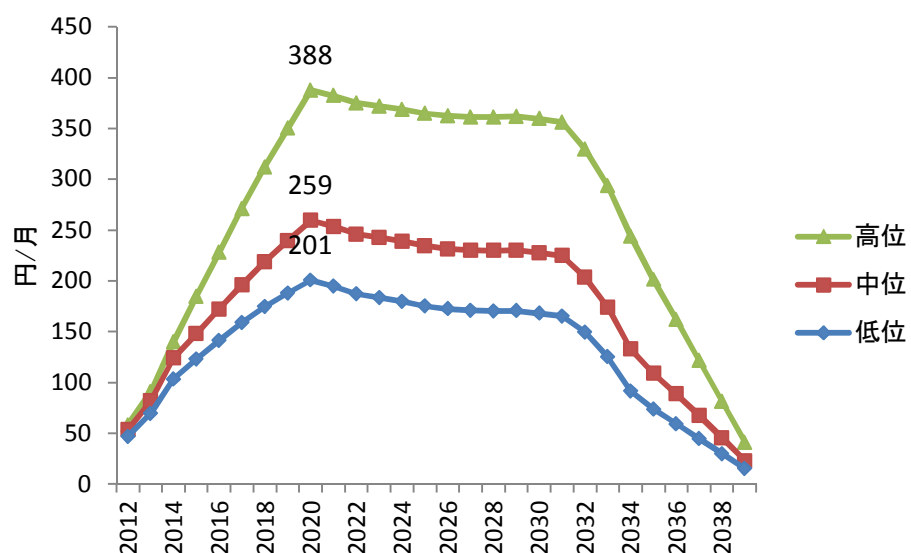


図 5-5 本業務の分析結果 (2020年までの導入量に対する標準世帯の月あたり負担額推移)

5.1.4 賦課金単価の推計結果と標準世帯への影響 (2030年まで)

1) 賦課金単価：2030年まで

2030年までの再生可能エネルギー電気の導入量に対する賦課金単価の分析結果は図 5-7

のとおり。賦課金単価は再生可能エネルギー電気の累積導入量が影響するため、2030年まで上昇を続けている。2030年以降は、制度開始後20年を経過した設備の調達期間を過ぎるため、賦課金単価が減少していく。発電電力量自体は環境省 [環境省, 2013] の分析結果 (図 5-6) と比較して大きな違いはないため、回避可能費用単価が増加した分、賦課金単価は減少している。

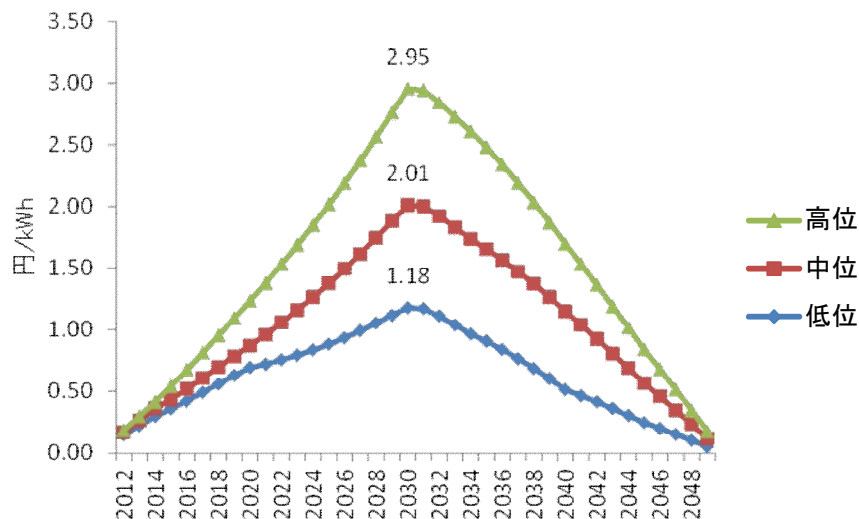


図 5-6 環境省 [環境省, 2013] の分析結果 (2030年までの導入量に対する賦課金単価)

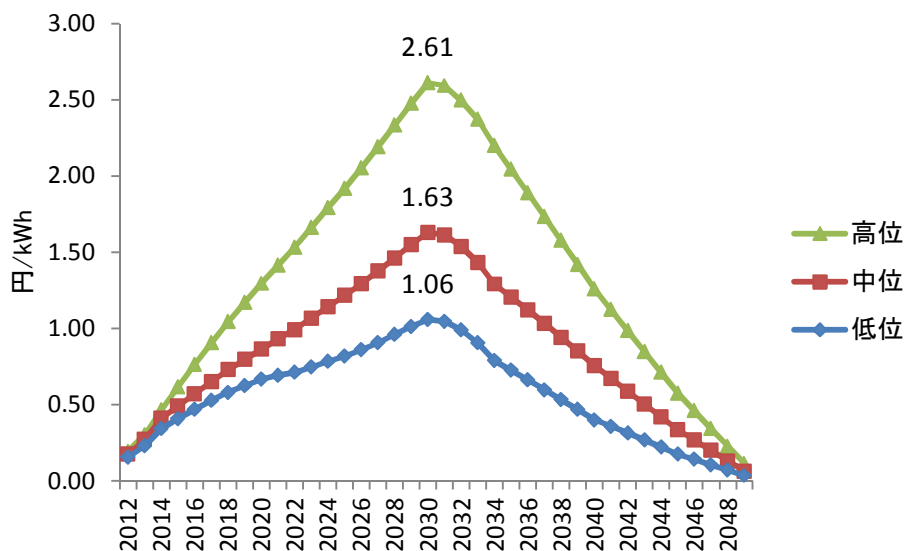


図 5-7 本業務の分析結果 (2030年までの導入量に対する賦課金単価)

2) 標準世帯への影響：2030年まで

2030年までの再生可能エネルギー電気の導入量に対する標準世帯の月あたり負担額推移の分析結果は、環境省 [環境省, 2013] の分析結果が図 5-8 であるところ、図 5-9 のとおり。高位ケースの場合、標準世帯の月あたり負担額は2030年 800円弱となっている。

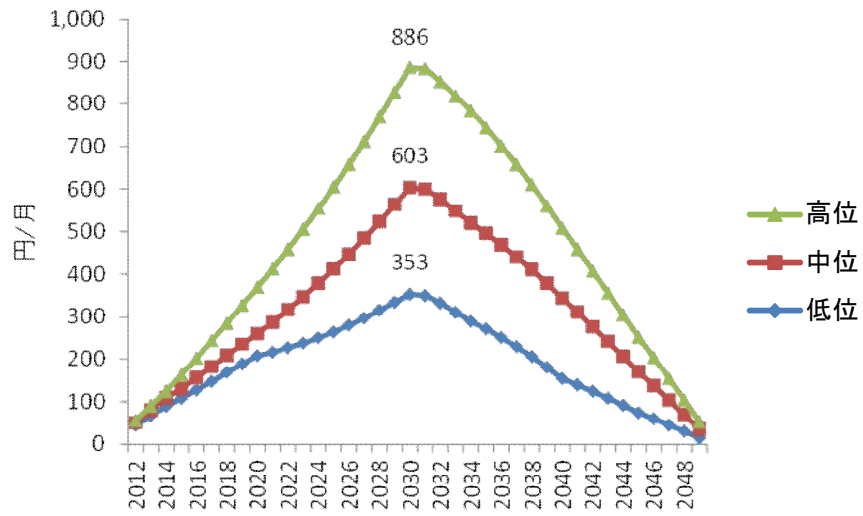


図 5-8 環境省 [環境省, 2013]の分析結果 (2030年までの導入量に対する標準世帯の月あたり負担額推移)

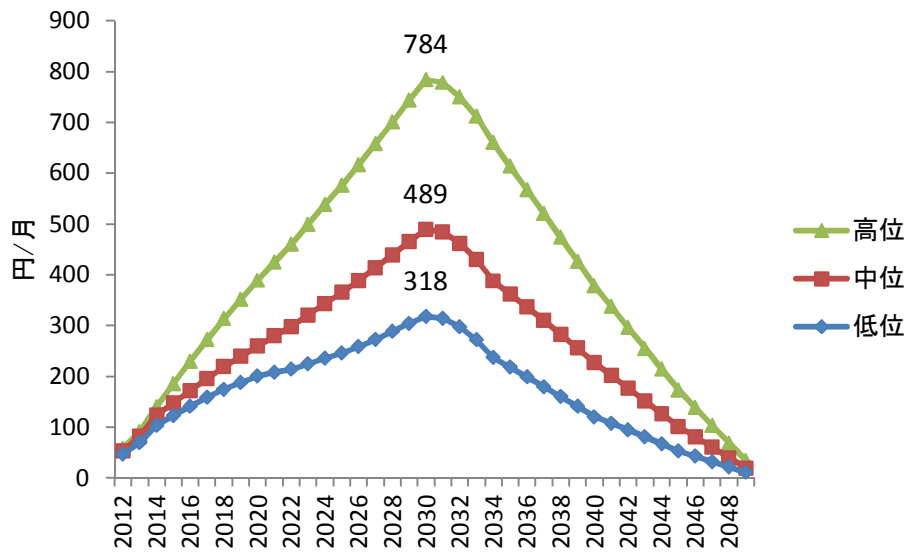


図 5-9 本業務の分析結果 (2030年までの導入量に対する標準世帯の月あたり負担額推移)

5.1.5 賦課金単価の推計について（他機関との比較）

本業務における推計結果（2030年までの中位）を、資源エネルギー庁の基本政策分科会第10回（年月を入力）資料と比較したところ、導入見込量や前提条件に違いがあったものの、賦課金単価の乖離は0.02円/kWh程度であった（表5-2）。

前提に違いがあるなかで賦課金単価がほぼ一致した要因として、2015年度以降の買取価格の設定にあると考えられる。例えば、本業務中位推計の太陽光の場合、2020年の買取価格は非住宅が23円/kWhを想定しており、住宅用は2019年で新規の買取を終了する設定になっている。

表 5-2 2020年時点における賦課金推計結果の比較

		本検討（中位）	基本政策分科会第10回資料
2020年 導入見込量	太陽光	3,322万kW	2,800万kW
	風力	1,180万kW	500万kW
	地熱	82万kW	53万kW
	水力	2,242万kW（揚水除く）	4,925万kW（揚水含む）
2020年時点 賦課金	単価	0.90円/kWh	0.92円/kWh
	標準家庭負担	271円/月	276円/月
	総額	8,130億円/年	8,100億円/年
前提条件	太陽光買取価格	<ul style="list-style-type: none"> IRR基準を満たすよう毎年度低減 	<ul style="list-style-type: none"> 2014年度 34円/kWh 2015年度以降 30円/kWhで固定
	太陽光以外の買取価格	<ul style="list-style-type: none"> 2015年以降にIRR2%分低減 	<ul style="list-style-type: none"> 2015年度以降も据え置きか
	回避可能費用単価	<ul style="list-style-type: none"> 燃料費の上昇傾向を（税込みで10.6円/kWh） 	<ul style="list-style-type: none"> 現行の9.55円/kWh（税込み）で固定
	電力需要	<ul style="list-style-type: none"> 9,000億kW 	<ul style="list-style-type: none"> 8,753億kW

5.2 再生可能エネルギー導入による便益

5.2.1 経済波及効果と雇用創出効果

(1) 設備投資と設置工事等による経済波及・雇用創出効果の算出方法

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5-10のとおり。なお、図5-10中の用語の定義は表5-3のとおり。

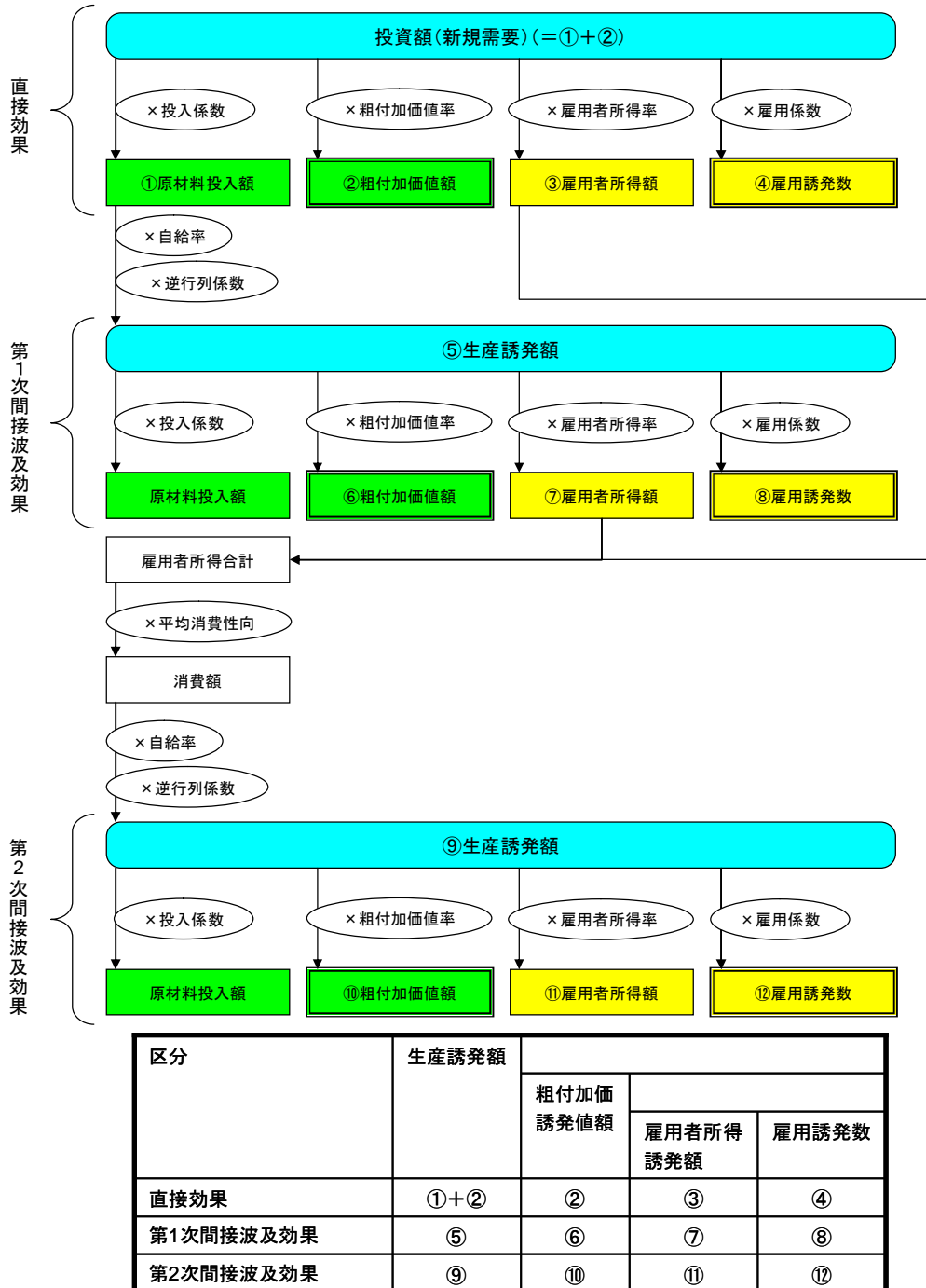


図 5-10 産業連関分析フロー

表 5-3 産業連関分析に関する用語の定義

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
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以下のとおりとした。

表 5-4 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・石油機器及び暖厨房機器 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・エネルギーモニター、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、回避可能原価（6.4円/kWh）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。

(2) 維持管理段階での経済波及・雇用創出効果の算出方法

維持管理段階での経済波及・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。

- 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（メガソーラー含む））、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Institute for Sustainable Futuresの”Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis”〔Institute for Sustainable Futures, 2009〕が想定する雇用者数から雇用者係数を求め、算出する。
- 産業連関表は、表 5-5 にしたがって修正する。

表 5-5 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（FIT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、売電単価の事務局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に基づき、定額法により算出する。
④	各再生可能エネルギー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」部門の粗利益部門の「営業余剰」について系統電力が再生可能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。

※下線部は再生可能エネルギー発電の導入により中間投入が発生する部門を示す

(3) 設備投資と設置工事等の効果と維持管理の効果の比較

(1)、(2) で共通して分析対象である太陽光発電、風力発電（陸上、洋上着床）について生産誘発額、粗付加価値、雇用創出を比較した結果を示す。

4.2 の導入見込量のうち中位のケースで試算を行った場合、太陽光発電、風力発電の設備費・工事費等、維持管理段階による経済波及・雇用効果として表 5-6 の結果が得られた。

太陽光発電、風力発電の合計において、生産誘発額、粗付加価値額、雇用創出それぞれについて、2030 年に向けて設備費・工事費等の効果が横ばいの一方、維持管理段階の効果が増大する。これは、設備の導入フローが 2030 年にかけて減速することで、設備投資、工事の需要が低減する一方で、導入ストックの増加により維持管理の需要が増加するためと考えられる。この傾向は太陽光発電のみに着目した場合も同様である。

一方、風力発電のみに着目した場合は、洋上風力発電の設備導入が 2020 年以降に加速することから、2030 年に向けて設備費・工事費等、維持管理の効果がそれぞれ増大する。2030 年時点では、生産誘発額、粗付加価値額について、維持管理段階の効果が設備費・工事費等の効果を上回るが、雇用創出については設備費・工事費等の効果が大きい状況が継続する。

なお、風力発電に関しては 2020 年の段階から、生産誘発額、粗付加価値額において、維持管理段階の効果が設備費・工事費等の効果を上回っている。これは風力発電設備の多くが輸入に依存しているためと考えられる。

表 5-6 設備費・工事費等、維持管理段階による経済波及・雇用効果の比較

		2020年			2030年		
		太陽光	風力	合計	太陽光	風力	合計
生産誘発額(億円)	設備費・工事費等	23,204	6,072	29,275	23,575	6,067	29,642
	維持管理	11,622	5,246	16,868	22,873	13,180	36,053
粗付加価値額(億円)	設備費・工事費等	10,016	2,765	12,781	10,107	2,748	12,855
	維持管理	7,593	3,471	11,065	14,687	8,793	23,480
雇用創出(人)	設備費・工事費等	111,454	35,187	146,641	110,586	34,817	145,403
	維持管理	27,879	10,410	38,289	55,783	25,008	80,790

(4) (参考) 他の研究・分析例との比較

1) 環境成長エンジン研究会の試算結果との比較

環境省では、「環境成長エンジン研究会」(座長:八木裕之・横浜国立大学経営学部教授)を開催し、環境産業や環境ビジネスの実施者及び参入を検討する関係者への情報提供を目的とした報告書を作成している【環境成長エンジン研究会, 2013】。

同報告書では、太陽光発電(住宅)、風力発電(大型)、バイオマス発電(未利用木材)、バイオマス発電(畜産メタン発酵)、地熱発電、蓄電池のエネルギー関連分野について、2010年の設備導入と運用・維持管理による経済波及、雇用創出効果を算出している。

環境成長エンジン研究会の試算結果における、2010年の太陽光発電(住宅)、風力発電(大型)は表 5-7 のとおりである(MWあたり換算)。参考として本報告書の試算結果を併記する。

両者の経済波及効果・雇用創出人数の規模は維持管理段階での値を除き、おおそ一致する。維持管理段階での数値の差異は、環境成長エンジン研究会の想定では簡素化されている

波及構造について、事務局のモデルでは詳細に反映しているためと考えられる。また、太陽光発電の設備費・工事費等による効果が本報告書の試算結果で小さくなるのは、本報告書ではセル・モジュールの輸入比率として2013年の暦年の数値を用いたため、環境成長エンジン研究会の想定する2010年よりも国内での生産量が低く見積もられている影響と考えられる。風力発電の設備費・工事費等による効果が本報告書の試算結果で小さくなるのは、本報告書で2020年時点に向けて想定する設備投資単価、工事費等単価の低減の影響と考えられる。

表 5-7 環境成長エンジン研究会における試算結果との比較

		環境成長エンジン研究会		本報告書	
		太陽光（住宅）	大型風力	太陽光*	風力*
生産誘発額 (億円/MW)	設備費・工事費等	10.15	6.26	6.61	4.93
	維持管理	0.02	0.01	0.33	1.10
粗付加価値額 (億円/MW)	設備費・工事費等	5.07	2.70	2.85	2.24
	維持管理	0.01	0.01	0.22	0.73
雇用創出 (人/MW)	設備費・工事費等	71.60	36.04	31.78	24.40
	維持管理	0.07	0.09	0.78	2.18

※本報告書において、太陽光の設備費・工事費等は戸建住宅、非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）を含んだ際の試算結果。風力は陸上・洋上（着床）の合計。

2) 海外の試算結果との比較

海外の分析事例として、Institute for Sustainable Futures は発電容量 1MW あたりの年間雇用者数を設備製造、建設・設置、維持管理毎に算出している [Institute for Sustainable Futures, 2009]。また、ドイツでは 2007 年から 2010 年までの再生可能エネルギー関連の雇用創出を Renewably Employed にとりまとめている [ドイツ連邦環境省, 2013]。

本報告書の推計値における設備製造・建設・設置、維持管理それぞれにおける雇用創出人数を MW あたり換算した結果と [Institute for Sustainable Futures, 2009] の試算結果および [ドイツ連邦環境省, 2013] の数値から推計される MW あたり雇用者数を比較すると図 5-11 のとおり。

風力は本報告書の試算の方が雇用効果が大きい。我が国の風力発電のコスト高が影響していると考えられる。太陽光の事務局試算は、[Institute for Sustainable Futures, 2009] に近いものとなっている。また、[ドイツ連邦環境省, 2013] では建設・設置を分析範囲としていないために、結果にずれが生じるものと考えられる。

Institute for Sustainable Futuresの算出結果

	設備製造 [人・年/MW]	建設・設置 [人・年/MW]	維持管理 [人/MW]
石炭	0.003	14.4	0.25-3.2
天然ガス	0.001	3.4	0.47
バイオマス	0.4	3.9	4.4
水力	0.5	10.8	0.22
陸上風力	12.5	2.5	0.4
洋上風力	24	4.8	0.77
太陽光	9.1	31.9	0.4
地熱	3.3	3.1	0.74

出典)[Futures, 2009]より作成

Renewably employedからの推計結果

	設備投資 [人・年/MW]	維持管理 [人/MW]
風力	11.75	0.68
太陽光	6.97	0.32

出典)[ドイツ連邦環境省, 2013]より作成

本報告書の試算結果(MW換算)

	設備製造+建設・設置 [人・年/MW]	維持管理 [人/MW]
陸上風力	24.41	2.06
洋上風力	54.70	4.07
太陽光	31.78	1.12

※ Renewably employedでは、はドイツの産業連関表に基づいて、設備投資と維持管理に分けて雇用創出効果を算出している。
出典)[ドイツ連邦環境省, 2013]

図 5-11 海外の試算結果との比較

5.2.2 再生可能エネルギー導入による便益

5.2.1 も含め、2020年、2030年時点での再生可能エネルギー導入がもたらす効果を4.1で示した高位、中位、低位の再生可能エネルギーの導入見込に対して表5-8にしたがって試算した。2020年、2030年時点の便益はそれぞれ表5-9、表5-10のとおり（現時点で定量評価可能なもののみを示した）。

なお、特に中小水力、地熱及び風力は東北地方で豊富なポテンシャルを有しており、被災地を含む東北地方での雇用創出にも繋がると考えられる。

表 5-8 再生可能エネルギー導入による便益の試算方法

項目	方針
温室効果ガスの削減	<ul style="list-style-type: none"> 直近年（表 4-5 参照）からの各種再生可能エネルギー導入量の増分に代替される火力発電や化石燃料起源の熱の量に CO2 排出量原単位を乗じて削減量を算出。 各年の削減量に対して、[IEA, 2013]における CO2 単価を乗じることで累積の削減金額を算出。
エネルギー自給率の向上	<ul style="list-style-type: none"> 一次エネルギーの総供給量の見通しに対する再生可能エネルギーの比率として算出
化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果	<ul style="list-style-type: none"> 直近年（表 4-5 参照）からの各種再生可能エネルギー導入量の増分に代替される火力発電や化石燃料起源の熱の量に電力、燃料の単価を乗じて削減量を算出。
産業の国際競争力の強化	<ul style="list-style-type: none"> 5.2.1 に基づいて算出
雇用の創出	

表 5-9 再生可能エネルギー導入による便益 (2020 年)

		低位	中位	高位
温室効果 ガスの削減	2020年時点の削減量(直近年からの差分)	3,200万t-CO2	4,800万t-CO2	6,600万t-CO2
	2010年から2020年までの累積金額 (CO2クレジット価格10~15\$/t-CO2、 割引率3%で2010年価値換算)	1,200億円~ 1,900億円	1,800億円~ 2,800億円	2,600億円~ 3,800億円
エネルギー自給率の向上(2020年時点) (省エネの進み具合によって変わり得る) ※直近年のエネルギー自給率は5.6%程度		7.8%程度又は それ以上	9.0%程度又は それ以上	10.5%程度又は それ以上
化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果(2010年から2020年までの 累積) ※2010年の化石燃料輸入金額は約17兆円、GDP比で3.5% ※割引率3%で2010年価値換算		2.5兆円	4.4兆円	6.4兆円
産業の国際競争力の強化	設置費・工事費等による効果 (2012年~2020年平均、割引率3%で2010年価値換算) ※電力系統への対策費用(5.3.1参照)に応じて変動 ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、 国外への機器輸出分、大規模火力における燃料投入 減による負の影響を含む ¹⁾ 。	・生産誘発額 2.5~2.8兆円 ・粗付加価値額 1.0~1.1兆円	・生産誘発額 3.2~3.4兆円 ・粗付加価値額 1.3~1.4兆円	・生産誘発額 3.9~4.3兆円 ・粗付加価値額 1.6~1.7兆円
	維持管理による効果 (2020年時点、割引率3%で2010年価値換算)	・生産誘発額 1.1兆円 ・粗付加価値額 0.8兆円	・生産誘発額 1.2兆円 ・粗付加価値額 0.8兆円	・生産誘発額 1.6兆円 ・粗付加価値額 1.1兆円
雇用の創出	設置費・工事費等による効果 (2012年~2020年平均) ※電力系統への対策費用(5.3.1参照)に応じて変動 ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、 国外への機器輸出分、大規模火力における燃料投入 減による負の影響を含む ¹⁾ 。	16.3~17.4 万人	20.5~21.7 万人	25.3~27.3 万人
	維持管理による効果 (2020年時点)	3.5万人	3.8万人	4.9万人

1) 生産誘発額、粗付加価値額及び雇用創出については、大規模火力で考慮した負の影響の他に、エネルギー価格上昇による他産業への影響、産業の海外移転等の影響が生じる可能性がある。

表 5-10 再生可能エネルギー導入による便益 (2030 年)

		低位	中位	高位
温室効果 ガスの削減	2030年時点の削減量(直近年からの差分)	8,000万t-CO2	12,400万 t-CO2	16,800万 t-CO2
	2010年から2030年までの累積金額 (CO2クレジット価格10~15\$/t-CO2、 割引率3%で2010年価値換算)	4,400億円~ 8,800億円	6,600億円~ 13,500億円	9,100億円~ 18,400億円
エネルギー自給率の向上(2020年時点) (省エネの進み具合によって変わり得る) ※直近年のエネルギー自給率は5.6%程度		11.2%程度又は それ以上	14.7%程度又は それ以上	18.4%程度又は それ以上
化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果(2010年から2030年までの 累積) ※2010年の化石燃料輸入金額は約17兆円、GDP比で3.5% ※割引率3%で2010年価値換算		9.5兆円	16.1兆円	23.4兆円
産業の国際競争力の強化	設置費・工事費等による効果 (2012年~2030年平均、 割引率3%で2010年価値換算) ※電力系統への対策費用(5.3.1参照)に応じて変動 ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、 国外への機器輸出分、大規模火力における燃料投入 減による負の影響を含む ¹⁾ 。	・生産誘発額 2.1~2.7兆円 ・粗付加価値額 0.8~1.1兆円	・生産誘発額 2.6~3.3兆円 ・粗付加価値額 1.0~1.3兆円	・生産誘発額 3.2~4.2兆円 ・粗付加価値額 1.3~1.7兆円
	維持管理による効果 (2030年時点、割引率3%で2010年価値換算)	・生産誘発額 1.4兆円 ・粗付加価値額 1.0兆円	・生産誘発額 2.0兆円 ・粗付加価値額 1.3兆円	・生産誘発額 2.5兆円 ・粗付加価値額 1.7兆円
雇用の創出	設置費・工事費等による効果 (2012年~2030年平均) ※電力系統への対策費用(5.3.1参照)に応じて変動 ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、 国外への機器輸出分、大規模火力における燃料投入 減による負の影響を含む ¹⁾ 。	14.7~20.5 万人	19.3~23.1 万人	24.3~29.8 万人
	維持管理による効果 (2030年時点)	5.8万人	8.1万人	10.3万人

1) 生産誘発額、粗付加価値額及び雇用創出については、大規模火力で考慮した負の影響の他に、エネルギー価格上昇による他産業への影響、産業の海外移転等の影響が生じる可能性がある。

5.3 電力システム影響分析

5.3.1 導入見込量に基づく効果・影響分析（系統影響分析）

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、揚水発電の積極活用により、再生可能電源の出力抑制の低減が可能なこと等の示唆を得た。

本業務では、構築したモデルを活用し、主に以下の観点から分析を実施した。

- ・ 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年時点の系統影響を評価
- ・ 感度分析として、自然変動電源の導入見込量の地域分布が与える影響を評価

(1) 電力システム影響分析モデルの全体像

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た。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した。

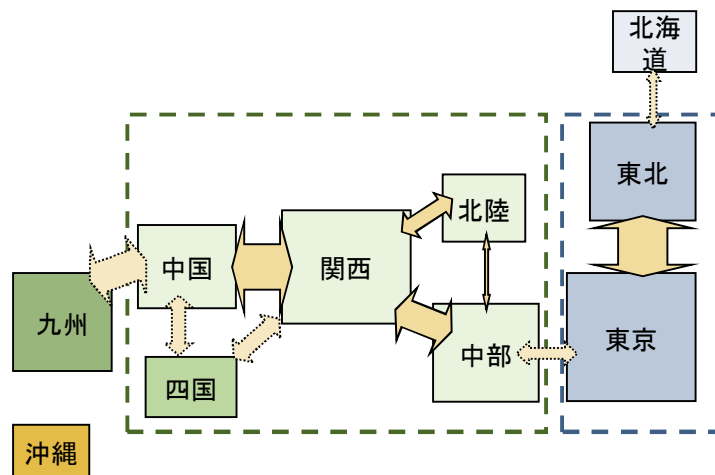
- 1) 需給調整に関する対策なしで太陽光発電と風力発電がどこまで入るか
- 2) 需給調整に関する対策が必要となった場合、いかに安価な対策費用で導入を進められるか

分析モデルの全体像を図 5-12 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、全国大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、図 5-13 に示す 5 つ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観点から、系統運用上の制約を分析（電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の系統制約は対象外）。
- ・ 需給調整対策として、自然変動電源の出力抑制に加え、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、揚水の活用などの実施を想定し、必要となる対策量を試算。

電力需要、再生可能電源の発電量の見通し
<ul style="list-style-type: none"> ■ 電力需要・自然変動電源(太陽光、風力)出力の時刻パターンを想定 ■ 系統側から見た負荷(=自然変動電源出力を控除した需要)を推計
系統電源の運用:火力発電の運用分析
<ul style="list-style-type: none"> ■ 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、火力発電の出力抑制、ユニット追加により調整力を増強。
対策必要量の検証
<ul style="list-style-type: none"> ■ 火力発電の運用だけでは需給バランスおよび調整力が確保できない場合、系統負荷の平準化によりバランスを確保することを想定。 ■ 需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の必要量を試算。

図 5-12 分析フローの概要



※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。

図 5-13 地域ブロック

(2) 需給バランス、調整力バランスの検証の考え方

需給バランス、調整力バランスの検証の全体フローを図 5-14 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、需要能動化、揚水発電の利用、自然変動電源の出力抑制の順に対策を実施する。

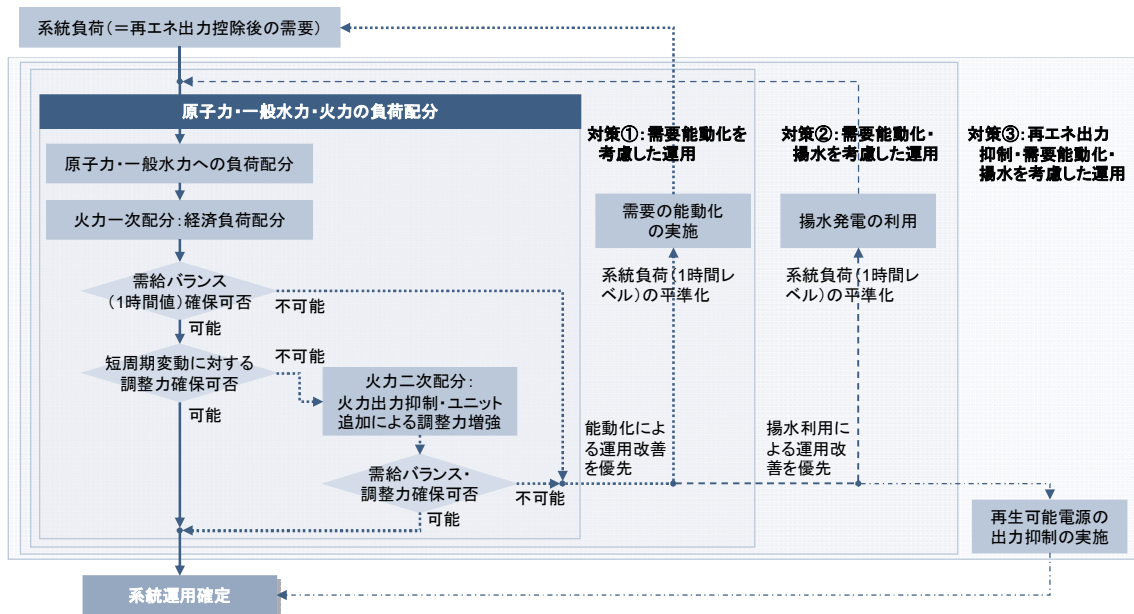


図 5-14 需給バランス、調整力バランスの検証フロー

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 5-15 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)。原子力発電への依存度低減が見込まれる中で、調整力不足が生じるか否かを検証する。
- ・ 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、需要の能動化、揚水発電の利用、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)。

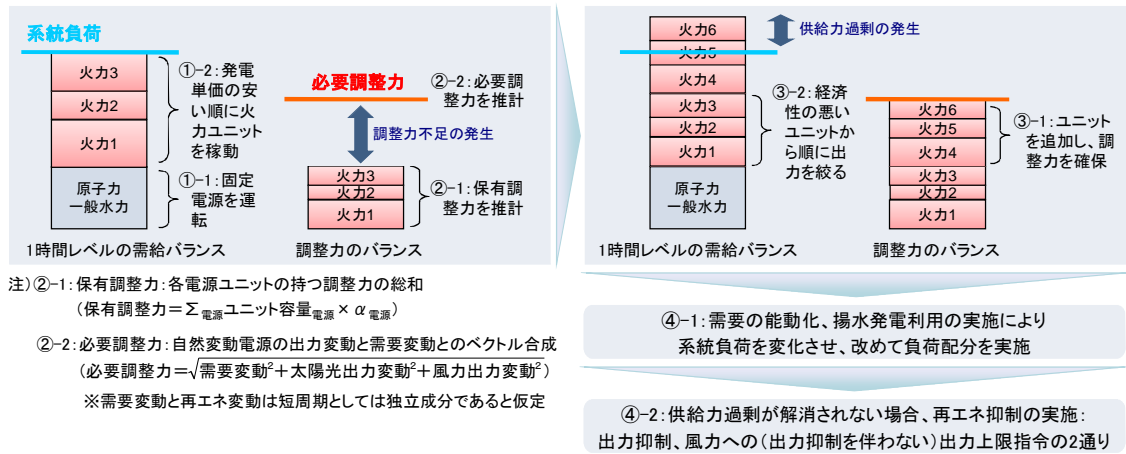


図 5-15 需給バランス及び調整力バランス確保の考え方

出典) [荻本他, 2012a]の手法に基づき系統運用を模擬

(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うえでは、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、「エネルギー・環境に関する選択肢」におけるシナリオ等を参考に、表 5-11 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、本検証では考慮していない。

表 5-11 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	能動化機器	家庭用ヒートポンプ給湯機	
		電気自動車	
		コジェネ	
発電設備	原子力	■ 2010年比1%減（「エネルギー・環境に関する選択肢」における成長ケースに基づき設定）	
	火力	■ 1,600万台（「エネルギー・環境会議」における家庭用ヒートポンプ給湯機の導入見通し） ■ 地域配分: 全国見込量を、2010年度の地域別電力需要量で地域按分	
	水力	流込	■ 590万台（次世代自動車普及戦略） ■ 地域配分: 全国見込量を、2010年度の地域別電力需要量で地域按分
		揚水	■ 1,500億kWh（「エネルギー・環境に関する選択肢」）
	自然変動電源	太陽光	■ 発電電力量比約20%（「エネルギー・環境に関する選択肢」における20シナリオを参考に設定） ■ 現状設備＋一定の設備増強を考慮（供給予備率5%の確保）
		風力	■ 現状設備
			■ 現状設備＋建設中発電所
		■ 8,565万kW（高位ケース） ■ 地域配分: 全国見込量を、2007～2011年度住宅用PV累積導入実績およびFIT運転開始済PV（2012年7月～2013年10月）の総容量で按分	
		■ 3,249万kW（高位ケース） ■ 地域配分 ✓ 基本ケース: 全国見込量を、導入ポテンシャル等を基に機械的に地域配分 ✓ 感度分析ケース: 北海道、九州、沖縄への導入は2020年時点見込相当量へと鈍化。鈍化分を補う形で東日本、中日本へ配分。	

① 電力需要

電力需要については、「エネルギー・環境に関する選択肢」における「成長ケース」を参考に、各地域とも2030年には2010年比1%減へと微減するものと想定した。

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、家庭用ヒートポンプ給湯機および電気自動車を想定した。これらの導入見込量については、家庭用ヒートポンプ給湯機は【エネルギー・環境会議，2012】、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5-16、図5-17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。

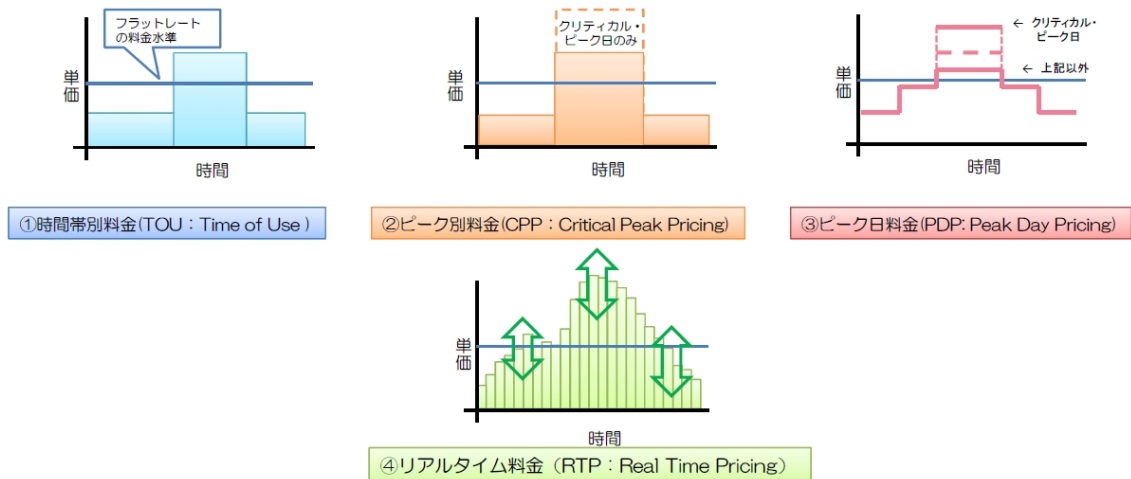


図 5-16 電気料金の設定によるデマンドレスポンスの例

出典) 【電力システム改革専門委員会, 2012】

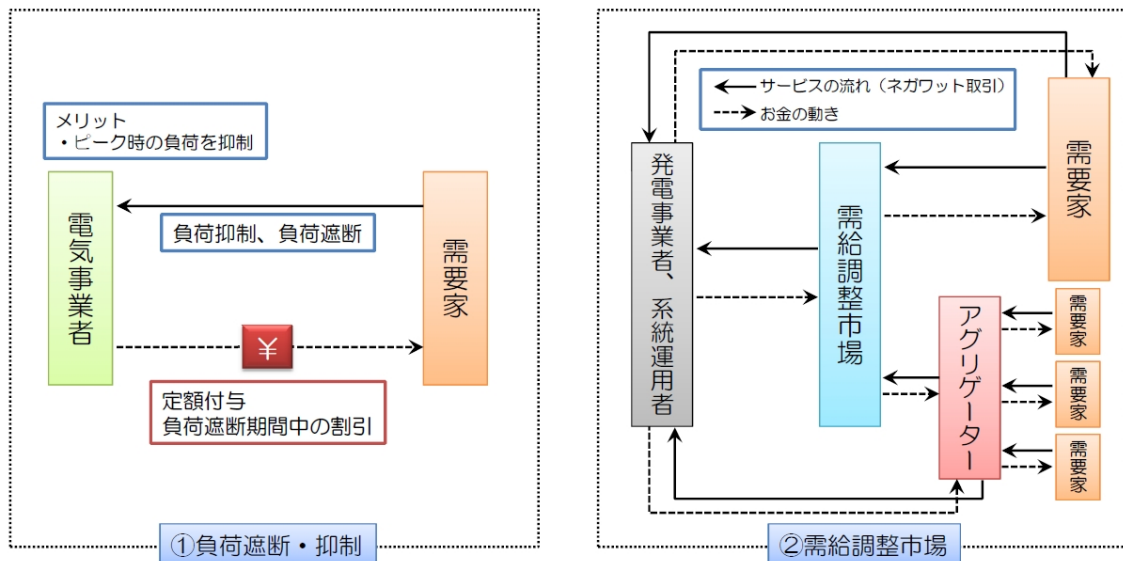


図 5-17 インセンティブの付与によるデマンドレスポンスの例

出典) [電力システム改革専門委員会, 2012]

③ コージェネレーション

コージェネレーションの全国発電量については、「エネルギー・環境に関する選択枝」の見通しを採用し、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。

④ 原子力発電

原子力発電については、「エネルギー・環境に関する選択枝」における「20シナリオ」の全国発電量見通しを参考とし、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 5-12 のとおり地域別容量を設定した。

表 5-12 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、本報告書の第 4.2 節にて推計した導入見込量のうち高位ケースを想定した。ここで、第 4.2 節で推計した導入見込量は必ずしも地域別に展開されたものではないため、本節では、需給調整の検証のための太陽光発電および風

力発電の地域別導入量を図 5-18 に示すとおり設定した。

太陽光発電については、推計した全国見通しを、2007～2011 年度における住宅用太陽光発電の地域別累積導入実績と、2012 年 7 月～2013 年 10 月における固定価格買取制度における運用開始済みの太陽光発電の地域別導入実績との総容量で按分することにより、地域別の見通しを想定した。

風力発電については、導入ポテンシャル等により機械的に地域按分したものを基本ケースと設定した。また感度分析として、北海道、九州、沖縄への導入は 2020 年時点見込相当量へと鈍化し、鈍化分を補う形で系統制約の緩い東日本、中日本へ配分するケースを設定した。

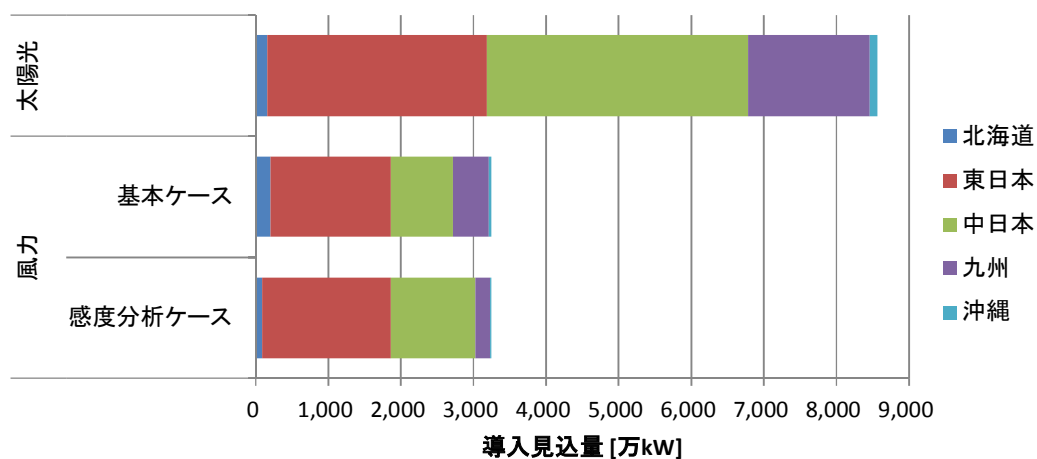


図 5-18 太陽光発電、風力発電の地域別導入見込量に関する設定

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 5-13 のとおり設定した。

表 5-13 電力需給調整等に関する前提条件

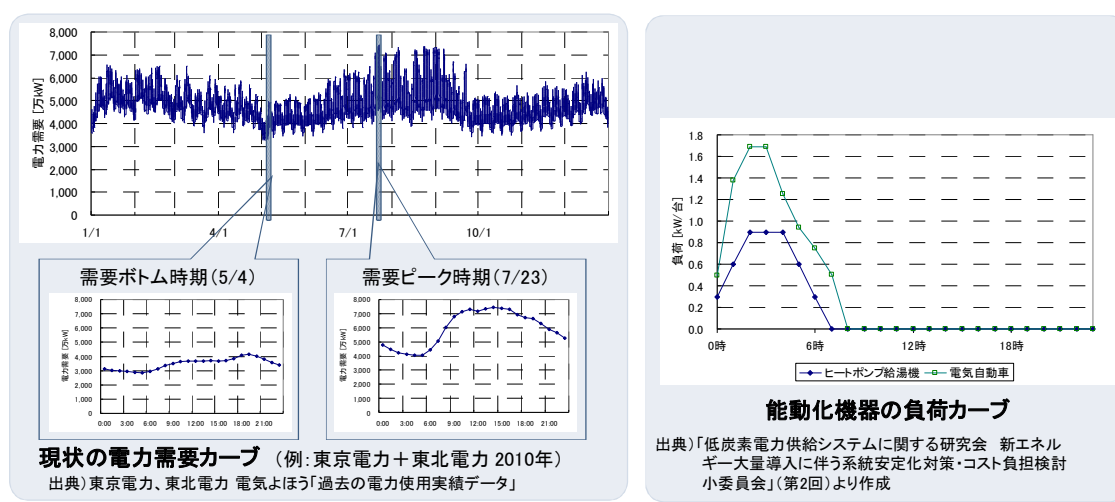
項目		前提条件
需要	需要パターン	■ 地域別×1時間別の現状需要実績カーブ+能動化機器分
	能動化対象	■ ヒートポンプ給湯機、電気自動車とも、導入台数のうち各3割
	短周期変動	■ 当該時刻需要比3%
自然変動電源	出力パターン	■ 太陽光:2010年の都道府県別×1時間別の利用率推計値の加重平均 ■ 風力:将来の大規模導入時を想定した地域別×1時間別の利用率推計値
	短周期変動	■ 太陽光:当該時刻出力比10% ■ 風力:設備容量比15%
従来電源	調整力	■ 火力:定格容量比5% ■ 揚水:発電時出力比20%(可変速機は揚水時にも調整力あり) ■ 流込水力、原子力:調整力なし
	最低部分負荷率	■ 火力:33%

出典) 太陽光発電の出力パターンは [大関他, 2011] より、風力発電の出力パターンは [荻本他, 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, 2012b]より設定

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5-19)。

また、需要の短周期変動の大きさは、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 5-19 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 5-20、図 5-21 に示す。

また、出力の短周期変動の大きさは、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 15%と設定した。

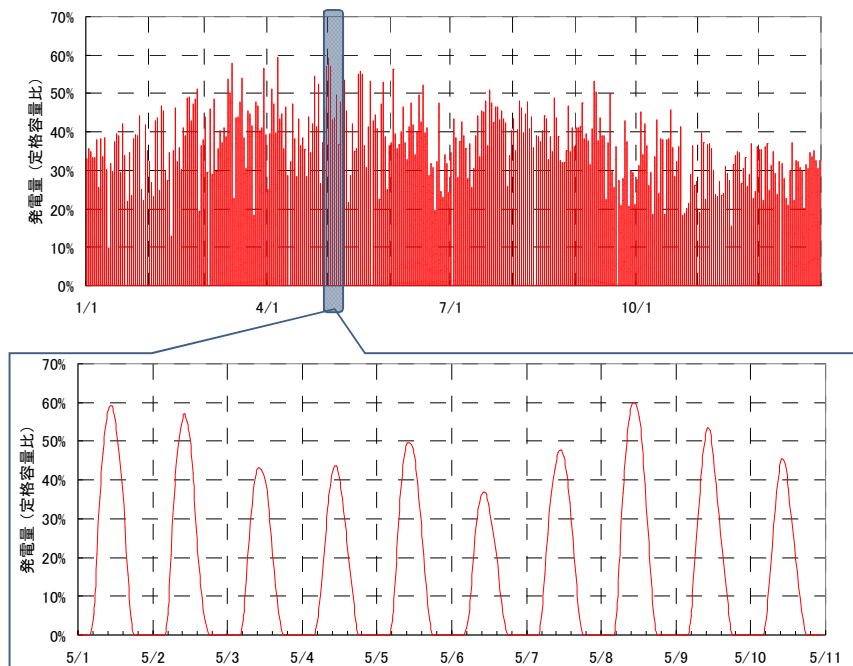


図 5-20 太陽光発電の 1 時間別出力パターンの設定：東日本

出典) 【大関他, 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

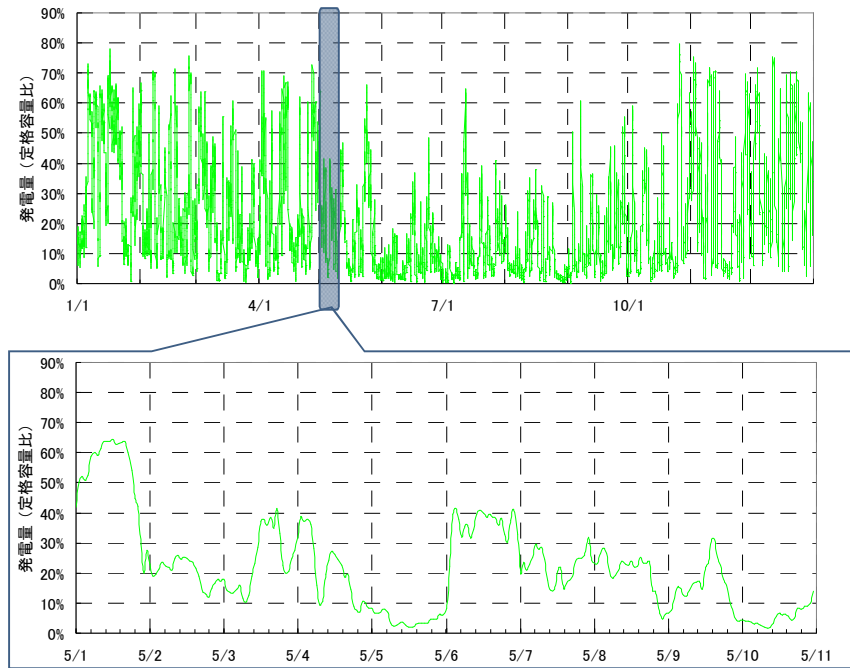


図 5-21 風力発電の 1 時間別出力パターンの設定：東日本
出典) [荻本他, 2012b]より作成

③ 従来電源の調整力、最低部分負荷率

火力発電、揚水発電は、それぞれ運転中ユニットの容量比 5%、20%の調整力を持つものと設定した。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：基本ケース

自然変動電源の出力抑制必要量の試算結果を図 5-22 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 5-23 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、各地において、系統運用が不安定になると見込まれる。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約 5 割抑制するの必要があり、揚水発電の積極活用、需要の能動化を行ったとしても、依然として自然変動電源の出力の約 3 割を抑制しなければ系統の安定運用は困難となることを見込まれる。一方、東日本、中日本では、需要の能動化、揚水発電の積極活用を行うことにより、再生可能電源の出力抑制率を 1 %程度へと軽減できる見込みである³⁶。

³⁶ 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。

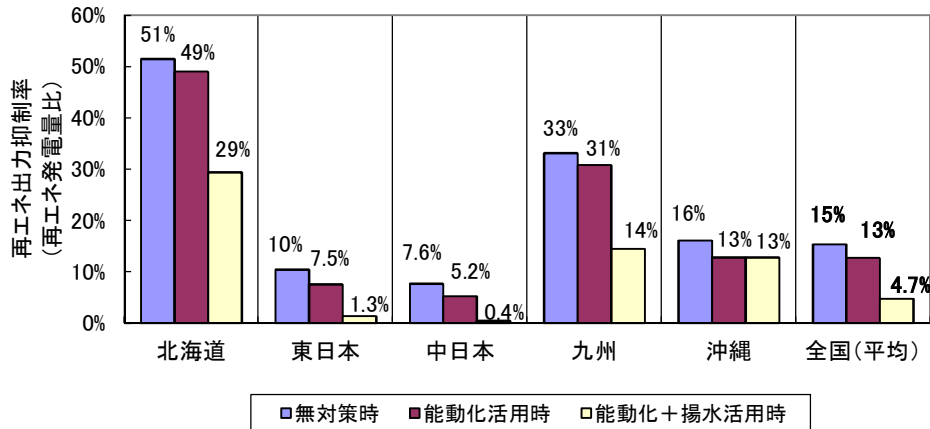


図 5-22 風力発電、太陽光発電の出力抑制必要量：基本ケース

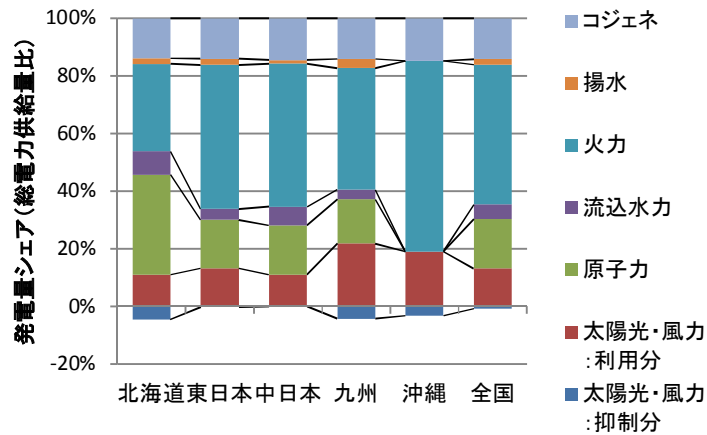


図 5-23 需要能動化、揚水発電活用時における電源構成：基本ケース

(5) 分析結果：風力発電の本州集中導入ケース

需給調整の検証のための風力発電の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等に基づき機械的な計算で設定したものである。自然変動電源の導入地域の違いによる影響を検証するため、風力発電の全国総量は基本ケースと等しいが、系統制約の緩い東日本、中日本への導入が進展する状況を想定し、分析を行った。具体的には、系統制約の厳しい北海道、九州、沖縄への風力発電の導入は2020年時点見込相当量へと鈍化し、この鈍化分を補う形で東日本、中日本への導入が拡大するケースを設定した。

この場合における自然変動電源の出力抑制必要量の試算結果を図 5-24 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 5-25 に示す。需要の能動化、揚水発電の積極活用後に必要となる自然変動電源の出力抑制量は、北海道では約 7%、九州では約 10%、沖縄では約 2%へと低減するのに対して、東日本、中日本は微増に留まり、日本全体としての出力抑制量を低減することができると見込まれる。

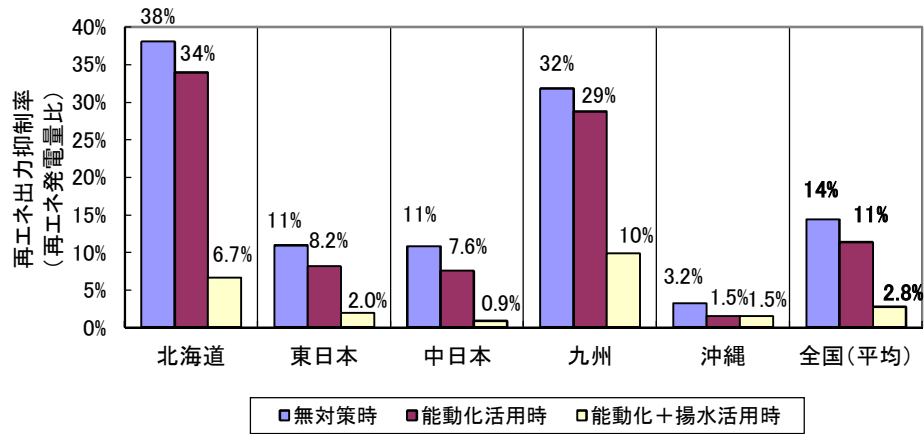


図 5-24 風力発電、太陽光発電の出力抑制必要量：風力本州集中導入ケース

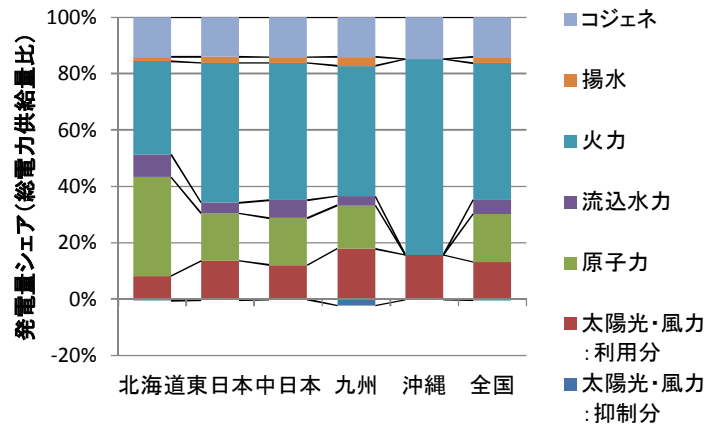


図 5-25 需要能動化、揚水発電活用時における電源構成：風力本州集中導入ケース

(6) 分析結果：対策順序入替えケース

基本ケースは、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、需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能エネルギー電源の出力抑制の順に、対策を実施することを想定した。これに対し、揚水発電の利用、需要の能動化、再生可能電源の出力抑制の順に実施するケースについて分析を実施した。

この場合における自然変動電源の出力抑制必要量の試算結果を図 5-26 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 5-27 に示す。東日本、中日本では、揚水発電の積極活用の段階で、自然変動電源の出力抑制率を 1%程度へと軽減できる見込みである。一方、北海道、九州では、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約 3 割、2 割を抑制しなければシステムの安定運用は困難と見込まれる。

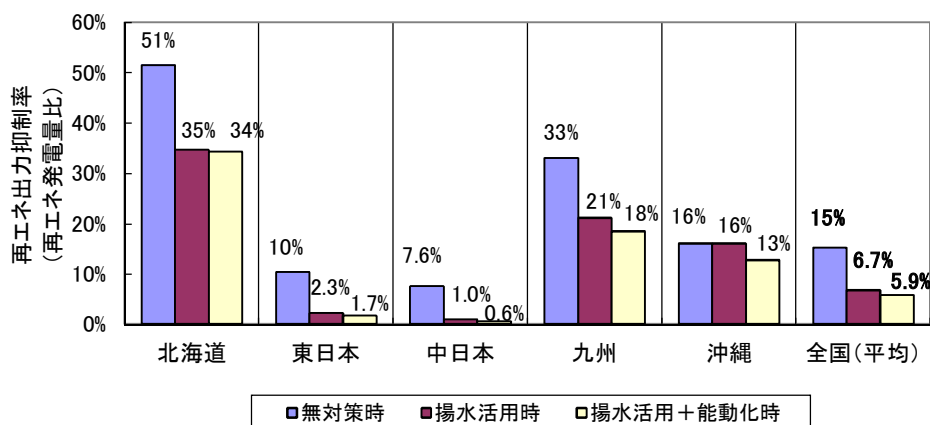


図 5-26 風力発電、太陽光発電の出力抑制必要量：対策実施順序入替えケース

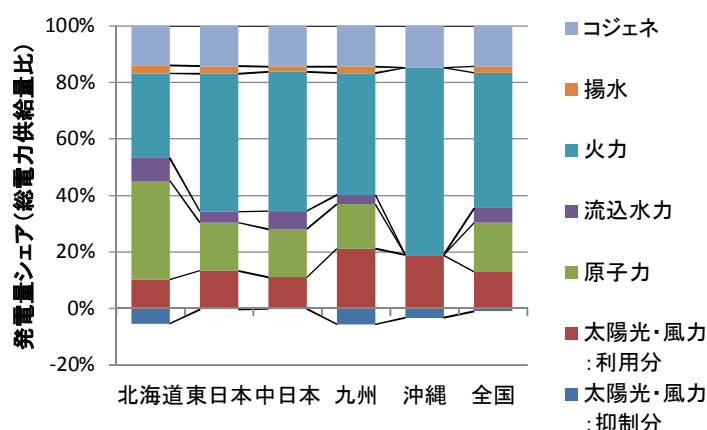


図 5-27 揚水発電活用、需要能動化時における電源構成：対策実施順序入替えケース

(7) 分析結果：風力発電の本州集中導入+全国3地域ブロック内広域融通ケース

広域融通による一体運用の更なる進展および風力発電の適地導入による影響を検証するため、上記の「風力発電の本州集中導入ケース」に対して、全国の地域ブロックを「北海道、東北、東京」、「中部、北陸、関西、四国、九州」、「沖縄」の3つへと集約したケースを設定した。

この場合における自然変動電源の出力抑制必要量の試算結果を図5-28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5-29に示す。需要の能動化、揚水発電の積極活用後に必要となる全国での自然変動電源の出力抑制量は、「風力発電の本州集中導入ケース」では2.8%であったが、本ケースでは1.5%へと低減すると試算された。

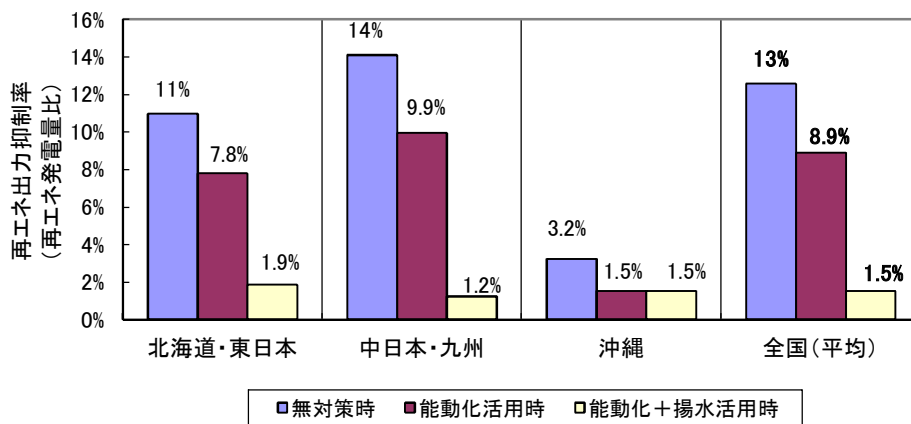


図 5-28 風力発電、太陽光発電の出力抑制必要量：
風力本州集中導入+全国3地域ブロック内広域融通ケース

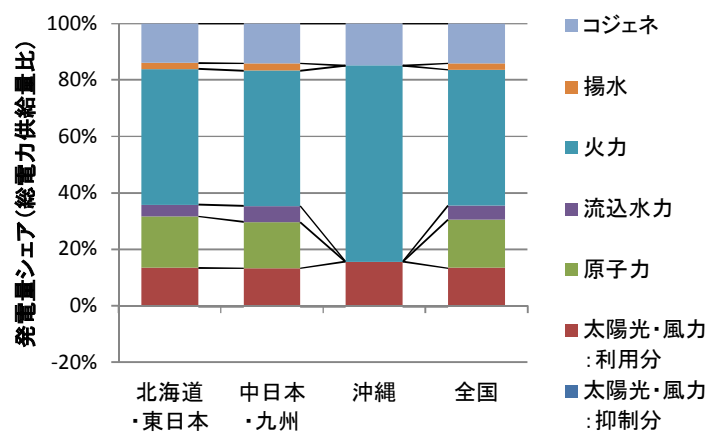


図 5-29 需要能動化、揚水発電活用時における電源構成：
風力本州集中導入+全国3地域ブロック内広域融通ケース

(8) 系統対策費用の試算

自然変動電源の大量導入の実現に必要なとなる系統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 5-14、表 5-15 に示す。対策オプションの違いによる負担影響を把握するため、本需給調整分析の想定に基づくケースと、既往検討に基づくケースを設定し比較した。本分析に基づくケースは、「風力発電の本州集中導入+全国3地域ブロック内広域融通ケース」を前提とし、同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要の能動化、自然変動電源の出力抑制の必要に応じた実施を通じ、定置用蓄電池等の導入時期を自然変動電源の導入が更に進んだ段階まで遅らせるシナリオである。既往検討に基づくケースに対して、2030年時点においては蓄電池、揚水発電の新設を不要化する一方、電圧変動対策として SVC の増強を想定した。また、新たに地域内連系線の増強を想定した。

表 5-14 系統対策費用の試算条件：概要

コンセプト		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
シナリオ	太陽光	■ 太陽光、風力のそれぞれ一方のみの大規模導入を想定した2つの独立したシナリオ	■ 太陽光、風力の両者の大規模導入を想定し、対策の相乗効果等を考慮したシナリオ
	風力	■ 次世代送配電ネットワーク研究会(資源エネルギー庁、2009年度)による「出力抑制+需要創出+活用+系統側蓄電池シナリオ」に対して、シナリオの継続延長、年次展開を想定 ■ 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(2009年)の既設連系線利用シナリオに対して、同シナリオの年次展開を想定	■ 同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施 を通じ、定置用蓄電池の導入時期を後ろ倒し(自動車用市場の先行等による蓄電池価格の低減により、定置用蓄電池の導入に要する社会費用の抑制が期待される) ■ 系統シナリオ定量分析結果に基づき、2030年時点においては、左記ケースに対して 蓄電池、揚水新設を不要化する一方、電圧変動対策としてSVCを増強 。
費用項目	太陽光	■ 配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、 蓄電池 、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転	■ 配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転、 送電系統用SVC 、地域間連系線、気象予測等活用系統運用システム
	風力	■ 風力関連：蓄電池、地域間連系線、揚水発電新規建設 、気象予測等活用系統運用システム	

表 5-15 系統対策費用の試算条件：詳細

コンセプト		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
太陽光	配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)	■ 柱上変圧器(20万円/台)を住宅用太陽光発電5~8軒ごとに設置。 ■ SVC(1,500万円/台)をバンクあたり1台設置。	■ 同左
	太陽光発電・需要制御装置	■ 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(コスト増分0.5万円/台)を設置。 ■ 自律制御用インターフェース(3万円/台)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。単価(1.1万円/kW)は既往検討より簡易推計(太陽光2,800万kW導入時0.30兆円)。	■ 同左
風力	送電系統用SVC	—	■ 対策量は風力の導入量に比例すると仮定。風力容量あたり対策費(4.5百万円/MW)は新工本部会資料より簡易推計(風力300万kW導入時135億円)。
共通	蓄電池	■ 太陽光1,000万kW導入時点からLFC容量対策用としての蓄電池を導入開始(必要対策量:0.8kWh/kW)。2,900万kW導入時点から余剰電力対策用として蓄電池の追加導入を開始(必要対策量:3,350万kW以前は0.4kWh/kW、3,350万kW以降は4kWh/kW)。PV追加容量あたり電池必要追加量は既往検討より簡易推計。蓄電池単価は4万円/kWhで一定。 ■ 風力に蓄電池(出力容量:風力容量の20%、蓄電容量:1時間分)を併設。風車容量あたり対策費は50百万円/MW。	—
	火力調整運転	■ 対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。太陽光容量あたり対策費(0.53万円/kW)は既往検討より簡易推計(太陽光2,800万kW導入時0.15兆円)	■ 対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。太陽光容量あたり対策費(0.10万円/kW)はコスト等検証委員会より設定。
	揚水発電新設	■ 揚水(200百万円/MW)を風力の導入量に応じて新設。対策量は既往検討(系統設備容量に対する比率等による推計)を踏襲。	—
	地域間連系線・地域内系統増強	■ 地域間連系線(直流300百万円/MW、交流400百万円/MW)を風力の導入量に応じて増強。対策量は既往検討(系統設備容量に対する比率等による推計)を踏襲。	■ 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発電量との差より推計。ただし、東西周波数変換所を跨いだ融通は想定せず。 ■ 地域内送電線を風力の導入量に応じて増強。 ■ いずれも、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より設定。
気象予測等活用系統運用システム	■ 対策費用は風力の導入量に比例すると仮定。風力容量あたり対策費は既往検討(100百万円/MW)を踏襲。	■ 同左	

2) 試算結果

表 5-16 に示すとおり、2012 年から 2020 年までには、2 兆円弱の系統対策費用が見込まれる。なお、地域間連系線・地域内系統増強費用は、既往検討に基づく試算と比較すると大きく増加する結果となる。これは、既往検討に基づく試算では風力発電の導入量と系統増強の必要量を線形近似しているのに対して、本分析に基づく試算では新增設する送電線の 1 ルートあたり容量を想定し、系統系統増強の必要量を風力発電の導入量に応じて段階的に試算しているために、本来必要な系統増強量に対して余裕のある設備投資となっていること等によるものである。

表 5-17 に示すとおり、2012 年から 2030 年までには、3～4 兆円程度の系統対策費用が見込まれる。同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要の能動化、自然変動電源の出力抑制の必要に応じた実施を通じ、定置用蓄電池等の導入時期を自然変動電源の導入が更に進んだ段階まで遅らせることにより、系統対策費用を大幅に抑制することが可能となる。

表 5-16 系統対策費用の試算結果：2012～2020 年

		既往検討に基づくケース			本分析に基づくケース		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光	配電対策 (柱上変圧器、 配電系統用SVC)	0.3兆円 (330億円/年)	0.3兆円 (330億円/年)	0.4兆円 (420億円/年)	0.3兆円 (330億円/年)	0.3兆円 (330億円/年)	0.4兆円 (420億円/年)
	太陽光発電・ 需要制御装置	0.4兆円 (450億円/年)	0.4兆円 (450億円/年)	0.5兆円 (570億円/年)	0.4兆円 (450億円/年)	0.4兆円 (450億円/年)	0.5兆円 (570億円/年)
風力	送電系統用SVC	—	—	—	0.02兆円 (28億円/年)	0.04兆円 (44億円/年)	0.05兆円 (51億円/年)
共通	蓄電池	0.9兆円 (990億円/年)	1.1兆円 (1,170億円/年)	1.8兆円 (2,040億円/年)	—	—	—
	火力調整運転	0.1兆円 (150億円/年)	0.1兆円 (150億円/年)	0.2兆円 (190億円/年)	0.03兆円 (30億円/年)	0.03兆円 (30億円/年)	0.03兆円 (38億円/年)
	揚水発電 新設	0.01兆円 (13億円/年)	0.04兆円 (50億円/年)	0.06兆円 (70億円/年)	—	—	—
	地域間連系線・ 地域内系統増強	—	0.005兆円 (5億円/年)	0.01兆円 (10億円/年)	0.8兆円 (930億円/年)	0.8兆円 (930億円/年)	0.8兆円 (930億円/年)
	気象予測等活用 系統運用システム	0.02兆円 (17億円/年)	0.02兆円 (22億円/年)	0.02兆円 (24億円/年)	0.02兆円 (17億円/年)	0.02兆円 (22億円/年)	0.02兆円 (24億円/年)
合計		1.8兆円 (1,950億円/年)	2.0兆円 (2,190億円/年)	3.0兆円 (3,330億円/年)	1.6兆円 (1,790億円/年)	1.6兆円 (1,810億円/年)	1.8兆円 (2,030億円/年)

表 5-17 系統対策費用の試算結果：2012～2030年

		既往検討に基づくケース			本分析に基づくケース		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光	配電対策 (柱上変圧器、 配電系統用SVC)	0.5兆円 (270億円/年)	0.7兆円 (380億円/年)	0.9兆円 (490億円/年)	0.5兆円 (270億円/年)	0.7兆円 (380億円/年)	0.9兆円 (490億円/年)
	太陽光発電・ 需要制御装置	0.7兆円 (380億円/年)	1.0兆円 (520億円/年)	1.3兆円 (670億円/年)	0.7兆円 (380億円/年)	1.0兆円 (520億円/年)	1.3兆円 (670億円/年)
風力	送電系統用SVC	—	—	—	0.1兆円 (44億円/年)	0.1兆円 (61億円/年)	0.1兆円 (69億円/年)
共通	蓄電池	4.2兆円 (2,210億円/年)	7.5兆円 (3,930億円/年)	10.6兆円 (5,580億円/年)	—	—	—
	火力調整運転	0.2兆円 (120億円/年)	0.3兆円 (170億円/年)	0.4兆円 (220億円/年)	0.05兆円 (24億円/年)	0.06兆円 (34億円/年)	0.08兆円 (44億円/年)
	揚水発電 新設	0.4兆円 (210億円/年)	0.9兆円 (480億円/年)	1.3兆円 (690億円/年)	—	—	—
	地域間連系線・ 地域内系統増強	1.2兆円 (610億円/年)	1.4兆円 (730億円/年)	1.9兆円 (1,000億円/年)	1.8兆円 (970億円/年)	1.8兆円 (930億円/年)	1.8兆円 (940億円/年)
	気象予測等活用 系統運用システム	0.03兆円 (17億円/年)	0.04兆円 (20億円/年)	0.04兆円 (22億円/年)	0.03兆円 (17億円/年)	0.04兆円 (20億円/年)	0.04兆円 (22億円/年)
合計		7.3兆円 (3,820億円/年)	11.8兆円 (6,230億円/年)	16.5兆円 (8,660億円/年)	3.2兆円 (1,700億円/年)	3.7兆円 (1,940億円/年)	4.2兆円 (2,230億円/年)

(9) まとめ

本分析では、自然変動電源の大量導入に係る系統制約として需給バランスおよび調整力に着目し、将来時点における系統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。

5.3.2 離島を想定した系統安定化対策オプションの簡易比較分析

(1) 分析の全体像

蓄電池は、自然変動電源の大量導入に対する系統安定化対策のひとつであるものの、導入コストの高さが指摘されている。そこで、蓄電池の経済合理性が期待されるケースとして、電力系統が脆弱かつ高コストのディーゼル発電に依存した離島（オフグリッド）を想定し、蓄電池の導入と自然変動電源の出力抑制との対策費用について簡易的な比較分析を行った。主な特徴は以下のとおりである（図 5-30）。

- ・ 離島ディーゼル発電システムに対して、太陽光発電が大規模に導入された状況を想定（風力発電等は考慮しない）
- ・ 余剰電力の観点から系統制約を分析（時々刻々の変動に対する調整力の制約は考慮しない）
- ・ 系統安定化対策として、太陽光発電の出力抑制、蓄電池の導入の2ケースを想定し、各々の必要対策量を試算

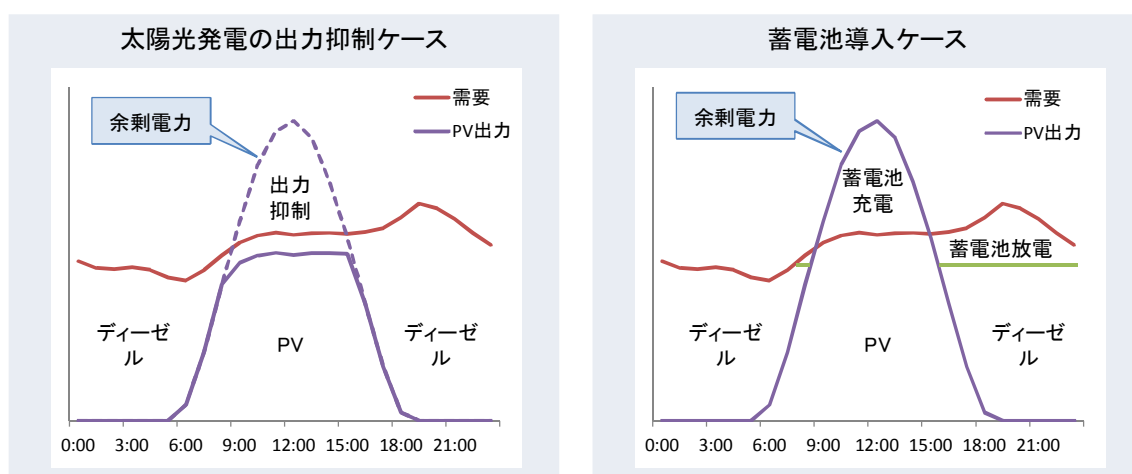


図 5-30 系統制約、対策オプションの考え方

(2) 分析条件

分析の前提条件を表 5-18 に示す。最大需要と同程度の太陽光発電出力規模の導入を想定し、分析を実施した。

表 5-18 前提条件

項目	前提条件
需要	<ul style="list-style-type: none"> ■ 最大需要: 1,000kW ■ 時刻別カーブ: 月別・平休日別の1時間別カーブ(沖縄電力における2010年需要実績カーブと同形状と想定)
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ■ 1,000kW(最大需要と同規模) ■ 時刻別カーブ: 月別の1時間別カーブ(沖縄県における2010年推計カーブ(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」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(2011年)より設定))
蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> ■ 鉛蓄電池を想定 ■ 単価: 5万円/kWh(出典:蓄電池戦略) (※本分析では調整力の制約は考慮せず余剰電力の観点からの分析であるため、kWh単価で評価) ■ 寿命: 17年(出典:蓄電池戦略) ■ 充放電効率: 87%(出典:第31回新エネルギー部会資料)
火力発電 (ディーゼル)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 単価: 100円/kWh ■ 出力抑制ケースにおける火力最低出力: 100kW (※調整力に関する制約として簡易的に考慮)

1) 電力需要

各月平日平均、休日平均の計 24 パターンの 1 時間別電力需要カーブを設定した。最大需要は 1,000kW とし、1 時間別カーブの形状は沖縄電力における 2010 年需要実績カーブより設定した。

2) 太陽光発電の出力

各月平均の計 12 パターンの 1 時間別出力カーブを設定した。容量は最大需要と同規模の 1,000kW とし、1 時間別カーブの形状は 2010 年における沖縄県の気象データ実績値からの推計データを設定した。

3) 蓄電池の諸元

代表的な蓄電池の種類と特徴を表 5-19 に示す。コスト、エネルギー密度等の各種特性を踏まえ、「蓄電池戦略」においては、変電所等に導入する電力系統用の大型蓄電池としては、NAS 電池、レドックスフロー電池、ニッケル水素電池、リチウムイオン電池等を、定置用蓄電池としては、リチウムイオン電池、鉛蓄電池等を推進することとされている。大型蓄電池のコスト目標として、代替手段である揚水発電と同額の設置コスト (2.3 万円/kWh) の達成が掲げられている。

本分析では、基本ケースにおいては、足元における技術が確立しておりかつ経済優位性のある鉛蓄電池を想定して蓄電池の価格等を設定した。また、各種電力系統用蓄電池の現在および将来目標を踏まえて、後述のとおり蓄電池価格による感度分析を実施した。

表 5-19 各種蓄電池の種類と特徴

電池の種類	鉛	ニッケル水素	リチウムイオン	NAS (ナトリウム硫黄)	レドックスフロー	溶融塩
コンパクト化 (エネルギー密度: Wh/kg)	×	△	◎	○	×	◎
	35	60	200	130	10	290
コスト(円/kwh)	5万円	10万円	20万円	4万円	評価中	評価中
大容量化	○ ~Mw級	○ ~Mw級	○ 通常1Mw級 まで	◎ Mw級以上	◎ Mw級以上	評価中
充電状態の正確な計測・監視	△	△	△	△	◎	△
安全性	○	○	△	△	◎	◎
資源	○	△	○	◎	△	◎
運転時における加温の必要性	なし	なし	なし	有り ($\geq 300^{\circ}\text{C}$)	なし	有り ($\geq 50^{\circ}\text{C}$)
寿命 (サイクル数)	17年 3,150回	5~7年 2,000回	6~10年 3,500回	15年 4,500回	6~10年 制限無し	評価中

出典) [経済産業省蓄電池戦略プロジェクトチーム, 2012]

4) ディーゼル発電の単価

離島の発電単価は、離島の立地や需要規模等によって大きく異なる。本分析では、基本ケースにおいては 100 円/kWh と設定し、後述のとおり発電単価による感度分析を実施した。

(3) 分析結果：基本ケース

一例として、余剰電力の発生量が最大となる 4 月の休日平均における一日の電力需給バランスを図 5-31 に示す。日中には太陽光発電の出力が需要を上回り、余剰が発生することとなる。

通年でみると余剰電力対策の必要量は限定的なため、余剰電力対策オプションとしての蓄電池導入と太陽光発電出力抑制の費用は同程度となる見込みである (表 5-20)。

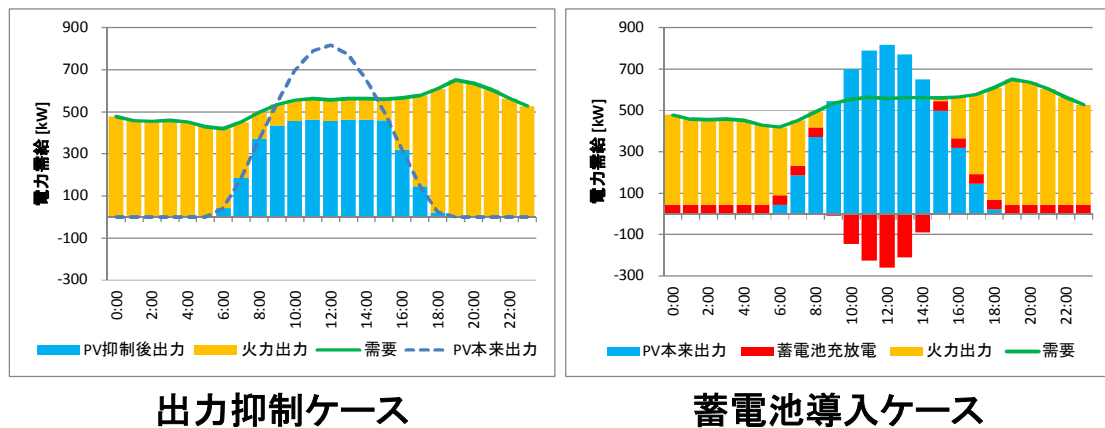


図 5-31 需給バランス (4 月、休日)

表 5-20 分析結果

		出力抑制ケース	蓄電池導入ケース
対策規模		抑制率：11%	蓄電池容量：940kWh
PV 分担率 (抑制後 PV 発電量 / 系統総発電量)		32%	37%
対策コスト	火力発電コスト	385 百万円/年	363 百万円/年
	蓄電池コスト	—	3 百万円/年
	合計	385 百万円/年	365 百万円/年

(4) 分析結果：感度分析

ディーゼル発電単価、蓄電池単価と安定化対策費用との関係を各々図 5-32、図 5-33 に示す。太陽光発電の出力と最大需要が同程度の規模の場合、余剰電力に関する対策必要量は限定的なため、ディーゼル発電単価、蓄電池単価が対策費用の優劣に及ぼす影響は僅かである。ただし、ディーゼル発電単価が高価なほど、また蓄電池単価が廉価なほど、蓄電池設置ケースの優位性は拡大する傾向にある。

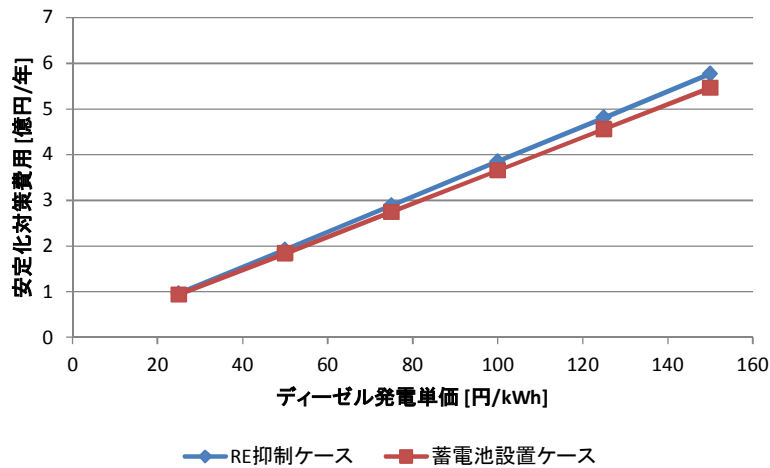


図 5-32 ディーゼル発電単価と安定化対策費用との関係

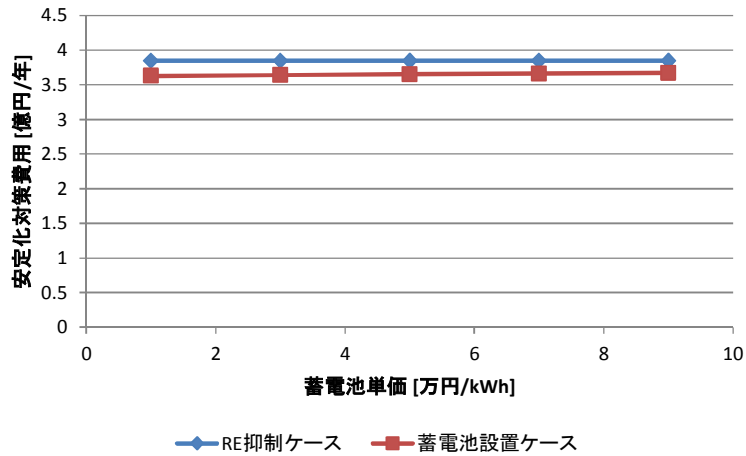


図 5-33 蓄電池単価と安定化対策費用との関係

太陽光発電の導入規模の拡大に伴い、太陽光発電の出力抑制ケースと比較して蓄電池設置ケースの経済優位性が高まることとなる。(図 5-34、表 5-21)

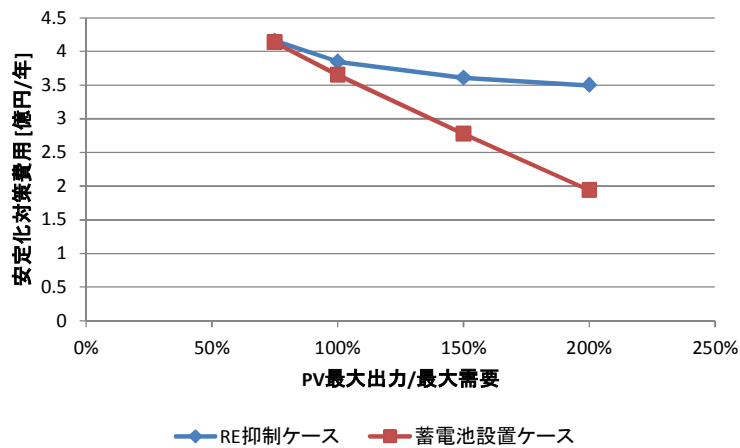


図 5-34 太陽光発電の導入規模と安定化対策費用との関係

表 5-21 太陽光発電の導入規模と対策規模との関係

PV 導入規模 (PV 最大出力/最大需要)	出力抑制ケース	蓄電池導入ケース
75%	PV 分担率：30% 抑制率：2%	PV 分担率：27% 蓄電池：100kWh
100%	PV 分担率：32% 抑制率：11%	PV 分担率：37% 蓄電池：940kWh
150%	PV 分担率：37% 抑制率：33%	PV 分担率：55% 蓄電池：3,510kWh

200%	PV 分担率 : 39% 抑制率 : 47%	PV 分担率 : 73% 蓄電池 : 6,570kWh
------	---------------------------	--------------------------------

(5) まとめ

本分析では、電力系統が脆弱かつ高コストのディーゼル発電に依存した離島（オフグリッド）を想定し、蓄電池の導入と太陽光発電の出力抑制との対策費用について簡易的な比較分析を行った。一定の仮定に基づく試算の結果、太陽光発電の導入規模の拡大に伴い、蓄電池は余剰電力対策として優位性を持つことが示された。

分析の精緻化に向けた課題として、例えば以下の項目が挙げられる。

- ・ 電力需要カーブの精査
- ・ 需要の能動化の可能性（例：農業用ポンプ、淡水化システム）
- ・ 時々刻々の変動に対する調整力の制約の考慮
 - ・ 離島における電力需要の短周期変動特性に関する設定
 - ・ 局所エリアへの自然変動電源（太陽光発電、風力発電等）の集中導入局面における出力変動特性に関する設定
 - ・ 蓄電池の技術特性（調整力）に関する設定
- ・ 発電機の起動コストの考慮

5.4 参考文献

- IEA. (2013). World Energy Outlook 2013.
- Institute for Sustainable Futures. (2009). ENERGY SECTOR JOBS TO 2030: A GLOBAL ANALYSIS. 参照先: <https://secured.greenpeace.org/international/Global/international/planet-2/binaries/2009/9/energy-sector-jobs-to-2030.pdf>
- エネルギー・環境会議. (2012). エネルギー・環境に関する選択肢 省エネルギー関連資料.
- ドイツ連邦環境省. (2013). Renewably employed. 参照先: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs/EE_Beschaeftigt_eng_bf.pdf
- 荻本他. (2012a). 長期の電力需給計画における再生可能エネルギー大量導入の課題解決の可能性検討. エネルギー・資源学会エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス.
- 荻本他. (2012b). 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. (2013). 平成24年度2050年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書.
- 環境成長エンジン研究会. (2013). 環境への取り組みをエンジンとした経済成長に向けて. 参照先: http://www.env.go.jp/policy/keizai_portal/B_industry/b.houkoku.pdf
- 経済産業省蓄電池戦略プロジェクトチーム. (2012). 蓄電池戦略.
- 次世代自動車普及戦略検討会. (2009). 次世代自動車普及戦略.
- 大関他. (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.
- 電力システム改革専門委員会. (2012). 第2回 事務局提出資料.
- 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.