

#### 4. 再生可能エネルギー導入支援策

##### 4.1 再生可能電力に対する固定価格買取制度について

##### 4.1.1 再生可能電力導入見込量の達成に必要な買取価格

##### (1) 再生可能電力導入見込量の達成に必要な買取価格

2章で示した再生可能電力の2020年の導入見込量の達成に必要な買取価格は、低位・中位・高位それぞれ以下のとおりと推計された。

表 4-1 再生可能電力の2020年の導入見込量の達成に必要な買取価格

		低位	中位	高位
太陽光発電	住宅	41→17円/kWh	41→17円/kWh	41→17円/kWh
	非住宅・メガソーラー	30→15円/kWh	35→17円/kWh	41→20円/kWh
風力発電	陸上	18円/kWh	20円/kWh	22円/kWh
	洋上		30円/kWh	
中小水力発電	1~3万kW	15円/kWh	11円/kWh	14円/kWh
	1,000~1万kW		21円/kWh	25円/kWh
	100~1,000kW			
	10~100kW			
地熱発電	フラッシュ		20円/kWh	
	バイナリ		23円/kWh	
	温泉		33円/kWh	
バイオマス発電	木質系	-	-	30円/kWh
	その他	13円/kWh	20円/kWh	33円/kWh

\*太陽光の買取価格は制度開始より順次低減。括弧内は新規受付最終年見込み（記載のないものは2020年以降も継続）。

太陽光の低位は事業IRR6%、中位は事業IRR8%、高位は事業IRR10%を想定した買取価格であり、風力、中小水力、地熱、バイオマスについては、目標に到達する地点での発電設備のコストから買取価格が事業IRR8%となる水準の買取を想定。買取価格については、本WG検討時点での価格見通しによる想定であり、今後の再生可能エネルギー電力の市場の動向、金利等の想定により変わりうるものであり、幅を持って考える必要がある値であることに留意する必要がある。

#### 4.1.2 買取価格更新の仕組み

買取価格・期間は年度ごと（必要があるときには半期ごと）に更新することが、法で定められている。買取価格の更新においては、発電コストの低減や導入量実績といった状況変化を、特に考慮すべきである。これらに関する制度上の課題を、海外事例をもとに検討する。

表 4-2 買取価格設定や改定にあたって考慮すべき事項

価格更新において考慮すべき点		論点
発電コストの低減	太陽光発電など発電コストが低減した場合には、買取価格に反映する必要がある。	発電コストをどのように把握・予測するか。その結果をどのように買取価格へ反映するか。
導入量実績	上記に加え、前期の導入量が見込みから乖離した場合には、導入目標の達成・国民負担の抑制の観点から、買取価格を調整することが考えられる。	導入実績を踏まえた買取価格の調整を行うべきか。また、どのような方法が考えられるか。

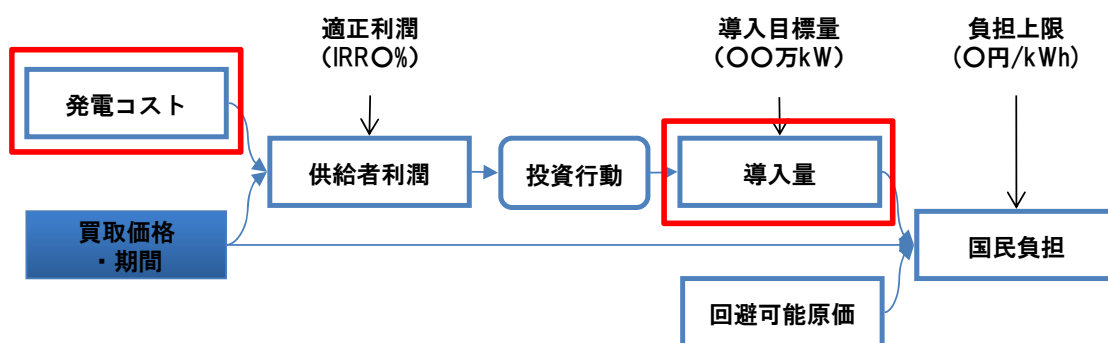


図 4-1 買取価格設定や改定にあたって考慮すべき事項

##### (1) 発電コストの把握と反映

これまで国内の再生可能エネルギー発電設備価格は、補助金交付時の申請データから把握することができたが、補助金は将来的に廃止される予定であり、本方法での把握ができなくなる。ドイツ・スペイン・イギリスでは、価格データを収集する定まった仕組みは無く、民間の市場調査の活用やアンケート調査の実施により、発電コストを把握している。

表 4-3 他国の事例

発電コスト把握方法	発電コストへの反映	価格提示期間※
<b>ドイツ</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・連邦環境・自然保護・原子力安全省（BMU）の委託を受けた民間コンサルティング会社（Leipziger Institut für Energie社）がデータ収集</li> <li>・太陽光発電については、民間コンサルティング会社（Photon Consulting, Roland Berger）による市場調査の活用や、設置事業者に対するアンケート等から価格を予測</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・BMUが進捗報告書の一貫として発電コスト分析に基づく買取価格の改正提言を行い、連邦議会が決定</li> </ul>	3年分 （3年毎に見直し）
<b>スペイン</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・省エネ・エネルギー多様化研究所（IDAE）の委託を受けた民間コンサルティング会社（The Boston Consulting Group）による調査を実施</li> <li>・同社はアンケート調査やインタビュー調査により価格を把握</li> <li>・国家エネルギー委員会（CNE）は、政令（RD661/2007第44条4項）に基づき、制度対象設備の設置・運営コスト、収入に関するデータを収集する権限を保有</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・IDAEによる、収益率7～8%を一般的な原則とした買取価格の分析を決定の基礎材料とする</li> </ul>	4年分 （4年毎に見直し）
<b>イギリス</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・エネルギー・気候変動省の委託を受けた民間調査機関（Arup社）が調査を実施</li> <li>・太陽光発電については、公開されている産業レポート、製造業者・開発事業者を対象としたアンケート調査を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・様々な規模・技術において見込まれる技術コストの低下に沿って、収益率を確保できる価格低減率を提案</li> </ul>	（2013年と、それ以降5年ごとに見直し）

※ただし、緊急見直しも頻繁に行われている。

日本では、FIT 対象設備の設備認定時に価格データを提出させる方法や、製造者へのヒアリングや導入者へのアンケート調査を行う方法が考えられる。発電コストの予測を元に、数年先までの買取予定価格を提示することとすることが考えられる。ただし、実績や短期予測が買取予定価格と大きく外れる場合は、想定されていた投資回収年数や IRR を大きく変えない範囲で、実際の買取価格を調整することが考えられる。

表 4-4 発電コストの把握方法（案）

特徴	現状のシステム 価格	将来のシステム 価格	稼働率
<b>FIT設備認定時の 価格データ提出</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・FIT対象となる設備については全数把握が可能</li> <li>・設備認定の本来の目的には価格情報は必要が無いため、項目に含めることができるか</li> </ul>	○	×	×
<b>電力会社からの データ提供</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・FIT対象設備からの電力買取量。設備量との対応付けにより稼働率を把握</li> <li>・太陽光は余剰のみなので不可</li> </ul>	×	×	△ （電力買取量）
<b>製造事業者への 調査</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・アンケートやヒアリングによる把握、市場調査の利用</li> </ul>	△ （パネル部分のみ）	△ （パネル部分のみ）	×
<b>設置事業者への 調査</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・アンケートやヒアリングによる把握、市場調査の利用</li> </ul>	○	△ （設置部分のみ）	×
<b>導入者への調査</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・アンケートによる把握</li> <li>・母集団となる導入者名簿が利用できるか</li> </ul>	○	×	○

## (2) 導入実績による価格調整

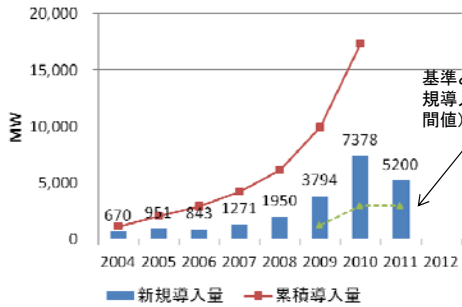
価格設定時の導入量見込みと、実際の導入量実績とは大きく乖離する可能性がある。見込みよりも導入量が上振れした場合には、国民負担額が想定よりも大きくなる。また、逆に導

入量が下振れすれば、長期的な計画値を達成することができない。

ドイツやスペインでは、導入実績により価格低減率を調整する方法、買取量に枠を設ける方法などにより、国民負担を抑制している。

### ドイツ

- 2009年の改正で、前年の導入量が基準範囲(1000～1500MW)から逸脱した場合、予め設定した基準低減率(8%)を±1%調整させることを決定。
- 2010年、2011年の改正で、逸脱量に応じてきめ細やかに調整を行うこととなっている。いずれも基準範囲は2500～3500MW。また、半年ごとの買取価格調整も導入。



価格調整法規定と実際の適用

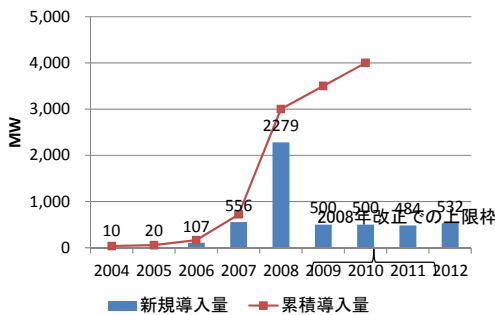
	2010	2011	2012
基準低減率	屋根設置100kW未満は年率8%、その他は年率10%	年率9%	年率9%
前年導入量による価格調整	～1000MW: -1% 1500MW～: +1%	～1,500MW: -3% ～2,000MW: -2% ～2,500MW: -1%	～1,500MW: -7.5% ～2,000MW: -5% ～2,500MW: -2.5%
(下線部が実際の適用)		3,500MW～: +1% 4,500MW～: +2% 5,500MW～: +3% 6,500MW～: +4%	3,500MW～: +3% 4,500MW～: +6% 5,500MW～: +9% 6,500MW～: +12% 7,500MW～: +15%

※前年: 2年前10/1～1年前9/30

図 4-2 導入実績による価格調整方法の事例 (ドイツ、太陽光の場合)

### スペイン

- 再生可能エネルギー計画2005-2010における2010年の導入目標は400MW。
- 2007年に導入量が超過したため見直し議論が開始され、2008年に制度改正。
  - 上限枠を設定、四半期毎に1/4ずつ募集
  - 枠のカバー率に応じて、同年度内であっても次回募集時の買取価格を低減



価格調整法規定と実際の適用

		2008年	2010年			2011年		
			第4Q	第1Q	第2Q	第3Q		
建物一体型	20kW以下	34.0000	32.1967	31.3542	28.8821	28.1271		
		¥44.2	¥41.9	¥40.8	¥37.5	¥36.6		
	20kW超	32.0000	28.6844	27.8887	20.3726	19.8353		
		¥41.6	¥37.3	¥36.3	¥26.5	¥25.8		
その他(陸上設置型等)		32.0000	25.8602	25.1714	13.4585	13.0324		
		¥41.6	¥33.6	¥32.7	¥17.5	¥16.9		

11年第二四半期では、緊急の引き下げも行われている。

$$T_n = T_{n-1} [(1 - A) \times (P_0 - P) / (0.25 \times P_0) + A]$$

T: 買取価格、P0: 前回募集容量、P: 前回登録設備容量、A=0.9<sup>1/4</sup>

図 4-3 導入実績による価格調整方法の事例 (スペイン、太陽光の場合)

国民負担額の膨張を抑制し、また中長期的な導入計画値を達成するためには、買取価格を通じて導入量を調整するための仕組みが必要である。発電コスト低減予測に応じた価格低減率を基準とし、導入量実績が、予め定めた「導入シナリオ」から大きく逸脱する場合には、価格低減率を増減させることを基本的な考え方としては提案する。なお、海外からの投資が

集中しないよう、中期的には諸外国の買取価格レベルに合わせていくことも考えられる（特にメガソーラー）。

価格改定の遅れによる市場の過熱や、価格急落による市場の冷え込みを防ぐ観点から、価格調整は半期毎（FIT 法に定められた最も短い見直し間隔）に行うことが考えられる。

表 4-5 諸外国における買取制度による導入量調整方法

	導入量により価格低減率を調整	買取量に上限枠を設定
メリット	枠設定による再エネ事業リスクを回避	負担額が一定以内に抑えられる
デメリット	導入量・負担額を直接は制御できない	枠の縮小や上限到達による再エネ産業への影響大
適用事例	ドイツ：前年の導入量が基準範囲から逸脱した場合、予め設定している価格低減率を増減	スペイン：導入目標に応じた募集枠を設定

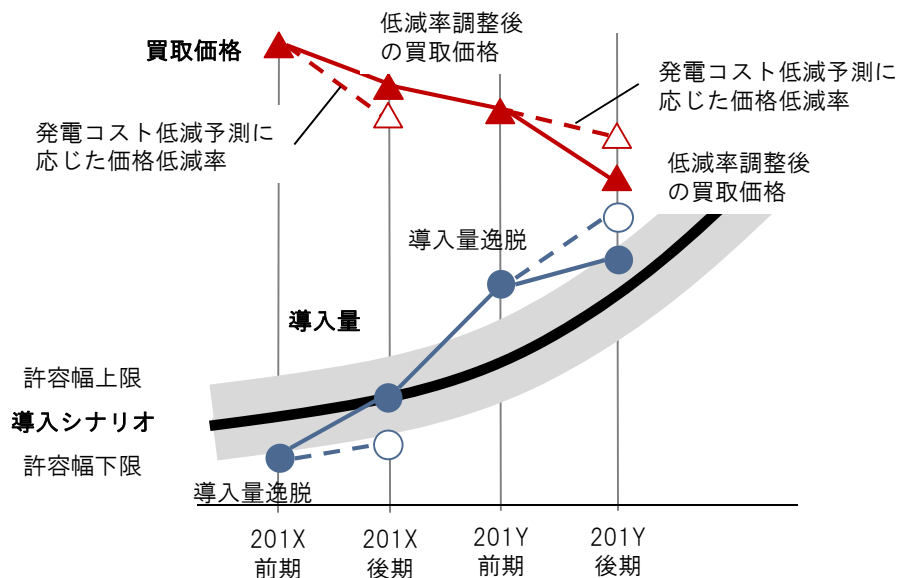


図 4-4 導入実績による価格調整（案）

### (3) 買取価格の調整式

システム価格の正確なデータが得られなくても、次期の価格低減率を決めるための調整式を図 4-5 に示す。この方法は、システム価格調査を伴わない改定時（例えば年度途中）における改定に適用することができる。

以下の前提をおいて、買取価格低減率を定式化している。

- ・ 買取価格は、標準稼働時間に対して、投資回収年数を一定に保つように設定する
- ・ システム価格全体が、国内累積導入量に対する学習曲線で低下すると設定する

- 一般にモジュール価格は世界全体の累積生産量に対する学習曲線で低下する。しかし、国内市場が立ち上がる数年間においては国内導入量の拡大がシステム価格に与える影響が大きいと考えられる。

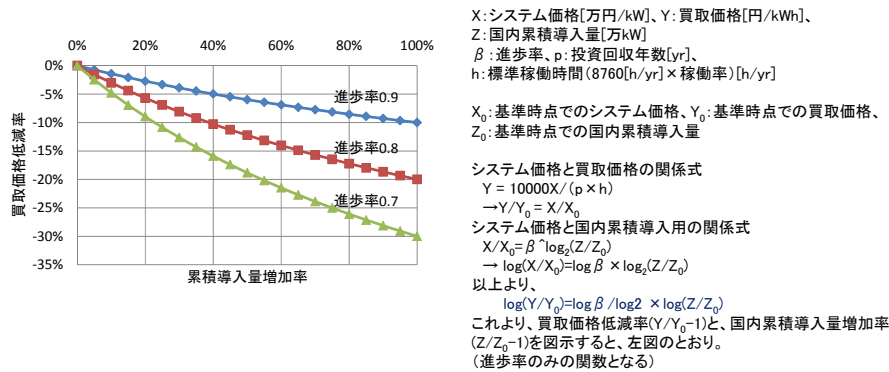


図 4-5 買取価格の調整式

#### 4.1.3 回避可能原価の計算方法

##### (1) 回避可能原価の基本的考え方

固定価格買取制度における買取総額は、その全額が需要家負担となるものではない。電力会社が自ら発電して供給する代わりに再生可能電力が供給されると、電力会社が負担を回避できる金額が存在する。

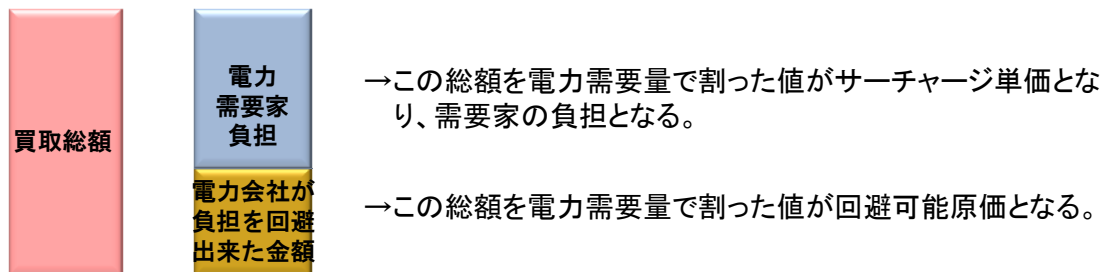


図 4-6 回避可能原価の基本的考え方

固定価格買取制度開始後、当面は再生可能電力の導入拡大によって買取総額と需要家負担(=買取総額-電力負担)は増加するが、化石燃料価格が上昇していく中で、再生可能電力の発電コスト低減が続くと、将来的には需要家負担は減少に転じる。

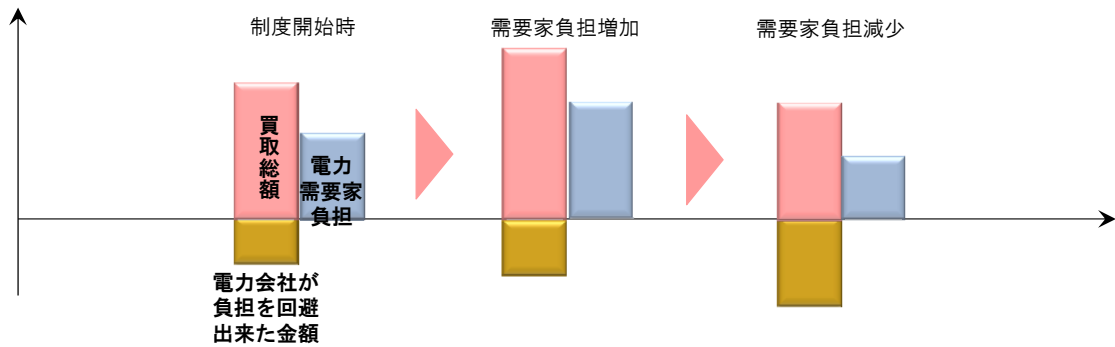


図 4-7 需要家負担の推移イメージ

## (2) 回避可能原価の計算方法

### 1) 費目

現状の太陽光発電の余剰買取制度における回避可能原価は、「太陽光電力買取により一般電気事業者がその需要に応じた電気の供給のために必要な発電量が減少したことによって一般電気事業者が支出することを免れる費用。」と定義されている。なお、「一般電気事業者において料金原価の見直しが行われるまでの間においては、経過措置的に、上記に加え、現行の太陽光発電の余剰電力買取メニューを前提とした原価算定相当額(他社購入電力料として計上)分についても合わせて控除することが適当」とされている。

回避可能原価として計上する費目としては、①火力発電燃料費、②火力発電資本費、③CO2 対策費用、の3要素を考慮することとし、①+③、①+②+③という3とおりの組み合わせで評価した。

表 4-6 回避可能原価の費目

費目	考え方
①火力発電燃料費	再生可能電力の導入拡大に伴い、確実に支出を免れる費目であり、原則この費目は回避可能原価として加算される。
②火力発電資本費	中長期的には火力発電所の建設そのものが回避される可能性があり、その場合には回避可能原価として加算するという考え方が取り得る。ただし、一定のバックアップ電源が必要という考え方もある。
③CO2対策費用	後述する環境価値の帰属との関係で、回避可能原価に加算するという考え方が取り得る。この費目は原則回避可能原価に加算されるものと想定。

### 2) 計算の前提

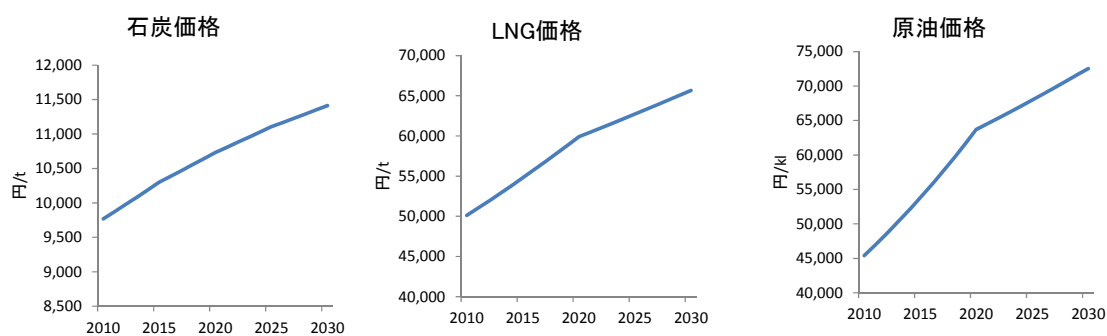
電源別の所内率、建設単価及び運転年数は、コスト等検証委員会のモデルプラントの諸元を用いた。熱効率は電力需給の概要にあるストックの熱効率をベースに、過去10年間の変化を元に将来に引き延ばした(ただし石油火力は過去10年平均値)。具体的には表4-7のとおりである。資本費は、建設単価/(8,760×運転年数×稼働率)によって計算した。な

お、将来の効率改善については織り込んでいない。

表 4-7 電源別のスペック

	石炭火力	LNG火力	石油火力
熱効率（2020年）	40.6%	45.6%	37.9%
熱効率（2030年）	40.8%	47.5%	37.9%
所内率	6.2%	2.0%	4.5%
建設単価	23万円/kW	12万円/kW	19万円/kW
運転年数	40年	40年	40年
稼働率（実績）	72.3%	52.8%	11.4%
資本費（発電端）	0.91円/kWh	0.65円/kWh	4.76円/kWh
資本費（送電端）	1.07円/kWh	0.68円/kWh	5.38円/kWh

燃料価格の将来見通しは、IEAのWorld Energy Outlook 2011で設定されている現行政策シナリオの価格を採用した。ただし、石炭価格については、足下の価格がWEO2011の2030年価格より高いことから、現行政策シナリオの伸び率を、足下2010年価格（コスト等検証委員会データ）に対して適用した。また、これらの燃料価格に加えて、コスト等検証委員会で提示された燃料諸経費も燃料コストに含めた。為替レートには、コスト等検証委員会が採用している85.74円/\$（2010年度平均）を適用した。



	石炭	LNG	石油
燃料諸経費	1,700円/t	2,200円/t	8,300円/kl

図 4-8 燃料価格の想定

### (3) 回避可能原価

#### 1) 燃料単価

電源別の熱効率・所内率を考慮して、kWhあたりの燃料単価を算出すると表 4-8 のとおりとなった。



ここでは、発電端及び送電端の数値を並記したが、基本的には系統に接続した再生可能電力の回避可能原価を検討するため、送電端の値を採用する。その際、比較対象とする再生可能電力も送電端で揃えることとする。具体的には、コスト等検証委員会で所内率が設定されている地熱とバイオマスについては、所内率を考慮した送電端電力量を買取対象として評価する。

表 4-8 燃料単価 (円/kWh)

		石炭火力	LNG火力	石油火力
発電端	2010	4.0	7.9	13.3
	2020	4.3	9.0	17.9
	2030	4.5	9.4	20.1
送電端	2010	4.7	8.3	15.1
	2020	5.1	9.4	20.3
	2030	5.3	9.8	22.8

## 2) CO2 対策費用試算

コスト等検証委員会で示された CO2 対策費用をもとに、電源別の熱効率・所内率を考慮して、kWh あたりの CO2 対策費用を算出すると表 4-9 のとおりとなった (円/kWh)。

なお、第2回コスト等検証委員会では CO2 対策費用として、現行政策シナリオと新政策シナリオの2とおりが示されていたが、第6回では両シナリオの CO2 対策費用が共通となったため、シナリオの選択は不要となった。また、2010 年度の CO2 対策費用は EU における平均価格として 10\$/tCO2 とした。

表 4-9 CO2 対策費用 (円/kWh)

		石炭火力	LNG火力	石油火力
発電端	2010	1.33	0.60	1.13
	2020	2.00	0.90	1.70
	2030	2.66	1.20	2.27
送電端	2010	1.56	0.62	1.28
	2020	2.34	0.93	1.92
	2030	3.12	1.24	2.56

※コスト等検証委員会の CO2 対策費用は、2020 年で 30\$/tCO2、2030 年で 40\$/tCO2 とされている。

## 3) 回避可能原価 (火力発電平均)

回避可能原価を、火力発電 (石炭火力、LNG 火力、石油火力) 平均で算出した場合を示す。

### ① 短期的（燃料費単価+CO2 対策費用）

回避可能原価として、火力発電平均の燃料費単価+CO2 対策費用を採用した結果を図 4-9 に示す。ただし、太陽光発電は昼間の電力需要が高いときに発電するため、ピークカットによる石油火力削減の効果を考慮して、他の電源と同様の火力平均燃料費単価に加え、文献値を参考に石油火力の燃料費単価+CO2 対策費用の 2 割分を上乗せした回避可能原価とした。

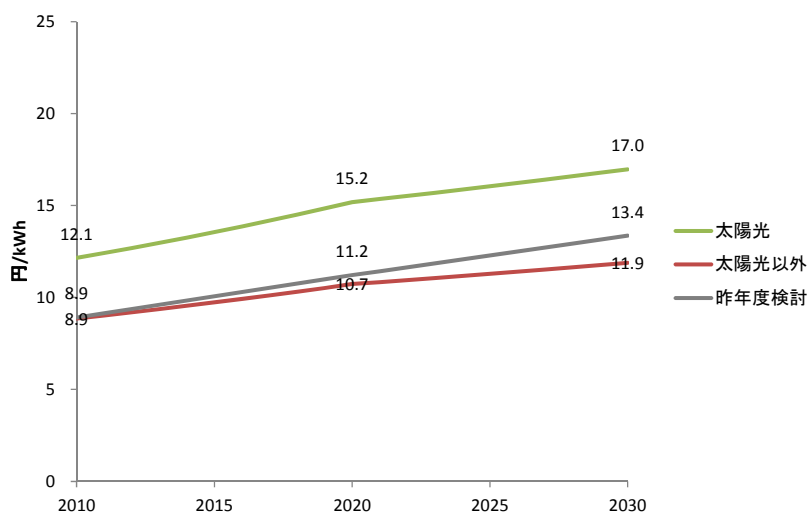


図 4-9 回避可能原価（火力平均、短期的）の推移

### ② 長期的（資本費単価上乗せ）

長期的な視点では、再生可能電力による火力発電の代替により、燃料費や CO2 対策費用のみでなく、火力発電設備自体も不要となる。この考え方にに基づき、燃料費単価+CO2 対策費用に、資本費単価を上乗せした結果を図 4-10 に示す。

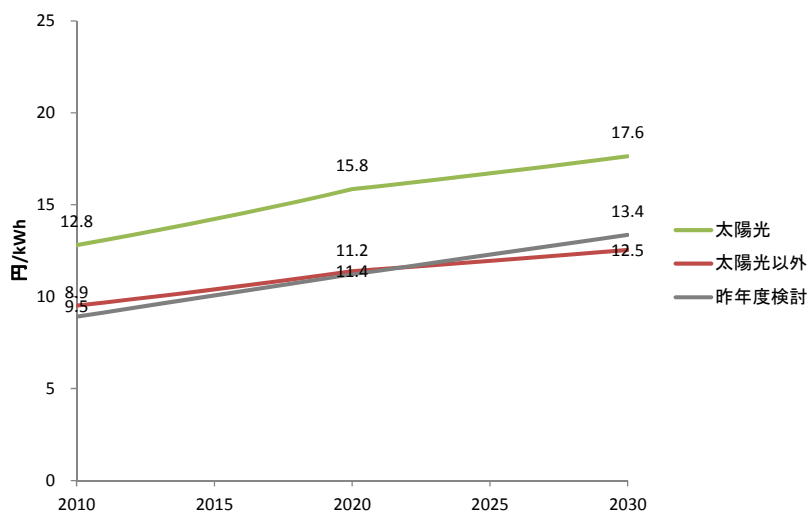


図 4-10 回避可能原価（火力平均、長期的）の推移

#### 4) 回避可能原価（LNG 火力+石油火力）

回避可能原価を、火力発電（LNG 火力、石油火力）平均で算出した場合を示す。

##### ① 短期的（燃料費単価+CO2 対策費用）

回避可能原価として、LNG 火力・石油火力平均の燃料費単価+CO2 対策費用を採用した結果を図 4-9 に示す。図 4-9 と同様に、太陽光発電のピークカット効果を考慮した。

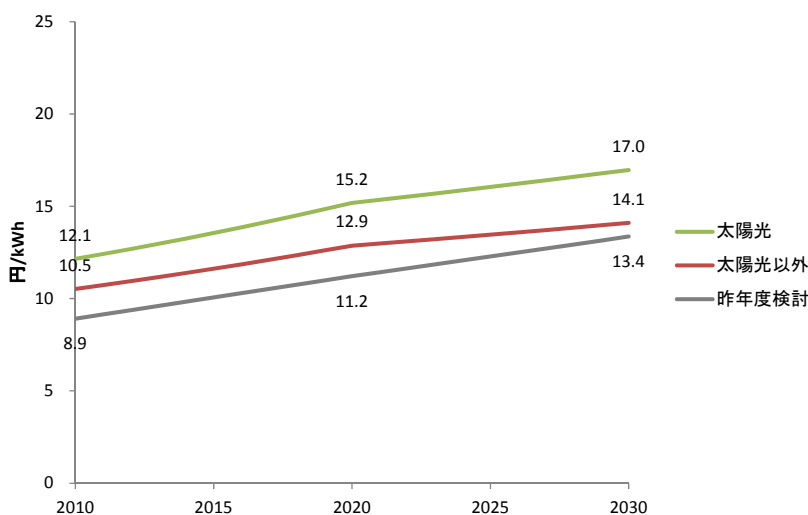


図 4-11 回避可能原価（LNG 火力・石油火力、短期的）の推移

##### ② 長期的（資本費単価上乗せ）

燃料費単価+CO2 対策費用に、資本費単価を上乗せした結果を図 4-10 に示す。

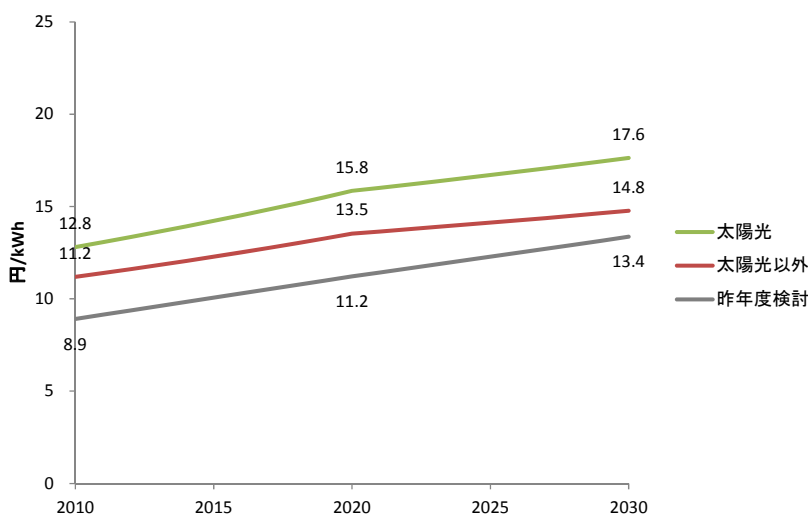


図 4-12 回避可能原価（LNG 火力・石油火力、長期的）の推移

#### 4.1.4 CO2削減価値の扱い

##### (1) CO2削減価値の帰属の考え方

CO2削減価値の帰属は、以下の整理を提案する。

- ・ 基本的には、CO2削減価値を含めて電力会社に売却する。ただし、発電者はCO2削減価値を留保することもできる。
- ・ CO2削減価値の所有者がCO2削減価値相当額を負担する。需要家が負担する額は、CO2削減価値所有者に関わらず同額となる。

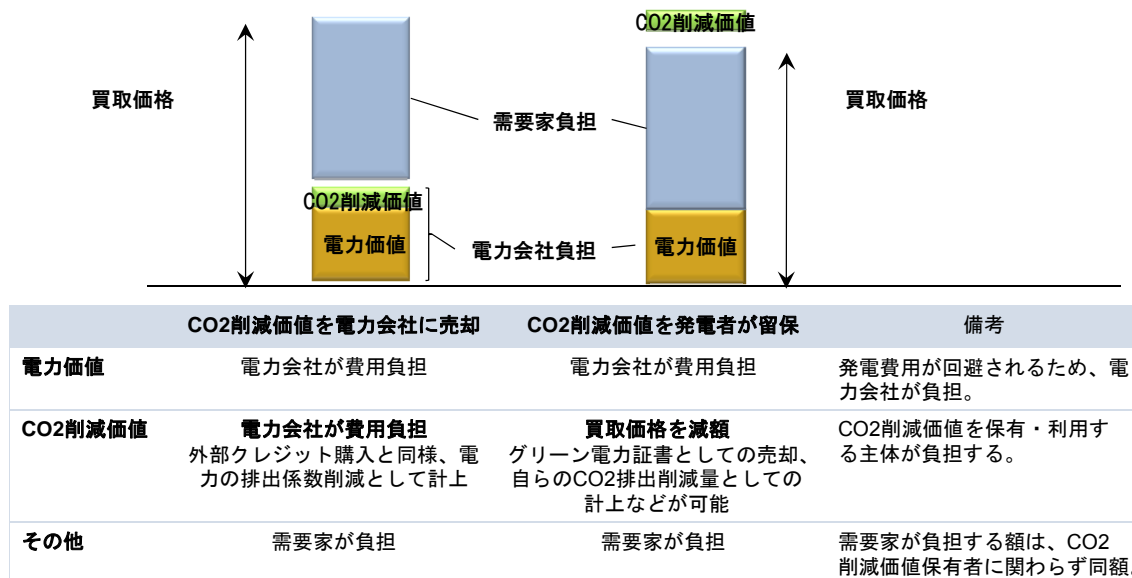


図 4-13 CO2削減価値の帰属

なお、買取制度小委員会「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」（平成22年12月）では、算定・報告・公表制度における排出係数等の考慮においては、CO2削減価値は負担に応じて全需要家に分配されるものと整理されている。これは、いったん電力会社に帰属したCO2削減価値を排出係数の低減として需要家が享受する際、その配分が従来の電力価値分の調整後負担額に依拠することを示しているものであり、前頁で示したCO2削減価値の一次的な帰属者やその負担者の整理と矛盾するものではない。

表 4-10 買取制度小委員会における整理

新制度の導入に伴う環境価値の帰属及び配分方法（「地球温暖化対策の推進に関する法律（温対法）」に基づく算定・報告・公表制度における取扱い等）について、新制度における負担の考え方等を踏まえると、

①地域間調整を実施することにより、買取りを行った事業者の需要家以外の需要家にも、当該買取りに負担を求めることになること（低圧部門の太陽光発電については、事実上、一般電気事業者のみが買取りを行うと想定されるが、サーチャージ負担はPPSの需要家にも求めることを含む。）、

②制度全体でできる限り統一的な扱いとすることが望ましいこと、

等を勘案すれば、全ての電気事業者の排出係数を何らかの形で調整し、その結果として、負担に応じて全

需要家に環境価値が分配・調整されるという扱いとすることが適当である。

出典) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 買取制度小委員会「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」(平成 22 年 12 月)

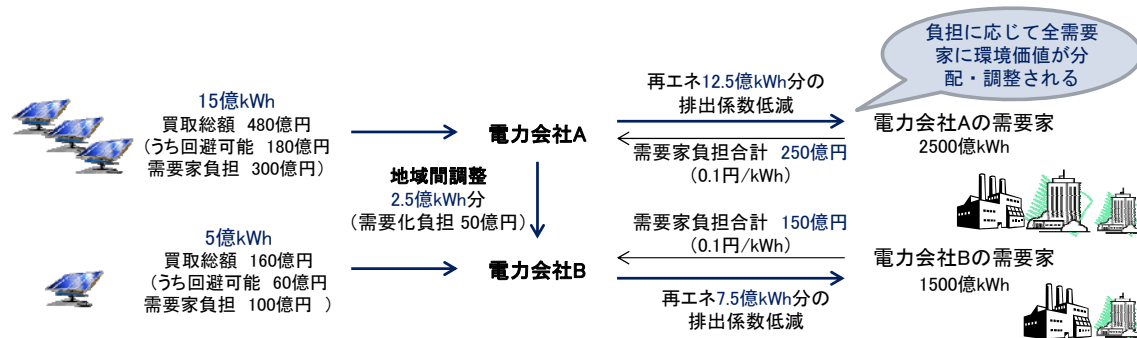


図 4-14 CO2 削減価値の調整

## (2) 電力・CO2 削減以外の価値

需要家が負担する、電力価値・CO2 削減価値以外の再生可能電力の価値は、以下で構成されていると考えられる。

- ・ 社会的価値 (エネルギー自給率向上、化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果、他産業への経済波及効果、雇用創出効果)
- ・ 技術革新効果 (太陽光発電などの将来のコスト削減効果の先取り)

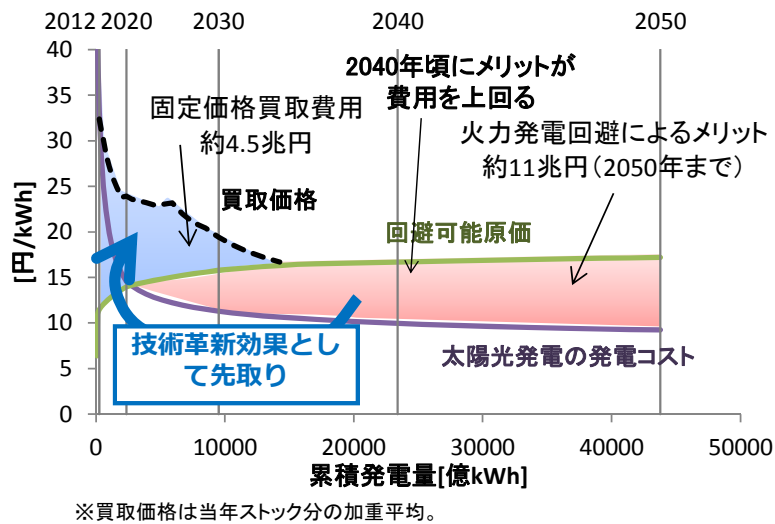


図 4-15 技術革新効果の価値 (太陽光発電、中位ケースの例)

#### 4.1.5 需要家負担額の推計

2030年までの導入量に対する買取制度による需要家の負担額を、標準世帯（月300kWhを使用する家庭を想定）で評価すると、低位では2030年時点にピークとなり156円/月、中位では2030年ピークで291円/月、高位では2026年ピークで553円/月となる。なお、特に高位で2026年から2027年にかけて不連続となるのは、太陽光発電の価格が低下し、非住宅の太陽光発電に対する2012年導入量の買取期間の終了が見込まれていることが影響している。

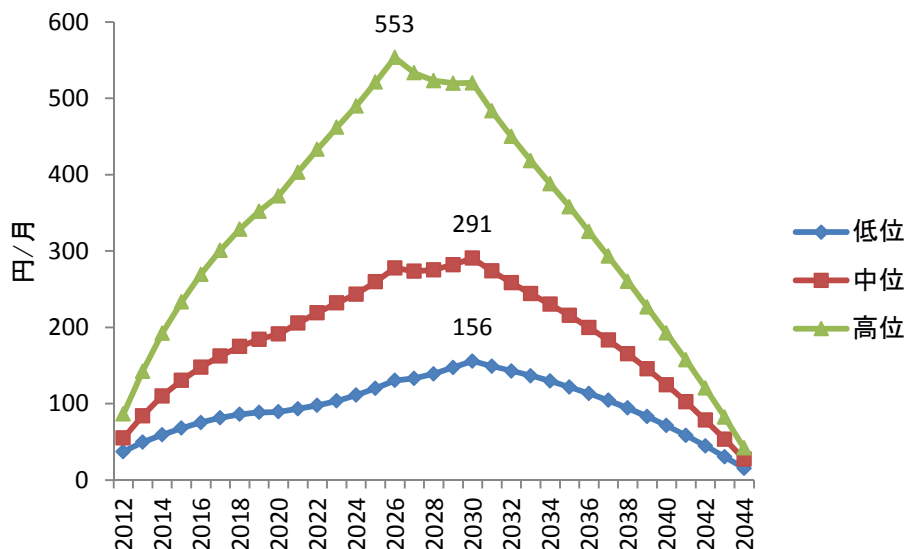


図 4-16 標準世帯の月あたり負担額推移

表 4-11 標準世帯の2020年、2030年の月あたり負担額

	低位	中位	高位	
2020	89 (0.3)	191 (0.6)	372 (1.2)	円/月 (円/kWh)
2030	152 (0.5)	291 (1.0)	526 (1.7)	円/月 (円/kWh)

標準的な需要家種類別に、毎月の負担額を相殺するのに必要な節電率を推計すると、家庭では1.4~8.0%、中規模工場では2.1~12.0%、大規模工場では2.8~16.2%となった。

表 4-12 需要家規模別の負担額の相殺に必要な節電率

	低位	中位	高位
2020時点 家庭	1.4%	3.0%	5.7%
中規模工場	2.1%	4.4%	8.6%
大規模工場	2.8%	5.9%	11.6%
2030時点 家庭	2.4%	4.5%	8.0%
中規模工場	3.6%	6.7%	12.0%
大規模工場	4.8%	9.0%	16.2%

家庭：300kWh/月（2009年電灯単価 22 円/kWh）

中規模工場：250,000kWh/月（2009年電力総合単価 14 円/kWh）

大規模工場：2,400,000kWh/月（2009年大口電力単価 11 円/kWh）

として推計。なお、大規模工場では負担額の減免措置が講じられる予定であるが、本試算では考慮していない。

2030年までの導入量に対する買取制度による需要家の負担額を、業種別の総額として試算した。2030年時点の1年間の負担総額（割引前）は、産業部門が約1,400億円～約4,600億円、家庭部門が約1,600億円～約5,500億円、業務部門が約1,900億円～約6,400億円となった。

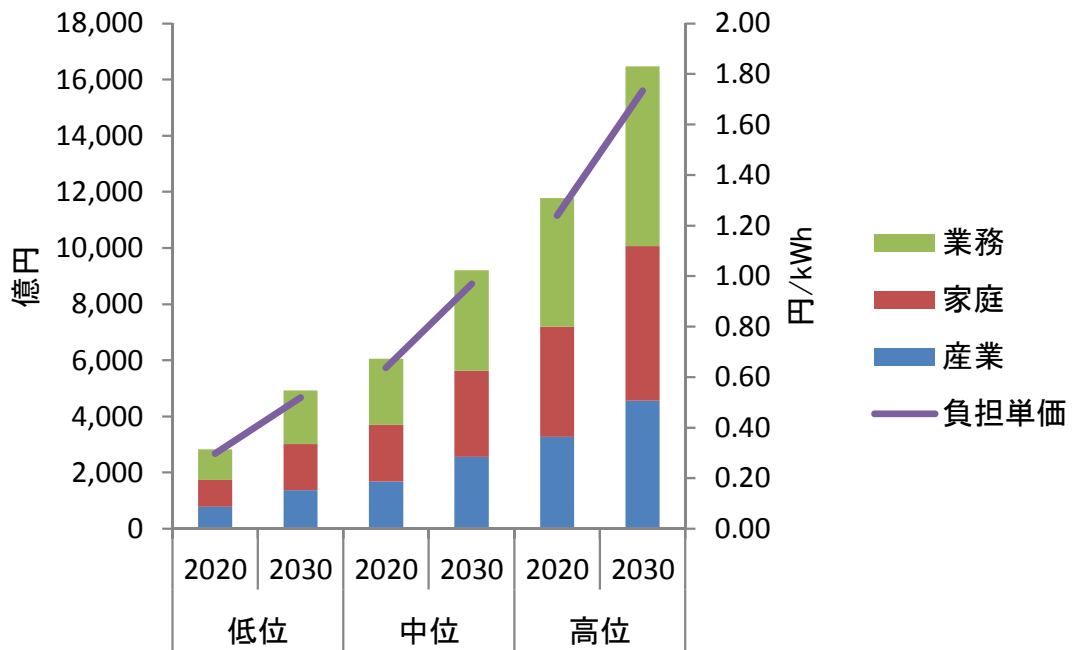


図 4-17 業種別の1年間の負担総額（割引前）

電力需要は年間9,500億kWhで一定として推計した。

産業、家庭及び業務への配分は2009年度総合エネルギー統計による（転換部門（熱供給、一般ガス製造及び石油精製）と運輸部門の負担は産業部門に計上した）

なお、固定価格買取制度においては、大口のエネルギー多消費産業等の需要家には負担の減免措置が講じられる予定であるが本試算では考慮していない。

## 4.2 再生可能エネルギー熱に対する支援施策について

### 4.2.1 支援施策を巡る動向

#### (1) 主な支援施策の種類について

平成 22 年度調査では、再生可能エネルギー熱の支援施策事例として、以下を整理した。なお、上記の施策以外に、補助金、税制優遇、買取制度の事例も存在する。

表 4-13 再生可能エネルギー熱の支援施策事例

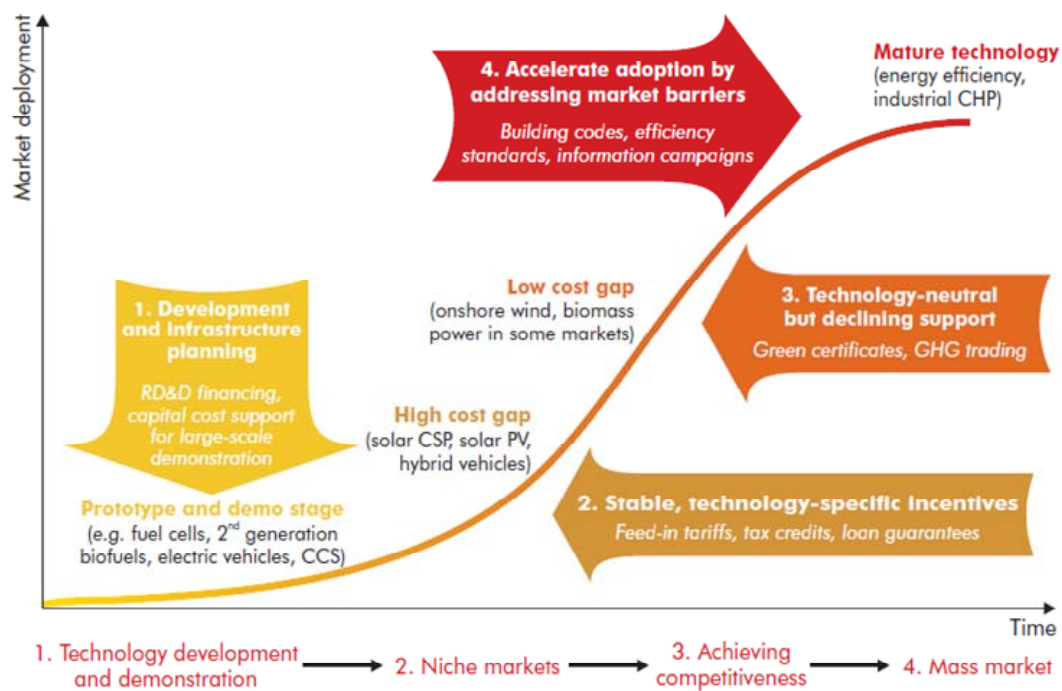
施策の種類	概要
熱証書	再生可能エネルギーにより生産した熱の環境価値分を証書化し、市場で取引可能にする制度。 ・オーストラリア再生可能エネルギー証書 ・東京都のグリーン熱証書制度 ・再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会（経済産業省）
導入検討義務化	新築又は改修する建物に対し、再生可能エネルギー利用設備の導入検討を義務化する制度。 ・東京都の建築物環境計画書制度 ・横浜市の再生可能エネルギー導入検討報告制度
導入義務化	新築又は改修する建物に対し、熱需要の一定割合を再生可能エネルギー熱で賄うことを義務付ける制度。 ・住宅・建築物の省エネ基準の適合義務化に関する検討会（経済産業省及び国土交通省、義務化は省エネのみ） ・スペインのソーラーオブリゲーション（Código Técnico de la Edificación : CTE） ・ドイツの再生可能エネルギー熱法（EEG Wärme）

上記の施策のうち、平成 22 年度調査では導入検討義務化及び導入義務化に向けた方向性を整理した。今年度は、熱証書制度に着目して、我が国への適用可能性を検討する。

#### (2) 技術の成熟度に応じた支援施策のあり方について

IEA の Energy Technology Perspectives 2010 によると、コストギャップが大きい技術は FIT などの技術ごとのインセンティブで市場を育て、コストギャップが小さくなるとグリーン証書や取引制度などの市場メカニズムを活用し、成熟した段階では標準化や義務化が適切であるとしている。





Note: The figure includes generalised technology classifications; in most cases, technologies will fall in more than one category at any given time.

図 4-18 (2) 技術の成熟度に応じた支援施策のあり方

出典) Energy Technology Perspectives 2010, IEA

### (3) 欧州主要国における再生可能エネルギー熱支援制度

欧州の主要国における再生可能エネルギー熱支援制度を以下に整理した。

表 4-14 欧州主要国における再生可能エネルギー熱支援制度

施策の種類	英国	フランス	ドイツ	イタリア	スペイン
熱証書／買取制度	RE源による発熱量当たりの固定価格による国からの支払いを長期に保証。(再生可能熱インセンティブ)			電力・ガス供給事業者に対して、消費者の年間消費エネルギー量の削減義務を課す。(ホワイト証書)	
導入検討義務化・導入義務化			新規建築物における暖房・給湯について、最低限の割合でRE源を利用することを義務化。	新規建築物に対して、REによる熱源設備を導入することを義務化(各地方機関の建築物規制に組み入れ)。	新築・改修する一部の建造物に対して、太陽エネルギーの利用を義務付け。(ソーラーオブリゲーション)
補助金・助成金	家庭部門に対する助成制度あり。(再生可能熱プレミアムペイメント)	補助金制度あり。	住宅への補助金、建築物への低利融資(市場インセンティブ・プログラム)		太陽熱・地中熱設備に対して補助制度あり。
減税・免税、無利子、低利融資		個人向けの税額控除制度あり。無利子融資制度あり。	住宅への低利融資制度(CO2建築物再構築プログラム)	太陽熱集熱器導入時に税額控除	RE導入の住宅リフォーム対象に所得税控除。エネルギーサービス提供事業者によるRE設備導入プロジェクト等の資金融資を対象に保証枠を設定。

#### (4) 再生可能エネルギー熱証書に関する事例

##### 1) 豪州

制度名	2000年再生可能エネルギー（電気）法
制度概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 法自体の趣旨は、電力に対するRPS制度。電力会社に対して再生可能エネルギー電力比率の目標が設定され、自前では達成できない場合、不足分を再生可能エネルギー証書（REC）市場より購入して義務を履行する。</li> <li>・ この証書発行の対象に、電気温水器→太陽熱温水器又はヒートポンプ式給湯器への更新も含まれている。</li> <li>・ 更新による電力削減量1MWhが1RECの価値を持つ。</li> <li>・ 太陽熱温水器を購入した家庭は、直接又はエージェントを通じてRECs相当の現金受取または太陽熱温水器の割引を受ける。</li> <li>・ 太陽熱温水器のRECsは、みなしで決定される。</li> </ul>
製品認証	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 太陽熱温水器メーカーは、認定試験期間の認証を得た後、再生可能エネルギー規制官事務局に製品の登録申請を行う。</li> </ul>
みなし制度	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ メーカーは上記の申請時に、自社製品のRECs計算が必須となっている。</li> <li>・ この計算がみなしで行われており、確度担保のためにAS/NZS4234規格のTRNSYSシミュレーション計算ソフト（建築環境シミュレーションの1つ）の使用が義務付けられている。</li> </ul>

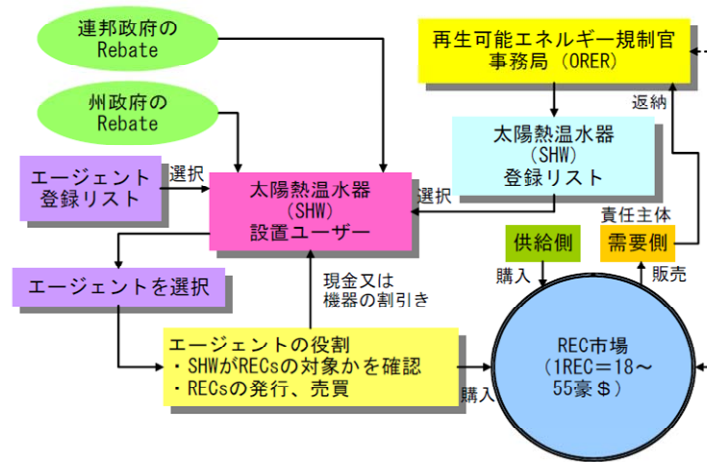


図 4-19 豪州における熱証書の流れ

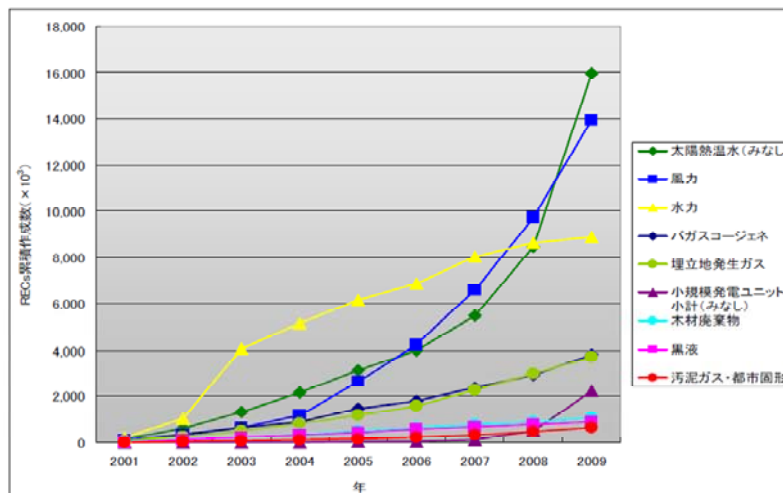


図 4-20 再生可能エネルギー証書の累積値の推移

## 2) 国内（グリーン熱証書）

表 4-15 我が国におけるグリーン熱証書の概要

制度名	グリーンエネルギー認証センターにおけるグリーン熱証書
対象エネルギー	太陽熱、雪氷エネルギー、バイオマス熱
制度概要	自然エネルギーにより発生された熱（具体的には上記の3つ）のもつグリーン熱価値の購入を希望する需要家が、一定のプレミアムを支払うことにより、熱自体とは切り離されたグリーン熱価値を証書等の形で保有し、その事実を広く社会に向けて公表できる仕組み。
実績	2011年9月末時点で、設備認定は太陽熱13設備（集熱器面積2,161㎡）、雪氷エネルギー5設備（貯雪氷量3,521t）、バイオマス熱4設備（ボイラ容量82,734kW）。ただし、認証された熱証書としての実績は太陽熱1設備による988GJのみ。

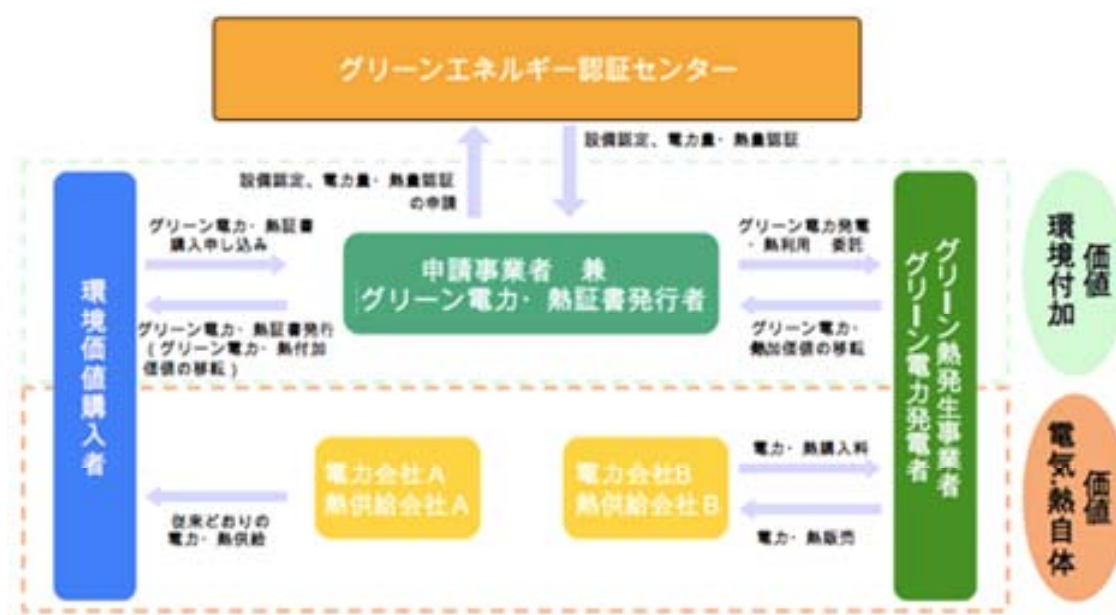


図 4-21 グリーン熱証書の利用フロー

## 4.2.2 グリーン熱証書の活用について

### (1) 我が国のグリーン熱証書の課題

我が国のグリーン熱証書制度は、2009年4月に発足しているが、先に示したとおり熱量の認証が行われた設備は1設備のみにとどまっている。

資源エネルギー庁が2011年2月にとりまとめた「再生可能エネルギー等の熱利用に関する報告書（案）」によると、熱証書制度の課題は以下の3点にあるとしている。

#### ① 熱量の把握方法

冷・温水の計測には積算熱量計が商品化されているが、蒸気などは計量器としての商品化が行われていない。また、積算熱量計は口径40mm以下の場合計量法上の特定計量器に該当するため費用が高額となっている。

#### ② 現地調査

グリーン熱としての要件を満たす条件に熱設備の現地調査が必須となっているが、個別具体の事例に対して利害関係のない第三者的立場から客観的に判断できる専門家が少ない。

#### ③ グリーン熱証書の市場創出

先行して存在するグリーン電力証書制度における証書購入は、公的報告制度に証書が採用されることを期待しつつ、現状では主にCSR活動や宣伝広告と言った活用にニーズが限定されている。これを踏まえると、グリーン熱証書でも熱証書の活用方法が課題であり、公的報告制度等へのグリーン熱証書採用の検討が求められる。

ここでは、3点目にあるグリーン熱証書の市場創出に着目し、望ましい市場創出のあり方を検討する。

### (2) グリーン熱証書の市場創出について

グリーン熱証書の市場創出のあり方としては、主に自主的な調達を促す仕組みと、一定量の調達を義務付ける仕組みが考えられる。

現行の我が国の環境・エネルギー政策との整合性を踏まえると、以下に示す制度オプションが考えられる。

表 4-16 グリーン熱証書の市場創出に向けた制度オプション

自主的な調達	地球温暖化対策推進法に基づく温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度において、事業者が報告すべき排出量からグリーン熱証書に対応するCO2排出削減量を控除可能とする。
調達義務化①	エネルギー供給事業者に対して、一定量のグリーン熱証書の調達を義務付ける制度を構築する。例えば、エネルギー供給構造高度化法において、新たな判断の基準を設けることが考えられる。
調達義務化②	新築建築物の建築主に対してグリーン熱の利用が義務化された場合に、直接的にはその義務を果たすことが出来ない場合、グリーン熱証書の代用が認められる制度とすることが考えられる。

このうち、算定・報告・公表制度における控除の仕組みについては、現在「グリーンエネ

ルギーCO2 削減相当量認証制度」の検討が政府で進められているため、以下では調達義務化について更なる検討を行う。

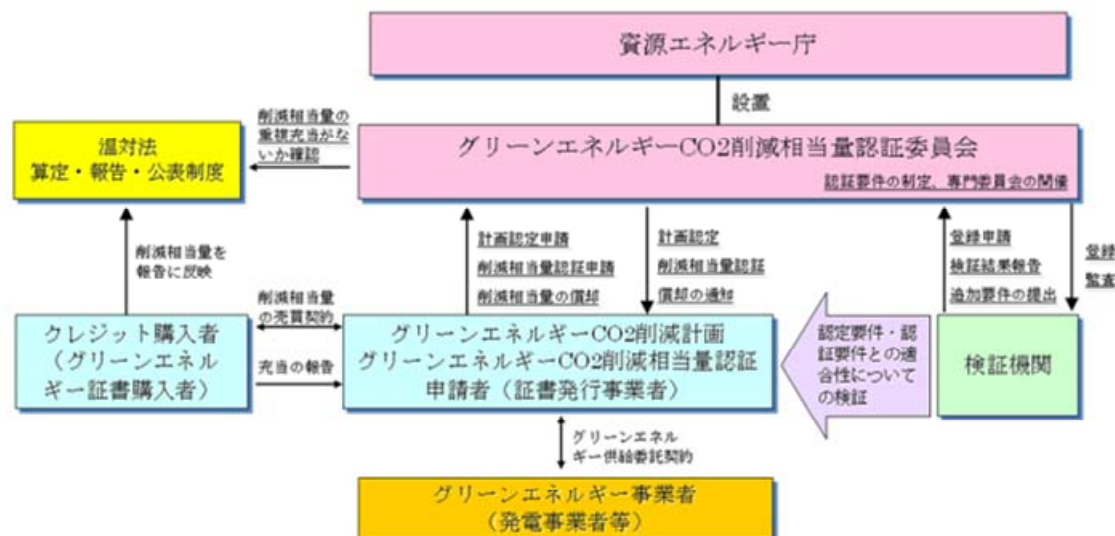


図 4-22 グリーンエネルギーCO2 削減相当量認証制度のスキーム案

出典) 平成 23 年度グリーンエネルギー証書制度基盤整備事業 公募仕様書

現行のエネルギー供給構造高度化法における、非化石エネルギー源の利用に係る判断の基準は以下のとおり。一般電気事業者等、一般ガス事業者等及び石油精製業者に対して、利用目標が示されている。

表 4-17 エネルギー供給構造高度化法における判断基準

	非化石エネルギー源の利用に関する一般電気事業者等の判断基準	非化石エネルギー源の利用に関する一般ガス事業者の判断の基準	非化石エネルギー源の利用に関する石油精製業者の判断の基準
利用目標	<ul style="list-style-type: none"> <li>○一般電気事業者：平成32年における非化石電源比率を原則50%以上とする。</li> <li>○特定規模電気事業者：平成32年に非化石電源比率を2%以上とする。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○平成27年において、下水処理場等で発生する余剰バイオガスの推定量（適正なコストで調達できるもの）の80%以上を利用すること。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○2017年度におけるバイオエタノールの利用目標量（総計）を50万klとする。</li> </ul>
実施方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>○原子力発電所の新增設の計画的かつ着実な実施、設備擁立の向上。</li> <li>○再生可能エネルギー源を利用した電源の新増設、系統安定化対策 等</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○バイオガスの調達条件の策定・公表 等</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○バイオエタノールをガソリンに混合して自動車の燃料として供給</li> <li>○OLCAでのCO2削減効果を評価したバイオエタノールを利用 等</li> </ul>

新たな制度では、上記の一般電気事業者等、一般ガス事業者及び石油精製業者に加え、熱供給事業者も利用目標対象者とすることが考えられる。

これらの事業者に対して、例えば販売しているエネルギー量に応じて、一定量のグリーン熱を直接発生又は調達して需要家に供給するか、グリーン熱証書又はグリーンエネルギーCO2 削減相当量の保有を義務付けることが考えられる。

エネルギー供給事業者が目標達成するための手段としては、以下の2通りとする。

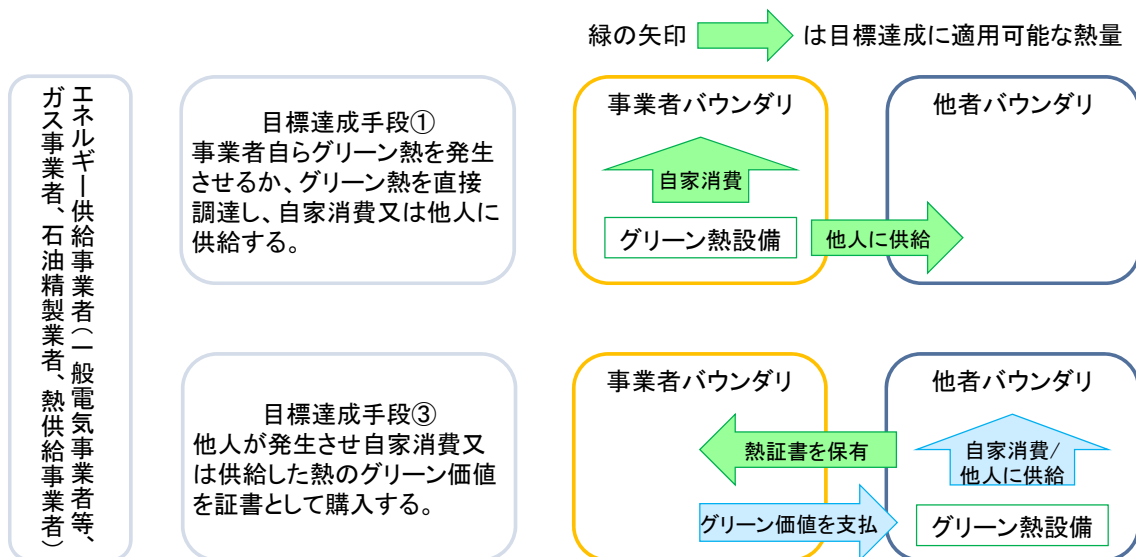


図 4-23 エネルギー供給構造高度化法を活用した熱証書利用のイメージ

供給側への義務以外に、新築建築物に対して原則再生可能エネルギー熱の利用を義務付けた上で、適切な価格での調達が困難な場合のみグリーン熱証書の調達による代用を認める制度も考えられる。

需要家への義務化は、基本的に適切なコストでの導入が可能となった環境で行われることが望ましく、IEA の ETP で整理されているとおり、ある程度熱証書の市場が育った時点が導入の時期と考えられる。ただし、導入の検討自体は供給側への義務化と並行して進めることが考えられる。

### 4.3 非経済障壁の克服

#### (1) 東日本大震災を踏まえた非経済障壁に関する課題

昨年度のエネルギー供給 WG のロードマップのうち、「再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システムの変革のための施策」及び「次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進」にある各項目ごとに、東日本大震災を踏まえた非経済障壁に関する課題を整理した。

表 4-18 ロードマップの項目毎の非経済障壁に関する課題

ロードマップの項目		主な課題
再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システム変革のための施策	社会的受容性・認知度の向上	<ul style="list-style-type: none"> <li>震災を契機に、再生可能エネルギーの導入に関する社会的受容性・認知度は大幅に向上したため、今後は個別の環境影響等に関する情報収集・データベース整備を進める必要がある。</li> </ul>
	地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入	<ul style="list-style-type: none"> <li>被災地の復興に向けて再生可能エネルギーの導入を進める動きがある中で、東北地域への導入が加速化した場合に、加速に応じて系統の需給バランスや配電網に悪影響を及ぼさないよう対応をとる必要がある。</li> </ul>
	関連法規の見直し等	<ul style="list-style-type: none"> <li>豊富なポテンシャルを有する東北地方に再生可能エネルギーの導入が加速化した場合に、現行の運用ルールでは系統への接続などに関して電力会社との調整が難航する可能性がある。</li> </ul>
次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進	電力系統インフラ	<ul style="list-style-type: none"> <li>被災地を中心に再生可能エネルギーの導入が局所的に加速化した場合に、配電電圧管理と周波数調整のために追加的なコストが発生する可能性があり、コストを抑えた対策が必要。</li> <li>自然条件に左右される再エネの発電を有効に社会全体で使用するためには需要を変えていくことが必要。よって、再生可能電力の普及に応じて、その需要調整のための重要な社会インフラとしてスマートメータの導入が必要であるが、現時点では導入を担保する制度が存在しない。</li> </ul>
	電力系統以外インフラ	<ul style="list-style-type: none"> <li>バイオマスを有効活用する際に、熱導管の敷設に関する規制法が障壁となり広域的な熱の有効活用が進まないおそれがある。</li> </ul>

## (2) 非経済障壁を除くための施策

先に示した非経済障壁に関する課題を踏まえ、これら課題を克服するための施策を検討した結果、以下のとおり。

表 4-19 ロードマップの項目に対応させた施策案

ロードマップの項目		施策
再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システム変革のための施策	社会的受容性・認知度の向上・関連情報データベースの整備	<ul style="list-style-type: none"> <li>環境影響評価が必要である風力・地熱について、その手続きに必要な情報収集・データベース整備を行う。</li> <li>太陽光発電など分散設備の運用管理システムを構築する。</li> <li>太陽光発電などの廃棄時における処理システムをあらかじめ構築する。</li> </ul>
	地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入	<ul style="list-style-type: none"> <li>ある地域に大量に再生可能エネルギーが導入される際に、電力需給バランスを踏まえつつ可能な限りコストを抑える手法（デマンドレスポンス、出力抑制等）による電力需給調整システムを構築する。</li> </ul>
	関連法規の見直し等	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力発電のピッチコントロール等による出力抑制については、電気の送り手と受け手の間で、出力抑制に伴う逸失利益の取扱いに関するルール作りを進める。</li> <li>一般電気事業者は接続の可否の判断について接続申請者に対し説明責任を負い、紛争となる場合には、一般電気事業者が一義的な举证責任を負う方向で、中立的な第三者が裁判外紛争処理（ADR）を行うよう、ルールを策定する。</li> </ul>
次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進	電力系統インフラ	<ul style="list-style-type: none"> <li>特別高圧や高圧送電線の敷設状況に関する情報開示を促進する。</li> <li>再生可能エネルギーの大量導入に向けて新たに必要とされる基幹系統や域内の基幹送電線の整備に対して、国が主体的に関与して必要な支援を行う。</li> <li>電圧調整コストを抑制する観点から、無効電力制御によるパワコンの開発・普及が進む環境を整備する。</li> <li>再生可能エネルギーの導入による配電電圧管理に加え、再生可能エネルギーや電気自動車の大幅な普及等も見据えて、配電電圧の昇圧を検討し、必要な措置を講ずる。</li> <li>効率的な需要の能動化を行うためには再生可能電力の普及に応じたスマートメーターの計画的な導入が必要であり、例えばエネルギー供給構造高度化法にて一般電気事業者が遵守すべき判断基準を策定し、これらの設備導入に関する計画を提出させる手法が考えられる。</li> </ul>
	電力系統以外インフラ	<ul style="list-style-type: none"> <li><u>熱導管の敷設に関する規制法の運用ルールのガイドライン化や規制の見直し</u>を進める。</li> </ul>



### (3) 再生可能エネルギーの導入における課題整理

個別再生可能エネルギーの導入における課題について、有識者及び業界団体等へのヒアリングや政府における規制・制度改革の実施状況関係資料を基に、現状の整理を行った。これらについては、行政刷新会議主導の下、各省庁において検討が開始されている。

表 4-20 再生可能エネルギーの種類毎の課題とその対応

再エネ区分	規制・制度的な課題への対応
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>道路への設置許可対象の範囲拡大</li> <li>農地法面を利活用した太陽光発電設備設置に係る基準の見直し</li> <li>太陽光発電の附属設備を収納するコンテナに関する建築基準法及び消防法上の取扱いの明確化</li> </ul>
風力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>市街地調整区域における風力発電機付随設備に係る設置許可の柔軟化</li> <li>洋上風力発電に関する制度環境の整備</li> <li>自然公園等における風力発電のゾーニングに関連する情報の整備・発信</li> <li>農地法における農地転用に関する規制緩和</li> </ul>
中小水力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>小水力（農業用水の水路など既許可水利権）に係る従属発電に関する許可手続の見直し</li> <li>小水力発電書におけるダム水路主任技術者の取扱いの見直し（＝派遣を可能とする）</li> <li>・発電水利権許可手続の合理化</li> </ul>
地熱発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>地熱の有効活用に向けた規制（＝ボイラー・タービン主任技術者の選任）の見直し</li> <li>自然公園・温泉地域等における風力・地熱発電の設置許可の早期化・柔軟化等</li> </ul>
バイオマス発電・熱利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>準工業地域におけるバイオガスの製造の適用除外（＝建築基準法施行令の適用除外・技術的指針の明示等により、立地を容易化）</li> <li>木質バイオマスを火力発電所等でボイラー燃料として利用する場合の規制改革</li> </ul>
海洋エネルギー（波力発電等）	<ul style="list-style-type: none"> <li>漁業権に関する交渉。</li> <li>実証による基礎データの収集・影響予測技術、環境影響評価手法の確立。</li> </ul>
太陽熱利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>エクセルギーに着目した、再生可能エネルギー熱優先の温熱政策の確立。</li> <li>住宅及び建築物に関する省エネ政策との統合。</li> <li>太陽熱に関する環境価値取引促進のための計量方法の見直し。</li> </ul>
地中熱利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>熱交換器が小型の場合、計量法認定の特定計量器が必要となるが、コスト高。</li> <li><u>コスト削減のために掘削井を共有しようとしても、熱導管の道路横断時に道路法への対応が必要。</u></li> </ul>
共通	<ul style="list-style-type: none"> <li><u>分散エネルギー設備管理のための情報（台帳管理、抑制管理、故障管理、設備・廃棄管理）の整備</u></li> </ul>

※下線部は、本検討会における非経済障壁の克服のための施策案に繋がる課題。

#### (4) 電力系統に関する課題と対策のあり方の整理

電力系統への再生可能エネルギー導入に当たっての課題と対策のあり方について、有識者、業界団体等へのヒアリング、政府における規制・制度改革の実施状況関係資料を基に、現状の整理を行った。

表 4-21 電力系統に関する課題と対応

領域	規制・制度的な課題経の対応
再生可能エネルギー電源の導入・系統連系	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギーの買取における専用線での全量買取の実施（＝需給契約のための引込線と別途、高圧又は低圧の送配電線へ専用線で連系し買取を求める）</li> <li>再生可能エネルギーの優先接続・優先給電ルールの整備</li> <li><u>適地のマッピング情報を作成、公表</u></li> </ul>
再生可能エネルギー電源の運用	<ul style="list-style-type: none"> <li>低圧託送料金制度の創設（＝再生可能エネルギーの導入円滑に資すると考えられる、特定規模電気事業者又は特定電気事業者による低圧での託送が現状不可能。）</li> <li>再生可能エネルギーの優先接続・優先給電ルールの整備【再掲】</li> <li><u>風力発電のピッチコントロール等による出力抑制で連系可能量の拡大</u></li> <li><u>太陽光発電の余剰電力発生については、出力抑制方式と無効電力制御方式の併用による対応</u></li> <li><u>太陽光発電など分散設備の運用管理システム(アグリゲータなどとの関連がある)</u></li> </ul>
電力系統の運用改善、大幅変更、設備増強	<ul style="list-style-type: none"> <li>中期的には、再生可能エネルギーの導入拡大や自家発等を活用した広域的な電力供給を更に促すため、50ヘルツ地域、60ヘルツ地域全体でインバランス算定を行うとともに、30分一定量の計画値によらずとも連系線の利用を可能とする。</li> <li>再生可能エネルギーの導入による配電電圧管理に加え、再生可能エネルギーや電気自動車的大幅な普及等も見据えて、<u>配電電圧の昇圧を検討し、必要な措置を講ずる。</u></li> </ul>
需要家側の対策	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要家による再生可能エネルギーの選択肢拡大に向けた部分供給取引の明確化(＝同一敷地内において、一般電気事業者とグリーンPPSの両者を活用したグリーン電力の利用が可能である旨の周知)</li> <li><u>スマートメーターの導入促進（電気事業者による導入を制度的に担保する仕組みを整備する。）</u></li> </ul>

※下線部は、本検討会における非経済障壁の克服のための施策案に繋がる課題。