

3-5. 再生可能エネルギー導入支援施策について

(1)再生可能電力に対する固定価格買取制度について

1. 再生可能電力導入見込量の達成に必要な買取価格

- 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。

		低位	中位	高位
太陽光発電	住宅*	41→17円/kWh (2018年)	41→17円/kWh (2018年)	41→17円/kWh (2018年)
	非住宅 ・メガソーラー*	30→15円/kWh (2018年)	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		11円/kWh	14円/kWh
	1,000～1万kW			
	100～1,000kW	15円/kWh	21円/kWh	25円/kWh
	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。

2. 制度開始時の買取価格以外の論点について

- 「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」(FIT法)の成立を踏まえ、初年度の買取価格は、「調達価格等算定委員会」において年度内に決定される予定である。
- 一方で、**(1)買取価格の更新方法、(2)費用負担額計算に必要な回避可能原価の考え方、(3)環境価値の取り扱い**については、議論がまだ進んでいない。
- 本検討では、固定価格買取制度の詳細設計に関する論点として、これらを取り上げることとする。

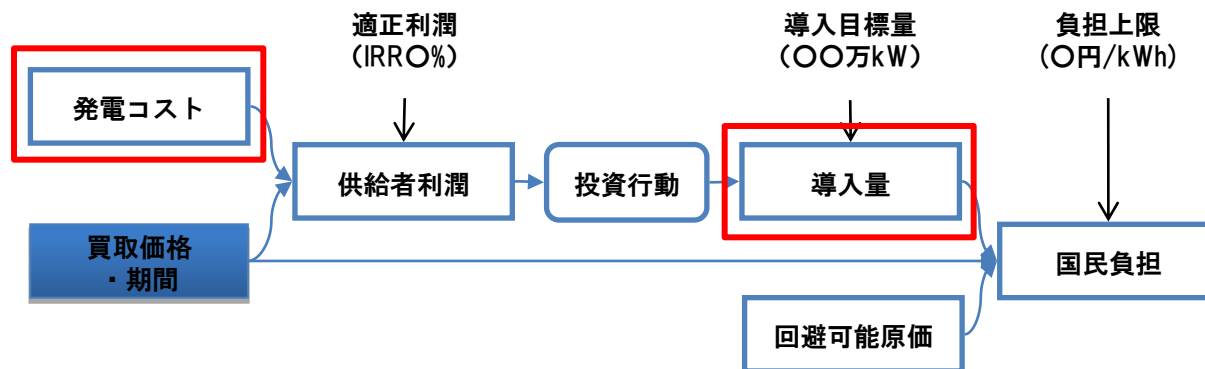
論点	議論の必要性
買取価格更新の仕組み	<ul style="list-style-type: none">・ 諸外国では太陽光発電導入急拡大による国民負担増大も指摘されている。国民負担を想定範囲に抑えるための価格更新方法を前もって定めておくことが考えられる。・ リードタイムの長い発電事業の計画を立てやすくするために、透明性の高い価格更新方法を示しておくことが考えられる。
回避可能原価の計算方法	<ul style="list-style-type: none">・ 回避可能原価の額は国民負担額に影響するため、透明性の高い計算方法を示しておくことが考えられる。
環境価値の帰属	<ul style="list-style-type: none">・ 電力会社の排出係数への反映や、グリーン電力やCO2クレジットなど既にある環境価値市場との関係を整理しておくことが考えられる。

3. 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、特に考慮する必要がある。
- 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。

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か。また、どのような方法が考えられるか。

買取価格設定や改定にあたって考慮すべき事項



3. 買取価格更新の仕組み (1) 発電コスト把握と反映

- 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。

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※
ドイツ <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・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 	<ul style="list-style-type: none"> ・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 	3年分 （3年毎に見直し）
スペイン <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・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 ・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 	<ul style="list-style-type: none"> ・IDEA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 	4年分 （4年毎に見直し）
イギリス <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・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 	<ul style="list-style-type: none"> ・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 	（2013年と、それ以降5年ごとに見直し）

※ただし、緊急の見直しも行われている。

3. 買取価格更新の仕組み (1) 発電コスト把握と反映(案)

- 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。

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
FIT設備認定時の 価格データ提出	<ul style="list-style-type: none"> ・ FIT対象となる設備については全数把握が可能 ・ 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 	○	×	×
電力会社からの データ提供	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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 ・ 太陽光は余剰のみなので不可 	×	×	△ (電力買取量)
製造事業者への 調査	<ul style="list-style-type: none"> ・ アンケートやヒアリングによる把握、市場調査の利用 	△ (パネル部分のみ)	△ (パネル部分のみ)	×
設置事業者への 調査	<ul style="list-style-type: none"> ・ アンケートやヒアリングによる把握、市場調査の利用 	○	△ (設置部分のみ)	×
導入者への調査	<ul style="list-style-type: none"> ・ アンケートによる把握 ・ 母集団となる導入者名簿が利用できるか 	○	×	○

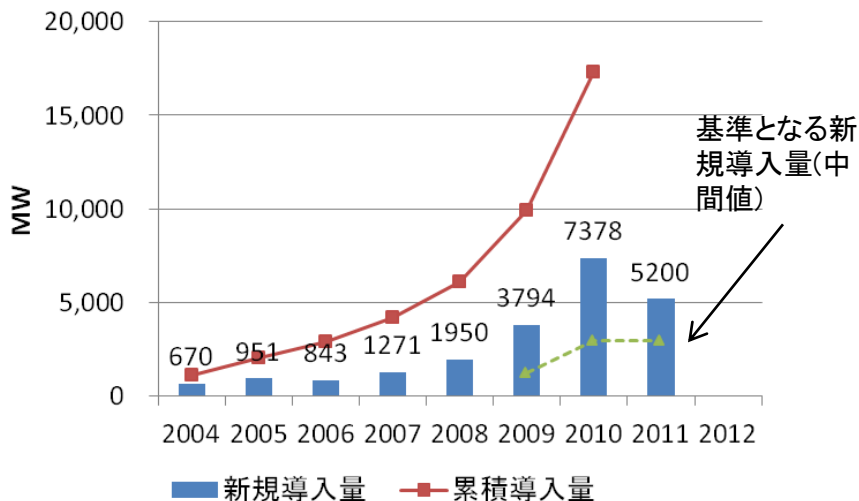
3. 買取価格更新の仕組み (2) 導入実績による価格調整

- 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。

導入実績による価格調整方法の事例(太陽光の場合)

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%

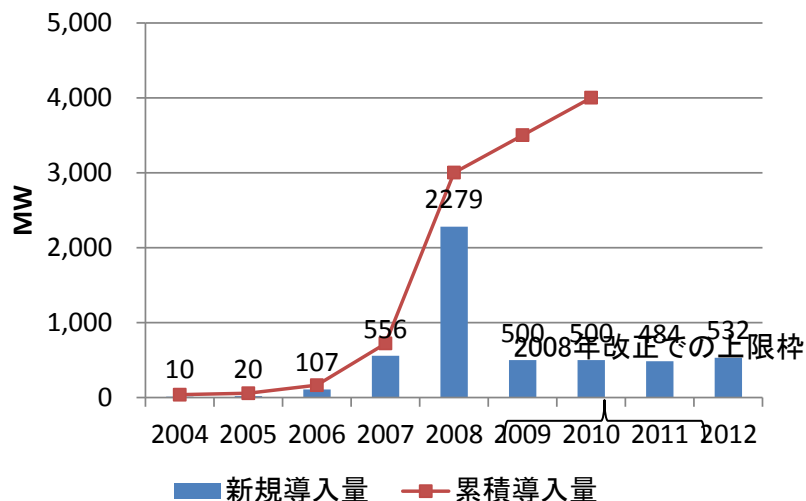
※前年:2年前10/1～1年前9/30

3. 買取価格更新の仕組み (2) 導入実績による価格調整

導入実績による価格調整方法の事例(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、同一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

		RD 1578/2008に基づき太陽光発電設備に適用される固定買取価格 (ユーロセント/kWh)					
		2008年	中略	2010年 第4Q	2011年		
				第1Q	第2Q	第3Q	
建物一体型	20kW以下	34.0000 ¥44.2		32.1967 ¥41.9	31.3542 ¥40.8	28.8821 ¥37.5	28.1271 ¥36.6
	20kW超	32.0000 ¥41.6		28.6844 ¥37.3	27.8887 ¥36.3	20.3726 ¥26.5	19.8353 ¥25.8
その他(陸上設置型等)		32.0000 ¥41.6		25.8602 ¥33.6	25.1714 ¥32.7	13.4585 ¥17.5	13.0324 ¥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^{1/4}

4. 回避可能原価の計算方法 (1) 基本的考え方

- 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の定義は以下のとおり。
 - 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。
 - 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。

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。

4. 回避可能原価の計算方法 (2)火力発電プラント諸元

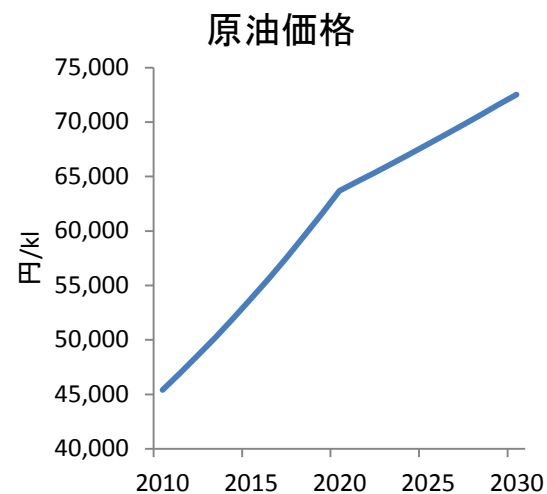
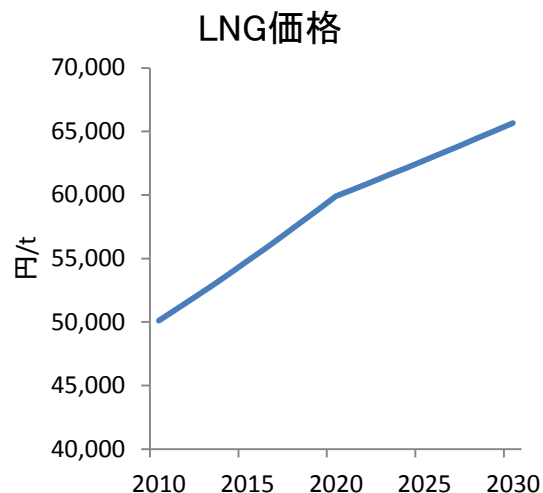
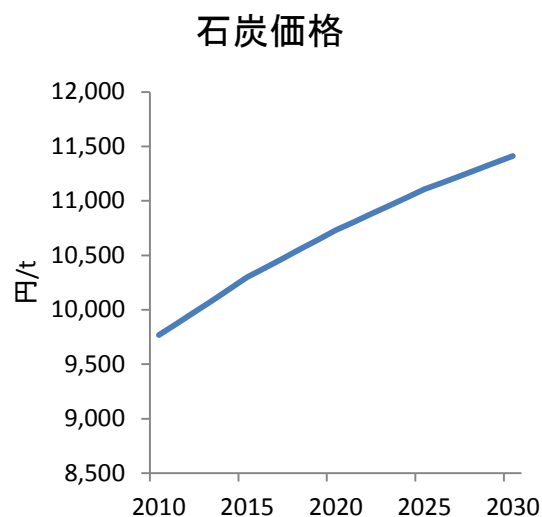
- 電源別の所内率、建設単価及び運転年数は、コスト等検証委員会のモデルプラントの諸元を用いた。熱効率は電力需給の概要にあるストックの熱効率をベースに、過去10年間の変化を元に将来に引き延ばした(ただし石油火力は過去10年平均値)。具体的には以下のとおり。
- 資本費は、建設単価 / (8,760 × 運転年数 × 稼働率) によって計算した。
- なお、将来の効率改善については、現時点では織り込んでいない。

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

4. 回避可能原価の計算方法 (3) 燃料価格設定

- 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

4. 回避可能原価の計算方法（4）燃料単価試算

- 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以下のとおり(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

- 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。

4. 回避可能原価の計算方法 (5)CO2対策費用試算

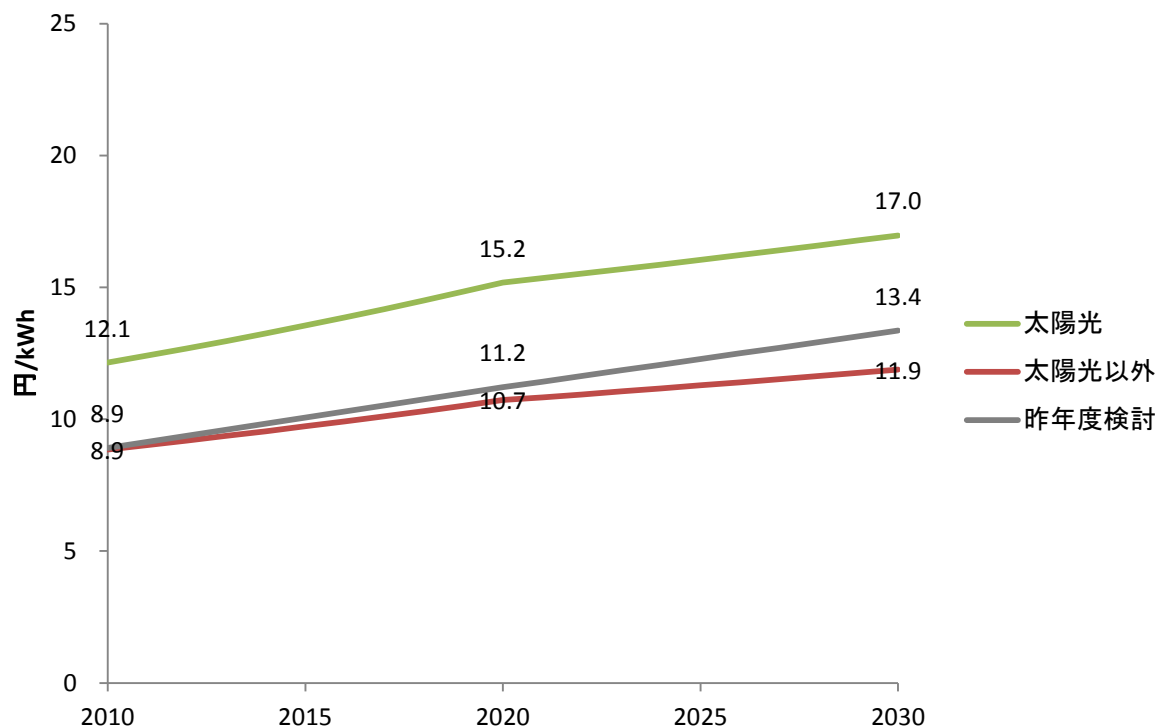
- コスト等検証委員会で示されたCO2対策費用をもとに、電源別の熱効率・所内率を考慮して、kWhあたりのCO2対策費用を算出すると以下のとおり(円/kWh)。
- なお、第2回コスト等検証委員会ではCO2対策費用として、現行政策シナリオと新政策シナリオの2とおりが示されていたが、第6回では両シナリオのCO2対策費用が共通となったため、シナリオの選択は不要となった。また、2010年度のCO2対策費用はEUにおける平均価格として10\$/tCO2とした。

		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。

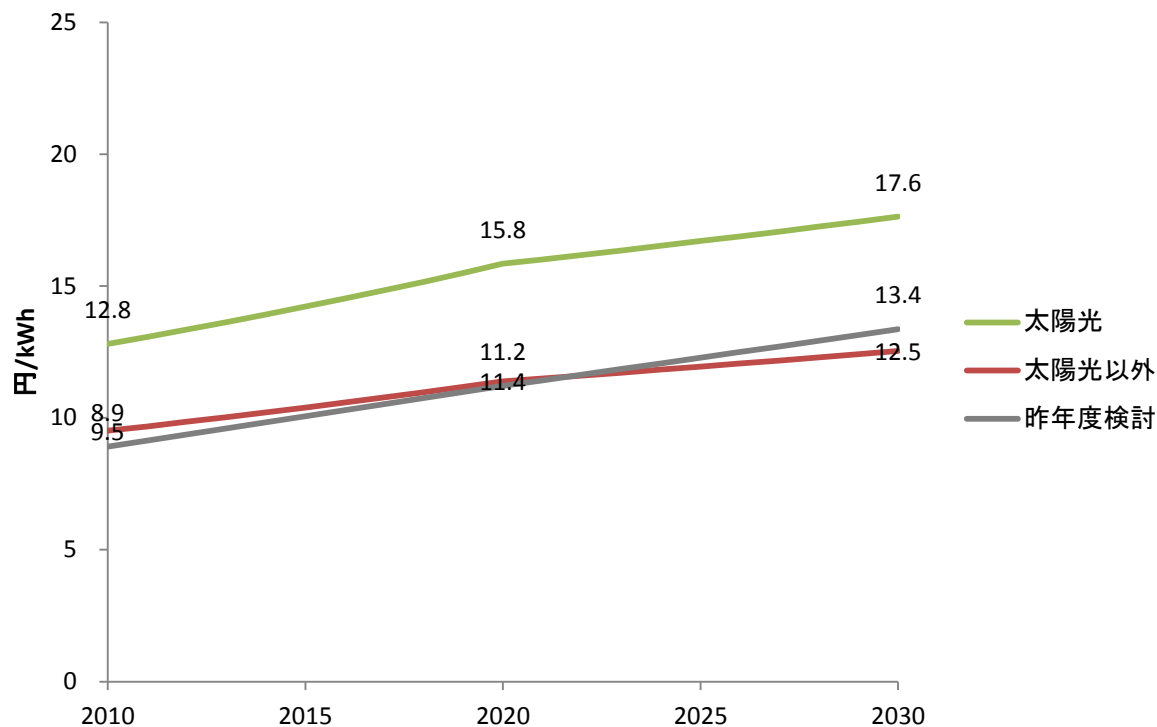
5. 回避可能原価の計算結果 (1)燃料費単価＋CO2対策費用

- 回避可能原価は、現時点では**火力発電平均の燃料費単価＋CO2対策費用**を採用している。
- 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。



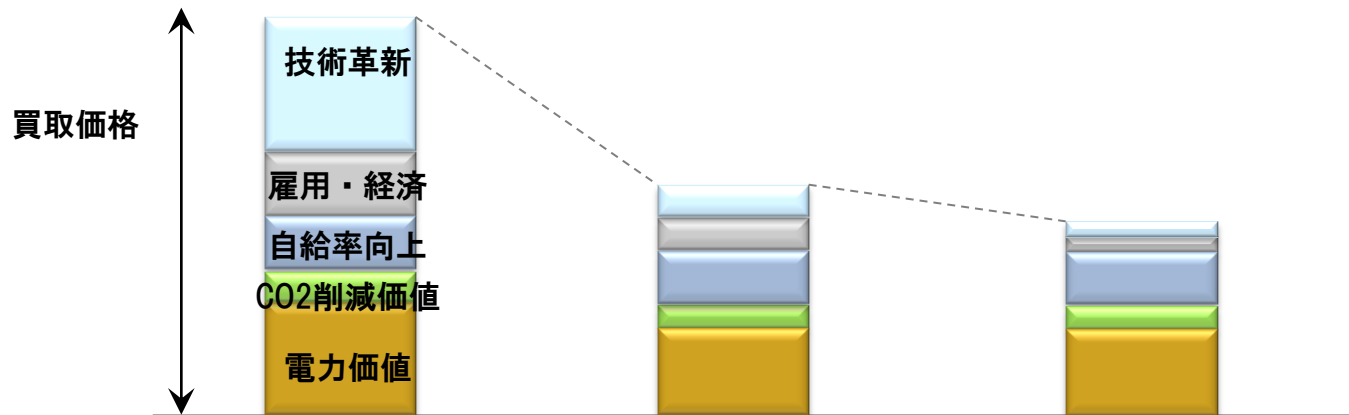
5. 回避可能原価の計算結果 (2) 資本費単価上乘せ

■ 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示す。



6. 環境価値の帰属（参考）電力・CO2削減以外の価値

- **再生可能電力はその種類によって、電力価値・CO2削減価値の差に加え、雇用創出・経済波及効果や技術革新効果の大きさも異なることから、異なる買取価格を設定することは妥当である。**
 - RPS法でも、太陽光発電は「技術革新の余地が大きくて普及拡大が見込まれる」ことなどを理由に、発電量を2倍カウントする措置が取られていた。



	太陽光発電	風力発電	地熱発電
電力価値	大（火力平均＋一部石油代替）	中（火力平均代替）	中（火力平均代替）
CO2削減価値	大（火力平均＋一部石油代替）	中（火力平均代替）	中（火力平均代替）
その他	自給率向上	共通	共通
	雇用・経済	大	中
	技術革新	大	中

(2)再生可能エネルギー熱に対する支援施策について

1. 主な支援施策の種類について

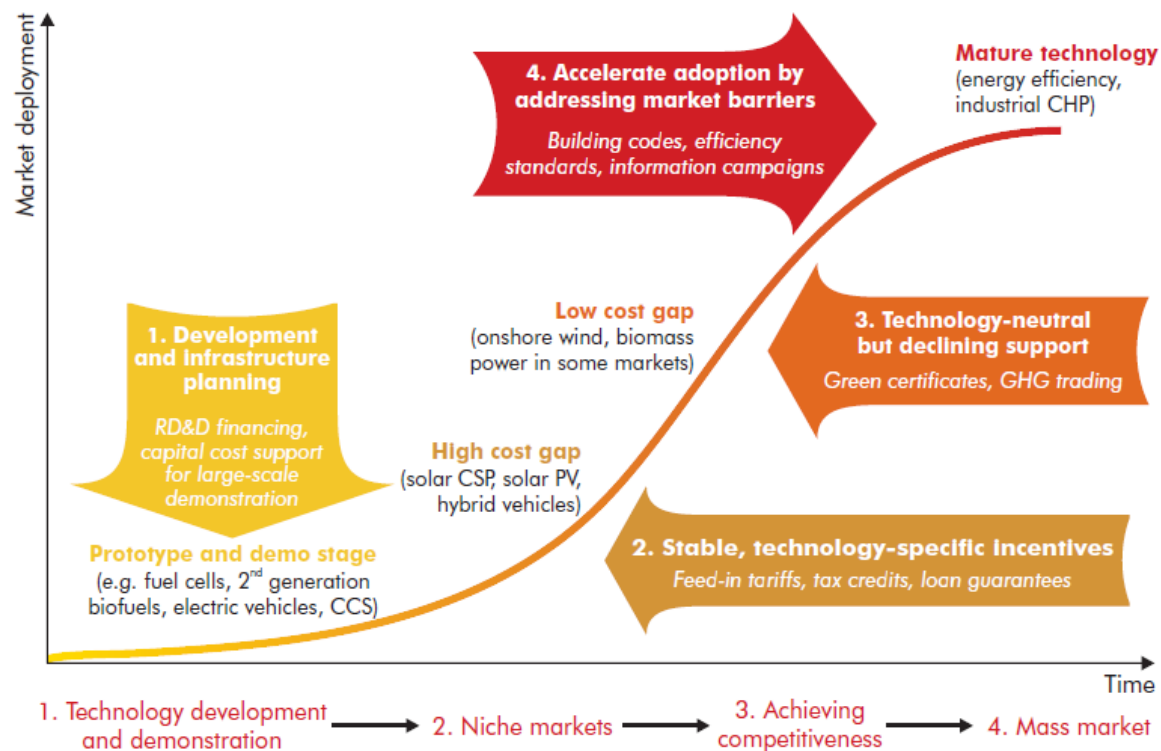
- 平成22年度調査では、再生可能エネルギー熱の支援施策事例として、以下を整理した。
- なお、上記の施策以外に、補助金、税制優遇、買取制度の事例も存在する。

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。 <ul style="list-style-type: none">・ 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。 <ul style="list-style-type: none">・ 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。 <ul style="list-style-type: none">・ 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。**

(参考) 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.

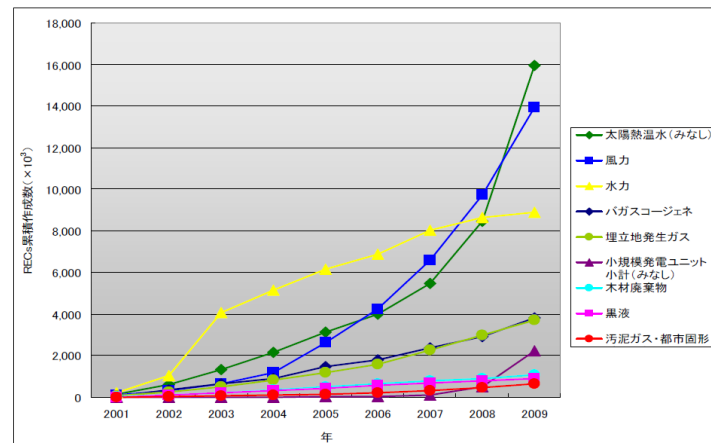
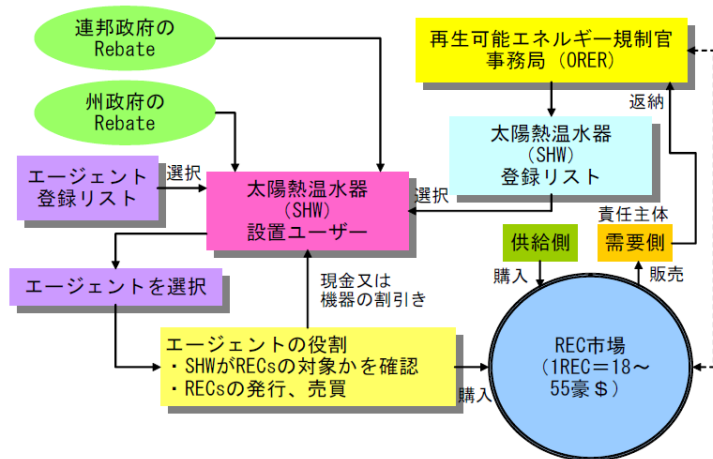
出典) Energy Technology Perspectives 2010, IEA

(参考) 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源による発電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。

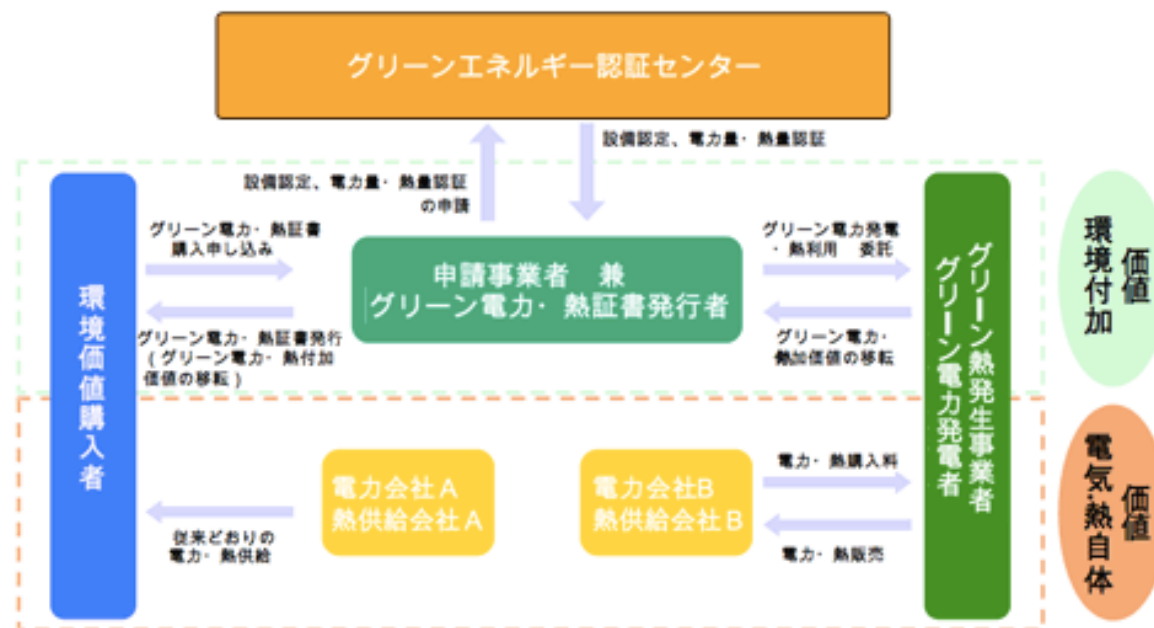
(参考)再生可能エネルギー熱証書に関する事例① 豪州

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"> 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。 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。 更新による電力削減量1MWhが1RECの価値を持つ。 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。 太陽熱温水器のRECsは、みなしで決定される。
製品認証	<ul style="list-style-type: none"> 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。
みなし制度	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。



(参考)再生可能エネルギー熱証書に関する事例② 国内

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。



2. 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。

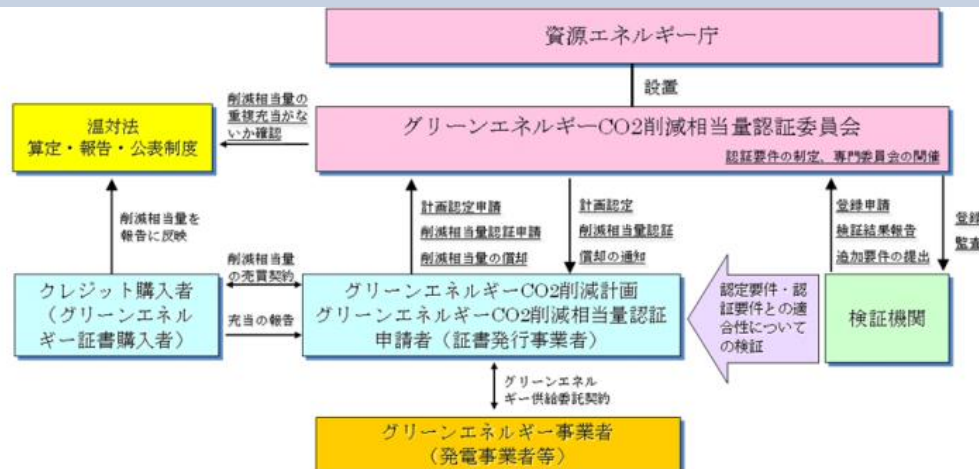
3. グリーン熱証書の市場創出について①

- 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。

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。

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

3. グリーン熱証書の市場創出について②


- 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。

	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"> ○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。 ○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。 	<ul style="list-style-type: none"> ○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。 	<ul style="list-style-type: none"> ○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。
実施方法	<ul style="list-style-type: none"> ○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。 ○再生可能エネルギー源を利用した電源の新增設、系統安定化対策 等 	<ul style="list-style-type: none"> ○バイオガスの調達条件の策定・公表 等 	<ul style="list-style-type: none"> ○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 ○LCAでのCO2削減効果を評価したバイオエタノールを利用 等

- 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。

3. グリーン熱証書の市場創出について③

- 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とおりとする。

緑の矢印  は目標達成に適用可能な熱量

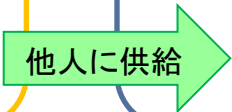
エネルギー供給事業者（一般電気事業者等）、ガス事業者、石油精製業者、熱供給事業者）

目標達成手段①
事業者自らグリーン熱を発生させるか、グリーン熱を直接調達し、自家消費又は他人に供給する。

事業者バウンダリ



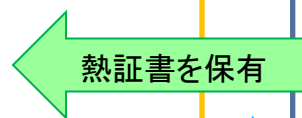
グリーン熱設備


他人に供給 

他者バウンダリ

目標達成手段③
他人が発生させ自家消費又は供給した熱のグリーン価値を証書として購入する。

事業者バウンダリ



グリーン価値を支払 

他者バウンダリ



グリーン熱設備

- 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可能なお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。