

## 6 エネルギー供給 WG

### 6.1 中長期的に低炭素社会を実現するために目指すべき姿

本年度のエネルギー供給 WG では、昨年度の検討結果を踏まえ、中長期的に低炭素社会を実現するために目指すべき姿を以下のとおりに設定した。

#### <2020 年>

- ・再生可能エネルギーの普及促進策が有効に機能し、一次エネルギー供給に占める割合が10%以上に拡大する。
- ・再生可能エネルギーの普及拡大が地域活性化や地域の雇用創出に大きな役割を果たす。
- ・既存の供給インフラ活用により再生可能エネルギーの普及を支える中で、次世代エネルギー供給インフラの整備が進展する。

#### <2030 年>

- ・大量の再生可能エネルギーを受け入れるための社会システムへの変革が進み、再生可能エネルギーと親和的な社会システムが構築される。
- ・再生可能エネルギーを最大限活用できるエネルギー供給インフラが整備されている。
- ・化石エネルギーに比べてコスト競争力を持つ再生可能エネルギーの導入が義務化される（主に建築物に対する再生可能エネルギー熱の導入を想定）。

#### <2050 年>

- ・再生可能エネルギーがエネルギー供給の主役の1つとなり、これと原子力などが電力供給の柱となり、ゼロカーボン電源が実現している。
- ・我が国の持つ最高水準の環境エネルギー技術が世界に普及し、世界全体でエネルギー供給の低炭素化が進展している。

### 6.2 昨年度ロードマップ（環境大臣試案）の見直しの視点と検討の優先順位付け

#### ○昨年度ロードマップ（環境大臣試案）の見直しの視点

昨年度のエネルギー供給 WG では、エネルギー供給の低炭素化に向けて、①再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための支援、②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、③次世代のエネルギー供給インフラ整備の推進、④化石エネルギー利用の低炭素化の実現、安全の確保を大前提とした原子力発電の利用拡大、という4つの柱立てによる行程表を策定した。

### 昨年度のエネルギー供給ロードマップの柱立てと主要な施策

再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための支援	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 固定価格買取制度などによる経済的措置等</li> <li>・ 再生可能エネ事業の金融リスク・負担の軽減</li> <li>・ 関連情報の整備</li> <li>・ 再生可能エネルギー技術の開発等</li> </ul>
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 社会的受容性・認知度の向上</li> <li>・ 地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入</li> <li>・ 関連法規の見直し等</li> </ul>
次世代のエネルギー供給インフラ整備の推進	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 既存電力系統システム上での対策</li> <li>・ 次世代送配電ネットワークの検討</li> <li>・ スマートグリッドの整備、進化</li> <li>・ 再生可能エネルギーの大量導入に向けた制度整備</li> <li>・ バイオ燃料・ガス・水素の供給インフラ整備等</li> <li>・ 次世代供給インフラ整備のためのインセンティブ付与</li> </ul>
化石エネルギー利用の低炭素化の実現	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 火力発電低炭素化の技術普及</li> <li>・ 炭素回収貯蔵の導入</li> <li>・ 発電の建設・運用における低炭素化</li> <li>・ 安全の確保を大前提とした原子力発電の利用拡大</li> </ul>

2009年度のロードマップ策定後のエネルギー供給を巡る動きとして、2010年6月に「新成長戦略」及び「エネルギー基本計画」が相次いで策定された。その中では特に、全量買取方式の固定価格買取制度の導入が改めてクローズアップされるとともに、スマートグリッドの導入をはじめとする次世代エネルギー・社会システムの構築の重要性が示された。

こうした動向を踏まえ、今年度のエネルギー供給WGでは以下の視点でロードマップの見直しを行うこととした。

- ・ 固定価格買取制度の具体的な設計（買取対象、買取価格、買取期間、自家消費の扱いなど）
- ・ 買取制度設計案等を踏まえた再生可能エネルギーの導入見込量の精査（全量買取制度導入時期の変更、太陽熱やバイオ燃料等の修正）
- ・ 買取制度を補完する施策としての地域における再生可能エネルギービジネス普及拡大方策の検討
- ・ 再生可能エネルギーの導入拡大を支える電力系統整備

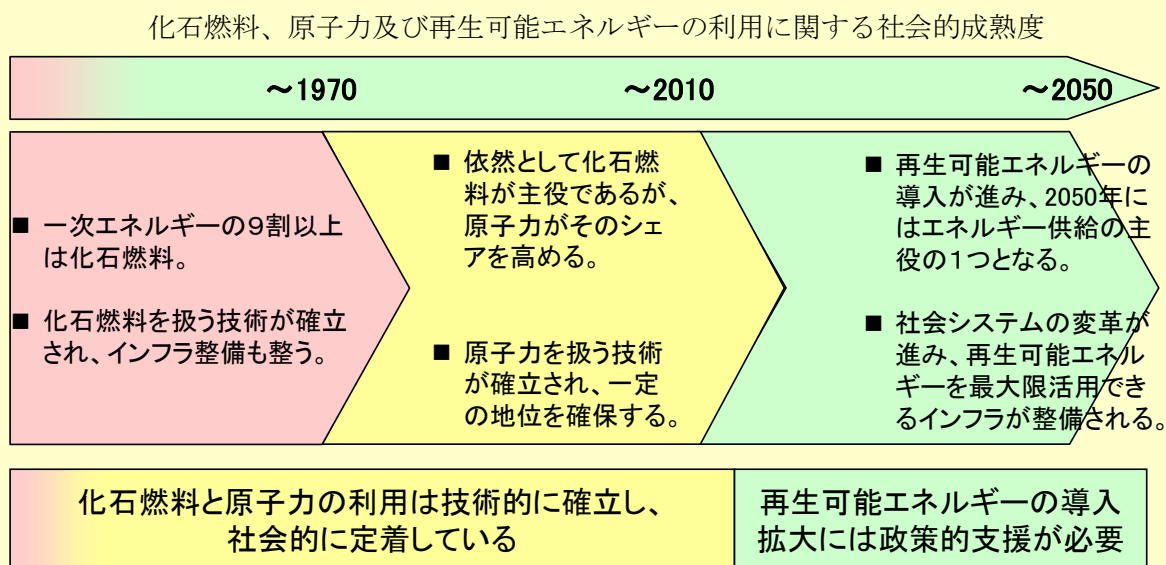
#### ○検討の優先順位付け

エネルギー供給の低炭素化の方策は、①再生可能エネルギーの普及拡大、②化石燃料利用の低炭素化、③原子力の利用拡大、という3方策に大別される。

ここで、化石燃料は長期に亘ってエネルギー供給において最大の地位を占めており、その利用は技術的に確立され、社会的に定着している。原子力も長期の研究期間を経て実用化さ

れ、70年代以降導入量が増加し、エネルギー供給において一定の地位を確保していると言える。

一方、再生可能エネルギーは長期の研究開発段階を経て、ようやく導入が進みつつある状態であり、今後飛躍的な増加が期待されるものの、現時点では経済性、社会的受容性・認知度、インフラ整備などに関して、化石燃料や原子力の持つレベルにまで達していない部分が存在する。



今後、再生可能エネルギーを他のエネルギーと同等のレベルまで引き上げ、新たな社会システムとして定着させていくためには、民間レベルでの取組に対し、行政が積極的に政策支援を行っていく必要がある。

また、再生可能エネルギーの普及を支える政策は、特に欧州と比較して遅れており、導入の速度にも顕著な違いが生じている。

こうした状況を踏まえ、本WGでは、エネルギー供給の低炭素化のための方策のうち、今後の導入拡大が期待されるものの、克服すべき多くの課題を有する再生可能エネルギーに焦点を当て、普及拡大のために必要な施策等を重点的に検討した。

### 6.3 再生可能エネルギーの導入見込量

2020年における再生可能エネルギーの導入見込量と支援レベルの設定については、昨年度の検討と同様に以下の手順に基づき評価を行った。

- ・ 昨年度に環境省において実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」等の結果を用いて、各再生可能エネルギーの導入ポテンシャル（理論的に推計することができるエネルギー資源量であって種々の制約要因（土地用途、利用技術など）を考慮しない「賦存量」とは異なり、エネルギーの採取・利用に関して種々の制約要因を考慮したものであって、制約要因についてシナリオを設定した上で推計した利用可能なエネルギー資源量）について整理を行った。
- ・ 再生可能エネルギーの導入コストは、地理的な条件（水力発電であれば水量や落差など、地熱発電であれば熱密度など）などによって導入地点ごとに異なる。経済的支援策の基礎データとして、導入ポテンシャルと導入コストの関係を整理し、導入ポテンシャル全体における導入地点ごとの単価を推計する作業等を行った。
- ・ 導入ポテンシャルを考慮しつつ、「地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ全体検討会」（2009年度、環境省）で提示された AIM 日本技術モデルの導入目標を導入見込量の目安とした。その上で、当該導入見込量に達するまでの全ての地点における 20 年間の内部収益率（IRR）が 8 %以上となるよう支援策を想定し、導入量の精査を行った（20 年間の IRR が 8 %以上に相当する数字として太陽光発電と太陽熱利用は投資回収年数 10 年程度という評価基準により精査を行った）。

以下に、再生可能エネルギーの種類毎の考え方を示す。

太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ▲15%ケースでは、民間の住宅・非住宅分野では投資回収年数が10年となる価格での固定価格買取制度。公共部門で民間と同程度の規模の設置となるような施策の実施。</li> <li>■ ▲20%及び▲25%ケースでは、買取価格を引き上げ、投資回収年数を約9年、約8年とした場合の導入量。</li> <li>■ 生産量が拡大することで価格が低減する習熟効果を見込んでおり、買取価格は毎年度見直すことを想定。</li> </ul>
風力発電 (陸上・洋上)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、1,131万kWに設定。</li> <li>■ この導入見込量全てでIRR8%が確保される20年全量買取の買取価格を算出した。陸上風力については、風車コストの低減を見込み<sup>*</sup>、買取価格は毎年度見直すことを想定。</li> </ul>
中小水力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 導入目標を達成するまでの地点でIRRが8%となる価格での固定価格買取制度を想定。</li> <li>■ ある買取価格を設定したときに導入候補地点全てのIRRを算出し、8%以上の地点全てで導入が行われるとした。目標レベルに応じて3ケースの買取価格を設定した。</li> </ul>
地熱発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 導入目標を達成するまでの地点全てでIRR8%以上となる価格は他の電源と比較して高い(約43円/kWh)ため、買取価格を20円/kWhに抑えた上で、IRRが8%を下回る地点では調査及び開発に係る費用の一定割合を補助することを想定。</li> </ul>
太陽熱利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ▲15%ケース及び▲20%ケースでは、投資回収年数15年(耐用年数並み)となる支援策を、▲25%ケースでは同10年となる支援策を想定し、投資回収年数受容曲線により導入量を推計。</li> <li>■ 同時に、経済面以外の課題解決も図られるとした。</li> </ul>
バイオマス発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 導入目標を達成するまでの地点でIRRが8%となる価格での固定価格買取制度。</li> </ul>
バイオマス熱利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 導入目標を達成するまでの地点でIRRが8%となる価格でのグリーン熱証書制度の導入が実現するものと想定</li> </ul>

※陸上風力は、導入地点側の制限により導入コストが高くなる可能性もある点に留意が必要である。

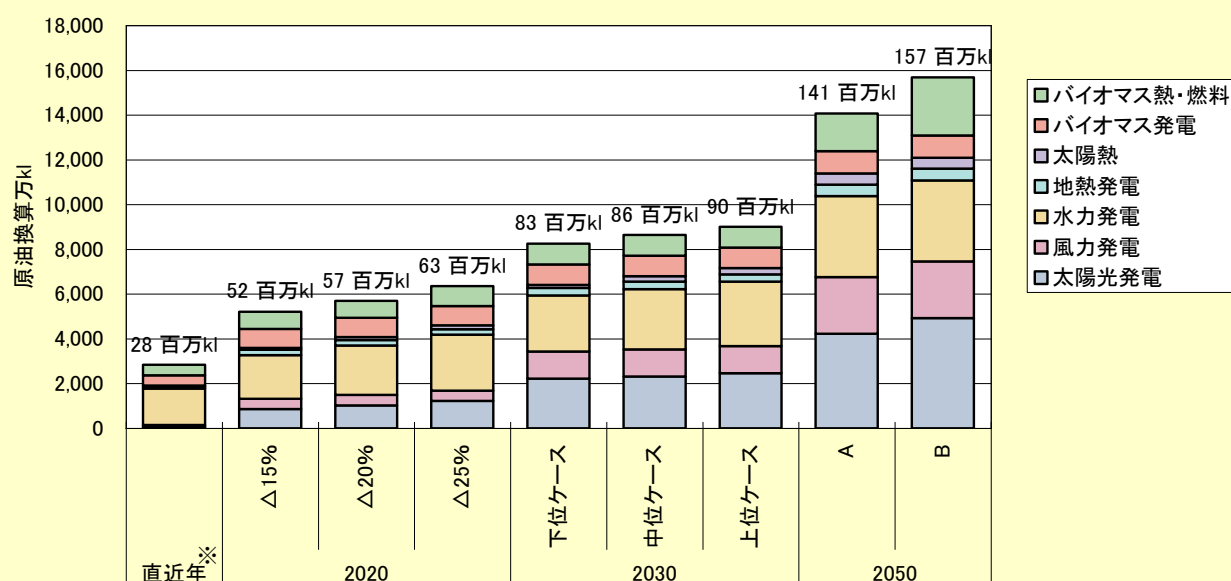
その上で、本年度は以下の点について追加的な精査を行った。

- ・太陽光発電に関して2009年11月に開始した余剰買取制度を考慮するとともに、全量買取制度を2012年度開始と想定した。
- ・太陽熱利用に関して、ソーラーエネルギー利用推進フォーラムの導入見通しを踏まえ、導入見込量の見直しを行った。
- ・自動車WGの検討を踏まえ、バイオ燃料の導入量を▲15%、▲20%ケースで下方修正した。
- ・既設の水力発電の規模別情報に基づき、大規模水力と中小水力の内訳を見直した。

上記の見直しを行った上で、2020年断面に着目すると、全てのケースで、地球温暖化対策基本法案で定められている「再生可能エネルギーの供給量について、2020年までに一次エネルギー供給量に占める割合を10%に達するようにする。」という目標を実現できることを確認した。

2050年までの再生可能エネルギーの種類別導入見込量

一次供給比	5%	約10%	約11%	約12%	約16%	約17%	約19%	約37%	約46%
直近年比	1.0	1.8	2.0	2.2	2.9	3.0	3.2	5.0	5.5



※太陽光、風力、大規模水力、中小水力、地熱は2009年度（大規模水力は推定）、太陽熱は2007年度、バイオマス発電及びバイオマス熱利用は2005年度のデータ

※シナリオA・B：国立環境研究所 AIM プロジェクトチームによる低炭素社会シナリオ分析モデルで分析された二つの2050年における社会像シナリオ。概要は以下のとおり。

シナリオ A	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 利便性・効率性の追求から都市への人口・資本の集中が進展。</li> <li>・ 集合住宅居住比率が高く、世帯当たりの居住人数は少ない。</li> <li>・ GDP 成長率 1.0%/年（一人当たり 1.7%）</li> <li>・ 高品質なものづくり拠点となる。</li> </ul>
シナリオ B	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ゆとりある生活の追求により地方に人口・資本が分散化。</li> <li>・ 集合住宅居住比率はやや増加するが、家族とともに暮らす傾向。</li> <li>・ GDP 成長率 0.5%/年（一人当たり 1.0%）</li> <li>・ 物質的豊かさから脱却した成熟社会を形成。</li> </ul>

2020年までの導入量と、直近年の実績からの増分をみると、今後もっとも増加が期待さ



れるエネルギーは太陽光発電であり、ついで、バイオマス熱利用、バイオマス発電、風力発電、中小水力発電などの増分が大きくなっている。

2050年には、再生可能エネルギー全体の導入量が、直近年の実績と比較して5倍以上となり、一次エネルギー供給に占める割合は約37～46%に達することとなる。

2020年までの再生可能エネルギーの種類別導入見込量と直近年からの増分

		直近年※	2020年					
			▲15%		▲20%		▲25%	
			導入量	うち増分	導入量	うち増分	導入量	うち増分
太陽光発電	万kW	263	3,500	3,237	4,200	3,937	5,000	4,737
	万kl	64	855	791	1,026	962	1,222	1,157
風力発電 (陸上)	万kW	219	1,110	891	1,110	891	1,110	891
	万kl	89	452	363	452	363	452	363
風力発電 (着床)	万kW	0	20	20	20	20	20	20
	万kl	0	12	12	12	12	12	12
風力発電 (浮体)	万kW	0	1	1	1	1	1	1
	万kl	0	1	1	1	1	1	1
大規模水力発電	万kW	1,118	1,244	126	1,244	126	1,244	126
	万kl	546	713	167	713	167	713	167
中小水力発電	万kW	955	1,077	122	1,292	337	1,512	557
	万kl	1,079	1,232	154	1,504	425	1,782	703
地熱発電	万kW	53	171	118	171	118	171	118
	万kl	76	244	168	244	168	244	168
バイオマス発電	万kW	409	761	352	761	352	761	352
	万kl	462	860	398	860	398	860	398
太陽熱利用	万kl	55	80	25	131	76	178	123
バイオマス熱利用	万kl	470	757	287	757	287	887	417
合計	万kl	2,841	5,206	2,365	5,700	2,859	6,350	3,509

※ 太陽光、風力、大規模水力、中小水力、地熱は2009年度（大規模水力は推定）、太陽熱は2007年度、バイオマス発電及びバイオマス熱利用は2005年度のデータ

#### 6.4 再生可能エネルギーの導入を支える施策等

##### ○ 再生可能電力の固定価格買取制度

地球温暖化対策の中期目標の達成、及び一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を10%とする目標の達成のためには、再生可能エネルギーに対する経済的な支援が不可欠である。ここでは特に、再生可能電力を対象とした「固定価格買取制度」の検討を独自に行った。

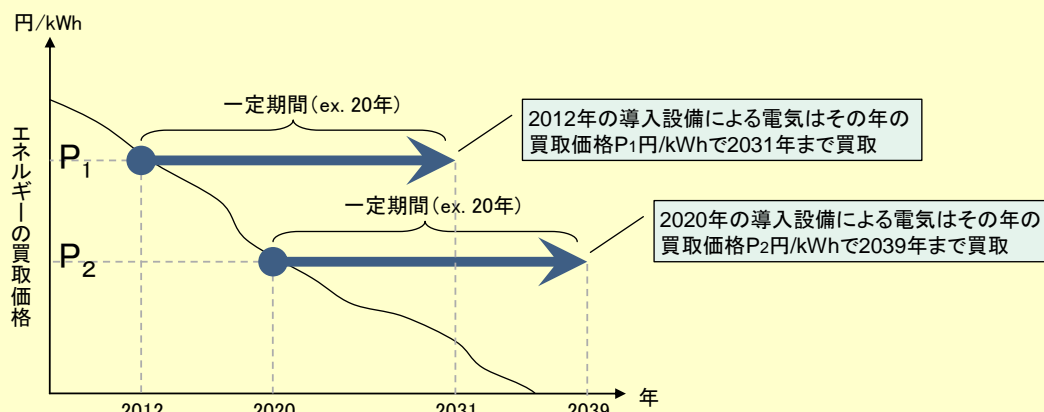
まず、固定価格買取制度導入の目的は、以下の3点と考えられる。

- ・ 電力需要家の負担により、再生可能エネルギーを大量に導入することでCO2排出削減を進め、2020年の中期目標を達成し、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を10%以上とする。さらに、2050年80%削減目標の達成や低炭素社会の構築に貢献する。
- ・ 再生可能エネルギーに関連する産業を育成し、国際競争力の向上を図るとともに、地域の資源や人材を活用し雇用創出に貢献する。
- ・ 化石燃料価格高騰リスクに対応するため、エネルギー自給率を向上させる。

再生可能電力の固定価格買取制度（Feed-in Tariffs, FIT）とは、電気事業者に対し、再生可能エネルギーにより発電された電力を規定の価格で買い取ることを義務付ける制度である。再生可能電力の導入を推進する政策としては他に、導入補助金やRPS制度があるが、固定価格買取制度は、固定価格での買取により導入者の投資回収を予測し易くすることを目的とした再生可能エネルギーへの投資を加速させる有効な制度である。ドイツやスペインなど広く導入され、再生可能電力の導入量を確実に増加させている。

固定価格買取制度の一般的な特徴は下記のとおり整理できる。

- ・ 買取価格は通常電源別に設定される。技術熟度やエネルギー固有の特性によって現状の発電コストが電源ごとに異なることに対応する。また、特定の技術を推進したいという政策判断を反映する場合もある。
- ・ ある年度に設定された買取価格は当該年度の導入設備に対して長期間固定される（例えば10～20年）。これにより、導入時の初期コストの回収が設置者に保証される。結果的に、再生可能エネルギーへの投資の安全性が向上し、積極的な長期投資が可能となる。
- ・ 買取価格は、技術進歩による生産コストの低下による発電コストの減少に伴い、徐々に引き下げられると見込まれる。
- ・ 電気事業者の再生可能電力の買取費用は、通常電力料金として一律に電力需要家によって負担される。
- ・ 制度が廃止された場合には、新規の買取はなくなるが、制度存続時に買取対象となった電源からの買取は一定期間継続される。



固定価格買取制度における買取価格のイメージ



再生可能エネルギーの導入見込み量の分析等を踏まえ、望ましい固定価格買取制度を下記のとおり提案する。

- ・ 実用化されているエネルギー種を対象とする。具体的には太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電（温泉発電を含む）、バイオマス発電とする。
- ・ 太陽光発電は投資回収年数8～10年、その他は20年間の買取でIRRを8%以上確保できる買取価格とする（価格は電源の種類別に設定）。また、買取期間は20年間とする。
- ・ 自家消費分も含めた全量の買取制度を基本とする（再生可能電力の導入拡大を想定した場合、公平性や投資回収の見通しの立ちやすさ等の観点から、全量買取が望ましい）。
- ・ 既設電源は事業化の際に想定していた採算性を確保させる。
- ・ 買取の義務対象者として一般電気事業者を想定しているが、義務対象外となる特定規模電気事業者(PPS)がより高い価格で買い取ることを排除するものではない。

固定価格買取制度における望ましい買取価格

	▲15%	▲20%	▲25%
太陽光発電	44円/kWh(2012年) →24円/kWh(2020年)	48円/kWh(2012年) →26円/kWh(2020年)	53円/kWh(2012年) →27円/kWh(2020年)
風力発電	陸上：22円/kWh(2012年)→18円/kWh(2020年)、 洋上（着床式）：30円/kWh 洋上（浮体式）：42円/kWh		
中小水力発電	15円/kWh	20円/kWh	25円/kWh
地熱発電	20円/kWh（IRRが8%を下回る地点には補助制度を併用）		
バイオマス発電	22円/kWh		

※20年間の全量買取を前提とした場合の買取価格である。

※太陽光発電及び風力発電（陸上）は、現状で導入に伴うコスト低減が見込まれることから、買取価格の低減を想定した。

※地熱発電は、地下資源の把握が困難であり、他のエネルギーと比較してポテンシャル量の把握自体が難しいことから、補助制度の併用を想定した。補助制度がない場合に、IRR8%を満たすためには、買取価格を43円/kWhとする必要があり、支援総額が増加する。

※バイオマス調達コストには様々なケースがあり、逆有償もあり得ることから、調達コストを含まないケースを想定した。

## ① 買取対象

再生可能電力の買取対象は、当面、実用化されているエネルギー種とすることが望ましい。すなわち、現在においては太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電（温泉発電を含む）、バイオマス発電（化石燃料起源の廃棄物の焼却に伴う発電分は含まない）である。ただし、将来的に実用化されれば、海洋エネルギーによる発電、高温岩体発電なども買取対象になり得る。なお、バイオマス発電に関しては、原料となるバイオマスが他の用途（飼料利用等）との競合を引き起こす可能性が指摘されている。経済産業省、

農林水産省及び環境省が検討して取りまとめた「バイオ燃料導入に係る持続可能性基準等に関する検討会」報告書における持続可能性基準を、バイオ燃料だけではなく、他のバイオマス利用にも適用するといった配慮が考えられる。

## ② 買取価格と期間

再生可能エネルギーに対する投資を促進するという目的から、導入者の投資意向を引き出せるような買取価格・期間とすることが必要である。また、買取価格を発電コストの変化に応じて見直すことで支援と負担の適性化が可能となるが、柔軟な見直しを行うためには、エネルギー種類毎に異なる発電コストに応じた買取価格を設定することが有効である。

具体的には、事業の採算性を考慮して、太陽光発電は投資回収年数8～10年を確保できる買取価格、その他の発電は20年間のIRRで8%以上を確保できる買取価格を想定した。

2012年に制度を導入した場合には、初年度の買取価格は、太陽光発電は44～53円/kWh、風力発電は22円/kWh（陸上）・30円/kWh（洋上着床式）・42円/kWh（洋上浮体式）、中小水力発電は15～25円/kWh、地熱発電は20円/kWh、バイオマス発電は22円/kWhとなる。

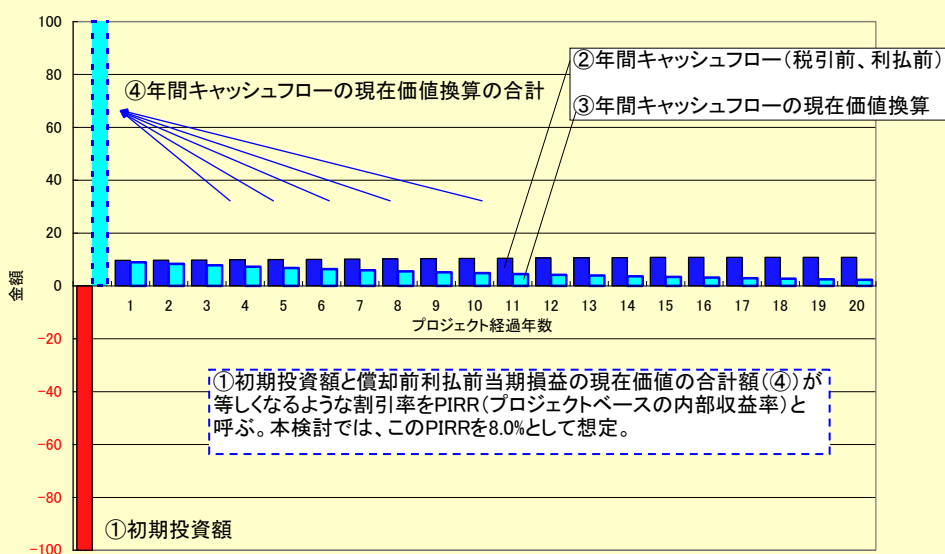
太陽光発電と風力発電（陸上）については、今後の発電コストの低下が予想され、2020年の適正水準はそれぞれ24～27円/kWh、18円/kWhと推計された。

<参考：買取価格の設定根拠となる投資判断基準>

投資判断の基準としてのIRR 8%は、以下に基づく考えにより採用した。太陽光発電の場合、投資回収年数を10年とすると、概ねIRRとしては8%程度となる。

国交省によると、日本におけるPFI（プライベート・ファイナンス・イニシアティブ）事業の事業採算性の目安として、Equity IRR（EIRR）で10%程度というものが目安として示されている。例えば、風力発電導入案件を想定して「DSCR\*：1.3、金利：4%、借入期間：15年」という条件でプロジェクトファイナンスを組んだ場合、EIRR=10%を確保するためには、Project IRR（PIRR）で8.0%が必要となる。

よって、再生可能エネルギー導入プロジェクトの投資判断の基準として、PIRR=8.0%を用いることとする。なお、PIRR=8.0%は必要条件ではあるが、プロジェクトファイナンスの組み方次第でEIRRは変わり得る。（\*DSCR=「元利支払前キャッシュフロー／元利支払予定金額」であり、キャッシュフローの余裕度を示す指標。）



### ③ 自家消費電力の扱い

再生可能電力は、発電施設の種類や規模などによって、その電力が自家消費される割合が異なり、余剰電力が生じる場合や生じない場合があるが、公平性や投資に対する回収の見通しの立ちやすさ等の観点から、いずれの場合も自家消費も含めた全量買取が望ましい。

まず、大規模風力や地熱発電のように、系統に直接接続することが前提の場合、基本的には自家消費は発生せず、発電した電力全量を買収することとなる。

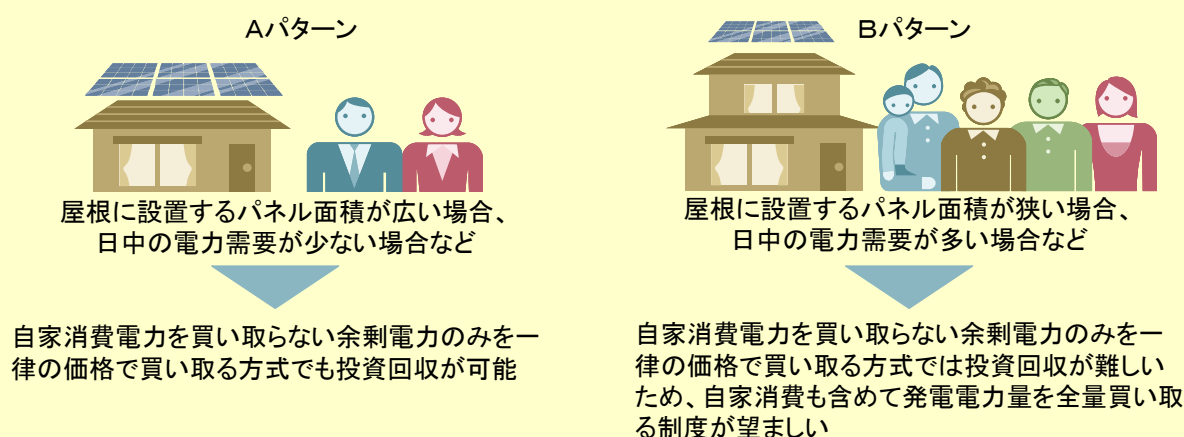
次に、工場等の屋根面に太陽光パネルを設置する場合など、発電電力量がほぼ全量自家消費される場合は、導入者のインセンティブを確保する観点から、自家消費であっても発電電力量を全量買収する制度が望ましい。なお、系統に直接接続しようとする、昇圧が必要な可能性があるため、自家消費した上で発電電力量を全量買収の仕組みを検討する必要があると考えられる。

最後に、発電電力量と導入地点の電力需要量が同程度の場合として、住宅などに太陽

光パネルを設置する場合が考えられる。住宅の屋根面に太陽光パネルを設置する場合、現行の余剰買取方式の制度では、余剰が発生した場合に当該余剰電力のみを固定価格で買い取ることとしている。しかし、設置可能なパネル面積や昼間人員などのライフスタイルによって余剰電力の発生量が異なるため、余剰電力のみを一律の価格で買い取る方式では投資回収年数に大きな差異が生じて不公平が生まれやすく、また将来のライフスタイルの変化によって収益見込みが崩れる可能性もある。このため、自家消費も含めて発電電力量を全量買い取る制度が望ましい。また、住宅用太陽光発電の導入拡大を想定した場合、ゴールデンウィークなど電力需要量が落ち込む特異日に、発電電力量が電力需要量を上回る可能性がある。ここで、余剰電力しか買い取らない現行制度においては、太陽光の発電電力量が多い時間帯から需要が他の時間帯にシフトしたり、節電が行われたりすることで、電力系統の需給バランス上で経済性や安定性を低下させる過度の需要の低下が発生し、それを防止するための強制的な出力抑制が必要となる。また、出力抑制を行った分の電力量も買取分に含めて電気事業者が太陽光パネルの設置者に補填する際は、発電電力量の全量を買取対象としていないと補填が難しくなると考えられる。

一方、自家消費を含めた全量買取方式にした場合は、将来導入が見込まれるリアルタイム料金制の下で、電力需要量が小さい時間帯の安い電力については、自家消費するよう創意工夫が生まれ、出力抑制する機会も少なくなると考えられる。

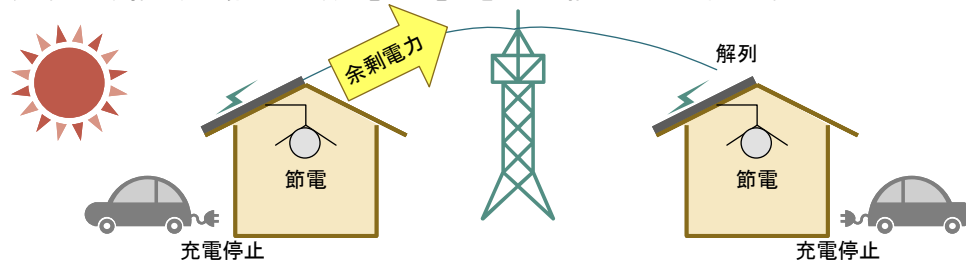
以上より、発電電力量と導入地点の電力需要量が同程度又はそれ以下の場合においても、再生可能エネルギー発電設備の設置者の公平性確保、投資回収の見通しの立ちやすさ及び発電電力の有効利用の観点から、自家消費を含めた全量買取が望ましいと考えられる。



余剰電力買取がもたらす不公平

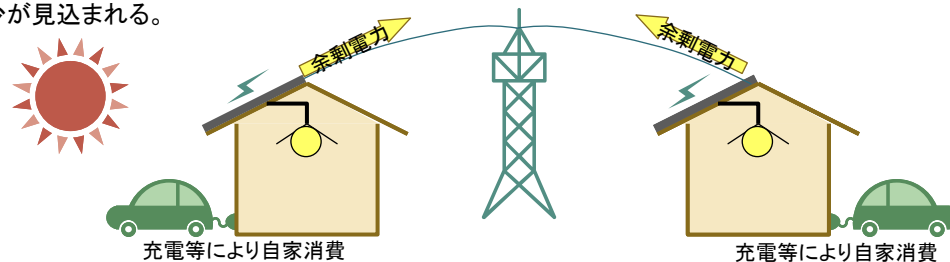
(余剰買取の場合)

■ 発電している時間帯に省エネが行われ、できる限り発電した電力を住宅で使わず系統に流すことが経済的な行動となる。ゴールデンウィークなどにその電力を消費しない場合、逆潮が増え、系統対策コストが増加する可能性がある。また、解列する場合には、発電した電力をムダに捨てることに繋がる。



(自家消費電力も含めた全量買取の場合)

■ 将来導入が見込まれるリアルタイム料金制の下で、できる限り安い時間帯に自家消費を行うことが経済的な行動となる。ゴールデンウィークなどに安い電力をできる限り自家消費するよう創意工夫が生まれることから、逆潮が減り、系統対策コストが減少する可能性がある。また、解列により、発電した電力をムダに捨てる機会も減少が見込まれる。



余剰電力買取がもたらす無駄

#### ④ 既設電源の扱い

既設電源についても、事業化した時点の想定と変わらない採算性を確保できるような買取が行われるべきである。太陽光以外の既設電源は、現行は概ね RPS 法に基づく買取が行われているが、新たな買取制度に移行した場合に、仮に買取制度の対象外とすると採算性が厳しい電源の稼動を継続できないおそれがある。稼動停止による CO2 排出量の増加を避けるために、少なくとも事業化の際に想定していた採算性は確保させることが望ましい。

#### ○再生可能エネルギー普及がもたらす便益

このような再生可能電力の固定価格買取制度の導入は、需要家に費用負担をもたらすが、一方で下記のように再生可能電力の普及等による大きな便益も生じ得る。具体的な便益としては、CO2 削減効果に加え、エネルギー自給率の向上、雇用の拡大、地域におけるビジネス振興などがあり、我が国の経済成長のドライビングフォースとしての役割が期待される。

- ・ 再生可能エネルギーが化石エネルギーに置き換わることによる CO2 排出量の削減効果がある。
- ・ 化石燃料調達のために国外に流出している資金を節約することができる。
- ・ エネルギー資源の多くを海外からの輸入に依存している我が国においては、国産エネル



ギーである再生可能エネルギーの導入拡大によってエネルギー自給率の向上効果がある。

- ・ 多くの再生可能エネルギーが分散型エネルギーであるという特性から、災害時の危機管理上のメリットが享受できる。
- ・ 再生可能エネルギー利用のための先進技術は国内で保有しているため、国内外で再生可能エネルギー市場が拡大すればその経済効果や雇用創出効果は大きい。
  - ▶ 国内で太陽光発電パネル、太陽熱パネル、風車、タービンといった機器の需要が増加することにより、これらの機器の生産コストが下がり国際的な産業競争力の強化に繋がることを期待される。
  - ▶ 特に風力のように、タワー、ブレード、発電機、ギアボックス等の多くの部品点数からなる設備の場合、裾野が広く製造業を中心に活性化が期待される。
  - ▶ 再生可能エネルギーの普及に伴い必要となる系統対策は、地域偏在性が少なく、長期間安定的に発生する国内需要となり得る。また、電気自動車の導入促進のためのインフラ投資としての役割もある。
- ・ 戸建住宅の屋根面、豊富な日射、安定した風、落差ある河川、森林資源等、再生可能エネルギーは、都市部より郊外・地方部に導入ポテンシャルが期待できることから、地域の産業振興に繋がることを期待される。
- ・ 日常生活での身近な範囲に発電等の施設が増えることで、環境教育・エネルギー教育での理解促進が期待される。

昨年度にエネルギー供給 WG で行った再生可能エネルギーの普及拡大がもたらす便益を定量化したものの一覧は以下のとおりとなる。

#### 再生可能エネルギーの普及拡大がもたらす便益

CO2 削減効果	2020 年に 6,000～8,000 万 t-CO2 (割引率 4%で 2010 年価値換算した累積の金額換算値は 0.4～1.8 兆円)
化石燃料調達に伴う 資金流出抑制効果	2020 年に 0.8～1.2 兆円 (割引率 4%で 2010 年価値換算) ※2008 年の化石燃料輸入金額は約 23 兆円、GDP 比で 4.6%
エネルギー自給率の 向上効果	2020 年に 10～12%まで向上
経済波及効果	2011～2020 年平均で生産誘発額 9～12 兆円、粗付加価値額 4～5 兆円 (いずれも割引率 4%で 2010 年価値換算)
雇用創出効果	2011～2020 年平均で 46～63 万人 ※機器の輸入は無いものとした (輸入した場合は便益が小さくなる)。また、 国外への機器輸出分を含む。

ドイツ等においては、再生可能電力が国民負担という論調が制度当初は存在したものの、制度の定着後は雇用やエネルギー自給率を高めるものとして国民に受け入れられるものと



なっている。例えば、ドイツの環境省におけるアンケート調査結果（2009年3月公表）によると、回答者の97%が再生可能エネルギーの利用拡大について支持している。また、ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大に伴う雇用創出効果は、2009年時点で33万9,500人とされている。

雇用創出については、COP15に関連した研究において「Green Jobs and the Clean Energy Economy」をテーマにレポートがまとめられている。再生可能エネルギーによる発電の方が、化石燃料による発電よりも、発電電力量当たりの雇用者数が多いとされている。

エネルギー技術別雇用創出効果の評価例

Technology	Total Job-Years per GWh
Biomass	0.22
Geothermal	0.25
Solar PV	0.91
Solar Thermal	0.27
Wind	0.17
Carbon Capture & Storage	0.18
Nuclear	0.15
Coal	0.11
Natural Gas	0.11
Energy Efficiency	0.38

### ○固定価格買取制度導入による費用負担

再生可能電力の固定価格買取制度では、電気事業者が再生可能電力を買い取ることを義務付けられるが、電気事業者の買取費用は、電力料金に上乗せされる形で最終的には電力需要家が負担する。電気事業者は買い取った電力を販売することができるが、この電力を従来の発電方式で発電していた節約分の発電原価（回避可能原価）分は、電気事業者が本来負担すべき費用であり、需要家の費用負担からは差し引くことが適当である。このため、固定価格買取制度によって需要家が負担する追加費用は、「(買取価格－回避可能原価)×導入量」として計算される。

固定価格買取制度を導入したとき、2020年までの再生可能電力導入に対する2015年と2020年時点での需要家の追加的負担額は以下のとおりとなる。なお、家族構成などを踏まえた家庭の経済的負担や地域特性などを踏まえた産業への影響については、更に詳細な検討が必要であり、負担、影響等の検証を通じて必要に応じ再生可能電力の導入見込量についての精査を行っていく必要がある。

2020年までの導入量に対して発生する需要家の2020年時点における負担額は、▲15%ケースで7,100億円/年、▲25%ケースで1兆3,400億円/年と試算された。この負担額を電力量当たり一律で負担すれば、2020年の負担単価は▲15%ケースで0.75円/kWh、▲25%ケースで1.4円/kWhと試算された。

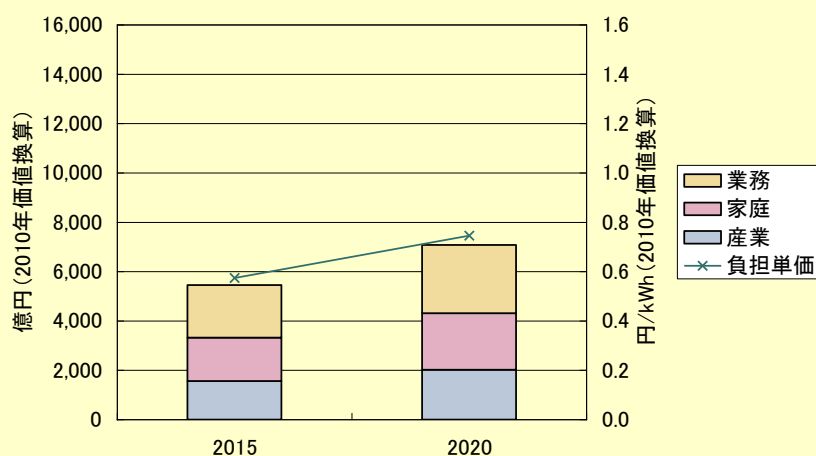
なお、試算に当たっては、「太陽光以外は新設電源のみを買取対象と想定」、「回避可能原

価は、IEA の見通しに基づく化石燃料価格の上昇を折り込んで設定、「電力需要は年間 9,500 億 kWh と想定」、「産業、家庭及び業務への配分は 2008 年度実績による（熱供給及び運輸部門の負担は産業に計上）」という前提を置いている。

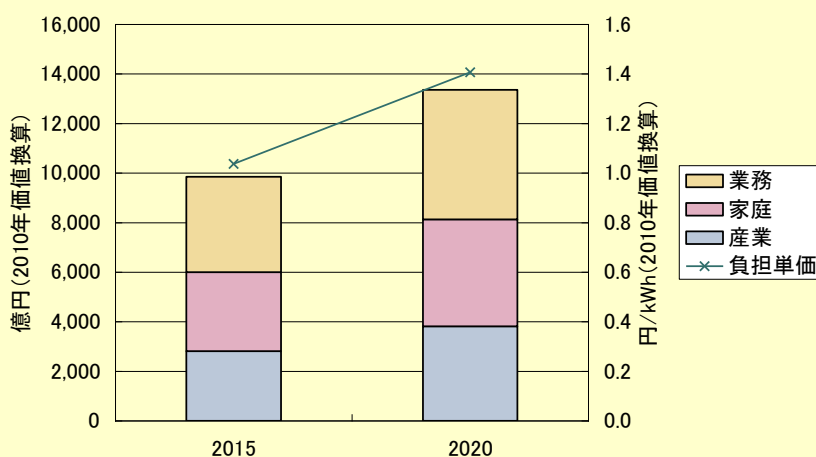
2020 年までの導入に対する標準世帯（ここでは、月 300kWh を使用する家庭を想定）当たりの追加的負担額は、2020 年時点で 224～422 円/月・世帯（割引率 4 % で 2010 年価値換算）となる。

太陽光発電が現状では導入できない世帯でも、再生可能エネルギービジネスへの出資、太陽光発電付き賃貸住宅への入居による光熱費の節約による利益享受が可能であるとともに、太陽光発電設備の価格低下により、将来的には導入の可能性が拡大すると考えられる。

2020年までの導入量に対する需要家の負担推移(▲15%ケース)



2020年までの導入量に対する需要家の負担推移(▲25%ケース)



### ○電源構成の低炭素化による電力料金の推移傾向

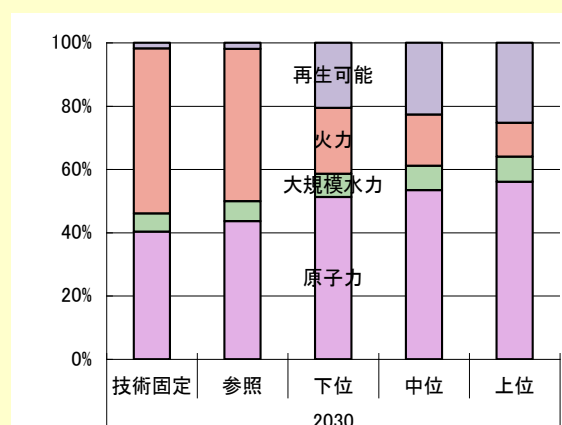
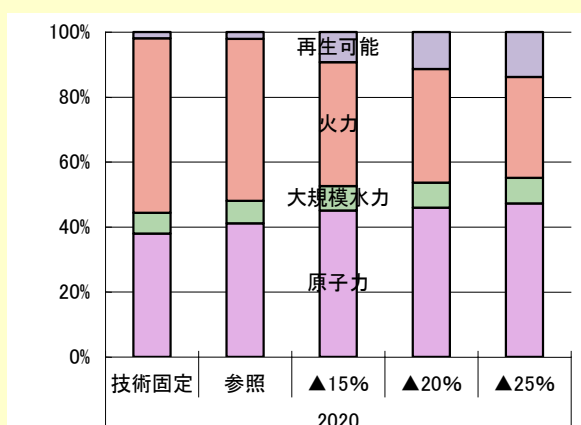
再生可能電力は現時点で火力発電よりも割高であることは事実であるが、将来的には新興国等による化石燃料の需要増加等により化石燃料価格の上昇が見通されている。このため、

再生可能エネルギー・原子力発電導入拡大と化石燃料利用の縮小による電源構成の低炭素化は、電力料金の低減につながる効果の中長期的にはあると考えられる。

ここでは、2030年までの導入量に対して、2020年及び2030年の各ケース別に、電源構成の変化が電力料金に与える影響を分析した。具体的には、電源の種類別に発電コストを設定し、想定する各ケースの電源構成に応じて発電コストの加重平均値を推計した。

### 電源の種類別の発電原価

原子力	再生可能エネルギーの政治経済学（東洋経済新報社）にある有価証券報告書からの分析より、原子力を8.93円/kWh、大規模水力を3.59円/kWh（2000年代）とし、この原価のまま横ばいで推移すると想定。
大規模水力	
火力	回避可能原価の算出に用いた値（IEAのWorld Energy Outlookのエネルギー価格見通しから外挿推計。2020年11.2円/kWh、2030年13.4円/kWh）を採用。有価証券報告書をベースとし、将来の燃料価格上昇を反映させたもの。
再生可能（大規模水力以外）	全量買取制度が導入されている想定の下、電力会社負担となる回避可能原価相当が発電原価に組み込まれると想定（火力と同じ扱い）。



※技術固定ケース・参照ケース：現状の導入量から増加しないと想定するケース

### 想定する2020年及び2030年のケース別電源構成

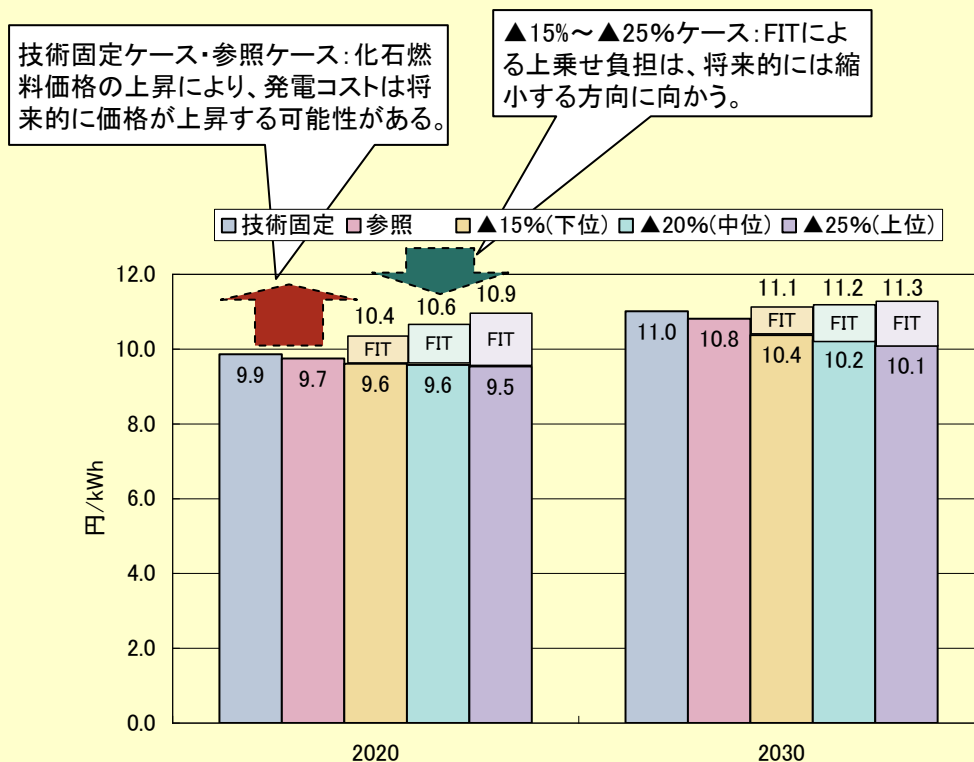
2020年の▲15%～▲25%ケースは、化石燃料消費の減少により、参照ケースに比較し0.1円/kWh程度の発電原価低減効果がある。一方で、固定価格買取制度の導入に伴う2020年の需要家負担は0.7～1.4円/kWh程度と見込まれている。両者を考慮すると、▲15%～▲25%ケースでは電力料金が参照ケースよりも0.7～1.2円/kWh高くなる。

再生可能電力の普及が進み、火力発電の発電電力量が減少することで長期的に電源構成の低炭素化が進展する。その過程で、再生可能エネルギーのコストが低減して固定価格買取制度の負担が減少に転じるとともに化石燃料価格が上昇して火力発電のコストが増加すると、▲15%～▲25%ケースと参照ケースとの料金差が徐々に小さくなっていく。

2030年になると、固定価格買取制度が導入されない場合、化石燃料価格の上昇により発電原価が上昇することが見込まれる（分析結果では1円/kWh程度上昇）。その一方で、固定

価格買取制度による負担分は、長期的には低減していくことが見込まれ、電力料金は固定価格買取制度を導入しない場合と同程度になると見込まれる。

なお、ここでは電力系統整備にかかる費用については分析対象外としている。



※太陽後発電の買取は、買取価格が現在の電灯単価（一般家庭の電力料金単価）並になった時点で新規の買取を終了（その時点で買取期間が終了していないものについては、買取期間まで継続）するものとし、それ以外の再生可能電力は2020年以降も同じ価格で買取が行われるものとした。

2020年及び2030年の発電原価影響分析

### ○再生可能電力のCO2削減価値等の取扱い

固定価格買取制度の導入に当たり、同制度上で想定される通常の負担者における負担軽減と、再生可能電力の導入可能性を高めることを目的として、同制度外での売買電及びグリーン電力証書制度を併存させる方策を独自に検討した。以下、全量固定価格買取制度と、それ以外の同制度外での売買電あるいはグリーン電力証書等について、併存させるに当たって講じるべき措置及び留意点について整理した。

#### (1) 固定価格買取制度として講ずべき措置と留意点

- 固定価格買取制度においては、再生可能電力は、同制度外で扱われる電力を除いて、一義的に一般電気事業者が制度上定められた単価で買い取る。
- その上で、回避可能原価以外の【再生可能エネルギー価値（以下「再エネ価値」という。）＝CO2削減価値＋その他の付加価値】に関する買取費用を、一般電気事業者及び特定規模電気事業者（PPS）の間で販売電力量ベースで按分して精算し、それぞれの需要家への売電単価に上乗せする。

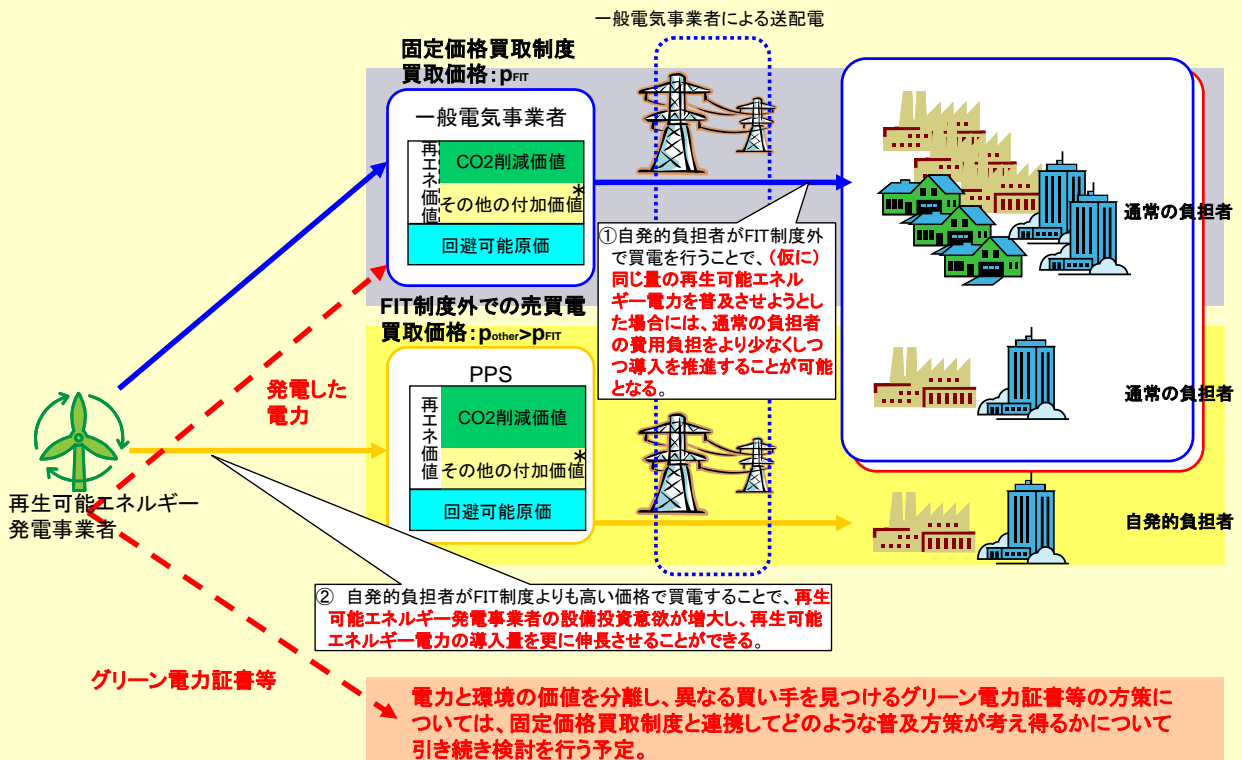
- ・ 一般電気事業者及び PPS の合計販売電力量としては、前年実績を使用する。
- ・ なお、回避可能原価については、一般電気事業者の需要家が負担する。

(2) 固定価格買取制度以外の制度として講ずべき措置と留意点

- ・ 再生可能電力を、一般電気事業者以外に PPS も買取可能なものとする。その際、PPS は固定価格買取制度上の買取を超える価格で調達することとなる。(個別の売買電契約に要する取引コストを考慮すると、固定価格買取制度と同額で売電するのであれば一般電気事業者に売ることになると考えられる)。
- ・ PPS は当該電力を調達価格よりも高い価格で購入してくれる需要家、つまり自社の需要家の中でも、特に再生可能電力に対して自発的により多くの負担をしてもよいという需要家(自発的負担者)に販売する。
- ・ 固定価格買取制度外における価値の取扱いとしては、回避可能原価及び再エネ価値(CO2削減価値、その他の付加価値)の全てを自発的負担者が負担する。
- ・ その他、留意すべき事項としては、当該電力の買取価格は、自発的負担者への販売価格から決定されること、自発的負担者への販売価格は自社内削減対策の限界費用を考慮して決定されること、PPS の需要家には通常の負担者も存在することに留意が必要である。

(3) グリーン電力証書等を活用する場合

- ・ 電力と環境の価値を分離し、異なる買い手を見つけるグリーン電力証書等を活用する方策については、全量固定価格買取制度と連携してどのような普及方策が考えられるかについて引き続きエネルギー供給 WG として検討を行う予定としている。



\*「その他の付加価値」としては、エネルギーセキュリティの向上、産業・雇用創出効果、地域振興、環境・エネルギー分野での教育効果、大気汚染削減効果等が含まれる。

固定価格買取制度と CO2 削減価値等の取扱い

## 6.5 電力系統の整備

低炭素社会の構築のためには、再生可能エネルギーの供給量、供給比率を拡大していく必要がある。その際、既存の電力系統は、供給側から需要側への一方向の電力供給を前提として構成されているが、再生可能電力の普及が拡大すると、この流れが抜本的に変化することとなる。また、太陽光発電や風力発電等の出力が変動し制御が困難な電源、原子力や石炭ガス化発電等の出力の制御が困難な電源の普及により、電力システムの需給バランスが変化することとなる。

その結果、再生可能電力などが既存の電力系統に大規模に導入された場合、配電網の電圧上昇、周波数調整力の不足、余剰電力の発生等、電力の安定供給に影響が生じる可能性が指摘されている。しかしながら、これらの指摘事項は、既存の電力系統インフラ、関連制度を段階的に再構築していくことによって克服することが可能である。

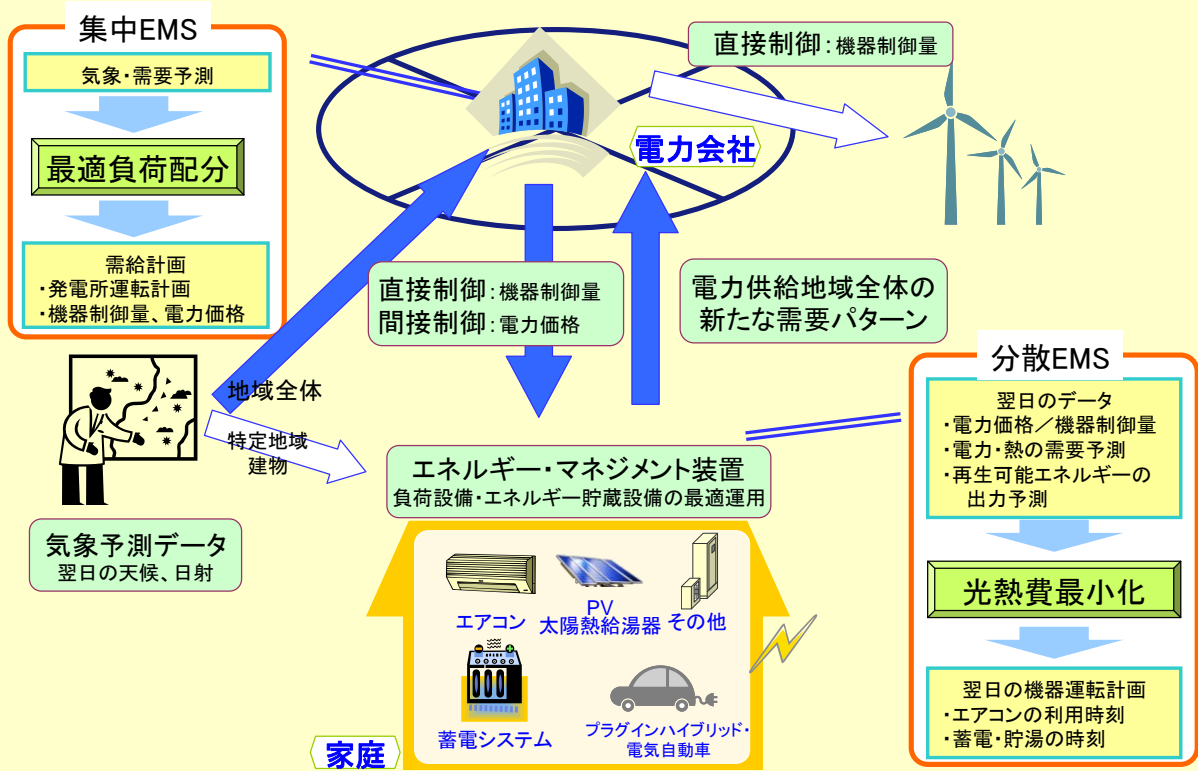
エネルギー供給 WG では独自に次世代送配電ネットワークについての検討を行った。

電力系統の安定化と社会費用最小化の両立に向けて、対策を体系的に推進していくための、次世代送配電ネットワークの実現イメージ及び行程は以下のとおりであり、主なポイントは次の5点となる。

- ・ 再生可能電力の出力を個別に抑制するという考え方ではなく、需要側、大規模電源、再生可能電源等がネットワークを介して協調し、システム全体で柔軟に対応する。
- ・ 再生可能電源の全体最適かつ円滑な導入のために、再生可能電源の導入拡大を見越して、そのアクセスを確保する計画的な送電網整備を図る。
- ・ 需給計画・運用の円滑化のため、気象予測を活用した再生可能電源の発電予測を行う。
- ・ 全体運用の最適化の視点から、再生可能電源の出力抑制や電力の融通を行う。
- ・ 電力需給の最適化のために、需要側に適切な判断を可能とするためのダイナミック・プライシング（電力需給状況に応じて電力料金を変化させる制度：例えば翌日料金制度）等を導入する。

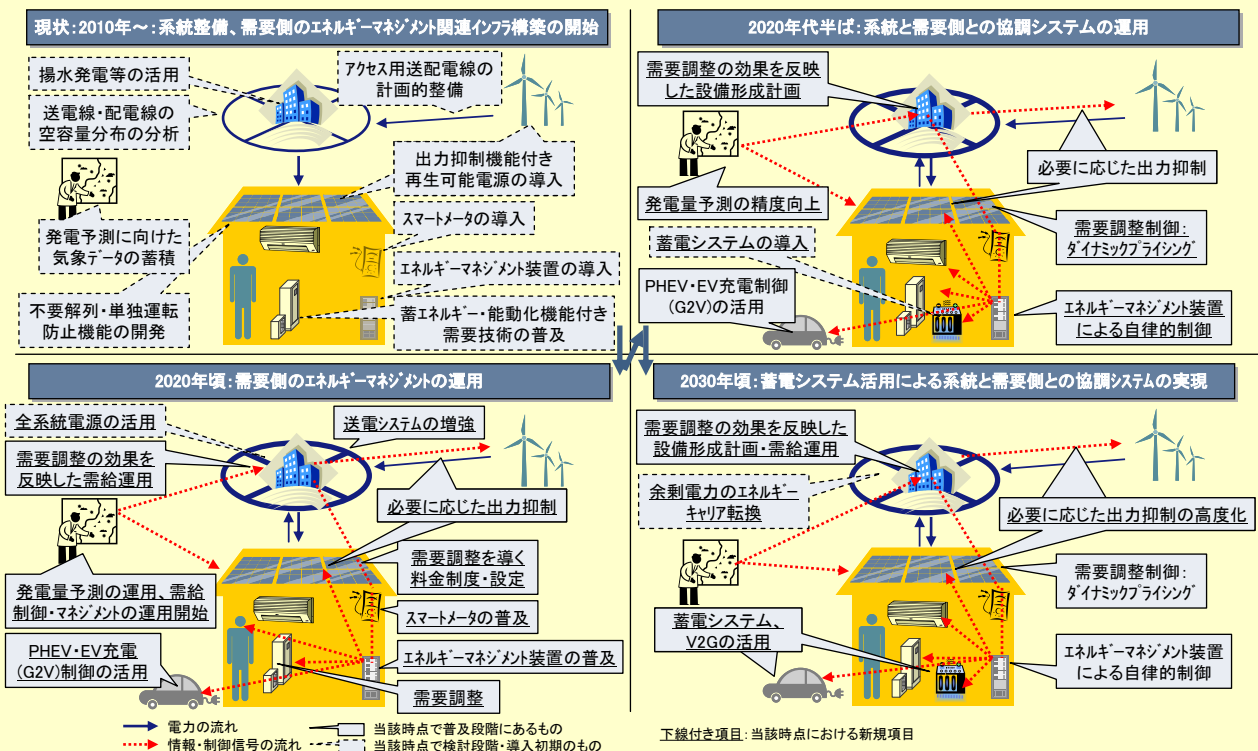


## 次世代送配電ネットワークの実現イメージ



次世代送配電ネットワークを実現するために必要となる、ネットワークの展開イメージと構成要素を以下に示す。

## 次世代送配電ネットワークの展開イメージ



## 次世代送配電ネットワークの展開要素

	導入量(目安)		フェーズ	需要	再生可能電力	電力システム等
	太陽光	風力				
現状 2010年～	300万kW	250万kW	系統整備、需要側のエネルギー・マネジメント関連インフラ構築の開始	<input type="checkbox"/> スマートメータの導入 <input type="checkbox"/> エネルギー・マネジメント装置の導入 <input type="checkbox"/> 蓄エネルギー・能動化機能付き需要技術の普及	<input type="checkbox"/> 不要解列防止機能・単独運転防止機能の開発 <input type="checkbox"/> 出力抑制機能付き再生可能エネルギー発電の普及	<input type="checkbox"/> 揚水発電等の活用 <input type="checkbox"/> 気象データの蓄積、発電予測の試行 <input type="checkbox"/> 送電線・配電線の空容量分析 <input type="checkbox"/> アクセス用送配電線の計画的整備
短期 2020年頃	3,500万kW ～ 5,000万kW	1,100万kW	需要側のエネルギー・マネジメントの運用	<input checked="" type="checkbox"/> スマートメータの普及 <input checked="" type="checkbox"/> エネルギー・マネジメント装置の普及 <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整 <input checked="" type="checkbox"/> プラグインハイブリッド・電気自動車充電(G2V: Grid to Vehicle)制御の活用	<input checked="" type="checkbox"/> 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制	<input type="checkbox"/> 全系統電源の活用 <input checked="" type="checkbox"/> 発電量予測の本格運用、需給制御・マネジメントの運用開始 <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整を導く料金制度・設定 <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整効果を反映した需給運用 <input checked="" type="checkbox"/> 送電システムの増強
中期 2020年代半ば			系統と需要側との協調システムの運用	<input checked="" type="checkbox"/> エネルギー・マネジメント装置による自律的制御 <input checked="" type="checkbox"/> プラグインハイブリッド・電気自動車充電(G2V)制御の活用 <input type="checkbox"/> 蓄電池の導入	<input checked="" type="checkbox"/> 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制	<input checked="" type="checkbox"/> 発電量予測の精度向上 <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整制御:ダイナミックプライシング <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整効果を反映した設備形成計画
長期 2030年頃	9,000万kW ～ 10,000万kW	2,700万kW	蓄電池活用による系統と需要側との協調システムの実現	<input checked="" type="checkbox"/> エネルギー・マネジメント装置による自律的制御 <input checked="" type="checkbox"/> 蓄電池、V2G(Vehicle to Grid: 自動車と系統との電力融通)の活用	<input checked="" type="checkbox"/> 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制の高度化	<input checked="" type="checkbox"/> 需要調整制御:ダイナミックプライシング <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整効果を反映した設備形成計画、需給計画 <input type="checkbox"/> 余剰電力のエネルギーキャリア転換

■当該時点で普及段階にあるもの □当該時点で検討段階・導入初期のもの  
 下線付き項目: 当該時点における新規項目

次世代送配電ネットワークを実現するための手順としては以下のとおりとなる。

まずは、今後速やかに、既存インフラを最大限利用して再生可能電力導入拡大への対応を行うとともに、系統整備、需要側のエネルギー・マネジメント関連インフラ構築を開始する。

- ・ 需要側においては、電力系統と需要家との通信・制御インフラとして、スマートメータ及びエネルギー・マネジメント装置の導入を開始するとともに、制御対象となりうる蓄熱式ヒートポンプ給湯器等の蓄エネルギー、能動化機能付き需要技術を普及させる。
- ・ 再生可能電源側においては、系統への影響を最小化すべく、不要解列防止機能や単独運転防止機能とともに、出力抑制機能を開発、普及させる。
- ・ 電力システム側においては、揚水発電等を活用して電力の需給バランスへの対応を行うとともに、送電線及び配電線の空容量分析、アクセス用送配電線の計画的整備等、電力系統の整備を行う。また、再生可能電源の発電予測を需給計画に取り込むことを目指し、気象データの蓄積、発電予測の試行を開始する。

短期的（2020年頃）には、需要側のエネルギー・マネジメントの運用を実現する。

- ・ 需要側においては、スマートメータ及びエネルギー・マネジメント装置を普及させるとともに、気象データに基づく再生可能電源の発電量予測技術をエネルギー・マネジメントに活用し、蓄熱式ヒートポンプ給湯器の制御、プラグイン・ハイブリッド自動車や電気自動車の充電（G2V: Grid to Vehicle）制御、見える化を通じた需要家の行動喚起等によって、需要調整を行う。

- ・ 再生可能電源側においては、必要に応じて、風力発電等の出力抑制、エネルギー・マネジメント装置を活用した太陽光発電の出力制御等を行う。
- ・ 電力システム側においては、再生可能電源の発電量予測技術を需給運用へ取り込み、全系統電源を活用した需給運用を行う。また、需要調整を促す料金制度・設定を導入し、その効果を長期に渡って検証していくとともに、需給運用へ反映する。
- ・ 既存のインフラを活用した対策を進める一方で、更なる再生可能電源の導入を見据えて、送電システムの増強を行う。

中期的（2020年代半ば）には、系統と需要側との協調システムの運用を実現する。

- ・ 需要側においては、構築したエネルギー・マネジメント装置及び制御対象機器を活用し、自律的な制御を行う。また、電気自動車の普及等により価格低減が見込まれる蓄電システムの導入を開始する。
- ・ 再生可能電源側においては、引き続き、必要に応じて太陽光発電、風力発電等の出力抑制を行う。
- ・ 電力システム側においては、再生可能電源の発電量予測の精度を向上させ、予測技術を確立する。また、翌日料金やリアルタイム料金等のダイナミック・プライシングを導入し、需給の間接制御を行うとともに、その効果を長期に渡って検証していく。間接制御の効果は、将来の設備形成計画に反映する。

長期的（2030年頃）には、蓄電システムを活用した系統と需要側との協調システムを実現する。

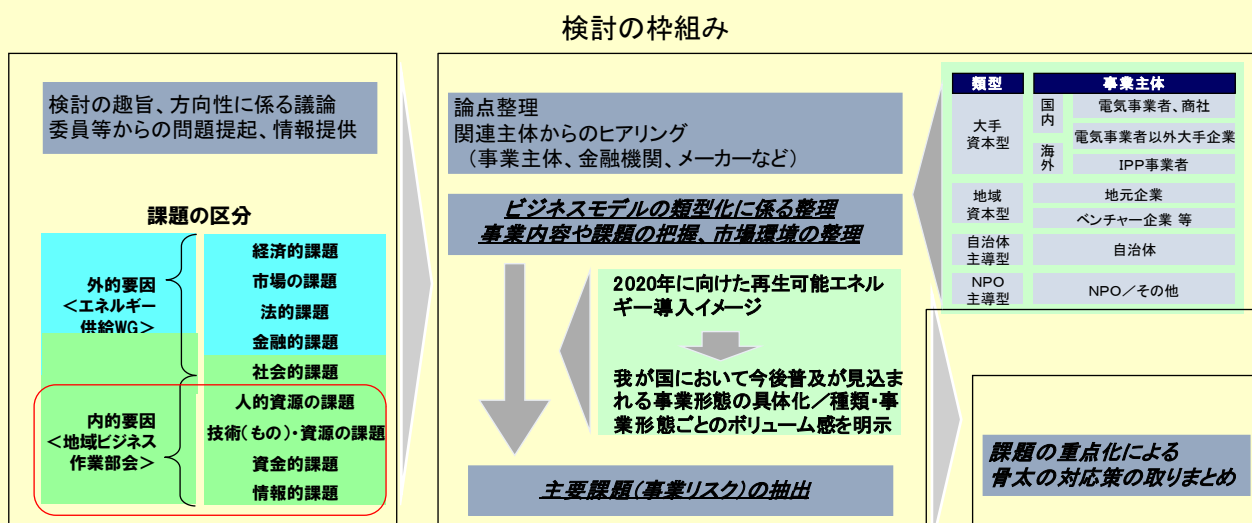
- ・ 需要側においては、蓄電システム、プラグイン・ハイブリッド自動車や電気自動車の V2G（Vehicle to Grid：自動車と系統との電力融通）制御を活用し、エネルギー・マネジメント装置による自律的な制御を高度化する。
- ・ 再生可能電源側においては、必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制を高度化する。
- ・ 電力システム側においては、引き続きダイナミック・プライシングを維持し、需要調整効果の検証結果を設備形成計画、需給計画の両面に反映する。また、これらの包括的な対策を行った上で更に余剰電力が発生する場合に備え、余剰電力を一時的に水素等のエネルギーキャリアへと転換する技術の構築を進める。

## 6.6 地域における再生可能エネルギービジネスの普及拡大

### (1) 検討の枠組み

再生可能エネルギーの更なる普及拡大のためには、再生可能エネルギーの導入をビジネスとして促進する必要がある。このため、「地域における再生可能エネルギービジネス検討作業部会」（以下「本作業部会」という。）を立ち上げ、経営的な観点から再生可能エネルギービジネスの普及拡大方策に係る検討を行った。

検討の枠組みとしては、まず、国内の主要なビジネス化事例について事業主体により類型化した上で、本作業部会のスコープ（地域におけるビジネスモデルの検討、地域の地勢に応じた再生可能エネルギー種の評価）を念頭に、インタビュー調査や文献調査等により、事業内容や課題等を把握し、ビジネス化事例の市場環境等を整理した。次に、事例分析の結果を踏まえ、2020年に向けた再生可能エネルギー導入イメージを念頭に、我が国において今後普及が見込まれる事業形態を具体化した。その上で、特にプロジェクト実施主体の内的要因（ヒト・モノ・カネ及び情報）に関する課題を整理し、当該ビジネスモデルを普及拡大させるために特に重視すべき課題とその対応策を抽出し、なかでも国（政府）として整備すべき公的支援策を骨太な施策方針として整理した。



### (2) 導入シナリオ実現のための重点課題

今後の再生可能エネルギービジネスの飛躍的な拡大に向け、再生可能エネルギーの種類別に重視すべき事業形態を特定した上で、各事業形態における導入シナリオを実現するための「重点課題」を整理した。なお、重点課題は、人的資源の課題、資金的課題又は情報的課題のように、特定の再生可能エネルギー種における対応策を横展開することが可能なものがある一方で、技術（もの）・資源の課題のように、各再生可能エネルギー種の固有の事情によりエネルギー種毎の対応策を講ずるべきものもある点に留意する必要がある。



再生可能エネルギー種別の導入シナリオ実現のための重点課題

	太陽光発電	風力発電	中小水力発電	地熱発電	バイオマス発電
今後の普及が見込まれる事業形態	大手資本+自治体連携 地域資本	大手資本+大手金融 地域資本+大手+地域金融 地域資本+大手+地域金融+自治体 地域資本+大手+地域金融+NPO	大手電気事業者・公営電気事業者 小水力電気事業者	[地熱]大手資本、地熱資本 [温泉]地域資本、自治体主導	大手資本+大手金融機関 地域+大手及び地域金融機関
人的資源の課題	【人材不足】 ●[地・自・N]保守管理等の担い手が不足、メンテナンス体制が未確立	【人材不足】 ●[地、自、N]専業主体側、金融機関側共に人材が不足	【人材不足】 ●[自、地・N]土木・発電技術や規制対応など水力発電に関する専門家が不足 ●[全]特に、専業主体側に運営ノウハウを継承する人材が不足	【人材不足】 ●[地・自・N]リーダークラスの人材が不足 ●[全]掘削技術を有する人材が不足	【人材不足】 ●[地、自、N]専業主体側には経営能力のある人材が、金融機関側には風力発電ビジネスに関する知見を有する人材が不足
技術(もの)・資源の課題	【土地関連が困難】 ●[大]土地関連費用/土地利用の制約 【自然リスク】 ●[全]台風や落雷等の被害、日射量不足	【適切な立地・機器の設定】 ●[全]騒音、バードストライク、風致景観に対する十分な配慮が必要 ●[地、自、N]サイトの風況を踏まえた適切な機器の選定が必要 【住民合意の形成】 ●[大]騒音等の問題を踏まえた上で住民合意の形成が必要 【自然リスク】 ●風況リスク、台風や落雷等の被害	【発電用水利権の取得】 ●[全]水利権を有していたとしても、発電用水利権の新規取得が必要 【技術的配慮】 ●[全]河川環境に対する十分な配慮が必要	【補充井の必要性】 ●[全]運転開始後に補充井の探掘が必要 【技術不足】 ●[全]熱水資源を著しく減少させないための地熱資源の適正な管理手法が不足/減衰解決技術やスケール対策が未熟/掘削の成功率のばらつきが大きい/掘削に関する技術不足 【技術的配慮】 ●[全]自然環境に対する十分な配慮が必要	【資源の安定確保】 ●[全]バイオマス資源を安定確保することが困難 【供給先の確保】 ●[全]電力熱等の供給先(買い手)を確保すること
金的課題	【高コスト】 ●[全]初期費用が高い/設備工事費の割合が高い 【資金活用の制約】 ●[地]サービス提供型ビジネスでは、補助金制度/金利補助制度が活用できない	【資金関連の難しさ】 ●[地、自、N]日本においては、プロジェクトファイナンスが普及しておらず、借入力が不十分な専業主体にとっては、資金調達が非常に困難 【費用負担】 ●[全]道路などの周辺環境の整備等が求められる、費用がかかる	【高コスト】 ●[全]初期費用が比較的大きい ●[地、自、N]維持管理に一定の費用・手間がかかる 【系統連系費用】 ●[全]奥地化が進む程、系統連系費用が増大	【高コスト】 ●[全]調査費及び生産井等への初期投資に関するコストが高い 【長期間】 ●[全]開発のリードタイムが長い	【事業採算性が悪い】 ●[全]特に廃棄物を自家処理する場合には、エネルギー事業単独で評価すると事業採算性が悪い
情報的課題	【情報不足】 ●[地]サービス提供型ビジネスについて情報が不十分	【情報不足】 ●[地、自、N]専業主体にとって、支援制度も含めたファイナンス及び技術に関する情報が不足 ●[全]地域住民と専業主体との間の情報格差がある	【情報不足】 ●[全]開発可能な河川線に関する水況及び水利権等の情報が不足しており、調査のための費用負担が発生する。	【情報不足】 ●[全]温泉に対する影響等の科学的知見が不足 【情報格差/共有不足】 ●[全]温泉関連事業者への情報提供が不十分 ●[全]事故や災害を防ぐ既存の知識/ノウハウの共有不足	【資源ポテンシャルの把握】 ●[全]専業主体側を検討するための資源ポテンシャル及び関連費用に関する情報の不足

(3) 国として整備すべき公的支援策

上記で整理した「重点課題」に対し、特に国として整備すべき公的支援策を骨太な施策方針として整理すると以下のとおりとなる。

- 再生可能エネルギービジネスに係る人的資源として、技術面、金融面の両方の知見を有する人材育成を行う。具体的には、人材育成プログラムの創設などを行う。また、こうした人材を登用しつつ、地方公共団体と連携し、「再生可能エネルギー導入促進協議会」の設置を推進し、プロジェクト組成に関わるコーディネーターを発掘し、育成する。加えて、そのためのコーチ人材を組織化し運営する。
- 公的な稼働率保証制度（適正な機器性能の発揮を前提とし標準風況等での発電電力量を保証するもの）を創設し、データが蓄積され保証制度の安定的な運用が可能になった場合には段階的に、民間ベースの保険制度に移行する。
- 中小企業による再生可能エネルギービジネスへの進出において、国等による公的な債務保証を付与するなどの信用補完を行う。（従来の再生可能エネルギー導入関連あるいは中小企業支援関連の債務保証制度を踏まえた改善。）
- リスクマネーを再生可能エネルギービジネスに呼び込むため、調達金利に対する利子補給を行う。
- エコリースを通じて、低炭素機器リースに対するインセンティブを付与する。
- 再生可能エネルギーに係る開発・事業化可能地域、開発可能量及び事業計画に関する情

報をデータベース化し、金融機関などのプロジェクト関係主体、地域レベルの関係主体への情報提供を行う。また、各地域での人材情報、賦存量データ、事業化の際の支援制度情報、申請関連情報等をワンストップにて提供する専門窓口を設置する。

- ・ 地域間連携による地産都消の需給がマッチングするような支援を行う。

## **6.7 再生可能電力以外の重要な検討事項**

エネルギー供給に係る再生可能電力以外の重要な検討事項として、「再生可能エネルギー熱の導入義務化」、「化石エネルギー利用の低炭素化」、「原子力の利用拡大」の3点を取り上げ、整理を行った。

### **(1) 再生可能エネルギー熱の導入義務化**

エネルギー・経済統計要覧によると、家庭部門の給湯需要・暖房需要は家庭部門全体のエネルギーの54%、業務部門では同30%に相当しており、これらが太陽熱や地中熱等でまかなわれることによるCO2削減効果は非常に大きい。しかしながら、日本においては太陽熱利用設備の導入量は減少の一途にあり、効果的な普及促進策を早期に導入する必要がある。

再生可能エネルギー熱利用設備の普及促進に当たっては、導入拡大や導入コストの低下に応じ、適切な時期に、補助制度等による導入支援策から、導入検討及び導入の義務化へと施策をシフトさせることが有効である。代表的な再生可能エネルギー熱の導入政策例を以下に示す。再生可能エネルギー熱の導入政策は、導入量及び導入コストの段階に合わせて、「導入支援」から「導入義務化」へと徐々に移行することが重要と考えられる。



## 再生可能エネルギー熱の導入施策例

導入量 小	導入コスト 高	導入支援	補助金・税制優遇	再生可能エネルギー利用設備の導入にあたり、設備費等の補助、税額控除、特別償却等を行う。 <b>制度例</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>新エネルギー等導入加速化支援対策事業(経済産業省)</li> <li>✓ 新エネルギー利用等の設備導入事業を行う民間事業者等に対し、対象経費の1/3以内を補助する。</li> <li>Market Incentive Programme(ドイツ)</li> <li>✓ 再生可能エネルギーによる熱供給設備に補助金を支給。</li> </ul>
			グリーン熱証書	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。 <b>制度例</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>東京都のグリーン熱証書制度</li> <li>✓ 2010年3月に創設。2010年9月、グリーン熱証書発行設備を日本で初めて認定。</li> </ul>
大	低	導入義務化	再生可能エネルギー熱利用設備の導入検討義務化	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。 <b>制度例</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>東京都の「建築物環境計画書制度」</li> <li>✓ 大規模建築物に対し建築物環境計画書の策定を義務化する制度の中で、再生可能エネルギー利用設備の導入検討を義務化。</li> </ul>
			再生可能エネルギー熱利用設備の導入義務化	新築また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まかなうことを義務付ける制度。 <b>制度例(次頁以降に詳述)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>スペインのSolar Obligation(Código Técnico de la Edificación :CTE)</li> <li>ドイツの再生可能エネルギー源法(EEG Wärme)</li> </ul>

再生可能エネルギー熱利用設備の導入量が少なく、導入コストが高い普及初期段階においては、経済性を向上させる導入支援策が必要であり、代表的なものとして、補助金や税制優遇が挙げられる。また、グリーン熱証書による再生可能エネルギー熱の経済価値化も、重要な導入支援策の一つに挙げられる。各種支援策により、導入量の増加が図られれば、習熟効果による生産性向上に貢献し、導入コストの削減につながるようになる。

各種支援策により、導入量の増加、及び導入コストの削減が一定程度進んだ場合、「導入支援」から「導入義務化」へと徐々に移行することが有効と考えられる。例えば、東京都においては、「建築物環境計画書制度」により、大規模建築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しており、導入義務化に向けた前段階にあると考えられる。ドイツ、スペイン等においては、新築建物等に対して再生可能エネルギー熱の一定割合の利用を義務化する制度がすでに導入されている。

これらの先進事例等を踏まえ、日本における制度化に当たり、以下に挙げる項目について詳細な検討が必要と考えられる。

- ・対象とする再生可能エネルギーの種類
- ・義務化の対象となる建物、想定する用途
- ・検討義務化の対象者（特に家庭の場合）
- ・達成基準
- ・気候条件等の地域性の考慮
- ・免除措置

## ・代替エネルギー など

南北に長い国土を持つ日本においては、地域によって気候や日射条件等が大きくことなるため、スペインの事例に見られるように、気候区分別に達成基準を設定したり、免除措置や代替エネルギーを用意するなどの工夫が必要と考えられる。また、制度設計に当たっては、需要側のエネルギー利用の特性を踏まえ、再生可能エネルギー熱で代替可能な用途の特定や、義務化の対象建物について検討が必要と考えられる。例えば、民生部門における熱需要としては、給湯需要、暖房需要及び厨房需要が存在するが、太陽熱等による未利用熱源利用によって、比較的低温熱である給湯需要及び暖房需要を賄うことは十分可能である。また、業務部門の場合、建物用途によってエネルギーの使われ方にバラツキがあるため、給湯需要の多い用途を中心に検討を進めることが効果的と考えられる。

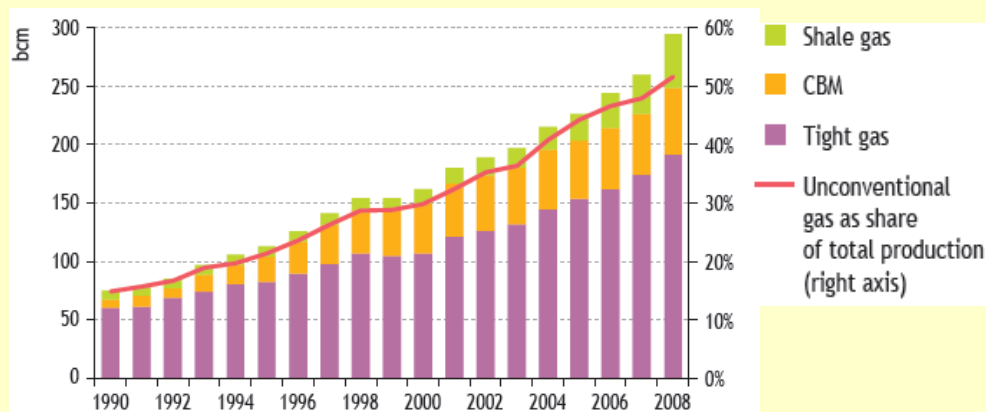
なお、制度設計の際は、熱の融通に関するインフラ整備についても併せて検討が必要である。

### (2) 低炭素社会構築に向けた化石燃料利用の役割

低炭素社会構築に向けたわが国の化石燃料利用の目的として、「天然ガスシフトによるエネルギー供給の低炭素化」、「電力システムの需給調整機能の確保」及び「世界のエネルギー供給の低炭素化への貢献」の3点が挙げられる。

#### ・天然ガスシフトによるエネルギー供給の低炭素化

天然ガスは石炭と比較して炭素排出係数が低いことから、中期的には天然ガスの利用拡大によるエネルギー供給の低炭素化が期待される。具体的には、高効率天然ガス火力の利用拡大、産業部門における燃料転換などを進めていくことが重要である。ただし、エネルギーセキュリティの面からは、供給エネルギー源が偏ることは望ましくないため、天然ガス国際市場の動向等を踏まえつつ、適切に利用拡大を図る必要がある。なお、米国では非在来型天然ガス的一种である「シェールガス」の開発・利用が進んでおり、大幅な増産を受けて、短期的にはLNG市場が緩む可能性がある。シェールガスとは、非在来型天然ガス的一种であり、頁岩（シェール）層に含まれる天然ガスで、北米、中央アジア・中国、中東・アフリカ等に賦存すると言われている。岩盤が固く、ガスの浸透率が低いため、従来技術では商業生産が困難であったが、水平掘削技術、水圧破碎技術の進展に伴い、米国を中心に市場が急拡大している。今後、LNG国際取引量、国際価格に影響を与えることが予想されるため、生産動向を注視する必要がある。



出典：“World Energy Outlook 2009” (IEA, 2009)

### 米国における非在来型ガス生産量の推移

- 電力システムの需給調整機能の確保

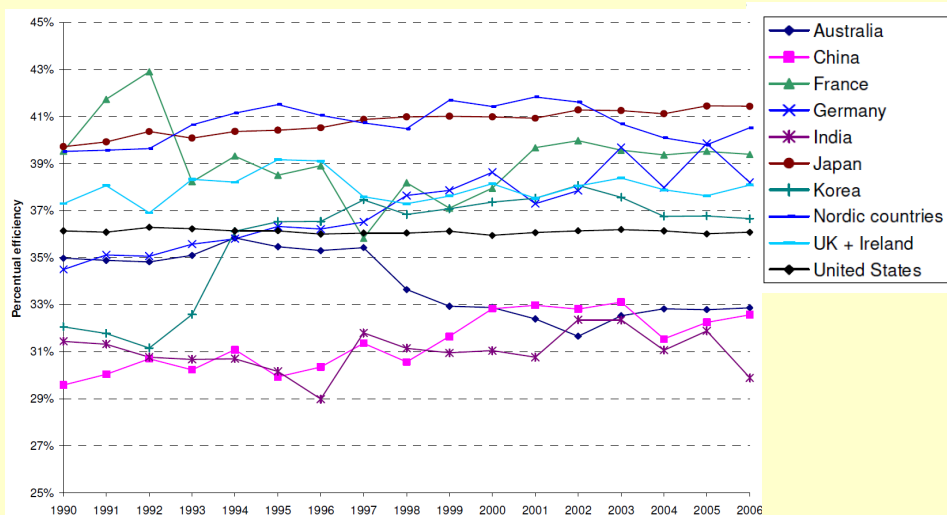
今後大きな伸びが期待される太陽光発電と風力発電は天候によって出力が変動する。原子力発電も低炭素化のため最大出力で一定出力運転をすることが望ましい。このため、電力供給の低炭素化においては、常時の需給調整のための調整容量が不足する。以上より、一定規模（最大需要に対し、水力を除く再生可能エネルギーをほぼゼロとしても供給可能な容量）の天然ガス火力や石炭火力等の火力発電設備が必要である。

なお、火力発電の低炭素化には CCS が重要な役割を果たす。2020 年以降の CCS の導入に向けて、CCS 関連法制度・技術の整備、大規模実証試験の実施、導入インセンティブの整備、CCS Ready 等を推進することが必要と考えられる。

- 世界のエネルギー供給の低炭素化への貢献

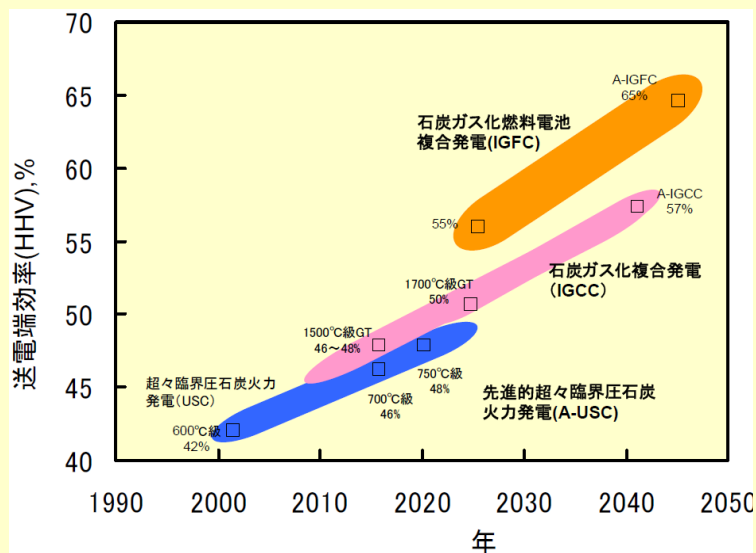
日本国内の低炭素化に加え、我が国の持つ最高水準の発電技術等を積極的に海外展開していくことにより、世界全体の低炭素化に貢献していくことが重要である。そのためには、継続的な技術開発や人材育成の観点から、国内でも一定規模の市場は今後も必要と考えられる。

炭素排出係数が大きく、今後も世界的に需要が伸びると考えられる石炭については、日本の優れた石炭火力発電技術が大きく活躍できる市場である。「クリーンコール技術開発研究会報告」（平成 21 年 6 月）によると、我が国の石炭火力発電は、世界でトップレベルの技術及び運用管理により、世界最高水準の発電効率（41.6%）を達成している。将来的には、より効率的な石炭火力発電技術の技術開発計画が、産学官の協力の下で実施・検討されており、発電効率がさらに向上することが見込まれている。



出典：ECOFYS, “INTERNATIONAL COMPARISON OF FOSSIL POWER EFFICIENCY AND CO2 INTENSITY” (2009)

### 石炭火力の熱効率の各国比較



出典：「クリーンコール技術開発研究会報告」(2009年6月)

### 石炭火力発電の効率向上に関するロードマップ

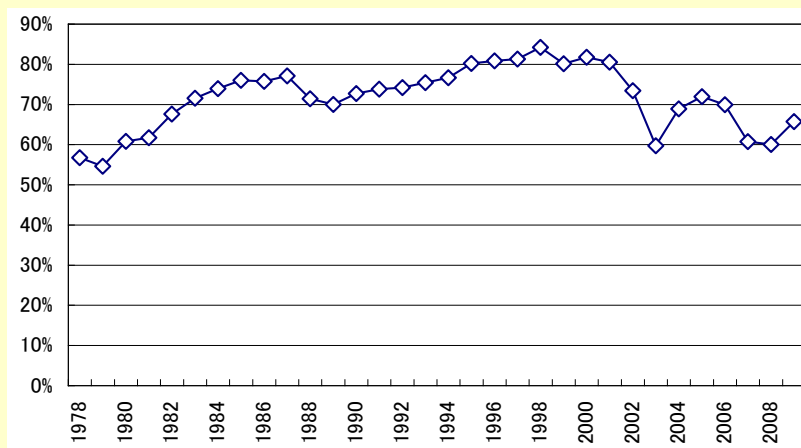
#### (3) 原子力の利用拡大

原子力の利用拡大は、エネルギー供給の低炭素化のための重要な方策の一つであり、「稼働率向上に向けた取組の推進」、「安全の確保を大前提とした、更なる稼働率向上のために必要な規制見直し等の検討」、「適切な高経年化対策及びより出力の大きな施設への更新」について検討を進めることが重要である。

最優先課題としてまず取り組むべきは、稼働率の向上である。現時点で稼働中の商業用原子力発電所は54基(4,885万kW)について、その設備利用率は、80%台後半の発電所もある一方、設備トラブルや自然災害等の影響により、2009年度の平均は65.7%にとどまっている。まずは設備トラブル等の再発防止に向けた取組により社会の信頼を

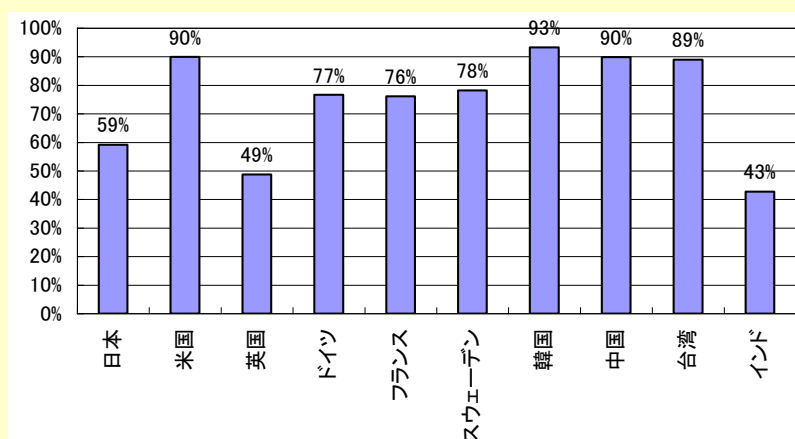
回復することによって、2001年度までの安定した設備利用率に戻ることが求められる。さらに、諸外国の原子力発電の設備利用率は90%台であることを踏まえ、米国等で取り入れられている科学的・合理的な運転・保守管理の取組を参考に、安全の確保を大前提として、既存設備を最大限に活用することによって、電力の低炭素化に貢献することが必要である。

なお、稼働率向上や新增設が低調であった場合には、火力発電によるバックアップに依存する可能性があることに留意が必要である。例えば、2020年の稼働率が1990年以降の平均に相当する75%であった場合、また2020年までの新增設が現在建設中の発電所（2基）のみであった場合のCO2排出量に与える影響を評価すると、数千万トンのオーダーでCO2の排出増に繋がるという試算結果がある。



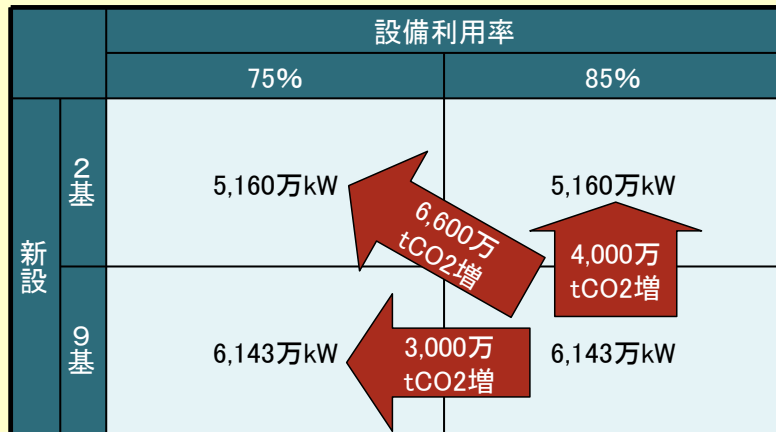
出典：エネルギー・経済統計要覧及び電気事業における環境行動計画

### 我が国の原子力発電の設備利用率



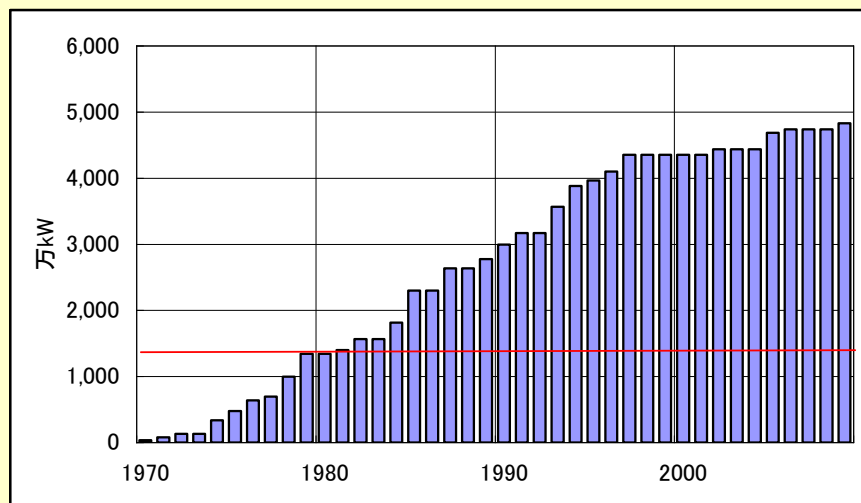
出典：日本原子力産業協会

### 海外の原子力発電の設備利用率 (2008 暦年)



2020年時点での設備利用率・新設の想定と、稼働率85%・9基新增設ケースとを比較したCO2排出量影響分析

今後、運転年数の長い電源が増えていくため、適切な高経年化対策を取りつつ、必要に応じ、より出力の大きな施設に更新していく必要がある。稼働中の54基、4,885万kWのうち、1,000万kW以上の施設が70年代に運転を開始しており、これらの施設は2020年までに運転開始後40年を超えることとなる。こうした高経年化した施設を安定的に稼働させるため、一定年数を経た時点で、安全上重要な機器・構造物についての技術評価を着実にを行うとともに、最新の知見を踏まえた科学的合理性を持った実効性の高い長期保全対策を推進することが必要である。なお、仮に運転年数を60年と仮定しても、2030年以降は廃炉となる施設が顕在化してくる。原子力発電は新規立地までのリードタイムが長い電源であり、今後、電力の低炭素化に向けた再生可能電力の普及の実績と見通しを踏まえながら、長期的な視野に立った対応方策についての早急な検討が必要である。



我が国の原子力発電の運転開始年別累積設備容量



## 6. 8. 中長期ロードマップの精査

上述した本年度の検討を踏まえ、昨年度の中長期ロードマップを精査した結果は以下のとおりである。

### エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 1/2～

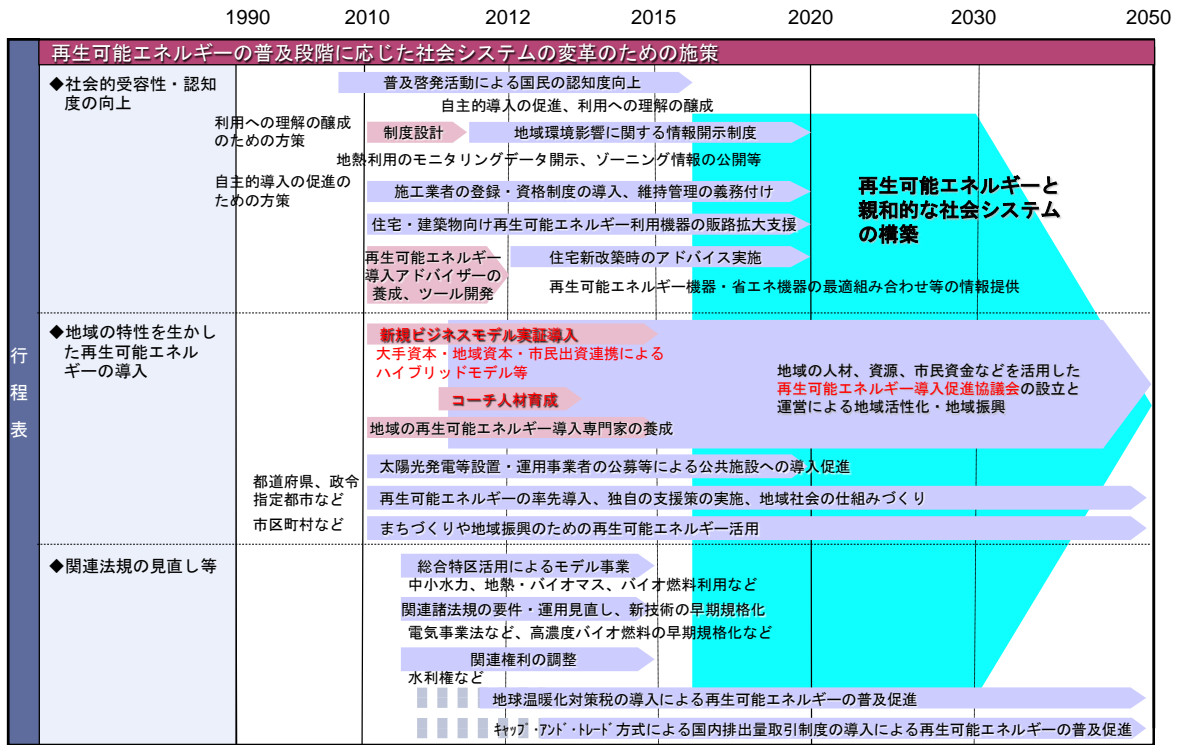


\* 2011年度から実施される地球温暖化対策税による税率等を活用し、上記の取組支援を強化。

→ 温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

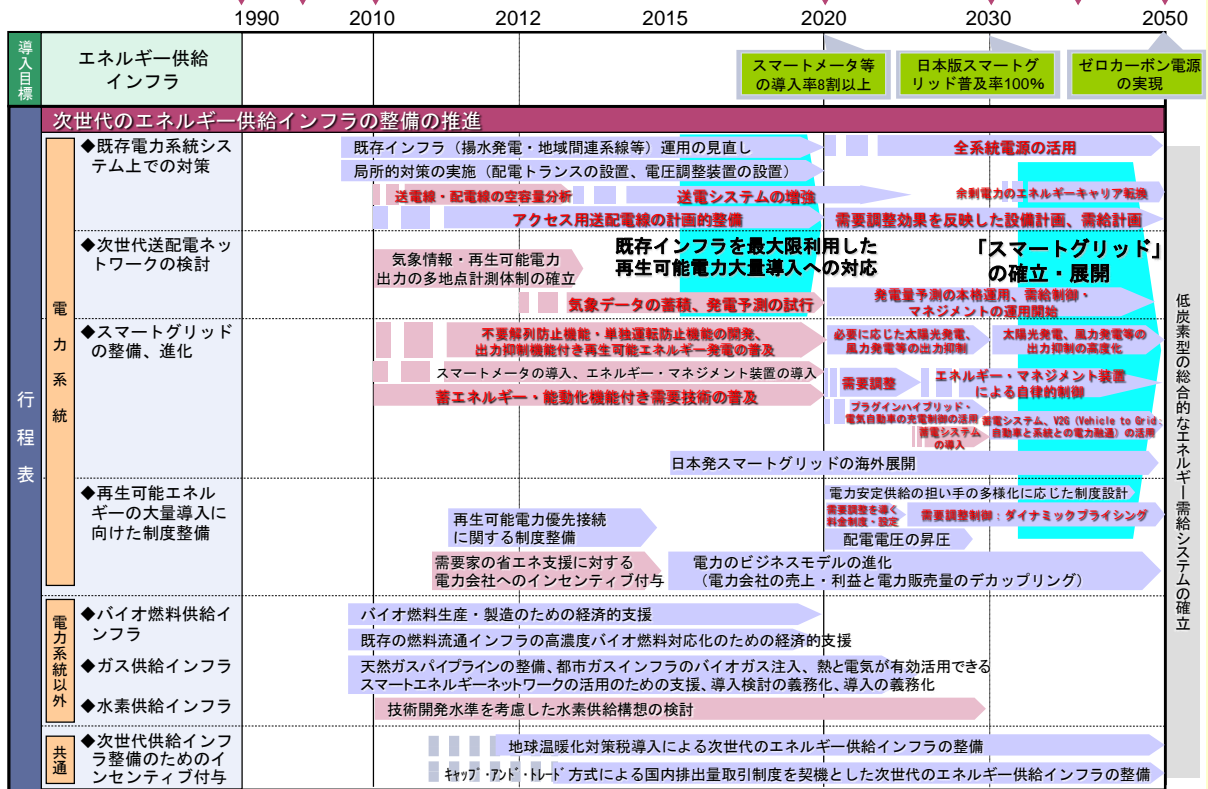
→ 左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

# エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 2/2～



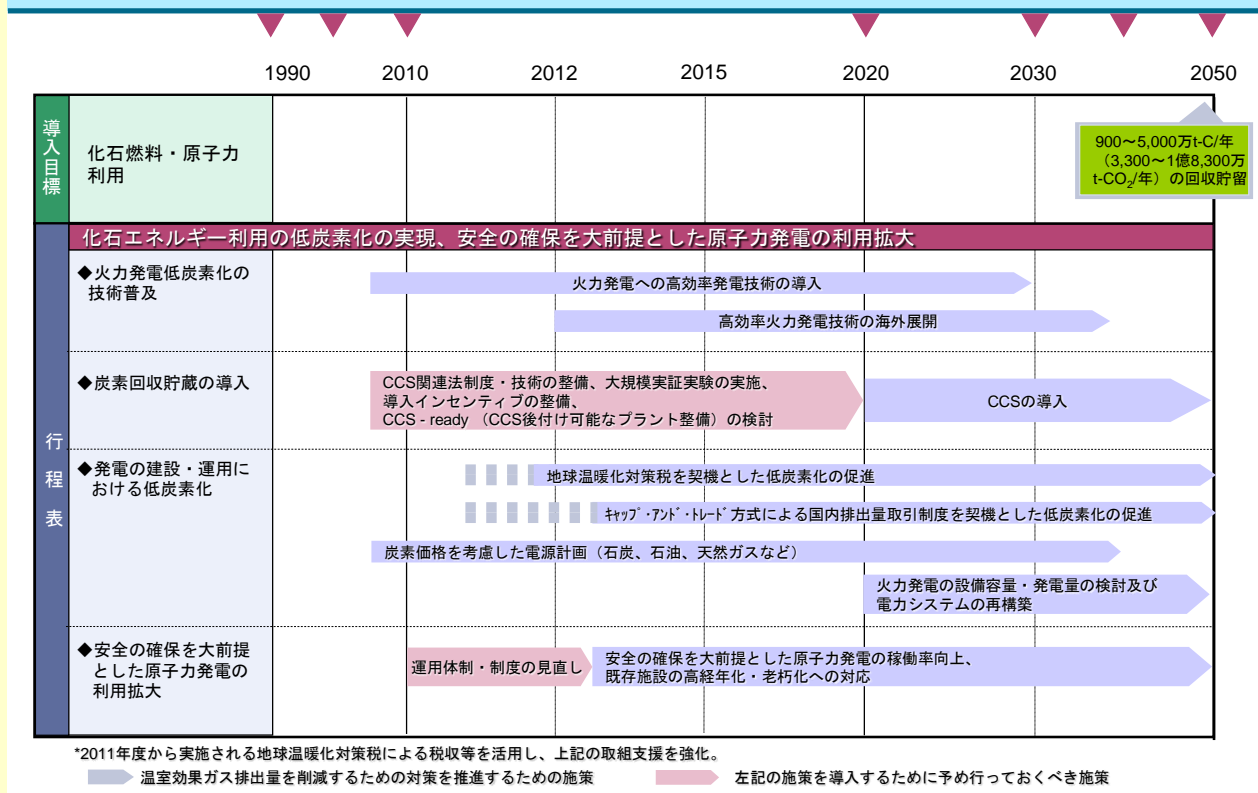
\*2011年度から実施される地球温暖化対策税による収収等を活用し、上記の取組支援を強化。  
 温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

# エネルギー供給 ～ロードマップ（エネルギー供給インフラ）～



\* 2011年度から実施される地球温暖化対策税による収収等を活用し、上記の取組支援を強化。  
 温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

## エネルギー供給 ～ロードマップ（化石燃料・原子力利用）～



中長期ロードマップで示した個々の対策・施策の具体的内容は以下のとおりである。

### (1) 再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための支援

#### ① 固定価格買取制度等による経済的支援

再生可能電力については、事業投資を促す水準（具体的には、事業用発電に対してはIRR 8%の水準）での固定価格買取制度等の経済的支援の制度設計・運用を推進し、普及を拡大する。再生可能エネルギー熱については、熱計量技術の開発を推進し、最適な補助熱源機器の組合せを消費者が選択可能な仕組みを作るとともに、グリーン証書化による価値の付与等により、自立的普及を促進する。再生可能燃料については、バイオ燃料に対する税制優遇などの経済的支援措置を図り普及を推進する。

#### ② グリーンオブリゲーション

太陽熱利用や太陽光発電などは、各種の経済的支援等により化石エネルギーに対する競争力がある程度確保された段階となった場合には、大規模施設における再生可能エネルギーの導入の義務化（グリーンオブリゲーション）を実現する。

#### ③ 再生可能エネルギー事業の金融リスク・負担の軽減

再生可能エネルギーに対する投資環境を整備し、事業者等の投資リスクを軽減するために、公的な稼働率保証制度による事業者リスク軽減策の整備（公的実施によ

り、ノウハウ、データを蓄積した後に私的保証制度に移行)、国レベルでの公的機関による債務保証及び利子補給、地域の金融機関等を活用した資金調達の検討とその確立、地域の特性を踏まえたプロジェクトファイナンス評価システムの確立、リース事業の拡大等、導入される再生可能エネルギーの規模等に応じたきめ細かい金融支援や、ビジネスモデル確立による地域振興のための仕組みづくりを進める。

#### ④ 再生可能エネルギー関連情報データベースの整備

再生可能エネルギーのポテンシャルや導入の適・不適に関する情報（ゾーニング）、再生可能エネルギー統計等の基礎的なデータベースの整備とワンストップ情報提供窓口の整備、再生可能エネルギー普及に向けた行動計画の策定と進捗状況点検による見直しを適宜行うことにより、再生可能エネルギー導入に資する関連情報の整備を図る。

#### ⑤ 再生可能エネルギー技術の開発等

地熱坑井の傾斜掘削技術・自然環境に配慮した施設設計、風力発電におけるバードストライク防止技術といった自然環境・地域環境・社会等に配慮した技術の開発並びに洋上風力発電、波力発電、地中熱利用、温泉熱利用等、革新的技術及び未利用エネルギー技術の開発・実証・実用化を推進し、社会と親和する再生可能エネルギー技術の普及を促進する。また、既築の住宅や建築物に後付けで容易に太陽光発電や太陽熱温水器が設置可能となるようなアタッチメントの規格の検討、再生可能エネルギーの設置を前提とした設計、施工のための人材育成、安定したバイオ燃料供給体制の確立を図る。

### (2) 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

#### ① 再生可能エネルギー利用への理解の醸成

再生可能エネルギーの普及啓発活動によって国民の認知度向上を図るとともに、地熱利用のモニタリングデータの開示やゾーニング情報の公開等、自然環境・地域環境・社会等への影響に関する情報開示制度の構築などによって、再生可能エネルギー利用への理解を醸成する。

#### ② 施工業者の質の向上や利用機器の販路拡大支援

施工事業者の登録や資格制度の導入、維持管理の義務付けにより、再生可能エネルギー設備等の施工を行う事業者の質の向上を図るとともに、住宅・建築物向けの再生可能エネルギー利用機器の販路拡大の支援を行う。

#### ③ 再生可能エネルギー導入アドバイザー制度の確立等

再生可能エネルギー導入アドバイザー制度の確立や費用対効果分析ツールの開発によって、住宅の新築及び改築時に、再生可能エネルギー機器や省エネ機器の最適な組合せ等の情報提供を行えるようにする。



#### ④ 新規ビジネスモデル実証導入

大手資本・地域資本・市民出資連携によるハイブリッドモデル等新規ビジネスモデル構築における実証導入事業を創設する。

#### ⑤ 地域の特性に応じたビジネスモデルの検討や専門家の養成

市民風車、大口需要家の地方誘致といった地域の特性に応じたビジネスモデルの検討や、地域の再生可能エネルギー導入の専門家の養成を行い、各地域で人・資源・市民資金などを活用した再生可能エネルギー事業体の設立と運営による地域活性化を図る。

また、地域の人材、資源、市民出資などを活用した「再生可能エネルギー導入促進協議会」設置を進める。

#### ⑥ 公共施設での率先導入

庁舎、学校施設、文化施設、医療・福祉施設といった公共施設の屋上等への太陽光発電や太陽熱温水器等を設置・運用する事業の公募を行い、公共施設への再生可能エネルギーの導入促進を図る。

#### ⑦ 再生可能エネルギー導入の地域づくりへの活用の推進

都道府県・政令指定都市等の地方公共団体においては、再生可能エネルギーを率先的に導入するとともに、地域の活性化・雇用創出に繋がる創意工夫の溢れる独自の支援策を実施し、特に市区町村等においては、再生可能エネルギーの導入をまちづくり等に活用する。

#### ⑧ 関連法規の見直し等の社会システム整備

再生可能エネルギーの社会的受容性・認知度を向上させ、再生可能エネルギーに親和的な社会システムを構築するため、中小水力発電、地熱、バイオマス、バイオ燃料利用など総合特区活用によるモデル事業の推進、電気事業法など関連諸法規の制定や見直し、高濃度バイオ燃料などの早期規格化の実現、水利権等関連権利との調整といった社会システムの整備を進める。

#### ⑨ 再生可能エネルギー導入のインセンティブを付与する経済的手法の導入

地球温暖化対策税の導入や、キャップ・アンド・トレード方式による国内排出量取引制度を通じて、再生可能エネルギーの普及促進を図る。

### (3) 次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進

#### ① 既存電力システム上での対策

揚水発電・地域間連系線等の既存インフラについて運用の見直しを行い、配電トランスの設置、電圧調整装置の設置といった局所的な対策を実施した上で、送電システ

ムの増強、余剰電力のエネルギーキャリア転換など、既存電力システムシステムを変革する対策の充実を図る。また、アクセス用送配電線の計画的な整備を進めるとともに、電気料金による間接制御の効果を反映した系統設備計画及び需給計画が可能となるよう、再生可能電力の普及状況と見通しについての情報共有を行う。

#### ② 次世代の送配電ネットワークの検討

次世代送配電ネットワークについて、気象情報・再生可能電力出力の多地点計測体制の確立、気象データの蓄積、再生可能電力出力予測・性能評価の確立、需給制御・マネジメントの運用など、次世代の送配電ネットワークの基盤を整備する。

#### ③ スマートグリッドの整備・進化

不要解列防止機能・単独運転防止機能の開発、出力抑制機能付き再生可能エネルギー発電の普及、スマートメータや気象情報と連動したエネルギー・マネジメント装置の導入、ヒートポンプ、電気自動車等の需要家設備への協調制御機能の導入など、早期の海外展開も視野に入れてスマートグリッドの整備、普及を推進する。

#### ④ 再生可能エネルギーの大量導入に向けた制度整備

再生可能電力の電力システムへの優先接続に関する制度整備、更には電力会社にとって電力販売量と売上や利益をデカップリングさせるようなビジネスモデルの進化、電力料金の柔軟な変更による電力需要の間接的制御（ダイナミック・プライシング）の導入、配電電圧昇圧の実施など、再生可能電力の導入拡大に向けた制度の整備を行う。

#### ⑤ バイオ燃料・ガス・水素等の新たな供給インフラの整備

バイオ燃料生産・製造のための経済的支援、既存の燃料流通インフラの高濃度バイオ燃料対応化のための経済的支援、天然ガスパイプラインの整備、都市ガスインフラへのバイオガス注入への対応、熱と電気が有効活用できるスマートエネルギーネットワークの活用のための支援、技術開発水準を考慮した水素供給構想の検討など、バイオ燃料、ガス、水素等の新たな供給インフラの整備を推進する。

#### ⑥ 次世代供給インフラ整備のためのインセンティブ付与

次世代供給インフラの整備に当たり、地球温暖化対策税の導入やキャップ・アンド・トレード方式による国内排出量取引制度によりインセンティブを付与する。

### (4) 化石エネルギー利用の低炭素化の実現、安全の確保を大前提とした原子力発電の利用拡大

#### ① 火力発電低炭素化の技術普及

石炭ガス化複合発電（IGCC）などの火力発電への高効率発電技術の導入を促進するとともに、海外展開といった火力発電低炭素化技術の普及促進を図る。



## ② CCS の導入

2020年以降のCCSの導入に向けて、CCS関連法制度・技術の整備、大規模実証実験の実施、導入インセンティブの整備、CCS Ready等を推進する。

## ③ 発電の建設・運用における低炭素化

地球温暖化対策税を導入することによる炭素価格を考慮した電源計画の策定、国内排出量取引制度を通じた運用、火力発電の設備容量・発電量の低減の検討及び実施など、火力発電の適切な運用を図る。

## ④ 安全の確保を大前提とした原子力発電の利用拡大

原子力発電について、運用体制・制度の見直しを行い、安全の確保を大前提に稼働率の向上、既存施設の高経年化・老朽化への対応を図る。

### 6.9 エネルギー供給ロードマップの実現にあたっての留意点

エネルギー供給のロードマップ実現に当たって、以下の点に留意しておく必要がある。

- これまでとは異なるスピードで再生可能エネルギーの導入を進める必要があり、今回想定した導入量は固定価格買取制度のみで達成されるものではない。
- 固定価格買取制度は、中期的目標に向けた重要な施策の1つであるが、ある程度コスト低減が達成できた段階で、別の施策に移行していくことを検討しておく必要がある。
- 再生可能電力の導入拡大を支える電力系統整備の負担に関して、他のエネルギーとの競合にも配慮しつつ、検討を進める必要がある。
- 再生可能エネルギーの導入義務化については、義務対象、時期などの詳細な検討を引き続き行う必要がある。
- 今後は地域の特性に応じた再生可能エネルギーのプロジェクトが多数実を結ぶ必要がある。地域で自発的にプロジェクトが動き出すことが望ましいが、そのためには様々な分野の人材育成など、当面国が支援すべき部分を着実に進める必要がある。
- 本WGではもっぱら供給側の視点のみで検討を行ったが、本来はエネルギーの需給全体を俯瞰しておく必要がある。エネルギーの供給能力に応じて需要側の省エネを促進させることにより、需要の抑制を最大限図りながら、本当に必要なエネルギーを低炭素化していくべきである。
- エネルギー供給の低炭素化に向け、検討の優先順位の高い再生可能エネルギーを中心に議論したが、CCSの活用を含む化石燃料利用の低炭素化及び原子力の利用拡大も重要な方策であり、検討を進めた上で適切な政策措置を講じる必要がある。
- 再生可能エネルギーの普及が進まなかった場合並びに原子力発電の稼働率向上及び新增設が低調であった場合のリスクを踏まえた、エネルギーの安定供給のあり方についても検討する必要がある。

- ・化石燃料は貯蔵や市場調達により供給量を確保・増減させることができるため、特に発電においてバランスのとれた化石燃料設備の保持が可能であるという観点からの検討も必要である。
- ・現在は実用化段階にない低炭素化エネルギー技術（浮体式洋上風力、海洋エネルギー、高温岩体発電、研究開発段階にあるクリーンコールテクノロジーなど）についても、長期的には国内外での低炭素化に資することができるよう、必要な支援措置を講じるべきである。

## 6.10 総括

本年度のエネルギー供給 WG では、主に固定価格買取制度の具体的な設計、再生可能エネルギーの導入見込量の精査、地域における再生可能エネルギービジネス普及拡大方策、電力系統整備等について検討を行った。

- ・固定価格買取制度については、買取対象、買取価格、買取期間、自家消費の扱いなどに係る検討を行った。2020 年の中期目標を達成し、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を 10%以上とするためには、導入目標を満たす範囲で 20 年間での IRR8%を確保する価格(太陽光は IRR8%程度に相当する投資回収 8～10 年となる価格)で買い取ることが重要とした。また、導入拡大を想定した場合には、発電した電力を有効に活用する観点から、住宅太陽光であっても全量を買取対象とすべき点を導いた。
- ・再生可能エネルギーの導入見込量は、固定価格買取制度の導入時期並びに太陽熱利用及びバイオ燃料に関する他機関等の検討状況を踏まえ、精査を行った。精査後であっても、2020 年には全てのケースで、地球温暖化対策基本法案で定められている「再生可能エネルギーの供給量について、2020 年までに一次エネルギー供給量に占める割合を 10%に達するようにする。」という目標を実現できることを確認した。
- ・地域における再生可能エネルギービジネス普及拡大方策については、人的資源、技術(もの)・資源、資金、情報という 4 つの切り口で、今後の再生可能エネルギービジネスの飛躍的な拡大を狙った際の重要課題を整理した。
- ・国として整備すべき公的支援策を骨太な施策方針をとりまとめた。例えば、「人的資源」では人材育成プログラムの創設など、「技術(もの)・資源」では公的な稼働率保証制度など、「資金」では低炭素機器リースに対するインセンティブ付与など、「情報」では開発・事業化可能地域等のデータベース化やワンストップ窓口の整備による情報提供などが必要とした。
- ・電力系統整備は、想定した導入見込量の推移を踏まえ、次世代送配電ネットワークの整備について、4 つの時間断面を設けて必要な対策を整理した。アクセス用送配電線の計画的整備やスマートメータをはじめとする需要側のエネルギー・マネジメント関連インフラの構築は現時点から取り組むべきとした。2020 年頃には需要側のエネルギー・マネ

ジメントが運用段階にあり、2020年代半ばには系統と需要側との協調システムの運用が始まり、2030年頃には蓄電システム活用による系統と需要側との協調システムが実現されていることが必要と整理した。

- 上記の検討結果を反映しつつロードマップの見直しを行った。