

# エネルギー供給WG 現時点でのとりまとめ

平成24年3月2日  
2013年以降の対策・施策に関する検討小委員会

# WG委員名簿

## エネルギー供給WG 委員名簿

平成24年3月2日時点  
(敬称略・五十音順)

芦田 謙	NPO法人環境・エネルギー・農林業ネットワーク 理事長
荒川 忠一	東京大学大学院 工学系研究科機械工学専攻 教授
飯田 哲也	NPO法人環境エネルギー政策研究所 所長
伊庭 健二	明星大学 理工学部電気電子工学系 教授
大島 堅一	立命館大学国際関係学部 教授
◎ 大塚 直	早稲田大学大学院法務研究科 教授
萩本 和彦	東京大学生産技術研究所 特任教授
○ 倉阪 秀史	千葉大学法経学部総合政策学科 教授
斉藤 哲夫	一般社団法人日本風力発電協会 企画室長
谷口 信雄	東京都環境局都市地球環境部計画調整課再生可能エネルギー推進係
田原 正人	株式会社日本政策投資銀行事業開発部 課長

◎ 座長 ○ 座長代理

# 東日本大震災や原発事故を踏まえた本WGの検討課題

基本方針～エネルギー・環境戦略に関する選択肢の提示に向けて～」  
(平成23年12月21日エネルギー・環境会議決定)【抜粋】

原発への依存度低減のシナリオを具体化する中で検討される省エネ、再生可能エネルギー、化石燃料のクリーン化は、エネルギー起源CO<sub>2</sub>の削減にも寄与するものであり、また、需要家が主体となった分散型エネルギーシステムへの転換も温暖化対策として有効である。エネルギーミックスの選択肢と表裏一体となる形で、地球温暖化対策に関する複数の選択肢を提示する。

国の方針として、エネルギーシステムの歪み・脆弱性を是正し、安全・安定供給・効率・環境(Safety+3E)の要請に応える短期・中期・長期からなる革新的エネルギー・環境戦略が策定されることとなっており、原発への依存度低減が掲げられている中で、2050年に温室効果ガス排出量を80%削減することを見据え、2020年、2030年時点で

- ・再生可能エネルギーの普及拡大
- ・化石燃料のクリーン化・効率化
- ・需要家が主体となった分散型エネルギーシステムへの転換

に向けてどのような対策・施策を講じていくかについての検討、とりまとめ。

# エネルギー供給WGにおける議論の全体像

## 火力発電、コジェネ等の分散型エネルギー

## 再生可能エネルギー

### 火力発電についての論点整理

エネルギーセキュリティ、経済性と化石燃料のクリーン化・効率化について

火力発電について

### コジェネ等の分散型エネルギーについての論点整理

熱利用や需要家側でのセキュリティ向上など需要密接型の特徴を踏まえた活用について

コジェネ等の分散型エネルギーについて

### 再生可能エネルギーの導入見込量の推計

- ・いつまでにどのくらいの量が導入可能なのか？  
→2020年、2030年、2050年それぞれの導入見込量を評価
- ・どうやれば導入が進むのか？  
→経済的障壁の克服、非経済的障壁の克服

### 電力の系統安定性についての定量分析

- ・太陽光、風力発電などの変動電源を大量導入しても大丈夫か？  
→需給調整方策による電力の需給調整の将来シナリオ検討

### 上記以外の検討事項

- ・再生可能エネルギー導入に伴うメリットの定量化、国民負担の定量化、再生可能エネルギー熱の支援策検討等  
→出来る限り定量的に検証

選択肢の素案を提示

# 中長期的に低炭素社会を実現するために目指すべき姿

2020

- 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を拡大する(地球温暖化対策基本法案や現行のエネルギー基本計画では10%以上と規定)
- 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
- 既存のエネルギー供給インフラを最大限に活用した再生可能エネルギーの普及を進めるとともに、次世代エネルギー供給インフラの整備が進展する
- 化石燃料のクリーン化・効率化が進むとともに、コジェネ、燃料電池等の分散型エネルギーの普及が進展する

2030

- 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については、そ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)
- 化石燃料のクリーン化・効率化が加速している
- コジェネ、燃料電池等の分散型エネルギーの普及が更に加速するとともに、調整電源としての役割と責任を果たしている

2050

- 再生可能エネルギーがエネルギー供給の主役の1つとなっている
- 化石燃料を燃焼させる設備では二酸化炭素回収・貯留が行われており、水素エネルギーの活用も行われている
- 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

# 火力発電について

# 現行のエネルギー基本計画(平成22年6月)における記述

## 3. 化石燃料の高度利用

### (1) 火力発電の高度化

#### ① 目指すべき姿

火力発電は、エネルギー安全保障、経済性の観点からベストミックスの電源構成を実現する上で、重要な位置づけである。また、再生可能エネルギー由来の電気の大量導入時の系統安定化対策に不可欠な存在でもあり、今後も極めて重要な役割を果たす。こうした観点から、単位発電量当たりのCO<sub>2</sub>発生量の削減を図り、最新設備の導入やリプレイス等により火力発電の高効率化等に引き続き努める。

#### ② 具体的な取組

石炭火力発電については単位発電量当たりのCO<sub>2</sub>を低減させるため、現在運転中の石炭火力における効率改善やバイオマス混焼及び老朽石炭火力のリプレイス等による最新設備の導入を推進することにより、高効率化・低炭素化を進める。当面新增設又は更新される石炭火力発電については、原則としてIGCC並みのCO<sub>2</sub>排出量に抑制する。

また、我が国が有する世界最高水準の石炭火力発電技術をさらに革新していくことが重要である。IGCC・A-USC(先進的超々臨界圧発電)等について、更なる高効率化や早期の実用化を目指して、官民協力して開発・実証を推進する。

このような高効率石炭火力の開発・実証・導入を国内で進めつつ、将来に向けてゼロ・エミッション石炭火力発電の実現を目指す。その実現のため、2020年頃のCCSの商用化を目指した技術開発の加速化を図るとともに、今後計画される石炭火力の新增設に当たっては、CCS Ready<sup>※</sup>の導入を検討する。また、商用化を前提に、2030年までに石炭火力にCCSを導入することを検討する。

以上のような高効率の石炭火力技術については、我が国を環境に優しい石炭火力の最新鋭技術の実証の場として位置づけ国内での運転実績の蓄積を図る。

その他の火力発電については、新增設・更新の際には、原則としてその時点における最先端の効率を有する設備の導入を目指す。

※ 具体的なCCS Readyの要件についてはEU指令も参考にしつつ今後検討する。2009年6月のEU指令では、30万kW以上の火力発電所の新設に係る許認可要件において満たすべきCCS Readyの要件として、①適切なCO<sub>2</sub>貯留地点が存在すること、②CO<sub>2</sub>輸送が技術的かつ経済的に可能なこと、③将来のCO<sub>2</sub>回収・圧縮設備の建設が技術的かつ経済的に可能であることについての調査を要求している。調査の結果、技術的かつ経済的に実行可能である場合には、CO<sub>2</sub>回収及び圧縮に必要な施設のためのスペースを確保する必要がある。

# 石油、LNG、石炭の特徴の比較

	供給安定性	環境性	経済性
石油	<ul style="list-style-type: none"> <li>○燃料貯蔵が容易</li> <li>○供給弾性力に優れる</li> </ul>		△価格が高く、変動が大きい
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・可採年数: 40年(2000年時点)→46年(2010年時点)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・石油火力のCO2排出原単位がLNGの1.4倍(0.742kg-CO2/kWh*)</li> </ul>	
LNG	<ul style="list-style-type: none"> <li>○燃料の調達先が分散</li> <li>○長期契約が中心であり供給は石油より安定</li> <li>△燃料調達が硬直的</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○CO2排出量が少ない</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>△燃料輸送費が高い</li> <li>△インフラ整備が必要</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・日本のLNG価格はJCC(日本の原油輸入価格)と連動</li> <li>・マイナス162度に冷やしタンクで貯蔵するため、備蓄にコストがかかり、現状では1ヶ月未満の備蓄量</li> <li>・再生可能エネルギーを最大限導入した際に発電出力調整が柔軟に行える電源</li> <li>・設置スペースがコンパクトでもあることから、都市近接型の設置や熱の有効利用が可能</li> <li>・シェールガスなど新規供給源が出現し採掘可能な資源量が増加</li> <li>・可採年数: 61年(2000年時点)→59年(2010年時点)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・CO2排出原単位(0.519kg-CO2/kWh*: LNGコンバインドの場合)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・日本のLNG価格は原油価格と連動し変動が大きい</li> </ul>
石炭	<ul style="list-style-type: none"> <li>○資源量が豊富</li> <li>○燃料の調達先が分散</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>△CO2排出量が多い</li> </ul>	○価格が安く安定
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・石炭は貯炭場に山積みしておくことが可能で、貯蔵が容易</li> <li>・歴史的に輸入先の国情は安定(オーストラリア、インドネシア、ロシア、カナダ等)</li> <li>・可採年数: 227年(2000年時点)→118年(2010年時点)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・石炭火力CO2排出原単位がLNGの1.9倍(0.975kg-CO2/kWh*)</li> </ul>	

可採年数: 可採埋蔵量をその年の採掘量で割った値

\*発電時の燃料燃焼に加え、設備の建設や運用時のCO2排出を含む値

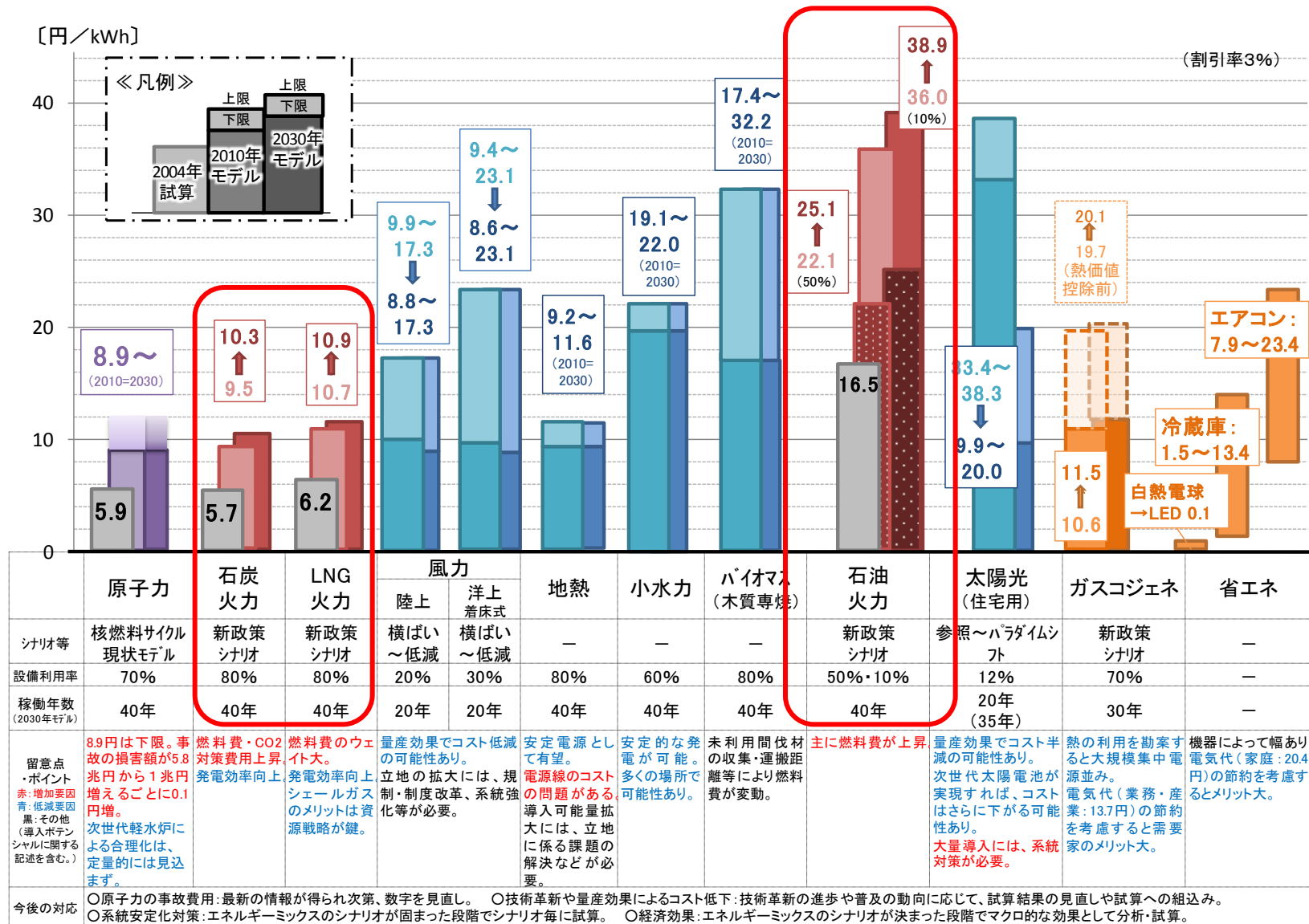
出典: 低炭素電力供給システムに関する研究会報告書(2009年7月)、BP統計に基づき作成



# 【参考】コスト等検証委員会における主な電源の発電コスト(2004年試算／2010年・2030年モデルプラント)試算結果

## 【コスト試算のポイント】

- モデルプラント形式(最近7年間の稼働開始プラント、最近3年間の補助実績等を基に設定)
- CO2対策費用、原子力の事故リスク対応費用、政策経費等の社会的費用も加算。
- 2020年、2030年モデルは燃料費・CO2対策費の上昇、技術革新等による価格低減を見込んで試算。



## 火力発電は計画から稼働までの期間が長いため、火力発電についての論点としては以下のように集約されると考えられる。

- コスト等検証委員会報告書(2011年12月)では、計画から稼働までの期間を10年程度としている。(直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)について、初号機の立地決定の表明から運転開始の年までの平均的な期間)

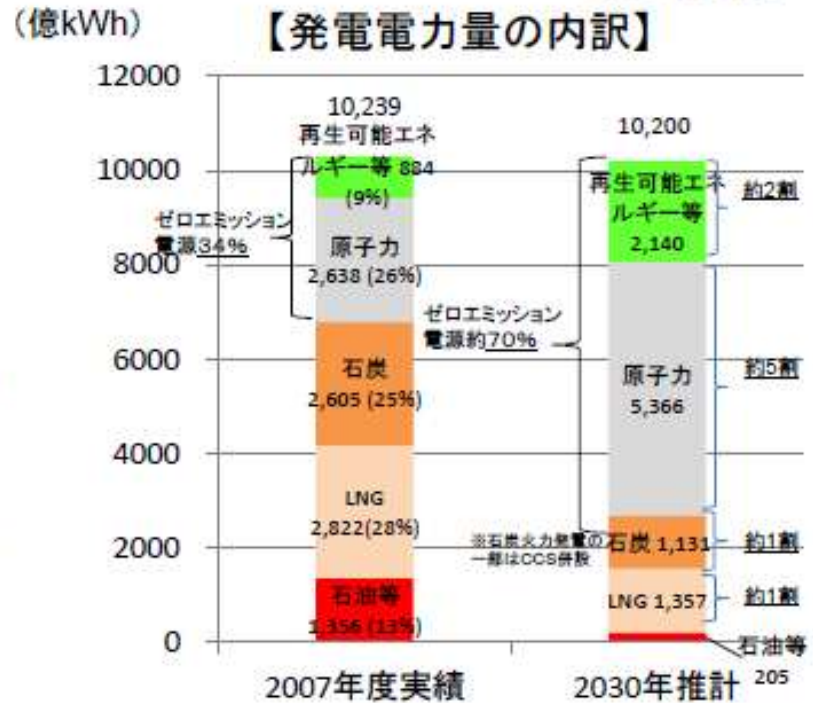
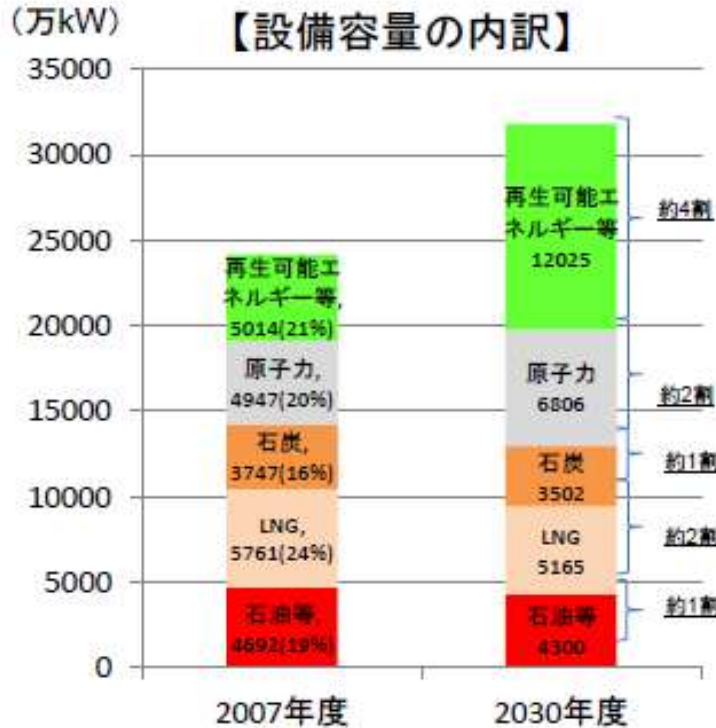
電源	計画～稼働の期間
原子力	20年程度
石炭火力	10年程度
LNG火力	10年程度
石油火力	10年程度
一般水力	5年程度
小水力	2～3年程度
ガスコジェネ	約1年
石油コジェネ	約10ヶ月
燃料電池	約2週間

電源	計画～稼働の期間
太陽光(メガソーラー)	1年前後
太陽光(住宅)	2～3ヶ月程度
地熱	9～13年程度
陸上風力	4～5年程度
洋上風力	—
バイオマス(木質専焼)	3～4年程度
バイオマス(木質混焼)	1年半程度

- ①短期的には、既存の石炭火力はベース電源として稼働率が高く、当面の供給不足にはLNG火力や石油火力の稼働率向上で対応することになるのではないかと(なお、エネルギーの調達コストが増加し、国内産業や国民生活に影響を与えるという問題に留意が必要)。
- ②火力発電については、建設に一定の期間を要することから、2020年頃までは建設・稼働開始が可能なのは既存の計画分の石炭、LNG火力と考えられる。③の要素を含め既設火力のリプレースによる効率向上を積極的に支援するような政策を考える必要があるのではないかと。
- ③2020年以降の火力発電については、エネルギーセキュリティの確保の面から引き続き設備容量の確保が必要と考えられるが、省エネや再エネについての一定の導入が見込まれる中で、再エネ電力の調整電源として火力発電の活用を考える必要があること等を踏まえ、どのような火力発電の電源構成や運用を目指すべきか。

# (参考) 現行のエネルギー基本計画

※2030年の「再生可能エネルギー等」には、家庭等での発電量も含む



○現行のエネルギー基本計画では、設備容量として、  
 石炭火力: 3,747万kW【2007】→3,502万kW【2030】  
 LNG火力: 5,761万kW【2007】→5,165万kW【2030】  
 石油火力: 4,692万kW【2007】→4,300万kW【2030】  
 が見込まれていた。

○現行のエネルギー基本計画では、発電電力量として、  
 石炭火力: 2,605億kWh (稼働率79%)【2007】→1,131億kWh (稼働率37%)【2030】  
 LNG火力: 2,822億kWh (稼働率56%)【2007】→1,357億kWh (稼働率30%)【2030】  
 石油火力: 1,356億kWh (稼働率33%)【2007】→ 205億kWh (稼働率5%)【2030】  
 が見込まれていた。

※現行のエネルギー基本計画では、コジェネ等の分散型電源の設備容量や発電電力量は明示がされていないが、明示の仕方等については今後検討を行っていく必要がある。

# 2013年以降の火力発電の建設を見据えた基本的な考え方について

○火力発電は、将来的な省エネの進展や再生可能エネルギーの普及に応じて、石油、石炭、天然ガス火力の発電量が順次減少していくことが考えられる。他方で、安全・安定供給・効率・環境(Safety+3E)の観点から、再生可能エネルギー由来の電力を大量導入した時の電力システムの安定運用や他の電源のバックアップを行うという重要な役割を担うことから、必要不可欠な電源として設備容量を一定程度確保することが必要と考えられる。

○国内においては、2013年以降に建設する火力発電については、2050年時点でも稼働をしていることが見込まれる。

このため、2050年に80%削減を見据えつつ、その途中段階でも出来るだけCO2排出総量を削減するという観点から、化石燃料のクリーン化・効率化として、

①火力発電については、導入の際にはその時点での最新の高效率な設備を導入すること

②将来的にCO2を回収・圧縮する設備の建設を見越して敷地の確保(Capture Ready)を前提としつつ、将来的なCO2回収・貯蔵のため、CCSの商用化を目指した技術開発を加速するとともに、早期の貯蔵開始に向けた体制整備を図ること

が考えられるのではないか。

○その上で、火力発電の発電電力量の構成については、化石燃料のクリーン化という観点から以下のような案に応じて施策を講じていくことが考えられるのではないか。

(案1) 電力需要に応じて、火力発電の建設・更新を行う。石炭火力とLNG火力について、現行のエネルギー基本計画のように概ね同程度の比率で発電を行う。

(案2) 電力需要に応じて、火力発電の建設・更新を行う際には、石炭火力については現状の設備容量を上回らない範囲で更新を認めるとともに、新增設はLNGコンバインド火力発電の建設を認める。発電を行う場合には、石炭火力については、現状の設備容量から発電可能な量を発電することを上限とし、再生可能エネルギーの普及に応じた調整能力等を考慮して経済的にも優れているLNG火力を出来る限り発電する。

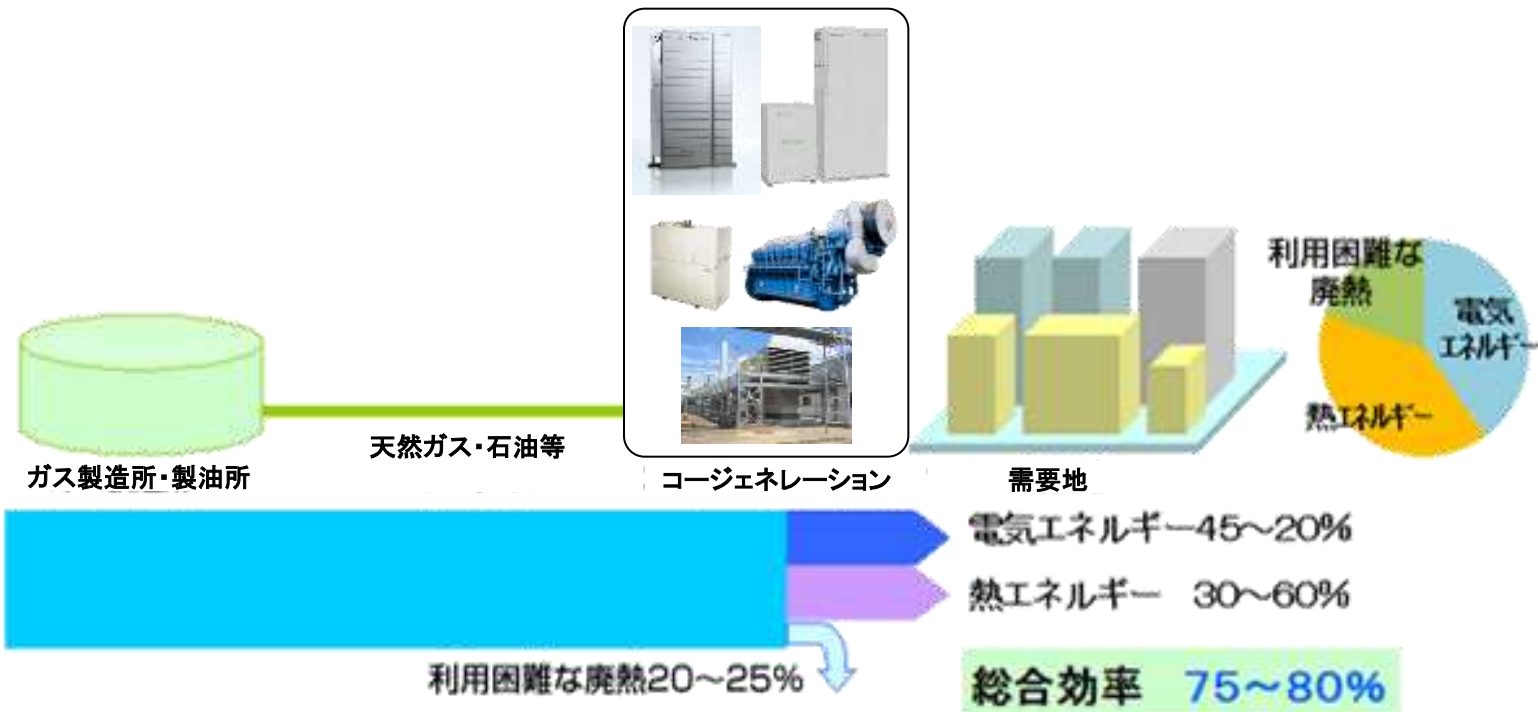
(案3) 電力需要に応じて、火力発電の建設・更新を行う際には、石炭火力については技術開発や実証、技術継承などの観点から必要な最低限の更新を認めるとともに、新增設はLNGコンバインド火力発電の建設を認める。発電を行う場合には、石炭火力については、現行のエネルギー基本計画で想定している設備容量から発電可能な量を発電することを上限とし、再生可能エネルギーの普及に応じた調整能力等を考慮して経済的にも優れているLNG火力を最優先して発電する。

# コジェネ等の分散電源について

# コージェネレーションシステムの特徴

## コージェネレーションシステムの特徴

- (1) 熱と電力を同時に生み出す(熱電併給)。熱需要と組み合わせることで、高い総合エネルギー利用効率を実現可能。
- (2) 天然ガス、石油などを燃料として使うシステム。
- (3) 需要に近い地点におかれるシステム(=分散型エネルギーシステム)。

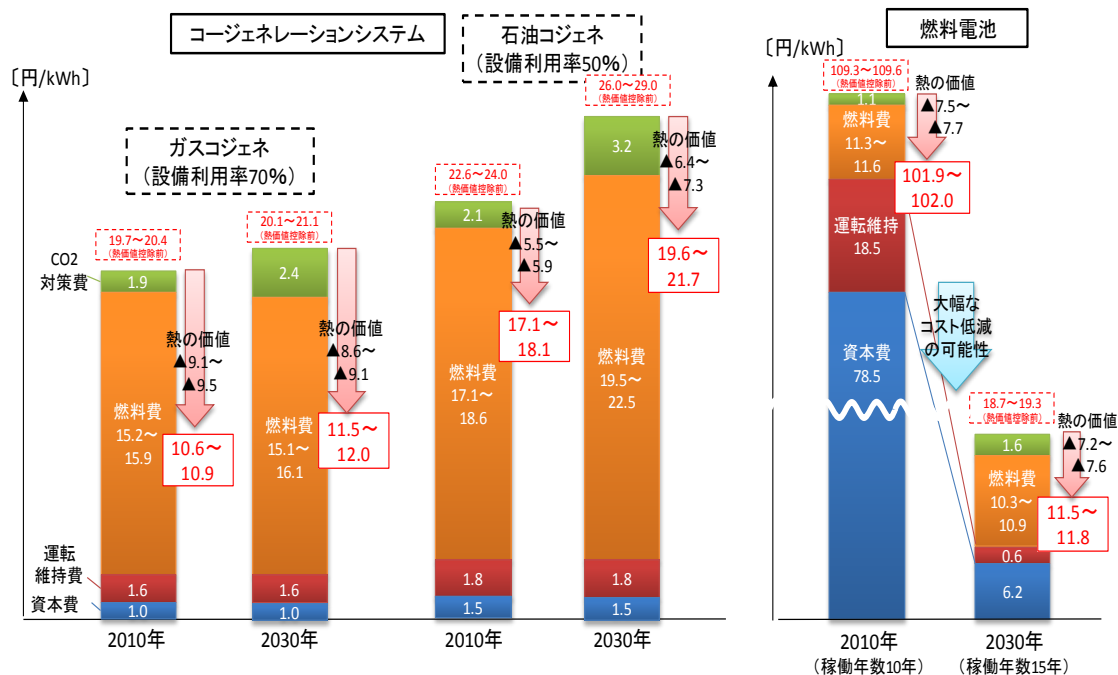


※一般財団法人 コージェネレーション・エネルギー高度利用センター ホームページ資料を加工

# コスト等検証委員会における分析

## コージェネ

- ガスコージェネについては、熱の価値を考慮しない場合、発電コストは20円/kWh程度の水準であるのに対し、利用した熱の価値を全量考慮すると、10円/kWh程度となり、熱供給時には、他の大規模電源との関係でも、熱の利用の割合により競争力を有するといえる(割引率3%、設備利用率70%、稼働年数30年)。
- 石油コージェネについては、熱の価値を考慮しない場合、発電コストは20~30円/kWh 程度の水準であるのに対し、利用した熱の価値を全量考慮すると、15~20円/kWh程度となる(割引率3%、設備利用率50%、稼働年数30年)。なお、石油は持ち運び・貯蔵が容易なため、緊急時に分散型エネルギーとして、重要な役割が期待できる。
- 燃料電池については、まだ市場に出たばかりであり、2010年モデルプラントは、資本費、修繕費なども高くなっているが、2030年モデルプラントでは、燃料費以外については、大幅なコスト低下が期待できる。
- コージェネは需要地近接であることから、5%程度の送電ロスがないことも社会的なエネルギー効率の観点からメリットといえる。



ガスコージェネ、石油コージェネ、燃料電池の発電コスト(2010年・2030年)

# コージェネレーションシステムの普及見通しについて

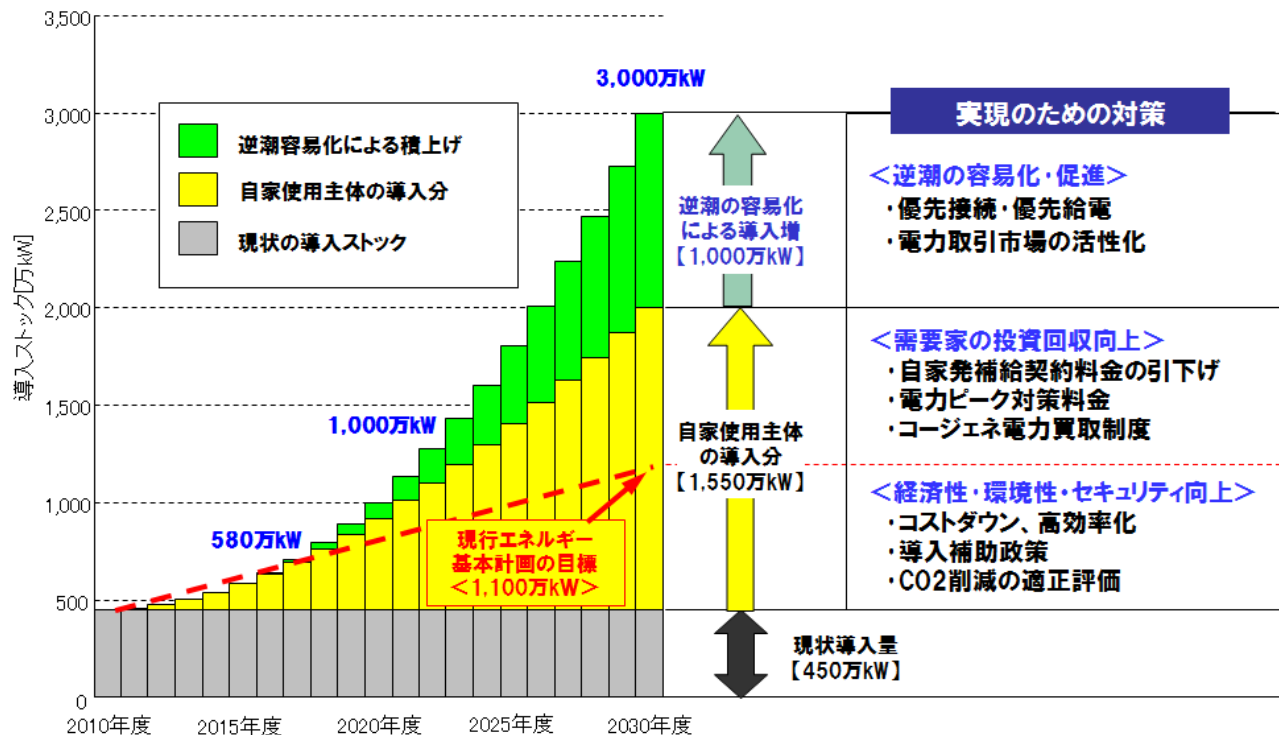
○従前のエネルギー基本計画では、現状で、約450万kWの天然ガスコージェネレーションシステムについて、2020年に約800万kW、2030年に1,100万kWの普及を想定

(参考)

○日本ガス協会の見通しによれば、実現のための対策・施策を講じていくことにより、2020年に約1,000万kW、2030年に約3,000万kWの普及を想定(但し、現行の自家発補給契約料金の引き下げを行うこと、系統への逆潮流の際には最低でも回避可能原価(電力事業者の火力発電並みの価格)での買取を行うこと、自家消費分についても一定の支援措置を講ずること、電力取引市場の活性化を行うこと等を前提とした数字)

## 天然ガスコージェネ 3,000万kW普及に向けたロードマップ

・ガス事業者の取組みとともに、政策パッケージの導入によりコージェネ導入を拡大





コージェネレーションシステムは計画から稼働までの期間が短いため、論点としては以下のように集約されると考えられる。

- ①コージェネや燃料電池については、建設期間が短いことから、2013年以降、熱需要が存在し、省エネ・省CO2が見込まれる需要家に対して積極的に導入する必要があるのではないか。また、再生可能エネルギーが一定の量の導入が見込まれることから、効率的な熱利用が行える範囲で、調整電源として一定の役割と責任を果たすことがあり得るのではないか。
- ②特に、短期的には、熱需要が存在し、その建物や建物に至るまでの導管等が耐震化されている防災拠点となりうる施設に積極的に導入を図っていくことが考えられるのではないか。

電源	計画～稼働の期間
ガスコージェネ	約1年
石油コージェネ	約10ヶ月
燃料電池	約2週間

コスト等検証委員会報告書(2011年12月)より抜粋

## 2013年以降のコージェネ等分散電源の建設行う場合の考え方・施策について

- ①コージェネや燃料電池については、建設期間が短いことから、2013年以降、熱需要が存在し、省エネ・省CO2が見込まれる需要家に対して積極的に導入を図る。特に、短期的には、熱需要が存在し、その建物や建物に至るまでの導管等が耐震化されている防災拠点となりうる施設に積極的に導入を図る。(再生可能エネルギーの導入ポテンシャルが少ない都市域や産業部門に普及を図っていくことが考えられる。)
- ②コージェネや燃料電池の分散電源の普及を進めていくために、現行の自家発補給契約料金の見直し、系統への逆流の際の一定額での買取、普及にあたっての支援措置を講ずるとともに、電力取引市場の活性化を行うこと等が考えられるのではないか。また、再生可能エネルギーが一定の量の導入が見込まれることから、効率的な熱利用が行える範囲で、調整電源として一定の役割と責任を果たせるよう、社会的な仕組みを検討する必要があるのではないか。

再生可能エネルギーについて

# 東日本大震災、原発事故等を踏まえた再生可能エネルギーに関する検討のポイント

- 東日本大震災、原発事故を受けて、エネルギー政策は白紙からの見直しが行なわれていることを踏まえ、今年度は以下の点を検討のポイントとした。
- 1. 地球温暖化対策の観点から、原子力発電への依存度を低減したシナリオを想定し、長期的な温室効果ガス排出目標(80%減)の達成を目指す観点から、以下の追加的検討を行った。
  - ① 従来から対象としていた再生可能エネルギーについて、導入ポテンシャルを更に引き上げることが可能か検討を行った。
  - ② 従前、検討していなかった海洋エネルギー及び地中熱利用について検討対象に加え検討を行った。
  - ③ 再生可能エネルギー電力は、出力が安定している中小水力、地熱、バイオマスと、地域偏在性の少ない太陽光は2050年でポテンシャルを最大限顕在化させることを目標とし、風力は地域の偏在性を考慮した導入見込量を検討した。
  - ④ 熱需要に対しては再生可能エネルギーによって得られる熱をそのまま使うことを基本として、最大限の導入見込量を検討した。
- 2. 日照や風況によって出力が変動する太陽光及び風力を2030年に大量に導入した場合の電力系統への影響について、震災後に公開された電力需要等の情報をもとに、地域ブロック単位での運用を想定して需給バランス・調整力バランスを検証し、電力需給調整システムのあり方を検討した。
- 3. 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法の成立を受けた買取制度の運用方法、再生可能エネルギー熱の支援策、非経済障壁の克服のための施策を検討した。
- 4. 上記の検討を踏まえ、選択肢の素案の検討を行った。

# 検討の内容

- 今年度の再生可能エネルギー導入に関する検討の内容は以下のとおり。

## 再生可能エネルギー導入加速化の必要性

- 温室効果ガスの削減
- エネルギー自給率の向上
- 化石燃料調達に伴う資金流出の抑制
- 産業の国際競争力の強化
- 雇用の創出
- 地域の活性化
- 非常時のエネルギー確保

## 再生可能エネルギーの導入見込量の推計

- 導入ポテンシャルの見直し
- 推計手法の精緻化
- 検討対象の追加
- 便益の再推計

## 電力需給調整システムの検討

- 再生可能電力大量導入時の課題整理
- 需給調整システムのあり方
- 系統シナリオ定量分析
- 系統対策費用の見積

## 再生可能エネルギー導入支援策について

- 再生可能エネルギー電力の固定価格買取
  - ✓ 固定買取価格設定と価格調整の考え方
  - ✓ 回避可能原価の考え方と費用負担
- 再生可能エネルギー熱の支援策
  - ✓ グリーン熱証書

## 非経済障壁の克服について

- 震災を踏まえた課題抽出
- 非経済障壁を除くための施策

## 再生可能エネルギー導入拡大のためのロードマップ

# 再生可能エネルギー導入加速化の必要性

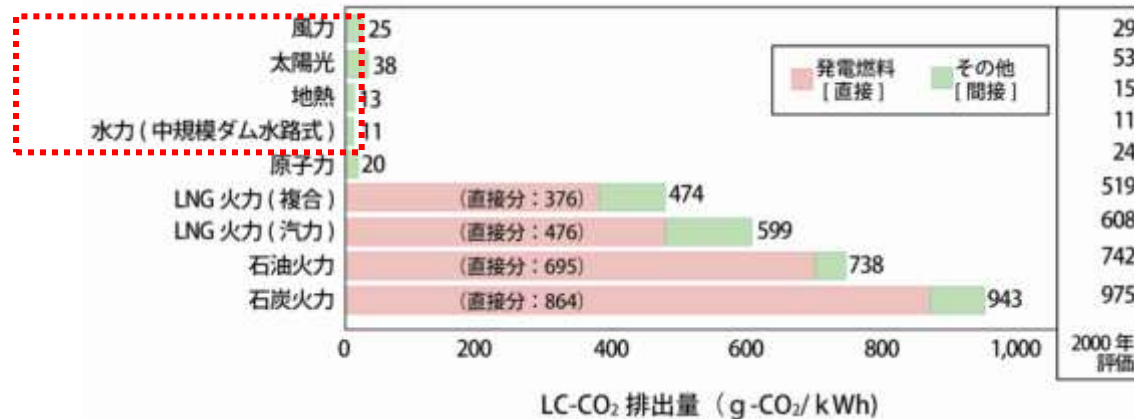
- 再生可能エネルギー導入によるメリットには以下のようなものがある。
- このようなメリットを持つ再生可能エネルギーは、**次世代に真に引き継ぐべき良質な社会資本**と考えられる。



# 必要性① 温室効果ガスの削減

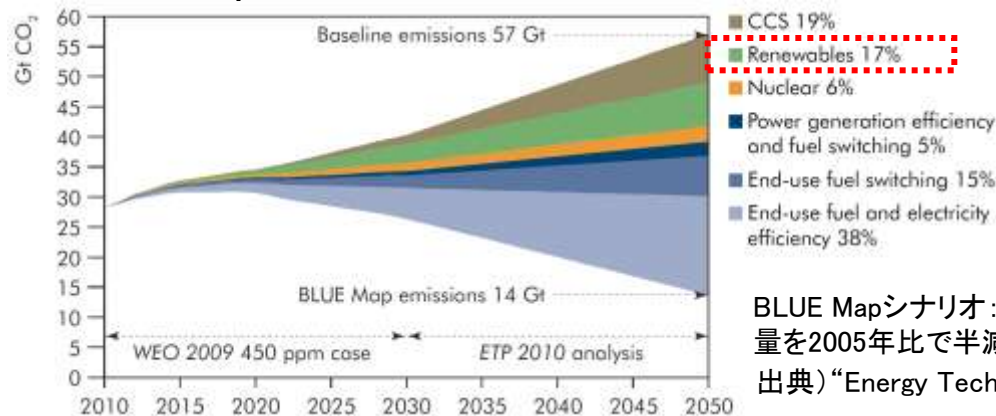
- 再生可能エネルギーは、化石燃料と異なり、利用時に温室効果ガスであるCO<sub>2</sub>を排出しない。
- 再生可能エネルギーで発電を行う場合、設備の建設・廃棄等を含めた**ライフサイクル全体でも、化石燃料発電に比べてCO<sub>2</sub>排出を大幅に削減**できる。
- IEAの試算では、世界の2050年の温室効果ガス排出量を2005年比半減させる際、再生可能エネルギーの寄与度は17%と推計されている。

発電によるライフサイクルCO<sub>2</sub>排出量の比較



出典) 今村・長野 (電力中央研究所) 「日本の発電技術のライフサイクルCO<sub>2</sub>排出量評価—2009年に得られたデータを用いた再推計—」

IEA BLUE Mapシナリオにおける各低炭素技術の貢献度



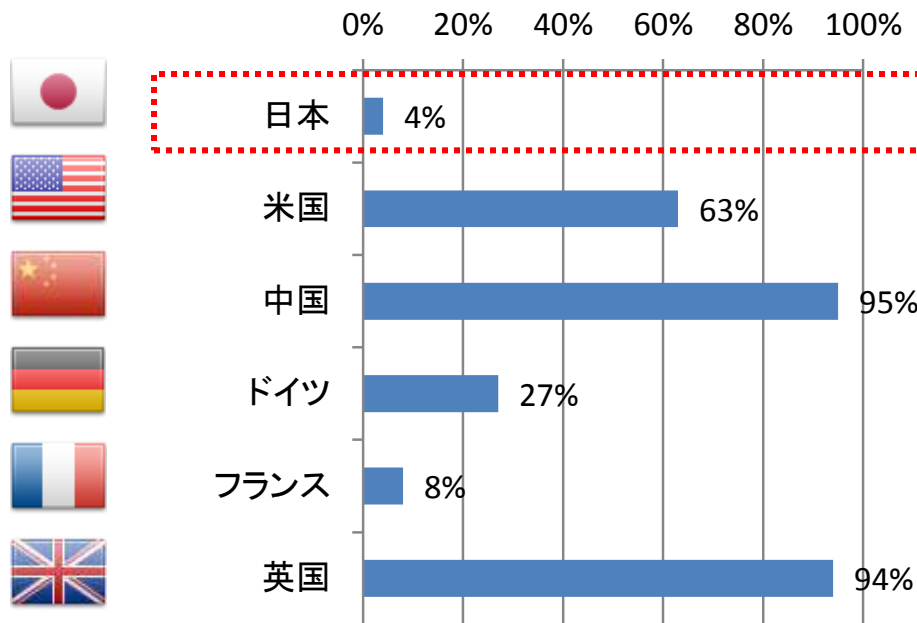
BLUE Mapシナリオ: 2050年に世界の温室効果ガス排出量を2005年比で半減させるシナリオ。

出典) “Energy Technology Perspectives 2010” (IEA)

## 必要性② エネルギー自給率の向上

- 日本は諸外国に比較してエネルギー自給率が著しく低く、中東地域への依存率も高い。
- 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る**自給率向上は、エネルギーセキュリティ向上のための重要な手段**である。

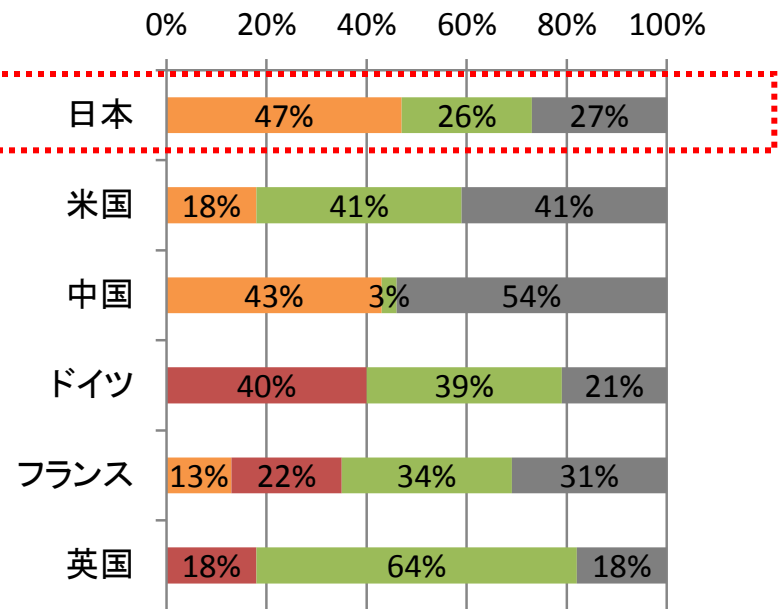
一次エネルギー自給率  
(2000年代)



原子力を除く。

出典)「平成21年度エネルギーに関する年次報告」(エネルギー白書2010)

中東依存率



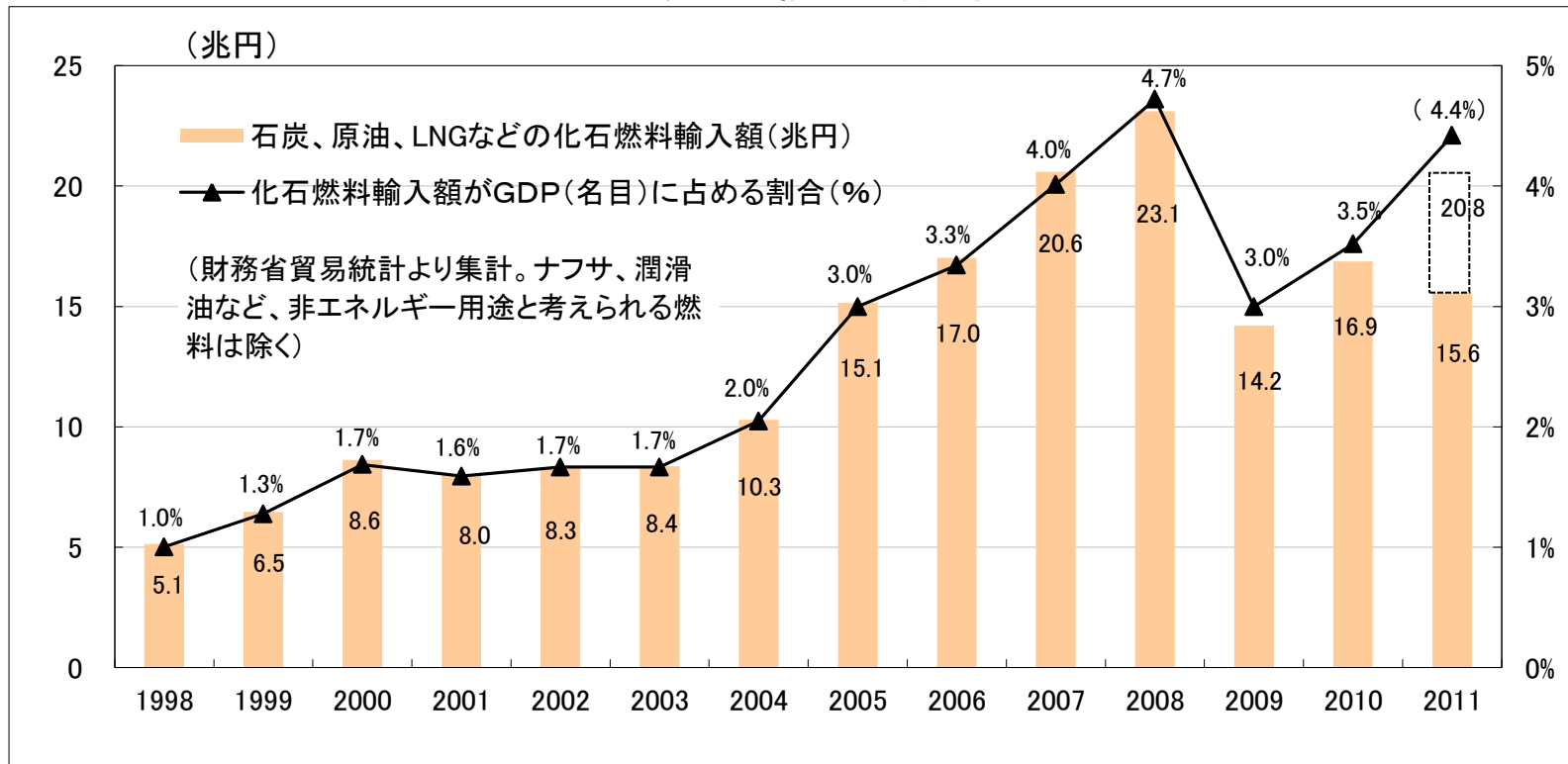
■ 中東 ■ ロシア ■ OECD ■ その他

出典) 資源エネルギー庁「今後の資源エネルギー政策の基本的方向について～「エネルギー基本計画」見直しの骨子(案)～」(2010)

## 必要性③ 化石燃料調達に伴う資金流出の抑制

- 日本は、化石燃料調達のために、10兆円以上の資金を費やしている。2010年の化石燃料の輸入額(約17兆円)がGDPに占める割合は約3.5%で、この10年間で約2倍となっている。
- 国内での**再生可能エネルギー導入により、化石燃料の輸入金額を削減**することができる。

### 化石燃料の輸入金額の推移



出典)財務省貿易統計より作成

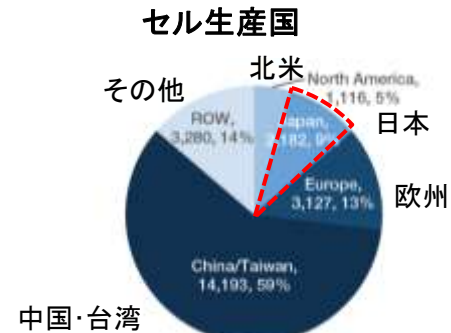
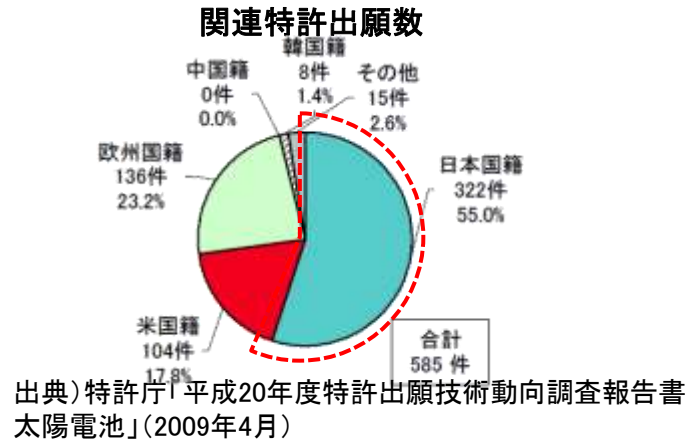
※2011年は4~12月までのデータによる。棒グラフの点線部分は、仮に2012年1~3月の月あたり輸入金額が、2011年は4~12月までと同じと仮定した場合の値。



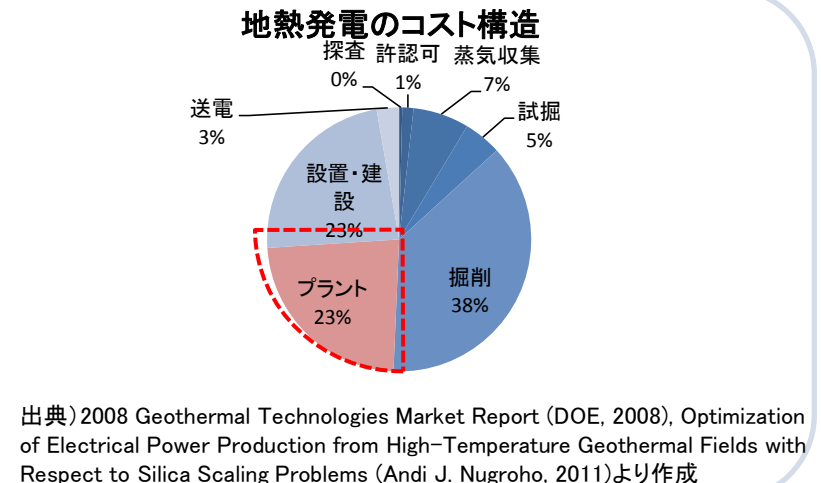
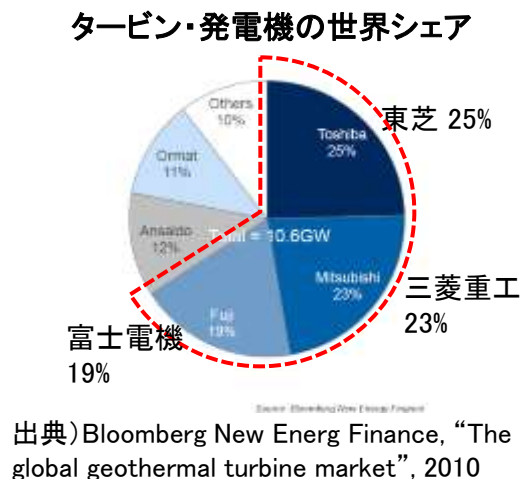
# 必要性④ 産業の国際競争力の強化

- 再生可能エネルギーは世界で導入が増加しており、成長市場として期待されている。
- **技術的には我が国が先行している分野もあるが、市場のシェアを取れていない、付加価値の大きいシステム事業に参入していないなど、この成長市場に参入できているとは言いがたい状況となっている。**

太陽電池



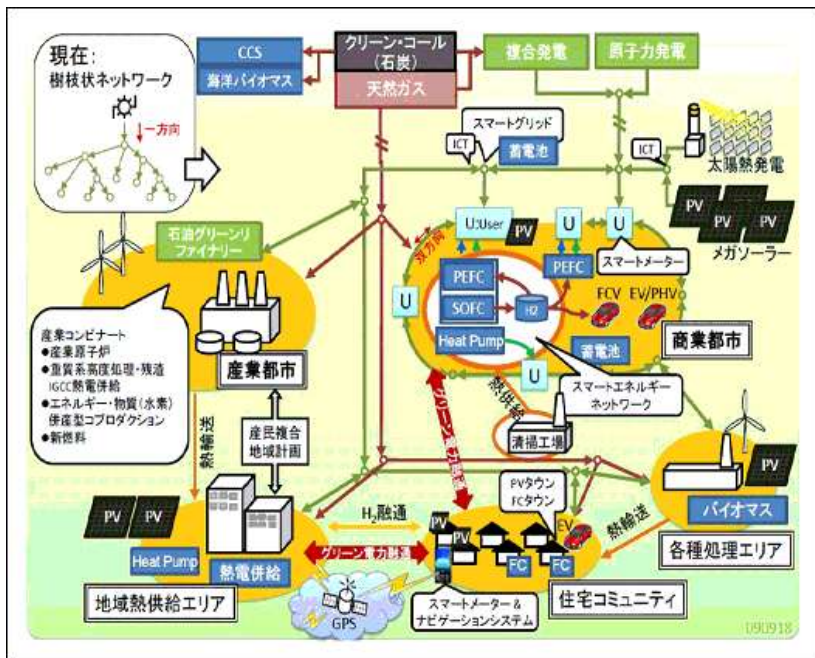
地熱発電



# 必要性④ 産業の国際競争力の強化

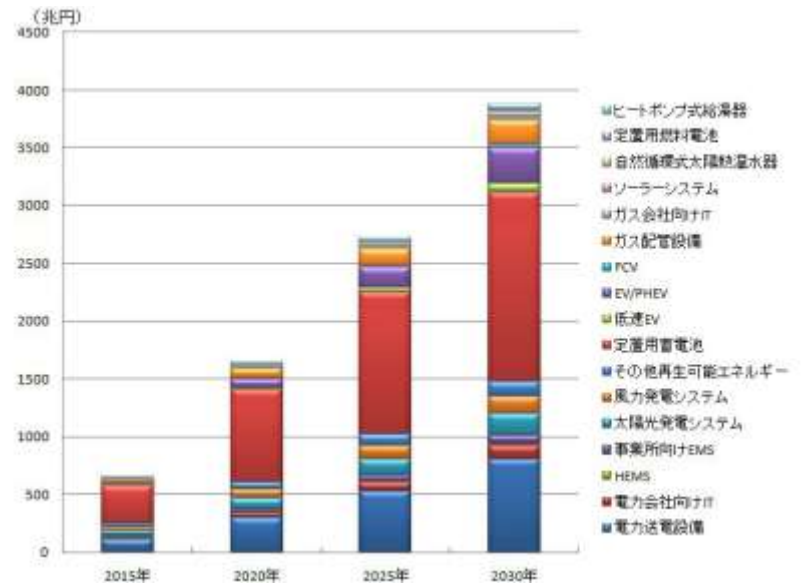
- 新興国においては、都市開発時のインフラの一要素としての再生可能エネルギー導入が見込まれている。この**新市場に参入していくために、国内実証を踏まえた海外展開**を積極的に図る必要がある。
- また、地熱発電タービン・風力発電軸受・太陽電池用封止フィルムなどの、現状でシェアの高い**個別機器・素材の競争力をさらに強化するためにも、再生可能エネルギーの内需拡大は有効**である。

スマートシティに活用される技術



出典) 柏木孝夫「経済発展と環境対策の両立に向けて～スマートシティという視点～」

世界スマートシティの項目別累計市場



出所)「世界スマートシティ総覧2012」、日経BPクリーンテック研究所  
世界で行われている400プロジェクトの市場規模の推計値。

## 必要性⑤ 雇用の創出

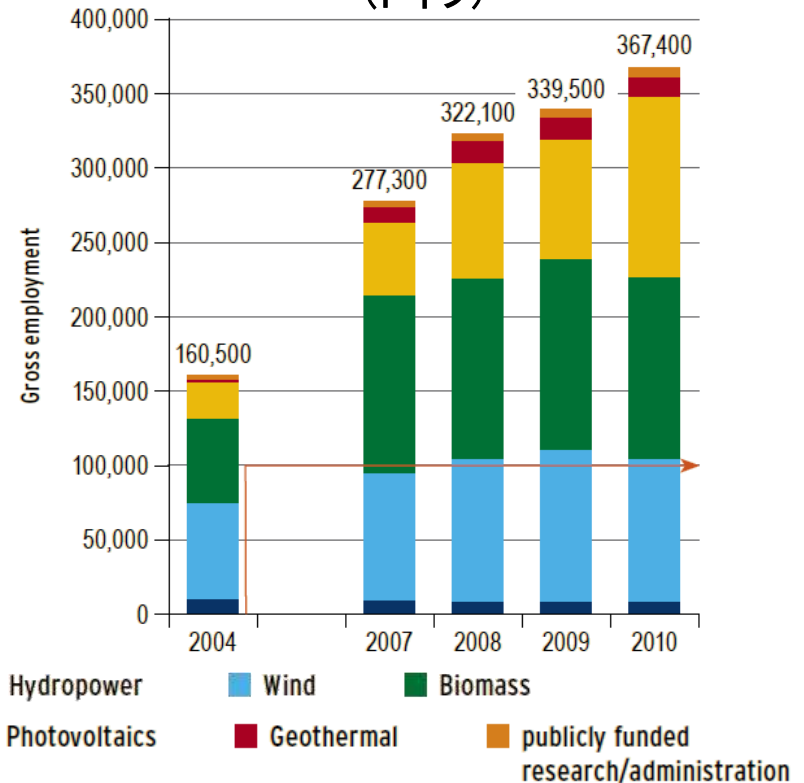
- 再生可能エネルギーの導入により、**設備設置、メンテナンス、資源収集(バイオマス)などの雇用が発生**する。発電量あたりの雇用は、従来化石燃料発電と比較すると、同程度～10倍程度である。
  - ・太陽光発電では設備製造による雇用よりも、建設・設置による雇用が大きい。
- ドイツの再生可能エネルギー導入による雇用者数は、グロスで約37万人(ネットで7～9万人)に上ると推計されている。

### 再生可能エネルギー発電導入による雇用効果

	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) Institute for Sustainable Futures, “Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis”, 2009

### 再生可能エネルギー導入による雇用者数 (ドイツ)









出典) Renewably employed (BMU, 2011)

## 必要性⑥ 地域の活性化

- 戸建住宅の屋根面、豊富な日射、安定した風、落差ある河川、温泉に代表される地熱、森林資源など、再生可能エネルギーは、都市部より郊外・地方部において導入ポテンシャルが大きい。
- これらのポテンシャルを活かし、**地域に根差した再生可能エネルギービジネスの振興**を図っていくことが期待される。

### 地域・NPOによる再生可能エネルギービジネスの例

	事例	ポイント
太陽光発電 	オンサイト太陽光発電 (株)キューデン・エコソル)	顧客のイニシャルコスト及び保守・管理作業を不要とする新たなビジネス形態。
	グリーン電力供給サービス (ネクストエナジー・アンド・リソース(株))	同社管理設備から発電された「グリーン電力」を購入。「電気の種類を選ぶ」を実現する新サービス。
風力発電 	地域企業による風力発電 (株)ウインドパワーいばらき)	地域企業として地域活性化に貢献。丁寧な説明により周辺住民や漁業関係者の理解を得る。
	市民出資による風力発電事業 (株)市民風力発電)	訴求性が高く、市民の意識啓発や地域活性化に寄与。
小水力発電 	農業用水発電 (栃木県那須野ヶ原土地改良区連合)	農業用水の未利用ポテンシャルを活用して発電事業を創出し、組合員の負担軽減等に貢献。
地熱発電 	皆瀬地域地熱井長期噴出試験 (湯沢市)	周辺地域への影響を綿密に調査。温泉・地元住民との連携・協力関係を構築。
バイオマス熱利用 	市民ファンド (おひさまエネルギーファンド3号(株))	グリーン熱証書化により、採算性確保を目指す。
全般 	導入普及・促進事業 (環境エネルギー普及(株))	金融機関が間接融資で参画する点で、従来にないビジネスモデルを構築。

出典)環境省地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ小委員会 エネルギー供給WG  
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」報告(2010)より作成

# 必要性⑦ 非常時のエネルギーの確保

- 多くの再生可能エネルギーが分散型エネルギーであり、**災害等により集中型エネルギーの供給が途絶えた場合でも、最低限必要なエネルギーの供給源として活用**することが期待される。

## 住宅用太陽光発電の自立運転

自立運転モードを使用しての感想

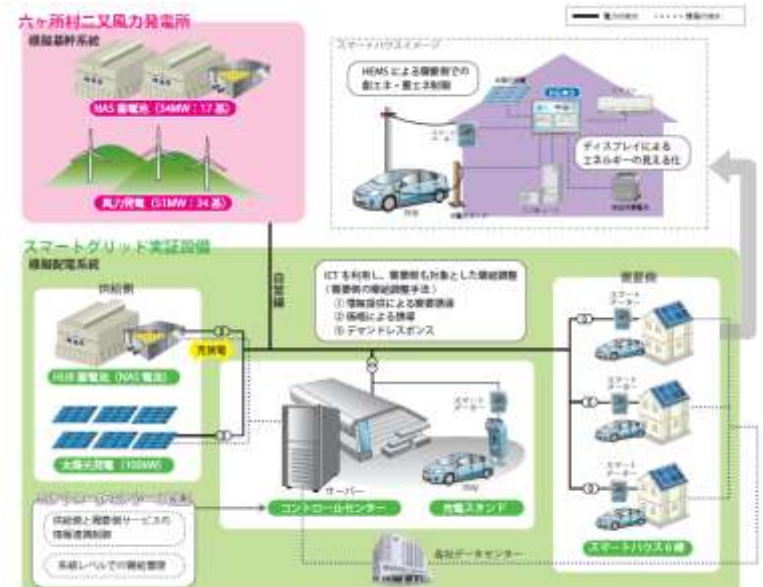
- ・ 震災時は寒かったのでファンヒーターが使えて助かった。
- ・ 電気ポットでお湯を沸かし温かいコーヒーを飲んで、気持ちが落ち着きほっとした。
- ・ 赤ちゃんのミルクのお湯の調達に苦労したので日中沸かせるだけ沸かしてポットなどに入れて置いた。そのほか携帯の充電等に大活躍。ソーラーをのせておいてよかったと実感した。
- ・ 大人は水くみやその他生活面で忙しく、子ども達にかまってあげられなかったため、DVDデッキにつなぎ録画したアニメを見せた。子ども達は安心した様子で見ている。
- ・ 周りのみんなが携帯電話の充電が切れて困っていたので充電してあげてよかった。
- ・ 炊飯器でご飯を炊いた。多めにご飯を炊き、近所の子どものいる家庭に配り、とても感謝された。
- ・ 米と炊飯器を持参してもらい、近所の炊き出しに役立った。

出典) 積水化学工業プレスリリース  
「太陽光発電 停電時の自立運転モードの利用実態調査」

## 系統から分離した電源

- ・ 大容量蓄電池併設型風力発電を活用して、系統電力から分離して需要に合わせて電力を送電することによる実証実験を平成22年9月に開始。
- ・ 東日本大震災においても東北全体が停電している中で、系統から分離した電源のあった実証場所だけは電気が使用可能であった。

出典) 青森県・野辺地町・横浜町・六ヶ所村「地域活性化総合特別区域指定申請書」平成23年9月より



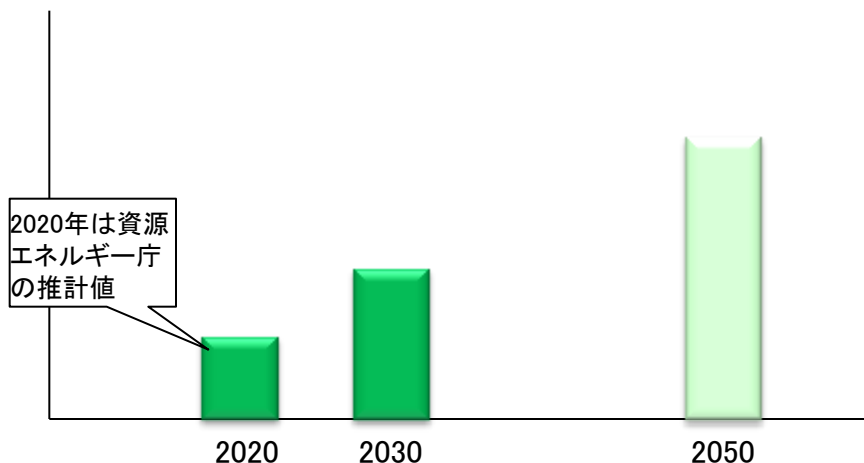
出典) 日本風力発電、トヨタ自動車、パナソニック電工、日立製作所「六ヶ所村スマートグリッド実証実験」

# 導入見込量① 推計の考え方(1/2)

- 今回の導入見込量の推計は、低位、中位、高位の3ケースを想定。導入地点によってコストが大きく変わりうる再生可能エネルギー(中小水力、地熱、バイオマス、風力)については、以下の考え方で推計を実施。

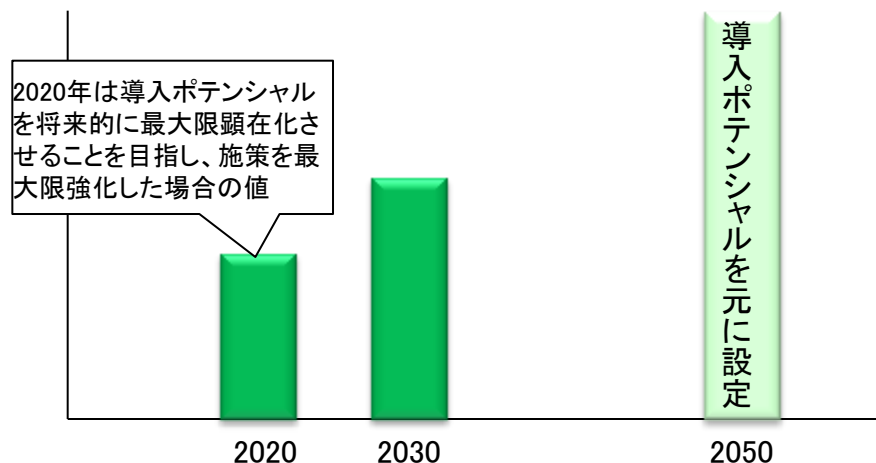
- 低位ケースは、東日本大震災以前に、2020年の見通しとして資源エネルギー庁が示している固定価格買取制度案に基づく支援方策により増加が見込まれる普及量を設定した。それ以降は同様のペースで導入が進むものと想定した。

例) 2020年までに中小水力については50万kW程度、バイオマスについては50万kW、風力については500万kW程度の増加、地熱については1箇所の開発を想定



- 高位ケースは、2050年時点で環境省ポテンシャル調査にある導入ポテンシャル(エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量)を最大限顕在化させることを目指して、施策を最大限強化する場合を想定した。

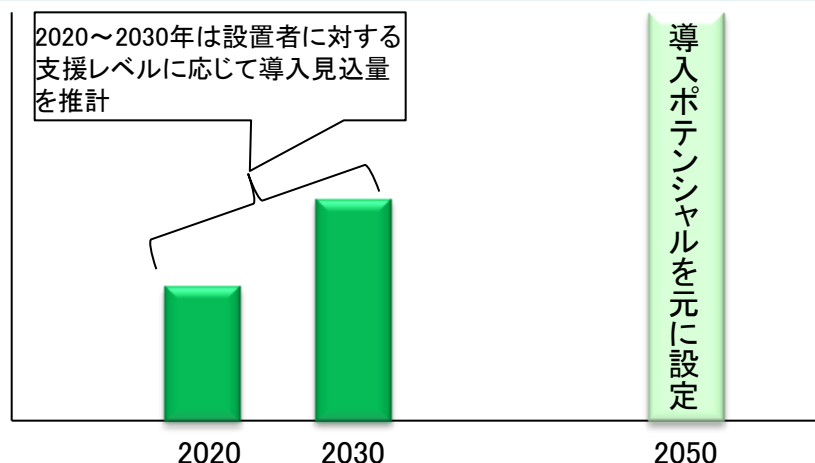
例) 2020年までに中小水力については370万kW程度、バイオマスについては250万kW、風力については900万kW程度、地熱については1箇所の開発を想定



- 中位ケースは、低位ケースと高位ケースの中間値程度の普及を想定した。
- 再生可能電力の買取価格は、**再生可能エネルギー発電事業者が導入を進めるインセンティブを持てる水準かつ普及の継続的な拡大を阻害しない水準として、2020年時点の導入量に対してIRR8%を満たす価格**とした。
- なお、風力発電の導入ポテンシャルは、環境省ポテンシャル調査に加え、電気事業者の発電設備容量に対する比率等について一定の制約(系統接続への制約)を想定した上で普及見通しについての試算を行った。

# 導入見込量① 推計の考え方(2/2)

- 導入地点によって導入コストが左右される部分が他の再生可能エネルギーに比べて小さい太陽光発電については、以下の考え方で推計を行った。
- 2020～30年は、設置者に対する支援レベルとして、低位(IRR6%相当)、中位(IRR8%相当)、高位(IRR10%相当)を想定し、導入見込量を積み上げにより推計した。
- 2050年は、導入ポテンシャルの情報を元に、ポテンシャルを最大限発揮するものとした。



- 太陽光発電の支援水準についての考え方は以下のとおり。
- 固定価格買取制度が既に施行されているドイツの先行事例より、  
IRRが10%を超える水準となると、単年度に想定を大きく超える普及拡大により、太陽光発電の継続的な普及拡大が阻害され、後年度の負担も大きくなることが見込まれることから、継続的な普及拡大を進めるための最大限の支援水準として高位ケースではIRR10%相当(固定資産税1.4%を想定するとIRR9.4%相当)の支援を実施することを想定。
- IRRが8%程度の水準だと、住宅用太陽光発電の普及に加え、中規模、大規模の発電事業が順調に普及することが見込まれることから、中位ケースではIRR8%相当(固定資産税1.4%を想定するとIRR7.4%相当)の支援を実施することを想定。
- IRRが3%を下回る水準となると、住宅用太陽光の普及は進むものの、中規模、大規模の発電事業は進まないことが見込まれることから、IRR3%程度と8%程度の間の水準として、低位ケースではIRR6%相当(固定資産税を1.4%と想定するとIRR5.4%相当)の支援を実施することを想定。

## 導入見込量② 再生可能エネルギー導入ポテンシャルの精査

- 以下に示す再生可能エネルギーは、2050年の導入見込量を推計するにあたり、導入ポテンシャルの精査を行った。

中小水力	平成22年度環境省ポテンシャル調査における河川部及び農業用水路の導入ポテンシャルを採用。
地熱	コントロール掘削を考慮して国立・国定公園等の外縁部から1.5kmの範囲を開発可能とした平成22年度環境省ポテンシャル調査における導入ポテンシャルを採用。
太陽光発電	NEDOのPV2030における2030年の導入量を低位におけるポテンシャル量とした上で、中位では2030～50年の平均変換効率が5%向上して27%、高位では2030～50年の平均変換効率が10%向上して32%になるものと想定し、低位と同じ設置面積でも導入ポテンシャルが増加するものと想定。

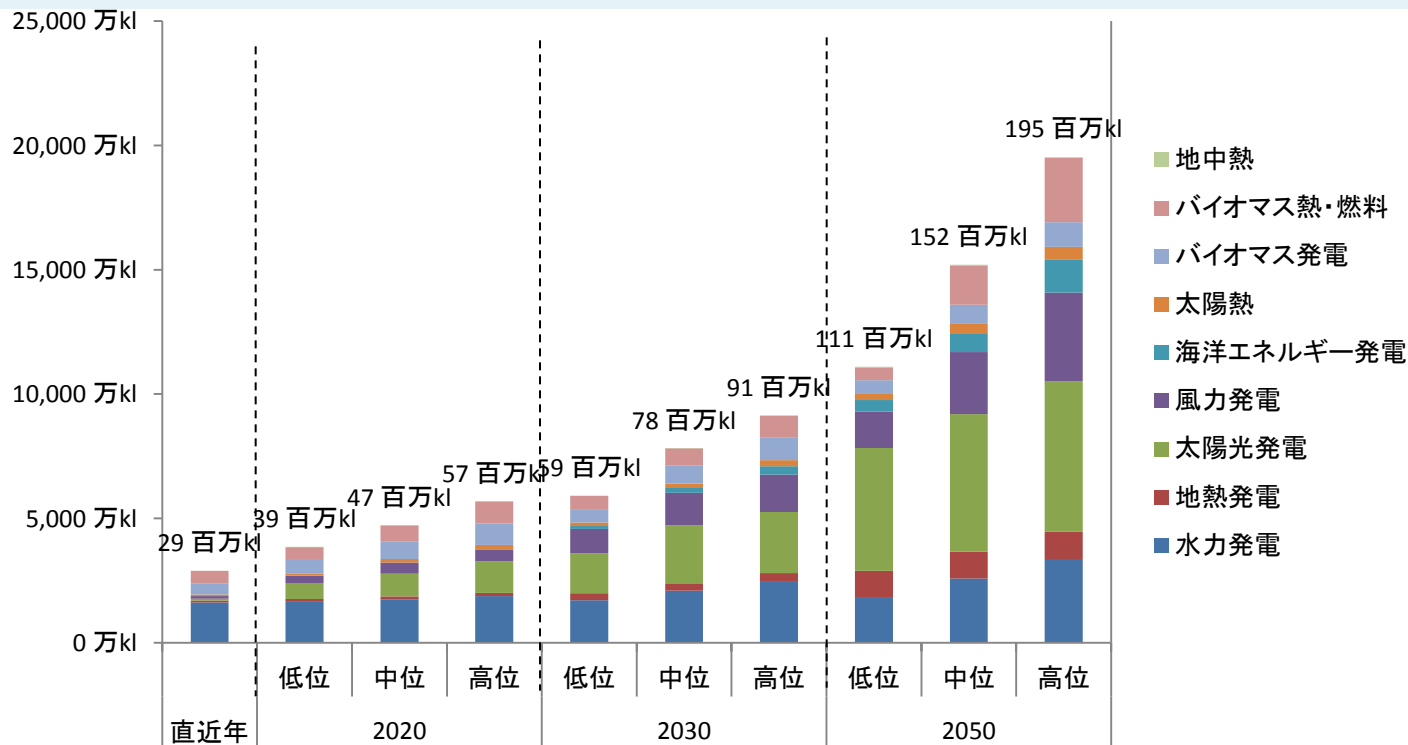
- なお、環境省ポテンシャル調査における賦存量、導入ポテンシャル、シナリオ別導入可能量の定義は以下のとおりである。
  - 賦存量:種々の制約要因(土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等)を考慮せず、設置可能面積、平均風速、河川流量等から理論的に推計することができるエネルギー資源量。
  - 導入ポテンシャル:エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量であって、賦存量の内数。
  - シナリオ別導入可能量:事業収支に関する特定のシナリオ(仮定条件)を設定して場合に具現化が期待されるエネルギー資源量であって、導入ポテンシャルの内数。

※コスト等検証委員会においては、「賦存量」は物理的な発電可能量、「導入ポテンシャル」は賦存量のうち、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能と考えられる地域を除いた発電可能量、「導入可能量」は導入ポテンシャルのうち、採算性を考慮した発電可能量であるが、ただし、その導入のためには規制改革の実行、系統制約の解決などが必要になるケースがある。(中略)導入ポテンシャルは、系統制約や制度的制約、経済性の確保などは勘案していないが、現在の技術水準の下で、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能な地域を除いた再生可能エネルギーの導入量という、一つの客観的なデータであり、エネルギーミックスの選択肢を検討するに際して、参考となる指標である。」としており、環境省ポテンシャル調査と同様の定義をしている。



## 導入見込量③ 再エネ普及見通し(一次エネルギー供給ベース)の推計結果

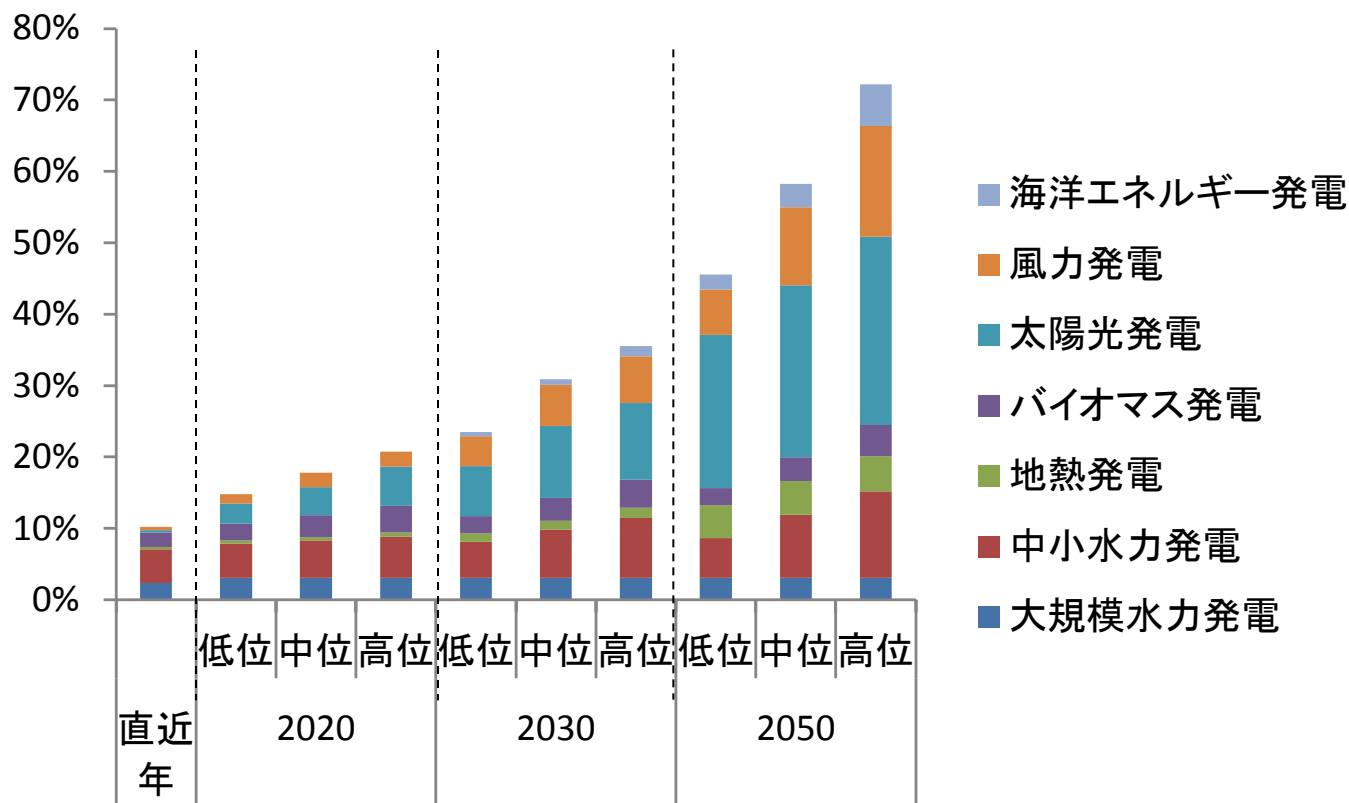
- 再生可能エネルギーの導入見込量の万kl総括は以下のとおり。
- 直近年と比較して、**2020年は1.3~2.1倍、2030年は約2~3倍**になると見込まれた。
- 2010年度の一次エネルギー国内供給は5億6,900万klであり、直近年の導入量が5%程度であるが、一次エネルギー国内供給量が直近年と同程度と仮定した場合であっても、2020年には7~10%程度、2030年には10~16%程度となる見込み。一次エネルギー国内供給量が省エネ対策により減少すれば、一次エネルギー国内供給に占める再生可能エネルギーの比率は更に大きな値になることが見込まれる。



直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は2010年、大規模水力・中小水力は2009年、太陽熱利用は2007年、バイオマス発電は2005年である。

## 導入見込量④ 再エネ電力の普及見通し(発電電力量ベース)の推計結果

- 2010年度の発電電力量(9,876億kWh)に対する再生可能電力の発電電力量の種類別比率は以下のとおりであり、**2020年には発電電力量の2割前後、2030年には2割～4割程度**が再生可能エネルギー電力になることが見込まれる。



直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は2010年、大規模水力・中小水力は2009年、太陽熱利用は2007年、バイオマス発電は2005年である。

## 導入見込量⑥ 再生可能エネルギー導入による便益

- 2020年時点での再生可能エネルギー導入がもたらす効果は以下のとおり(現時点で定量評価可能なもののみを示した)。

温室効果ガスの削減	2020年に2,900～8,000万t-CO <sub>2</sub> の削減 <sup>1)</sup> 2020年までの累積効果は3,200～8,000億円 (CO <sub>2</sub> クレジット価格20～30\$/t-CO <sub>2</sub> 、割引率3%で2010年価値換算)
エネルギー自給率の向上	2020年に少なくとも7～10%程度又はそれ以上 (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%程度
化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果	2020年に3,100～9,100億円/年 ※2010年の化石燃料輸入金額は約17兆円、GDP比で3.5%
産業の国際競争力の強化	2012～2020年平均で生産誘発額6～9兆円、粗付加価値額2～4兆円 <sup>2)</sup> (いずれも割引率3%で2010年価値換算) ※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。
雇用の創出	2012～2020年平均で30～48万人 ※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) 直近年から増加した分の再生可能エネルギーが、火力発電や化石燃料起源の熱を代替した効果として試算した。

2) 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。

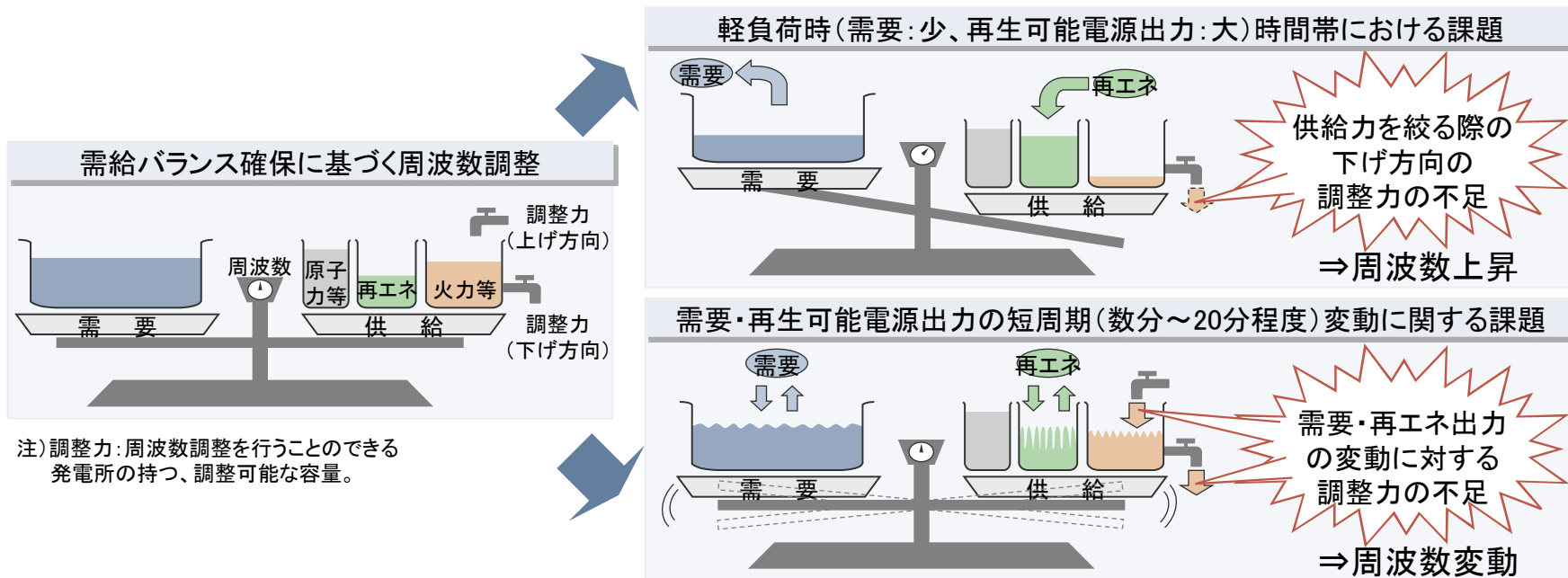
# 電力需給調整① 再生可能電源の大量導入に伴う課題

- 再生可能電源のうち、特に太陽光発電や風力発電は出力が自然条件に依存しており、これらが既存の電力系統に大規模に導入された場合、平常時・事故時、局所・系統全体といった各場面で**電力安定供給に影響**が生じる可能性が指摘されている。

	平常時	事故時
局所的課題	■ 電圧上昇、潮流変動	■ 単独運転
大局的課題	■ 周波数調整力の不足、余剰電力の発生	■ 系統擾乱の影響拡大、系統安定度の低下

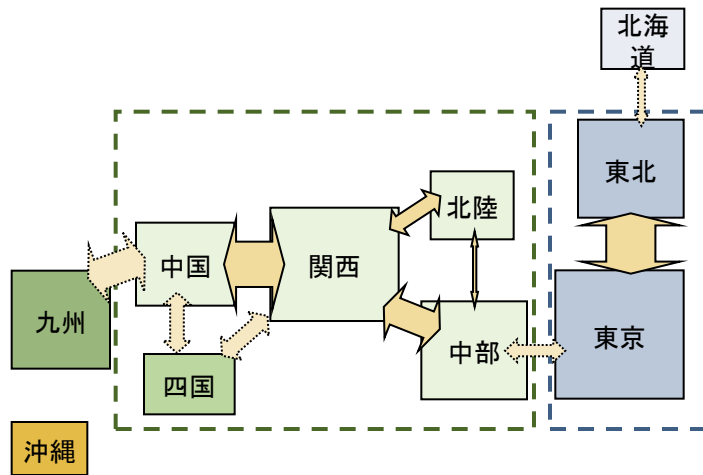
## <平常時の大局的課題>

- 電力系統では、需要と供給のバランスが崩れると周波数が変化する。このため、常に需要と供給のバランスを維持するように系統は運用されている。
- 再生可能エネルギー電源の大量導入に伴い、数分～20分程度の短周期の変動に対する調整力不足、軽負荷時に供給力を絞る際の調整力不足といった、需給バランス維持の困難化が顕在化するおそれがある。  
⇒ **1時間レベルでの需給バランス**および**短周期変動に対する調整力**の両者を確保する必要がある。



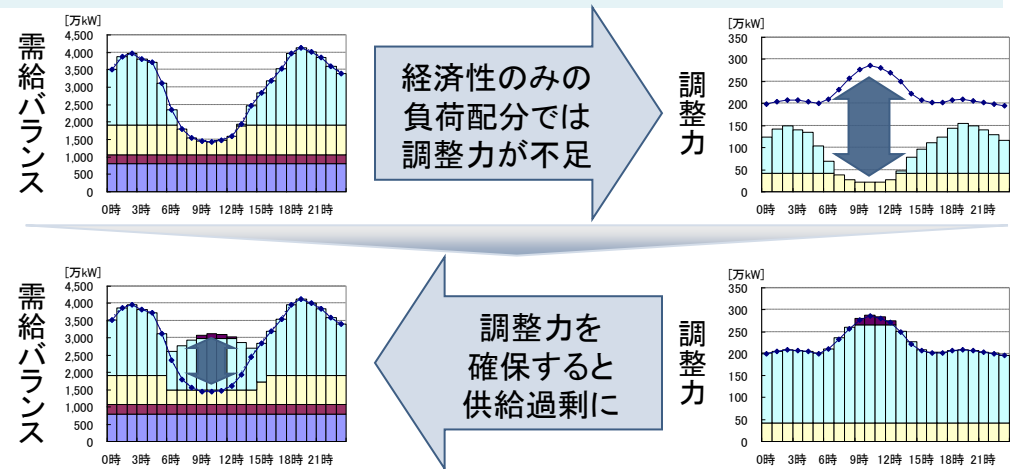
# 電力需給調整② 系統シナリオ定量分析の全体像

- 再生可能エネルギーの導入に応じた電力系統の将来見通しを検討。再生可能エネルギー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。
  - 1) 系統対策なしで太陽光と風力がどこまで入るか
  - 2) 系統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
- 主な特徴は以下のとおり。
  - ① **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。
  - ② 再生可能エネルギー導入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。
  - ③ 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**の制約を考慮し、系統運用を模擬。  
(電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の系統制約は対象外)
  - ④ 系統運用が困難な局面では、**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順**に対策を実施することを想定し、必要となる対策量を試算。



※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(ただし地域間連系線の容量制約は考慮しない)

図 地域ブロック



需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制

出典) 荻本他「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、2012年)の手法に基づき系統運用を模擬

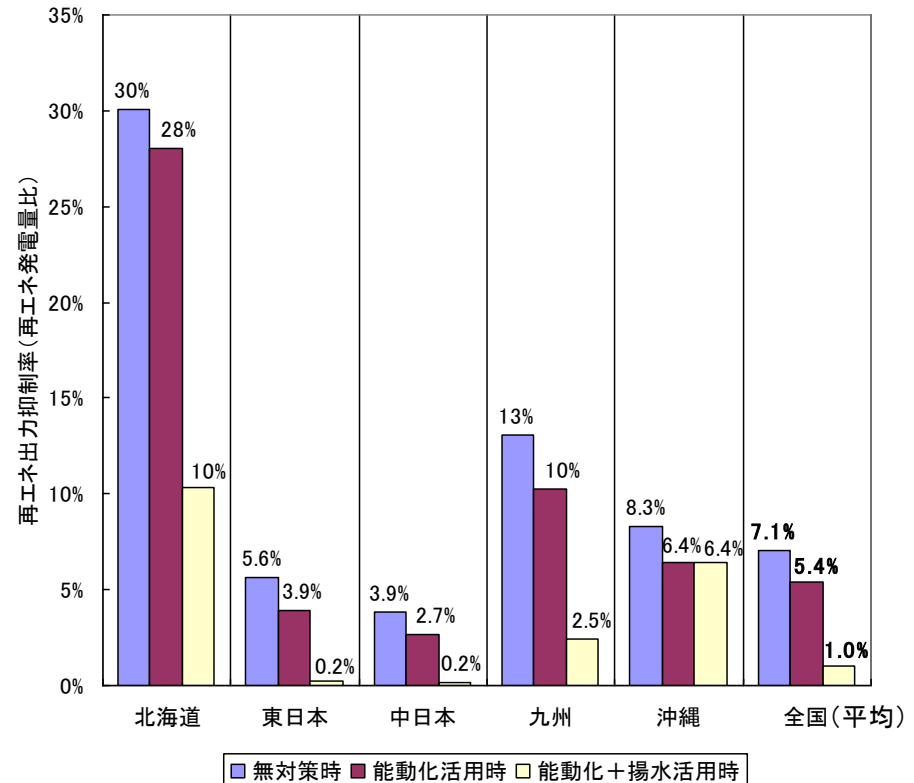
図 系統運用計画の考え方(イメージ)

# 電力需給調整③ 分析条件・結果

- 一定の前提条件に基づき、太陽光発電および風力発電の導入量 **高位ケースにおける2030年の系統運用** を分析。
  - 全国平均では、特段の対策を講じない場合には再生可能電源の出力を約7%抑制する必要があるが、需要の能動化 (EV,HP の活用)、揚水発電の積極活用により、**出力抑制量を5%以下に軽減** できる見込み。
  - 北海道では、需要能動化および揚水発電の活用時においても、再生可能電源の出力抑制必要量は約10%となる見込みであり、域内での需要拡大、系統の増強又は他地域での風力発電の優先的な整備が必要と見込まれた。他方で、東日本、中日本では、出力抑制必要量は5%程度又はそれ以下と見込まれ、風力発電を更に普及させる余地があることが見込まれた。

表 前提条件

分析年、地域単位	■ 2030年時点、全国5地域ブロック	
需要	地域・時刻別カーブ	■ 現状実績 + 能動化機器分
	能動化機器	■ ヒートポンプ給湯機 1,430万台、電気自動車600万台 ■ うち能動化対象3割
	短周期変動	■ 当該時刻需要比3%
再生可能電源	導入量 <sup>注)</sup>	■ 太陽光: 10,060万kW (高位ケース) ■ 風力: 3,252万kW (高位ケース)
	地域・時刻別カーブ	■ 太陽光: 2010年の都道府県別 × 1時間別の利用率推計値の加重平均 ※利用率推計値の出典: 大関他「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、2011年) ■ 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 ※出典: JWPA、東京大学荻本研究室(2010年の全国43地点実績に対して、大規模導入時における均し効果を想定)
	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	設備容量	■ 火力: 現状設備 + 一定の設備増強を考慮 (供給予備率5%の確保) ■ 流込水力: 現状設備 ■ 揚水: 現状設備 + 建設中発電所
	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)



注) 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を基に機械的な計算で設定したものであり、実際には地域の導入ポテンシャル及び系統設備容量を考慮して、より導入に有利な地点から導入が進むことが想定されることに留意が必要。

図 再生可能電源の出力抑制量 (再生可能電源導入量: 高位ケース)

# 電力需給調整④ 分析から得られる示唆・留意点

- モデルの考え方、パラメータ設定等、引き続きの検証が必要であるが、現時点で得られる示唆は以下のとおり。
  - 太陽光、風力の大量導入時の出力特性は、現時点では不確実性を伴う。
    - ・系統影響評価および対策検討の精緻化のためには、**太陽光、風力の出力データ計測・解析**の進展が求められる。
  - 需給バランスおよび調整力の確保対策として、**連系線の活用による一体運用は大きなポテンシャル**を有する。
    - ・ただしこれを実現するためには、地域間連系線の容量制約、事故時の影響波及等の各種課題への対応が必要。
  - **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**の必要量を低減することが可能。
    - ・能動化、出力抑制を実運用に活かすためには、需要家等の**受容性**を高めるとともに対策の**実効性**を高めることが重要。
    - ・そのためには、能動化や出力抑制のための必要技術や、需給制御に留まらない新サービスを付加した製品の開発・普及、関連制度の整備を進めることが求められる。

系統側の対策として、**火力の調整力増強に向けた技術開発**や**より安価な系統連携線の技術開発**を実施することが必要。  
**供給力のある地域に工場、データセンター等の立地を促すような誘導施策の検討**も必要。

- なお、本分析の留意点は以下のとおり。
  - 調整力確保のために低出力で運転する火力発電機が増加すると、発電効率が低下し、燃料費やCO2排出は増加することとなる。これらの影響評価については今後の検討課題。
  - 揚水発電の積極活用を想定したが、実際には定期点検や貯水池容量、週間運用等を考慮する必要がある。
    - ・これらを考慮すると、揚水活用による需要創出量は下振れするため、再エネ出力抑制量は大きくなる可能性。
  - 系統制約として需給バランスおよび調整力に注目したが、実運用においては、電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の制約も存在。
    - ・これらを考慮すると、再生可能電源の出力抑制の必要量は大きくなる可能性があり、制約を解消するためには系統対策が必要となる可能性。

# 電力需給調整⑤ 系統対策費用の試算結果

- 太陽光発電および風力発電の大量導入の実現に必要な系統対策費用を簡易試算。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。
- **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、定置用蓄電池等の導入時期を更に導入が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。

## 系統対策費用の試算条件

		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
コンセプト		■ 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
シナリオ	太陽光	■ 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	■ <b>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</b> 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)
	風力	■ 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	■ 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 <b>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</b> 。
費用項目	太陽光	■ 配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、 <b>蓄電池</b> 、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、 <b>送電系統用SVC</b> 、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: <b>蓄電池</b> 、地域間連系線、 <b>揚水発電新規建設</b> 、気象予測等活用系統運用システム	

## 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	9.1兆円(4,800億円/年) うち蓄電池5.7兆円(3,010億円/年)	3.0兆円(1,600億円/年)
中位	17.2兆円(9,050億円/年) うち蓄電池11.9兆円(6,270億円/年)	4.5兆円(2,350億円/年)
高位	19.3兆円(10,170億円/年) うち蓄電池13.0兆円(6,850億円/年)	5.1兆円(2,690億円/年)



# 電力需給調整⑥ 【参考】系統対策費用の内訳

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)	0.6兆円 (320億円/年)	1.0兆円 (540億円/年)	1.1兆円 (560億円/年)	0.6兆円 (320億円/年)	1.0兆円 (540億円/年)	1.1兆円 (560億円/年)
	太陽光発電・ 需要制御装置	0.8兆円 (450億円/年)	1.4兆円 (750億円/年)	1.5兆円 (760億円/年)	0.8兆円 (450億円/年)	1.4兆円 (750億円/年)	1.5兆円 (760億円/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	5.7兆円 (3,010億円/年)	11.9兆円 (6,270億円/年)	13.0兆円 (6,850億円/年)	—	—	—
	火力調整運転	0.3兆円 (150億円/年)	0.5兆円 (250億円/年)	0.5兆円 (260億円/年)	0.3兆円 (150億円/年)	0.5兆円 (250億円/年)	0.5兆円 (260億円/年)
	揚水発電 新設	0.4兆円 (230億円/年)	0.9兆円 (490億円/年)	1.3兆円 (710億円/年)	—	—	—
	地域間連系線 増強	1.2兆円 (620億円/年)	1.4兆円 (740億円/年)	1.9兆円 (1,020億円/年)	1.2兆円 (620億円/年)	1.4兆円 (740億円/年)	1.9兆円 (1,020億円/年)
	気象予測等活用 系統運用システム	0.03兆円 (16億円/年)	0.04兆円 (19億円/年)	0.04兆円 (21億円/年)	0.03兆円 (16億円/年)	0.04兆円 (19億円/年)	0.04兆円 (21億円/年)
合計		9.1兆円 (4,800億円/年)	17.2兆円 (9,050億円/年)	19.3兆円 (10,170億円/年)	3.0兆円 (1,600億円/年)	4.5兆円 (2,350億円/年)	5.1兆円 (2,690億円/年)

注)四捨五入の関係で必ずしも合計値と一致しない

# 電力需給調整⑦ 【参考】系統対策費用の試算の前提

		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)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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。</li> <li>■ SVC(1,500万円/台)をバンクあたり1台設置。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 同左</li> </ul>
	太陽光発電・ 需要制御装置	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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。</li> <li>■ 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。</li> <li>■ 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)。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 同左</li> </ul>
風力	送電系統用SVC	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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)は新エネ部会資料より簡易推計(風力300万kW導入時135億円)。</li> </ul>
共通	蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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。</li> <li>■ 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。</li> </ul>	—
	火力調整運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 同左 (対策量は、系統シナリオ定量分析の結果から得られたものではない)</li> </ul>
	揚水発電 新設	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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。</li> </ul>	—
	地域間連系線 増強	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 同左 (対策量は、系統シナリオ定量分析から得られたものではない)</li> </ul>
	気象予測等活用 系統運用システム	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 対策費用は風力の導入量に関係すると仮定。風力容量あたり対策費は既往検討(100百万円/MW)を踏襲。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 同左</li> </ul>

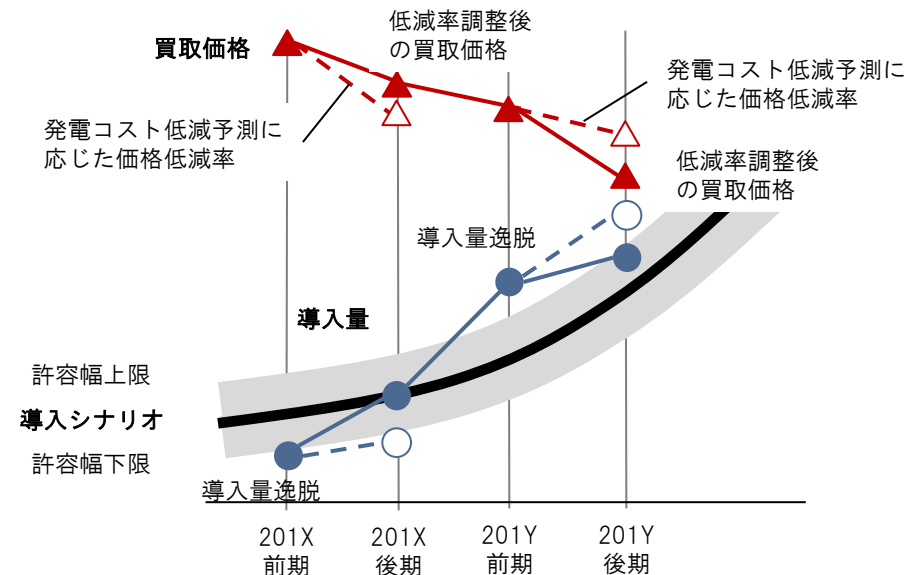
# 買取制度による効果の試算① 買取価格更新の仕組み(案)

- 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どうか。
  - 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。

## 諸外国における買取制度による導入量調整方法

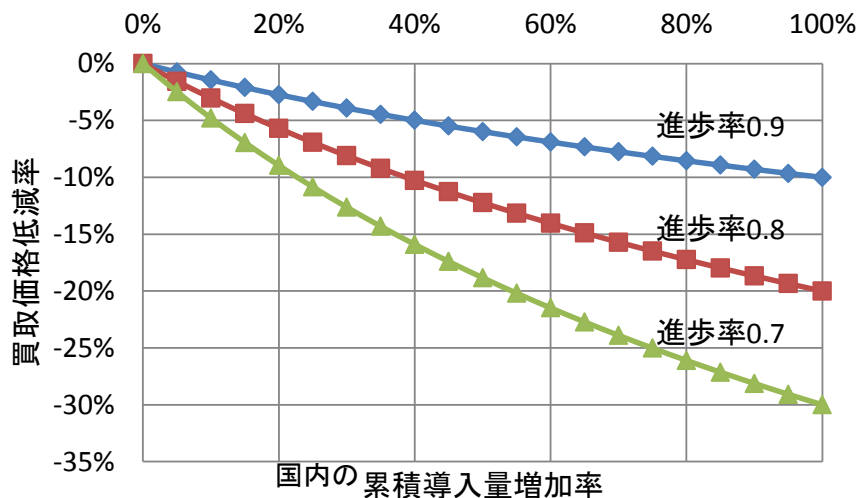
	導入量により価格低減率を調整	買取量に上限枠を設定
メリット	枠設定による再エネ事業リスクを回避	負担額が一定以内に抑えられる
デメリット	導入量・負担額を直接は制御できない	枠の縮小や上限到達による再エネ産業への影響大
適用事例	ドイツ：前年の導入量が基準範囲から逸脱した場合、予め設定している価格低減率を増減	スペイン：導入目標に応じた募集枠を設定

## 導入実績による価格調整(案)



## 買取制度による効果の試算② 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する。
  1. 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
  2. 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。



X: システム価格[万円/kW]、Y: 買取価格[円/kWh]、  
 Z: 国内累積導入量[万kW]  
 $\beta$ : 進捗率、p: 投資回収年数[yr]、  
 h: 標準稼働時間(8760[h/yr] × 稼働率)[h/yr]

$X_0$ : 基準時点でのシステム価格、 $Y_0$ : 基準時点での買取価格、  
 $Z_0$ : 基準時点での国内累積導入量

システム価格と買取価格の関係式

$$Y = 10000X / (p \times h)$$

$$\rightarrow Y/Y_0 = X/X_0$$

システム価格と国内累積導入用の関係式

$$X/X_0 = \beta^{\log_2(Z/Z_0)}$$

$$\rightarrow \log(X/X_0) = \log \beta \times \log_2(Z/Z_0)$$

以上より、

$$\log(Y/Y_0) = \log \beta / \log 2 \times \log(Z/Z_0)$$

これより、買取価格低減率( $Y/Y_0 - 1$ )と、国内累積導入量増加率( $Z/Z_0 - 1$ )を図示すると、左図のとおり。

(進捗率のみの関数となる)

## 買取制度による効果の試算③ 再生可能電力導入見込量の買取価格の試算結果例

- ①、②のような考え方をを用いて、再生可能電力の2020年の導入見込量がスライド34に示した普及量となる買取価格を試算すると、低位・中位・高位ケース毎にそれぞれ以下のとおりと推計。

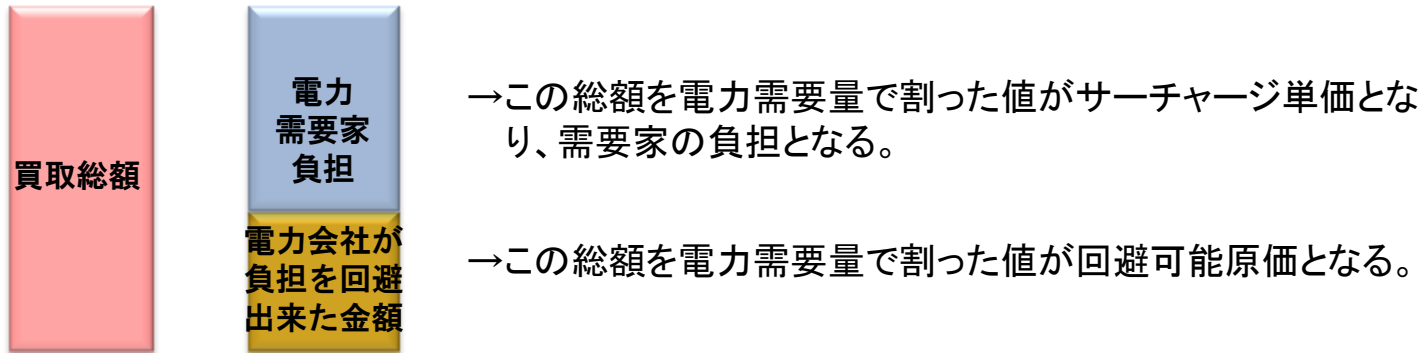
		低位ケース	中位ケース	高位ケース
太陽光発電	住宅*	41→17円/kWh (2018年)	41→17円/kWh (2018年)	41→17円/kWh (2018年)
	非住宅 ・メガソーラー*	30→15円/kWh (2018年)	35→17円/kWh	41→20円/kWh
風力発電	陸上	18円/kWh	20円/kWh	22円/kWh
	洋上		30円/kWh	
中小水力発電	1～3万kW		11円/kWh	14円/kWh
	1,000～1万kW	15円/kWh		
	100～1,000kW		21円/kWh	25円/kWh
	10～100kW			
地熱発電				
地熱発電	フラッシュ		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。括弧内は新規受付の最終が見込まれる年度(記載のないものは2020年以降も継続)。

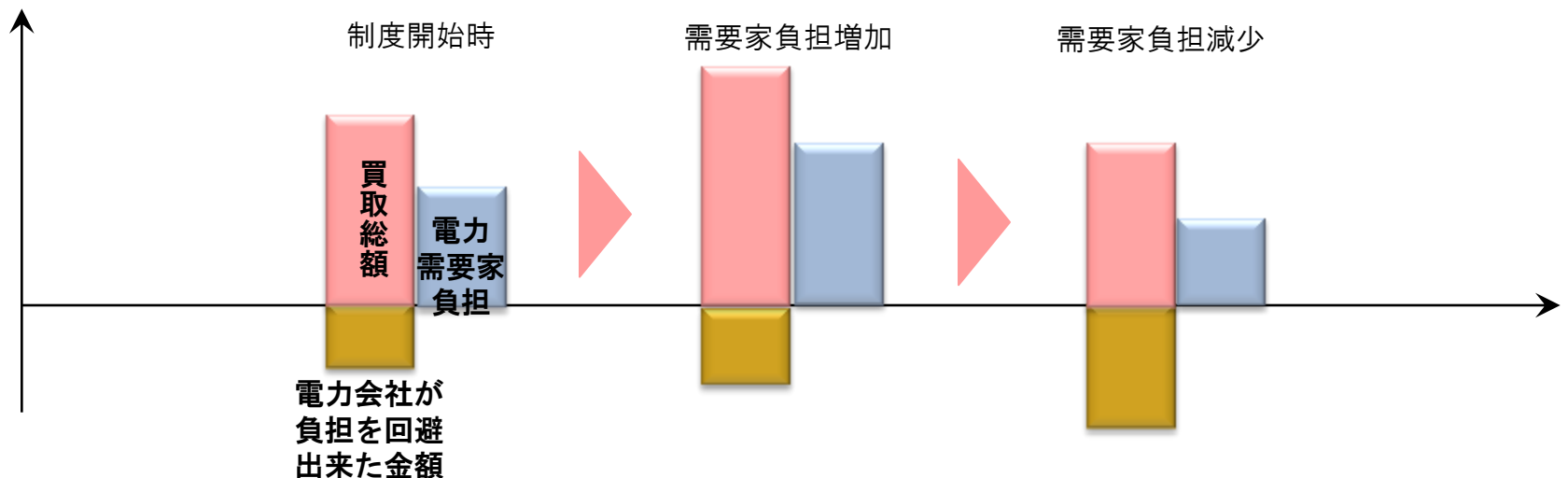
※太陽光の低位は事業IRR6%、中位は事業IRR8%、高位は事業IRR10%を想定した買取価格であり、風力、中小水力、地熱、バイオマスについては、目標値に達する地点の発電設備の買取価格が事業IRR8%となる水準の買取を想定。買取価格については、本WG検討時点での価格見通しによる想定であり、今後の再生可能エネルギー電力の市場の動向、金利等の想定により変わりうるものであり、幅を持って考える必要がある値であることに留意する必要がある。

# 買取制度による効果の試算④ 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。**



- 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。**



# 買取制度による効果の試算⑤ 回避可能原価の試算結果例

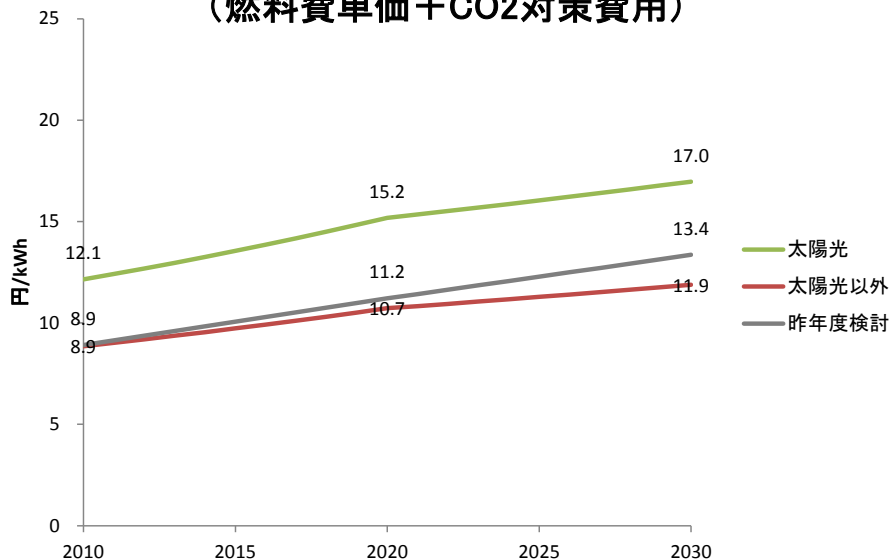
- 回避可能原価は、短期的には**火力発電平均の燃料費単価+CO2対策費用**が相当する。ただし、長期的にはこれに火力発電平均の資本費単価も加わるものとした。
- ただし、太陽光発電は昼間の電力需要が高いときに発電するため、ピークカットによる石油火力削減の効果を考慮して、他の電源と同様の火力平均燃料費単価の8割分に加え、文献値を参考に石油火力の燃料費単価+CO2対策費用の2割分を上乗せした回避可能原価とした。
- なお、火力発電のコスト計算には、コスト等検証委員会報告書にある電源別の前提条件を用いた。

短期的

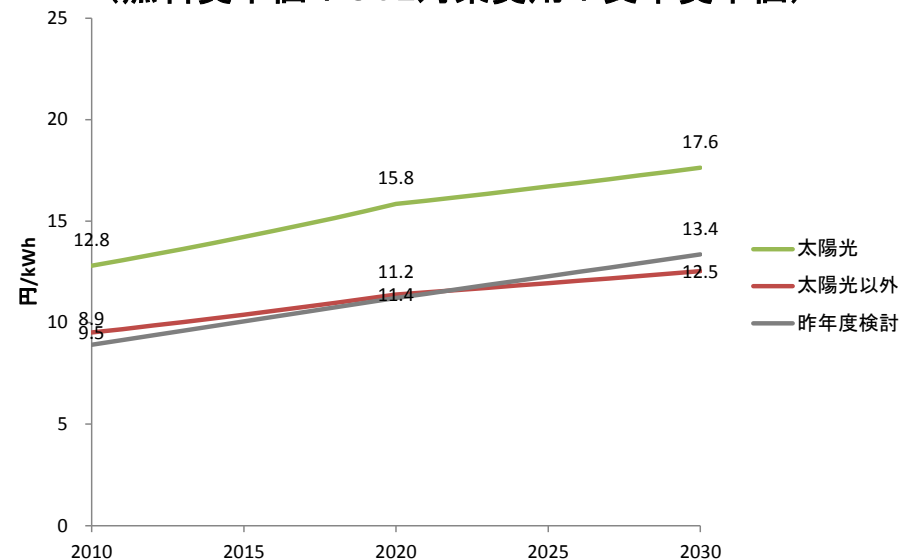


長期的

回避可能原価の推計結果  
(燃料費単価+CO2対策費用)



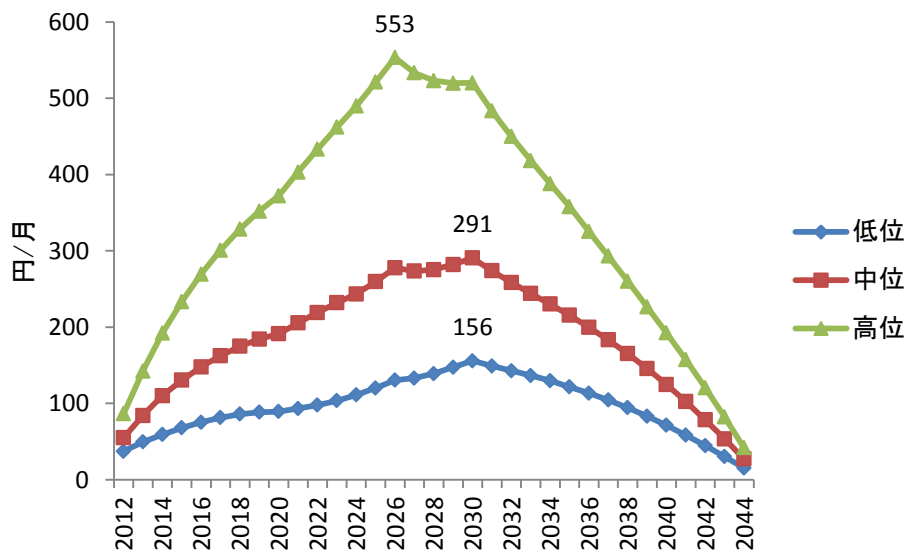
回避可能原価の推計結果  
(燃料費単価+CO2対策費用+資本費単価)



# 買取制度による効果の試算⑥ 需要家負担額の推計(1/2)

- 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。
- 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。
- 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。

標準世帯の月あたり負担額推移



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)

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%

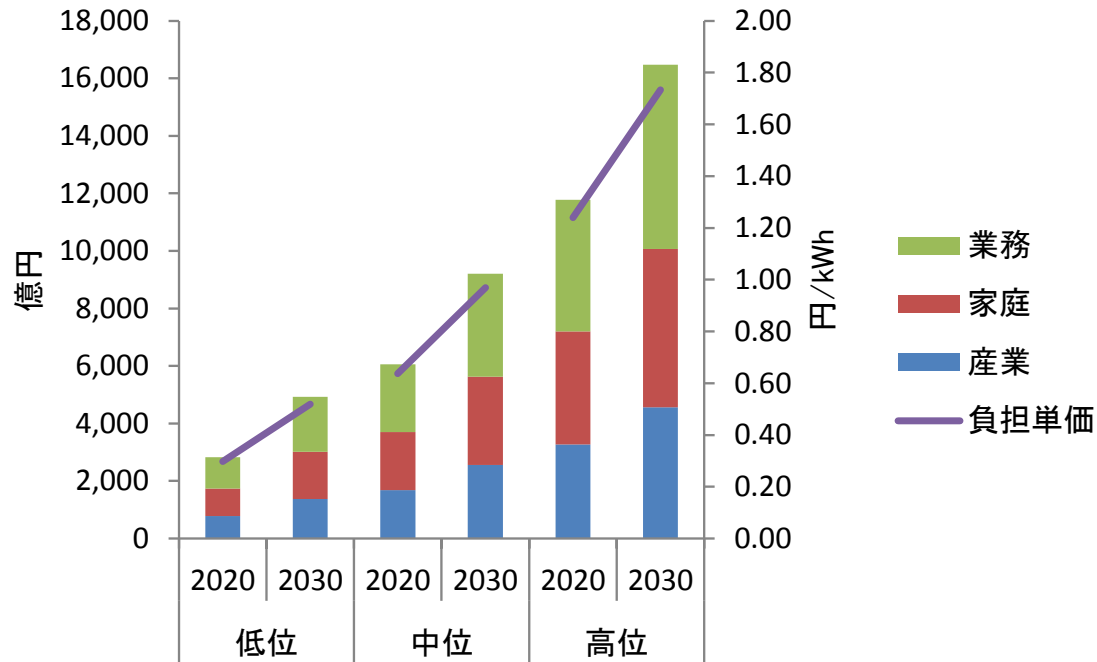
家庭: 300kWh/月 (2009年電灯単価22円/kWh)  
 中規模工場: 250,000kWh/月 (2009年電力総合単価14円/kWh)  
 大規模工場: 2,400,000kWh/月 (2009年大口電力単価11円/kWh)  
 として推計。なお、大規模工場では負担額の減免措置が講じられる予定であるが、本試算では考慮していない。



# 買取制度による効果の試算⑦ 需要家負担額の推計(2/2)

- 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。

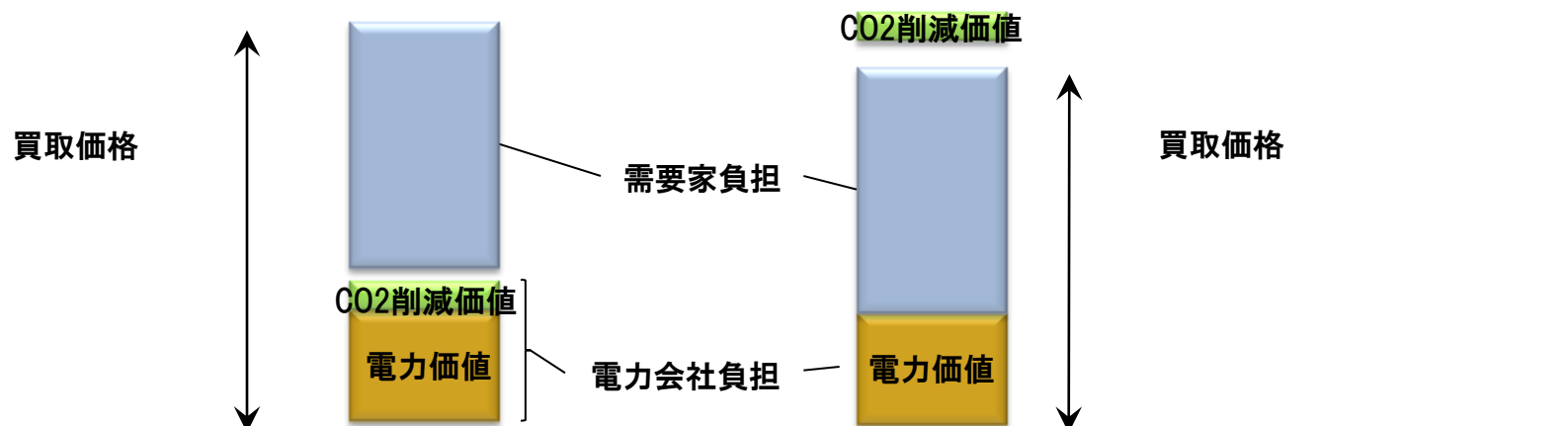
業種別の1年間の負担総額(割引前)



- 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。

# 支援策⑦ CO2削減価値の帰属の考え方(1/2)

- CO2削減価値の帰属の考え方(案)は以下の通り。
  - 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削減価値の保有者がCO2削減価値相当額を負担**する。需要家が負担する額は、CO2削減価値保有者に関わらず同額となる。



	CO2削減価値を電力会社に売却	CO2削減価値を発電者が留保	備考
電力価値	電力会社が費用負担	電力会社が費用負担	発電費用が回避されるため、電力会社が負担。
CO2削減価値	電力会社が費用負担 外部クレジット購入と同様、電力の排出係数削減として計上	買取価格を減額 グリーン電力証書としての売却、自らのCO2排出削減量としての計上などが可能	CO2削減価値を保有・利用する主体が負担する。
その他	需要家が負担	需要家が負担	需要家が負担する額は、CO2削減価値保有者に関わらず同額。

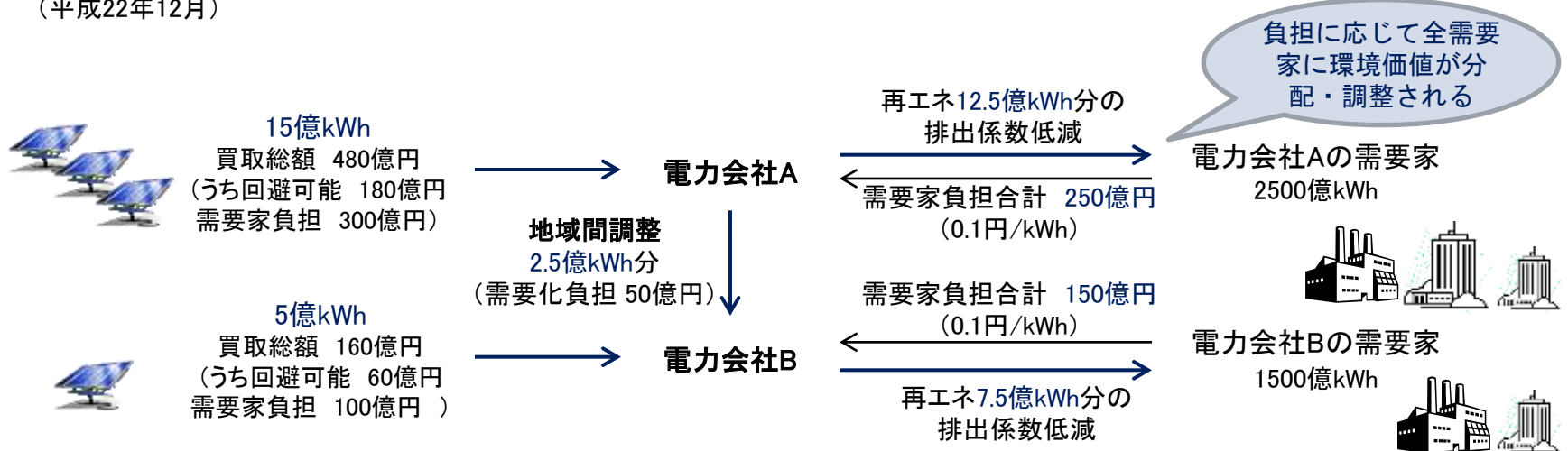
# 支援策⑦ CO2削減価値の帰属の考え方(2/2)

- 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応じ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。

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。

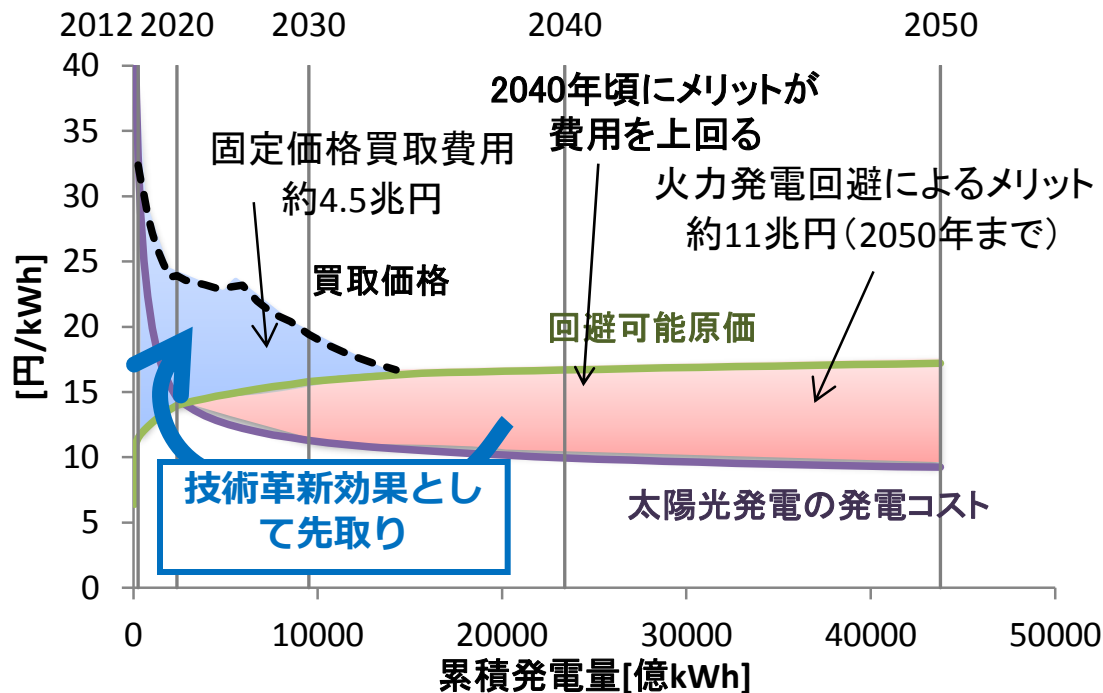
総合資源エネルギー調査会新エネルギー一部会 買取制度小委員会「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」(平成22年12月)



## 支援策⑧ 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）

技術革新効果の価値  
(太陽光発電、中位ケースの例)

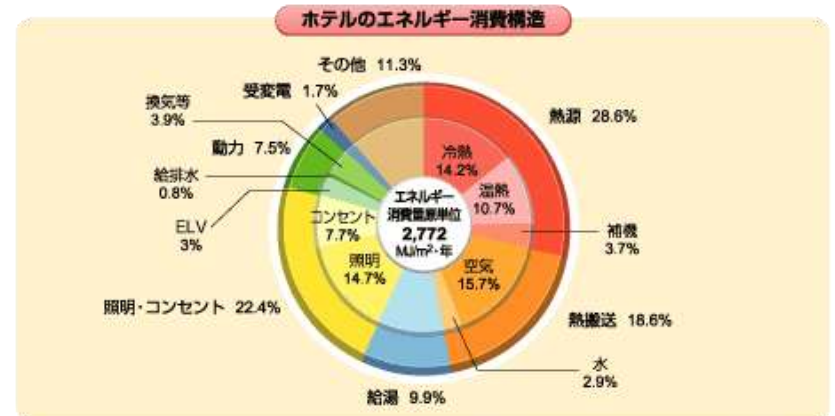
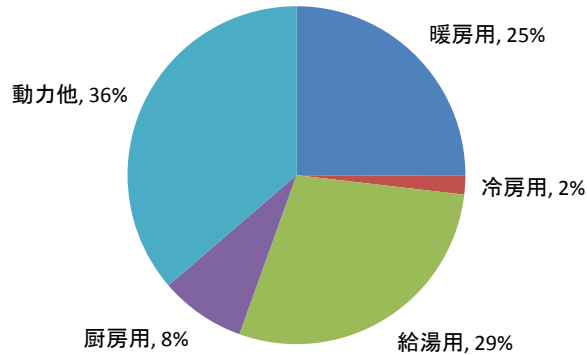


※買取価格は当年ストック分の加重平均。

# 支援策⑨ 再生可能エネルギー等の熱の導入支援の必要性

- 家庭部門と業務部門では、温室効果ガス排出量の増加率が高い。特に家庭部門では給湯需要及び暖房需要のシェアが大きいこと、業務部門でも建物用途によって給湯需要及び暖房需要が一定のシェアを有していることから、これらの熱需要を再生可能エネルギー熱や未利用熱でまかなうべきと整理した。

家庭の用途別エネルギー消費構成(2009年度)



このデータでは地域熱供給の熱量換算は1GJ/GJとしております。

- さらに、以下の観点からも再生可能エネルギー等の熱の導入支援が必要と考えられる。
  - ✓ 給湯需要及び暖房需要の温度帯は、給湯出力が40～60℃程度(加熱前は0～20℃程度)、暖房は30℃程度(加熱前は-10～+15℃程度)であり、**これらの低温熱は太陽熱、地中熱又はバイオマス熱等によってまかなうことが可能**である。また、冷房需要に対しても対応可能な技術が存在する。
  - ✓ 電気と熱のエクセルギーの観点、地球温暖化対策の観点等から、上記の**低温熱は他の重要な用途に使用可能な電力ではなく再生可能エネルギー等の熱でまかなわれることが望ましい**。
  - ✓ 東日本大震災の影響を踏まえると、緊急時に必要なエネルギー需要としては、通信機器の電源、照明、暖房、給湯などが挙げられる。  
東日本大震災の教訓として、これらを再生可能エネルギーのように分散型システムで供給できる体制を非常時のために構築しておくことが求められている。その観点から、**地域で一定量の再生可能エネルギー等の熱の供給量を確保しておく必要がある**と考えられる。

# 支援策⑩ グリーン熱証書の市場創出に向けた制度案

- 再生可能エネルギー熱の導入支援策である、熱証書、導入検討義務化及び導入義務化のうち、今年度は熱証書に着目し、現行制度として存在しているグリーン熱証書の市場創出に向けた制度案を検討した。
- 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。

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	<u>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</u> ことが考えられる。
調達義務化②	<u>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。</u>

- 新たな制度では、現行の判断基準で利用目標が示されている一般電気事業者等、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。

- 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べきである。

# 非経済障壁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。

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<u>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</u>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<u>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</u>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、<u>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</u>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、<u>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</u>。</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、<u>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</u>。</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<u>広域的な熱の有効活用が進まないおそれ</u>がある。</li> </ul>

## 非経済障壁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。

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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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・<b>データベース整備</b>を行う。</li> <li>太陽光発電など<b>分散設備の運用管理システム</b>を構築する。</li> <li>太陽光発電などの<b>廃棄時における処理システム</b>をあらかじめ構築する。</li> </ul> </li> <li>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<b>電力需給調整システムを構築</b>する。</li> </ul> </li> <li>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、<b>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</b>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、<b>紛争となる場合には、一般電気事業者が一義的な挙証責任を負う方向で、中立的な第三者が裁判外紛争処理（ADR）を行う</b>よう、ルールを策定する。</li> </ul> </li> </ul>
次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力系統インフラ               <ul style="list-style-type: none"> <li><b>特別高圧や高圧送電線の敷設状況に関する情報開示</b>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<b>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</b>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、<b>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</b>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、<b>配電電圧の昇圧を検討</b>し、必要な措置を講ずる。</li> <li><b>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</b>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> </li> <li>電力系統以外インフラ               <ul style="list-style-type: none"> <li><b>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</b>を進める。</li> </ul> </li> </ul>



# 【参考】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。

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>・ <b>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。</b></li> </ul>
共通	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ <b>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</b></li> </ul>

※赤字は、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。

# 【参考】電力システムに関する課題と対策のあり方の整理

- 電力システム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。

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><b>適地のマッピング情報を作成、公表</b></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><b>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</b></li> <li><b>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</b></li> <li><b>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)</b></li> </ul>
電力システムの運用改善、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電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の大規模な普及等も見据えて、<b>配電電圧の昇圧を検討</b>し、必要な措置を講ずる。</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><b>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。）</b></li> </ul>

※赤字は、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。

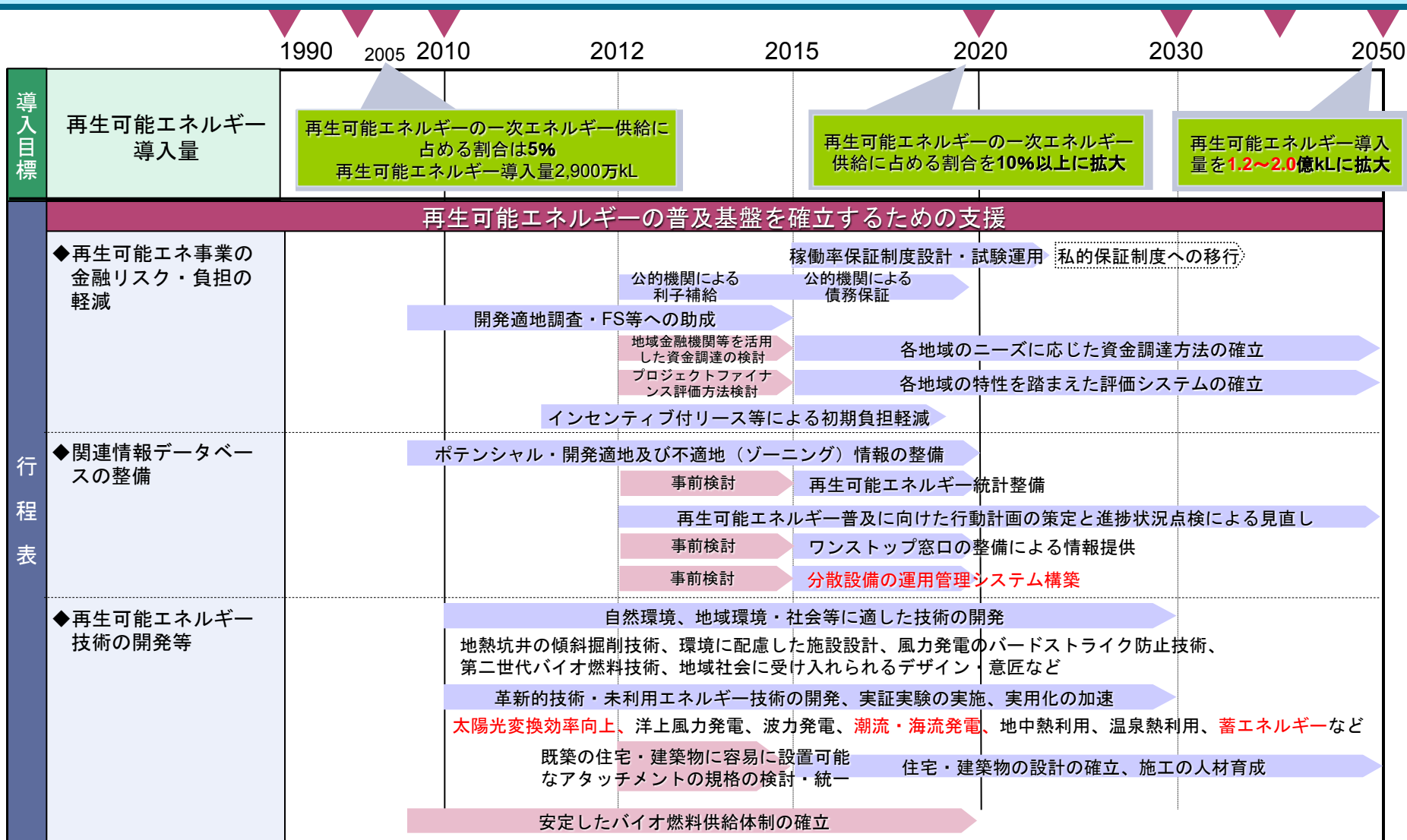
# エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 1/3～

1990 2005 2010 2012 2015 2020 2030 2050



\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による収収等を活用し、上記の取組を支援。

# エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 2/3～



\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による収収等を活用し、上記の取組を支援。

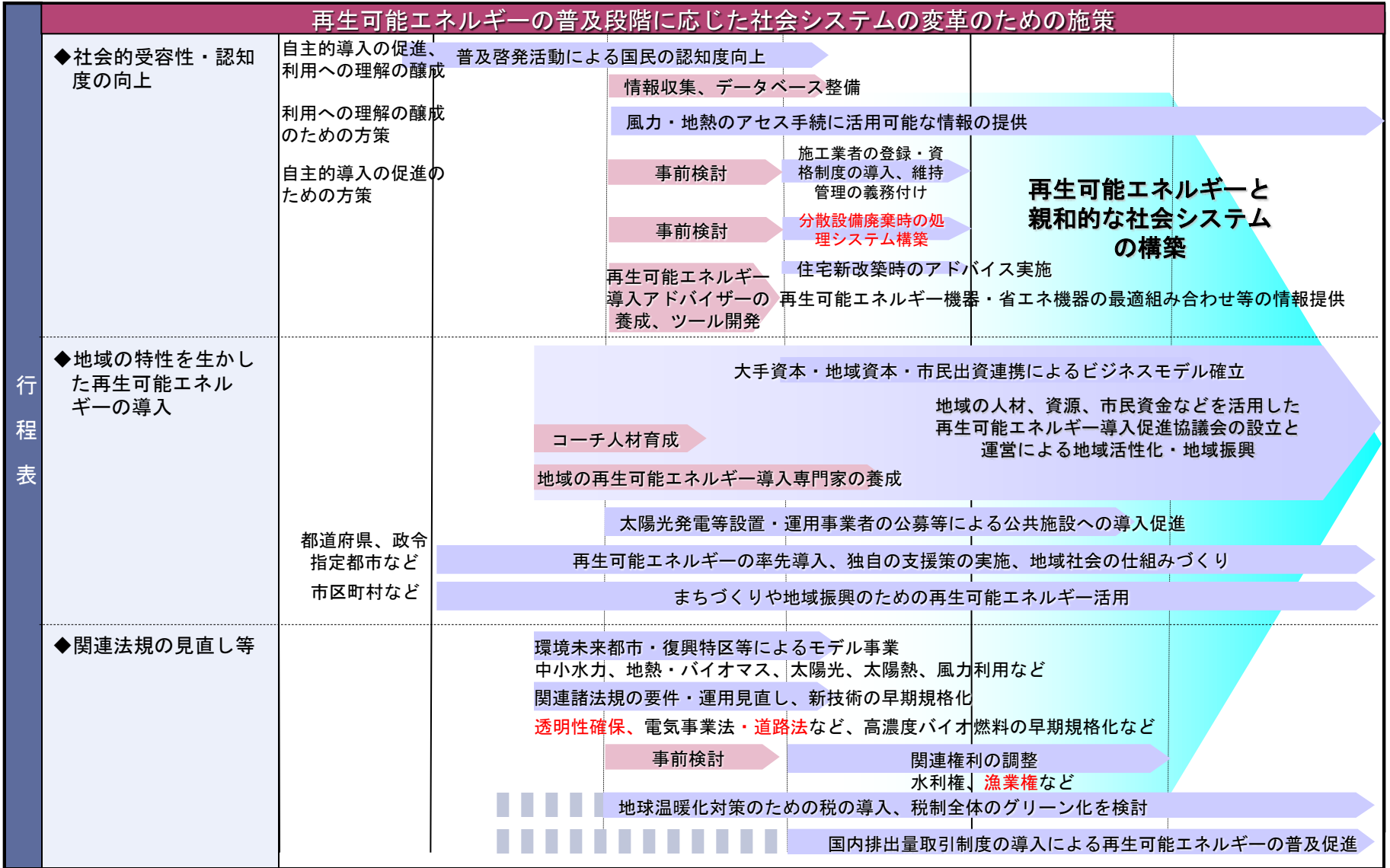
→ 温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

→ 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） 3/3～

1990 2010 2012 2015 2020 2030 2050

## 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

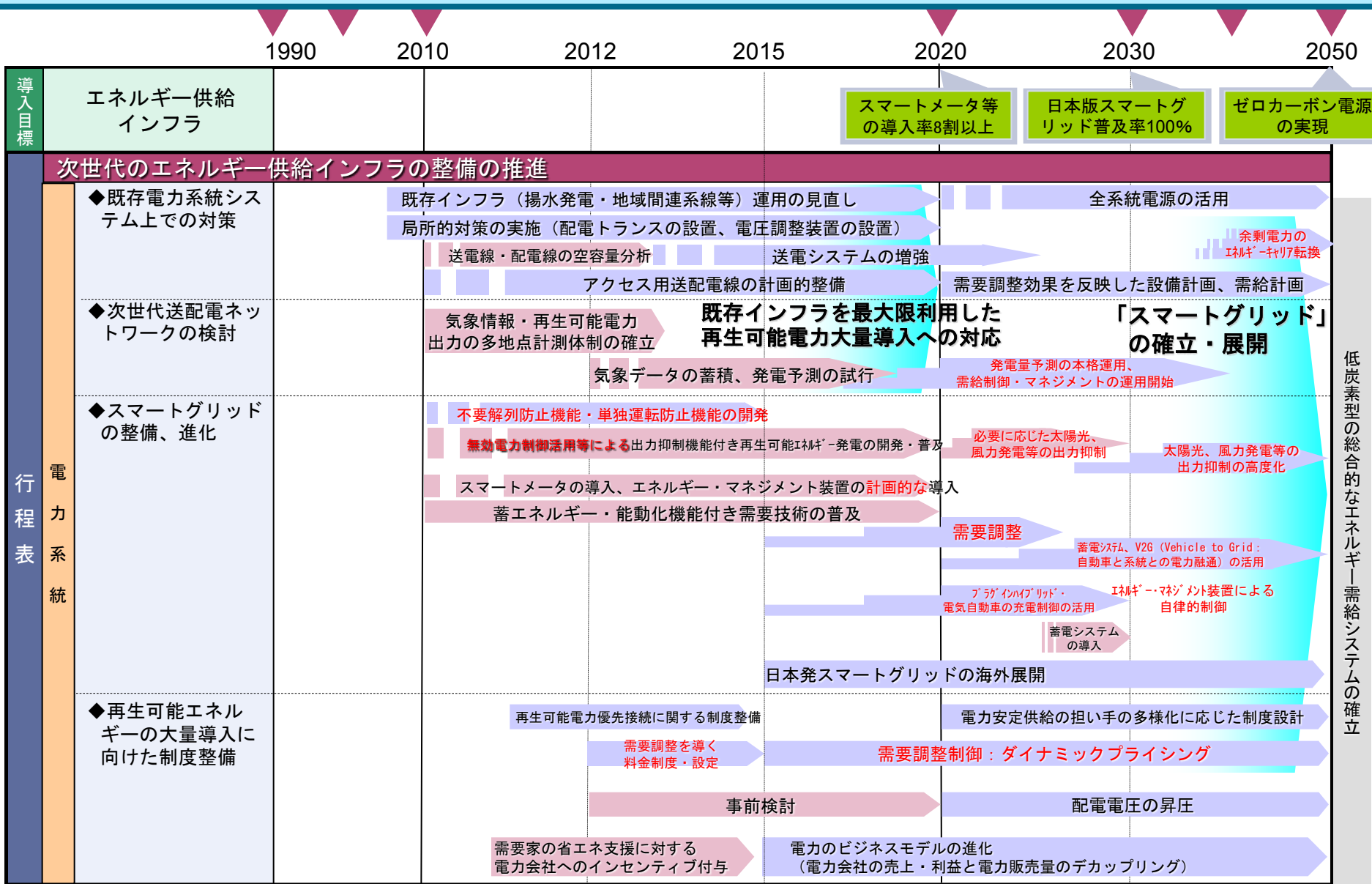


\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による収収等を活用し、上記の取組を支援。

■ 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（エネルギー供給インフラ） 1/2～

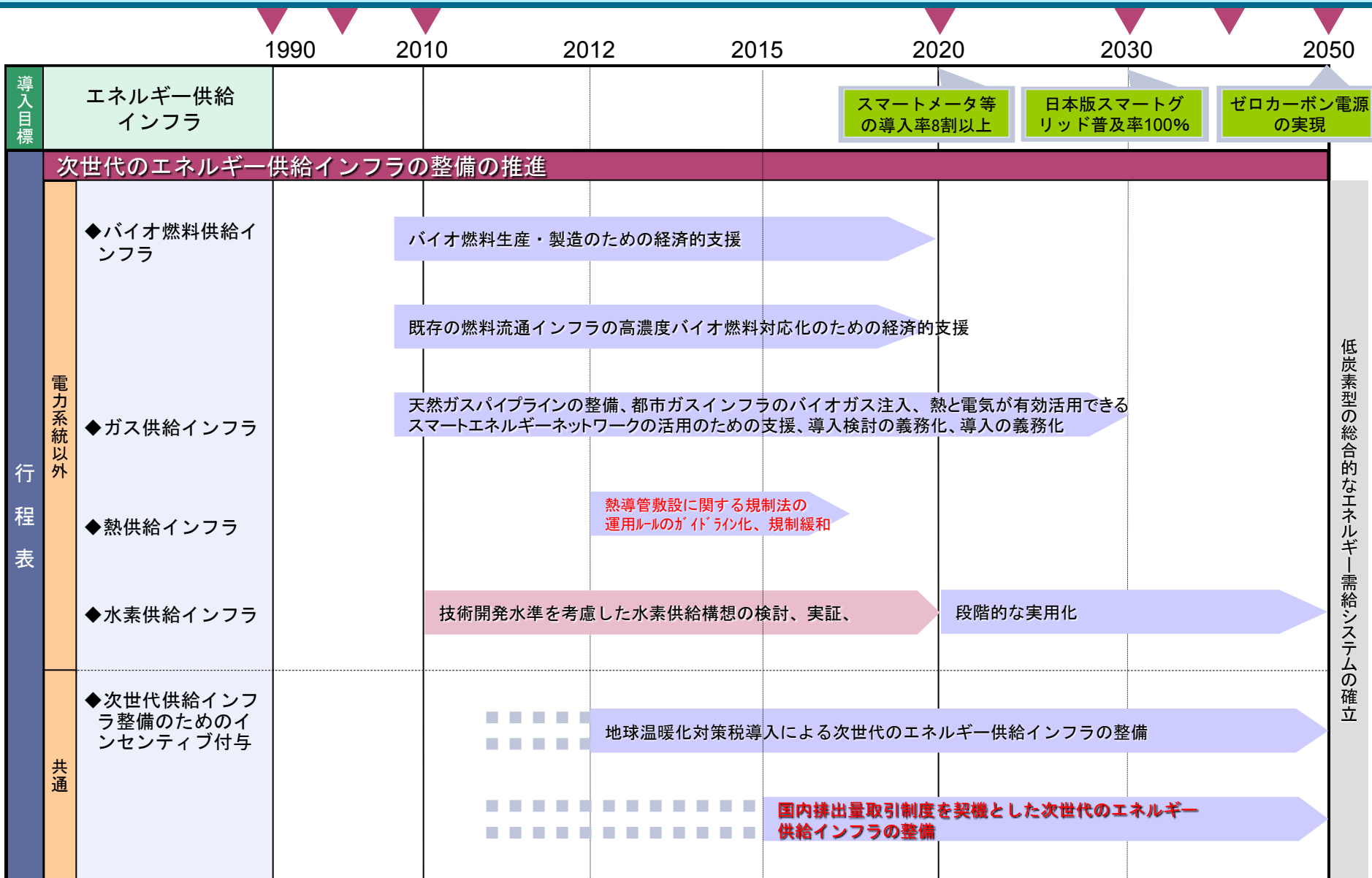


\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による収収等を活用し、上記の取組を支援。

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（エネルギー供給インフラ） 2/2～



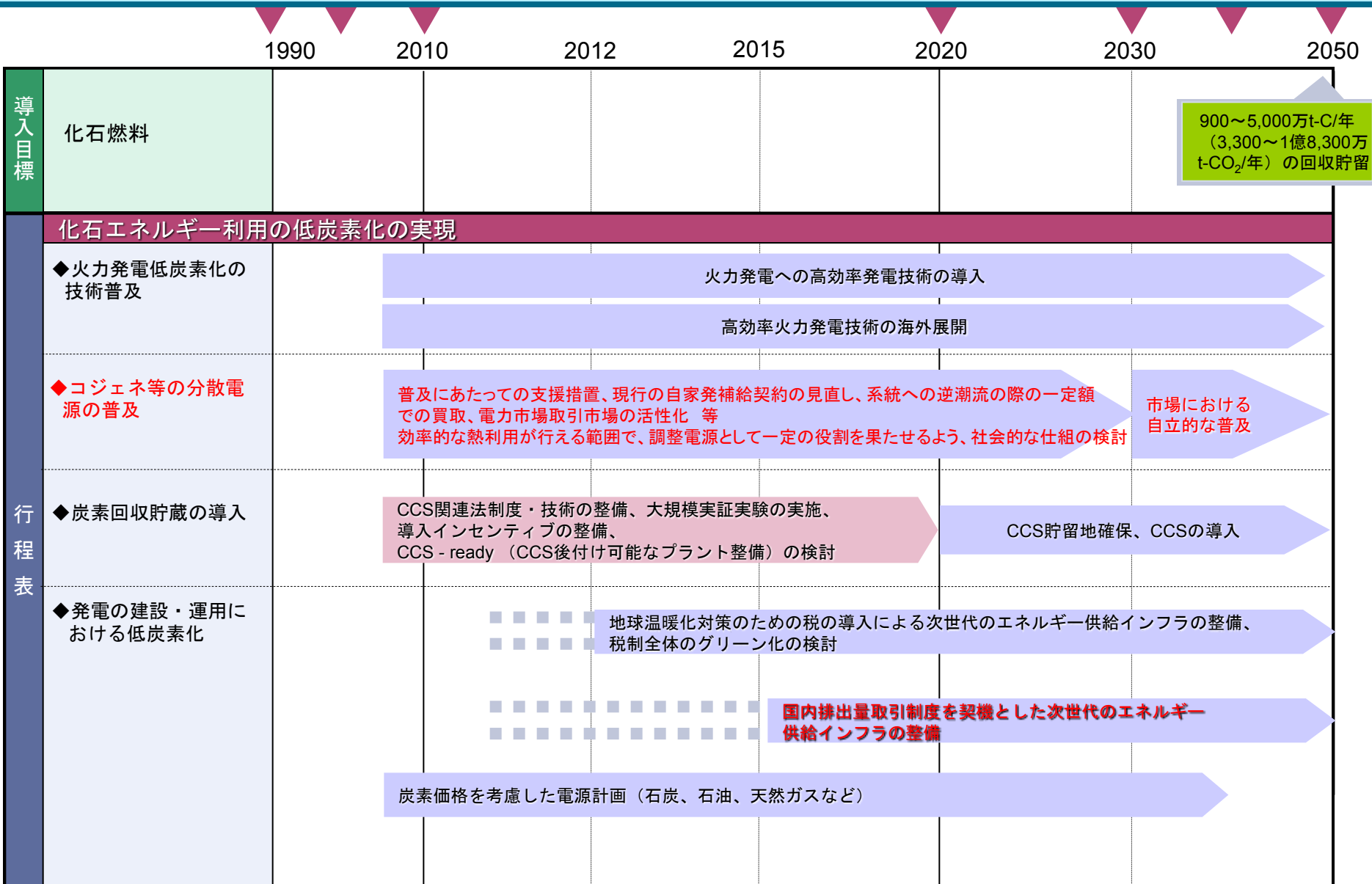
低炭素型の総合的なエネルギー需給システムの確立

\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による税収等を活用し、上記の取組を支援。

→ 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（化石燃料）～



\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による税収等を活用し、上記の取組を支援。

→ 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



# ロードマップ実現のための留意点

- 2020年の再生可能エネルギーの導入見込量を達成するためには、買取による支援と合わせて、非経済障壁の克服や金融面での支援も同時に進めていく必要がある。
- 特に中小水力や温泉発電などの小規模な再生可能エネルギーに対しては、地方公共団体、地域の金融機関・企業、地権者などが連携したビジネスモデルが有効であり、地域の果たすべき役割が大きいことを認識する必要がある。
- 小規模分散型の再生可能エネルギーが大量に普及した際、メンテナンスの体制や廃棄時の費用負担や処理体制について、事前に検討を進めておく必要がある。
- 固定価格買取制度の運用にあたって、消費税の扱いや物価上昇時の対応について、追加的に検討を行う必要がある。
- 再生可能エネルギー導入による便益の分析では、将来的に輸入比率が増加した場合には便益の試算結果が減少する可能性がある。
- 電力需給調整の分析では、太陽光及び風力が大量に導入された場合の短周期変動、能動化機器の制御対象、火力発電の調整力などに様々な仮定を置いた上での結果であり、モニタリングデータの収集等による更なる精緻化が必要である。
- 非経済障壁の克服については、規制・制度改革に関する分科会の第2ワーキンググループ等を中心に検討が進められており、国全体で連携して規制の見直し等を進めていく必要がある。

# 現時点での検討結果のまとめ

## (1) 火力発電及び分散型電源

- 火力発電については、安全・安心や3Eを踏まえつつ、2050年を見据え、建設時及び運用時に石炭火力とLNG火力についてどのような基本的考え方を選択するかによりCO<sub>2</sub>の排出量が変わってくる。
- コージェネ等の分散電源については、熱需要があり、省エネ・省CO<sub>2</sub>が見込まれる需要家への導入を進めて行く必要がある。

## (2) 再生可能エネルギーの導入加速化の必要性

- 再生可能エネルギー導入には、①温室効果ガスの削減、②エネルギー自給率の向上、③化石燃料調達に伴う資金流出の抑制、④産業の国際競争力の強化、⑤雇用の創出、⑥地域の活性化、⑦非常時のエネルギーの確保、というメリットがあり、次世代に引き継ぐべき良質な社会資本と考えられる。

## (3) 再生可能エネルギーの導入見通し

- 導入見込量は低位、中位、高位の3ケースを想定。再生可能エネルギーの特性を踏まえた推計方法を採用。
- 買取価格は2020年時点の導入量に対してIRR8%を満たす価格を基本として想定。
- 再生可能エネルギーの一次エネルギー供給量は直近年と比較して少なくとも2020年で1.3倍(低位)～2.1倍(高位)、2030年で約2倍(低位)～3倍(高位)が見込まれる。
- 再生可能電力の発電電力量に占める比率は2020年に2割前後(低位～高位)、2030年に2割(低位)～4割(高位)程度が見込まれる。

## (4) 電力需給調整システムの検討

- 出力が変動する太陽光と風力を対象に、1時間レベルでの需給バランスと短周期変動に対する調整力の両方を確保するための方策を検討。
- 2030年高位ケースを例に需要能動化と揚水発電を積極的に活用することで、全国平均で出力抑制量を5%以下に軽減できることが見込まれた。併せて、系統対策費用を大幅に抑制できる可能性が示された。

## (5) 再生可能エネルギー導入支援策について

- 固定価格買取制度を安定的に運用するため、導入量により価格低減率を調整する方法を提示。
- 2030年までの導入量に対する標準世帯負担額のピークは、152円/月(低位)～560円/月(高位)となった。
- グリーン熱証書の市場創出のため、エネルギー供給事業者または需要家への調達義務化制度を提示。

## (6) 非経済障壁について

- 震災を踏まえた非経済障壁に関する課題を抽出し、克服のための施策を検討。
- 分散設備の運用管理システム構築、電力需給調整システムの構築、出力抑制時や系統接続に関する紛争処理時のルール作り、配電電圧の昇圧、スマートメーターの計画的導入に向けた取組などの対策・施策が必要。