

我が国のエネルギー安全保障と原子力

日本原子力学会シニアネットワーク連絡会
第16回シンポジウム

2015年10月3日(土)

山名 元
京都大学名誉教授

1. 日本のエネルギー強靱化に向けた議論

顕在化した我が国のエネルギー課題

我が国のエネルギー制約と東日本大震災後に顕在化した課題

総合資源エネルギー調査会
総合部会 第2回会合
資料 1

国際的要因

- ①世界のエネルギー需要の急増
- ②資源権益確保をめぐる国際競争の激化
- ③資源ナショナリズムの高揚
- ④中東等の地政学リスクの高まり
- ⑤エネルギーの供給途絶、価格の中長期的な上昇や乱高下の可能性

シェール革命

国内的要因

- ①乏しい国内資源、低い自給率
- ②高い中東依存
- ③原子力発電に対する信頼不足、立地の停滞
- ④蓄積する使用済核燃料、放射性廃棄物
- ⑤再生可能エネルギー拡大の可能性と課題
- ⑥民生部門のエネルギー需要の増大
- ⑦温室効果ガスの排出増大
- ⑧安全と国民理解の確保

メタンハイドレートなど国内資源開発

東日本大震災及び東電福島原発事故により顕在化したこと

- ①地震・津波等のリスク
- ②原子力発電の安全性への懸念
- ③原子力発電の停止、電力の供給不足の懸念
- ④電力の広域活用の限界、多様なプレイヤーの参加困難
- ⑤火力発電依存度上昇による燃料費の増大
- ⑥脆弱な石油・LPガス・天然ガスのサプライチェーン
- ⑦緩んでいた省エネ意識、顕在化した省エネ余地
- ⑧利用者の少ない選択肢
- ⑨行政・事業者の信頼低下

電力システム改革の必要性

分散型エネルギー、ティマントリスポンズ、
省エネの可能性

安定供給不安・電力需給のひっ迫

エネルギーコストの上昇

このようなエネルギー制約を克服し、国民生活と経済活動を支える
安価で安定的なエネルギー構造(生産(調達)・流通・消費)の実現

エネルギー強靱化に向けた課題認識(1)

1. 最近の環境変化

- ① 東日本大震災・東京電力福島原発事故とその影響
- ② 原発の停止と依存度低下、電力需給のひっ迫
- ③ 燃料輸入増と貿易収支赤字、電気料金の値上げの動き
- ④ 廃炉対策の推進、適切かつ迅速な原子力賠償
- ⑤ 新興国の需要増、地政学リスクの高まり、シェール革命によるLNG価格低下の可能性

2. 生産・調達段階における論点

- ① 原子力発電の安全確保
- ② 核燃料サイクル、使用済燃料・放射性廃棄物の処理・処分の在り方
- ③ 再生可能エネルギーの拡大
- ④ シェールガス、メタンハイドレートなど新たなエネルギー源の可能性
- ⑤ エネルギー調達の多角化や資源開発促進、地政学リスクの回避
- ⑥ 環境に配慮した高効率な火力発電の導入
- ⑦ 多様な事業者によるエネルギー事業機会の拡大

3. 流通段階における論点

- ① 電力システムの在り方
- ② 安定供給等のためのネットワークの強化(送電網、ガスパイプライン網等)
- ③ 石油・LPガスの強靱なサプライチェーンの構築

4. 消費段階における論点

- ① デマンドリスポンスを含めた需要者のエネルギー供給・管理への積極的な参加、選択肢の拡大
- ② スマートコミュニティの推進
- ③ 省エネルギー・節電の推進(産業、民生、運輸)
- ④ コージェネの利用等による分散型エネルギーの推進
- ⑤ 燃料電池の利用拡大等による水素エネルギーの可能性

5. 横断的な課題

- ① 石油備蓄など緊急時エネルギー供給の在り方(国内体制、国際協力)
- ② 技術開発や人材育成の推進
- ③ 環境問題について(環境保全、地球温暖化)
- ④ 国際協力の推進
- ⑤ 地域との共生の在り方
- ⑥ 国民とのコミュニケーションの在り方

2. エネルギー基本計画（2014年4月）および長期エネルギー需給見通し（2015年5月）

エネルギー基本計画（2014年4月）の要点（1）

我が国のエネルギー需給構造が抱える構造的課題として重要な4つの視点

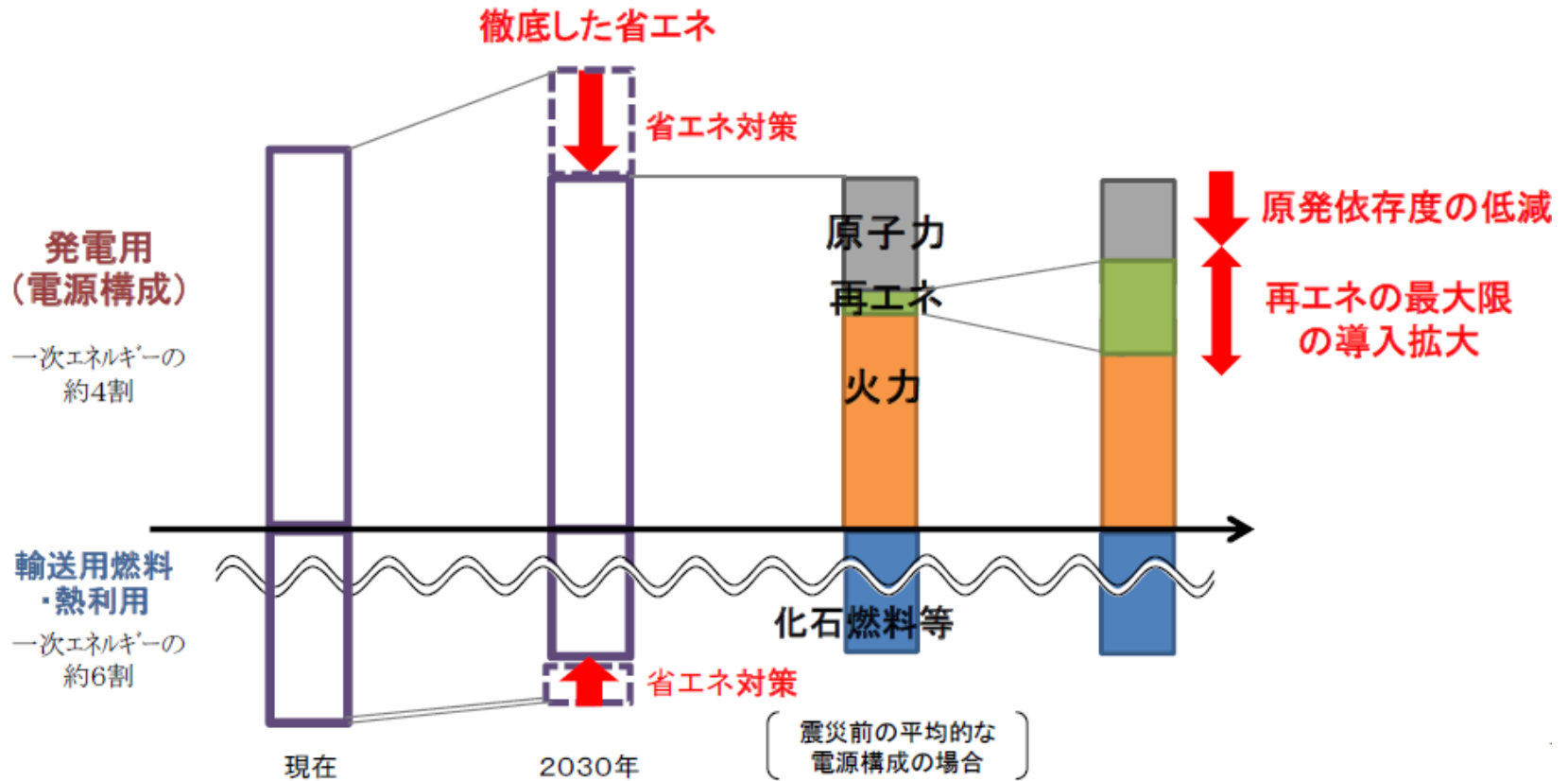
- ①海外の資源に大きく依存することによるエネルギー供給体制の根本的な脆弱性
- ②人口減少、技術革新等による中長期的なエネルギー需要構造の変化
- ③新興国のエネルギー需要拡大等による資源価格の不安定化
- ④世界の温室効果ガス排出量の増大

さらに、福島第一原発事故及びその前後から顕在化してきた、更なる海外からの化石燃料への依存による供給不安や国民生活・経済活動への影響の増大や国際エネルギー需給構造の変化の兆しといった課題を踏まえ、“多層化・多様化した柔軟なエネルギー需給構造”の実現を目指していくこととしている。

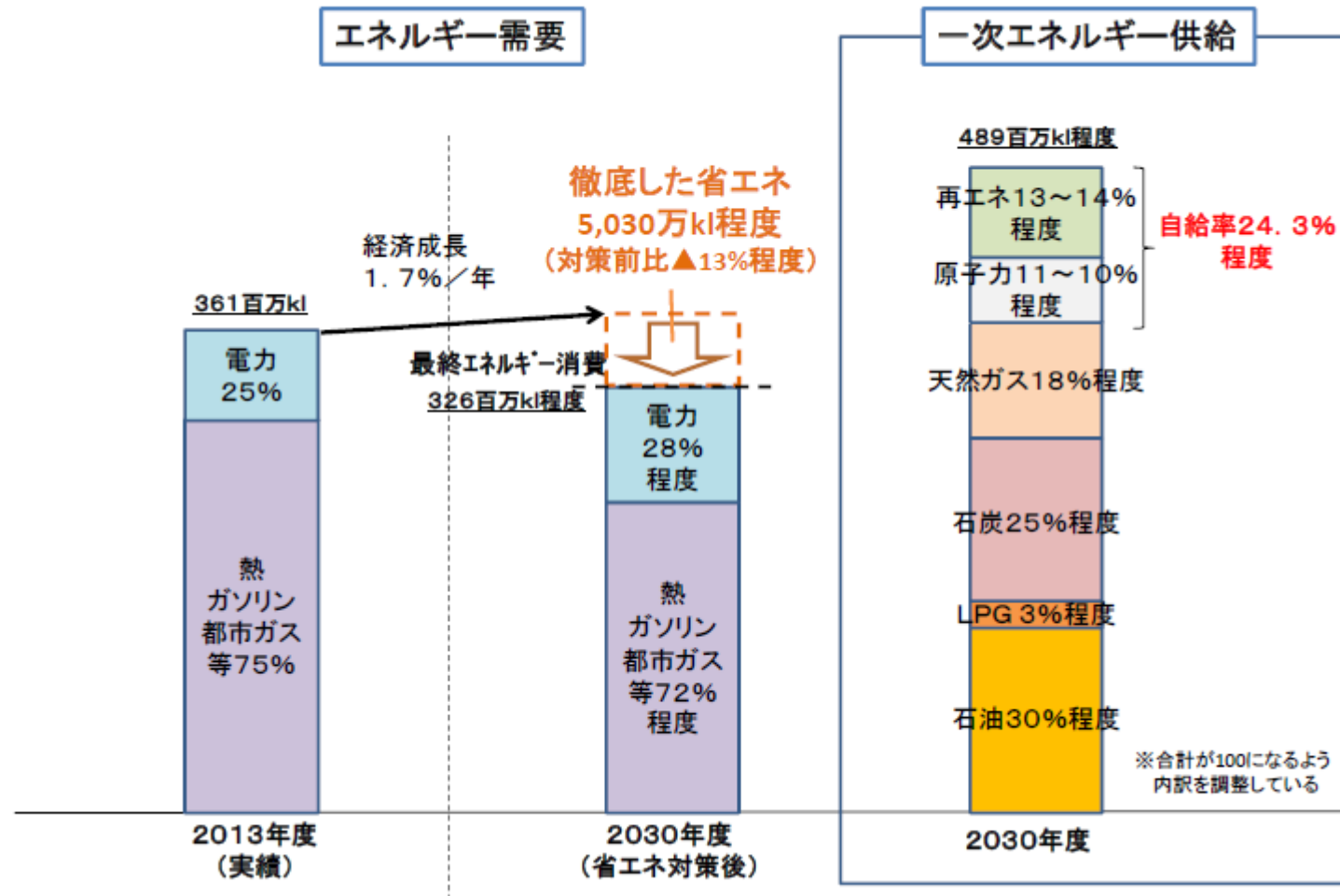
エネルギー基本計画（2014年4月）の要点（2）

テーマ	基本計画での表現
原子力	<p>エネルギー需給構造の安定性に寄与する重要なベースロード電源。規制基準に適合すると認められた場合には、原子力規制委員会の判断を尊重し、再稼働を進める</p> <p>原発依存度については、省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる。</p> <p>我が国の今後のエネルギー制約を踏まえ、安定供給、コスト低減、温暖化対策、安全確保のために必要な技術・人材の維持の観点から、確保していく規模を見極める</p>
再生可能エネルギー	<p>これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した水準を更に上回る水準の導入を目指す。</p> <p>2013年から3年程度、導入を最大限加速していき、その後も積極的に推進していく</p>
エネルギーミックス	<p>各エネルギー源の位置付けを踏まえ、原子力発電所の再稼働、固定価格買取制度に基づく再生可能エネルギーの導入や国連気候変動枠組条約締約国会議（COP）などの地球温暖化問題に関する国際的な議論の状況等を見極めて、速やかに示す</p>
核燃料サイクル	<p>関係自治体などの理解を得つつ、引き続き取り組む</p> <p>原発の稼働量などを勘案し、中長期的な対応に柔軟性を持たせる</p>

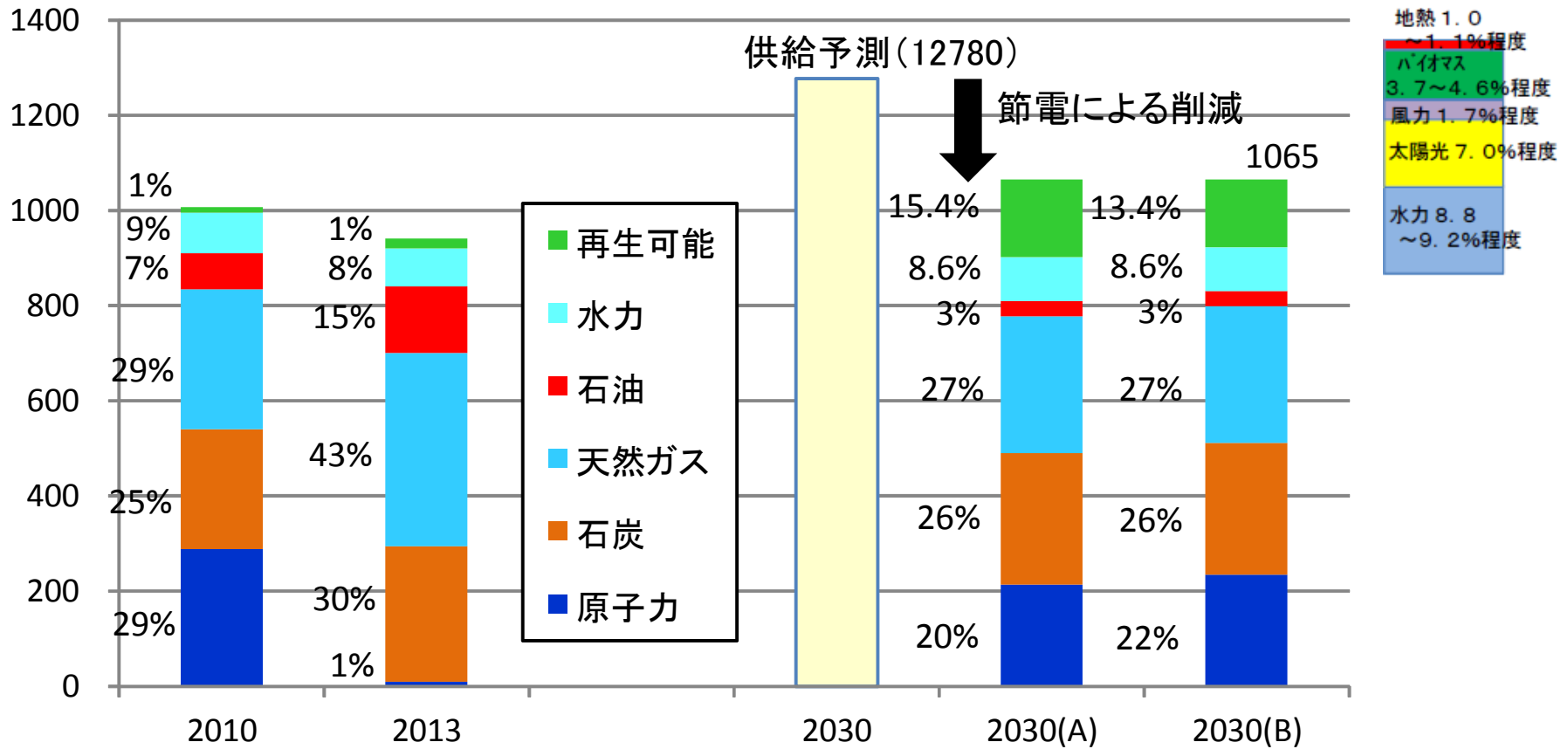
2030年エネミックスの基本的な考え方



一次エネルギー需要と供給

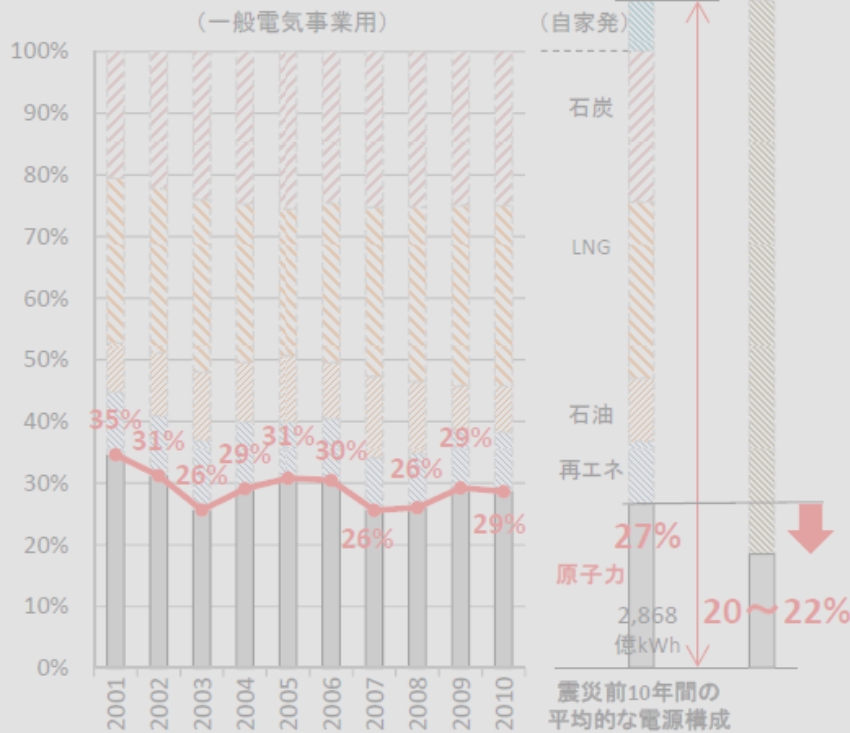


2030年の電源ミックス（長期エネルギー需給計画）



■ エネルギー基本計画において、原発依存度は、「省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる」としている。

原発依存度の推移



1. 省エネによる電力需要の抑制

2030年の電力需要を対策前比17%削減。
(発電電力量で2,130億kWh程度の削減に相当)
2030年の総発電電力量: 10,650億kWh程度

2. 再エネ拡大による原子力の代替

自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱・水力・バイオマスを拡大。
(+382~531億kWh程度) ※風力の平滑化効果を含む

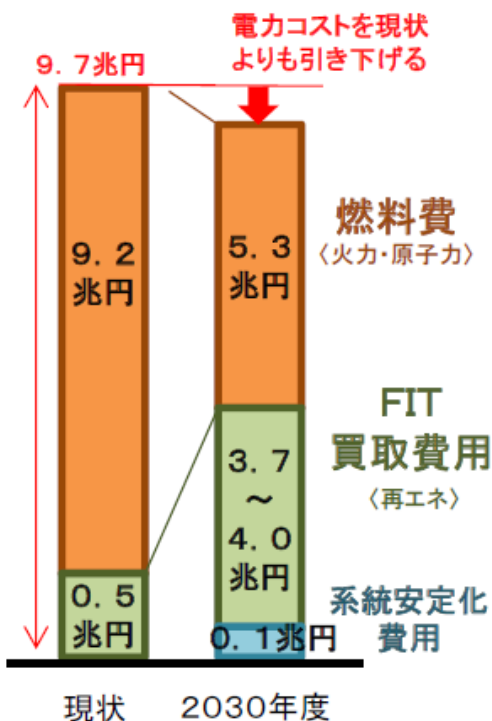
3. 火力の高效率化による原子力の低減

石炭火力の発電効率が、全体として6.7%向上。
(+169億kWh程度)

2,868億kWh(27%) ※震災前10年間の平均的な電源構成
⇒2030年に2,317~2,168億kWh程度
(22~20%)

2030年エネミックスにおける電気代抑制の考え方

- 再エネの拡大、原発の再稼働、火力の高効率化等に伴い、2030年度の燃料費は5.3兆円まで減少するが、再エネの拡大に伴いFIT買取費用が3.7～4.0兆円、系統安定化費用が0.1兆円増加する。これにより、電力コストは現状(2013年度)に比べ5～2%程度低減される。



実際の電気料金の総原価には減価償却費(資本費)や人件費、事業報酬等も含まれているが、電源構成(発電電力量の構成)から一義的に決まらないため、将来まで一定水準であると仮定して比較する。

燃料費

- ✓ 火力の燃料費は、コスト検証WGと同様に燃料価格等を右のとおり想定して算出。
- ✓ 原子力の燃料費は、コスト検証WGにおけるkWhあたりの燃料費を計上。

<燃料価格等の想定>

	2010年度	2013年度	2030年度
為替(円/\$)	85.74	99.95	105.24
石炭(\$/t)	113.91	107.77	133.45
LNG(\$/t)	584.37	836.08	751.22
原油(\$/bbl)	84.16	110.01	127.54

(注)2030年度の為替は2014年暦年の平均値を利用

FIT買取費用

- ✓ 太陽光については、発電コスト検証WGを踏まえてコスト低減を見込み、機械的に買取価格を試算し^(注1)、他電源は買取価格を横置きと仮定して、2030年度までのFIT買取価格を設定し、2030年度時点でのFIT買取費用を計上^(注2)。

<FIT買取価格(税抜)の想定>

太陽光(10kW以上)	(円/kWh)				
2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2030年度	
40円	36円	32円	27円	22円	
太陽光(10kW未満)					
42円	38円	37円	35円	13円	

(注1) WEO新政策シナリオ、国際価格非取敷の場合を採用。

10kW以上の2015年度については2015年7月1日からの買取価格を記載。10kW未満については、出力制御対応機器設置義務ありの場合を用いた。

(注2) 実際の買取価格は、法律に基づき、年度毎に、再生可能エネルギーの発電が「効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用」を基礎に「適正な利潤」を勘案して決定される。

	2015年度
陸上風力(20kW~)	22円
洋上風力(20kW~)	36円
水力(新設、1,000kW~30,000kW)	24円

	2015年度
地熱(15,000kW~)	26円
バイオマス(未利用木材燃焼発電)	32円
バイオマス(一般木材等燃焼発電)	24円

系統安定化費用

(火力発電等による調整費用)

- ✓ 自然変動再エネの導入に伴う調整費用は、コスト検証WGを踏まえ、抑制後の発電電力量が太陽光749億kWh、風力182億kWhとなる場合の調整費用を右の通り算出。他の費用との重複を排除し、①、②の計0.1兆円を計上。

①熱効率低下による損失額	0.07兆円
②起動停止コスト	0.06兆円
③揚水ロス損失	0.07兆円
④固定費(火力)回収ロス分	0.3兆円

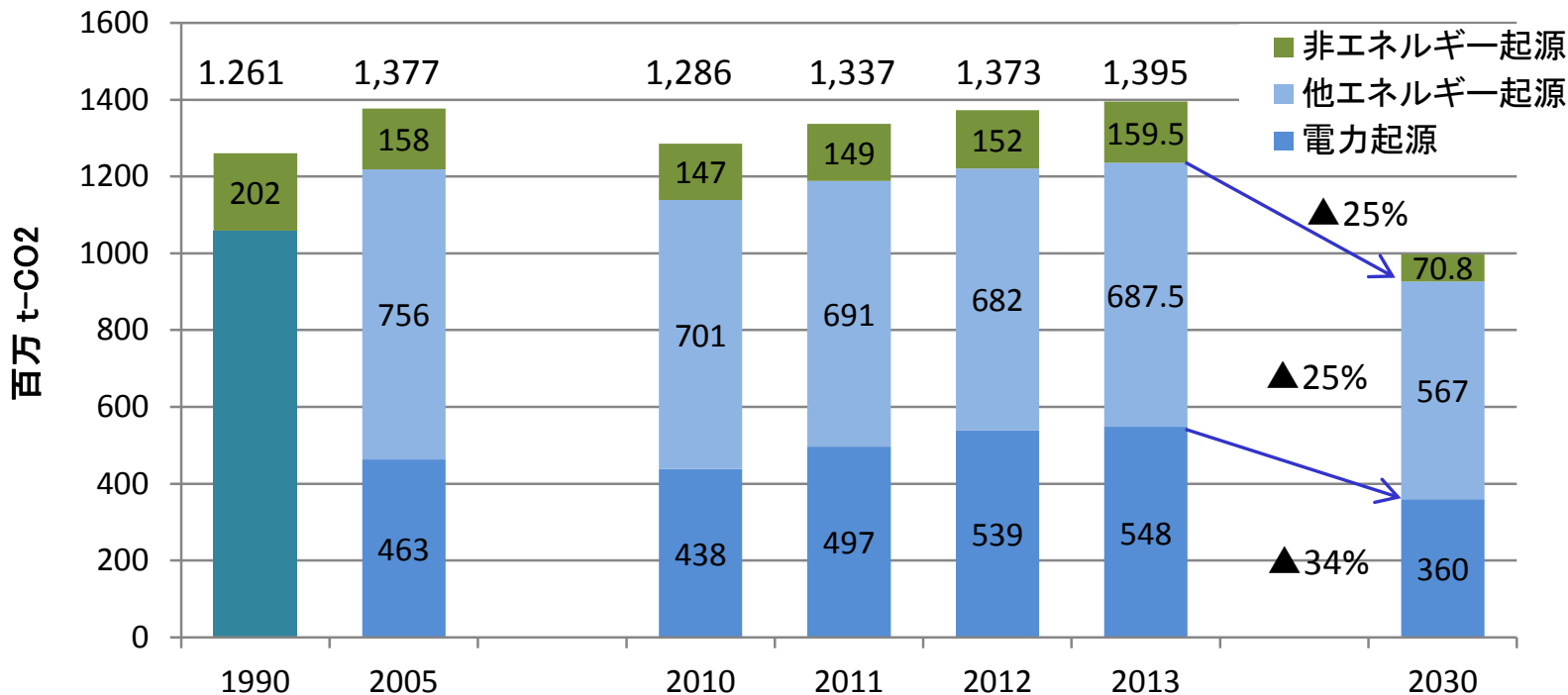
二酸化炭素排出削減の見通し

2030年での温室効果ガス排出削減目標

	2013年比	2005年比
エネルギー起源CO2	▲21.9%	▲20.9%
その他温室効果ガス	▲1.5%	▲1.8%
吸収源対策	▲2.6%	▲2.6%
温室効果ガス削減量	▲26%	▲25.4%

温室効果ガス排出削減目標・海外との比較

	2013年比	1990年比	2005年比
日本	▲26.0% (2030)	▲18.0% (2030)	▲25.4% (2030)
米国	▲18~21% (2025)	▲14~16% (2025)	▲26~28% (2025)
EU	▲24% (2030)	▲40% (2030)	▲35% (2030)



参考
過去の目標

京都議定書
民主党目標
2013環境省

118.5 百万t-CO2(▲6% 1990年比) @ 2008~2012
946 百万t-CO2(▲25% 1990年比) @ 2020
1298 百万t-CO2(▲3.8% 2005年比) @

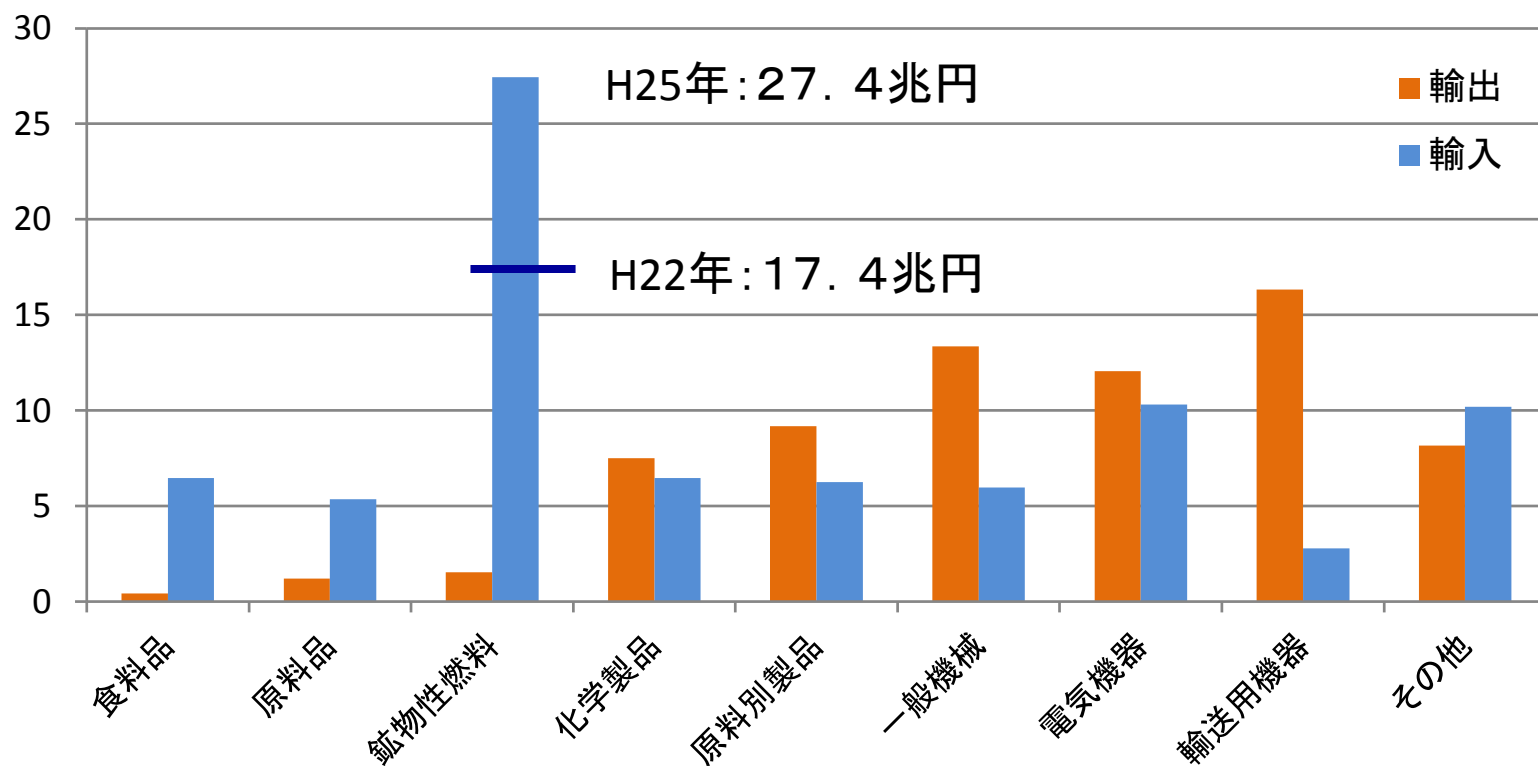
3. エネルギー安全保障の背景

燃料依存で生きている日本(貿易収支と燃料費)

燃料輸入は日本の生命線

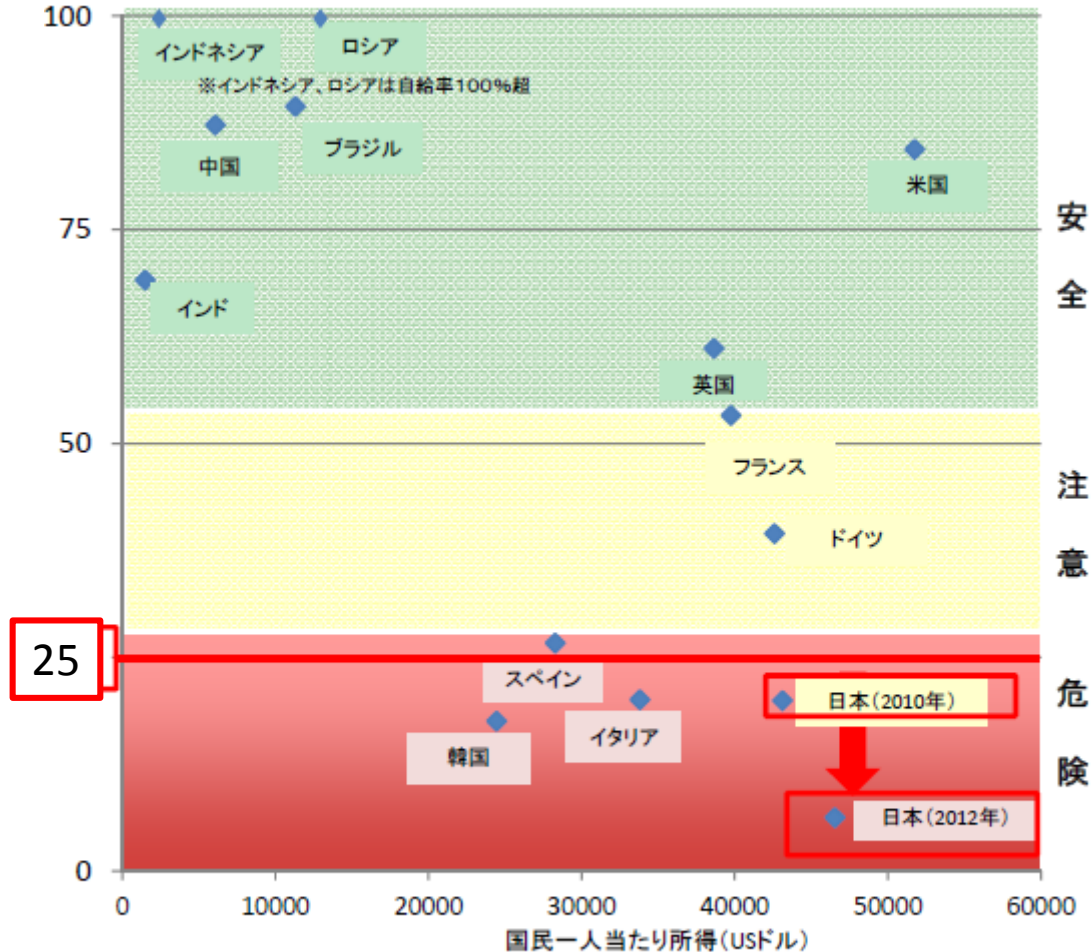
(平成25年の貿易収支)

単位:兆円



国民所得とエネルギー自給率

【国民一人当たり所得と自給率】



【データ】IEA Energy Balance 2014, the World Bank

【出典】総合資源エネルギー調査会原子力小委員会第2回会合
ウィリアム・マーチン 元米国エネルギー省副長官提出資料

停電による被害額の評価例

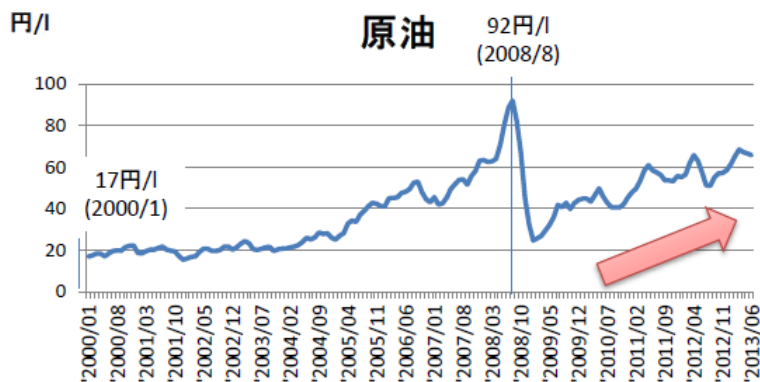
停電時間に対する平均被害額の分析によると、1時間当たり、一般家庭で約1700円、大きな事業所で最大763万円の被害が発生する

	一般家庭		事業所					
	被害額 (円)	1時間換算 (円)	低圧		高圧		特高	
			被害額 (万円)	1時間換算 (万円)	被害額 (万円)	1時間換算 (万円)	被害額 (万円)	1時間換算 (万円)
1回の瞬低	-	-	1	-	7	-	45	-
10分未満	175	2,100	3	41	20	240	166	1,992
10分～1時間	1,007	1,726	14	24	71	122	503	862
1時間～3時間	3,156	1,578	36	18	186	93	1,248	624
3時間～6時間	6,925	1,539	75	17	376	84	2,463	547
6時間以上	14,823	(1,482)	137	(14)	715	(72)	4,156	(416)
1時間平均被害額	-	1,706	-	22	-	112	-	763
停電コスト単価 (円/kWh)	-	2,860	-	5,230	-	2,800	-	1,600

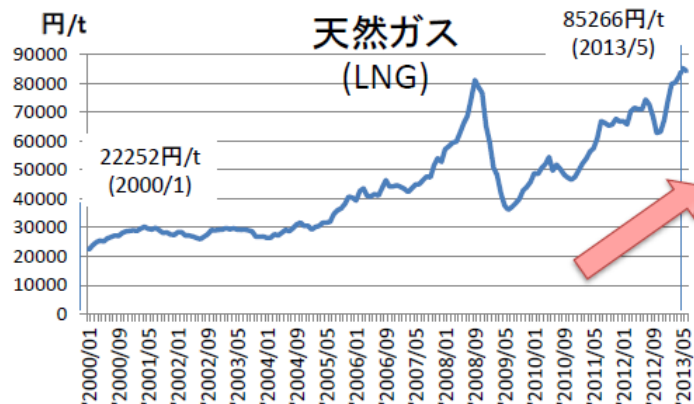
出展： 需要家から見た供給信頼度の重要性と停電影響(国内需要家調査および首都圏停電調査にもとづく分析)
電力中央研究所 報告:Y06005 より作成

化石燃料価格の推移

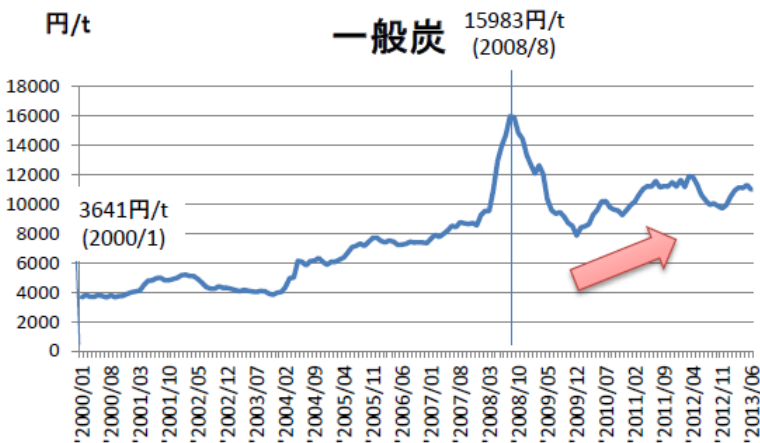
○2000年以降、石油価格は5倍(2008年)に高騰。燃料価格は、リーマンショックによる下落の後、再び上昇傾向。



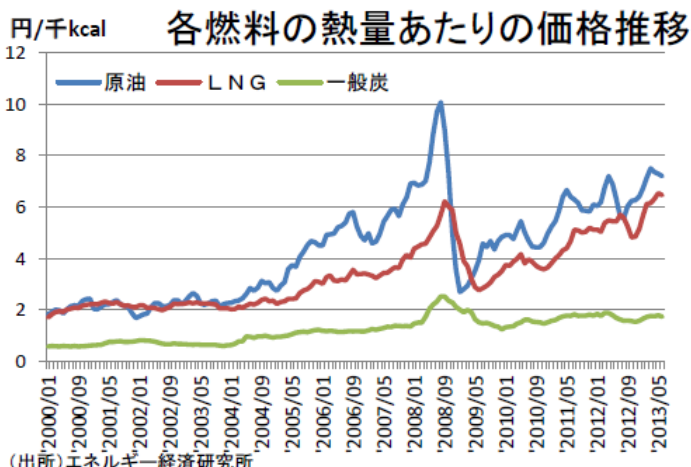
(出所)財務省貿易統計



(出所)財務省貿易統計



(出所)財務省貿易統計

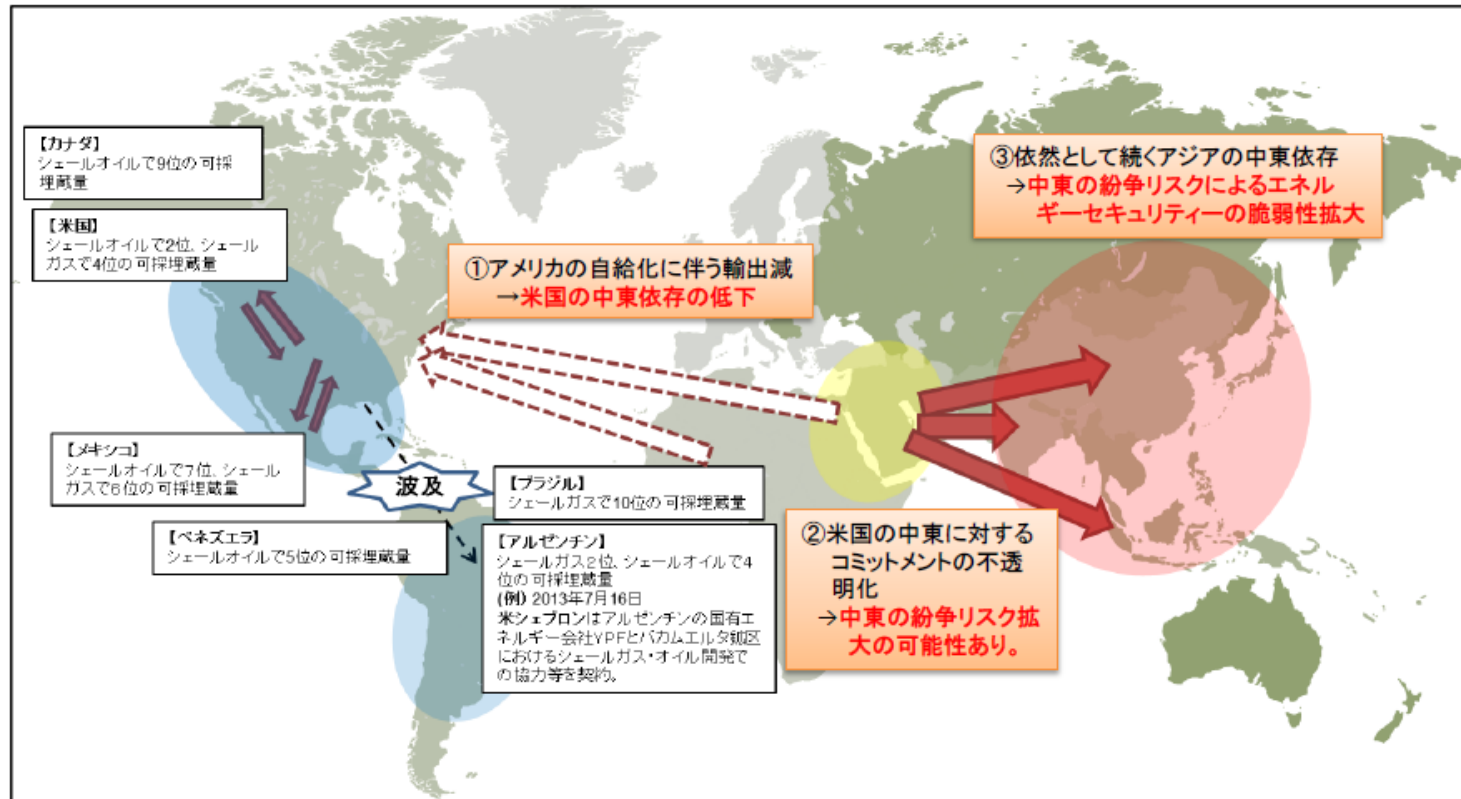


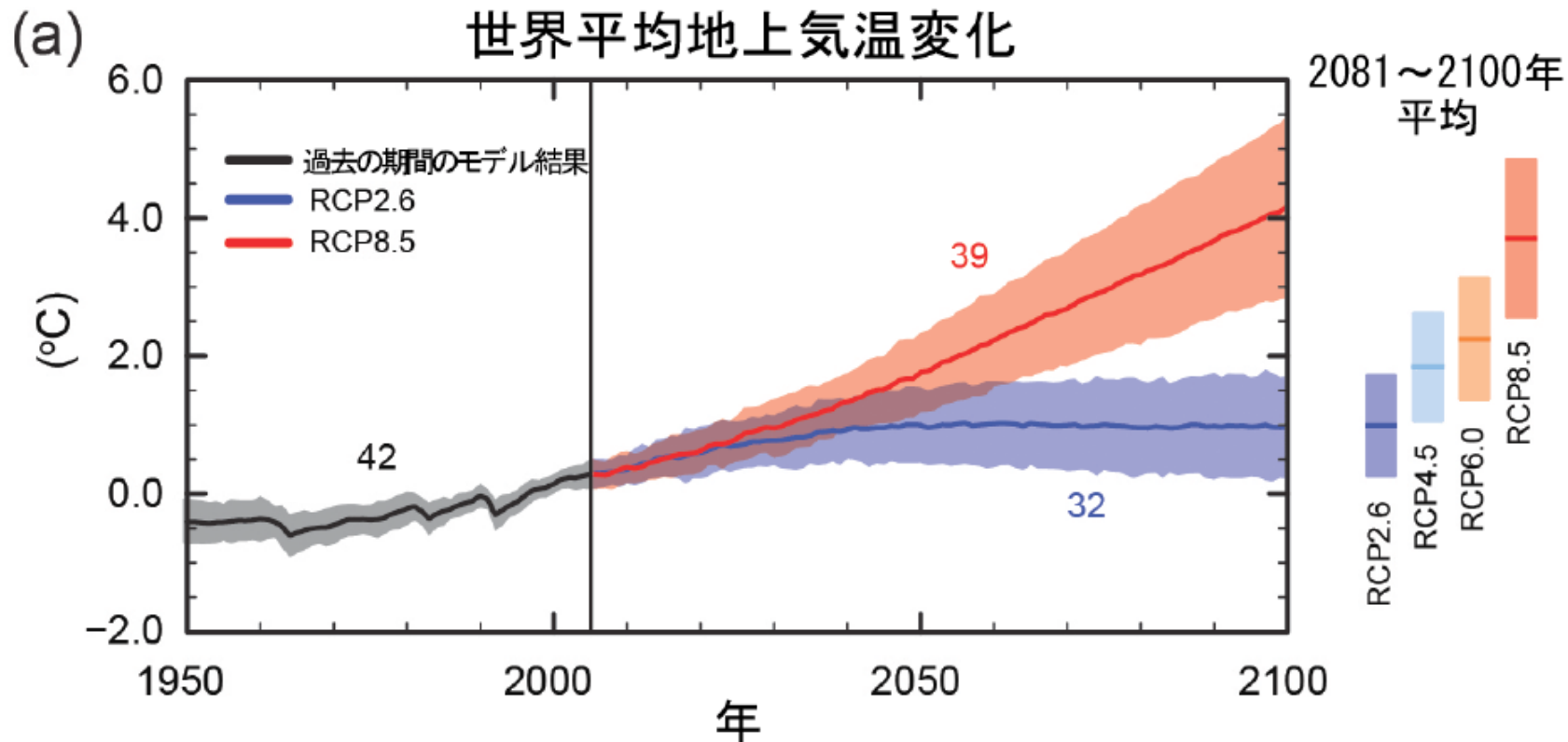
(出所)エネルギー経済研究所

14

シェールガス革命と世界エネルギー情勢の変化

世界のエネルギー市場は変わりつつある。また、国際的なパワーバランスも変わりつつある。





- 2012年7月の固定価格買取制度開始後、平成26年11月時点で、新たに運転を開始した設備は約1493.1万kW(制度開始前と比較して約7割増)。
- 制度開始後、認定された容量のうち、運転開始済量の割合は約20%。
- 制度開始後の導入量、認定量ともに太陽光が9割以上を占める。

＜2014年11月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況＞

設備導入量（運転を開始したもの）					認定容量
再生可能エネルギー発電設備の種類	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後			固定価格買取制度導入後
	平成24年6月末までの累積導入量	平成24年度の導入量（7月～3月末）	平成25年度の導入量	平成26年度の導入量（4月～11月末）	平成24年7月～平成26年11月末
太陽光（住宅）	約470万kW	96.9万kW	130.7万kW	52.2万kW	334万kW
太陽光（非住宅）	約90万kW	70.4万kW	573.5万kW	532.2万kW	6,688万kW
風力	約260万kW	6.3万kW	4.7万kW	10.7万kW	143万kW
地熱	約50万kW	0.1万kW	0万kW	0万kW	1万kW
中小水力	約960万kW	0.2万kW	0.4万kW	2.7万kW	34万kW
バイオマス	約230万kW	2.1万kW	4.5万kW	5.6万kW	148万kW
合計	約2,060万kW	175.8万kW	713.9万kW	603.4万kW	7,349万kW (1,482,411件)
		1493.1万kW (866,272件)			

再生可能エネルギー発電の増強と国民負担

■ 2030年度の再生可能エネルギーの導入量は、国民負担の抑制とのバランスを考慮し、FIT買取費用は、3.72兆円～4.04兆円の範囲において、全体で、2,366～2,515億kWhの導入が見込まれる。
 (原発を代替する地熱・水力・バイオマスの買取費用の合計は約1.0兆円～約1.3兆円、火力を代替する自然変動再エネの買取費用は約2.7兆円以下となる。)

種別	既設	2030年
地熱	52万	90万～155万
水力	4,650万	4,685～4,931万
バイオマス	252万	685～728万
風力(陸)	790万	918万
風力(海)		82万
太陽光(住宅)	760万	900万
太陽光(非住宅)	1,340万	5,500万
合計	7,844万	12,770～13,059万

kW

	発電電力量	FIT買取費用(税抜)
地熱	102～113億kWh	0.17兆円～0.20兆円
水力	939～981億kWh	0.19兆円～0.29兆円
バイオマス	394～490億kWh	0.63兆円～0.83兆円
(小計)	1,435～1,584億kWh	1.00兆円～1.31兆円
風力	182億kWh	0.42兆円
太陽光	749億kWh	2.30兆円
(小計)	931億kWh	2.72兆円
(合計)	2,366～2,515億kWh	3.72兆円 ～4.04兆円

※水力には揚水(85億kWh)を含む。

※2030年度の各数値はいずれも概数。

(注) 加えて系統安定化費用として、火力の発電効率悪化に伴う費用、火力の停止及び起動回数の増加に伴う費用が計0.13兆円。

系統安定化と火力発電の調整能力について

系統安定化費用(コスト検証WGにおける定義)

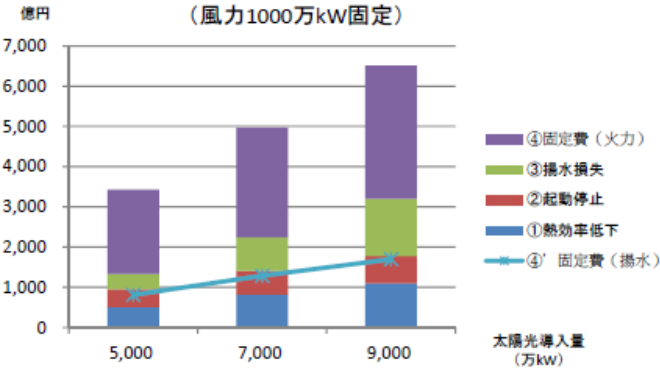
(1)火力発電・揚水発電に関する調整費用

- ①火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用
- ②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用
- ③自然変動電源発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用
- ④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用

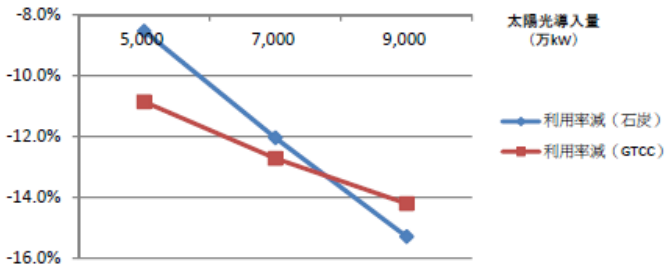
(2)再生可能エネルギーに係る地域間連系線等の増強費用

火力発電による調整に伴う付加的な費用の概算

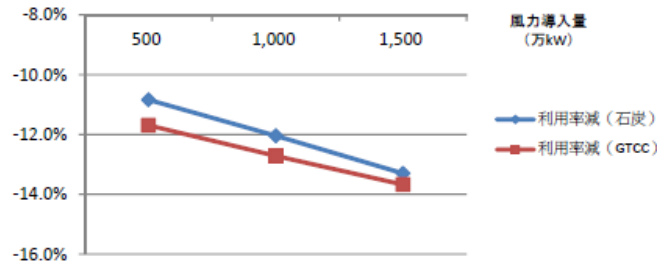
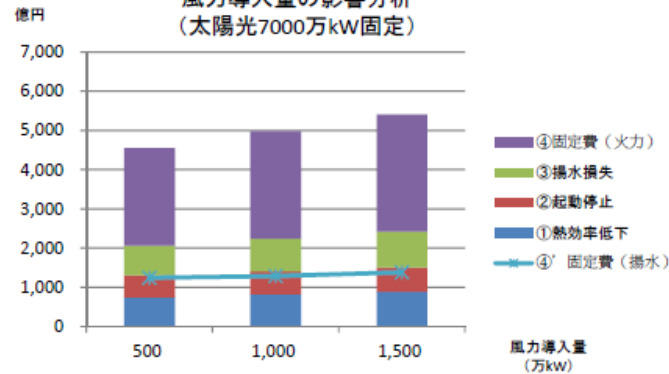
【費用(年あたり)】 太陽光導入量の影響分析
(風力1000万kW固定)



【設備利用率変化】



風力導入量の影響分析
(太陽光7000万kW固定)

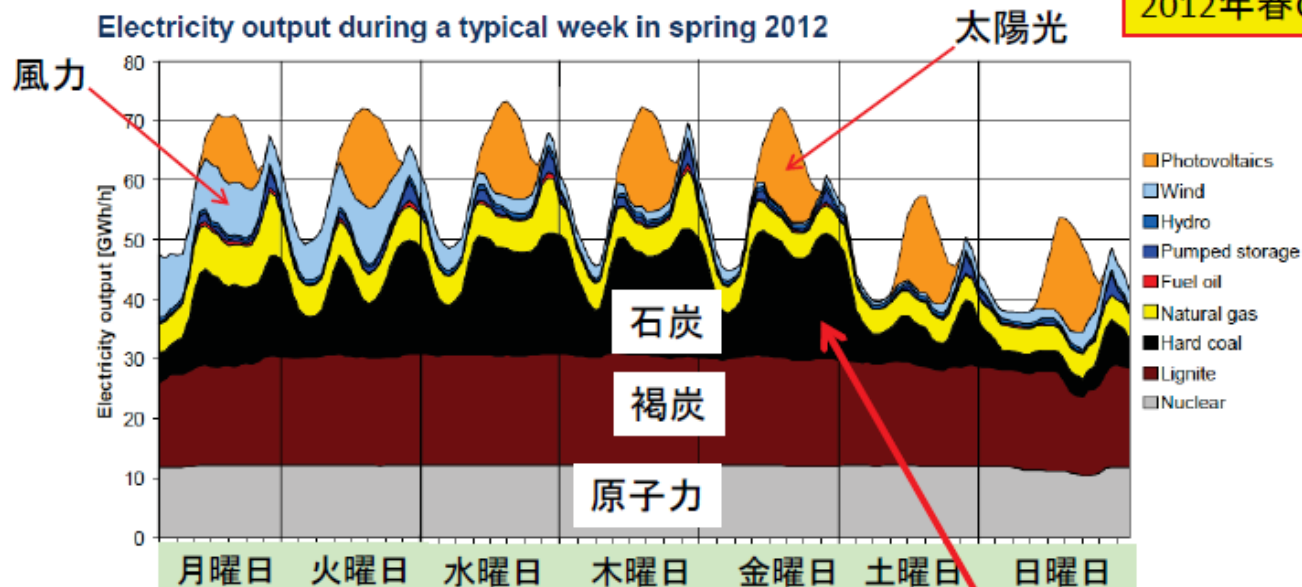


北海道と東北での風力増強には、連携強化(590万kW)が必要である。

このための費用の見積もりは約1兆1,700億円

ドイツの負荷変動（東京大学金子祥三先生資料より）

●風力・太陽光の優先利用は石炭火力の犠牲の上に成り立っている！



Consequences for short-notice dispatch of power plants:

- Several start-ups and shutdowns every day
- High load change rates
- Few hours of supply to the grid

◆ 再生エネルギーによる
負荷変動は石炭火力
が担っている

Data source: Information provided on the EEX transparency platform
26.09.2013 Ways for a Generator to deal with the German "Energiewende"

2013.9.26 VGB CongressにおけるSTEAG社発表資料より

4. 原子力の特徴と位置づけ

コストでは表わせない原子力による エネルギー安全保障効果

1. 非常に高い備蓄効果
2. 地政学リスクの低さ(政情の安定国からの燃料輸入)
3. シーレーン依存度の低さ
4. 二酸化炭素排出への国際圧力の低さ
5. 燃料価格変動に影響されない
6. 発電コストが低いこと
7. 潜在埋蔵量の多さ(枯渇リスクの低さ)
8. 資源再利用(リサイクル)の潜在性を有すること
9. 原子力保有による、他エネルギー資源獲得へのバーゲニングパワー
10. 原子力技術の保有による国際的技術優位性
11. 「自国エネルギー源」の保有による“Energy Independence”の向上効果(自給率向上)

天然ウラン価格の推移



燃料の国内在庫日数 (備蓄量)

	国内在庫日数
液化天然ガス	約 14日
石油	約 170日
石炭	約 30日
ウラン	約 2.7 年

電源別の発電コストの比較(コスト検討WGの結果： 2014年モデル)

2014年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	地熱	一般水力	小水力(80万円/kW)	小水力(100万円/kW)	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石油火力	太陽光(メガ)	太陽光(住宅)	ガスコジェネ	石油コジェネ
設備利用率	70%	70%	70%	20%	83%	45%	60%	60%	87%	70%	30・10%	14%	12%	70%	40%
稼働年数	40年	40年	40年	20年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	20年	20年	30年	30年
発電コスト(円/kWh)	10.1~(8.8~)	12.3(12.2)	13.7(13.7)	21.6(15.6)	16.9※(10.9)	11.0(10.8)	23.3(20.4)	27.1(23.6)	29.7(28.1)	12.6(12.2)	30.6~43.4(30.6~43.3)	24.2(21.0)	29.4(27.3)	13.8~15.0(13.8~15.0)	24.0~27.9(24.0~27.8)
2011コスト等検証委	8.9~(7.8~)	9.5(9.5)	10.7(10.7)	9.9~17.3	9.2~11.6	10.6(10.5)	19.1~22.0	19.1~22.0	17.4~32.2	9.5~9.8	22.1~36.1(22.1~36.1)	30.1~45.8	33.4~38.3	10.6(10.6)	17.1(17.1)

追加的安全対策費2倍	+0.6
廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.04
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.6

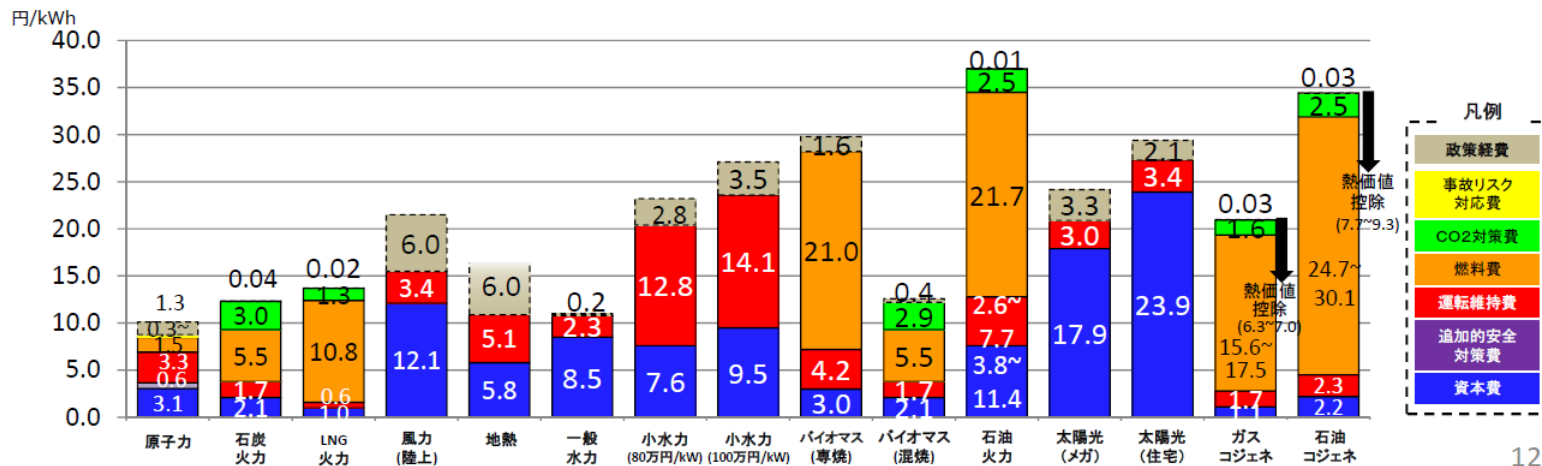
※1 燃料価格は足元では昨年と比較して下落。それを踏まえ、感度分析を下記に示す。

燃料価格10%の変化に伴う影響(円/kWh)	石炭 約±0.4	LNG 約±0.9	石油 約±1.5
------------------------	----------	-----------	----------

※2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%

※3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト

※4 地熱については、その予算関連政策経費は今後の開発拡大のための予算が大部分であり、他の電源との比較が難しいが、ここでは、現在計画中のものを加えた合計143万kwで算出した発電量で関連予算を機械的に除した値を記載。



電源別の発電コストの比較(コスト検討WGの結果: 2030年モデル)

2030年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	風力(洋上)	地熱	一般水力	小水力(80万円/kw)	小水力(100万円/kw)	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石油火力	太陽光(効)	太陽光(住宅)	ガスコジェネ	石油コジェネ
設備利用率	70%	70%	70%	20~23%	30%	83%	45%	60%	60%	87%	70%	30~10%	14%	12%	70%	40%
稼働年数	40年	40年	40年	20年	20年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年	30年	30年
発電コスト(円/kWh)	10.3~(8.8~)	12.9(12.9)	13.4(13.4)	13.6~21.5(9.8~15.6)	30.3~34.7(20.2~23.2)	16.8(10.9)	11.0(10.8)	23.3(20.4)	27.1(23.6)	29.7(28.1)	13.2(12.9)	28.9~41.7(28.9~41.6)	12.7~15.6(11.0~13.4)	12.5~16.4(12.3~16.2)	14.4~15.6(14.4~15.6)	27.1~31.1(27.1~31.1)
2011コスト等検証委	8.9~	10.3	10.9	8.8~17.3	8.6~23.1	9.2~11.6	10.6	19.1~22.0	19.1~22.0	17.4~32.2	9.5~9.8	25.1~38.9	12.1~26.4	9.9~20.0	11.5	19.6

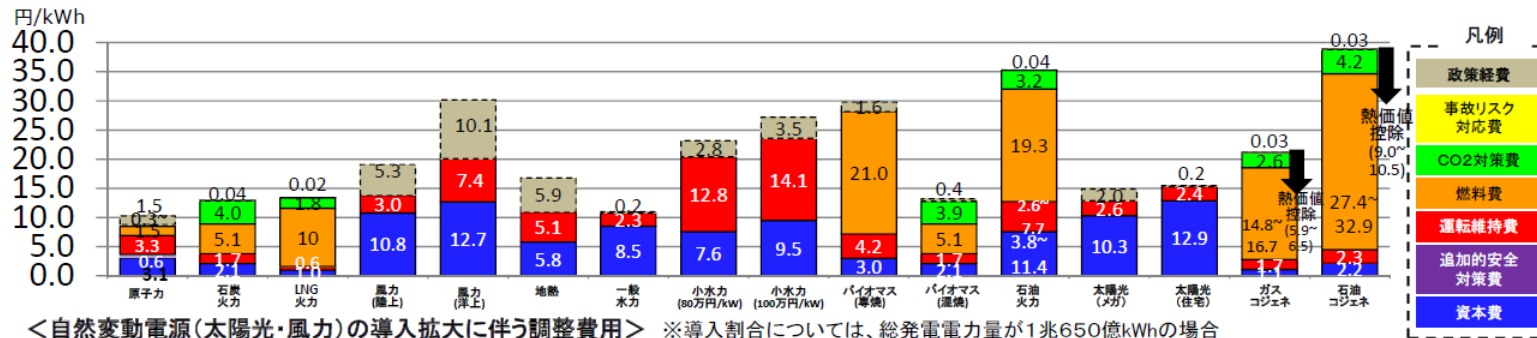
追加的安全対策費2倍	+0.6
廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.04
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.6

※1 今後の政策努力により化石燃料の調達価格が下落する可能性あり。感度分析の結果は下記の通り。

燃料価格10%の変化に伴う影響(円/kWh)	石炭 約±0.4	LNG 約±0.9	石油 約±1.5
------------------------	-------------	--------------	-------------

※2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%

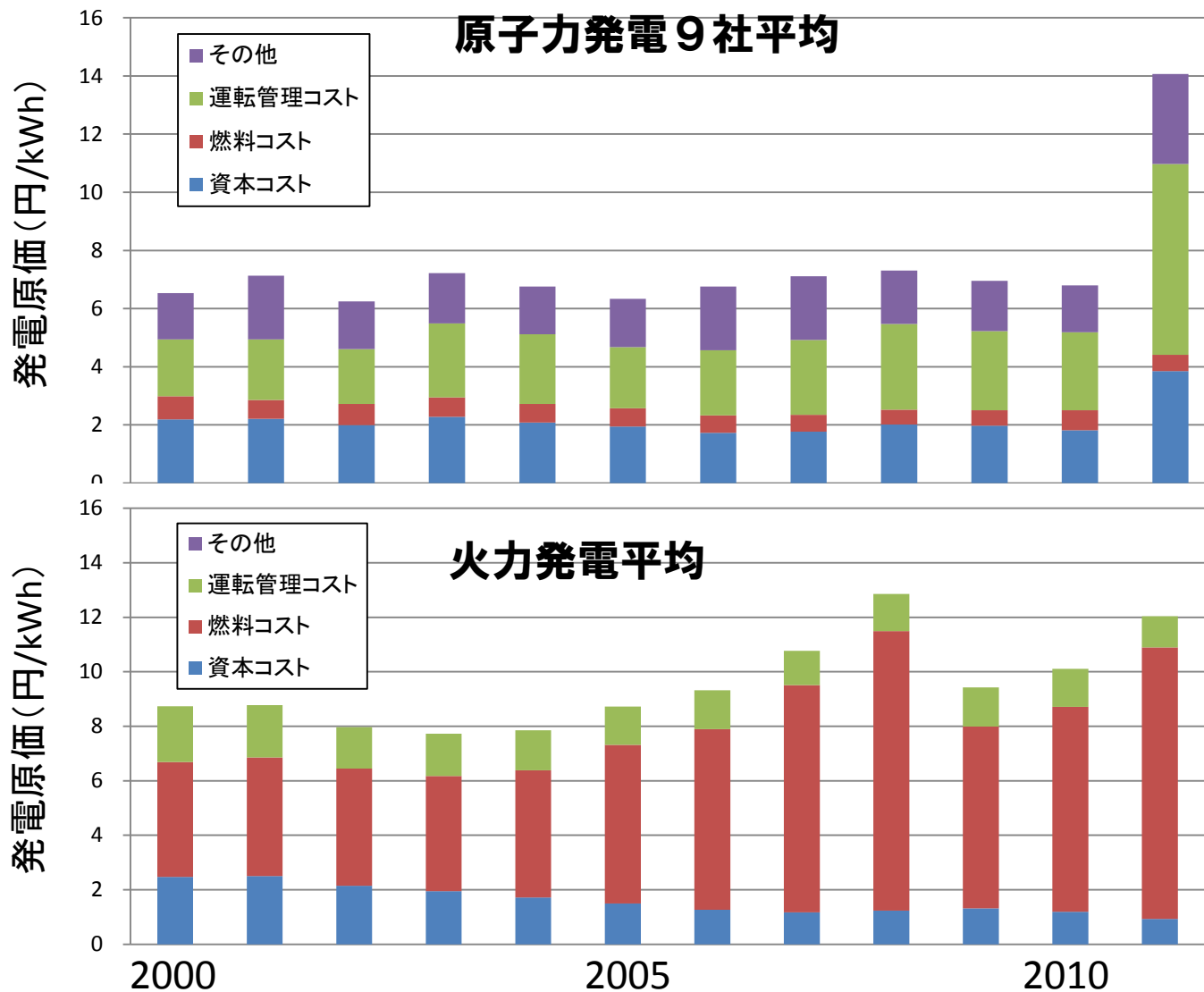
※3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト



自然変動電源の導入割合	再エネ全体の導入割合	調整費用
660億kWh(6%)程度	19~21%程度	年間 3,000億円程度
930億kWh(9%)程度	22~24%程度	年間 4,700億円程度
1240億kWh(12%)程度	25~27%程度	年間 7,000億円程度

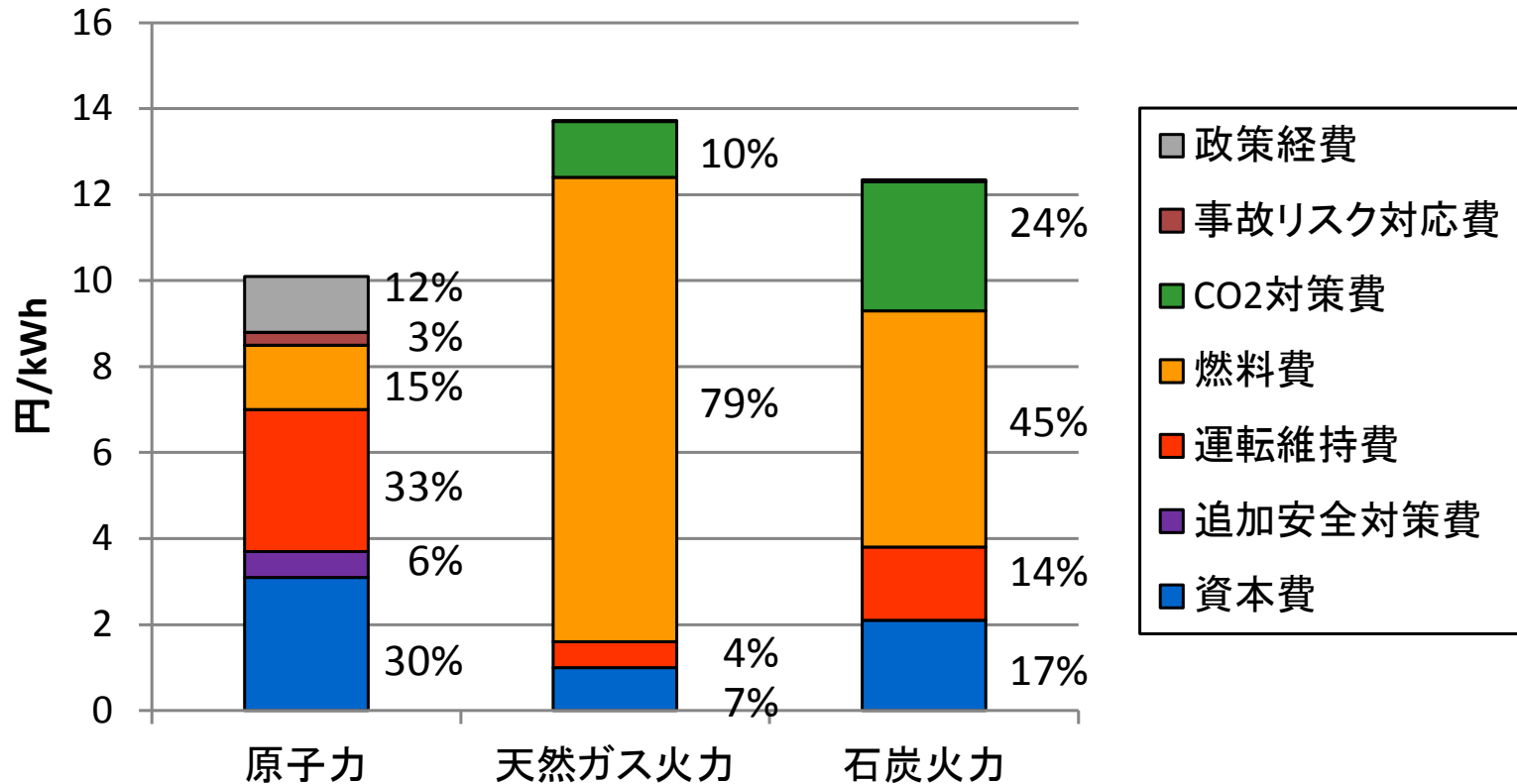
※ 太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起らず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定。

有価証券報告書による既存発電設備による発電原価



発電コストの構成から見えるもの

国内に金を回す原子力、海外に金を流出させる火力



引用：長期エネルギー需要見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告（平成27年5月） 発電コスト検証ワーキンググループ より作成

電源構成ミックスの感度解析（需給見通し小委の結果）

（各電源が発電量全体に占める割合を1%増減させた場合の影響）

	石炭▲1%	LNG▲1%	原子力▲1%	再エネ▲1%
石炭+1%		+4.4百万t-CO2 ▲640億円	+8.4百万t-CO2 +340億円	+8.4百万t-CO2 ▲1,840億円
LNG+1%	▲4.4百万t-CO2 +640億円		+4.0百万t-CO2 +980億円	+4.0百万t-CO2 ▲1,200億円
原子力+1%	▲8.4百万t-CO2 ▲340億円	▲4.0百万t-CO2 ▲980億円		±0百万t-CO2 ▲2,180億円
再エネ+1%	▲8.4百万t-CO2 +1,840億円	▲4.0百万t-CO2 +1,200億円	±0百万t-CO2 +2,180億円	

※各数値はいずれも概数。

諸元(2030年度)

	石炭	LNG	原子力	再エネ
発電効率	41%	48%	—	—
燃料単価	14,044円/t	79,122円/t	1.54円/kWh	—
FIT買取単価	—	—	—	22円/kWh

※1 火力の発電効率は、再エネ導入増に伴う設備利用率減少による効率低下を想定した値

※2 火力の燃料単価は燃料輸入費、原子力の燃料単価は核燃料サイクル費用

※3 再エネについては、便宜上全て風力発電で計算したもの。実際には、電源の特性を踏まえた代替のあり方に沿って導入が進むことに留意が必要。

石炭火力の問題

SKIP 配布資料にてご確認願います

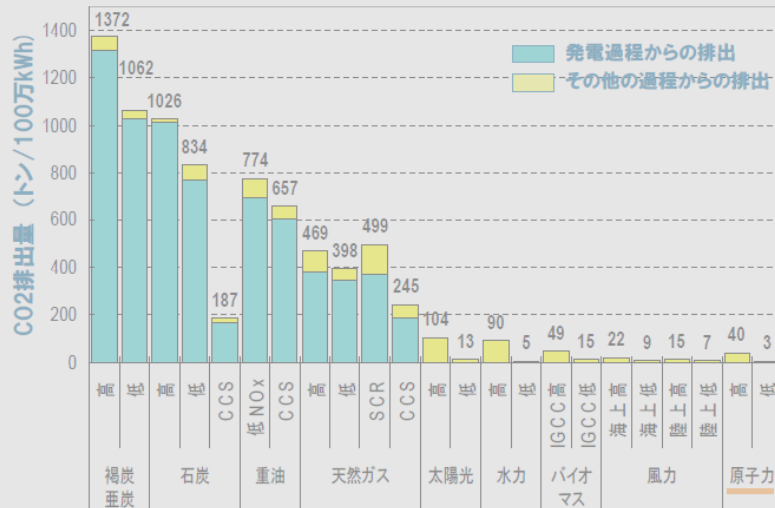
- 環境省は、火力発電所を建設する際の環境影響評価を厳格にする方針。
- 現在はアセス対象から外れている小規模な発電所にも実施を義務付けること等を検討中。
- 電力自由化を見据え、大手電力会社や新規参入事業者が低コストの石炭火力の新設計画を進めている。
- 出力11万2500キロワット以下の小規模施設の新設計画に対しても規制の方向。

円/千kcal 各燃料の熱量あたりの価格推移



14

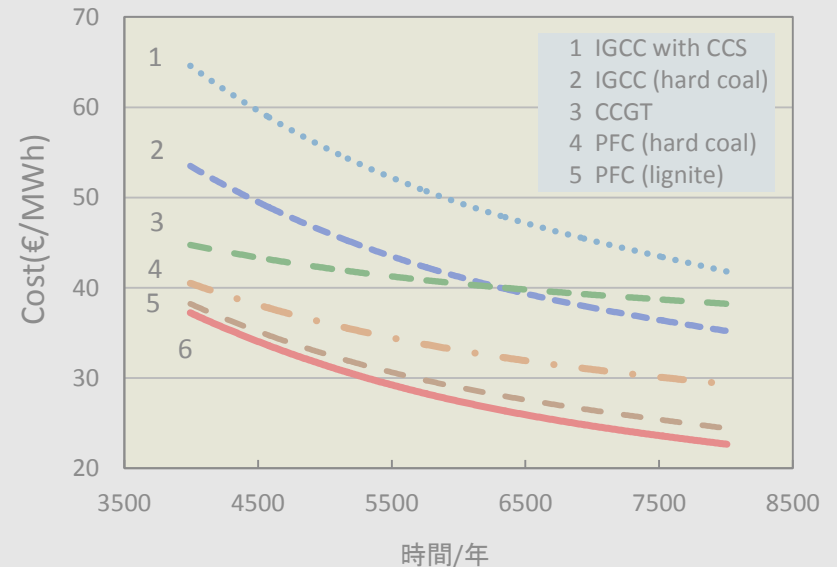
CO2排出原単位



各種発電プラントの、ライフサイクル評価に基づくCO₂排出原単位算出結果

(高、低:同カテゴリ中のプラントで、最大または最小の値)
(CCS:炭素回収・貯留技術適用プラント)

欧州での石炭火力発電コスト

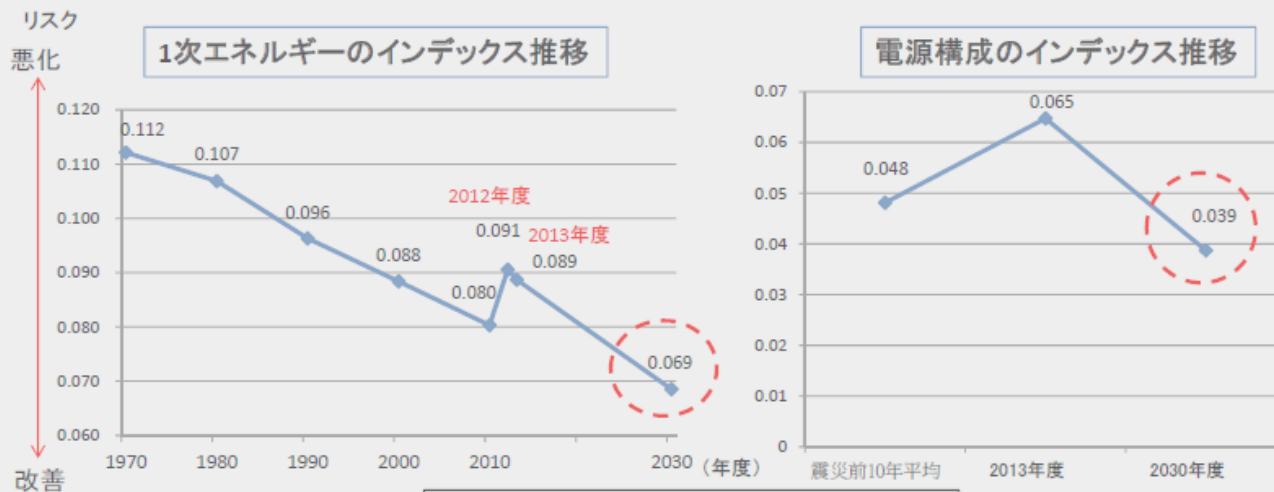


時間/年

エネミックスに関わるセキュリティーインデックス SKIP 配布資料にてご確認願います



- 2030年度のエネルギー需給見通しをセキュリティーインデックスで評価すると改善が見られる。
- またエネルギー種を1%振り替えた場合の感度分析の結果は以下の通り。



2030年度の電源構成における感度分析

	石炭▲1%	LNG▲1%	原子力▲1%	再エネ▲1%
石炭+1%		▲0.3%	+1.4%	+1.5%
LNG+1%	+0.3%		+1.7%	+1.8%
原子力+1%	▲1.4%	▲1.7%		+0.2%
再エネ+1%	▲1.5%	▲1.8%	▲0.2%	

※原子力について準国産エネルギーであるが、ウラン調達リスクを考慮している
 ※2030年での電源構成に基づくセキュリティーインデックスの変化割合を記載(減少する方がセキュリティーが向上)
 ※数値は1%変化させた場合の数値であり、振替える割合により変化率は異なる。
 ※燃料調達先等は2012年の割合に変化が無いと仮定

原子力を必要とする見解(1)

- 原発停止分の発電電力量を火力発電の焚き増しにより代替していると推計すると、2014年度における**燃料費増加の影響は3.7兆円と試算される**。また、2014年度上半期の貿易赤字額は5兆4,270億円となり、比較可能な1979年以降で最大となった。
- 我が国は、国内の燃料資源に乏しく、現在、ほとんどのエネルギーを輸入に頼っており、特に原油については、政情が不安定な中東地域に8割以上依存し、中東原油の大半がホルムズ海峡及びマラッカ海峡を通じて輸送されている。我が国が置かれているこうした地政学的な状況を考慮すると、**可能な限りエネルギー自給率を高めなければ、供給途絶の際に国家としての経済活動を維持することができない**。また、特定のエネルギーに過度に依存することによって、リスクが更に高まることとなる。
- 原子力は、原燃料の供給地が中東以外の世界各地に分散しており、燃料備蓄が容易で、数年にわたって国内保有燃料だけで生産が維持できることから、**エネルギー源の多様性を確保し、エネルギーセキュリティを高めるためには、重要な選択肢となる**。

原子力を必要とする見解(2)

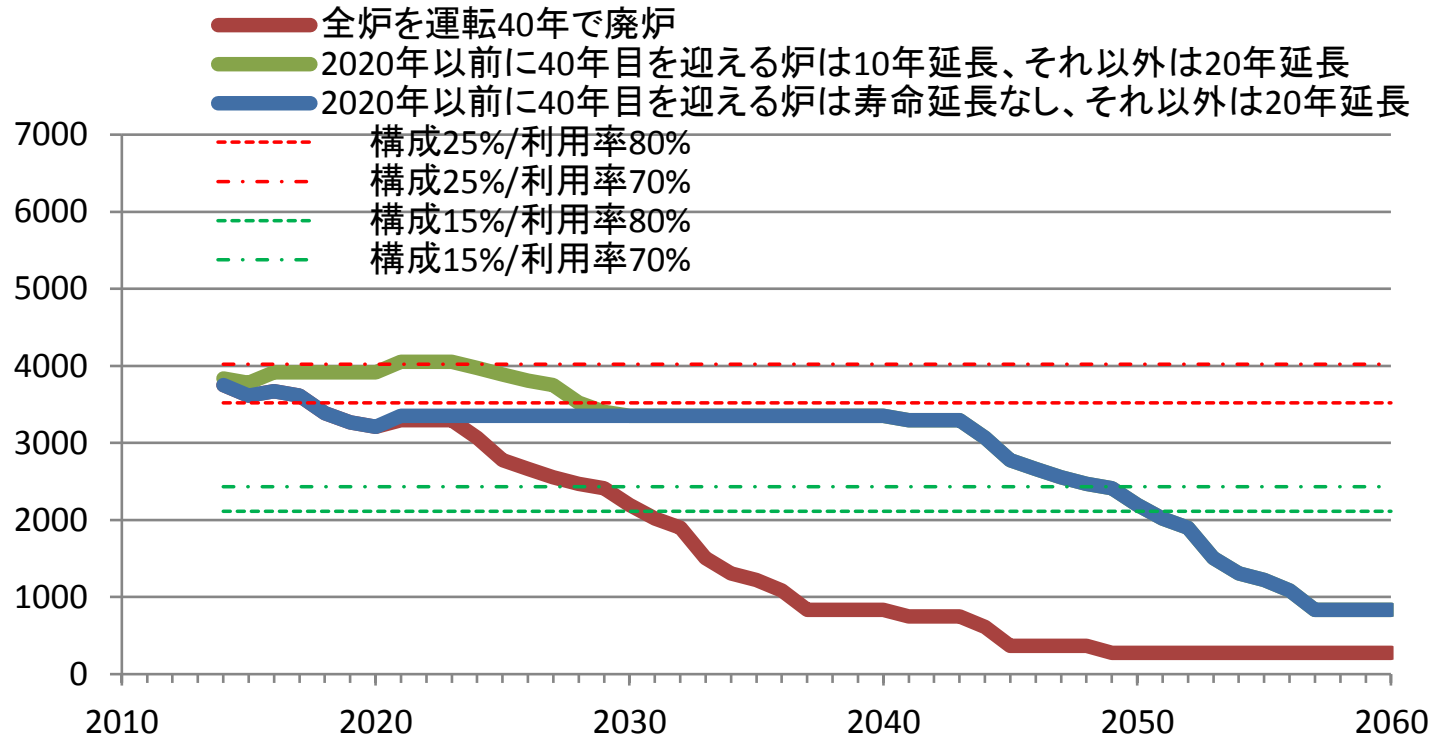
- また、地球温暖化問題を本質的に解決するためには、化石燃料への過度な依存を脱却し、エネルギー分野における温室効果ガス排出量を大幅に削減しなければならない。こうした中で、運転時に**温室効果ガスを排出しない原子力発電が果たす役割**は、再生可能エネルギーと同様、非常に大きい。
- さらに、発電量が安定しない電源も含めて“多層化・多様化した柔軟なエネルギー需給構造”を構築するに当たっては、電力の安定供給のため、地理的特性を考慮しつつ、**水力・地熱・原子力等のベースロード電源を一定規模確保することが必要**である。
- こういった我が国のエネルギー事情を踏まえ、原子力は、エネルギー基本計画において記載されているとおり、「燃料投入量に対するエネルギー出力が圧倒的に大きく、数年にわたって国内保有燃料だけで生産が維持できる**低炭素の準国産エネルギー源**として、優れた安定供給性と効率性を有しており、運転コストが低廉で変動も少なく、運転時には温室効果ガスの排出もないことから、安全性の確保を大前提に、エネルギー需給構造の安定性に寄与する**重要なベースロード電源**」として活用していく。

5. 今後の原子力発電

(必要としても、原子力を維持してゆくには様々な難しさが存在する)

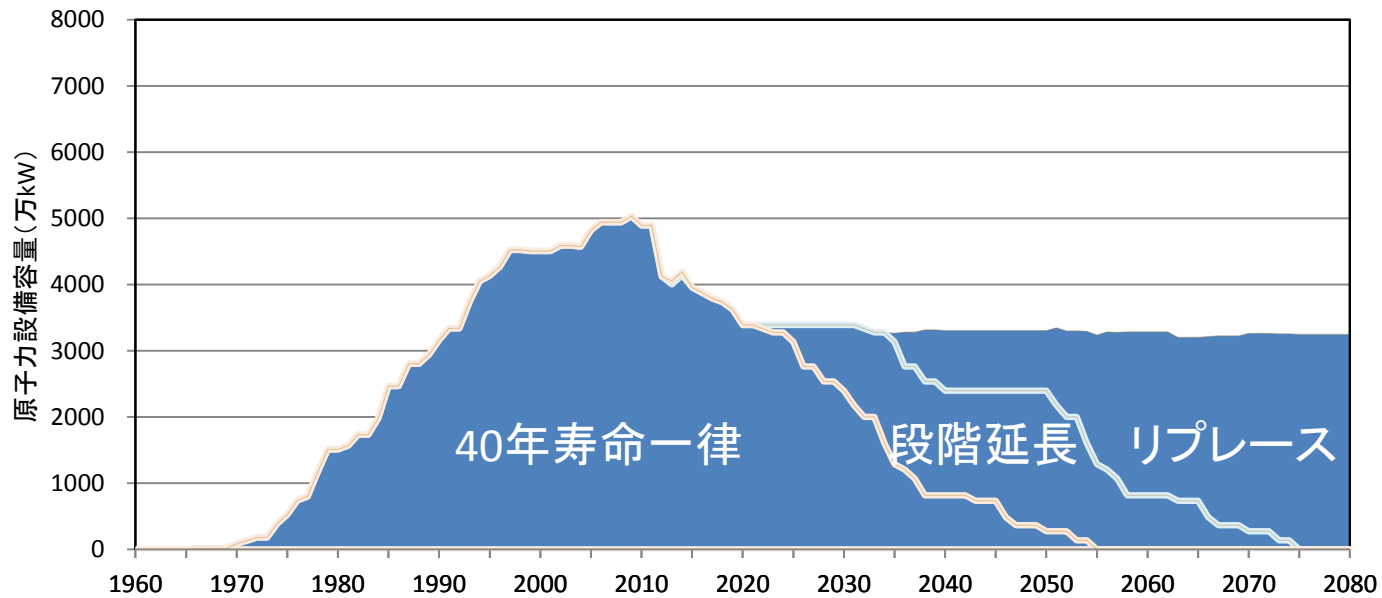
寿命延長による原子力発電設備容量の減少傾向への影響

22%の原子力発電比率を維持するためには
31 GW(利用率 80%) ~ 35GW(利用率70%)の発電設備容量が必要



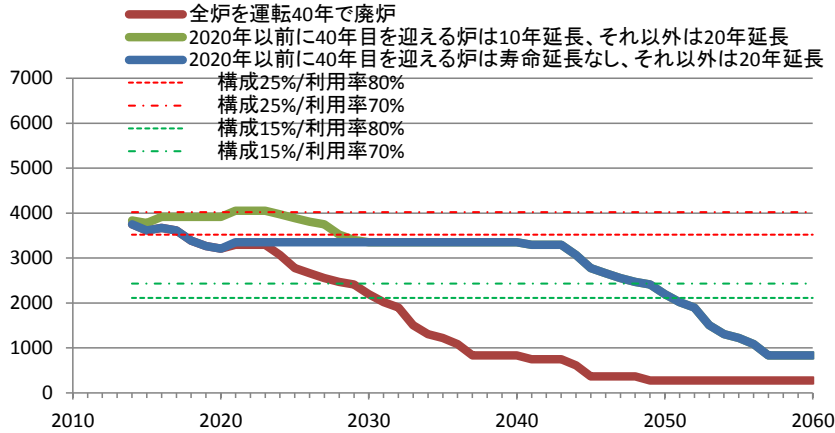
より長期的に原子力発電規模を維持する場合

2030年以降も原子力発電比率を22%程度に維持するためには、リプレースあるいは新增設を考えなければならない。

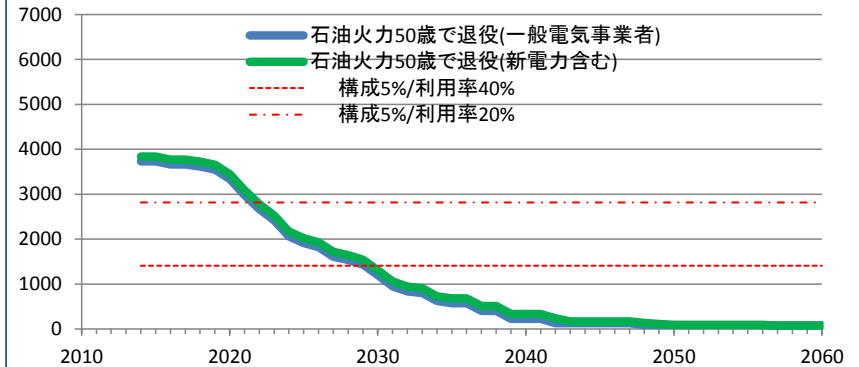


火力発電設備容量の減少傾向

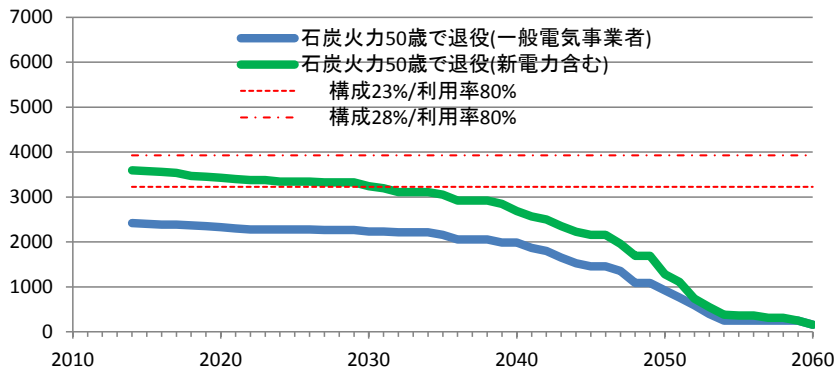
原子力発電



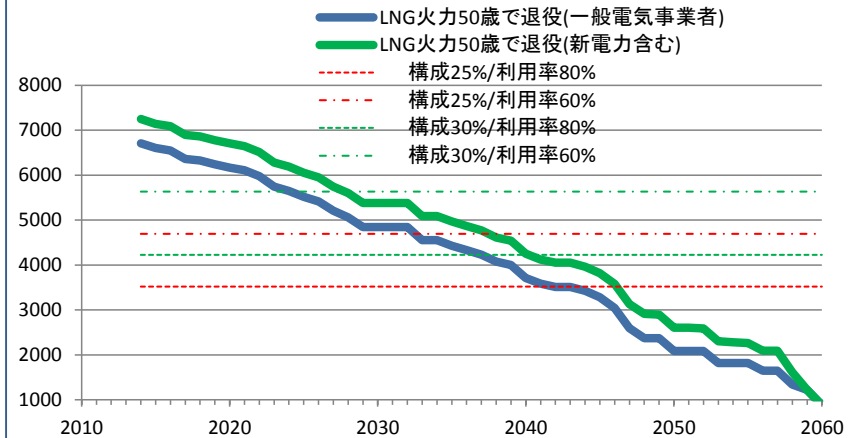
石油火力発電



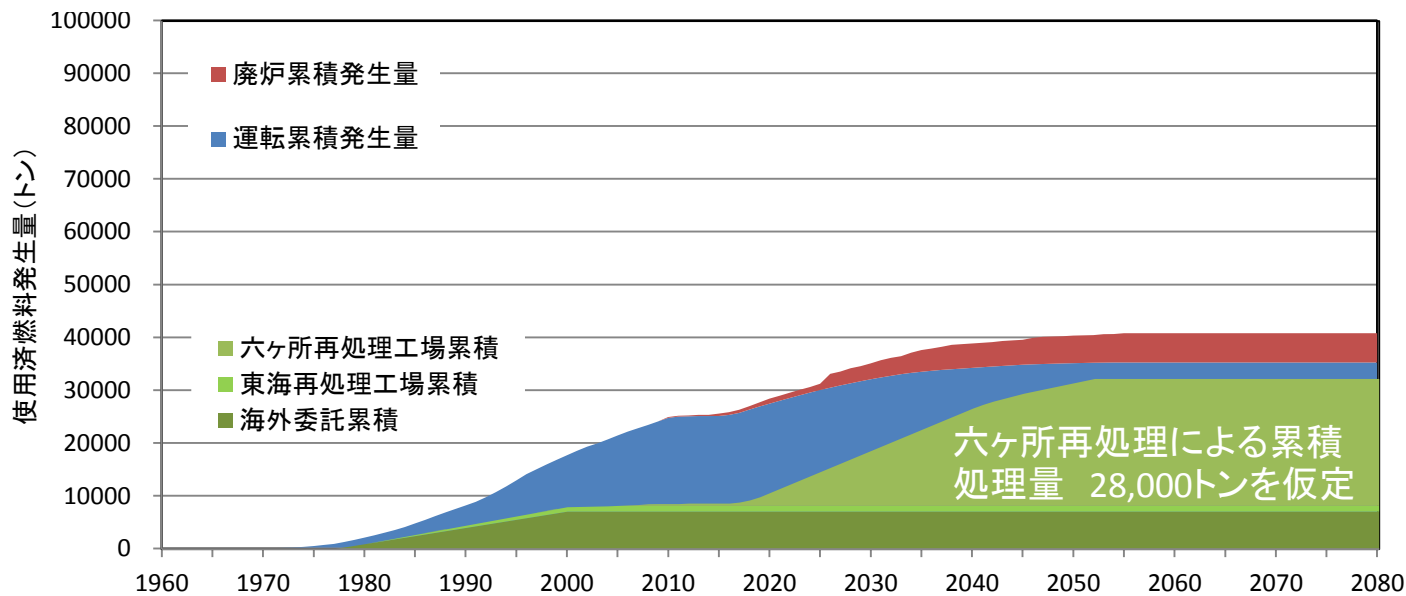
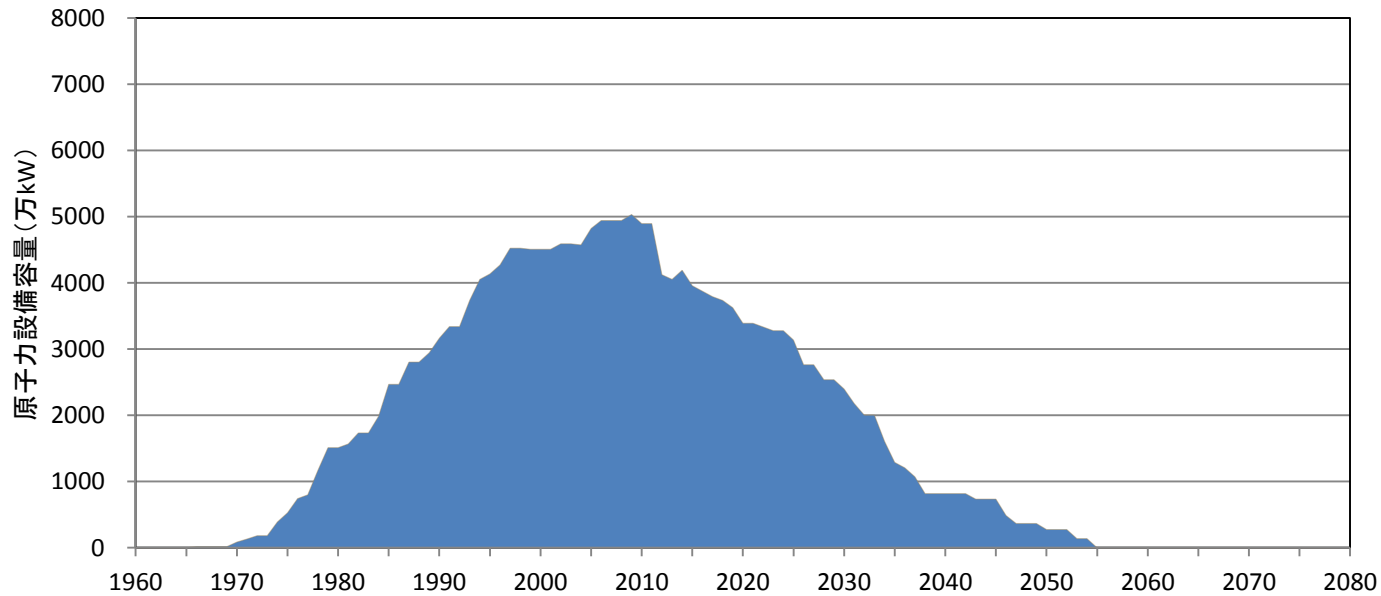
石炭火力発電



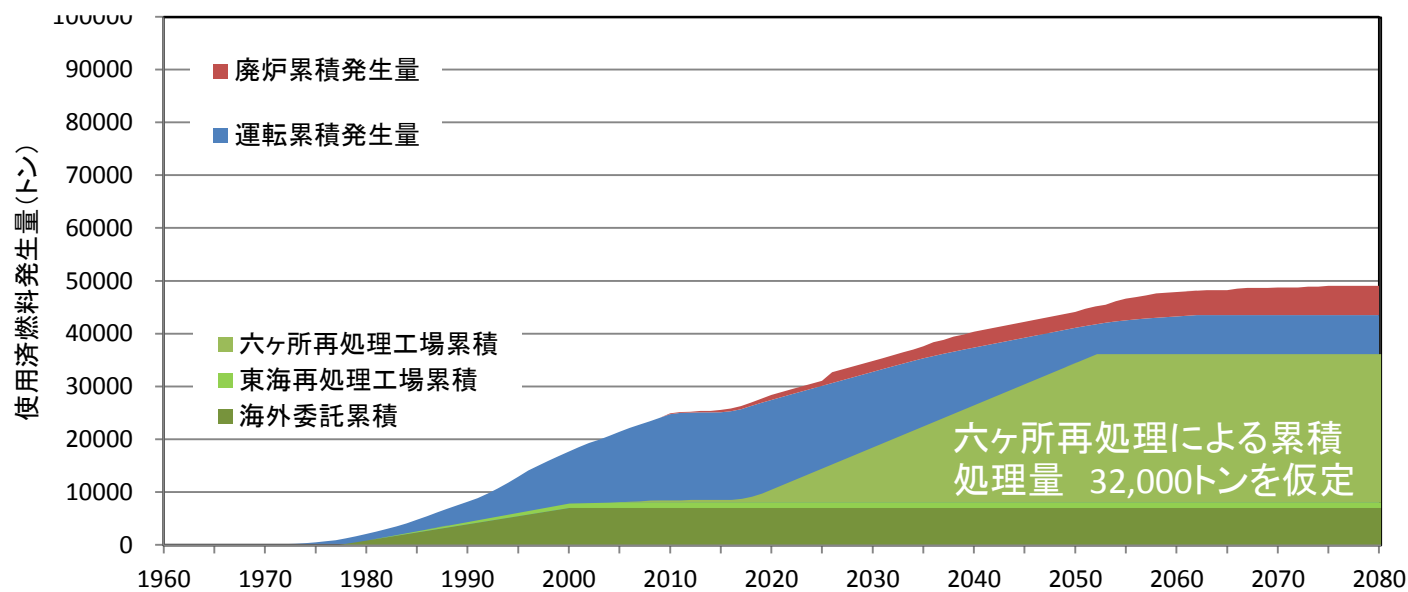
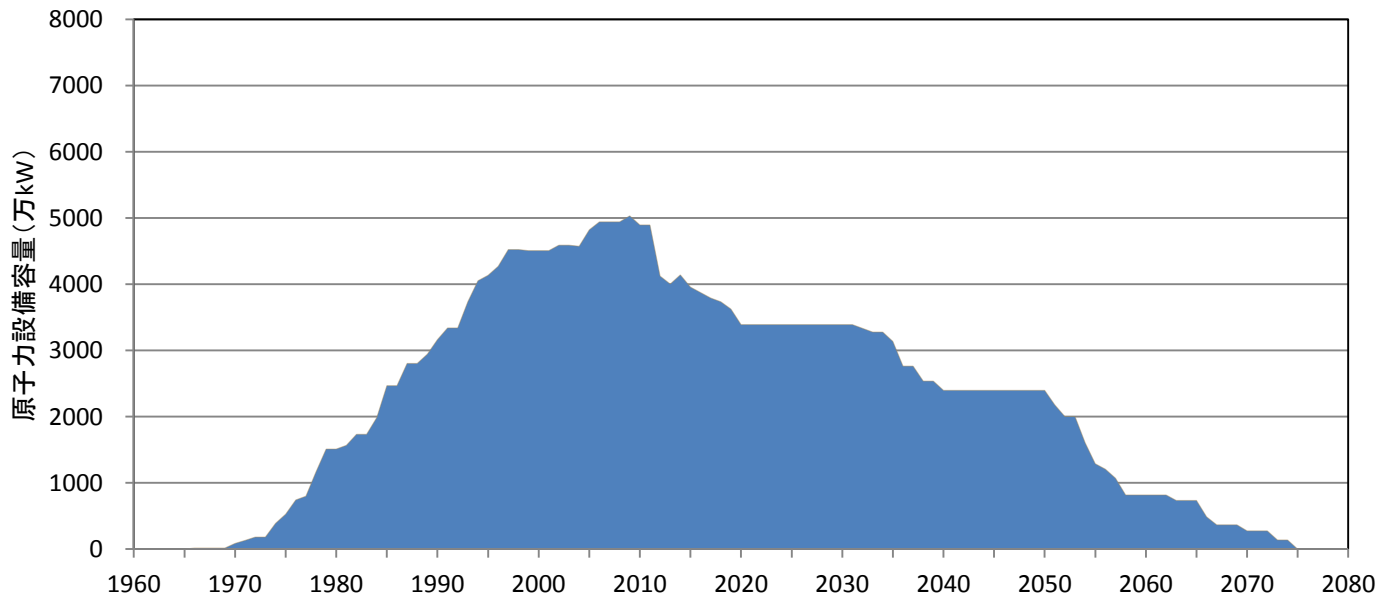
天然ガス火力発電



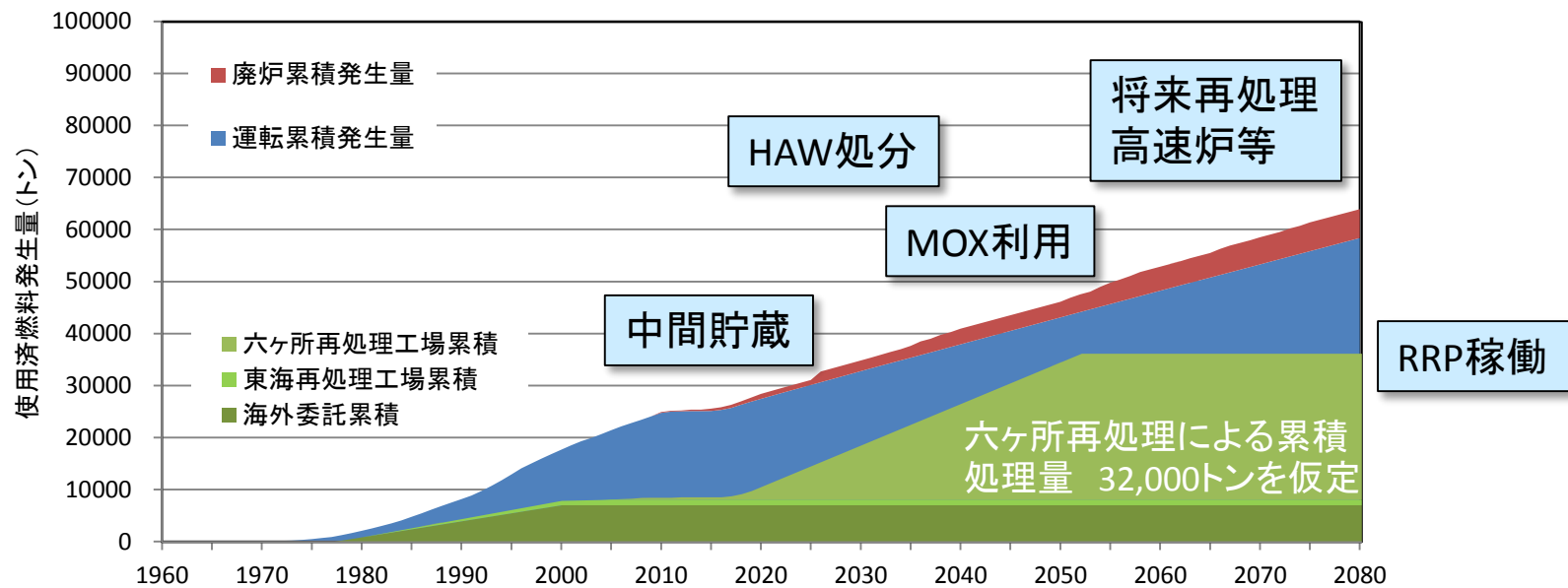
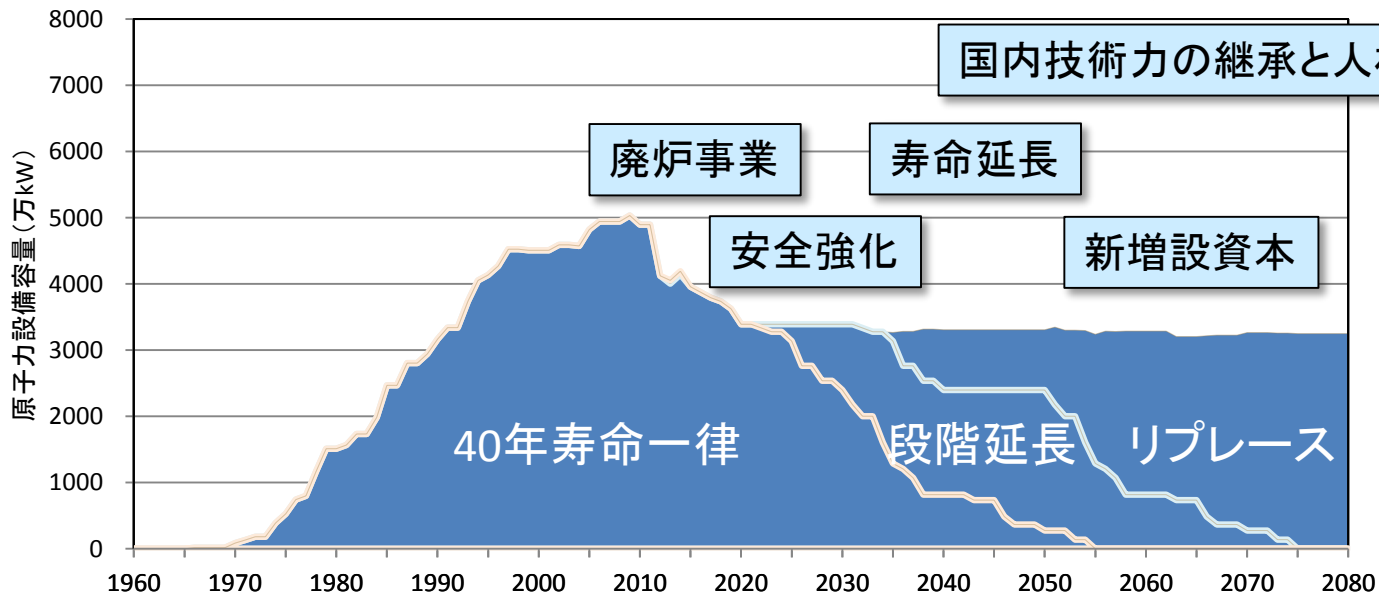
使用済燃料の発生予測(40年寿命のケース)



使用済燃料の発生予測(段階的寿命延長のケース)



使用済燃料の発生予測(新增設のケース) 伴う様々な課題



今後の原子力に関わる様々な課題

1. 絶えざる安全性強化の問題
2. 原子力事業リスクへの対応
3. 競争下での電気料金
4. 急増する廃炉への対応
5. サイクルバックエンド対策の強化
6. 人材確保と人材育成
7. 技術継承
8. 対社会コミュニケーションの問題
9. 福島第一発電所の廃炉

競争環境下においても、原子力事業者が、民間事業としての原子力発電を行う中で、安定供給の確保や、円滑な廃炉、規制強化に対する迅速かつ最善の安全対策、使用済核燃料の処理といった諸課題に対応できるよう、事業者の損益を平準化し、安定的な資金の回収・確保を図るなど財務・会計面のリスクを合理的な範囲とする措置を講じるとともに、共同実施事業について安定的・効率的な事業実施を確保する措置等を講じていくことが必要。

- 国と民間の責任の再定義
- 廃炉に係る技術・人材の確保
- 廃炉に伴う放射性廃棄物の処分
- 廃炉に関する会計関連制度の整備
- 立地地域の経済・雇用への影響への対応
- 廃炉に伴う運転延長の申請の実効性向上
- 予測性の低い原子力安全規制への対応
- 安全性の確保に必要な技術・人材の維持
- 自主的安全性の向上、技術・人材の維持・発展
- 競争環境下における原子力発電事業の
- 競争環境下での核燃料サイクル事業形態の変更
- 使用済燃料の貯蔵能力の拡大
- プルトニウムの適切な管理・利用
- 中長期的な核燃料サイクル政策の推進
- 高レベル放射性廃棄物の最終処分の推進
- 世界の原子力平和的利用への貢献
- 世界の原子力安全、核セキュリティ、核不拡散等への貢献
- 主要国・国際機関との連携・日米原子力協定
- 国民、自治体との信頼関係の構築

ご清聴に感謝