

# 各電源の特性と電源構成を考える上での視点

資源エネルギー庁  
平成27年3月

## ベースロード電源

発電(運転)コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず継続的に稼働できる電源

地熱	世界第3位の地熱資源量を誇る我が国では、発電コストも低く、安定的に発電を行うことが可能
水力	渇水の問題を除き、安定供給性に優れたエネルギー源としての役割を果たしており、引き続き重要な役割。一般水力については、運転コストが低く、ベースロード電源としての役割。
原子力	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
石炭	安定性・経済性に優れた重要なベースロード電源として再評価されており、環境負荷を低減しつつ活用していくエネルギー源

## ミドル電源

発電(運転)コストがベースロード電源の次に安価で、電力需要の動向に応じて、出力を機動的に調整できる電源

LNG	石油と比べて地政学的リスクも相対的に低く、化石燃料の中で温室効果ガスの排出も最も少なく、発電においてはミドル電源の中心的な役割
LPガス	化石燃料の中で温室効果ガスの排出が比較的低く、発電においては、ミドル電源として活用可能であり、また最終需要者への供給体制及び備蓄制度が整備され、可搬性、貯蔵の容易性に利点があることから、平時の国民生活、産業活動を支えるとともに、緊急時にも貢献できる分散型のクリーンなガス体のエネルギー源である。

## ピーク電源

発電(運転)コストは高いが、電力需要の動向に応じて、出力を機動的に調整できる電源

石油	運輸・民生部門を支える資源・原料として重要な役割を果たす一方、ピーク電源としても一定の機能を担う
揚水式 水力	発電量の調整が容易であり、ピーク電源としての役割を担っている。

## 太陽光

- ・需要家に近接したところで中小規模の発電を行うことも可能で、系統負担も抑えられる上に、非常用電源としても利用可能
- ・一方、発電コストが高く、出力不安定性などの安定供給上の問題があることから、更なる技術革新が必要

## 風力

- ・大規模に開発できれば発電コストが火力並であることから、経済性も確保できる可能性のあるエネルギー源
- ・北海道や東北北部の風力適地では、必ずしも十分な調整力がないことから、系統の整備、広域的な運用による調整力の確保、蓄電池の活用等が必要。経済性も勘案して、利用を進めていく必要

# 各電源の特徴

エネルギー政策の基本的視点 = “3E+S” (「安全性」が前提)

	石炭	LNG	石油	原子力	再エネ
安定供給	地政学的リスクが化石燃料の中で最も低い (中東依存度0%)  貯蔵が容易 (国内在庫 約30日)	石油に比べて地政学的リスクが相対的に低い (中東依存度30%)  貯蔵が難しい (国内在庫 約14日)	地政学的リスクが大きい (中東依存度83%)  可搬性が高く備蓄が豊富 (国内在庫 約170日)	準国産エネルギー	国産エネルギー
経済効率性	熱量当たりの単価が化石燃料の中で最も安い  (発電コスト 9.5円/kWh うち燃料費 4.3円/kWh うち固定費 1.4円/kWh)	燃料価格のうち液化コストや輸送コストが高い  (発電コスト 10.7円/kWh うち燃料費 8.2円/kWh うち固定費 0.7円/kWh)	燃料価格が高い  (発電コスト 22.1円/kWh うち燃料費 16.6円/kWh うち固定費 1.9円/kWh)	運転コストが低廉  (発電コスト 8.9円～/kWh うち燃料費 1.4円/kWh うち固定費 3.2円/kWh)	再生可能エネルギーの種類による  (発電コスト 太陽光 30.1～45.8円/kWh 風力 9.9～17.3円/kWh)
環境適合	温室効果ガスの排出量が多い (排出係数 0.82kg-CO <sub>2</sub> )	化石燃料の中では温室効果ガスの排出が最少 (排出係数 0.40kg-CO <sub>2</sub> )	温室効果ガスの排出量が石炭に次いで多い (排出係数 0.66kg-CO <sub>2</sub> )	ゼロエミッション電源	ゼロエミッション電源
運転特性	緩やかな出力変動は可能	電力需要の変動に応じた出力変動が可能	電力需要の変動に応じた出力変動が容易	出力は概ね一定	自然条件によって出力が大きく変動するものと、出力が概ね一定のものが存在

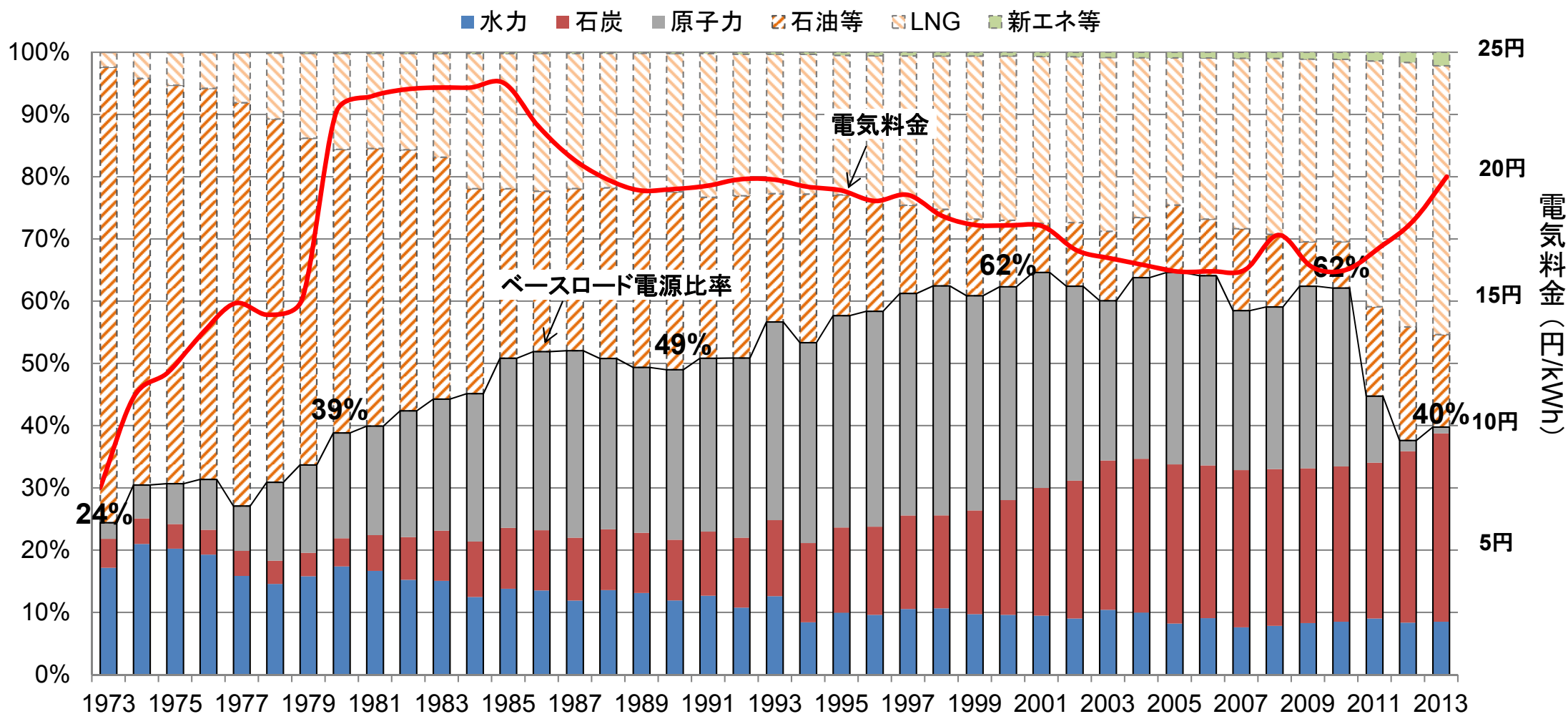
(注) 発電コストはコスト検証WGで検討中。数字は2011年のコスト等検証委員会報告書より。

排出係数は発電端、電力中央研究所資料より。

準国産エネルギー：原子力は、燃料投入量に対するエネルギー出力が圧倒的に大きく、仮に調達が途絶した場合でも、数年にわたって国内保有燃料だけで生産が維持できるという観点から、エネルギー基本計画においても「準国産エネルギー源」とされている。

# 我が国のベースロード電源比率の推移

- 電源構成は、低廉で安定的なベースロード電源を国際的にも遜色ない水準で確保することが重要。
- 石油危機以降、石油火力への依存を低減するため、ベースロード電源としては石炭火力や原子力発電の比率を増加させ、ミドル電源としてはLNG火力の利用を拡大してきた。
- 2000年代になると電源構成は安定し、ベースロード電源比率は、概ね6割を超える水準を確保するようになったが、震災後は、原子力発電停止によりベースロード電源比率は40%以下まで大きく低下している。



【出典】資源エネルギー庁「電源開発の概要」等をもとに作成  
電気料金は電灯・電力需要の合計値

# 年間の電力需要曲線

- 年間の電力需要(kW)の推移をkWが大きい順に左から並べ直した「デュレーションカーブ(電力需要曲線)」を見てみると、年間を通して需要が一定である部分の面積(発電電力量)は、日本では6割程度となっている。
- コスト最適化の観点から年間の電力需要に電源を当てはめていく上では、どの電源が適切なのか、電源毎の固定費と変動費の関係を踏まえ、稼働時間も考慮しつつ判断することが必要。長時間安定的な需要に対しては長時間の稼働に向けた電源(変動費が小さい電源)を用い、短時間の需要に対しては短時間の稼働に向けた電源(固定費が小さい電源)を用いることが合理的(メリットオーダー)。

調整に使うため  
短時間しか稼働  
しない

(例)  
石油火力、LNG火力

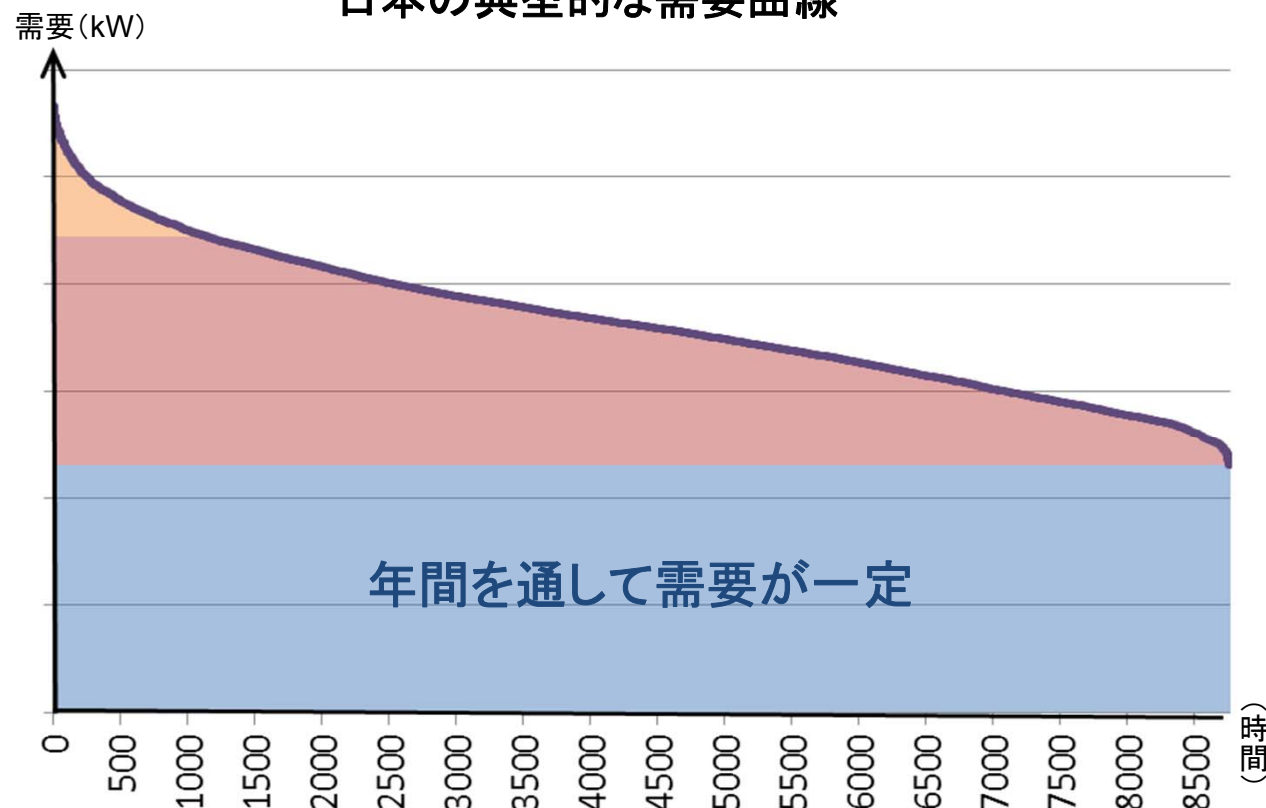
- ・固定費:小
- ・変動費:大

(例)  
石炭火力、原子力、水力

- ・変動費:小
- ・固定費:大

長時間稼働する

日本の典型的な需要曲線



※1 火力は変動費が小さいものほど長時間稼働させることが合理的。

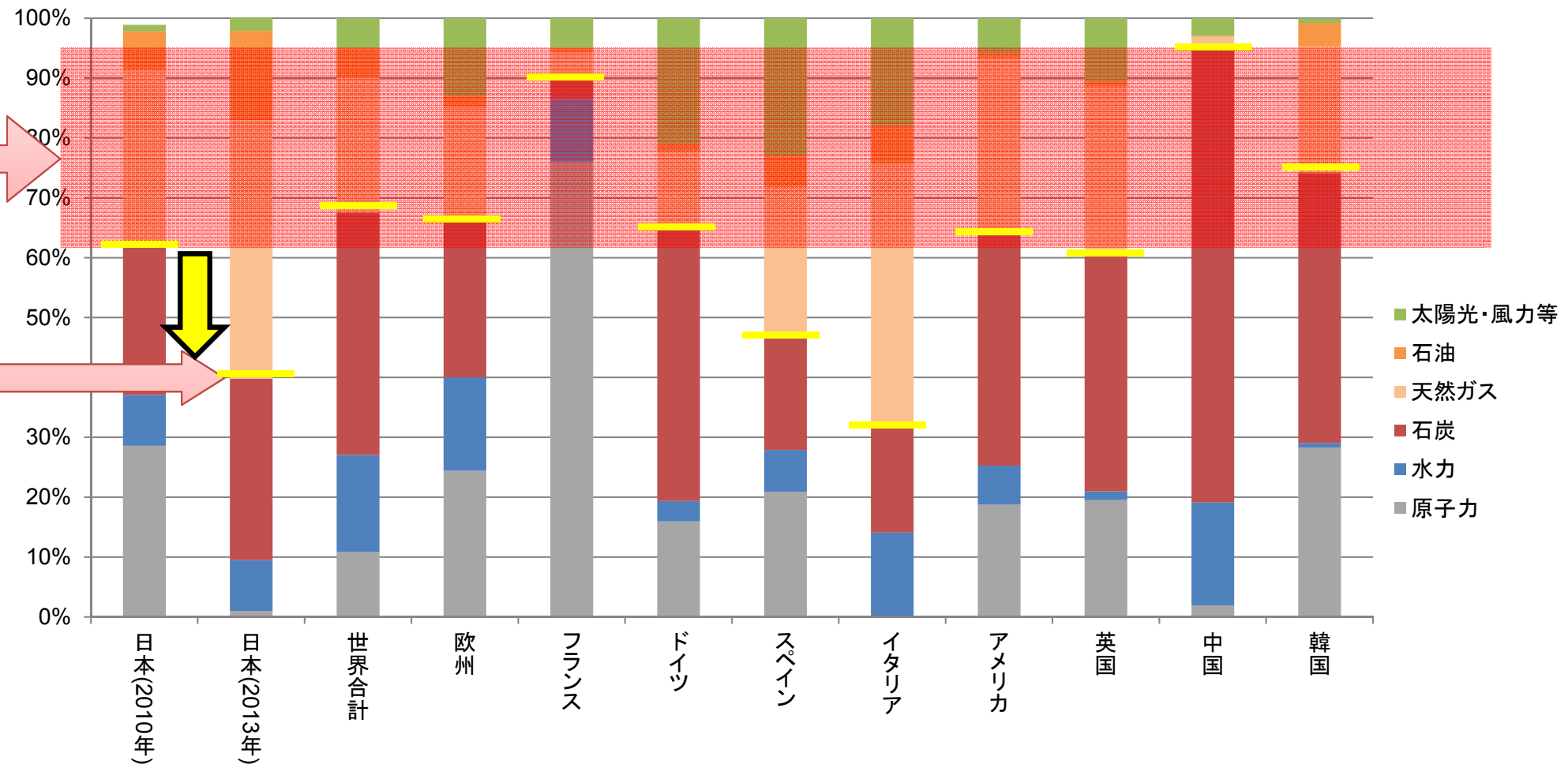
※2 現実には、短時間しか稼働しない電源としては、石油火力やLNG火力などが用いられている。

※3 太陽光・風力は、実際には需給の安定に支障の無い範囲で優先して導入されるが、気象条件等により出力が変動する電源であるため、需要の大小や稼働時間に応じて制御可能な電源を経済的観点から配分するという観点から見た上図には含めていない。



# エネルギー基本計画におけるベースロード電源の比率

- 主要各国において、日本のエネルギー基本計画と同様にベースロード電源の定義がなされているわけではないが、日本で定義している原子力・水力・石炭火力の電源構成比率は、概ね6～9割程度であり、日本も震災前は同水準であったが、震災後は大幅に低下しており、国際的に見ても低い水準となっている。



※エネルギー基本計画では、地熱・水力・原子力・石炭を日本におけるベースロード電源としている。ただし、天然ガスを生産又は低廉に調達できる国では、天然ガスをベースロード電源と同様に利用している場合もある。ここでは便宜的に、日本以外の国のデータについては、水力・原子力・石炭の比率の合計を、ベースロード電源比率として記載した。データの制約上、ピーク電源とされる揚水式水力が含まれ、ベースロード電源とされている地熱は含まれない。

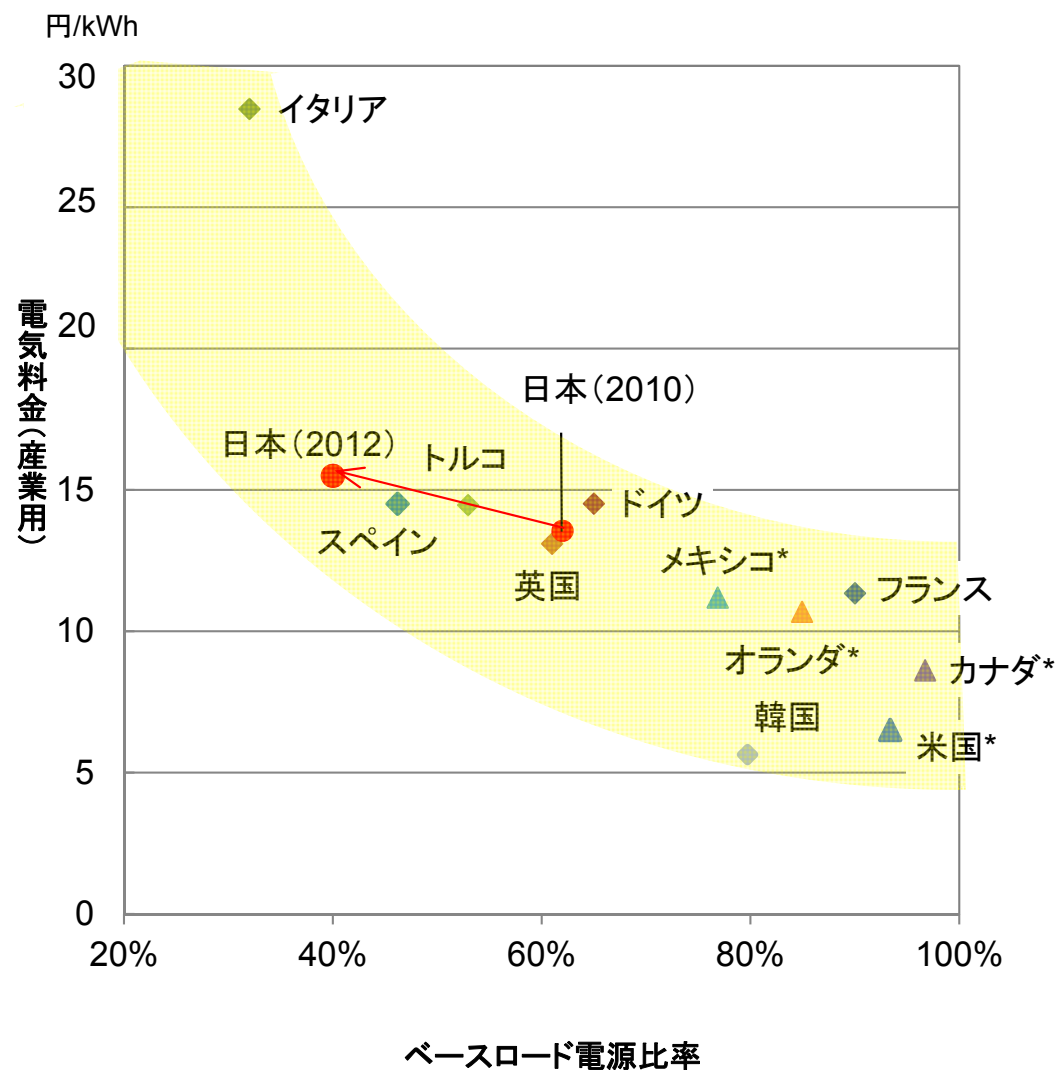
【出典】IEA Energy Balances 2014、日本は電源開発の概要等



# 各国のベースロード電源比率と電気料金

- 各国の産業用電気料金を比較すると、ベースロード電源比率の高い国ほど、料金水準が低い傾向にある。

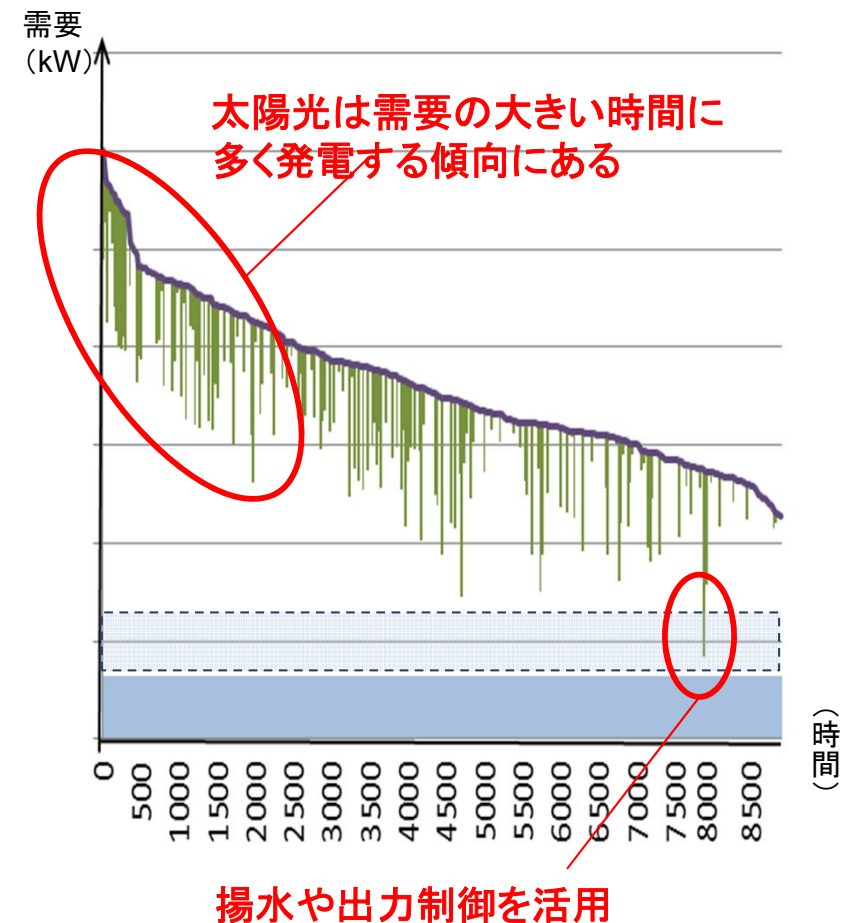
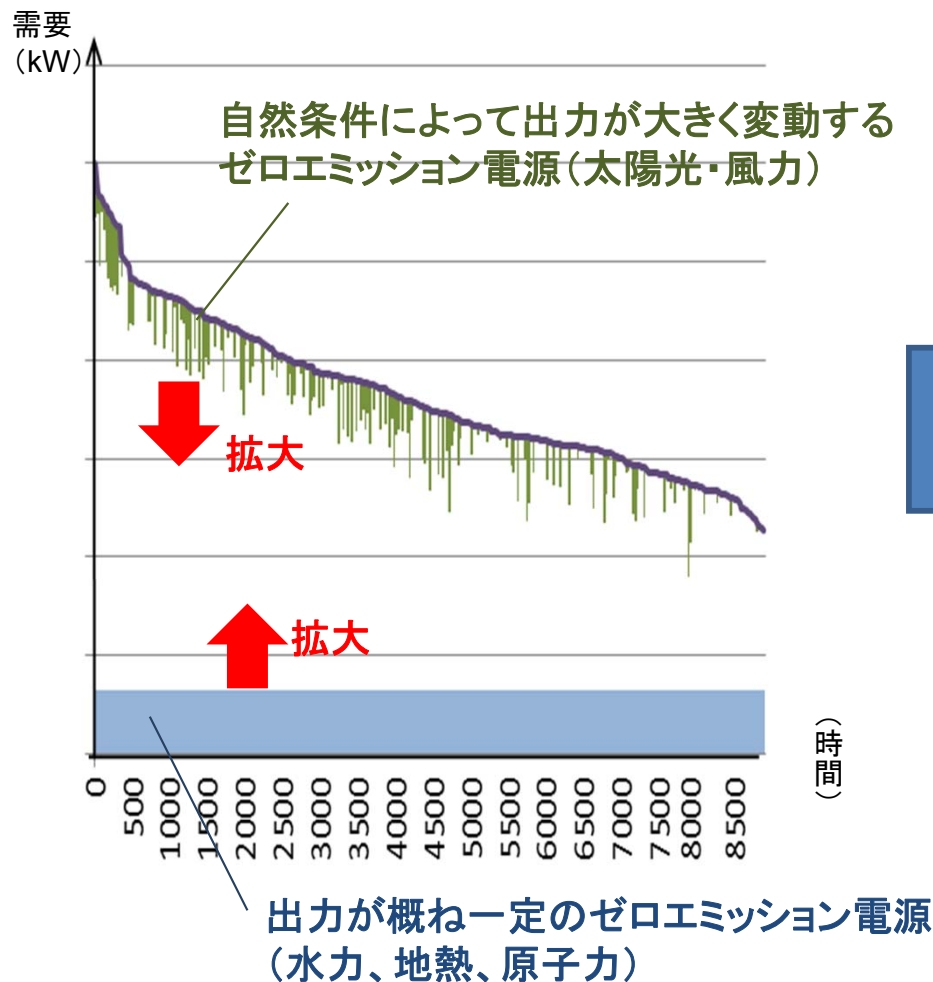
各国のベースロード電源比率と電気料金(2012年)



- ・ 天然ガスの自給率が100%を超える国(アメリカ、カナダ、オランダ、メキシコ : ▲印)は、ベースロード電源比率に天然ガス火力も含む。
- ・ 電気料金は、2013年為替レート(1ドル=97.6円)で換算、税込み価格。
- ・ スペインは2011年の値を、韓国は2009年の値を掲載(2012年の料金が不明)。

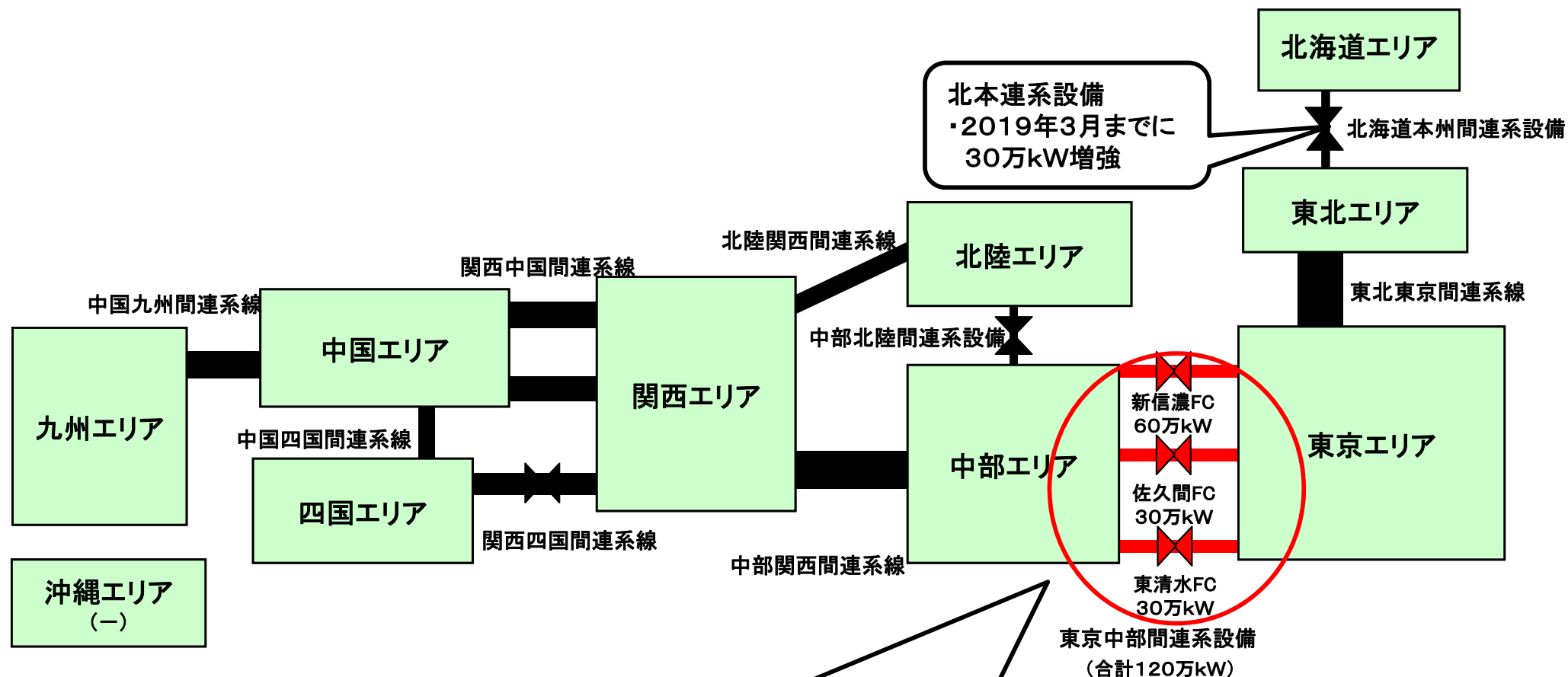
# 年間の電力需要曲線とCO2の関係(ゼロエミッション電源の最大化)

- 他方、CO2排出量の最小化の観点から年間の電力需要に電源を当てはめていく上では、ゼロエミッション電源を可能な限り拡大し、CO2を排出する火力を減らしていくことが必要。
- ゼロエミッション電源には、自然条件によって出力が大きく変動する電源と、出力が概ね一定の電源があり、これらの導入が拡大して両者が競合する場合には、後者を減らすのではなく、揚水や出力制御を活用することが合理的。



# 送電網の現状と連系線の強化

- 全国大の効率的な電源活用や需給の安定化の実現のためには、広域的な系統運用が重要。
- 地域間連系線については、現在、北本連系設備を2018年度末までに現在の60万kWから90万kWに、東西の周波数変換設備については、現在の120万kWから210万kWに増強中。
- 供給力の確保の観点から、平時における予備力確保に加えて、緊急時における周波数変換装置(FC)の更なる増強も必要。



## 周波数変換設備(FC)

・2020年度末までに新信濃FCを90万kW増強(120万kW→210万kW)すべく、現在、着工に向け準備中。

・更なる90万kW増強(210万kW→300万kW)については、ルートは未定。

## 参考資料

# 総論

## (1) 二次エネルギー構造の中心的役割を担う電気

- ① 電気は、多様なエネルギー源を転換して生産することが可能であり、利便性も高いことから、今後も電化率は上がっていくと考えられ、二次エネルギー構造において、引き続き中心的な役割を果たしていくこととなる。
- ② 我が国の電力供給体制は、独仏のような欧州の国々のように系統が連系し、国内での供給不安時に他国から電力を融通することはできず、米国のように広大な領域の下で、複数の州間に送配電網が整備されている状況にもない。したがって、電源と系統が全国大でバランスのとれた形で整備・確保され、広域的・効率的に利活用できる体制を確保していくことが不可欠である。

## 【エネルギー基本計画】

電源構成は、特定の電源や燃料源への依存度が過度に高まらないようにしつつ、低廉で安定的なベースロード電源を国際的にも遜色のない水準で確保すること、安定供給に必要な予備力、調整力を堅持すること、環境への適合を図ることが重要であり、バランスのとれた電源構成の実現に注力していく必要がある。

～第2章第2節2. (1) 二次エネルギー構造の中心的役割を担う電気～

電源構成の在り方については、追加的に発生する可能性のあるコストが国民生活や経済活動に大きな負担をかけることのないよう、バランスのとれた構造を追求していく必要がある

～第2章第2節2. (1) 二次エネルギー構造の中心的役割を担う電気～



## <エネルギー基本計画(平成26年4月)>

### (1) 我が国が抱える構造的課題

- ① 海外からの資源に大きく依存し、**中東情勢等の変化に左右されやすい**国内供給体制。
- 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 新興国の需要拡大等による**資源価格の不安定化**と世界の温室効果ガス排出量増大。

### (2) 東京電力福島第一原子力発電所事故及びその前後から顕在化してきた課題

- ① 原発の安全性に対する懸念及び行政・事業者に対する信頼の低下。
- ② 化石燃料依存の増大による**国富の流出、中東依存の拡大、電気料金の上昇**、我が国の温室効果ガス排出量の急増。
- ③ 東西間の電力融通、石油等緊急時供給体制などの構造的欠陥の顕在化。
- ④ 需要家の節電行動など需要動向の変化。
- ⑤ シェールガスの生産拡大などによる北米エネルギー供給の自立化とエネルギーコストの国際間格差の拡大。

## 石炭

- 安定性・経済性に優れた重要なベースロード電源として再評価されており、高効率火力発電の有効利用等により環境負荷を低減しつつ活用していくエネルギー源。

## 天然ガス

- ミドル電源の中心的役割を担う、今後役割を拡大していく重要なエネルギー源。

## 石油

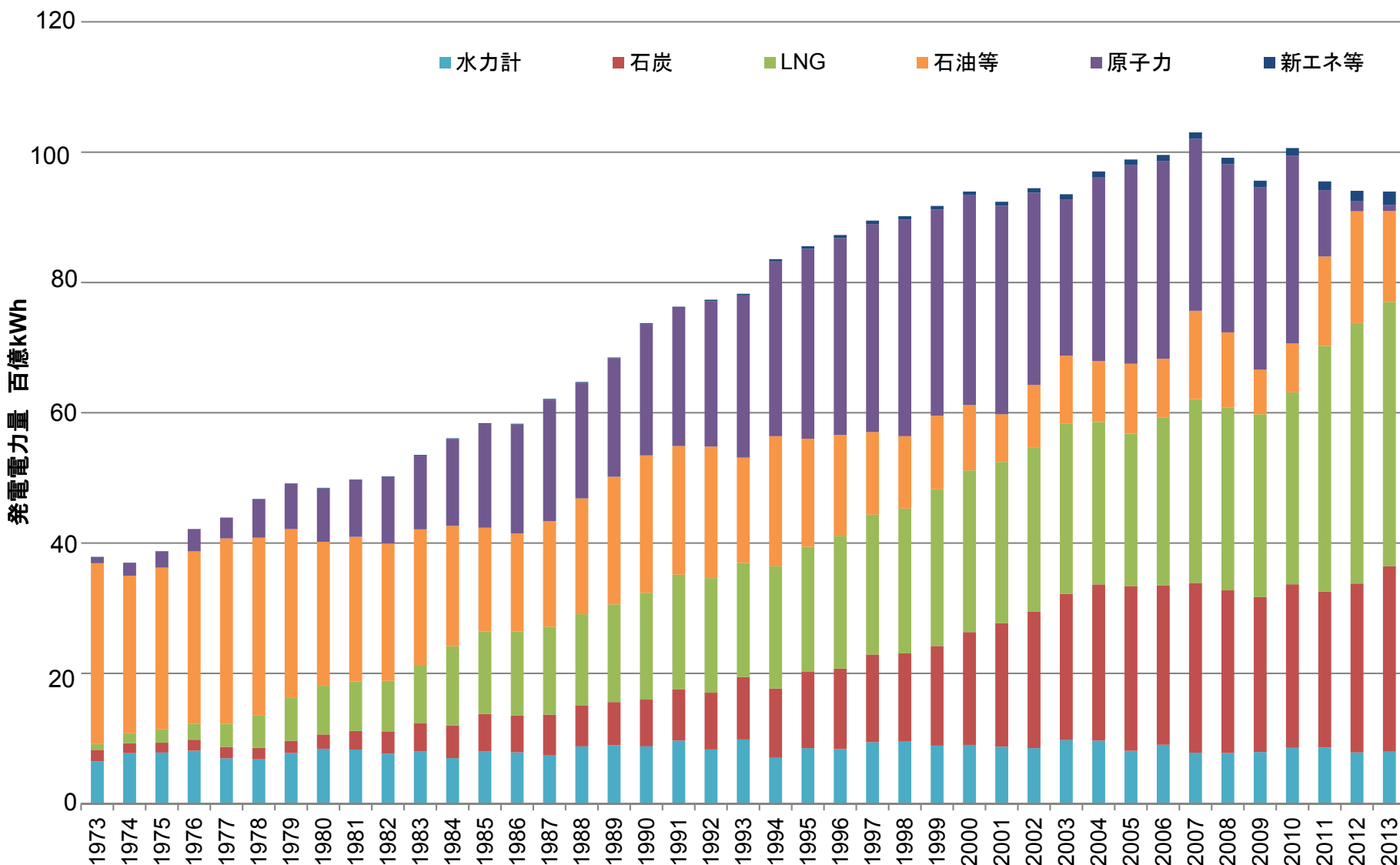
- 運輸・民生部門を支える資源・原料として重要な役割を果たす一方、ピーク電源としても一定の機能を担う、今後とも活用していく重要なエネルギー源。

## LPガス

- ミドル電源として活用可能であり、平時のみならず緊急時にも貢献できる分散型のクリーンなガス体のエネルギー源。

# 我が国の電源構成の推移

- オイルショック後の石油代替政策により、約30年かけて石炭、LNG、原子力を徐々に増加させてきた。
- 2010年度以降はLNGや石油等による発電電力量が大幅に増加し、燃料費・電気料金の増大、貿易赤字の要因となっている。

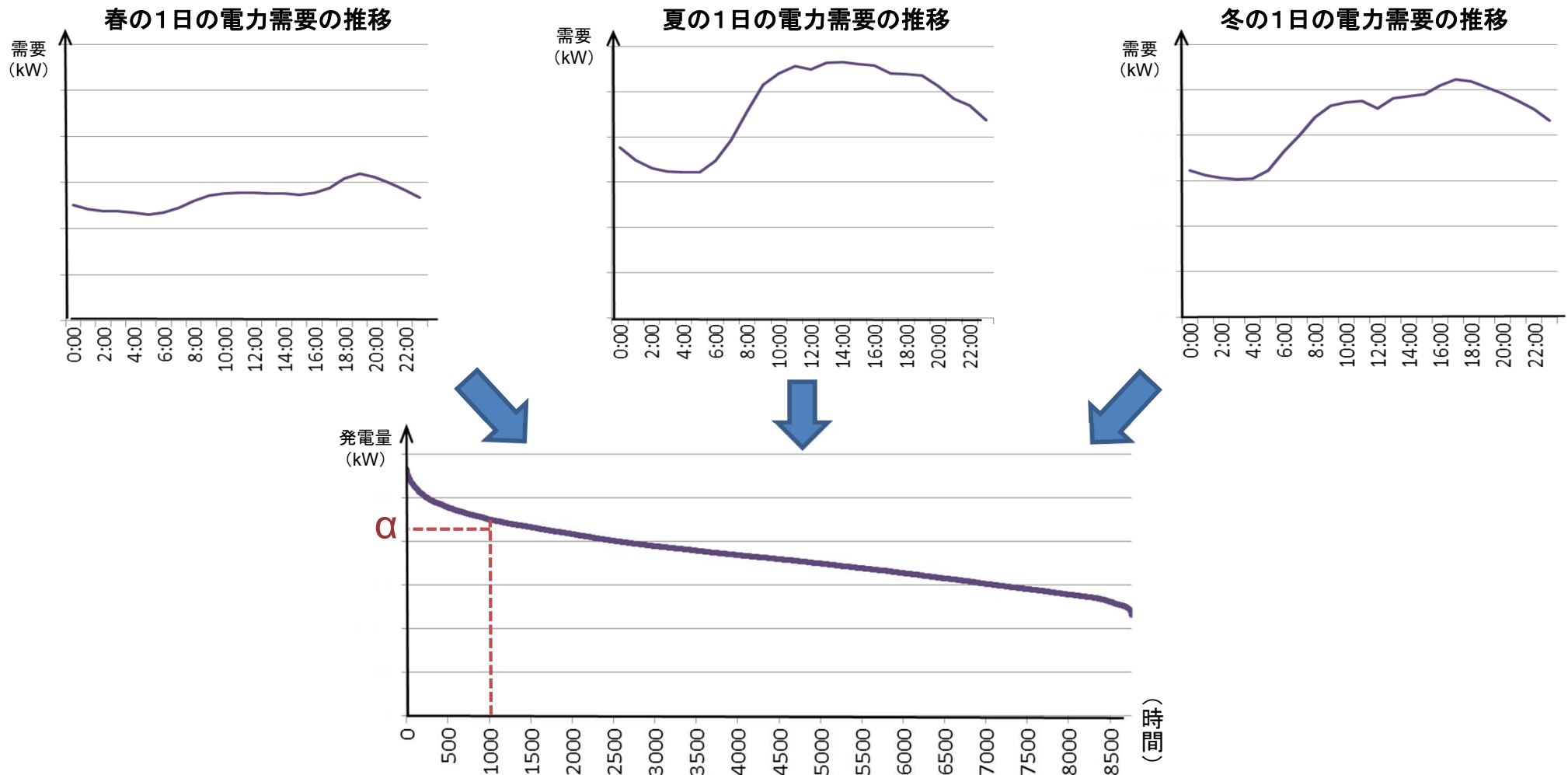


発電電力量 上段: 百億kWh 下段: 構成比 %				
2010	2011	2012	2013	
1 1%	1 1%	2 2%	2 2%	
29 29%	10 11%	2 2%	1 1%	
8 7%	14 14%	17 18%	14 15%	
29 29%	38 39%	40 42%	41 43%	
25 25%	24 25%	26 28%	28 30%	
9 9%	9 9%	8 8%	8 9%	

【出所】資源エネルギー庁「電源開発の概要」、「電力供給計画」をもとに作成。%は構成割合。

# 年間の電力需要曲線(デュレーションカーブ)

- ある1年間の電力需要(kW)の推移を、kWが大きい順に左から並べ直すと、「デュレーションカーブ(電力需要曲線)」となる。 ※縦軸は電力需要(kW)、横軸は年間稼働時間であり、積分すると消費電力(kWh)。
- このカーブにより、例えば「 $\alpha$  kWより高い電力需要(kW)であった時間は年間何時間であったのか」を求めることができる。(下図によると、 $\alpha$  kW以上の需要があったのは年間1,000時間)
- なお、デュレーションカーブは実際の時系列通り並んでいないため、出力調整力の有無といった電源の性質が考慮されないことに留意が必要。



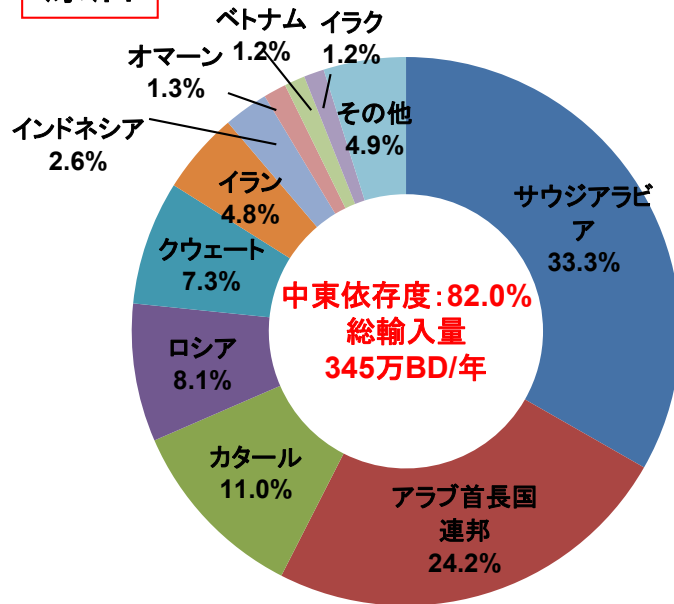
# 3Eの観点からの各電源の意義

## (1) 安定供給性

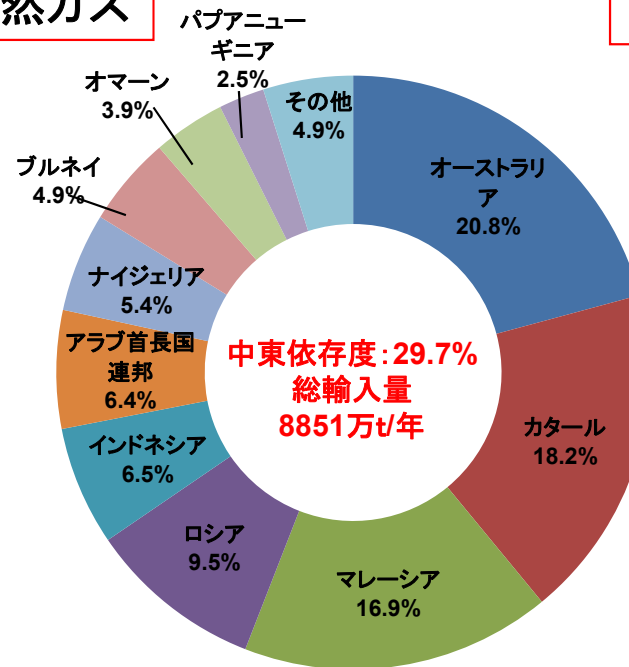
# 各燃料の輸入先と中東依存度(2014年)

■ 中東依存度は、原油、天然ガスの順に高く、石炭・ウランはゼロとなっている。

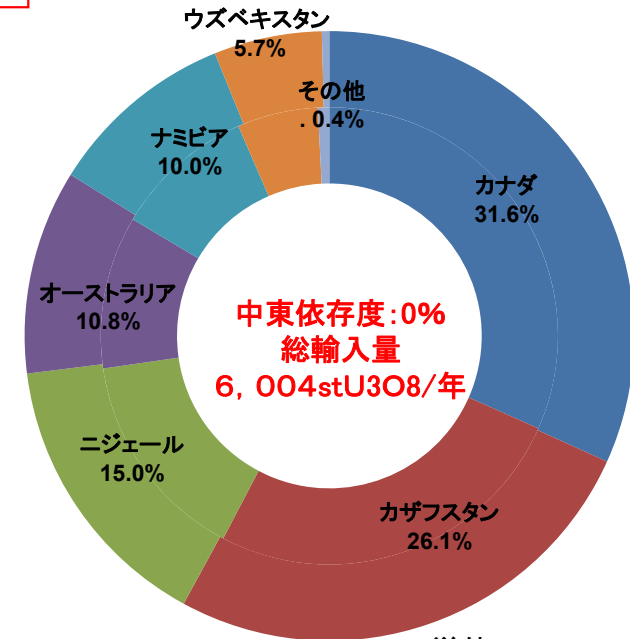
## 原油



## 天然ガス

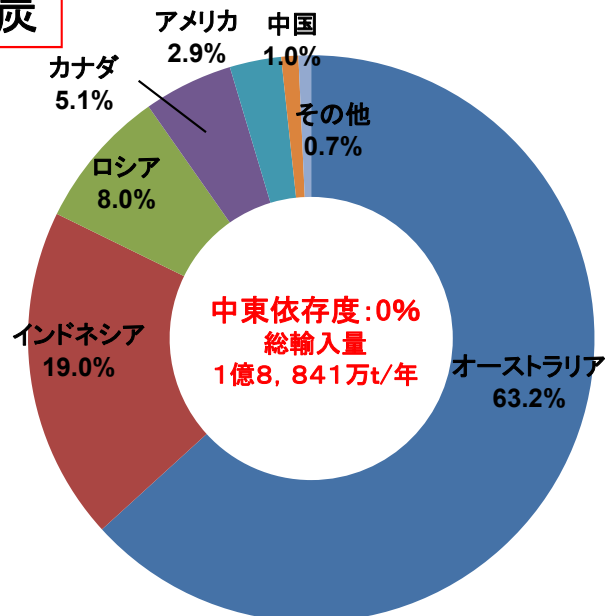


## ウラン

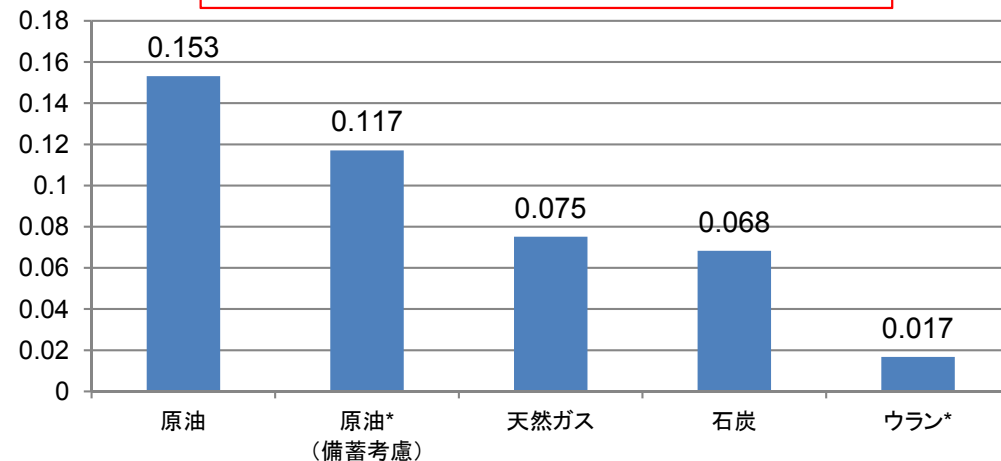


単位: stU3O8  
※stU3O8 ≒ 0.91t

## 石炭



## 各燃料種のセキュリティ・インデックス【試算】 (2012年の調達構成)



\* 原油の備蓄考慮版は備蓄量の2分の1を自給としてカウント。(2年で備蓄を取り崩すケースで試算)

\* ウランは3分の2を自給としてカウント(ウランの在庫が約3年であるため輸入量: 既存在庫量 = 1:2と考え試算)

出典: 貿易統計(2014年1月~12月)

## (参考) 主な電力源の在庫状況と輸入量

- 石油については、オイルショックの経験を教訓として、原油等の備蓄により、供給途絶リスクの緩和を図ってきた。
- 一方、LNGは備蓄が困難なため、在庫水準は2週間程度。

### 国内在庫日数

LNG	約14日
石油	約170日
石炭	約30日
ウラン	約2.7年程度

※洋上在庫含まず、電力会社の発電用在庫(2013年度平均在庫日数等)で計算。電力調査統計等より作成)

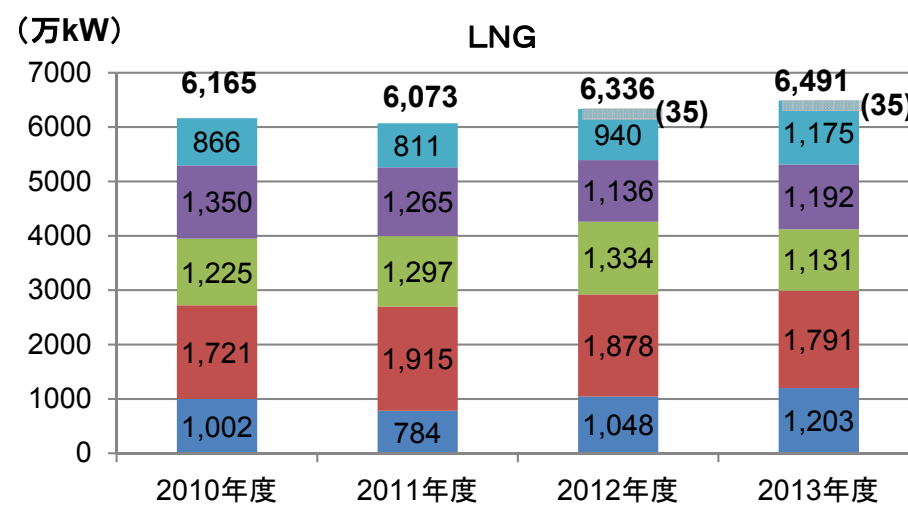
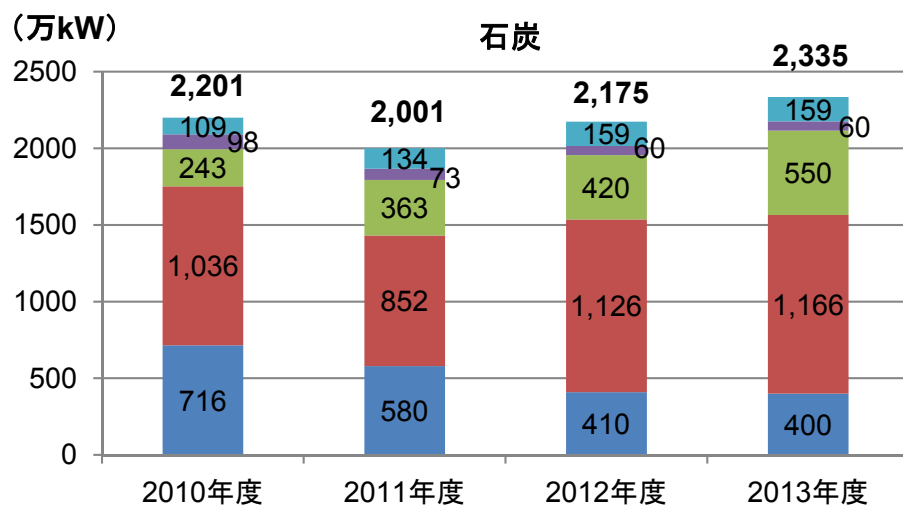
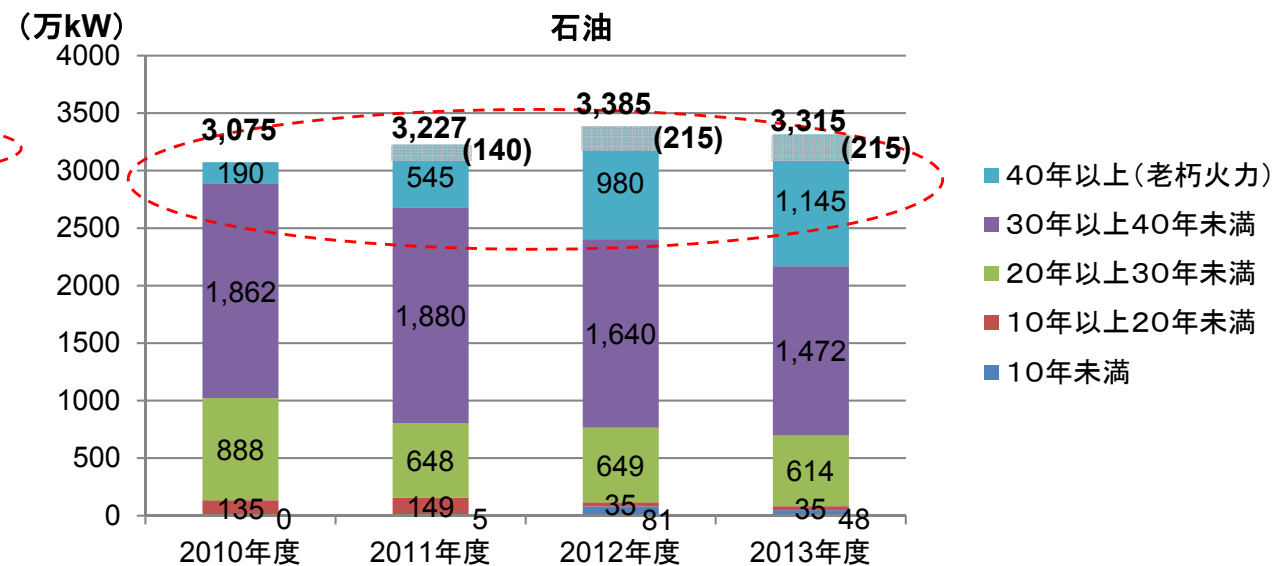
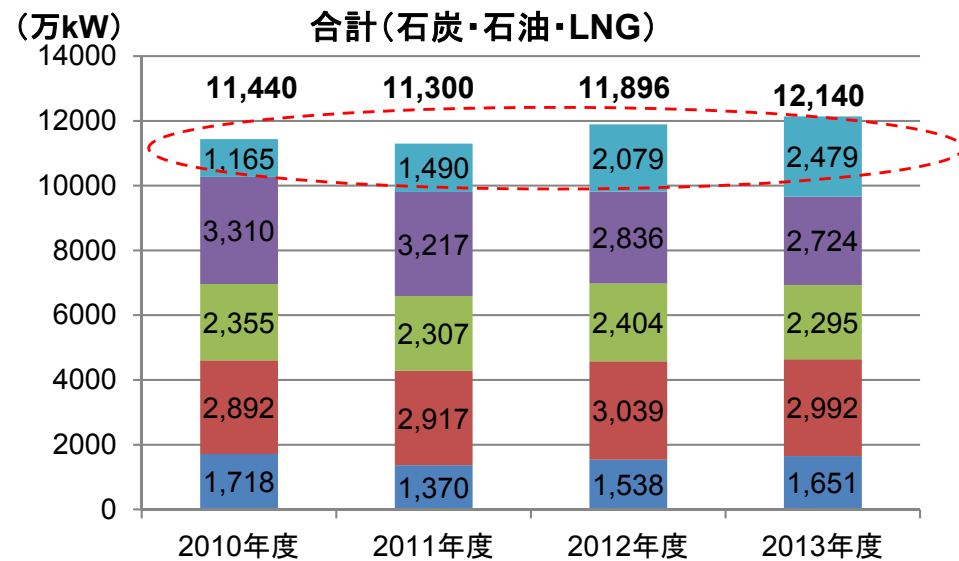
※石油については「石油備蓄の現況」より作成(IEA基準)電力用途以外を含む。



# 火力発電の経年別の設備容量

- 老朽火力の設備容量は、震災前である2010年度と比較して、2013年度には約2倍(1,165万kW→2,479万kW)に増加。
- 燃料種別(石炭、石油、LNG)では、特に石油火力において老朽設備の増加が顕著であり、約6倍(190万kW→1,145万kW)となっている

【経年別の設備容量(燃料種別)】

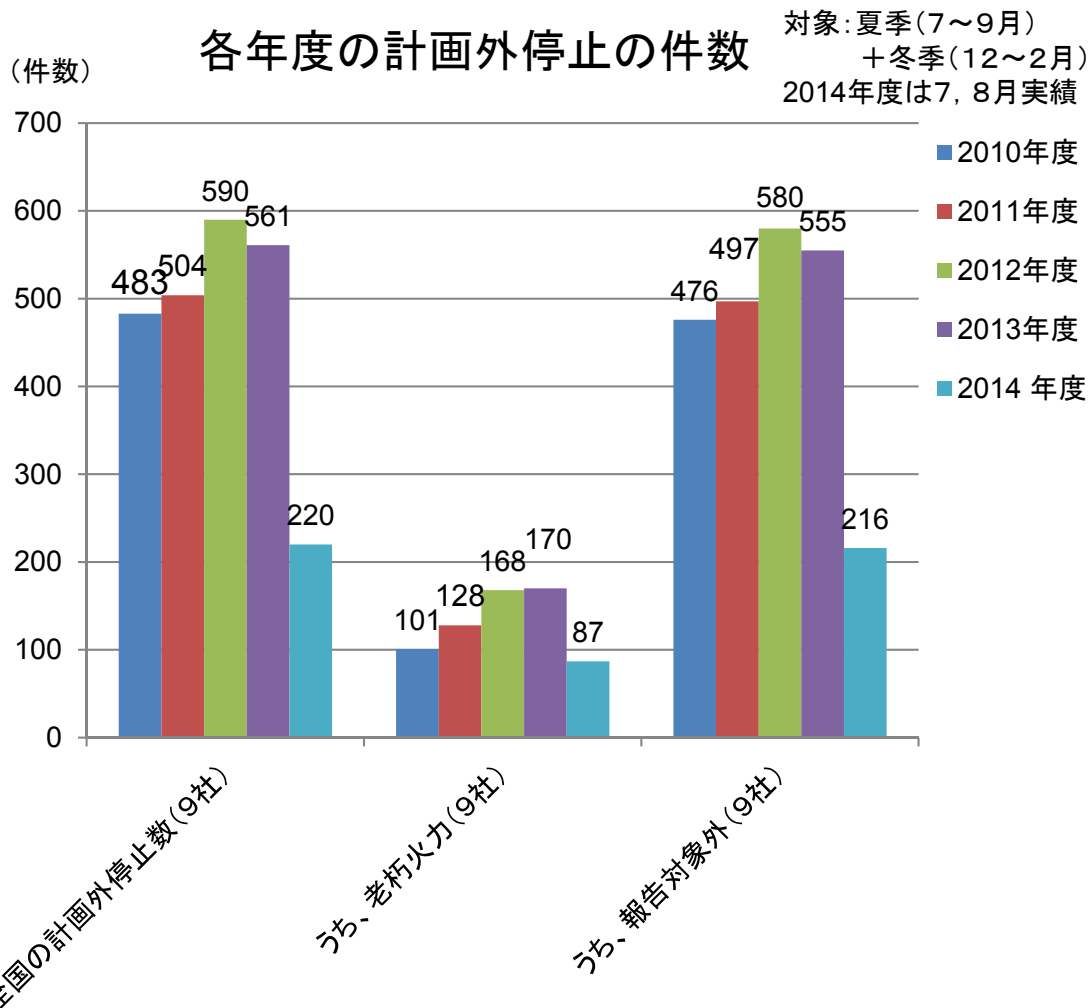


- 注1) 設備容量は沖縄電力を除く一般電気事業者9社合計
- 注2) 各年度の夏季(7~9月)及び冬季(12~2月)に稼働させていた発電所の出力合計
- 注3) 網掛け(グレーの部分)は長期停止から再稼働した発電所で、出力の値を( )内に記載

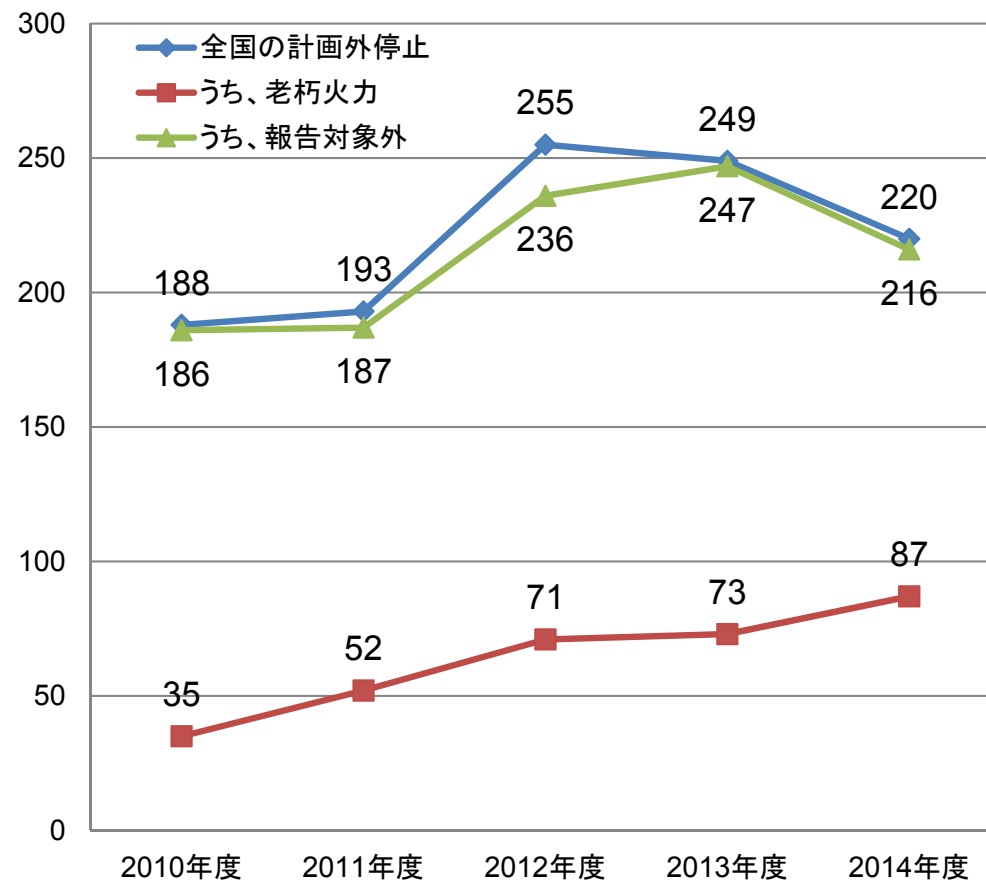
# 震災以降の火力の計画外停止の推移(2010年度～2014年度)

- 震災後は原子力発電所が停止し、火力発電の稼働率が増加。計画外停止の件数は、老朽火力を含め増加傾向。
- ただし、異音発生に伴う停止等の産業保安監督部に報告義務がない、未然防止のための早期対応を含む。

## 各年度の計画外停止の件数



## 夏季(7～8月、9社計)



(出典) 電力需給検証小委員会報告書(平成26年10月)

注1) 計画外停止: 突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止。

注2) 報告対象: 電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う、計画外停止は産業保安監督部への報告対象外。

注3) 老朽火力: 2012年に運転開始から40年を経過した火力。

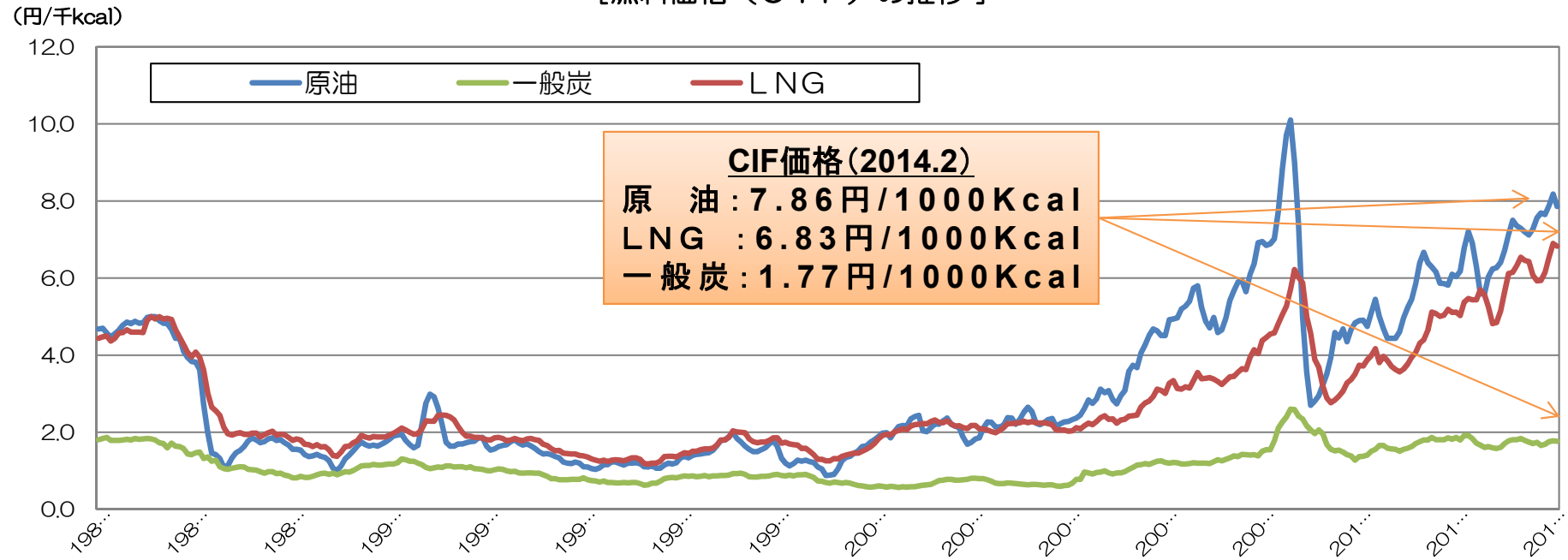
# 3Eの観点からの各電源の意義

## (2) 経済性

# 燃料価格の推移と今後の見通し

- 石炭は、原油、LNGに比べ価格は低位で安定。(原油:4.4倍、LNG:3.9倍)
- 石炭火力の発電コストは、LNG火力に比べ燃料費で優位。

[燃料価格 (C I F) の推移]



出典：日本エネルギー経済研究所

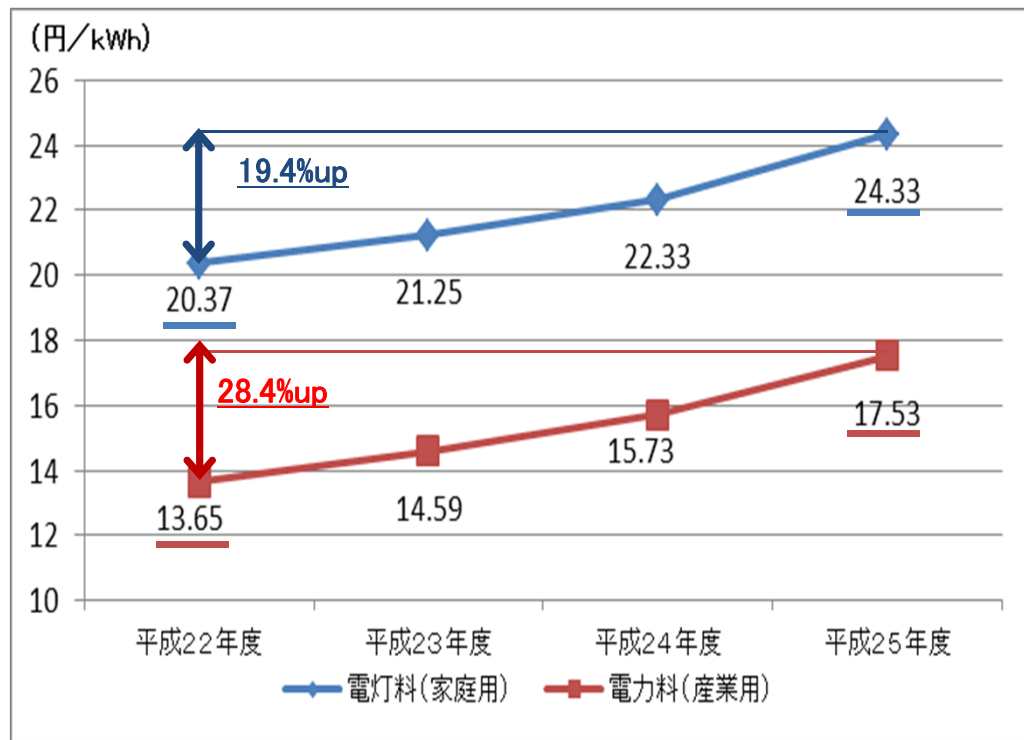
燃料価格の将来見通し(IEA World Energy Outlook2014)

	IEAシナリオ	2013	2020	2030	2040
石炭 (\$/t)	現行シナリオ	86.0	107.0	117.0	124.0
	新政策シナリオ	86.0	101.0	108.0	112.0
LNG (\$/MBtu)	現行シナリオ	16.2	15.0	16.3	17.3
	新政策シナリオ	16.2	14.4	14.6	15.3
原油 (\$/bbl)	現行シナリオ	106.0	116.0	139.0	155.0
	新政策シナリオ	106.0	112.0	123.0	132.0

# 電気料金の高騰

- 震災の前に比べて、家庭用の電気料金は約2割、産業用の電気料金は約3割上昇。
- 中小・零細企業の中には、電気料金の上昇を転嫁できず、経営が非常に厳しいという声も高まっている。

## 電気料金の推移



【出典】電力需要実績確報(電気事業連合会)、各電力会社決算資料等を基に作成

## 2回目の値上げの動き

		規制部門	自由化部門 ※3
北海道電力	1回目 (H25.9実施)	7.73%	(11.00%)
	2回目 (H26.11実施)	12.43% (H26.11~)※2 15.33% (H27.4~)	(16.48%) (H26.11~) (20.32%) (H27.4~)
関西電力	1回目 (H25.5実施)	9.75%	(17.26%)※4
	2回目 (H26.12申請) ※1	10.23%	(13.93%)

(※1) 申請ベースの値であり、現在審査中。

(※2) 平成27年3月31日までは、激変緩和措置として、値上げ幅を圧縮。

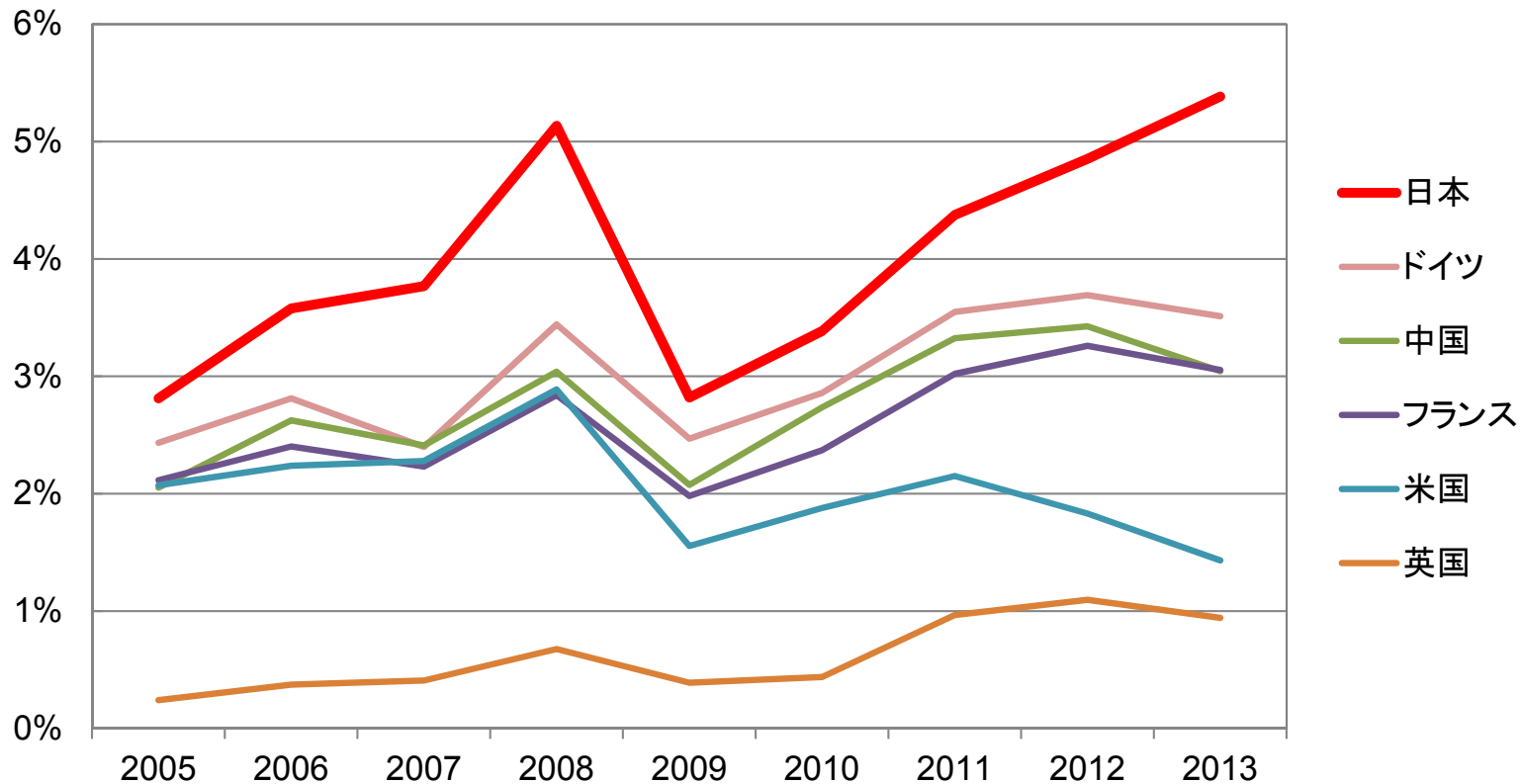
(※3) 自由化部門は認可対象外。

(※4) 自由化部門は平成25年4月から値上げ実施。

# 鉱物性燃料の輸入額(対GDP比)の比較

- 我が国の鉱物性燃料の輸入額のGDP比は諸外国と比較しても高い水準にある。
- 足下の原油価格の下落など、鉱物性燃料価格の動向には注視が必要だが、震災以降、諸外国との差が更に拡大する傾向を示している。
- 燃料価格のボラティリティは、天然ガス(39%)>石油(24%)>石炭(21%)>ウラン(17%)。

(対GDP比)



<燃料輸入額(2013年)>

原油	14. 2兆円
液化天然ガス	7. 1兆円
石炭	2. 3兆円

注) 上記グラフの値は鉱物性燃料の(輸入額－輸出額)で計算されるネットとしての輸入額の対GDP

【出典】世界貿易機構及び世界銀行資料を基に作成

## 3Eの観点からの各電源の意義 (3)環境への適合



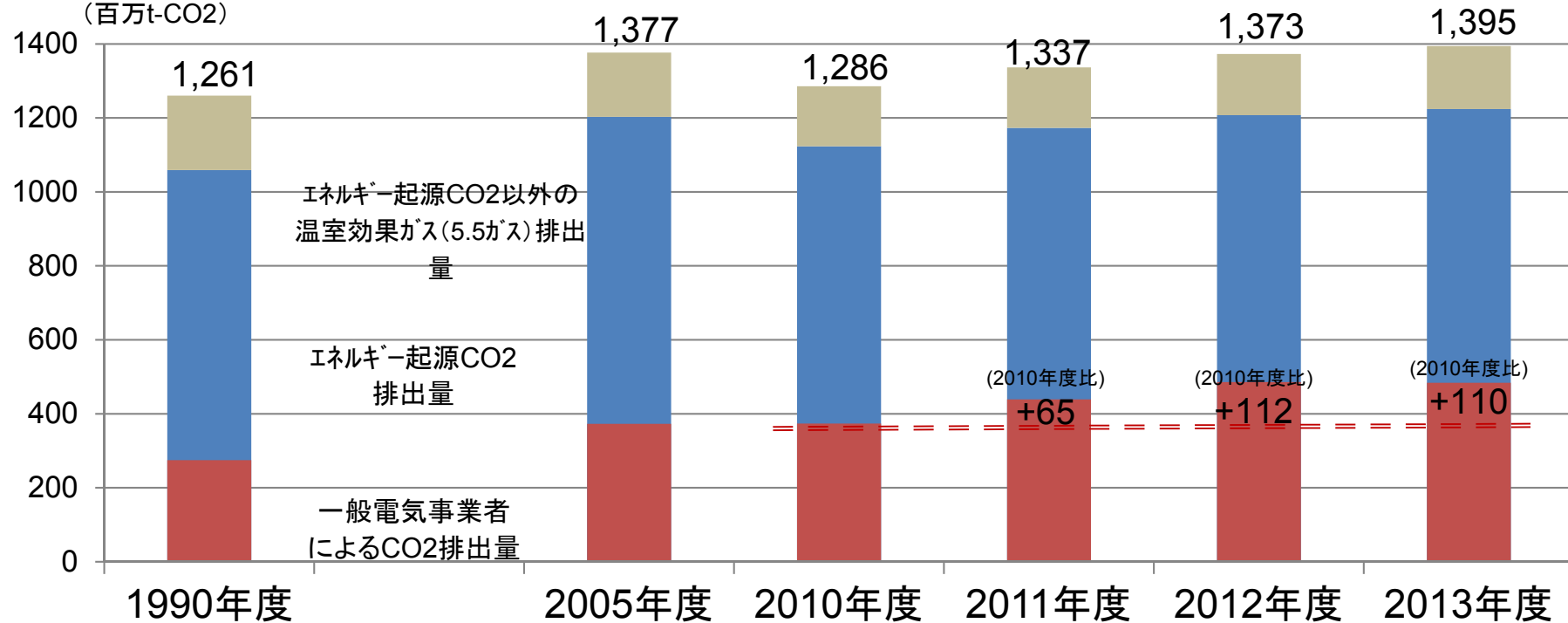
# 我が国の温室効果ガス排出量の推移

- 震災以降、温室効果ガス排出量は増加が続いている。
- 2013年度にエネルギー起源CO2排出量は、1,224百万トンとなり過去最高となった。震災前と比べると、電力分は原発代替のための火力発電の焼き増しにより、2010年度比+1.10億トン増加している。

	1990年度	2005年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度
温室効果ガス排出量（百万t-CO2）	1,261	1,377	1,286	1,337	1,373	1,395
エネルギー起源CO2排出量（百万t-CO2）	1,059	1,203	1,123	1,173	1,208	1,224
うち電力分※（百万t-CO2）	275	373	374	439 (10年比) +65	486 (10年比) +112	484 (10年比) +110
うち電力分以外（百万t-CO2）	784	830	749	734 ▲15	722 ▲28	740 ▲9

※2013年度は速報値

※「電力分」は、一般電気事業者による排出量  
（百万t-CO2）



【京都議定書基準年】

※「電力分」は、一般電気事業者による排出量

【出典】総合エネルギー統計、環境行動計画(電気事業連合会)、日本の温室効果ガス排出量の算定結果(環境省)をもとに作成。

連系線

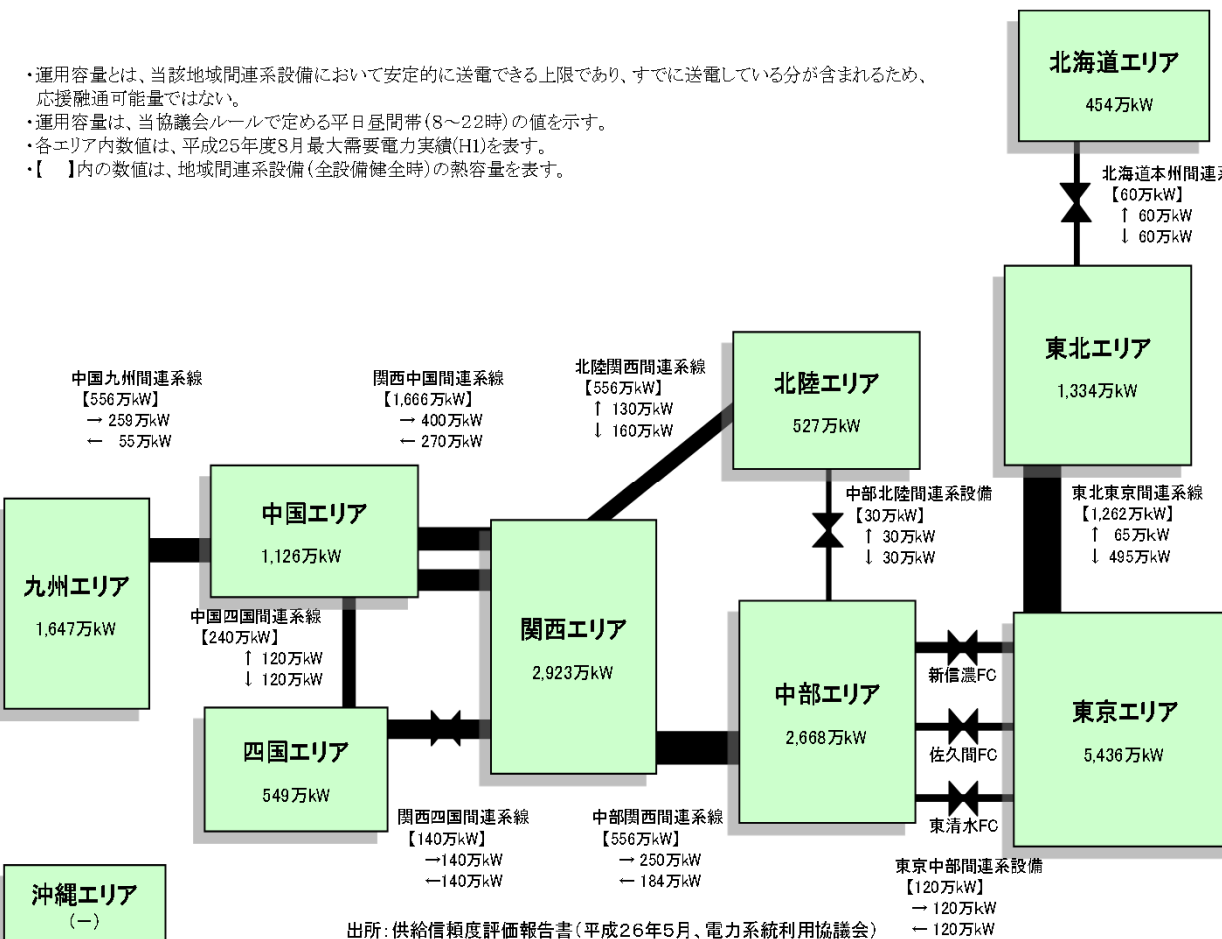
# システムの運用状況と今後の対応

- システムの運用実績は、現在、電力系統利用協議会のホームページで公表されているが、2015年4月に発足する、広域的運営推進機関においても、システムの運用状況について、これまで以上に積極的に情報発信を行っていく。
- また、地域間連系線の更なる活用を図るために、これまで原則として年度を通じて固定している地域間連系線の運用容量を今後は30分毎にきめ細かく算定することや、小売事業者等に加えて発電施設設置者も地域間連系線の利用予約ができるようにした上で、広域的運営推進機関において、新たな利用ルールを運用を開始する。

(1) 全国系統概念図および平成26年度(8月平日昼間帯)における運用容量算定結果

(2) 連系線月別利用実績

- ・運用容量とは、当該地域間連系設備において安定的に送電できる上限であり、すでに送電している分が含まれるため、応援融通可能量ではない。
- ・運用容量は、当協議会ルールで定める平日昼間帯(8～22時)の値を示す。
- ・各エリア内数値は、平成25年度8月最大需要電力実績(H1)を表す。
- ・【 】内の数値は、地域間連系設備(全設備健全時)の熱容量を表す。



出所: 供給信頼度評価報告書(平成26年5月、電力系統利用協議会)

		[万 kW]												年間
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北海道本州間連系設備 (北海道・本州間電力連系設備)	順方向	1.6	1.4	3.5	1.5	1.7	2.5	3.9	1.9	1.7	1.5	2.1	1.7	2.1
	逆方向	△3.8	△1.4	△3.0	△5.0	△5.9	△3.8	△2.3	△6.7	△15.1	△12.8	△3.6	△5.6	△5.8
東北東京間連系線 (相馬双葉幹線)	順方向	248.9	269.6	288.3	294.7	315.0	251.1	216.2	225.4	233.9	250.8	240.8	238.6	256.3
	逆方向	△22.2	△19.8	△36.9	△58.0	△58.5	△51.9	△46.6	△49.0	△52.9	△53.8	△48.9	△34.3	△44.4
東京中部間連系設備 (新信濃、佐久間、東清水周波数変換設備)	順方向	45.8	30.6	34.8	29.5	41.1	21.5	32.5	34.2	41.2	19.3	19.8	36.2	32.3
	逆方向	△1.4	△2.8	△5.4	△10.5	△6.2	△17.1	△2.6	△2.1	△3.2	△10.9	△7.4	△4.1	△6.1
中部関西間連系線 (三重東近江線)	順方向	82.8	66.0	89.1	48.0	89.8	48.2	85.2	76.4	76.8	103.7	95.6	104.7	80.5
	逆方向	△45.6	△26.7	△58.2	△70.1	△64.4	△85.5	△53.7	△40.5	△55.1	△59.7	△67.7	△49.0	△56.3
中部北陸間連系設備 (南福光連系所)	順方向	3.7	8.1	0.4	2.0	1.7	0.9	0.6	0.1	1.1	1.2	1.2	2.1	1.9
	逆方向	△6.5	△6.6	△1.9	△7.3	△10.1	△4.9	△0.5	△0.8	0.0	△1.2	△1.2	△1.3	△3.5
北陸関西間連系線 (越前嶺南線)	順方向	7.4	22.3	16.6	19.0	35.7	43.7	10.5	9.9	5.1	4.9	8.6	8.6	16.0
	逆方向	△11.5	△9.6	△4.8	△5.3	△5.5	△6.3	△6.0	△5.4	△7.8	△6.6	△6.3	△5.2	△6.7
関西中国間連系線 (西播磨岡山線、山崎智頭線)	順方向	32.8	39.7	50.0	28.3	65.7	14.1	15.9	20.7	14.2	17.5	12.4	6.4	26.6
	逆方向	△60.5	△39.7	△54.2	△65.5	△56.7	△76.3	△63.3	△42.2	△61.5	△78.1	△85.4	△67.2	△62.4
関西四国間連系線 (阿南紀北直流幹線)	順方向	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	逆方向	△56.7	△45.1	△65.9	△110.0	△131.9	△131.6	△128.5	△127.5	△129.1	△118.1	△117.2	△81.5	△103.6
中国四国間連系線 (本四連系線)	順方向	28.7	28.5	40.2	48.0	47.9	46.2	41.5	40.1	45.0	47.7	47.5	29.8	40.9
	逆方向	△24.2	△20.8	△28.1	△42.8	△46.5	△53.7	△58.6	△50.8	△47.5	△46.9	△51.7	△34.8	△42.2
中国九州間連系線 (関門連系線)	順方向	44.4	58.9	69.1	46.5	106.4	38.1	27.5	30.4	27.6	30.6	26.9	17.9	43.8
	逆方向	△124.6	△123.8	△150.7	△183.2	△180.7	△172.5	△150.5	△142.5	△170.8	△184.0	△182.6	△132.1	△158.1