



原子力のエネルギー利用を巡る 現状について

平成23年1月

内閣府 原子力政策担当室



議論すべき点

- 原子力発電の位置付けの再確認
- 原子力発電の供給目標(2030年、その後)
- 原子力発電の供給目標達成のための課題、取組



資料の構成

1. 現大綱策定時の背景とその後の状況変化 ・ ・ 3
2. 原子力発電の特性(他電源との比較)
 - (1) 安全性 ・ ・ ・ ・ 8
 - (2) 供給安定性 ・ ・ ・ ・ 14
 - (3) 環境適合性 ・ ・ ・ ・ 21
 - (4) 経済性 ・ ・ ・ ・ 30
3. 原子力発電の供給(発電比率)目標 ・ ・ ・ ・ 36
4. 原子力発電の供給目標達成のための課題、取組
・ ・ ・ ・ 46



2005年以前の状況

(現大綱策定時の背景)

- **原子力発電は総発電量の約1／3を占める基幹電源としての実績**
- **エネルギー安全保障からの視点**
 - 日本のエネルギー自給率は4%に過ぎず、中東からの石油依存度は50%弱。2030年には世界全体の石油の中東依存度は50%に増大し、中国・インド等の途上国の石油輸入依存度は80%に増加するとの見通し
- **温暖化防止対策からの視点**
 - 2100年には途上国からのCO₂排出量が6倍以上となる見通しの一方で、世界全体として世界全体のCO₂排出量を半減する必要性
- **一方で、電気事業者による過去の不適切な行為の公表、美浜発電所3号機での死傷事故、六ヶ所再処理工場での不適切な施工の発覚等により、国民からの信頼が低下**
- **欧米の一部の国(ドイツ、スウェーデンなど)においては、チェルノブイリ事故を契機とした脱原子力政策が継続中**



2005年以降の状況(1)

(現大綱策定後の状況変化)

- **温暖化対策のためのCO₂排出削減の長期目標の明確化**
 - 洞爺湖サミットの削減目標：2050年までに温室効果ガスの排出量を世界全体で半減
 - ラクイラサミットの削減目標：先進国全体で温室効果ガスの排出を2050年までに80%またはそれ以上削減
 - 現政権における目標：1990年比で2020年までに25%削減
- **エネルギー資源価格の高騰、資源確保の競争激化**
- **世界的な原子力発電の見直し**
 - 欧米における「脱原子力政策」からの回帰(米;建設中止プラントの再開、仏・フィンランド;新規プラント建設、独;運転期間の延長、スウェーデン;リプレースの承認)、既導入国(中国・インドなど)のプラント建設の増大や新規導入希望国の増大(UAE, ヨルダンをはじめとする約60か国)
- **経済成長への貢献の期待**
 - 原子力委員会「成長に向けての原子力戦略」

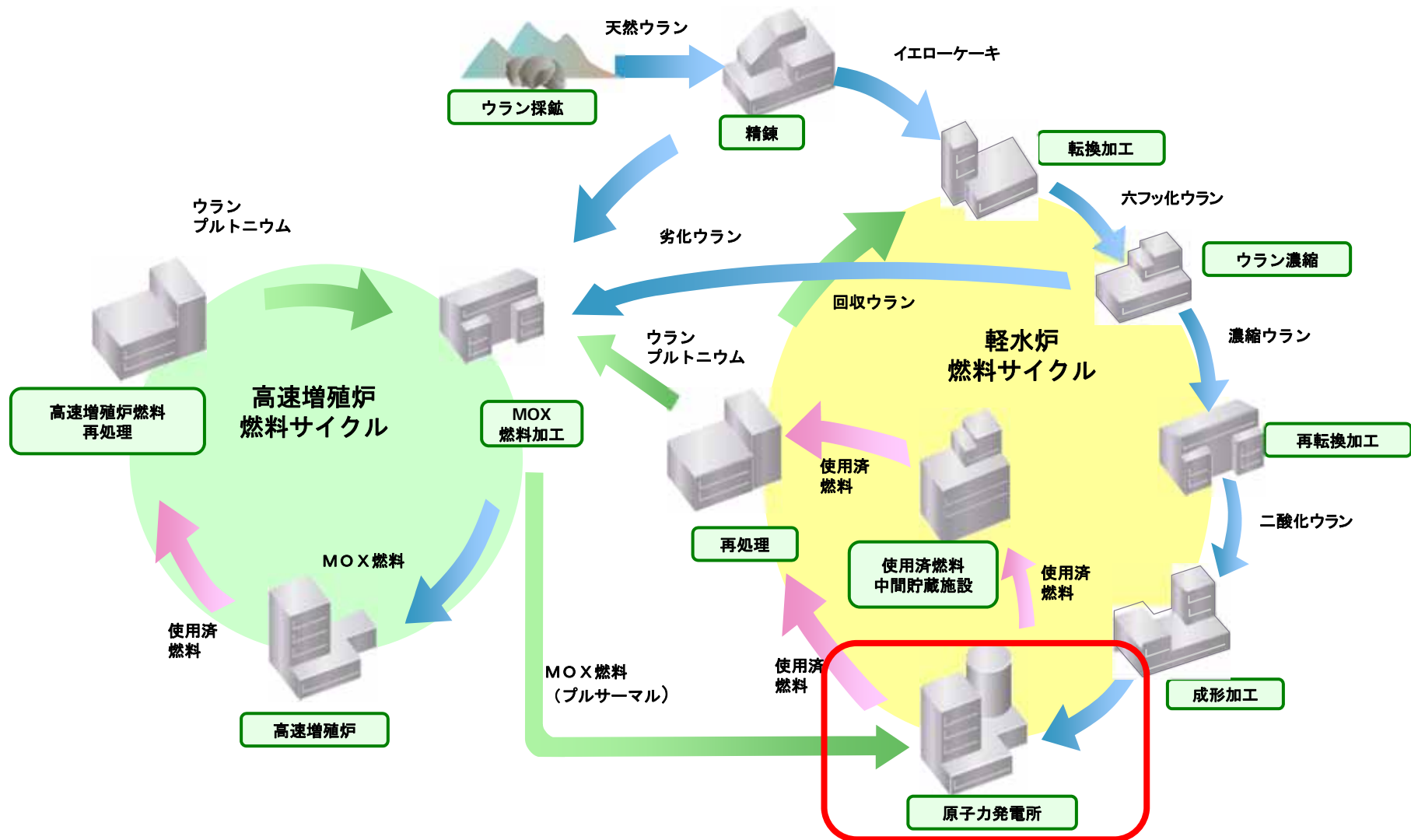


2005年以降の状況(2)

(現大綱策定後の状況変化)

- **地震による原子力発電所の長期停止と耐震設計審査指針の改訂**
 - 新潟中越沖地震(H19年7月)や駿河湾での地震(H21年8月)による複数基の停止
 - 耐震設計審査指針の改訂とそれに基づく耐震性の向上、安全性の再評価の実施

原子力発電システム



*主に説明する部分



原子力発電の特性

- 安全の確保を前提に、供給安定性、環境適合性、経済性等を総合的に勘案する必要がある。
- そのため、下記の4つの視点で他電源との比較等を行い、原子力発電の特性をとりまとめた。

(1) 安全性

(2) 供給安定性

(3) 環境適合性

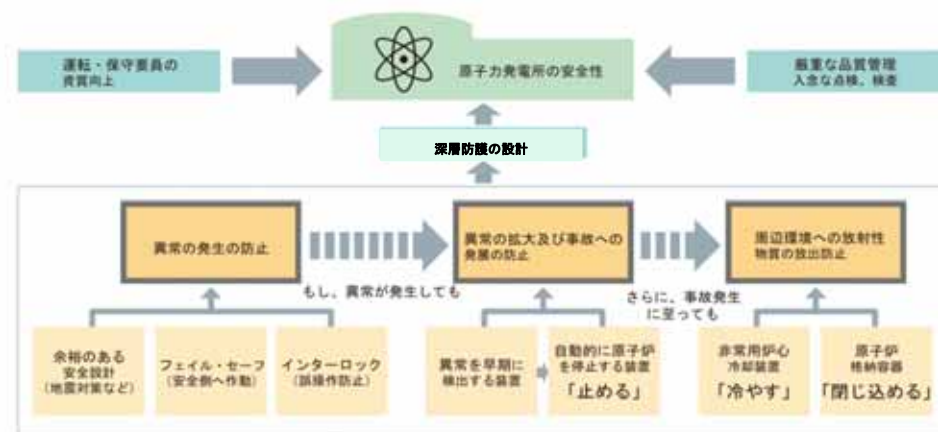
(4) 経済性

原子力発電の特性

(1) 安全性

- ・ 原子力施設の安全の確保: 原子力施設は内在する放射性物質による公衆や作業者の健康影響が十分低く抑制されるように設計、建設、運転されなければならない。
- ・ このため、事業者等は通常運転時の放射線影響を合理的に達成できる限り低く維持するように設計、運転しなければならない。また、深層防護(*)の考え方を採用して設計、運転し、異常、故障、人的ミス等による放射線障害を防止するよう施設を維持しなければならない。
- ・ 国は、原子力施設の災害リスクを抑制する観点から、事業者等に必要十分な取組を行わせる責任等を有する。

安全確保のしくみ



(*)深層防護とは: 安全対策を何段階にも構成し、安全性を高めることをいう。

原子力発電の特性(1)安全性

原子力事象の国際評価尺度(INES)

- 過去10年間で、我が国で発生した原子力発電所におけるトラブルは、国際原子力・放射線事象評価尺度による評価でレベル1(逸脱)以下である。

	基準1 人と環境	基準2 施設における放射線バリアと管理	基準3 深層防護	我が国の状況(*)
7 (深刻な事故)	・計画された広範な対策の実施を必要とするような、広範囲の健康および環境への影響を伴う放射性物質の大規模な放出。			0件
6 (大事故)	・計画された対策の実施を必要とする可能性が高い放射性物質の相当量の放出。			
5 (広範囲な影響を伴う事故)	・計画された対策の一部の実施を必要とする可能性が高い放射性物質の限定的な放出。 ・放射線による数名の死亡。			
4 (局所的な影響を伴う事故)	・地元で食物管理以外の計画された対策を実施することになりそうもない軽微な放射性物質の放出。 ・放射線による少なくとも1名の死亡。			
3 (重大な異常事象)	・法令による年間限度の10倍を超える作業員の被ばく。 ・放射線による非致命的な確定的健康影響(例えば、やけど)。	・運転区域内での1 Sv/時を超える被ばく線量率。 ・公衆が著しい被ばくを受ける可能性は低いが設計で予想していない区域での重大な汚染。	・安全設備が残されていない原子力発電所における事故寸前の状態。 ・高放射能密封線源の紛失または盗難。 ・適切な取扱い手順を伴わない高放射能密封線源の誤配。	
2 (異常事象)	・10 mSvを超える公衆の被ばく。 ・法令による年間限度を超える作業員の被ばく	・50 mSv/時を超える運転区域内の放射線レベル。 ・設計で予想していない施設内の区域での相当量の汚染。	・実際の影響を伴わない安全設備の重大な欠陥。 ・安全設備が健全な状態での身元不明の高放射能密封線源、装置、または、輸送パッケージの発見。 ・高放射能密封線源の不適切な梱包。	
1 (逸脱)			・法令による限度を超えた公衆の過大被ばく。 ・十分な安全防護層が残ったままの状態での安全機器の軽微な問題。 ・低放射能の線源、装置または輸送パッケージの紛失または盗難。	12件
0 (尺度未滿) 評価対象外	安全上重要ではない事象		0+ 安全に影響を与え得る事象	17件
			0- 安全に影響を与えない事象	131件
				17件

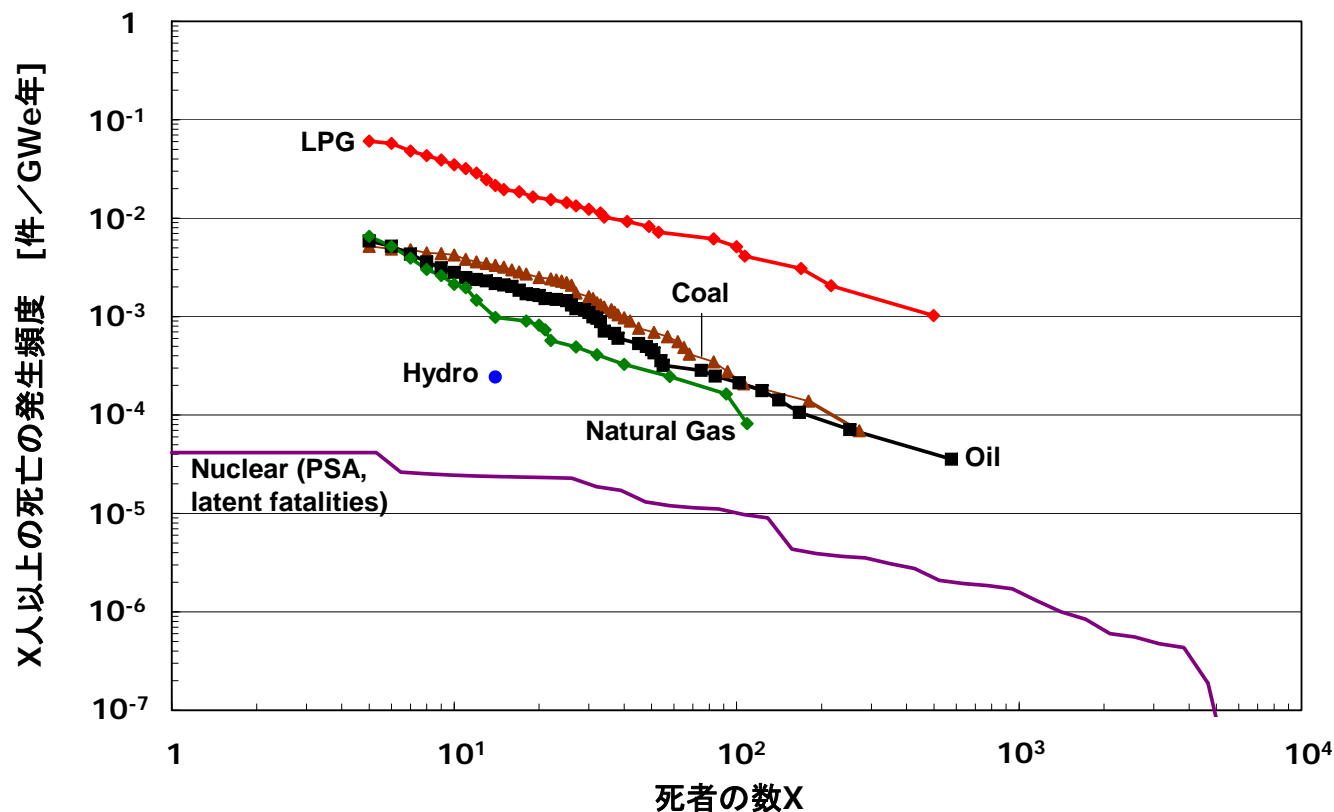
(*)2000～2009年度の法令報告事象及び通達事象を対象とした。(2003年10月1日以降は、法令対象のみに一本化されている)(不祥事に伴う遡りトラブル事例を除く)

なお、原子力発電所のトラブルではないが、1999年に発生したJCO臨界事故は、レベル4(局所的な影響を伴う事故)である。 9

原子力発電の特性(1)安全性

重大事故による生命損失

- OECD諸国のエネルギー供給施設における死亡事故の発生頻度及びその人数を比較すると、原子力施設のそれは他のエネルギー源に係る施設のそれをかなり下回っている。



原子力施設については放射線被ばくによる5名以上の死亡事故の実績がないため、機器故障率やヒューマンエラー発生率の実績に基づく確率論的安全評価(PSA)の結果(晩発性死亡も考慮している)を記載している。

(出典) Risks and Benefits of Nuclear Energy, OECD/NEA (2007)
 (注)1969年~2000年間のOECD加盟国の事故時の直接的な死者数のみ (5名以上の事故)

原子力発電の特性(1)安全性

チェルノブイリ事故の影響評価

- チェルノブイリ事故後の20年間の調査の結果、緊急作業員や当時放射性ヨウ素を吸入した小児以外の大多数の一般公衆は、健康影響はないとされている。

チェルノブイリ事故による放射線被ばく影響

	被ばく関係者数(注2)	被ばく線量(注2)	チェルノブイリ事故の死亡者数(注3)
発電所勤務者・消防士等	237人	致死量の被ばく	<ul style="list-style-type: none"> 急性放射線症と診断されたのは134人。 28名が急性放射線症で熱による火傷と放射線による火傷で4か月以内に死亡(注1) 19人が2006年までに放射線とは関連性の無い異なった原因で死亡
事故処理作業員 (1986-7)	24万人	~100mSv	<ul style="list-style-type: none"> 甲状腺がんによる死亡 1991-2005年間に6,000人以上の小児甲状腺がんが報告されたが2005年までに死亡したのは15人。 一般公衆で事故による放射線被ばくが原因で生じた健康影響について一致した証拠は得られていない。
強制疎開者(1986)	11万6千人	33mSv	
嚴重管理区域内居住者	27万人 (1986-2005)	50mSv以上	
低汚染地域居住者	500万人 (1986-2005)	10-20mSv	

注1) なお、事故時、事故直後に3名死亡 (2人が原子炉爆発により即死、1人が作業終了後バスの中で冠動脈血栓症で死亡)

注2) 出典：Chernobyl Forum “Chernobyl : looking back to go forwards; towards a United Nations consensus on the effects of the accident and the future”, Vienna, 6-7 Sept. 2005, IAEA他

注3) 出典：UNSCEAR 2008 (原子放射線の影響に関する国連科学委員会)

注4) ICRP(「国際放射線防護委員会」1956年以降は世界保健機構(WHO)の諮問機関として放射線防護に関する国際的な基準を勧告)

・チェルノブイリ事故による被ばくによる過剰がん死亡人数の推定について

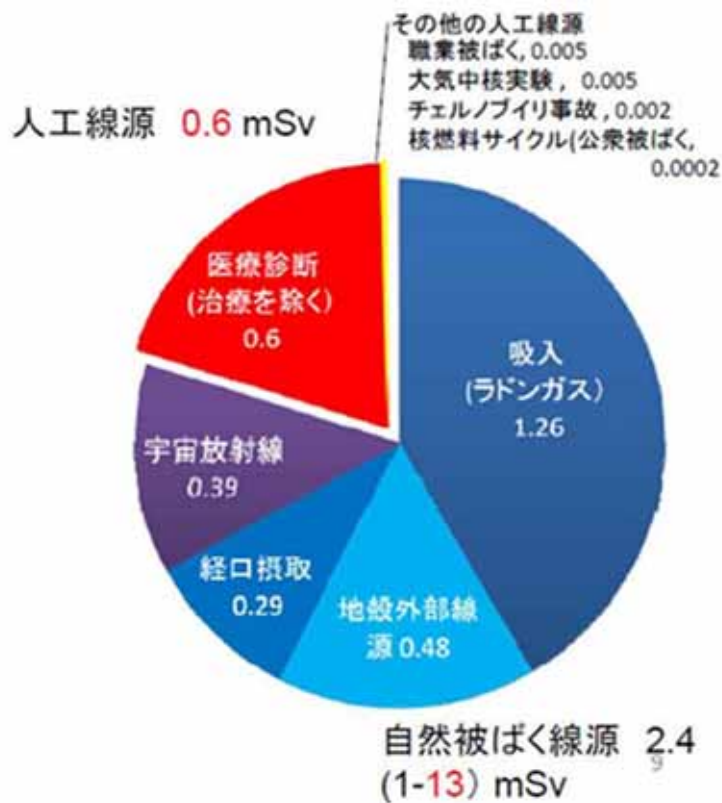
被ばくによる過剰がん死亡者数は研究者により4,000人であるとか、9,000人であるとか、さらにヨーロッパ全体では16,000人と評価されている。しかし、その計算の基になったのは、集団実効線量の考え方に基づくもので、ごく微量な被ばく線量に数百万、時には数億という人数とリスク係数を掛けて得られた予測値である。ICRP(注4)Publ.103(2007)及びUNSCEAR 2008年報告書ではこの集団実効線量をリスク予測に用いてはならないことを明記している。

原子力発電の特性(1)安全性

原子力施設からの被ばく(1)

- 人の原子力施設による被ばくは、自然放射線による被ばくに比べはるかに小さい。

各種線源による年間一人当たり実効線量(mSv/年)(*1)



自然被ばく／人工線源分類	線量 (mSv)	線源	線量 (mSv)
自然被ばく線源	2.4(*2)	吸入(ラドンガス)	1.26
		地殻外部線源	0.48
		経口摂取	0.29
		宇宙放射線	0.39
人工線源	0.6	医療診断(治療を除く)	0.6
		職業被ばく	0.005
		大気中核実験	0.005
		チェルノブイリ事故	0.002
		核燃料サイクル(*3)(公衆被ばく)	0.0002

(*1) : 世界平均の値

(*2) : 日本では約1.5mSv/年

(*3) : ウラン鉱石の採掘から再処理に至るまでの原子力発電に係る工程を考慮

原子力発電の特性(1)安全性

労働者被ばくによる影響

- 従事者の被ばく線量は線量限度(5年間100mSv、1年間最大50mSv)以下に管理されている。その結果、従事者被ばく線量の平均値はこの限度よりかなり低い。
- 約20万人を対象に実施した原子力発電施設等放射線業務従事者等に係る疫学調査の結果、低線量域の放射線が悪性腫瘍による死亡率に影響を及ぼしている明確な証拠は認められなかったと言える判断されている。

原子力発電施設等放射線業務従事者等に係る疫学的調査（概要）

○概要

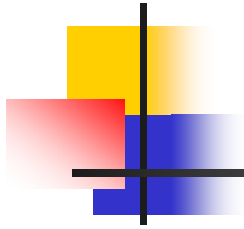
(財)放射線影響協会の放射線従事者中央登録センターに登録されている原子力発電施設等における放射線業務従事者について、原子力発電施設等における放射線業務従事者の死亡率と日本人男性の死亡率と比較を行い、また従事者の死亡率と累積線量との関連を調べたもの。

○調査対象

平成11年3月末までに登録された従事者のうち、生死を確認でき、かつ年齢等の解析条件を満たす男性従事者(退職者等を含む。)203,904人を対象に調査。

○結果

低線量域の放射線被ばくが悪性腫瘍による死亡率に影響を及ぼしている明確な証拠は認められなかったと言える。



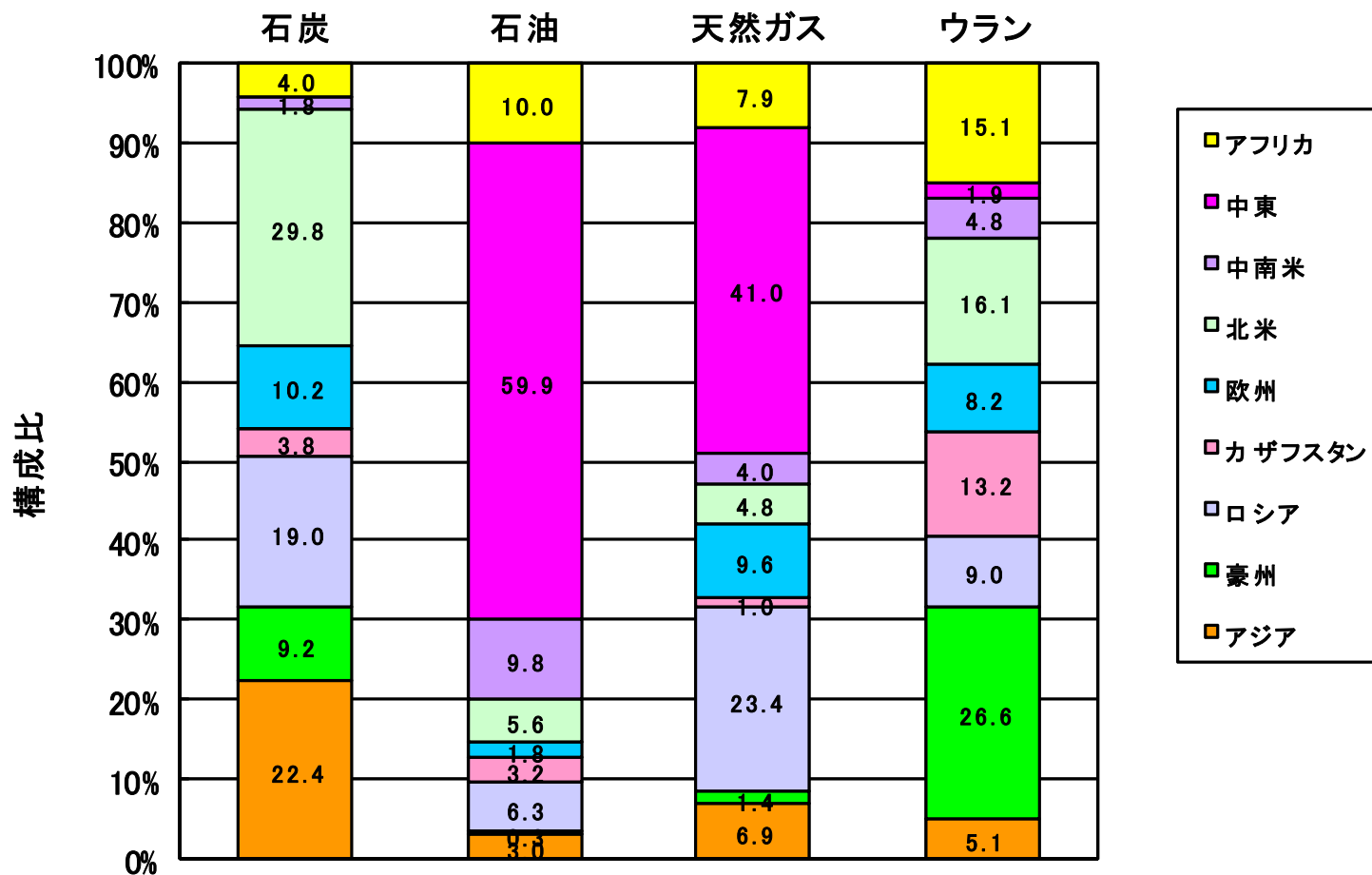
- 原子力発電の特性
(2) 供給安定性

- 原料となるウラン資源は世界に広く分布しており、供給国は多様である。
- 燃料となる濃縮ウランは、単位発電電力量当たりの所要量が極めて小さく、輸送や備蓄が容易である。

原子力発電の特性(2)供給安定性 エネルギー資源の地域分布

・ ウラン資源の産出国は、石油や天然ガス等に比して世界の多様な地域に分布している。

化石資源とウラン資源の地域分布



(出典)化石燃料資源:Statistical Review of World Energy 2009 (BP)

ウラン資源:Uranium2009: Resources, Production and Demand (OECD/NEA, IAEA) 15

原子力発電の特性(2)供給安定性

エネルギー資源の可採年数等

- ・ ウランも化石資源と同様に有限な資源である。ウランの可採年数は100年程度とされている。
- ・ ウラン資源量は推定量を含めると約1300万トンであり、リン鉱石の副産品をも加えると約2000万トンとされている。
- ・ 高速増殖炉あるいは海水ウランの利用が(=軽水炉並みの発電コストでの発電が)可能になれば可採年数は飛躍的に変化する。

エネルギー資源の可採年数等

	石炭	石油	天然ガス	原子力		
				ワンスルー	プルサーマル	高速増殖炉 サイクル
可採年数	124年 ^{*1}	47年 ^{*1}	64年 ^{*1}	100年 ^{*3}	130年 ^{*3}	>3000年 ^{*3}
確認埋蔵量	8260億t ^{*2}	1817億t ^{*2}	187.5兆m ^{3*2}	630万t ^{*4}		
生産量	69.4億t ^{*2}	38.2億t ^{*2}	2.99兆m ^{3*2}	4.4万t ^{*4}		
備考	-	-	海水中に含まれるウラン(総量45億t)の回収技術開発も実施中。 ^{*5} トリウムはウランの約3倍ある。 ^{*6}			

*1 確認埋蔵量を現在の消費量で割った値をいう。

*2 BP(beyond petroleum) Statistical Review of World Energy 2010(2009年末データ)

*3 OECD/NEA, Nuclear Energy Outlook 2008

*4 Uranium2009

*5 海水ウランの捕集技術, 原子力委員会 定例会 2009年 第20回, 資料第1-1号

*6 IAEA TECDOC-1450

原子力発電の特性(2)供給安定性

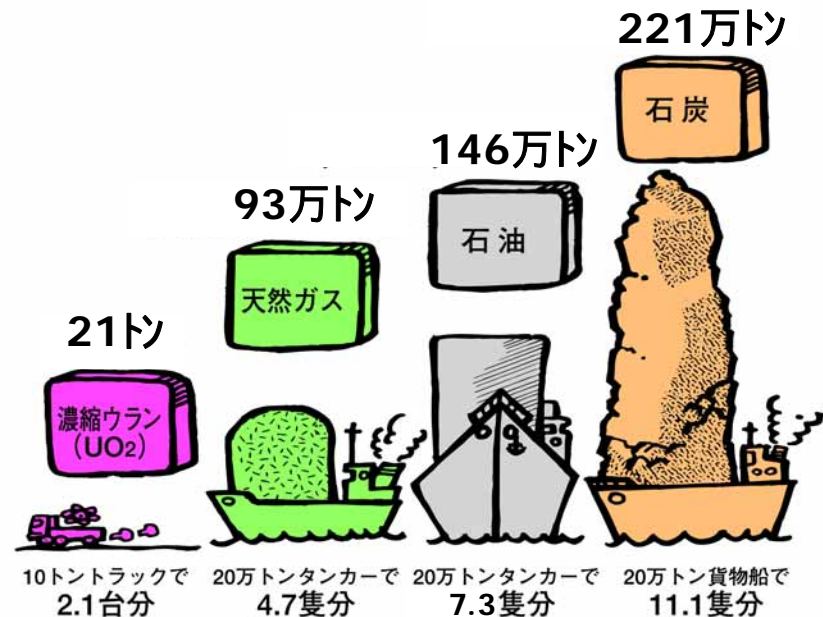
100万kWの発電所を1年間運転するために必要な燃料

- ・濃縮ウランは厳重な管理を必要とするが、同じ量の電力を発電するための物量は化石燃料の数万分の1であり、備蓄性が高い。
- ・炉心に燃料を装荷すると1年間は供給なしに運転を継続できることから、供給が途絶した場合でも直ちに発電停止に至ることはなく、対策を講じる時間的裕度が大きい。

100万kWの発電所を1年間運転するために必要な燃料

手法	1 kg の燃料による発電量 (kWh)
木炭	~1
石炭	3
石油	4
天然ウラン	50,000
プルトニウム	6,000,000

(出典) Vattenfall Fuel, IC on Innovative Nuclear Power, Vienna, 2003 & H.Blix, World Nuclear Association Annual Symposium, London, 2001



(出典) 電気事業連合会「原子力・エネルギー」図面集2007の数値を同図面集2010の数値に変更

原子力発電の特性(2)供給安定性

【参考】ウラン資源の権益の確保状況

- 電気事業者等は、ウランの安定供給を確保するため、長期契約の他、世界各地に権益を確保することに努めている。

日本企業が権益を持つ主なウラン鉱山

	国名	鉱山名	参加年度	参加企業	出資比率 (%)
生産中 (試験生産を含む)	ニジェール	アクータ	1974	海外ウラン資源開発	25%
				SOPAMIN(ニジェール国営地下資源関連事業会社)	31%
				AREVA(仏)	34%
				ENUSA(スペインウラン公社)	10%
	カナダ	マックリーンレイク	1992	海外ウラン資源開発(OURD Canada)	7.5%
				AREVA(AREVA Resources Canada)	70%
				DENISON Mines(カナダ)	22.5%
	ウエストムインクデュック	2005	住友商事	25%	
			関西電力	10%	
	カザフスタン	ハラサン I、II	2007	カザトムプロム(カザフスタン)	65%
丸紅					
東京電力					
東芝					
中部電力					
東北電力					
九州電力					
カザトムプロム(カザフスタン)					
ウラニウムワン(カナダ)					

出資比率は非公開。
日本側6社で生産量の4割相当の引取権を確保。

原子力発電の特性(2)供給安定性

【参考】ウラン資源の権益の確保状況

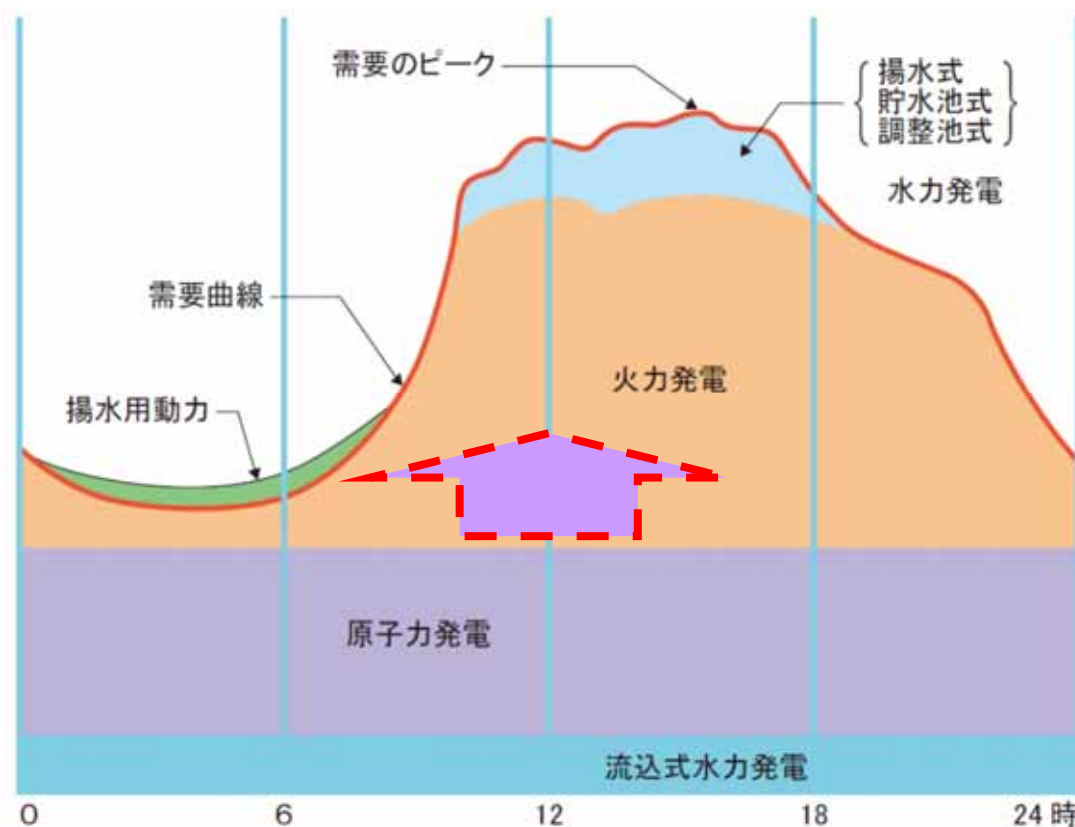
開発中	カナダ	シガーレイク	1997	出光興産(Idemitsu Canada Resources)	7.875%
				東京電力(Tepco Resources)	5%
		ミッドウェスト	1991	Cameco (カナダ)	50.025%
				AREVA (AREVA Resources Canada)	37.1%
	豪州	キンタイア	2008	海外ウラン資源開発(OURD Canada)	5.67%
		ハネムーン	2008	AREVA (AREVA Resources Canada)	69.16%
F/S中	カナダ	キガビック・シツソ ンズ	2000	DENISON Mines (カナダ)	25.17%
				三菱商事 (Mitsubishi Development Pty Ltd)	30%
				Cameco (カナダ)	70%
	アメリカ	ロカホンダ	2007	三井物産 (Mitsui & Co. Uranium Australia)	49%
				ウラニウムワン(カナダ)	51%
	豪州	レイクメイトランド (西豪州)	2009	JCU (Canada) Exploration Co., Ltd.	33.5%
				AREVA (AREVA Resources Canada)	64.8%
				Daewoo (韓)	1.7%
	豪州	レイクメイトランド (西豪州)	2009	住友商事グループ	40%
				ストラスモア (Strathmore Minerals Corporation)	60%
	カナダ	クリーエクステン ション	2000	日豪ウラン (JAURD International Pty Ltd)	30%
				伊藤忠商事 (ITOCHU Minerals & Energy of Australia Pty Ltd)	5%
ナミビア	ロッシングサウス	2009	メガウラニウム (カナダ)	65%	
			JCU (Canada) Exploration Co., Ltd.	約30%	
ナミビア	ロッシングサウス	2009	Cameco (カナダ)	約42%	
			AREVA (AREVA Resources Canada)	約28%	
			伊藤忠商事 (Nippon Uranium Resources)	約16%	
			Extract Resources (豪)	約36%	
ナミビア	ロッシングサウス	2009	Kalahari Minerals (英)	約29%	
			Rio Tinto (英)	約19%	

原子力発電の特性(2)供給安定性

原子力発電比率が向上した場合の考慮事項

- 将来的に、日々の電力需要の変動に合わせて出力を調整する運転の必要性が高まってくる段階では、そうした運転が安全かつ確実に実施されるための要件等について検討を行う可能性がある*。

電力の需要と供給の関係（イメージ図）



（出典）「原子力2009」日本原子力文化振興財団資料を基に内閣府にて作成

*一時的に需要が落ち込む場合に定格出力以下に調整する運転は、現在でも起動時や設備の調整時等に行われている。



- 原子力発電の特性

(3) 環境適合性

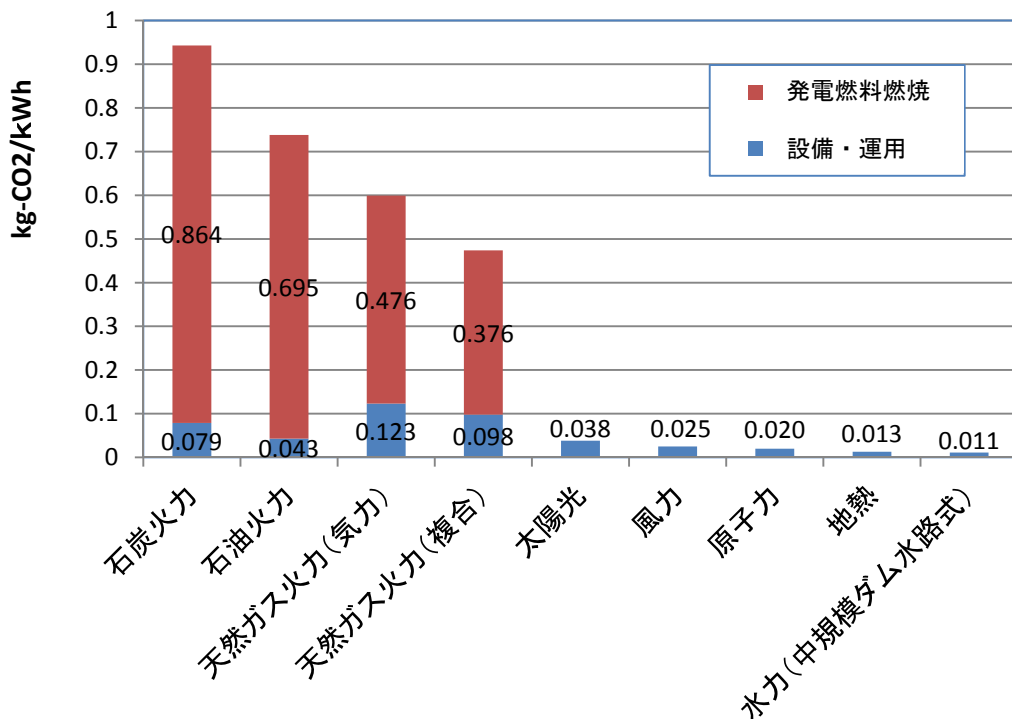
- ・ 原子力発電システムはそのライフサイクルを通じての単位発電電力量当たりのCO₂の排出量は極めて小さい。
- ・ 他電源と異なり、放射性廃棄物を発生する。

原子力発電の特性(3)環境適合性

我が国の電源種別CO₂排出量比較

- 太陽光、風力、原子力は、発電過程でCO₂を排出せず、ライフサイクルを通じて、単位発電量当たりのCO₂排出量は化石燃料発電に比べて数十分の1である。

日本の電源種別 CO₂排出量比較



(参考)
発電技術のライフサイクル評価で検討すべき範囲
(システム境界)



(出典) 電力中央研究所

*:発電燃料の燃焼に加え、原料の採鉱から諸設備の建設・燃料輸送・精製・運用保守等のために消費される全てのエネルギーを対象としてCO₂排出量を算出
*:原子力については、現在計画中の使用済燃料国内再処理・プルトニウム利用(1回サイクルを前提)・高レベル放射性廃棄物処分等を含めて算出

(出典) 電力中央研究所

原子力発電の特性(3)環境適合性

我が国の温室効果ガス削減目標

- 我が国は、一定の前提の下で温室効果ガスの排出量を2020年までに1990年比25%削減することを目標としている。

(2007年 気候変動に関する政府間パネル (IPCC) 第27回総会 IPCC 第4次評価報告書統合報告書)

気候変化に対する脆弱性を低減させるには、現在より強力な適応策が必要

(2008年 洞爺湖サミット エネルギー安全保障と気候変動に関する主要経済国首脳会合宣言)

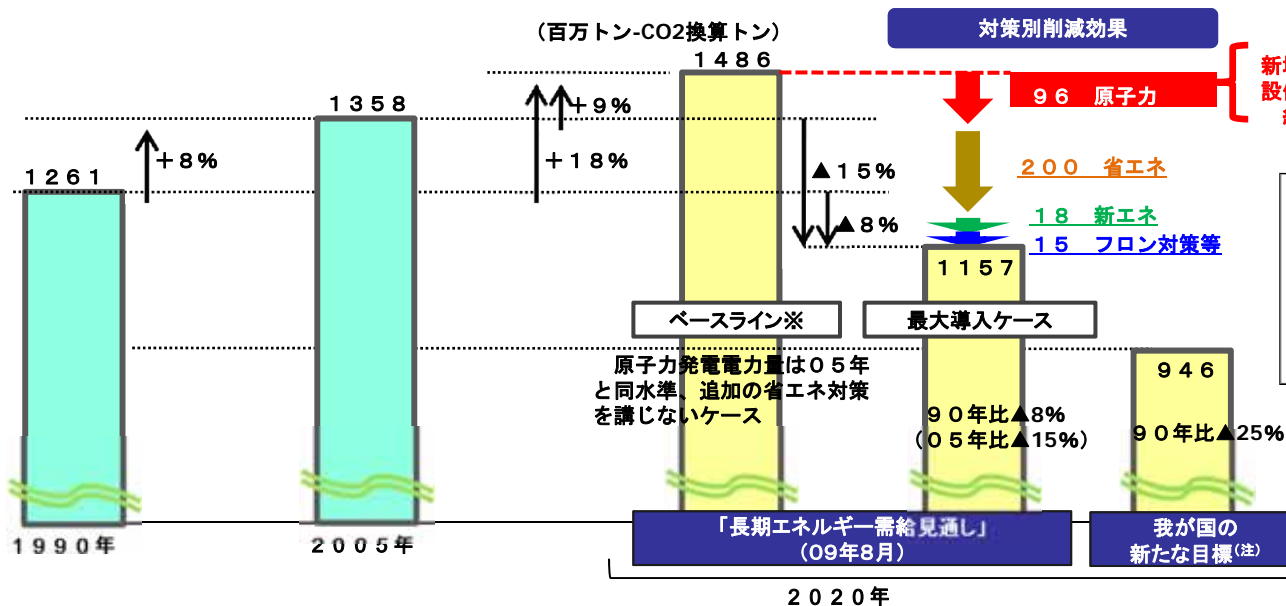
8. (略)我々は、再生可能エネルギー、よりクリーンで低炭素の技術及び、我々の中で関心を有する国については原子力を含む技術の採用及び利用を促進する。

(2009年 国連総会における鳩山総理大臣(当時)演説)

○すべての主要国による公平かつ実効性のある国際的枠組みの構築及び意欲的な目標の合意を前提として、温室効果ガスの削減目標を1990年比で2020年までに25%削減

日本の温室効果ガス排出量の実績と見通し

(「2005年比▲15%」を前提とした「長期エネルギー需給見通し」(2009年8月))



新增設: 9基
設備利用率:
約60% 約80%

CO2排出量削減への貢献

- 全国の既設原子力発電所の設備利用率1%向上
→CO₂排出量約300万トン削減
- 原子力発電所新規建設(138万kW)1基
→CO₂排出量約700万トン削減

(注)「すべての主要国の参加による公平かつ実効性のある枠組みと意欲的な目標の合意」が前提。

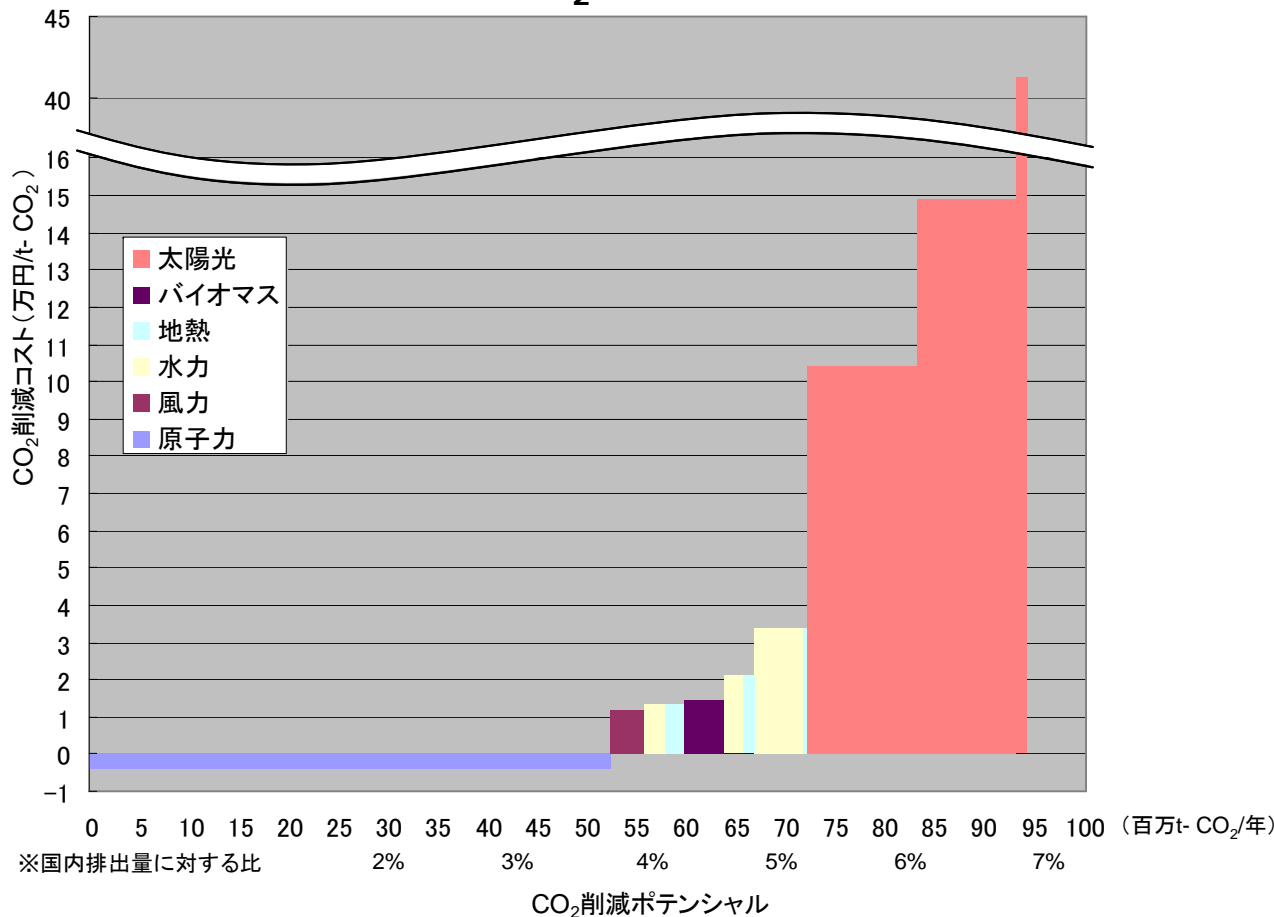
(出典) 総合資源エネルギー調査会原子力部会 (第22回) 資料 (平成22年3月)

原子力発電の特性(3)環境適合性

ゼロ・エミッション電源のCO₂排出削減ポテンシャルと削減コスト

- 一定量のCO₂排出量を削減するのに必要なコストは原子力発電による代替が最も小さい。

ゼロ・エミッション電源のCO₂削減ポテンシャルと現状の削減コスト



【左表の解説】

各ゼロエミッション電源によって、平均コスト電源を代替した場合のCO₂削減コストとCO₂削減ポテンシャルを示したものの。

幅と高さから決まる面積が、そのCO₂削減方策の総コストを表す。

(原子力が負のコストになっているのは、原子力の発電単価が平均コストよりも低いため)

平均コスト：我が国の電源別発電電力量構成に基づいて加重平均した発電コストをいう

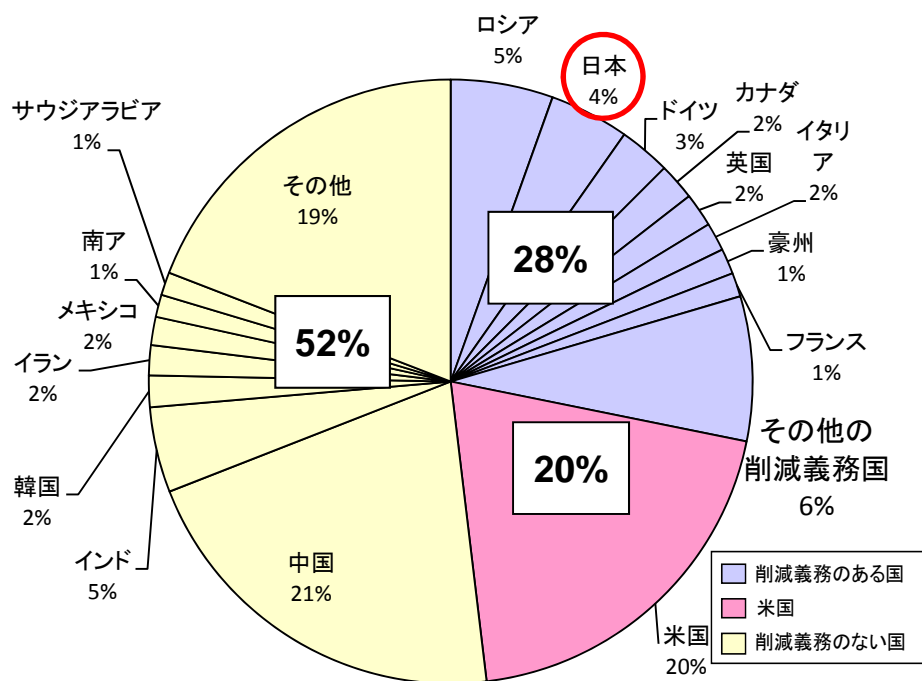
図注) 本グラフで示すCO₂削減コストは現状の発電単価に基づいており、将来の予測値ではない。

原子力発電の特性(3)環境適合性

世界のCO₂排出量の現状と予測

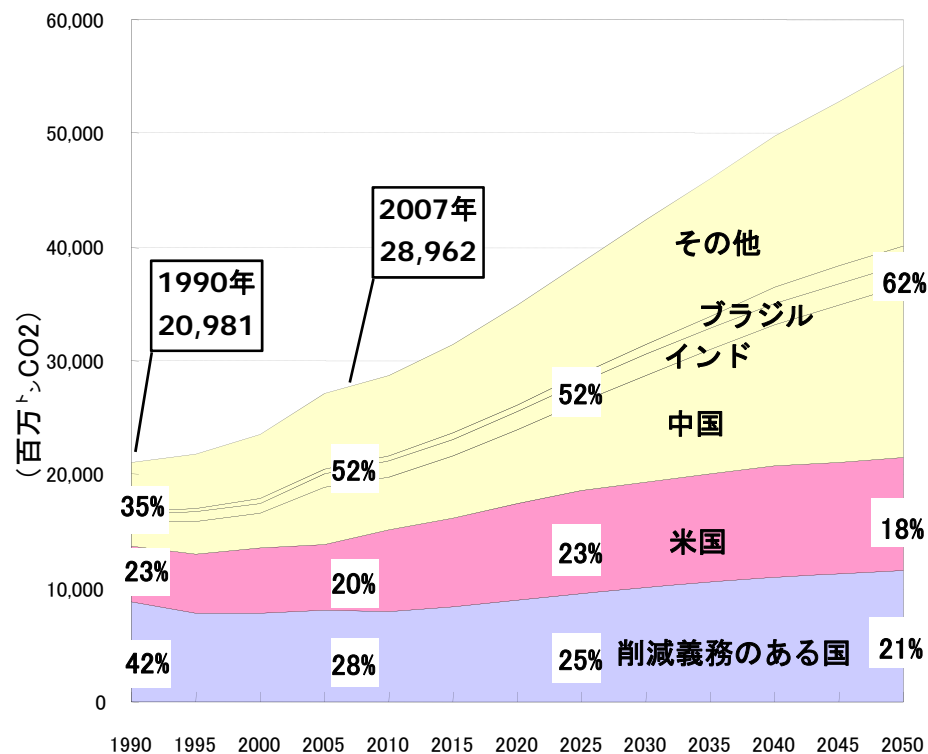
- 中国、インドを含む途上国のCO₂排出量が大きな割合を占めている。
- 途上国のCO₂排出量は今後も増加する見通しである。

＜世界のエネルギー起源CO₂排出割合(2007年)＞



(出典)IEA (注) EU15ヶ国の排出量が世界に占める割合は11%

＜世界のエネルギー起源CO₂排出量の見通し＞



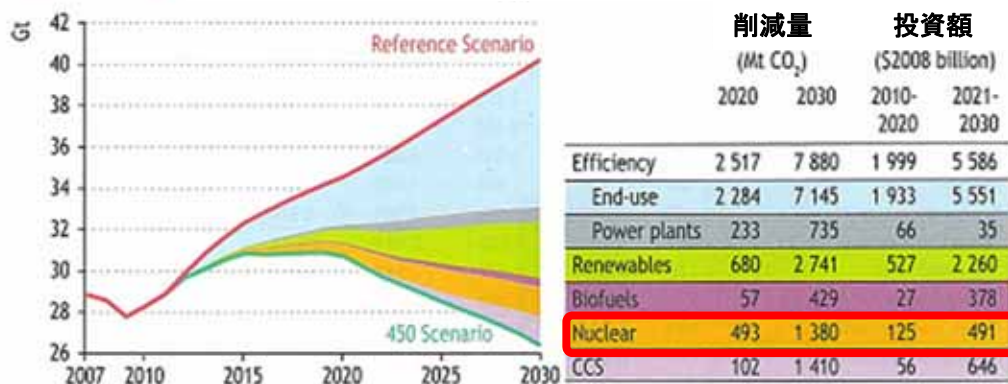
(出典) 財団法人地球環境産業技術研究機構 (RITE)

原子力発電の特性(3)環境適合性

世界の温室効果ガス削減目標の議論

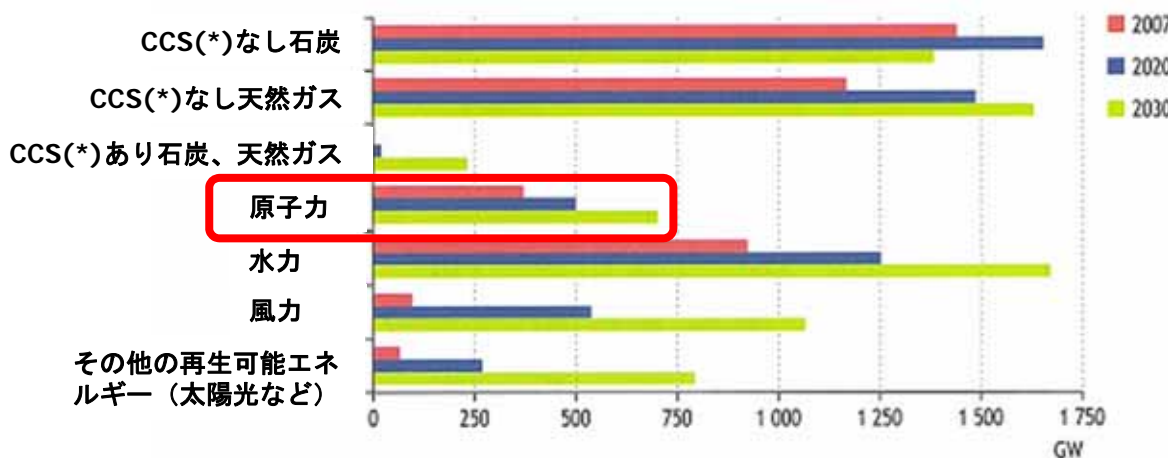
- 大気中温室効果ガス濃度を制限するためには、原子力発電の設備容量の増加を含む種々の取り組みが必要となるとの報告がIEA等によって公表されている。

Figure 9.2 ● 世界のCO2排出削減予測



450 Scenario :
温室効果ガスを450ppmで安定化し、
気温上昇を2 程度に抑える
(2050年までに排出量半減)

Figure 9.3 ● 450シナリオにおける世界の発電設備容量



この報告には、2030年に、原子力発電の設備容量を世界全体で2007年の約2倍、風力やその他の再生エネルギーを約10倍にする案が示されている。

(*)CCS:二酸化炭素回収貯留

原子力発電の特性(3)環境適合性

各電源の建設に必要な主な資材量

- 原子力は、単位電力量を生み出すために比較的少ない建設資材で建設できるため、環境負荷が少ない。

発電方法	鉄 (kg/GWh)	銅 (kg/GWh)	ボーキサイト (kg/GWh)
石炭(無煙炭)	1,750~2,310	2	16~20
石炭(褐炭)	2,100~2,170	7~8	18~19
天然ガス	1,207	3	28
太陽光	3,690~24,250	210~510	240~4620
風力	3,700~11,140	47~140	32~95
水力	1,560~2,680	5~14	4~11
原子力	420~490	6~7	27~30

(出典) University of Stuttgart, IER

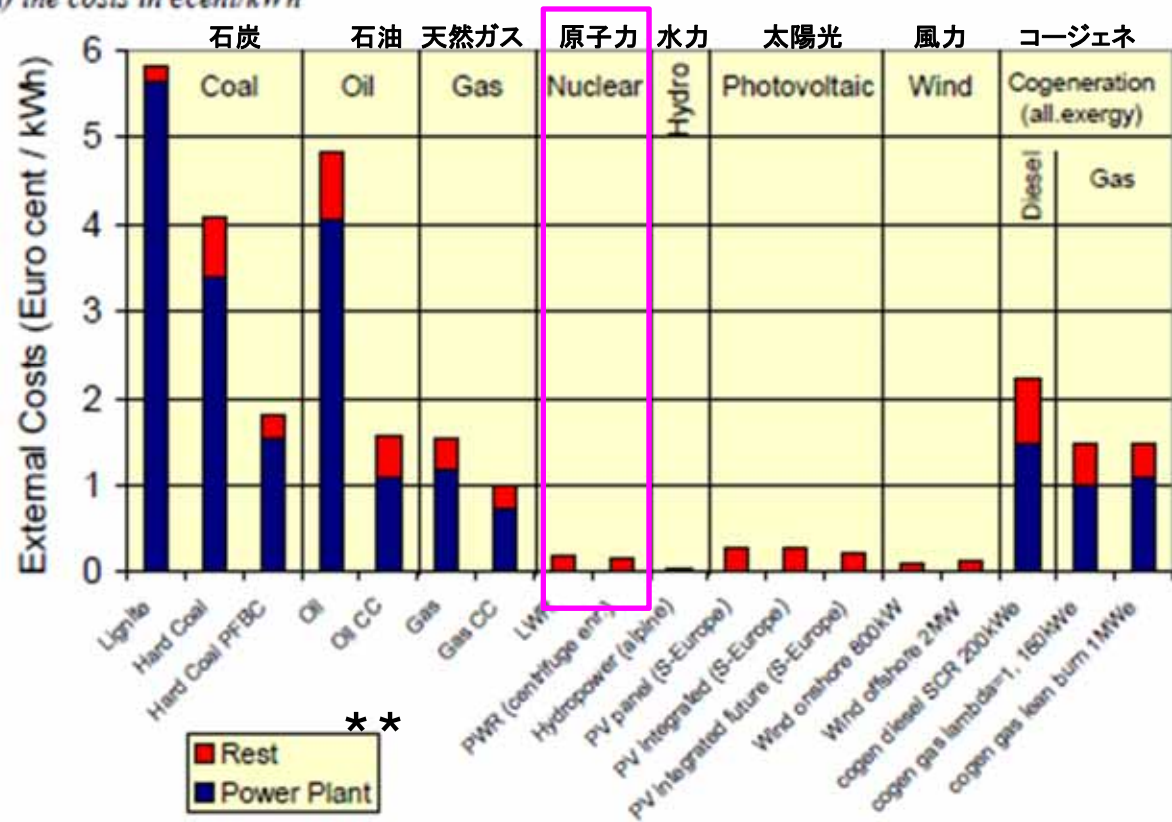
原子力発電の特性(3)環境適合性

各電源の環境影響評価の例(ExternE報告*)

- 原子力発電所から放出される物質による環境への影響は、再生エネルギーとほぼ同等である。

Fig.9. External costs of current and advanced electricity systems, associated with emissions from the operation of power plant and with the rest of energy chain.

a) the costs in €cent/kWh



*:ExternEとは

欧州委員会の下部組織により、エネルギー政策の立案に資するため実施されている評価活動。

この報告では、各電源毎の人体への健康影響や、農作物収穫量、温暖化効果等の環境影響を外部コストに換算し、比較している。

**:

Power Plant 運転過程における寄与分
Rest その他(燃料輸送等)による寄与分

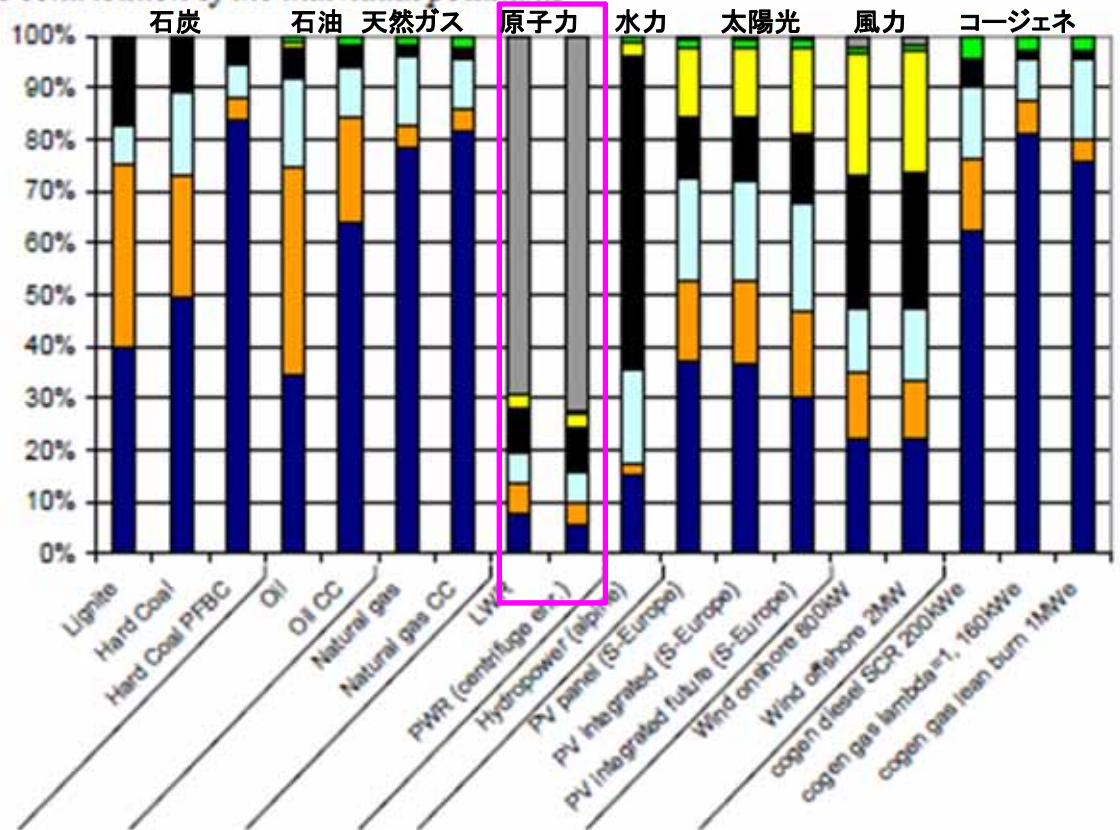
(出典)ExternE-Ppol final report (2004年8月)

原子力発電の特性(3)環境適合性

各電源の環境影響評価の例(ExternE報告)つづき

各電源別の放出物質の寄与割合

b) the contribution of the individual pollutants



Rad.Em.; 放射性物質
 NMVOC;メタン以外の炭化水素
 Heavy Metal; 鉛, カドミウム等の重金属
 PM2.5; ばい煙
 NOx; 酸化窒素
 SO2; 亜硫酸ガス
 GHG;温室効果ガス (CO₂, メタン等)

(出典)ExternE-Ppol final report (2004年8月)



■ 原子力発電の特性

(4) 経済性

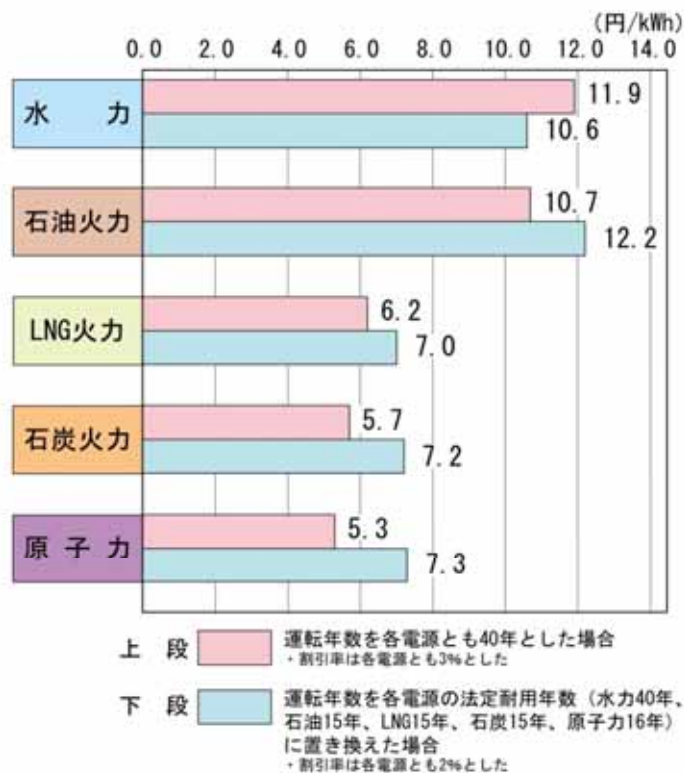
- ・ 原子力発電の発電コストは他の化石燃料によるものと遜色がない。
- ・ 発電コストに占める燃料費の割合が小さい。このため、資源の価格変動に対して発電コストは安定している。
- ・ 他電源と異なり、原子炉の廃止措置や使用済燃料・放射性廃棄物の処理・処分のコストが発生するが、現時点で合理的な見積もりが可能なコストは電気料金の中での費用回収措置がすでに行われている。

原子力発電の特性(4)経済性

我が国の各電源別発電コスト

- 平成16年の電気事業分科会における発電コストの試算では、我が国では、原子力の発電コストは、他電源と比べて遜色ない値になっている。

電源別発電コストの試算値



<試算の前提>

電源別諸元	運転年数	設備利用率	1基当たりの出力
水力	40年	45%	1.5万kW
石油火力	40年	80%	40万kW
LNG火力	40年	80%	150万kW
石炭火力	40年	80%	90万kW
原子力	40年	80%	130万kW

- 平成14年度運転開始ベース
- 為替レート（平成14年度平均値）
121.98円/\$
- 燃料価格（平成14年度平均値）
石油 27.41 \$/bbl
石炭 35.5 \$/t
LNG 28,090円/t
- 石油、石炭、LNGの燃料上昇率
IEA「World Energy Outlook」

<原子燃料サイクルコストの内訳>※

原子燃料サイクルコスト計	1.47円/kWh
フロントエンド計	0.66円/kWh
バックエンド計	0.81円/kWh
再処理（輸送込み）	0.50円/kWh
中間貯蔵（輸送込み）	0.04円/kWh
HLW貯蔵・輸送・処分	0.15円/kWh
TRU処理・貯蔵・処分	0.09円/kWh
再処理デコミ	0.03円/kWh

（出典）電気事業連合会「原子力・エネルギー」図面集2010

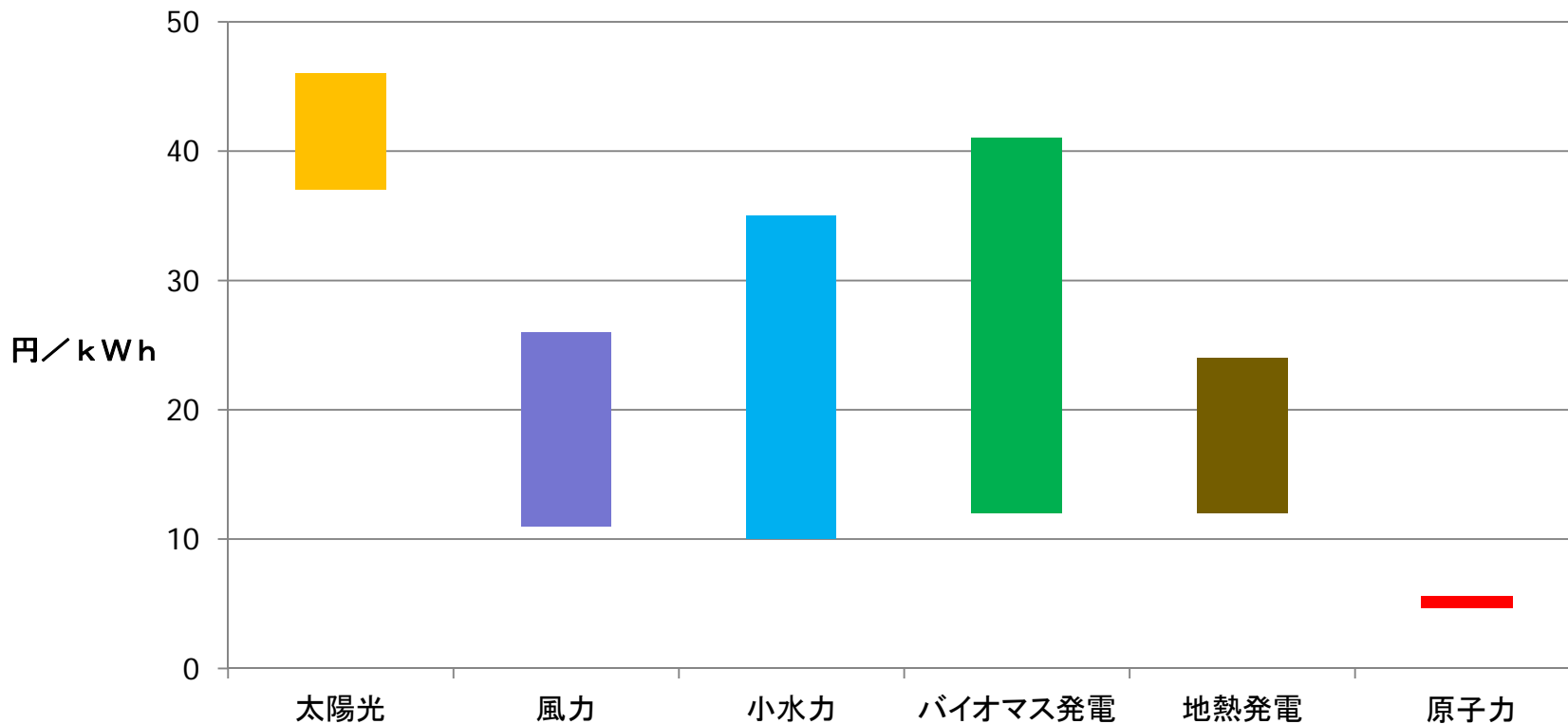
（原典）経済産業省総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会資料（平成16年1月）

原子力発電の特性(4)経済性

再生可能エネルギーの発電コスト

- 現時点では、原子力の発電コストは、再生可能エネルギーの発電コストに比べて低い。

発電コストの比較例



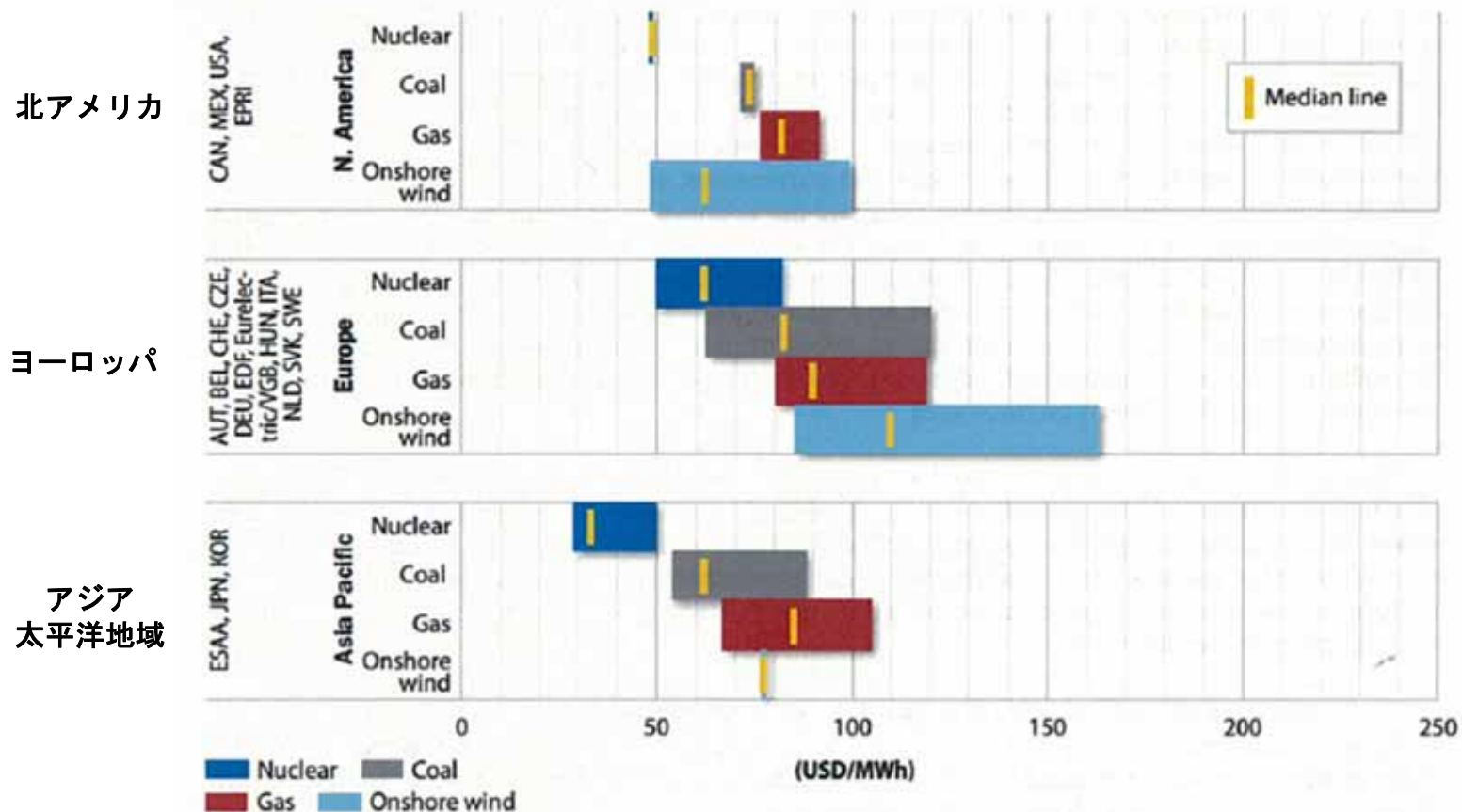
(出典) 資源エネルギー庁作成資料を基に内閣府にて原子力を追加作成
原子力：総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会（平成16年1月）

原子力発電の特性(4)経済性

各国の電源別発電コスト比較

- ・ 同じ電源でも国によって発電コストが異なる。
- ・ 国によって、各電源の発電コスト順位が異なる。

Figure ES.1: 各地域の原子力、石炭、天然ガス、陸上風力の発電コスト(割引率5%)

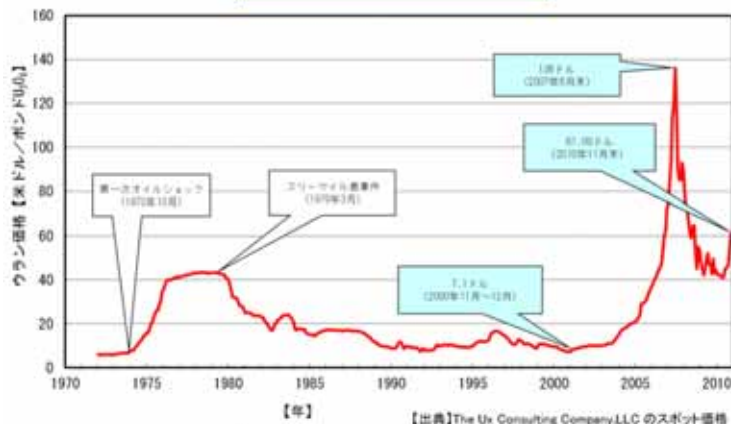


原子力発電の特性(4)経済性

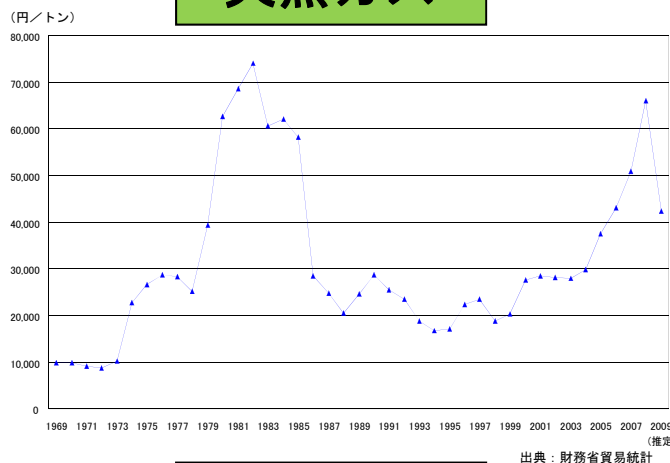
エネルギー資源の価格動向

- ・ 過去、どのエネルギー資源も価格が変動している。
- ・ 原子力発電は、発電原価に占める燃料費の割合が小さいので、資源価格が大きく変動しても発電コストはあまり変わらない。

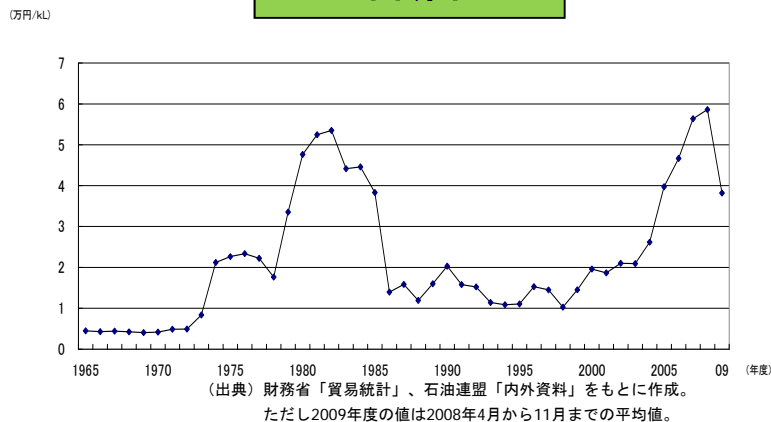
ウラン



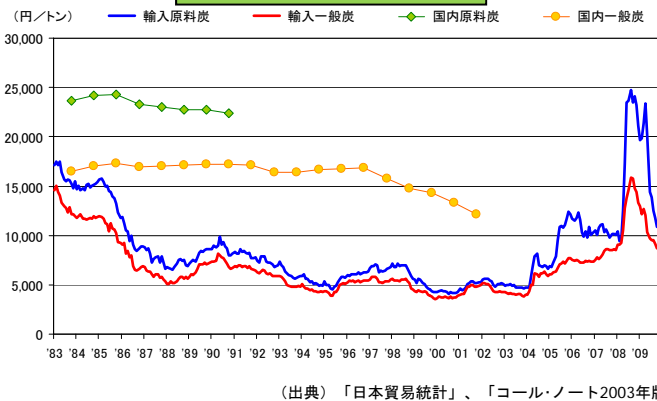
天然ガス



石油



石炭



各発電方式毎の燃料費の割合

原子力：1割程度
 天然ガス：6割程度
 石油：6割程度
 石炭：4割程度

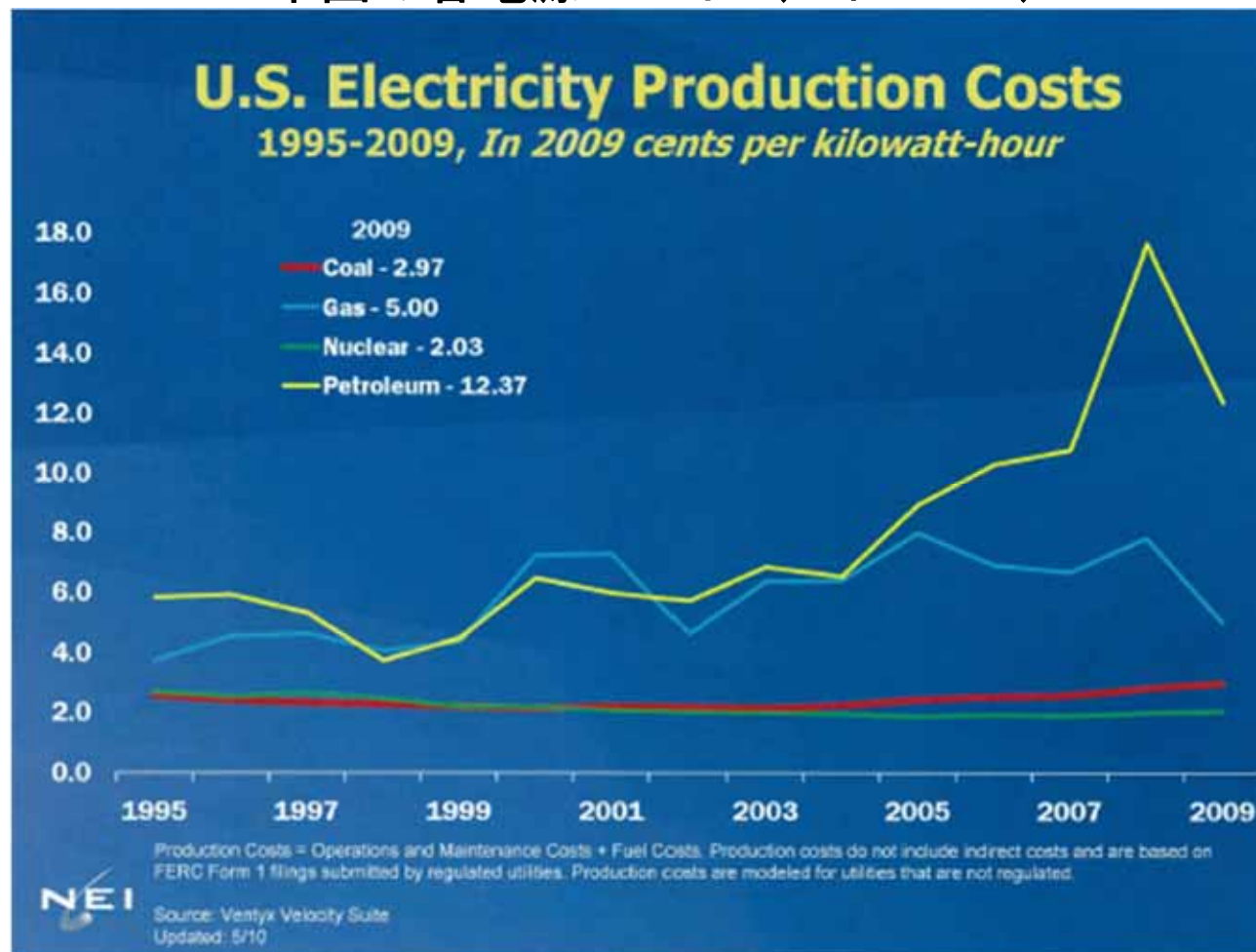
(出典)
 原子力：総合資源エネルギー調査会
 電気事業分科会コスト等検討
 小委員会（平成16年1月）
 原子力以外：資源エネルギー庁総合
 エネルギー調査会第70回原子
 力部会（平成11年12月）

原子力発電の特性(4)経済性

米国の各電源コストの変動(建設費含まず)

- ・ 米国においても、原子力発電に係るコスト(運転、保守及び燃料費)は変動が少ない。
(なお、このデータは建設費を含んでおらず発電単価とは異なる。)

米国の各電源コスト (セント/kWh)





■ 原子力発電の供給(発電比率)目標

【原子力政策大綱】

- 2030年以後も総発電電力量の30～40%程度以上を原子力発電が担うことを目指す。

【エネルギー基本計画】

(2030年に向けた目標)

- 電源構成に占めるゼロ・エミッション電源(原子力及び再生可能エネルギー由来)の比率を約70%(2020年には約50%以上)とする。

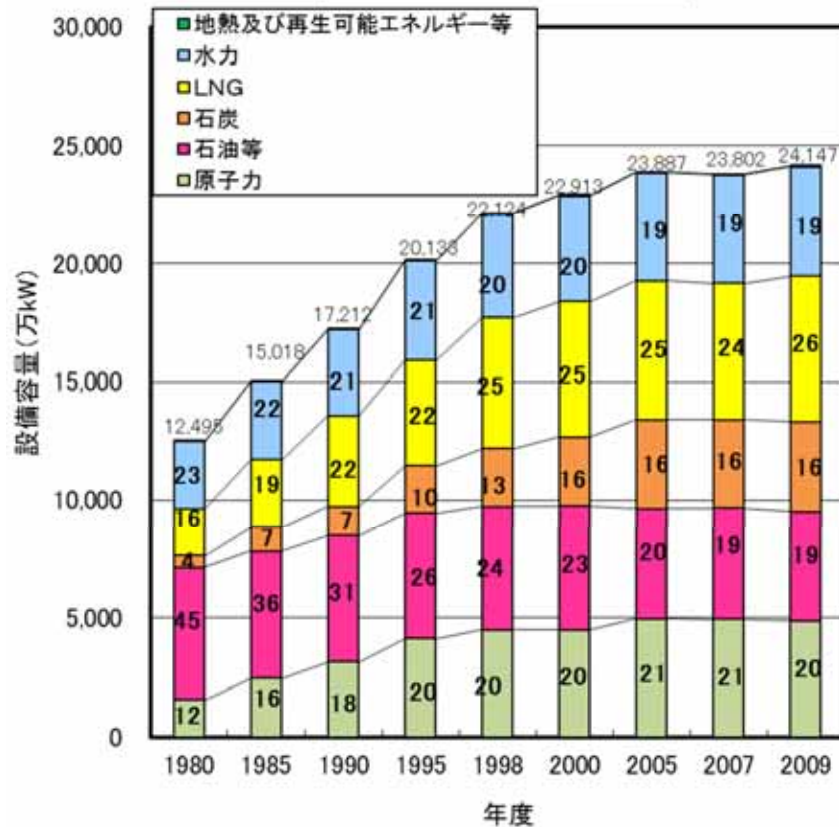
(原子力発電の推進)

- 2020年までに、9基の原子力発電所の新增設を行うとともに、設備利用率約85%を目指す。
- 2030年までに、少なくとも14基以上の原子力発電所の新增設を行うとともに、設備利用率約90%を目指していく。

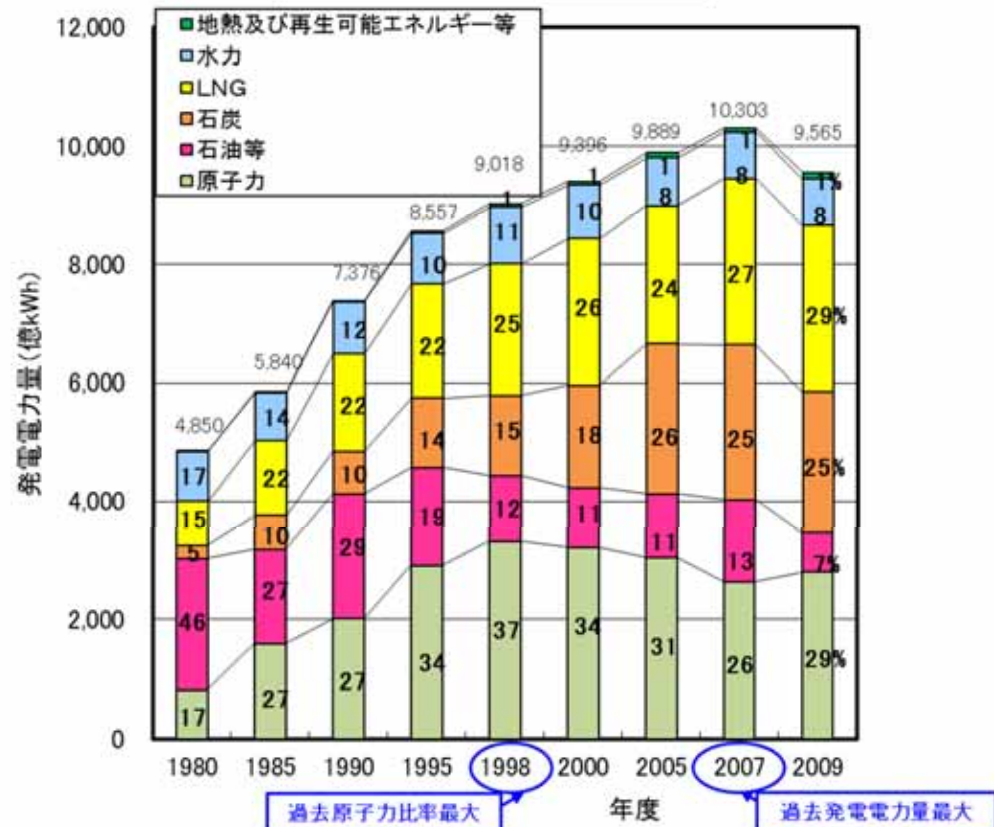
我が国の電源別設備容量、発電電力量の実績

我が国の設備容量の約2割、発電電力量の約3割は原子力が担っている。

電源別設備容量



電源別発電電力量

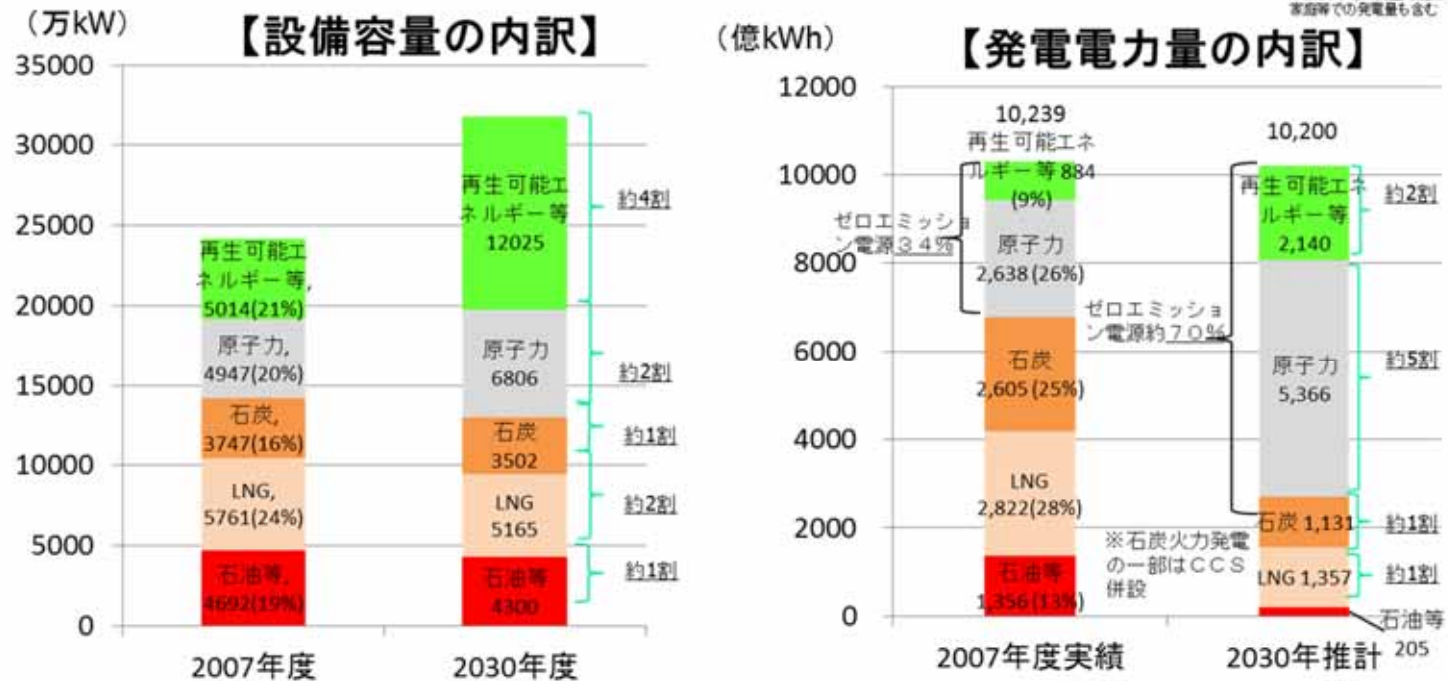


(出典) エネルギー白書2010に基に内閣府にて作成

●「エネルギー基本計画」関連

我が国の電源別設備容量、発電電力量の試算

○エネルギー基本計画に掲げられる施策の推進を前提とした試算の結果、電源構成の内訳は以下のとおり。
 ○ゼロ・エミッション電源比率は約70%程度となる※。(現状34%)



※大幅な省エネルギーや、立地地域を始めとした国民の理解及び信頼を得つつ、安全の確保を大前提とした原子力の新增設（少なくとも14基以上）及び設備利用率の引き上げ（約90%）、並びに再生可能エネルギーの最大限の導入が前提であり、電力システムの安定度については別途の検討が必要である。
 ※石炭火力については、商用化を受けて、リプレース時には全てCCSを併設すると想定。今後の技術開発やCO2の貯留地点の確保等によって変動しうる点に留意が必要。
 ※ゼロエミッション電源約70%には、再生可能エネルギー等のうち、廃棄物発電及び揚水発電を除く。



●「エネルギー基本計画」関連

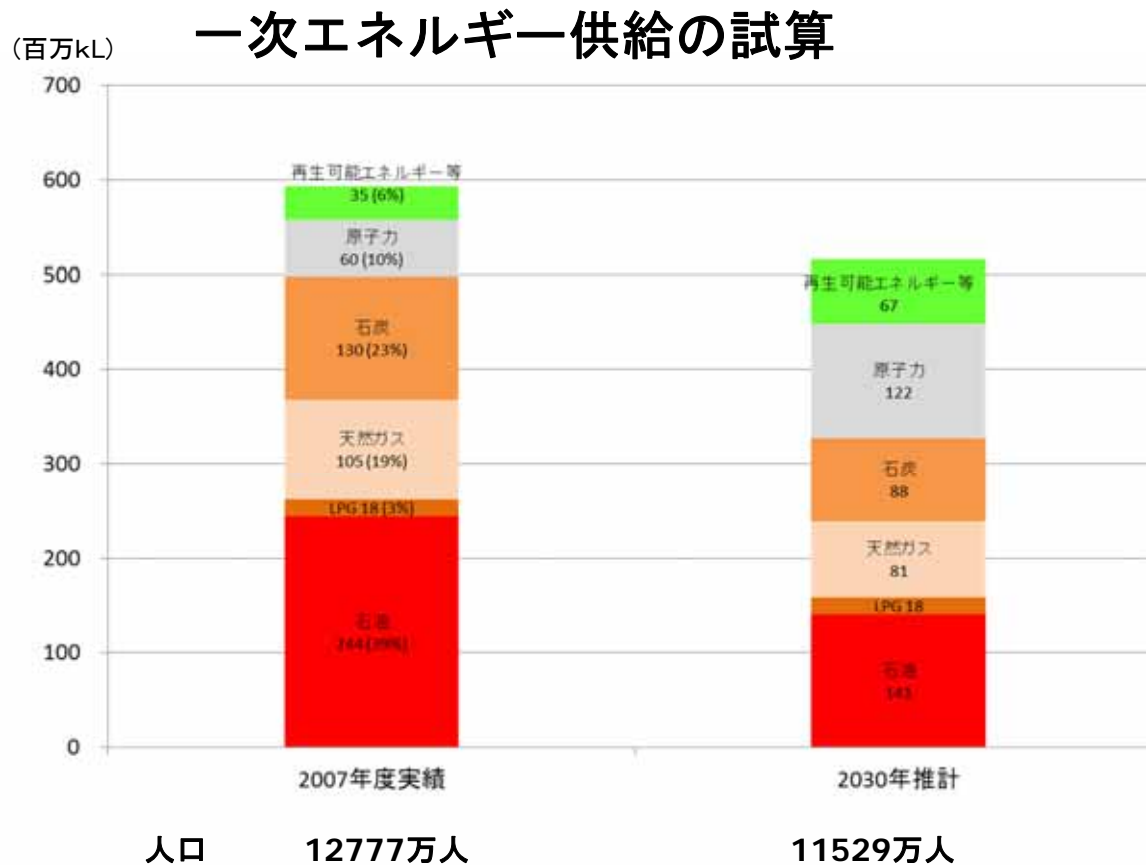
【参考】エネルギー政策の基本的視点

- エネルギー政策の基本は、エネルギーの安定供給の確保 (energy security)、環境への適合 (environment) 及びこれらを十分考慮した上での市場機能を活用した経済効率性 (economic efficiency) の3E の実現を図ること
- 今後の資源・エネルギー政策は以下の基本的視点を踏まえて推進
 1. 総合的なエネルギー安全保障の強化
 2. 地球温暖化対策の強化
 3. エネルギーを基軸とした経済成長の実現
 4. 安全の確保
 5. 市場機能の活用等による効率性の確保
 6. エネルギー産業構造の改革
 7. 国民との相互理解

●「エネルギー基本計画」関連

【参考】1次エネルギー供給の試算

- 設備容量や発電電力量は、人口の減少や、エネルギー基本計画に掲げる省エネルギー政策を強力かつ十分に推進することを前提に試算している。
- 一次エネルギー供給は省エネルギー政策により、約2割減少する。



（出典）資源エネルギー庁「2030年のエネルギー需給の姿」（総合部会、基本計画委員会の合同開催(2010年6月) 配布資料から
1次エネルギーの供給の部分のみ内閣府にて抜粋
資源エネルギー庁 第4回基本計画委員会（2010年6月）から人口の部分のみ内閣府にて抜粋

●「エネルギー基本計画」関連

【参考】需要分野でのCO₂低減の取組例

2030年までの試算(民生部門)

○エネルギー基本計画で掲げられた以下の民生部門対策を反映しつつ、業務床面積や世帯数等について一定の前提を置いて試算

主な削減対策

2030年の絵姿

民生部門

住宅・建築物の省エネ
高効率給湯器(家庭用)

新築住宅の平均でZEH(*1)を実現、新築建築物の平均でZEB(*2)を実現

高効率照明

全世帯の8~9割に導入

普及率100%(ストックベース)

IT機器の省エネ(グリーンIT) 普及率100%(2020年までに実現)

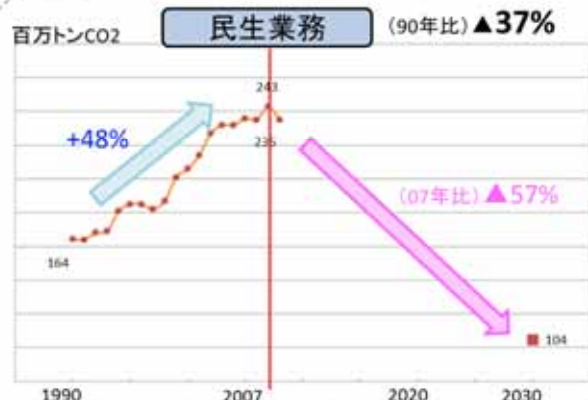
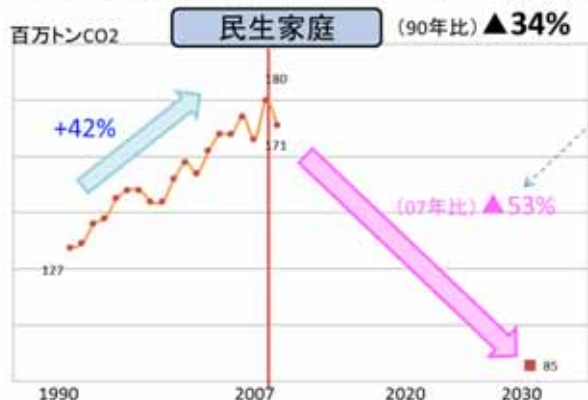
その他省エネ家電等

【その他の主な前提】

業務床面積: 07年17.9億平米 → 30年19.2億平米

世帯数: 07年5171万世帯 → 30年5242万世帯 (試算結果)

○「暮らし」のエネルギー消費から発生するCO₂が現状から半減



(*1)ZEH:ゼロエミッションハウス

(*2)ZEB:ゼロエネルギービル

(出典) 資源エネルギー庁「2030年のエネルギー需給の姿」(総合部会、基本計画委員会の合同開催(2010年6月)配布資料)

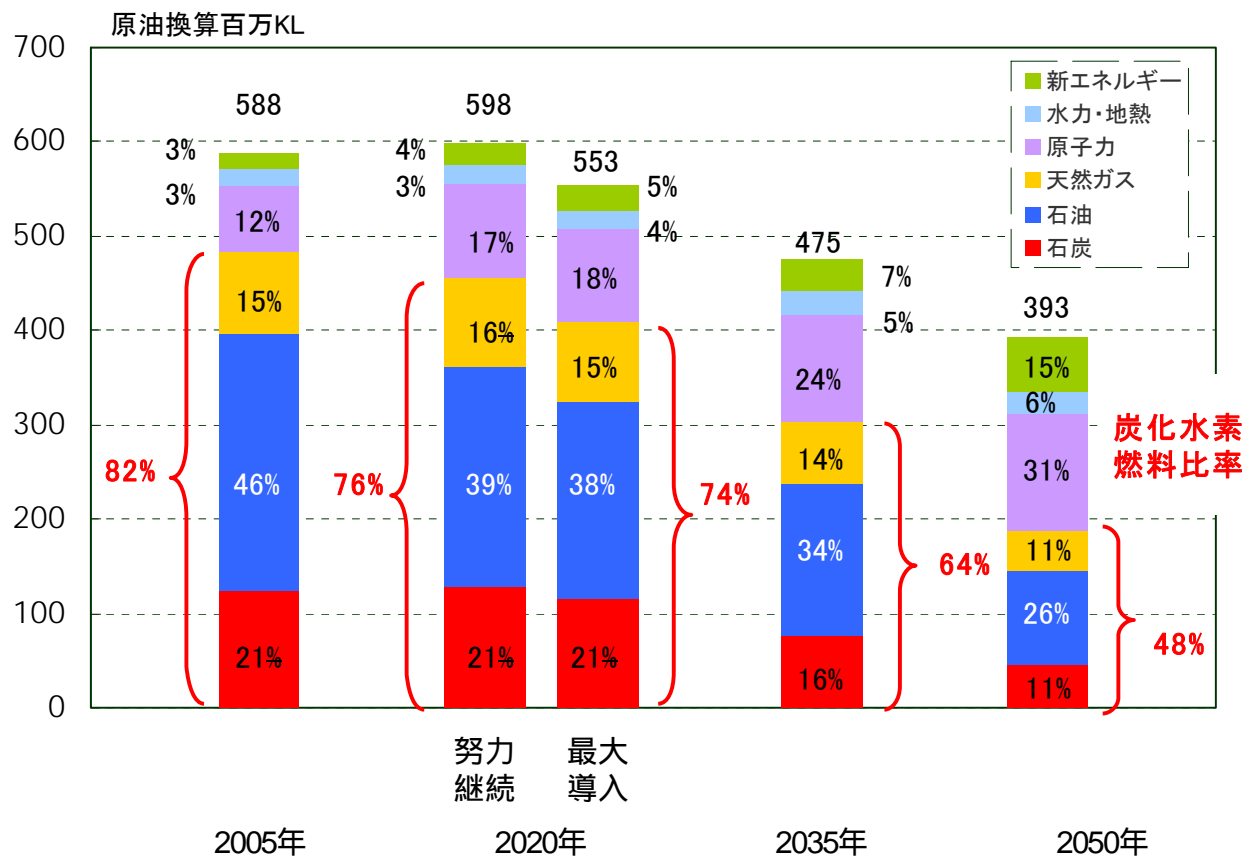


□日本エネルギー経済研究所試算

- 「エネルギー基本計画」の他に、将来のエネルギー需給を試算したものとして、日本エネルギー経済研究所による2050年のエネルギー需給の試算がある。

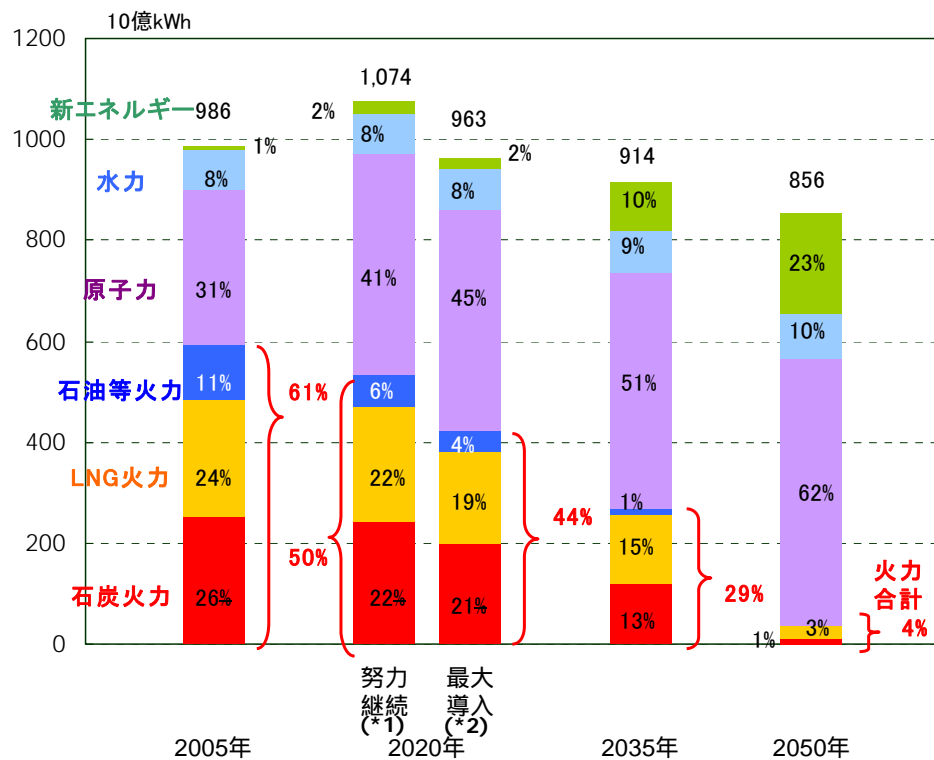
□「日本エネルギー経済研究所試算」関連 【参考】2050年の一次エネルギー供給の推移

- 一次エネルギー消費は2005年比で約33%減少すると試算している。
- 化石エネルギー消費は2005年比で61%減少し、構成比は82%から48%に低下すると試算している。



□「日本エネルギー経済研究所試算」関連 【参考】2050年の電源構成の推移

- 需要構造の電力化に伴い、2050年の発電電力量は2005年比13%の減少にとどまると試算している。
- CO₂削減には電源構成の非化石化が必須であると試算している。



(想定)

・原子力のシェアは60%以上まで上昇。建設中・計画中の原子炉を着実に運転開始させた後、2030年以降は廃炉に伴うリプレイス(設備容量の増加を伴う)を続け、更に設備利用率を85%程度以上まで上昇すると想定。

・蓄電能力の向上等、系統安定化のための技術の進歩により、原子力、新エネルギーによる発電が大幅に拡大。

(2050年までに太陽光が2005年比76倍、風力・地熱が35倍に増加。)

2050年の設備容量・発電量想定

	太陽光	風力	原子力
設備容量(万kW)	12,000	3,600	7,100
稼働率(%)	12	20	85
発電電力量(億kWh)	1,300	630	5,300

(*1)努力継続ケース

これまで効率改善に取り組んできた機器・設備について、既存技術の延長線上で今後とも継続して効率改善の努力を行い、耐用年数を迎える機器と順次入れ替えていく効果を反映したケース。

(*2)最大導入ケース

実用段階にある最先端の技術で、高コストではあるが、省エネ性能の格段の向上が見込まれる機器・設備について、国民や企業に対して更新を法的に強制する一歩手前のギリギリの政策を講じ最大限普及させることにより劇的な改善を実現するケース。

□「日本エネルギー経済研究所試算」関連 【参考】環境省試算とエネ研試算との比較

- 両試算とも2050年の一次エネルギー消費は2005年比で3～4割減少すると試算している。
- また、両試算とも原子力が一定の役割を担うと試算している。

「環境省試算」値は、環境大臣資料をもとに日本エネルギー経済研究所で推算したものを、



(*)
ビジョンA (経済発展・技術志向)
ビジョンB (地域重視・自然志向)

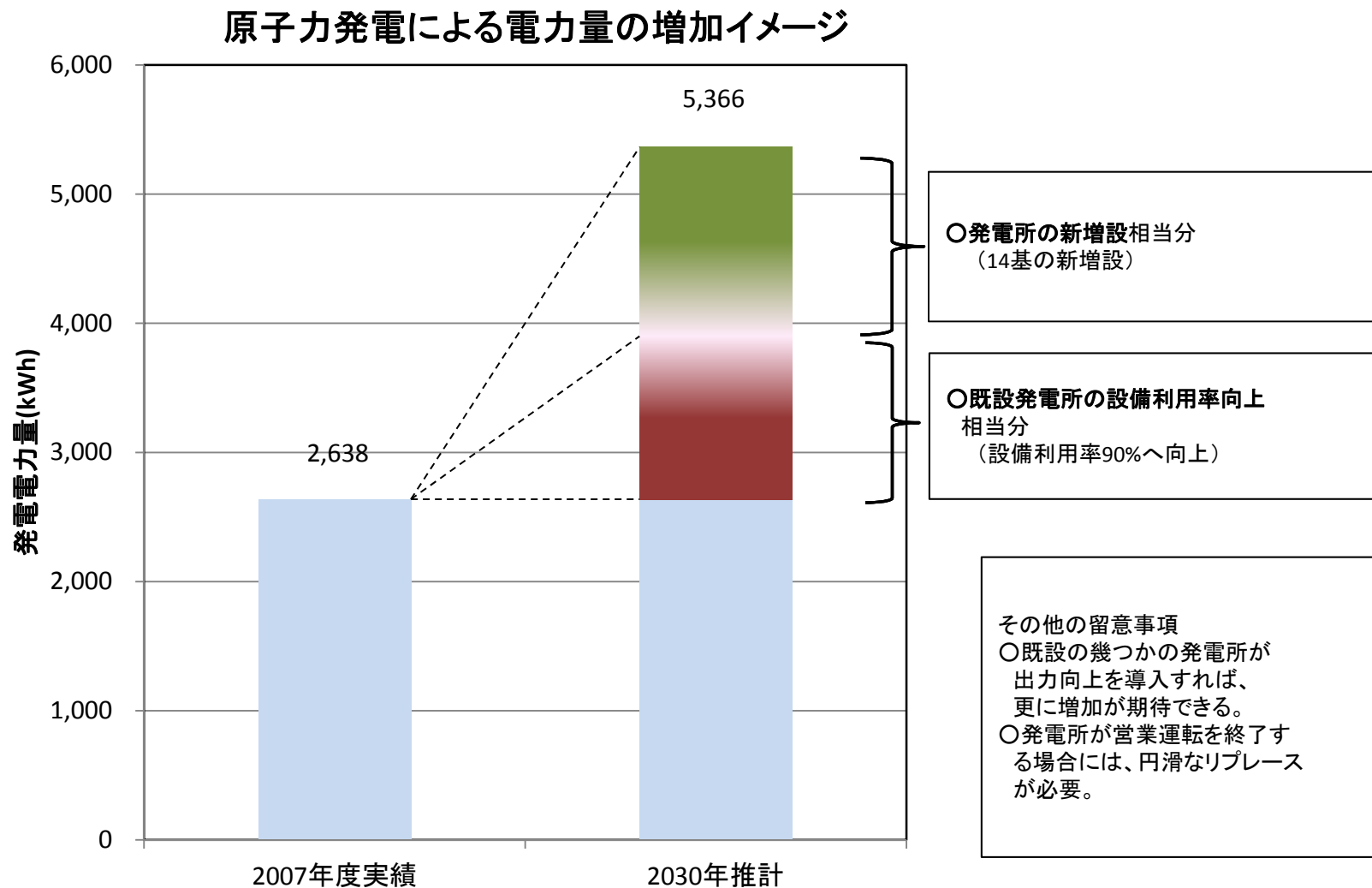


- **原子力発電の供給目標達成のための課題、取組**

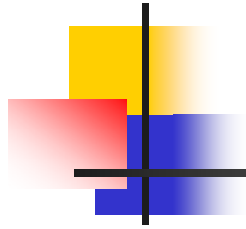
- 既設原子力発電所の効果的運用
- 新增設の推進
- 将来の電源構成に応じた電力需給システムへの影響
- 社会との共生に向けた条件整備

【参考】

原子力発電による発電電力量増加イメージ



(出典) 資源エネルギー庁「2030年のエネルギー需給の姿」(総合部会、基本計画委員会の合同開催(2010年6月)配布資料をもとに内閣府作成)

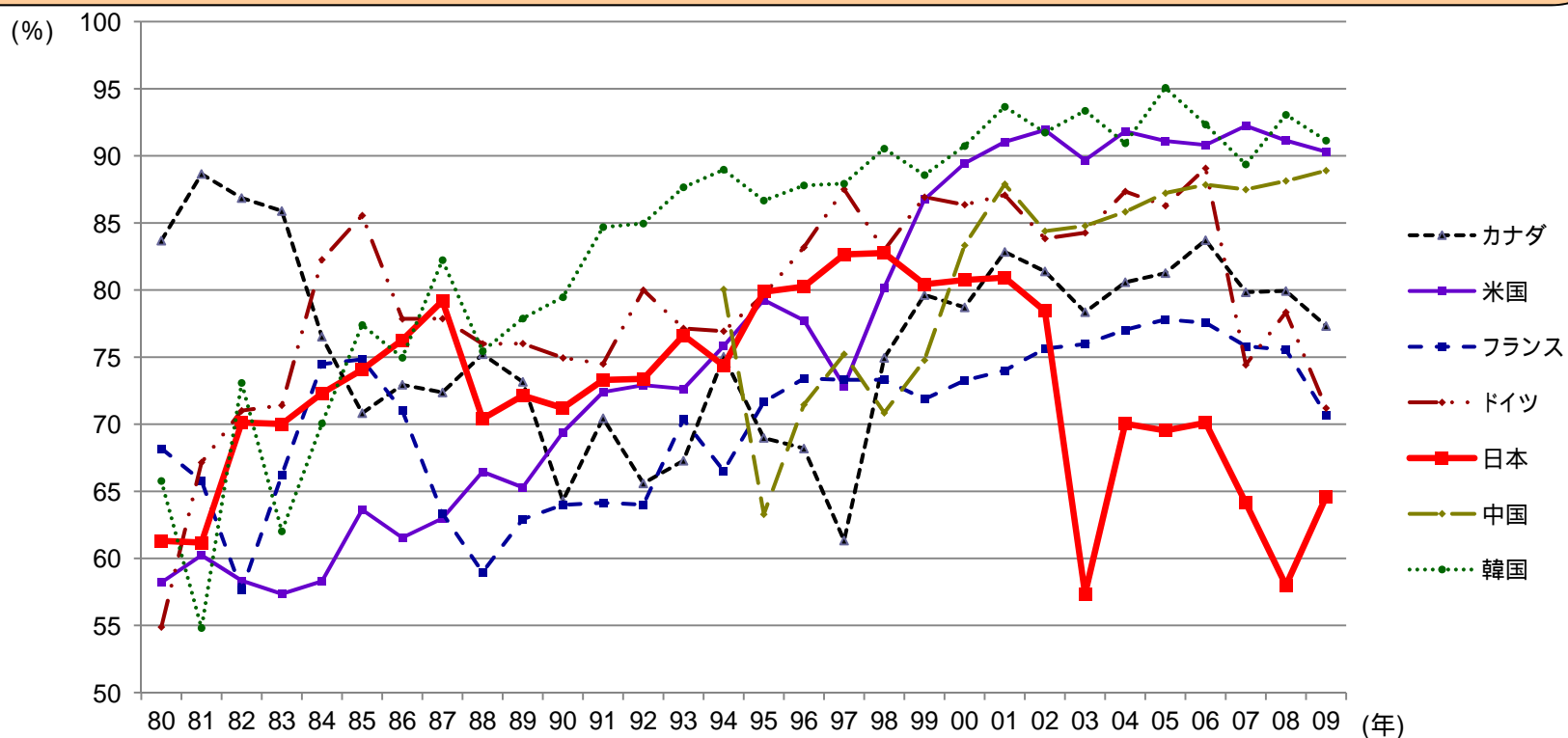


- **原子力発電に係る取組**
 - (1) **事業者による既設原子力発電所の効果的運用**
 - a. **設備利用率等の現状**
 - b. **安全性・信頼性の向上**
 - c. **高度利用**

a. 設備利用率等の現状

各国の原子力発電所の設備利用率

- 日本以外の主要な国々は70%を超える設備利用率となっている。
- チェルノブイリ事故(1986年)以降設置された世界原子力発電事業者協会(WANO)等の活動により設備利用率が改善した。
- 日本では1990年代後半から2000年代初めにかけて80%を超える水準にあったが、その後、不祥事による停止、事故・トラブル、地震等による点検期間延長等により60~70%の低水準で推移している。



$$\text{設備利用率(\%)} = \frac{\text{発電電力量}}{\text{認可出力} \times \text{暦時間}} \times 100$$

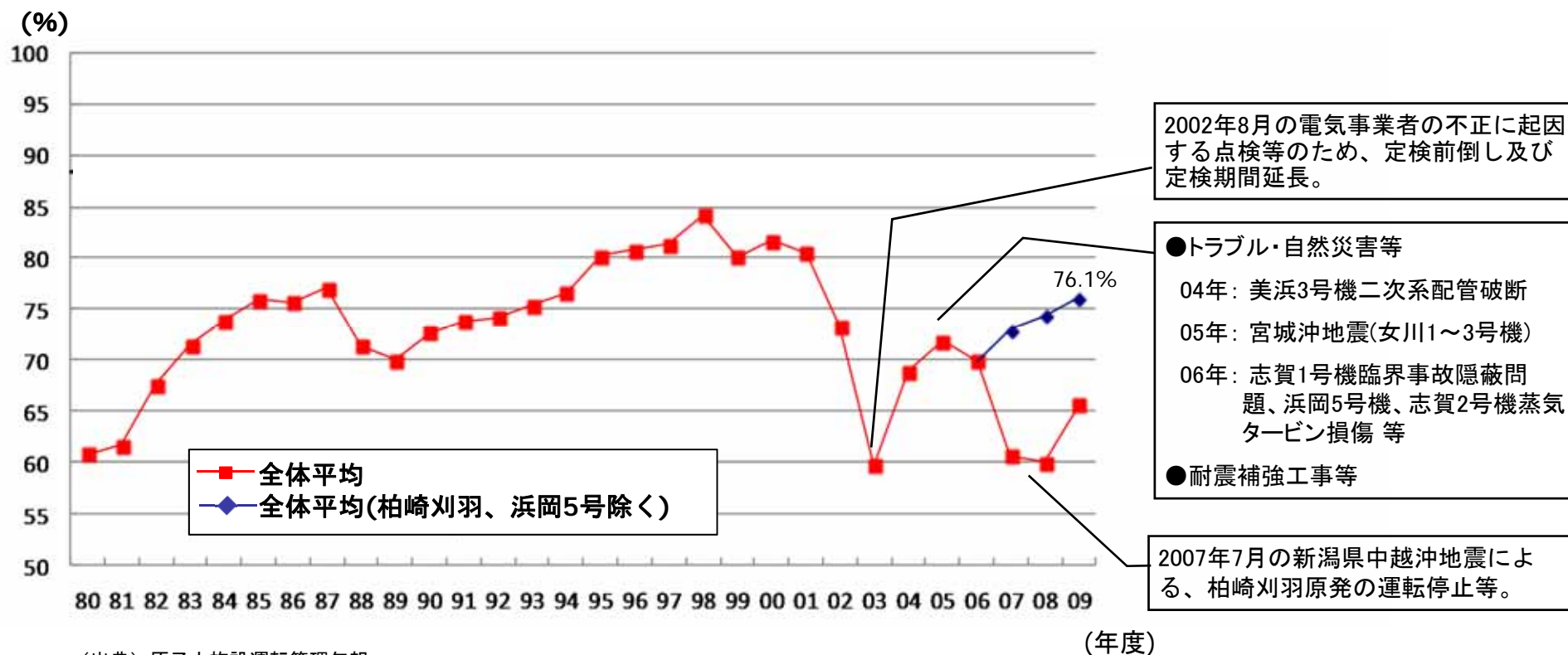
(注) 海外との比較のため、暦年で示している。

(出典)IAEA-PRIS

a. 設備利用率等の現状

地震による影響を考慮した場合の我が国の原子力発電所の設備利用率

- 我が国の原子力発電所の設備利用率が近年低水準である大きな要因の一つは、地震による影響である。



(出典) 原子力施設運転管理年報
 柏崎、浜岡5号を除くデータは、原子力施設運転管理年報より算出(*1)

(*1)算出にあたっては、年度内に地震により停止した号機を除いている
 具体的には、2007年度は柏崎刈羽1～7号を除いたデータ
 2008年度は柏崎刈羽1～7号、浜岡5号を除いたデータ
 2009年度は柏崎刈羽1～5号、浜岡5号を除いたデータ

a. 設備利用率等の現状 米国との比較(設備利用率等の比較)

- 米国では、プラントの運転には支障を及ぼさない機器の点検を運転中に行うことで、プラント停止期間中の機器点検作業が軽減され、定期検査に伴う停止日数が大幅に短縮している。自動停止回数は、日本と比べて多いが、設備利用率は約90%を維持している。ただし、トラブル等による自動スクラム回数は多い。
- 日本は、停止期間中において設備点検を丁寧に実施し、その結果米国と比べてトラブル等による自動停止回数が少なく、高い安全性のパフォーマンスを達成している。

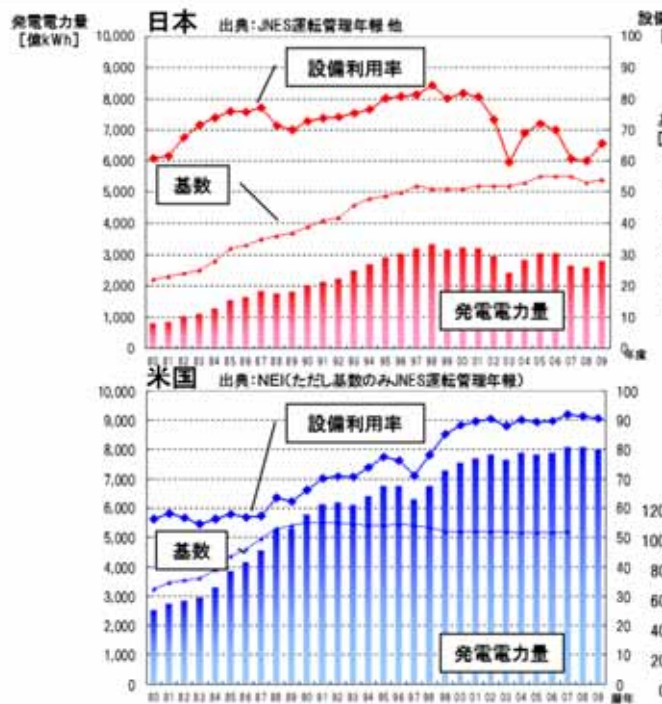


図 日米パフォーマンスの比較 日本(赤)、米国(青)

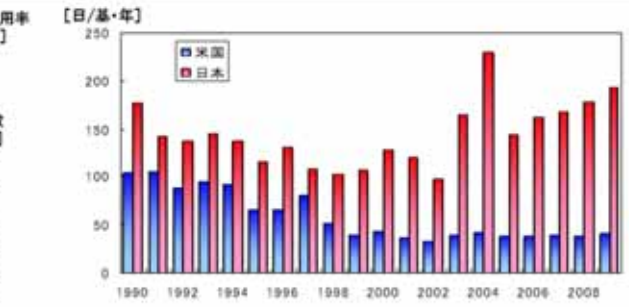


図 平均定期検査期間 日本(赤)、平均燃料交換停止日数 米国(青)
出典:NEI(米国)、JNES運転管理年報(日本)

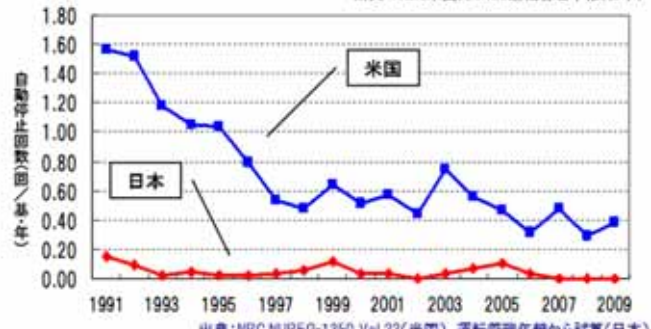


図 自動停止回数 日本(赤)、米国(青)

	評価に用いたデータ	基数	運転期間の平均	運転中停止の回数	運転中停止の頻度(回/年・基)	運転中停止1回あたりの停止日数	平均定検停止日数	利用率(%)
日本	各プラントの運転期間とその前後の定期検査期間	53基	約13ヶ月	31	約0.54	約34	約140	約70
米国		103基	約19ヶ月	188	約1.2	約4.7	約38	約92

- 各プラントの運転期間は、主に2007～2008年に定期検査に入った運転サイクルを対象とした
- 運転中停止とは、運転期間中に発生した原子炉の停止(計画外停止、中間停止等)

(出典)総合資源エネルギー調査会電気事業分科会原子力部会(第22回)日本原子力技術協会資料(2010年3月)

a. 設備利用率等の現状 米国との比較(サイクルと期間の違い)

- ・日本と米国では、点検する機器の物量や点検周期の違いなどにより、運転サイクルや停止期間が異なる。

●運転サイクルの違い

- ・従来は、連続運転を13ヶ月までとする制度であったが、現時点では、平成21年度から5年間は最長18ヶ月、それ以降は最長24ヶ月とすることが出来る新検査制度が施行。(現在、東北電力は東通1号機における運転期間延長に関する保安規定の変更認可等を申請中。)
- ・運転経験等の情報共有が不足

●停止期間の違い

- ・点検する機器の物量や点検周期の違い(事業者の自主的な取組を含む)
- ・リスク情報の蓄積・共有の不足
- ・大型予防保全工事の期間等の違い
- ・中越沖地震等による事業者の点検・評価に長時間を要していること
- ・再起動に向けた地元了解に一定の時間を要すること

柏崎刈羽原子力発電所6号機では中越沖地震後、試運転のための起動に関する自治体了解までの期間及び国の了解後、営業運転に係る自治体了解までの期間はそれぞれ約53日間。

a. 設備利用率等の現状

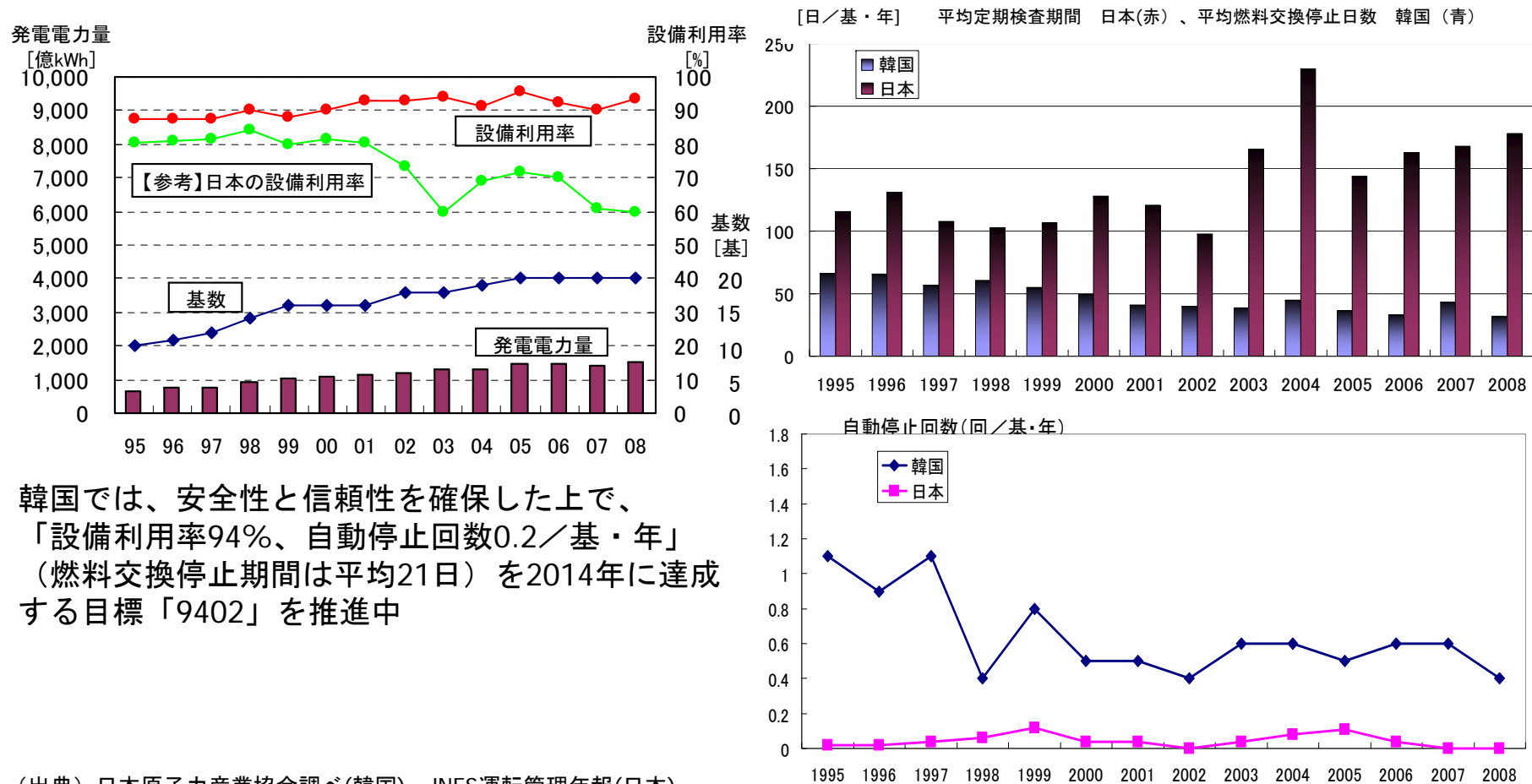
【参考】米国との比較(点検機器等の違い)

		日本の例	米国の例
定期検査期間	標準工程	約58日	約13日
	平均の定期検査期間	約140日(*)	約38日
定期検査時の 本格点検物量	ポンプ	64台	9台
	モータ	約100台	1台
	弁	約1,800台	約100台
大型工事の期 間など	低圧タービンロータ・ケーシング取替	約110日	25日
	シュラウド取替	約270日	実施せず
分解点検等の 間隔	原子炉冷却材ポンプシール交換	1年	3年
	加圧器マンホール開放	1年	必要に応じ
	タービン開放点検	2年	7.5年
	格納容器漏えい率検査	1年	15年

(*)13ヶ月運転,140日定検停止で設備利用率は約74%、
 13ヶ月運転,2ヶ月定検停止で設備利用率は約87%、
 18ヶ月運転,2ヶ月定検停止で設備利用率約90%となる。

a. 設備利用率等の現状 韓国事例

- 韓国でも、作業単位での短縮をはかり、停止期間の短縮に取り組んでいる。
- また、計画外停止からの再起動の迅速化にも取り組んでいる。
- 自動停止回数は、日本と比べて多いが、設備利用率は90%以上を維持している。



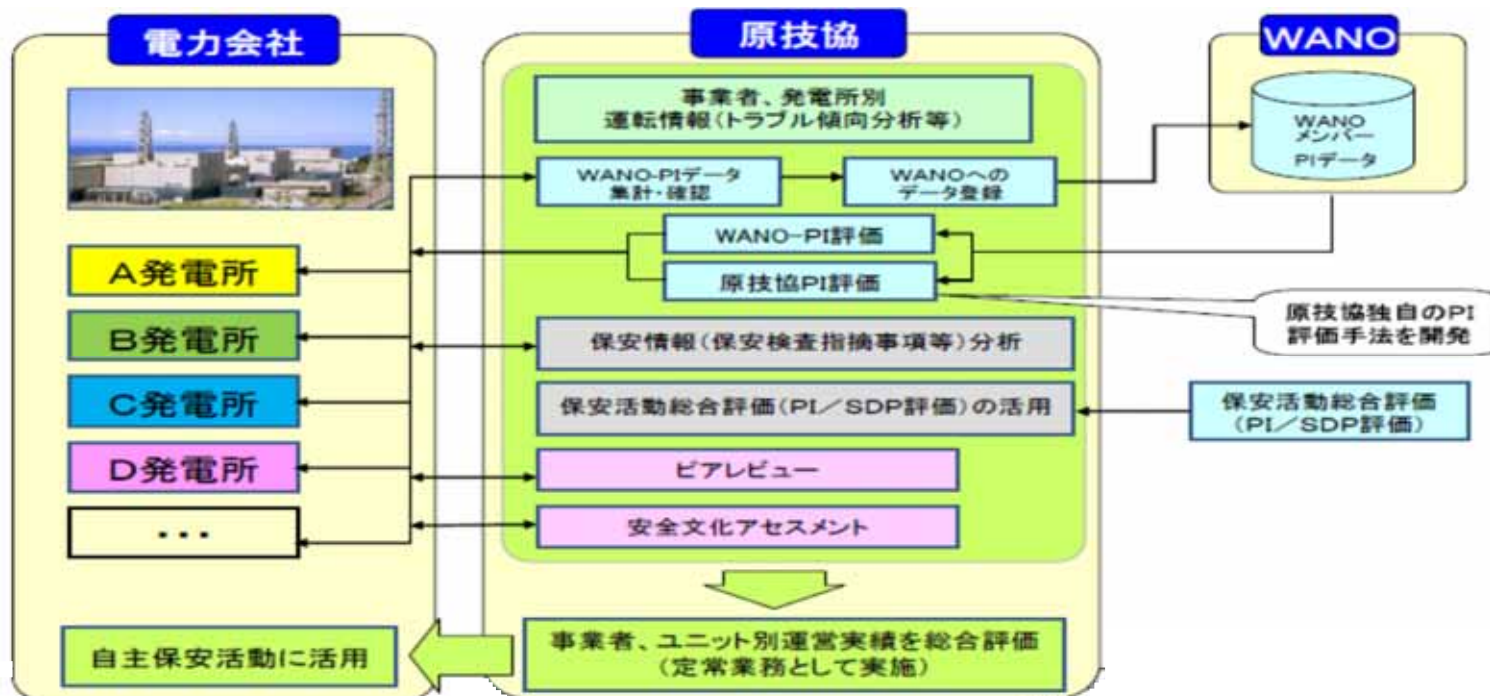
韓国では、安全性と信頼性を確保した上で、「設備利用率94%、自動停止回数0.2/基・年」(燃料交換停止期間は平均21日)を2014年に達成する目標「9402」を推進中

(出典) 日本原子力産業協会調べ(韓国)、JNES運転管理年報(日本)

b. 安全性・信頼性の向上 事業者の品質保証活動の充実強化

- 事業者は、国民の信頼回復や原子力発電所の安全性・信頼性の向上のために、社員の企業倫理向上、情報公開の徹底、安全情報の共有、品質マネジメントの改善等に取り組んでいる。
- 品質マネジメントの改善については、原子炉等規制法に基づく保安規定により、事業者は品質保証システムを導入して改善に取り組むことが求められており、国の保安検査によりその実施状況の確認を受けている。
- また、事業者は日本原子力技術協会が実施する国内外事故・トラブル情報の分析・評価、民間規格の整備促進、技術者の育成・維持等の成果を活用した自主保安活動の改善を図っている。

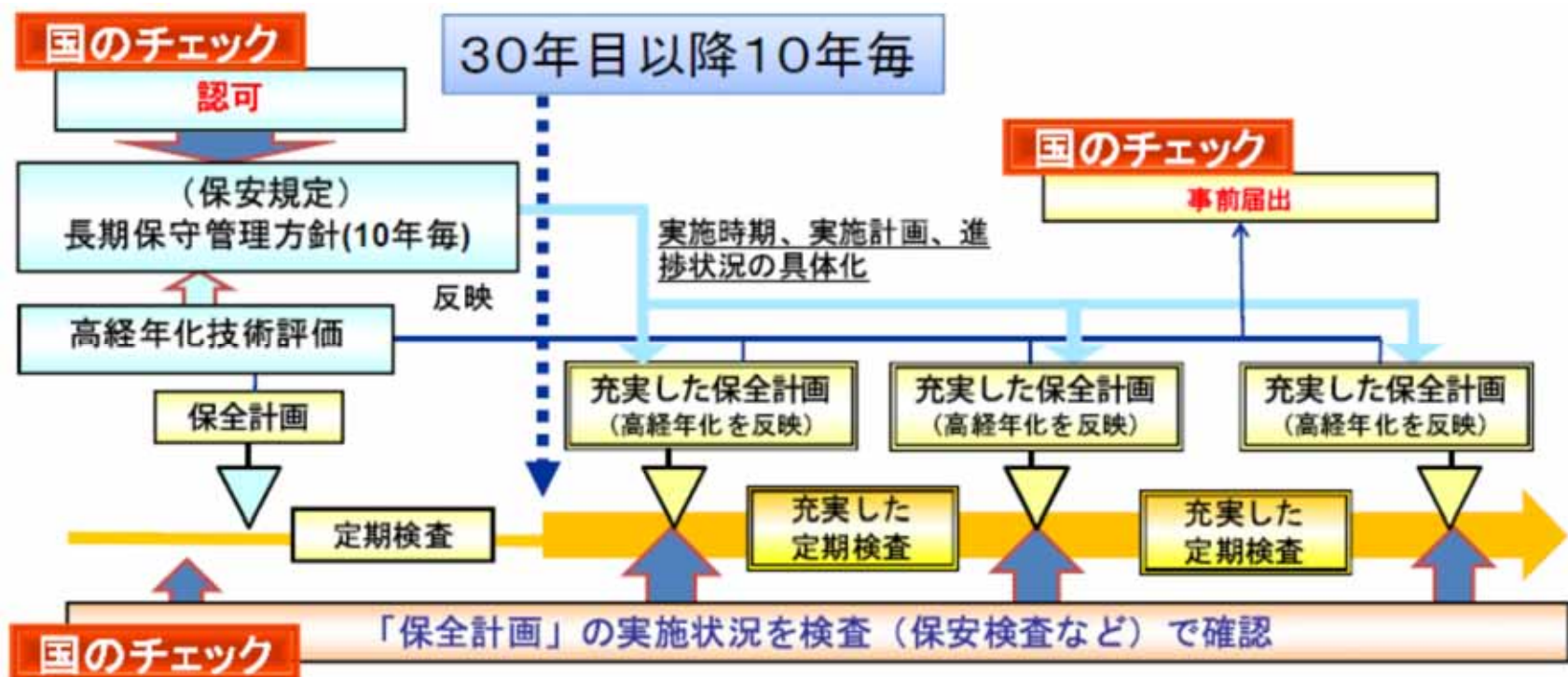
日本原子力技術協会による国内外事故・トラブル情報の分析・評価



b. 安全性・信頼性の向上 高経年化対策の実施

- 事業者は、既設原子力発電所を長期にわたって安全に運転していくために、高経年化技術評価及び計画的な予防保全対策に取り組んでいる。

高経年化技術評価及び計画的な予防保全対策の取組



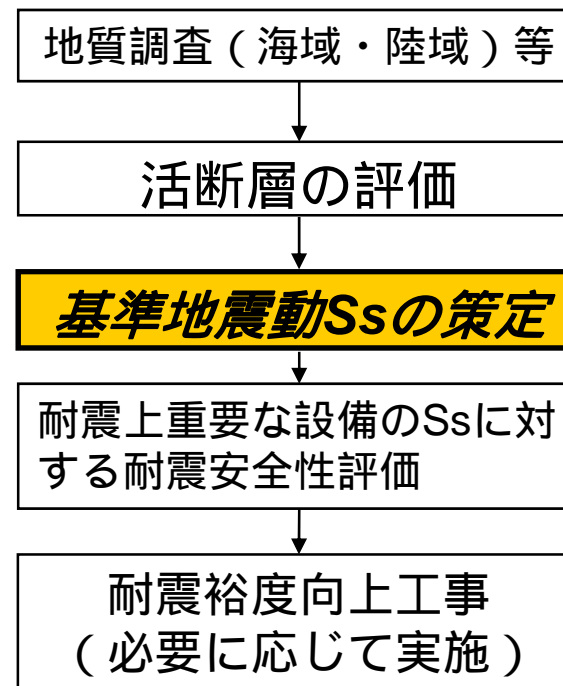
b. 安全性・信頼性の向上 地震に強い発電所を目指した取組(1)

- 原子力安全委員会は、想定する地震動、考慮すべき活断層などの考え方を改め、「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針」(以下「新耐震指針」と記載)を改訂。
- 地質調査結果等をもとに基準地震動 S_s を策定。 S_s に対する耐震安全性評価を実施。

改訂のポイント

(2006年9月19日改訂)

項目	旧耐震指針	新耐震指針
想定する地震動	最強地震と限界地震の2種類の地震動を策定	2種類の地震動の策定方針を一本化
(一律に考慮する地震)	マグネチュード6.5の直下地震	過去の地震観測記録に基づき原子力発電所毎に設定
考慮する活断層	5万年前以降の活動が否定できないもの	後期更新世(最長13万年)以降の活動が否定できないもの
施設の重要度分類	As(最重要), A(重要), B,Cの4クラスに分類	最重要クラス(AsからSに呼称変更)の範囲をAクラスまで拡大 (S,B,Cの3クラスに分類)



評価フロー

(出典) 「原子力・エネルギー図面集2010」を基に内閣府にて作成

b. 安全性・信頼性の向上 地震に強い発電所を目指した取組(2)

- 既設の原子力施設の耐震バックチェックを行うとともに耐震裕度工事及び中越沖地震の教訓を踏まえた対策などを実施している。

＜原子力発電所における耐震バックチェックの審議状況＞

設置者名	施設名	バックチェックの審議状況
北海道電力	泊	△
東北電力	女川(1号機)	◎
	東通	△
東京電力	柏崎刈羽(1,5,6,7号機)	◎(最終報告)
	福島第一(3号機)	◇
	福島第一(5号機)	◎
	福島第二(4号機)	◎
中部電力	浜岡	△(最終報告)
北陸電力	志賀(2号機)	◎
関西電力	美浜(1号機)	◎
	大飯(3,4号機)	◎
	高浜(3,4号機)	◎
中国電力	島根(1,2号機)	◎
四国電力	伊方(3号機)	◎
九州電力	玄海(3号機)	◎
	川内(1号機)	◎
日本原子力発電	東海第二	○
	敦賀	△
原子力機構	もんじゅ	◎(最終報告)

●原子力発電所の耐震バックチェック

事業者は、新耐震指針を踏まえた耐震バックチェックを実施。

実施結果については、順次原子力安全・保安院において確認を実施。さらに原子力安全委員会において、原子力安全・保安院が実施した確認結果の妥当性を評価。

●耐震裕度向上工事

耐震バックチェックと並行し、事業者は、耐震裕度を高めるため、自主的に耐震裕度向上工事を実施している。

●新潟県中越沖地震の教訓の反映

平成19年7月に発生した新潟県中越沖地震の教訓については、耐震バックチェックの中で知見として反映して確認を行っている。



◎は原安委でも妥当であると評価
○は保安院での審議を終え、現在原安委で審議中
△は現在、保安院で審議中
◇は保安院で特別な扱いとして審議を実施し、妥当であると評価
※最終報告以外は、中間報告を審議
(平成22年12月6日現在) (出典：保安院HP)

(出典)H22第62回原子力委員会定例会資料

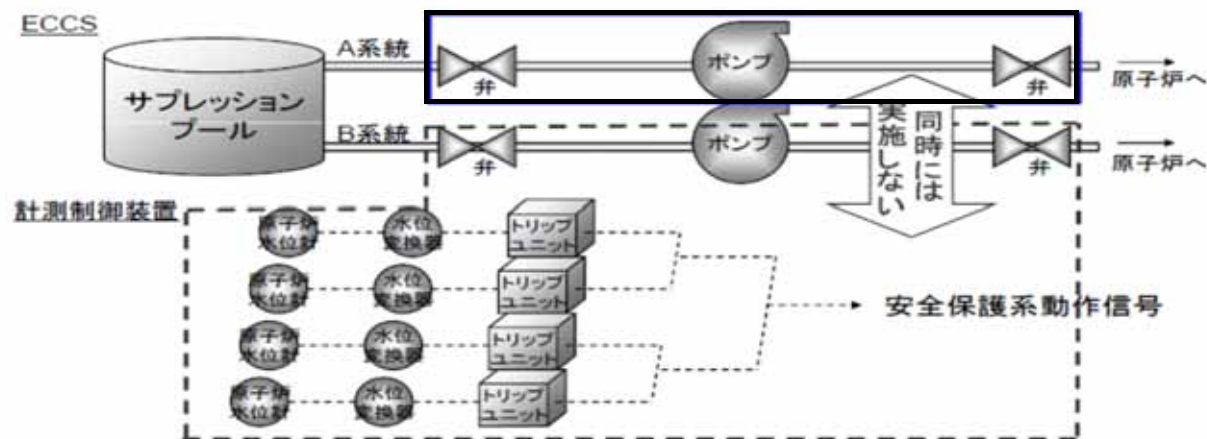
b. 安全性・信頼性の向上 運転中保全の導入拡大

- 事業者は、新しい検査制度の下「適切な機器を、適切な時期に、適切な方法で」保全活動を行い、機器の信頼性を高め、原子力発電所の安全性・信頼性をより向上させる努力を継続している。この中で、今後、安全性を確保するための要件を明確にし、運転中保全を順次導入すべくについての検討を行っている。

【事業者の取組方針】

- 安全上重要な機器の運転中保全について、やむを得ず実施するものに限定していたが、今後は、計画的に実施する予防保全にまで範囲を拡大する。但し、安全上重要な機器は運転中に直ちに稼働できることが求められていることから、当該機器を待機除外させることによる安全性を十分確保するための要件を明確にし、確実に実施することが必要である。
- ある一つの系統内の機器・系統を待機除外(*)して実施する「単一系統の運転中保全」を実施し、実施範囲を順次拡大することで実績を積み重ねていく。
- 許容待機除外時間の延長、複数系統の運転中保全の実施に向けて、リスク評価方法、リスク管理基準等の整備を、国と連携しながら進めていく。

【単一系統の運転中保全の例】



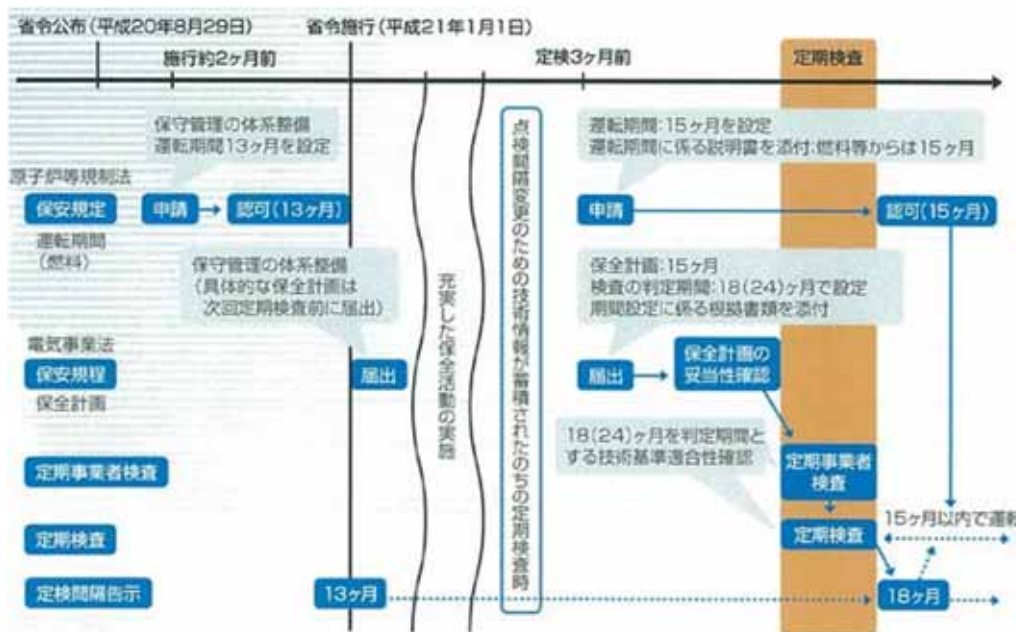
(*)通常、いつでも起動できる待機状態にある機器を、故障や点検のために自動起動できない状態にすること

c. 高度利用

長期サイクル運転の現状および計画

- 事業者は、原子炉停止間隔変更に向けて、点検時のデータを収集・整理し、経年劣化の管理などを踏まえ、新しい検査制度で義務づけられた技術評価の準備を進めている。
- 事業者は、保守管理の充実とともに、燃料効率の向上等の技術的課題の検討や立地地域との相互理解の促進に国とともに取り組みつつ、原子力発電所の特性に応じた原子炉停止間隔の設定に取り組んでいる。
- 東北電力(株)より、東通原子力発電所1号機において、運転期間を従来の13ヶ月以内から16ヶ月以内に延長する計画として原子炉等規制法に基づく保安規定の変更認可申請及び電気事業法に基づく保安規程の保全計画届出などが申請されている。

<新しい検査制度における原子炉停止間隔の設定の流れ(例)>



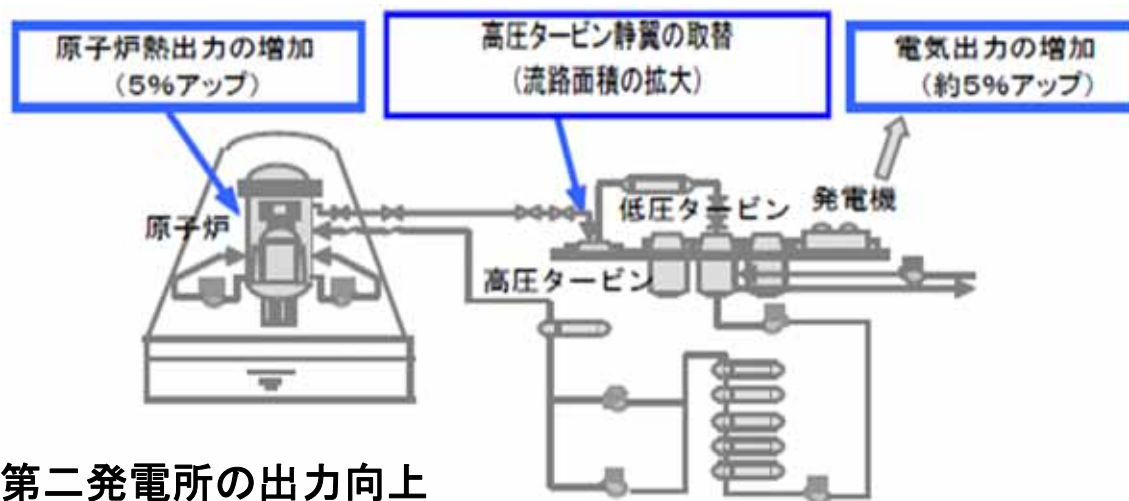
(出典) 経済産業省原子力安全・保安院パンフレット 検査制度見直しのご案内

c. 高度利用 出力向上の推進（我が国の現状）

- 出力向上については海外で多くの原子力発電所では実施されている。
- 原子炉安全小委員会「原子炉熱出力向上ワーキンググループ」にて、原子力発電所（電気出力110万kW級BWR）での5%の原子炉熱出力向上の影響を検討し、各規制段階における規制の考え方、着目点等を整理。国はこれを踏まえて審査、検査等を実施予定である。
- 事業者は出力向上の導入に向けて、現在東海第二発電所にて設置変更許可の準備をしている。

【事業者の取組方針】

- 電力各社はこれまで安全確保を大前提に定格熱出力一定運転に加え、高経年化対応・信頼性向上策としての設備更新時に最新の高効率機器を採用することなどを通じて既設発電所の有効活用を図ってきた。
この結果、原子力発電所の約1基分（約80万kW）の電気出力向上の実績となっている。
- 更に、既設発電所の有効活用を図るため原子炉熱出力向上による電気出力向上を電力各社の共通課題として日本原電を中心に検討を進めている。
- 日本原電東海第二発電所では、安全確保を大前提にこれまでの保全活動と発電所の特性を踏まえた具体的な導入計画を策定しており、電力各社はこの成果を踏まえ、順次他プラントに展開していくことを検討していく。



東海第二発電所の出力向上

c. 高度利用 出力向上の推進（欧米での実績）

- 米国において既に135件が認可され、100万kW級の発電所約6基分の増設に相当する出力向上が実現している。また、今後も100万kW級の発電所約3基分相当の出力向上が計画されている。
- 欧州においても100万kW級の発電所約3基分相当の出力向上が実施されている。

米国での出力向上実績

出力向上の分類	認可された数	今後の計画数
(給水流量計)測定精度改善型(~2%up)	50	25
ストレッチ型(2~7%up);大幅設備改造を伴わない	65	0
設備拡張型(7~20%up);大幅設備改造を伴う	20	23
合計	135	48
増加出力(熱出力/電気出力)	17,429MWt 5,810MWe	10,268MWt 3,422MWe

(出典) NRCホームページより内閣府にて作成

欧州での出力向上実績

- スイス、独、スウェーデン、フィンランド等、少なくとも8か国、39基の発電所で合計3,000MWe程度の出力向上が行われている。

(出典) 公開情報に基づき電気事業連合会から提供されたデータをもとに内閣府にて作成

c. 高度利用

プラント計画外停止時における再起動までの期間

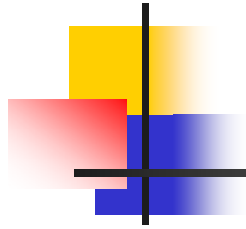
- これまで、法令報告対象トラブル復旧後の原子炉起動は、原因と対策にかかる事業者報告書に対する国の評価(原因と対策に係るプレス発表)以降に行っている。
- 法令上、原子炉起動と法令報告に直接の関連はないことを踏まえ、再起動にかかる事業者の自主保安と規制機関の監視の在り方について、検討を進めている。

- 日本の自動停止回数は米国の半分程度であるが、それに伴う停止期間の平均は米国の約7倍となり、稼働率の差の一つの要因となっている。
- 事業者は、原子力発電所の更なる安全安定運転を目指し、保安規定に基づく品質保証活動を通じて、事故・トラブル等の防止対策を徹底している。
- トラブルに伴う停止期間には、原因分析と対策立案、設備の復旧、点検・検査のほか、規制機関による確認、必要な法令手続きの実施など様々な対応が含まれている。
- 現在、それら対応の一つである原子炉起動と法令報告の関係について、検討を進めている。

	運転中停止の頻度 (回/年・基)	運転中停止1回あたりの 停止日数
日本	約0.54	約34
米国	約1.2	約4.7

- 各プラントの運転期間は、主に2007～2008年に定期検査に入った運転サイクルを対象とした
- 運転中停止とは、運転期間中に発生した原子炉の停止(計画外停止、中間停止等)

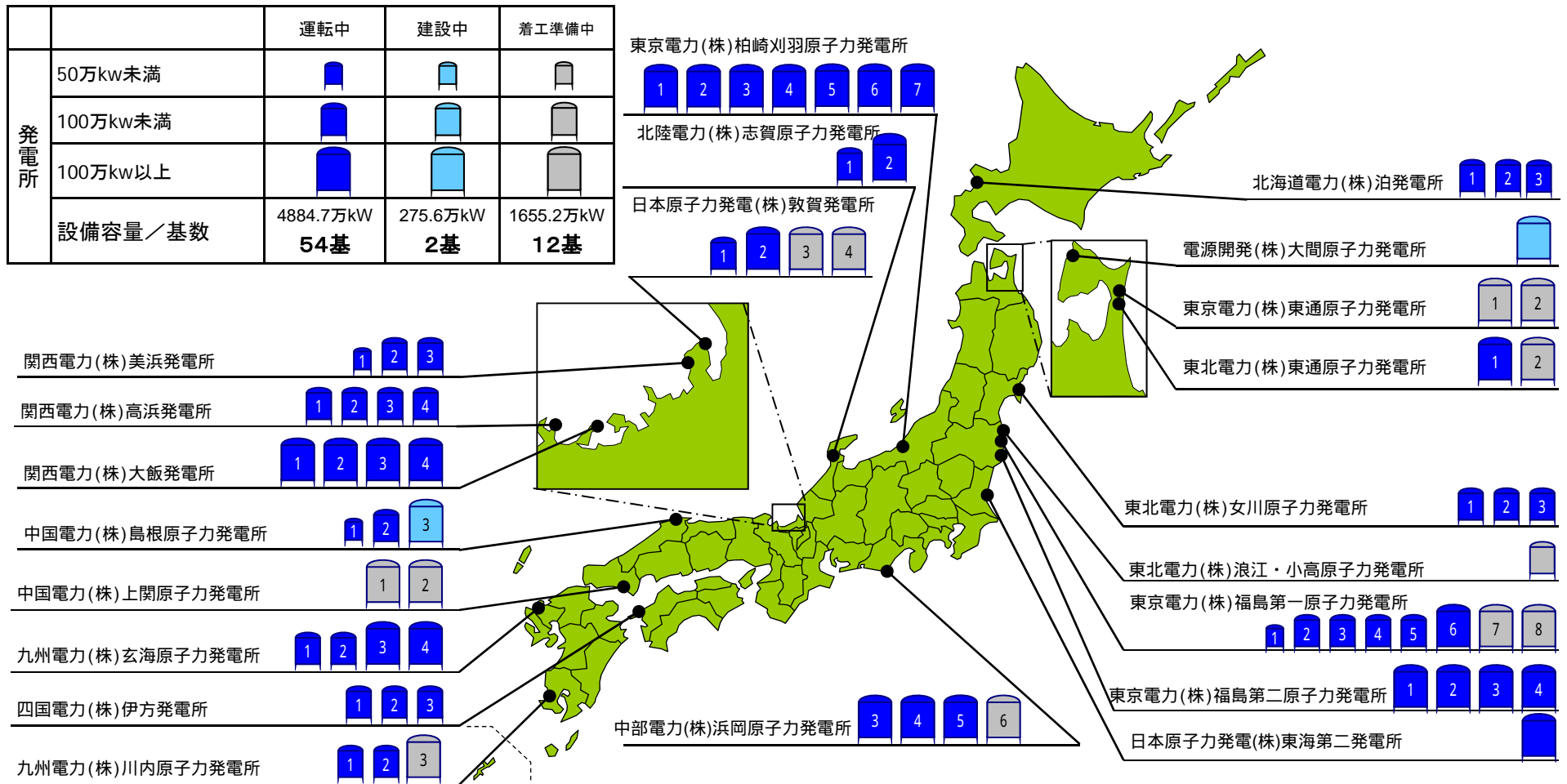
(出典)総合資源エネルギー調査会電気事業分科会原子力部会(第22回)日本原子力技術協会説明資料(2010年3月)を基に内閣府にて抜粋



- 原子力発電に係る取り組み
(2) 新增設、リプレース

【参考】我が国の商業用原子力発電の現状

我が国の商業用原子力発電所は、2010年12月時点で、54基（4884.7万kW）が運転中、2基が建設中である。



(出典)世界の原子力発電開発の動向 2009年版を基に内閣府にて作成

我が国の商業用原子力発電所の新增設計画

・「エネルギー基本計画」では、2030年までに少なくとも14基以上の新增設を目指している。

● 新增設計画

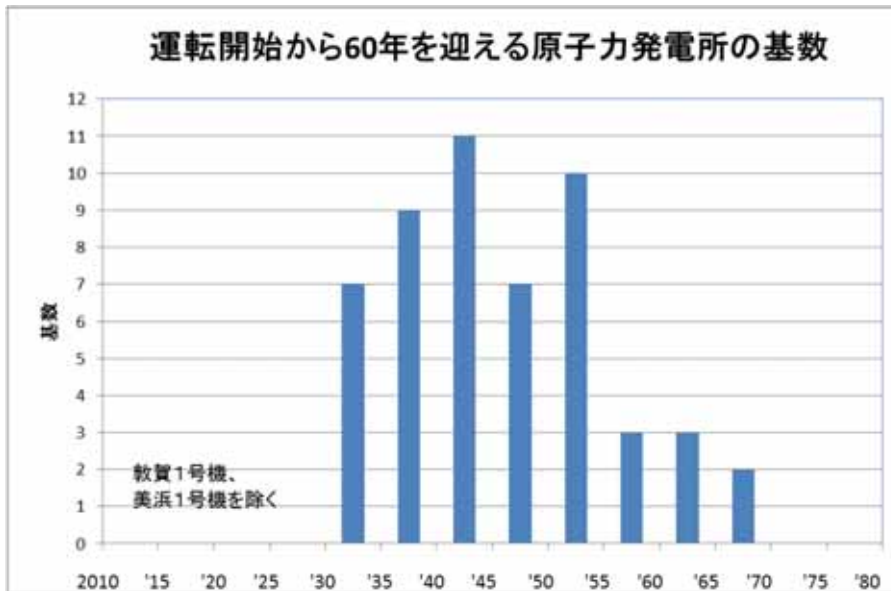
事業者	発電所名	出力(万kW)	着工年月	運転開始予定	備考
東北電力	浪江・小高	82.5	2016年度	2021年度	
	東通2号	138.5	2016年度以降	2021年度以降	
東京電力	福島第一7号	138.0	2012年 4月	2016年10月	
	福島第一8号	138.0	2012年 4月	2017年10月	
	東通1号	138.5	2010年12月	2017年 3月	
	東通2号	138.5	2014年度以降	2020年度以降	
中部電力	浜岡6号	140級	2015年度	2020年度以降	
中国電力	島根3号	137.3	2005年12月	2011年12月	建設中
	上関1号	137.3	2012年 6月	2018年 3月	
	上関2号	137.3	2017年度	2022年度	
九州電力	川内3号	159.0	2013年度	2019年度	
電源開発	大間	138.3	2008年 5月	2014年11月	建設中
日本原子力発電	敦賀3号	153.8	2010年10月	2016年 3月	
	敦賀4号	153.8	2010年10月	2017年 3月	

● 廃炉実績

事業者	発電所名	出力(万kW)	運転停止	備考
中部電力	浜岡1号	54	2009年 1月	
	浜岡2号	84	2009年 1月	
日本原子力発電	東海	16.6	1998年 3月	

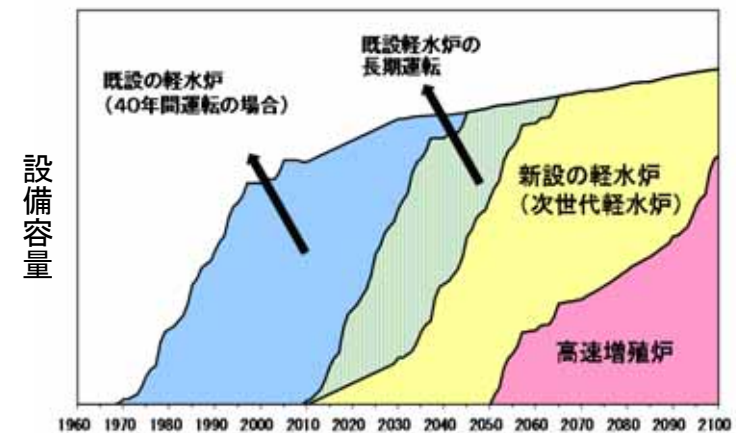
軽水炉の円滑なリプレースへの対応

- 2030年前後からは、大量の代替炉建設(リプレース)が発生すると予想される。
- 他方、エネルギー安定供給の確保や地球温暖化対策の観点から、中国・米国等の海外市場は今後拡大していく。
- こうした状況を踏まえ、代替炉建設需要等に対応し、世界標準を獲得し得る高い安全性、経済性等を有する次世代軽水炉の技術開発を行うとともに、継続的な技術開発を通じて技術・人材の維持・発展を図ることを検討している。



(出典) 内閣府作成

(参考) 原子力発電所のリプレース(イメージ)



(出典) 資源エネルギー庁作成

原子力発電所の建設は、計画から運転開始まで長期間を要することから、新增設・リプレースを円滑に進めていくことが重要。そのためには、原子力発電投資を行うことができる中長期的な事業環境を整備していくことが必要。

<リードタイムの短縮>
 <廃止措置技術の検討>
 <次世代軽水炉開発の推進>

地点選定から運転開始までのリードタイム

・ 原子力発電所の運転開始に至るリードタイムは長期化してきている。

4. 原子力発電所（1号機）のリードタイム実績

発電所名	炉型	電気出力 (千kW)	(*)		タイムスケジュール						
			電調審 年月	着工年月 (予定)	運開年月 (予定)	-150	-100	-50	電調審	50	100
東海	GCR	166	34.12	36.3	41.7	[Timeline bar]					
敦賀	BWR	357	40.5	42.2	45.3	[Timeline bar]					
福島第一原子力	#	460	41.4	42.9	46.3	[Timeline bar]					
美浜	PWR	340	41.4	42.8	45.11	[Timeline bar]					
浜岡原子力	BWR	540	44.5	46.2	51.3	[Timeline bar]					
高浜	PWR	826	44.5	45.4	49.11	[Timeline bar]					
島根原子力	BWR	460	44.5	45.2	49.3	[Timeline bar]					
玄海原子力	PWR	559	45.5	46.3	50.10	[Timeline bar]					
女川原子力	BWR	524	45.5	46.5	59.6	[Timeline bar]					
大飯	PWR	1,175	45.10	47.10	54.3	[Timeline bar]					
伊方	#	566	47.2	48.4	52.9	[Timeline bar]					
福島第二原子力	BWR	1,100	47.6	50.11	57.4	[Timeline bar]					
柏崎刈羽原子力	#	1,100	49.7	53.12	60.9	[Timeline bar]					
川内原子力	PWR	890	51.3	54.1	59.7	[Timeline bar]					
泊	PWR	579	57.3	59.8	平1.6	[Timeline bar]					
志賀	BWR	540	61.12	63.12	平1.6	[Timeline bar]					
東通	#	1,100	平8.7	平10.12	平17.12	[Timeline bar]					
上関	ABWR	1,373	平13.5	(平24年度)	(平30年度)	[Timeline bar]					

(凡例) [Timeline bar] [Timeline bar] [Timeline bar]
 計画(地点)公表 電調審決定(*) 着工 運開
 (基準) (破線は予定)

(注) 着工年月は、工事計画認可(第1回)の月とした。

(*)電調審(電源開発調整審議会)は、現在は経済産業大臣による「重要電源開発地点」の指定がこれに相当する

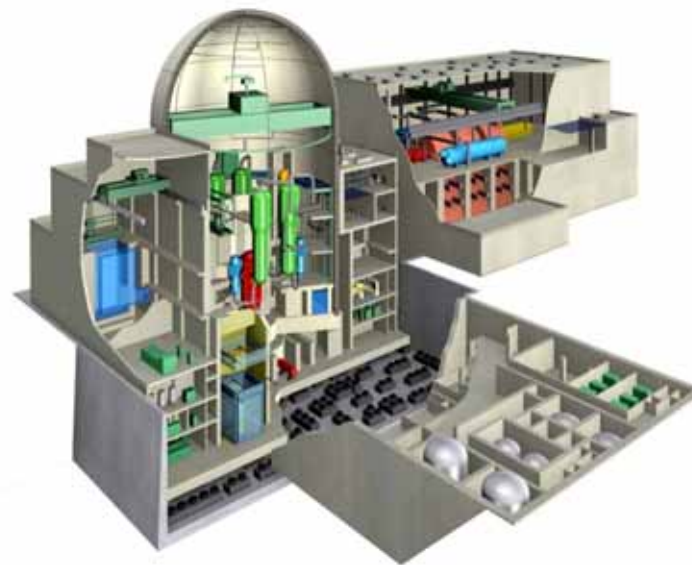
(出典) 原子力ポケットブック2009年版(電気新聞)

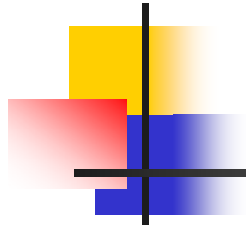
次世代軽水炉開発

- 2030年前後に見込まれる既設炉の大規模な需要に対応するため、安全性、経済性、信頼性等に優れ、世界標準を獲得し得る次世代軽水炉を官民一体となって開発している。

開発目標

項目	主な要件
1. 基本条件	電気出力:170~180万kW 海外市場のニーズを踏まえ、共通技術を採用し、標準化効果を阻害せずに80~100万kWにも対応可能
2. 安全性	国際的に遜色のない水準の炉心損傷頻度及び格納容器機能喪失頻度
3. 経済性	建設期間:30ヶ月以下(岩盤検査~運転開始)かつ工期が遵守できること 時間稼働率:97%(寿命平均)、24ヶ月運転サイクル プラント設計寿命:80年 発電コストは他電源に対し競争力を有すること
4. 社会的受容性	環境への放射性物質の大規模放出の確率を十分に低くできる設計であること 地震、津波に関する残余のリスクへの裕度を確保 米欧の航空機落下とセキュリティ対策に対応可能 従事者線量: 現行水準を十分に下回るものであること
5. 運営・運転・保全	保守性の向上、保守負荷の平準化 炉心設計: 取出平均燃焼度70GWd/t、全炉心MOX対応 新技術はプラント導入時迄に十分な成熟度を有すること
6. 国際標準	米国及び欧州の許認可、規格基準類へ対応可能なこと 立地条件によらない標準設計





- **参考(世界の主な国々の原子力発電の現状)**

世界の主な国々の原子力発電の現状(欧米)(1)

- ・ 一部で原子力発電所の新增設・再開の動きがある。

米 国	<ul style="list-style-type: none"> ・TMI事故(1979年)頃より30年間、新規原子力発電所建設ゼロ。 しかし各発電所の出力増強により、運転中原子力発電所の合計規模は約500万kW増大。 ・2007年8月、建設を中断していたワッツ・バー2号機(PWR)の建設再開決定。 ・2010年12月現在、運転中104基、建設中1基、計画中9基(8~10年内)・22基(15年内)。 ・建設・運転一括許可(COL)申請済の建設計画は18件・28基。
英 国	<ul style="list-style-type: none"> ・ガス炉の老朽化により2020年頃には原子力発電所は数基に減少。 ・2010年4月、エネルギー法(Energy Act 2010)発効。 ・2010年12月現在、運転中19基、建設中なし、計画中4基(8~10年内)・9基(15年内)。
フランス	<ul style="list-style-type: none"> ・原子力による余剰電力を近隣諸国に輸出。 ・2005年7月、「エネルギー指針法」制定。エネルギー源多様化と原子力の重要な役割明示。 ・2010年12月現在、運転中58基、建設中1基、計画中1基(8~10年内)・1基(15年内)。
ロシア	<ul style="list-style-type: none"> ・発電分野で、ガス火力の縮小と原子力の増大の基本方針。 ・原子力発電量シェアを2007年の16%から2020年に25~28%に増大目標。 ・2014年までに次世代炉原子炉及び新型燃料を開発する方針(2009年大統領教書演説) ・2010年12月現在、運転中32基、建設中10基、計画中14基(8~10年内)・30基(15年内)。

世界の主な国々の原子力発電の現状(欧米)(2)

ドイツ	<ul style="list-style-type: none"> ・2002年4月、脱原子力法施行(原子力の段階的廃止等を規定)。 ・2010年9月、既存の原子力発電所の運転期間延長を認める法案を可決。 ・2010年12月現在、運転中17基、建設中・計画中なし。
スウェーデン	<ul style="list-style-type: none"> ・1980年、国民投票で代替電源開発を条件とし2010年迄に原子力発電所全廃が決議。 ・1997年12月、原子力発電所の段階的閉鎖に関する法律を可決。 ・運転中原子力発電所の出力増強を実施。(原子力の代替電源見つからず) ・2009年2月、「長期安定のための持続可能なエネルギーと気候政策」で、脱原子力政策を撤廃、原子炉のリプレースを認める方針を発表。 ・2010年6月、原子力発電所建設を認める政府案可決(30年に及ぶ新規炉建設禁止政策解除) ・2010年12月現在、運転中10基、建設中・計画中なし。
フィンランド	<ul style="list-style-type: none"> ・30年ぶり(欧州では15年ぶり)にオルキルオトに3号機(EPR)を建設中。 ・2010年12月現在、運転中4基、建設中1基、計画中2基(15年内)。
スイス	<ul style="list-style-type: none"> ・2003年の国民投票で原子力モラトリアム否決、2005年の原子力法改正で原子力オプション維持を明確化。 ・「2035年迄のエネルギー見通し」(2007年2月)で、中長期の電力需要を満たすには新規原子力発電所建設が必要と結論。 ・2010年12月現在、運転中5基、建設中なし、計画中3基(15年内)。
イタリア	<ul style="list-style-type: none"> ・1987年、政府は国民投票結果(1986年のチェルノブイリ事故により原子力反対運動激化)を受けて、政府は既設の原子力発電所と新規建設を凍結。 ・2009年8月、原子力発電所再開を盛り込んだエネルギー法が施行。 ・2010年12月現在、計画中10基(15年内)。

世界の主な国々の原子力発電の現状(アジア)

- ・ 原子力発電所を運転中のアジア諸国では、新增設の動きが盛んである。

中国	<ul style="list-style-type: none"> ・2007年10月制定の「原子力発電中長期計画(2005-2020)」では、「2020年に、原子力発電所4000万kWを運転、1800万kWを建設中とする」としているが、旺盛な電力需要増を背景に、「2020年までに7,000万kW以上を目標」とすることを検討。 ・2010年1月、エネルギー行政強化のために「国家エネルギー委員会」を設立。 ・2010年12月現在、運転中13基、建設中26基、計画中37基(8~10年内)・120基(15年内)。
韓国	<ul style="list-style-type: none"> ・2008年に、エネルギー開発方針を定めた「国家エネルギー基本計画」を策定。 ・2010年1月、2030年までに80基を輸出し、世界の新規原子炉建設シェア20%取得を目指す「原子力発電輸出産業化戦略」を発表。 ・2010年12月現在、運転中20基、建設中6基、計画中(8~10年内)4基。
インド	<ul style="list-style-type: none"> ・少量のウラン資源、大量のトリウム資源をベースにした3段階開発計画を推進中。 ・2032年迄に原子力6,300万kW目標(総発電設備7億kWの9%)。 ・NPT非加盟国だが原子力供給国グループ(NSG)例外扱い。外国メーカー受注競争展開。 ・2010年12月現在、運転中19基、建設中6基、計画中18基(8~10年内)・40基(15年内)。

世界の主な原子力発電の現状(新規導入国)

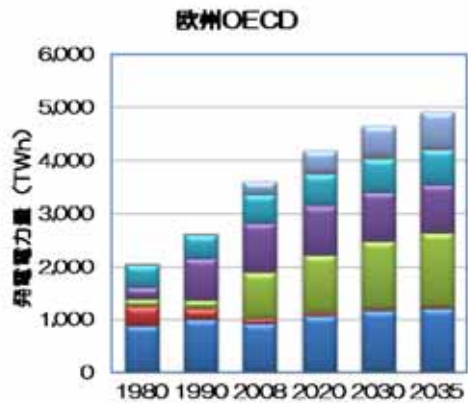
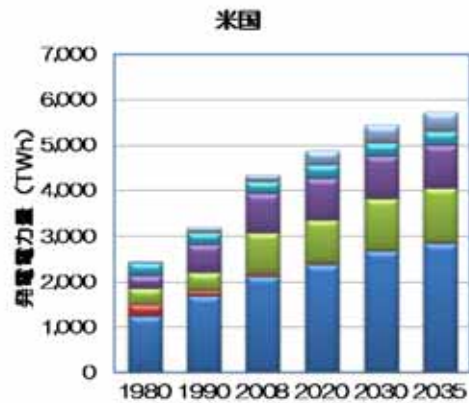
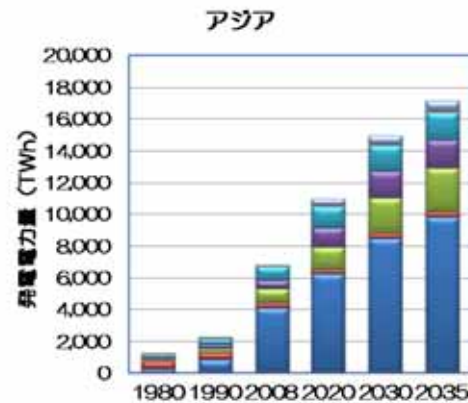
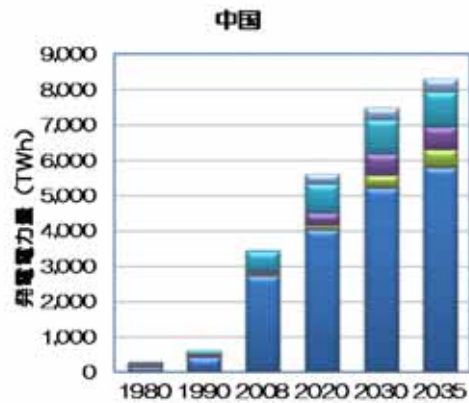
- ・ 現在、原子力発電所を運転していない国々で、新規導入の動きがある。

ベトナム	<ul style="list-style-type: none"> ・2006年1月、首相、「2020年迄の原子力平和利用長期戦略」承認。 ・2009年12月、露ロスアトム社と越電力公社がベトナム初の原子力発電所の建設協力に関するMOUに調印。 ・2010年7月、日ベトナムの原子力協力文書(延長)に署名。 ・2010年10月、日本(JINED他)を原子力発電所2基建設(ニントウアン省)のためのパートナーに選定。 ・2010年12月現在、計画中2基(8~10年内)・12基(15年内)。
アラブ首長 国連邦 (UAE)	<ul style="list-style-type: none"> ・2008年4月、UAEは原子力総合政策を発表。(2020年迄に原子力発電所の運転目標500万kW) ・2009年1月、日UAEの原子力協力文書に署名。 ・2009年12月、韓国(KEPCO他)を原子力発電所4基建設(場所未定)のためのパートナーに選定。 ・2010年12月現在、計画中4基(8~10年内)・10基(15年内)。
ヨルダン	<ul style="list-style-type: none"> ・2009年4月、日ヨルダンの原子力協力文書に署名。 ・2010年9月、「日・ヨルダン原子力協定」に署名。 ・2010年12月現在、計画中1基(8~10年内)。
トルコ	<ul style="list-style-type: none"> ・2007年、原子力法を制定。 ・2010年12月、日トルコの原子力協力文書に署名。 ・2010年12月現在、計画中4基(8~10年内)・4基(15年内)。
ポーランド	<ul style="list-style-type: none"> ・2010年3月、日ポーランドの原子力協力文書に署名。 ・2010年12月現在、計画中6基(8~10年内、2020年の初号機運転を目指す)。

その他の国の8~15年以内の新規導入計画(2010年12月現在、IAEAのHPより): バングラディッシュ:2基、ベラルーシ:4基、エジプト:2基、インドネシア:6基、イラン:3基(建設中は1基)インドネシア:6基、イスラエル:1基、カザフスタン:2基、北朝鮮:1基、リトアニア:1基、マレーシア:1基、タイ:7基、

世界の主な地域、国々の発電電力量の推移

- 各地域とも、これからも原子力が一定の役割を担う。



(出典) アジア/世界エネルギーアウトック2010 ((財) 日本エネルギー経済研究所) を基に内閣府にて作成