

ナリオ④当面貯蔵」の比較

評価の視点	前回大綱の「ナリオ④当面貯蔵」	前回からの情勢の変化	減原子力ケース 1 (2030年 30GW)	減原子力ケース 2 (2030年 10GW)	
				一定維持	2030年以降不明
前提条件として必要不可欠な視点	安全の確保	○ 安全確保の観点においてシナリオ間の差が生じる可能性はほとんどないと考えてよい。 ○ 直接処分を選択する場合には、シナリオ③と同様の考慮すべき事項がある。	・ 福島事故を踏まえた安全確保が必要	前回と同様 (福島事故を踏まえた安全確保が必要)	
	技術的成立性	○ 技術の選択が50年後になる状況において、それまでの間、核燃料サイクルの技術基盤の維持及び研究開発の実施、並びに直接処分の研究開発の実施を平行して進めることが必要となるが、記録として残せない技術の維持や資金調達等の点で困難が大きい。	再処理技術；不確実性低下FBR；もんじゅ再起動失敗により進展は僅か 直接処分；海外実績は進捗、国内知見は選択肢確保となるほど進捗なし	前回と同様	
政策的意義の比較衡量を行う視点	資源節約性及び供給安定性(エネルギーセキュリティ)	○ 将来、再処理を実施する場合には、軽水炉(プルサーマル)核燃料サイクルにより、1~2割程度のウラン資源節約効果がある。さらに、高速増殖炉核燃料サイクルが実用化されれば、半永久的な核燃料資源が得られる可能性がある。 ○ 直接処分を選択した場合には、シナリオ③と同じ。	・ 新興国のエネルギー開発が加速、需要が増加 ・ エネルギー資源価格の高騰、資源確保の競争激化	前回と同様 (判断が遅れば、新興国の需要増加等により、資源的制約がより厳しくなる恐れあり。また、減原子力となることで、再処理量に影響がある場合は、再処理量が減る分だけ、再処理によるエネルギーセキュリティ上のメリットは小さくなる。)	
	環境適合性(循環型社会との適合性)	○ 将来、再処理を実施する場合には、シナリオ①に同じ。 ○ 将来、再処理を実施しない場合には、シナリオ③に同じ。		前回と同様	
	1年間の発電設備容量(58GW)により最終的に発生する放射性廃棄物の体積[及び処分に要する面積]： - 高レベル放射性廃棄物 - 低レベル放射性廃棄物	○ 将来、再処理を実施する場合には、シナリオ①に同じ。 ○ 将来、再処理を実施しない場合には、シナリオ③に同じ。		前回と同様	
	高レベル放射性廃棄物の放射能の潜在的な有害度			前回と同様	
発生する二酸化炭素の量	どのシナリオでも、ほとんど差がない(発生しない)。	温室効果ガス削減の長期目標の明確化(1990年比で2020年までに25%削減)	前回と同様 但し、減原子力に伴う代替電源構成により、ケース間で差があり		
資源の有効活用性(リサイクル)	○ 将来再処理が選択されればシナリオ①に同じ。 ○ 直接処分が選択されればシナリオ③に同じ。		前回と同様 前回と同様		
経済性(核燃料サイクルコスト) (数値は割引率2%の場合)					
原子力発電コスト	約4.7~4.8円/kWh	・ 事故コストが顕在化(運転中コストはこれから議論予定)	約7.9円/kWh(割引率3%) (割引率3%/設備利用率80%/稼働年数40年) コスト検証小委報告書案 資本費等6.8円/kWh+下記 サイクルコスト	約8.0円/kWh(割引率3%) (割引率3%/設備利用率80%/稼働年数40年) コスト検証小委報告書案 資本費等6.8円/kWh+下記 サイクルコスト	約8.0円/kWh(割引率3%) (割引率3%/設備利用率80%/稼働年数40年) コスト検証小委報告書案 資本費等6.8円/kWh+下記 サイクルコスト
うち核燃料サイクルコスト	約1.1~1.2円/kWh うちフロントエンド:0.61円 うちバックエンド:0.49~0.55円		1.14円/kWh(割引率3%)	1.15円/kWh(割引率3%)	1.17円/kWh(割引率3%)
政策変更コスト		六ヶ所再処理工場の建設の進展	?		
(参考値) 原子力発電コスト+ 政策変更に伴う費用	約5.6~6.3円/kWh		?		
政策変更コストを計算する際の前提事項。	○ 政策変更に伴う課題としては、立地地域との信頼関係を損なう可能性など様々な項目が存在するが、ここでは、一定の仮定の基に定量化が可能なものについて算定結果を求めた。 ○ 政策変更により原子力発電所が停止する蓋然性については確定的なことは言えないが、代替火力発電関連のコスト算定の際の政策変更後の運転再開時期は、①2015年、②2020年とした。これは、再処理を前提にしない中間貯蔵施設の立地やサイト内貯蔵容量の大幅増といった対策がこれだけの時間をかければ立地地域の				

評価の視点		前回大綱の「シナリオ④当り」	前回からの格差の変化	減原子ケース1 (2030年 30GW)	減原子ケース2 (2030年 10GW)
政策的意義の比較衡量を行う視点	経済・産業への影響	○ コストの幅は岩種の違い等によるもの			(原子力維持ケースとの比較予定) 例) 2030年以降、35GW一定の場合、原子力維持と比較して、発電原価は、約0.7円/kWh上昇。
	従業員数(地元)				
	その他				
	核不拡散性	○ 将来、再処理を選択した場合はシナリオ①と同等、全量直接処分した場合はシナリオ③と同等。 ○ 政策決定後、IAEA、米国等(二国間協定)で締結した保障措置及び核物質防護に係る技術開発や交渉をやり直す必要性が高い。その後においても国際的に合意できる措置を確立するのに10年以上の時間がかかる可能性がある。	中東諸国の核兵器開発意欲の高まりにより、核不拡散要求向上		前回と同様
技術力維持			*新規追加項目	減原子力により、原子力発電所新設がないので、メーカーの技術力維持困難	
国際貢献			*新規追加項目	FBR開発取りやめ、あるいは遅れが想定されることから、国際貢献に支障 国際核燃料バンク (IAEA、IUEG) が設立される一方、我が国における「低濃縮ウラン備蓄対策事業」が進められており、海外の原子力発電所に対する燃料供給保証に活用可能	
海外の動向	主要国ではない。	仏国HLW処分場立地進展あり 韓国の再処理技術獲得意欲の高まり 英国にてPu利用方策(余剰PuはMOX利用)を公表		米国 2010年、DOEはユッカマウンテン処分場の許認可申請を取り下げ、今後、使用済燃料・軍事関連放射性廃棄物の安全で長期的な管理方策を検討。使用済燃料は現在大半は発電所でサイト内貯蔵されている	
現実的な制約条件となる視点	社会受容性(立地困難性)		・福島事故による新たな原子力施設の受容性低下 ・対応が必要となる自治体の広域化		
	第二再処理施設	○ 当面、六ヶ所再処理施設の廃止措置あるいは転用が必要。 ○ また、将来、再処理を実施する場合には、2050年度頃までに相当規模の再処理施設が必要。			将来の判断次第
	MOX燃料製造施設	○ 将来、再処理を実施する場合には、2050年度頃までに相当規模のMOX燃料加工施設が必要。			将来の判断次第
	中間貯蔵施設(5000トン規模)	○ 原子力発電所の運転を継続するためには、極めて近い将来に中間貯蔵施設が必要になる可能性がある。さらに、2050年度頃までに順次9~12か所が必要。(約5年ごとに1箇所の中間貯蔵施設が必要となる。) ○ また、核燃料サイクルに関する方針が決まらない状況では、施設が「中間」貯蔵施設に留まると地元が確信しにくいため、立地が困難になる可能性がある。			○ 至近年で発電所運転への影響の可能性あり ○ 使用済燃料の直接処分に関する方策、及び立地活動が具体的にないと、地元が「中間」貯蔵施設であることが確認しにくい、立地が困難になる可能性がある。
	処分場	○ 使用済燃料の取扱についての方針が決まるまでは、どのような処分場が必要になるか不明なので、立地活動は困難。			○ 処分場の必要量は、判断次第。判断先送りが続くと、政策に関する疑問が生じ、施設立地の困難性が高まる可能性がある。
現実的な制約条件となる視点	政策変更に伴う課題	左記シナリオ③と同じ項目に加え、以下の項目がある。 (f) 高レベル廃棄物の処分形態を決めないことにより、処分場の立地活動が進まない。 (g) 政策決定しないことにより、技術開発の方向性が不透明になる。 (h) 政策決定しないことにより、我が国が再処理を行うことについての国際的理解を維持できない可能性がある。	SFの蓄積によるプラント停止リスク		前回と同様
選択肢の確保(柔軟性)	○ 将来に政策選択を行うため技術と人材を維持する必要があるが、国と民間の財政事情から、この維持は困難で、水準は低いのではないかと。 ○ 長期間事業化しないままで、我が国が再処理を行うことについての国際的理解を維持するのは困難。 ○ 原子力発電の規模の大幅縮小の場合を除き、原子力政策の変更はシナリオ③よりは容易である。				前回と同様

年間所要量(100万kW)【tU】		国内所要量【tU/年】	国内在庫量【tU】	在庫量/所要量【年】	
天然U	PWR	180.0	8211.0	559.0	0.07
	BWR	177.0			
	平均	178.5			
濃縮U	PWR	18.0	943.0	1423.0	1.51
	BWR	23.0			
	平均	20.5			

わが国の設備容量(2010年度末) 4614.8 万kW
 = 46 基相当(100万kW)

国内加工工程の備蓄効果 1.58 年分相当
 発電所での備蓄効果 1.00 年分相当
 合計 2.58 年分相当

2.6年分の備蓄効果は

= 設備容量4,600万kW × 利用率70% × 2.6年 × 24時間 × 365日
 = 7269 億kWh
 = 7.70 EJ (一次エネルギー換算)

	石油備蓄	原子力備蓄効果
備蓄量	8948 万kl (175日分相当)	2.58 年分
一次エネルギー換算値	3.6 EJ	7.70 EJ
所要費用	2,332 億円/年	0 円

原子力備蓄効果の価値は

= 4986 億円/年

減原子力に伴う発生費用等について

2012年1月 日

原子力政策の経緯

- 2011年3月11日、東日本大震災、福島第一原子力発電所の事故
- 2011年7月29日エネルギー環境会議中間報告。
- 2011年9月新原子力大綱策定会議の審議再開。
- 12月21日第5回会議にて、エネルギー計画策定にあたっては、可能な限り減原子力を目指す等を盛り込んだ基本方針を決定。
- 2012年1月6日、新たな安全規制のポイントを公表。高経年化炉対策として「40年運転制限」を導入。

減原子力に伴う費用増及びその他の損失

- 国内53基の原子力発電所を停止する場合には、それに伴う代替電源確保のための費用が発生し、その費用は何らかの形で国民に転嫁されることになる。
- 減原子力に代わるエネルギーミックスの組み合わせにより、発電に伴いCO2発生量の増加が考えられる。
- 原子力発電に代わる火力発電の追加導入に伴い、化石燃料の輸入が必要となり、国富の流出が考えられる。
- 減原子力により、原子力分野における人材育成や、国内メーカーにおける技術力維持が困難となると考えられる。
- 減原子力により、国際展開は限定的になると考えられる。

2

1. 原子力発電所停止に係るコスト

- 原子力発電所の停止に伴い、代替電源確保が必要
 - 現在、基本問題委員会にて、エネルギーミックスの選択肢について議論中。
 - 代替電源は、LNG火力としてコスト評価を実施。これは、コスト影響を可能な限り抑えるため、コスト等検証委員会の試算で安価なものを選択。また、火力の発電原価には、CO2対策費用を考慮しているが、国際公約遵守の考えから、CO2発生量を可能な限り抑えるため、石炭火力ではなく、LNG火力とした。

3

1. 原子力発電所停止に係るコスト

○発電経費の比較(2012~2030年の19年間累計)

現状維持; 43.6兆円

減原子力; 48.7兆円

差分; 5.1兆円

約0.3兆円/年

○発電原価

約1円/kWh(2012年度価格)上昇

平均発電原価(2012~2030年)(円/kWh)

	割引率0%	割引率1%	割引率3%	割引率5%
現状維持	8.4	8.0	7.6	7.6
減原子力	9.4	9.1	8.7	8.6
差分	1.0	1.1	1.1	1.1

(各項目で四捨五入しているため、合計は一致しない)

4

(参考)コスト試算の考え方

(共通)

- ・設備利用率; 70%
- ・評価期間; 2012~2030年度
- ・原子力、火力のコストには、コスト等検証委員会と同様に、社会費用(事故コスト、政策経費、CO2対策費用)を考慮。
- ・新設電源は、コスト等検証委員会のモデルプラントの緒元で試算。
- ・既設原子力発電所は、各社至近5年の有価証券報告書をもとに、試算。なお、共通費として、一般管理費を考慮。財務費用は、コスト等検証委員会と同様、考慮せず。

(現状維持)

- ・原子力発電所の運転年数を60年。代替電源は、原子力。

(減原子力)

- ・原子力発電所の運転年数を40年。代替電源は、LNG火力。

5