

「シナリオ②部分再処理」の比較

評価の視点	前回大綱の「シナリオ②部分再処理」	前回からの情勢の変化	減原子ケース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。(※) ○直接処分については、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更なる安全性向上が必要 ○前回と同様			
	技術的成立性	○再処理する部分については、シナリオ①に同じ。(ただし、高速増殖炉核燃料サイクル実用化等の研究開発は不要。) ○再処理しない部分については、右記シナリオ③に同じ。	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)	○再処理する部分については、左記シナリオ①に同じ。(ただし、高速増殖炉核燃料サイクルのメリットはない。) ○再処理しない部分については、右記シナリオ③に同じ。	・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	既存のエネルギー基本計画(設備容量68GW)通り建設が進んだ場合の設備容量との差分(68-30=38GW)の発電電力量を仮に全量天然ガス火力で代替した場合、天然ガス輸入量が約3400万t程度増加、輸入量は約1.5倍となる。	既存のエネルギー基本計画(設備容量68GW)通り建設が進んだ場合の設備容量との差分(68-10=58GW)の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、天然ガス輸入量が約5100万t程度増加、輸入量は約1.7倍となる。	既存のエネルギー基本計画(設備容量68GW)通り建設が進んだ場合の設備容量との差分(68-0=68GW)の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、天然ガス輸入量が約6000万t程度増加、輸入量は約1.9倍となる。
	環境適合性(循環型社会との適合性)	○再処理する部分については、左記シナリオ①に同じ。(ただし、高速増殖炉核燃料サイクルのメリットはない。) ○再処理しない部分については、右記シナリオ③に同じ。		前回と同様(ただし減原子力となることで、部分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。)		
	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の発生量は、再処理した場合、直接処分した場合に比べて体積で30~40%程度(面積では約半分~2/3程度)に抑制される。				
	高レベル放射性廃棄物	ガラス固化体 約910m ³ [約9万m ²] 使用済燃料 約2,300 ~ 3,200m ³ [約13 ~ 16万m ²] (うち使用済MOX燃料が約1,400 ~ 1,900m ³ [約8 ~ 9万m ²]) ○高レベル放射性廃棄物については、岩質は軟岩とし、直接処分における1キャスタ当りの収納集合体数については2体と4体の幅を示した。 ○高レベル放射性廃棄物について、ガラス固化体の体積はオーバーバックの体積、直接処分の場合は処分用のキャスターの体積から算出し、処分に要する面積は専有面積で換算した。 ○使用済MOX燃料の体積及び処分に要する		<30GW一定と考えた場合> ガラス固化体 720m ³ (①と同じ) 使用済燃料 0m ³ ※年間発生量は800t以下となる。	<15GW一定と考えた場合> ガラス固化体 360m ³ (①と同じ) 使用済燃料 0m ³ ※年間発生量は800t以下となる。	
	低レベル放射性廃棄物	約1.7万m ³ [約1.5万m ²]		約0.9万m ³ [約0.8万m ²] ※GWで比例計算	約0.4万m ³ [約0.4万m ²] ※GWで比例計算	○廃止措置に伴い発生する廃棄物を含む。
	高レベル放射性廃棄物の放射能の潜在的な有害度	○使用済燃料とガラス固化体が高レベル放射性廃棄物として混在する。それぞれの放射能の潜在的な有害度はシナリオ①、③と同じ。		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)。	・温暖化対策のためのCO2排出削減の長期目標の明確化(1990年比で2020年までに25%削減)	既存のエネルギー基本計画(設備容量68GW)通り建設が進んだ場合の設備容量との差分(68-30=38GW)の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、CO2発生量は約1.3億t程度増加(CO2発生量が1990年比で約11%増加)、石炭火力で代替した場合、CO2発生量は2.3億t程度増加(CO2発生量が1990年比で約21%増加) 上記のCO2排出権を排出権取引により購入する場合、年間約2200~4100億円追加費用が必要	既存のエネルギー基本計画(設備容量68GW)通り建設が進んだ場合の設備容量との差分(68-10=58GW)の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、CO2発生量は約2.0億t程度増加(CO2発生量が1990年比で約17%増加)、石炭火力で代替した場合、CO2発生量は3.6億t程度増加(CO2発生量が1990年比で約31%増加) 上記のCO2排出権を排出権取引により購入する場合、年間約3400~6300億円追加費用が必要	既存のエネルギー基本計画(設備容量68GW)通り建設が進んだ場合の設備容量との差分(68-0=68GW)の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、CO2発生量は約2.3億t程度増加(CO2発生量が1990年比で約20%増加)、石炭火力で代替した場合、CO2発生量は4.2億t程度増加(CO2発生量が1990年比で約37%増加) 上記のCO2排出権を排出権取引により購入する場合、年間約4000~7400億円追加費用が必要
	資源の有効活用性(リサイクル)	○再処理する部分については、左記シナリオ①に同じ。(ただし、高速増殖炉核燃料サイクルのメリットはない。) ○再処理しない部分については、シナリオ③に同じ。		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)	○現在のウラン価格の水準の下では、直接処分の方が再処理するよりも核燃料サイクルコスト(注:発電コスト全体の2~3割の部分は約0.5~0.7円/kWh低い。) ○政策変更に伴う費用のうち定量化できるもの(六ヶ所再処理工場関連及び代替火力関連の費用)を59年間の発電量で均等化したものは約0.9~1.5円/kWhになる。				
	原子力発電コスト	約5.0~5.1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8.2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8.4円/kWh(割引率3%) (割引率3%/設備利用率80%) 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8.5円/kWh(割引率3%) (割引率3%/設備利用率80%) 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1.4~1.5円/kWh うちフロントエンド:0.63円 うちバックエンド:0.77~0.85円		1.46~1.47円/kWh(割引率3%)	1.63~1.64円/kWh(割引率3%)	1.72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5.0~5.1円/kWh		?	?		
政策変更コストを計算する際の前提事項。						

評価の視点	前回までの「シナリオ①」の比較		減原子力ケース1 (2020年 10GW)		減原子力ケース2 (2030年 10GW)		
	評価の視点	前回までの「シナリオ①」の比較	前回までの「シナリオ①」の比較	減原子力ケース1 (2020年 10GW)	減原子力ケース2 (2030年 10GW)	減原子力ケース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	*新規追加項目	既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-30=38GW）の発電電力量を仮に全量天然ガス火力で代替した場合、約1.7兆円相当の国富が海外に流出することとなる。燃料費高騰に伴い電気代が増加すると消費への影響、製造業等の海外移転により、国内の景気が悪化する恐れがある。	既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-10=58GW）の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、約2.6兆円相当の国富が海外に流出することとなる。燃料費高騰に伴い電気代が増加すると消費への影響、製造業等の海外移転により、国内の景気が悪化する恐れがある。	既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-0=68GW）の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、約3兆円相当の国富が海外に流出することとなる。燃料費高騰に伴い電気代が増加すると消費への影響、製造業等の海外移転により、国内の景気が悪化する恐れがある。	
	従業員数（地元）						
	その他						
政策的意義の比較衡量を行う視点	核不拡散性	○再処理実施期間中はシナリオ①と同等の評価であり、その後はシナリオ③と同等の評価となる。（※）	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開発時期の遅れが想定されることから、FBR研究が遅れ、国際貢献に支障 ・国際核燃料バンク（IAEA、IUEC）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	○ドイツ（1989年に国内再処理工場の計画を放棄、国外再処理は2005年7月まで実施） ○スイス（国外再処理を2005年末まで実施） ○ベルギー（1974年の国内再処理工場の運転停止以降、1991年まで国外再処理を実施。）	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	○ドイツ 2002年の原子力法改正により、2005年7月以降再処理事業者への使用済燃料の引渡しは禁止。それ以前に英、仏にて再処理されたPuはMOX燃料として使用。現在使用済燃料は発電所サイト内で貯蔵され、最終処分される予定。 ○スイス ベースロード再処理契約で回収されるPuは全てPWRでMOX燃料として使用。2005年新原子力法の下、2006年7月以降、再処理が10年間凍結。 ○ベルギー PWR 7基の内、2基でプルサーマル。2006年にドール3号機に装荷されたMOX燃料集合体が全て取り出された時点で、ベルギーのプルサーマルは終了。			
	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	前回と同様			
現実的な制約条件となる視点	第二再処理施設	○不要。		前回と同様			
	MOX燃料製造施設	○六ヶ所再処理施設の稼働後、早急に120トン/年程度の規模のMOX燃料製造施設が必要。		○六ヶ所再処理施設の稼働後、早急に72トン/年の規模のMOX燃料製造施設が必要。 ※GWで比例計算	○六ヶ所再処理施設の稼働後、早急に39トン/年の規模のMOX燃料製造施設が必要。 ※GWで比例計算		
	中間貯蔵施設（5000トン規模）	○当面の基数については、シナリオ①に同じ。 ○しかし、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、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、立地は困難になる可能性がある。		前回と同様 ただし、発電総量に応じて当面の基数が変化。（2050年度頃、中間貯蔵必要量 約1万トン）	前回と同様 ただし、発電総量に応じて当面の基数が変化。（2050年度頃、中間貯蔵必要量 約2千トン）	長期的にはなし 但し短期的には対策は必要	
	処分場	○ガラス固化体と使用済燃料の両方の処分場が必要となる。		ガラス固化体と使用済燃料の両方の処分場が必要となる。また、TRU廃棄物の処分場が必要。ただし、福島事故の影響により新たな原子力施設の受容性低下。			
現実的な制約条件となる視点	政策変更に伴う課題	(a) これまで国の政策に協力してきた立地地域との信頼関係を損なう可能性。 使用済燃料の直接処分に関する研究開発を開始することが必要。 (b) 発電を開始することが必要。	SFの蓄積によるプラント停止リスク	(a) これまで国の政策に協力してきた立地地域との信頼関係を損なう可能性。 (b) 使用済燃料の直接処分に関する研究開発を開始することが必要。 (c) 中間貯蔵施設の立地が困難となり、中間貯蔵ができなくなるにより、使用済燃料が発電所に蓄積し、プラントが停止するリスクが生じる			
選択肢の確保（将来の不確実性への対応能力）の視点	選択肢の確保（柔軟性）	○将来において核燃料サイクルの技術革新が享受できなくなる。ただし、これを享受するべく政策変更するのは、当分の間はシナリオ③より容易である。 ○原子力発電の規模が大幅に縮小する場合には原子力政策を変更して対応するのはシナリオ①より容易である。（※） ○原子力政策を変更して対応するのはシナリオ①より容易である。（※）		○将来において核燃料サイクルの技術革新が享受できなくなる。ただし、これを享受するべく政策変更するのは、当分の間はシナリオ③より容易である。 ○原子力発電の規模が大幅に縮小する場合には原子力政策を変更して対応するのはシナリオ①より容易である。（※） ○日米原子力協定等国際的な制約から、将来において核燃料サイクルを実施できなくなる可能性がある。当分の間はシナリオ③より容易である。			

「シナ、③全量直接処分」の比較

評価の視点	前回大綱の「シナリオ③全量直接処分」	前回からの情勢の変化	減原子ケース1 (2030年 30GW)		減原子ケース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。 ○現時点においては、使用済燃料の直接処分に係る我が国の自然条件に対応した技術的知見の蓄積や、大量のプルトニウム等によるアルファ線の影響等についての技術的課題への対応が必要である。	・福島事故を踏まえた安全確保が必要				前回と同様
	技術的成立性	○現時点においては、使用済燃料の直接処分に係る我が国の自然条件に対応した技術的知見の蓄積が欠如しており、研究開発が必要。	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、国内知見は選択的確保となるほど進捗なし				前回と同様 (我が国の地質に即した技術開発が必要)
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)	○ウラン資源を一次的に利用するだけの状況が続き、資源節約効果享受できない。	・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				既存のエネルギー基本計画(設備容量68GW)通り建設が進んだ場合の設備容量との差分(68-30=38GW)の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、天然ガス輸入量が約3400万t程度増加、輸入量は約1.5倍となる。 既存のエネルギー基本計画(設備容量68GW)通り建設が進んだ場合の設備容量との差分(68-10=58GW)の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、天然ガス輸入量が約5100万t程度増加、輸入量は約1.7倍となる。
	環境適合性 (循環型社会との適合性)	○シナリオ①(全量再処理)に比較して、循環型社会の哲学との整合性は低い。	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[及び処分に必要な面積]：	高レベル放射性廃棄物	○高レベル放射性廃棄物の発生量は、再処理した場合、直接処分した場合に比べて体積で30~40%程度(面積では約半分~2/3程度)に抑制される。	前回と同様			
		低レベル放射性廃棄物	○高レベル放射性廃棄物については、岩質は軟岩とし、直接処分における1キャニスター当りの収納集合体数については2体と4体の幅で示した。 ○高レベル放射性廃棄物について、ガラス固化体の体積はオーバーパックの体積、直接処分の場合は処分用のキャニスターの体積から算出し、処分に必要な面積は専有面積で換算した。 ○使用済MOX燃料の体積及び処分に必要な面積は、単体と同量(HM)の使用済ウラン燃料の4倍として計算した。	使用済燃料 約2,000 ~ 2,700m ³ ※GWで比例計算	使用済燃料 約1,000 ~ 1,300m ³ ※GWで比例計算	○高レベル放射性廃棄物については、岩質は軟岩とし、直接処分における1キャニスター当りの収納集合体数については2体と4体の幅で示した。 ○高レベル放射性廃棄物について、ガラス固化体の体積はオーバーパックの体積、直接処分の場合は処分用のキャニスターの体積から算出し、処分に必要な面積は専有面積で換算した。 ○使用済MOX燃料の体積及び処分に必要な面積は、単体と同量(HM)の使用済ウラン燃料の4倍として計算した。	
	高レベル放射性廃棄物の放射能の潜在的な有害度	○シナリオ①(全量再処理)の高レベル放射性廃棄物(ガラス固化体)を基準とすると、このシナリオでの高レベル放射性廃棄物(使用済燃料)の千年後における放射能の潜在的な有害度は約8倍となる。	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)。	・温暖化対策のためのCO2排出削減の長期目標の明確化(1990年比で2020年までに25%削減)				
	資源の有効活用性 (リサイクル)	○資源であるウランやプルトニウムを廃棄物として対象に処分する。循環型社会の理念に整合的ではない。	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)	○現在のウラン価格の水準の下では、直接処分の方が再処理するよりも核燃料サイクルコスト(注：発電コスト全体の2~3割の部分は約0.5~0.7円/kWh低い)。 ○政策変更に伴う費用のうち定量化できるもの(六ヶ所再処理工場関連及び代替火力関連の費用)を59年間の発電量で均等化した。	約7.8円/kWh(割引率3%) (割引率3%/設備利用率80%/稼働年数40年) コスト検証小委員会書案				
	原子力発電コスト	約4.5~4.7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)				
	うち核燃料サイクルコスト	約0.9~1.1円/kWh うちフロントエンド:0.61円 うちバックエンド:0.32~0.46円	1.00~1.02円/kWh(割引率3%)				
政策変更コスト (参考値)	約0.9~1.5円/kWh ・六ヶ所再処理関連分 約0.2円/kWh ・代替火力関連分 約0.7~1.3円/kWh	六ヶ所再処理工場の建設の進展					
原子力発電コスト+ 政策変更に伴う費用	約5.4~6.2円/kWh	約7.8円/kWh(割引率3%) (割引率3%/設備利用率80%/稼働年数40年) コスト検証小委員会書案					
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理解を得て実現できると仮定しておいたものである。	?					
	コストの幅は岩種の違い等によるもの						

既設の観点		前回の場合「ふもと」の合同を参照	今回の場合「ふもと」の合同を参照	減原子力ケース1 (2030年 10GW)	減原子力ケース2 (2030年 10GW)
経済・産業への影響			*新規追加項目	既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-30=38GW）の発電電力を仮に全量天然ガス火力で代替した場合、約1.7兆円相当の国富が海外に流出することとなる。燃料費高騰に伴い電気代が増加すると消費への影響、製造業等の海外移転により、国内の景気が悪化する恐れがある。	既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-10=58GW）の発電電力を全量天然ガス火力で代替した場合、約2.6兆円相当の国富が海外に流出することとなる。燃料費高騰に伴い電気代が増加すると消費への影響、製造業等の海外移転により、国内の景気が悪化する恐れがある。
従業員数（地元）					
その他					
核不拡散性	<ul style="list-style-type: none"> ○ 使用済燃料の直接処分場は適切な保障措置及び核物質防護により核不拡散性を高く維持することは可能と考えられる。ただし、処分後数百年から数万年にわたる転用誘引度が継続するので、この間の保安活動に関するモニタリングや物的防護の効率的かつ効果的に国際的に合意できる手段の開発と実施が必須。（※） 		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研究開発は取りやめ、あるいは遅れが想定され、国際貢献に支障 ・国際核燃料バンク（IAEA、IUEC）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	<ul style="list-style-type: none"> ○ 米国（ただし、ユッカマウンテンの施設は、使用済燃料の再取り出し可能） ○ 韓国 ○ カナダ ○ スウェーデン ○ フィンランド 		韓国の再処理技術獲得意欲の高まり	<ul style="list-style-type: none"> ・フィンランド 直接処分場の処分場をオルキオに決定し、建設中。 ・スウェーデン 使用済燃料は回収可能な形で直接処分。最終処分場の建設予定地としてフォルスマルクを選定。 ・韓国 使用済燃料はサイト内で貯蔵されているが、高速炉の実用化と、乾式再処理による核燃料サイクル構築を目指し研究中。 	
社会受容性（立地困難性）			<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ○ 不要。ただし、六ヶ所再処理施設の廃止措置あるいは転用が必要。 				前回と同様
MOX燃料製造施設	<ul style="list-style-type: none"> ○ 不要。 				前回と同様
中間貯蔵施設（5000トン規模）	<ul style="list-style-type: none"> ○ 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、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限り、施設が「中間」貯蔵施設に留まると地元が確信しにくいこと、立地は困難になる可能性がある。 			<ul style="list-style-type: none"> ○ 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、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限り、施設が「中間」貯蔵施設に留まると地元が確信しにくいこと、立地は困難になる可能性がある。 ○ 更に、福島事故の影響により、新たな原子力施設の受容性低下。 	
処分場	<ul style="list-style-type: none"> ○ 使用済燃料の直接処分に関する十分な知見が得られるまでは、直接処分場の本格的な立地活動開始は困難。 			<ul style="list-style-type: none"> ○ 使用済燃料の直接処分に関する十分な知見が得られるまでは、直接処分場の本格的な立地活動開始は困難。 ○ ガラス固化体と使用済燃料の両方の処分場が必要となる。また、TRU廃棄物の処分場が必要。 ○ 更に、福島事故の影響により新たな原子力施設の受容性低下。 	
政策変更に伴う課題	<p>(a) これまで国の政策に協力してきた立地地域との信頼関係を損なう可能性。</p> <p>(b) 早急に使用済燃料の直接処分に関する研究開発を開始することが必要。</p> <p>(c) 海外からの返還廃棄物の受入が滞って行き場を失う可能性。</p> <p>(d) 原子力発電所から六ヶ所再処理施設への使用済燃料の搬出ができなくなり、順次原子力発電所が停止する可能性。</p> <p>本項目のうち、一定の仮定の基に定量化可能なものを算定したところ、六ヶ所再処理関連分が約0.2円/kWh、代替火力関連分0.7～1.3円/kWhとなった。合計約0.9～1.5円/kWh。</p> <p>(e) これまでの民間事業者の核燃料サイクルへの投資等の経済的損失への対応が必要。</p>		SFの蓄積によるプラント停止リスク	<p>(a) これまで国の政策に協力してきた立地地域との信頼関係を損なう可能性。</p> <p>(b) 早急に使用済燃料の直接処分に関する研究開発を開始することが必要。</p> <p>(c) 中間貯蔵施設の立地が困難となり、中間貯蔵ができなくなることで、使用済燃料が発電所に蓄積し、プラントが停止するリスクが生じる。</p> <p>(d) 海外からの返還廃棄物の受入が滞って行き場を失う可能性。 原子力発電所から六ヶ所再処理施設への使用済燃料の搬出ができなくなり、順次原子力発電所が停止する可能性。</p> <p>(e) 本項目のうち、一定の仮定の基に定量化可能なものを算定したところ、六ヶ所再処理関連分が約0.2円/kWh、代替火力関連分0.7～1.3円/kWhとなった。合計約0.9～1.5円/kWh。</p> <p>(f) これまでの民間事業者の核燃料サイクルへの投資等の経済的損失への対応が必要。</p>	
選択肢の確保（柔軟性）	<ul style="list-style-type: none"> ○ 核燃料サイクルの技術革新は享受できない。これを享受するべく政策変更するのはシナリオ②や④より困難である。（※） ○ 原子力発電の規模が大幅に縮小する場合はシナリオ②や④より困難である。（※） ○ 原子力発電の規模が大幅に縮小する場合はシナリオ②や④より困難である。（※） ○ 原子力政策を変更して対応する必要はない。 			<ul style="list-style-type: none"> ○ 核燃料サイクルの技術革新は享受できない。これを享受するべく政策変更するのはシナリオ②や④より困難である。（※） ○ 原子力発電の規模が大幅に縮小する場合はシナリオ②や④より困難である。（※） ○ 日米原子力協定等国際的な制約から、将来において核燃料サイクルを実施できなくなる可能性が高い。 	

政策的意義の比較衡量を行う視点

現実的な制約条件となる視点

現実的な制約条件となる視点

選択肢の確保（柔軟性）

「シナリオ④当面貯蔵」の比較

評価の視点	前回大綱の「シナリオ④当面貯蔵」	前回からの情勢の変化	減原子力ケース2 (2030年 10GW)			
			減原子力ケース1 (2030年 30GW)	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年後になる状況下において、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、記録として残さない技術の維持や資金調達等の面で困難が大きい。	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、	・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	既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-30=38GW）の発電電力量を仮に全量天然ガス火力で代替した場合、天然ガス輸入量が約3400万t程度増加、輸入量は約1.5倍となる。	既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-10=58GW）の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、天然ガス輸入量が約5100万t程度増加、輸入量は約1.7倍となる。	既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-0=68GW）の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、天然ガス輸入量が約6000万t程度増加、輸入量は約1.9倍となる。
	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) :			前回と同様		
	高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		
	低レベル放射性廃棄物			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密度			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）。	・温暖化対策のためのCO2排出削減の長期目標の明確化 (1990年比で2020年までに25%削減)	・既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-30=38GW）の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、CO2発生量は約1.3億t程度増加 (CO2発生量が1990年比で約11%増加) ・石炭火力で代替した場合、CO2発生量は2.3億t程度増加 (CO2発生量が1990年比で約21%増加) 上記のCO2排出権を排出権取引により購入する場合、年間約2200～4100億円の追加費用が必要	・既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-10=58GW）の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、CO2発生量は約2.0億t程度増加 (CO2発生量が1990年比で約17%増加) ・石炭火力で代替した場合、CO2発生量は3.6億t程度増加 (CO2発生量が1990年比で約31%増加) 上記のCO2排出権を排出権取引により購入する場合、年間約3400～6300億円の追加費用が必要	・既存のエネルギー基本計画（設備容量68GW）通り建設が進んだ場合の設備容量との差分（68-0=68GW）の発電電力量を全量天然ガス火力で代替した場合、CO2発生量は約2.3億t程度増加 (CO2発生量が1990年比で約20%増加) ・石炭火力で代替した場合、CO2発生量は4.2億t程度増加 (CO2発生量が1990年比で約37%増加) 上記のCO2排出権を排出権取引により購入する場合、年間約4000～7400億円の追加費用が必要
	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		
	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 うちバックエンド:0.49～0.55円		1.14～1.15円/kWh (割引率3%) 2030年以降一定割合が維持されるのであれば、中間貯蔵、廃棄物処分に何かしら方針が必要であり、当面貯蔵オプションの検討は不要か。	1.16～1.17円/kWh (割引率3%) 2030年以降一定割合が維持されるのであれば、中間貯蔵、廃棄物処分に何かしら方針が必要であり、当面貯蔵オプションの検討は不要か。	1.18～1.19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理解を得て実現できると仮定しておいたものである。					