

主要な変更点

- ・2pの記述を修正
- ・8pの記述を修正
- ・11p以降を追加

新計画策定会議（第10回）
資料第4号



政策変更に伴う課題について(改訂版)

平成16年10月22日



政策変更に伴う課題

六ヶ所サイクル事業への影響

一連の六ヶ所施設は、核燃料サイクル事業の一環として進められている。よって再処理事業が中止となった場合、地元の信頼を損ない、受け入れの中止並びに搬入済廃棄物の施設からの搬出を求められる可能性があるのではないかと。

1. 原子力発電所が運転停止になる可能性
2. 海外からの返還廃棄物の受入れが滞って行き場を失う可能性
3. 発電所廃棄物の搬出先を失う可能性
4. プロジェクト中止に伴い発生する回収不能費用

政策変更した場合の地元の反応については不確定要素はあるが、これまでの経緯に鑑みれば相当な反発が予想されるが、この影響をコストとして算定することは困難である。

その他

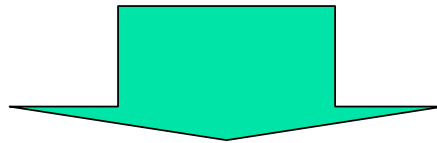
5. 直接処分に関する研究開発の必要性



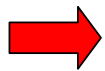
1 : 原子力発電所が運転停止になる可能性

再処理中止に伴い、発電所からの六ヶ所施設への使用済燃料搬入中止並びに六ヶ所からの搬入済使用済燃料返送を求められるのではないかな。

再処理中止に伴い、必要となる中間貯蔵施設の増加及び貯蔵後の行き先が不透明な中間貯蔵施設(計画中のものも含め)の立地が厳しくなるのではないかな。



いくつかの発電所において使用済燃料プールの管理容量を超過し、順次、発電所の運転を停止せざるを得なくなるのではないかな。



定量的な影響としては、原子力発電所運転停止による発電量の不足を、例えば火力で代替して焚き増す場合の追加費用が考えられる。この費用の試算結果を14頁～17頁、19～21頁に示す。



1 - (1) 再処理事業困難時の使用済燃料の扱い【再掲】

青森県、六ヶ所村と日本原燃株式会社との覚書

(H10/7/29)

「再処理事業の確実な実施が著しく困難となった場合には、青森県、六ヶ所村及び日本原燃株式会社が協議のうえ、日本原燃株式会社は使用済燃料の施設外への搬出を含め、速やかに必要かつ適切な措置を講ずるものとする。」

1 - (2): 各原子力発電所の使用済燃料貯蔵 の残存容量及び管理容量超過年度(2004年3月末現在)

電力会社	発電所名	発電所内プール 残存容量(tU)	六ヶ所再処理工場 への既搬出量(tU)	1取替分 (tU)	運転可能サイクル数 (-) / (回)	発電所内プール 管理容量超過年度 ^{注3}
北海道電力	泊	130	30	30	3	2008
東北電力	女川	510	30 ^{注2}	60	8	2014
東京電力	福島第一	740 ^{注1}	0	150	5	2011
	福島第二	110	240 ^{注2}	140	0	2004
	柏崎刈羽	790 ^{注1}	40	250	4	2009
中部電力	浜岡	270	70	110	2	2006
北陸電力	志賀	90 ^{注1}	10	20	9	2016
関西電力	美浜	260	20 ^{注2}	50	5	2010
	高浜	160	140 ^{注2}	100	0	2004
	大飯	870	0	120	7	2013
中国電力	島根	270	40	40	6	2012
四国電力	伊方	480	40	60	7	2013
九州電力	玄海	400	0	100	4	2009
	川内	270	80 ^{注2}	50	4	2009
日本原子力発電	敦賀	350	30	40	8	2014
	東海第二	120 ^{注1}	10	30	7	2013
合 計		5830	780	1350		

注1) 現在、工事中で今後に増設される貯蔵容量は、福島第一約80tU、柏崎刈羽約290tU、志賀約60tU、東海第二約100tUを考慮(表中の残存容量には未反映)。

注2) 2004年度の六ヶ所再処理施設への搬出実績は、6月に福島第二から約46tU、美浜から約44tU、高浜から約19tU、女川から約15tU、川内から約13tU、7月に福島第二から約26tU、9月に福島第二から約43tU(表中の残存容量、既搬出量には未反映)。

注3) 発電所からの使用済燃料の六ヶ所への搬出が不可となり、更に六ヶ所へ搬送済の使用済燃料が各発電所に返還された場合。

注4) 四捨五入の関係で合計値は、各項目を加算した数値と一致しない部分がある。

1 - (3) : 路線変更に伴いSF搬出が不可となった場合の 発電所停止期間

電力会社	発電所		発電出力 (MW)	六ヶ所へのSF搬出が不可となり、更に六ヶ所所搬送済SFが返還された場合のSF貯蔵量超過年度	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
北海道電力	泊	(2基)	1,158	2008															
東北電力	女川	(3基)	2,174	2014															
東京電力	福島第一	(6基)	4,696	2011															
	福島第二	(4基)	4,400	2004															
	柏崎刈羽	(7基)	8,212	2009															
中部電力	浜岡	(4基)	3,617	2006															
北陸電力	志賀	(1基)	540	2016															
関西電力	美浜	(3基)	1,666	2010															
	高浜	(4基)	3,392	2004															
	大飯	(4基)	4,710	2013															
中国電力	島根	(2基)	1,280	2012															
四国電力	伊方	(3基)	2,022	2013															
九州電力	玄海	(4基)	3,478	2009															
	川内	(2基)	1,780	2009															
日本原電	敦賀	(2基)	1,517	2014															
	東海第二	(1基)	1,100	2013															
	計	(52基)	45,742																

: 敦賀1号機(357MW)は、2010年に停止予定



2: 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

現在海外から返還される高レベル放射性廃棄物(ガラス固化体)は六ヶ所サイトに搬入し一時的に貯蔵している。

政策変更により地元との信頼関係が崩れれば、廃棄物の受入れが拒絶され、廃棄物の行き場を失う可能性があるのではないか。

高レベル放射性廃棄物(ガラス固化体)

< 日本原燃(株) 高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センター(六ヶ所村) >

返還済ガラス固化体 892本

今後返還される予定のガラス固化体 約1,300本

TRU廃棄物

今後返還される予定のTRU廃棄物 約12千m³



3 : 発電所廃棄物の搬出先を失う可能性

現在、原子力発電所の運転および定期検査等に伴って発生する低レベル放射性廃棄物は、六ヶ所低レベル放射性廃棄物埋設センターにて、埋設処分されている。

政策変更により地元との信頼関係が崩れれば、廃棄物の受入れが拒絶され、廃棄物の行き場を失う可能性があるのではないか。

(注1)

既に搬入した発電所廃棄物 **約32,900m³ (ドラム缶約165,000本相当)**

(注2)

今後発生する発電所廃棄物(年間)

約3,600m³/年(ドラム缶約18,000本/年相当)

注1): 2004年3月現在

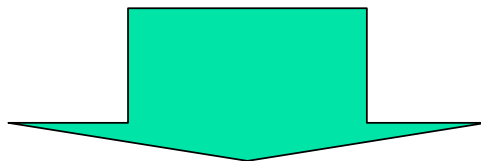
注2): H11～14年の平均発生量を平均的な減容率2で除した値



4：プロジェクト中止に伴い発生する回収不能費用

六ヶ所再処理工場の建設への既投資額の回収

六ヶ所再処理工場の廃止措置費用



これらの費用については技術検討小委員会で試算しており、その結果を11頁～13頁に示す。



5 : 直接処分に関する研究開発の必要性

- 各シナリオを構成する技術の成立性は高く、大きな差はないと考えられる。
- ただし、我が国ではこれまでのところ使用済燃料の直接処分技術について未検討である。技術検討小委員会の検討では、高レベル放射性廃棄物ガラス固化体処分に関する地下環境での研究開発等その成果の多くが適用可能であるとされているが、今後解明すべき重要な課題の存在も指摘されており、実用化やそのための安全規制や基準の整備にはさらに研究開発が必要である。

【資料第5号 「技術的成立性」より引用】

「政策変更に伴う課題」のまとめ

評価の 視点	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ
政策変更 に伴う課題	現行政策であることから、政策変更に伴う課題はない。	<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)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>(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、いくつかの原子力発電所が停止する可能性。</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>	<p>左記シナリオと同じ項目に加え、以下の項目がある。</p> <p>(f)高レベル廃棄物の処分体を決めないことにより、処分場の立地活動が進まない。</p> <p>(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。</p> <p>(h)政策決定しないことにより、再処理に対する国際的合意を失う可能性。</p>

考慮すべき事項

政策変更した場合の地元の反応については不確定要素はあるが、これまでの経緯に鑑みれば相当な反発が予想されるが、この影響をコストとして算定することは困難である。

政策変更について理解を得て、新しい事業を進めるのには、相当の公的措置と時間を要する可能性がある。

定量化可能範囲のコスト試算

(1)六ヶ所再処理工場関連 (a)既投資額内訳

六ヶ所再処理工場の既投資額の内訳は以下のとおり。

項 目	金額（兆円）	概 要
建設投資 ・ 初期投資	2.19 (2.12)	再処理工場竣工までに必要な建設工事費の内、平成16年度末における既投資額（見通し）及び、契約済み未払い分の合計
・ その他	(0.07)	再処理工場竣工後に増設する施設等（＊）に係る平成16年度末における既投資額（見通し） （＊）ガラス固化体貯蔵建屋（増設分）、ウラン酸化物貯蔵建屋（増設分）、低レベル廃棄物処理建屋、低レベル廃棄物貯蔵建屋 等
操業に伴う 既支出額	0.25	使用済燃料受け入れ・貯蔵施設操業費用等の平成16年度末における既支出額（見通し）
合 計	2.44	

< 参考 > 再処理工場本体は平成18年7月操業開始予定。

使用済燃料受入れ・貯蔵施設は平成11年12月操業開始。

定量化可能範囲のコスト試算

(1)六ヶ所再処理工場関連 (b)廃止措置費用内訳

六ヶ所再処理工場の廃止措置費用の内訳は以下のとおり。

項 目	費 用 (百億円)			差異説明	
	40 年間 操業後	ウラン 試験後	ウラン 試験前	操業後 / ウラン試験後	ウラン試験後 / ウラン試験前
1.解体費	96	34	24	<ul style="list-style-type: none"> 増設施設なし、汚染レベル低(解体効率向上) 解体人件費、現場管理費 23 遠隔装置なし、解体工数減 資材費 14 系統除染、解体工期短縮 施設維持費、その他諸経費 17 解体人件費、資材費等減 調査計画費、一般管理費 7 	<ul style="list-style-type: none"> 汚染区域が減 解体人件費、現場管理費 3 解体工数減 資材費 1 系統除染なし、解体工期短縮 施設維持費、その他諸経費 6 解体人件費、資材費等減 一般管理費 1
(1)調査・計画費	2	1	1		
(2)人件費	24	9	8		
(3)資材費	21	8	7		
(4)現場管理費	12	4	2		
(5)施設維持費	15	4	2		
(6)一般管理費	11	4	3		
(7)その他諸経費	11	5	2		
2.廃棄物処理費	32	4	2	<ul style="list-style-type: none"> 増設施設なし、汚染レベル低のため廃棄物量減 処理人件費、現場管理費、処理設備費、容器費、測定費 21 廃棄物処理工期短縮 施設維持費 3 処理人件費等減 一般管理費 4 	<ul style="list-style-type: none"> 管理区域減による廃棄物量減 処理人件費、処理設備費、容器費、測定費 1 廃棄物処理工期短縮 施設維持費 0 処理人件費等減 一般管理費 0
(1)人件費	3	0	0		
(2)処理設備費	17	2	2		
(3)廃棄物容器費	1	0	0		
(4)廃棄物測定費	1	1	0		
(5)現場管理費	1	-	-		
(6)施設維持費	4	1	0		
(7)一般管理費	4	1	0		
3.廃棄物輸送費	10	3	2	・ 廃棄物量減 輸送費 7	・ 廃棄物量減 輸送費 1
4.廃棄物処分費	17	4	3	・ 廃棄物量減 処分費 14	・ 廃棄物量減 処分費 1
合 計	155	45	31	-	-

定量化可能範囲のコスト試算

(1)六ヶ所再処理工場関連 (c)総括表

積算額

	積算額
六ヶ所再処理工場への既投資額	約 2.44兆円
六ヶ所再処理工場の廃止措置費用（ウラン試験後）	約 0.45兆円 ¹
廃止措置の際の有価物による利益 ²	約 - 0.02兆円
合計	約 2.87兆円

1 ウラン試験前の場合は0.31兆円

2 仮に初期投資2.19兆円のうち設備売却利益を1%と見込む。

廃止措置においては、クリアランスレベル以下の金属類は有用物と考えて処分費用は見込んでいないが、売却益についても金額が不明なため見込んでいない。

なお、使用済燃料受入れプール等は物理的には中間貯蔵施設として利用できるのではないかと指摘があったが、地元の理解を得られるか不明であり、有価物に算入していない。仮に算入した場合には廃止措置費用は約0.1兆円程度減少する。

発電電力量で均等化した場合のコスト

単位：円/kWh

	割引率1%	割引率2%	割引率3%
15年間の発電電力量で均等化した場合	0.55	0.59	0.62
59年間（シナリオ評価期間）の発電電力量で均等化した場合	0.15	0.19	0.23



定量化可能範囲のコスト試算

(2) 代替火力関連 (a) 算定の前提

< 算定の前提 >

政策変更に伴い、六ヶ所工場への使用済燃料搬出が停止するとともに、搬送済使用済燃料も返送されると仮定。原子力発電所の推定停止時期は5頁のとおり。使用済燃料搬出の再開時期について、2015年度、2020年度¹の2つのケースを仮定し、原子力発電所停止から運転再開までの喪失電力量を算定する。喪失電力量を代替火力で補うこととし²、その火力発電の増加に伴うコスト及びCO₂排出量増への対策コストを算定する。

1 原子力発電所の運転再開のためには、使用済燃料の再搬出等が必要となり、そのためには再処理を前提としない中間貯蔵施設立地あるいはサイト内貯蔵容量の大幅増といった対策を立地地域の理解を得た上で実現することが必要となるが、その時期を見通すことが困難で、運転再開時期は変わりうるものである。

現在の再処理を前提とする中間貯蔵施設における使用済燃料の受入開始の目標時期が2010年であることを考えると、その対策実現時期は2010年度を大きく超えることが推定されるため、仮に上記の2ケースを設定した。

2 既存の火力発電単価等より計算するが、喪失電力量に相当する火力発電の実現には、新規の発電所建設、基幹系送電線建設が必要であり、それら建設には概ね10年以上の期間を要することから、実際は、喪失電力量を代替火力で確保できる見通しは小さく、電力供給の危機的状況に陥る可能性がある。



定量化可能範囲のコスト試算 (2) 代替火力関連 (b) 算定方法

< 算定方法 >

代替火力発電コスト

$$\left\{ \frac{\text{石油火力発電単価} + \text{LNG火力発電単価} + \text{石炭火力発電単価}}{3} - \left\{ \begin{array}{l} \text{原子力発電単価} \\ \text{(変動費)} \end{array} \right\} \right\} \times \text{喪失電力量}$$

CO₂排出増に伴う対策コスト

$$\left\{ \frac{\text{石油火力CO}_2\text{原単位} + \text{LNG火力CO}_2\text{原単位} + \text{石炭火力CO}_2\text{原単位}}{3} \right\} \times \text{喪失電力量} \times \text{排出権取引単価}$$

- ・ 石油火力とLNG火力と石炭火力の比率は1:1:1と仮定
- ・ 原子力発電単価（変動費）は、核燃料サイクルコストと仮定する

定量化可能範囲のコスト試算 (2) 代替火力関連 (c) 算定結果

使用済燃料 搬出再開時期	2015年	2020年	計算条件
喪失電力量	18千億kWh	35千億kWh	18頁参照
代替火力発電 コスト	11兆円	22兆円	石油火発単価 : 10.5円/kWh LNG火発単価 : 6.1円/kWh 石炭火発単価 : 5.4円/kWh 原子力(変動費) : 1.0円/kWh シナリオ 又は の核燃料サイクル コストであるが幅のほぼ中間にあたる 1.0円/kWhで計算した
CO ₂ 増加量	12億t-CO ₂	22億t-CO ₂	石油火力原単位 : 0.66kg-CO ₂ /kWh LNG火力原単位 : 0.44kg-CO ₂ /kWh 石炭火力原単位 : 0.83kg-CO ₂ /kWh
CO ₂ 対策コスト	0.7兆円	1.4兆円	排出権取引価格 : 610円/t-CO ₂
合計	12兆円	23兆円	

増加量は年平均で約0.8～1.4億t-CO₂となり、日本全体(2001年:13億t-CO₂)の1₁₆年間排出量の6～11%程度と見込まれる。



定量化可能範囲のコスト試算 (2) 代替火力関連 (d)均等化コスト

< 発電電力量で均等化した場合のコスト >

使用済燃料の搬出再開時期2015年度

円/kWh

	割引率1%	割引率2%	割引率3%
15年間の発電電力量で均等化した場合	2.2	2.2	2.2
59年間（シナリオ評価期間）の発電電力量で均等化した場合	0.6	0.7	0.8

使用済燃料の搬出再開時期2020年度

円/kWh

	割引率1%	割引率2%	割引率3%
15年間の発電電力量で均等化した場合	4.1	4.1	4.0
59年間（シナリオ評価期間）の発電電力量で均等化した場合	1.2	1.3	1.5

定量化可能範囲のコスト試算（まとめ） - 割引率2%の場合 -

第9回資料第1号「経済性について」において試算した発電コストを含め、シナリオ間の相対関係を評価する。

現在のウラン価格などの状況の下では、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。

（単位：円 / kWh）

	全量再処理	部分再処理	全量直接処分	当面貯蔵
発電コスト ¹	約5.2	約5.0～5.1	約4.5～4.7	約4.7～4.8
核燃料サイクルコスト	約1.6 ²	約1.4～1.5 ²	約0.9～1.1 ²	約1.1～1.2 ²
うち フロントエンド	0.63	0.63	0.61	0.61
うち バックエンド	0.93	0.77～0.85	0.32～0.46	0.49～0.55
政策変更に伴う費用 ³	—	—	約0.9～1.5	
うち 六ヶ所再処理施設関連	—	—	約0.2	
うち 代替火力発電関連	—	—	約0.7～1.3 ⁴	
（参考値）発電コスト ¹ + 政策変更に伴う費用 ⁴	約5.2	約5.0～5.1	約5.4～6.2	約5.6～6.3

1 発電コストと核燃料サイクルコスト（前頁）の差分は、総合エネ調電事業分科会コスト等検討小委員会の試算（H16.1）を活用。設備利用率80%，割引2%の場合で、発電コスト5.1円/kWh、核燃料サイクルコスト1.53円/kWhとなっており、その差分（5.1-1.53）3.6円/kWhをシナリオ～の核燃料サイクルコストに加算して発電コストを算定。

2 今回の使用済燃料の直接処分コストの算定ではいくつかの不確実性については取り扱っていない。このため、現時点のコストの不確定幅は今回の算定結果よりも大きいと考えるのが妥当である。

劣化ウラン及び回収ウランはシナリオにより処分又は貯蔵していずれ使用されることとなるが、これら物質の経済的価値及び費用（注）は算定していない。プルトニウムの経済的価値はゼロとする。

（注）再処理工場における回収ウランの貯蔵費用は、再処理費用の中に含まれている。

3 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。

4 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、a)2015年、b)2020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。



定量化可能範囲のコスト試算

- 委員コメントを受けた追加検討（1/4） -

委員からのコメントを踏まえ、焚き増しでの代替の可能性、及び新規建設の際の燃料方式選択について追加検討を行った。

原子力発電所の停止分を補うために、火力発電所による代替を仮定するが、その際、以下のように焚き増し及び新設を想定。

1. 既存火力発電所の焚き増しの想定及び不確定性

通年運用停止発電設備は、対応可能（主として重油）

長期計画停止発電設備の再開には、大規模の補修工事が必要。

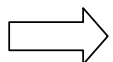
石炭火力は、既にベースロードとして運転中。焚き増し余地は少ない。

環境制約（地元自治体との公害防止協定／環境アセスメント）により、焚き増しに制約がある場合がある。

- ・環境アセスメントにおいて、利用率70%を記載している例あり。
- ・条例・公害防止協定で排出物質の年間総量が定められている例あり。

燃料確保の問題

- ・世界のLNGの生産量の半分以上を既に日本が消費
- ・市場に大きな影響を及ぼし調達コストの大幅な増加のおそれ



想定条件：現実的には、大幅な焚き増しは困難であるが、仮想的に、毎年度、約1100億kWh までLNG、石油で焚き増し可能として試算。燃料費はコスト検討小委の値を使用（石油27.41ドル/バレル）

平成16年度供給計画（エネ庁まとめ）で、2009年度において、最大需要電力18,298万kW、供給力20,061万kW、予備率9.6%（1,763万kW）とされているところ、この予備力1,760万kWを設備利用率70%で稼働すると仮定すると（停止中の設備には高経年化設備もあるため補修量の増加も考慮して、70%利用と仮定）約1,100億kWhとなる。



定量化可能範囲のコスト試算

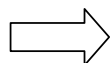
- 委員コメントを受けた追加検討（2/4） -

2. 新規に建設する火力発電所の考え方

原子力発電に代わるベースロード電源の機能を代替しうるものとしては、第一に石炭火力が想定されるが、建設費が安いLNG火力も選択されうると考え、石炭火力とLNG火力が1：1の比率で建設されると仮定する。

新規建設火力発電所は、原子力発電所停止中の代替電源であり、原子力発電が再開された後の操業計画については見通しが得られず、使用年数の設定が困難であるが、ここでは発電単価として、電気事業分科会コスト検討小委員会に提出された15年間運転の場合の単価を用いる。

なお、実際の立地には、発電所、送電線の新規建設に概ね10年以上の期間が必要（環境調査、公害防止協定、補償、準備工事（敷地造成・港湾建設）、本体建設工事等。地点によっては、立地対応、埋立造成などで更に長期化する場合あり。）。



想定条件：現実的には、早期の新規建設は困難であるが、仮想的に、毎年度、前頁で焚き増しで対応する分を超過する喪失電力量（約1,100億kWhを超過するもの）については、新規石炭火力と新規LNG火力で代替すると仮定して試算

定量化可能範囲のコスト試算

- 委員コメントを受けた追加検討（3/4） -

< 既設火力の焚き増し及び石炭火力新設を想定した場合のコスト >

喪失電力量 A：毎年度、喪失電力量のうち約1100億kWhまで
 喪失電力量 B：
 全喪失電力量 - 喪失電力量 A

・ 代替火力発電コスト

$$\left\{ \frac{\text{石油火発（変動費）} + \text{LNG火発（変動費）}}{2} - \left\{ \begin{array}{l} \text{原子力発電単価} \\ \text{（変動費）} \end{array} \right\} \right\} \times \text{喪失電力量 A}$$

$$+ \left\{ \frac{\text{新設石炭火発} + \text{新設LNG火発}}{2} - \left\{ \begin{array}{l} \text{原子力発電単価} \\ \text{（変動費）} \end{array} \right\} \right\} \times \text{喪失電力量 B}$$

・ CO2排出増に伴う対策コスト

$$\left\{ \frac{\text{石油火力CO2原単位} + \text{LNG火力CO2原単位}}{2} \right\} \times \text{喪失電力量 A}$$

$$+ \left\{ \frac{\text{石炭火力CO2原単位} + \text{LNG火力CO2原単位}}{2} \right\} \times \text{喪失電力量 B} \right\} \times \text{排出権取引単価}$$

単価等の設定

- ・ 火力発電の変動費は平均的な燃料調達コストと仮定。新設火力発電は電気事業分科会コスト検討小委員会データ
- ・ 排出権取引単価：610円/t-CO₂
- ・ 原子力発電単価（変動費）はシナリオ3,4のサイクルコスト 1 円/kWh

定量化可能範囲のコスト試算

- 委員コメントを受けた追加検討 (4/4) -

追加検討の結果（全評価期間均等化）は、前回報告（本資料18頁）と比較してコスト変動は - 0.1 円/kWh 程度であり、シナリオ間の相対関係を変えるものではない。

<（参考値）発電コスト + 政策変更に伴う費用の試算>

単位：円/kWh

	全量再処理	部分再処理	全量直接処分	当面貯蔵
発電コスト ^{1, 2}	約5.2	約5.0～5.1	約4.5～4.7	約4.7～4.8
政策変更に伴う費用 ^{3, 4}				
前回報告：代替火力について、新設火力3方式の発電コストによる試算(19頁)	—	—	約0.9～1.5(59年間均等化)	
追加検討：代替火力について、一定量は焚き増し、残りは新設として試算 ⁵ 全評価期間(59年間)均等化 当初15年間均等化	内訳は、六ヶ所再処理関連が 59年間均等で約0.2、15年間均等で約0.6。 残りが代替火力発電関連		約0.8～1.4(59年間均等化) 約2.5～4.1(当初15年間均等化)	
(参考値)発電コスト + 政策変更に伴う費用				
前回報告：代替火力について、新設火力3方式の発電コストによる試算(19頁)			約5.4～6.2	約5.6～6.3
追加検討：代替火力について、一定量は焚き増し、残りは新設として試算 ⁵ 全評価期間(59年間)均等化 当初15年間均等化	約5.2	約5.0～5.1	約5.3～6.1(59年間) 約7.0～8.8(15年間)	約5.5～6.2(59年間) 約7.2～8.9(15年間)

- 1 発電コストと核燃料サイクルコスト（前頁）の差分は、総合エネ調電気事業分科会コスト等検討小委員会の試算（H16.1）を活用。設備利用率80％，割引2％の場合で、発電コスト5.1円/kWh、核燃料サイクルコスト1.53円/kWhとなっており、その差分（5.1-1.53）3.6円/kWhをシナリオ～の核燃料サイクルコストに加算して発電コストを算定。
- 2 今回の使用済燃料の直接処分コストの算定ではいくつかの不確実性については取り扱っていない。このため、現時点のコストの不確定幅は今回の算定結果よりも大きいと考えるのが妥当である。劣化ウラン及び回収ウランはシナリオにより処分又は貯蔵していずれ使用されることとなるが、これら物質の経済的価値及び費用（注）は算定していない。プルトニウムの経済的価値はゼロとする。
（注）再処理工場における回収ウランの貯蔵費用は、再処理費用の中に含まれている。
- 3 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。
- 4 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、2015年、2020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。
- 5 現実的には、大幅な焚き増しは困難で、また一方で石炭火力の早期建設も困難という状況であるが、仮想的に、毎年、喪失電力量のうち約1100億kWhまでLNG及び石油の焚き増しで代替し、これを超過する分については新設LNG火力及び新設石炭火力新設が1/2づつの割合で代替すると仮定して試算