

使用済燃料の返送リスクについて (改訂版)

原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会

平成24年5月16日
内閣府 原子力政策担当室

使用済燃料の現状と懸念されるリスク

- 現状

- 国内では、六ヶ所再処理工場、並びに各発電所サイトの貯蔵能力が満杯に近づきつつある。
- 青森県と事業者との覚書(H10.7.29)では、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、協議の上、使用済燃料の施設外への搬出を含め、速やかに必要な措置を講ずることとなっている。

- 懸念されるリスク

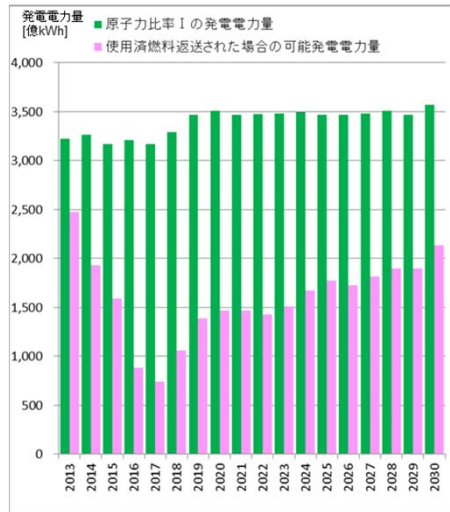
- 六ヶ所再処理工場に貯蔵している使用済燃料が、搬出元の発電所に返送されるとした場合に、いくつかの発電所において使用済燃料プールの管理容量を超過し、順次、発電所の運転を停止せざるを得なくなるのではないか。



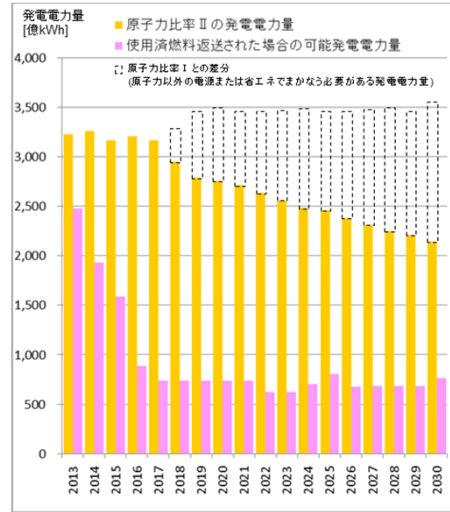
原子力発電所運転停止による発電電力量の損失分を定量的に評価

使用済燃料が返送された場合に懸念される影響

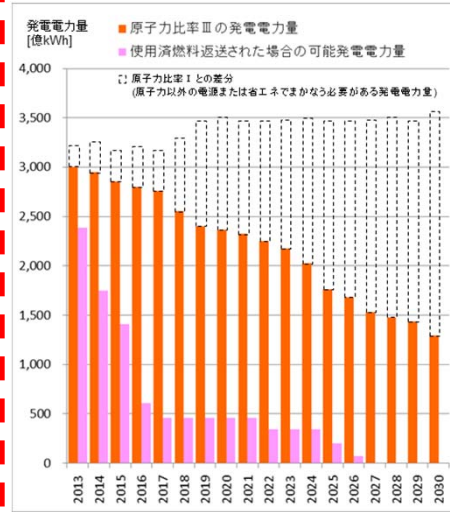
原子力比率Ⅰ



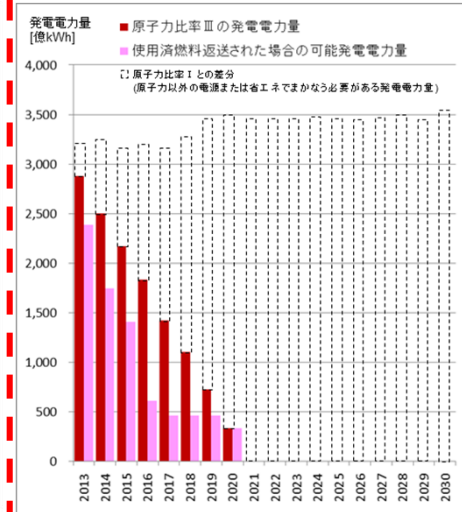
原子力比率Ⅱ



原子力比率Ⅲ



原子力比率Ⅳ



[送電端、所内率4%]

2013~2030年度の合計発電電力量

原子力比率Ⅰ : 約6.1兆kWh	原子力比率Ⅱ : 約4.9兆kWh	原子力比率Ⅲ : 約4.0兆kWh	原子力比率Ⅳ : 約1.3兆kWh
返送された場合 : 約2.9兆kWh	返送された場合 : 約1.7兆kWh	返送された場合 : 約1.0兆kWh	返送された場合 : 約0.8兆kWh
不足分 : 約3.2兆kWh	不足分 : 約3.2兆kWh	不足分 : 約3.0兆kWh	不足分 : 約0.5兆kWh

(参考)燃料代替コストの計算方法

- 計算の前提

- 中間貯蔵施設

- 使用済燃料の管理容量を超えた発電所を稼働させるためには、中間貯蔵施設を建設する必要がある。
- 中間貯蔵施設の建設は、むつRFSの場合で、立地可能性調査から操業開始まで、10年以上を要している。
- 上記の実績を考慮し、2023年及び2028年に操業を開始する2ケースを想定する。^{※1}

- 代替方法

- 火力によって代替することとする。
- 燃料代替に伴う価格上昇は、11.5円/kWh^{※2}とする。

- 計算方法

[燃料代替コスト(円)] = [不足発電電力量(kWh)] × [燃料代替に伴う価格上昇(11.5円/kWh)]

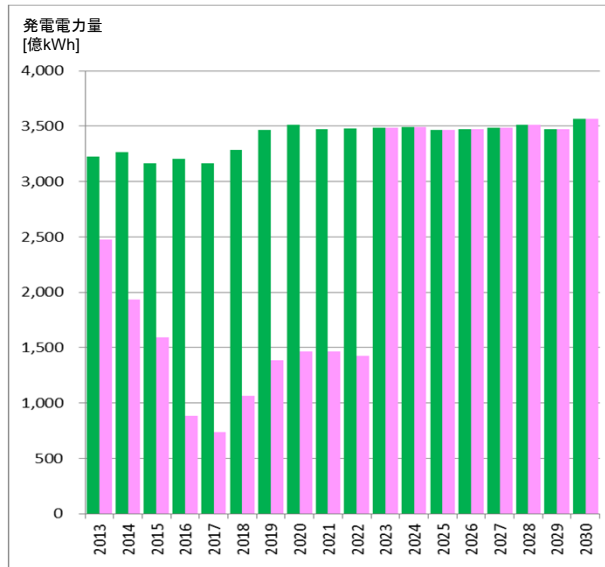
※1:原子力比率IV^並については、10年以内に全ての発電所が停止するため、中間貯蔵施設の建設を考慮しない。

※2:第2回エネルギー・環境会議(H23.7.29)資料1-1別添2

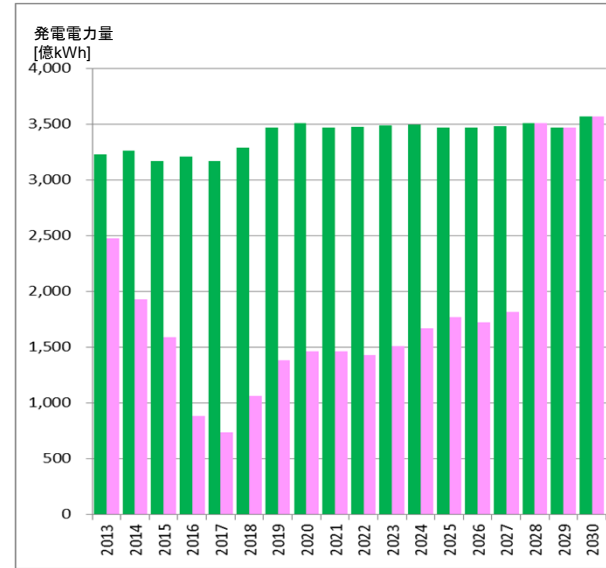
(参考)燃料代替コスト(原子力比率 I)

原子力比率 I

2023年操業開始ケース



2028年操業開始ケース



■ 原子力比率 I の発電電力量
■ 使用済燃料が返送された場合の可能発電電力量

[送電端、所内率4%]

2013~2030年度の合計発電電力量

原子力比率 I : 約6.1兆kWh

10年後貯蔵可能 : 約4.2兆kWh

不足分 : 約1.9兆kWh

原子力比率 I : 約6.1兆kWh

15年後貯蔵可能 : 約3.3兆kWh

不足分 : 約2.8兆kWh

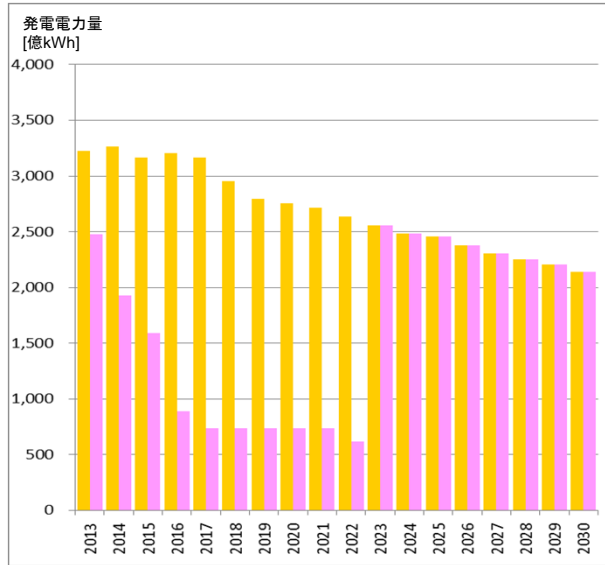
燃料代替コスト※ : 約22兆円 燃料代替コスト※ : 約32兆円

※不足分を火力による代替で対応した場合の燃料費

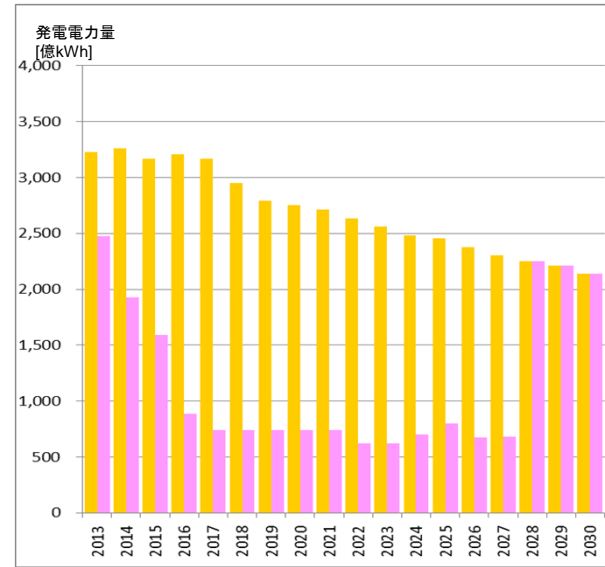
(参考)燃料代替コスト(原子力比率Ⅱ)

原子力比率Ⅱ

2023年操業開始ケース



2028年操業開始ケース



■ 原子力比率Ⅱの発電電力量
 ■ 使用済燃料が返送された場合の可能発電電力量

[送電端、所内率4%]

2013~2030年度の合計発電電力量

原子力比率Ⅱ : 約4.9兆kWh

10年後貯蔵可能 : 約3.0兆kWh

不足分 : 約1.9兆kWh

原子力比率Ⅱ : 約4.9兆kWh

15年後貯蔵可能 : 約2.1兆kWh

不足分 : 約2.7兆kWh

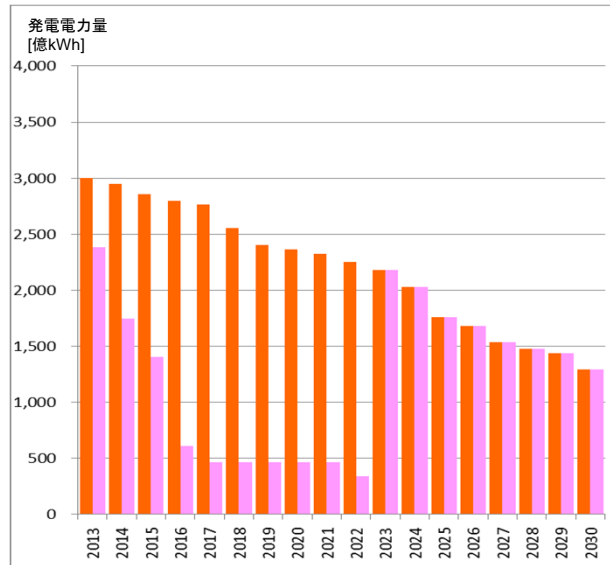
燃料代替コスト※ : 約22兆円 燃料代替コスト※ : 約31兆円

※不足分を火力による代替で対応した場合の燃料費

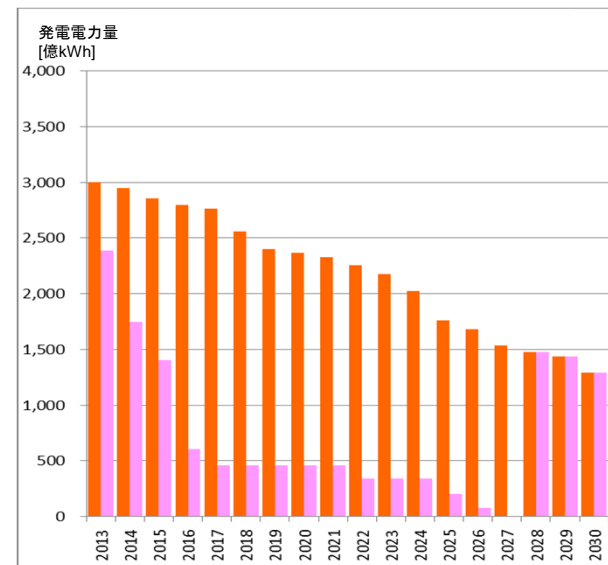
(参考)燃料代替コスト(原子力比率Ⅲ)

原子力比率Ⅲ

2023年操業開始ケース



2028年操業開始ケース



■ 原子力比率Ⅲの発電電力量
■ 使用済燃料が返送された場合の可能発電電力量

[送電端、所内率4%]

2013~2030年度の合計発電電力量

原子力比率Ⅲ : 約4.0兆kWh

10年後貯蔵可能 : 約2.2兆kWh

不足分 : 約1.7兆kWh

原子力比率Ⅲ : 約4.0兆kWh

15年後貯蔵可能 : 約1.3兆kWh

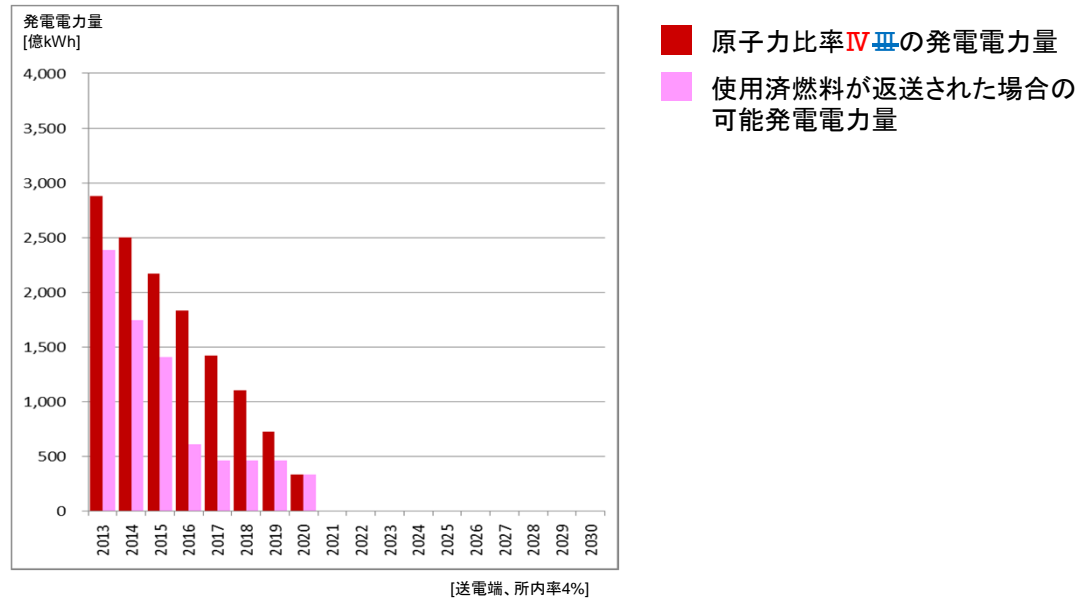
不足分 : 約2.6兆kWh

燃料代替コスト※ : 約20兆円 燃料代替コスト※ : 約30兆円

※不足分を火力による代替で対応した場合の燃料費

(参考)燃料代替コスト(原子力比率ⅣⅢ)

原子力比率ⅣⅢ



2013~2030年度の合計発電電力量

原子力比率ⅣⅢ：約1.3兆kWh

5年後貯蔵可能：約0.8兆kWh

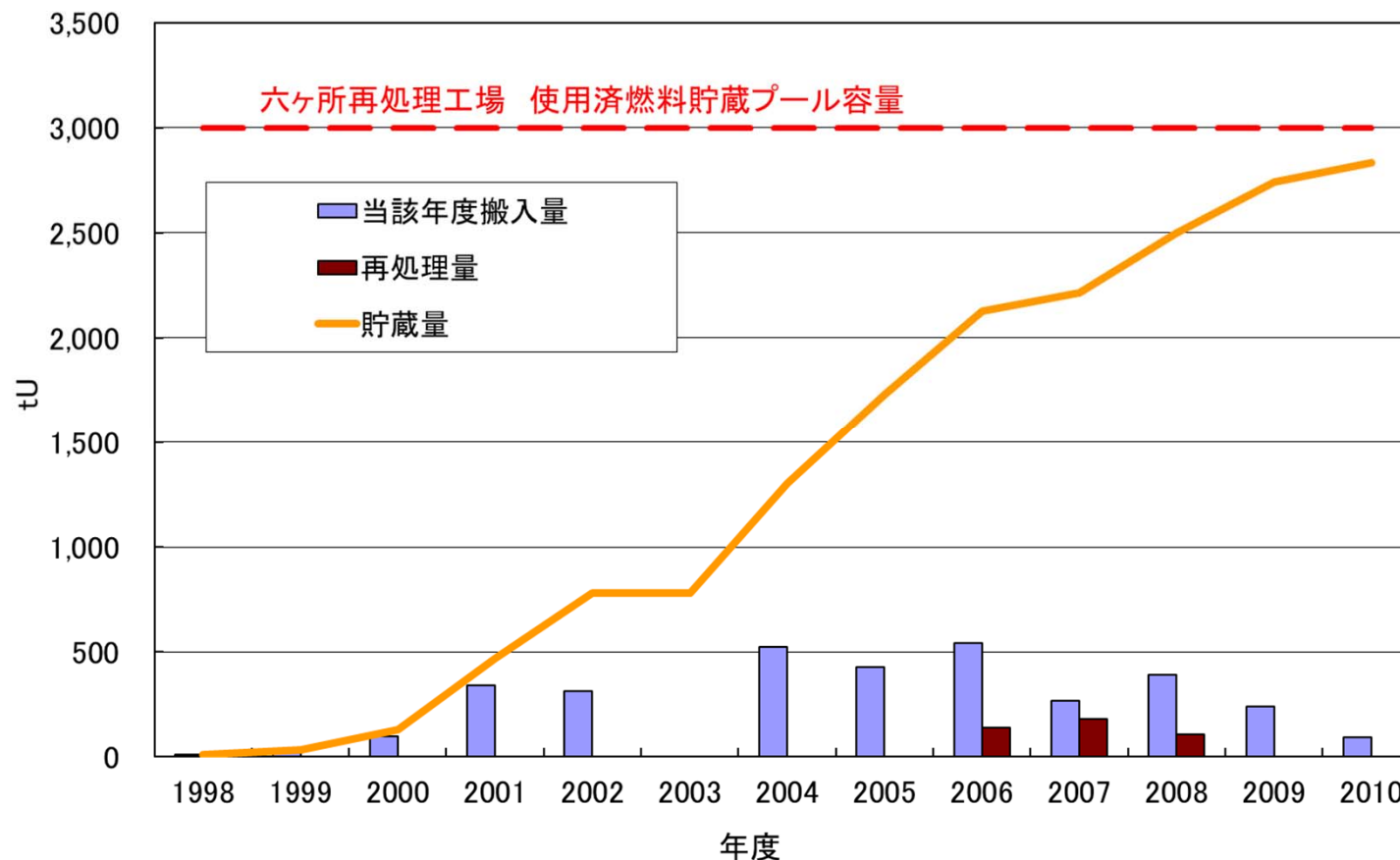
不足分：約0.5兆kWh

燃料代替コスト※：約6兆円

※不足分を火力による代替で対応した場合の燃料費

(参考)六ヶ所再処理工場における使用済燃料貯蔵の状況

- 六ヶ所再処理工場の使用済燃料貯蔵量は、余裕がなくなってきている。



第8回原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会(H24.2.23)資料3-2を一部改訂

(参考)各発電所(軽水炉)における使用済燃料の貯蔵状況

- 各社発電所では使用済燃料を各発電所内の使用済燃料プール等に貯蔵している。

(2011年9月末現在)

電力会社名	発電所名	1炉心(tU)	1取替分(tU)	管理容量(tU)	貯蔵量(tU)	貯蔵割合(%)
北海道電力	泊	170	50	1,000	380	38
東北電力	女川	260	60	790	420	53
	東通	130	30	440	100	23
東京電力	福島第一	580	140	2,100	1,960	93
	福島第二	520	120	1,360	1,120	82
	柏崎刈羽	960	230	2,910	2,300	79
中部電力	浜岡	410	100	1,740	1,140	66
北陸電力	志賀	210	50	690	150	22
関西電力	美浜	160	50	680	390	57
	高浜	290	100	1,730	1,180	68
	大飯	360	110	2,020	1,400	69
中国電力	島根	170	40	600	390	65
四国電力	伊方	170	50	940	590	63
九州電力	玄海	270	90	1,070	830	78
	川内	140	50	1,290	870	67
日本原子力発電	敦賀	140	40	860	580	67
	東海第二	130	30	440	370	84
	合計	5,070	1,340	20,630	14,200	69

注1) 管理容量は、原則として「貯蔵容量から1炉心+1取替分を差し引いた容量」。

注3) 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。

なお、中部電力の浜岡1・2号機の管理容量は、1・2号機の運転終了により、貯蔵容量と同量としている。注4) 東京電力の福島第一は、東日本大震災による事故発生前の値としている。

注2) 中部電力の浜岡は、1・2号機の運転終了により、「1炉心」、「1取替分」を3～5号機の合計値としている。

第8回原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会(H24.2.23)資料3-2抜粋

(参考)立地自治体と事業者等との協定等

再処理工場の例

21 覚 書

青森県及び六ヶ所村と日本原燃株式会社は、電気事業連合会の立会いのもと、下記のとおり覚書を締結する。

記

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。

平成10年7月29日

出典：冊子青森県の原子力行政(抜粋)

第8回原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会(H24.2.23)資料3-2抜粋

(参考)使用済燃料貯蔵の各対策に要する時間(例)

- 中間貯蔵施設の建設は、立地可能性調査から操業開始まで10年以上の期間を要している。
- 発電所構内や敷地内の新たな使用済燃料貯蔵施設の設置にも長い期間を要する。
- 使用済燃料貯蔵対策には、地元の理解活動が重要である。

経過年度	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
実績例												
中間貯蔵施設 (むつ) [実績および事業者の計画]	立地可能性調査			施設設計等				許認可			竣工▽	
	理解活動		立地協力要請		立地了承						建設	
使用済燃料 乾式貯蔵設備 (東海第二)	施設設計等			許認可		建設		竣工▽				
		新增設計画提出			新增設計画了承							
使用済燃料 貯蔵設備の 貯蔵能力増強 (敦賀2号)	施設設計等		許認可		現地工事		竣工▽					
	理解活動		事前了解									
使用済燃料 貯蔵設備 増強工事 (浜岡4号)	施設設計等		許認可		現地工事		竣工▽					
	※: 作業準備期間は、実績期間から控除											

出典: 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会 第24回原子力部会(H22.4.19)資料

(参考)燃料費差の根拠資料

(別添2) 燃料代替に伴うコスト上昇

経済産業省試算:

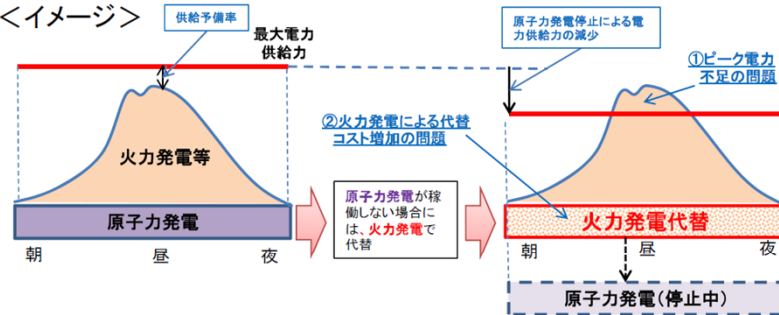
原子力発電所が再稼働しない場合には、ピーク時のみならず、夜間も含めて、1日の電力供給を火力発電によって代替することが必要となる。

原子力発電所が2009年度並みに稼働した場合の発電電力量(約2,800億kWh)を全てLNG火力と石油火力でカバーした場合の追加的な燃料コストを試算

約3兆円超

(日本の需要拡大に伴うLNG価格の上昇や、省エネ対策に基づく電力量の抑制効果は見込んでいない。)

<イメージ>



2009年度供給量 原子力 火力・水力等 9546億kWh

来夏最大供給可能見込量(原発全停止時) 火力・水力等

【そもそも3兆円超なのか、3兆円超をかけて燃料輸入を行った場合に活用できる火力発電の能力があるのか等、要精査】

コスト増(経産省試算)

日本の原発の発電量 × 燃料代替に伴う価格上昇 = **3.16兆円**
(2745億kWh) (12.5-1)円/kWh

【2009年度実績の稼働率が前提】

火力の燃料費のkWh当たりの単価
(LNG11円/kWh、石油16円/kWhとして)
平均12.5円/kWhを設定

原発の燃料費のkWh当たりの単価

28

出典: 第2回エネルギー・環境会議(H23.7.29)資料1-1別添2