

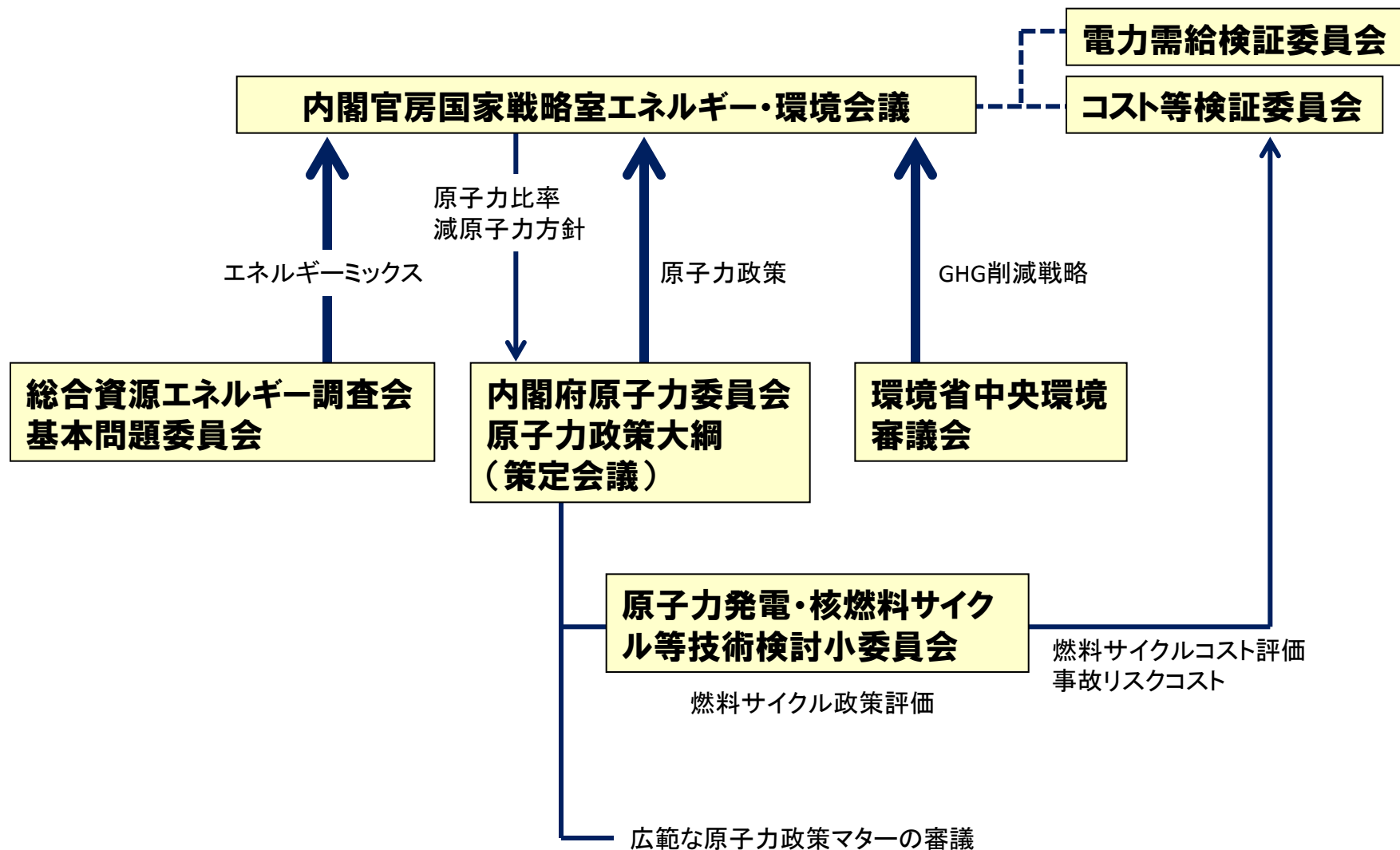
我が国の原子力政策の方向～新大綱策定会議の 審議状況などを踏まえて

**京都大学原子炉実験所
山名 元**

金氏様より頂いている着眼点

- ①当面の停止中原発再稼働の見通し(新大綱策定会議における議論と政府の舵取り---規制庁/新規制委員会発足が先送りされる中で)
- ②将来の原子力発電の役割(40年廃炉の議論、安全性を高めたリプレイス可否)を新大綱でどう扱うのか
- ③総合資源エネルギー調査会基本問題委員会で議論されている「原子力比率の選択肢」と新大綱策定会議での議論の関係
- ④再処理/直接処分のコスト比較再見直しの議論
- ⑤核燃料サイクルの方向性---再処理施設稼働/高速炉開発の行方(“Wait and See”の考え方も含めて)
- ⑥高レベル放射性廃棄物処分問題解決への道筋

エネルギー政策の審議



基本問題委員会：

- 基本的に「原子力・反原子力」の二項対立
- 確実性と不確実性の評価の希薄
- 時間軸に沿った議論の欠如(2030年断面だけの議論)
- 本来行われるべき「エネルギー安全保障」の議論が希薄
- 再生可能エネ規模拡大に伴う国民負担の議論が希薄

原子力委員会(策定会議)

- 原子力比率については「待ち」を基本としているが、原子力側からの「現実的判断に基づく原子力展望や計画」を提示しようとしていない
- 原子力体制批判に傾注し、「原子力・反原子力」の二項対立に終始
- 福島事故を受けた「原子力の改善に関わる真剣な議論」に入れないでいる

原子力委員会(技術検討小委員会)

- コスト化できない部分の評価が希薄(安全保障効果等)
- 原子力の事故リスクコストの取扱いについての掘り下げが不十分
- 核燃料サイクル政策の審議に漂う「曖昧さ」の存在

策定会議での主要な政策課題

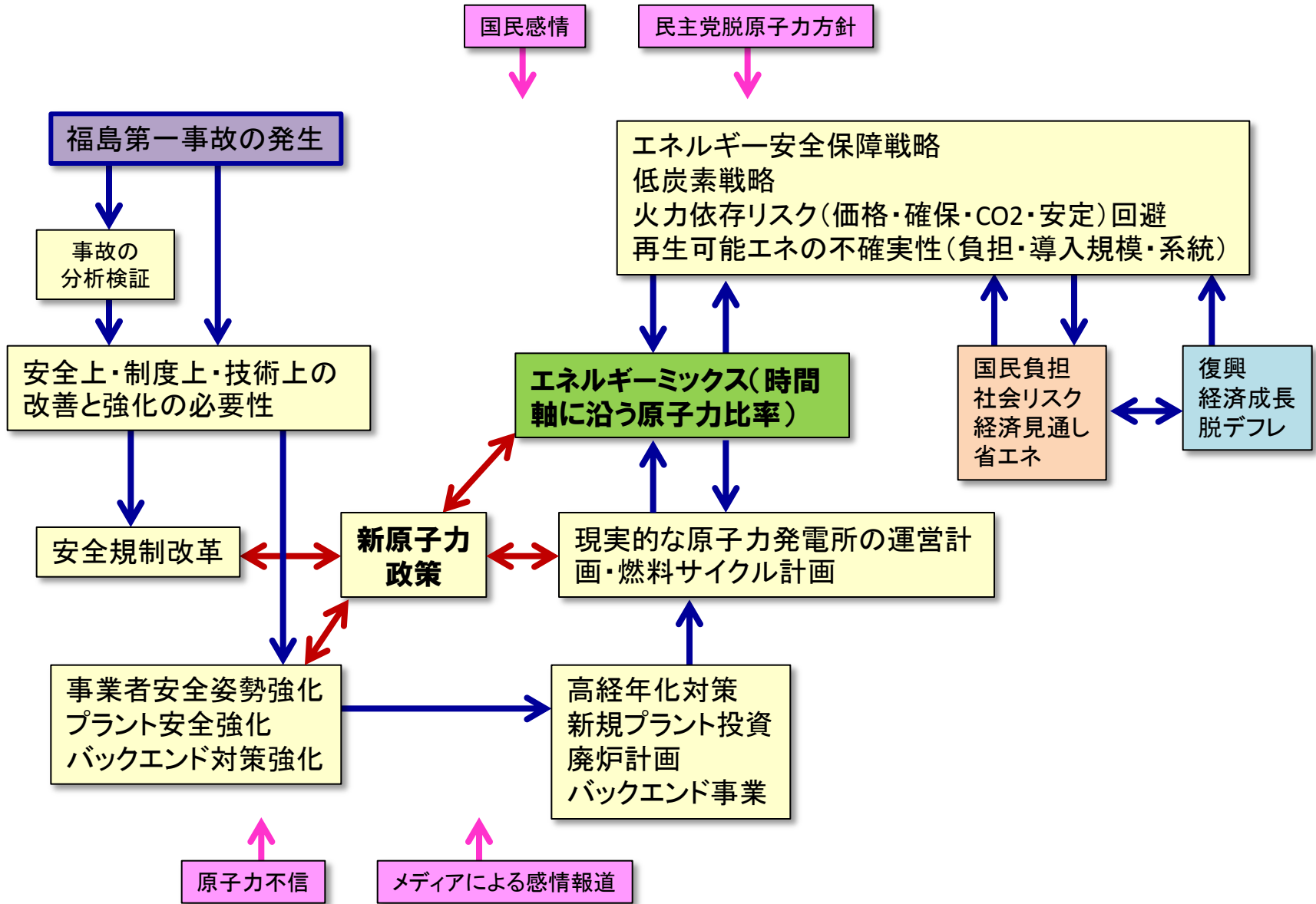
主要な政策課題領域

今後の原子力発電の利用のあり方を意見分類Ⅰ、Ⅱ、Ⅲのいずれにするにしても、国民に安心をもって原子力発電の利用を受け入れていただくことを目指す必要があり、このためには以下の10領域における政策課題に取り組む必要があるのではないかと。また、意見分類Ⅳに基づく場合であっても、原子力施設の廃止措置や、これまで原子力発電の利用に伴って発生した放射性廃棄物の処分を中心に各政策課題に取り組まなければならないのではないかと。

- (1) 福島第一原子力発電所事故対策への取組(オフサイト及びオンサイト対策)
- (2) 国民の信頼を醸成するための取組
- (3) 原子力事業者と立地自治体が共生していくための取組
- (4) 安全規制行政の抜本的強化
- (5) 事業者が安全性、信頼性、経済性を継続的に向上させていく仕組みの充実
- (6) 原子力防災及び原子力損害賠償制度の充実
- (7) 核燃料サイクルの取組のあり方
- (8) 放射性廃棄物管理・処分の取組のあり方
- (9) 基盤を整備・充実するための取組のあり方
 - (9)－1 人材育成システム
 - (9)－2 原子力研究開発のあり方
- (10) 国際的取組のあり方

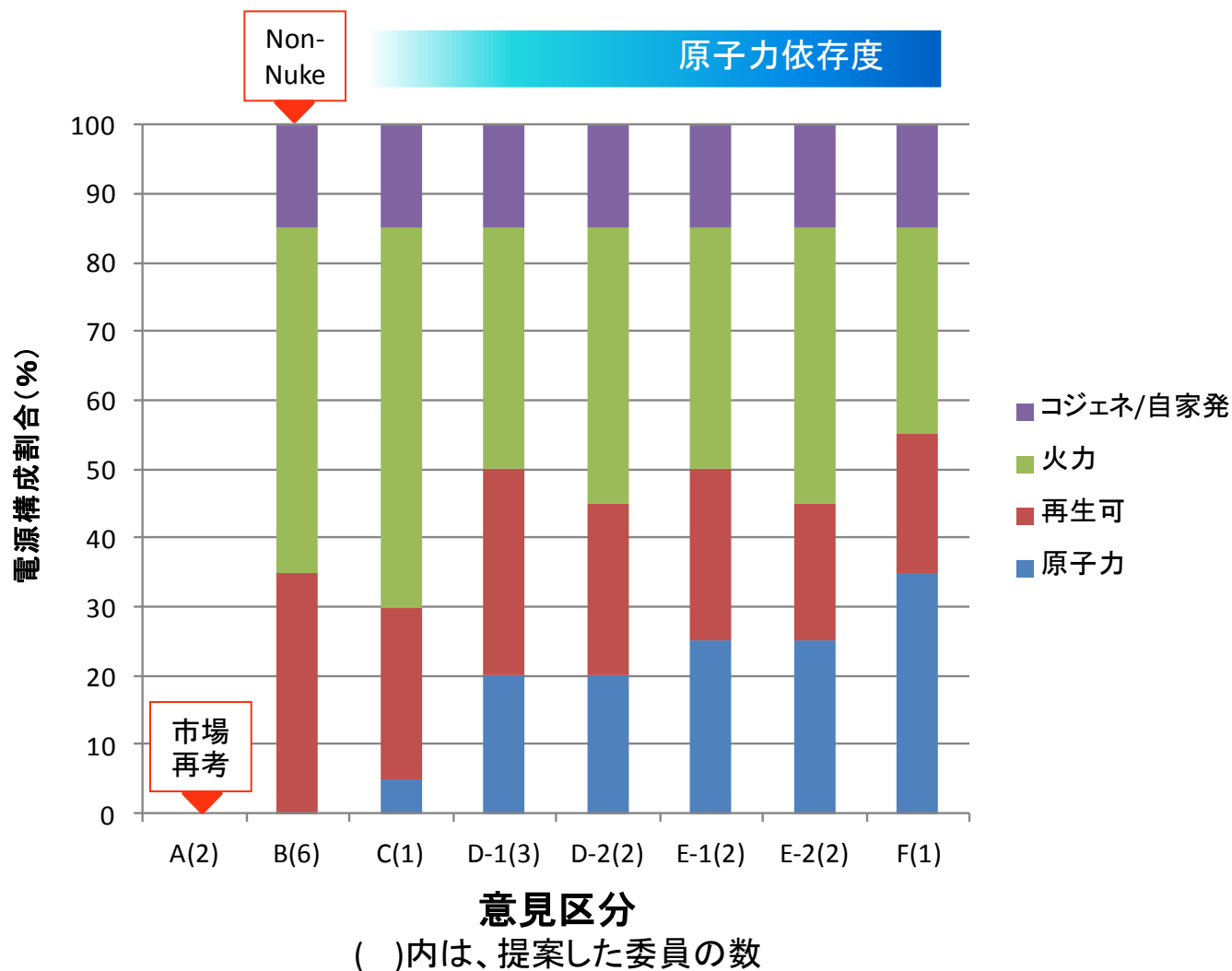
意見分類Ⅰ：原子力発電規模を福島第一原子力発電所の事故前の水準程度に利用していくものとする。
意見分類Ⅱ：原子力発電規模を低減させ、一定の水準で利用していくものとする。
意見分類Ⅲ：原子力発電規模を一定の期間をもってゼロとする。
意見分類Ⅳ：原子力発電を今年より利用しないものとする。

原子力政策審議の位置づけが曖昧・・・



基本問題委員会でのエネルギーミックス議論(委員案のまとめ)

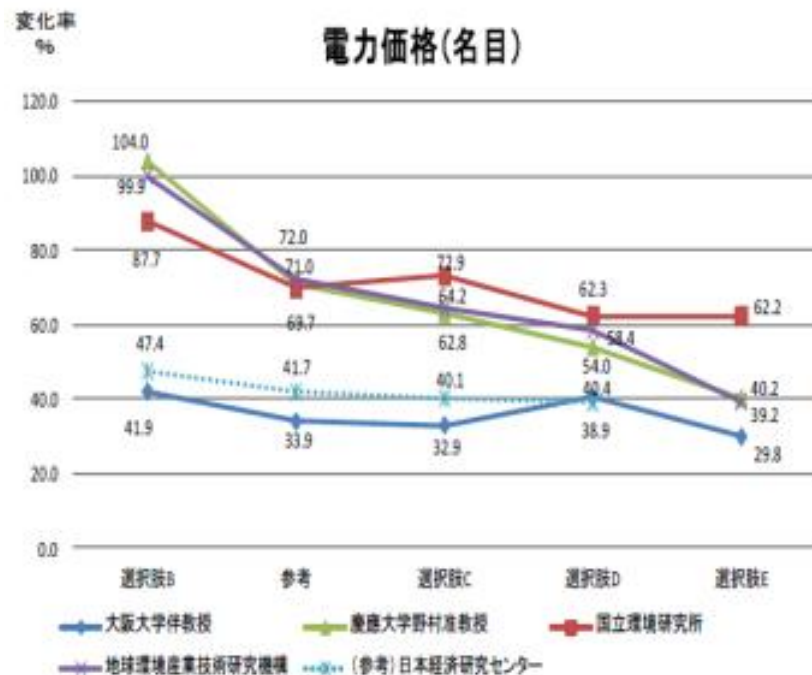
総合資源エネルギー調査会・基本問題委員会における、各委員の電源構成提案



マクロ分析結果(5月9日・基本問題委員会)

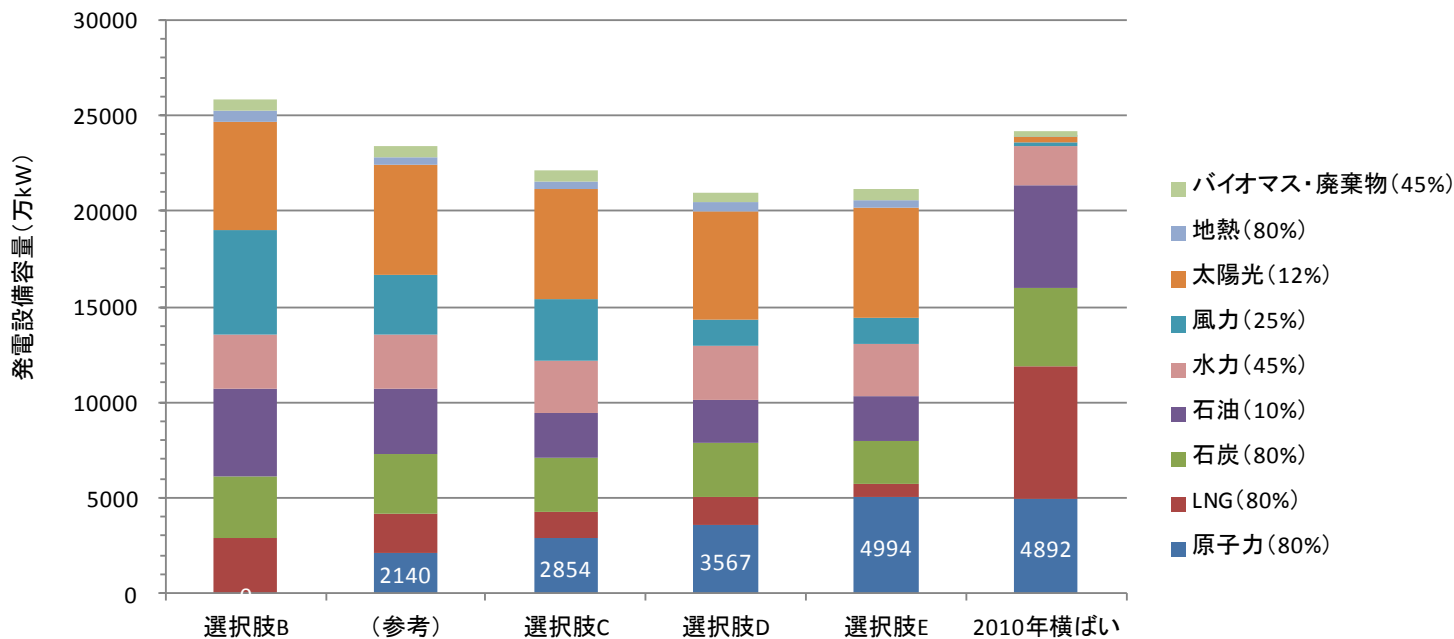
選択肢B 参考 選択肢C 選択肢D 選択肢E

平成42年の電源構成案ごとの経済指標への影響 (単位は%)					
	原子力 0	原子力 15	原子力 20	原子力 25	原子力 35
	再生可能エネ 35	再生可能エネ 30	再生可能エネ 30	再生可能エネ 25	再生可能エネ 25
	火力 50	火力 40	火力 35	火力 35	火力 25
実質GDP	-1~-5	-0.8~-4.1	-0.7~-3.6	-0.7~-3.5	-0.7~-2.5
家計消費支出	-0.9~-6	-0.7~-4.6	-1~-4.2	-0.8~-3.9	-0.6~-3.4
電力価格	104~41.9	72~33.9	72.9~32.9	62.3~38.9	62.2~29.8
光熱費	55.4~18.4	40.8~18.5	37.2~14.7	33.2~17.7	30.7~13.3



2030年において発電設備容量としてどの程度が必要か？(粗い推定)

%	設備利用率	選択肢B	(参考)	選択肢C	選択肢D	選択肢E	2010年構成と ほぼ横ばい
原子力	80.0	0.0	15.0	20.0	25.0	35.0	24.0
再生可能エネルギー		35.0	30.0	30.0	25.0	25.0	10.0
風力	25.0	12.0	7.0	7.0	3.0	3.0	0.4
太陽光	12.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	0.3
地熱	80.0	4.0	3.0	3.0	3.0	3.0	0.2
水力	45.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	8.2
バイオマス・廃棄物	60.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	1.3
火力		50.0	40.0	35.0	35.0	25.0	65.0
LNG	80.0	20.0	14.0	10.0	10.0	5.0	32.0
石炭	80.0	23.0	22.0	20.0	20.0	16.0	26.0
石油	10.0	4.0	3.0	2.0	2.0	2.0	7.0
CO2排出量(90年比)		▲16%	▲20%	▲23%	▲23%	▲28%	▲6%

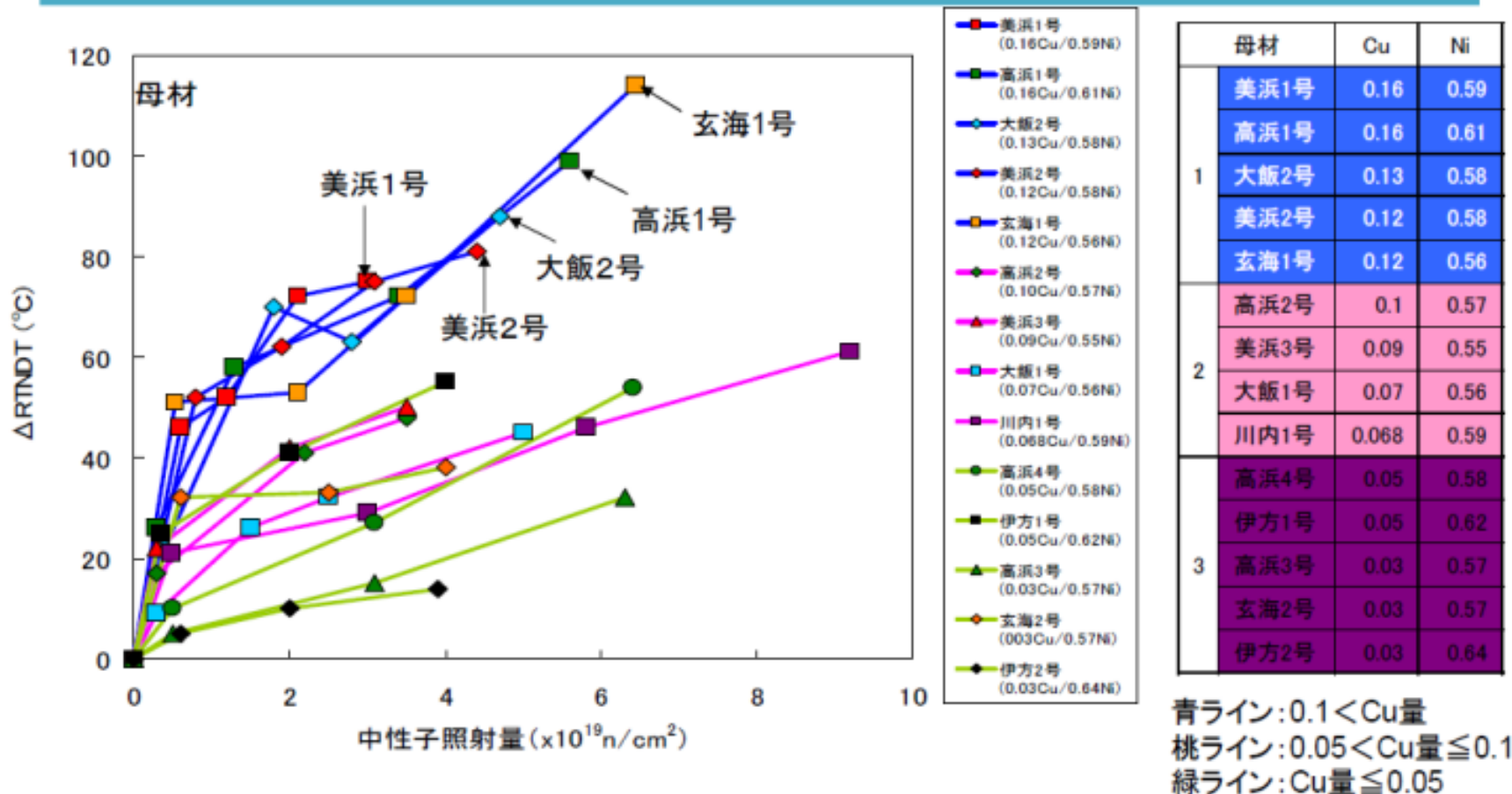


我が国の軽水炉

		出力	運転開始年
東海第1	ガス炉	166	1966
敦賀1	BWR-2	357	1970
美浜1	PWR(2)	340	1970
福島第1-1	BWR-3	460	1971
美浜2	PWR(2)	500	1972
福島第1-2	BWR-4	784	1974
高浜1	PWR(3)	826	1974
島根1	BWR-3	460	1974
高浜2	PWR(3)	826	1975
玄海1	PWR(2)	559	1975
福島第1-3	BWR-4	784	1976
浜岡1	BWR	540	1976
美浜3	PWR(3)	826	1976
伊方1	PWR(2)	566	1977
東海第2	BWR-5	1100	1978
福島第1-4	BWR-4	784	1978
福島第1-5	BWR-4	784	1978
浜岡2	BWR	840	1978
ふげん	ATR	165	1978
福島第1-6	BWR-5	1100	1979
大飯1	PWR(4)	1175	1979
大飯2	PWR(4)	1175	1979
玄海2	PWR(2)	559	1981
福島第2-1	BWR-5	1100	1982
伊方2	PWR(2)	566	1982
女川1	BWR-4	524	1984
福島第2-2	BWR-5	1100	1984
川内1	PWR(3)	890	1984
福島第2-3	BWR-5	1100	1985

柏崎刈羽1	BWR-5	1100	1985
高浜3	PWR(3)	870	1985
高浜4	PWR(3)	870	1985
川内2	PWR(3)	890	1985
敦賀2	PWR(4)	1160	1987
福島第2-4	BWR-5	1100	1987
浜岡3	BWR-5	1100	1987
泊1	PWR(2)	579	1989
島根2	BWR-5	820	1989
柏崎刈羽2	BWR-5	1100	1990
柏崎刈羽5	BWR-5	1100	1990
泊2	PWR(2)	579	1991
大飯3	PWR(4)	1180	1991
柏崎刈羽3	BWR-5	1100	1993
浜岡4	BWR-5	1137	1993
志賀1	BWR-5改	540	1993
大飯4	PWR(4)	1180	1993
柏崎刈羽4	BWR-5	1100	1994
伊方3	PWR(3)	890	1994
玄海3	PWR(4)	1180	1994
女川2	BWR-5	825	1995
柏崎刈羽6	ABWR	1356	1996
柏崎刈羽7	ABWR	1356	1997
玄海4	PWR(4)	1180	1997
女川3	BWR-5	825	2002
東通1	BWR-5	1100	2005
浜岡5	ABWR	1380	2005
志賀2	ABWR	1206	2006
泊3	PWR(3)	912	2009
島根3		1373	2012
大間1		1383	2014

4. 照射脆化に係る他プラントとの比較（1）



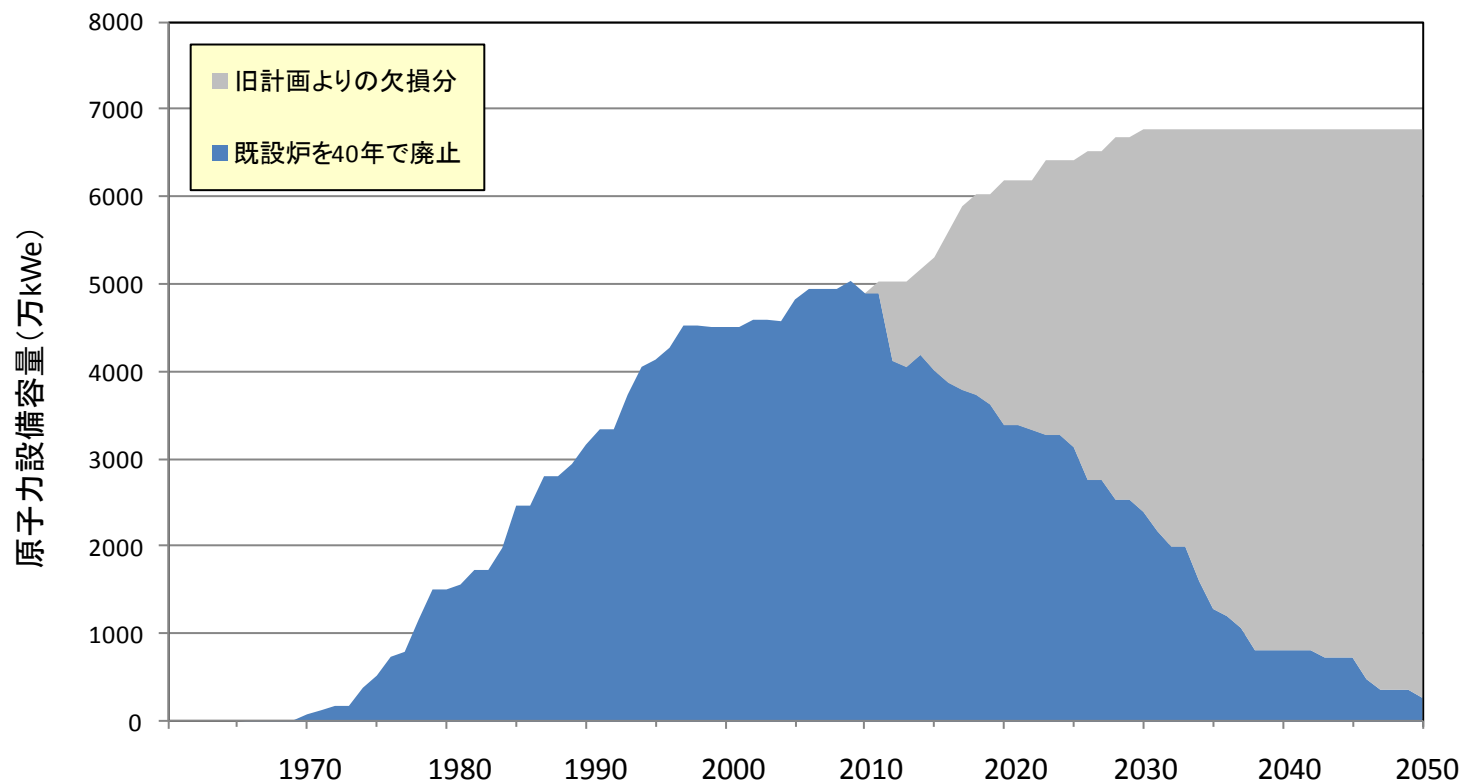
✓玄海1号と同程度のCu量を持つ他プラントの脆性遷移温度の上昇(上グラフの青線)と比較しても、同程度の脆化進展傾向を示しているのではないかと。

原子力発電設備容量の展望（40年寿命Phase-outのシナリオ）

Phase-out

原子炉の寿命を40年として廃止し、リプレースを行わない

既設

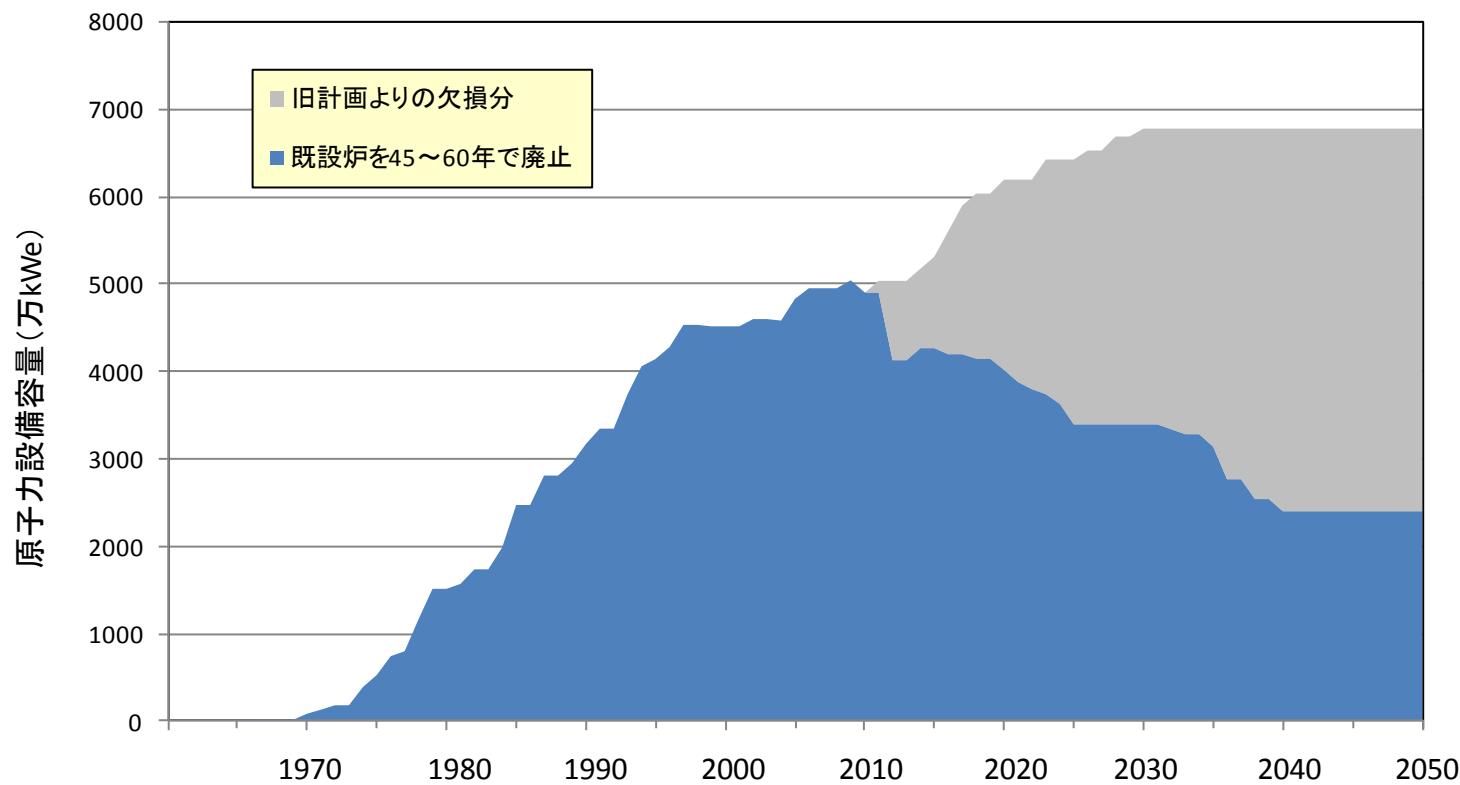


原子力発電設備容量の展望（45～60年寿命Phase-outのシナリオ）

原子炉の寿命を45～60年として廃止し、リプレースを行わない

Phase-out

既設



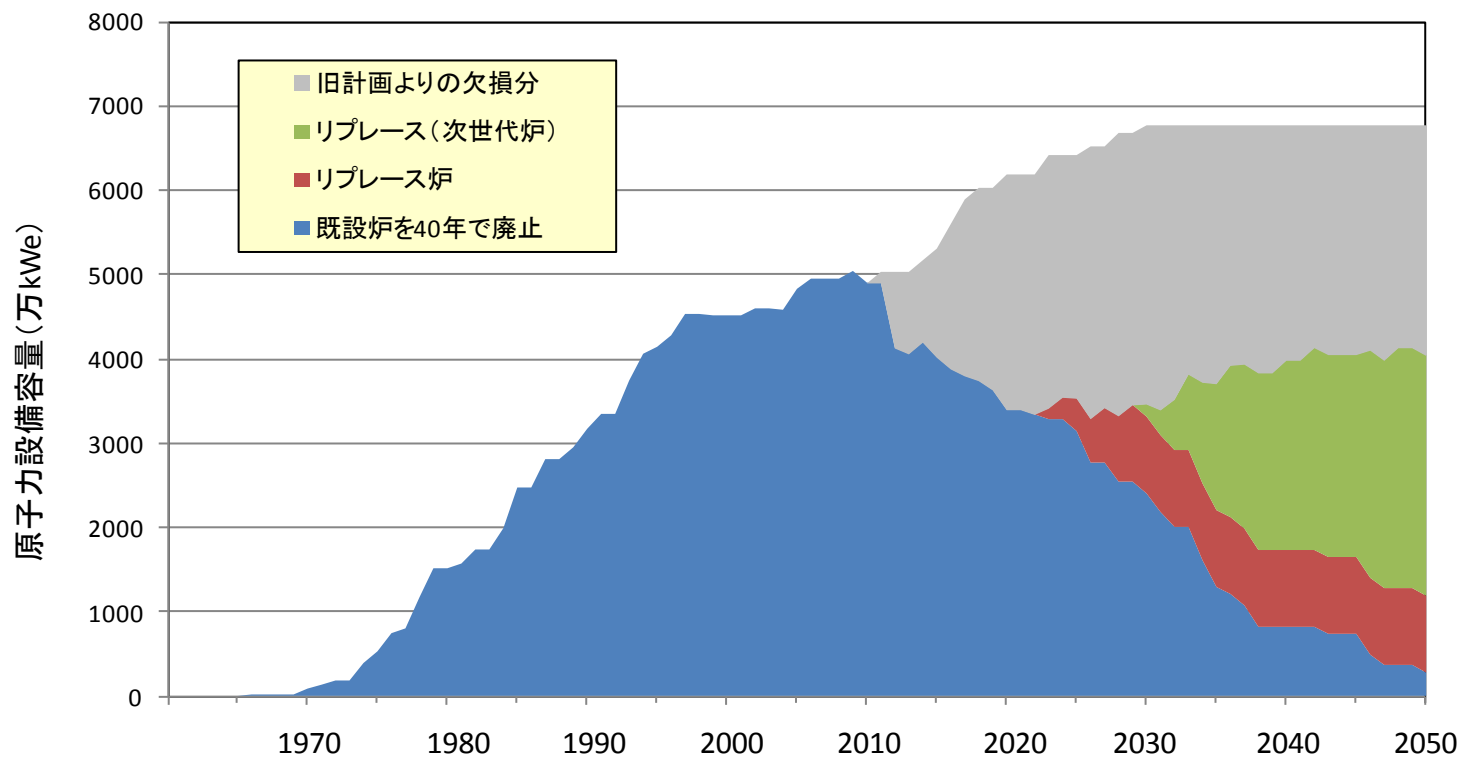
原子力発電設備容量の展望（40年寿命Phase-out+リプレースのシナリオ）

原子炉の寿命を40年として廃止し、2023年頃からリプレース炉の運転を開始。
2040年頃に40GWの出力を目指す。

Replace

既設

後継



我が国のエネルギー供給上のリスク

電力の安定供給に向けて想定すべき主要なリスク

- (1) 原子力発電所の安全リスク
- (2) 安全以外による原子力発電の稼働率低下のリスク
- (3) 火力発電に伴う化石燃料の供給リスク(特に天然ガス)
- (4) 化石燃料のコスト上昇リスク
- (5) 火力発電のCO2排出に伴う長期的リスク
- (6) 発電プラントの老朽化等のプラントリスクの増加
- (7) 再生可能エネ発電の大量導入に伴うコスト負担増や導入可能量の不確実性
- (8) 再生可能エネ発電の大量導入による電力系統の脆弱性増加のリスク
- (9) 過度な省エネルギー要求による産業へのリスク

等を挙げる事が出来る。

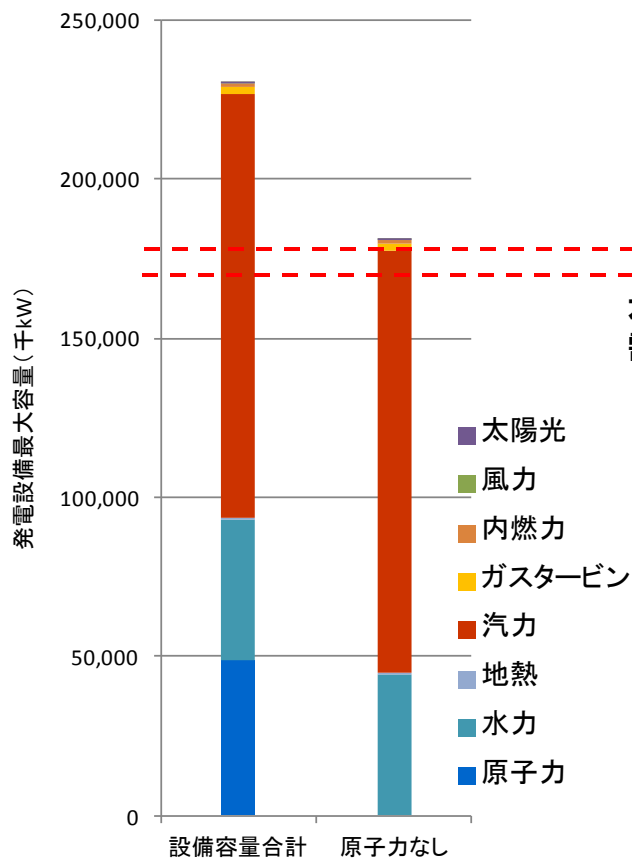
更に、デフレという深刻な状況下で、今後の金融危機、財政問題、国際紛争等の、政治や経済情勢に関わる不確実性は、エネルギー資源の確保にも大きく影響を与え得る。

コストでは表わせない原子力によるエネルギー安全保障効果

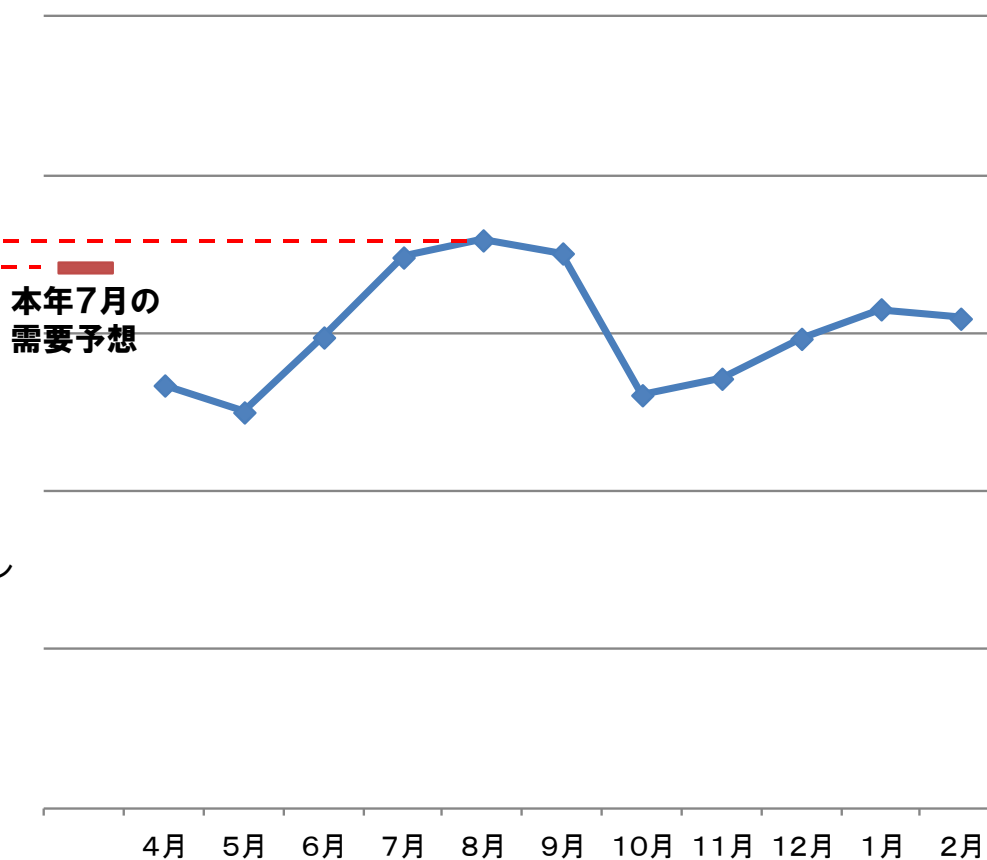
1. 非常に高い備蓄効果
2. 地政学リスクの低さ(政情の安定国からの燃料輸入)
3. シーレーン依存度の低さ
4. 二酸化炭素排出への国際圧力の低さ
5. 潜在埋蔵量の多さ(枯渇リスクの低さ)
6. 原子力保有による、他エネルギー資源獲得へのバーゲニングパワー
7. 原子力技術の保有による国際的優位性
8. 疑似自国エネルギー源の保有(自給率向上)による Energy Independenceの向上効果

再稼働問題・電力需給の問題(発電設備の現状)

全国発電設備



電力需要(2010年度)

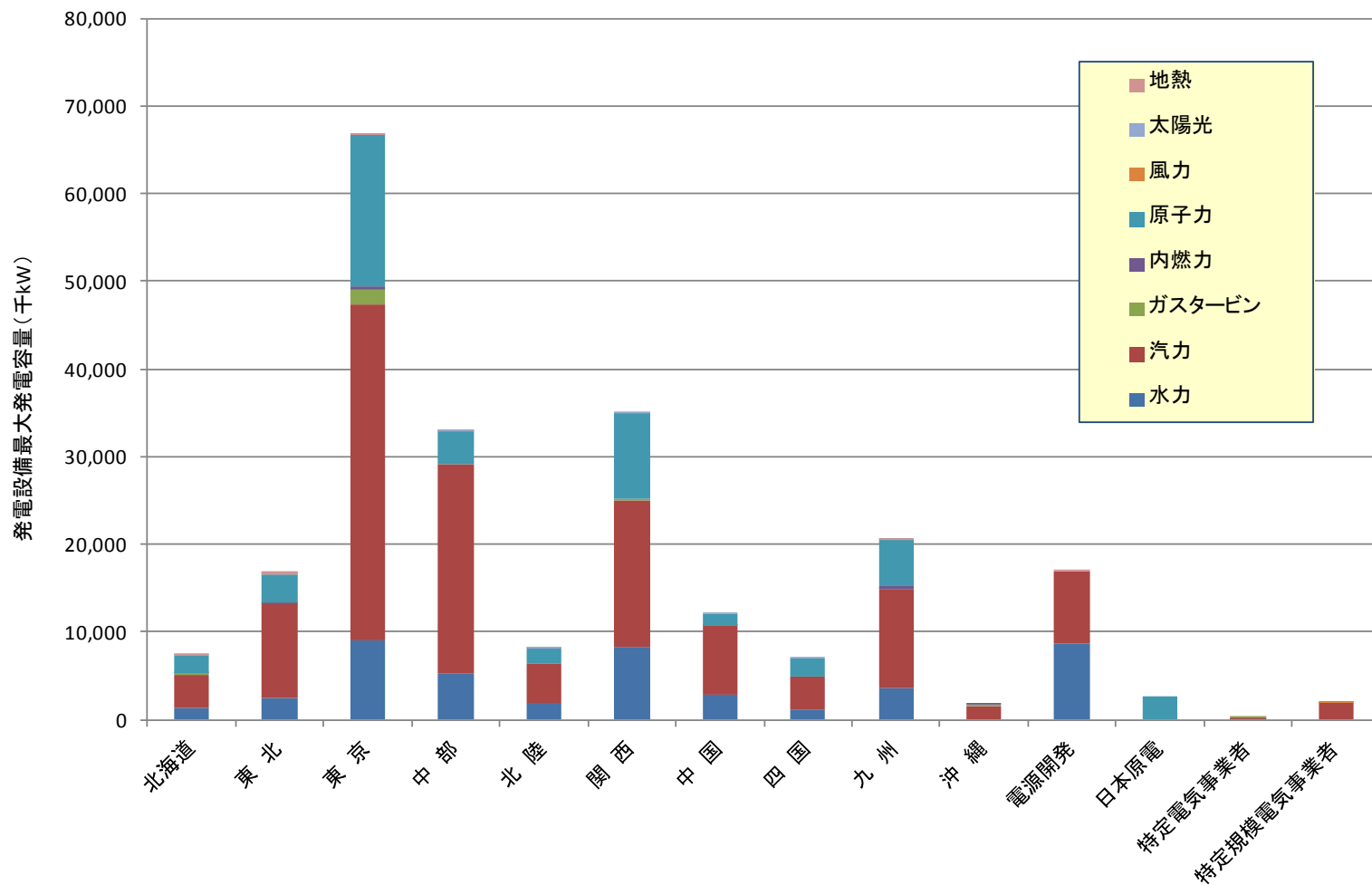


2010年の猛暑、2012年の経済状況、定着している節電の効果为前提とした需給見込み

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
供給力	7731	485	1475	5771	9301	2785	2542	578	1235	587	1574	17032
需要想定	7454	500	1484	5520	9022	2648	3015	558	1182	585	1634	17076
定着節電効果	▲674	▲14	▲50	▲610	▲404	▲97	▲117	▲21	▲30	▲16	▲123	▲1078
経済影響等	172	9	22	141	71	29	14	4	8	1	15	243
供給力ー需要想定 (予備率)	276 (3.7%)	▲16 (▲3.1%)	41 (2.9%)	251 (4.5%)	▲321 (▲3.3%)	137 (5.2%)	▲473 (▲15.7%)	20 (3.6%)	53 (4.5%)	2 (0.3%)	▲60 (▲3.7%)	▲45 (▲0.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	0.7%	▲0.1%	▲0.1%	1.5%	▲0.3%	2.2%	▲18.7%	0.6%	1.5%	▲2.7%	▲6.7%	▲3.3%
最大電力需要 (随時調整契約加味後)	7436	494	1422	5,520	9570	2,648	2,987	558	1,182	585	1,610	17006
随時調整契約 (実効率等加味後)	▲18	▲6	▲12	-	▲52	-	▲28	-	-	0	▲24	▲70
供給ー需要 (予備率) (随時調整契約加味後)	294 (4.0%)	▲10 (▲1.9%)	53 (3.8%)	251 (4.5%)	▲269 (▲2.8%)	137 (5.2%)	▲445 (▲14.9%)	20 (3.6%)	53 (4.5%)	2 (0.3%)	▲36 (▲2.2%)	25 (0.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	1.0%	▲4.9%	0.8%	1.5%	▲5.8%	2.2%	▲17.9%	0.6%	1.5%	▲2.7%	▲5.2%	▲2.9%

※7月に夏のピーク需要が生じた場合には、猛暑並気温・2012年経済状況・定着している節電効果を前提とした場合は、9電力合計で▲0.7%、東日本で4.2%、中西日本で▲4.5%の可能性あり。

再稼働問題・電力事業者の発電設備



関西電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨年実績 (ピーク需要日)	今夏			
			7月29日時点 (第2回エネ理会議)	11月1日時点 (第4回エネ理会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	838	337	0	0	0	0
火力	1,680	1,754	1,854	1,925	1,923	1,923
うち常設されている 火力	1589	1699	1779	1780	1787	1787
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	0	45	45	45
うち緊急設置源	-	0	0	0	2	2
うち自家発電取	91	55	75	100	(注1)89	(注1)89
水力	232	273	238	236	(注2)254	(注2)254
揚水(注3)	447	465	395	(注4)187	232	239
地熱・太陽光	0	0	0	0	5	5
融通	0	76	0	0	110	110
新電力への供給等(注5)	74	41	47	6	11	11
供給力 計	3,271	2,947	2,533	2,353	2,535	2,542
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,533)	(2,353)	(2,425)	(2,432)
需要想定 (①、②、③加味)	3,095	2,784	3,138	3,138	3,030	3,015
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	(2,987)
①経済影響等	-	-	-	-	14	14
②定着節電	-	-	-	-	▲102	▲117
③その他(注8)	-	-	-	-	23	23
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	▲28
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	▲605 (▲19.3%)	▲785 (▲25.0%)	▲495 (▲16.3%)	▲473 (▲15.7%)
需給ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	▲22.3%	▲28.0%	▲19.3%	▲18.7%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	▲445 (▲14.9%)
需給ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	▲17.9%

再稼働問題・今夏の電力予想(需給検証委員会・関西電力)

(万kW)

	H24年夏 見通し		
	節電なし 猛暑 (H22年実績)	想定需要 節電織り込み H22年並猛暑	節電織り込み 平年並み
供給力－需要 (予備率)	▲570 (▲18.4%)	▲495 (▲16.3%)	▲400 (▲13.5%)
需要	3,095	3,030	2,950
供給力(合計)	2,525	2,535	2,550
原子力	0	0	0
火力	1,923	1,923	1,923
水力	254	254	254
揚水	222	232	247
地熱等	5	5	5
融通等	121	121	121

(参考)
 自社(電源別)と
 自社以外(他社・融通)で分類
 (万kW)

	H24年夏見通し
	想定需要 節電織り込み H22年並猛暑
供給力－需要 (予備率)	▲495 (▲16.3%)
需要	3,030
供給力(合計)	2,535
原子力	0
揚水	216
他社・融通	644
火力	1,472
水力	203

※四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

○今夏の電力需給は、定着した節電を織り込んだとしても、想定需要3,030万kW、供給力2,535万kWで、16.3%の電力不足となる可能性があります。

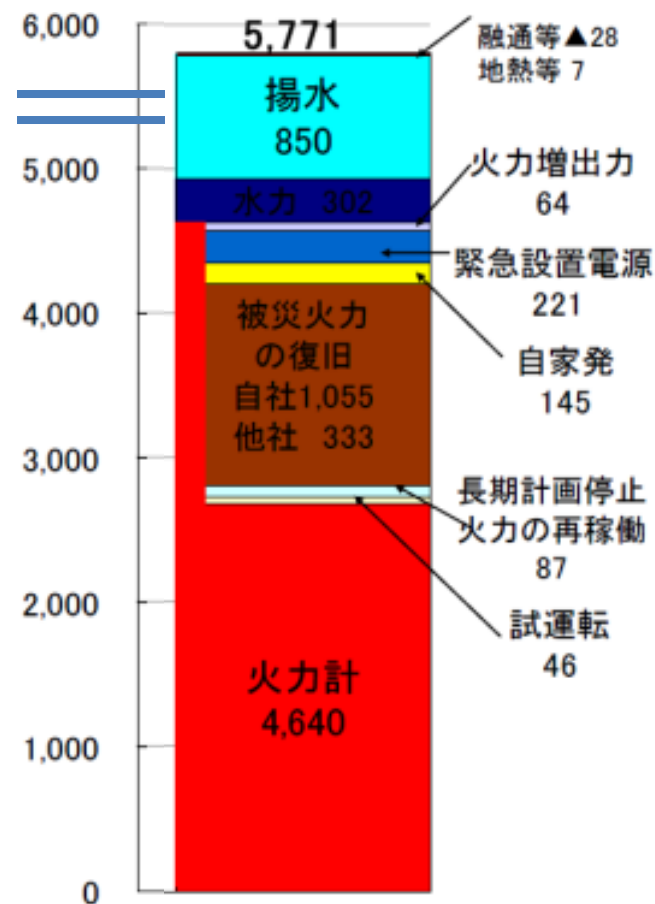
東京電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	1,070	376	0	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,455	4,629	4,640	4,640
うち常設されている 火力	4102	3855	4126	4177	4189	4189
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	85	85	85	85
うち緊急設置源	-	87	177	221	221	221
うち自家発電取	48	139	67	146	145	145
水力	335	314	316	(注2)305	(注2)302	(注2)302
揚水(注1)	832	700	450	800	850	850
地熱・太陽光	0	0	0	0	7	7
融通	0	▲40	0	0	0	0
新電力への供給等	25	▲56	▲28	▲28	▲28	▲28
供給力 計	6,412	5,460	5,193	5,706	5,771	5,771
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,193)	(5,706)	(5,771)	(5,771)
需要想定 (①、②、③加味)	5,999	4,922	6,000	6,000	5,520	5,520
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	141	141
②定着節電	-	-	-	-	▲610	▲610
③その他(注5)	-	-	-	-	▲10	▲10
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	▲807 (▲13.5%)	▲294 (▲4.9%)	251 (4.5%)	251 (4.5%)
要需消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	▲16.5%	▲7.9%	1.5%	1.5%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要需消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

再稼働問題・今夏の電力予想(需給検証委員会・東京電力)

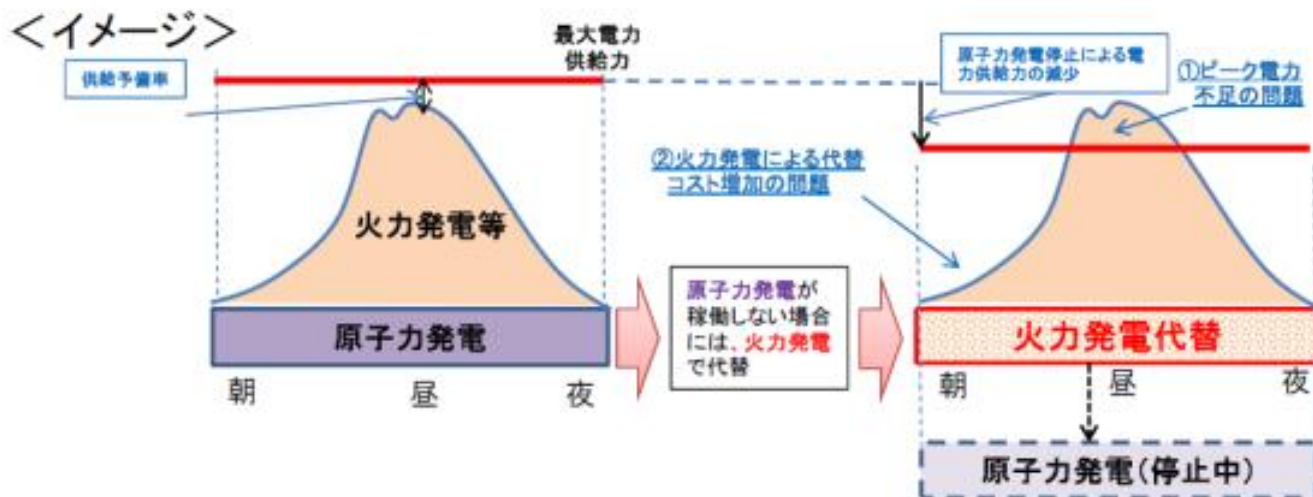
1. 原子力の再起動がないとした場合の需給バランス

(単位：万KW)		7月	8月
供給力－需要	2010年H1	▲173	▲188
	2012年H1(節電織り込み、2010年猛暑並み)	266	251
	2012年H1(節電織り込み、平温)	426	411
予備率%	2010年H1	▲2.9	▲3.1
	2012年H1(節電織り込み、2010年猛暑並み)	4.8	4.5
	2012年H1(節電織り込み、平温)	7.9	7.7
最大電力需要H1	2010年H1	5,999	5,999
	2012年H1(節電織り込み、2010年猛暑並み)	5,520	5,520
	2012年H1(節電織り込み、平温)	5,360	5,360
供給力	2010年H1	5,826	5,811
	2012年H1(節電織り込み、2010年猛暑並み)	5,786	5,771
	2012年H1(節電織り込み、平温)	5,786	5,771
原子力		0	0
火力		4,640	4,640
水力		317	302
揚水	2010年H1	890	890
	2012年H1(節電織り込み、2010年猛暑並み)	850	850
	2012年H1(節電織り込み、平温)	850	850
地熱等		7	7
融通等		▲28	▲28

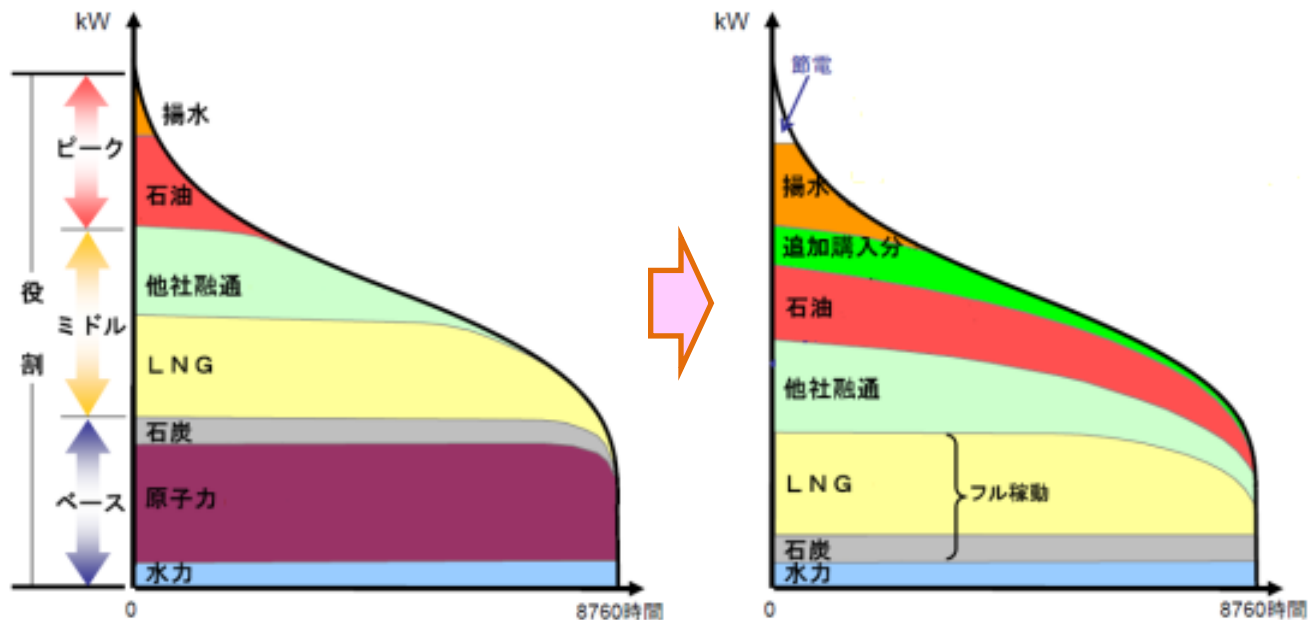


福島事故以降の電力供給の問題(喫緊の問題と体質的問題)

1. 最大電力と需給バランスの問題

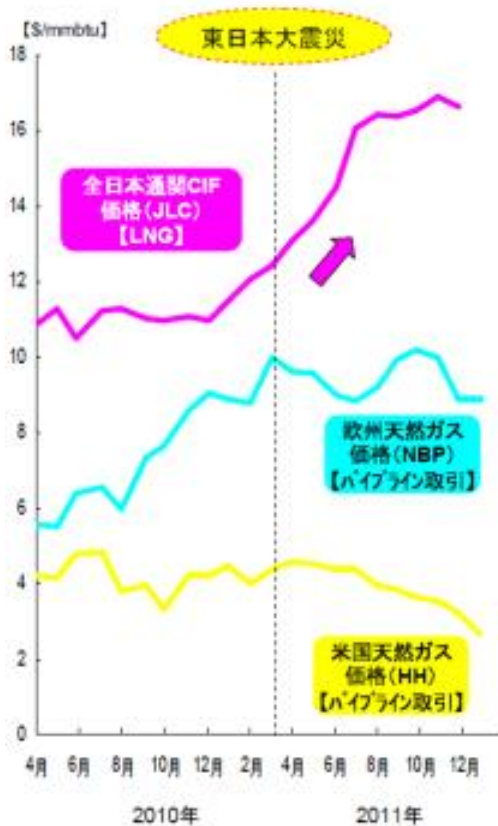


2. 年間を通しての電力構成の問題



関西電力説明資料より

一昨年从去年暮れまでの価格推移

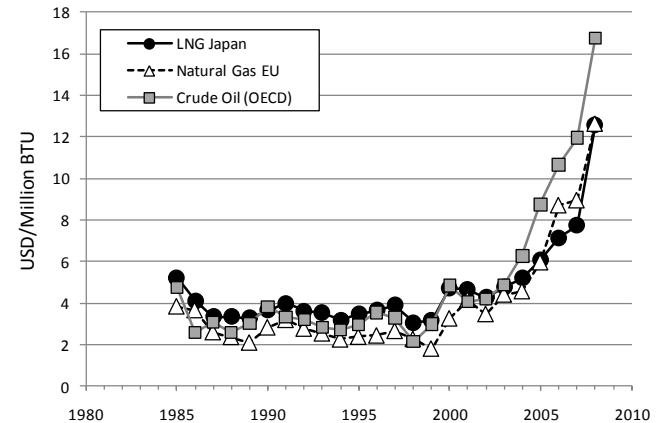


日本の価格動向

- 原油価格上昇に加え震災後の需給逼迫懸念によるスポット価格高騰により、日本のLNG価格は急騰。今後も高水準のLNG需要が継続すれば、引き続き高値で推移する可能性が高い
- ・中長期的にアジア新興国の大幅需要増も背景に、新規契約・価格改定を迎えるLNG契約についても、売主主導での価格交渉を余儀なくされ、高値で契約せざるを得ない可能性も
- ・加えて、イランによるホルムズ海峡封鎖が現実のものとなった場合、世界のLNG輸出の1/3を占めるカタル・UAEからの供給が途絶することとなり、更なる価格高や、供給不安が発生するリスクもあり

関西電力説明資料より

過去の価格推移



世界の天然ガス貿易



(備考) 1996年より旧ソ連諸国間取引をパイプライン取引量として算入(出所) BP, Statistical Review of World Energy

九州電力のコストアップ抑制策

■電力各社の平成24年3月期連結決算

	最終損益	燃料費	原発稼働率
北海道	▲720(—)	1707(108.4)	58.6(89.7)
東北	▲2319(—)	5124(74.9)	0(72.1)
中部	▲921(—)	1兆409(53.4)	8.2(49.7)
北陸	▲52(—)	1423(72.6)	0(81.4)
関西	▲2422(—)	7768(100.5)	37.6(78.2)
中国	24(39.3)	3199(25.7)	52.6(20.3)
四国	▲93(—)	1292(71.3)	37.7(90.9)
九州	▲1663(—)	5202(82.6)	31.4(81.1)
沖縄	69(▲13.6)	493(19.3)	—
※東京	▲6950(—)	2兆2400(51.3)	18.5(55.3)

(注)単位は億円。カッコ内は前期比増減率%、原発稼働率のカッコ内は前期の稼働率、▲はマイナスまたは赤字、—は比較できず。燃料費と原発稼働率は単独の数字。東京電力は未発表のため見通し

産経新聞記事

コストアップ抑制策	
<p>調達コスト低減等に向けた効率化</p> <p>(具体的削減額)</p>	<p>平成23年度の効率化については、現在、集約中であるが、費用については200億円程度、投資については500億円程度、合わせて700億円程度の削減となる見込み(当初計画からの削減)。</p> <p>※11月からの追加削減額：200億円程度</p>
<p>(取組み状況)</p>	<p>平成23年度の経費削減などの合理化については、安全確保や法令遵守、安定供給に配慮した上で、最大限の取組みを実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・諸経費等費用全般：緊急性・重要性を踏まえ、委託費・普及開発関係費、研究費などを中心に、件名の中止・繰延べ・規模縮小などを実施 ・設備投資・修繕費：設備全般にわたって、工事の中止・繰延べ・規模縮小などを実施 ・海外投資：電気事業に必要なもの以外について繰延べ <p>平成24年度は、「緊急経営対策」として、全ての費用・投資について、安全・法令遵守・安定供給を確保しつつ、徹底した効率化に加え、当面の繰延べなどの短期的対策を含むコスト削減を計画。</p> <p>昨年計画から、費用550億円、投資650億円、合わせて1,200億円規模の削減を計画。 (3/28公表)</p>

平成23年度の需給行動計画

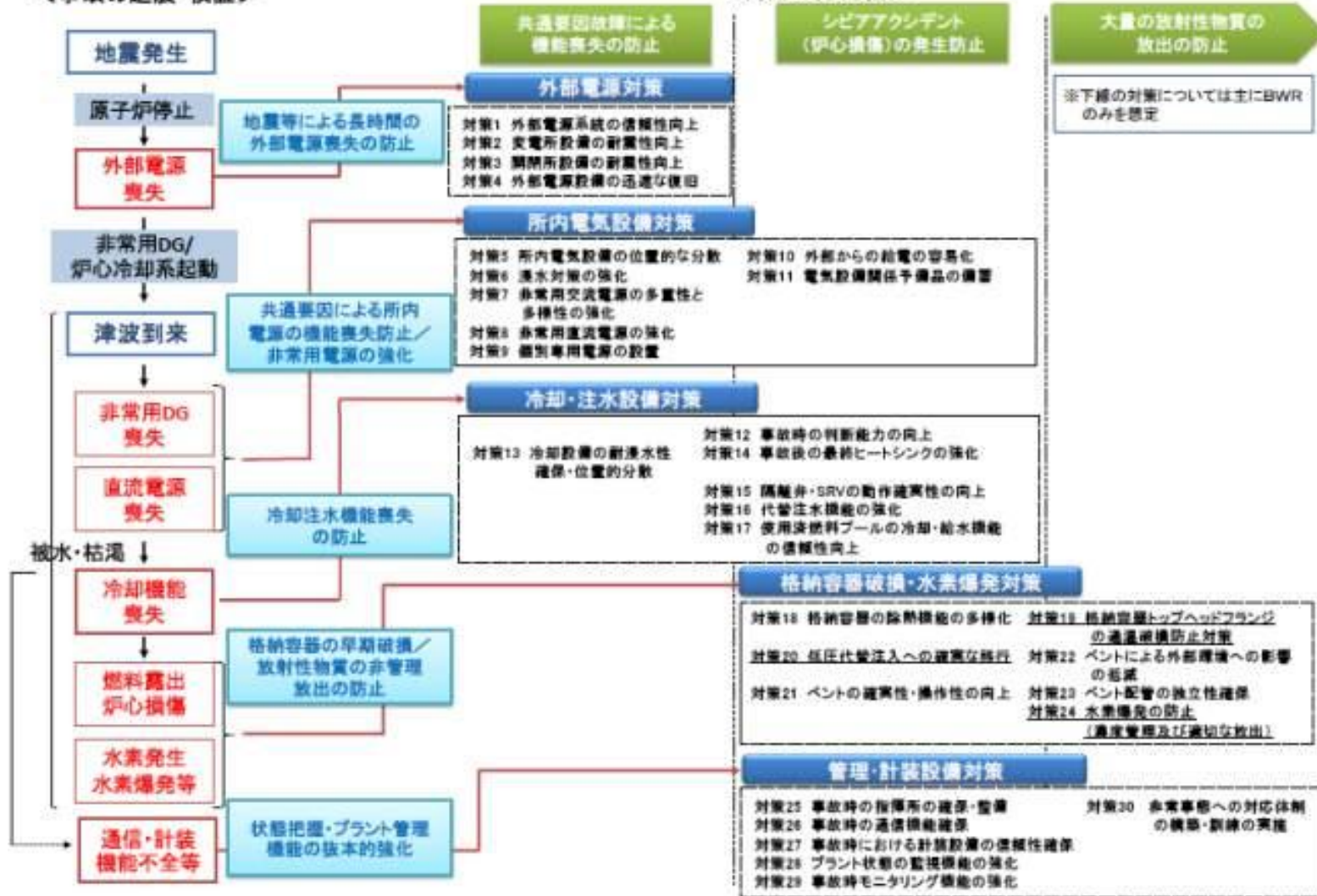
対策名	23年度予算額	平成24年夏	平成25年夏	平成26年夏	産業部門	業務部門	家庭部門
見える化の徹底と市場メカニズムの活用							
◎契約電力の引下げ、料金メニュー見直し	—	280 万kW	280 万kW	280 万kW	○	○	○
◎需給調整契約の拡大（夏期等のピーク抑制）	—	250 万kW	250 万kW	250 万kW	○	○	
◎需給調整契約の拡大（需給ひっ迫時のピーク抑制）	—	180 万kW	180 万kW	180 万kW	○	○	
合計	—	710 万kW	710 万kW	710 万kW			
需要家による省エネ投資の促進（需要構造の改革）							
●省エネ機器の導入（LED照明、高効率家電）	—	168 万kW	327 万kW	481 万kW	○	○	○
○省エネ設備の導入（高性能モーター等）	151 億円	49 万kW	49 万kW	49 万kW	○	○	○
○住宅・ビルの省エネ投資（二重窓断熱改修等）	1824 億円	17 万kW *	23 万kW	23 万kW		○	○
○HEMS/BEMSの導入（ITを利用した空調等の制御）	300 億円	26 万kW *	87 万kW	87 万kW		○	○
○蓄電池の導入（リチウムイオン蓄電池）	210 億円	3 万kW *	6 万kW	6 万kW	○	○	○
○節電診断を活用した各主体による節電の取組	8 億円	7 万kW	7 万kW	7 万kW	○	○	
合計	2493億円	270 万kW	500 万kW	653 万kW			
多様な主体が参加した供給力増強支援（供給構造の改革）							
◎電力会社による供給力増強（火力、揚水等）	—	409 万kW	409 万kW	409 万kW	—	—	—
●再生可能エネルギーの導入（太陽光、風力発電）	—	108 万kW	145 万kW	223 万kW	○	○	○
○再生可能エネルギーの導入（予算措置による導入）	1183 億円	7 万kW	10 万kW	12 万kW	○	○	
○住宅用太陽光発電の導入（予算措置による導入）	1543 億円	75 万kW *	117 万kW	117 万kW			○
○自家発・コジェネレーションシステムの導入	438 億円	42 万kW *	46 万kW	46 万kW	○	○	
○家庭用燃料電池システムの導入（エネファーム）	137 億円	1 万kW *	1 万kW	1 万kW			○
合計	3301 億円	642 万kW	727 万kW	808 万kW			
対策合計	5794億円	1622万kW	1936万kW	2171 万kW	直接的なピーク時電力対策は、 2353億円 (表の*予算の一部)		

国家戦略室需給検証委員会(2012/4/23)資料より

福島の事故を受けた安全対策(30項目)

<事故の進展・検証>

<対応の方向性>



大飯3号機ストレステスト一次評価結果概要 (10月28日報告書提出)

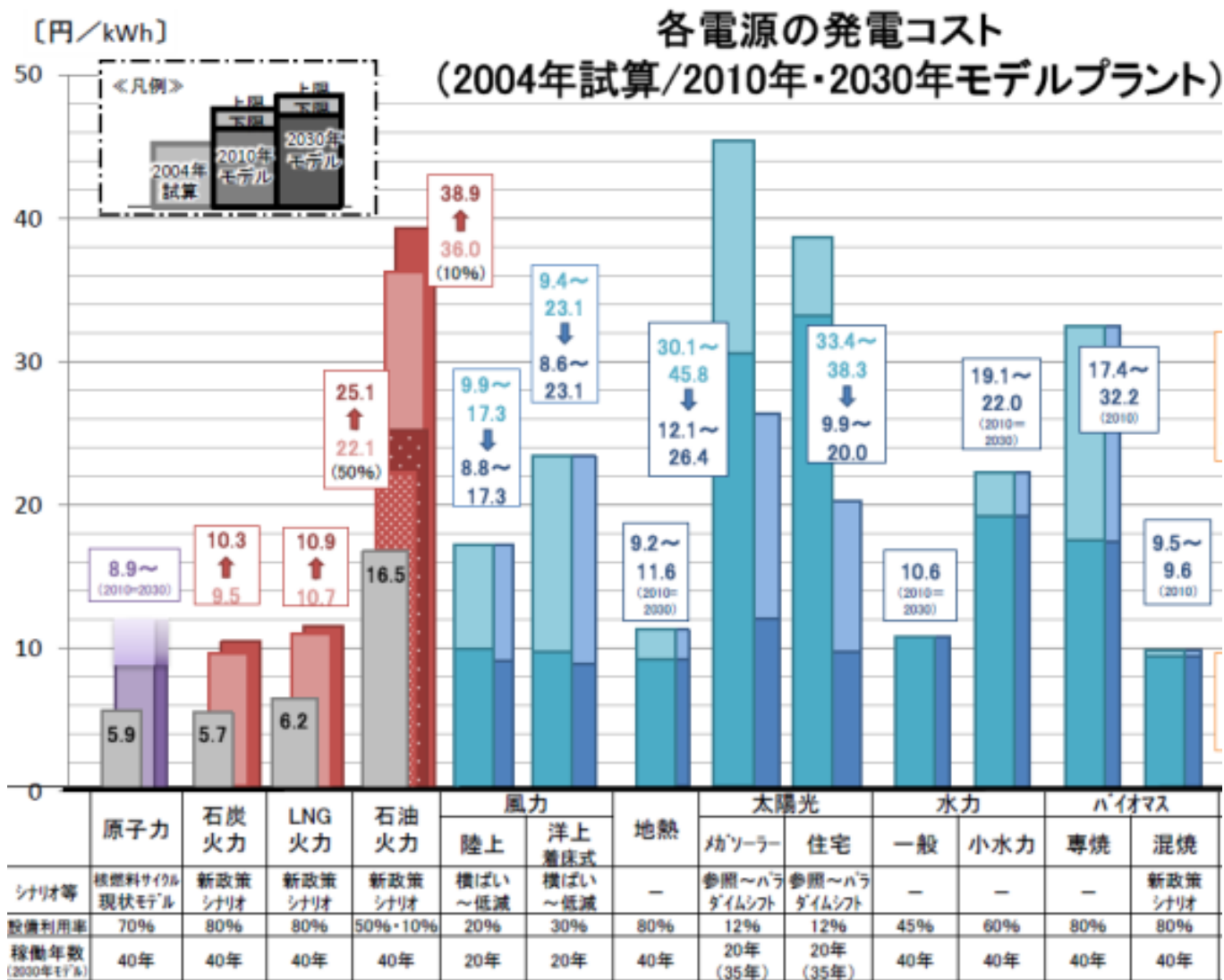
54

	クリフエッジ 評価の指標	クリフエッジ 下段:対象となる設備	緊急安全対策前 下段:対象となる設備	安全確保対策の 効果*1
地震 (津波との重量も同じ)	基準地震動Ss (700gal)との比較	1.80倍 (1260gal相当) 高電圧用開閉装置	1.75倍 (1225gal相当) 原子炉補機冷却水ポンプ	約3%向上
津波 (地震との重量も同じ)	想定津波高さ (2.85m)との比較	約4.0倍 (11.4m) タービン動補助給水ポンプ	約1.6倍 (4.65m) 海水ポンプ	約145%向上 (+6.75m)
全交流電源喪失 (SBO)	外部からの支援が ない条件で、燃料の 冷却手段が確保で きなくなるまでの時 間	炉心 約16日後*2 水源補給用消防ポンプがソリン	約5時間後*1 蓄電池	約76倍向上
		使用済燃料 約10日後 (停止中)*2 ピット水補給用消防ポンプがソリン	約12時間後*1(停止中) (水温が100℃到達時点)	約20倍向上
最終ヒートシンク 喪失 (LUHS)		炉心 約16日後*2 水源補給用消防ポンプがソリン	約6日後 蒸気発生器給水用水源	約2.6倍向上
		使用済燃料 約10日後 (停止中)*2 ピット水補給用消防ポンプがソリン	約12時間後*1(停止中) (水温が100℃到達時点)	約20倍向上

*1:手順が整備されていない対策などについては、実行できる可能性があるものでも期待しないこととし、極めて保守的な条件で評価した。

*2:外部からの支援なしとした評価結果。外部からの支援を期待するに十分な時間余裕であり、クリフエッジは回避できる。

各電源のコスト比較(コスト等検証委員会結論・抜粋)



リスク認識の問題点

大数の法則が当てはまらない大事故についての扱いが議論

$$\text{期待値} = \text{被害} \times \text{確率}$$

(1) 導入すべきリスク認識

巨大システム時代に導入すべきリスク認識は、「発生頻度が小さくても、一度発生すれば重大な人的被害を生ずるおそれのあるものについては、対策の推進を図るべきである」という思考様式に転換すべきである。

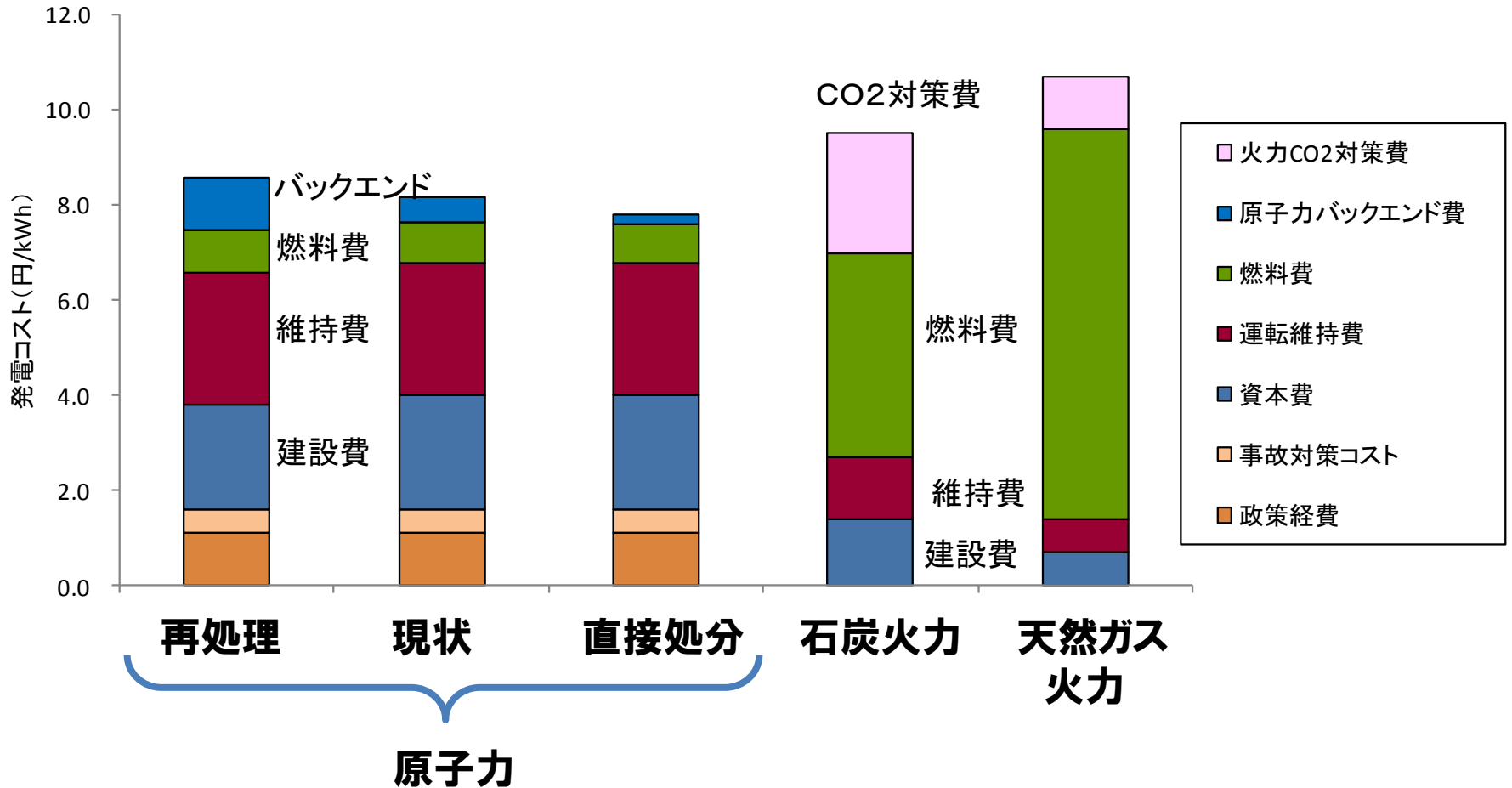
リスク期待値だけで判断すべきでないという提言

(2) 求められる事故への謙虚さ

事故・災害の何百、何千、何万という被害者の傍らに寄り添う時、はじめて真のリスク認識とは何か、腹の底まで揺さぶられる思いで理解できるようになる。

リスクの結果を身にしみて感じておくことが出発点

原子力発電と火力発電のコスト比較(2011年12月)



分散型電源の系統影響と課題

送配電線の設置費用

電圧階級	連系される電源のイメージ	1kmあたりの建設コスト
6～7kV	メガソーラー、風力、小水力	0.12億円/km (150sq電線、25m置きに柱設置と仮定)
22kV	メガソーラー、風力、地熱、木質バイオマス(専続)	0.25億円/km
60～80kV	メガソーラー、風力、水力	0.7億円程度/km
150～180kV	火力、水力	1億円程度/km
275kV	火力、原子力	2億円程度/km
500kV	火力、原子力	3億円程度/km

系統安定化策コスト例

実施項目	円/kWh	概要
スマートメータ設置	0.39	2万世帯
CEMSの設置	0.64	2万世帯
PCSの設置	0.12	
NAS電池の設置	2.00	太陽光1時間分
自宅用のリチウムイオン電池	9.00	4kWhの電池
柱上変圧器の設置	0.43	
系統連繫強化		
調整用火力	7.20	従来火力コスト
	19.78	

送電系統における影響の可能性

	影響の内容	説明
ローカル影響	電圧変動	分散型電源の逆潮流等に起因
	保護協調	保護リレーの不検出
	単独運転	分散型電源からの負荷への供給継続
	短絡容量増大	分散型電源からの短絡電流に起因
	高調波・高周波	インバーターからの検出
	安定性	系統擾乱時における停止など
	その他	
全系影響	需給運用・制御	分散電源の出力変動に起因
	系統擾乱時の安定性	分散型電源の一斉脱落など
	バックアップ電源	分散型電源の出力の信頼性に関係
	設備計画への影響	需要想定の困難化
	その他	

- ①送配電系統の安定化措置(蓄電池や周波数調整用他電源の維持)
- ②新規送配電線の設置
- ③好天候かつ低需要時の余剰電力対策(蓄電池や揚水発電設備)
- ④悪天候時のバックアップ電源確保
- ⑤周波数変換装置の増設

等の問題が深刻となり、非常に大きな設備投資が必要になると考えられている。

系統安定化コスト(基本問題委員会)

		選択肢B 原子力 0% 再エネ 35% 火力 50%	参考 原子力 15% 再エネ 30% 火力 40%	選択肢C 原子力 20% 再エネ 30% 火力 35%	選択肢D 原子力 25% 再エネ 25% 火力 35%	選択肢E 原子力 35% 再エネ 25% 火力 25%
系統対策費用 (出典:第18回 基本問題委員会資 料5でお示した試 算方法に基づき試 算)(※1)	合計(兆円)	21.1	12.0	12.0	6.8	7.8
	需要・出力変動対策	0.3	0.01	0.01	0	0
	余剰電力対策 (※2)	4.0	2.0	2.0	2.0	3.0
	系統増強対策	16.3	9.5	9.5	4.3	4.3
	電圧対策	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

(※1) 系統対策費用は、2030年までの累積額。

(※2) 余剰電力対策として、ここでは蓄電池の設置による余剰電力の吸収ではなく、費用最小化の観点から再生可能エネルギー出力の抑制を検討し、再生可能エネルギーの稼働率の低下分を火力発電によって調整する費用を計上。

仮に再生可能エネルギーの抑制分を全て蓄電池の設置によって賄うとした場合(※1)の設置コストは以下のとおり。

	選択肢B 原子力 0% 再エネ 35% 火力 50%	選択肢C 原子力 20% 再エネ 30% 火力 35%	選択肢D 原子力 25% 再エネ 25% 火力 35%	選択肢E 原子力 35% 再エネ 25% 火力 25%
蓄電池の設置による余剰電力対策 (再生可能エネルギーの抑制分を全て蓄電池の設置によって対応する場合)(※2)	110.6兆円	88.3兆円	60.1兆円	101.7兆円(※3)

(※1) ここでは蓄電池を設置することによる火力の焚き減らしに伴う燃料費の抑制を加味していない。なお、2030年断面における火力の焚き増し分の燃料費は
 選択肢B:0.4兆円/年、C:0.2兆円/年、D:0.2兆円/年、E:0.3兆円/年。

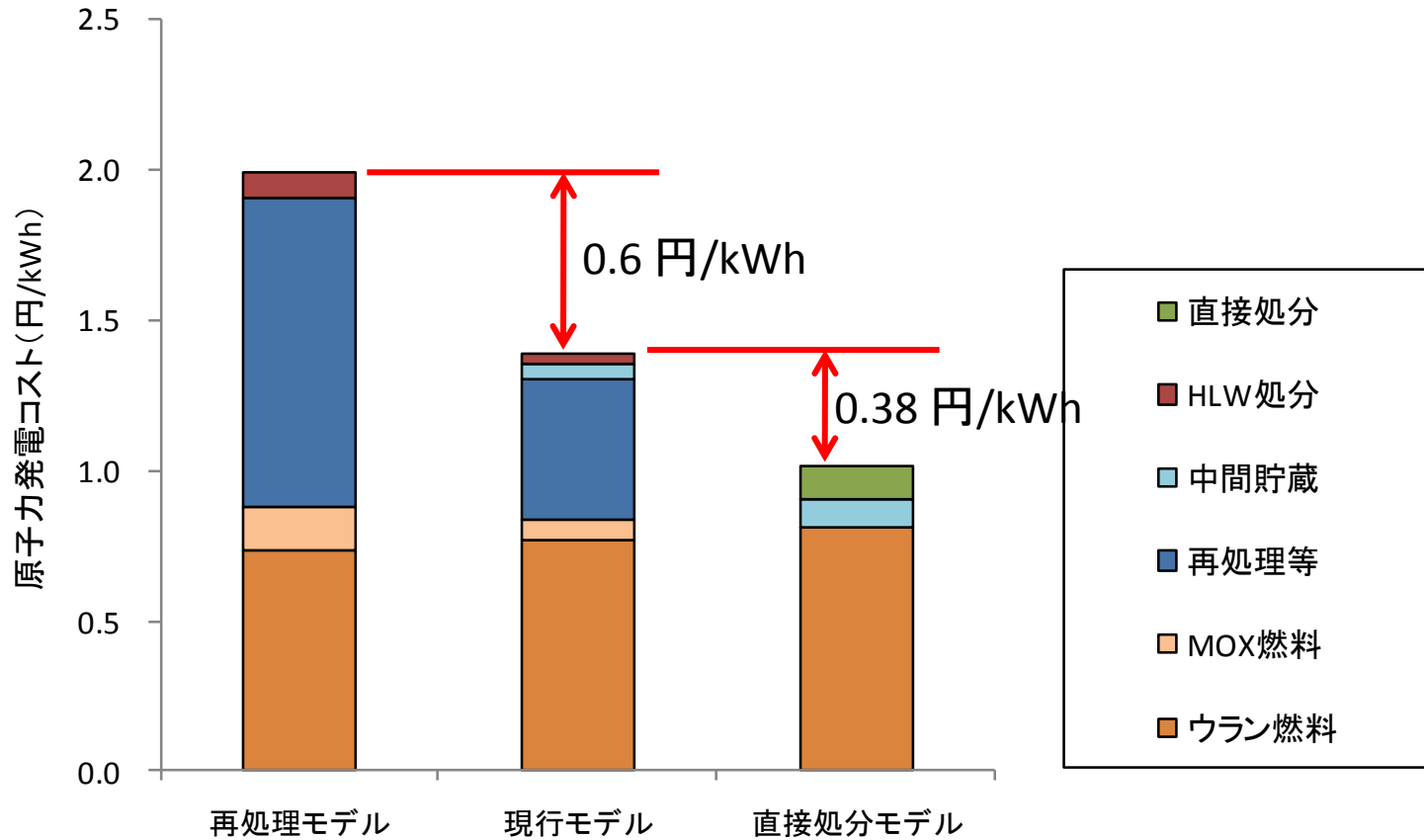
(※2) ここでは蓄電池としてNaS電池1kW(7.2時間容量)、効率78%、28.8万円/kWを想定。耐用年数を10年とし、2030年までに1度リプレイスがあると仮定。

(※3) 選択肢Eでは火力による調整幅が少ないため、再生可能エネルギーの抑制量が多くなることから費用が嵩む結果となっている。

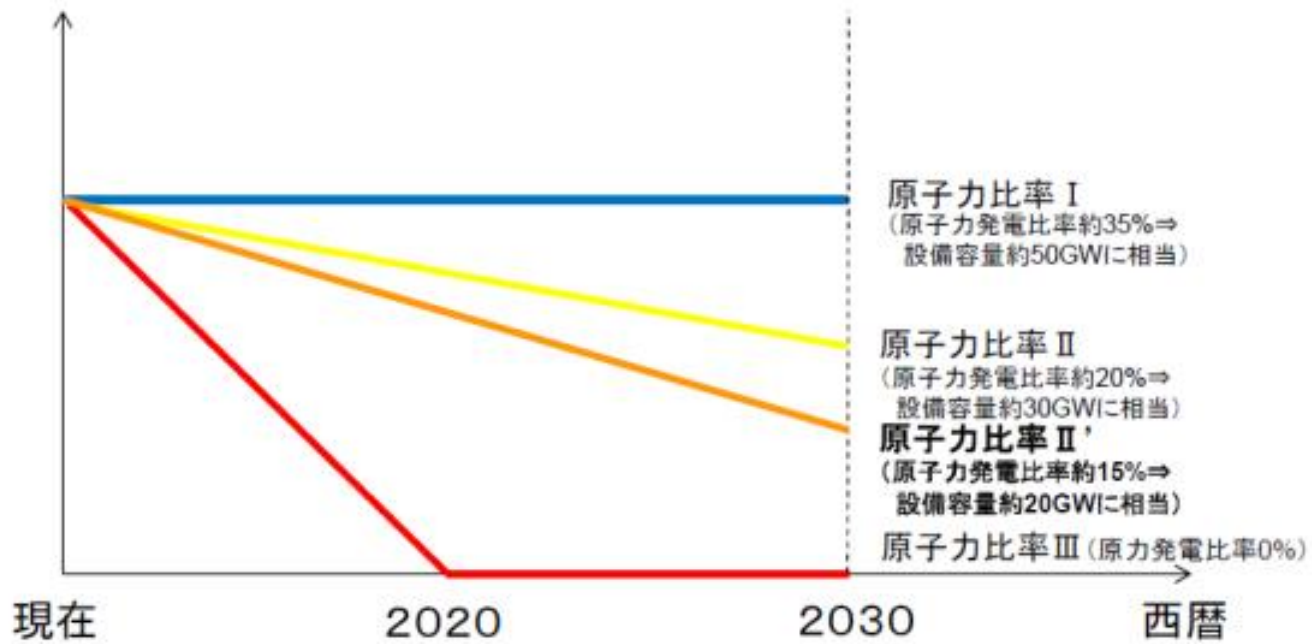
燃料サイクルコスト内訳(2011年12月)

バックエンド型式		全再処理	直接処分		部分再処理	
		今回 再処理モデル	今回 直接処分モデル	H16年評価 直接処分	今回 現状モデル	H16年評価 再処理
燃料サ イクル	ウラン燃料	0.73	0.81	0.64	0.77	0.59
	MOX燃料	0.15	-	-	0.07	0.07
	フロントエンド計	0.88	0.81	0.64	0.84	0.66
	再処理等	1.03	-	-	0.46	0.65
	中間貯蔵	-	0.09	0.12	0.05	0.04
	高レベル廃棄物処分	0.08	-	-	0.04	0.12
	直接処分	-	0.10-0.11	0.12-0.21	-	-
	バックエンド計	1.11	0.19-0.21	0.24-0.33	0.55	0.81
燃料サイクル合計		1.98	1.00-1.02	0.9-1.0	1.39	1.47
原子炉	政策経費	1.10		/	1.10	
	事故対応コスト	0.50			0.50	
	資本費	2.20			2.20	
	追加的安全対策費	0.20			0.20	
	運転維持費	2.80			2.80	
	原子炉合計	6.80			6.80	

核燃料サイクルコスト結論(割引率3%の場合)



燃料サイクル選択肢評価の前提となる原子力比率

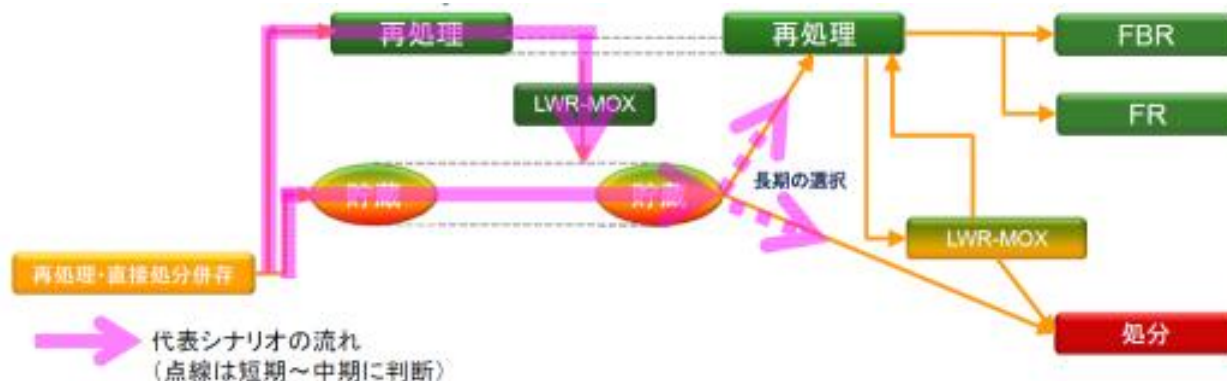


燃料サイクル選択肢評価の代表シナリオ

全量再処理



併存



直接処分



シナリオ評価における評価項目について

◆短期的に重要な課題

- 使用済燃料管理・貯蔵
 - 使用済燃料貯蔵量、貯蔵容量
- 核燃料サイクルを巡る国際的視点
 - Pu利用(在庫量)、国際貢献
 - 核不拡散、核セキュリティリスクへの影響
 - 日米原子力協定への影響
- 政策変更または政策を実現するための課題(立地困難性を含む)
 - 使用済燃料貯蔵への影響、立地自治体との信頼関係への影響、雇用への影響、技術力への影響(人材、技術基盤・インフラストラクチャの影響)、海外委託再処理に伴う返還廃棄物への影響、政策変更に伴う費用負担のあり方

◆中・長期的に重要な課題

- 経済性
 - シナリオに基づく核燃料サイクルの総費用 など
- エネルギー安全保障、ウラン供給確保
 - 資源節約、燃料危機への抵抗力
- 放射性廃棄物発生量
- 選択肢の確保(柔軟性)
 - 開発の柔軟性、政策変更への柔軟性

経済性(1)：将来を見通して発生する費用ベースの核燃料サイクルの総費用

使用済燃料を再処理し、最終処分するとともに、再処理施設の廃止措置等に必要な費用から、2011年以前に支出した費用、六ヶ所再処理工場の初期建設費の減価償却費を引いて算出(第13回技術等小委員会、資料第1-5号参照)。なお、割引率は0%とした。 単位:兆円

兆円, 割引率0%	シナリオ1 (全量再処理)	シナリオ2 (再処理/処分併存)		シナリオ3 (全量直接処分)
		中間貯蔵分を再処理	中間貯蔵分を直接処分	
ウラン燃料 MOX燃料 (フロントエンド計)	3.29 0.75 (4.04)	3.29 0.75 (4.04)	3.29 0.75 (4.04)	3.66 0.16 (3.82)
再処理等 中間貯蔵 高レベル廃棄物処分 直接処分 (バックエンド計)	8.67 0.01 2.69 (11.4)	8.67 0.01 2.69 (11.4)	8.58 0.01 2.67 0.03~0.04 (11.3)	1.78 1.65 0.04 4.71~5.50 (8.15~8.94)
合計	15.4	15.4	15.3	12.0~12.8

上記の他に立地自治体との条件の変更に伴い下記費用が発生する可能性がある。*

	—	—	0.03兆円	0.39兆円
--	---	---	--------	--------

経済性(2)：発電時点で発生し得る費用ベースの核燃料サイクルの総費用 ーベース値ー

- 本小委員会で実施した試算を元に、各シナリオ毎のサイクルコストを試算。(単位:円/kWh)

	シナリオ1 (全量再処理)	シナリオ2 (再処理/処分併存)		シナリオ3 (全量直接処分)
単位:円/kWh, 割引率3%		中間貯蔵分を再処理	中間貯蔵分を直接処分	
ウラン燃料	0.77	0.77	0.77	0.81
MOX燃料※ (フロントエンド計)	0.07 (0.85)	0.07 (0.85)	0.07 (0.85)	--- (0.81)
再処理等	0.57	0.57	0.51	---
中間貯蔵	0.02	0.02	0.02	0.09
高レベル廃棄物処分	0.04	0.04	0.04	---
直接処分 (バックエンド計)	(0.63)	(0.63)	0.02 (0.59)	0.10~0.11 (0.19~0.21)
合計	1.48	1.48	1.44	1.00~1.02

× 5.6兆kWh (2010~2030年の総発電電力量)

ベース値	8.3兆円	8.3兆円	8.1兆円	5.6~5.7兆円
------	-------	-------	-------	-----------

※ 海外からの返還Puの利用費用及び返還放射性廃棄物処分費用は全シナリオとも含めていない。
ただし、海外Pu利用は全てのシナリオで同等に扱っているため、各シナリオで費用の差は無い。

今後必要となる費用

経済性(2)：発電時点で発生し得る費用ベースの核燃料サイクルの総費用
 ーシナリオを実現するために今後追加となる費用ー

		シナリオ1, 2	シナリオ3
六ヶ所 再処 理事 業に 伴う費 用	①再処理工場及び既着工済MOX工場の建物・設備の未償却 資産見合いの費用	－	1.78 兆円
	②廃止に必要な廃棄物処理設備等*の建設費及び既存施設も 含めた工場全体の廃止までの操業費 <small>*：現在未建設だが操業中と廃止中に使用する設備</small>	ベース値に 含む	0.27 兆円
	③上記①及び②の建物・設備の廃止措置費用	同上	1.51 兆円
	④発生済廃棄物(ガラス固化体及びTRU廃棄物)の輸送・処分 費	同上	0.04兆円
	⑤回収済Puの貯蔵管理・処分関係費用	同上	α
既発生分の使用済燃料の直接処分とガラス固化体の費用差 (1.7万トン×(14,500万円/tU－8,500万円/tU))		－	1.02 兆円

経済性(2)：発電時点で発生し得る費用ベースの核燃料サイクルの総費用 —比率II(総発電電力量5.6兆kWh)まとめ—

		シナリオ1 (全量再処理)	シナリオ2 (再処理/処分併存)		シナリオ3 (全量直接処分)
			中間貯蔵分を再処理	中間貯蔵分を直接処分	
1	ベース値	8.3兆円	8.3兆円	8.1兆円	5.6～5.7兆円
2	未償却資産の 見合い費用	—	—	—	1.78兆円
	廃止に必要な設備・ 廃止措置費用等	ベース値に含む	ベース値に含む	ベース値に含む	1.82兆円
	既発生分の使用済燃料の 直接処分とガラス固化体の 処分費用差	—	—	—	1.02兆円
3		—	—	0.03兆円	0.39兆円

上記の他に立地自治体との条件の変更に伴い下記費用が発生する可能性がある。*

放射性廃棄物発生量：放射性廃棄物発生量（地層処分）

共通事項

- どのシナリオにおいても、最終処分施設の立地・建設が不可欠。

シナリオ	2030年までの発生量			埋設する場合の廃棄物としての合計体積（換算）	廃棄物処分施設の合計面積（換算）
	高レベル放射性廃棄物ガラス固化体※8	低レベル放射性廃棄物（地層処分）	使用済燃料		
シナリオ1（全量再処理）	0.3万m ³	0.7万m ³	1.9万tU※1	5万m ³ ※2	215万m ²
シナリオ2（再処理/処分併存）	0.3万m ³	0.7万m ³	1.9万tU※3	5万m ³ ※4	215万m ²
				15万m ³ ※5	493万m ²
シナリオ3（全量直接処分）	0.04万m ³	0.2万m ³	3.2万tU※6	18万m ³ ※7	567万m ²

※1、3、6 2030年時点で貯蔵されている使用済燃料。

※2 2030年時点で発生しているガラス固化体と低レベル放射性廃棄物（地層処分）及び※1を再処理した場合に発生する放射性廃棄物の合計体積

※4 2030年時点で発生しているガラス固化体と低レベル放射性廃棄物（地層処分）及び※3を再処理した場合に発生する放射性廃棄物の合計体積

※5 2030年時点で発生しているガラス固化体と低レベル放射性廃棄物（地層処分）及び※3を直接処分した場合に発生する放射性廃棄物の合計体積

※7 2030年時点で発生しているガラス固化体と低レベル放射性廃棄物（地層処分）及び※6を直接処分した場合に発生する放射性廃棄物の合計体積

※8 キャニスター体積（埋設する場合の体積はオーバーバック込みで計算）

放射性廃棄物発生量：低レベル放射性廃棄物（地層処分以外）

共通事項

- 低レベル放射性廃棄物は、原子力発電所の通常運転時及び廃止措置時に生じるものが大部分を占めており、シナリオによる廃棄物発生量の差は大きくない。

シナリオ	2030年までの発生量 余裕深度処分、浅地中ピット処分及び浅地中トレンチ処分廃棄物の合計			埋設する場合の廃棄物量の合計体積（換算）	廃棄物処分施設の合計面積（換算）
	原子炉からの廃棄物	再処理施設からの廃棄物	その他の廃棄物		
シナリオ1（全量再処理）	37万m ³	1.9万m ³	1.3万m ³	45万m ³ ※1	68万m ² ※1
シナリオ2（再処理/処分併存）	37万m ³	1.9万m ³	1.3万m ³	45万m ³ ※1	68万m ² ※1
シナリオ3（全量直接処分）	37万m ³	4.7万m ³	1.3万m ³	43万m ³	67万m ²

※1 将来発生する再処理施設及びMOX燃料加工施設の廃止措置に伴う廃棄物を含めた値。

基本的な考え方

- 核燃料サイクルの意義は、使用済燃料の「核物質として価値への認識」や「放射性廃棄物としての管理の在り方」への判断に基づくものであるから、原子力規模など原子力利用の長期展望に依存する。この原子力依存の計画が、基本問題委員会から提示されることが重要。
- 「原子力利用を続ける(比率Ⅰ、Ⅱ)」においては、“サイクル路線”と“処分路線”の両方があり得るが、核燃料資源を持たない我が国においては、使用済燃料の資源ポテンシャルへの認識は高くなる。一方、これにかかるコストが、不確実な将来の資源見通しとの関係で、合理的に許容出来る範囲にある事が問われている。
- 「原子力利用を終了する(比率ⅢあるいはⅡの一部)」においても、「積極的に人工核種を減らす(核変換)」という積極的方法と、「手間をかけずに埋設処分する(直接処分)」という二つの方策があり得る。同じく、コストのかけ方の程度の問題である。
- 使用済燃料という特殊物質の長期的な管理の問題(放射性物質管理戦略)であり、経済性で全てが決まるものではない。一方、コストが「妥当な範囲であるか」の認識が重要なのも確か。将来における国民へのリスクや問題の発生を回避し、将来の選択肢を狭めない事を重視。
- 原子力を長期に利用するのであれば、将来の不確実性に対処出来るような柔軟性が必要である。使用済燃料として保管量の増大、廃棄物負荷の増大、プルトニウム管理、ウラン資源リスク対応等、については特に重視。
- 国民負担として妥当かどうか重要。コストとしては「電気料金としての負担の程度(kWh当たりの負担額)」が一つの指標ではないか。
- 既構築インフラや社会合意については、それらを失うことの影響を重視し、これらを尊重する。

原子力比率 I・II でのバックエンド選択肢比較

黄色は評価すべき点
ピンクは懸念される点

	評価の視点	全量再処理	併存	全量処分
考え方	基本的コンセプト	プルトニウムとウランは廃棄物とせず、核分裂生成物だけを地層処分(分別処理)	状況を見ながら、既存インフラを利用しつつ、将来の可能性を探る	プルトニウムを含めて全てを廃棄物として埋設
	考え方への注意	二次資源の長期的な資源価値への判断が重要	二次資源の資源価値の時代変化を注視しながら対応	原子力の長期展望を限定的に見ることが前提
	海外の状況	仏が本格実施中、露印中韓が戦略的に指向している	英国は得失分析により臨機応変に対応	フィンランドが準備を進めているが、米独は実施できていない
諸量比較	2030年での累積ウラン需要	-15%	中間	-
	2030年での使用済燃料貯蔵量	1.9万ト	1.9~3.2万ト	3.2万ト
	2030年での地層処分放射性廃棄物面積	215万m ²	215~493万m ²	567万m ²
	2030年での非地層処分放射性廃棄物面積	68万m ²	68万m ²	67万m ²
	使用済燃料貯蔵バランス	六ヶ所工場稼働により貯蔵余裕確保、但し、中間貯蔵施設は必要	六ヶ所工場稼働により貯蔵余裕確保、但し、中間貯蔵施設は必要	近い将来、使用済燃料貯蔵余裕を喪失。中間貯蔵施設の建設が喫緊の課題。
	プルトニウム消費	1700万kWでバランス可	1700万kWでバランス可	海外分の処理が必要
	プルトニウムの累積蓄積量	最小	中間	最大
将来不確実性への対応余地	SF貯蔵量や地層処分ポリウムを下げることで、バックエンド管理の融通性を確保。ウラン危機に対応。	中間	全量地層処分を前提とし、社会合意や処分場確保が必須。ウラン危機への対応性低。	
核物質管理	核セキュリティ措置	必要	必要	必要
	保障措置	保障措置作業量が国際的認知が必要(既得)	中間	保障措置作業量が少 国際圧力低
	核不拡散(長期視点)	プルトニウム保持量小。プルサーマルによる同位体組成による転用抵抗性	中間	使用済燃料中にプルトニウム保持量大

原子力比率 I・II でのバックエンド選択肢比較

黄色は評価すべき点
ピンクは懸念される点

	評価の視点	全量再処理	併存	全量処分
原子力の 本質 課題に向 けて	バックエンド問題への可能性	FP地層処分→アクチノイド燃焼・核変換の可能性を追求	FP地層処分→アクチノイド燃焼・核変換の可能性を残す。直接処分の可能性を残す。	使用済燃料(全核物質)の地層処分を、最終結末として固定
	資源利用可能性	U-238の有効利用。天然ウラン依存からの解放。プルトニウムを燃焼/消費/増殖	中間	U-235の限定利用。天然ウランへの全面依存
経済性	ベース値	8.3兆円	8.1~8.3兆円	5.6~5.7兆円
	今後必要となる費用	-	-	4.62兆円
	立地自治体対応費用	-	-	0.39兆円
	2011年以前を除く総費用	15.4兆円	15.4兆円	11.8~12.6兆円
	電気料金として	一般家庭で100円/月程度?負担	中間	-
実態や 現状	社会的準備状況(地元合意やインフラ等)	青森については既構築	青森については既構築	白紙から再構築
	制度や法律上の準備状況	制度は構築済	法律や料金制度の修正が必要	法律や料金制度の再構築必要
	中間貯蔵施設	むつRFSは進行中	むつRFSの再検討必要	むつRFSの再検討必要
	最終処分の立地問題	候補地公募の難しさの実績	地層処分受入れ地の難しさは同じ	ガラス固化体処分以上の難しさの可能性
	技術的取り組み	もんじゅの遅れに見る高速炉開発の遅れ。	高速炉開発や直接処分開発を、並行実施	再処理技術及び高速炉技術の放棄
		民間企業による技術開発の進展		
	技術ポテンシャル等	日本がリードするループ型高速炉技術。成熟したガラス固化体の地層処分技術。	中間	従来地の層処分技術の発展利用で対応
	海外技術との関係	第四世代炉開発路線と整合。仏露印中の高速炉開発路線と同格	中間	スウェーデン技術。我が国の地質学的な特徴への整合が重要
技術や産業の現状	高速炉開発体制は既存。メーカーに技術が存在。	ガラス固化体処分技術を転用した処分開発。高速炉開発の新思路の可能性。	ガラス固化体処分技術を転用した処分開発が必要	

- A.** 原子力規模を将来も維持するという判断(原子力比率Ⅰ、Ⅱ)であれば、「使用済燃料の資源ポテンシャルの利用」および「将来の、核種変換の可能性」を、現時点で放棄する事は時期尚早。仏、印、露、中、(韓)が燃料サイクル路線を指向していることが参考。
- 将来の様々な不確実性に対処する(資源展望、廃棄物処分、使用済燃料保管)上で、六ヶ所工場を動かしプルサーマルを進めるのが、現実的。青森県による協力を「比類なき価値」として重視すべき。
 - 現時点で、直接処分を路線として固定化する事に伴う問題(社会合意の喪失、処分場確保の問題、短期的な使用済燃料貯蔵容量の問題、長期的な使用済燃料保管量の増加、種々のインフラの喪失等)に対する解が不確定であることを重視すべき。
 - 六ヶ所工場稼働路線に必要な国民負担は、評価の結果では、少なくとも「過大ではない」と理解。
 - その先の将来における高速炉や分離核変換を、現時点において、放棄すべきではない。仏、印、露、中、(韓)が高速炉開発を進めているのと同様に、高速炉技術の探求は継続すべきである。
 - 一方、高速炉の実用が、現状のリサイクル路線の「必要条件」と考えることは適切ではない。あくまで、軽水炉の時代を継承する次世代炉(第四世代炉)としての可能性を追求するものであって、将来の不確実性に対する「有力な技術的選択肢」としての位置付けである。
 - 将来の状況に応じて、軽水炉使用済燃料(MOXを含む)を直接処分する合理性が現れる可能性も否定は出来ない。したがって、直接処分技術の開発も同時並行に進めるべきである。

- B.** 原子力規模を早期に縮小するという判断(原子力比率Ⅲ)であれば、資源持続性確保の意味はほとんどない。脱原子力のドイツが直接処分を採用していることは参考。
- その場合、脱原子力の速度に応じて、「限定的規模の再処理」が適切か、「全てを直接処分」にするのが適切かの判断が分かれるが、これは、原子力規模の減少カーブに応じて、精査するまで答えが出ない。
 - なお、原子力依存度の大きな国として、「脱原子力+直接処分」を最終決定している国は、ドイツだけであり、そのドイツにおいても直接処分の実行を出来ないでいることには注意が必要。我が国における直接処分に、どのような現実的な課題や不確実性が存在するかについては、別途精査が必要ではないか。
 - ただしその場合でも、“負レガシー”縮小(プルトニウム燃焼や放射性核種燃焼)の可能性を探ることは必要。脱原子力のドイツが、過去に再処理したプルトニウムをプルサーマル利用していること、核種分離変換開発に参加していること、は一つの例である。

選択肢に対する判断(意見)

原子力利用が一定規模で継続の場合、「併存シナリオ」を基本とするのが良いのではないか。将来の高速炉利用(増殖炉や核変換)の探求は有力な選択肢として続け、直接処分も可能性のある選択肢として重視し研究開発を進める。既構築された制度、仕組み、社会合意等を尊重し、これらに必要な修正を行うための政策的な措置を実施する。なお、原子力規模の大きな“比率Ⅰ”では、併存であっても、「全量再処理を主軸とする考え方」がより強くなる。

- プルトニウム収支に沿った再処理計画を、六ヶ所再処理工場の本格稼働までの技術的な取り組みロードマップと共に具体化する事。事業としての着実さの確保が重要。
- この際、使用済燃料の貯蔵量問題を回避するための、六ヶ所工場の早い稼働、中間貯蔵施設の建設、サイト内貯蔵等の当面の措置、を総合的に進めるための政策措置。
- 六ヶ所工場の稼働状況、プルトニウム利用計画、社会的な理解、関連する技術開発の進捗について、率直なレビューを継続的に行うこと。
- 10年～20年後に、それまでの進捗や最新環境を反映した上で、その後の路線に関わる政策判断を行うこと。仏の廃棄物法のように、成果を報告した上で路線判断を決めるような、重みを持った仕組みの構築を期待。なお、将来の選択肢としては、多様性を持たせるべき。
- 併存シナリオにおける中間貯蔵の政策的な位置づけを再定義。貯蔵後の使用済燃料の取り扱いについて時限付きで決定するなど、先を曖昧にしない政策が必要。
- 実効性の高い高速炉の新しい開発政策の構築。FBRとFRの両者を重視し、民間技術の最大限の利用が重要。直接処分技術の研究については、早めの取り組みが必要。
- 高速増殖炉および直接処分技術の開発と並行して、他の技術ポテンシャルに関わる研究開発(加速器駆動未臨界システム、トリウム利用、高温ガス炉等)を、一定規模で進めるための政策的な措置を期待。 →別途、研究開発政策についての審議を期待。

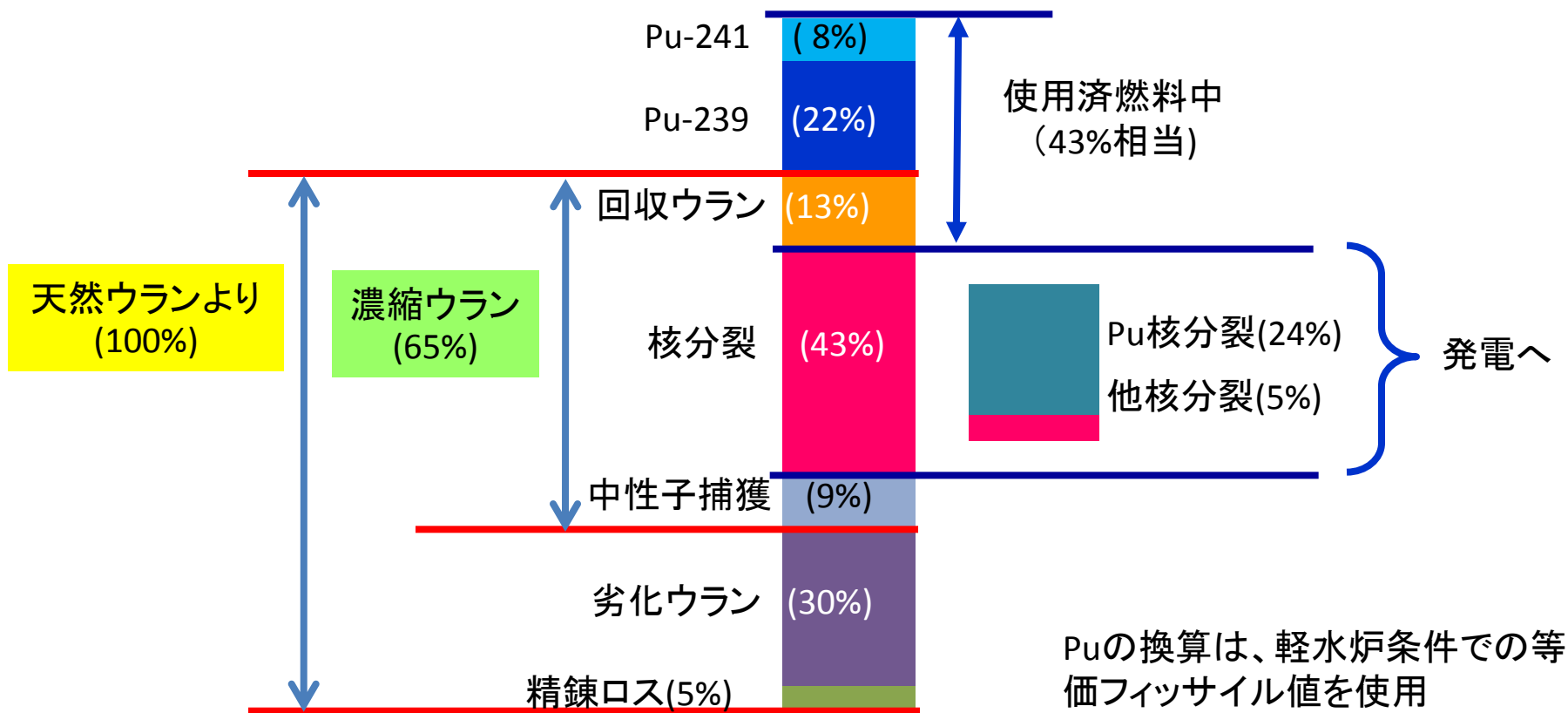
なお、原子力規模早期縮小の場合は、規模縮小の具体的カーブを想定した再吟味が必要。

共通に求められること

- 原子力規模についての明確で現実的なビジョンを定めることが、何よりも重要。バックエンド戦略は、原子力シナリオによって、大きく変わる。原子力戦略によって、「将来の持続性を持たせる」「過去の負債を消す」「経済性重視で最安の措置で乗り切る」など、様々な戦略があり得る。
- その際、将来の国民に選択肢を残すこと。あるいは、将来の国民の選択肢を敢えて狭めない視点も重要。
- 現在、電力事業の自由化や送電分離などの議論があるが、原子力バックエンドに関しては国民への影響が特殊であるから、民間の自由選択に任せることは危険。国の責任で管理するか、国策に沿った方策を民間に求めるべき。
- 既に構築している、事業や設備、社会合意や約束、技術的な体制や人材、技術力、国際的な関係、等が存在しているわけで、これらを急激に反故にするべきではない。大きく政策変更する場合には、全体影響を緩和するような政策措置が伴わねばならないし、徐々に変える慎重な姿勢が必要。
- 原子力に関わる人材の確保は、いずれの選択においても重要である。様々な路線に沿って必要とされる人材確保のための方策が、国策レベルで求められる。なお、福島第一発電所事故の修復に関しても次世代層の強化は不可欠。
- 同様に、原子力、あるいは原子核現象を扱う上での基礎基盤技術の維持は重要。研究開発基盤の強化は、いずれの路線であっても必要な政策。

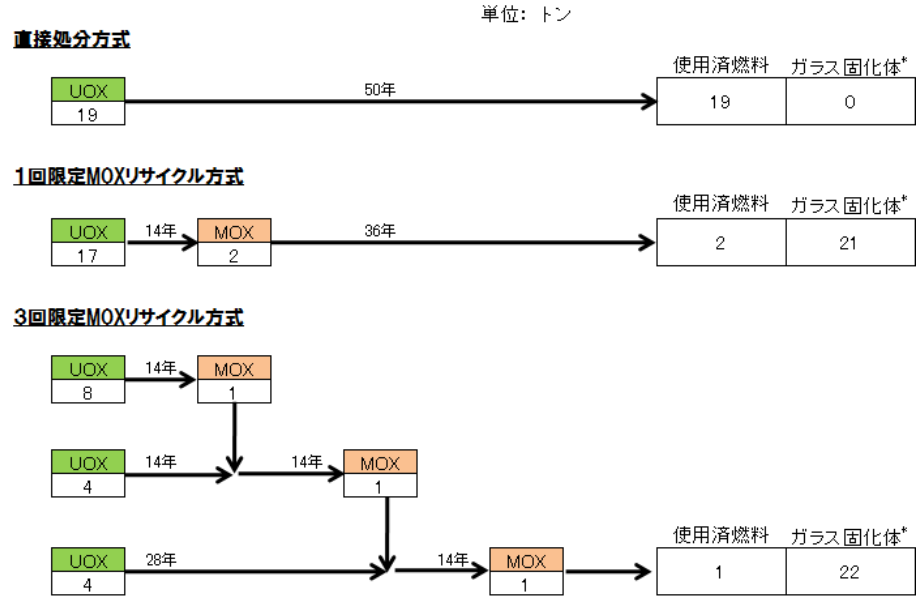
U-235換算で見る核分裂性物質二次資源の価値

- ◆ 軽水炉では、採掘する天然ウラン中のU-235のうちの約40%を核分裂させているだけ。
- ◆ 約30%は劣化ウランとして未利用。
- ◆ 使用済燃料中に残留する核分裂性物質量は、採掘量の約40%近くに相当。
- ◆ プルトニウムは採掘量の30%に相当し、Fissile割合が60%の高価値資源。



軽水炉でのマルチリサイクル(AREVAの試算)

1. 燃焼度の違う使用済燃料を組み合わせることで、3回までのマルチリサイクル(プルサーマル)が可能
2. 使用済燃料の体数として、3回リサイクルによって、1/19に減少する(ガラス固化体に変換)
3. プルトニウムのインベントリは、約1/3に減少(消費効果)
4. 天然ウランが最大15%程度節約される



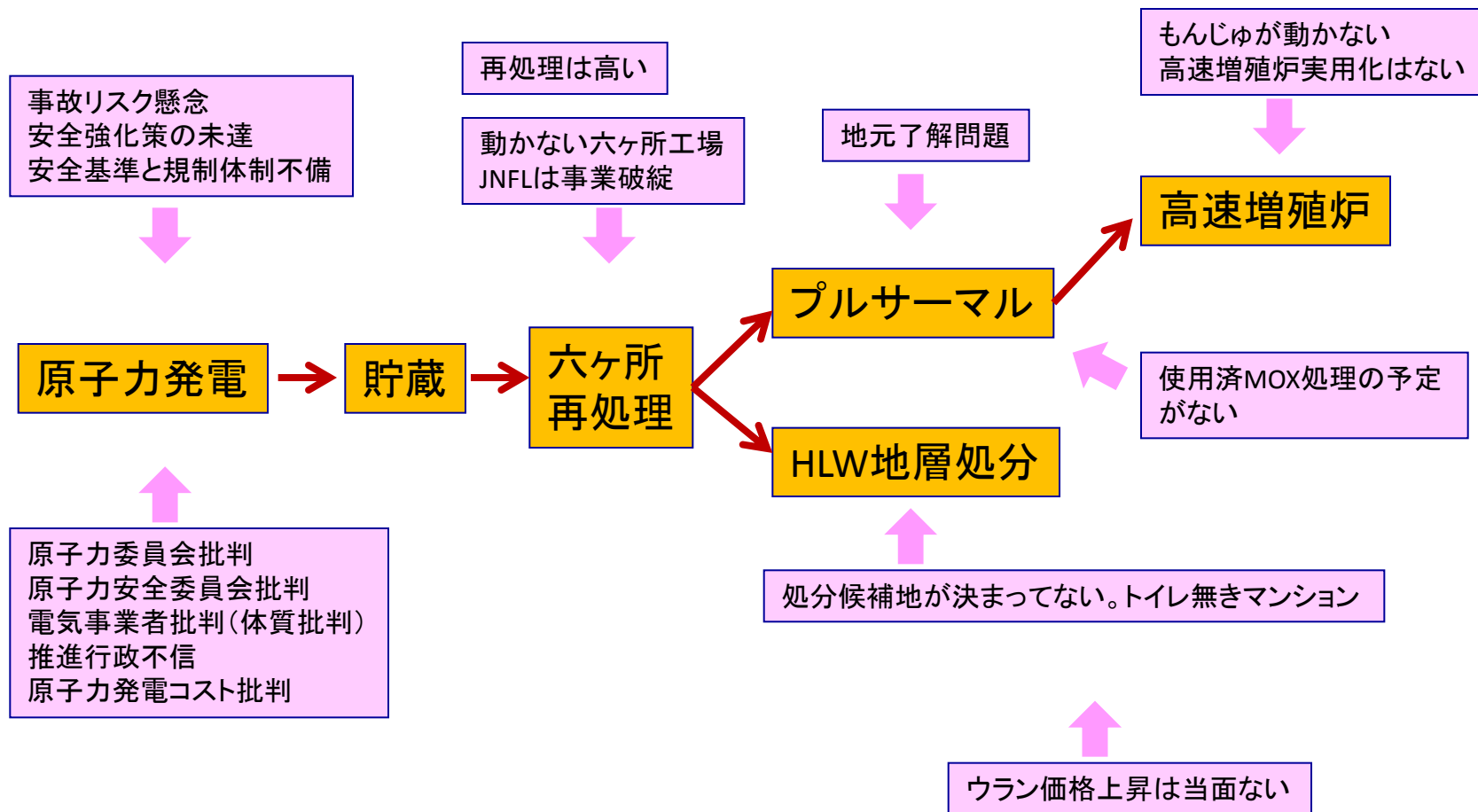
*: 1t 燃料あたり1.25体と想定

50年後の比較	直接処分方式	再処理リサイクル方式	
	直接処分	限定1回MOXリサイクル	3回MOXリサイクル
使用するウラン燃料(トン)	19	17	16
最終的な使用済燃料(トン/HM)	19	2	1
最終的な使用済燃料(集合体数)**	53	6	3
最終的なガラス固化体数	0	21	22
最終的なPuの量(トン)	0.18	0.11	0.07
α 放射能(PBq)	6.6	9.2	8.9
β 放射能(PBq)	43	55	70
熱出力(kW)	10	13	13
天然ウラン必要量(トン)	110	100*	95*
将来	直接処分	直接処分/高速炉/核変換	

*: 低燃焼度のウラン燃料の存在も加味しているため、節約効果が低く見えている。

** : 一体あたり0.36tとして計算

核燃料サイクル批判の全体像



全量再処理に対する世論での一般的な捉え方

$$\text{原子力発電} = \text{地層処分} \times \text{再処理} \times \text{プルサーマル} \times \text{FBR/FR}$$

高速炉が出来ないのだから再処理は駄目
高速炉による資源メリットは将来見えないから再処理は駄目

柔軟性を持ったサイクルの考え方

$$\text{原子力発電} = \text{地層処分} + \left[\text{再処理} \times \text{プルサーマル} \right] + \text{FBR/FR}$$

軽水炉サイクルでの意義

将来リスク対応

高速炉による資源メリット等が不確定でも、再処理リサイクルには意義がある

「留保」を取り上げる理由

- ・ 核燃料サイクルの基本政策を3つの選択肢から決定する上で、以下の因子は極めて重要であるが、現状では不確実性が高い。
 - 将来の原子力発電規模の見通し
 - プルサーマルの進展の見通し
 - 六ヶ所再処理工場の本格操業の見通し
- ・ そこで、核燃料サイクルの基本政策の決定を留保し、上記の因子がある程度見通しが得られる時期まで決定を留保する方が、十分な検討時間が得られること、政策変更がなされる場合の準備を行う等のメリットを有する可能性がある。
- ・ 留保の目的、期間、期間中の具体的措置などを明確にすることが重要である。それにより、「単なる先送り」ではない、有効な政策的措置とすることができる。

「活動継続・留保」の内容

- 現在進められている核燃料サイクルの以下の活動を一定の条件の下で継続しながら留保期間後の意思決定に備える。
 - 六ヶ所再処理プロジェクトの限定的継続と検証
 - アクティブ試験を終了させ、事業者の計画に従った操業を始めることとする。
 - 留保期間の後、技術の成立性、事業の継続性などについて、十分な検証を行う。
 - なお、再処理量は、プルトニウム利用計画に従い、利用目的が明確な範囲で実施
 - プルサーマル
 - J-MOXを含めプルトニウムの消費を進め、その進捗状況から、今後のプルトニウム計画の実現性を検証する。
 - その他、併存及び直接処分の選択肢実現に向けての準備を確実にすすめること。
- 留保期間:上記の検証を目的とするなら、2～5年内で明確な期間を設定すべきではないか

「活動継続・留保」の得失

■ メリット

- 各活動は継続するため、留保後の政策選択肢決定に際しての情報が得やすい。特に六ヶ所再処理工場の操業見通しについては、実際に再処理を実施する方がより明確化される。
- Wait & See 期間後に政策変更がある場合の準備期間が得られる(特に核燃料サイクル施設の立地自治体との交渉等)
- 留保に当たっての追加費用は殆ど発生しない。
- 各発電所の使用済燃料管理容量の逼迫のリスクはモラトリアムより小さい。

■ デメリット

- 留保期間後に政策変更があり得るための不透明感
 - 特に再処理事業に関しては、留保後工場操業停止の可能性が残るため、事業リスクや雇用不安の増大。(なお、民間事業を国が政策的に中断させる可能性に対するセーフティネットの整備等は検討課題)
- 新規プロジェクトへの地元同意の先送り
 - 使用済燃料中間貯蔵施設の設置やプルサーマルの申し入れに対して、留保後まで受入が延期となる可能性