



中央環境審議会地球環境部会  
2013年以降の対策・施策に関する検討小委員会ヒヤリング

**3つの25は達成可能だ**  
～気候変動と脱原発の両立に向けて～

平田仁子  
気候ネットワーク  
2011.11.21



# 311後の気候ネットワークの対応

## 1. 特設サイト

「省エネルギー・低炭素社会へ向けて～東日本大震災を受けて～」  
発電所ウォッチ：発電所の稼働状況、原発動向

## 2. ペーパー

- ・気候ネットワーク提言～省エネと再生可能エネルギーを軸とした低炭素社会への転換を求める～（2011/3/31）
- ・ペーパー「“3つの2.5”は達成可能だ～震災復興と温暖化対策の多くは共通～試算結果【詳細版】」（2011/4/19）
- ・ペーパー「追加試算 全ての原発が停止する場合の影響について」（2011/7/1）
- ・ペーパー「追加試算(2) 脱原発の複数シナリオ」（2011/9/8）
- ・ペーパー「追加試算(3) 2020年までの道筋（仮題）」（2011/11/21）

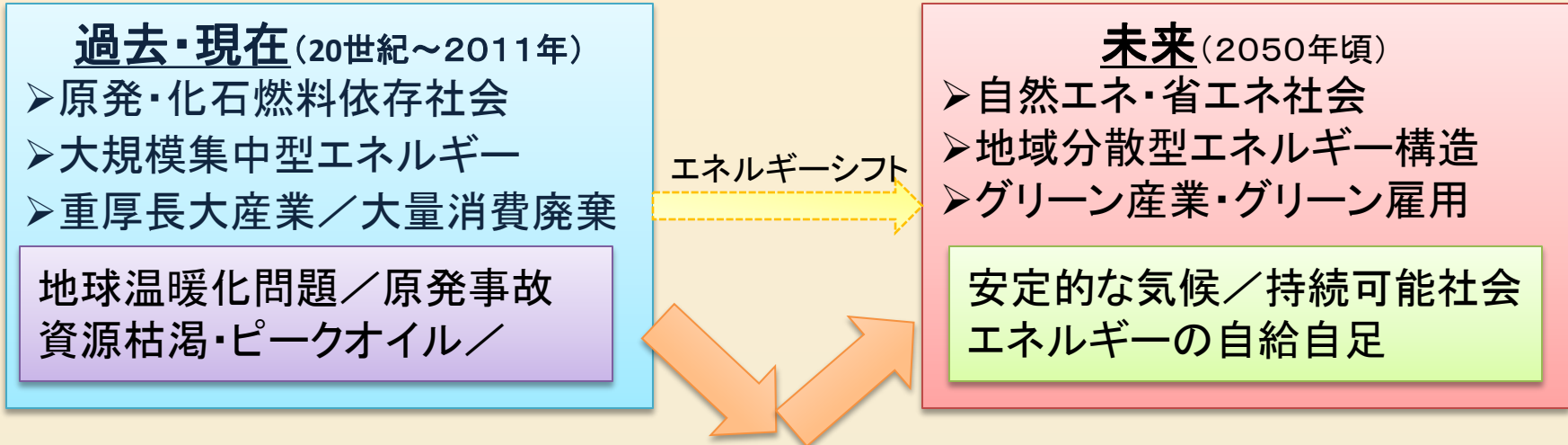
## 3. 共同作業「エネルギーシナリオ市民評価パネル」

～ISEP、WWF、FoE、CNIC、などと共に

- ・「発電の費用に関する評価報告書」（2011/10/21）



# 持続可能なエネルギー社会への方向性



## 短期・中期(2020年)の気候ネットワーク提案

### ＜短期:この夏～来年＞

- ・全原発を停止しても電力需給は大丈夫？  
⇒大丈夫！
- ・京都議定書90年比-6%は達成できる？  
⇒達成できる！

### ＜中期:2020年＞

- ・「3つの25は可能だ！」(省エネ25%、再エネ25%、CO2 25%削減)
- ・原発依存度=3つのケースを想定
- ・石炭から天然ガスシフト

### 政策

- ・「再生可能エネルギー調達特別措置法案(FIT法)」の成立
- ・エネルギー政策見直し ・C&T型排出量取引制度+炭素税の導入
- ・地球温暖化対策基本法の制定 ・電力制度改革

【気候ネットワーク試算】

原発に頼らず、3つの25は達成可能  
エネルギーシフトと温暖化対策は一体的に可能

節電=省エネ  
25%以上

再生可能エネ  
25%以上

2020年

CO2  
25%削減以上

天然ガス  
シフト

脱石油  
脱石炭

省エネ

脱原発

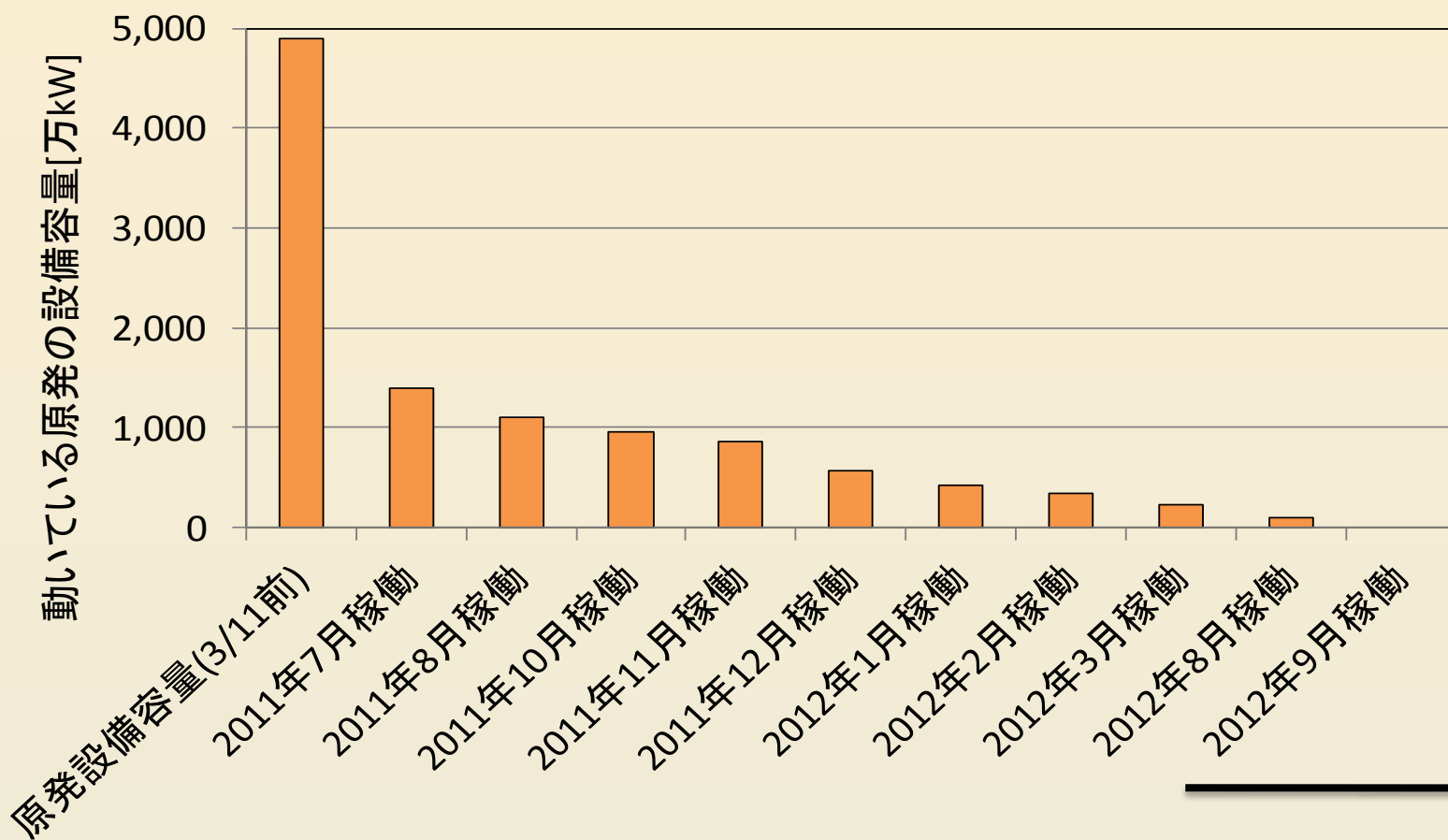
再生可能エネ



# 2. 短期の影響

## (1) ほぼすべての原発が止まる可能性

□ このまま原発の再稼働ができないと、2012年9月には全ての原発が停止する可能性



# 2. 短期の影響

## (2) 政府見通し (今冬)



### □ 今冬の需給見通し (エネルギー・環境会議)

1月	(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
	供給一需要 (予備率)	330 (4.6%)	71 (12.3%)	▲48 (▲3.4%)	307 (6.0%)	52 (0.6%)	145 (6.2%)	▲188 (▲7.1%)	33 (6.2%)	72 (6.7%)	24 (4.6%)	▲34 (▲2.2%)	382 (2.4%)
最大電力需要	7,119	579	1390	5,150	8,662	2,342	2,665	528	1,074	520	1,533	15,781	
供給力	7,449	650	1342	5,457	8,714	2,487	2,477	561	1,146	544	1,499	16,163	

2月	(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
	供給一需要 (予備率)	305 (4.3%)	86 (15.3%)	▲6 (▲0.5%)	225 (4.4%)	38 (0.4%)	145 (6.2%)	▲253 (▲9.5%)	31 (5.9%)	72 (6.7%)	11 (2.1%)	32 (2.2%)	343 (2.2%)
最大電力需要	7,083	563	1370	5,150	8,603	2,342	2,665	528	1,074	520	1,474	15,686	
供給力	7,388	649	1364	5,375	8,641	2,487	2,412	559	1,146	531	1,506	16,029	

\* 最大電力需要については東北電力管内は震災の影響を考慮した見通し。東京電力管内は平成22年度冬ピーク実績をベースに定めたもの。他の電力管内は平成22年度冬ピーク実績又は各社の平成23年度冬ピーク見通しのいずれか高い方で想定。

# 2. 短期の影響

## (2) 政府見通し (来夏)



### □ 来夏の需給見通し (エネルギー・環境会議)

1. 昨年並の猛暑を想定した最大電力需要の場合(原子力の再起動がなく、各社の供給力に原子力を全く含まない場合) [7/29 エネルギー・環境会議]

(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
供給一需要 (予備率)	▲834 (▲10.4%)	▲32 (▲6.4%)	5 (0.3%)	▲807 (▲13.4%)	▲823 (▲8.3%)	41 (1.5%)	▲605 (▲19.3%)	▲9 (▲1.5%)	33 (2.7%)	▲67 (▲11.3%)	▲216 (▲12.3%)	▲1,656 (▲9.2%)
最大電力需要	7,986	506	1,480	6,000	9,968	2,709	3,138	573	1,201	597	1,750	17,954
供給力	7,152	474	1,485	5,193	9,145	2,750	2,533	565	1,234	529	1,534	16,297

▲15.8% ▲18.0% ▲11.3% ▲12.8%

東北/東京は電気の使用制限の発動、関西は数値目標付きの節電による効果

(来夏の供給力の見通しを前提として、需要が電気の使用制限発動等を発動した本年並みと置いた場合の予備率の変化)

2. 最大電力需要が今夏ピーク実績(電気の使用制限を行い、平年並みの暑さであり、IIP(鉱工業生産指数)が低かった今夏)と同程度の場合

(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
供給一需要 (予備率)	499 (7.5%)	▲11 (▲2.3%)	239 (19.2%)	271 (5.5%)	137 (1.5%)	230 (9.1%)	▲25 (▲9.0%)	32 (5.9%)	151 (13.9%)	▲15 (▲2.7%)	▲10 (▲0.6%)	636 (4.1%)
今夏ピーク実績	6,653	485	1,246	4,922	9,008	2,520	2,784	533	1,083	544	1,544	15,661
供給力	7,152	474	1,485	5,193	9,145	2,750	2,533	565	1,234	529	1,534	16,297

## 2. 短期の影響

### (3) 供給力①



□ 電力供給は、**原発がないとすぐさま停電になるという状況ではない。**

電力会社	(a) 最大需要	(c) 最大需要 (過大)	(d) 供給力	(e) 供給力 (過小)
	各社予想 (2011電力供給 計画) (*1)	過去5年(2005~2010)の最 大値(リーマンショック前の好況時含 む値)(*2)	原発全停止 揚水発電は稼 働	原発全停止 かつ揚水発電も 停止
<b>10電力計</b>	<b>16,923-17,003</b>	<b>18,208</b>	<b>18,981</b>	<b>16,474</b>
北海道	506(547(冬期))	578(冬期)	619	579
東北	1,300-1,380	1,557	1,385	1,339
<b>東京</b>	<b>5,500</b>	<b>6,147(リーマンショック前07年8月)</b>	<b>5,928</b>	<b>4,895</b>
中部	2,637	2821(リーマンショック前08年8月)	3,182	2,733
北陸	526	573	752	752
関西(*3)	2,956	3,095	3,025	2,537
中国	1,135	1,229(リーマンショック前07年8月)	1,455	1,242
四国	550	599(リーマンショック前08年8月)	643	574
九州	1,669	1,771(リーマンショック前08年8月)	1,768	1,598
沖縄(*4)	144	154	224	224



## 2. 短期の影響

### (3) 供給力②



#### □ 電力供給力見通しの比較（2012年夏の電力供給について）9電力（万kW）

	気候ネットワーク(7/1)	政府(7/29)	ISEP(10/25)	政府(11/1)
設備容量	18,981		19,140	
供給力	同上	16,297	18,270	16,297
需要予測	16923～17003(※1)	17,954(※2)	15,649(※3)	15,661(※4)
供給予備力	1978～2058	▲1,657	2,621	636
供給予備率	10～11%	▲9%	17%	4%

- (※1) 各電力会社の予想に基づく
- (※2) 過去の最大需要実績に基づく
- (※3) 2011年夏のピーク実績に基づく
- (※4) 2011年夏のピーク実績に基づく

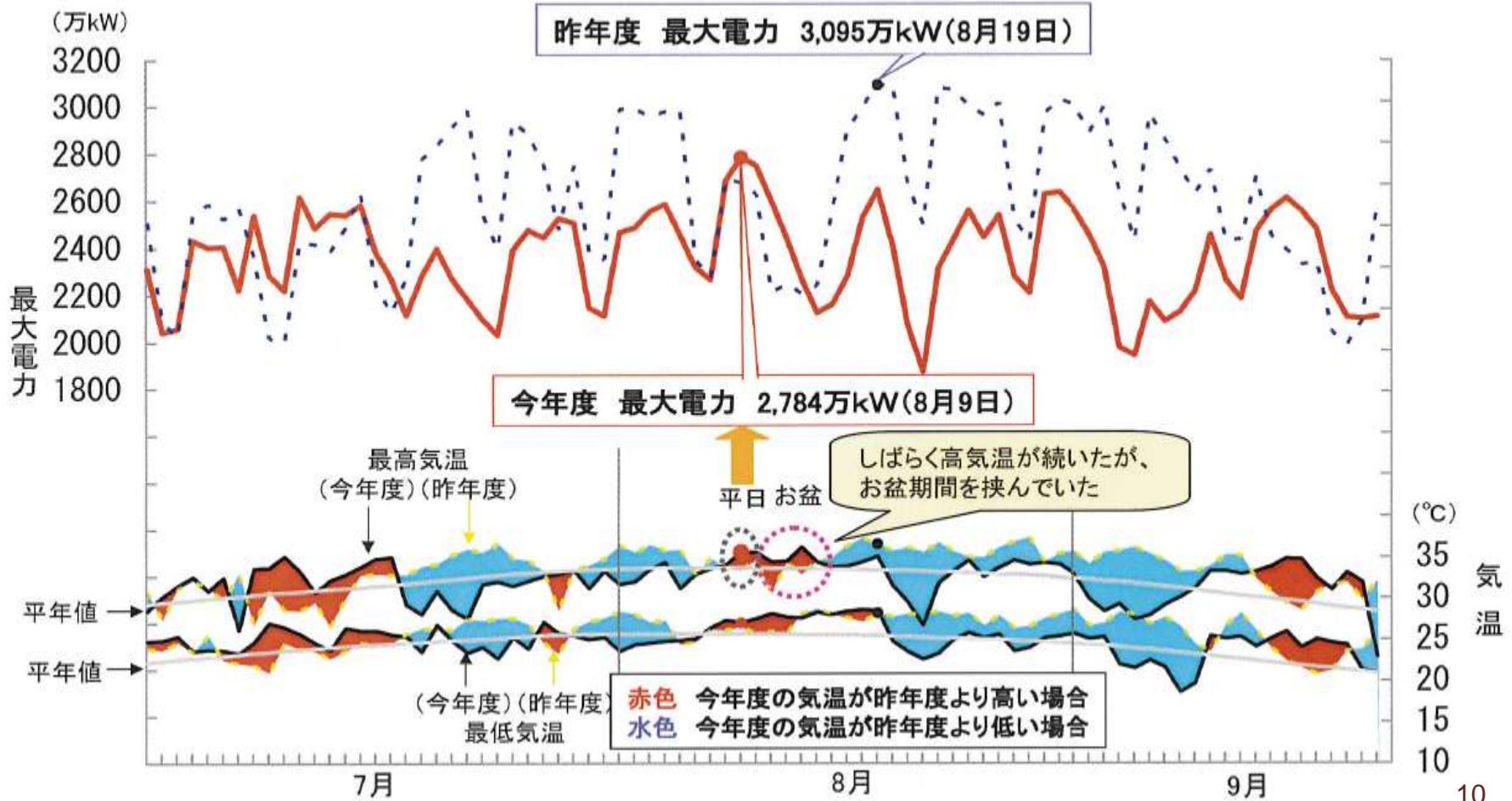


# 2. 短期の影響

## (4) ピーク時の対応の可能性

□ 更なる工夫で、わずかな時間でしかないピーク対応は可能。

7月～9月21日までの日々の最大電力の推移と最高気温・最低気温

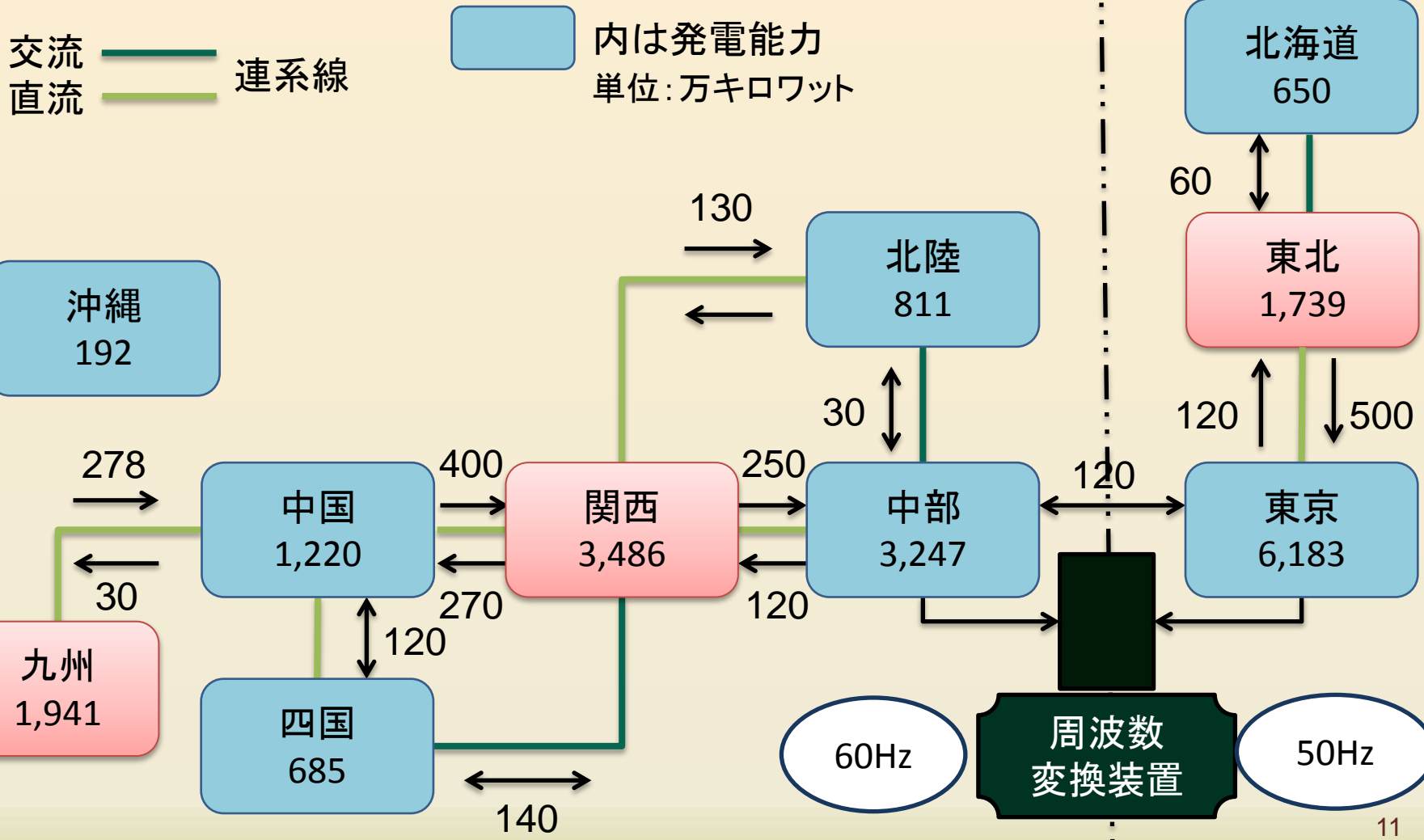


# 2. 短期の影響

## (5) 地域間融通の可能性



### 不足時の隣接エリアから融通も



## 2. 短期の影響

### (6) 気候ネットワーク試算

#### 試算想定： 原発稼働ケースとの比較を行う

(石炭70%稼働、石油31%・26%稼働、LNG75%・60%稼働、原発60%稼働  
(福島、浜岡、柏崎刈羽、40年以上を除く))

#### 原発を代替する燃料

石炭・石油

石油

LNG

×

#### 燃料削減対策

省エネ・  
再エネなし

省エネ・  
再エネあり

省エネ対策なし：東北電力・東京電力で5%削減、他1.7%減

省エネ対策あり：東北電力・東京電力で15%削減、他5%削減

再生可能エネ対策なし：2013年まで年100億kWh増

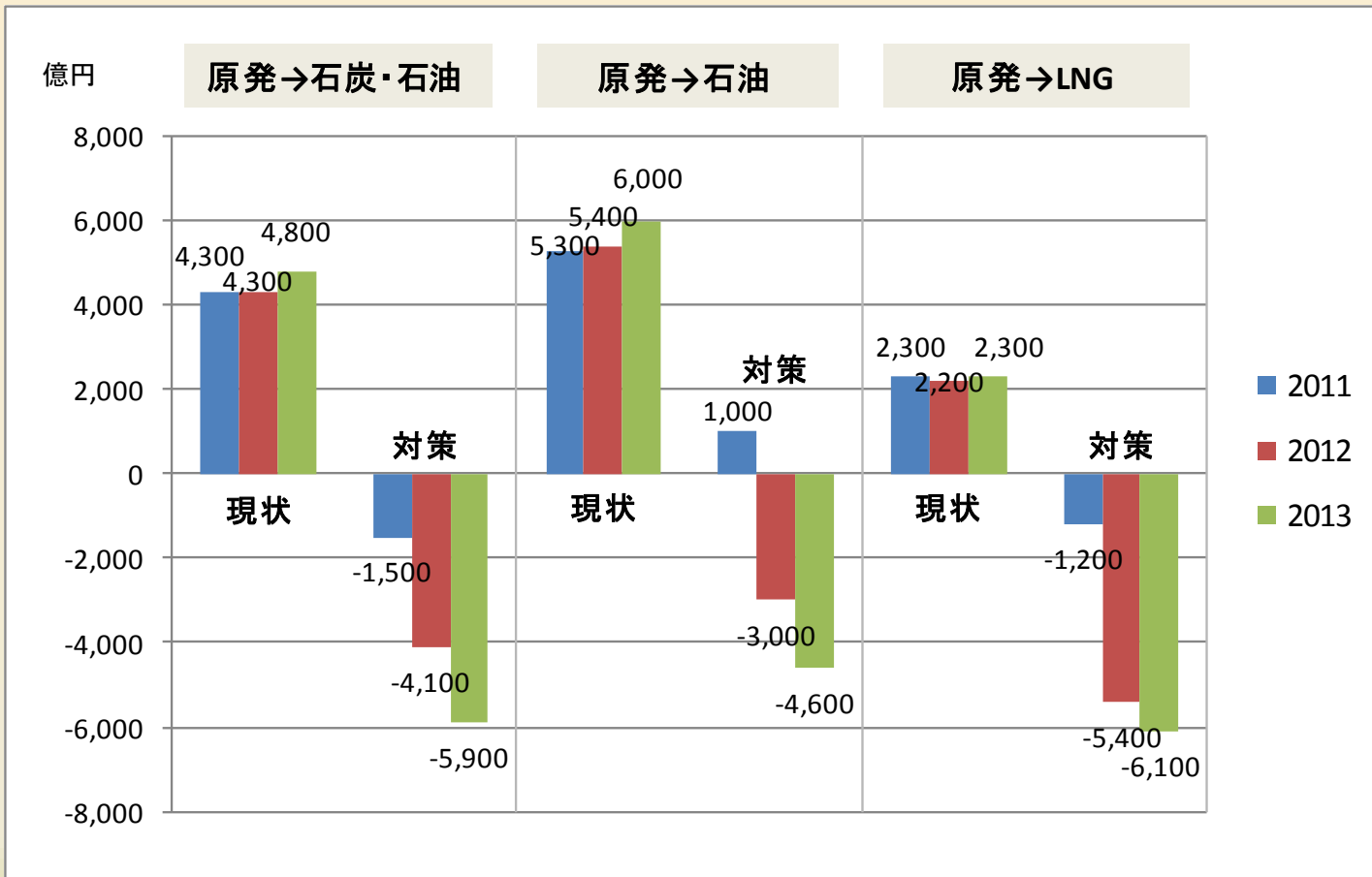
再生可能エネ対策あり：2013年まで追加的に年100億kWh増



# 2. 短期の影響

## (7) 気候ネットワーク試算

□ 政府は「原発停止すると3兆円の負担」と言うが、燃料コストは、**省エネ・再エネ対策**と、**LNG転換**により、**原発稼働時よりも低く抑えることも可能。家庭の電気代上昇は月100円以下**

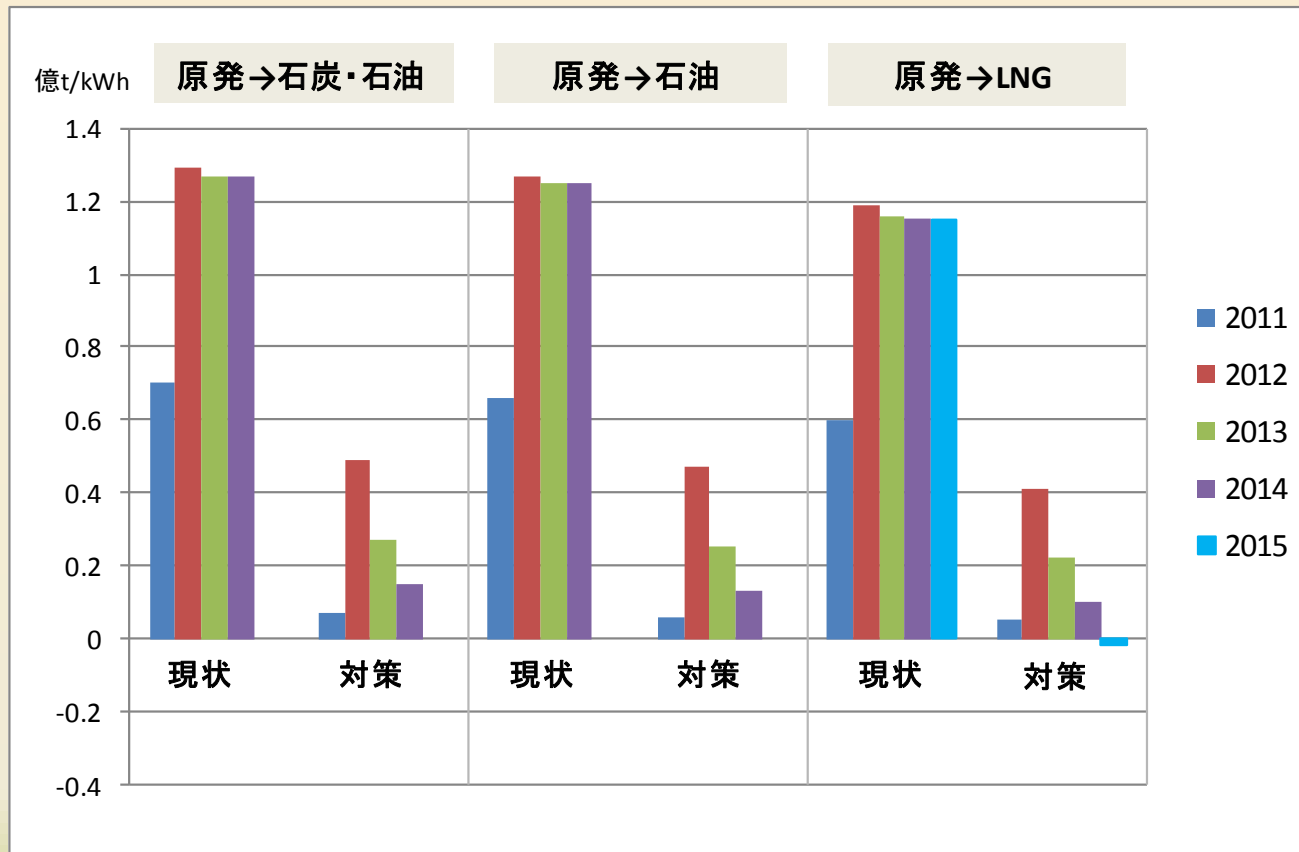


# 2. 短期の影響

## (8) 気候ネットワークの試算

**CO2排出は一時的に上昇するが、京都議定書の目標は達成できる。2015年以降には、原発稼働時よりもマイナスにも。**

発電所のCO2排出量(原発稼働ケースとの差)

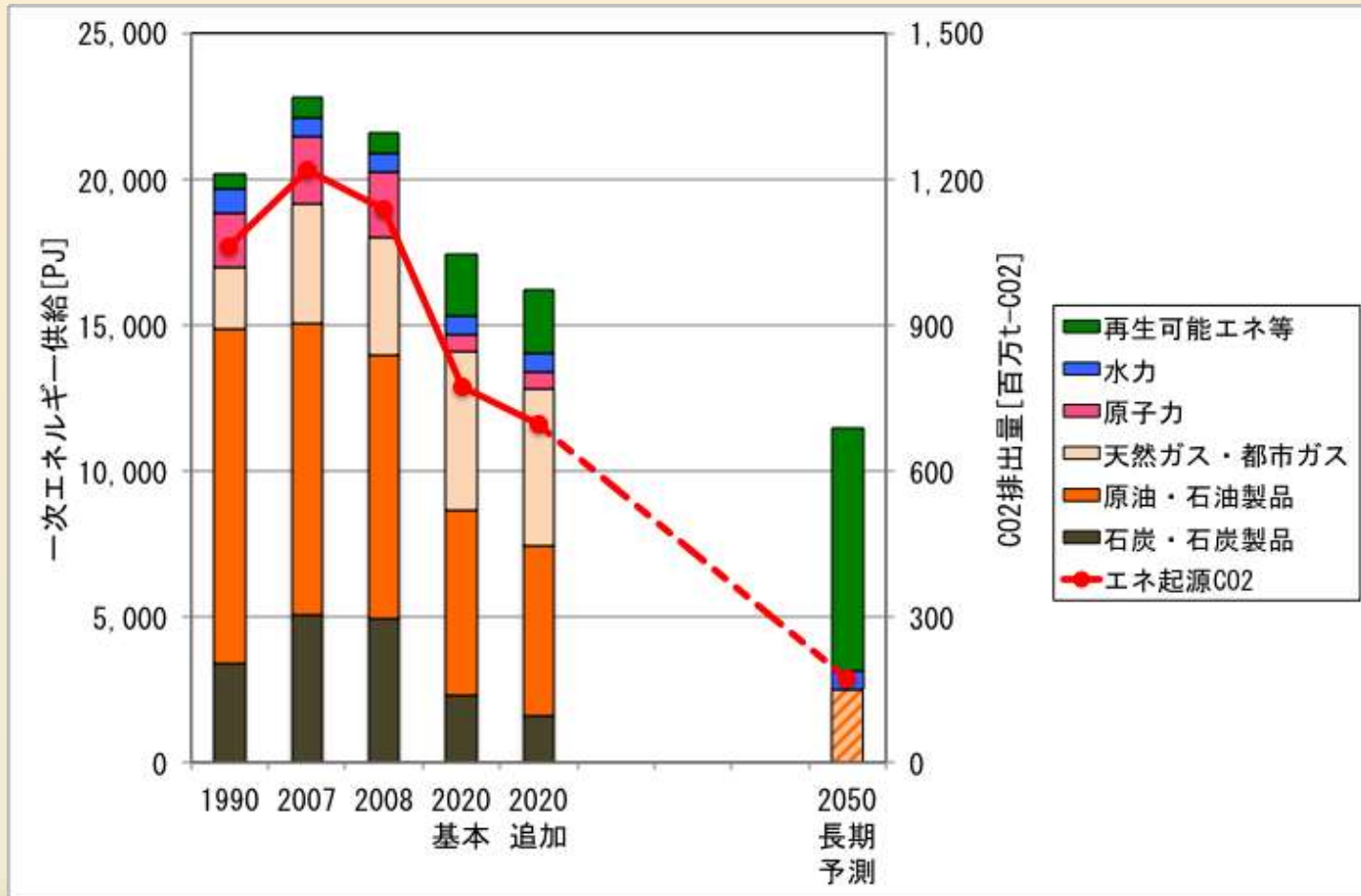




# 3. 中長期のエネルギー

## (1) CO2削減と脱原発は両立に向けて

- 気候ネットワークシナリオ：CO2の80%削減への道筋：
- 一次エネルギー供給はほぼすべて再エネへ
- 2020年を重要な通過点に

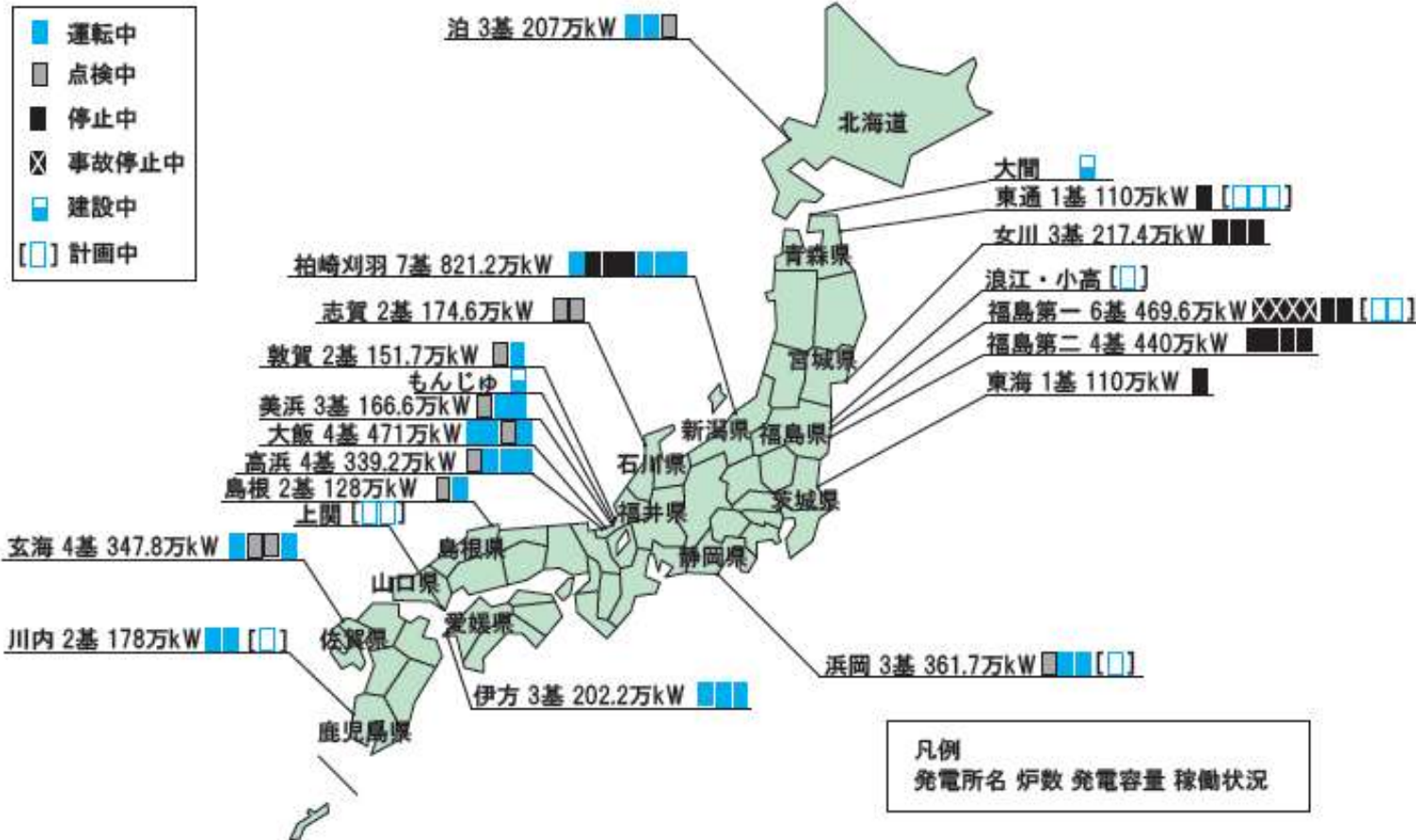


# 3. 中長期のエネルギー

## (2) 気候ネットワーク試算：3つのケース

### ① 2020年・3つの原発停止ケースを想定

- ケース1： 新設なし・40年廃炉・危険個所は廃炉：54基→22基
- ケース2： 新設なし・30年廃炉・危険個所は廃炉：54基→12基
- ケース3： 新設なし・危険個所は廃炉し、2020年全廃：54基→0基



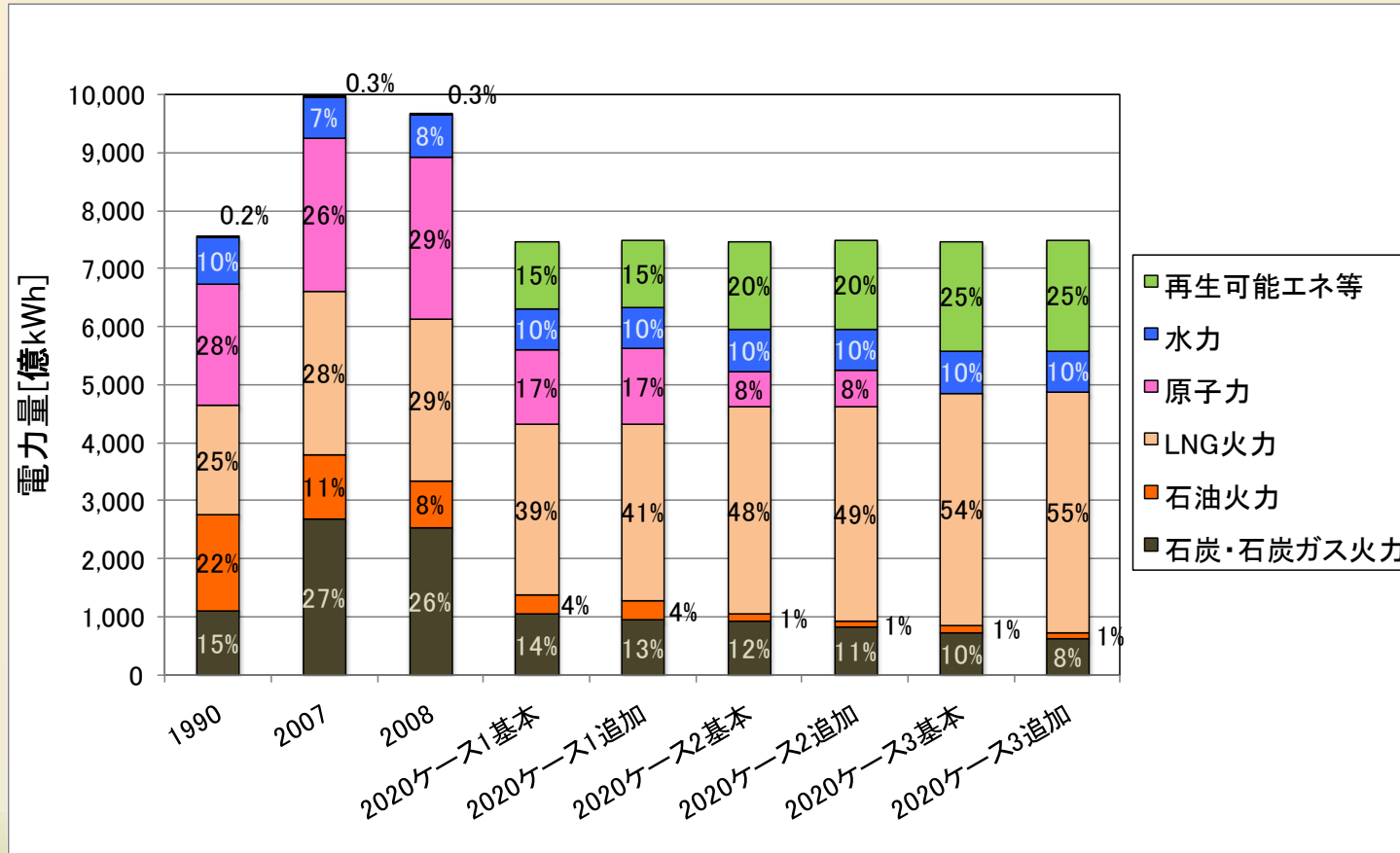


# 3. 中長期のエネルギー

## (3) 再生可能エネルギー想定 (2020年25~35%)

### 2020年に再エネ大幅増加

- ケース1：再生可能エネルギー電力を25% (うち大規模水力10%)
- ケース2：再生可能エネルギー電力を30% (うち大規模水力10%)
- ケース3：再生可能エネルギー電力を35% (うち大規模水力10%)



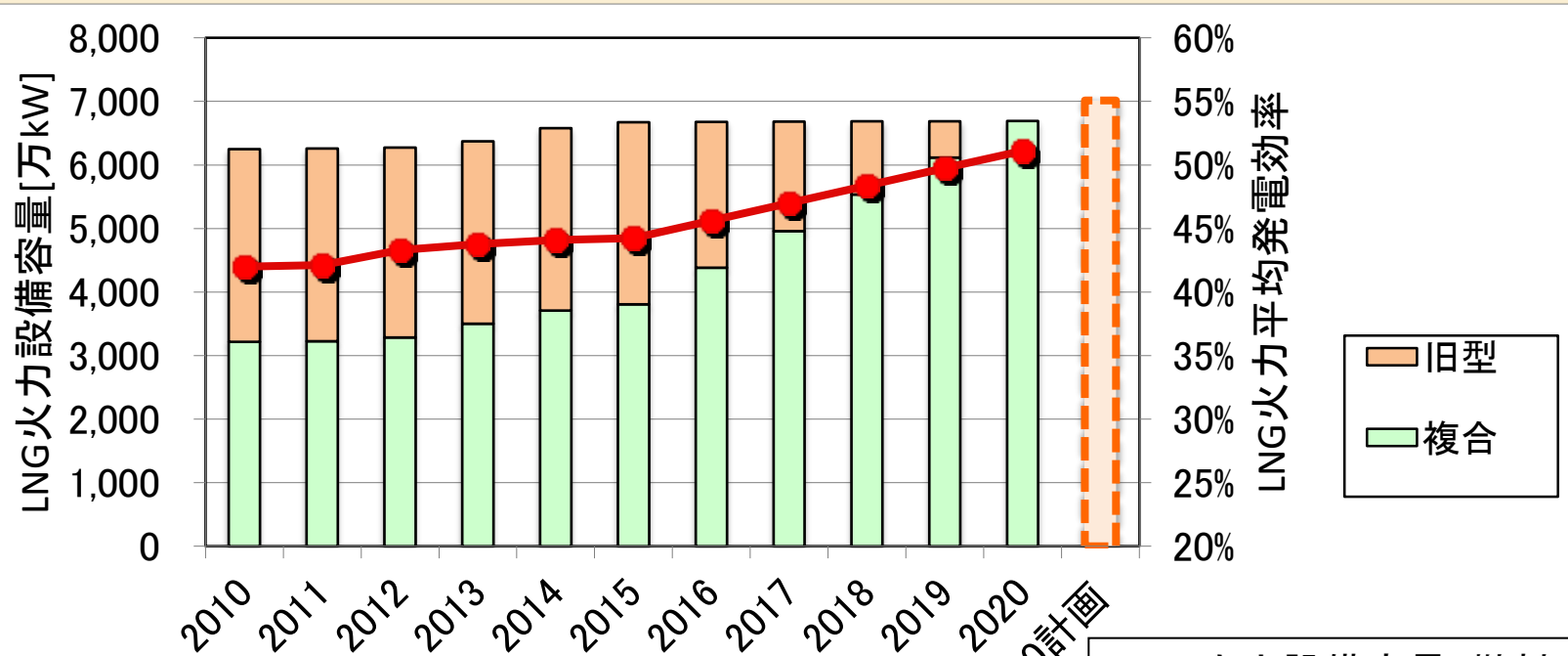


# 3. 中長期のエネルギー

## (4) 天然ガスシフト

2020年までに天然ガスの割合を過渡的に増加させる

石炭火力発電・石油火力発電を削減し、LNG火力発電へ  
旧型LNG火力を、最新型LNG、小型LNG（コジェネ）へ（効率41%→50%）



電力会社の2020計画

- ・LNG火力設備容量・燃料はほぼ横ばい
- ・設備更新で効率向上
- ・熱需要に合わせて発電する小型LNG(コジェネ)普及で、大型火力を抑制できる



# 3. 中長期のエネルギー

## (5) 各部門での省エネ

### 発電部門

現状	石炭の利用増加、原発依存
削減の可能性	石炭・石油から最新型LNGに転換、設備更新、再生可能エネルギー電力の増加
政策の方向性	キャップ&トレード制度、石炭税、再生可能エネ固定価格買取制度、電力自由化・発送配電分離

### 大規模事業所・工場

現状	日本の主要排出源だが、CO2原単位やエネルギー効率に大きな差
削減可能性	工場の省エネトップランナー化、石炭・石油から天然ガスへの転換
政策の方向性	キャップ&トレード制度、データの公表、石炭税、設備投資支援(長期融資) 電気料金制度の見直し(ピークシフト)

### 家庭・小規模事業所/工場：

現状	高まる電力化率、ライフスタイル・業態の多様化
削減可能性	省エネ住宅・機器普及、再生可能エネルギー電力・熱普及
政策の方向性	住宅・建築物の断熱規制、炭素税、需要側管理(スマートメーター等)、省エネ支援・診断アドバイス、意識改革

# 2020年の試算分析 対策想定と試算結果

	2020年対策	ケース1(40年廃炉)	ケース2(30年廃炉)	ケース3 (20年全廃)
原発	廃炉	運転開始後40年のもの+浜岡、柏崎刈羽	運転開始後30年のもの、浜岡、柏崎刈羽	全部
	設備容量(2011.3.11前比)	▲50%	▲76.5%	▲100%
	設備利用率	60%	60%	60%
その他電力	石炭火力発電所電力量(07年比)	▲70%	▲75%	▲83%
	石油火力発電所電力量(07年比)	▲70%	▲90%	▲90%
	LNG火力発電所発電効率	50% (旧型を最新型に)	50% (旧型を最新型に)	50% (旧型を最新型に)
	再生可能電力割合 (うち大規模水力以外)	25% (15%)	30% (20%)	35% (25%)
	再生可能電力量(2020年) (うち大規模水力以外)	1870億kWh (1095億kWh)	約2200億kWh (約1500億kWh)	約2600億kWh (約1900億kWh)
	電力需要(07年比)	▲25%	▲25%	▲25%
電力以外の対策	各種の省エネ対策	本編と同じ	本編と同じ	
活動量など(電力量以外)	基本対策と追加対策	本編と同じ	本編と同じ	

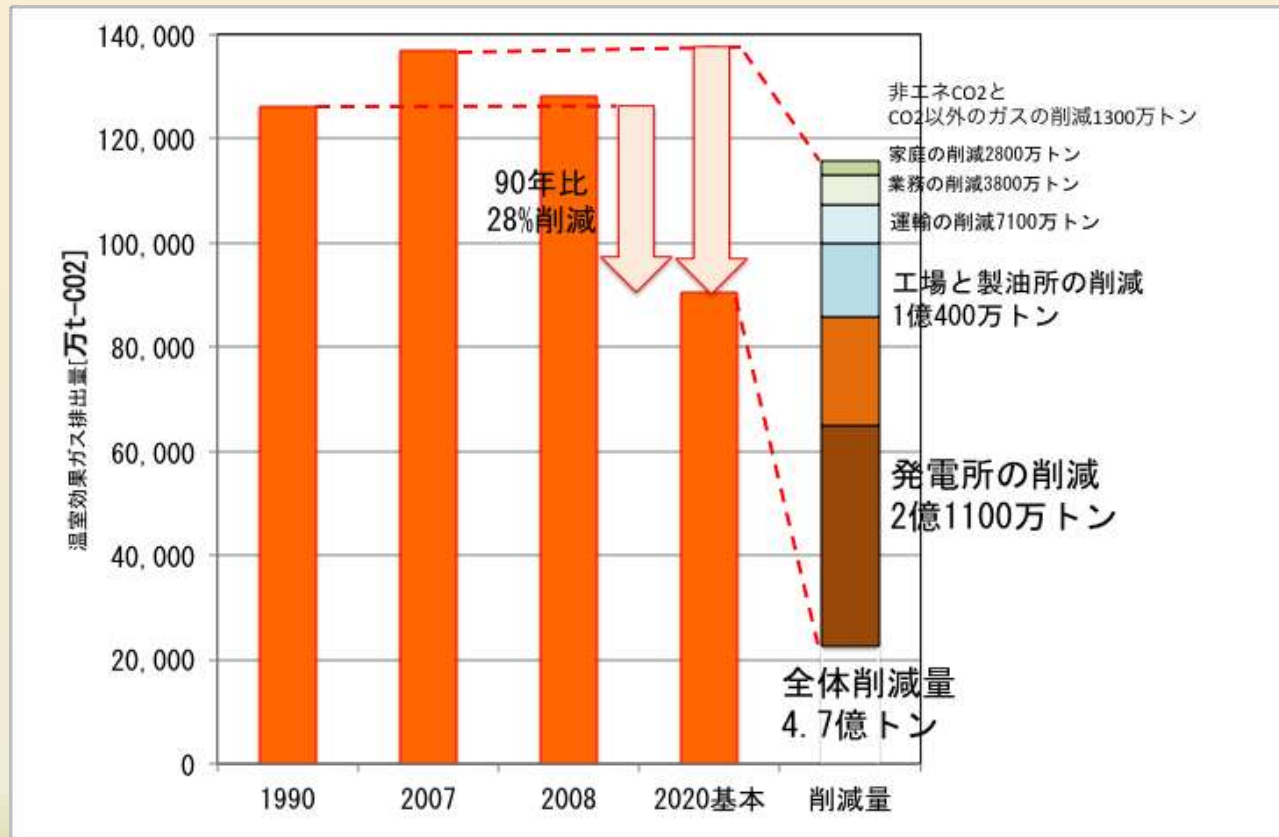
**上記の発電部門・再生可能エネルギーの対策強化によって、  
温室効果ガス25%削減はいずれのケースでも可能  
「政府目標25%削減」の旗は降ろす必要はなく、降ろすべきでない**



# 3. 中長期のエネルギー

## (6) 部門別の削減

- 発電所と工場、その他セクターでの省エネ・燃料転換の徹底
- 発電所は「省エネ・高効率化・燃料転換」、工場は「設備更新・燃料転換」
- 制度は排出量取引制度、省エネ税制、石炭税、送電網整備、火力発電の環境アセス等

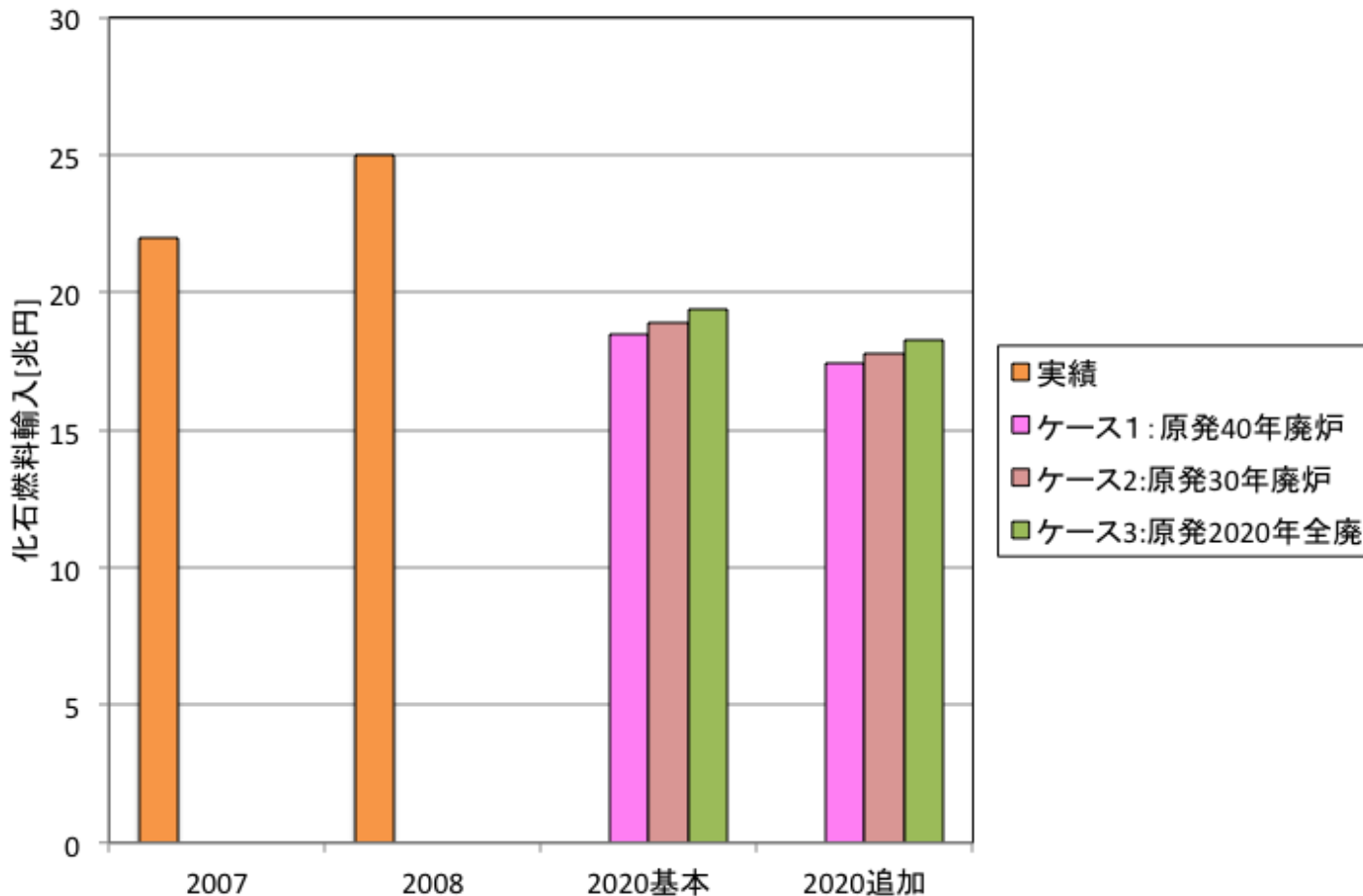




# 3. 中長期のエネルギー

## (7) 化石燃料削減コスト

- ・ 2007年22.2兆円、2008年24.5兆円の化石燃料輸入コストは、いずれのケースでも減少
- ・ 省エネの構築・再生可能エネルギーの普及は、国外への資金を子国内投資に還流させる効果



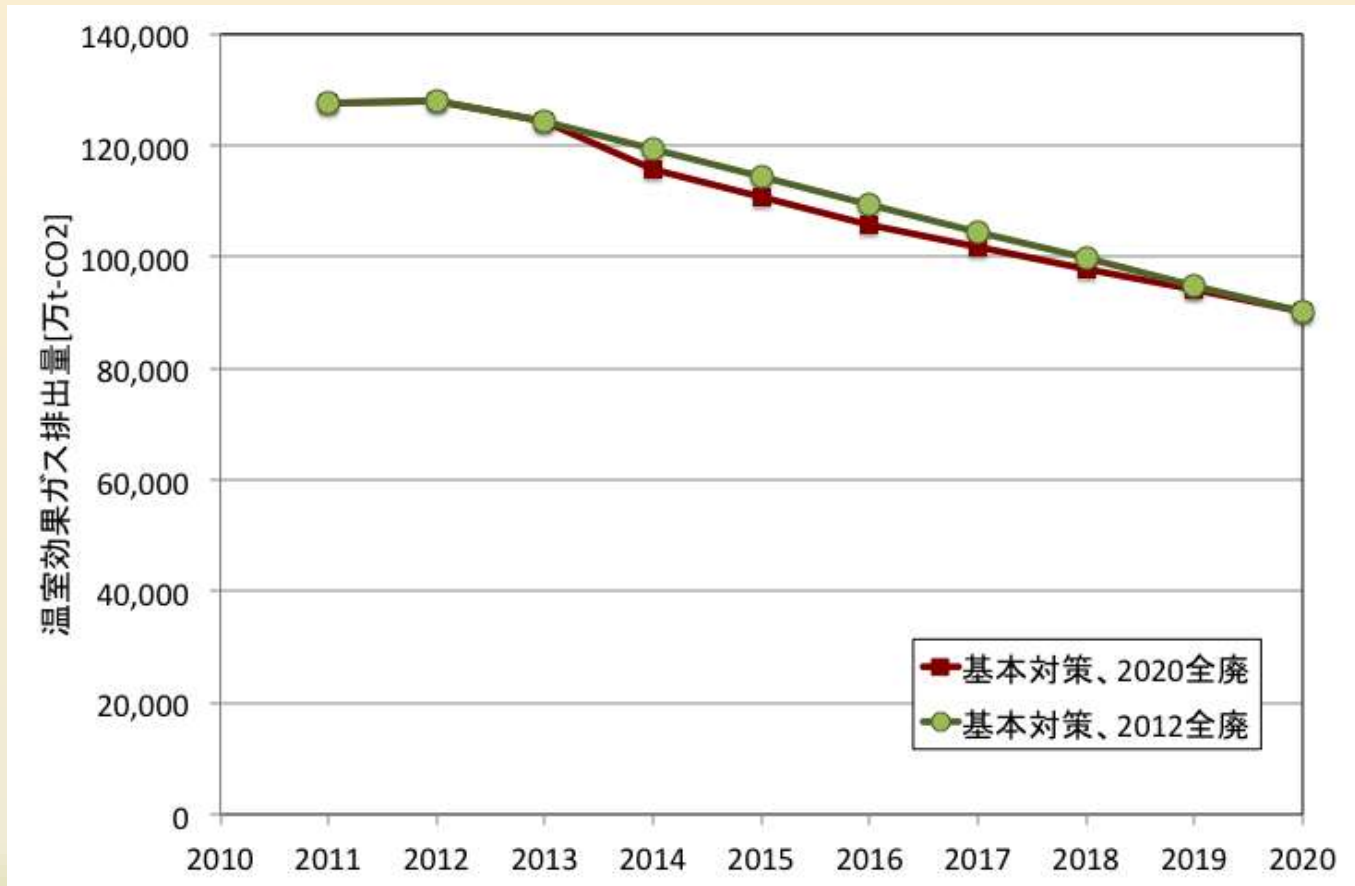


# 3. 中長期のエネルギー

## (8) 原発再稼働あり・なしの比較

- ・「再稼働なしケース」は、再稼働することなく全ての原発が廃炉になると想定。
- ・「再稼働ありケース（2020年全廃）」は、2014年から一部の原発を再開すると想定。

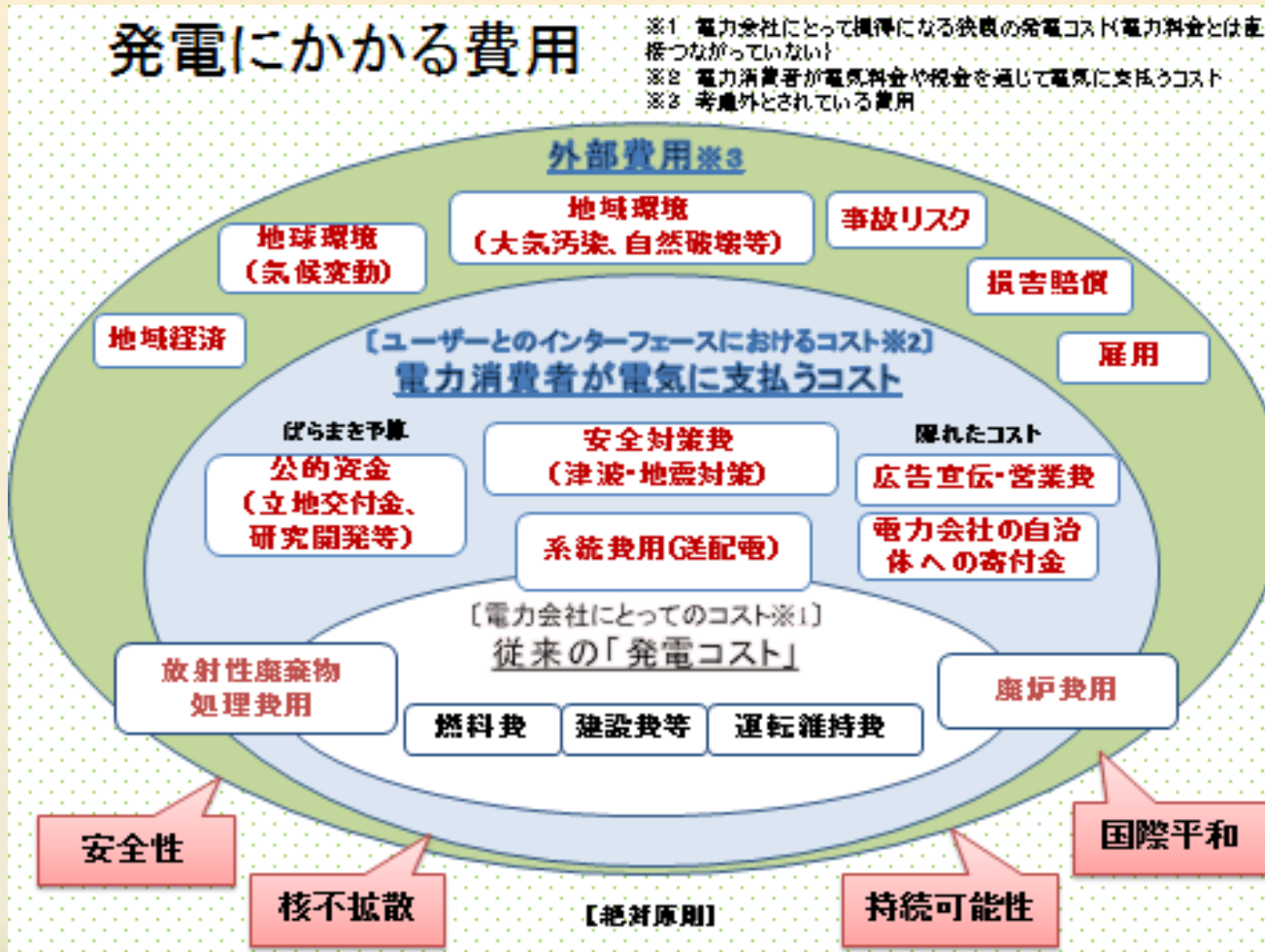
原発再稼働なし（2012年全廃）と一部再稼働ありで、CO2削減に差はなし



# 4. 発電の費用分析 (エネパネ報告より)

## (1) 誰にとっての何のコストか？

- エネルギーシナリオ市民評価パネル「発電の費用に関する報告書」
- 誰にとっての負担・コストかが重要





# 4. 発電の費用分析（エネパネ報告より）

## （2） 報告書の主な内容



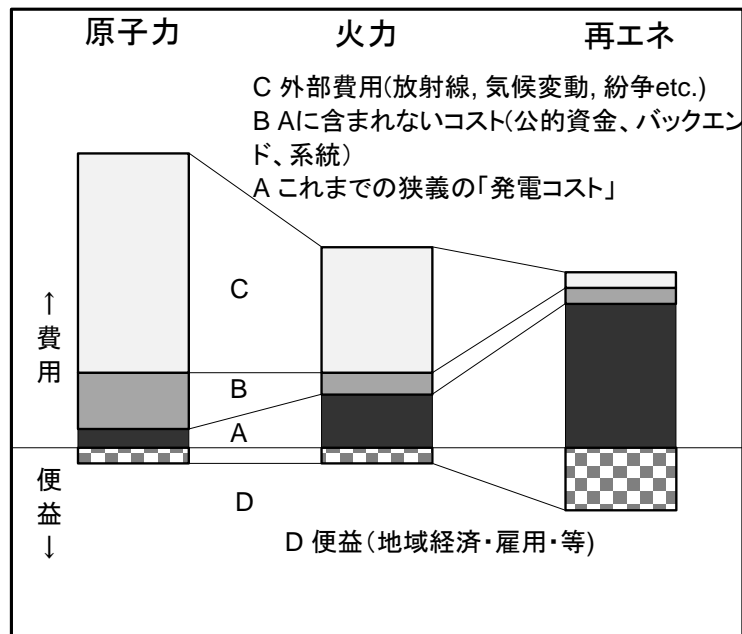
- ✓ 原子力発電のコストの実績は、政府試算よりも高かった。モデル発電所方式では、想定（設備利用率、運転年数等）によって火力より安くも高くもなる。
- ✓ 原発が全停止した場合の負担額は、燃料費や省エネの想定によって異なる。原発の核燃料費に廃棄物処理費用などを加え、実績通り省エネを見込めば、負担は大きくなる。
- ✓ これからの電気料金には、再生可能エネルギーの賦課金が上乗せされるが、今後上昇する化石燃料調達コストを抑制する効果による利益の方が大きくなる。
- ✓ 再生可能エネルギーにシフトすることにより、中長期的に、国内の設備投資や金融に資金が循環し内需が拡大する。

# 4. 発電の費用分析 (エネパネ報告より)

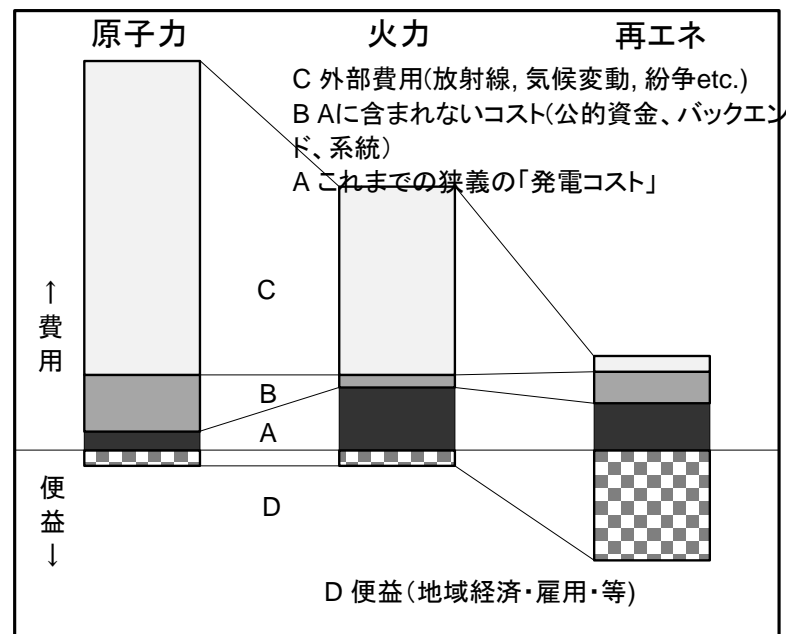
## (3) これからの費用



□ 再生可能エネルギーのコストは下がり、便益が上昇する



短期



中長期

<http://www.facebook.com/enepane>

# 4. 発電の費用分析（エネパネ報告より）



## （4） 報告書の勧告①

- ✓ これまでのコスト分析における「過小評価」「楽観すぎる見通し」「将来性の判断」などを見直し、外部費用も含めて最新の知見を踏まえ、国民にとっての費用を算出・可視化すること。
- ✓ 福島第一原発事故を踏まえ、定量化できない社会・環境損害も含め評価すること。また事故発生確率は、現実の事故発生率を考慮した形で検討すること。
- ✓ 複数の選択肢（原発一部再稼働、原発全停止の上での省エネ・再エネ強化など）による比較を行い、判断材料を提供すること。
- ✓ 将来の費用には、中長期的に予測される変化（化石燃料調達コスト上昇、再生可能エネルギー関連コストの低下、原子力の安全対策費の上昇等）や、ベネフィット（CO2削減、地域経済活性化、雇用増、エネルギー安全保障向上）を見通し算出すること。

# 4. 発電の費用分析（エネパネ報告より）



## （4）報告書の勧告②

- ✓ 原発は、高い発電方式だが、費用で検討すること自体が検証される必要がある。事故発生実績が高く、事故が起これば地域経済を根底から破壊することを踏まえ、社会的・倫理的な問題として再考すること。
- ✓ 原子力発電は、人類の持続可能な未来を築くには適さない。よって、即全停止を含め、脱原発の期限を明示し、撤退までの複数シナリオの費用を複数の選択肢で示すこと。
- ✓ 再生可能エネルギーは将来的なベネフィットが最も大きい。エネルギーの主軸とし、環境対策としても、主力産業の育成、地域活性化、雇用増加などの経済対策としても大胆かつ積極的に進めること。
- ✓ エネルギー選択は、情報をすべて公開し、国民参画の上で議論・決定すること。

# 4. 発電の費用分析 (エネパネ報告より)



## 補論 1 事故コストについて

原子力発電の事故コストを、既存研究より試算した。  
 原子力委員会に出された被害総額を用いた場合（算出可能な損害費用のみ、除染等を含まない）、事故コストは小さく収まる（1.9円/kWh（設備利用率60%の場合））。

しかし、事故コストに、除染や健康被害・経済影響なども含めた試算を用いれば、極めて高くなる。（92.9円/kWh（設備利用率60%の場合））。

	被害総額	事故リスク /炉年	事故リスクコスト(円/kWh)		
			設備利用率60%	70%	80%
福島実績ケース (原子力委員会)	5兆7000億円	$2.10 \times 10^{-3}$	1.9	1.6	1.4
被害総額ケース	62兆円	$2.10 \times 10^{-3}$	20.6	177	15.5
被害総額ケース2	279兆円	$2.10 \times 10^{-3}$	92.9	79.6	69.8

# 4. 発電の費用分析 (エネパネ報告より)

## これまでの政府における議論について (コメント)



### 【原子力委員会・小委員会】

#### 1. 再処理コスト・直接処分コストは、過小評価されすぎている。

核燃料再処理コスト	2.04～1.98円/kWh
直接処分コスト	1.00～1.35円/kWh

#### 2. 事故コストは、過小評価されすぎている。

- 損害費用は、試算できるもののみ（除染費用、健康障害等含まず）でそもそも過小評価の上、モデルプラント用に補正（福島1～3号機を1つとカウント、等）
- シビアアクシデント発生確率は、現実は高いの（ $2.0 \times 10^{-3}$  /炉年）に、試算ではIAEAの安全目標（ $1.0 \times 10^{-5}$  /炉年）は満足すると想定

損害費用	事故発生頻度/炉年	事故コスト(円/kWh)
モデルプラント 3兆8878億円	$1.0 \times 10^{-5}$ (IAEA安全基準)	0.0046～0.0062
	$2.0 \times 10^{-3}$ (国内商業炉発生頻度；事故を3回と設定)	0.92～1.2

## 4. 発電の費用分析 (エネパネ報告より) これまでの政府における議論について (コメント)



### 【国家戦略室・コスト等検証委員会】

1. 発電の費用に関する再検証では、化石燃料費の上昇、環境外部コストが過小評価される可能性
2. 試算で用いられる諸元の根拠が明らかにならないまま、モデル発電所（モデルプラント）方式での試算がされる可能性（数値だけが独り歩きする）
3. 再生可能エネルギーの将来性（技術・コストダウン・環境・経済への便益）が適切に評価されるか？

- ◆ モデルプラント方式でのコスト検証は、前提条件次第で結果が変わるため、常にそれを精査して評価する必要性
- ◆ コスト検証がエネルギー選択の際の要素であることは確かだが、それは唯一のものではなく、事故を経験した日本にはそれ以上に重要な判断材料があるのではないか？



# 5. 施策の方向性

## (1) 政策の方向性①

- **立法と数値目標 ～2013年以降の日本の気候変動対策方針の確立**
  - これからの対策の方向性を定める中長期目標（25%削減・80%削減）
  - 2012年後、国内対策・政策に「空白」を生じないように、数値目標を掲げた立法（地球温暖化対策基本法）の実現
  - 基本計画の策定
  
- **炭素に価格付け ～省エネ・燃料転換・再生可能エネルギーへのインセンティブ**  
**「キャップ&トレードの排出量取引制度」・「地球温暖化対策税」**
  
- **電力制度改革**
  - 電力需要管理の徹底・ピークカット対応強化
  - 送配電網の強化
  - 電力料金制度・総括原価方式の見直し
  - 電力自由化・発送配電の分離
  - 電源開発促進税の見直し
  - 核燃料サイクルの廃止



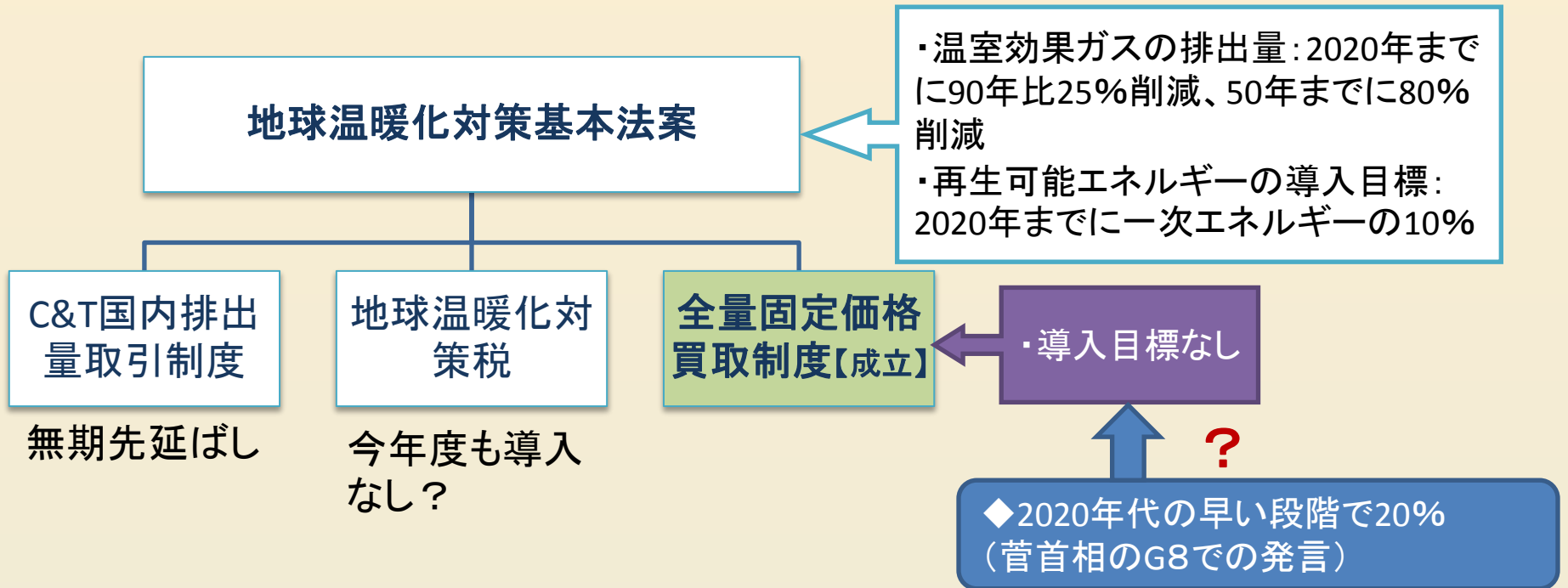


# 5. 施策の方向性

## (2) 政策の方向性②

### □ 宙ぶらりんな気候変動対策の立て直しが必要

これからの対策の方向性を定める中長期目標（25%削減・80%削減）  
基本法を基礎にした、温暖化対策体系の構築の必要性



◎ エネルギー政策と一体的に、地球温暖化対策・政策を検討・決定すべき

# 5. 施策の方向性

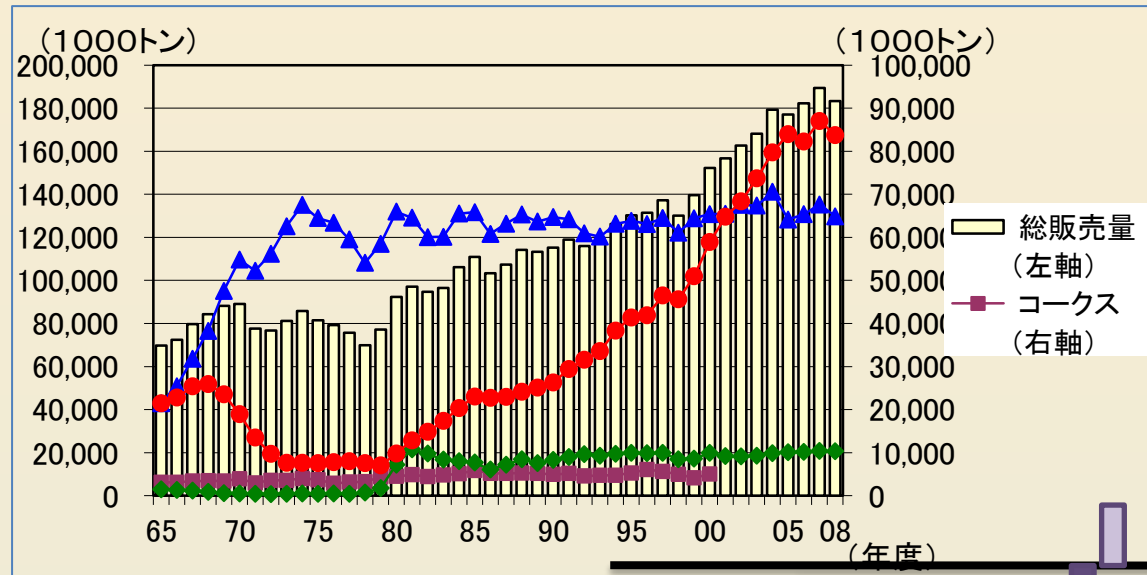


## (3) 政策の方向性③

### □ 脱石炭依存「LNGシフト」政策

### □ 電力制度改革

- 総括原価方式の見直し
- 電力料金制度の見直し
- 電力会社の地域独占見直し
- 発送配電の分離
- 電源開発促進税の見直し
- 核燃料サイクルの見直し
- 電力需要管理の徹底
- ピークカット対応強化
- 送配電網の強化



# プロセス：エネルギー・気候政策の一體的な見直し

縦割り行政を排し、既存法体系を含め、エネルギー政策・気候政策を一體的に審議・見直し。戦略は、国際的に求められる「低炭素開発戦略」にも資するものとする。

事故調査・検証委員会からの勧告

「エネルギー基本計画」見直し  
(エネルギー政策基本法の見直しを含む)

- ・2030、2050年の目指すべき姿(脱原発し、省エネと再生可能エネの二本柱。2050年には再生可能エネ100%の低炭素社会へ)
- ・新たなエネルギー社会の実現(スマートグリッド整備、スマートコミュニティ等)
- ・供給構造(脱化石燃料・電力自由化・再生可能エネ優先接続・発送配電分離)
- ・需要構造(省エネ技術・設備更新・産業構造転換・スマートメーター等)
- ・政策・措置

地球温暖化対策基本法案

- ・2020、2030、2050年の中長期目標(国内目標として明確化)
- ・排出削減の主要三施策(キャップ&トレード制度、地球温暖化対策税、再生可能エネルギー固定価格買取制度)
- ・目標の見直し

開かれた

環境・エネルギー戦略会議

低炭素開発戦略(※)  
Low Carbon Development Strategy

- ・～2050年の低炭素・エネルギー戦略の策定
- ・エネルギー・排出削減シナリオと政策・措置
- ・途上国支援方針(緩和・適応・技術)
- ・資金メカニズム(航空券税、国際連帯税等)

(※)気候変動枠組条約の「カンクン合意」で策定を要請されているもの

環境省

関連部局

経産省・資源エネルギー庁

【行革】環境(気候)エネルギー省

(例)

スウェーデン「環境エネルギー省」  
デンマーク「気候・エネルギー省」  
英国「エネルギー気候変動省」



## 7. まとめ①

- ・今年並みの省エネをスマートに実施することを前提に、需給調整・需要側管理、地域間融通を適切に行えば、ピーク需要問題は生じない。 (原発の再稼働は必須要件ではない)
- ・原発がすべて止まった場合、2014年頃までは、原発稼働時よりCO2排出量は増えてしまうが、その後は対策の進展で減少へ。 (CO2増加影響は長期には及ばない)
- ・原発によらない温暖化対策は多様にあり、2020年には、発電所と再生可能エネルギー対策の強化によって、40年廃炉シナリオから、30年廃炉シナリオ、2020年全廃シナリオのいずれも、2020年の25%目標を達成しながら実現できる。 (25%削減を取り下げる理由は全くなく、その合理性もない)
- ・「原発を2012年で全廃する場合」と、「一部再稼働し2020年に全廃する場合」とで比較する場合においても、CO2排出、燃料費コスト等に大きな違いはない。



## 7. まとめ②

- ・供給側では、LNGへの転換スピードを現在よりも前倒しするが、効率向上で燃料増は抑えられ、一方で石油・石炭依存減少により、トータルでの化石燃料リスクは低減。国産エネルギー割合は30～35%となる。**(LNGシフトが鍵を握る)**
- ・省エネ投資・再生可能エネルギー投資は、内需拡大により地域経済と雇用にプラス。
- ・現実的判断として、今後10年余の期間で脱原発への道を、気候変動対策と両立しながら取っていくことはできる。それを実現につなげるのは、炭素に価格付けする制度をはじめとした「政策」。

本小委では、NGOの試算等も参考に用い、20年25%削減・50年80%削減を確実に達成するためのロードマップと政策提案を、脱原発の複数シナリオにおいて提示し、国民に選択肢を示し、持続可能社会へ向けた賢い選択を促すことを期待したいと考えます。