

「ベストミックス」から 「持続可能なエネルギー政策」へ

2011年10月26日

飯田哲也（いいだ てつなり）



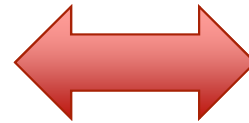
環境エネルギー政策研究所

プレゼンの全体構造

短期的課題

電力需給
問題

切り離し



原発再稼働
問題

脱化石依存

脱原発依存

中長期的課題

自然エネルギー
シフト

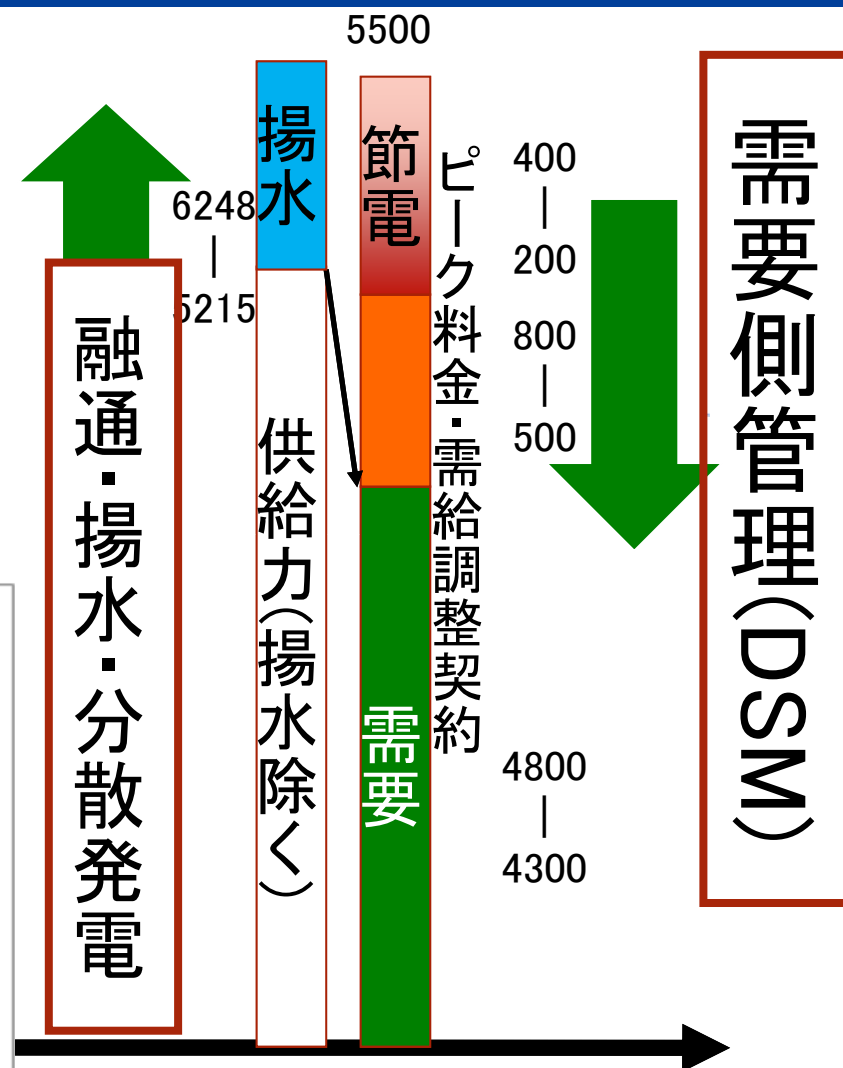
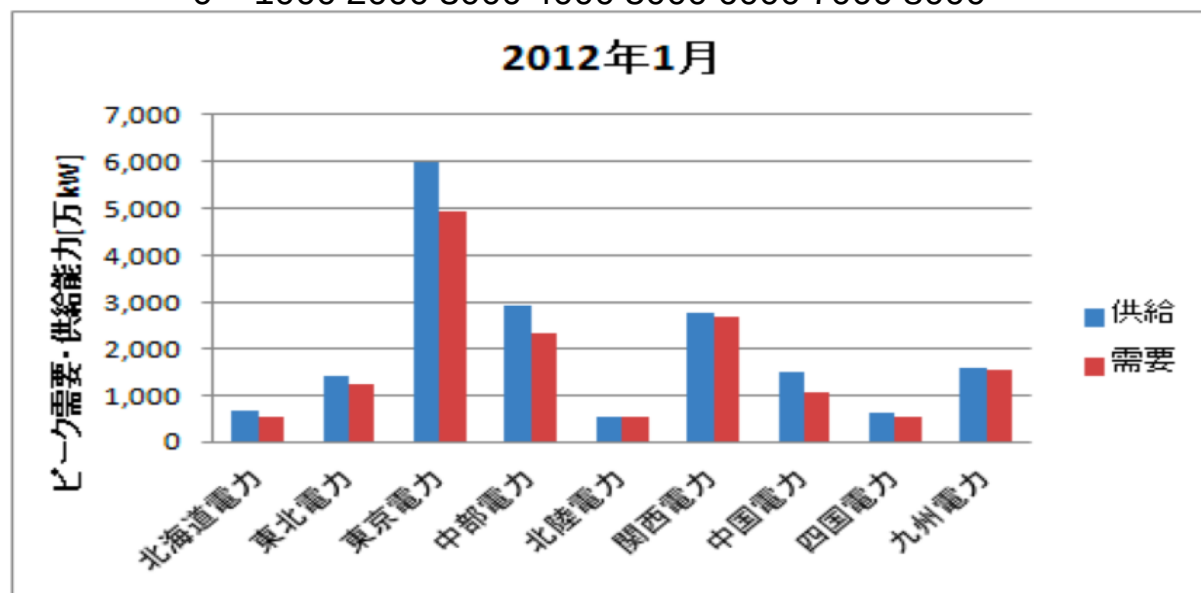
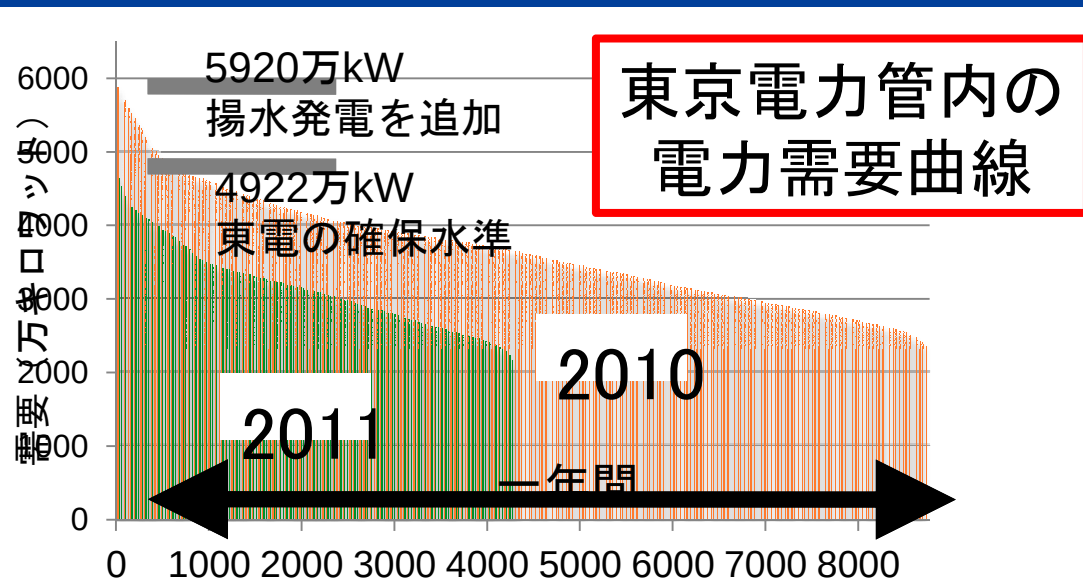
【本日含まず】
エネ効率化
コージェネ

電力市場改革

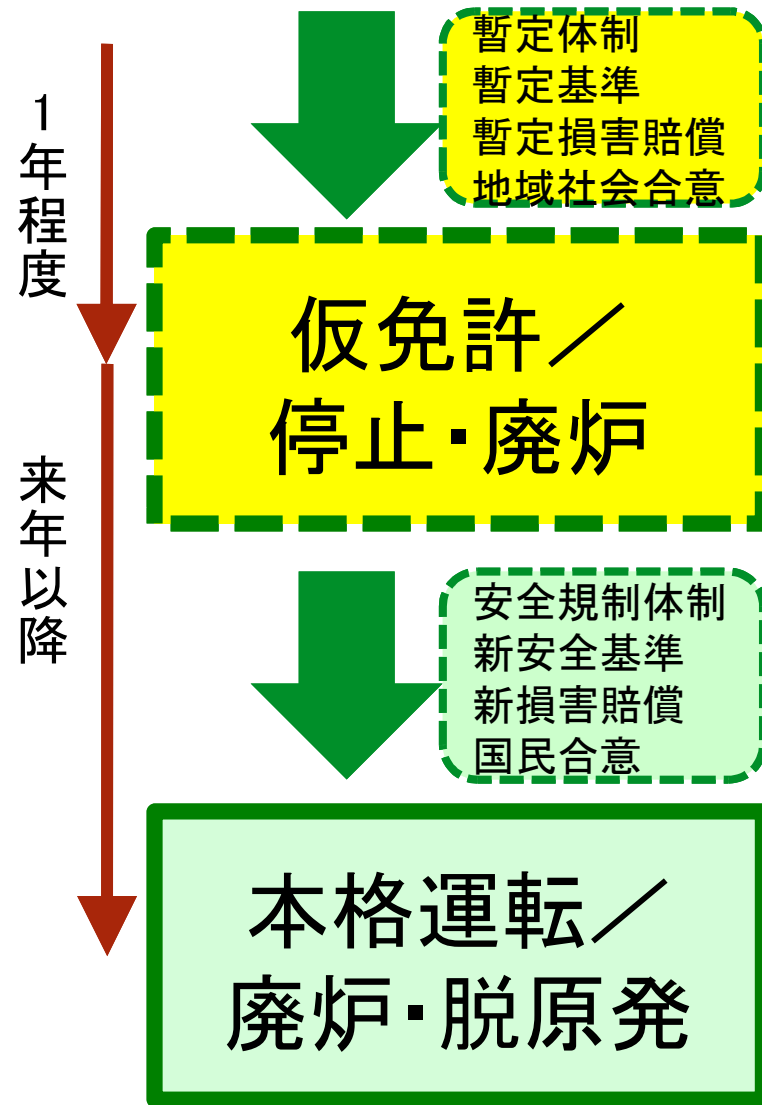
要 旨

1. 短期：再稼働問題と電力需給問題は切り離す
 - 1) 需要側管理(DSM)とピーク電源で対応可能
 - 2) 原発再稼働の前提は安全性と信頼性に基づく総再点検
2. 持続可能性の観点から
 - 1) 脱原子力依存と脱化石燃料のロードマップ
 - 2) 原子力二項対立を越える「新アプローチ」
3. 自然エネルギー「第4の革命」による新パラダイム
 - 1) エネルギー自給と新産業で規模的リアリティ
 - 2) エネルギー政策新パラダイム：大規模集中→地域分散
4. 経済と公共性の両面から電力市場改革は不可避

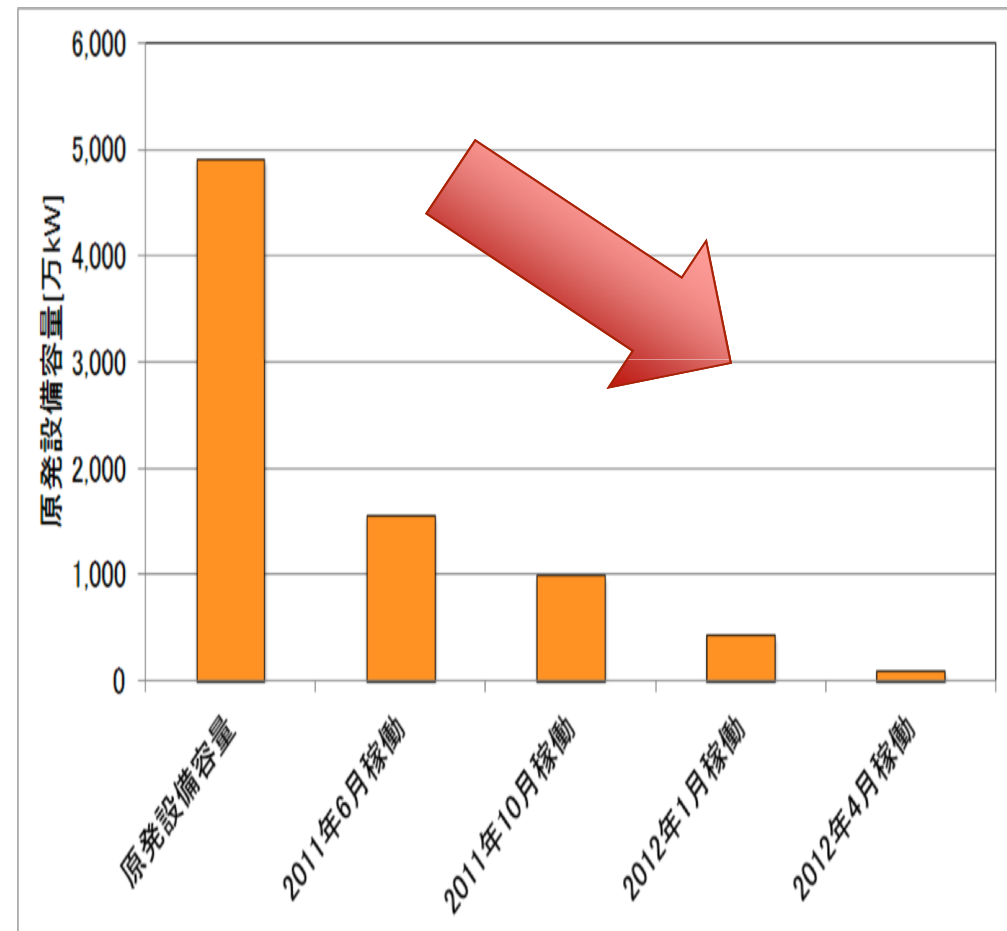
需要側管理とピーク対策で短期電力需給は対応



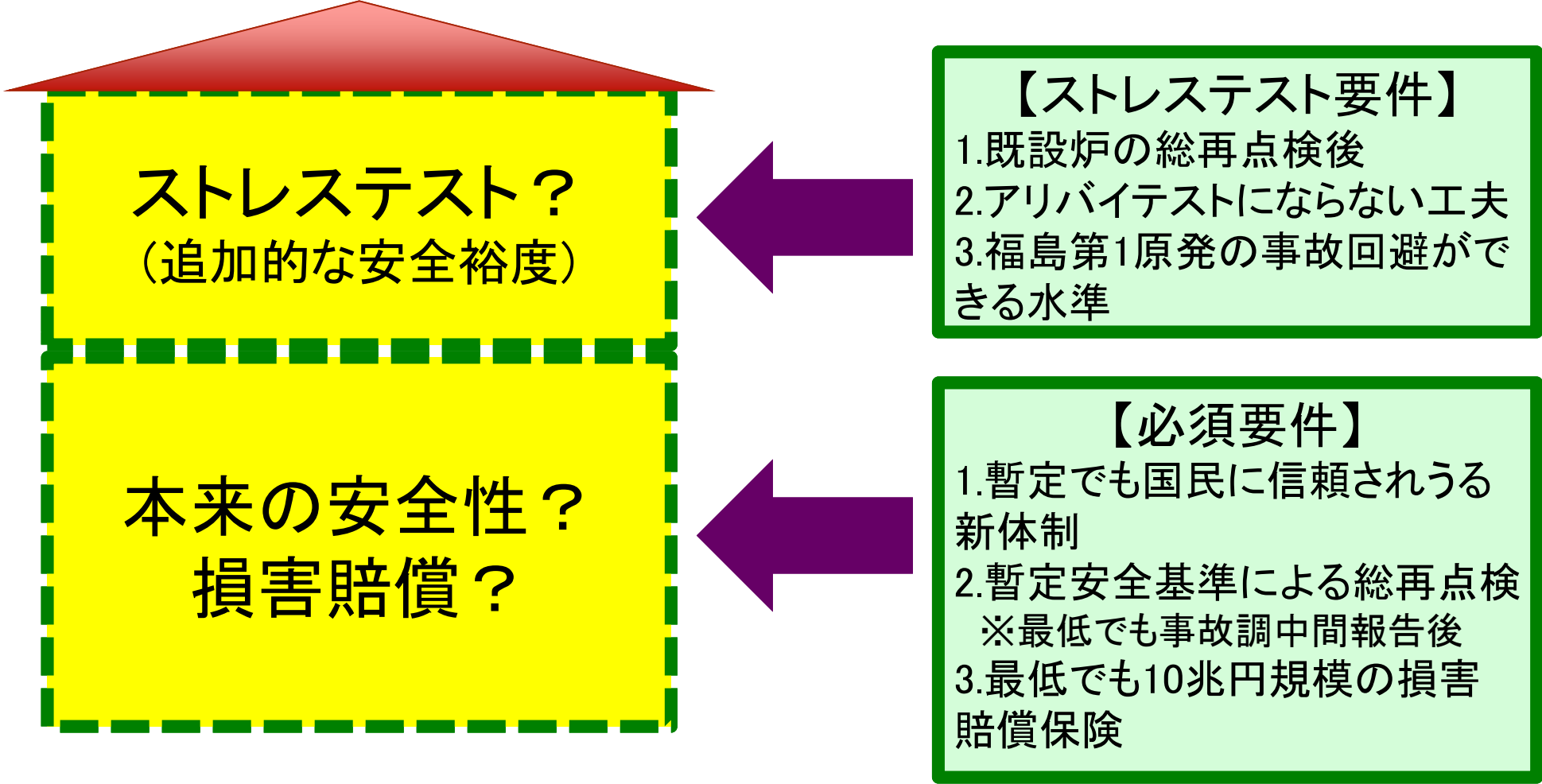
原発再稼働への対応



次々に停止する原発



再稼働可否の必須要件



ストレステスト?
(追加的な安全裕度)

本来の安全性?
損害賠償?

【ストレステスト要件】

1. 既設炉の総再点検後
2. アリバイテストにならない工夫
3. 福島第1原発の事故回避ができる水準

【必須要件】

1. 暫定でも国民に信頼されうる新体制
2. 暫定安全基準による総再点検
※最低でも事故調中間報告後
3. 最低でも10兆円規模の損害賠償保険

原発は「リアリティ・リスク・倫理」で評価すべき

【従来のコスト評価問題点】

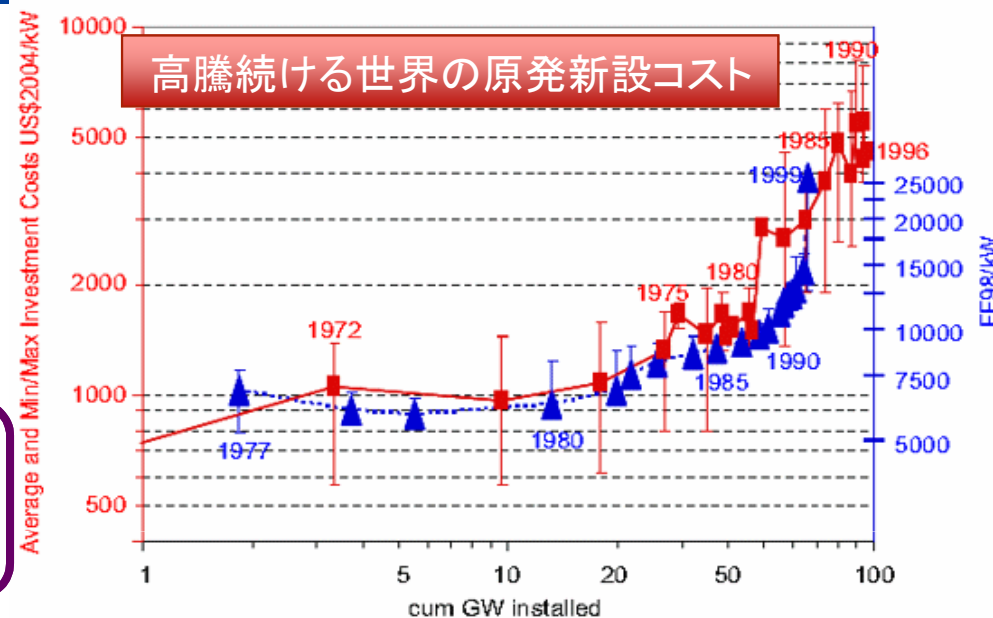
- ・架空の計算でミスリード
- ・未実現技術の不確実性無視
(高速炉、再処理、廃棄物処分)
- ・倫理的・社会的側面を無視



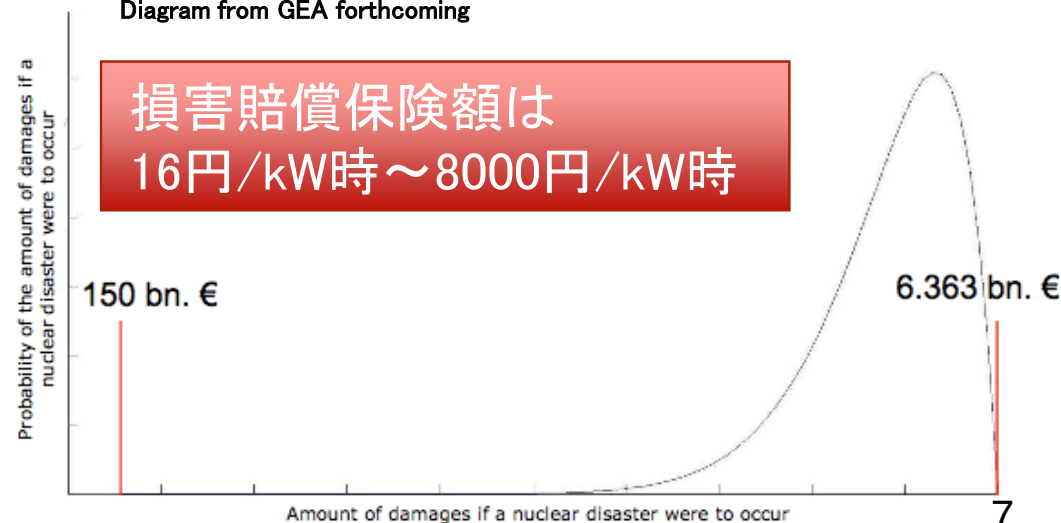
「事故コストの算入は感情的」(山名委員・第1回コスト小委)
「2度と起こしてはならない事故コストを入れるのは正しくない」
(秋元委員・同コスト小委)

【見直しの方向】

- ・事故損害賠償は市場の論理から無限責任保険の義務付けがスジ
(各炉の安全実績と保険料を連動)
- ・核燃料サイクルは破綻を直視し放棄。使用済み燃料対策に転換すべき
- ・核廃棄物の非倫理性から総量抑制
- ・市場と民主主義による脱原発期限



【出典】Data: US from Koomey and Hultman 2007, France from Grubler 2009.
Diagram from GEA forthcoming



【出典】Markus Rosenbaum (May 2011) Versicherungsforen Leipzig GmbH

原子力ムラの思考停止と機能不全

3・11当日に予測されたメルトダウンへの無為無策

平成 23 年（2011 年）東北地方太平洋沖地震について

平成 23 年 3 月 11 日（22：35）現在
緊急災害対策本部

20：30 1、2、3号機、中操照明確保準備中、M/C水没
2号機については、優先的に電源車つなぎこみ作業待ち
21：00 D/D消化ポンプを起動し、炉圧が低下したら注入できる体制を執っている。

【東京電力福島第一原発 緊急対策室情報】

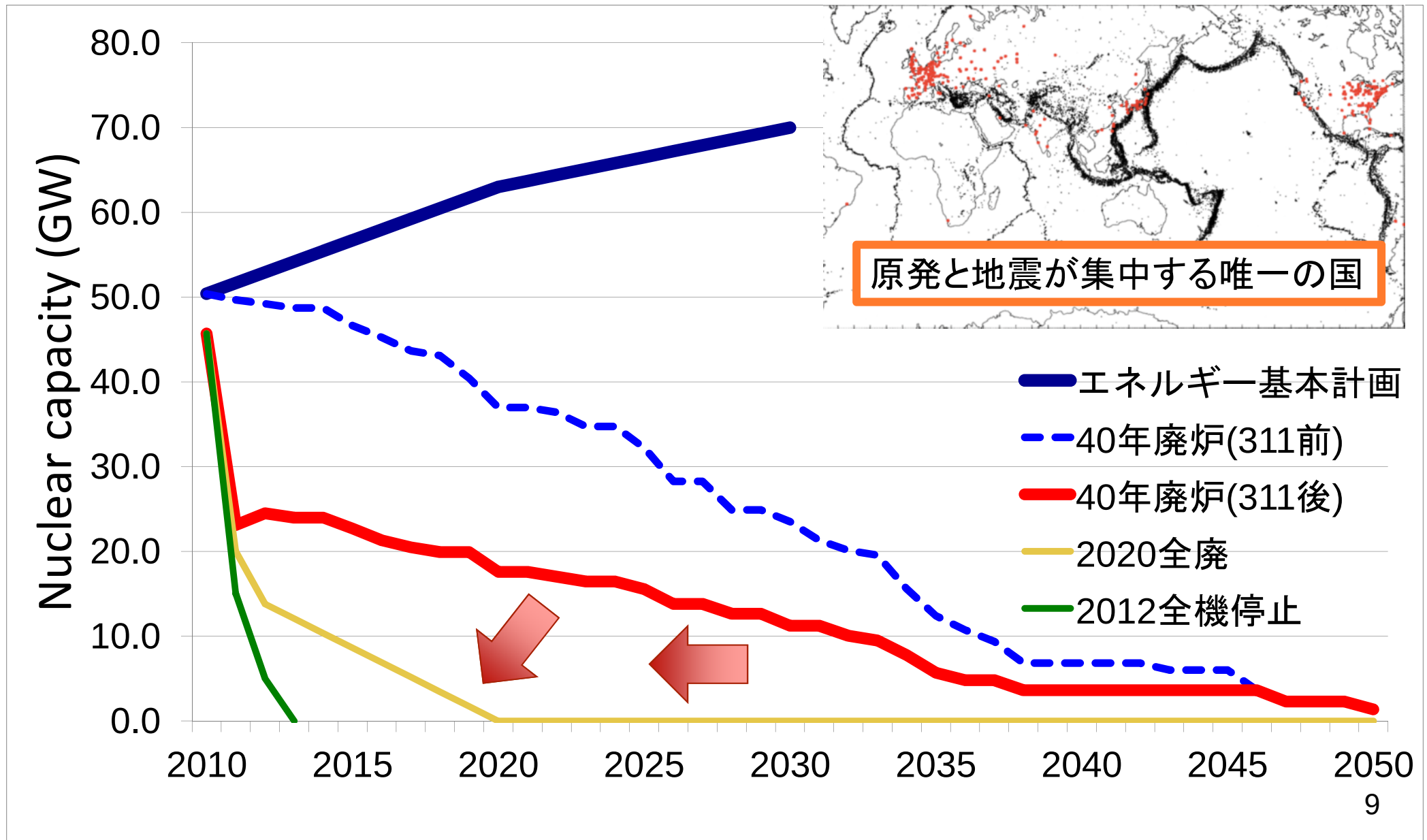
○2号機のTAF（有効燃料頂部）到達予想、21時40分頃と評価。

炉心損傷開始予想：22時20分頃

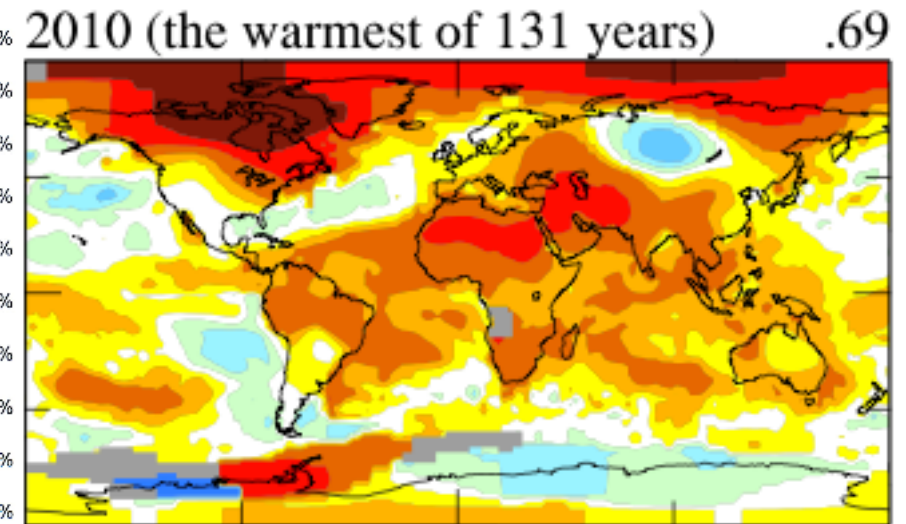
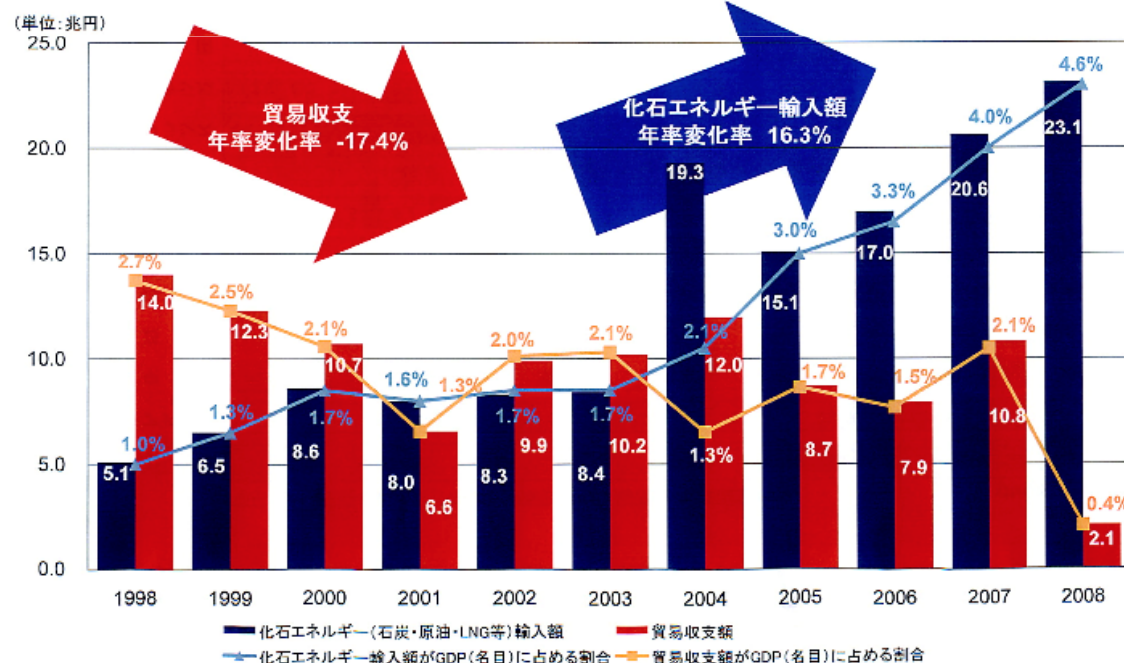
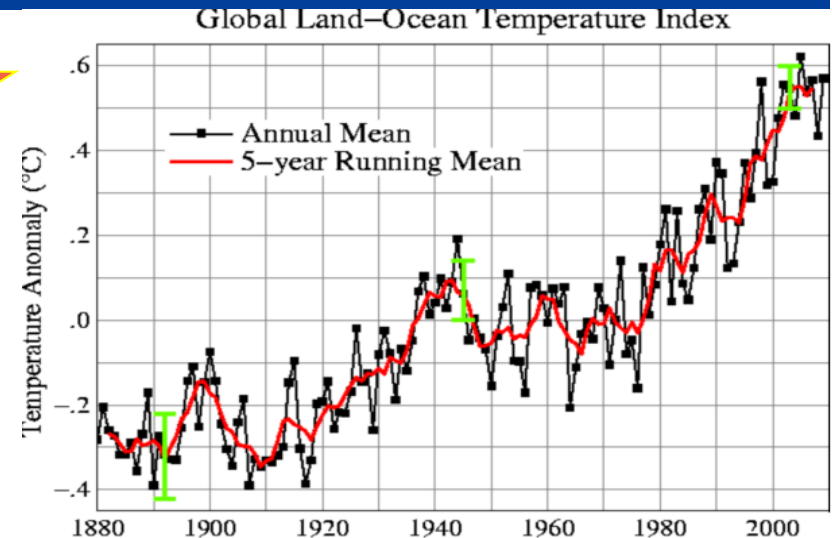
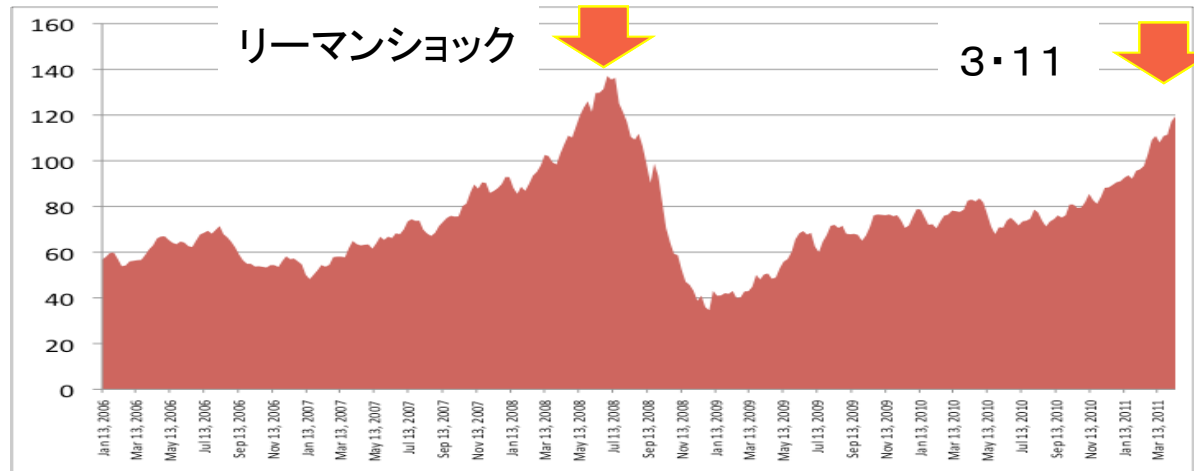
R.P.V（原子炉圧力容器）破損予想：23時50分頃

○1号機は評価中

市場と民主主義で脱原発期限とペースを決める

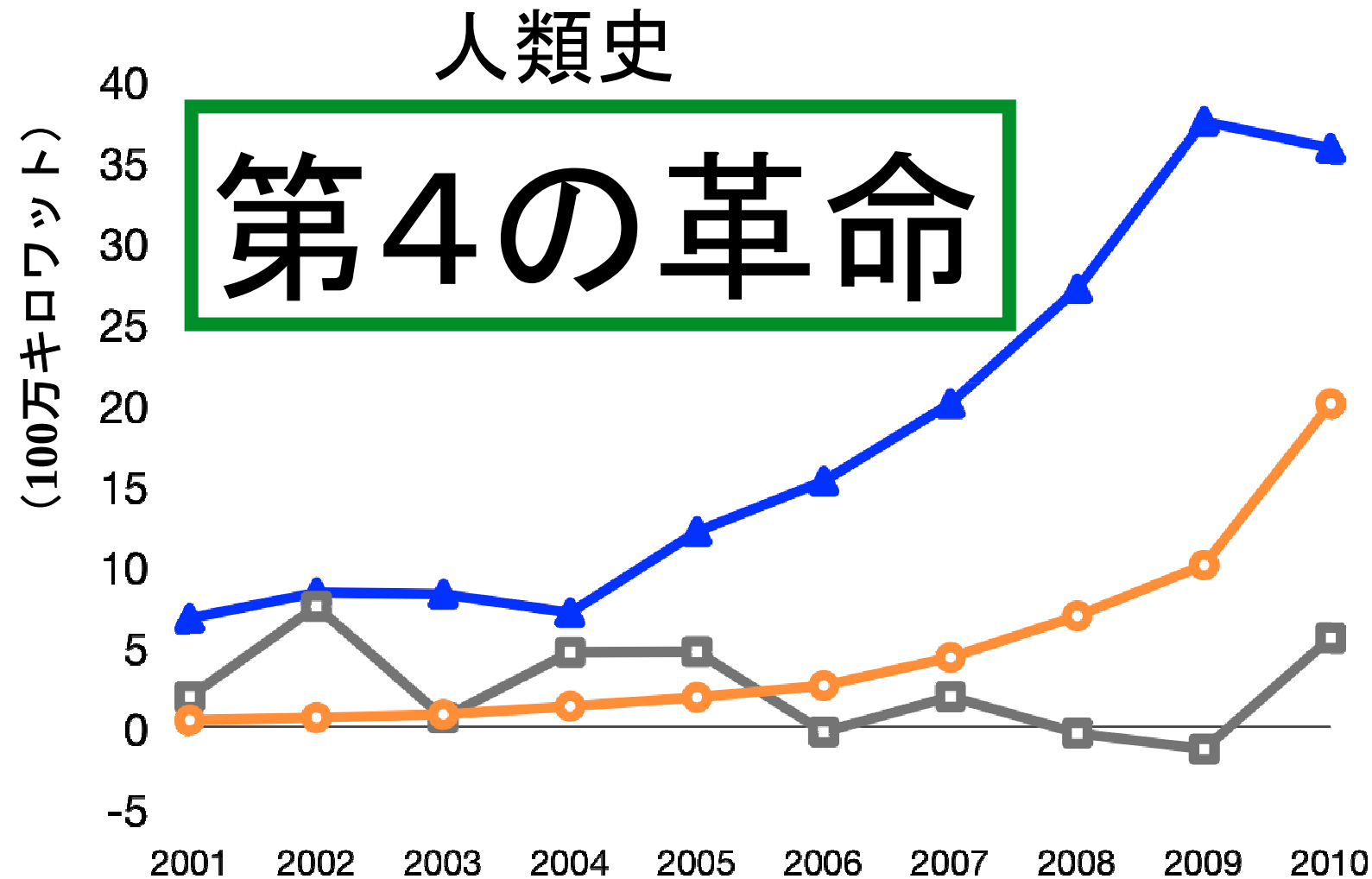


化石燃料(特に石油・石炭)の2つのリスク

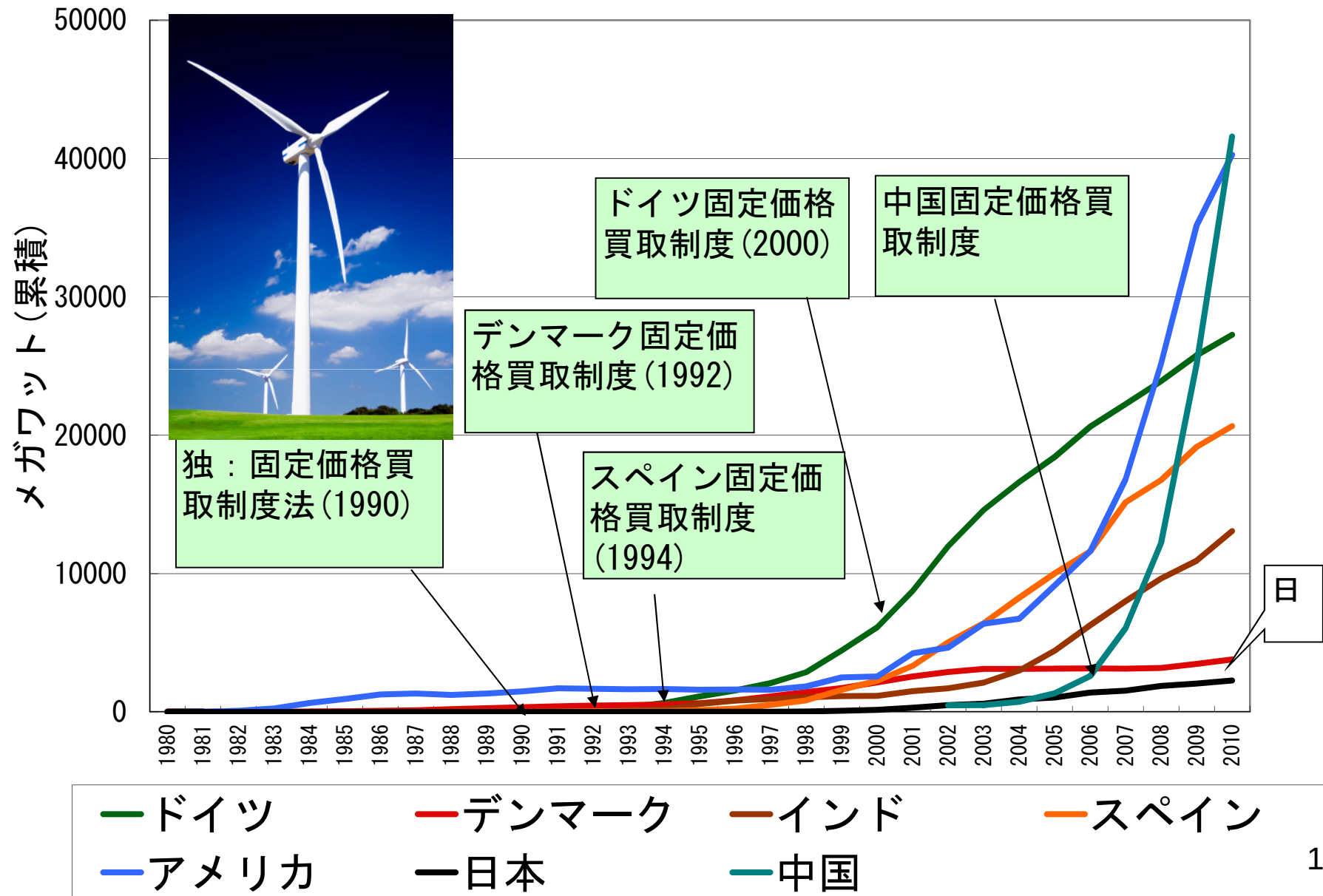


出所: 財務省貿易統計より国立環境研究所集計。(潤滑油など非エネルギー用途と考えられる物は除く)

人類史「第4の革命」自然エネルギー

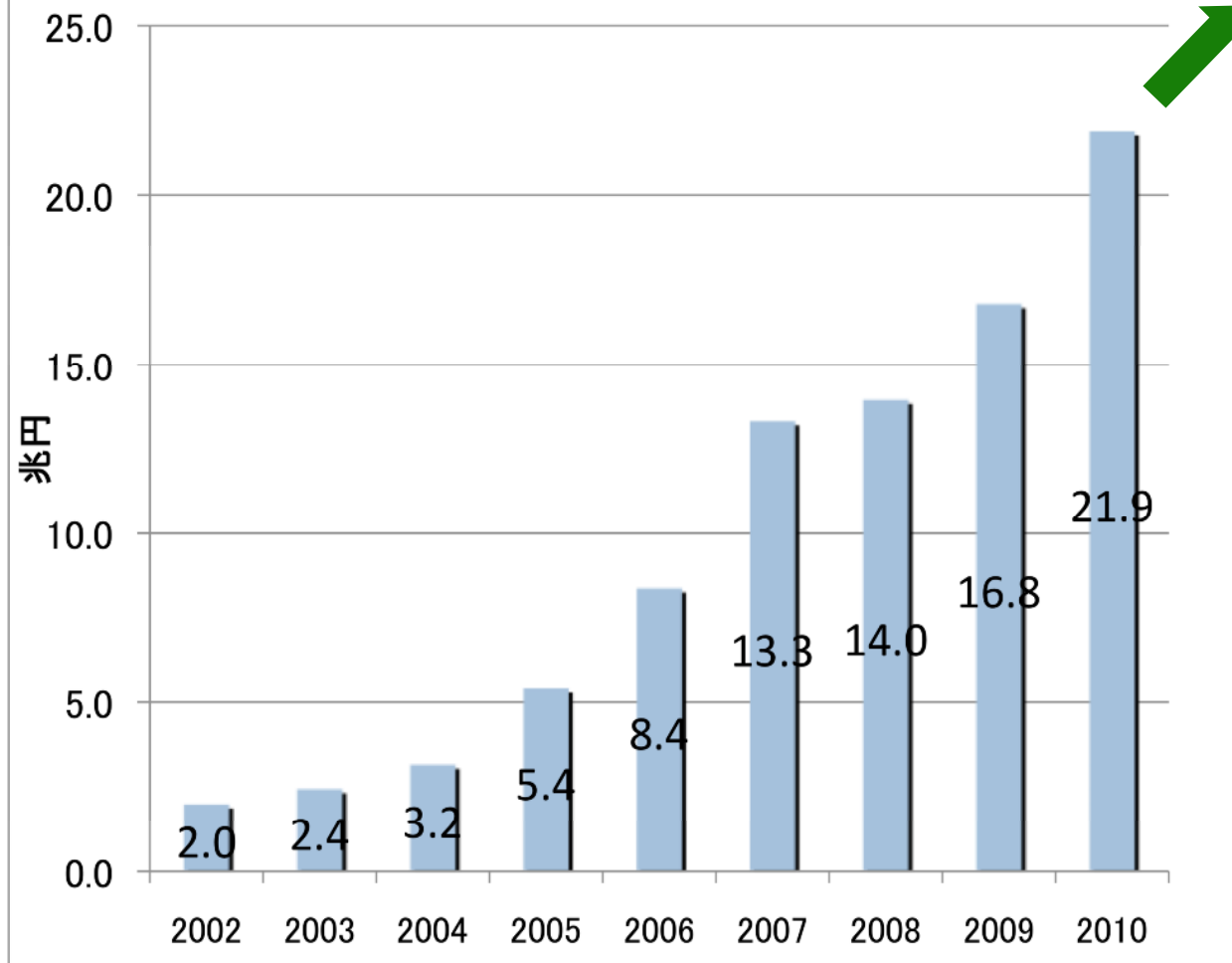


政治と政策が本流化させた自然エネルギー(風力)



急成長する自然エネルギー市場と投資

自然エネルギーへの投資額(2002年～2010年)



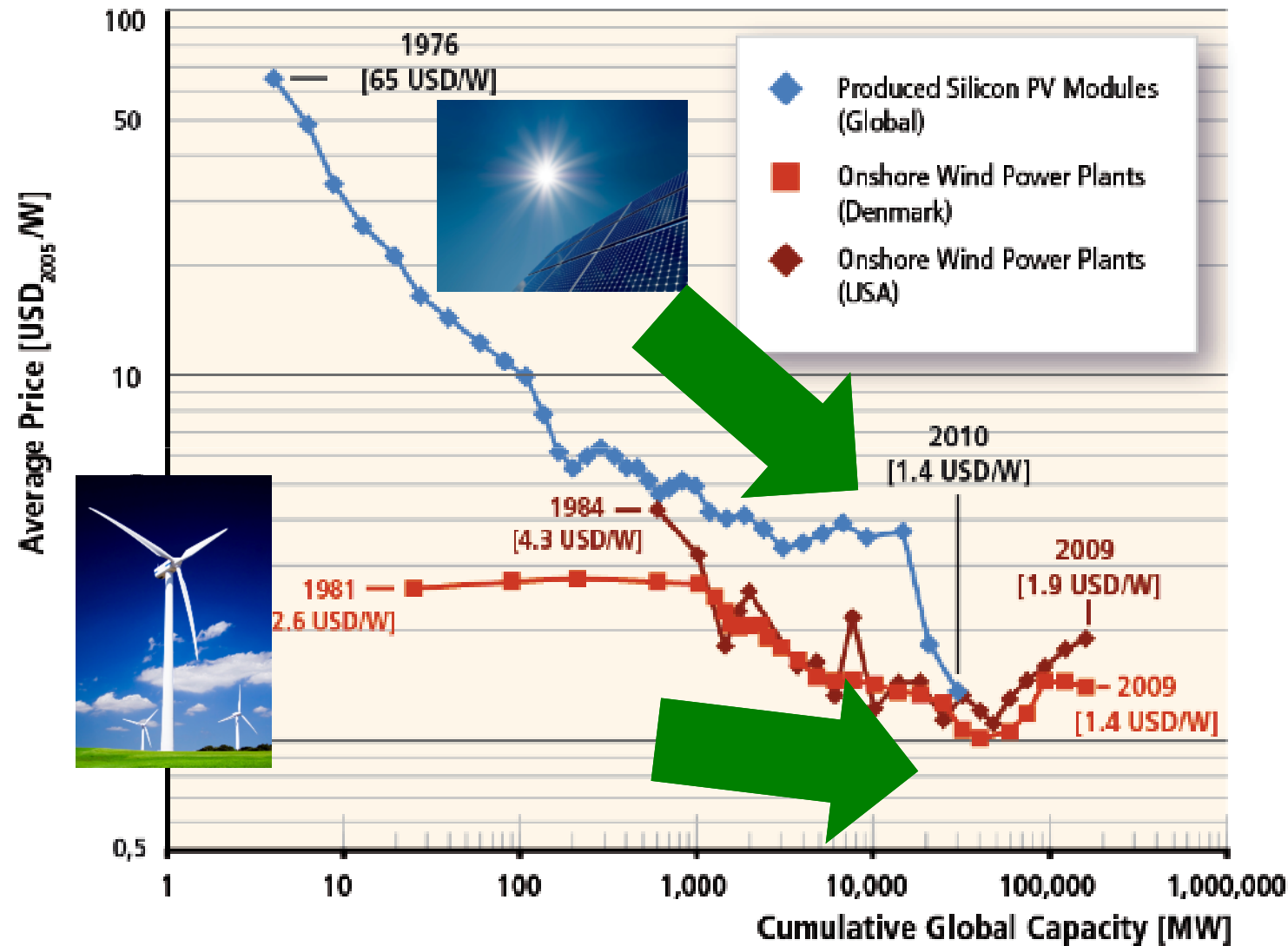
出典：UNEP SEFI, New Energy Finance

株式時価総額の比較(2009年5月)
(主要日本企業vs世界の自然エネ企業)

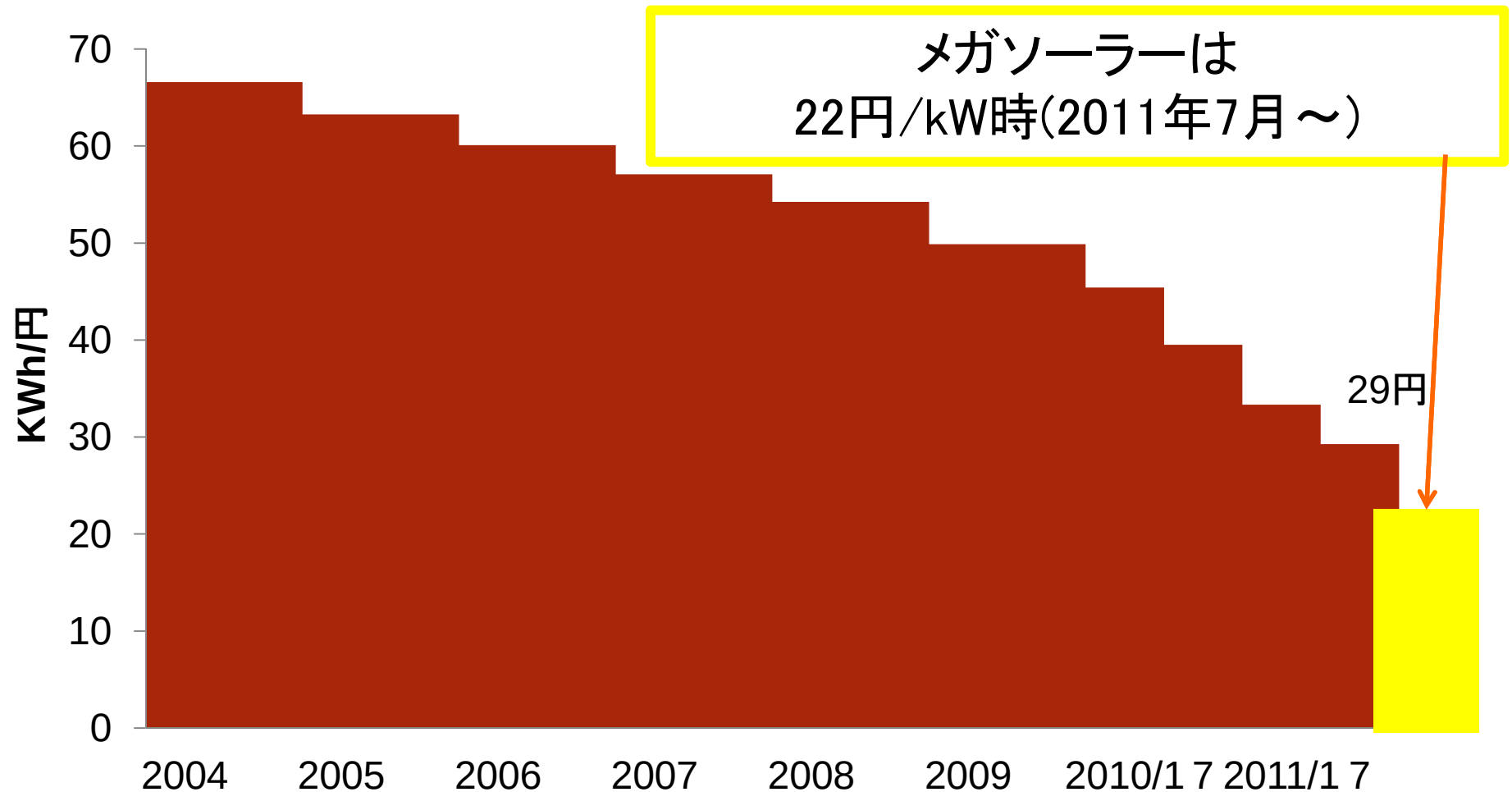
順位	企業名	(億円)
1	トヨタ自動車(株)	123,783
5	ホンダ	50,733
9	東京電力(株)	32,266
11	Xinjiang Goldwind S&T(中国)	23,978
13	新日本製鐵(株)	23,348
16	Iberdrola Renovables(スペイン)	17,810
17	中部電力(株)	16,593
18	First Solar, Inc(アメリカ)	14,690
19	京セラ(株)	14,348
20	Vestas(デンマーク)	12,870
21	(株)東芝	12,303
22	シャープ(株)	11,707
23	三菱重工業(株)	11,403
26	東京ガス(株)	9,647
28	新日本石油(株)	8,069
29	EDP Renovaveis(ポルトガル)	7,540
35	Gamesa(スペイン)	4,810
36	REC(ノルウェー)	4,680
37	J-POWER	4,639
39	(株)SUMCO	3,810
40	三洋電機(株)	3,726
41	昭和シェル石油(株)	3,328
42	Solar World(アメリカ)	2,990
43	EDF Energies(ポルトガル)	2,990
44	富士重工業(株)	2,842
45	Suzlon(インド)	2,298
46	Sunteh Power(中国)	2,162
47	q-cells(ドイツ)	1,820

出典：環境エネルギー政策研究所作成

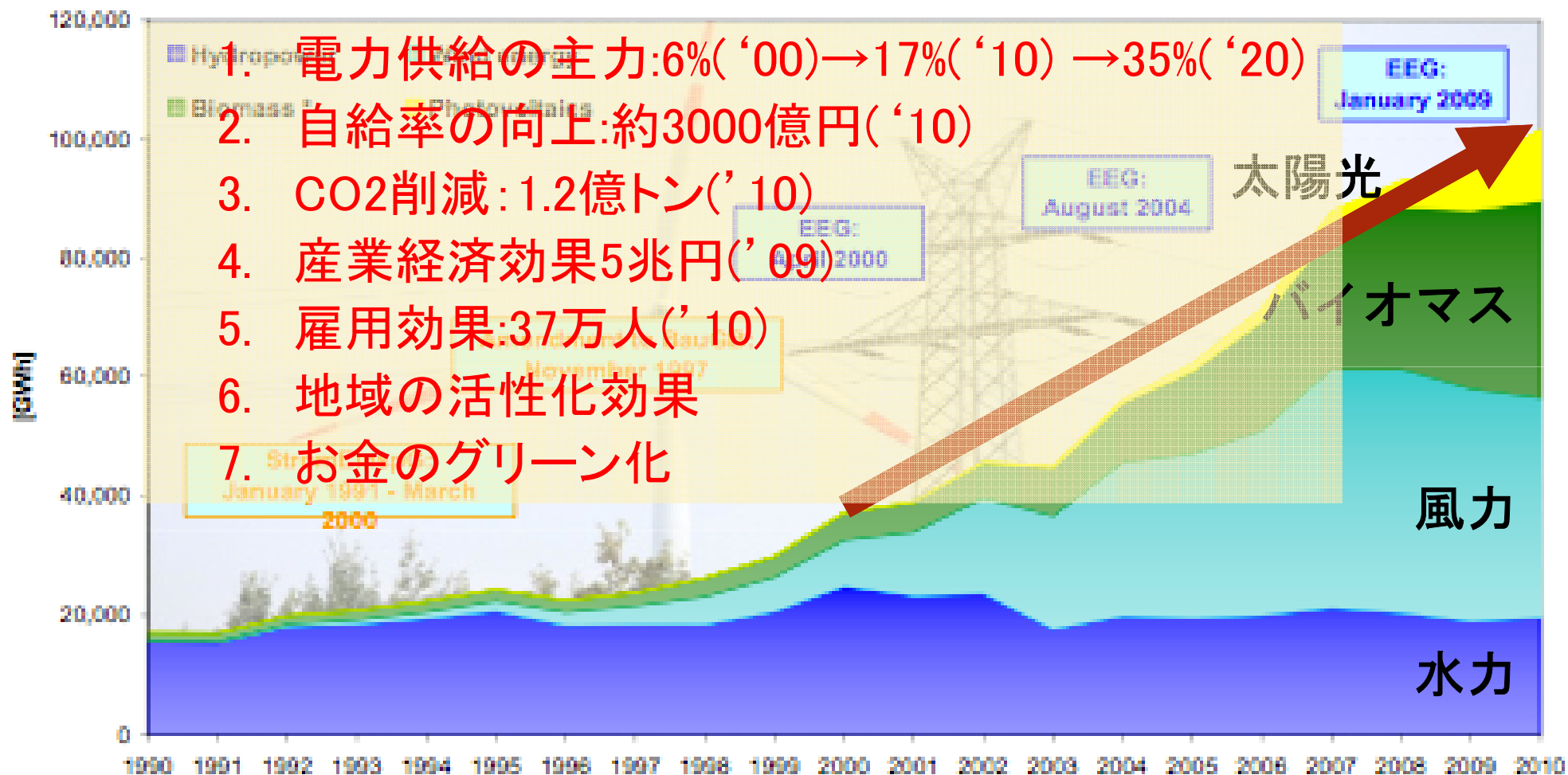
技術学習効果によるコストダウンが機能する 小規模分散型の自然エネルギー



ドイツの太陽光発電買取価格の推移 (小型家庭用～30KW) 1ユーロ=120円換算



ドイツにみる自然エネルギーの「7重の配当」



原子力・化石燃料と自然エネルギーの大局(対極)的なトレンド



今日

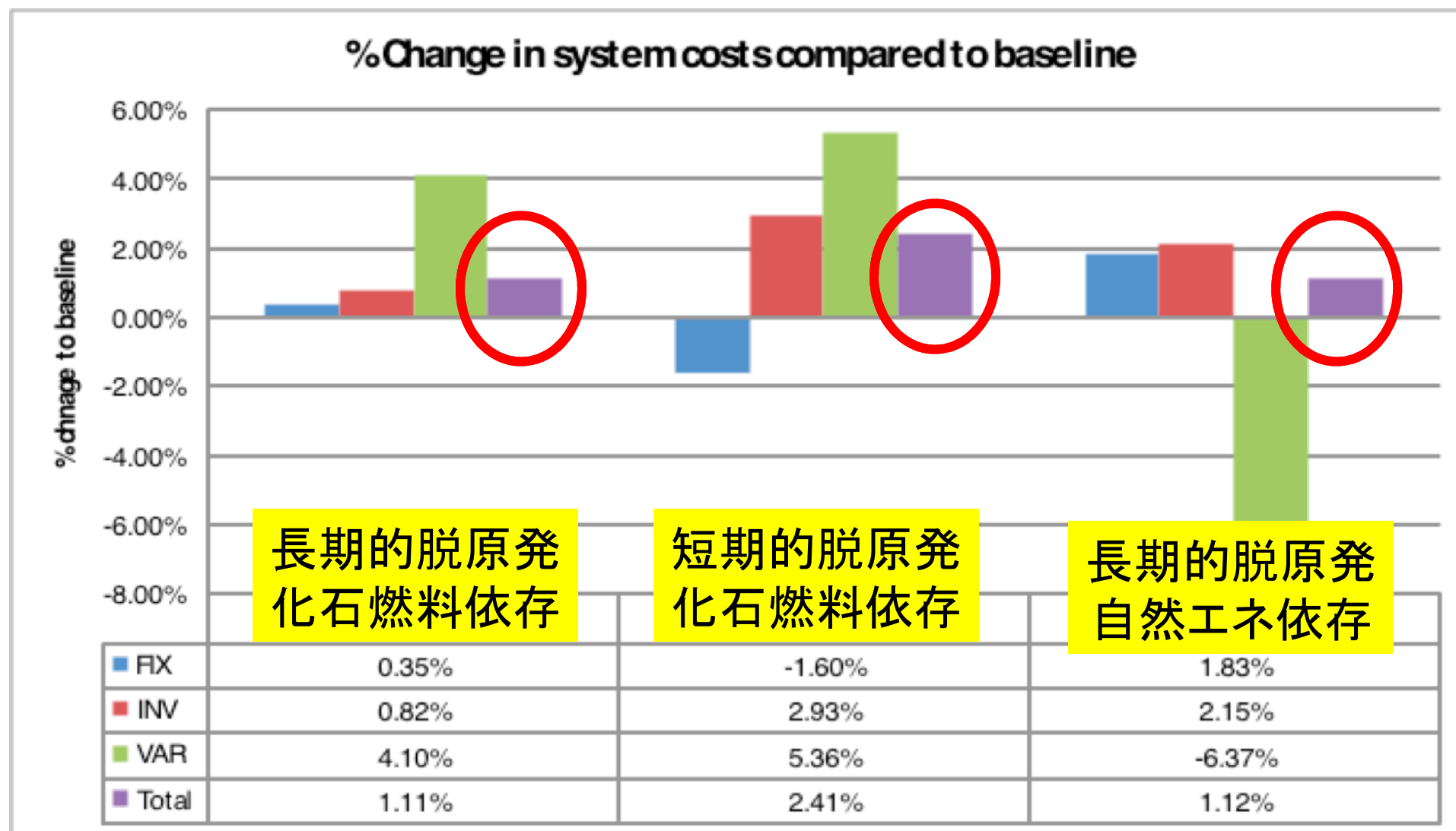


未来

- ・安全強化
- ・事故補償
- ・廃棄物処分
- ・資源枯渇
- ・温暖化・・・

- ・小規模分散
- ・技術習熟効果
- ・技術革新
- ・社会モデル

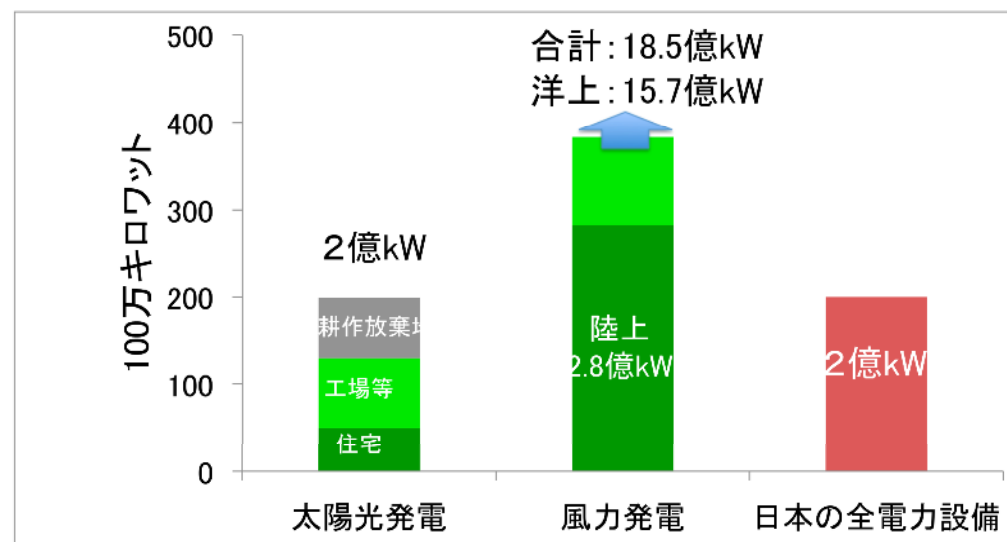
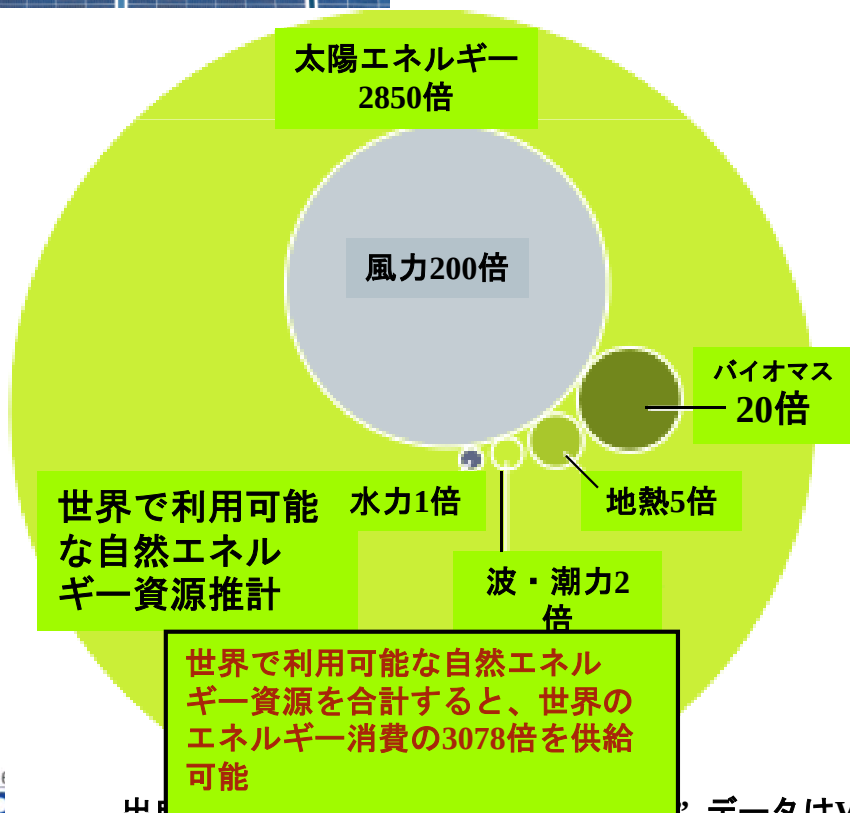
自然エネルギーの導入コストよりも化石回避メリットが大



自然エネルギーは唯一の持続可能なエネルギーで膨大にある



10000 : 1

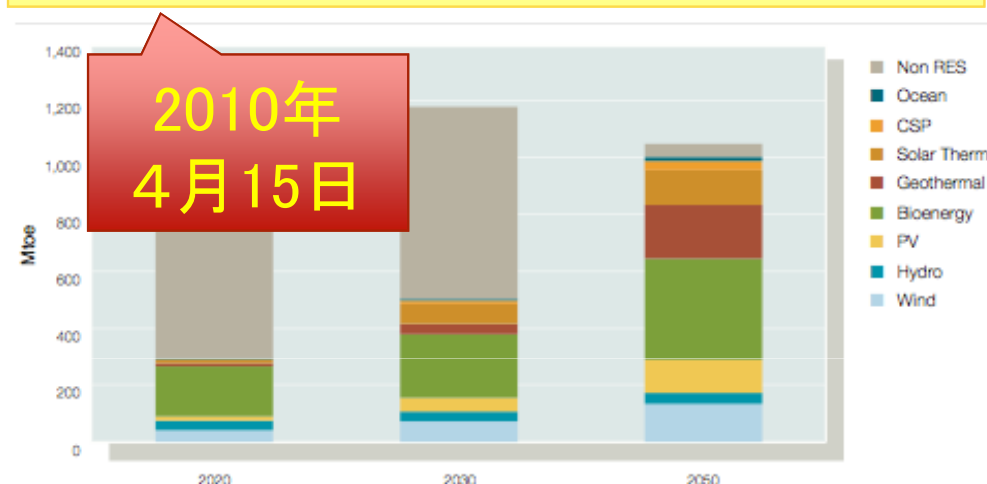
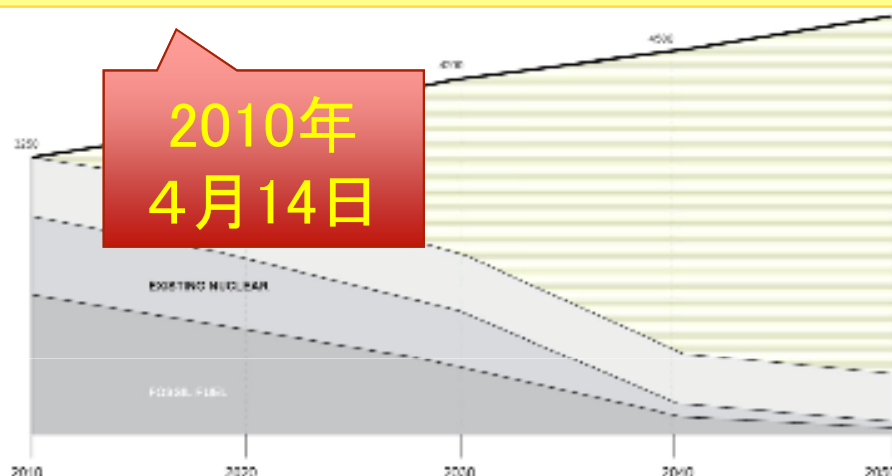


(出典)環境省「平成22年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(2011年3月)をもとに、環境エネルギー政策研究所で修正

昨年以来、続々と登場した自然エネルギー100%シナリオ

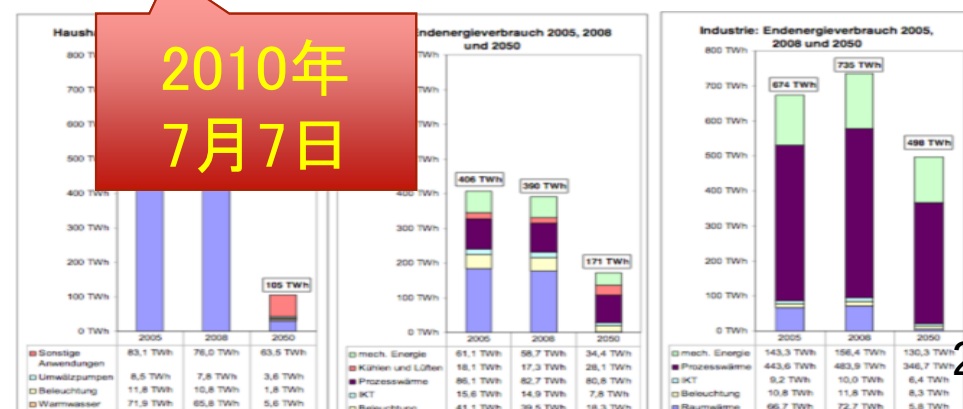
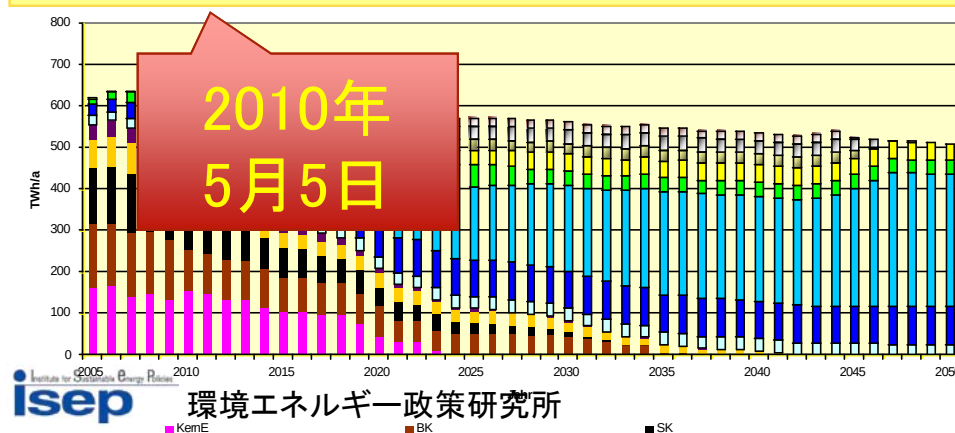
欧州気候フォーラム(ECF)
IIASA, PwC, PIK

欧州再生可能エネルギー協会(EREC)
Greenpeace International



ドイツ環境諮問委員会(SRU)

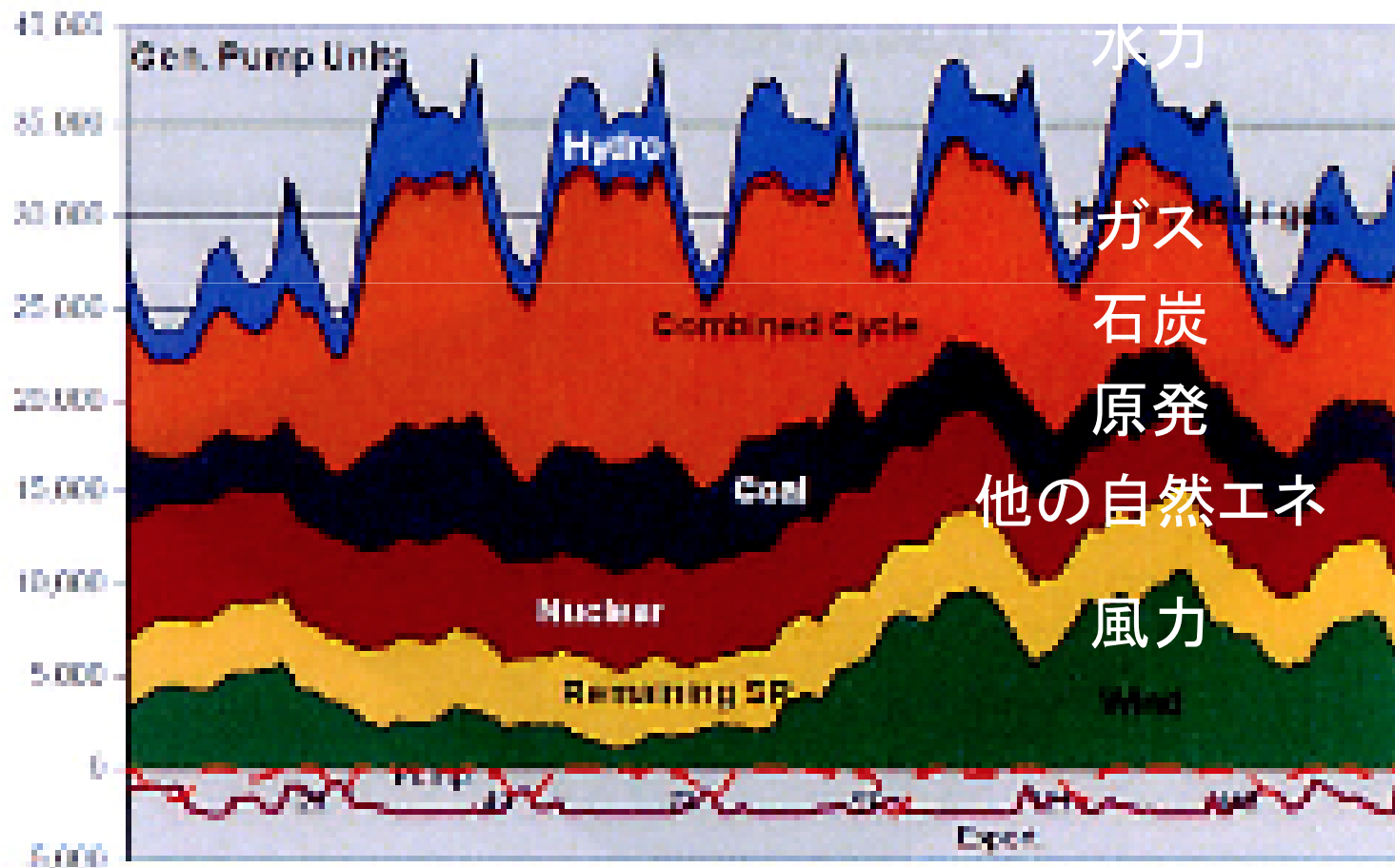
ドイツ連邦環境庁 (UBA)



1億kWに2000万kWの風力発電があるスペイン

- 「蓄電池」の前に「系統全体での変動吸収可能性」が重要

Spanish Demand Coverage - 13/04/2009 to 19/04/2009



即応する
ピーク電源
(需要に随時
追隨する)

変動する
ベース電源
(需要に追隨
できない)

自然エネルギー電力分野への投資とメリット

	2030年までの 売り上げ/売電収入 [兆円]	2031年以降の 売り上げ [兆円]	合計 (2011-2050)
再生可能エネ産業 (メーカー、工場、建設 会社)	60		60
再生可能エネ発電所 設置者(住民、農協漁 協、企業)	4	110	114
電力会社の回避コスト (化石燃料コスト)	-42	-50	-92

再エネ産業は60兆円の売り上げ増。

発電所設置者(東北沿岸の農協漁協、住民を含む)は114兆円の利益
電力会社は92兆円の燃料費節約。

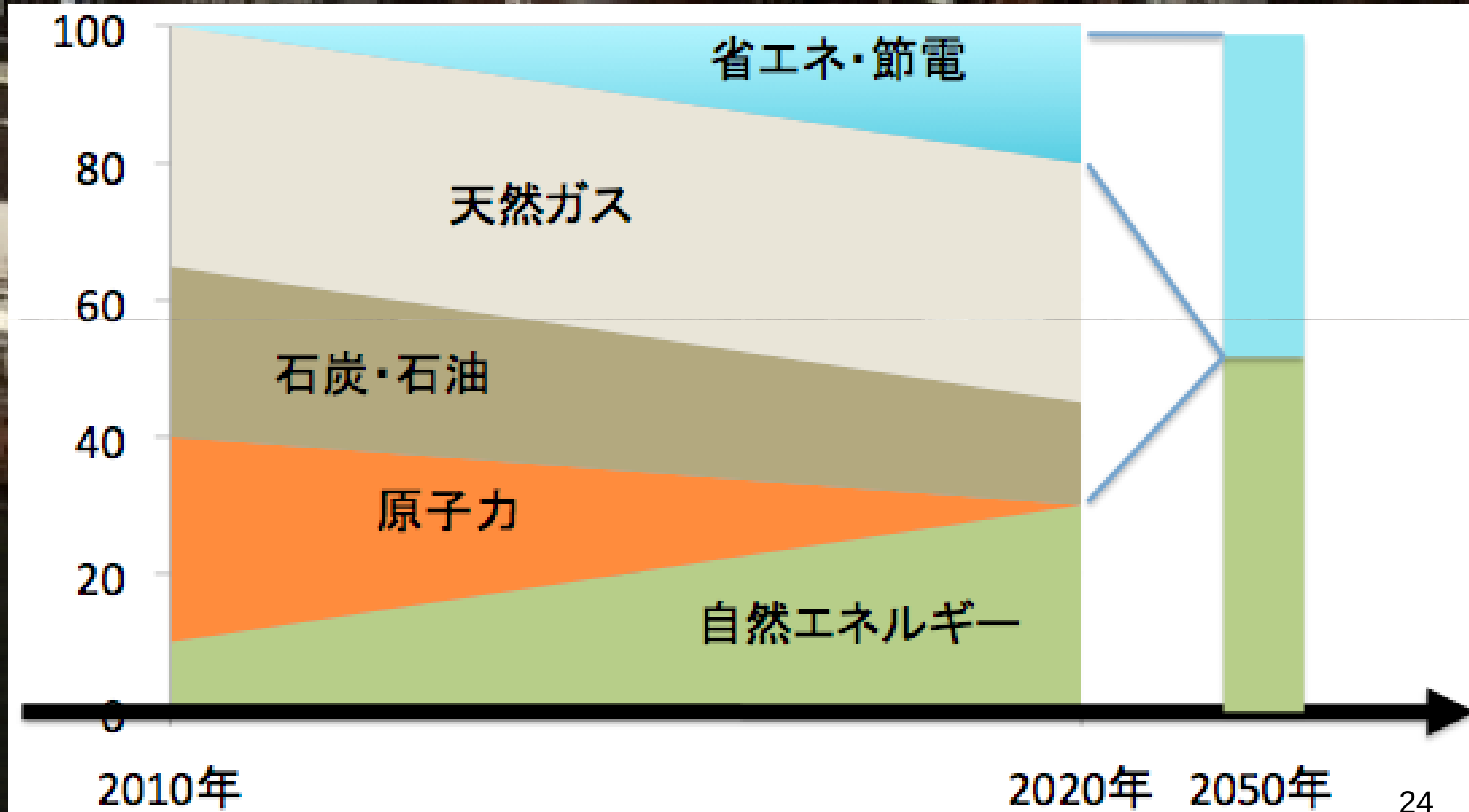
これらが、家庭で月300-600円の負担で実現。

自然エネルギーの雇用創出力

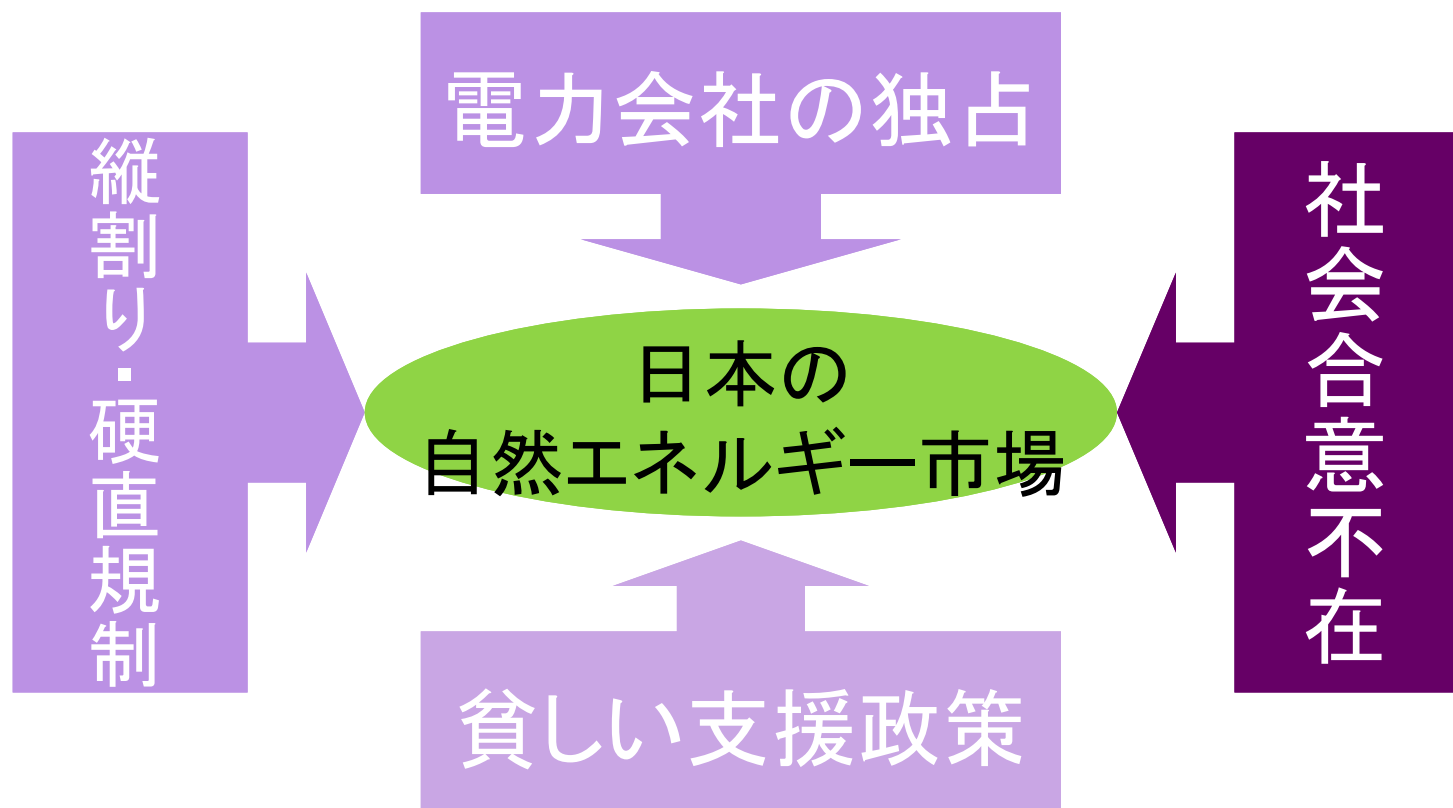
エネルギー種別	雇用創出量*
太陽光	0.91
太陽熱	0.27
地熱	0.25
バイオマス	0.22
風力	0.17
原子力	0.15
石炭	0.11
天然ガス	0.11

出典:「グリーンジョブとエネルギー経済」(Ditlev Engel/Daniel M.Kammen)より環境省作成

ISEPが3・11以降に提案する戦略的エネルギーシフト



四面楚歌の自然エネルギー市場の構造を見直す



地域からのボトムアップの必要性

190

予防的な土地利用計画

地域のオーナーシップ

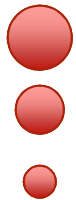
便益は地域へ還元

図 7-3 風力発電の土地利用区分図の例



電力市場改革の必要性

- × 競争の不在
- × 高い電気料金
- × 不透明な料金
- × 歪な設備形成
- × 政治圧力
- × メディア影響



公共財の公共化

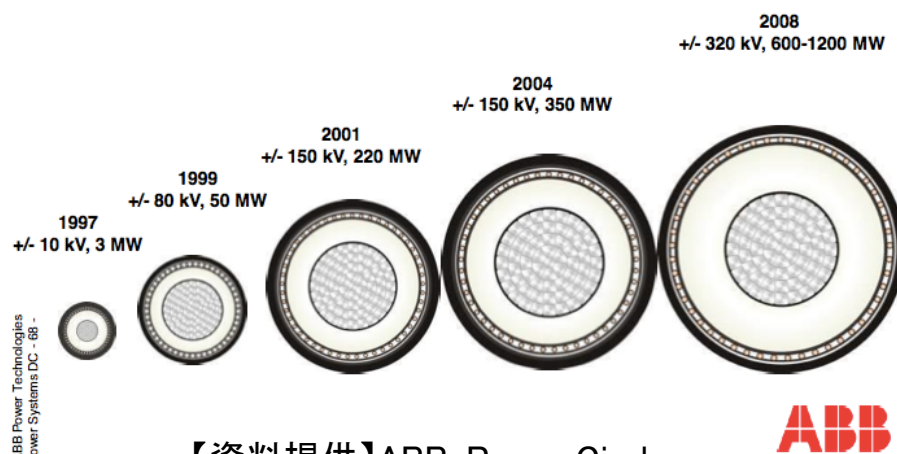
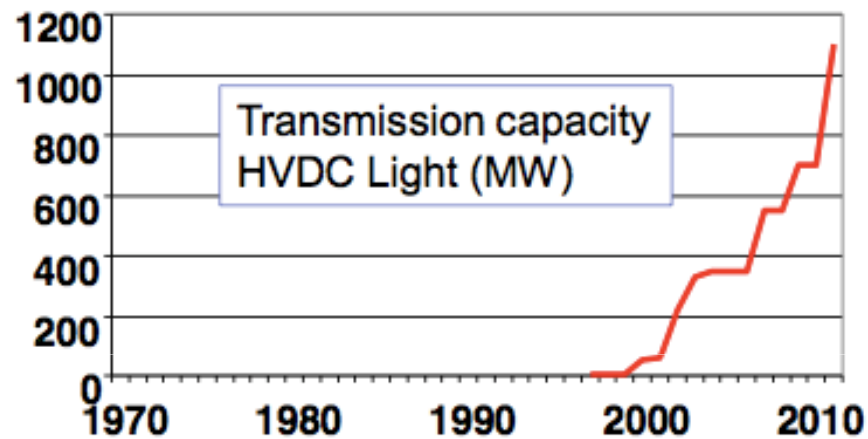
透明・公正な市場

【方向性】

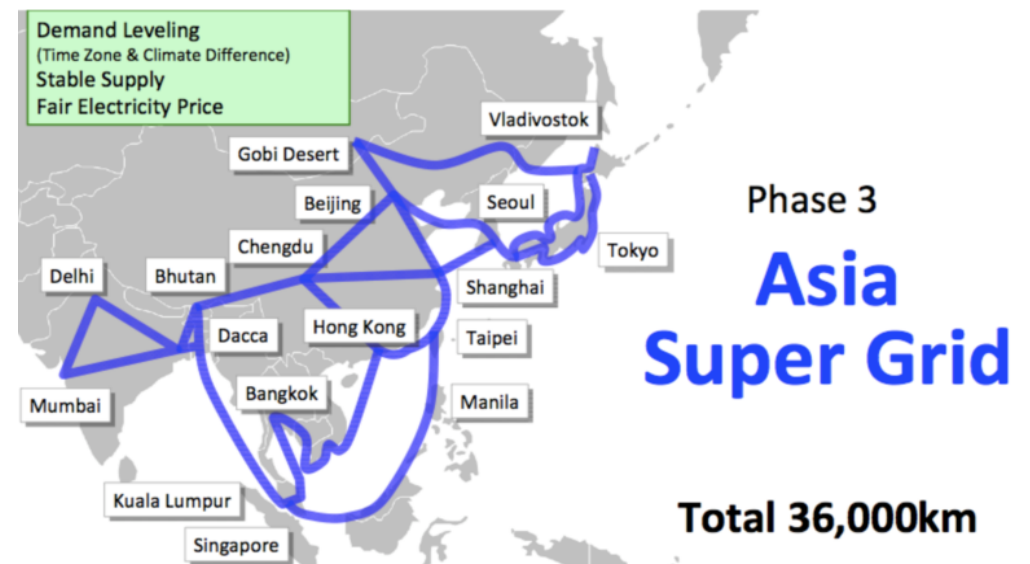
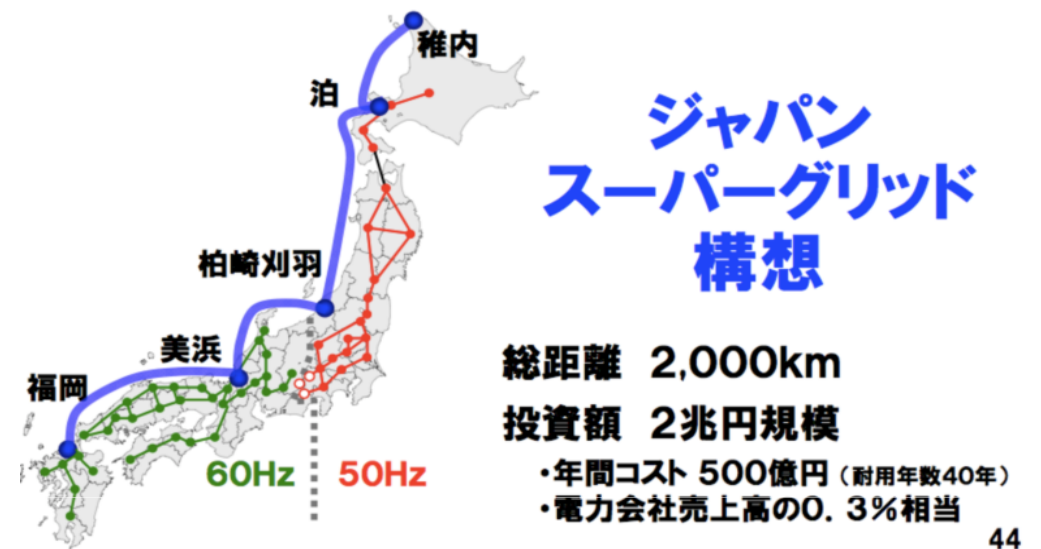
- ・「2つの独占」の見直し
→ 地域独占と垂直統合
→ 発送電分離後の市場設計
- ・強い市場監視機関設立
→ 「公益事業規制委員会」
- ・東京電力債務超過から
→ (good東電)再民営化と発送電分離
→ (bad東電)損害賠償主体
→ (事故本体)国直轄の長期管理対策
- ・他電力会社: 会社分割と送電部門の合併斡旋
→ 日本送電(株)または東西2社

スーパージット＝高圧直流送電線(HVDC)の構想を

高圧直流送電技術の急進展



【資料提供】ABB, Power Circle



国民に信頼される原子力・エネルギー政策へ

【プロセス・場】

- ・検討の場の人心一新
 - 一戦略と監視と執行の分離
 - 「総合エネルギー戦略会議」
 - 「公益事業規制委員会」
 - 「環境エネルギー庁」
 - 一省庁再編・審議会統廃合
 - 一地域への権限委譲
- ・熟議民主主義の活用
 - 一徹底的な透明性と参加性
 - 一国民投票、コンセンサス会議等
- ・国際パネルの設置・活用
 - 一原子力事故、放射線影響等

【政策の方向性】

■脱原発依存

- ・核燃料サイクル即時凍結
- ・脱原発プログラム化(期限、手順等)
- ・市場ルール適用(事故)
- ・使用済み燃料中間貯蔵
- ・原発立地地域への激変緩和措置
- ・核廃棄物に関する国民との対話と合意形成

■自然エネルギー拡大

- ・目標値の法定化:2020年に20%
- ・技術・供給プッシュから需要プルへ
- ・金融的措置(グリーンバンク)
- ・非経済的な障害への対応
- ・電力外分野(熱・輸送)への政策対応
- ・ボトムアップ促進

■電力市場改革(前述)

ISEP ブリーフィングペーパー(2011 年 10 月 25 日)

原発を再稼働しなくても今冬と来夏の電力は足りる

【要旨と提言】

- ・ 今夏の東京電力と東北電力は電力制限令などの節電努力で、ピーク・平均とも前年比 20%の節電効果があった
- ・ 稼働中の原発(2011 年 10 月現在 10 基)を全停止しても、全ての電力会社で今冬・来夏ともに電力不足は生じない
- ・ 原発再稼働問題と電力需給問題は切り離し、前者は安全性と社会合意により判断すべき
- ・ 国は、需給調整契約の拡充やピーク料金など市場を活用した需要側管理(DSM)を重心的に実施すべき
- ・ 国および電力会社は、過大に見積もった需要を固定視せず、「節電発電所」と見なした需給管理をすべき
- ・ 国は、省エネ・節電投資を促す施策を拡充し、構造的な節電による電力費用総額の削減を促すべき

はじめに

2011 年 3 月 11 日に発生した東北関東大地震とそれに続く巨大津波によって、福島第 1 原子力発電所において国際原子力事象評価尺度レベル 7 という深刻な原子力災害が発生し、東京電力・東北電力管内の主要電源が被災した。福島第一原発から放出された大量の放射性物質は、東日本全体の広い地域で様々な被害をもたらしている。その一方で、東日本の電力供給では深刻な需給ギャップが生まれ、それに対応するために東京電力では「計画停電」を実施したが、信号や鉄道、病院といったライフラインの電力や震災被災地の電力供給さえ止まる地域がある他、生産活動の見通しを立てられない産業経済界からも異論が聞こえるなど、混乱を極めた。その後、東京電力管内では夏の需要ピークでの電力需給の見通しから 7 月 1 日より大口需要家に対する 15%の電力使用制限等が発令されたが、ピーク需要に対して 20%近い節電効果が実証された。今後、定期点検による原子力発電所の停止や再稼働が事実上困難であることにより、2012 年春には全ての原子力発電所が停止する見込みである。国民の多くが脱原発を望む中、政府も脱原発依存の方向性を打ち出し、エネルギー政策の根本的な見直しが始まっている。このペーパーでは、2012 年 1 月と 8 月の冬期と夏期の電力需要のピーク時に、原発の再稼働をしない場合でも電力の供給について問題がないことを示す。

2011 年 9 月末現在、国内 54 基の原子炉 4,896 万 kW のうち、様々な理由で約 8 割にあたる約 3,350 万 kW が停止している。3.11 以降、定期点検に入った全ての原子力発電所について安全性の確認が困難なことから再稼働が出来ない状況が続いており、このままいけば図 1 の様にほとんど全ての原子力発電所が来年の春には停止することになる。北海道電力の泊 3 号は、定期点検後の調整運転が長期間に渡った末、8 月に商業運転に移行したが、これは本来、安全性の確認が困難なことから停止をすべきであった。

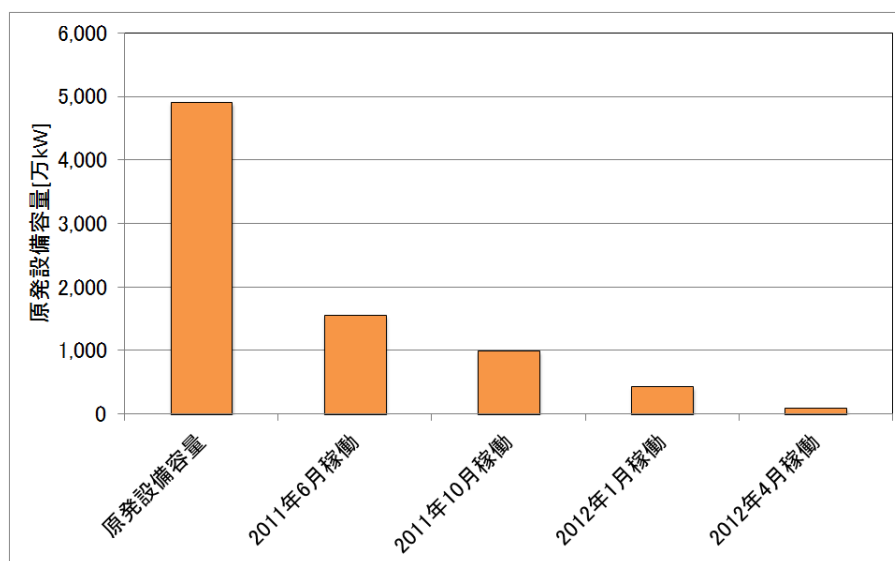


図 1：国内の原子力発電所の稼働状況(ISEP 予測)

この 2011 年夏は節電の成果により、東京電力の管内では夏のピーク電力は昨年より 18%も低下した。政府は、今年および来年の電力需給の検討にあたって 2010 年の最大電力(6000 万 kW)に固執してきたが、節電や省エネが有力な選択肢として考慮する必要があることが明確になったと言える。そこで、この 2011 年夏の電力需給の実績を踏まえて、今年の冬(2012 年 1 月)、来年の夏(2012 年 8 月)における全国の電力会社別の供給力について検証し、過去のピーク時の電力需要との比較をしつつ、原子力発電所が再稼働しない場合の電力需給について考察を行う。

今年夏の電力需給の実績

政府は 7 月 29 日のエネルギー環境会議で、原発が停止した際に 2011 年夏、2012 年冬、2012 年夏のピーク電力が不足するとの予測を発表した。また、8 月下旬に経済産業省はその予測の内訳について発表した。ところが、この予測は需要は節電なしの過大なもの、供給は真夏の定期検査や自家発電供給打ち切りなども含む過小なもので、その結果として「不足」とされたものである。今夏なみの節電を実施し、発電所を活用すれば 17%以上の余裕があることになる。

図 2 には、今年夏(2011 年 8 月)のピーク時の電力需給の実績を示す。政府や電力各社からの事前の発表では今年の夏のピーク時には厳しい電力需給が予想されていたが、企業および家庭の節電効果と、電力各社による供給力の確保の結果、東北電力を除き電力の需給には大きな問題は発生しなかった。東北電力については、大雨による水力発電所の被災で 100 万 kW 程度の供給力が失われたが、東京電力からの電力融通により最終的には供給力は確保された。大口需要家に対して強制的な 15%の電力使用制限が行われた東京電力と東北電力管内では、例年に比べてピーク時の電力需要が 20%以上低下したが、それ以外の電力会社においても自主的な節電が行われ結果、前年比で最大 20%程度の低下がみられた。

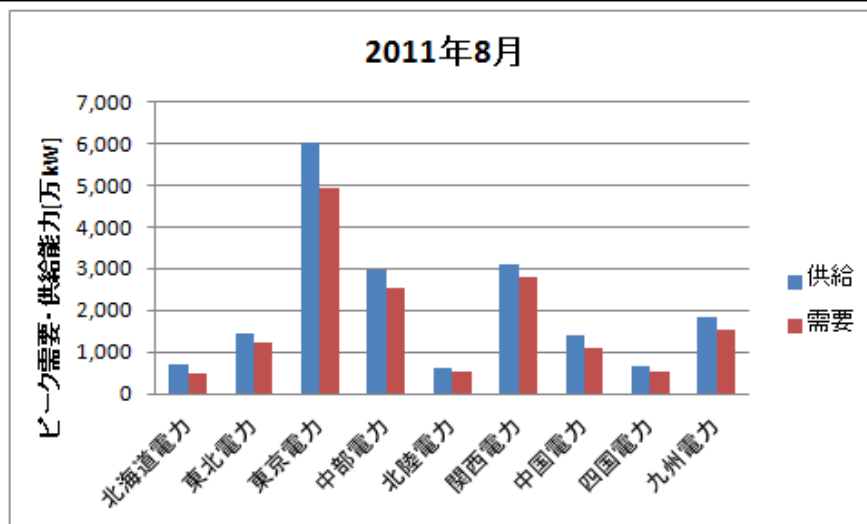


図 2: 今年の夏(2011 年 8 月)の電力需給実績(IESEP 推計)

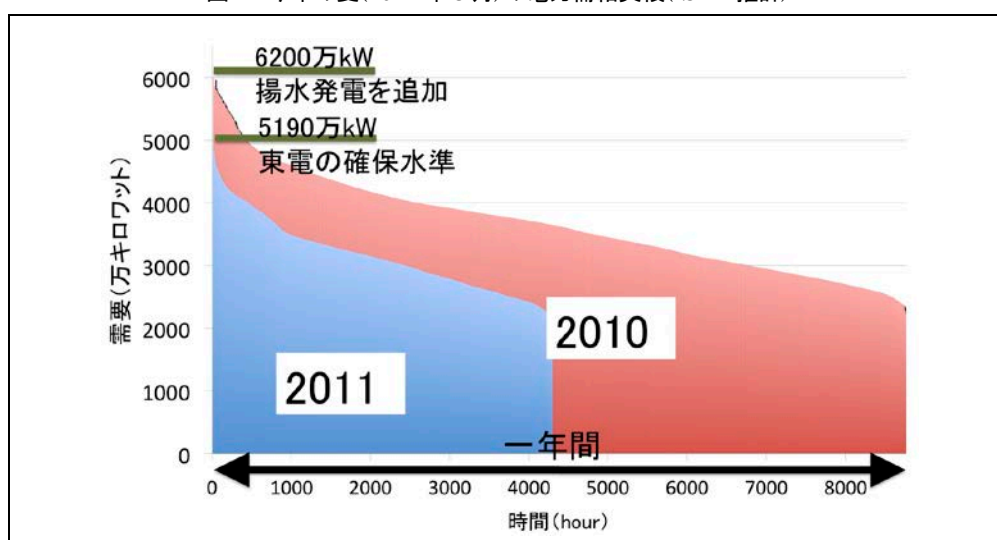


図 3: 昨年と今年前半の東京電力の電力需給曲線(東京電力データを元に ISEP 作成)

東京電力は、この夏の節電を促進するための一環として 2008 年度以降の 1 時間ごとの電力需要を公表した。表 1 に示す様に 2008～2010 年を通じて、最大電力需要 6000 万 kW に近い電力需要の記録したのは、上位 100 万 kW (5900～6000 万 kW) を記録した時間数はわずか 5～6 時間であり、上位 500 万 kW (5500～6000 万 kW) を記録した時間数は 2008 年で 42 時間、比較的長い 2010 年でも 165 時間である。図 3 に示すように 1 年間 365 日×24 時間＝8760 時間のうち、わずか 5～6 時間だけの需要のために、域内の大口需要家の省エネ対策を徹底することもなく、多大な維持コストと大きな燃料費を覚悟して 100 万 kW の発電所を用意しておかなければならないのか、再考することが必要である。図 4 に示すようなピーク時間帯に動く石油火力発電所の燃料コストは 1kWh あたり約 14 円と推定される (注 1)。大口需要家に、ピーク時間に約 14 円/kWh の燃料費をかけ、約 11 円/kWh (注 2) で売ろうでは燃料コストだけ考えても赤字になる。需給調整契約の最大活用や、ピーク時に高値の電力料金を適用することなく、増大する需要にあわせて供給力を確保するという日本電力型ビジネスモデルは、市場経済の観点からの検討だけでも限界に来ていると言える。

表 1 最大電力に近い電力を記録した時間数（出典：東京電力）

年度	2010 年度		2009 年度		2008 年度	
	電力(発電端) [万 kW]	この需要を記録 した時間	電力(発電端) [万 kW]	この需要を記 録した時間	電力(発電端) [万 kW]	この需要を記録 した時間
最大 100 万 kW	5900～6000	5	5350～5450	5	6000～6100	6
最大 200 万 kW	5800～6000	28	5250～5450	18	5900～6100	14
最大 300 万 kW	5700～6000	79	5150～5450	25	5800～6100	23
最大 400 万 kW	5600～6000	123	5050～5450	34	5700～6100	34
最大 500 万 kW	5500～6000	165	4950～5450	69	5600～6100	42

（注 1）政府の「エネルギー・環境会議」の 2011 年 7 月 29 日の資料では 16 円/kWh

（注 2）2009 年度の大口電力総合単価（特別高圧）は 10.7 円/kWh。出典は日本エネルギー経済研究所「エネルギー経済統計要覧 2011」

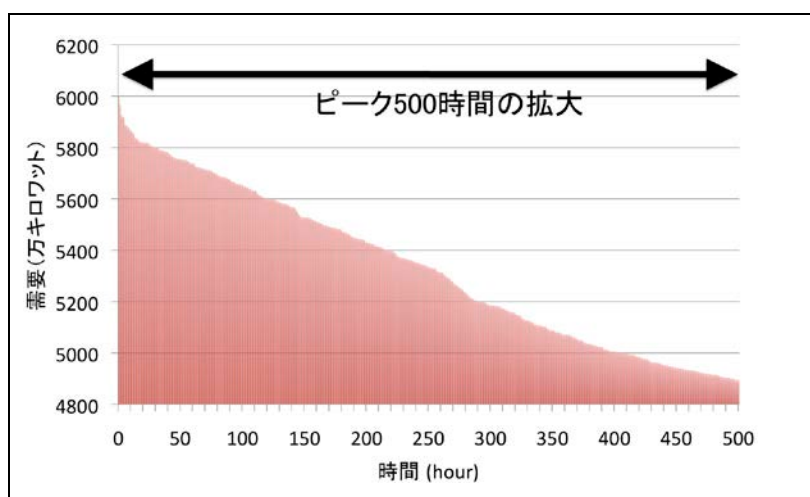


図 4 5000 万 kW 以上の最大電力とその時間数(東京電力データを元に ISEP 作成)

また、政府は、電力各社と大口需要家との需給調整契約（注）の内容を一部発表した(表 2 に東京電力の例)。このうち随時調整については、通告期限が直前、1 時間前、3 時間前などと幾つか種類があるものの、電力需給が厳しい時に供給を止めることができる。（注：大口需要家はこれを受け入れるかわりに、前項で説明したような、もともと家庭の半分以下である大口電力単価を更に下げている。）

表 2 東京電力と大口需要家の需給調整契約

	契約電力[万 kW]	件数
随時調整契約	174	1,050
計画調整契約	255	5,550
合計	429	

出典：経済産業省

今年の冬および来年の夏の見通し

今年の夏は、東京電力および東北電力では地震で一旦停止した発電所の多くが運転を再開、追加電源設置も行われている。政府のエネルギー・環境会議が 7 月 29 日に今年の夏から来年夏までの電力需給の見通しについて発表した。需要想定については今年夏の節電の実績をふまえるべきである。定期点検に入った原子力発電所の再稼働が今後とも行われない場合の電力各社の供給力の想定を行い、今年の冬(2012 年 1 月)および来年の夏(2012 年 8 月)の電力の需給の見通しを検討する。

政府が発表している需要予測は 2010 年夏の 17,954 万 kW のままで、企業も家庭も節電をしないことが前提になっていた。これは今夏の節電実績と比較すると 2300 万 kW も大きい。需給が逼迫した時に電気の供給を止める代わりに安い電気料金になっている「需給調整契約」も発動しない想定である。一方、政府が発表した供給力は、様々な理由で低く見積もられている。自家発電からの購入は増やすどころか 142 万 kW も 2011 年夏より減らす予測だ。2012 年夏の需要期に使わない、あるいは出力低下とされる電力設備は沖縄電力を除く 9 社で約 2500 万 kW あり、長期停止中、あるいは渇水予測での低下などそれなりに説明がつくものを除いて約 2000 万 kW があえて使用しないか出力低下予測となっており、多くは説明がつかない。例えば北海道電力は来夏に 32 万 kW の不足と発表されたが、70 万 kW の火力発電所が真夏に定期検査をする想定になっており、真夏の定期検査を春秋にシフトするだけで 38 万 kW の余力が確保される。四国電力は 2012 年夏に 67 万 kW の不足と発表されたが、不足量は関西電力などへの融通分であった。隣の中国電力は需給に余裕のあるのに融通は 2012 年夏に中止され、余裕が小さい四国電力の融通が続くというちぐはぐな想定だ。エネルギー環境会議(7/29)の資料では設備容量を示さず、つまりもともとどれだけ設備がある中でどれだけの供給力を予測しているかという説明をせずにただ電気が足りないと主張し、こうしたからくりを読み取りにくくしている。これでは到底国民への説明責任を果たしたとは言えない。

表 3 および表 4 に示すように、この政府の見通しに対して、設備を再点検して供給力をチェックし、需要も今夏なみの節電を来年にもっと楽な方法で実施すると、原発が全停止でも来年夏は 17%以上の余裕があることになる。電力供給力を確保するために、安全性も確保されていない原子力発電の再稼働は必要ないと考えられる。

図 5 には、この冬(2012 年 1 月)に各電力会社で想定されるピーク時の電力需給を示す。定期点検による停止する原子力発電所が増え、特に関西電力の需給が厳しくなることが想定されるが、節電対策の強化や他の電力会社(中部電力、中国電力など)からの電力融通などにより、問題は無いと考えられる。図 6 には、全国、東日本および中西日本の電力需給について示すが、中西日本全体でも供給力がピーク時の需要を上回る予想であることがわかる。

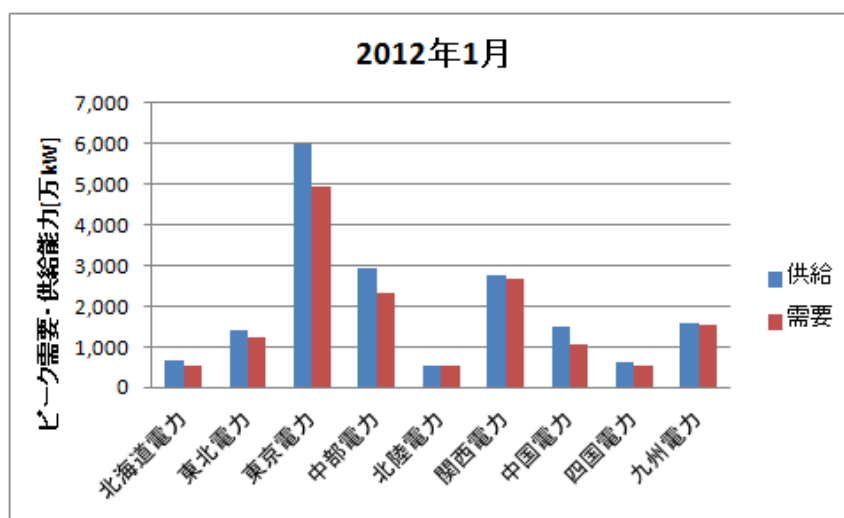


図 7：今年の冬(2012 年 1 月)の電力需給(ISEP 推計)

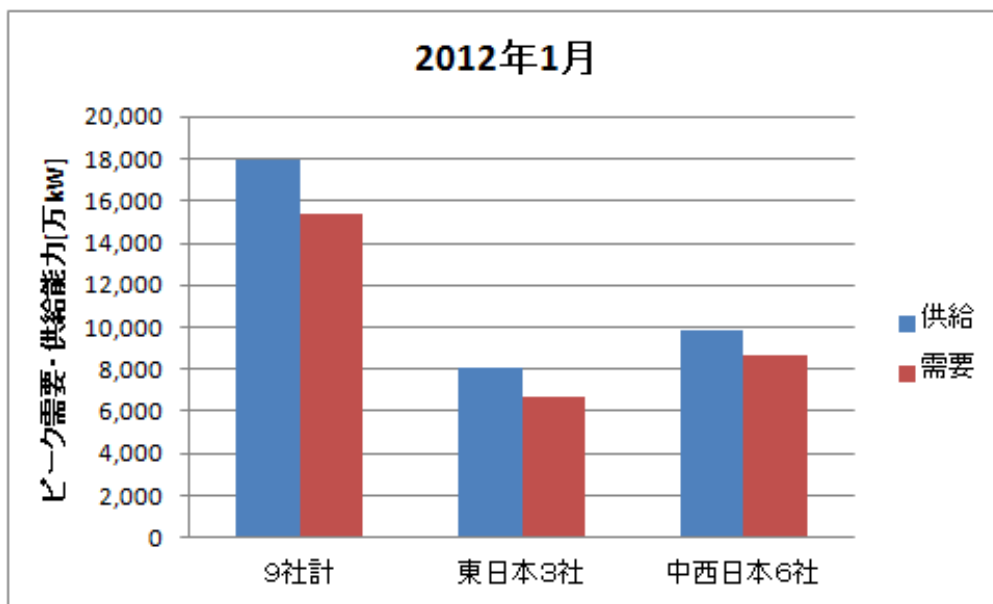


図 8 : 今年の冬(2012 年 1 月)の電力需給(ISEP 推計)

表 3: 2012 年 1 月の電力需給予測(政府および ISEP 推計の比較)

	需要予測		設備と供給力予測			供給予備力		備考
	需要 ISEP	需要 (政府)	設備 容量	供給力 ISEP	供給力 (政府)	予測 ISEP	予測 政府	
北海道電力	553	579	741	667	658	115	79	
東北電力	1,246	1,420	1,569	1,405	1,317	159	-103	
東京電力	4,922	5,150	6,285	5,969	5,094	1,047	-56	
中部電力	2,342	2,342	3,089	2,926	2,485	584	143	
北陸電力	528	528	701	552	541	24	13	
関西電力	2,665	2,665	2,898	2,750	2,440	85	-225	
中国電力	1,074	1,074	1,538	1,486	1,164	412	90	
四国電力	520	520	721	622	503	102	-17	
九州電力	1,533	1,533	1,657	1,566	1,496	33	-37	
9社計	15,383	15,811	19,197	17,943	15,698	2,560	-113	(沖縄電力を除く)
東日本3社	6,721	7,149	8,595	8,042	7,069	1,321	-80	
中西日本6社	8,662	8,662	10,603	9,901	8,629	1,239	-33	(沖縄電力を除く)

さらに、全国で全ての原子力発電所が停止することが想定されている来年の夏(2012 年 8 月)の電力各社の電力需給の予測を図 9 に示す。関西電力および九州電力において厳しい電力需給が想定されるが、今年の夏に東京電力の管内で行われた様な節電への取組みや、中西日本の他の電力会社(中部電力、中国電力など)からの電力融通により、電力需給は特に問題は無いと考えられる。図 10 には、全国、東日本および中西日本での電力需給の予測を示すが、引き続き中西日本全体でも供給力がピーク時の需要を上回る予想であることがわかる。

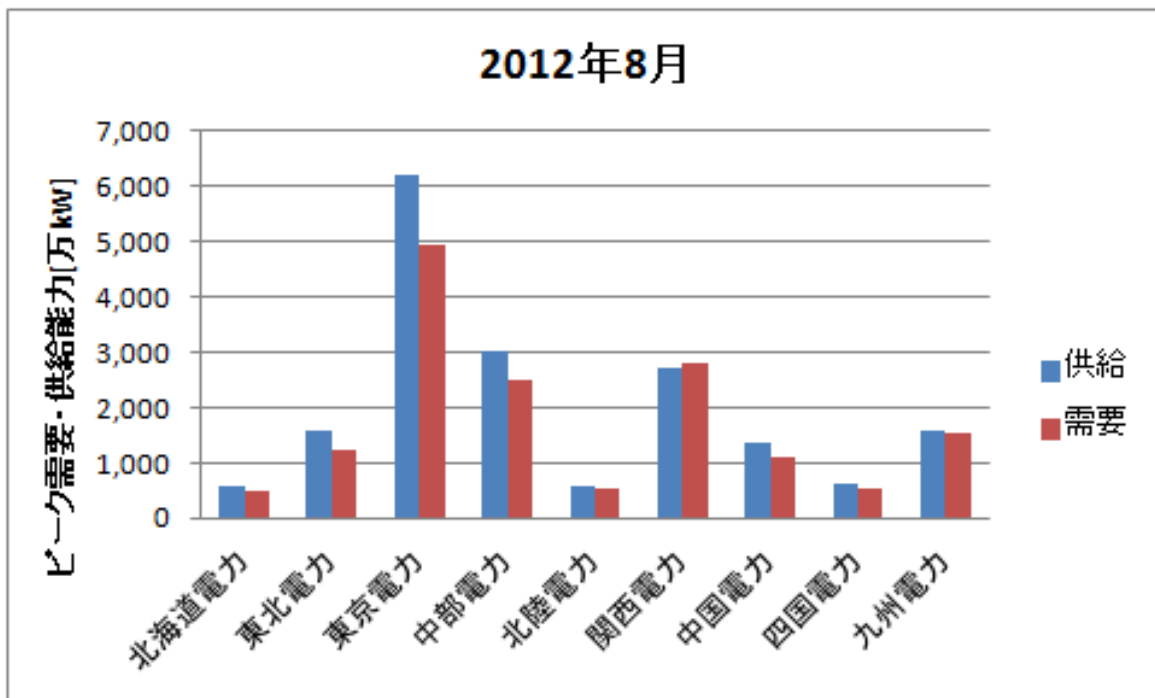


図 9: 来年の夏(2012 年 8 月)の電力需給(ISEP 推計)

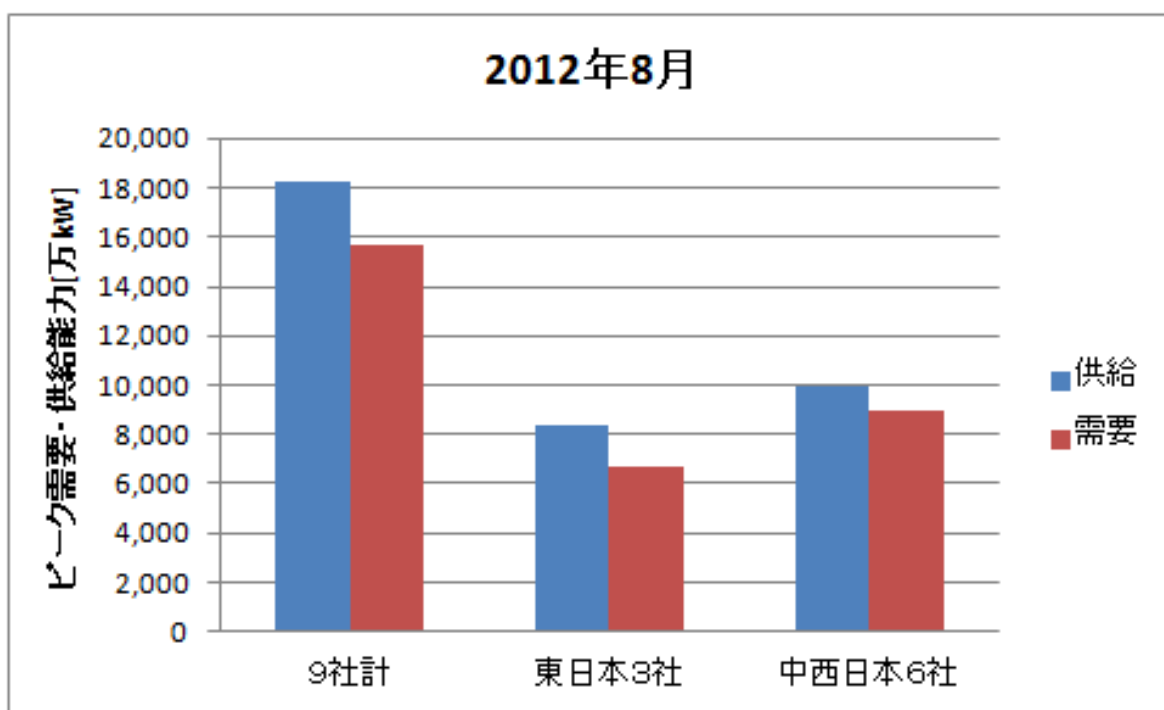


図 10 : 来年の夏(2012 年 8 月)の電力需給(ISEP 推計)

表 4: 2012 年 8 月の電力需給予測(政府および ISEP 推計の比較)

	需要予測		設備と供給力予測			供給予備力		備考
	需要 ISEP	需要 (政府)	設備 容量	供給力 ISEP	供給力 (政府)	予測 ISEP	予測 政府	
北海道電力	483	506	650	570	474	87	-32	
東北電力	1,246	1,480	1,720	1,577	1,485	331	5	
東京電力	4,922	6,000	6,335	6,209	5,193	1,287	-807	
中部電力	2,520	2,709	3,148	3,040	2,750	520	41	
北陸電力	533	573	701	575	565	42	-8	
関西電力	2,785	3,138	2,811	2,724	2,533	-61	-605	隣接する中部電力と中国電力の供給余力が約 800 万 kW あり、融通増で対応可
中国電力	1,083	1,201	1,456	1,357	1,234	274	33	四国電力の融通を肩代わり
四国電力	544	597	664	626	529	82	-68	他社への融通中止
九州電力	1,533	1,750	1,656	1,593	1,534	60	-216	
9社計	15,649	17,954	19,140	18,270	16,297	2,621	-1,657	(沖縄電力を除く)
東日本3社	6,651	7,986	8,705	8,357	7,152	1,706	-834	
中西日本6社	8,998	9,968	10,436	9,914	9,145	916	-823	(沖縄電力を除く)

最後に沖縄電力を除く 9 電力の需給予測を表 5 に、政府が「不足」としている理由を表 6 に示す。今年並みの節電を実施し、需要の多い時期には定期検査を行わず、自家発電電も打ち切らずに今年なみに実施し、揚水発電を含め各社の発電設備を有効活用すれば、原発全停止になっても、来夏も余裕をもった需給ができる。ここで、政府の需給予測を再度点検すると、図 11 のようになる。政府予測では需要については 2010 年夏並みの需要を見込み、2011 年に経験した節電は行わないとしている。政府予測と 2011 年夏の実績との差は約 2300 万 kW となり、今年動いた原発設備の 2 倍以上になる。つまり、需要想定をただすだけでも、電力需給が十分に満たされるの可能性が示される。

さらに供給側では、需要期の定期検査想定、火力出力低下(定期検査が隠れている可能性)、自家発電受電打ち切り、揚水発電未使用などで約 2000 万 kW の供給力過小評価が見込まれる。これも今年動いた原発設備の 2 倍程度になる。原発が全停止しても、新たに停止する電源の 3 倍程度の供給力の過小評価が見つかったことになる。

表 5: 9 電力の全体の電力需給予測 (単位: 万 kW)

時期	2011 年 8 月			2012 年 1 月			2012 年 8 月			備考
発電所	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	
需要予測		15,649	17,954		15,383	15,811		15,649	17,954	
供給力予測 (融通前)	19,625	18,803	17,513	19,197	17,999	15,754	19,140	18,319	16,346	
融通		-42	-42		-56	-56		-49	-49	
供給力予測 (融通後)		18,761	17,471		17,943	15,698		18,270	16,297	政府は真夏の火 発の定期検査を 見込む
供給予備力		3,112	-483		2,560	-113		2,621	-1,657	
供給予備率		20%	-3%		17%	-1%		17%	-9%	
以下オプション										
太陽光発電	298	298	0	302	302	0	302	302	0	家庭用を含む
自家発 追加可能性		115			115			115		経産省調査の昼 間の余裕のある 自家発 ¹ 。
需給調整契約		1,091						1,091		

表 6: 政府の予測する電力需給不足の主な原因 (単位: 万 kW)

時期		2011 年 8 月	2012 年 1 月	2012 年 8 月	備考
政府の予測する「不足」		422	112	1656	
「不足」原因の小計		3,595	2,673	4,278	
需要	過大需要	2,305	428	2,305	政府想定では節電なし
供給	小計 ²	1,290	2,245	1,973	
	需要期の定期検査	60	274	96	北電芒東厚真など。
	その他火力出力低下	651	826	816	詳細不明で合計値しかわからないが、 一部設備で需要期の定期検査が想定 されている可能性。
	自家発電受電打ち切り	0	80	142	今年より増やすどころか、逆に受電を 減らしている。
	揚水発電未使用	538	941	868	
	その他	41	124	51	

¹ 政府発表の昼間の余剰のある自家発電。「余剰ありかつ売電不可」と回答した会社の「不可」理由の半分が「燃料費が高い」なので、ピークに高く買い取ることを前提に、この半分も見込んだ。なお、この他に非常用電源も 2300 万 kW ある。

² 水力の渇水予測による出力低下は政府予想通り見込んでいる。また、太陽光発電、追加自家発による供給力の増加はここには入れていない。太陽光発電、追加自家発による供給力増は表 2.1 の通り。

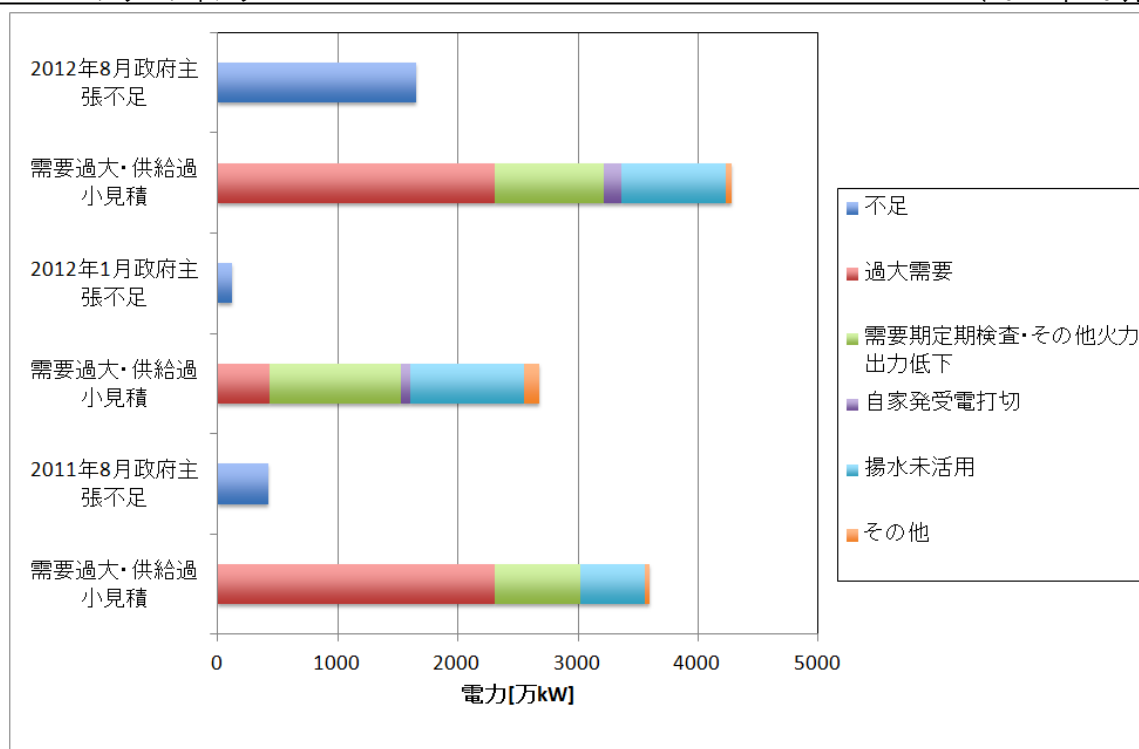


図 11：政府の予測する電力需給不足の主な原因（単位：万 kW）

おわりに

2011 年 3 月 11 日は、日本にとって、明治維新、太平洋戦争敗戦に次ぐ、歴史的な「第 3 のリセット」の日となる。もはや過去の体制には戻れないし、戻ってはならない。震災による数多くの犠牲はもとより、福島原発事故という「人災」が私たちに与えたとてつもない恐怖や今後長い年月にわたって向き合わなければならない放射能汚染という厄災を捨て石にしてはならない。そのためにも原子力発電の再稼働は、全ての安全上の条件をクリアし、かつ事故発生時の損害賠償や防災体制などの全ての条件が揃った上で無ければ認められず、その条件が整うことは基本的に困難だと言える。その想定の上で、来年の夏に向けては日本全国で原子力発電所が全て停止した想定での電力需給を前提として、有効かつ合理的な節電への取組み供給力の確保を行う必要がある。そうした状況の中、短期的な火力発電所の活用を前提としつつも、原子力発電所に頼らない電力需給を確立し、長期的な視点で高い導入目標を掲げて自然エネルギーの本格的な普及に前向きに取り組むことが必然であると考えられる。

付録 「各電力会社の電力需給予測(政府および ISEP 推計の比較)」

A. 北海道電力

北海道電力は冬に需要のピークがある。北海道電力は全原発が停止しても冬の需要を大きく上回る設備がある。

政府は 2012 年 8 月に 32 万 kW の不足を見込んでいるが、真夏に北海道電力では最も大きい苫東厚真石炭火力 4 号 (70 万 kW) が定期検査をすることになっている。これが春や秋の需要の小さい時期にシフトするだけで供給不足は解消される。

今夏なみの需要削減と、発電設備の活用で、原発全停止でも来夏は大きな余裕を見込むことができる。

表 A.1：北海道電力の電力需給予測 (単位：万 kW)

時期	2011 年 8 月			2012 年 1 月			2012 年 8 月			備考
発電所	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	
需要予測		483	506		553	579		483	506	
供給力予測(融通前)	797	716	610	741	668	659	650	571	475	
融通		-61	-61		-1	-1		-1	-1	
供給力予測(融通後)		655	549		667	658		570	474	政府は真夏の火発の定期 検査を見込む
供給予備力		172	43		115	79		87	-32	
供給予備率		36%	8%		21%	14%		18%	-6%	
他に太陽光、風力、自家 発追加可能性	42	11		44	11		44	11		
他に需給調整契約		10						10		

表 A.2：政府の予測する北海道電力の電力需給不足の主な原因 (単位：万 kW)

時期		2011 年 8 月	2012 年 1 月	2012 年 8 月	備考
政府の予測する「不足」		余力あり	余力あり	32	
「不足」原因小計		129	36	119	
需要	過大需要	23	26	23	政府想定では節電なし
供給	小計 ³	106	9	96	
	需要期の定期検査	60		70	2011:苫東厚真 2 号(60 万 kW) 2012:苫東厚真 4 号(70 万 kW)
	その他火力出力低下	17	2	17	詳細不明で合計値しかわからないが、 一部設備で需要期の定期検査が想定 されている可能性。
	揚水発電未使用	13	3	5	
	その他	16	4	4	

³水力の渇水予測による出力低下は政府予想通り見込んでいる。また、太陽光発電、追加自家発による供給力の増加はここには入っていない。太陽光発電、追加自家発による供給力増は表 A1 の通り。

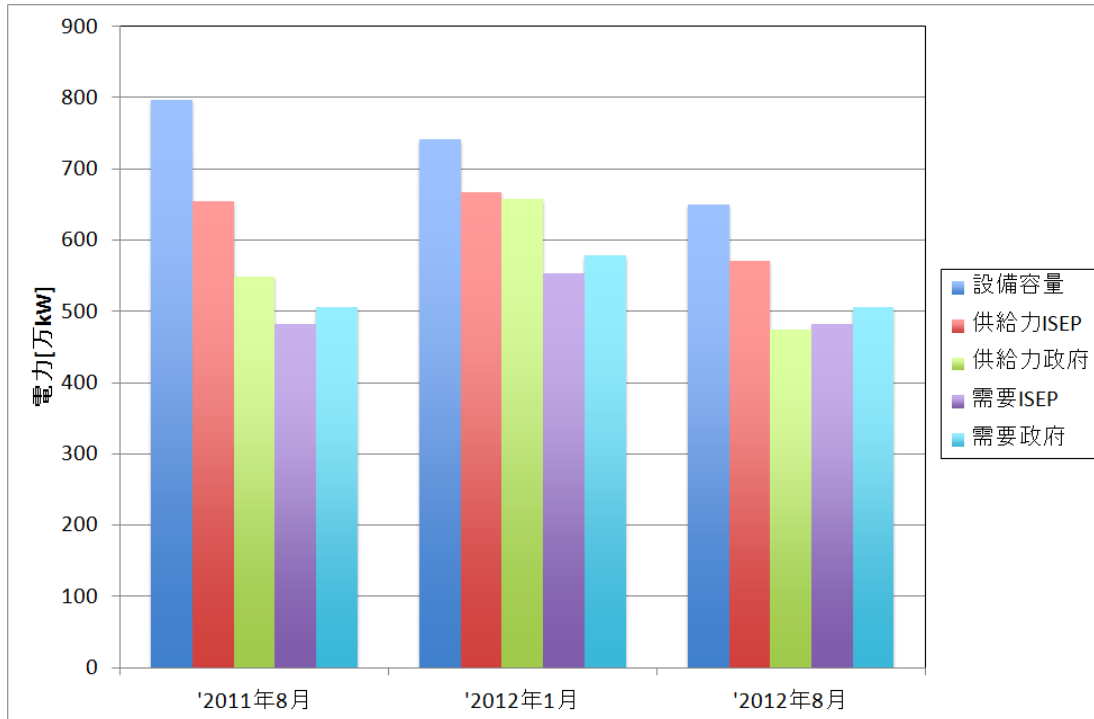


図 A.1: 北海道電力の電力需給予測

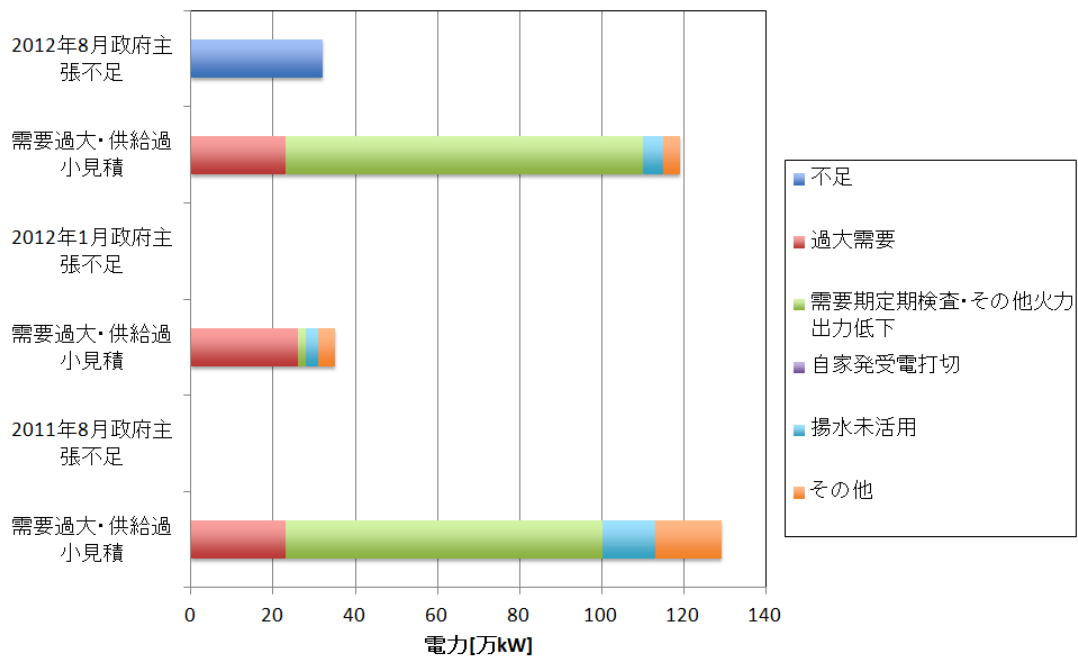


図 A.2: 政府の予測する電力需給不足の主な原因(北海道電力)

B. 東北電力

東北電力は震災で全原発と、自社・他社の石炭火力などが停止した。福島第一原発に近い原町火力については復旧の見通しがたかないが、他の火発は復旧が進んでいる。原発は他社受電の日本原電東海第二を含め、震災被害・津波被害を受け、青森県の東通では余震時に全電源喪失もあった。

東北電力について、政府は 2011 年 8 月には 98 万 kW、2012 年 1 月には 103 万 kW の不足と予測しているが、今年夏の節電を見込まない他、内容の不明な出力低下を想定している。2012 年 8 月も需給逼迫との予想だが、需要が今夏より 234 万 kW 多い他に 92 万 kW の内容不明の供給制約（設備はあるのに供給力として見込まない）がある。

今夏なみの需要削減と、発電設備の活用で、原発全停止でも来夏は大きな余裕を見込むことができる。

表 B.1 東北電力の需給予測（万 kW）

時期	2011 年 8 月			2012 年 1 月			2012 年 8 月			備考
発電所	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	
需要予測		1,246	1,480		1,246	1,420		1,246	1,480	
供給力予測(融通前)	1,413	1,278	1,211	1,569	1,405	1,324	1,720	1,584	1,492	既に原発全停止
融通		171	171		-7	-7		-7	-7	
供給力予測(融通後)		1,449	1,382		1,405	1,317		1,577	1,485	
供給予備力		203	-98		159	-103		331	5	
供給予備率		16%	-7%		13%	-7%		27%	0%	
他に太陽光、風力、自家 発追加可能性	92	21		90	17		93	21		
他に需給調整契約		60						60		

表 B.2 政府の予測する東北電力の電力需給不足の主な原因（万 kW）

時期	2011 年 8 月	2012 年 1 月	2012 年 8 月	備考
政府の予測する「不足」	98	103	余力あり	
「不足」原因小計	302	262	336	
需要	過大需要	234	174	234
供給	小計 ⁴	67	88	92
	火力出力低下	44		50
	自家発電の受電停止		7	9
	揚水発電未使用	2	3	2
	その他	21	78	31

⁴水力の渇水予測による出力低下は政府予想通り見込んでいる。また、太陽光発電、追加自家発による供給力の増加はここには入れていない。太陽光発電、追加自家発による供給力増は表 B.1 の通り。

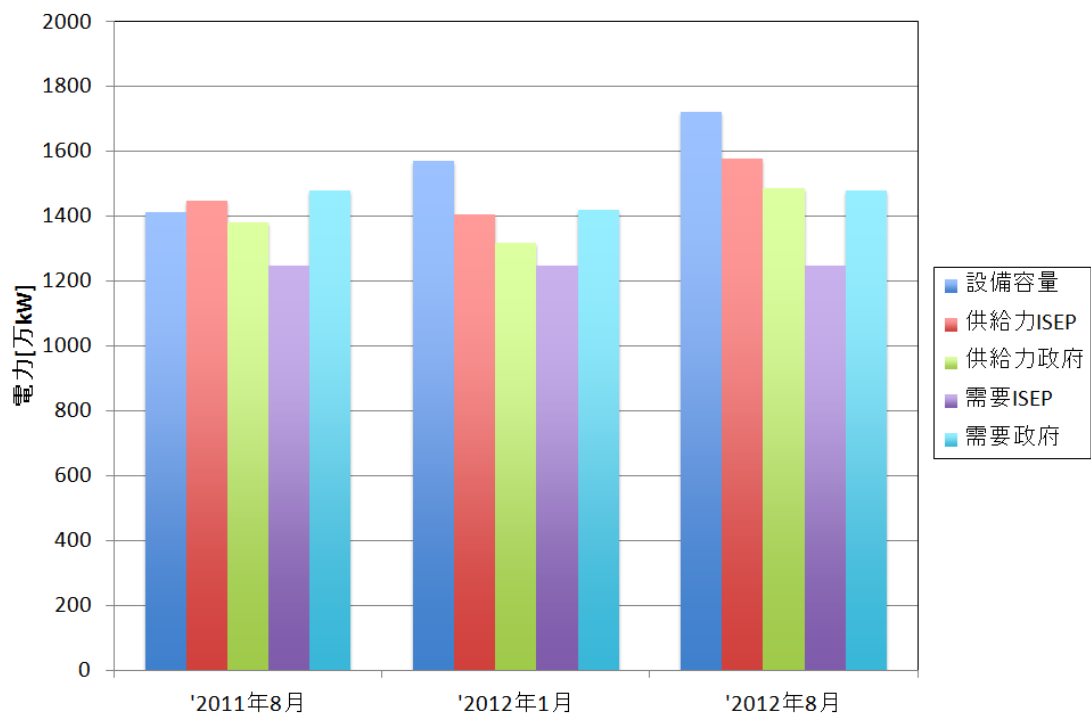


図 B. 1: 東北電力の需給予測

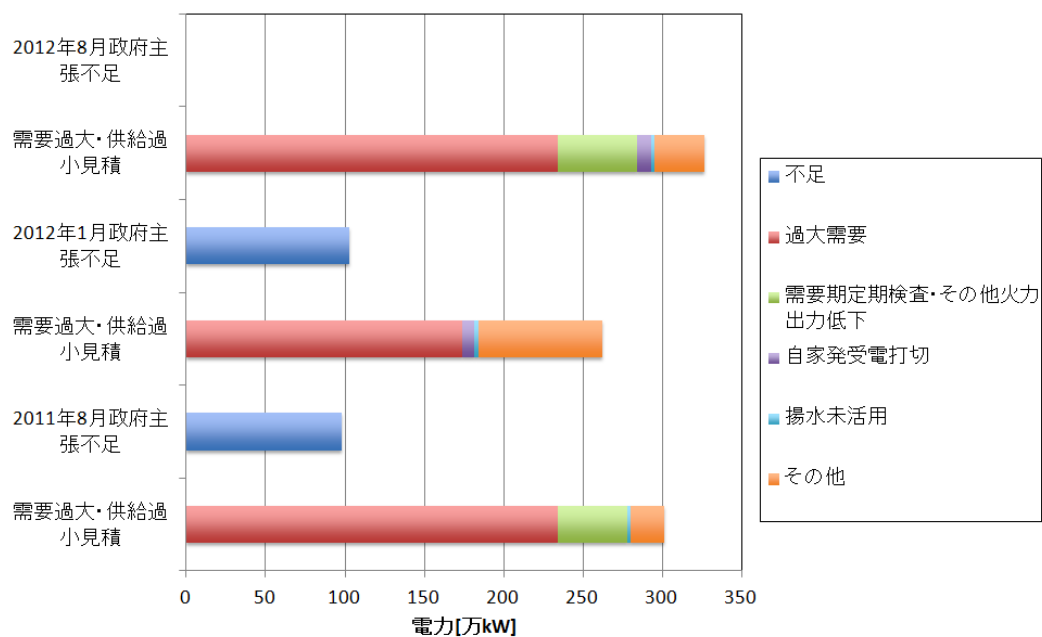


図 B.2: 政府の予測する電力需給不足の主な原因(東北電力)

C. 東京電力

東京電力は震災と事故で、原発 13 基、自社・他社の石炭火力などが停止した。火発は他社受電も含め、復旧が進んでいる。

東京電力について、政府は 2011 年 8 月には 530 万 kW、2012 年 1 月には 56 万 kW、2012 年 8 月には 807 万 kW の不足と予測しているが、今年夏の節電を見込まない他、需給調整契約 429 万 kW も全く活用しない。また、説明できない出力低下を想定している。

供給力では、揚水発電を来夏は半分以下しか使用せず、自家発の受電を増やすどころか 89 万 kW も今夏より減らし、自社および他社受電火力も設備がありながら 276 万 kW は出力低下または使用しない想定（長期停止火力を除いて）である。

今夏なみの需要削減と、発電設備の活用で、原発全停止でも来夏は大きな余裕を見込むことができる。

表 C.1 東京電力の電力需給予測（単位：万 kW）

時期	2011 年 8 月			2012 年 1 月			2012 年 8 月			備考
発電所	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	
需要予測		4,922	6,000		4,922	5,150		4,922	6,000	
供給力予測(融通前)	6,280	6,178	5,604	6,285	5,996	5,121	6,335	6,237	5,221	
融通		-134	-134		-27	-27		-28	-28	
供給力予測(融通後)		6,044	5,470		5,969	5,094		6,209	5,193	他社融通含む
供給予備力		1,122	-530		1,047	-56		1,287	-807	
供給予備率		23%	-9%		21%	-1%		26%	-13%	
他に太陽光、風力、自家 発追加可能性	162	123		102	27		164	126		
他に需給調整契約		429						429		

表 C.2 政府の予測する東京電力の電力需給不足の主な原因（万 kW）

時期		2011 年 8 月	2012 年 1 月	2012 年 8 月	備考
政府の予測する「不足」		530	56	807	
「不足」原因小計		1,652	1,103	2,094	
需要	過大需要	1,078	228	1,078	政府は昨年なみ需要のままで節電しないことを想定。
供給	小計 ⁵	574	875	1,016	
	需要期の定期検査		248		冬の需要期に定期検査想定火力は、五井 6 号(47.6 万 kW)、袖ヶ浦 4 号(100 万 kW)、鹿島 5 号(100 万 kW)
	火力出力低下	220	138	274	一部設備で需要期の定期検査が想定されている可能性。
	自家発電の受電停止		31	89	今夏よりも受電を大幅に減らす想定。
	揚水発電未使用	354	464	651	来夏は 1101 万 kW の設備のうち 450 万 kW しか使わない予測。
	その他			2	

⁵水力の渇水予測による出力低下は政府予想通り見込んでいる。また、太陽光発電、追加自家発による供給力の増加はここには入れていない。太陽光発電、追加自家発による供給力増は表 C.1 の通り。

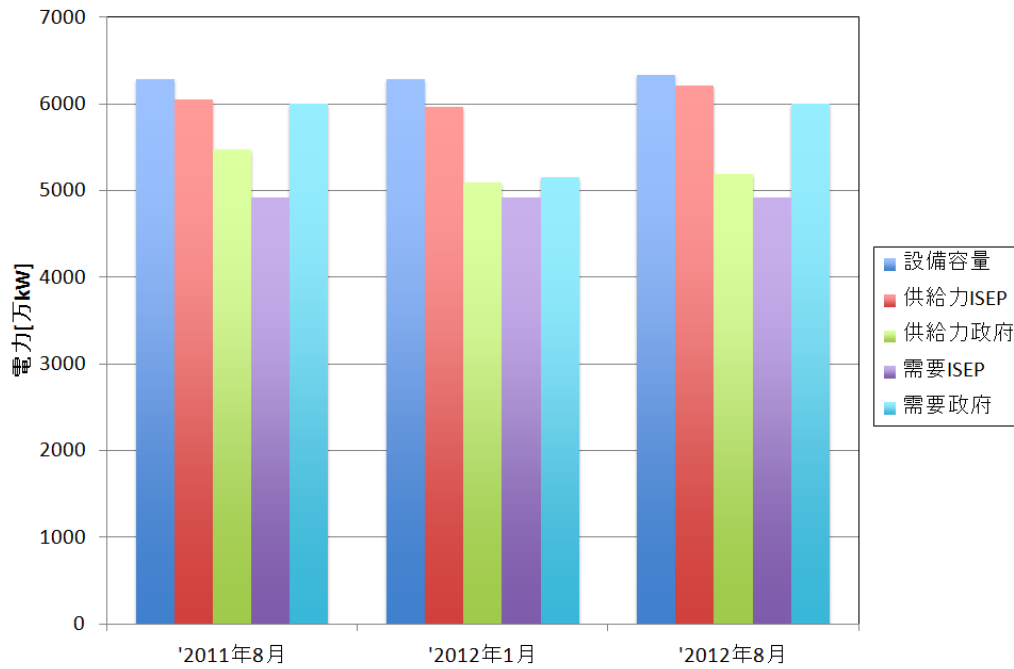


図 C.1: 東京電力の電力需給予測

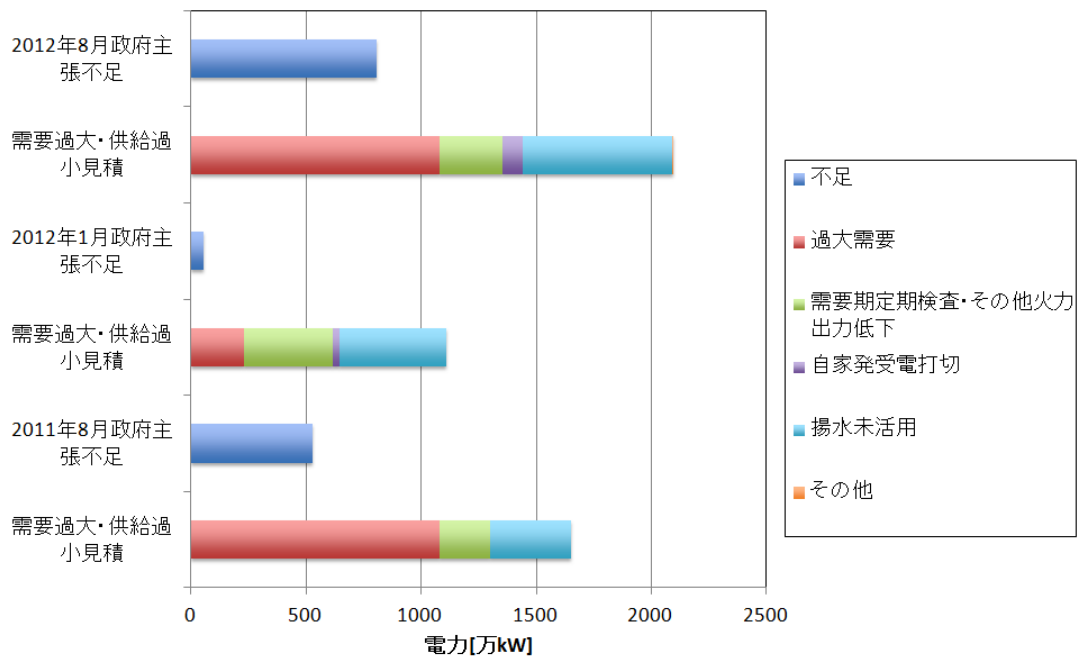


図 C.2: 政府の予測する電力需給不足の主な原因(東京電力)

D. 中部電力

中部電力は、東海地震震源域に立地する浜岡原発が政府の要請で停止された。しかし、需給にはもともと余裕がある。

政府も、あまり余裕がないが供給不足はないと予測している。政府の需給予測の余裕がない背景に、今年夏の節電を見込まず、需給調整契約 174 万 kW も活用しないことがある。もうひとつは説明できない出力低下想定である。供給力では、他社受電を 22 万 kW も今夏より減らし、自社および他社受電火力も設備がありながら 256 万 kW は出力低下または使用しない想定（長期停止火力を除いて）である。

今夏なみの需要削減と、発電設備の活用で、原発全停止でも来夏は大きな余裕を見込むことができる。

表 D.1 中部電力の電力需給予測（単位：万 kW）

時期	2011 年 8 月			2012 年 1 月			2012 年 8 月			備考
発電所	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	
需要予測		2,520	2,709		2,342	2,342		2,520	2,709	
供給力予測(融通前)	3,088	2,972	2,786	3,089	2,919	2,478	3,148	3,032	2,722	
融通		15	15		7	7		8	28	
供給力予測(融通後)		2,987	2,801		2,926	2,485		3,040	2,750	他社融通含む
供給予備力		467	92		584	143		520	41	
供給予備率		19%	3%		25%	6%		21%	2%	
他に太陽光、風力、自家 発追加可能性	77	42		75	15		78	43		
他に需給調整契約		174						174		

表 D.2 政府の予測する電力需給不足の主な原因（万 kW）

時期	2011 年 8 月	2012 年 1 月	2012 年 8 月	備考
政府の予測する「不足」	余力あり	余力あり	余力あり	需給逼迫だが、供給不足ではない
「不足」原因小計	375	441	499	過大需要、過小供給の原因。
需要				
過大需要	189	0	189	政府は昨年なみ需要のままで節電しないことを想定。
供給				
小計 ⁶	186	441	310	
火力出力低下	155	337	256	一部設備で需要期の定期検査が想定されている可能性。
他社受電打ち切り		1	22	一部に、受電元も設備容量も公表されない火力があり、それが 2012 年に減らされている。
揚水発電未使用	31	103	32	

⁶水力の渇水予測による出力低下は政府予想通り見込んでいる。また、太陽光発電、追加自家発による供給力の増加はここには入っていない。太陽光発電、追加自家発による供給力増は表 D.1 の通り。

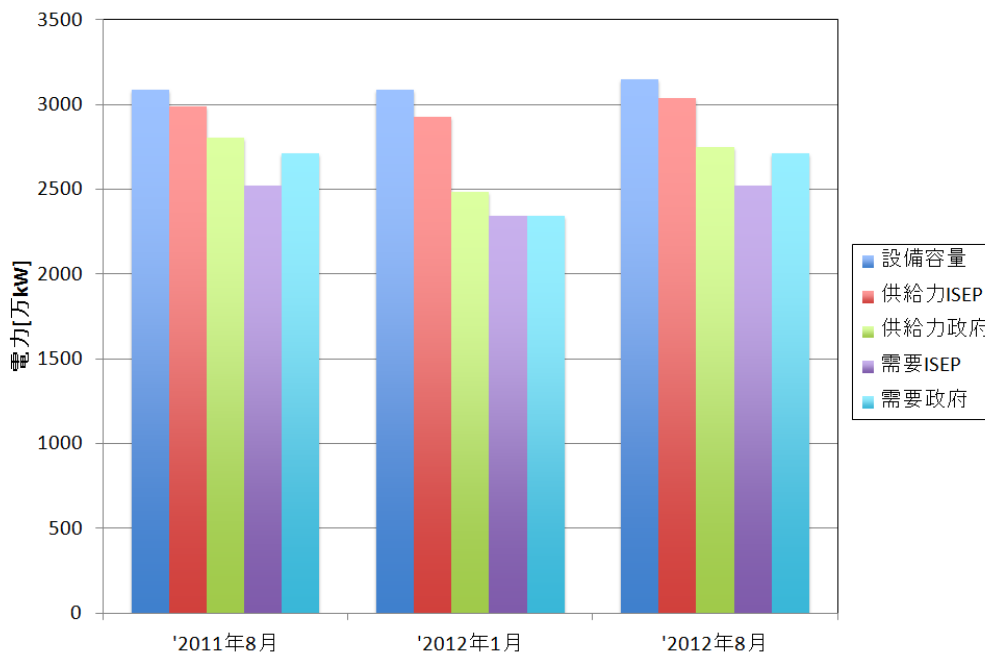


図 D.1: 中部電力の電力需給予測

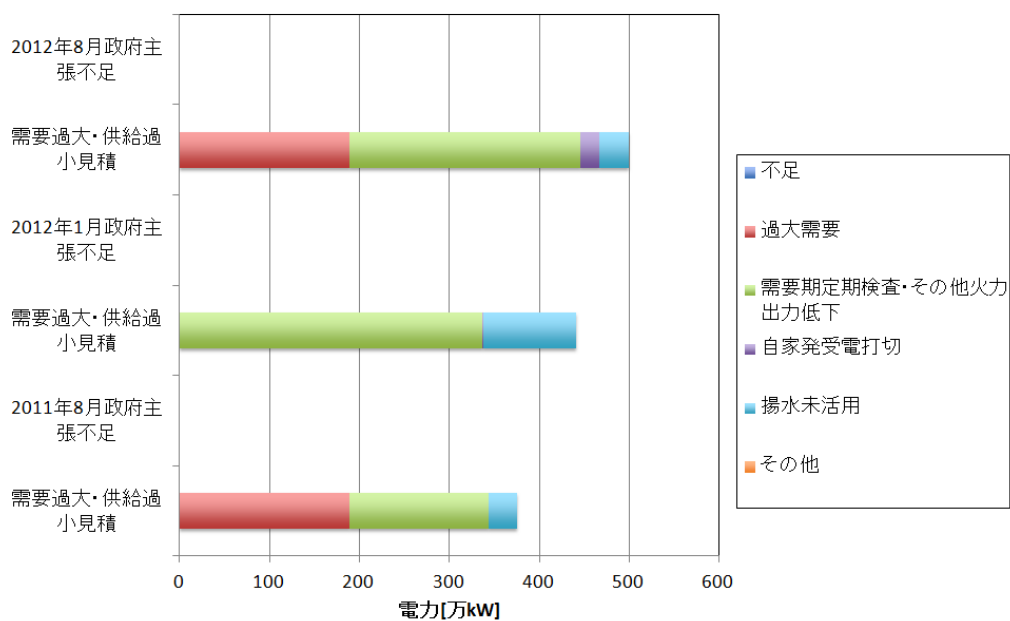


図 D.2: 政府の予測する電力需給不足の主な原因(中部電力)

E. 北陸電力

北陸電力は、志賀原発が停止中であるが、原発全停止は過去にも経験があり、需給にはもともと余裕がある。
政府の需給予測の余裕がない背景に、今年夏の節電を見込まず、需給調整契約 37 万 kW も活用しないことがある。
今夏なみの需要削減と、発電設備の活用で、原発全停止でも来夏は大きな余裕を見込むことができる。

表 E.1 北陸電力の電力需給予測 (単位 : 万 kW)

時期	2011 年 8 月			2012 年 1 月			2012 年 8 月			備考
発電所	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	
需要予測		533	573		528	528		533	573	
供給力予測(融通前)	701	596	585	701	573	562	701	596	586	
融通		-1	-1		-21	-21		-21	-21	
供給力予測(融通後)		595	584		552	541		575	565	
供給予備力		62	11		24	13		42	-8	
供給予備率		12%	2%		5%	2%		8%	-1%	
他に太陽光、風力、自家 発追加可能性	4	3		2	1		4	3		
他に需給調整契約		37						37		

表 E.2 政府の予測する電力需給不足の主な原因 (単位 : 万 kW)

時期	2011 年 8 月	2012 年 1 月	2012 年 8 月	備考
政府の予測する「不足」	余力あり	余力あり	8	
「不足」原因小計	51	11	50	過大需要、過小供給の原因。
需要 過大需要	40		40	政府は昨年なみ需要のままで節電しないことを想定。
供給 小計 ⁷	11	11	10	
火力出力低下	11	11	10	一部設備で需要期の定期検査が想定されている可能性。

⁷水力の渇水予測による出力低下は政府予想通り見込んでいる。また、太陽光発電、追加自家発による供給力の増加はここには入れていない。太陽光発電、追加自家発による供給力増は表 6.1 の通り。

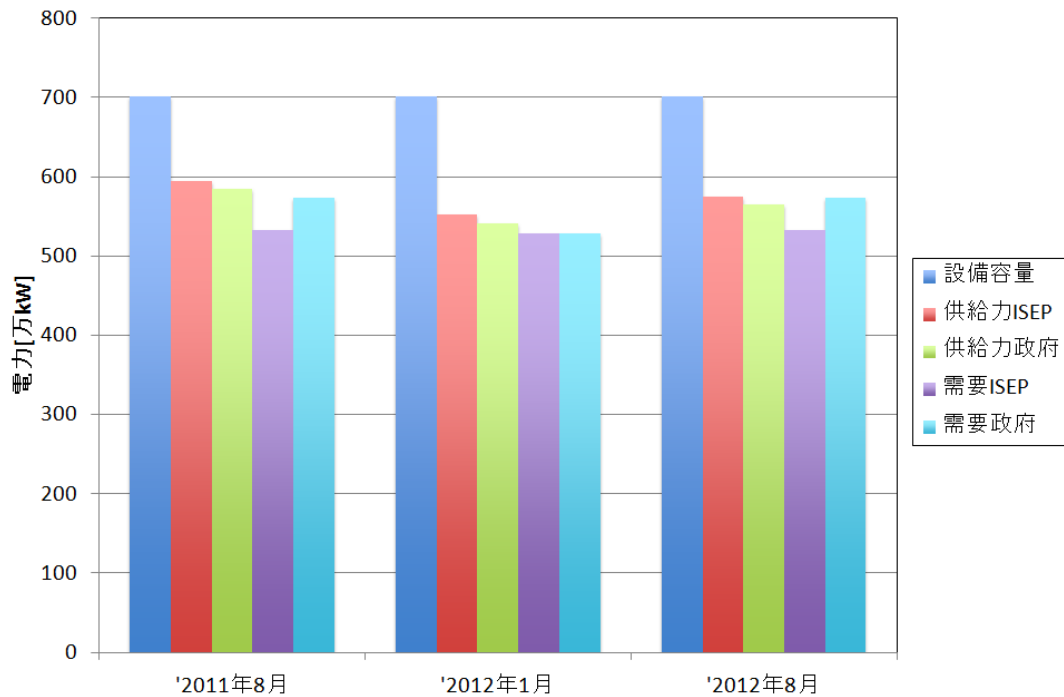


図 E.1: 北陸電力の電力需給予測

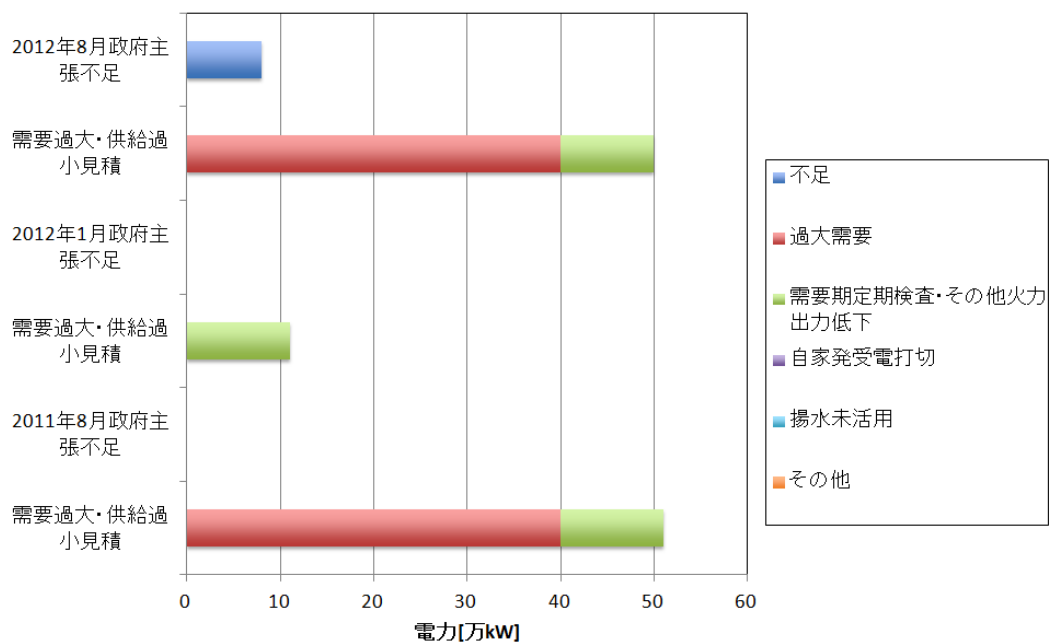


図 E.2: 政府の予測する電力需給不足の主な原因(北陸電力)

F. 関西電力

関西電力は原発依存度が高く、電力需給の脆弱性が明らかになっている。

但し、需給の不足は政府予測ほどではない。まず、需要は昨年猛暑想定のみで今夏の節電対応のピークよりも 353 万 kW も多く、需給調整契約 88 万 kW も活用しない。

表 7.1 の供給力予測には融通の増加も、太陽光活用も自家発電の増加も入れていないが、融通については中部電力と中国電力にはあわせて 800 万 kW の供給余力がある。また、太陽光発電の利用、関電域内の自家発電のうち余力があると経産省に回答している自家発電の追加活用でも、需要に対応する供給力を確保できそうである。このように、今夏なみの需要削減と、発電設備の活用、隣接する中部電力および中国電力からの受電で、原発全停止でも来夏は余裕を見込むことができる。

表 F.1 関西電力電力需給予測（単位：万 kW）

時期	2011 年 8 月			2012 年 1 月			2012 年 8 月			備考
発電所	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	
需要予測		2,785	3,138		2,665	2,665		2,785	3,138	
供給力予測(融通前)	3,148	3,004	2,901	2,898	2,706	2,396	2,811	2,677	2,486	
融通		114	114		44	44		47	47	
供給力予測(融通後)		3,118	3,015		2,750	2,440		2,724	2,533	
供給予備力		333	-123		85	-225		-61	-605	
供給予備率		12%	-4%		3%	-8%		-2%	-19%	
他に太陽光、風力、自家 発電追加可能性	112	75		119	42		112	75		
他に需給調整契約		88						88		

表 F.2 政府の予測する需給不足の主な原因（単位：万 kW）

時期	2011 年 8 月	2012 年 1 月	2012 年 8 月	備考
政府の予測する「不足」	123	225	605	
「不足」原因小計	456	310	544	過大需要、過小供給の原因。
需要	過大需要	353	353	政府は昨年なみ需要のみで節電しないことを想定。
供給	小計 ⁸	103	191	
	火力出力低下	46	47	一部設備で需要期の定期検査が想定されている可能性。
	自家発電打ち切り		18	今夏より受電を減らしている。
	揚水発電未使用	57	111	506 万 kW の設備のうち 395 万 kW しか供給力に見込んでいない。
	その他		15	

⁸水力の渇水予測による出力低下は政府予想通り見込んでいる。また、太陽光発電、追加自家発電による供給力の増加はここには入れていない。太陽光発電、追加自家発電による供給力増は表 F.1 の通り。

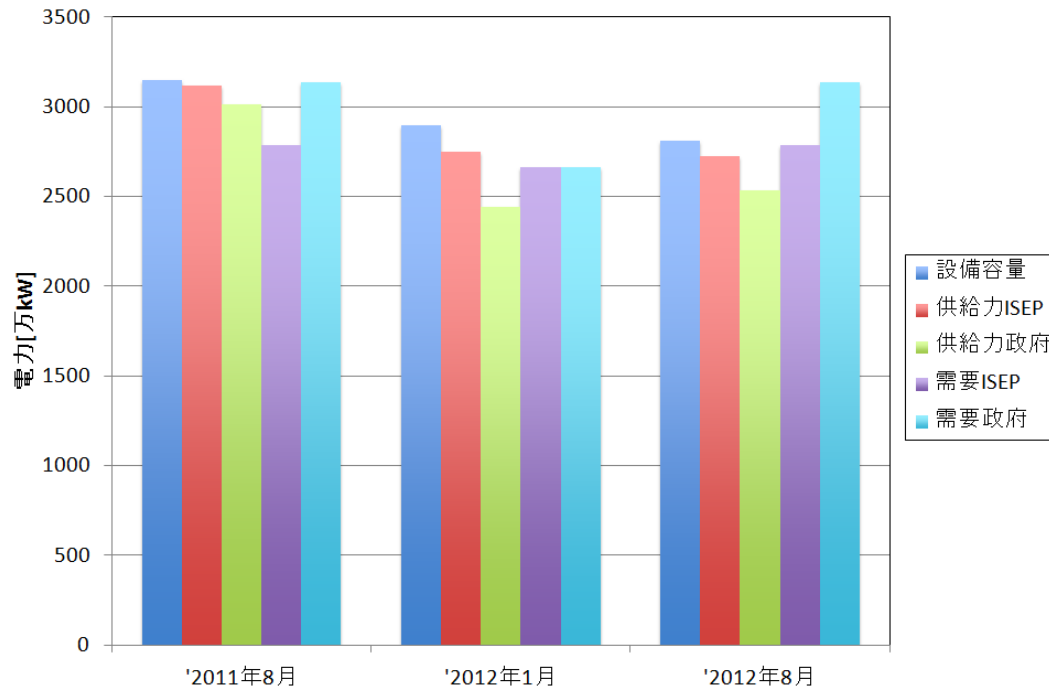


図 F.1: 関西電力電力需給予測

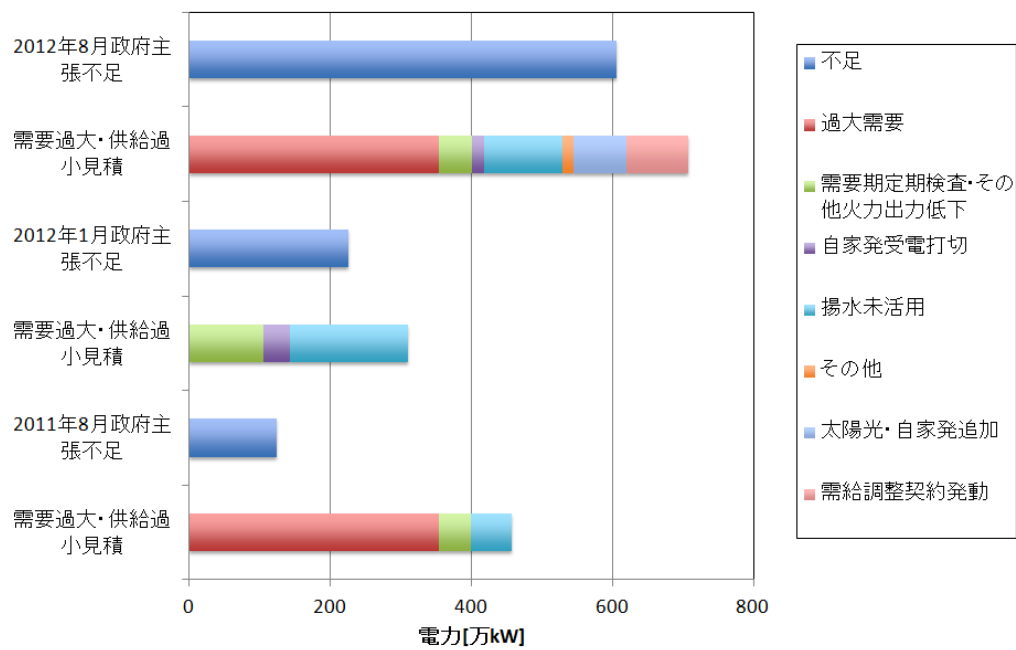


図 F.2: 政府の予測する需給不足の主な原因(関西電力)

G. 中国電力

中国電力はもともと原子力の割合が少なく、原発全停止の場合でも需給に余裕がある。

加えて、政府予測は需要が昨年のままで節電を見込まず、今年の実績より 118 万 kW 多い。中国電力は 157 万 kW の需給調整契約があるが、政府の予測はこれも活用しない。

さらに供給力予測でも、火力の出力低下予測（一部設備を需要期に定期検査する想定になっている可能性）、揚水発電所の使用制限などで低く見込んでいる。

今年なみの節電を実施し、原発全停止でも来夏は大きな余裕を見込むことができ、不足気味の関西電力への融通を余裕をもって行うことができる。

表 G.1 中国電力の電力需給予測（単位：万 kW）

時期	2011 年 8 月			2012 年 1 月			2012 年 8 月			備考
発電所	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	
需要予測		1,083	1,201		1,074	1,074		1,083	1,201	
供給力予測(融通前)	1,538	1,486	1,337	1,538	1,488	1,166	1,456	1,404	1,234	
融通		-74	-74		-2	-2		-47	0	
供給力予測(融通後)		1,412	1,263		1,486	1,164		1,357	1,234	
供給予備力		329	62		412	90		274	33	
供給予備率		30%	5%		38%	8%		25%	3%	
他に太陽光、風力、自家 発追加可能性	99	50		97	52		99	50		
他に需給調整契約		157						157		

表 G.2 政府の予測する電力需給不足の主な原因（単位：万 kW）

時期	2011 年 8 月	2012 年 1 月	2012 年 8 月	備考
政府の予測する「不足」				政府想定でも余裕あり
「不足」原因小計	267	322	288	過大需要、過小供給の原因。
需要				
過大需要	118	0	118	政府は昨年なみ需要のままで節電しないことを想定。
供給				
小計 ⁹	149	322	170	
需要期の定期検査		26	26	
火力出力低下	84	153	93	一部設備で需要期の定期検査が想定されている可能性。
揚水発電未使用	65	130	51	
その他		13		

⁹水力の渇水予測による出力低下は政府予想通り見込んでいる。また、太陽光発電、追加自家発による供給力の増加はここには入れていない。太陽光発電、追加自家発による供給力増は表 G.1 の通り。

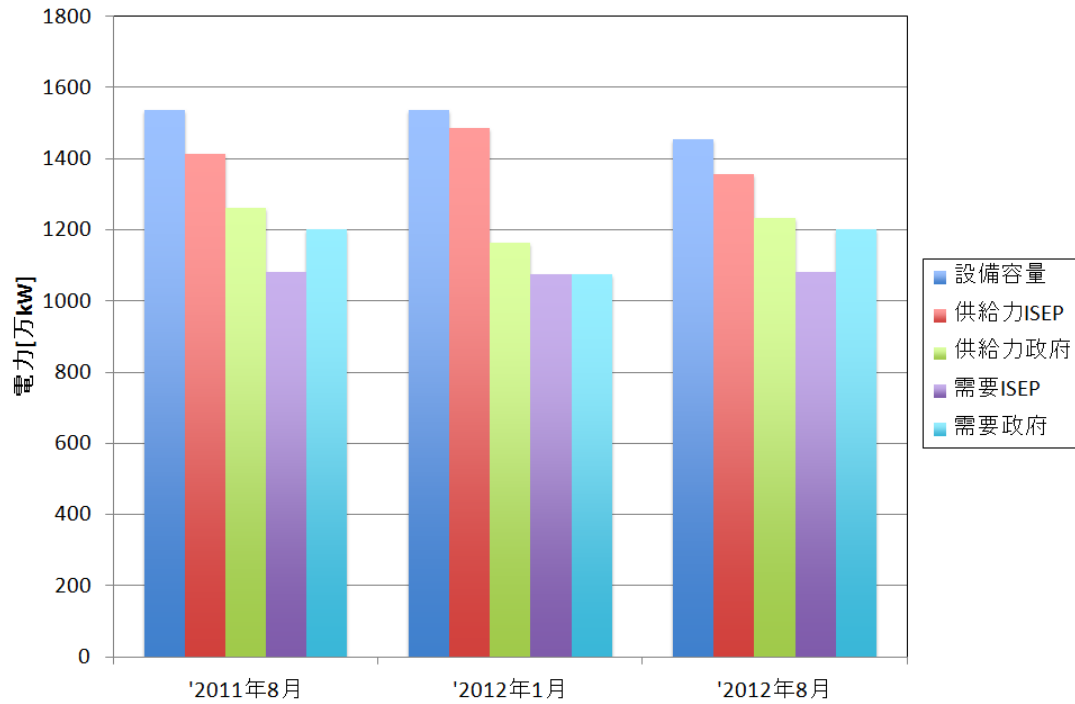


図 G.1: 中国電力の電力需給予測

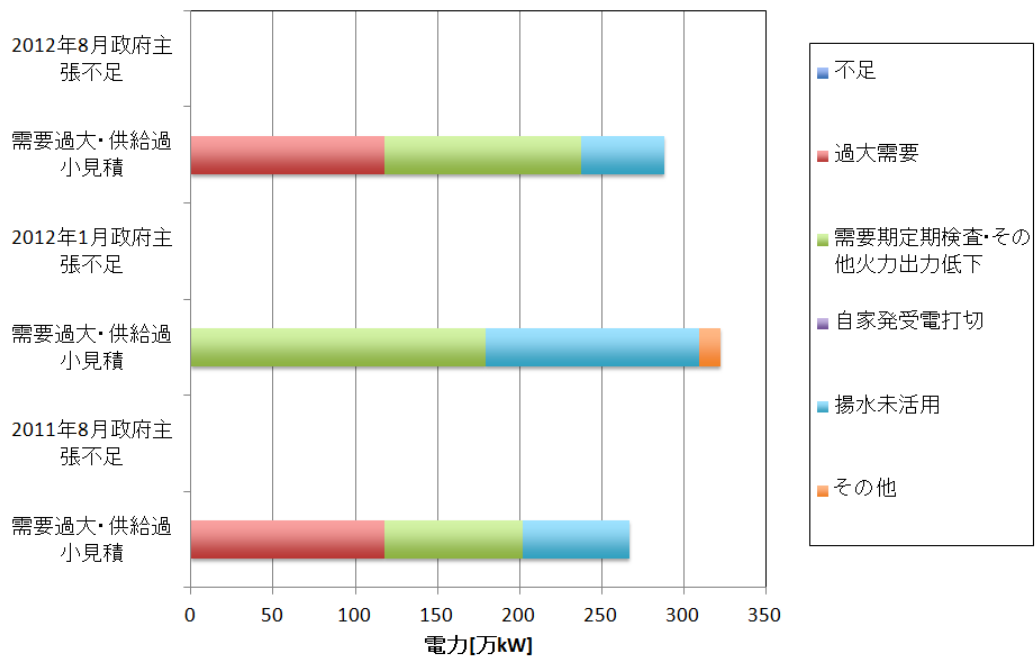


図 G.2: 政府の予測する電力需給不足の主な原因 (中国電力)

H. 四国電力

四国電力は原子力の割合が高い。これによる需給の脆弱性が今回明らかになった。

加えて、政府予測は需要が昨年のままで節電を見込まず、今年の実績より 53 万 kW、約 10%多い。四国電力は 56 万 kW の需給調整契約があるが、政府の予測はこれも活用しない。

さらに供給力予測でも、火力の出力低下予測（一部設備を需要期に定期検査する想定になっている可能性）、自家発電の受電の打ち切り（来年に向けて受電を減らす）、揚水発電所の使用制限などで低く見込んでいる。

さらに、四国電力は需給逼迫との予測をしながら、一方で他社への融通は継続している。融通先は関西電力の他、中部電力と見られる。需給逼迫なのに 67 万 kW も融通をすることで、来夏の四国電力は 68 万 kW 不足となっている。関西電力への融通は余裕のある中部電力や中国電力に任せればよく、余裕の少ない四国電力が行う必要はない。ちなみに政府予測では、中部電力は融通を受ける側、中国電力は今夏の融通を来夏は打ち切っており、余裕の少ない四国電力にだけ他社融通をさせるのは大変不可解と言える。

今年なみの節電を実施し、発電所を活用、他社融通をやめれば、原発全停止でも来夏は余裕を見込むことができる。

表 H.1 四国電力の電力需給予測（単位：万 kW）

時期	2011 年 8 月			2012 年 1 月			2012 年 8 月			備考
発電所	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	
需要予測		544	597		520	520		544	597	
供給力予測(融通前)	742	717	691	721	669	550	664	626	596	
融通		-70	-70		-47	-47		0	-67	
供給力予測(融通後)		647	621		622	503		626	529	
供給予備力		103	24		102	-17		82	-68	
供給予備率		19%	4%		20%	-3%		15%	-11%	
他に太陽光、風力、自家 発追加可能性	34	19		30	5		34	19		
他に需給調整契約		56						56		

表 H.2 政府の予測する電力需給不足の主な原因（単位：万 kW）

時期	2011 年 8 月	2012 年 1 月	2012 年 8 月	備考
政府の予測する「不足」		17	68	
「不足」原因小計	79	166	150	
需要	過大需要	53	53	政府は昨年なみ需要のままで節電しないことを想定。
供給	小計 ¹⁰	26	30	
	火力出力低下	9	9	一部設備で需要期の定期検査が想定されている可能性。
	自家発電受電打ち切り		4	今夏よりも自家発電受電を減らしている
	揚水発電未使用	17	17	
	その他		35	
融通	需給逼迫時の他社融通		67	需給逼迫にも関わらず、関西電力などへの融通を継続。

¹⁰水力の渇水予測による出力低下は政府予想通り見込んでいる。また、太陽光発電、追加自家発による供給力の増加はここには入れていない。太陽光発電、追加自家発による供給力増は表 H.1 の通り。

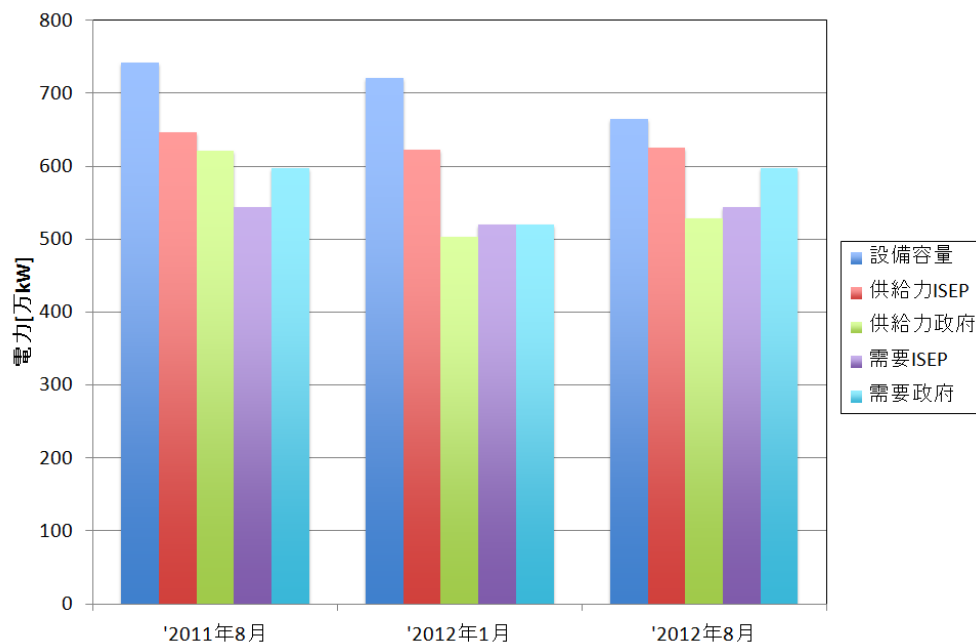


図 H.1: 四国電力の電力需給予測

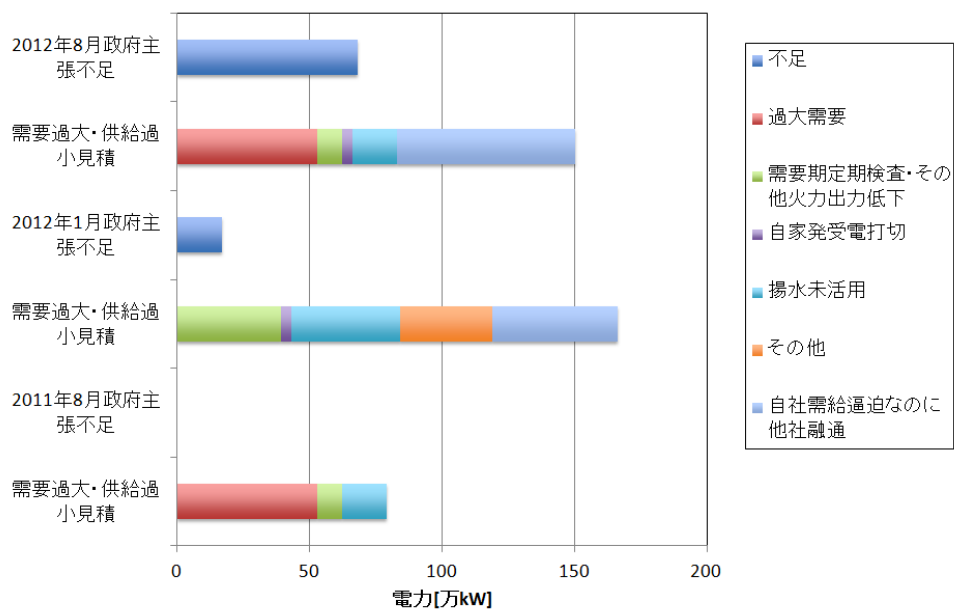


図 H.2: 政府の予測する電力需給不足の主な原因(四国電力)

I. 九州電力

九州電力は設備容量に占める原発の割合が高く、脆弱な構造が明らかになった。

加えて、政府予測は需要が昨年そのまま節電を見込まず、来夏の予測は今年の実績より 216 万 kW 多い。九州電力は 80 万 kW の需給調整契約があるが、政府の予測はこれも活用しない。

さらに供給力予測でも、火力の出力低下予測（一部設備を需要期に定期検査する想定になっている可能性）で低く見込んでいる。

供給予備力は小さいように見えるが、域内には自家発電の追加可能性があり、夏場は太陽光発電も活用できるだろう。さらに供給予備力が心配される場合には、余裕のある中国電力からの融通を得ることもできる。今年なみの節電を実施し、発電所を活用することで、原発全停止でも来夏は余裕を見込むことができる。

表 I.1 九州電力の電力需給予測（単位：万 kW）

時期	2011 年 8 月			2012 年 1 月			2012 年 8 月			備考
発電所	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	設備 容量	ISEP 予測	政府 予測	
需要予測		1,533	1,750		1,533	1,533		1,533	1,750	
供給力予測(融通前)	1,920	1,855	1,788	1,657	1,568	1,498	1,656	1,593	1,534	
融通		-2	-2		-2	-2		0	0	
供給力予測(融通後)		1,853	1,786		1,566	1,496		1,593	1,534	
供給予備力		320	36		33	-37		60	-216	
供給予備率		21%	2%		2%	-2%		4%	-12%	
他に太陽光、風力、自家 発追加可能性	106	59		113	24		106	59		
他に需給調整契約		80						80		

表 I.2 政府の予測する電力需給不足の主な原因（単位：万 kW）

時期	2011 年 8 月	2012 年 1 月	2012 年 8 月	備考
政府の予測する「不足」	余力あり	37	216	
「不足」原因小計	284	72	276	
需要	過大需要	217	217	政府は昨年なみ需要のままで節電しないことを想定。
供給	小計 ¹¹	67	59	
	火力出力低下	57	54	一部設備で需要期の定期検査が想定されている可能性。
	揚水発電未使用	0	0	
	その他	10	4	

¹¹水力の渇水予測による出力低下は政府予想通り見込んでいる。また、太陽光発電、追加自家発による供給力の増加はここには入っていない。太陽光発電、追加自家発による供給力増は表 I.1 の通り。

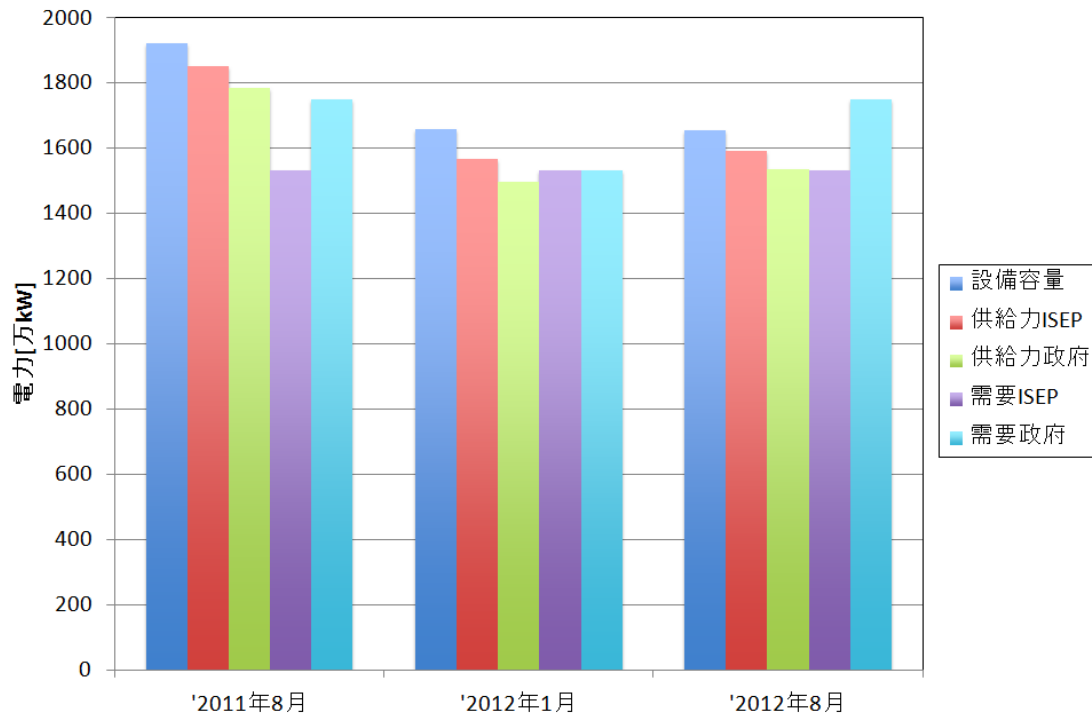


図 I.1: 九州電力の電力需給予測

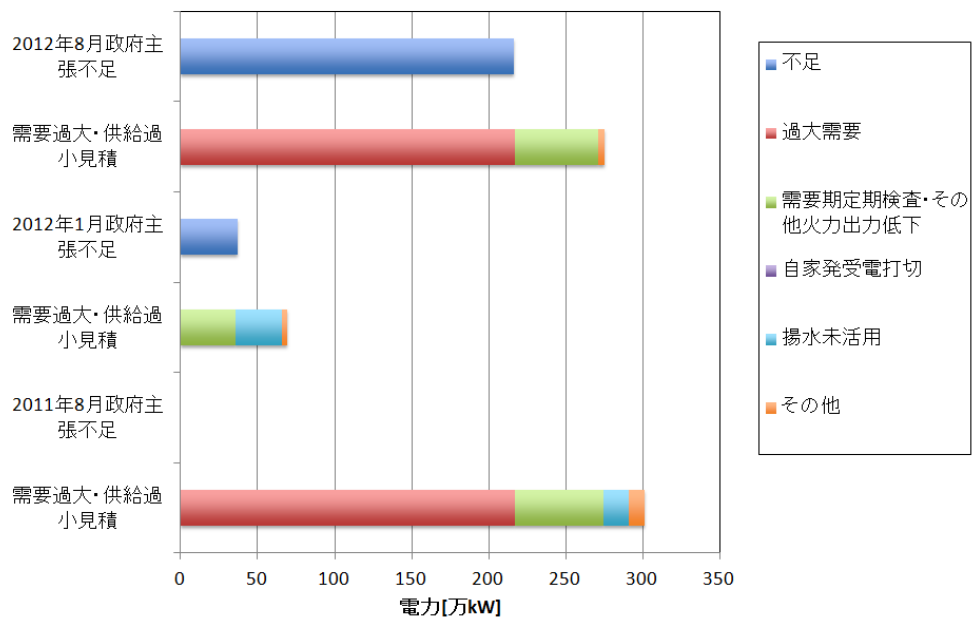


図 I.2: 政府の予測する電力需給不足の主な原因(九州電力)

以上



～ 持続可能なエネルギー社会の実現のために ～

I. 発電の費用に関する評価報告書

2011 年 10 月

エネルギーシナリオ市民評価パネル



目 次

要約	1
勧告	5
本文	7

はじめに

1. 発電にかかる費用の考え方	7
2. 福島第一原発事故の教訓	9
3. 既存の発電コスト分析の評価	11
4. 原発停止による短期のコスト影響	15
5. これからの電気料金への影響	17
6. 中長期のメリット	23

Box-1	福島原発事故の被害	10
Box-2	原発停止した場合のピーク時対応コスト	17
Box-3	化石燃料調達コストについて	20
Box-4	原子力発電のCO2削減効果	24
Box-5	炭素価格の試算	25
Box-6	産業と雇用を創造する地域発の発電所	27

エネルギーシナリオ市民評価パネル（エネパネ）とは

各種エネルギーシナリオや、関連論文・情報について評価・分析をおこない、エネルギー・シフトを進める観点からその成果をとりまとめ、発信する市民パネル

◆メンバー（五十音順）

上園昌武	地球環境と大気汚染を考える全国市民会議（CASA）
金生英道	原水爆禁止日本国民会議
上岡直見	環境自治体会議環境政策研究所
紅林 進	
小西雅子	WWF ジャパン
高田久代	グリーンピース・ジャパン
竹村英明	環境エネルギー政策研究所（ISEP）
伴 英幸	原子力資料情報室
平田仁子（※）	気候ネットワーク
真下俊樹	市民エネルギー研究所
松原弘直	環境エネルギー政策研究所（ISEP）
桃井貴子	気候ネットワーク
山岸尚之	WWF ジャパン
吉田明子	FoE Japan

（※）とりまとめ責任者

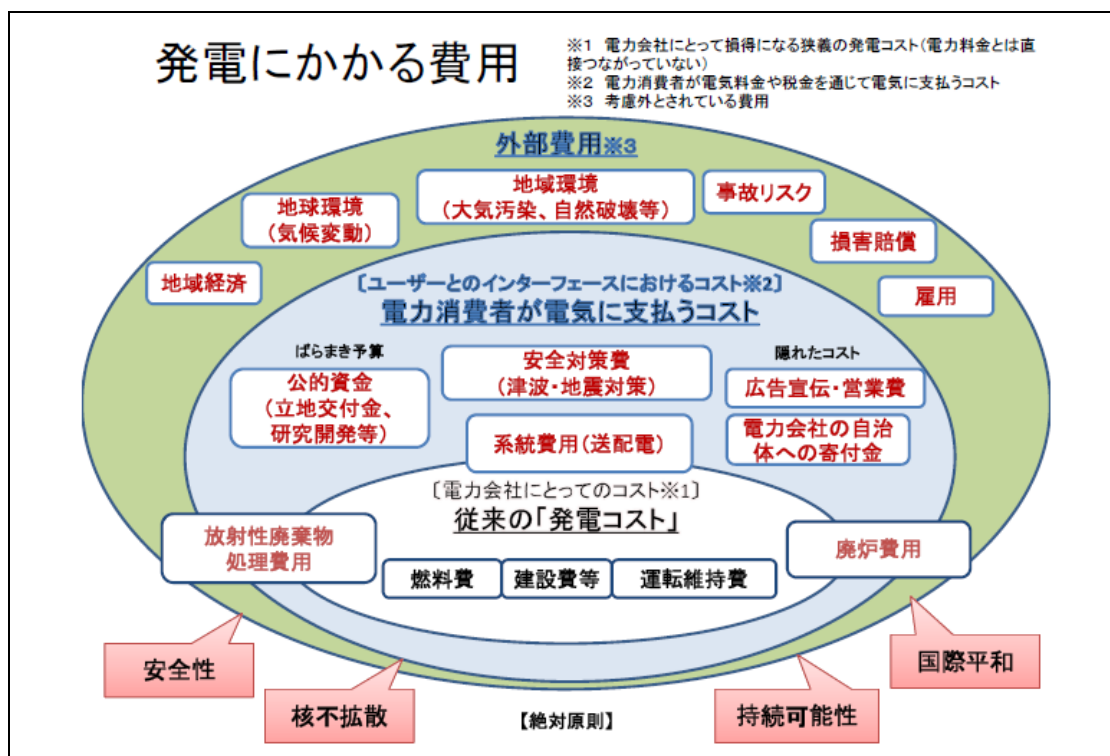
要 約

1 発電にかかる費用の考え方

発電にかかる費用については、発電事業に直接かかるコストのほか、電気料金に含まれるさまざまな費用、環境や事故などの外部費用（外部経済、外部不経済）、すでに起こってしまった福島第一原発事故の損害賠償費用を含めて検討することが重要である。

福島第一原発事故を踏まえ、発電のエネルギー選択の際には、費用面だけではなく、「安全性」、「核不拡散」、「持続可能性」、「国際平和」の原則に合致するエネルギーを選択すべきである。

これまでの発電コスト試算は、電力会社の立場に立った狭義の「発電コスト」としてとらえられ、電力料金を支払う消費者の立場に立ったものではなかった。実際には、電力料金には、電力会社の送配電コスト、広告宣伝費や地方自治体への寄付金などが総括原価方式に組み込まれているし、税金として支払われる行政コストも含めて、消費者は負担している。さらに、費用には、気候変動や大気汚染などの環境費用、原子力事故のコストなどは想定外として含まれていない。逆に、環境改善効果や、化石燃料依存を下げることによるエネルギーの安定化、産業や雇用創出効果などのさまざまな便益（メリット）についても考慮されてこなかった（図A）。



図A 発電にかかる費用

2 福島第一原発事故の教訓

環境・社会影響や将来の健康影響をも含めた莫大な事故損害に鑑みれば、原子力発電の「費用」は、いかなる計算方法によっても他の発電方法と比較にならないものである。

福島第一原子力発電所事故は、環境・人間生活・社会・経済に途方もなく大きな被害をもたらしている。当事国として、事故の検証と被害への正当な賠償、そして将来世代にわたる健康・遺伝被害も含めた予測とその対応について、議論の大前提として共有しなければならない。その際、それらの損害が、貨幣価値に換算できるものだけではないこと、またその大半がいかなる賠償によっても取り返しのつかない「不可逆的損害」であることを無視することはできない。

また、「事故リスクコスト」算出に用いられる「事故発生確率」についても、現行の確率論的評価を改め、現実の事故発生率を考慮した形で検討しなければならない。事故リスクコストは、現実の発生率を考慮して試算すると、最悪の場合の事故被害総額の場合、93 円/kWhにも上る可能性もあり（補論 1 参照）、それに止まらないおそれすらある。

原子力損害賠償の観点からも、従来の原子力損害賠償法に定められた責任保険（賠償措置額 1200 億円）、および補償契約（1200 億円、補償料年間 3600 万円）は今回のような大事故に対して到底見合わない少額であり、見直しの必要があることも考慮されなければならない。

3 既存の発電コスト分析の評価

狭義の発電コスト試算について、最近の試算（実績方式）で、これまでの政府の原子力発電コスト試算より実際はもっと高かったことが示されている。また、モデル発電所方式・実績方式ともに、行政コスト、揚水発電コスト等を加えれば、原子力発電のコストはより高くなる。さらに、過小評価されたバックエンドコストなどの要素を加味していけば、原子力発電は、火力発電や風力発電などよりも高い。これに事故リスク、環境外部費用などを考えれば、費用面から原子力発電を推進する意義はない。

狭義の発電コスト分析には、(1) モデル発電所方式と (2) 実績方式とがある。

(1) は、典型的な発電所を想定することで将来の発電コストを分析する手法であるが、想定置き次第で結果が大きく変わる。既存の試算では、原発の運転年数を 40 年にするのか 60 年にするのか、原発の設備利用率を 80%にするのか 60%にするのかによって、原発のコストは、火力発電よりも安くなったり高くなったりしている。福島第一原発が稼働後 40 年で事故を起こしたことからも、30 年以上の原子炉に追加の安全対策を取らずに高い設備利用率を見込むことは現実的ではなく、運転期間を 30 年とし、設備利用率を実績に近い値（2008 年度実績：60.0%）にするなど実態に合わせると、原発は火力発電よりも高くなる。

(2) では、1970～2007 年を総計した原子力発電のコストが高いのに対し、最近の 2006～2010 年のコストが安い傾向がみられるが、近年の建設はほとんどなく建設コストなどがかからないことなどが影響していると考えられる。

4 原発停止による短期のコスト影響

原発を再稼働せず、すべて止めてしまう場合に、コスト負担面から大きな影響があるかどうかは、燃料価格の想定、省エネの想定によって異なり、必ずしも膨大なコストになるとは限らない。

原発停止の短期的な影響試算として、2012年に原発がすべて止まり、火力発電で代替される場合の発電コストの試算が複数あるが、結果は大きく異なる。政府試算では、総額で数兆円にも及ぶ費用負担、NGO試算では、逆に負担減（利益獲得）になりうることを示されている。その差は、(1)コスト増加要因として考えられる燃料費（化石燃料、核燃料＋再処理＋放射性廃棄物）の単価の設定の差、(2)省エネ・再生可能エネルギーの想定差として表れている。

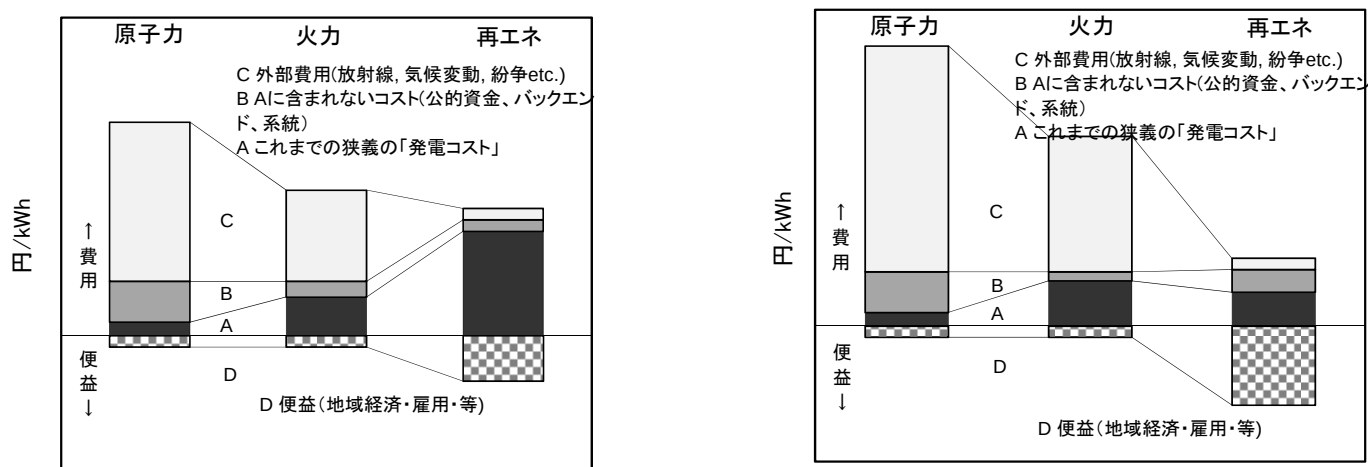
(1)では、政府試算では、核燃料費が1円/kWhときわめて安く設定され、再処理費なども含まれておらず、原発代替コストをより大きくする要因となっている。(2)では、政府試算は、この夏実施されたような省エネ効果を全く見込んでいないことから、負担総額が大きくなっている。実際には、原発の燃料費に再処理費などを含んだ金額とし、実績に沿って省エネと再生可能エネルギーの導入を見込めば、コスト増はほとんど問題にならない。また、ピークカットとして需要側の対策、揚水発電の効率的活用を行うことでコストは抑えられる。

5 これからの電気料金への影響

再生可能エネルギーの電力料金への影響は、今後上昇が予測される化石燃料の調達コストと比べると小さく、今後化石燃料を削減する利益の方が大きくなると指摘される。また、系統対策コストも、蓄電池以外で対応すればコストを抑えられる。さらに、再生可能エネルギーの普及は、環境改善効果に止まらず、経済効果も生み、二重の配当をもたらす。

再生可能エネルギーには、設備投資費用がかかる。投資を促し、事業採算性を担保する制度として、今夏、再生可能エネルギー全量固定価格買取制度が法制化された。これによる電力の買取価格が電力料金に上乗せされるが、将来的には、量産によるコスト低減効果によって下降する。

また、再生可能エネルギーの系統安定化費用が高額になることも指摘されるが、実際には、広域化による平準化、天気予報による火力出力調整、需要側管理などにより、蓄電池以外で対応できる



図B 発電にかかる費用（左：短期、右：中長期）（※スケールはイメージ）

部分も大きく、その分コストは抑えられると考えられる。

発電にかかる短期の費用・中長期の費用は図Bのように表せる。

6 中長期のメリット

化石燃料の調達コストを削減し、省エネ・再生可能エネルギーに投資を振り向けることは、国内の設備投資や金融に資金が循環し内需が拡大することを意味する。中長期的な視点に立って、社会的な費用、環境、CO2削減、地域の活性化、雇用拡大などの展望を持ち、主力産業を育てる方向で、制度を整備していくことが必要である。

省エネ対策・再生可能エネルギー普及対策は、気候変動被害の回避、化石燃料コストの削減、国内投資の誘発と雇用拡大など、さまざまなメリットがある。これらそれぞれの便益を大まかに試算したものがある。気候変動被害額は長期的に膨大になると予測されるが、その費用に関しては、便宜上、炭素価格等であらわされており、適切に環境外部費用として評価されてはいない。

化石燃料の調達コストは近年上昇傾向にあり、多額のお金が国外に流出している。これを再生可能エネルギーの導入や省エネ設備の導入などで削減し、国内の事業に投資すれば、国内設備投資や金融・経済・雇用の好循環が生まれる。

なお、北海道・東北地方は、風力発電を中心に再生可能エネルギーのポテンシャルが大きい。それを生かし、震災復興と地域産業振興を進めていくことが可能である。

勸告

1. 発電にかかる費用について

- ✓ ①過小評価されてきた想定（廃炉費用、放射性廃棄物処理費用など）、②現実味のない楽観的すぎる想定（原子力発電の運転年数、設備利用率など）、③将来性の判断が十分でなかった想定（再生可能エネルギーの建設費や系統費など）を、最新の知見と福島第一原発事故を踏まえて適正に見直すこと。
- ✓ 国民にとっての費用の観点から、電気料金に含まれながらコストとして考えられてこなかった費用（系統費、営業費、安全対策費、国の公的資金等）を含めた検討を行うこと。
- ✓ 社会にとっての「本当の費用」とは、上記の費用に、外部費用（地球環境・地域環境・事故コスト・損害賠償など）を含めたものである。外部費用は、定量化が難しいとされてきたものについても、除外するのではなく最新の知見を踏まえて含める、または可視化すること。

2. 福島第一原発事故を踏まえた費用

- ✓ 原子力発電の費用には、福島第一原発事故の実態を踏まえて、現時点で定量化できない損害を除いた過小評価に終わらせず、社会的損害、環境損害も含めて正當に評価すること。定量化できないリスク、不可逆的損害についても議論の前提として可視化すること。また、事故発生確率については、現行の確率論的評価を改め、現実の事故発生率を考慮した形で検討すること。

3. 短期的な課題克服と、中長期的なエネルギー選択を視野に入れた判断材料の提示

- ✓ 原発の再稼働をめぐる問題の中で、原発停止の経済影響を大きく見る試算があるが、核燃料費などの過小評価、省エネ効果の除外、などによるところが大きい。核燃料費に廃棄物処理コスト等を適正に組み込み直し、現実に応じた省エネ実践を見込んだ費用で比較すること。
- ✓ 事故後の原発停止による費用負担増を回避する手段として、複数の選択肢（原発の一部再稼働の場合、原発全停止のまま省エネ強化する場合、再生可能エネルギーを前倒しで追加導入する場合、省エネ強化と再生可能エネルギー前倒し追加導入の組み合わせの場合等）による比較を行い、判断材料を提供すること。
- ✓ 将来の費用に関しては、中長期的に予測される変化（化石燃料の調達コストの上昇、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など）や、さまざまなベネフィット（環境保全、CO2削減、地域経済活性化、雇用増加、エネルギー安全保障の向上など）を見通した上で、算出すること。また、将来的な発電方式が、社会的・経済的・環境的にも受け入れられる持続可能なものであることを前提とすること。

4. 原子力発電について

- ✓ 原子力発電は、福島第一原発事故を踏まえて損害費用や放射性廃棄物処理費用などを適正に試算すれば、その額は数百兆円規模などに上る可能性もあり、最も高い発電になることは明らかであるが、一方で、原発を費用だけで検討すること自体が検証されなければならない。事故発生実績はすでに相当高いこと、一度起これば他の発電方式と比較にならない大きな損害を与えうること、地域や経済を根底から破壊してしまう大きなリスクがあることを踏まえ、日本にとって真に必要な発電方式であるのかを、社会的・倫理的な問題として再考すること。
- ✓ 社会的・倫理的判断に基づけば、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と結論づけられる。脱原発の期限を明示し、原発撤退までの複数のシナリオにおける費用をそれぞれに複数の選択肢で示すことが必要である。

5. これから進めるべきエネルギー

- ✓ 再生可能エネルギーは多方面において将来的なベネフィットが最も大きい。よって、これからのエネルギーの主軸とし、環境対策としてだけでなく、主力産業の育成、地域活性化、雇用増加などを実現する経済政策としても大胆かつ積極的に進めていくべきである。

6. 国民参画によるエネルギー選択

- ✓ エネルギーの選択は、国民にとって極めて重要なテーマである。費用の分析の根拠や前提、モデルの内容を含めてすべて国民に公開し、市民が主体的に参加できる場をはじめ、国民参画の議論を確立したうえで決定していくことが重要である。

本文

はじめに

福島第一原発事故を受け、エネルギー政策の抜本見直しが求められており、国でもその議論がはじまったところである。

エネルギーシナリオ市民評価パネル（エネパネ）は、エネルギー政策の見直しに当たり、既存研究やシナリオの問題点を踏まえて、これからの方向性を提示する必要性を共有したメンバーが集って発足した。メンバーが所属する各団体では独自に発表した試算や提案もあるが、エネパネは、それらの提案を総合して評価するとともに、政府等の試算等の検討も行い、その成果をとりまとめ、エネルギー・シフトを進める観点から共通のメッセージとして発信することを目指している。

本「発電の費用に関する評価報告書」は、エネパネとしての最初の評価報告書となる。これは、現在、官邸の「エネルギー・環境会議」下の「コスト等検討委員会」、内閣府の「原子力委員会」下の「原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会」、資源エネルギー庁の「総合資源エネルギー調査会」下の「基本問題委員会」でそれぞれ行われる議論に関わるものであり、ここで勧告したことが、しかるべき場の議論にしっかりと組み込まれていくことを望む。また、こうした試みを機に、国民参画で、オープンな議論が展開されることも期待するものである。

1. 発電の費用に関する基本的な考え方

1.1 これまでのコスト計算の限界

従来の発電コストの計算は、電力会社と電力の大口消費者¹の立場に立ったものであり、kWh当たりで表現される狭義の「発電コスト」として推計されてきた。

直接的な発電コストには、燃料費、資本費（建設費、固定資産税等）、運転維持費（人件費・修繕費等）などが含まれている。また、原子力発電のバックエンド対策費用（廃炉費用、放射性廃棄物処理費用など）は燃料費や資本費の中に一部含まれるが、控えめすぎる場合が多い²。

他方、地球環境（気候変動など）や地域環境（公害、ヒートアイランド、ダム建設での自然破壊など）の破壊や、原子力事故リスク（放射能汚染など）、電力を売買する者以外の第三者に影響する社会的な費用は、広義の「発電コスト」の一部と考えるべきだが、算定不能として考慮されてこ

¹ 例えば電炉メーカー、ソーダ工業メーカー、半導体メーカーなど

² これらは、資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会の報告（2004年）、政府の「エネルギー・環境会議」の原発から火発への転換の際のコスト試算（2011年）、日本学術会議の「エネルギー政策の選択肢に係る調査報告書」における電力価格の計算（2011年）、RITE（地球環境産業技術研究機構）（2011年）、日本エネルギー経済研究所（2011年）のコスト試算において同じである。

なかった³。また、原発に関連する政府予算（立地交付金等）、オール電化の販売促進などを含む電力会社の広告宣伝費、自治体への寄付金、コスト計算からは外されてきた。

逆に、環境の保全によって得られる便益、省エネ推進や再生可能エネルギーの増加とそれによる化石燃料やウランの輸入減少によるエネルギーの安全保障、地域経済活性化や雇用の増加、産業技術の向上、国際競争力強化などのさまざまな便益については、「コスト」という観点では評価・検討されて来なかった。

図 1.1 の費用を巡る諸構造に表すように、既存の発電コスト試算は、隠れたコストやさまざまな便益などを含む本当の費用を算出するものとはなっておらず、国民にとっての「費用」という視点から、社会的なコストを内部化してこなかったことに限界がある。今後は、従来のコスト試算の範囲を超え、社会的費用を幅広く考慮に入れた費用分析を行う必要がある⁴。

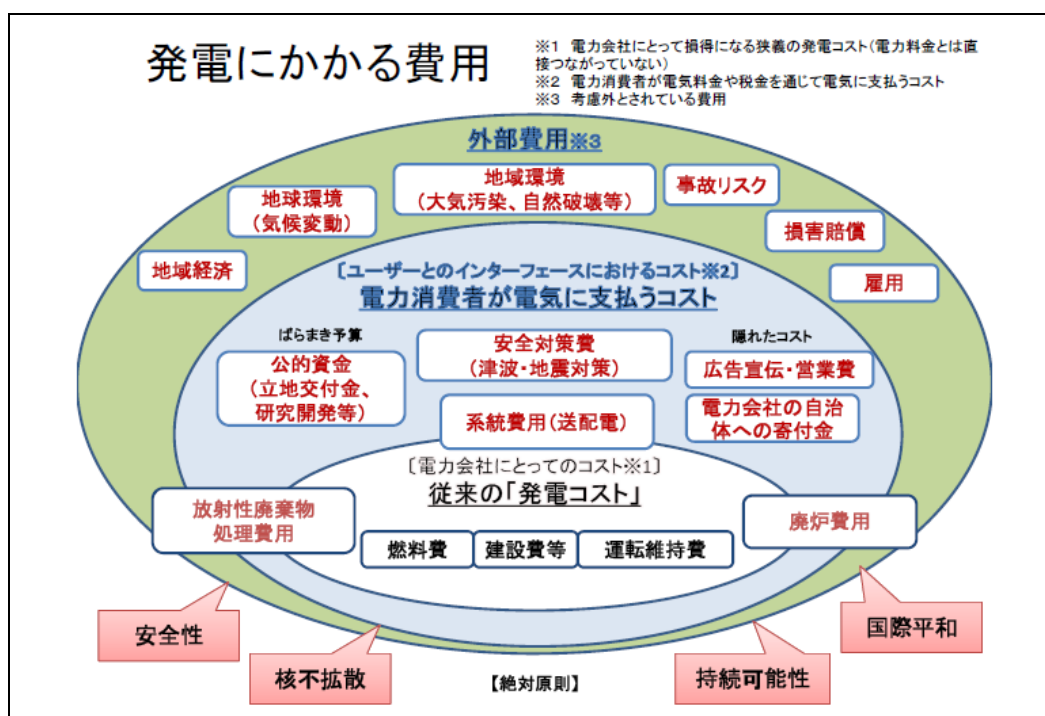


図 1.1 発電にかかる費用

1.2 エネルギー選択の遵守原則

国のエネルギー政策では、エネルギーの安定供給の確保（energy security）、環境への適合（environment）、及びこれらを十分考慮した上での市場機能を活用した経済効率性（economic efficiency）の 3E の実現を図ること⁵を基本としてきた。

³ RITE 試算で温暖化対策コストのみ別途取り入れている。大気汚染対策費については建設費で内部化されているとしているが、例えば公害健康被害補償賦課金などは入らない。

⁴ 本報告書は、その問題意識から、「コスト」と呼ばず「費用」と表現する。

⁵ エネルギー基本計画（2010/6）

しかし、福島第一原発事故の経験を受け、発電によってもたらされる危険を最小限にする観点から、「安全性」は最上位に位置付けるべき原則とするべきだろう。また、「核不拡散」の原則も、核廃絶へ向かう世界潮流に沿い、明確に定められる必要がある。さらに、将来世代にわたって地球環境を保全する観点から「持続可能性」原則を、エネルギーのための紛争を回避する観点から「国際平和」原則を定めることも重要である。これらは、仮に電力料金が安くなる場合でも、例えば安全性が脅かされたり、核不拡散原則に抵触したりするようなことを受け入れるわけにはいかず、狭義の発電コストと同列で比較するべきものではない（図 1.1）。

2. 福島第一原発事故の教訓

IAEA 基準レベル 7 の福島第一原子力発電所事故は実際に起こってしまっており、空気・水・土壌の広範囲にわたる深刻な放射能汚染により、環境・人間生活・社会・経済に途方もなく大きな被害をもたらしている。エネルギー政策の見直しを行う上で、当事国として、事故の検証と被害への正当な賠償、そして将来世代にわたる健康・遺伝被害も含めた予測とその対応について、議論の大前提として共有しなければならない。その際、それらの損害が、貨幣価値に換算できるものだけではないこと、またその大半がいかなる賠償によっても取り返しのつかない「不可逆的損害」であることを無視することはできない。こうした「算出不可能な」社会的・環境損害についても可視化する必要がある。

原子力事故リスク費用の評価においてはまず、損害費用×事故発生頻度という式が、それゆえに事故被害の一部を表すに過ぎないことを念頭に置かなければならない。その上で、「損害費用」については、福島原発事故の実態を正當に評価して考慮する必要がある。現在、内閣府・原子力委員会の「原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会」での議論⁶では、原子力損害賠償紛争審査会の中間指針⁷に基づく賠償額試算⁸を引用して損失合計を約 5.7 兆円としている。しかしこの額は、試算困難な除染費用や自主避難者への賠償費用など、明らかになっていない損害費用を含めていないだけでなく、社会的・環境的損害を考慮していないものであり（Box-1 参照）、この金額を議論の前提として用いることはできない。重大事故時の損害額推定について、2005 年の朴の試算では、平均して 62 兆円、最悪の場合には 279 兆円とされている^{9・10}。

また、「事故リスクコスト」算出に用いられる「事故発生確率」についても、福島原発事故を受け現在の「確率論的安全評価（PSA）」という手法を見直し、現実の事故発生確率を考慮する必要

⁶ 内閣府・原子力委員会「原子力発電・核燃料再処理技術検討小委員会」第 2 回資料 1「原子力発電所の事故リスクコスト試算の考え方」<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/hatukaku/sirvo/sirvo2/sirvo1.pdf>

⁷ 原子力損害賠償紛争審査会「東京電力株式会社福島第一・第二原子力発電所事故による原子力損害の範囲の判定等に関する中間指針」2011 年 8 月 5 日

⁸ 東京電力に関する経営・財務調査委員会「委員会報告書」2011 年 10 月 3 日

<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/keieizaimutyousa/dai10/siryou1.pdf>

⁹ 朴勝俊「原子力発電所の過酷事故に伴う被害額の試算」『国民経済雑誌』191 巻 3 号、2005 年。物理的損害としての被曝防止措置、また人的被害として急性障害だけでなく晩発性障害も考慮している。

¹⁰ ライプツィヒ保険機構の報告書「原子力発電所運営責任を担保するリスク保険料の試算」（2011 年 4 月 1 日）によれば、レベル 7 の事故において、事故原因として原発の老朽化、テロリズム、コンピューター・ウィルス、人為的ミス、地震のリスクを考慮し、事故影響としてがん、遺伝子損傷、避難・移住、食品放射能汚染による経済的被害を考慮すれば、最大で 6 兆 900 億ユーロ（約 731 兆円／1 ユーロ＝120 円）の損害が見込まれるとしている（試算条件は 2009 年時のドイツの 17 基の原子力発電所。）

【BOX-1 福島原発事故の被害】

原子力損害賠償紛争審査会の中間指針¹¹に基づく試算¹²によれば、①避難指示による損害、②風評被害、③間接被害について、今年度で約3兆6千億円、また来年度以降も避難に伴う損害などで単年度約9000億円とされている。しかしこの推計は、損害の実態が明らかになっていない地方公共団体の財産的損害や各種産業の営業損害、除染費用¹³などが計算されていない¹⁴ことに加え、以下の重大な課題を残している。

一つは、自主避難への賠償が含まれていないことである。現在の避難区域・地点の設定は、年間20ミリシーベルトという高い基準¹⁵によって極めて小さく定められたものであり、特に子供・妊婦に対しては、避難という選択肢が与えられるべきである。それゆえ、避難区域・地点以外の高線量地域からの自主避難者にも、正当な賠償がなされるべきである。また、地域によっては幼稚園・小学校等の集団疎開も考慮される必要がある。原子力損害賠償紛争審査会のまとめによれば、福島県内だけで8月末時点で少なくとも3万6000人が自主避難している¹⁶。

もう一つは、放射線被曝による損害について、「8月時点で該当者ゼロ」として考慮されていないことである。低線量被曝による健康影響として、がんだけでなく様々な病気が発生することはチェルノブイリ事故の結果からすでに明らかである¹⁷。現在、福島市内でも一部でチェルノブイリ事故時の「特別規制ゾーン」に相当するレベルの土壤汚染が明らかになっている¹⁸ことなどから、今後の対策によっては日本でもこのレベルの健康影響が発生する可能性が否定できない。

がある¹⁹。

原子力損害賠償の観点からも、従来の原子力損害賠償法に定められた責任保険（賠償措置額1200億円）、および補償契約（1200億円、補償料年間3600万円）は今回のような大事故に対して到底見合わない少額であり、見直しの必要があることも考慮されなければならない。原子力損

¹¹ 前出 7

¹² 前出 8

¹³ ロイター通信社は2011年8月26日付けで、除染費用見通しは10兆円と伝えている。

¹⁴ 日本経済研究センターは分析・提言「既存原発止まれば影響10年単位に」（2011/4/25）で今後事故処理に20兆円かかると試算。ただしここでも除染費用は含まれていない。[http://www.icer.or.jp/policy/pdf/pe\(iwata20110425\).pdf](http://www.icer.or.jp/policy/pdf/pe(iwata20110425).pdf)

¹⁵ 積算放射線量年間20mSvの基準は、国際放射線防護委員会（ICRP）の「非常事態が収束した後の一般公衆における参考レベル1～20mSv/年」の最高値である。放射線影響には閾値がなく、また低線量被曝の影響が確率的に現れることから、予防原則に則ってできる限り下限の1mSvを目指す必要がある。

¹⁶ 原子力損害賠償紛争審査会第14回配布資料「福島県における避難の概況」（2011/9/21）

http://www.mext.go.jp/b_menu/shingi/chousa/kaihatu/016/shiryo/1311103.htm

¹⁷ IPPNW ドイツ「チェルノブイリ健康被害」2011年4月8日

<http://www.chernobylcongress.org/>（英）

http://peacephilosophy.blogspot.com/2011/04/blog-post_17.html（要旨、日）

ニューヨーク科学アカデミー「チェルノブイリ大惨事が人と健康に与える影響」2009年

<http://chernobyl25.blogspot.com/>

グリーンピース・インターナショナル「チェルノブイリ大惨事－健康への影響」2006年4月

<http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/chernobylhealthreport.pdf>

¹⁸ FoE Japan・福島老朽原発を考える会・山内知也「福島市渡利地区における土壤中の放射能調査（概要）」（2011/10/5）

http://www.foejapan.org/energy/news/pdf/111005_dojou_gaiyou.pdf

¹⁹ チェルノブイリ原発事故から今回の福島原発事故まではおよそ11,000炉年、また前掲5によれば、国内のシビアアクシデント発生実績は 2.1×10^{-3} 炉年、つまり476年に1度の重大事故という高さである。また、今回の地震・津波について「千年に一度の大災害」とも言われるが、仮にそうだとすると、54基ある原発のどれも、40年間の間一度も大災害に見舞われない確率は99.9%の54乗・40乗で約11.5%、すなわち、いずれかの原発が大災害に遭遇する確率は88.5%であるといえる。54基それぞれの原発について完全に独立しておらず、17箇所として計算したとしても99.1%の17乗・40乗で、約50.6%である。

害賠償支援機構の成立により、事故の被害の賠償責任が、電気料金や税金という形で事実上国民に転嫁される形となった。本来「市場原理」からすれば、私企業である電力事業者の無限責任が担保され実行されなければならない、国による無償の支援はこの原理に反するものである。

最も重要なことは、福島原発事故によりもはやこうした「外部費用」が、現実の費用として突きつけられているという事実である。2022 年の脱原発を再度決定したドイツは、諮問機関「安全なエネルギー供給のための倫理委員会」で議論を行い「いかなる安全措置をとっても原子力事故は起こりうる。その場合のリスクは他のエネルギー源と比較にならないほど高い」とする報告をまとめている²⁰。この考え方は、福島事故を経験した日本こそがとらなければならないのではないのか。環境・社会影響や将来の健康影響をも含めたこの現実の莫大な事故損害に鑑みれば、原子力発電の「費用」は、いかなる計算方法によっても他の発電方法と比較にならないものであるという事実を直視しなければならない。

3. 既存の発電コスト分析の評価

前述の通り、既存の試算方法は電力会社にとっての狭義のコストを対象としており、限界があることを踏まえつつ、従来の「発電コスト」に関する既存の 2 つの発電コスト分析について検討する。

3.1 モデル発電所方式（運転年数発電方式）

3.1.1 想定との差の問題

モデル発電所方式とは、新設して一定年限・一定の設備利用率で運転する典型的な発電所を想定し、そのコストを比較する方法である²¹。

この方式は、ある前提の下で典型的発電所を想定するため、比較するパラメータ以外を同じ条件に揃えて比較しやすくできる反面、想定や、費用の範囲によって結果が大きく変化するという特徴があるため、想定の違いを明らかにすることが重要である。例えば、運転期間を 30 年にするのに比較し、秋元の試算のように 60 年と置けば、建設費相当のコストは kWh あたりで半分になる。また、割引率を高く取れば将来かかるコストは大きく下がる。

総合資源エネルギー調査会の発電コスト試算は、1999 年の試算では他の発電方法より原発が安いとした。2004 年の試算では、原子力が安くなる設定を結論として出したものの、法定耐用年数、設備利用率の設定によって石炭火力や LNG 火力が安くなる設定があることも認めている²²。

²⁰ 安全なエネルギー供給のための倫理委員会「報告書：ドイツのエネルギー転換－未来のための共同的取り組み」2011 年 5 月 30 日

http://www.bmu.de/atomenergie_sicherheit/downloads/17_legislaturperiode/doc/47454.php

（ドイツ環境省）

<http://utun.jp/jON>（ISEP 仮訳）

²¹ OECD "Projected Costs of Generating Electricity"(2010)、総合資源エネルギー調査会、電力中央研究所、大島、秋元、などが試算を発表してきた。

²² 40 年運転とすると原子力が安くなるケースが多いが、部分的に石炭火力が安くなる場合がある。法定耐用年数、火力 15 年、原子力 16 年とすると、同じ設備利用率では LNG 火力や石炭火力の方が安い。ただし原発の設備利用率は最低でも 70% で、2003,7,8 年実績の 60% は想定していない。

また、実際には総括原価方式でさまざまな費用がかかっているが、この方式での試算は、単一の発電所の新設を前提にしたコストのみを対象に比較されるため、過小評価されている。

表 3.1 原発のコストが安くなる想定の可能性

原子力発電所の 運転年数	建設費は、運転年数を長期に見込むほど安く出る。従前の総合資源エネルギー調査会の試算は原発の運転年数を 40 年と想定した。秋元の試算 ²³ はさらに使用年数を 40～60 年と長くして試算している。 40 年とすると原子力が安くなるケースが多い。法定耐用年数（火力 15 年、原発 16 年）で計算すると、LNG・石炭の方が原発よりも安くなる ²⁴ 。
設備利用率	原発の設備利用率は、最低でも 70% で計算されている。実績に近い 60% で想定すると、コストは上昇する。

3.1.2 試算の対象範囲

試算で見込まれている主な項目について表 3.2 に示す

表 3.2 原発の発電コストとして想定される各種コストの種類

	項目として含まれているか		
	総合資源エネルギー調査会 (2004) ²⁵	大島 (2011) ²⁶	秋元 (2011) ²⁷
建設費	○	○	○
燃料費、メンテナンス費等	○	○	○
廃炉コスト、放射性廃棄物処分費、核燃料再処理費、核燃料サイクルコストなど	△	△	△
原発推進の行政コスト	×	○	×
揚水発電所の建設等コスト	×	○	×
安全対策の追加コスト	×	×	×
環境コスト、事故リスク	×	×	×

原発に特有のコストとして、廃炉コスト、放射性廃棄物処分費、核燃料再処理費、核燃料サイクルコストなどがある。現状では不確実性を大幅に含んだ算定しかできないが、いずれも現状の支払額を前提にするなど、不確実なコストの中でも下限を示している²⁸。環境コスト、事故リスクについては、「想定外」となっている。

²³ 秋元「発電コストの推計」（原子力委員会、2011/9/13）

²⁴ 福島第 1 原発が 40 年で事故を起こした。30 年以上は安全上問題である。特に 60 年運転で、追加安全対策費・工事費も計上されないのは現実的とは言えない。

²⁵ 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト検討小委員会（2004/1/23）

²⁶ 大島・木村「本当のコスト比較、標準的風力発電は原発よりも安い」エコノミスト(2011/8/9)

²⁷ 前出 22

²⁸ 大島によれば、国の核燃料再処理費は、再処理工場が定格稼働するという設定で計算されている。しかし、フランスの再処理工場の 2007 年の稼働実績が 56%、六ヶ所村の再処理工場が事故続きで運転の見通しが立たないことなどからも、この見積りは過大である。また、全量再処理する方針であるにもかかわらず、コストはその半分しか見込んでいない。さらに、放射性廃棄物処理費のうち高レベル廃棄物処理費は 2002 年の拠出金単価がベースで、これは海外から返還された高レベル廃棄物一次貯蔵に要するコストの 3.5 分の 1 にしかない。廃炉コストについては、これまで日本原電東海原発の解体しか経験していないが、従前の不十分な積立費に基づいて計算されている。

大島らのモデル発電所方式による試算では、火力発電の炭素費用、揚水発電の追加費用²⁹、補完的財政支出³⁰を計算に含めている。これらは他では計算されていない。

3.1.3 各種試算結果の評価

それぞれの試算結果を整理すると（表 3.3）、行政コストや揚水発電のコストを加える大島の試算の場合、原子力のコストは火力、一部の再生可能エネルギーよりも高くなる。またそうしたコストを加えなくても、秋元の試算のように設備利用率を 70%から 60%に下げると火力と逆転する。福島第 1 原発が 40 年で事故を起こした。安全対策の強化なく 30 年以上運転することは安全上問題である。特に 60 年運転で、追加安全対策費・工事費も計上されないのは現実的とは言えない。そうした実態を踏まえ、原発の想定を一部変えたり、様々な費用を限定的に加えたりするだけで、原発は他の発電方法よりも高くなる。

表 3.3 各種試算の結果一覧

		総合資源エネルギー調査会 (2004) ³¹		大島 (2011) ³²			秋元 (2011) ³³		
主な想定	原発コスト の範囲	揚水コスト、 財政支出含ま ず		揚水コスト、財政支出含む			揚水コスト、財政支出含まず		
	運転年数	16 年	40 年	25 年	30 年	40 年	20 年	30～40 年	40～60 年
	設備利用率	70% (水力 45%)		20%	70% (原発) 85% (火力)	70% (原発) 85% (火力)	20%	石炭 70～80% 石油 20～60% LNG 50～60%	60～85%
	割引率	4%		5%			5%		
発電単価 [円/kWh]	一般水力		13.3						
	揚水発電								
	石炭火発	8.4	6.5			9.43		8.0～11.6	
	石油火発	13.4	11.6					15.8～27.2	
	LNG火発	7.7	6.7		10.87			10.4～16.1	
	原発	8.3	6.2						8.1～ 12.5
	原発＋揚水				12.06	11.46			
	風力			11.3			16.1 ～ 18.3		
	地熱					12.43			

²⁹ 揚水発電とは、電気の余る夜間に上の池に水をくみ上げ、電力需要の昼間に下の池に落として発電。発電ロスは約 30%。原発は出力調整できないので、需要の少ない夜間に電気が余るので、揚水発電所に「蓄電」する必要がある。

³⁰ エネルギー特別会計の中で、原発立地自治体への電源立地交付金、原子力関係の技術開発予算に約 3000 億円を充当している分を計算

³¹ 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト検討小委員会（2004/1/23）

³² 前出 26

³³ 前出 23

3.2 実績方式（有価証券報告書方式）

電力会社での実績に近いコストを推定する方法として、有価証券報告書からの推定がある³⁴。大島³⁵は、有価証券報告書に基づき、1970年～2007年までの火力、原子力、水力のコスト比較を行うとともに、行政コスト（政府予算）、揚水発電のコストを追加して計算している。日本エネルギー経済研究所³⁶は、行政コストや揚水発電のコストは算入せずに計算している。

試算で見込まれている主な項目について表 3.4、また、その試算結果を表 3.5 に示す。

表 3.4 原発の発電コストとして想定される各種コストの種類

	項目として含まれているか	
	大島（2011）	日本エネ研（2011）
建設費	○	○
燃料費、メンテナンス費等	○	○
廃炉コスト、放射性廃棄物処分費、核燃料再処理費、核燃料サイクルコストなど	△	△
原発推進の行政コスト	○	×
揚水発電所の建設等コスト	○	×
安全対策の追加コスト	×	×
環境コスト、事故リスク	×	×

表 3.5 各種試算結果

		大島（2010）		日本エネ研（2011）
		1970-2007	2000-2007	2006-2010
主な想定	対象期間			
	原発コストの範囲	財政支出含む		財政支出含まず
発電単価 [円/kWh]	一般水力	3.98	3.59	
	揚水発電	53.14	42.79	
	火力	9.90	9.02	10.2
	原発	10.68	8.93	7.2
	原発+揚水	12.23	10.11	

いずれの試算でも、2004年に政府が試算した原子力の発電コスト（4.8～6.2円/kWh）と比べると高かったことが示されている。

行政コストや揚水発電のコストも含め、原発の不確実なコストの一部を加算した大島試算では、原発のコストは火力を上回っている。ここでも、原発の様々なコストを限定的に加えただけでも、原発が他の発電手段よりも高くなる試算が見られる。

なお、大島と日本エネ研の試算は、対象時期が異なり、原発のコストは最近になるほど安いとの結果が出る傾向にある。これは、原発の建設費が高騰している一方で、多くの原発は1980～90年代に建設され、2000年以降は数えるほどしか建設されていないこと、特に日本エネ研が取り上げた

³⁴ これまで、この方法により、室田（1991）、国武（1998）、電気事業連合会（2004）、大島（2010）、日本エネルギー経済研究所（2011）などが分析を行っている。

³⁵ 大島堅一「再生可能エネルギーの政治経済学」、東洋経済新報社（2010）

³⁶ 日本エネルギー経済研究所「有価証券報告書を用いた火力・原子力発電のコスト評価」（原子力委員会 2011/9/13）

2006 年以降は建設費総額が減っている³⁷ことや、建設後 16 年を経過して減価償却費計上が不要になった古い原発の割合が増えていること³⁸、なども影響していると考えられる。また 2006 年以降の火力のコストは、2008 年に石油高騰があり、10 電力の燃料費が総額 3 兆円高騰（2000 年代前半比で）したことなどにより上がっていることから、原発より高い結果になったと考えられる。過去の実績として原発のコストを見るには、短期間の個別要因に左右されずに、長期に見る方が実態をつかめると言える。

4. 原発停止による短期のコスト影響

福島第一原発事故後、政府や研究者、NGOなどが、2012 年に原発がすべてとまり、火力発電で代替される場合の発電コストを試算している。試算結果は大きく異なる。

この場合のコストは、既存の設備を使う場合には、発電コストのうち、発電量に比例してかかるコスト³⁹が対象になる。火力発電では主に燃料費、原子力発電では発電量に相当するコストとして、核燃料費の他、核燃料再処理費（政府が再処理方針を続ける間は）、放射性廃棄物処分費などがあるが⁴⁰、加えて、耐震や津波対策などの追加安全対策のコストが考えられる。

4.1 燃料費等の単価

表 4.1 燃料費等相当単価

		エネルギー・環境会議 ⁴¹ [円/kWh]	気候ネットワーク ⁴² [円/kWh]	その他 [円/kWh]
原発	核燃料費	1	4.3(*1)	
	核燃料再処理費 放射性廃棄物処分費			
	運転維持費		3.0(*2)	
	追加安全対策			2.5(*4)
石炭火発	燃料費		3.2(*3)	
石油火発	燃料費	16	9.8(*3)	
LNG火発	燃料費	11	6.7(*3)	

注：建設費、各種社会的費用を除いている。

(*1) 核燃料費（原子力産業会議「原子力産業実態調査」）、核燃料再処理費・放射性廃棄物処分費（大島⁴³）。

(*2) 原子力産業会議「原子力産業実態調査」。廃炉を決めた原発については停止可能。

(*3) 2009 年の値。2020 年にむけて上昇

(*4) 旧型の炉では建設費相当⁴⁴。

³⁷ 北海道電力泊 3 号と建設中の中国電力島根 3 号程度のみである。

³⁸ 現状の会計制度では、原価償却済の施設は設備費がかからない勘定になるので新しい施設以上に動かすほど多くの利益を獲得でき、電力会社が古い原発を動かす誘因になっている。

³⁹ 既に支払った建設費の償却分などは除く。

⁴⁰ 放射性廃棄物処分費については、百万年から 1 千万年の貯蔵コストは計算不可能だが、少なくとも現在政府が想定しているものは「燃料費」と同様に発電量に比例してかかるコストとして計算できる。

⁴¹ エネルギー・環境会議「当面のエネルギー需給安定策」（2011/7/29）

⁴² 気候ネットワーク「全ての原発が停止する場合の影響について」（2011/7/1）

⁴³ 前出 35

原発から既存火発へシフトする場合の費用比較には、単価と費用総額の比較がある。まず、単価について整理する（表 4.1）。原発の場合は再稼働に必要な最低限のコストになる。

国のエネルギー・環境会議の原発の単価は、核燃料費のみとして安価に想定されている。一方、気候ネットワーク試算では、核燃料費に維持費や安全対策の追加費用などを見込み、石炭火発、LNG 火発の単価よりも高くなるとし⁴⁵、また、今後の追加安全対策のコストを推定して見込むと（表 4.1 注参照）、石油火力よりも高くなるとしている。

4.2 燃料費等の総額

次に、2012 年に向けて原発が全て停止し、火力発電所に転換する場合の燃料費等の総額の比較をする（表 4.2）。

2011 年夏に実施されたような省エネを一切見込まず、原発の単価を核燃料費だけの小さな範囲で見積もった試算の場合、火力発電への転換が行われると兆円単位のコスト増という計算になる（日本エネ研、エネルギー・環境会議）。一方、原発のコスト範囲を核燃料再処理費などまで拡大する試算では、2000 億円程度の費用増と、ほぼ 10 分の 1 になる（気候ネットワーク）。これに、2011 年に経験したような省エネを見込んだ試算では、総費用は逆に減少する。

表 4.2 原発全停止の際の火発転換の費用総額

	日本エネルギー経済研究所 ⁴⁶	エネルギー・環境会議 ⁴⁷	気候ネットワーク ⁴⁸	
前提	発電量、 転換先	省エネなし。 石油火発とLNG火発転換	省エネなし LNG転換の場合	原発の電力量（全体の 27%）のうち 13.5%省エ ネ、13.5%LNG転換の場合
	単価	原発 1 円/kWh 火発 12.5 円/kWh	原発 4.3 円/kWh LNG火発 6.7 円/kWh	
原発費用	試算せず	2700 億円 (2745 億kWh×1 円/kWh)	原発の発電単価に 4.3 円/kWhを使用	
火発転換の 際の費用	3 兆 4700 億円 石炭 1910 億円（908 万t増） 石油:1 兆 8870 億円 (2745 万KL増) LNG:1 兆 3960 億円 (2002 万t増)	3 兆 4300 億円 (2745 億kWh×12.5 円/kWh)	LNG火発の単価に 6.7 円/kWhを使用	
差し引き	（報告では火発燃料費が約 3.5 兆円増加とだけ発表）	3.16 兆円負担増	2200 億円負 担増	5400 億円負担減

⁴⁴ 中部電力浜岡原発 1 号 2 号が、耐震補強よりも建て替えを選択したことから推定。

⁴⁵ 気候ネットワークの試算では、化石燃料の燃料単価の初期値は 2009 年実績で、その後 IEA の見通しに従い上昇することになっている。

⁴⁶ 日本エネルギー経済研究所「原子力発電の再稼働の有無に関する 2012 年までの電力需給分析」（2011/6/24）

⁴⁷ エネルギー・環境会議「当面のエネルギー需給安定策～エネルギー構造改革の先行実施～」（2011/7/29）

⁴⁸ 前出 42

【Box-2 原発停止した場合のピーク時対応コスト】

原発が停止した場合の年間の燃料費総額については、表 4.2 の通り、省エネをしない想定ではコスト増、省エネをする想定ではコスト減になっている。では、ピーク時のコストはどうだろうか。

まず、原発全停止の場合の来年夏のピーク電力の余力について、政府のエネルギー・環境会議は、省エネを考慮せずに、供給力に制約がある想定で 1660 万 kW 不足するとしている。しかし、今年並みの節電・省エネを実施すると、昨年比で最大電力は 2300 万 kW 減少し、政府の言う「不足」を解消し余裕がでる。また、政府のエネルギー・環境会議の供給力想定をみると、北海道電力が最大の火力発電所 70 万 kW を夏に停止する（それによって 32 万 kW 不足）、全国の揚水発電 2672 万 kW のうち 1804 万 kW しか使わない、自家発電は来年に向けて 120 万 kW 減少させるといった想定がなされている。これに対し、需要側は今年なみの省エネを実施し、供給側でも既存設備を活かし、揚水発電をフルに活用し、真夏には定期検査をせず、今年契約した自家発電の受電を来年も続けるなどをすれば、来年は原発全停止でも余裕がありそうである。

電力会社は緊急用としてディーゼル電源等を約 260 万 kW 配備あるいは今後配備予定としており、これらのリース等のコストが発生している。しかし上記のように省エネと既存設備活用をすれば、長期休止中の石油火力で復活が困難なものに多額の設備費をかけるといったそれ以上の投資は必要ない状況にある。

ピーク対応のコスト試算は出されていないが、省エネをして既存設備を活用することとすれば、コストはほとんどかからず対応できるが、省エネを見込まず、しかも既存設備も十分に活用しないで追加電源を設置する想定では追加コストが多くかかると言えそうである。

5. これからの電気料金への影響

5.1 エネルギー・シフトによる電力料金への影響

前項では、原発を停止した場合の短期のコスト影響について複数の試算をレビューした。ここでは、原発を省エネや再生可能エネルギー電力にシフトした場合の電気料金への中期的な影響に関する試算について検討する（表 5.1）。

原発を止めると電力価格が上がるという試算が複数あるが一方で、原発を停止しながら省エネを実施することで、必要な代替燃料を小さく抑え、コストを下げる試算もある（気候ネットワーク）。コストを上げない試算は、省エネがコスト減に効いていることが明確である。コストが上がるとする試算については、価格上昇の原因を明らかにしていないものが多く、どういう原因で上がるのか（化石燃料が高額なのか等）の中身を示せておらず、説得力を欠いている。

表 5.1 電力価格・家庭の電気料金への影響について

	日本学術会議 (2011) ⁴⁹	秋元 (2011) ⁵⁰	気候ネットワーク (2011) ⁵¹
計算期間	2020 年まで		2020 まで
想定	原発再稼働なし。 原発は 2882 億kWhがゼロに。火 発も 1600 億kWh減、再エネ 2700 億kWh、省エネ 1300 億kWh	原発を全て太陽光に転換 した場合	原発再稼働なし。 省エネも実施
投資額な ど	再エネ 24.9 兆円 系統安定 35 兆円 (5 年間の投資)		
原発単価	5.9～20.2 円/kWhで 2020 年まで 一定		7.3 円/kWh (燃料・維持費) でその後も上昇
火発単価	一定		IEA想定通りに燃料費が増加
電力単価	2020 年に 3.82～8.30 円/kWh増		原発維持に比較し、単価に変 化なし
家庭の負 担	2020 年に 474～1821 円/月増	5000 円/月増加	原発維持に比較し、2020 年 に 30 円/月減少

5.2 再生可能エネルギーによる電気料金への影響

再生可能エネルギーについては、2011 年 8 月に成立した法律「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」に基づいて、2012 年 7 月から、再生可能エネルギーの全量固定価格買取制度 (FIT) がスタートし、発電事業者が発電した電気の全量買取が電力会社により行われることになった。これにより、発電事業者は 15 年以上の長期的な事業を安定して行うことが可能となり、再生可能エネルギーによる発電設備の導入が大幅に進むと期待されている。一方、買取に必要な費用については、再生可能エネルギーによる電気で削減された化石燃料などのコストが差し引かれた後、全ての利用者の電気料金に賦課金 (サーチャージ) として上乗せされる。この賦課金の金額は、再生可能エネルギーによる発電量に応じて毎年増加することになるが、再生可能エネルギーによる電気料金への影響の将来予測については、その導入目標量によって大きく変わることになる。この電気料金への影響を再生可能エネルギー導入に伴う社会的なコストと考える議論があるが、一方で後述する再生可能エネルギー導入の多くのメリットのための投資であると考えることができる。

その一方で、当面の間、頼らざるを得ない火力発電の燃料である石炭、石油、天然ガスなどの化石燃料の調達コストは将来大幅に上昇することが予想されている (Box-3 参照)。2008 年のリーマンショック以前の様な大幅な調達価格の上昇が短期的に繰り返される中、化石燃料の調達コストの

⁴⁹ 日本学術会議「エネルギー政策の選択肢に係る調査報告書」(2011/9/22)

⁵⁰ 前出 23

⁵¹ 前出 42

上昇は、燃料費調整制度により、すでに電気料金に反映されており、現行制度においても電気料金の
 上昇幅がkWhあたり最大5円に達することが許容されている(標準的な家庭で月額1500円の上昇に
 相当)。将来、化石燃料の調達コストの上昇に加えて、電気料金の制度変更を想定するとこれを超
 える電気料金上昇も予想される。再生可能エネルギーの大幅な導入は、この化石燃料の調達コスト
 の上昇に伴う電気料金への影響を緩和する効果があり、長期的なトレンドを考えれば、再生可能エ
 ネルギーの導入が電気料金の上昇を抑制することができる。こうした考え方に基づき、中期的な
 2020年頃までの電気料金への影響について、再生可能エネルギー導入による賦課金と、化石燃料
 の上昇に伴う料金上昇(燃料費調整など)について試算を行った例を表5.2にまとめた。化石燃料
 の価格上昇に伴って、再生可能エネルギー導入による燃料コスト削減効果がより大きくなり、再生
 可能エネルギーの賦課金は一定レベル(kWhあたり3円程度)以上には上がらず、将来的には下降
 に向かうとする試算が複数ある。その際、再生可能エネルギーの買取価格は、発電設備の導入コス
 トが量産効果等で減少することに合わせて、見直しが行われ減額されることが想定されている。再
 生可能エネルギーの設備は、太陽光発電パネルに見られるように市場経済で動く工業製品という側
 面がある。そのため、累積生産量2倍で価格が2割低下するという、パソコン・携帯電話・液晶テ
 レビなどで見られる工業製品の経験則がほぼ成り立ち、将来的には賦課金は小さくなっていく。

表 5.2 再エネ賦課金と化石燃料高騰による家庭の電気料金負担

		田中ら(国家戦略室) ⁵²		環境省 ⁵³		環境エネルギー政策研究所 ⁵⁴	
前提		2020 年に再エネ電力 20%、2030 年に再エネ電力 30%（電力量一定、大規模水力含む）		2020 年に再エネ電力 16～18%、大規模水力含む		2020 年に再エネ電力 37%(電力量全体が 2010 年に比べて 20%減少、大規模水力を含む)	
負担	種類	再エネ	化石燃料	再エネ	化石燃料	再エネ	化石燃料
	単価			0.86 円/月 (2011-2030) 1.14 円/月		3 円/kWh	6 円/kWh
	家庭の月額負担	504 円/月 (2020) 205 円/月 (2030)	1040 円/月 (2020) 1456 円/月 (2030)	258 円/月 (2011-2030) 341 円/月 (2021,最高値)		900 円/月 (2020)	1800 円/月 (2020)

⁵² 「エコノミスト」9/13号 「潜在力高い再生可能エネルギー 『30年までに30%』目指せ」

⁵³ 再生可能エネルギー普及方策検討会(2009/2)

⁵⁴ 環境エネルギー政策研究所ブリーフィングペーパー(2009/7/25)

【Box-3 化石燃料の調達コストについて】

・上昇する近年の化石燃料の調達コスト

2000年以降上昇を続けていた国際的な化石燃料価格は、2008年のリーマンショック前に一時的に高騰したが、その後の新興国を中心とした需要回復と共に再び上昇基調にある。発電用に用いられる原油、天然ガスおよび石炭の輸入価格も上昇しており、2011年8月の時点で2010年4月から比べて3～4割程度上昇しており、2008年の価格高騰時の水準にまで達している。最近の傾向として天然ガスおよび石炭の輸入価格が大幅に上昇しており（2008年度の化石燃料輸入額は約23兆円）、国内の火力発電に対する燃料調達の増大等、国内外の需給関係からこの傾向は今後とも継続すると予想される。

なお、化石燃料の価格上昇に伴い燃料費調整制度により電力料金も上昇しており、2011年3月からの9カ月間で2.3円/kWhの上昇（標準世帯で月650円の上昇）となっている（東京電力実績）。

・将来の化石燃料の調達コストの予測

今後の中期的な化石燃料の予測については様々なレポートがあるが、過去の実績をみても将来の価格を予測するのは困難が伴う。これは今後の需要想定や供給能力等について多くのシナリオが考えられるためである。しかしながら、新興国の中心とした国々での需要増加や化石燃料の供給能力のリスクを考えれば、中長期的に価格上昇が継続すると考えられる。

例えば、昨年公表されたIEA（国際エネルギー機関）のWorld Energy Outlook(WEO)2010では、2035年までの化石燃料の国際価格をいくつかのシナリオに対して予測している（下表）。

原油については、2010年時点での実績値が100ドル近いことを考えるとこの予測は低すぎると考えられる。一方、天然ガスについては輸入国毎に価格が大きく異なるが、IEAのWEO2010では日本の場合を上記の表の通りに予測している（従来政策の場合）。天然ガスについても最近の価格上昇を考えるとIEAの予測は低すぎる可能性がある。さらに石炭については、価格の上昇が非常に緩やかであるとIEAは予想しているが、近年の急激な価格上昇を考えると低すぎると言わざるを得ない。将来の化石燃料価格は、近年の推移はIEAの予測をすでに上回っており、これからの資源枯渇、ピークオイル、需要増、原発低迷などの要素も考慮すれば、IEA予測より高めに推移すると考えるのが妥当である。

	2009年	2020	2035
原油	60ドル/バレル	110ドル/バレル	135ドル/バレル
天然ガス	9.4ドル/Mbtu	13.9ドル/Mbtu	16.5/Mbtu
石炭	97ドル/t	106ドル/t	115ドル/t

(WEO2010)

5.3 系統費用の考え方

いわゆる「スマートグリッド」に代表される次世代エネルギーシステムは、これからの再生可能エネルギーの普及だけではなく、需要側の送配電網の強化が省エネや節電などの需要側の対策としても効果があるとされており⁵⁵、系統の見直しは必然的なものになっている。これらの電力系統に対する対策費用は、再生可能エネルギーの大量導入に対して必要なインフラへの投資と考えることもできる。

一方、太陽光や風力発電等の再生可能エネルギーは、大型火力や原子力などと比べて特段に不安定だとされ、電力系統対策への費用が必要だと指摘されている。例えば、太陽光発電については需要の少ない時期に発電量が消費量を上回るための対策費用が試算されている。風力発電については、地域的な偏在性が指摘され、全国レベルの電力系統の増強(特に会社間連携線)に関する試算が行われている。

表 5.4 に、系統安定化のための各種試算をまとめた。再生可能エネルギーの導入に伴う電力系統の増強の費用については、太陽光発電に関するものが多く、経済産業省の試算例の最大 85.7 兆円に見られるよう、巨額の投資が必要と試算される。

太陽光発電の大量導入に伴う電力系統に対する費用の総額、家庭の負担内容を見ると、その大半は、正月やゴールデンウィークに原発と太陽光発電の電力量が需要を上回ることに対応する蓄電池設置コストとなっている。ただし、蓄電池を設置しない場合の検討も行われており、その場合はその費用は大幅に減少することが指摘されており、幅がある。

表 5.3 電力系統の増強のための費用試算例

	経済産業省 ⁵⁶	経済産業省 ⁵⁷		環境省ロードマップ検討会 ⁵⁸	
導入想定	太陽光 2020:1432 万kW 2030:5321 万kW	太陽光 2800 万kW	太陽光 3500 万kW	太陽光 5000 万kW 風力 1130 万kW	太陽光 10060 万kW 風力 2690 万kW
期間	2030 年まで	2020 年まで		2020 年まで	2030 年まで
総額	5.39～6.70 兆円	1.46～18 兆円 最大 57.2 兆円	2.03～24.17 兆円 最大 85.7 兆円	2.05～5.84 兆円	6.7～19.4 兆円
主な費用	正月などの電力余剰を避ける蓄電池設置が 4.8～6.01 兆円で大半	正月などの電力余剰を避けるための系統側蓄電池設置が 15.1 兆円。また、需要側に蓄電池をつけると蓄電池だけで最大 56.7 兆円かかる。	正月などの電力余剰を避けるための系統側蓄電池設置が 22.7 兆円。また、需要側に蓄電池をつけると蓄電池だけで最大 85.1 兆円かかる。	太陽光: 1.95～5.37 兆円兆円 風力: 0.1～0.48 兆円	太陽光: 4.3～16 兆円 風力: 2.4～3.5 兆円
家庭負担		63～901 円/月増	139～1637 円/月増		

⁵⁵ EPRI “Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid” (2011.3)

⁵⁶ 経済産業省・低炭素電力供給システムに関する研究会・新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会報告(2009/1)

⁵⁷ 次世代送配電ネットワーク研究会「再生可能エネルギーの大量導入に伴う系統安定化対策コストについて」(2010/3)

⁵⁸ 低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言(2010/3)。金額は将来価値(発生時点の費用の累積値)

電力系統への対応はさまざまな方法があるが（表 5.4）、これらのうち、前述の政府のコスト計算において主に検討されていたのは、表 5.4 の(3)の太陽光発電における需要の少ない時期に電力が余ることへの対応で、蓄電池を設置する対応が提案されている。

スマートグリッドなどの需要側での電力系統の検討の中では、蓄電池の導入効果が指摘されているが、実際には、発電側については広域の送電網による平準化の効果や、天気予報を用いた火力の出力の抑制制御などにより充分に対応可能なことも多い。風力発電においては、既設の会社間連系線の活用と今後の増強がポイントになるが、その費用は太陽光発電に関する一連の対策費用に比べれば比較的小さい⁵⁹。

さらに、電力系統での平準化の機能として、既設の揚水発電の活用が考えられる。揚水発電は、これまで原子力発電で余った電力をピーク時に活用するために用いられてきたが、今後は、再生可能エネルギーと組み合わせた活用が考えられる。

従来の試算は、原発を含む「余剰」の対応コストを、再生可能エネルギーに押しつけていたと見ることにもできる。また、原発の多くが停止し、原発依存を下げる議論がなされている今日の状況で、原発の発電量が3割を占めることを前提にした太陽光の「余剰」の議論は成り立たなくなっている。

今後の再生可能エネルギーが大量導入に向け、それに対応した電力系統の強化と、広域化された送電網・スマートグリッドという新たな条件の下での費用の再検討が必要な状況になっている。

表 5.4 電力系統に対する影響と想定される対応

	影響項目	対応	中長期的な対応
再生可能エネルギー	(1)出力の変動	① 需要側の対応 ・ 電圧等に高い精度を要求する ・ 設備側に変動を抑える設備を導入 ⁶⁰ ②送電網の対応	揚水発電を広域の蓄電池として使用可能
	(2)周波数の変動	・ 送電網・送電線の強化 ・ 広域運用 ② 供給側の対応 ・ 天気予報で変動を予測、火力を出力調整 ・ 揚水発電の活用 ・ 蓄電池の導入 ・ 変動が大きくなった場合に出力抑制 ※広域では大きな変動はないとの指摘も多い。	
	(3)需要の少ない時期に電気が余る可能性	・ 発電側で蓄電池を導入、あるいは余る場合には太陽光の出力抑制	
原子力発電	(4)出力調整不能で夜間に電気が余る	揚水発電 オール電化	原発事故・停止で、余る電気は減少。原発をベースロードとしない新たな電力系統の考え方が必要。
	(5)大規模な建設遅延、大規模な停止	石油火力発電所の稼働増（2008年など） 計画停電（2011年3月、東京電力管内）	

⁵⁹この費用には各地域で風力発電を導入する際のアクセス線の費用は計上されておらず、地域別の検討が必要である。

⁶⁰ 再生可能エネルギー普及方策検討会報告書（2009）によれば、需要家の少なくとも83%は、現在よりも電圧変動や周波数変動があっても問題がなく、当該機器を使用している需要家は17%。しかもその全部が電圧変動などで高い精度を要求しているわけではない。

発電にかかる短期の費用・中長期の費用は図 5.1 のように表せる。

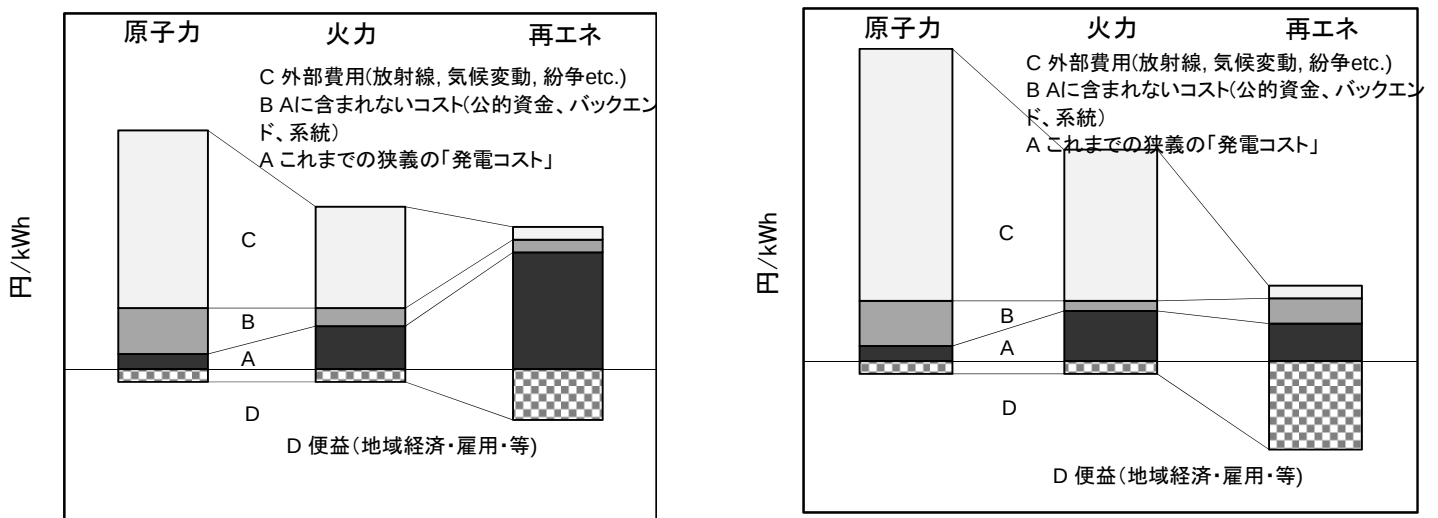


図 5.1 発電にかかる費用（左：短期、右：中長期）（※スケールはイメージ）

6. 中長期のベネフィット

再生可能エネルギーの導入は、化石燃料を代替することによるCO₂削減(地球環境保全)や地域や国内のエネルギー資源を活用することによるエネルギー自給率の向上（エネルギー安全保障）、導入に伴う設備投資や技術開発に伴うグリーン経済の成長効果、そして地域での金融・経済・産業・雇用創出など様々なメリットを生む。定性的に評価した場合でも、火力発電や原発の導入や運転に伴って発生する社会にとっての広義の費用(図 1 の社会的費用を含む)が社会へのベネフィット(便益)を明らかに上回っていくため、今後減らすべきものである。それに対し、「省エネ発電所(ネガワット)」や再生可能エネルギーの導入は社会にとってのベネフィット(便益)がコスト(費用)を上回り、今後、確実に増やしていくべきものであることが明確である。

そのベネフィット(便益)と負のコスト(費用)について、項目と試算の例を以下に述べる。

6.1 気候変動被害を回避するメリット

再生可能エネルギーは、火力発電所による化石燃料の削減、温室効果ガスの排出量削減につながり、地球環境への悪影響を回避するメリットや、火力発電の大気汚染物質排出の削減による健康影響などの回避メリットがある。

気候変動の被害は、スターン・レビュー⁶¹によれば長期的に一人あたり消費を 2 割低下させる。GDPの 2 割と考えればこれは日本で100兆円の損失に匹敵する。また、環境省「地球温暖化の日本

⁶¹ ニコラス・スターン「気候変動の経済学」(発表は 2006 年)。Stern, N. "The Economics of Climate Change", Cambridge university press, 2007.

への影響」⁶²でも、対策を行わないと、今世紀中盤以降には洪水氾濫で9兆円、高潮被害で7兆円、などの被害が予想されている。化石燃料にはこれらのコストがかかってくると言える。また、原子力発電も、計画の遅れから同等のコストがかかっているとみることができる。（Box-4・5参照）

【Box-4 原子力発電のCO₂削減効果】

原子力発電は、運転中にCO₂を排出しないことから、気候変動対策として推進されてきた。しかし、過去のトレンドを見ると、原子力の増加に伴いCO₂排出量も増加しており（図）、CO₂排出削減に寄与しているとは言えない。この原因として、原発増設を口実に省エネや再生可能エネルギー導入を先送りし、かつ温暖化対策に逆行する石炭火力発電所の増加を容認してきたことが挙げられる。

また、これまでの国の原発計画は遅れることが常であり、遅延によって、代替する火力発電のCO₂排出を招いている。原発計画に依存し、その分他の省エネや再生可能エネルギーの導入を遅らせていることで、増加は不可避となる。ヤコブソン⁶³は、この遅延による追加排出量を分析している。この遅延排出量相当のコストは、原子力発電が実質的に火力発電同様のCO₂排出による環境コストだと言える⁶⁴。

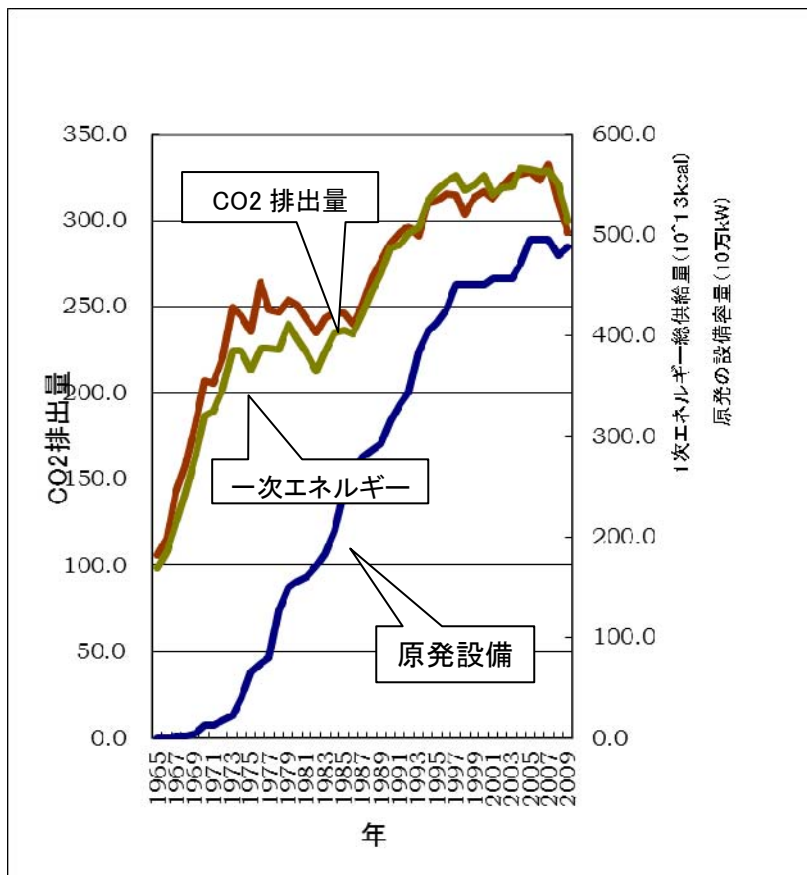


図6.1 原子力発電の設備導入と、一次エネルギー・CO₂排出の推移

⁶² 温暖化影響総合予測プロジェクトチーム「地球温暖化の日本への影響—最新の科学的知見—」（2008）

⁶³ Jacobson, Mark Z.: "Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security", Energy & Environmental Science, No.2, pp.148-173, 2009.

⁶⁴ 例えば、各電力会社の供給計画では、2008年の原発の設備利用率を75%としたが、実際は60%だった。この15%を石油火力などで代替し、その分の排出増加を招いた。この石油燃料価格と炭素価格分をコストとして指摘できる。

【Box-5 炭素価格の試算】

火力発電には温暖化対策にかかる「炭素価格」が今後かかると見ることができる。中期的にCO₂トンあたり10000円の炭素税をかけて気候変動対策を促進していくことにすれば、「炭素価格」は以下のように、石炭、次いで石油が高くなる。炭素価格次第で、従来の発電コストを上回るほどの炭素価格となる。

表6.1 火力発電の「炭素価格」（CO₂トンあたり10000円の炭素税導入の場合）

	炭素価格 [円/kWh]	単位排出量 [kg-CO ₂ /kWh]	発電効率	燃料の排出係数 [t-CO ₂ /GJ]
石炭	8.2	0.815	40%	0.0906
石油	6.3	0.633	39%	0.0686
LNG	4.5	0.446	40%	0.0495
LNG 複合	3.4	0.336	53%	0.0495

6.2 化石燃料コストの削減と資金の国外流出の抑制

2008年度の化石燃料輸入額は約23兆円であり、国内総生産(GDP)の約5%に達したが、将来の価格高騰や海外からの調達が困難になることを想定すると、エネルギー安全保障上も大きな問題であると同時に、多くの国富が国内の産業の発展や雇用に役立つことなく国外に流出することを表している。

この海外に流出する化石燃料コストを、再生可能エネルギーの導入や省エネルギー設備の導入など国内での事業に投資すれば、莫大な国内設備投資や金融・経済・雇用への好循環が生まれる（表6.2）。

表6.2 化石燃料コスト削減の試算例

日本経済研究センター ⁶⁵	CO ₂ 削減策をとらないと、2035年まで年間8兆円の所得が産油国などに流出。（低炭素経済シフトのため、復興税は炭素税にすべき。）
再生可能エネルギー普及方策検討会（2009/2）	再生可能エネルギー導入（2020年に大規模水力込で約16～18%）による化石燃料削減効果 2020年の単年度で5000～8000億円、2020年までの累積で2.9～4.0兆円 2030年の単年度で8000～1.4兆円、2030年までの累積で9.9～16兆円

⁶⁵ 日本経済研究センター 「既存原発止まれば影響10年単位に」（2011/4/25）

6.3 地域経済活性化と雇用拡大効果

国際的にはすでに 20 兆円規模の再生可能エネルギー市場が立ち上がっているが、日本の市場は 2%程度に留まっている。しかし今後は、省エネルギー対策および再生可能エネルギーの導入が、設備投資等の経済効果、地域に経済の活性化と雇用ももたらすと試算される（表 6.3）。

牛山ら⁶⁶は、2020 年に電力の 25%を再生可能エネルギーに置き換えることによる投資効果が年 8.4 兆円、またCASA⁶⁷は、原発依存を下げながら温室効果ガス 25%削減を実現する温暖化対策の投資効果が年 27.6 兆円になると試算している。これらによる 2020 年までの累積の投資額が 100～200 兆円という額は、機械製造業の売り上げ（150～200 兆円/年）を一割伸ばすのに匹敵する大きな投資額であり、それだけの内需市場が生まれることになる。

雇用効果は、60～190 万人の増加が見込まれると試算される。これは、現在の原子力産業と高炉製鉄業による雇用の和の 6～20 倍に匹敵する大きさである。

国内では排出量取引制度や環境税、再生可能エネルギーの導入などの環境政策による一部の産業への悪影響への懸念が常々指摘されているが、その結果、これからの日本経済を担う 100 万人規模の主力産業の芽をつぶしてきたと言うこともできる。

新たな市場誕生は、電力各社が毎年化石燃料購入のために支出している約 3 分の 1 を国内の再生可能エネルギーへの投資、金融機関や投資家の後押しを受けた各地域のエネルギー事業の展開などによって確かなものになる。

表 6.3 省エネ・再生可能エネルギーによる 2020 年の経済・雇用効果

	投資効果	経済波及効果	雇用（※）	前提
CASA	12.8 兆円/年	27.6 兆円/年（一次効果） 33.1 兆円/年（二次効果）	138 万人（一次効果） 180 万人（二次効果）	温室効果ガス 25%削減を実現 する場合
藤川 ⁶⁸		233～287 兆円	165～190 万人	
環境省 ⁶⁹		GDP増加 26 兆円	59 万人	再エネを 16～ 18%（大規模水 力を含む）
牛山ら	8.4 兆円/年	17 兆円（一次効果） 22 兆円（一次・二次効果）	88 万人（一次効果） 117 万人（一次・二次効果）	再エネを 25% （大規模水力含 む）
（参考） ドイツ			2010 年実績 36.7 万人 （製造と運用の直接雇用）	

（※）国内の自動車製造業・部品製造業の雇用：87 万人、原子力産業の雇用 4.7 万人、高炉製鉄業の雇用 4.5 万人

⁶⁶ エコノミスト、8/16&23 号

⁶⁷ CASA（地球環境と大気汚染を考える全国市民会議）「原発に依拠せずに 25%削減は可能」（2011.3）

<http://www.bnet.jp/casa/2020model/CASAmode.htm>

⁶⁸ 藤川・下田「温暖化対策（グリーン投資）の経済効果」中央環境審議会ロードマップ小委員会

⁶⁹ 前出 53

原発にも化石燃料にも依存しない電力システムを作り上げることは環境対策であり、同時に経済政策でもある。化石燃料の調達に伴う海外への支出を国内の経済・産業（特に再生可能エネルギーなどのグリーン産業）に回し、地域経済の活性化や特に若者の雇用を増やし、10年後の日本経済や製造業が内需をベースに国際競争に耐えられる基盤も盤石にすることは、今求められる日本の経済政策だと言える。

【Box-6 産業と雇用を創造する地域発の発電所】

小規模分散型の自然エネルギーは、各地域の資源を生かして活性化を生み出すカギでもある。長野県飯田市を中心とするおひさまエネルギー事業は、限られた地域内で小さな発電所を分散型に設置することで1000kWを超える発電事業を創造できることを実証している。また、北海道、青森、山形などでは、市民出資による数千kWの風力発電事業が実現している。地域に数億円から数十億円規模の投資をもたらす、これらの事業モデルは今や全国に広がりつつある。固定価格買取制度（FIT）は、このような各地の事業実践を応援し、拡大させるだろう。地方自治体や民間ベースの分散型発電事業をさらに拡大することは、地域における雇用拡大と経済の活性化を促進することにもなる。

6.4 震災復興、地域の産業振興、雇用対策に

震災の被災地を含む北海道、東北地方は、風力発電を中心に、再生可能エネルギーの導入ポテンシャルが高い。集中して建設すれば、風力製造業、部品工業が集中立地する可能性もあり、復興を強力に手助けしていくことによって、環境対策にも地域の産業振興にも効果を上げていくことが期待できる。とりわけ、固定価格買取制度（FIT）を通じて、再生可能エネルギー電力の売電収入が地域の収入として入ってくることは大きなメリットになっていく（東北の被災地への風力発電建設効果は、売電収入1229億円/年、20年で2.5兆円が地域の利益となるとの試算もある⁷⁰。これは、宮城県の電子部品デバイス製造業の付加価値額1100億円に匹敵する）。地域住民や農協・漁協・生協、地元企業などが主体的に事業に関わり、運営に関与し、配当を得られることで、地域資源を地元で使い、利益も地元に残っていくことが可能になる。

再生可能エネルギーを通じた地域産業振興を実践していくことが急務である。

⁷⁰ 前出 65

【補論 1】 原子力発電の事故コストの試算

原子力発電の事故コストは、算出に難しさがあるが、既存研究をもとに試算を試みる。

原子力委員会の下原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会では、核燃料サイクルコスト・事故コストの再検討が行われている。このうち事故コストについては、賠償額試算を 5.7 兆円という数値が出されている。これに対し、日本経済研究センターの被害額に除染費用を加えたケース、朴の試算ケースを比較する形で、原子力委員会で示された国内のシビアアクシデント発生実績 2.1×10^{-3} 炉年⁷¹を事故発生確率に用いて試算を行う。

表 H-1 原子力発電の事故コストの試算

	単位:円	事故リスク	1炉年あたりの発電量(kWe)1200000*8760*F			事故リスクコスト(円/kWh)		
	被害総額(低)	(1/炉年)	設備利用率F=60%	F=70%	F=80%	F=60	F=70	F=80
(1)福島実績ケース(被害総額低ケース)(注1)	5.70E+12	2.10E-03	6307200000	7.358E+09	8409600000	1.9	1.6	1.4
(2)福島実績ケース(被害総額高ケース)(注2)	4.80E+13	2.10E-03	6307200000	7.358E+09	8409600000	16.0	13.7	12.0
【除染費用の推定(注3)】	2.80E+13	2.10E-03	6307200000	7.358E+09	8409600000	9.3	8.0	7.0
(3)被害総合ケース(平均ケース)(注4)	6.20E+13	2.10E-03	6.31E+09	7.36E+09	8.41E+09	20.6	17.7	15.5
(4)被害総合ケース(注5)(最悪ケース)	2.79E+14	2.10E-03	6.31E+09	7.36E+09	8.41E+09	92.9	79.6	69.7

注 1: 被害総額は原子力委員会原子力発電・核燃料サイクル等技術検討小委員会に提出された資料に基いている。除染は含まれない。

注 2: 日本経済研究センターが原子力委員会に提出した資料 20 兆円+除染費用(注 3)

注 3: 飯館村は除染費用を 3224 億円と見積もっている。この目指すところは 1mSv/y であり、宅地(道路含む)、農地、森林となっている。1mSv/y は空間線量率にすると 0.11 μ Sv/h となる。バックグランド含めると、およそ 0.2 μ Sv/h 以上の地域の除染となる。政府は 1mSv/y 以下を目指して除染すると表明している。他方、文科省は汚染マップを公表しているがまだ汚染範囲の全容は公開されていない。長野県、山梨県、岩手県などが発表されていない。文科省最新の汚染マップから推定すると除染地域は約 20000 平方 km に及ぶと考えられる。これに対して飯館村の面積は 230. 13 平方 km である。(2)の内数に含まれる。

注 4: 朴「原子力発電所の過酷事故に伴う被害額の試算」『国民経済雑誌』191 巻 3 号、2005 による。被害額平均の 62 兆円を用いたもの。

注 5: 出典は注 4 と同じ。最悪の場合の被害額 279 兆円を用いたもの。

試算結果では、原子力委員会で出された資料に基づく最も被害総額が低い(1)のケースの場合で、1.6 円/kWh (設備利用率 70%の場合)、(2)では、13.7 円/kWh (同)となる。また、被害総額を総合したケース(最悪のケース)の場合には、最大 79.6 円/kWh にも上る。(設備利用率を実績に合わせれば(2008 年実績: 60%)、92.9 円/kWh となる)。

(1)の被害総額は、試算困難な除染費用や自主避難者への賠償費用、明らかになっていない損害費用を含めていないだけでなく、社会的・環境的損害を考慮していないことから、事故コストがこの程度に収まることはまず考えられない。福島第 1 原発事故の被害の全容はまだ分かっておらず、最悪ケースに止まらない可能性もあり得る。

⁷¹ これは、1 炉につき 476 年に 1 度の大事故という高さである。54 基あるとすれば、10 年に 1 回以上起きる計算となる。



原発事故の被害額を過小評価せず、適正に発電コストに加えれば、原発はそれだけで極めて経済性のない発電方式となる。また、これに核燃料サイクルコスト、廃棄物処理コスト等も適正に含めて考慮すれば、費用面から推進するメリットは全くないと言える。