

原子力、再生可能エネルギー等 に関するデータ集

(2012年2月8日)



21世紀政策研究所

研究主幹 澤 昭裕
主任研究員 伊藤 弘和

- 東日本大震災以後、日本のエネルギー政策は大きく見直されようとしており、さまざまな議論が行われている。特に、原子力発電や再生可能エネルギーの今後のあり方については、国民の関心が高い。本データ集は、このような議論がより建設的に行われるよう、議論の根拠となるデータ、特に定量的なデータを中心に集め、比較したものである。
- 紹介しているデータは基となっている論文等を要約または抜粋しているため、詳細をお知りになりたい方は、記載したデータの出所をご覧ください。

目次

1. 原子力発電の安定供給性について	3～9ページ
2. 原子力発電の経済影響について	10～21ページ
3. 原子力発電の環境性について	22～23ページ
4. 原子力発電（その他）	24～25ページ
5. 再生可能エネルギーの安定供給性について	26～31ページ
6. 再生可能エネルギーの経済影響について	32～50ページ
7. 再生可能エネルギーの環境性について	51～52ページ
8. 再生可能エネルギー（その他）	53～54ページ
9. その他	55ページ

1. 原子力発電の安定供給性について

1-1. 原発停止（廃止）による電力需給への影響

（波及する経済影響を含むものは、「2. 原発の経済影響」に記載）

影響大	影響小
<p>●原子力が全基停止する場合の2012年夏季に、①全国ベースで最大電力と比べ7.8%の電力不足 ②東京電力・東北電力管内で、最大電力を15%削減した場合でも、1.7%の電力不足 ③この電力不足を補うためには、石炭火力、LNG火力、石油火力をフル稼働させることに加え、長期停止中の石油火力を稼働させざるを得ない試算となり、事実上対応は不可能に近い。【日本エネルギー経済研究所（2011/6/24）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現在停止中の原子力発電所および今後計画通り定期検査入りする原子力発電所が、再稼働せず、そのまま停止する。 ・経済成長率・・・2011年度0.0%、2012年度2.6%（前年度比） ・電力需要増加率・・・2011年度△4.7%、2012年度2.9%（前年度比） ・火力発電運転優先度・・・石炭→LNG→石油の順を優先順位としつつ、各社の過去の実績を参考にしながら、各火力電源での焚き増しを想定 ・稼働率・・・過去の実績、燃料受け入れ能力の実態、業界ヒアリング等を通じて、年間平均の最大値を以下のように設定。 石炭：85% LNG：70% 石油：稼働率に上限をおかず、石炭およびLNG火力で発電した上、需要を満たすのに必要な分は全て石油火力が対応すると想定。 	<p>●原発がなくても、水力と火力の合計設備容量は最大需要電力を上回っているため、電力不足にならない。【出所：高野雅夫名古屋大学准教授。ダイヤモンド 広瀬隆（2011年5月）。藤田佑幸氏。週刊朝日 広瀬隆氏（2011/6/10）など。】</p> <p>【主な前提や根拠】 設備容量＝供給力として計算。（稼働率を考慮していない）</p>

影響大

影響小

●電力需要側での工夫を考慮せず、原発政策の長期停滞を前提として、電力供給不足問題を保守的に（厳しく）評価で、2011年夏において、楽観シナリオでは最大1.8%、悲観シナリオでは最大4.8%の電力不足が発生する（月次・全国ベース）。実際の電力不足は地域差が大きくなるとみられる。【出所：大和総研（2011/7/13）】

【主な前提や根拠】

- ・電力需要量は2004～2010年度の平均消費電力（節電効果は織り込まない）。
- ❖楽観シナリオ：
 - ・定期点検中の原発は2011年7月より調整運転を経て順次再稼働。
 - ・震災やトラブルの影響で一時的に停止している原発は2013年1月に再稼働。
 - ・福島第一・第二、浜岡の原発は稼働せず。着工済みのものを含め新規の原子力発電設備は建設されない。
 - ・建設後40年経過した原発は廃炉へ。
 - ・電力需要に応じて火力発電の稼働率をただちに大幅引き上げ（LNG70%、石炭85%、石油90%、ピーク時の平均稼働率92%）。
 - ・火力は、震災前の建設計画と足下の増設を反映。
 - ・発電コストの安さから石炭、LNG、石油の順で原発を代替。
 - ・原油・LNG・石炭の2020年度価格は現在より2割上昇。
 - ・政府が想定している2030年度に再生可能エネルギーの発電割合を21%にする計画を2020年度へ前倒し。
 - ・太陽光発電は技術革新と規模拡大が進み、2020年度の電力買取価格（導入コスト）は現在の半分程度に。
- ❖悲観シナリオ：
 - ・定期点検中のものも含めてすべての原発が再稼働できず。
 - ・2012年5月には原発による発電がゼロに。
 - ・火力発電の稼働認可がすぐには下りず、2012年末に向けて徐々にしか出力は増えず。
 - ・2013年以降は楽観シナリオと同じ。
 - ・東日本震災前に電力事業者が計画していたとみられる程度に導入（2020年度時点で楽観シナリオの1割以下）。
 - ・太陽光発電の技術革新が進まず、電力の買取価格や建設費用は2020年度まで一定。

●日本は原子力発電の不足分を補うだけの十分な石油火力発電による余剰能力を有している【IEA（2011年3月）】

【主な前提や根拠】

影響大

●原子力が5年内で廃止される場合、2015年段階で不足電力量が大きくなる。2030年には、火力発電の前倒しを含めた新規開発、再生可能エネルギー発電の着実な導入、省エネルギーの徹底があれば、電力不足は改善される。【出所：東京大学 萩本和彦氏資料（2011/5/27）】

【主な前提や根拠】

- ・長期電源計画解析プログラムESPRITをベースとして開発したモデルによる分析
- ・基本的な需給の考え方として、「長期エネルギー需給見通し」（2008/8再検討）の最大導入ケース、「エネルギー基本計画」の試算等を参考に条件を設定。
- ・2009～2019年の設備構成・運用は「電力供給計画の概要」を参考。石炭火力・天然ガス火力は、運開後50年で廃止、予備力などを基準に適宜追加。石油火力は、新設が制限されており、公表されているもの以外の廃止なし。
- ・太陽光と風力については、導入促進として、2020年において震災前の見通しの28GW、30TWhおよび6GW、10TWhに対し、風力のみ10.6GW、20TWhに増加。2030年において震災前の見通しの53GW、55TWhおよび10GW、18TWhに対し、それぞれ80GW、80TWhと28GW、50TWhを仮定。

影響小

1-2. 自家発電の余剰（埋蔵電力）

埋蔵電力には期待できない

●鉄鋼や化学メーカーなど50社超は、火力を中心に大口自家発電設備を有し、総出力は全国で合計1800万kWに達する。ただ、副生エネルギーや排熱の利用、熱電併給など、生産プロセスと不可分の操業がなされている場合、融通を受ける道は極めて限定的だといわざるを得ない。【出所：日経BP ECO JAPAN足立英一郎氏（2011/3/24）】

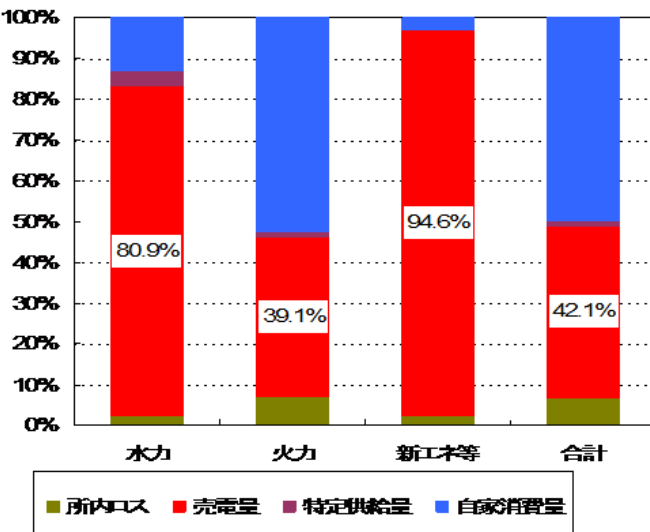
【主な前提や根拠】

●現在ある自家発のうち、供給力に余裕がある発電所は、既に電力会社と長期契約を締結して電力を供給する卸供給事業を行っているか、直接、需要家に電力を販売しているはずだ。【出所：日経BP ECO JAPAN山本隆三氏（2011/7/6）】

【主な前提や根拠】

●自家発電設備は主として自家利用を目的として設置されたものであり、余剰分が電力会社に販売されるもの。既に関東圏では4割以上の売電をしており、それほど多くの追加供給能力は残されていない。【日本エネルギー経済研究所】

【主な前提や根拠】



埋蔵電力の供給力は大きい

●IPPの潜在供給力は、最低でも2135万kW、最大では5200万kW【出所：電気事業審議会（1997年）】

【主な前提や根拠】

●IPP発電の能力は4000万kW【出所：総務省統計局】

【主な前提や根拠】

埋蔵電力には期待できない

埋蔵電力の供給力は大きい

●1,000kW以上の自家発電は全国で5,373万kW。このうち1,928万kWは卸供給事業者ですでに電力会社へ売電され、2,993万kWは自家消費分、324万kWが売電済み。追加的に売電可能な電力は128万kWで非常に限られている。【出所：国家戦略室エネルギー・環境会議（2011/7/29）】

【主な前提や根拠】

1-3. 省エネポテンシャル

省エネポテンシャルは小さい	省エネポテンシャルは大きい
	<p>●以下の措置により1100万kW以上の需要引下げ効果が期待できるものとする。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 家庭～50kW未満は、一律、契約電力（アンペア数）を2割引き下げて250万kWの引き下げ効果 ・ 50kW～500kWは、ピーク料金を設けることで200万kW程度の引き下げ効果 ・ 500kW～2000kWは、ピーク料金から開始し、順次、需給調整契約に移行して150万kW程度 ・ 2000kW超は、原則として政府あっせんによる需給調整契約によって500万kW程度【出所：環境エネルギー政策研究所「『無計画停電』から『戦略的エネルギーシフト』へ」（2011/5/6）】 <p>【主な前提や根拠】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 契約アンペア2割引き下げ効果を50%と想定。 ・ 50kW～500kW 規模の中小業務事業所は、ピーク需要が25%程度の引き下げとなるような価格設定を行う。 ・ 500kW～2000kW、および、2000kW超は、25%削減と想定。
	<p>●電気の使い方を自律的に制御する「エネルギーマネジメント（エネマネ）装置」と、連動する家電を導入すれば、集中EMSからの信号に応動して、需要の形は変わるだろう。仮に1軒当たり0.5kW調整（節電）すると、東電の管轄エリア2000万軒で1000万kWを調整できる。1000万台のEVの充電を制御（G2V=Grid to Vehicle）すれば、1台当たり1kWとして1000万kWの需要を制御できる。【出所：日経BP ECO JAPAN 萩本和彦氏（2011/6/10）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p>
	<p>●【出所：週刊ダイヤモンド 田中誠氏、依田高典氏（2011/5/21）】 電気料金を現在の1.5倍に当たる35円/kWhにした場合、東電管内の夏期ピーク時に家庭需要で128万kW削減。エアコン設定温度で52万kW、エアコン使用時間で44万kW、冷蔵庫温度で17万kW、待機電力カットで14万kW。40円/kWh、50円/kWh、60円/kWhの場合それぞれ、同139万kW、157万kW、175万kWの削減が見込まれる。</p> <p>【主な前提や根拠】 省エネルギーセンターの「『省エネライフスタイルチェック25』の各種行動と省エネ効果に関する調査報告書」を参考</p>

省エネポテンシャルは小さい

省エネポテンシャルは大きい

●電気料金を35円/kWh、40円/kWh、50円/kWh、60円/kWhと引き上げたときの東京電力管内の夏期ピーク時における家庭需要での削減量は、それぞれ128万kW、139万kW、157万kW、175万kW。家庭はもともと、今回の電力不足に対して高い省エネ意識を持っており、その意識を行動として顕在化させるのに、それほど高い価格引き上げを必要とはしない。現状から10円程度の引き上げでも、そうとうの需要削減効果が期待できる。なお、夏期ピーク時の不在世帯やエアコン使用率が低い低所得世帯を除いて試算してある。アナウンス効果も考えれば、実際の節電効果はもっと大きいと見られる。

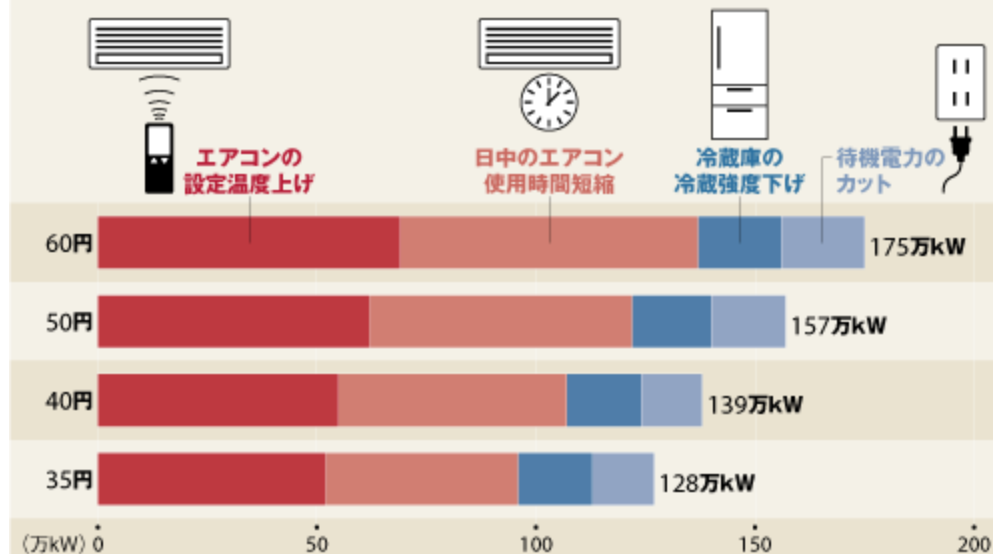
【出所：週刊ダイヤモンド「電力不足対策に市場機能活用とスマートコミュニティの構築を」、田中誠 政策研究大学院大学准教授、依田高典 京都大学大学院経済学研究科教授（2011/5）】

【主な前提や根拠】

- ・2011年夏の仮想的な最高気温は35度
- ・エアコンの設定温度引き上げ・使用時間短縮、冷蔵庫の強度切り替え、省エネ型電球への交換、こまめな待機電力抑制などの節電努力をどれだけするかを行動分析を行った。
- ・削減電力の試算に当たっては省エネルギーセンターの『「省エネライフスタイルチェック25」の各種行動と省エネ効果に関する調査報告書』を参考にした。
- ・内訳は下記。

100万~200万kWのピークカットを目指す

2-3 第3段階料金の引き上げによる東電管内のピークカット効果



2-1. 電力不足（原発に限らず）の経済影響

影響大

影響小

●2011年夏、関東で10%の電力が不足すると、夏場の日本経済は4%以上（通年で2%）落ち込む可能性がある。【出所：日本経済研究センター（2011/4/25）】

●全国どこからでも電力が融通しあえる供給体制があれば、2011年夏のGDP落ち込みを、▲4.6%から▲1.2%に大きく緩和できる。ただ送電にコストがかかるため、電力価格は2%程度上昇する可能性はある。1年間では▲2%から▲1.1%になり5兆円程度悪影響が緩和。電力融通への対策コストが5兆円以下なら投資する価値はあると言える。【出所：日本経済研究センター（2011/4/25）】

【主な前提や根拠】

- ・各産業が電力依存度に応じ経済活動を落とす。

【主な前提や根拠】

- ・各産業が電力依存度に応じ経済活動を落とす。

●2011年度の日本における最大電力供給不足率は▲3.6%。仮に電力会社からの電力供給が前年比▲3.6%減少すれば、経済成長率は▲0.7%押し下げられ、約▲3.1兆円の実質GDP減少し、就業者数が約▲11.6万人減り、賃金が▲0.4%減る。また、夏場にそれぞれ25%、15%の節電が行われる影響だけを見ても、2011年度はそれぞれ▲0.5%（▲2.2兆円）、▲0.3%（▲1.3兆円）の実質GDPの減少に結びつき、それぞれ▲8.4万人・▲0.3%、▲5.0万人・▲0.2%の就業者数と賃金の減少に結びつく。【出所：第一生命経済研究所 永濱利廣氏「電力不足が雇用・所得に及ぼす影響」（2011/5/9）】

●「休日シフト」、「連休シフト」、「9～20時の間の時間シフト」、「1日を通じた時間シフト」によって、東京電力管内の平日ピークの最大電力を2010年比で、それぞれ245万kW、399万kW、290万kW、1241万kW削減する。加えて「休日シフト」と「時間シフト」では、必ずしも電力の使用総量を減らすことなく、ひいては生産・経済活動の水準を落とすことにもつながらない。【出所：三菱東京UFJ銀行「日本経済と電力問題について」（2011/7/19）】

【主な前提や根拠】

- ・電力会社公表数値を前提として供給不足率を計算。
- ・電力使用を平準化すること等で電力供給不足率は下がるため、実際の電力供給不足率はより小さくなる可能性がある。
- ・実質GDPに対する弾性値より試算

【主な前提や根拠】

- ・「休日シフト」・・・2010年の平日、土曜日、日曜・祝日それぞれのピーク日の1時間毎の電力需要カーブを、日数ウェイトで加重平均し算定。
- ・「連休シフト」・・・2010年の平日、土曜日、日曜・祝日それぞれのピーク日の1時間毎の電力需要カーブを、平日を10日程減らし日曜・祝日を10増やした日数ウェイトで加重平均し算定。総使用電力量も減少するため、生産・経済活動の水準が落ちる可能性が高い。
- ・「時間シフト」・・・平日ピーク日の1時間毎の電力需要を単純平均して算定。

2-2. 原発の経済影響

(発電単価に視点をおいた試算は、「6. 再生可能エネルギーの経済影響について」に記載)

原発停止による経済への悪影響は大きい。原発は安い。

原発停止による経済への悪影響は小さい。原発は高い。

●電力需要側での工夫を考慮せず、原発政策の長期停滞を前提として、電力供給不足問題を保守的に（厳しく）評価。マクロ経済への悪影響を失われる実質GDPで測ると、悲観シナリオの場合、2015年度に向かって19.2兆円まで拡大し、今後10年間の平均では年率14兆円超（標準予測GDPの2.5%）に達する。【出所：大和総研（2011/7/13）】

●節電分を操業制限などの生産活動に直接影響の及ぶ手段でまかなったとした場合、関西のGRPは2011年7～9月期に7.5%減少する計算だが、実際にはエアコンの設定温度見直し、照明の削減、エレベータ・エスカレータの一部停止をはじめ、GRPをさほど減少させない節電が主流となる見込み。また、LED照明への変更など、GRP増加となる要因も存在。関西経済連合会が実施したアンケート調査においても、生産量・売上に大きなダメージがあるとする大企業は少数。これらを勘案すると、今夏の節電による関西のGRPへの影響は7～9月期で▲1.1%（年度影響は▲0.3%）と、乗り切り可能なものと判断。【出所：日本総合研究所「東日本大震災後の関西経済」（2011/7/20）】

【主な前提や根拠】

・電力需要量は2004～2010年度の平均消費電力（節電効果は織り込まない）。

楽観シナリオ：

- ・定期点検中の原発は2011年7月より調整運転を経て順次再稼働。
- ・震災やトラブルの影響で一時的に停止している原発は2013年1月に再稼働。
- ・福島第一・第二、浜岡の原発は稼働せず。着工済みのものを含め新規の原子力発電設備は建設されない。
- ・建設後40年経過した原発は廃炉へ。
- ・電力需要に応じて火力発電の稼働率をただちに大幅引き上げ（LNG70%、石炭85%、石油90%、ピーク時の平均稼働率92%）。
- ・火力は、震災前の建設計画と足下の増設を反映。
- ・発電コストの安さから石炭、LNG、石油の順で原発を代替。
- ・原油・LNG・石炭の2020年度価格は現在より2割上昇。
- ・政府が想定している2030年度に再生可能エネルギーの発電割合を21%にする計画を2020年度へ前倒し。
- ・太陽光発電は技術革新と規模拡大が進み、2020年度の電力買取価格（導入コスト）は現在の半分程度に。

【主な前提や根拠】

●原発が順次定期点検に伴って停止する場合の生産抑制効果
電力不足影響が最も厳しいのは2012年8月となり、生産に対して3.8%程度の抑制圧力が発生する。年間の生産抑制効果は2011年が0.5%、2012年は-1.0%程度となる。企業が電力不足期前後に生産を拡大し、電力不足期の減少分を補うといった動きは勘案していない点を考慮すれば、電力不足が生産活動に対して深刻なボトルネックとなる可能性は非常に限定的であると言える。【出所：野村総研「電力不足による鋳工業生産への影響試算（2011/7/25）」】

【主な前提や根拠】

悲観シナリオ：

- ・定期点検中のものも含めてすべての原発が再稼働できず。
- ・2012年5月には原発による発電がゼロに。
- ・火力発電の稼働認可がすぐには下りず、2012年末に向けて徐々にしか出力は増えず。
- ・2013年以降は楽観シナリオと同じ。
- ・東日本震災前に電力事業者が計画していたとみられる程度に導入（2020年度時点で楽観シナリオの1割以下）。
- ・太陽光発電の技術革新が進まず、電力の買取価格や建設費用は2020年度まで一定。

- ・原発停止に伴う既存の発電設備による代替は勘案していない。ただし、各電力会社が正式に公表した発電設備の増設分は供給能力の向上として勘案している。
- ・最大電力需要として、2004年以降の各月の最大電力の平均を使用。
- ・予備率が5%未満となった場合、各電力会社管内では8%の予備率を確保し得る節電が要請されると仮定。
- ・企業が電力不足期前後に生産を拡大し、電力不足期の減少分を補うといった動きは勘案していない。

原発停止による経済への悪影響は大きい。原発は安い。

●全ての原子力発電所を停止しそれを火力発電で補う場合、化石燃料の輸入が3.3兆円増加し、日本の交易条件（輸出物価／輸入物価）は約5%低下する。原発の停止および5%の交易条件低下が今後10年かけて進む場合には、同期間の日本の平均実質成長率は約0.2%ポイント低下すると計算できる。毎年の成長率が0.2%ポイント低くなると、低くならないケースと比較して10年後のGDPは10兆円程度少なくなる。【出所：野村総研「電力供給問題の中長期的インパクト 中期経済見通しの暫定改定」（2011/7/21）】

【主な前提や根拠】

- ・2010年度のデータを元に試算。

●定期検査後の原発が運転再開できない場合、2011年8月の電力不足は全国平均で2.4%程度となり、2012年夏には4%程度へ拡大する可能性がある。2011年について、ブラックアウトを避けるため、8～10%程度の供給予備率を設ければ、全国で12～14%程度の節電が必要になる。その場合、国内生産は▲15%～18%程度下押しされることになる。【出所：SMBC日興証券「2011年度～2012年度の日本経済見通し」（2011/5/24）】

【主な前提や根拠】

- ・原油価格：100ドル／バレル

●原発再稼働がない場合、2012年夏期には、kWベースで7.8%の供給力不足、kWhベースで4.2%程度の削減率となる。GDPへの影響は供給不足がない場合に比べ5.6%（四半期のみ、7.7兆円）の減少。製造業（鉱工業指数）は機械系製造業を中心に8.2%減。また、失業者数は5万人増加。電力不足が解消する2012年秋以降は、生産拠点の海外移転等により影響が継続するシナリオでは、年度合計でみたGDPへの影響は3.6%減（20.2兆円減）、失業者数は2012年度末時点で20万人増加。原発停止分を火力で代替する場合、消費者物価は0.91%上昇（2005年の産業連関表を使用）。製造業平均では1.76%、輸出物価は1.53%の上昇になり、国際競争力の低下が懸念される。

【出所：日本エネルギー経済研究所（2011/7）】

【主な前提や根拠】

原発停止による経済への悪影響は小さい。原発は高い。

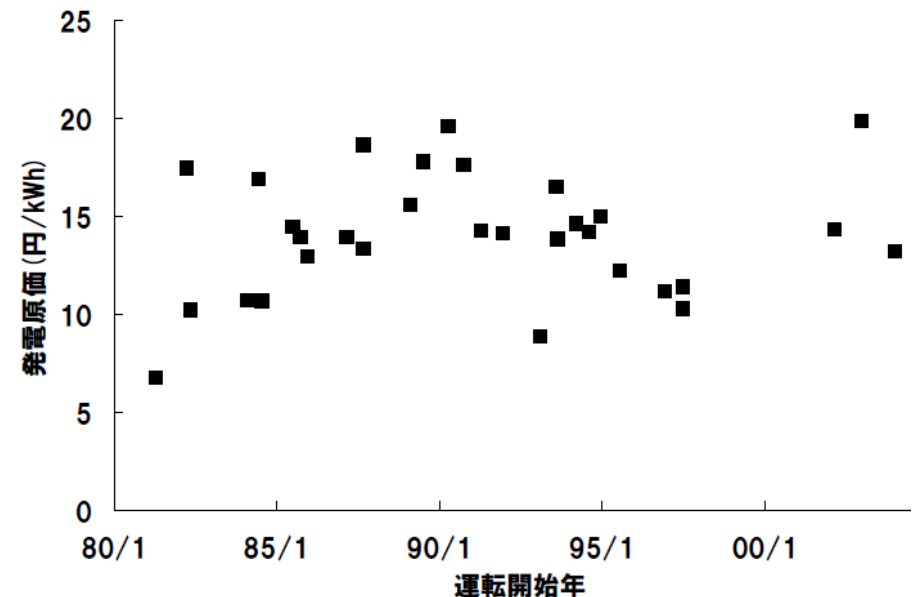
●（原子力のコストに関して）福島事故後は原発の安全性を高めるため、廃炉や除染などに巨額の費用がかかるのは避けがたいが、こうした前提に立つ数値も早く示す必要がある。【日経（2011/7/22）】

【主な前提や根拠】

●原発の発電単価は安くない。

【主な前提や根拠】

原子炉設置許可申請書に記載された発電原価。【出所：環境エネルギー政策研究所】



原発停止による経済への悪影響は大きい。原発は安い。

●SMBC日興証券の試算では、全原発停止で来年8月を迎えると、再稼働した場合と比べ鉱工業生産指数が8.4%下がる。【朝日新聞 (2011/7/8)】

【主な前提や根拠】

●原子力が全基停止し、長期停止中の石油火力を含め火力発電をフル稼働させることが実現した場合、化石燃料の追加的な調達コスト(対2010年度比)は、2012年度で3兆4,730円。これを、単純に電力料金に上乗せすると、3.7円/kWh上昇。標準家庭では一か月あたり1,049円(18.2%)、産業用では36%の上昇。
【出所：日本エネルギー経済研究所 (2011/6/24)】

【主な前提や根拠】

- ・現在停止中の原子力発電所および今後計画通り定期検査入りする原子力発電所が、再稼働せず、そのまま停止する。
- ・経済成長率……2011年度0.0%、2012年度2.6% (前年度比)
- ・電力需要増加率……2011年度△4.7%、2012年度2.9% (前年度比)
- ・火力発電運転優先度……石炭→LNG→石油の順を優先順位としつつ、各社の過去の実績を参考にしながら、各火力電源での焚き増しを想定
- ・稼働率……過去の実績、燃料受け入れ能力の実態、業界ヒアリング等を通じて、年間平均の最大値を以下のように設定。
石炭：85%
LNG：70%
石油：稼働率に上限をおかず、石炭およびLNG火力で発電した上、需要を満たすのに必要な分は全て石油火力が対応すると想定。
- ・化石燃料単価は、2011年4月のCIF価格。石炭が1910億円、LNGが1兆3960億円、石油が1兆8870億円増加する。

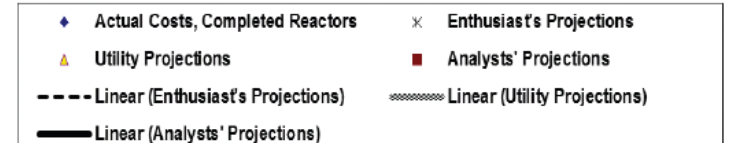
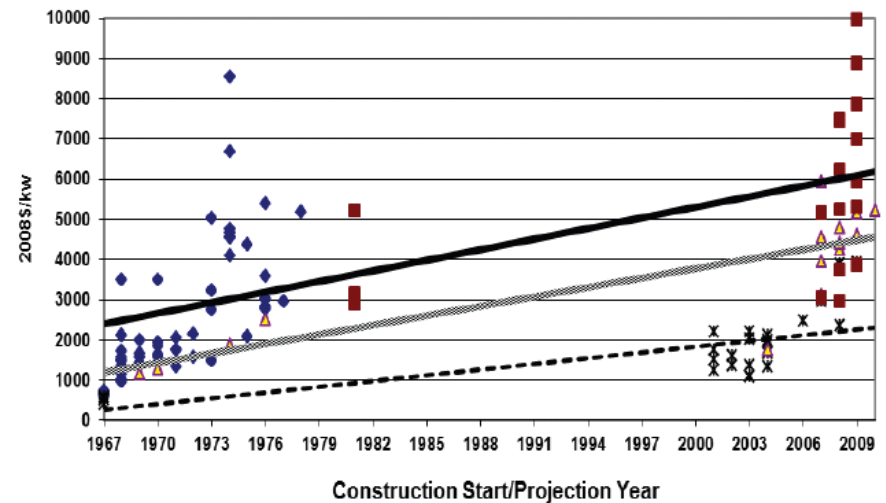
原発停止による経済への悪影響は小さい。原発は高い。

●事故処理費用を含めた2020年度の原発の発電単価は、17円/kWh
【出所：日本経済研究センター (2011/7/19)】

【主な前提や根拠】

- ・事故処理費用：20兆円
- ・10年かけて処理するとし、年間2兆円のコストをその年の全国の原発発電電力量で割る。
- ・原発は、福島第一、第二、浜岡原発は廃炉となり、他は運転開始40年で廃炉。新規建設はなし。

●米国とフランスでは、原発は建設が後年になるほど初期投資が高くなっている。【出所：Mark Cooper「POLICY CHALLENGES OF NUCLEAR REACTOR CONSTRUCTION, COST ESCALATION AND CROWDING OUT ALTERNATIVES」(2010/9)】



原発停止による経済への悪影響は大きい。原発は安い。

●SMBC日興証券の試算。全原発停止で来年8月には5.7%の電力不足、生産が4%落ち込む。【産経新聞（2011/7/5）】

【主な前提や根拠】

●関西経済にとっての最大のリスク要因は、電力不足の長期化。停止中の原発が再稼働しない場合、2012年冬にも再び電力需給が逼迫し、2012年夏には25%程度の電力不足に。この場合には、大口需要先への強制的な節電要請がなされる可能性大。関西のGRPへの影響は2012年7～9月期で▲3.5%程度と、相当のインパクトに。さらに、電力不足は企業の海外移転を加速させかねず、国内設備投資の減退・雇用機会の喪失を通じて関西の成長阻害要因に。【出所：日本総合研究所「東日本大震災後の関西経済」（2011/7/20）】

【主な前提や根拠】

・関西電力発表数値を参考に日本総合研究所試算。原子力発電所の再稼働がないと仮定。2013年秋に姫路第二火力発電所の能力が増強されると想定。なお、不足分には5%の余裕を見込んでいる。

●原発が全て停止した場合、火力発電の稼働率を上げる等の対応をしても、電力不足により、2012年度の実質GDPは0.4～0.8%pt押し下げられる。また化石燃料消費額は2010年比で3.1兆円増加し、輸入増による名目GDP押し下げは約0.6%pt（3.1兆円のうち約1兆円は価格高騰によるため、実質の押し下げ幅は0.4%pt）。トータルでの実質GDP押し下げは0.8～1.2%ptとなる。【出所：みずほ総合研究所（2011/8/2）】

【主な前提や根拠】

●富士通総研は20年には電気料金が最大35%上がると試算。必要な電力を火力発電や再生エネルギーでおぎなえば、標準家庭の負担は月額で1800円以上増える見込み。【日本経済新聞（2011/6/27）】

【主な前提や根拠】

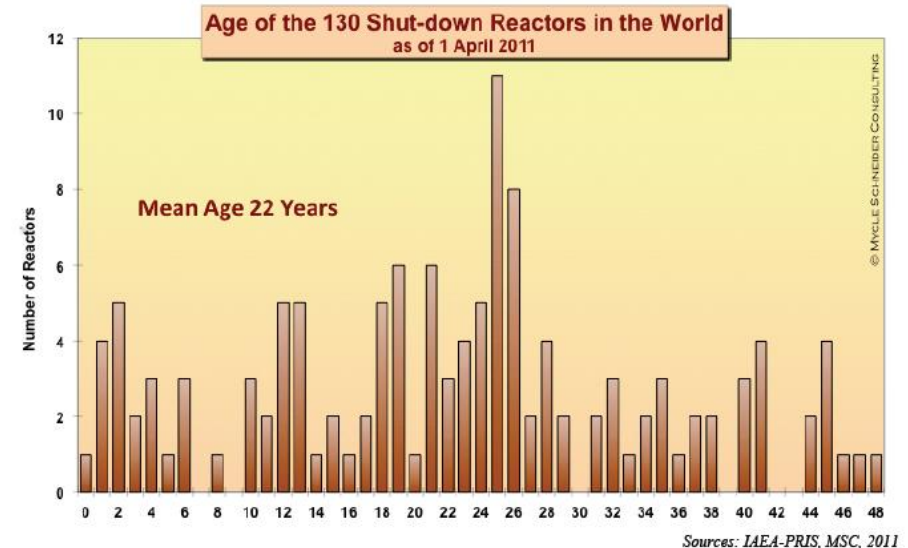
原稿のエネルギー基本計画における原発の新增設の実現が困難、かつ、既存原発の長期停止の可能性により。

原発停止による経済への悪影響は小さい。原発は高い。

●耐用年数や稼働率の前提、発電コストに含まれていない費用（揚水式発電所、電源三法交付金、バックエンド費用、送電費用）がある。【出所：原子力教育を考える会】

【主な前提や根拠】

●世界全体で、閉鎖した原発の平均寿命は22年【出所：Worldwatch Institute「TheWorldNuclearIndustryStatusReport」（2011/4）】



●原子力発電の核燃料サイクル費用
 全量再処理で約2円/kWh、直接処分で約1円/kWh、一部を中間貯蔵したのち再処理する現状モデルで約1.4円/kWh。【内閣府原子力委員会（2011/11/10）】

【主な前提や根拠】

モデルプラント（120万キロワット、過去7年間で建設された軽水炉プラントを基準）で試算。割引率3%。

原発停止による経済への悪影響は大きい。原発は安い。

●定期点検に入る原発が順次停止した場合、電力不足で生産能力は2012-20年度の平均で年1.2%押し下げられ、7.2兆円の経済損失を生む。また化石燃料輸入増加で、貿易・サービス収支は恒常的赤字となり、経常収支は2017年度以降赤字（2020年度に6.7兆円の赤字）となる。
【出所：日本経済研究センター（2011/6/14）】

【主な前提や根拠】

労働、資本と言う生産要素の賦存量に依らない部分を（全生産要素）が、電力不足に伴い下押しされるものとした。各地域の電力と生産との連動性（弾性値）や各地域の経済規模を加味して試算すると、全国ベースの供給制約率（潜在GDP押下げ率）は2012年度にほぼ▲1.6%、2013年度以降については建設中あるいは計画されている火力発電所が順次稼働し、徐々に制約は緩和する、2020年度にも▲0.5%の制約が残る。定期点検後の原発が稼働するシナリオの供給制約率は、2012年度▲0.1%より後はほぼ0%である。

●日本の原子力をすべて火力発電で代替すると、年間2兆円弱のコスト増になる。1kWh当たり2円程度の料金アップにつながり、家庭用の電灯料金、産業・業務用の電力料金の平均を10%強押し上げる。【出所：日経BP ECO JAPAN 山本隆三氏（2011/5/6）】

【主な前提や根拠】

2004年の資源エネルギー庁による日本の電源別の発電コストを基に、2004年以降に顕著になった化石燃料の値上がりによるコスト上昇を試算し、為替レートを考慮すると、現在では石炭、石油、ガス火力発電所の平均コストと原子力のコストの差は、1kWh当たり約5~6円。

原発停止による経済への悪影響は小さい。原発は高い。

●原子力の発電単価は、初期投資分だけで14円/kWh【出所：ISEP飯田哲也氏資料（2011/7）】

【主な前提や根拠】

- ・オルキルト3号機（フィンランド）のデータ
- ・発電単価は、119ユーロ/MWh
- ・下表データの出所は、Kabergger, T. (Swedish Energy Agency)（2009）

オルキルト3号機(フィンランド)の無残な状況

- ・ルネッサンスの希望から失望へ

Input data		累積	
	G€	G€	
契約価格	3.2	3.2	
インフラ費用	0.5	3.7	
Areva 追加費用	2.4	6.1	
Siemens 追加費用	1.2	7.3	
ArevaからTVOへの追加請求	1.0	8.3	
TVOからArevaへの追加請求	2.4	10.7	



Year:	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
毎年の支払い(想定)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	G€
支払い総額(累積、利子含む)	1.0	2.2	3.4	4.8	6.3	8.0	9.8	11.9	G€
建設中利子			0.10	0.22	0.34	0.48	0.63	0.80	3.56
総費用(TVO追加請求を除く)									
総費用(TVO追加請求、利子を含む)									

年発電量	12	TWh
総投資額	14.3	G€
年金現価	0.1	
年間費用	1.43	G€
発電コストに占める初期投資	119	€/MWh



原発停止による経済への悪影響は大きい。原発は安い。

●火力発電の燃料費増は、2020年の段階で、震災前の見通しと比較して、原子力開発継続シナリオで1兆円、開発中止・40年廃止シナリオで2兆円、原子力5年内廃止シナリオで4.5兆円増加する。【出所：東京大学 萩本和彦氏資料（2011/5/27）】

【主な前提や根拠】

- ・長期電源計画解析プログラムESPRITをベースとして開発したモデルによる分析
- ・基本的な需給の考え方として、「長期エネルギー需給見通し」（2008/8再検討）の最大導入ケース、「エネルギー基本計画」の試算等を参考に条件を設定。
- ・2009～2019年の設備構成・運用は「電力供給計画の概要」を参考。石炭火力・天然ガス火力は、運開後50年で廃止、予備力などを基準に適宜追加。石油火力は、新設が制限されており、公表されているもの以外の廃止なし。
- ・太陽光と風力については、導入促進として、2020年において震災前の見通しの28GW、30TWhおよび6GW、10TWhに対し、風力のみ10.6GW、20TWhに増加。2030年において震災前の見通しの53GW、55TWhおよび10GW、18TWhに対し、それぞれ80GW、80TWhと28GW、50TWhを仮定。

●原発が全て停止し、仮に全てを火力発電で代替すると、年間3兆円超増加し、化石燃料輸入増による国富流出及び国民負担増につながる。

【出所：新成長戦略実現会議海江田経済産業大臣資料（2011/6/7）】

【主な前提や根拠】

●全国原発再稼働一層遅れ
全54期が停止すれば、国内の発電量の約3割が失われる。火力に代替した場合、年3兆円超の燃料費増となり、電気料金の上乗せなどで国内企業は年7兆6000億円もの負担増。【毎日新聞(2011/7/15)】

【主な前提や根拠】

原発停止による経済への悪影響は小さい。原発は高い。

●ドイツの原子力事故の保険料試算
1基あたりの年間保険支払額は、61万ユーロ～5562億ユーロ。kWhあたりの保険料負担額は、0.00004～67.3ユーロ/kWh。【出所：ライプツィヒ保険団体（2011/4）】

【主な前提や根拠】

- ・試算に用いた被害総額（保険料総額）は、1500億ユーロ～6.09超ユーロだが、見積もり可能な範囲で最大値となる6.09兆ユーロを基に試算。
- ・発生頻度は、10年に1度から500年に1度。
- ・保険料総額試算のための保険対象とする原子炉について、ドイツ国内の17基全てから国内で1基までの範囲で4シナリオを設定。

●原発立地地域の対する交付金のモデルケース（一例）では、最新型の原発（建設費用4500億円、建設期間7年間）を誘致すると、45年間にわたって約2455億円が落ちる。うち運転開始までの10年間には、約449億円が投下される。

【出所：週刊ダイヤモンド（2011/4/16）】

【主な前提や根拠】

「電源立地制度の概要／地域の夢を大きく育てる」（資源エネルギー庁）を基に週刊ダイヤモンド編集部で作成。

●平成23年度予算では、一般会計で1169億円（2010年末の予算案時点）、エネルギー対策特別会計の電源開発促進勘定で3161億円となっており、合計4000億円を超える税金が原子力関連分野に投下されている。

【出所：週刊ダイヤモンド（2011/4/16）】

【主な前提や根拠】

原発停止による経済への悪影響は大きい。原発は安い。

●日本学術学会の試算では、稼働中の原発が定期検査を迎える来夏までに全原発が停止した場合は、火力発電に切り替えた後、温室効果ガスを減らす再生可能エネルギーの比率を高めていく。国際的な削減目標を達成するための対策が本格化する2030年には、標準家庭1か月の電気料金の上乗せは、2121円と算出した。【出所：読売新聞（2011/7/3）】
（※日本学術学会は、本報告は中間報告であり内容等は未定の状況としている。）

【主な前提や根拠】

●54基の原発が止まると民間調査機関には「GDP14兆円以上減少」「50万人が失職」「発電コスト4兆円増加」との予測もある。【読売新聞社説（2011/7/16）】

【主な前提や根拠】

●原発停止により電力料金が3.7円/kWh上昇した場合（6/24エネ研試算）、製造業全体で約8600億円（経常利益の約6.1%）、特に電炉業では経常利益の65%の負担増。【経団連資料（2011/7/15）】

【主な前提や根拠】

- ・電力需要実績：2317億kWh
- ・経常利益14兆1067億円

●原発停止により電力料金が5%～20%値上げされた場合、鋳工業生産は▲1.2%～▲4.7%程度下押しされる【出所：大和総研（2011/8/5）】

【主な前提や根拠】

- ・電力価格上昇の影響のみで、電力不足と産業空洞化による影響は除く

原発停止による経済への悪影響は小さい。原発は高い。

●原子力発電の将来リスク対応費用
0.006円～0.008円/kWh（事故頻度をIAEAの安全目標である 1×10^{-5} /炉年）、1.2円～1.6円/kWh（事故頻度を、日本で約1,500炉年の運転経験で3過酷事故経験により、 2×10^{-3} /炉年）【出所：内閣府原子力委員会（2011/11/10）】

【主な前提や根拠】

- ・稼働率80～60%
- ・損害費用は、東京電力に関する経営・財務調査委員会報告書を参考として、モデルプラントに換算して約5兆円と仮定。ただし今後増える可能性がある。
- ・事故頻度は上述の通り。

●重大事故時の損害額は、平均して62兆円、最悪の場合には279兆円。【出所：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）】

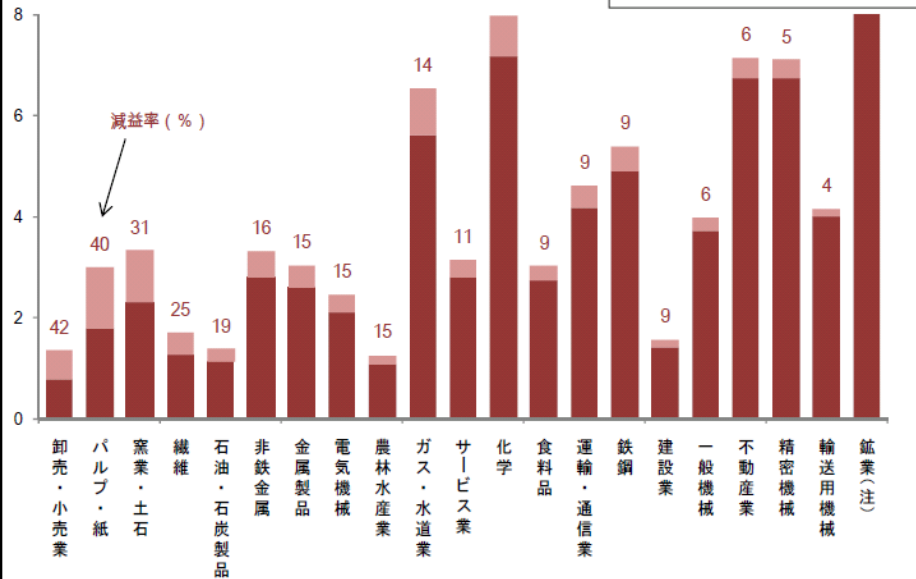
【主な前提や根拠】

原発停止による経済への悪影響は大きい。原発は安い。

原発停止による経済への悪影響は小さい。原発は高い。

●電力料金20%上昇時の収益圧迫効果【野村総研（2011/8/2）】

売上高経常利益率 (%)



【主な前提や根拠】

業種ごとの電力依存度合、売上高経常利益率、付加価値率を基に試算

原発停止による経済への悪影響は大きい。原発は安い。

●原子力発電所非稼働ケースにおいては、料金値上げのパターンに応じて、約4兆2,000億円から約8兆6,000億円の資金調達が必要（原子力稼働ケースでは、値上げ率に応じて約7,900億円～約3兆8,000億円）との結果が出ており、著しい料金値上げを実施しない限り、当該前提で事業計画の策定を行うことは極めて困難な状況。【出所：東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局（2011/10/3）】

【主な前提や根拠】

	原子力稼働ケース	原子力非稼働ケース
柏崎刈羽	平成24～26年度に順次稼働	計画期間中（平成32年度まで）の稼働は見込まない
福島第一・第二	計画期間中（平成32年度まで）の稼働は見込まない	同上
東電東通	同上	同上
他社受電	平成24～27年度に織り込み	大間からの受電は織り込まない

原発停止による経済への悪影響は小さい。原発は高い。

●最新型の原子力発電所（建設費用4500億円、建設期間7年間）を誘致すると、立地地域に入る交付金等は、45年間にわたり約2455億円、うち運転開始までの10年間には約449億円。【出所：週刊ダイヤモンド（2011/4/16）】

【主な前提や根拠】

「電源リチ制度の概要／地域の夢を大きく育てる」（資源エネルギー庁）を基に週刊ダイヤモンド編集部推計。モデルケースによる推計。

●平成23年度予算（2010年末の予算案時点）では、一般会計で1169億円、エネルギー対策特別会計の電源開発促進勘定で3161億円が、原子力関連分野に充てられている。【出所：週刊ダイヤモンド（2011/4/16）】

【主な前提や根拠】

電源開発促進勘定3161億円の内訳は、電源立地対策が1711億円、電源利用対策が1451億円。

●原子力の発電電力量割合についての6つのシナリオ毎に、電気料金を試算。2030年時点の電気料金は、速やかに原子力発電を停止し、当面は火力で代替しつつ、順次再生可能エネルギーによる発電に移行するシナリオでは18.76円、より高い安全性を追求しつつ、原子力発電を将来における中心的な低炭素エネルギーに位置付けるシナリオでは8.42円～15.80円（原子力発電単価に依る）。【出所：日本学術会議（2011/9/22）】

【主な前提や根拠】

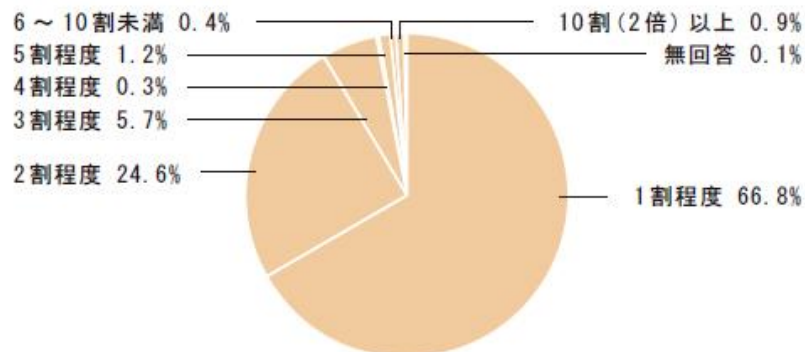
・原子力発電単価は、資源エネルギー庁試算（5.9円/kWh）、立命館大学大島堅一教授の試算（12.23円/kWh）、電気新聞による政府試算とされるもの（20.2円/kWh）の3つを採用。この他に今後必要となる費用として、原子炉の新增設費用、廃炉費用、賠償関連費用、安全対策費用を挙げている。再生可能エネルギーの発電コストは、2016年は太陽光48円/kWh、風力20円/kWh、地熱20円/kWh、バイオマス発電21.8円/kWhを用いた。また、2020年及び2030年については、それぞれ太陽光31円/kWh、風力18円/kWh、地熱20円/kWh、バイオマス発電21.8円/kWhとした。

・原子力発電量はシナリオによる。太陽光発電及び風力発電の発電量は、現在の比率（1対2）を維持して増加するものとし、太陽光発電が環境省の「2010年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」の導入ポテンシャル（エネルギー利用に関する土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等の制約要因を考慮したエネルギー資源量）の約2分の1に達した以後は、その割合にかかわらず導入ポテンシャルに余裕のある風力発電の発電量が増加すると予測した。地熱発電及び中小水力発電等の発電量は、導入ポテンシャルの約2分の1を限度として増加するものとした。

2-3. その他

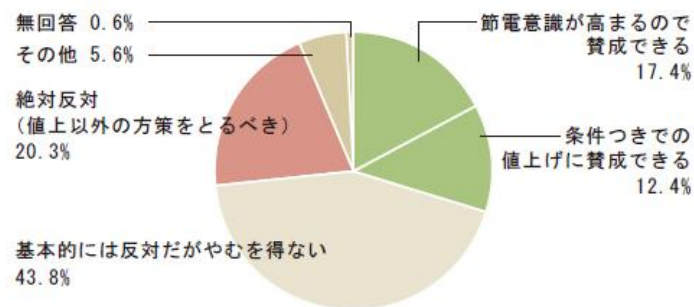
●電気料金の値上げを認める人の中で、その許容額は下記。「1割程度」が66.8%、「2割程度」が24.6%で、合計9割を超える。家計を直撃するだけに、大幅値上げには拒否反応があるようだ。【出所：日経BP（2011年6月8日）】

【主な前提や根拠】



●原子力発電の廃止に伴い火力発電や再生可能エネルギーの導入が増えると、燃料費の高騰などで電気料金が上がる可能性がある。これについてどう考えるのかを聞いた。「基本的には反対だがやむを得ない」が43.8%。「節電意識が高まるので賛成できる」という積極的な賛成が17.4%、「条件つきでの値上げに賛成できる」が12.4%になった。温度差はあるものの、値上げを容認する人が73.6%に上る。対して、「絶対反対」は20.3%にとどまる。【出所：日経BP（2011年6月8日）】

【主な前提や根拠】



●スイス・バーゼルのプログノス研究所の調査では、2030年までにドイツのエネルギー転換にかかる費用は総額3350億ユーロ。内訳は再生可能エネルギーの促進に2500億ユーロ、送配電網の整備などに850億ユーロ。【出所：産経新聞（2011年8月4日）】

【主な前提や根拠】

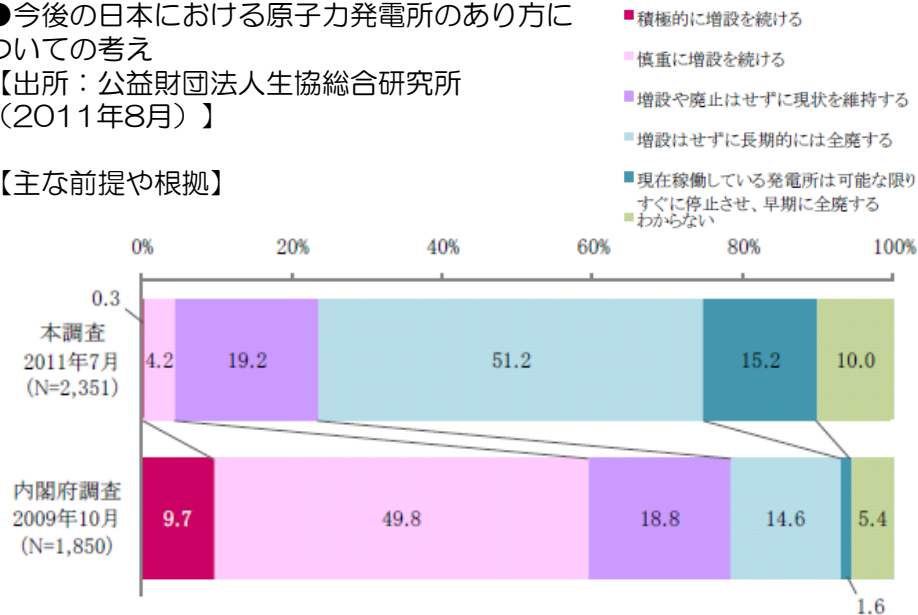
●ドイツが原発を全廃するためにかかる費用は、2020年までで約2500億ユーロ。内訳は、再生可能エネルギーへの投資に1446億ユーロ、再生可能エネルギーによる暖房に620億ユーロ、エネルギー効率改善に170億ユーロ、送配電網整備に97億～290億ユーロ、ガス火力発電の追加建設に55億～100億ユーロ。【出所：KfW（2011年9月19日）】

【主な前提や根拠】

●今後の日本における原子力発電所のあり方についての考え

【出所：公益財団法人協総合研究所（2011年8月）】

【主な前提や根拠】

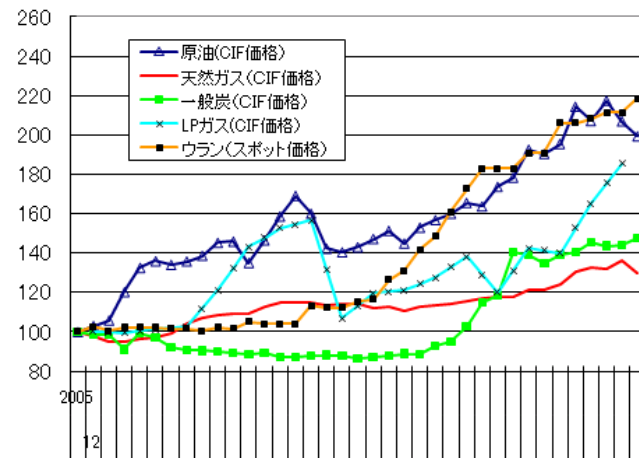


- フランスが脱原発を進める場合に費用は、少なくとも7500億ユーロ。
【出所：フランス紙フィガロ（2011年9月22日）】

【主な前提や根拠】

フランス原子力庁のベルナル・ビゴ長官が、フランスの廃棄すべき施設数がドイツの3倍以上に上ると指摘（コストの具体的言及は無し）したため、ドイツの脱原発コスト2500億ユーロという試算の3倍とフィガロ紙が試算したもの。

- ウラン燃料の資源争奪激化、価格高騰
【主な前提や根拠】



【出所：原油、天然ガス、一般炭、LPガスについては、財務省「貿易統計」等により作成。ドルベース。ウラン価格については、ウラン精鉱の国際市場におけるスポット価格（Trade Tech社調べ）】

3-1. CO₂削減への影響

原発のCO₂削減効果は高い

●定期点検に入る原発が順次停止した場合、CO₂排出量は2020年度には1990年比で約14%増加【出所：日本経済研究センター（2011/6/14）】

【主な前提や根拠】

建設中あるいは計画されている火力発電所が順次稼働。火力発電の稼働率を、原発稼働時の5割から7割に引き上げて試算。

●原子力が全基停止し、長期停止中の石油火力を含め火力発電をフル稼働させることが実現した場合、2012年度のCO₂排出量は、12億5,700万トン（2010年度比11.8%増、1990年度比18.7%増）となる。2008～2012年度の平均CO₂排出量は11億5,900万トン（1990年比8.8%増）となる。【日本エネルギー経済研究所（2011/6/24）】

【主な前提や根拠】

- ・現在停止中の原子力発電所および今後計画通り定期検査入りする原子力発電所が、再稼働せず、そのまま停止する。
- ・経済成長率・・・2011年度0.0%、2012年度2.6%（前年度比）
- ・電力需要増加率・・・2011年度△4.7%、2012年度2.9%（前年度比）
- ・火力発電運転優先度・・・石炭→LNG→石油の順を優先順位としつつ、各社の過去の実績を参考にしながら、各火力電源での焚き増しを想定
- ・稼働率・・・過去の実績、燃料受け入れ能力の実態、業界ヒアリング等を通じて、年間平均の最大値を以下のように設定。
石炭：85%
LNG：70%
石油：稼働率に上限をおかず、石炭およびLNG火力で発電した上、需要を満たすのに必要な分は全て石油火力が対応すると想定。

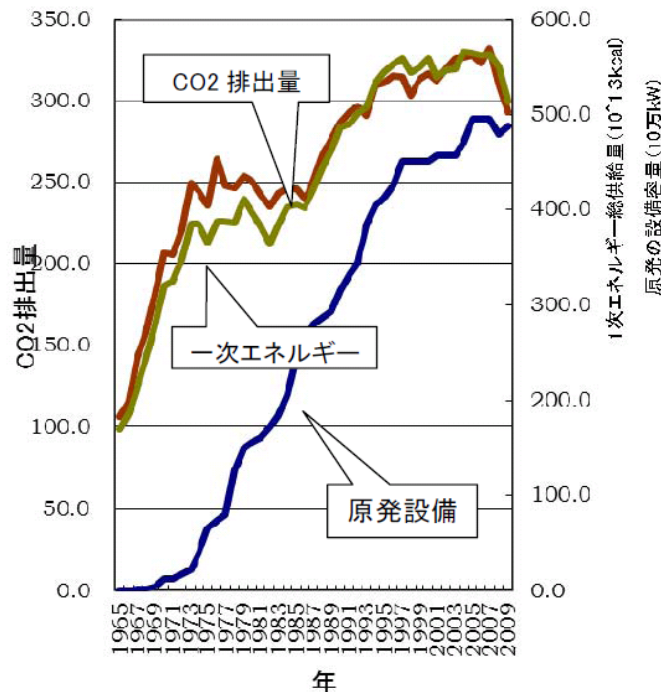
●福島原子力発電所事故を踏まえた原子力の長期シナリオの下、エネルギー基本計画と比較した2050年の電力量構成は、CO₂削減措置を講じない場合、主に石炭火力の増加を促し、石炭消費が約2300万～9000万トン増加し、CO₂排出量も約6000万～2.5億トン増加する。CO₂排出量を2005年比で約6割削減する場合は、天然ガス火力の増加をもたらし、天然ガス消費が約2500万～6500万LNG換算トン増加し、発電部門でのCCS導入拡大、CO₂限界削減コスト上昇する。【出所：日本エネルギー経済研究所（2011/7）】

【主な前提や根拠】

- ・原子力の発電比率は42%もしくは16%へ低下するシナリオ。

原発のCO₂削減効果は高くない

●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、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。【出所：エネルギーシナリオ市民評価パネル（2011/10）】



【主な前提や根拠】

3-1. CO₂削減への影響

原発のCO₂削減効果は高い

原発のCO₂削減効果は高くない

●CO₂排出量は2020年の段階で、震災前の見通しと比較して、原子力開発継続シナリオで5000万トン、原子力5年内廃止シナリオで2億5000万トン増加する。【出所：東京大学 萩本和彦氏資料（2011/5/27）】

【主な前提や根拠】

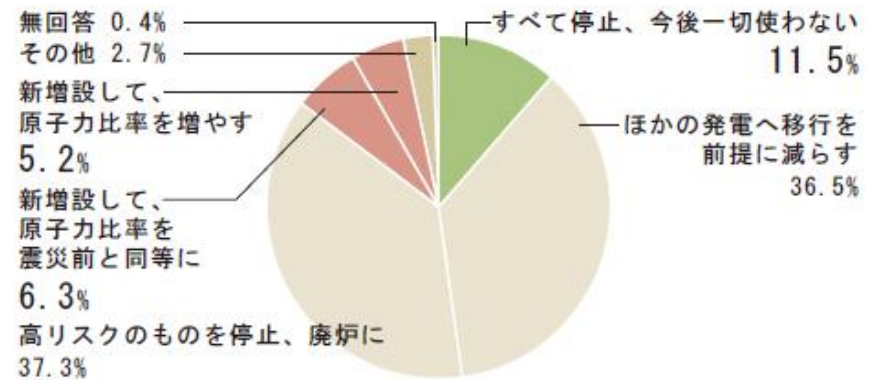
- ・長期電源計画解析プログラムESPRITをベースとして開発したモデルによる分析
- ・基本的な需給の考え方として、「長期エネルギー需給見通し」（2008/8再検討）の最大導入ケース、「エネルギー基本計画」の試算等を参考に条件を設定。
- ・2009～2019年の設備構成・運用は「電力供給計画の概要」を参考。石炭火力・天然ガス火力は、運開後50年で廃止、予備力などを基準に適宜追加。石油火力は、新設が制限されており、公表されているもの以外の廃止なし。
- ・太陽光と風力については、導入促進として、2020年において震災前の見通しの28GW、30TWhおよび6GW、10TWhに対し、風力のみ10.6GW、20TWhに増加。2030年において震災前の見通しの53GW、55TWhおよび10GW、18TWhに対し、それぞれ80GW、80TWhと28GW、50TWhを仮定。

●欧州では（ドイツのほか）スイスやイタリアも脱原発の方針を確認しているが、「再生可能エネルギーへの転換は急に進められない。原子力は過渡的エネルギーとして不可欠」（スペイン）、「ドイツ北部の洋上風力発電所から南部の工業地帯に電力を送るのは非効率」（ポーランド）と懐疑的な見方が多い。【産経(2011/7/9)】

【主な根拠と前提】

●原子力の今後について、全廃を求める回答（11.5%）と、新增設を求める回答（6.3%と5.2%）は同数。多数派は、「高リスクのものを停止、廃炉にしながらかつ利用を続ける」（37.3%）と「ほかの電源への移行を前提に減らす」（36.5%）。ほかの電源の利用を広げ、過渡期には既存の原子力との共存を選んだ。【出所：日経BP（2011年6月8日）】

【主な根拠と前提】



●原発の稼働状況は代替となる火力発電向け重油の生産計画に大きく影響。全ての原発が停止すれば2012年の重油の需要が10年の3倍強になるとの試算を示し「（原発の再稼働時期が見通せない）石油製品全体の安定供給に支障をきたす」（石油連盟・天坊会長）と苦言。【日経新聞(2011/7/22)】

【主な根拠と前提】

●都道府県知事に聞いた、原発の将来をどうするかについてのアンケート結果

- 増やす・・・0人（0%）
 - 減らす・・・9人（19.1%）
 - 現状維持・・・4人（8.5%）
 - やめる・・・2人（4.3%）
 - どれでもない・・・26人（55.3%）
 - 無回答・・・5人（10.6%）
 - 現状維持もしくは減らす・・・1人（2.1%）
- 【出所：朝日新聞（2011/6/17）】

【主な根拠と前提】

●原発の今後についてのアンケート結果では、「増やす方がよい」5%、「現状程度にとどめる」51%、「減らす方がよい」30%、「やめるべきだ」11%。2007年調査では、「減らす」と「やめる」の合計が28%だったのに対し、41%に増えた。【出所：朝日新聞によるアンケート調査（電話。2011/4/16・17実施）】

【主な根拠と前提】

●閉鎖した原発の平均寿命は22年【出所：環境エネルギー政策研究所 飯田哲也氏資料（2011/7/13）】

【主な根拠と前提】

・2011年4月時点データ
・元データの出所：The World Nuclear Industry Status Report 2010-2011

5-1. 再生可能エネルギー全般の安定供給性、導入ポテンシャルなど

不安定。導入ポテンシャル小さい

導入ポテンシャル大きい

●自民党・甘利明氏「太陽光や風力は不安定なエネルギー。そのまま電力系統に放り込めば、一定限度を超えると全体が不安定になる」【東京新聞(2011/7/14)】

【主な前提や根拠】

●茅陽一氏は脱原子力を決めたドイツについて、不安定な再生可能エネルギーを大量導入する計画に対し疑問を呈した。【日刊工業新聞(2011/7/6)】

【主な前提や根拠】

●ドイツエネルギー機構・コーラー局長は再生可能エネルギーによる電力の拡大が管理されていないことが、送電網の安定性を脅かす可能性があるとの見解を示した。【日刊工業新聞(2011/7/1)】

【主な前提や根拠】

●再生可能エネルギーの具現化が期待される量
 非住宅系太陽光発電・・・0~7200万kW
 風力発電・・・2400万~1.4億kW
 中小水力発電・・・110~430万kW
 地熱発電・・・110万~520万kW

(FIT対応シナリオ最低値~技術革新シナリオ最高値を表記)

【出所：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」(2011/4/22)】

【主な前提や根拠】

エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮。かつ、事業収支に関する特定のシナリオ(仮定条件)を設定した場合に具現化が期待されるエネルギー資源量。対象エネルギーごとに建設単価等を仮定した上で事業収支シミュレーションを行い、税引前のプロジェクト内部収益率(PIRR)が概ね8.0%以上となるものを集計したもの(※年次は特定していない)。

FIT対応シナリオ…現状のコストレベルを前提とし、2011年3月に閣議決定された「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案(FIT法案)」において想定されている制度開始時点の買取価格及び期間で買取が行われる場合。

技術革新シナリオ…技術革新が進んで、設備コスト等が大幅に縮減し、かつ、FIT法案において想定されている制度開始時点の買取価格及び買取期間が維持される場合。

非住宅系太陽光・・・設備利用率12%、所要面積67W/m²、太陽電池設備費39万円/kW、付随機器設備費14万円/kW、設置工事費7.7万円/kW、FIT買取価格24、36又は48円/kWh、FIT買取期間15又は20年間

風力・・・設備利用率は6.5m/sで24%、7.5m/sで31%、所要面積1万kW/km²、風車システム装置・工事費25万円/kW、道路整備費85百万円/km、送電線敷設費(66kV)55百万円/km、調査費・設計費等467百万円、FIT買取価格15又は20円/kWh、FIT買取期間15又は20年間

中小水力・・・設備利用率65%、発電設備費は新エネ財団「中小水力発電ガイドブック」に記載されている算出方法を使用、道路整備費50百万円/km、送電線敷設費(低圧線)5百万円/km、FIT買取価格15又は20円/kWh、FIT買取期間15又は20年間

地熱・・・設備利用率は、5千kW未満で70%、2万kW以上で80%、温泉発電で90%。水平偏距1.5km、地熱資源調査35億円、生産井・還元井掘削費131億円、輸送管設置費61億円、発電施設20万円/kW、用地取得造成費等23億円、FIT買取価格15又は20円/kWh、FIT買取期間15又は20年間

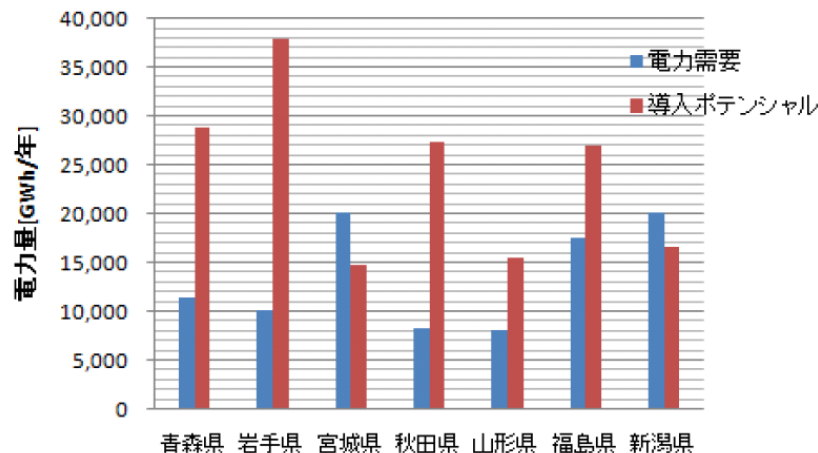
●再生可能エネルギーの固定価格全量買い取り制度(FIT)を導入すれば、既存の原子力発電による電力量を再生可能エネルギーでカバーできる計算になる——。環境省は今年4月、こんな調査結果を発表した。非住宅用太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電の電力量の試算値の合計は3300億kWh/年。既存の原発の2611億kWh/年を上回る。【出所：日経エコロジー(2011/07/21)】

【主な前提や根拠】

不安定。導入ポテンシャル小さい

導入ポテンシャル大きい

●東北地方の件別の自然エネルギー導入ポテンシャル



【出所：環境エネルギー政策研究所「東北復興エネルギー戦略」（2011/5/9）】

【主な前提や根拠】

●気象データ：

太陽光・・・標高のデータから直達日射量をシミュレーション

風力・・・NEDO 風況モデルLAWEPSから風況データを引用

小水力・・・年間降水量と標高のデータから河川流量を算出

●有望地域の抽出方法：

太陽光・・・直達日射量のシミュレーション結果が、 $0.1\text{kWh}/\text{m}^2$ 以上であること
(ほぼすべての居住地域が対象となっている)

風力・・・道路からの距離が200m 以内。最大傾斜量が20 度以下。標高が1000m 以下。土地利用図面において建物用地でない。高さ30m の年間平均風速が $5.0\text{m}/\text{s}$ 以上。自然公園や国定公園でない

小水力・・・河川流量が $0.01\text{ m}^3/\text{s}$ 以上の河川を抽出

●ポテンシャルの算出方法：

太陽光・・・1 家庭当たりの導入容量を1kW として各メッシュの世帯数から導入容量を計算することで、ポテンシャルを算出。加えて、公共系建築物、工場、未利用地、耕作放棄地について環境省の導入ポテンシャル調査結果※のレベル3 について、その50%とした。

風力・・・抽出された有望地域に対して、風力発電設備を最大限に導入した場合に得られる年間発電電力量を地域内で合計

小水力・・・抽出された河川に対して、50m間隔で、傾斜から有効落差を推定し、河川流量の位置エネルギーを算出することで、中・小水力ポテンシャルを推定した。

5-2. 太陽光の導入ポテンシャルなど

導入ポテンシャル小さい	導入ポテンシャル大きい
<p>●太陽光発電の導入実績は、2009年度で年間で約15万件のペース。余剰電力買取が実施されているものの、1,200万世帯への導入の実現には、2030年まで毎年、55万世帯程度への導入が必要。これは、全ての新築戸建住宅へ強制的に導入する場合に匹敵。【出所：日本エネルギー経済研究所】</p> <p>【主な前提や根拠】</p>	<p>●ソフトバンク孫正義の電田プロジェクト。日本の休耕地は20万ha、耕作放棄地は34万ha。この2割に太陽光パネルを敷き詰めれば、東京電力の発電能力に匹敵する5000万kWになる。【朝日（2011/7/4）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p>
<p>●日本の年間発電可能量は1,000～1,300kWh/m²の間に分布しており、一般に日本の地理・気象条件下では、太陽熱発電の採算を取るの難しいと言われている。【出所：NEDO（2010/07）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p>	<p>●日本における太陽光発電の導入可能量については、これまで多くの試算が行われている。試算条件により結果は異なり、29,550MW～201,838MWと試算値にばらつきがある。導入可能量は、将来的な導入目標を設定する際の重要なファクターとなるため、物理的・社会的制約等を十分に考慮した上で、現実的な試算値のもと検討を進めることが重要である。下記に挙げた中で最も小さい試算値である29,550MWは、日本の電力会社10社の2009年時点の発電容量（203,964MW）14の14%に相当する。日本においても、太陽光発電のポテンシャルは大きく、その期待から、導入拡大に向けて積極的な政策支援、技術開発が実施されている。</p> <p>各種制約条件を考慮した場合の導入可能量：</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「太陽光発電技術研究開発」（2003, NEDO）・・・：29,550～127,970MW ・「太陽光発電ロードマップ（PV2030+）」（2009, NEDO）・・・：54,167～201,838MW ・「広域分散型電源としての太陽光発電システムの利用可能性の調査」（2008, 産業技術総合研究所）・・・88,200MW（電力貯蔵設備無し）、133,000MW（電力貯蔵設備有り） <p>【出所：NEDO（2010/07）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p>
<p>●原子力発電1基（100万kW）と同等の電気を得るのに、太陽光は山手線内側、風力はその3.5倍程度の土地が必要。</p> <p>【主な前提や根拠】</p>	<p>●耕作放棄地などを太陽光や風力発電に活用する構想について、農水省は約17万haが利用可能と見て、必要な制度や規制緩和の検討を始めた。菅首相の公約から逆算した印象がぬぐえず、政権が代われれば一気にしほむ可能性もある。【産経（2011/7/6）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p>

5-3. 風力の導入ポテンシャルなど

導入ポテンシャル小さい

●風力は、地形や風況等の要因から、そもそも適地が少ない。風力発電の陸上での建設ポテンシャルは、NEDO試算によると約640万kWであり、1000万kW導入（基本計画相当）するためには、自然公園や洋上での大規模立地が必要。国立環境研究所の建設ポテンシャルは過大と思われる。例えば、森林地帯にも設置し、最大10kmのアクセス道路を敷設することを前提としているが、自然保護上許容されるであろうか。景観、騒音、バードストライク、漁業権（洋上風力）等の課題があり、地元住民との調整のため、急速な導入増加は難しい。また、環境アセスの対象となることで、建設計画から運転開始までに合計で6～9年の期間が必要になると言われている。【出所：日本エネルギー経済研究所】

【主な前提や根拠】

導入ポテンシャル大きい

- 日本の風力発電の導入ポテンシャル
- ①各電力会社の設備容量による制約を無しとした場合
- | | |
|---------|-------------|
| 陸上風力 | : 16,890万kW |
| 着床式洋上風力 | : 9,383万kW |
| 浮体式洋上風力 | : 51,949万kW |
| 合計 | : 78,222万kW |
- ②各電力会社の設備容量を上限とした場合
- | | |
|---------|-------------|
| 陸上風力 | : 6,457万kW |
| 着床式洋上風力 | : 3,510万kW |
| 浮体式洋上風力 | : 10,244万kW |
| 合計 | : 20,230万kW |
- 【出所：日本風力発電協会（2010/6）】

【主な前提や根拠】

- ・風力発電機出力への換算：10MW/km²
- ・陸上適地：風速 6.5m/s 以上(80m高)、標高1,000m未満、最大傾斜角20度未満、幅員3m以上の道路からの距離10km 未満
- ・陸上設置場所：自然公園（第2種特別地域、第3種特別地域、普通地域）、居住地からの距離 500m 以上市街化区域以外、その他の農用地、森林(保安林を除く)、荒地、海浜
- ・洋上適地：風速 7.5m/s 以上(80m 高)、離岸距離30km 未満
- ・洋上設置場所：自然公園（普通地域）、着床式：水深 50m 未満、浮体式：水深 50m 以上200m 未満

●風速7m/s以上、離岸距離30km、水深200mまでの洋上風力発電の賦存量は約12億kW。このうち、着床式洋上風力の限界水深と考えられる50mまでの賦存量は約2.1億kW。利用可能割合を、50mまでが5%、50～200mが4%とし、設備利用率を30%とすると、100万kW原発18基分に相当する。

【出所：産業と環境（2011/6）】

【主な前提や根拠】

- ・NEDO「平成20年度洋上風力発電実証研究F/S評価」

5-4. バイオマスの導入ポテンシャルなど

導入ポテンシャル小さい	導入ポテンシャル大きい
<p>●バイオマス発電のポテンシャルは原油換算1,400万kL。全て発電に利用されたとしても300億kWh（現在の総電力需要の3%）。【出所：日本エネルギー経済研究所】</p> <p>【主な前提や根拠】</p>	<p>●日本のバイオマスエネルギー利用可能量はおよそ510PJ【出所：総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会第30回資料（2009/4）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p>

5-5. 水力の賦存量など

導入ポテンシャル小さい	導入ポテンシャル大きい
<p>●再生可能エネの発電比率は水力を含め9%程度で、一気に高めることは出来ない。【産経（2011/7/14）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p>	<p>●水力発電の導入ポテンシャル</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電単価12円/kWhまで・・・132万kW、53億kWh ・発電単価15円/kWhまで・・・276万kW、110億kWh ・発電単価20円/kWhまで・・・615万kW、244億kWh <p>【出所：資源エネルギー庁「低炭素電力供給システムの構築に向けて」（2009/7）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・包蔵水力調査の未開発地点について補助率20%、経費率8%として算出 ・水利権等の地元調整等を考慮していない。
	<p>●2050年までの中小水力発電の新設可能量</p> <ul style="list-style-type: none"> 1,000kW 以上の新設・・・4,500MW、230億kWh 1,000kW 未満の新設（溪流）・・・2,800MW、172億kWh 1,000kW 未満の新設（水路）・・・220MW、13億kWh <p>【出所：全国小水力利用推進協議会】</p> <p>【主な前提や根拠】</p> <p>1,000kW～10,000kW 規模：資源エネルギー庁の包蔵水力調査を用いて試算。包蔵水力調査における未開発・工事中の合計値469億kWh（2007年末現在）のうち、約50%程度であれば、河川環境に過大な負荷をあたえずに開発できると想定し、469億kWhの約半分の年間230億kWh、設備容量にして4500MWが導入される。</p> <p>1,000kW 未満：独自に試算した推計値に基づく。一級河川の溪流部分での発電可能規模を約4000MW（平水量20ベース）と推計し、この7割の2800MWが開発可能としている。また、農業用水・工業用水・水道用水路については、一級河川の1水系当たり2000kWが開発可能であると想定し、109水系を乗じて約220MWの新設容量の可能性があるとしている。</p>

5-6. 地熱の賦存量など

導入ポテンシャル小さい

導入ポテンシャル大きい

●地熱は
 ・現状53万kWであるが、エネルギー基本計画相当では2030年にポテンシャルの上限である累積165万kWまでの導入を想定している。ただし、過去10年新規開発の実績なし。
 ・ボーリング調査において地価熱源を確認する必要があることから、開発リスクが高い。
 ・国立公園、温泉利用との衝突など、立地制限がある。【出所：日本エネルギー経済研究所】

【主な前提や根拠】

●日本の地熱発電の導入量（2020年度）
 発電原価12円/kWhのものまで建設可能・・・670MW（地熱資源量の3.3%）、41億kWh
 発電原価15円/kWhのものまで建設可能・・・930MW（同4.5%）、57億kWh
 発電原価20円/kWhのものまで建設可能・・・1130MW（同5.5%）、69億kWh【出所：地熱発電に関する研究会「地熱発電に関する研究会中間報告」（2009）】

【主な前提や根拠】

開発リスク、開発コスト低減に向けた環境整備が図られ、地熱発電の開発に関する経済性が向上し、且つ地元調整等を含めて10年以内に発電所を建設できることを前提。また、導入可能性のある地域として、実際にボーリングを行ったものだけが対象となっており、国立公園の普通地域のポテンシャルは含まれるが特別地域分は含まれていない。

●地熱発電の導入ポテンシャル
 ・発電単価12円/kWhまで・・・67万kW、41億kWh
 ・発電単価15円/kWhまで・・・93万kW、57億kWh
 ・発電単価20円/kWhまで・・・113万kW、69億kWh
 【出所：資源エネルギー庁「低炭素電力供給システムの構築に向けて」（2009/7）】

【主な前提や根拠】

・温泉発電等の増加分24万kW、15億kWhを含む。
 ・稼働率実績70%を用いて試算。
 ・水利権等の地元調整等を考慮していない。

●地熱発電は、新エネルギー・産業技術総合開発機構による資源量評価が既に行われた地域だけでも、総容量148万kW、90億kWh/年の発電所新設が期待でき、福島原発の損失分の半分が補える。【出所：日本地熱学会】

【主な前提や根拠】

6-1. 電源別の発電単価比較

原子力は安い。再生可能エネルギーは高い。

原子力は高い。再生可能エネルギーは安い。

●現状の発電単価：

- 石炭：8～12円/kWh程度
- 天然ガス（複合発電）：10～14円/kWh程度
- 原子力：8～13円/kWh程度（バックエンド・廃炉時の解体費用含む）
- 風力：16～18円/kWh程度
- 太陽光：55～63円/kWh程度

が典型的なコストと見られる（いずれも送電費用として2～4円/kWh程度を含めたときのコスト）。将来的な見通しは難しいが、少なくとも太陽光発電の費用低減は期待できるだろう。風力、太陽光発電は導入量が大きくなったときに、追加的な系統安定化費用は必要になる。ただし、この費用の不確実性は大きい。原子力発電費用は、今後、安全対策の強化によってコスト増となると見込まれ、留意が必要

【出所：地球環境産業技術研究機構（2011/5）】

【主な前提や根拠】

- ・原子力発電等の立地に関する交付金等は、コスト推計の外におく。同様に、太陽光発電等への補助金についても、コスト推計の外におく。ただし、参考までに、原子力発電の立地に関する交付金について、推計すると、おおよそ0.3円/kWh程度に相当すると見られる。
- ・原子力のバックエンド費用については、原子力のコストとして計上。バックエンド費用は少なくとも10兆円を超えるとされている。しかし、仮に現在の原子力発電の発電電力量で今後50年間のみ続くとしても、その総発電電力量は約15兆kWhにもおおよぶ。単純に計算すれば0.7円/kWhとなる（割引率を仮に0とした場合）。バックエンド費用は大きい一方、発電電力量も大きいため、kWhあたりでは際立って大きいものとは言えない。本コスト推計では、原子力のバックエンド費用を1円/kWh程度と見積もった。
- ・稼働率は、石炭が70～80%程度、天然ガス複合が50～60%程度、原子力が60～85%程度、風力が20%（15～25%程度）、太陽光が12%程度（10～15%程度）である。

●過去の実績から推定する電源別単価は、下記の通り。

- 原子力：10.68円/kWh
- 火力：9.90円/kWh
- 水力：7.26円/kWh
- 一般水力：3.98円/kWh
- 揚水：53.14円/kWh
- 原子力+揚水：12.23円/kWh（1970～2007年）

- ・原子力は安価な電源とは言い難い。「原子力+揚水」でみれば、最も高い電源である。
- ・電力料金を通じて支払われている電源開発促進税を主財源とする財政費用は、原子力が最も高い。

【出所：立命館大学国際関係学部教授大島堅一氏 原子力委員会資料（2010/9/7）等】

【主な前提や根拠】

- ・①発電に直接要する費用、②バックエンド費用、③国家からの資金投入（開発費用、立地費用）を含む。事故に伴う被害と被害補償費用は含まない。
- ・②については、国の費用試算では、バックエンド事業の範囲、費用推計の仮定等に疑問があり、実際の費用は莫大な額になる。
- ・③については、『国の予算』（各年度版）を基礎に一般会計エネルギー対策費、特別会計の費用項目を可能な限り電源別に再集計して積み上げて、これを当該年度の発電量で割る。交付金実績については、特別会計決算参照書、『電源開発の概要』に基づき、計算。電源三法交付金の約7割が原子力向けになっている。この分の発電単価は、下記の通り。

原子力	開発1.64円/kWh	立地0.41円/kWh
火力	開発0.02円/kWh	立地0.08円/kWh
水力	開発0.12円/kWh	立地0.06円/kWh
一般水力	開発0.06円/kWh	立地0.04円/kWh
揚水	開発0.94円/kWh	立地0.34円/kWh
原子力+揚水	開発1.68円/kWh	立地0.42円/kWh

（1970～2007年）

原子力は安い。再生可能エネルギーは高い。

●単価【出所：経済産業省 エネルギー白書2008】

水 力	8.2~13.3円/kWh
石 油	10.0~17.3円/kWh
LNG	5.8~7.1円/kWh
石 炭	5.0~6.5円/kWh
原子力	4.8~6.2円/kWh
太陽光	46円/kWh
風 力	10~14円/kWh

【主な前提や根拠】

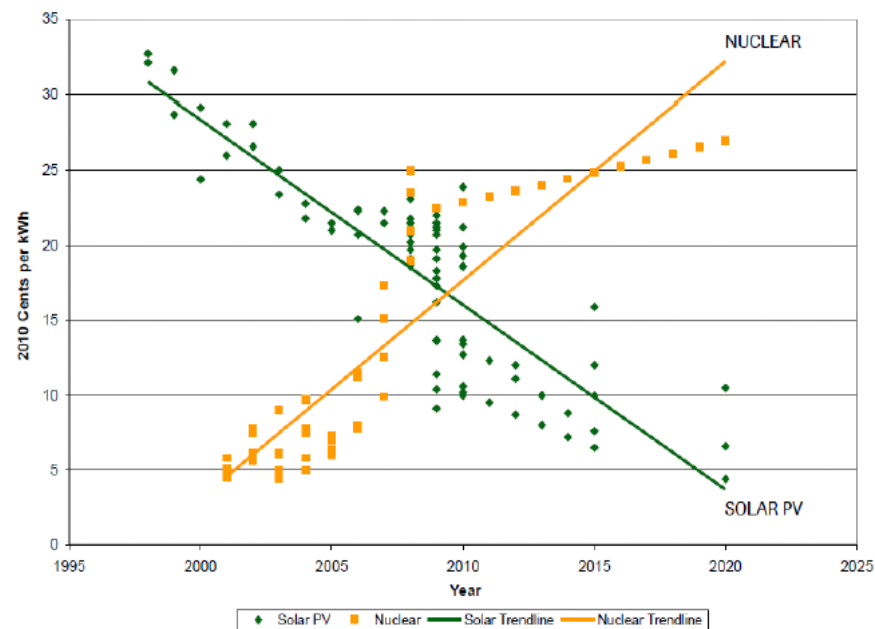
- ・モデルプラントを想定。
- ・運転年数は40年。
- ・設備利用率は下記。

水 力	45%
石 油	30~80%
LNG	60~80%
石 炭	70~80%
原子力	70~85%
太陽光	12%
風 力	20%
- ・バックエンドコストの見積もりに含まれていないもの有（変換廃棄物管理等）。

【出所：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報告書（2004/1/23）等】

原子力は高い。再生可能エネルギーは安い。

- 太陽光発電は原発コストを既に下回っている。【出所：J.O. Blackburn et al. (2010)；マイケル・シュナイダー、世界2011年1月号；孫正義、世界2011年6月号】



【主な前提や根拠】

- ・太陽光発電の補助金分（税還付分）を差し引いている。
- ・太陽光の稼働率18%。

原子力は安い。再生可能エネルギーは高い。

●発電単価

原子力・・・49.71USD/MWh
 石炭火力・・・88.08USD/MWh
 ガスコンバインドサイクル発電・・・105.14USD/MWh
 大規模水力・・・152.88USD/MWh
 【出所：IEA/NEA「Projected Costs of Generating Electricity: 2010 Edition」(2010/3)】

【主な前提や根拠】

- ・各国の最新の費用見積もりに基づいた試算の日本部分。欧州のCO2排出権取引を考慮したCO2に関するコストや発電所の廃棄コスト等を含む。
- ・割引率5%での試算
- ・燃料サイクルコスト：原子力9.33USD/MWh
- ・発電効率：石炭41%、ガス55%
- ・燃料費：石炭31.61USD/MWh、ガス72.58USD/MWh
- ・稼働率：大規模水力45%

●発電単価

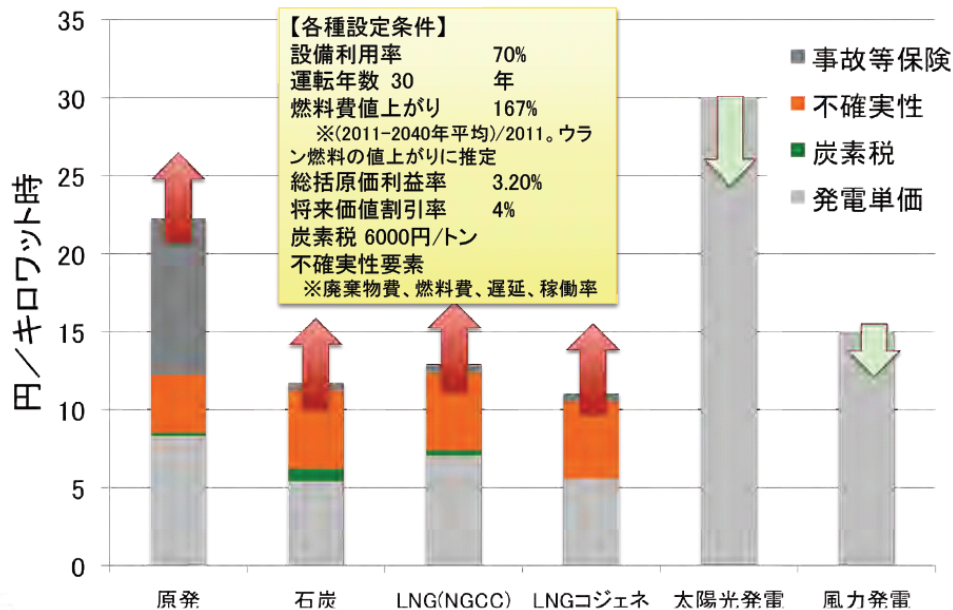
火力・・・10.2円/kWh
 原子力・・・7.2円/kWh
 地熱等（新エネ）・・・8.9円/kWh
 【出所：日本エネルギー経済研究所「有価証券報告書を用いた火力・原子力発電のコスト評価」(2011/8/31)】

【主な前提や根拠】

- ・2006～2010年度の有価証券報告書（10電力、電源開発、日本原子力）から算出。（地熱等（新エネ）については電源開発を除く）
- ・開発単価及び立地単価分は含めていない。

原子力は高い。再生可能エネルギーは安い。

●発電単価【出所：ISEP「戦略的エネルギーシフト」(2011/6/22)】

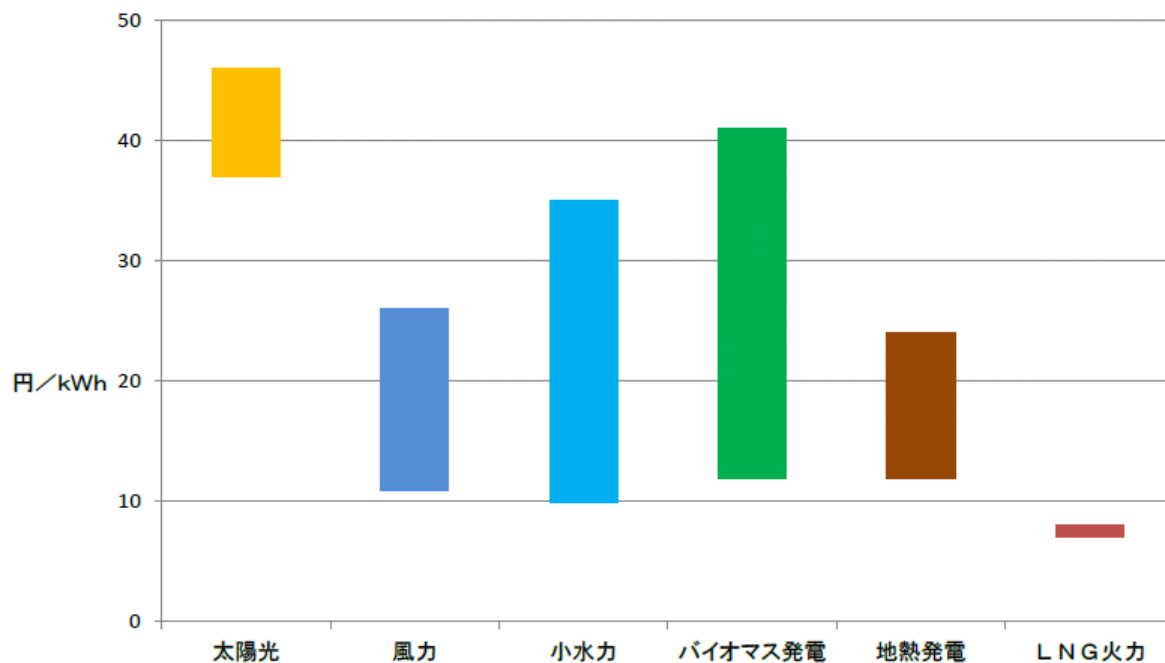


【主な前提や根拠】上図中に記載。

原子力は安い。再生可能エネルギーは高い。

原子力は高い。再生可能エネルギーは安い。

●発電単価



【出所：経済産業省総合資源エネルギー調査会電気事業分科会発電コスト等試算ワーキンググループ資料（2011/3/10）】

【主な前提や根拠】

- ・太陽光：「住宅用太陽光発電導入支援対策費補助金（平成21年度）」における実績値をもとに一定条件の元に試算
- ・風力：「新エネルギー等導入加速化支援対策費補助金（平成21年度）」における実績値をもとに一定条件の元に試算
- ・小水力：「新エネルギー等導入加速化支援対策費補助金（平成21年度）」における実績値をもとに一定条件の元に試算
- ・バイオマス：NEDOバイオマスエネルギー導入支援データベースより試算
- ・地熱：地熱発電に関する研究会（平成21年6月）
- ・LNG：電気事業分科会コスト等検討小委員会（平成16年1月）

原子力は安い。再生可能エネルギーは高い。

原子力は高い。再生可能エネルギーは安い。

●原子力は夜間に電力を余らせており、揚水を利用しているため、実際には原子力単体推定される費用よりも更に高いという指摘も見受けられる。例えば、立命館大大島堅一は、火力（平均）および水力と比較して、原子力+揚水の費用で見ると、「原子力は最も高い電源」と指摘している（第48回原子力委員会、2010年9月）。しかし、上記で見るように、揚水の役割を見ると、石油火力と比較することが妥当であり（太陽光は瞬時的な需給調整ができないため、揚水と役割はだいぶ異なる）、本報告では石油火力発電の費用を調査していないが、石油の発電単価は、天然ガスより更に高い。比較的安価な石炭火力の単価に大きく影響されている火力平均の単価と比較して、原子力+揚水の費用が「最も高い」と否定的に議論することは適当とは言えない。電源にはそれぞれ特徴があり、その役割を認識した上で、コスト比較の議論を展開しなければならない。【出所：地球環境産業技術研究機構（2011/5）】

●2020年時点のシナリオ別の電気料金上昇幅。

- ①原発推進（段階的回帰）シナリオ（新規設置も含めた原発による不足分の補填）…4%上昇
 - ②既存設備の有効活用（電力単価の維持重視）シナリオ（既存の原発施設の稼働率向上+LNGによる補填）…5%上昇
 - ③再生可能エネルギー（段階的シフト）シナリオ（古い原発から順に廃炉+再生可能エネルギーの段階的シフト+LNGによる補填）…48%上昇
 - ④再生可能エネルギー推進（急速シフト）シナリオ（原発全廃+再生可能エネルギーの最大活用+LNGによる補填）…70%上昇
- 【出所：A・T・カーニー（2011）】

【主な前提や根拠】

・発電単価は基本的には「エネルギー白書2008」の数値の平均を採用。原子力の設備利用率は直近1年の実績（65%）、太陽光は2008年から半減、風力はNEDO再生可能エネルギー技術白書の2010年と2030年の平均とした。

6-2. 再生可能エネルギー全般の経済影響

経済負担大きい など

●再生可能エネルギー全量買取制度による影響（制度導入10年目）
年間買取費用：4,600～6,300億円（系統安定化対策に要する追加投資額は、約2千億～1兆数千億円/年）

標準家庭の負担額：150～200円/月

【出所：経産省 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第5回会合資料（2010/7/23）】

【主な前提や根拠】

買取対象：

- ・太陽光発電
 - ・風力発電（小型も含む）
 - ・中小水力発電（3万kW以下）
 - ・地熱発電、
 - ・バイオマス発電（他用途利用に著しい影響がないもの）
 - ・（余剰買取を基本）住宅等における小規模な太陽光発電等
- ※いずれも新設を対象

買取価格：

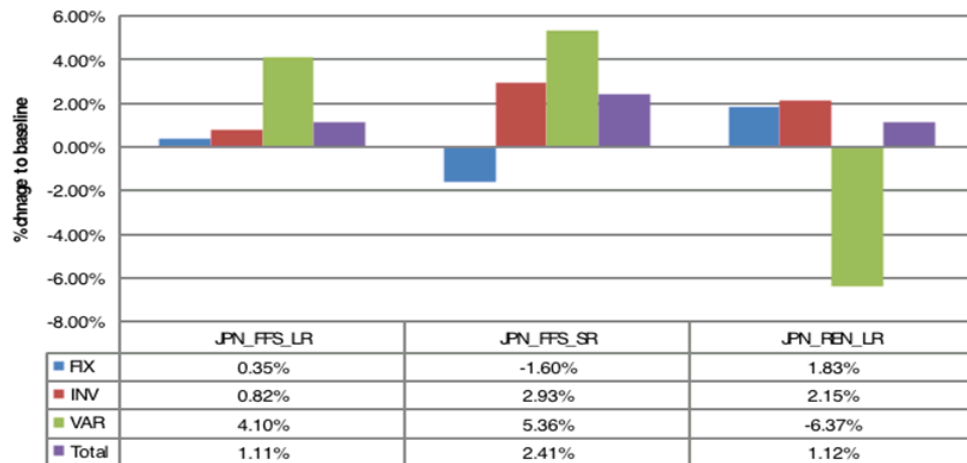
- ・今後価格の低減が期待される太陽光等・・・当初は高い価格を設定し、段階的に引下げ
- ・上記以外・・・15～20円/kWh程度

買取期間：

- ・今後価格の低減が期待される太陽光等・・・10年
- ・上記以外・・・15～20年程度一律の買取価格・期間

経済に好影響 など

●原子力を撤廃した場合、レファレンス・シナリオと比較して追加的費用が発生する。ただし、脱原発・自然エネルギー普及シナリオ（REN）では、燃料などの変動費が削減されるため日本経済への影響を低く抑えることができる。また、国内雇用や経済効果などを考慮すると、脱原発・自然エネルギー普及シナリオの方が、日本の経済に対するネガティブな影響をより大きく緩和できる。化石燃料価格上昇が想定される中、自然エネルギー普及シナリオの方が化石燃料依存シナリオよりもトータル・コストが低いという意味で経済合理的である。各シナリオとレファレンスシナリオとのコスト比較のグラフ



FFS_LR（左の4棒）：長期的な脱原発・化石燃料依存シナリオ

FFS_SR（中の4棒）：短期的な脱原発・化石燃料依存シナリオ

REN_LR（右の4棒）：長期的な脱原発・自然エネルギー依存シナリオ

FIX（各シナリオの左から1）：固定費

INV（各シナリオの左から2）：初期投資コスト

VAR（各シナリオの左から3）：変動費

TOTAL（各シナリオの左から4）：合計

【出所：IGES-ISEP共同研究：脱原発シナリオの経済影響分析（2011/7/21）】

（次ページに続く）

経済負担大きい など

- 全量固定価格買取制度の負担試算
 - ・2020年時点で一般家庭で年間約3600円の負担。石油火力が代替されたとすると約2000円の負担増。（系統安定化費用含まず）
 - ・系統安定化費用を含むと、一般家庭で約5300～23200円/年の負担。産業界は、年間約5300億～2兆3000億円の負担増。

【出所：富士常葉大学山本隆三教授（2011/7）】

【主な前提や根拠】

- ・買取制度の対象として太陽光のみを検討した試算。
- ・年間導入量300万kW/年。買取価格は当初42円/kWh、3年ごとに9～10円下落し、2020年14円/kWh。稼働率12%。買取期間は10年間。
- ・系統安定化費用は、負担総額2兆300億円～24兆2000億円（出所：経済産業省次世代送配電ネットワーク研究会「再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化コストについて」）

- 2020年の固定価格買取制度に基づく負担の総額は1兆1000億円を上回る。追加負担額は、標準家庭で年間4000円強、月25万kWh消費する中規模工場で年間360万円となる。【出所：富士常葉大学山本隆三教授（2011/7/19）】

【主な前提や根拠】

- ・太陽光：年間導入量300万kW。買取価格は当初42円/kWh、2020年14円/kWh。稼働率12%
- ・風力：年間導入量30万kW。買取価格15円/kWh。稼働率25%
- ・地熱・バイオマス・小型水力：年間導入量20万kW。買取価格15円/kWh。稼働率80%

経済に好影響 など

（前ページからのつづき）

【主な前提や根拠】

- ・OECD/IEAがWorld Energy Outlookに用いているTIMESモデルを使って、各シナリオ間でのエネルギー需要が変わらないという前提のもと、2050年までの具体的なエネルギー・ミックスの中身やトータル・コストなどの経済的影響を定量的に分析
- ・自然エネルギー全量固定価格買い取り制度（FIT）や排出量取引制度などの具体的なエネルギー・気候政策も導入されないという状況を前提
- ・各シナリオは下記。

1. レファレンス・シナリオ（REF）：福島原発事故以前のエネルギー需給見通しを維持する。
2. 長期的な脱原発・化石燃料依存シナリオ（SFF-LF）：2050年までに原子力発電による電力供給量の割合を3段階で減らしていき、化石燃料依存に転換する。
3. 短期的な脱原発・化石燃料依存シナリオ（SFF-SR）：全ての原子力発電による電力供給を2015年までに廃止し、化石燃料依存に転換する。
4. 脱原発・自然エネルギー普及シナリオ（REN）：脱原発を段階的に実施すると共に自然エネルギー導入政策を実施し、2050年までにエネルギー総供給量の15%を風力エネルギー、25%を太陽エネルギーで賄う。

- 大橋弘志・東京大学准教授：自然エネルギーのコストを精査しつつ、経済効率性の観点からベストミックスを達成できるように買い取り価格を設定すべき。自然エネルギーの普及による経済効果は、震災後の産業界の実態を踏まえて検討しなおす必要。自然エネルギー普及も負担増を電力料金以外に税金などでも支える視点も重要。日本全体の電力事業のあるべき姿を真正面から議論すべき。【日経(2011/7/8)】

【主な前提や根拠】

経済負担大きい など

経済に好影響 など

●全量買取制度により、制度開始10年後に、導入量は約3,200万～3,500万kW程度増加、標準家庭の負担額は月150～200円程度（1kWhあたり約0.5～0.67円。太陽光発電の余剰電力買取制度による月100円程度を含む）となる見通し。【資源エネルギー庁（2010/12）】

●再生可能エネルギー産業は、産業のすそ野が広く、地域経済の発展・雇用の確保に大きく寄与。【出所：経産省 再生可能エネルギーの全量買取制度の大枠について（2010/8/4）】

【主な前提や根拠】

【主な前提や根拠】

●再生可能エネルギー導入時の系統対策コスト
 ・出力抑制を行わない場合…14兆円
 ・需要家側に蓄電池を設置…5.39～6.70兆円
 ・配電対策を行いつつ電力系統側に蓄電池を設置する場合…4.61～4.72兆円
 ・配電対策を行いつつ電力系統側で揚水発電及び蓄電池を設置する場合…4.62～4.73兆円
 【出所：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（2009/1/9）】

●分散型蓄電システム普及による雇用への波及効果
 分散型蓄電システム産業はすそ野が広く、国内製造が拡大すれば、大幅な新規効用や、新たな上流サービス（施工やサービス）が創出される。日本が高い競争力（シェア60%）を確保できれば、2020年までにリチウムイオン電池とLEDで、すそ野産業も含め、49万人の新規雇用の総集中の可能性。【出所：三洋電機資料（2011/7/28）】

【主な前提や根拠】

【主な前提や根拠】

・2020年に1432万kW、2030年に5321万kW導入
 ・太陽光パネル価格（万円/kW）・・・45.7（2009～2010）、37.8（2011～2020）、29.5（2021～2030）
 ・蓄電池価格（万円/kWh）・・・4.7（2009～2010）、3.5（2011～2020）、2.5（2021～2030）
 ・揚水発電価格（万円/kW）・・・20

・経済産業省「革新的低炭素技術集約産業の国内立地の推進について」等

●原発電分を再生可能エネルギーで発電した場合の2020年の電力コストの増加は、原発40年廃止シナリオで5.1円/kWh、原発なしシナリオで17円/kWh。【出所：低炭素社会戦略センター資料（2011/5）】

●2011～2050年の合計は下記。
 ・再エネ産業は60兆円の売り上げ増
 ・再エネ発電所設置者（農協漁協、住民、企業を含む）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。
 【出所：環境エネルギー政策研究所（2011）】

【主な前提や根拠】

【主な前提や根拠】

・原子力の新設コストを差し引いていない。
 ・太陽光価格：2011年時点で、400円/W（28～60円/kWh）。2011年時点で、200円/W（14～30円/kWh）。
 ・風力：2011年時点で、400円/W（13～27円/kWh）。
 ・中水力：2011年時点で、700円/W（14～21円/kWh）。
 ・地熱：2011年時点で、800円/W（15～25円/kWh）。
 ・蓄電池：2011年時点で、80円/kWh。2020年時点で、10円/hWh。

経済負担大きい など	経済に好影響 など
<p>●再生可能エネルギー導入加速による影響 菅総理発言「2020年代のできるだけ早めに再生可能エネルギーの発電量に占める割合を20%に」（2011/5/25）実現のため、仮に固定価格買取制度の価格を1.5倍にすると、国民負担は経済産業省案の6000億円から2兆4000億円に増える可能性（電力系統対策費用は別途かかる）、サーチャージ額は0.5円/kWhから2円/kWhになり、製造業全体で年間4600億円（経常利益の3.3%）、特に電炉業では経常利益の35%の負担増となる可能性がある。【経団連資料（2011/7/15）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電力需要実績：2317億kWh ・経常利益14兆1067億円 	<p>●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を講じると、2020年時点で、投資効果が年27.6兆円、雇用効果は138万人（いずれも一次効果）になる。【出所：地球環境と大気汚染を考える全国市民会議（CASA）（2011/3）】</p>
	<p>●世界のリチウムイオン蓄電システム市場規模は、2012年1100億円から2020年に2兆円（うち住宅用は7000億円）規模に成長。 【出所：三洋電機資料（2011/7/28）】</p> <p>【主な前提や根拠】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・Pike Research社他資料を基に三洋電機の独自試算

6-3. 太陽光（熱）の経済影響

経済負担大きい など

●太陽光発電と火力発電のコスト比較
国の「長期エネルギー需給見通し」で掲げている「2030年度に5,321万kW太陽光発電」と、それと同じ発電電力量を得る火力発電所のコストを比較。2012～2030年の想定受益者負担額累積は、太陽光発電が12.07兆円、火力発電が4.24兆円。【岐阜県省エネ・新エネ推進会議資料(2011/6/24)】

【主な前提や根拠】

・稼働率：太陽光12%（近年の実績値）、火力47.2%（中電聞き取り）

・発電単価：太陽光・・・2030年における発電単価を8円/kwh（次世代I初ギ-ベジヨ）として、現在の42円/kwhから一律低減（年々太陽光パネルについての技術革新が進み、発電単価が軽減することが想定）。火力・・・7円/kwh（財団法人I初ギ-総合工学研究所HPより）
（太陽光発電試算条件）

・太陽光発電の整備については、普及可能性を勘案し2012年から、年あたり280.1万kwの定量で増加し、2030年に5321万kw（1000万世帯分）が整備されるとした。

・固定買取制度の導入は2012年度。売電期間は10年とし、それ以降の売電は想定しない。（住宅を想定し、発電量のうち実績ベースで6割の余剰が発生するとして売電額を算出。メガソーラによる発電の全量買い取りの場合は更にコストが大きくなる。）

（火力発電試算条件）

・比較する火力発電所は、ある年に整備されている太陽光発電による年間発電量を上回るように、120万kw単位の火力発電を順次整備し、2030年に1353万kw以上が整備されることとした。

●太陽光は天候によって発電量が左右され、稼働率は十数%。コストは火力発電の5倍以上。原発1基分の発電には山手線内に匹敵する約60km²の用地が必要。【読売(2011/7/7)】

【主な前提や根拠】

経済に好影響 など

●飯田哲也氏「家庭での太陽光発電のコストは10年以内に電気料金を下回る。」家庭の太陽光発電は約40円/kWhだが、量産効果や技術進歩で年に1割近く下がっている。約22円の電気料金は化石燃料の需要増で上がるから、両者はやがて逆転する。【日経(2011/7/4)】

【主な前提や根拠】

●太陽光発電に「40円、20年」の買取価格を設定したとき、世帯あたり約500円/月の電気代が上がるが、これで安心が買える。【出所：孫正義、世界2011年6月号】

【主な前提や根拠】

●業界の試算では太陽光発電の市場規模は20年時点で現在の6.3倍、9500億円に拡大。関連市場の雇用は8倍の44.8万人。【日経新聞(2011/7/15)】

【主な前提や根拠】

●飯田哲也氏「太陽光発電の単価は、大量購入等すれば実質30円/kWh程度まで既に下がっている」【NHK(2011/7/8)】

【主な前提や根拠】

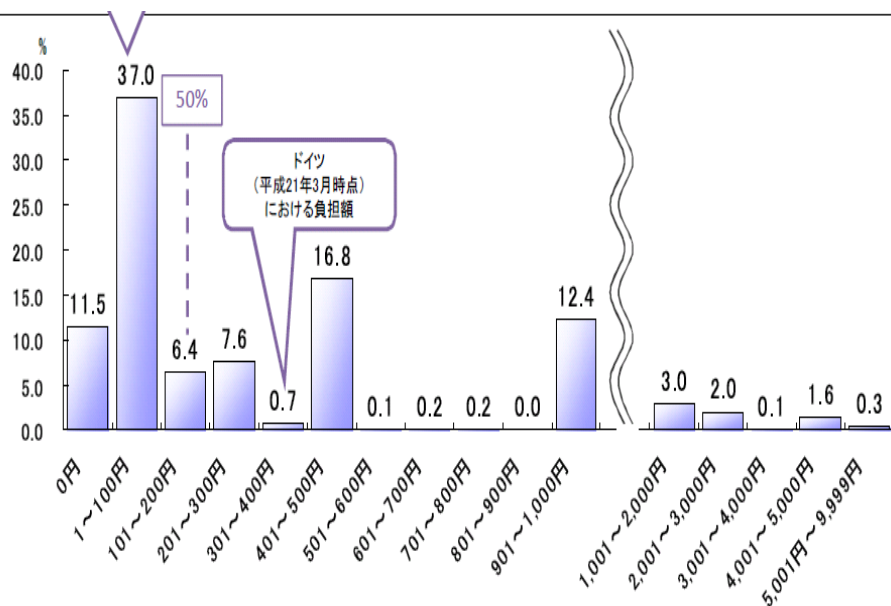
●太陽光発電のコスト
モジュール：現状150円/W、将来40/W
システム化：現状200円/W、将来100/W
将来の電力費：6～12円/kWh
【出所：低炭素社会戦略センター資料(2011/5)】

【主な前提や根拠】

経済負担大きい など

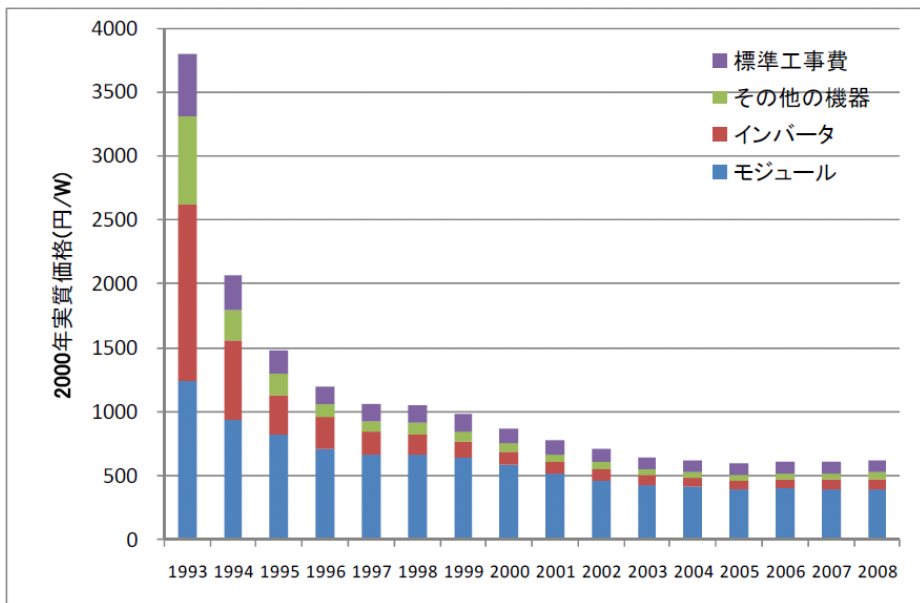
経済に好影響 など

- 太陽光発電買取制度による負担受容額のアンケート回答結果では、
- ・「100円以下」の回答が48.5%を占めている。
- ・回答数が最も多かったのは「100円」（22.0%（11,007人））であり、「0円」と回答した方も11.5%（5,773人）を占めている。【出所：経産省 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム 第4回会合資料（2010/3/24）】



経済負担大きい など

●太陽光発電システム価格の将来の推計
 政府目標通りに導入されると仮定すると「2020年2800万kW導入、29~31円/kWh」、「2030年5300万kW導入、21~24円/kWh」。政府目標（2020年14円/kWh、2030年7円/kWh）程低下しない可能性を示唆。【出所：電力中央研究所（2010/4）】



【主な前提や根拠】

・価格の構成要素（モジュール、インバータ、その他危機、工事費）ごとに進捗率（累積生産量増毎の生産単価の低下率）のばらつきを求めて推計。

●日本における太陽光発電システムの価格は、10kW以下のシステムで約70万円/kW、10kW以上では約50万円/kWの水準にある。【出所：NEDO（2010/07）】

【主な前提や根拠】

“Trends in Photovoltaic Applications :Survey report of selected IEAcountries between 1992 and 2008” (IEA、2009) による。

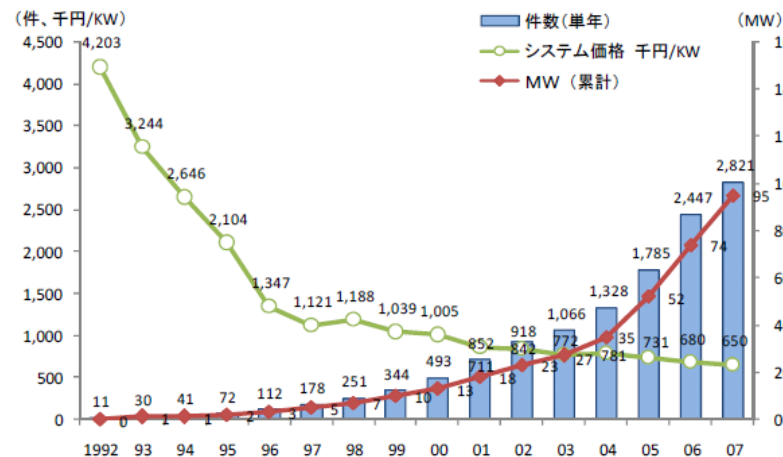
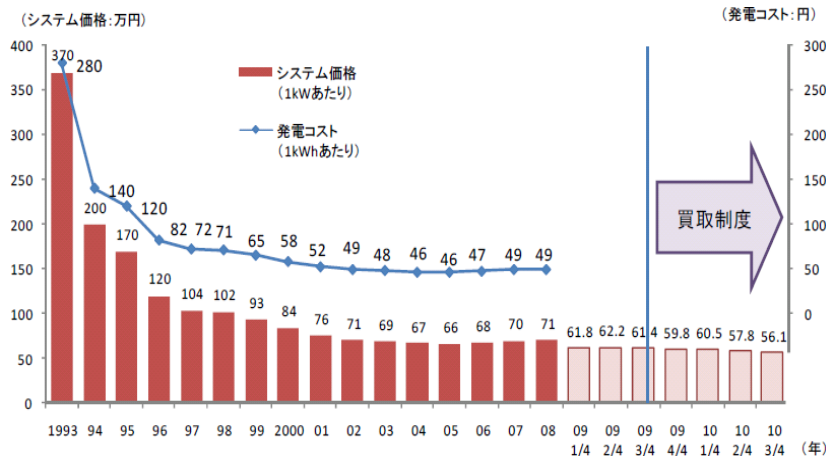
経済に好影響 など

●太陽光発電システムのコストは減少。
 【出所：九州経済産業局作成資料（2011/4）】

【主な前提や根拠】

・上グラフ：家庭用。資源エネルギー庁「日本のエネルギー2009」、太陽光発電普及拡大センター(JPEC)資料より作成

・下グラフ：公共産業用。出典はNEDO（太陽光フィールドテスト事業）



経済負担大きい など

●太陽光発電が2020年に2800万kW導入される場合の系統対策費用をシナリオ毎に試算した結果、負担総額は1.36兆～16.24兆円、一般家庭の月あたりの負担額は、58～901円。【出所：経済産業省 次世代送配電ネットワーク研究会（2010/4）】

【主な前提や根拠】

- ・太陽光発電の利用率：12%
- ・系統側蓄電池（NaS電池）の設置コスト：4万円/kWh
- ・需要家側蓄電池（リチウムイオン電池）の設置コスト：10万円/kWh

経済に好影響 など

●太陽熱発電のシステム発電コスト
12.5～22.5円/kWh【出所：Energy Technology Perspectives 2008（IEA）及びDeploying Renewables -Principles for Effective Policies（2008,IEA）】

【主な前提や根拠】

- ・1ドル=100円、1ユーロ=130円として換算。
- ・プラントサイズ：50～500MW

●太陽熱発電のシステム発電コスト
20～29.5円/kWh【出所：Technology Roadmap Concentrating Solar Power（2010, IEA）】

【主な前提や根拠】

- ・1ドル=100円、1ユーロ=130円として換算。
- ・大規模トラフ型プラントにおける価格

●固定価格買取制度導入による効果

- ・システムや施工の国内売上高：2008年1500億円→2020年9500億円
- ・太陽光関連雇用：2010年5.6万人→2020年44.8万人（海外輸出品関連も含む）

【出所：経済産業省作成資料（2011/7）】

【主な前提や根拠】
太陽光発電協会による試算

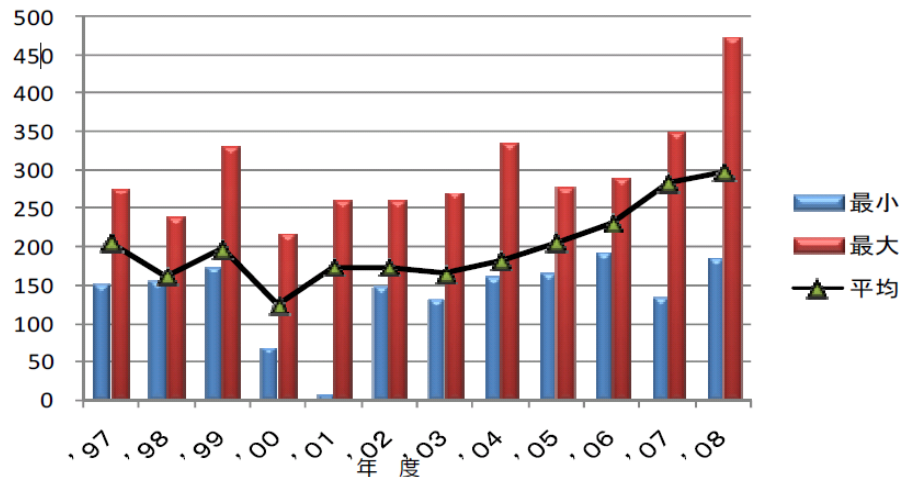
6-4. 風力の経済影響

経済負担大きい など

●日本における風力発電のシステム価格は1997年～2008年の間20～30万円/kWで推移している。2003年度までは低下傾向にあったが、2004年度以降上昇し、現在は約30万円/kWである。コスト上昇の要因は、世界的な風車需要の増加に伴う売り手市場であること、鋼材の値上がり、為替（対ユーロの円安）等とされている33。また、陸上における適地の減少から、今後は山岳地帯への導入が必要になるため、システム価格の増加は避けられず、さらにシステム価格が上昇する可能性がある。

【出所：NEDO「NEDO再生可能エネルギー技術白書」（2010/7）】

単位：千円



【主な前提や根拠】

- ・「新エネルギー等事業者支援事業」の補助申請額から逆算して算出。
- ・システムコストについては、機器装置費のほか、工事費用を含むが、補助金申請前に要する環境影響評価等の経費は含まれない。

経済に好影響 など

●固定価格買取制度導入による効果

- ・システムや施工の国内売上高：2008年500億円→2020年1200億円
- ・風力関連雇用：2009年から2020年に約5倍になる。（海外輸出品関連も含む）

【出所：経済産業省作成資料（2011/7）】

【主な前提や根拠】

日本風力発電協会による試算

●風力発電の導入は産業育成・雇用促進の効果が大きい。【出所：日本風力発電協会（2011/7）】

【主な前提や根拠】

- ・世界では、風車生産が2800kW/年で、雇用は約44万人。16人/1000kW。（GWEC「Global Wind Energy Outlook 2008」）
- ・米国の「20% wind energy by 2030」計画では、風車の製造・建設・運用で15万人の直接雇用、関連分野で30万人の雇用創出（NEDO海外レポートNo.1031 2008-10-22）
- ・日本でもメーカーの直接雇用は1000人以上。部品メーカーも含めると約1万人の雇用効果。
- ・地方への貢献が高い（立地は地方が多い。保守要員が必要）

●業界の試算では、風力でも雇用は5倍の5万人に増える見通し。【日経新聞（2011/7/15）】

【主な前提や根拠】

6-5. 水力の経済影響

経済負担大きい など

●小水力は、一般的にはkW当り160万円程度と、大規模な発電設備に比べて高コスト。【出所：日本エネルギー経済研究所】

【主な前提や根拠】

経済負担小さい など

●小水力発電の投資試算例

- ・400kW：25円/kWhとすると、20年運転でPIRRが5.3%、15年で2.7%
 - ・100kW：30円/kWhとすると、20年運転でPIRRが4.9%、15年で2.2%
- 【出所：全国小水力利用推進協議会（2011/7/26）】

【主な前提や根拠】

- ・400kW：建設費4.8億円、運転費1262万円/年、設備利用率60%
- ・100kW：建設費1.4億円、運転費448万円/年、設備利用率60%

6-6. バイオマスの経済影響

経済負担大きい など

経済負担小さい など

●日本の木質バイオマス直接燃焼施設のコスト

施設整備費の目安は、発電機の定格出力ベースでは、5,000kW未滿の平均値は455円/kW、5,000kW以上の平均値は25円/kWとなっている。また、実績処理量ベースでは、50t未滿の平均値は約38,000円/t、50t以上の平均値は約3,700円/tとなっている。【出所：NEDO（2010/07）】

【主な前提や根拠】

●日本のバイオメタン発酵設備のコスト

施設整備費の目安は、発電機の定格出力ベースで250万～1,100万円/kW、年間処理量ベースで13,000～60,000円/t程度。【出所：NEDO（2010/07）】

【主な前提や根拠】

●バイオマスエネルギーの価格

エステル交換による製法では、2007年現在、植物油原料については70～100円/L（1ドル＝100円で換算、以下同じ）とされているものが、2030年には、植物油原料では40円/Lまで低コスト化されるとの試算がなされている。FT合成による製法では、2007年現在90円/L以上とされているものが、70円/Lまで低コスト化されるとの試算がなされている。【出所：NEDO（2010/07）】

【主な前提や根拠】

6-6. 海外事例

経済負担大きい など

経済負担小さい など

●再生可能エネルギーの導入により、電気代が上昇する。

【主な前提や根拠】

・太陽光発電を主体に再生可能エネルギーの導入を進めていった結果、ドイツの電気代は値上がりしている（家庭用電気代はEU27カ国で2番目。2010年9月のデータ）。

・デンマークでは発電量の20%以上のシェアを風力発電が占めているが、その結果、電力料金が大幅に上昇した（家庭用電気代はEU27カ国で1番目。2010年9月のデータ）。風力発電が増えた結果、電力需要が国内でない時には、隣接のスウェーデン、ノルウェーなどに市場価格で販売せざるを得ず、結局、発電コストと市場価格の差はデンマークの電気の需要家が負担せざるを得ないためと言われている。

【出所：日経ECOマネジメント 山本隆三氏（2011/3/22）】

●米国の太陽熱発電のシステム発電コスト
15円/kWh【出所：Concentrating Solar Power Global Outlook 2009
(SolarPACES, ESTELA, Greenpeace)】

【主な前提や根拠】

・1ドル=100円、1ユーロ=130円として換算。
・米国における実績値

●ドイツの固定価格買取制度による追加費用負担額

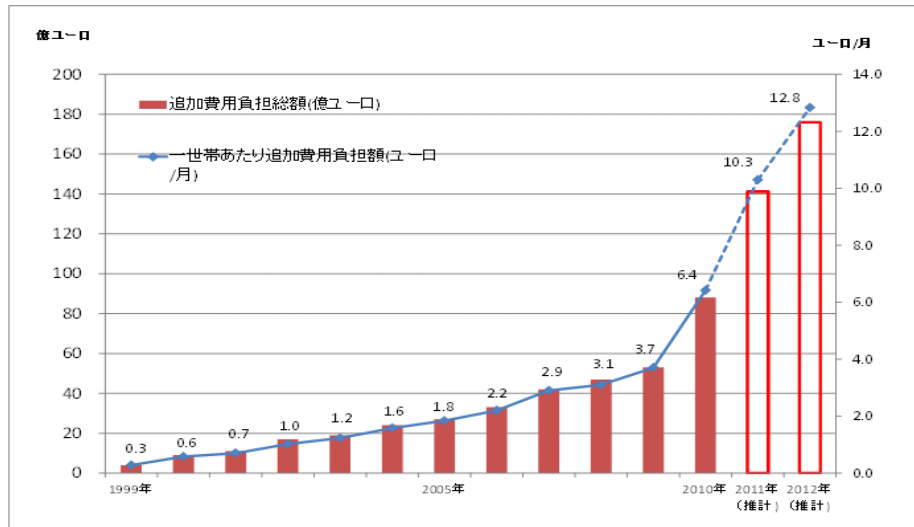
2010年で1世帯あたり6.4ユーロ/月（電気料金の約1割）。

2011年で1世帯あたり10.3ユーロ/月（推定）。

2012年で1世帯あたり12.8ユーロ/月（推定）。

【主な前提や根拠】

【出所：電力中央研究所資料】



●カリフォルニアの太陽熱発電のシステム発電コスト
22.5~27.2円/kWh

【主な前提や根拠】

・1ドル=100円、1ユーロ=130円として換算。
・発電容量：250MW【出所：Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation (2010, California Energy Commission)】

●ドイツのFITでは20年間買取価格が保証されるために、電力需要家が負担する額は導入量に比例し増加。ルール大学等の研究者によると、2010年時点の負担額は2000年から導入された設備に対する負担を含め530億ユーロに達している。【ビジネスアイ エネコ 山本隆三氏（2011/4）】

【主な前提や根拠】

●普及によりコスト低下。ドイツの買取価格は24円まで下がっている。【出所：飯田哲也氏】

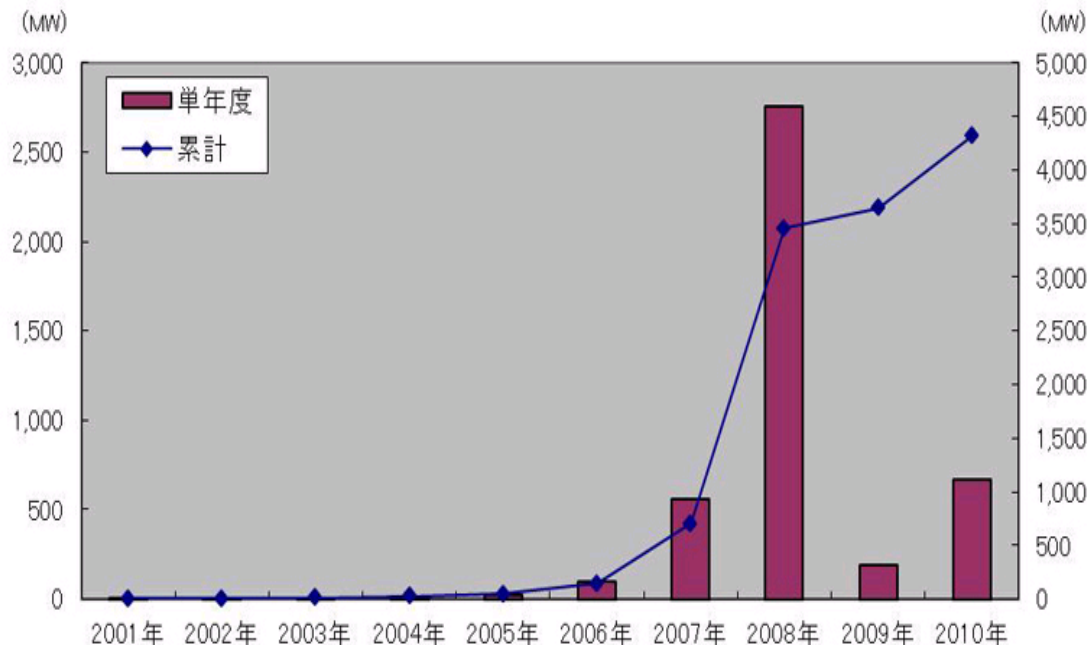
【主な前提や根拠】

経済負担大きい など

- 再生可能エネルギーの導入により、電気代が上昇する。

【主な前提や根拠】

スペインでは、特に太陽光発電の行き過ぎた促進策の結果、発電能力が政府の目標を大幅に超過し、買取義務を負った配電会社は追加負担分全額を電力価格に転嫁できず、巨額な赤字を計上した。スペイン政府は、08年9月、10年に、太陽光の固定買取価格を引き下げ、既施設に対しても買取対象となる稼働時間に制限を加えるなどした。この結果、09年にはスペインの太陽光発電市場は一挙に縮小。最終的には電力料金の大幅引き上げによる国民負担と、それに伴う経済への影響や企業の国際競争力喪失という犠牲を強いることになった。【出所：日経BP ECO JAPAN山口光恒氏（2011/4/8）】



グラフ1 スペインの太陽光発電導入の推移

出所：CNE (2010) Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especialを基に筆者作成 (左目盛り単年度、右目盛り累計)

経済負担小さい など

- スペインの太陽熱発電のシステム発電コスト～30円/kWh【出所：Concentrating Solar Power Global Outlook 2009 (SolarPACES, ESTELA, Greenpeace)】

【主な前提や根拠】

- ・1ドル=100円、1ユーロ=130円として換算。
- ・スペインにおける実績値

- ドイツにおける自然エネルギー関係がもたらした雇用。

2004年：16万人
2007年：28万人
2009年：34万人
2010年：37万人（風力10万人、バイオマス12万人、太陽光12万人、水力1万人弱、地熱1万人、その他1万人弱）
【出所：ドイツ環境省「Renewable energy sources 2010」】

【主な前提や根拠】

- ドイツでは昨年、自然エネがもたらした雇用は37万人。2004年と比べて倍増。日本で自然エネがある程度普及すれば、年2万2千人の雇用が生まれるという試算もある。【朝日（2011/7/2）】

【主な前提や根拠】

経済負担大きい など

経済負担小さい など

●スペインの電力料金
 スペインのエネルギー規制担当局によると、再生可能エネルギーへの補助金によって需要家が支払う電気料金は31%上昇した。【出所：Gabriel Calzada Álvarez PhD. 「Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources」 (2009/5)】

【主な前提や根拠】

●スペインでは太陽光発電の買取価格は市場価格の9~10倍。投資収益率17%。投資マネーが流れ込み、太陽光発電容量は1.2万kW(2004年)→59万kW(2007年)→400万kW(2010年)。市場価格との差額を負担してきた大手電力会社の赤字は膨らんだ。【産経(2011/7/7)】

【主な前提や根拠】

●EUでは、天然ガスパイプラインと送配電網の整備に2020年までに2000億ユーロの資金が必要で、電力網にはこのうちの半分、1000億ユーロが必要。【出所：欧州委員会発表「Priorities for 2020 and beyond — A Blueprint for an integrated European energy network」(2010/11)】

【主な前提や根拠】

●ドイツに関しても、国際エネルギー機関(IEA)ではCO2削減の限界費用が1tあたり1000ユーロにもなるとして、「高値のFITは費用効果的ではなく、これ以外の政策の採用」を勧告している。【出所：日経BP ECO JAPAN山口光恒氏(2011/4/8)】

【主な前提や根拠】

国際エネルギー機関(IEA)の勧告

●ドイツの太陽光発電の固定買取価格の引き下げ理由
 太陽光発電は、①必要以上に高く買っている、②買取にかかる国民負担は軽くない、③外国製品(輸入品)が増えてしまい国内産業のためになっていない(中国製品のシェアが5割)等の意見が、消費者団体、産業界から出ており、当初予定以上に買取価格を急速に引き下げ。【出所：経産省再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第4回会合「欧州海外調査結果」(2010/1/28)】

【主な前提や根拠】

経済負担大きい など

経済負担小さい など

●グリーンジョブは発生しない
ドイツの再生可能エネルギーの固定価格買取制度で、2020年の雇用者数を40万人と予測されるが、これはプラスの影響のみを考慮したもので、割高な再生可能エネルギーによる費用負担と、他産業への影響により、ネットの雇用効果は5.6万人である（ドイツ連邦環境・自然保護・原子力安全省、2006年）。加えて、この推計でさえ、今後も再生可能エネルギー技術をドイツが輸出拡大できるという想定しにくい前提に依存している（ライン・ヴェストファーレン研究所 マニユエル・フロンデル教授）。ドイツの太陽光発電関連技術は、輸入額が14.4億、輸出額が2億ユーロ。【出所：エネコ 朝野賢司氏（2011/7）】

【主な前提や根拠】

●【出所：○】

【主な前提や根拠】

●【出所：○】

【主な前提や根拠】

●【出所：○】

【主な前提や根拠】

●【出所：○】

【主な前提や根拠】

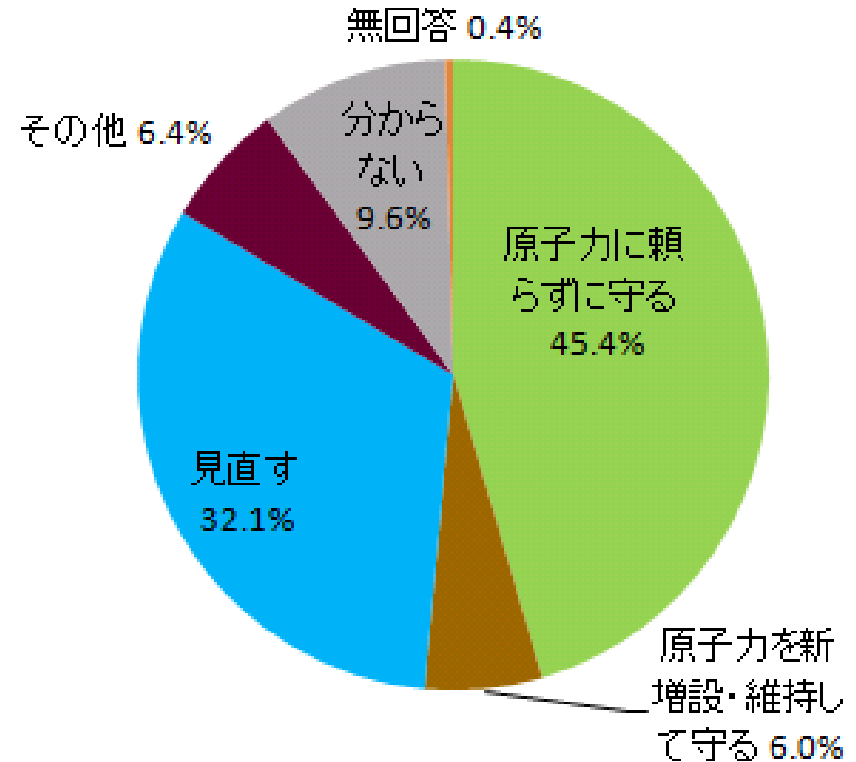
●再生可能エネルギー全量買取制度による影響（制度導入10年目）
CO2削減コスト：19,000～22,000円/t-CO2【出所：経産省 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第5回会合資料（2010/7/23）】

【主な前提や根拠】

- 買取対象：
- ・太陽光発電、・風力発電（小型も含む）、
 - ・中小水力発電（3万kW以下）、・地熱発電、
 - ・バイオマス発電（他用途利用に著しい影響がないもの）
 - ・（余剰買取を基本）住宅等における小規模な太陽光発電等
- ※いずれも新設を対象
- 買取価格：
- ・今後価格の低減が期待される太陽光等・・・当初は高い価格を設定し、段階的に引き下げ
 - ・上記以外・・・15～20円/kWh程度
- 買取期間：
- ・今後価格の低減が期待される太陽光等・・・10年
 - ・上記以外・・・15～20年程度一律の買取価格・期間

●日本が2020年に1990年比で25%もの温暖化ガスを削減する対策の柱になっていた。裏付けが揺らぐなか、目標を守り通すべきか。図1に回答を示した。45.4%が「原子力に頼らずに守る」と答え、「見直す」（32.1%）を上回る。もはや、原子力には頼れない。それでも温暖化対策の手は緩めない——との答えが最も多かった。【出所：日経BP（2011年6月8日）】

【主な前提や根拠】



●電源毎のライフサイクルCO₂排出量 (g-CO₂/kWh)

風力：25

太陽光：38

地熱：13

水力（中規模ダム水路式）：11

原子力：20

LNG火力（複合）：474（うち直接燃焼分376）

LNG火力（汽力）：599（うち直接燃焼分476）

石油火力：738（うち直接燃焼分695）

石炭火力：943（うち直接燃焼分864）

【出所：電力中央研究所（2010/7）】

【主な前提や根拠】

- ・2009年度時点で得られたデータに基づく
- ・日本の標準的発電技術を対象
- ・原子力は、使用済燃料再処理、プルサーマル利用、高レベル放射性廃棄物処分等を含める

●省エネ政策と自然エネルギー普及政策が導入されなければ、CO₂ 排出削減がすすまない。しかしながら、脱原発・自然エネルギー普及シナリオでは、自然エネルギー供給の割合が一定値を超える2040年以降、レファレンス・シナリオに比べて排出削減量が増加する。

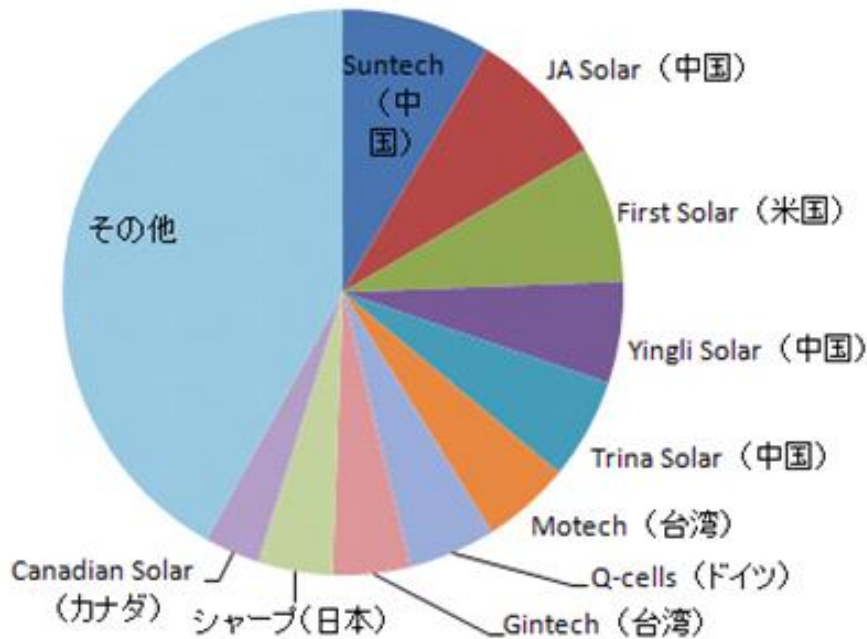
【出所：IGES-ISEP共同研究：脱原発シナリオの経済影響分析(2011/7/21)】

【主な前提や根拠】

- ・OECD/IEAがWorld Energy Outlookに用いているTIMESモデルを使って、各シナリオ間でのエネルギー需要が変わらないという前提のもと、2050年までの具体的なエネルギー・ミックスの中身やトータル・コストなどの経済的影響を定量的に分析
- ・自然エネルギー全量固定価格買い取り制度（FIT）や排出量取引制度などの具体的なエネルギー・気候政策も導入されないという状況を前提
- ・各シナリオは下記。
 1. レファレンス・シナリオ（REF）：福島原発事故以前のエネルギー需給見通しを維持する。
 2. 長期的な脱原発・化石燃料依存シナリオ（SFF-LF）：2050年までに原子力発電による電力供給量の割合を3段階で減らしていき、化石燃料依存に転換する。
 3. 短期的な脱原発・化石燃料依存シナリオ（SFF-SR）：全ての原子力発電による電力供給を2015年までに廃止し、化石燃料依存に転換する。
 4. 脱原発・自然エネルギー普及シナリオ（REN）：脱原発を段階的に実施すると共に自然エネルギー導入政策を実施し、2050年までにエネルギー総供給量の15%を風力エネルギー、25%を太陽エネルギーで賄う。

●太陽光パネル等のメーカーは中国等の新興国が上位を占めているため、補助の行き先は国内ではない。実際に欧州が導入に積極的でも、中国メーカーが上位。

2010年の太陽電池出荷シェア



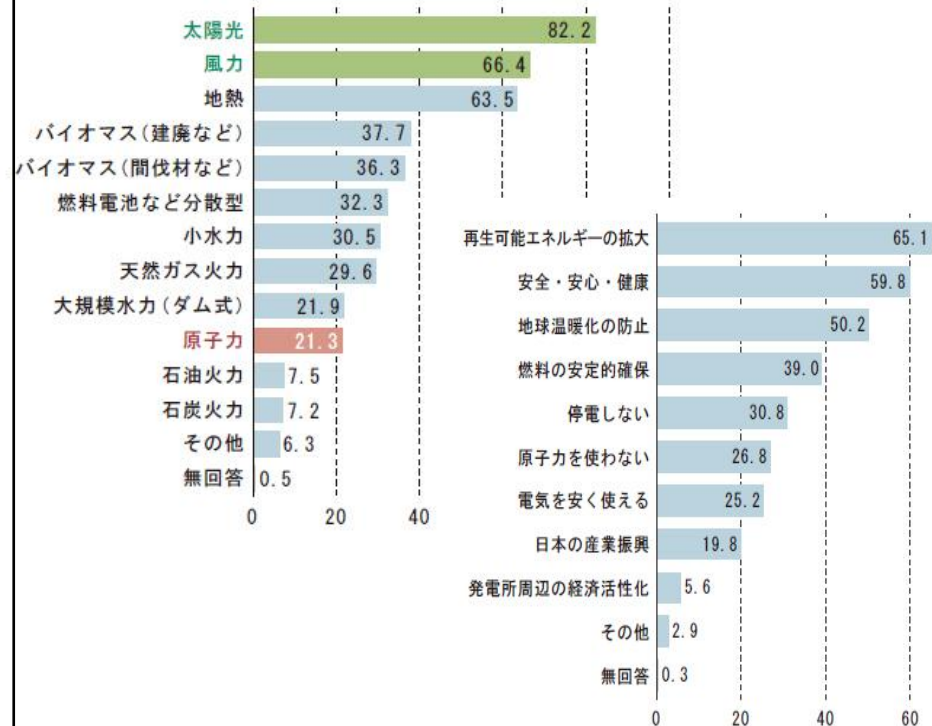
【出所：PV insights社】

【主な前提や根拠】

●地熱は、世界市場での日本メーカーのシェア大【出所：日本エネルギー経済研究所】。地熱の蒸気タービンでは、国内3メーカーで世界シェアの2/3を占める【出所：日本地熱開発企業協議会資料（2011/7/21）】

【主な前提や根拠】

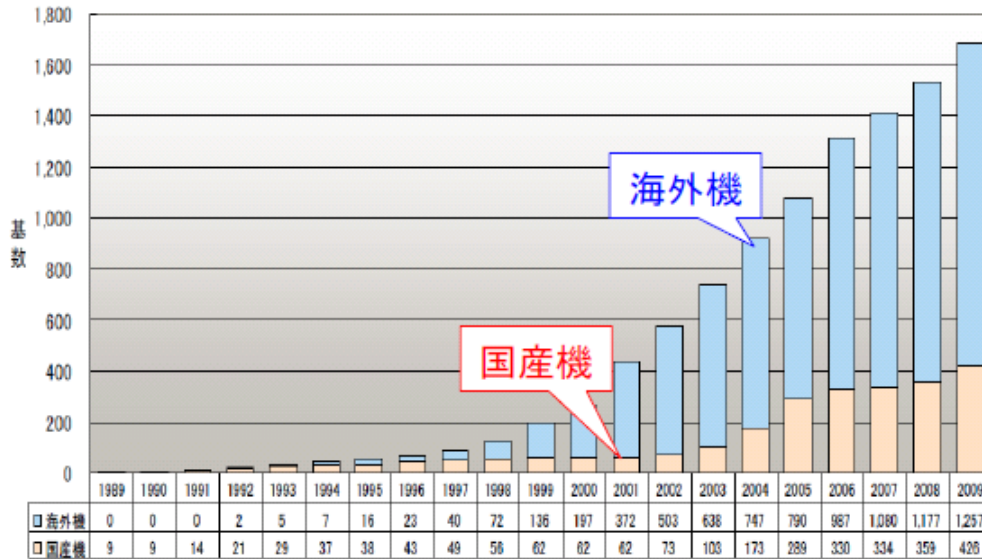
●今後の電力を考えるうえで重視すべきことを尋ねた図4では、「再生可能エネルギーの拡大」が65.1%で最も多く、発電所周辺などの「安全・安心・健康」（59.8%）が続いた。発電時の環境負荷が少なく、リスクの低い再生可能エネルギーへの期待の高さが伺える。再生可能エネルギーへの期待の高さは圧倒的だ。長期的に使うべき電源を尋ねると（図6）、「太陽光」（82.2%）に次いで「風力」（66.4%）が多数の支持を集めた。原子力や火力への支持は少ない。【出所：日経BP（2011年6月8日）】



●風力発電設備における日本企業のシェアは小さい。

【主な前提や根拠】

日本の海外機・国産機別導入量（基数）の推移【出所：NEDO「再生可能エネルギー技術白書」（2010/7）】



●太陽光発電の日照権問題、風力発電の騒音・低周波等の問題

【主な前提や根拠】

・環境省の「風力発電施設に係る騒音・低周波音の実態把握調査」の結果によると、回答があった389箇所の風力発電施設のうち、騒音・低周波音に関する苦情が寄せられたり、要望書が提出されたりしたことがあるものは64箇所。そのうち、調査時点で苦情等が継続中のものが25箇所、終了したものが39箇所。

●ドイツの2011年から2019年までの新設電源計画では、自然エネルギーが約7,000MWであるのに対し化石燃料が約23,000MW（半分以上が石炭火力）である。
【出所：Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft（2011年4月）】

【主な前提や根拠】

●昨年1年間の世界の再生可能エネルギー関連投資額は、過去最高の2110億ドル（約17兆円）、前年比32%増。国連環境計画が発表。【産経（2011/7/8）】

9-1. 発送電分離

悪影響	好影響
<p>●発送電分離により送電コストが上昇して、新規参入が困難になる可能性が高い。</p> <p>【主な前提や根拠】 電力会社は総括原価主義と呼ばれる方式で、コストに適正利潤を加えた電力料金が認められているため、利益水準は一般的に低い（総資産利益率（ROA）は、0.8%~2.0%程度）。日本の他業種の同規模の企業や、米国の大手電力会社（サザン社3.3%、アメリカンエレクトリック社2.8%、コンソリデーテッドエジソン社2.6%）と比べて低いため。【出所：日経BP ECO JAPAN山本隆三氏（2011/7/6）】</p>	
<p>●高い信頼性と定期的な補修が必要な送電部門でのコストカットは、困難。</p> <p>【主な前提や根拠】 ・電力部門の自由化の結果、送電部門のコストカットを断行したニュージーランドでは98年、オークランド市で5週間にわたる停電が起きた。【出所：日経BP ECO JAPAN山本隆三氏（2011/7/6）】</p>	

9-2. 賠償スキームなど

	<p>●原子力政策の見直し 福島第一原発事故処理に関しては、東電の使用済み核燃料の再処理関係の引当金や利益剰余金など3兆7000億円をまず充てるべき。そのうえで、年間4300億円ある原子力予算を見直す。原発立地地域への交付金を除き、高速増殖炉開発や核燃料サイクルの研究などを凍結すれば毎年2000億円が浮く。さらに青森県六ヶ所村にある再処理工場の操業（40年間操業予定）も凍結すれば、電力業界が再処理費用として積み立て予定の12兆円（既に約2兆円は積み立て済み）のうち一部を充てることができる。いわば“12兆円の原子力埋蔵金”と言える。 【出所：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）】 【主な前提や根拠】</p>
--	--

9-3. その他

<p>●原発の稼働状況は代替となる火力発電向け重油の生産計画に大きく影響。全ての原発が停止すれば2012年の重油の需要が10年の3倍強になるとの試算を示し「（原発の再稼働時期が見通せない）石油製品全体の安定供給に支障をきたす」（石油連盟・天坊会長）と苦言。 【日経（2011/7/22）】 【主な前提や根拠】</p>	
--	--