

## 原子力事故と日本の温暖化政策

### 短期（京都議定書）目標と中期目標の考え方

東京大学先端科学技術研究センター 山口光恒

2011 年 3 月 11 日の東日本大震災とそれに続く東京電力福島第一原子力発電所からの放射性物質漏洩事故（以下事故）に伴う原子力発電能力の低下に伴い、電力不足問題が目前の緊急課題となり、温暖化問題への関心は二の次となっている。国内では自然エネルギー、とりわけ太陽光と風力発電に対する期待が盛り上がりを見せ、菅首相も 5 月末にフランス北部の保養地ドービルで開催された主要国首脳会議（G8）で「発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合を、2020 年代の出来るだけ早い時期に、少なくとも 20%を超える水準となるよう技術革新に取り組む」こと、その一歩として「太陽電池の発電コストを 2020 年には 3 分の 1、2030 年には 6 分の 1 まで引き下げることを目指し、さらに日本中の設置可能な約 1 千万戸の屋根のすべてに、太陽光パネルの設置を目指す」ことを宣言した<sup>1</sup>。この背景には事故に伴うエネルギー基本計画の見直しがある。

周知の通り 2020 年に向けての日本の中期削減目標のうちエネルギー起源 CO2 については、全ての選択肢において既存の原子力発電所は 1 基を除き稼働継続、それ以外に 2020 年にかけて 9 基新設を前提にしている。この前提の見直しが必至であるので、それに伴い当然 1990 年比 25%削減目標の見直しも必然である。他方、温暖化国際交渉は通常のペースで進んでいる。こうした中で温暖化戦略はどうあるべきかにつき、エネルギー政策の検討を通して、短期（京都議定書）、中期（2020 年目標）の順で検討する。

#### 1、 原子力事故と CO2 排出増

##### 1. 1 短期（京都議定書期間）の影響

地震発生時の既存原子力発電所は表 1 の通り 54 基であるが、地震発生時被災地にあり運転停止となった原子力発電所は 15 基（末尾表 1、右から 2 列目、定期点検中を含む）である。この他中部電力浜岡原子力発電所は、被災はしていないが首相からの要請を受けて一旦停止し、この他定期点検終了にも拘わらず運転再開が遅延している発電所も 4 基あり、2011 年 7 月 6 日現在これらを加えると合計 37 基が（商業運転を）停止中である。更にこれから定期点検に入る残り 17 の発電所についても、点検終了後直ちに再開できるかどうかは予断を許さない状況にある。

こうした中で、最も楽観的なケース、即ち、福島第一の 6 基、それに浜岡原発休止分 3

<sup>1</sup> [http://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/summit/deauville11/g8\\_sk\\_hatsugen.html](http://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/summit/deauville11/g8_sk_hatsugen.html)

基の合計 830 万 kW が 2012 年度を通して運転再開不能の場合、これを火力で代替することによる CO<sub>2</sub> 排出増は京都議定書 5 年間の後半 2 年間合計で 6000 万トン、1990 年（基準年）の温室効果ガス総排出量（12.6 億トン）対比で年平均 1%弱に相当する（原子力発電の稼働率は 2005 年～2009 年の平均である 70%とし、CO<sub>2</sub> 排出係数は火力加重平均である 0.6kg/kWh で計算）。電力不足による経済停滞、節電効果という排出減要因もあるが、運転休止の原発が増えればそれだけ目標達成が困難になる。リーマンショックや海外からの官民挙げた排出権購入により何とか京都議定書目標達成の見込みがたったところであったが、今後目標未達となる可能性がある。

### 1. 2 中期目標（2020 年）への影響

中期目標への影響はどの程度か。これまでの中期目標の論議のうちエネルギーに関しては、いずれも総合資源エネルギー調査会の長期エネルギー需給見通しを基礎としており、既述の通りここでは全ての目標選択肢において既存の原子力発電については 1 基を除いて運転継続、加えて 9 基（1294 万 kW）の新設を前提としていた（稼働率も 80%～90%。新設の内訳は末尾表 2 の通り）。これが今度の事故でどのように変化するかは現時点では不透明であるが、当初計画通り進むことは考えられない。反面既存のものも含めて全ての原子力発電所を停止することも非現実的である。ここでは以下 3 つのケースに関し、計画との差を全て化石燃料で代替する場合の 2020 年の排出増への影響を試算してみる。これは影響の大きさを知るための文字通りケーススタディであり、何らの予測を含むものではない。

ケース 1：福島第一の 6 基が 2020 までに復旧せず、新設も建設中の 2 基のみ

ケース 2：ケース 1 に加え、既設は運転開始から 41 年以上の原子力発電所を停止

ケース 3：2020 年までに被災休止原発の全てが稼働せず、新設も間に合わない

結果は次の通りである。

表 3 原子力事故による 2020 年の排出増試算

	発電容量減少分			CO <sub>2</sub> 排出増 百万トン			同左 (1990 年比)
	計画比	万 kW		(稼働率 80%)			
	既設	新設	合計	既設	新設	合計	
ケース 1	470	1018	1488	20	43	63	+5%
ケース 2	1339	1018	2357	56	43	99	+8%
ケース 3	1346	1294	2640	57	54	111	+9%

計画では原子力の稼働率は最低でも 80%に引き上げることとなっていたので、この前提で試算をした結果、表 3 の通り、排出増はケース 1 が 6300 万トン（1990 年の我が国温室効果ガス排出総量 12 億 6100 万トン比 5%）、ケース 2 が 9900 万トン（同 8%）、ケース 3 では 1 億 1100 万トン（同 9%）となった。もし 2020 年時点で運転中の原発の稼働率が 70%

にとどまる場合には当該部分を化石燃料で代替する場合の追加排出量はそれぞれ 3200 万トン（90 年比 2.5%）程度となる（既設・新設合計 6179kW の稼働率が 1 割下落として計算）。細かい点はさておき、影響の程度が分かると思う。

勿論風力や太陽光で相当部分の代替が可能であれば CO<sub>2</sub> 排出増にはならない。しかし後述の通りこれは極めて困難である。ケース 1 は現状からはやや楽観的と考えられること、さらに事故が無くても 90 年比 25%減という中期目標は実現可能性やそのコストについてしっかりした試算に基づいて出されたものではなく、達成見込みがほとんど無いことから考えると、事故により 25%削減という日本の中期目標は確実に破綻したといえる。

## 2、京都議定書対応

1、1 で楽観的ケースについての排出増の試算を行ったが、現状はこれよりかなり厳しい。定期点検終了後に自治体首長の合意が得られないなどの理由で再開できない原発が既述の通り 7 月 6 日時点で 4 基あり、定期点検中を加えると 23 基の再稼働が不明確である。日本エネルギー経済研究所（2011）では定期点検後の再稼働が無く、2012 年 6 月時点で全ての原発が停止する「再稼働無しシナリオ」についての検討を行っているが、その場合の排出増合計は 4.7 億トンにも達する見込みである。京都議定書期間の年間平均にすると 7.4% にもなる（温室効果ガスベース、CO<sub>2</sub> のみでは 8.8%）。日本が京都議定書を遵守できるかどうかは定期点検後の原子力発電所がスムーズに稼働できるか否かに係っていると見て良い。遵守できない場合どうすべきか。

一部には事情の如何を問わずこれを遵守すべきであるとの意見があるが、筆者の意見は目標達成に全力を挙げた上で遵守が困難となった時には「不可抗力」による追加排出分をカウントしないことを国際社会に働きかけるというものである<sup>2</sup>。勿論不可抗力の定義や事故による排出増の計測方法など詰めるべき点はある。しかしここで重要なことは温暖化対策に関する基本的な考え方である。

そもそも温暖化対策の目的は何か。対策の究極目標を定めた気候変動枠組み条約第 2 条の内容は次の通りである。

この条約……は、……気候系に対して危険な人為的干渉を及ぼすこととならない水準において大気中の温室効果 ガスの濃度を安定化させることを究極的な目的とする。  
そのような水準は、生態系が気候変動に自然に適応し、食糧の生産が脅かされず、かつ、経済開発が持続可能な態様で進行することができるような期間内に達成されるべ

<sup>2</sup> ここで注意が必要なことは国内での東京電力の責任問題と国際交渉を切り離すことである。事故による責任については「原子力損害の賠償に関する法律」（原賠法）に基づく原子力損害賠償制度が設けられており、原子力事業者は地震・津波による損害を含めて無過失・無限責任を負うこととされているが、異常に巨大な天災地変については免責とされている。政府が国際社会に対して「不可抗力」による免責を主張すると、国内的にも今回の事故が異常に巨大な天災地変に当たると自ら解釈することで東京電力に責任を負わすことが出来ないと考える可能性はないわけではない。異常に巨大な天災地変に当たるとは別途法に照らして裁判で決着をつけるべき問題である。従って政府が国際的に不可抗力による別枠扱いを主張するに際しては、国内問題とは切り離しての主張であることを国内的に明確にする必要がある。

きである。

つまり対策の目的は危険でないレベルでの温室効果ガス濃度の安定化であるが、その際、①生態系が気候変動に自然に適応、②食糧生産が脅かされない、③経済開発が持続可能な態様で進行する、ことを可能とする時間軸で達成するとの付帯条件が付いている。この点について IPCC では、温暖化によるリスク（漸進的で異常な事象を引き起こすリスク、一旦発生すると不可逆なリスク、食糧安全保障・生態系・持続可能な成長に対するリスクを含む）と過度の対策による経済の持続性への悪影響のリスクのバランス問題、ととらえている<sup>3</sup>（IPCC 2007, p.97、この他 p.99 にも同趣旨の記述がある）。考えるまでもなく、これは常識的な内容である。温暖化対策を実施するのはそれをしなければ生態系のみではなく経済自体の持続的成長が脅かされるからである。従ってあまりにも急激な対策を実施することで経済が持続性を失うようでは本末転倒である。このことをよく考えると、温暖化対策の目的は持続可能な発展であることが明白となる。

更に、地球規模の温暖化対策は京都議定書期間の排出量という短期の問題ではなく、今後 100 年以上にわたる息の長いものである。こうした中で、日本に限らず一般論として、「不可抗力」によって国際約束が遵守不能となった場合、「事情の如何を問わず」経済への打撃を甘受してまでも国内対策あるいはクレジット購入で目標を遵守すべきというのは、温暖化対策の本来の趣旨に反する。この結果は当該国の持続可能な経済発展を阻害するからである。カナダは 2007 年の段階で特段の事情もなしに京都議定書目標達成を断念した。しかし議定書上、カナダは外国からクレジットを購入すれば条約を遵守できるにも拘わらず、経済的判断でそれを行わなかったのである。そうした中で、今回の事故を原因とした日本の別枠扱いの主張は十分な根拠を有すると考える。あくまで仮定の話であるが、もしポスト京都の国際枠組みがそのような硬直的なものであれば、地震国である日本はそもそもそうした条約に加わることはあまりにもリスクが大きすぎる。上記から、日本は不可抗力による排出増の別枠扱いを国際社会に訴えかけるべきである。勿論そうした状況にあっても日本が誠実に目標達成に努めることは当然の責務である。

### 3、日本の中期目標見直し

#### 3. 1 太陽光、風力での代替可能性（物理的観点）

2009 年の政権交代直後に鳩山首相は国連の場で、「全ての主要国の参加による意欲的な目標の合意」、「公平かつ実効性ある国際枠組み」が整うことを条件として、2020 年の温室効果ガスの排出量を 1990 年比 25%削減することを宣言した。この前提条件は満たされる可能性がほぼ皆無であること、さらに日本が 25%も削減する合理的な理由がないことは何度も述べてきた通りである（山口光恒 2010a、山口光恒 2010b）。しかしここではこの点をさし

---

<sup>3</sup> The choice of a stabilization level implies the balancing of the risks of climate change (risks of gradual change and of extreme events, risk of irreversible change of the climate, including risks for food security, ecosystems and sustainable development) against the risk of response measures that may threaten economic sustainability.

おき、25%削減を不変とした上で、事故による原子力発電の減少分を自然エネルギー、そのうちでも現在とりわけ脚光を浴びている太陽光と風力で代替可能かどうかを検討する。まず太陽光から見よう。

ここで注意が必要なことは、日本は 2020 年に向けて、固定価格買取制度の導入で太陽光発電能力を 2005 年比 20 倍の 2800 万 kW（2008 年比では 13 倍）に大幅に増やすことで、CO<sub>2</sub> 排出増を抑えることは既に計画に織り込み済みであることである（政権交代後文書による確認はないが、麻生政権時の中期目標ではこの数字が目玉であり、現在に至るもこれが変更されたとの発表はない）。この目標自体、物理的・経済的観点から極めて挑戦的な目標である。これに加えて今回の事故による排出増を太陽光で埋めるとどうなるか。

先述のケース 1～3 で検討する。ケース 1 では既設・新設併せて 1488 万 kW、ケース 2 では同 2357 万 kW、ケース 3 では 2640 万 kW の原子力発電容量が不足する（2020 年時点）。

末尾の表 4<sup>4</sup>は 100 万 kW の原子力発電所 1 基を他の技術で代替する場合の影響をまとめたものである。100 万 kW の原子力発電 1 基の発電量（70.1 億 kWh）と同量を発電するための太陽光の発電容量は、H 列の通り 667 万 kW である<sup>5</sup>。ケース 1 では、この全てを太陽光で賄うには当初計画の 2800 万 kW に加えて 9900 万 kW（1488 万 kW×6.67）の増設（合計では約 1.3 億 kW）、ケース 2 では 1.6 億 kW（合計約 1.9 億 kW）、ケース 3 では 1.8 億 kW の追加増設（合計約 2.1 億 kW）が必要である。太陽光発電協会（2010a p.3）によれば、未来の正確な予測ではなく、未来への産業としての意志を示すものとして 2030 年の日本の太陽光発電容量の上限値として 1 億 kW としており、上記の 1.3 億 kW～2.1 億 kW がいかに大きな数字かが分かる<sup>6</sup>。

次に、風力発電であるが、総合資源エネルギー調査会（2009 p.13）によれば、2020 年までに陸上のみを対象に 2005 年比約 5 倍の 500 万 kW に増やす計画である。陸上風力での代替は当初計画の 500 万 kW に加えて、ケース 1 でさえその 10 倍以上の 5952 万 kW（1488 万 kW×4）の増設による合計約 6452 万 kW が必要で、ケース 2 では合計 9928 万 kW、ケース 3 では合計 1 億 1000 万 kW を 2020 年までに導入する必要がある。これに対して上記総合資源エネルギー調査会資料では陸上の設置可能量は 640 万 kW とされており、これを大幅に超えてしまう<sup>7</sup>。ここで風力に関する日本の課題として指摘されているのは、風況の悪さ、自然公園法の規制、バードストライクや騒音、導入増に応じた条件悪化（風況悪化による効率低下など）が挙げられている。

<sup>4</sup> 表 4 の原案は、財団法人日本エネルギー経済研究所がはじめに作成し、その後同研究所伊藤浩吉常務理事及び松尾雄司主任研究員の助力を得て、表 1 に含める項目や出典とすべき文献等について何度か意見交換を行った末に、詳細版を完成したものである。この点この場を借りてお礼申し上げる。但し、内容についての責任は全て筆者が負うものである。

<sup>5</sup> 仮に原子力発電の稼働率が 70%に下がる場合を想定すると、100 万 kW の原子力発電所 1 基の年間発電量は 61.3 億 kWh となり、同量の発電量を得る太陽光の容量は 583、陸上風力は 350 万 kW となる。しかしここでは事故前の計画との比較を行っているので、稼働率は 80%としてある。

<sup>6</sup> 4 ヶ月後の 2010 年 11 月 16 日付の太陽光発電協会（2010b）11 頁でもこの点是不変である。

<sup>7</sup> ここで対象としているのは陸上風力である。洋上風力については漁業権や風況、それを反映したコスト面からも 2020 年時点での大幅導入は検討されていない。

他方、環境省（2011）では風力発電に関し、各種制約を考慮した物理的導入可能量として陸上・洋上合計で 18.5 億 kW（うち陸上が 2.8 億 kW、洋上が 15.7 億 kW）と上記の 300 倍の数字を提示している（102 及び 108 頁）。おそらく総合資源エネルギー調査会のポテンシャルにはある程度の効率性（即ち採算）が考慮されており、環境省のそれには採算性は全く考慮されていないなど試算の前提が異なるものと思われるが、同じ政府でかくも数値が異なることは、今後の政策或いはこの分野への投資家の判断をミスリードするおそれがあり、両者のすりあわせが必要である<sup>8</sup>。

### 3. 2 太陽光、風力での代替可能性（経済的観点）

次にコスト面を検証する。比較容易性のために表 4 では資本回収期間を一律 10 年として計算している点に留意願う。

発電単価（表 4、F 列）は太陽光が kWh あたり 49.5 円と断然高い。太陽光は技術革新によるコスト低下が進んでおり、事実 2011 年度は固定価格買取制度の下での住宅用の買取価格が前年度の 48 円から 42 円に下がっている。他方原子力のコストであるが、計算方法は異なるが総合資源エネルギー調査会（2004）の 54 頁に法定耐用年数と割引率を用いたコストが示されており、それによると発電単価は割引率 3%で稼働率 80%なら 7.4 円とある（参考までに同じ条件での石炭と LNG の単価はそれぞれ 7.4 円、7.2 円とほぼ並んでいる）。また、複数の専門家の意見では最近の原子力発電所建設単価は kW あたり 40 万円程度とのことであり（この場合、表 4 の考え方では発電単価は 8 円/kWh となる）、太陽光と原子力の価格差は縮小の方向である<sup>9</sup>。

極めてラフであることを承知の上で、原子力代替のために太陽光での追加的増設を 2011 年度のゼロから 2020 年に 9900 万 kW（ケース 1）に達するまで、固定価格買取制度により毎年同量ずつ引き上げると仮定する。

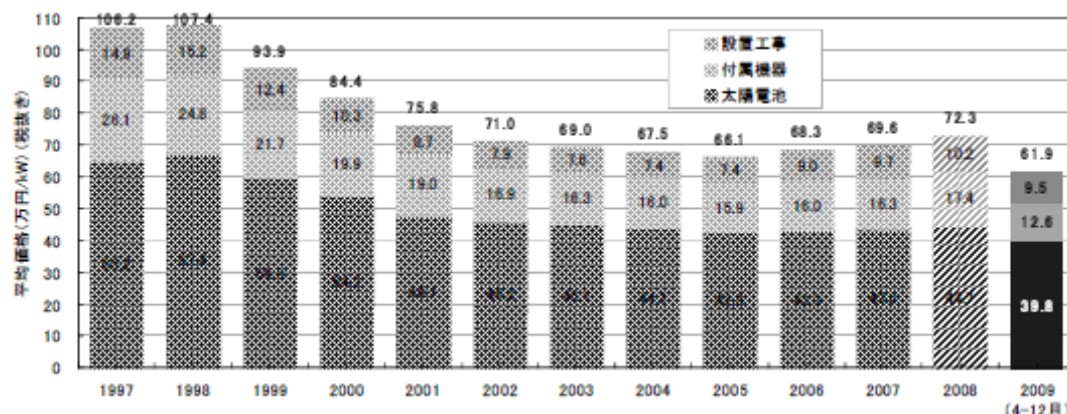
次に買取価格であるが、技術革新を促すために状況を見つつ定期的に低下させる必要がある。他方、図 1 の通り 2000 年代に入って発電単価、システムコスト共に次の通り下げ止まっている<sup>10</sup>。今後更なる引き下げには太陽電池に関しては従来の第一（結晶シリコン）、第二（薄膜シリコン、有機・半導体等）世代ではなく、新しい発想による第三世代の技術革新が必要である。とはいえ、システムコストの内訳を見ると太陽電池部分が全体の 64%、インバーターなど付属機器と設置工事費が残りの 36%なので、太陽電池技術だけでは価格下落に限度がある。こうしたこと、それに後述の系統安定化との関連で出力調整機能も視野に入れた技術開発に期待するところ大なるものがある。

<sup>8</sup> 参考までに、再生可能エネルギーの潜在量は無限ではなく、ある程度導入した時点で最適点があるとの論文（Moriarty and Honnery (2011)）の存在を指摘しておく。

<sup>9</sup> 立命館大学大島堅一教授の試算でも発電単価はほぼこの水準である（本稿 9 頁参照）

<sup>10</sup> 年度途中であるが、2009 年は前年比 14%低下しており、このうちでも付属機器の低下が顕著である。下落幅を新築と既築で見ると前者が 17%、後者が 6%であり、新築の増加がこうした結果を招いたものと思われるが、これ以上不詳である。

図 1 住宅用太陽光発電システム平均価格推移（太陽電池モジュール、付属機器、設備工事費）



出典：経済産業省（2010a）11 頁

それはともかく、上記要因を考慮して原子力との価格差を仮に平均 28 円として計算すると<sup>11</sup>、代替に要する追加コストは 2020 年 1 年間の断面では 2.9 兆円（10.5 億 kWh×99×28 円）となる。しかし固定価格での買取期間は最短でも 10 年なので、それぞれの年度で最低 10 年間はこの差額での買取が続く。これを考慮して 10 年間でコミットする額を計算すると 29 兆円である（ケース 2 では 47 兆円、ケース 3 では 53 兆円、いずれも名目、なお、29 兆円についてのみ計算の詳細を 16 頁参考資料に示した）<sup>121314</sup>。ここで注意が必要なのは、この計算は固定価格買取制度を 2020 年に打ち切った場合のそれであり、それ以後も制度が継続すればその分だけ更にコストが増加する点である。住宅用については引き続き余剰分のみの買取となる見込み（総合資源エネルギー調査会（2011）p.4）であるので自家消費分（約 4 割程度の見込み）を差し引く必要がある。しかし菅首相の言う 2020 年代の早い時期に 1000 万戸の住宅への設置が進んだとしても、これによる発電量は 3500～4000 万 kW である（ここでは立ち入った検討をしないが、ほぼ毎年 50 万戸近くの住宅が太陽光を設置する必要があり、これはほぼ年間新築一戸建て住宅の戸数と同じである（建設物価調査会 2009 62 及び 322 頁）。従って 2020 年代の早い時期にこれを実現するには今後の新築住宅の全てに太陽光発電設置を義務づけても不十分という数字である。しかもこのうち 2600 万 kW（元々の目標 2800 万 kW から既設部分 200 万 kW 分を差し引いた数値）は中期目標に組み入れられていた目標であるので、太陽光の大幅導入にはメガソーラーと呼ばれる出力 1 万 kW 級の発電所の大幅設置増が必要である。これについても 2012 年度から固定価格買取制度の対象となる見込みであり、買取価格は住宅に比べて低めと予想される。ただし、買取期間は住宅用の 10 年と異なり 15～20 年と見込まれるので、余程買取価格が

11 太陽光の発電単価が毎年下落するが、計算上価格差を毎年 28 円とした。この場合でも総額は不変。  
12 このうち 2020 年までに発生する追加コストはそれぞれ 16 兆円、26 兆円、29 兆円である。  
13 価格差 28 円は仮置き数値なので念のために感度分析を行うと、価格差が 1 円縮小するごとにケース 1 で 1 兆円、ケース 3 で 2 兆円程度コストが低下する。仮に価格差を 24 円とすると追加コストはそれぞれ 29 兆円から 25 兆円へ、53 兆円から 45 兆円に低下する。  
14 割引率を 5%として実質に直すと、ケース 1 の 29 兆円は 19 兆円、3%では 22 兆円となる。

低くならない限りコスト上昇要因となる<sup>15</sup>。上記から極めてラフだが太陽光で代替の追加コストはケース 1 であっても 30 兆円前後というオーダーである。

次に、太陽光が 1000 万 kW を超えると相当程度の系統安定化コストがかかる（経済産業省（2008）7 頁）。経済産業省（2010b）34 頁によると、2800 万 kW の場合で 1.36 兆円（特異日+端境期出力抑制）～16.24 兆円（出力抑制無し、系統側蓄電池）であるが一定量を超えると急激に上昇する（経済産業省（2008）9 頁）ので、ケース 1 でも最低この 3 倍強の追加コストとなる。従って楽観的なケース 1 でさえ 35 兆円程度の追加コストとなる。

風力はどうか。既述の通り、環境省（2011）では風力のポテンシャルを 18.5 億 kW と推定しているが、ここには経済性は考慮されていない。経済性を加味するとどうなるか。下表を参照願う。

表 5 風力発電の賦存量及び導入ポテンシャル、シナリオ別導入可能量

区分	賦存量 (万kW)	導入ポテ ンシャル (万kW)	シナリオ別導入可能量(万kW)			
			シナリオ1-1	シナリオ1-2	シナリオ1-3	シナリオ2
陸上風力	132,233	28,294	2,437	10,130	13,764	27,374
洋上風力		157,262	0	17	300	14,108
合計	132,233	185,556	2,437	10,147	14,064	41,482

出典：環境省（2011）135 頁、賦存量とは土地や法制等種々の制約要因を考慮しないエネルギー資源量、導入ポテンシャルとはエネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量、シナリオ別導入可能量とは特定のシナリオ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のこと。このうちシナリオ別導入可能量が、それぞれのシナリオに応じた経済的導入可能量である。ここでシナリオ 1 は固定価格買取制度を想定したもので、1-1 は買取価格 15 円/kWh、買取期間 15 年、1-2 は同 20 円/kWh、15 年、1-3 は同 20 円、20 円を想定したシナリオである。シナリオ 2 は技術革新が進んでコストが大幅に低減するが、買取価格と期間を変更しないシナリオで、これは風力事業者に余りにも潤沢な支援を行うことになり、その分電力料金値上げ等で社会的コスト増となるので、実現可能性はないと思う。

原子力の不足分を全て風力で賄うには最も楽観的なケース 1 でも 6452 万 kW (500 万 kW + 5952 万 kW) の増設が必要（ケース 2 では+9428 万 kW、ケース 3 では+1 億 560 万 kW）であるが、これだけの量になると環境省の研究でもシナリオ 1-2（即ち 15 年間 kWh あたり 20 円での固定価格買取制度導入）以上の政策的支援がないと導入されない。なお、洋上風力についてはこれだけの支援策を講じてもほとんど導入されない点に留意が必要である。

ここで表 4 との関係について補足する。表 4 では陸上および洋上風力の発電単価が 10.8 円、11 円と火力発電並みとなっている。もしそうなら風力発電は固定価格買取制度なしに普及するはずである。しかし風力発電能力を増やせば増やすほど風況の悪い土地を使わざるを得ない。更に表 4 の発電単価には土地代を含んでいないので、設置場所を増大するにつれて土地代も上昇する。こうしたことから原子力の不足分を風力でまかなう場合には、上記のような政策的支援措置が必要となるのである。

買取価格 20 円/kWh、買取期間 15 年の固定価格買取制度の導入を前提に表 4 を基に太陽

<sup>15</sup> 固定価格買取制度については総合資源エネルギー調査会（2011）を参考とした。



光と同様の考え方で原子力代替の追加コストを計算するとケース 1 で 19 兆円、ケース 2 で 31 兆円、ケース 3 では 33 兆円となる<sup>16</sup>。もし買取期間が 20 年に伸びると、25 兆円（ケース 1）～44 兆円（ケース 3）となる<sup>17</sup>。これに金額は太陽光より安いと思われるものの前述の系統安定化コストが加わる（経済産業省（2010b）29 頁脚注 5）。

こう考えると、仮に太陽光と風力を組み合わせるとしてもコストは極めて高くなる。しかし原子力については交付金などの隠れたコストがあるので、本来はもっと高い筈だとの説がある。大島堅一（2010）は公開されているあらゆる資料を駆使してこの点を論じている。筆者も電源三法交付金<sup>18</sup>について調べてみたが、実に入り組んでいて分かりにくく、時系列での調査が特に難しい。さらに、どの部分が原子力発電に該当するのかも必ずしも明確には区分できない。大島教授は大変な労力をかけて各電力会社の有価証券報告書を基に原子力発電の発電単価を計算し、その結果は 1970 年-2007 年の平均では kWh あたり 10.68 円（内訳は発電単価 8.64 円、開発単価 1.64 円、立地単価 0.41 円）、2000 年代について見ると 8.93 円（同 7.29 円、1.18 円、0.46 円）としている（80 頁）。

本稿で扱ってきた発電単価（太陽光等による代替に伴う追加コストの計算）は kWh あたり 8 円であるが、開発単価と立地単価を含んでいないので、この分を加えて比較するのが公平である。まず発電単価であるが、大島教授の計算のうち、直近の 2000 年代（7.29 円）の方が実態に近いと思われるが、ここでは 1970 年以降の単価との平均値 8 円とすると、本稿のそれと同額になる。次に、開発単価と立地単価を同じ手法で平均すると 1.8 円となる（大島堅一（2010）80 頁の表から計算）。発電単価は結果として本稿の計算と同額なので、これに 1.8 円を上乗せした上で（即ちこの分だけ太陽光や風力と原子力のコストの差が縮小する）、原子力不足分を全量太陽光及び風力で代替する場合の追加コストを計算してみる。

まず太陽光であるが、ケース 1 は 27 兆円、ケース 2 が 44 兆円、ケース 3 が 50 兆円、次に風力はケースごとにそれぞれ 16 兆円、27 兆円、28 兆円となる。これに系統安定化コストを加え、交付金等を考慮しなかった場合と比較すると表 6 の通りで大差がない。この理由は原子力と太陽光・風力の価格差が極めて大きいためである。

表 6 原子力の発電単価に交付金を含む場合と含まない場合の追加コストの差（単位兆円）

		ケース 1	ケース 2	ケース 3
太陽光	交付金考慮せず	35	53	59
	交付金考慮	33	50	56
	差額	2	3	3
風力	交付金考慮せず	23	35	37
	交付金考慮	20	31	32
	差額	2	4	5

系統安定化費用を太陽光では 6 兆円、風力では 4 兆円としたが、この金額は交付金を考慮する場合としない場合のコストの差には影響を与えない。

<sup>16</sup> このうち 2020 年までに発生する追加コストはそれぞれ 7 兆円、11 兆円、12 兆円である。

<sup>17</sup> 総合資源エネルギー調査会（2011）6 頁では買取期間として 15 年を軸として買取価格設定の基礎とするのが適当とあるが、ここでは 20 年間も一応の視野に入っている。

<sup>18</sup> 電源開発促進税法、電源開発促進対策特別会計法、発電用施設周辺地域整備法に基づく交付金

ここでやや脇道にそれるが、この分野で最近大きな影響力を有しているように見える孫正義氏（ソフトバンク社長）の太陽光のコストに関する論文について一言触れておく。

孫正義（2011）は固定価格買取制度による東日本ソーラーベルト地帯構想を展開している。アイデアとして極めて先見性があり、正に国民に対して一つの方向性を示すという意味で優れた提言である。実際菅首相もこの考えに賛同していると言うことが各種メディアで報道されている。とはいえ、この論文には本稿で論じている点との絡みで、いくつか読者をミスリードする可能性のある箇所があるので、この点を指摘しておきたい。

具体的な問題点はいくつかあるが、ここでは太陽光と原子力のコストの比較を中心に論ずる。同論文には原子力の発電単価が右上がり、太陽光のそれが右下がりの図が示され、孫氏は「驚くべきグラフがあります。アメリカでは太陽光と原子力の発電コストが昨年、2010 年（に）クロスしているというのです」として件の図を示している。筆者はこれを見て大変驚き、念のためにこの図の出典（Blackburn, J. et al. 2010）を読んでみた。その結果は、まずこの文書の性質は学術誌に掲載された論文ではなく NC WARN という自然エネルギー推進・反原発の団体の委嘱を受けて書かれたものであり、科学的客観性に疑問がある。次に孫氏はこの図を指してアメリカの状態と言っているが、原文をみるとこれは North Carolina に関するものであり、稼働率は（日照時間の差を反映して）18%と日本の 12%の 5 割増しの数値が使われている。この事実一つとってもこの例を日本にあてはめることが出来ないことは自明である。そして極めつきは太陽光に関する連邦と州の税額控除（前者が 30%、後者が 35%）を控除した投資家（或いは設置主体）にとってのネットのコストで計算していることである。これは一種の補助金で、最終的に納税者によって負担される社会的コストであり、太陽光発電のコストの計算には必ず含めるべきものである。この意味でこの図は読者をミスリードするものである。孫氏ほどの経済人がこうしたトリックに気づかないのは驚きと言うほか無い。この他原発のピークは 80 年代半ばと言い（中国やインドはこれから猛烈な勢いで原発を設置する計画を有している）、ドイツやスペインの「成功」を例に、太陽光発電電力量の 40 円での 20 年間買取を主張するなど、余りにも見方が表面的である。ドイツやスペインでは固定価格買取制度で急激に太陽光発電を促進した結果、現在価格や制度の見直しが進んでいる状況をどのように評価しているのかを伺いたいものである（この両国の状況については Frondel, M. et al. (2010)、Frondel, M. et al. (2008)、Gabriel Calzada Álvarez et al.(2010)、山口光恒 (2011a)、同 (2011b) を参照願う）。

ここで話を戻す。多量の電力を発電する場合、原子力の発電単価は太陽光、風力と比べると上記の通り明らかに安い。今後事故原因の徹底究明に努め、それを基に再発防止策が講じられればそれに応じて原子力のコストは上昇する。とはいえ太陽光や風力分野で技術革新による急速なコストダウンが実現しない限り、表 6 の構図は基本的に不変である。但し、一旦事故が発生した場合のコストをどのように考えるべきかという問題が残る。勿論これは現時点では不明である。通常であれば、事故発生のコストは、万一発生した場合の

損害にその年間発生確率を乗じて求められるが、人の健康問題もあり、損害の算定が極めて困難である。原子力の場合、事故発生の確率は極めて低いが、万一発生するとその影響は極めて大きいという特徴を有しており、南極大陸の氷床崩壊ほどではないにしても、温暖化と言う不可逆な損害に近い性質を有している。とはいえ、いかに対策を強化してもリスクゼロはあり得ないので、これに加えて事故発生の際の事後対策の徹底が求められる（従来は安全神話の下で事故発生のシナリオがなかったことが今回の惨事につながった）。このような面はあるものの、これまでの検討から、原子力発電を直ちに停止させることは物理的、経済的の両面から難しい。従って今回の事故原因の徹底調査に基づく再発防止と規制強化を行い、その上で万一事故発生の際の対策に万全を期すというのが現実的な解であろう。

### 3. 3 中期目標の見直し

こうした中であって先ず行うべきは電力需要抑制である。不要・不急の電力を削ることで仮に 5%の節約が出来ると、2020 年の発電見込量約 1 兆 kWh のうち 500 億 kWh の節約が可能となる。これは 100 万 kW の原発 7 基分、太陽光だと 4760 万 kW に相当するほどの効果がある。

とはいえ生活向上や経済成長のためには電力の安定供給は必要不可欠である。そこで自然エネルギーを可能な範囲で最大利用することが求められる。しかし既述の通り太陽光・風力とも原子力事故が無くても急速に拡大する計画となっており、コストも考慮の上でこれにどの程度上乗せできるかの検討を早急に行う必要がある（エネルギー基本計画の見直しの中で当然この点も一つの焦点になる）。他方、自然エネルギーのみでは原子力の溝は埋められないことははっきりしたが、化石燃料での全面代替も温暖化、エネルギー及び国家安全保障等の見地から困難である。従って、化石燃料、原子力、自然エネルギーの長所・短所（表 7 参照）、それに実現可能性を冷静に判断した上でこれらの最適な組み合わせを選択する必要がある。ここで大切なことは化石燃料（含む二酸化炭素貯留・隔離）及び自然エネルギーの効率向上、技術革新によるコストダウンであり、原子力事故原因の徹底検証を通じた安全対策の強化である。

表 7 発電エネルギー源の比較

発電エネルギー源	長所	短所
化石燃料	安価(石油を除く)、使い勝手よし	エネルギー安全保障問題、CO2 排出、枯渇性と長期価格上昇傾向、国富流失
原子力	温暖化対策、エネルギー安全保障、コスト(但し精査が必要)、化石燃料価格の変動に左右されない	巨大リスクの可能性、立地制約
自然エネルギー(太陽光、風力)	温暖化対策、エネルギー安全保障、分散電源、化石燃料価格の変動に左右されない	高コスト(特に太陽光)、補助金、立地制約、騒音(風力)、別途系統安定化対策が必要

筆者作成

いずれにしても原子力事故の結果、長期エネルギー需給の見直しは避けられず、原子力発電の不足量の相当部分を化石燃料で代替せざるを得ない状況では、CO<sub>2</sub> の発生増は必然の結果である（2020 年までに発生する CO<sub>2</sub> のある程度の部分を隔離・貯留することは現時点では困難と見られている）。この結果温暖化中期目標の見直しは避けられない。もし 25%削減に固執すれば、化石燃料での代替は一切不可能となり、日本のエネルギー政策は破綻する。

こうした中で日本が早急に行うべきは、事故によるエネルギー政策見直しを理由に、先に提示した 2020 年の 25%削減目標（1990 年比）を一旦凍結する。その上で、経済・環境・エネルギーの 3E に安全を加えた観点から専門家の叢智を集め、改めて中期目標を策定の上国際社会に提示することである。この検討は事故の印象が生々しい中で拙速に行うべきではない。国際社会に対しては一時凍結で時間を稼ぎ、国内的には時間をかけ冷静に議論することが必要である。

日本の 25%削減目標は「全ての主要国参加による意欲的な目標の合意」と「公平且つ実効性ある国際枠組み」を前提としていた（下線筆者）。ここで「意欲的な目標」とは工業化以後の気温上昇を 2°C 以内に抑えること（2°C 目標）である（2009 年 11 月 4 日の衆議院予算委員会での鳩山前首相の答弁）。しかしこの条件が満たされる見込みは皆無である。2009 年末のコペンハーゲン合意に基き各国が届け出た目標を集計しても到底 2°C には届かない。従って原子力事故が無くても、前提条件未達を理由に 25%削減目標を変更しても整合性は保てる。では新たな目標はどうするか。

参考になるのは各方面の専門家を集めて検討した選択肢を基に麻生元首相が決断した 2005 年比 15%減（1990 年比 8%減）である。これは 2°C 目標を前提にはしていないが、当然のこととして他国が最大限の目標を掲げることは想定している。この場合であっても日本の限界削減費用は \$151~\$187 で、目標達成のための EU やアメリカの限界削減費用 \$50 以下に比べて遙かに高い（福井俊彦編（2009）24 及び 28 頁）が、日本の首相の発言の重みを考えれば、これが原子力事故以前の日本の目標として適切である。この数値を前提に、原子力事故による排出増を考慮すると、ケース 1 で 2005 年比 10%減（基準年比 3%減）、ケース 2 では同 8%減（同±0%）、ケース 3 では同 7%減（同+1%）となる。ただし原子力発電所の再稼働や建設の見通し、それに日本のエネルギー基本計画も現時点では流動的なので、こうした点を見極め、生活様式の変化（節電）や地熱等も加えた自然エネルギーの更なる促進可能性も含めて検討の上、その結果を「主要国参加による意欲的な国際条約の締結」を条件として提示するのが望ましい。ここで意欲的とは抽象的且つ柔軟な概念であり、上述の 2°C 目標ではない。

これと同時に、そうした前提が満たされない場合の目標も併せて提示する。これが筆者の主張である。

表1. 原子力発電所一覧(2010年12月末現在)

事業者名	発電所名称	最大出力 (千kW)	運転開始	2020年*	(2030年)*	大震災による 被災の有無	稼働中 7/6現在
北海道電力	泊 1号	579	1989.6		(●)		
"	" 2号	579	1991.4				○
"	" 3号	912	2009.12				
東北電力	女川 1号	524	1984.6		(●)	有	
"	" 2号	825	1995.7			有	
"	" 3号	825	2002.1			有	
"	東通 1号	1,100	2005.12			有	
東京電力	福島第一 1号	460	1971.3	●		有	
"	" 2号	784	1974.7	●		有	
"	" 3号	784	1976.3	●		有	
"	" 4号	784	1978.10	●		有	
"	" 5号	784	1978.4	●		有	
"	" 6号	1,100	1979.10	●		有	
"	福島第二 1号	1,100	1982.4		(●)	有	
"	" 2号	1,100	1984.2		(●)	有	
"	" 3号	1,100	1985.6		(●)	有	
"	" 4号	1,100	1987.8		(●)	有	
"	柏崎刈羽 1号	1,100	1985.9		(●)		○
"	" 2号	1,100	1990.9		(●)		
"	" 3号	1,100	1993.8				
"	" 4号	1,100	1994.8				
"	" 5号	1,100	1990.4		(●)		○
"	" 6号	1,356	1996.11				○
"	" 7号	1,356	1997.7				○
中部電力	浜岡 3号	1,100	1987.8		(●)		
"	" 4号	1,137	1993.9				
"	" 5号	1,267	2005.1				
北陸電力	志賀 1号	540	1993.7				
"	" 2号	1,206	2006.3				
関西電力	美浜 1号	340	1970.11	●			○
"	" 2号	500	1972.7	●			
"	" 3号	826	1976.12	●			
"	高浜 1号	826	1974.11	●			○
"	" 2号	826	1975.11	●			○
"	" 3号	870	1985.1		(●)		○
"	" 4号	870	1985.6		(●)		○
"	大飯 1号	1,175	1979.3	●			○
"	" 2号	1,175	1979.12	●			○
"	" 3号	1,180	1991.12				○
"	" 4号	1,180	1993.2				○
中国電力	島根 1号	460	1974.3	●			○
"	" 2号	820	1989.2		(●)		○
四国電力	伊方 1号	566	1977.9	●			○
"	" 2号	566	1982.3		(●)		○
"	" 3号	890	1994.12				
九州電力	玄海 1号	559	1975.10	●			○
"	" 2号	559	1981.3		(●)		
"	" 3号	1,180	1994.3				
"	" 4号	1,180	1997.7				○
"	川内 1号	890	1984.7		(●)		○
"	" 2号	890	1985.11		(●)		○
日本原子力発電	東海第二	1,100	1978.11	●		有	
"	敦賀 1号	357	1970.3	●			
"	" 2号	1,160	1987.2		(●)		
	合計 54	48,847					17

出典：2011 エネルギー・経済統計要覧・日本エネルギー経済研究所編 P.204

\*2020年及び2030年はそれぞれ同年で40年超となる原子力発電所

表2 原子力発電新設計画

事業者名	発電所名称	出力 (千kW)	大震災時 建設中	2020年迄に 運転開始予定	2030年 運転開始予定
東北電力	浪江・小高	825			(○)
	東通2号	1385			(○)
東京電力	福島-7号	1380		○	(○)
	福島-8号	1380		○	(○)
	東通1号	1385		○	(○)
	東通2号	1385			(○)
中部電力	浜岡6号	1400			(○)
中国電力	島根3号	1373	○	○	(○)
	上関1号	1373		○	(○)
	上関2号	1373			(○)
九州電力	川内3号	1590		○	(○)
電源開発	大間原子力	1383	○	○	(○)
日本原子力 発電	敦賀3号	1538		○	(○)
	敦賀4号	1538		○	(○)
	合計	19308	2756	12940	

表 4 原子力発電所 1 基（100 万 kW）を他の技術で代替する場合の影響 1 ドル=85 円

	A	B	C	D	E	F	G	H
	建設単価 (万円 /kW)	発電容量 万kW	稼働率 %	発電量 億kWh	初期コス ト 億円	発電単価 (10年) (円/kWh)	CO2削減量 (万トン) 化石燃料平均比	原子力100万kW の代替に必要な 設備容量(万 kW)
太陽光	52	100	12	10.5	5,200	49.5	63	667
風力(陸上)	19	100	20	17.5	1,900	10.8	105	400
風力(洋上)	28.9	100	30	26.3	2,890	11.0	158	267
小水力	160	100	80	70.1	16,000	22.8	421	100
地熱	66	100	70	61.3	6,600	10.8	368	114
原子力	27.9	100	80	70.1	2,790	6.2	421	100
LNG	16.4	100	80	70.1	1,640	10.3	-	100
石炭	27.2	100	80	70.1	2,720	7.4	-	100
石油	26.9	100	80	70.1	2,690	16.0	-	100

建設単価(A)：太陽光は NEDO「再生可能エネルギー技術白書」2010 年 p.39、風力（陸上）は IEA Wind Energy 2008 Annual Report, Japan p.184、風力（洋上）は NEDO「再生可能エネルギー技術白書」2010 年 p.126、小水力は 2009 年 3 月 27 日第 6 回中期目標検討委員会提出国立環境研究所資料 2-4-③ p.15、地熱は「地熱発電に関する研究会資料 3」、2009 年 p.11、原子力及び化石燃料は総合資源エネルギー調査会「コスト等検討小委員会報告 2004 年」p.52。いずれも現時点で入手可能な最新公表数字。なお、建設単価には土地代は含まない

稼働率(C)：太陽光、風力（陸上、洋上）、地熱については国立環境研究所「対策導入等の根拠資料」2010 年 12 月 pp. 41, 90、小水力については全国小水力利用推進協議会の小水力発電導入の実際 2009 年を参考に仮置き、原子力は総合資源エネルギー調査会「長期エネルギー需給見通し（再計算）」2009 年 8 月 p.8、化石燃料はこれにあわせた

発電量(D)=B×8760h×C

初期コスト(E)=A×B

発電単価(F)=E÷D÷10(年)、比較のため全て資本回収期間を 10 年とした。但し自然エネルギー以外は燃料費を加算（原子力 2.21 円/kWh、LNG7.94 円/kWh、石炭 3.47 円/kWh、石油 12.21 円/kWh）。原子力の燃料費については OECD の"Projected Costs of generating Electricity, 2010 edition" p. 59 を基に計算（2.21 円/kWh。内訳は運転維持費、核燃料サイクルに係るコスト、廃止措置費用）、化石燃料の燃料費は 2011 年 2 月の燃料価格（LNG51517 円/t、石炭 9978 円/t、石油 49678 円/t、石油はバレルあたりでは\$96 に相当）を基に日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧 2011 年版」を基に計算

CO2 削減量(G)=D×0.6kg/kWh（化石燃料加重平均、経済産業省エネルギーバランス表 2009 年度から日本エネルギー経済研究所が推算）、化石燃料の熱効率は LNG43.32%、石炭 40.33%、石油 41.21%

原子力 100 万 kW 代替設備容量(H)：D のうち原子力の発電量÷各技術の発電量×100（万 kW）

原子力の発電単価には今回の事故によるコスト、それに電源三法による交付金を含まない

ケース1、太陽光を毎年990万kW設置し、2020年に9900万kWまで増やす場合の原子力代替追加コスト(発電コスト差28円の場合)の計算式(制度存続10年間)

	MkW(百万kW)																			
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
2011	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9										
2012		9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9										
2013			9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9									
2014				9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9								
2015					9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9							
2016						9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9						
2017							9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9					
2018								9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9				
2019									9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9			
2020										9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	
	9.9	19.8	29.7	39.6	49.5	59.4	69.3	79.2	89.1	99	89.1	79.2	69.3	59.4	49.5	39.6	29.7	19.8	9.9	

	MkWh(百万kWh)																			
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
2011	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88										
2012		10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88									
2013			10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88								
2014				10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88							
2015					10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88						
2016						10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88					
2017							10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88				
2018								10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88			
2019									10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88		
2020										10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88	10406.88
	10406.88	20813.76	31220.64	41627.52	52034.4	62441.28	72848.16	83255.04	93661.92	104068.8	93661.92	83255.04	72848.16	62441.28	52034.4	41627.52	31220.64	20813.76	10406.88	

	G円(10億円)																			
円/kWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
28	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	291.3926	0
	291.3926	582.7853	874.1779	1165.571	1456.963	1748.356	2039.748	2331.141	2622.534	2913.926	2622.534	2331.141	2039.748	1748.356	1456.963	1165.571	874.1779	582.7853	291.3926	0

2011-2020年10年間 16026.6

29139.26



## 参考文献

- 大島堅一 (2010), 「再生可能エネルギーの政治経済学 エネルギー政策のグリーン改革に向けて」 東洋経済新報社 2010 年
- 環境省 (2011), 平成 22 年度環境省委託事業「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」(2011 年 3 月)、(株) エックス都市研究所、アジア航測 (株)、パシフィックコンサルタンツ (株)、伊藤忠テクノソリューションズ (株)  
<http://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/index.html>
- 経済産業省 (2010a), 「太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」平成 21 年度新エネルギー等導入促進基礎調査、経済産業省資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部新エネルギー対策課 委託先 (株)資源総合システム 2010 年 3 月  
[http://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/2010fy01/E001149.pdf](http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2010fy01/E001149.pdf)
- 経済産業省 (2010b), 「低炭素社会実現のための次世代送配電ネットワークの構築に向けて～次世代送配電ネットワーク研究会 報告書～」 2010 年 4 月 次世代送配電ネットワーク研究会  
<http://www.meti.go.jp/report/data/g100426aj.html>
- 経済産業省 (2008), 「新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策について」 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 (第 2 回) -配付資料 2 新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策について 2008 年 10 月  
<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g81030b02j.pdf>
- 建設物価調査会 (2009), 「建築統計年報 (平成 20 年度)」財団法人建設物価協会
- 総合資源エネルギー調査会 (2011), 「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」 2011 年 2 月 18 日 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会・電気事業分科会買取制度小委員会  
[http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004601/houkokusho\\_110218\\_01.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004601/houkokusho_110218_01.pdf)
- 総合資源エネルギー調査会 (2009), 「長期エネルギー需給見通し (再計算、最大導入ケースにおける主要対策の具体的な内容について)」(2009 年 8 月)  
<http://www.meti.go.jp/report/downloadfiles/g90902a03j.pdf>
- 総合資源エネルギー調査会 (2004), 「バックエンド事業全般にわたるコスト構造、原子力発電全体の収益正当の分析・評価、コスト等検討小委員会から電気事業分科会への報告」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  
[http://www.meti.go.jp/policy/electricpower\\_partialliberalization/costdiscuss/houkoku/cost-houkoku.pdf](http://www.meti.go.jp/policy/electricpower_partialliberalization/costdiscuss/houkoku/cost-houkoku.pdf)
- 孫正義 (2011), 「東日本にソーラーベルト地帯を」世界 岩波書店 2011 年 6 月号
- 太陽光発電協会 (2010a), “JPEA PV Outlook 2030, Aiming to be a 100 Billion \$ Industry”, July 2, 2010  
[http://www.jpea.gr.jp/pdf/PV\\_Japan2010\\_306.pdf](http://www.jpea.gr.jp/pdf/PV_Japan2010_306.pdf)

- 太陽光発電協会 (2010b), “JPEA PV Outlook 2030, Aiming to be a 100 Billion \$ Industry”, November 16, 2010 <http://www.jpea.gr.jp/pdf/t101207.pdf>
- 日本エネルギー経済研究所 (2011), 「原子力発電の再稼働に関する 2012 年度までの電力需給分析」IEEJ: 2011 年 6 月掲載  
<http://eneken.ieei.or.jp/data/3880.pdf>
- 福井俊彦 (2009), 「地球温暖化対策中期目標の解説」福井俊彦編 ぎょうせい
- 山口光恒 (2011a), 「太陽光発電 スペインの教訓—固定価格買い取り制度の光と陰」日経 BP Eco Japan 2011 年 4 月 8 日公開 <http://eco.nikkeibp.co.jp/article/column/20110406/106293/?P=1>
- 山口光恒 (2011b), 「IEA に政策変更を勧告されたドイツの太陽光発電」日経 BP Eco Japan 2011 年 4 月 25 日公開 <http://eco.nikkeibp.co.jp/article/column/20110420/106392/>
- 山口光恒 (2010a), 「なぜ 25%削減なのか—究極目標及び合理的な各国の分担に関する日本案の検討と発信」環境経済・政策学会 2010 年大会報告論文  
[http://www.m-vamaguchi.jp/papers/20100911\\_25.pdf](http://www.m-vamaguchi.jp/papers/20100911_25.pdf)
- 山口光恒 (2010b), 「鳩山中期目標の前提条件は満たされるか」日経 BP NET エコマネジメント 2010 年 10 月 26 日公開  
<http://premium.nikkeibp.co.jp/em/column/vamaguchi/62/index.shtml>
- Blackburn, J. et al. (2010), Solar and Nuclear Costs —The historic Crossover, Solar Energy is Now the Better Buy”, John O. Blackburn and Sam Cunningham, July 2010  
[http://www.ncwarn.org/wp-content/uploads/2010/07/NCW-SolarReport\\_final1.pdf](http://www.ncwarn.org/wp-content/uploads/2010/07/NCW-SolarReport_final1.pdf)
- Frondel, M. et al. (2010), “Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience”, Manuel Frondel, Nolan Ritter, Christoph M. Schmidt, Colin Vance, *Energy Policy* 38, pp. 4048-4056
- Frondel, M. et al. (2008), “Germany’s solar cell promotion: Dark clouds on the horizon”, Manuel Frondel, Nolan Ritter, Christoph M. Schmidt, *Energy Policy* 36, pp. 4198-4204
- Gabriel Calzada Álvarez et al.(2010), “Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources”, Gabriel Calzada Álvarez, Raquel Merino Jara and Juan Ramon Rallo Julian, *Procesos de Mercado*, Revista Europea de Economía Política. Vol. VII, 1 (primavera 2010), pp. 13-70 Universidad Rey Juan Carlos.  
<http://www.juandemariana.org/pdf/090327-employment-public-aid-renewable.pdf>
- IPCC (2007), “Climate Change 2007, Mitigation of Climate Change, Working Group III Contribution to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”
- Moriarty, P. and Honnery, D. (2011), “Is there an optimum level for renewable energy?”, *Energy Policy* 39, pp. 2748-2753