

問題点 1: 適正コストの算定に発電事業者の「言い値」を採用したこと

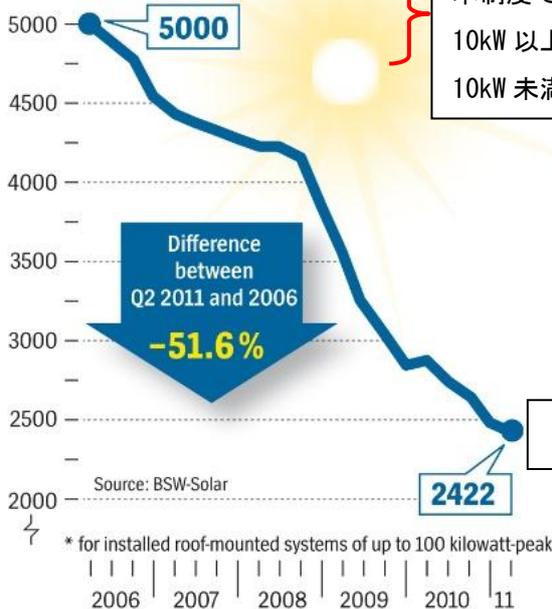
「適正コスト」の算定に用いるコスト情報が発電事業者の「言い値」である限り、また単に建設コスト実績を次年度以降の「適正コスト」算定に反映させるのであれば、発電事業者や設備メーカーにコスト低減を進めるインセンティブは全く働かず、電気の利用者の負担が軽減されることが望めないのは明らかであり、いわば「再生可能専用非査定型総括原価方式」となる。また、もし発電事業者が、想定された「適正コスト」を大きく下回る直近のドイツ並みのコストで設備建設ができたならば、制度が想定していない大きな利益を得ることになる。

再生可能エネルギーの導入拡大と過重負担の回避を両立させるためには、事業者や設備メーカーに対して常にコスト低減努力を求めるシステムとすべきであり、そのためには「実績価格のフィードバック」を行うのではなく「目標価格によるターゲティング」を指向すべきである。具体的には、国内におけるベストプラクティスコストを用いたり、すでに設備の安価化が進んでいるドイツやスペインなどのチャンピオンプライスをコスト算定に用いるなどが考えられる。

一方、FIT 制度で成長が期待される国内の再生可能エネルギー関連産業であるが、既に欧州市場等で十分力をつけている中国を始めとした新興国メーカーとの厳しい競争に晒されることになる。再生可能エネルギーの中でも特に太陽光は、既に国際的にコモディティ化しており、また製造設備の導入さえすれば新興国での製造も可能で、我が国の競争環境（為替レート、人件費、今後更に上昇が想定される電力価格など）を考えれば、国内製造の優位性は見出せない。FIT で急成長したドイツの太陽光パネルメーカーQ-Cells を始め、多くの欧州メーカーが市場競争に敗れ、破綻したことは直視する必要がある。

Collapsing Prices

Average end-customer price* for photovoltaic systems in Germany, in euros per kilowatt-peak (a measure of nominal power output)



本制度で示された太陽光コスト

10kW 以上：建設費 32.5 万円/kW+運転維持費 1 万円/kW・年×20 年

10kW 未満：建設費 46.6 万円/kW+運転維持費 0.47 万円/kW・年×10 年

ドイツでは中国製の輸入拡大により価格が低下。この間に Q-Cells を始め、ドイツの大手太陽光パネルメーカーの採算が悪化し、最終的に破綻。

ドイツにおける実績

ドイツにおける太陽光発電設備の価格推移 (出典: Der Spiegel 09/07/2011)

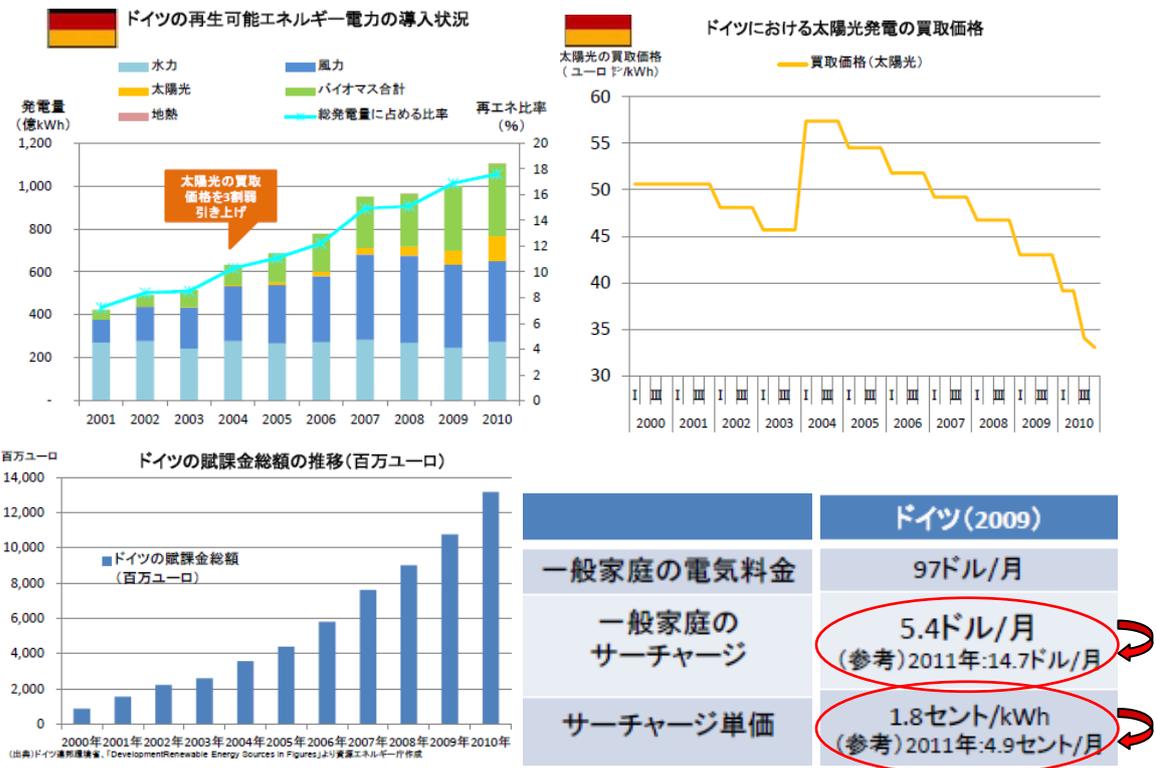
**問題点 2: 適正利潤を、既に制度の失敗が明らかになったドイツやスペインの利益率(IRR5-6%)
に更に施行後3年間は利潤の上乗(IRR1-2%)を行ったこと**

今回の制度設計のモデルとされたドイツでは、2000年にFIT制度がスタートし、その影響で再生可能エネルギーによる発電量は着実に増え、2011年上半期にはエネルギー構成全体に占める再生可能エネルギー比率が20%に達した。特に2004年に太陽光の買取価格を大幅に引き上げて以降は、太陽光発電の伸びが顕著となった。

ところが、「リスクの低い安定した利潤を20年間にわたって得られる」制度は、政府の期待以上の導入を招くこととなり、漸次買取価格の低減を行ったものの、導入拡大に歯止めをかけることができず、近年サーチャージが急拡大(2009年1.8€¢/kWh→2011年4.9€¢/kWh)した結果、国民の負担が過大となり、ついに本年2月に政府は抜本的なFIT制度見直し法案を国会に提出するにいたった。

スペインも2007年に太陽光発電の買取価格を約2倍に引き上げたことにより、2008年には太陽光発電の導入が大幅に拡大した。一方価格転嫁が困難であったことから、電力会社の経営状況が悪化。その後2008年に太陽光発電の買取価格を引き下げ、2009年に太陽光発電の買取対象の年間上限枠を設定するなど、行き過ぎた導入の抑制を実施。その結果2009年の導入量は大幅に減少したが、本年1月にはついに固定価格買取制度に基づく新規買取の一時凍結を決定した。

これからFITをスタートさせようとしているわが国が、既に破綻したドイツやスペインの制度(IRR,買取期間)をコピーした上に、施行後3年間は更にIRR1~2%の上乗せをするというのは全く理解に苦しむ。FITが一旦スタートすると、その導入量をコントロールすることがいかに難しいかはドイツ、スペインが示しているし、一旦始まった負担は今後20年間続くわけである。(今年導入されたメガソーラーの負担は2032年まで続く)



(第13回基本問題委員会資料 3-2P5 より編集)

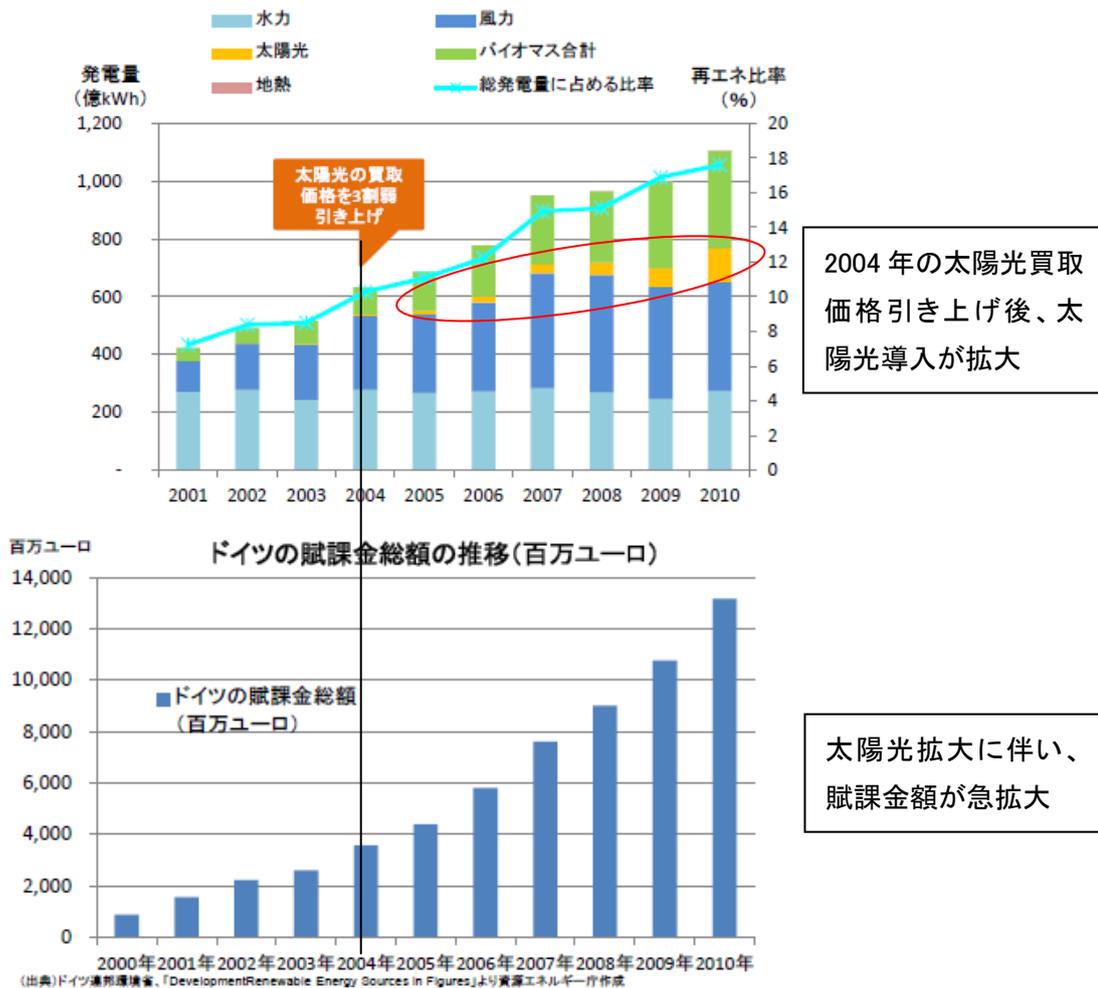
問題点 3: 太陽光発電の買取価格が過大であること

太陽光発電は、小規模風力、小規模地熱と並んで高コストの電源である。一方太陽光は、個人レベルでの設備設置も可能であり、また投資リスクが低いことから事業用の投資も進みやすいと考えられる。

ドイツのFIT制度の破綻も、2004年の太陽光買取価格を引き上げに端を発し、経済効率の低い太陽光が大量に導入されたことが最も大きな原因であったと考えられる。第13回基本問題委員会資料3-1においても2004年の太陽光買取価格の引き上げ後太陽光発電比率が拡大し、それに伴い賦課金総額が急増したことがうかがえる。また2010年4月22日のDer Spiegel誌によると、再生可能電力に占める太陽光の割合は7%に満たない(2009年)にもかかわらず、賦課金は再生可能全体の36%にも達している(2008年)としている。

また、今後電力料金が上昇する中で、国内で太陽光パネルを製造することは国際競争上困難となると考えられる。ドイツにおいても、一時ドイツメーカーが隆盛を極めたが、安価な中国製に押され、昨年来相次いで破綻したことは報道の通りであり(例えば2012年4月3日Der Spiegel)、我が国においても太陽光産業が国際競争力を有する産業に育っていく可能性は極めて低く、むしろ外国製品の輸入拡大により国富の流出が懸念される。

係る観点から、太陽光発電についての買取条件は抑制的であるべきである。



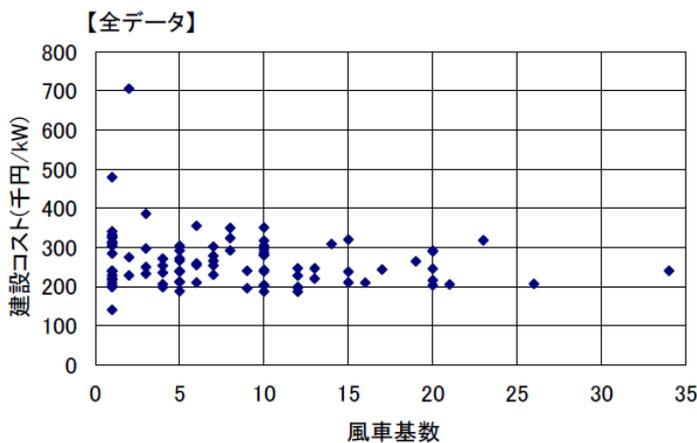
(第13回基本問題委員会資料3-2より抜粋)

問題点 4: 20kW 以上の風力発電建設費を 30 万円/kW とし、また風力の IRR を太陽光より高めに設定したこと

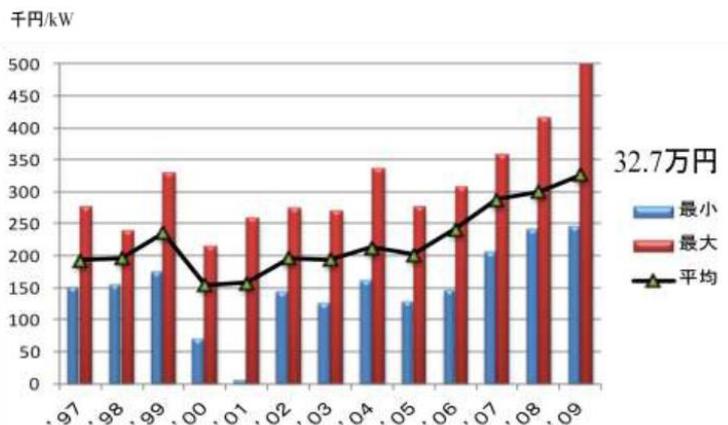
風力発電の建設コストの根拠とされた図から、適正建設費を 30 万円/kW としたことは明らかに高すぎである（殆どは 20 万円台）。また風力発電建設コストの推移からは 2000 年頃には平均 15 万円/kW で建設されていたものが、その後徐々に上昇してきたことがわかるが、もし建設コストの実績を次年度以降の買取価格に反映させる方式をとるならば、事業者や設備メーカーにコスト低減のインセンティブは働かないし、電気の使用者の負担額が年々上昇していくことは明らかである。

20kW 以上の風力の IRR について、「太陽光発電よりリスクが高いと認められるため」太陽光より高めの IRR としたことが記されているが、何を持って風力が太陽光よりリスクが高いと判定されるのか不明である。太陽光に比べ可動部の補修や落雷の危険性などが想定されるが、建設費とは別に運転維持費が認められており、これらをリスクとする必要はないと考えられる。従って、風力の IRR を太陽光より高めに設定することは適当でない。

【参考 3】風力発電の 1 kW 当たり建設コストと規模の関係



【参考 4】風力発電の 1 kW 当たり建設コストの推移



20kW 以上の風力発電の適正コスト (30 万円/kW) の根拠となったコストデータ

問題点 5: 既存設備 (RPS 電源) も新制度と同じ買取条件への変更を可能としたこと

本制度は、再生可能エネルギーの新規導入を図る政策であるにも拘らず、既に導入された設備を本制度の対象とする理由が全く見出せない。景気対策のために創設された住宅ローン減税を、数年前に住宅を購入した者に対して適用することと同様に、正当な理由が無い。しかも、今回提示されているの調達価格・期間は、新規設置者の利潤確保に特別に配慮した、スペシャル補助金とも云うべきものであり、数年前に設置した者に適応する性格のものでないことは明白である。

今般示された既設設備の買取価格は、現行の RPS 電源としての買取価格に比較して、補助金分を補正したとしても明らかに高価であり、また RPS 電源の多くは契約期間が 10～15 年であると考えられることと照らしても、買取料金を上げたうえに買取期間まで延長することになり、既存 RPS 電源への新制度適用による増コストが大きすぎる。電気使用者の過重な負担回避の観点から、既存 RPS 電源は買取対象から外すか、または現行契約に沿った合理的な買取条件とすべきである。

1. 平成16年度に取引された新エネルギー等電気 (単位:円/kWh)

区分	購入事業者	発電形態	単純平均価格		加重平均価格		最高価格		最低価格	
			H16FY価格	対前年増減価格	H16FY価格	対前年増減価格	H16FY価格	対前年増減価格	H16FY価格	対前年増減価格
「相当量+電気」	電力事業者 (電力会社 特定電気事業者 特定規模電気事業者)	風力	11.9	▲0.2	11.6	▲0.2	20.5	▲5.0	7.0	▲1.5
		太陽光(従量電灯)(注1)					23.4	▲0.0	19.0	▲1.0
		(業務用電力)(注1)					13.4	▲0.0	10.3	▲0.4
		水力	9.3	▲0.0	8.5	▲0.4	13.7	▲0.7	4.0	▲0.5
		バイオマス	7.3	▲0.0	7.5	▲0.3	10.0	▲3.0	4.0	▲0.0
「電気のみ」	電力会社(注2)					4.0	▲0.8	2.1	▲0.0	
	電力会社以外		8.4	-	7.8	-	11.3	-	7.3	-
「相当量のみ」	電気事業者		5.4	▲0.6	4.8	▲0.4	8.0	▲3.0	4.0	2.5

2. 平成17年度分として既に価格が決められている新エネルギー等電気 (単位:円/kWh)

区分	購入事業者	発電形態	最高価格	最低価格
			H17FY価格	H17FY価格
「相当量+電気」	電気事業者	水力(注3)	-	-
		風力	11.5	7.0
		バイオマス	11.5	5.0
「電気のみ」	電力会社(注2)		3.8	2.2
「相当量のみ」	電気事業者		7.0	3.5

2005年11月 RPS 法評価検討小委資料より抜粋

既存 RPS 電源の買取価格上昇による追加負担

標準家庭の場合(月額)

※電気の使用量:300kWh
電気料金:約7,000円を想定



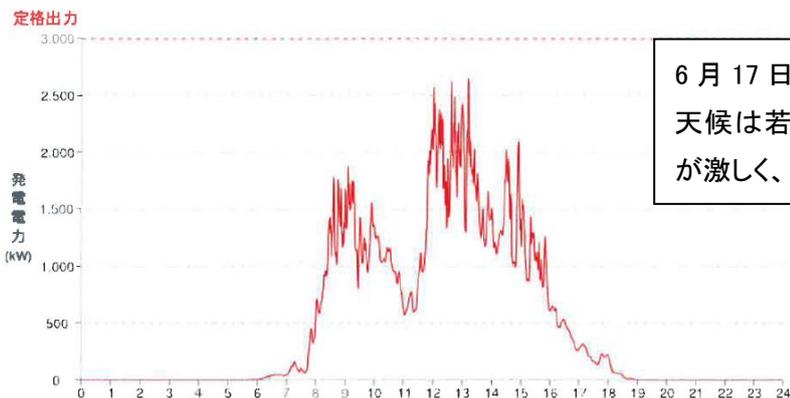
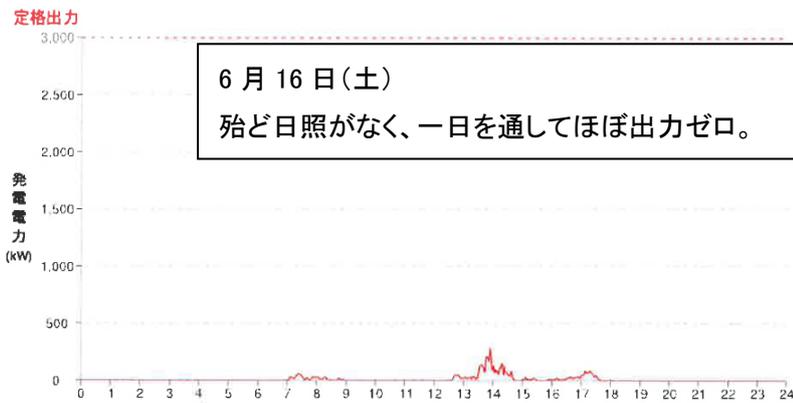
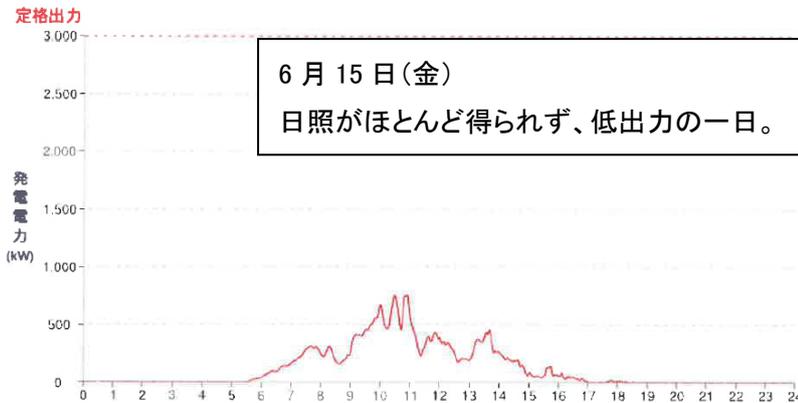
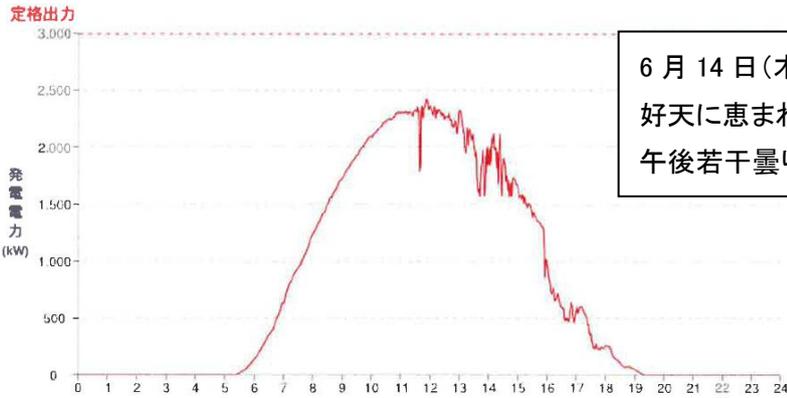
2012年5月経済産業省資料より抜粋

参考1:九州電力メガソーラー大牟田発電所のリアルタイムデータ(6/14~6/17)

定格出力:3000kW(シリコン多結晶系太陽電池 14000 枚)

敷地面積:約 8 万 m²(ヤフードームとほぼ同じ広さ)

発電量(推定): 320 万 kWh/年、利用率 12.2%(NEDO の年間日照データより算定)

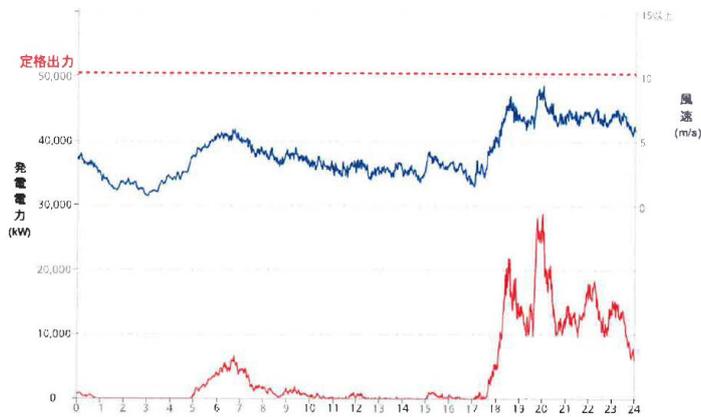


日によって発電出力が大きく変動。
また、一日の中でも、晴/曇の変化による出力変動が著しい。
系統に影響を与えないためには蓄電池の設置が有効。
大量導入が行われた場合は、揚水発電での変動吸収も困難となり、火力によるバックアップが不可欠。

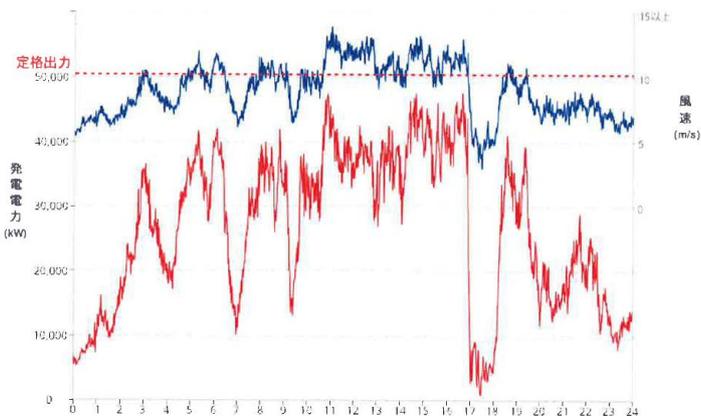
参考2:九州電力長島風力発電所のリアルタイムデータ(6/14~6/17)

定格出力: 50,400kW(2,400kW×21基)

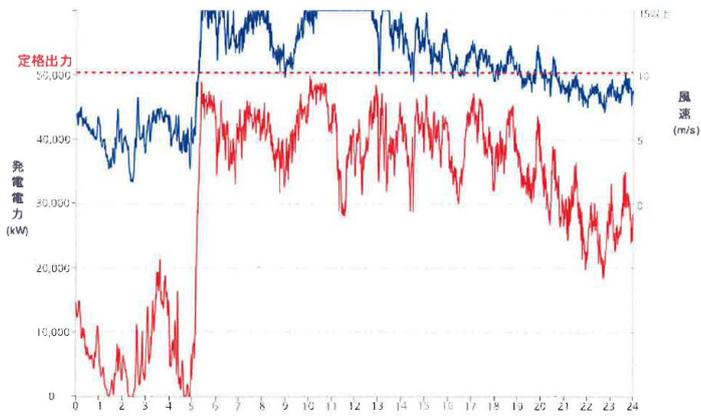
風況条件: 定格風速 12.5m/s、起動風速 3.5m/s、停止風速 25.0m/s



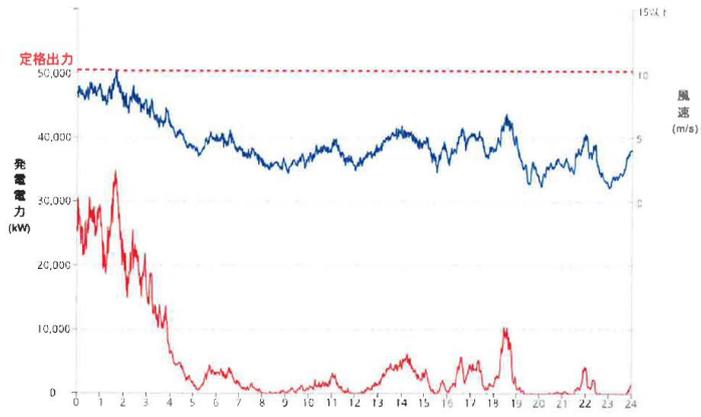
6月14日(木)
8時~17時は殆ど出力ゼロ。17時頃から風速が増し発電量上昇。



6月15日(金)
17時台を除いて5m/s以上の風速。風速変動により出力変化が著しい。



6月16日(土)
5時頃より10m/sを超える強風のため、瞬間的に定格出力に達する。



6月17日(日)
徐々に風速が低下、5時頃には5m/sを下回るようになり、あとは一日を通して低出力。

風速変化による出力変化が激しい。また太陽光と異なり、昼夜関係なく「風次第」の出力変動への対処が求められる。

太陽光発電等の再生可能エネルギー大量導入時の課題

○太陽光発電等の再生可能エネルギーが大量に導入された場合の系統安定化対策として、柱上変圧器の増設などの電圧上昇対策に加え、蓄電池の設置や出力抑制等の余剰電力対策が必要となる。

1. 余剰電力の発生

【課題】太陽光発電が増加すると、休日など需要の少ない時期に、ベース供給力(原子力+水力+火力最低出力)と太陽光の合計発電量が需要を上回り、余剰電力が発生(右図)。

【対策】蓄電池の設置、GWや年末年始など低負荷期における出力抑制等

2. 出力の急激な変動

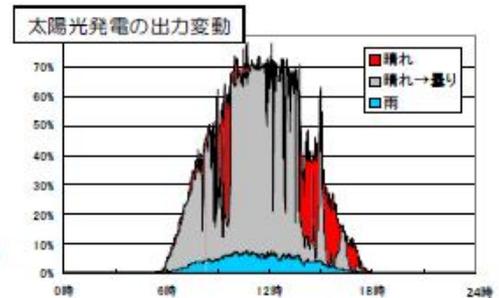
【課題】太陽光発電の出力は、天候などの影響で大きく変動(右下図)。短期的な需給バランスが崩れると周波数が適正値を超えて、電気の安定供給(質の確保)に問題が生ずるおそれ。

【対策】出力調整機能の増強等

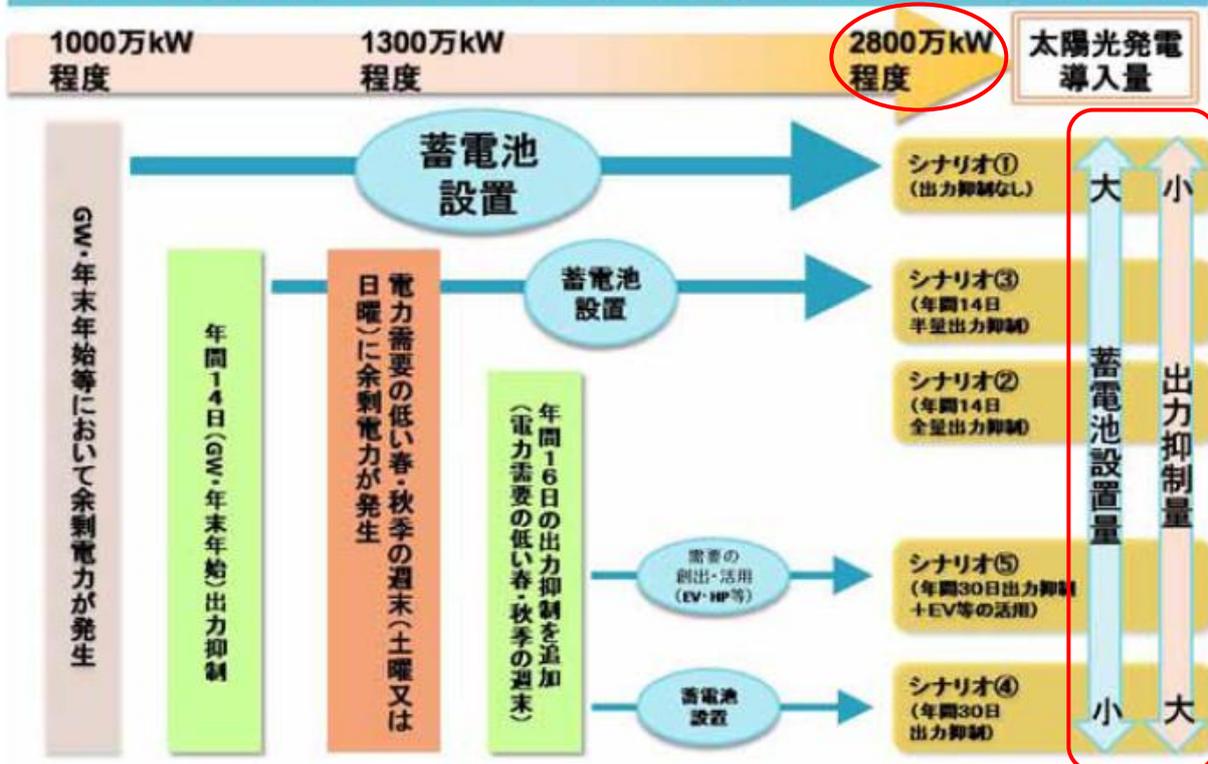
3. 電圧上昇

【課題】太陽光パネルの設置数が増加した場合、配電網の電圧を適正值(101±6V)にするため太陽光発電の出力を抑制せざるを得なくなるおそれ。

【対策】配電網の強化(柱上変圧器の増設)等



系統安定化対策シナリオと余剰電力対策量試算の考え方



備考: 次世代送配電ネットワーク研究会においては、地域レベルでの電給バランス制御についてもシナリオ⑥として検討したが、技術的実現可能性等の検証が必要であり、今回の試算に馴染まないことから、シナリオ①~⑤について試算を行った。

参考3: 系統安定化コスト-2 (賦課金には含まれていない)

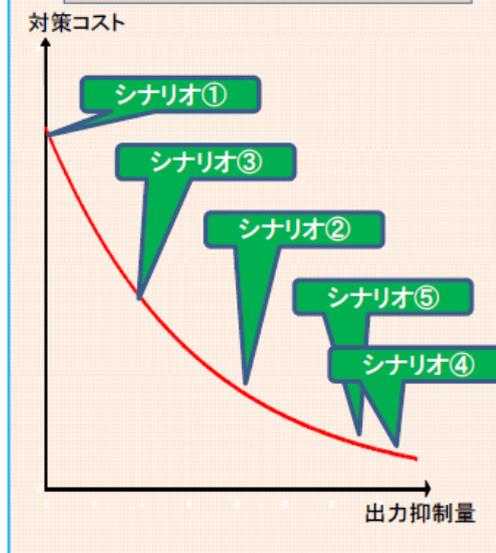
2020年までの対策シナリオごとのコスト試算結果

(太陽光発電2,800万kW導入ケース)

(将来価値で試算、単位:兆円)

シナリオ	合計	うち、蓄電池設置コスト	余剰電力対策に係る蓄電池設置が必要となる太陽光発電導入量
①出力抑制なし (系統側蓄電池)	16.2	15.1	1,000万kW以降 (2015年見込)
①'出力抑制なし (需要家側蓄電池)	45.9~57.2	45.4~56.7	1,000万kW以降 (2015年見込)
②年間14日出力抑制	3.67	2.80	1,300万kW以降 (2016年見込)
③年間14日半量抑制	8.54	7.56	1,000万kW以降 (2015年見込)
④年間30日出力抑制	1.36	0.55	2,700万kW以降 (2020年見込)
⑤年間30日出力抑制+EV等活用	1.45	0.55	2,900万kW以降

出力抑制と系統安定化対策コストの関係 (イメージ)



<コスト試算の前提条件>

- 蓄電池設置対策以外の対策としては、出力抑制機能を付加したパワーコンディショナーの導入、需給制御システムの改修、需要創出対応 (EV等活用) のためのスマートインターフェース導入等が想定される。
- 蓄電池設置コストには、余剰電力対策の他、周波数調整対応のための蓄電池設置も含まれる。

系統安定化対策に係る負担額の試算結果 (2,800万kW導入ケース)

シナリオ	2020年までの負担総額	2020年時点の年間負担額	2020年時点負担額		太陽光発電の利用率
			標準家庭 (円/月)	一人当たり (円/年)	
①出力抑制なし (系統側蓄電池)	16.24兆円	3.18兆円	901円	26,477円	12.0%
②年間14日出力抑制	3.67兆円	0.79兆円	223円	6,561円	11.7%
③年間14日半量抑制	8.54兆円	1.65兆円	467円	13,711円	11.9%
④年間30日出力抑制	1.36兆円	0.21兆円	58円	1,709円	11.4%
⑤年間30日出力抑制+EV等活用	1.45兆円	0.22兆円	63円	1,859円	11.6%

※標準家庭は月300kWh使用すると想定
一人当たり負担額は、年間負担額を1.2億で割ったもの

- 今後、太陽光発電導入ペースや蓄電池の生産能力を踏まえ、社会的コスト低減の観点から、国民理解の下、ある時期以降適切な出力抑制を行うことも一案。
- 系統安定化対策について、以下の事項を踏まえ、費用負担の詳細ルールの策定を含めた更なる検討を進めることが必要。
 - ・太陽光発電と蓄電池の協調制御など、技術的実現可能性等の検証
 - ・いわゆる「スマートグリッド」関連の技術開発動向

「再生可能エネルギーの全量買取に関する PT (2009年11月~2010年6月開催)」試算

<http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004629/index.html>

当時、太陽光の最大導入量を 2800 万 kW とし、その際、出力抑制を行わず全ての発電量を有効利用するためには、2020 年までに 16.24 兆円が、年間 30 日間の出力抑制を行う場合には 1.36 兆円の安定化コストが必要と試算された。尚、基本問題委員会で前提とされる 2030 年の PV 導入量は全選択肢で 5340 万 kW、中環審では 6591 (低位) ~10060 万 kW (高位) となっている。

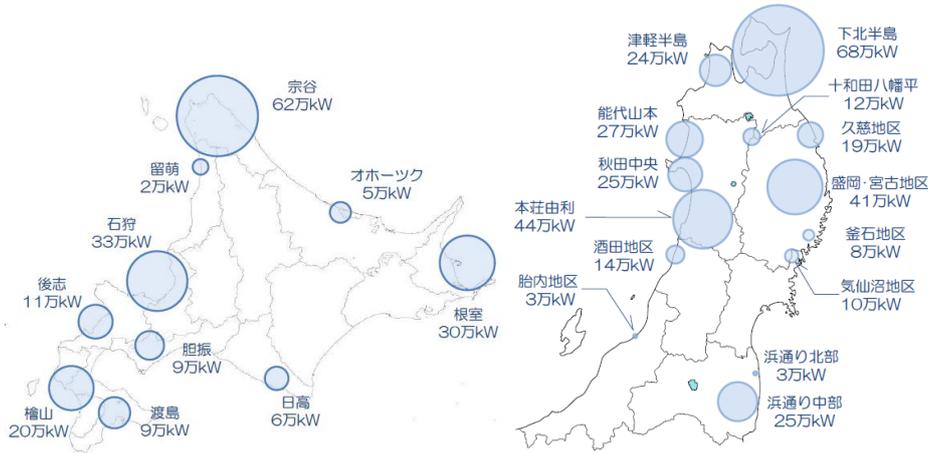
参考4: 系統増強コスト(賦課金には含まれていない)

第3回地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会

北海道・東北地域における H23 年度風力受付応募量全量を導入する場合の系統対策について(北海道電力・東北電力)より抜粋

[北海道・東北地域における風力・太陽光の導入計画と課題]

- 国内の風力発電の適地は北海道や東北などの一部の地域に集中
- H23 年度末に北海道に 28.9 万 kW、東北に 55.5 万 kW の風力が連系
- 更に北海道で 187 万 kW、東北で 324 万 kW の風力と、北海道で 90 万 kW の太陽光の連系希望
- 現在の系統余力は北海道が 56 万 kW、東北が 200 万 kW しかなく、系統増強が必要



[地域内送電網の増強]

- 北海道：730km の送電線新設 (2000 億円、5~15 年)
- 東北：350 km の送電線新設 (700 億円、5~10 年)



[地域間連系線等の増強]

- 風力等の大量導入により、出力変動に対応する火力などの調整力が不足し、域内での系統周波数適正維持困難化
- 電力需要が大きく、不安定電源に対する調整力を有する東京への連系のための系統増強が必要
- ・北本連系：60 万 kW×3 系統増強 (5000 億円)
- ・東北基幹系統：日本海方面 500kV 送電線 450km 新設 (3300 億円)
- ・東北東京間連系：500 kV 第二連系線 60km 新設 (700 億円)

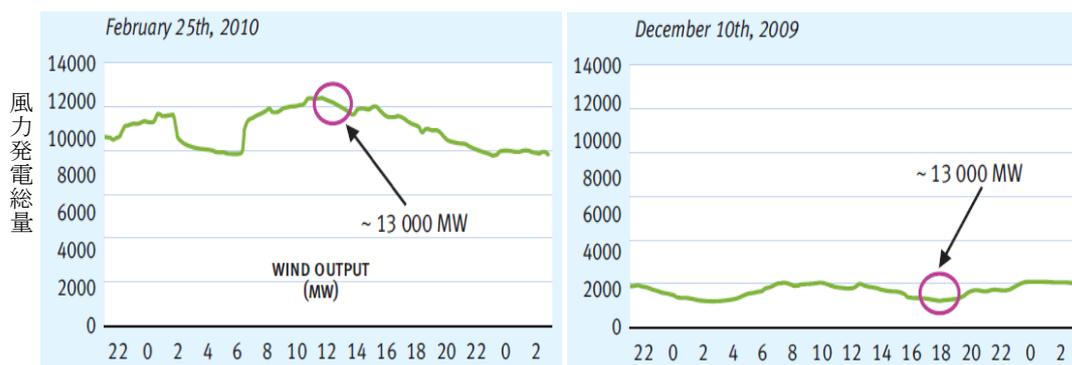


北海道東北に約 600 万 kW の風力・太陽光設置に必要なコスト
 域内送電網 2000+700+地域間連系線 5000+3300+700=11700 億円

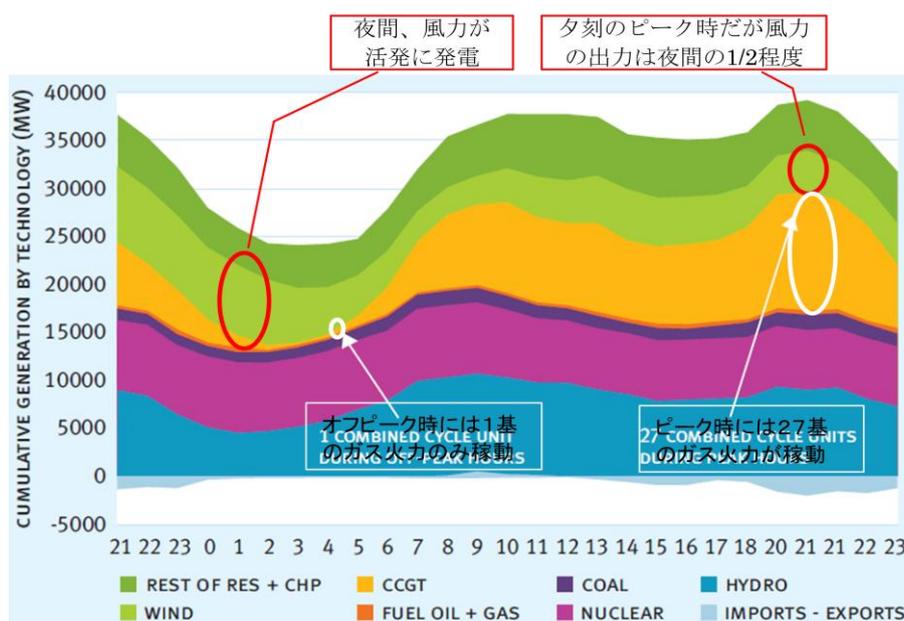
参考5: 火力によるバックアップコスト(賦課金には含まれていない)

第 23 回基本問題委員会資料 3 より抜粋

- 太陽光、風力ともに、1年を通じてみれば、太陽光発電で平均約12%、風力で平均約20%となるそれぞれの設備利用率に応じ、一定した発電量が期待できる。ただし、その出力状況を詳細にみると、季節、天候、時間帯などにより大きな差がある。
- 例えば、風力発電の導入が進んでいるスペインの例を見ると、2010年の2月25日も、2009年の12月10日も、電力需要(760GWh、ピーク時38.5GW)はほぼ変わらなかったが、その日の風力発電による発電総量をみると、2月25日の10,000~13,000MWに対し、12月10日は、1000~2000MW前後と1/5~1/10以下に減っている。



- 風力には、季節や日による出力の違いに加え、一日の中でも出力に変動がある。系統運用の現場では、これら風力全体の出力変動と電力需要自体の変動の双方を、水力や天然ガスなどの出力の調整が可能な電源によって吸収し、需要と供給があうよう調整する必要がある。
- 例えば、以下のスペインのケースでは、一日の間に、水力に加え、ガス火力を1基から27基の間でフルに出力調整することにより、需給変動を吸収している。再生可能エネルギーの導入拡大を図るためには、こうした調整可能な電源を十分に保持しておく必要がある。



スペインにおける2010年3月3日の電力供給の状況