

エネルギー供給WG(補足説明資料)

地球温暖化対策は、中長期的な気候変動被害を防ぐという観点から、全ての再生可能エネルギー等(風力、地熱、中小水力利用、バイオマス利用、コジェネなど)について、最大限の取組を講ずる必要があるが、ここでは特に質問・議論が多かった太陽光発電を中心に補足説明を行う。

【指摘事項①】

住宅用太陽光発電を2020年度までに約1,400万kW(約400万戸)に設置するという見通しは過大な見通しなのではないか。

【ポイント】

○ 従来の見通しは2020年に1,800万kW程度が住宅に普及するというもの。今回は、より精査を行い、2020年に1,400万kWと推計したもの。

[これまでの政府の計画]

○ 2009年6月に麻生総理大臣(当時)が「太陽光発電を現在の20倍にする、太陽光世界一プラン」を提唱。これを受けて「経済財政改革の基本方針2009」(2009年6月閣議決定)では、「2020年頃に再生可能エネルギーの対最終エネルギー消費比率を世界最高水準の20%程度へ、太陽光発電を20倍程度へ」という目標が示されている。

○ この目標を受けて作成された資源エネルギー庁の「長期エネルギー需給見通し(再計算)」(2009年8月)では、2005年に140万kWであった太陽光発電を2020年に2,800万kWにするという想定を掲げており、内訳として住宅に約7割、約530万戸(約1,800万kW)の普及を見込んでいた。

○ なお、資源エネルギー庁の調査によれば、太陽光発電が設置可能な一戸建ての数は1,200万戸と推計されており、設置済みの90万戸を差し引いても1,100万戸が今後設置可能な一戸建てと考えられることから、約400万戸に設置をすることは十分可能と考えられる。

[これまでの政府の計画](続き)

- また、電気事業連合会においてもホームページにおいて「太陽光との連系については、局所的な集中設置の場合を除き、**電力合計で1,000万kW*まで受け入れ可能**であることを、電気事業者は2008年5月に公表しています。(2009年1月 経産省の低炭素電力供給システム研究会)」と言及している。

※特異日の出力抑制を行えば、2,800万kWまで可能となる見通し。

[現時点での導入速度から想定される導入量とモデル分析による見通しとの比較]

- 2010年時点で、日本の太陽光発電の普及は約362万kWであり、このうちの約8割(**約290万kW**)が**住宅用**と見込まれる。
- 2011年の国内出荷量は太陽光発電協会によると、全体で**約130万kW(うち住宅用が110万kW)**となっている。
- 今後も現行の余剰買取制度と同程度の支援レベル(投資回収年数10年程度(事業IRR8%程度に相当))が継続され、2011年と同程度の導入がされた場合に見込まれる住宅への太陽光発電の導入量は**1,420万kW**(=290万kW+110万kW×10年+110万kW/4)であり、2020年度までに約1,400万kW(約400万戸)というモデル分析による見通しはそれと比べても妥当な値と考えている。

(参考)長期エネルギー需給見通し(再計算)(平成21年8月)における見通し

太陽光発電

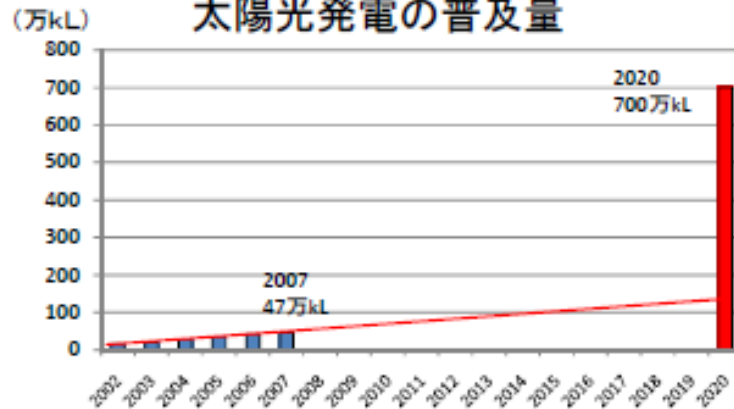
長期エネルギー需給見通し(再計算)における想定

2020年に2005年の20倍程度まで拡大(設備容量)

約15百万tCO2 約8兆円

※系統安定化コストは含まない

太陽光発電の普及量



類型:A

現時点における対策の進捗状況により下記の類型に分類
 類型A: 今後急速な普及が必要となるもの
 類型B: 過去数年で急速に普及が進んでいるが、更に加速度的な普及が必要なもの
 類型C: さらなる普及拡大を図る必要があるが、社会的・制度的な課題があるもの

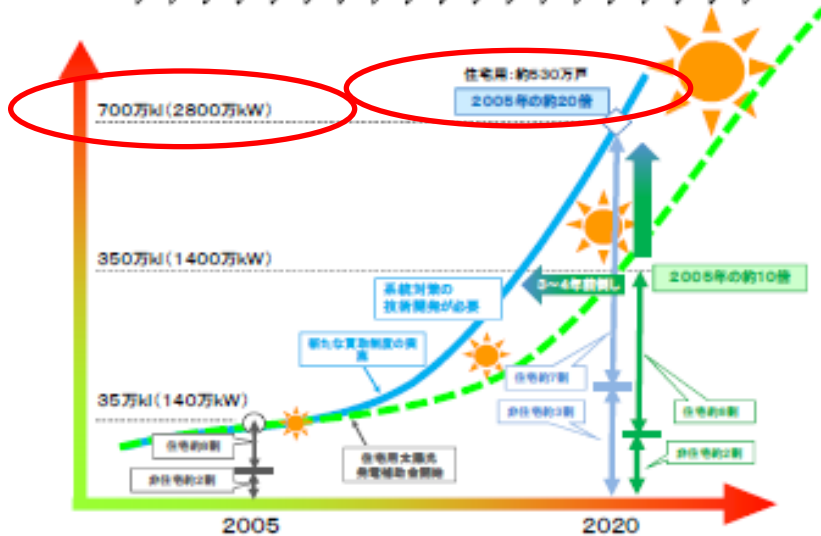
これまでの主な関連政策

- RPS法(電気事業者に新エネルギー等から発電される電気を一定割合以上利用することを義務づけるもので、2003年施行)
- 住宅用太陽光発電導入支援対策費補助金(住宅用太陽について、約7万円/kWを補助)(2009年度:200億円)
- 太陽光発電の新たな買取制度(太陽光発電の余剰電力を一定価格で10年間買い取る)
- 大規模電力供給用太陽光発電系統安定化実証試験(2009年度:20億円)

【課題】

- 加速度的な導入量の増加が必要
- 初期コストの低減
- 新たな買取制度の実施・運用
- 住宅用太陽光に対する補助金
- パネルの耐久性
- 導入量が増加するにつれ、日当たりが比較的悪いところに設置することになるなど、効率が低下
- 系統安定化対策が前提
- 発電効率の向上

※本資料は、モデル計算上の仮の前提を提示するもの

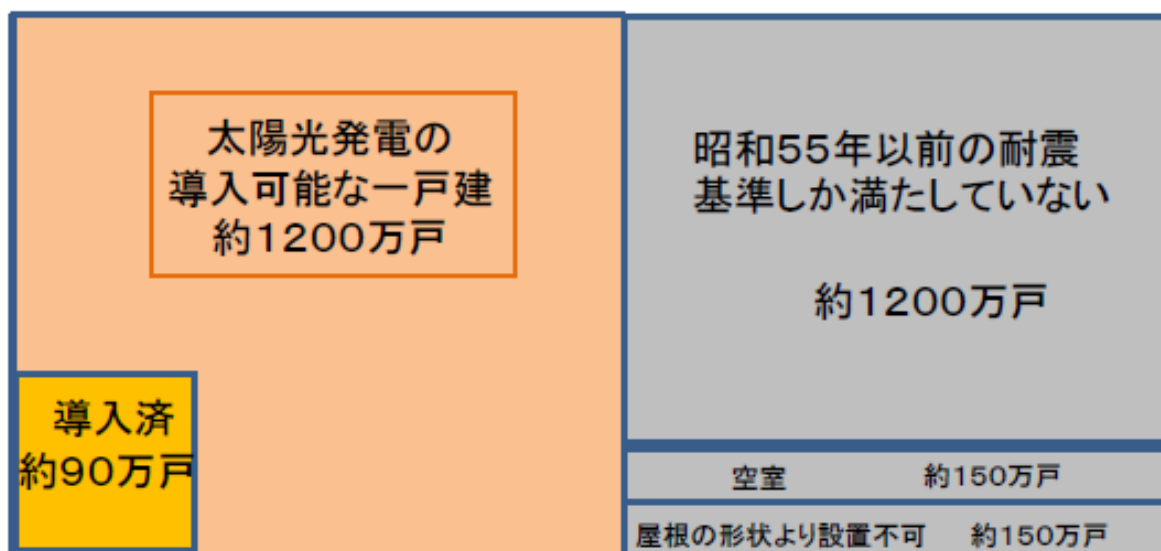


(参考)

一戸建てにおける太陽光発電導入のポテンシャル

- 我が国の足下の導入量は90万戸程度。2020年代のできるだけ早い時期に1,000万戸の導入を達成するためには、毎年度90万戸程度の導入が必要。このためには、一般の御家庭でも比較的導入がしやすい「屋根貸し」制度の導入等の工夫が必要ではないか。

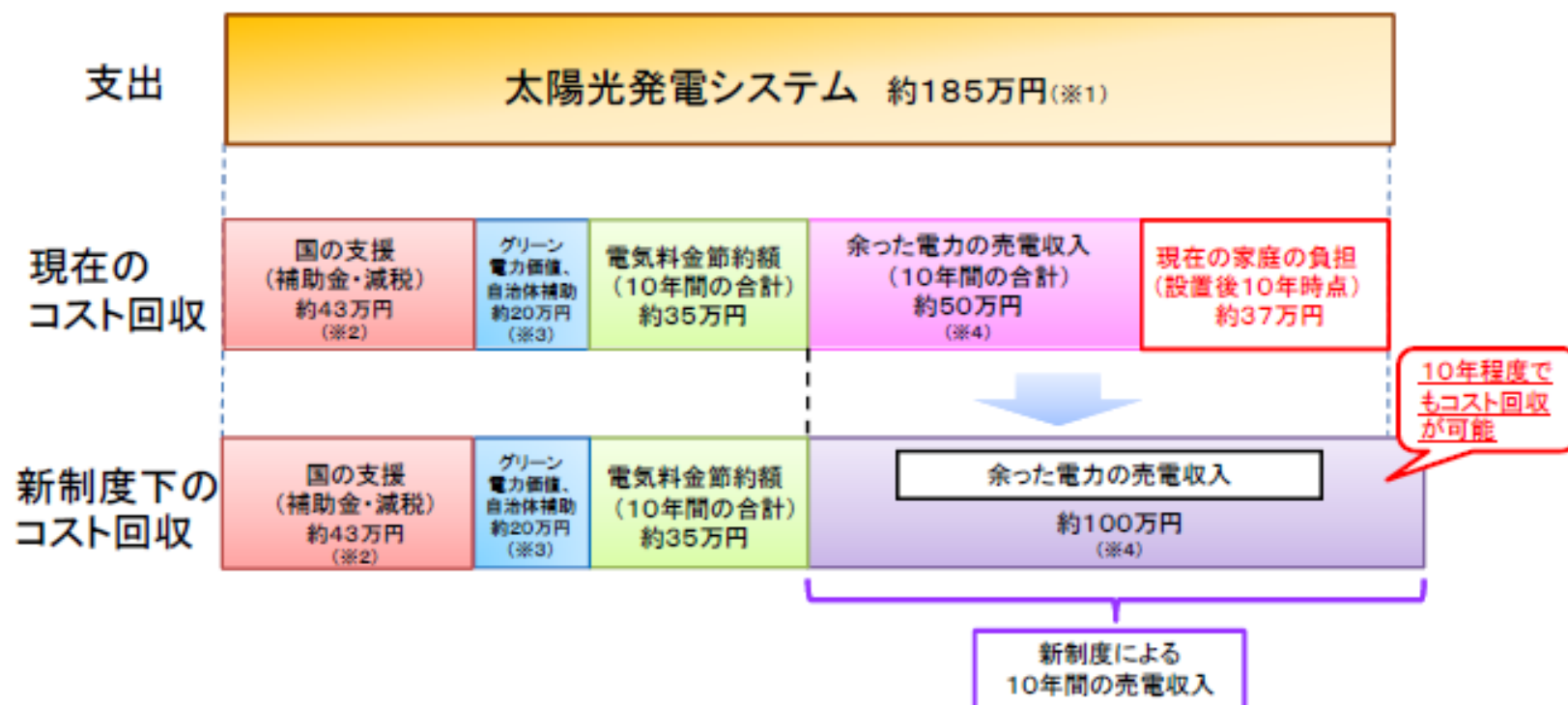
我が国の一戸建て総数：約2700万戸



日本全国に約2,700万戸ある1戸建てのうち、約1200万戸は昭和55年以前の耐震基準であるため、重い太陽光パネルを屋根に設置することが困難であると仮定。また、150万戸は空室であるため太陽光パネルが設置されないものと仮定。150万戸は屋根の形状(例えば急な角度の屋根)により設置困難であると仮定。こうした仮定の下で推計すると、日本全国で太陽光パネルを設置可能な一戸建ては約1200万戸。そのうち、現時点で90万戸に導入済み。

(出典)平成22年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業<太陽光発電及び太陽熱利用の導入可能量に関する調査(委託先:みずほ情報総研)>より資源エネルギー庁作成

○**新築住宅**に3.5kWのシステムを設置した場合、標準的なケースでは10年程度で回収が可能。



※1 太陽光発電システム価格は平成21年1月～3月に受理した補助金申請実績に基づき試算。なお、システム設置に係る金利・メンテナンス費用や設置後に発生する修繕費等は考慮していない。

※2 補助金:1kWあたり7万円+住宅ローン減税(約19万円)

※3 グリーン電力価値売却収入(自家消費分)については、1kWhあたり約5円として試算。証書発行事業者との個別契約等が別途必要。

自治体補助の有無は自治体により異なるが、支援措置を講じている自治体(都道府県・市町村レベル)の補助額平均は1kWあたり約3.8万円(平成20年度)。(例)東京都では、平成21年4月から1kWあたり10万円の補助制度を実施。

※4 売電比率:平均6割、発電効率:約12%、売電単価:現状24円/kWh→新制度48円/kWhとして試算。

【指摘事項②】

太陽光発電の支援策の1つとして固定価格買取制度の検討結果を示しているが、諸外国の成功事例を引用しているだけであり、日本での適用可能性についての検討が不足しているのではないか。

【ポイント】

○ 今回の検討は、他国の固定価格買取制度の成功事例や失敗事例を踏まえつつ、我が国での太陽光発電が、施策の強度に応じて導入量がどれだけになるかについて、精査を行ったものである。

[固定価格買取制度の意義]

○ 固定価格買取制度は、太陽光発電のように現時点での価格は高いものの普及量に応じて価格低減が見込まれる設備については、

- ・買取価格・期間を示すことで事業・投資回収に関する予見可能性を高め、事業者や家庭の先行設置を促して普及拡大を進める
- ・普及量の増大に伴い価格が低減することで、更に普及が進むことを促すものである。

(仮に、固定価格買取制度のような支援制度がない場合には、現時点での価格が高いため、各主体が設置を先送りし、価格低減を待つことが最も合理的な判断となるが、各主体が合理的な判断をすることで、技術自体の価格は高止まりし続けることとなる。)

[今回試算において用いた太陽光発電の買取価格・期間について]

- 太陽光発電の買取価格・期間については、ある程度国によって状況が異なると考えられることから、
 - ・非住宅用の太陽光発電やメガソーラーでの事業IRRと新規導入量との関係式については、**日本と他国の長期金利の違いを考慮して補正**を行った、
 - ・事業IRRについてもどの程度の値になると持続的な普及が見込めなくなるかについての詳細な検討を**他国の実例に学んで検討**を行い、**事業IRRとして6～10%という値を用いて**太陽光発電の導入量をエネルギー供給WGとして試算した。
 - ・なお、IRRが10%を越える水準となると、単年度に想定を大きく越える普及拡大により、むしろ太陽光発電の普及拡大が阻害されるおそれがあり、**事業IRRを高くすれば高くするだけ普及が進むといった単純な想定は行っていない。**

- どの程度の支援水準になれば持続可能な普及が阻害されるおそれがあるかは実績から学ぶしかないものの、日本においては、非住宅用の太陽光発電、メガソーラーの市場が今まで検証可能な程の規模に成長していなかったことから、エネルギー供給WGでの検討においてはドイツの先行事例から学術的な検証結果を参照しつつ、事業IRRの設定を行ったものである。また、**住宅用太陽光発電については、我が国の実績から将来の普及見通しについての精査**を行った。

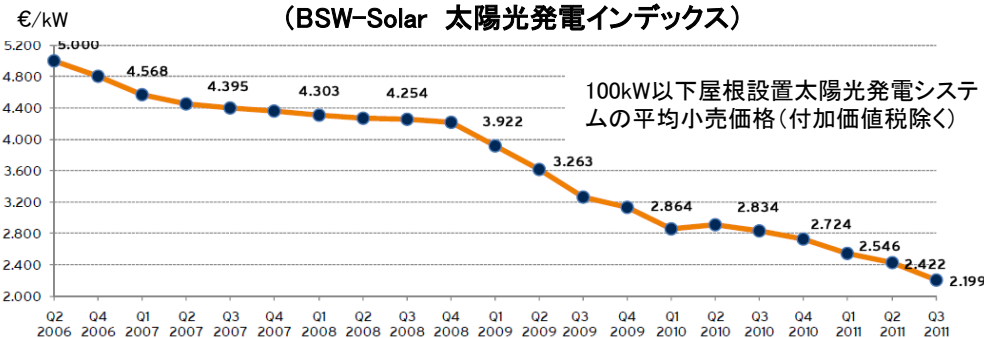
[ドイツにおいて買取価格引き下げの検討が行われていることについて]

- ドイツにおいては、普及量が1,700万kWを超え、システム価格についても日本の半額以下に低減していることから、**買取価格の機動的な見直し**が提案されること自体は、発電コストを勘案して買い取り価格を決めるという**固定価格買取制度の基本的考え方から当然**のことと考えている。
- ドイツは、システム価格を半減させるという目標(日本が太陽光の余剰買取制度を2009年に創設したときに目指していたのと同じ目標)を既に達成している状態となっており、太陽光発電の普及が進んでいない日本とは異なる状況にあることを踏まえて分析する必要がある。
- 我が国においても太陽光の余剰買取制度の導入・普及量の増加に伴って**住宅用太陽光の価格は年々低減**しており、買取価格の引き下げを機動的に行うことで持続的な普及の拡大を目指すことは我が国においても重要と考えている。
- なお、エネルギー供給WGの分析においても、**2020年頃には太陽光発電の価格が十分に下がり、固定価格買取制度の新規受付は終了**することが見込まれており、我が国においても**太陽光発電への優遇措置が年々縮小**されていくことが見込まれている。

参考(6)太陽光発電のコストの海外との比較(1/2)

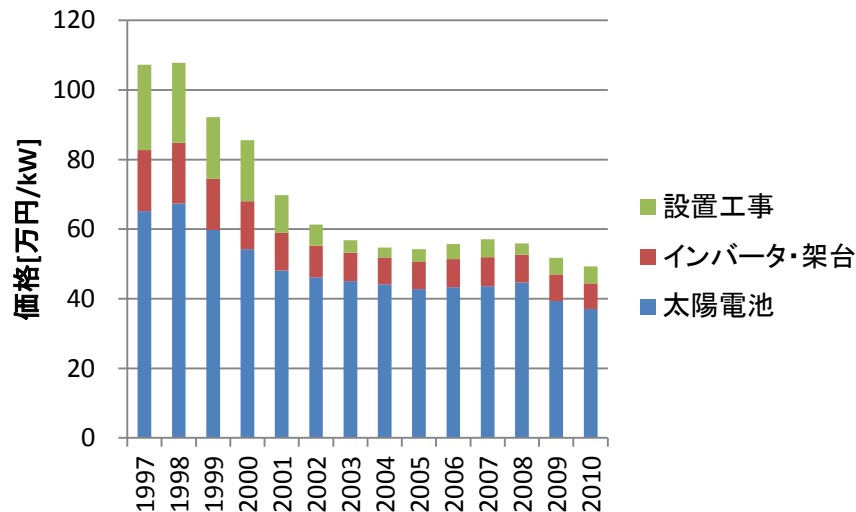
- 中国・台湾を中心とした太陽光発電生産設備への大規模な投資と、金融危機を受けた太陽光発電導入停滞により、2009年には太陽光発電システム価格が大幅下落した。
- ドイツでは2006年からの5年間で、太陽光発電システム価格が50%以上下落した。
- 日本でも、高止まりしていた太陽光発電システム価格が低下に転じた。

ドイツの太陽光発電システム価格 (BSW-Solar 太陽光発電インデックス)



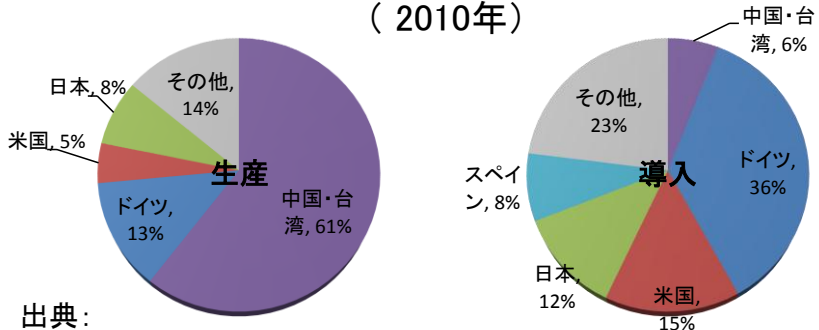
出典: BSW-Solar(ドイツ太陽光発電工業協会)資料

日本の太陽光発電システム価格



出典:「平成22年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁, 2011)より作成

太陽電池セル生産国と太陽光発電システム導入国 (2010年)



出典:
<http://www.semi.org/en/node/38346?id=sgurow0811z>
http://www.solarserver.com/solarmagazin/solar-report_0707_e.html

出典: エネルギー供給WG参考資料より

ドイツの固定価格買取制度の現状(ドイツ環境省と経済技術省との共同プレスリリース)

- (1) 2012年2月24日ドイツ環境省及び経済技術省は、再生可能エネルギーの固定価格買取制度のうち、太陽光発電に関して改定案を発表。
- (2) 改定案については、今後、独連邦議会で審議される予定。

【改定案の主な内容】

- (1) 2012年3月9日から太陽光発電の買取価格を20～29%引き下げ。
- (2) 1万kW以上の太陽光発電は買取対象から除外。
- (3) 2012年5月から買取価格の改定頻度を半年毎から月ごとに変更。毎月0.15ユーロセント/kWh引き下げていくことを予告。
- (4) 2012年3月9日以降に系統に連系する設備については、買取対象電力量を年間発電量の85～90%に制限する。
また、現行制度においては500kW以下の太陽光発電設備については、屋内での自家消費分にも一定の額を支払う制度を導入していたが、2012年3月9日以降廃止(自家消費してもなお余った電気についての買取は引き続き継続)。
- (5) 年間設備設置目標から導入実績が逸脱した場合、環境省は経済技術省と合意の上で、買取価格の修正を図る省令を制定できる。

※2012年2月24日にドイツ連邦政府が発表した文書に基づき作成。

(参考)

導入見込量⑥ 再生可能エネルギー導入による便益

- 2020年時点での再生可能エネルギー導入がもたらす効果は以下のとおり(現時点で定量評価可能なもののみを示した)。

温室効果ガスの削減	2020年に2,900~8,000万t-CO ₂ の削減 ¹⁾ 2020年までの累積効果は3,200~8,000億円 (CO ₂ クレジット価格20~30\$/t-CO ₂ 、割引率3%で2010年価値換算)
エネルギー自給率の向上	2020年に少なくとも7~10%程度又はそれ以上 (省エネの進み具合によって変わり得る) ※直近年のエネルギー自給率は5%程度
化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果	2020年に3,100~9,100億円/年 ※2010年の化石燃料輸入金額は約17兆円、GDP比で3.5%
産業の国際競争力の強化	2012~2020年平均で生産誘発額6~9兆円、粗付加価値額2~4兆円 ²⁾ (いずれも割引率3%で2010年価値換算) ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、国外への機器輸出入分、大規模火力における燃料投入減による負の影響を含む。
雇用の創出	2012~2020年平均で30~48万人 ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、国外への機器輸出入分、大規模火力における燃料投入減による負の影響を含む。

雇用創出効果等の定量的評価については、ドイツの事例等を単純に引用したものではなく、日本の産業連関表を用いて分析を実施

1) 直近年から増加した分の再生可能エネルギーが、火力発電や化石燃料起源の熱を代替した効果として試算した。

2) 生産誘発額、粗付加価値額及び雇用創出については、大規模火力で考慮した負の影響の他に、エネルギー価格上昇による他産業への影響、産業の海外移転等の影響が生じる可能性がある。

【指摘事項③】

再生可能エネルギーが大量に普及した際の系統への影響について、分析がされていないのではないか。

【ポイント】

- 再生可能エネルギーが大量に普及した際の系統への影響については、2030年時点までに想定される影響についての分析を定量的に行った。

[系統安定についての考え方]

- 太陽光を導入した場合の系統安定についての課題としては、
 - ・電力会社単位での課題として「周波数調整力の不足、余剰電力の発生」、
 - ・地区レベルの課題として「末端の配電網での電圧上昇」が挙げられる。
- 前者の課題については、2030年に太陽光発電を約1億kW、風力を約3,000万KW導入した際の系統への影響について定量的にモデル分析により評価を行い、大量の蓄電池を設置しなくても
 - ・ブロック単位での一体運用、
 - ・電気自動車やヒートポンプ式給湯等の活用による需要の能動化、
 - ・既存の揚水発電の活用
 - ・必要に応じた再生可能エネルギーの出力抑制により対応可能と考えられることを分析している。
- 後者の課題については、太陽光発電と風力発電を合わせた導入量に応じて2012年から2030年までに3～5兆円の系統対策費用が見込まれることを分析している。

エネルギー供給WG(補足説明資料2)

地球温暖化対策は、中長期的な気候変動被害を防ぐという観点から、全ての再生可能エネルギー等(風力、地熱、中小水力利用、バイオマス利用、コジェネなど)について、最大限の取組を講ずる必要があるが、ここでは質問・議論があった系統の安定性の検証を中心に補足説明を行う。

【指摘事項①】

再生可能エネルギーが大量に普及した際の系統への影響について、分析がされていないのではないか。

【ポイント】

○ 再生可能エネルギーが大量に普及した際の系統への影響については、2030年時点までに想定される影響についての分析を定量的に行った。

[系統安定についての考え方]

○ 太陽光を導入した場合の系統安定についての課題としては、

- ・電力会社単位での課題として「周波数調整力の不足、余剰電力の発生」、
- ・地区レベルの課題として「末端の配電網での電圧上昇」が挙げられる。

○ 前者の課題については、2030年に太陽光発電を約1億kW、風力を約3,000万KW導入した際の系統への影響について定量的にモデル分析により評価を行い、大量の蓄電池を設置しなくても

- ・ ブロック単位での一体運用（必要に応じ連系線を強化）、
- ・ 既存の揚水発電の活用
- ・ 電気自動車やヒートポンプ式給湯等の活用による需要の能動化（電力需要を電力供給の多い時間にシフト）、
- ・ 必要に応じた再生可能エネルギーの出力抑制

により対応可能と考えられることを分析している。

○ 後者の課題については、太陽光発電と風力発電を合わせた導入量に応じて2012年から2030年までに3～5兆円の系統対策費用が見込まれることを分析している。

【再生可能エネルギー電力を導入する場合の系統対策費用や需給調整への影響】(概要)

○将来の電力需給システムにおいて、再生可能エネルギー電力の大量導入に伴い、数分から20分程度の短周期の変動に対する周波数調整力の不足、ゴールデンウィークなどの軽負荷時に余剰電力の発生による火力発電の調整力不足などの懸念に対応し、電力需給バランス維持を図るために必要な系統対策費用は、
対策・施策中位ケースで約4.9兆円、
対策・施策高位ケースで約5.0兆円
と試算される。

○また、原子力の比率に応じて、電力需給バランスの維持のために、需要の能動化(電気自動車やヒートポンプの活用)、揚水発電の活用、必要に応じた太陽光発電や風力発電の出力抑制を考慮した上で定置型蓄電池が必要か否かを定量的に検証したところ、

原発0%、対策・施策高位ケース 及び 原発15%、対策・施策高位ケース
→不要

原発20%、対策・施策高位ケース
→2030年までに8,000億円程度の定置型蓄電池整備が必要

原発25%、対策・施策高位ケース
→2030年までに2.8兆円程度の定置型蓄電池整備が必要

と試算された。

○以上より、電力需給バランス維持を図るために必要な系統対策費用の概算は以下のとおり、

原発0%、高位・・・約5.0兆円

原発15%、高位・・・約5.0兆円

原発15%、中位・・・約4.9兆円

原発20%、中位・・・約5.7兆円(=4.9+0.8)

原発25%、中位・・・約7.7兆円(=4.9+2.8)

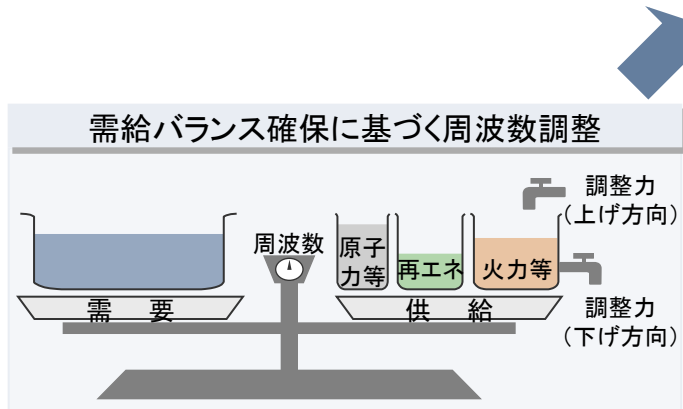
電力需給調整① 再生可能電源の大量導入に伴う課題

- 再生可能電源のうち、特に太陽光発電や風力発電は天候や時刻によって出力が変動し、これらが既存の電力系統に大規模に導入された場合、平常時・事故時、局所・系統全体といった各場面で**電力安定供給に影響**が生じる可能性が指摘されている。

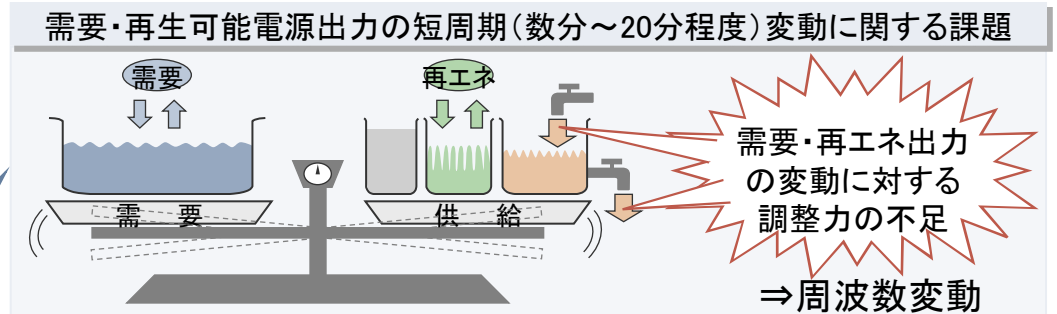
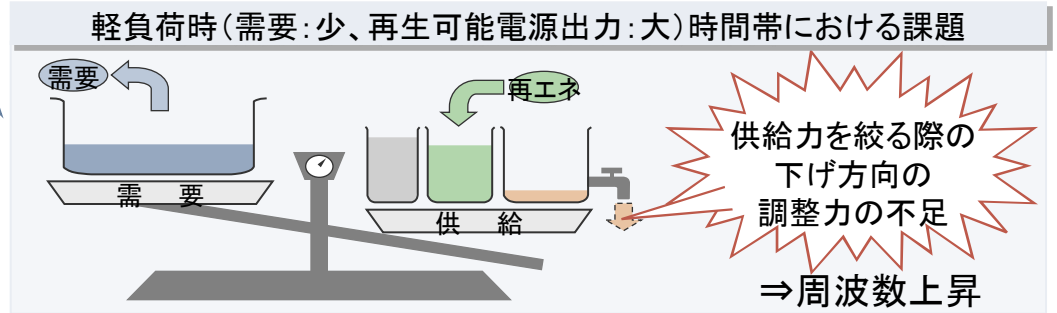
	平常時	事故時
局所的課題	■ 電圧上昇、潮流変動	■ 単独運転
大局的課題	■ 周波数調整力の不足、余剰電力の発生	■ 系統擾乱の影響拡大、系統安定度の低下

<平常時の大局的課題>

- 電力系統では、需要と供給のバランスが崩れると周波数が変化する。このため、常に需要と供給のバランスを維持するように系統は運用されている。
- 再生可能エネルギー電源の大量導入に伴い、数分～20分程度の短周期の変動に対する調整力不足、軽負荷時に供給力を絞る際の調整力不足といった、需給バランス維持の困難化が顕在化するおそれがある。
⇒**1時間レベルでの需給バランス**および**短周期変動に対する調整力**の両者を確保する必要がある。



注) 調整力: 周波数調整を行うことのできる発電所の持つ、調整可能な容量。



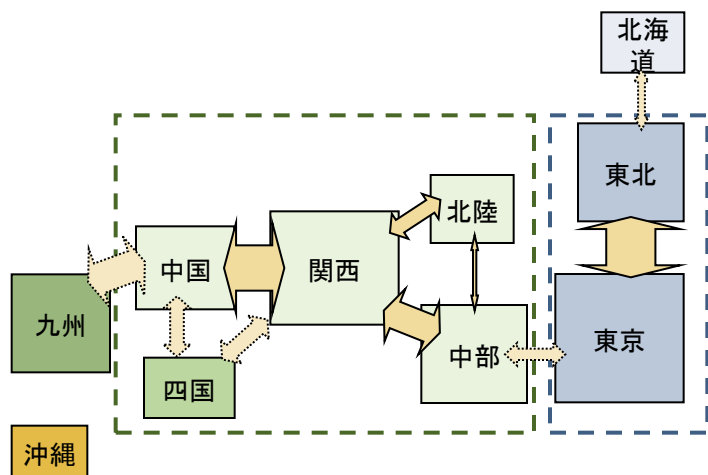
電力需給調整② 系統シナリオ定量分析の全体像

■ 再生可能エネルギーの導入に応じた電力系統の将来見通しを検討。再生可能エネルギーの導入制約および対策シナリオを、以下の点から定量的に評価した。

- 1) 系統対策なしで太陽光と風力がどこまで入るか
- 2) 系統対策が必要となった場合、いかに安価な対策費用で導入を進められるか

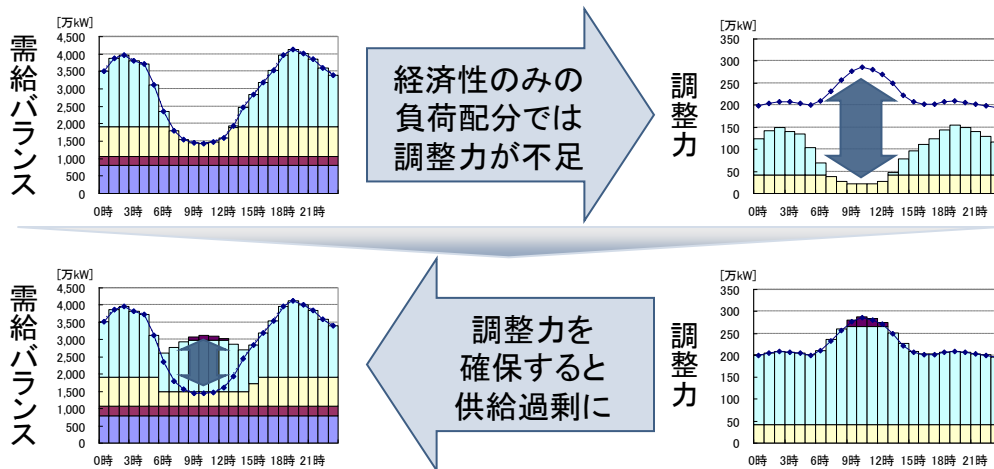
■ 主な特徴は以下のとおり。

- ① **太陽光発電と風力発電の両者**が大規模に導入された状況を想定。
- ② 再生可能エネルギー導入や電源構成等の地域差を考慮するため、全国大ではなく**地域ブロック別**に分析。
- ③ 1時間レベルでの**需給バランス**および時々刻々の変動に対する**調整力**の制約を考慮し、系統運用を模擬。
(電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の系統制約は対象外)
- ④ 系統運用が困難な局面では、**需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の順**に対策を実施することを想定し、必要となる対策量を試算。



※同一ブロック内では、**連系線を活用した一体的運用**を想定(ただし地域間連系線の容量制約は考慮しない)

図 地域ブロック



経済性のみの
負荷配分では
調整力が不足

調整力を
確保すると
供給過剰に

需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制

出典) 荻本和彦, 池田裕一, 片岡和人, 池上貴志, 野中俊介, 東仁「長期の電力需給計画における再生可能エネルギー大量導入の課題解決の可能性検討」エネルギー・資源学会エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(2012年)の手法に基づき系統運用を模擬

図 系統運用計画の考え方(イメージ)

電力需給調整③ 分析条件・結果

- 太陽光発電および風力発電の地域別導入量、出力特性等の一定の前提条件に基づき、太陽光発電および風力発電の導入量 **高位ケースにおける2030年の系統運用**を分析した。
 - 全国平均では、特段の対策を講じない場合には再生可能電源の出力を約7%抑制する必要があるが、需要の能動化（EV,HPの活用）、揚水発電の積極活用により、**出力抑制量を5%以下に軽減**できる見込み。
 - 北海道では、需要能動化および揚水発電の活用時においても、再生可能電源の出力抑制必要量は約10%となる見込みであり、域内での需要拡大、系統の増強又は他地域での風力発電の優先的な整備が必要と見込まれた。他方で、東日本、中日本では、出力抑制必要量は5%程度又はそれ以下と見込まれ、風力発電を更に普及させる余地があることが見込まれた。

表 前提条件

分析年、地域単位	■ 2030年時点、全国5地域ブロック
需要	地域・時刻別需要 ■ 現状実績＋能動化機器分
	能動化機器 ■ ヒートポンプ給湯機1,430万台、電気自動車600万台 ■ うち能動化対象3割
	短周期変動 ■ 当該時刻需要比3%
再生可能電源	導入量 ■ 太陽光：10,060万kW(高位ケース)、地域別の電力需要量で地域配分 ■ 風力：3,252万kW(高位ケース)、導入ポテンシャル等を基に地域配分 ^{注)}
	地域・時刻別出力 ■ 太陽光：2010年の都道府県別×1時間別の利用率推計値の加重平均 ※利用率推計値の出典：大関、Joao、高島、荻本「太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討」電気学会新エネルギー・環境メタボリズム社会・環境システム合同研究会(2011年) ■ 風力：将来の大規模導入時を想定した地域別×1時間別の利用率推計値 ※出典：荻本、池上、片岡、斉藤「電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析」電気学会全国大会(2012年) ※2010年全国43ウインドファームの実績発電量に基づき、将来の大規模導入時における均し効果を含めた電力システム別の風力合計発電量の想定
	短周期変動 ■ 太陽光：当該時刻出力比10% ■ 風力：設備容量比15%
従来電源	設備容量 ■ 火力：現状設備＋一定の設備増強を考慮(供給予備率5%の確保) ■ 流入水力：現状設備 ■ 揚水：現状設備＋建設中発電所
	調整力 ■ 火力：定格容量比5% ■ 揚水：発電時出力比20%(可変速機は揚水時にも調整力あり)

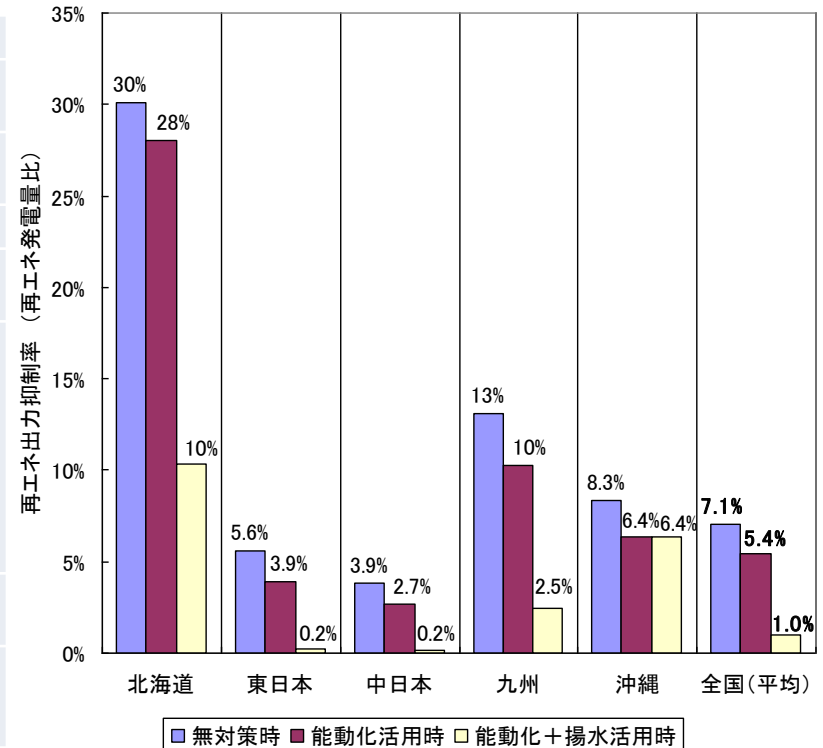


図 再生可能電源の出力抑制量
(再生可能電源導入量: 高位ケース)

注) 需給調整の検証のための風力発電の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定。実際には地域の導入ポテンシャル及び系統設備容量を考慮して、より導入に有利な地点から導入が進むことが想定されることに留意が必要。

電力需給調整④ 分析から得られる示唆・留意点

- モデルの考え方、パラメータ設定等、引き続きの検証が必要であるが、現時点で得られる示唆は以下のとおり。
 - 太陽光、風力の大量導入時の出力特性は、現時点では不確実性を伴う。
 - 系統影響評価および対策検討の精緻化のためには、**太陽光、風力の出力データ計測・解析**の進展が求められる。
 - 需給バランスおよび調整力の確保対策として、**連系線の活用による複数系統の一体運用は大きなポテンシャル**を有する。
 - ただしこれを実現するためには、地域間連系線の容量制約、事故時の影響波及等の各種課題への対応が必要。
 - **需要の能動化、揚水発電の積極活用**により、**再生可能電源の出力抑制**の必要量を低減することが可能。
 - 能動化、出力抑制を実運用に活かすためには、需要家等の**受容性**を高めるとともに対策の**実効性**を高めることが重要。
 - そのためには、能動化や出力抑制のための必要技術や、需給制御に留まらない新サービスを付加した製品の開発・普及、関連制度の整備を進めることが求められる。
 - 系統側の対策として、**火力の調整力増強に向けた技術開発**や**より安価な系統連系線の技術開発**を実施することが必要。**系統安定化対策の必要のある地域に工場、データセンター等の立地を促すような誘導施策の検討**も必要。
- なお、本分析の留意点は以下のとおり。
 - 調整力確保のために低出力で運転する火力発電機が増加すると、発電効率が低下し、燃料費やCO2排出は増加することとなる。これらの影響評価については今後の検討課題。
 - 揚水発電の積極活用を想定したが、実際には定期点検や貯水池容量、週間運用等を考慮する必要がある。
 - これらを考慮すると、揚水活用による需要創出量は下振れするため、再エネ出力抑制量は大きくなる可能性。
 - 系統制約として需給バランスおよび調整力に注目したが、実運用においては、電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の制約も存在。
 - これらを考慮すると、再生可能電源の出力抑制の必要量は大きくなる可能性があり、制約を解消するためには系統対策が必要となる可能性。

電力需給調整⑤ 系統対策費用の試算結果

- 太陽光発電および風力発電の大量導入の実現に必要な系統対策費用を簡易試算した。対策オプションの違いによる負担影響を把握するため、本需給調整分析の想定に基づくケースと、既往検討に基づくケースを設定し比較した。
- **同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施**を通じ、定置用蓄電池等の導入時期を更に導入が進んだ段階まで遅らせることにより、**系統対策費用を大幅に抑制**することが可能。

系統対策費用の試算条件

		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
コンセプト		■ 太陽光、風力のそれぞれ一方のみの大規模導入を想定した2つの独立したシナリオ	■ 太陽光、風力の両者の大規模導入を想定し、対策の相乗効果等を考慮したシナリオ
シナリオ	太陽光	■ 次世代送配電ネットワーク研究会(資源エネルギー庁、2009年度)による「出力抑制+需要創出・活用+系統側蓄電池シナリオ」に対して、シナリオの継続延長、年次展開を想定	■ 同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施 を通じ、定置用蓄電池の導入時期を後ろ倒し (自動車用市場の先行等による蓄電池価格の低減により、定置用蓄電池の導入に要する社会費用の抑制が期待される)
	風力	■ 日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会による投資額試算(2009年)の既設連系線利用シナリオに対して、同シナリオの年次展開を想定	■ 系統シナリオ定量分析結果に基づき、2030年時点においては、左記ケースに対して 蓄電池、揚水新設を不要化する一方、電圧変動対策としてSVCを増強 。
費用項目	太陽光	■ 配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、 蓄電池 、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転	■ 配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転、 送電系統用SVC 、地域間連系線、気象予測等活用系統運用システム
	風力	■ 風力関連: 蓄電池 、地域間連系線、 揚水発電新規建設 、気象予測等活用系統運用システム	

系統対策費用の試算結果

	既往検討に基づくケース		本分析に基づくケース	
	2012~2030年	2012~2030年	2012~2020年	2012~2030年
低位	1.5兆円(1,660億円/年) うち蓄電池0.8兆円(880億円/年)	9.1兆円(4,800億円/年) うち蓄電池5.7兆円(3,010億円/年)	1.6兆円(1,770億円/年)	3.1兆円(1,640億円/年)
中位	2.7兆円(3,000億円/年) うち蓄電池1.6兆円(1,800億円/年)	17.2兆円(9,050億円/年) うち蓄電池11.9兆円(6,270億円/年)	1.9兆円(2,130億円/年)	4.9兆円(2,560億円/年)
高位	5.6兆円(6,200億円/年) うち蓄電池4.1兆円(4,520億円/年)	19.3兆円(10,170億円/年) うち蓄電池13.0兆円(6,850億円/年)	2.3兆円(2,530億円/年)	5.0兆円(2,650億円/年)

電力需給調整⑥ 【参考】系統対策費用の内訳(1)

系統対策費用の試算結果(2012~2020年)

		既往検討に基づくケース			本分析に基づくケース		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光	配電対策 (柱上変圧器、 配電系統用SVC)	0.2兆円 (260億円/年)	0.4兆円 (400億円/年)	0.5兆円 (570億円/年)	0.2兆円 (260億円/年)	0.4兆円 (400億円/年)	0.5兆円 (570億円/年)
	太陽光発電・ 需要制御装置	0.3兆円 (360億円/年)	0.5兆円 (550億円/年)	0.7兆円 (770億円/年)	0.3兆円 (360億円/年)	0.5兆円 (550億円/年)	0.7兆円 (770億円/年)
風力	送電系統用SVC	—	—	—	0.03兆円 (32億円/年)	0.04兆円 (40億円/年)	0.04兆円 (42億円/年)
共通	蓄電池	0.8兆円 (880億円/年)	1.6兆円 (1,800億円/年)	4.1兆円 (4,520億円/年)	—	—	—
	火力調整運転	0.1兆円 (120億円/年)	0.2兆円 (190億円/年)	0.2兆円 (260億円/年)	0.02兆円 (24億円/年)	0.03兆円 (36億円/年)	0.05兆円 (51億円/年)
	揚水発電 新設	0.02兆円 (18億円/年)	0.04兆円 (40億円/年)	0.04兆円 (45億円/年)	—	—	—
	地域間連系統線・ 地域内系統増強	—	0.004兆円 (4億円/年)	0.004兆円 (5億円/年)	0.9兆円 (1,080億円/年)	0.9兆円 (1,080億円/年)	0.9兆円 (1,080億円/年)
	気象予測等活用 系統運用システム	0.02兆円 (18億円/年)	0.02兆円 (20億円/年)	0.02兆円 (20億円/年)	0.02兆円 (18億円/年)	0.02兆円 (20億円/年)	0.02兆円 (20億円/年)
合計		1.5兆円 (1,660億円/年)	2.7兆円 (3,000億円/年)	5.6兆円 (6,200億円/年)	1.6兆円 (1,740億円/年)	1.8兆円 (2,040億円/年)	2.1兆円 (2,350億円/年)

注)四捨五入の関係で必ずしも合計値と一致しない

電力需給調整⑦ 【参考】系統対策費用の内訳(2)

系統対策費用の試算結果(2012~2030年)

		既往検討に基づくケース			本分析に基づくケース		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光	配電対策 (柱上変圧器、 配電系統用SVC)	0.6兆円 (320億円/年)	1.0兆円 (540億円/年)	1.1兆円 (560億円/年)	0.6兆円 (320億円/年)	1.0兆円 (540億円/年)	1.1兆円 (560億円/年)
	太陽光発電・ 需要制御装置	0.8兆円 (450億円/年)	1.4兆円 (750億円/年)	1.5兆円 (760億円/年)	0.8兆円 (450億円/年)	1.4兆円 (750億円/年)	1.5兆円 (760億円/年)
風力	送電系統用SVC	—	—	—	0.1兆円 (44億円/年)	0.1兆円 (61億円/年)	0.1兆円 (69億円/年)
共通	蓄電池	5.7兆円 (3,010億円/年)	11.9兆円 (6,270億円/年)	13.0兆円 (6,850億円/年)	—	—	—
	火力調整運転	0.3兆円 (150億円/年)	0.5兆円 (250億円/年)	0.5兆円 (260億円/年)	0.1兆円 (29億円/年)	0.1兆円 (49億円/年)	0.1兆円 (51億円/年)
	揚水発電 新設	0.4兆円 (230億円/年)	0.9兆円 (490億円/年)	1.3兆円 (710億円/年)	—	—	—
	地域間連系統線・ 地域内系統増強	1.2兆円 (620億円/年)	1.4兆円 (740億円/年)	1.9兆円 (1,020億円/年)	1.5兆円 (780億円/年)	2.2兆円 (1,140億円/年)	2.3兆円 (1,180億円/年)
	気象予測等活用 系統運用システム	0.03兆円 (16億円/年)	0.04兆円 (19億円/年)	0.04兆円 (21億円/年)	0.03兆円 (16億円/年)	0.04兆円 (19億円/年)	0.04兆円 (21億円/年)
合計		9.1兆円 (4,800億円/年)	17.2兆円 (9,050億円/年)	19.3兆円 (10,170億円/年)	3.1兆円 (1,640億円/年)	4.9兆円 (2,560億円/年)	5.0兆円 (2,650億円/年)

注) 四捨五入の関係で必ずしも合計値と一致しない

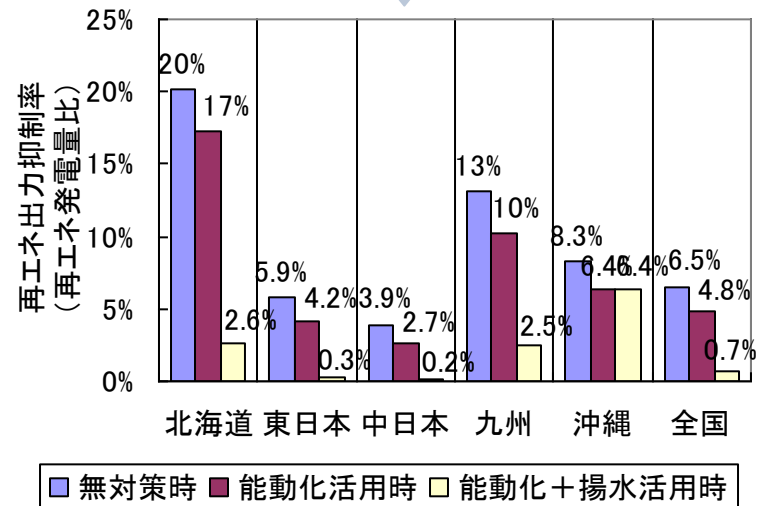
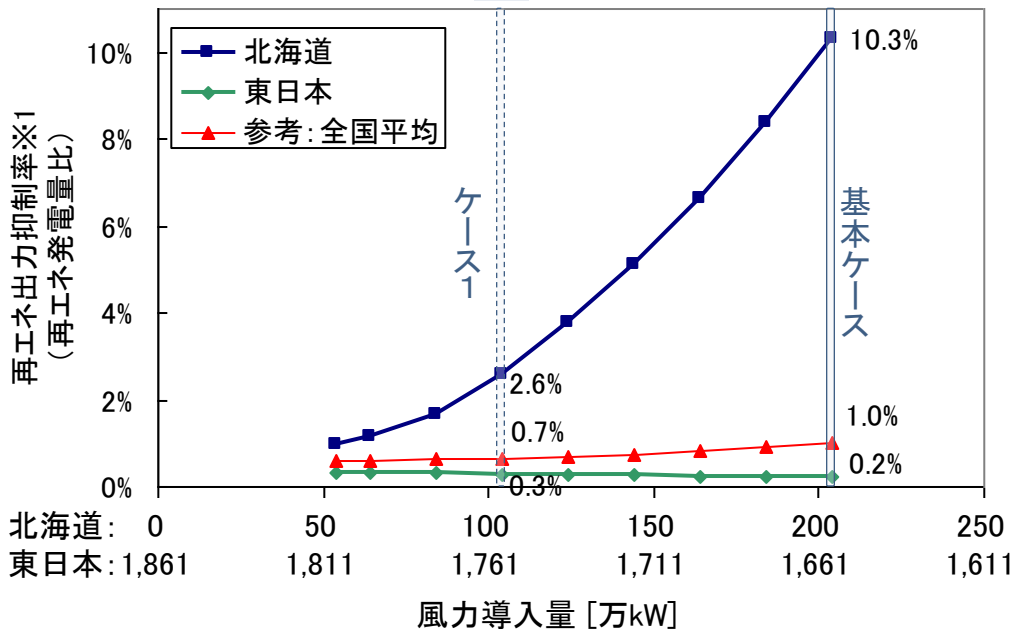
電力需給調整⑧ 【参考】系統対策費用の試算の前提

		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
太陽光	配電対策 (柱上変圧器、 配電系統用SVC)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 柱上変圧器(20万円/台)を住宅用太陽光発電5~8軒ごとに設置。 ■ SVC(1,500万円/台)をバンクあたり1台設置。 	■ 同左
	太陽光発電・ 需要制御装置	<ul style="list-style-type: none"> ■ 太陽光1,000万kW導入時点から出力抑制機能付パワーコンディショナ(コスト増分0.5万円/台)を設置。 ■ 自律制御用インターフェース(3万円/台)を太陽光導入住宅の約6割に設置。 ■ 制御システムを構築。必要対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。単価(1.1万円/kW)は既往検討より簡易推計(太陽光2,800万kW導入時0.30兆円)。 	■ 同左
風力	送電系統用SVC	—	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対策量は風力の導入量に比例すると仮定。風力容量あたり対策費(4.5百万円/MW)は新エネ部会資料より簡易推計(風力300万kW導入時135億円)。
共通	蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> ■ 太陽光1,000万kW導入時点からLFC容量対策用としての蓄電池を導入開始(必要対策量:0.8kWh/kW)。2,900万kW導入時点から余剰電力対策用として蓄電池の追加導入を開始(必要対策量:3,350万kW以前は0.4kWh/kW、3,350万kW以降は4kWh/kW)。PV追加容量あたり電池必要追加量は既往検討より簡易推計。蓄電池単価は4万円/kWhで一定。 ■ 風力に蓄電池(出力容量:風力容量の20%、蓄電容量:1時間分)を併設。風車容量あたり対策費は50百万円/MW。 	—
	火力調整運転	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。太陽光容量あたり対策費(0.53万円/kW)は既往検討より簡易推計(太陽光2,800万kW導入時0.15兆円) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。太陽光容量あたり対策費(0.10万円/kW)はコスト等検証委員会より設定。
	揚水発電 新設	<ul style="list-style-type: none"> ■ 揚水(200百万円/MW)を風力の導入量に応じて新設。対策量は既往検討(系統設備容量に対する比率等による推計)を踏襲。 	—
	地域間連系線・ 地域内系統増強	<ul style="list-style-type: none"> ■ 地域間連系線(直流300百万円/MW、交流400百万円/MW)を風力の導入量に応じて増強。対策量は既往検討(系統設備容量に対する比率等による推計)を踏襲。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 地域間連系線を風力の地域間潮流に応じて増強。地域間潮流は、風力の地域別導入量と、系統容量比から仮定した風力の地域別受電量との差より推計。ただし東西周波数変換所を跨いだ融通は想定せず。 ■ 地内送電線を風力の導入量に応じて増強。 ■ いずれも、単価は地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会より設定。
	気象予測等活用 系統運用システム	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対策費用は風力の導入量に関係すると仮定。風力容量あたり対策費は既往検討(100百万円/MW)を踏襲。 	■ 同左

電力需給調整⑨ 風力導入地域に関する感度分析

- 需給調整の検証のための風力の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定したものである。そこで、風力の導入地域の違いによる影響を検証するため、基本ケースに対して、風力導入量の全国計は一定として、北海道と東日本との地域按分を変化させた分析を実施した。
 - 北海道の導入量が約100万kW、東日本の導入量が約1,760万kWの場合（ケース1）、北海道の出力抑制率は約2.6%へと低減するのに対して、東日本の出力抑制率は約0.3%と微増に留まる。その結果、全国平均の出力抑制率は約0.7%へと低減する見込み。

ケース1（北海道：約100万kW、東日本：約1,760万kW）の場合



※1) 需要の能動化、揚水発電の積極活用を実施した上で必要となる、当該地域における出力抑制率

※2) 全国および他地域の風力導入量は基本設定と同値と設定 (全国: 3,252万kW、中日本: 857万、九州: 493万kW、沖縄: 41万kW)

風力発電の導入地域の違いに応じた出力抑制必要量(再生可能電源導入量: 高位ケース)

電力需給調整⑩ エネルギーミックスに関する感度分析：前提

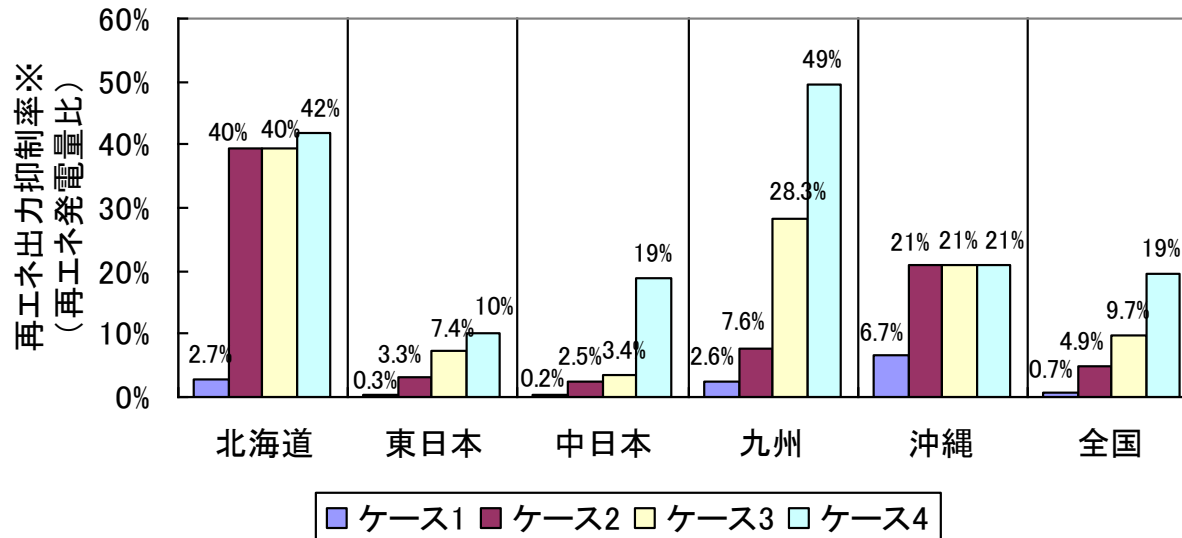
- エネルギーミックスの違いによる影響を検証するため、前頁の風力の地域按分を変化させたケース(ケース1)に対して、自家発電および原子力の見通しの異なるケース(ケース2~4)を設定し、分析を実施した。

主な前提条件

		基本ケース	エネルギーミックスに関する感度分析用ケース			
			ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
電力需要		<ul style="list-style-type: none"> ■ 現状実績＋能動化機器分(ヒートポンプ給湯機1,430万台、電気自動車600万台) ⇒約1兆kWh 				
発電設備	自家発	■ 現状実績	■ 需要量比15%(発電量ベース)			
	原子力	■ 需要量比15%	■ 需要量比20%	■ 需要量比25%	■ 需要量比35%	
	火力	■ 火力:現状設備＋一定の設備増強を考慮(供給予備率5%の確保)				
	水力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 流込水力:現状設備 ■ 揚水:現状設備＋建設中発電所 				
	再エネ	容量	<ul style="list-style-type: none"> ■ 太陽光:10,060万kW(高位ケース) ■ 風力:3,252万kW(高位ケース) 			
風力地域配分		■ ポテンシャル等による機械的配分	■ 全国計は基本ケースと同値として、北海道と東日本との地域配分を見直し(北海道:約100万kW、東日本:約1,760万kW)			
需給調整対策		<ul style="list-style-type: none"> ■ 現行の運用手法では需給調整が困難な局面において、需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の順に対策を実施 				

電力需給調整⑪ エネルギーミックスに関する感度分析：結果

- 原子力比率が高まるほど、調整力を有する各種火力発電の運用が低下するため、需給調整対策が必要となる。
- 需要の能動化、揚水発電の積極活用を実施した上で必要となる再生可能電源の出力抑制率は、ケース4では全国平均で約2割の見込み。



※需要の能動化、揚水発電の積極活用を実施した上で必要となる、当該地域における出力抑制率

エネルギーミックスの違いに応じた出力抑制必要量(再生可能電源導入量:高位ケース)

ケース2~4では、北海道等において出力抑制必要量が5%を超過

需給調整対策としての蓄電池利用オプションの影響を評価

電力需給調整⑫ 需給調整対策としての蓄電池オプションの検討

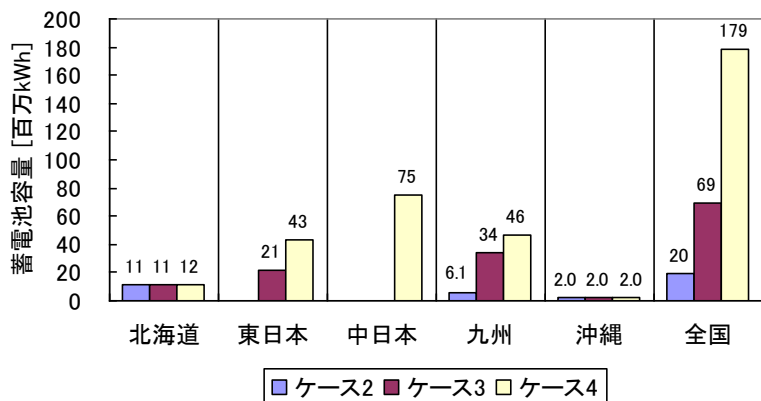
- ケース2～4に対して、追加的対策として蓄電池利用を想定した。再生可能電源の出力抑制の受忍限度を5%（年平均）とし、超過分を蓄電池で対応するものとした。
- 必要となる蓄電池容量は0.2～1.8億kWh程度の見込みであり、蓄電池費用は0.8～7.1兆円程度の見込み。

現行運用手法において需給調整困難な局面の発生

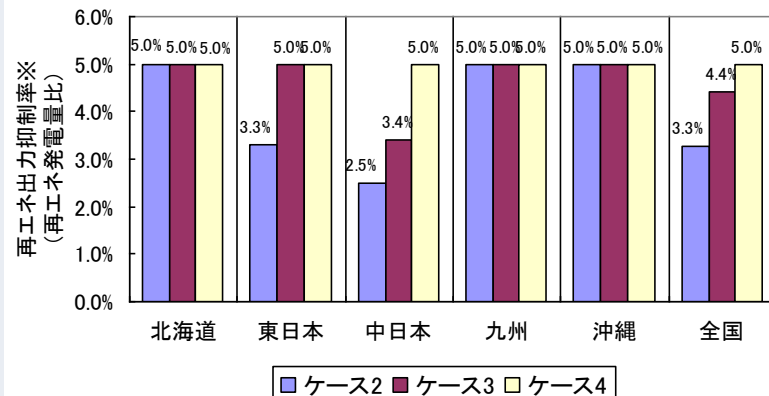
需要の能動化、揚水発電の利用による対応

再生可能電源の
出力抑制
(受忍限度:年平均5%)

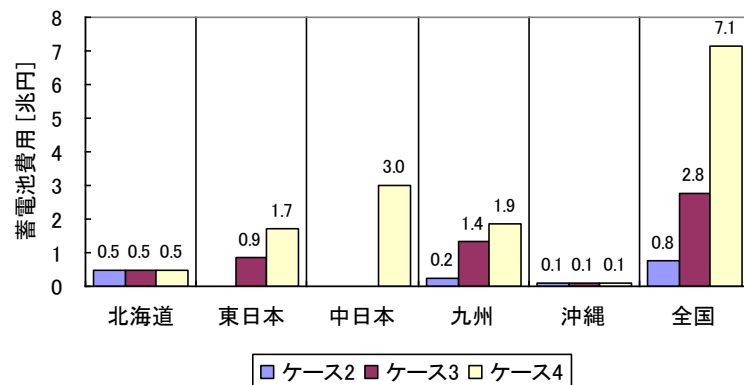
蓄電池の利用
(出力抑制の受忍限度超過
分への対応)



蓄電池導入量



蓄電池導入時における出力抑制必要量



蓄電池導入費用

※蓄電池単価は4万円/kWh(コスト等検証委員会報告書におけるNaS電池試算価格)を設定

【指摘事項②】

太陽光発電や風力発電の変動を十分考慮した分析になっていないのではないか。

【ポイント】

- 太陽光発電についても、風力発電についても現時点で得られる1時間単位の変動データを用いて分析を行っている。

[太陽光発電の変動データについて]

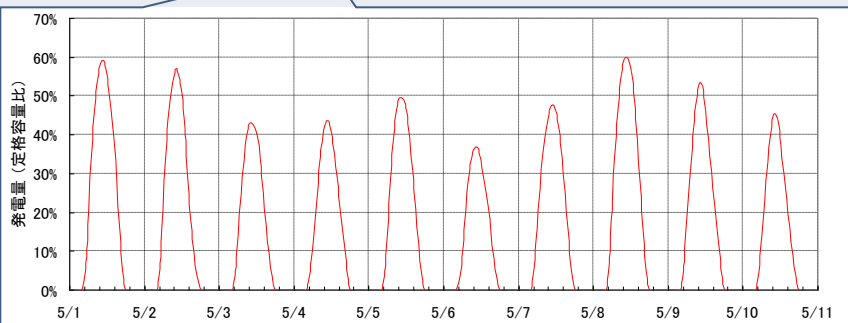
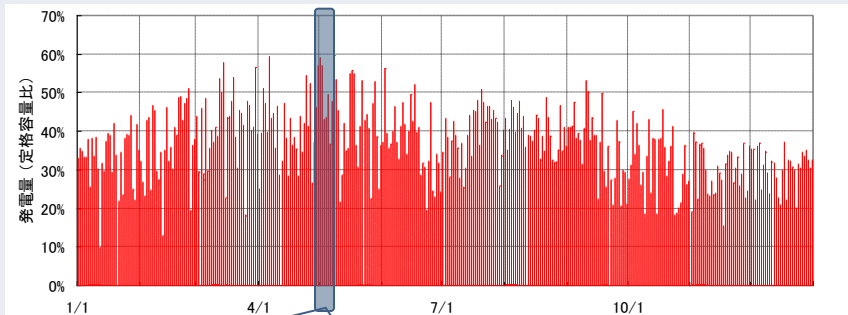
- 約1,000地点の気象データ(実績値)から地域ブロック別の太陽光発電の変動データ(1時間単位で8,760時間)を作成しており、太陽光発電の変動を考慮したデータを用いて分析を行っている。

[風力発電の変動データについて]

- 2010年全国43ウィンドファームの実績発電量にもとづき、地域ブロック別の風力発電の変動データ(1時間単位で8,760時間)を作成しており、風力発電の変動を考慮したデータを用いて分析を行っている。

4. 再生可能電源の発電量の見通し

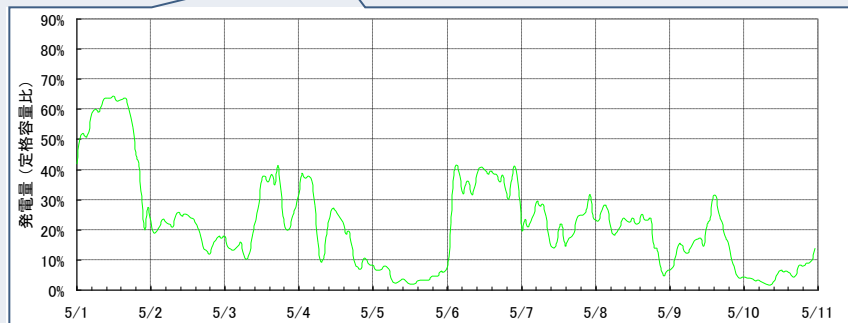
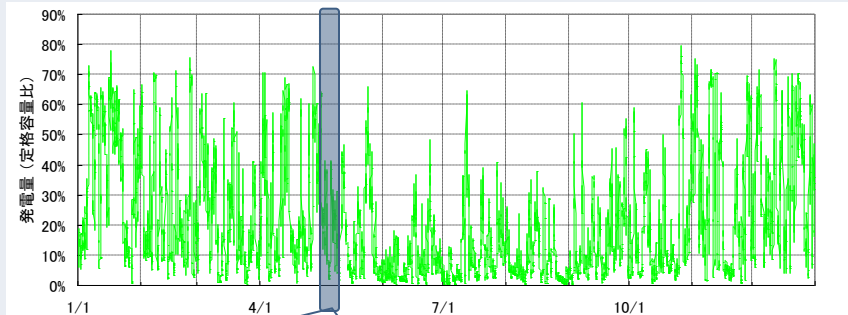
- 太陽光発電、風力発電のそれぞれについて、多地点分散設置による出力のならし効果を考慮し、**24時間365日**の出力パターンを設定。



注) 都道府県別出力推計値の加重平均(都道府県別の補助金累積交付容量ベース)

出典) 都道府県別出力推計値: 大関崇、Joao Fonseca、高島工、荻本和彦「太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討」電気学会新エネルギー・環境/メタボリズム社会・環境システム合同研究会(2011年)

出力パターン: 太陽光発電(東日本)



注) 2010年全国43ウィンドファームの実績発電量にもとづき、将来の大規模導入時における均し効果を含めた電力システム別の風力合計発電量の想定

出典) 荻本和彦、池上貴志、片岡和人、齊藤哲夫「電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析」電気学会全国大会(2012年)

出力パターン: 風力発電(東日本)



導入量見通しを設定し、将来の時刻別出力カーブを推計

【指摘事項③】

2030年の1日の需要カーブを十分に想定した分析になっていないのではないか。

【ポイント】

- 電気自動車やヒートポンプ式給湯等の活用による需要の能動化、
既存の揚水発電の活用

を想定し、2030年の需要カーブを想定した分析を行っている。

[電気自動車やヒートポンプ給湯について]

- 2030年時点の普及量の約3割(電気自動車は600万台の3割、ヒートポンプ給湯は1,430万台の3割)について、2010年時点の通常の運転パターン(夜間での使用)から、必要に応じ電力供給が電力需要を上回る時には運転されて電力需要が発生すると想定。

[既存の揚水発電について]

- 2010年時点で建設済み又は建設中の揚水発電所が必要に応じ電力供給が電力需要を上回る時には水がくみ上げられて電力需要が発生し、電力需要が電力供給を上回る時には発電がされる状態を想定。

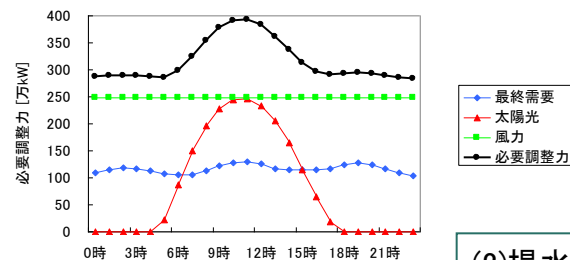
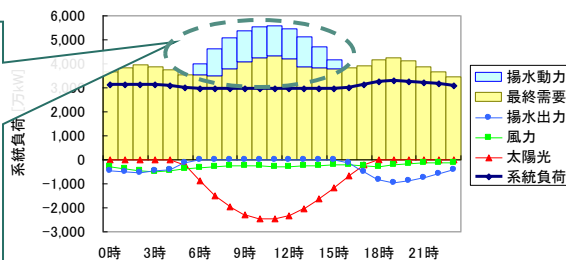
8. 分析1: 東日本 ボトム日(5月1日) 対策②揚水、対策③再エネ出力抑制

1時間レベルの需給バランス

調整力のバランス

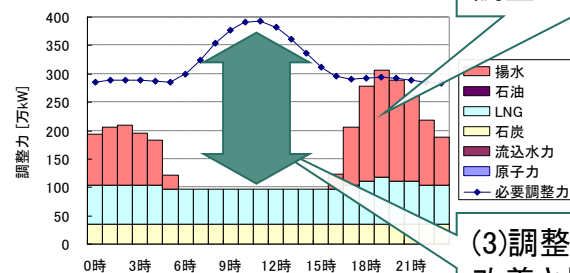
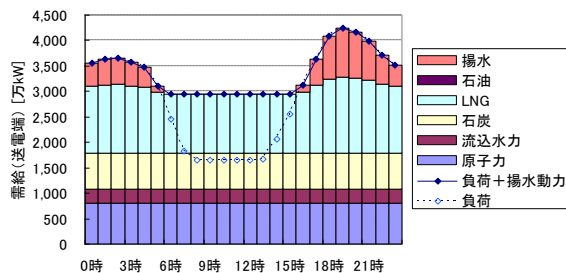
需要、自然変動
電源出力カーブ

(1)揚水の活用により、火力・原子力・一般水力への配分負荷を平準化



(2)揚水利用により、火力に求められる調整力は減少

一次配分:
経済配分
による需給
バランス調
整

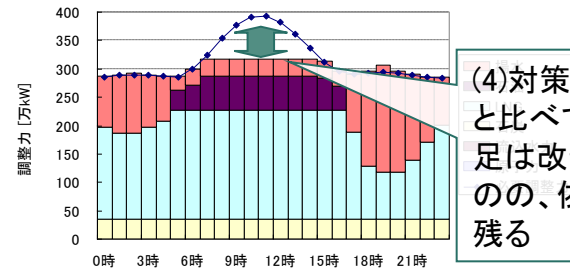
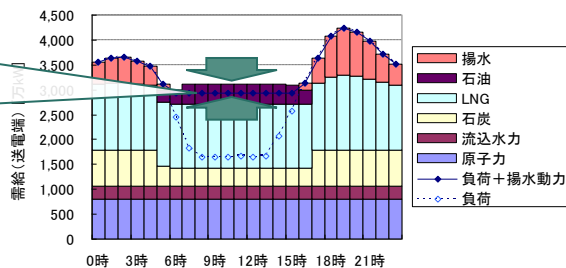


(3)調整力不足は改善されるものの、依然として残る

火力運用

二次配分:
電源追加
による調整
力の増強

(5)需給ギャップは改善されるものの、依然として残る



(4)対策③実施前と比べて調整力不足は改善されるものの、依然として残る

対策③「再生可能電源の出力抑制」: 需給ギャップを解消するように再生可能電源の出力を抑制 (5月1日の場合、出力抑制に伴い調整力不足も解消)

エネルギー供給WG(補足説明資料3)

地球温暖化対策は、中長期的な気候変動被害を防ぐという観点から、全ての再生可能エネルギー等(風力、地熱、中小水力利用、バイオマス利用、コジェネなど)について、最大限の取組を講ずる必要があるが、ここでは質問・議論があった2030年の再エネ電力普及見通しについて補足説明を行う。

○太陽光発電について(比較)

総合資源エネルギー調査会 基本問題委員会試算 (総発電電力量1兆kWh)	太陽光発電 【上段：設備容量(万kW)】 合計(住宅、非住宅・メガソーラー) 【下段：発電電力量(億kWh)】 合計(住宅、非住宅・メガソーラー)		国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)
	基本問題委員会試算	国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)	
再エネ35%ケース (3,500億kWh)	5,340 (4,000、1,340) 561 (421、141)	10,060 (2,805、7,255) 1,058 (295、763)	高位ケース (3,441億kWh)
再エネ30%ケース (3,000億kWh)		9,500 (2,805、6,695) 999 (295、704)	中位ケース (2,988億kWh)
再エネ25%ケース (2,500億kWh)		6,591 (2,788、3,803) 693 (293、400)	低位ケース (2,259億kWh)
現行エネルギー基本計画 (2,318億kWh) (総発電電力量1.2兆kWh)	5,300 571		
2010年(実績) (1,145億kWh) (総発電電力量1.1兆kWh)	362 (288、74) 38 (30、8)		

○太陽光発電について(考察 1/2)

【ポイント】

- 国立環境研究所AIMプロジェクトチームにおける試算と総合資源エネルギー調査会基本問題委員会における試算の違いは非住宅・メガソーラーの導入見込量の違いと考えられる。
- 諸外国では、相対的に価格が安い非住宅・メガソーラーの普及が過半を占めており、我が国においても全量固定価格買取制度の導入により、非住宅・メガソーラー部門における普及が見込まれる。
- このため、エネルギー供給WGでは、住宅については2030年までに2,800万kW程度、非住宅・メガソーラーについては2030年までに3,800～7,300万kW程度の普及を見込んでいる。
- 従前のNEDOや環境省のポテンシャル調査においても非住宅・メガソーラーの導入ポテンシャルは1.5億kW程度が見込まれており、適切な支援制度等を前提とすれば将来的な普及拡大が十分に見込まれる。
- ドイツの太陽光発電システム価格は100kW以下屋根設置太陽光発電システムの平均小売価格(付加価値税除く)が2006年からの5年間で、太陽光発電システム価格が半額以下となっており、我が国においても普及を通じて価格の低減が見込まれる。

○太陽光発電について(考察 2/2)

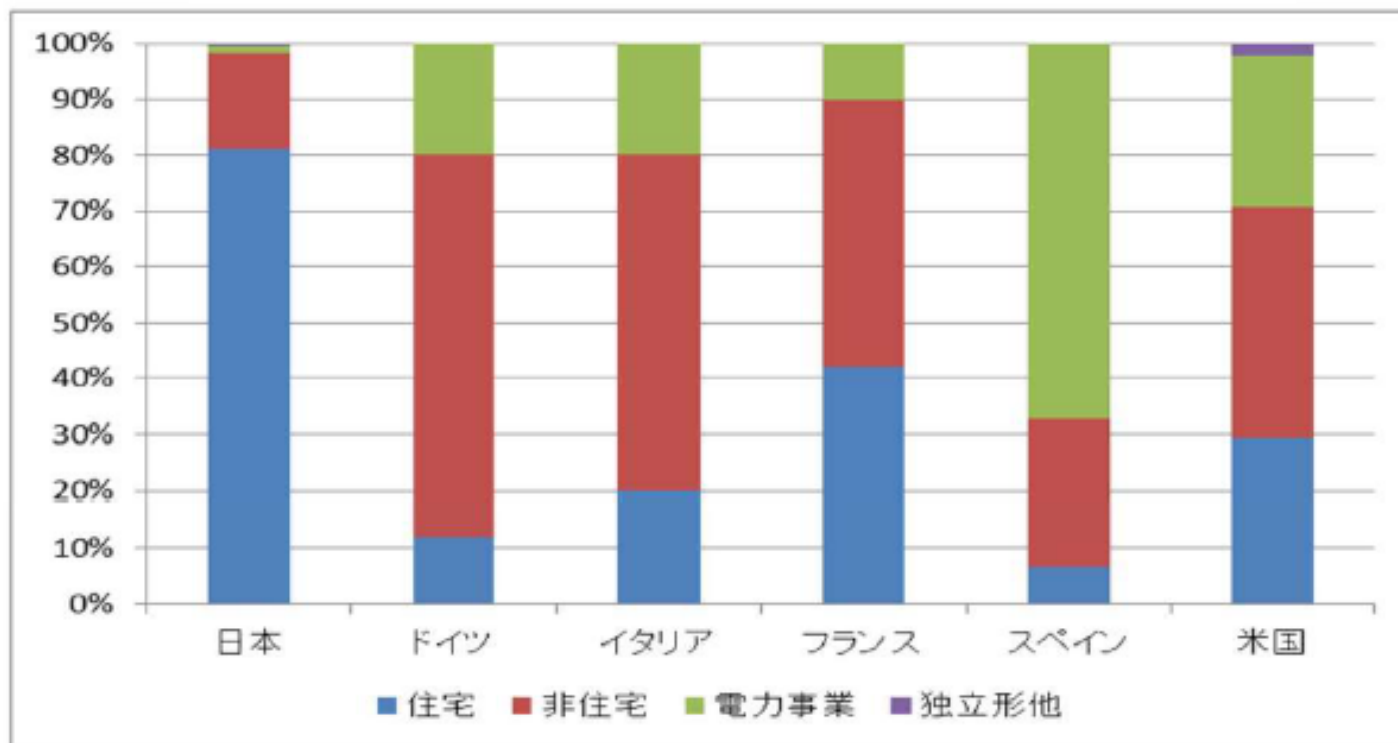
【ポイント】

- 電力系統に与える影響についても、電力需要が比較的多い日中に発電する太陽光発電の方が風力発電に比較して制御がし易く、現時点での系統安定化分析(前述の補足説明資料2)によれば、1億kW程度の太陽光発電の設置量増加を目指しても系統安定性の観点からは対応可能と分析されており、普及見通しとしては妥当なものと考えられる。
- なお、資源エネルギー庁の従前の検討(次世代送配電システム検討会第2ワーキンググループ最終報告書(平成22年11月))においても、「出力抑制の受忍限度となる上限値については、たとえば、電力需給上の特異日が14日又は30日として、4～8%の間で設定するのが一案であるが、発電事業の予測可能性に与える影響や、系統安定化対策全般の考え方を踏まえつつ設定することが適当である。」とされており、年末年始やゴールデンウィークにおける軽負荷期(再生可能エネルギーによる発電電力量が大きく、電力需要が小さい期間)における太陽光発電の出力抑制が一定程度見込まれていることから、特定日における出力抑制を前提とすれば導入量を大きく増加させることが可能である。
- また、太陽光発電協会によれば、非住宅・メガソーラーの設置に要する面積は32m²/kW程度とされており、3,800～7,300万kWの設置には12～23億m²(=1,200～2,300km²)程度の面積が必要となる。これは日本の面積(約37.8万km²)の0.3～0.6%に相当するが、設置される場所は、公共施設・工場等の屋根や壁面、生産活動に用いられていない未利用地(廃棄物処分場跡地等)であり、太陽光発電の設置により生産活動や日常生活が阻害されない場所に設置されるものであることから、山手線の内側の面積といった事例を用いて設置に要する面積を論ずることは適当ではないと考えられる。

(参考) 各国の太陽光発電市場に占める住宅用太陽光発電の割合

- 我が国の太陽光発電市場は、住宅用の占めるシェアが8割と住宅用に特化して発達。対する欧米の住宅用シェアは2割前後。
- メガソーラーの本格的導入拡大に加え、日本の特徴である住宅屋根の利用拡大も鍵。

太陽光発電の設置形態に関する国際比較 (2010年)



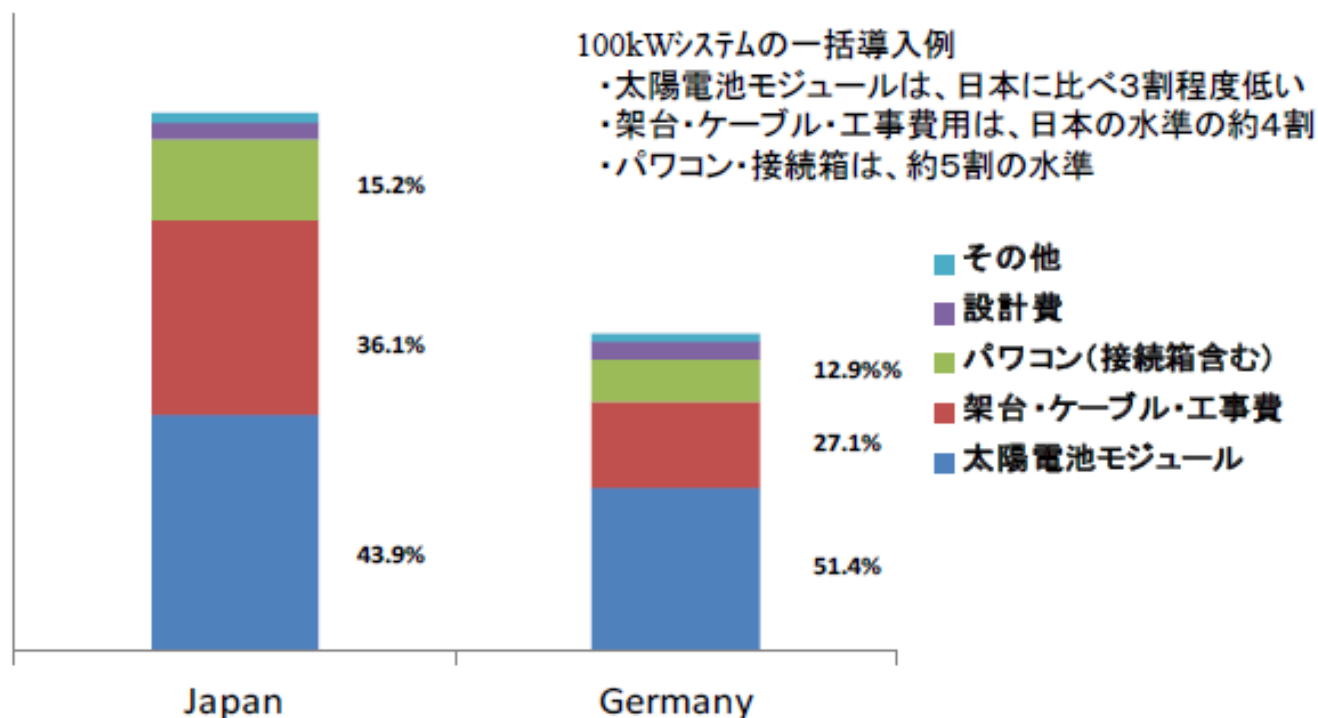
(出典)IEAや各国業界団体等の資料をもとに資源総合システム調べ

(注)・上記グラフは出力ベースで比較。

・上記グラフの作成に当たっては、住宅用については主として住宅の屋根に設置する小規模なもの、非住宅用については主として工場や商業施設の屋根等に設置する中規模なもの、電力事業については主として地上に設置する大規模なもの、独立型については系統に接続しない自家消費用の設備。

- 全国に80か所程度存在。補助金の存在を前提とした、CSR目的のものや実証ものが多く、今は、事業化段階への端境期。まだまだコストが高く、40～50万円/kW台が多い（海外では30万円を切る例も）。
- 中国等の参入により、世界的にパネルコストが急落。パネル産業のスマイルカーブ化が急速に進展。架台設置や補機類のコスト、インテグレーター的能力などが国際競争力上は重要なファクターに。

<日欧の太陽光発電のシステム価格の比較>



参考(1)太陽光発電導入のポテンシャル(1/2)

- NEDO PV2030においては、技術開発が前倒しで完成して2030年頃には大規模発電の実用化も大規模に実現した場合には、2030年段階においての導入量が20,180万kWとなると推定している。

太陽光発電の賦存量および導入ポテンシャル

(単位：MW)

設置場所	ケース1： 技術開発が産業界に任 された場合	ケース2： 技術開発とその実用化 が2030年頃まで本ロード マップにより実施さ れる場合（標準ケー ス）	ケース3： 技術開発が前倒しで完 成して、2030年頃には 大規模発電の実用化も 大規模に実現している 場合	潜在量
戸建住宅	37,100	45,400	53,100	101,000
集合住宅	8,200	16,500	22,100	106,000
公共施設	3,800	10,400	13,500	14,000
大型産業施設	5,100	10,200	53,100	291,000
道路・鉄道	0	14,800	16,400	55,000
民生業務	0	4,600	8,600	32,000
未利用地（水素製造等）	0	0	35,000	7,386,000
合計	54,200	101,900	201,800	7,984,000

潜在量：戸建住宅や集合住宅、公共施設、未利用地等々の設置場所で、物理的に設置可能な導入量

出典：2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会報告書（2004年6月），独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー技術開発部 2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会

著作権者：新エネルギー・産業技術総合開発機構

出典：NEDO「2030年頃までの技術発展を想定したときの国内導入可能量」H17

<http://www.nedo.go.jp/nedata/17fy/01/b/0001b008.html>

出典：平成21年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 調査報告書（環境省，平成22年3月）

参考(2) 太陽光発電導入のポテンシャル(2/2)

- 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」では、非住宅・メガソーラー用の導入ポテンシャルを精査し、14,900万kW程度が見込めるとした。
 - 導入ポテンシャル: 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。賦存量の内数。

		導入ポテンシャル[万kW]	2010年度実績[万kW]
非住宅・メガソーラー※1	公共用建築物（学校、市役所等）	2,300	28
	発電所、工場、倉庫等	2,900	19
	低・未利用地	2,700	11
	うち平坦な公共用地※2	(1,300)	
	耕作放棄地（森林化・原野化している等）	7,000	
合計		14,900	58

※1 平坦な公共用地:最終処分場・河川・港湾施設・都市公園・自然公園・海岸のレベル2(屋根20m²以上・南壁面・窓20m²以上に設置・多少の架台設置)での設置可能量。

※2 ここでは、「メガソーラー」は1MW以上、「非住宅」は30~1000kW規模の太陽光発電を想定。

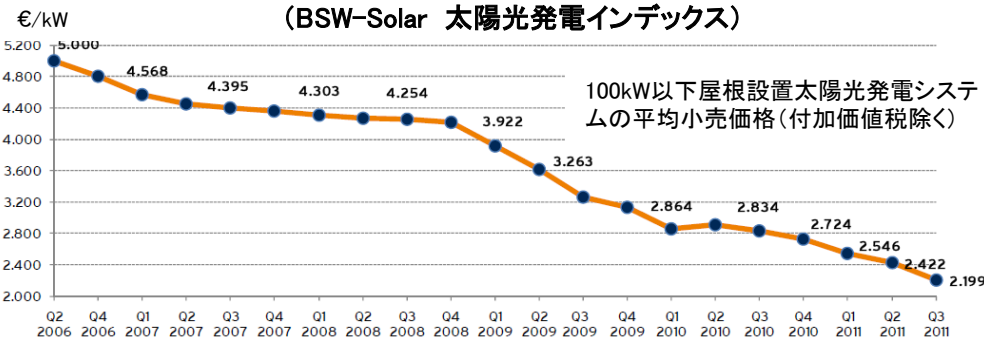
出典:

- ・ 非住宅・メガソーラーのポテンシャルは「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省, 2011)におけるレベル3のポテンシャル。面積あたり設置量は0.0667kW/m²と想定されている(変換効率改善は見込まれていない)。
- ・ 導入実績は、各年の新規導入量(NEF資料、JPEA資料)から寿命20年として推計した値。非住宅の内訳は推計。

参考(6)太陽光発電のコストの海外との比較(1/2)

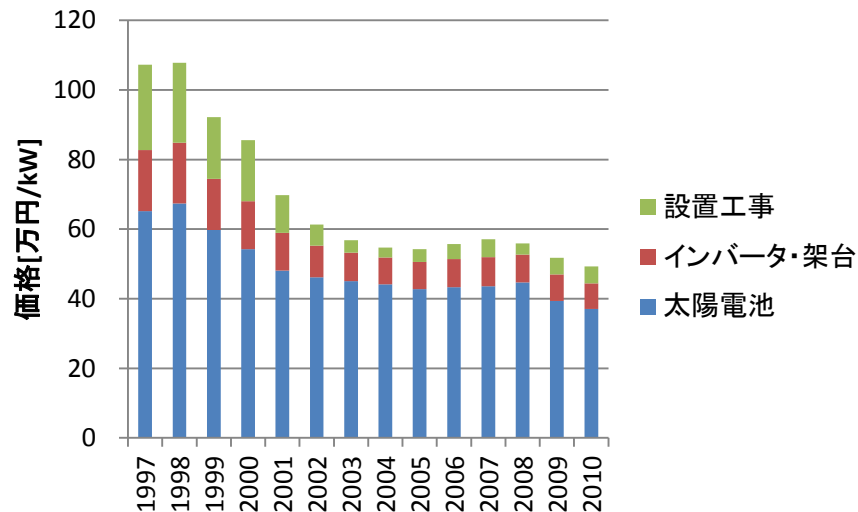
- 中国・台湾を中心とした太陽光発電生産設備への大規模な投資と、金融危機を受けた太陽光発電導入停滞により、2009年には太陽光発電システム価格が大幅下落した。
- ドイツでは2006年からの5年間で、太陽光発電システム価格が50%以上下落した。
- 日本でも、高止まりしていた太陽光発電システム価格が低下に転じた。

ドイツの太陽光発電システム価格 (BSW-Solar 太陽光発電インデックス)



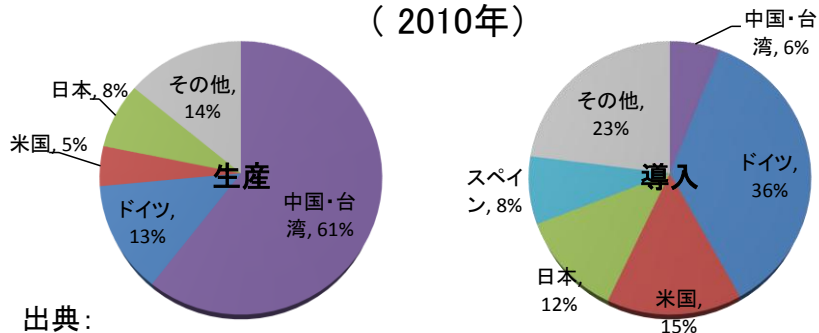
出典: BSW-Solar(ドイツ太陽光発電工業協会)資料

日本の太陽光発電システム価格



出典:「平成22年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁, 2011)より作成

太陽電池セル生産国と太陽光発電システム導入国 (2010年)



出典:
<http://www.semi.org/en/node/38346?id=sgurow0811z>
http://www.solarserver.com/solarmagazin/solar-report_0707_e.html

出典: エネルギー供給WG資料及び参考資料より

○風力発電について(比較)

総合資源エネルギー調査会 基本問題委員会試算 (総発電電力量1兆kWh)	風力発電 【上段：設備容量(万kW)】 合計(陸上、洋上) 【下段：発電電力量(億kWh)】 合計(陸上、洋上)		国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)
	基本問題委員会試算	国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)	
再エネ35%ケース (3,500億kWh)	6,000 (5,143、857) 1,126 (901、225)	3,250 (2,370、880) 646 (415、231)	高位ケース (3,441億kWh)
再エネ30%ケース (3,000億kWh)	3,500 (3,000、500) 657 (526、131)	2,880 (2,170、710) 567 (380、187)	中位ケース (2,988億kWh)
再エネ25%ケース (2,500億kWh)	1,500 (1,286、124) 281 (225、56)	2,130 (1,620、510) 418 (284、134)	低位ケース (2,259億kWh)
現行エネルギー基本計画 (2,318億kWh) (総発電電力量1.2兆kWh)	1,000 (176)	—	—
2010年(実績) (1,145億kWh) (総発電電力量1.1兆kWh)	244 43		

○風力発電について(考察)

【ポイント】

- エネルギー供給WGでは、日本風力発電協会の試算を参考に2030年の導入見込量、中位・高位シナリオについては、東日本(東北及び東京電力)、西日本(東京、北陸、中部、関西、中国及び四国電力)の電力系統の一体運用を前提とした系統安定性に関する推計を行い、風車制御機能の有効活用(最大出力制限)、電力貯蔵設備(揚水発電)の活用などにより、既存の電力会社単位での運用で想定されている1,000万kWを超える普及が可能と想定している。
- 上記の想定で見込まれる2030年時点での最大限の導入見込量は3,250万kWとなっており、系統安定化分析の結果(前述の補足説明資料2)からも導入は可能と推計されている。
- なお、風力発電の下では農業などの生産活動が可能であり、人家等から離れた場所に設置することとなることから、山手線の内側の面積といった事例を用いて設置に要する面積を論ずることは適当ではないと考えられる。

4. 風力発電の導入見込量②【～2050年】

- 2030年及び2050年の導入見込量は、日本風力発電協会の試算を参考に、WGにおいてシナリオ別に以下のとおり設定。なお、**中位・高位シナリオについては、東日本(東北及び東京電力)、西日本(東京、北陸、中部、関西、中国及び四国電力)の電力系統の一体運用を前提**とした。また、2050年については、全国大での一体運用を前提とすれば更に導入量が拡大することが見込まれるが、今後の検討課題である。
- 対発電設備容量割合については、気象予測システムを活用した広域運用、風車制御機能の有効活用(最大出力制限)、電力貯蔵設備(揚水及び蓄電池)、調整電源の新增設(含む更新)などにより欧州並み(現在のスペイン)の運用を想定した。
- 対ポテンシャル開発率は、実際の現地調査結果あるいは社会的制約条件の変化などに伴い、現在の試算結果よりは低下する事が予想されるため、一定程度の上限を設けるとともに、日本全国で設置が進む姿を想定した。

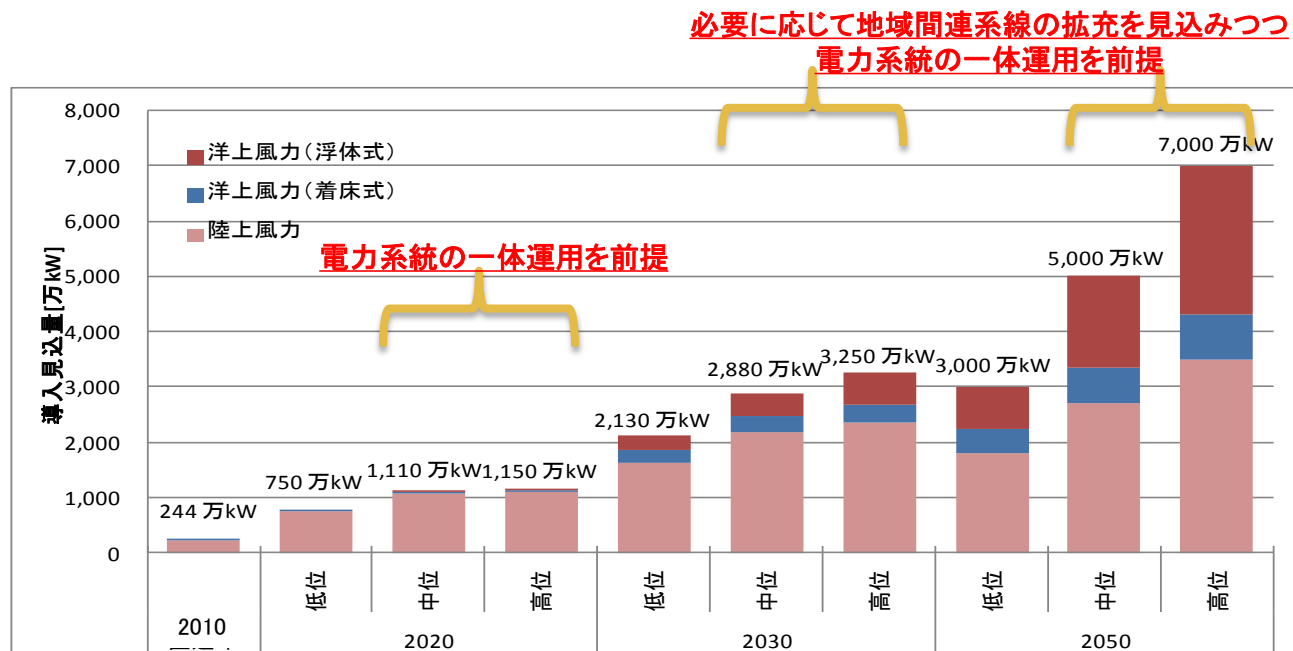
	対発電設備 容量割合 ※1)
低位	40%以下
中位	40%以下
高位	50%以下

	対ポテンシャル開発率※2)	
	陸上風力	洋上風力
低位	33%以下	15%以下
中位	33%以下	15%以下
高位	50%以下	33%以下

※1)陸上風力の導入を優先するとして、陸上風力を加えた上での上限割合として設定。

※2)陸上6.5m/s及び洋上7.5m/s以上に対する開発率。

出典:エネルギー供給WG資料及び参考資料より



【参考1】風力発電の現状の電力系統への連系可能量

- 2010年時点の各電力会社エリア内における風力発電の連系可能量は下表に示すとおり。東京電力、中部電力、関西電力の3社は連系可能量を設定していないが、下表より、現在の風力発電の連系可能量は、一定条件のもと風力発電の連系を認める「解列枠」、「蓄電池枠」を含めて368.5万kW+ α である。東京電力、中部電力、関西電力を除く各電力会社の連系可能量は発電設備容量のおよそ5%であることから、これら**3社の連系可能量を仮に発電設備容量の5%と設定すると α は約650万kWとなり、仮の連系可能量は約1,018万kW**である。

(連系可能量のうち、()内は発電設備容量に対する5%を想定した場合の数値である)

	連系可能量 (万kW)	公表年度	導入実績(万kW) 2010年3月	発電設備容量 (万kW)	連系可能量/ 発電設備容量	備考
北海道電力	36	2008	25.7	742	4.9%	内、解列枠5万kW
東北電力	118	2008	48.2	1655	7.1%	内、蓄電池枠33万kW
東京電力	(322)	-	24.4	6430	(5%)	
北陸電力	25	2008	9.4	796	3.1%	内、解列枠10万kW
中部電力	(163)	-	17.7	3263	(5%)	
関西電力	(165)	-	6.9	3306	(5%)	
中国電力	62	2008	25.1	1199	5.2%	
四国電力	25	2008	16.6	667	3.7%	内、解列枠5万kW
九州電力	100	2008	28.7	2002	5.0%	
沖縄電力	3	2008	1.4	192	1.6%	
合計	368.5+(650)		204.1	-	-	

解列枠：一般電気事業者の予めの指令により解列することを条件に系統への連系を認めるもの

蓄電池枠：蓄電池の併設を条件に系統への連系を認めるもの

※沖縄については、沖縄本土連系における連系可能量・既連系量を記載

※東北電力の連系可能量及び導入実績には、出力一定制御型の風力発電施設は含まない。

※連系可能量、導入実績：経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 調べ

出典)「平成22年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業(風力エネルギーの導入可能量に関する調査)調査報告書(平成23年2月28日、資源エネルギー庁)

注)上記に加えて、現時点では、北海道地域内及び東北地域内における導入拡大に向けた実証実験として、北海道20万kW、東北40万kWが追加されている。

(参考) ○風力発電と土地利用状況事例

布引高原(福島県郡山市)における農業と風力発電の共存事例

●農地の利用状況

- ・ 風車33基、65,980kW
- ・ 戦後開拓農地(畑) 約200ha
- ・ 風力発電のための転用面積 約1.5ha
- ・ 風車の下では、布引大根等の野菜栽培が、通常通り行われている。

●風力開発による農業へのメリット

- ① 地代収入
- ② 風車用地の管理受託による収入
- ③ 作業用道路の設置による農作業の利便性向上
- ④ 風車の観光資源化、観光施設整備によるメリット



(出所)日本風力発電協会(JWPA)資料等を基に作成。



このような事例も参考にしながら、農業と風力発電事業の共存共栄の実現を図っていく必要。

○地熱発電について(比較)

総合資源エネルギー調査会 基本問題委員会試算 (総発電電力量1兆kWh)	地熱発電 【上段：設備容量(万kW)】 【下段：発電電力量(億kWh)】		国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)
	基本問題委員会試算	国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)	
再エネ35%ケース (3,500億kWh)	550 385	221 135	高位ケース (3,441億kWh)
再エネ30%ケース (3,000億kWh)	360 252	208 128	中位ケース (2,988億kWh)
再エネ25%ケース (2,500億kWh)		199 122	低位ケース (2,259億kWh)
現行エネルギー基本計画 (2,318億kWh) (総発電電力量1.2兆kWh)	165 103	—	—
2010年(実績) (1,145億kWh) (総発電電力量1.1兆kWh)		53 26	

○地熱発電について(考察)

【ポイント】

- 地熱発電については、計画から稼働までの期間が火力発電並みに長いことから、エネルギー供給WGでは、開発動向が確認されている調査地点において地熱発電が稼働することを想定し、2030年の導入見込量としている。
- 上記の想定で見込まれる2030年時点での最大限の導入見込量は温泉発電等の普及も見込んで221万kWとなっている。
- 2030年に550万kWの稼働を目指すことは、概ね150℃以上の温度区分で導入ポテンシャルほぼ全量を開発することに相当するものと考えられる。

火力発電は計画から稼働までの期間が長い。

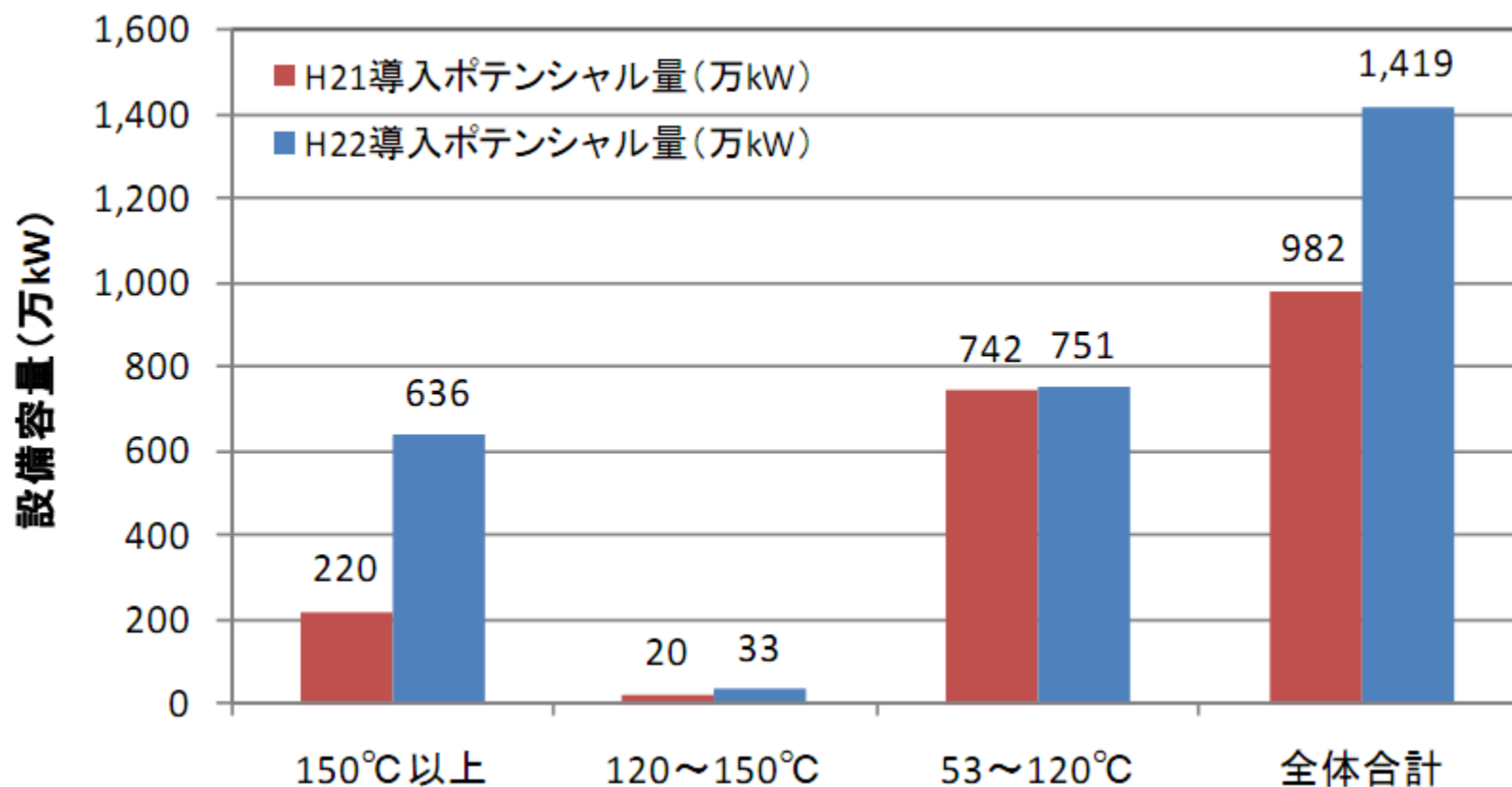
- コスト等検証委員会報告書(2011年12月)では、計画から稼働までの期間を10年程度としている。(直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)について、初号機の立地決定の表明から運転開始の年までの平均的な期間)

電源	計画～稼働の期間
原子力	20年程度
石炭火力	10年程度
LNG火力	10年程度
石油火力	10年程度
一般水力	5年程度
小水力	2～3年程度
ガスコジェネ	約1年
石油コジェネ	約10ヶ月
燃料電池	約2週間

電源	計画～稼働の期間
太陽光 (メガソーラー)	1年前後
太陽光 (住宅)	2～3ヶ月程度
地熱	9～13年程度
陸上風力	4～5年程度
洋上風力	—
バイオマス (木質専焼)	3～4年程度
バイオマス (木質混焼)	1年半程度

2. 地熱発電のポテンシャル

- 平成22年度の環境省ポテンシャル調査では、コントロール掘削を考慮して、国立・国定公園等の外縁部から1.5kmの範囲を開発可能としたため、**特に150℃以上の温度区分で導入ポテンシャルが大幅**に増加。
- 今年度は2050年の導入見込量として、まずこの150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化させることを想定。また、150℃以下の温度区分の顕在化の可能性も検討。



出典：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

○水力発電について(比較)

総合資源エネルギー調査会 基本問題委員会試算 (総発電電力量1兆kWh)	水力発電 【上段：設備容量(万kW)】 合計(大規模水力、中小水力) 【下段：発電電力量(億kWh)】 合計(大規模水力、中小水力)		国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)
	基本問題委員会試算	国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)	
再エネ35%ケース (3,500億kWh)	6,030 (揚水発電を含む) 1,174	2,763 (1,124、1,643) 1,069 (244、826)	高位ケース (3,441億kWh)
再エネ30%ケース (3,000億kWh)		2,452 (1,124、1,328) 904 (244、660)	中位ケース (2,988億kWh)
再エネ25%ケース (2,500億kWh)		2,136 (1,124、1,012) 738 (244、494)	低位ケース (2,259億kWh)
現行エネルギー基本計画 (2,318億kWh) (総発電電力量1.2兆kWh)	5,727 (揚水発電を含む) 1,139	—	—
2010年(実績) (1,145億kWh) (総発電電力量1.1兆kWh)	4,667 (揚水発電を含む) 894		

○水力発電について(考察)

【ポイント】

○第19回総合資源エネルギー調査会基本問題委員会(平成24年4月16日)の資料では揚水発電、大規模水力、中小水力の内訳が示されていないことから、現時点で考察を行うことは難しいが、原子力発電や火力発電の電力も含めて充放電する可能性があり、蓄電池と同様の役割を果たす揚水発電を再エネ電力として計上することは適当ではないと考えている。

(揚水発電を再エネ電力と定義するのであれば、蓄電池や蓄電池と同等の役割を果たすと期待されているエコカー(電気自動車、プラグインハイブリッド車)等も再エネ電力として計上する必要がある)。

○バイオマス発電について(比較)

総合資源エネルギー調査会 基本問題委員会試算 (総発電電力量1兆kWh)	バイオマス発電 【上段：設備容量(万kW)】 【下段：発電電力量(億kWh)】		国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)
	基本問題委員会試算	国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)	
再エネ35%ケース (3,500億kWh)	552 328	682 390	高位ケース (3,441億kWh)
再エネ30%ケース (3,000億kWh)		571 312	中位ケース (2,988億kWh)
再エネ25%ケース (2,500億kWh)		459 234	低位ケース (2,259億kWh)
現行エネルギー基本計画 (2,318億kWh) (総発電電力量1.2兆kWh)	— 328	—	—
2010年(実績) (1,145億kWh) (総発電電力量1.1兆kWh)		240 144	

○バイオマス発電について(考察)

【ポイント】

- バイオマス発電については、総合資源エネルギー調査会基本問題委員会における推計と国立環境研究所AIMプロジェクトチームにおける推計は発電電力量で見れば、中位ケース、高位ケースと概ね同程度の水準を想定していると考えられる。

○海洋エネルギー発電(波力発電、潮流・海流発電)について(比較)

総合資源エネルギー調査会 基本問題委員会試算 (総発電電力量1兆kWh)	海洋エネルギー発電 【上段：設備容量(万kW)】 合計(波力、潮流・海流) 【下段：発電電力量(億kWh)】 合計(波力、潮流・海流)		国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)
	基本問題委員会試算	国立環境研究所AIMプロジェクトチーム試算 (エネ供給WG試算)	
再エネ35%ケース (3,500億kWh)	—	349 (285、64) 142 (125、17)	高位ケース (3,441億kWh)
再エネ30%ケース (3,000億kWh)		207 (143、64) 79 (63、17)	中位ケース (2,988億kWh)
再エネ25%ケース (2,500億kWh)		150 (86、64) 54 (38、17)	低位ケース (2,259億kWh)
現行エネルギー基本計画 (2,318億kWh) (総発電電力量1.2兆kWh)	—	—	—
2010年(実績) (1,145億kWh) (総発電電力量1.1兆kWh)	—		—

○海洋エネルギー発電(波力発電、潮流・海流発電)について(考察)

【ポイント】

- 海洋エネルギー発電(波力発電、潮流・海流発電)については、NEDOが、平成23年度次世代海洋エネルギー発電技術研究開発事業において、海洋エネルギー発電システム実証研究を開始しており、技術開発目標として、2015年に40円/kWh、2020年に20円/kWhの達成を掲げている。
- これを踏まえ、エネルギー供給WGでは日本における海洋エネルギー発電(波力発電、潮流・海流発電)の専門家の助言、協力を受けつつ、2030年における普及見込量を推計している。
- 従来の日本海洋エネルギー資源利用推進機構(OEA-J)の普及見通しでは、波力発電、潮流・海流発電、海洋温度差発電が普及することが見込まれていたが、技術的な普及可能性を精査し(温度差を利用する発電としては地上の地熱発電の方が開発が比較優位であり、規模も大きく、温度差も大きいいためより多くのエネルギーを得ることが可能)、波力発電と潮流・海流発電に絞って普及を見込んでいる。

参考(2) 既往調査における海洋エネルギーの導入見通し

- 日本海洋エネルギー資源利用推進機構(略称 OEA-J)は、2007年の「海洋基本法」および「海洋基本計画」の策定を受けて、2008年に「2050年までの海洋エネルギー資源利用のロードマップ」を策定している。
- 本ロードマップでは、2050年に想定される我が国のエネルギー使用量の10%以上にあたる、1400億kWhをまかなうことを目標とし、バックキャスト的に各年の導入量を設定している。
- 洋上風力、海洋温度差発電が先導し、2030年頃から波力発電、潮流・海流発電の導入が進むと想定されている。2050年の導入量は、波力発電200億kWh、潮流・海流発電200億kWh、海洋温度差発電400億kWhと見込まれている。

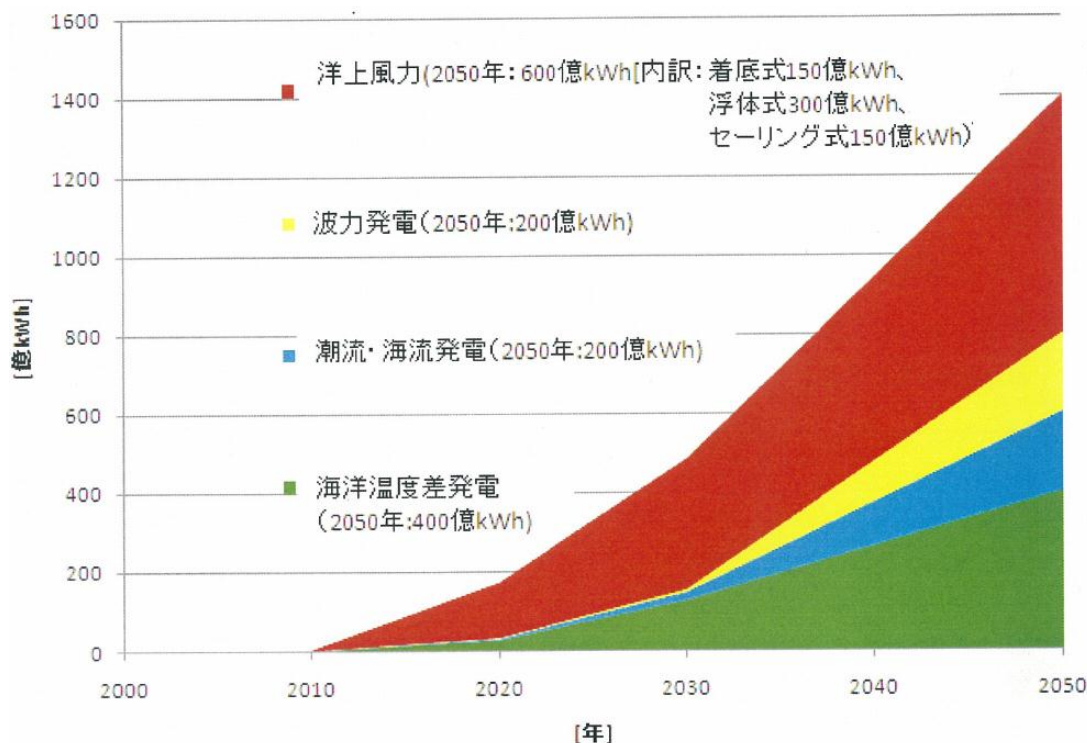


図 2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップ

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料(2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構)

出典: エネルギー供給WG資料及び参考資料より

3. 海洋エネルギーの導入見込量⑥(まとめ)

- 波力発電、潮流発電を合わせた海洋エネルギー発電の導入見込みは、高位ケースで約1,400万kW、約580億kWh/年。
- 日本海洋エネルギー資源利用推進機構(OEA-J)の2050年見通しと比較すると、電源別内訳では波力が多い結果となっている。

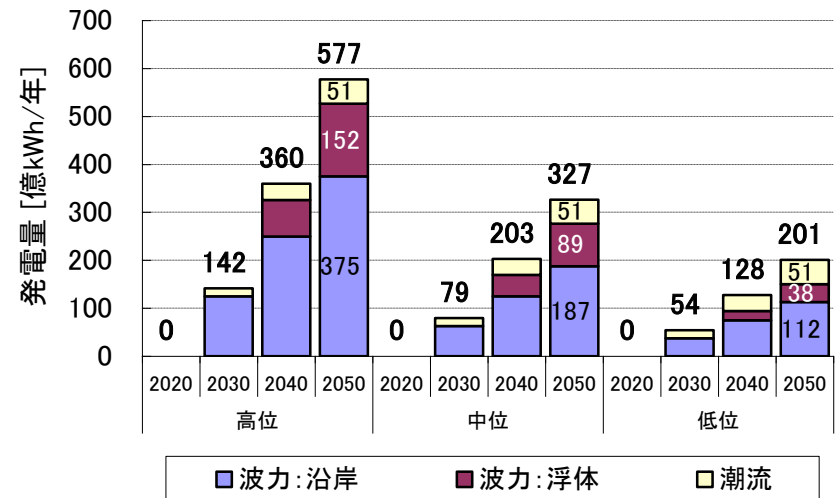
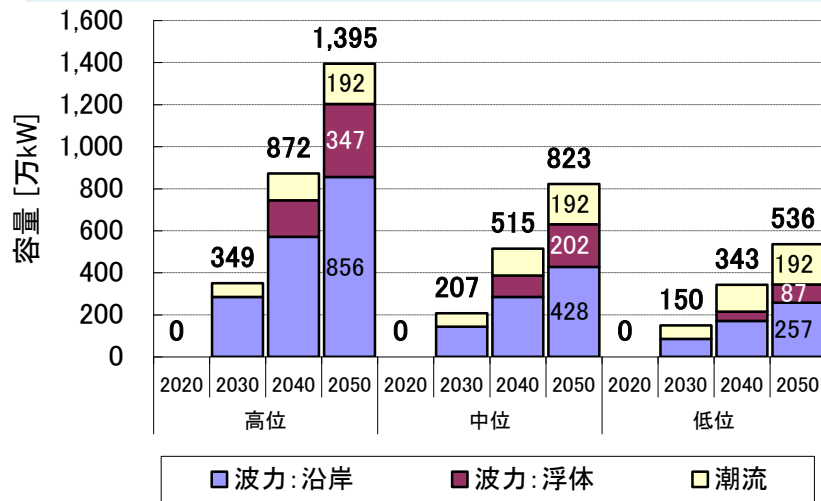


図 海洋エネルギーの導入見込量

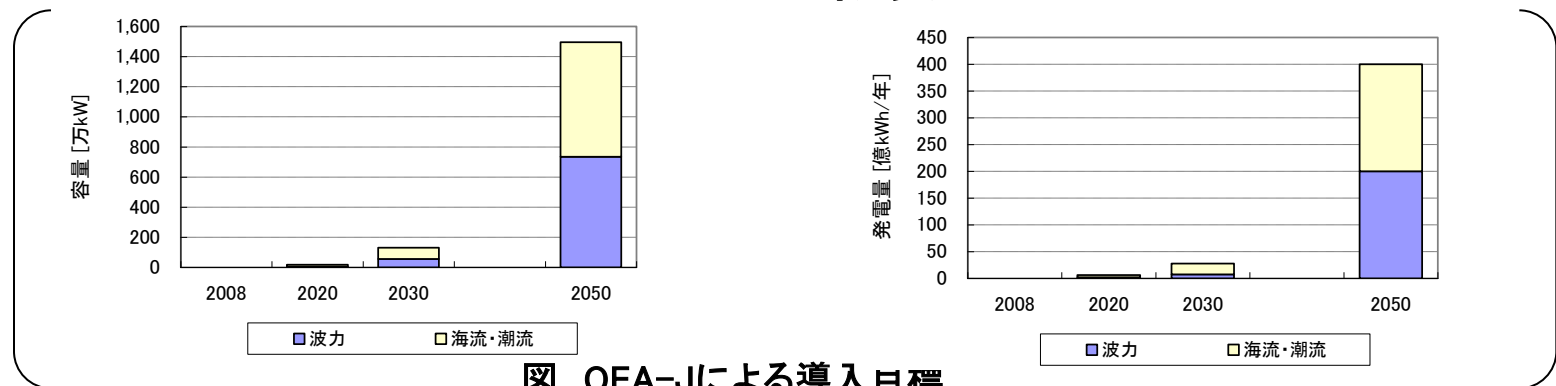


図 OEA-Jによる導入目標

参考(1) 海洋エネルギー技術の概要①(波力発電)

- 波力発電システムは主に以下の3種類に区分される。実用化されているものは少なく、多くが実証試験中。
 - ✓振動水柱型:装置内に空気室を設けて海面の上下動により生じる空気の振動流を用いて、空気タービンを回転させる。
 - ✓可動物体型:波のエネルギーを可動物体を介して機械的な運動エネルギーに変換し、それを動力源として油圧発生装置等のピストンを動かして発電する。
 - ✓越波型:波を貯水池等に越波させて貯留し、水面と海面との落差を利用して海に排水する際に、導水溝に設置した水車を回し発電する。
- 2008年9月に、ポルトガル沖において、可動物体型のPelamis波力発電装置を用いた、総出力2,250kW(750kW機×3基)の、世界初の商用プラントが運転開始。しかし数週間で故障が発生し、運転停止中。
- 米国のOcean Power Technologies社のPower Buoy(可動物体型)は、実証試験で予測計算どおりの出力を確認するなど、順調に進行中。
- 日本独自技術としては、ジャイロ式波力発電装置や、人工筋肉を用いたEPAM波力発電装置などは、従来の発電装置とは異なる原理を用いており、その実用化が期待される。

※NEDO再生可能エネルギー技術白書を元に取りまとめ。



図 Pelamis 波力発電装置

出典) Pelamis Wave Power Ltdホームページ



図 PB150 PowerBuoy
波力発電装置

出典) Pelamis Wave Power Ltdホームページ



図 ジャイロ式波力発電装置
(4号機:45kW機)

写真提供:(株)ジャイロダイナミクス

参考(1) 海洋エネルギー技術の概要②(潮流・海流発電)

- 潮流・海流発電は、海水の運動エネルギーを利用し、一般的には水車により回転エネルギーに変換させて発電する技術。
- 英国Marine Current Turbines社は、SeaGenプロジェクトにて、1.2MWの潮流発電の商用プラントを稼動中。また、RWE npower社と共同で2011～2012年に運用開始予定の10MW潮流発電プロジェクトを進行中。
- 米国ではニューヨークにおいて、Roosevelt Island Tidal Energy (RITE)プロジェクトと呼ばれる潮流発電プロジェクトが実施され、6基のプロペラ式潮流発電システム(発電出力200kW)により、電力供給が開始されている。最終的には10MW、8,000世帯分の電力供給を目指す。
- 日本においては、来島海峡、生月大橋において潮流発電、津軽海峡において海流発電の実証試験が実施されている。また、(財)エンジニアリング振興協会は、2MWの海流発電システムの事業化を目指し開発を進めている。

※NEDO再生可能エネルギー技術白書を元に取りまとめ。



図 SeaGenシステムイメージ

出典)“Oceans of Energy : Marine Renewable Energy Technologies” (2010, World Future Energy Summit, (Marine Current Turbines Ltd))



図 潮流発電システムイメージ

出典)川崎重工ウェブサイト

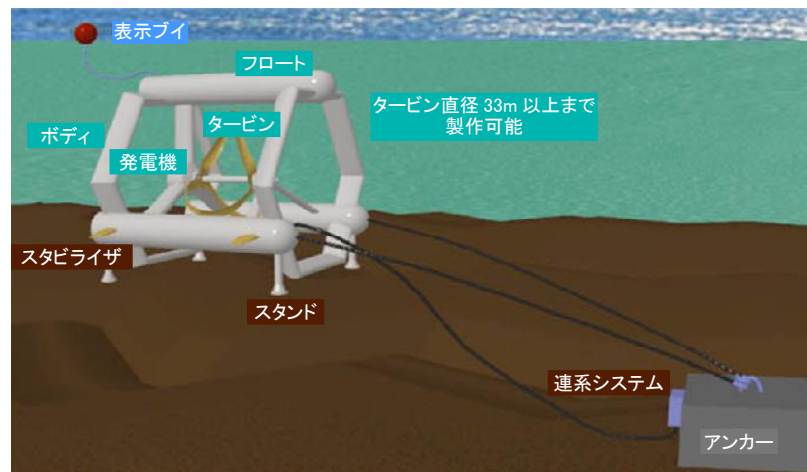


図 MW級海流発電システムイメージ

出典)「メガワット級海流発電システムの実用化に関するフィージビリティスタディ 報告書 一 要旨一」(2009, (財)機械システム振興協会)より作成

火力発電の構成について (補足説明資料)

＜LNG火力発電の発電電力量の絶対量は減少＞

- いずれの選択肢原案も、火力発電の発電電力量(kWh)は2010年度実績を下回る。LNG火力発電の発電電力量(kWh)も2010年度実績を下回る。

＜緊急時に備えた設備容量は確保＞

- いずれの選択肢原案も、火力発電の設備容量(kW)は2010年度実績と同程度を確保する推計となっており、他の電源に支障が生じた場合のバックアップ体制が整えられている。石炭火力については、更新需要も発生する見込みであるため、技術継承も可能。

＜LNG・石炭の将来性＞

- 中長期目標の議論は足下の需給逼迫によるLNG輸入増加とは別の問題。
 - ・LNGは、シェールガス革命等により輸入先の多様化や価格低減が見込まれる。
 - ・石炭は、中国等の消費量増により、可採年数は200年程度から100年程度に急減。資源量が豊富という従来のイメージが変化してきていることにも留意が必要。

【再生可能エネルギー大量導入を見据えた火力発電のあり方についての考察】

<再エネの大量導入時にはLNG火力が必要>

- 再エネ電力を飛躍的に拡大させる際、出力変動を調整する能力が高いLNG火力発電が必要。
- 調整能力の劣る石炭火力の発電比率を高め、調整電源となるLNG火力発電の発電比率を下げることは、再エネ電力の導入を困難なものとし、系統への接続が困難という拒否事由が増加するおそれ。
- 石炭火力のCO₂排出量はLNG火力の約2倍。石炭火力を増加させると再エネ電力の大量導入によるCO₂削減効果を相殺。

<コスト面でもガスシフトが自然>

- LNG火力発電と石炭火力発電のコスト差は12,000円／トン-CO₂に相当。
- 産業、民生、運輸などの需要部門には、CO₂対策費用が12,000円／トン-CO₂を超える対策を求めており、部門間の努力のバランス上もこれと同程度の対策を電力事業者に求めることが適当。
- 我が国でも再エネ電力の大量導入に伴い、火力発電の設備利用率の低下が想定され、設備利用率が60%以下となった場合には、LNG火力発電の方がコスト的に優位になるとのコスト等検証委員会の試算結果も存在。

エネルギーセキュリティ: 発電電力量

- 2030年における火力発電の発電電力量(kWh)は2010年度実績を下回っている。

2010年度

	発電電力量		2010年比
	%	億kWh	%
原発	26	2,882	100%
再エネ	11	1,145	100%
火力	63	6,859	100%
うち、石炭	24	2,618	100%
うち、LNG	27	2,945	100%
うち、石油	9	982	100%
うち、コジェネ	3	314	100%

2030年度

総合
工
ネ
調

中
環
審

原発0%ケース

	発電電力量		2010年比
	%	億kWh	%
原発	0	0	0%
再エネ	35	3,577	312%
火力	62	6,091	89%
うち、石炭	24	2,344	90%
うち、LNG	17	1,661	56%
うち、石油	6	586	60%
うち、コジェネ	15	1,500	478%

原発15%ケース

	発電電力量		2010年比
	%	億kWh	%
原発	15	1,500	52%
再エネ	30	2,968	259%
火力	53	5,231	76%
うち、石炭	23	2,258	86%
うち、LNG	11	1,080	37%
うち、石油	4	393	40%
うち、コジェネ	15	1,500	478%

原発25%ケース

	発電電力量		2010年比
	%	億kWh	%
原発	25	2,500	87%
再エネ	25	2,600	227%
火力	48	4,759	69%
うち、石炭	21	2,074	79%
うち、LNG	8	790	27%
うち、石油	4	395	40%
うち、コジェネ	15	1,500	478%

※20%ケースは原発20%、再エネ30%で火力の比率は25%ケースと同じ

原発0%、高位ケース

	発電電力量		2010年比
	%	億kWh	%
原発	0	0	0%
再エネ	36	3,424	299%
火力	64	6,195	90%
うち、石炭	15	1,429	55%
うち、LNG	30	2,858	97%
うち、石油	4	429	44%
うち、コジェネ	15	1,479	471%

原発15%、中位ケース

	発電電力量		2010年比
	%	億kWh	%
原発	16	1,490	52%
再エネ	32	2,970	259%
火力	52	4,917	72%
うち、石炭	13	1,247	48%
うち、LNG	20	1,870	63%
うち、石油	3	312	32%
うち、コジェネ	16	1,488	474%

原発25%、中位ケース

	発電電力量		2010年比
	%	億kWh	%
原発	27	2,523	88%
再エネ	32	2,971	259%
火力	41	3,886	57%
うち、石炭	9	872	33%
うち、LNG	14	1,308	44%
うち、石油	2	218	22%
うち、コジェネ	16	1,488	474%

※原発20%、中位ケースは原発20%(1,970億kWh)、再エネとコジェネの発電電力量は15%ケースや25%ケースと同じ。火力は4,438億kWh(47%)、うち、石炭1.073億kWh(11%)、LNG 1.609億kWh(17%)、石油268億kWh(3%)

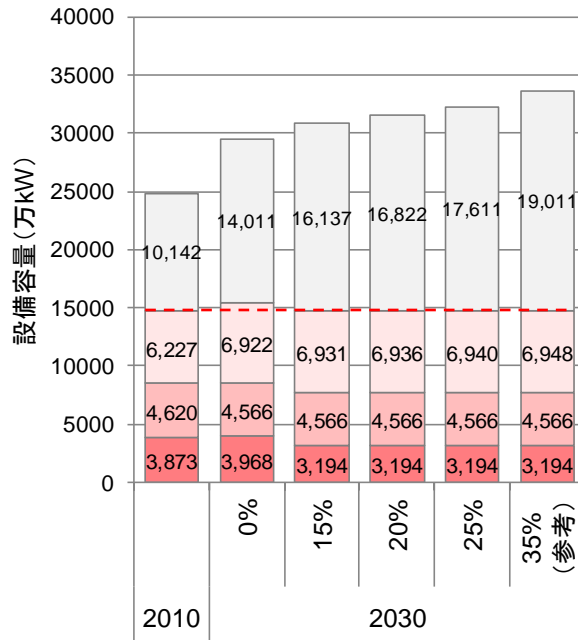
※再エネには揚水発電を含まない値を記載

エネルギーセキュリティ: 設備容量

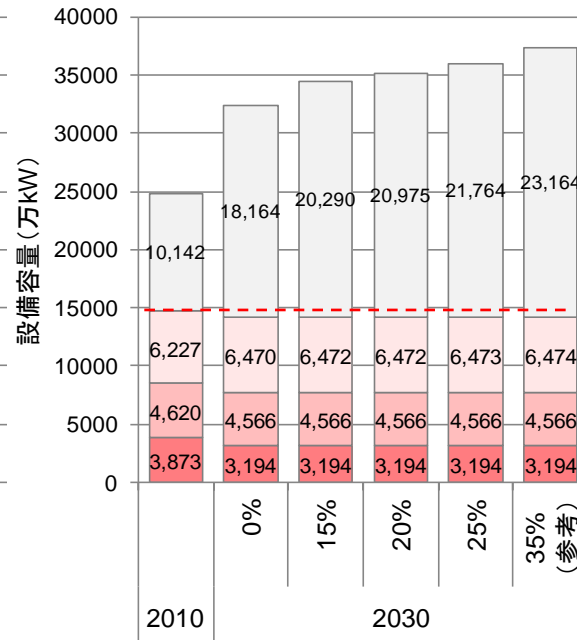
- 火力の設備容量については、十分に確保される推計となっており、セキュリティには配慮されている。

2030年の設備容量(慎重シナリオ)

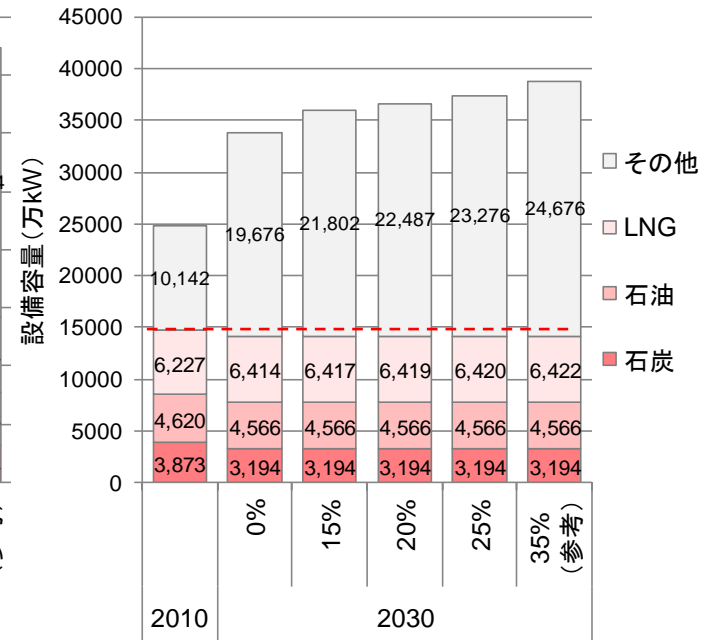
<低位ケース>



<中位ケース>



<高位ケース>



※「その他」には、原子力、揚水、再エネ等が含まれる。

※ 0%, 15%, 20%, 25%, 35% : 発電電力量に対する原子力発電の占める割合に基づくケース

エネルギーセキュリティ: 今後の火力発電の建設計画

今後の石炭火力とLNG火力の建設計画

○2020年度までに運転開始が予定されている石炭火力及びLNG火力は、以下のとおり。

石炭	→	3基	220万kW
LNG	→	30基	1590万kW



出典: 第13回総合資源エネルギー調査会基本問題委員会(平成24年2月22日)
資料7 火力発電について(事務局提出資料)より抜粋

エネルギーセキュリティ:石炭火力リプレース需要見通し

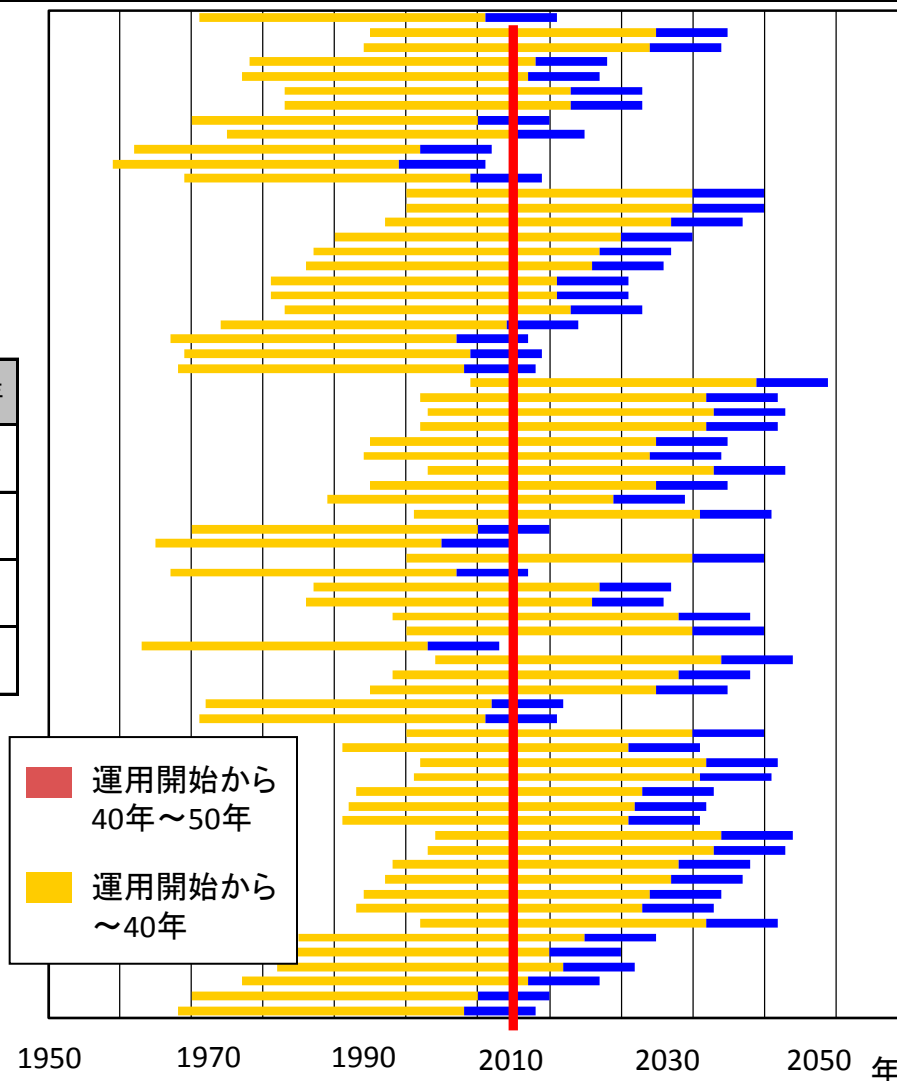
- ・2020年、2030年に向けて多くの石炭火力発電所が更新期を迎える。
- ・1年に1～2基程度の更新需要が発生すると見込まれる。
- ・新增設を行わなくとも、これらの更新需要により、技術の継承は可能と考えられる。

○2011年12月末時点で、日本で運用されている石炭火力発電所は69基

○運転開始から40年超の石炭火力発電所は、2020年で21基、2030年で33基。

年		2011年 12月時点	2020年	2030年	2040年	2050年	2060年
運用年数 40年以下	発電所数 (基)	56	48	36	17	1	0
	設備容量 (GW)	32.7	30.7	25.4	11.7	0.6	0.0
運用年数 40年超	発電所数 (基)	13	21	33	52	68	69
	設備容量 (GW)	2.3	4.3	9.6	23.3	34.4	35.0

※2011年以外は1月時点の値
出典)電源開発の概要(2010)

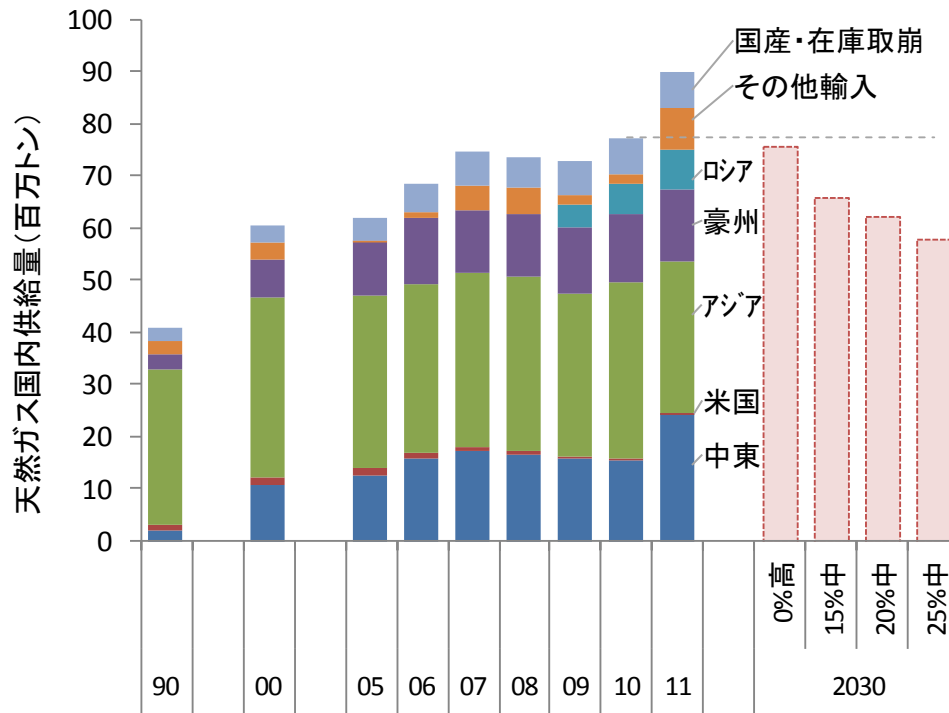


エネルギーセキュリティ: 輸入先国の多様性

- 短期的にはLNGの中東比率が増加しているが、2030年の一次エネルギー供給は2010年実績を下回る見込み。議論の前提は2030年の長期的な話であり、短期的な需給逼迫の話とは分けて考えることが必要。
- また、非在来型ガスも含めればさらなる調達先の多様化が期待される。

■ 日本の天然ガス国内供給量の輸入先国別内訳

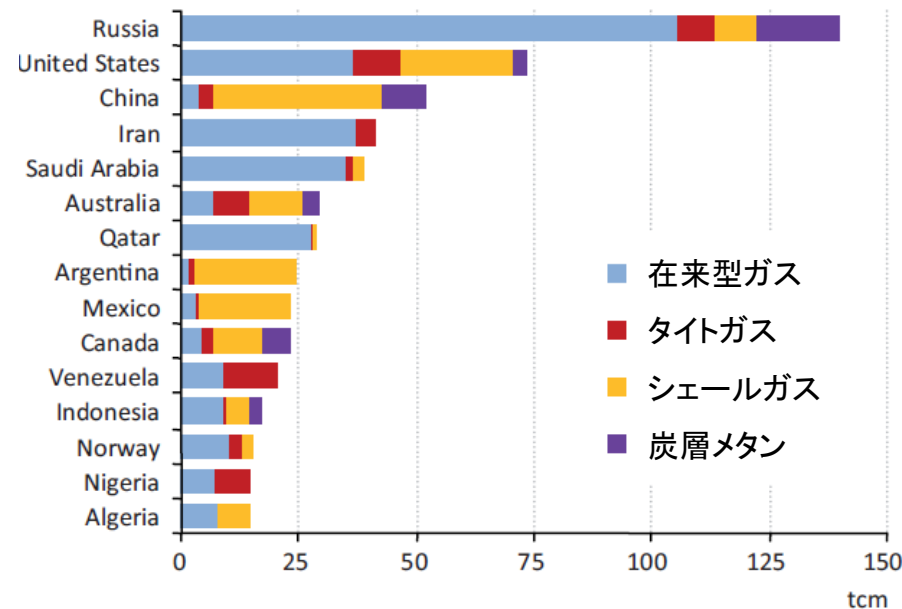
- LNGは従前から、輸入先の多様化が進められている。
- 2011年度は中東比率が約3割まで上昇したが、それ以前は2割程度で推移。
- なお、2030年の見込みはいずれも2010年実績を下回っている。



(出典)総合エネルギー統計、財務省貿易統計、資源・エネルギー統計より作成
 ※2011年の在庫取崩量は2010年値で仮置きしている。

■ 天然ガスの国別残存可採埋蔵量(2011年末)

- 天然ガスは非在来型ガスも含めれば更なる多様化が見込まれ、地政学的リスク、資源制約面の障壁が緩和される可能性も期待される。



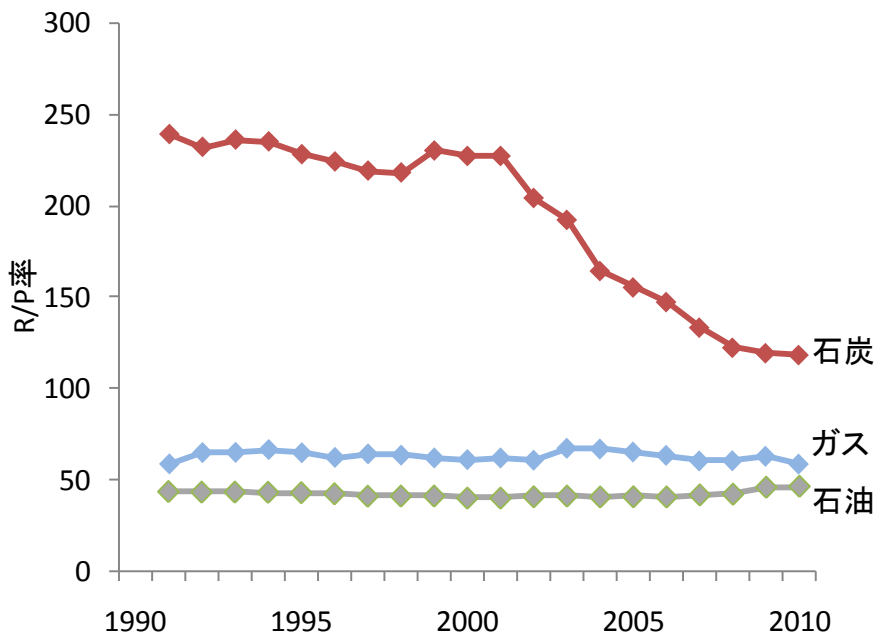
(出典)World Energy Outlook2012 special report "Golden Rules for a Golden Age of Gas" (2012.5)

エネルギーセキュリティ: 資源の可採量に係る制約

- 石炭は天然ガス、石油と比較して可採年数が長いとされてきたが、2000年以降から急激に減少。中国等の新興国における石炭需要が増加したことが主たる要因と考えられる。
- IEAの見通しでは、天然ガスの消費は今度も増加するとされている。ただし、非在来型ガスの利用可能量の拡大により、石炭のように可採量が大幅に落ち込むことはないと考えられる。

■化石燃料の可採年数の推移

- 石炭の可採年数は直近10年で約半分に減少。

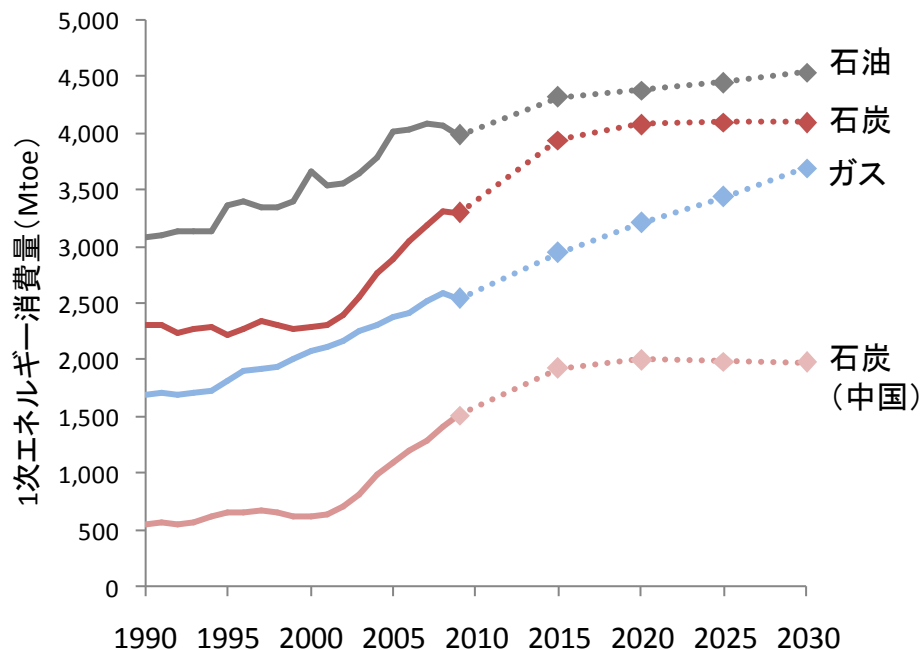


※R/P率とは当該時点での確認埋蔵量(Reserve)をその年の生産量(Production)で除した値のことで、その時点の生産量を将来にわたり維持し続けた場合の可採年数に相当。

(出典)BP Statistical Review of World Energyより作成

■世界の化石燃料消費量の推移

- 石炭消費量はここ10年で急増しており、特に中国における伸びが大きい。
- IEAの見通しでは、2030年までにガスの消費量が大きく増加する見込み。

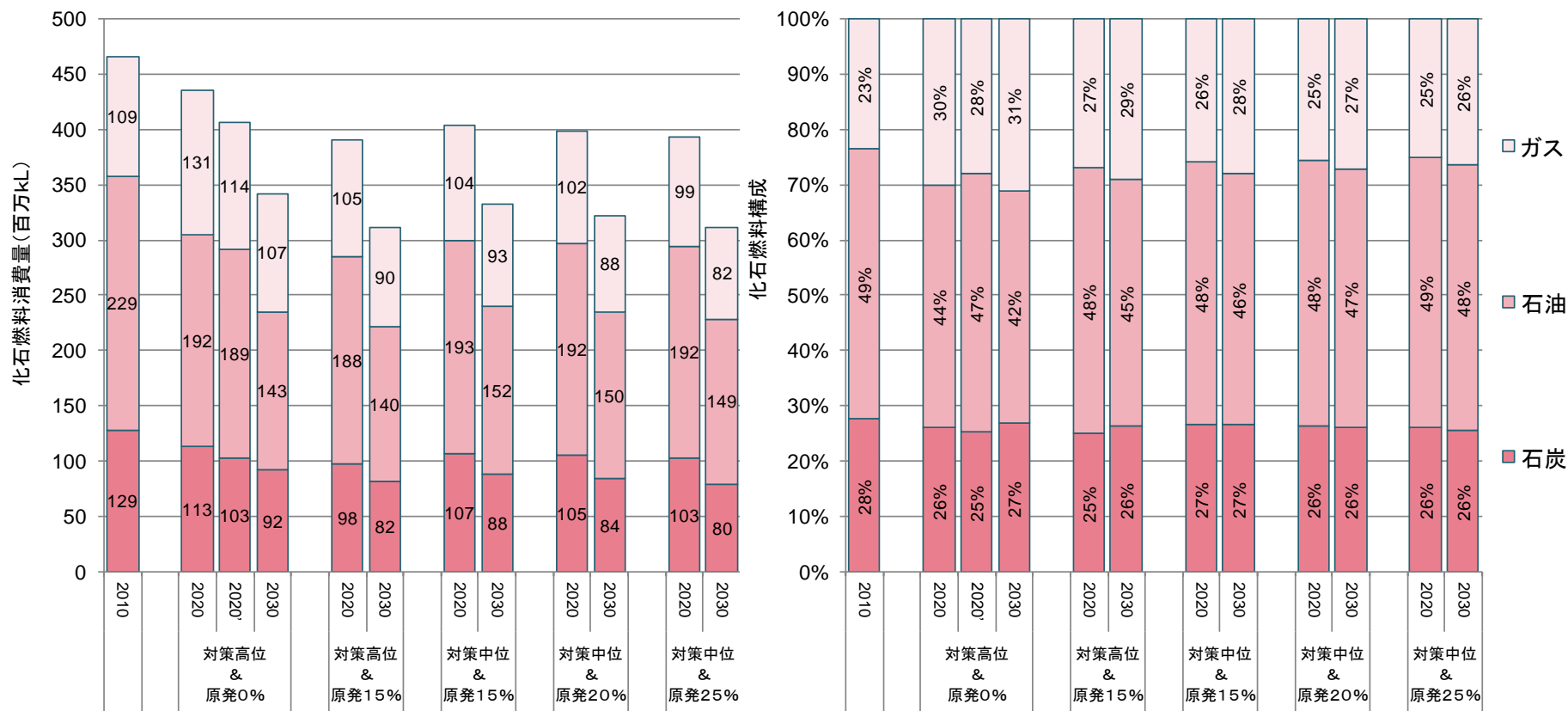


1990 1995 2000 2005 2010 2015 2020 2025 2030
※予測値はIEA新政策シナリオ
(出典)EDMCエネルギー・経済統計要覧、IEA: World Energy Outlook 2011より作成

エネルギーセキュリティ: 一次エネルギー

- 一次エネルギー供給の比較では、いずれのケースでも化石燃料種の構成比率は2010年度実績と近い値。
- また、2030年の消費量見込みは、石炭・石油・ガスいずれも総量では2010年度実績を下回っている。

■化石燃料の一次エネルギー供給量(発電分以外も含む)



※ 原発0%ケースは、2020年に原発が0%となるケースを「2020」、2020年の原発比率を2010年実績値の約半分としたケースを「2020'」と表記。

火力発電所の出力調整力

- 調整用電源に求められる、短時間での出力変動に対する追従性、出力調整幅の広さといった観点においては、LNG火力の適性が高い。低炭素電力供給システムに関する研究会報告書(2009年7月資源エネルギー庁)においても、「例えば、IGCCは、多様な燃種への対応や、出力変化、電源立ち上げに課題があるといったような観点も十分に踏まえた適切な電源選択が行われる必要がある。」としている。

※IGCC:石炭ガス化複合発電

タイプ	汽力発電方式						コンバインド発電方式		
	ドラム (35万kWクラス)			貫流 (70万kWクラス)			1100℃級 (単軸15万kWクラス)	1300℃級以上 (単軸35万kWクラス)	
燃料種別	石油	LNG	石炭	石油	LNG	石炭	LNG	LNG	
ガバナフリー運転	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	
LFC調整力	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	
出力調整力	○	◎	○	◎	◎	○	単軸△ 系列◎	単軸○ 系列◎	
出力調整幅	30%~100%	20%~100%	30%~100%	15%~100%	15%~100%	30%~100%	単軸 80%~100% 系列 20%~100%	単軸 50%~100% 系列 20%~100%	
出力変化率	3%/分	3%/分	1%/分	5%/分	5%/分	3%/分	7%/分	10%/分	
起動時間 (時間)	WSS	20~30時間			30~40時間			12時間	
	DSS	3~5時間			5~10時間		—	1(並列0.5)時間	

※ 上記数値は代表例であり、プラント毎に仕様は異なる。

DSS (日々停止: Daily Start and Stop) : 電力需要の低い夜間に発電プラントを停止し、翌日の朝方に起動する運用。

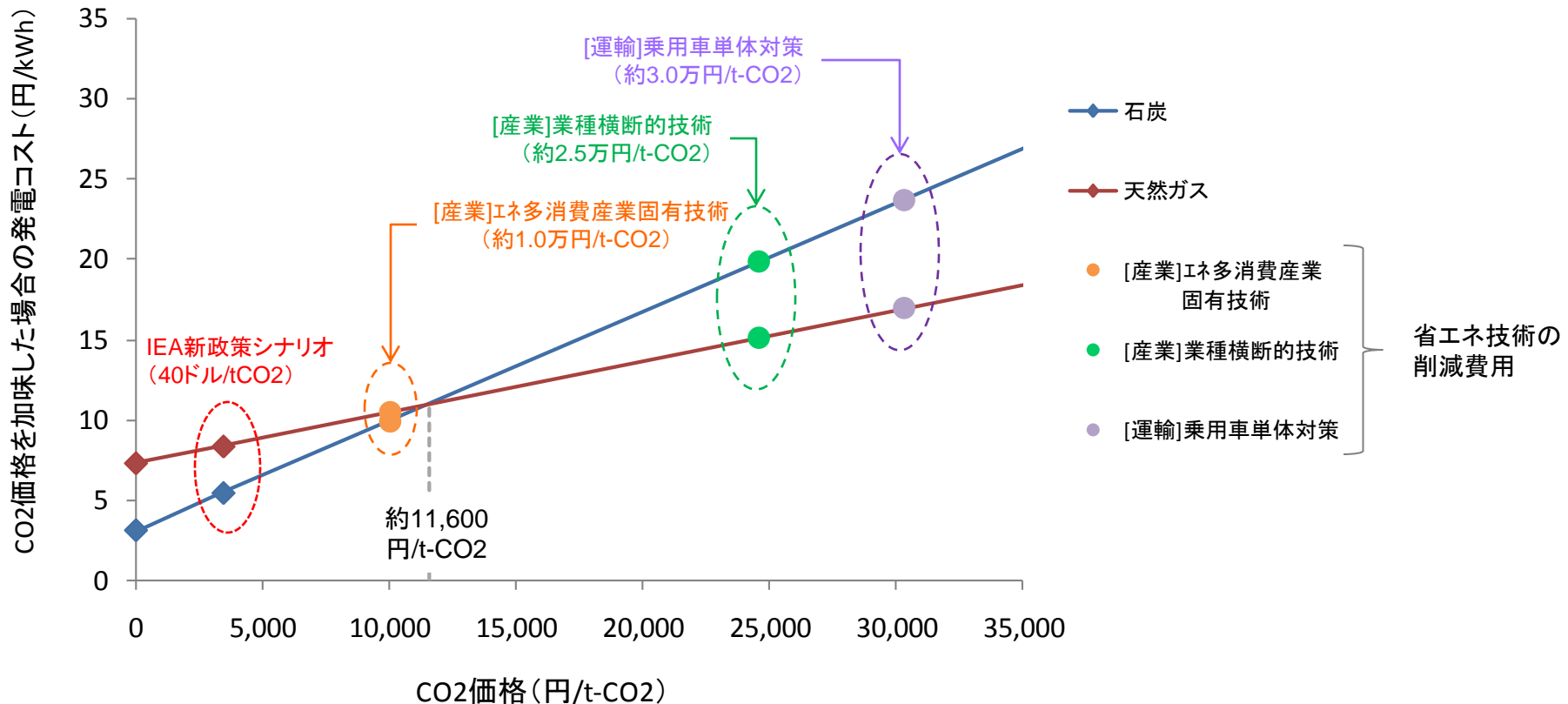
WSS (週末停止: Weekly Start and Stop) : 電力需要の低い週末に発電プラントを停止し、週明けに起動する運用。

※WSSでの起動時間は発電プラントが冷機状態から起動した例

経済性：CO2価格を加味した場合の燃料費の比較

- 石炭は相対的に安価であるが、発電量当たりのCO2排出量が大きいため、CO2価格に応じて価格が大きく変動。CO2価格が1トンあたり約11,600円を上回る場合において、石炭の燃料コスト+CO2コストは天然ガスを上回る。
- 技術モデルより試算された産業・運輸部門の代表的な省エネ技術の削減費用は11,600円/t-CO2程度かそれを上回る対策費用となっている。

■CO2価格と石炭・天然ガス火力の発電コスト(燃料コスト+CO2コスト)の関係(2030年)



※対策ごとの削減費用は、技術モデルによる中位ケース(主観的な投資回収年数を用いた場合)の値。

※CO2価格を加味した場合の発電コスト=発電用燃料コスト(¥/kWh)+排出係数(tCO2/kWh)×CO2価格(¥/tCO2)

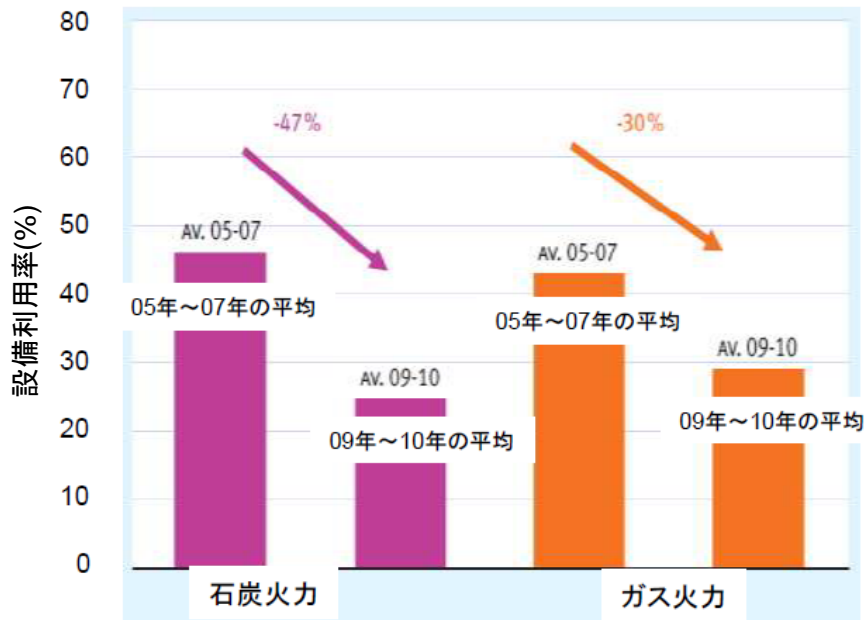
(出典)コスト等検証委員会報告書、IEA:「World Energy Outlook 2011」等より作成

経済性：年間の設備利用率と発電コストの関係

- スペインでは、再エネが増えたこともあり火力の年間設備利用率が低下。
- 設備利用率が落ちると、資本費のウェイトが相対的に小さいLNG火力の優位性が増す。

■ 再エネ導入と火力の設備利用率 (スペインの事例)

- 風力発電の導入が進んだスペインでは、火力が調整用に使われる機会が増え、結果的に設備利用率が落ちる傾向にある。



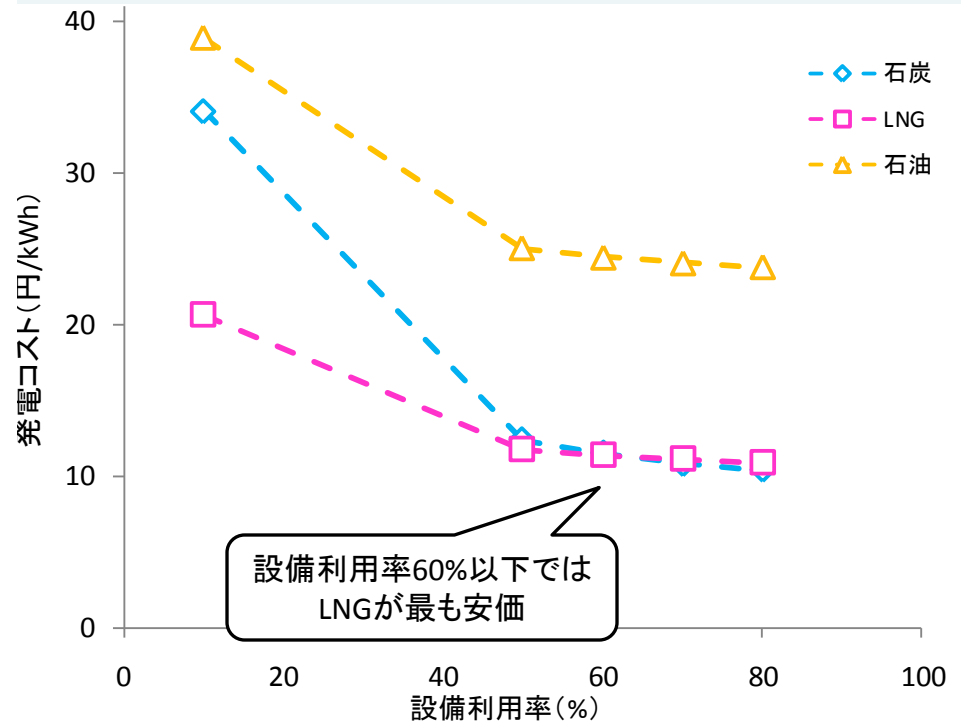
スペインにおける火力発電の設備利用率の低下の状況

(EURELECTRIC, "Flexible generation: Backing up renewables"より資源エネルギー庁が作成。)

(出典) 第23回総合資源エネルギー調査会基本問題委員会資料3
(平成24年5月21日)より抜粋

■ 設備利用率と発電コストの関係(新設時、2030年)

- 年間の設備利用率が落ちると、新設時には資本費のウェイトが小さい電源の優位性が相対的に増す。
- コスト検証委の試算では、代表的なケースにおいて、設備利用率60%以下で石炭よりLNG火力が安価になる。



設備利用率60%以下では
LNGが最も安価

(出典) コスト等検証委員会報告書より作成。

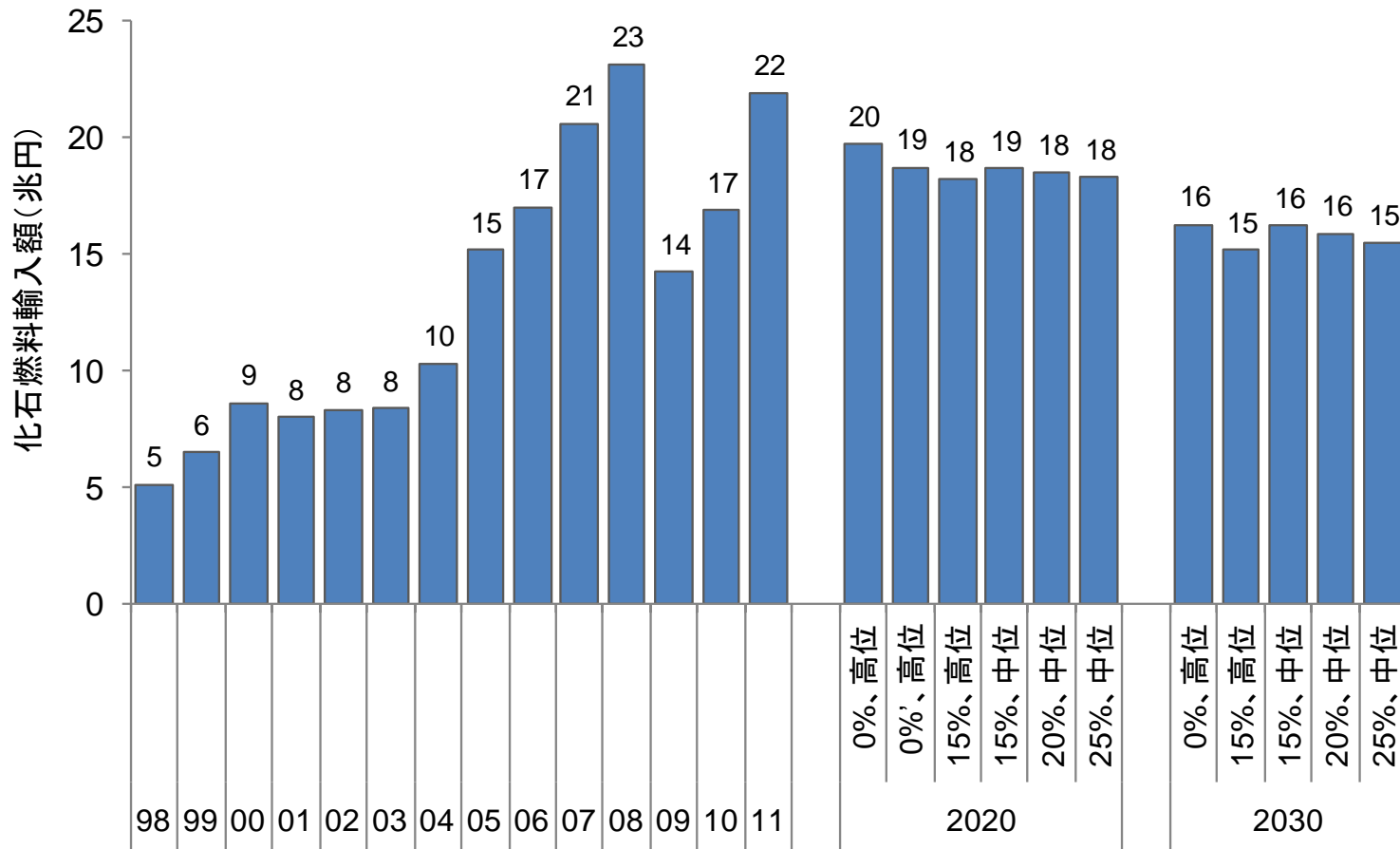
※2030年モデル。40年稼働、割引率3%、燃料費上昇率・新政策シナリオの発電コスト。

※発電コストは、資本費、運転維持費、燃料費、社会的費用の合計。

経済性：化石燃料の輸入額

- 今回の5ケース(2020年は6ケース)においては、いずれも発電電力量に占めるLNGの比率は石炭より高くなっているが、電力消費量やエネルギー消費量自体が減少することもあり、2030年の化石燃料輸入額はいずれも2010年実績を下回ることが見込まれている。

■化石燃料輸入額の推移および見通し(慎重シナリオ)



※実績値は名目価格
(出典)実績値は財務省貿易統計より作成