

3. 再生可能エネルギーの導入を支える施策等

3.1 再生可能電力の固定価格買取制度

地球温暖化対策の中期目標の達成、及び一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を10%とする目標の達成のためには、再生可能エネルギーに対する経済的な支援が不可欠である。

経済的な支援策の1つである固定価格買取制度について、経済産業省では2009年度から「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」にて検討を進め、2010年8月にその大枠を定めた。また、同年9月以降は「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」にて詳細検討が進められ、同年12月には詳細制度設計案が提示された。

ここでは、再生可能電力を対象とした固定価格買取制度に関して、買取対象、買取価格と期間、自家消費電力の扱い、既設電源の扱い、という4点に着目して独自に検討を行った¹²。

まず、固定価格買取制度導入の目的は、以下の3点と考えられる。

- 1) 電力需要家の負担により、再生可能エネルギーを大幅に導入することでCO₂排出削減を進め、2020年の中期目標を達成し、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を10%以上とする。さらに、2050年80%削減目標の達成や低炭素社会の構築に貢献する。
- 2) 再生可能エネルギーに関連する産業を育成し、国際競争力の向上を図るとともに、地域の資源や人材を活用し雇用創出に貢献する。
- 3) 化石燃料価格高騰リスクに対応するため、エネルギー自給率を向上させる。

なお、固定価格買取制度で低減されるプロジェクト採算性リスク以外にも、電源の種類毎に様々な事業リスクがあり、これらを低減するための支援方策についても併せて検討が必要である。

3.1.1 固定価格買取制度とは

再生可能電力の固定価格買取（Feed-in Tariffs, FIT）制度とは、電気事業者に対し、再生可能エネルギーにより発電された電力について規定の価格（固定価格）で買い取ることを義務付ける制度である。

再生可能電力の導入を推進する政策としては他に、導入補助金やRPS制度があるが、固定価格買取制度は、固定価格での買取により導入者の投資回収を予測し易くするため、再生可能エネルギーへの投資を加速させる有効な制度である。ドイツやスペインなどで広く導入され、再生可能電力の導入量を確実に増加させている¹³。

固定価格買取制度の一般的な特徴は下記のとおり整理できる。

¹²固定価格買取制度については、2011年3月11日に「気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法案」が閣議決定されているが、ここではこの閣議決定前の段階で、導入することが望ましいと考えられる制度について検討を行った。

¹³再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム（第2回）議事要旨によると、ドイツの太陽光発電市場では、中国製品が5割を占めるほど輸入品が増加している、買取単価を当初予定以上に低減する可能性がある、との報告がある。

- ・ 買取価格は通常電源別に設定される。技術熟度やエネルギー固有の特性によって現状の発電コストが電源ごとに異なることに対応する。また、特定の技術を推進したいという政策判断を反映する場合もある。
- ・ ある年度に設定された買取価格は当該年度の導入設備に対して長期間固定される（例えば10～20年）。これにより、導入時の初期コストの回収が設置者に保証され、結果的に、再生可能エネルギーへの投資の安全性が向上し、積極的な長期投資が可能となる。
- ・ 買取価格は、技術進歩や量産効果を受けた生産コストの低下による発電コストの減少に伴い、徐々に引き下げられると見込まれる。
- ・ 電気事業者の再生可能電力の買取費用は、通常、電力料金として一律に電力需要家によって負担される。
- ・ 制度が廃止された場合には、新規の買取はなくなるが、制度存続時に買取対象となった電源からの買取は一定期間継続される。

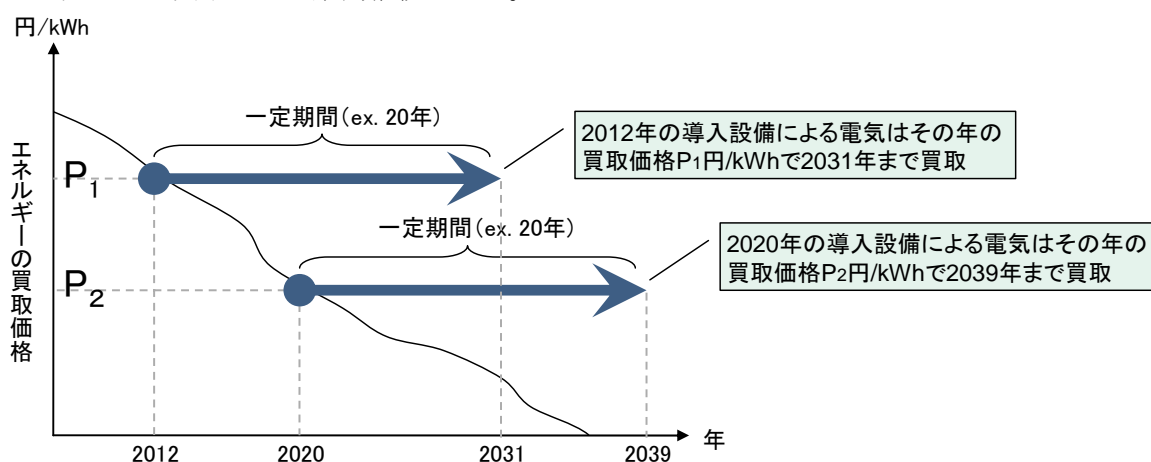


図 3-1 固定価格買取制度における買取価格のイメージ

3.1.2 望ましい固定価格買取制度

再生可能エネルギーの導入見込量の分析等を踏まえ、望ましい固定価格買取制度を下記のとおり提案する。

- ・ 実用化されているエネルギー種を対象とする。具体的には太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電（温泉発電を含む）、バイオマス発電とする。
- ・ 太陽光発電は投資回収年数8～10年、その他は20年間の買取で内部収益率（IRR）を8%以上を確保できる買取価格とする（価格は電源の種類別に設定）。また、買取期間は20年間とする。
- ・ 自家消費分も含めた全量の買取制度を基本とする（再生可能電力の導入拡大を想定した場合、公平性や投資回収の見通しの立ちやすさ等の観点から、全量買取が望ましい）。
- ・ 既設電源は事業化の際に想定していた採算性を確保させる。
- ・ 買取の義務対象者として一般電気事業者を想定しているが、後述するように義務対象外となる特定規模電気事業者（PPS）がより高い価格で買い取れることを排除するものではない。

表 3-1 固定価格買取制度における望ましい買取価格

| | ▲15% | ▲20% | ▲25% |
|---------|---|---|---|
| 太陽光発電 | 44 円/kWh (2012 年) →24 円/kWh (2020 年) | 48 円/kWh (2012 年) →26 円/kWh (2020 年) | 53 円/kWh (2012 年) →27 円/kWh (2020 年) |
| 風力発電 | 陸上：22 円/kWh (2012 年) →18 円/kWh (2020 年) 洋上（着床式）：30 円/kWh 洋上（浮体式）：42 円/kWh | | |
| 中小水力発電 | 15 円/kWh | 20 円/kWh | 25 円/kWh |
| 地熱発電 | 20 円/kWh (IRR が 8%を下回る地点には補助制度を併用) | | |
| バイオマス発電 | 22 円/kWh | | |

※20年間の全量買取を前提とした場合の買取価格である。

※太陽光発電及び風力発電（陸上）は、現状で導入に伴うコスト低減が見込まれることから、買取価格の低減を想定した。

※地熱発電は、地下資源の把握が困難であり、他のエネルギーと比較してポテンシャル量の把握が難しいことから、補助制度の併用を想定した。補助制度がない場合に、IRR8%を満たすためには、買取価格を 43 円/kWh とする必要があり、支援総額が増大する。

※バイオマス調達コストには様々なケースがあり、逆有償もあり得るため、調達コストを含まないケースを想定した。

以下に、各項目についての詳細を記す。

(1) 買取対象

再生可能電力の買取対象は、当面、実用化されているエネルギー種とすることが望ましい。すなわち、現在においては太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電（温泉発電を含む）、バイオマス発電（化石燃料起源の廃棄物の焼却に伴う発電分は含まない）である。

ただし、将来的に実用化されれば、海洋エネルギーによる発電、高温岩体発電なども買取対象になり得る。

これらの再生可能電力は、発電時に CO₂を排出しないだけでなく、製造・廃棄時のエネルギー消費を勘案しても、いずれも化石燃料発電に比較して十分な CO₂排出削減効果がある。図 3-2 は、電源別のライフサイクル CO₂排出量に関して、電力中央研究所が 2010 年 7 月に再試算を行った結果である。本分析ではバイオマス発電の評価は行われておらず今後の課題とされているが、バイオマスハンドブック（日本エネルギー学会編）によると、海外における事例として 24～119 gCO₂/kWh という評価例がある。

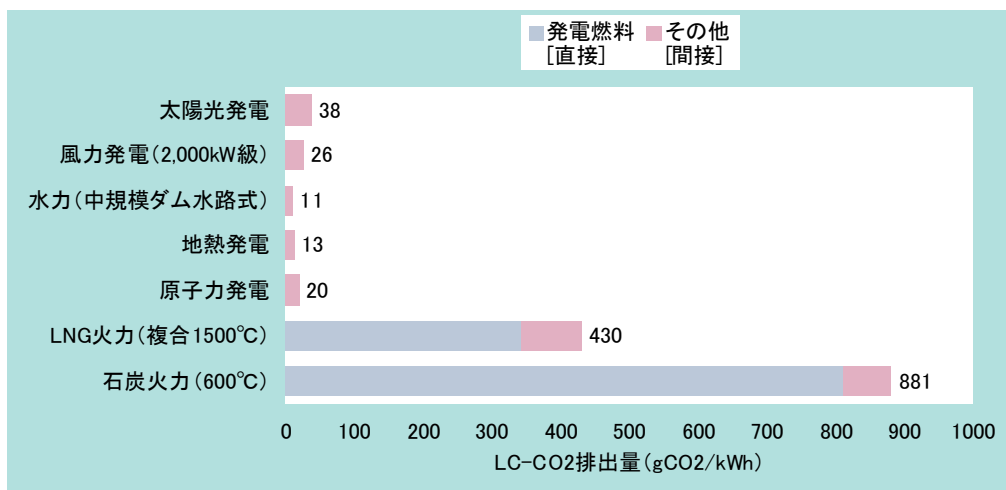


図 3-2 電源別のライフサイクル CO₂ 排出量

なお、バイオマス発電に関しては、原料となるバイオマスが他の用途（飼料利用等）との競合を引き起こす可能性が指摘されている。経済産業省、農林水産省及び環境省が検討して取りまとめた「バイオ燃料導入に係る持続可能性基準等に関する検討会報告書」（2010年3月）における持続可能性基準を、バイオ燃料だけではなく、他のバイオマス利用にも適用するといった配慮が考えられる。本報告書における持続可能性基準は以下のとおり。

- ・ バイオ燃料に求める GHG 排出削減水準として、LCA で 50% 程度の削減水準とする
- ・ 食料競合については、国が総合的に評価を行うこととし、事業者は国が行う評価に必要な情報を提供する
- ・ 生物多様性への対応として、生産国の国内法の遵守を前提とする

なお、この基準のうち食料競合や生物多様性への対応は、主に輸入バイオ燃料を想定したものであるが、バイオマス発電の燃料であっても、また、国内バイオマスであっても同様の配慮は必要である。

(2) 買取価格と期間

再生可能エネルギーに対する投資を促進するという目的から、事業への投資意向を引き出せるような買取価格・期間とすることが必要である。

また、買取価格を発電コストの変化に応じて見直すことで支援と負担の適性化を図ることが望ましい。加えて、柔軟な見直しを行うためには、技術熟度やエネルギーの特性を踏まえ、エネルギー種類毎に異なる発電コストに応じた買取価格を設定することが有効である。

具体的には、事業の採算性を考慮して、太陽光発電は投資回収年数 8～10 年を確保できる買取価格、その他の発電は 20 年間の IRR で 8% 以上を確保できる買取価格を想定した。

前出の表 3-1 に記載したとおり、2012 年に制度を導入するとすれば、初年度の買取価格は、太陽光発電は 44～53 円/kWh、風力発電は 22 円/kWh（陸上）・30 円/kWh（洋上着床式）・42 円/kWh（洋上浮体式）、中小水力発電は 15～25 円/kWh、地熱発電は 20 円/kWh、バイオマス発電は 22 円/kWh となる。

太陽光発電と風力発電（陸上）については、今後の発電コストの低下が予想され、2020 年の適

正水準はそれぞれ 24～27 円/kWh、18 円/kWh と推計された。

(3) 自家消費電力の扱い

再生可能電力は、発電施設の種類や規模などによってその電力が自家消費される割合が異なり、余剰電力が生じる場合や生じない場合が想定される。再生可能エネルギーの発電による自家消費電力と余剰電力の発生パターンとしては、以下の3つに場合分けすることができる。公平性や投資回収の見通しの立ちやすさ等の観点から、いずれの場合も自家消費も含めた全量買取が望ましいと考えられる。

① 系統に直接接続することが前提の場合

大規模風力や地熱発電のように、系統に直接接続することが前提の場合、基本的には自家消費は発生せず、発電した電力全量を買収することとなる。

② 発電電力量より導入地点の電力需要量が多い場合

例えば工場等の屋根面に太陽光パネルを設置する場合など、発電電力量がほぼ全量自家消費される場合、余剰電力が発生しないため、現行の余剰買取方式の制度では、太陽光パネルの設置者に対する買取制度によるインセンティブが働かない。このため、導入者のインセンティブを確保する観点から、自家消費であっても発電電力量を全量買取する制度が望ましい。なお、系統に直接接続しようとする、昇圧が必要な可能性があるため、自家消費した上で発電電力量を全量買取する仕組みを検討する必要があると考えられる。

③ 発電電力量と導入地点の電力需要量が同程度又はそれ以下の場合

<余剰買取がもたらす不公平>

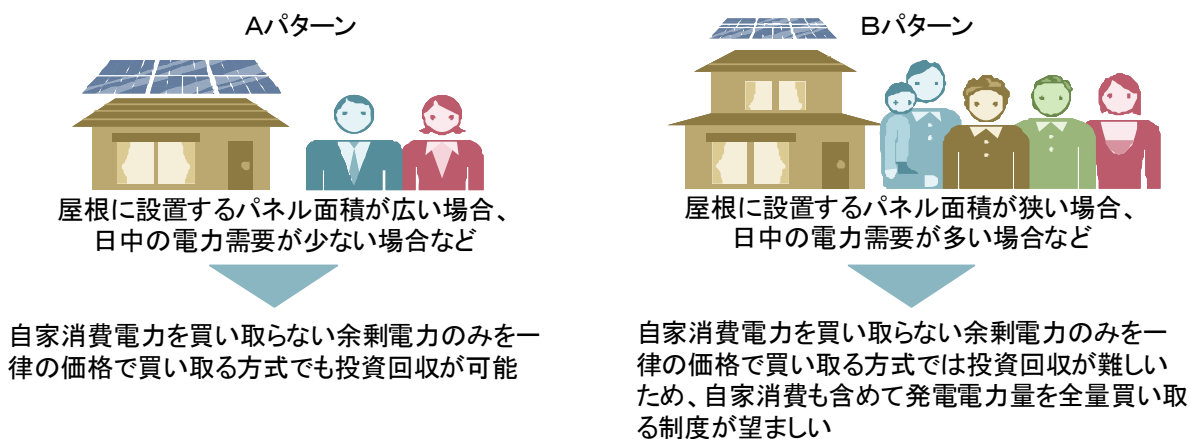
住宅の屋根面に太陽光パネルを設置する場合、現行の買取制度は余剰が発生した場合に当該余剰電力のみを固定価格で買取する制度としている。

しかし、設置可能なパネル面積や昼間人員などのライフスタイルによって余剰電力の発生量が異なるため、余剰電力のみを一律の価格で買取する方式では投資回収年数に大きな差異が生じて不公平を生みやすく、また将来のライフスタイルの変化によって収益見込みが崩れる可能性もある。一方、全量買取方式にした場合、昼間人員やライフスタイル、設置規模によらず買取が行われるため、不公平さは少なくなる。

なお、ドイツにおいては、自家消費を奨励する制度を 2009 年から導入しているものの、いくら儲かるか最初から予測できないと誰も投資しない、努力で収入が変わるとするのは複雑、といった要因でこの制度が普及していないという見方もされている¹⁴。

また、全量買取とした場合、太陽光発電設置家庭で省エネインセンティブが働かなくなるという指摘があるが、省エネのインセンティブ付与は、広く需要側への施策として別途検討することも考えられる。

¹⁴ 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム（第2回）議事概要



上図のAパターンに該当する世帯の場合であれば、現行の余剰電力のみの買取制度で投資回収が可能となるが、Bパターンの世帯の場合は余剰比率が少ないことが予想されるため、余剰電力のみを一律の価格で買い取る方式では太陽光発電の導入を選択しない可能性がある。

また、仮に現在はAパターンの世帯でも、買取期間中のライフスタイルの変化によっては余剰電力が生じにくくなる可能性もある。全量買取制度であれば、将来のライフスタイルの変化に関わらず、見込みどおりの収益を得られやすい。

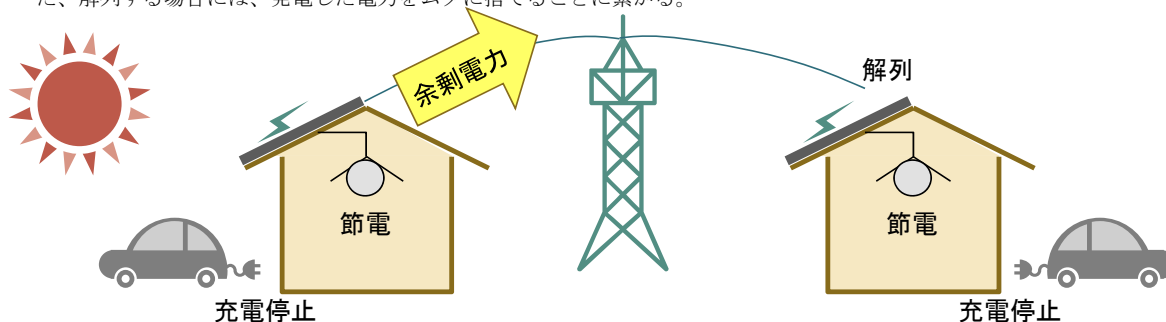
図 3-3 余剰買取における昼間人員やライフスタイルの違いによる不公平

<余剰買取がもたらす無駄>

また、住宅用太陽光発電の導入拡大を想定した場合、ゴールデンウィークなど電力需要量が落ち込む特異日に、発電電力量が電力需要量を上回る可能性がある。ここで、余剰電力しか買い取らない現行制度においては、太陽光の発電電力量が多い時間帯から需要が他の時間帯にシフトしたり、節電が行われたりすることで、電力系統の需給バランス上で経済性や安定性を低下させる過度の需要の低下が発生し、それを防止するための強制的な出力抑制が必要となる。また、出力抑制を行った分の電力量も買取分に含めて電気事業者が太陽光パネルの設置者に補填する際は、発電電力量の全量を買取対象としていないと補填が難しくなると考えられる。一方、自家消費を含めた全量買取方式にした場合は、将来導入が見込まれるリアルタイム料金制の下で、電力需要量が小さい時間帯の安い電力については、自家消費するよう創意工夫が生まれ、出力抑制する機会も少なくなると考えられる。

(余剰買取)

発電している時間帯に省エネが行われ、できる限り発電した電力を住宅で使わず系統に流すことが経済的な行動となる。ゴールデンウィークなどにその電力を消費しない場合、逆潮が増え、系統対策コストが増加する可能性がある。また、解列する場合には、発電した電力をムダに捨てることに繋がる。



(自家消費電力も含めた全量買取の場合)

将来導入が見込まれるリアルタイム料金制の下で、できる限り安い時間帯に自家消費を行うことが経済的な行動となる。ゴールデンウィークなどに安い電力をできる限り自家消費するよう創意工夫が生まれることから、逆潮が減り、系統対策コストが減少する可能性がある。また、解列により、発電した電力をムダに捨てる機会も減少が見込まれる。

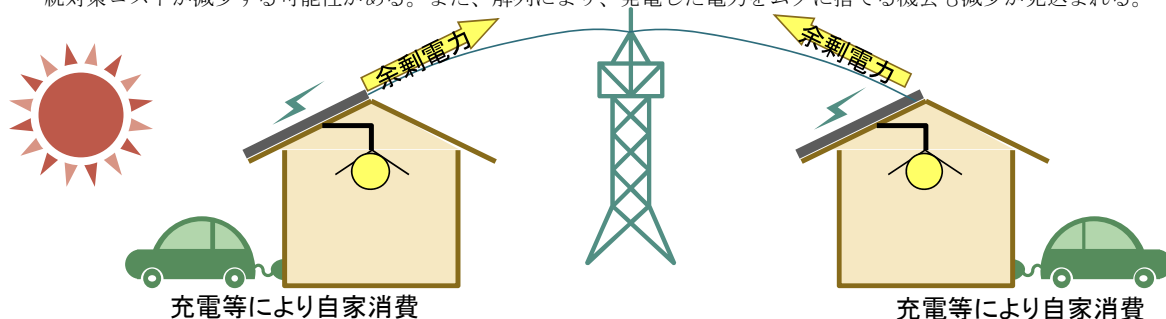


図 3-4 余剰買取と全量買取との発電電力の使われ方の比較

以上より、発電電力量と導入地点の電力需要量が同程度又はそれ以下の場合においても、再生可能エネルギー発電設備の設置者の公平性確保、投資回収の見通しの立ちやすさ及び発電電力の有効利用の観点から、自家消費を含めた全量買取が望ましいと考えられる。

(4) 既設電源の扱い

既設電源についても、事業化した時点の想定と変わらない採算性を確保できるような買取が行われるべきである。太陽光以外の既設電源は、現行は概ね RPS 法に基づく買取が行われているが、新たな買取制度に移行した場合、仮に買取制度の対象外とすると採算性が厳しい電源の稼動を継続できないおそれがある。稼動停止による CO₂ 排出量の増加を避けるために、少なくとも事業化の際に想定していた採算性は確保させることが望ましい。

原則論としては、事業化した時点の想定と変わらない採算性を確保できるよう、RPS 法における電力供給契約が継続され、新たな買取制度導入の影響を受けることなく、同一の価格による買い取りが行われるべきと考えられる。

仮に当該契約が RPS 法の継続を前提としており無効となる場合は、新たな買取制度のもとで、RPS 法が継続していた場合と同様の条件での買取が行われるよう、経過措置を設ける必要がある。

3.2 再生可能エネルギー普及がもたらす便益とコスト

3.2.1 再生可能エネルギー普及がもたらす便益

再生可能電力の固定価格買取制度の導入は、需要家全体の費用負担を必要とするが、一方で再生可能電力の普及による大きな便益も生じ得る。具体的な便益としては、CO₂削減効果に加え、エネルギーセキュリティの向上、雇用の創出、地域におけるビジネス振興などがあり、我が国の経済成長のドライビングフォースとしての役割が期待される。

- ・ 再生可能エネルギーが化石エネルギーに置き換わることによる CO₂ 排出量の削減効果がある。
- ・ 化石燃料調達のために国外に流出している資金を節約することができる。
- ・ エネルギー資源の多くを海外からの輸入に依存している我が国においては、国産エネルギーである再生可能エネルギーの導入拡大によってエネルギーセキュリティ向上効果がある。
- ・ 多くの再生可能エネルギーが分散型エネルギーであるという特性から、災害時の危機管理上のメリットが享受できる。
- ・ 再生可能エネルギー利用のための先進技術は国内で保有しているため、国内外で再生可能エネルギー市場が拡大すればその経済効果や雇用創出効果は大きい。
 - 国内で太陽光発電パネル、太陽熱パネル、風車、タービンといった機器の需要が増加することにより、これらの機器の生産コストが下がり国際的な産業競争力の強化に繋がることが期待される（ただし、効率が良く質の高い機器の導入が前提となる）。
 - 特に風力のように、タワー、ブレード、発電機、ギアボックス等の多くの部品点数からなる設備の場合、裾野が広く製造業を中心に活性化が期待される。
 - 再生可能エネルギーの普及に伴い必要となる系統対策は、地域偏在性が少なく、長期間安定的に発生する国内需要となり得る。また、電気自動車の導入促進のためのインフラ投資としての役割もある。
- ・ 戸建住宅の屋根面、豊富な日射、安定した風、落差ある河川、森林資源等、再生可能エネルギーは、都市部より郊外・地方部に導入ポテンシャルが期待できることから、地域の産業振興に繋がることが期待される。
- ・ 日常生活での身近な範囲に発電等の施設が増えることで、環境教育・エネルギー教育での理解促進が期待される。

2010年3月に、環境省「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会」が発表した「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言」では、再生可能エネルギーの普及拡大がもたらす便益を表3-2のように定量化している。

表 3-2 再生可能エネルギーの普及拡大がもたらす便益

| | |
|----------------------|---|
| CO ₂ 削減効果 | 2020年に6,000～8,000万t-CO ₂ (割引率4%で2010年価値換算した累積の金額換算値は0.4～1.8兆円) |
| エネルギー自給率 | 2020年に10～12%まで向上 |
| 化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果 | 2020年に0.8～1.2兆円(いずれも割引率4%で2010年価値換算) ※2008年の化石燃料輸入金額は約23兆円、GDP比で4.6%(図3-5) |
| 経済波及効果 | 2011～2020年平均で生産誘発額9～12兆円、粗付加価値額4～5兆円 (いずれも割引率4%で2010年価値換算) |
| 雇用創出効果 | 2011～2020年平均で46～63万人 ※機器の輸入は無いものとした(輸入した場合は便益が小さくなる)。また、国外への機器輸出入分を含む。 |

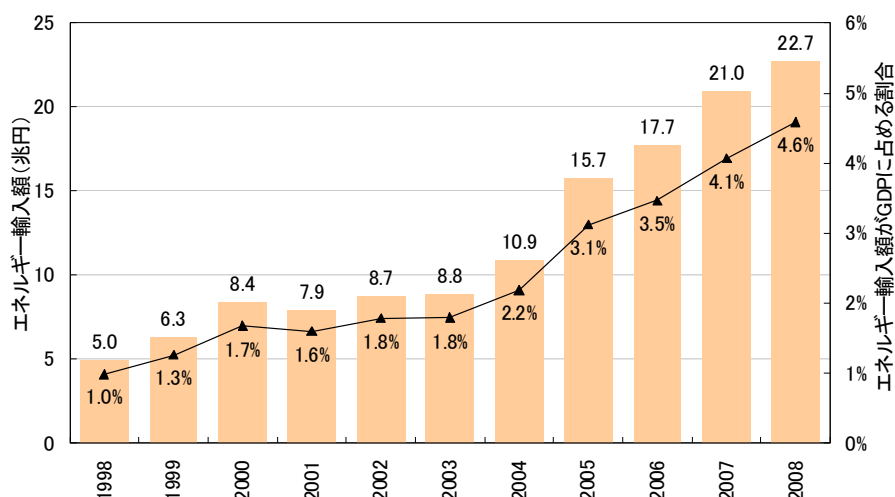


図 3-5 エネルギー輸入額及び GDP に占める割合の推移 (再掲)

出典) 貿易統計、国民経済計算より作成

<ドイツにおける買取制度の導入による影響分析例>

ドイツ等においては、再生可能電力が国民負担という論調が制度当初は存在したものの、制度の定着後は雇用やエネルギー自給率を高めるものとして国民に受け入れられるものとなっている。例えば、ドイツの環境省におけるアンケート調査結果(2009年3月公表)によると、回答者の97%が再生可能エネルギーの利用拡大について支持している¹⁵。

また、ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大に伴う雇用創出効果は、2009年時点で33

¹⁵ <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/43469/36578/>

万 9,500 人とされている。

雇用創出については、COP15 に関連した研究において「Green Jobs and the Clean Energy Economy」をテーマにレポートがまとめられている。下記のとおり、再生可能エネルギーによる発電の方が、化石燃料による発電よりも、発電電力量当たりの雇用者数が多いとされている。

表 3-3 エネルギー技術別雇用創出効果の評価例

| Technology | Total Job-Years per GWh |
|-------------------------------------|--------------------------------|
| Biomass | 0.22 |
| Geothermal | 0.25 |
| Solar PV | 0.91 |
| Solar Thermal | 0.27 |
| Wind | 0.17 |
| Carbon Capture & Storage | 0.18 |
| Nuclear | 0.15 |
| Coal | 0.11 |
| Natural Gas | 0.11 |
| Energy Efficiency | 0.38 |

3.2.2 固定価格買取制度導入による費用負担

<需要家負担の定義>

再生可能電力の固定価格買取制度では、一義的には電気事業者が再生可能電力を買い取るが、通常は、電気事業者の買取費用は、電力料金に上乗せされる形で最終的には電力需要家が負担することとなる。

電気事業者は再生可能電力を買い取ることによって、もともと電気事業者自身が発電していた電力を節約することができるが、この節約分の電力については本来電気事業者が負担すべき費用である。このため、従来の発電方式で発電していた節約分の発電原価（回避可能原価）分は、需要家の費用負担から差し引くことが適当である。これより、固定価格買取制度によって需要家が負担する追加費用は、「(買取価格－回避可能原価) × 導入量」として計算される。回避可能原価は2010年時点で8.9円/kWh、化石燃料価格の上昇を見越して2020年時点で11.2円/kWhとした¹⁶。

<負担額の試算>

前節で示した固定価格買取制度を導入したとき、2020年までの再生可能電力導入に対する需要家の追加的負担額を図3-6及び図3-7に示す。

2020年までの導入量に対して発生する需要家の2020年における負担は、▲15%ケースで7,100億円/年、▲25%ケースで1兆3,400億円/年と試算された。

この負担額を電力量当たり一律で負担すれば、2020年の負担単価は▲15%ケースで0.75円/kWh、▲25%ケースで1.4円/kWhとなる。

なお、試算に当たっては以下の前提を置いた。

- ・ 太陽光以外は新設電源のみを買取対象と想定。
- ・ 回避可能原価は、IEAの見通しに基づく化石燃料価格の上昇を折り込んで設定。
- ・ 電力需要は年間9,500億kWhと想定。
- ・ 産業、家庭及び業務への配分は2008年度実績による（熱供給及び運輸部門の負担は産業に計上）。

¹⁶ 将来の回避可能原価は、2005～2007年の発電原価実績が化石燃料価格に比例して変化するものとして算出した。2005～2007年の発電原価実績は各社有価証券報告書、電力調査統計より算出し、将来の化石燃料価格はIEA World Ethanol Outlook (2009)の想定を用いた。

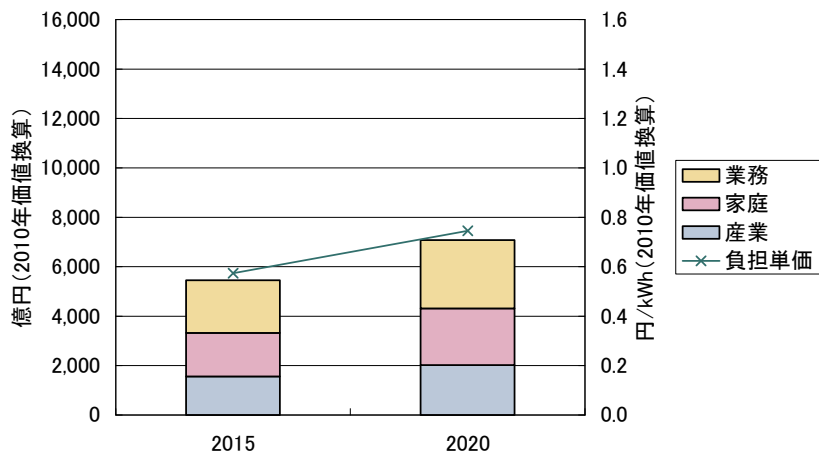


図 3-6 2020 年までの導入量に対する需要家の負担推移 (▲15%ケース)

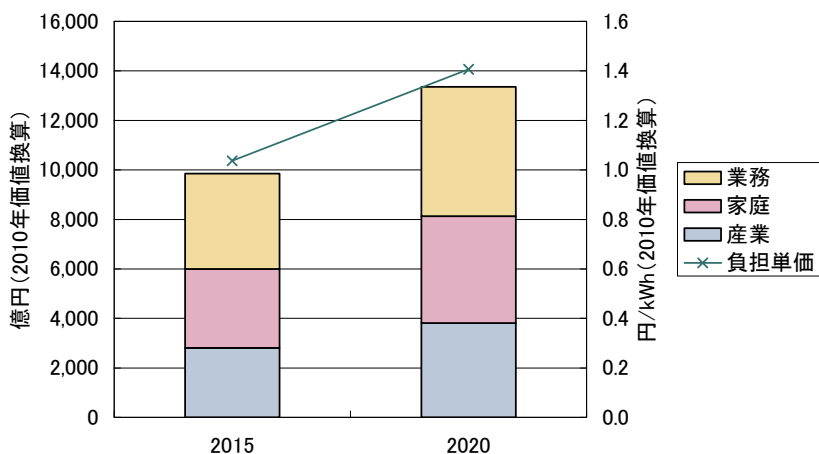


図 3-7 2020 年までの導入量に対する需要家の負担推移 (▲25%ケース)

<世帯当たりの負担額>

2020 年までの導入に対する 2020 年時点での標準世帯（ここでは、月 300kWh を使用する家庭を想定）当たりの追加的負担額は、2020 年の負担単価 0.75～1.4 円/kWh を踏まえ、224～422 円/月・世帯（割引率 4% で 2010 年価値換算）となる。

太陽光発電が現状では導入できない世帯でも、再生可能エネルギービジネスへの出資、太陽光発電付き賃貸住宅への入居による光熱費の節約等による利益享受が可能な場合があるとともに、太陽光発電設備の価格低下により、将来的には導入可能性が拡大すると考えられる。

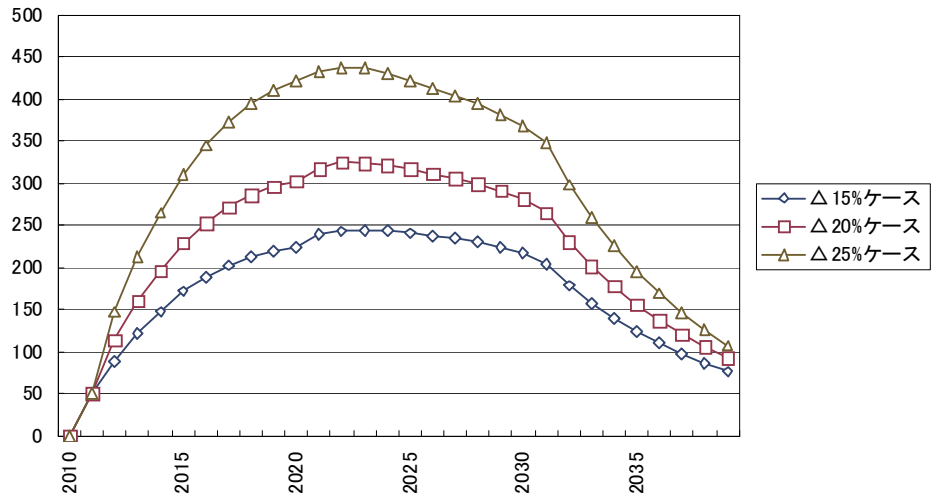


図 3-8 2020 年までの導入量に対する世帯当たり負担額の推移 (円/世帯・月)

3.2.3 電源構成の低炭素化による電力料金の推移傾向

前節では、固定価格買取制度による追加的な費用負担の試算結果を示した。ここでは、電源構成の低炭素化を進めていくにあたり、固定価格買取制度による負担費用の増加と化石燃料利用縮小による費用縮減が電力料金の推移がどのようになっていくと見込まれるかについて分析を行った。具体的には、2020年及び2030年の各ケース別に、電源構成の変化が電力料金に与える影響を分析した。

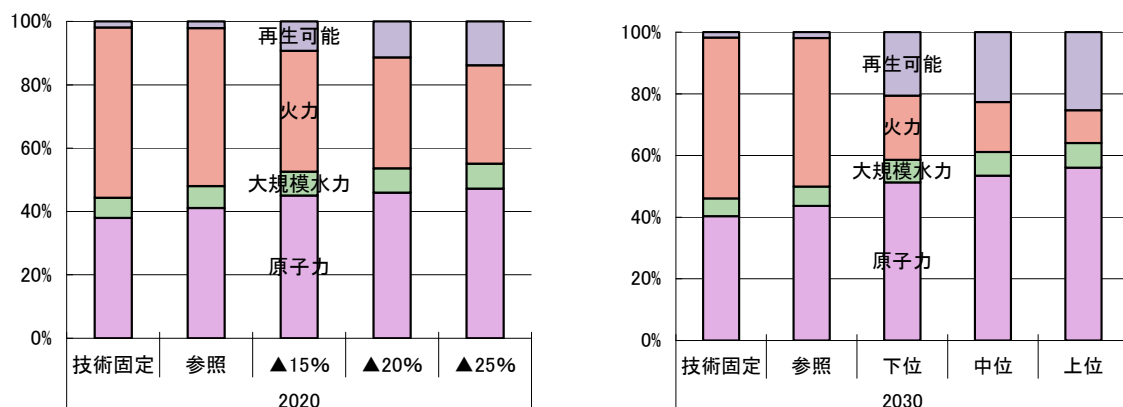
その結果、将来は化石燃料価格の上昇が見通されるため、再生可能エネルギー・原子力発電導入拡大と化石燃料利用の縮小による電源構成の低炭素化は、電力料金の低減につながる効果があることが示唆された。

<電力料金への影響分析の前提>

表 3-4 の前提に基づいて電源の種類別に発電原価を設定し、図 3-9 で想定する各ケースの電源のシェアに応じてその加重平均値を推計した。

表 3-4 電源の種類別の発電原価の想定

| | |
|---------------|--|
| 原子力 | 再生可能エネルギーの政治経済学（東洋経済新報社）にある有価証券報告書からの分析より、原子力を 8.93 円/kWh、大規模水力を 3.59 円/kWh（2000 年代）とし、この原価のまま横ばいで推移すると想定。 |
| 大規模水力 | |
| 火力 | 回避可能原価の算出に用いた値（IEA の World Energy Outlook のエネルギー価格見通しから外挿推計。2020 年 11.2 円/kWh、2030 年 13.4 円/kWh）を採用。有価証券報告書をベースとし、将来の燃料価格上昇を反映させたもの。 |
| 再生可能（大規模水力以外） | 全量買取制度が導入されている想定の下、電力会社負担となる回避可能原価相当が発電原価に組み込まれると想定（火力と同じ扱い）。 |



※技術固定ケース・参照ケース：現状の導入量から増加しないと想定するケース

図 3-9 想定する 2020 年及び 2030 年のケース別電源構成

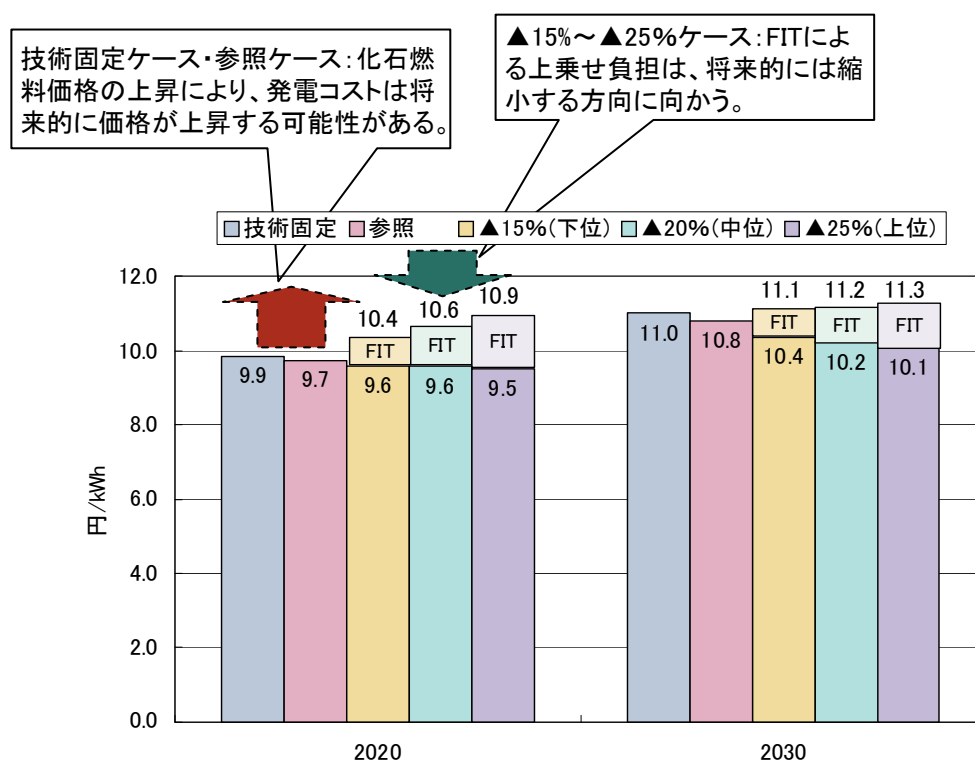
<電力料金への影響分析結果>

2020年の▲15%～▲25%ケースでは、化石燃料消費の減少により、参照ケースに比較し0.1円/kWh程度の発電原価低減効果がある。一方で、固定価格買取制度の導入に伴う2020年の需要家負担は0.7～1.4円/kWh程度と見込まれており、結果、▲15%～▲25%ケースでは電力料金が参照ケースよりも0.7～1.2円/kWh高くなる。

再生可能電力の普及が進み、火力発電の発電電力量が減少することで長期的に電源構成の低炭素化が進展する。その過程で、再生可能電力が安価になり固定価格買取制度の負担が減少に転じるとともに、化石燃料価格が上昇する場合には、▲15%～▲25%ケースと参照ケースとの電力料金差が徐々に小さくなっていく。

2030年になると、参照ケースでは、化石燃料価格の上昇により発電原価が上昇することが見込まれる（分析結果では1円/kWh程度上昇）。その一方で、▲15%～▲25%ケースでの固定価格買取制度による負担分は、長期的には低減していくことが見込まれ、電力料金は固定価格買取制度を導入しない場合と同程度になると見込まれる。

なお、ここでは電力系統整備にかかる費用については分析対象外としている。



※太陽光発電の買取は、買取価格が現在の電灯単価（一般家庭の電力料金単価）並になった時点で新規の買取を終了（その時点で買取期間が終了していないものについては、買取期間まで継続）するものとし、それ以外の再生可能電力は2020年以降も同じ価格で買取が行われるものと仮定した。

図 3-10 2020年及び2030年の発電原価影響分析

3.2.4 再生可能エネルギーの導入支援について現状から追加的な支援を行わない場合の影響

再生可能エネルギーに関して、全量買取を基本とする固定価格買取制度の導入等を前提に、2020年には全てのケースで、地球温暖化対策基本法で定められている「再生可能エネルギーの供給量について、2020年までに一次エネルギー供給量に占める割合を10%に達するようにする。」という目標を技術的に実現できることを確認した。

仮に、再生可能エネルギーの導入支援について現状から追加的な支援を行わなかった場合、一次エネルギー供給に占める比率は2020年で7%程度、2020年▲15%ケースと比較して2,800万tCO₂（90年比2.2%）の増加に繋がるおそれがある。

表 3-5 再生可能エネルギーの種類毎の想定

| | |
|-----------|--|
| 太陽光発電 | 住宅用 48 円/kWh、非住宅用 24 円/kWh という現行の余剰買取制度と同じ投資回収年数が維持されると想定。 住宅用は 7 万円/kW の補助制度も継続。 |
| 風力発電 | 2005～2009 年度の年平均導入量を用いて外挿 |
| 水力発電 | RPS 対象について、2005～2009 年度の平均伸び率を用いて外挿 |
| 地熱発電 | 直近の導入量のまま横ばい |
| 太陽熱利用 | 直近の導入量のまま横ばい |
| バイオマス発電 | 京都議定書目標達成計画の下位ケースを維持 |
| バイオマス熱・燃料 | バイオマス熱について京都議定書目標達成計画水準の横ばい等、バイオ燃料について AIM プロジェクトチーム試算のレファレンスケースを採用 |

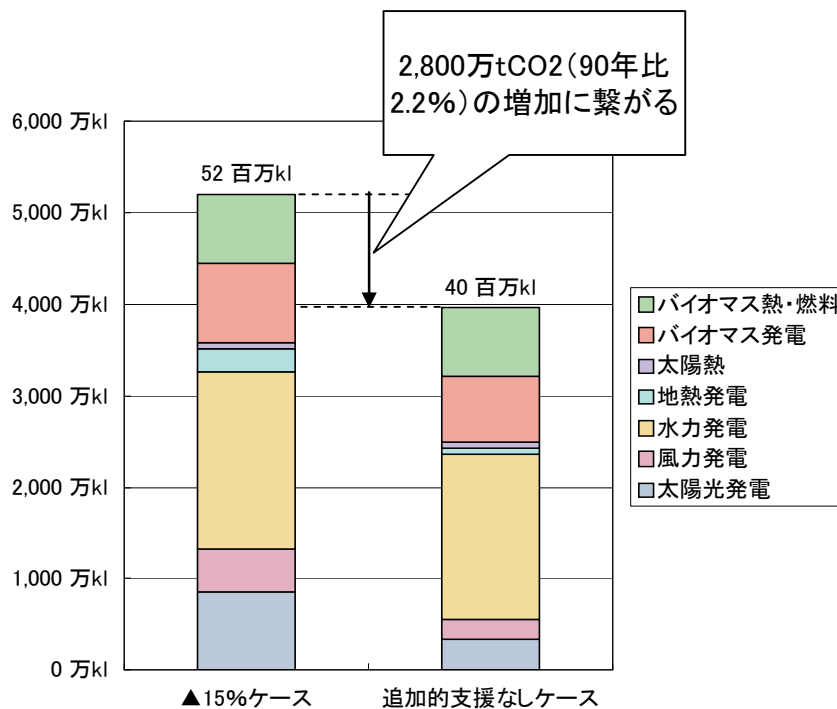


図 3-11 2020年▲15%ケースと比較した影響

3.3 再生可能電力のCO₂削減価値等の取扱い

固定価格買取制度の導入に当たり、同制度上で想定される通常の負担者における負担軽減と、再生可能電力の導入可能性を高めることを目的として、同制度外での売買取電及びグリーン電力証書制度を併存させる方策を検討した。

なお、以下の議論の前提として、再生可能電力の価値は、回避可能原価及び再生可能エネルギー価値（以下「再エネ価値」という。）から構成され、更に再エネ価値はCO₂削減価値とその他の付加価値から成るものとする。回避可能原価とは、当該再生可能電力が導入されることにより、系統電源側での発生が回避された発電原価のことである。また、再エネ価値のうち、CO₂削減価値は系統電源側で化石電源による発電が回避されたことによるCO₂削減の価値であり、その他の付加価値はエネルギーセキュリティの向上、産業・雇用創出効果、地域振興、環境・エネルギー分野での教育効果、大気汚染削減効果等の価値である。

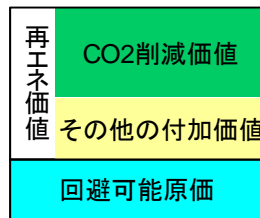
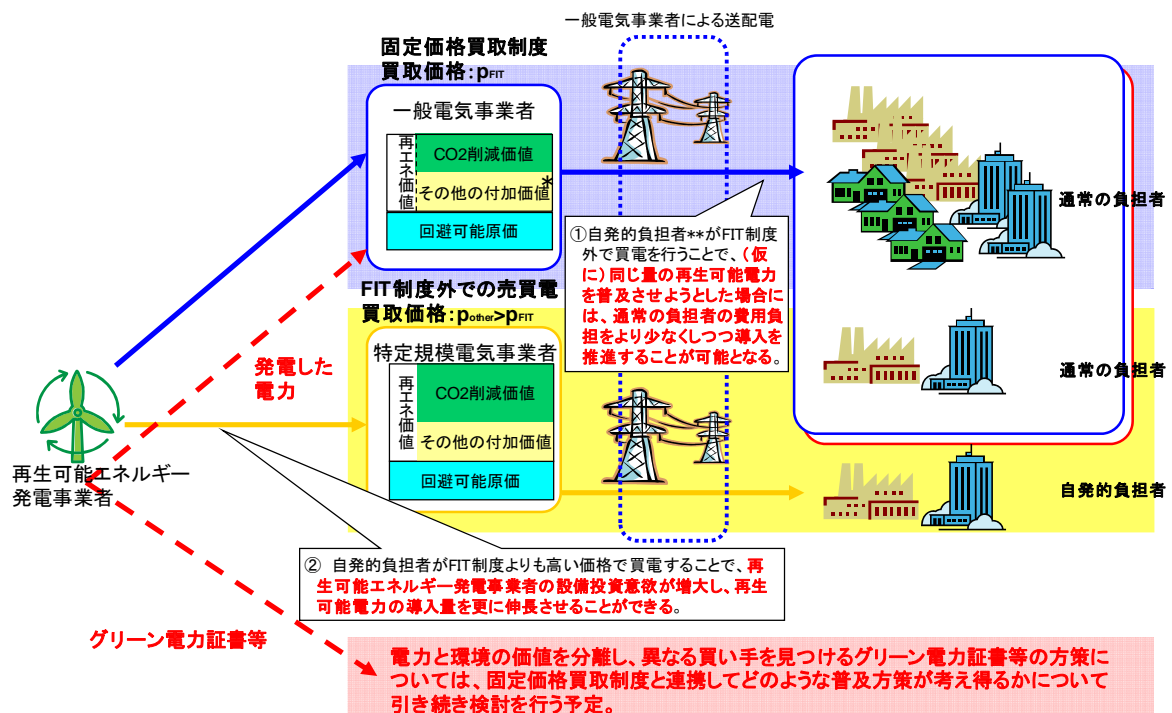


図 3-12 再生可能電力の価値の考え方

以下、固定価格買取制度と、それ以外の固定価格買取制度外での売買取電あるいはグリーン電力証書制度の特徴を述べつつ、これらを併存させるに当たって講じるべき措置及び留意点について整理した。



*「その他の付加価値」としては、エネルギーセキュリティの向上、産業・雇用創出効果、地域振興、環境・エネルギー分野での教育効果、大気汚染削減効果等が含まれる。

**「自発的負担者」とは、再生可能電力に対して自発的により多くの負担をしてもよいという需要家のこと。

図 3-13 固定価格買取制度とCO₂削減価値等の取扱い

<固定価格買取制度>

- ・ 固定価格買取制度においては、再生可能電力は、同制度外で扱われる電力を除いて、一義的に一般電気事業者が制度上定められた単価で買い取る。
- ・ その上で、回避可能原価以外の【再エネ価値＝CO₂削減価値＋その他の付加価値】に関する買取費用を、一般電気事業者及び PPS の間で販売電力量ベースで按分して精算し、それぞれの需要家への売電単価に上乗せする。
- ・ 一般電気事業者及び PPS の合計販売電力量としては、前年実績を使用する。
- ・ なお、回避可能原価については、一般電気事業者の需要家が負担する。¹⁷

<固定価格買取制度外での売買電>

- ・ 再生可能電力を、一般電気事業者以外に PPS も買取可能なものとする。その際、PPS は固定価格買取制度上の買取を超える価格にて調達することとなる（個別の売買電契約に要する取引コストを考慮すると、固定価格買取制度と同額で売電するのであれば一般電気事業者に売ることになると考えられる）。
- ・ PPS は当該電力を調達価格よりも高い価格で購入してくれる需要家、つまり自社の需要家中でも、特に再生可能電力に対して自発的により多くの負担をしてもよいという需要家（自発的負担者）に販売する。
- ・ 固定価格買取制度外における価値の取扱いとしては、回避可能原価及び再エネ価値（CO₂削減価値、その他の付加価値）の全てを自発的負担者が負担する。
- ・ その他、留意すべき事項としては、
 - 当該電力の買取価格は、自発的負担者への販売価格から決定される。
 - 自発的負担者への販売価格（＝自発的負担者の買取価格）は、自発的負担者における自社内削減対策の限界費用を考慮して決定される。
 - 自発的負担者は PPS の需要家の一部であり、これ以外に固定価格買取制度による負担を負う通常の負担者も存在する。

<グリーン電力証書等>

- ・ 電力と環境の価値を分離し、異なる買い手を見つけるグリーン電力証書等の方策については、固定価格買取制度と連携してどのような普及方策が考え得るかについて引き続き検討を行う予定。

¹⁷ 固定価格買取制度で買い上げた電力を、エネルギーとして消費するのは一般電気事業者の需要家であるため。

3.4 電力システムの整備

3.4.1 再生可能電力の系統連系に関する課題

再生可能エネルギーのうち、特に太陽光発電や風力発電は、出力が気象等の自然条件に依存しており、これらの電源が既存の電力系統に大規模に導入された場合、電力の安定供給に影響が生じる可能性が指摘されている。具体的な課題を次項に示す。

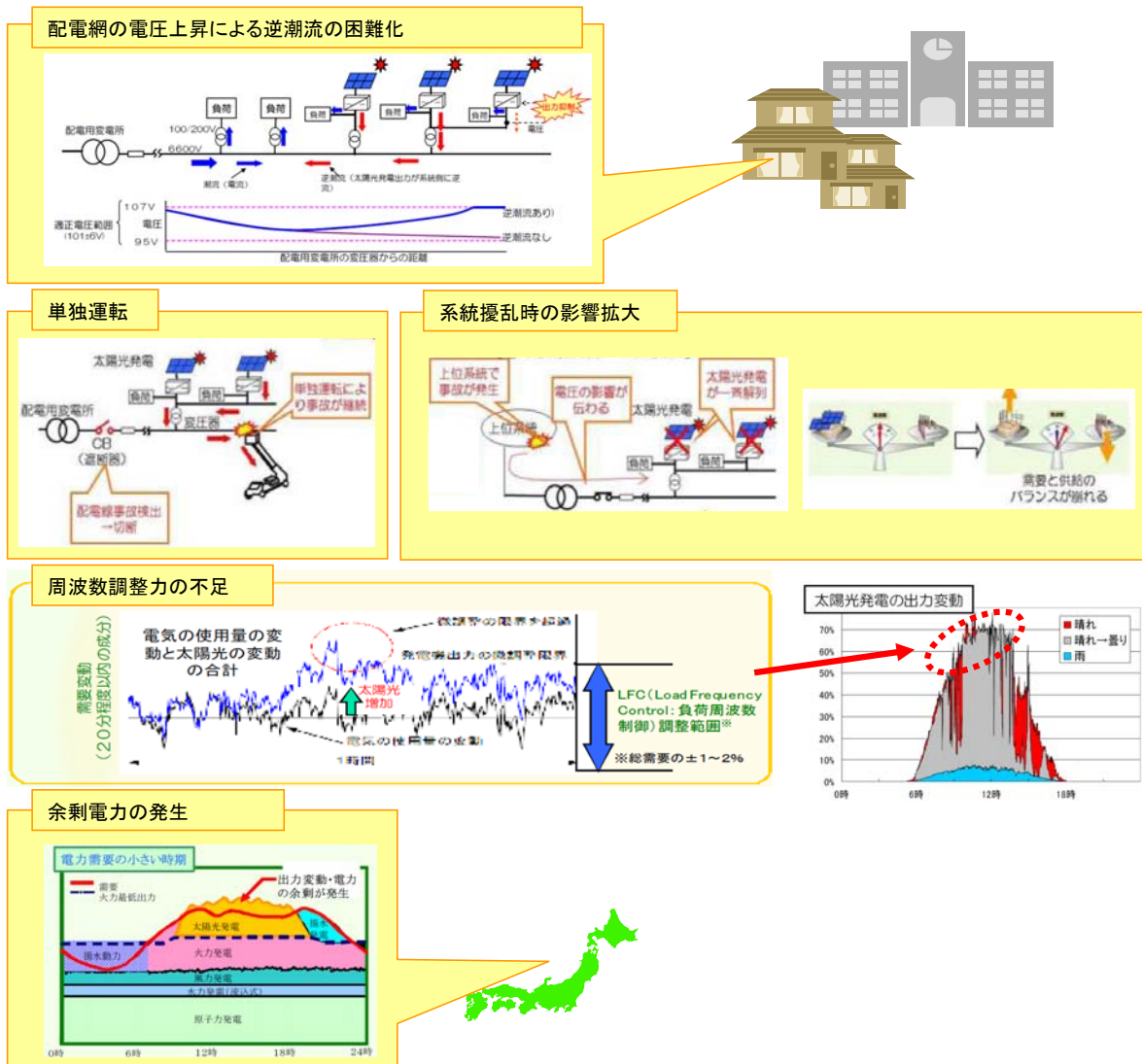


図 3-14 電力システムの技術的課題

出典) 低炭素電力供給システムに関する研究会「低炭素電力供給システムの構築に向けて」等より事務局作成

① 局所的な系統影響に関する課題

<電圧上昇>

太陽光発電は、住宅・建築物等の需要家側への導入が見込まれているが、太陽光発電の出力が当該施設のその時点の電力需要を上回り、配電系統へ逆潮する場合、連系先の配電系統の電圧が上昇する。配電系統の能力が不足し連系点電圧が適正值 (101±6V、202±20V) を逸脱しそうな

場合には、電圧を維持するために、配電網における電圧調整装置の設置、逆潮する電力の抑制（太陽光発電の出力を抑制するか蓄電する）、が必要となる場合がある。

この課題は、太陽光発電の普及の初期段階に、街づくり等によって太陽光発電が集中的に導入される地区において発生する局所的な課題であり、今後の太陽光発電の普及拡大の状況により、課題が顕在化する地区が広がる可能性があると考えられる。

<単独運転>

単独運転とは、作業停電や故障等の要因によって主系統が停電した際に、本来停止すべき分散型電源が単独で運転を継続し、主系統から切り離された局所的な系統が通電を継続している状態をいう。単独運転下においては、保守作業者の感電、機器損傷等の危険、系統復旧の遅れなどが生じる。

太陽光発電や風力発電に限らず、分散型電源システムには、単独運転を防止するための機能が備えられている。しかし、分散型電源が集中的に導入された場合、現行の方式では、複数の単独運転検出用信号が相互干渉することによって、単独運転検出機能の動作遅れや不動作が発生する恐れがある。

② 大局的な系統影響に関する課題

<系統擾乱時の影響拡大>

系統事故による瞬間的な電圧変動や周波数変動等の擾乱を、分散型電源の単独運転検出機能が不必要に検出することによって、分散型電源が一斉に解列し、系統擾乱が拡大する恐れがある。

<周波数調整力の不足>

電力の安定供給のためには、系統全体の需要と供給を常にバランスさせるよう周波数調整、負荷配分、発電機の起動停止操作を行っており、各一般電気事業者は、需要の変動に備えて適切な周波数調整力を確保している。しかし、太陽光発電や風力発電は出力が気象等の自然条件に依存して変動するため、大規模に導入された場合には、大きな発電出力の変動が生じ調整力が不足する可能性があり、調整用電源の追加確保も必要となる。

<余剰電力の発生>

太陽光発電や風力発電が大規模に導入されると、年末年始や5月の大型連休といった電力需要の少ない時期において、ベース電源と太陽光発電や風力発電の出力の総量が系統全体の需要を上回り、余剰電力が発生する可能性がある。

なお、これらの課題は、太陽光発電や風力発電の導入量が一定の水準に達した段階から顕在化し、その影響が当該地域の系統全体に及ぶ大局的な課題である。

3.4.2 海外における系統連系に関する取組

欧州では、固定価格買取制度の導入等により再生可能エネルギーの普及を促進させるとともに、電力系統への接続、利用に関する法的環境整備が行われている。以下では、特に制度化の進んでいるドイツ、スペインを中心に動向を整理する。

(1) ドイツ

再生可能エネルギーの普及促進策の根拠法案は、2000年施行の再生可能エネルギー法（Erneuerbare-Energien-Gesetz：EEG）である。風力、太陽光、バイオマス、地熱、水力、鉱山ガスを再生可能エネルギーと定義し、2020年までに需要の30%以上を再生可能エネルギーで賄うことを目指したものであり、優先接続（Priority Access）、優先給電（Priority Dispatch）及び固定価格買取制度の主要3施策から構成される。なお、同法は、2004年、2006年、2009年、2010年に改訂されている。

再生可能エネルギー法に関して、系統運用事業者と発電事業者の間で生じた係争等については、裁判以外に、Clearingstelle EEG（再生可能エネルギー法に関する訴訟・調停機関）に持ち込んで判決又は調停を受けることができる。その結果に法的拘束力はないが、基本的にその結果が尊重される。

① 優先規定

<優先接続>

再生可能電力を系統に優先的に接続することを規定している。再生可能電力の送配電が不可能な場合、系統運用事業者は系統を強化しなければならない。ただし、経済的に不合理な場合、系統運用事業者は系統強化費用を負担しなくてもよい。「経済的に不合理な場合」に関する具体的条件は法律には明記されていないが、系統強化費用が発電建設費の25%を超える場合との条件が、2004年の法改正時の根拠資料に記載されており、これが判断の目安と捉えられている。

<優先給電>

再生可能電力を優先的に購入、送配電することを規制している。ただし、100kW以上の設備については、送電事業者がアクセス可能な出力抑制への対応設備及び発電電力のグリッド導入量の随時計測の設置を義務付けている。ただし、Clearingstelle EEGは、出力抑制機能の付加要件の閾値を連系容量ではなくモジュール単位と解釈しており、太陽光発電は出力抑制の対象外との見解を示している。

② 固定価格買取制度

20年間の全量買取型の固定価格買取制度を導入している。買取対象は、風力、太陽光、地熱、バイオマス、埋立・下水ガス、水力、波力・潮力であり、エネルギー種、容量ごとに買取価格を設定している。

買取価格は、EEGサーチャージとして、需要家へ最終転嫁される（ただし、電力集約型産業には軽減措置が設けられている）。家庭用電力単価は、近年上昇傾向にあり、20ct/kWh強の水準と

なっている。EEG サーチャージは、2010 年時点では 2.047ct/kWh であるが、2011 年には 3.53ct/kWh へと増加する見込みである。

ドイツの再生可能電力は、固定価格買取制度と市場販売の選択性となっており、月ごとに乗り換え可能となっている。ただし、現行制度下では、経済的条件から、固定価格買取制度が圧倒的に選択されている状況にあり、自主市場の構築には、インセンティブが不可欠である。

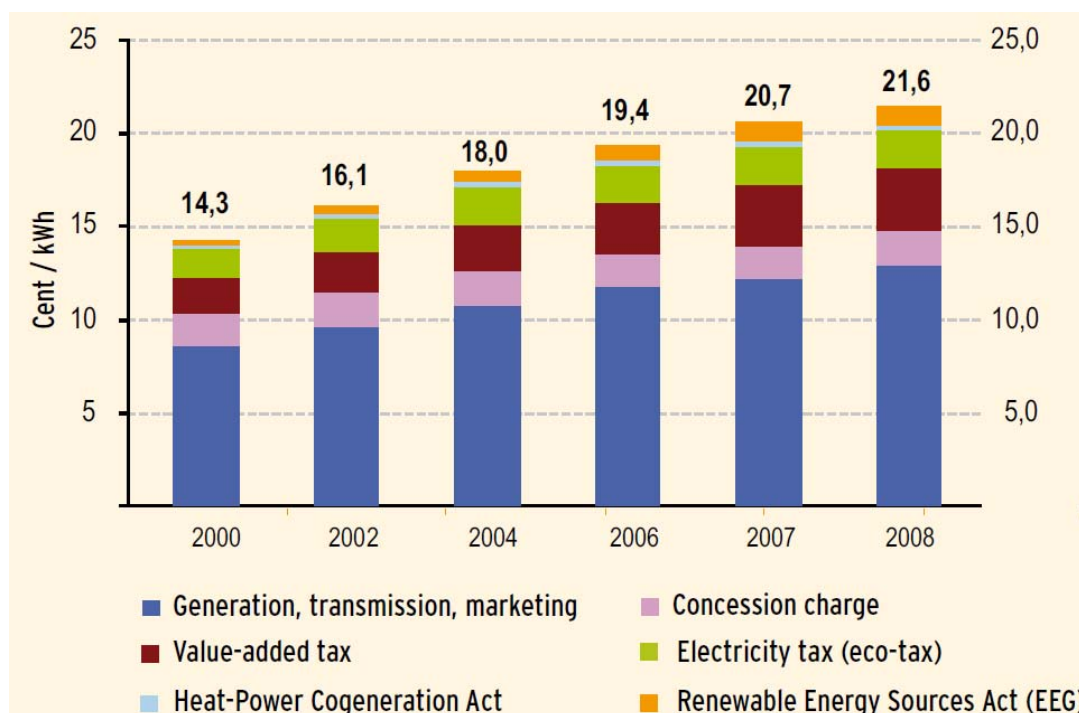


図 3-15 ドイツの家庭用電力料金の構成

出典) BDEW (ドイツエネルギー水道事業連合会)

③ 系統対策の方向性

ドイツの最大の再生可能エネルギーは風力発電であり、主に北部地域に立地している。一方、一大需要地は南部に立地している。このため、ドイツ全体では、北部の風力発電の電力を南部の需要地へと送る送電網の増強が必要となる。また、洋上風力の導入拡大等に対応して、近隣諸国の揚水発電と連系・協調制御も重要になる。ただし、RWE (ドイツ北西部の電気事業者) によると、ドイツ政府の掲げる「2020 年までに電力供給量に占める再生可能電力比率 35%」(エネルギー・コンセプト、2010 年 9 月) は、原子力や石炭の出力調整等、既存電源の柔軟な運用によって達成可能とのこと。

揚水発電は、国内では地理的条件、自然保護の観点から新規立地は困難であり、蓄電システムとしては、CAES (Compressed Air Energy Storage : 圧縮空気貯蔵) が期待されている。これは、余剰電力で空気を圧縮して地下の空洞に貯蔵し、必要な時に圧縮空気を利用して天然ガス等の燃料とともに燃焼させ発電するシステムであり、ドイツでは原子力発電の余剰電力対策として、1970 年代に導入実績がある。

需要側の対策としては、フレキシブル料金制度の 2011 年からの導入が検討されている。ただし、

それを活かすためのスマートメータの本格普及は、費用対効果の不透明性もあり（メータ設置費用は需要家負担）、当面はないものと見られている。

また、系統負荷の軽減と太陽光発電の導入拡大の両立のため、固定価格買取制度における太陽光発電の自家消費も買取対象としている。近年、自家消費の買取対象を 30kW から 500kW へ拡大し、事業用太陽光発電の自家消費を奨励している。

さらに、需要地近傍への電源立地を誘導して送電網への負荷を抑制するために、託送料金を託送距離別に設定することや、不安定な再生可能電源に柔軟性を持たせるために、調整力に対してインセンティブを付与すること等が検討されている。

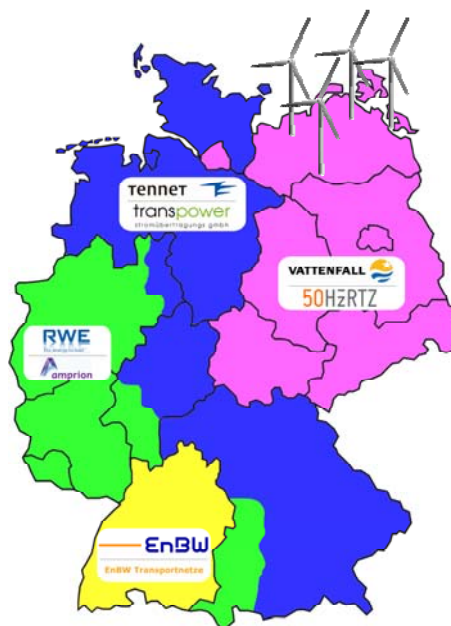


図 3-16 ドイツの電気事業者及び系統運用事業者

出典) BnetzA (連邦ネットワーク規制庁) 資料

(2) スペイン

① 優先規定

<優先接続>

再生可能電力を系統に優先的に接続することを規定している。接続線費用は、発電所の設置事業者が負担。その後 5 年間の間に別事業者が当該線を利用する場合は、応分費用を当初設置者に払う。この年限を、敷設後 10 年間に延長することを検討中。

<優先給電>

再生可能電力を優先的に給電することを規定している。ただし、系統不安定時には出力抑制が可能（補償はなし）。10MW 超の再生可能電源は、再生可能エネルギー制御センターへの接続義務が課せられており、系統不安定時には、制御センターからの指令を受けてから 15 分以内に、出力を指令値へと調整しなければならない。

現時点では風力発電のみ出力抑制を実施しているが、他の再生可能電源に対しても同様の手法

を適用することは可能である。

② 導入支援制度

固定価格買取制度と、市場価格の電力料金に固定プレミアム（ボーナス）を上乗せした価格で買取る FIP（Feed-in Premium）を導入している。買取対象は、風力、太陽光・太陽熱、地熱、バイオガス、バイオマス、水力・波力・潮力・海洋熱である。

太陽光については固定価格買取制度のみであるが、その他再生可能電源は FIT と FIP の選択制であり、乗換えは年 1 回までとなっている。風力等の、ある程度成熟した再生可能電源については、市場に誘い込むことを目的して、FIP に経済優位性が設けられており、大半の事業者が FIP を選択している。

③ 系統対策の方向性

スペイン国内唯一の系統運用事業者である RED Eléctrica de España では、風力発電の将来出力（48 時間後、10 日後）を予測し、48 時間後データを需給計画に活用している。

スペインは国際連系容量が小さく、再生可能電力の導入拡大には、フランス、モロッコ、ポルトガル等を含めた送電網の拡充が喫緊の課題となっている。

また、需給バランス確保のため、供給側では蓄電システムの重要性が指摘されているが、揚水発電は水源や自然保護の問題があり、開発は困難な状況にある。また、太陽熱発電については、オンサイトに熔融塩蓄熱器を併設し、発電量余剰時には、これにエネルギーを蓄えるシステムも注目されている。

長期的には、電気自動車の利用等、需要側との協調システムの構築の必要性も挙げられている。最近の取組として、デパートやショッピングセンターが電力会社から購入した電力を、電気自動車に夜間充電をする消費者に再販することを可能とした（届出制）。

(3) その他

欧州における共通的な課題の一つとして、連系手続き面での情報の非対称性が挙げられる。具体的には、連系可能容量情報、将来の系統増強計画等の情報が、再生可能電力の事業者側に不足しており、連系手続きに時間とコストを要することが指摘されている。

これに関して、欧州風力発電協会は、系統連系に関する定義や仕様を標準化すべく、ENTSO-E（欧州系統運用者ネットワーク）と協議を進めている。また、行政レベルでは、EU 域内の電気・ガスの自由化を進める組織として ACER（エネルギー規制当局協力機関）が発足し、2011 年から本格的に活動を開始し、ネットワークについての域内ルールづくりを進める予定となっている。

3.4.3 次世代送配電ネットワークの実現行程

低炭素社会の構築のためには、再生可能エネルギーの供給量、供給比率を拡大していく必要がある。その際、既存の電力系統は、供給側から需要側への一方向の電力供給を前提として構成されているが、再生可能電力の普及が拡大すると、この流れが抜本的に変化することとなる。また、太陽光発電や風力発電等の出力が変動し制御が困難な電源、原子力や石炭ガス化発電等の出力の制御が困難な電源の普及により、電力システムの需給バランスが変化することとなる。

その結果、再生可能電力などが既存の電力系統に大規模に導入された場合、配電網の電圧上昇、周波数調整力の不足、余剰電力の発生等、電力の安定供給に影響が生じる可能性が指摘されている。しかしながら、これらの指摘事項は、既存の電力系統インフラ、関連制度を段階的に再構築していくことによって克服することが可能である。

電力システムの安定化と社会費用最小化の両立に向けて、対策を体系的に推進していくための、次世代送配電ネットワークの実現イメージ及び行程は以下のとおりであり、主なポイントは次の5点となる。

- ・ 再生可能電力の出力を個別に抑制するという考え方ではなく、需要側、大規模電源、再生可能電源等がネットワークを介して協調し、システム全体で柔軟に対応する。
- ・ 再生可能電源の全体最適かつ円滑な導入のために、再生可能電源の導入拡大を見越して、そのアクセスを確保する計画的な送電網整備を図る。
- ・ 需給計画・運用の円滑化のため、気象予測を活用した再生可能電源の発電予測を行う。
- ・ 全体運用の最適化の視点から、再生可能電源の出力抑制や電力の融通を行う。
- ・ 電力需給の最適化のために、需要側に適切な判断を可能とするためのダイナミック・プライシング（電力需給状況に応じて電力料金を変化させる制度：例えば翌日料金制度）等を導入する。

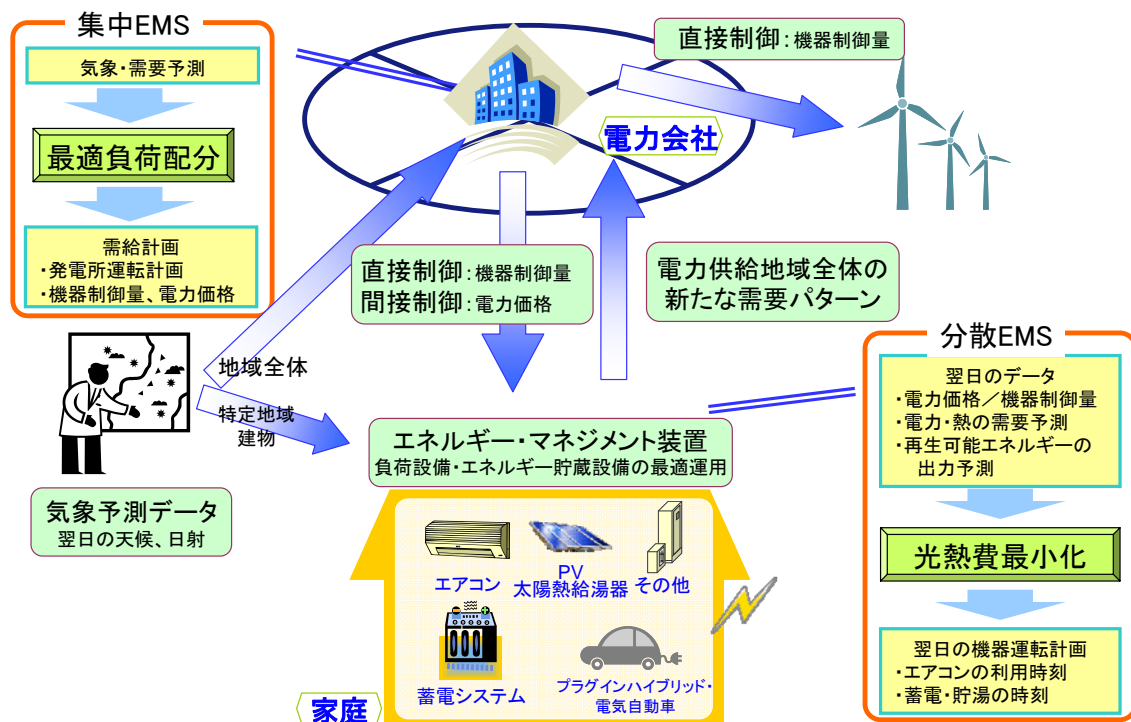


図 3-17 次世代送配電ネットワークの実現イメージ

次世代送配電ネットワークを実現するために必要となる、ネットワークの展開イメージと構成要素を図 3-18 及び図 3-19 に示す。

<今後速やかに開始すべき事項>

まずは、今後速やかに、既存インフラを最大限利用して再生可能電力導入拡大への対応を行うとともに、系統整備、需要側のエネルギー・マネジメント関連インフラ構築を開始する。

需要側においては、電力系統と需要家との通信・制御インフラとして、スマートメータ及びエネルギー・マネジメント装置の導入を開始するとともに、制御対象となりうる蓄熱式ヒートポンプ給湯器等の蓄エネルギー、能動化機能付き需要技術を普及させる。

再生可能電源側においては、系統への影響を最小化すべく、不要解列防止機能や単独運転防止機能、出力抑制機能を開発、普及させる。

電力システム側においては、揚水発電等を活用して電力の需給バランスへの対応を行うとともに、送電線及び配電線の空容量分析、アクセス用送配電線の計画的整備等、電力系統の整備を行う。また、再生可能電源の発電予測を需給計画に取り込むことを目指し、気象データの蓄積、発電予測の試行を開始する。

<短期的に実現すべき事項>

短期的（2020年頃）には、需要側のエネルギー・マネジメントの運用を実現する。

需要側においては、スマートメータ及びエネルギー・マネジメント装置を普及させるとともに、気象データに基づく再生可能電源の発電量予測技術をエネルギー・マネジメントに活用し、蓄熱式ヒートポンプ給湯器の制御、プラグインハイブリッド自動車や電気自動車の充電（G2V：Grid to Vehicle）制御、見える化を通じた需要家の行動喚起等によって、需要調整を行う。

再生可能電源側においては、必要に応じて、風力発電等の出力抑制、エネルギー・マネジメント装置を活用した太陽光発電の出力制御等を行う。

電力システム側においては、再生可能電源の発電量予測技術を需給運用へ取り込み、全系統電源を活用した需給運用を行う。また、需要調整を促す料金制度・設定を導入し、その効果を長期に渡って検証していくとともに、需給運用へ反映する。

既存のインフラを活用した対策を進める一方で、更なる再生可能電源の導入を見据えて、送電システムの増強を行う。

<中期的に実現すべき事項>

中期的（2020年代半ば）には、系統と需要側との協調システムの運用を実現する。

需要側においては、構築したエネルギー・マネジメント装置及び制御対象機器を活用し、自律的な制御を行う。また、電気自動車の普及等により価格低減が見込まれる蓄電システムの導入を開始する。

再生可能電源側においては、引き続き、必要に応じて太陽光発電、風力発電等の出力抑制を行う。

電力システム側においては、再生可能電源の発電量予測の精度を向上させ、予測技術を確立する。また、翌日料金やリアルタイム料金等のダイナミック・プライシングを導入し、需給の間接制御を行うとともに、その効果を長期に渡って検証していく。間接制御の効果は、将来の設備形成計画に反映する。

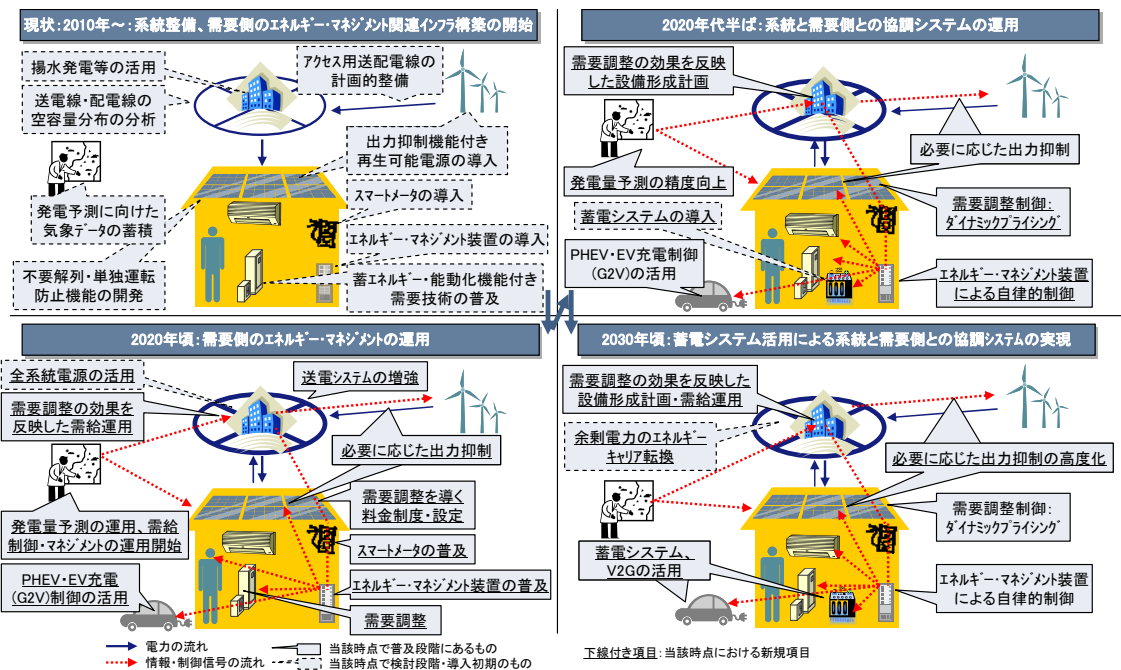
<長期的に実現すべき事項>

長期的(2030年頃)には、蓄電システムを活用した系統と需要側との協調システムを実現する。

需要側においては、蓄電システム、プラグインハイブリッド自動車や電気自動車のV2G(Vehicle to Grid:自動車と系統との電力融通)制御を活用し、エネルギー・マネジメント装置による自律的制御を高度化する。

再生可能電源側においては、必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制を高度化する。

電力システム側においては、引き続きダイナミック・プライシングを維持し、需要調整効果の検証結果を設備形成計画、需給計画の両面に反映する。また、これらの包括的な対策を行った上で更に余剰電力が発生する場合に備え、余剰電力を一時的に水素等のエネルギーキャリアへと転換する技術の構築を進める。



| | 導入量(目安) | | フェーズ | 需要 | 再生可能電力 | 電力システム等 |
|----------------|----------------------------|----------|----------------------------------|---|--|---|
| | 太陽光 | 風力(陸上) | | | | |
| 現状 2010年～ | 300万kW | 250万kW | 系統整備、需要側のエネルギー・マネジメント関連インフラ構築の開始 | <ul style="list-style-type: none"> □ スマートメータの導入 □ エネルギー・マネジメント装置の導入 □ 蓄エネルギー・能動化機能付き需要技術の普及 | <ul style="list-style-type: none"> □ 不要解列防止機能・単独運転防止機能の開発 □ 出力抑制機能付き再生可能エネルギー発電の普及 | <ul style="list-style-type: none"> □ 揚水発電等の活用 □ 気象データの蓄積、発電予測の試行 □ 送電線・配電線の空容量分析 □ アクセス用送配電線の計画的整備 |
| 短期 2020年頃 | 3,500万kW ～ 5,000万kW | 1,100万kW | 需要側のエネルギー・マネジメントの運用 | <ul style="list-style-type: none"> ■ スマートメータの普及 ■ エネルギー・マネジメント装置の普及 ■ 需要調整 ■ プラグインハイブリッド・電気自動車充電(G2V: Grid to Vehicle)制御の活用 | <ul style="list-style-type: none"> ■ 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制 | <ul style="list-style-type: none"> □ 全系統電源の活用 ■ 発電量予測の本格運用、需給制御・マネジメントの運用開始 ■ 需要調整を導く料金制度・設定 ■ 需要調整効果を反映した需給運用 ■ 送電システムの増強 |
| 中期 2020年代半ば | | | 系統と需要側との協調システムの運用 | <ul style="list-style-type: none"> ■ エネルギー・マネジメント装置による自律的制御 ■ プラグインハイブリッド・電気自動車充電(G2V)制御の活用 □ 蓄電システムの導入 | <ul style="list-style-type: none"> ■ 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制 | <ul style="list-style-type: none"> ■ 発電量予測の精度向上 ■ 需要調整制御:ダイナミックプライシング ■ 需要調整効果を反映した設備計画 |
| 長期 2030年頃 | 9,000万kW ～ 10,000万kW | 2,700万kW | 蓄電システム活用による系統と需要側との協調システムの実現 | <ul style="list-style-type: none"> ■ エネルギー・マネジメント装置による自律的制御 ■ 蓄電システム、V2G (Vehicle to Grid: 自動車と系統との電力融通)の活用 | <ul style="list-style-type: none"> ■ 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制の高度化 | <ul style="list-style-type: none"> ■ 需要調整制御:ダイナミックプライシング ■ 需要調整効果を反映した設備計画、需給計画 □ 余剰電力のエネルギーキャリア転換 |

■当該時点で普及段階にあるもの □当該時点で検討段階・導入初期のもの
下線付き項目: 当該時点における新規項目

図 3-19 次世代送配電ネットワークの展開要素

3.4.4 太陽光発電の大量導入における電力系統への影響

(1) 背景及び目的

今後、原子力発電、太陽光発電等の再生可能電力等の電源は電力需給の低炭素化に不可欠であるものの、火力・水力発電と異なり負荷配分（電力負荷〔需要〕の変動に対して個別電源に発電量を割り当てること）が困難な電源である。これらの電源の割合が増加し、低炭素化が図られていく中で、エネルギーの安定供給を確保していくためには、電力システム全体の需給調整の必要性が高まっていくと考えられる。

このニーズに対して、揚水発電の可変速化や昼間の運用等、既存の供給側の調整能力を高める方法が検討されつつある一方、需要側でもヒートポンプ型給湯器の沸き上げ及び電気自動車の充電等、調整可能な需要を能動化し、需給調整に活用する新たな方法が検討されている。

そこで、ここでは、特に太陽光発電の導入量に注目して、太陽光発電が大規模に導入された場合に、系統電源の運用方法に与える影響について簡易的に評価する。具体的には、特に年間のうちでも最低負荷時期（例えば年末年始、5月の大型連休）において、太陽光発電出力を考慮した最低負荷がベース電源の発電出力を下回る可能性とその需給ギャップの電力量、そしてそれへの合理的な対応方法について検討する。

具体的には、前項にて示した再生可能電力の大量導入時における系統連系に関する課題のうち、特に<周波数調整力の不足>及び<余剰電力の発生>について、広く“電力需給調整に関する課題”として捉え、考えられる対応策について整理する。

系統電力システムに置いて、系統電源の負荷配分の対象となる負荷は、もともとの負荷から、分散型の再生可能電力を控除したものとなる。再生可能エネルギーの導入検討としては、この控除後の負荷に対して、系統側の従来の運用を計画・評価することが必要となるが、新しい対策・対応として、ヒートポンプ型給湯器の沸き上げや電気自動車の充電等の需要の能動化、再生可能電力の出力抑制等を新たな需給調整の手法に加えることも検討されている。

表 3-6 電力需給調整の時間的区分と対応策の整理

| 需給調整の時間的区分 | 考えられる対応策 |
|---|--|
| 昼夜などの時間の規則性がある、あるいは天気予報等で予測可能な比較的低速の需給調整 (前日までの発電機の起動停止計画) | <供給側> ① 火力発電の運用 ② 一般水力発電の運用 ③ 再生可能電力の出力抑制 ④ 揚水発電の運用と可変速揚水発電の導入・運用 ⑤ 蓄電池の活用 <需要側> ⑥ デマンドレスポンス (間接制御) によるヒートポンプ型給湯器の運転、電気自動車の充電等の需要の能動化 ⑦ 蓄電池の活用 |
| 随時の負荷変動、あるいは天気の急な変化等による比較的高速の需給調整 (随時の運用) | <供給側> ○負荷周波数制御 (LFC) <需要側> ○将来の高機能な情報インフラと制御性の高い蓄電池技術 |

出典) 荻本和彦ら, 長期の電力需給計画における PV 大量導入の課題と解決の可能性に関する予備検討, 第 27 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム講演論文集, 2011 を基に事務局作成

なお、太陽光発電を系統連系すると、天気の変化による出力変化のため、非常に速い周期で大きな量の変動要因となるとの見方もあったが、現在までの各種研究成果により、多数導入による地理的分散により、出力変動が互いに打ち消し合う、いわゆる“ならし効果”により、実際には、数分までの早い変動領域では、出力電力の波形はかなり平滑化されるという見通しが得られつつある。今後、発電特性の定量的解析が進むことで、太陽光発電導入が系統の負荷周波数制御に与える影響を分析し、必要な対策を決定できると考えられる。

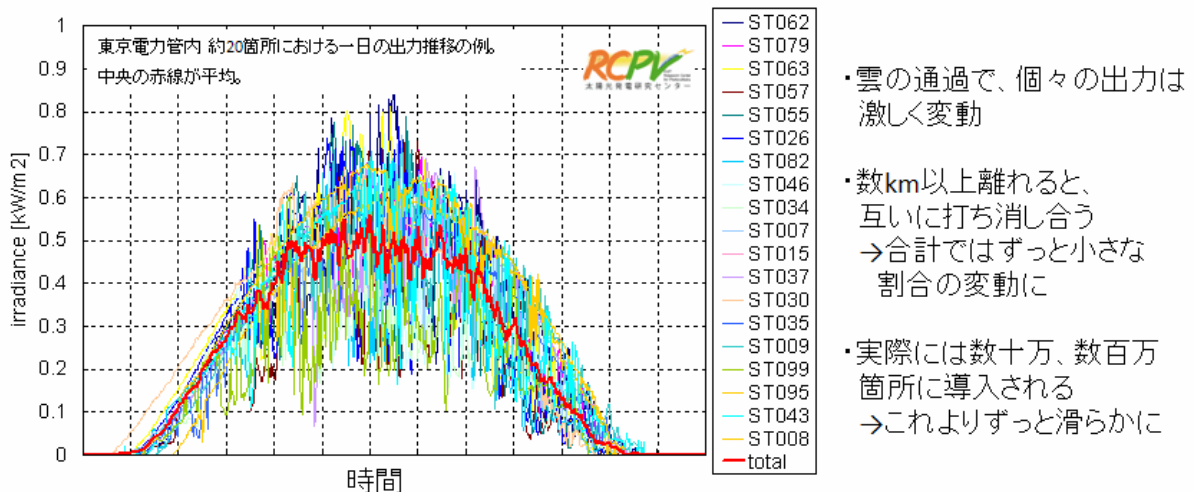


図 3-20 太陽光発電のならし効果

出典) 独立行政法人産業技術総合研究所 太陽光発電研究センターWeb サイト
http://unit.aist.go.jp/rcpv/ci/about_pv/output/fluctuation.html

(2) 既存の検討事例

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8月～2010年4月）では、太陽光発電の大量導入に伴う系統安定化対策のシナリオについて、2020年までの技術開発の見通し等を踏まえ、以下の①～⑥のシナリオを設定し、コスト試算を行っている。

その結果は、太陽光発電の出力抑制を行うことにより、余剰電力対策量が大幅に減少することから、出力抑制に対するインセンティブ等、太陽光発電設置者への理解活動等について検討することが必要とし、また、新規の電力需要の創出や蓄エネルギー能力を有する機器（ヒートポンプや電気自動車等）を活用することで、余剰電力対策量や太陽光発電の出力抑制量を軽減することが可能であるとしている。

表 3-7 系統安定化対策ごとの評価について

| シナリオ | メリット | デメリット |
|---|--|---|
| ①特異日※1を含め系統側蓄電池で対応(出力抑制なし) | ○太陽光発電の出力抑制なし。 | ●余剰電力対策量が膨大。 ●NaS電池の保温電力量が膨大※3。 |
| ①'特異日を含め需要家側蓄電池で対応(出力抑制なし) | ○太陽光発電の出力抑制なし。 | ●余剰電力対策量が膨大。 ●需要家側蓄電池は、系統用蓄電池に比べ蓄電池コストが高い。 ●系統側にも蓄電池の設置が必要。 |
| ②特異日における太陽光発電の全量出力抑制+系統側蓄電池による対応 | ○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が減少。 | ●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が発生。 ●蓄電池の利用率は相対的に低くなる可能性。 |
| ③特異日における太陽光発電の半量出力抑制+系統側蓄電池による対応 | ○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が減少。 | ●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が発生。 ●②に比べ余剰電力対策量が増加。 ●蓄電池の利用率は相対的に低くなる可能性。 |
| ④特異日+電力需要の少ない季節(春・秋季)の週末(土曜又は日曜)※2における全量出力抑制+系統側蓄電池による対応 | ○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が大幅に減少。 | ●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が増加。 ●余剰電力対策用の蓄電池量が減少するので、周波数調整力の確保が必要。 |
| ⑤特異日+電力需要の少ない季節(春・秋季)の週末(土曜又は日曜)における出力抑制+電気自動車やヒートポンプ等の電力貯蔵機器への蓄エネルギー+系統側蓄電池による対応 | ○太陽光発電の出力抑制に加え、電気自動車やヒートポンプ等の蓄エネルギー機器の利用により、余剰電力対策量が大幅に減少。 | ●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が増加。 ●電気自動車やヒートポンプ等に蓄エネルギーするための自律制御装置の技術開発が必要。 ●余剰電力対策用の蓄電池量が減少するので、周波数調整力の確保が必要。 |

出典) “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)

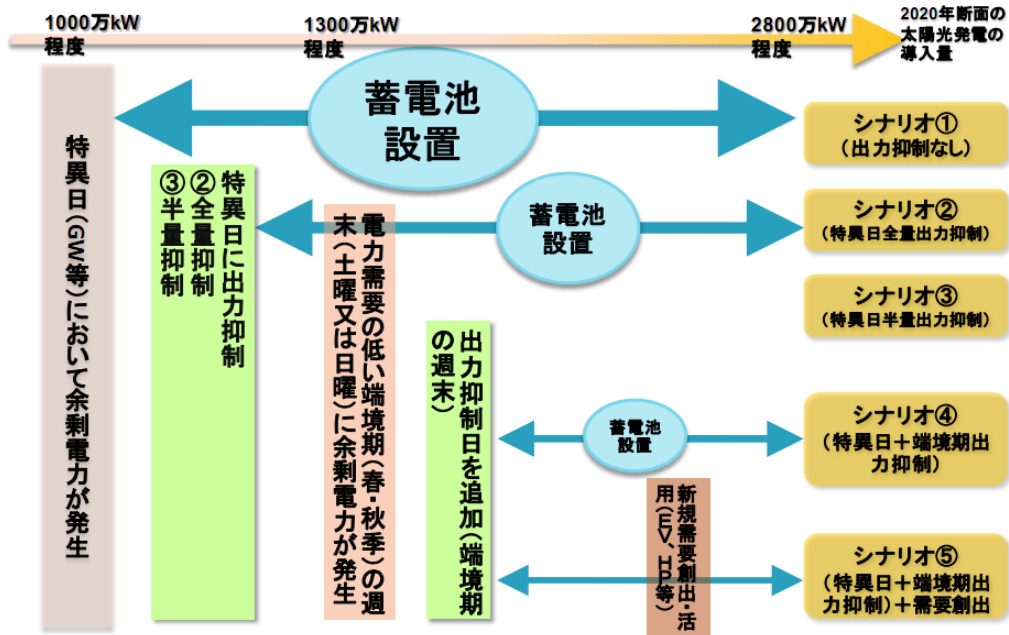


図 3-21 系統安定化対策シナリオと余剰電力対策量試算の考え方

出典) 同上

本報告書における検討条件に近いケースとしては、シナリオ「①出力抑制なし」とシナリオ「④特異日+端境期出力抑制」の比較が相当すると考えられる。余剰電力対策量（出力抑制量）の増加は、太陽光発電の利用率の低下として現れることになるが、2020年に太陽光発電が2,800万kW導入されると、太陽光発電の利用率がシナリオ①の12.0%からシナリオ④の11.4%まで0.6%低下、すなわち、シナリオ④で出力抑制される発電量は、①の太陽光発電量に対して5% (=0.6%÷12.0%)分に相当するとの結果が得られている。

表 3-8 2020 年断面における余剰電力対策量のまとめ

| シナリオ | 余剰対策不要PV導入可能量(万kW) | 余剰電力対策量(億kWh) | 出力抑制量(億kWh) | 発電電力量(億kWh) | 太陽光発電の利用率 | CO ₂ 削減量*1(万t-CO ₂) | (参考) NaS電池保温のための消費電力量(億kWh) |
|-------------------|--------------------|---------------|-------------|-------------|-----------|--|-----------------------------|
| ①出力抑制なし(系統側蓄電池) | 1,000 | 3.8 | 0 | 294.3 | 12.0% | 971 | 約140 |
| ①'出力抑制なし(需要家側蓄電池) | 1,000 | 4.6~5.7 | 0 | 294.3 | 12.0% | 971 | — |
| ②特異日出力抑制 | 1,300 | 0.7 | 7.3 | 287.0 | 11.7% | 947 | 約30 |
| ③特異日半量出力抑制 | 1,000 | 1.9 | 3.6 | 290.7 | 11.9% | 959 | 約70 |
| ④特異日+端境期出力抑制 | 2,700 | 0.04 | 15.6 | 278.7 | 11.4% | 920 | 約1.5 |
| ⑤特異日+端境期出力抑制+EV等 | 2,900 | 0 | 9.6 | 284.7 | 11.6% | 940*2 | — |

出典) 同上

また、先にも述べた太陽光発電が非常に速い周期で大きな量の変動要因となる可能性と多数導入による地理的分散により出力変動が互いに打ち消し合う“ならし効果”の関係についても、現状では正確な評価が困難なため、現在、経済産業省（資源エネルギー庁）からの委託事業（「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業（2009年度～）」）として、全国300箇所程度で太陽光発電の出力変動や平滑化効果等について、実測データに基づく分析・評価を行っているところである。

事業の背景及び目的

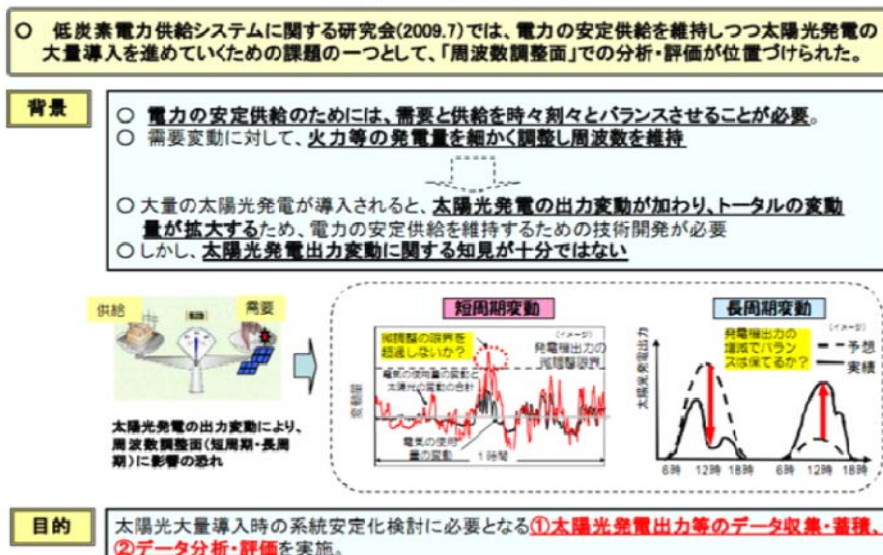


図 3-22 「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」の背景及び目的

出典) 次世代送配電システム制度検討会第1ワーキンググループ(WG1)、第7回配布資料

事業の概要

分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業(電力10社)

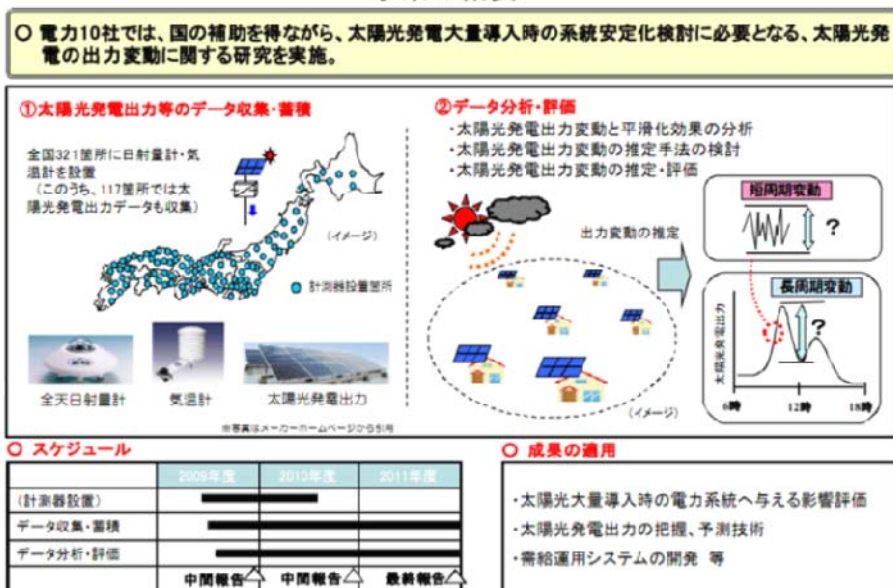


図 3-23 「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」の概要

出典) 同上

(3) 本検討における問題設定

本検討では、前項の既存の検討事例を踏まえつつ、太陽光発電の大量導入における電力系統への影響のうち、“ならし効果”を考慮して、負荷周波数制御より緩やかな変動に対する電力システム全体の需給バランスの課題に関する簡易的な評価を行う。

日負荷曲線を用いて年間最低負荷時における系統電力の需給ギャップ、具体的には太陽光発電の出力を考慮した最低負荷がベース電源の発電出力を下回る可能性とその需給ギャップの電力量、そしてそれへの合理的な対応方法について検討する。(具体的には後述するが、本検討では、表 1 中の対応策①～③のみを用いた需給調整について検討している。)ただし、もともとの負荷における比較的高速な需給調整に関する問題は、瞬動予備力(詳細は後述)を考慮して取り扱う。

比較的低速な需給調整について、例えば、太陽光発電の発電量と電力系統の大規模電源、特にベース電源たる原子力発電の関係を図 3-24 に模式的に示す。将来、電力部門の低炭素化に向け太陽光発電が大量に導入され、合わせて原子力発電の導入が順調に進むと、電力の需要が少なく、太陽光発電の発電量が大きくなる4～5月などの中間期には、電力供給力の過剰状態が発生する可能性がある。よって、本検討では、特にこの太陽光発電の大量導入に伴う需給ギャップの問題について、定量的把握を試みる。

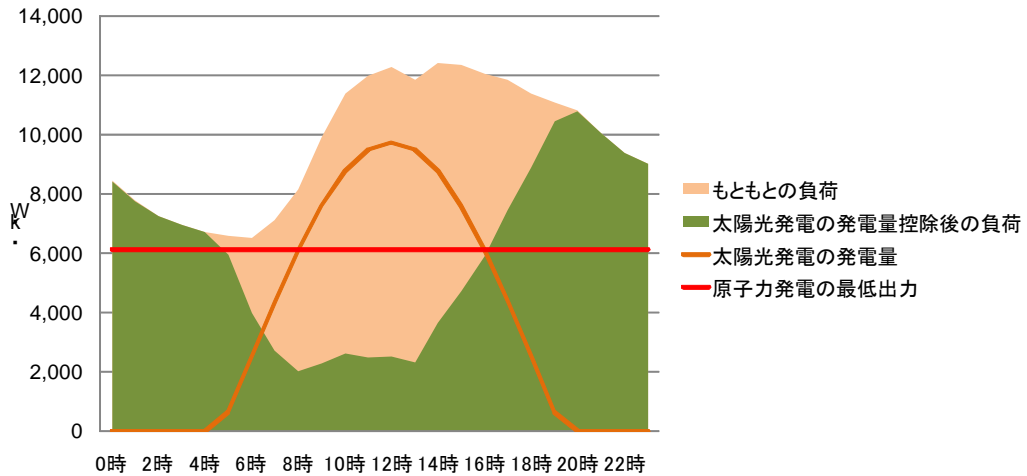


図 3-24 太陽光発電の発電量と需給ギャップのイメージ

(4) 検討方法

具体的な検討方法としては、現在得られる電力系統の日負荷及び年負荷データを基に、一定の想定の下で 2020 年、2030 年時点の日負荷及び年負荷曲線を想定し、ここから太陽光発電の発電量を控除した上で、仮想的な負荷持続曲線を作成し、これを『中長期ロードマップ（中間整理）』（中央環境審議会地球環境部会、2010 年 12 月 28 日）及び『エネルギー基本計画』（2010 年 6 月、閣議決定）において描かれた 2020 年及び 2030 年時点の電源構成に照らして、必要となる出力抑制量を判断した。

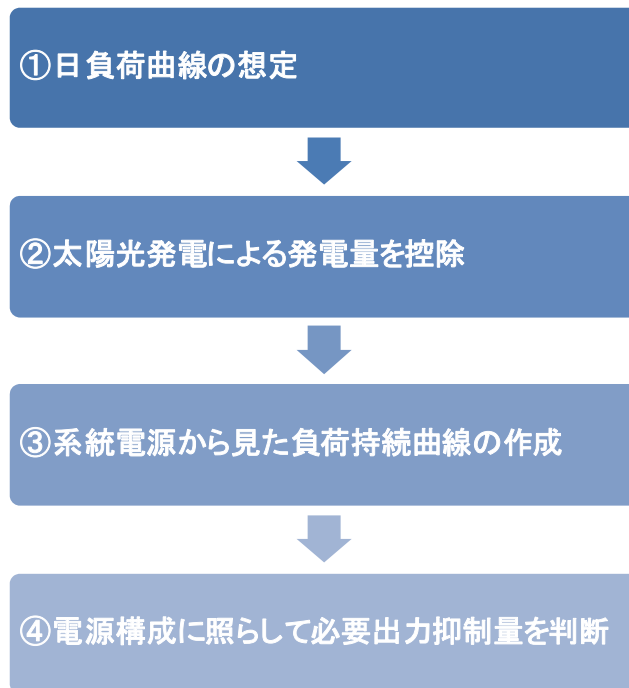


図 3-25 検討の手順

① 日負荷曲線の想定

2020年及び2030年時点の日負荷及び年負荷曲線を想定するに当たっては、日負荷曲線及び年負荷曲線（電気事業連合会調べ、後段の参考資料参照）を基に、負荷パターンは同様とした上で、年間負荷量（発電量）がそれぞれ2020年及び2030年見通しに一致するように24時間/日×365日/年=8,760時間の負荷曲線を想定した。

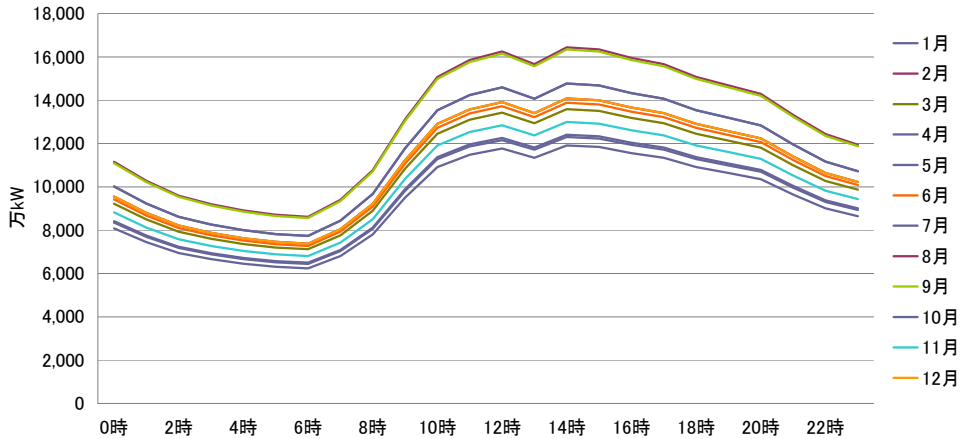


図 3-26 仮想的な 2030 年の日負荷曲線（12 ヶ月）

- 注1) 後段の参考資料に掲げたとおり、真夏の日負荷曲線を基に想定しているため、より最低負荷が小さくなる休日は考慮していない平日ベースのものである。
- 注2) 2003 年度実績値を基に 2030 年の年間発電量に応じて調整したものであり、今後の需要構造の変化等による負荷パターンの変化は考慮していない。

② 太陽光発電による発電量を控除

また、太陽光発電の発電量は、地軸の傾き及び緯度から、日射の最も強くなる時期に 100%の性能が発揮されるものとした上で、斜度及び日照時間に応じて年間 24 時間/日×365 日/年=8,760 時間/年における理論的な太陽光発電出力を想定した。

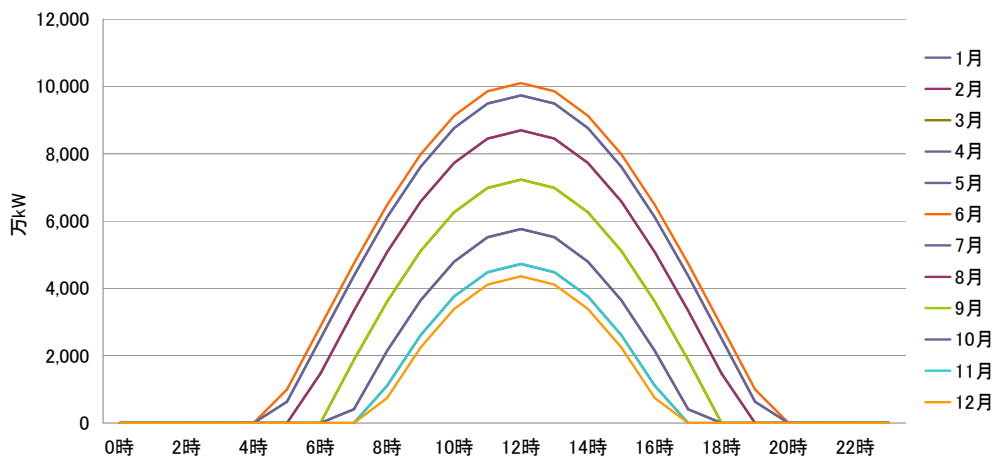


図 3-27 太陽光発電出力の季節変動に関する想定値<1 億 100 万 kW ベース>

2030年における太陽光発電の導入量を1億100万kWと想定した場合の、太陽光発電の発電量控除後の日負荷曲線及び負荷持続曲線を以下に示す（参考として、2020年5,000万kWの場合の負荷持続曲線も合わせて示す）。図3-28に示したとおり、2030年において1億100万kWと想定した場合には、3～7月及び10月において、太陽光発電の発電量控除後の負荷が原子力発電の発電量を下回る時間帯が生ずることとなる。

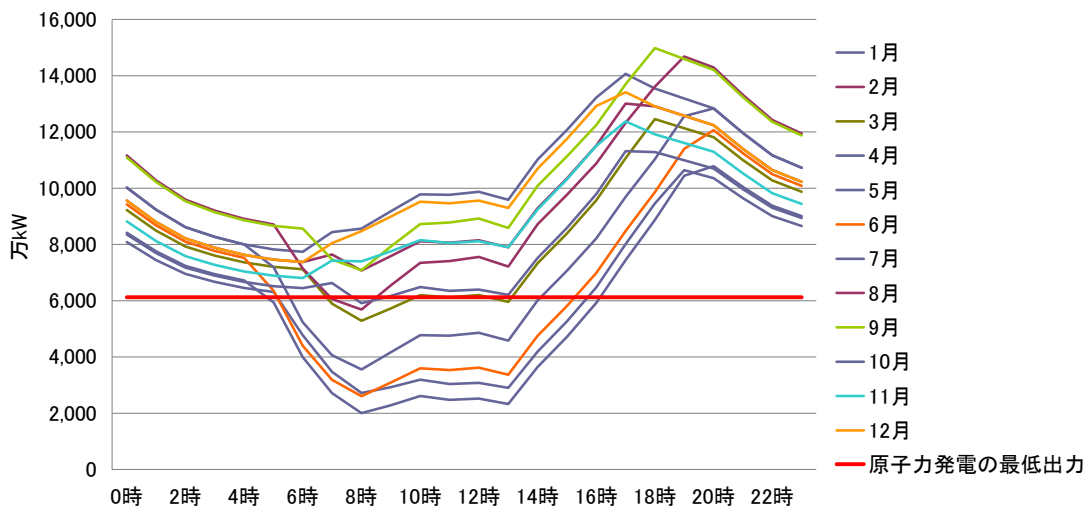


図 3-28 太陽光発電出力控除後の日負荷曲線<2030年度、PV1億100万kWベース>

③ 仮想的な負荷持続曲線の作成

本来の負荷及び太陽光発電の発電量を控除した日負荷曲線及び年負荷曲線から、年間の負荷持続曲線を、図3-31及び図3-32に示す。2本の負荷持続曲線は、上が元需要、下が太陽光発電の大規模導入があった場合を表し、原子力発電+調整用の瞬動予備力分の発電量を下回る部分の太陽光発電の発電量については、太陽光発電の出力抑制あるいは能動化負荷、蓄電池の活用等、一定の措置が必要になると考えられる。

ただし、本検討では、あくまで2003年度時点の負荷曲線に基づいており、既に生じている及び今後の負荷平準化、並びに負荷増大により、諸条件が変化する可能性も高く、引き続き精緻なデータに基づき検討を行う必要があると考えられる。

④ 電源構成に照らして必要出力抑制量を判断

(ア) 原子力発電の発電量

『中長期ロードマップ（中間整理）』（中央環境審議会地球環境部会、2010年12月28日）及び『エネルギー基本計画』（2010年6月、閣議決定）において描かれた2020年2030年時点の電源構成における原子力発電の想定に基づき検討する。原子力の発電量は、現状の定格出力一定（正確には熱出力）運転を想定すると補修計画で決まる。その発電量は補修分を利用率で想定した場合、2020年時点では原子力発電の設備容量6,143万kW¹⁸×設備利用率85.0%=5,222万kW、2030年時点では同様に設備容量6,806万kW¹⁹×設備利用率90.0%=6,125万kWが想定される。これに対し、

¹⁸ 正確には送電端出力で所内で消費される（所内率）分、数%小さくなる。

¹⁹ 同上

太陽光発電の発電量を控除した後の最低負荷がこの発電量に需給調整用を含めその他の火力水力の発電量を加えた値を下回る場合は、一定の措置が必要となると考えられる。

表 3-9 原子力発電の想定

| | 1990年 | 2000年 | 2005年 | 2020年 | 2030年 |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 設備容量 (万 kW) | 3,148 | 4,492 | 4,958 | 6,143 | 6,806 |
| 設備利用率 (%) | 73.0 | 81.8 | 70.2 | 85.0 | 90.0 |
| 発電電力量 (億 kWh) | 2,014 | 3,219 | 3,048 | 4,574 | 5,366 |

出典)「中長期ロードマップ小委員会」配布資料より「対策導入量等の根拠資料」(2010年12月21日、国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム)、

<http://www.env.go.jp/council/06earth/y0611-19/ref01-2.pdf>

注) 2030年の原子力発電の設備量及び発電電力量については、「2030年のエネルギー需給の姿」(“エネルギー基本計画”、2010年6月閣議決定)の参考資料と一致。

(イ) 予備力必要量

予備力とは、設備計画あるいは運用計画において設備の運用開始の遅れ、事故・漏水あるいは需要増加に際しても、電力供給を確保するため、需要を上回って保有する供給力であり、その必要量は、供給力と需要の状況が変わるのに応じて変化する。

運用段階での予備力は、日々の需要変動に応じて変化する実際の需給状況に合わせて、どのような形で保有するかによって、瞬動予備力、運転予備力、待機予備力に区分される。各予備力の概要を表 3-10 に示す。

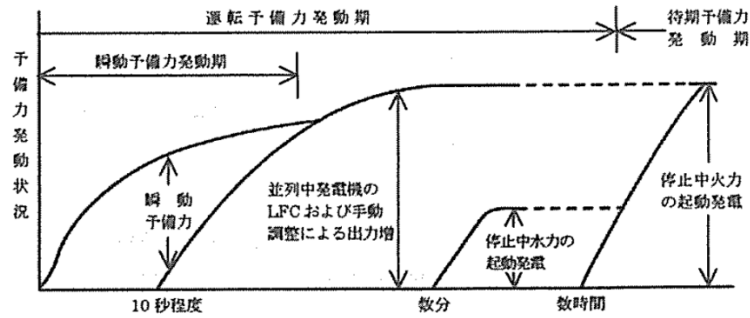
続いて、本検討において特に対象とすべき予備力について特定する。先の問題設定のとおり、もともとの負荷に起因する比較的高速及び低速な需給調整と、太陽光発電の出力に起因する比較的低速な需給調整を対象としているため、ここでは瞬動予備力、運転予備力及び追加の予備力の必要量について検討するものとする。

表 3-10 予備力の概要

| 分類 | 瞬動予備力（右記運転予備力の一部） | 運転予備力（ホット） | 待機予備力（コールド） |
|----------|---|---|---|
| 対象要因 | 電源脱落事故 | <ul style="list-style-type: none"> ・天候急変などによる需要の急増 ・電源を即時、又は短時間内に停止、出力抑制しなければならない場合 | 相当の時間をもって予測しうるもの <ul style="list-style-type: none"> ・需要想定値に対する持続的増加 ・渇水 ・停止までに相当の時間的余裕のある電源、又は電源送電系統の不具合 |
| 定義と具体的設備 | 電源脱落時の周波数低下に対して即時に応動を開始し、急速に出力を上昇し（10秒程度以内）、少なくとも瞬動予備力以外の運転予備力が発動されるまでの時間、継続して自動発電可能な供給力（ガバナフリー運転 ²⁰ 中の発電機のガバナフリー余力） | 即時発電可能なもの、及び短時間内（10分程度以内）で起動して負荷を取り、待機予備力が起動して負荷をとるまで継続して発電しうる供給力（部分負荷運転中の火力発電機余力、及び停止待機中の水力発電機〔揚水発電機を含む〕） | 起動から全負荷をとるまでに数時間を要する供給力（停止待機中の火力で、起動後は長時間継続発電可能） |
| 目標値 | 3%程度 | 3～5% 又は最大電源単機容量 | なし ただし運転予備力と待機予備力の合計値として8～10% |
| 保有方法 | 並列水力・火力発電機のガバナフリー余力分 | 並列水力、火力発電所の余力分、停止水力発電機の可能出力、停止待機中のガスタービン発電機 | 停止待機中の火力 |

出典）電気学会技術報告第 869 号、「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」を基に事務局作成

²⁰ 周波数偏差が発生した場合に、発電機回転数（＝周波数偏差）に応じて、周波数を基準値に戻すよう負荷設定に補正を加えること。



出典：日本電力調査委員会・電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説

図 3-29 大電源脱落時の周波数、予備力応動状況例

出典) 電気学会技術報告第 869 号, 「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」

瞬動予備力及び運転予備力としては、従来の需給変動に加え太陽光発電の変動を併せた需給変動に対する予備力が必要となる。従来の需給変動対応分を最大負荷の 3% と仮定する。また、最終的に太陽光発電の必要な出力抑制量を検討したいため、負荷をとっている瞬動予備力分の 3% について評価を行う。太陽光発電に起因する変動としては、“ならし効果” で取りきれなかった出力変動に対応する分として、ここでは 3% (最大負荷に対する値) を想定する。さらに、ここでは系統の需要変動と太陽光発電の出力変動が独立であったとして、それらを合計した予備力必要量は図 3-30 のように想定される。

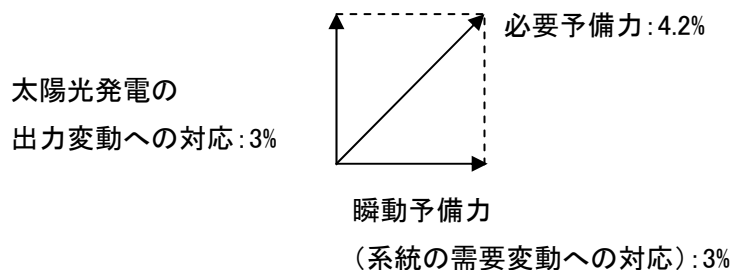


図 3-30 必要な予備力の考え方

つまり、瞬動予備力として、例えば太陽光発電の発電量が最大となる 5 月の最大負荷 1 億 2,500 万 kW に対しては、4.2% 分の運転予備力が必要と考える。仮にこれを火力電源で賄うとした場合、調整力を定格出力の 10%²¹、(部分負荷運転の可能な) 最低出力割合を 30% と仮定すると、以下のとおり 1,590 万 kW の火力電源が必要となる。

$$1 \text{ 億 } 2,500 \text{ 万 kW} \times 4.2\% \div \text{調整力割合 } 10\% \times \text{最低出力割合 } 30\% = 1,590 \text{ 万 kW}$$

これらの値に対し、揚水発電は約 2,600 万 kW 存在するため、この予備力分の供給力を吸収するための負荷 (需要) を創出することは可能である。なお、原子力発電の他にも流込式水力発電

²¹ 調整力は稼働時点の火力電源の出力×5%とする考え方もあり、この場合 1 億 2,500 万 kW × 4.2% ÷ 5% = 1 億 500 万 kW の火力電源が必要となり、調整力については今後更に精査が必要。

(約 520 万 kW)、地熱発電 (234 万 kW@2030 年対策ケース)、廃棄物発電などのベース電源があるが、これらを加えても揚水発電の動力需要にて吸収可能と考えられる。さらに、現在検討されているように、揚水発電所の一部が可変速化されれば揚水時でも定格発電電力の 20%程度の調整力 (運転予備力) が期待される。

従って、本検討では太陽光発電の発電量を控除後の負荷持続曲線と原子力発電の発電量を基に、必要な出力抑制量を判断する。

(ウ) 必要な出力抑制量の判断

図 3-31 の 2030 年の負荷持続曲線と原子力発電の負荷配分の状況において負荷持続曲線が原子力発電量を割り込んでいる時間帯は、系統の発電機の負荷が低く必要な調整力 (運転予備力) を確保することが困難になっており、この下回った部分を太陽光発電の必要な出力抑制量 (以下「必要出力抑制量」という。) と考えることを意味する。

また、参考として 2020 年で 5,000 万 kW と想定した場合の負荷持続曲線を図 3-32 に示したが、5,000 万 kW の場合よりも 1 億 100 万 kW の場合は、原子力発電の発電量を割り込む時間が遥かに長くなる。

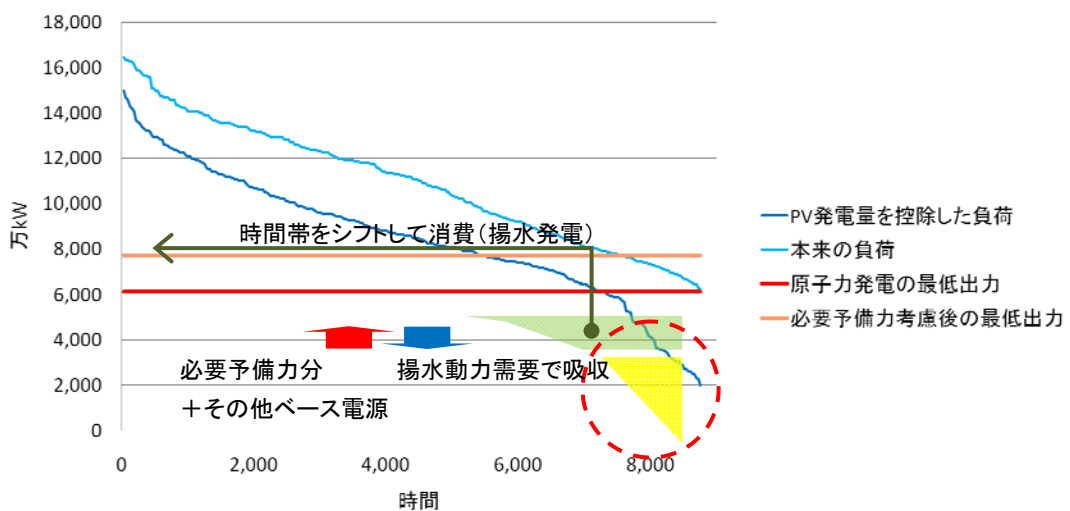


図 3-31 2030 年の仮想的な負荷持続曲線<2030 年度、PV1 億 100 万 kW ベース>

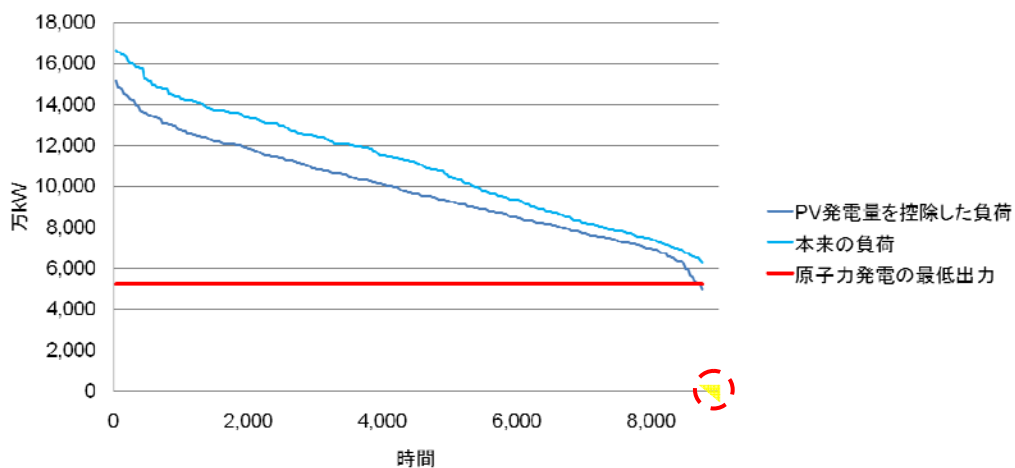


図 3-32 【参考】2020 年の仮想的な負荷持続曲線<2020 年度、PV5,000 万 kW ベース>

(5) 検討結果及び考察

図 3-33 に、2030 年において陽光発電の導入量を変化させた場合の「必要出力抑制量」を示す。太陽光発電の導入量が増加に伴い、必要出力抑制量が増加することが見て取れる。

ただし、その導入量に対する増加傾向は比例的なものではなく、例えば太陽光発電の導入量が 3,000 万 kW では出力抑制量は発電量の 0.5% 程度、5,000 万 kW でも同約 1.6% 程度であるのに対し、1 億 kW の場合は 14.5% と大幅に増加することが分かる。

なお、この結果はこれまでに述べた様々な仮定に基づくもので、先に紹介した次世代送配電ネットワーク研究会による試算結果（出力抑制量換算で 5%）とは異なるものである。

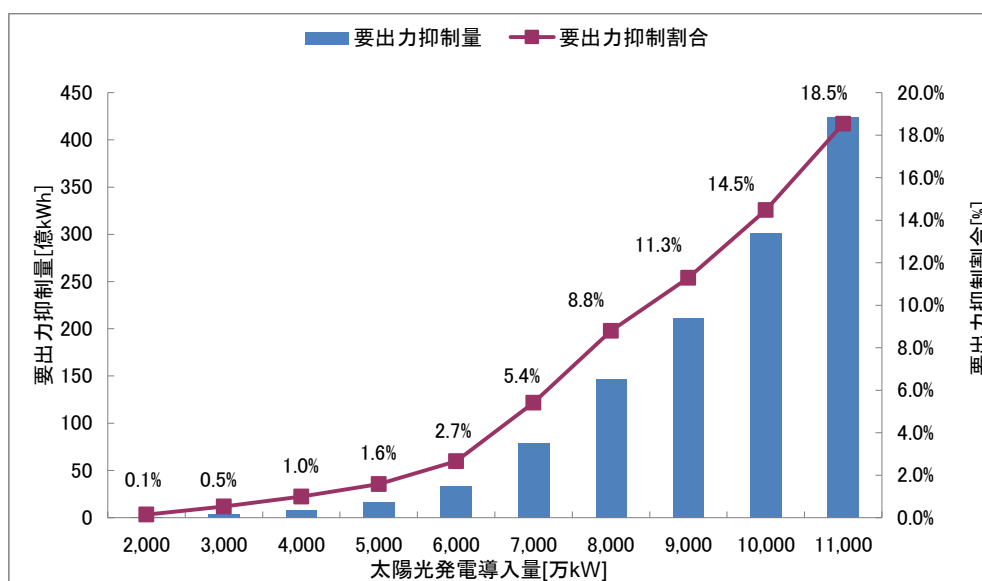


図 3-33 太陽光発電導入量と要出力抑制量<2030 年度、PV1 億 100 万 kW ベース>

(6) 今後の課題

本検討は、様々な想定の下で簡易的な手法により評価を行ったものである。既に、よりスコープが広く且つ動的な検討を行っている研究事例²²も存在する。

今後は、このような研究成果も活用しつつ、以下の点を踏まえて、より精度の高い検討を行うことが必要である。

① 供給サイド

(ア) 再生可能電力の変動特性分析と発電予測技術、そのためのインフラ整備検討

本検討では、太陽光発電出力変動について、需要に対して 3% を想定したが、現在並行して進められている変動特性、ならし効果の特性など実績データ等に基づく分析結果を反映する。更に、

²² 荻本和彦ら、長期の電力需給計画における PV 大量導入の課題と解決の可能性に関する予備検討，第 27 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム講演論文集，2011

荻本和彦ら、長期の電力需給計画における低炭素化実現の予備検討，第 27 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム講演論文集，2011

太陽光以外の各再生可能電力種についても、それぞれの変動特性を分析した上で発電予測技術を開発し、導入のためのインフラ整備計画について検討する必要がある。

(イ) 調整力に関する継続検討

調整力の考え方について異なる意見があるので、引続き検討することが必要である。これには政府全体で取り組む必要がある。

(ウ) 既存の電力システムの活用の考慮

揚水発電の運用、可変速揚水発電の導入・運用等、既存の電力システムの運用による調整容量を考慮する。(表 3-6 の対応策④に該当)

(エ) 出力抑制あるいは蓄電の閾値

最低負荷がベース電源を下回る時間帯の具体的な対応方針として、出力抑制とするのか、あるいは蓄電池を活用するのか、全体最適な視点から対策のあり方について検討する。(表 3-6 の対応策③、⑤、⑦に該当)

② 需要サイド

(ア) 中長期の電力需要構造(負荷曲線)の変化の考慮

本検討で用いた 2003 年度実績ベースではなく対象年における見通しに基づき修正する必要がある。特に、ヒートポンプ型給湯器及び電気自動車等による新規需要を導入量と整合するようにして想定する必要がある。(表 3-6 の対応策⑥に該当)

(イ) 需要の能動化の反映

前項の電力消費機器の増加による比較的単純な電力需要の増大に加えて、デマンドレスポンス(間接制御)によるヒートポンプ型給湯器の運転、電気自動車の充電等の需要の能動化の影響を反映する。

参考

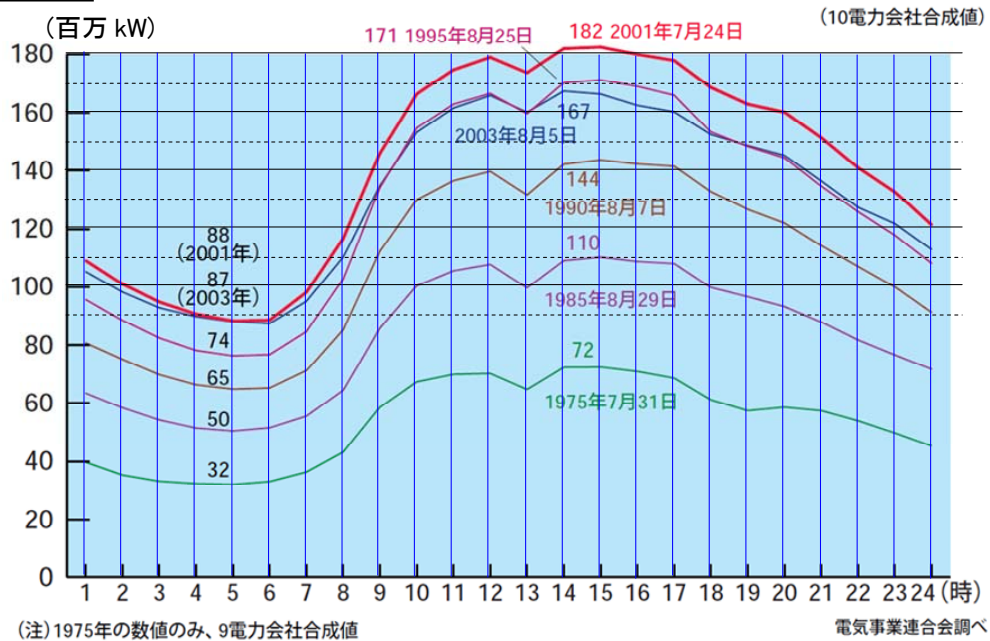


図 3-34 真夏の日負荷曲線

出典) 電気事業連合会：「原子力・エネルギー」図面集

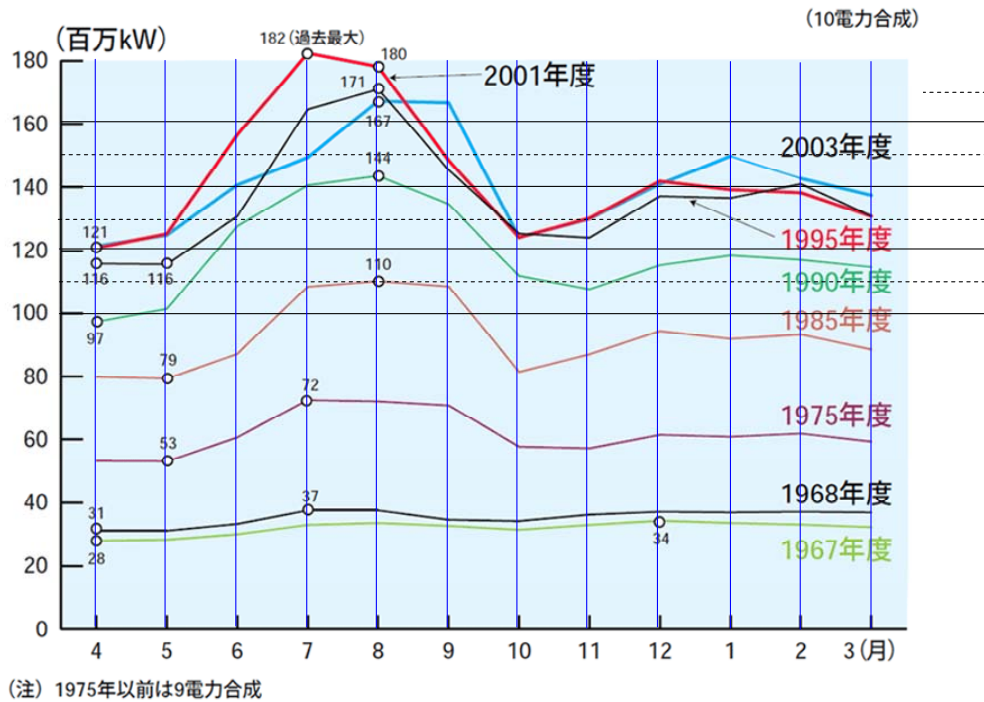


図 3-35 年負荷曲線

出典) 電気事業連合会：「原子力・エネルギー」図面集

表 3-11 発電設備及び発電電力量の構成の推移

表 2-3 発電設備構成の推移（一般電気事業用、発電端）

[単位：万 kW]

| | 平成21年度 (2009年度) (推定実績) | | 平成22年度 (2010年度) | | 平成26年度 (2014年度) | | 平成31年度 (2019年度) | |
|---------|------------------------------|-------|--------------------|-------|--------------------|-------|--------------------|-------|
| 水力 | 4,638 | 19.2% | 4,670 | 19.2% | 4,781 | 19.2% | 4,787 | 18.3% |
| 一般水力 | 2,073 | 8.6% | 2,076 | 8.5% | 2,090 | 8.4% | 2,096 | 8.0% |
| 揚水 | 2,564 | 10.6% | 2,594 | 10.7% | 2,691 | 10.8% | 2,691 | 10.3% |
| 火力 | 14,572 | 60.3% | 14,741 | 60.5% | 14,854 | 59.7% | 15,115 | 57.9% |
| 石炭 | 3,795 | 15.7% | 3,887 | 16.0% | 4,037 | 16.2% | 4,059 | 15.5% |
| LNG | 6,161 | 25.5% | 6,253 | 25.7% | 6,414 | 25.8% | 6,755 | 25.9% |
| 石油等 | 4,617 | 19.1% | 4,601 | 18.9% | 4,404 | 17.7% | 4,300 | 16.5% |
| 原子力 | 4,885 | 20.2% | 4,896 | 20.1% | 5,187 | 20.9% | 6,170 | 23.6% |
| 新エネルギー等 | 53 | 0.2% | 53 | 0.2% | 53 | 0.2% | 53 | 0.2% |
| 合計 | 24,147 | | 24,359 | | 24,875 | | 26,124 | |

表 2-4 発電電力量構成の推移（一般電気事業用、発電端）

[単位：億 kWh]

| | 平成21年度 (2009年度) (推定実績) | | 平成22年度 (2010年度) | | 平成26年度 (2014年度) | | 平成31年度 (2019年度) | |
|---------|------------------------------|-------|--------------------|-------|--------------------|-------|--------------------|-------|
| 水力 | 769 | 8.1% | 848 | 8.7% | 946 | 9.1% | 961 | 8.8% |
| 一般水力 | 699 | 7.3% | 765 | 7.8% | 777 | 7.5% | 781 | 7.2% |
| 揚水 | 70 | 0.7% | 83 | 0.9% | 168 | 1.6% | 179 | 1.6% |
| 火力 | 5,892 | 61.7% | 5,791 | 59.3% | 5,447 | 52.7% | 5,299 | 48.6% |
| 石炭 | 2,356 | 24.7% | 2,323 | 23.8% | 2,290 | 22.1% | 2,272 | 20.8% |
| LNG | 2,808 | 29.4% | 2,657 | 27.2% | 2,560 | 24.8% | 2,447 | 22.4% |
| 石油等 | 727 | 7.6% | 811 | 8.3% | 597 | 5.8% | 580 | 5.3% |
| 原子力 | 2,785 | 29.2% | 3,004 | 30.8% | 3,794 | 36.7% | 4,468 | 41.0% |
| 新エネルギー等 | 106 | 1.1% | 119 | 1.2% | 152 | 1.5% | 178 | 1.6% |
| 小計 | 9,551 | | 9,763 | | 10,339 | | 10,905 | |
| その他 | -23 | | -37 | | 0 | | 0 | |
| 合計 | 9,528 | | 9,726 | | 10,339 | | 10,905 | |

- (注) 1. 『石油等』は、石油の他、LPG、その他ガス、歴青質混合物を含む。
 2. 『新エネルギー等』は、風力発電、太陽光発電、バイオマス発電、廃棄物発電の他、地熱発電を含む。
 3. 『その他』は、卸電力取引所における取引等の電源種別が不明なもの。
 4. 四捨五入の関係で合計と一致しない場合がある。

出典)「平成22年度電力供給計画」(2010年3月、資源エネルギー庁)

表 3-12 発電方式別包蔵水力

| 発電方式 | 既開発 | | | 工事中 | | | 未開発 | | | |
|------|------|-----------|------------|------------|---------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|
| | 地点 | 出力 (kW) | 電力量 (MWh) | 地点 | 出力 (kW) | 電力量 (MWh) | 地点 | 出力 (kW) | 電力量 (MWh) | |
| 一般水力 | 流込式 | 1,178 | 5,234,824 | 27,707,239 | 12 | 97,392 | 426,040 | 2,513 | 8,930,610 | 35,754,161 |
| | 調整池式 | 467 | 10,197,267 | 45,359,463 | 1 | 86,400 | 659,639 | 151 | 2,275,250 | 7,665,697 |
| | 貯水池式 | 243 | 6,420,156 | 18,928,655 | 8 | 566,575 | 957,959 | 49 | 922,530 | 2,457,440 |
| | 小計 | 1,888 | 21,852,247 | 91,995,357 | 21 | 750,367 | 2,043,638 | 2,713 | 12,128,390 | 45,877,298 |
| 混合揚水 | 19 | 5,710,040 | 2,572,072 | 0 | 0 | 0 | 18 | 6,916,000 | 1,651,500 | |
| 計 | | | 94,567,429 | | | 2,043,638 | | | 47,528,798 | |

出典) 資源エネルギー庁 Web サイト、<http://www.enecho.meti.go.jp/hydraulic/data/stock/index4.html>

表 3-13 中長期 RM における電源構成 (マクロフレーム固定ケース)

上段: 設備容量、下段: 発電電力量

| (万kW) | 2000 | 2005 | 2020 | | | | | 2030 | | | | |
|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | | 固定 | 参照 | ▲15% | ▲20% | ▲25% | 技術固定 | 参照 | 対策下位 | 対策中位 | 対策上位 |
| 合計 | 22,949 | 24,137 | 26,945 | 25,005 | 26,650 | 27,565 | 28,585 | 29,566 | 27,499 | 33,543 | 34,087 | 34,833 |
| 石炭火力 | 2,922 | 3,767 | 4,255 | 3,828 | 3,665 | 3,665 | 3,665 | 4,385 | 3,930 | 3,032 | 3,032 | 3,032 |
| LNG火力 | 5,722 | 5,874 | 6,613 | 5,099 | 4,521 | 4,521 | 4,521 | 8,509 | 6,896 | 3,708 | 3,708 | 3,708 |
| 石油等火力 | 5,249 | 4,662 | 4,206 | 4,206 | 2,103 | 2,103 | 2,103 | 4,206 | 4,206 | 2,103 | 2,103 | 2,103 |
| 原子力 | 4,492 | 4,958 | 6,143 | 6,143 | 6,143 | 6,143 | 6,143 | 6,806 | 6,806 | 6,806 | 6,806 | 6,806 |
| 一般式水力 | 2,008 | 2,061 | 2,196 | 2,196 | 2,196 | 2,196 | 2,196 | 2,196 | 2,196 | 2,196 | 2,196 | 2,196 |
| 揚水式水力 | 2,471 | 2,513 | 2,755 | 2,755 | 2,755 | 2,755 | 2,755 | 2,755 | 2,755 | 2,755 | 2,755 | 2,755 |
| 地熱 | 52 | 52 | 53 | 53 | 171 | 171 | 171 | 53 | 53 | 234 | 234 | 234 |
| 太陽光 | 33 | 144 | 299 | 299 | 3,500 | 4,200 | 5,000 | 299 | 299 | 9,100 | 9,500 | 10,100 |
| 風力等 | - | 106 | 426 | 426 | 1,596 | 1,811 | 2,031 | 358 | 358 | 3,610 | 3,753 | 3,900 |

| (億kWh) | 2000 | 2005 | 2020 | | | | | 2030 | | | | |
|--------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | | | 固定 | 参照 | ▲15% | ▲20% | ▲25% | 技術固定 | 参照 | 対策下位 | 対策中位 | 対策上位 |
| 合計 | 9,409 | 9,904 | 12,038 | 11,120 | 10,154 | 9,950 | 9,686 | 13,307 | 12,280 | 10,458 | 10,034 | 9,571 |
| 石炭火力 | 1,732 | 2,529 | 2,812 | 2,203 | 1,579 | 1,354 | 1,078 | 2,291 | 1,862 | 854 | 629 | 365 |
| LNG火力 | 2,479 | 2,339 | 2,705 | 2,516 | 2,024 | 1,855 | 1,663 | 3,785 | 3,292 | 1,086 | 855 | 558 |
| 石油等火力 | 1,004 | 1,072 | 860 | 770 | 243 | 243 | 243 | 736 | 707 | 177 | 88 | 44 |
| 原子力 | 3,219 | 3,048 | 4,574 | 4,574 | 4,574 | 4,574 | 4,574 | 5,366 | 5,366 | 5,366 | 5,366 | 5,366 |
| 一般式水力 | 779 | 714 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 | 767 |
| 揚水式水力 | 125 | 99 | 87 | 57 | 24 | 24 | 24 | 130 | 54 | 54 | 54 | 54 |
| 地熱 | 33 | 32 | 32 | 32 | 105 | 105 | 105 | 32 | 32 | 144 | 144 | 144 |
| 太陽光 | 15 | 15 | 31 | 31 | 368 | 442 | 526 | 31 | 31 | 957 | 999 | 1,062 |
| 他新エネ等 | 23 | 56 | 168 | 168 | 470 | 587 | 706 | 168 | 168 | 1,053 | 1,131 | 1,211 |

出典) 「対策導入量等の根拠資料」(2010年12月21日、国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム)、
<http://www.env.go.jp/council/06earth/y0611-19/ref01-2.pdf>