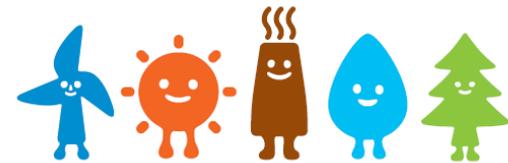


総合資源エネルギー調査会
省エネルギー・新エネルギー分科会
新エネルギー小委員会
買取制度運用ワーキンググループ検討結果



みんなで育てる
再生可能エネルギー

固定価格買取制度にご理解ご協力を

I. 買取制度運用ワーキンググループの概要

- 固定価格買取制度の開始から1年半以上が経過し、太陽光を中心に、再生可能エネルギー発電設備の導入が進展し、市場規模は1兆円を超えるまでに成長。また、多様な業種からの発電事業への参入が生まれ、全国津々浦々で発電事業が開始されるなど、関連産業や地域経済にも大きな波及効果をもたらしつつある。
- 他方、1年半の施行期間を経て、①「回避可能費用の算定方法」について現行の全電源平均可変費用を用いる方法よりも他に適切な方法があるのではないかと指摘や、②太陽光発電設備への報告徴収の結果を踏まえた「認定制度の在り方」といった、制度運用に伴う課題が顕在化してきた。
- 固定価格買取制度は、国民負担に支えられた制度であって国民からの信頼を確保するためにも、課題にしっかりと向き合い、透明なプロセスにより丁寧に議論して説明責任を果たすとともに、迅速かつ適切に必要な制度の見直し・改善を行っていくことが不可欠である。
- このため、本ワーキンググループでは、まずは、①「回避可能費用の算定方法」、及び、②「認定制度の在り方」について、高度な技術的かつ専門的な知見を有する有識者及び消費者の代表により、オブザーバーとして関係業界も交えて、検証を行った。

【買取制度運用ワーキンググループ委員等名簿】 ※五十音順、敬称略

(委員)

| | |
|--------|---|
| 岩船 由美子 | 東京大学生産技術研究所エネルギー工学連携研究センター准教授 |
| 大橋 弘 | 東京大学大学院経済学研究科教授 |
| 崎田 裕子 | ジャーナリスト・環境カウンセラー NPO法人持続可能な社会をつくる元気ネット理事長 |
| 佐藤 泉 | 佐藤泉法律事務所弁護士 |
| 馬場 旬平 | 東京大学大学院新領域創成科学研究科准教授 |
| 松村 敏弘 | 東京大学社会科学研究所教授 |
| 山内 弘隆 | 一橋大学大学院商学研究科教授 |
| 山地 憲治 | 公益財団法人地球環境産業技術研究機構理事・研究所長 <座長> |

(オブザーバー)

一般社団法人太陽光発電協会、一般社団法人日本風力発電協会、株式会社エネット、電気事業連合会

【買取制度運用ワーキンググループ開催実績】

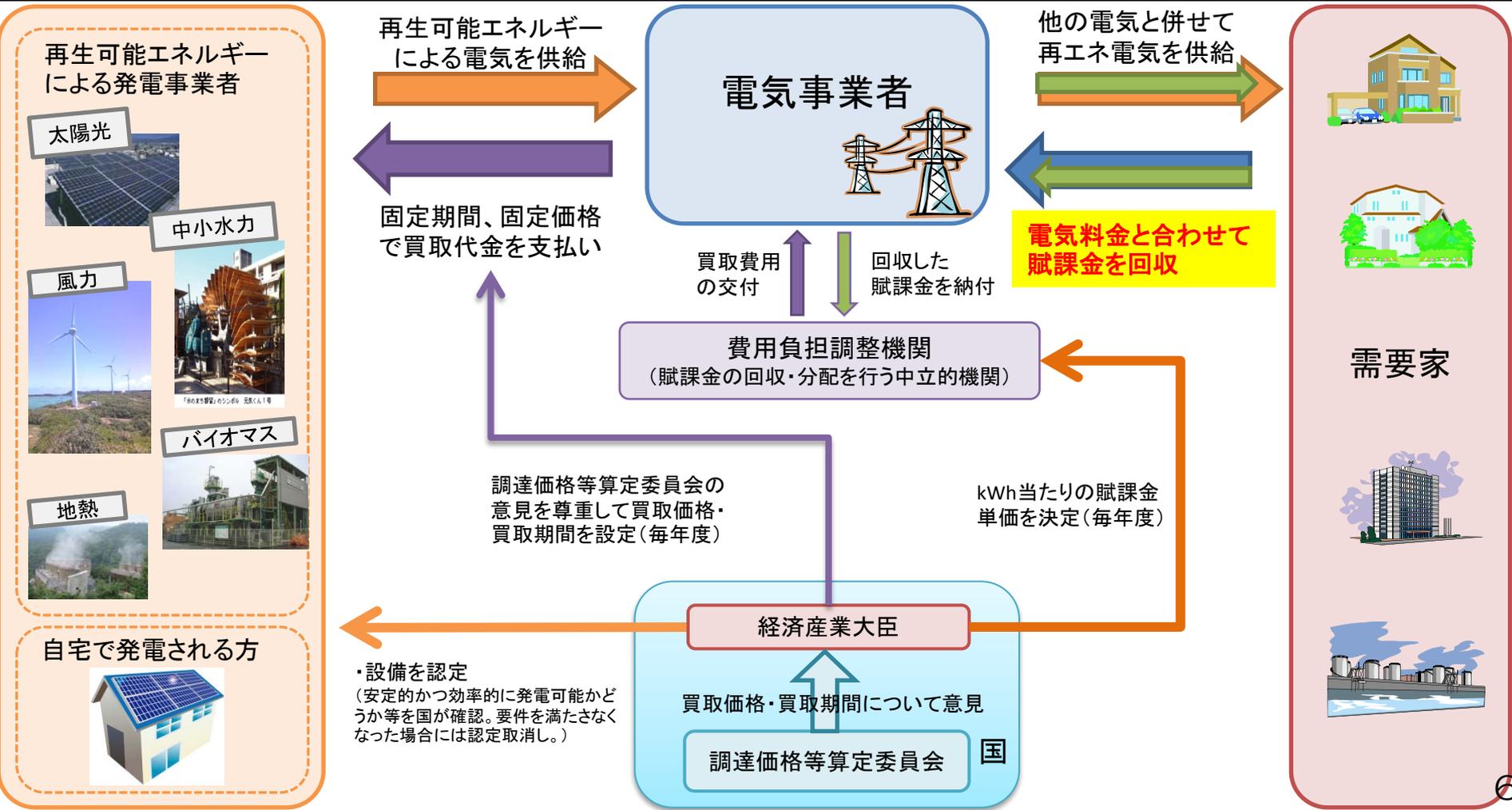
| | | |
|-------|----------------------|-----------------------|
| 第1回会合 | 2月18日(火) 17:30~19:30 | @経済産業省本館地下2階講堂 |
| 第2回会合 | 2月28日(金) 10:00~12:00 | @経済産業省本館17階第1~第3共用会議室 |
| 第3回会合 | 3月12日(水) 9:30~11:30 | @経済産業省本館17階第1、第2共用会議室 |

Ⅱ. 回避可能費用の算定方法

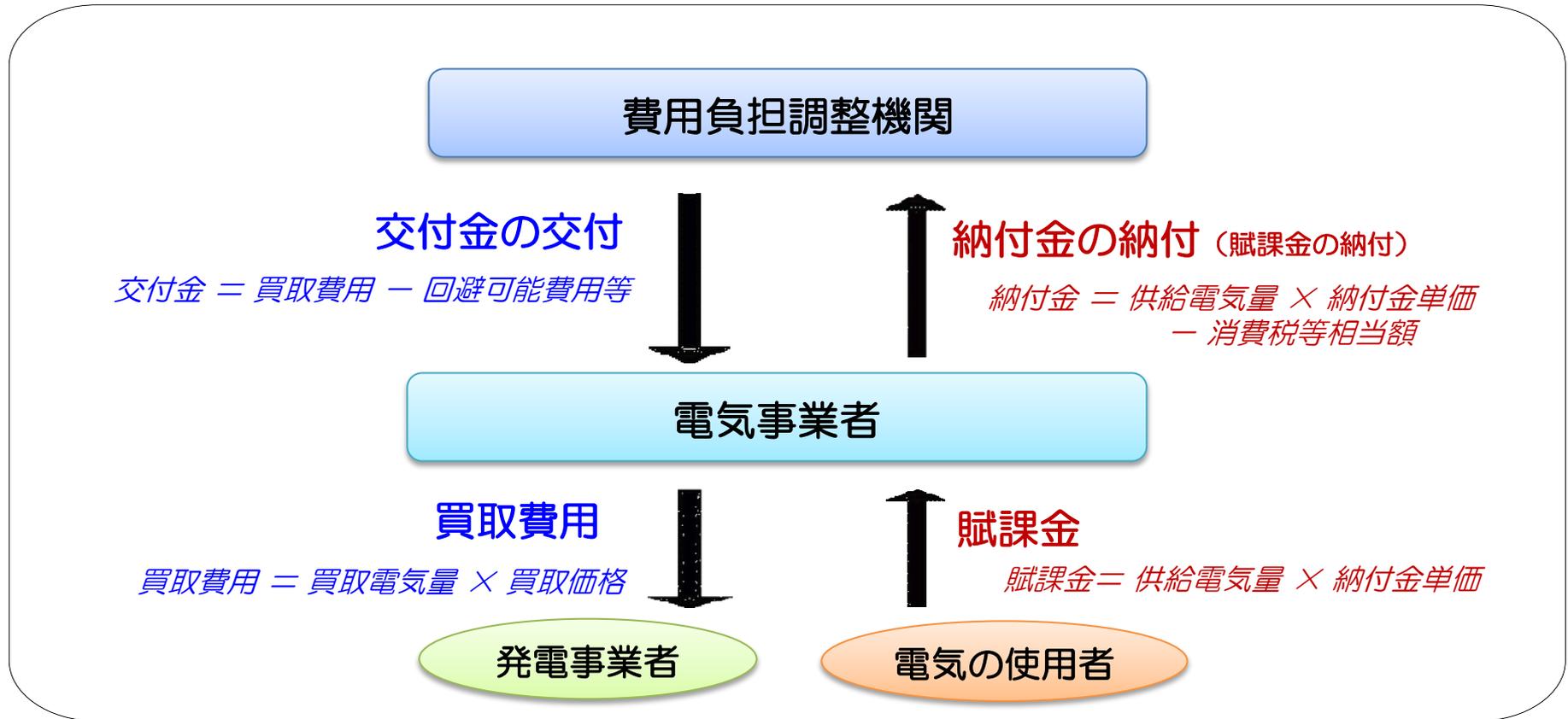
Ⅱ-1. 現行制度の概要と議論の背景

固定価格買取制度の基本的仕組み

- 固定価格買取制度は、電気事業者に対し、経済産業大臣が定めた買取価格と買取期間により、再生可能エネルギー電気を買取することを義務づける制度。
- 再生可能エネルギー電気の買取りに要した費用は、電気料金と併せて毎月、電気の利用者に対し使用電力量に応じた賦課金の負担を求め、費用負担調整機関がそれをいったん回収した後、各電気事業者に買取実績に対応し買取費用を交付する仕組みとなっている。



- 賦課金は、地域毎の再生可能エネルギー導入量の違いに伴いばらつきが生じないように、全国一律に単価を設定。電気事業者が徴収した賦課金は、毎月、そのまま費用負担調整機関に納付される。
- 費用負担調整機関は、各電気事業者の買取費用の実績額から、各電気事業者が再生可能エネルギー電気を買取ることにより支出を免れた費用、すなわち回避可能費用等を差し引いた金額で、各電気事業者に交付している。



賦課金単価（納付金単価）の算定方法

- 賦課金単価（法律上は納付金単価）は、買取費用及び回避可能費用の見込みなども踏まえ、毎年度当該年度の開始前に、下記の計算式により計算し、経済産業大臣が定め、告示することとなっている。【法第12条第1項、第2項、第4項】
- 賦課金単価を算出する際の回避可能費用見込みは「当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額」としている。【法第9条第1項第2号】

$$\text{賦課金単価（円/kWh）} = \frac{\text{①買取見込み額} - \text{②回避可能費用見込み} + \text{③費用負担調整機関の事務費見込み}}{\text{④見込み総需要電力量}} \quad \text{（法律上は納付金単価）}$$

| | |
|------------------|--|
| ①買取見込み額 | 再生可能エネルギー買取量見込み（kWh）×買取価格（円/kWh） <ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー買取量見込み：前年度の導入量をベースとする 買取価格：調達価格等算定委員会の意見を尊重して経済産業大臣が決定した価格 |
| ②回避可能費用見込み | 再生可能エネルギー買取量見込み（kWh）×回避可能費用単価（円/kWh） <ul style="list-style-type: none"> 回避可能費用単価：現行の運用では、電気事業者が再生可能エネルギー電気を買取ることにより支出を免れた燃料費などの変動費（1kWh当たり）を採用。各電気事業者の2月の燃料費調整単価を考慮した変動費の加重平均を利用。 現行の運用では、電気事業者が料金改定を行う際に、燃料費を補正した変動費が改定された場合、翌年度の納付金単価（賦課金単価）算定に、改定された単価を利用。 |
| ③費用負担調整機関の事務費見込み | 費用負担調整機関の業務処理等に要する費用。費用負担調整機関が見積もった費用を経済産業大臣が認可。 |
| ④見込み総需要電力 | 前年の需要電力量の実績を利用する。 |

回避可能費用単価の更新について

- 回避可能費用単価は、現行の運用では、燃料価格の変動や燃料費電源構成の変化に伴う電気事業の原価の見直しがなされれば、年度途中であっても、それを反映した変更を行う。（ただし、納付金単価（賦課金単価）への反映は翌年度以降）。
- 電気事業の原価については、電気料金改定の際に見直しが行われる。その後、最長でも3年を目途に行政が電気料金について事後評価を実施することになっており、事後評価の結果、必要があれば、経済産業大臣が料金の変更認可申請を命じ（電気事業法第23条）、原価の妥当性を確保することとしている。

(参考) 賦課金算定に関する法令上の規定①

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（平成二十三年八月三十日法律第百八号）

（交付金の交付）

第八条

第十九条第一項に規定する費用負担調整機関（以下この章において単に「費用負担調整機関」という。）は、各電気事業者が供給する電気の量に占める特定契約に基づき調達する再生可能エネルギー電気の量の割合に係る費用負担の不均衡を調整するため、経済産業省令で定める期間ごとに、電気事業者（第十四条第一項の規定による督促を受け、同項の規定により指定された期限までにその納付すべき金額を納付しない電気事業者を除く。次条、第十条第一項、第十六条及び第十八条において同じ。）に対して、交付金を交付する。

2 前項の交付金（以下単に「交付金」という。）は、第十一条第一項の規定により費用負担調整機関が徴収する納付金及び第十八条の規定により政府が講ずる予算上の措置に係る資金をもって充てる。

（交付金の額）

第九条

前条第一項の規定により電気事業者に対して交付される交付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、特定契約ごとの第一号に掲げる額から第二号に掲げる額を控除して得た額の合計額を基礎として経済産業省令で定める方法により算定した額とする。

一 当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量（キロワット時で表した量をいう。）に当該特定契約に係る調達価格を乗じて得た額

二 当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額として経済産業省令で定める方法により算定した額

（納付金の額）

第十二条

前条第一項の規定により電気事業者から徴収する納付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、**当該電気事業者が電気の使用者に供給した電気の量（キロワット時で表した量をいう。次項及び第十六条第二項において同じ。）に当該期間の属する年度における納付金単価を乗じて得た額を基礎とし、第十七条第一項の規定による認定を受けた事業所に係る電気の使用者に対し支払を請求することができる第十六条の賦課金の額を勘案して経済産業省令で定める方法により算定した額とする。**

2 前項の納付金単価は、毎年度、当該年度の開始前に、経済産業大臣が、当該年度において全ての電気事業者に交付される交付金の見込額の合計額に当該年度における事務費の見込額を加えて得た額を当該年度における全ての電気事業者が供給することが見込まれる電気の量の合計量で除して得た電気の一キロワット時当たりの額を基礎とし、前々年度における全ての電気事業者に係る交付金の合計額と納付金の合計額との過不足額その他の事情を勘案して定めるものとする。

3 (略)

4 経済産業大臣は、納付金単価を定めたときは、遅滞なく、これを告示しなければならない

（賦課金の請求）

第十六条

電気事業者は、納付金に充てるため、当該電気事業者から電気の供給を受ける電気の使用者に対し、当該電気の供給の対価の一部として、賦課金を支払うべきことを請求することができる。

2 前項の規定により電気の使用者に対し支払を請求することができる賦課金の額は、当該電気事業者が当該電気の使用者に供給した電気の量に当該電気の供給をした年度における納付金単価に相当する金額を乗じて得た額とする。

(参考) 賦課金算定に関する法令上の規定②

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則（平成二十四年六月十八日経済産業省令第四十六号）

（回避可能費用の算定方法）

第十六条

法第九条第二号の経済産業省令で定める方法は、特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる一キロワット時当たりの費用として経済産業大臣が電気事業者ごとに定める額（以下「回避可能費用単価」という。）に消費税及び地方消費税に相当する額を加えた額に当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量を乗ずる方法とする。

○回避可能費用単価等を定める告示（平成二十四年六月十八日経済産業省告示第百四十四号）

（回避可能費用単価）

第四条 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則（以下「施行規則」という。）第十六条に規定する回避可能費用単価は、次に掲げる電気事業者の種類に応じ、それぞれ当該各号に定める額とする。

一 一般電気事業者 次の表の上欄に掲げる電気事業者ごとに、同表の下欄に掲げる額について一般電気事業供給約款料金算定規則（平成十一年通商産業省令第百五号）第二十一条の規定の例により燃料費調整を行った額。

| | |
|-----------|-----------------|
| 北海道電力株式会社 | 一キロワット時当たり五・八八円 |
| 東北電力株式会社 | 一キロワット時当たり七・五五円 |
| 東京電力株式会社 | 一キロワット時当たり九・九八円 |
| 中部電力株式会社 | 一キロワット時当たり六・五七円 |
| 北陸電力株式会社 | 一キロワット時当たり四・三七円 |
| 関西電力株式会社 | 一キロワット時当たり七・四八円 |
| 中国電力株式会社 | 一キロワット時当たり六・三六円 |
| 四国電力株式会社 | 一キロワット時当たり五・九四円 |
| 九州電力株式会社 | 一キロワット時当たり六・六〇円 |
| 沖縄電力株式会社 | 一キロワット時当たり八・一九円 |

二 特定電気事業者及び特定規模電気事業者 次のイに掲げる額をロに掲げる額により増額又は減額したもの

イ 一キロワット時当たり七・七六円

ロ 各一般電気事業者が一般電気事業供給約款料金算定規則第二十一条の規定の例により燃料費調整を行った各月の額を次の表の割合により加重平均した額

| | |
|-----------|------|
| 北海道電力株式会社 | 四% |
| 東北電力株式会社 | 九% |
| 東京電力株式会社 | 三十一% |
| 中部電力株式会社 | 十五% |
| 北陸電力株式会社 | 三% |
| 関西電力株式会社 | 十七% |
| 中国電力株式会社 | 七% |
| 四国電力株式会社 | 三% |
| 九州電力株式会社 | 十% |
| 沖縄電力株式会社 | 一% |

現行の回避可能費用単価の算定方法

- 現在、回避可能費用は、一般電気事業者ごとに、各社の全電源平均の可変費単価に燃料費調整単価を加えた単価を、回避可能費用単価として採用し、算定している。
- 特定電気事業者・特定規模電気事業者の場合は、一般電気事業者各社の全電源平均の可変費単価に各社の販売電力量シェアで加重平均した単価を求め、それに、一般電気事業者の燃料費調整単価の加重平均の単価を加えたものを回避可能費用単価としている。

(例) 平成26年1月における回避可能費用単価

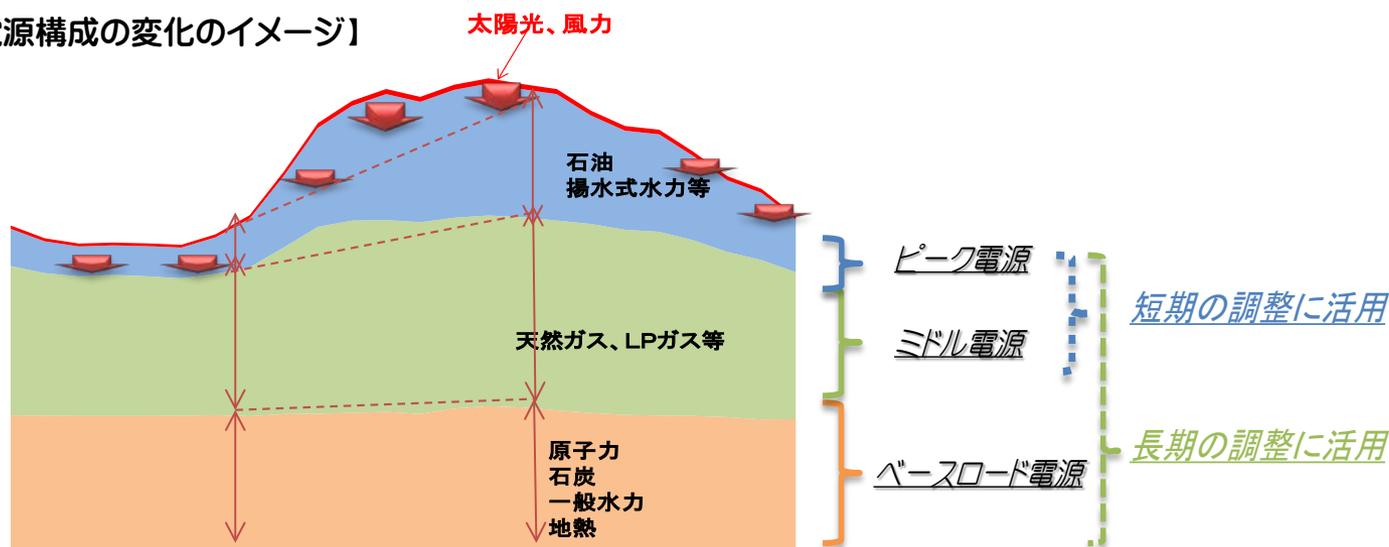
| 一般電気事業者 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 | 沖縄 |
|--|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| ① 告示（回避可能費用単価等を定める告示第4条第1号の表）により定められる単価（円/kWh） | 5.88 | 7.55 | 9.98 | 6.57 | 4.37 | 7.48 | 6.36 | 5.94 | 6.60 | 8.19 |
| ② ①の税込額（円/kWh） | 6.17 | 7.93 | 10.48 | 6.90 | 4.59 | 7.85 | 6.68 | 6.24 | 6.93 | 8.60 |
| ③ 平成26年1月適用の燃料費調整単価（円/kWh）【税込値】 | 0.32 | 1.04 | 1.34 | 2.12 | 0.81 | 0.95 | 1.06 | 0.63 | 0.67 | 0.87 |
| 回避可能費用単価（②+③） （円/kWh） | 6.49 | 8.97 | 11.82 | 9.02 | 5.40 | 8.80 | 7.74 | 6.87 | 7.60 | 9.47 |
| （参考）告示により定める販売電力量シェア（%） | 4% | 9% | 31% | 15% | 3% | 17% | 7% | 3% | 10% | 1% |

特定電気事業者・特定規模電気事業者

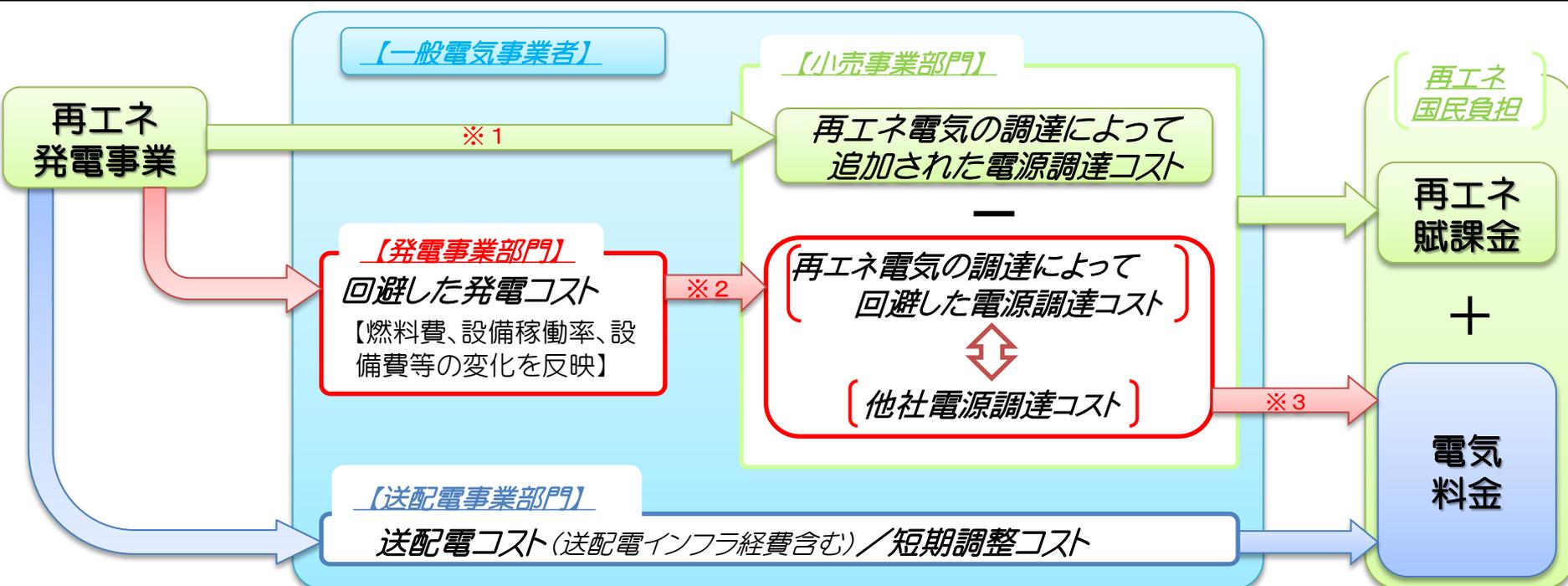
| | 全国 |
|--|-------------|
| ① 告示（回避可能費用単価等を定める告示第4条第2号イ号）により定められる単価（円/kWh） | 7.76 |
| ② ①の税込額（円/kWh） | 8.15 |
| ③ 平成26年1月適用の燃料費調整単価（税込値）の加重平均値（円/kWh） | 1.19 |
| 回避可能費用単価【税込値】（円/kWh） | 9.34 |

- 回避可能費用を客観的に特定することは、以下のような理由から極めて困難であり、その算定に当たっては、より良い近似方法を検討していくことが必要となる。
 - 太陽光発電及び風力発電は分単位で出力が変動するため、その買取りに当たっては、応答性の高い揚水式水力、LNG火力、石油火力など様々な電源を柔軟に使い分け、その変動を相殺する調整運転を行っている。また、やや中期の出力変動に対しては、経済的な運用が行われていると考えられる。そのため、必ずしも燃料費の高い石油火力から稼働を減少させる、という実務がとられているわけではない。
 - 系統運用の現場では、再生可能エネルギーの出力変動ばかりでなく、需要変動その他の事情も含めて、時々刻々と変動する周波数を見つつ全体として出力調整を行っているのが実態であり、再生可能エネルギー電気の買取りに伴い相対的にどの電源がどれだけ稼働が減少したかを特定することは、技術的に極めて困難である。
 - 加えて、固定価格買取制度が求める10年以上の長期にわたる買取期間の中では、各電気事業者は、全ての電源を対象に中長期的に電源構成を調整している側面もある。

【一日の電源構成の変化のイメージ】



- 再生可能エネルギー導入に伴う国民負担は、賦課金に加え、電気料金にも反映されている。
 - コストの高い再生可能エネルギー電気の調達によって、電気事業者が追加的に負担している差額は、賦課金として、電気の利用者が直接負担。
 - 差額を差し引いた後の小売事業部門が自ら負担すべき他社電源調達コスト（＝回避可能費用）や、再生可能エネルギーの送配電コスト／短期調整コストは、電気事業者が負担しており、電気料金への反映を通じて、最終的に電気の利用者が負担。
- 回避可能費用の算定方法を変更することによって、現行の電気料金にも影響があることにも留意が必要である。



※1) 政府の定めた固定価格でコストを転嫁。

※2) 一般電気事業者では、本コスト移転が内部化されており外部からは推計が必要。新電力もその結果を準用。

※3) 規制料金部門では、料金改定手続きが、自由化部門では、料金改定交渉が必要。

Ⅱ-2. 回避可能費用の算定方法の検証

- 以上を踏まえ、本ワーキンググループでは、以下4つの対応案について検討を行った。
- その際には、以下の3つの評価軸が、比較検討に当たり、重要と考えた。
 - いずれの算定方法にも一長一短がある中で、実態に近い考え方であると同時に、国民に対して考え方を明快に説明できるものであること。
 - 算定の根拠に用いる数値は、安定的に利用できる数値であるとともに、客観的に検証することが可能であること。
 - 実務上適用可能なものである必要があり、論理的に優れた指標であっても、膨大な事務コストがかかり執行が難しい場合、予測不可能な急激な変化によって市場に深刻な影響を与える恐れがあること。

対応案1

- ・短期の調整を重視し、火力平均可変費単価を採用

対応案2

- ・長期の調整を重視し、全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価（供給力計上相当分）を採用

対応案3

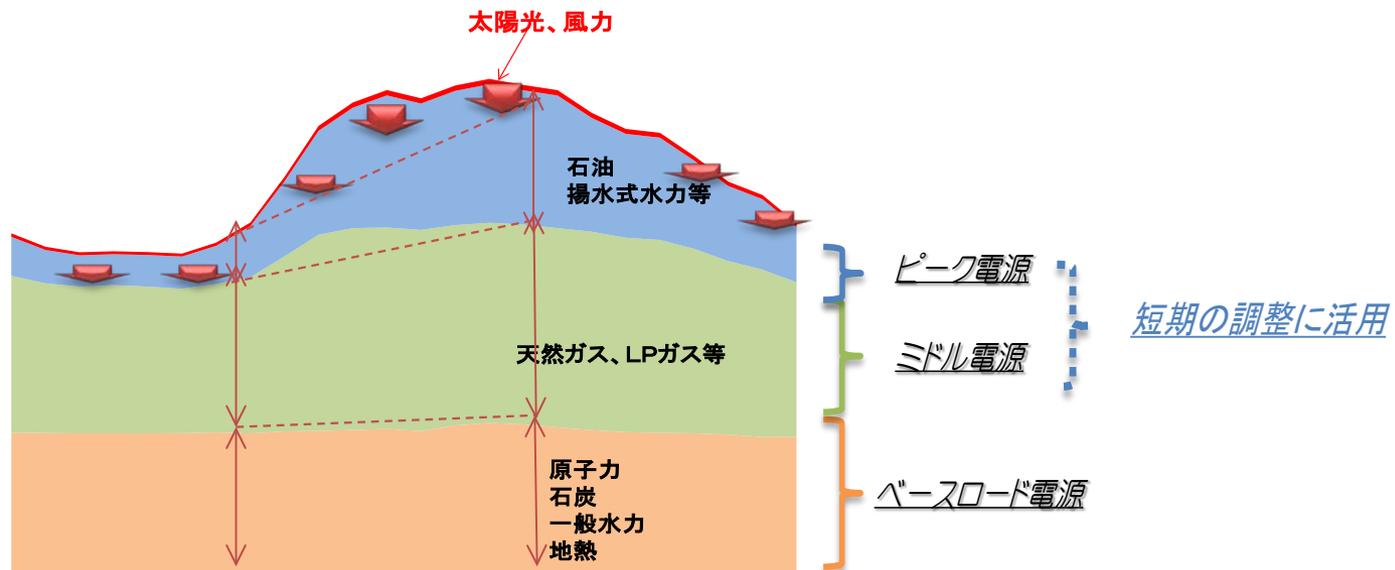
- ・短期・長期の組み合わせを考慮し、初年度は火力平均可変費単価、2年度目以降は全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価（供給力計上相当分）を採用

対応案4

- ・再生可能エネルギー電源の特性ごとに、ア) 非変動性の再生可能エネルギー電源（地熱、バイオマス、太陽光・風力・水力の供給力計上相当分）については、全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価（供給力計上相当分）を採用、イ) 変動性の再生可能エネルギー電源（太陽光・風力・水力の非供給力計上相当分）については、火力平均可変費単価を採用

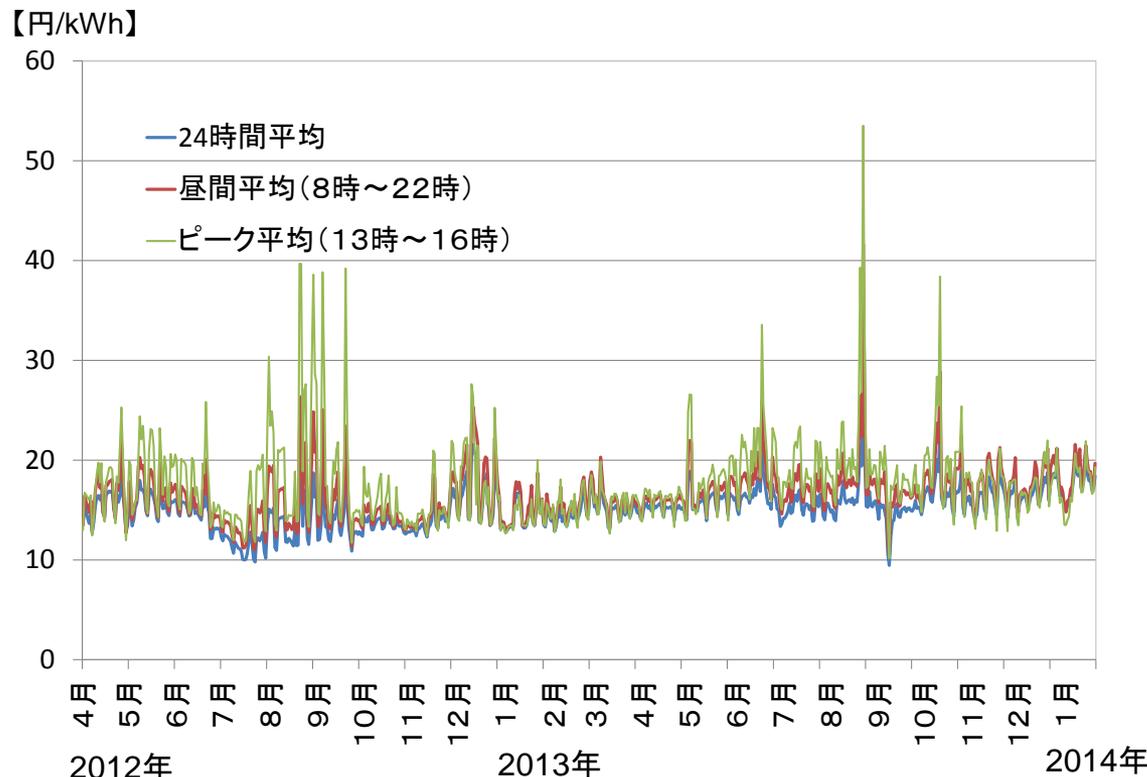
- 短期的な調整状況を重視し、火力発電の平均可変費を用いる考え方。系統運用の現場では、以下のような出力調整可能な様々な電源を柔軟に使い分け、その変動に相殺・対応する調整運転を行っていることを受けたもの。
 - 分単位の変動対応：揚水式水力、LNG火力、石油火力など応答性の高い電源
 - やや中期の変動対応：上記に加え石炭火力なども対応可能
- 短期の調整のみに焦点を当てれば、現時点においては、火力発電の平均可変費で見ることが概ね実態に近いのではないかと。他方、削減可能な固定費を評価していないなど、買取期間にわたる長期的な調整の実態を反映できていない。
 - なお、卸電力市場取引価格は、理論的には優れている。しかし、現在は、卸電力市場の取引の対象が前日に見通せる翌日の需給の補完に集中しており、再生可能エネルギー導入による出力調整のための電源を網羅できていない。さらに、取引量も少なく不安定であることから、信頼性・安定性の観点から考えても、現状、採用するのは困難。

【一日の電源構成の変化のイメージ】



- スポット卸電力取引市場の取引量は、その取引の98%がスポット取引（前日調達）、残り2%が先渡取引（数年～数日前）及び時間前取引（当日）となっており、取引対象が、前日に見通せる翌日需給変動の補完に、実態として集中していることに留意が必要。
- 加えて、取引量も、小売全体の0.9%であり、月ごとにも大きく変動しており、指標としては非常に不安定な状況にあることも、考慮する必要がある。
 - 平成24年度の卸電力取引所の取引量は76.7億kWhであり、小売販売電力量に占める比率は0.9%。

図 スポット取引の約定価格の推移



- 長期的な調整を重視し、併せて固定費を算入するという考え方。2012年度以降、太陽光発電・風力発電について供給力の計上を開始されたことを踏まえ、買取義務期間（10年～20年）で見れば、再生可能エネルギー導入に伴い電力会社の発電設備にも削減可能な設備があると考え、現行の回避可能費用単価に固定費単価を加えるというもの。
- 固定費単価を算入するに当たっては、太陽光発電・風力発電の供給力の計上手法を参考とし、供給力として計上できる設備容量に見合う固定費を、算入の対象とする。
 - 太陽光発電は、需要の大きい上位3日の日射量を過去20年間分集計し、このうち下位5日の平均
 - 風力発電は、利用可能な実績データをもとに下位5日平均
 - 水力発電については、下位5日平均等
- ただし、長期的な調整を重視するとはいえ、可変費単価の評価に全電源平均可変費単価だけを使い続けるのは、短期の調整実態から乖離していると考えられる。

【基準となる固定費単価を算出】

$$\text{基準となる固定費 } A \text{【円/kWh】} = \frac{\text{全電源固定費}}{\text{需要電力量}}$$

【再生可能エネルギー源別の供給力計上相当分の固定費単価を算出】

| | |
|---------------------|--------------------------------|
| 太陽光発電【円/kWh】 | =基準となる固定費A×供給力比率（電力会社毎に0%～21%） |
| 風力発電【円/kWh】 | =基準となる固定費A×出力比率（電力会社毎に0%～5.7%） |
| 水力発電【円/kWh】 | =基準となる固定費A×出力比率（電力会社毎に0%～92%） |
| 地熱発電/バイオマス発電【円/kWh】 | =基準となる固定費A |

【電源毎の買取実績を踏まえて加重平均して、再生可能エネルギーの供給力計上相当分の固定費単価を算出】

- 2009年に500kW未満の住宅用太陽光発電を対象とした余剰電力買取制度を設けた際には、太陽光発電の余剰電力は、各電気事業者の電源設備投資に影響を与えるものではないと考えられ、固定費は算入しないとの整理を行ってきた。
- 固定価格買取制度設計時に、対象電源が広がったものの、当時は、太陽光及び風力ともに供給力として計上されていなかったため、引き続き固定費は算入されなかった。
 - ①太陽光等の発電量は天候等により変動し、あらかじめ買取量が正確に想定できないこと。
 - ②水力・地熱・バイオマスなど一般に「安定的な電源」といわれるものであっても発電側の意思により出力が左右されるため、あらかじめ買取量が正確に想定できないこと

(参考)太陽光発電の余剰電力買取制度

買取制度小委員会「買取制度の詳細設計について」とりまとめ (2009年8月21日)より

太陽光発電の余剰電力は出力が不安定であり、現時点において、一般電気事業者の電源設備投資に影響を与えるものではないと考えられることから、可変費用相当額を控除することが適当である。具体的には、太陽光発電の余剰電力は、量が変動し、あらかじめ買い取る量が正確に想定できない点で、託送余剰インバランスの買取りと同様の性格を有するものであるから、全電源平均可変費を基準とすることが適当である。

(参考)再生可能エネルギーの固定価格買取制度における詳細制度設計について(2011年1月18日)より抜粋

3. 買取費用算定における控除額の考え方

(1)基本的な考え方

買取費用の算定に当たっては、買取価格から、買取りに伴う回避可能原価(電気としての価値)に相当する部分を控除した上で、買取電力量を乗ずることが適当である。

新制度における回避可能原価としては、①太陽光等の発電量は天候等により変動し、あらかじめ買い取る量が正確に想定出来ないこと、②水力・地熱・バイオマスなど一般に「安定的な電源」といわれるものであっても発電側の意思により出力が左右されるため、あらかじめ買い取る量が正確に想定できないこと、③発電不調時のリスク(代替供給力の確保のための追加的な負担等)は、高値での買取りなど当事者で特段の合意がある場合を除き、基本的には買取り側が負うことが適当であると考えられること、④託送余剰インバランス(注)の買取りとの整合性、⑤総括原価方式に基づく現行電気料金制度との整合性等を踏まえ、現行制度と同様に、一般電気事業者ごとに、全電源平均可変費を採用することが適当である。

(注)託送供給において、PPSが需要を超えて系統に電気を供給した場合の電力量。

■ 固定価格買取制度開始後、太陽光発電及び風力発電の導入が進んだ結果、太陽光発電については2012年4月から、風力発電については2013年10月から、それぞれ以下のように一般電気事業者における両電源に対する供給力の計上が開始された。

1. 太陽光発電

◆太陽光発電は、天候によって供給力が変化するが、夏期は高需要の発生時に大きな出力を発生する傾向があるため、高需要の発生時（夏期のピーク時間帯13時～16時）に確実に見込まれる供給力として評価することとしている。そのため、需要の大きい上位3日の日射量を過去20年間分集計し、このうち、下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として計上している。

太陽光発電の供給力の算出の方法について

| (万kW,%) | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9社計 |
|--------------------|-----|----|-----|-----|-----|----|----|----|-----|-----|
| 太陽光発電供給力(万kW) | 0 | 2 | 20 | 26 | 21 | 1 | 9 | 7 | 33 | 119 |
| 太陽光設備容量(万kW) | 16 | 44 | 183 | 134 | 100 | 11 | 60 | 34 | 159 | 741 |
| 出力比率(%) (自家消費+供給力) | 0 | 16 | 23 | 29 | 30 | 22 | 27 | 30 | 31 | — |
| 自家消費比率(%) | | 11 | 14 | 11 | 12 | 13 | 12 | 13 | 15 | |
| 供給力比率(%) | | 5 | 9 | 18 | 18 | 10 | 15 | 17 | 16 | |

設備容量×出力比率＝供給力 (注)

※出力比率とは、定格出力に対する比率

(注) 余剰買取分については設備容量に出力比率から自家消費率を控除した供給力比率をかける。全量買取分と自社メガソーラーについては出力比率をかける。これらの合計が太陽光供給力となる。

2. 風力発電

◆風力発電は、利用可能な実績データをもとに下位5日平均で評価したものを供給力として計上している。

風力発電の供給力の算出の方法について

| (万kW,%) | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9社計 |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 風力発電供給力(万kW) | 0.4 | 0.4 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 0.8 | 2.1 |
| 設備容量(万kW) | 29 | 61 | 37 | 22 | 12 | 15 | 30 | 12 | 43 | 261 |
| 出力比率(%) | 1.4 | 0.6 | 0.5 | 0.3 | 0.0 | 0.1 | 0.6 | 0.1 | 1.9 | — |

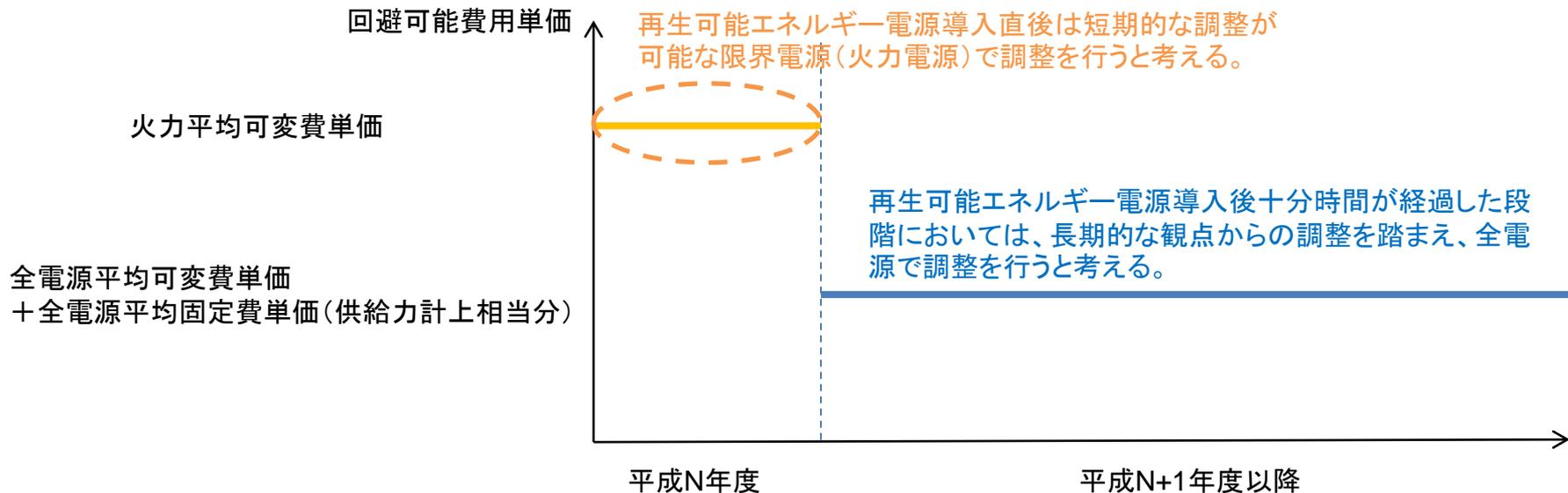
設備容量×出力比率＝供給力

※出力比率とは、定格出力に対する比率

(出典) 電力需給検証小委員会(平成25年10月)参照

- 長期的な調整と短期的な調整の双方を見据えた考え方。すでに、国内クレジット制度のCO2排出原単位の算定方法で制度的に合意された前例のある考え方を用いる。
 - 設備導入による長期の運転状況への影響を正確に把握することが難しいことから、初年度は運転状況等の把握を行うべく、設備形成への影響はないと考え、火力平均可変費単価を採用し、2年度目以降は、その結果を踏まえた設備形成への影響があると考え、供給力として計上できる設備容量比率に見合う固定費単価と全電源平均可変費単価を採用する（※）。
- ※ 国内クレジット認証委員会内に設置された「小規模電源の導入等により代替される系統電力の排出係数WG」において合意された、国内クレジットにおける排出原単位の算定方法においても、同様に短期と長期を組み合わせた考え方を用いており、関係者に制度的合意のあった考え方である。
- ただし、コジェネレーションなど様々な電源を念頭に置いた考え方であり、専ら再生可能エネルギーの導入による回避可能費用の実態に合っているかについては、検証が必要である。

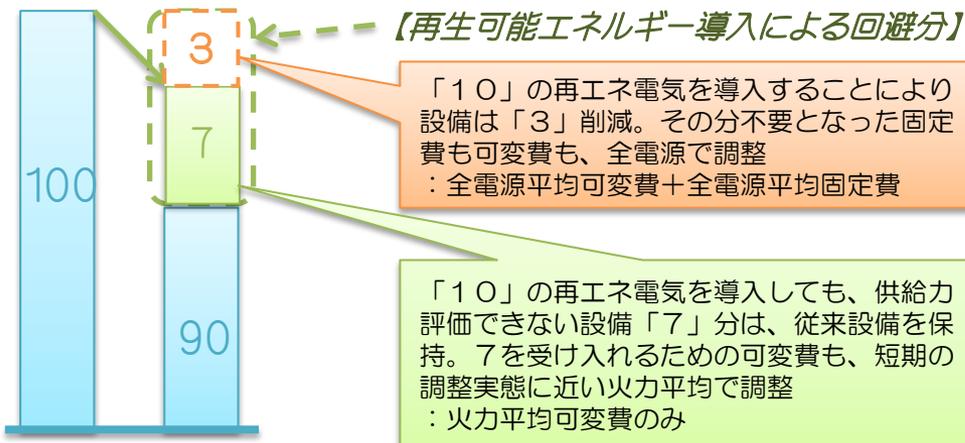
【参考】回避可能費用単価適用のイメージ(平成N年度の場合)



- 再生可能エネルギー電源を、地熱、バイオマス、太陽光・風力・水力のうち供給力として計上された電源部分（非変動性再生可能エネルギー電源）と、太陽光・風力・水力のうち供給力として計上されない電源部分（変動性再生可能エネルギー電源）とに分け、それぞれの特徴を踏まえて、以下を組み合わせた各社の回避可能費用単価の算定を行うという考え方をを用いる。
 - 供給力計上可能な非変動性再生可能エネルギー電源の導入により、既存設備の稼働の減少も可能であり、かつその後の設備形成は全体の電源のバランスを見ながら調整され则认为、既存設備の稼働の減少効果を全電源平均固定費単価（供給力計上相当分）によって評価。また、減少後の設備はベストミックスを目指した運転が行われると认为、可変費部分も全電源平均可変費単価を用いる。
 - 他方、変動性再生可能エネルギー電源による既存設備の稼働の減少分は、設備形成には影響がなく、その調整も短期的な調整実態に近いと认为、固定費は含めずに、火力平均可変費単価を用いる。
- 理念上は、電力会社の運用に近い考え方と言えるが、実態として本当に近い結果が得られているかどうかを検証するには、シミュレーション等による確認が必要である。

【具体的なイメージ（例）】

「10」の再生可能エネルギー（供給力計上可能な分が「3」、残りを「7」とする）が導入されると、電力会社は「100」の電源を「97」に削減。「10」相当の導入による回避可能費用は、以下のように整理。



| | |
|----------------------------|-------------|
| 太陽光 | |
| 供給力計上した分 (電力会社毎に0~21%) | 供給力計上していない分 |
| 風力 | |
| 供給力計上した分 (電力会社毎に0~5.7%) | 供給力計上していない分 |
| 水力 | |
| 供給力計上した分 (電力会社毎に0~92%) | 供給力計上していない分 |
| バイオマス | |
| 地熱 | |
| 火力平均可変費単価 | |
| 全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価 | |

- 回避可能費用の算定方法の見直しにあたっては、電気事業者の予見可能性を担保すること、電気の利用者との調整（規制部門にあっては電気料金の改定）を勘案することが必要であり、変更後の算定方法の適用範囲には、以下の2つの選択肢が考えられる。

対応案A：平成27年4月から適用など、一定の猶予期間を置いて、全てに適用

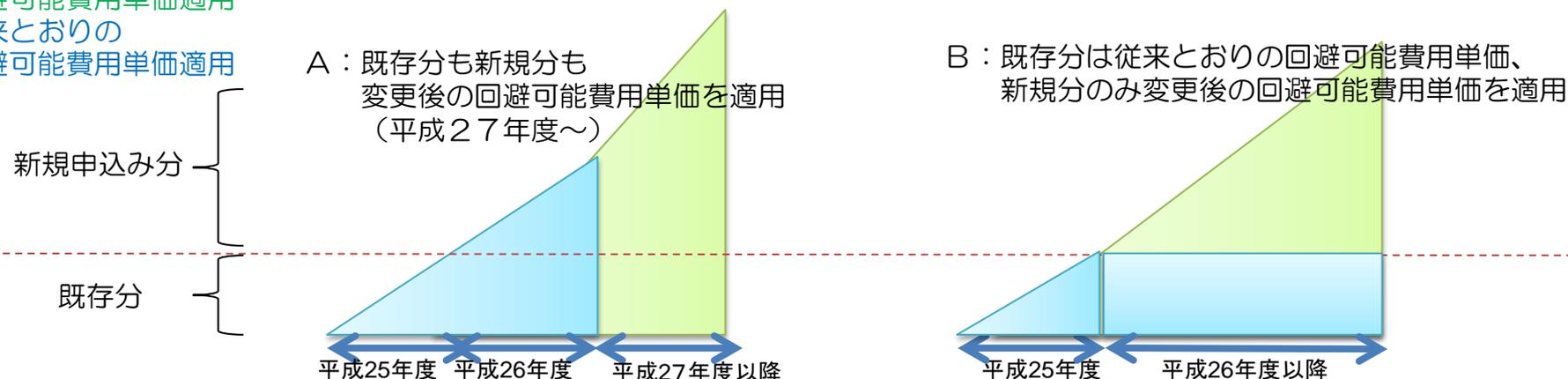
- 電気の利用者との調整に一定の期間をおけば、過去に契約し買取りを開始した再生可能エネルギーの今後の買取コストの増加分も含めて、調整が可能とする考え方。
- 見直し後の回避可能費用の適用時期は遅れるが、変更額は当初から大きい。

対応案B：新たに買取る/認定を受ける設備からの電力から適用

- 過去に契約し買取りを開始した再生可能エネルギーの買取コストの増加分については、調整期間をおいてもなお実質的には変更不能であるため、新規の買取契約案件から適用するとの考え方。
- 当初の変更額は少ないが、見直し後の回避可能費用の適用時期は早い。なお、電気事業者の案件の予見可能性の観点から、運転開始ベースではなく、認定ベースにした案が妥当と考えられる。

図 電気事業者の回避可能費用分の負担についてのイメージ

■ 変更後の
回避可能費用単価適用
■ 従来とおりの
回避可能費用単価適用



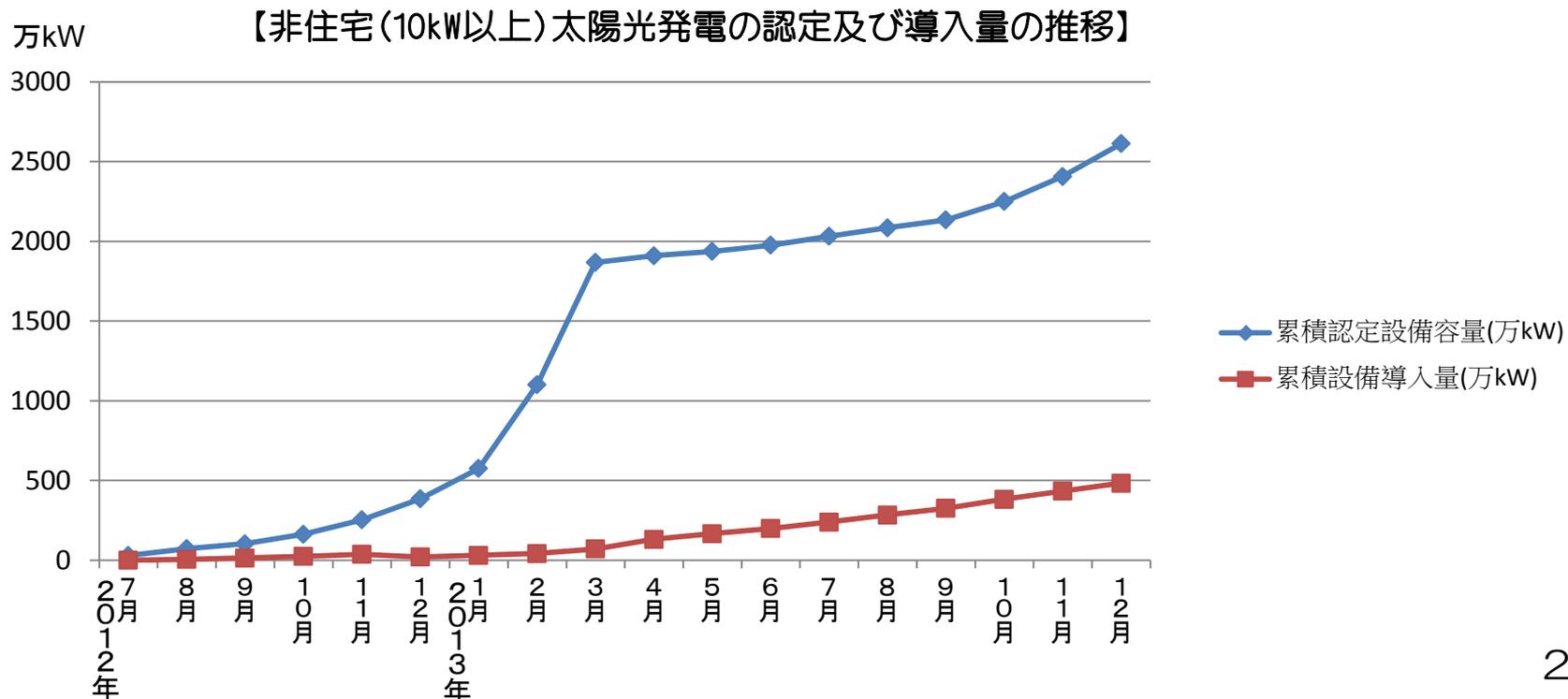
- 対応案1（短期調整重視）及び対応案2（長期調整重視）は、いずれも考え方としては明快だが、それぞれに固定費の計上がない、可変費に調整に用いられていない電源を含むなどの欠点が残されており、何らかの形で両者を組み合わせることが望ましいと考えられた。
- 対応案3は、再生可能エネルギー導入による調整の考え方に適合しているかという観点から課題が残るため、本ワーキンググループ（WG）では、再生可能エネルギー電源の特徴に応じて組み合わせた対応案4が、現時点では電力会社の運用の考え方にも近く、最も優れているとの判断に達した。ただし、以下のような課題も残った。
 - 実際の回避可能費用に実測値としても近いかどうかは、今後、再生可能エネルギーの導入に伴う電源構成の変化に関するシミュレーションなど、関連する研究成果による検証が必要である。
 - 再生可能エネルギーの大量導入が進んだ場合には、その短期の出力変動調整のために蓄電池増設や需給上は不要な火力発電所の維持・新設など、電気事業者側に追加コストが発生する可能性もある。こうした追加される費用については、今後十分な検証を行うことが必要である。
 - また、再生可能エネルギー受入に伴う追加の調整費用をどこまで回避可能費用に算入するかについては、電力システム改革の議論において、どのライセンス事業者が追加の調整費用を負担すべきと整理されるかを踏まえる必要がある。
- 国民負担にかかわる制度は、国民からの信頼の確保が前提であり、極力安定的に運用されることが重要との観点から、拙速な検討を避けるべきとの見解も、本WGでは多く示された。しかし、少なくとも、固定価格買取制度開始後に、太陽光発電及び風力発電の供給力の計上が新たに開始されており、そうした事情変更を踏まえると、対応案4が現状よりは優れた考え方と認められることから、本WGとしては、変更後の回避可能費用の算定方法の適用範囲を明確にしつつ、来年度以降の固定価格買取制度の運用に適用することが望ましいと判断した。

- 変更後の回避可能費用の算定方法の適用範囲について、対応案Aは、過去に契約済みの買取分については、従来の回避可能費用の算定方法に基づき、既に電気事業者が費用の中に織り込むことを予定しているため、算定方法の変更により、ア) その費用の変更を余儀なくされること、イ) 1年間の猶予期間で対応可能かどうか不明なこと、等を踏まえ、対応案Bの新たに認定を受ける設備からの電力より適用することとすべきである。
- 回避可能費用の算定方法については、小売の自由化、送配電部門の一層の中立化などの電力システム改革の進捗によっても、都度、考え方を整理することが必要であり、今後とも、検討項目として残しつつ、不断に検討を行っていく。

Ⅲ. 認定制度の在り方

Ⅲ-1. 検討の背景

- 非住宅太陽光発電設備については、2013年1～3月に急速に認定（※）件数が伸び、平成25年12月末現在、認定を受けた設備のうち、運転を開始した設備は出力ベースで約2割。件数ベースで約4割であった。
※法第6条第1項に基づく認定。
- 非住宅太陽光発電設備については、通常、1年以上の開発期間が必要と考えられており、認定のピークを迎えた2013年2、3月から半年強しかたっていないことから、運転開始率自体が不自然に低い数字ということはない。
- しかし、特段の理由なく、土地確保も設備発注も進まない事業者がいるとの指摘があったことから、経済産業省では、平成24年度に認定された400kW以上の運転開始前の太陽光発電設備について調査（報告徴収）を行った。



- 平成24年度中に認定を受けた運転開始前の400kW以上の太陽光発電設備（4699件）を対象に、平成25年9月から、法に基づく報告徴収を実施した。
- 法令上の認定要件が、「発電設備を設置する場所及び当該設備の仕様が決定していること」となっていることから、経済産業省では、土地の取得、賃貸等により場所が決定しているか、設備の発注等により設備の仕様が決定しているか、遅れているとすればどのような理由であるか、などについて、証拠書類の提出を求めるなど、一件ずつ確認を取る作業を行った。

(参考) 報告徴収の根拠規定

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法

(報告徴収及び立入検査)

第四十条 経済産業大臣は、この法律の施行に必要な限度において、電気事業者若しくは認定発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給し、若しくは供給しようとする者に対し、その業務の状況、認定発電設備の状況その他必要な事項に関し報告をさせ、又はその職員に、電気事業者若しくは認定発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給し、若しくは供給しようとする者の事業所若しくは事務所若しくは認定発電設備を設置する場所に立ち入り、帳簿、書類、認定発電設備その他の物件を検査させることができる。ただし、住居に立ち入る場合においては、あらかじめ、その居住者の承諾を得なければならない。

(以下省略)

報告徴収の結果（26年1月末時点）と今後の対応

- 報告徴収の結果、認定後1年弱の期間を経てなお、特段の理由なく、土地も設備も確保されていない案件が確認された。このため、経済産業省では、本年1月末時点において土地も設備も未決定の案件に対し、段階的に認定の取消手続きに移行することとした。

| | | | | | |
|-----------------------|----------------------|-----------------------|---------------|-----------------|-----------------|
| 運転開始済 | | 1,049件 (22%) | / | 110万kW (8%) | |
| 設置断念 | | 419件 (9%) | / | 90万kW (7%) | |
| 未 運 転 開 始 | 場所及び設備 ともに決定 | 1,588件 (34%) | / | 394万kW (30%) | |
| | 場所又は設備の いずれかのみが決定 | 784件 (17%) | / | 258万kW (19%) | |
| | 場所及び設備の いずれも未決定 | 接続協議中・ 被災地 (※1) | 187件 (4%) | / | 177万kW (13%) |
| | | 上記以外 | 571件 (12%) | / | 288万kW (22%) |
| 未提出等 (※2) | | 101件 (2%) | / | 15万kW (1%) | |
| 合計 | | 4,699件 | | 1,332万kW | |

本年8月31日までに場所、設備ともに決定済みと確認できないものについては、順次、行政手続法に基づく聴聞を開始。
聴聞においても場所、設備ともに決定済みとは認められなかった案件については、認定を取り消す。

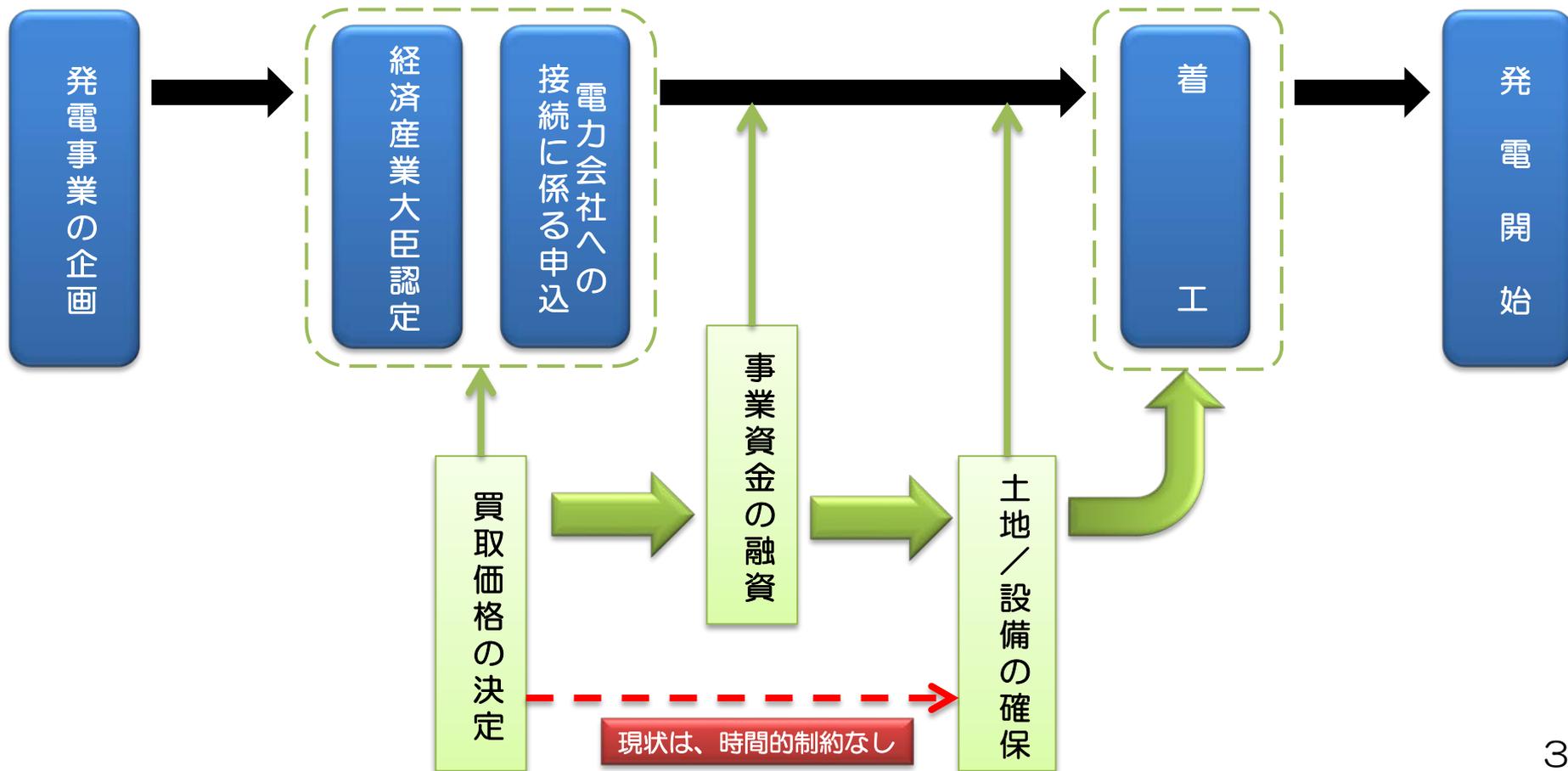
本年3月を目途に、順次、行政手続法に基づく聴聞を開始。
聴聞においても場所、設備が未決定と認められた案件は、認定を取り消す。

※1 「接続協議中・被災地」とは、電力会社との接続協議が継続中、被災地域であり地権者の確定や除染等に時間を要している案件。

※2 「未提出等」とは、未提出案件に加え、形式的に不備があり内容の確認が行えない案件、又は設備設置を断念すると回答しているにも関わらず廃止届出を提出していない案件。

Ⅲ-2. 現行の認定制度の概要と課題

- 現在、認定は、「事業資金の融資の前段階に価格が決まっていることが必要」との金融業界からの要請を踏まえ、土地及び設備の確保が相当程度確実であると見込まれる段階で認定を付与する運用を行っている。
- こうした運用は、太陽光発電の普及にはつながったものの、他方で、認定から具体的な土地及び設備の確保に至るまでに時間的制約を設けなかったこと、また、認定を巡る土地トラブルもあり、認定を受けておきながら着工していない案件を生み出している。



- 現在、認定を行う際には、認定申請書に記載及び添付された内容から、発電設備及び発電方法が認定基準を満たしているかどうかを確認している。
- 認定基準のうち、①「発電設備を設置する場所の決定」については、申請書で地番が特定され、当該土地の確保状況を示す書類（登記簿謄本、契約書、又は権利者の証明書（同意書）：400kW以上のみ）が添付されていること、②「発電設備の仕様の決定」については、申請書で設備のメーカー、型番が特定され、当該設備のカタログ等が添付されていること、をもって確認している。

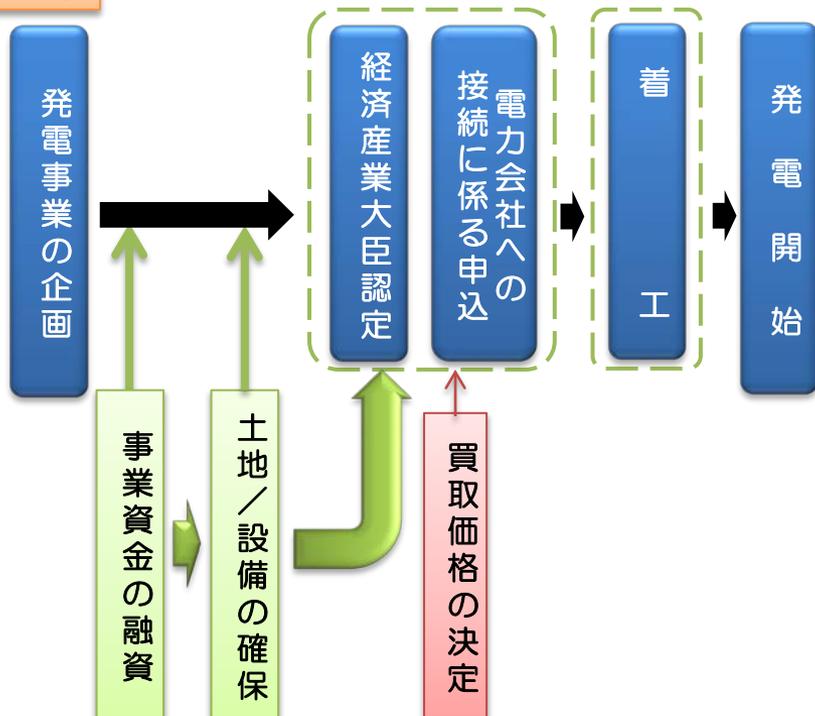
<太陽光発電(10kW以上)の認定基準及び確認書類>

| 発電設備の認定基準 | 確認書類 |
|---|--|
| メンテナンス体制が備わっていること 【省令第8条第1項第1号】 | <ul style="list-style-type: none">• メンテナンス体制図 |
| 発電設備の場所、設備の仕様が決定していること 【省令第8条第1項第2号】 | <p>【場所】</p> <ul style="list-style-type: none">• 申請書（設備の所在地）• 土地確保状況を示す書類（登記簿、契約書、権利者の証明書（同意書）：400kW以上のみ） <p>【設備】</p> <ul style="list-style-type: none">• 申請書（太陽光パネルの種類、変換効率）• 構造図• 発電設備の内容を証する書類（カタログ等） |
| 再生可能エネルギー電気の量を的確に計測できること 【省令第8条第1項第3号、第4号】 | <ul style="list-style-type: none">• 申請書（電気事業者への電気供給量の計測方法）• 配線図 |
| 一定以上の変換効率を有する太陽電池を利用すること【省令第8条第1項第5号】 | <ul style="list-style-type: none">• 申請書（太陽光パネルの種類、変換効率） |

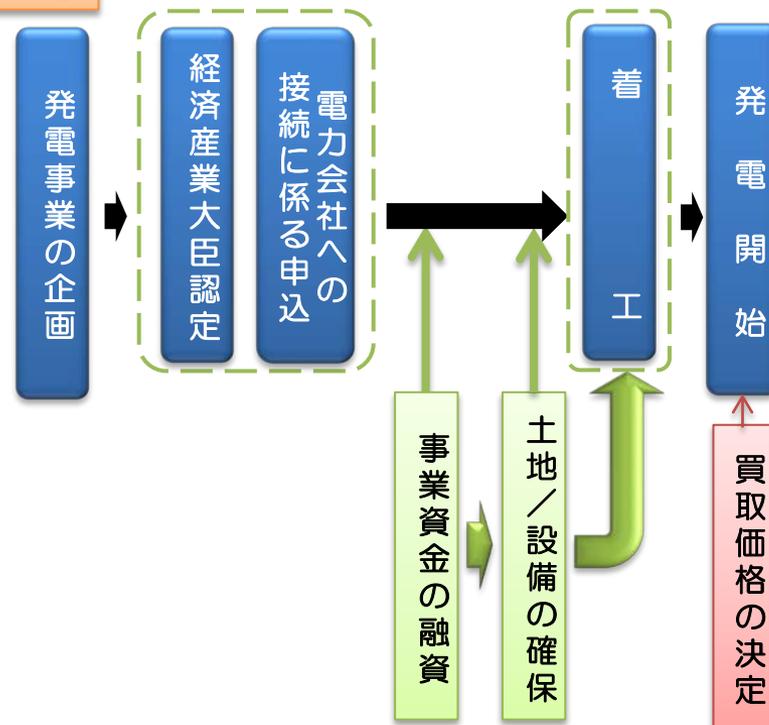
Ⅲ-3. 認定制度の運用改善に向けた検討

- 認定を受けながら、一定期間を経てもなお、土地及び設備の確保をしていない案件を防止するため、本ワーキンググループでは、以下の3つの対応案について比較検討を行った。
 - 対応案①：認定時に、土地及び設備の確保を直接求めるやり方
 - 対応案②：認定後、土地及び設備の確保に至るまでの期間に、直接時間的制約を加えるやり方
 - 対応案③：発電の開始時点をもって適用価格を決定することとし、プロセス全体を急がせるやり方
- その結果、ア) 事業資金の融資の前段階に価格が決まっている必要性、イ) 一定の時間的制約を設ける必要性、の両方のバランスをとる観点から、対応案②を採用すべきとの結論が得られた。 ※対応案②については次頁で詳述。

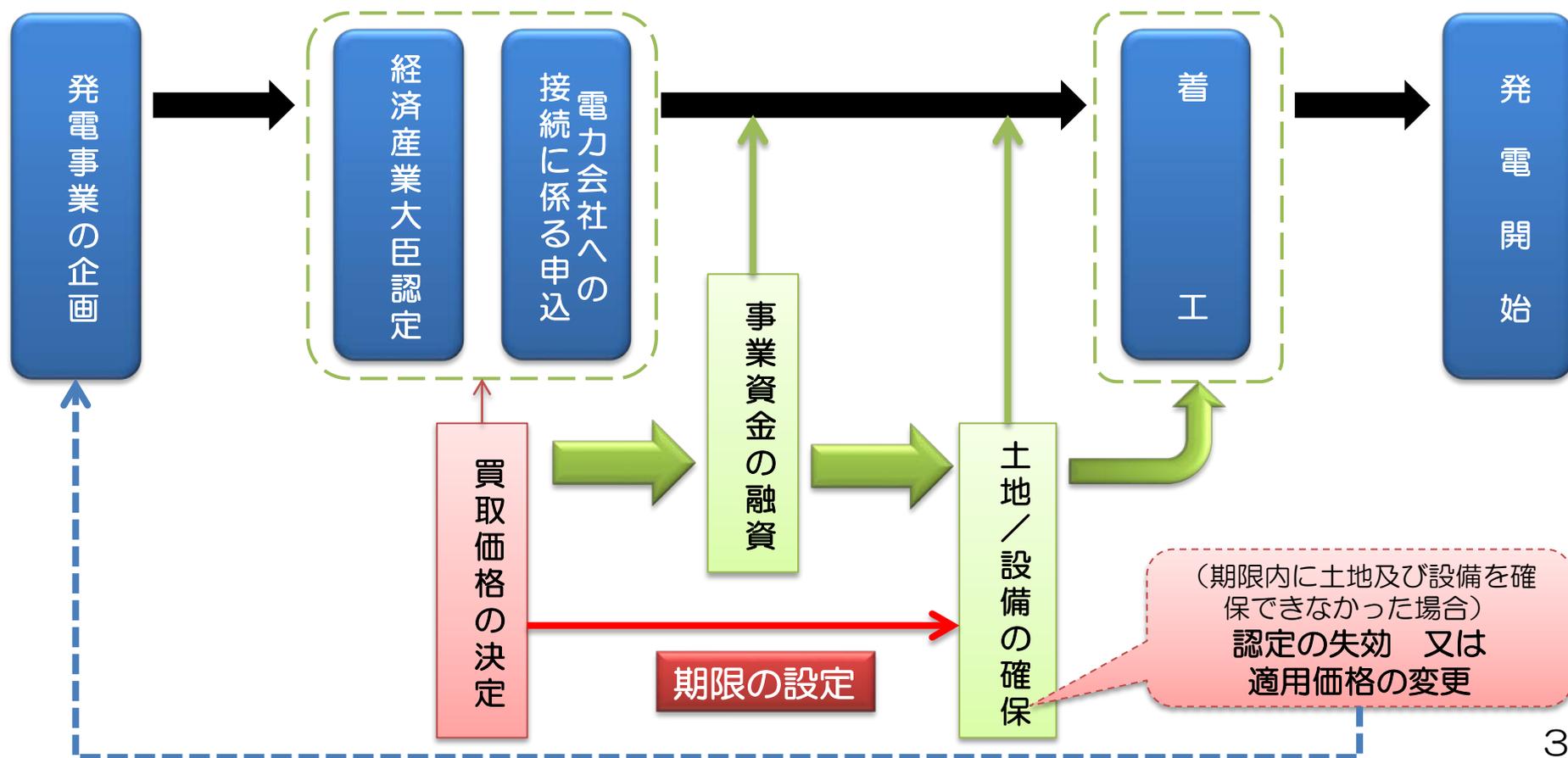
対応案①



対応案③



- 対応案②によれば、従来どおりの認定要件を維持しつつ、「一定の期日」内に土地及び設備の確保が終了することとなる。
- その場合、残る論点としては、以下のとおり。
 - 「認定の失効」とするか、「適用価格の変更」とするか
 - 「一定の期日」をどの程度の長さとするか
 - 「適用範囲」をどうするか



- 一定の期間内に土地及び設備を確保できない場合の対応として、ア) 「認定の失効」、又は、イ) 「適用価格の変更」という2つの対応方法があり得る。
- 土地及び設備の決定という認定要件の喪失に関わる措置である以上、その確保ができない限り、「認定の失効」が制度本来の対応である。また、「適用価格の変更」とした場合、実質的に認定要件の充足性を失った案件が、系統連系枠については維持できる効果を持つこととなり、その面からも不適切と考えられる。
- このため、ア) 「認定の失効」という方法をとることが望ましい。具体的には、認定時に、一定期間内に土地及び設備の確保ができないことを認定の解除条件として付与し、一定期間内に確保できない場合には、自動的に認定を失効させることとする。

| | 特定供給者としての地位 | 系統連系枠への影響 |
|-------------|---|---|
| ア)「認定の失効」 | <ul style="list-style-type: none"> ● 維持不可能。 ● 聴聞手続を行った上で取り消すか、又は、認定時に解除条件(例:一定期間内に土地及び設備を確保できない場合には認定を失効させる)を付与し、当該条件が成就した場合に認定を失効させる。(この場合は、不利益処分に該当せず、聴聞手続は不要。) ● その後の事業継続には、再認定申請の手続きが必要。 | <ul style="list-style-type: none"> ● 「特定供給者」としての地位を失うため、系統連系枠も解除されうる。(電気事業者が接続義務を課されるのは、認定を受けた特定供給者に限定されている。このため、特定供給者としての地位を喪失した事業者に対して、電気事業者は連系枠を維持している必要はない。) |
| イ)「適用価格の変更」 | <ul style="list-style-type: none"> ● 維持可能。再認定申請等の手続きが不要。 | <ul style="list-style-type: none"> ● 系統連系枠の解除には、直接的には、つながらない。 |

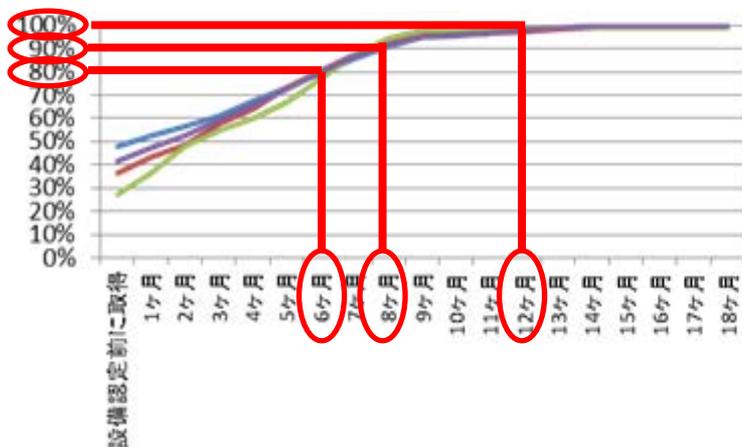
- 土地及び設備を確保するまでの一定の期間については、報告徴収のデータに基づけば、約8割の案件が確保に至るのが6か月、約9割の案件が確保に至るのが8か月、ほぼ100%の案件が確保に至るのが12か月となっている。
- 以下の観点から、認定の失効までの期間を「6か月」とすることが望ましいと考えられる。
 - 前年度価格保持者の市場早期退出を促すことにより、価格の適正化を図るという視点からは、可能な限り早めの対応が望まれること。
 - 現実に、6か月で約8割の案件が土地及び設備の確保を終了させていること。
- ただし、電力会社側で系統設備の増強が必要な場合などでは、認定後に必要となる電力会社との連系協議(※)に数か月を要するケースがある。こうした接続問題の解消に積極的に取り組んでいるようなケースについては、制度上も一定の配慮が必要と考えられる。

※) 電力会社の連系承諾：電力会社は、認定後、正式な接続契約の申込みを受けてから、工事費負担金の明細等を算定し正式な連系承諾を行う。電力会社側の設備に大規模な改修が必要となる場合、その設計・見積もりに時間がかかり、案件によっては長期間連系承諾に要する場合がある。事業者は、連系承諾の内容が確定しなければ、通常、資金調達を行うことは難しい。

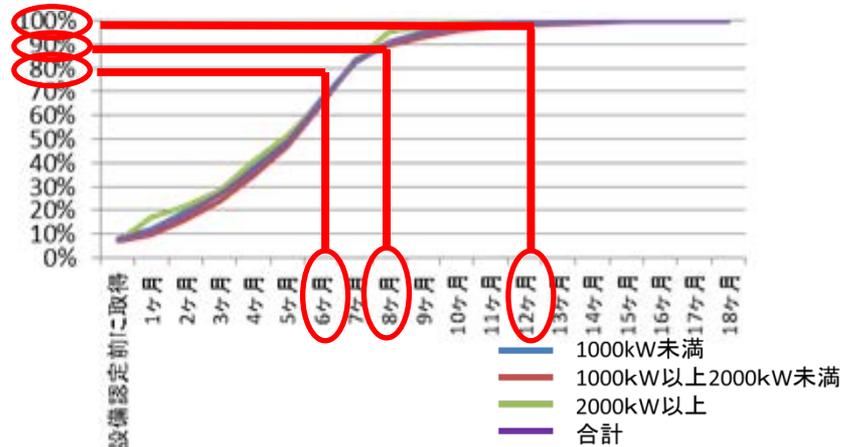
※) 被災地については、特に地権者間の整理で困難な調整を要することが多く、その地域としての特殊性に鑑み、同様に一定の配慮が必要と考えられる。

【認定から土地及び設備確保までの期間(報告徴収データより)】

(土地確保までの期間)



(設備確保までの期間)



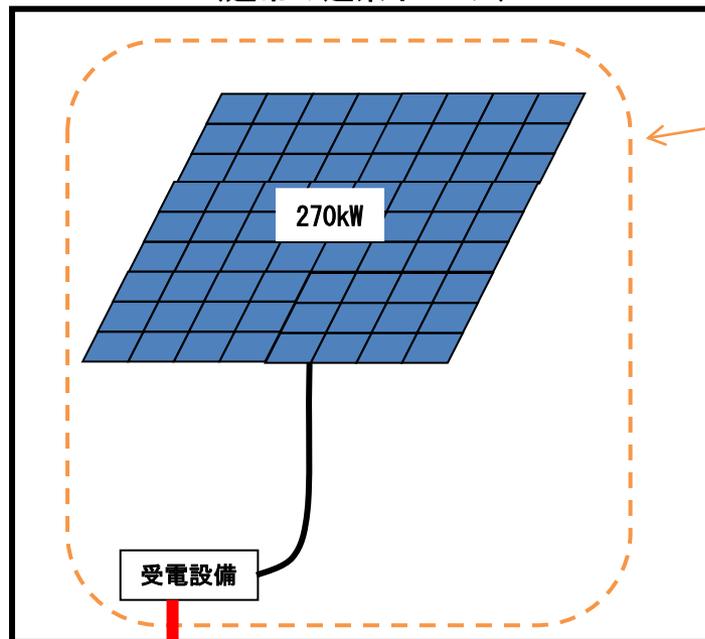
- 土地及び設備の確保までに一定の期間を設ける範囲は、できるだけ広くとることが望ましい。ただし、50kW未満は電子申請処理されており、その件数も膨大なため、一定の期日後における土地及び設備の確保に対する確認を正確に行うことが、実務的に難しい。
 - ただし、50kW以上を対象とした場合、本来は大規模な設備を、50kW未満に細分化する低圧分割と呼ばれる現象を誘因する恐れもあることから、別途、低圧分割問題への対応も必要である。
- また、太陽光以外の電源については、データの集積がない。
- このため、今回、土地及び設備の確保までに一定の期間を設ける範囲は、50kW以上の太陽光発電設備に限った措置とする。
 - ただし、50kW未満についても、将来的には対応可能となるよう、土地及び設備の確保を電子的に確認する方法の開発など、何らかの方策について、引き続き、検討を行うべきである。

【太陽光発電設備の認定に対する運転開始率(平成25年12月末現在)】

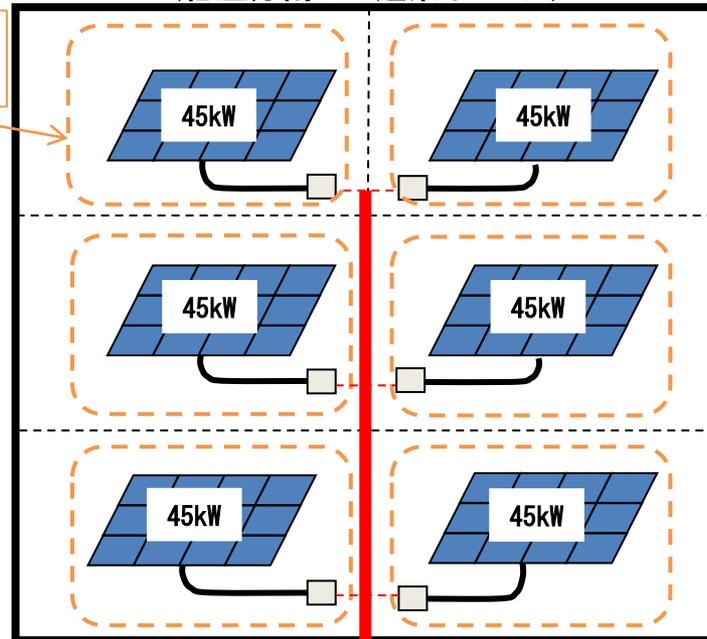
| | 件数ベース(件) | | | 出力ベース(kW) ^(kW) | | |
|-----------------|----------|---------|-------|---------------------------|-----------|-------|
| | 認定 | 運転開始 | 運転開始率 | 認定 | 運転開始 | 運転開始率 |
| 50kW未満 | 759,560 | 527,759 | 69% | 8,655,249 | 3,240,186 | 37% |
| 50kW以上500kW未満 | 8,129 | 4,394 | 54% | 2,124,038 | 1,038,199 | 49% |
| 500kW以上2000kW未満 | 5,873 | 2,102 | 36% | 6,864,339 | 2,270,794 | 33% |
| 2000kW以上 | 584 | 38 | 7% | 10,737,717 | 296,134 | 3% |
| 合計 | 774,146 | 534,293 | 69% | 28,381,343 | 6,845,314 | 24% |

- 同一の事業地における大規模な太陽光発電設備（例：高圧連系となる50kW以上の設備）を、意図的に小規模設備（例：低圧連系となる50kW未満の設備）に分割し、複数の連系案件として電力会社との接続協議に臨もうとするケースが、市場には存在している。
- こうした分割は、安全規制等を回避するために意図的に行われていると思われるものがあり、社会的に不公平を生んでいる。また、分割により、電力会社にとっては不必要なメーター、電柱等を設置・維持することとなり、こうした費用は電力料金に転嫁されることにもなるため、社会的な非効率が生じる恐れがある。加えて、今回設定される土地及び設備の確保要件を逃れるために、敢えて低圧分割しようとするようなケースが出てくることも懸念される。
- そのため、例えば、事実上隣接した事業地で同時期に開発される、実質的に同一の者による複数の小規模案件については、今後は、同一の大規模案件として認定を行うこと等、低圧分割に対し制度的な対応をとることとすべきである。

(通常の連系イメージ)



(低圧分割での連系イメージ)



発電事業者の
負担



電力会社(電力需要家)の負担

- 同一の土地を巡る複数事業者によるトラブルが多数発生している。具体的には、土地の共有者間の同意の確認が難しいケース、地権者が逆に複数の事業者に同意を出してしまうことにより混乱が生じるケースが代表的なケースとなっている。
- こうしたケースに対する詳細な判断基準がなく、現状、当事者同士の合意の形成に委ねていることが、土地及び設備の確保を遅らせる大きな原因にもなっており、ひいては、系統連系枠の無駄な確保につながっているとの批判も少なくない。
- このため、以下のとおり、こうした事例に対しても、厳格に対応することが望ましい。

ア) 共有地において、共有者間で争いがあるケース

【事案例】 土地の共有者の一部から、土地全体の処分権があるかのような同意書が発行されたものの、残りの共有者全員からの同意が無く、土地全体の処分ができない。

【対応】 認定申請時点で、必ず当該土地に係る登記簿謄本を添付させるとともに、当該土地の全ての地権者の同意を完全に書面で確認することとする。

イ) 地権者が、複数の事業者に同意書を出すケース

【事案例】 地権者が、複数の事業者に同意書を発行して契約条件を競わせたり、当初同意書を発行した事業者ではなく、別の事業者に事業を実施させることを意図し、当該事業者に新たに同意書を発行する。

【対応】 地権者によって複数の同意書が発行されていることが確認された場合は、その時点で、双方に対して書類不備と見なし、真正な一つの同意書の形成を待つこととする。

- 以上の検討を踏まえ、50kW以上の太陽光発電設備の認定に当たり、土地及び設備の確保が相当程度確実と見込まれる場合（従来どおり、地権者の証明書の提出、型式の特定等で確認）、「6か月以内に土地及び設備を確保できない場合は失効」との解除条件を加えて、認定を行うことが望ましいと判断する（条件の成就是、土地及び設備の確保の届出で確認）。
- ただし、以下の案件については、例外的に一定期間の延長を認めることとすべきである。
 - 電気事業者による連系承諾までに通常よりも長期間（例えば、3か月以上）を要する案件
 - 被災地域であり地権者の確定や除染等に時間を要する案件
- なお、電力会社間の対応のばらつきが出ないように、認定が失効した場合は、系統連系枠を解除できることを接続契約に明記するなど、電力会社間での対応の統一化を図ることとすべきである。

