

調達価格等算定委員会御中

2015年2月23日

## FIT 買取価格等に関する要望書

市民電力連絡会  
東京都新宿区新宿 1-2-1  
エナジーグリーン株式会社気付

私ども「市民電力連絡会議」は、NPO 法人や個人事業など、比較的規模の小さい事業者のネットワークです。首都圏を中心に、約 90 の団体、個人が参加をしています。調達価格の検討にあたっては、このような小規模事業の実態と意義についても考慮していただきたく、要望書を提出することといたしました。貴委員会において、ご検討、ご配慮をいただけると幸いです。

### 1. 全体・基本的な考え方について

(1) 社会全体を捉えた評価と実績報告書を公開すべきである。

理由: 再エネ特別措置法を評価する視点として、単に再生可能エネルギー導入量のみではなく、温室効果ガスの排出抑制効果、雇用創出効果、産業の振興、地域の活性化といった評価も必要である。これらの評価視点を盛り込んだ評価ルールを確立し、その視点を踏まえた実績報告書を作成し、公開すべきであると考えます。

(2) 再エネ特措法で定める目的<sup>1</sup>の達成に必要な3つの原則を守るべき

理由: 再エネ特措法が、本来の目的を達成し、上記のような効果をさらにあげるためには、次の3つの基本的事項を確実に担保することが前提であるとされている。今般の系統ワーキンググループによる接続可能量や抑制等の判断に際しても、貴委員会から、それ以前の問題として「接続を可能とするためにあらゆる政策手段をとるべきである」という懸念の表明を行うべきであると考えます。

---

<sup>1</sup> 「第1条 目的 国内外の経済的社会的環境に応じたエネルギーの安定的かつ適切な供給の確保及び、エネルギーの供給に係る環境負荷の低減を図る上で、再生可能エネルギー源の利用が重要となっていることを前提としている。その上で、電気事業者による「再生可能エネルギー電気」の調達に関し、価格、期間等について特別の措置を講ずることにより、エネルギー源としての再生可能エネルギー電気の利用を促進し、もって日本の国際競争力の強化及び産業の振興、地域の活性化その他国民経済の健全な発展に寄与することを目的とする。

- ① 送配電網事業者は、再生可能エネルギーを系統に優先的に接続し、買い取り、送電する義務を負う。
- ② 送配電網事業者が、再生可能エネルギーの系統接続に必要な系統設備を拡張する義務を負う。
- ③ 再生可能エネルギーによる発電電力は、20年間固定価格での買取が保証されなければならない。

### (3) 委員会としての「導入目標」を明確に定めるべき

理由：現状では「導入状況が十分か不十分か」を判断する基準が不明確となり、調達価格等算定委員会における議論の前提が定まらない。また、再生可能エネルギー業界として、大きな方針が不明確な現状では、経営判断がつきにくく、中長期的視点から必要な設備投資や安定的な雇用創出、人材育成等が滞り、業界の健全な発展を阻害する。

輸入資源の多くは枯渇性であり、その依存度を下げ、国内で安定的に調達可能な再生可能エネルギーの利用を促進することは、持続的な経済活動のためにも不可欠である。このことは、「日本の国際競争力の強化や産業の振興、地域の活性化その他国民経済の健全な発展に寄与する」と定める、再生可能エネルギー特別措置法の目的に反している。

## 2. 「接続可能量」という考え方について

### (1) 「接続可能量」という考え方を撤廃するべき

理由：そもそも、再エネ特別措置法は1の(2)で述べたように、再生可能エネルギーの系統接続を保証し、電気事業者には再生可能エネルギーの電気の優先接続を義務づけている。「接続可能量」という、系統への接続を制限する考え方は、そもそも法の理念に反している。

### (2) 「指定電気事業者」制度の悪用に警鐘を鳴らすべき

理由：政府は系統ワーキングの議論の結論すらまたず、九州電力ほか4社を「指定電気事業者」に追加した。この制度は、もともと北海道電力にだけ限定的に、特例として認められていたもので、今回ほとんど議論もなく、この適用を拡大した。この制度のポイントは、再生可能エネルギーについて無制限、無保証で「抑制」を認めるというものである。つまり、「指定電気事業者」の管内では、固定価格買取制度は事実上の終焉をむかえたにも等しい。

### (3) 「接続可能量」の前提となる電源構成の考え方に誤りを指摘すべきである。

理由：系統ワーキングで「接続可能量」を判断するにあたっては、一般水力、原子力、地

熱の出力の想定について「電力会社別の震災前過去 30 年の設備利用率平均を用いる」とされている。しかしこれからの出力の想定には、震災後の現状を反映した設備利用率平均を用いるべきである。

現在原子力発電の稼働はゼロであり、いつ、どの規模で稼働するかも不透明な原子力発電を、ベースロード電源と位置づけることは、合理的でない。同様にベースロード電源として石炭火力も位置づけられているが、地球温暖化対策が厳しく求められている中で、これも認められるべきではない。

さらに、「接続可能量」の判断の前提には、今年(2015 年)4 月からスタートすることが決まっている「系統の広域運用」もまったく考慮されていない。広域運用が開始されることで、各電力管内の狭い範囲での需給調整は大きく変化することが予想されるにもかかわらず、「接続可能量」はあえて狭い範囲に限定して決定されたものである。

### 3. 出力抑制システム費用の反映について

#### (1) 出力抑制システム費用を平成 27 年度から買取価格へ反映するべき

理由: 本来、制御システムの導入コストは系統運用側が負担すべきである。

「遠隔出力制御」は系統運用を円滑に行うためのものであり、系統運用側が負担し、託送料金に公平に転嫁すべきである。しかし、すでに、出力制御機器の設置等が接続契約の条件とされ、「抑制が可能」とされている。その時点から、事実上、再エネ事業は予見不可能で、不確実なものになっている。

出力抑制システムの導入承諾が系統接続の条件である限り、また、将来的にすべてのエリアで出力抑制システムの導入が求められる可能性がゼロでない限り、発電事業者は、抑制設備の費用を事業リスクとして計上せざるを得ない。

出力抑制システム費用は、平成 27 年度から買取価格へ反映するべきである。

#### (2) 中小規模の発電事業者からも聞き取り等による情報収集を行うべき

抑制による影響の受け方は、規模によって異なっている。「遠隔出力制御」のために追加的に必要となる費用は、50-500kW 未満では 0.72 万円/kW、500kW 以上では 0.4~0.5 万円/kW であるのに対し、10kW 未満では 2.75 万円/kW、10-50kW 未満では 3.78 万円/kW、と、その差は歴然である(第 17 回調達価格等算定委員会(以下、委員会)資料 4: 太陽光発電協会)。

このたびの、出力抑制の対象の拡大により、大きな影響を受ける事業分野は、主に中小規模の太陽光発電事業である。出力抑制の影響について、業界団体の太陽光発電協会へのヒヤリングに加えて、中小規模の発電事業者からも、聞き取り等による情報の収集を行うべきである。

#### 4. 太陽光発電の調達価格について

(1)規模別(10kW 未満、10～50kW、50～500kW、500～1,000kW、1,000kW 以上)の調達価格を設定すべきである。

理由1:規模別のコストの差異は大きい

- ・ システム費用は全体に低下傾向にあるが、いまだ、平成 26 年度の値をみても、10～50kW 未満と、1,000kW 以上のシステム費用との間には、kW あたり、3.6 万円～6.9 万円の差異がある(第 16 回委員会 資料1:p.14)
- ・ 検討の材料として、設備認定年度別に、認定設備の規模ごと(10～50kW、50～500kW、500～1,000kW、1,000kW 以上)に、運転開始時期(4 半期)別のシステム費用を明らかにするべきである。上記の資料1P.14 で、規模別(4 区分)、運転開始時期(4 半期)別の、システム費用の推移が示されているが、設備認定の年度と、運転開始する年度とは、必ずしも同一ではない。つまり、設備の認定年度が混在している。調達価格が異なる設備が混在する、システム価格の平均値や中央値は、価格の推移を判断するデータとして十分とは言えず、説得力に欠ける。

理由 2: 想定値の妥当性に疑問がある

- ・ 平成 25 年度の認定設備への報告徴収によるデータ(1,000kW 以上)を、想定値として採用することが妥当かどうか、検証すべきである。
- ・ 事務局が「新しい市場価格を反映したものとなっている」(第 16 回委員会 資料1:p.15)とする、報告徴収によるデータは、運転開始した設備のデータではなく、稼働予定設備のデータが含まれている。運転開始時の実際のデータが、変動する可能性や、運転開始に至らない可能性も否認ない。
- ・ 報告徴収の対象は平成 25 年度に認定を受けて、いまだ運転開始していない 400kW 以上の発電設備であるにもかかわらず、1,000kW 以上のシステム価格を採用する根拠が不明瞭である。
- ・ 設備の認定をうけ、報告徴収が行われている設備について、その結果を定期的に、公開すべきである。また、報告徴収時点のデータ(売買契約や注文請書に基づく)のみでなく、運転開始した時点の実績データも公開すべきである(参考:第 16 回委員会 資料1P.7)。
- ・ 昨年度には平均値を採用し、今年度は中央値を採用する理由も不明瞭である。

理由 3: 土地造成費は「発電設備設置費」とすべき

- ・ 太陽光発電設備の設置にあたり、平地の設置の場合は土地造成費が発生するよう

に、建造物等への設置の場合には、屋根防水や設備の飛散防止対策、建造物の補強といった、システム費用と接続費用以外の費用が、多くの場合、発生している。特に、10-500kW 未満の設備では、500kW 以上の発電設備に比べ、建造物への発電設備の設置比率が高いことが想定される。

- ・ こうした 500kW 未満の発電設備で多く発生するコストが「0」と扱われ、500kW 以上の発電設備で発生するコストのみを“土地造成費”としてコスト構造に含むことは、不当ではないか。
- ・ 「発電設備設置費」という形で、建造物等への発電設備の設置に伴う費用も、土地造成費も、同様にコストに含ませるべきである。

#### 理由 4:「運転維持費」は中央値ではなく平均値を採用すべき

1,000kW 以上の設備の運転維持費を算定の想定値と位置づけ、「一部の高額な案件が全体の平均値を引き上げている」という 1,000kW 以上の設備でおきている現象を一般化し、平均値ではなく、中央値を採用することは、乱暴である。

「一部の高額な案件が全体の平均値を引き上げている」という現象が、ほかの規模でも起きているかどうか明らかにし、1,000kW 以上の設備のみの現象であれば、平均値を用いることを基本とするべきである。

#### 理由 5:50kW 未満の設備の「IRR の評価」の根拠が不明

第 16 回委員会 資料 1:P.24 によると、50kW 以上の設備では、約 7 割が IRR6%を上回っている一方で、10-50kW ではほぼ半数の 48%が下回っている。

また、中規模太陽光は「自己資本で事業を行うケースが多い」とされているが、市民出資や融資を受けて実施される地域・市民主導型の発電事業は増加している。IRR はあくまで 6%を基準とすべきである。

「平成 26 年 10-12 月期運転開始設備」には、平成 24・25 年度に認定を受け、調達価格が 32 円/kWh より高い設備も混在している可能性がある。認定年度別、規模別、運転開始時期別の IRR をもとに、比較検討するべきである。

IRR を見ても、50kW 未満と 50kW 以上との間の差異が明らかになっている。同資料 P.24 で「1,000kW 以上の設備を念頭に置いた調達価格が、中規模太陽光において事業採算性に合わないものとは言い切れない」としているが、「事業採算性に合うと言い切れる」根拠を示すべきである。

以上、これらを総合して判断し、比較すると、10-50kW 未満、50-500kW 未満と 500kW 以上との価格差は、まだまだ大きく、規模別の調達価格の設定が必要である。今後、システム価格の下げ止まりが予想されることから、小規模設備の買

取価格は据え置き、もしくはあげる必要がある。

(2) 10-50kW の設備が設置しやすくなるように配慮すべきである

理由：地域の住民等、その地域の主体による発電事業を促進することが、地域の再生や地域の産業活性化につながる。

10-50kW 未満の発電事業主体と、1,000kW 以上の発電事業主体とは、主体の層が多くのケースでは異なる。設備認定を取得したものの、事業化の熟度が低い、または意思がない案件の多くは、発電設備の立地地域外の事業者による、メガソーラー等の大規模発電事業がほとんどであると言える。

一方で、500kW 未満、特に 50kW 未満の発電設備の事業者は多くの場合、立地地域に利害関係がある事業者や土地・建造物の所有者であり、「空押さえ」等をする可能性は低い。

効果を整理すると、以下のようにまとめられる。

- 1) 自然環境の破壊につながるような大規模開発事業を抑制する
- 2) 分散型エネルギー事業を地域の主体が実施し、地域創生に貢献する
- 3) 「空押さえ」による、買取価格と市場価格との差異による賦課金コストを抑制する
- 4) 送電インフラが整備された電力の消費地に近い場所への設置が促進され、電力システム全体として、エネルギー的にもコスト的にも効率的である
- 5) 再生可能エネルギー事業をめぐる紛争等の発生を抑制する

(3) 設備規模の上限の検討

理由：(1)、(2)でも触れたとおり、収益率の高い大規模発電事業が今後も増える場合、発電事業による収益は地域外へ流出し、エネルギーインフラに係る社会全体のコストは高まる一方となるからである。規模別の適正な買取価格を設けるとともに、設備規模の上限(たとえば 10MW)を設けるべきである。

① 消費者への過剰な負担を抑える効果

② 中小規模の発電設備の導入を促進し、効率的なコスト負担が可能などの効果も期待される。

## 5. バイオマスの調達価格について

(1) 1000kW 以下のバイオマスを積極的に促進すべき

第 17 回、第 18 回の委員会では、バイオマス発電についての議論が行われたが、ここでも小規模バイオマスの重要性が強調されている。5000kW を超える規模のバイオマス発電は「年間 10 万立米(6 万トン)程度の木質バイオマスが必要」とされ、その「集荷想定範囲は半径 50km 程度」であり、安定的な原料調達が可能な地域は限られるとされている(第 17 回資料 1: 農林水産省資料)。

つまり、5000kW 級のバイオマスは「資源制約」で行き詰まるか、日本の山を丸裸にするかどちらかである。さもなければ、日本国内の再生可能エネルギー利用を促進という再エネ特措法の理念にもとる「海外燃料バイオマスの輸入」に頼るといふ、本末転倒を引き起こす。

にもかかわらず、買取価格は 5000kW を標準として設定されているため、比較的初期コストの高い小規模バイオマスは、普及の波には乗っていない。第 18 回委員会の資料 2(農林水産省資料)では、1500kW から 2000kW 規模の設備の紹介が行われているが、当会としてはさらにすすめて、1000kW 以下の 100kW、200kW 規模という設備の電気も買取りについて促進が行われるべきであるとする。

#### (2) 小規模バイオマス発電への買取りに関する意味

委員会資料でも、小規模バイオマス発電については事例が少なく、価格設定の判断根拠となる数字を得られないという問題が指摘されている。前例に基づいて、価格判断をしようという方法を改めるべきかも知れないとの指摘もある。まさにその通りで、100kW、200kW という規模のバイオマス発電は、基本的にはガス化発電であり、実証実験段階にあるとも言える。試行錯誤を繰り返している最中である。

かといって研究機関が実施をしているのではなく、各地自治体が地域資源の有効活用を目指して、採算リスクを引き受けながら果敢に挑戦しているものが多い。FIT(固定価格買取制度)は、そういう挑戦を応援するものであっても良いのではないか。

先行している欧州バイオマスと比較して、湿度や含水率、リグニンなどの成分比率などが異なる我が国にあって、海外技術がそのまま活かされない問題点が、いろいろな事例から見取れる。我が国独自のバイオマス技術を確立するためにも、このような実証試験的営業にチャレンジする自治体や企業を応援することは重要である。

#### (3) 小規模バイオマスの買取価格の考え方

そこで、このような小規模バイオマスに対する買取価格は、過去実績や事例に基づくのではなく、その初期コストから算出されるべきである。下水汚泥や家畜糞尿によるガス化バイオマスでは、過去実績に基づいても、おおむね初期コストを反映した価格となっているのではないかと(40.95 円/kWh)。小規模な木質バイオマスガス化発電についても、同様の考え方で価格設定を行うべきである。

#### (4) 持続可能な資源活用の視点

持続可能なバイオマスの活用と生産のために環境面および社会面での一定の要件を、設定する必要がある。

## 6. 情報公開のあり方について

(1)再生可能エネルギー賦課金の運用状況を検証し、共有し公表すべき。

理由:再エネ特措法による固定価格買取制度を維持し、再生可能エネルギーの最大限導入を継続的に進めるためには、消費者から徴収される再生可能エネルギー賦課金(以下「賦課金」という。)のあり方が、適切かどうか問われる。そこで、賦課金の実績と運用状況を共有し、公開することを求める。

賦課金は、以下の計算式で決定されている。

<平成 26 年度の場合>

(買取総額見込額+平成 25 年度までの過不足額-回避可能費用等の見込額+費用負担調整機関の事務費の見込額)÷販売電力見込量

そこで、少なくとも以下の項目について、年度別に情報を公表し、検証するべきである。

- ・ ①買取総額見込額:再エネ電源別の、見込額の根拠と実績値
- ・ ②回避可能費用:見込額と実績値 および、回避可能原価(円/kWh)の算定根拠
- ・ ③費用負担調整機関の事務費:見込額と実績値
- ・ ④見込額と実績値の差は、翌々年度まで調整されるが、その調整状況

<参考>

平成 25 年度=(4,800 億円-1,670 億円+2.5 億円)÷8,890 億 kWh =0.35 円/kWh

平成 26 年度=(8,350 億円+650 億円-2,480 億円+2.7 億円)÷8,670 億 kWh =0.75 円/kWh

(2)回避可能原価(円/kWh)算出方法の妥当性を検証すべき

理由:現在、回避可能原価には、各電力会社の全電源平均値を用いている。しかし、実際に、再生可能エネルギーによる電力を買取ることにより、発電を回避された電源は、必ずしも平均的ではない(全電源を平均的に出力抑制することは不可能である)。

また、事業者の立場で合理的に考えれば、運転単価が最も高い電源の運転を回避するのが妥当であり、このことは、各電力会社の電源運用の実態とも符合する。石油火力発電の運転単価や卸電力価格をもとに、回避可能原価を試算する場合、全電源平均のものよりも、約 1,000 億円から 1,400 億円過大になっている、との試算結果もある<sup>2</sup>。回避可能原価の多寡は、消費者の負担に直接影響を与えるものであり、その妥当性を検証し公表すべき。

以上、要望いたします。

---

<sup>2</sup> 「回避可能費用の計算方法に関する分析」 自然エネルギー財団 2013 年 9 月