

「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の一部を改正する省令案等の概要」 に関する意見公募の実施結果について（別紙）

| 番号 | ご意見の概要 | ご意見に対する考え方 |
|----------------------|--|--|
| 1. 再エネ特措法施行規則に関する御意見 | | |
| 1 | <p>・第7条 事業計画の情報の公表項目に、「認定失効日」と「事業者のすべての変更履歴」を追加してください。特に低圧の分割が疑われる案件について、住民が必要な情報です。</p> <p>・第5条 自家消費の確認方法を認定の段階で明確にしてください。また、主に低圧で問題となっている分割案件について、改めて厳格な対応をお願いします。制度の変更によって高圧、中圧の分割案件や10kW未満の分割案件も存在するようです。まずは認定の段階での、分割判断を厳格にお願いします。</p> | 御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。 |
| 2 | <p>第7条再生可能エネルギー発電事業計画に係る情報の公表について、</p> <p>1. 2020年度以降認定の20kW以上50kW未満については、自家消費型および営農型の情報の公表を追加していただきたい。</p> <p>建物がなく自家消費がないにも関わらず30%以上の自家消費があると認定を取得している事例、および実際に営農をしていないまたはする予定がないのに営農型として認定を取得している事例がある。従って、自家消費型か営農型かの情報を公表することによって自治体や農委員会および周辺住民が容易に確認ができるようになることによりチェック機能が働き、悪質な事業者が縦割り行政を利用して、自家消費も営農もないのに地上設置を行うことを抑止することが可能になる。</p> <p>2. 調達価格を情報の公表に追加していただきたい。</p> <p>今は認定日から推測するしかないもので、正確にはわからない。また、価格変更を伴う変更認定をした場合に適正に変更されたかを確認できるようにすることが必要である。全国民から強制的に徴収される再エネ賦課金で成り立つ事業であるから、可能な限り情報は公開すべきである。</p> <p>公開情報の追加とは関係がないが、これまで公表されている情報に誤りが多過ぎる。情報に誤りが多いということは厳格に審査が行われていないということではないか。厳格な審査の上に正確に情報が管理されるよう体制を見直していただきたい。</p> | 御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。 なお、自家消費等の継続の担保に向けては、買取電力量を確認し、想定される自家消費率を構造的に満たし得ないと疑われる案件については、当該案件の具体的な状況を確認した上で、FIT認定取消し等の厳格な措置を講じてまいります。 |
| 3 | <p>第5条 認定基準 第1項第12号の2として、水力発電設備、地熱発電設備又はバイオマス発電設備（FIT制度の適用を受ける場合であって、・・・）について、</p> <p>・下記を追加する。</p> <p>⑦. 地球温暖化対策の推進に関する法律に基づく地域脱炭素化促進事業計画に認定された事業。</p> <p><理由></p> <p>・地球温暖化対策の推進に関する法律は、再エネの利用促進を目標の一つに挙げている。同法律では地域脱炭素化促進事業が制度設計され、事業者の策定する地域脱炭素化促進事業では、地域の経済及び社会の持続的発展に資する取組が求められており、地域活用電源の要件に合致する。</p> | 2022年度の地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電に適用される地域活用要件については、調達価格算定委員会において、電源の立地制約等の特性もふまえつつ、レジリエンスの強化等に資するといった観点からご議論いただき、同委員会の意見を尊重して決定しております。 なお、2022年度の地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電に適用される地域活用要件の1つに、「当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備が所在する地方公共団体の名義（第三者との共同名義含む）の取り決めにおいて、当該発電設備による災害時を含む電気又は熱の当該地方公共団体内への供給が、位置付けられているもの」との要件がありますが、この「地方公共団体の名義の取り決め」には改正地球温暖化対策推進法に基づく認定も含まれると、今年度の調達価格等算定委員会でも取りまとめられており、当該取りまとめを尊重して適切な制度運営をしてまいります。 |
| 4 | <p>・地熱発電設備の運転開始期限は4年（ただし、環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な場合は、8年）であるが、豪雪地帯での発電所建設では6年程度に延長願いたい。</p> <p><理由></p> <p>・再エネ特措法施行規則において、地熱発電設備の運転開始期限は、「4年（ただし、環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な場合は、8年）」とされています。地熱資源の豊富な北海道・東北地方は、豪雪地帯であることが多く、年間で数ヶ月から半年間工事ができないケースもあり、事業者が最大限の努力を行ったとしてもFIT（あるいはFIP）の認定から運転開始まで4年を超えるケースが存在します。したがって、積雪により年間の工事可能期間が短くなる豪雪地帯においては、認定時において、運転開始期限の延長や調達期間の短縮免除などの対応を要望致します。また、地震・豪雨等の自然災害などの発電事業者の責によらない運転開始期限の超過については、運転開始期限の延長や調達期間の短縮免除など柔軟な対応を要望致します。更に、2050年カーボンニュートラルに向けた送配電網のバージョンアップが全国で展開されることに伴う人的資源の不足により、系統連系工事は逼迫しており、連系工事に起因する遅延が予想されます。そのため、自然災害等による遅延と同様、運転開始期限の延長や調達期間の短縮免除など柔軟な対応を要望致します。</p> | いただいた御意見は、今回の意見公募の対象ではないと考えますが、ご意見として承り、今後の執務の参考と致します。 |
| 5 | <p>第9条軽微な変更において、「廃棄費用の積立方法の変更」が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で定める再生可能エネルギー事業計画の「軽微な変更ではない変更」にあたる事項として追加されたが、当該変更は、「事業計画策定ガイドライン（太陽光）」や「調達価格が変更される事業計画の変更整理表」で整理される「調達価格が変更される事業計画の変更」に当たらないか確認したい。また、当該変更について、内部積立てから外部積立てに変更する場合及び、外部積立てから内部積立てに変更する場合のいずれの場合においても、「調達価格が変更される事業計画の変更」に当たらないか確認したい。</p> | 廃棄等費用積立制度の対象となる認定事業について、積立方法の変更認定申請を行い、変更認定を受けたとしても、そのことのみをもって調達価格の変更を伴う変更にはなりません。 |
| 2. 調達価格等に関するご意見 | | |
| 6 | <p>今回意見提示は初めてとなりますが、価格算定委員会が提示しておられるFIT価格案について意見します。</p> <p>価格算定委員会の表では2021年度の太陽光発電システムの価格が275000円/kWで、2022年度が259000円/kWです。</p> <p>昨年末以降太陽光発電システムは大変な値上がりをしています。ガソリン代の上昇やビスなど施工資材も値上がり始めていることから施工費も上がっています。そのことがこの想定価格に反映されていないと思います。市場価格の誤った想定から試算されたFIT価格では意味をなさず、販売事業者はただ売価を下げる要請を受け続けることとなり、成り立ちません。</p> <p>22年度のFIT価格は17円と公表済ですが、変更できるのなら19円を維持して頂きたいところです。また実際には年末の受注分以降は2023年度のFIT価格になるので、それまでに大きな価格下落は望めませんから2023年も2022年度価格を維持して頂きたいです。</p> | |

| | | |
|----|---|---|
| 7 | <p>・市場価格の平均値が調達価格等についての委員長案で示された2021年度システム費用27.5万円/kWに到達するまでの間、買取価格17円/kWhの維持をお願いしたい。原案通り16円/kWに引き下げるのであれば、補助金など別の支援策を講じて頂きたい。</p> <p><理由></p> <p>2030年に向けた温室効果ガスの削減目標（2013年度比46%削減）を達成するためには、現状を上回る再生可能エネルギーの導入が必須となる。その中でも家庭部門については、現状の半分以下という高い目標が設定されており、目標達成には太陽光発電システムの積極的な導入は欠かせない施策と考えます。一方、普及施策の中心となる固定価格買取制度に関しては、業界関係者のコスト削減努力を促し、制度導入当初の48円/kWhから2021年度の17円にまで下がってきた経緯があります。</p> <p>しかしながら、システム市場価格は2021年度想定価格27.5万円/kWが現状では実績平均値で 28.8万円/kWと大きく乖離（定期報告データによる）。2020年度の想定価格29.0万円/kWと比較しても僅か2千円/kWほど安値になっているだけという現状となっている。この原因は業界関係者のコスト削減努力不足ということではなく、新型コロナウイルス感染症による急激な市場変化や世界的な資源価格上昇、また、懸念されていた資源国の地政学リスクの顕在化など、業界関係者だけでは制御不可能な問題が多数存在することによるものである。更に今後は労働力不足や貴土上昇に伴う設置費用の増加なども想定され、システム販売側のコスト削減努力だけでは太陽光発電システムの導入拡大は難しい状況と言わざるを得ません。</p> | |
| 8 | <p>私は主に住宅の太陽光発電の施工を行っており、今回価格算定委員会が出られる市場価格の想定が現状と大きく乖離していると考え意見募集に投稿させていただきます。</p> <p>公表資料では2021年度では27.5万円/kWの想定価格になっていますが、別資料での実績値では、28.8万円/kWが実績値平均になっています。この差異については全く認識されないまま、2022年度での想定価格がさらに25.9万円/kWに下がる想定をしておられますが、実態は逆で2021年度末から起こった太陽光パネルの高騰やガソリン代、シーリング代、副部材代の値上がりを受けて、2022年2月に契約されている案件においては2021年度実績平均値よりも上昇していることは確実だと思います。</p> <p>公表資料での想定が現実と大きく乖離していることで、結果的に消費者メリットがなくなるわけで、このままでは需要が大きく減退してしまい業界が混乱すると想定されます。</p> <p>従って今回のFIT価格の案には反対で、住宅用は2022年度で設定した17円を当面維持すべきです。</p> | |
| 9 | <p>・2023年度を含め、太陽光発電システムの価格下落が確認されるまでの間は、主に住宅用で用いられる太陽光発電設備 1 0 kW未満の調達価格又は基準価格を17円/kWh 据え置きとして頂くことを希望します。</p> <p><理由></p> <p>・ZEHの普及促進は残念ながら目標に届いておらず今後さらに加速が必要。（根拠資料1）一方で2021年度にはコロナ禍の影響を受けて、木材・水回り商品・建築建材等幅広い建築資材で値上がりとなっている。（根拠資料2～5）このような状況下、一般性能住宅のコストに比べ断熱性能の高いZEHは、活用する建材も性能の高いものが多い為、ZEH目標達成を目指すビルダーにとって、今後の販売棟数との減退を招きかねないような、極めて重大なコストUPに見舞われている。こういったコストUPは太陽光発電の資材でも共通であるが、反面、今回価格算定委員会の調査では令和3年度の太陽光発電システムの市場想定価格27.5万円/kWに対し、平均値実績は28.8万円/kWとなっている（6）。新築においても28万円/kWで想定価格に到達していない中、日本PVプランナー協会が21年11月～12月に実施したアンケートでは、大半の業者が2020年度価格よりも2021年度価格の方が値上がりしていると回答した。これは太陽光発電の各メーカーが10月以降に相次いで値上げを行ったことが反映されていると考えられる（根拠資料7、8）。対して、今回案では令和4年度の10kW未満の太陽光発電システムの想定価格は25.9万円/kWと2.9万円/kWの下落を想定した価格にて、FIT価格を算定している（資料8）。現況の資材高騰レベルを考慮すれば、2022年度のFIT買取価格案17円と、2023年度の16円/kWの案の両方が、従来の市場想定価格とFIT価格のバランスとは異なることで、太陽光発電を設置するユーザーメリットが小さくなることが想定される。これは、太陽光発電を含むZEHに必要な資材が高騰していることに相関し、ZEH普及にも大きくブレーキがかかることを懸念致します。</p> | <p>国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めることが、政府の基本方針です。こうした基本方針の下、調達価格及び基準価格については、再エネ特措法において、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎として定めることとされています。</p> <p>2022年度・2023年度の住宅用太陽光発電（10kW未満）の調達価格については、調達価格等算定委員会において、システム費用、運転維持費、設備利用率、余剰売電率、自家消費分の便益、調達期間終了後の売電価格等について、FIT制度の定期報告に基づくコストデータ等に基づき分析した上で、それぞれ17円、16円とする意見が取りまとめられました。今般の取扱いは、この意見を尊重して決定しています。</p> <p>なお、物価等の経済事情の変動については、引き続きよく留意してまいります。</p> |
| 10 | <p>令和4年度以降（2022年度以降）の調達価格等についての委員長案において、2021年度のシステム費用を27.5万円/kWと想定していますが、今年度の事務局資料によると2021年実績値については平均値28.8万円/kWと記載されており、2021年度のシステム価格においては、当初の想定値と1.3万円/kW乖離していることが分かります。</p> <p>一方で調達価格等算定委員会での2022年度のシステム費用の想定値に関しては、2021年度の実績値は考慮されておらず、2020年度と2018年度の実績値のトップランナー分析での試算となっており、直近の材料高騰については加味されていないと考えます。また、2023年度のシステム費用想定値に関しても、2022年度の想定値を上回る試算結果にもかかわらず2022年度のシステム費用と同等の想定値となっております。民間の調査期間によると、2021年に入り、太陽光パネルセルの原材料であるポリシリコンの市場価格が約3倍になり、太陽光パネルの価格は2020年実績値で27.0円/Wに対し、2021年度見込みでは40.4円/Wとなっており、事務局資料の実績値と同等の13.4円/W（1.34万円/kW）上昇（約1.5倍の上昇）していることが記載されています。事務局の試算を否定するものではありませんが、ポリシリコンの市場価格は、今もなお値上がりした状態のままで、この状態が継続されると住宅用太陽光の普及に大きなブレーキが生じるものと懸念しております。</p> <p>住宅用太陽光の導入件数は2017年度までは下落傾向にありましたが、2018年度以降はTPO/PPAモデルの普及もあり、近年は上昇傾向にあります。これらTPO/PPA事業者にとって、現状の状態が続きますとサービスの低下に繋がり、エンドユーザー様は今までのようなメリットを享受できなくなり、ひいては太陽光システムを導入する意欲が失われ太陽光普及の妨げとなると思われます。結果として、2050年カーボンニュートラル実現に向け、日本において再エネの中心である太陽光発電市場が減衰することに繋がりかねません。つきましては、原材料価格の高騰に見合ったなんらかの行政支援（補助金等）を要望する所存であります。何卒、ご検討のほどよろしくお願い申し上げます。</p> | |
| 11 | <p>私は住宅の太陽光発電の材工販売に携わっているものです。この度のFIT価格案には強く反対です。</p> <p>委員長案の資料を拝見しましたところ21年度の想定価格は27.5万円で22年度は25.9万円ですから、今年度に向けて太陽光発電システムの価格が大きく下落していく設定になっています。しかし昨年11月以降太陽光発電のメーカー各社が一斉に値上げしています。ガソリン代の高騰もあります。このことが反映されていません。</p> <p>同じ価格算定委員会の資料によると2021年度の平均値が28.8万円と記してあり2年前の2020年度想定価格と2000円の違いしかありません。それなのに2022年度価格が急に25.9万円に想定されることなど、極めておかしいです。</p> <p>FIT価格が下がれば当然お客様の要求は値下げになります。そうでないとメリットが無くなっていくからです。設置するユーザーメリットを下げてどうやって普及させるのか？わかりませんが家庭部門のCo2削減目標に対しては逆行策になることは間違いありません。</p> <p>つまり今FIT価格を下げることは太陽光の普及を低減させてしまうことを意味しているのです。こういった実情が全く加味されていない今回の案には反対です。2022年度も2023年度も2021年度の価格を維持するべきだと考えます。2022年度価格は公表済で変更不能であれば2023年度は2022年度を維持すべきです。</p> | |

| | | |
|----|--|---|
| 12 | <p>住宅用太陽光の調達価格を引き下げること賛成。2025年価格目標の実現に向けて適切な措置である。住宅メーカーのCMでは、エネルギーの自給自足というキャッチフレーズで、住宅用太陽光の設置により災害時でも電気が止まらないというような宣伝がされているが、現在のコスト算定にこうした外部経済的な恩恵は勘案されていないと考えれば、むしろ2023年16円という調達価格は高過ぎるくらいである。</p> | <p>国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めることが、政府の基本方針です。こうした基本方針の下、調達価格及び基準価格については、再エネ特措法において、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎として定めることとされています。</p> <p>2022年度・2023年度の住宅用太陽光発電（10kW未満）の調達価格については、調達価格等算定委員会において、システム費用、運転維持費、設備利用率、余剰売電率、自家消費分の便益、調達期間終了後の売電価格等について、FIT制度の定期報告に基づくコストデータ等に基づき分析した上で、それぞれ17円、16円とする意見が取りまとめられました。今般の取扱いは、この意見を尊重して決定しています。</p> |
| 13 | <p>調達価格等算定委員会の各電源の再エネ事業者団体に対するヒアリングにて、当協会より、住宅用太陽光発電に関して、既築住宅への設置コストは足場等の追加コストが発生し、新築住宅と比較して高いという実態をご説明し、委員の方々にご納得いただいたと認識しております。</p> <p>当協会からの要望は、新築住宅向けと既築住宅向けの調達価格を分けて設定していただくことを検討いただきたいということでしたが、委員の方々のご意見としては、FIT制度の中で、新築と既築で調達価格に差をつけるのではなく、足場のための追加コストについて別の補助金を付けるなど、別のやり方を考える方がよいとのことだったと存じます。</p> <p>調達価格以外での既築住宅向け太陽光発電への助成策については、「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」の中で触れられておりませんが、是非とも助成策のご検討をいただきたく、お願いいたします。また、ご検討いただく旨の表明をいただければ幸いです。</p> <p>今回の意見公募は、改正省令案等に対するものでありますが、調達価格等算定委員会に関する事項として、意見提出させていただきます。</p> | <p>御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。</p> |
| 14 | <p>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の規定に基づき調達価格等を定める件（平成29年経済産業省告示第53号。以下「価格等告示」といいます。）の一部改正に関するII（価格決定日）(7)（概要案12頁）において「現行の価格決定日を令和4年度以降の調達価格等又は基準価格等にも適用する」とありますが、これに関し、特に太陽光の場合について、</p> <p>a) 発電設備の出力の減少は、運転開始日の前後を問わず、令和4年度以降の調達価格等又は基準価格等の価格変更事由とはならない（これについての変更認定の日は価格決定日とはならない）との理解で、間違いないでしょうか。</p> <p>b) 令和4年度以降も現行の価格決定日に関する規律を引き継ぐこととされていますが、令和3年3月31日付官報（号外75号）では、令和3年経済産業省告示第63号において、価格等告示に、2条21項として、運転開始の前後を問わず、「当該設備の出力の変更の認定」（1号イ、2号イ）を価格変更事由とする規定を追加する旨の記載があり、その記載された文言だけを見れば、「出力の減少」を括弧書きで除外する同条14項2号イ(1)、ロ(1)等と対照して、令和3年度中は、入札対象区分の太陽光については発電設備の出力の減少が価格変更事由に該当するものであったようにも見受けられます。しかし、実際には令和3年度中も発電設備の出力の減少は価格変更事由とはしないと扱われていたと理解しておりますが、(i)発電設備の出力の減少は令和3年度中の価格変更事由ではないということに間違いないでしょうか。また、上記文言のために令和3年度に価格変更が生じたかどうかについて後々まで疑義が残りがねませんので、(ii)令和3年中の上記取扱いを明確化するために、文言の修正その他必要な手当て（今回の告示においての改正やいわゆる官報正誤）を行うことが不可欠と考えますが、そのような手当てを取られますでしょうか。</p> | <p>a) 御理解のとおりです。</p> <p>b) 御指摘の条項については御理解のとおりであり、今般の改正にて表現の適正化をいたします。</p> |
| 15 | <p>太陽光について、調達価格等算定委員会では物価上昇の傾向を定量的に把握せずに諸元（システム費用）を決定したと思われる。トップランナー分析では基準時点（2021年1-8月設置）前後の3年間で物価動向が変わらず、同様にコスト低減が進むことを前提にしていると考えられるため、以下のとおり物価動向の変化に留意してシステム費用について議論し直すべき。</p> <p>・第73回会合資料1p.30の図、第49回会合資料1p.29の図、および第63回会合資料1p.26の図によれば、2019.10.2から2020.11.2までは価格が約2割下落したのに対して、2020.11.2から2021.12.13までに価格が3-4割上昇して2019年の水準に戻っていること。</p> <p>・報道によればパネル価格は昨秋以降に契約改定され、2022年中は高止まりの見込みであること、また企業物価は第二次石油ショック以来の騰勢であること。</p> | <p>国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めることが、政府の基本方針です。こうした基本方針の下、調達価格及び基準価格については、再エネ特措法において、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎として定めることとされています。</p> <p>2023年度の調達価格・基準価格におけるシステム費用の想定値については、調達価格等算定委員会において、太陽光パネルの国際市場価格の推移にも留意しつつ、FIT制度の定期報告に基づくコストデータ等に基づき分析した上で、トップランナー水準を設定しています。今般の取扱いは、こうした同委員会の意見を尊重し、決定しています。</p> <p>なお、物価等の経済事情の変動については、引き続きよく留意してまいります。</p> |
| 16 | <p>調達価格等算定委員会「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」（2022年2月4日）p.11では、第73回会合で委員からの指摘を受け、「来年度以降の本委員会では、複数年にわたる状況の分析や、トップランナー分析の手法の取り方も含めて、必要に応じて見直しを検討する」と記載されているが、トップランナー分析においては以下について見直しを検討すべき。</p> <p>・システム費用をAC表記にすると過積載率の変化（第73回会合資料1p.41）が影響する（同pp.25-26,28-29,31-32）ので、同p.33の表はシステム費用の変化のみを分析するためDC表記とすべき。</p> <p>・地上設置型/屋根設置型、2MW以上10MW未満/10MW以上、蓄電池有/無は費用構成が異なるため分けるべき。</p> | <p>御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。</p> <p>なお、今年度の調達価格等算定委員会におけるトップランナー分析は、これまでと同様に、認定出力ベースのシステム費用に着目したものであります。また、50kW以上の区分の中で、費用効率的な案件から導入を促していくとの考え方にに基づき、区分を細分化することなく、50kW以上全体に着目しております。</p> |
| 17 | <p>調達価格等算定委員会「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」（2022年2月4日）p.11では、第73回会合で委員からの指摘を受け、「来年度以降の本委員会では、複数年にわたる状況の分析や、トップランナー分析の手法の取り方も含めて、必要に応じて見直しを検討する」と記載されているが、第73回会合資料1p.42について、以下に留意して見直すべき。</p> <p>・AC表記は過積載率の影響を受けるのでDC表記とすべき。AC表記とするならDC換算できるよう過積載率を記載すべき。特に設備利用率（22.6%）についてはDC表記とするか、過積載率を記載すべき。</p> <p>・運転維持費を記載すべき。</p> | <p>御指摘の点も参考にしつつ、コスト効率的な事業実施を可能とする要因については、分析を進めてまいります。</p> |
| 18 | <p>調達価格等算定委員会「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」（2022年2月4日）別紙p.3では出力劣化率が考慮されていない。第73回会合で委員からの指摘を受け、事務局が「…時間経過に伴いまして、出力が一定程度は下がってくる…」と回答していること、また、発電事業の実態やプロジェクトファイナンスの事業計画の条件等を踏まえ、出力劣化率を加味すべき。なお、当協会では、会員ヒアリングおよび海外の文献により概ね0.5%-0.8%が妥当と考える。</p> | <p>国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めることが、政府の基本方針です。こうした基本方針の下、調達価格及び基準価格については、再エネ特措法において、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎として定めることとされています。</p> <p>今般の出力劣化率の取扱いについては、その具体的な水準に関して、確立したデータが存在しないことや、FIT案件の設置年別の設備利用率の実績からもパネル出力劣化を加味した設備利用率が下落傾向にあるとは一概にいえないうこと等をふまえて、考慮しないこととされています。</p> <p>今後の出力劣化率の取扱いにつきましては、いただいた御意見も参考にしつつ、引き続き検証してまいります。</p> |

| | | |
|----|---|---|
| 19 | <p>調達価格等算定委員会「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」（2022年2月4日）p.18では「調達期間終了後の売電価格は、2016年度…以降の…システムプライス平均値の平均9.4円/kWh…」とされているが、以下により2018年度下期から2020年度下期までの全国の太陽光の発電量によるエリアプライスの加重平均値7.4円/kWhが妥当な水準。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・太陽光発電は季節・時間・天気によって発電量が変わるため、システムプライスの算術平均ではなく、30分毎の発電量によるエリアプライスの加重平均とすべき。 ・対象期間は市場が変化した間接オークション開始（2018年10月）後、2020年3月までとすべき（2020年度はCOVID19や冬季の価格スパイクの影響があり異常値）。 ・小売電気事業者による住宅用太陽光の買取価格や、再エネ由来の電気への二重の高まりの事業用太陽光の売電価格への定量的な影響については別途分析が必要。 | <p>国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めることが、政府の基本方針です。こうした基本方針の下、調達価格及び基準価格については、再エネ特措法において、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎として定めることとされています。</p> <p>今般の調達期間終了後の売電価格の取扱いについては、卒FITを迎えた住宅用太陽光の電気の買取単価の実績や再エネ由来の電気に対する二重の高まり、電力市場の価格を意識した事業者行動の変化の可能性等もふまえて設定されています。</p> <p>今後の調達期間終了後の売電価格の取扱いにつきましては、いただいた御意見も参考にしつつ、引き続き検証してまいります。</p> |
| 20 | <p>調達価格等算定委員会「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」（2022年2月4日）では別紙p.3で諸元が示されているが、算定式が示されていない。算定式と算定結果の小数点第二位以下の処理方法を教えてほしい。</p> | <p>調達価格及び基準価格については、調達価格等算定委員会において取りまとめられたシステム費用、土地造成費、接続費、運転維持費、設備利用率、運転年数、IRR等の想定値に基づき機械的に算出された額が、同委員会の意見として取りまとめられています。今般の取扱いはい、こうした同委員会の意見を尊重して決定しています。</p> |
| 21 | <p>水力発電設備、1,000kW以上5,000kW未満について、令和4年度及び令和5年度について、FIT単価（27円税別）を維持していただきたい。</p> <p>我国全体目づつ地域のエネルギー保障の為、石油代替エネルギー目づつベースロード電源となる水力発電開発の現状課題として、「1」開発コストが高い（更にコロナ禍影響で水車・発電機・電機・系統設備費が値上がりしている）こと。</p> <p>「2」FIT期間は20年だが、減価償却は57年間ある（21年目に有償残価が3から4割残り事業の足かせとなっている）こと。</p> <p>弊社は、令和3年4月に「A系統連系申請」、令和3年10月に「B事業認定申請」を予定していたが、一括検討プロセスが突如開始され、上述「A、B」申請が1年以上遅れる見通しとなった。「2021年度版・固定価格買取制度ガイドブック」では、当該FIT価格が2022(令和4年)度も維持されると明記されており、先述の現状課題「1」開発コストが高いことのため、2022年度よりFIT制度となると、20年間の売電見込が3割程度減り、現時点では事業性が見込めなくなり、事業を中断せざるを得ない。FIT制度では、水力発電事業の推進が出来なくなる。また、弊社では調査設計に既に数千万円投資しており、困窮してしまうため。</p> | <p>2020年度の調達価格等算定委員会において、中小水力発電は、ベースロード電源であり出力が安定しているため、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすいといった特徴があり、FIT制度により再エネの自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること、また、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、1,000kWを超えること全体として安価での事業実施が可能となっていることから、2022年度以降においてFIT制度のみが認められる対象を1,000kW以上とする意見が取りまとめられております。</p> <p>また、1,000-5,000kWの区分における2022年度・2023年度の基準価格については、同委員会において、FIT制度の定期報告に基づくコストデータを分析の上、27円/kWhとする意見が取りまとめられております。</p> <p>今般の取扱いはい、これらの意見を尊重して決定しています。</p> |
| 22 | <p>5,000kW以上の水力発電設備の基準価格が令和5年度以降、大幅に低下している。過去に運用した設備の資本費コストは低減傾向にあるかもしれないが、現状では建設物価や水力機器調達コストは上昇傾向にあり、国内主要メーカーも製作余力がない状況が継続している。このような状況の中で急激に基準価格を低下させれば、事業者の開発意欲を著しく削ぐことに直結することになるため、基準価格を上げることがないのであれば、過去実績のみではなく、将来的な想定も織り込んで基準価格を設定すべき。</p> | <p>国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めることが、政府の基本方針です。こうした基本方針の下、調達価格及び基準価格については、再エネ特措法において、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎として定めることとされています。</p> <p>5,000-30,000kWの水力発電の2023年度の基準価格については、調達価格等算定委員会において、FIT制度の定期報告に基づくコストデータを分析の上、新設区分は16円/kWh、既設導水路活用型は9円/kWhとする意見が取りまとめられました。今般の取扱いはい、この意見を尊重して決定しています。</p> <p>なお、物価等の経済事情の変動については、引き続きよく留意してまいります。</p> |
| 23 | <p>2023年度の調達価格・基準価格に係る「資本費」想定値は、5,000-30,000kW規模に関してこれまでの69万円/kWhを改め、通期平均値の51万円/kWhを採用し、その上で算定委は「2024年度以降は、コスト動向や調査の結果、直近の資本費の上昇要因に関する分析等をふまえながら、今後の更なる想定値の見直しを引き続き検討する。」としている。前述の継続検討との算定委見解は、元より中規模水力のデータ数が少なく、また、資本費は開発地点の「奥地化」を背景として、むしろ上昇に繋がることの説明が業界側より為されており、これらを参照してのものど捉えられる。</p> <p>今般、算定委は前述の想定値変更を諸元に基準価格を20円/kWhから16円/kWhへと下方修正する旨を提案しているが、直近データの「2017年度以降の実績データ」は昨年度と今年度を比較すると、平均値・中央値共に「上昇傾向」を示している。（昨年度⇒今年度：平均値:45万円⇒51万円、中央値:33万円⇒37万円）</p> <p>水力発電の開発はリードタイムも長く、個別具体的な開発地点や周辺背景により各事業者を取り巻く状況は大きく異なり、前述の背景から資本費平均値が51万円/kWhより高くなる可能性もある中、基準価格を短期間で上下させることは申請・認可年度の僅かな違いによる事業者間での収益差異をもたらし、公平性を欠く。</p> <p>就いては、少なくとも今年度算定委の検討対象となった「2023年度」に関しては、資本費想定値69万円/kWhと基準価格20円/kWhを据え置いた上、資本費の下方修正傾向が確実になったか、或いは上昇要因もあるのかを確認し、その「確たる傾向」を捉えた上で、より「なだらか」に価格の修正を行ってゆく事が各事業者による公平な開発を促す上で適切であるとする。</p> <p>当社は現在、既設発電所の更新(新設区分)を2023年度中の認可取得を念頭に検討しているが、(1)昨今の資機材・人件費の高騰傾向、(2)離島であることによる相対的なコスト高、(3)更に山岳軌道を通じた限定的な貨車運搬による資機材持込みの長期化(コスト増)という構造的な背景により、60万円/kWhレベルの資本費を想定している。斯様な実例がある点を踏まえ、価格の下方修正前に足元傾向の正しい認識をお願いしたい。</p> | <p>国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めることが、政府の基本方針です。こうした基本方針の下、調達価格及び基準価格については、再エネ特措法において、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎として定めることとされています。</p> <p>5,000-30,000kWの水力発電の2023年度の基準価格については、調達価格算定委員会において、FIT制度の定期報告に基づくコストデータを分析の上、新設区分は16円、既設導水路活用型は9円とする意見が取りまとめられました。特に、資本費については、コストデータの平均値が51万円/kWhと2021年度の想定値69万円/kWhを下回り、中でも2012-2016年と2017年以降の設置案件の平均値は、それぞれ31万円/kWh、45万円/kWhと想定値を大きく下回る一方で、同委員会におけるヒアリングにおいて、中小水力発電4団体から、開発地点の奥地化により今後は資本費がこれまでより上昇する可能性があるとの御指摘があったことから、2023年度の資本費の想定値として、直近の設置案件の平均値ではなく、まず、これまで全期間の平均値を採用するとの意見が取りまとめられました。今般の取扱いはい、この意見を尊重して決定しています。</p> <p>なお、同委員会において、2024年度以降については、直近の資本費の上昇要因を含むコスト動向等をふまえながら、今後の更なる想定値の見直しについて引き続き検討するとの意見が取りまとめられており、物価等の経済事情の変動について、引き続きよく留意してまいります。</p> |
| 24 | <p>・現在のFIT価格を2024年度まで維持する今回の調達価格および基準価格の案に感謝申し上げます。今後とも、開発途上の案件を成就させるような調達価格および基準価格の水準を維持し、FIT-FIP制度下での開発予見性を担保願いたい。</p> <p><理由></p> <p>・新たに導入が決まったFIT制度において、地熱発電の2024年度までの基準価格は、15,000kW未満が40円/kWh、15,000kW以上が26円/kWhと設定されました。これは、直近のFIT制度における調達価格と同じ出力区分・価格水準での設定です。FIT制度施行（2012年7月）直後に調査着手しても、未だ事業認定取得に至らないケースも珍しくないほどリードタイムの長い地熱発電においては、想定している売電収入の水準が、開発途中で下がっていかないことは、現在進行中の地熱開発案件が継続されていくための重要な条件となっています。今後のFIP基準価格およびFIT調達価格の検討においても、地熱発電の事業認定がある程度積み上がってくるまでは、可能な限り、現状の価格水準が維持されることを要望致します。</p> | <p>国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めることが、政府の基本方針です。こうした基本方針の下、調達価格及び基準価格については、再エネ特措法において、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎として定めることとされています。</p> <p>地熱発電の2025年度以降の調達価格及び基準価格については、調達価格等算定委員会においてご議論いただき、その意見を尊重し、適切に決定してまいります。</p> |
| 25 | <p>メタン発酵バイオマス発電の調達価格を引き下げること賛成。丁寧にコスト分析を行って適切な判断を下した資源エネルギー庁の英断を評価したい。ただし、これにとどまらず、他電源も含めて、コストの悪い電源をいつまでも国民負担により支援すべきではなく、今後も首段の見直しを行うべき。</p> <p>また、これまでの太陽光発電などでの再エネ発電事業者の行動を踏まえると、2022年度に39円でのFIT認定を取得するための「駆け込み」が起こる可能性がある。調達価格等算定委員会の議論によれば、既に少なくとも35円でペイする電源といえるのに、再エネ発電事業者に4円分の追加利潤を与えるのは、本来は不相当。国民負担にマクロな悪影響が生じるような規模の「駆け込み」が発生した場合には、2022年度の途中でも機動的な対応を行うべき。</p> | <p>御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。</p> |

| | | |
|---------------------------|---|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> ・開発に時間を要する電源種別におけるFIT価格の維持。 <p><理由></p> <p>26 ・中小水力や地熱バイナリーにおいては開発にリードタイムを要し、太陽光や風力に比べて導入が低調である。また、福島県内の大部分を対象として、東北電力ネットワークによる一括検討プロセスが令和3年3月から実施されており、プロセス完了までは新規認定が取得できず、令和3年度無しのFIT認定を見込んでいた事業者については計画の大きな見直しを余儀なくされている状況。さらに、令和4年4月からは、地域活用要件も追加となり、FIT認定のハードルが上がっている。については、導入が低調かつリードタイムを要する電源種別については当面の間、FIT価格を維持してもらいたい。</p> | <p>国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めることが、政府の基本方針です。こうした基本方針の下、調達価格及び基準価格については、再エネ特措法において、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎として定めることとされています。</p> <p>今後の調達価格及び基準価格についても、調達価格等算定委員会においてご議論いただき、その意見を尊重し、適切に決定してまいります。</p> |
| <p>3. 入札制度に関するご意見</p> | | |
| | <ul style="list-style-type: none"> ・太陽光の上限価格については、第12回入札の応札状況を踏まえ、適宜見直す事として頂きたい。 ・バイオマス発電についても、上限価格を開示頂きたい。 <p><理由></p> <p>27 ・今年度よりFIP制度が導入される事により、発電事業収入のボラティリティが高まる事が想定されている。発電事業者としては、FIP制度以降にともなう収支影響を踏まえた応札価格とせざるを得ず、今年度の応札が停滞する可能性がある。よって、第12回入札の応札結果が出次第、以降の入札回の上限価格を再検討して頂きたい。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・上限価格が開示された太陽光発電については、上限価格超過による発電事業者の機会損失懸念が低下した事も一因となり、応札状況の改善に繋がった。かかる状況を踏まえ、バイオマス発電についても上限価格を開示頂き、入札の活性化を図って頂きたい。 | <p>太陽光の入札に関し、今後の入札制度については、第12回以降の入札結果を踏まえて検討してまいります。</p> <p>バイオマス発電の入札については、入札容量が募集容量を大きく下回る傾向であることから、引き続き、事前非公表として、上限価格を意識した競争を促すこととする意見が、調達価格等算定委員会において取りまとめられました。今般の取扱い、この意見を尊重して決定しています。</p> |
| | <ul style="list-style-type: none"> ・陸上風力について、2022年度はFIT入札とFIP認定のどちらも申請できる選択制と理解しているが、仮にFIT入札で不落となった案件が同年度内にFIP認定の取得を目指して事業計画の申請を行うことは問題ないという理解で良いか。 | <p>御理解のとおりです。</p> |
| | <ul style="list-style-type: none"> ・陸上風力の入札について、2022年度は1.7GWを超える入札があった場合は追加入札が実施されるものと認識している。追加入札の事業計画申請の期間は2023年1/23~2/10の期間であり、FIP認定の申請のタイミングと重複することも想定される。このような場合は、同時並行的に、追加FIT入札とFIP申請を進めることに問題はないという理解で良いか。 | <p>同一設備について複数の事業計画認定を行うことは認められていないため、事業計画については設備ごとに提出いただくことを想定しております。</p> |
| | <ul style="list-style-type: none"> ・陸上風力の入札について、2022年度は1.7GWを超える入札があった場合は追加入札が実施されるものと認識しているが、第2回入札に参加していない事業者でも追加入札に参加することは可能か。 | <p>可能です。</p> |
| | <p>一般木質等、液体燃料等を燃焼するバイオマスについて、発電設備が10MW以上を入札対象となっているが、これは燃料の大量調達による仕入コスト低減が期待され、競争力が期待できることを背景としていると認識。一方で、バイオマス発電設備については、複数の異なる燃料を燃焼させる場合もあり、入札対象とならない燃料を含む場合、これら燃料比率分は控除されて入札対象か否かの判断がされると考えべきか、それとも、発電設備が10MW以上であれば、実際の燃料比率は10MWを十分下回る場合であっても入札対象となるのか確認したい。</p> | <p>発電設備の出力が10MW以上であって、一般木質等バイオマスを含む複数の燃料種を混焼させる場合にあっては、発電設備の出力に対し、使用する燃料における入札対象区分等に該当する燃料の投入比率を乗じた出力分について入札の対象となります。</p> |
| | <ul style="list-style-type: none"> ・FITからFIPへ移行時に、FIT入札で納めた保証金のFIPへ引き継ぎ ・FITを外して非FITで売電する場合において、FIT入札で納めた保証金の没収免除 <p><理由></p> <p>32 ・FIT入札における保証金制度は、FITとして認定を受けた発電事業が、確実に運転開始に至るように事業者側へ努力を促すための制度だと認識している。そのため、FIT認定を受けた事業をFIPに切り替える場合に保証金が引き継がれる、という形が制度本来の趣旨に沿っていると考える。また、FIT認定を受けた事業が頓挫して運転開始に至らないケースにおいて保証金が返金されない、というのは制度の趣旨に合っていると思うが、FITに頼らない売電方式に切り替えて運転開始させる場合にも同様に保証金が没収されてしまうというのは、むしろFITからFIPや非FITへ事業者を促そうとする制度方針に合っていないと考える。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・よって、「FIT認定を受けた事業について、FITによらない売電手法を選択した場合には、その事業が適切に運転開始に至った、という証明を提示することで保証金が返金される」というようなルールが創設されることを望みたい。 | <p>頂いたご意見を参考に、今後、来年度の入札実施方法について入札実施機関より公表いたします。</p> |
| | <ul style="list-style-type: none"> ・太陽光の入札について、上限価格の事前公表を来年度以降も継続する点については支持する。 ・入札制度の運用体制を早期に整え、定期的なレビューのもと、「100kW以上」への対象拡大を検討すべきである。 ・屋根設置の太陽光発電（既築の建物への設置に限る）に係る入札制の適用免除について、早期に適用免除の解除を行うべきである。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・入札への事業者の積極的参入が事業者間の競争を促進し、価格低減に繋がるため。 ・「250kW以上」の据え置きが2年間続いており、また、資本費については「100kW以上/未滿」においても一定の差異が認められることから、「100kW以上」へ対象拡大することが妥当ではないか。 ・既築建物への設置促進という趣旨は理解できるが、太陽光設置にあたって圧倒的なポテンシャルを有する既築建物に対して入札適用を免除することは、国民負担の増加に繋がりがねない。 | <p>御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。</p> |
| | <ul style="list-style-type: none"> ・陸上風力の2022年度の入札対象を「50kW以上」へ拡大する点について評価する。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・入札を通じた価格低減効果が期待でき、適切な措置であると考える。 | <p>御意見を踏まえ、引き続き再生可能エネルギーのコスト低減に向けた取組みを進めてまいります。</p> |
| | <ul style="list-style-type: none"> ・着床式の入札制度を2023年度より再開することについて評価する。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・昨年12月に実施された着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の公募における入札状況や評価結果を踏まえると、競争効果が見込まれることから、早期の入札再開が適切である。 | <p>御意見を踏まえ、引き続き再生可能エネルギーのコスト低減に向けた取組みを進めてまいります。</p> |
| <p>4. FIP制度対象についてのご意見</p> | | |
| | <p>1,000キロワット以上の陸上風力発電設備は令和5年度以降、また着床式洋上風力発電設備は令和6年度以降、FIT制度の対象となる区分等から除外されることになっているが、それまでの間に、FIP制度適用案件においてもプロジェクトファイナンスの組成やファイナンスの組替えが可能となるような、制度や市場の整備を国として完遂いただけるのか。</p> <p>36 FIP制度適用案件の事業予見性確保のため必須となる、以下のような課題の解決に関して、具体的な対応策とその完遂時期をお示しいただきたい。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電BGとして数十以上の案件を集約し、市場取引やインバランス低減を担う、長期的な与信力のあるアグリゲーターの確保（各電力エリアで複数） ・発電出力の予測の経時変化に伴うインバランスをゲートクローズまでに解消できるような、弾力的で充実した時間前市場の実現 | <p>アグリゲーターの育成、時間前市場の改善はFIP制度の普及に必要だと考えています。ご指摘の点については、円滑な事業実施のため継続した検討を行ってまいります。</p> |

| | | |
|------------|--|--|
| 37 | <p>再エネ海域利用法の適用を受ける着床式洋上風力発電については、FIP制度に係る諸課題の解決と日本版セントラル方式の制度化・導入が果たされるまでの間は移行措置として現行FIT入札を継続するか、FIT/FIPの選択制とするのが適当ではないか。</p> <p><理由></p> <p>再エネ海域利用法の適用を受ける着床式洋上風力発電については、FIP制度への移行には、下記課題の解決に一定の時間を要し、公募参加機会の制約に繋がる可能性がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・金融業界へのFIP制度への十分な理解促進を通じたファイナンス組成 ・大規模な洋上風力発電設備に対するインバランスの担い手確保 | <p>再エネ海域利用法適用対象の公募における複数事業者の参加状況や評価結果を踏まえると、国内の着床式洋上風力発電において、一定程度の競争効果が見込まれています。加えて欧州では、着床式洋上風力発電についてはFIP制度が主流とされている中、日本においても、将来的なアジア市場等への展開を見据えた国内の環境整備により、事業者の多様なビジネスモデルへの習熟を促すことが重要であることを踏まえ、調達価格等算定委員会において、着床式洋上風力発電については、2024年度よりFIP制度のみ認めるとする意見が取りまとめられました。今般の取扱い、その意見を尊重して決定しています。</p> <p>なお、開発の初期段階から政府が関与し、より迅速・効率的に風況等の調査等を行う、いわゆる「日本版セントラル方式」については、現在、実証事業を進めているところであり、この結果も踏まえて、早期の確立を目指してまいります。</p> |
| 38 | <p>バイオマス発電設備については、複数の異なる燃料を燃焼させる場合もあるが、燃料によってFIT適用、FIP適用と適用される制度が異なることも想定される。このような場合は、燃料比率で按分してFIT売電量とFIP売電量をそれぞれ計算するという認識でよいか。</p> | <p>バイオマスのFIT及びFIP対象区分については、入札実施対象区分と同様に、バイオマス比率考慮前の出力をもとに判断されます。</p> |
| 39 | <ul style="list-style-type: none"> ・FIP制度のみ認められる対象について、2023年度より「500kW以上」へ拡大する点を評価する。 ・一方、段階的に対象拡大を図る場合は、FIP制度回避を目的とした非合理的な投資行動を排除できるような仕組みをセットで講じるべきである。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・国民負担低減に向け、電力市場への統合を促すFIP制度の対象拡大が不可欠である。 ・対象規模を線引きする基本的なメルクマールである資本費について、「500kW以上」と「250kW以上」とで差異がない中で、「500kW以上」と「250kW以上」とで段階的な差を設けたことは、FIP制度回避を目的とした非合理的な投資行動を誘発し、最終的な国民負担の増加をもたらしかねない。こうした懸念を払しょくできる仕組みが必要ではないか。 | <p>御意見を踏まえ、引き続き再生可能エネルギーの主力電源化を進めてまいります。</p> |
| 40 | <ul style="list-style-type: none"> ・太陽光について、FIP制度の適用回避行動を防止するディスインセンティブとして、地域活用要件をFIP制度のみ認められる対象以外の全ての規模に課すことを検討すべき。 ・また、要件「少なくとも30%の自家消費等を実施」について、定期的なレビューの下、自家消費水準の引き上げを行うことを期待する。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・FIP制度の対象拡大にあたっては、FIT制度が引き続き認められる対象規模へのFIP制度回避行動を防止するため、地域活用要件等の何らかのディスインセンティブを設けるべきである。 ・調達価格の算定にあたっては自家消費比率を「50%」を想定としているところ、例えば「50%」までの引き上げについては検討の余地があるのではないか。 | <p>御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。</p> |
| 41 | <ul style="list-style-type: none"> ・陸上風力に関し、FIP制度のみ認められる対象について、2023年度より「50kW以上」へ一気に拡大する点を高く評価する。 ・2023年度において「50kW未満」に地域活用要件を課し、地域活用電源として支援していく方針について、支持する。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・FIP制度対象を一気に拡大することで、FIP制度適用を回避する行動の抑制が期待される。 ・地域活用電源として支援していく方針は、系統負荷低減によるレジリエンスの強靱化および地域における信頼獲得等に繋がり、再生可能エネルギーと共生する地域社会の構築に資する。 | <p>御意見を踏まえ、引き続き再生可能エネルギーの主力電源化を進めてまいります。</p> |
| 42 | <ul style="list-style-type: none"> ・着床式について、2024年度よりFIP制度のみ認められることとした点について評価する。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・昨年12月に実施された着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の公募における入札状況や評価結果を踏まえると、競争効果が見込まれることから、早期のFIP制度への移行が適切である。 | <p>御意見を踏まえ、引き続き再生可能エネルギーの主力電源化を進めてまいります。</p> |
| 43 | <ul style="list-style-type: none"> ・地熱について、FIP制度のみ認められる対象が2024年度も「1,000kW以上」に据え置かれる点については、より詳細なコスト分析を進め、早期に対象を拡大すべきである。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・「1,000kW以上」に据え置いた理由として、資本費の分散が「1,000kW未満」で大きくなることとしているが、より詳細なコスト分析を進め、適切なコスト低減を促し、早期の対象範囲拡大を期待する。 | <p>FIT及びFIPの対象区分については、調達価格等算定委員会において、発電コスト、競争状況や周辺環境等を考慮して取りまとめられております。御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。</p> |
| 44 | <ul style="list-style-type: none"> ・水力について、FIP制度のみ認められる対象が2024年度も「1,000kW以上」に据え置かれる点については、より詳細なコスト分析を進め、早期に対象を拡大すべきである。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・「1,000kW以上」に据え置いた理由として、資本費の分散が「1,000kW未満」で大きくなることとしているが、より詳細なコスト分析を進め、適切なコスト低減を促し、早期の対象範囲拡大を期待する。 | <p>FIT及びFIPの対象区分については、調達価格等算定委員会において、発電コスト、競争状況や周辺環境等を考慮して取りまとめられております。御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。</p> |
| 45 | <ul style="list-style-type: none"> ・バイオマスに関し、FIP制度のみ認められる対象について、2023年度より「2,000kW以上」へ拡大する点を評価する。 ・一方、より詳細なコスト分析を進め、早期にさらなる対象を拡大すべきである。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・国民負担低減に向け、早期に電力市場への統合を促すFIP制度への移行が不可欠であり、対象拡大に向けた不断の見直しに期待する。 | <p>FIT及びFIPの対象区分については、調達価格等算定委員会において、発電コスト、競争状況や周辺環境等を考慮して取りまとめられております。御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。</p> |
| 5. その他のご意見 | | |
| 46 | <p><インバランスリスク単価を定める告示 第5条></p> <ul style="list-style-type: none"> ・非変動性発電設備の場合、追加的に負担する費用の目安をインバランス料金と同様とされているが、需給管理に要するコストが全く考慮されておらず、FITからの移行した場合、実質的に負担増となってしまう。追加的負担費用には、インバランス料金に需給管理に要するコストを加えるべき。 | <p>FIP制度におけるバランシングコストは発電計画の作成、インバランスの精算、プロファイリングリスク等を行っているFIT インバランス特例②を選択している小売電気事業者に「FIT インバランスリスク料」が交付されていることを踏まえ、「FIT インバランスリスク料」に相当する額をバランシングコストの目安としています。</p> |

| | | |
|----|--|---|
| 47 | <p>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第32条第2項の規定に基づき納付金単価を定める告示について、</p> <ul style="list-style-type: none"> ・調達価格等及び基準価格等と、調達期間及び交付期間が定まっているが、その期間後のことについて、どのような調達方法を策定するのか記載がない。 ・納付金単価を定める告示の表現の適正化等の改正をするともに、価格を定める適正化についての告示がない <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・再生可能エネルギー電気の調達目標期限や数値を達成させることも大事と思うが、その後も継続して調達できる案提案が必要と考える。そして、FIT期限後についての、案提案を告示するべきだと思う。 ・価格を定めるにあたって、再生可能エネルギー電気の調度を安易にする為には、価格を上げれば調整しやすいと感じる為、例えば、家庭の使用料を基準に価格を定めるだけでなく、一般的な家庭の電気使用量の家計簿での平均的な比率や各家庭の所得等も考慮して、価格を定めているなど、公平性かつ、負担の軽減も考慮した上での価格を定める適正化について告示する必要があると思います。また、期限についても告示して欲しいと思います。 | <p>調達期間や交付期間終了後については、電気自動車や蓄電池などと組み合わせて自家消費を行う又は小売電気事業者などに相対や自由契約などにより余剰電力を売電することになりますが、これは、各事業者にご判断いただくものと考えております。その際の参考としていただくべく、資源エネルギー庁のHPにおいて専用ページを設けておりますのでご参照ください。</p> <p>https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saie/solar-2019after/</p> <p>また、納付金単価については、これまでの買取価格や再エネ特措法に基づき現時点で想定できる再エネの導入見込み量や電力市場の価格、電力需要等を基に算出することとしており、来年度の単価も併せて告示することとしております。ご指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。</p> |
| 48 | <ul style="list-style-type: none"> ・10kW未満は主に「生活の用に供するために設置した太陽光発電設備から生じた余剰電力の売却」をしているので、消費税の対象にはならないのではないかと思います。 <p>参考：国税HPホーム/法令等/質疑応答事例/消費税/会社員が自宅に設置した太陽光発電設備による余剰電力の売却を参照</p> <p>https://www.nta.go.jp/law/shitsugi/shohi/02/42.htm なぜ消費税相当額を含むものになっているのでしょうか。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・2023年10月1日からインボイス制度が導入されます。今まで売電をしていた10kW未満の方は「消費税相当額を含むもの」として、電力会社に買い取っていただきました。2023年10月1日以降の10kW未満のFITを利用している方々の売電単価は「消費税が差し引かれた金額」が売電単価になるのでしょうか。 | <p>インボイス制度の導入に伴い、認定事業者の調達価格が変更されることはありません。</p> |
| 49 | <p>再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法第15条の6第1項の規定に基づき、積立対象区分等を指定する件（令和3年経済産業省告示第134号）について、現状では太陽光発電設備のみが議論され、指定が行われているが、その他風力発電施設、水力発電施設、地熱発電施設、バイオマス発電施設においても、当然に発電期間終了後の解体撤去は必要であり、広く国民から賦課金を徴収している以上、確実な解体撤去を担保するために、費用の外部積立制度対象に組み込むことが必要である。</p> | <p>御指摘の点については、今後の政策立案の参考と致します。</p> |
| 50 | <p>1,解体等積立金の徴収について</p> <p>(要望) 低圧50kW未満 C売上200万程のモデルでは40万程の利益になる積立額はそのうちの10万円(利益の25%に相当)にあたる事業で得た利益は成長の為の資源になるため、再投資にかけられるのが一般的であるため、全額損金扱いや、年利3%等の措置があってもいいべきであり、その点がないと寝かす事になるため、経済成長を阻害するものである。</p> <p>2,解体運用費用について</p> <p>(要望) 13条の7の解体等積立金の払い戻しはFIT終了後もSDGSの観点でも継続する意向も多い。そのため、FIT終了後に事後湯継続する場合は積立金を全額返金すべきであり、この点がないと、SDGSとの整合性がとれない太陽光事業そのものが成り立たない。</p> | <p>1について</p> <p>(税制優遇措置について)</p> <p>積立金は、事業者が将来取り戻すことができる資産として、預金と同様に取り扱われるため、毎年度、積立額を含む収入の全額が課税対象となるのが原則です。また、FIT制度により国民負担による価格支援を受けている事業者に税制上の優遇措置を講じることで、二重の国民負担が発生することにも留意が必要です。こうした観点を踏まえ、税制上の優遇措置を講じることなく、FIT制度の一環として実施する廃棄等費用の積立て制度の着実な実施により、太陽光発電設備の適切な廃棄処理を促していくことが重要であると考えております。</p> <p>(利息について)</p> <p>本積立制度において積立てを義務付ける廃棄等費用は、FIT制度の開始当初から、売電に対して支払われる国民負担で支えられている調達価格の算定において想定されており、事業者自身が積み立てることを期待されるものです。加えて、本積立制度では、外部機関における積立金の管理業務に必要な事務費は、国民負担である賦課金によって手当されることが想定されています。そのため、本積立制度では、積立金を運用することも想定されているものの、積立金の原資となる調達価格が国民負担によって支えられていることを踏まえ、積立金の利息については、国民負担を軽減するため、積立金の管理業務費用に充てることが適切と考えます。</p> <p>2について</p> <p>本制度は、太陽光発電事業終了後、廃棄等のための資金不足により太陽光発電設備が放置・不法投棄されるのではないかとという地域の懸念に対応するため、FIT制度開始当初から調達価格を算定する際に考慮されてきている廃棄等費用について、確実な積立てを実施するために、原則として源泉徴収的な外部積立てを求めるものです。そのため、積立金の取戻しは、当該発電設備の解体等の実施に要する費用に充てる場合又は積立金を積み立てておく必要がない場合に限って認められるものであり、改正再エネ特措法にその旨が規定されています。</p> |
| 51 | <ul style="list-style-type: none"> ・調達価格又は基準価格の適用に関する分かりやすい情報発信。 <p><理由></p> <ul style="list-style-type: none"> ・令和4年度以降のFIT/FIP制度について、電源種別及び出力規模に応じて適用が変わり複雑化することから、事業者に対してFIT/FIPのどちらが適用されるのか、買取価格/基準価格はいくらになるのか分かりやすい情報発信をお願いします。 | <p>FIT制度及び改正法により新たに措置されるFIP制度については、資源エネルギー庁のHPにおいて専用ページを設けております。今後、情報の拡充を図ってまいりますので、ご参照ください。</p> <p>https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saie/kaitori/FIP_index.html</p> |
| 52 | <p>再エネ賦課金制度の消費者の負担が非常に大きいです。民主党政権の負の遺産だと思いますが、是非とも廃止も含めた抜本的な見直しをお願いします。</p> | <p>2050年カーボンニュートラルの実現や2030年度46%削減目標の実現に向け、第6次エネルギー基本計画の中で、電源構成に占める再エネ比率を36～38%にするという野心的な目標を掲げています。今後の再エネの更なる導入に向けては、再エネの導入に適した場所の確保や国民負担を抑制するためのコスト低減など、様々な課題が存在していることと認識しています。このため、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入拡大を目指すことが政府としての方針であり、目標の実現に向け、関係省庁一体となって取り組んでいきます。</p> |
| 53 | <p>閣議決定されようが、グローバルで二酸化炭素を抑えようとか口を揃えて言っても、嘘は嘘です。地球温暖化は二酸化炭素の排出を抑えることで食い止められると信じ込んで行っている施策は、後世の笑いものになるだけです。</p> <p>こんなことにエネルギーを費やすのはやめて、単純に変換効率が高かつ低コストな発電方法にシフトしてください。二酸化炭素排出のことを考慮する必要は皆無です。</p> | <p>2050年カーボンニュートラルの実現や2030年度46%削減目標の実現に向け、第6次エネルギー基本計画の中で、電源構成に占める再エネ比率を36～38%にするという野心的な目標を掲げています。今後の再エネの更なる導入に向けては、再エネの導入に適した場所の確保や国民負担を抑制するためのコスト低減など、様々な課題が存在していることと認識しています。このため、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入拡大を目指すことが政府としての方針であり、目標の実現に向け、関係省庁一体となって取り組んでいきます。</p> |