

再生可能エネルギーの固定価格買取制度の
運営に関する実態調査
結果に基づく勧告

平成27年9月

総務省

前書き

再生可能エネルギー（注1）は重要な低炭素の国産エネルギー源であり、その利用の促進を図るため、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23年法律第108号）に基づき、平成24年7月から固定価格買取制度（注2）が導入された。同法では、エネルギー基本計画が変更された場合には、その内容を踏まえ、再生可能エネルギー源の利用の促進に関する制度の在り方についての検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずることとされている。

平成26年4月にエネルギー基本計画が変更されたが、変更後の「エネルギー基本計画」（平成26年4月11日閣議決定）においては、再生可能エネルギーについて、今後、これまでに示された水準（平成32年に13.5%、42年に約2割）を更に上回る水準の導入を目指すこととされている。さらに、平成27年7月16日に経済産業省が決定した「長期エネルギー需給見通し」では、42年度には、総発電電力量が1兆650億kWh（キロワット時）程度になると見通した場合、再生可能エネルギーが総発電電力量に占める割合は22%から24%になるとされている。

また、再生可能エネルギーが総発電電力量に占める割合は、平成23年度には10.4%（9,550億kWhのうち996億kWh）だったが、26年度には12.2%（9,101億kWhのうち1,113億kWh）となっており、再生可能エネルギーの導入が着実に進んでいる。一方、再生可能エネルギーの導入が進むに従い、電気使用者の負担は年々増加しており、平成27年度における電気使用者への賦課金総額は約1兆3,222億円の見込みとなっている。

この調査は、以上のような状況を踏まえ、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の運営に関する実態を明らかにする観点から、発電設備の認定状況、電力系統への接続状況、固定価格買取制度に係る収支状況及び費用負担調整業務の実施状況を調査し、関係行政の改善に資するために実施したものである。

（注1）太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等

（注2）電力会社が電気使用者への賦課金を原資として再生可能エネルギー発電設備によって発電された電気を固定価格で買い取る制度

目 次

1	再生可能エネルギーの固定価格買取制度の概要	1
2	「分割案件」の確認状況	8
3	電力系統への接続状況	13
4	固定価格買取制度に係る収支状況	17
5	費用負担調整事務費の状況	20

〈用語の説明〉

本勧告における次の用語の定義は、それぞれ右のとおりである。

- (1) 電気事業者　電気事業法（昭和 39 年法律第 170 号）第 2 条第 1 項第 2 号に規定する一般電気事業者（一般の需要に応じて電気を供給する事業を行う者）、同項第 6 号に規定する特定電気事業者（特定の供給地点における需要に応じ、電気を供給する事業を行う者。特定の地域内で、発電、送電及び配電に係る全ての設備を独自に有する。）及び同項第 8 号に規定する特定規模電気事業者（一定規模以上の需要に対応した電気の供給を行う事業者。多くは自ら維持運用する電線路を有さず、一般電気事業者が維持運用する電線路を通じて電気の供給を行う。）をいう。
- (2) 電力会社　電気事業者のうち一般電気事業者をいう。北海道電力株式会社、東北電力株式会社、東京電力株式会社、北陸電力株式会社、中部電力株式会社、関西電力株式会社、中国電力株式会社、四国電力株式会社、九州電力株式会社及び沖縄電力株式会社（いわゆる「10 電力会社」）のこと。
- (3) 発電事業者　電気事業者による再生可能エネルギーによる電気の調達に関する特別措置法（平成 23 年法律第 108 号）第 6 条第 1 項の認定に係る発電に係る再生可能エネルギー発電設備を用いて発電した電気を供給しようとする者をいう。

1 再生可能エネルギーの固定価格買取制度の概要

太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等の再生可能エネルギーは重要な低炭素の国産エネルギー源であり、平成24年7月に施行された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23年法律第108号。以下「法」という。）に基づく固定価格買取制度等により、その利用促進が図られている。

(1) 再生可能エネルギーの固定価格買取制度

再生可能エネルギーの固定価格買取制度は、電気使用者が支払う賦課金を原資として、再生可能エネルギー発電設備によって発電された電気（以下「再生可能エネルギー電気」という。）を、電気事業者が一定の期間、固定価格で買い取る制度である。

再生可能エネルギー電気は必ずしも供給が安定せず、化石燃料由来の電気に比べれば割高であるため、電気事業者が進んでこれを利用しようとする誘因が乏しい。また、再生可能エネルギー発電設備の設置費用を回収できる価格で電気事業者が再生可能エネルギー電気を買い取る保証もないことから、再生可能エネルギー発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給しようとする者が設備投資をちゅうちょし、設備の大量導入によるコストダウンも進まないという課題があった。

こうした課題を解消するため、固定価格買取制度では、電気事業者が、再生可能エネルギー電気を一定の期間にわたり固定価格で買い取る契約を申し込まれたときは、正当な理由がある場合を除き、契約の締結を拒んではならないこととし（法第4条）、電気事業者が、その電力系統に再生可能エネルギー発電設備を接続することを求められたときは、正当な理由がある場合を除き、拒んではならないこととしている（法第5条第1項）。買取期間及び買取価格については、経済産業大臣が、毎年度、当該年度の開始前に、通常要すると認められる費用等を基礎に発電事業者が受けるべき適正な利潤等を勘案し、経済産業省に置かれる調達価格等算定委員会の意見を尊重等して定めることとしている（法第3条）。また、再生可能エネルギー発電設備については、一定の期間にわたり安定的かつ効率的に発電することが求められるため、経済産業大臣が、一定の要件を満たしていること

の認定を行っている（法第6条）。

他方、買取義務を課せられた電気事業者は、自らの効率化努力では回避し難い支出を強いられることになる。この点、再生可能エネルギー電気の利用促進は、温室効果ガスの排出量削減などの形で電気使用者が利益を享受することとなることから、電気事業者の支出については、賦課金という形で電気使用者に転嫁することとしている（法第16条）。加えて、地域により再生可能エネルギー電気の賦存量が異なることによる電気使用者の負担の不公平を回避するため、電気使用者が支払う賦課金の単価は全国一律のものとし、毎年度、年度の開始前に、当該年度の買取電力量等を見込んで経済産業大臣が定めることとしている（法第12条第2項）。

また、再生可能エネルギー発電設備が多い地域にある電気事業者は買取額の合計額が賦課金の合計額よりも多くなり、逆の場合には賦課金の合計額が買取額の合計額よりも多くなることが想定される。このため、電気事業者間の費用負担の平準化を目的に、経済産業大臣から全国を通じて一個に限り指定された費用負担調整機関が、経済産業大臣の監督の下、電気事業者間の費用負担を調整することとしている（法第19条）。

(2) 再生可能エネルギー発電設備の導入状況等

ア 再生可能エネルギー発電設備の導入状況

固定価格買取制度開始前（平成24年6月末）までの再生可能エネルギー発電設備の導入量（運転を開始した発電設備の容量）は約2,060万kWであった。同制度開始後、新たに認定を受けた再生可能エネルギー発電設備の導入量は、平成27年3月末時点で、約1,876万kWとなっており、合計では約3,936万kWであり、同制度開始前の約1.9倍の導入量となっている。

増加した導入量約1,876万kWの内訳をみると、太陽光発電設備がそのほとんどを占めており（約1,811万kW（約96.5%））、さらに、太陽光発電設備の内訳をみると、出力10kW以上の太陽光発電設備がそのほとんどを占めている（約1,501万kW（約82.9%））。

なお、総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合をみると、平成23年度には10.4%（9,550億kWhのうち996億kWh）であったものが、

26年度には12.2%（9,101億kWhのうち1,113億kWh）となっている。

イ 買取価格の状況

買取価格は、発電設備の区分（太陽光、風力、水力、地熱及びバイオマス）、設置の形態及び規模ごとに設定されている。太陽光発電設備に係る再生可能エネルギー電気の買取価格については、太陽光パネルの価格低下等を踏まえて年々低下（出力10kW以上の場合、平成24年度は40円/kWhであったものが27年7月以降は27円/kWh）しているが、その他の発電設備に係る買取価格については、制度導入時から据え置かれている。

ウ 賦課金の状況

賦課金単価は、平成24年度は0.22円/kWh、25年度は0.35円/kWh、26年度は0.75円/kWh及び27年度は1.58円/kWhとなっている。

平成27年度では、電気使用量が300kWh/月の標準家庭の場合、賦課金月額額は474円、年額は5,688円となり、賦課金総額は約1兆3,222億円となる見込みである。

また、これまでの賦課金総額の実績は、平成24年度は1,302億円、25年度は3,190億円及び26年度は6,360億円となっている。

(3) 再生可能エネルギーの固定価格買取制度の運営の改善

経済産業省では、固定価格買取制度の運用実態を踏まえ、これまで以下のような運営の改善を行ってきた。

ア 太陽光発電設備の場所及び設備が未決定の場合の認定の取消し・失効

平成26年度までに認定を受けた太陽光発電設備については、設備認定時又は電力会社への接続契約申込時のいずれか遅い方の買取価格が適用されることとなっており（平成24年経済産業省告示第139号第1項、第2項及び第3項）、設備認定を受けてから接続契約を申込みことが多いことから、通常は接続契約申込時の買取価格が適用されている。太陽光発電設備の中には、設備認定を取得し、接続契約を申し込んで買取価格を確定させておきながら、太陽光パネルの価格の低下を見込んで発電設備の発注等を行わない案件が存在するといわれている。太陽光パネルの価格低下等を反映して太陽光発電設備に係る再生可能エネルギー電気の

買取価格が年々低下していることから、認定を受けながら理由なく着工に至らない太陽光発電設備について一度適用された買取価格の適用を維持することは、発電事業者に過剰な利益を与え、ひいては電気使用者の負担を増加させるおそれがある。

このため、経済産業省は、平成 24 年度及び 25 年度に認定を受けた出力 400kW 以上の太陽光発電設備を対象に、法に基づく報告徴収を実施し、その結果、場所及び設備が未決定であると認められたものについては、聴聞を経た上で認定を取り消すこととした。

また、平成 26 年度からは、認定後一定期間を経てもなお場所及び設備の決定が書類により確認できない出力 50kW 以上の太陽光発電設備については、原則として認定が失効する取扱いとした。

イ 「分割案件」の不認定

出力 50kW 以上の太陽光発電設備については、電気事業法（昭和 39 年法律第 170 号）に基づく電気主任技術者の選任、工事着工前までの保安規則の届出等の安全規制がかかることなどから、本来であれば出力 50kW 以上の規模である太陽光発電設備を、同一の場所において出力 50kW 未満の太陽光発電設備に分割して認定を申請する案件が存在するといわれている。

また、上記アのとおり、平成 26 年度からは、認定後一定期間を経てもなお場所及び設備の決定が書類により確認できない出力 50kW 以上の太陽光発電設備については、原則として認定が失効する取扱いとしており、出力 50kW 未満の太陽光発電設備に分割して認定を申請することは、一定期間内の場所及び設備の確保義務の履行を回避することにもなる。

このため、経済産業省は、発電事業者が特段の理由がないのに一の場所において複数の発電設備を設置しようとするいわゆる「分割案件」については、平成 26 年度から、原則として認定しないこととした（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 24 年経済産業省令第 46 号。以下「施行規則」という。）第 8 条第 1 項第 13 号）。

ウ 太陽光発電設備に適用される買取価格の決定時期等の見直し

上記アのとおり、認定を受けながら理由なく着工に至らない太陽光発電設備について一度適用された買取価格の適用を維持することは、発電事業者に過剰な利益を与え、ひいては電気使用者の負担を増加させるおそれがある。

このため、経済産業省は、太陽光発電設備に係る再生可能エネルギー電気の買取価格の決定時期を発電設備の運転開始時により近づけるため、平成 27 年から、買取価格の決定時期を「接続契約申込時」から「接続契約締結時」に変更するとともに、発電出力の増加等を行った場合には、その時点での買取価格を適用することとした。

エ 出力制御ルールの見直し

電力の需要と供給のバランスが崩れると停電などの事故が発生し、電力の安定供給に支障をきたすおそれがある。このため、電気事業者は、自らの発電設備の出力抑制等を行ったとしても電力の供給が需要を上回る場合、出力 500kW 以上の太陽光・風力発電設備に対して、年間 30 日を上限に無補償で出力抑制を求めることができることとされていた。

しかし、北海道において、認定された太陽光発電設備を全て接続すると、電力の需要と供給のバランスが崩れ、電力の安定供給に支障をきたすおそれが生じたことから、経済産業大臣が指定した電気事業者（指定電気事業者）は、出力 500kW 以上の太陽光・風力発電設備のうち経済産業大臣が指定した発電設備については、年間 30 日を超えても無補償で出力抑制を求めることができるとし、経済産業大臣は、平成 25 年 7 月に、北海道電力株式会社を太陽光発電設備について指定電気事業者に指定している。

また、平成 26 年 9 月に、北海道電力株式会社、東北電力株式会社、四国電力株式会社及び九州電力株式会社においては、接続申込分を全て接続した場合、上記の出力 500kW 以上の発電設備の出力制御ルールを適用してもなお電力の需要と供給のバランスが崩れ、電力の安定供給が困難となるおそれがあることから、接続可能量を見極める検討を行うため、接続申込みに対する回答を当分の間保留する等の事態が発生した。同じ 9 月には、沖縄電力株式会社が、再生可能エネルギー発電設備の接続申

込みが接続可能量の上限に達した旨を公表した。

このため、経済産業省は、各電力各社の接続可能量を検証するとともに、きめ細かく出力制御を行うことによって再生可能エネルギーの接続可能量を拡大するため、北海道電力株式会社に加え、東北電力株式会社、四国電力株式会社、九州電力株式会社、沖縄電力株式会社並びに接続可能量の検証を行った北陸電力株式会社及び中国電力株式会社についても、平成26年12月に、太陽光発電設備について指定電気事業者に指定した。さらに、平成27年1月から、出力抑制の対象範囲を500kW以上の太陽光・風力発電設備から全ての太陽光・風力発電設備に拡大するとともに、出力抑制の単位を日単位（年間30日）から時間単位（年間360時間等）に変更した。

オ 電力系統の接続枠の「空押し」の防止

固定価格買取制度開始以降、事業化の熟度が低い案件であっても、正式な接続契約締結前に電力系統の接続枠を確保できる場合があったため、接続枠を確保したまま事業化に至らない、接続枠のいわゆる「空押し」となる案件がみられた。

このため、経済産業省は、平成27年1月から、接続契約締結時に電力会社が接続枠を確定させることとした上で、発電事業者が、接続契約締結後1か月以内に工事費負担金を支払わない場合又は接続契約締結時に定めた再生可能エネルギー電気の供給開始予定日までに特段の理由なく供給を開始しない場合には、電力会社が接続契約を解除できることとした。

(4) 固定価格買取制度の在り方についての見直しの必要性

政府は、エネルギー基本計画を変更した場合には、その内容を踏まえ、速やかに、エネルギー源としての再生可能エネルギーの利用の促進に関する制度の在り方について検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずることとされている（法附則第10条）。

平成26年4月にエネルギー基本計画が変更されたが、変更後の「エネルギー基本計画」（平成26年4月11日閣議決定）では、「固定価格買取制度等の再生可能エネルギー源の利用の促進に関する制度について、(略) 再生

可能エネルギー源の最大の利用の促進と国民負担の抑制を、最適な形で両立させるような施策の組合せを構築することを軸として、(略) 総合的に検討」するとされており、平成26年6月から経済産業省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において総合的な検討が行われている。

また、平成27年7月16日に経済産業省が決定した「長期エネルギー需給見通し」では、「固定価格買取制度については、再生可能エネルギー導入推進の原動力となっている一方で、特に太陽光に偏った導入が進んだことや国民負担増大への懸念を招いたこと、電力システム改革が進展すること、電力の安定供給への影響等も勘案し、再生可能エネルギーの特性や実態を踏まえつつ、再生可能エネルギー間のバランスの取れた導入や、最大限の導入拡大と国民負担抑制の両立が可能となるよう制度の見直しを行う」とされている。

再生可能エネルギーについては今後とも増加が見込まれる一方、太陽光に偏った導入や電力会社への接続の制約等が認められることから、再生可能エネルギーの利用の促進と電気使用者の負担増加の抑制を両立するため、速やかに固定価格買取制度の在り方について見直しを行う必要がある。

2 「分割案件」の確認状況

出力 50kW 以上の太陽光発電設備については、電気事業法に基づく電気主任技術者の選任、工事着工前までの保安規程の届出等の安全規制がかかることなどから、本来であれば出力 50kW 以上の規模である太陽光発電設備を、同一の場所において出力 50kW 未満の太陽光発電設備に分割して認定を申請する案件が存在するといわれている。このため、経済産業省は、平成 26 年 4 月 1 日に到達した申請から、「発電事業者が特段の理由がないのに一の場所において複数の再生可能エネルギー発電設備を設置しようとするもの」（以下「分割案件」という。）については、認定をしないこととした（法第 6 条第 1 項第 1 号及び施行規則第 8 条第 1 項第 13 号）。

出力 50kW 未満の太陽光発電設備については、原則として、経済産業省から委託を受けた一般社団法人太陽光発電協会の代行申請センター（以下「JP-AC」という。）が経済産業省の経済産業局又は内閣府沖縄総合事務局（以下「経済産業局等」という。）への電子申請を代行していることから、初めに JP-AC が「分割案件」ではないことの確認を行い、次に経済産業局等が同様の確認を行っている。JP-AC は、「分割案件」のおそれがあると判断した場合には、当該「分割案件」の申請者に対し、「分割案件」でないことを客観的に証する書類（以下「証拠書類」という。）の提出を依頼する、申請を取り下げた上で関連する発電設備をまとめて一つの発電設備として再申請するよう依頼するなどの措置（以下「特段の理由の確認」という。）を講じている。一方、経済産業局等は、「分割案件」のおそれがあると判断した場合には、自ら「特段の理由の確認」を行う場合を除き、原則として、JP-AC に対して「特段の理由の確認」をするよう依頼している。出力 50kW 未満の太陽光発電設備以外の発電設備については、経済産業局が「分割案件」でないことの確認を行っている。経済産業省は、接続契約申込みを受けた電力会社が「分割案件」のおそれがある発電設備を把握した場合には、経済産業局等に情報提供を行うよう電力会社に協力を依頼している。

また、認定後の発電事業者の変更によって、「分割案件」と同様の状態が生じる場合があることから、変更の届出があった場合には、変更の届出先であ

る経済産業局等が「分割案件」と同様の状態が生じないことの確認を行うこととしている。

今回、JP-AC及び内閣府沖縄総合事務局を除く調査対象8経済産業局における「分割案件」の確認状況等を調査したところ、以下のような状況がみられた。

(1) JP-ACにおける確認状況

経済産業省は、「分割案件」に該当するか否かは、原則として、i) 実質的に同一の申請者から同時期又は近接した時期に複数の同一種類の発電設備の申請があること及びii) 当該複数の申請に係る土地が相互に近接するなど実質的に一つの場所と認められることという二つの基準により、判断することとしている。

この二つの基準によれば、①発電事業者名が同一かつ設備所在地が同一の設備、②発電事業者名が同一かつ設備所在地が近接している設備、③発電事業者名は同一ではないが、代表者名、発電事業者住所又は設備名称が同一であり、かつ設備所在地が同一の設備、④発電事業者名は同一ではないが、代表者名、発電事業者住所又は設備名称が同一であり、かつ設備所在地が近接している設備、⑤発電事業者名の一方が法人名であり、他方は法人代表者と同一の私人であり、かつ設備所在地が同一又は近接している設備及び⑥発電事業者名等は異なるが、設備所在地の区画が連続している設備については、「分割案件」のおそれがあり、「特段の理由の確認」が必要であると考えられる。

また、平成26年5月から11月末までの間に8経済産業局に認定された出力30kW以上50kW未満の太陽光発電設備32,813設備について、当省が、「分割案件」のおそれがないか調査したところ、上記①から⑥のいずれかに該当し、「分割案件」のおそれがあると考えられるものが1,639設備(5.0%)みられた。

JP-ACでは、これら1,639設備のいずれも「分割案件」のおそれがあり、「特段の理由の確認」が必要であったとしているが、JP-ACにおける「特段の理由の確認」の実施状況を調査したところ、188設備(11.5%)

については証拠書類を確認しており、「分割案件」ではないと判断していたものの、残りの1,451設備（88.5%）については「特段の理由の確認」を行っていない状況がみられた。

「特段の理由の確認」を行っていない理由について、J P - A Cは、経済産業局に代行申請するに当たって取りまとめた一定期間内の申請については、「分割案件」のおそれがないかを確認しているが、これら1,451設備については申請時点が異なっていたこと等により、確認を行っていなかったとしている。

このような確認方法を採用していたことから、これら1,451設備の中には、J P - A Cから「分割案件」のおそれがあるとの指摘を受けて一旦申請を取り下げたものの、一定期間経過後に再申請し認定されている例（2設備）もみられた。

(2) 経済産業局における確認状況

ア 申請時の確認状況

J P - A Cが「特段の理由の確認」を行っていない1,451設備について、8経済産業局における確認状況を調査したところ、1,451設備全てについて、J P - A Cに対して「特段の理由の確認」をするよう依頼等せずに認定している状況がみられた。

「特段の理由の確認」をするよう依頼等せずに認定している理由について、8経済産業局は、J P - A Cにおいて確認していると認識しているためなどとしている。

なお、J P - A Cが「特段の理由の確認」を行っていない1,451設備について、関東経済産業局及び九州経済産業局が改めて「分割案件」に該当するか否かの確認を行ったところ、関東経済産業局認定の473設備については、少なくとも333設備（70.4%）が「分割案件」のおそれがあり、残りは証拠書類を確認しなければ「分割案件」のおそれがあるか否かを判断できないとしている。また、九州経済産業局認定の404設備については、379設備（93.8%）が「分割案件」のおそれがあり、残りは「分割案件」ではないとしている。関東経済産業局及び九州経済産業

局が「分割案件」のおそれがあるとした計 712 設備のうち、524 設備 (73.6%) は出力 45kW 以上 50kW 未満となっている。

イ 変更届出時の確認状況

認定された太陽光発電設備の中には、申請時に J P - A C が「特段の理由の確認」を行っていない 1,451 設備以外にも、認定後の発電事業者の変更によって「分割案件」と同様の状態が生じたものの、変更届出時に経済産業局が特段の理由の確認を行っていない例がみられた (6 設備)。このうち、当省の指摘を受けて近畿経済産業局が改めて「特段の理由の確認」を行った 2 設備については、「分割案件」であると判断されている。

(3) 電力会社からの情報提供状況

J P - A C が「特段の理由の確認」を行わずに認定された 1,451 設備について、電力会社から 8 経済産業局への「分割案件」のおそれがある設備の情報提供状況を調査したところ、少なくとも 6 設備については経済産業局への情報提供がなされている。このうち、2 設備については調査対象経済産業局が「分割案件」であると判断して廃止届の提出を依頼しており、残りの 4 設備については「分割案件」ではないと判断している。

一方、1,451 設備の中には、当初、電力会社が「分割案件」のおそれがあると認識していなかったものの、当省の指摘を受けて電力会社が改めて確認したところ、「分割案件」のおそれがあると認識した設備もみられた (8 設備)。

出力 50kW 以上の太陽光発電設備については、平成 26 年度から、認定後一定期間を経てもなお場所及び設備の決定が書類により確認できない場合には、原則として認定が失効する取扱いとしており、出力 50kW 未満の太陽光発電設備に分割して認定を申請することは、一定期間内の場所及び設備の確保義務の履行を回避することになることから、問題であると考えます。

【所見】

したがって、経済産業省は、「分割案件」を防止するため、次の措置を講ずる必要がある。

- ① 発電設備の認定に当たっては、当該認定に係る発電設備と既に認定した発電設備の情報の突合を強化するなどにより、発電事業者が特段の理由がないのに一の場所において複数の発電設備を設置しようとするものでないことの確認を徹底すること。
- ② 認定後の発電事業者の変更によって、発電事業者が特段の理由がないのに一の場所において複数の発電設備を設置することとなる場合があることから、変更の届出があった場合には、①と同様に、確認を徹底すること。

3 電力系統への接続状況

再生可能エネルギー電気を電気事業者に供給するためには、再生可能エネルギー発電設備を電気事業者（注）の電力系統に接続する必要がある。

（注） 電気事業者のうち、特定規模電気事業者（一定規模以上の需要に対応した電気の供給を行う事業者。多くは自ら維持運用する電線路を有さず、一般電気事業者が維持運用する電線路を通じて電気の供給を行う。）を除く。以下この項目において同じ。

固定価格買取制度では、電気事業者が、その電力系統に経済産業大臣の認定を受けた再生可能エネルギー発電設備の接続を求められたときは、①発電事業者が接続に必要な費用を負担しない場合、②電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれがある場合及び③施行規則で定める正当な理由がある場合を除き、拒んではならないこととされている（法第5条第1項）。

このうち、発電事業者が負担しなければならない接続に必要な費用（以下「工事費負担金」という。）は、①電源線（発電所から電力系統への電線路であって電気事業者が維持運用するもの）、②電圧の調整装置（高圧又は特別高圧の電線路に接続するために必要な昇圧装置等）、③電力量計（再生可能エネルギー電気の量を計量するもの）、④発電設備を監視するために必要な設備の設置等に要する費用とされている（施行規則第5条第1項）。また、電気事業者は、書面により工事費負担金の内容及び積算の基礎が合理的なものであること並びに当該費用が必要であることの合理的な根拠を示さなければならないこととされている（同条第2項）。

これらの費用に係る具体的な提示内容については、経済産業省、発電事業者団体、電気事業連合会等に関係者として検討が行われ、その合意内容である「再生可能エネルギーの系統連系について」（平成24年12月資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力基盤整備課省エネルギー・新エネルギー部新エネルギー対策課）において、工事費負担金の内訳として提示すべき具体的項目等が示されている。また、この合意内容を受け、各電気事業者は、平成25年2月以降、発電事業者が電力系統に接続しようとする際の手続等を定めた自らの系統アクセスルールを改正した。

また、電力系統への接続手続は、通常、①事前相談、②接続検討申込み、③接続契約申込みの順で行われるが、各電気事業者の系統アクセスルールで

は、原則として、出力 50kW 以上の発電設備の場合は接続検討申込み及び接続契約申込みの回答時に、接続検討申込みを省略できる出力 50kW 未満の発電設備の場合は接続契約申込みの回答時に、それぞれ内訳を含む工事費負担金概算及び算定根拠を示すこととされている。工事費負担金の支払がなされると、各電気事業者は電力系統への接続工事を行い、請求額と実費に差額が生じた場合は工事完了後に工事費負担金の精算を行っている。

今回、電力系統への接続状況について、i) 沖縄電力株式会社を除く 9 電力会社を調査し、また、ii) 平成 26 年 3 月 31 日までに認定を受けた出力 10kW 以上の太陽光発電設備延べ 4,021 設備（延べ 2,041 発電事業者）を書面により調査し、iii) ii) で「工事費負担金が高いと感じた」又は「工事費負担金が高いことが主な理由で運転開始を断念した」と回答のあった 798 設備（延べ 393 発電事業者）の中から 361 設備（244 発電事業者）を任意に抽出して実地に調査したところ、以下のような状況がみられた。

(1) 工事費負担金の状況

9 電力会社では、固定価格買取制度が開始した平成 24 年 7 月以降 26 年 11 月末までの間に、法第 5 条第 1 項に基づいて電力系統への接続を拒否した実績はないとしている。

一方、調査対象とした 4,021 設備のうち、工事費負担金を支払った又は工事費負担金額について調整中である 2,620 設備について、工事費負担金額をどのように受け止めたか発電事業者に調査したところ、「妥当な額であると感じた」が 1,714 設備（65.4%）、「高いと感じた」が 771 設備（29.4%）、「安いと感じた」が 106 設備（4.0%）、無回答が 29 設備（1.1%）となっている。

また、運転開始を断念した 450 設備について、その主な理由を発電事業者に調査したところ、「必要な土地を調達できなかったため」が延べ 153 設備（33.9%）、「事業費の調達が困難になったため」が延べ 44 設備（9.8%）、「工事費負担金が高いことが主な理由で、事業の採算が合わなくなったため」が延べ 27 設備（6.0%）、「その他（事業方針の変更等）」が延べ 227 設備（50.3%）となっている。

さらに、実地に調査した 361 設備の中には、電力会社から示された工事費負担金額及び工事内容に発電事業者が納得できなかったため、電力会社と発電事業者で協議を行い、対案との比較を行った結果、工事費負担金が減額となる案が採用された例もみられた。

なお、「工事費負担金が高いと感じた」又は「工事費負担金が高いことが主な理由で運転開始を断念した」と回答のあった 798 設備の中から任意に抽出して実地に調査した 361 設備のうち、運転を開始していない又は工事費負担金額が確認できなかった 133 設備を除いた 228 設備の工事費負担金の中央値は、①出力 10kW 以上 50kW 未満の設備で 1.05 万円/kW、②50kW 以上 500kW 未満の設備で 0.25 万円/kW、③500kW 以上 1,000kW 未満の設備で 0.30 万円/kW、④1,000kW 以上の設備で 0.44 万円/kW であり、全体では 0.89 万円/kW となっている。

(2) 工事費負担金の提示状況

ア 出力 10kW 以上 50kW 未満の発電設備

「工事費負担金が高いと感じた」又は「工事費負担金が高いことが主な理由で運転開始を断念した」と回答のあった 798 設備の中から任意に抽出して実地に調査した上記 361 設備のうち、出力が 10kW 以上 50kW 未満の発電設備は 230 設備ある。このうち、平成 25 年 2 月以前に接続契約申込みの回答がなされた発電設備、工事費負担金内訳に係る資料が確認できなかった発電設備等を除いた 107 設備について、工事費負担金内訳の提示状況を調査したところ、以下のような状況がみられた。

- ① 総額のみを提示し、内訳がなかったものが 14 設備 (13.1%) (うち、出力 20kW 以上 30kW 未満が 1 設備、出力 30kW 以上 40kW 未満が 1 設備、出力 40kW 以上が 12 設備)
- ② 内訳として資材費、工費及び諸掛費の概算額等しか提示しておらず、「再生可能エネルギーの系統連系について」で提示することとされた提示項目に比べて提示内容が不十分であったものが 31 設備 (29.0%) (うち、出力 10kW 以上 20kW 未満が 4 設備、出力 20kW 以上 30kW 未満が 3 設備、出力 40kW 以上が 24 設備)

また、上記①及び②の中には、発電事業者が電力会社に内訳又は詳細な内訳の提示を求めたものの断られた設備が2設備みられた。

イ 出力50kW以上の発電設備

上記361設備のうち、出力が50kW以上の発電設備は131設備ある。このうち、平成25年2月以前に接続検討申込みの回答がなされた発電設備、工事費負担金内訳に係る資料が確認できなかった発電設備を除いた54設備について、工事費負担金内訳の提示状況を調査したところ、以下のような状況がみられた。

- ① 総額のみを提示し、内訳がなかったものが1設備(1.9%) (出力50kW以上500kW未満)
- ② 内訳として配電線工事、系統制御関連工事の概算額等しか提示しておらず、「再生可能エネルギーの系統連系について」で提示することとされた提示項目に比べて提示内容が不十分であったものが6設備(11.1%) (うち、出力50kW以上500kW未満が2設備、出力1,000kW以上2,000kW未満が4設備)

経済産業省は、このような事例を把握していなかったため、電力会社に対する指導も行っていないとしている。

なお、9電力会社の中には、接続検討申込みへの回答の早期化や工事費負担金の予見性向上等を目的に、高圧の電力系統に架空配電線を新設するなどの場合に限って、平成26年10月以降、材料費等の積算に基づき実工事費を算出する従来の方法から、あらかじめ公表した工事費単価に工事こう長(電線を敷設する際の2点間の距離)を乗じて工事費負担金を算出する方法に切り替えている例もみられた。

【所見】

したがって、経済産業省は、電力系統への接続に要する費用の透明性を確保するため、電力会社に対し、「再生可能エネルギーの系統連系について」において示された提示方法によって工事費負担金内訳を提示するよう指導する必要がある。

4 固定価格買取制度に係る収支状況

固定価格買取制度では、電気使用者が支払う賦課金を原資として電気事業者が再生可能エネルギー電気を買っている。具体的には、電気使用者が電気事業者に支払った賦課金は、電気事業者から費用負担調整機関（注1）に納付金として納付された上で、各電気事業者の買取電力量に応じて、費用負担調整機関から電気事業者に交付金（注2）として交付され、再生可能エネルギー電気を買取る費用に充てられている（法第8条、第11条及び第16条）。

（注1） 電気事業者間の費用負担の平準化を目的に、経済産業大臣から全国を通じて一個に限り指定され、経済産業大臣の監督の下、電気事業者間の費用負担を調整する機関（法第19条）

（注2） 交付金には、納付金のほか、経済産業大臣が電力多消費事業所として認定した事業所に適用される賦課金の減免措置に係る減免分を補うために政府から支出される国庫補助金が充てられている。

電気使用者が支払う賦課金は、電気使用者が使用した電力量に賦課金単価を乗じて算出されており、賦課金単価は、毎年度、当該年度の開始前に、当該年度の買取電力量等を見込んで経済産業大臣が定めている（法第12条及び第16条）。

買取電力量等の見込みと実績とにずれが生じると、納付金の合計額と交付金の合計額とに過不足が生じるが、この過不足額については、賦課金単価算定の際に勘案されることとなっている（法第12条第2項）。なお、過不足額が精算されるまでの間、交付金の財源が一時的に不足する場合があるが、その場合の資金調達については法に規定されていない。

今回、固定価格買取制度に係る収支状況を調査した結果、以下のような状況がみられた。

(1) 固定価格買取制度に係る収支状況

平成24年度から26年度における賦課金単価算定の際の買取電力量見込みとその実績を比較してみると、24年度については、買取電力量見込みが99億kWhであったのに対し、その実績は55.9億kWh（対見込み比56.5%）となっており、実績が見込みを下回っている。一方、平成25年度については、買取電力量見込みが161.1億kWhであったのに対し、その実績は181.2

億 kWh(対見込み比112.5%)、26年度については、買取電力量見込みが239.1億 kWhであったのに対し、その実績は286.0億 kWh(対見込み比119.6%)となっており、いずれも実績が見込みを上回っている。

特に、10kW以上の太陽光発電設備については、平成25年度が、買取電力量見込みが30億 kWhであったのに対し、その実績は42.5億 kWh(対見込み比141.7%)、26年度が、買取電力量見込みが109億 kWhであったのに対し、その実績は131.8億 kWh(対見込み比120.9%)となっており、いずれも実績が見込みを大きく上回っている。

このように買取電力量の実績が見込みを上回ったことを主な要因として、交付金支出が納付金収入を上回り、交付金の財源に不足が生じている。平成24年度には82億円の余剰があった交付金の財源は、25年度には818億円不足し、26年度も950億円の不足となっており、累計では1,686億円の不足となっている。

(2) 交付金財源の不足に伴う借入状況

費用負担調整機関は、平成25年11月以降は納付金収入のみでは交付金を支払えないことが見込まれたことから、同年10月に法第20条により定めることとされている調整業務規程を改正し、交付金財源が不足する際の経済産業大臣の指示に基づく資金調達に係る規定を加え、同年11月以降、経済産業大臣の指示に基づいて金融機関から借入れを行っている。平成26年度末の借入残高は約1,424億円となっている。

借入れに伴い、平成27年3月末時点までの累計で、利息が約5億1,519万円、借入手数料等が約3億4,518万円発生している。当該利息等の支払には、賦課金を原資とする納付金が充てられている。

なお、同機関は、借入れに当たって、金利等資金調達に係る費用が最も低い金融機関を公募入札により選定し、また、金利負担を抑えるため、借換えを行っている。

(3) 賦課金単価の算定状況

賦課金単価を決める大きな要素である買取電力量見込み(kWh)は、設備導入量(再生可能エネルギー電気の買取りが開始される設備容量)の見込み(kW)に一年間の時間数(h)及び設備稼働率を乗じて求められる。

設備導入量について、経済産業省は、平成24年度から26年度までの賦課金単価算定の際は、各年度とも前年度並みであると見込んでいたが、結果として交付金の財源に不足が生じたことを踏まえ、27年度の賦課金単価算定の際は、①太陽光発電設備については、過去の設備導入量の伸び等を勘案して見込む方法に、②太陽光発電設備以外の発電設備については、これまでに運転開始した発電設備のうち、おおむね8割の発電設備が予定どおりに運転開始していることから、運転開始予定日を基礎として見込む方法に改めている。

同省は、買取電力量の見込みの算定方法を改めた結果については今後、検証が必要であるとしている。

買取電力量を誤りなく見込み、交付金財源に過不足が生じないようにすることは事実上困難であり、交付金財源の不足は、賦課金単価算定の際に勘案され、翌々年度までに精算されることから、制度上交付金財源の不足自体が、直ちに電気使用者の負担を増やすことにはならない。しかしながら、現在、交付金財源に不足が生じた場合には金融機関からの借入れにより対応しており、借入れに伴う利息等の支払には納付金が充てられていることから、電気使用者の負担がその分増えている。

【所見】

したがって、経済産業省は、交付金財源の不足による借入金の借入れに伴い発生する利息や借入手数料等による電気使用者の負担の増加を招かないよう、賦課金単価の算定時において設備導入実績やその傾向等を踏まえ買取電力量の見込みをより精緻化するなど、必要な措置を講ずる必要がある。

5 費用負担調整事務費の状況

費用負担調整機関が納付金の徴収及び管理、交付金の交付等の業務を行うために必要な事務費（以下「費用負担調整事務費」という。）は、電気使用者が支払う賦課金を原資としており（法第11条及び第16条）、合理的なものであることが求められる。

また、費用負担調整機関は、毎事業年度、その業務に関し事業計画書及び収支予算書を作成し、経済産業大臣の認可を受けなければならないこととされており（法第21条）、費用負担調整事務費も収支予算書の一部として経済産業大臣の認可を受けている。

今回、費用負担調整機関における費用負担調整事務費の状況について調査した結果、以下のような状況がみられた。

費用負担調整事務費は、平成24年度決算額で約1億1,037万円、25年度決算額で約2億2,980万円、26年度決算額で約2億751万円及び27年度予算額で2億6,658万円となっている。その内訳をみると、外注費が、平成24年度は約6,063万円（54.9%）、25年度は約1億6,589万円（72.2%）、26年度は約1億4,295万円（68.9%）及び27年度は1億8,315万円（68.7%）となっている。

毎年度外注している主な業務は、①F I T納付金・交付金管理システム（以下「F I Tシステム」という。）を利用して電気事業者が入力した買取実績データの審査等を行う「システム業務」、②F I Tシステムの稼働監視等を行う「システム保守」、③制度改正に伴いF I Tシステムの修正等を行う「システム修正」である。これら業務に係る費用の合計額は平成24年度決算で約3,976万円、25年度決算で約1億6,269万円、26年度決算で約1億4,138万円及び27年度予算で1億7,810万円であり、外注費に占める割合はそれぞれ65.6%、98.1%、98.9%及び97.2%となっている。費用負担調整機関は、F I Tシステムの開発業務を委託した事業者（以下「特定委託事業者」という。）に対し、費用負担調整業務開始当初から上記①から③までの業務を委託している。

一方、経済産業省は、契約価格の妥当性を判断する必要があるとして、特定委託事業者以外の複数者から見積りを徴するように費用負担調整機関に求

めているが、費用負担調整機関は、平成24年度から27年度までのいずれの契約についても、特定委託事業者以外の複数者から見積りを徴取しておらず、業者選定理由書を作成の上、特定委託事業者と契約している。

また、上記③の業務に係る平成27年度契約については、費用負担調整機関は特定委託事業者の見積りについてコンサルティング会社に評価を依頼し、おおむね妥当と評価されているが、多大な工数を要している部分があるとの指摘も受けているため、今後は工数の内訳等を確認するとしている。

さらに、経済産業省は、費用負担調整機関に対し、上記①から③までの業務に係る外注費について、特定委託事業者以外の複数者から改めて見積りを徴取させるなどの措置を講じないまま、収支予算書を認可している。

【所見】

したがって、経済産業省は、費用負担調整業務の収支予算書の認可に当たっては、費用負担調整事務費の大半を占めるシステム業務、システム保守及びシステム修正に係る外注費の積算の合理性を確保するため、費用負担調整機関に対し複数の者から見積りを徴取させる、第三者による評価を受けさせるなど必要な措置を講ずる必要がある。