

「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律の施行に伴う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その他関係省令の改正案の概要」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. F I P 制度に関する御意見		
	エネルギー供給強靱化法が成立、公布され、その中で措置が決定している F I P 制度について、本制度が再生可能エネルギーの主力電源化、再エネ比率の拡大に益するものかは疑問。その理由は以下の通り。本当に主力電源化と拡大に寄与するプレミアムをご検討願う。 <理由> 1. 再生可能エネルギーの発電コストは、燃料費ではなく設備設置コストが発電コストそのものになる。電力の市場コストは燃料コストが価格を決めることとなり、再生可能エネルギーにとっては不利になる。 2. プレミアム単価の内訳には非化石証書に係る売買取引価格が加味されるが、その価格は非常に低く、再生可能エネルギーのメリットの加味が不十分でかつ再エネ比率の拡大に寄与出来ないものと思う。（注 1） 3. 再生可能エネルギーの開発には金融機関からの融資が不可欠。融資の為には事業性の評価が必要であり、売電収入の予測がその中心となる。F I P 制度では売電単価を予測する必要があり、非常に難しく、不確実。そのため事業性評価が出来ず、再エネ設備への融資、投資が遠のくことになる。 4. 再生可能エネルギーの設備設置コストは今後上昇する。世界的な需要の拡大と国内の適地が無くなっているから。市場価格にこたわりすぎると再生可能エネルギーの主力電源化、拡大はできない。 注 1：現在 EU では排出権は CO2t 当たり約 7,000 円前後で取引されていると聞く。JEPX（日本卸電力取引所）の最近の非化石証書の取引価格は kWh 当たり 0.7 円前後であり、これに石炭火力の CO2 排出量（kWh 当たり約 1,000g 弱）を当てはめると t 当たり単価は約 700 円前後になり EU の価格から見ると非常に低い評価（約 1/10）。	再生可能エネルギーの主力電源化の実現にあたり、FIT 制度における導入拡大やコスト低減等を踏まえた次のステップとして、再生可能エネルギーを電力市場へ統合していく必要があります。国の審議会において、2019 年 9 月から電力市場への統合を図る新制度の在り方として、欧州等で導入が進んでいる FIP 制度を念頭に議論が重ねられ、議論の内容を踏まえた再エネ特措法の改正を含むエネルギー供給強靱化法が 2020 年 6 月に成立し、2022 年 4 月から FIT 制度に加え、市場連動型の FIP 制度が創設されることとなりました。 FIP 制度は、発電事業者が卸電力取引市場や相対取引で発電した再生可能エネルギーを市場に供給した場合、基準価格と参照価格の差額をプレミアムとして交付する制度で、これにより、電力市場への統合を促しながら、同時に投資インセンティブが確保されるように支援することを図るものとなります。また、再生可能エネルギーの電力市場への統合を促し、競争力ある産業を育成していくためには、FIP 電源や卒 FIT 電源を含む再生可能エネルギー・分散型リソースの活用を促進する周辺ビジネス、特に、アグリゲーション・ビジネスの発展が重要であり、アグリゲーター（特定卸供給事業者）ライセンスの詳細制度設計や時間前市場の活性化、蓄電システムの導入拡大等の市場環境整備に関する議論も並行して行っております。FIP 制度開始後においても、予見可能性に配慮しつつ適切な見直しを実施し、必要に応じてファインチューニングを行っていきます。
	4 ページ「第 3 条の 4 基礎となる平均価格を算出するための期間」「第 3 条の 5 供給促進交付金単価の算定方法」参照期間が年次参照となり、また参照価格が卸電力取引市場の売買取引価格や非化石証書に係る売買取引価格によって計算されることとなり、FIT 制度に比べると収入に不確実性（ボラティリティ）が増加することとなると認識している。 2 金融機関としても、FIP 制度下にあっても再生可能エネルギー発電所をファイナンスで支援すべく検討を進めたいが、上記のとおり不確実性が増える中、検討に必要な各市場における取引実績や見通しといったデータ開示、実際に FIP 制度を活用した発電所における実績も踏まえて、継続的に見直しをいただきたい。 なお、その際に、事業開始・ファイナンス済みの発電所に対して遡及的にその採算を損なうような改変は行わないようお願いしたい。新たな制度であり不断の見直しが必要であるとともに、再生可能エネルギーの普及に向けて事業者・金融機関の投融資を促すためには予見性の確保が重要であるため。	
	FIP について、再生可能エネルギーの事業参入が増加したのは、FIT の制度によるところが大きいと思う。インフレにぶれない、日本と言う国の通貨の価値が安定している為、FIT 制度の利点が大きく、投資を呼ぶことが出来た。太陽光発電所の供給が増えそれにより大幅にコストが下がり、FIT の価格の低下にも対応している。インフレ傾向の少ない日本においては、FIT を続ける方がより、再生可能エネルギーの供給量を増やしていくことにつながると思う。確かに初期の FIT の価格は高すぎたが、それにより、民間の事業者を再生可能エネルギーへ参入させ、この業界を活性化させることに成功したと思う。大変な経済効果を発揮したと思う。しかし、世界的な需要増や、インフレ等による原材料の高騰化があり、FIT 価格は底値だと思う。キロワット 10 ～ 11 円で価格を固定させ、その価格でパネル増設を認めたり、出力制御している電力を買い取れば、より、ローコストで電力を確保できると思う。 設備を全て民間負担で作らせているのだから、結果的には、他の電源に比べ、ローコストな電源なはずだ。太陽光発電は昼間しか作れないから、余剰電力を水力発電の上げ水につかって、夜間は水力発電をすることは出来ないのだろうか。	再生可能エネルギーの主力電源化の実現にあたり、FIT 制度における導入拡大やコスト低減等を踏まえた次のステップとして、再生可能エネルギーを電力市場へ統合していく必要があります。国の審議会において、2019 年 9 月から電力市場への統合を図る新制度の在り方として、欧州等で導入が進んでいる FIP 制度を念頭に議論が重ねられ、議論の内容を踏まえた再エネ特措法の改正を含むエネルギー供給強靱化法が 2020 年 6 月に成立し、2022 年 4 月から FIT 制度に加え、市場連動型の FIP 制度が創設されることとなりました。 FIP 制度は、発電事業者が卸電力取引市場や相対取引で発電した再生可能エネルギーを市場に供給した場合、基準価格と参照価格の差額をプレミアムとして交付する制度で、これにより、電力市場への統合を促しながら、同時に投資インセンティブが確保されるように支援することを図るものとなります。また、再生可能エネルギーの電力市場への統合を促し、競争力ある産業を育成していくためには、FIP 電源や卒 FIT 電源を含む再生可能エネルギー・分散型リソースの活用を促進する周辺ビジネス、特に、アグリゲーション・ビジネスの発展が重要であり、アグリゲーター（特定卸供給事業者）ライセンスの詳細制度設計や時間前市場の活性化、蓄電システムの導入拡大等の市場環境整備に関する議論も並行して行っております。FIP 制度における基準価格については調達価格等算定委での議論を踏まえて決定されるものであり、今回の意見公募の対象外です。また、余剰電力の扱いなどについても、本パブリックコメントの意見募集の対象外と考えますが、今後の執務の参考とさせていただきます。
	4 太陽光とバイオマスにおいては F I P での入札があると記載されている。F I P での入札とは具体的にどのようなものなのかご教示願う。省令ではどこに記載があるのか。	入札の実施等については、再生可能エネルギー電気の利用に関する特別措置法第 4 条から第 8 条の 8 まで規定しています。FIP での入札について、詳細は別途定める入札実施指針に規定することになりますが、定められた入札量の範囲内で、入札への参加の要件を満たす者が再生可能エネルギー発電設備の出力及び供給価格を入札し、落札すれば、落札した価格が基準価格となり、当該落札価格から供給促進交付金を算定することになります。省令においては、第 4 条にて、入札に参加しようとする者の再生可能エネルギー発電事業計画の提出に関する規定を設けることとなります。
	5 屋根貸しの太陽光発電の場合単体発電容量ではなく、設置総量が判定基準となるのか？仮に設置総量が判定基準となった場合、徐々に発電量が増えていくことになりますが、買取の基準価格(FIP価格)がどの容量をもとに確定されるのかご教示願う。	御質問の趣旨が必ずしも明らかではありませんが、当該事業に用いる太陽光発電設備の出力の合計が 50kW 以上となる場合（第二種複数太陽光発電設備設置事業）、事業者の希望により FIP 申請をすることが可能になります。その際、認定を受ける発電設備の総出力に対し、基準価格が適用されることとなります。

番号	ご意見の概要	ご意見に対する考え方
6	「改正案の概要の頁3の第3条の3 供給促進交付金の額の算定方式」及び「改正法第2条の4第1項で定める方法は、第3条の2の経済産業省令で定める期間ごとに、改正法第2条の4第1項の規定に基づき算定して得た額に（以下略）」について、 1．改正法第2条の4第1項の規定に基づき算定して得た額とは具体的にどのような算定方式なのか不明。具体的にご教示願う。 2．これはプレミアム算定における何を算定しようとしているのかご教示願う。	改正法第2条の4において、供給促進交付金の額（いわゆるプレミアムの額）に関する規定がなされており、同条第1項において、認定発電設備を用いて発電し、及び市場取引等により供給した再生可能エネルギー電気の量に供給促進交付金単価を乗ずることが規定されています。ここでいう供給促進交付金単価は同条第2項において同項第1号に掲げる額（基準価格の額）から同項第2号（いわゆる参照価格）に掲げる額を控除して算定される額とすることが規定されています。同項第2号に掲げるいわゆる参照価格の算定方法は、今回の改正案のうち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施行規則第3条の5に規定され、卸電力取引市場における前年度年間平均市場価格に①卸電力取引所における直近4回分の非化石証書の取引価格の平均値を加え、②③当月補正值（当年度月間平均市場価格―前年度月間平均市場価格）を控除し、④インバランス料金又はこれに準ずる費用を追加的に負担する費用の目安の額を控除した価格とされております。 改正法第2条の4の規定により算定した供給促進交付金の額をベースとして、今回の改正案のうち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施行規則第3条の3において、認定事業者に対し、出力制御が発生するような時間帯に電気を供給せず、それ以外の時間帯でより多くの供給を促すことを目的として、供給促進交付金の算定方法を規定します。具体的には、ベースとなる金額から、 ①卸電力取引所が開設する翌日市場において1キロワット時当たりの価格が1銭となった各時間帯（プレミアム不交付時間帯）に、認定事業者が市場取引等により供給した再生可能エネルギー電気の量を合計して得た再生可能エネルギー電気の量に供給促進交付金単価を乗じて得た額を控除し、 ②プレミアム不交付時間帯を除いた時間帯（プレミアム対象時間帯）に、認定事業者が市場取引等により供給した再生可能エネルギー電気の量を合計して得た再生可能エネルギー電気の量に供給促進交付金単価とプレミアム不交付時間帯における電源別エリア別の発電量を乗じ、プレミアム対象時間帯における電源別エリア別の発電量で除して得た額を加えることで、供給促進交付金の額を算定します。
7	「改正案の概要 頁4 第3条の5 供給促進交付金単価の算定方式」について、供給促進交付金単価とはこれまでのF I P制度の説明におけるプレミアム単価のことと理解。本項でご説明の算定方法ではプレミアム単価にならないのではないのか。供給促進交付金単価（プレミアム単価）の算定方法を更に詳しく説明頂きたい。	
8	再エネ特措法施行規則改正後3条の4に関し、審議会での議論を踏まえて前年度1年間の市場価格をベースに月間補正を加えるという方式と理解しているが、昨冬・今冬の市場価格の高騰等に照らすと、参照すべき平均的な市場価格を捉えるためには、基礎となる平均価格を算出するための期間（参照期間）を1年度とするのではなく、複数年度とするという考えもあるように思われる。今後（2023年度以降の将来的なものも含めて）そのような検討がされる余地はあるか。	
9	4ページ「第3条の5 供給促進交付金単価の算定方法」のうち「（ただし、①の額及び②の額を加え、並びに③の額を控除した額が負の値となる場合には、その額を零とみなしたうえで④の額を控除することとする」「市場価格高騰時翌年度の参照価格の取り扱い」として、市場価格が高騰した月（X年のN月）の翌年の対応する月（X+1年のN月）において参照価格を負の値とせず、多額のプレミアムを支払わないようにする措置と理解している。 しかしながら、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会においても業界団体から慎重な検討を求める声が寄せられており、「零とみなさない」取扱いが望ましい。 もしこの「零とみなす」措置が導入されるのであれば、そもそも電力価格高騰を招かないような対策をお願いしたい。市場価格の高騰によりX年の参照価格が上昇することで、X+1年のN月以外のプレミアム額が減少することとなり、X+1年のN月のプレミアムはその減少分を補填し、もって発電所の年間の収入を確保するものだと考えるが、本措置が導入されるならX+1年の収入減少につながるため。	FIP制度については、認定事業の予見性確保や国民負担の抑制、市場の制度設計との整合性の観点から検討が行われてきたところです。このため、当該制度における参照価格の算定方法については、前年度年間平均市場価格に月間補正価格を加えた卸売電力市場の価格や非化石市場における価格により算定することとし、適切な価格シグナルの形成、期待収益の確保、安定的な資金繰りを支えることとしています。また、市場価格高騰などにより、FIP認定事業者が本来意図していない収益を手にすることは、国民負担抑制の観点から適切ではないと考えられる点や、前年度に高騰したものの当年度は高騰していない月は高額のプレミアム収入が見込めてしまうため、需給が逼迫していないにも関わらず、FIP電気の発電量が集中し市場価格を低下させてしまう可能性もあるため、日本においてスポット価格にネガティブプライスが導入されていないことに鑑み、参照価格について「1キロワット時あたり0円」を下限とすることと整合的であるため、上記価格が負の値になるときは、非化石取引市場の収益を加えて1キロワット時当たり0円を超える場合を除き、市場参照価格を1キロワット時あたり0円とみなすこととしています。また、制度開始年度における補正措置として、2021年の市場価格が高騰した場合には2021年9月1日時点のTOCOM先物価格を上限として設定することとしております。FIP制度開始後においても、予見可能性に配慮しつつ適切な見直しを実施し、必要に応じてファインチューニングを行っていきます。
10	4ページ 第3条の5 供給促進交付金単価の算定方法10行目について、ただし書き部分を削除頂きたい。 <理由> 1．市場高騰翌年度の発電事業者収益が大幅に低下し、高騰発生時に得られた収益をもっても補完が十分でえず、発電事業者に予見不能な資金収支不足を生じせしめることから、例えば金融機関からの資金調達に際し、万が一の極端な高騰発生（の翌年）での資金不足を補う積立金滞留を義務づけられる等事業採算性（投資資金効率）悪化を誘発し、事業環境として参入障壁にもなり得る事が懸念される。 2．そもそも1月のような長期に渡る異常な価格高騰が再発しないよう、「主要対策パッケージ」が採られたはずであり、先ずはその結果・効果を見るべきではないか。これら対策が十分効果を発揮せずに高騰が再発し、かつその後もこれを抑えられない蓋然性が高いのであれば、その時に改めて対応を議論してはどうか。 3．発電事業者から小売・アグリゲータへの売電価格は市場連動ではなく、固定単価とするケースが想定されており、この場合は電力価格高騰の恩恵を受けない。この場合、参照価格にゼロフロアをつける修正によって、単に翌年の収入が下がる事となる。	
11	再エネ特措法施行規則改正後3条の5について 1 同条掲記の数値について、過去の実績値は集約されて公表されているか。収益性・事業性の検討に当たり過去の実績値に基づくシミュレーションができるよう、十分な説明と情報の集約・提供をお願いしたいと考える。FIP制度が十分に活用され（FIT制度からFIP制度への移行を含む）、自由化された市場で広く再エネへの投資を集めるためには、こうした情報の集約・提供は不可欠と考える。 2 数値に関し、以下の点を明らかにしていただきたい。 a 同条にいう「翌日市場」の数値については、発電所の連系するエリアのエリアプライスを指すという趣旨で間違いないか。また、この点は改正後の施行規則の条文において明示されるか。 b 同条では、「卸電力取引市場において行われた～平均取引価格」について、「翌日市場及び時間前市場における～当該時間帯の売買取引の数量により加重平均した額」と定義されているが、この数値は、現在、卸電力取引所において公表されている各エリアの「回避可能原価」ということか、それとも現在は公表されていないものか。この数値は、今後、過去のものも含めて継続的に公表されることになるか。 c 同条では、自然変動電源に関し、「同一の時間帯における電源別エリア別モデル発電量」により加重平均することで修正をすることとされているが、この数値は、現在、30分コマごとの各一般送配電事業者の保有する情報が1箇所に集約して公表されているか。また、これらの数値は、今後、過去のものも含めて、1箇所に集約して公表されることとなるか。 d 非化石証書相当額については、非FIT非化石証書（再エネ指定あり及び再エネ指定なしの両方）のオークションの約定価格を単純平均（約定量による加重平均ではなく）するという趣旨か。 e バランシング・コスト等相当額は、大量導入小委での議論のとおり、2022年度は1.0円、2023年度は0.95円などと指定されることになるのでしょうか。この経済産業大臣が定める額は、告示の形式で示されるのか。 f 前年度の平均市場単価、前年度及び当年度の各月の月間平均単価は、いつどのように数値が確定・公表されるのか。	1．いただいた御意見を踏まえつつ、適宜情報公開を行い、円滑に制度を開始し、制度が活用されるように努めてまいります。 2． aについては、エリアプライスをもとに、スポット市場と時間前市場の価格を加重平均することとしています。当然、改正後の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施行規則においても明記致します。 bについては、上記の通り卸電力取引市場の参照価格はスポット市場と時間前市場の価格を加重平均により算出されるため、卸売電力取引市場の回避可能費用とは別の値です。上記スポット市場と時間前市場の価格についてはすでに公表されています。また算出された卸電力取引市場の参照価格については今後卸電力取引市場のHPIにて公開される予定です。 cについては、頂いた御意見を参考に今後更なる情報公開を検討いたします。 dについては、約定量の加重平均となります。 eについては、ご理解の通りです。 fについては、日本卸電力取引所から公表されている数字をご活用ください。

番号	ご意見の概要	ご意見に対する考え方
12	4ページ 第3条の5 供給促進交付金単価の算定方法について、非化石証書市場で売残った証書についても平均価格の算定に加えて頂きたい。 ＜理由＞ 1. 発電事業者が市場で環境価値を売却した場合に売残りリスクがあり、投資回収単価が基準価格単価を下回る可能性が生じる。 2. 相対取引で小売事業者と取引する場合、小売事業者が義務量を上回る調達となる可能性を考慮し、高度化定義務市場価格未満の買取価格を設定する可能性がある。	FIP制度において非化石価値相当額として参照する価格は、非FIT再エネ指定の市場価格を参照するとともに、FIP認定事業者による市場応札行動が市場価格に影響を及ぼすことを防ぐため、直前4回分の価格の平均値を参照することとしています。過去の市場価格を参照する仕組みとすることにより、非化石価値について、市場価格に応じた一定の期待収益を確保しつつ、FIP認定事業者による足下の非化石価値の取引において、相対取引を含め、少しでも高い収益を得ることが合理的な行動となると考えられます。また、ご指摘のような市場で売残った証書を平均価格の算定に加えることは、適正な非化石価値とすることができず、FIP認定事業者の期待収益を阻害するおそれがあるものと考えられます。 今後、非化石価値取引制度の見直しがあった場合には、必要に応じて見直しを行っていきます。
13	FIP電源の持つ環境価値は、非化石価値取引制度における非FIT非化石証書(再エネ指定)とされ、FIP認定事業者による市場応札行動が市場価格に影響を及ぼすことを防ぐため、過去の市場価格の平均値を参照することしつつ、非化石価値取引制度との関係においては、非化石価値取引制度の見直しがあった場合にはFIP電源における非化石価値の取扱いについても必要に応じて見直しを行うもの、と整理されたものと承知している。 この点、環境価値は現状売残りのリスクがあるものと認識しており、非化石価値取引市場の設計やFIP制度の見直しにおいては利便性・予見可能性にご配慮いただきたい。	
14	インバランス料金が各発電所に交付されるものの、特に変動電源の発電所においては個々の発電所における計画値同時同量の達成が困難な中、アグリゲーターの活用が見込まれると思料されるところであり、アグリゲーションビジネスの活性化支援の継続拡充をお願いしたい。	再生可能エネルギーの電力市場への統合を促し、競争力ある産業を育成していくためには、FIP電源や卒FIT電源を含む再生可能エネルギー・分散型リソースの活用を促進する周辺ビジネス、特に、アグリゲーション・ビジネスの発展が重要であり、アグリゲーター（特定卸供給事業者）ライセンスの詳細制度設計や時間前市場の活性化、蓄電システムの導入拡大等の市場環境整備に関する議論も並行して行っております。加えて、①再エネや蓄電池等を束ねたインバランス回避や収益性向上、②分散型リソースを統合制御し、調整力として供出する技術等に関する実証を実施しており、今後も必要に応じて適切な措置を検討していきます。
15	第4条の2 認定手続において、申請書類の内容として「当該設備を用いて発電した再生可能エネルギー電気の取引方法及び需給管理の方法等を含む」とあるが、取引方法に関してはFIP期間中に相対・市場取引の別、相対契約は供給先を変更することが十分あり得る。 機動的な取引方法変更の妨げにならないよう、変更の都度、申請・認可や届出手続きを求めることはしないであしい。	FIP制度は、FIT制度と異なり電気事業者との間で特定契約を締結することなく、市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給することで交付金を交付することとしています。このため、認定後、取引方法等を変更するのであれば、届出が必要となりますので、ご注意ください。
16	第5条 認定基準において「当該認定発電設備により発電された再生可能エネルギー電気の取引や需給管理の方法に関する計画が適切であること」とあるが、発電事業者と小売電気事業者が同一会社である場合、保有するF I P 認定設備で発電した電気を自社小売ライセンスを介して需要家に供給することも可能との認識でよいか。再エネ電源の自立化を促すとの制度主旨に鑑みれば、電気の供給先に制約を課すべきではないため、自社供給にも活用できるようにすべき。	ご理解の通りです。
17	実際の市場価格に基づく詳細シミュレーションを実施し、結果を開示頂きたい。 ＜理由＞ ゼロフロアの導入や市場価格0.01円/年の時間帯にプレミアムを交付しない事とするなど、制度が複雑化しており、本年1月に開示されたものと同様なシミュレーションを実施し、結果を開示して頂きたい。制度が複雑化した事により、収益影響の見極めが難しくなり、制度利用にあたり発電事業者が行うシミュレーションの妥当性の確認が必要である。	2021年1月13日に開催した審議会において、シミュレーションをお示しし、加えて、9月7日に開催した審議会においても、市場価格高騰時の試算をお示ししています。今後、頂いた御意見を参考に更なる情報公開を検討いたします。 また、FIP制度では、FIT制度程度の投資インセンティブは維持されており、事業者の創意工夫による収益向上も見込めることとなりますが、市場価格変動リスクにより月単位や年単位では収入が変動することになります。FIP制度による円滑な案件形成のためには、こうしたボラティリティを踏まえたビジネスモデルを構築していくことが必要であり、これらの環境整備にも取り組んでまいります。
18	送配電事業者から発電事業者に対して発電量データを開示頂きたい。 ＜理由＞ 送配電事業者より発電事業者に対して22年4月より発電データの開示が行われる事となっているが、対象は小売事業者が買取っている事業に限定されている。FITからFIPへの移行を検討するにあたり、FIP移行後の収支シミュレーションが必要となるが、事業者側で発電量データを計測していない場合、データに基づくシミュレーションが行えないため、送配電買取となっている契約についても全面的に開示してもらいたい。	FIT認定設備の発電量については、各送配電事業者より発電契約者に通知しております。
19	蓄電池併設の場合に区分計量を行う事を前提として発電設備と蓄電設備を契約上切り分け、発電設備部分のみをFIP制度の対象として取り扱う事が出来る事を明確に頂きたい。 ＜理由＞ FIP制度における基準価格の算定にあたっては、蓄電池の設置に関わる費用を基準価格算定に加えていない。発電事業者が蓄電池等の需給調整設備を発電所に併設した場合、蓄電池設置に要する費用を回収する事は困難。一方、太陽光発電設備等の自然変動電源は設備利用率が低いことから、蓄電池を併設した場合、送電網の効率的な運用が可能である。発電設備と蓄電設備を区分計量し、発電設備のみをFIP制度の対象として取り扱う事ができれば、蓄電設備は系統側蓄電池を同様な運用が可能となることから、同取扱いについて可能であることを明確化頂きたい。	これまで議論を行ってきた審議会において、蓄電池に認定発電設備に係る再エネ電気のみが充電されることが担保される構造になっていれば、蓄電池に充電された当該電気が供給されたときにはプレミアムの交付対象とする、と整理されています。また、2022年度以降にFIT認定を受けた事業がFIP制度に移行する場合には、事後的に併設した蓄電池からの逆潮流分についても価格変更なしにプレミアムを交付することを確認しており、今後、告示において整備する予定としております。
2. 経済的出力制御に関する御意見		
20	私は、2014年4月から低圧により、太陽光発電設備を設置し運営している。春から秋にかけ施設内及び施設周辺の草刈りを行い、冬は除雪と維持管理には、かなり労力を費やしている。草刈りも「やなぎ」や「あかしや」等、木の繁殖もゾンドのごとく激しく、容易いものではない。ので、発電所1箇所のみで生計を立てている。この度の改正で、360時間出力制御となると60日以上、収入では30%以上の減収、30日出力制御の適用でも15%以上の減収となる。事業着手時点で条件設定されていたのであれば、着手できなかった。ましてや無制限出力制御前提で事業計画が成り立つとは、考えられない。+	旧ルール500kW 未満の太陽光発電事業者を出力制御対象に含めた場合には、現在制御対象となっている既存事業者や新規連系が見込まれる事業者の制御日数が低減するとともに、新規投資の予見性が向上するため、さらなる再エネ投資にプラスの効果が見込まれます。
21	東電・中電・関電の管内で旧ルールで低圧太陽光発電を行っているが、旧ルール（2015年前認定）で認定時は出力制御に関して全く何の表記すらなかった。まだまだ全く「公共の福祉」基準を超えていない現況で、事後的にルールを変え、事業者に多大な不利益を与えることは、ある意味、財産権の侵害に値する。しかしながら、これに従わない場合、認定取り消しをちらつかせるとは、全くの脅迫であり、別の意味では反社に近いものを感じる。 エネルギーミックスで2030年には太陽光を現在の2倍程度に増やす目標は、後から後から制度不利益変更をされているだけに、旗振れど、誰も信用せず、ほぼ不可能。上記から、旧ルール対象発電所は、出力制御対象外とすること。	こうした点を踏まえ、事業者間の公平性を適切に確保する観点から、当面の間は出力制御の対象外と整理されてきた旧ルール500kW 未満の太陽光発電事業者についても出力制御の対象とし、その際、同時期に認定を取得した旧ルール500kW 以上の認定設備同様、30日ルールを適用するものです。一部エリアでは、新ルール500kW未満の太陽光発電事業者も、現在出力制御対象外となっているため、同様に出力制御対象へと拡大し、360時間ルール適用となります。 出力制御の実施にあたっては、全ての再エネ発電事業者に対して公平に行うことが原則であり、また、同一のルールで接続する再エネ発電事業者は、均等に出力制御を行うようにすることとしています。（これらの考えは、「出力制御の公平性の確保に係る指針（資源エネルギー庁・省エネルギー・新エネルギー部）」等で明確化されております。） なお、出力制御時の公平性については、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／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会系統ワーキンググループで示された方針及び「出力制御の公平性の確保に係る指針」に基づき、電力広域的運営推進機関において、一般送配電事業者により、予め定められた手続に沿って年間を通じて、自然変動電源に対し公平に出力制御が行われたかどうかについて、翌年度に確認及び検証し、その結果を公表しています。
22	出力制御のオンライン代理制御について、説明がほとんど無い中で法令の改正は控えていただきたい。既に市場では各地で混乱が起き始めている。 固定価格買取制度において出力制御の対象ではなかった10kW以上が、本改正により出力制御の対象になるということだが、オフラインと出力制御機能付きPCSではない等の理由で物理的に出力制御できないため、オンラインで出力制御に対応している事業者が代理で出力制御されるということだが、その仕組みが全然構築されていない中で早急に法令改正・施行しなければならない理由をはっきりしていただきたい。改正・施行するにしても容量を10kWではなく例えば50kW以上や20kW以上など、もう少し対象範囲を狭める必要があるのではないのでしょうか。対象となる事業者の数が多く、市場が混乱するのは必至。再エネ拡大の基本方針とは逆行している。 また、系統接続容量の拡大ということであれば、ノンファーム型接続を実施している最中であり、必要であれば、ノンファーム接続の強化・迅速化をすればよいと思われるし、もともとファーム型接続の出力制御とノンファーム接続の出力制御と今回のオンライン代理制御、いずれがどのような関係で優先順位をつけて出力制御が実施されるのかもはっきりと説明し、シンプルで明確なスキームとしていただきたい。	オンライン代理制御導入後の公平性の考え方は、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／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会系統ワーキンググループでも整理しており、今後「出力制御の公平性の確保に係る指針」においても明確化する予定です。なお、代理制御時においては、オフライン事業者は実際には発電していますが、本来はオフライン事業者が制御すべきところに代理制御を行っているため、オフライン事業者が本来行うべきであった出力制御を実施したものとみなして買取費用相当額を精算することとしています。 なお、経済的出力制御は全体の出力制御量を低減することを目的として実施するものであり、系統接続容量の拡大を目的とするものではありません。

番号	ご意見の概要	ご意見に対する考え方
23	本件の抑制に関しては到底認められるものではない。抑制装置取付業者とそうでない業者での制御量が違うのは公平性に非常に欠ける。抑制量が算定できるのであればオンオフ業者関係なく一律であるべきだと思います。事業者間の公平性を確保しつつ、出力抑制制御量の低減を図る事が重要だということを前提としているルールとは逸脱していると思う。	代理制御時においては、オフライン事業者は実際に発電していますが、本来はオフライン事業者が制御すべきところに代理制御を行っているため、オフライン事業者が本来行うべきであった出力制御を実施（オフラインの手動制御において、各一般送配電事業者が定める固定の時間帯に出力制御）したものとみなして買取費用相当額を精算することとしています。 代理制御を実施しなかった場合にオフライン事業者が本来行うべきであった出力制御量を超えて、買取費用相当額を精算するものではないため、オフライン事業者を不当に扱うものではなく、公平性に反するものではありません。
24	オフライン代理制御とオンライン制御の制御率が違いすぎるのが非常に問題。旧ルール事業者の時代はまだ出力抑制機器が具体的に販売されておらず、規格も決まっていなかった。そのため、当時のPCSメーカーが出す制御機器には1 0 0万円を超えるようなものもある。 後付けてつけた監視装置も含めて二重投資になる案件がほとんどですが、そのコストは当然事業計画に盛り込まれていない。制御対象を増やし、全体の再エネを増やしていくという考え方は賛成ですが、この制御比率の差は過去案件に対するただのいじめに思える。	
25	公平性確保はどこですか？ 理不尽な代理出力制御ではありませんか？ 代理制御で制御時間が4時間で済んでも、オフライン事業者の制御時間の本来は8時間として、制御していない時間分の対価を清算されることが理解できません。 本来、公平な制御とすれば、同じ時間の制御量と考えるのが当たり前で、オフライン事業者の諸事情で1日単位としたのでしょうか、代理制御により、すべてを同時制御にできるようになれば、本来の公平に戻るだけのことであるから同じ比率にすべきではないですか。そもそも制御もしていない分の対価を清算と言えるのか？ 又、清算して良いのか？ 「事業者間の公平性を確保しつつ、出力制御のオンライン化を通じた出力制御量の低減を図ることが重要です」を前提にしたルール改正ではないのですか？	
26	出力制御に関し、これまで出力制御の対象外と整理されてきた500kW未満の太陽光発電事業者についても出力制御の対象とする、低圧の太陽光発電50kW未満は出力制御から外して欲しい。個人の返済比率を考えると借金の支払いが不可能になる。 風力発電だけ優遇する意味が分からない、同等に当然、出力制御を入れるべき。オンライン発電設備が存在しない、洋上風力発電は高FITで国民の負担が増えるのに何故出力制御に取り組まないのか理解に苦しむ。また、風力発電所には蓄電池を義務化すべき。 出力制御じゃなくて、蓄電池の推進をして欲しい、既存の太陽光発電所につけて出力制御しなくても済むような政策にしないと未来がない。	事業者間の公平性を適切に確保する観点から、当面の間は出力制御の対象外と整理されてきた旧ルール 500kW 未満（一部エリアでは新ルール含む）の太陽光発電事業者についても出力制御の対象とすることとしています。 他方、風力発電については、現時点でオフライン発電設備を代理制御できるだけの十分な量のオンライン発電設備が存在しないことから、当面の間は出力制御対象の拡大およびオンライン代理制御の対象外とすることとしており、風力発電を優遇しているわけではありません。なお、現在の新規認定案件については、風力発電においてもオンライン機器の設置を義務付けており、今後、オンライン発電設備の導入拡大等の状況を踏まえつつ、オンライン代理制御の導入を検討致します。 なお、蓄電池の設置の推進や義務化についてのご意見は、本パブリックコメントの意見募集の対象外と考えますが、今後の執務の参考とさせていただきます。
27	出力制御対象拡大について、出力制御による減収分をFIT期間延長で補填することがよいのではないか。初期の太陽光発電設備は、基礎が、コンクリートなど耐久性の高いものが多かったので十分耐えられると考えられる。単価も半額にして、その分期間を延ばすことで賦課金への影響も軽減できる。	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。 事業者間の公平性を適切に確保する観点から、当面の間は出力制御の対象外と整理されてきた旧ルール500kW 未満の太陽光発電事業者についても出力制御の対象とし、その際、同時期に認定を取得した旧ルール500kW 以上の認定設備同様、30日ルールを適用し、年間30日を上限として無補償での出力制御を行うこととします。一部エリアでは、新ルール500kW未満の太陽光発電事業者も、現在出力制御対象外となっているため、同様に出力制御対象へと拡大し、360時間ルールを適用し、年間360時間を上限として無補償での出力制御を行うこととします。
28	代理出力制御で買取単価が違う場合の補償内容は？ 金銭分の補償か？ 発電量の補償になるのか？	オンライン事業者の代理制御に基づくみなし発電量に対する対価（買取代金）の算定方法については、オンライン事業者の前々月計量発電量に、当該発電量に占める代理制御電力量の割合を乗じたものに調達価格（調達価格等を定める告示のとおり、税込単価となります）を乗じたものとなります。 一方、オフライン事業者の代理制御時間帯の買取代金相当の算定方法については、オフライン事業者の前々月計量発電量に当該発電量に占める制御対象量の割合を乗じたものに調達価格（調達価格等を定める告示のとおり、税込単価となります）を乗じたものとなります。 上記の各算定方法は、どのエリアの一般送配電事業者においても同一です。 太陽光発電設備にかかる廃棄等費用については、代理制御による精算後の発電量を前提に積み立てていただくことになります。 なお、具体的な計算方法等は、「出力制御の公平性の確保に係る指針」等でもお示しする予定です。
29	経済的出力制御（オンライン代理制御）について、説明会の資料14ページでは、前々月の単価で算定とあったが、これらの計算過程における、消費税も含む端数処理等について計算方法を明らかにすべきである。イメージだけ伝えられても具体的に発電者側で会計処理する金額が分からない。太陽光廃棄のようにガイドラインで消費税や買取費用の端数処理等について明らかにすべきである。また明らかにし、統一されないと事業者毎に得られる金額が異なるような事象が生じかねない。	
30	オンライン代理制御導入により、買取料金の計算方法などがどのように変わるのか具体的な計算方法を示すべきではないか。送配電事業者ごとに計算方法は変わるのか？ 廃棄等費用は関係ないのか？ 改正再エネ特措法に関する説明会資料ではわからない	
31	「改正案の概要 頁7 第14条の2 出力の制御が代理で行われた時間帯におけ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取扱いの特例」一番目の○ 略、本来出力の抑制を受けるべき認定発電設備を有する認定事業者が当該認定発電設備を用いて発電し、及び供給した再生可能エネルギー電気の量については、当該認定事業者の代わりにその有する認定発電設備の出力の抑制を受けた他の認定事業者が当該認定発電設備を用いて発電し、及び当該他の認定事業者と特定契約を締結する特定契約電気事業者が特定契約に基づき調達したものとみなす。について、 1. 出力制御の代理抑制による電気の量は誰がどのように算定するのかご教示願う。 2. 電気の量だけが抑制対象の事業者から代理で抑制を行った事業者へ移され、それに伴い契約単価に基づく売電料金が減額されること。事業者の間で売電単価差があった場合はその影響が無いように電気の量だけが移されることをご確認願う。 3. 代理抑制によって移された電気の量は両方の事業者にどのように通知されるのかご教示願う。	1.代理制御による電気量は、エリアの発電設備容量や制御量等を用いて一般送配電事業者が算定します。なお、2022年4月からのエネルギー供給強靱化法の施行に伴い、これまで低炭素投資促進機構（GIO）が行ってきた費用負担調整業務は、電力広域的運営推進機関が実施することになります。 2.代理制御が行われた場合、オンライン側の買取義務者は、代理制御対象の電気量からオンライン代理制御に係る調整金を算定し、その金額を電力広域的運営推進機関に申請し、電力広域的運営推進機関から買取義務者に対してFIT電源の代理制御の調整に起因する負担分を交付金で補填し、買取義務者からオンライン事業者に対して代理制御実施分の対価を補填することになります。また、代理制御時のオフライン事業者の発電相当分については、出力制御されたものとみなして対価は支払われません。 3.代理制御の対象となった電気量については、後日、精算時に買取義務者から通知される予定です。
32	出力制御を行った発電所名の具体的な公開を義務付けるべき。政治家の持ち会社の発電所への制御はなされているかを確認できる状態が公平。	出力制御の実施にあたっては、全ての再エネ発電事業者に対して公平に行うことが原則であり、また、同一のルールで接続する再エネ発電事業者は、均等に出力制御を行うようにすることとしています。（これらの考えは、「出力制御の公平性の確保に係る指針（資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部）」等で明確化されております。） なお、出力制御時の公平性については、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／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会系統ワーキンググループで示された方針及び「出力制御の公平性の確保に係る指針」に基づき、電力広域的運営推進機関において、一般送配電事業者により、予め定められた手続に沿って年間を通じて、自然変動電源に対し公平に出力制御が行われたかどうかについて、翌年度に確認及び検証し、その結果を公表しています。 いただいたご意見については、今後の執務の参考と致します。
33	出力制御については、公平性のために、送配電会社と発電会社の完全資本分離がなければ、自社グループ会社の設備を優先にする可能性が高く、それを監視できる透明性もなければ、監視制度がない。整備しないのか？	
34	オンライン事業者が代理制御を受けたことにより補填される収入の受領タイミングは、代理制御がなければ通常受け取れていたはずの収入と同じタイミングになるように設計していただきたい。また、その他にもオンライン事業者が不利益を受けることのない制度設計にしていいただきたい。	出力制御時間帯のオフライン発電設備の発電電力量は、分散検針の関係から、買取実績（例：N月検針分）が出そろう翌月末（例：N+1月末）まで計算ができないため、代理制御による精算については、翌々月（例：N+2月）の買取料金へ反映されます。 また、オンライン事業者の代理制御に基づくみなし発電量に対する対価（買取代金）については、代理制御を実施しない場合と比べて不利益とならない制度設計としております。 いただいたご意見については、今後の執務の参考と致します。

番号	ご意見の概要	ご意見に対する考え方
35	再生可能エネルギーの大量導入を本気で行うためのものとして賛成する。 オンライン制御対応の事業者は、自己の負担で制御対応の装置・通信環境を整えており電力の受給状況に応じた細かな指示に対応する一方で、オンライン制御非対応の事業者はこれらを行わないことから、制御される割合が大きく異なることは当然です。同時同量が求められる電力事業の特性を理解せずに金儲けのために太陽光発電をしている、権利ばかりを主張している人々には、制御される割合の差が理解できないようです。本パブコメの概要資料に丁寧に説明の上でパブコメ募集に付するべきであったと考えます。 また、代理制御の対価の精算においては、オンライン制御を実施した事業者とオンライン制御非対応の事業者との間の精算において余剰が生じる場合には、国民に還元することとし、代理制御でだけかが儲かっているわけではないことを明確にするとともに、少しでも再生可能エネルギー導入に対する負担感を軽減するべきと考えます。	今般決定した制度に基づき、今後、適切に運用してまいります。
36	いわゆる出力抑制が起きているような需要の低い時間帯（プレミアム不交付時間帯）の発電を抑制し、他方、発電事業者の収益性確保のためにプレミアム対象時間帯の単価をあげる措置という主旨は理解する。しかしながら、そもそも再生可能エネルギー発電所が出力抑制を受けることがないように、系統の整備などを進めていただきたい。	いただいた御意見は、今後の執務の参考と致します。
37	風力発電については、大型の浮体式洋上風力発電についてすみやかに実現を行なうようにされたい。 そうするとオンラインで大きな電力が存在するようになってくると思われるが、それは望ましい事であるし、国内に大型の浮体式洋上風力発電施設又は設備を作る事は技術発展や雇用の改善にもつながるものである。また、太陽光発電については、出力制御の際において事業者においての蓄エネルギーがされると望ましいと考えるが、しかしそれよりも全体的な最適化として公的あるいは共同的な蓄エネルギー施設の運営が行なわれる方が各種の効率的に良いのであればその方が良いので、検証（及び検証結果が望ましい場合の実装）が行なわれていくと良いのではないかと考える。（出力制御での結果的な設備利用率の低下などが発生するのはとても損な事であるが、例えば水電気分解での水素蓄エネルギー（効率は高くないとされているが、それでも40%から50%程度はあるはずであるし、水素の形での蓄エネルギーは水素社会の推進や今後の水素併行利用型の火力発電所での燃料に利用出来るはずである。）や液化空気エネルギー貯蔵（LAES）（製鉄所や化学プラントなどと協力すると効率的であるかもしれないと思われる。）などを行なって、発生したエネルギーを効率的に使用すべきと考える。その方が化石燃料の使用の減少に資するはずであるし。）（なお、出力制御時の余剰分となるような電力については蓄エネルギーに回す際に別の価格計算がなされるようにするというのは適切と考える。これは公正な買い取りや出力制御対象の指定・ローテーションがちゃんと実現されているのであれば、事業者にも適切なものと認められるのではないかと考える。） 電力（というかエネルギー）が無駄にならず、また市井において一般に購買がなされる電力について廉価となるような施策を行なっていただきたい。 国民としては、もう日本国は原子力発電を行なえるほど（その管理が行なえるほど）程度の高い国ではなくなっているという認識（あるいは危険が多い状況となっているという認識）であるが、原子力発電を行なわないのであれば、自然エネルギーの振興を行なうべきであるとなるので、自然エネルギーについて無駄が発生しないようになるような蓄エネルギー方法の開発及び実装を積極的に行っていただきたい。	いただいた御意見は、今後の執務の参考と致します。
3. その他の御意見		
38	倉庫の屋根に設置していて、買取り終了後もそのまま設置しておく予定。太陽光パネルを設置した方が、倉庫内の温度が下がるため。その場合、積立金は戻ってこないのか、どうい対応になるのか？	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必要があり、2022年4月施行の改正再エネ特措法にその旨が規定されています。 なお、積み立てた積立金は、最終的には全額を取り戻すことができる制度としております。
39	ソーラーシェアリングとして、太陽光パネルを屋根としたソーラーハウスとして椎茸栽培をしている。買取り終了後も、ハウスとして太陽光パネルを屋根としてそのまま活用予定。その場合、積立金は戻ってこないのか、どうい対応になるのか？	
40	解体等積立金の額について、想定されている内容を明記していただきたい。太陽光発電設備を住宅屋根に設置している場合撤去に係る費用には設備機器の廃棄処分費用のほかに足場代がかかるが積立金の額から足場代の捻出は困難と思われるため。	解体等積立金は、再生可能エネルギー発電設備の解体及びその解体により生ず得る廃棄物の撤去その他の処理に要する費用に充てるための金銭です（改正再エネ特措法第15条の6第2項）。例えば、太陽電池モジュールや基礎・架台の撤去工事費用、当該撤去物の廃棄処理のための輸送費、当該撤去物の廃棄費用（産業廃棄物処理含む。）などがこれに該当すると考えております。 太陽光発電設備の廃棄等に必要な費用は、FIT制度創設当初から、調達価格の算定において想定されており、直近の調達価格で想定される費用が、現状で標準的に必要だと見込まれる廃棄等費用に近い水準であると考えられること、初期の認定案件の方が廃棄等費用が高くなる可能性があることなどから、調達価格において廃棄等費用として考慮されている額の積立てを求めることとしています。将来的にパネルの処理技術の確立等により廃棄等費用が低減する可能性があることも踏まえると、これにより、廃棄等費用として適切な水準の金額を確保できると考えています。ただし、発電設備の廃棄処理は、廃棄物処理法等に基づき、事業者等において適正に実施する必要があり、廃棄処理に必要な費用は、事業者自身が確保するのが原則であることから、積立額が実際の廃棄等費用に比べて不足する場合には、事業者自身で不足分を補い、廃棄処理を適正に実施していただく必要があります。
41	積立金の部分について既に決定しているものと思いますが、一般家庭の住宅の屋根などにのせている10kw程度のものについては、除外してはどうかと考える。 理由は、 1.『強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図る・・・』と言いながら、廃棄に向けての積立金を行うことに違和感を覚える。発電を継続していく為の修繕費に充てる事もできるのであれば納得できるが、廃棄ありきで制度が考えられているのかと疑問に思う。積立金をする理由がいまいちよくわからない。 2. 1.に関して、広大な土地や山に整備されたものについては、土地が乾かない、地熱が上がらない等の影響から自然災害を誘発する可能性が0ではないので、発電事業を終了する際に放置されない為には有効かと思われるが、一般家庭の屋根であれば通電をストップして、発電パネルはそのまま屋根の上に置いておく事もできるので、ゴミの削減、CO2の排出も抑えられると考えられるがいかがか？その場合は積立金は返還されるという事で再検討してはどうか？そもそも個人宅の場合、廃棄する為の費用は個人で積み立てるものであると考える。	10kW以上の太陽光発電については、FIT制度開始当初から調達価格を算定する際に廃棄等費用が考慮されてきています。このため、事業者にとって公正かつ公平な制度とするという観点から、10kW以上全ての太陽光発電を本制度の対象とすることとしました。これについては、太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するワーキンググループや再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会における審議、及び同小委員会中間取りまとめのパブリックコメントを経た上での方針となっています。他方、10kW未満の太陽光発電事業については、その調達価格を算定する際に廃棄等費用が考慮されていないことなどを踏まえ、本制度の対象外としています。 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。この趣旨に鑑み、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必要があり、2022年4月施行の改正再エネ特措法にその旨が規定されています。 なお、本制度は、FIT制度の調達期間の終了後も発電事業が長期安定的に行われることを促すことを原則の一つとして検討が進められ、その結果、調達期間終了後に発電事業を終了・縮小もしくは太陽光パネルを交換して発電事業を継続する場合については、一定の条件下で積立金の取戻しを認めることとしております。
42	第6次エネルギー基本計画（令和3年10月閣議決定）は、2050年カーボンニュートラルを実現するために、「再生可能エネルギーを主力電源として最優先の原則の下で最大限に取り組む」と位置付けたものと理解している。銀行界としても今後、脱炭素化の中での安定的なエネルギー供給の実現に向け、再生可能エネルギーのさらなる促進等、関連するビジネスも積極的にファイナンス面で支援をしていく所存である。	再生可能エネルギーの最大限の導入に向け、ご協力をお願い致します。
43	改正法により措置された規定は令和4年4月1日施行であるため、本意見公募後速やかに、本改正案に含まれる各制度（FIP制度関連、一時調達契約関連、積立金関連、代理出力制御関連）に必要な書式の開示をお願いしたい。	関係する様式についても、公布のタイミングで可能な限りお示し致します。
44	第3条に「※以下に加えてそれぞれ「離島等」の区分も追加。」と記載されているが、どのような内容を規定する予定か。具体的にご教示いただきたい。	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2条の2第1項に基づき、交付対象区分等を定める中で規定することと致します。

番号	ご意見の概要	ご意見に対する考え方
45	設置後に変更ルールが多すぎて経営を圧迫している。これまでも発電側基本料金、廃棄費用積み立て、今回の抑制、はたまたインボイス制度、、、このままでは太陽光発電業者はみんな潰れてしまう。私も環境問題や持続可能な社会の実現と思い法人化もしてここまで太陽光事業を行ってきましたが、後からの制度変更が多すぎてこのままでは事業の存続が危ぶまれる。本件始め様々な制度変更により収支が悪化した方も多く、弊社はメンテナンスや除草作業も請け負っているが値引きの話もきておりこれも経営を圧迫している。子供達の将来を見据えて行動してきたつもりだが、それが子供の将来に金銭的な面や環境の面で悪影響を及ぼす事だけは避けたいと思っている。御担当者の方には太陽光発電事業の経営を圧迫するような制度の変更は何卒ご容赦願います。	いただいた御意見は、今後の執務の参考と致します。
46	再生可能エネルギーを主力電源とするならば、安定した電源であることが必須条件である事があげられる。太陽光発電は太陽の日射によるもので不安定であることはあるが、現時点で普及している発電方法であるのも事実である。これを安定させるのは蓄電池設置が望ましい、しかし現在設置すると売電(買取価格)が下がってしまう。これを改定、その後蓄電池設置に関しても補助金を出し、低圧の発電所などに設置が進めば安定した発電が望める。発電所を所有している者にもピークカット分まで売電できる事になり、設置する者が増えると思う。太陽光発電が安定することにより、火力発電の制御も楽になる。テスラにはAIを使ったワンパッケージの蓄電システムがあるので、これを応用した同様のシステムを日本のメーカーに作成してもらってほしい。今すぐに取り組めばせっかく太陽で発電した電力を無駄（抑制）にすることなく。日本のエネルギーの未来のカチとなるかと信じている。	いただいた御意見は、今後の執務の参考と致します。
47	何を改正するのか理解し難い内容の概要でした。なんとかの何条がどうたらというのではなく、「官僚パワポ」のように要点をまとめたものを概要として示すべきではないでしょうか。	いただいた御意見は、今後の執務の参考と致します。
48	発電所のネットワーク管理について 出力制御等の電力の安定供給の為に通信等のセキュリティー管理が大変甘いと思う。国の基幹インフラである発電所の設置を100%民間にした為に、コストの追及にばかりに力が注がれ、結果重要な部分にほぼ、他国の製品技術が使われている。事業主も、投資目的の外国人投資家が多くを占めている。通信、ネットワークに関して、もっと積極的な国の関与が必要だと思う。初期の目的の投資効果は十分に得られたと思う。	いただいた御意見は、今後の執務の参考と致します。