

## 「事業計画策定ガイドライン改正案」に対する意見公募の実施結果について

令和4年4月1日  
経済産業省・資源エネルギー庁  
省エネルギー・新エネルギー部  
新エネルギー課

「事業計画策定ガイドライン」の改正に向け、以下のとおりパブリックコメントを実施いたしました。御意見の概要及び御意見に対する考え方は別紙のとおりです。  
御協力ありがとうございました。

### 1. 実施期間等

#### (1) 意見募集期間

令和4年3月1日（火）～令和4年3月30日（水）

#### (2) 実施方法

電子政府の総合窓口（e-Gov）ホームページ、経済産業省ホームページの掲載等により周知を図り、e-Gov、FAX、郵送により御意見を募集。

### 2. 提出意見数

42件

※意見提出者の数を示しておりますが、別紙では、1件の意見に複数の意見が含まれる場合は、回答のわかりやすさの観点から意見を分割して整理しており、数字が合いません。

※なお、本件意見募集とは直接関係のない御意見に対して、当省の考え方は示しませんが、承っております。

### 3. 提出意見及び提出意見に対する考え方等

別紙のとおり

## 事業計画策定ガイドラインの改正案に対する意見公募の実施結果について（別紙）

番号	御意見の概要	御意見に対する考え方
1. 地域活用要件に関する御意見		
1	<p>事業計画策定ガイドライン（太陽光発電）改定案 7～8 頁「第4節 地域活用要件に関する事項」                      「共同住宅の屋根に設置する10kW以上 20kW未満の太陽光発電設備については、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、(1)を満たしているものと取り扱う。その際、(2)は引き続き要件として求める。」                      について、共同住宅だけでなく、戸建住宅の屋根設置についても同様の取り扱いとするべきである。                      30%の自家消費要件を満たすために、屋根上の太陽光パネル設置可能面積より小さい範囲で太陽光パネルを設置しなければならない状況は戸建住宅においても同様であり、特にLCCM住宅を実現するためには10kW以上の太陽光パネルが必要となるケースが多いが、30%の自家消費要件が大きな制約となり、LCCM住宅の普及の妨げとなっているため。</p>	<p>10kW以上50kW未満の太陽光発電については、地域におけるトラブルが特に多い規模帯であったことや、その設置の容易さ等をふまえ、需給一体的な構造により、地域に密着した事業実施を行うことで、地域において信頼を獲得し、長期安定的な事業運営を進めるとともに、系統負荷の小さい形で事業運営がなされ、災害時に自立的に活用されることで、レジリエンス強化に繋げることが重要との考え方にに基づき、自家消費型の地域活用要件を設定しています。</p> <p>こうした中で、2021年度の調達価格等算定委員会において、共同住宅の屋根に設置する10kW以上20kW未満の太陽光発電設備については、通常、屋根上の太陽光発電設備で発電した電気を、共用部等でしか使用できない構造であるとの実態をふまえ、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、少なくとも30%の自家消費等を実施しているものとして取り扱う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>今後、自家消費の状況についてフォローアップを行ってまいります。</p>
2	<p>共同住宅だけでなく、戸建住宅の屋根設置についても同様の取り扱いとするべきである。                      30%の自家消費等を行うために、屋根上の太陽光パネル設置可能面積より小さい範囲で太陽光パネルを設置している状況は戸建住宅においても同様であり、ZEHやLCCM住宅の普及推進を図る中で30%の自家消費要件が大きな制約となっているケースがある。確かに、そのような10kW超の物件は現時点ではまだ多くはないが、再エネ設備高率化の技術開発促進や、我々業界団体が省エネに注力して今後取り組むことを考えると、数年後には10kW超の物件は先導的な取り組みをしている事業者を中心に増加が見込まれる。                      これらの脱炭素の流れを受けて、10kW超の採用が進んだ場合において、30%消費の制約があることが制度普及の妨げになることを危惧している。</p>	<p>共同住宅については、通常、屋根上の太陽光発電設備で発電した電気を共用部等でしか使用できない構造であることを鑑みて、調達価格等算定委員会の意見をふまえ、今般の取扱いを決定しています。こうした趣旨から、一般的には、御指摘の建築確認申請における建築物用途区分は、同様の性質を有している面もあると考えられますが、個別にその建物の形態に基づき、判断してまいります。</p>
3	<p>本ガイドラインで定義する共同住宅とは建築確認申請上(建築物用途区分コード記号)の「共同住宅」(08030)、「長屋」(08020)、「寄宿舍」(08040)、「下宿」(08050)、「老人ホーム、福祉ホームその他これに類するもの」(08170)といった建築物用途を包含したのか?より明確に定義願いたい。加えて、医院兼用住宅をも含む「住宅で事務所、店舗その他これらに類する用途を兼ねるもの」(08060)も同様に考えることができるか?</p> <p>&lt;理由&gt;</p> <p>「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」(2月4日調達価格等算定委員会)によると、「集合住宅では、通常、屋根上の太陽光パネルで発電した電気を、共用部等でしか使用できない構造であることから、少なくとも30%の自家消費等を行うために、屋根上の太陽光パネル設置可能面積より、小さい範囲で、太陽光パネルを設置している状況である。こうした状況や今年度の本委員会での太陽光発電協会からの指摘もある中で、地域と共生可能な形で太陽光発電の導入加速化を図るため、来年度の10-20kWの集合住宅の屋根設置の太陽光発電については、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、少なくとも30%の自家消費等を実施しているものとして取り扱うこととした。」とあるが、「集合住宅」という建築物用途は申請上存在せず、「共同住宅」は用途上、意見で列記した通り他の申請用途と同等とみなすことができるから。加えて、30%の自家消費要件を満たすために、屋根上の太陽光パネル設置可能面積より小さい範囲で太陽光パネルを設置しなければならない状況はより自家消費の促進を求められる「兼用住宅」(08060)においても同様であるため。</p>	<p>共同住宅については、通常、屋根上の太陽光発電設備で発電した電気を共用部等でしか使用できない構造であることを鑑みて、調達価格等算定委員会の意見をふまえ、今般の取扱いを決定しています。こうした趣旨から、一般的には、御指摘の建築確認申請における建築物用途区分は、同様の性質を有している面もあると考えられますが、個別にその建物の形態に基づき、判断してまいります。</p>
4	<p>「事業計画策定ガイドライン（水力発電）改正案」の第4節 地域活用に関する事項（1）自家消費型・地域消費型の地域活用要件の②に次の条件を追記（又はorという意味での追記）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・特定卸供給契約を締結する小売電気事業者又は登録特定送配電事業者の本社所在地が当該発電設備の所在する都道府県にあること</li> <li>・小売電気事業者又は登録特定送配電事業者が、当該発電設備が年間に発電する電力量以上の小売供給を当該発電設備が所在する都道府県内にて供給すること</li> </ul> <p>&lt;理由&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・当該都道府県において小売供給の50%以上と規定されると自ずと全国区の供給量豊富な小売電気事業者は除外され、当該都道府県を拠点とする地域新電力に限定されると思料。仮に全国区で展開する会社で当該都道府県にて50%以上の供給があったとして、何十社と協議して情報を開示頂いて該当する小売電気事業者を探すのは非現実的であること。また、地方の地域新電力自体も極めて少ないと考えられ（自社で開発中の県では売買実績のある新電力は2、3社と捉えている）実現性に疑問がある。</li> <li>・問題は、小売電気事業者が回避可能費用で電気を調達するため、昨今の冬期間の高騰からビジネスモデルが成り立たず、体力もない地域新電力では到底契約できないという話を聞くため、FIT申請そのものが極めて困難と思料。</li> <li>・上記の状況の中、現在の要件案では再エネ普及そのものの足かせになる可能性があるため、取引量の小さい地域新電力のビジネスチャンスを広げる観点からも認定要件をご再考願いたい。</li> </ul>	<p>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に応じ、自家消費や地域消費を通じて、レジリエンスの強化に資するといった観点からご議論いただいております。</p> <p>こうした中で、御指摘の自家消費・地域消費型の地域活用要件の②については、都道府県という単位が比較的大きいことを踏まえ、1の都道府県を中心に小売供給する小売電気事業者又は登録特定送配電事業者に限定することとされており、今般の取扱いは、こうした同委員会の意見を尊重して決定しています。</p> <p>引き続き、自家消費・地域消費の動向等をふまえつつ、そのあり方については検討してまいります。</p>
5	<p>自家消費型・地域消費型の地域活用要件の②について、「当該小売電気事業者（略）が小売供給する電力量全体のうち50%であること」とありますが、これは当該小売電気事業者の小売供給量全体を指すのでしょうか。もしそうであれば、所在都道府県の小売供給の割合が50%以上という要件を満たすのは、販売エリアを限定した小売電気事業者しかありえず、その販売電力量は小さくならざるを得ません。このような事業者が購入できる電力量は限定的であり、公平性と実現性を欠く条件であると考えます。</p> <p>『電力の小売営業に関する指針』でも電源特定メニューを許可していますので、当該事業計画に係る再エネ設備の電気に電源が特定される需要家への供給が確認できるのであれば、小売電気事業者全体では所在都道府県の小売供給の割合が50%を満たす必要はないのではないのでしょうか。</p>	
6	<p>自家消費型・地域消費型の地域活用要件の③について、「熱を原則として常時利用する構造」とされていますが、熱の需要は時間（昼夜）や季節（夏冬）で変動し、需要がない時期も想定されます。この条項で求められている内容は熱を利用することではなく、いつでも熱を取り出すことができる構造を有していることとの理解で相違ございませんでしょうか。</p>	<p>御指摘の点については、熱を常時利用する構造であるため、原則として常時利用することが求められますが、その利用量については、昼夜や季節等により変動することは許容されます。</p>
7	<p>地域一体型の地域活用要件②について、「地方公共団体が自ら事業を実施するとは、当該地方公共団体が当該再生可能エネルギー発電事業の認定事業者であることを指す。」と明記されている。しかしながら公共事業の方式としてPFI事業等があり、その付帯事業でFIT制度を活用した発電事業を行う場合、本PFI事業を運営するために設立される特別目的会社（SPC）が認定事業者になるケースがある。この場合、発注者である地方公共団体とSPCが事業契約を締結し、地方公共団体の主体的な関与について疑う余地もないことより、当該地方公共団体と事業契約を締結するSPCや民間事業者（PFI法ではSPC設立まで規定されていないため）が認定事業者の場合でも、地域一体型の要件を満たしていると解釈されるべきと考える。</p>	<p>一般論として、PFI制度については、その対象が公共性のある事業に限定しており、地方公共団体等が行う事業について、公募によって事業者を選定し、事業を委託するといった性質から、自治体が自ら実施するに解されるものと考えますが、認定時に個別にご相談ください。</p>
8	<p>地域一体型の地域活用要件①について、これまでの委員会で議論された、認定不可の供給方法等の方針や事例を示していただきたい。</p> <p>FIT認定申請の際には、地方公共団体の防災計画等の写しを添付することになると推定している。防災計画の締結にあたり、FIT認定がおりていることが地方公共団体からの前提とされる可能性が想定されることや、防災計画の締結後のFIT認定となると、時系列としては事業計画がかなり練りこまれた状態であり、その時点で認定不可と判明すると、それまでの検討が無駄になってしまうため。また、発電事業者は案件を計画する都度、経済産業局へ認定可否について、個別に相談や問い合わせを実施することとなり、お互いに労力を要するため。</p>	<p>地域一体型の地域活用要件①における地方公共団体の名義の取り決めについては、防災計画のほか、個別の協定書など、地方公共団体の名義で交わされている文書が、これに該当するため、必ずしも、防災計画の締結に至らなければ、FIT認定申請できないということではありません。また、当該取り決め定められる地方公共団体内への電気又は熱の供給方法等についても、それぞれの地域の実情に応じて、様々な方法があり得ることから、その具体的な供給方法を限定することはせず、地域のレジリエンス向上に資すると判断できるものであれば、要件を満たしていると判断します。</p> <p>引き続き、本件に係る情報発信には努めてまいります。</p>
9	<p>FIP制度の活用は道を開くことは賛成ですが、地熱発電固有の条件で、プロジェクトに占める初期投資費用の割合の大きさと、掘削しても熱源が充分確保できないリスクの高さがあります。そのため、FIT制度のいまでも地熱発電がなかなか広がらない状況にあると推察されます。</p> <p>また、熱源が山間部にあることが多いことから、自家消費型や地域一体型の地域活用要件の割合が高すぎると、山間部に大規模需要を持ち込みにくいことから、改定案を適用するとプロジェクトの実現性に影響があると推察されます。行政コストの効率化のため、各地でコンパクトシティ化が議論されていることと思いますが、電源開発の地域活用要件においてもその視点は留意すべき事項と考えられます。</p> <p>「今後の再生可能エネルギー政策について（2021年3月1日）」において、地熱活用はわが国固有の再エネ資源として期待されている一方で、地熱開発に係るリスク及びコストが高いという指摘もされており、さらに2019年度で60万kW、エネルギーミックスで140～155万kWと他の再エネ電源に比べてエネルギー賦存量が非常に小さい電源です。</p> <p>以上より、地熱発電は他の再エネと比べて事業の予見性が非常に厳しいことと、少ない地熱エネルギーを最大限活用することを勘案すると、地域要件を追加せずに現行のFIT申請の要件をそのまま残したうえで、FIP制度への移行も可能とすべきと考えます。</p>	<p>地熱発電については、調達価格等算定委員会において、ベースロード電源であり出力が安定していることから発電予測が比較的容易であり、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴があるため、早期に電力市場へ統合していくことが適切との議論を経て、一定規模以上をFIP制度での対象とすること及び新規認定としてFIT制度をなお認める対象については地域活用要件を満たすものに限定するとするとの意見が取りまとめられております。今般の取扱いはその意見を尊重して決定しています。</p> <p>なお、地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電については、低圧太陽光発電と比べ立地制約が大きいことから、レジリエンスの強化やエネルギーの地産地消に資するよう、自家消費型の地域活用要件に加え、地域消費、熱消費や地域一体型の要件も設定することとしてまいります。</p>

2. 出力制御に関する御意見		
10	第2章、第3節、2、(3)の出力の抑制のための機器の設置に関する規定はFIP認定設備にも適用されるという理解で良いか？	ご指摘の通り、FIP認定設備にも適用されます。(3)出力制御において再エネ特措法施行規則第5条第1項第8号の4チについて追記します。
11	「出力規模の大きい特別高圧連系等は専用回線」とあります。改定案の表現では出力規模の定義があいまいです。特別高圧連系であっても、系統側が十分な電源容量を有していれば、出力制御は専用回線でなくても対応可能と考えられますが、文意的に特別高圧連系は原則すべて専用回線にするようにも読めます。専用回線を義務付ける出力規模を旧一電の送電系統単位で指定し、特別高圧連系であっても中・小規模電源はインターネット回線とする等の方法が、コストの最適化にならないでしょうか。	特別高圧での接続契約時には、保安上、専用回線を引くことが必要とされているため、これを活用した出力制御の形態としています。
3. FIP制度の認定基準に関する御意見		
12	第6節3. 丸4のサイバーセキュリティの要求事項は、FITからFIPへの移行時の要求と見えるが、新たにFIP事業として行う場合についても、要求事項とする必要はないか。	新規にFIP認定事業を行う際は新たに系統接続を行う必要があるため、送配電事業者が定める系統連系技術要件を遵守する必要があります。他方すでにFIT認定事業を行っていた場合、サイバーセキュリティ要件が設置される以前の託送供給等約款に基づき事業を行っているケースがあるためFIP移行時のみ認定基準として求めています。
13	市場取引等により供給する事業(FIP認定事業)を行う場合の必要な措置の項では、FIT認定事業からFIP認定事業への移行条件として、系統連系先の一般配電事業者が定める系統連系技術要件におけるサイバーセキュリティに係る要件を遵守する事業者であること、と言及されているが、サイバーセキュリティに係る要件について具体的な事業者の遵守事項は何かお示しいただきたい。	系統連系技術要件におけるサイバーセキュリティ対策はセキュリティ管理責任者の設置等です。詳細は各一般送配電事業者が公開している「託送供給等約款別冊 系統連系技術要件」をご参照ください。
4. バイオマス発電に関する御意見		
14	1. 「第三者認証」について。そもそもバイオマス燃料を対象としていない認証制度であるRSPOの基準を元に作成すること自体が間違っており、適切ではない評価基準によって評価した認証制度には意味が無いと考える。評価基準自体を見直し、認定された認証についても再度精査するべきではないか。 2. 「持続可能性（合法性）」とあるが、合法性は持続可能性の一つの要素に過ぎない。合法性確認だけでは、生物多様性や環境・社会面の要件を満たすことはできないため、貴庁は国民に対し、再生可能エネルギーとしてバイオマス燃料に求められる「持続可能性」とは何なのか、定義を明確に示すべきである。	御指摘の第三者認証の妥当性や持続可能性に関する基準については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものであり、その内容や趣旨等については明確化されております
15	食料競合のみならず、既存の用途（日用品など）がある場合は需給バランスを崩す可能性があるため、既存用途を優先するべきである。価格設定により、徹底することは難しいと考えられるため、すべての事業者には、誰でも閲覧が可能なようにホームページ等での宣誓や報告の公開を求めることで、最低限の透明性を担保すべきではないか。	御指摘の食料競合に係る基準は、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
16	消費者に負担を求めるからには、再エネとして信頼に足るもの、すなわちGHG排出量が十分に低く、かつ森林や生物多様性の減少・劣化などを引き起こさない燃料であること、さらにFITの目的である環境負荷の低減や産業振興、地域活性化に応える、低炭素な国産エネルギーであることが、FITバイオマス発電の持続可能性要件となるはずである。そのためには以下の要件を満たすことが求められる。 1) GHG排出量に木材の燃焼分を加えること。 2) GHG排出基準が、パリ協定の1.5度目標の可能性を残す数値（27.1g-CO2/MJ以下）であること。 3) 新規事業のみならず、既認定事業にも適用されること 4) カスケード利用を徹底すること FITでは、農産物は主産物不可となっている。林産物も同様に主産物ではなく残さや副産物（建築用材などマテリアル利用に適さない間伐材）のみを対象とし、熱利用を優先する。これにより地域振興、森林整備にも貢献する。 5) 森林減少・劣化を伴うものは対象としないこと 6) 持続可能性の確認のため森林認証の基準の評価を、早急に実施・適用すること。 7) 可食・農産主産物であるパーム油はFIT対象外にすること。  新規案件大型案件がほぼなく、既認定で大量のバイオマス発電がおこなわれようとしている現在、持続可能性基準を作成しても、新規案件のみを対象としたのではほぼ実効性が無い。FITにおける持続可能性の確保は以前よりガイドラインに記載されており、その確認方法が明確になっていなかっただけであるため、既認定・既稼働の発電所も含め、すべての大規模FITバイオマス発電所（1万kW以上）を対象とし、持続可能性基準を遡及的に適用すべきである。 また、新規案件については、熱電供給を義務付けるべきである。	御指摘のライフサイクルGHGの基準や既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。  御指摘のパーム油の取扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおいて検討された持続可能性基準に基づき、持続可能性の確保を確認しております。  その他の御指摘については、今回の改正事項に係るものではありませんが、ご意見として承り、今後の政策立案の参考とさせていただきます。
17	持続可能性（合法性）の証明手段として、現行ガイドラインでは「具体的には、森林認証制度やCoC認証制度等における認証が必要であるが、詳細は林野庁「木材・木材製品等の合法性、持続可能性の証明のためのガイドラインを参照すること」と記してあるが、森林認証を取得した木材を原料とする木質バイオマスのみが認定の対象となることが明確にわかるようにすべき。 現行の記載方法が不明瞭であるために、サプライヤーのCoC認証取得の確認しか行わず、森林認証を取得していない木材（管理木材等）を原料とする木質バイオマスを利用する事業者が存在する。また、林野庁のガイドラインには、森林認証とCoC認証による証明に加え、「森林・林業・木材産業関係団体の認定を得て事業者が行う証明方法」と「個別企業等の独自の取組による証明方法」が記されており、これらを活用する事業者もいる。よって、FIT制度に資する持続可能性が担保されておらず、その原因であるガイドラインの文言を修正する必要がある。	いただいたご意見は、今回の改正事項に係るものではありませんが、ご意見として承り、今後の政策立案の参考とさせていただきます。
18	持続可能性の確認手段として利用する森林認証について、すべての認証スキームを認めるのではなく、農産物と同様に、十分な内容となっているかどうか精査すべき。 森林認証制度の中には、実際には問題の多い森林施業を認めているものもあるため。	

19	<p>「具体的には、森林認証制度（※1）やCoC認証制度（※2）等における認証が必要で…」 →「具体的には、森林認証制度（※1）のFM認証（※2）およびCoC認証（※3）による確認が必要である」 （※2）FM認証 森林認証の原則や基準に基づき森林管理が適切に行われていることを審査機関によって認証するもの」</p> <p>CoCは、森林認証制度の一部を構成するサプライチェーンを確認するしくみであり、森林認証制度とCoC認証制度を併記するのはそぐわない。 さらに、どのような森林認証制度がFIT/FIPにおける持続可能性の確認に使われるべきかの詳細を確定させる必要がある。 また、発電所の事業者はグリーンウッド法の登録事業者となり、木材の合法性確保とその報告を行うことを義務付けるべきと考える。</p>	
20	<p>1) 木質バイオマスの持続可能性の確認方法について 農産物の収穫を伴わない、すなわち木質バイオマス燃料のうち輸入燃料については、持続可能性の確認方法として認証を求めるとしながら、どのような認証を求めると、非認証燃料の混合をどうするか、などを明確化するための検討・議論が行われてこなかった。農産物の収穫に伴って生じるバイオマス燃料と比して非常にアンバランスと言わざるを得ない。22年度こそは輸入木質バイオマスの認証について、何がFITの求める持続可能性として適切かの議論・検討を行い、対象となる認証を明確にし、次のガイドラインに盛り込むべきである。</p> <p>2) 林野庁ガイドラインによる持続可能性の担保について これまでエネ庁が作成した資料では、輸入木質バイオマスの持続可能性について「第三者認証」を求めていると繰り返し記載され、WGや算定委員会でもそのように説明されてきた。FIT事業計画策定ガイドラインにも「森林認証制度やCoC 認証制度等における認証が必要である」と記載されているが、具体的には、林野庁の「木材・木材製品の合法性、持続可能性の証明のためのガイドライン」（2006年2月）を参照する形となっている。 林野庁ガイドラインでは、第三者認証の他、団体認定や企業独自の確認が認められており、これらの方法では第三者認証と同等の持続可能性は担保できない。まずは輸入木質バイオマスについて、第三者認証の取得を要件として再確認・要請するとともに、農産物の収穫に伴って生じるバイオマスと同等の認証基準の評価作業を行う必要がある。</p> <p>3) 木質バイオマス発電事業者のグリーンウッド法登録について 上記2) の通り、特に輸入木質バイオマスは持続可能性を要件としており、それは少なくとも第三者認証によるべきであるが、平行してバイオマス発電事業者にはグリーンウッド法の登録事業者となり、合法性が確認された木材のみを燃料とすることを義務付けるべきである。</p>	<p>いただいたご意見は、今回の改正事項に係るものではありませんが、ご意見として承り、今後の政策立案の参考とさせていただきます。</p>
21	<p>例えばベトナムからの木質ペレットに関し、調査の予備的な結果を発表し、不正確な量と虚偽の主張の証拠があると報告がある。 こうした情報を反映し、資源エネルギー庁において加工・流通を行う取扱者から、持続可能性(合法性)が証明された木材・木材製品を用いることを証明する書類を確認し、消費者負担によって支えられているFIT制度に適用していない燃料であることが明らかとなった場合は、当該燃料で発電された電力に関して、FIT制度による支援を行わないこととしてはどうか。</p> <p>また、国内産の木質バイオマス燃料に関しても、バイオマス発電事業者の不正行為について社員の内部告発をもとに報じられている。 報道の通りであればFITによる支援の詐取と考えられ、調査を行い、その結果、消費者負担によって支えられているFIT制度に適用していない燃料であることが明らかとなった場合は、当該燃料で発電された電力に関して、FIT制度による支援を行わないこととしてはどうか。</p>	
22	<p>農産物の収穫に伴って生じるバイオマスの持続可能性基準と同様に、主産物はFITの対象から外すべき。 生物多様性保全及び気候変動対策の観点から森林の保全及び回復は喫緊の課題であり、それらと競合する木質バイオマスの利用はFIT制度の対象から外すべき。</p>	
23	<p>可食・農産主産物であるパーム油はFIT対象外にすべき 植物油を燃料とするバイオマス発電については、当面新たな認証は認められず、また新規燃料では「可食・農産主産物は不可」との基準が維持されたため、ポンガミアやジャトロファ油が認定対象とならなかったことは評価できる。 一方で、パーム油は「可食・農産主産物」にもかかわらず、既認定であるという理由で今年度のWGも引き続き新たな認証を認めるかどうかの議論が継続された。この矛盾は解消されるべきである。 「可食・農産主産物」であるパーム油の燃料利用は持続可能ではなく、森林や生物多様性に与える影響も大きいと、元来FIT対象とすべきではなかった。 現在、既稼働案件については対応措置を検討するとしても、今後、新たにパーム油を燃料とする発電所がFIT対象とすべきではない。現時点で稼働していない発電所でのパーム油利用は、持続可能性の観点からFIT認定の取り消しをすべきである。</p>	<p>御指摘のパーム油の取扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおいて検討された持続可能性基準に基づき、持続可能性の確保を確認しております。</p>
24	<p>「④農作物の収穫に伴って生じるバイオマスの場合には、以下の事項を遵守すること」の(3)に以下を加えてはどうか。</p> <p>(4)CPO（Crude Palm Oil）等食料との競合が生じる燃料は使用しないこと</p> <p>新規燃料については、主産物は食料競合の懸念が認められる燃料としてそのおそれがながいことが確認されるまでの間は、FITの対象としない（p12）とあるのに対し、パーム油はまさに主産物である。そのなかでもCPOは食用油などに使われる成分を含んでおり、既存案件においてもFITの対象とするべきではない。</p>	
25	<p>当団体は、2021年10月、16000件を超えるオンライン署名を経済産業省資源エネルギー庁の担当者に提出し、意見交換をした。</p> <p>パーム油発電および輸入バイオマス発電について、持続可能性ワーキンググループで、1. 認証制度、2. 温室効果ガス（GHG）の算定、3. ガイドライン遵守の努力義務と地域とのコミュニケーションを図ることを検討している、とのことだった。</p> <p>しかし、</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. そもそも生態系が失われたプランテーションでは持続可能性はありえない</li> <li>2. バイオマス発電は燃焼時に石炭以上のGHG排出があることを国立環境研究所が算出している、吸収には少なくとも40年以上の年月がかかり2050年ネットゼロ目標と整合性が取れない</li> <li>3. 福知山でのバイオマス発電所で一切の調査もコミュニケーションもなされなかった</li> </ol> <p>ガイドラインへの要求</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 今すぐにパーム油発電をFIT制度から外すこと</li> <li>2. バイオマス発電の業界団体だけではなくNGOメンバーも持続可能性ワーキンググループの参考意見として呼ぶこと</li> <li>3. 今後地域住民の方が苦しむことのないように福知山のバイオマス発電所の事例を検証すること</li> </ol> <p>理由：</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) 国民の電気代を利用して海外から燃料を輸入することを認めることは、国内のお金を海外に流出させることとなる。なおかつ、輸送にかかる環境負荷も高い。このことは、多くの国民の理解を得られないように思われる。</li> <li>2) 京都府福知山市でのバイオマス発電所では、地域住民が悪臭・騒音を訴えて中には病院に通ったり、引っ越したりした住民もいた。当初企業が伝えていた値を超え、FIT申請の手続きにも不備があった。にもかかわらず、企業が住民の訴えにより事業を取り下げるまで、経産省からの事業停止勧告はなかった。ガイドラインが機能していないように思われる</li> </ol>	<p>御指摘のパーム油の取扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおいて検討された持続可能性基準に基づき、持続可能性の確保を確認しております。</p> <p>その他の御指摘については、今回の改正事項に係るものではありませんが、ご意見として承り、今後の政策立案の参考とさせていただきます。</p>
26	<p>RSPO2013はFITで認める第三者認証から外し、RSPOは2018年版に限定すべきです。 RSPO2013は、「原生林または保護価値の高い生態系」以外の森林の開発についても許容しており、RSPO2013では森林減少を防ぐことはできません。2018年の改定（RSPO2018）では、「土地造成により、森林減少を引き起こしてはならない。また、保護価値の高い生態系や炭素を多量に貯留している森林を保護もしくは促進するのに必要な地域を損なってはならない」と強化しているため、少なくともこちらを採用すべきです。</p>	<p>御指摘の持続可能性に関する基準については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p>

27	<p>第三者認証スキームの名称と発電所で使用した認証燃料の量及びその認証燃料固有の識別番号に加え、農園の名称も情報公開するよう定めるべきです。識別番号だけでは、農園までのトレーサビリティを担保できません。事業の透明性を担保するとともに第三者による監視を可能にするために必要な情報です。</p>	
28	<p>「持続可能性（合法性）の確保に関する事業者の自主的取組を行い、取組の内容及び燃料調達元の農園の情報を自社のホームページ等で情報開示すること」に関して、持続可能性を確保するために事業者に求める自主的取組を明確に定めた上で、その実施状況等を公開することを求めます。 FIT認定に資するために、本来は第三者認証の取得によって確保されるはずの持続可能性を担保せねばならないが、取組内容が定められていないために事業者任せになっており、制度の不正な利用を助長する恐れがある。</p>	御指摘の持続可能性に係る自主的取組や情報公開の在り方については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
29	<p>情報公開の履行を確認するための体制を確立するとともに、履行していない事業者に対しては、認定の取消も含む厳格な罰則を設けるなど、制度の実効性を担保すべきです。 本制度の目的は、情報公開ではなく、持続可能な（環境負荷の少ない）バイオマス発電の促進である。よって、事業者の要件を履行していることを確認する体制がないことは、公正な制度運用を妨げる重大な欠陥である。</p>	
30	<p>履行を確認するための体制を整えとともに、不履行の場合の罰則を設けるなど、制度の実効性を担保すべきです。 本制度の目的は、情報公開ではなく、持続可能な（環境負荷の少ない）バイオマス発電の促進である。よって、事業者が自主的取組によって、FIT認定に資するために必要な持続可能性を担保していることを確認する体制がないことは、公正な制度運用を妨げる重大な欠陥である。</p>	
31	<p>利用する輸入木質バイオマスの持続可能性確認に利用する第三者認証スキームの名称、利用量を情報公開することを要件とし、実施状況を確認する体制を確立するとともに、不履行の場合の罰則を設けるべき。 FIT制度の透明性を高め、第三者によるチェック機能を利用することによって、より公正で実行力のある制度となるため。また、事業者による履行状況を確認する体制が整っていないことは、制度運用上の重大な欠陥である。罰則を設けることにより、不履行を防ぐとともに、公正な制度運用に繋がる。</p>	いただいたご意見は、今回の改正事項に係るものではありませんが、ご意見として承り、今後の政策立案の参考とさせていただきます。
32	<p>「3. 燃料の安定調達に関する計画の策定及び体制の構築 ⑨ ④のうち副産物については、2022年4月1日の新規認定案件から認定時に持続可能（合法性）を認証する書類の確認を行うこととする。2022年3月31日までの認定案件については、持続可能性（合法性）の確保に関する事業者の自主的取組を行い、取組の内容及び農園等の発生地地点の情報を自社ホームページ等で情報開示をすることを条件として、2023年3月31日までその確認を猶予する。」 ⇒今回の改正案では、農作物の副産物⑨については（略）となっており、改正なしとなっております。</p> <p>⑧の④の主産物については、「～持続可能性（合法性）の確保に関する事業者の自主的取組を行い、取組の内容及び農園等の発生地地点の情報を自社ホームページ等で情報開示をすることを条件として2023年3月31日までその確認を猶予する」とコロナの感染拡大の状況で認証取得に時間を要していることから、1年間期間を1年延長いただいております。</p> <p>⑨の副産物の対象であるPKSは昨年400万 t 日本に輸入されており、持続可能性（合法性）の確認することは、発電事業者である当社としても重要な取り組みであることは認識しております。そのため調達先の商社にも働きかけを行い、第三者認証の取得したPKSの供給に向けて確認を要請しております。しかし2020年からの新型コロナ感染拡大の影響は、今も続いており、特に昨年未頃よりさらに感染は拡大しており、日本だけでなく、PKSの供給地であるマレーシア・インドネシアにおいても感染者は増加しており、現地での活動制限もされている中で現地のサプライヤー・搾油工場の認証取得を実施しているため想定以上に時間を要しております。このような状況をご配慮いただき、1年の延長（2024年3月31日）としていただきたい。</p> <p>厚生労働省ホームページ：新型コロナウイルス感染症について/国内発生状況など <a href="https://www.mhlw.go.jp/stf/covid-19/kokunainohasseijoukyou.html">https://www.mhlw.go.jp/stf/covid-19/kokunainohasseijoukyou.html</a></p> <p>2022年3月7日時点 ○インドネシアの感染者数 29,379人 ○マレーシアの感染者数 27,333人</p>	御指摘の持続可能性の確保に関する経過措置の扱いについては、今後、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおいて検討することとされており、今回の改正対象とはしていません。
33	<p>「8について、バイオマス資源の安定的な確保や安定的な調達を速やかに確保することが望ましく、1、3、4のうち2018年3月31日以前に認定を取得した案件については、2019年3月31日まで（持続可能性（合法性）の確認に関する追加的な猶予措置が認められた案件については、2023年3月31日まで）に該当事項を行うことが必要である。」と記載されている。 2022年2月18日から3月21日にかけて意見公募された「バイオマス持続可能性ワーキンググループ第二次中間整理（案）」の17頁には、「PKS及びパームトランクについては、従前のとおり2023年3月31日を認証の期限とするが、2022年夏頃を目途に、事業者による認証取得の加速化の取組及び体制の拡充を踏まえた認証の進捗や持続可能性の確保に関する情報公開の状況等を踏まえ、本ワーキンググループにおいて改めて検証・検討を行う。」と整理されたところでもあり、当該趣旨をガイドラインにも明記いただきたい。 また、事業者における認証取得スケジュールを確認のうえ、無理のない期限設定となるように留意いただきたい。 事業者による認証取得の加速化には賛同するが、今回の認証を取得する主体は非常に広く、コロナ禍の移動制限等により認証機関の確認が進まないこと、認証機関の処理能力の不足等事業者起因しない事情により認証取得に時間を要することも想定される。</p>	
34	<p>パーム油の持続可能性確保の要件として定められているRSPO認証油（IP,SG）利用の経過措置をさらに1年延長することとした。 この要件が定められたのは2018年で、本来は21年4月から認証の利用が求められていた。延長の繰り返し経過措置は5年に及ぶことになる。このように長期にわたり持続可能性の確認をしなままであることは、消費者が負担のFIT制度による再エネとして消費者への説明がつかない。 そもそも、パーム油はFITの持続可能性基準として定められた食料競合の基準（非主産物、非食用）に合致していない。既存事業者が認証をとることができないのであれば、一時的にでもFITの買取対象外とすべきである。</p>	御指摘の持続可能性の確保に関する経過措置の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。 御指摘のパーム油の取扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおいて検討された持続可能性基準に基づき、持続可能性の確保を確認しております。
35	<p>持続可能性の確認の猶予期限を延長せずに、現行のまま2022年3月31日とするべきです。 バイオマス発電に供する燃料が自然環境に負荷を与えないこと、つまり持続可能であることを証明することは、再生可能エネルギーに資するかどうかを判断するために必要である。よって、いかなる理由があっても猶予期限の再延長は認めべきではない。</p>	
36	<p>新旧対照表p6 9行および14行 「2023年3月31日までその確認を猶予する」 →そもそも2018年4月に改訂された事業計画策定ガイドラインで「2019年3月31日まで」とされていた期限が延長されてきたものであり、コロナという不測の事態があったにせよ、再び猶予する必要はないと考えられる。確認ができるまでの間は、FIT価格での買取をしないということでのよいのではないかと。</p>	御指摘の持続可能性の確保に関する経過措置の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
37	<p>P8：6～7行目 ライフサイクルGHGの確認手段等の残された論点に関する結論を得た上で、新規燃料の取り扱いを検討することとする。 上記部分を「新規燃料の認定等の取り扱いを検討する」と認定の文言を入れて明確化する。</p>	御指摘の新規燃料の取扱いに関する文言は、2021年度の調達価格等算定委員会の意見を踏まえたものです。

38	<p>ライフサイクルGHG排出量の基準について、RED IIにおいては、発電のみの場合と熱電併給の場合とでは異なる計算式が用いられているが、本事業計画策定ガイドラインにおいては熱電併給を評価する仕組みがない。熱電併給の場合のGHG排出量の計算には、発電効率と発電所の熱効率の両者を組み入れた計算式の適用が望ましい。具体的には、</p> $\text{GHG排出量}[\text{gCO}_2\text{-eq/MJ electricity}] = (\text{バイオマス生産からの排出}) / [(\text{発電所の発電効率}) + (\text{Ch}) \times (\text{発電所の熱効率})]$ <p>Chはカルノー効率で、送熱端温度が423Kより小さい場合は Ch=0.3546 それ以上の場合は Ch=(T-273)/T による。但し、送熱端温度をT[K]とする。</p> <p>&lt;理由&gt; 自然エネルギー財団ポジションペーパー 『木質バイオマスエネルギーの持続可能性について 温室効果ガス削減に資する持続可能性確保の制度化』20頁に発電のみの場合と熱電併給の場合の計算式が掲載されている。参考文献としては以下の2点が挙げられている。 1)EU Renewable Energy Directive Annex V. Rules for calculating the greenhouse gas impact of biofuels,bioliquids and their fossil fuel comparators,C Methodology 2)Ofgem (2018) Renewable Obligation : Sustainability Criteria</p>	御指摘のライフサイクルGHGの算定式については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
39	ライフサイクルGHG排出量の基準の適用について、熱電併給の場合に熱利用効率を考慮した仕組みを検討いただくようお願いします。熱電併給の場合に、発電量のみを対象にライフサイクルGHG排出量を計算すると、MJ電力当たりの排出量が過大となる。	
40	<p>ライフサイクル GHG 排出量の基準について</p> <p>1. 当該取組内容等の自社のホームページ等での情報開示及び報告を求めるものとする。 →何を開示するか明確に。ライフサイクルGHGの計算結果（デフォルト値を利用しない場合は、その計算根拠も全て）も出すべき。</p> <p>2. 「ライフサイクルGHGの基準 比較対象電源のライフサイクルGHG：180g-CO2/MJ電力」について。2030年のエネルギーミックスにおける火力発電は、石炭火力を19%も残すことを前提としたエネルギー構成である。そのような火力ミックスを前提とした数値を基準値として使うことは、GHG排出量が多いバイオマス燃料の利用をいたずらに認めることになり、適切な比較対象ではないため、改善するべきである。</p> <p>3. また、2021年度以前の案件については、燃料の変更がない限りライフサイクルGHGの計算を求めないとのことであるが、実際には未稼働案件だけでも2021年4月時点で6.8GWに上り、無視することは適切ではない。過去の認定案件についても、排出削減の観点から最低限の要求としてライフサイクルGHGの算出と情報公開を義務付けるべきである。</p> <p>4. 燃焼時の炭素排出については、実際には排出されているものの、とらえ方について国内外で大きな議論がある。「0とみなす」のであれば、計算しなくてもいいと事業者が誤解をしないようきちんと指導していただきたい。なお、GHGプロトコルの現在の規定でも燃焼時の炭素排出についてはスコープ外で算出することとされており、排出削減の観点から、今後も無視し続けるのは国際的な潮流を鑑みて適切ではない。</p>	御指摘のライフサイクルGHGの基準や既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
41	GHGの算定方法、また、求められる情報開示内容と報告方法については、バイオマス持続可能性WGにおいても依然として検討段階にあり、今後の検討内容および結果を随時公開いただきたい。既認定案件の事業者として今後の取組内容と開示、報告内容の具体的な想定が必要になる。	バイオマス持続可能性WGの議論については、YouTubelによるオンライン中継を行っている他、資料や議事録等についても経済産業省のHPにて公開しております。今後も審議会等の議論は公表してまいります
42	既認定案件においてライフサイクルGHGの排出量の基準適用となる燃料計画の変更について、「燃料の計画変更の認定を受ける場合」とは、燃料計画の変更による「変更認定申請」を行う場合という理解で良いか。燃料の区分・名称・年間使用量・調達事業者・収集地域・性状等の「項目」、変更・追加・削除等の「変更内容」。変更認定申請・事前変更届出・事後変更届出といった「変更手続き」等、具体的にどのような場合が対象となるか明確にすべき。調達事業者、燃料の性状等の軽微な変更、また、調達価格が変わらない燃料区分・燃料名やバイオマス比率の変更を行う場合に適用の対象となることは、一定の制約がある既認定案件への配慮として適切ではない。	御指摘のとおり、「変更認定申請」を行う場合に既認定案件についてもライフサイクルGHG排出量の基準の適用を受けることとなります。
43	ガイドラインの「第2章第1節3. 燃料の安定調達に関する計画の策定及び体制の構築」の⑧は輸入燃料に対するの取り決めと理解しております。そのため、（留意事項 2）にあるライフサイクル GHG 排出量に関しては、2の国内森林に係る木質バイオマスや6の一般廃棄物、産業廃棄物、7の建設資材廃棄物は該当しないという理解でよろしいでしょうか。	ライフサイクルGHGの基準については、燃料の種類にかかわらず全ての燃料が対象となります。
44	GHG排出量の算定方法については、バイオマス持続可能性WGで議論されている既定値の策定および確認手段の整理によって、引き続き簡便化された個別計算の仕組みづくりをお願いしたい。GHG排出量の簡便化された個別計算の仕組みづくりは、新制度の適用開始に際する事業者の実務対応を容易にするとともに、その後の円滑な制度運用に資するものとする。	いただいたご意見は、今後の政策立案の参考とさせていただきます。
45	バイオマス持続可能性ワーキンググループ中間整理（第二次）は2022年3月21日までパブリックコメントが実施されており、3月29日現在、結果が未公表となっています。議論が終了していない報告書を基にしては正しい意見の徴集はできないと考えております。中間整理（第二次）（案）の資料中ではライフサイクルGHGは栽培から発電までの範囲で計算するとされております。しかし、アロケーションについては『バイオマス種別に特定するものとする。』とだけ記載されていて、具体的な方法や基準は未定義です。このような状態で事業者がライフサイクルGHGの計算を任せると、各事業者がそれぞれの思惑で計算をすることになり、基準値の意味がないものになると考えております。計算方法については、計算式を明確にし、どの事業者も同じ方法で計算できるよう、一律基準を決める等の対応を要望致します。	御指摘のライフサイクルGHGの算定式については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
46	今年度LCA-GHGの検討が行われ基準が示されたこと自体は評価できる。しかし、1万kW以上の新規認定が入札制移行後は非常に少ない現状において、容量700万kWを超える既存案件を対象外としたことで、様々な議論・検討を経て作られたGHG基準がほとんど使われることのない基準となることが懸念される。2021年までに既認定の案件についても、経過措置期間（3年以内など）後に、新規認定案件同様のGHG基準を設け満たせない場合はFIT認定取消の対象とすべきである。	御指摘のライフサイクルGHGに係る既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
47	今後、FIT制度で新規認定される案件はほとんどないと考えられ、FITバイオマス発電からの排出のほとんどが既認定案件より排出されることを勘案すれば、既認定案件においてもGHG基準を課しなければ効果は期待できない。少なくとも、既認定案件においても、新規案件と同様の内容で、当該バイオマス発電によるGHG排出量とその根拠を自社ホームページ等で公表し、報告を求めるべきである。	
48	GHG排出基準は「2030年までは化石燃料（180g-CO2/MJ）に対し▲50%（90 g-CO2/MJ）、それ以降は▲70%（54 g-CO2/MJ）」であり、一見厳しい基準のように見える。しかし、この基準は、IEAが示した「1.5度の可能性を残す数値」は▲84.9%（27.1 g-CO2/MJ）を満たしていない。再生可能エネルギーとしてFITの補助対象とする以上、1.5度目標の達成を目指すべきであり、少なくとも2030年以降は▲84.9%を基準とするべきである。	御指摘のライフサイクルGHGの基準及び算定式については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
49	2021年10月8日開催の第12回 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 バイオマス持続可能性ワーキンググループにて、日本木質バイオマスエネルギー協会が試算している木質ペレットのライフサイクルGHG排出量は102.5g-CO2/MJ 電力となっております。この試算結果では栽培工程や土地利用変化によるGHG排出量は考慮されていないことから、これらを考慮した場合にはもっと大きな値となり、180g-CO2/MJ 電力の基準は厳しすぎるのではないのでしょうか。ライフサイクル GHG の計算方法が未確定な状態で基準を定義するのは時期尚早。計算方法を確定させた上で基準および目標をガイドラインに定義すべきであり、今回の改定で記載すべきではないと考えます。	御指摘のライフサイクルGHGの基準及び算定式については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
50	消費者負担の補助金に支えられているFITにおいて、情報公開は必須である。上記GHG排出基準の経過措置終了までの間は、自主的取組の情報開示・報告をすべての認定案件について求める。すなわち2021年までの既認定案件及び22年度以降の認定案件について、22年度より開示報告を求めるべきである。開示において、排出量の計算方法が定まっていない間は、少なくとも「燃料生産地（国）、燃料の種類（木質ペレット、チップなど）、年間使用量」などの情報を各社HPに公開することを求めるべきである。	いただいたご意見については、今後の政策立案の参考とさせていただきます。

51	<p>ライフサイクルGHG排出量の評価および削減率は、既認定も含む全ての案件に適用し、全ての事業者が排出量及び削減量を算定・公表することを要件とすべきである。</p> <p>2021年9月末時点のFIT認定案件は780件で、認定量は803.2万kWである。また、新規認定に関しては、2022年度は1万kW未満、2023年度は2000kW未満（見込み）のもののみが対象となる。よって、2022年度以降の新規認定のみを適用対象とした場合、多くのFIT認定案件がライフサイクルGHG排出量削減の対象外となる。既存認定案件に対する要件を「最大限の排出量削減の努力」にとどめてしまうことは、気候変動対策として大きな欠陥である。</p> <p>また、事業者がGHG排出量を公表するにあたっては、第三者によるレビューを可能にし、事業者の恣意的な算定を防止するため、算定根拠や用いた仮定などについても含めるよう求める必要がある。</p>	
52	<p>P8「2021年度までの既認定案件については、ライフサイクルGHG排出量の基準に照らした最大限の排出削減に努めることを求め、当該取組内容等の自社のホームページ等での情報開示及び報告を求めるものとする。」について、「最大限の排出削減に努めること」との「最大限」の基準が不明瞭であることから、「最大限」は削除すべきと考える。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGに係る既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p>
53	<p>「最大限」との記載は記載方法の検討余地があるのではないかと考える。</p> <p>遡及的な制度導入は検討が必要と考える。何を以て「最大限」とするのか、基準が曖昧である。バイオマス発電事業者によって、使用燃料、燃料調達方針は多種多様である中、ライフサイクルGHG排出量のみ単純比較で、発電事業者の優劣の議論がなされることで再エネの普及促進に影響が出る可能性があると考ええる。</p>	
54	<p>事業計画策定ガイドライン（バイオマス発電）改正案のP.8の「（留意事項2）ライフサイクルGHG排出量の基準について」において、『2022年度以降の認定案件に対し、制度開始後、2030年までの間は燃料調達毎に50%削減を達成することを要求し、これらの基準を満たすことをFIT制度の認定の要件とする』とあります。</p> <p>FIT制度の認定要件とするのは本制度運用開始後に申請された案件として頂くよう、強く要望致します。</p> <p>理由は、相当前に申請したもののM E T I 側確認・審査において非常に長い時間を要し、認定見込み時期が2022年度以降となってしまう案件について、その背景を配慮頂きたい為です。審査に想定を超える時間が掛かったうえに、新たに認定要件が追加されることは申請事業者に対する事後的な負荷、再エネ導入促進に対する足枷以外の何物でもないと考えます。</p> <p>また、制度運用開始後のGHG削減率についても、審査中案件は2021年度以前の認定案件と同様に『自主的取組の情報開示・報告』としていただきますよう、併せて要望致します。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGの基準の適用時期については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p>
55	<p>「ただし、2021年度までの既認定案件についても、燃料の計画変更の認定を受ける場合には、使用する全ての燃料についてライフサイクルGHG排出量の基準の適用を受けるものとする。」とあるが、バイオマス発電事業計画を進めている我々事業者にとって、このような変更が生じれば、大きく計画変更をせざるを得ない。事業計画を進行している事業者は既認定案件と同等で良いのではないかと。</p>	
56	<p>「ただし、2021年度までの既認定案件についても、燃料の計画変更の認定を受ける場合には、使用する全ての燃料についてライフサイクルGHG排出量の基準の適用を受けるものとする。」と記載されている。</p> <p>当初予定していたサプライヤーからのバイオマス燃料の調達不調時等における代替調達等（同一の価格区分に属する他の燃料種の調達や同一価格区分に属する他の燃料種との混焼比率の変更等を含む）を行う際には燃料の計画変更の認定取得が必要になるものと理解しているが、あわせてGHG排出量の削減基準を適用するのは、事業継続の安定性に悪影響を生じ得ることから、事後的な追加はご容赦願いたい。</p> <p>また、既認定案件のうち、融資実行が完了していない案件について「燃料の計画変更の認定」取得が予測される場合（具体的な想定が無くても後段意見#5の観点で定期的な変更認定の取得が予測される中）は、今後の融資実行に対しても悪影響が生じ得ることから、確認方法、適用時期については、事業者や金融機関とよく擦り合わせのうえ、決定していただきたい。</p> <p>既認定案件へのライフサイクルGHG削減基準の事後的な設定は、ある時点の制度にもとづき投資判断をしている事業者、与信判断をしている金融機関に対して悪影響を与え得る遡求適用であり、バイオマス持続可能性ワーキンググループで取り纏められた第二次中間整理（案）でも記載のとおり、「既認定案件については、安定調達の観点から燃料の長期契約やファイナンスが組まれている事例があることから、一定の制約があることに留意が必要である。」ことから、既認定案件に対するGHG削減基準の遡求適用はすべきではない。</p> <p>GHG削減基準の適用に関する悪影響について定量的に測ることが難しい中、悪影響が生じた場合のスポンサーの追加の保証等が無い限り、金融機関としてのリスクテイクは困難。</p>	
57	<p>既に燃料の売買契約を締結している既認定案件について、新たな基準の適用を遡及的にすべきではない。また、仮に適用する場合であっても、変更する燃料のみではなく、使用する全ての燃料を対象とすることは適切ではない。これらを踏まえ、2021年度までの既認定案件に対し適用対象を限定するよう、以下を改めてみてはどうか。</p> <p>「ただし、2021年度までの既認定案件についても、2022年度以降に新たな燃料調達契約を締結し、その燃料を追加するといった計画変更の認定を受ける場合には、当該燃料についてライフサイクルGHG排出量の基準の適用を受けるものとする。」</p> <p>&lt;理由&gt;</p> <p>2021年度までの既認定案件は、既に長期の燃料売買契約を締結しているものが大半である。これらは最大限のライフサイクルGHGの排出量削減には努めるものの、基準達成を担保するには、調達事業者に新たなライフサイクルGHGに対する義務を課す契約内容の変更が必要と考える。しかし、締結済の売買契約に当該の義務を追加することは、調達事業者の事業計画に制約を課す不利益改定にあたるため、契約内容の変更は非常に困難。仮に2022年度以降に燃料の計画変更の必要性が生じ、その際にライフサイクルGHGの基準が認定要件となり、かつ現行の調達計画で要件を満たすことが不明確な場合、FIT制度を活用できない状況で締結した売買契約上の引取り業務のみが残るため、事業性が大きく損なわれ再生可能エネルギーの導入拡大を断念せざるを得ない。</p> <p>また、既認定案件の中には上述の長期の燃料売買契約以外にも、調達事業者側の設備トラブル等といった不可抗力の供給途絶リスクを考慮し、燃料調達のポートフォリオを再構築するケースもあるものと想像する。その結果として、使用燃料追加の計画変更を行う可能性が生じるが、上述のとおり基準達成可否は契約内容に依ることから、契約締結の時期が2021年度以前か2022年度以降かで対象を識別すべきと考える。</p> <p>以上のことから、2022年度以降に新たに燃料の売買契約を締結し、その燃料を追加する計画変更を行う場合のみを適用対象にすべきと考える。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGに係る既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p>
58	<p>2021年度までの既認定案件について、仮に計画変更認定を受ける場合にはGHG排出量基準の適用を受けるという方向になった場合においても、「使用する全ての燃料」ではなく、新たに追加する燃料のみを適用対象としていただきたい。</p> <p>発電事業者の安定かつ継続的な発電事業運営のためには燃料の安定調達が肝要であり、燃料の長期契約を既に締結している発電事業者が大宗である。これらの既存契約に対し事後的なGHG排出量の基準が設けられた場合は、燃料がFIT制度不適合となり安定調達を脅かす他、代替調達コストの増大が見込まれ、発電事業の継続に支障を生じる可能性がある。</p>	
59	<p>「使用する全ての燃料」ではなく、追加する燃料区分のバイオマス燃料に限ってライフサイクルGHG排出量の削減基準を適用することについても検討していただきたい。</p> <p>「燃料の計画変更の認定」を受けた新たな燃料だけでなく、既存の燃料まで削減基準の適用を受けるのは、2021年までの既認定案件との平仄がとれていないことから避けるべき。</p>	
60	<p>燃料の計画変更の認定を受けるにあたり、当該新規燃料についてライフサイクルGHG排出量基準の適用を受けることは理解する。一方で、燃料の一部を新規燃料とする場合において、それ以外の燃料部分にまでライフサイクルGHG排出量基準の適用することは既存の事業への影響も大きいため配慮してほしい。</p> <p>遡及的な制度導入は実施すべきが再度検討が必要と考える。20年間というFIT/FIPの事業期間に鑑みると、使用燃料の多様化や国内材の積極的な活用が、発電所の安定操業や日本のエネルギーセキュリティの上で望ましい。全ての燃料についてライフサイクルGHG排出量の基準認定を適用するとすると、地域振興にも寄与する国内材を一部でも利活用していくことに、慎重にならざるを得なくなる。</p>	
61	<p>ライフサイクルGHG排出量の基準について、2021年度までの既認定案件については既に事業計画進行中であること等を鑑み、燃料の計画変更の認定について、同一価格帯（24円/kWhなど）の範囲での変更については、ライフサイクルGHGの排出基準の適用を既認定案件と同様の緩和とすべきである。</p>	
62	<p>同一価格区分の範囲内で燃料種や混焼比率を変更する場合については、GHG排出量削減基準の適用対象としないことを明確にしていきたい。</p> <p>20年という長い事業期間の中で、当初想定したサプライヤーからのバイオマス燃料の調達が不調となった場合等において、同一価格区分の範囲内で、燃料種や混焼比率を変更することについては一定予見されるが、変更認定とあわせてGHG排出量の削減基準を適用するのは事業継続の安定性に悪影響を生じ得る。</p> <p>事業運営において燃料の混焼率を申請書面に記載した混焼率と完全に一致させることは現実的に難しいことに加え、既認定案件においても、地域貢献や国内資源の利活用の観点から国内材の混焼を検討する可能性がある。ライフサイクルGHG排出量の削減基準の導入を理由として、既認定案件の国内材の混焼の検討にブレーキがかかることを避けるため。</p>	

63	<p>2022年2月18日から3月21日にかけて意見公募された「バイオマス持続可能性ワーキンググループ第二次中間整理（案）」の11頁には、「2021年度までの既認定案件については、ライフサイクルGHG排出量の基準に照らした最大限の排出削減に努めることを求め、当該取組内容等の自社のホームページ等での情報開示及び報告を求める。」と記載されている。</p> <p>GHG排出削減状況の評価を今後行うことになった場合には、バイオマス発電事業者間におけるライフサイクルGHG排出量の定量的な優劣が明らかになることも想定されるが、ライフサイクルGHG排出量の数値のみを単純比較して、最大限の排出削減の努力ができていないと評価するのではなく、各バイオマス発電事業者が夫々の商流を踏まえたライフサイクルGHGの排出削減に向けた取組み状況を確認のうえ評価いただきたい。</p> <p>バイオマス発電事業の燃料調達には個別性が強いことから、単にライフサイクルGHG排出量を数値で比較することよりも、夫々の商流を踏まえたライフサイクルGHGの排出削減に向けた取組み内容の評価することが全体としてのライフサイクルGHG排出量の削減に繋がり、望ましいものとする。</p>	<p>いただいたご意見は、今後の政策立案の参考とさせていただきます。</p>
64	<p>「2021年度までの既認定案件についても、燃料の計画変更の認定を受ける場合には、使用する全ての燃料についてライフサイクル GHG 排出量の基準の適用を受けるものとする。」とあるが、バイオマス比率変更に伴う計画変更認定については、区分ごとのバイオマス比率を20%以上増加の場合のみとする運用に統一いただきたい。</p> <p>発電所運営において、申請したバイオマス比率通り使用するのは現実的ではなく、一定の裕度は実運用の範囲内と認められていると認識している。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGに係る既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p>
65	<p>バイオマスの混焼案件において、区分ごとのバイオマス比率を年間+20%未満（絶対値ベース）で増加させる場合、または減少させる場合については、GHG排出量削減基準の適用対象としないことを明確にしていきたい。</p> <p>事業運営において燃料の混焼率を申請書面に記載した混焼率と完全に一致させることは現実的に難しいことに加え、既認定案件においても、地域貢献や国内資源の利活用の観点から国内材の混焼を検討する可能性がある。ライフサイクルGHG排出量の削減基準の導入を理由として、既認定案件の国内材の混焼の検討にブレーキがかかることを避けるため。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGに係る既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p> <p>なお、石炭との混焼案件については、認定に係る全体のバイオマス比率を年間で増加させた場合、またはバイオマス比率を年間40%以上減少させる場合はFIT支援の対象外となります。</p>
66	<p>バイオマスと非バイオマスの混焼案件において、認定に係る全体のバイオマス比率を年間で増加させる場合又は40%未満で減少させる場合については、GHG排出量削減基準の適用対象としないことを明確にしていきたい。</p> <p>事業運営において燃料の混焼率を申請書面に記載した混焼率と完全に一致させることは現実的に難しいことに加え、既認定案件においても、地域貢献や国内資源の利活用の観点から国内材の混焼を検討する可能性がある。ライフサイクルGHG排出量の削減基準の導入を理由として、既認定案件の国内材の混焼の検討にブレーキがかかることを避けるため。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGに係る既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p> <p>なお、石炭との混焼案件については、認定に係る全体のバイオマス比率を年間で増加させた場合、またはバイオマス比率を年間40%以上減少させる場合はFIT支援の対象外となります。</p>
67	<p>国内材は、地産地消のエネルギー資源であり、日本のエネルギーセキュリティ上もその活用が望ましいと考える。従来は林業の枠組みでは活用の難しかった未利用材などの利用を進めるにあたり、ライフサイクルGHGが適用となることで供給が難しくなりうるので、そもそも国内材はライフサイクルGHGの対象外としてほしい。</p> <p>仮に導入されるにしても、「最大限の排出削減に努めること」とは、何をもち「最大限」とするか基準が曖昧であり、「最大限」は削除すべきではないかと考える。</p> <p>仮に導入されるにしても、国内材と一括りにしても、多種多様な環境に存在しており、一律に定量的な数値のみをもって評価すべきではなく、個別事情も勘案したライフサイクルGHGの削減努力の状況を評価できる制度が必要と考える。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGの基準の適用対象については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p>
68	<p>国内材は、地産地消のエネルギー資源であり、日本のエネルギーセキュリティ上もその活用が望ましいと考える。従来は林業の枠組みでは活用の難しかった未利用材などの利用を進めるにあたり、ライフサイクルGHGが適用となることで供給が難しくなりうるので、そもそも国内材はライフサイクルGHGの対象外としてほしい。</p> <p>仮に導入されるにしても、具体的かつ詳細なライフサイクルGHGの測定方法を決定の上、具体的な制度導入時期や削減目標値を設定すべき、</p> <p>仮に導入されるにしても、今後、製紙需要が落ち込んでいく中で、林業関係者にとってはバイオマス発電向けの燃料供給は新たな産業として期待しているところ、発電事業者が国内材の活用に後ろ向きとなりうる制度の導入は避けるべきと考える。今後の認定案件については致し方ない部分もあるが、既認定済みの燃料にまでライフサイクルGHG排出量の基準が適用となることで、将来、国内材への切り替えに悪影響があると言わざるを得ない。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGの基準の適用対象については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p>
69	<p>国産材は地産地消のエネルギー資源と考えるべきである。従来は林業では未利用材として活用されなかった資源等についても、ライフサイクルGHGを適用することは、今後各地のバイオマス発電所が、地域産材を使ってみようという取組みにチャレンジする際に阻害する可能性があると考えます。</p> <p>ライフサイクルGHG排出量の基準について、その基準をより簡潔に、また解りやすいものにしなければ、林業業界への不安を与える事に繋がる懸念があり、この議論を進める事は出来ないとする。</p> <p>国産材はライフサイクルGHGの対象外としてほしい。</p> <p>また、国内の多種多様な環境において、自治体、事業者の個別事情を考慮したライフサイクルGHGの削減へ柔軟な対応が出来る制度が必要だと考える。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGの基準の適用対象や既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p>
70	<p>「ただし、2021年度までの既認定案件についても、燃料の計画変更の認定を受ける場合には、使用する全ての燃料についてライフサイクル GHG 排出量の基準の適用を受けるものとする。」とあるが、「使用する全ての燃料についてライフサイクルGHG排出量の基準の適用を受けるものとする。」となれば、燃料変更のコストが上がってしまうため、バイオマス発電所が国産材の新規利用、追加利用等を阻害すると考える。よって、発電事業者が国産材の利用に後ろ向きとなりうる制度の導入は避けるべきと考える。</p> <p>また、現在伐期の国産材のライフサイクルGHG排出量の算出を林業事業者へ求める事は現実的では無いため、対象外として欲しい。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGの基準の適用対象や既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p>
71	<p>既認定案件について、国内を調達元とする燃料（以下、「国内材」という）を使用する場合の計画変更の認定を受ける場合には、変更した燃料についてのみライフサイクルGHG排出量の基準の適用対象とすることが適切ではないか。</p> <p>国内材の積極的な活用を進めることが本邦のエネルギーセキュリティ上及び地域の発展の観点から望ましいと考える。一方で、既認定案件について、一部でも燃料の計画変更の認定を受ける場合に、使用するすべての燃料がライフサイクルGHG排出量基準の適用を受けることになれば、国内材を積極的に活用しようとする取り組みに慎重にならざるを得ない。よって、国内材を使用する場合の計画変更の認定を受ける場合には、変更した燃料についてのみライフサイクルGHG排出量の基準の適用対象とすることが適切と考える。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGの基準の適用対象や既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p>
72	<p>○本来、遡及的な制度変更はバイオマス発電事業のみならず、国内の制度を基にしたあらゆる事業実現の予見性を低下させ、国内外からの将来の投資意欲を低下させようとするため、実施すべきではないと考える。</p> <p>○「最大限の排出削減に努めること」とは、何をもち「最大限」とするか基準が曖昧であるため削除すべきではないかと考える。</p> <p>○新制度を導入する場合、ライフサイクルGHG（以下、「LCGHG」）排出量の定量的な数値のみを単純比較して、発電事業者間のLCGHG排出量削減についての優劣の議論がなされることを懸念する。バイオマス発電事業者によって、燃料調達ソース、調達方針（プロジェクトファイナンスの有無や国内材の利用状況等）は非常に幅広く異なっており、夫々の調達ソース、調達方針を踏まえたLCGHGの排出削減に向けた取組み状況を確認の上、評価できる制度が必要と考える。</p> <p>○新制度を導入する場合に今後燃料の計画変更認定を受ける際、新たに調達する燃料部分についてのみLCGHG排出量基準が適用されるのならば、新規認定案件との公平性の観点から理解できるが、変更した燃料についてのみならず、使用する全ての燃料がLCGHG量排出量基準の適用を受ける点は、新規認定案件と同じ位置づけになる遡及的な制度変更とも言え、極めて不公平かつ不合理と考える。</p> <p>○20年間という長いFIT/FIPの事業期間を鑑みれば、燃料ソースの多様化、国内材の活用を積極的に進めることが発電所の安定操業や日本のエネルギーセキュリティ上も望ましいと考えるが、一部燃料の計画変更認定実施により、使用する全ての燃料がLCGHG排出量基準の適用を受けることになれば、国内材を積極的に活用しようとする取り組みに慎重にならざるを得ない。国内材に対してはLCGHG排出量基準の適用から除外することが国益になるのではないか。</p> <p>○仮に既認定済み案件に対して、燃料の計画変更認定時に何らかのLCGHG排出基準を適用させる場合、事業計画の認定において出力を20%以上減少させた場合には新たな調達価格/基準価格が変更されることと平仄を合わせ、20%以上の燃料の計画変更の際には、使用するすべての燃料についてのLCGHG排出量の基準の適用を受けることとするのはどうか。</p>	<p>御指摘のライフサイクルGHGの基準の適用対象や既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。</p> <p>その他のご意見については、今後の政策立案の参考とさせていただきます。</p>
73	<p>『2021年度までの既認定案件については、ライフサイクルGHG排出量の基準に照らした最大限の排出削減に努めることを求め、当該取組内容等の自社のホームページ等での情報開示及び報告を求めるものとする。』とあるが、情報開示及び報告が求められる時期については、前もって適用開始時期を設定いただき、実施には事業者の実務課題も踏まえた十分な猶予期間を設けていただきたい。</p> <p>全体的な情報の取り纏め、特に、情報収集や算定結果の確認も含めたGHG排出量の算定作業には相当の時間を要する。</p>	<p>いただいたご意見は、今後の政策立案の参考とさせていただきます。</p>



74	「ただし、2021 年度までの既認定案件についても、燃料の計画変更の認定を受ける場合には、使用する全ての燃料についてライフサイクルGHG 排出量の基準の適用を受けるものとする。」とあるが、過去にFIT認定を受けて現在バイオマス発電所を建設中であるが、燃料の計画変更のため経産局へ行ったところ、「今年度分の届出期間は終わった」とのこと。11月22日から12月3日までの間で届出できるわけがなく期間が短すぎる。届出受付の期間がもっと必要ではないか。	
75	既認定案件にGHG排出量基準が適用される場合、GHG排出量基準の制度開始以降に申請された計画変更から適用開始される旨を明示いただきたい。また、適用開始時期については事業者の実務課題も踏まえた十分な猶予期間を設けていただきたい。 2021年度分の変更認定申請は昨年12月3日をもって既に締め切られている。仮に、本ガイドライン改正案の正式発効以降、発電事業者がこれから提出する2022年度の計画変更認定申請からGHG排出量基準の適用が開始される場合、制度への準備期間は無いに等しい。 既存燃料と追加予定燃料のGHG排出量基準への適合性確認や、この確認結果に基づく調達計画の設定もしくは変更は実務上即座に行えるものではなく、相当の準備期間が必要である。	御指摘の既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
76	事業化に向けた事業者側の最終投資決定および融資契約の締結を完了し、事業の進行に向けてFIT認定の燃料の計画変更を含む最終調整を検討している事業者に悪影響が生じないように、GHG排出量削減基準の適用時点の猶予を含め、慎重に検討のうえ本文言の適用について最終確定いただきたい。 「ライフサイクルGHG排出量の確認方法」等、バイオマス持続可能性WGにおいて来年度（2022年度）以降の継続協議の項目も多い中、「GHG削減基準の適用」について、2022年4月の本ガイドラインの改正に織り込むことありきで検討を進めることをご容赦いただきたい。 今回のGHG排出量削減基準の既認定案件への追加適用は、2021年11月22日開催の第13回バイオマス持続可能性WGにおける資源エネルギー庁作成資料において明示されたものと認識。その時点から2021年度のバイオマス発電の変更認定の申請期限である2021年12月3日まではほとんど日数がなく、2022年度以降に燃料の計画変更の認定を受ける既認定案件に対して適用するとすると、事業者が対応困難な制度設計であり、既存のファイナンス済みの事業に対する悪影響も想定される。事業者にとって一定の予見性が確保される必要があると考えるため。また、変更認定審査については、一時的な燃料追加の場合も必要になるが、標準処理期間を超えて、審査に時間がかかることもあると認識。変更認定審査期間の実態も踏まえて、事業者側でスケジュール管理不能な不利な制度設計とならないよう配慮が必要と考える。	
77	第14回バイオマス持続可能性WGが開催され、正式に調達価格等算定委員会への意見がまとまったのは2021年12月21日ですが、一方で、2021年度までのFIT既認定案件の2021年度中の変更申請期限は2021年12月3日と定められており、第14回WGにて調達価格等算定委員会に報告された資料を確認して既認定案件の変更申請（例えば、PKSのみを使用する燃料計画に木質ペレットを追加する場合など）を行っても、2021年度中のFIT変更認定に間に合わないため、今回の変更案に基づく場合、既認定案件が燃料調達計画を変更する場合にはライフサイクルGHG削減対象の案件となります。 制度の主旨は理解いたしますが、今回の制度変更では概念的な計算式は示されているものの、具体的にライフサイクルGHGの数値を計算できる計算式が示されていないことから、ライフサイクルGHG削減のために要する追加コスト等を現時点で具体的に算定することができず、燃料調達に追加コストを要するのかを定量化できません。そのため、既認定案件で投融資の実行を直近に控えた案件であって、燃料調達計画の変更を要する案件の場合、金融機関は事業に対する融資が実行できなくなる虞があります。 第14回WGで調達価格等算定委員会への意見具申が本年度の変更申請期限よりも後であったことを鑑み、既認定案件の燃料調達計画を変更する場合においては、2022年度中の変更申請である場合はGHG削減対象から除外する、などの猶予措置を設ける必要があると考えます。	御指摘の既認定案件の扱いについては、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。 なお、既認定案件の扱いについては、第13回バイオマス持続可能性ワーキンググループにおいて検討が行われました。
78	ライフサイクル GHG排出量の基準について、2022年度以降の認定案件が対象とされているが、ライフサイクルGHG排出量の基準に関する制度が確立されてからFIT制度の認定の要件とする等、基準適用には経過措置を設けるべき。 ライフサイクルGHGの既定値や新たな第三者認証の活用といった確認手段等、現時点で今後の検討事項があり、制度の詳細は2022年度開始時点で定まっていないものと想像する。そのため、制度確立前にFIT制度の認定要件とすべきではない。	御指摘のライフサイクルGHGの基準の適用時期については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
79	2022年2月18日から3月21日にかけて意見公募された「バイオマス持続可能性ワーキンググループ第二次中間整理（案）」の11頁には、「2022年度以降の認定案件については、ライフサイクルGHGの確認制度の適用が開始された後に、ライフサイクルGHG排出量の基準を適用する。」と記載されている。 ライフサイクルGHG排出量の基準を満たしていることの確認方法（1 既定値や個別計算の内容の作成、2 確認スキーム、3 確認のタイミング等）については、来年度（2022年度）以降のバイオマス持続可能性WGで議論される予定であり、制度が確定していないため、新規認定案件のファイナンス組成に悪影響が生じる可能性がある。確認方法、適用時期については、事業者や金融機関とよく擦り合わせのうえ、決定していただきたい。	いただいたご意見については、今後の政策立案の参考とさせていただきます。
80	ライフサイクル GHG の計算方法が未整備な状況で、「2030 年までの間は燃料調達毎に 50%削減を達成することを要求し、これらの基準を満たすことを FIT 制度の認定の要件」とすることは、事業者に達成可能であるか判断ができない要件を求めることになり、指針を示すべきガイドラインの趣旨に反すると考えます。	御指摘のライフサイクルGHGの基準の適用時期については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
81	木質バイオマスの燃焼による発電のCO2排出量原単位は石炭よりも多く、失われた森は短期的には回復しない。このため環境省の輸入木質バイオマス発電のLCA-GHGガイドラインでは、「生産地の森林（炭素ストック量）の減少を伴う事業はGHG削減効果が得られない可能性が高く、事業の意義を再検討すべき」、事業実施後（FITでは20年間）に調達先の森林（炭素ストック）が復元または増加することを前提に、「バイオマス燃焼によるCO2排出量をゼロとしてよい」と記載されている。 この環境省ガイドラインのこの記述は、バイオマス発電が再エネとしての意義を保つために必須要件であるが、ガイドライン改定案に取り入れられていない。 一方、IPCCガイドライン(2019年)の伐採木材製品(HWP)には、土地利用変化（森林減少）を伴わない場合でも林業分野での炭素ストック変化によるGHG排出をエネルギー部門でのGHG算定において考慮すべきことが述べられている。 森林・土壌の炭素ストック減少によるGHG排出が算定困難であるならば、より簡便で確実な方法として木材燃焼からの排出量をカウントすることを検討すべきである（ただし、木材燃焼からの排出には、たとえば土壌からの炭素排出は含まれず、過小評価になることに留意が必要）。	御指摘のライフサイクルGHGの算定式については、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける専門的・技術的な検討結果を踏まえたものです。
82	再生可能エネルギーによる発電を増やすためには、全ての発電方法を選択可能に出来るようにすべきと考える。2022年3月22日の電力需給ひっ迫時を考えると、天候悪化時などは太陽光発電に期待できないため、これからの再生可能エネルギーとしては、安定して発電が可能で、かつ調整力の優れた電源をかなりの割合で保有するのが地球温暖化対策も含めて優れた方策と思う。その選択肢の一つがバイオマス発電であり、その中でも最も調整可能な電源は液体バイオマス発電である。ところが、液体バイオマス発電燃料としては、今は環境問題、食料競合問題が指摘されているパーム油しかない。バイオマス発電すべてに関して、もっと燃料の選択肢を広げることが重要である。現在ワーキンググループで議論中で、いろいろ難しい課題があるのかもしれないが、3年も論議しているのは時間が掛かり過ぎではないか。パーム油も経過措置が来年度いっぱいまで終了となっているが、それに代わる燃料を2022年の早い時期に認可できるようにすべきと考える。何から何まで最初から基準を作ろうとし過ぎているように思う。必要なら基準の変更を行うことも考えて、まずは早く決めることの方が現時点では重要であるのではないか。パーム油も、後からR S P O取得が条件として追加されている。これらの点について、どのように考えておられるのか、ご説明頂ければ幸いです。	御指摘のバイオマス発電の新規燃料の取扱いについては、2021年度の調達価格等算定委員会において、「残りの論点としてライフサイクルGHGの既定値の策定や確認手段の整理があり、2022年以降、速やかに検討することとしています。こうした状況をふまえ、2022年度に、ライフサイクルGHGの確認手段等の残された論点に関する同WGの結論を得た上で、新規燃料の取扱いを検討することとした。」とする意見が取りまとめられました。引き続き、これらの意見を尊重して検討を進める考えです。
83	木質バイオマス及び農産物の収穫に伴って生じるバイオマスと石炭の混焼は、2019年度より新規認証の対象外となっているが、既存案件にも適用し、FIT認定の取消をすべきです。 FIT制度はバイオマス発電等の再生可能エネルギーを促進するための制度であるから、石炭を混焼する案件をバイオマス発電として認定し続けることは不適切であるため。また、再生可能エネルギー促進のための賦課金を間接的であっても化石燃料の利用継続に使用してはならない。	石炭混燃については、そのコストデータを分析した結果、安価で事業実施できていることが確認されたため、2019年度以降、FIT制度の新規認定の対象外としています。2018年度以前に認定を受けたバイオマスと石炭の混焼案件については、引き続きFIT制度の対象としておりますが、価格価格変更を伴う変更認定を受けた場合は、FIT制度による支援の対象外となります。
84	今後のFIT/FIPバイオマス発電においては、熱電併給を条件とすべきである。発電のみでは10数～30数%程度の発電効率であり、バイオマスの持つエネルギーの大半を捨てている。日本の最終エネルギー需要の半分は熱利用であり、特に高温の産業用熱利用を供給できる再生可能エネルギー熱は現在、ほぼバイオマスしかなく、貴重なバイオマスを電力のみに費やすべきではない。FITの地域活用要件の中に熱電併給が入ったが、EUでも発電のみのバイオマス発電は原則支援しない方向となっており、日本でも検討すべきである。	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。
85	「なお、主産物と副産物については、当該燃料より付加価値の高い製品が産出されないものを副産物、それ以外を主産物と定義する」 →「なお、主産物と副産物については、当該燃料より付加価値の高い製品が産出されないものを主産物、それ以外を副産物と定義する」 内容から、誤記と推測される。	今般の改正にて修正いたします。

5. その他の御意見		
86	<p>1. 事業計画策定ガイドライン（太陽光発電）において、10kW以上50kW未満の太陽光発電等を実施し、柵塀等の設置により営農上支障が生じると判断される場合には、柵塀等が省略可能となっているが、50kW以上も同様に営農上支障が生じると判断される場合も省略可能とするべき。</p> <p>2. 過去のガイドラインで認められていた営農型で50kW以上の柵塀等を省略していた場合、ガイドラインを守るためには今後、柵塀等を設置しなければいけないのか。</p>	<p>1. 電気設備に関する技術基準上、高圧（50kW以上）の発電設備においては容易に構内に立ち入らないよう措置を講じることが義務付けられており、再エネ特措法の認定設備においてもその規定を踏まえ、柵塀等の設置を求めています。</p> <p>2. 上記の理由から、柵塀等を設置していただく必要があります。標識や柵塀等を適切に設置していないと認められる場合は、再エネ特措法第12条に基づき指導を行います。また、指導の後に改善されない場合には、改善命令や認定取消しの対象となる可能性があります。</p>
87	<p>「事業計画作成の初期段階から地域住民と適切なコミュニケーションを図るとともに、地域住民に十分配慮して事業を実施するように努めること。」 →「事業計画作成の初期段階から地域住民と適切なコミュニケーションを図るとともに、地域住民に十分配慮して事業を実施すること。地方議会において発電事業に反対する決議があった場合は、発電事業計画を見直すこと。」</p> <p>近年、いくつかの再生可能エネルギー発電事業に対し、地域住民から反対運動が起こり、資源エネルギー庁の不適切案件に関する情報提供フォームへも700件以上の相談が寄せられている。資源エネルギー庁は、「地域社会における持続的な再エネ導入に関する情報連絡会」を開催し、再エネの地域における理解を図っている。一方で、FITバイオマス発電においても、市議会より発電事業反対の意見書が決議されている例もある。こうしたことから、地方議会での反対の決議がされた場合等は、計画を見直すことなどを本ガイドラインで定めてはどうか。また、不適切案件に関する情報提供フォームに寄せられた相談について、どのような対処がなされたかの情報公開を要望する。</p>	<p>再エネ特措法では、①認定事業者が地域住民と適切なコミュニケーションを図ることを努力義務としており、怠っている場合にはFIT法に基づく指導を行う、②条例を含む関係法令の遵守を認定基準として定め、認定事業者自身が違反した場合には、必要に応じて認定を取り消すこととしており、今後も制度を適切に執行してまいります。</p>
88	<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+α）を維持していただきたい。</p> <p>我国全体目つ地域のエネルギー保障の為、石油代替エネルギー目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、 ○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。 ○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>がある。</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」の為、2022年度よりFIP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。FIP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、FIP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FIP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、これらの意見を尊重して決定しています。</p>
89	<p>「事業計画策定ガイドライン（水力発電）改正案」の1. 土地及び周辺環境の調査・土地の選定・関係手続について、 「②について、事業計画の認定申請に当たっては、環境影響評価方法書に関する手続が開始されていることが必要だが、再エネ特措法に基づく認定と関係法令及び条例の許認可等は異なる観点から行われるものであり、再エネ特措法に基づく認定は他法令における許認可等を担保するものではないため、関係法令及び条例の許認可の手続等の中で、計画の実現が困難になる可能性や、発電設備の設置場所や出力などが変更となる可能性があることに留意されたい。このため、事前に事業の実施のために必要な関係法令の手続を把握し、それぞれの手続について準備を進める必要がある。」とある。</p> <p>水力発電には許可が必要な法令として、河川占用や道路占用もござります。2021年度の事業計画認定申請において地方経産局から『土地の権限を有している書類』として、占用許可協議証明書（任意様式）に対して規定されていない『自治体公印』、若しくは収受印の押印を求められました。しかしながら、許可権者（自治体）からは公印を押印するものは施行業務に対してであり、収受印は協議を終えて本申請されたものに押印するものであることから、協議中では公印・収受印に該当せず押印不可のものとなりました。この対応について地方経産局からは公印のない協議証明書では協議中であることの証明として認められないとの見解から、『申請取下げ』となりました。</p> <p>以上から、占用についても環境影響評価法やその他の許認可と同様に扱っていただきたい。また、協議していることの証明書には首長名と公印の押印ではなく、占用協議の記録を添付することで職員の名と私印の押印、若しくは印省略していただきたい。</p> <p>&lt;理由&gt; 自治体の公印規定、令和2年7月に閣議決定された「規制改革実施計画」『経済産業省における押印を求める手続の見直し等』</p>	<p>御指摘の点については今後の執務の参考とし、必要に応じて見直しを行っていきます。</p>
90	<p>ガイドライン策定していても抜け道探しを推奨している業者が横行している。</p> <p>電力契約の抜け道を金もうけで煽ったり、さらに、建設業許可がないのに、請負額500万円を超えるEPCを行えると宣伝したりと許可や、健全な電力システムの維持を軽視し金もうけばかりを煽る業者がいる。</p> <p>ガイドラインで有資格者および許可関係を持った業者に頼むことを明示してはどうか？</p> <p>きちんとした業者ほど、安い不良業者に不利益を与えられている状況は今後の業界維持を困難にする。</p>	<p>御指摘も踏まえながら、制度の適切な運用を行ってまいります。</p>
91	<p>「※この他、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（平成23年法律第108号）並びに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（平成24年経済産業省令第46号）及び関係する経済産業省告示における規定等との記載の整合化、表現の適正化並びに巻末の付録に掲げる主な関係法令等の改正等の所要の規定の整備を行う。」と記載されている。</p> <p>本ガイドラインの改正に関連して関連する法規の変更が予定されていることは理解するものの、本ガイドライン同様にパブリック・コメントの手続きを踏んだうえで、最終確定していただきたい。</p> <p>関係法規の変更についても、事業者および金融機関等の確認を踏んで、実務実態に合った変更内容とする配慮が必要と考える。</p>	<p>新旧対照表末尾の※については、今般の関係法令等の改正に伴って生じる技術的な修正を行うという趣旨について記載したものです。</p> <p>今後も、法制度・ガイドライン等の改正にあたっては、パブリックコメント等を通じて御意見を伺いながら検討してまいります。</p>