

# 発電コスト検証ワーキンググループへの 情報提供に対する対応について

令和3年7月12日  
資源エネルギー庁

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応①

## 【原子力】事故リスク対応費用について

福島第一原発事故に伴う原子力損害賠償、プラントの廃止措置、放射性廃棄物の処分費用は巨額になると予想されるが、これは今後原子力発電をやろうがやるまいが支出が必要な sunk cost であり、これを電源間コスト比較に当たって原子力発電コストに乗せて「事故リスク対応費用」とするのは誤りである。

我が国が今後新規建設すべき電源としてどれを選択するか政策判断するための原子力発電コスト評価に当たっては、規制委員会の定めた新規規制基準への適合が前提となる（従ってその初期建設コストはかなりのものとなる）から、福島第一原発事故の放射能放出量の1/100規模以上の発生の可能性を  $1E-6$  回/年程度以下とされるので、その場合の被害額を保守的に福島第一原発事故と同等と仮定し数十兆円/回としても、 $1E-6$  回/年を乗じたものが被害額の期待値（1年間当たり）に換算）であって、これを送電電力量60億kWh/年（100万kW級で利用率70%の場合）で除すれば、事故リスクコストは高々 0.01円/kWh程度である。

情報提供者

個人

### <情報提供に関する考え方>

- 今回の検証において、事故リスク対応費用の算出にあたっては、これまでのコスト検証でも採用されている共済方式を採用。
- 発電コストに算入する損害費用は、追加的安全対策により本来低下するはずであるが、現時点で費用の低減を試算する方法が確立されていないことから、福島第一原発事故の損害費用の見積りを基に算出し、それを出力規模、地域性、人口比で補正。（約23.8兆円 → 補正後15.7兆円）
- 共済方式の算定根拠は、前回の検証において、各国規制機関や国際機関における安全目標の相場や安全対策実施後のリスク評価の改善幅を総合的に勘案し、十分に保守的に見積もって、「4,000炉・年」とした。現時点において安全対策が継続中であり、安全対策実施後の評価の実績の積み上げが十分ではない状況であることから、保守的に見積もって前回設定したものを踏襲することとした。

⇒ 事故リスク対応費用について、新規規制基準への適合を前提とした放射能放出量の規模で計算できるとの提案であるが、政府の発電コスト検証においては、各国規制機関や国際機関における安全目標の相場や安全対策実施後のリスク評価の改善幅を総合的に勘案し、十分に保守的に見積もった値を用いて試算を行うこととしており、本WGでこれまで議論した考え方で整理したい。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応②

## 【原子力】 資本費について

日本の原発発電コストについて、原子力事業者が発表している原発建設費用を電気出力で按分したkW当り建設費用を2020年の企業物価指数で換算し、運転開始時期別にプロットした。これをもとに線形近似を行ったところ、建設費用は明確に増加傾向にあることがわかった。概ね改良標準化が完了した1980年以降の建設費だけで線形近似をおこなっても、やはり増加傾向にあった。2015年の試算では原発建設費は4400億円として計算されているが、明らかな過小見積りだ。原発建設コストは発電コストに大きな影響を与えるが、実際にコスト上昇してきたのだから、保守的に線形近似の延長線上で見積もるべきである。

情報提供者

NPO法人原子力資料情報室

### <情報提供に関する考え方>

- ・「情報提供のあった線形近似の母集団には、改良標準型のデータと、それ以前のデータが混じっており、それぞれ分けて分析すると、建設費は上昇も下降もしていないことが統計的に確認されている」との指摘が委員からなされた。
- ・なお、今回検証では、専門家による議論に基づき、合理的な見積りが可能な費用を用いて発電コストの試算を行っている。このため、建設費については、過去のコスト検証における整理と同様、現時点での最新の実績として、直近運転を開始した4基をサンプルプラントとして参照し、運転開始時期を起点として物価等による補正を行っている。
- ・また、現在、各事業者は新規制基準を踏まえ追加的安全対策を講じているが、これに係る費用についても、新規制基準適合性申請済みの原発の直近の見積りを参照。追加的安全対策については、原子力発電所を新たに建設する時点で、新規制基準の内容があらかじめ明らかであれば、必要な安全対策を建設段階から設計に反映できることから、設計段階から安全対策を盛り込んだ場合の合理化の程度を調査し、モデルプラントの建設費として追加計上すべき費用を試算に反映している。

⇒ 情報提供のあった機関と、委員間での議論を踏まえると、建設費が上昇傾向にあるとは言い切れない。このため、建設費は本WGでこれまで議論した考え方で整理したい。なお、物価補正や安全対策費等の追加費用は、引き続き、適切に反映する。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応③

## 【原子力】設備利用率について

日本の原発発電コストについて、IAEAのデータベース(PRIS)から日本の原発設備利用率平均値を算出したところ、55.67%となった。また、再稼働した9原発のみの設備利用率平均値を算出したところ、68.9%となった。9基の再稼働後の設備利用率だけに限ると、70%台半ばとなるが、数年間のトレンドで長期的な平均設備利用率を算出するのはリスクが大きい。実際に、日本の原発設備利用率は、1990年代後半80%前後で推移したが、2000年代に入り東電のトラブル隠しなどの不祥事、中越沖地震など自然災害の影響から大きく稼働率は低下した。

また、世界の原発稼働年数については、もっとも古い商用原発はスイスのベツナウ原発1号機であるが、これは1969年に運転を開始したもので、稼働年数は52年である。現実世界で60年稼働を経験した炉は存在しない。IAEA PRISによれば、世界の原発の平均炉年は30.07年である。

米国で80年運転が認可されていることは事実だが、そのことと、原発が実際に80年運転することとは別の話である。実際、米国では60年稼働が認められている原発でも経済的に見合わないとして計画よりも早期に廃止に至るものが複数出ている。同様に日本において60年稼働が認められた原発が60年運転するかどうかは別の問題である。

原発の炉年および設備利用率は発電コストに大きな影響を与えるが、これらの数字は保守的に算出されるべきである。

情報提供者

NPO法人原子力資料情報室

## ＜情報提供に関する考え方＞

- 発電コスト検証は、異なる発電技術を横並びで比較する観点から、OECD等の手法を踏襲し、設備利用率や稼働年数は一定値で置くという考え方が、2015年検証時に整理されており、今回もそれを踏襲。
- 2015年検証では、設備利用率については、(震災前の過去30年間(1981～2010年)の実績を踏まえ、70%をベースに、60%、80%のデータを示している。また、稼働年数については、原子炉等規制法における「運転期間延長認可制度」を踏まえ、40年をベースに、60年のデータも示している。

⇒ 設備利用率については、国際機関の試算における設備利用率や海外の実績、再稼働済みプラントの利用率等も参照しつつ、国内原発の再稼働は新規制基準が策定された後の途上であることも踏まえ、前回検証と同様、70%を基本とし、60%、80%のデータも示す。

⇒ 稼働年数については、前回検証と同様、原子炉等規制法における「運転期間延長認可制度」を踏まえ、40年を基本とし、60年のデータも示す。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応④

## 【原子力】 運転維持費について

原子力発電コストの運転維持費の費目は2015年WG時と同様に人件費、修繕費、諸費、業務分担費とされている。当時のWGでは直近に運開した4基のサンプルプラントについて事業者へのヒアリングを行い、結果、運転期間40年・設備利用率70%の場合、3.3円/kWhとされている。

一方で、現実に再稼働済みの9基の原発を保有する九州電力・四国電力・関西電力は有価証券報告書上で電気事業営業費用明細として、電源種別ごとの人件費や委託費、修繕費といったコストを報告している。

電気事業営業費用明細に計上される情報は基毎ではなく電気事業者全体の費用となっている。関西電力は3基の原発がまだ再稼働していないが、特に、九州電力と四国電力は再稼働できる原発はすべて再稼働しているため、運転維持に係るコストはここに掲載されていると考えられる。

そこで、九州電力の保有原発がすべて再稼働した2018年度以降、四国電力の保有原発がすべて再稼働した2016年度以降、また参考に九州電力の原発再稼働が始まった2016年度～2017年度、四国電力の2015年度、関西電力の原発再稼働が始まった2015年度以降の維持費を算出したところ、3.3円/kWhよりは大きな値となった。

運転維持費については理想的な条件で計算するのではなく、有価証券報告書に基づく実績値で計算するべきではないか。少なくとも、有価証券報告書に基づく実績値で電力会社が報告した数値を検証するべきだ。

情報提供者

NPO法人原子力資料情報室

## <情報提供に関する考え方>

- 今回のコスト検証においては、過去の検証と同様、国際的に用いられている手法に則り、全電源共通して建設から廃止に至るライフサイクル全体を評価するため、有価証券報告書に基づき当該年度の実績を評価する手法ではなく、サンプルプラントの実績値を用いて「モデルプラント方式」を基本とした試算を行っている。
- 有価証券報告書の実績による試算は、情報提供のような短期間の実績のみならず、ある程度長期的な実績を参照して行う必要。今回示された有価証券報告書のデータは、廃止決定された原発に係るコストも含むものを、再稼働している原発の発電量で割っているため、過大計上になっている旨、委員から指摘があった。

⇒ 情報提供のあった機関と、委員間での議論を踏まえると、有価証券報告書に基づく運転維持費を採用することは過大計上になる等の課題がある。本検証では、2015年検証の手法を踏襲し、異なる発電技術を横並びで比較することに適した「モデルプラント方式」による試算を行うこととしたい。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑤

## 【太陽光】モデルプラントの規模について

内容	理由(鍵括弧内は引用)	根拠(下線はリンク)
モデルプラント: 特別高圧2MW以上を追加	・業界団体の地上設置型太陽光発電所に係るアンケートによれば2MW以上(特別高圧)がコスト低減傾向が見られる一方、50kW-500kW(高圧)はコスト上昇傾向が見られる。	[ <a href="#">調達価格等算定委62-資料1</a> ]p.12
	・「適地の確保と相まった形で」「2030年までに徐々に6GW規模まで回復させていくという絵姿を念頭に、検討を進めていくべき」	[ <a href="#">大量導入小委31-資料2</a> ]p.34
	・「2030年の再エネ導入量見通しを検討するにあたって、「コスト検証WGにおける議論の成果を踏まえて、今後、必要な検討を行う。」	[ <a href="#">大量導入小委31-資料2</a> ]p.99(再掲)
	・2MW以上の平均単価は土地造成、接続費、運転維持費について250- 500kW未満の1.5倍-2.7倍となっており、プロファイルが異なる。	[ <a href="#">調達価格等算定委63-資料1</a> ]p.35-p.37
	・幣協会の会員数社において地上設置式については、IRRにもよるが、高圧は概ね1MW以上、特高は5MWや30MW以上など投資の目安がある。	[ <a href="#">大量導入小委27-資料5</a> ]p.7, 会員ヒアリング
	⇒250kWは実績件数が多く屋根設置型のモデルプラントとしては良いが、地上設置型で、1件当たりの規模が大きく大量導入へより貢献できる特高2MW以上を追加すべき。その際、第63回調達価格等算定委の資料から採用する値は、全体ではなく2MW以上に対応するものにすべき。	

### <情報提供に関する考え方>

情報提供者

一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

- ・モデルプラントの出力規模の設定に当たっては、2020年及び2030年に導入の蓋然性が高いものとするのが適当。
- ・足下で導入されている事業用太陽光(特異な状況にある低圧を除く)の最頻値を見ると、250-500kWが最多で、100-250kWが次点。こうした状況を鑑みて、太陽光(事業用)については、250kWとしたところ。
- ・情報提供のあった2MWについては、2015年検証ではモデルプラントの規模としていたが、足下の導入状況を考えると、2MWの太陽光が大量に導入される蓋然性が高いとは言い切れない。
- ・なお、出力規模以外の諸元については、足下で特異な状況にある低圧を除いた全てのデータの中央値を用いているので、普遍性があると考えらる。

⇒ モデルプラントの規模について、2020年及び2030年の導入蓋然性の高さから設定すべきところ、足下の導入状況等に鑑み、2メガ以上を別途設定することは、しないこととしたい。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑥

## 【太陽光】 資本費について

- 2030年の太陽光発電の資本費のうち、設備費を推計するにあたり、委員会資料では「習熟率を20%」とする、としている。しかし、習熟率は、設備費全体ではなく、太陽電池モジュールの価格についてであるから、習熟率の適用はモジュールのコスト推計に限定すべきである。
- 習熟率の値については、最新の知見を反映すべきである。Oberbeck, et al (2020)によると、過去42年間の習熟率は24%、過去10年は38.6%である。その他の文献でもその値が採用されている。モジュールコストについては、38.6%を用いるべきである。38.6%を採用したとしても2030年のモジュール単価は2.0~2.7万円/kWであり、2020年の国際価格と同等か高いくらいであり、無理はない。
- モジュール以外の資本費についても、モジュール発電効率の向上、モジュールの大型化、といった予見される技術改良の効果が期待でき、最新の試算(BNEF (2020) Deep Dive into Utility PV System Cost)では、モジュール以外の資本費合計で2030年までに25%減が見込まれる。これを踏まえ、モジュール以外の資本費は、10.9万円/kWとすべきである。

### ＜情報提供に関する考え方＞

情報提供者

公益財団法人自然エネルギー財団

太陽光の習熟率については、第2回、第4回及び第6回会合(情報提供のあった機関へのヒアリング)で御審議いただいた。その中で、一部の委員から、本情報提供と同様、直近の期間を対象とするとパネル習熟率が高い傾向にあることを考慮すべきとの意見があった。一方で、パネル価格は、2000年代のシリコン不足の時期にはむしろ上昇傾向にあり、足下の期間だけを対象とした高い習熟率をとることは不適當である、特に直近ではパネル価格が上昇傾向にあるなどの点に言及があった。これらを踏まえ、習熟率は長期のトレンドである20%とすることを基本とする。

なお、今回の情報提供や一部の委員の指摘のように、直近期間の習熟率を見るべきとの意見については、IEA「PVPS Trends in Photovoltaic Applications 2020」においても分析しており、モジュール習熟率を41%としており、参考値として習熟率41%の試算も示す。

習熟率の適用範囲について。Amro M. Elshurafa, et al (2018)によるパネルを除いた太陽光建設費の習熟率の分析\*によれば、習熟率はパネル以外に適用できない訳ではない。加えて、建設費のうち設備費以外は、日本では足下の工事費が低減していない実態を参考に横ばいとするを、第2回会合で御審議いただいた。こうした中、情報提供いただいたBNEF (2020)「Deep Dive into Utility PV System Cost」において、2020年から2030年までに「BOP費(モジュール以外の設備費)は18%減」との分析がある。この数値を、同レポートで予想されている累積導入量見通しを用いて習熟率に換算すると約11%であり、20%より低い水準。また、同様にモジュールとBOPの合計(設備費全体)について習熟率を算出すると約22%であり、20%に近い水準。\* Estimating the learning curve of solar PV balance-of-system for over 20 countries: Implications and policy recommendations

⇒ 習熟率は、本WGの審議をふまえ、20%を基本としつつ、参考としてモジュール習熟率41%の場合を機械的に試算する。また、情報提供のあったBNEF(2020)のデータに基づき、設備費全体の習熟率を算出すると20%程度の水準であったことを踏まえ、モジュール以外の資本費については、変更しないこととする。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑦

## 【太陽光】 資本費について

内容	理由(鍵括弧内は引用)	根拠(下線はリンク)
建設中の費用を追加	・地代等運転開始前の費用と利子を含めるべき。	[IEA2020]p.38
廃棄費用:建設費の5%へ変更	・「将来的な太陽光パネルの処理技術の確立やリユースの促進等によるコスト低減の可能性も考慮すると」「既に調達価格が決定されている2012年度から2019年度までの認定案件については、原則として、調達価格等算定委員会による調達価格の算定において想定してきた廃棄等費用を積立金の金額水準とすることが適切である。」	<a href="#">[太陽光廃棄費用WG中間整理]p.10</a>
	・「一方で、国際動向等を踏まえると、太陽光発電の発電コストは今後さらに低減すると予想されるが、「廃棄等費用について発電コストと同等の急速なコストダウンが進むかどうかは見通しが不透明である。」	同上
	・「業界全体で7円のコスト目標を2030年前に達成することは簡単ではない」、「これ以上のコストダウンを図る新たな手法が見当たらない」などコスト低減が難しいとの声が大半。 ⇒コスト低減が難しい前提で、前回コスト検証WGおよびIEAと同様に建設費の5%とすべき。	<a href="#">[大量導入小委31-参考資料]p.10</a> 、[IEA2020]p.40
情報提供者		一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

### ＜情報提供に関する考え方＞

建設中の費用について、太陽光(住宅用・事業用いずれも)のモデルプラントの建設費は、FIT案件の定期報告(「設備費」・「工事費」・「その他資本費・値引き」)によるデータを参照している。当該定期報告の「その他資本費」は、「建設段階の保険料等、その他の費用がある場合は、その費目ごとに金額を記載すること。」と様式に注記されているところ、建設中の費用は太陽光のモデルプラントの建設費に既に含まれている。

廃棄費用について、太陽光(住宅用)では建設費の5%としているところ、当該情報提供は太陽光(事業用)の1万円/kWに対するものと思料。1万円/kWは、2020年度以降の事業用太陽光の調達価格の算定において想定している廃棄費用の額を参照しており、当該額は、太陽光発電設備の廃棄処理を行う事業者へのアンケート調査の結果もふまえて設定しており、かつ、廃棄費用の低減見通しが不明のなかで建設費の低減に連動しない設定としていることをふまえると、建設費の5%よりも日本の実態をふまえていると考えられる。

⇒ 建設中の費用については、既に含まれている。

⇒ 廃棄費用については、日本の実態をよりふまえる観点から変更しないこととする。



# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑧

## 【太陽光】 運転維持費について

- すでに実現・予見されている技術を見込むことで、運転維持費も低減可能性がある。
- 遠隔監視機能の発達:遠隔監視により運転管理費が低減する可能性がある。(財団調査では平均で32%減)
- 発電効率向上による運転維持費の低減
  - kWあたりの面積が減ることで、定期点検や除草にかかる人件費が減少する可能性がある。発電効率予測に基づけば、減少面積は単純計算で19.4%減少。
- 除草費の低減可能性
  - 一般的草刈り機:4~5人日/MW
  - 乗用型草刈り機:1人日/MW
  - 自走式草刈りロボット:人件費ほぼ削減(機器費用も併せても除草費は5分の1になる可能性がある。)
- 修繕費および保険料は資本費比例のため、資本費の下落効果を織り込むべき。

情報提供者

公益財団法人自然エネルギー財団

## ＜情報提供に関する考え方＞

第6回会合(情報提供のあった機関へのヒアリング)において、一部の委員からは、調達価格等の算定で想定している運転維持費が実態より高いという話を聞くとの御指摘があった一方で、他の委員等からは、適地の減少に伴い保険料が直近、上昇傾向であり、今後はさらに上昇が見込まれるとの上昇要因に関する御意見や、情報提供の内容で言及されている技術の2030年の普及可能性に関する御指摘があった。

太陽光の運転維持費については、第2回会合及び第4回会合の事務局資料では、定期報告で得られたデータでは経年的な低下の傾向があまり確認できないことから、将来(2030年)の運転維持費は足下(2020年)から変わらず、一定とするとしており、この方針については委員の賛同も得られたところ。

⇒ 運転維持費については、情報提供のあった機関と委員の意見交換結果を含む本WGにおける審議を踏まえ、変更しないこととしたい。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑨

## 【太陽光】設備利用率等について

内容	理由(鍵括弧内は引用)	根拠(下線はリンク)
パネル出力劣化率:0.5%/年を追加	・太陽光発電では経年劣化は無視できないのでIEAと同様に0.5%/年とすべき。	[ <a href="#">IEA2020</a> ]p.38
	・「2019年の…発電コストを試算した…。…出力劣化率等、考慮していない変数もあるため、あくまで参考値である。」	[ <a href="#">NEDO2020</a> ]p.18
出力抑制率を追加	・「再エネの出力抑制に相当する容量の蓄電池が導入される」	[ <a href="#">コスト検証WG4-資料2</a> ]p.25
	・「出力抑制は蓄電池などの他の手段より安価に実施できる」	[ <a href="#">安田2018</a> ]第5段落
	⇒蓄電池と出力抑制のコストを比較して安価な方を採用すべき。	
情報提供者		一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

### <情報提供に関する考え方>

パネルの出力劣化については、第6回会合(情報提供のあった機関へのヒアリング)で御審議いただいている。複数の委員から、パネル出力の劣化を考慮することについては、情報提供いただいたパネル出力劣化率0.5%/年はデータ制約がある中で一定の仮定に基づき推計した値であり、信頼性の検証を要するとの御意見があった。

また、FIT案件について設置年別の設備利用率の実績を確認したところ、天候等の影響が大きいと考えられるが、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(劣化が確認できているとはいえない)状況である。また、パネルメーカーが保証する出力劣化率は、0.3%未満もあれば0.7%以上もあるなど、ばらつきがある。

このように一意に特定できない状況にあることから、パネル出力劣化率について考慮しないことを基本とし、参考としてIEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」を踏まえて、パネル出力劣化率0.5%/年を仮定した機械的な試算結果を示す。

⇒ パネル出力劣化率については、本WGの審議やばらつき、設備利用率の実績を踏まえ、考慮しないことを基本としつつ、参考として0.5%/年を仮定して機械的に試算したい。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑩

## 【太陽光】その他について

内容	理由(鍵括弧内は引用)	根拠(下線はリンク)
過積載率	・諸元はAC値と思われるが、発電事業者はDC値を用いるのが通常なので、換算できるよう過積載率を明記してほしい。	[ <a href="#">コスト検証WG2-資料2</a> ]p.13
情報提供者		一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

### <情報提供に関する考え方>

情報提供のとおり、本WG事務局資料の太陽光(住宅用)・太陽光(事業用)の諸元は、建設費、運転維持費、設備利用率いずれも、ACベースのデータを参照した値である。

上記のとおり、設備利用率も含めてACベースであるため、モデルプラントにおける1kWh当たりの発電コストを考える際に過積載率を勘案する必要はないが、御要望をふまえ、「足下(2020年)のモデルプラントの発電コストの考え方」において示す足下コストの諸元の参考値として過積載率を示すと、以下のとおり。

太陽光(住宅用):102%

※2020年に設置されたFIT案件の定期報告(2020年10月14日までに報告された新築・既築のデータを対象)について分析(中央値)。

太陽光(事業用):130%

※50kW以上の2020年に設置されたFIT案件の定期報告(2020年10月14日までに報告されたデータを対象)について分析(中央値)。

(参考値)太陽光(10kW以上50kW未満):145%

※10kW以上50kW未満の2020年に設置されたFIT案件の定期報告(2020年10月14日までに報告されたデータを対象)について分析(中央値)。

⇒ 過積載率について、本WG報告書において太陽光(住宅用・事業用それぞれ)の足下コストの諸元を記載する際に、参考値として併記することとしたい。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑪

## 【太陽光】 その他について

内容	理由(鍵括弧内は引用)	根拠(下線はリンク)
系統接続費(工事負担金・自営線)の追加	・(統合費用のうちグリッド増強コストの説明)「発電設備から系統までの接続線」は発電単価(LCOE)の中に含まれることもあり、ダブルカウントしないよう注意が必要」	[ <a href="#">基本政策分科会34-資料3-3</a> ]p.4
	・系統接続費は系統安定化費用には含まれておらず、LCOEに含めてもダブルカウントにはならない。	[ <a href="#">コスト検証WG4-資料2</a> ]全体
	・「このレポートのLCOE値は、発電所レベルの発電コストに限定したもので、送電費や系統接続費は含まない。」	[IEA2020]p.40(英語原文を翻訳)
	・「2030年の再エネ導入量見通しを検討するにあたって、」 「コスト検証WGにおける議論の成果を踏まえて、今後、必要な検討を行う。」	[ <a href="#">大量導入小委31-資料2</a> ]p.99
	⇒コスト検証WGでは発電コストに系統接続費を含めるべき。	
発電側基本料金	・「今制度設計の最中ではあるが託送料金の発電側負担が進んでおり、明瞭に制度として電源が持つ負担コストだから計算できる状態であるなら計算しておいた方が良い。」	第1回コスト検証WGでの座長発言
	・「現時点において定量化が困難なため、試算には加えない。」	[ <a href="#">コスト検証WG4-資料2</a> ]p.22
	⇒影響が大きいため制度設計専門会合の試算値を加えるべき。([試算値]1800円/kW*年:[2MW以上の運転維持費]7500円 = 24:100)	[ <a href="#">制度設計44-資料6</a> ]p.15
情報提供者		一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会

### <情報提供に関する考え方>

系統接続費は、発電所の立地条件などに大きく左右され、モデルプラントに一律に載せることは難しい。また、発電側課金は、制度運用詳細が固まっておらず、現時点において定量化が困難。

⇒ 系統接続費と発電側課金は、太陽光のモデルプラントの発電コストに加味しないこととした。

## 【陸上風力】モデルプラントの規模・参照データについて

### <モデルプラントの規模について>

- ・ 事務局案では30MWとしているが、足元で環境影響評価にかかっている陸上風力発電の規模は年々大規模化している。例えば、2020年1月以降に配慮書を発行したものは、82発電所で、その内47発電所(57%)が50MW以上である。また当該82発電所の単純平均64.8MWである。
- ・ これを踏まえ、モデルプラントの規模は、50MWあるいは60MWとすべきである。

### <参照データについて>

- ・ モデルプラントの参照データについて、事務局案では近年の7.5MW以上の中央値を採用している。
- ・ しかし、上記で示したように、今後建設される風力発電所が大規模化してくる中で、7.5MW以上の数値を参照するのは適切ではない。
- ・ そこで、調達価格等算定委員会で示している30MW以上の案件の中央値を参照すべきである。

## <情報提供に関する考え方>

情報提供者

公益財団法人自然エネルギー財団

陸上風力のモデルプラントの規模については、第6回会合(情報提供のあった機関へのヒアリング)においても、委員からは、大規模陸上風力発電所のための適地が限定的である中で、この情報だけをもって、標準的な発電所であるモデルプラントの規模をより大規模に設定することが妥当であるとはいえないとの御意見があった。また、情報提供の内容は、環境影響評価の対象となる大規模な陸上風力発電に限られたものとなっていることにも、留意が必要。

なお、第2回会合の事務局資料では直近3年間の1,000kW以上のFIT認定案件の規模・件数から算出した30,000kWとしており、第2回会合において、当該規模については委員から大きな異論はなかった。

陸上風力の参照データについても、上記のとおり、情報提供の内容だけをもって、標準的な発電所であるモデルプラントの規模をより大規模に設定することが妥当であるとはいえない。なお、参照データについては、第2回会合における委員の御指摘をふまえて、第4回会合で改めて御審議いただいた上で整理している。

⇒ モデルプラントの規模や参照データについては、情報提供のあった機関と委員の意見交換結果含む本WGにおける審議を踏まえ、変更しないこととしたい。

## 【陸上風力】設備利用率について

- 風車の大型化により、設備利用率は上昇が見込まれている。
  - ローター直径拡大による受風面積の増加。kWあたりの受風面積が増加(受風面積 $2.5\text{m}^2/\text{kW} \Rightarrow 3.0\text{m}^2/\text{kW}$ )
  - ハブ高さの高度化により、上空の好風況の利用。(出力は風速の3乗に比例)
  - 風車の大型化の傾向 風車の出力:2.6MWから5.8MW, ローター直径は110mから170mへ (IRENA (2019) Future of Wind)
  - 今後、日本でも風力発電機の大型化(4MW以上)が見込まれる。
- 風力発電の大型化による設備利用率向上の見通し: IRENA(2019) は、2030年に建設される風力発電の設備利用率を30~55%と見込んでいる。日本の現状の値は、同じくIRENA(2019) の2018年の下限値に近い25%程度であることから、2030年には30%とすることが妥当である。

情報提供者

公益財団法人自然エネルギー財団

## <情報提供に関する考え方>

第6回会合(情報提供のあった機関へのヒアリング)においても、委員からは、大規模な陸上風力発電所のための適地が限定的なことを踏まえると、国内での風車の大型化は一定程度の困難さを伴うことから、横ばいで設定することが妥当との御意見があった。

陸上風力の設備利用率については、第2回会合における委員の御意見をふまえて第4回会合で改めて御審議いただいた上で整理している。第2回会合の事務局資料では、情報提供いただいたIRENAのレポートで設備利用率の向上について記載があることにも触れた上で御審議いただいている。

⇒ 設備利用率について、本WGの審議を踏まえ、変更しないこととしたい。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑭

## 【バイオマス(木質専焼)】モデルプラントの規模等について

- 2015年の検討では、モデルプラントの規模を5.7MWに設定していた。
- 一方で、2021年3月22日の大量導入小委員会における、(一社)日本木質バイオマスエネルギー協会の発表では、設備投資額の低減(2030年資本費20万円/kW)、燃料費の低減(2030年燃料費8000円/t)、所内率の省エネ化(2030年所内率12%)など総合的な対策を取ることで、発電原価15円/kWhの実現が可能としており、詳細聞き取りの上、数字を更新することが適切である。

情報提供者

公益財団法人自然エネルギー財団

### <情報提供に関する考え方>

一般社団法人日本木質バイオマスエネルギー協会にも確認したところ、「同協会の事務局としてコスト低減が必須と考えており、2021年3月22日の大量導入小委員会で示した15円/kWhについては、この水準を目指してできる限りの低減を図ることを意図したものであって、実現可能性等を踏まえて2030年のコスト水準として推計した値ではないことから、標準的な発電所であるモデルプラントの諸元にふさわしいものではない」とのこと。なお、情報提供で紹介された内容(「発電原価15円/kWhを達成可能な条件」)は、6,000kW規模の発電所を想定した方策であり、モデルプラント5,700kWの規模と同水準である。

なお、モデルプラントは標準的な発電所であり、モデルプラントの発電コストは、調達価格等算定委員会で審議される調達価格や再エネ特措法に基づく価格目標とは性格が異なる。

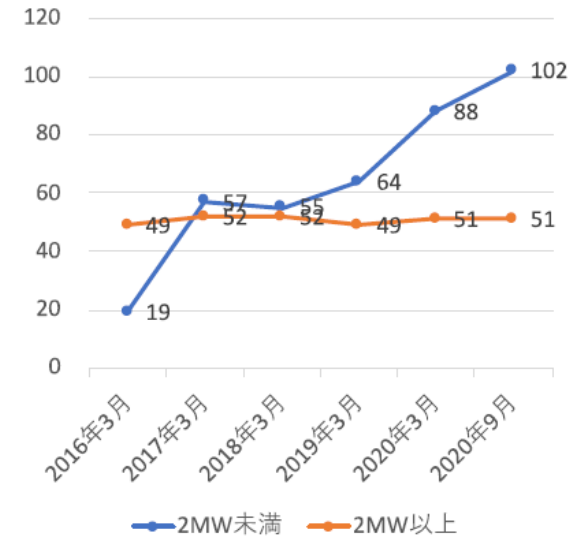
⇒ モデルプラントの規模等について、今後のコスト低減は必須であるものの、現時点での日本の実態や業界団体の検討状況をふまえ、モデルプラントとしては変更しないこととしたい。

## 【バイオマス(木質専焼)】モデルプラントの追加について

バイオマスについては、今後導入が進むと予測される以下の電源についてコスト検証を行うべき。

- ・ 2MW未満の未利用木質利用(熱電併給)

<FIT未利用材バイオマスの認定数>



(出典) FIT公表データより作成

### <情報提供に関する考え方>

情報提供者

公益財団法人自然エネルギー財団

木質専焼のFIT認定は、情報提供のとおり件数としては2,000kW未満が2,000kW以上の約2倍だが、容量としては約1/5。かつ、FIT導入は件数と容量のいずれも2,000kW以上が多い(大きい)。また、情報提供の内容からは熱電併給が木質専焼の標準的な発電所かどうかの判断が困難。

⇒ 情報提供いただいた内容が木質専焼のモデルプラントとしての代表性を有すると判断するほどの有力な材料がないため、今回はコスト検証の対象とはしないこととしたい。



# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑬

## 【バイオマス(石炭混焼)】 混焼率等について

2030年温室効果ガス削減削減 46%には、太陽光等の再エネ電力導入に加えて、調整力を有し電力安定供給に大きく寄与する既設石炭火力発電所からの排出量を経済的に削減する事が重要。短中期的には、サプライチェーン確立されており、安定的な供給量が確保でき、価格も安定している木質ペレットを既設石炭火力発電所で利用することが非常に有望な施策である。石炭とバイオマスの混焼は既設石炭火力発電所の設備の一部を改造する事で実現できる。一例として、既設80万kWの超臨界石炭火力発電所にて木質ペレットを30%利用した際のコストを算出した。

9 (3) バイオマス30% (800MW, 石炭混焼)

諸元のベース	調達価格等算定委員会、業界ヒアリング等		
モデルプラント規模 (出力)	80万kW	石炭火力のモデルプラント(80万kW)において、バイオマスペレットを30%混焼するとして設定。	
設備利用率	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定	
稼働年数	○40年 ○30年	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。	
資本費	建設費	170億円 既存の石炭火力発電所において、バイオマスペレットを30%混焼するために必要となる追加コスト(混焼施設整備費)を計上。	
	設備の廃棄費用	建設費の5% 各国において特段のデータがない場合の値として OECD/IEA "Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition" (2010) が示した値を使用。	
運転維持費	人件費	0.1億円/年 固定価格買取制度開始後に混焼を開始した関連事業者への追加的なインタビューにより把握。木質チップの調達、受入れ、石炭との混合作業等、バイオマス混焼のために必要となる追加の人件費を計上。	
	修繕費	1.8%/年 (建設費における比率) 石炭火力のモデルプラント(80万kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったため、数値を修正。	
	雑費	1.5%/年 (建設費における比率) 石炭火力のモデルプラント(80万kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったが、数値は同値。	
	業務分担費 (一般管理費)	14.3%/年 (直接費における比率) 石炭火力のモデルプラント(80万kW)において未利用間伐材を混焼することから、石炭火力の数値を引用。石炭火力のサンプルプラントが変わったため、数値を修正。	
燃料費	初年度価格	17000円/トン 日本木質バイオマスエネルギー協会作成 「輸出木質ペレット月別通関費の推移」を引用。	
	燃料費上昇率	-	不明
	燃料発熱量	17.79MJ/kg	固形バイオマス燃料の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
	熱効率	42%	石炭火力のモデルプラント(80万kW)の数値を引用。
	所内率	6.40%	石炭火力のモデルプラント(80万kW)の数値を引用。
	燃料経費	2,000円/t	バイオマスも輸入と想定されることから石炭と同一経費を計上。
価格	技術革新・ 生産効果	-	混焼にかかる追加的経費について、発電コストに大きく影響するような技術革新・ 生産効果は想定していない。
	燃料費上昇率	-	不明
	燃料費上昇率	-	不明

情報提供者

三菱パワー株式会社

### ＜情報提供に関する考え方＞

2015年の検証時同様に石炭バイオマス混焼についても発電コストを算定予定であるが、規模の大きい石炭火力については、30%のバイオマス燃料の混焼は一定の技術的課題が存在。

例えば大手電力が保有する石炭火力は1%混焼でさえ少ない状況。

【参考】第7回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 合同 石炭火力検討ワーキンググループ 資料4 P16,17

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/sekitan\\_karyoku\\_wg/pdf/007\\_04\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/sekitan_karyoku_wg/pdf/007_04_00.pdf)

⇒ 現状を鑑みて、2015年検証時と同様の「5%」混焼率で算定したい。なお、いただいた情報は「参考」として承る。

## 【バイオマス(石炭混焼)】 バイオマス燃料について

バイオマスについては、今後導入が進むと予測される以下の電源についてコスト検証を行うべき。

- バイオマス(石炭混燃) 2015年の検討では、未利用間伐材をチップの形態で混焼することが想定されているが、実態としてはハンドリングが容易な、ペレット形態での混焼が太宗を占めている。公表されているコストデータはほぼないため、関連事業者へのインタビュー等を通じて、適切なものに改めていただきたい。

情報提供者

公益財団法人自然エネルギー財団

### <情報提供に関する考え方>

バイオマス(石炭混焼)の燃料について事業者ヒアリングしたところ、燃料は木質チップも木質ペレットもあり、一概に何がが多いとはいえないとのこと。

また、木質チップの燃料費については、定期報告データによれば2015年から2020年にかけてほぼ横ばいの傾向にある。加えて、石炭混焼の木質チップの燃料費は、同じく定期報告データによれば、2015WGで設定した燃料費(初年度価格12,000円/トン・燃料諸経費※750円/トン)と概ね同水準である。※焼却灰処理費用と仮定

⇒ 石炭混焼のバイオマス燃料について、日本の実態をふまえた上で、本WGでも木質チップにすることとし、燃料費については、木質チップの実績をふまえて変更しないこととしたい。

## 【バイオマス(木質専焼・石炭混焼)】 燃料費等について

バイオマス(木質専焼)、バイオマス(石炭混焼)の実例が近年増加しており、これらの最近の実態を反映していただくがよいのではと考え、関連情報を提供する。

＜バイオマス(木質専焼)プラントについて＞

- ・「発電コスト検証ワーキンググループ(第一回):各電源の諸元一覧」の「バイオマス(木質専焼)」では、モデルプラントは5.6MW、国産未利用材の一ケースのみ
- ・FIT法に基づき、50MW、75MW、112MW等の比較的大規模なバイオマス専焼プラントが数多く投資決定・建設・運転の各フェーズに入りつつあり、これら案件のコストをカバーする必要がある
- ・大型になるに従い熱効率が高まり(=30%台半ば)、必要燃料量が低減する
- ・これらの例では、国産材に加え、輸入PKSや輸入木質ペレットを長期調達しているケースが多い

＜バイオマス(石炭混焼)プラントについて＞

- ・「発電コスト検証ワーキンググループ(第一回):各電源の諸元一覧」の「バイオマス(石炭混焼)」では、モデルプラントは800MW、国産未利用材の一ケースのみ
- ・FIT許可に基づくバイオマス-石炭混焼プラントが複数公表されており、15-20%程度のバイオマス混焼率のケースに加え、既存石炭火力を全量バイオマスに転換する例もある
- ・これらの例では、既存の石炭ボイラー(微粉炭ボイラー)での使用に適した輸入木質ペレットを長期調達するのが通例

### ＜情報提供に関する考え方＞

情報提供者

米国家産用木質ペレット協会(USIPA)

バイオマス(木質専焼)については、FIT導入容量・件数等のデータも踏まえると、情報提供いただいた内容が木質専焼のモデルプラントとしての代表性を有すると判断するほどの有力な材料がない。

バイオマス(石炭混焼)については、前述のとおり、規模の大きい石炭火力については、多量のバイオマス燃料の混焼は一定の技術的課題がある。例えば大手電力が保有する石炭火力は1%混焼でさえ少ない状況である。さらに、燃料についても前述のとおり、事業者ヒアリングしたところ木質チップも木質ペレットもあり、一概に何が多数とはいえない。

⇒ FIT導入の実績等を踏まえると、情報提供いただいた内容がモデルプラントとして代表性を有すると判断するほどの有力な材料がないため、バイオマス(木質専焼)のモデルプラントの規模・燃料は変更しないこととし、バイオマス(石炭混焼)についても、混焼率5%、燃料は木質チップとしたい。

# 発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑱

## 【バイオマス(木質専焼・石炭混焼)】 燃料費等について

バイオマス(木質専焼)、バイオマス(石炭混焼)の実例が近年増加しており、これらの最近の実態を反映していただくがよいのではと考え、関連情報を提供する。

＜木質ペレットの調達価格について＞

- 木質バイオマスのマーケットコンサルタントHawkins Wright社による“The Outlook for Wood Pellets – Demand, Supply, Costs, and Prices – First Quarter 2021”によれば、LRMC(Long-term Marginal Cost、木質ペレットメーカーの資本投資回収を可能とする水準の価格)は、CIF Tokyo Bayで\$131.44(ベトナム) – \$210.99(米国東海岸)の範囲にある
- 世界最大の木質ペレットメーカーである米国Enviva社(NYSE上場)が投資家向けに公表しているコスト内訳によれば、CIF日本は\$200前後/MT: 以下スライド21を参照 [https://www.envivabiomass.com/wp-content/uploads/EVA-Investor-Presentation\\_Feb-2021.pdf](https://www.envivabiomass.com/wp-content/uploads/EVA-Investor-Presentation_Feb-2021.pdf)
- 調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格に関する意見」によれば、「一般木材」-「木質ペレット」の実績平均値は、1,240円/GJ(27件)。17GJ/MTの前提では、21,080円/MT: 以下98ページ目を参照 [https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20210127\\_1.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20210127_1.pdf)

＜発電コスト: LCOE vs TSCE -ドイツでの試算例の要旨＞

- 火力が引き受けるシステムコストを差し引き、風力・太陽光に同コストを加算する補正を行うとTSCEベースのコストが算出される
- 最安値は石炭火力、次いでバイオマス転換CHP、ガスCCGT、バイオマス転換の順

情報提供者

米国産業用木質ペレット協会(USIPA)

## ＜情報提供に関する考え方＞

バイオマス(石炭混焼)の燃料について事業者ヒアリングしたところ、燃料は木質チップも木質ペレットもあり、一概に何がよいとはいえないとのこと。こうした実態を踏まえ、燃料は木質ペレットではなく木質チップを設定することとしたい。

システムコストを誰が負担するべきか(個別電源に上乗せすべきか)については、国際的にも議論が収束していない。このため、LCOEを比較した上で、別途、システムコストを考慮することが適当。

なお、自然変動電源の大量導入に伴い、システムコストの重要性は増しており、しっかり示していくことが不可欠。

⇒ 燃料について、日本の実態を踏まえて、木質ペレットではなく木質チップを設定することとし、それに合わせて燃料費も変更しないこととしたい。

⇒ システムコストについては、個別電源の費用(LCOE)に単純に上乗せすることはしないが、重要な内容であるため、別途計算の上、わかりやすい形で報告書に盛り込みたい。