

# 残る論点について

2026年1月  
資源エネルギー庁

- (1) 2027年度の解体等積立基準額等について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について（太陽光発電）
- (4) その他制度の見直しについて

- (1) 2027年度の解体等積立基準額等について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について（太陽光発電）
- (4) その他制度の見直しについて

## ＜2027年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額＞

- これまでの本委員会では、2012～2023年度認定の解体等積立基準額について、各年度の調達価格・基準価格・入札上限価格における想定値（廃棄等費用、設備利用率等）に基づき、「想定設備利用率で電気供給したときに、調達期間又は交付期間の終了前10年間で、想定の廃棄等費用を積み立てられるkWh当たりの単価」を設定した。
- 2024年度認定の解体等積立基準額についても、同様の設定方法としつつ、低圧事業用太陽光については、1割以上設備利用率が低下しても、廃棄等費用を適切に積み立てる観点から、調達価格・基準価格の想定値から1割減じた設備利用率に基づき、2024年度認定の解体等積立基準額を設定することとした。また、以降の委員会においては、2024年度と同様の設定方法に基づき設定してきた。
- 引き続き廃棄等費用を適切に積み立てていく必要があることを踏まえ、昨年度の本委員会においては、特段の事情変更が生じない限りは、今後も同様の設定方法に基づき設定することとしてとりまとめたところ。
- 一方で、第110回の本委員会において、2027年度以降の事業用太陽光発電（地上設置）については支援の対象外とすること、屋根設置等の地域との共生が図られた形での太陽光発電の導入を促進していくことは重要との観点から、支援の重点化を行う対象等の2027年度以降の太陽光発電への具体的な支援のあり方を来年度以降の本委員会で検討・決定することとして議論がされたことを踏まえ、2027年度のその他太陽光発電の解体等積立基準額については、2027年度以降の太陽光発電の支援のあり方を踏まえ、来年度の本委員会において検討することとしてはどうか。
- なお、引き続き支援の対象となる事業用太陽光発電（屋根設置）の2027年度認定の解体等積立基準額については、従来の設定方法に基づき設定することとしてはどうか。

# (1) 2027年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額 (案)

認定年度※	調達価格/基準価格	廃棄等費用の想定額	解体等積立基準額の想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額
2012年度	40円/kWh	1.7万円/kW	12.0%	—	1.62円/kWh
2013年度	36円/kWh	1.5万円/kW	12.0%	—	1.40円/kWh
2014年度	32円/kWh	1.5万円/kW	13.0%	—	1.28円/kWh
2015年度	29円/kWh 27円/kWh	1.5万円/kW	14.0%	—	1.25円/kWh
2016年度	24円/kWh	1.3万円/kW	14.0%	—	1.09円/kWh
2017年度	入札対象外	21円/kWh	1.3万円/kW	15.1%	—
	第1回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	15.1%	—
2018年度	入札対象外	18円/kWh	1.2万円/kW	17.1%	—
	第2回入札対象	(落札者なし)	—	—	—
	第3回入札対象	落札者ごと	0.9万円/kW	17.1%	—
2019年度	入札対象外	14円/kWh	1.0万円/kW	17.2%	—
	第4回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	—
	第5回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	—
2020年度	10-50kW以外	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	—
	10-50kW	13円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%
2021年度	10-50kW以外	11円/kWh	1万円/kW	17.2%	—
	10-50kW	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%
2022年度	10-50kW以外	10円/kWh	1万円/kW	17.2%	—
	10-50kW	11円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%
2023年度	10-50kW以外	9.5円/kWh	1万円/kW	17.7%	—
	10-50kW	10円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%
2024年度	地上・10-50kW以外	9.2円/kWh	1万円/kW	18.3%	—
	地上・10-50kW	10円/kWh	1万円/kW	19.2%	—
	屋根・10kW以上	12円/kWh	1万円/kW	14.5%	30%
2025年度	地上・10-50kW以外	8.9円/kWh	1万円/kW	18.3%	—
	地上・10-50kW	10円/kWh	1万円/kW	19.2%	—
	屋根・10kW以上	11.5円/kWh	1万円/kW	14.5%	30%
2026年度	地上・10-50kW以外	(審議中)	1万円/kW	18.3%	—
	地上・10-50kW	(審議中)	1万円/kW	19.2%	—
	屋根・10kW以上	(審議中)	1万円/kW	14.5%	30%
2027年度	屋根・10kW以上	(審議中)	1万円/kW	14.5%	30%

※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、

実際には、適用される調達価格/基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

※太陽光パネルを更新・増設する際は、当初設備相当分は解体等積立基準額を維持し、増設分相当には最新の解体等積立基準額を適用（按分計算により基準額算定）。

※2027年度については、地域共生が図られた形で導入が期待される太陽光発電については、具体的な支援のあり方を決定した後、解体等積立基準額について検討することとする。

本日、御議論いただきたい事項

第76回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2025年9月30日）資料2より抜粋

## 風力発電設備の廃棄等費用積立制度の整理の全体像（案）

- 風力発電設備をFIT/FIP制度における廃棄等費用積立制度の対象とするに当たっては、既に同制度の対象である太陽光発電設備の取扱いを前提に、以下のとおりその取扱いを整理したい。

(※) 上記措置は、システムの対応にかかる期間も勘案しながら速やかに実施すべきであるところ、パブコメ等を実施した上で、関係規程等を整備し、2027年4月を目途に施行することとする。

主な論点	太陽光発電設備に対する措置		風力発電設備に対する措置の整理（案）
	措置内容	措置の考え方	
1. 廃棄等積立の対象範囲	10kW以上の事業用太陽光発電設備。	10kW未満は住宅用が大半で、建物の解体と同時に撤去・処分される場合が多いと想定されるため除外。	風力発電設備は基本的に事業用であるから、原則として、出力によらず全ての風力発電設備を対象とすることとする。（P.14）
2. 廃棄等積立を行う期間	調達期間/交付期間の後半10年間での積立て。	運転維持費に対して初期にかかる資本費が大きいことや、積立て時期を複数設定した場合に生じる管理運営コストの抑制及び認定事業者の混乱の防止等の観点から、一律に後半10年として設定。	風力発電設備についても同様の取扱いとしつつ、制度開始時に残存期間が10年未満となっている案件についても、原則、残存期間によらず必要な廃棄等費用の全額が確保される制度とすることとする。（P.15、P.17）
3. 廃棄等積立を行う金額の水準	調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用の水準。	2019年度までの認定案件は、調達価格の算定において資本費の5%を廃棄等費用として計上していたこと等を踏まえて設定。 2020年度以降の認定案件は、太陽光廃棄WGまでのヒアリング結果等を踏まえ、想定額を1万円/kWで固定。	風力発電設備についても、調達価格/基準価格の算定において想定している廃棄等費用の水準の積立てを求める軸に、積立金額を決定することとする。（P.15、P.17）
4. 積立金の一部取戻しを認める場合	調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小のみ取戻しを認める。 調達期間/交付期間終了後については、事業終了・縮小する場合のほか、パネルを交換して事業継続する場合であって、当該パネルが一定値を超える場合には取戻しを許容。	将来的な再投資の促進及び制度運用コスト抑制等の観点から、廃棄される太陽光パネルの割合や量が一定値を超える場合に限定する形で設定。	調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小の場合のみ取戻しを認める。 調達期間/交付期間終了後については、事業終了・縮小する場合のほか、風力発電設備を交換して事業継続する場合であって、風車単位での交換である場合には取戻しを認めることとする。（P.18）

(※) その他、源泉徴収的な外部積立の方法や内部積立ての取扱い等については、太陽光発電設備に対する措置と同様とすることとする。

第76回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2025年9月30日）資料2より抜粋

## 対象範囲の整理（案）

- FIT/FIP制度の対象設備については、本制度において適切かつ確実に廃棄等費用を確保する観点から、再エネ海域利用法※1に基づく公募案件を除き、全ての風力発電設備を本制度の対象とすることとする。

	認定件数※2	対象範囲
陸上風力	6,292件	設備出力が20kW未満の風力発電設備も含めて、 <u>全ての風力発電設備を制度の対象とする</u> 。 ○ なお、 <u>RPS制度からの移行認定案件</u> については、残存期間が極めて短い案件も存在することから、その積立金額等については、 <u>太陽光発電設備に対する措置と同様の配慮を行うこと</u> とする。 (次ページ参照)
洋上風力	5件	— 公募占用指針に基づき、 <u>廃棄等費用の確保に関して、具体的な金額や方法まで含めて厳格な確認が実施されること</u> から、一律に <u>本制度の対象外</u> とする。
	14件	○ <u>再エネ海域利用法に基づく公募案件と同様の廃棄等費用の確保はなされていないこと</u> から、一律に <u>本制度の対象</u> とする。

※1：海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（平成30年法律第89号）

※2：認定件数は、2025年3月時点の数値

## 積立期間及び積立金額水準の整理（案）

- 積立期間は、調達期間/交付期間の後半10年間（制度開始時に残存期間が10年未満である場合はその残存期間内）とすることとする。
- 積立金額は、以下の方針を軸に、調達価格等算定委員会で御議論いただくこととしてはどうか。
  - （1）調達価格等が既に決定されている案件と今後決定される案件の取扱いの違い
    - 既に調達価格/基準価格が決定されている2027年度までの認定案件については、調達価格/基準価格の算定において想定している廃棄等費用及び廃棄等費用の実態を踏まえ、原則一律に、当該想定してきた廃棄等費用の水準を積み立てることとする。
    - 今後新たに調達価格/基準価格が決定される2028年度以降の認定案件については、これまでと同様に廃棄等費用を一律に資本費の5%等と想定するのではなく、廃棄等費用の実態を踏まえて調達価格等算定委員会で定める額を積み立てることとする。
  - （2）本制度開始時に残存期間が10年未満となっている案件の取扱い
    - 制度開始時に残存期間が10年未満となっている案件についても、本制度において確実に廃棄等費用を確保するため、RPS制度からの移行認定案件を除き、残存期間によらず、当該残存期間に応じて算定した積立単価に基づき、必要な廃棄等費用の全額が確保される制度とすることとする。
    - RPS制度からの移行認定案件については、残存期間が極めて短い案件もあるところ、原則、当該新規認定案件における調達価格の算定において想定してきた廃棄等費用について、10年間で積立てを行うこととした場合と同じ積立ての単価等を適用しつつ、調達期間/交付期間が終了した時点で一律に積立て時期を終了することとする。
  - （3）入札案件の取扱い
    - 入札案件については、コスト低減効果によって非入札案件と比較して調達価格/基準価格が低くなる傾向にあるが、FIT/FIP制度が適用される観点からは、調達価格/基準価格の算定において想定している廃棄等費用の水準を参考にした廃棄等費用が確保されることが期待される。
    - 他方で、既認定の案件については事業者の予見可能性に配慮する必要があることなどを考慮し、入札案件については、太陽光発電設備と同様に、非入札案件において想定してきた廃棄等費用の額を、当該年度の非入札案件の調達価格/基準価格で除して、入札案件の最低落札価格を乗じた額を積み立てることとする。

# (1) 風力発電の解体等積立基準額等（案）

## ＜検討の背景＞

- これまでの調達価格等/基準価格等の設定に当たって、風力発電設備の廃棄等費用及び撤去費は、陸上風力発電・浮体式洋上風力においては資本費の5%の水準、着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）においては工事費の70%を採用してきたが、再生可能エネルギー発電設備の適切かつ確実な廃棄等をこれまで以上に確保するため、9月30日の第76回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、FIT/FIP制度における風力発電設備についても、同制度に基づく廃棄等費用積立制度の対象とすることについて議論が行われた。

（※）上記措置は、システムの対応にかかる期間も勘案しながら速やかに実施すべきであるところ、パブコメ等を実施した上で、関係規程等を整備し、2027年4月を目標に施行することとされている。

- 議論の結果、風力発電設備をFIT/FIP制度における廃棄等費用積立制度の対象とするに当たっては、既に同制度の対象である太陽光発電設備の取扱いを前提に、現在風車の大型化が進んでいる中で、廃棄等の実例が少なく十分なデータが蓄積されていない現状において、特に既認定事業者に対する財産権制約の観点も考慮しつつ、調達価格/基準価格の算定に当たって計上された廃棄等費用の積立てを求める方針を軸に、具体的な金額を定め、それに応じて調達価格等/基準価格等を設定するよう、同委員会から本委員会へ要請がなされているところ。

（※）JWPAの調査によると、新規設置された風車の平均単基出力は、2022年は3.3MW、2023年は3.8MWと3MWを超えている。

- 以上を踏まえ、本委員会においては、①風力発電設備における今後の廃棄等費用の取扱い、②風力発電の解体等積立基準額について御議論いただきたい。

# (1) 風力発電設備における今後の廃棄等費用の取扱い（案）

- これまでの調達価格等/基準価格等の設定に当たって、風力発電設備の廃棄等費用は、陸上風力発電・浮体式洋上風力発電については資本費の5%の水準、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）については、工事費の70%の水準を想定してきた。

## ＜陸上風力発電設備における廃棄等費用の取扱い＞

- 再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会において事務局資料として提示した陸上風力発電設備を廃棄等した事業者に対する調査結果によると、その廃棄等費用は、事業者によるばらつきはあるものの、中央値は1.95万円/kWであり、これまでの認定案件において、調達価格の算定に当たり計上された廃棄等費用から著しい乖離は見られなかった。（※）例えば、20kW以上の陸上風力では、1.4～1.6万円/kWで推移
- 現在風車の大型化が進んでいる中で、今後想定する資本費が低減する場合に、それと同等のスピードで廃棄等費用が低減するかについては、今後の動向を注視する必要があることから、長期安定的な事業運営の確保に向けた廃棄等費用の確保に向けて、今後新たに調達価格/基準価格が決定される認定案件における陸上風力発電における廃棄等費用の想定値については、入札対象範囲の内外にかかわらず、資本費の5%ではなく、定額として定めることとしてはどうか。
- 具体的には、その額については、調査結果や現行の想定値の水準も踏まえ、想定資本費の額に関わらず、1.95万円/kWとすることとし、廃棄等の実例が少なく十分なデータが蓄積されていない状況を踏まえ、廃棄等費用の水準については、今後も隨時見直していくこととしてはどうか。こうした廃棄等費用の新たな算定方法について、陸上風力発電は本委員会で改めて設定する2026年度の調達価格等/基準価格等から適用することとしてはどうか。

## ＜洋上風力発電設備における廃棄等費用の取扱い＞

- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）については、国内における廃棄等の実績が極めて少ないことも踏まえ、引き続き実態の把握に努めることとしつつ、従来の方法によって算定することとしてはどうか。
- 浮体式洋上風力発電についても、国内外における廃棄等の実績が極めて少ないと踏まえ、引き続き実態の把握に努めることとしつつ、2028年度以降における廃棄等費用の具体的な算定方法についてはその支援のあり方とともに以降の本委員会で検討することとしてはどうか。

## ＜今後の調達価格等/基準価格等にかかる算定方法＞

- ただし、加えて、現行の調達価格等/基準価格等においては、廃棄等費用を運転開始20年目に一括して支出することを念頭に算定されているが、廃棄等積立制度における外部積立では一律調達価格の終了前10年間で積み立てるとされていることから、今後は、運転開始11～20年目に分割して積み立てる想定で算定を行うこととしてはどうか。

## ＜風力発電における解体等積立基準額の考え方＞

- これまでの本委員会においては、同制度に基づき、事業用太陽光発電における解体等積立基準額を設定してきたが、具体的な考え方としては、各年度の調達価格・基準価格・入札上限価格における想定値（廃棄等費用、設備利用率等）に基づき、「想定設備利用率で電気供給したときに、調達期間又は交付期間の終了前10年間で、想定の廃棄等費用を積み立てられるkWh当たりの単価」としてきたことから、風力発電の解体等積立基準額についても、同様の設定方法とすることとしてはどうか。

## （残存期間が10年未満となっている案件の取扱い）

- 再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会においては、制度開始時に残存期間が10年未満となっている案件についても、本制度において確実に廃棄等費用を確保するため、RPS制度からの移行認定案件を除き、残存期間によらず、当該残存期間に応じて算定した積立単価に基づき、必要な廃棄等費用の全額が確保される制度とすることとされた。これを踏まえ、制度開始時に残存期間が10年未満となっている案件における解体等積立基準額は、想定設備利用率で電気供給したときに、調達期間又は交付期間終了前の残存期間で、想定の廃棄等費用を積み立てられるkWh当たりの単価としてはどうか。その際の残存期間については、月単位で算定することとしてはどうか。
- 同委員会においては、RPS制度からの移行認定案件については、残存期間が極めて短い案件もあるところ、原則、当該新規認定案件における調達価格の算定において想定されてきた廃棄等費用について、10年間で積立てを行うこととした場合と同じ積立ての単価等を適用することとされた。これを踏まえ、RPS制度からの移行認定案件の解体等積立基準額は、当該年度の調達価格の想定設備利用率で電気供給すると想定した単価としてはどうか。

## （2025年度までの入札案件の取扱い）

- 同委員会においては、既認定の案件については事業者の予見可能性に配慮する必要があることなどを考慮し、入札案件については、太陽光発電設備と同様に、非入札案件において想定されてきた廃棄等費用の額を、当該年度の非入札案件の調達価格/基準価格で除して、入札案件の最低落札価格を乗じた額を積み立てることとされた。これを踏まえ、2025年度までの入札案件の解体等積立基準額は、当該年度の調達価格の想定設備利用率で電気供給すると想定した単価としてはどうか。

（※）着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）については、これまでの入札において落札された案件が存在していないことから、各入札における入札上限価格での解体等積立基準額を設定することとする。

第76回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2025年9月30日）資料2より抜粋

## 風力発電設備の廃棄等費用の水準

- 風力発電設備を廃棄等した事業者に対する調査※1の結果、その廃棄等費用は、事業者によるばらつきはあるものの、その中央値は、これまでの認定案件において、調達価格の算定に当たり計上された廃棄等費用※から著しい乖離は見られなかった。  
※例えば、20kW以上の陸上風力では、1.4～1.6万円/kWで推移
- 現在風車の大型化が進んでいる※中で、廃棄等の実例が少なく十分なデータが蓄積されていない現状において、特に既認定事業者に対する財産権制約の観点も考慮しつつ、調達価格/基準価格の算定に当たり計上された廃棄等費用の積立てを求める方針を軸に、具体的な金額については、調達価格等算定委員会で今後御議論いただくこととしてはどうか。  
※JWPAの調査によると、新規設置された風車の平均単基出力は、2022年は3.3MW、2023年は3.8MWと3MWを越えている

項目	廃棄等費用 [万円/kW]		
	最小値	中央値	最大値
A.風車（ブレード、ナセル、タワー）	0.43	1.24	2.87
B.基礎	0.23	0.62	1.72
C.付属設備	-0.05	0.09	2.36
<b>廃棄等費用の合計</b>	<b>0.61</b>	<b>1.95</b>	<b>6.95</b>
基礎を撤去しない場合の費用合計	0.38	1.33	5.23

※1：サンプル数15サイト

# (1) 陸上風力発電（新設）の解体等積立基準額（案）

## 【陸上風力発電（新設）】

認定年度※	調達価格/基準価格	廃棄等費用の想定額	解体等積立基準額の想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額
2012年度- 2017年度上半期	20kW未満	55円/kWh	6.3万円/kW	16.7%	—
	20kW以上	22円/kWh	1.5万円/kW	20.0%	4.27円/kWh
2017年度下半期	20kW未満	55円/kWh	6.3万円/kW	16.7%	0.86円/kWh
	20kW以上	21円/kWh	1.6万円/kW	24.8%	4.27円/kWh
2018年度	全規模	20円/kWh	1.5万円/kW	24.8%	0.72円/kWh
2019年度	全規模	19円/kWh	1.4万円/kW	24.8%	0.68円/kWh
2020年度	全規模	18円/kWh	1.4万円/kW	25.6%	0.65円/kWh
2021年度	入札対象外	17円/kWh	1.4万円/kW	25.6%	0.63円/kWh
	第1回入札上限価格	17円/kWh	1.4万円/kW	25.6%	0.63円/kWh
	第1回入札対象	落札者ごと	1.3万円/kW	25.6%	0.57円/kWh
2022年度	入札対象外	16円/kWh	1.4万円/kW	26.8%	—
	第2回入札上限価格	16円/kWh	1.4万円/kW	26.8%	0.59円/kWh
	第2回入札対象	落札者ごと	1.3万円/kW	26.8%	0.59円/kWh
2023年度	入札対象外	15円/kWh	1.4万円/kW	28.0%	—
	第3回入札上限価格	15円/kWh	1.4万円/kW	28.0%	0.56円/kWh
	第3回入札対象	落札者ごと	1.2万円/kW	28.0%	0.56円/kWh
	第3回追加 入札上限価格	14.08円/kWh	1.3万円/kW	28.0%	0.49円/kWh
	第3回追加入札対象	落札者ごと	0.9万円/kW	28.0%	0.53円/kWh
2024年度	入札対象外	14円/kWh	1.4万円/kW	28.0%	—
	第4回入札上限価格	14円/kWh	1.4万円/kW	28.0%	0.55円/kWh
	第4回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	28.0%	0.55円/kWh
2025年度	入札対象外	13円/kWh	1.4万円/kW	28.0%	—
	第5回入札上限価格	13円/kWh	1.4万円/kW	28.0%	0.45円/kWh
	第5回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	28.0%	0.45円/kWh
2026年度	全規模	(審議中)	2.0万円/kW	29.1%	—
2027年度	全規模	(審議中)	2.0万円/kW	29.1%	0.76円/kWh

※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、実際には、適用される調達価格/基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

# (1) 陸上風力発電（リプレース）の解体等積立基準額（案）

## 【陸上風力発電（リプレース）】

認定年度※	調達価格/基準価格	廃棄等費用の想定額	解体等積立基準額の想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額
2017年度	18円/kWh	1.5万円/kW	24.8%	—	0.70円/kWh
2018年度	17円/kWh	1.4万円/kW	24.8%	—	0.66円/kWh
2019年度	16円/kWh	1.4万円/kW	24.8%	—	0.63円/kWh
2020年度	16円/kWh	1.4万円/kW	25.6%	—	0.61円/kWh
2021年度	15円/kWh	1.4万円/kW	25.6%	—	0.61円/kWh
2022年度	14円/kWh	1.3万円/kW	26.8%	—	0.57円/kWh
2023年度	13円/kWh	1.3万円/kW	28.0%	—	0.54円/kWh
2024年度	12円/kWh	1.3万円/kW	28.0%	—	0.53円/kWh
2025年度	12円/kWh	1.3万円/kW	29.1%	—	0.51円/kWh
2026年度	(審議中)	2.0万円/kW	29.1%	—	0.76円/kWh

※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、実際には、適用される調達価格/基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

## 【着床式洋上風力発電】

認定年度※		調達価格/基準価格	廃棄等費用の想定額	解体等積立基準額の想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額
2014年度-2019年度		36円/kWh	2.8万円/kW	30.0%	-	1.07円/kWh
2020年度	第1回入札 (事前非公表)	34円/kWh	工事費の70%	-	-	4.79円/kWh
2021年度		32円/kWh	-	-	-	4.23円/kWh
2022年度		29円/kWh	10.7万円/kW	33.2%	-	3.68円/kWh
2023年度	第2回入札 (事前非公表)	24円/kWh	工事費の70%	-	-	4.43円/kWh
2024年度	第3回入札 (事前非公表)	24円/kWh	工事費の70%	-	-	2.64円/kWh

## 【浮体式洋上風力発電】

認定年度※		調達価格/基準価格	廃棄等費用の想定額	解体等積立基準額の想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額
2014年度～2027年度		36円/kWh	2.8万円/kW	30.0%	-	1.07円/kWh

※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、実際には、適用される調達価格/基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

※上限価格を事前非公開で実施している着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）第1～4回入札における解体等積立基準額については、廃棄等費用及び設備利用率の想定値を引き続き非公表とした上で、同様に運転開始11～20年目に分割して廃棄等費用を積み立てる想定にて解体等積立基準額を設定。

※2022年度の解体等積立基準額については、当該年度の基準価格設定の考え方に基づき、着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用）における、第1ラウンドの供給上限価格の設定時と同様の廃棄等費用（撤去費）及び設備利用率の想定値を準用することとする。

※2021年度の解体等積立基準額については、当該年度の基準価格設定にあたっての考え方に基づき、解体等積立基準額についても同様の考え方（第1回着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）入札及び2022年度着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用）の平均値）に基づいて設定。

- (1) 2027年度の解体等積立基準額等について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について（太陽光発電）
- (4) その他制度の見直しについて

## (2) 2026年度のバランスингコスト (案)

- 昨年度の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では、出力制御の順番をFIT電源→FIP電源の順とする出力制御順の変更により結果的に生じる国民負担の減少の範囲内で、一定の電源 (FIT/FIP全体の約25%) がFIP電源に移行するまでの間、バランスングコストの更なる増額措置により、発電量予測などのFIP電源に係る事業環境整備への支援を強化することとした。
- それを踏まえ、昨年度の本委員会においては、増額措置の詳細について、措置期間は、FIP比率が25%に達した年度まで、交付額については、年度を経るにつれて交付額が減少していくこととしつつ、今般の出力制御順の変更により結果的に生じる国民負担の抑制効果の範囲内において設定し、国民負担の抑制の観点から、当該抑制効果を全て活用するのではなく、限定的に活用することとして意見を取りまとめた。なお、2026年度以降のバランスングコストの増額分（単価）は、その時点でのFIP対象電源の量によって、国民負担の抑制効果内となる単価水準が変わることから、来年度以降に算定することとしていた。
- 今年度の本委員会においても、前述の考え方に基づき、一定の仮定の下で機械的な計算（※p.18参照）を行うと、出力制御順の変更による国民負担の抑制額は、約37億円（バランスングコスト単価に換算すると1.12円/kWh程度に相当）となる。この範囲内での支援とする観点から、2026年度のバランスングコストの増額分は、+1.00円/kWhとしてはどうか。
- 2027年度以降のバランスングコストの増額分（単価）は、その時点でのFIP対象電源の量によって、国民負担の抑制効果内となる単価水準が変わることから、来年度の本委員会で算定することとしてはどうか。

※来年度以降の算定においても、引き続き、出力制御順の変更により結果的に生じる国民負担の抑制効果の範囲内において設定するという考え方を維持する。その際に、前述の範囲内でどの程度の額を設定するかは、必ずしも小数点第1位を切り捨てる考え方によらず、その時点での状況等を見極めつつ本委員会で議論して決定する。

### 【今般の見直し後の交付額】

		FIP電源としての運転開始年度			
		2023年度以前	2024年度	2025年度	2026年度
バランスング コスト 交付額 [円/kWh]	2024年度	0.90	1.00	-	-
	2025年度	1.80 (+1.00)	1.86 (+1.00)	2.00 (+1.00)	-
	2026年度	1.70 (+1.00)	1.73 (+1.00)	1.83 (+1.00)	2.00 (+1.00)
	2027年度	0.60+a	0.60+a	0.66+a	0.80+a
	2028年度	0.50+a	0.50+a	0.50+a	0.60+a

※2027年度以降の「+a」は、来年度以降に算定。

ただし、前年度までにFIP比率が25%に達した場合、aはゼロとなる点に留意。

- 出力制御順の変更後の状況においては、FIT電源の出力制御確率が増加することにより、一定の国民負担の抑制効果が生じる。
- 出力制御順を変更した場合における国民負担の抑制効果について、一定の仮定の下で、FIT電気1kWhの買取りに要する費用（※）に、FIT→FIPの順に出力制御を実施した場合に、追加で出力制御の対象となるFIP電力量を乗じて計算すると、約37億円となる。これを現時点でのFIP発電電力量（約33億kWh）で除すと、約1.12円/kWhとなる。

※ 卸電力取引市場価格等を勘案。

## ＜出力制御順変更前後の出力制御量の変化＞



※ 出力制御順の変更を行うタイミングでのFIP比率を、現在の約2倍である7%と仮定。

※ FIP電源は、出力制御確率が減少するが、出力制御時間帯（卸電力取引市場価格が0.01円/kWhとなるコマ）は元々プレミアムの交付対象外であるため、出力制御確率の減少による国民負担は**不变**。

第77回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（2025年11月12日）資料1より抜粋

## FIP制度の活用状況 (2025年3月末時点)

- 2025年3月末時点のFIP認定量は、新規認定・移行認定を合わせて、約3,795MW・1,889件。2024年3月時点の認定量（約1,761MW・1,199件）から、容量は2.2倍／件数は1.6倍となっている。
- FIT/FIP制度全体の認定量に占めるFIP認定量の割合は、出力ベースで約3.7%。

電源種	新規認定		移行認定		合計	
	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数
太陽光	706	934	363	795	1,070	1,729
風力	1,629	36	236	23	1,864	59
地熱	5	2	0	0	5	2
水力	197	39	89	15	286	54
バイオマス	82	12	488	33	570	45
合計	2,619	1,023	1,176	866	3,795	1,889

FIT/FIP制度全体の認定量に占める割合	
出力 ベース	件数 ベース
1.4% 新規0.9%、移行0.5%	0.1% 新規0.0%、移行0.0%
10.7% 新規9.3%、移行1.4%	1.0% 新規0.6%、移行0.4%
2.4% 新規2.4%、移行0.0%	1.7% 新規1.7%、移行0.0%
11.0% 新規7.5%、移行3.4%	4.4% 新規3.2%、移行1.2%
6.8% 新規1.0%、移行5.8%	4.2% 新規1.1%、移行3.1%
3.7% 新規2.5%、移行1.1%	0.1% 新規0.0%、移行0.0%

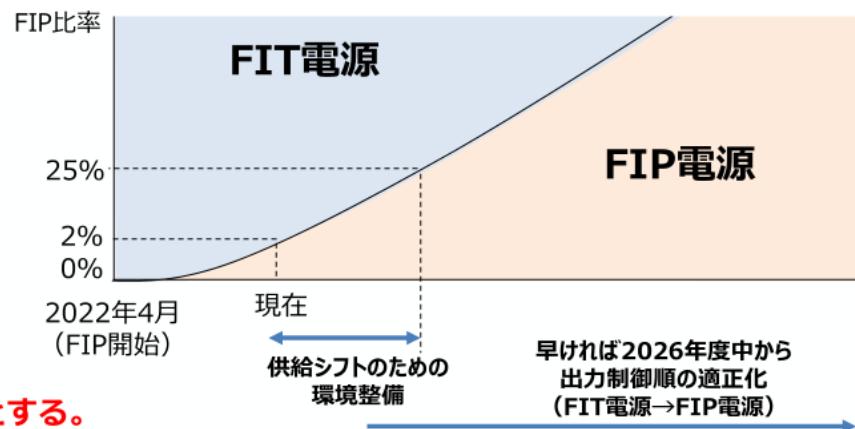
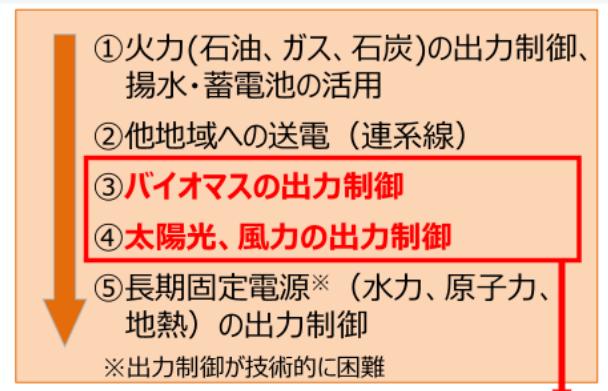
※ バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。

※ 「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したもの指す。

第77回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（2025年11月12日）資料1より抜粋

## (1) 優先給電ルールにおける出力制御順の見直し

- 再エネ最大導入（kWhベース）を図るため、以下①②を組み合わせ、FIP制度への更なる移行を促していく。
  - ① FIT電源とFIP電源の間の公平性を確保するため、優先給電ルールにおける出力制御の順番を、2026年度又は2027年度に、FIT電源→FIP電源の順とする。2025年4月に出力制御に係るガイドラインを改正し、この点を明確化した。FIP移行を検討する事業者の予見可能性を高めるため、一般送配電事業者の準備状況について、関係審議会（次世代電力系統WG）においてフォローアップしてはどうか。
  - ② 将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましいが、まずは一定の電源（FIT/FIP全体の約25%（※1））がFIP電源に移行するまでの間、集中的に、FIP電源に係る蓄電池の活用や発電予測などへの支援を強化（※2）し、FIP電源への移行を後押しする。
    - （※1）FIT移行状況や出力制御の状況を踏まえ、施策効果の検証、目標の更なる引上げ等を不斷に検討していく。
    - （※2）①の措置によりFIT電源の出力制御率が増加する（再エネ買取量が減少する）ことに伴う国民負担減少分の範囲内で、バランスシングコストを増額（2025年度は+1.00円/kWh）。
- これにより、FIP電源（太陽光・風力）は、当面、出力制御の対象とならない（※3）。他方、FIT電源の出力制御確率は増加することとなる。
  - （※3）ただし、余剰が特に大きい日や制御回数が多いエリアでは、FIT電源に対する制御の後、FIP電源が制御される。



第6回次世代電力系統ワーキンググループ (2025年12月24日) 資料1より抜粋

## 【報告】2026年度の再エネ出力制御の短期見通し

- 再エネ出力制御の短期見通しについて、2026年度の見通しを算定したので御報告する。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率 ※1 [制御電力量]	1.8% [1.1億 kWh]	4.0% [7.5億 kWh]	0.03% [0.08億 kWh]	0.2% [0.3億 kWh]	2.7% [0.5億 kWh]	0.1% [0.2億 kWh]	1.8% [1.9億 kWh]	2.9% [1.5億 kWh]	6.9% [12.2億 kWh]	0.1% [0.008億 kWh]
(エリア全体がオンライン化した場合) 出力制御率 [制御電力量]	0.8% [0.5億 kWh]	3.9% [7.2億 kWh]	0.01% [0.03億 kWh]	0.1% [0.2億 kWh]	2.3% [0.4億 kWh]	0.09% [0.1億 kWh]	1.6% [1.6億 kWh]	2.7% [1.4億 kWh]	6.9% [12.2億 kWh]	0.05% [0.004億 kWh]
連系線利用率 ※2	65%	90%	-85% (受電)	-20% (受電)	2%	-25% (受電)	4~8月20% 9~3月70%	35%	85%	—
('24年度出力制御率 実績)	0.04%	1.3%	-	0.3%	0.9%	2.1%	2.3%	3.2%	4.8%	0.15%
('25年度見通し更新) 出力制御率 ※1	0.3%	3.0%	0.042%	0.3%	0.03%	0.6%	1.5%	3.8%	5.9%	0.09%
('25年度見通し更新) 連系線利用率 ※2	55%	90%	-80% (受電)	-25% (受電)	5%	-35% (受電)	45%	35%	80%	—

※1 出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh] ) × 100

※2 主に(低需要期の)直近実績を踏まえ算定。

※3 関西は淡路島南部地域を除く、四国は淡路島南部地域を含む。

出典：各エリア一般送配電事業者

- (1) 2027年度の解体等積立基準額等について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について（太陽光発電）
- (4) その他制度の見直しについて

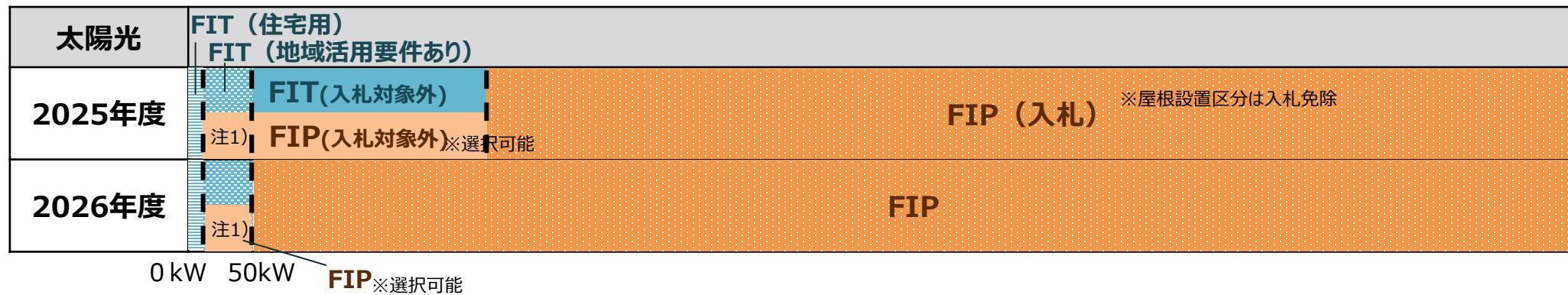
#### ＜新規認定においてFIP制度のみ認められる対象＞

- 昨年度の本委員会では、FIP認定の状況や、FIP制度を活用する発電事業者の契約先であるアグリゲーターの動向等を踏まえ、FIP制度のみ認められる対象については、事業の予見性に配慮し、2025年度は250kW以上とし、2026年度は50kW以上とした。
- 昨年度の議論を踏まえ、引き続き、再エネの早期自立化による電力市場への統合を促すことは重要であることから、2027年度についても、FIP制度のみ認められる対象を50kW以上とすることとしてはどうか。

（※）ただし、第110回の本委員会において、屋根設置等の地域との共生が図られた形での太陽光発電の導入を促進していくことは重要との観点から、支援の重点化を行なう対象等の2027年度以降の太陽光発電への具体的な支援のあり方を来年度以降の本委員会で検討・決定することとして議論がされたことを踏まえ、追加で検討すべき事項が生じた場合には、来年度の本委員会において検討することとする。

# (参考) FIT/FIP・入札の対象 (太陽光) のイメージ

調達価格等算定委員会（第105回）  
(2025年10月24日) 事務局資料より一部抜粋



注1) 事業用太陽光は、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる。  
※沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件なしでFITを選択可能とする。

- (1) 2027年度の解体等積立基準額等について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について（太陽光発電）
- (4) その他制度の見直しについて

## 〈変更認定申請案件の取扱い〉

- 現在は、既認定案件が発電設備の出力増加等を行い、変更認定申請した場合に、適用される調達価格/基準価格が変わる場合は、以下のような運用としている。
  - 入札対象外案件については、最新の調達価格/基準価格を変更認定申請後の調達価格/基準価格として適用する。
  - 入札対象案件について、直近に実施された入札における上限価格を変更認定申請後の調達価格/基準価格として適用する。ただし、直近の入札における上限価格よりも、当該事業における変更認定申請前の調達価格/基準価格の方が低い場合は、調達価格/基準価格は据え置くこととする。
- 第108回の本委員会においては、各電源の特性を考慮しつつ、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認した上で、総合的に判断しながら足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うことについて議論が行われた。
- こうした方針に基づけば、今後設定される調達価格/基準価格が過去設定された調達価格/基準価格よりも高い水準となる可能性も考えられ、そのような場合には、変更認定申請を行い、認定を受けた価格よりも高い価格での支援を受けようとする事業者が現れることも想定される。
- 変更認定申請した場合に適用される調達価格/基準価格が変わる場合における現行の運用や国民負担抑制の観点から、入札対象外案件について変更認定申請した場合に、適用される調達価格/基準価格が変わる場合においては、引き続き、最新の調達価格/基準価格を変更認定申請後の調達価格/基準価格として適用することとしつつ、変更認定申請前の調達価格/基準価格よりも、最新の調達価格/基準価格の方が高い場合については、調達価格/基準価格は据え置くことしてはどうか。

### <2026年度以降の大規模バイオマス発電（一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模））・2027年度以降の太陽光発電の取扱い>

- 昨年度の本委員会においては、大規模バイオマス発電（一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模））について、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造による将来的な自立化が見通しづらい状況や、直近の応札がないという足下における案件形成状況等を踏まえ、2026年度以降にFIT/FIP制度からの支援の対象外とすることとして意見が取りまとめられた。
- また、第110回の本委員会においては、事業用太陽光発電（地上設置）について、FIT/FIP制度における支援区分の対象外とすることについて議論がなされたところ。
- FIT/FIP制度からの支援の対象外とする措置に至った理由や背景は、大規模バイオマス発電（一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模））と事業用太陽光発電（地上設置）で異なるものの、既にFIT認定を受けた案件について、FIP制度への移行を通じて再エネの電力市場への統合を促していくことは、再エネの自立化という観点から重要。
- こうした点も踏まえ、既にFIT認定を受けたバイオマス発電（一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模））（※）、事業用太陽光発電（地上設置）については、FIT/FIP制度の支援の対象外となるそれぞれ2026年度、2027年度以降においてもFIP移行について認めることとしてはどうか。

（※）ただし、バイオマス発電（一般木質（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模））については、既認定案件であったとしても、2026年度以降に変更認定申請した際に、適用される調達価格/基準価格が変わる場合には、FIT/FIP制度の支援の対象外となる。