

3.4.2 FIT 制度の最新状況の把握

(1) 調査の目的

2022年4月から新たにFIP (Feed-in-Premium) 制度の運用が開始する。

現在算定しているシナリオ別導入可能量を推計する際の電力の買取価格は、全再エネ種についてFIT 制度に基づいた設定となっているが、今後は、再エネの電源種や発電規模に応じてFIP 制度が適用されるため、推計手法や事業収支の前提となる各種価格設定を見直す必要がある。

そこで、FIP 制度の詳細設計に関して、シナリオ別導入可能量の推計手法に関連する事項を把握し、その内容を整理した。

(2) 調査方法

調査方法は、FIP 制度の詳細設計に関して最新の情報を把握するため、国の「調達価格等算定委員会」及び「再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会」の検討資料を確認し、シナリオ別導入可能量の推計手法に関連する事項に関する情報を整理した。

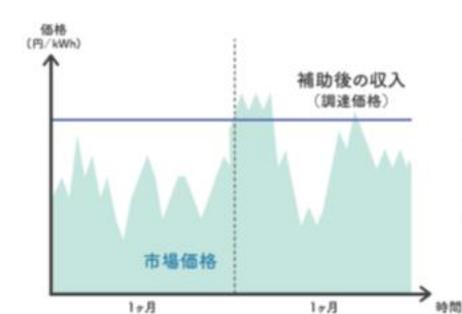
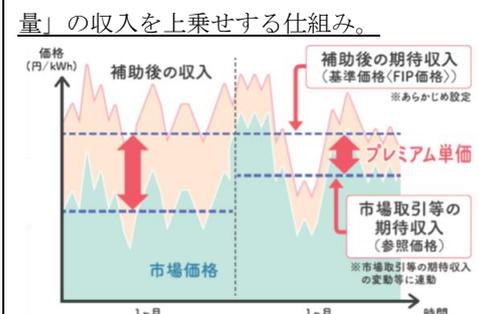
(3) 調査結果

1) FIT 制度の詳細設計に係る検討状況

①FIT 制度と FIP 制度の比較

FIP 制度の詳細設計に関わる検討状況を整理するにあたり、現行運用されているFIT 制度との違いを表 3.4-32 に整理した。

表 3.4-32 FIT 制度と FIP 制度の比較

項目	FIT 制度	FIP 制度
目的	発電設備の高い建設コストも回収の見通しが立ちやすくなり、 <u>再生可能エネルギーの普及を促進すること。</u>	再エネの自立化へのステップとして、電力市場への統合を促しながら、投資インセンティブが確保されるように支援すること。
仕組み	再生可能エネルギーで発電した電気を電力会社が <u>一定価格で一定期間買い取ることを</u> 国が約束する仕組み。 	発電した電気を卸市場や相対取引で自由に売電し、そこに「あらかじめ決めた FIP 価格と参照価格の差 (=プレミアム) × 売電量」の収入を上乗せする仕組み。 

項目	FIT 制度	FIP 制度
特徴	<ul style="list-style-type: none"> 一定期間、固定価格で電力会社が買い取るため、<u>投資インセンティブが確保</u>される。 環境価値がない 発電事業者はインバランスの費用負担が免除されている。 	<ul style="list-style-type: none"> 市場での売電収入を超えるプレミアムを受けるとして、<u>投資インセンティブが確保</u>される。 発電事業者が<u>環境価値を保有</u>することができる。 需給管理が求められ、発電計画と実発電量が異なるとペナルティが課せられる。
課題	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ賦課金の負担が増大している。 FIT 期間終了後に売電価格が低下しても事業継続するかが懸念。 参入障壁が低く開発のリードタイムが短い太陽光発電が急速に拡大し、大量の未稼働案件が発生している。 	-

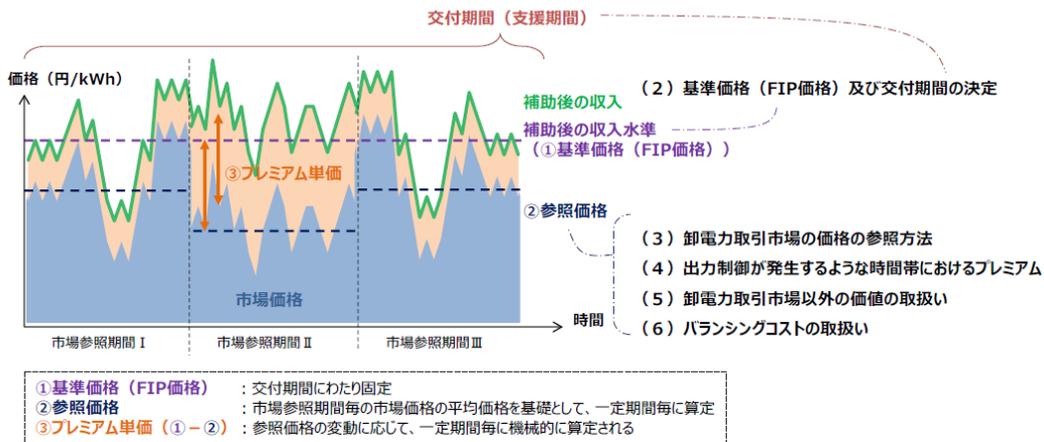
出典：資源エネルギー庁、再生可能エネルギー固定価格買取精度等ガイドブック 2021 年度版、2021 年 3 月発行より、(株) エックス都市研究所が作成

②FIP 制度の詳細設計を構成する要素と各要素の基本方針

2020 年 8 月に開催された第 7 回再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会において、FIP 制度の詳細設計を構成する 12 の要素が示され、以降に開催された小委員会において要素ごとの基本的な方針が検討された。

要素の全体像を図 3.4-14 に、各要素の基本方針を表 3.4-33 に示す。

(1) 交付対象区分等の決定及び入札を実施する交付対象区分等の指定



- (7) 出力制御における FIP 電源の取扱い
- (8) 蓄電池併設の取扱い
- (9) オフテイクリスク対策（一時調達契約）
- (10) 沖縄地域・離島等供給エリアの扱い
- (11) 発電事業計画及び定期報告
- (12) アグリゲーション・ビジネスに資する FIP 制度の詳細設計

図 3.4-14 FIP 制度の詳細設計を構成する各要素

出典：資源エネルギー庁、第 7 回再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会資料 1 「FIP 制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスの更なる活性化」、2021 年 8 月 31 日

表 3.4-33 FIP 制度の構成要素と基本的な方針

構成要素	基本的な方針
(1) 交付対象区分等の決定及び入札を逸しする交付対象区分等の指定	<ul style="list-style-type: none"> ・対象となる区分や入札を実施する区分は、改正法においても調達価格等算定委員会の意見を尊重して経済産業大臣が決定する。 ・2022 年度における交付対象区分等（新規認定）は、電源種によって、一定規模以上は新規認定で FIP 制度のみが認められるようになる。さらに、新規認定で FIP 制度が認められる対象についても、50kW 以上については、事業者が希望する場合は、FIP 制度の新規認定が選択可能となる。 ・また、既に FIT 認定を受けている電源については、事業者が希望すれば、FIP 制度への移行認定が認められる。この場合、基準価格は調達価格と同水準、交付期間は調達期間の残存期間となる。
(2) 基準価格及び交付期間の決定	<ul style="list-style-type: none"> ・積極的な FIP 制度への参入を促し電力市場への統合を進めるためにも、制度開始当初は、FIP 制度の基準価格を、FIT 制度の調達価格と同様とする。 ・プレミアムが交付される期間（交付期間）の設定方法は、FIT 制度と同様とする。
(3) 卸電力取引市場の価格の参照方法	<ul style="list-style-type: none"> ・プレミアムの額は、「基準価格」から「参照価格」^{*1}を控除した額に「再エネ電気供給量」を乗じた額を基礎として、一定期間ごとに算定される。 ・参照する卸電力取引市場の価格は、エリアプライスをもとに算定する。実需給断面に近いタイミングで取引されるスポット市場と時間前市場の価格を加重平均する。 ・太陽光発電と風力発電については、電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針に基づいて各一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績（電源種別、1 時間値）を利用して、市場価格指標の加重平均をとる。 ・プレミアムを精算・交付する頻度は、1 か月とする。 ・卸電力取引市場の参照価格は「前年度年間平均市場価格＋月間補正価格（＝当年度月間平均市場価格－前年度月間平均市場価格）」で算定する。
(4) 出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアム	<ul style="list-style-type: none"> ・発電事業者に対して電気の需給を反映した価格シグナルを発するとともに、より多くの収入を受けることのできる時間帯に発電量をシフトする等の行動を促すため、スポット市場におけるエリアプライスが 0.01 円/kWh になった各 30 分コマ・エリアを対象にプレミアムを交付せず、その分のプレミアムに相当する額を電源種別に割り付ける形でプレミアムの算定をする。
(5) 卸電力取引市場以外の価値の取扱い	<p>【非化石価値取引市場】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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 非化石証書とする。 ・環境価値相当額の参照する価格として「非 FIT 再エネ指定」の市場価格を参照するとともに、過去の市場価格の平均値を参照する。 ・環境価値相当額を踏まえた参照価格の算定にあたっては、卸電力市場の参照価格に環境価値相当額を加算して、参照価格やプレミアムを算定することとした。 <p>【容量市場】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・容量市場と FIP 制度の双方からの kW 価値二重取り防止、及びシンプルな制度設計の観点から、FIP 電源は、容量市場に参入可能な対象電源から除外する。 <p>【需給調整市場】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・FIP 制度は再エネの市場統合を目指すものであるため、FIP 電源の参入を認める。
(6) バランシングコストの取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・バランシングコストの経過措置は、FIP 制度施工から 3 年間は、経過措置の水準を緩やかに 0.05 円/kWh ずつ低減し、4 年目以降は 0.1 円/kWh ずつ低減を目指す。 ・現行の FIT 制度におけるインバランスリスク料と同様に、再エネ電気の供給量に応じて kWh 当たり一律の額を交付することによってインバランスを抑制し、コストメリットが出るような仕組みとする。 ・プレミアムを算定するための「参照価格」の算定にあたっては、「FIT インバランスリスク料」に相当する額を勘案する。

構成要素	基本的な方針
	<ul style="list-style-type: none"> ・太陽光発電、風力発電については、技術やノウハウの蓄積が必要と考えられるため、経過措置として一定の配慮を行い、年限とともに経過措置を減じることにより、早期にFIT制度からFIP制度へ移行するインセンティブを付与する仕組みとした。また、地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電はリスクが限定的であることを踏まえ、FIP制度施工当初からバランスコストの目安のみとする。 ・バランスコストの経過措置は、2022年度は1.0円/kWhとする。
(7) 出力制御におけるFIP電源の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・FIP制度の下でも、接続契約を締結した事業者は無制限無保証で出力制御に応じる義務に適用される。 ・また、現行にあわせて、FIP制度の下で新規連携する事業者はオンライン化を義務づける。
(8) 蓄電池併設の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・出力制御時に、蓄電池に充電された再エネ電気が供給されたときはプレミアムの交付対象とし、出力制御時に蓄電池に充電された場合も出力制御を実施されたものとみなす。 ・2022年度移行に新規にFIT認定またはFIP認定を取得する太陽光発電については、FIP制度の下で太陽光パネル側に蓄電池を新增設する場合についても、事後的な蓄電池併設を基準価格の変更なしに認める。
(9) オフデイカーリス対策※ ² （一時調達契約）	<ul style="list-style-type: none"> ・FIP認定事業者の責めに帰することができない事情としては、破産等、事業廃止・休止、契約上の債務不履行、または当該電気を特定の需要家に供給する契約を締結している場合とする。 ・また、卸電力取引市場の最小取引単位や資産要件を満たさず、卸電力取引市場での取引ができないものに限る。
(10) 沖縄地域・離島等供給エリアの扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・沖縄地域及び離島等においては、少なくともFIP制度開始当初においては、FIT送配電買取りを引き続き適用する。
(11) 発電事業計画及び定期報告	<ul style="list-style-type: none"> ・FIP制度の適用を受けるための発電事業計画については、電気の取引方法や需給管理方法等について記載する必要がある。 ・定期報告において、年間発電量や年間売電量に加えて、電気の取引方法別に年間売電量を報告する必要がある。
(12) アグリゲーションビジネスに資するFIP制度の詳細設計	<ul style="list-style-type: none"> ・FIP電源については、FIP電源以外の一般電源やほかのリソースと一緒に発電バランスグループを組成することを認める方向で体制及びシステムの整備を進める。 ・2022年度以降にFIT認定を受けた事業者がFIP制度に移行する場合には蓄電池の事後的併設は価格変動事由に該当しない。 ・当該事業者が、系統連携先の一般送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関する要件を遵守する事業者であることを確認する。

※1 市場参照期間ごとの市場価格の平均価格をベースに、対象区分等毎の季節又は時間帯による再生可能エネルギー電気の供給の変動その他の事情を勘案して算定された。

※2 FIP認定事業者の責めに帰することができない事情により、再エネ電気の供給に支障が生じた場合に、当該認定事業者が経済産業省令で定める期間・価格により、FIT送配電買取のようなスキームで電気事業者に対し電気の買取りを申し込むことができる制度。

出典：再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会，「エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計」，2021年2月を基に、(株)エックス都市研究所が作成

③FIP 制度の対象区分等・基準価格等

2021 年 1 月に開催された調達価格等算定委員会において、FIP 制度の対象区分や基準価格について示された。また、当会議において 2022 年度における発電種別ごとの FIP/FIP 制度・入札制の対象を整理している。FIP 制度の対象区分・基準価格等の内容を表 3.4-34、発電種別ごとの FIT/FIP 制度・入札制の対象を図 3.4-15～図 3.4-18 に示す。

表 3.4-34 FIP 制度の対象区分・基準価格等

FIP 制度に係る検討項目	主な検討内容
(1) FIP 制度の対象等の検討にあたっての領域分類	領域 1 新規認定：FIP 制度の対象とする領域 領域 2 新規認定：FIT 制度の対象とする領域 領域 3 既認定：既に FIT 認定を受けている領域
(2) 基準価格・交付期間・消費税の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> 新規認定における基準価格は、調達価格と同水準とし、交付期間は各区分等の調達価格と同水準とする 移行する場合における基準価格も調達価格と同水準とし、交付期間は、調達価格の残存期間とする。 消費税納税後の認定事業者の収入が、FIT 制度と FIP 制度で同水準となるように調達価格と基準価格をそれぞれ設定するため、基準価格については消費税分を加えずに設定する。
(3) FIP 制度の選択・移行	<ul style="list-style-type: none"> FIP 制度の運用状況を見極めながら FIP 制度導入当初は 50kW 以上（高圧・特別高圧）に限って FIP 制度の新規認定/移行認定を認める。 FIT 制度からの移行を認めるときには、一定の要件を課すといったことも考えられるため、移行要件については、合同会議にて検討が行われている。 FIP 制度の新規認定/移行認定を受けた事業は、FIT 制度への移行を認めない。

出典：調達価格等算定委員会、「令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見」，2021 年 1 月 27 日



図 3.4-15 2022 年度における FIT/FIP 制度・入札制の対象（太陽光発電）

出典：調達価格等算定委員会、「令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見」，2021 年 1 月 27 日

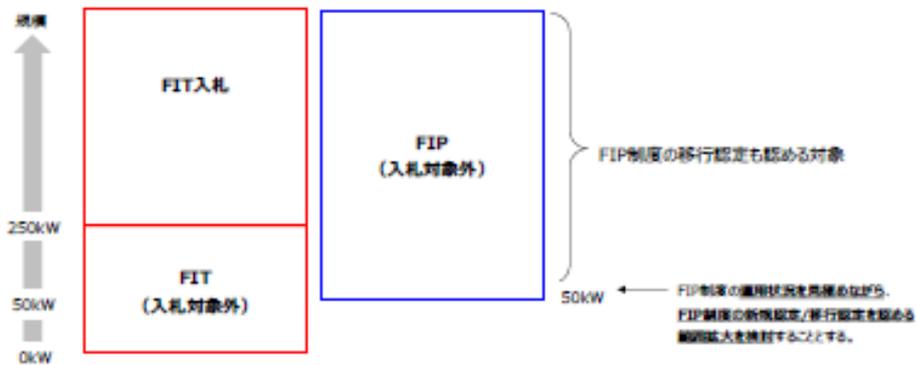


図 3.4-16 2022 年度における FIT/FIP 制度・入札制の対象（風力発電）

出典：調達価格等算定委員会、「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」，2021年1月27日

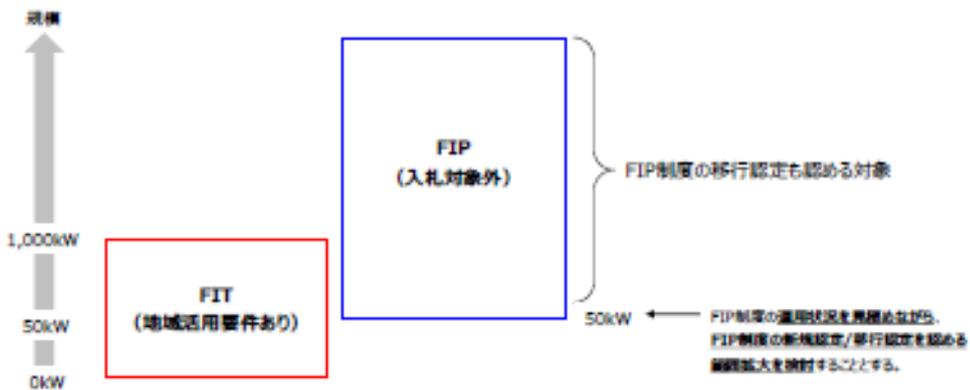


図 3.4-17 2022 年度・2023 年度における FIT/FIP 制度・入札制の対象（地熱発電・中小水力発電）

出典：調達価格等算定委員会、「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」，2021年1月27日



図 3.4-18 2022 年度における FIT/FIP 制度・入札制の対象（バイオマス発電）

出典：調達価格等算定委員会、「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」，2021年1月27日

④電力市場で取引される価値と FIP 制度での価値の取扱い

日本の電力市場において、電力の価値とその価値を取引される市場が整備されている。各価値とそれぞれ価値を取引する市場、及び供給力電源（発電設備）の主な収入源、FIT 制度及び FIP 制度での価値の取扱いを整理した。整理結果を、表 3.4-35 に示す。

表 3.4-35 電力市場で取引される価値と FIP 制度での価値の取扱い

電源等の価値	取引される価値（商品）	取引される市場	供給力電源の主な収入源	各制度での価値の取扱い	
				FIT 制度	FIP 制度
電力量 【kWh 価値】	実際に発電された電気	卸電力市場 （スポット、ベースロード市場等）	○	○ 固定価格のプレミアムとして投資インセンティブ付与	○ 市場連動型のプレミアムとして投資インセンティブ付与
容量 （供給力） 【kW 価値】	発電することが出来る能力	容量市場 2024 年 4 月～	○	× 市場参入対象電源から除外	
調整力 【ΔkW 価値】	短時間で需給調整できる能力	需給調整市場 2021 年 4 月～	×	－ FIT インバランス特例により調整義務免除	○ 市場の要求水準を満たせば参入可能
その他 【環境価値】	非化石電源で発電された電気に付随する環境価値等	非化石価値取引市場 2018 年～ （2021 年度から高度化法義務達成市場と再エネ価値市場に分かれる）	FIT 制度を活用しない再エネ電源は ○	×	○ 非 FIT 非化石証書（再エネ指定）

出典：資源エネルギー庁，総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会（第 7 回）資料 3「電源投資の確保」，令和 2 年 10 月 16 日を基に、（株）エックス都市研究所が作成

⑤市場価格高騰を踏まえた FIP 参照方法の見直し

2020 年度冬期に、断続的な寒波による電力需要の大幅増加と、LNG 供給設備トラブル等に起因した在庫減少に伴う LNG 火力の稼働抑制を主因として、市場価格が高騰した。この状況は 2021 年度も発生している。市場価格の高騰状況を、図 3.4-19 に示す。

この状況下で、これまでに設計された制度下でのプレミアム及び期待収入を試算すると、図 3.4-20 に示す通り、市場価格が高騰した 1 月の東京エリアの太陽光発電は、プレミアムが 45.54 円/kWh、月間総収入が 52.82 円/kWh と大幅にプラスとなる。これにより FIP 認定事業者が本来意図していない収益を手にする可能性が出てきた。

この状況を踏まえて、FIP 制度における卸電力取引市場の価格の参照方法について見直しが第 35 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（2021 年 9

月7日)に議論され、議論後の内容が「中間整理(第4次)」として2021年10月22日に公表された。

議論の結果、交付頻度(1ヶ月)は変更せず、参照価格の算定方法の見直しが行われた。見直しの具体的な内容を表3.4-36に、見直し後の算定方法によるシミュレーション結果を表3.4-37に示す。加えて、初年度(2022年度)に、2021年度高騰/2022年度非高騰の場合に制度導入年度特有の課題(価格高騰が起こった冬季以外のプレミアム収入が0になる)が発生するため、参照価格補正を行うことが決まった。

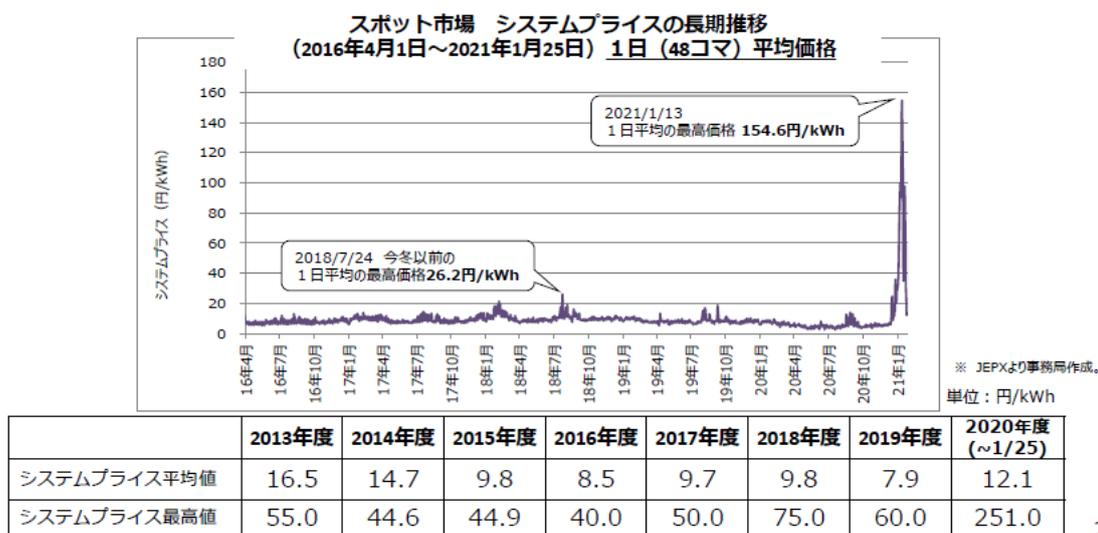


図 3.4-19 スポット市場システムプライスの推移(2016年4月1日～2021年1月25日)
出典：第35回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会、資料3、2021年9月7日

前提条件													
電源種・発電エリア		太陽光発電・東京エリア											
基準価格		10円/kWh (2022年度50-250kWの調達価格)											
参照価格	前年度年間平均市場価格	高騰時市場価格 (2020年度年間平均市場価格を採用)											
	当年度月間平均市場価格	非高騰時市場価格 (2019年度月間平均市場価格を採用)											
	前年度月間平均市場価格	高騰時市場価格 (2020年度月間平均市場価格を採用)											
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
①前年度年間市場平均		9.89											
②当年度月間市場平均		7.49	7.85	8.41	9.46	14.20	9.75	8.92	7.33	7.71	7.28	6.79	6.21
③前年度月間市場平均		5.40	4.78	5.67	5.19	7.70	7.50	4.54	4.73	10.32	52.71	6.84	5.77
④月間補正值(②-③)		2.09	3.07	2.74	4.27	6.51	2.25	4.38	2.60	-2.60	-45.43	-0.05	0.44
⑤参照価格(①+④)		11.98	12.96	12.63	14.16	16.39	12.14	14.27	12.49	7.29	-35.54	9.84	10.33
⑥プレミアム(基準価格-⑤)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.71	45.54	0.16	0.00
⑦月間総収入(②+⑥)		7.49	7.85	8.41	9.46	14.20	9.75	8.92	7.33	10.43	52.82	6.95	6.21

※バランシングコスト1円/kWhは簡易試算では外数として扱う。
 ※非化石価値取引市場における収入は考慮せず。
 ※本試算の市場価格は将来の予測ではなく、過去の市場価格を用い発電事業者にとって影響が大きいケースをシミュレーションしたものである。

2:

図 3.4-20 市場価格高騰翌年のプレミアム価格の試算結果(東京エリア)

出典：第35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、資料3、2021年9月7日

表 3.4-36 FIP 制度の詳細設計（市場価格高騰を踏まえた FIP 参照方法の見直し結果）

論点	取りまとめ内容
市場価格高騰時翌年度の参照価格の取り扱い	「前年度市場平均価格+月間補正（当該月の月平均-前年度同月の月平均）」の算出方法で参照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 0 円/kWh を超える場合を除き、市場参照価格を「0 円/kWh」とみなす。（ただしバランシングコストについては外数として扱う）
制度開始年度における対応	初年度（2022 年度）については、その制度開始に伴う事業者の事業予測性を高める観点から、プレミアムの算定に用いる 2021 年度の卸売市場価格については本年 9月1 日時点の TOCOM 先物価格（太陽光：日中ロード、その他：ベースロードを東西エリア別で採用）を上限として設定する。

出典：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、中間整理（第 4 次）、2021 年 10 月 22 日

表 3.4-37 変更後の簡易シミュレーション結果

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
①2021年度年間市場平均	9.89											
②2022年度月間市場平均	7.49	7.85	8.41	9.46	14.20	9.75	8.92	7.33	7.71	7.28	6.79	6.21
③2021年度月間市場平均	5.40	4.78	5.67	5.19	7.70	7.50	4.54	4.73	10.32	52.71	6.84	5.77
④月間補正值（②-③）	2.09	3.07	2.74	4.27	6.51	2.25	4.38	2.60	-2.60	-45.43	-0.05	0.44
⑤参照価格（①+④）	11.98	12.96	12.63	14.16	16.39	12.14	14.27	12.49	7.29	0.00	9.84	10.33
⑥プレミアム（基準価格-⑤）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.71	10.00	0.16	0.00
⑦月間総収入（②+⑥）	7.49	7.85	8.41	9.46	14.20	9.75	8.92	7.33	10.43	17.28	6.95	6.21

出典：第 35 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、資料 3、2021 年 9 月 7 日

2) FIT 制度の地域活用要件

FIT 制度の抜本的な見直しとして、地域活用要件が新たに設定された。地域活用要件の設定内容について下記の通り整理した。

①制度設計の考え方

2020 年 12 月開催の調達価格等算定委員会において、地域活用要件の制度設計の考え方が整理された。制度設計の考え方としては、「レジリエンス強化・エネルギーの地産地消に資するよう、電源の立地制約等の特性に応じ、FIT 認定の要件として、自家消費や地域一体的な活用を促す地域活用要件を設定」することとしている。発電種別ごとの地域活用要件の要件設定の考え方を表 3.4-38 に示す。

表 3.4-38 発電種別ごとの地域活用要件の要件設定の考え方

発電種別	内容
太陽光発電	<p>【対象】 小規模事業用太陽光発電とする。</p> <p>【要件設定の考え方】</p> <p>①50kW 以上は、地域活用要件を設定してFIT 制度による支援を当面継続していくのではなく、電源毎の状況や事業環境をふまえながらFIP 制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立を促すこと</p> <p>②2020 年度から自家消費型の地域活用要件が設定された 10-50kW については、2021 年度は現行の地域活用要件を維持して様子を見ること</p>
風力発電	<ul style="list-style-type: none"> ・2022 年度は FIP 制度のみ適用が認められる区分等は設けない ・来年度以降の調達価格等算定委員会にて、風力発電の状況や事業環境を踏まえて 2023 年度以降の取扱いについて検討する。
地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電	<p>【対象】 自家消費又は地域消費（熱電併給を含む）を通じて、レジリエンスの強化に資するものとする。</p> <p>【要件設定の考え方】</p> <p>①FIP 制度の適用対象拡大を念頭において制度設計であること</p> <p>②いたずらにコスト増をもたらさないものであること</p>

出典：調達価格等算定委員会、「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」, 2021 年 1 月 27 日

【その他地域活用要件設定に関する考え方】

- ・ コスト低減・価格目標の達成や自立化への道筋を念頭に、追加で発生する費用は調達価格の算定において考慮しない。
- ・ 地域活用要件を満たさなくなった場合は、FIP 制度への移行認定を申請いただくか、または、認定基準違反により改善命令・認定の取消しの対象とする。
- ・ ただし、沖縄地域・離島等供給エリアにおいては、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電について、地域活用要件を求めない。
- ・ リプレース区分等についても、新設区分と同様に地域活用要件を求める。なお、価格変更を伴う変更認定については、低圧太陽光発電と同様、地域活用要件を求めない。
- ・ 本年度の本委員会を取りまとめた地域活用要件は、2022 年度及び 2023 年度は継続することとするが、今後、必要に応じて見直す。

②地域活用要件の内容

2020 年 12 月開催の調達価格等算定委員会では、自家消費型・地域消費型の地域活用要件と、地域一体型の地域活用要件の内容を整理している。各タイプにおける地域活用要件の内容を表 3.4-39、表 3.4-40 に示す。

表 3.4-39 自家消費型・地域消費型の地域活用要件の内容

発電種別	地域活用要件の内容
太陽光発電 ※自家消費型のみ	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ発電設備の設置場所で少なくとも30%の自家消費等を実施。 災害時に自立運転を行い、給電用コンセントを一般用に供すること。
地熱発電・中小水力 発電・バイオマス発 電	<p>以下のいずれかの要件を満たすこと。</p> <ul style="list-style-type: none"> 立地制約が大きい場合、自家消費だけでなく地域での消費も認める。 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備の発電される電気量の少なくとも3割を自家消費するもの。すなわち7割未満を特定契約の相手方である電気事業者へ供給するもの。 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を再生可能エネルギー電気特定卸供給により供給し、かつ、その契約の相手方にあたる小売電気事業者または登録特定送配電事業者が小売供給する電気量の5割以上を当該発電設備が所在する都道府県内へ供給するもの。 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備により産出された熱を、原則として常時利用する構造を有し、かつ、当該発電設備により発電される電気量の少なくとも1割を自家消費、すなわち、9割未満を特定契約の相手方である電気事業者へ供給するもの。

出典：調達価格等算定委員会、「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」, 2021年1月27日

表 3.4-40 地域一体型の地域活用要件の内容

発電種別	地域活用要件の内容
太陽光発電	<p>※地域での活用実態やニーズを見極めつつ今後検討 対象：高圧（50kW以上）として系統接続されるもの</p>
地熱発電・中小水力 発電・バイオマス発 電	<ul style="list-style-type: none"> 災害時に再エネ発電設備で発電された電気を活用することを、自治体の防災計画等に位置付け 災害時に再エネ発電設備で産出された熱を活用することを、自治体の防災計画等に位置付け 自治体が自ら事業を実施するもの、又は自治体が事業に直接出資するもの

出典：調達価格等算定委員会、「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」, 2021年1月27日

(4) FIT 制度（地域活用要件）と FIP 制度への移行に伴うシナリオ別導入可能量推計への影響の整理

現行の FIT 制度から FIP 制度へ移行すること、地域活用要件の設定において、シナリオ別導入可能量の推計に関連する事項を表 3.4-41 で整理した。そのうえで、シナリオ別導入可能量推計への影響の有無を表 3.4-42 に整理した。

表 3.4-41 FIT 制度（地域活用要件）と FIP 制度への移行に伴うシナリオ別導入可能量の検討に関連する事項

	FIP 制度の構成要素	シナリオ別導入可能量の推計に関連する事項
FIP 制度の構成要素	(1) 交付対象区分等の決定及び入札を逸する交付対象区分等の指定	○
	(2) 基準価格及び交付期間の決定	○
	(3) 卸電力取引市場の価格の参照方法	○
	(4) 出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアム	—
	(5) 卸電力取引市場以外の価値の取扱い	○
	(6) バランシングコストの取扱い	○
	(7) 出力制御における FIP 電源の取扱い	—
	(8) 蓄電池併設の取扱い	○
	(9) オフデイカーリスク対策（一時調達契約）	—
	(10) 沖縄地域・離島等供給エリアの扱い	—
	(11) 発電事業計画及び定期報告	—
	(12) アグリゲーションビジネスに資する FIP 制度の詳細設計	—
FIT 制度（地域活用要件）の設定		○

表 3.4-42 電力価値を構成する要素と各制度での取り扱いと FIP 制度移行に伴うシナリオ別導入可能量への影響の有無

項目	FIT 制度	FIP 制度	シナリオ別導入可能量の推計への影響の有無
(1) 交付対象区分等の決定及び入札を逸する交付対象区分等の指定 (2) 基準価格及び交付期間の決定	中長期的な買取価格目標に向けてコストや市場動向を勘案して毎年～数年単位で見直し	導入当初は FIT 調達価格と同水準	無し
(3) 卸電力取引市場の価格の参照方法	免除 (送電事業者に買取義務がある)	自らが市場で取引	有り (低下する)
(5) 卸電力取引市場以外の価値の取扱い	無し (再エネ賦課金により国民が広く負担しているため)	あり 但し、環境価値相当額はプレミアム金額に反映されている	無し FIP の環境価値はプレミアム金額に反映されているため

項目	FIT 制度	FIP 制度	シナリオ別導入可能量推計への影響の有無
(6) バランシングコストの取扱い	無し (FIT インバランス特例により免除)	有り (但し、経過措置があり段階的に負担額が増加する)	有り 追加的な業務やリスクがあるため(低下する) 但し、経過措置があること、バランシングコストの低減もあるため、影響の程度は不明
(8) 蓄電池併設の取扱い	無し (投資インセンティブが固定されているため蓄電池設置のインセンティブが働かない)	有り (市場価格が高い(需要ピーク時)に蓄電池を活用して供給量を増やすインセンティブが働く)	有り 蓄電池等の活用により売電収入が増加できるため
FIT 制度(地域活用要件)の設定	—	—	有り 地域活用要件を達成するために具備する費用が必要となるため

3.4.3 最新・将来の再エネ導入形態の把握

(1) 調査目的

現在、環境省が公表しているシナリオ別導入可能量は、導入ポテンシャル量の全量が FIT 制度で発電設備を設置した場合を想定している。推計した当時は、導入される設備のほとんどが FIT 制度を活用したものであったため問題はなかったが、今後は、運用が開始される FIP 制度のみならず、様々な形態の設備が導入されることが予想される。

そこで、シナリオ別導入可能量の推計に反映させるため、再エネ種ごとに導入形態やその導入規模を把握した。

(2) 調査対象の絞り込み

①国の FIP 制度導入における再エネの検討状況

調達価格等算定委員会において示されている、各再エネの 2022 年度以降の取扱いを表 3.4-43 に示す。

表 3.4-43 国における 2022 年度以降の再エネの取扱い

再エネ種	調達価格等算定委員会における主な内容
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> ・大規模事業用太陽光発電は、発電コストが着実に低減し、導入も拡大していることを踏まえると、早期に FIP 制度へ移行し、電力市場への統合を図る、という方向性が適切である。 ・再生可能エネルギーの市場統合に向けた市場環境整備も徐々に進められおり、FIP 制度の導入も見据えたアグリゲーションビジネスの動きも徐々に活発化している。 ・新規認定で FIP 制度のみ認められる事業用太陽光発電の対象について、今後の FIP 制度対象拡大に向けたアグリゲーションビジネスを成長促進させる観点と FIP 認定事業者の電気取引手段を確保する観点から、FIP 制度が施行される 2022 年度については、1,000kW 以上とする。(FIP 入札対象) また、現在、地域活用要件を課していない 50kW 以上については、早期の FIP 移行を目指す。 ・事業者の希望があれば FIP 制度の新規認定/移行認定を認める対象については、アグリゲーションビジネス活性化や再エネ市場統合を進めるため、FIP 制度を選好する動機をつくることも大切であることから、2022 年度は FIP 入札の対象としないこととし、そのときの基準価格は、FIT (入札対象外) の調達価格とする。 ・住宅用太陽光発電は、コストダウンが継続的に進んできている。2022 年度以降の住宅用太陽光発電の取扱いは、少なくとも 2022 年度は FIP 制度を認める対象としないこと。
風力発電	<ul style="list-style-type: none"> ・風力発電を早期に FIP 制度の対象としていくことは重要。 ・FIP 制度の対象について、i) 関連諸制度の速やかな整備 (3 年程度を目途)、ii) それまでは現行 FIT 制度のもとで早期に実施可能な政策措置によって国民負担への抑制に努めつつ主力電源化への取組を推進、という要望があった。また、陸上風力発電は、2021 年度から入札制を導入することで事業者間の競争によるコスト低減を促していこうとしている。こうした中で、2022 年度に FIP 制度も導入すると、風力発電事業への参入障壁が急激に高まり、継続的に進んできている案件形成が止まってしまう恐れもある。

再エネ種	調達価格等算定委員会における主な内容
	<ul style="list-style-type: none"> 少なくとも 2022 年度は、風力発電に対して、FIP 制度のみ適用が認められる区分等は設けないこととし、来年度以降の本委員会にて、風力発電の状況や事業環境をふまえて、2023 年度以降の取扱いについて検討する
中小水力発電	<ul style="list-style-type: none"> FIP 制度により、再生可能エネルギー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。 新規認定で FIP 制度のみ認められる中小水力発電の対象について、FIP 制度が施行される 2022 年度及び 2023 年度については、1,000kW 以上としている。 新規認定として FIT 制度を認める対象については、2022 年度当初から地域活用要件を満たすものに限定。
地熱発電	<ul style="list-style-type: none"> FIP 制度により、再生可能エネルギー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。 新規認定で FIP 制度のみ認められる地熱発電の対象について、FIP 制度が施行される 2022 年度については、1,000kW 以上とすることとした。2023 年度についても、2022 年度と同じく 1,000kW 以上とすることとした。 新規認定として FIT 制度を認める対象については、2022 年度当初から 1,000kW 未満かつ地域活用要件を満たすものに限定。
バイオマス発電	<ul style="list-style-type: none"> FIP 制度により、再生可能エネルギー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。 新規認定で FIP 制度のみ認められる対象は、FIP 制度が施行される 2022 年度については原則として 10,000kW 以上としつつも、自然変動電源である太陽光発電でも 2022 年度から 1,000kW 以上は FIP 制度のみ認められることをふまえ、バイオマス発電は、2023 年度以降早期に 1,000kW 以上を FIP 制度のみ認めることを目指す。 2022 年度に FIT 制度の新規認定を認める対象は、10,000kW 未満かつ地域活用要件を満たすものに限定。 2023 年度以降の取扱いは、FIP 制度施行に向けた各動向等をふまえて、来年度の本委員会にて決定する。
地中熱	<FIT 制度、FIP 制度の検討の対象外>
太陽熱	<FIT 制度、FIP 制度の検討の対象外>
バイオマス熱利用	<FIT 制度、FIP 制度の検討の対象外>

出典：調達価格等算定委員会、「令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見」，2021 年 1 月 27 日

②調査対象とする再エネ種の設定

FIT 制度創設以降、国内の発電量全体に占める再エネの割合は増加しているものの、風力発電・中小水力発電・地熱発電・バイオマス発電は、依然としてコスト低減が課題となっている。そのため、これら再エネ種は当面 FIT 制度若しくは FIP 制度を活用した導入が大半を占めると想定される。

一方で、市場統合に近いレベルまでコストダウンが進んだ太陽光発電は、FIP 制度を利用しない導入形態も進んでいくことが想定される。

したがって、本調査の調査対象は、太陽光発電のみとし、その他再エネ種については FIT 制度以外の導入事例調査を実施した。

表 3.4-44 国の検討状況を踏まえた今後の再エネの導入形態の方向性（案）

再エネ種		導入形態の想定される方向性	FIP 制度開始移行の導入形態の変化予測
太陽光発電	住宅系 (10kW 未満)	<ul style="list-style-type: none"> 2022 年度では FIP 制度の対象に含まれない。 コストダウンが継続的に行われており、現時点でも市場を介さない導入（自家消費）が進んでおり、今後も自家消費が増加する。 	○ FIP 制度以外の導入形態が加わる
	事業系 (10kW 以上)	<ul style="list-style-type: none"> 自家消費型地域活用 FIT/FIT（入札/入札以外）/FIP（入札/入札以外）と、規模によって利用できる制度が多様化する。 発電コストの低減もあり、再エネ市場への統合が進みつつあることから、現時点でも FIT 制度を活用しない導入形態が増えている。今後も FIP 制度だけでない導入形態が多様化、増加する。 	○ FIP 制度以外の導入形態が多様化、増加する
風力発電	中小水力発電	<ul style="list-style-type: none"> コスト低減が達成されるまでは、FIT 制度対象範囲が FIP 制度対象範囲となる導入となるのではないかと。 自立電源としてコストが安定するまでは、FIT 制度対象範囲が FIP 制度対象範囲となる導入となるのではないかと。 	△ FIP 制度の適用になる規模のみ FIP 制度へ移行する
地熱発電	バイオマス発電		
地中熱	太陽熱		
バイオマス熱利用			
		<ul style="list-style-type: none"> FIT、FIP 制度の対象外のため、現状の導入形態（自家消費）と変わらないと想定される。 	- (FIT/FIP 制度対象外)

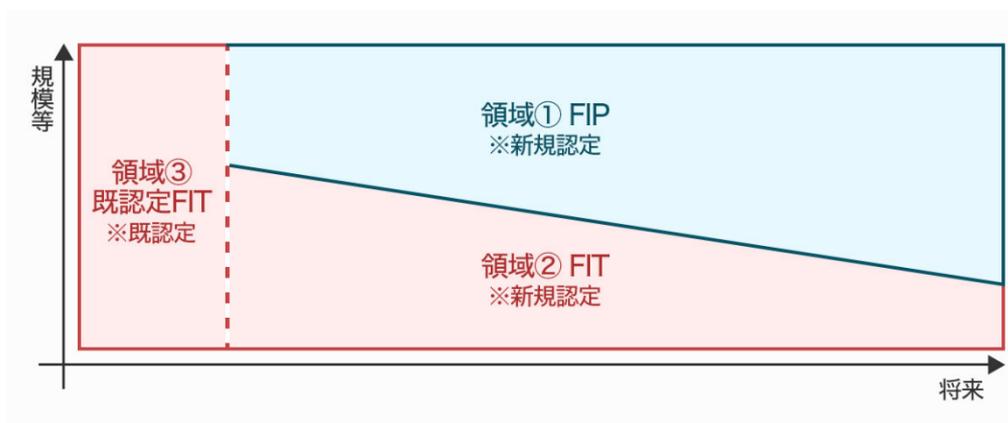


図 3.4-21 FIP 対象電源の方向性

出典：調達価格等算定委員会、「令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2021 年 1 月 27 日

(3) 調査方法

①太陽光発電に関する調査に用いた文献

調査は、経済産業省 HP や太陽光発電協会、民間の市場予測に関する報告書を基に、最新・将来の再エネ導入形態を把握した。調査に活用した文献を表 3.4-45 に示す。

表 3.4-45 太陽光発電の導入形態に関する調査に活用した文献一覧

	文献名
1)	経済産業省資源エネルギー庁, 「どうする?ソーラー」HP
2)	(一社)太陽光発電協会, 「太陽光発電の出力電源化への道筋」, 2020. 5. 18
3)	(株)富士経済, 「2020 年版太陽電池関連技術・市場の現状と将来展望」, 2020. 9

②太陽光発電以外の関する調査に用いた文献

調査は、民間の報告書や環境関連の雑誌を基に、太陽光発電以外の再エネ種に関して、非 FIT 及び卒 FIT の国内外導入事例を把握した。調査に活用した文献を表 3.4-46 に示す。

表 3.4-46 調査に活用した文献一覧

	文献名
1)	自然エネルギー財団, 「企業・自治体向け向け電力調達ガイドブック第2版」, 2019年1月
2)	環境ビジネスオンライン

(4) 調査結果

1) 太陽光発電の導入形態の整理

①太陽光発電における最新の導入形態

太陽光発電における最新の導入形態としては、大きく「送配電事業者や小売電気事業者へ電力を販売」と「特定の需要家に電力を販売」があり、FIT、相対契約、自家消費（自己保有）、PPA（オフサイト/オンサイト）、自己託送制度の利用の5つの形態がある。

各形態の内容を表 3.4-47 に示す。

表 3.4-47 太陽光発電における最新の導入形態

導入形態		内容	
送配電事業者や小売電気事業者へ電力を販売	FIT	・発電した電力を国が定めた価格で電気事業者が買い取る。	
	相対契約	・会社間で、1対1で取り決めた料金で小売電気事業者が買い取る。	
特定の需要家に電力を販売	自家消費（自己保有）	・自らの敷地内で発電し、その電力を敷地内で利用する。 ・電気自動車や蓄電池・エコキュートなどと組み合わせる場合もある。	
	PPA	オフサイト	・1対1で取り決めた料金で、長期間需要家が直接買い取る。 ・発電設備が需要場所と離れたところに設置。
		オンサイト	・1対1で取り決めた料金で、長期間需要家が直接買い取る。 ・発電設備と需要場所が同一構内か隣接地にある。
	自己託送	・需要家が保有する発電設備で発電した電力を、一般電気事業者の保有する送配電ネットワークを利用して、他地域の当該需要家の工場等で利用する。	

出典：経済産業省資源エネルギー庁「どうする？ソーラー」、HPを基にエックス都市研究所が作成

②太陽光発電における導入形態別の導入状況

(1) 「送配電事業者や小売電気事業者へ電力を販売」する形態の導入状況

1) FIT 制度

2012年の固定価格買取制度以降のFITによる導入実績を図3.4-22に示す。全体として導入量は拡大しており、特に設備容量が10kW以上で導入量が拡大している。

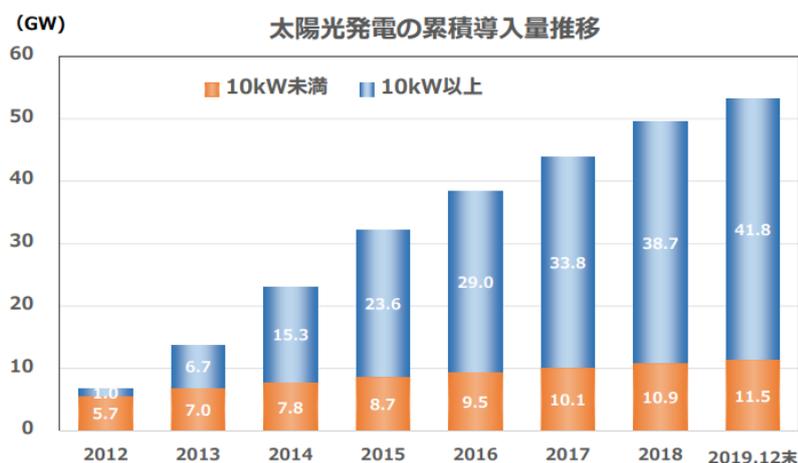


図 3.4-22 FIT（太陽光）の導入状況

出典：(一社)太陽光発電協会、「太陽光発電の出力電源化への道筋」、2020

2) 相対契約

相対契約による導入実績の定量的データは確認できなかった。そこで、インターネットにて収集した相対契約による導入事例を表3.4-48に示す。確認した5事例の設備規模は、高圧が中心となっていた。

表 3.4-48 相対契約の導入事例

No.	事業開始時期	発電事業者に関する情報			小売電気事業者に関する情報	
		事業者名	発電所名	発電規模	事業者名	主な供給先
事例 1	2013. 9	中村建設グループ (静岡県浜松市)	きりやま太陽 光発電所	1,000kW	(株)浜松新電力 (静岡県浜松市)	浜松市内 (家庭、事業 者、自治体)
事例 2	2014. 8	八王寺工業(株) (鳥取県米子市)	米子八王寺工 業ソーラー米 子発電所	445 kW	ローカルエナジー (株) (鳥取県米子市)	鳥取県西部 (家庭、事業 者、自治体)
事例 3	2018. 4	神奈川県企業庁 (神奈川県横浜 市)	湘南ベルマー レ愛川太陽光 発電所	1,896kW	湘南電力(株) (神奈川県小田原 市)	神奈川県 (家庭、事業 者、自治体)
事例 4	2020. 3	(株)二川工業製作所 (兵庫県加古川市)	築上太陽光発 電所	855kW	みんな電力(株) (東京都世田谷 区)	全国 (家庭、事業 者等、自治体)
事例 5	2021. 4	ウエストホールデ ィングス (広島県福山市)	-	1,500kW	福山未来エナジー (広島県福山市)	福山市内公共施 設

出典：各事業者の HP 情報を基に、エックス都市研究所が作成

(2) 「特定の需要家に電力を販売」する形態の導入状況

1) 自家消費（自己保有）

2025 年度以降は自己保有・自家消費型がけん引することで PV システム市場も再び拡大するとみられる。2030 年度の自家消費型 PV システム市場予測は 6,277 億円であり、住宅向けで 10 割、非住宅向けで 6 割程度を自家消費型が占めるとみられる。

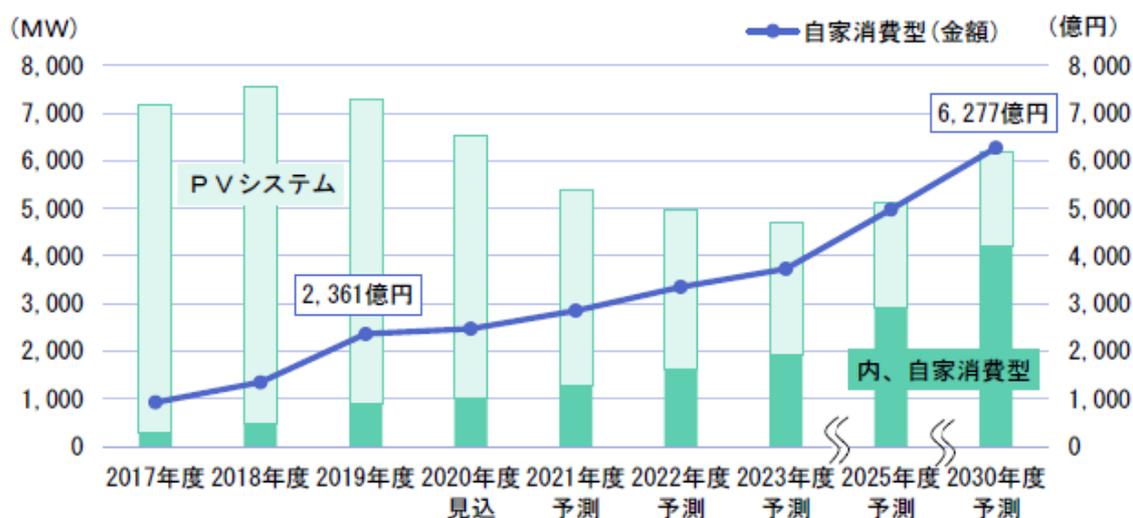


図 3.4-23 自己保有・自家消費型太陽光発電システムの国内市場

出典：2020 年版太陽電池関連技術・市場の現状と将来展望, (株)富士経済, 2020

2) PPA（オンサイト/オフサイト）

FITを活用した導入形態から自家消費型への過渡期である現在、PPA（オンサイト/オフサイト）は効果的な導入手法であるとしている。今後の市場予測としては、2030年度に2019年度比27.1倍の1,571億円とされる。

表 3.4-49 PPAモデルの国内市場予測

2019年度	2030年度予測	2019年度比
58億円	1,571億円	27.1倍

出典：2020年版太陽電池関連技術・市場の現状と将来展望, (株)富士経済, 2020

3) 自己託送

自己託送による導入事例を表 3.4-50 に示す。確認した3事例の設備規模は、高圧が中心となっていた。

表 3.4-50 自己託送の実施事例

No.	事業開始	実施主体	発電施設設置形態	発電場所	発電規模	供給施設	供給場所
事例1	2020.1	リソルグループ	遊休地への野立て	千葉県長柄町	1,000kW	宿泊施設や温浴施設	千葉県長柄町 ※同一敷地内
事例2	2020.7	京セラ	遊休地への野立て	滋賀県野洲市	150kW	工場	滋賀県野洲市
事例3	2021.4	ソニー	牛舎への屋根置き	愛知県東海市	400kW	工場	愛知県幸田町

出典：各事業者のHP情報を基に、エックス都市研究所が作成

③各機関の予測を踏まえた太陽光発電における将来の導入形態

「2.4.1 FIP制度の最新状況の把握」及び上記(1)で整理した各機関の導入形態に関する内容を基に、太陽光発電における建物系及び土地系における将来の導入形態を想定した。

これまではFITや相対契約がメインとなっていたが、建物系は、自家消費やPPAにおける市場が拡大してくると想定される。また、土地系は、FIPやPPAにおける市場が拡大してくると想定される。

太陽光発電における今後の導入形態（想定）を図 3.4-24、図 3.4-25 に示す。

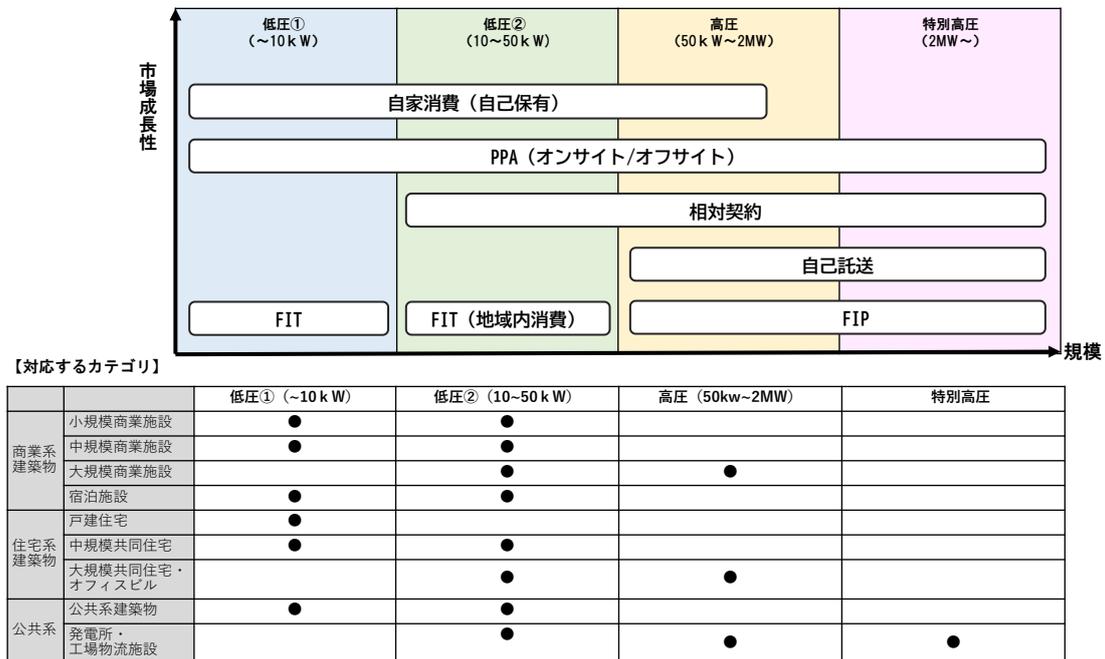


図 3.4-24 太陽光発電における今後の導入形態の想定 (建物系)

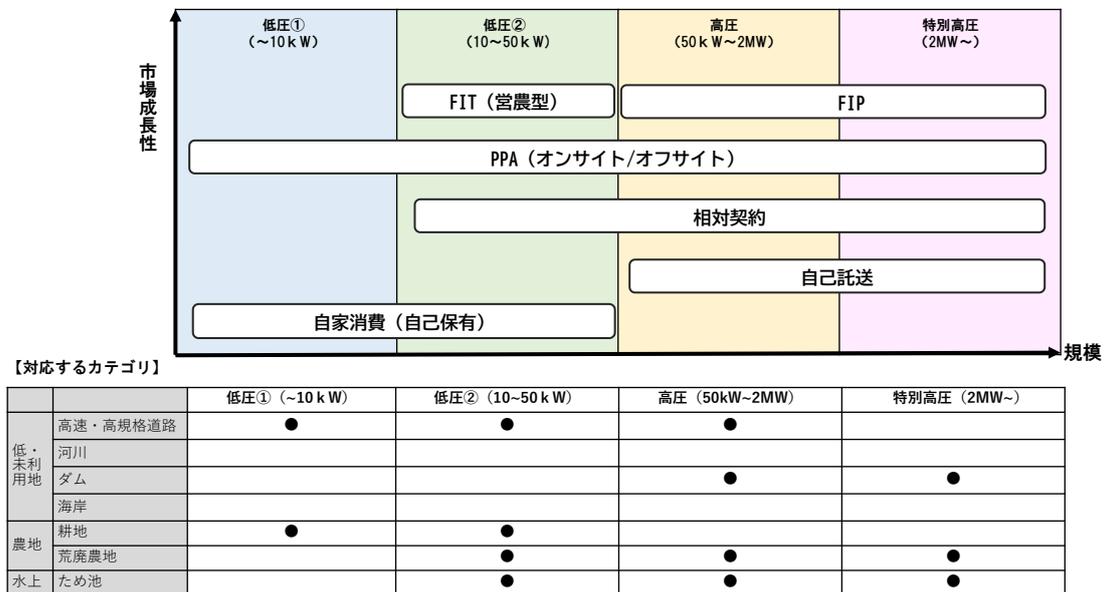


図 3.4-25 太陽光発電における今後の導入形態の想定 (土地系)

2) 太陽光発電以外の FIT 制度以外の導入形態事例の整理

太陽光発電以外の再エネ種については、非 FIT 及び卒 FIT の導入事例を整理した。

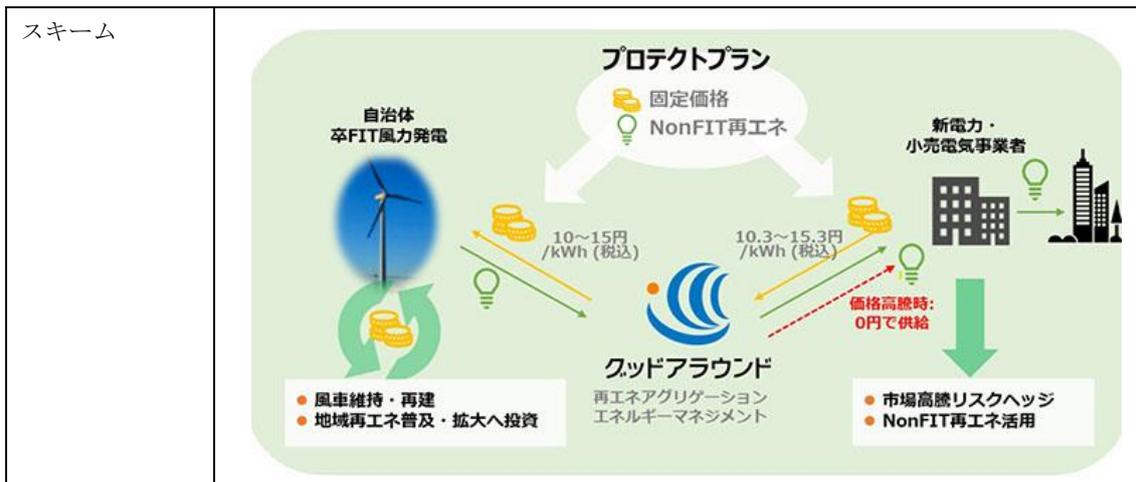
把握した事例を下記に示す。なお、今回の調査では、FIT 制度の検討の再エネ種のうち中小水力発電、地熱発電の導入事例は把握できなかった。

①事例 1：風力発電の事例その 1

項目	内容
実施場所	アメリカアイオワ州
実施主体	グーグル社
導入形態	オフサイト PPA
非 FIT/卒 FIT	非 FIT
事業概要	2010 年にグーグルは、データセンターの電力をアイオワ州の 114 メガワット規模の風力発電事業者と 20 年間の長期契約を結んだ。
事業スキーム	

②事例 2：風力発電の事例その 2

項目	内容
実施場所	高知県梶原町
実施主体	高知県梶原町、まち未来製作所
導入形態	新電力との直接契約
非 FIT/卒 FIT	卒 FIT
事業概要	<p>2021 年 2 月 16 日に、高知県梶原町とまち未来製作所は、卒 FIT を迎えた公営風力発電所の電力をまち未来製作所が運営するシステムを通じて、新電力と固定価格で買い取りを行うことを発表した。</p> <p>まずは、2020 年 FIT 満了を迎えた高知県梶原町の町営風力（1,200kW）を運用し、売電価格を現状の約 2 倍となる 14 円/kWh(税込)に高付加価値化。卸販売を 14.3 円/kWh(税込)として、2021 年 3 月から受給開始する。梶原町は、増加した売電収入を運転経費や新たな再エネ事業に活用していく方針。</p>



③事例3：バイオマス発電の事例

項目	内容
実施場所	新潟県北蒲原郡聖籠町
実施主体	イーレックス、ENEOS
導入形態	(不明)
非FIT/卒FIT	非FIT
事業概要	<p>2020年11月、イーレックス及びENEOSは、設備出力300MWの大型バイオマス発電所の事業化について合意し、新潟県内の建設予定地で環境アセスメントを開始すると発表した。使用するバイオマス燃料はロシアからの木質系燃料に加え、ベトナムやフィリピンなどで試験栽培をしている燃料用ソルガムを主体に検討する。2023年中に着工、2026年度の営業運転開始を目指す。</p> <p>イーレックスはこれまでの見を活用し、日本初となるFIT制度から自立したNon-FITの大型バイオマス発電所の実現を図る。</p> <p>同発電所想定年間発電量は、約2,000GWh、CO2削減量は年間100万トン程度を見込んでいる。発電所の設備出力は300MW規模の予定。また、世界初の超々臨界圧（蒸気温度600℃、圧力26MPa以上の水蒸気でタービンを回し高効率で発電する技術）のバイオマス発電所を目指す。</p>
事業スキーム	(イメージ図なし)

3.4.4 シナリオ別導入可能量の推計手法の検討

令和4年4月より FIP 制度が開始し、これまでの FIT 制度を前提としたシナリオ別導入可能量の推計を見直す必要があることや、3.1 項における導入ポテンシャルの定義の見直し、3.4.3 項で整理する太陽光発電における導入形態の多様化を踏まえ、シナリオ別導入可能量の推計方法を見直しするがある。

本項では、シナリオ別導入可能量の推計手法の検討内容を整理する。図 3.4-26 に検討フローを示す。

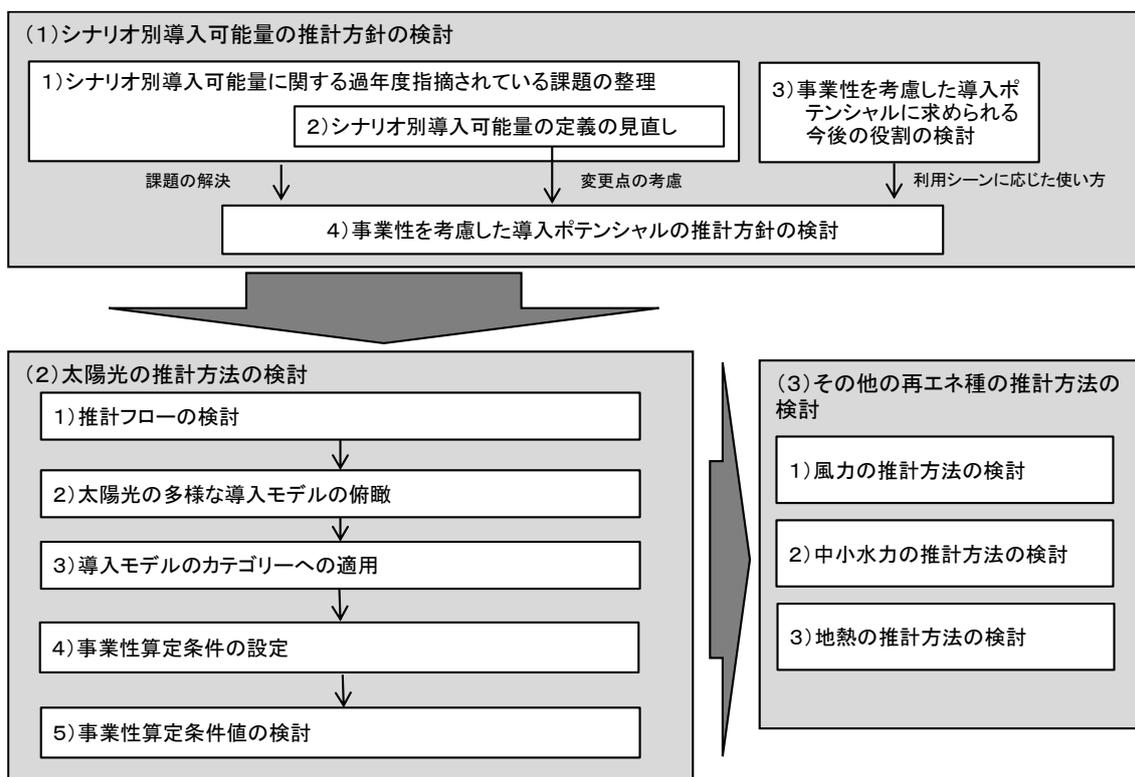


図 3.4-26 シナリオ別導入可能量の推計手法の検討フロー

(1) シナリオ別導入可能量の推計方針の検討

1) シナリオ別導入可能量に関する過年度指摘されている課題の整理

シナリオ別導入可能量に関して過年度指摘されている課題を表 3.4-51 に整理する。

今回推計手法の見直しにおいては、過年度指摘されている課題を解決する方向で検討を行うことが求められる。

表 3.4-51 シナリオ別導入可能量に関して過年度指摘されている課題

区分	課題内容	備考
用語	直感的にシナリオが何を意味するかわからない。	定義の見直しにおいて対応済み
	経済性を考慮したポテンシャルだとわからない。	
	“導入可能量”は可能という言葉に評価の意思が含まれており、ユーザーをミスリードする可能性がある。	
	“シナリオ”には将来的な要素が含まれており、現時点推計にはならない可能性がある。	
推計方針	推計方針（特に時間軸）が示されていないため、他団体推計との比較で間違った認識をもたらすことがある。	
推計結果	複数のポテンシャルが推計されており、どの推計結果を用いればよいかわかりにくい。 例：地熱では異なる温度帯でのポテンシャルが示されている	
	市町村別の推計結果が整理されていると良い。	
推計条件	太陽光の住宅系等太陽光と公共系等太陽光の区分がわかりにくい。	導入ポテンシャルの カテゴリーの見直し の中で対応済み
	レベル、ケース、条件、シナリオといった単語の意味がすぐにはわからない。	太陽光のレベル、ケースは導入ポテンシャルの算定に係る部分のため、導入ポテンシャルの推計方法の見直しの中で対応済み。 地熱の条件付きは、今後推計方法の見直しの中で対応する。
	初期投資額や支出計画等のコストデータの根拠がわかりにくい、または辿りにくい。	
推計精度	市町村・都道府県・国レベルでの政策検討利用においては有用だが、特定の狭いエリアにおけるポテンシャルの推計や事業地の特定といった利用では精度が不足する。	導入ポテンシャルを推計する元データの精度や必要情報の有無などから、現時点における解決策はない。
	道路や送電線の敷設可能性等の地域固有の特性が考慮できていない。	

2) シナリオ別導入可能量の定義の見直し

過年度業務において定義したシナリオ別導入可能量を図 3.4-27 に示す。本年度業務においてシナリオ別導入可能量は表 3.4-52 のとおり定義を変更している。詳細は3.1項を参照されたい。定義の見直しを踏まえ、下記項では、シナリオ別導入可能量ではなく、“事業性を考慮した導入ポテンシャル”を用いて説明する。

今回推計手法の見直しにおいては、定義の見直しで変更となった点（時間軸を「推計時点」に統一する、複数設定せず推計値を一本化する）を考慮することが求められる。

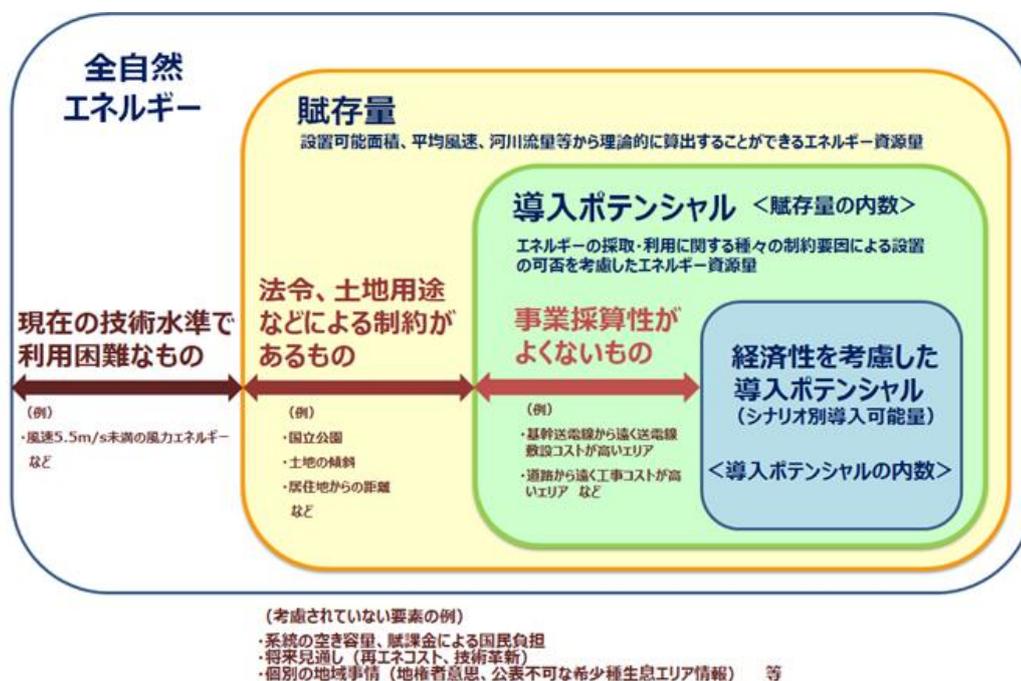


図 3.4-27 過年度における導入ポテンシャルの定義

表 3.4-52 シナリオ別導入可能量の名称と定義の見直し

	過年度	見直し後
名称	シナリオ別導入可能量	事業性を考慮した導入ポテンシャル
定義	<p>エネルギーの採取・利用に関する特定の制約条件や年次等を考慮した上で、事業採算性に関する特定の条件を設定した場合に具現化することが期待されるエネルギー資源量。 導入ポテンシャルの内数。 事業採算性については、対象エネルギーごとに建設単価等を設定した上で事業収支シミュレーションを行い、税引前のプロジェクト内部収益率（PIRR）が一定値以上となるものを集計。</p>	<p>事業性を考慮したエネルギーの大きさ（kW）または量（kWh 等）。 推計時点のコスト・売価・条件（導入形態、各種係数等）を設定した場合に、IRR（法人税等の税引前）が一定値以上となるエネルギーの大きさ（kW）または量（kWh 等）。 【シナリオの設定】 シナリオという用語は使用せず、複数の設定はユーザーにとって難解なため一本化を図る。ただし、感度分析や、各種施策検討に有効と判断された場合には、導入ポテンシャルと同様に参考値として推計し対応する。</p>

3) 事業性を考慮した導入ポテンシャルに求められる今後の役割の検討

環境省のポテンシャル推計結果は、これまで多くの政策検討や自治体計画、各種研究等に幅広く利用されてきた。

わが国は今後 2030 年 46%削減（2013 年比）、2050 年脱炭素を宣言しており、その中において再エネの導入加速化は重要な手段の 1 つであることや、改正温対法において自治体に再エネ目標や再エネ促進区域の設定が求められることから、今後ポテンシャル情報はこれまで以上に重要な役割を担うと考えられる。

また、今後は如何に短期的にポテンシャルを具現化していくかという観点から「事業性を考慮した導入ポテンシャル」は重要な数値データになると推測される。そこで、数値を利用するユーザーごとに利用シーンを想定し、その利用シーンから「事業性を考慮した導入ポテンシャル」に求められる今後の役割を検討した。図 3.4-28 に検討した結果を示す。

今回推計手法の見直しに際し、推計値が「事業性を考慮した導入ポテンシャル」に求められる今後の役割を果たすこと（利用シーンに応じた使い方が出来るか）が求められる。

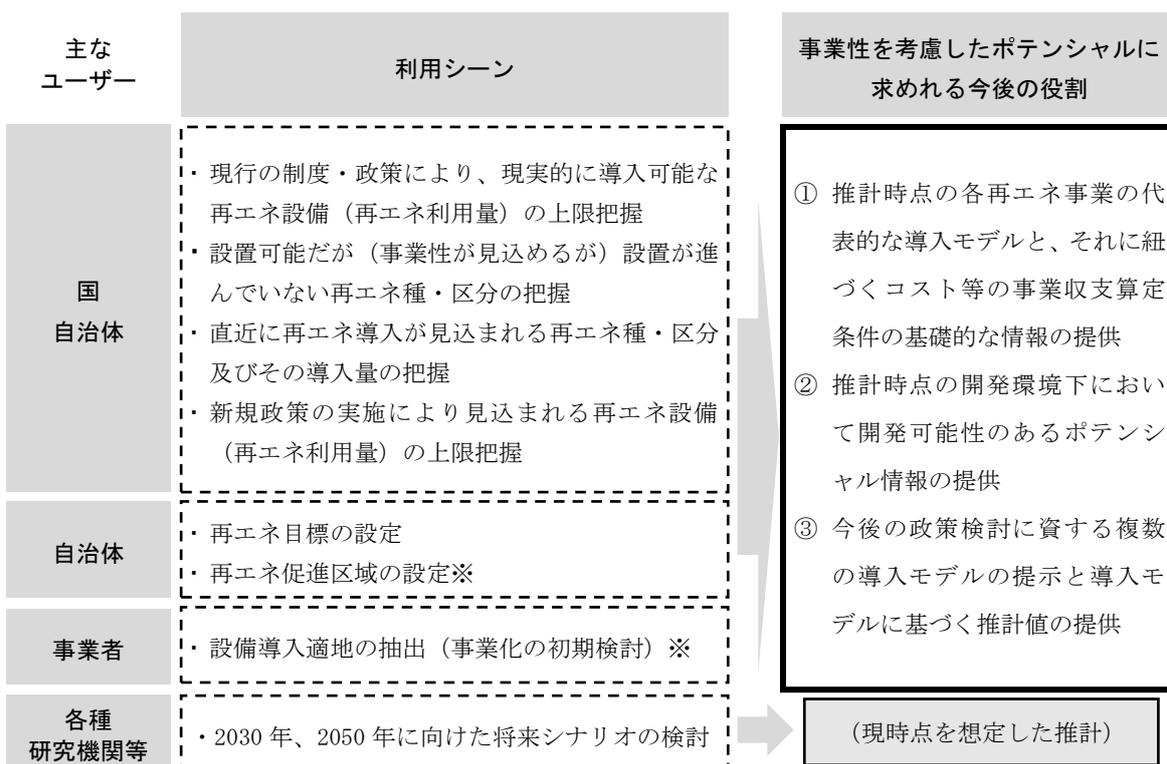


図 3.4-28 事業性を考慮した導入ポテンシャルに求められる今後の役割

※今後の推計にあたっての留意点

全国情報を基にした推計・分析であることや元データの精度、必要情報の有無等から、推計値の精度に限界があり、結果の提供方法次第ではユーザーをミスリードする可能性がある。そのため、国もしくは自治体の区域全体としての量の把握や、促進区域の設定の参考情報や事業化の初期検討に使用してもらうことを想定する。

4) 事業性を考慮した導入ポテンシャルの推計方針の検討

上記1) から3) の整理を踏まえ、事業性を考慮した導入ポテンシャルの推計方針を検討した。検討の結果、推計方針は以下の3つとした。

方針1：推計年度時点の時間軸の統一

方針2：根拠情報を基にした事業性算定条件値等の設定

方針3：推計精度と推計更新速度のバランスに考慮した推計手法の構築

各推計方針について、具体的内容を以下に整理する。

① 方針1：推計年度時点の時間軸の統一

導入ポテンシャルの定義の見直しによって、事業性を考慮した導入ポテンシャルの推計値は「推計時点」という特定の時点の数値を示すものとなった。今回検討した推計手法に基づく推計は、令和4年度に実施することを想定しているため、推計時点は令和4年度となる。

事業性算定条件のうちコスト等に関する情報は、令和4年度のFIT価格を決定した際の調達価格等算定委員会の数値（令和2年度データの分析値）を主に使うため、図3.4-29で示す通りデータの収集期間と推計値の公表時点に、約2年半のタイムラグが生じる点に留意する必要がある。ただし、初期投資額の大部分を占めるシステム費は、トップランナー水準（上位9～13%）の値であるため、令和2年度よりは令和4年度に近い状況を示すものと考えることができる。

また、後述する(2)2)で示す導入モデルに関しては、本検討時点で令和4年度の導入実績データがないため、導入モデルの設定において客観的な根拠情報を示すことができないため、現時点で入手できるデータやその推移から想定することになることに留意が必要である。

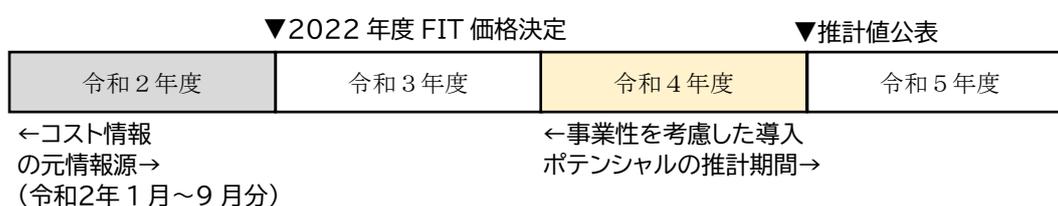


図 3.4-29 推計の根拠情報のデータ収集期間と推計値の公表のタイミングラグのイメージ

② 方針2：根拠情報を基にした事業性算定条件値等の設定

過年度のユーザーからの指摘の一つに、「初期投資額や支出計画等のコストデータの根拠がわかりにくい、または辿りにくい」という指摘がある。また、事業性を考慮した導入ポテンシャルの今後の役割において、「推計時点の各再エネ事業の代表的な導入モデルと、それ

に紐づくコスト等の事業収支算定条件の基礎的な情報の提供」という側面があることから、本推計における事業収支算定条件値については、根拠情報に基づき設定を行い、ユーザーに分かりやすくこの根拠状況を示していく必要がある。

根拠情報の一つに、調達価格等算定委員会が公表する数値の活用を想定する。過年度までの推計においても参考情報としていた項目はあるが、今回の見直しでは可能な限り調達価格等算定委員会が公表する数値を活用することとする。その理由は、以下の通りである。

- ・FIT 価格は調達価格等算定委員会で決定されており、その価格決定において参考としている数値・諸条件である（FIT 価格に紐づいている）。
- ・コスト情報を分析している元データは定期報告（実データ）で、膨大なサンプル数（令和2年度 FIT 価格の検討の際のサンプル数は 549 件（50W 以上太陽光））であるため、最も確からしく一般的な情報として扱うことができると考える。
- ・多岐に渡る再エネ種において、同一の考え方で各種情報が整理されている。
- ・今後も毎年度、ほぼ同様の形式で情報が公開されることが想定される。

③ 方針3：推計精度と推計更新速度のバランスに考慮した推計手法の構築

ポテンシャル情報を整備し始めた平成21年度時点では、わが国全体の状況把握と国策としての基礎資料の目的が主であり、事業性を考慮した導入ポテンシャルや、その基情報となる導入ポテンシャル及び賦存量を推計するためのデータにも限界があったことから、推計値の精度に限界があった。

その後、自治体や事業者ニーズが高まり、地域固有の状況を踏まえた精度の高いデータ提供を求められるようになり、平成21年度以降も必要情報が揃ったものから順次推計値の精緻化を進めているところである。しかしながら、地域固有の状況を反映するためには膨大なデータが必要であり、また必要情報が導入ポテンシャル情報を推計するために作られたものでないため、データの活用や更新にあたって多大な労力を必要とするものもある。

他方、事業性を考慮した導入ポテンシャルは、導入ポテンシャルや賦存量とは異なり、その時々社会・市場の状況や技術の進展により推計値が変化することから、適切な頻度で推計値を更新していくことが求められる。

計精度を上げようとするすると推計更新速度は低下する関係性にあることから、ユーザーの利用シーンや推計値の今後の役割等を踏まえ、推計精度と推計更新速度のバランスに考慮した推計手法の構築が必要である。

(2) 太陽光の推計手法の検討

1) 推計フローの検討

太陽光の導入ポテンシャルは、太陽光パネル設置可能エリアに対し、カテゴリーごとに設定した「設置係数」と「設置可能面積算定係数」、地域ごとに設定した「地域別発電量係数」を用いて計算したものを、市町村ごと、カテゴリーごとに集計している。

過年度のシナリオ別導入可能量は、導入ポテンシャルの推計フローに事業性試算を行うステップを追加し、設定 IRR を満たす地域別発電量係数を逆算し、それ以上の地域別発電量を有するエリアの導入ポテンシャルを抽出する方法を採用している。

推計フローは過年度の方法から変更しないこととした。

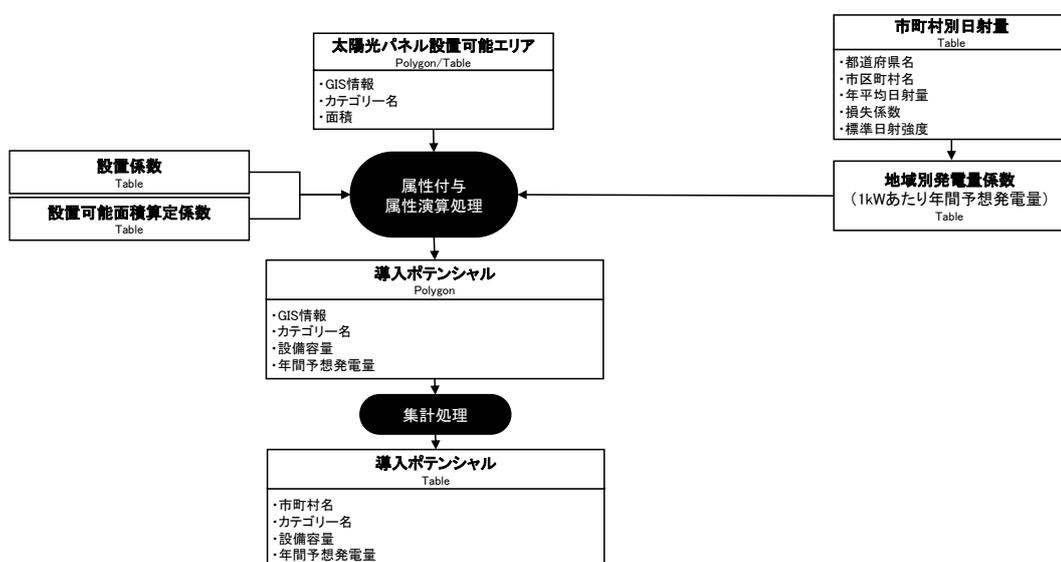


図 3.4-30 太陽光の導入ポテンシャルの推計フロー

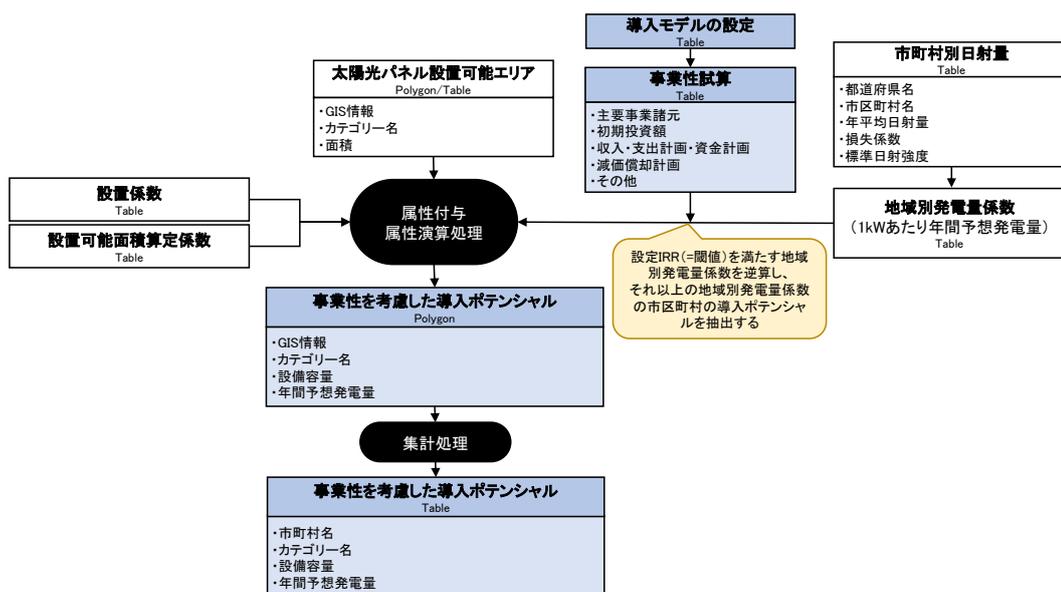


図 3.4-31 太陽光の事業性を考慮した導入ポテンシャルの推計フロー

2) 太陽光の多様な導入モデルの俯瞰

太陽光は、固定価格買取制度（FIT）の導入による太陽光パネルなどのコスト低減を背景に、近年ではFIT制度に寄らない導入が増加し、その導入方法は多様化している。

導入方法を考える上で、重要な要素として、「設置形態」、「導入形態」及び「設備規模」の3つがあり、供給者ニーズと需要者ニーズ、送電線空き容量等が考慮され、実際に設備を導入する際の導入方法が決定されている。

事業性を考慮した導入ポテンシャルの推計手法の検討において、まず、この導入方法を検討した。以降では、この導入方法を「導入モデル」と称する。

導入モデルの概念を図 3.4-32 に、導入モデルを構成する各要素のバリエーションを表 3.4-53 に整理した。

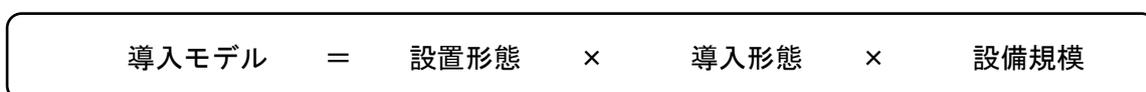


図 3.4-32 導入モデルを構成する要素の概念

表 3.4-53 導入モデルを構成する各要素のバリエーション

	設置形態	導入形態	設置規模
概念	太陽光パネルを設置する場所による区分	太陽光発電を実施する際に活用する制度・サービス・契約による区分	設置する太陽光発電の設備規模による区分
バリエーション	<ul style="list-style-type: none"> ・屋根・屋上（屋根・屋上太陽光） ・土地（地上太陽光） ・農地転用した土地（農転太陽光） ・農地（営農型太陽光） ・水面（水上太陽光） 	<ul style="list-style-type: none"> ・FIT制度 ・FIP制度 ・相対契約 ・自己託送 ・オンサイト自己保有※ ・オンサイトPPA ・オフサイトPPA 	<ul style="list-style-type: none"> ■再エネ特措法（FIT・FIP制度）上の区分 ・10kW未満 ・10～50kW ・50～250kW ・250～1,000kW ・1,000kW以上
備考	<ul style="list-style-type: none"> ・バリエーションの括弧書きで示す内容は場所を示す用語ではないが、後段の検討においてはこちらの用語を用いて整理する 	<ul style="list-style-type: none"> ・区分は「3.4.3 最新・将来の再エネ導入形態の把握」参照 ・単独ではなく組み合わせもあり（FIT+オンサイトPPA、FIP+相対契約等） ※「3.4.3 最新・将来の再エネ導入形態の把握」では自家消費（自家保有）と表記 	<ul style="list-style-type: none"> ・電気事業法上では、低圧（50kW未満）、高圧（50～2MW未満）、特別高圧（2MW以上）の区分があるが、ここでは導入形態に紐づけて検討することを想定し、再エネ特措法上の区分を採用した

3) 導入モデルのカテゴリーへの適用

① 採用可能な導入モデルの検討

次に、事業性を考慮した導入ポテンシャルの推計を行う令和4年度時点において採用可能な導入モデルを検討した。

導入モデルを構成する要素は3つあるが、表では2軸でしか整理できないため、「設置形態」ごとに、「導入形態」と「設備規模」を軸とする表を作成し、採用可能な導入モデルを検討した。検討した結果を表 3.4-54～表 3.4-57 に、検討するにあたって参考とした令和4年度における FIP/FIT 制度・入札制度の対象を図 3.4-33 に示す。

表 3.4-54 令和4年度時点において採用可能な導入モデル【屋根・屋上太陽光】

導入形態	設備規模				
	10kW 未満	10～50kW	50～250kW	250～1,000kW	1,000kW 以上
FIT 制度	○	○ (自家消費型 地域活用要件)	○	○	△ (屋根・屋上 という物理的 な制約から設 置可能性が低 い)
FIP 制度	—	—	○	○	
相対契約	△	○	○	○	
自己託送	—	—	○	○	
オンサイト自己保有	○	○	○	○	
PPA	○	○	○	○	
	オンサイト	○	○	○	○
	オフサイト	△ (設置形態が屋根・屋上太陽光であるため)			

※「—」は制度上、採用できない導入形態を示す。以下同様

表 3.4-55 令和4年度時点において採用可能な導入モデル【地上太陽光】

導入形態	設備規模				
	10kW 未満	10～50kW	50～250kW	250～1,000kW	1,000kW 以上
FIT 制度	— (住宅に限定 した制度)	△ (自家消費型 地域活用要件)	○	○	—
FIP 制度	—	—	○	○	○
相対契約	△	○	○	○	○
自己託送	—	—	○	○	○
オンサイト自己保有	△				
PPA	オンサイト	(設置形態が地上設置であり自家消費は現実的ではないため)			
	オフサイト	△	○	○	○

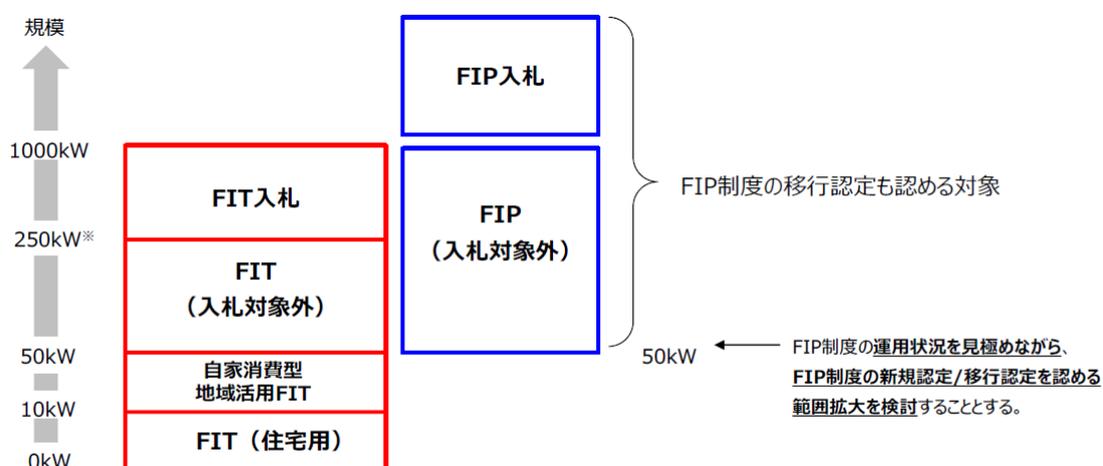
表 3.4-56 令和4年度時点において採用可能な導入モデル【水上太陽光】

導入形態	設備規模				
	10kW 未満	10～50kW	50～250kW	250～1,000kW	1,000kW 以上
FIT 制度	— (住宅に限定 した制度)	△ (自家消費型 地域活用要件)	○	○	—
FIP 制度	—	—	○	○	○
相対契約	△	○	○	○	○
自己託送	—	—	○	○	○
オンサイト自己保有	△				
PPA	オンサイト	(設置形態が水上であり自家消費は現実的ではないため)			
	オフサイト	△	○	○	○

表 3.4-57 令和4年度時点において採用可能な導入モデル【営農型太陽光】

導入形態	設備規模				
	10kW未満	10～50kW	50～250kW	250～1,000kW	1,000kW以上
FIT制度	— (戸建住宅に 限定した制度 である)	○ ※1	○	○	—
FIP制度	—	—	○	○	○
相対契約	△	○	○	○	○
自己託送	—	—	○	○	○
オンサイト自己保有	△				
PPA	(農地に設置するため自家消費は現実的ではないため)				
	オンサイト	△	○	○	○
	オフサイト	△	○	○	○

※1 FIT制度の改正により、2020年度から営農型太陽光発電は、3年を超える農地転用許可が認められる案件は、自家消費を行わない案件であっても災害時の活用が可能であれば、FIT制度の新規認定対象となる。



※ FIT入札の対象の閾値については、2021年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。

図 3.4-33 令和4年度におけるFIP/FIT制度・入札制の対象（太陽光発電）

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、2021年1月27日

② 導入モデルの設定

(1) 屋根・屋上太陽光（戸建住宅等）の導入モデルの設定

屋根・屋上太陽光（戸建住宅等）の設備規模を、一戸建住宅の建築面積から推計した。

住宅・土地統計調査（平成 30 年）によれば、一戸建住宅の 1 件当たり建築面積の全国平均は 81.16m²であり、度数分布をみても 50～74m²の建築面積の住宅数が最も多い。

一戸建住宅の 1 件当たり建築面積の全国平均値に対して搭載できる太陽光発電設備の規模は、導入ポテンシャルの推計条件から求めると、6.49kW(DC ベース)となる。住宅用太陽光の過積載率を考慮しない場合、屋根・屋上太陽光（戸建住宅等）の導入モデルの設備規模は 10kW 未満（AC ベース）となる。

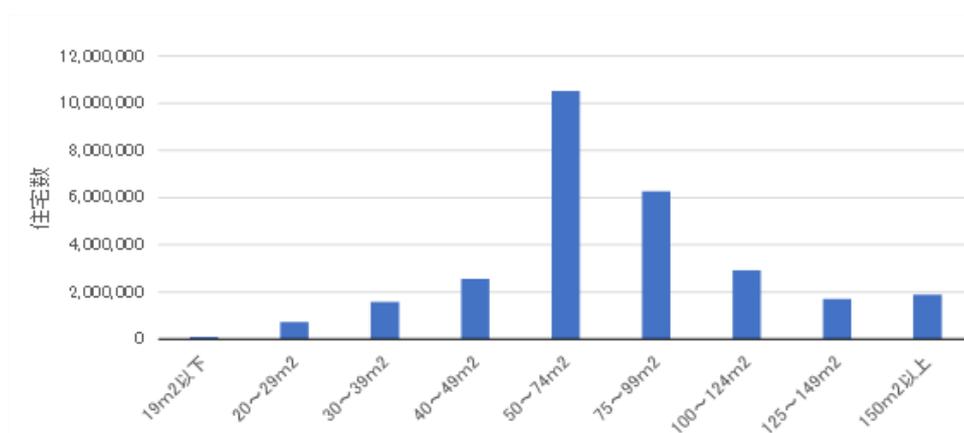


図 3.4-34 一戸建の住宅建築面積別の住宅数

出典：総務省, 平成 30 年住宅・土地統計調査, e-Stat より(株)エックス都市研究所が作成

$\begin{aligned} \text{太陽光発電設備規模 (kW)} &= \text{建築面積 (m}^2\text{)} \times \text{設置可能面積算定係数} \div \text{設置係数} \\ 6.49 \text{ (kW)} &= 81.16 \text{ (m}^2\text{)} \times 48.0\% \div 6 \text{ (m}^2\text{/kW)} \end{aligned}$

この規模の屋根・屋上太陽光で採用可能な導入形態は、表 3.4-54 で整理する通り、以下の 3 形態である。

<採用可能な導入形態>

- ・FIT 制度
- ・オンサイト自己保有
- ・オンサイト PPA

令和 4 年度に、設備規模 10kW 未満の戸建住宅では FIT 制度が引き続き利用できる。FIT 制度を活用した導入件数は、FIT 制度における買取価格が最も高額だった 2012 年度の 42.7 万件をピークに、2017 年度には 13.3 万件にまで減少し、その後は 15 万件前後と横ばいで

推移している。

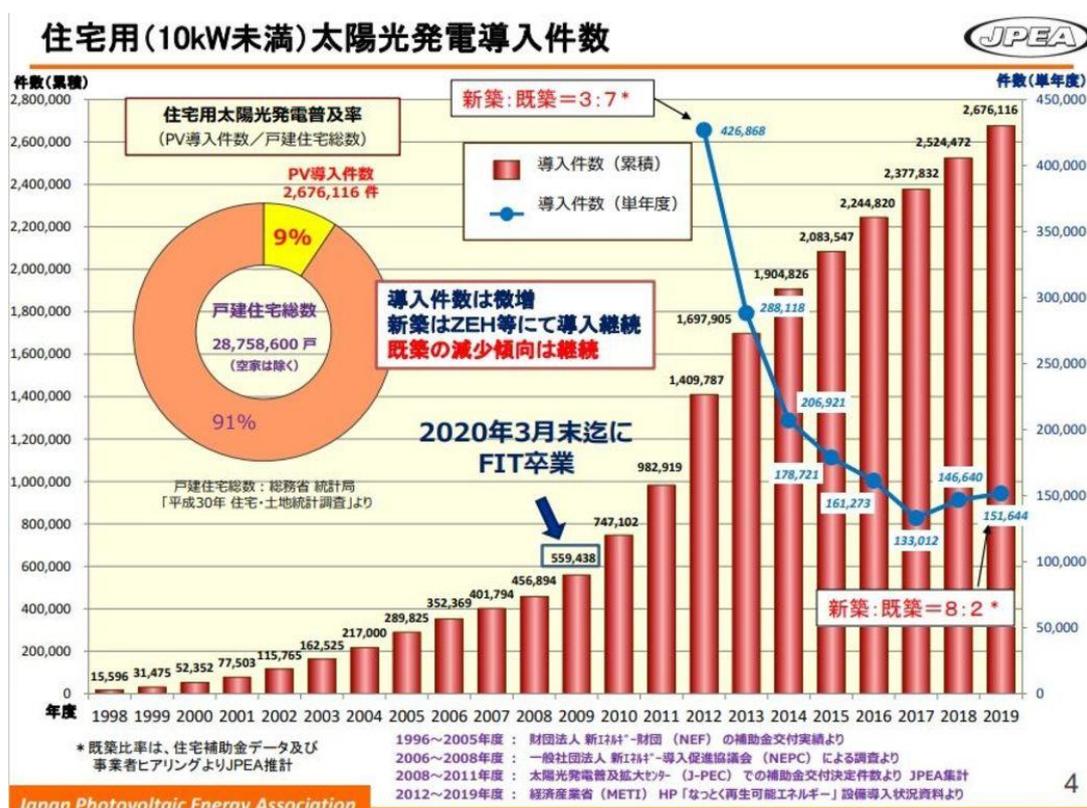


図 3.4-35 住宅用(10kW未満)太陽光発電導入件数の推移

出典: 太陽光発電協会, 「太陽光発電の状況」, 2020年10月30日

オンサイト自己保有の導入状況に係る定量的に根拠を示すデータは存在しないが、総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキングが令和3年7月に公表した資料によると、最新の2020年度における10kW未満の太陽光発電の発電コストは9円台後半/kWhから14円台前半/kWhとしており、既に家庭用電力価格(低圧電灯: 24.75円/kWh(2020年度全国平均))以下に発電コストが低下するグリッドパリティが実現している。

オンサイトPPAについては、2010年代前半に米国で成長し、国内では2016年に日本エコシステム(東京都港区)や坊ちゃん電力(松山市)でサービスが開始され、前項3.4.3で整理する通り年々市場は拡大している。

一般社団法人太陽光発電協会が2020年5月に公表した「JPEAビジョン・PV OUTLOOK2050 太陽光発電の主力電源化への道筋」で標準ケースとして想定する導入量を図3.4-36に示す。これによると、2030年度頃にはオンサイト自己保有やオンサイトPPAといった自立導入が主流になるとしながらも、2022年度時点においては新規に導入される電源のほとんどがFIT電源であると想定しているため、2022年度時点の代表的な導入形態をFIT制度とする。

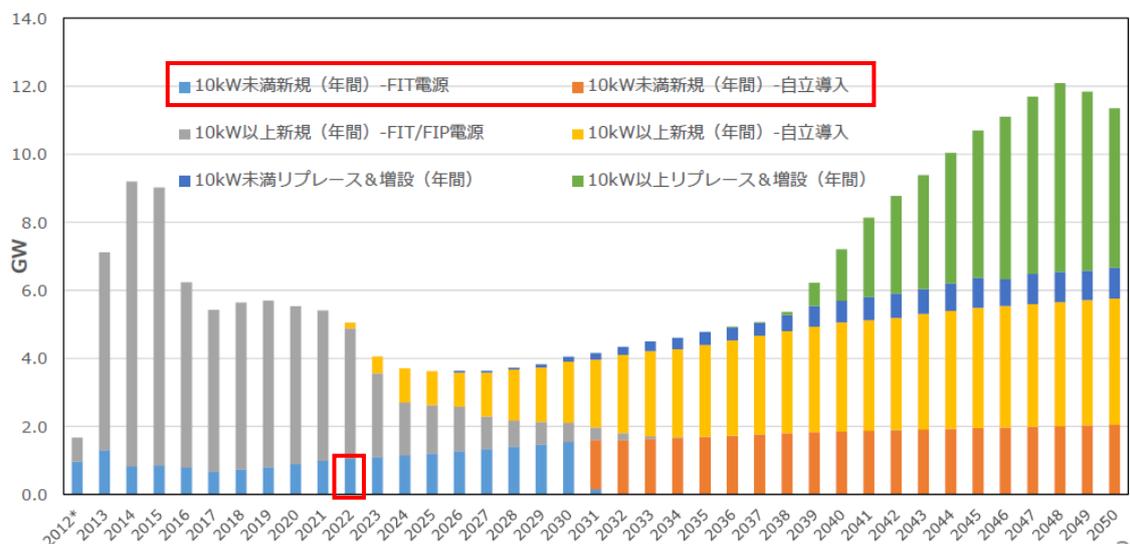


図 3.4-36 2050 年に至る想定導入量（標準ケース 200GW（AC））

出典）一般社団法人太陽光発電協会，「JPEA ビジョン・PV OUTLOOK2050 太陽光発電の主力電源化への道筋，2020 年 5 月

上記の結果から、屋根・屋上太陽光（戸建住宅等）における代表的な導入形態は FIT 制度、設備規模は 10kW 未満とする。

(2) 屋根・屋上太陽光（戸建住宅等以外）における導入モデルの設定

戸建住宅等以外の屋上・屋上太陽光の最も導入割合が多い設備規模に関する公表情報は確認できなかった。そこで、本業務で GEOSPACE 社の電子地図データに基づき作成した導入ポテンシャルの推計データから、戸建住宅等を除く建物屋根・屋上における設置可能エリアの面積ごとのポリゴン数を確認したところ、50kW 未満 (DC ベース) のポリゴンが全体の 95% を占め、10～50kW (DC ベース) が最もポリゴン数が多いことが分かった。

表 3.4-58 導入ポテンシャル推計データにおける設備規模別ポリゴン数

	官公庁	病院	学校	集合住宅	工場・倉庫	その他建物	鉄道駅	(合計)
10kW未満	97,112	60,326	221,574	38,471	115,064	3,687,360	5,979	4,225,886
10～50kW	83,686	50,165	119,680	233,849	135,413	6,126,118	4,309	6,753,220
50～250kW	31,725	9,876	72,068	31,648	82,751	277,981	2,099	508,148
250～1,000kW	897	1,134	1,562	228	18,185	16,771	338	39,115
1000kW以上	5	9	4	1	2,297	977	9	3,302
(合計)	213,425	121,510	414,888	304,197	353,710	10,109,207	12,734	11,529,671

※官公庁、病院、学校は全ての地域で付与された属性データであるため正確な情報であると判断できるが、その他のカテゴリーは、一部建物や地域について「普通建物」に割り当てられている場合もあり、官公庁、病院、学校のカテゴリーに比べて正確性を期す

10～50kW（DC ベース）規模の過積載率は 144.2%（第 63 回調達価格等算定委員会資料）であるため、多くのポリゴンは 50kW 未満（AC ベース）となる。

上記の結果から、戸建住宅等以外の屋根・屋上太陽光の代表的な設備規模は 10～50kW 未満（AC ベース）とする。

この規模の屋根・屋上太陽光で採用可能な導入形態は、表 3.4-54 で整理する通り、以下の 4 形態である。

＜採用可能な導入形態＞

- ・FIT 制度（自家消費型地域活用要件）
- ・相対契約
- ・オンサイト自己保有
- ・オンサイト PPA

一般社団法人太陽光発電協会「JPEA ビジョン・PV OUTLOOK2050 太陽光発電の主力電源化への道筋」（2020 年 5 月）における想定導入量（図 3.4-36）によると、10kW 以上の規模では 2022 年度時点で新規に導入される電源の大部分が FIT 若しくは FIP 制度であると想定している。ただし、屋根・屋上太陽光で想定する設備規模 10kW 以上 50kW 未満は、2022 年度の FIP 制度対象区分から外れており、かつ 2020 年度から新たに設定された FIT 認定の地域活用要件の対象区分となっている。

また、前項 3.4.3 で整理する通り、国内のオンサイト PPA の導入状況を定量的に把握した情報はないが、近年急速に PPA 市場が拡大し、特に屋根・屋上に設置し自家消費するオンサイト PPA の導入が拡大している。また、経済産業省や環境省でも、需要家の選択肢を拡大する仕組みの一つとしてコーポレート PPA に向けた環境整備や導入促進を進めているところである。これらの状況を総合的に鑑み、戸建住宅等以外の屋根・屋上太陽光における代表的な導入形態はオンサイト PPA とする。

上記の結果から、屋根・屋上太陽光（戸建住宅等以外）における代表的な導入形態はオンサイト PPA、設備規模は 10～50kW（AC ベース）とする。

(3) 地上太陽光における導入モデルの設定

地上太陽光の設置形態が該当する導入ポテンシャルの推計カテゴリーは、「最終処分場（一般廃棄物）」のみである。環境省では、廃棄物処分場跡地利用の一環として太陽光発電導入促進を行っており、平成 29 年 3 月に「廃棄物最終処分場等における太陽光発電の導入・運用ガイドライン/事例集」を作成している。

この事例集に掲載される 80 件と、その後(株)エックス都市研究所が把握した 14 件を加えた計 94 事例の設備規模を確認した。確認した結果を、図 3.4-37 に示す。

この結果を見ると、1,000kW 以上（AC ベース）の規模が最も多いことが分かる。

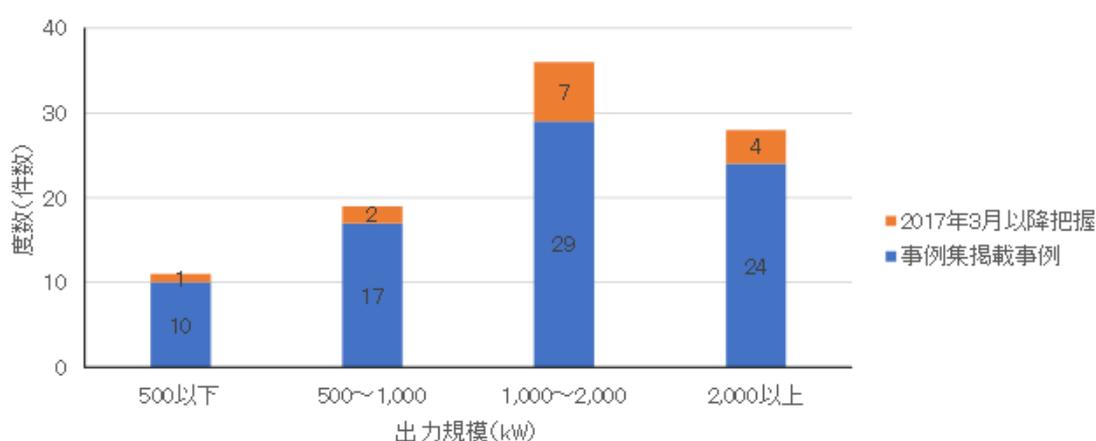


図 3.4-37 最終処分場への太陽光発電導入事例の規模別分布（AC ベース）

出典：環境省, 廃棄物最終処分場等における太陽光発電の導入・運用ガイドライン/事例集, 平成 29 年 3 月を基に、(株)エックス都市研究所の情報を追加して作成

上記から、地上太陽光の代表的な設備規模は 1,000kW 以上（AC ベース）と想定する。

この規模の地上太陽光で採用可能な導入形態は、表 3.4-55 で整理する通り、以下の 4 形態である。

<採用可能な導入形態>

- ・FIP 制度
- ・相対契約
- ・自己託送
- ・オフサイト PPA

設備規模 1,000kW 以上（AC ベース）は、令和 4 年度の FIP 制度で対象区分となっている。

FIP 制度は令和 4 年 4 月から開始するため、現時点（令和 3 年度）において FIP 制度による導入割合は 0%であるが、国が進める再エネ大量導入の市場統合に向けた動きの中では、令和 4 年度における代表的な導入形態は FIP 制度とすることが適当と考える。

上記の結果から、地上太陽光における代表的な導入形態は FIP 制度、設備規模は 1,000kW 以上とする。

(4) 農転太陽光における導入モデルの設定

農転太陽光の設置形態が該当する導入ポテンシャルの推計カテゴリーは、「荒廃農地（再生利用困難）」のみである。

農林水産省が公表する再エネ発電設備を設置するために農地転用の許可を実施した実績データを見ると、1 件当たりの面積は 1,720 m² である。FIT 制度開始前の平成 23 年度の 1 件当たり面積は小さいものの、直近 5 ヶ年は 1,600m² 前後で、横ばいで推移している。

表 3.4-59 農地に太陽光パネルを設置するための農地転用許可実績
(農地全体を転用して設置する方式(営農を廃止))

	H23年度	H24年度	H25年度	H26年度	H27年度	H28年度	H29年度	H30年度	R元年度	(合計)
件数	18	1,152	6,286	11,930	9,432	9,309	7,978	11,105	12,256	69,466
面積(ha)	0.7	263.9	1351.4	2267.6	1580.8	1554.9	1249.5	1695.5	1981.8	11946.1
1件当たりの面積(m ² /件)	389	2,291	2,150	1,901	1,676	1,670	1,566	1,527	1,617	1,720

出典：農林水産省農村計画課調べ

導入ポテンシャル推計においては、荒廃農地（再生利用困難）の設置係数は 9 m²/kW と設定しており、上記 1,600 m² の土地面積における太陽光発電設備規模は 178kW (DC ベース) となる。

この規模の過積載率は第 63 回調達価格等算定委員会資料によると 133.1% であるため、AC ベースでは 133.7kW となる。

千葉エコ・エネルギー（株）へのヒアリングによると、低圧（50kW）を超える場合、FIT 制度における買取価格が入札でなく固定価格となる 250kW (AC ベース) が事業化判断の目安となるため、250kW 未満の事例が多い、とのことであった。

上記の結果から、農転太陽光の設備規模は、50～250kW 未満（AC ベース）とする。

この規模の農転太陽光で採用可能な導入形態は、表 3.4-57 で整理する通り、以下の 5 形態である。

<p><採用可能な導入形態></p> <ul style="list-style-type: none"> ・FIT 制度 ・FIP 制度 ・相対契約 ・自己託送 ・オフサイト PPA

50～250kW（ACベース）は、令和4年度のFIP制度で対象区分となっている。

FIP制度は令和4年4月から開始するため、現時点（令和3年度）においてFIP制度による導入割合は0%であるが、国が進める再エネ大量導入の市場統合に向けた動きの中では、令和4年度における代表的な導入形態はFIP制度とすることが適当と考える。

上記の結果から、農転太陽光における代表的な導入形態はFIP制度、設備規模は50～250kW（ACベース）未満とする。

(5) 営農太陽光における導入モデルの設定

営農型太陽光の設備規模は様々であるが、農林水産省「営農型太陽光発電取組支援ガイドブック」（平成31年度、令和2年度）に掲載される取組事例集によると、掲載された事例19件9件が10kW以上50kW未満であることから、この設置形態における最も導入割合が多い設備規模は、10kW以上50kW未満と想定される。

表 3.4-60 営農型太陽光発電の取組事例

掲載年度	事業実施主体	発電出力 (kW)	栽培作物
令和2	株式会社サンフレッシュ小泉農園（宮城県気仙沼市）	200	ばれいしょ
	市民エネルギーちば株式会社（千葉県匝瑳市）	35	大豆
	株式会社流通サービス（静岡県菊川市）	782	茶
	株式会社讃岐の田んぼ（香川県丸亀市）	444	水稻・麦
平成31	個人事業者（静岡県浜松市）	49.5	茶
	株式会社オービットワン（岩手県紫波町）	800	野菜（畑わさび）
	株式会社山内果樹園（福島県会津若松市）	30	水稻
	Three little birds 合同会社（千葉県匝瑳市）	49.5	大豆
	三孝農園（和歌山県有田川町）	49.5	果樹（かんきつ）
	農業法人木津みずほ生産組合（新潟県新潟市）	60.3	水稻（苗）
	株式会社ローカルフレッシュ（秋田県井川町）	63.4	水稻
	個人事業者（福島県川俣町）	219	水稻、大豆
	株式会社サンビレッジ四万十（高知県四万十町）	927	野菜（はすいも等）
	有限会社ファームクラブ（群馬県高崎市）	1,423	野菜（レタス等）
	個人事業者（兵庫県宝塚市）	47	野菜（かんしょ）
	五平山農園（千葉県いすみ市）	49.5	果樹（ブルーベリー）
	個人事業者（奈川県小田原市）	49.5	茶
	株式会社合原有機農園（長野県上田市）	49.5	水稻
	株式会社小森谷ナーセリー（千葉県千葉市）	1,000	花

出典）農林水産省，営農型太陽光発電取組支援ガイドブック，平成31年度公開・令和3年9月

また、農林水産省が公表する再エネ発電設備を設置するために農地転用の許可を実施した実績データを見ると、1件当たりの面積は2,817㎡であり、平成28年度のみ突出して大きいですが、それ以外の年度は2,000～3,000㎡前後で推移している。

表 3.4-61 農地に太陽光パネルを設置するための農地転用許可実績
(営農を継続しながら発電する方式(営農型発電設備))

	H25年度	H26年度	H27年度	H28年度	H29年度	H30年度	R元年度	(合計)
件数	96	304	373	411	327	481	661	2653
転用面積 (支柱部分)(ha)	0.2	0.4	0.6	1.4	0.5	0.8	1.9	5.8
下部農地面積(ha)	19.4	60.5	71.9	179.2	82.1	146.9	181.6	741.6
1件当たりの 面積(m ² /件)	2,042	2,003	1,944	4,394	2,526	3,071	2,776	2,817

出典：農林水産省農村計画課調べ

導入ポテンシャル推計では、営農型太陽光の設置係数を 22 m²/kW と設定している。上記 2,000～3,000 m²の土地面積における設備規模は、90～136kW (DC ベース) となり、(4) 農転太陽光(営農を廃止した太陽光発電設備)の 178kW (DC ベース) と比べるとやや規模が小さいことが分かる。

千葉エコ・エネルギー(株)へのヒアリングによると、営農型の大半が低圧 50kW 未満(AC ベース)である、とのことであった。

上記の結果から、営農太陽光の設備規模は、10～50kW 未満(AC ベース)とする。

この規模の営農型太陽光で採用可能な導入形態は、表 3.4-57 で整理する通り、以下の 3 形態である。

<採用可能な導入形態>

- ・FIT 制度
- ・相対契約
- ・オフサイト PPA

営農型太陽光については、農林水産省を中心に設置拡大を進めており、令和元年度の導入実績は 661 件と過去最高を更新している。

令和 2 年度からは、FIT 制度改正において特例が設けられ、「3 年を超える農地転用許可が認められる案件は、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であれば FIT 制度の新規認定対象」とされている。

また、これまでその農地で平均の 8 割以上の収穫量を保てることなどが確認されれば太陽光パネルの設置を認めるという規制が設けられていたが、令和 3 年 3 月に荒廃農地での営農型太陽光に関して緩和されて導入のハードルが低くなったこともあり、今後も引き続き FIT 制度による導入が進むものと想定される。

表 3.4-62 農地に太陽光パネルを設置するための農地転用許可実績について

(単位：件、ha)

年度	合計		農地全体を転用して設置する方式 (営農を廃止)		営農を継続しながら発電する方式 (営農型発電設備) ※再許可を除く			(参考) 営農型発電設備の再許可(左の外数) (一時転用許可期間の更新)		
	件数	転用面積	件数	転用面積	件数	転用面積 (支柱部分)	下部農地面積	件数	転用面積 (支柱部分)	下部農地面積
平成23年度	18	0.7	18	0.7						
平成24年度	1,152	263.9	1,152	263.9						
平成25年度	6,382	1,351.6	6,286	1,351.4	96	0.2	19.4			
平成26年度	12,234	2,268.0	11,930	2,267.6	304	0.4	60.5			
平成27年度	9,805	1,581.4	9,432	1,580.8	373	0.6	71.9	1	0.0003	0.12
平成28年度	9,720	1,556.3	9,309	1,554.9	411	1.4	179.2	84	0.1	15.4
平成29年度	8,305	1,250.0	7,978	1,249.5	327	0.5	82.1	309	0.4	53.2
平成30年度	11,586	1,696.3	11,105	1,695.5	481	0.8	146.9	298	0.3	62.4
令和元年度 (平成31年度)	12,917	1,983.7	12,256	1,981.8	661	1.9	181.6	394	0.9	161.7
合計	72,119	11,951.9	69,466	11,946.1	2,653	5.8	741.6			

出典：農林水産省農村計画課

上記の結果から、営農型太陽光における代表的な導入形態は FIT 制度、設備規模は 10～50kW 未満 (AC ベース) とする。

(6) 水上太陽光における導入モデルの設定

国内におけるため池での水上太陽光の実施事例を見ると、事例総数 30 件のうち 28 件が 1,000kW 以上 (DC ベース) の設備規模であった。この規模の過積載率は第 63 回調達価格等算定委員会資料によると 128.7% であり、AC ベースに換算すると 30 事例のうち 22 事例が 1,000kW 以上と最も多かった。

表 3.4-63 水上太陽光発電の事例調査

NO	種別	発電所名	所在地	発電事業者	設備容量
1	池	女井間池水上太陽光発電所	香川県三木町池戸	三井住友建設	2,822kW
2		穴沢池水上太陽光発電所	兵庫県稲美町野寺	太陽グリーンエナジー	960kW
3		行峯上池太陽光発電所	徳島県阿波市	シエル・テール・ジャパン	1,568kW
4		蓮池水上太陽光発電所	香川県坂出市	三井住友建設	1,957kW
5		渡池水上太陽光発電所	香川県高松市	シエル・テール・ジャパン	1,980kW
6		市宮池水上太陽光発電所	香川県高松市	シエル・テール・ジャパン	1,980kW
7		天理市岩室町水上太陽光発電所	奈良県天理市岩室町	朝日興業	1,125kW
8		小野太陽光発電所	兵庫県小野市	スズカ電工	1,000kW
9		兵庫・加西市逆池水上メガソーラー発電所	兵庫県加西市玉野町	京セラ TCL ソーラー合同会社	2,300kW
10		しまねソーラーパワー安来発電所	島根県安来市	SOLARWAVE 安来	1,000kW
11		ドリームソーラーフロート 1号@神於山	大阪府岸和田市	大和リース	1,000kW
12		かさおか十一番町遊水池 水上ソーラー発電所	岡山県笠岡市	エナジーバンク ジャパン	973kW
13		桜上池水上太陽光発電所	兵庫県神崎郡福崎町	二川工業製作所	1,980kW
14		広谷池水上太陽光発電所	兵庫県稲美町蛸草	二川工業製作所	6,853kW
15		西池太陽光発電所	兵庫県稲美町印南	二川工業製作所	2,187kW
16		加東市屋度大池太陽光発電所	兵庫県加東市	日本コムシス	2,009kW
17		戸川池太陽光発電所	兵庫県南あわじ市	エナジーバンク ジャパン	2,359kW
18		御田神辺池ソーラー発電所	香川県さぬき市	合同会社香川水上ソーラー第二	1,520kW
19		河原山池水上太陽光発電所	兵庫県稲美町	二川工業製作所	1,430kW
20		東王田池ソーラー発電所	香川県さぬき市	日本アジア投資	2,400kW
21		川島町水上太陽光発電所	埼玉県比企郡川島町	太陽グリーンエネジー	759.2kW×2
22		豊明市水上メガソーラー発電所	愛知県豊明市	豊明市	1,500kW
23		比久尼池水上太陽光発電所	兵庫県南あわじ市	水田湖三株式会社	1,309kW
24		川島太陽と自然のめぐみソーラーパーク	埼玉県比企郡川島町	川島太陽と自然のめぐみソーラーパーク合同会社	7,500kW
25		平木尾池水上太陽光発電所	香川県木田郡三木町	三井住友建設	2,600kW
26		野間池ソーラー発電所	香川県さぬき市	日本アジア投資	2,400kW
27		小田池水上太陽光発電所	香川県高松市	太陽グリーンエナジー	2,845kW
28		いちご泉南狐池 ECO 発電所	大阪府泉南市	いちご	2,860kW
29		御厩池水上太陽光発電所	香川県高松市御厩町	太陽グリーンエナジー	2,849kW
30		平池水上太陽光発電所	岐阜県養老郡養老町	太陽グリーンエナジー	1,080kW
1	ダム	千葉・山倉水上メガソーラー発電所	千葉県市原市	京セラ TCL ソーラー	13,700kW
1	沼	栢間沼太陽光発電所	埼玉県久喜市	水田湖二	2,600kW
2		東和アークス深谷水上発電所	埼玉県深谷市	東和アークス	1,205kW
	湖	—	—	—	—

この規模の水上太陽光で採用可能な導入形態は、表 3.4-56 で整理する通り、以下の4形態である。

＜採用可能な導入形態＞

- ・FIP 制度
- ・相対契約
- ・自己託送
- ・オフサイト PPA

1,000kW以上の太陽光は、令和4年度以降FIP制度に移行することが決定しており、地上太陽光と同様に、令和4年度における代表的な導入形態はFIP制度とすることが適当と考える。

上記の結果から、水上太陽光における代表的な導入形態はFIP制度、設備規模は1,000kW以上とする。

(1)～(5)の検討結果を踏まえ、令和4年度における代表的な導入モデルの各要素の設定内容を表3.4-64に示す。

表 3.4-64 設定した導入モデルの一覧

導入モデル No.	設置形態	導入形態	設備規模
①	屋根・屋上太陽光	FIT 制度	10kW 未満
②	屋根・屋上太陽光	オンサイト PPA	10～50kW
③	地上太陽光	FIP 制度	1,000kW 以上
④	農転太陽光	FIT 制度	50～250kW
⑤	営農型太陽光	FIT 制度	10～50kW
⑥	水上太陽光	FIP 制度	1,000kW 以上

③ 導入モデルのカテゴリーへの適用

上記で検討した5つの導入モデルを、導入ポテンシャルを推計したカテゴリーへ適用した。整理した結果を表 3.4-65 に示す。

表 3.4-65 導入モデルと導入ポテンシャルの推計カテゴリーと対応表

導入ポテンシャルの推計カテゴリー		導入モデル No.	導入モデルの各要素			
			設置形態	導入形態	設備規模	
建 物 系	戸建住宅等	①	屋根・屋上太陽光	FIT 制度	10kW 未満	
	官公庁	②	屋根・屋上太陽光	オンサイト PPA	10～50kW	
	病院					
	学校					
	集合住宅					
	工場・倉庫					
	その他建物					
	鉄道駅					
土 地 系	最終処分場	一般廃棄物	③	地上太陽光	FIP 制度	1,000kW 以上
	荒廃農地	再生利用困難	④	農転太陽光	FIP 制度	50～250kW
		再生利用可能	⑤	営農太陽光	FIT 制度	10～50kW
	耕地	田				
		畑				
	ため池		⑥	水上太陽光	FIP 制度	1,000kW 以上

※導入モデルは、2022 年度時点の代表的なものを想定して設定しており、国が推奨する規模や形態、今後の方向性を誘導するものではない。

4) 事業性算定条件の設定

過年度の推計手法における事業性算定条件の他、調達価格等算定委員会及び環境省「地域における再生可能エネルギー事業の事業性評価等に関する手引き（金融機関向け）Ver4.1～太陽光発電事業編～」(2019年3月)の事業性試算条件の設定内容を考慮し、事業性算定条件の項目を検討した。

3.4.4(1)4)「推計方針1 根拠情報を基にした事業性算定条件値等の設定」の中で、「今回の見直しでは可能な限り調達価格等算定委員会が公表する数値を活用することとする。」としていることから、調達価格等算定委員会の項目に合わせる形で見直しを行った。検討の結果、過年度の試算条件から、大項目の変更はないものの、小項目において1項目(空間整備費)を削除し、3項目(過積載率、FIT要件具備に要する費用、土地造成費)を追加することとした。

表 3.4-66 太陽光の事業性を評価するための算定条件一覧

事業性試算条件		REPOS		調達価格等算定委員会	環境省手引き※	
大項目	小項目	今回検討した手法	過年度			
事業採算性基準	IRR	○	○	○	○	
主要事業諸元	設備規模	○	○	○	○	
	過積載率	○	—	○	—	
	設備利用率	○	○	○	○	
	稼働年数	○	○	○	○	
初期投資額	設備費用等	○	○	○	○	
	FIT要件具備に要する費用	○	—	○	—	
	土地造成費用	○	—	○	○	
	空間整備費用	—	○	—	—	
収入計画	使用電力分	電力単価	○	○	○	—
		余剰売電比率	○	○	○	—
	買取価格	～FIT期間	○	○	○	○
		FIT期間～20年目	○	○	○	○
支出計画	運転維持費用	○	○	○	○	
	廃棄等費用	○	他項目に含まれる	○	○	
資金計画	自己資本比率	○	○	設定条件不明	○	
	借入金比率	○	○		○	
減価償却計画	設備費	○	○		○	
	空間整備費	○	○		—	
	接続費	○	○		—	
その他の条件	固定資産税率	○	○		○	
	法人税率	○	○		○	
	法人住民税	○	○		○	
	事業税	○	○		○	

※環境省, 地域における再生可能エネルギー事業の事業性評価等に関する手引き(金融機関向け) Ver4.1～太陽光発電事業編～, 2019年3月

5) 事業性算定条件値の設定

前項4)で整理した事業性算定条件について、導入モデルごとに事業性試算条件の設定必要性の有無を整理した。また、設定が必要な項目のうち、調達価格等算定委員会のデータが活用できる箇所を確認した。

整理・確認した結果を、表 3.4-67 に示す。

設定が必要な項目の中で調達価格等算定委員会のデータが活用できない箇所（表 3.4-67 ○の※印）は、本業務において設定が必要な箇所となる。

表 3.4-67 太陽光における事業性を算定条件と各導入モデルにおける設定必要有無の整理

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上（戸建住宅等）	屋根・屋上（戸建住宅等以外）	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW 未満	10～50kW	1,000kW 以上	50～250kW	10～50kW	1,000kW 以上
		導入形態	FIT 制度	オンサイト PPA	FIP 制度	FIP 制度	FIT 制度	FIP 制度
事業採算性基準	IRR	○	◎					
主要事業諸元	設備規模	(導入モデルで設定した設備規模と同等)						
	過積載率	◎	○	○	○	○	○	
	総合設計係数	(導入ポテンシャルの算定時に設定した総合設計係数を使用)						
	稼働年数	(FIT・FIP 制度の買取期間と同様の 20 年間で統一)						
初期投資額	設備費用等	○	○	○	○	◎	◎	
	FIT 要件具備に要する費用	—	—	—	—	—	—	
	土地造成費用	—	—	○	○	—	—	
	接続費用	—			○			
収入計画	使用電力分	電力単価	○	◎	—	—	—	—
		余剰売電比率	○	◎	—	—	—	—
	買取価格	～FIT 期間	○	◎	◎	◎	○	◎
		FIT 期間～20 年目	○	—	—	—	—	—
支出計画	運転維持費用	○	○			◎		
	廃棄等費用	◎	○					

—：設定が不要な箇所

○：設定が必要な箇所だが、調達価格等算定委員会の資料で使用できるデータが存在する箇所

◎：設定が必要な箇所だが、調達価格等算定委員会の資料で使用できるデータが存在しない箇所

※調達価格等算定委員会の資料では数値が示されておらず、新たに数値設定が必要な箇所

資金計画、減価償却計画、その他の条件は過年度推計と同じ設定とする。

以降に、事業性算定条件ごとに各導入モデルの条件値を設定した。令和4年度のFIT買取価格を設定した調達価格等算定委員会に情報がある場合はその根拠情報を、ない場合は調達価格等算定委員会以外の根拠情報を基に設定を行った。

① 事業採算性基準（IRR）

導入モデル①（10kW未満）は、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）よりIRRを3.2%と設定した。

導入モデル②～⑥の10kW以上（事業用）におけるIRRは同資料で明示されていないものの、買取価格の設定におけるIRR水準を2015年7月1日以降5%で設定していることから5.0%とした。

表 3.4-68 太陽光の事業性算定条件の設定値（事業採算基準）

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上 (戸建住宅等)	屋根・屋上 (戸建住宅等以外)	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW未満	10～50kW	1,000kW以上	50～250kW	10～50kW	1,000kW以上
		導入形態	FIT制度	オンサイトPPA	FIP制度	FIP制度	FIT制度	FIP制度
事業採算性基準	IRR	3.2% (20年間)	5.0% (20年間)					

表 3.4-69 令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について（10kW未満太陽光発電）

	(参考) 2020年度	2021年度	2022年度	
調達価格	21円/kWh	19円/kWh	17円/kWh	
資本費	システム費用	29.0万円/kW	27.5万円/kW	25.9万円/kW
運転維持費	0.30万円/kW/年	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	
設備利用率	13.7%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	
余剰売電比率	70%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	
自家消費分の便益	26.33円/kWh	26.44円/kWh	26.44円/kWh	
調達期間終了後の売電価格	9.3円/kWh	9.0円/kWh	9.0円/kWh	
IRR (税引前) (法人税等の税引前の内部収益率)	3.2%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	
調達期間	10年間	10年間	10年間	

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

② 過積載率

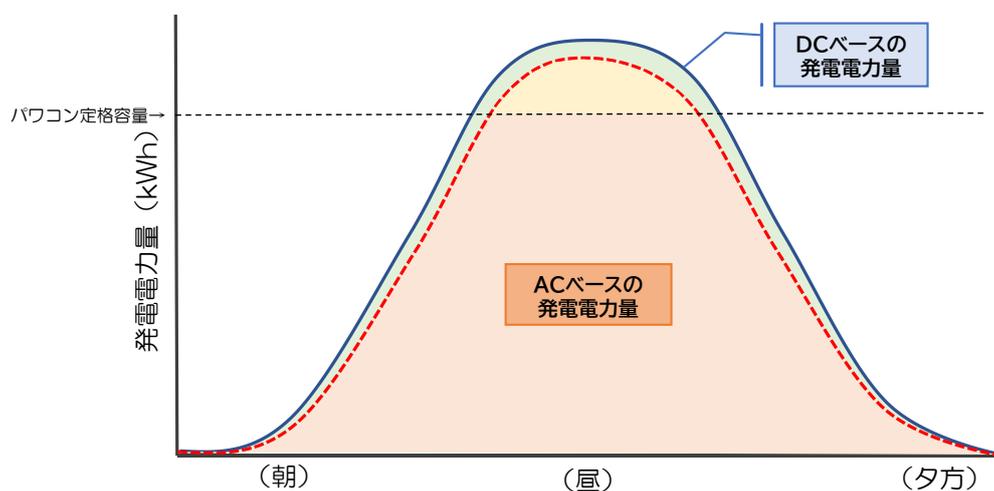
導入ポテンシャルは、パネルの設備容量に対する発電電力量を計算しており DC ベースの値となる。他方、調達価格等算定員会で示されるシステム費用は過積載が考慮されたパネルとパワーコンディショナーの組み合わせにおける kW 当たりの単価が示されているため、調達価格等算定委員会のシステム費を使用する場合、過積載を考慮しかつ導入ポテンシャルを AC ベース値に変換した発電電力量で事業性算定を行う必要がある。

過積載を考慮しかつ AC ベースの発電電力量に変換するためには、

図 3.4-38 に示すとおり過積載によって生じる定格隔離による損失電力量とコンディショナーの変換損失電力量を計算し、DC ベースの発電電力量から控除する必要がある。

また、過積載率を設定する際には、設備設置地域の日射量が大きな要素となることから、過積載によって生じる定格隔離による損失電力量に地域的な差が生じることも想定される。そのため、事業性算定を行うために AC ベースの発電電力量に変換する際には、過積載率ごとの損失電力率（DC ベースの発電電力量に占める過積載によって生じる定格隔離による損失電力量とコンディショナーの変換損失電力量の割合）の関係性と地域的な損失電力率の差が生じるかを把握する必要がある。

令和 4 年度に事業性を考慮した導入ポテンシャルを推計するにあたっては、上記の検証を踏まえ、全国一律若しくは地域別に DC ベースの発電電力量から AC ベースの発電電力量に変換する換算値を過積載率ごとに設定し、その換算値を使って導入ポテンシャル及び地域別発電電力量を AC ベースに変換した上で事業性算定を行うこととする。

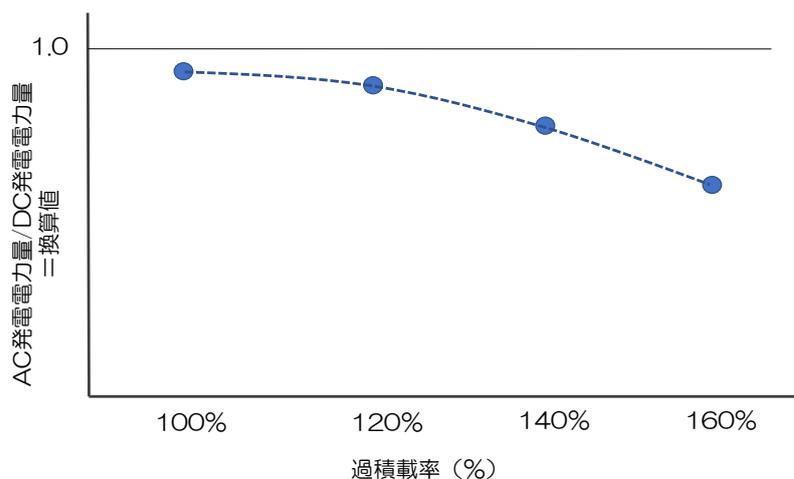


損失電力量 (kWh)

= パワコンの変換損失電力量 (kWh) + パネル・パワコン定格乖離による損失電力量 (kWh)

AC ベース発電電力量 (kWh) = DC ベースの発電電力量 - 損失電力量

図 3.4-38 DC ベース及び AC ベースの発電電力量の日変化 (イメージ図)



$$\text{換算値} = \text{AC ベースの発電電力量 (kWh)} / \text{DC ベースの発電電力量 (kWh)}$$

図 3.4-39 過積載率と換算値との関係性 (イメージ)

過積載率については、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」(令和3年1月27日)において、2020年度値における10kW以上(事業用太陽光発電)の過積載率が設備規模別に示されており、その情報を基に導入モデル②～⑥が該当する設備規模における過積載率をそれぞれ設定した。

導入モデル①(10kW未満)については、同資料でデータが示されていないが、住宅用のパワーコンディショナーでは設備規模別のラインナップが少ないことや屋根面積が限られていることを踏まえ、過積載率は考慮しない(過積載率100%)こととした。

表 3.4-70 太陽光の事業性算定条件の設定値(過積載率)

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上(戸建住宅等)	屋根・屋上(戸建住宅等以外)	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW未満	10～50kW	1,000kW以上	50～250kW	10～50kW	1,000kW以上
		導入形態	FIT制度	オンサイトPPA	FIP制度	FIP制度	FIT制度	FIP制度
主要事業諸元	過積載率	100%	144.2%	128.7%	133.1%	144.2%	128.7%	

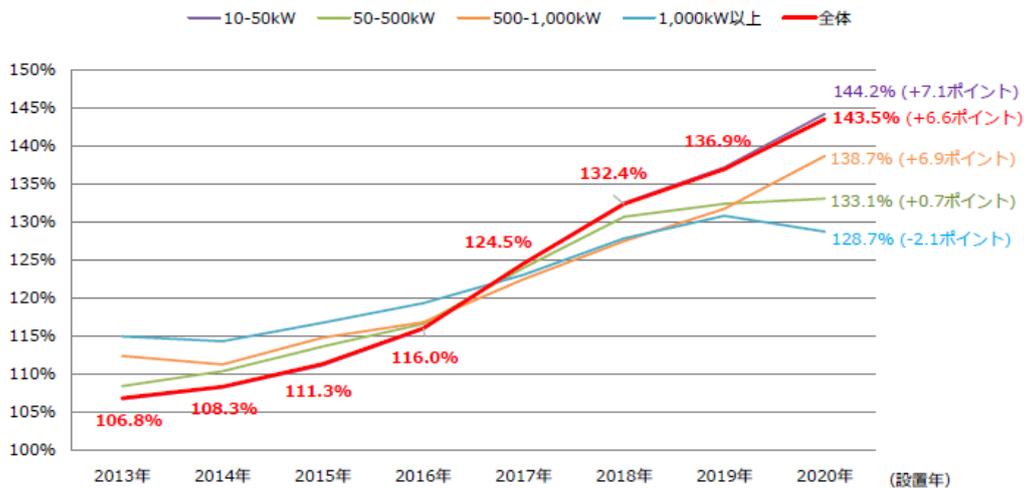


図 3.4-40 事業用太陽光発電の過積載率の推移

出典：調達価格等算定委員会，令和3年度以降の調達価格等に関する意見，令和3年1月27日
2020年9月25日時点までに報告された定期報告書を対象

③ 設備費用等

調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）のシステム費より設定した。具体的には、FIT 調達価格の設定に用いた50W以上のトップランナー分析値（住宅用は上位37%、事業用は上位13%）を用い、10kW以上の導入モデル②～⑥については、各設備規模におけるシステム費用単価の平均値を組み合わせて設定した。

各設備規模における平均値を組み合わせて設定した理由は、過年度は導入モデルという概念がなく、戸建住宅等以外は一律50kW₂として調達価格等算定委員会のトップランナー分析値を参考に設備費用等を設定している。今回は導入モデルという概念を用いて導入モデルごとに設備規模を設定しているが、トップランナー分析値は規模別の数値が公開されていないため、各設備規模別のシステム費用単価が公開されている平均値を組み合わせることで、トップランナー分析値を使いつつ、設備規模別のシステム費用単価を設定することとした。

表 3.4-71 太陽光の事業性算定条件の設定値（設備費用等）

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上 (戸建住宅等)	屋根・屋上 (戸建住宅等以外)	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW未満	10～50kW	1,000kW以上	50～250kW	10～50kW	1,000kW以上
		導入形態	FIT制度	オンサイトPPA	FIP制度	FIP制度	FIT制度	FIP制度
初期投資額	設備費等		25.9万円/kW	14.3万円/kW	12.5万円/kW	11.6万円/kW	14.3万円/kW+α	12.5万円/kW+α

表 3.4-72 住宅用太陽光発電のシステム費用（トップランナー分析）

%	住宅用 システム費用		
	2020年設置 (全体)	2019年設置 (全体)	2018年設置 (全体)
5%	16.25	18.25	20.25
10%	17.58	20.29	23.33
15%	19.19	21.78	24.90
20%	21.04	22.85	25.73
25%	22.52	23.75	27.25
30%	23.87	24.79	28.81
35%	25.19	26.09	29.80
36%	25.50	26.33	30.05
37%	25.87	26.62	30.34
38%	26.17	26.91	30.56
39%	26.51	27.25	30.83
40%	26.86	27.54	31.11
45%	28.49	28.88	32.35
50%	30.08	30.31	33.52

2年間で価格低減

出典：調達価格等算定委員会，令和3年度以降の調達価格等に関する意見，令和3年1月27日

表 3.4-73 事業用太陽光発電 50kW 以上のシステム費用（トップランナー分析）

%	2020年1~9月設置 (50kW以上) N=549 [万円/kW]	2019年1~12月設置 (50kW以上) N=1,109 [万円/kW]	2018年1~12月設置 (50kW以上) N=1,457 [万円/kW]	2017年1~12月設置 (50kW以上) N=2,420 [万円/kW]
5%	12.28	12.86	13.64	15.32
10%	13.59	13.85	15.43	17.63
11%	13.68	14.04	15.80	17.94
12%	13.75	14.23	16.05	18.29
13%	13.87	14.33	16.28	18.63
14%	13.99	14.50	16.56	19.06
15%	14.21	14.64	16.74	19.30
16%	14.36	14.84	16.94	19.55
17%	14.50	15.15	17.19	19.80
18%	14.58	15.45	17.35	19.99
19%	14.73	15.67	17.49	20.26
20%	15.07	15.92	17.67	20.52
25%	16.05	16.64	18.64	21.53
30%	16.72	17.43	19.41	22.52
35%	17.49	18.00	20.39	23.40
40%	18.18	18.85	21.34	24.23
45%	18.94	19.54	22.53	25.21
50%	19.80	20.32	23.51	26.16

出典：調達価格等算定委員会，令和3年度以降の調達価格等に関する意見，令和3年1月27日
 ※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

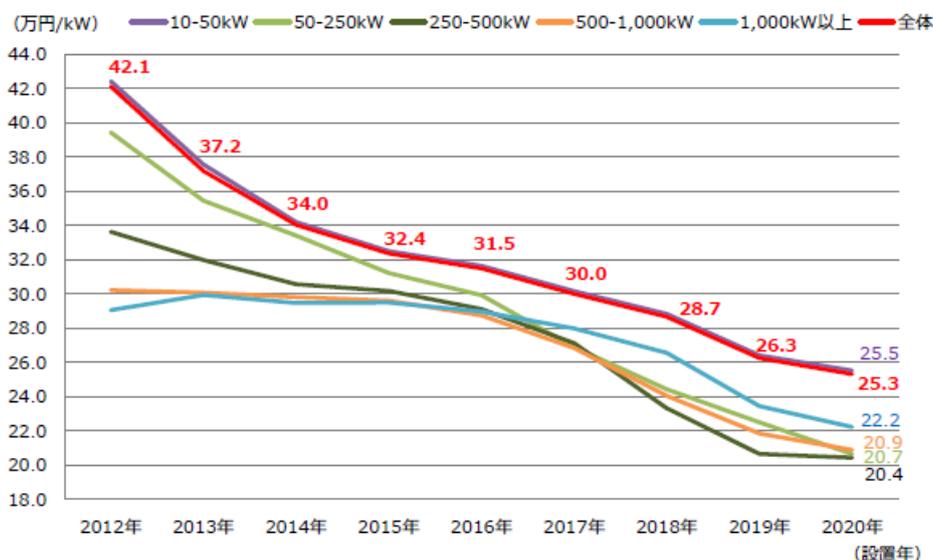


図 3.4-41 事業用太陽光発電のシステム費用平均値の推移

出典：調達価格等算定委員会，令和3年度以降の調達価格等に関する意見，令和3年1月27日
 ※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

表 3.4-74 トップランナー分析値に基づく設備規模別のシステム費用設定

システム費用		(万円/kW)		
(A) 全体平均	25.3	万円/kW	設備規模	平均値
(B) トップランナー (上位13%)	14.2	万円/kW	10-50kW	25.5
(B) ÷ (A)	56.1%		50-250kW	20.7
			250-500kW	20.4
			500-1,000kW	20.9
			1,000kW以上	22.2
			トップランナー値	14.3
				11.6
				11.4
				11.7
				12.5

なお、導入モデル⑤の営農太陽光では、地上太陽光と比較して架台の設置高が高く、特殊な施工方法が求められることから、架台や工事費が高くなることが想定されるため、調達価格等算定委員会が公表するシステム費に費用を上乗せする必要があると考える。

千葉エコ・エネルギー株式会社の公開情報やヒアリング情報を基に上乗せ費用を想定すると+6.7万円～11.7万円/kWとなる。サンプル数が少ないため、引き続き情報収集を行い上乗せ費用の設定を行う必要がある。

また、導入モデル⑥の水上太陽光では、地上太陽光と比較して強風や増水・濁水対策、防水・漏電対策が必要なこと、工事期間が長いこと工事費が高くなることが想定される。水上太陽光における設備費用等の公開情報がないことから、今後事業者等から情報収集を行い上乗せ費用の設定を行う必要がある。

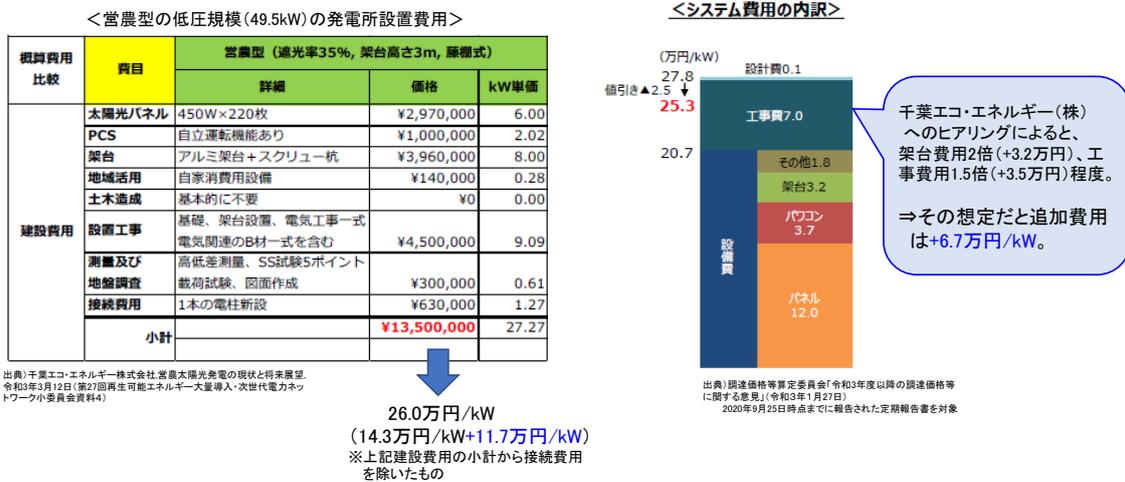


図 3.4-42 営農型太陽光の設備等に関する情報とそれに基づく上乗せ費用の試算結果

④ FIT 要件具備に要する費用

令和2年度以降に適用された自家消費型地域活用要件では、下記に示す FIT 認定要件を両方クリアすることを求めている。

- ✓ 再エネ発電設備の設置場所で少なくとも 30%の自家消費等を実施すること
- ✓ 災害時に自立運転を行い、給電用コンセントを一般の用に供すること

現時点で定期報告データの情報は得られていないものの、調達価格等算定委員会が 2019 年度に実施した事業者ヒアリングでは、災害時活用のために必要となる費用は 2,820 円/kWh 程度とし、2020 年度の太陽光発電 (10~50kW) の資本費の想定値には、当該費用として 0.3 万円/kWh 分を計上している。

本推計では、地域活用要件が求められる導入モデルがないため、いずれの導入モデルにおいても費用は設定しないこととした。

表 3.4-75 太陽光の事業性算定条件の設定値 (FIT 要件具備に要する費用)

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
			①	②	③	④	⑤	⑥
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上 (戸建住宅等)	屋根・屋上 (戸建住宅等以外)	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW 未満	10~50kW	1,000kW 以上	50~250kW	10~50kW	1,000kW 以上
		導入形態	FIT 制度	オンサイト PPA	FIP 制度	FIP 制度	FIT 制度	FIP 制度
初期投資額	FIT 要件具備に要する費用	—	—	—	—	—	—	

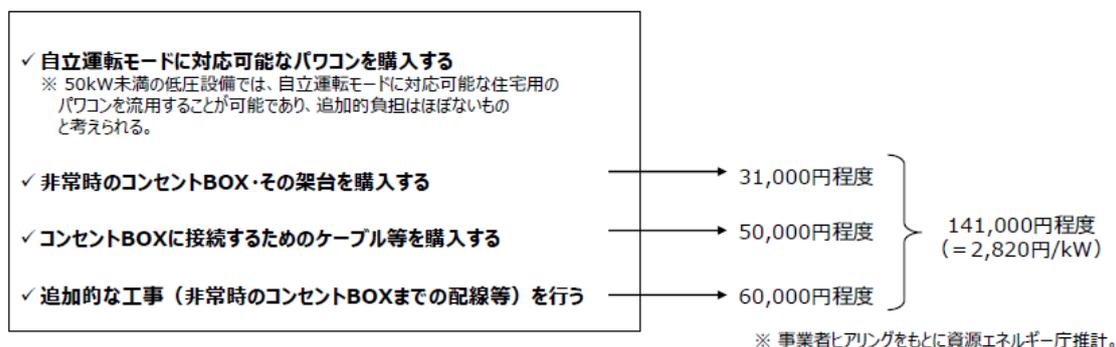


図 3.4-43 事業用太陽光発電の新設時における自立運転モードの設置に必要な事項
出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

⑤ 土地造成費用

土地造成が必要となる導入モデルは、導入モデル③地上太陽光と導入モデル④農転太陽光となる。農転太陽光は、土地が平らだが地盤が緩い場合が多いため整地の費用がかかることが想定されることや、地上太陽光でも土地造成費がかからない案件も多いことから、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）より、どちらの導入モデルも0.4万円/kWとした。

表 3.4-76 太陽光の事業性算定条件の設定値（土地造成費用）

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上 (戸建住宅等)	屋根・屋上 (戸建住宅等以外)	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW未満	10～50kW	1,000kW以上	50～250kW	10～50kW	1,000kW以上
		導入形態	FIT制度	オンサイトPPA	FIP制度	FIP制度	FIT制度	FIP制度
初期投資額	土地造成費		—	—	0.4万円/kW	0.4万円/kW	—	—

表 3.4-77 事業用太陽光発電の土地造成費

	土地造成費（万円/kW）							
	10-50kW未満	50-250kW未満	250-500kW未満	500-1,000kW未満	1,000kW以上	1,000-2,000kW未満	2,000kW以上	全体
平均値	0.95 (0.62)	1.13 (0.99)	1.29 (0.99)	1.58 (1.59)	1.93 (1.88)	1.73 (1.81)	2.94 (2.34)	0.97 (0.64)
中央値	0.00 (0.00)	0.48 (0.50)	0.80 (0.50)	1.27 (1.04)	1.03 (1.08)	0.82 (0.98)	3.41 (2.33)	0.00 (0.00)
件数	10,452	90	180	88	165	138	27	10,975
2020年度想定値	0.4							

()内は昨年度の本委員会で検討した2019年設置案件の土地造成費。
50-250kW未満および250-500kW未満の()内は、どちらも昨年度の50-500kW未満の土地造成費を適用。

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

⑥ 接続費用

接続費用は10kW以上の太陽光発電設備の設置に対して発生するため、導入モデル②～⑥について設定を行った。

調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」(令和3年1月27日)の資料によると、規模が大きくなれば接続費も大きくなる傾向はあるものの、案件によるバラツキが大きいため、一律1.35万円/kWとしてFIT調達価格を設定している。

また、電力広域的運営推進機関が公表する「送変電設備の標準的な単価」によると、設備規模よりも、案件ごとの電線の距離や太さ、電柱を新たに建てるか否か等の状況で費用が変わる設定でとなっていることから導入モデルや設備規模による違いは生じないと判断し、調達価格等算定委員会と同じく、一律1.35万円/kWとした。

表 3.4-78 太陽光の事業性算定条件の設定値(接続費用)

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上 (戸建住宅等)	屋根・屋上 (戸建住宅等以外)	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW未満	10～50kW	1,000kW以上	50～250kW	10～50kW	1,000kW以上
		導入形態	FIT制度	オンサイトPPA	FIP制度	FIP制度	FIT制度	FIP制度
初期投資額	接続費用	—	1.35万円/kW					

表 3.4-79 事業用太陽光発電の接続費

	接続費(万円/kW)							
	10-50kW未満	50-250kW未満	250-500kW未満	500-1,000kW未満	1,000kW以上	1,000-2,000kW未満	2,000kW以上	全体
平均値	1.24 (0.97)	0.95 (0.84)	0.91 (0.84)	1.65 (1.08)	1.94 (1.33)	1.84 (1.27)	2.45 (1.67)	1.25 (0.97)
中央値	1.07 (0.79)	0.53 (0.48)	0.43 (0.48)	0.59 (0.45)	1.11 (0.59)	0.91 (0.52)	2.08 (1.16)	1.05 (0.78)
件数	10,452	90	180	88	165	138	27	10,975
2020年度想定値	1.35							

()内は昨年度の本委員会にて検討した2019年設置案件の接続費。
50-250kW未満および250-500kW未満の()内は、どちらも昨年度の50-500kW未満の接続費を適用。

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

表 3.4-80 送変電設備の標準的な単価（高低圧設備）

設備区分	項目		標準的な単価 [万円]	標準的な単価に影響を及ぼす項目
架空線 (1回線)	支持物(電柱) (1本あたり単価) [万円/本]	コンクリート柱	5.0~52.0	[支持物] ・柱長:短い(安)~長い(高) ・荷重:小(安)~大(高)
		複合柱 鋼管柱	10.0~65.0	[電線・ケーブル太さ] ・細い(安)~太い(高)
	高圧線・高圧引込線 (延長1mあたり単価) [万円/m]	架空電線 架空ケーブル	0.1~0.9	[ルート] ・山間地(安)~都市域(高) ・弱風地域(安)~強風地域(高)
		開閉器 (1台あたり単価) [万円/台]	手動開閉器 自動開閉器	9.0~58.0 32.0~182.0
	変圧器(kVA) (1台あたり単価) [万円/台]	柱上変圧器	7.0~64.0	[塩害対策等] ・降雪量少(安)~多(高) ・海岸から遠い(安)~近い(高)
	低圧線 (延長1mあたり単価) [万円/m]	架空電線 架空ケーブル	0.1~0.9	[その他] ・付属品の設置を含みます(鉄柱や工法によって必要な付属品は異なります)
		低圧引込線 (互長1mあたり単価) [万円/m]	架空電線 架空ケーブル	0.1~3.2

出典：電力広域的運営推進機関, 送変電設備の標準的な単価の公表について, 平成 28 年 3 月 29 日

⑦ 収入計画（使用電力分）

導入モデルのうち、導入モデル①及び②のみ設置場所で発電電力を使用することとし、導入モデル③～⑥は全量を売電することと想定した。そのため、使用電力分の電力単価と余剰電力比率の設定が必要な導入モデルは①及び②のみとなる。

導入モデル①は、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）より設定した。具体的には、使用電力分の電力単価は、大手電力の直近8年間（2012～2019年度）の料金単価 24.04 円/kWh と、余剰売電比率は 2020 年 1 月～2020 年 9 月の収集データを分析した平均値（71.3%）とした。

導入モデル②の電力単価は、需要家との契約内容により決定するが一般的には既存の電力契約と同程度として設定されることが多いと想定し、上記と同じ資料に基づき、大手電力の直近8年間（2012～2019年度）の料金単価 17.04 円/kWh とした。余剰売電比率は、第50回調達価格等算定委員会資料（令和元年11月29日）において、コンビニエンスストアと業務ビル・工場の自家消費比率が示されており、この情報に基づき 25.0%とした。

表 3.4-81 太陽光の事業性算定条件の設定値（使用電力分）

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上 (戸建住宅等)	屋根・屋上 (戸建住宅等以外)	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW 未満	10~50kW	1,000kW 以上	50~250kW	10~50kW	1,000kW 以上
		導入形態	FIT 制度	オンサイト PPA	FIP 制度	FIP 制度	FIT 制度	FIP 制度
収入計画	使用電力分	電力単価	24.04 円 /kWh (税別)	17.04 円 /kWh (税別)	—	—	—	—
		余剰売電比率	71.3%	25.0%	—	—	—	—

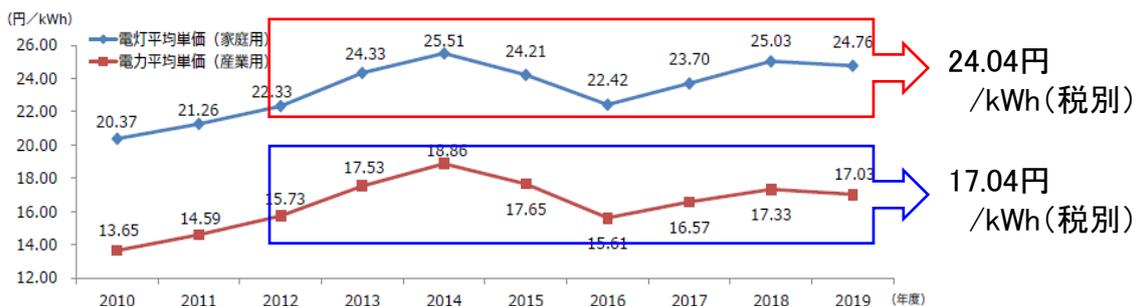


図 3.4-44 大手電力の電気料金平均単価（税別）の推移

出典：調達価格等算定委員会，令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）
受電月報、各電力会社決算資料等を基に作成。

（参考）事業用太陽光発電の自家消費

5

■ なお、事務局において、現時点で自家消費を行っている者（コンビニエンスストア・倉庫・公共施設）にヒアリングを行ったところ、**様々な自家消費比率の案件があったが、自家消費比率が100%（全量自家消費）の案件も一定程度存在した。**自家消費率が100%であること理由としては、次の点が挙げられた。

- **相当量の自家消費が見込まれることから、手続きに要するコストを助成し、系統連系やFIT認定申請を行わないため。**
- **補助金等を活用して設備を導入している事業者が、要件等となっているため。**

■ また、**将来的には、今回設定する自家消費比率より、さらに自家消費比率を向上させていくことが期待される。**例えば、一定のモデルで計算すると、

- **コンビニエンスストア（24時間365日の電力需要が存在するケース）では、78%**
- **業務ビル・工場（平日昼間のみ大きな電力需要が存在するケース）では、71%**

といった結果も得られており、**今後の動向を注視し、自家消費比率を不断に見直ししていくことが必要ではないか。**

図 3.4-45 事業用太陽光発電の自家消費率

出典：第50回調達価格等算定委員会，地域活用要件について，令和元年11月29日

⑧ 収入計画（買取価格）

導入形態をFIT制度とする導入モデル①及び⑤は、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）に記載される令和4年度のFIT調達価格を買取価格とした。

導入モデル①のFIT買取期間終了後の買取価格は、同資料に記載される2020年10月末時点の買取メニューの売電価格の中央値9.0円/kWhとした。

導入モデル②（戸建住宅等以外）の導入形態は「オンサイトPPA」であり、余剰売電電力の買取価格を設定する必要がある。オンサイトPPAの余剰売電電力の買取単価は、需要家との契約内容に基づき決定されるため価格帯は一般情報として公開されていない。他方、オンサイトPPAでは、余剰分をFIT制度で売電することも可能であることから、価格はおおよそFIT制度の買取価格と同程度となることが想定されることから、令和4年度のFIT調達価格と同価格とした。

導入形態をFIP制度とする導入モデル（③、④、⑥）における買取価格は、FIP制度の開

当初は、FIP 基準価格を FIT 制度の調達価格と同じ水準にすることが決定していることから、FIT 制度の調達価格と同程度とした。令和 4 年度は 250kW 以上の規模を入札となるため、過去の入札価格（加重平均）より推定した。

表 3.4-82 太陽光の事業性算定条件の設定値（買取価格）

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上 (戸建住宅 等)	屋根・屋上 (戸建住宅 等以外)	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW 未満	10～50kW	1,000kW 以上	50～250kW	10～50kW	1,000kW 以上
		導入形態	FIT 制度	オンサイト PPA	FIP 制度	FIP 制度	FIT 制度	FIP 制度
収入計画	買取価格	～FIT 期間	17 円/kWh (税込)	11 円/kWh (税別)	9.5 円/kWh	10 円/kWh (税別)	11 円/kWh (税別)	9.5 円/kWh
		FIT 期間～20 年目	9.0 円/kWh	—	—	—	—	—

表 3.4-83 令和 3 年度以降（2021 年度以降）の調達価格等について

①太陽光発電（10kW未満）：

	(参考) 2020年度	2021年度	2022年度
調達価格	21円/kWh	19円/kWh	17円/kWh
資本費			
システム費用	29.0万円/kW	27.5万円/kW	25.9万円/kW
運転維持費	0.30万円/kW/年	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
設備利用率	13.7%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
余剰売電比率	70%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
自家消費分の便益	26.33円/kWh	26.44円/kWh	26.44円/kWh
調達期間終了後の売電価格	9.3円/kWh	9.0円/kWh	9.0円/kWh
IRR (税引前) (法人税等の税引前の内部収益率)	3.2%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
調達期間	10年間	10年間	10年間

※ 太陽光発電（10kW未満）に限り、当該調達価格に消費税相当額を含むものとする。
 ※ 2022年度は、特定調達対象区分等のみの対象とし、交付対象区分等の対象としない。

②太陽光発電（10kW以上50kW未満）：

	(参考) 2020年度	2021年度	2022年度
調達価格	13円/kWh+消費税	12円/kWh+消費税	11円/kWh+消費税
調達期間	20年間	20年間	20年間

※ 2021年度・2022年度について、2020年度の自家消費型の地域活用要件を据え置き。
 ※ 2022年度は、特定調達対象区分等のみの対象とし、交付対象区分等の対象としない。

③太陽光発電（50kW以上250kW未満）：

	(参考) 2020年度	2021年度	2022年度
調達価格 (注1)	12円/kWh+消費税	11円/kWh+消費税	10円/kWh+消費税
基準価格			10円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

(注1) 2022年度は、特定調達対象区分等の入札対象区分等の下限は来年度以降の本委員会にて検討するため、50kW以上入札対象区分等の下限未満。特定調達対象区分等の入札対象区分等の下限が250kW未満の場合、入札対象区分等の下限以上250kW未満は表④のとおり。

出典：調達価格等算定委員会、令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見（令和 3 年 1 月 27 日）

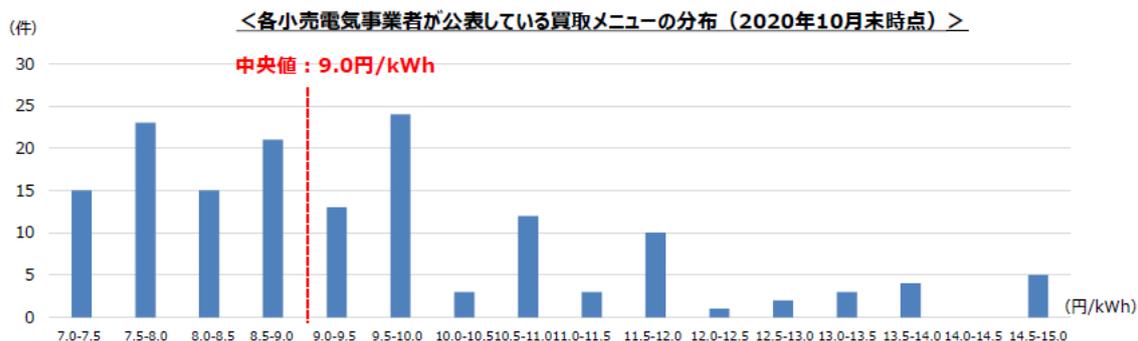


図 3.4-46 各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布（2020年10月末時点）

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

小売電気事業者からの掲載希望登録にもとづいて「資源エネルギー庁HP「どうするソーラー」に掲載された情報をもとに、各小売電気事業者の公表する調達期間終了後の住宅用太陽光発電を対象とした買取メニューを参照して作成。

表 3.4-84 250kW以上の事業用太陽光発電設備の入札結果

回数	実施時期	上限額 (円/kWh)	入札額 (円/kWh)		
			最低	最高	加重平均
第1回	2017年11月	21.00	17.20	21.00	—
第2回	2018年9月	15.50		落札者なし	
第3回	2018年12月	15.50	14.25	15.45	—
第4回	2019年9月	14.00	10.50	13.99	12.98
第5回	2020年1月	13.00	10.99	13.00	12.57
第6回	2020年11月	12.00	10.00	12.00	11.48
第7回	2020年12月	11.50	10.48	11.50	11.20
第8回	2021年6月	11.00	10.00	10.98	10.82
第9回	2021年8月	10.75	10.28	10.73	10.6
第10回	2021年11月	10.5	10.23	10.4	10.31

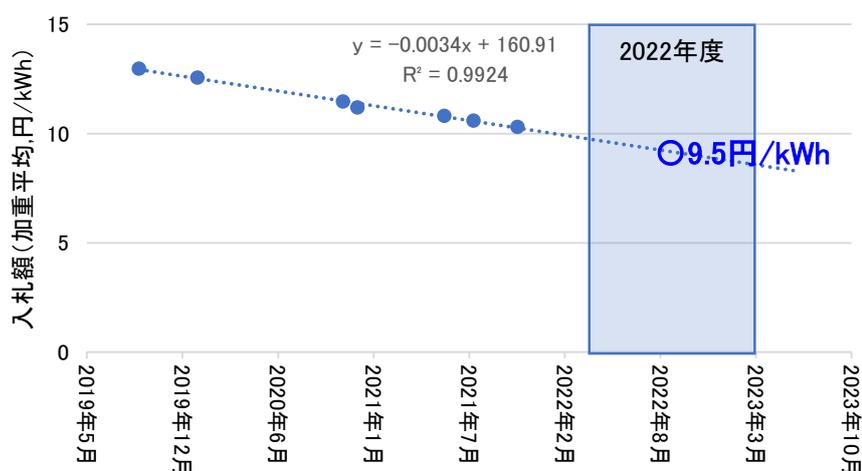


図 3.4-47 過去の入札結果（加重平均値）の推移と令和4年度の入札価格想定値

⑨ 運転維持費用

運転維持費用は、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）より設定した。具体的には、導入モデル①（10kW未満）は、当資料に掲載される太陽光発電協会へのヒアリング結果を基に0.35万円/kW/年とし、導入モデル①以外は定期報告データに基づく運転維持費の平均値0.54万円を採用した。

なお、導入モデル⑥の水上太陽光は、地上太陽光と比較して運転維持費用が高くなるのが想定される。今後事業者からの情報を収集し、具体的な追加額の設定を行う必要がある。

表 3.4-85 太陽光の事業性算定条件の設定値（運転維持費用）

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上 (戸建住宅等)	屋根・屋上 (戸建住宅等以外)	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW未満	10～50kW	1,000kW以上	50～250kW	10～50kW	1,000kW以上
		導入形態	FIT制度	オンサイト PPA	FIP制度	FIP制度	FIT制度	FIP制度
支出計画	運転維持費	0.35万円/kW/年	0.54万円/kW/年				0.54万円/kW/年 + α	

$$\frac{(2.8\text{万円} \times 5\text{回} + 20.9\text{万円})}{\text{定期点検費用} \quad \text{パソコン交換費用}} \div 5\text{kW} \div 20\text{年間} = \text{約}3,490\text{円/kW/年}$$

図 3.4-48 住宅用太陽光発電の運転維持費（太陽光発電協会へのヒアリング結果）

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

表 3.4-86 事業用太陽光発電の運転維持費用

	運転維持費（万円/kW/年）							
	10-50 kW未満	50-250 kW未満	250-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	10kW以上 全体
平均値	0.53 (0.55)	0.46 (0.44)	0.49 (0.44)	0.58 (0.57)	0.64 (0.64)	0.63 (0.63)	0.75 (0.69)	0.54 (0.55)
中央値	0.43 (0.44)	0.37 (0.33)	0.39 (0.33)	0.50 (0.48)	0.57 (0.59)	0.55 (0.57)	0.71 (0.69)	0.44 (0.44)
件数	24,675	925	1,110	1,119	1,824	1,612	212	29,653
2020年度 想定値	0.5							

※2020年10月14日時点までに報告された定期報告書を対象。

（ ）内は昨年度の本委員会で検討した運転維持費。
50-250kW未満および250-500kW未満の（ ）内は、どちらも昨年度の50-500kW未満の運転維持費を適用。

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

2020年9月25日時点までに報告された定期報告書を対象。

⑩ 廃棄等費用

10kW以上の事業用太陽光発電については、2022年7月より廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度が施行予定であり、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）では一律1万円/kWと想定していることから、本推計の導入モデル②～⑥では同額を設定した。

10kW未満の住宅用太陽光発電については、調達価格等算定委員会においては家屋解体時に適切に廃棄されるものとして想定し事業性評価に廃棄費用を計上していない。他方、家屋解体時以外のタイミングで廃棄されるものもあり、環境省でも廃棄時のガイドラインを策定していることから、本推計では導入モデル①についても廃棄費用を設定とすることとする。具体的な額の設定は今回行っていないが、設定に際し根拠となる資料と額を表3.4-88に示す。

なお、費用の価格帯によってはユーザーへのミスリードに繋がる可能性があることから、情報の掲載方法を配慮する必要がある。

表 3.4-87 太陽光の事業性算定条件の設定値（廃棄費用）

事業性試算条件		カテゴリー	建物系		土地系			
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④	⑤	⑥
		設置形態	屋根・屋上 (戸建住宅等)	屋根・屋上 (戸建住宅等以外)	地上	農転	営農	水上
		設備規模	10kW未満	10～50kW	1,000kW以上	50～250kW	10～50kW	1,000kW以上
		導入形態	FIT制度	オンサイト PPA	FIP制度	FIP制度	FIT制度	FIP制度
支出計画	廃棄等費用	今後 設定	1.0万円/kW					

表 3.4-88 導入モデル①（戸建住宅等）の廃棄費用設定に関連する出典一覧

根拠資料	内容	想定する廃棄費用
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中間整理, 2019年12月	パネルと架台のみを処理し、コンクリート基礎を撤去しない費用	0.59万円/kW
調達価格等算定委員会, 令和3年度以降の調達価格等に関する意見, 令和3年1月27日	事業用太陽光と同額を想定	1.0万円/kW
過年度推計と同じ設定条件	設備費の5%	1.30万円/kW
みずほ情報総研・太陽光発電協会, 「使用済再生可能エネルギー設備のリユース・リサイクル・適正処分に係る業務報告書, 2014年2月	建物解体業者による解体・撤去費用(8.9万円/件)と産廃処理に係る費用(6.6万円/件)を設備容量の平均が5.5kWと想定し算出	2.8万円/kW

6) 推計手法の妥当性検証の実施

上記1)～6)で検討した内容は、有識者等から構成される太陽光ワーキンググループにて検証し、助言等を頂きながら修正したものであるが、本項では他の機関で太陽光の事業性を考慮した導入ポテンシャルに関連する情報を参考に、推計手法の妥当性を検証した。

検証のため参考とした他機関の情報源を、表 3.4-89 に示す。

表 3.4-89 推計手法の妥当性検証のため参考とした情報源一覧

No.	研究機関・団体名	情報源	公開年月	参考としたポイント
1	東京都	東京ソーラー屋根台帳	平成26年3月	適・条件付き適の設定方法(検証項目③)
2	TEPCO フィンテック(株)	サンクル「太陽光発電シミュレーション」	令和元年8月	設置費用と電気代の根拠情報、事業性判断の設定方法(検証項目②及び③)
3	OPoSUM-DS (オポッサム) 代表責任者 千葉大学大学院社会科学研究院 教授 倉阪秀史	カーボンニュートラルシミュレーター	令和3年9月	太陽光発電の導入量に対する費用と利益の計算方法(検証項目②)
4	自然エネルギー財団	日本の太陽光発電のコスト構造分析 2021	令和3年9月	コストを構成する要素(検証項目①)

※No. 1～3は、令和4年3月2日にサイト確認、ダウンロードした内容で検証を行った

検証は、以下の項目について実施した。各項目の検証結果を整理する。

- ① コストを構成する要素
- ② 各コストや電力料金等の設定
- ③ 事業性評価指標の設定

① コストを構成する要素

本項目の検証は、自然エネルギー財団「日本の太陽光発電のコスト構造分析 2021」(2021年9月)を参考に行った。

この文献でのコスト分析は、資本費と運転維持費について実施している。各費目のより詳細な費目を表 3.4-90 に示す。本業務で検討した事業性を考慮した導入ポテンシャルの事業性を評価するための算定条件と比較すると、初期投資額は当文献の資本費と、運転維持費は当文献の運転維持費と一致するが、本業務で検討した算定条件にある FIT 要件具備に要する費用と廃棄等費用は当文献のコスト分析には含まれていない。

よって、本業務で検討した算定条件にあるコストを構成する要素は過分ではあるが不足ではないと考えられる。

表 3.4-90 自然エネルギー財団の文献のコスト分析費目と事業性を考慮した
導入ポテンシャル推計の事業性算定条件のコスト項目の比較

自然エネルギー財団, 日本の太陽光発電のコスト構造分析 2021, 2021年9月		事業性を考慮した導入ポテンシャル推計の 事業性算定条件	
大項目	小項目	大項目	小項目
資本費	太陽電池モジュール	初期投資額	設備費用等
	パワコン		
	架台		
	ケーブル・接続箱等資材		
	開発設計費		
	据付施工費		
	変電設備及びその据付費		
	その他経費		
	—		FIT要件具備に要する費用
	造成費（伐採にかかる費用も含む）		土地造成費
	接続費	接続費用	
運転維持費	日常運転管理・監視費	収入計画	運転維持費用
	除草作業		
	定期検査費（法定点検含）		
	事故対応・修繕費（そのための積立費用含む）		
	保険費		
	土地賃借料		
—	—	廃棄等費用	

② 各コストや電力料金等の設定

本項目の検証は、TEPCO フィンテック株式会社が運営する「サンクル（太陽光発電シミュレーション）」と OPoSuM-DS（オポッサム）が提供する「カーボンニュートラルシミュレーター」の根拠情報を参考に行った。

各参考情報と、業務で検討した事業性を考慮した導入ポテンシャルの設備費用等と買取価格を設定した根拠情報を表 3.4-91 に整理した。

なお、カーボンニュートラルシミュレーターでは、太陽光発電の導入可能面積（ha）に対する設置割合を入力すると、再エネ投資額と再エネ販売額が計算される仕組みとなっているが、計算式や根拠情報を確認することができなかった。

サンクル（太陽光発電シミュレーション）の設備費用等と買取価格に関する根拠情報は、業務で検討した事業性を考慮した導入ポテンシャルの設備費用等と買取価格を設定した根拠情報と同じであった。また、例示として東京都豊島区をシミュレーション実施地域としたシミュレーション結果を見ると、FIT 買取価格は本業務で検討した事業性を考慮した導入ポテンシャルの設定値と同じであるが、シミュレーションで設定されている設備費用単価や

自家消費率、11年目以降の売電単価に違いがみられた。また、本業務で検討した事業性を考慮した導入ポテンシャルで設定している自家消費分の電力価格がサンクルでは設定されていないなどの違いがみられた。

本業務では、実際に設定した事業性試算条件値での推計を実施していないため、設定数値の妥当性は検証できない。推計を実施する令和4年度に感度分析等により設定数値の妥当性を確認することが必要となる。

表 3.4-91 設備費用等と買取価格を設定した根拠情報

算定項目		サンクル「太陽光発電シミュレーション」	OPoSUM-DS「カーボンニュートラルシミュレーター」	事業性を考慮した導入ポテンシャル推計の事業性算定条件
設備費用等		調達価格等算定委員会（経済産業省）の公表データ	— （設定根拠を示す情報が不明）	調達価格等算定委員会（経済産業省）の公表データ
買取価格	10年目	固定価格買取制度における買取価格	— （設定根拠を示す情報が不明）	固定価格買取制度における買取価格
	11年目以降	各電力会社が公表している買取価格		各電力会社が公表している買取価格の平均値

表 3.4-92 サンクルにおけるシミュレーション結果（東京都豊島区）

サンクルにおけるシミュレーション結果		備考	事業性を考慮した導入ポテンシャル推計の事業性算定条件値
指定したポイント	東京都豊島区	—	—
平均電気代（月額）	10,000円	—	—
システム容量	10kW	—	—
収支計算の詳細		—	—
節約できる電気代	20,375円/月	—	—
うち、節電収益	3,417円/月	左記収益から想定される自家消費は17%程度	余剰売電比率71.3% （自家消費率28.7%）
うち、売電収益	16,958円/月		
設置費用目安	2,880,000円	28.8万円/kW	設備費用等25.9万円/kW
売電単価		—	—
10年目	17円/kWh	—	使用電力分 24.04円/kWh 売電単価 17円/kWh
11年目以降	8.5円/kWh	—	9.0円/kWh
設置費用の回収期間	13年	—	—

③ 事業性評価指標の設定

本項目の検証は、東京都「東京ソーラー屋根台帳」とTEPCOフィンテック株式会社「サンクル（太陽光発電シミュレーション）」を参考に行った。

各情報源及び本業務で検討した事業性を考慮した導入ポテンシャルで設定している事業性評価基準の指標及び評価基準値を表 3.4-93 に整理した。

参考とした2つの情報源で用いている指標は、「日射量」と「設備費用の回収期間」であった。東京ソーラー屋根台帳では、日射量について1,100 kWh/(m²・年)と1,260 kWh/(m²・年)に閾値を設定しており、1,000 kWh/(m²・年)以下の日射量の建物は算定対象となっていない。また、日射量自体は事業性評価を行う評価指標そのものではなく、その基準値を設定するためにいずれかの事業性評価指標を持っていると考えられるが、評価した指標や基準値を設定した根拠・理由を確認することが出来なかった。サンクルでは、指標は示しているものの事業性を判断するための基準値を設けておらず評価を行っていない。

表 3.4-93 参考情報で事業性評価に用いている指標及び評価基準値の整理

	指標	基準値
東京都「東京ソーラー屋根台帳」	日射量	適：1,260kWh/(m ² ・年)以上 条件付き適：1,100～1,260kWh/(m ² ・年)未満
TEPCO フィンテック株式会社「サンクル（太陽光発電シミュレーション）」	日射量	日射量ごとに3種類（黄、オレンジ、紫）で表示しているが、日射量は示しておらず良し悪しの判断はしていない
	設置費用の回収期間	年数は表示しているものの、良し悪しの判断はしていない
事業性を考慮した導入ポテンシャル推計の事業性評価基準	IRR	10kW 未満（戸建住宅等） 3.2% 上記以外 5.0%

なお、事業性評価を評価する指標は様々ある。財務省財務総合政策研究所「プロジェクト等の経済性計算についての論点の整理」（2019年5月）で整理されている事業性評価指標とその概要を表 3.4-94 に示す。

事業性評価指標は万能なものではなく、状況に合わせて選び、複数の指標を総合して判断することが必要であるとしている。本業務における事業性を考慮した導入ポテンシャルでは、IRRを事業性評価指標としているが、これはFIT制度における買取価格を設定する際に、電源ごとにIRRを設定して決定している調達価格等算定委員会が公表するコスト情報等を他の事業性算定条件値の設定に用いているためである。

今後は、本業務において開催した太陽光ワーキンググループにおいて、委員から意見のあった「均等化発電原価（LCOE: Levelized Cost of Electricity）」も含め、どの指標を用い、その基準値（閾値）をどのように設定していくことが適切か、FIT・FIP制度を含めた法制度における検討内容や市場動向、ユーザーにとっての使いやすさや分かりやすさなどを踏まえて検討することが望まれる。

表 3.4-94 事業性評価における評価指標とその概要

指標	概要
原価比較法	2つ以上の代替案を比較して、原価の低い投資案を採択する方法。一定の計算により年額原価の小さい案を採択することから、年額原価 (annual cost) 法ともいわれる。
投資利益率法 (ROI、Return On Investment)	プロジェクトの経済命数にわたって得られる平均利益と投資額との比率を求め、投資計画案を評価する方法。会計的利益法などともよばれる。 ROI は会計数値と整合性があるため、過去においてはよく使われていた。しかし、キャッシュフローの時間的価値を無視している、意思決定に関係ない埋没原価を含めてしまうなどの問題があるとされる。
回収期間法 (PB、Pay-Back method)	当初の投資額を回収するのに要する期間を計算し、回収期間が短い方を有利とする評価法。回収期間が長いとリスクにさらされる危険が高いと判断する。 PB はわが国企業でよく使われる方法である。 この方法には、キャッシュフローを用いるため会計数値を用いる ROI のような恣意性がない、安全性を重視する、計算が簡単であるなどの長所があるとされる。一方、キャッシュフローの時間的価値を考慮に入れていないなどの欠点が指摘されている。 PB に貨幣の時間的価値を考慮した方法として、割引回収期間法 (DPP、Discount Pay-back Period) がある。
内部利益率法 (IRR、Internal Rate of Return)	投資計画案から得られるキャッシュフローの現在価値が投資額と等しくなる割引率を算出し、評価を行う方法。IRR が資本コストよりも大であれば、その投資は有利であると判断される。後述する NPV とともに割引現在価値法 (DCF、Discount Cash Flow) に属するとされる。 IRR は米国でよく使われる方法である。この方法には、キャッシュフローの時間的価値を考慮しているという長所がある。一方、複数の利益率が算出される場合がある、相互排他的投資の正しい順位づけができない、投資規模を考慮できないなどの欠点が指摘されている。
正味現在価値法 (NPV、Net Present Value)	資本コストを定めて回収額の現在価値を決め、これが投資より大きいかどうかで判断を行う方法。両者に差額としての正味現在価値が正であれば投資案は採用される。前述の IRR とともに DCF に属するとされる。 NPV には資本コストの決定や投資額の大小を考慮に入れられない課題がある。しかし、各種の評価方法のなかでは理論的にもっともすぐれているとする意見が多い。 これに関連する方法として収益性指数 (PI、Profitability Index) があり、1以上であればその投資は経済的に有利であるとされる。

出典：財務省財務総合政策研究所客員研究員 大西純也 高崎経済大学経済学部船員講師 梅田 宙，プロジェクト等の経済性計算についての論点の整理，2019年5月

(3) その他の再エネ種の推計方法の検討

上記(2)で検討した太陽光の推計手法を基に、その他(風力、中小水力、地熱)の推計方法を検討した。

なお、太陽光の推計と異なる点を以下に整理する。

- ✓ 導入形態は多様化されていないため、令和4年度推計においては、「FIT 制度」を前提とし、FIP 制度しか活用できない設備規模は「FIP 制度」とする。
- ✓ 過年度の推計では、事業性試算条件の項目について、道路からの距離・送電線からの距離、深度・水深等、REPOS が提供する様々な情報が紐づいて事業性を評価しており、これが一つの特徴と言える。そのため、風力、中小水力及び地熱については過年度の推計方法を前提として、調達価格等算定委員会の情報を前提としている項目の情報更新に留める。

1) 風力の推計方法の検討

① 推計フローの検討

風力発電の導入ポテンシャルの推計フローを下図に示す。

賦存量は、風況マップから推計した風速区分(ハブ高さ補正済み)に対し、「単位面積あたりの設備容量」や「理論設備利用率」等から演算処理して算出している。導入ポテンシャルは、賦存量マップから開発困難条件に該当するエリアを除外したものを導入ポテンシャルとして集計している。

過年度の事業性を考慮した導入ポテンシャルは、導入ポテンシャルの推計フローに導入モデルごとに事業性試算を行うステップを追加し、設定した IRR を満たすメッシュを抽出する方法である。今回の見直しにおいて、過年度の推計フローは変更しないこととした。

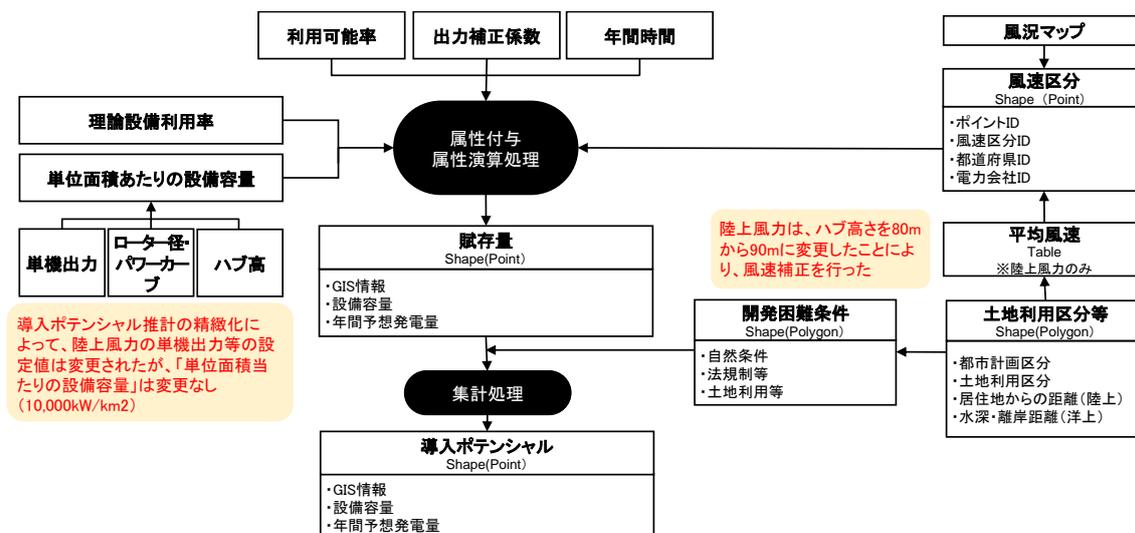


図 3.4-49 風力の導入ポテンシャルの推計フロー

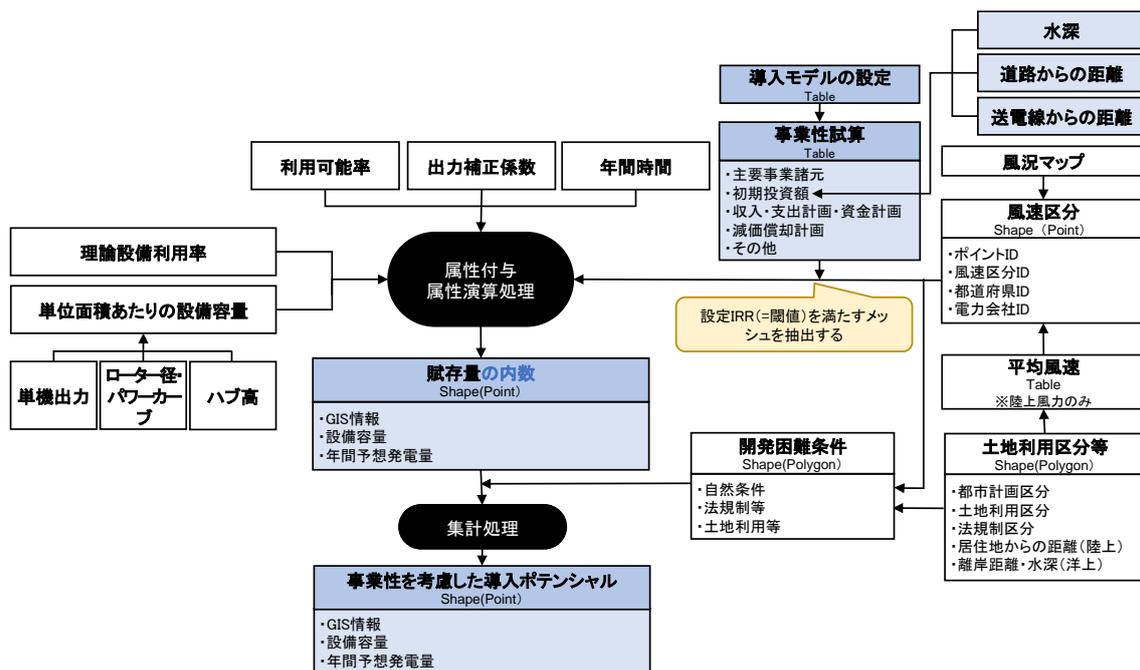


図 3.4-50 風力の事業性を考慮した導入ポテンシャルの推計フロー

② 導入モデルの推計カテゴリーへの適用

(1) 設置形態の検討

導入ポテンシャルの推計カテゴリーに対応する形で3つの設置形態を設定した。

(2) 設備規模の検討

1) 陸上風力

過年度推計における陸上風力の設備規模は、2,000kW（単機出力）×10基=20,000kW（ウインドファーム）であった。

本年度導入ポテンシャル推計の精緻化によって、単機出力は4,000kWに変更となった（3.2.2項参照）。また、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会の資料では、平均的なウインドファームの規模は3万kWとの記述があることや、最新の2020年度におけるFIT認定情報を見ると5万kW以上の認定件数が最も多いことなど、大規模化が進んでいることを踏まえ、4,000kW（単機出力）×10基=40,000kW（ウインドファーム）に規模を変更した。

表 3.4-95 設備容量や発電量等に関する参考資料

		既認定案件稼働時の導入量 (GW) ※未稼働ケース①・②	リードタイム (運転開始期間)	足元の案件形成 (認定) ベース	1 GWの参考	1GWの年間発電量 億kWh
太陽光	地上設置	70~75	3年	1GW (100万kW) 程度	1MWの必要用地は約1ha (100m×100m) 1GW = 1 MW案件が1,000箇所	12
	屋根置き		1年	0.7GW (70万kW)程度 ※新築6-8万戸、既築6万戸	住宅1戸あたり5KW 1GW = 住宅20万戸相当	
風力	陸上	8-10	8年	1.2GW(120万kW) 程度	平均的なウインドファーム (WF)の規模 3万kW (4 MW風車が7-8本程度) 1GW = 平均的なWFが30ヶ所程度	19
	洋上		8年	1 GW(100万kW) 程度	1区域は30-40万kW程度 1GW = 3~4 区域程度	29

出典：第 26 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力 NW 小委員会, ヒアリングの参考資料 (事務局資料), 2021 年 3 月 8 日

表 3.4-96 陸上風力発電 (新設) の年度別・規模別 FIT 認定状況

認定 (新設)	<20kW	20 ~50kW	50 ~250kW	250 ~1,000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2012年度	0(3)	0(0)	0(0)	0(0)	124(31)	10(1)	304(16)	103(3)	133(3)	51(1)	725(58)
2013年度	0(4)	0(1)	0(0)	0(0)	78(23)	8(1)	0(0)	34(1)	38(1)	51(1)	209(32)
2014年度	0(32)	0(0)	0(0)	0(0)	135(28)	9(1)	344(17)	196(6)	42(1)	278(3)	1,004(88)
2015年度	3(189)	0(0)	0(0)	0(0)	76(18)	0(0)	100(5)	35(1)	86(2)	182(3)	482(218)
2016年度	44(2,286)	0(0)	0(0)	0(0)	306(62)	0(0)	316(16)	232(7)	379(9)	1,581(19)	2,858(2,399)
2017年度	47(2,393)	0(0)	0(0)	0(0)	72(15)	0(0)	63(3)	64(2)	88(2)	712(9)	1,045(2,424)
2018年度	42(2,192)	6(118)	0(0)	0(0)	87(15)	0(0)	86(4)	68(2)	164(4)	641(8)	1,094(2,343)
2019年度	0(17)	9(200)	0(0)	1(2)	74(16)	9(1)	170(8)	96(3)	92(2)	949(10)	1,398(259)
2020年度	0(2)	2(50)	0(0)	1(1)	69(14)	0(0)	192(10)	204(6)	438(10)	2,165(27)	3,072(120)
	137(7,118)	17(369)	0(0)	2(3)	1,022(222)	36(4)	1,575(79)	1,032(31)	1,458(34)	6,609(81)	11,888(7,941)

出典：第 73 回調達価格等算定委員会, 資料 2 風力発電について (事務局資料), 2021 年 12 月 22 日

2) 洋上風力

過年度推計における洋上風力の設備規模は、10,000kW (単機出力) × 30 基 = 30 万 kW (ウインドファーム) であった。洋上風力の導入ポテンシャルは今年度見直しをしていないため、導入ポテンシャルにおける単機出力は変更していない。

2019 年 7 月 ~ 2020 年 7 月に指定された促進区域及び有望な区域とされた区域の設備規模の平均は 45 万 kW であり大規模化が進んでいることを踏まえ、10,000kW (単機出力) × 45 基 = 450,000kW (ウインドファーム) に規模を変更した。

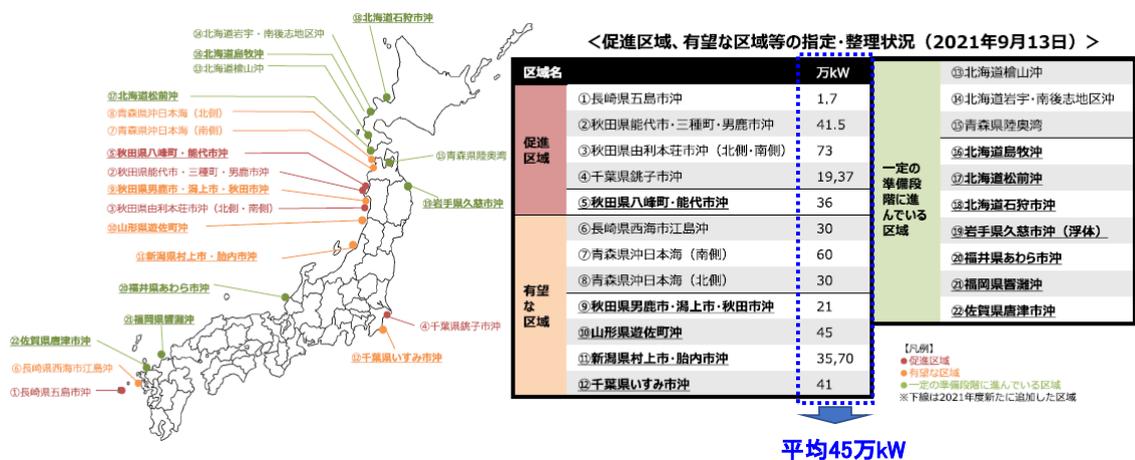


図 3.4-51 再エネ海域利用法の施行等の状況

出典：総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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（第37回），洋上風力の案件形成の加速化に向けて，2021年11月30日

(3) 導入形態の検討

令和4年度のFIT/FIP制度・入札制の対象を見ると、いずれの導入モデルもFIT（入札）若しくはFIP（入札対象外）を選択することができる。しかしながら、風力発電事業では様々な気象条件によって発電電力量が変動し予想が難しいため、当面はFIT制度の選択が主流になると想定し、令和4年度における導入形態は全てFIT制度とした。

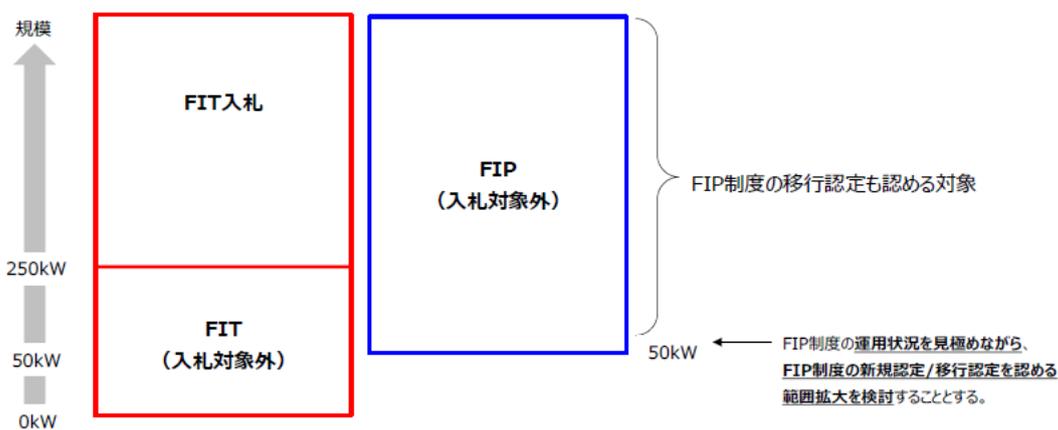


図 3.4-52 2022年度におけるFIT/FIP制度・入札制の対象（風力発電）

出典：調達価格等算定委員会，令和3年度以降の調達価格等に関する意見，令和3年1月27日

上記(1)～(3)の検討結果を踏まえ、導入モデルの推計カテゴリーへの適用を下表に整理する。

表 3.4-97 導入ポテンシャルの新しいカテゴリへの導入モデルの適用（風力）

導入ポテンシャルの 推計カテゴリー		導入モデル	導入モデルの組み合わせ		
			設置形態	設備規模	導入形態
陸上		導入モデル①	陸上	40,000kW (4,000kW×10基)	FIT制度
洋上	着床式	導入モデル②	洋上着床式	450,000kW (10,000kW×45基)	FIT制度
	浮体式	導入モデル③	洋上浮体式	450,000kW (10,000kW×45基)	FIT制度

③ 事業性算定条件値の検討

上記（3）で述べた通り、風力発電の事業性試算条件の見直しは行わず、調達価格等算定委員会のデータを参照している箇所のみ最新情報に更新することとしていることから、まず、導入モデルごとに設定が必要な事業性試算条件と過年度推計で調達価格等算定委員会のデータを参照している箇所を整理した。

整理した結果を表 3.4-98 に示す。

表 3.4-98 風力発電事業における事業性算定条件一覧

事業性試算条件		カテゴリー	陸上		洋上	
大項目	小項目	導入モデル	①		②	
		設置形態	陸上		洋上着床式	
		設備規模	40,000kW		450,000kW	
		導入形態	FIT制度		FIT制度	
		導入形態	FIT制度		FIT制度	
事業採算性基準	IRR	◎		◎		
主要事業諸元	設備規模	(導入モデルで設定した設備規模と同等)				
	総合設計係数	(導入ポテンシャルの算定時に設定した総合設計係数を使用)				
	稼働年数	(FIT制度の買取期間と同様の20年間で統一)				
初期投資額	設備費用等	◎		◎		
	道路整備費	○		-		
	送電線敷設費	○		-		
収入計画	買取価格	◎		◎		
支出計画	運転維持費	◎		◎		
	撤去費用	○		○		

－：設定が不要な箇所

◎：設定が必要な箇所かつ過年度推計で調達価格等算定委員会のデータを参照している箇所

○：設定が必要な箇所だが、調達価格等算定委員会のデータを参照していない箇所

表 3.4-98 で整理する調達価格等算定委員会のデータを参照している箇所（表中の◎）について、以降に最新の値を根拠資料と共に整理した。

(1) 事業採算性基準（IRR）

導入モデル①（陸上）のIRRは、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）より7%とした。

導入モデル②（洋上着床式）の IRR は、再エネ海域利用法に基づく公募占有指針に関する供給価格上限額の設定根拠に基づき、10%と設定する。

導入モデル③（洋上浮体式）は、現時点において大規模開発段階に至っておらず、調達価格等算定委員会の資料にも IRR の設定がされない。そのため、着床式と同じ 10%と設定する。この値は過年度の設定値から変更はない。

表 3.4-99 風力の事業性算定条件の設定値（IRR）

事業性試算条件		カテゴリー	陸上	洋上	
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③
		設置形態	陸上	洋上着床式	洋上浮体式
		設備規模	40,000kW	450,000kW	450,000kW
		導入形態	FIT 制度	FIT 制度	FIT 制度
事業採算性基準	IRR		7%	10%	10%

表 3.4-100 令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について
（陸上風力発電（新設（250kW以上））

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	18円/kWh+消費税	入札制	入札制	入札制
供給価格上限額		第1回17円/kWh （事前公表）	16円/kWh （事前公表）	15円/kWh （事前公表）
基準価格（注5）			16円/kWh	15円/kWh
資本費	28.2万円/kW	2020年度の想定値を据え置き	27.9万円/kW	27.5万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
設備利用率	25.6%	2020年度の想定値を据え置き	26.8%	28.0%
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	8%	7%	7%	7%
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

表 3.4-101 再エネ海域利用法に基づく公募占有指針に関する供給価格上限額

	（参考） 2014年度から2019年度までの 着床式洋上風力発電	対象となる促進区域 ・秋田県能代市、三陸町及び男鹿市沖 ・秋田県由利本荘市沖（北側） 秋田県由利本荘市沖（南側） ・千葉県鏡子市沖
供給価格上限額	36円/kWh ※調達価格	29円/kWh
資本費（接続費含む）	56.5万円/kW	51.2万円/kW
運転維持費	2.25万円/kW/年	1.84万円/kW/年
撤去費	資本費の5%	10.7万円/kW
設備利用率	30%	33.2%
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	10%	10%
調達期間	20年間	20年間

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

(2) 設備費用等

導入モデル①（陸上）の設備費用等は、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）の2022年度FIT入札価格の根拠となった27.9万円/kWを用いた。過年度に設定した設備費用等の算定式に、27.9万円/kWと設備規模40,000kWを内挿して算定した26.025万円/kWとした。

導入モデル②（洋上着床式）の設備費用等は、再エネ海域利用法に基づく公募占有指針に関する供給価格上限額の設定根拠となった38.3万円/kWを用いた。過年度に設定した設備費用等の算定式に、38.3万円/kWを内挿して設定した算定式を設定した。

導入モデル③（洋上浮体式）は、導入実績が1件のみ（長崎県五島市沖（再エネ海域利用法適用対象））であり、調達価格等算定委員会資料では、事業費に関する更新情報がなかったため、過年度の設定値から変更せず77万円/kWとした。

なお、洋上浮体式の設備費用等や洋上着床式の算定式で設備費用等の上限に設定している77万円/kWは、環境省「平成27年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」（平成28年3月）で設定された価格であり、その設定根拠となっている情報源は調達価格等算定委員会「平成26年度調達価格及び調達期間に関する意見」（平成26年3月7日）である。

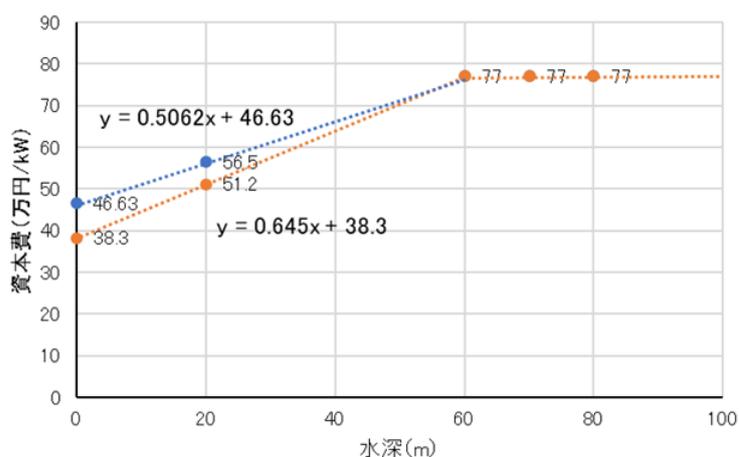
表 3.4-102 風力の事業性算定条件の設定値（設備費用等）

事業性試算条件	大項目	小項目	カテゴリー	陸上			洋上		
			導入モデル	①	②	③	②	③	
			設置形態	陸上	洋上着床式	洋上浮体式			
			設備規模	40,000kW	450,000kW	450,000kW			
			導入形態	FIT制度	FIT制度	FIT制度			
過年度設定値	初期投資額	算定式	調達価格等算定委員会単価（万円/kW）－（道路整備費3km+送電線敷設費9km）/20,000kW	{0.5062×水深m+46.63}（万円/kW）	—	—			
		調達価格等算定委員会単価	28.2万円/kW	56.5万円/kW	—				
		設備費	24.45万円/kW	—（上記算定式）	77万円/kW				
本年度設定値	初期投資額	算定式	調達価格等算定委員会単価（万円/kW）－（道路整備費3km+送電線敷設費9km）/40,000kW	{0.645×水深m+38.3}（万円/kW）	—	—			
		調達価格等算定委員会単価	27.9万円/kW	51.2万円/kW	—				
		設備費	26.025万円/kW	—（上記算定式）	77万円/kW				

表 3.4-103 陸上風力発電の資本費・運転維持費・設備利用率の想定値

陸上風力	2021年度	2022年度	2023年度
資本費	28.2万円/kW	27.9万円/kW	27.5万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	0.93万円/kW/年	0.93万円/kW/年
設備利用率	25.6%	26.8%	28.0%

出典：調達価格等算定委員会，令和3年度以降の調達価格等に関する意見，令和3年1月27日



●2014年度から2019年度までの着床式洋上風力発電

●2020年度再エネ海域利用法に基づく4促進区域の供給価格上限額の設定根拠

図 3.4-53 洋上着床式の設備費等の算定式の設定

※水深 20m の時に調達価格等算定委員会の資本費単価に、60m の時に 77 万円/kW となるように設定

表 3.4-104 洋上風力発電の代表的なコスト試算オプション

オプション	コスト ※ヒアリング・実現可能性調査の値	備考
①事業検討段階にある一部事業者の報告	資本費45万円/kW 運転維持費2.1万円/kW/年	委員から以下の指摘あり。 ・利害関係者の特定が容易な港湾内の開発案件で調整コストが安価 ・事業リスクや設備利用率の見通しなどに不十分
②比較的条件が良い海域において、国内外で商用化実績を有する相対的に安価な基礎構造を想定するケース	資本費54～59万円/kW 運転維持費1.5万円/kW/年～3.0万円/kW/年。	・「比較的条件が良い海域」とは、海底条件が良く、比較的高い設備利用率が期待できる海域を想定
③沖合で大型風車を設置する際に採用が見込まれる、相対的に高価な基礎構造を想定するケース	資本費75、79万円/kW 運転維持費2.1、2.3万円/kW/年	一部委員から以下の指摘あり。 ・本ケースのような、欧州でも展開が始まっている沖合での大型風車も見据えた調達価格の設定が必要。

出典：調達価格等算定委員会，平成26年度調達価格及び調達期間に関する意見，平成26年3月7日

※過年度の洋上風力における事業性を考慮した導入ポテンシャルの設備費用等の設定根拠は、オプション

③の資本費 75、79 万円/kW であり、その中間値の 77 万円/kW を用いている。後述する(4)運転維持費も同様のオプション③の運転維持費 2.1、2.3 万円/kW/年の中間値の 2.25 万円/kW を用いている。

(3) 買取価格

いずれの導入モデルも導入形態は FIT 制度であることから、買取価格は調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）に記載される令和4年度のFIT調達価格を参照した。

導入モデル①の設備規模では入札制となるため、買取価格は供給価格上限額と同一とした。

表 3.4-105 風力の事業性算定条件の設定値（買取価格）

事業性試算条件		カテゴリー	陸上		洋上	
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	
		設置形態	陸上	着床	浮体	
		設備規模	40,000kW	450,000kW	450,000kW	
		導入形態	FIT 制度	FIT 制度	FIT 制度	
収入計画	買取価格	16 円/kWh	29 円/kWh + 消費税	36 円/kWh + 消費税		

表 3.4-106 令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

⑨陸上風力発電（新設（250kW以上））：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	18円/kWh+消費税	入札制	入札制	入札制
供給価格上限額		第1回17円/kWh （事前公表）	16円/kWh （事前公表）	15円/kWh （事前公表）
基準価格（注5）			16円/kWh	15円/kWh
資本費	28.2万円/kW	2020年度の想定値を据え置き	27.9万円/kW	27.5万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
設備利用率	25.6%	2020年度の想定値を据え置き	26.8%	28.0%
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	8%	7%	7%	7%
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注5）2023年度の交付対象区分等の入札対象区分等以外の範囲は、来年度以降の本委員会で検討するため未定。

⑩着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度
調達価格	入札制	32円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税
供給価格上限額	34円/kWh		
基準価格（注6）			29円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注6）2022年度は50kW以上。

⑪浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注7）	36円/kWh+消費税	36円/kWh+消費税	36円/kWh+消費税	36円/kWh+消費税
基準価格（注8）			36円/kWh	36円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注7）2023年度について、特定調達対象区分等は来年度以降の本委員会で検討するため未定。

（注8）2022年度は50kW以上。2023年度の交付対象区分等の下限は、来年度以降の本委員会で検討するため未定。

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

(4) 運転維持費

導入モデル①（陸上）の運転維持費は、調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）に示される令和4年度FIT入札の供給価格上限額設定の根拠となった0.93万円/kW/年とした。

導入モデル②（洋上着床式）は、再エネ海域利用法に基づく公募占有指針に関する供給価格上限額の設定根拠となった1.84万円/kW/年とした。

導入モデル③（洋上浮体式）は、調達価格等算定委員会資料で運転維持費に関する更新情報がなかったため、変更は行わず過年度推計の設定値である2.25万円/kW/年とした。なお、2.25万円/kW/年は、環境省「平成27年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」（平成28年3月）で設定された価格であり、その設定根拠となっている情報源は調達価格等算定委員会「平成26年度調達価格及び調達期間に関する意見」（平成26年3月7日）である。

表 3.4-107 風力の事業性算定条件の設定値（運転維持費）

事業性試算条件		カテゴリー	陸上	洋上	
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③
		設置形態	陸上	着床	浮体
		設備規模	40,000kW	450,000kW	450,000kW
		導入形態	FIT制度	FIT制度	FIT制度
支出計画	運転維持費		0.93万円/kW/年	1.84万円/kW/年	2.25万円/kW

表 3.4-108 令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について
（陸上風力発電（新設（250kW以上））（再掲）

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	18円/kWh+消費税	入札制	入札制	入札制
供給価格上限額		第1回17円/kWh （事前公表）	16円/kWh （事前公表）	15円/kWh （事前公表）
基準価格（注5）			16円/kWh	15円/kWh
資本費	28.2万円/kW	2020年度の想定値を据え置き	27.9万円/kW	27.5万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
設備利用率	25.6%	2020年度の想定値を据え置き	26.8%	28.0%
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	8%	7%	7%	7%
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

表 3.4-109 再エネ海域利用法に基づく公募占有指針に関する供給価格上限額（再掲）

	(参考) 2014年度から2019年度までの 若床式洋上風力発電	対象となる促進区域 ・秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖 ・秋田県由利本荘市沖（北側） 秋田県由利本荘市沖（南側） ・千葉県銚子市沖
供給価格上限額	36円/kWh ※調達価格	29円/kWh
資本費（接続費含む）	56.5万円/kW	51.2万円/kW
運転維持費	2.25万円/kW/年	1.84万円/kW/年
撤去費	資本費の5%	10.7万円/kW
設備利用率	30%	33.2%
IRR（税引前） <small>（法人税率の税引前の内部収益率）</small>	10%	10%
調達期間	20年間	20年間

出典：調達価格等算定委員会, 令和3年度以降の調達価格等に関する意見, 令和3年1月27日

2) 中小水力の推計方法の検討

① 推計フローの検討

中小水力の導入ポテンシャルの推計フローを下図に示す。

中小水力の賦存量は、すべての河川水路網上の合流点に設定した「仮想発電所」毎の発電出力を算定している。導入ポテンシャルは、賦存量マップから推計不可条件に該当するエリアを除外したものを導入ポテンシャルとして集計している。

過年度の事業性を考慮した導入ポテンシャルは、導入ポテンシャルの推計フローに導入モデルごとに事業性試算を行うステップを追加し、設定した IRR を満たすメッシュを抽出する方法である。今回の見直しにおいて、過年度の推計フローは変更しないこととした。

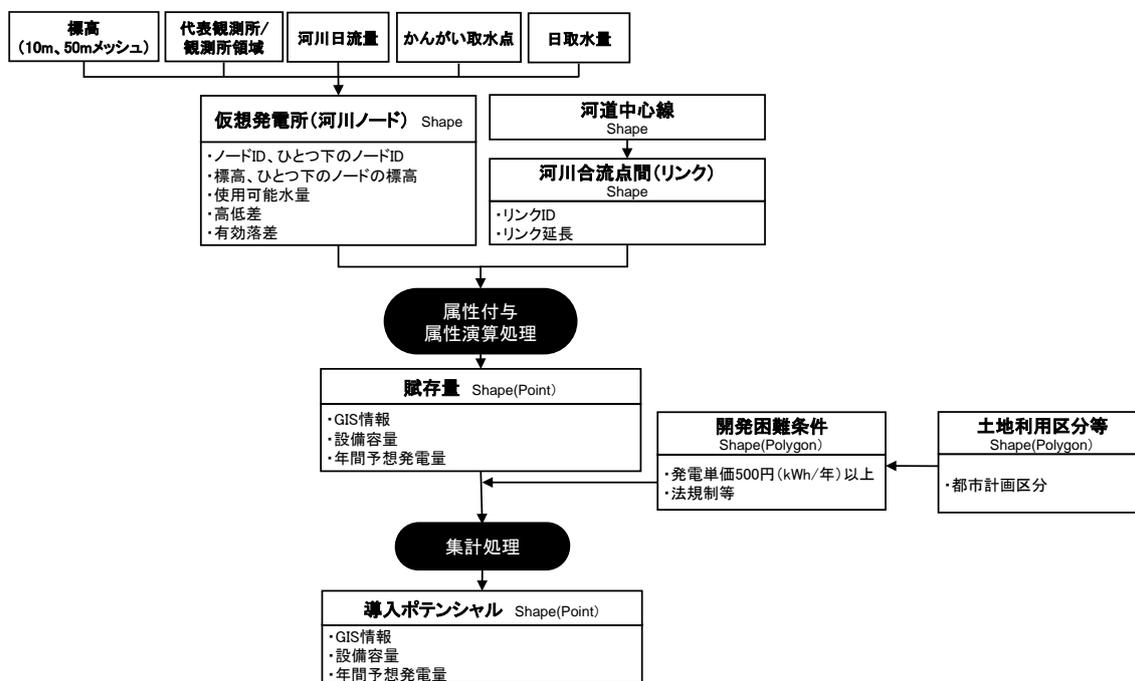


図 3.4-54 中小水力（河川部）の導入ポテンシャルの推計フロー

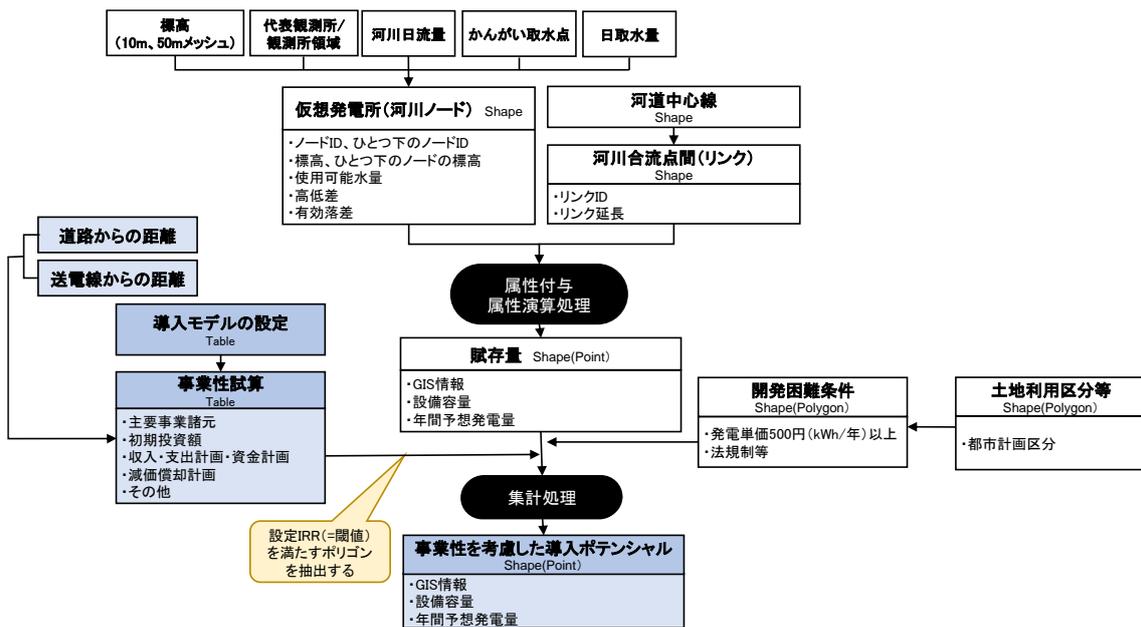


図 3.4-55 中小水力（河川部）の事業性を考慮した導入ポテンシャルの推計フロー

② 導入モデルの推計カテゴリーへの適用

(1) 設置形態の検討

導入ポテンシャルの推計カテゴリーに対応する形で2つの設置形態を設定した。

(2) 設備規模の検討

過年度推計では設備規模は当該地点の設備容量としており、導入モデルにおいて設備規模は設定しないこととした。

(3) 導入形態の検討

令和4年度のFIT/FIP制度・入札制の対象を見ると、50kW以上1,000kW未満の設備規模はFIT制度（地域活用要件あり）もFIP制度も選択可能であるが、当面はFIT制度の選択が主流になると想定した。

設備規模は当該地点の設備容量とするため地点により導入形態が異なるが、設備容量が1,000kW未満の地点の導入形態はFIT制度（地域活用要件あり）、1,000kW以上はFIP制度とした。

なお、中小水力発電に関する地域活用要件とは、自家消費型と地域一体型の2つがあり、それぞれの型における要件を以下に整理する。

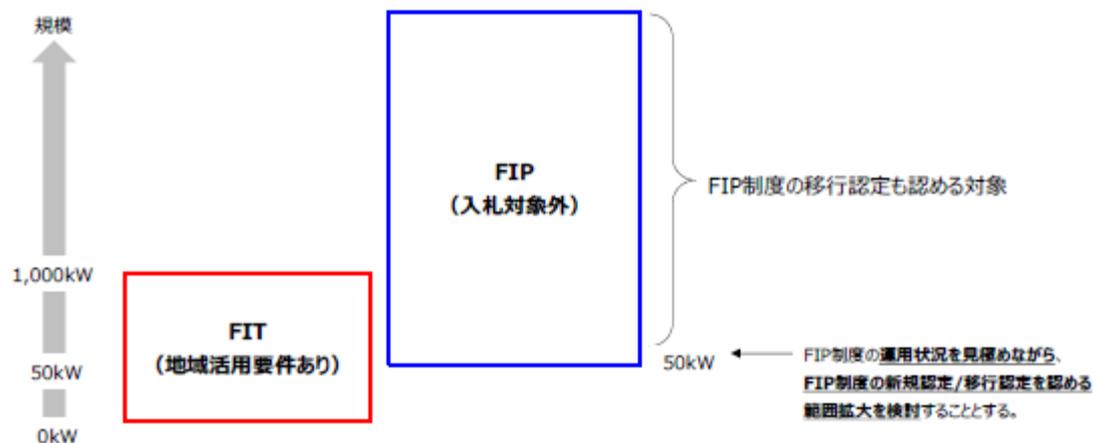


図 3.4-56 2022 年度における FIT/FIP 制度・入札制の対象（中小水力発電）

出典：調達価格等算定委員会, 令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見, 令和 3 年 1 月 27 日

< 中小水力発電に関する地域活用要件の型と要件の内容 >

■ 自家消費型（以下のいずれかの要件を満たすこと）

- ✓ 発電量の 3 割以上を自家消費するもの
- ✓ 発電された電力の 3 割以上が、再エネ電気特定卸供給先の小売電気事業者を通じて、当該発電設備が所在する都道府県内へ供給されるもの
- ✓ 再エネ発電設備により産出された熱を、常時利用する構造を有するもの。かつ、発電量の 1 割以上を自家消費するもの

■ 地域一体型

- ✓ 再エネ発電設備で発電された電気・産出された熱を災害時に活用することを、自治体の防災計画等に位置付けること
- ✓ 自治体が自ら事業を実施するもの、又は自治体が事業に直接出資するもの

上記(1)～(3)の検討結果を踏まえ、導入モデルの推計カテゴリーへの適用を下表に整理する。

表 3.4-110 導入ポテンシャルの新しいカテゴリーへの導入モデルの適用（中小水力）

導入ポテンシャルの推計カテゴリー	導入モデル	導入モデルの組み合わせ		
		設置形態	設備規模	導入形態
河川部	導入モデル①	河川	当該地点の設備容量とするため設定しない	1,000kW 未満：FIT 制度（地域活用要件あり）
農業用水路	導入モデル②	農業用水路		1,000kW 以上 FIP 制度

③ 事業性算定条件値の検討

風力発電と同様に、中小水力発電についても事業性試算条件の見直しは行わず、調達価格等算定委員会のデータを参照している箇所のみ最新情報に更新することとした。そのために、導入モデルごとに設定が必要な事業性試算条件と過年度推計で調達価格等算定委員会のデータを参照している箇所を整理した。整理した結果を表 3.4-111 に示す。

表 3.4-111 中小水力発電事業における事業性算定条件一覧

事業性試算条件		カテゴリー	河川部	農業用水路
大項目	小項目	導入モデル	①	②
		設置形態	河川	農業用水路
		設備規模	－（当該地点の設備容量とするため設定しない）	
		導入形態	1,000kW 以上：FIT 制度（地域活用要件あり） 1,000kW 以上：FIP 制度	
事業採算性基準	IRR	◎	◎	
主要事業諸元	設備規模	当該地点の設備容量		
	設備利用率	65%		
	稼働年数	（FIT 制度の買取期間と同様の 20 年間で統一）		
初期投資額	設備費	○	○	
	道路整備費	○	○	
	送電線敷設費	○	○	
	開業費	○	○	
収入計画	買取価格	◎	◎	
支出計画	運転維持費	○	○	
	撤去費用	○	○	

－：設定が不要な箇所

◎：設定が必要な箇所であつ過年度推計で調達価格等算定委員会のデータを参照している箇所

○：設定が必要な箇所だが、調達価格等算定委員会のデータを参照していない箇所

(1) 事業採算性基準（IRR）

調達価格等算定委員会「令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見」（令和 3 年 1 月 27 日）において、中小水力の IRR に関する更新情報がなかったため変更は行わず、過年度推計で設定した 7% とする。なお、IRR 7% は、環境省「平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」（平成 28 年 3 月）で設定された価格であり、その設定根拠となっている情報源は調達価格等算定委員会「平成 26 年度調達価格及び調達期間に関する意見」（平成 26 年 3 月 7 日）である。

表 3.4-112 中小水力の事業性算定条件の設定値（IRR）

事業性試算条件		カテゴリー	河川部	農業用水路
大項目	小項目	導入モデル	①	②
		設置形態	河川	農業用水路
		設備規模	－（当該地点の設備容量とするため設定しない）	
		導入形態	1,000kW 以上：FIT 制度（地域活用要件あり） 1,000kW 以上：FIP 制度	
事業採算性基準	IRR	7%	7%	

表 3.4-113 平成 26 年度調達価格及び調達期間についての委員長案

④既設導水路活用中小水力(注2):

	平成26年度(案)		
	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000kW以上 30,000kW未満
調達価格(税抜)	25円/kWh	21円/kWh	14円/kWh
資本費	50万円/kW	40万円/kW	42.5万円/kW
運転維持費	7.5万円/kW/年	6.9万円/kW/年	0.95万円/kW/年
IRR(税引前)	7%		
調達期間	20年		

(注2)既に設置している導水路を活用して、電気設備と水圧鉄管を更新するもの

出典：調達価格等算定委員会，平成 26 年度調達価格及び調達期間に関する意見，平成 26 年 3 月 7 日

(2) 買取価格

買取価格は、調達価格等算定委員会「令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見」（令和 3 年 1 月 27 日）に記載される令和 4 年度の FIT 調達価格及び FIP 制度の基準価格を参照した。

FIT 制度の場合、本来であれば初期投資額に「地域活用要件を具備する費用」が必要となるが、該当する費用に関する根拠情報がないため本推計では計上しないこととした。

FIP 制度の買取価格は、FIP 制度の開始当初は、FIP 基準価格を FIT 制度の調達価格と同じ水準にすることが決定していることから、FIP 制度の基準価格とした。

表 3.4-114 中小水力の事業性算定条件の設定値（買取価格）

事業性試算条件		カテゴリー	河川部	農業用水路
大項目	小項目	導入モデル	①	②
		設置形態	河川	農業用水路
		設備規模	－（当該地点の設備容量とするため設定しない）	
		導入形態	1,000kW 以上：FIT 制度（地域活用要件あり）/1,000kW 以上：FIP 制度	
収入計画	買取価格		200kW 未満（FIT 制度（地域活用要件あり））：34 円/kWh＋消費税 200kW～1,000 以上（地域活用要件あり）：29 円/kWh＋消費税 1,000kW～5,000kW 以上（FIP 制度）：27 円/kWh 5,000kW～30,000kW 未満（FIP 制度）：20 円/kWh	

表 3.4-115 令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

⑱水力（200kW未満）新設：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注11）	34円/kWh+消費税	34円/kWh+消費税	34円/kWh+消費税	34円/kWh+消費税
基準価格（注12）			34円/kWh	34円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

⑳水力（200kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注11）	25円/kWh+消費税	25円/kWh+消費税	25円/kWh+消費税	25円/kWh+消費税
基準価格（注12）			25円/kWh	25円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

㉑水力（200kW以上1,000kW未満）新設：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注11）	29円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税
基準価格			29円/kWh	29円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

㉒水力（200kW以上1,000kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注11）	21円/kWh+消費税	21円/kWh+消費税	21円/kWh+消費税	21円/kWh+消費税
基準価格			21円/kWh	21円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注11）2022年度・2023年度は地域活用要件あり。ただし、沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件を求めない。

（注12）2022年度は50kW以上。2023年度の交付対象区分等の下限は、来年度以降の本委員会で検討するため未定。

出典：調達価格等算定委員会、令和3年度以降の調達価格等に関する意見、令和3年1月27日

3) 地熱の推計方法の検討

① 推計フローの検討

地熱発電の導入ポテンシャルの推計フローを下図に示す。

地熱発電の賦存量は、地熱資源量密度分布図から技術的に利用可能な密度を持つグリッドを抽出し、それらの資源量密度を集計することにより算定している。導入ポテンシャルは、賦存量マップに推計除外条件を重ね合わせることで設備設置可能面積を抽出し、その地熱資源量を集計することで算定している。

過年度の事業性を考慮した導入ポテンシャルは、導入ポテンシャルの推計フローに導入モデルごとに事業性試算を行うステップを追加し、設定した IRR を満たすグリッドを抽出する方法である。今回の見直しにおいて、過年度の推計フローは変更しないこととした。

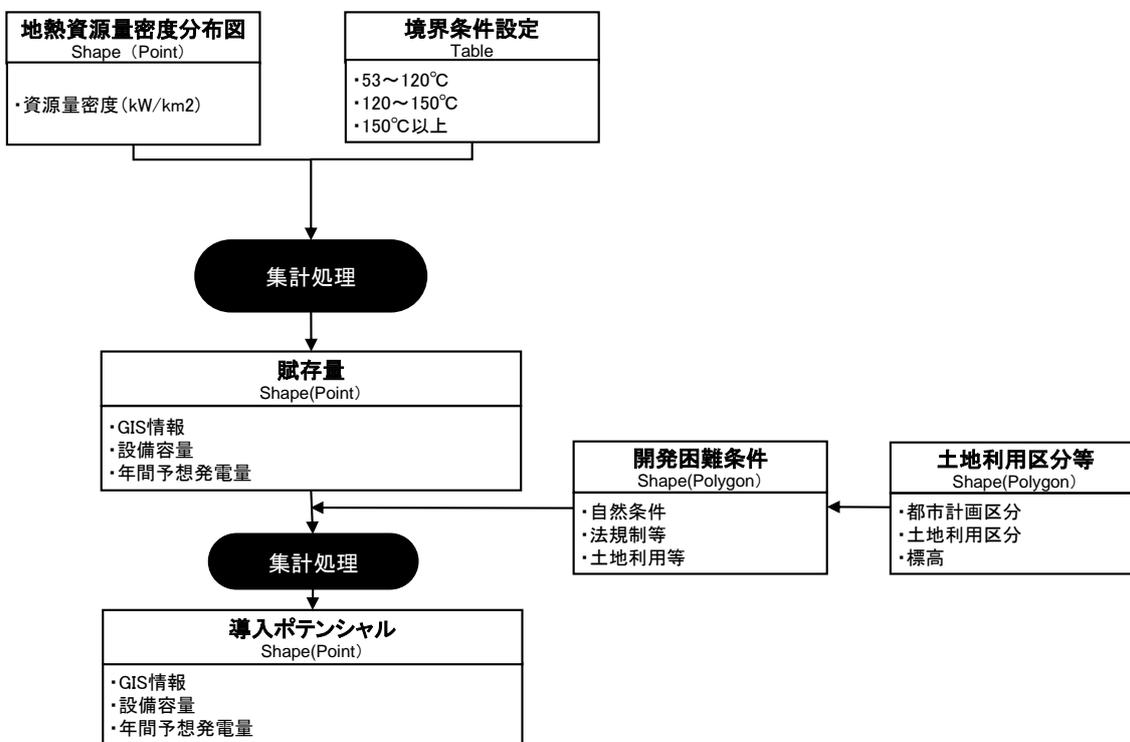


図 3.4-57 地熱の導入ポテンシャルの推計フロー

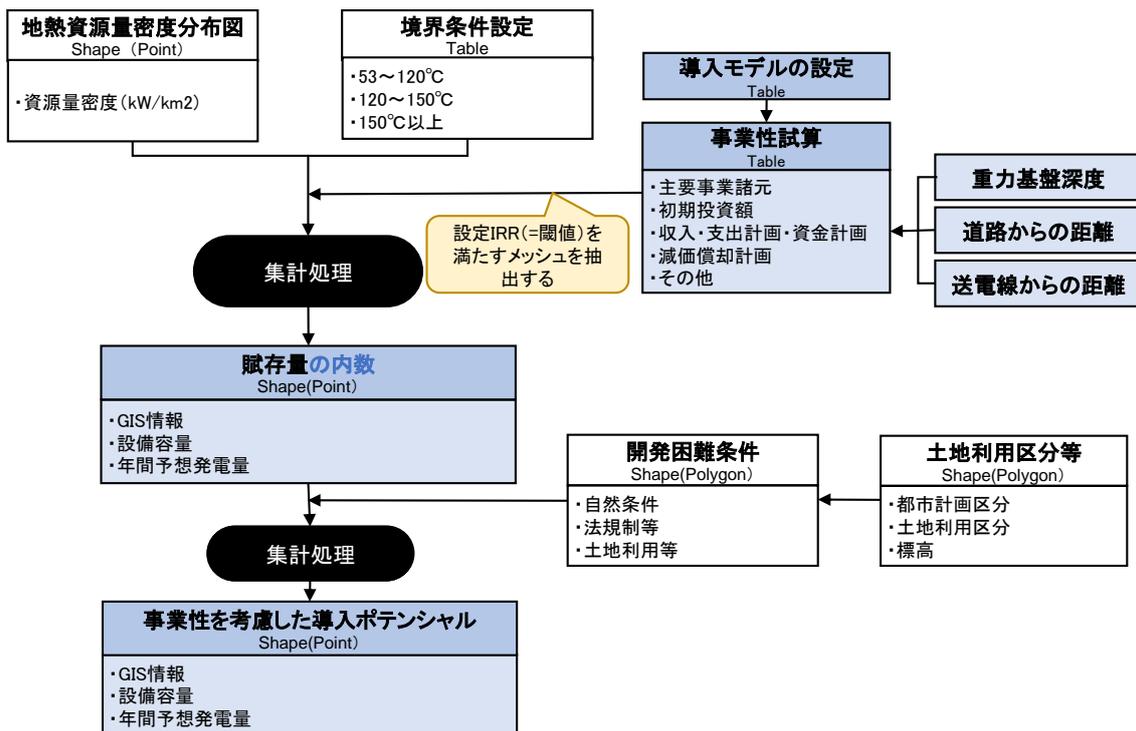


図 3.4-58 地熱の事業性を考慮した導入ポテンシャルの推計フロー

② 導入モデルの推計カテゴリーへの適用

(1) 設置形態の検討

導入ポテンシャルの推計カテゴリーに対応する形で4つの設置形態を設定した。

(2) 設備規模の検討

過年度推計では設備規模は当該地点の設備容量としており、導入モデルにおいて設備規模は設定しないこととした。

(3) 導入形態の検討

令和4年度のFIT/FIP制度・入札制の対象を見ると、50kW以上1,000kW未満の設備規模はFIT制度（地域活用要件あり）もFIP制度も選択可能であるが、当面はFIT制度の選択が主流になると想定した。

設備規模は当該地点の設備容量とするため地点により導入形態が異なるが、設備容量が1,000kW未満の地点の導入形態はFIT制度（地域活用要件あり）、1,000kW以上はFIP制度とした。

なお、地熱発電に関する地域活用要件とは、中小水力発電と同様の内容である。

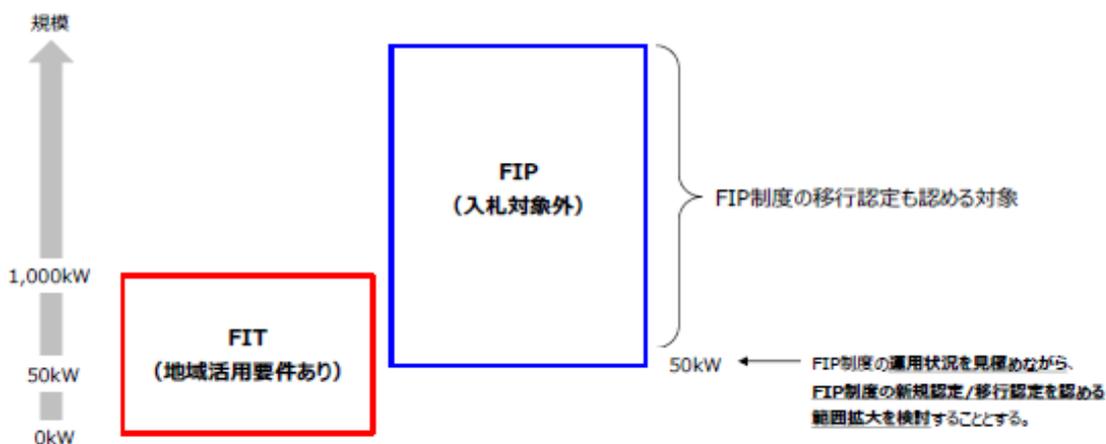


図 3.4-59 2022 年度・2023 年度における FIT/FIP 制度・入札制の対象（地熱発電）

出典：調達価格等算定委員会, 令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見, 令和 3 年 1 月 27 日

上記(1)～(3)の検討結果を踏まえ、導入モデルの推計カテゴリーへの適用を下表に整理する。

表 3.4-116 導入ポテンシャルの新しいカテゴリーへの導入モデルの適用（地熱発電）

導入ポテンシャルの推計カテゴリー		導入モデル	導入モデルの組み合わせ		
			設置形態	設備規模	導入形態
熱水資源開発	53～120℃	導入モデル①	低温バイナリー発電	当該地点の設備容量とするため設定しない	1,000kW 未満：FIT 制度（地域活用要件あり）
	120～150℃	導入モデル②	バイナリー発電		
	150℃以上	導入モデル③	蒸気フラッシュ発電		
温泉発電		導入モデル④	温泉発電		1,000kW 以上 FIP 制度

③ 事業性算定条件値の検討

風力発電と同様に、地熱発電についても事業性試算条件の見直しは行わず、調達価格等算定委員会のデータを参照している箇所のみ最新情報に更新することとした。そのために、導入モデルごとに設定が必要な事業性試算条件と過年度推計で調達価格等算定委員会のデータを参照している箇所を整理した。整理した結果を表 3.4-117 に示す。

表 3.4-117 地熱発電事業における事業性算定条件一覧

事業性試算条件		カテゴリー	熱水資源開発			温泉発電
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④
		設置形態	低温バイナリー発電	バイナリー発電	蒸気フラッシュ発電	温泉発電
		設備規模	－（当該地点の設備容量とするため設定しない）			
		導入形態	1,000kW以上：FIT制度（地域活用要件あり）/1,000kW以上：FIP制度			
事業採算性基準	IRR	◎	◎	◎	◎	
主要事業諸元	設備規模	（当該地点の設備容量と同等）				
	設備利用率	（設備規模に応じて設定）			90%	
	稼働年数	（FIT制度の買取期間と同様の15年間で統一）				
初期投資額	設備費	○	○	○	○	
	道路整備費	○	○	○	－	
	送電線敷設費	○	○	○	○	
	配湯管	－	－	－	○	
収入計画	買取価格	◎	◎	◎	◎	
支出計画	人件費	○	○	○	○	
	修繕費	○	○	○	○	
	諸経費等	○	○	○	○	
	撤去費用	○	○	○	－	

－：設定が不要な箇所

◎：設定が必要な箇所ですがかつ過年度推計で調達価格等算定委員会のデータを参照している箇所

○：設定が必要な箇所だが、調達価格等算定委員会のデータを参照していない箇所

(1) 事業採算性基準（IRR）

調達価格等算定委員会「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」（令和3年1月27日）において、中小水力のIRRに関する更新情報がなかったため変更は行わず、過年度推計で設定した13%とする。なお、IRR13%は、環境省「平成27年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」（平成28年3月）で設定された価格であり、その設定根拠となっている情報源は調達価格等算定委員会「平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見」（平成24年4月27日）である。

表 3.4-118 地熱の事業性算定条件の設定値（IRR）

事業性試算条件		カテゴリー	熱水資源開発			温泉発電
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④
		設置形態	低温バイナリー発電	バイナリー発電	蒸気フラッシュ発電	温泉発電
		設備規模	－（当該地点の設備容量とするため設定しない）			
		導入形態	1,000kW以上：FIT制度（地域活用要件あり）/1,000kW以上：FIP制度			
事業採算性基準	IRR	13%	13%	13%	13%	

表 3.4-119 平成 24 年度の調達価格及び調達期間についての委員会案

電源		太陽光		風力		地熱		中小水力		
調達区分		10kW以上	10kW未満 (余剰買取)	20kW以上	20kW未満	1.5万kW以上	1.5万kW未満	1,000kW以上 30,000kW未満	200kW以上 1,000kW未満	200kW未満
費用	建設費	32.5万円/kW	46.6万円/kW	30万円/kW	125万円/kW	79万円/kW	123万円/kW	85万円/kW	80万円/kW	100万円/kW
	運転維持費 (1年当たり)	10千円/kW	4.7千円/kW	6.0千円/kW	-	33千円/kW	48千円/kW	9.5千円/kW	69千円/kW	75千円/kW
IRR		税前6%	税前3.2% (*1)	税前8%	税前1.8%	税前13% (*2)		税前7%	税前7%	
調達価格 1kWh当たり	税込 (*3)	42.00円	42円 (*1)	23.10円	57.75円	27.30円	42.00円	25.20円	30.45円	35.70円
	税抜	40円	42円	22円	55円	26円	40円	24円	29円	34円
調達期間		20年	10年	20年	20年	15年	15年	20年		

出典：調達価格等算定委員会、平成 24 年度調達価格及び調達期間に関する意見、平成 24 年 4 月 27 日

(2) 買取価格

買取価格は、調達価格等算定委員会「令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見」（令和 3 年 1 月 27 日）に記載される令和 4 年度の FIT 調達価格及び FIP 制度の基準価格を参照した。

FIT 制度の場合、本来であれば初期投資額に「地域活用要件を具備する費用」が必要となるが、該当する費用に関する根拠情報がないため本推計では計上しないこととした。

FIP 制度の買取価格は、FIP 制度の開始当初は、FIP 基準価格を FIT 制度の調達価格と同じ水準にすることが決定していることから、FIP 制度の基準価格とした。

表 3.4-120 地熱の事業性算定条件の設定値（買取価格）

事業性試算条件		カテゴリー	熱水資源開発			温泉発電
大項目	小項目	導入モデル	①	②	③	④
		設置形態	低温バイナリー発電	バイナリー発電	蒸気フラッシュ発電	温泉発電
		設備規模	—（当該地点の設備容量とするため設定しない）			
		導入形態	1,000kW 以上：FIT 制度（地域活用要件あり）/1,000kW 以上：FIP 制度			
収入計画	買取価格	1,000kW 未満（FIT 制度（地域活用要件あり））：40円/kWh＋消費税 1,000kW～15,000kW 未満（FIP 制度）：40円/kWh 15,000kW 以上（FIP 制度）：26円/kWh				

表 3.4-121 令和 3 年度以降（2021 年度以降）の調達価格等について

⑬地熱発電（15,000kW未満）新設：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注9）	40円/kWh＋消費税	40円/kWh＋消費税	40円/kWh＋消費税	40円/kWh＋消費税
基準価格（注10）			40円/kWh	40円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑭地熱発電（15,000kW以上）新設：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	26円/kWh＋消費税	26円/kWh＋消費税		
基準価格			26円/kWh	26円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

※ 2022年度・2023年度について、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（調達価格は26円/kWh＋消費税）。

出典：調達価格等算定委員会、令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見、令和 3 年 1 月 27 日