

小売事業者の FIP 電源活用拡大による再エネ導入拡大に関する提言

一般社団法人 再エネ推進新電力協議会 (REAP)

2022 年 4 月に FIP 制度が導入され、再エネ電源についても市場統合を図ることで、再生可能エネルギー電源を市場や相対卸供給と言った利用が可能になりました。弊協議会においては、再エネ電源の活用を推進することを旨とする小売事業者を会員に対して、FIP 制度を利用した再エネ電力供給、およびそれによる電源立地地域との共生を図ることを目指しております。2023 年 10 月 3 日に弊協会より「FIP 制度の更なる活用促進に向けた制度設計改善に関する意見書」を提出させていただいておりますが、この度改めて FIP 制度に基づく再エネ導入拡大を促進をしていくために以下の通り制度提言をさせていただくこととしました。

1. FIP 制度における小売事業者の役割と課題

FIP 制度下においては、これまでの国による固定価格買取と異なり、発電事業者は自ら売電先の確保が必要となります。その方法として、発電事業者はアグリゲーターを介して市場への売電をしつつ FIP を受け取る、あるいは小売事業者との長期相対契約の締結を行う必要があります。ファイナンスの成立には安定的な買取価格が前提となるため、小売との長期相対契約が有効であり、小売事業者が発電事業者と基準価格以上の固定価格での長期相対契約 (PPA) を締結し、FIP を受け取ることで価格変動リスクを負うスキームを構築する必要があります。このように、FIP 制度以降は小売を含めた電力売電のスキームの成立が再エネ導入拡大の要件となります。しかし、弊協議会に加盟する再エネ系新電力 46 社のうち、FIP 制度を利用した再エネ調達を実施している会社は数社にとどまっているのが現状です。この要因として、①プレミアム算定根拠が複雑で小売単価に反映させるににくいこと、②非化石価値購入コストが FIT 証書よりも高くなること、③balancingコストにbalancingグループの運営に必要なコストが含まれておらず、コスト回収ができなくなる可能性があること、などにより FIP 電源との PPA 締結に踏み切りにくいとの意見があります。

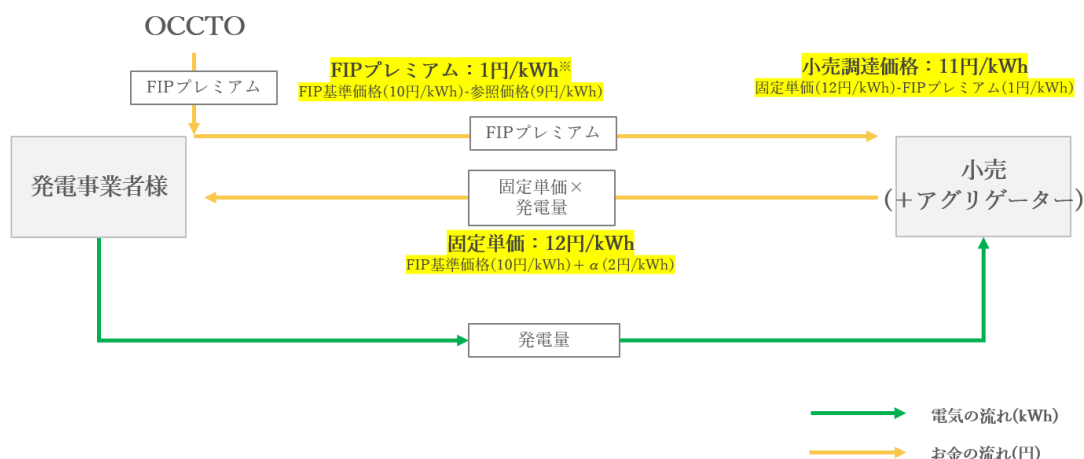
2. 制度提言

上記課題を踏まえて以下の通り提言をさせていただきます。

① 参照価格における前年度参照の見直し

現在の FIP 制度の活用形態として、小売事業者がプレミアムを受領して収益変動リスクをとり、発電事業者には小売事業者が基準価格 + α を固定収入として支払うスキームが主流の一つです (図 1)。これにより、発電事業者はbankabilityを確保することが可能になります。また、本スキームでは小売事業者はこの収益変動リスク、すなわち参照価格に含まれる市場価格変動リスクの一部ないしは全部を需要家に転嫁することが一般的です。

図1 現在主流のFIP活用スキーム（基準価格＝10円/kWh、参照価格＝9円/kWh、 α ＝2円/kWhの例）



※バランシングコストおよび非化石価値相当額は省略

さて、現行のFIP制度では、参照価格の算定において、当年度月間平均だけではなく、前年度年間平均および前年度月間平均を参照する形となっています。これにより、前年同月の市場が高騰した月はプレミアムが高額に、その逆はプレミアムが少額となる構造になっています。小売事業者がプレミアム分を含めた調達価格のボラティリティを需要家に転嫁する料金形態をとっている場合、需要家に対する料金の説明が非常に複雑となります。

一方、参照価格における市場価格＝当年度月間平均とすれば、電気料金が市場価格の当月平均に連動することとなるため、需要家への説明が容易になります。

FIP制度のさらなる普及のためには、需要家に対する説明のしやすさも一つの重要な要因と考えており、参照価格における市場価格を当年度月間平均とすることを提言します。

② プレミアム単価から差し引く非化石価値相当額の見直し（昨年度から再掲）

FIP制度では、プレミアム価格算出に非化石価値を減じています。その際の非化石価値市場のうち「高度化法義務達成市場」を参照されています。小売事業者が需要家に販売する際の再エネ価値は「再エネ価値取引市場」によっているため、現状の下限価格の差分である0.2円/kWhが回収できないこととなります。そこで、少なくともFITからの移行分については、差し引く非化石価値相当額をFIT非化石証書の売買市場である「再エネ価値取引市場」の価格とすることを提言します。

③ プレミアムに含まれるバランシングコストの見直し

現行のFIP制度ではプレミアムに含まれるバランシングコストは、運転開始年度を1.0円/kWhとしつつ段階的に経過措置相当額を引き下げ、インバランスリスク単価まで低減させることとしています。このため、長期的なコスト回収の見込みが立たないことが、バランシングを担うアグリゲーター参入障壁の一因となっています。

バランシンググループの運営においては、発電量予測や計画提出といったオペレーションコストも発生します。FIT特例①や特例③ではバランシンググループの運営をそれぞれ小売電気事業者/送配電事業者が行う制度であるため、FIT特例①や特例③からFIPに移行する場合はバランシンググループを運営するアグリゲーター等への追加の支払いコストが発生します。

よって、FITからFIPへの移行を促進するために、バランシングコストはインバランスリスク単価や経過措置相当額に加え、オペレーションコストも加味した額を設定することが妥当と考えます。従って、FITからFIP移行するものに関しては段階的な経過措置相当額を引き下げる措置を行わないことでFIP移行促進が期待できると考えます。

また、再エネの電源種により、インバランスリスクは異なります。特に風車に関しては、他の電源種と比較してインバランスが高く、そのリスクを配慮することが望ましいと考えます。

④ 添付資料

2023 年 10 月 3 日 REAP「FIP 制度の更なる活用促進に向けた制度設計改善に関する意見書」

以上