

太陽光発電の大量導入 及び 「電力市場への統合」に向けた視点での課題

ニッポンのすべての屋根に太陽光発電を！



2022年3月25日
一般社団法人 太陽光発電協会 (JPEA)

目次

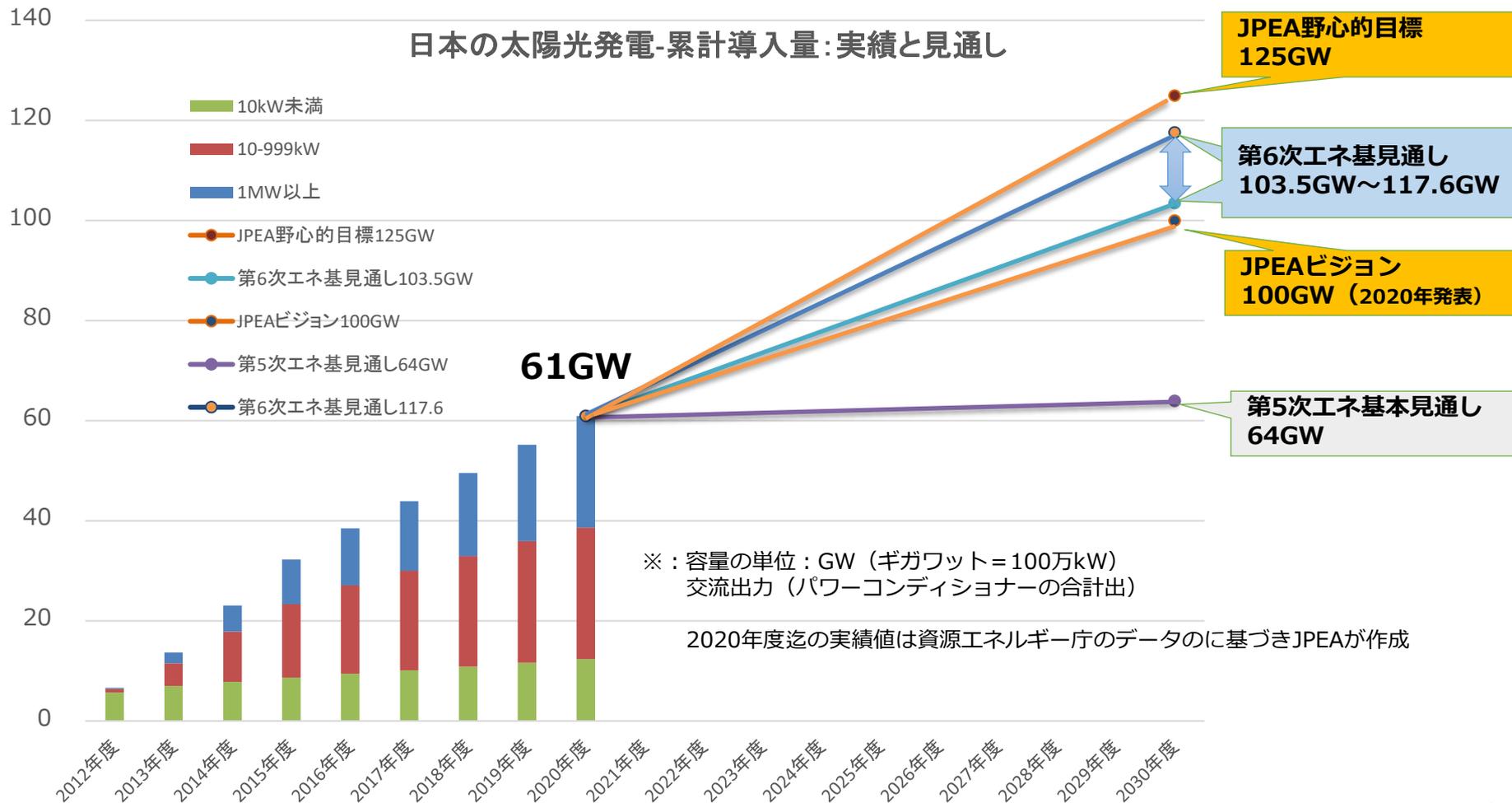
- 1. 太陽光発電の国内導入見通し**
2. 時間前市場及びスポット市場における課題
3. 需給調整市場における再エネの役割
4. 先物市場のニーズ

2030年46%削減に向けた太陽光発電の導入量（累計）見通し



- 2020年度末の累計導入量は約**61GW**（電源構成の7～8%）
- **第6次エネルギー基本計画**における2030年度末の見通しは**103.5～117.6GW**（電源構成の14～16%）と、**第5次エネ基の64GW**から大幅に上方修正。
- JPEAにおいても従来の2030年ビジョンの100GWから新たな**野心的目標125GW**を設定

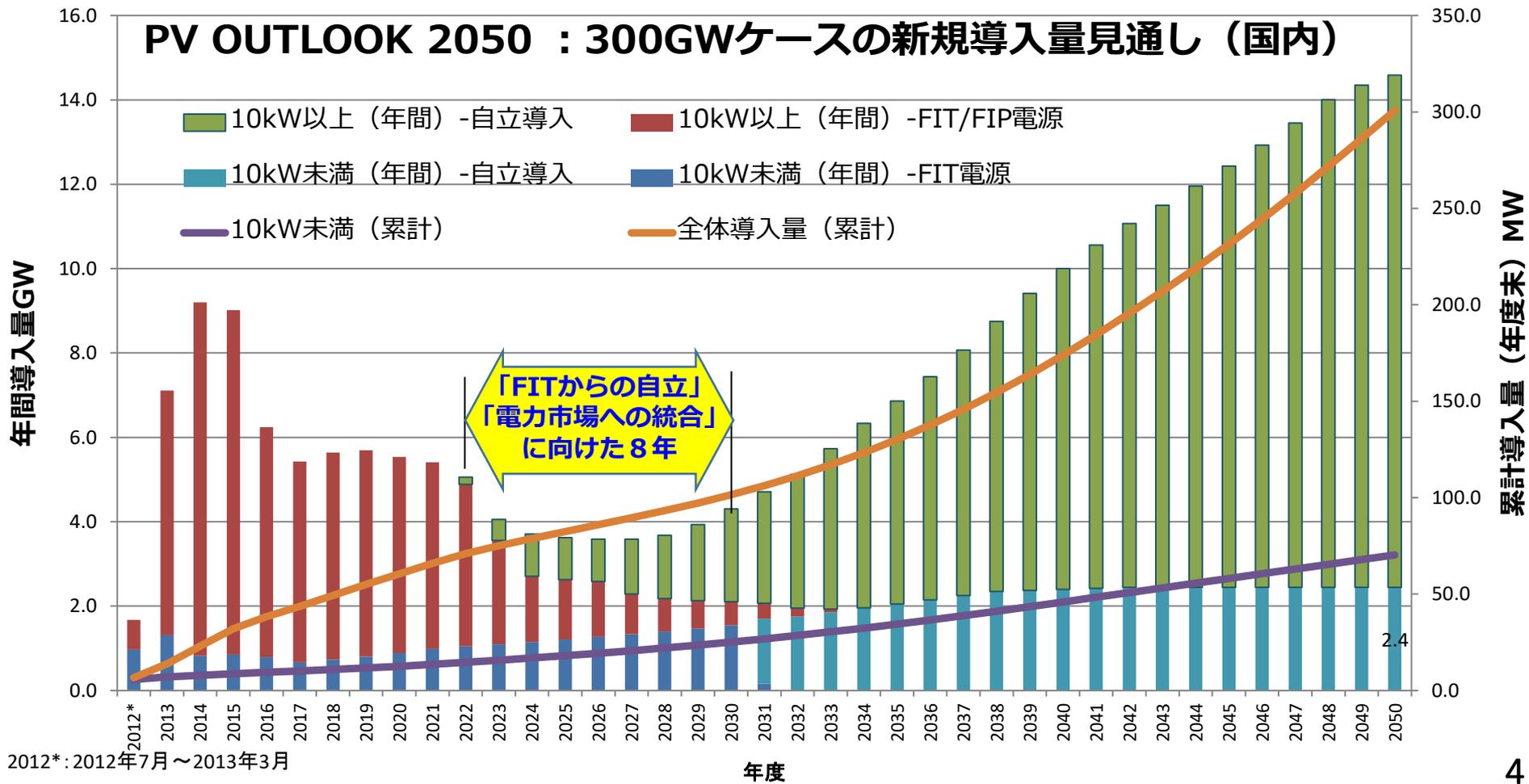
いずれにせよ、**2030年迄に2020年実績の2倍程度**に増やすことが求められている



JPEAのビジョン：PV OUTLOOK 2050では300GWの導入目標

- 2050年の太陽光発電300GW_{AC}の導入目標はGHG 80%削減を前提にJPEAが策定（2020年）。
- 2030年頃までに「FITからの自立」と「電力市場への統合」をどうやって実現するかがこれからの最大の課題。

300GW_{AC} (=3億kW)は現状の太陽光導入量の約5倍



目次

1. 太陽光発電の国内導入見通し
2. **スポット市場及び時間前市場における課題**
 - 2-1. 時間前市場の活性化の必要性
 - 2-2. 需給断面により近いタイミングでの「市場取引」と「需給運用」
 - 2-3. 全体最適の実現に向けた行動変容を促す適切で効果的な「価格シグナル」の在り方
 - 2-4. 中長期的視点での方向性について
3. 需給調整市場における再エネの役割
4. 先物市場のニーズ

2-1. 時間前市場の活性化の必要性

- 2022年4月から、FIP制度が開始される。新規認定案件のみならず、既存のFIT電源もFIPへの移行が可能となるが、「電力市場への統合」に加え「**三次調整力②**の必要量低減」を進めるためにも、FITからFIPへの移行を推進したいところ。
- FIP制度においては、発電事業者やアグリゲーターが卸電力市場にて直接取引を行うことになり、FIT制度では免除されていた計画値同時同量のインバンスリスクを負うことになる。
- また、10kW未満の卒FIT太陽光や、コーポレートPPA等の非FIT事業モデルが急速に増えつつあり、これらの非FIT電源についてもインバンスリスクへの対応が求められる。
- とりわけ、実需給断面に近づけば近づく程、発電量の予測誤差が小さくなる太陽光発電にとって、**インバンスリスクの最小化には「時間前市場」の活用が重要な手段**となる。
- しかしながら、現状における「時間前市場」は、スポット市場の50分の1にも満たない約定量しかなく、インバンス回避の手段としては今のところ期待できない。



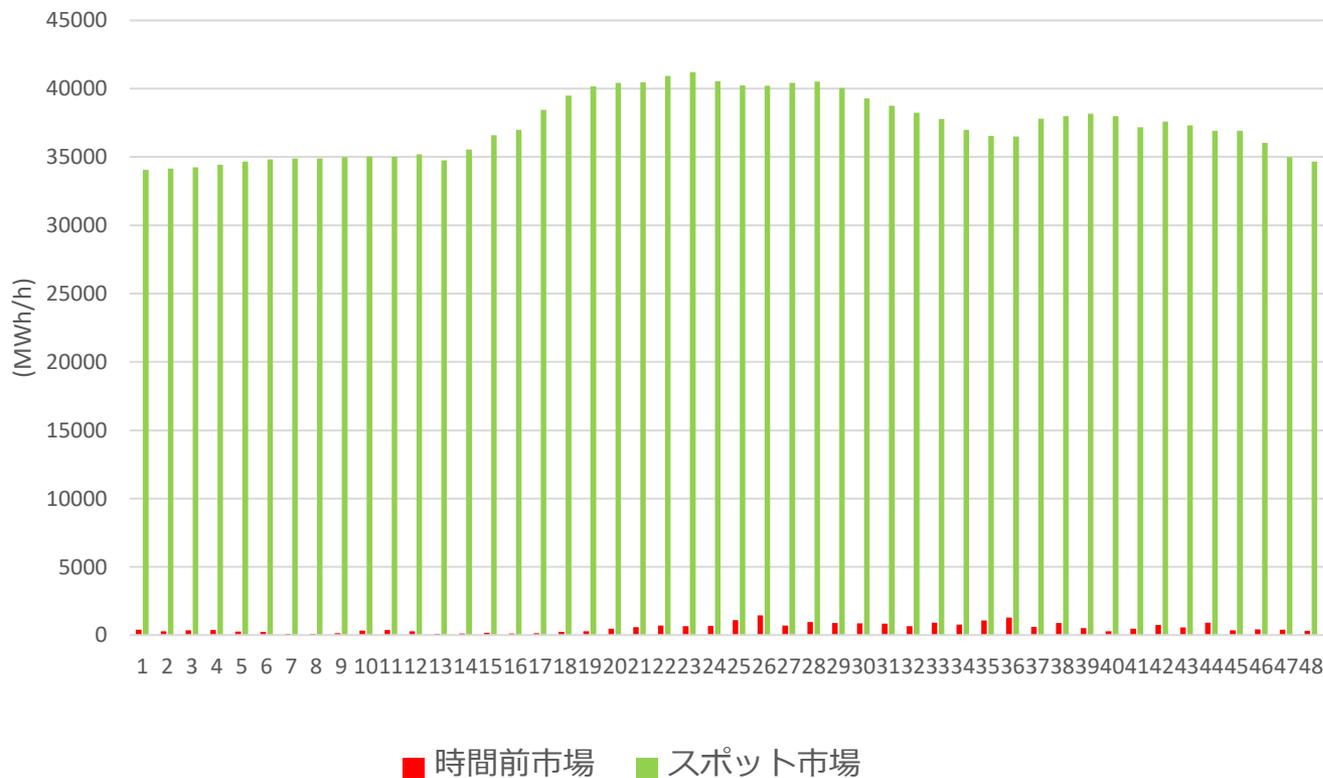
「時間前市場」の活性化が喫緊の課題

- **時間前市場**の活性化に関しては、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合にて議論がなされ、シングルプライスオークション（SPA）の導入や**三次調整力②**とのあり方を含め、具体的な検討が進められていると認識。資源エネルギー殿、並びにOCCTO殿との連携により、検討の加速化を是非お願いしたい。
- 三次調整力②は「FIT特例制度②」の予測誤差対応にも活用されていると認識しているが、「時間前市場」での売買にて対応することも検討の価値があるのではないか。
- 中長期的視点では、kWh市場とΔkW市場を統合したPJMのプール制等も解決策の候補に成り得るのではないか。（後述2-4参照）

「時間前市場」の約定量は、「スポット市場」に比べ50分の1にも満たない

スポット市場と時間前市場の約定量

2022年3月2日受渡分



2-2. 需給断面により近いタイミングでの市場取引と需給運用の必要性

- FIP制度或いは非FITモデルにて「**電力市場への統合**」を目指す太陽光発電事業者にとっては、**需給断面により近いタイミングでの市場取引と需給運用が可能となる**ことが望ましい。理由は、需給断面に近いほど発電量予測の誤差が小さくなるため、より高い精度での計画値が設定可能となり、また需給断面に近いタイミングでの市場取引によりインバランスの発生を最小化できるからである。
- その一つが前述の「時間前市場」の活性化であるが、その他に以下の2つが考えられる。
 - ① **スポット市場入札タイミングの後ろ倒し**：現行の前日10時の入札締切りを、例えば12時等に後ろ倒しにすることで、より需給断面に近づける。
 - ② **ゲートクローズ（GC）の後ろ倒し**：現状ではGCは需給断面の1時間前がであるが、例えば30分前等、より需給断面に近づける。
- 上記①が実現できれば、発電量の予測誤差が小さくなるため、三次調整力②の必要量を減らせる可能性があるのではないか。
- 上記②が実現できれば、各バランスング・グループ（BG）による市場取引に基づく需給調整の余地が高まり、全体としてのインバランス発生量が減る方向に向かうのではないか。
- 一方、上記①、②により、TSOやBGの負担が増えたり、システム改修が必要になる等のネガティブな影響の可能性もあるため、慎重な検討を要するのではないか。



需給断面により近いタイミングでの市場取引と
需給運用の可能性をご検討願いたい

2-3. 全体最適の実現に向けた行動変容を促す適正で効果的な「価格シグナル」の在り方

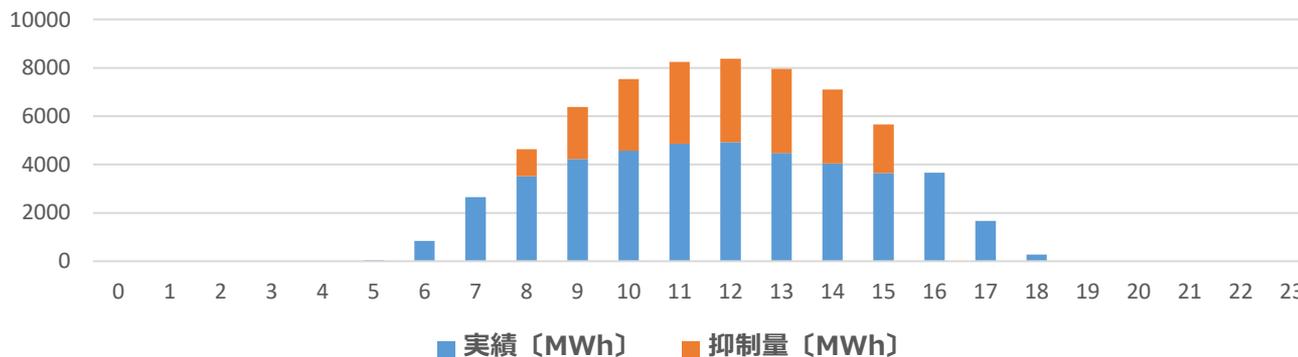
- 昼に発電する太陽光発電の普及拡大は、昼の時間帯の需給バランスに影響を及ぼし、九州エリアにおいては出力抑制が発生している。
- 今後、太陽光発電の導入が全国で進み、九州エリア以外においても出力抑制が発生することが想定されている。
- 出力抑制が発生しているエリア・時間帯においては、スポット市場のエリアプライスが0.01円/kWhに低下し、**価格シグナル**として市場参加者に認識される。
- このような、**価格シグナル**が市場参加者や需要家の行動変容を促し、太陽光の余剰電力がより活用され、結果的に出力抑制が減ることで全体最適が実現すると期待される。
- しかしながら、九州エリアにおいても、需要側の行動変容は一部に留まっており、必ずしも**価格シグナル**が効果的に働いていない可能性がある。
- もしそうであれば、**価格シグナル**が需要家の行動変容等に効果的に働いていない理由、並びに**マイナス**を許容しないスポット価格に問題が無いのかを含め整理してはどうか。
- 仮に、**マイナスのスポット卸価格**を許容した場合、需要側を含む行動変容がより効果的に喚起され、またFIP及び非FITの再エネが自主的に出力を抑制することになり、TSOの指令による太陽光の余剰電力の出力抑制が効果的に減少するのではないか。



出力抑制が発生している時間帯の**卸スポット価格がマイナス**となることを許容する場合の効果とデメリットを検討してみてもどうか

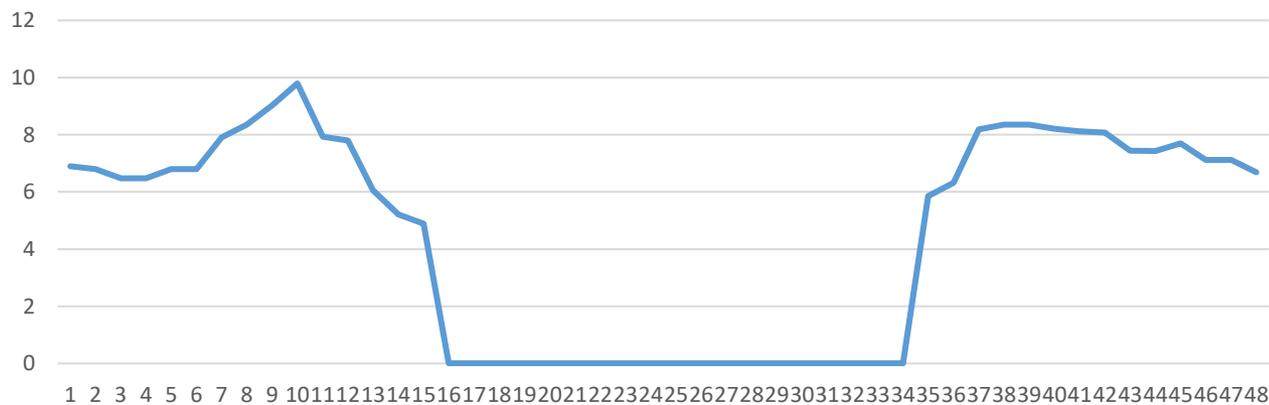
九州エリア 太陽光発電量&抑制量

2021年5月3日



九州エリアスポット価格

2021年5月3日



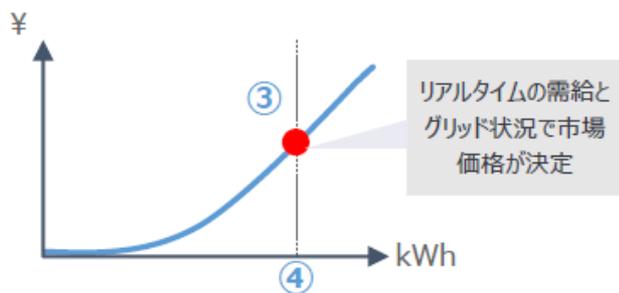
- 「時間前市場の活性化の必要性」並びに「需給断面により近いタイミングでの市場取引と需給運用の必要性」については、前述の2-1と2-2にて示した通りであるが、2030年頃とその先の中長期的視点で見た場合、前回、東京ガス殿が提起された**kWh市場と Δ kW市場を統合した市場を基本としたPJMのプール制等も抜本的な解決策の候補に成り得るのではないか。**

参考：第2回の本勉強会で東京ガス殿が発表された資料（11ページ）から抜粋

- PJMの事例も踏まえ、課題の解決策として以下が一例として考えられる。

● 解決に資する仕組みの一例

① kWh市場 (ΔkWを同時調達) ②



① 系統運用者が市場運営

(系統運用機能と市場運営機能を統合)

② kWh市場と Δ kW市場を統合し、供給力・調整力を最適調達

③ 系統運用者が同時同量を担保

④ 小売電気事業者はkWhの検針実績に応じて費用負担

目次

1. 太陽光発電の国内導入見通し
2. スポット市場及び時間前市場における課題
- 3. 需給調整市場における再エネの役割**
4. 先物市場のニーズ

3. 需給調整市場における再エネの役割

- 現行の需給調整市場は、火力や揚水等を主力調整力として設計されており、必ずしも再エネや蓄電池等を対象とした商品設計にはなっていないと理解。
- 今後、再エネの大量導入が進み、電源構成に占める割合が3割或いは4割を超えて来ることを想定すれば、再エネ自らが調整力を発揮し、需給調整市場において一定の役割を果たすことが、電力システムの全体最適化とコスト効率化には不可欠と考える。
- また、4月からは、FIP制度で導入される再エネの調整力や蓄電池と組み合わせた調整力を「需給調整市場」に提供することを目指す事業者が現れる可能性も否定できない。



需給調整市場において、再エネや蓄電池等の特性を踏まえた商品を加えることの検討を始めるべき時に来ているのではないかと

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

目次

1. 太陽光発電の国内導入見通し
2. スポット市場及び時間前市場における課題
3. 需給調整市場における再エネの役割
4. **先物市場のニーズ**

4. 先物市場のニーズ

- 初期費用がコストの太宗を占める太陽光発電においては、売電収入の固定化は、事業リスクのヘッジに成り得る。
- 今後、コーポレートPPA等、非FIT・非FIPの事業モデルの普及拡大が期待されているが、こういった事業モデルを推進する事業者にとっては、売電収入の固定化によるリスクヘッジという目的で、先物市場を活用するニーズは出てくるものと考えられる。