

再エネ予測精度向上に向けた取り組みについて

2019年4月19日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 国の審議会において「再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担」について以下の整理がなされた。
 - ✓ 「一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、これに対応するための調整力の確保にかかる費用について、その負担の在り方を検討する必要がある」
 - ✓ 「再エネ予測誤差に対応する調整力を確保するための費用については、2021年以降は、需給調整市場で実際に調達された三次調整力②の ΔkW の確保にかかる費用を基に算定することができるのではないか」
 - ✓ 「生じざるを得ない相応の予測誤差とその調整力の確保にかかる費用が残る場合には、FIT交付金を活用して負担することについて検討してはどうか」
- これらを踏まえて本日は、三次調整力②の ΔkW を低減するため、一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかを広域機関が監視・確認する仕組みについて検討したので、ご議論いただきたい。

再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担について

86

- 一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、これに対応するための調整力の確保にかかる費用について、その負担の在り方を検討する必要がある。
- 三次調整力②については、2021年目途に創設される需給調整市場において調達を開始される。このため、再エネ予測誤差に対応する調整力を確保するための費用については、2021年以降は、需給調整市場で実際に調達された三次調整力②の Δ kWの確保にかかる費用を基に算定することができるのではないか。
※ 調達実績を集計できるまでの間は、暫定的に、今般示されたような三次調整力②の Δ kW相当の調整力を確保するための費用の試算を基に算定することもあり得る。
- また、これらの費用は、FIT特例制度に起因して必要となっていること、更にはFIT特例制度により生じるインバランスリスク (kWh) は既にFIT交付金で手当していることも踏まえ、生じざるを得ない相応の予測誤差とその調整力の確保にかかる費用が残る場合には、FIT交付金を活用して負担することについて検討してはどうか。
- ただし、その際は、現行のインバランスリスク料の考え方と同様、かかる費用を自動的に全て補填するのではなく、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働く仕組みにする必要があるのではないか。
- こうした方策について、今後行われるFIT法の抜本見直しも見据え、2020年度を目途に具体化できるよう検討を進めることとしてはどうか。

今後の進め方

- FIT特例制度①に加え、今後、送配電買取によるFIT特例制度③（一般送配電事業者が自らBGを組成）が増加していくことを踏まえ、引き続き予測誤差の改善に向けた取組を進める必要がある。
- 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会においては、一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、電力広域的運営推進機関が監視・確認することとされたところ。
- このため、再エネ予測誤差の削減に向けた一般送配電事業者の再エネ予測誤差改善の詳細については、電力広域的運営推進機関から次回以降の本委員会において報告いただくこととしてはどうか。

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2次)抜粋

Ⅲ-2. 適切な調整力の確保

3. 目指すべき自然変動再エネの出力調整の在り方

(2)再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担

(中略)

一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、これに対応するための調整力の確保にかかる費用について、その負担の在り方を検討する必要がある。

(中略)

【アクションプラン】

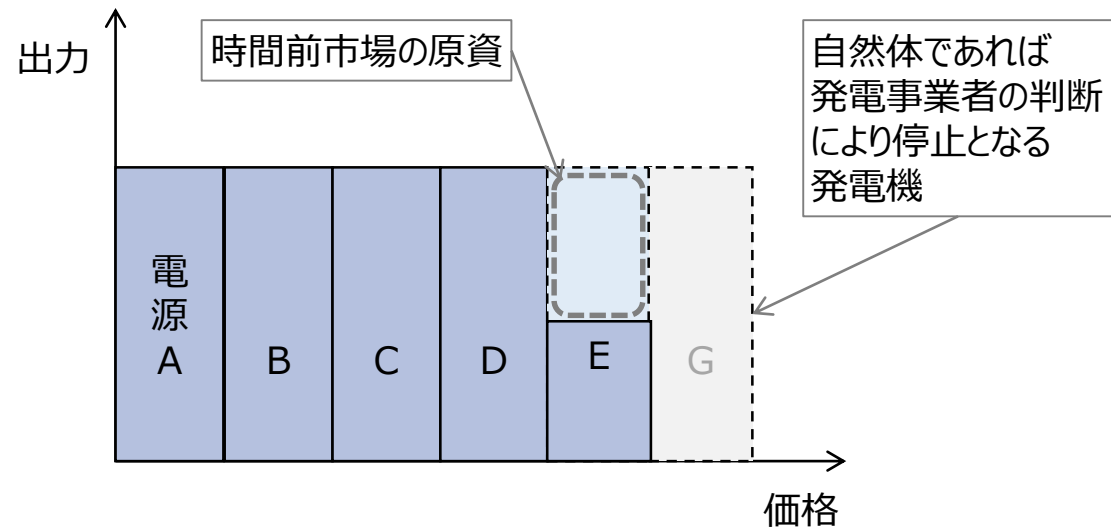
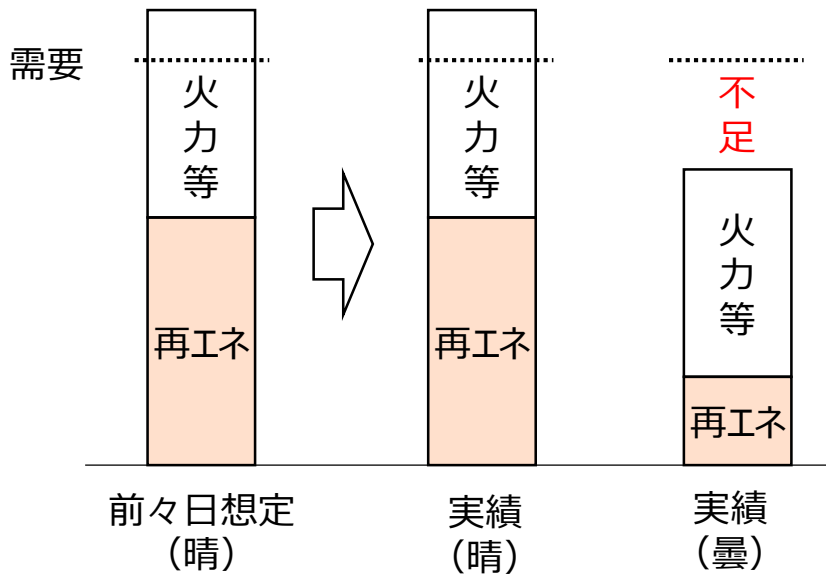
一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らすなど、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図るため、データの予測精度や運用実態、全体のインバランス設計も踏まえ、実現可能な方策について検討を進める。【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関、一般送配電事業者(2019年度中目途)】

再エネ予測誤差のための ΔkW 確保の必要性

余白

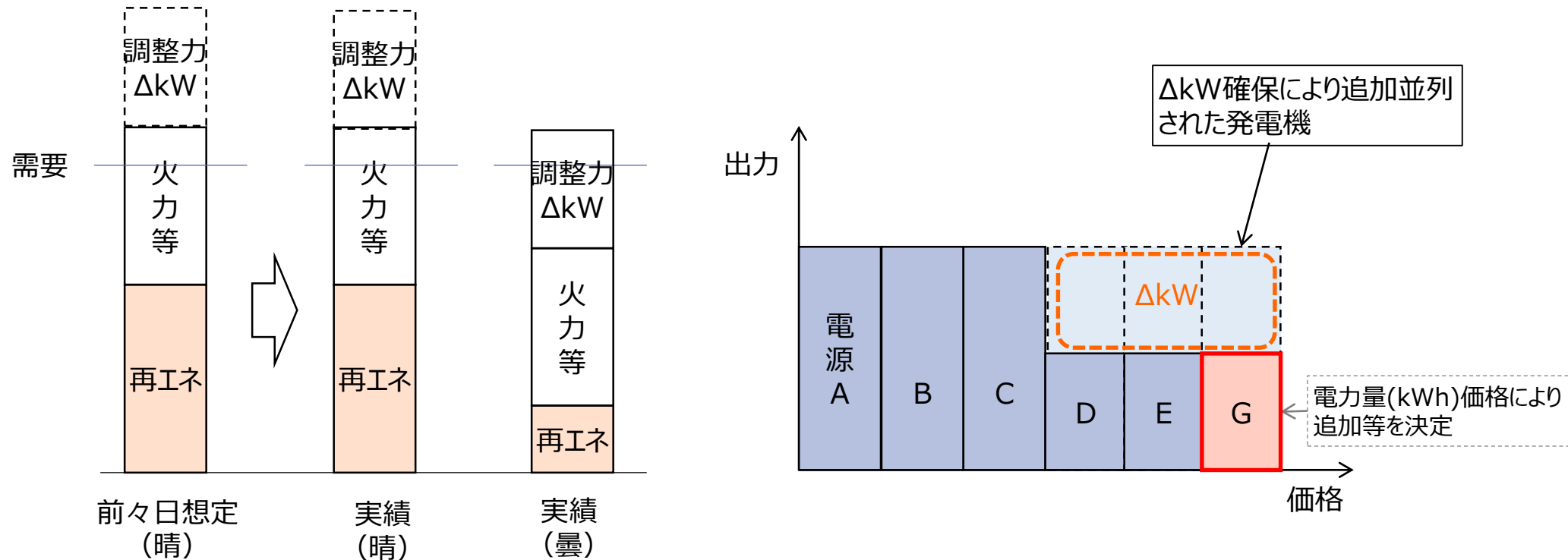
- FIT特例①※において、前々日に想定した再エネ出力予測値は小売の供給力として確定される。
- この段階で、再エネ予測誤差に対応できる調整幅 (ΔkW) を持たないと、再エネ予測誤差が発生した場合に供給力不足が起こりえる。

※FIT特例③の場合は前日



- 再エネ予測の大外しが発生しても需給ひっ迫とならないよう調整幅 (ΔkW) を確保しておけば、再エネ予測の大外しが発生しても需給ひっ迫とはならない。他方、実際の再エネ予測誤差がどの程度発生するかは分からず、実際に生じた大外しの誤差はインバランス実績の電力量 (kWh) として現れる。
- ΔkW の必要量は、大外しにおいても需給ひっ迫を回避できるよう、生じる再エネ予測誤差の最大に備えておく必要があるため、平均的な誤差ではなく予測誤差実績の $+3\sigma$ 相当値^{*}を採用することと整理した。
- このため、実績の平均的な予測誤差 (kWh) が減ったとしても、大外しがない限り、必要となる ΔkW 量に有意な変化は生じないと考えられるため、大外しを減らすことが重要。

^{*} $+3\sigma$ 相当値とは正規分布における99.87パーセントイル値となる。



- 実需給時点で発生し得る変動に備え、出力を調整できる状態の電源等を必要な量だけあらかじめ確保しておく必要があり、実需給時点では調整した量に応じたkWhが発生することが調整力の調達と運用であることを念頭におくと、
 需給調整市場では、「**実需給時点で各時間帯毎に必要な能力を持った電源等を、出力を調整できる状態であらかじめ確保すること**」を「 ΔkW 」として取引し契約することになるのではないか。
- なお、kWhは実績に応じた精算となる。これは**実需給断面**で調整する実誤差が事前には分からないため、卸取引市場のようにkWh受電を契約することができないためである。kW単価（可変費等）はあらかじめ適切な時期に契約しておく必要がある。

	調達	運用
卸取引市場	<p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>$kW \times h \times \text{単価 (kWh価値)}$ ※量を確定</p>	<p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>調達した量 (確定済) をそのまま受電</p>
需給調整市場	<p>※商品毎</p> <p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>$kW \times h \times \Delta kW \text{単価 (}\Delta kW \text{価値)}$</p>	<p>※商品毎</p> <p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>$kWh \text{ (実績)} \times kWh \text{単価 (可変費等)}$</p> <p>※ G C後の実誤差を調整するために必要な量のみ受電する。その時点の需給状況により受電しない場合や100%受電の場合もあり得る。</p>
(参考) 容量市場	<p>量(kW)</p> <p>時間(h) (1年間)</p> <p>$kW \times \text{年間} \times \text{単価 (kW価値)}$</p>	

- 調整力のΔkWを確保するためには、以下の対策などが必要となる場合があることから、遅くとも前日夕方にはΔkWの確保量を確定しておく必要がある。
 - ✓ 揚水発電所の上池に水を汲み上げておく
 - ✓ 火力発電所を追加で並列し出力の上げシロを確保する など
- ΔkWは前日には調達することとなるため、ΔkW必要量の低減を図るためには、遅くとも前日夕方時点の再エネ予測誤差の大外しに備えた量（+3σ相当値）を低減することが必要となる。
- なお、当日朝になれば、再エネ出力予測精度が向上し、予測の大外しが一定程度改善されると考えられる。ただし、当日朝ではΔkWを確保に対応できない電源が相当数あり十分な量のΔkW確保が難しいこと、および時間前市場への影響を考慮して三次調整力②の入札締切を前日14時としている。

	ΔkWを確保する（出力を調整できる状態にする） にあたり考慮すべき事項
コンバインド発電機	起動に4～5時間を要する
汽力発電機	起動に8～10時間を要する
揚水発電機	汲み上げに10～14時間を要する
（参考：欧米）ガスタービン	30分～2時間



※ 長期停止している場合はより時間を要する場合がある

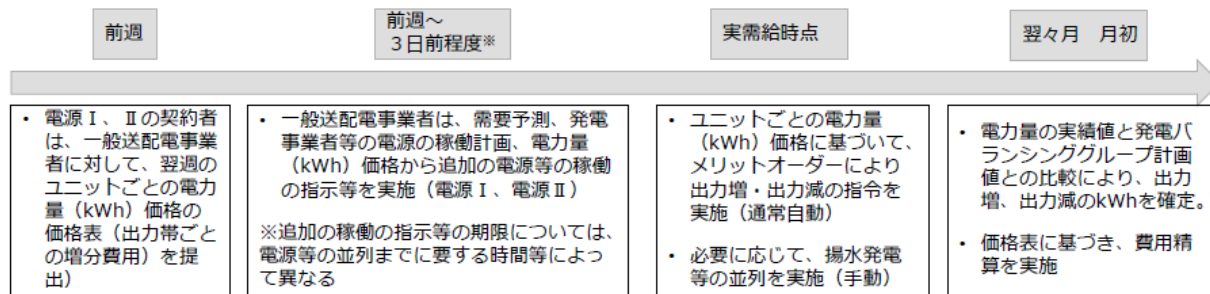
実需給断面においてΔkWを確保する（＝電源を待機させる）には、電源が準備する時間を踏まえたタイミングでΔkWの量を確定する必要がある。

(GC前)

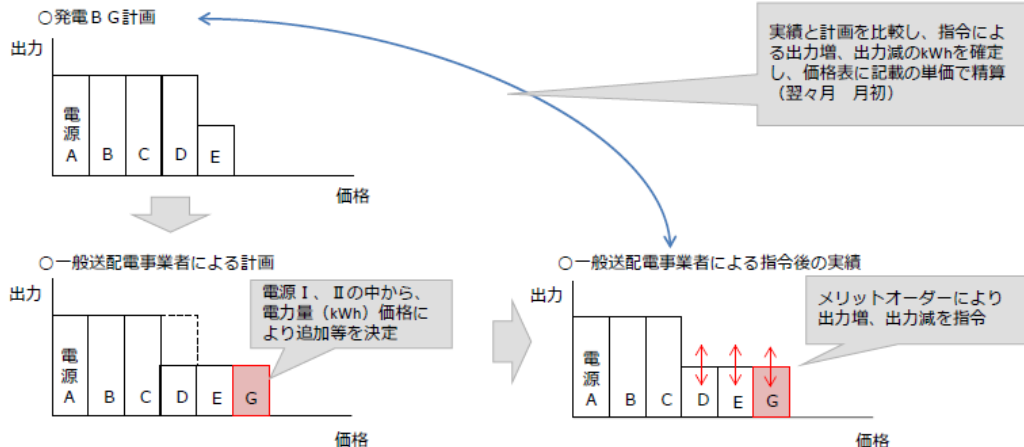
- 一般送配電事業者は、週間断面から必要な調整力を算出の上、発電BG計画に対し、電源 I・II の中から電力量 (kWh) 価格により発電機の追加等を必要に応じて決定し、必要となる調整力電源を実需給時点で調整力を提供できる状態にする。なお、電源 I・II の追加にあたっては、準備するための起動・停止費用や増分燃料費、熱効率低下影響など 費用を要する場合がある (待機費用 (機会損失) の発生)。

(GC後)

- 一般送配電事業者は、時間内変動や予測誤差、電源脱落など、発電・小売電気事業者の計画と実績の差分に対して、事前に確保した調整力 (電源 I・電源 II 余力) を活用して調整する。



【イメージ】



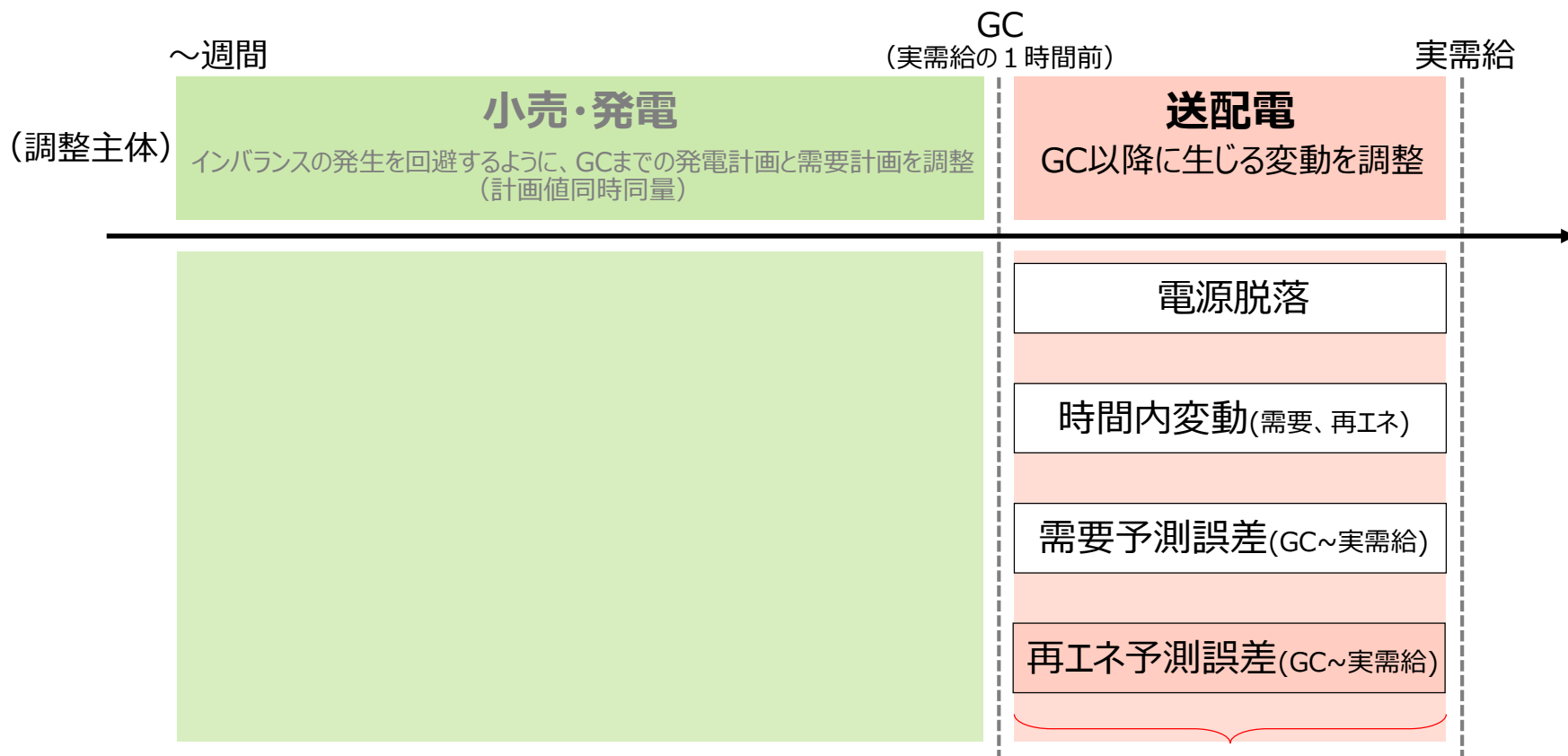
(参考) 三次② Δ kWの確保に要するコストについて

- Δ kW確保するにあたり要するコストとして以下の要素が考えられる。
(Δ kWに要するコストに含まれるもの)
 - ✓ 発電機の持替え費用
 - ✓ 発電機の起動費
 - ✓ 熱効率低下による増分燃料費
 - ✓ 揚水発電機の汲み上げ費用
 - ✓ 他の市場で得られるであろう逸失利益 など
- なお、 Δ kWの確保にかかる費用については、2021年度以降は需給調整市場における三次② Δ kWを市場で調達した結果として明確になる。

三次調整力② (Replacement Reserve for FIT) について

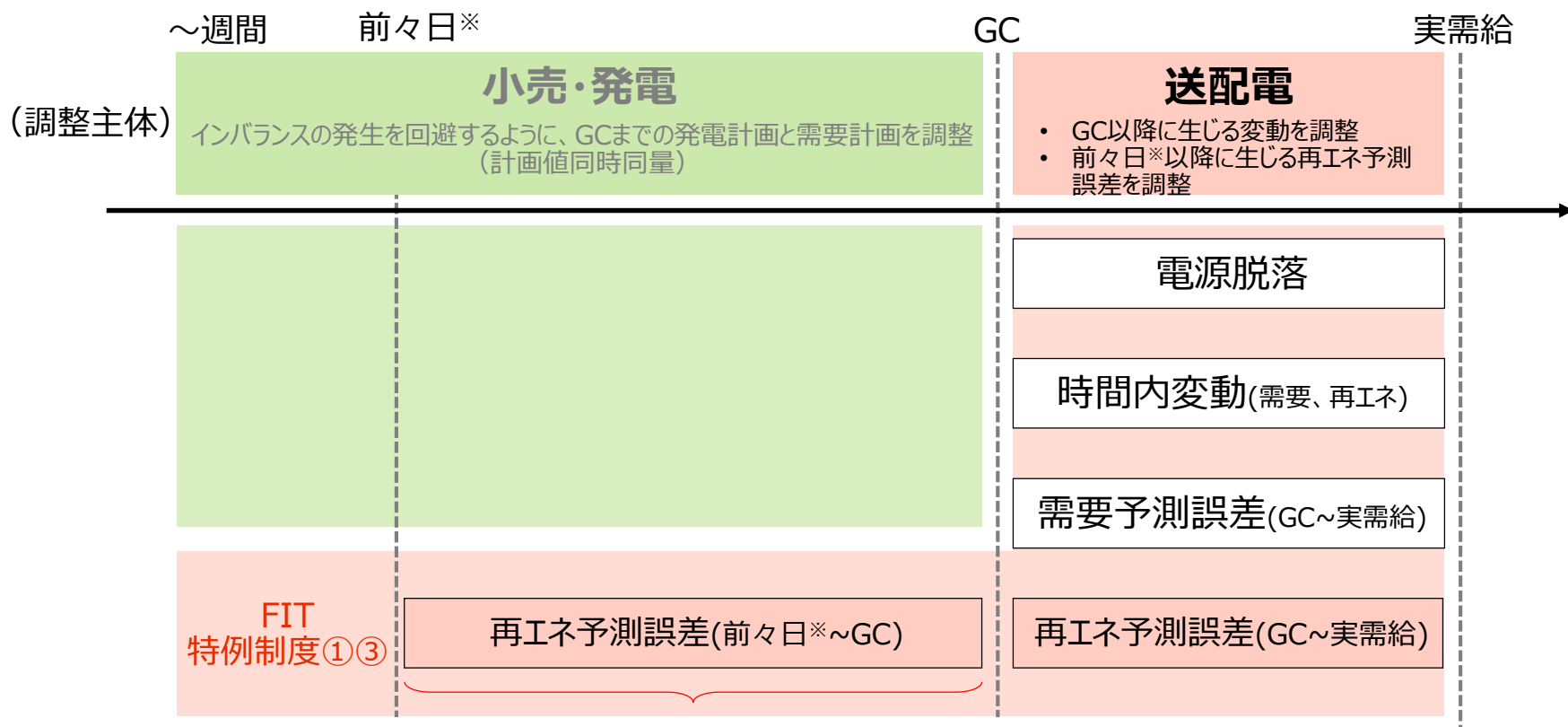
余白

- 計画値同時同量制度の下では、GCまでは小売電気事業者と発電事業者が調整（計画変更）し、需給一致を図る。GC以降に生じる誤差、変動については従前より一般送配電事業者が確保している調整力で対応している。
- このうち再エネ予測誤差については、一般送配電事業者が調整力を用いて調整すべき量は「GCから実需給の予測誤差」となる。
- この予測誤差については、GC以降に発生した予測誤差に対応することから、応動時間の短い調整力で対応する。



計画値同時同量制度の下で、送配電が再エネに関して対応する部分

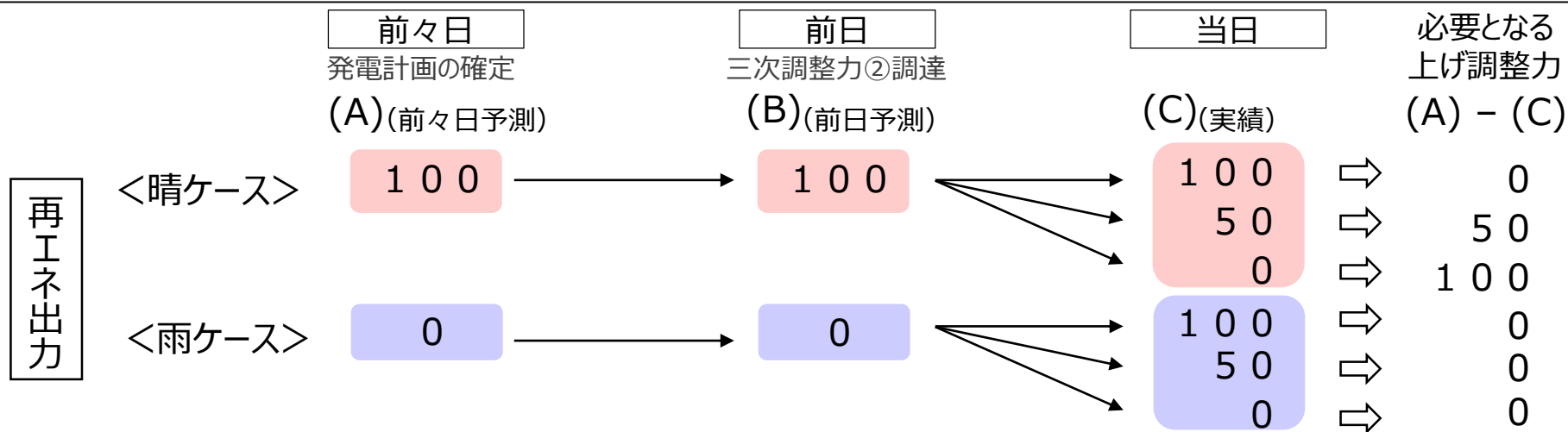
- FIT特例制度がない場合、再エネ予測誤差についてもGCまでは発電事業者が対応し、GC以降の誤差は一般送配電事業者が対応することとなる。
- 他方、FIT特例制度①③に関しては、一般送配電事業者が前々日※に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用しており、実需給まで計画の見直しを行わない。
- このため、一般送配電事業者が対応する事象は「前々日※から実需給の予測誤差」となる。



FIT特例制度により送配電が対応することとなる部分

※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

- 再エネの大宗に適用されている現行のFIT特例制度①では、前々日に一般送配電事業者が再エネ出力予測を行い、その予測値が再エネの発電計画値に採用される。その値は実需給まで変更されず、実需給で生じた誤差は最終的に一般送配電事業者がインバランスとして調整する仕組みとなっている。
- 再エネ予測誤差への対応は、以下の特徴がある。
 - ✓ 再エネ予測値から実際の出力が下ぶれした場合には、上げ調整力が必要となる。
 - ✓ 下ぶれ量は、再エネ出力予測時点の天候により大きく変わる。
 - 再エネ予測時点の天候が晴
 - 予測出力が大きい → 下ぶれリスク幅が大きい → 上げ調整力 Δ kWを多く確保しておく必要がある
 - 再エネ予測時点の天候が雨
 - 予測出力が小さい → 下ぶれリスク幅が小さい → 上げ調整力 Δ kWを多く確保する必要がない
 - ✓ このため、小売電気事業者に通知し発電計画を確定する際の再エネ予測値が大きい小さいかを見極めることで、上げ調整力を確保する量を減らすことができる。
 - ✓ 仮に発電計画を確定する前（例えば週間時点）に上げ調整力を確保する場合、再エネ予測時点の天候を見極めることができず、晴想定となるリスクを考慮し上げ調整力を多く確保することになる。

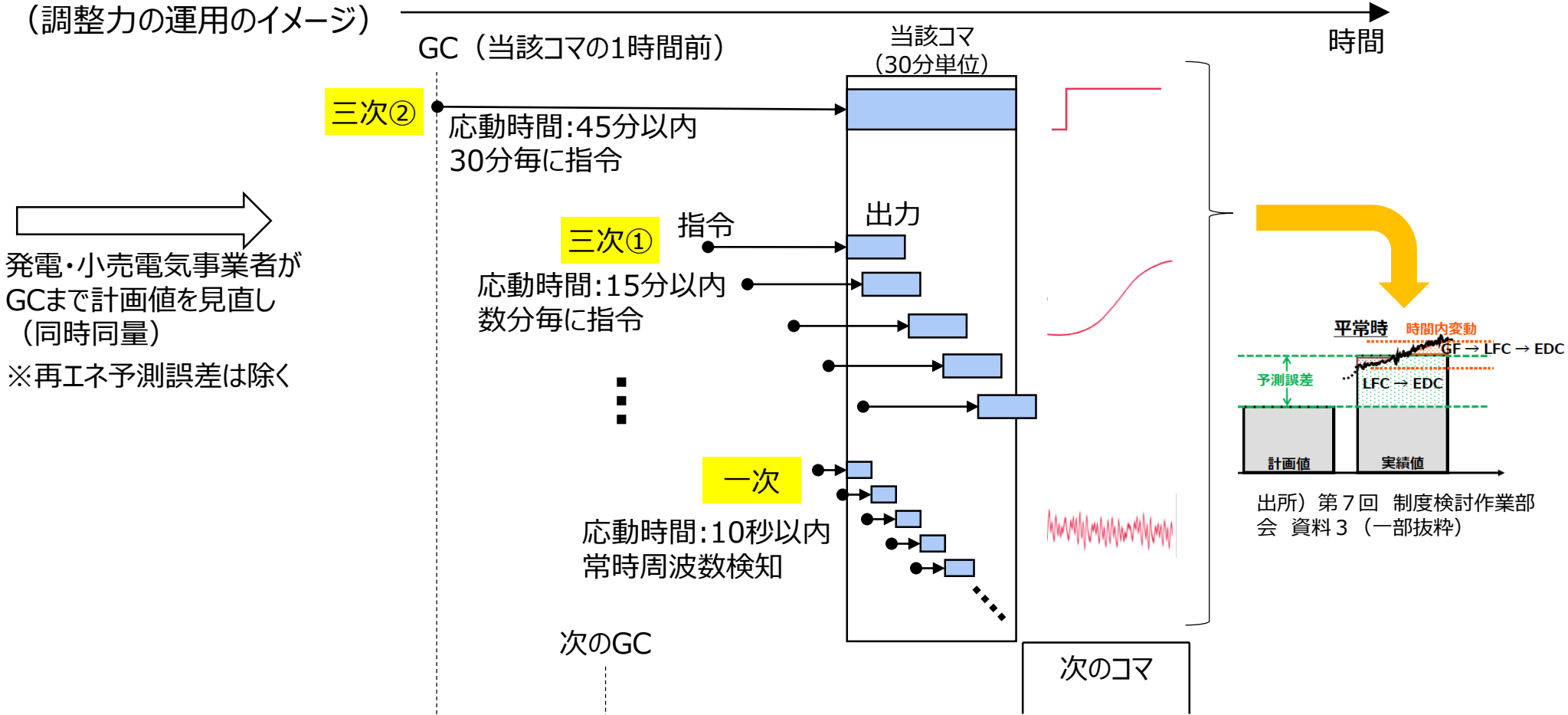


(参考) 三次調整力②の商品設定

- FIT特例制度①※を利用している再エネに関しては、一般送配電事業者が前々日※からの予測誤差に対応することから、前々日から実需給の予測誤差のうちGC時点でも発動できる部分がある。
- このような誤差については、応動時間が長い調整力でも対応ができることから、新規参入者による価格低減を期待した三次②を商品として設けた。

※ FIT特例制度①を例として記載。FIT特例制度③の場合は前日朝となる。

(調整力の運用のイメージ)



- 以上のことから、三次②必要量の算定方法は、各断面の再エネ予測誤差について、全体の誤差量である「前々日から実需給の誤差」から、一次から三次①の組合せでしか対応できない「GCから実需給の誤差」を控除する方法としてはどうか。

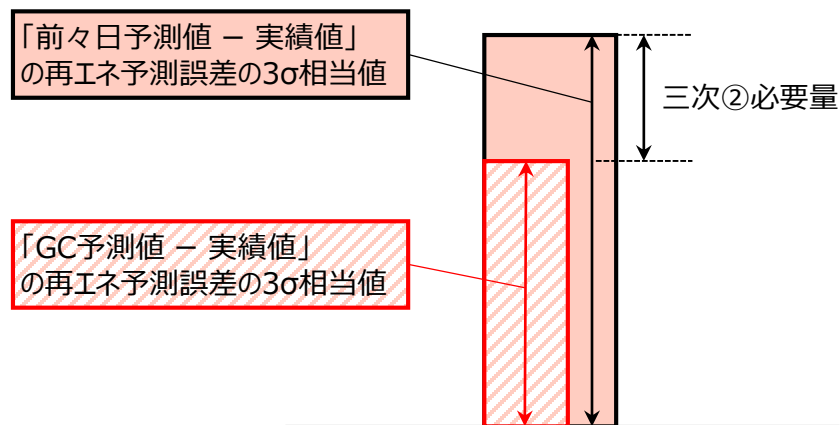
具体的な算定式は、

$$\text{三次②必要量} = \text{「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値}^* \\ - \text{「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値}^*$$

- ただし、現時点において、GC時点の予測値については統計処理による必要量算定を行うために十分な量のデータが蓄積されていないため、2021年度の三次②広域調達開始に向けてデータを蓄積していく。
- 前々日からGCまでの再エネ予測誤差に確実に対応するために、三次②必要量を「前々日予測値 - GC予測値」の再エネ予測誤差の3 σ 相当値^{*}とするところである。今回提案した算定式では、前々日から実需給の再エネ予測誤差の方が三次②調達量より大きくなることもあるが、続く「GCから実需給の再エネ予測誤差」に備えて一次から三次①の必要量が適切に確保されていれば、前々日から実需給の再エネ予測誤差の全ての量に対応できることになるため運用上は問題ないと考えられる。

(FIT特例制度①を例に説明)

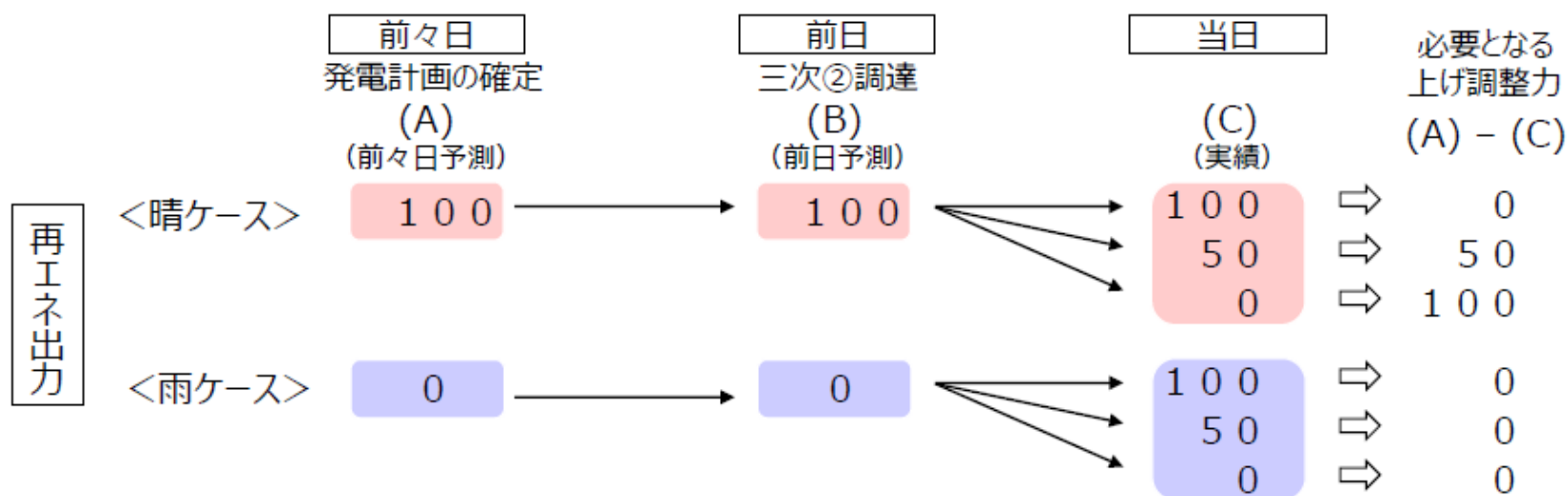
※「3 σ 相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差（想定出力の下振れ）に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。
具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。



三次②必要量の算定（予測出力帯別・月別・時間帯別）

10

- 再エネ予測誤差に対応する調整力の量は、以下の理由から年間を通じて一定量が必要となるわけではなく、前々日の予測値次第でその必要量が変わる。
 - ✓ 必要となる調整力は、日々の前々日予測出力帯により大きく変わる。
 - ✓ 日射量や気温などにより、月単位でも再エネ予測誤差の傾向が変わる。
 - ✓ 昼間をピークに時間帯別に出力予測が増減する。
- したがって、予測出力帯別・月別・時間帯別の誤差の母集団を作り、それぞれについて三次②必要量を事前に算定し、前日に決定する日々の三次②必要量は、前々日の出力予測に基づき、予測出力帯・月・時間帯が一致する前述の算定量を選択してはどうか。



(参考) <試算結果>

20

FIT特例制度①による再エネ対応の調整力調達量(三次② Δ kW調達量)の試算結果(概算)

- このたびの試算は三次②の年間で調達することになるであろう量のおおよその規模感を把握することが目的であること、およびFIT特例制度①がFITの大宗を占めていることから、FIT特例制度①で試算した。
 - FIT特例制度①のための三次② Δ kW必要量の試算結果は以下のとおり
 - ✓ Δ kW調達量(1年分) : 約200億 Δ kW(10社年間合計)
- ※一定の条件に基づく概算であり、今後精査することで変わり得る

	三次② Δ kW年間調達量(概算) [億 Δ kW]
北海道	17
東北	13
東京	37
中部	27
北陸	3
関西	18
中国	21
四国	14
九州	48
沖縄	2
10社合計	200

余白

再エネ調整にかかるコストの低減について

- 再エネ予測誤差へ対応するためには、予測が大外したとしても対応できる量を確保しておく必要があり、三次② ΔkW 必要量は、予測誤差実績の平均ではなく大外しに備えて状況に応じた3 σ 相当値を確保しておく必要がある。
- この発生するかどうかわからない予測誤差に対応できるように、電源を出力を調整できる状態で待機させておくこと（ ΔkW ）にコストがかかり、これはTSO、BGのいずれが確保しようと変わらず必要となるコストである。
- 社会全体で再エネ調整にかかるコストを低減するためには調整力のkWhの低減も必要となるが、大幅に社会的なコストを低減するためには、再エネ予測の大外しを低減し ΔkW を減らすことが決定的に重要である。

• ΔkW のコスト

- ✓ 気象予測の大外れが小さくなれば ΔkW のコストは低減できることとなるが、現時点においては、前々日予測と前日予測では大外れは大きく変わらない。これは再エネ下振れリスクに備えて日々必要となるコストとなる。そのため、社会コストを減らすためには気象予測の大外れを減らすことが重要である。
- ✓ 再エネ予測誤差への対応をTSOまたはBGのいずれが行ったとしても、調整を行うためにはいずれかが ΔkW を確保する必要があるため、社会全体のコストは変わらない。（FIT特例制度①ではTSOが対応している）
※後述のとおり、TSOおよびBGが二重確保する場合には、社会コストが増加することもあり得る

• kWhのコスト

- ✓ 気象予測の大外れが減らない場合でも、平均的に予測精度が向上すれば、発電計画の精度が上がり、運用段階でよりメリットオーダーによる運用ができることとなり、運用段階で発電機起動／停止に係る見極めを行う際、その判断などの精度が上がることで社会コストが減ることも考えられる。これによりインバランス発生量が抑制されれば、インバランスリスク料（FIT賦課金から交付）による国民負担も抑制されることとなる。
- ✓ 再エネ予測誤差への対応をTSOおよびBGのいずれが行ったとしても、メリットオーダーでいずれかが調整するため、社会的なコストは変わらない。

- 三次調整力②の Δ kWを減らす方法として、主に以下の3つが考えられるのではないかと。
 - ✓ 需給調整市場開設以降、調整力を広域的に確保・運用できることを活かし、エリア毎に確保している Δ kW必要量を、エリア間の不等時性を踏まえた必要量に見直す。
 - ※ 3 σ 超過の実績も見られる中、本委員会にて議論が必要。
 - ✓ 三次② Δ kW調達までにFIT再通知を行うことで、より最新の予測値に基づき Δ kWを算定する。
 - ✓ 再エネ予測の大外しが減るような精度向上を図る。
- 以上について、次頁以降で説明する。
- なお、再エネ予測誤差は以下の要因で増加すると考えられるため、予測精度の差を評価する際には考慮が必要。
 - ✓ 気象実績による差（晴天日が多いと確保する Δ kW量が増える）
 - ✓ 気象予測精度のエリア間の差（気象予測は地域毎に補正されており、そもそも精度に差がある）
 - ✓ 再エネ設備量の増加（設備量が増えれば Δ kW量が増える）など

余白

エリア毎の不等時性を踏まえた必要量の見直し

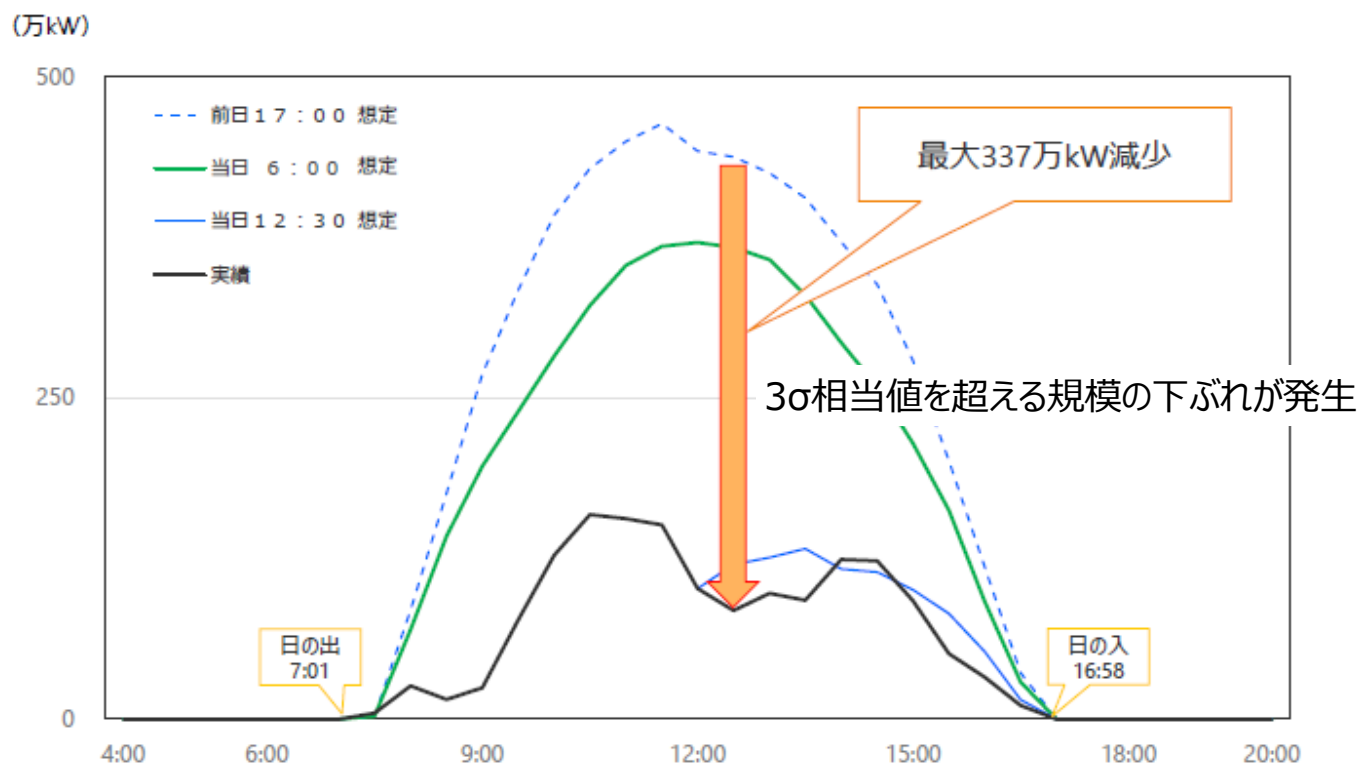
- 現在、調整力は広域的に調達・運用ができないため、エリアごとにその必要量を算定し調達・運用している。
- 2021年度以降は段階的に広域的な調達・運用が行われることとなる。
- 例えば、「西日本で大幅な再エネ予測誤差が生じた際に、東日本でも同時に大幅な再エネ予測誤差が生じる」といったような、大幅な再エネ予測誤差が全国同時には発生しない可能性が考えられる。
- これを踏まえると、三次②必要量を、現在は「エリア毎の3 σ 相当値」を必要量としているのを、不等時性を考慮し、「広域的な3 σ 相当値」を必要量とするように変更することが考えられる。
- しかしながら、実際に3 σ 相当値を超える再エネ予測誤差が生じて需給ひっ迫した例もあることも踏まえ、本件については本委員会において今後検討していくこととしてはどうか。

- 中部電力供給区域において、2019年1月10日に太陽光出力の予測誤差（下ぶれ）が3σを超える規模で発生し、かつ、需要の上ぶれが発生したことから、需給ひっ迫融通に至った。

1月10日の太陽光出力の想定誤差



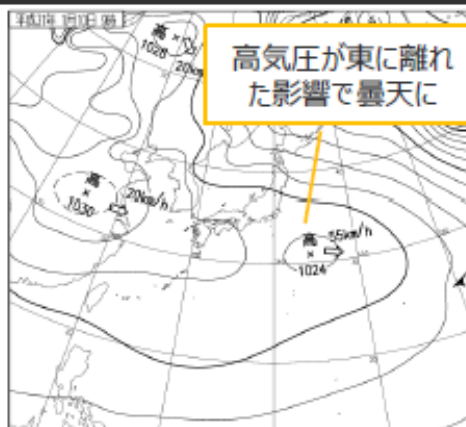
- 太陽光出力の想定誤差の最大は、12～13時における前日17時想定431万kWから実績94万kWへの減少で、▲337万kW(需要実績比率16%程度)であった。



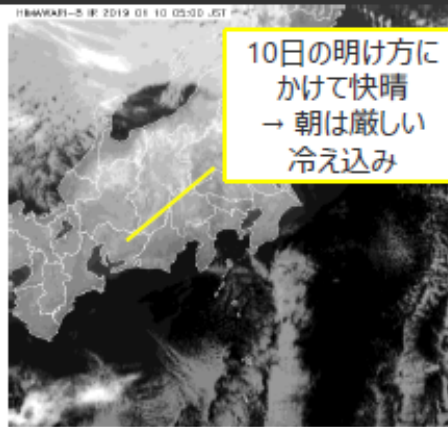
1月10日の気象状況（気象情報会社間取り）



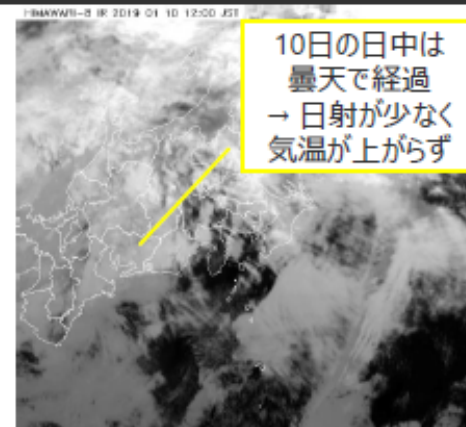
- 1月10日の中部地方は、明け方まで高気圧に覆われて快晴となったため、放射冷却により厳しい冷え込みとなった。（名古屋の最低気温 -2.1℃。平年(1.0℃)を3.1℃下回る）
- 明け方以降は、高気圧が東進し、中部地方が気圧の谷に入った影響で雲が広がり、一日を通して日射量が少なく気温も上昇しなかった。（名古屋の最高気温 4.2℃。平年(9.1℃)を4.9℃下回る）
- 前日時点では、高気圧に覆われて雲がありつつも日射量が比較的多い予想だったが、高気圧の東進が予想よりも早く、気圧の谷に伴う雲が広がったことで、気温と日射量の下振れに繋がった。
- 当日午前時点では、午後は日射量があり気温が上昇する予想であったが、実際には曇天で経過したため、日射量が少なく、気温の上昇が鈍くなった。
- 日射量の予測誤差は同月における至近 3 年間の最大であり、過去の事例と比較しても稀な事象であったといえる。



1月10日9時の実況天気図



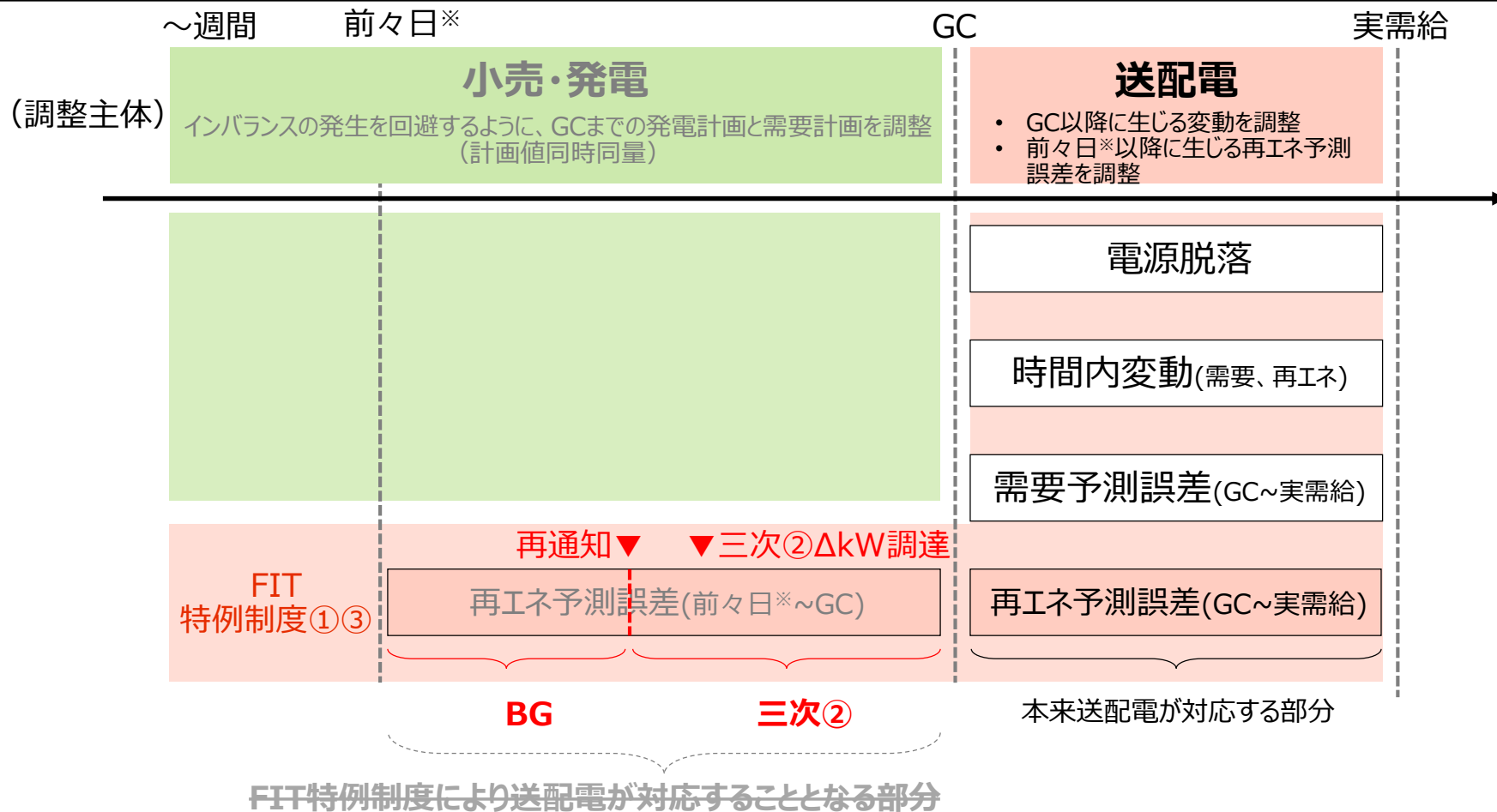
1月10日5時の気象衛星画像(赤外)



1月10日12時の気象衛星画像(赤外)

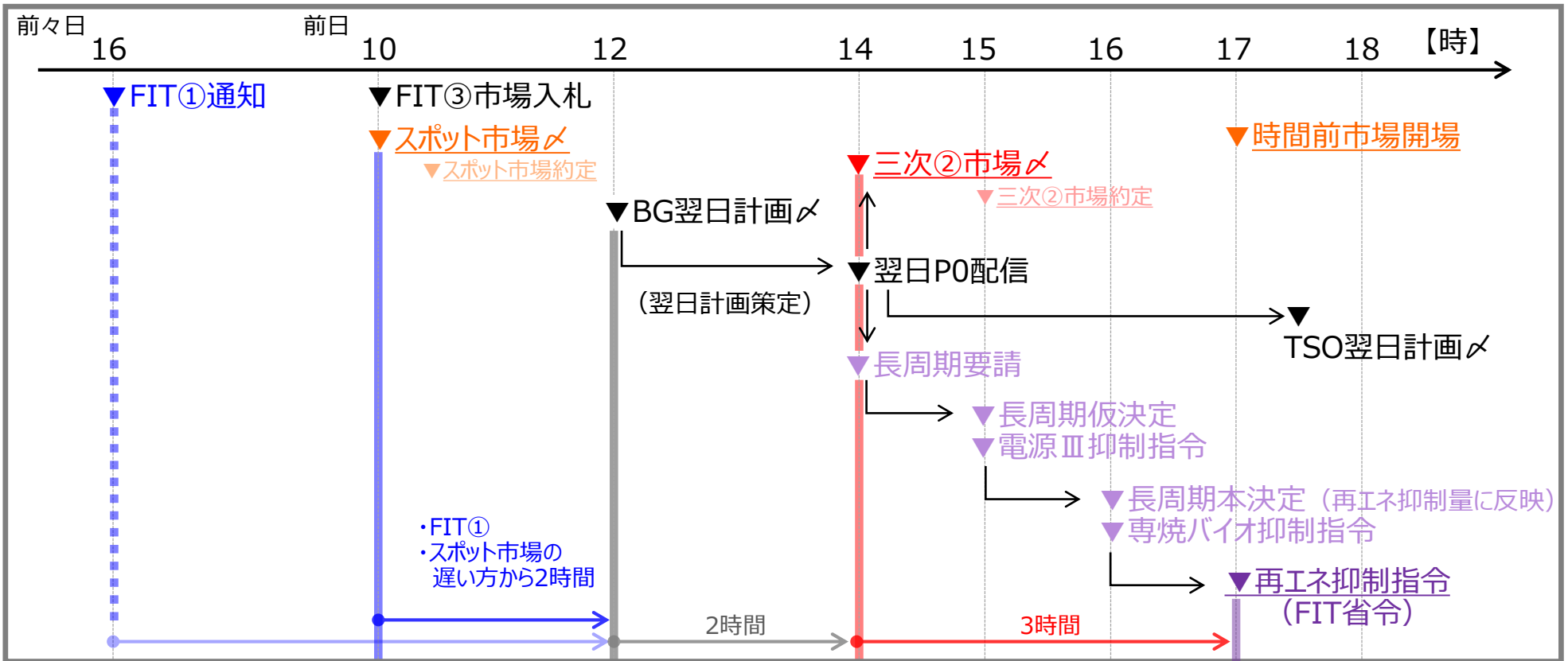
三次調整力② Δ kW調達までの FIT再通知について

- 前々日から前日にかけて、予測精度は大外し (3σ) に大きな改善は見られないが、少なくとも予測時期を実需給に近づけることで予測誤差が増えるということは考えにくい。他方、前日に再通知を行うとすれば、前日の市場スケジュールなど各市場参加者に対する影響を考慮する必要がある。
- 三次②ΔkW調達までにFIT再通知を行うことで、より最新の予測値に基づきΔkWを算定することについては、国の審議会において議論がなされている。

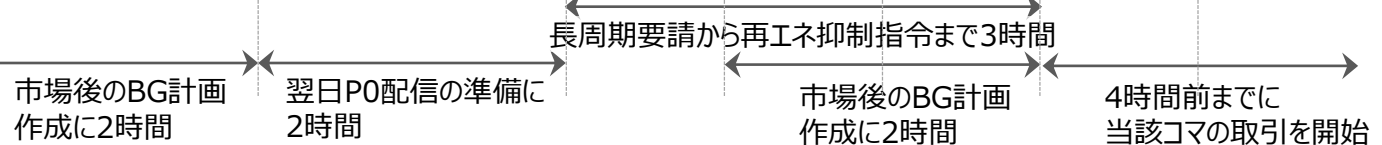


※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

- 三次②必要量算定における再エネ出力予測値は、再エネの下ぶれに対するリスク管理量となる。
- 一方、BG計画に織り込まれている再エネ出力予測値はBG発電計画の前提となり、この発電計画に基づきスポット市場供出原資、三次②市場供出原資が算定されることとなる。
- このため、TSOとBGの再エネ出力予測値が整合していることが必要である。



【参考】各業務の所要時間



まとめ①（太陽光発電予測外れの影響を緩和する方策の検討）

- 今回、太陽光発電予測外れの影響を緩和する方策を検討するための基礎的なデータとして、予測のタイミングを遅らせた場合の効果を検証した。
- その結果、以下のようなことが明らかとなった。
 - F I T 特例①の予測を前々日夕方から前日朝に遅らせることによる効果は、予測外れが大きかったコマを対象とすると、一部の地域では2割程度の縮小がみられたが、全国的にみると大きな改善は見られなかった。
 - 予測を前日深夜、当日早朝まで遅らせた場合、予測外れが大きかったコマを対象とすると、前々日夕方と比べると2～3割縮小されるものの、その時点でもかなりの大きさの予測外れが発生することが明らかとなった。
- 今回の分析結果を踏まえつつ、引き続きデータの取得・分析を行い、太陽光予測外れに効率的に対応するにはどのような仕組みが望ましいか、F I T 特例の発電計画の策定のタイミング、一般送配電事業者による調整力の確保のあり方等、全体として検討を深めていくこととしたい。

(資源エネルギー庁の審議会でも検討に着手されているところ、適宜情報提供を行うこととしたい。)

論点：FIT特例制度①に係る再エネ予測誤差の調整主体について

- P13を踏まえると、一般送配電事業者が調整する場合は、三次調整力②で確保した電源に加えGC時点で調整力として活用可能な電源についてメリットオーダーリスト(単価表)を作成して安価な電源から稼働することとなるが、三次調整力②の要件を満たさない電源を使用することはできない。
- 他方、BGが調整する場合には、P13に掲げる課題を解決する必要があるものの、需給調整市場の要件を満たさない電源（例えば、一定時間以上の稼働が必要となる電源や応動時間の長い電源等）を活用することができることに加え、DR等、各BGの創意工夫によって更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる可能性があるため、社会的な効用の観点から、望ましいと考えられる。
- このため、FIT特例制度①における通知時間を現状の前々日16:00からなるべく実需給断面に近づけることが望ましいのではないか。
- また、2019年11月から卒FIT電源が発生することを踏まえ、将来的なFIT制度からの自立化も見据え、再エネ予測を再エネ事業者含めたBG自らが行う制度(小売BGが予測を行う場合はFIT特例制度②)への移行を促していくことも重要ではないか。
- こうした制度の見直しに当たっては、一般送配電事業者の調整力の運用や予備力の考え方を含めたBGの供給力調達の運用、さらには、これらのシステム開発の必要性や時間前市場の取引量といった市場整備についても考慮する必要がある。
- したがって、「短期的に取り組むべき事項」と「中長期的に取り組むべき事項」を整理した上で、順次課題について検討を進めていくこととしてはどうか。

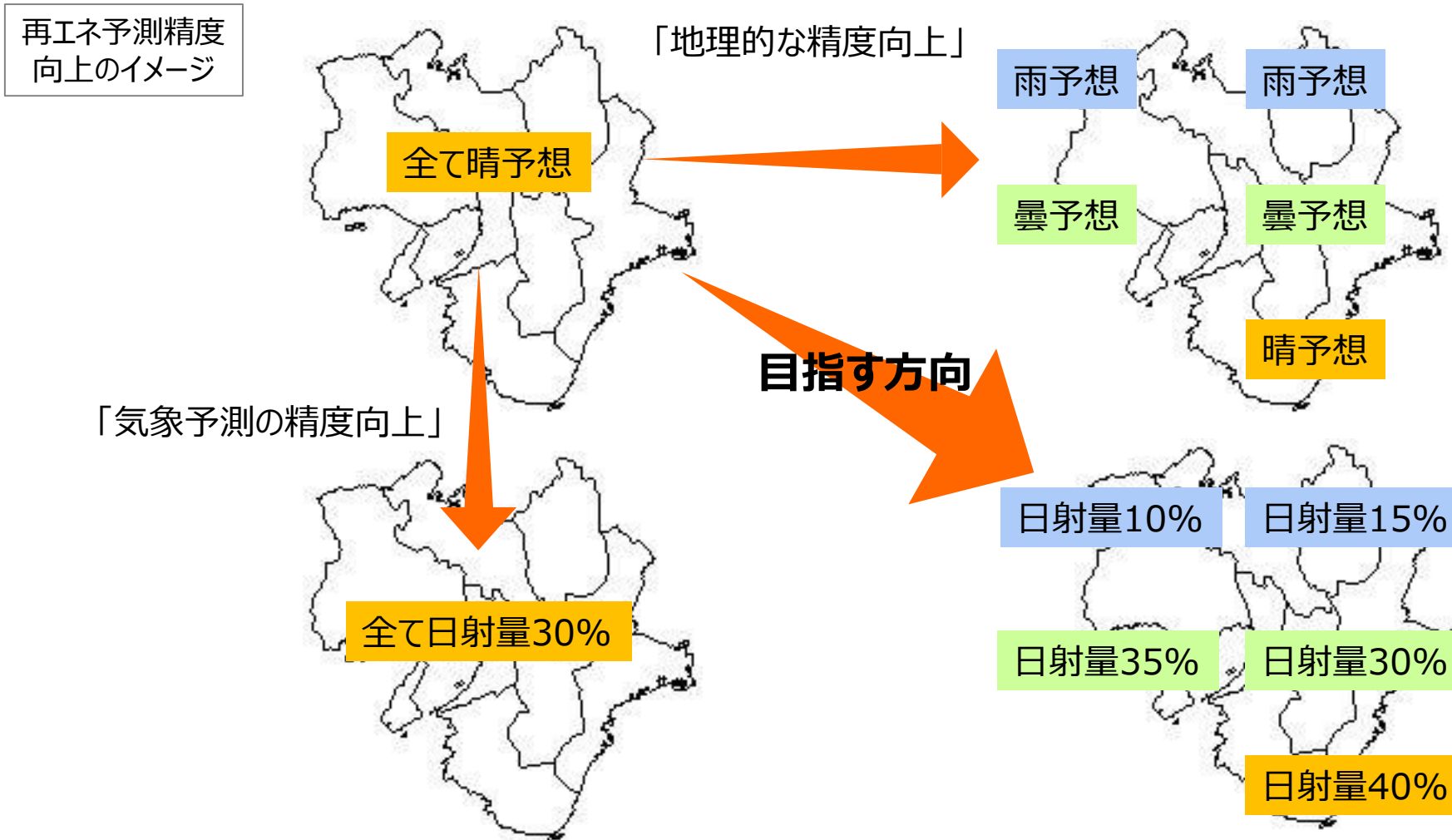
余白

再エネ予測の大外しを減らすことに係る 再エネ予測精度の向上

- 三次② ΔkW 必要量は、前々日およびGC時点における再エネ予測誤差の差（「前々日予測誤差の3 σ 相当値」と「GC時点の予測誤差の3 σ 相当値」の差）により決定される。

（なお、出力比率や時間、季節に応じた3 σ 相当値を確保するため、例えば雨想定[出力想定：小]の場合は、晴想定[出力想定：大]より ΔkW 必要量は小さくなるなど、状況に応じた ΔkW 必要量を定めることとしている。）
 - ここで再エネ予測誤差量は以下により算定されるものであり、これを踏まえて予測誤差をどう低減していくかを検討する必要がある。
 - ✓ 再エネ予測誤差量（地点毎） = 再エネ設備量 × （気象情報[前々日] - 気象情報[GC]） × 係数
 - ✓ 地点毎の算定結果をエリア全体で合計したものが、エリアの再エネ予測誤差量となる。
- ※ 「再エネ出力予測値」 = 「再エネ設備量」 × 「気象情報」 × （係数）
「再エネ出力実績値」 = 「再エネ設備量」 × 「日射量実績」 × （係数）

■ 太陽光の予測精度の向上のためには「地理的な精度向上」「気象予測の精度向上」の大きく二つの切り口がある。

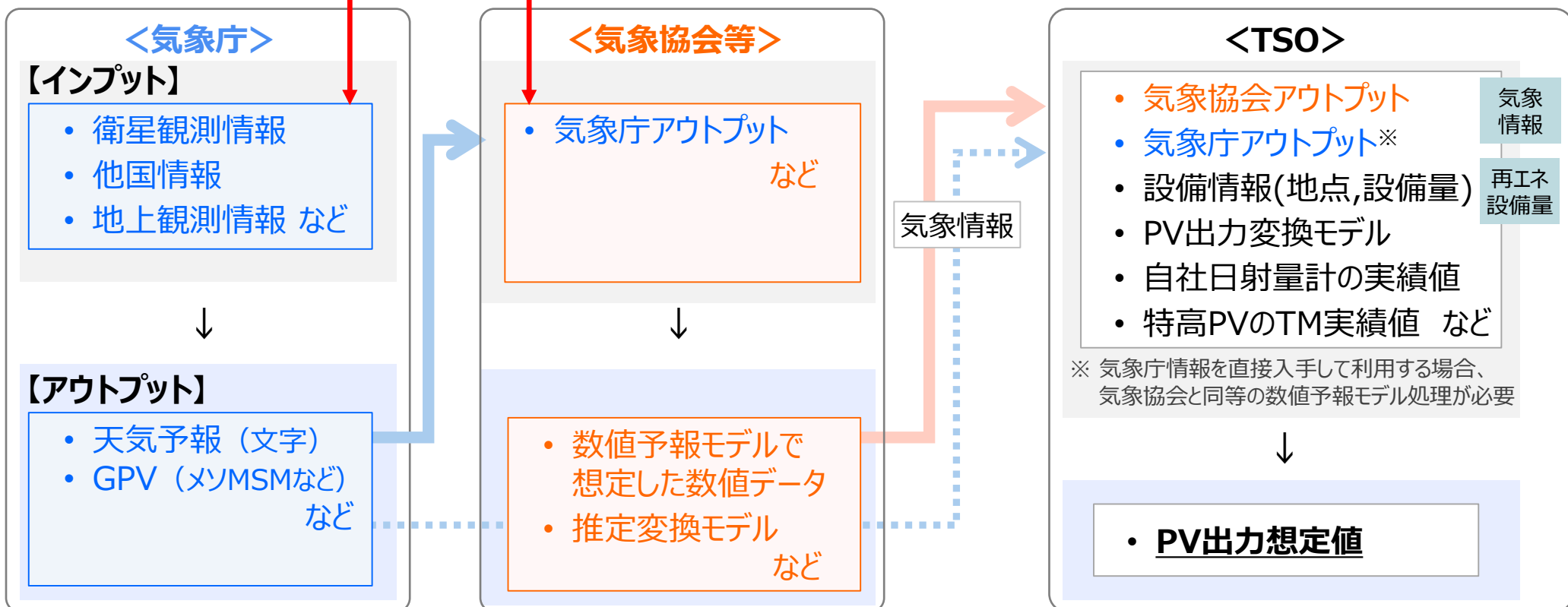


■ 再エネ出力予測の流れ

- ① 気象庁が衛星観測データや他国データ等を元に気象モデルを用いて予測を実施し、数値予報などを発信。
- ② 気象協会が①（気象庁発信情報）を元に、独自の気象予測モデルで予測を行い、気象情報などを発信。
- ③ TSOが②（気象協会等発信情報）と再エネ設備量情報などを用いて再エネ出力予測を行う。

■ 当日朝以降は、当日観測データ（日射量実績等）により補正を行うため、予測精度が向上する。

[当日朝に追加される情報]
 当日観測データ（日射量実績など）



- 再エネ予測の大外しが減るような再エネ精度の向上に向けては以下の取り組みが考えられる。
 - ✓ 地点数の細分化
 - 地点毎の設備量と気象情報の活用
 - 最新の気象情報の反映
 - ✓ 気象予測そのものの大外しの改善

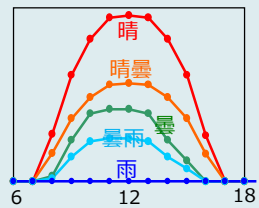
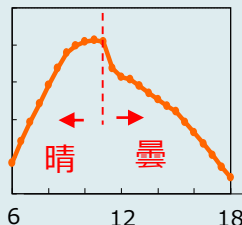
- 各エリアにおいても、例えば、日本海側と太平洋側では天候が異なるなど、地点により再エネ出力は異なることがあり、エリアの中を細分化して再エネ出力を予測することで精度向上が期待できる。
- そのためには、細分化した地域ごとの再エネ設備量と、その地域の気象予測情報を把握する必要があり、これによって、より詳細な算定ができると考えられるのではないか。
- また、その地点は、少なくとも実績評価のできる日射量計が設置された気象観測点程度は細分化する必要があるのではないか。

- 気象協会からの配信商品は見直しが定期的になされている。
- 前日までの段階で大外しに係る状況が大きく改善することは期待できないが、少なくとも最新のデータの精度が悪いとは考えられないため、できるだけ想定を行う時点における最新の予測値を採用することが重要ではないか。

＜気象協会による配信情報の例（SYNFOS）＞

項目	現行	今後の予定
予測対象期間	• 初期時間から72時間先まで	• 初期時間から78時間先
予測時間粒度 (何分刻みでの想定とするか)	• 30分	• 30分
初期時間 (気象庁が当該データを取得する時間)	• 21時、03時、09時、15時	• 21時、00時、03時、06時、09時、12時、15時、18時
提供までの所要時間 (初期時間からデータ配信までの時間)	• 7時間	• 5時間

- 一般送配電事業者が気象会社等から入手している気象情報の精度向上については、エリア毎というより全国共通の課題であり、一般送配電事業者の努力だけでは達成できないことである。
- 気象情報の精度向上に向けては、気象の専門家を含む関係者が協力して取り組むことが重要であり、気象庁・気象会社等が提供する気象情報に関する実証事業・技術開発等に取り組んでいただくことが不可欠である。どのように取り組んでいくかは、資源エネルギー庁と具体的に相談してまいりたい。
- なお、先述したとおり、再エネ調整コスト低減のためには、予測の大外しを減らすことが重要であり、以下の点に留意が必要。
 - ✓ 気象予測精度を平均的に良くすることよりも、大外しを減らすことが重要。
 - ✓ 日射量など、再エネ予測の算定に用いる項目の精度向上が重要。

		2012.7~ (全量買取制度開始)	2014.4~	2015.4~ (FIT法施行)	2017.4~ (送配電買取開始)	2018.12~
設備量[万kw]		126	357	597	1,030	1,340
概要		<ul style="list-style-type: none"> 予測開始 (自社がソーラー実績をふまえた想定) 	<ul style="list-style-type: none"> 1日の天候変化を踏まえた予測 	<ul style="list-style-type: none"> 気象条件の詳細化 設備別の予測 	<ul style="list-style-type: none"> 積雪による減少率を考慮 	
気象情報	種類	天候	日射量 (一般的な気象モデル)	日射量・風速・気温 (日射量予測に特化した気象モデル)	積雪予想を追加	
	地点数	1エリア	50地点	同左	同左	
	地点選定		設備量の多い所	同左	同左	
	取得頻度	1回/日	4回/日	1回/30分 (気象モデルが大きく変わるのは4回/日)	同左	
設備情報	更新頻度	—	1回/半年	1回/月	同左	
	地点情報	—	営業所単位で集計	詳細住所により集計	同左	

■ 再エネ出力予測に係る項目について、一般送配電事業者各社の現状は以下のとおり。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
地点数	56	176	50	14	18	3万	104	596	47	4
各地点の 設備量集計方法	[特高] 詳細住所 (位置情報) [高低圧] 変電所 単位	[特高] 詳細住所 (位置情報) [高低圧] 変電所 単位	詳細住所 (位置情報)	事業所 単位	変電所 単位	詳細住所 (位置情報)	詳細住所 (位置情報)	詳細住所 (位置情報)	事業所 単位	事業所 単位
前々日予測に反映 する気象情報の TSO受信時刻 (気象庁の初期時間)	4時※ (0時)	13時 (9時)	14時 (9時)	14時 (9時)	14時 (9時)	9時 (3時)	12時半 (9時)	12時 (6時)	10時 (3時)	11時半 (6時)
積雪予想の考慮	○	○	○		○		○			

※ システム制約による。2019年10月目途のシステム改修により13時頃となる見込み。

広域機関の監視

- 再エネ予測誤差改善に向けては、以下のとおり取り組んでいくこととしてはどうか。
 - ✓ 広域機関
 - 三次② ΔkW 必要量のエリア間の不等時性を考慮した必要量の見直しの検討
 - ✓ 一般送配電事業者
 - 再エネ設備量の地理的粒度の適正化（気象情報に合わせた適切な設備情報の把握）
 - 最新の気象情報の取込み
 - ※ 各一般送配電事業者の予測精度向上に向けた独自の取組みを妨げるものではない。
- 広域機関としては、本委員会において上記の一般送配電事業者の取組みについて確認し、好事例の展開・共有化に努める。実質的にこれが広域機関による監視となるのではないか。

再エネにかかるインバランス（kWh）コストの低減について

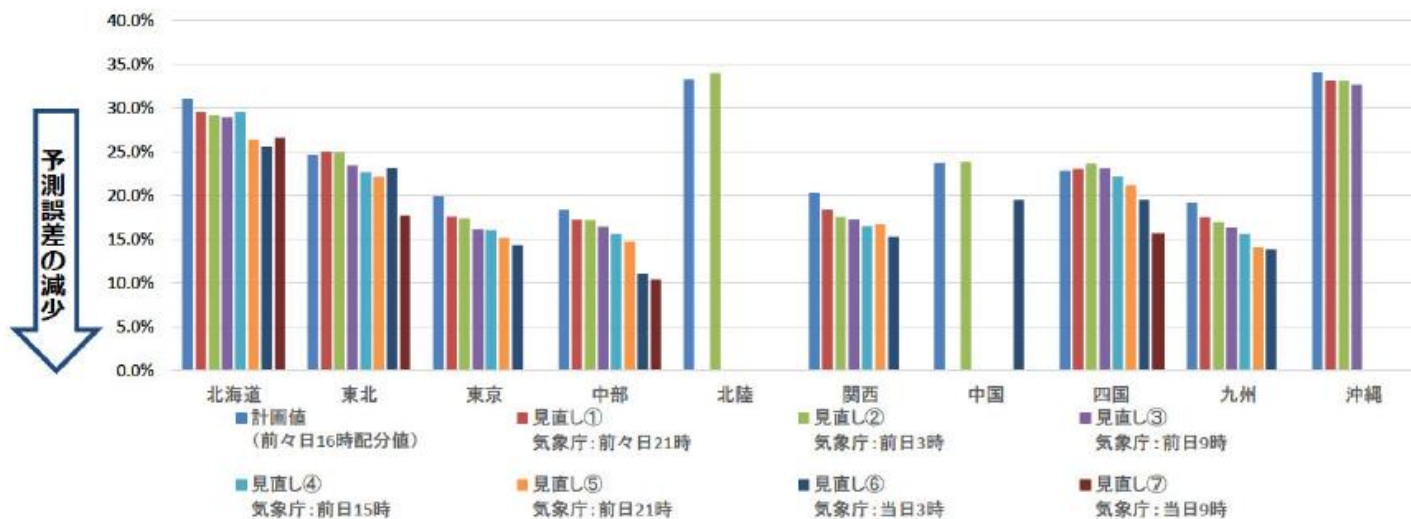
- 予測のタイミングがGCに近付けば、平均的な予測誤差については精度が向上すると考えられる。(特に当日になれば、より精度向上が期待できる。)
- Δ kW調達以降であっても平均的に予測精度が向上すれば、調整電源の発電計画の精度が上がることとなり、運用段階でよりメリットオーダーによる運用ができる。そのため運用段階で発電機起動／停止に係る見極めを行う際、その判断などの精度が上がり、より経済的な発電機運用が実現できれば、社会コストが減ることも考えられる。これにより、インバランスリスク料（賦課金として国民負担あり）を低減できる可能性がある。
- インバランスリスク料も賦課金により負担しているため、賦課金が国民負担であることを踏まえると、この Δ kW調達以降の平均的な予測誤差の低減についても重要である。

- 以下については、予測誤差の平均値が減少することを示している。(kWhの減少につながる) ※3σではない

(参考)太陽光出力予測誤差について

- 太陽光の発電予測タイミングを前々日16時からより実需給に近いタイミングに変更した場合の予測誤差率の変化は以下のとおり。

○予測誤差率((太陽光出力予測誤差値(絶対値)/太陽光出力実績値)%): 2018.4.1~2019.1.31



※一般送配電事業者は、太陽光出力の予測誤差に対応するために、最大限発生しうる予測誤差にも対応できる電源の量(ΔkW)を確保する必要があるため、平均的な予測誤差量が減少するからと言って必要な調整確保量(ΔkW)が減少するとは限らないことに留意する必要がある。

※気象庁・気象事業者における作業時間を踏まえると、気象庁の初期時間から一般送配電事業者の配信まで3~4時間程度(日射量自社予測の場合)、あるいは5~8時間程度(日射量を他社購入する場合)必要である。

参考：計画値同時同量制度におけるFIT特例措置の仕組み

第25回 制度設計専門会合
(2017.12)事務局資料 一部改変

- FIT電源については、計画値同時同量制度において特例措置が導入されている。

	特例措置の 類 型	発電量を予測する者	インバランス精算主体	インバランス精算の 適用 料 金	インバランスリスク料 を受け取る者
小売買取	特例①	一般送配電事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	回避可能費用※1 (スポット市場価格+時間前市場価格の加重平均)	一般送配電事業者
	特例②	小売電気事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	通常のインバランス料金	小売電気事業者
送配電買取	特例①	一般送配電事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	回避可能費用 (スポット市場価格)	一般送配電事業者
	特例②	小売電気事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	通常のインバランス料金	小売電気事業者
	特例③	送配電事業者	送配電事業者	(インバランス対象外)※2	送配電事業者

※1 2016年度認定分のみ。2012年度～2015年度認定分については、一定の条件を満たせば、異なる回避可能費用単価の算定方法が2020年度末まで維持可能な激変緩和措置あり。

※2 買取義務者が特定送配電事業者の場合には、インバランス精算の対象となる。

※3 2017年3月資源エネルギー庁公表資料より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

第30回制度設計専門会合
事務局資料 (2018.5)

インバランスリスク料による補填の仕組み

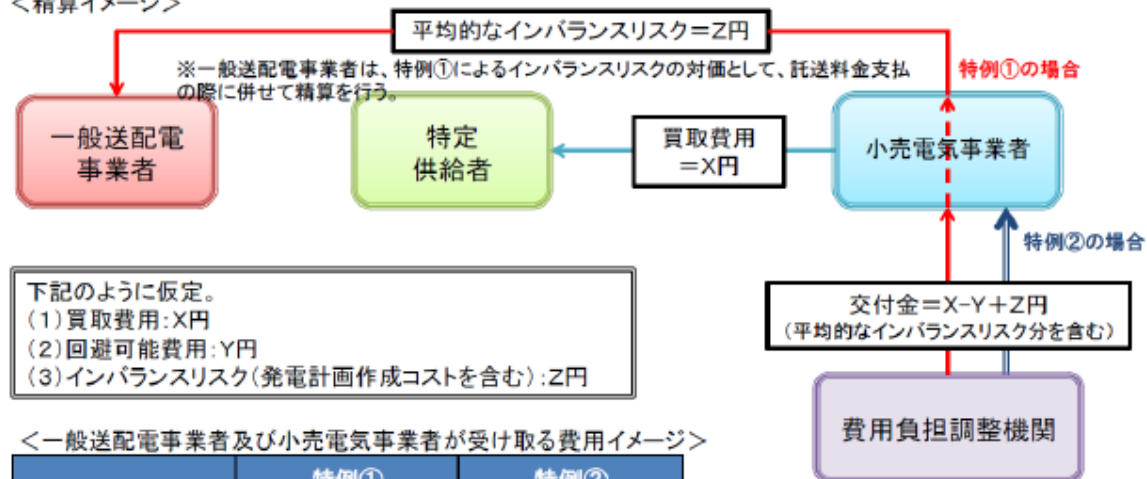
- 一般送配電事業者におけるFIT特例①の回避可能費用によるインバランス精算の影響分は、インバランスリスク料による収入により補填される仕組みとなっている。

【参考】 FITインバランス特例①、②におけるインバランスリスク等の精算方法(イメージ)

- 原則ケースからの乖離が生じる発電計画作成コストとインバランスリスク(インバランスリスク等)について、回避可能費用以外で調整する負担スキーム案は下記の通り。
- 具体的には、費用負担調整機関がインバランスリスク等に相当する額を含む交付金を一旦小売電気事業者に交付し、特例②においては小売電気事業者がインバランスリスク分もそのまま受領。特例①においては、小売電気事業者から一般送配電事業者に対しインバランスリスク等に相当する額を託送料金支払の際に併せて精算を行うスキームとしてはどうか。

第6回買取制度運用WG
事務局資料 (2015.5)

<精算イメージ>



<一般送配電事業者及び小売電気事業者が受け取る費用イメージ>

	特例①	特例②
一般送配電事業者	Z	(なし)
小売電気事業者	X-Y	X-Y+Z

インバランリスク単価について

第30回制度設計専門会合
事務局資料 (2018.5)

- 本来はコマごと・エリアごとに算定されるインバランリスク単価が、現在は簡易な方法で年度ごとに定められており、これがインバランリスク料が一般送配電事業者における負担増を適切に補填する額になっていない理由と考えられる。

本来、インバランリスク単価は、コマごと・エリアごとに算定することとされている。(次ページ参照)

しかしながら、現在は、一般送配電事業者のシステム改修が間に合っていないことから、暫定的に過去1年間のインバラン料金及び回避可能費用の平均値を参照して、年度ごとに、告示により以下のように定められている。

インバランリスク単価 (経済産業大臣告示) ※各エリア共通

	変動性発電設備 (太陽光・風力)	非変動性発電設備 (地熱・バイオマス・水力)
2016年度	0.16円/kWh	0.01円/kWh
2017年度	0円/kWh	0円/kWh
2018年度	0.04円/kWh	0.01円/kWh

(注) 現行のインバランリスク単価については、自ら再エネの発電量を予測する特例②の小売電気事業者にとっても本来の精緻なインバランリスク料による補填が実現できていないことが、資源エネルギー庁の審議会で指摘されている。

一般送配電事業者におけるシステム改修等の状況

- 一般送配電事業者からの聞き取りによれば、以下のような状況にあり、本来のルールに基づくインバランスリスク料の算定ができるようになるまでには、まだ1年以上の期間を要する見込みであるとのこと。

<一般送配電事業者における対応の現状（聞き取った内容）>

- ◆ 各一般送配電事業者において、コマごと・BGごとにインバランスリスク料を計算するためのシステム改修は着実に進んでいる。
- ◆ 他方で、インバランスリスク料の計算に必要となる「FITインバランス発生率（全国平均）」を、誰が計算し、それをどうやって取り込むのかといった、業務フローの検討が必要。また、そのため、データ取り込みに必要となるシステム間連携の開発も進んでいない。
- ◆ こうした状況にあることから、本来のルールに基づいたインバランスリスク料の算定ができるようになるまでには、まだ1年以上の期間を要する見込み。

【参考】 本来のインバランスリスク料の算定式（コマごと・BGごとに算定）

インバランスリスク料 = インバランスリスク単価 × FITの発電電力量

インバランスリスク単価 = (そのコマのインバランス料金 - 回避可能費用)

× そのコマのFITのインバランス発生率（全国平均）

3-5. インバンスリスク単価の水準(試算)

インバンスリスク単価 = (小売全面自由化後のインバンス料金単価(※1) - 小売全面自由化後の回避可能費用単価(市場価格連動)) × 全国大のインバンス発生率

- ①小売全面自由化後のインバンス料金単価 - 小売全面自由化後の回避可能費用単価
 ②全国大のインバンス発生率: 全国大のFIT発電インバンス(kWh) / 全国大のFIT電源の実際の発電量(kWh))

※1:ここでいうインバンス料金は、通常のインバンス算定式(スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値 × $\alpha + \beta$)で算出されたインバンス料金を指しており、インバンス特例①におけるインバンス料金(小売全面自由化後の回避可能費用)ではない。

①小売全面自由化後のインバンス料金単価 - 小売全面自由化後の回避可能費用単価 = 1.13円
 : 期間平均(平成26年度)

②卸電力市場におけるインバンス発生率(※2)

※2:本来なら、計画値同時同量下におけるインバンス発生率を使用すべきだが、試算においては、卸電力取引所におけるインバンス発生率(販売量に対する実績量の未達成率)を使用。平成28年度においては30分毎の計算ができないため、直近の数値をもちいてインバンスリスク単価を設定する予定。

	インバンス発生率 (平成26年度年間平均)	備考
太陽光・風力	12.5%	風力については、卸電力取引所における取引が1件しかないため、試算においては、変動電源である太陽光のインバンス発生率(12.5%)を適用。
地熱、バイオマス、水力	0.8%	太陽光・風力を除いた新電力の電源の平均インバンス発生率を適用。

出所: 日本卸電力取引所(平成26年度)

インバンスリスク単価(※3、※4)

太陽光・風力

1.13円 × 12.5% = 14銭/kWh

地熱、バイオマス、水力

1.13円 × 0.8% = 1銭/kWh

※3:実際のインバンスリスク精算は30分ごとに計算し、例えば、それを合計して月単位で精算することとする。なお、月単位でインバンスリスクの総額がマイナスになる場合はゼロとみなす。他方、平成28年度当初時点では電力会社のシステム改修が間に合わないため、当面の間(システム改修が完了するまで)は、年間の平均インバンスリスク単価(①、②の部分年間平均値とする)を用いて精算することを認めることとしてはどうか。

※4:インバンス料金算定式に含まれる β 値が含まれていない。

13

- 再エネインバランス (kWh) コストを減らす方法として、主に以下の2つが考えられるのではないか。
 - ✓ Δ kW調達以降のFIT再通知
 - ✓ Δ kW調達以降の再エネ予測精度の向上
 - 地点数の細分化
 - 地点毎の設備量と気象情報の活用
 - 最新の気象情報の反映
 - 気象予測そのものの改善

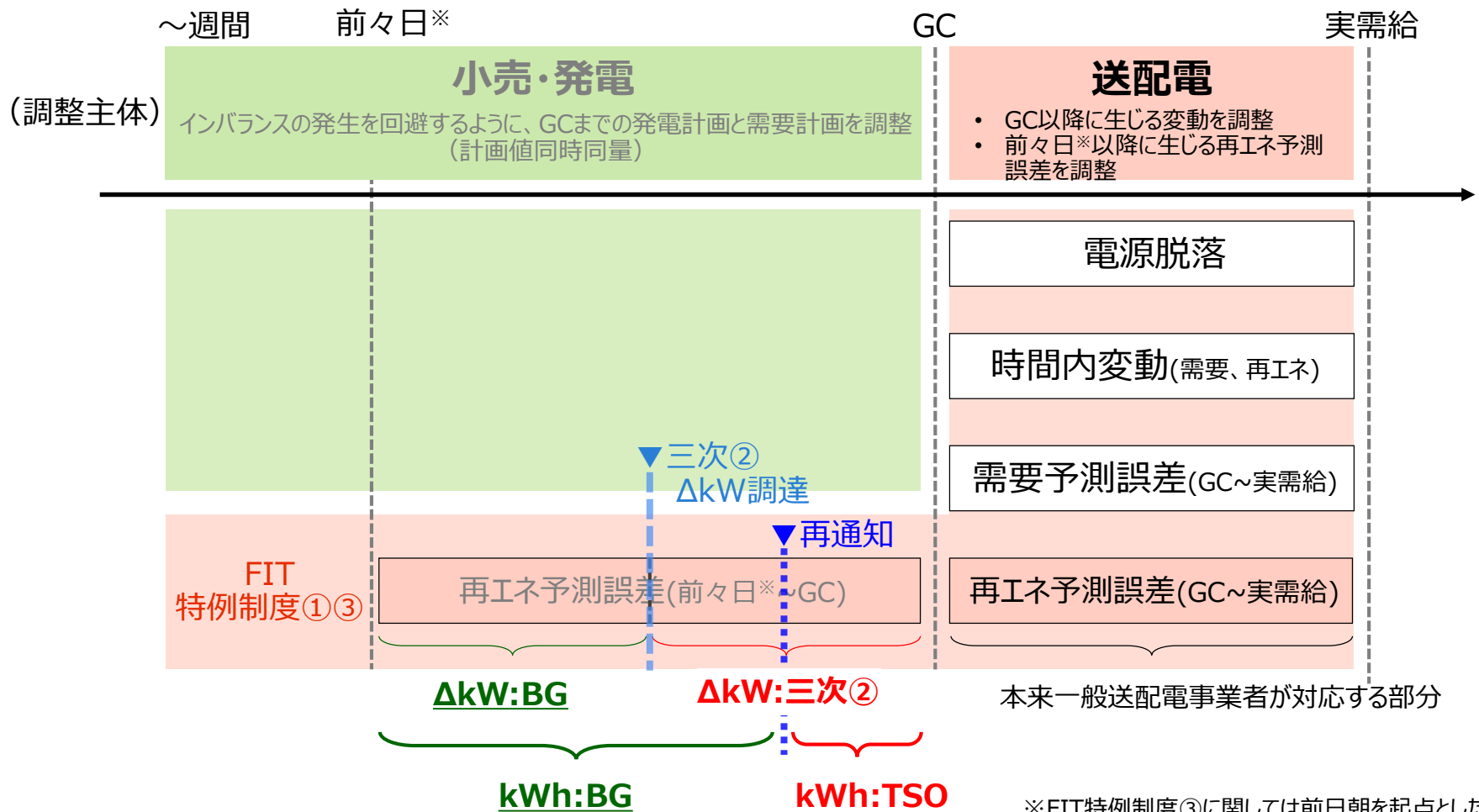
余白

ΔkW 調達以降のFIT再通知について

論点：FIT特例制度①に係る再エネ予測誤差の調整主体について

- P13を踏まえると、一般送配電事業者が調整する場合は、三次調整力②で確保した電源に加えGC時点で調整力として活用可能な電源についてメリットオーダーリスト(単価表)を作成して安価な電源から稼働することとなるが、三次調整力②の要件を満たさない電源を使用することはできない。
- 他方、BGが調整する場合には、P13に掲げる課題を解決する必要があるものの、需給調整市場の要件を満たさない電源（例えば、一定時間以上の稼働が必要となる電源や応動時間の長い電源等）を活用することができることに加え、DR等、各BGの創意工夫によって更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる可能性があるため、社会的な効用の観点から、望ましいと考えられる。
- このため、FIT特例制度①における通知時間を現状の前々日16:00からなるべく実需給断面に近づけることが望ましいのではないか。
- また、2019年11月から卒FIT電源が発生することを踏まえ、将来的なFIT制度からの自立化も見据え、再エネ予測を再エネ事業者含めたBG自らが行う制度(小売BGが予測を行う場合はFIT特例制度②)への移行を促していくことも重要ではないか。
- こうした制度の見直しに当たっては、一般送配電事業者の調整力の運用や予備力の考え方を含めたBGの供給力調達の運用、さらには、これらのシステム開発の必要性や時間前市場の取引量といった市場整備についても考慮する必要がある。
- したがって、「短期的に取り組むべき事項」と「中長期的に取り組むべき事項」を整理した上で、順次課題について検討を進めていくこととしてはどうか。

- BGが再エネ予測誤差に対応するということは、 ΔkW と kWh の各々について、一般送配電事業者が対応している部分をBGに移行することとなる。
 - ✓ 前々日のFIT通知 ~ 前日のFIT再通知まで の予測誤差に対する kWh についてBGが対応



※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

- 再通知を受けた予測誤差への対応をBGが行う場合には、自社電源もしくは時間前市場を活用することとなる。
- ただし、そのためには電源をあらかじめ出力を調整できる状態で待機させておかなければ、そもそもBGが調整するための玉出しが行われず、時間前市場に十分な流動性が確保されない。そのため、BGが予測誤差へ対応するため待機させる、もしくは、BGが予備力として確保する必要がある。
- 日本では一般的に、調整力となりうる電源が追加起動の時間が長いこと、揚水の汲み上げ時間には一晩かかることを踏まえると、予測誤差に対応できる量を時間前市場で調達できるように流動性をもたせるためには、TSO、BGのいずれかの判断により電源を待機させておくことが必要。
 (例えばドイツではFIP制度によるインセンティブを設けることで再エネ事業者(あるいは再エネ事業者から委託を受けたBG)がGCまでの再エネ予測誤差を調整している。他方、欧州ではガスパイプラインが整備されており、ガスの流動性が高いことや調達コストが低いことなどから、起動時間が短いガスタービン発電機が多い。このように各国の制度の成り立ちや設備状況が異なることに留意する必要がある。)

<主要な発電機の例>

	ΔkWを確保する（出力を調整できる状態にする） にあたり考慮すべき事項
コンバインド発電機	起動に4~5時間を要する
汽力発電機	起動に8~10時間を要する
揚水発電機	汲み上げに10~14時間を要する
(参考：欧米) ガスタービン	30分~2時間

※ 長期停止している場合はより時間を要する場合がある

- BGが発電機を待機させておく場合、例えば、BGが需給調整市場により ΔkW を調達することが考えられる。
(この場合でも調達した電源をメリットオーダーで運用できるのはTSOとなる。)
- この場合、BGの需給調整市場参加を認めて、TSOとBG双方がそれぞれ必要となる ΔkW の量を判断して調達するなどの需給調整市場の在り方や、各プレイヤーの市場アクセスの在り方など抜本的な制度の見直しが必要となる。
- なお、BGはインバランス制度にもよるが、発電機を待機させない可能性がある。この場合、発電機を待機させないことで社会コストは減少する可能性があるが、適切な確保がなされていないことで需給ひっ迫に至る可能性がある。
一方、TSOには周波数維持義務があるため、BGが発電機を待機させない可能性があれば、TSOが自ら電源を待機させることが考えられる。その場合、結局TSOが電源を待機させることとなり、社会コストは変わらない。ただし、BGが待機させても、BGが確実に必要量の電源を待機させるかどうかについて、TSOが不信を持った場合には、双方が確保することとなり社会コストが増える可能性がある。(TSOおよびBGが電源を二重に確保することが起こり得る)
- また、TSOとBGで二重にならない範囲で ΔkW をうまく調達できたとしても、結局確保する総量は変わらないため待機にかかる社会コストは変わらない。
- ただし、BGが予測誤差に対応することで、BGの創意工夫により更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる可能性があるとも考えられる。
- 現行の仕組みでは再通知をしても一送りにインバランスリスク料が支払われるため制度面のフォローも必要となる可能性がある。
- BGに再通知を行い調整主体を変更することを考える上で、このことについてもどう考えるか。

論点：FIT特例制度①に係る再エネ予測誤差の調整主体について

- P13を踏まえると、一般送配電事業者が調整する場合は、三次調整力②で確保した電源に加えGC時点で調整力として活用可能な電源についてメリットオーダーリスト(単価表)を作成して安価な電源から稼働することとなるが、三次調整力②の要件を満たさない電源を使用することはできない。
- 他方、BGが調整する場合には、P13に掲げる課題を解決する必要があるものの、需給調整市場の要件を満たさない電源（例えば、一定時間以上の稼働が必要となる電源や応動時間の長い電源等）を活用することができることに加え、DR等、各BGの創意工夫によって更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる可能性があるため、社会的な効用の観点から、望ましいと考えられる。
- このため、FIT特例制度①における通知時間を現状の前々日16:00からなるべく実需給断面に近づけることが望ましいのではないか。
- また、2019年11月から卒FIT電源が発生することを踏まえ、将来的なFIT制度からの自立化も見据え、再エネ予測を再エネ事業者含めたBG自らが行う制度(小売BGが予測を行う場合はFIT特例制度②)への移行を促していくことも重要ではないか。
- こうした制度の見直しに当たっては、一般送配電事業者の調整力の運用や予備力の考え方を含めたBGの供給力調達の運用、さらには、これらのシステム開発の必要性や時間前市場の取引量といった市場整備についても考慮する必要がある。
- したがって、「短期的に取り組むべき事項」と「中長期的に取り組むべき事項」を整理した上で、順次課題について検討を進めていくこととしてはどうか。

論点：FIT特例制度①に係る再エネ予測誤差の調整主体について

- P13を踏まえると、一般送配電事業者が調整する場合は、三次調整力②で確保した電源に加えGC時点で調整力として活用可能な電源についてメリットオーダーリスト(単価表)を作成して安価な電源から稼働することとなるが、三次調整力②の要件を満たさない電源を使用することはできない。
- 他方、BGが調整する場合には、P13に掲げる課題を解決する必要があるものの、需給調整市場の要件を満たさない電源（例えば、一定時間以上の稼働が必要となる電源や応動時間の長い電源等）を活用することができることに加え、DR等、各BGの創意工夫によって更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる可能性があるため、社会的な効用の観点から、望ましいと考えられる。
- このため、FIT特例制度①における通知時間を現状の前々日16:00からなるべく実需給断面に近づけることが望ましいのではないか。
- また、2019年11月から卒FIT電源が発生することを踏まえ、将来的なFIT制度からの自立化も見据え、再エネ予測を再エネ事業者含めたBG自らが行う制度(小売BGが予測を行う場合はFIT特例制度②)への移行を促していくことも重要ではないか。
- こうした制度の見直しに当たっては、一般送配電事業者の調整力の運用や予備力の考え方を含めたBGの供給力調達の運用、さらには、これらのシステム開発の必要性や時間前市場の取引量といった市場整備についても考慮する必要がある。
- したがって、「短期的に取り組むべき事項」と「中長期的に取り組むべき事項」を整理した上で、順次課題について検討を進めていくこととしてはどうか。

- ΔkW調達以降も実需給に向けて、一般送配電事業者はインバランスを調整し、周波数を維持するため、需要と供給を一致させる必要があることから、このような時間領域においても再エネ出力の実況や、当日予測を取り込んで運用に反映してきたと考えられる。
- ΔkWを減らすための取組みのうち、地点の細分化などといった実運用断面においても寄与するものと考えられる。引き続き、一般送配電事業者においてこれらの取組みを進めていくこととしてはどうか。
- なお、気象予測精度そのものの改善は、大外しと同様に、気象の専門家に取り組んでいただくことが重要と考えられる。大外しを改善する方がコストメリットが大きいことも踏まえ、優先順位を付けて国にて取り組んでいくこととしてはどうか。

まとめ

- 発生するかどうか分からない再エネ予測誤差に対応するために、出力を調整できる状態で電源を待機させておくこと（ ΔkW ）にコストが生じており、これはTSO・BGのいずれが対応しても同様に生じるコストとなる。このため、社会全体で再エネの調整にかかるコストを大幅に低減するためには、 ΔkW を低減することが決定的に重要となる。
- 再エネ予測誤差（下ぶれ）へ対応するために行う三次調整力②の ΔkW 調達については、再エネ予測の大外しに備える必要があり、電源の準備等に要する時間について考慮する必要がある。このため、再エネ予測誤差（大外し）を改善し、 ΔkW 量の低減を図るために、遅くとも前日夕方予測精度が向上したとしても、大外しがなくなる限り、必要となる ΔkW 量に有意な変化は生じないと考えられるため、大外しを減らすことが重要。
- 前日夕方時点における気象予測精度の向上（大外しの低減）が必要となる。当日朝時点の予測精度向上や平均的な三次調整力②の ΔkW を減らす方法は主に以下の3つが考えられる。
 - ① エリア毎に確保している ΔkW 必要量についてエリア間不等時性を踏まえた見直し（広域運用できた以降）
 - ② FIT再通知による予測精度向上（ ΔkW 調達まで）
 - ③ 再エネ予測そのものの精度向上（大外しの低減）※①は広域機関、②は国、③は一般送配電事業者が取り組む。（③のうち、気象情報の精度向上は気象の専門家による）
- 広域機関としては、本委員会において上記の一般送配電事業者の取組みについて確認し、好事例の展開・共有化に努める。実質的にこれが広域機関による監視となるのではないか。
- また、一般送配電事業者が気象会社等から入手している気象情報の精度向上については、エリア毎というより全国共通の課題であり、一般送配電事業者の努力だけでは達成できないことである。
- 気象情報の精度向上に向けては、気象の専門家を含む関係者が協力して取り組むことが重要であり、気象庁・気象会社等が提供する気象情報に関する実証事業・技術開発等に取り組んでいただくことが不可欠である。どのように取り組んでいくかは、資源エネルギー庁と具体的に相談してまいりたい。
- なお、 ΔkW 調達以降については平均的にも予測誤差を改善することによりインバンスリスク料の低減ができる可能性がある。こういった時間領域についても同様に取り組んでいくこととしてはどうか。

三次調整力②必要量の試算結果

再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担について

86

- 一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、これに対応するための調整力の確保にかかる費用について、その負担の在り方を検討する必要がある。
- 三次調整力②については、2021年目途に創設される需給調整市場において調達を開始される。このため、再エネ予測誤差に対応する調整力を確保するための費用については、2021年以降は、需給調整市場で実際に調達された三次調整力②の Δ kWの確保にかかる費用を基に算定することができるのではないか。

※ 調達実績を集計できるまでの間は、暫定的に、今般示されたような三次調整力②の Δ kW相当の調整力を確保するための費用の試算を基に算定することもあり得る。

- また、これらの費用は、FIT特例制度に起因して必要となっていること、更にはFIT特例制度により生じるインバランスリスク (kWh) は既にFIT交付金で手当していることも踏まえ、生じざるを得ない相応の予測誤差とその調整力の確保にかかる費用が残る場合には、FIT交付金を活用して負担することについて検討してはどうか。
- ただし、その際は、現行のインバランスリスク料の考え方と同様、かかる費用を自動的に全て補填するのではなく、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働く仕組みにする必要があるのではないか。
- こうした方策について、今後行われるFIT法の抜本見直しも見据え、2020年度を目途に具体化できるよう検討を進めることとしてはどうか。

- 三次②必要量（三次②ΔkW調達量）について2018年度実績により算定した結果（速報値）は以下のとおり。
 - ✓ ΔkW必要量（1年分）：約225億ΔkW（10社年間合計）※

	三次②ΔkW年間調達量(概算) [億ΔkW・h]
北海道	20
東北	23
東京	50
中部	22
北陸	5
関西	19
中国	35
四国	16
九州	34
沖縄	2
10社合計	225 ※

【設備量】(FIT①)
 [2018] 4,925万kW
 [2017] 4,613万kW

※ FIT③含めると250億ΔkW・h