

# 2020年度冬期の電力需給ひっ迫・ 市場価格高騰に係る検証中間取りまとめ（案） に対する意見公募結果

2021年6月15日

資源エネルギー庁

# パブリックコメントの実施結果とそれに伴う省令等の一部改正について

- 前々回の会合で取りまとめいただいた「2020年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証中間取りまとめ（案）」について、**4月30日から5月29日までパブリックコメントを実施。**
- **76者から意見が寄せられた**ところ、パブリックコメントの結果及びこれらに対する考え方について、今後、資料4-2のとおり公表予定。また、資料4-3、4-3別冊のとおり、御意見を踏まえた修正を行った。

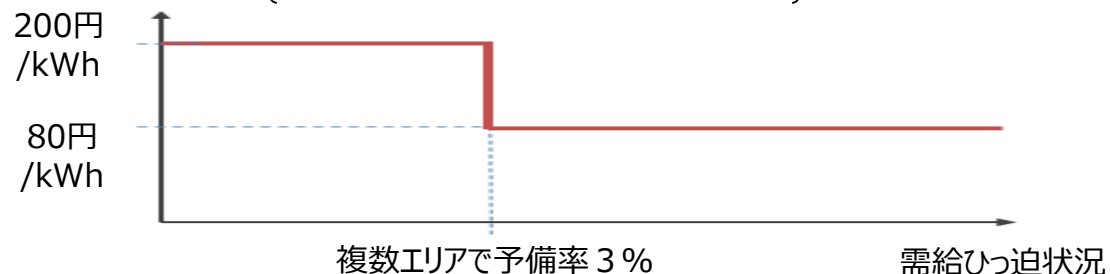
（御意見を踏まえた主な修正箇所）

- 2020年12月から2021年1月のインバランス収支の金額の追記（資料4-3 p35,p77）
  - 支配的事業者における社内・グループ内取引の透明性を確保するための課題の検討内容の追記（資料4-3 p87、資料4-3別冊 p46）
  - グロス・ビディングを取りやめた理由についての事業者説明内容の追記（資料4-3別冊 p17）
- なお、中間取りまとめ（案）において、**2021年度における暫定的なインバランス料金上限措置**については、**2021年度上半期中を目指して準備を進めていくことが必要**とされていたところ、パブリックコメントの結果も踏まえ、**7月1日の施行に向け、省令改正等（※）の準備を進めていく。**

※一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（平成28年経済産業省令第22号）及び一般送配電時事業託送供給等約款料金算定規則第27条第1項及び同条第2項に基づき経済産業省が定める額に関する告示（平成31年3月29日経済産業省告示第81号）

## 2021年度における暫定的なインバランス料金上限措置のイメージ

〔簡易的な手法で2段階の上限値を設定〕



# 寄せられた主な御意見①

寄せられた御意見の概要	御意見に対する考え方
市場制度に不備があったのではないか。	<p>2020年度冬期の市場価格高騰については、電力・ガス取引監視等委員会における議論も経て、「現在の市場関連制度は完璧ではなかったともいえるが、より望ましい仕組みへの改善はこれまでも検討が進められてきており、2022年度から新たなインバランス料金制度を導入することが予定されているなど、今冬の事象は、段階的な制度改正の途上で生じたものであったと考えられる。（中略）現在の市場関連制度は全て規程等を通じて公表されており、また改善に向けた議論も公開で行われてきており、事業者は現在の制度を理解した上で参入していると言える。また、相対取引や先物・先渡・ベースロード市場等といった手段を活用することでリスクを低減することは可能であったと考えられ、実際に、これらの制度を活用してコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいることを踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した遑及的な救済を要する制度的な不備があったとまではいえないと考えられる。」と評価されております。</p>
影響を受けた事業者への還元等の措置を行うべきではないか。	<p>小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実です。</p> <p>また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。</p> <p>こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目した措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。</p> <p>他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところですが、今般、2022年度のインバランス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
新電力は打撃を受けており、支援を行うべきではないか。	<p>2020年度冬期の市場価格高騰を踏まえ、経済産業省において、新型コロナウイルス感染症の影響が続く現下の経済状況も鑑み、来年4月に予定していたインバランス料金上限価格の設定を今年1月に前倒して実施するとともに、需要家の料金負担が激変しないよう対応する小売電気事業者に対して、インバランス料金の分割払いやFIT特定卸供給に係る料金の分割支払いを可能とする措置が実施されました。こうした措置を通じ、一部の事業者からは、これで事業が継続できるといった声もあり、小売電気事業者の登録数も、2021年1月末の695者から5月末には722者へと市場価格高騰後も増加しております。</p>

# 寄せられた主な御意見②

寄せられた御意見の概要	御意見に対する考え方
<p>関西電力の原発（高浜3、大飯3）の再稼働が予想外に遅れたことが、LNGの在庫切れの大きな要因となった可能性がある。このことについて、検証を行うべきではないか。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。 LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p>
<p>原子力のような大規模集中型電源への依存が大きナリスクであることが改めて明らかとなった。原子力や石炭火力の温存につながる容量市場を白紙から見直し、戦略的予備力など別の方法を検討すべきである。</p>	<p>エネルギーを巡る状況は各国千差万別であり、資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要と考えられます。 また、安定供給の確保のためには、中長期を見据えた電源投資が重要となります。容量市場は、発電事業者の投資回収の予見性を高め、再生可能エネルギーの主力電源化を実現するために必要な調整力の確保や、中長期的な供給力不足に対処することを目的として創設されました。供給能力として「キロワット」という価値を提供する発電所などに対して、発電方式や燃料の種別に問わず、市場参加を通じて対価を受け取ることができる制度となっております。この仕組みについては、電力・ガス基本政策小委員会及び制度検討作業部会において議論が行われ、その必要性が確認されているところです。</p>
<p>インバランス料金の上限をより低く設定すべきではないか。</p>	<p>市場には買い手と売り手の双方がいる中で、電気の買い手にとっては市場価格の高騰は回避したい事象である一方、電気の売り手にとっては価格高騰は費用を回収する機会でもあるため、市場の価格形成を制限するルールの導入は慎重に行うことが必要と考えられます。電力・ガス基本政策小委員会における議論の中でも、上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブを妨げないようにする観点が必要であるとの指摘があったところです。 特に、近年、卸電力市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。 こうした中で、2022年度以降においては、インバランス料金として調整力費用を引用するとともに、需給ひっ迫状況に応じて上昇する仕組みの導入を予定しておりました。その上限価格については、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合における議論の中で、新たにDRを確保するのに必要となる価格として、電源I'の公募結果を参考に600円/kWhとすることを原則としつつ、激変緩和のために一定期間の暫定的な措置を設定する観点から、制度開始から2年間は200円/kWhとすることとされました。 今般、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、簡易に同様の制度を導入すべく、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限価格の導入を図る予定です。この上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブや2022年度以降の制度との整合性も鑑み、200円/kWhを上限価格とするとともに、需給に一定の余裕がある場合の上限価格として、「でんき予報」の予想予備率が3%以下となる供給区域が複数ある場合を除き、今年1月に稼働したDRのコストを参考に、80円/kWhという上限価格も設定することとしました。 なお、これらの価格は上限価格であり、実際の需給状況に応じて、実際のインバランス料金はこれらの上限以下の価格が形成されることとなります。</p>