

(参考) 3社のグロス・ビディングの実施状況について

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

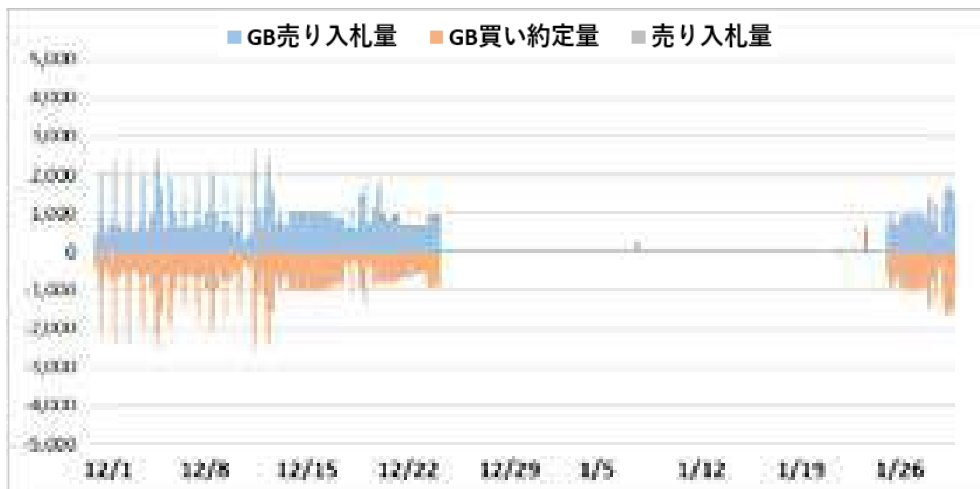
北陸電力：グロスビディングの入札量、約定量 単位:MWh/h



関西電力：グロスビディングの入札量、約定量 単位:MWh/h



中国電力：グロスビディングの入札量、約定量 単位:MWh/h



(参考) 各社に対する確認結果の概要

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

| | 北海道電力 | 東北電力 | 東京電力EP | 中部電力ミライズ | JERA |
|----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| グロス・ビディングの考え方 | <ul style="list-style-type: none"> グロスビディングについては、自主的取組で表明した「売り入札量全体で販売電力量の30%程度の入札」を目標として、売り入札量については売り入札可能量からブロック商品を控除した値とし、買い入札量（高値買い戻し量）については小売電気事業者として必要な供給力及び予備力を確保するように設定している。 売り入札価格については、0.01円/kWhで設定しており、買い入札価格については、今冬の市場価格高騰を受け、必要な供給力及び予備力を確保することを目的に段階的に見直しを行っている。 | <ul style="list-style-type: none"> グロスビディング売りは全てのコマにおいて一定量を0.01円入札。買いは必要な供給力分は999円、それ以外は限界費用で入札。 グロスビディングの量は、段差制約量（火力機などの負荷追従可能量）により設定される30分商品の最大量にて設定。 | <ul style="list-style-type: none"> グロスビディング（以下、GB）の取引目標（販売量の20%程度）に応じて売買ともに定量入札。 価格は、売りは入札全量に対し確実に約定させる観点で設定、買いは限界費用ベースにて算定。 なお、「供給力・GB売り入札量」が、弊社需要を下回る場合には、確実に買い戻せる価格で入札（GB高値買戻）を実施。 | <ul style="list-style-type: none"> 期間を通じて、グロスビディングとして毎コマ1,600MWの売り入札を実施。 上記に対応し、需要および予備力1%までの必要供給力分は、高値での買戻しを実施し、これを超える余力分について、限界費用ベースでの買い入札を実施することで、旧一般電気事業者の自主的取引組みとしての余力の全量玉出しを遂行。 グロスビディングの売り入札が余力の量を上回る量となっており、この余力を上回る量について、確実に買い戻せる価格での買い戻しを実施。 | <ul style="list-style-type: none"> （グロスビディング取引は実施していない） |
| グロスビディングを取りやめた場合の理由 | <ul style="list-style-type: none"> 継続して実施。 | <ul style="list-style-type: none"> 継続して実施。 | <ul style="list-style-type: none"> 継続して実施。 | <ul style="list-style-type: none"> 継続して実施。 | — |

(参考) 各社に対する確認結果の概要

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

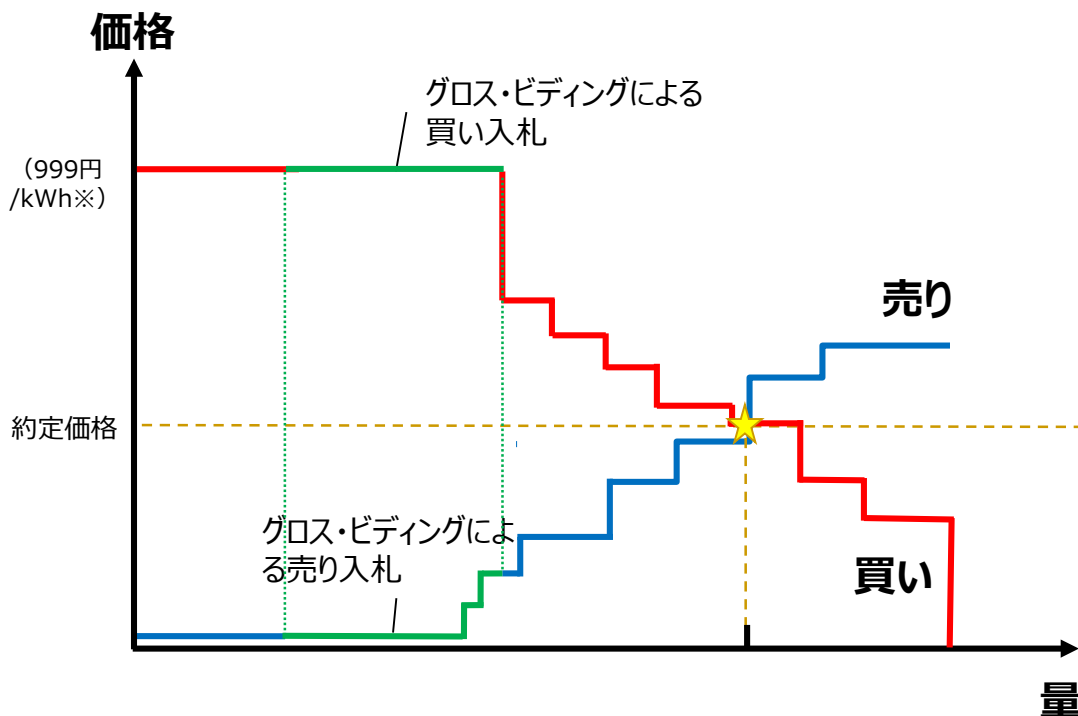
| | 北陸電力 | 関西電力 | 中国電力 | 四国電力 | 九州電力 |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| グロス・ビディングの考え方 | <ul style="list-style-type: none"> 取引量目標（早期に販売電力量の20～30%程度）を達成できるようグロスビディングを実施中。 売買は同量を入札。 買い入札価格は、自社供給力を超過する断面では、市場価格に応じて約定が可能と考えられる価格で入札。自社供給力の余力がある時間帯は買戻し対象電源の限界費用で入札。 売り入札価格は売り入札対象電源の限界費用で入札。 | <ul style="list-style-type: none"> 「年間販売電力量の20%程度」を目標に、売り入札については、約定量の増加に寄与するよう、システム上の最低価格にて入札。 買い入札については、当該電源の限界費用に基づく価格で入札。 必要な供給力を確保できない部分は、約定する蓋然性が高いと考える価格で入札。 | <ul style="list-style-type: none"> 運転中余力を対象とした通常入札分と停止中電源から買入札するブロック入札分から構成。 通常入札分は、上げまたは下げ調整力の各コマの最大値をその日のグロスビディングの量として決定、各コマの上げまたは下げ調整力の範囲内の入札価格は限界費用、それを超える部分は、高値買または安値売とする。 ブロック入札は、停止中電源をネットビディングで売った場合の入札量と同量を運転中の電源から安値で売り入札し、停止中電源の限界費用で買入札を行う。 | <ul style="list-style-type: none"> GBの売り入札については、卸電力活性化に係る自主的取組みの目標（売り約定量全体で販売電力量の3割程度の規模まで拡大）を勘案し、供給余力の如何に関わらず、常に一定量（300MW）を石炭火力の限界費用相当で市場に供出。 GBの売り入札後も余力がある場合は限界費用で、不足が発生する場合は不足分を高値で買入札実施。 | <ul style="list-style-type: none"> 自主的取組の目標である販売電力量の3割達成のため、最大340万kWの売買入札実施。 売りの入札価格はベース電源である石炭価格相当にて、買いの入札価格は限界費用相当で入札。 グロスビディング売り入札以上に供給余力がある場合、限界費用相当で供給余力の売り入札実施。 グロスビディング売り入札量に対し自社供給力が不足する断面では、自社需給バランス上必要な量について確実に買い戻せる価格にて買い戻しを実施。全量買い戻しても供給力が不足する場合は追加で通常の買い入札を実施。 |
| グロス・ビディングを取りやめた場合の理由 | <ul style="list-style-type: none"> 需要増加に伴い限界費用での買戻しができなくなった(高値で買い入札せざるを得ない)こと、および市場価格の更なる高騰により電源の経済的差し替えができなくなったことを踏まえ、グロスビディングを取りやめ（売り・買いとも同量を取り止め） | <ul style="list-style-type: none"> 市場価格が不安定な中、買い約定しなければ大量の供給力不足に繋がる可能性があるため。 また、需給ひっ迫に伴い、通常とは異なるハンド対応(※)の入札処理が生じ、グロスビディングのシステム処理との両立について検証を要したため。 上記の検証について、具体的には、GBシステムは自動的に算出される結果を取り込む前提で設計されていたことから、ハンド補正したデータを取り込んで正確に作動させるための検証が不可欠であり、検証を実施した。 <p>※ハンド処理による補正とは、具体的には、kWh不足発生時の買い入札のコマ配分や、発電機余力に満たない売り入札の価値の高いコマへ配分であり、これらはシステム対応しておらずハンド処理が必要。</p> | <ul style="list-style-type: none"> 市場価格が暴落する虞がある日（特に、端境期の休祝日やGW、年末年始の特殊期間）は、買いのみの約定により供給力余剰が発生する虞があるため。 市場価格が高騰（全国的に需給がひっ迫）することが予想される日は、グロスビディング売りに伴う供給力不足量を買戻せない虞があるため。 | <ul style="list-style-type: none"> 継続して実施。 | <ul style="list-style-type: none"> 継続して実施。 |

(参考) グロス・ビディングにおける入札の考え方

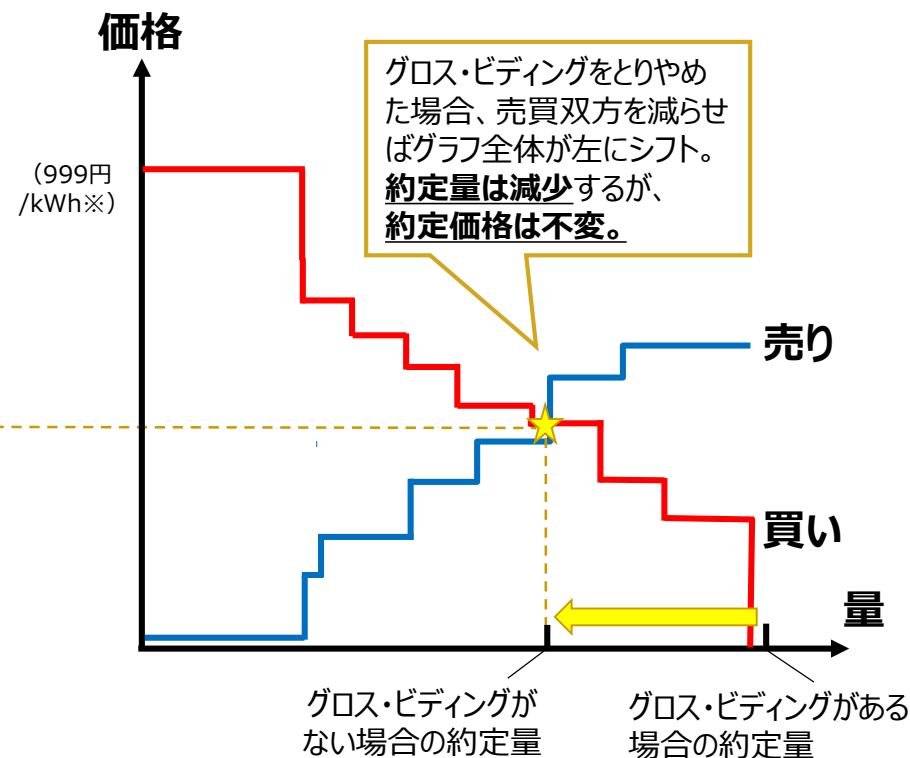
第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

- グロス・ビディングとは、旧一電の自主的取組として、市場で売り札と買い札の双方を入れて自己約定を生じさせ、市場の流動性を高めるもの。
- グロス・ビディングについては、一部の事業者においては、自社需要に鑑み一定の売り余力があり、またこれを買戻すことができることを前提としてこれを行っている。

グロスビディングが行われている場合の入札曲線



グロスビディングが行われていない場合の入札曲線



※ 999円の買い入札には、グロスビディング高値買戻し分、間接オークション分、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、買いブロック約定分等が含まれる。

検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について

- 発電情報公開システム（HJKS）での開示が電力適正取引ガイドライン上のルール※1に基づいて適切に行われていたかについて、公開ヒアリングでの確認や、報告徴収データとの整合性の確認※2を実施。
- 確認の結果、一部事業者の解釈誤りや人的ミスによる登録漏れ・登録の誤りの存在が確認されたが、それ以外では、現行のガイドラインに沿った開示が行われていた。（次頁参照）。

※1 電力適正取引ガイドラインにおいては、計画停止および計画外停止、出力低下が生じた場合には適時にHJKSに公表することとされている。従来、10万kW以上の発電ユニットの「計画停止」及び「計画外停止」のみがインサイダー情報として適時公表の対象となっていたところ、制度設計専門会合での議論を踏まえて、2020年10月に同ガイドラインの改定を行い、10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれる場合も適時公表の対象とした。

※2 報告徴収にて回答された各社の実際の燃料制約量のうち、HJKSでの開示が行われていない部分について、その理由の確認作業を実施（「10万kW以上の出力低下が24時間以上継続」等の要件に該当していないこと等）。

(参考) 各社に対する確認結果の概要

| | 北海道電力 | 東北電力 | 東京電力EP | 中部電力ミライズ | JERA |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|
| HJKSについて、適取GLに則り情報開示を行っていたか | <p>下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 伊達2号（石油） ● 対象期間：1/3 0:00~23:59 ● 制約理由：燃料制約 ● 最大制約量：339MW ● 原因：人的ミス | <p>下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 東新潟火力1,3,4号（ガス） ● 対象期間：12/19 0:00~23:59 ● 最大制約量：510MW ● 原因：人的ミス ● 八戸火力5号（ガス） ● 対象期間：12/26 0:00 ~ 12/27 23:59 ● 最大制約量：276MW ● 原因：人的ミス | (非該当) | GLに沿って対応した。 | GLに沿って対応した。 |
| | 北陸電力 | 関西電力 | 中国電力 | 四国電力 | 九州電力 |
| HJKSについて、適取GLに則り情報開示を行っていたか | <p>下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 富山新港火力2号（石油・ガス混焼） ● 対象期間：1/16 0:00~23:59 ● 制約理由：燃料制約 ● 最大制約量：249MW ● 原因：人的ミス | <p>下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 相生1・3号（ガス） ● 対象期間：12/12 0:00 ~ 12/13 23:59 ● 最大制約量： <ul style="list-style-type: none"> 1号：362MW 3号：357MW ● 原因：人的ミス ● 相生3号（ガス） ● 対象期間：12/20 0:00 ~ 23:59 ● 最大制約量：357MW ● 原因：人的ミス | <p>適取GL解釈誤りにより、下記登録漏れがあった。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 水島3号（ガス） ● 対象期間：12/30 22:00 ~ 1/4 5:29 ● 最大制約量：323MW ● 玉島1号（ガス） ● 対象期間：12/29 21:30 ~ 1/3 17:59 ● 最大制約量：339MW ● 柳井2号3軸（ガス） ● 対象期間：12/26 0:00 ~ 23:59 ● 最大制約量：126MW ● 玉島3号（石油） ● 対象期間； <ul style="list-style-type: none"> ・12/28 0:00 ~ 23:59、 ・12/30 3:00 ~ 1/4 16:59 ● 最大制約量：382MW ● 下関2号（石油） ● 対象期間； <ul style="list-style-type: none"> ・12/27 4:00 ~ 12/28 16:29、 ・12/28 21:30 ~ 12/30 15:59、 ・12/30 22:30 ~ 1/4 16:29 ● 最大制約量：338MW | GLに沿って対応した。 | GLに沿って対応した。 |

中国電力に対するHJKS開示の確認結果について

- 中国電力では、12/26～1/4の期間において、発電ユニットの10万kW以上の出力低下が24時間以上継続していたにもかかわらず、HJKSには登録が行われていないケースが確認された。
(上記期間以外の停止・出力低下はガイドラインに基づき開示が実施されていた。)
- この点、中国電力からは、以下のような説明があった。
 - ✓ 12/26～1/4の期間については、燃料消費抑制のために市場への供出を抑制していたものの、①調整力や自社需要には上限を設定していなかった、②具体的な見通しがあったわけではないが、TSOからの起動指令等があれば出力増を行う準備があり、24時間以上の低下が合理的に見込まれる「出力低下」の要件にあたらないと判断したため、HJKSに登録しなかった。
 - ✓ 上記以外の期間（例：1/10以降）は、調整力や自社需要に割り当てる分を含めて燃料制約による利用率の上限をかけており、HJKSに登録していた。
- この説明に対し、事務局より、TSOからの起動指令等の具体的な見通しがなかったことにより、適取GLで定める要件に照らし、10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれている点を指摘し、厳正な指導を行った。
- 中国電力からは、適取GLの解釈に問題があったとして、今後の運用を改める旨の回答があった。

今冬の価格高騰に係る旧一電・JERAに対する監視・分析結果のまとめ①

- 前述の通り、今冬の価格高騰に際しては、売り入札の全てが約定する売り切れ状態となり、買い入札価格によって約定価格が決定されていた。
- そこで、スポット市場の売り札の大きな割合を占める旧一電及びJERAの実質的な売入札量について分析したところ、12月中旬から1月下旬にかけて、通常より少ない量となっていた。また、中には、買い約定量が増えた者もあった。こうしたことから、これらの事業者の売り入札量の減少及び買約定量の増加が、スポット市場において売り切れが継続した原因になっていたと考えられる。
- こうした状況踏まえ、8頁に示したデータやヒアリング結果等を前提として、旧一電及びJERAを対象とし、以下の①～⑥の検証項目について監視・分析を行った。

(検証①：余剰電力の全量市場供出について)

- 各社における実質的な売入札量の合理性を分析したところ、12月及び1月の全日（1日48コマ）において、各社の供給力や自社小売需要等から算出される入札可能量と、各社の売入札量には齟齬はない（スポット市場入札時点の余剰電力の全量が市場に供出されている）ことが確認された。
- さらに、この期間の売入札量の減少について、各社からは、寒波による自社小売需要及び他社相対卸供給の増加と、燃料制約によるLNG及び石油火力の出力抑制等によるものとの説明があった。

今冬の価格高騰に係る旧一電・JERAに対する監視・分析結果のまとめ②

(検証②：自社需要の見積もりの妥当性について)

- 入札可能量の計算に用いられた諸元のうち、**自社小売需要**については、ヒアリングの結果、各社は、概ね**最新の気象予報**に加えて、**近日の気象類似日や事前の顧客への休業調査等から需要計画を策定**しており、**意図的にこれを過大にするといった行為は確認されなかった。**

(検証③：燃料制約の実施の妥当性について)

- 燃料制約については、**タンクの運用下限を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考え方にに基づき燃料制約を実施**していたことが確認された。

なお、自社需要見積もり、燃料制約以外の入札可能量の計算諸元については、以下の通り。

1) **供給力、出力停止等**

- 各社より提出された供給力の内訳（自社の設備容量・出力、他社受電分）及び出力停止等の内訳（出力停止・低下、電源 I・I'等）に基づき分析。各社の供給力変動については、①定期検査等による電源の停止・出力低下、②起動・停止時の起動カーブによる供給力減少、③水力・太陽光など再エネ電源の変動等が主な理由であるとの説明があった（詳細は後段各社データ編参照）。

2) **その他制約**

- 「その他制約」について、揚水制約の数量及び算定方法、それ以外の制約の内訳（段差制約、供給力変動リスク等）及び変動理由の提出を受け、不合理な点は無いことを確認（詳細は後段各社データ編参照）。

3) **予備力**

- スポット入札時点の予備力について、自社需要の1%相当以下で設定されていることが確認された。

今冬の価格高騰に係る旧一電・JERAに対する監視・分析結果のまとめ③

(検証④：買入札価格・量の妥当性について)

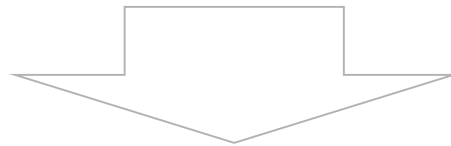
- 買入札価格及び量の妥当性については、旧一電の買入札価格・量が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されなかった。

(検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について)

- 12月下旬以降、3社（関西電力、中国電力、北陸電力）が、一定期間グロス・ビディングを取りやめていたが、売入札量と買入札量を同程度に減らしていることが確認された。したがって、約定価格への影響は極めて限定的であったと考えられる。

(検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について)

- 停止・出力低下について、適切に発電情報公開システムへの情報開示が行われていたかについては、一部事業者の登録漏れが確認されたものの、それ以外では現行ガイドラインに沿った開示が行われていた。



これまでに入手したデータやヒアリング結果（詳細は8頁参照）を前提とした監視・分析によれば、昨年12月から今年1月までの期間、旧一般電気事業者（9社）及びJERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった。

一般送配電事業者の調整力の運用等がスポット市場に与えた影響①

- 前回、この期間における一般送配電事業者の調整力の運用がスポット市場に与えた影響についてご議論いただき、大きな影響はなかったと評価いただいた。

1. この期間の調整力の稼働状況について

比較的多くの不足インバランスが発生していた1月8日について分析したところ、電源Ⅰが多く指令されていたが、それに加えて、電源Ⅰ'、各種電源のオーバーパワー、自家発なども調整力として活用されていた。また、電源Ⅱが多く指令されたエリアもあった。

この売り切れコマにおける電源Ⅱへの指令は、発電事業者が燃料制約として抑制した（売り入札しなかった）部分への指令であった。したがって、そのコマについては市場に影響は与えていなかったと考えられるが、翌日以降のスポット市場投入可能量には影響があったと考えられる。

これについて、以下①のケースについては、その影響は電源Ⅰに指令する場合よりむしろ小さかったと言え、②のケースについては、このコマの需給調整には不可欠の指令であったことから、致し方ないものと言える。

- ① 電源Ⅰが揚水発電であってその貯水量が十分でない場合に、電源Ⅰの代替として、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース
- ② 電源Ⅰでは不足する場合に、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース

こうしたことから、この期間の**一般送配電事業者の調整力の運用によって、スポット市場への影響が拡大した**といったことは確認できなかった。

一般送配電事業者の調整力の運用等がスポット市場に与えた影響②

- 前回、この期間における一般送配電事業者の調整力の運用がスポット市場に与えた影響についてご議論いただき、大きな影響はなかったと評価いただいた。

2. 電源Ⅱの事前予約について

この期間において、**四国送配電が12月15～17日、中部PGが12月21日に、太陽光等の予測外れによる不足インバランスに対応するため、電源Ⅱの事前予約を行っていた。**いずれも決められたルール通り実施されており、12月15日、21日分はスポット市場後の予約であり、12月16日、17日分はスポット市場前であったもののスポット市場の約定総量に占める予約量の割合は多くても0.4%程度であり、**市場取引への影響は限定的であったものと考えられる。**

関西送配電からも電源Ⅱ事前予約実施の報告があったが、その詳細を確認したところ、発電事業者が燃料制約として売り入札しなかった部分を確保したものであり、通常の電源Ⅱ事前予約とは異なるもので、そのコマのスポット市場や時間前市場への影響はないと考えられた。

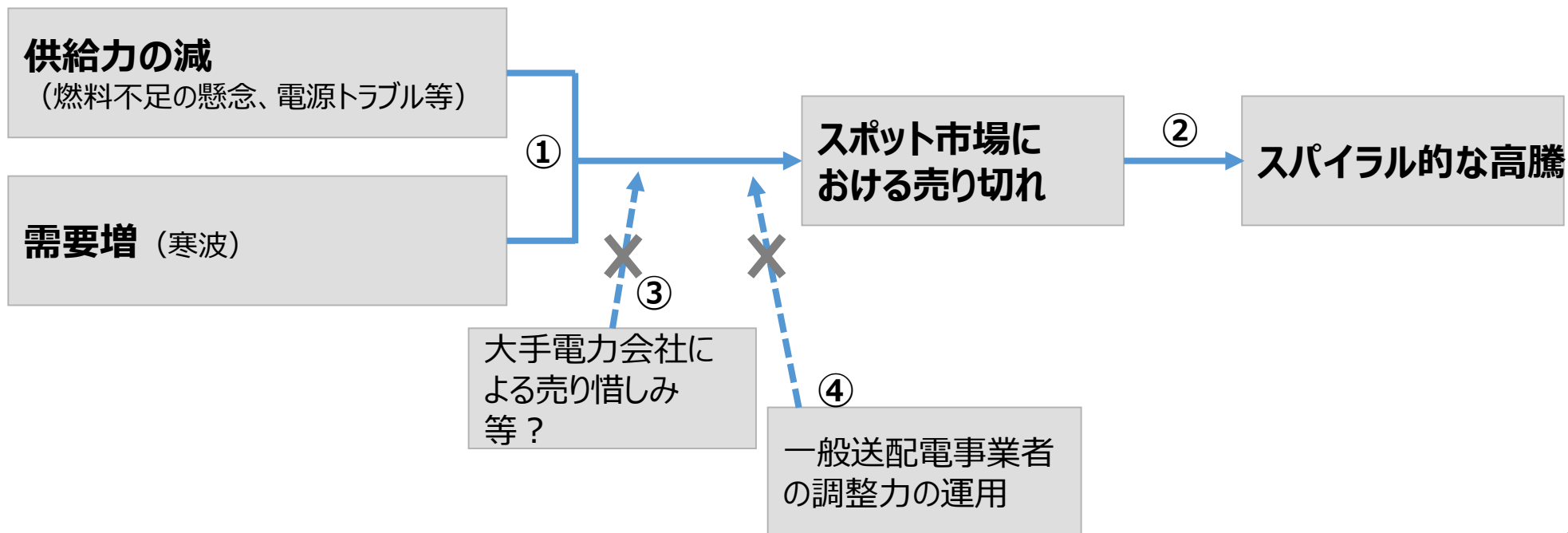
3. 一般送配電事業者のスポット市場及び時間前市場からの調達について

この期間において、**東京PG及び関西送配電が、電源Ⅰの揚水式発電所のポンプアップ原資を確保するため、調整力提供者（発電・小売）にスポット市場からの代理調達を依頼していた。**

この期間においてはエリア内の電源Ⅱに余力がなかったことから、一般送配電事業者が電源Ⅰである揚水のポンプアップのため、スポット市場や時間前市場を活用したkWh調達を依頼することは致し方ないものであり、また過去の審議会で整理された行動であり、問題となるものではなかったと考えられる。

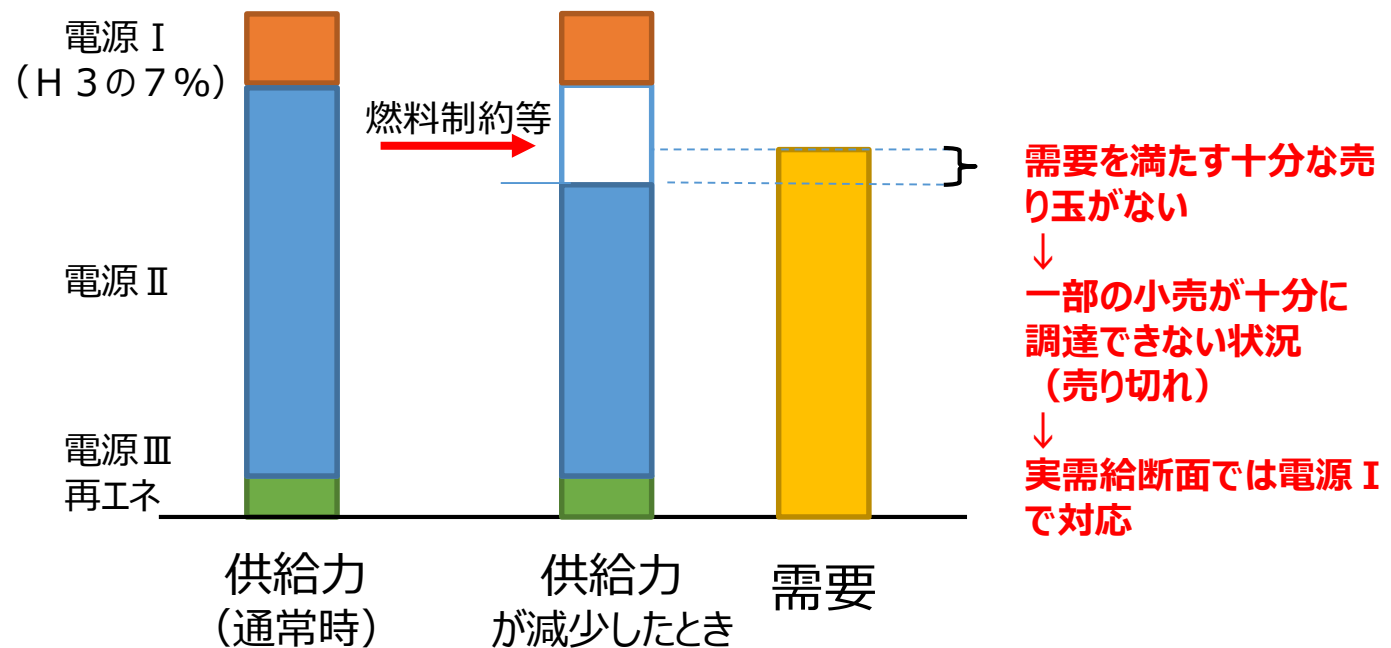
今冬のスポット市場における売り切れ及び価格高騰の要因について

- 前述までの分析のとおり、旧一電（9社）及びJERAにおいて、昨年12月から今年1月までの期間、相場を変動させることを目的とした売惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった（③）。また、一般送配電事業者の調整力の運用がスポット市場に大きな影響を与えたことはなかったと評価された（④）。
- したがって、売り切れ状態の継続的な発生は、燃料不足の懸念等による供給力の減少と寒波による需要の増により、需給がタイトになったことによつて起きたものと考えられる。（①）
- そして、限られた玉を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それがさらなるスポット価格・インバランス価格の上昇をもたらすという、スパイラル的な上昇が発生したものと考えられる。（②）



スポット市場において売り切れが継続したことについて

- 売り切れ状態が継続したことをもって、市場制度の欠陥であるといった指摘もあるが、何らかの理由により系統全体の供給力が減少し、一般送配電事業者が確保する電源Ⅰを除いた供給力が需要を下回った場合に、スポット市場が売り切れ状態となることはあり得ることである。
- 論点とすべきは、売り切れ状態であったコマを含めて、スポット市場価格の水準がどうであったかであり、売り切れの継続的発生をもつて制度に不備があったということにはならないと考えるが、どうか。



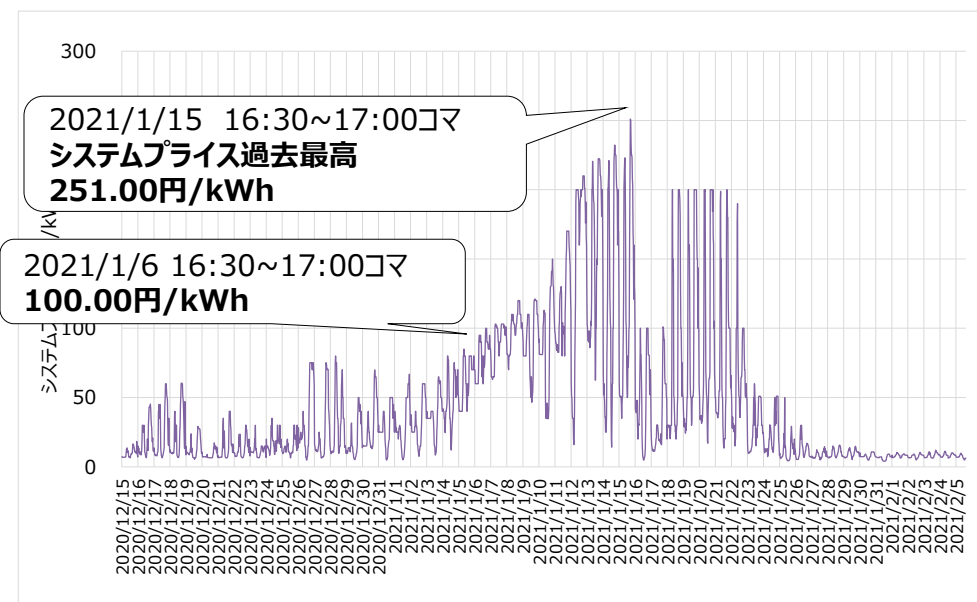
今冬のスポット価格の水準について

- 前述の通り、今冬におけるスポット価格の高騰は、売り切れ状態の継続により、限られた玉を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それがさらなるスポット価格・インバランス価格の上昇をもたらすという、スパイラル的な上昇が発生したものと考えられる。
- この期間のスポット価格の水準については、以下のように評価されるのではないかな。

① 今回のスポット価格高騰時には、調整力として、電源Ⅰ'に加えて、自家発の稼働要請や、発電事業者が燃料制約として抑制していた電源Ⅱなども活用されていた。これらは通常の調整力よりは大きな費用を生じさせるとも考えられることから、スポット価格が上昇したことは合理的なものであったとも言えるのではないかな。

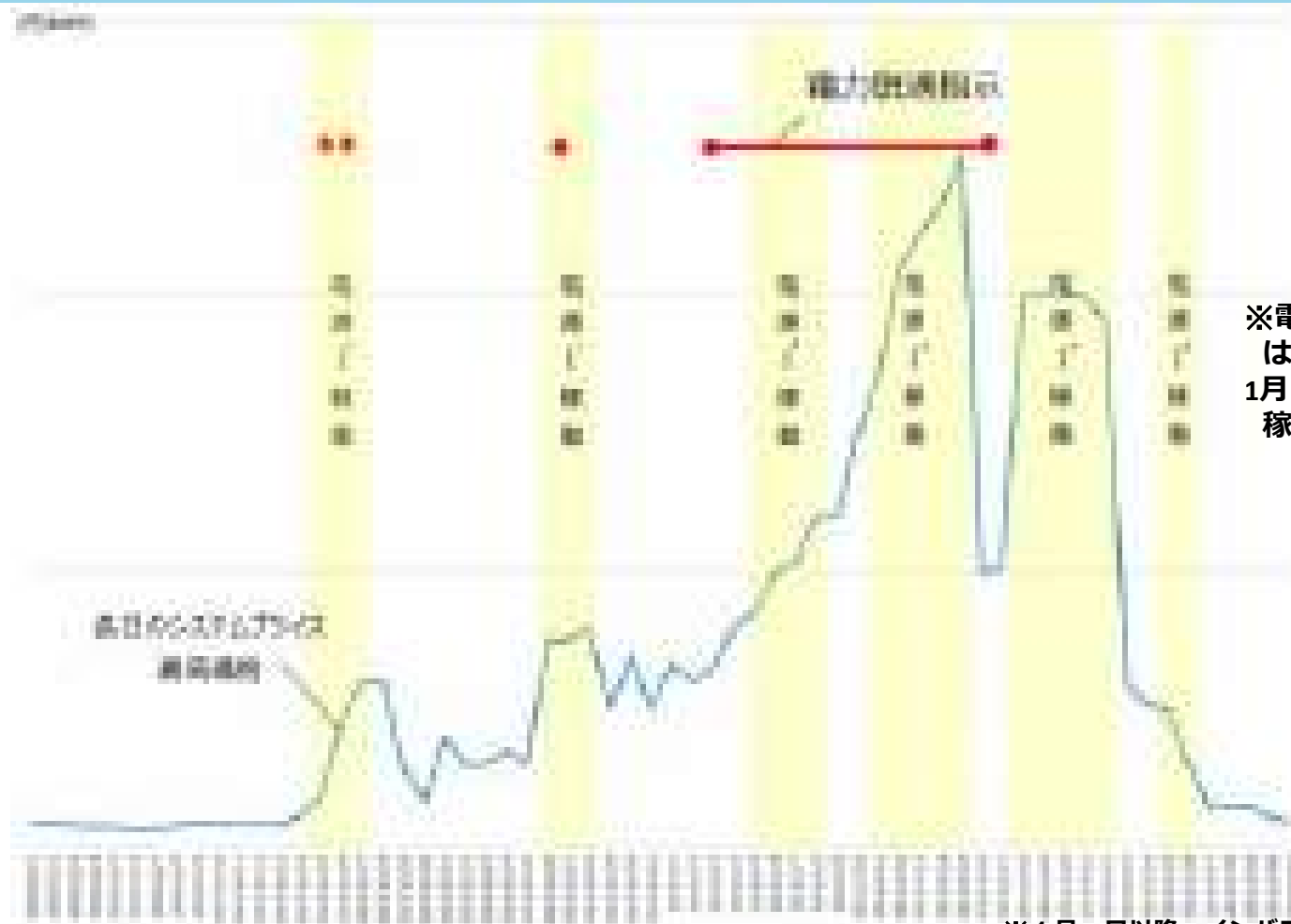
② 他方で、この期間のスポット価格の動きを見ると、市場における売りと買いが約定した結果であるものの、次ページ以降のように、調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあったと考えられるのではないかな。

(この期間のスポット価格の評価については引き続き分析が必要)



需給の状況とスポット価格の動き

- 需給状況のデータとスポット価格の動きを表にすると以下の通り。
- ひっ迫融通や電源 I' の稼働が少なくなった1月20日以降も200円近い水準となるなど、調整力のコストや需給状況と必ずしも合わない動きもあった。



※電源 I' の稼働エリアは、次ページに記載。1月19日以降の電源 I' の稼働は関西エリアのみ。

※1月17日以降、インバランス料金の上限200円/kWhを措置。

(参考) 需給の状況と、インバンス料金の推移 (12/1~1/31)

| 日付 | 電源 I 発電エリア | 電力融通指示の回数 | ピーク時予備率 (9エリア・当日予測) | システムプライス 最高価格 (円/kWh) | インバンス料金 最高価格 (円/kWh) |
|----------|-------------|-----------|---------------------|-----------------------|----------------------|
| 12/1(火) | - | 0 | 15.2% | 8.51 | 7.91 |
| 12/2(水) | - | 0 | 13.9% | 8.98 | 9.09 |
| 12/3(木) | - | 0 | 15.0% | 7.67 | 10.69 |
| 12/4(金) | - | 0 | 14.0% | 7.74 | 7.34 |
| 12/5(土) | - | 0 | 14.9% | 7.58 | 12.48 |
| 12/6(日) | - | 0 | 20.2% | 6.72 | 6.78 |
| 12/7(月) | - | 0 | 16.2% | 7.3 | 7.37 |
| 12/8(火) | - | 0 | 15.1% | 7.51 | 7.58 |
| 12/9(水) | - | 0 | 13.5% | 9.13 | 9.36 |
| 12/10(木) | - | 0 | 18.7% | 9.14 | 9.8 |
| 12/11(金) | - | 0 | 20.2% | 8.04 | 9.92 |
| 12/12(土) | - | 0 | 18.1% | 8.13 | 7.18 |
| 12/13(日) | - | 0 | 22.1% | 8.37 | 9.34 |
| 12/14(月) | - | 0 | 12.1% | 11.07 | 15.02 |
| 12/15(火) | 関西、中国、四国、九州 | 5 | 8.4% | 18.36 | 46.43 |
| 12/16(水) | 関西、四国、中国 | 2 | 7.7% | 45.26 | 50.15 |
| 12/17(木) | 関西、中国、四国 | 0 | 7.0% | 59.99 | 80.16 |
| 12/18(金) | - | 0 | 13.1% | 60.5 | 60.22 |
| 12/19(土) | - | 0 | 13.6% | 29.11 | 30.27 |
| 12/20(日) | - | 0 | 14.7% | 17.27 | 22.79 |
| 12/21(月) | - | 0 | 15.2% | 40 | 34.87 |
| 12/22(火) | - | 0 | 16.8% | 30.1 | 30.01 |
| 12/23(水) | - | 0 | 16.4% | 30 | 29.86 |
| 12/24(木) | - | 0 | 14.3% | 35.1 | 80.68 |
| 12/25(金) | - | 0 | 11.8% | 30.1 | 48.24 |
| 12/26(土) | 関西 | 0 | 12.1% | 75.1 | 99.77 |
| 12/27(日) | 関西 | 2 | 13.8% | 75.1 | 79.72 |
| 12/28(月) | 関西 | 0 | 19.0% | 80 | 75.35 |
| 12/29(火) | - | 0 | 14.4% | 50 | 50.98 |
| 12/30(水) | - | 0 | 13.7% | 69.99 | 99.6 |
| 12/31(木) | - | 0 | 11.8% | 50 | 79.92 |
| 1/1(金) | - | 0 | 15.2% | 66.84 | 100.25 |
| 1/2(土) | - | 0 | 15.6% | 60 | 80.01 |

| 日付 | 電源 I 発電エリア | 電力融通指示の回数 | ピーク時予備率 (9エリア・当日予測) | システムプライス 最高価格 (円/kWh) | インバンス料金 最高価格 (円/kWh) |
|---------|--------------------------|-----------|---------------------|-----------------------|----------------------|
| 1/3(日) | - | 3 | 12.9% | 65 | 100.31 |
| 1/4(月) | - | 1 | 15.6% | 80 | 80.58 |
| 1/5(火) | 東北、東京、関西 | 2 | 11.5% | 85 | 192.26 |
| 1/6(水) | 北海道、東北、東京、関西、四国 | 6 | 9.8% | 100 | 199.08 |
| 1/7(木) | 北海道、東北、東京、北陸、関西、中国、四国 | 20 | 8.7% | 103.01 | 424.6 |
| 1/8(金) | 北海道、東北、東京、北陸、関西、中国、四国、九州 | 49 | 8.2% | 120.02 | 489.16 |
| 1/9(土) | - | 26 | 10.7% | 121 | 201.21 |
| 1/10(日) | - | 19 | 13.0% | 150 | 201.03 |
| 1/11(月) | 北海道 | 17 | 12.8% | 170.2 | 511.3 |
| 1/12(火) | 北海道、東北、東京、関西、中国 | 25 | 6.6% | 210.01 | 506.16 |
| 1/13(水) | 東京、関西、中国、九州 | 17 | 12.6% | 222.3 | 360.21 |
| 1/14(木) | 東京、関西、中国 | 7 | 17.6% | 232.2 | 300.08 |
| 1/15(金) | 東京、関西、中国 | 6 | 16.8% | 251 | 291.27 |
| 1/16(土) | - | 8 | 21.9% | 100.01 | 100.22 |
| 1/17(日) | - | 0 | 15.4% | 101.01 | 181.16 |
| 1/18(月) | 関西、中国 | 0 | 12.7% | 200 | 200.03 |
| 1/19(火) | 関西 | 0 | 8.2% | 200 | 200.25 |
| 1/20(水) | 関西 | 0 | 16.9% | 200 | 200 |
| 1/21(木) | 関西 | 0 | 16.2% | 200 | 199.78 |
| 1/22(金) | 関西 | 0 | 15.1% | 190 | 99.87 |
| 1/23(土) | - | 0 | 14.8% | 60 | 199.31 |
| 1/24(日) | - | 0 | 14.6% | 51 | 69.6 |
| 1/25(月) | 関西 | 0 | 23.5% | 50 | 20.01 |
| 1/26(火) | 関西 | 0 | 14.9% | 30.01 | 29.86 |
| 1/27(水) | - | 0 | 17.9% | 14.6 | 10.4 |
| 1/28(木) | - | 0 | 13.6% | 15.62 | 19.98 |
| 1/29(金) | - | 0 | 13.6% | 14.73 | 13.85 |
| 1/30(土) | - | 0 | 14.5% | 10.78 | 10.78 |
| 1/31(日) | - | 0 | 18.6% | 9.11 | 10.61 |

(参考) 電源 I 'の発動状況

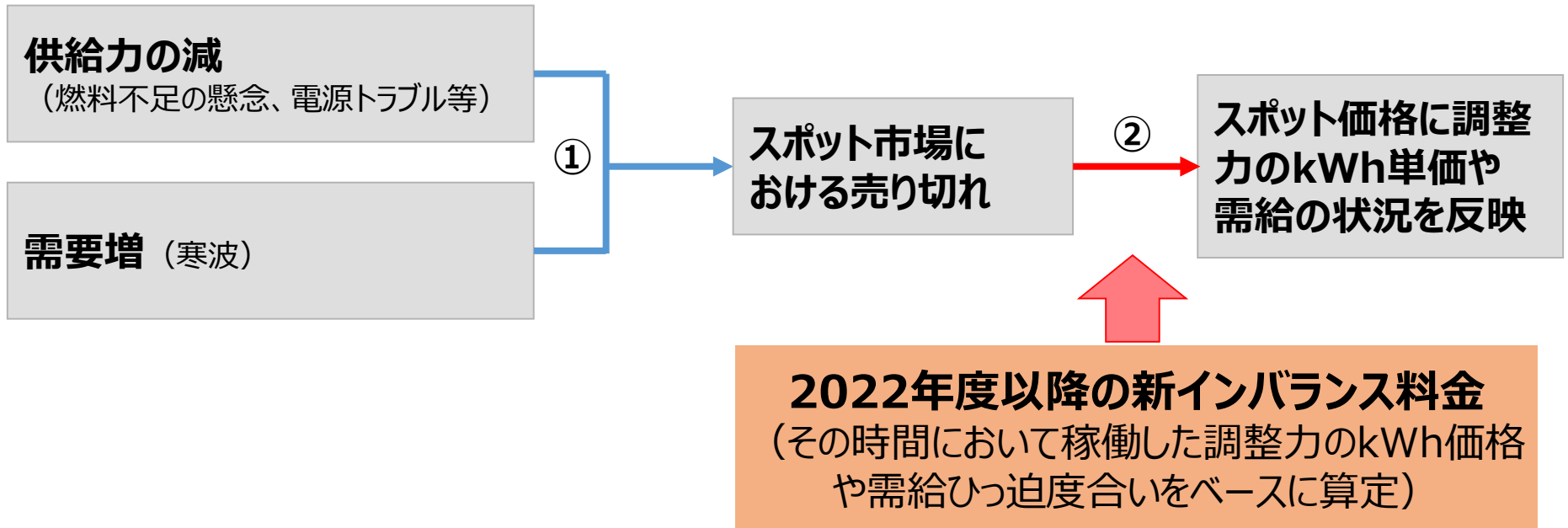
- 一般送配電事業者が需給ひっ迫時に活用する電源 I 'については、1月16日以降、その活用回数は限定的なものとなっていた。

| 日にち | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部※1 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|-----------|----------------------------|-------------|-------------|------|-------------|----------------------------|------------|-------------|-------------|
| 1月4日(月) | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 1月5日(火) | — | 9:30-19:30 | 17:00-20:00 | — | — | 9:30-11:30 17:00-20:00 | — | — | — |
| 1月6日(水) | 16:30-22:00 | 9:00-20:00 | 17:00-20:00 | — | — | 16:00-19:00 | — | 17:00-20:00 | — |
| 1月7日(木) | 9:00-24:00 | 15:30-20:00 | 17:00-20:00 | — | 15:00-21:00 | 9:00-20:00 | 9:00-19:00 | 17:00-20:00 | — |
| 1月8日(金) | 0:00-11:00, 17:30-24:00 | 9:00-20:00 | 17:00-20:00 | — | 9:00-19:00 | 9:00-20:00 | 9:00-19:00 | 17:00-20:00 | 15:30-20:00 |
| 1月9日,10日 | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 1月11日(月) | 2:00-8:00 | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 1月12日(火) | 17:00-23:30 | 9:00-20:00 | 17:00-20:00 | — | — | 9:00-20:00 | 9:00-19:00 | — | — |
| 1月13日(水) | — | — | 17:00-20:00 | — | — | 9:00-20:00 | 9:00-19:00 | — | 16:00-20:00 |
| 1月14日(木) | — | — | 17:00-20:00 | — | — | 9:00-12:00, 17:00-20:00 | 9:00-19:00 | — | — |
| 1月15日(金) | — | — | 17:00-20:00 | — | — | 9:00-12:00 | 9:00-19:00 | — | — |
| 1月16日,17日 | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 1月18日(月) | — | — | — | — | — | 9:00-12:00 | 9:00-19:00 | — | — |
| 1月19日~22日 | — | — | — | — | — | 16:00-19:00※2 | — | — | — |

※1 中部エリアは、冬期は電源 I 'を確保していない。 ※2 1/20は17時から20時、1/22は9時から12時まで稼働。

2022年度に導入される新インバランス料金の効果

- 前述のとおり、今冬においては、スポット価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部において調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあった。
- 今後も需給がタイトになった場合には、スポット市場で売り切れ状態が起こりえることを考慮すると、こうした場合にもスポット価格が調整力のコストや需給ひっ迫状況を反映する仕組みが重要。
- 2022年度から導入される新インバランス料金制度は、そのコマで用いられた調整力のkWh単価や需給ひっ迫度合いをもとに決定される仕組みとなる。
- スポット価格もインバランス料金の水準に影響を受けることから、2022年度以降は、今冬のように売り切れ状態が継続した場合においても、スパイラル的な高騰は発生せず、需給の状況を離れて上昇することはなくなると考えられるが、どうか。



2022年度以降の新たなインバランス料金の考え方（とりまとめの概要）

- インバランス料金は、系統利用者の価格シグナルのベースとなるもの。したがって、
 - ① 実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、
 - ② その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにする。

インバランス料金
(その時間における電気の価値を反映)

タイムリーな情報発信

(補正)

調整力のkWh価格

インバランスを埋めるため用いられた調整力の限界的なkWh単価

※補助的施策として卸電力市場価格に基づく補正の仕組みを導入

需給ひっ迫による停電リスク等のコスト

その時間帯における需給ひっ迫状況を踏まえ、インバランスの発生がもたらす停電リスク等のコスト増

現状の市場関連制度についての評価

第58回制度設計専門会合（令和3年
3月24日開催）資料3-2より抜粋

- 前述のとおり、今冬においては、スポット価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部において調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあった。
- このように、現在の市場関連制度は完璧ではなかったとも言えるが、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年度から新インバランス料金を導入することが予定されているなど、制度に不備があったというよりは、未完（完成途上）であったと考えられるのではないか。
- こうしたことも踏まえて、今回の高騰に際しては、インバランス料金の上限200円を前倒しで導入するといった緊急的措置も講じているところ。
- なお、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、改善に向けた議論は公開で行われている。市場制度は未完であるものの、事業者は現在の制度を前提として参入しており、この制度の下で、相対契約や先物市場の活用等、手間やコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいたことも踏まえれば、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遡及的救済を要する制度的不備があったとはいえないのではないか。

事務局案に対する3/24制度設計専門会合におけるご意見

- 遡及的救済を要する制度的不備があったとはいえないという事務局の整理については、一部の反対意見を除き、異論はなかった。

（事務局提案に賛同する意見）

- 遡及的な救済を要するような制度的不備があったとはいえないという事務局の分析結果に異論なし。
- 遡及的措置についての結論も事務局案に賛成。

（遡及が必要であるとの意見）

- 制度の欠陥はなかったが市場は未熟だったのであれば、誰もが予測していなかった状況であることを踏まえ、一部の事業者に生じた過剰な利益を遡及的に還元すべき。

売り切れ時もスポット価格が需給の状況を表すようにするための工夫

(2021年度まで)

- 2021年度までの現行のインバランス料金においては、今冬発生したように、売り切れ時にスパイラル的に価格が上昇する可能性があり、調整力のコストや需給ひっ迫状況と離れてスポット価格が上昇する可能性がある。
- これについては、資源エネルギー庁において対策の検討が進められているが、以下のような措置が考えられるのではないか。

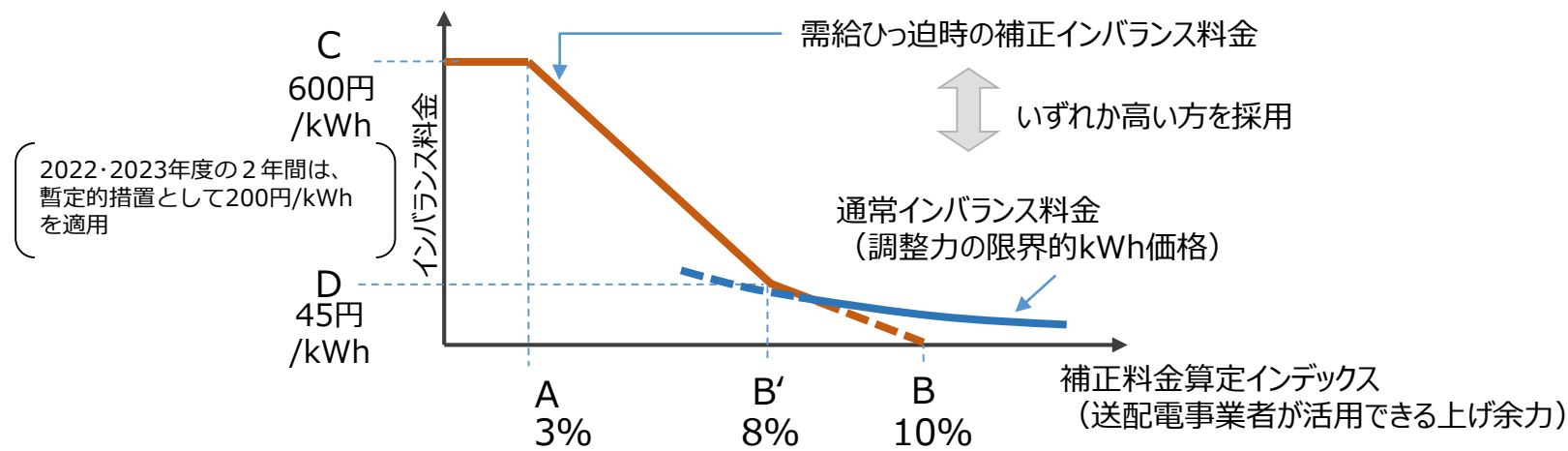
現行のインバランス料金制度における措置として考えられるもの：

2022年度以降の補正インバランス料金の考え方にに基づき、

「予備率に基づいて一定の適用条件を設けた上で、暫定的なインバランス料金の条件を設定」

といった措置を導入

新インバランス料金における需給ひっ迫時補正インバランス料金



今後検討すべき課題

- 今冬のスポット価格高騰を通じて明らかになった以下の課題について、今後検討していく。

1. スポット市場等における適正な取引を確保するための情報公開の充実・改善

- － 発電関連情報
- － JEPXの需給曲線
- － 一般送配電事業者が公表する予備率の算定のあり方

2. 市場支配力を有する事業者の相場操縦等を確実に防止する仕組み

1) スポット市場等への売り入札のあり方

- ① 相場操縦となる行為のさらなる明確化
- ② 自社需要予測の精緻化、燃料制約・揚水制約の運用基準の明確化
- ③ 燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方

2) 価格高騰時の監視・公表の仕組み

3) 内外無差別な卸売の実効性の確保、グロス・ビディングのあり方

3. 先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策

4. 2022年度以降のインバランス料金制度が適切に機能するかの確認

2. 制度的課題の検討

2-1. 情報公開の充実（発電情報）

情報公開の充実（発電情報）

- 市場参加者からのニーズを踏まえ、第55回制度設計専門会合（2月5日開催）において、発電所の稼働状況や稼働見通しといった、発電情報の公開について議論を開始。

第55回制度設計専門会合（令和3年2月5日開催）資料4より抜粋

- 新電力からは、発電所の稼働状況や燃料在庫及びその見通しなど、発電に関する情報を広く公開してほしいという要望があった。
- こうした声も鑑み、以下の点について、情報公開の在り方をどのように考えるか。
 - －発電所の稼働状況
 - －発電所の稼働見通し（燃料在庫状況、発電所の停止・出力低下の見通し等）

※この際、燃料調達実務への影響や、旧一電以外も含めた発電事業者の実務負担について考慮が必要。

- 市場の透明性、市場参加者の予見性の向上に向けて、発電に係る情報開示の在り方について今後、どのように検討を進めるべきか。

前回までの議論

- 前回の制度設計専門会合では、特に今冬の価格高騰化で必要性が高かった情報として、新電力オブザーバーより、燃料制約や発電ユニットの停止・出力低下がいつまで続くのか、という見通しが知りたかったとの声が挙がった。
- 発電所の停止・出力低下の見通しについては、我が国においては発電情報公開システム（HJKS）において開示されているところ、まずはHJKSにおける情報開示につき、以下でご議論をいただきたい。

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）でのご意見

<発電情報の開示の必要性>

- 確かに情報公開の充実は重要だが、個別論点にこだわることなくもう少し大きくとらえ、市場の信頼をどう保護していくのかについて、JEPXが市場を担う指定機関として主体的に市場の信頼を獲得することが本来重要。（大橋委員）
- 発電情報の公開は重要。市場は情報がないと正しく動かないので、情報をどのように出すかが重要。オブザーバーの方などから、現場の感覚で、どのような情報があれば有効なのか、伺いたい。（山内委員）
- HJKSについて。12月末には燃料制約という想定がついたが、いつ解消するかはわからなかった。いつまで続くかの見通しがないまま買い続け、運転資金が持つのかどうか、毎日判断を迫られた。出力停止・低下がいつまで続くかがわからない、というのが問題で、そこが一番知りたかった。（エネット竹廣オブ）
- 燃料情報といってもどの程度抑制があるのか。kWに代わるkWhの予備率的な情報が正しく適切にタイムリーに出されるのであれば、我々の行動としては恐らく先物・先渡を考える、あるいは自らの需要を抑制することも考えられる。また、制約がどこまで続くかの情報が仮にあれば、資金的な手当てという面では恐らく役に立つと考えられる。今回、旧一電は大体どのぐらいで収まるかという検討はあったのではないと思うが、少なくとも我々はそんなの全く分からないので、厚目に資金を手当てしたりということはしなければいけない。そういう意味では申し上げたような情報がタイムリーに出していれば、我々としてできる行動はあると思う。（SBパワー 中野オブ）
- 発電情報は、欧米等でなされている情報公開も調査しつつ、どこまでをどのように開示していくか、事業者ともよく議論する必要があると思うが、個別の発電ユニットの情報がどこまで必要かわからない。（岩船委員）

発電情報公開システム（HJKS）における情報開示について

- 前回の制度設計専門会合において、HJKSの情報開示について、以下の論点を提示したところ、以下のような議論があった。
 - ① 開示の対象となる出力低下の要件が、10万KW以上の低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれることとなっており、燃料制約を行う場合等に開示の対象外となるケースが生ずること
 - ② 理由の開示が任意となっていること

（1）開示要件の関係

- HJKSについては、開示の対象外となっている部分が市場にダメージを与えた可能性があるのではないか。公開対象範囲を広げることができないか、検討すべき。（草薙委員）
- HJKSに実際に登録されていた量に対して、実際の燃料制約量を見ると、早い段階で燃料制約情報をキャッチできた可能性もある。一方で、欧州のREMITのように、開示対象を1コマ以上継続する場合とすると、旧一電だけでなく新電力も報告が負担となるため、どこまでやるかは検討が必要。（圓尾委員）

（2）理由の開示関係

- HJKS上での理由の開示は積極的に考えるべき。これには、市場参加者の予見性の確保のほかに、支配的事業者の市場支配力の抑制という目的もあると思う。情報公開について消極的な理由として、上流調達の交渉力の話があるが、私はこれがどれほど大きいのか疑問。どれほどの懸念があるのか、確認していただきたい。（武田委員）
- HJKSの停止・出力低下の理由の開示について。予見性の観点からは、いつ停止・いつ復旧という期間の話が重要であって、出力低下・停止の理由そのものについて予見性の観点からはそこまで重要ではないのではないか。（九州電力松本オブ）

HJKSにおける情報公開（開示の対象要件）

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

- 今冬に発生した燃料制約（LNG）のうち、一定程度はHJKSの開示の対象外となっていた。これは、HJKSの開示の対象となる出力低下は10万kW以上の低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれることが要件であること等が理由と考えられる。
- 特に、今冬の価格高騰時において、各事業者は、市場への影響を抑えるため、朝夕のピーク時間帯にフル出力に近い水準で運転し、その他の時間帯で燃料制約を行うといった方策をとっており、上記の要件に該当しないケースがあったものと考えられる。

