

今冬のスポット価格高騰に関する 電力・ガス取引監視等委員会における分析について

令和3年3月26日（金）



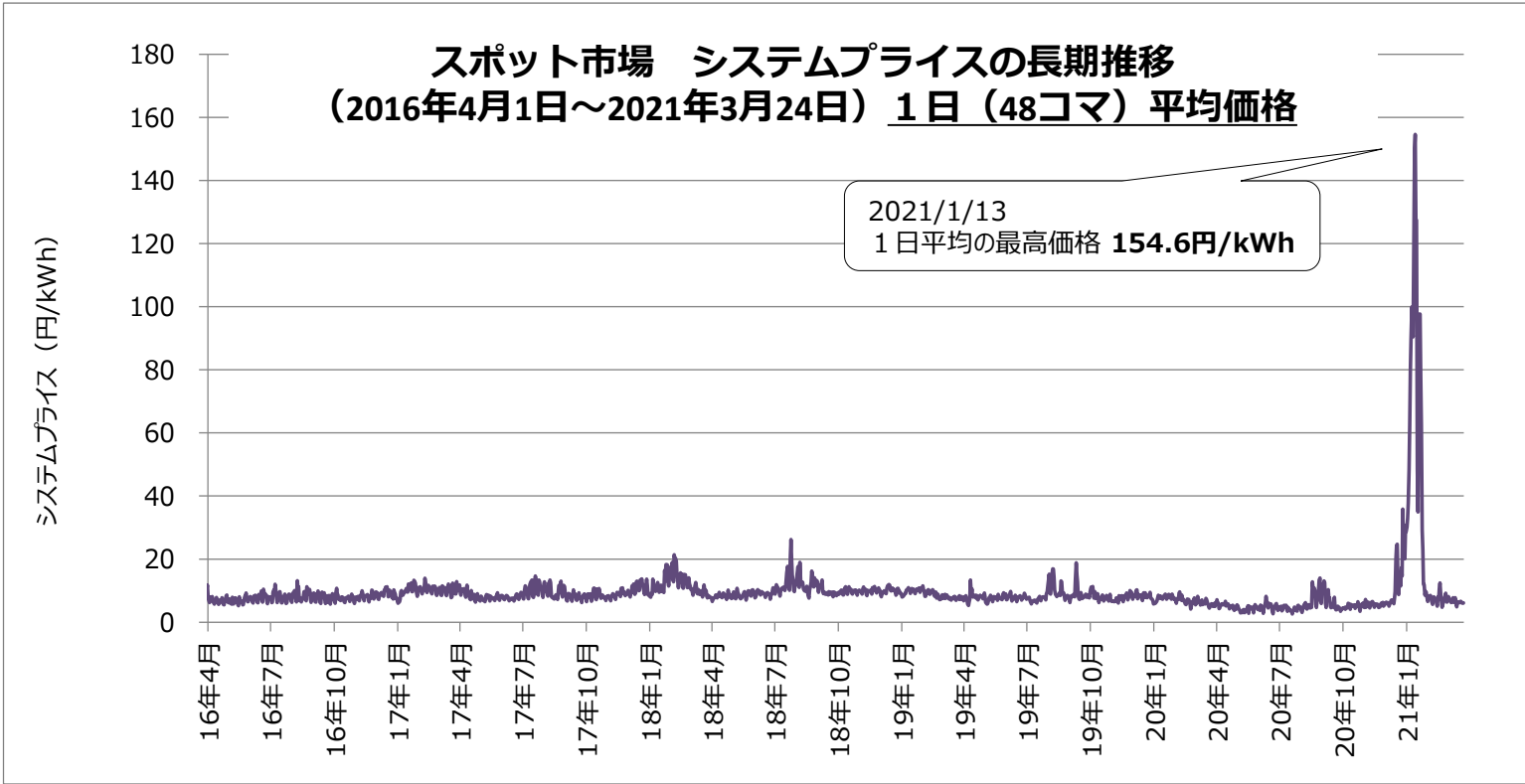
電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

今冬のスポット価格高騰に係る監視・分析について

- 電力・ガス取引監視等委員会は、今冬のスポット市場価格の高騰を受け、制度設計専門会合を中心に議論を重ねつつ、旧一電・JERAの売買入札等の監視を行うとともに、価格高騰が発生したメカニズムを分析し、今後に向けて検討すべき課題の整理等を行ってきているところ。
- 現時点での調査・分析・検討の状況をご報告させていただく。

卸市場価格状況①（スポット市場システムプライスの推移）

- 2020年12月中旬以降、スポット市場価格が高騰。1月に入り、1日（48コマ）平均で100円/kWhを超える日も出ており、1月13日には1日平均の最高価格154.6円/kWhを記録。

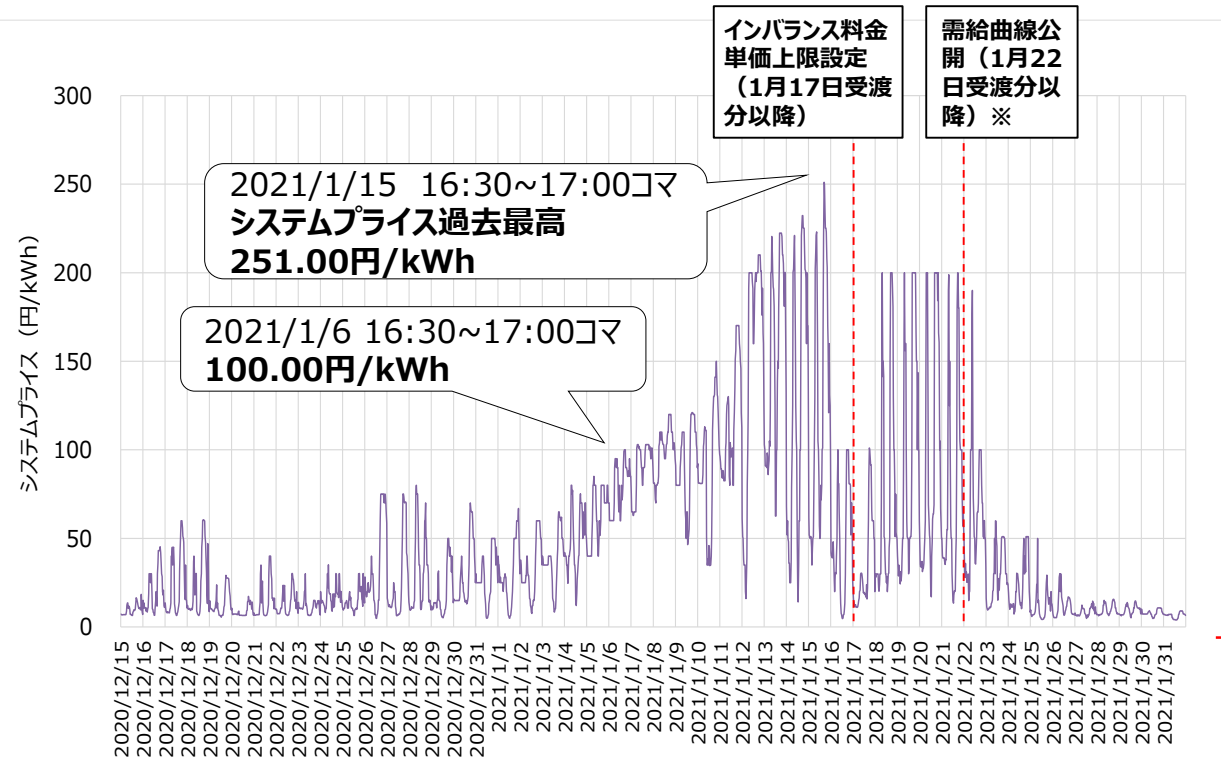


	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~3/24)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.3
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0

卸市場価格状況②（システムプライス詳細）

- 2020年12月中旬以降、スポット市場価格が高騰。1月に入り、1日（48コマ）平均で100円/kWhを超える日も出て、1月13日には1日平均の最高価格154.6円/kWhを記録。

スポット市場 システムプライスの推移
(2020年12月15日～2021年1月31日) コマ毎価格



スポット市場 システムプライスの推移 (2021年1月1日～1月31日)

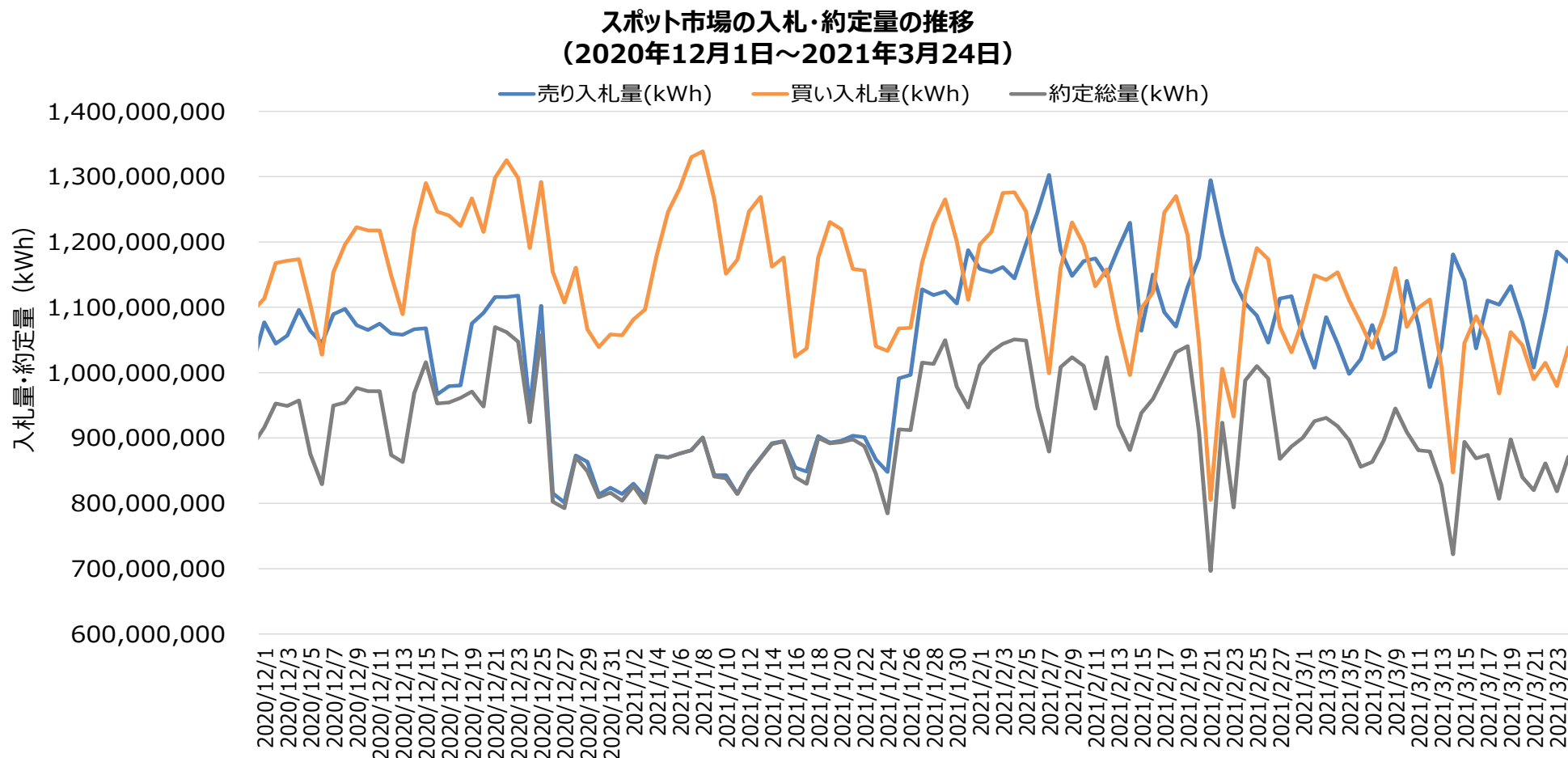
受渡日		システムプライス 1日平均価格	システムプライス 最高価格	100円以上コマ数 (内、200円以上)
2021/1/1	祝	30.15	66.84	0
2021/1/2	祝	32.83	60.00	0
2021/1/3	祝	37.66	65.00	0
2021/1/4	月	48.52	80.00	0
2021/1/5	火	62.41	85.00	0
2021/1/6	水	79.38	100.00	1 (0)
2021/1/7	木	89.82	103.01	22 (0)
2021/1/8	金	99.90	120.02	32 (0)
2021/1/9	土	91.69	121.00	22 (0)
2021/1/10	日	90.46	150.00	22 (0)
2021/1/11	祝	117.39	170.20	29 (0)
2021/1/12	火	150.25	210.01	36 (19)
2021/1/13	水	154.57	222.30	37 (17)
2021/1/14	木	127.51	232.20	29 (16)
2021/1/15	金	127.40	251.00	28 (14)
2021/1/16	土	48.51	100.01	6 (0)
2021/1/17	日	34.97	101.01	2 (0)
2021/1/18	月	77.20	200.00	15 (2)
2021/1/19	火	97.62	200.00	22 (6)
2021/1/20	水	97.62	200.00	19 (8)
2021/1/21	木	77.90	200.00	17 (2)
2021/1/22	金	62.71	190.00	11 (0)
2021/1/23	土	29.14	60.00	0
2021/1/24	日	23.01	51.00	0
2021/1/25	月	12.08	50.00	0
2021/1/26	火	11.90	30.01	0
2021/1/27	水	8.56	14.60	0
2021/1/28	木	9.73	15.62	0
2021/1/29	金	9.53	14.73	0
2021/1/30	土	8.06	10.78	0
2021/1/31	日	6.57	9.11	0

(資料) JEPX HPより事務局作成。

※ 需給曲線の公開は1月22日午後より開始。同時時間帯には既に1月23日分の取引は終了していたため、実際に影響があったのは1月24日受渡し分以降。

スポット市場の売買入札量・約定量の状況

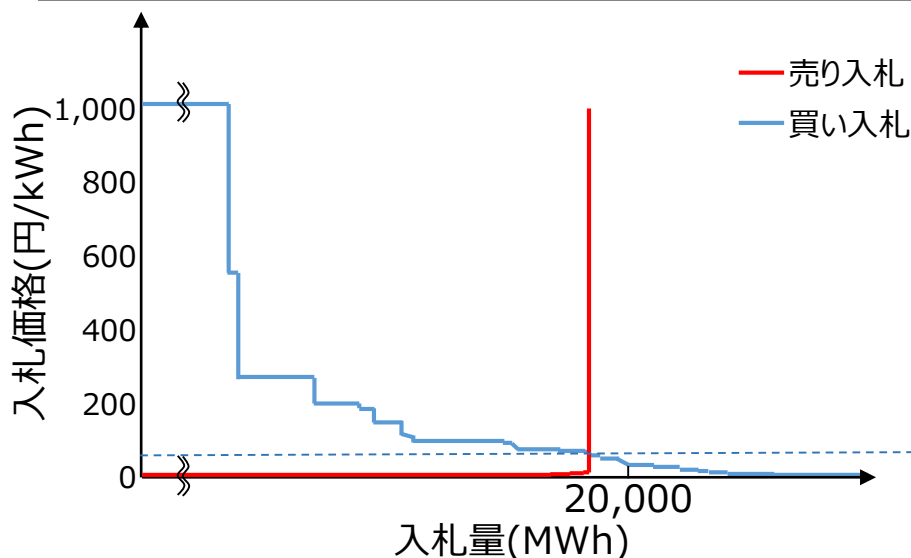
- 今冬のスポット価格の高騰は、12月下旬から1月下旬にかけて、売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生する中、スパイラル的に買い入札価格が上昇したこと等により発生。



(参考) 今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム

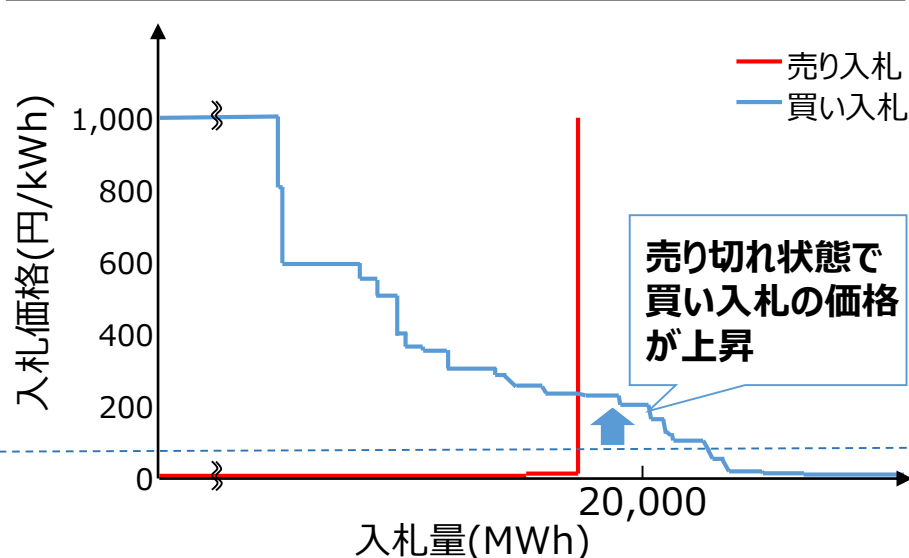
- 今冬の価格高騰期間において売り切れが発生していたコマでは、買い入札価格により約定価格が決定される状況となっていた。売り切れ状態が続く中、買い入札価格が徐々に上昇し、それによって約定価格も上昇。
- 売り切れが発生し不足インバランスとなる状況では、スポット価格が高騰してもインバランス料金よりは安いことから、限られた玉を奪い合う構造となり、スパイラル的な高騰が発生したと考えられる。

2020年12月28日 17:30-18:00



システムプライス：70.00円/kWh
約定量：18,745MWh
売り入札量：18,752MWh
買い入札量：26,011MWh

2021年1月14日 17:00-17:30



システムプライス：232.20円/kWh
約定量：18,508MWh
売り入札量：18,510MWh
買い入札量：25,545MWh

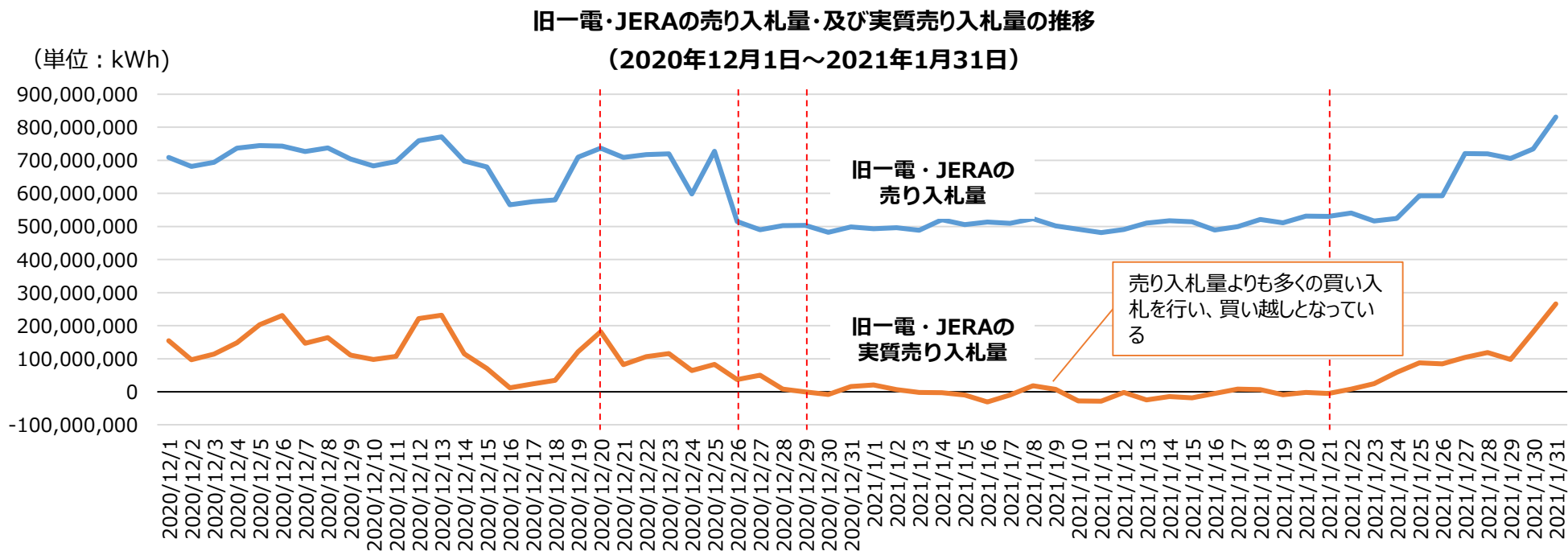
※ 入札量および価格の粒度については調整を実施。

※ 999円部分の買い入札には、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、グロスビディング高値買戻し分等が含まれる。

0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスビディング売り分等が含まれる。

旧一電・JERAの売り入札量の減少・買い約定量の増加

- スポット市場における主な売り手である旧一電・JERAの売り入札は12月26日頃から減少。
- 売り入札量にはグロスビディングも含まれていることから、実質の売り入札量の変化を分析するために、**旧一電・JERAの売り入札量から買い約定量**（他社からの購入分、間接オークション、グロスビディング等を含む）を控除した**実質売り入札量***の推移を見たところ、**12月中旬頃から減少が始まっており、12月29日から1月21日までの間は、買い約定量が売り入札量を上回り、買越し**となっていた。



(資料) JEPX入札データより事務局作成。

* 実質売り入札量は、ここでは、各日の売り入札総量から買い約定総量を控除したものとする

スポット高騰に係る旧一電・JERAの監視・分析の方法について

- 今般の価格高騰がスポット市場での売り切れにより発生した状況を踏まえ、電取委事務局では、旧一電各社（沖縄電力を除く9社。以下同じ）及びJERAの売買入札量の合理性等を中心として監視・分析を行った。
- 監視・分析にあたっては、以下のデータ及びヒアリング結果を基に、旧一電各社及びJERAの12月、1月の全日、全コマにおける取引行動を確認。
 - － 旧一電各社及びJERAを対象とし、12月、1月の全日、全コマ分の入札可能量及びその決定諸元、燃料制約等にか係る報告徴収を求め（2月8日実施）、各社より提出を受けたデータ
 - － 各社のJEPXにおける売買入札データ
 - － HJKSへの登録データ
 - － 上記の事業者に対する公開ヒアリング（2月25日開催）における各社の説明
- その上で、データを分析し、制度設計専門会合等にご報告の上、ご審議いただいた。
- なお、各種分析データ、公開ヒアリングの様様については、電力・ガス取引監視等委員会のホームページにおいて公開している。

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（詳細は別冊各社データ編参照）。

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（詳細は別冊各社データ編参照）。

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)

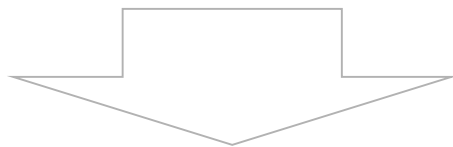
- 買入札価格及び量の妥当性については、旧一電の買入札価格・量が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されなかった。

(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。

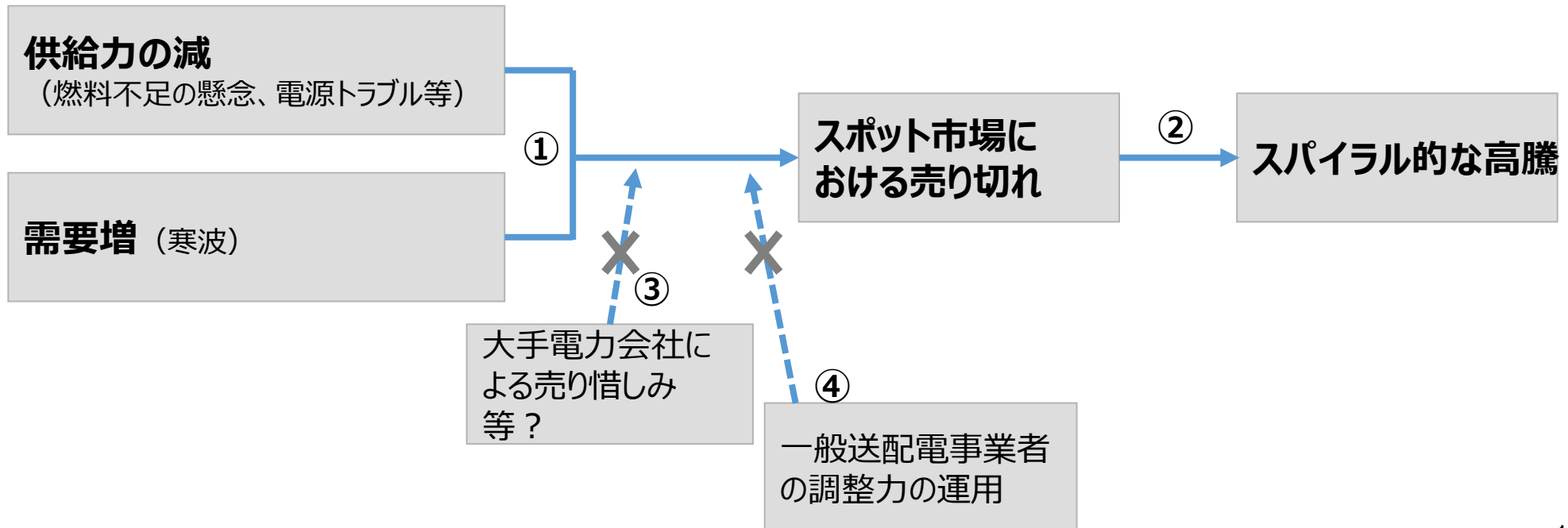
3. 一般送配電事業者のスポット市場及び時間前市場からの調達について

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。

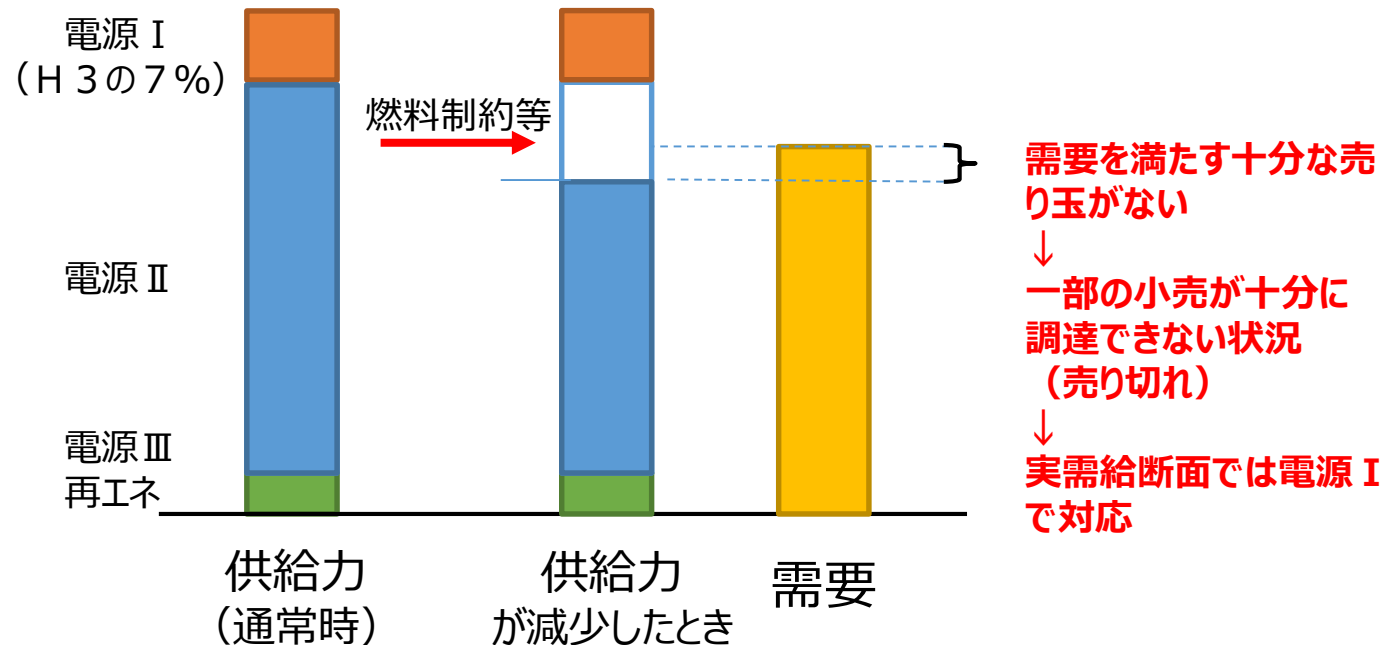
今冬のスポット市場における売り切れ及び価格高騰の要因について

- 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っ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っ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。

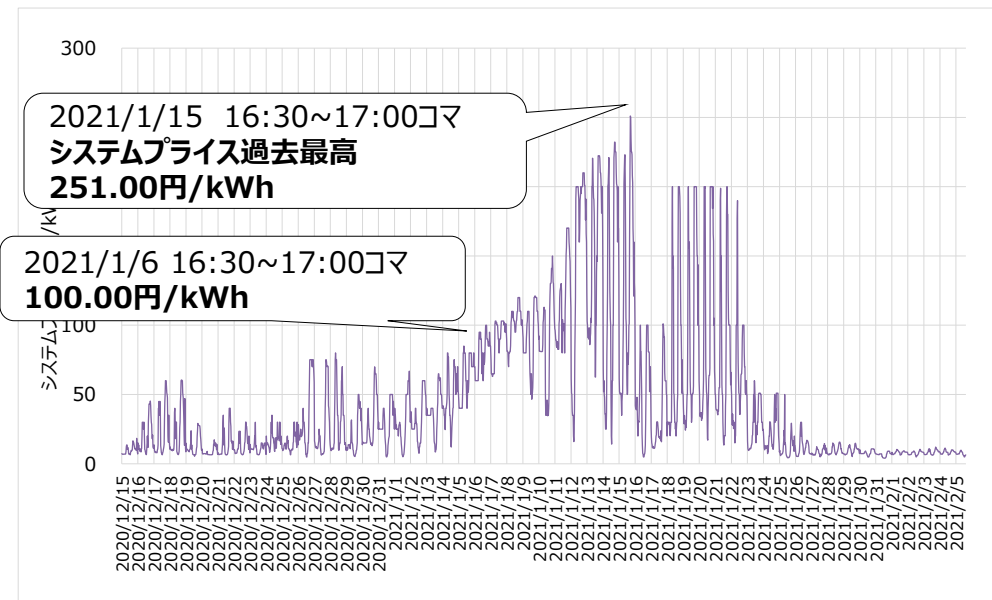


今冬のスポット価格の水準について

- 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。



(参考) 需給の状況と、インバランス料金の推移 (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)	インバランス料金 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)	インバランス料金 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

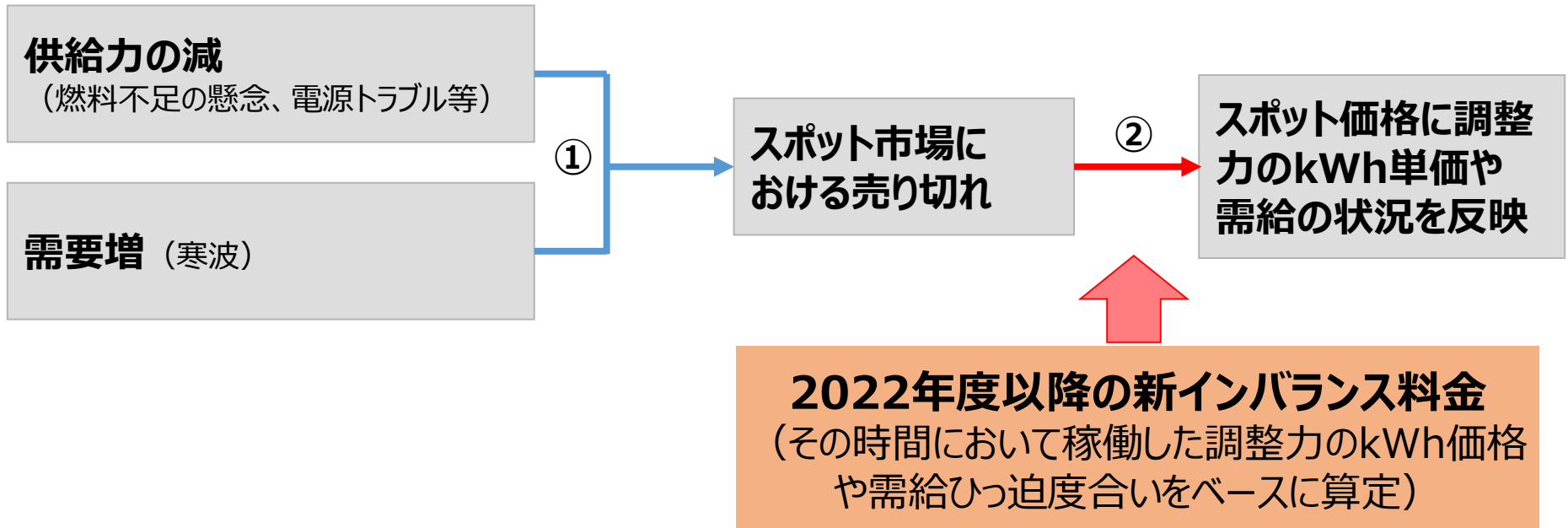
- 一般送配電事業者が需給ひっ迫時に活用する電源 I 'については、1月16日以降、その活用回数は限定的なものとなっていた。

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。



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な。
- 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、相对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な。

事務局案に対する当日のご意見

- 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。

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

(以下、参考資料)

参考 1 : 監視等委員会による監視・分析について

- 検証は、前頁に記載のとおり、旧一電各社及びJERAより提出された報告徴収データ、JEPX売買入札データ、HJKS登録データ、及び公開ヒアリングにおける各社からの説明を前提として実施。
- 12月、1月の全日・全コマを対象に、以下の①～⑥の検証項目について監視・分析を実施。
- 制度設計専門会合において、監視・分析の結果を報告し、ご議論いただいた。

【旧一電・JERAへの監視・分析の内容】

検証①：余剰電力の全量市場供出について

検証②：自社需要の見積もりの妥当性について

検証③：燃料制約の運用の妥当性について

検証④：買入札価格・量の妥当性について

検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について

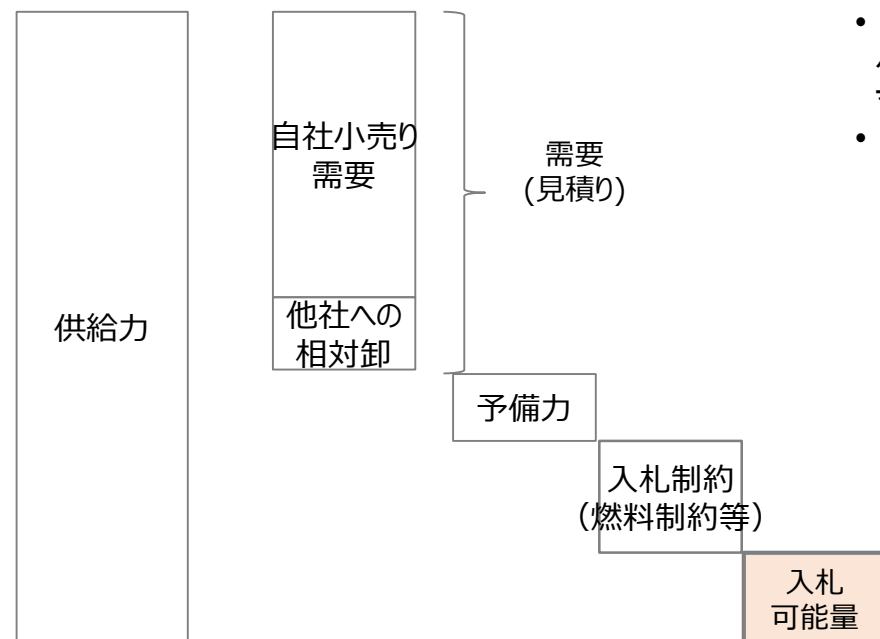
検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について

検証①：余剰電力の全量市場供出について

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

- 12月及び1月の全日（一日48コマ）について、旧一電及びJERAに対する報告徴収等により、売り入札の根拠となる諸元データ、及び実際の売買入札データを入手。
- 上記データについて、事業者ごと・日ごとの数値を全て公開し、審議会で検証。
- これにより、スポット市場入札時点の余剰電力の全量が市場に拋出されている（各社の入札可能量と、実際の売り入札量に齟齬がない）かどうかをデータで確認。

入札可能量の全体像



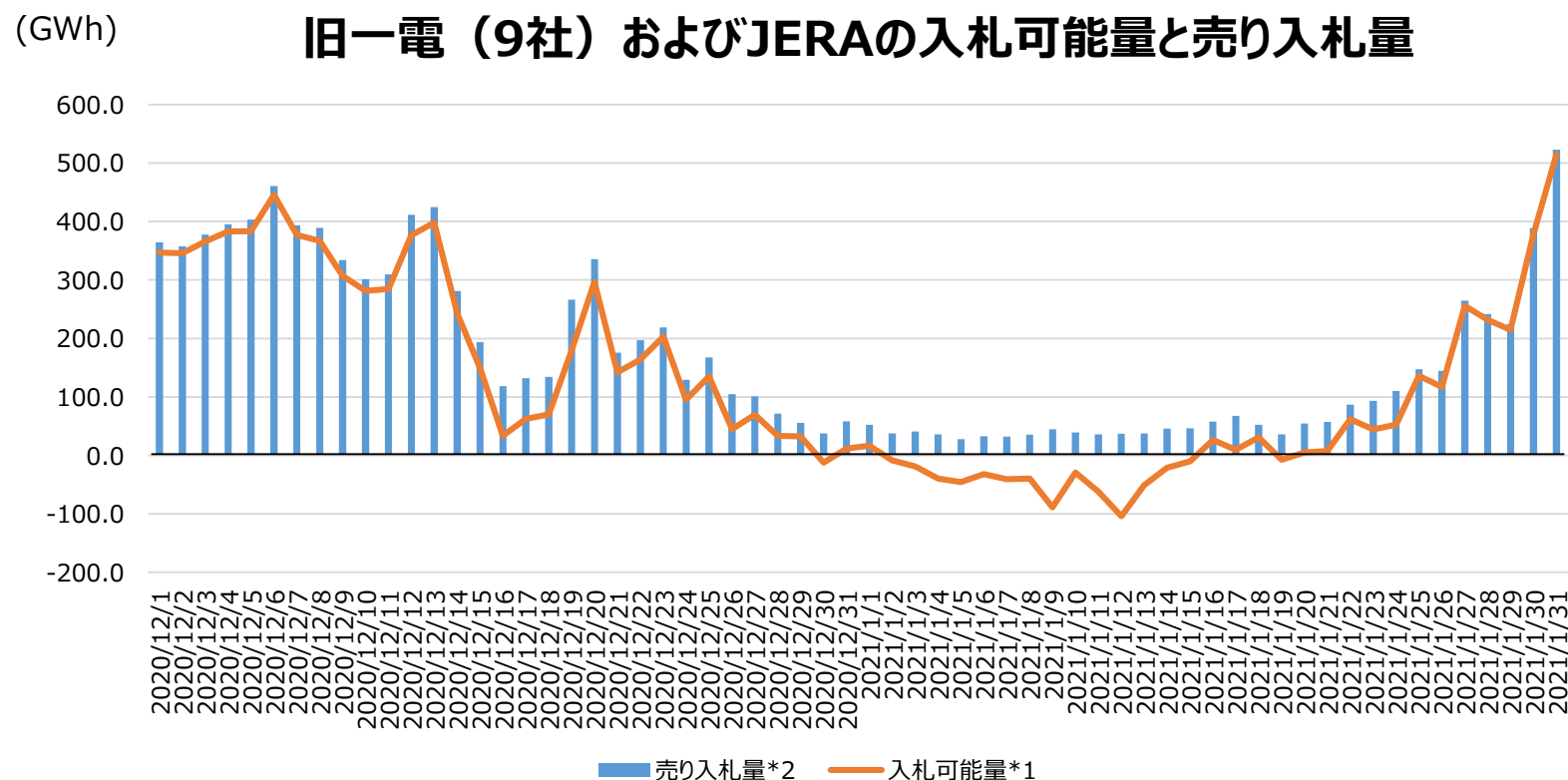
【監視の視点】

- ・ 各社の入札可能量が左図の考え方に基づいて適切に算出されているか。
- ・ 実際の売り入札量が入札可能量と整合しているか。

- ✓ 監視委より、各社に対して報告徴収を行い、12～1月の全てのコマにおける売入札の根拠データ等の提出を求めた。
- ✓ 12～1月の全日において、各社の入札可能量と、実際の売り入札量に齟齬がないかどうかを確認。

検証①：余剰電力の全量市場供出について

- 12月及び1月の全日（一日48コマ）について、旧一電及びJERAからの提出データにより各社の入札可能量※1と、実際の各社の売り入札量※2の整合を分析したところ、スポット市場入札時点（前日10時時点）の余剰電力の全量が市場に供出されていたことが確認された。（各社の諸元データは別冊参照）



※1 入札可能量 = 「供給力」 - 「自社需要見積み（他社卸分を含む）」 - 「入札制約」 - 「予備力（※3）」

※2 売り入札のうち、既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※3 予備力については、過去の制度設計専門会合において、スポット市場入札時点においては、自社需要の1%を超える部分については市場供出を行うものと整理されている。

旧一電・JERAの自社需要の増加・燃料制約の増加

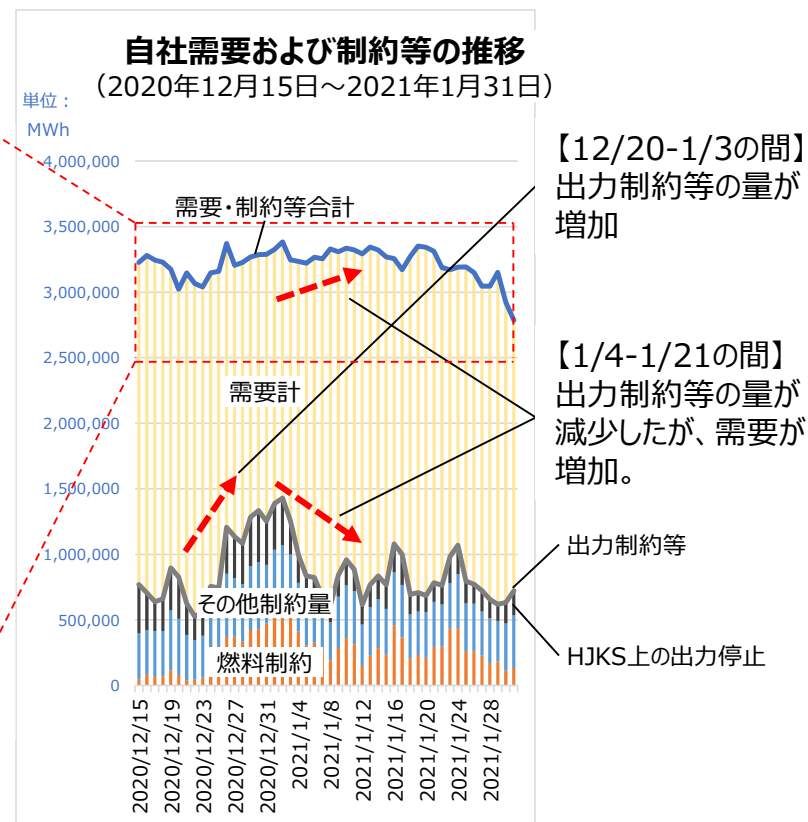
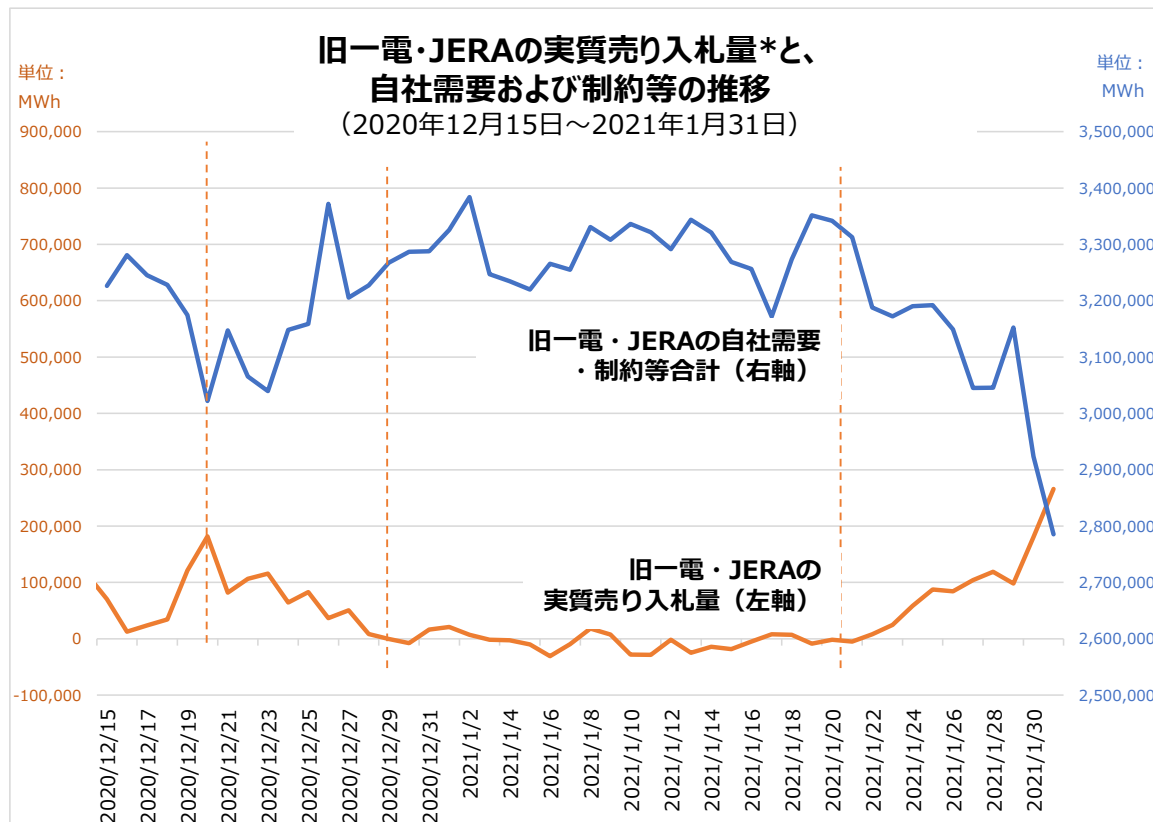
第58回制度設計専門会合（令和3年
3月24日開催）資料3-2より抜粋

- 12月中旬～1月中下旬の間、旧一電・JERAの実質売り入札量が少ない傾向にあった。
- 各社からは、この要因について以下の説明があったところ、より詳細に分析を行った（検証②、③）。

①この期間の前半は、主にLNG燃料制約等の発電機の出力制約等の増加、

②後半は、主に自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加

※出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。今回は燃料制約が大きかった。（下図参照）



（資料）各社提出データより事務局作成。

* 実質売り入札量は、ここでは、各日の売り入札総量から買い約定総量を控除したものと

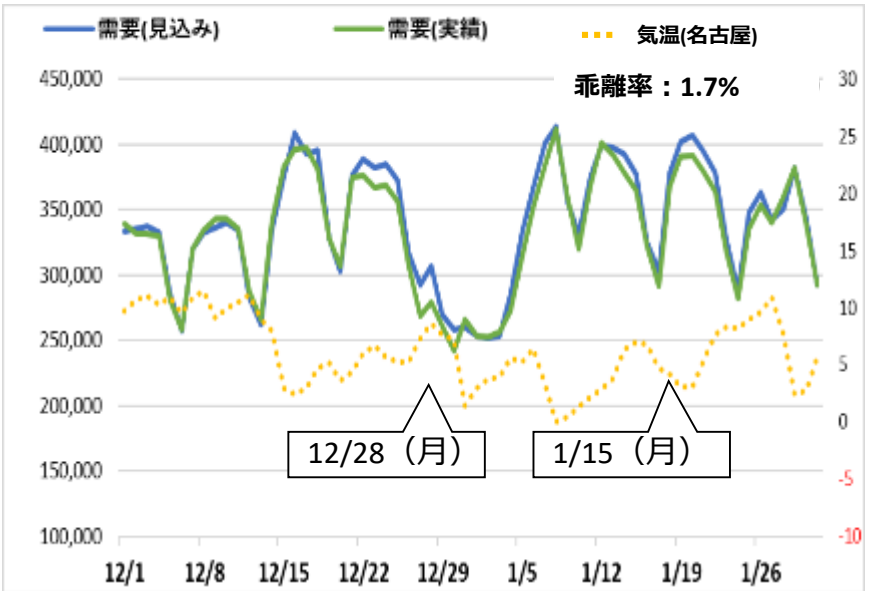
検証②：自社需要の見積もりの妥当性について

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・一部改変

- 旧一電各社のスポット入札時点での**自社需要の見積もり**と、**需要実績との乖離**について、**各社提出データを公表**するとともに、乖離が生じた理由について、**公開ヒアリングで理由を聴取**。
- 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**。
- なお、12月及び1月における旧一電各社合計の**乖離率は+1.1%**であった。

（例）中部電力ミライズ

自社小売向け需要見込み、実績



「自社小売向け需要」：他社卸分は含まない。

【中部電力による特定日の説明】

- 12月28日（月）
前週同曜日の**12/21の需要実績**をベースとし、**年末年始特殊期間**に当たることから、**顧客の休業調査**や**過去の年末年始の需要減少量を考慮**して計画していた。
✓ 朝方までの**降雨が少なく、気温低下影響が小さかった**ことに加えて、**天候の回復が早く推移**したことで需要が減少。
✓ **聞き取り調査により想定したよりも休業する顧客が増加**。
- 1月15日（金）
✓ **低気温が継続していたことによる累積効果から、気象予測ほどの需要の緩みは無いと判断**。前々日実績並の需要および曜日補正を見込んで計画していた。
✓ **前日に気温が13℃程度まで上昇したことから、暖房需要が深夜帯より減**
【参考】12～1月の乖離率（旧一電各社）

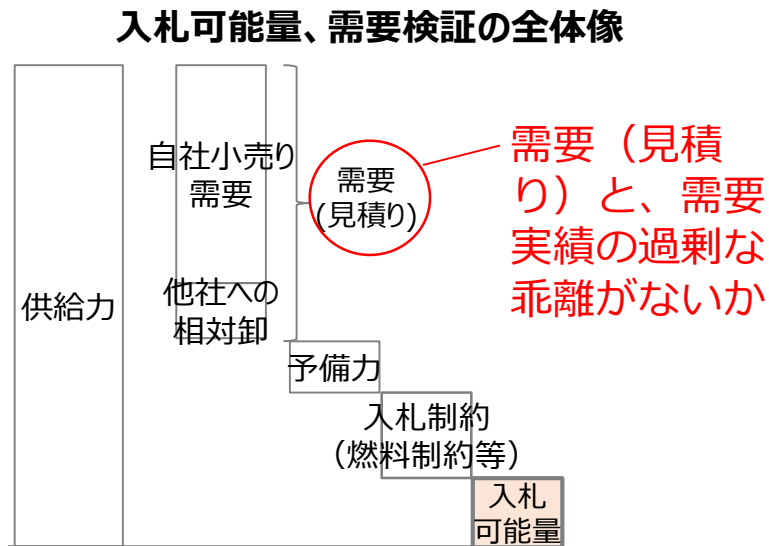
	需要 (見積り)	需要 (実績)	見積り - 実績	乖離率
2020年12月～1月平均	2,147,632	2,124,476	23,156	1.1%

※なお、**見積もりが実績を上回ったコマにおける乖離率は+3.9%**（期間内62日中38日間相当）、**見積もりが実績を下回ったコマにおける乖離率は-2.9%**（期間内62日中24日間相当）であった。

※「乖離率」：「需要見込み(期間内合計)-需要実績(期間内合計) / 需要実績(期間内合計)」より算出。29

自社需要の見積もりの妥当性について

- 自社需要の見積もりと実績との大きな乖離が見られた日については、監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積もりにならないよう、より正確な予測に努めるよう、指導を行ったところ。



需要 見積りと実績の比較

	需要 (見積り)	需要 (実績)	見積り - 実績	乖離率
2020年12月～1月 平均	2,147,632	2,124,476	23,156	1.1%
(参考) 2021年1月14日	2,130,346	2,073,194	57,152	2.8%

単位：MWh

【参考】12～1月の特定日における乖離率

	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
特定日における乖離率	7.2%	7.0%	2.9%	4.6%	5.4%

各社報告データ、電力広域的運営推進機構系統情報サービス需要実績より事務局作成。

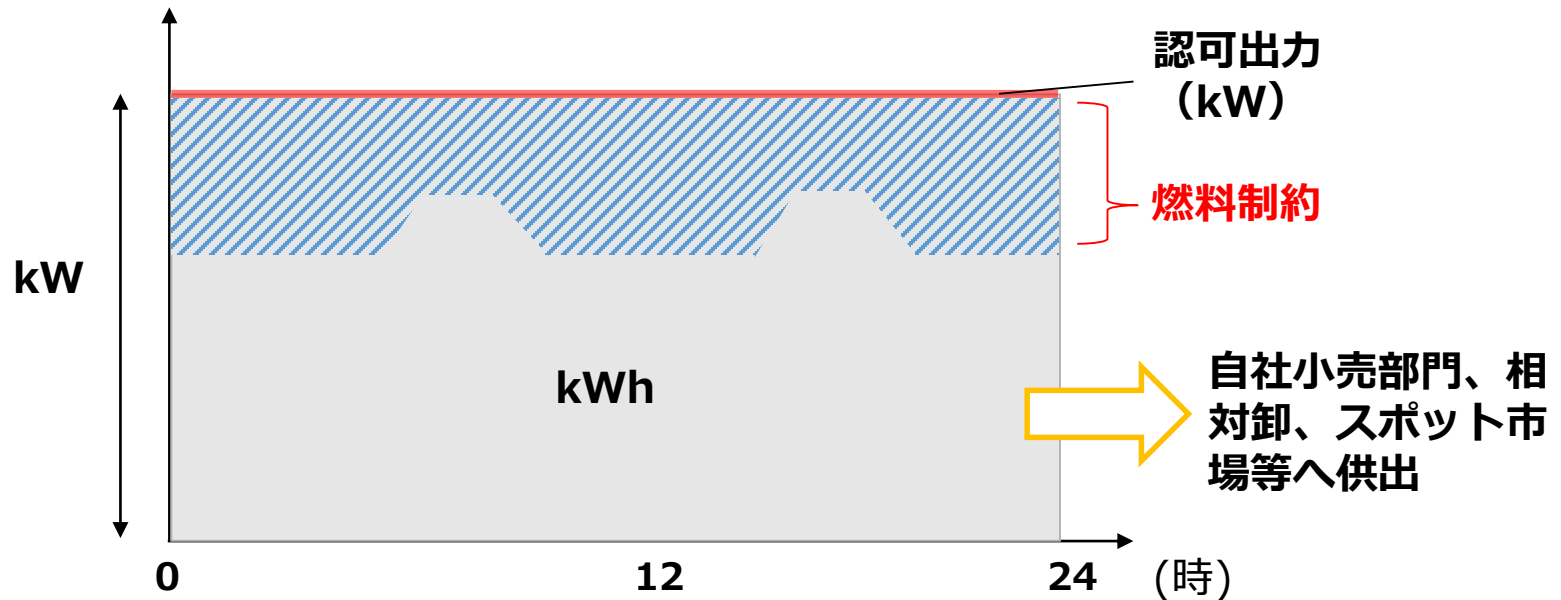
※「乖離率」：「需要見込み(期間内合計)-需要実績(期間内合計) / 需要実績(期間内合計)」より算出。

- スポット価格が127円（一日平均）であった1/14については、需要見積もりが実績より比較的（旧一電全体で2.8%）多かったことから、その原因を追加的に聴取。
- 各社からは、前日までの需要実績と比して想定以上に需要が伸びなかったことや、太陽光発電の発電量が予測以上に伸びたとの説明があった。これを受け、監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積もりにならないよう、より正確な予測に努めるよう、指導を行ったところ。

検証③：燃料制約の実施の妥当性について

- 前述のとおり、12月中旬以降の旧一電等の売入札減少の要因として、火力発電所において、LNG・石油燃料在庫の減少等により燃料を節約せざるをえず、発電容量（kW）に余力があっても、発電電力量（kWh）に上限を設ける（燃料制約）という事象が生じていたとのことであった。
- このため、今般の事象においては、発電電力量（kWh）に影響を与える燃料制約の合理性を検証することが極めて重要であり、各社における燃料制約の考え方や、その運用の妥当性について、特に注力して調査を実施した。

発電機 1 ユニットにおける 1 日の発電容量（kW）と発電量（kWh）のイメージ



※1 燃料制約とは、燃料調達量の増加・減少の影響により、発電所の発電計画に制約が発生するもの。

検証③：燃料制約の実施の妥当性について

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

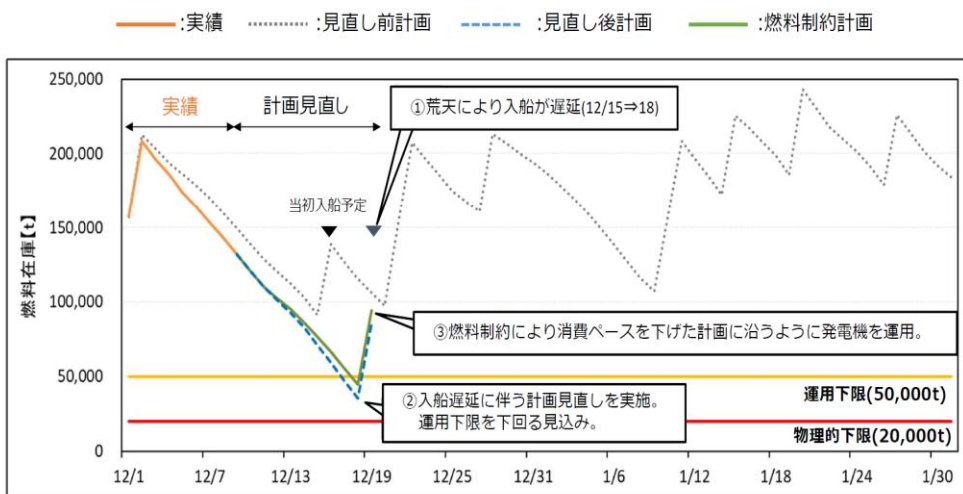
- 具体的には、公開ヒアリングにおいて、各社より、燃料制約を実施した際の諸元データ（在庫量・配船計画・需要見通し）を元に、実際の運用について説明を聴取。
- この結果、各社は、タンクの運用下限を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考え方に基づき燃料制約を実施していたことが確認された。

※なお、報告徴収データに基づき、各社の日ごとのLNG・石油の燃料制約量を公開している。

公開ヒアリングにおける各社からの説明（抜粋）

■東北電力・燃料制約設定の例（日本海LNG基地）

- 荒天のため、12/15入船予定のLNG船が12/18まで遅延する見込みとなった。
- 入船遅延を反映した受払計画を検討したところ、12/18に運用下限を下回る見込みとなった(約35,000トン)。
- このため、12/11～18の期間、消費ペースを下げた発電計画見直し(平均62,000MWh/日)を行った。



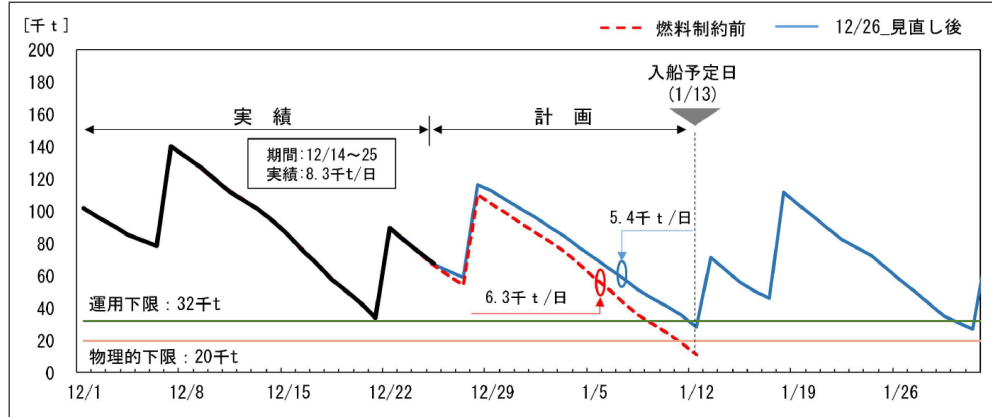
■九州電力・燃料制約設定の例（大分LNG基地）

【情勢変化】

- 12月中旬以降の寒波襲来による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNG消費量の実績が増加〔消費計画減↘〕

【見直し概要】

- 入船予定日を踏まえ、物理的下限を下回らないように燃料制約を実施



運用下限とは：電源脱落リスク、入船遅延リスクや他社共同利用における制約、また公害協定上の制約等により、数日分の消費量に相当する量をバッファとして確保しておくもの。

物理的下限とは：ポンプやタンク内部構造の都合により、これを下回ると燃料のくみ上げができなくなる液位。

検証④：買い入札価格・量の妥当性について

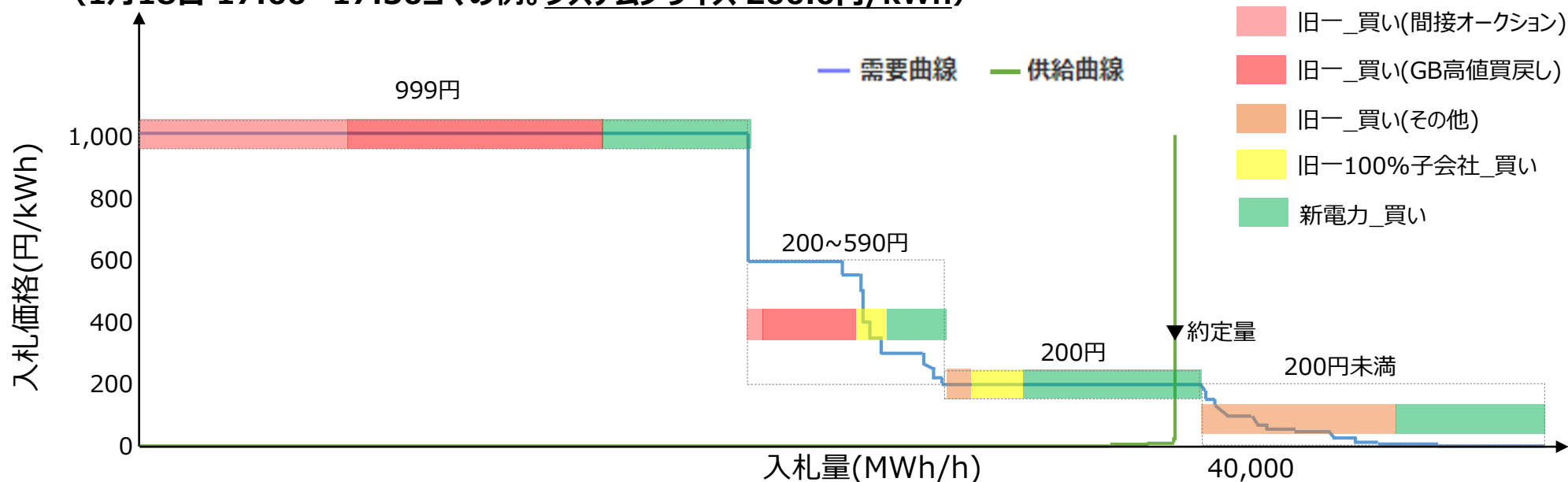
第58回制度設計専門会合（令和3年
3月24日開催）資料3-2より抜粋

（１）買い入札価格の分析

- 買い入札価格の影響について分析するため、価格高騰時の需給曲線上における買い札の分布を見ると、旧一電、新電力の双方より999円など200円を超える高値の入札が行われていた。
- これについて、例えば、1/18の旧一電の200円超の買い入札について確認したところ、全て間接オークション又はグロス・ビディングの高値買戻しであり、価格のつり上げを意図したものは確認されなかった。

【高騰時】旧一電および新電力の買い入札状況 -需給曲線における分布-

（1月18日 17:00～17:30コマの例。システムプライス 200.0円/kWh）



約定量：37,778MWh/h、売り入札量：37,779MWh/h、買い入札量：51,662MWh/h

※ 999円部分の買い入札には、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、グロスビディング買戻し分、間接オークション分等が含まれる。

※ 0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスビディング売り分、間接オークション分等が含まれる。

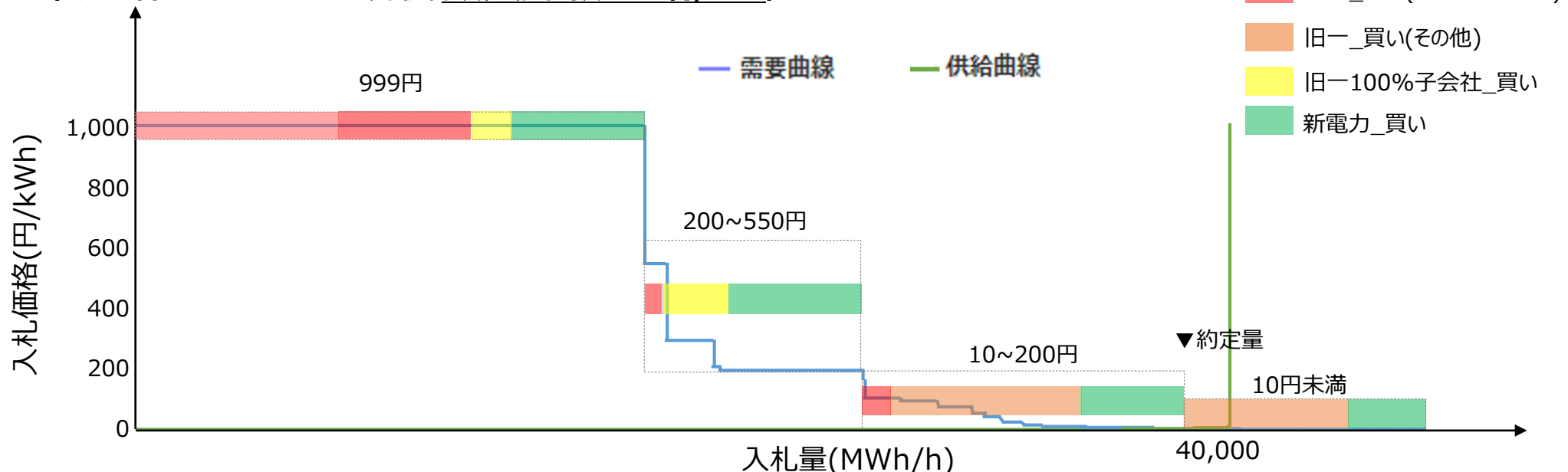
検証④：買入札価格・量の妥当性について

（１）買入札価格の分析

- 念のため、平時における買入札を分析したところ、高騰時とほぼ変わらない比率で旧一電・新電力両者による999円台の入札が行われている。これは、グロス・ビディングに加えて、間接オークションによる連系線利用などの目的で必ず約定させたいニーズがあるためと考えられる。
- これらの確認結果からは、旧一電の買入札価格が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されなかった。

【平時】旧一電および新電力の買入札状況 -需給曲線における分布-

(2月16日 17:00~17:30コマの例。システムプライス 10.0円/kWh)



約定量：39,262MWh/h、売り入札量：44,050MWh/h、買入札量：48,742MWh/h

※ 999円部分の買入札には、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、グロスビディング買戻し分、間接オークション分等が含まれる。

※ 0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスビディング売り分、間接オークション分等が含まれる。

検証④：買入札価格・量の妥当性について

（２）買入札量の分析

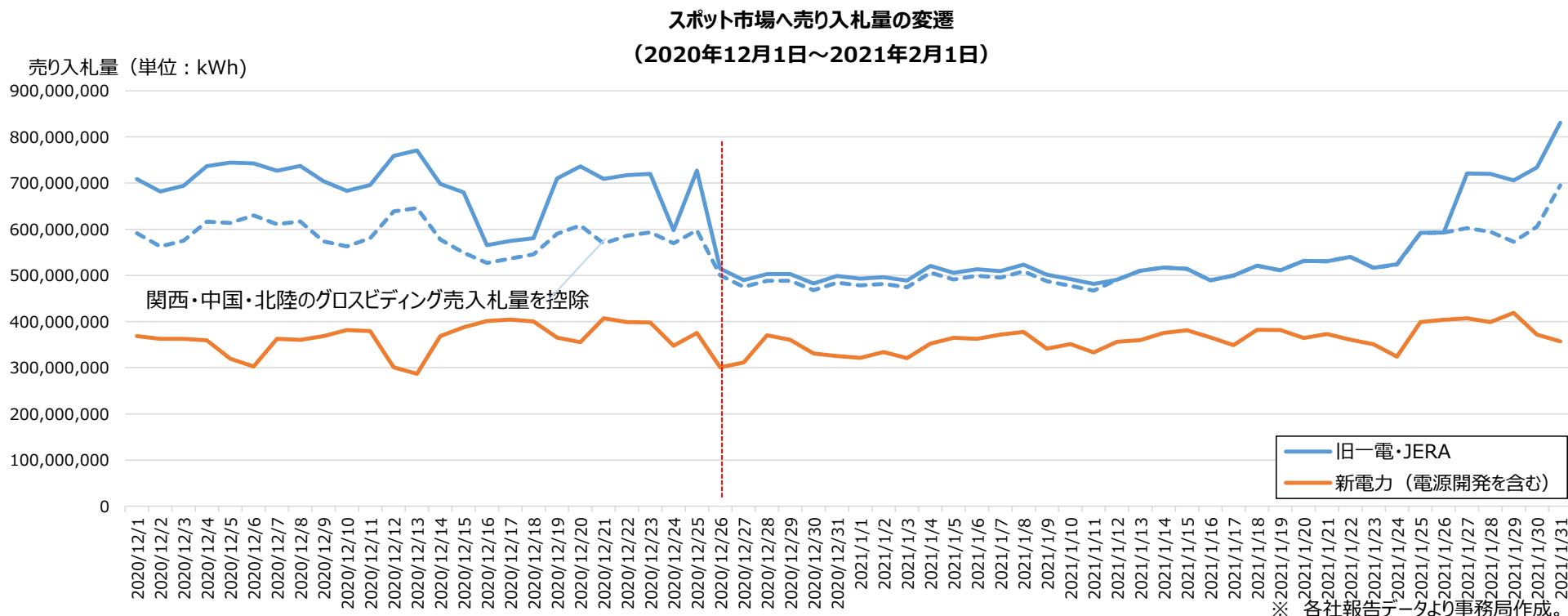
- 買い越しであった旧一電について、実質買い約定量と自社需要、入札可能量に乖離が見られる事業者についてヒアリングを実施したところ、以下の理由であったことが確認され、価格つり上げ等を目的とした行為は確認されなかった。
- 1月上旬以降、スポット価格が高騰したことにより一部買い約定ができず、時間前市場での買入札等の実施により、入札可能量不足分に対応した。
- 一部事業者は、1日平均のスポット価格が高い日においても、一部スポット価格が低いコマが存在し、そういったコマで経済差し替えが発生したことにより、入札可能量の不足分以上に買い札が約定した。

	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	北陸電力	九州電力
実質買い約定量の増減が、自社小売需要（他社卸分）の動きと合っていない理由	1月前半は、市場価格高騰により必要量が調達できなかったため。	市場価格高騰により、必要量が調達できなかったため（1/1～24）。	1 月前半は、市場価格高騰により、エリア外での小売需要に対して、スポットで調達することができなかった。 エリア外の小売需要については、不足分を時間前市場で調達。	平時から市況に応じて経済差し替えを行っているため、常に買い約定量が生じる。	1月中旬以降は、気温が上がり需要が落ち着いたこと、また補修停止中であった荻田新1号（石炭火力）を1/18に早期復旧、またLNGも1月後半で追加調達できたため。なお、1/24以降は松浦、他社石炭の復旧状況を踏まえ売り入札を再開。
	北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力
入札可能量の不足分が実質買い約定量と一致しない理由	経済差し替えが起こるように限界費用相当での買入札を実施しており、1日平均のスポット価格が高かった12月下旬、1月下旬においても、深夜帯等のエリアプライスが低いコマで、経済差し替えによる買い約定が発生。	12月中旬の入札可能量不足分を上回る買い約定量については、スポット市場価格が自社電源より安い場合に発生した経済差し替えによるもの。買い約定量が入札可能量不足分を下回ったのは、スポットでの買い落としによるもの。調達できなかった分は燃料制約を見直す運用で対応。	平時から市況に応じて経済差し替えを行っており、常に買い約定量が生じるため。	週間断面で設定した燃料制約量を、日々調整して達成するため、入札可能量の不足分を上回る買い入札を行った。 1月中旬に実質買い約定量が入札可能量の不足分を下回ることについては、買い入札を行ったが、結果として約定しなかったため。	12月、1月下旬については、主に太陽光が出ない夜間帯に発生した経済差し替えを実施。 買い約定量が入札可能量不足分を下回ったのは、スポットでの買い落としによるもの。調達できなかった分は燃料制約を見直す運用や揚水発電の運用で対応。

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、旧一電・JERAの売り入札量が減少した要因の一つは、同時期から一部の旧一電が、自主的取り組みとして行っていたグロス・ビディング^{*1}による売買入札を取りやめていたこと。
(12月中旬以降では、関西電力、中国電力、北陸電力の3社が一定期間グロス・ビディングを取りやめ)
- これら3社は、グロス・ビディングの売り入札量と買い入札量を同程度に減らしており（次頁参照）、
ネットの約定量水準は不変のため、約定価格への影響は極めて限定的と考えられる。

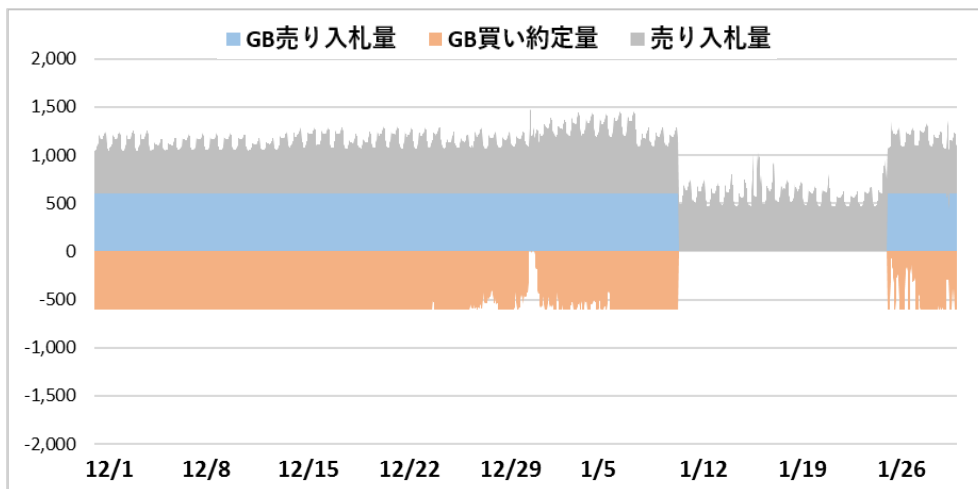
^{*1} グロス・ビディングは、旧一電の自主的取組であり、市場で売り札と買い札の双方を入れ、自己約定が生じることによって市場の流動性を高める等の取組。売り札の約定が発生した際に自社供給力が不足する場合には、確実に買い戻せる価格での高値買い戻しが行われている。



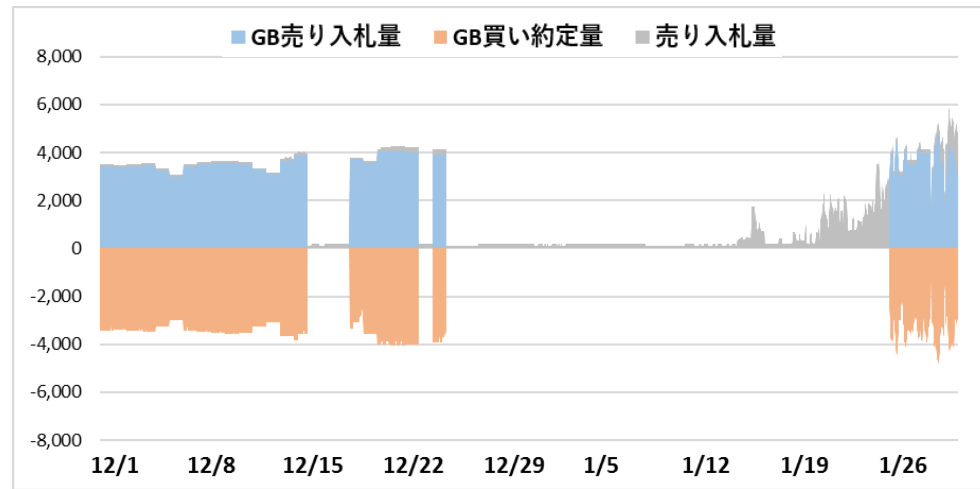
3社のグロス・ビディングの実施状況について

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

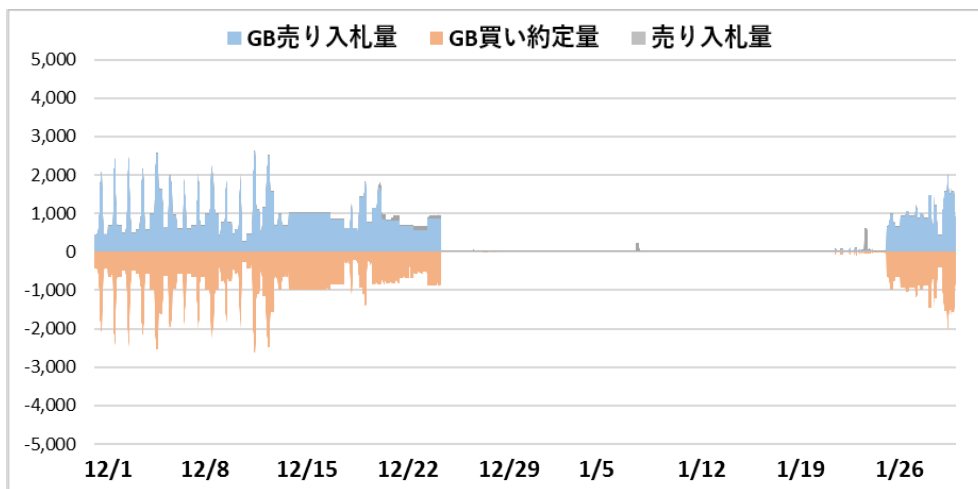
北陸電力：グロスビディングの入札量、約定量 単位:MWh/h



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



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 2 : 今後の検討課題に関する対応の方向性

(再掲) 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

発電情報開示に関する課題の整理・今後の検討の方向性

<HJKSについて>

- これまでのご議論を踏まえれば、現行のHJKSに係るルールには下記のような点が課題となるのではないか。
 - ① 出力低下が24時間継続しないと見込まれる場合に、登録対象とならず、市場への影響の大きい燃料制約について開示を要しないケースが生ずること
 - ② 理由の開示が必須ではなく、市場参加者の予見性に影響すること
 - ③ 最終的な停止・出力低下の解消時期の見通しが開示されない場合、市場参加者において時期の見通しを持たないこと
- 市場参加者からのニーズを踏まえれば、HJKSにおける開示範囲を可能な限り拡大することが望ましい。発電事業者（旧一電・JERAに加え、要件に該当する発電所を有する新電力も対象）の実務上の負担や、上流の燃料調達への影響には留意しつつ、HJKSにおける開示範囲の拡大について、引き続き検討していくこととしてはどうか。

<その他の発電情報の開示について>

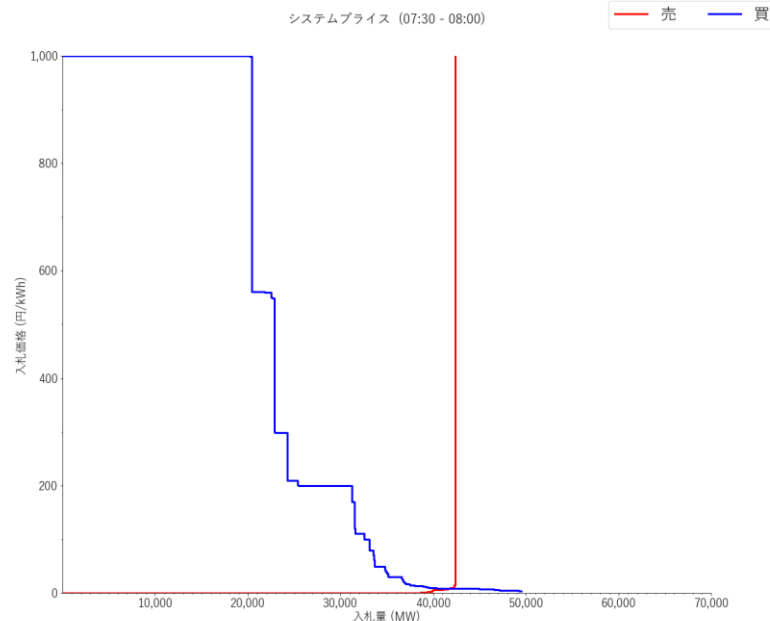
- 加えて、発電所の稼働状況・発電実績や燃料在庫の開示についても、引き続き検討が必要。特に、発電所の稼働状況や発電実績について、欧州ではTSO（ENTSO-E）が関連する情報を公開しているところ（次頁参照）、我が国において同様の取組を行う場合の実施主体や公開頻度など、実現に向けた課題について整理していくこととしてはどうか。

日本卸電力取引所による需給曲線の常時公開について

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

- 制度設計専門会合での議論を踏まえ、日本卸電力取引所において規程変更を行い、**2月27日（土）以降、土日を含む毎日全48コマ分のシステムプライス**について、**日本卸電力取引所のホームページにおいて、需給曲線（入札カーブ）の公開を開始（原則取引当日中に公開）**。
- 上記に併せ、**12月以降の毎日48コマ分の需給曲線（入札カーブ）についても、日本卸電力取引所のホームページにおいて公開**。

JEPXにおいて公開されている需給曲線（入札カーブ）



※画像は2月26日 7:30-8:00分
(出典) JEPXホームページ <http://www.jepx.org/market/index.html>

①相場操縦となる行為のさらなる明確化

- 相場操縦行為については、適正取引ガイドラインにおいて規程されており、「本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げるため売惜しみをすること」といった行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得ることとされている。
- 今般の事象を踏まえ、燃料不足が生じた場合における相場操縦行為の考え方等、相場操縦となる行為のさらなる明確化を検討すべきではないか。
- また、過去の制度設計専門会合において、旧一電の自主的取組である、余剰電力の全量の限界費用ベースでの市場供出が適切に実施されている場合は、相場操縦に該当しない（セーフハーバー）との考え方を示しているところ、自主的取組の諸元となる算定方法の明確化も図るべきではないか（②で後述）。

公正取引委員会・経済産業省 適正な電力取引についての指針【抜粋】

③ 相場操縦

卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、以下に掲げるような市場相場を人為的に操作する行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得る。

- 市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと

上記のうち、「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」として問題となる具体的な行為には、以下のものがある。

- その他意図的に市場相場を変動させること（例えば、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げるため売惜しみをすること）

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

- 旧一電各社は、自主的取組により余剰電力の全量を限界費用ベースでスポット市場に供出することとされているところ、その算定諸元となっている自社需要の予測の精緻化や、燃料制約・揚水制約の運用基準を明確化することにより、スポット入札の透明性を高めることが必要。

○ 自社需要予測の精緻化

- 各社がスポット入札時に予測する自社需要の見積もりと実績の乖離については、12月・1月の平均では約1％に収まっているものの、特定の日においては乖離が多く見られた。
- 各社の需要予測の精緻化を図る観点から、例えば、一定の事象が発生した場合（スポット市場価格が一定以上、又は予備率が一定以下になった場合等）において、見積もり値と実績値との比較を公表する仕組みを検討してはどうか。

○ 燃料制約・揚水制約の運用基準の明確化

- LNG・石油の燃料制約について、タンクの運用下限を設定する際のリスク評価の方法等について、明確な基準が定められておらず、今般の価格高騰時における各社の運用に、一部ばらつきが見られた。
- このため、各社のLNG基地の状況等の個別事情も考慮しつつ、旧一電等の燃料制約の運用基準について、明確化することが必要。また、揚水制約についても、どのような諸元を考慮し、どのように算定するかなどについて、考え方を整理し明確化を図ることが必要。
- 上記の点について、今後検討することとしてはどうか。

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

- 現状、スポット市場においては、旧一電の自主的取組により、余剰電力の全量が限界費用ベースで市場に供出されている。過去の審議会において、この取組は競争市場におけるプライステイカーとしての経済合理的な行動であり、この取り組みが適切に実施されている場合には、相場操縦行為には該当しないとの考え方が示されている。
- 一方で、燃料不足が懸念される場合においては、競争市場におけるプライステイカーであっても、機会費用を考慮した入札を行うことが経済合理的と考えられる。また、その時点での電気の価値を価格シグナルとして発信し、燃料不足の状況における系統利用者の適切な行動を促す観点からも、こうした機会費用の考え方を取り入れることが適当と考えられる。
- 上記を踏まえ、市場支配力のある事業者の相場操縦行為の抑止という観点に十分に留意しつつ、燃料不足が懸念される場合における旧一電の売り入札価格（限界費用）について、機会費用の考え方をどのように取り入れるべきかについて、今後、検討を行うこととしてはどうか。

過去の議論の振り返り

＜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＞

- 限界費用という考え方に関して、今回のような燃料制約がある場合には、単純にガス代を限界費用と取るわけにはいかなくなる。この限界費用の整理ももう一度必要になってくると思います。（1/19 基本政策小委 松村委員）
- 我が国におけるスポットマーケットの価格シグナルのメカニズムがゆがんでいて、今回燃料が不足するというシグナルをうまく発し切れなかったのではないかと。具体的には、限界費用で玉を出すということは、出す電気の限界費用であって、足りるか足りないか、要するに逼迫すれば機会費用も勘案すると価格は徐々に上がっていくので、そうすると石油とか自家発とかが市場に投入できるだけの時間的猶予があるのだと思いますけれども、そういうものが一切表れない市場に現在なっているのではないかと。しっかりシグナルとして働かせるような市場になれば、先物、先渡しも今以上に活用されるようになる。（2/5 制度設計専門会合 大橋委員）

価格高騰時の監視・公表の仕組み

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

- 今冬のスポット価格高騰に際して、監視等委員会事務局は、旧一電・JERAに対し、①全日・全コマの入札可能量データの取得（1月中旬～）、②報告徴収の実施（2/8）、③公開ヒアリング（2/25）等の監視を実施。監視・分析の結果については、審議会等で随時報告・公表したが、必ずしもタイムリーでなかった面もあった。
- 今後、価格高騰時に電取委員会がよりタイムリーに情報発信を行うよう、事業者からのデータ取得等に速やかに着手し、関連情報をタイムリーに発信する監視・公表の仕組みについて、今後検討すべきではないか。

通常の監視（今冬の価格高騰前）

<監視の内容>

- ・ 日々の入札状況のモニタリング
- ・ 旧一電の全量余剰供出の状況について、毎月1日分（特定日）のサンプル調査
- ・ 上記に加えて、価格高騰時については、JEPXと係連し、特定コマの旧一電のスポット市場への全量余剰供出の状況を随時確認。
(例：昨年8月の高騰時)

<結果の公表>

- ・ 特定日の全量余剰供出の状況等の調査結果について、四半期モニタリングレポートにより開示（3～6ヶ月後）

今冬の価格高騰時の監視

<監視の内容>

- ・ 高騰コマのサンプル調査（12月下旬～1月上旬）
- ・ 12月中旬以降の全日・全コマ調査（1月中旬～）
併せて、自社需要の実績データ（速報値）を取得し、見積もりとの乖離の確認を開始
- ・ 報告徴収によるデータ取得（2/8）
- ・ 公開ヒアリング（2/25）
旧一電・JERAより、売買入札、自社需要、燃料制約、グロス・ビディング等についての詳細な説明

<結果の公表>

- ・ 監視・分析結果について、制度設計専門会合で随時報告（1/25、2/5、2/25、3/2）
- ・ 公開ヒアリング（2/5）において、各事業者から提出された資料や、事務局の分析データを全て公開

今後の監視

<監視の内容>

- ・ 市場において一定の価格高騰が生じた場合に、事業者からのデータ取得等に速やかに着手
- ※スポット市場・時間前市場や、先行指標となる先渡・先物市場の価格が一定以上となった場合等

<結果の公表>

- ・ 上記の監視に基づく分析結果について、タイムリーに情報発信
- 例）旧一電各社の自社需要見積もりと実績との乖離の状況等

旧一電の内外無差別な卸売について

- 旧一電各社は、スポット市場への入札において、自主的取組により、余剰電力の全量を限界費用ベースでの市場供出を実施している。具体的には、以下により算定される「入札可能量」相当量について、スポット市場に売り入札を行っている。

※ 「入札可能量」＝「供給力」－「需要見積もり（自社小売分・他社卸分）」－「入札制約」－「予備力」

- 旧一電各社は、上記の自社小売分の需要見積もりについて、スポット入札時点での需要に応じて変動調整を行っているが※、スポット市場・相対卸を含めた新電力の調達機会を確保する観点からは、**旧一電の発電・小売間の社内・グループ内取引の透明性を確保**することが重要。

※ なお、**2月25日の公開ヒアリング**において、旧一電・JERAに対し、需要変動に柔軟に対応する変動数量契約についての質問を実施。各社からは、**グループ外の他社の求めに応じて変動数量契約を実施している、又は今後の求めに応じて対応する、との回答**があった。

- 上記に関して、昨年7月、旧一電各社に対して、**社内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に卸売を行うことのコミットメント**を要請。これに対し、**各社より、コミットメントを行う旨の回答を受領**しているところ。特に、発小一体の各社からは、**2021年度からの運用開始に向け、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備を進めると回答**を受けている。
- 上記のコミットメントや、公開ヒアリングでの回答を踏まえ、**今後、旧一電各社の内外無差別な卸売に関する実施状況を確認し、公表していく。**

グロス・ビディングに関する指摘を踏まえた対応

- 今般の価格高騰に関し、旧一電のグロス・ビディングのあり方についての議論があり、一部からは、現状のグロス・ビディングは透明性が確保されていないとの指摘があった。
- 現状のグロス・ビディングでは、各社の同一の担当者が、スポット入札時点での自社小売需要を認識した上で、売り札と買い札の双方を入札している（77頁参照）※1。

※1 このため、買い入札担当者は、売り入札の情報を知りうる状況にあるが、各社は、売買入札を限界費用ベース等で行っており、恣意性はないとの説明を実施。

- 上記の指摘も踏まえ、旧一電の内外無差別な卸売の確保をより実効的にするためには、今後のスポット市場への売り札については、原則として発電部門が行うこととして、透明化に向けた体制整備を図るべきではないか。こうした体制整備は、旧一電における発電利潤の最大化の確保や、相対卸や先物・先渡市場等の活用も含めた合理的なリスク管理にも資すると考えられるのではないかと※2。

※2 過去の審議会（第46回制度設計専門会合）においても、発電利潤を最大化する観点から、社外への卸供給や、スポット市場等への入札（グロス・ビディング含む）について、発電部門が自社小売部門から独立した意思決定の上で実施することが望ましいとの考え方が示されている（78頁参照）。

- 上記の議論を踏まえた上で、グロス・ビディングの在り方に関する見直しについても、次回以降引き続きご議論いただくこととしてはどうか。

先物・先渡市場等の活性化

- 本日は、先物市場について、東京商品取引所（TOCOM）及び European Energy Exchange（EEX）より、以下の点についてご説明をいただく。
 - ✓ 先物市場の概要
 - ✓ 先物市場における今冬の取引について
 - ✓ 取引拡大に向けた課題 等
- その上で、先物市場・先渡市場・BL市場などのヘッジ手段について、その利用拡大が進むよう、政策的にどのような取り組みを行うべきかについてご議論をいただきたい。
- なお、今般の価格高騰を踏まえ、相対取引や先物・先渡市場取引等のヘッジ取引の状況及び取引ニーズ等について、JEPX・TOCOM・EEXとも連係して、基本的に全会員を対象とした事業者への実態調査を実施することとしてはどうか。
- 先渡市場について、上記の取引ニーズを踏まえて、商品設計等（※）を検討することとしてはどうか。

※例えば、夏・冬の需要期に合わせた3ヶ月商品等におけるシングルプライスオークションの導入等について、検討の余地があるか。