

スポット市場価格の動向等について

令和 3 年 2 月 5 日（金）



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

ご議論いただきたいこと

- 今般のスポット価格高騰について、前回の本会合では以下のようなご議論をいただいた。
 - ✓ 予備率が増えたタイミングでなぜ市場供出が増えなかつたのかについて検証が必要。
 - ✓ 予備率と燃料制約の関係が議論されるべき。
 - ✓ インバランスが調整力連動であればここまで高騰しなかつたのか検証すべき。
- また、市場参加者等からも、以下のような要望・指摘があった。
 - ✓ 価格高騰の原因を徹底究明すべき。
 - ✓ 市場価格を形成する市場の需要・供給曲線や予備力、燃料在庫状況などの情報を開示すべき。
- こうしたご指摘を踏まえ、本会合において、価格の動きと需給の状況（燃料不足のリスクを含む）との関係がどうであったかなどを検証するとともに、それらを通じて明らかとなつた制度的課題について、対応のあり方を検討することとしたい。
- 本日は、事務局から現時点までの分析結果をご報告し、今後の検討の方向性などについてご議論いただきたい。

(参考) 前回の制度設計専門会合でのご議論

- 前回第54回制度設計専門会合（1月25日開催）での主なご意見は以下の通り。

- 需要家が安定的に電気を享受できるよう、事業者の安定的経営に努めるべき。経産省として、市場参加者の経営の安定化に向けた先物市場などの啓蒙をしてほしい。先物では特例運用などの措置を急遽とっているので、このような取組に対応することを促していくべき。（草薙委員）
- 予備率が増えたタイミングでなぜ市場供出が増えないのか。期間以外との行動の違いについても評価を行ってほしい。また、予備率回復のタイミングで市場供出されなかつたメカニズムの解説を。インバランス料金について、市場設計含め、業界全体の問題。第8回制度設計において、一時的な措置として選択されたインバランス制度であるが、ひつ迫時の調整力に予備力を用いること、市場価格に連動することなど課題がある。22年以降のルール適用を前倒すなど弾力的措置の検討を。（竹廣オブザーバー）
- 予備率と燃料制約の関係が議論されるべき。インバランスが調整力連動であればここまで高騰しなかつたのか検証してほしい。（岩船委員）
- ひつ迫しているのでセーブを、という需要家への情報発信はもっと必要だったのでは。丁寧な検証をし、再発防止に向けた制度改善を。（村上委員）
- 過去のインバランスの議論は今回のような事象を想定していないもの。リスクヘッジ手段がどれだけあったのか。（中野オブザーバー）

(参考) 新電力の主な要望

① 大手新電力（10社）

- ・ 市場の需要・供給曲線や燃料確保、停止中火力の燃種・出力などの情報を開示すべき。
- ・ 市場価格や、インバランス料金価格に上限を設定すべき。

② 再エネ系新電力・地域新電力（11社）

- ・ 市場価格を形成する市場の需要・供給曲線や予備力、燃料在庫状況などの情報を開示すべき。
- ・ 供給力ひつ迫時に小規模電気事業者がアクセスできる供給力確保手段を多様化すべき。

③ 地域新電力（25社）

- ・ 価格高騰の原因を徹底究明すべき。
- ・ FIT特定卸に係る調達価格（回避可能費用）をFIT買取価格を上限とすべき。
- ・ 市場価格が高騰した期間の一般送配電事業者が得た利益を小売電気事業者に還元すべき。
- ・ 市場取引を速やかに停止すべき。

④ 地域新電力（28社）

- ・ FIT特定卸に係る調達価格（回避可能費用）をFIT買取価格を上限とすべき。
- ・ 市場価格が高騰した期間の一般送配電事業者が得た利益を小売電気事業者に還元すべき。

(参考) 資源エネルギー庁基本政策小委での議論

- 今般の需給及び市場価格の動向を踏まえ、1月19日の基本政策小委においては、例えば以下のような論点について、検証・議論を行っていくことが必要であるとされた。

◆ 燃料調達の在り方を含めた安定的な電力供給量の確保の在り方

- 燃料調達計画及び燃料確保の在り方
- 燃料逼迫時の事業者間・業界間連携の在り方 等

第29回電力・ガス基本政策
小委員会資料4-1より抜粋

◆ 供給能力確保の在り方

- 発電・小売事業者の役割（スポット市場を通じた供給能力確保や供給計画のあり方）
- 需要予測の在り方、予備率の考え方
- 容量市場の役割
- カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた電源投資確保の方策
- カーボンニュートラルを目指していく中での火力電源等の高い調整力・供給力を持つ電源の在り方（非効率石炭フェードアウトと容量確保の整合性確保含む） 等

◆ 需給逼迫時を含めた広域的な安定供給確保に向けた運用面の在り方

- 電力広域機関の役割や電気事業者の広域協調の在り方
- 送配電事業者と発電・小売事業者の連携の在り方 等

◆ より効率的に安定供給を確保するための電力市場の在り方

- その時点の電気の価値をシグナルとして発信できる適切な市場価格形成に向けた入札の在り方
- 需要側の反応、DR・アグリゲーターの役割の在り方
- 適切な情報公開の在り方
- 小売事業者の事業リスク管理のための先渡市場・先物市場・BL市場やスポット市場活用の在り方
- 一般送配電事業者のインバランス収支の在り方 等

(参考) 再エネ総点検タスクフォース 委員からのご指摘

- 第4回再エネ総点検タスクフォース（2月3日開催）において、以下のようなご提言・ご指摘があった。

<提言書の主な内容>

(徹底した真相究明)

- 今回の異常事態の要因は解明されていない。LNG等の調達不足があったのか、だとすればそれはどうして起きたのか、スポット市場への売り惜しみはなかったのか。電力・ガス取引監視等委員会は、中立的立場から真相究明を至急行うべき。

(正確な状況説明)

- 今回の緊急事態は、自由化の結果不可避的に生じたのではなく、寧ろ自由化が不十分だったからこそ起きたと考えられる。事業者や消費者が混乱を起こさないよう、上記の真相を含めて正確な状況説明に努めるべき。

(市場制度の再設計)

- 今後このようなことが起きないよう、市場制度を再設計する必要がある。
- グロスピデイングを含む卸電力取引市場に対する、電取委の監視機能を強化する。
- 卸電力取引市場における需給曲線、発電所の稼働状況、燃料在庫の状況など情報公開を徹底させる。

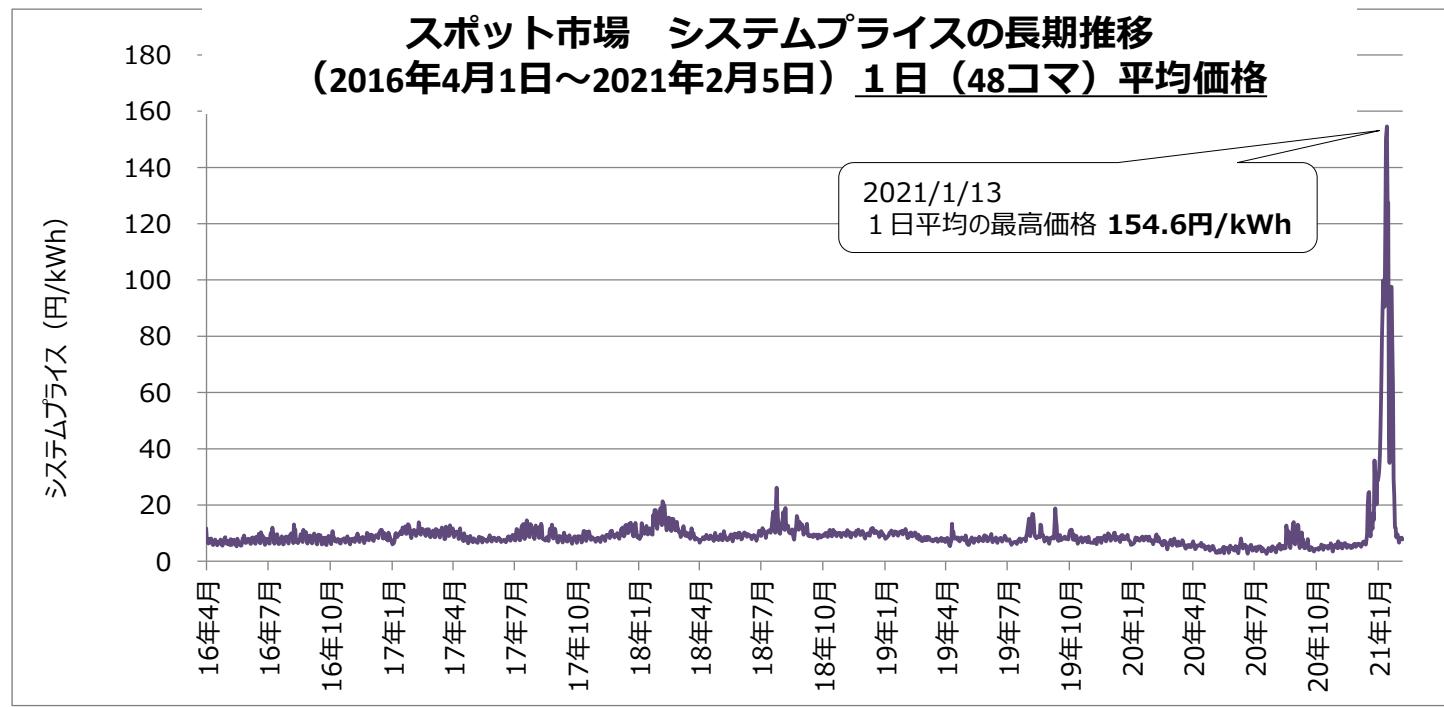
<タスクフォース当日の主なご指摘>

- 売り入札に加え、買い入札についても分析すべき。また、グロスピデイングは実際には市場流動性の向上に貢献しておらず、廃止すべき。需給曲線は全コマ過去分も遡及して公開すべき。（川本明委員）
- 監視等委員会は市場の番人としての責務を果たすべき。報告徴収や、立ち入り検査などの権限をフル活用して調べるように。情報の開示についても、公正な市場、多様な新規参入者の活躍を促すために必要。（河野大臣）

1.スポット市場の動向

1-1.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。
- この背景としては、寒波の到来に伴う電力需要の増加や、燃料在庫の減少に伴うLNG火力の出力低下、売り切れの発生による買い入札価格のスパイラル的上昇等の要因が考えられる。

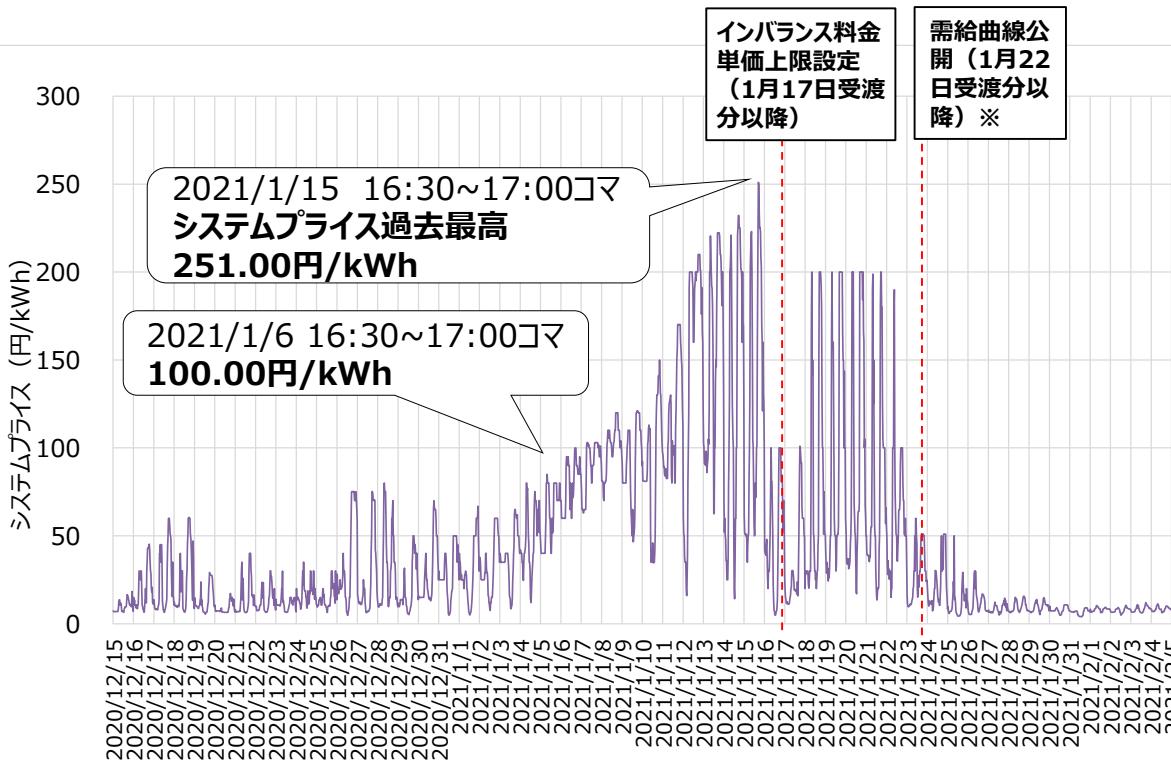


	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~2/5)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.9
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0

1-1.卸市場価格状況②（システムプライス詳細）

- スポット市場のコマ毎のシステムプライスについては、1月15日に過去最高値の251円を記録。
- 1月17日以降、インバランス料金単価の上限を200円/kWhとする措置を導入。
- 1月下旬以降、スポット価格は概ね沈静化。

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2月5日) コマ毎価格



(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。

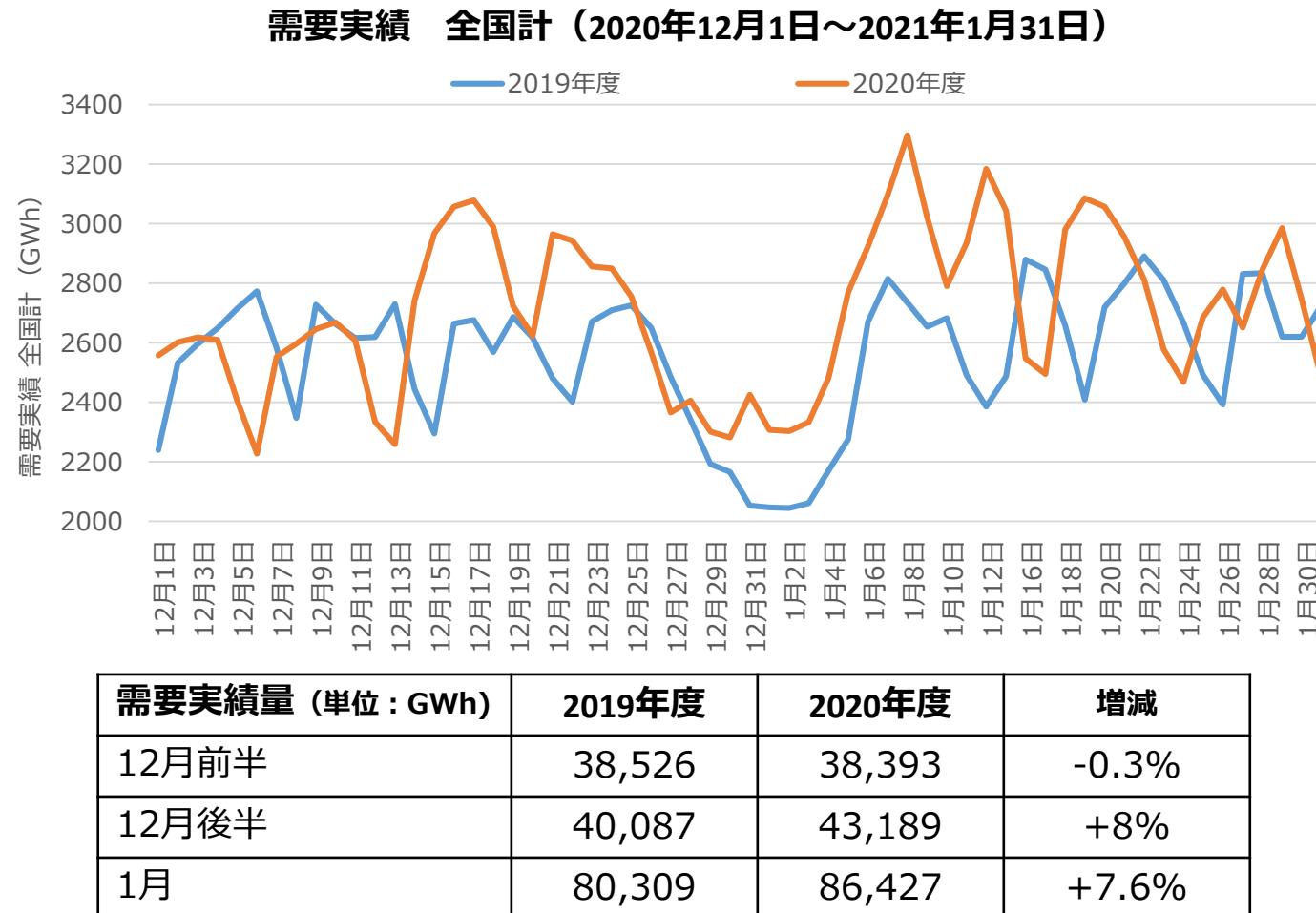
スポット市場 システムプライスの推移 (2021年1月6日～2月5日)

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)
2021/1/6	水	79.38	100.00
2021/1/7	木	89.82	103.01
2021/1/8	金	99.90	120.02
2021/1/9	土	91.69	121.00
2021/1/10	日	90.46	150.00
2021/1/11	祝	117.39	170.20
2021/1/12	火	150.25	210.01
2021/1/13	水	154.57	222.30
2021/1/14	木	127.51	232.20
2021/1/15	金	127.40	251.00
2021/1/16	土	48.51	100.01
2021/1/17	日	34.97	101.01
2021/1/18	月	77.20	200.00
2021/1/19	火	97.62	200.00
2021/1/20	水	97.62	200.00
2021/1/21	木	77.90	200.00
2021/1/22	金	62.71	190.00
2021/1/23	土	29.14	60.00
2021/1/24	日	23.01	51.00
2021/1/25	月	12.08	50.00
2021/1/26	火	11.90	30.01
2021/1/27	水	8.56	14.60
2021/1/28	木	9.73	15.62
2021/1/29	金	9.53	14.73
2021/1/30	土	8.06	10.78
2021/1/31	日	6.57	9.11
2021/2/1	月	8.17	10.41
2021/2/2	火	7.70	10.40
2021/2/3	水	8.29	12.03
2021/2/4	木	8.41	11.37
2021/2/5	金	7.75	9.77

合計 350 (84)

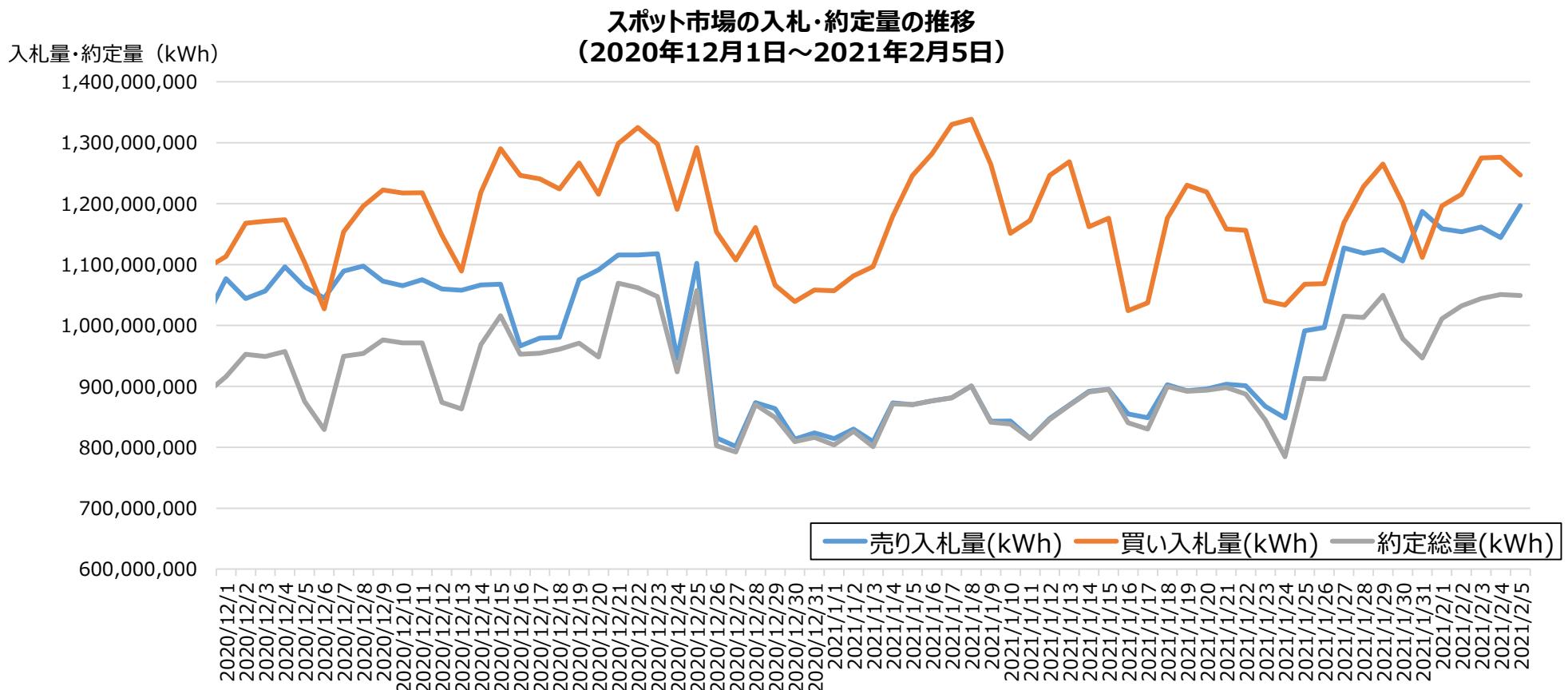
1-2.需要状況

- 寒波の到来に伴い、2020年12月後半の全国の電力需要は、前年度比で8%増。
- また、2021年1月（21日実績まで）の全国の電力需要は、前年度比で7.6%増。



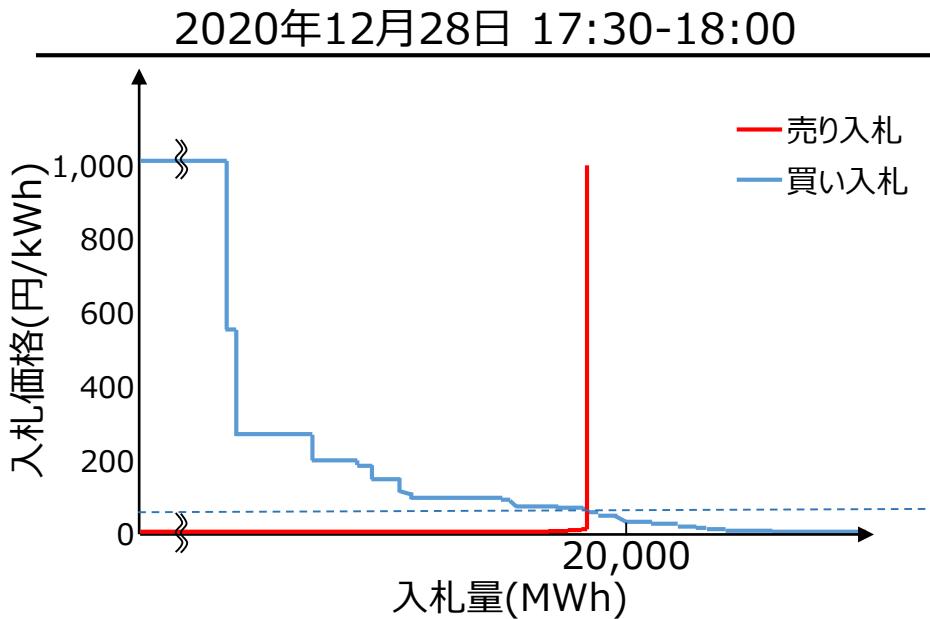
1-4. スポット市場の売買入札量・約定量の状況

- 12月下旬から1月中旬頃まで、売り入札のほぼ全量が約定する状況（売り切れ状態）が継続していた。



今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム

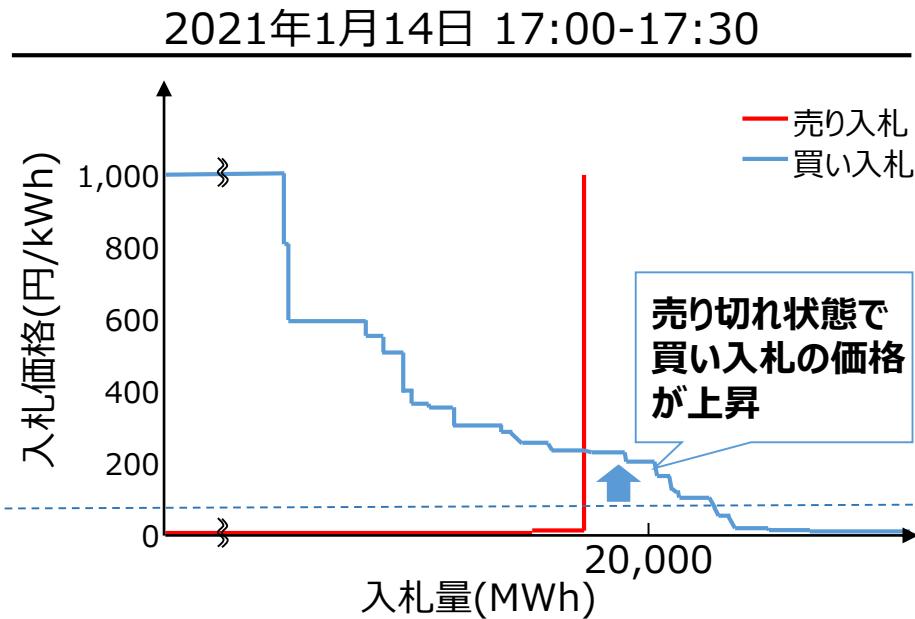
- 今冬の価格高騰期間においては、多くのコマで売り切れが発生し、買い入札価格により約定価格が決定されていた。（供給曲線が垂直）
- したがって、価格の上昇は、売り入札の価格が上昇したためではなく、売り切れの発生と買い入札価格の上昇によるもの。（売り入札価格に不自然な高値入札は見られていない。）
- 売り切れが発生し不足インバランスとなる状況では、スポット価格が高騰してもインバランス料金より安いことから、限られた玉を奪い合う構造となり、スパイラル的な高騰が発生したと考えられる。



※ 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、グロスピデイ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、グロスピデイング売り分等が含まれる。



2 . 売り入れ量についての各社からの説明

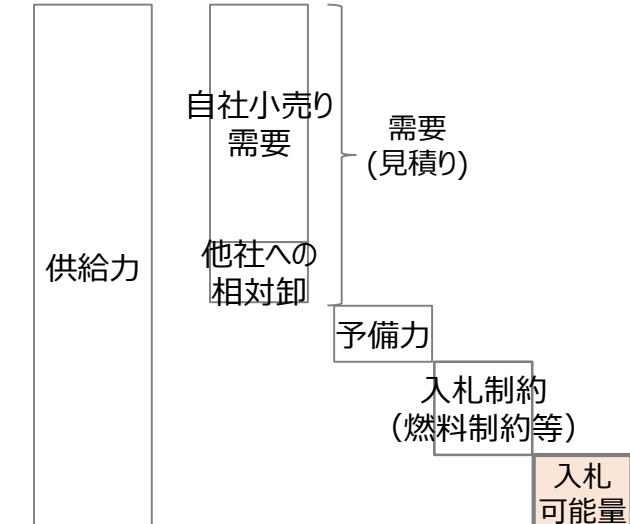
2-1.電取委事務局によるスポット取引の監視の状況について

- 今冬の卸電力市場スポット価格高騰を受け、電力・ガス取引監視等委員会事務局は、旧一電（沖縄電力を除く9社）の売り入札に関する監視を強化。
- 以下について、確認・分析を行っている。

確認・分析のポイント

- 売り入札量は右図の考え方に基づいて判断しているか
- 入札制約（特に燃料制約）を過大に見積もっていないか
- 入札制約の運用（時間帯ごとの配分）は合理的か
- 予備力を過大に確保していないか
- 需要の見積もりを過大に見積もっていないか
- HJKS（発電情報公開システム）に適切に情報を登録しているか

入札可能量の全体像



確認・分析の方法

- 燃料制約等の考え方について調査票により調査
- 毎日売り入札量の根拠となるデータ提出を求め分析
- サンプル的に電源ごとのデータなどより詳細なデータ提出を求め分析

(参考) 適正取引ガイドラインにおける記載ぶり

- 適正取引ガイドラインにおいて、「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」は、相場操縦として、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。

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

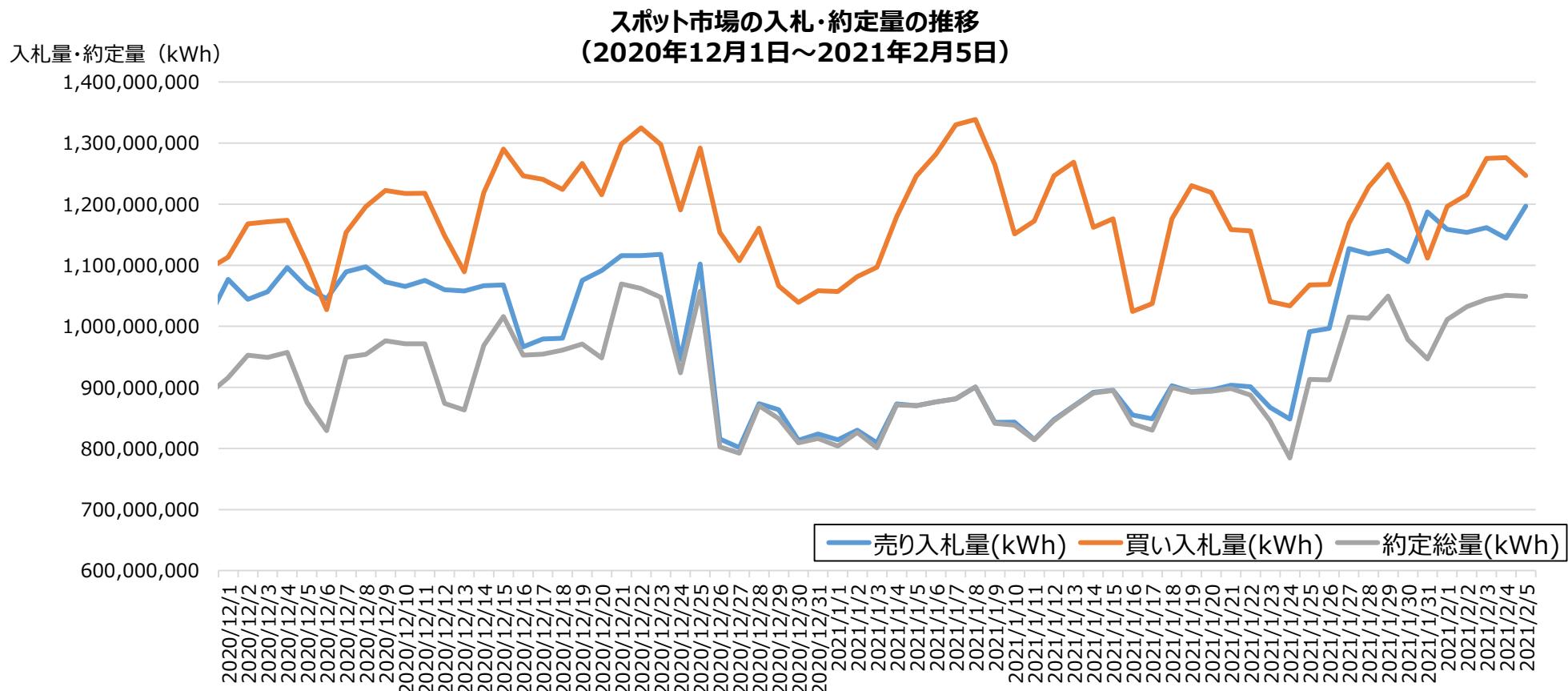
上記のうち、「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」として問題となる具体的な行為には、以下のものがある。

- 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）

2-2.スポット市場の売買入札量・約定量の状況①

再掲

- 12月下旬から1月中旬頃まで、売り入札のほぼ全量が約定する状況（売り切れ状態）が継続していた。

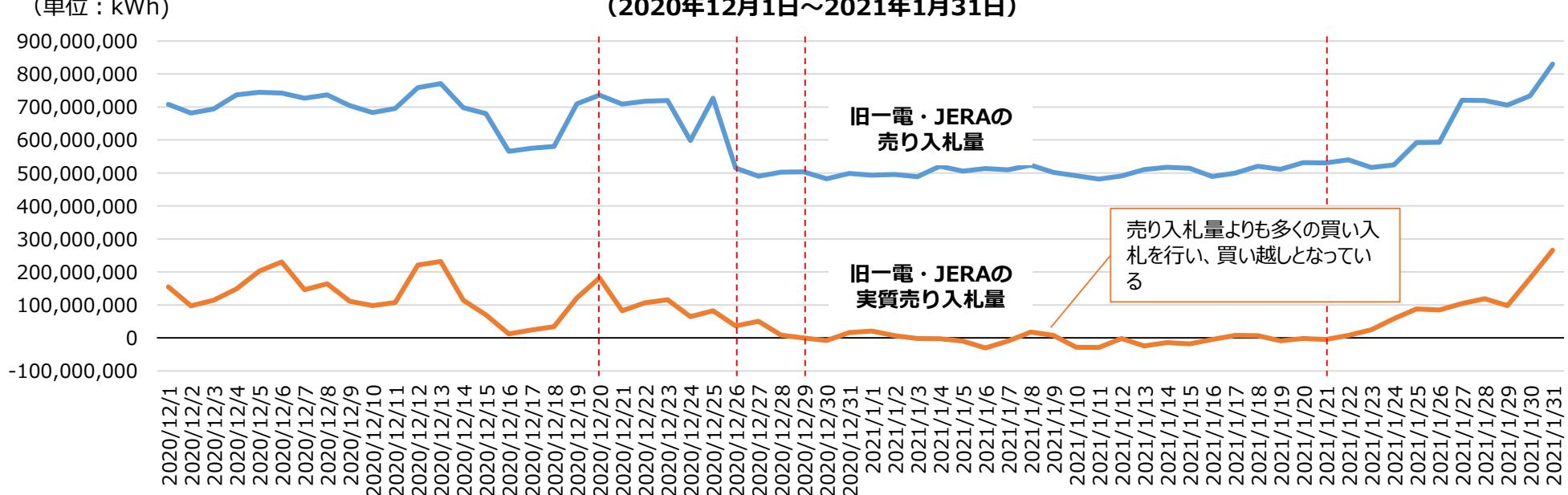


2-2.スポット市場の売買入札量・約定量の状況②

- 事業者別の入札量を見ると、旧一電・JERAの売り入札は、12月26日頃から入札量が低下しており、前頁と同様の傾向を見せていた。
- しかしながら、それら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、グロスピデイング等を含む）を控除した実質売り入札量*の推移を見ると、12月20日頃からすでに減少傾向にあり、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。
- なお、グロスピデイングを含めた旧一電の買い入札の状況についても引き続き確認・分析を行う。

旧一電・JERAの売り入札量・及び実質売り入札量の推移

(2020年12月1日～2021年1月31日)



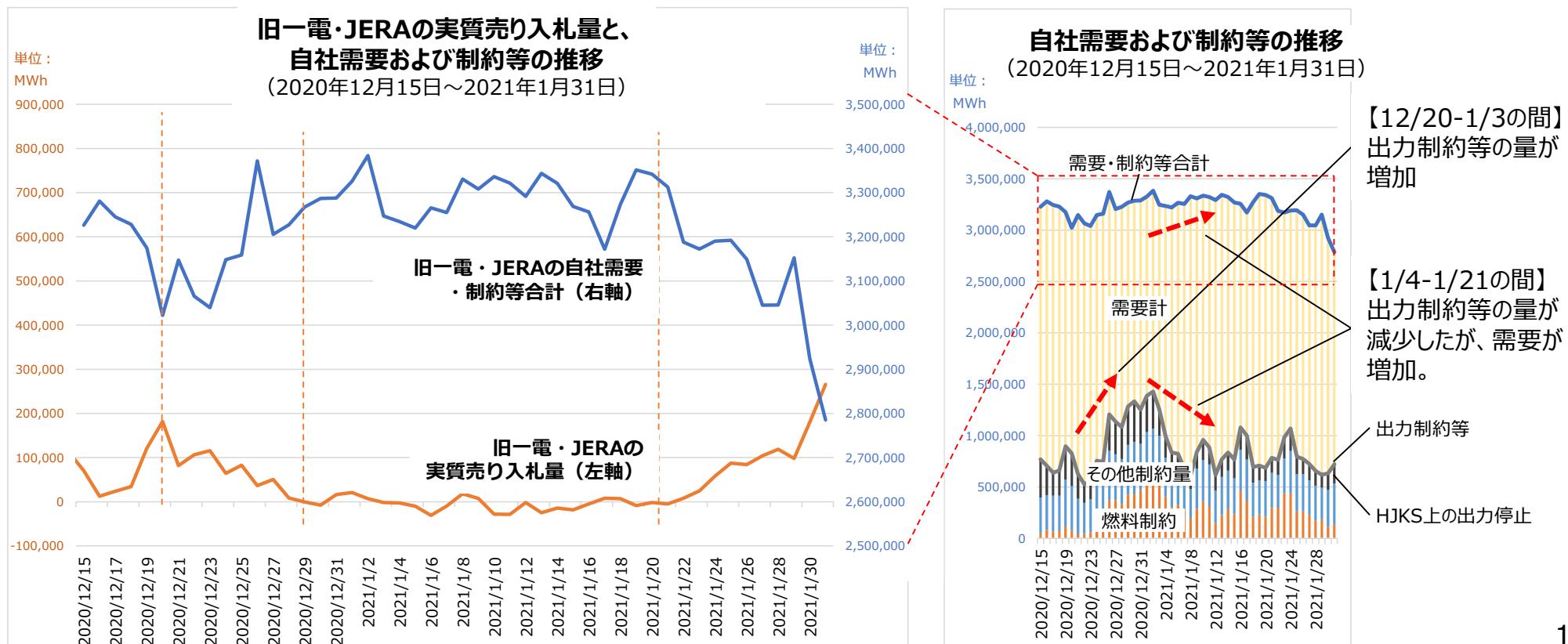
(資料) JEPX入札データより事務局作成。

* 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

2-2. スポット市場の売買入札量・約定量の状況③

- 前述のとおり、12月20日～1月21日の間、旧一電・JERAの実質売り入札量が減少していた。
- この要因については、
 - この期間の前半は、主に発電機の出力制約等の増加、
 - 後半は、主に自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加によるものであるとの説明があった。

※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）



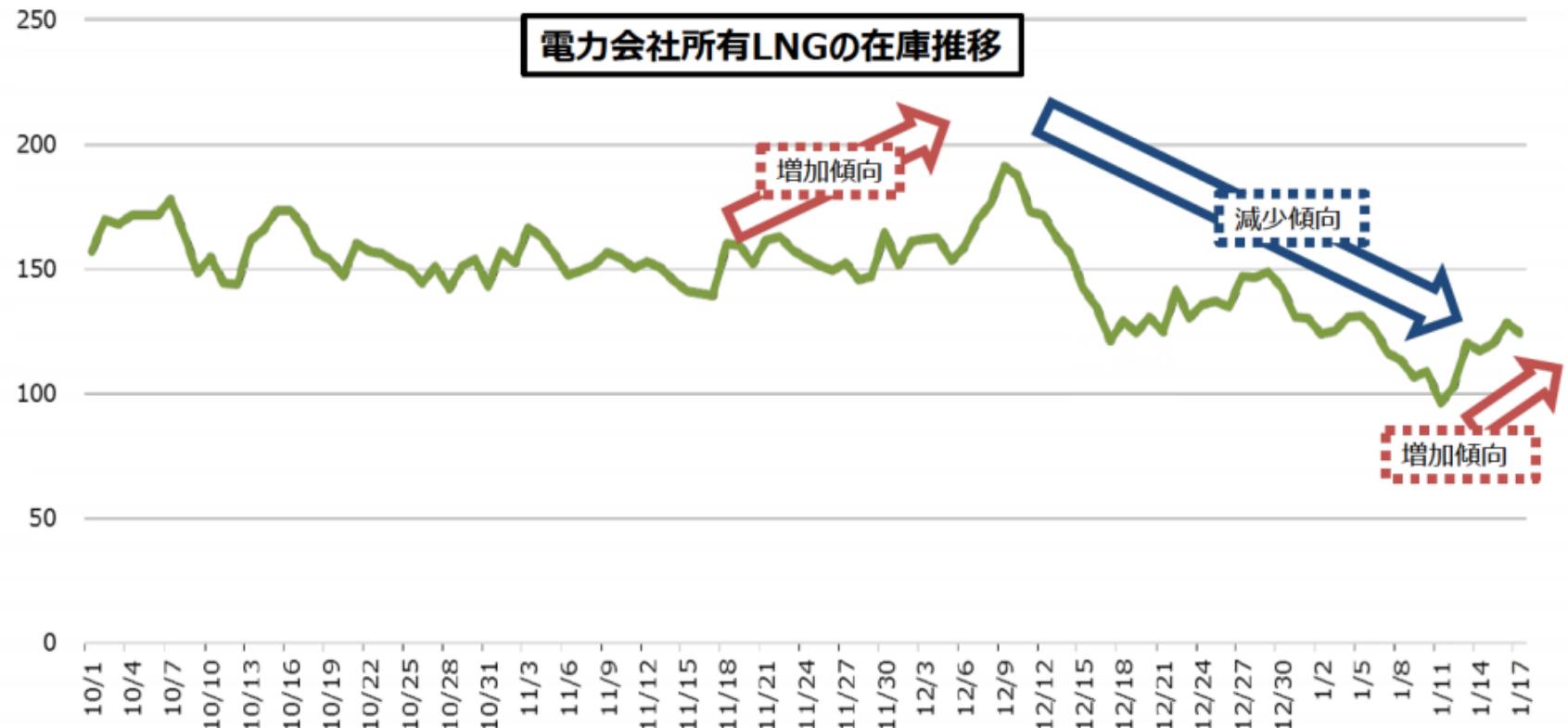
(参考)

LNGの在庫の推移

第29回 電力・ガス基本政策小委員会
資料4-1

- 12月上旬までは冬季の需要増に備え、LNG在庫量は全国的に増加傾向であったが、電力需要が例年に比べて大幅に増えたこと等により、12月中旬以降大幅に下落。
- 1/10頃が在庫下振れのピークであり、12月上旬の水準までは戻っていないものの、在庫量は回復傾向。

単位：万トン

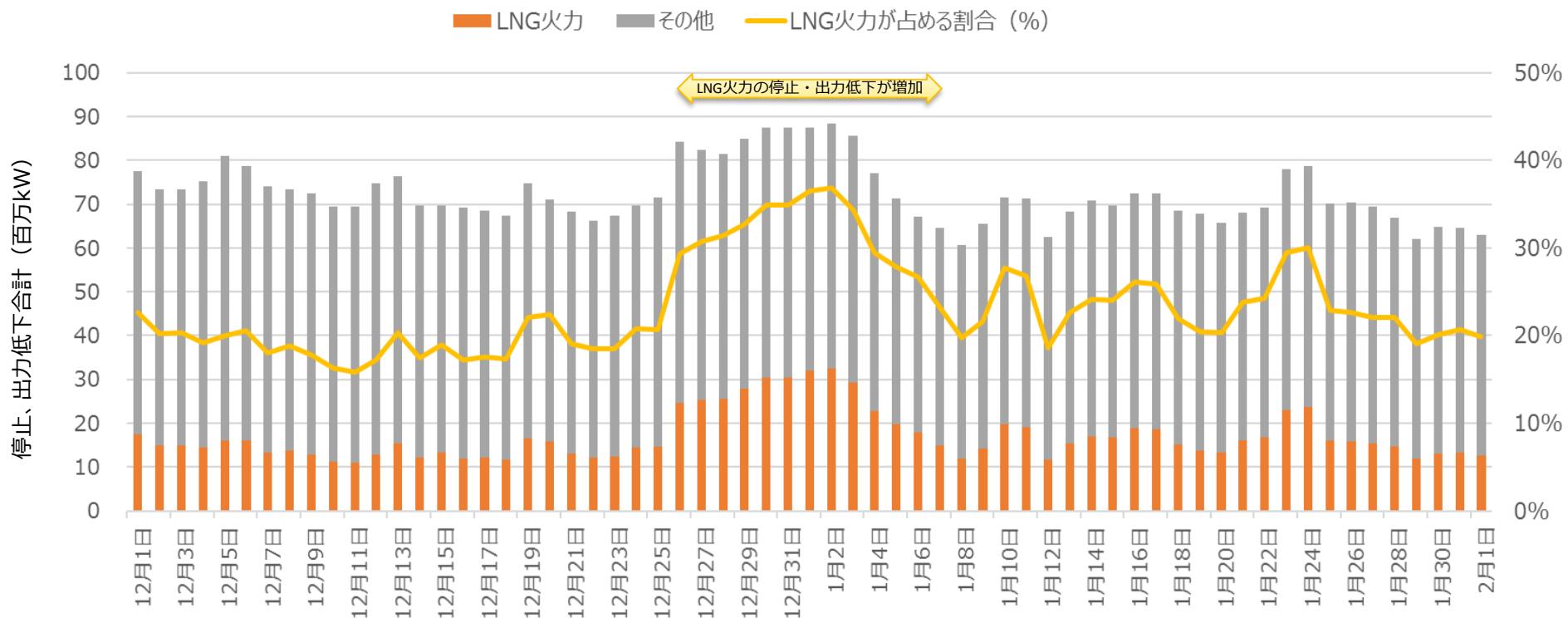


※旧一般電気事業者へのヒアリングを元に資源エネルギー庁作成

(参考) 電源の停止・出力低下の状況

- 12月1日～2月1日の間で、一日平均72百万kWの停止・出力低下が発生。
- HJKS上でのユニットの停止・出力低下については、12月26日から1月8日にかけて増加。同期間に
おいて、LNG火力が占める割合が増加していた。

停止・出力低下量 (2020年12月1日～2021年2月1日)

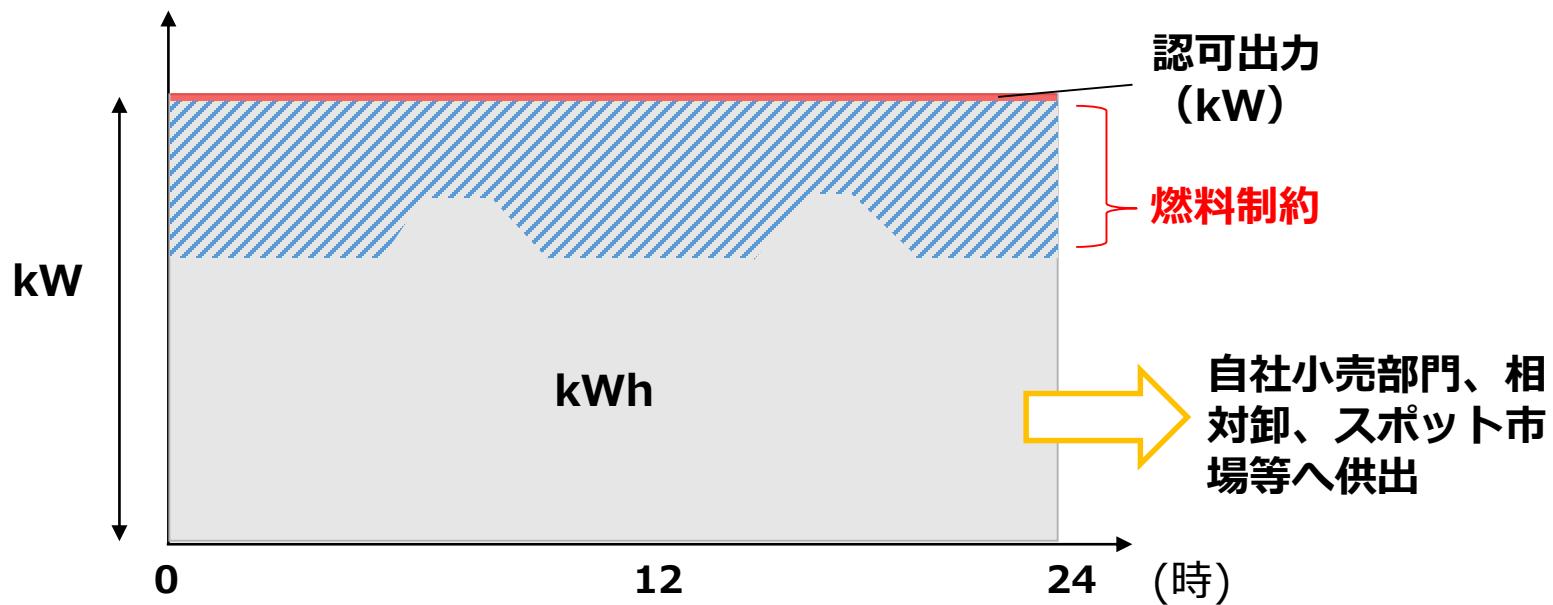


	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31	1/1	1/2	1/3	1/4	1/5	1/6	1/7	1/8	1/9	1/10	1/11	1/12	1/13	1/14	1/15	1/16	1/17	1/18	1/19	1/20	1/21	1/22	1/23	1/24	1/25	1/26	1/27	1/28	1/29	1/30	1/31	2/1
停止・出力低下量	71	68	66	67	70	72	84	82	81	85	87	87	88	88	86	77	71	67	65	61	65	71	71	63	68	71	70	72	72	69	68	66	68	69	78	79	70	70	67	62	65	65	63	
内、LNG火力	16	13	12	12	15	15	25	25	26	28	30	30	32	32	29	23	20	18	15	12	14	20	19	12	15	17	17	19	19	15	14	13	16	17	23	24	16	16	15	15	12	13	13	13
LNG火力が占める割合%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%

2-4.大手発電事業者の売り入れ量の監視について

- 前述のとおり、12月下旬以降の日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) に余力があつても、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行っているところ。

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



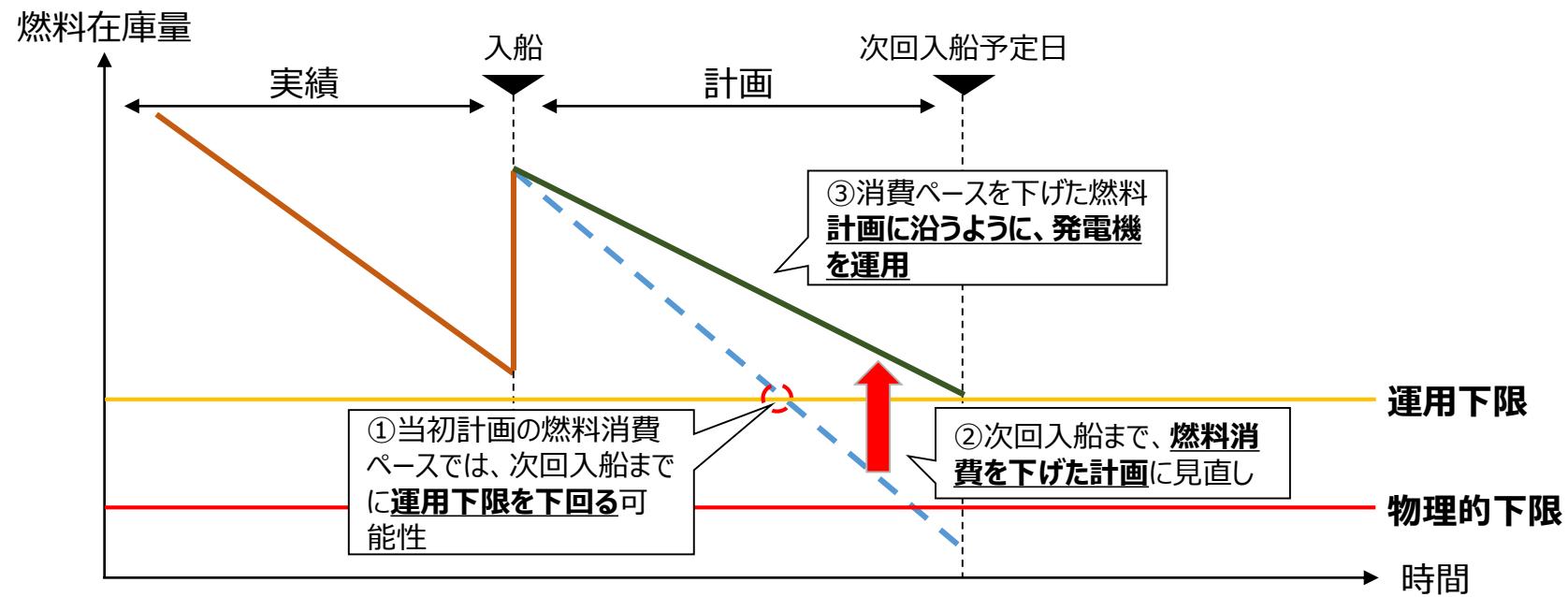
※1 燃料制約とは、燃料調達量の増加・減少の影響により、発電所の発電計画に制約が発生するもの。

2-6.LNG燃料制約の妥当性の確認内容

- 各社の燃料制約量の算定の考え方（計画見直しのタイミング、タンクの運用下限の考え方、燃料制約量の計算方法等）を聴取するとともに、①在庫量、②配船計画（受入量・受入タイミング）、③需要（払出）量の想定、を提出データで定量的に確認し、個別の燃料制約の設定に不合理な点がなかったか確認。

【各社からの説明（概要）】

- 各社は、定期的に（大きな状況変化があった場合は随時）燃料計画を見直し。通常の燃料消費ペースではタンク下限を下回るおそれがある場合には、燃料の消費ペースを下げるよう、一日当たりの発電電力量に上限を設定。
- 具体的には、足下の在庫量と、次回入船日までに維持すべき目標量（運用下限）との差分について、次回入船までの期間で除した値が、一日当たりで使用可能な燃料量の目安になる。



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い液位。

2-7.各社の燃料制約量等の確認結果について

- 今冬にLNG火力の燃料制約による出力制限を実施した7社についての確認結果は次頁のとおり。（一部事業者で12月中旬から、多くの事業者は12月下旬から燃料制約を実施していた。）
- 各社ともに、入船遅延リスク等を考慮したタンクの運用下限を設定し、タンクの在庫量、今後の配船予定、自社需要の見通し等から、一定の考え方に基づき燃料制約量を算定していることが確認された。（現時点において、問題となる行為は確認されていない。）
- なお、タンクの運用下限の設定におけるリスク評価の方法（入船遅延リスクの日数や使用量変動の考慮の有無）や、運用の詳細（ひつ迫時には運用下限を割り込んで物理下限で対応した社がある一方で、運用下限を下回らない範囲で対応した社もある）などについては、各社で一部ばらつきが見られた。

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	A社	B社	C社
燃料計画（需給計画）の見直しタイミング	<ul style="list-style-type: none"> 毎週火曜日、前週までの計画・実績の差異、および期先の見通しを確認。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎月下旬に期先3か月分の計画見直しを実施。 毎週金曜日、翌週分の需給計画・燃料計画の見直しを実施。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎月中旬に、翌月分の需給計画・燃料計画を見直し。 その上で、計画の前提に変化があれば随時見直す。
タンク下限の設定考え方・その他のリスクの考慮	<ul style="list-style-type: none"> 入船遅延リスク（2日分）を考慮した運用下限を設定。 今冬は、運用下限を下回る物理的下限をタンク下限として運用。 	<ul style="list-style-type: none"> kW脱落回避のバッファを含めて入船遅延リスク（3日分）を考慮した運用下限を設定。 今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 	<ul style="list-style-type: none"> 入船遅延リスク（3日分）を考慮した運用下限を設定。 今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。
需要想定の方法	<ul style="list-style-type: none"> 最新の気象予測や直近の需要動向も踏まえ、需給計画を毎週木曜日に見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 最新の気象予測を踏まえ、週間および月間の需給計画をローリングで見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 最新の気象予測を踏まえ、需給計画を毎月見直す。
今冬において、燃料制約実施したタイミング	<ul style="list-style-type: none"> 12月上旬から低在庫が続いたこと、また12月中旬に予定していた入船が遅延することとなり、TSOとの調整を経て、12月10日に計画を見直し、12月11日からの制約を決定。 1月上旬の入船遅延リスクを考慮し、12月18日に、12月19日からの制約を決定。 需要が引き続き高めに推移していること、また寒波により12月23日に、12月24日からの制約を決定。 	<ul style="list-style-type: none"> 12月下旬において、計画を上回る需要増が続き、TSOとの調整を経て、12月22日ごろから電源ごとに制約を決定。 	<ul style="list-style-type: none"> 定期見直しのタイミングではなかったが、計画を上回る需要増が続き、12月25日に計画を見直し、12月29日からの制約を決定。

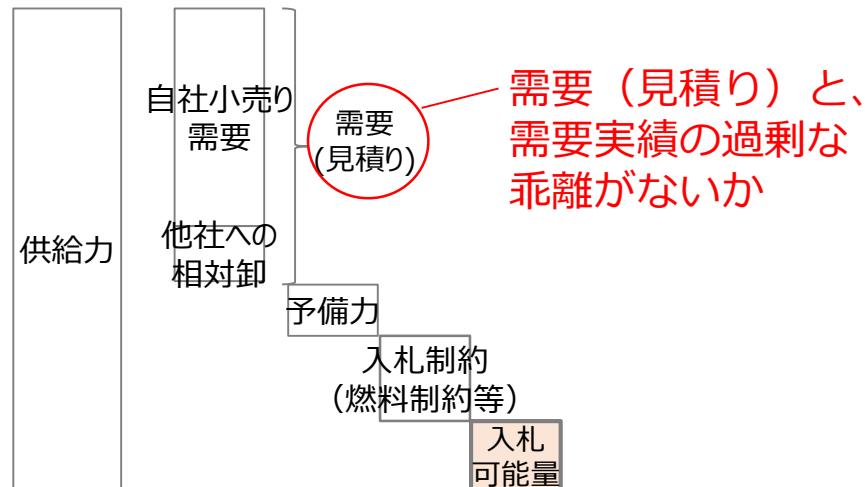
(参考) 各社に対する確認結果の概要

	D社	E社	F社	G社
燃料計画（需給計画）の見直しタイミング	<ul style="list-style-type: none"> 毎週木曜日に、翌週分の需給計画・燃料計画を見直し。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 1か月分の需給計画・燃料計画を、前々月の下旬頃に策定以降、前月中旬および当月上旬の2回程度見直す。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎週木曜日に、翌1週間分の需給計画・燃料計画を見直す。 その上で、至近の燃料消費実績を踏まえて計画を日々見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 毎月、翌3か月分の需給計画を策定。それに基づき燃料消費計画を策定し、燃料受入計画を見直す。 その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。
タンク下限の設定の考え方・その他のリスクの考慮	<ul style="list-style-type: none"> 入船遅延リスク（消費量1~2日）を考慮した運用下限を設定。 今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。 	<ul style="list-style-type: none"> 入船遅延リスク（2~3日分）を考慮した運用下限を設定。 今冬については、運用下限を下回る範囲（物理的下限）に基づき燃料制約量を設定。 	<ul style="list-style-type: none"> 公害防止協定上必要な量（消費量2日分）や、需要上振れリスクを考慮して運用下限を設定。 今冬については、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 	<ul style="list-style-type: none"> 入船遅延や使用量変動等を総合的に勘案したリスク（消費量1.5日～2日分）を考慮した運用下限を設定。 今冬については、運用下限を下回る範囲（物理的下限）に基づき燃料制約量を設定。
需要想定の方法	<ul style="list-style-type: none"> 最新の気象予測を踏まえ、需給計画を毎週木曜日に見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 最新の気象予測や販売計画を踏まえ、1か月分の需要を前々月の下旬頃に想定以降、前月中旬および当月上旬の2回程度見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 最新の気象予測を踏まえ、需給計画を毎週木曜日に見直す。 その上で、至近の需要実績や気象予測を踏まえ計画を日々見直す。 	<ul style="list-style-type: none"> 広域機関の需要想定要領に則り、当年度の需要想定を実施。必要に応じ、各月の補正を実施。
今冬において、燃料制約実施したタイミング	<ul style="list-style-type: none"> 12月12日頃に、水力の渇水等に伴いLNG燃料制約が発生。 12月下旬、寒波による計画以上の需要増や電源トラブルにより、TSOとの調整を経て、12月25日に計画を見直し、12月26日からの制約を決定。 	<ul style="list-style-type: none"> 12月中旬以降、寒波による需要増や電源トラブル、渇水により、燃料消費が増加し、燃料在庫底の可能性を認識。 例年だと需要が下がる年末（12月26日）から、消費量抑制のための制約を決定。 	<ul style="list-style-type: none"> 1月初旬の寒波による計画以上の需要増や電源トラブルも踏まえ、1月10日に検討を開始し、TSOとの調整も経て、1月12日に計画を策定し、1月13日からの制約を決定。 	<ul style="list-style-type: none"> 12月中旬からの寒波到来に伴う自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNG消費量が想定以上に増加したため、12月18日から検討を開始し、12月24日に12月26日からの燃料制約を決定。以後、TSOとの調整を経ながら制約を実施。

(参考) 需要の見積もりについて

- 各社の自社小売等の需要の見積もりについては、その翌日に需要実績（速報値）の提出を求め、過大な需要見込みとなつていなかつたかを確認している。

入札可能量、需要検証の全体像



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月下旬平均 (12/15~31)	1,981,474	1,961,242	20.232	1.0%
2021年1月上旬平均 (1/1~1/15)	2,067,722	2,051,824	15,898	0.8%
上記期間平均	2,021,903	2,003,702	18,200	0.9%
(参考) 2021年1月14日	2,130,346	2,073,194	57,152	2.8%

単位 : MWh

※ 各社報告データ、電力広域的運営推進機構システム情報サービス需要実績より事務局作成。

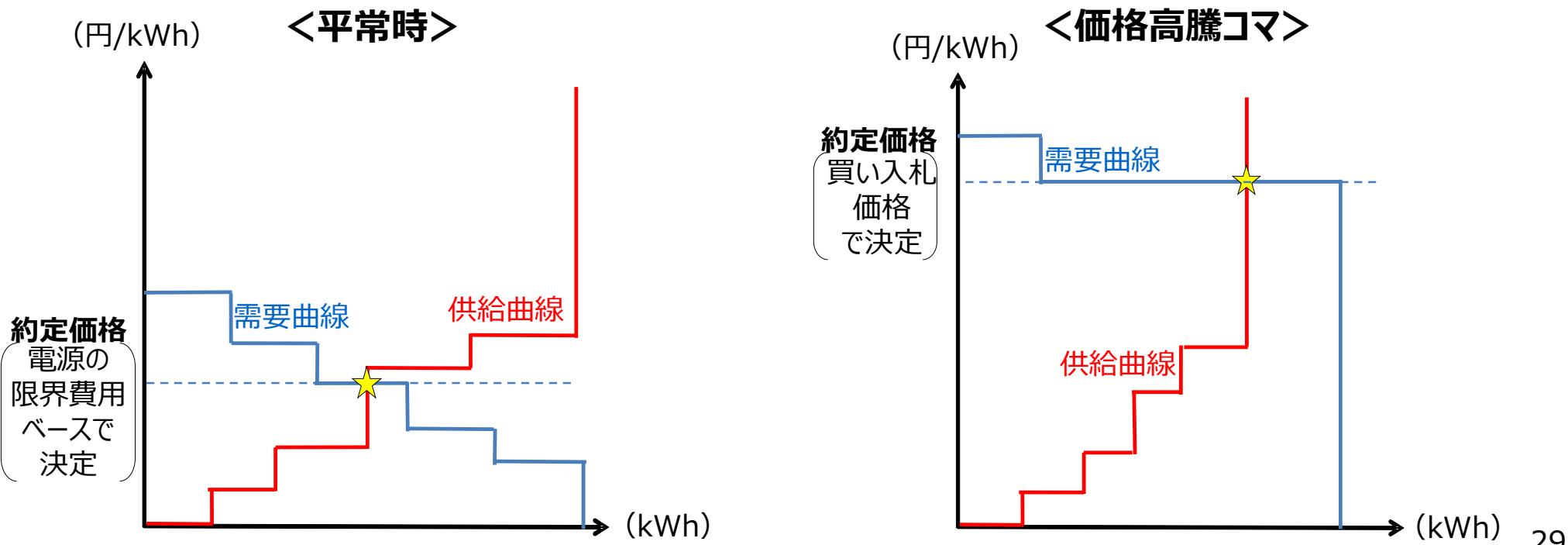
- スポット価格が127円（一日平均）であった1/14については、需要見積もりが実績より比較的（旧一電全体で2.8%）多かったことから、その原因を追加的に聴取。
- 各社からは、前日までの需要実績と比して想定以上に需要が伸びなかつたことや、太陽光発電の発電量が予測以上に伸びたとの説明があつた。これを受け、監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積もりにならないようより正確な予測に努めるよう、指導を行つたところ。

3.情報公開の充実について

3-1.JEPXの需給曲線の公開について

① JEPX需給曲線公開のニーズについて

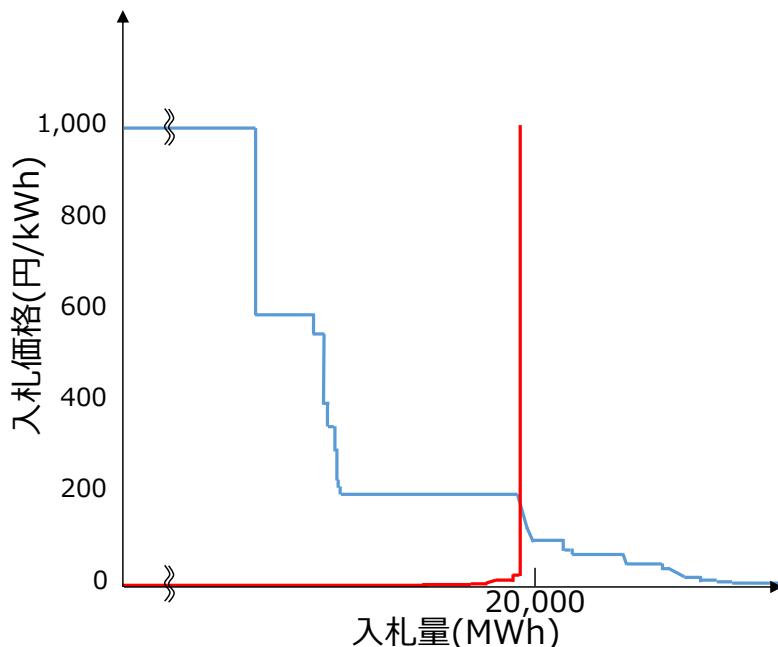
- 今冬の価格高騰コマにおいては、供給量の不足により売り切れが発生することにより、買い入札価格により約定価格が決定。（供給曲線が垂直）
- 売り切れが発生し不足インバランスとなる状況では、価格が高騰してもインバランス料金よりは必ず安いことから、限られた玉を奪い合う構造となり、スパイラル的な高騰が発生。
- 市場参加者からは、こうした状況下において、前日の約定価格ぐらいしか入札時の判断材料がないことから、需給曲線を継続的に公開してほしいとの要望が寄せられていた。



② JEPX需給曲線の公開について

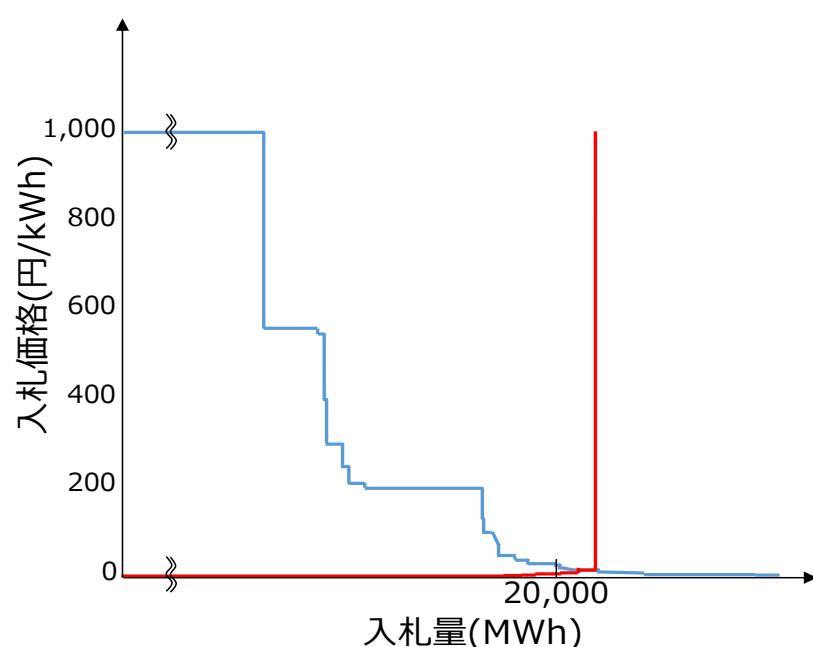
- こうした市場参加者からのニーズを受け、1月22日（金）より当面の間、監視等委員会において、平日朝夕それぞれで最高価格をつけたコマにおけるJEPXの需給曲線について、一定の加工を施した上で継続的な公開を開始。※受渡日当日（取引の翌日）に公表を実施。
- 公開前後の需要曲線を比較すると、公開後には100～200円といった高値の買い入札が減少し、結果として約定価格も低下したことが見てとれる。

2021年1月22日 9:00-9:30



システムプライス：190円/kWh
約定量：19,537 MWh
売り入札量：19,537 MWh
買い入札量：28,399 MWh

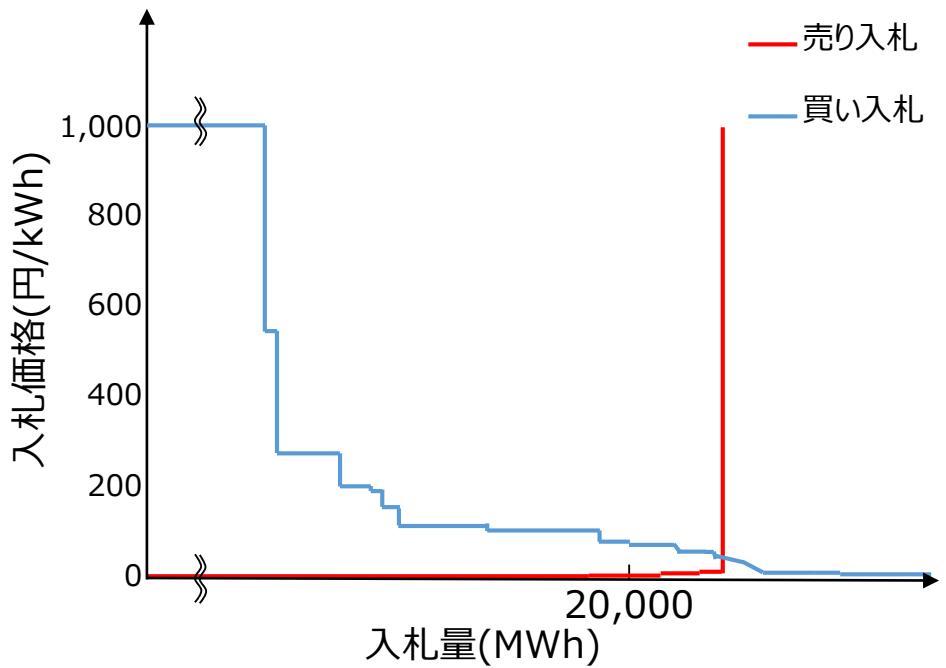
2021年1月28日 7:30-8:00



システムプライス：15.00円/kWh
約定量：21,060 MWh
売り入札量：22,583 MWh
買い入札量：26,124 MWh

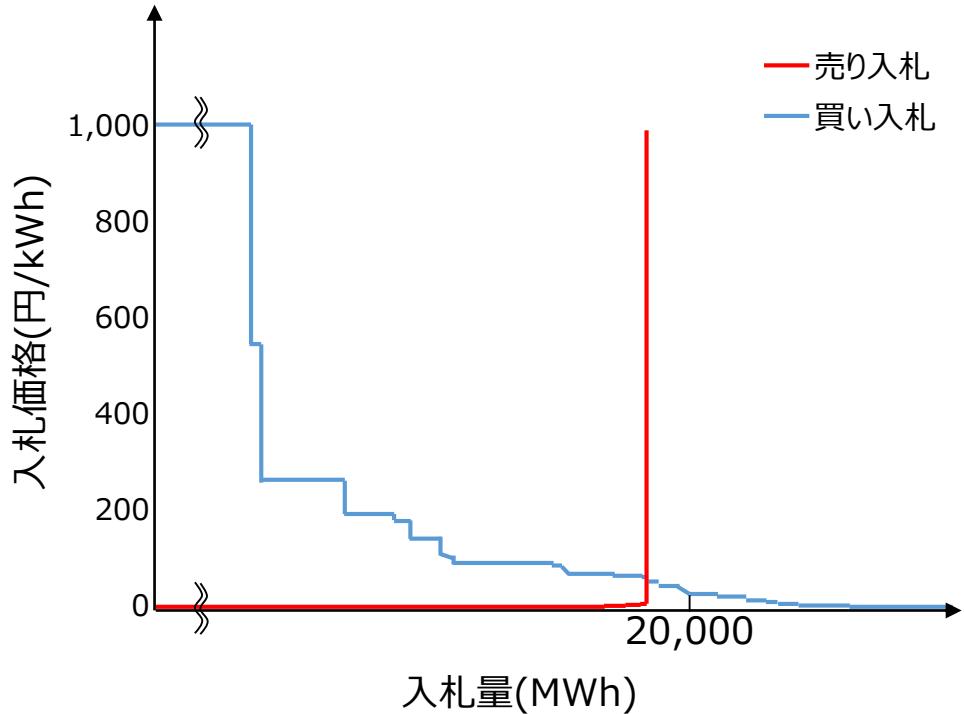
(参考) 過去のJEPX需給曲線（1）

①2020年12月21日 16:30-17:00



システムプライス：40.00円/kWh
約定量：23,317MWh
売り入札量：23,467MWh
買い入札量：29,080MWh

②2020年12月28日 17:30-18:00



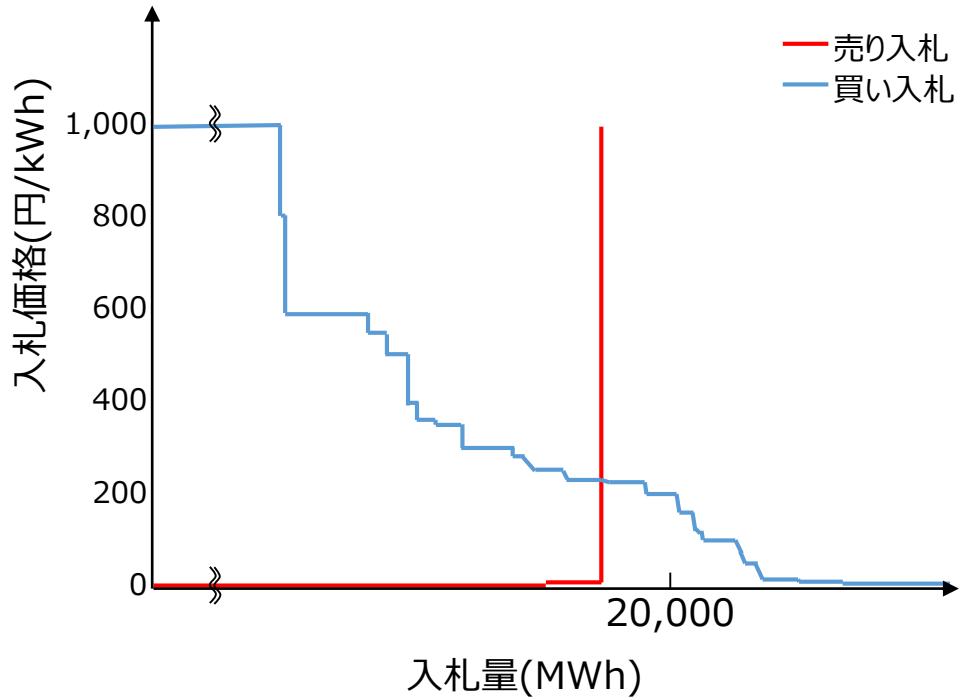
システムプライス：70.00円/kWh
約定量：18,745MWh
売り入札量：18,752MWh
買い入札量：26,011MWh

※ 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、グロスピデイ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、グロスピデイング売り分等が含まれる。

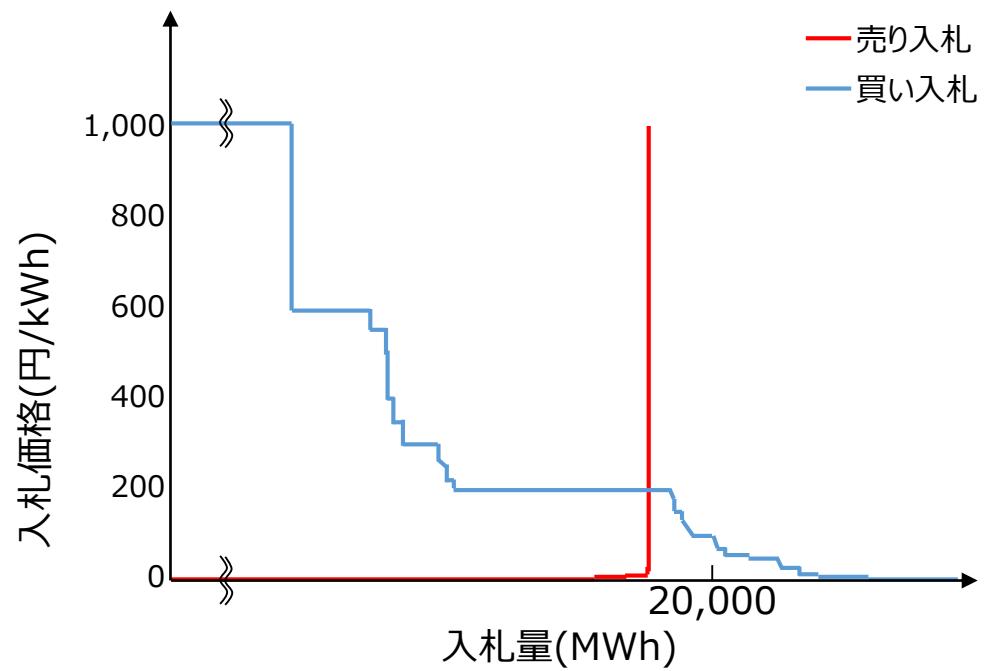
(参考) 過去のJEPX需給曲線 (2)

③2021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

④2021年1月18日 17:00-17:30



システムプライス : 200.00円/kWh
約定量 : 18,889MWh
売り入札量 : 18,890MWh
買い入札量 : 25,831MWh

※ 入札量および価格の粒度については調整を実施。

※ 999円部分の買い物入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、買い物ブロック約定分、グロスピ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、グロスピディング売り分等が含まれる。

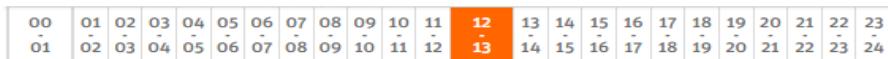
※ 1月18日の200円超、999円未満の買い物入札価格については、間接オークションの購入分等が含まれる。

③ 諸外国における入札状況の公開状況

- 欧州のEPEX等においては、コマ毎の需給曲線・入札情報が取引後速やかに公開されている。
- なお、欧州各国の規制機関の連合であるNRA^{※1}のポジションペーパーでは、各国・地域の取引所（NEMO^{※2}）は、前日市場における取引の4時間以内に匿名化された需給曲線を公開するべきであると整理されている。

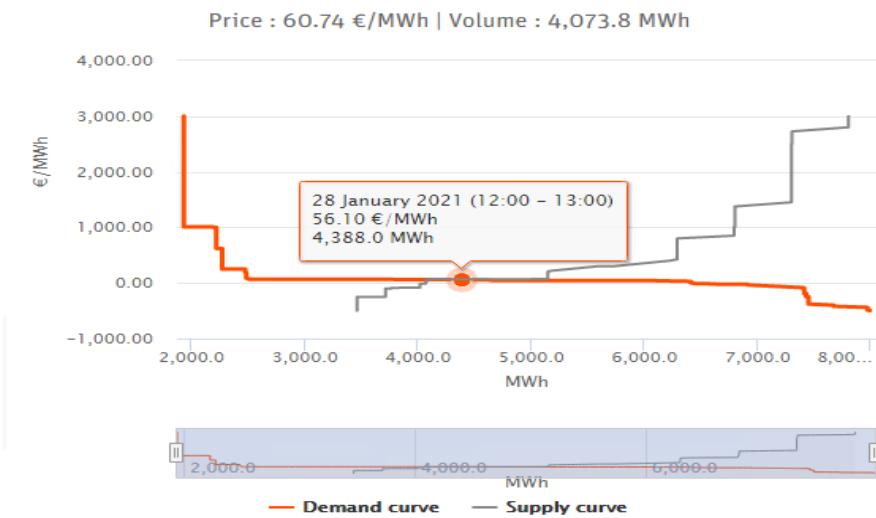
※1 National Regulatory Authorities in Energy Europe ※2 Nominated Electricity Market Operators

EPEXで公開されている需給曲線の例



Auction > Day-Ahead > 60min > AT > 28 January 2021

Last update: 27 January 2021 (13:13:11 CET/CEST)



入札情報の公開状況の比較

諸外国電力市場（EPEX, Nord Pool）においては、需給曲線または需給曲線を作図するにあたってバックデータとなる入札情報（入札価格帯ごとの入札量）をコマ毎に公開。

	EPEX	Nord Pool	JEPX
コマ毎の入札量・価格情報の公開状況	実際の需給曲線を公開	入札量を価格帯別に公開（公開データより需給曲線を作図可能）	入札総量および約定価格のみ
公開タイミング	取引当日	取引当日	—

④ 今後の検討の方向性

- 現時点では、売り切れによるスポット市場価格高騰が続いた中で、当面の間の措置として、監視等委員会が平日朝夕の最高価格を付けたコマにおけるJEPXの需給曲線の公開を実施している。
- こうしたJEPXの需給曲線の公開については、市場参加者からは常時実施を望む声が強い。また、諸外国においても、取引所が取引後速やかに需給曲線を公開しているケースが多い。
- このため、我が国においても、市場参加者に適切な情報を公開する観点から、日本卸電力取引所が取引後に需給曲線を常時公開すること等、具体的な検討を進めることとしてはどうか。

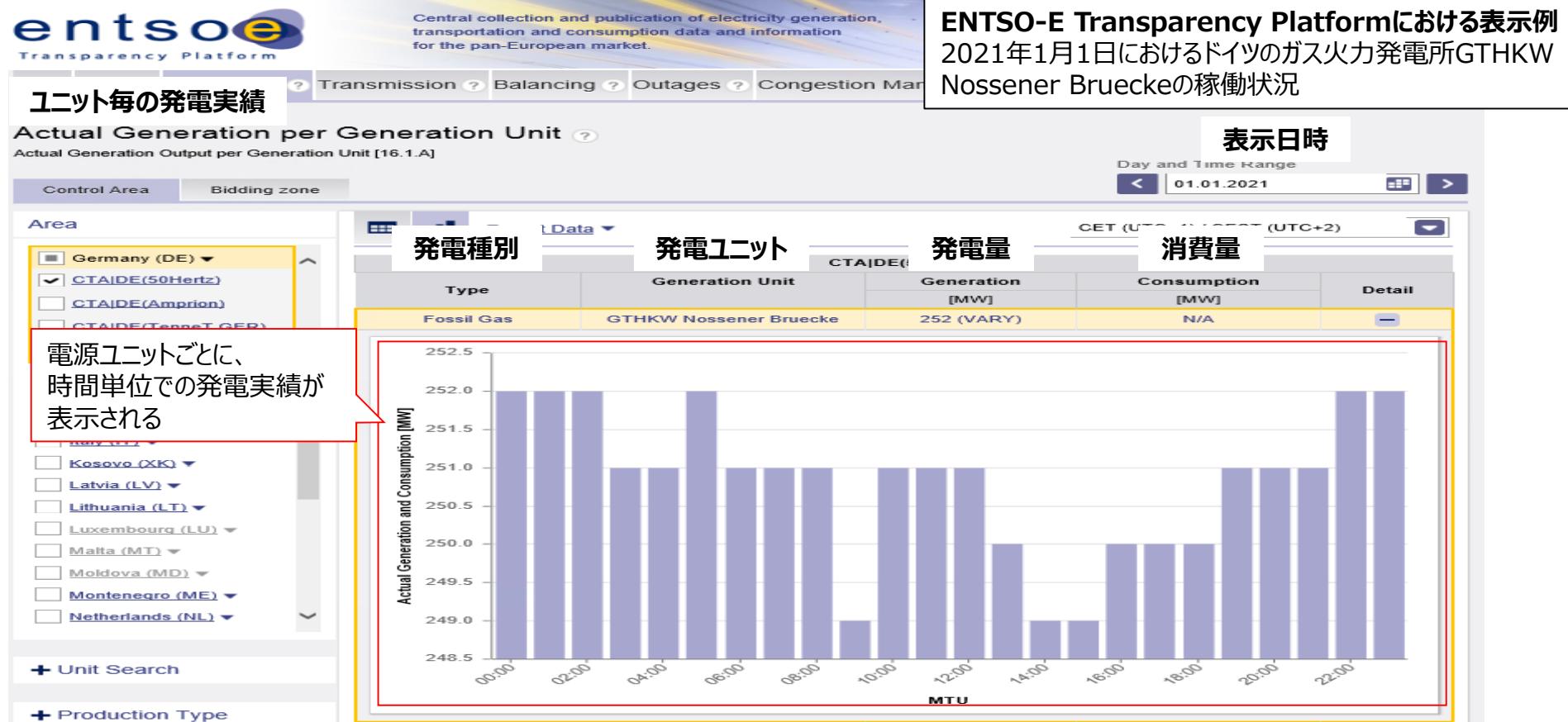
3-2.発電情報の公開

① 発電情報の公開に係るニーズ

- 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）
- 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。

② 海外事例

- 欧州では、情報公開に関するEU規則※に基づき、TSOが整備した情報プラットフォーム上で、各発電所の稼働状況・運転状況が公開されている。
- ENTSO-EのTransparency Platformにおいて、時間ごとのユニット別発電実績は、5日以内に公開されている。



(出典) <https://transparency.entsoe.eu/>

※Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT, Regulation (EU) No 1227/2011)やTransparency Regulation (Regulation (EU) No 543/2013)では、市場参加者(market participants)・情報の一次保有者(primary owners of data)から取引所・TSOへの情報提供が規定されている。

(参考) HJKSにおける情報公開

- 発電情報公開システム（HJKS）において、10万kW以上等の一定の発電所の停止や出力低下※1についてはユニット単位の停止・出力低下の情報（発電形式、認可出力、ユニット名等）が公開されている。なお、出力低下については、昨年10月の適正取引ガイドラインの改正により追加。
※1 10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが明らかに見込まれる場合
- なお、現行ガイドラインでは、停止・出力低下理由の開示は任意※2とされている。
※2 停止・出力低下の理由の記載が任意とされた経緯としては、過去の議論において、燃料制約といった情報が開示された場合、燃料の売り惜しみや価格の引き上げなど、上流の燃料調達交渉への悪影響の懸念が指摘されたため（第46回制度設計専門会合資料等を参照）。

HJKS

発電情報公開システム
<発電情報公開システム（HJKS）>

停止情報
▼

移動・停止状況
▼

ユニット情報
▼

発電情報一覧

検索条件

エリア：すべて
発電事業者：
発電所コード：
発電所名：
発電形式：すべて
ユニット名：
停止区分：すべて
停止期間：
検索

停止情報一覧

エリア	発電事業者	発電所コード	発電所名	発電形式	ユニット名	認可出力(kW)	停止区分	低下量(kW)	停止日時	復旧見通し
東北	電源開発	31003	電源開発奥只見発...	水力	1号機	120,000	計画停止		2021/01/30 09:00	あり
九州	九州電力株...	95062	松浦発電所	火力（石炭）	2号機	1,000,000	計画停止		2021/01/26 00:00	あり
北陸	北陸電力株...	52314	北陸電力 富山新港...	火力（石油）	2号機	500,000	出力低下	350,000	2021/01/25 00:00	あり
北陸	北陸電力株...	52312	北陸電力 富山火力...	火力（石油）	4号機	250,000	出力低下	150,000	2021/01/13 00:00	あり
北陸	北陸電力株...	51302	北陸電力 福井火力...	火力（石油）	三国1号機	250,000	出力低下	125,000	2021/01/22 00:00	あり
東北	東北電力株...	2V402	東北電力東新潟火力...	火力（ガス）	3 - 5号機...	137,000	計画停止		2021/01/28 12:20	あり
東京	株式会社JERA	GB643	袖ヶ浦火力発電所	火力（ガス）	袖ヶ浦3号	1,000,000	計画停止		2020/09/15 00:00	あり
東京	株式会社JERA	GB583	富津火力発電所3...	火力（ガス）	富津3 - 2号機	380,000	計画停止		2021/01/08 00:00	あり
四国	四国電力(株)	81104	四国電力 松山発...	火力（ガス）	4号機	350,000	出力低下	227,500	2021/01/13 00:00	あり
中国	中国電力株...	71137	下関発電所第2号機	火力（石油）	2号機	400,000	計画停止		2021/02/20 00:00	あり

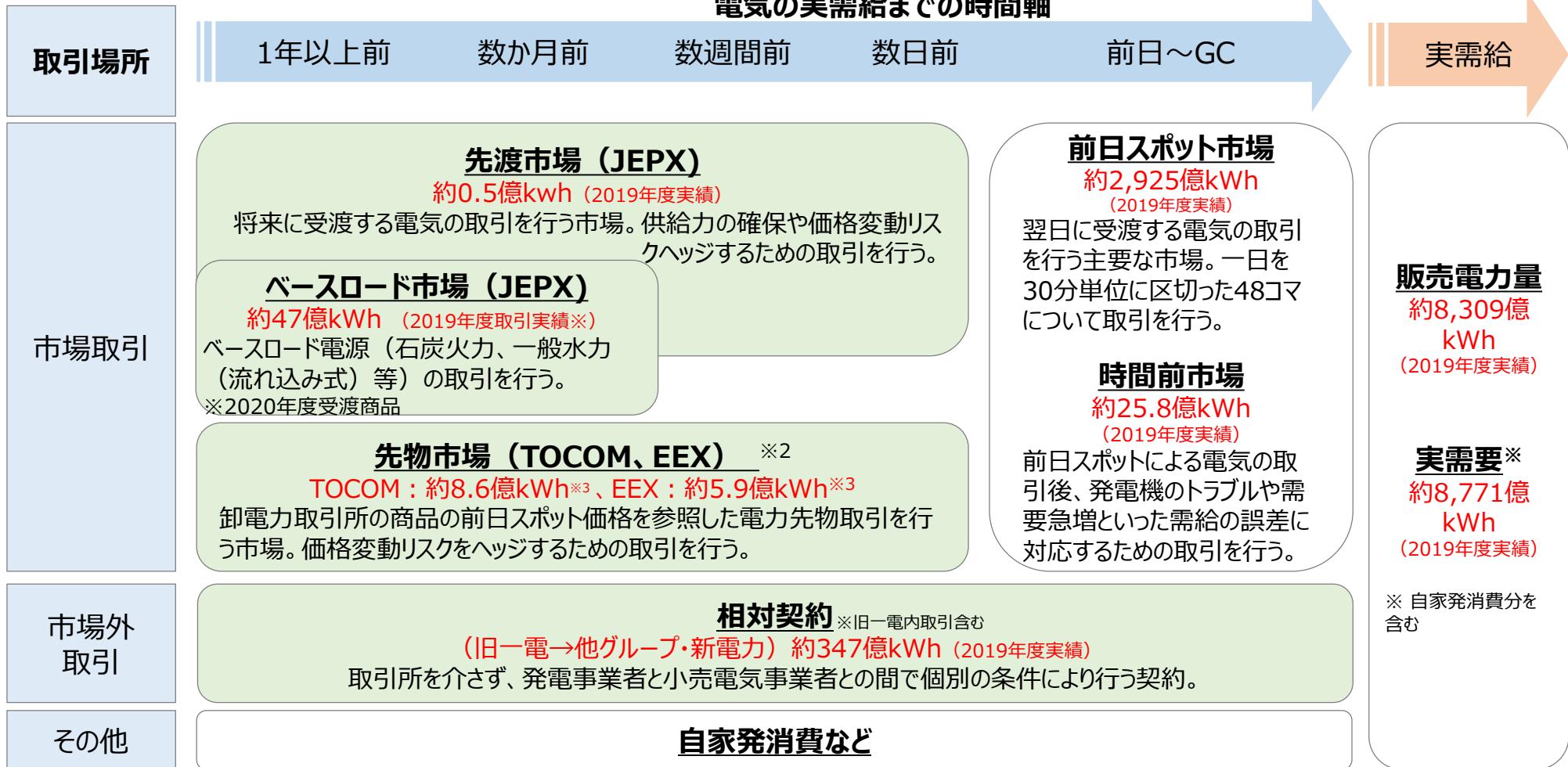
停止・出力低下情報の一覧が閲覧可能

復旧見通し	復旧予定日	停止原因	最終更新日時
あり	2021/01/31	作業に伴...	2021/01/28 13:45
あり	2021/01/28	補修作業	2021/01/28 13:39
あり	2021/01/28		2021/01/28 13:04
あり	2021/01/28		2021/01/28 13:04
あり	2021/01/28		2021/01/28 13:03
あり	2021/01/29	作業停止	2021/01/28 12:36
あり	2021/02/02	定期点検	2021/01/28 12:00
あり	2021/02/01		2021/01/28 11:06
あり	2021/01/28	燃料制約...	2021/01/27 19:22
あり	2021/02/28		2021/01/27 16:23

4. 先渡・先物等の活用状況について

4-1.電力調達方法の概況

- 電力調達の方法としては、前日から当日にかけて取引を行うスポット市場・時間前市場の他、相対取引、ベースロード市場、先渡市場、先物市場があり、各事業者はこうした手段を組み合わせて電源調達を行っている。



※1 関連する市場として、非化石価値取引市場、容量市場、需給調整市場があるが、本図には小売電気事業者の電力調達手段として利用されるもののみを記載

※2 先物市場は現物は扱わないが、電気事業者等に対して先行指標価格の形成機能と価格変動リスクのヘッジ機能を提供していることから、ここでは電力市場の一つとして記載。

※3 TOCOMについては2020年1月から2020年12月、EEXについては取引が開始された2020年5月から12月までの取引量を集計。

(参考) 先渡・先物市場の取引量の推移

- 先渡市場、先物市場（TOCOM・EEX）における取引量は以下の通り推移。
- 今冬の高騰に際して、2020年12月、2021年1月は取引量が大きく増加している。

先渡・先物市場の月次取引量実績

(単位：MWh)

2020年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計	2019年度の新電力販売電力量に対する割合
先渡	840	11,070	0	0	0	0	1,336	3,638	336	1,090	0	4,418	22,728	0.02%
TOCOM	144,241	19,782	34,586	36,732	45,901	111,052	46,968	28,656	55,822	92,663	53,344	191,192	860,939	0.67%
EEX	–	–	–	–	11,760	104,520	36	58,464	42,264	111,492	150,120	108,516	587,172	0.46%

2021年	1月*
先渡	10,908
TOCOM	113,160
EEX	915,540

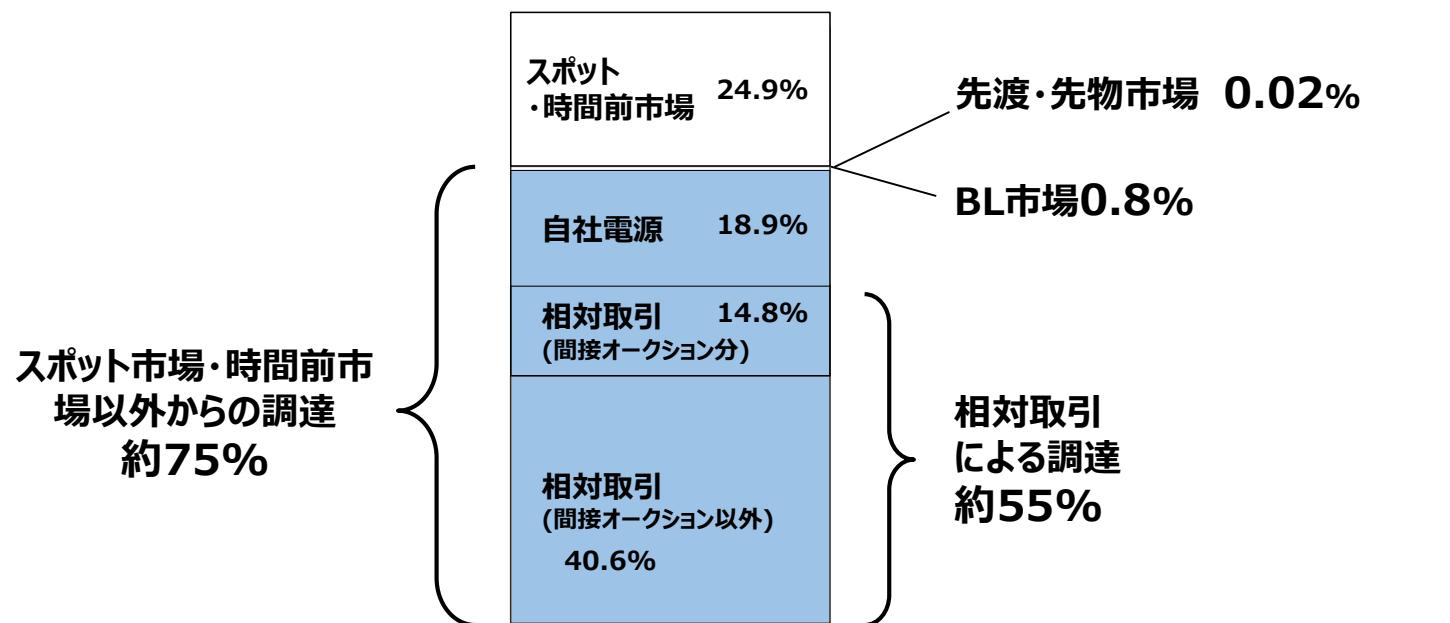
【出典】各取引所提供データより当局作成

*2021年1月の取引量は、先渡市場・TOCOMが1月31日まで、EEXが1月22日までの取引量。

(参考) 新電力の電源調達手段について

- 大手新電力の電源調達手段を確認したところ、相対取引による調達が全体の約55%を占めていた。これに自社電源やBL市場、先渡・先物市場を加えた約75%を事前に調達しており、スポット・時間前市場からの調達は約25%であった。
- 価格変動リスクをヘッジする事前調達の手段としては、自社電源を除くと相対取引が太宗を占めており、BL市場や先渡・先物市場からの調達割合は極めて小さい状況。

新電力の調達手段の内訳¹ (計100%)



1: 2020年10月に電力・ガス取引監視等委員会新電力に対して行ったヒアリングに基づき作成。

・対象事業者：18事業者（2019年度販売電力量またはJEPX買い約定量上位10社および先渡し市場入札上位社から抽出）。

・対象調達量：2020年度上期実績および下期見込み。

・(参考) 対象18事業者の販売電力量の合計は、全新電力の販売電力量の合計の約56%を占める（2019年度において）。

4-2.ベースロード市場の活用状況（BL市場）

- ベースロード市場の2019年度の約定量は47億kWhであり、新電力の総販売量（19年度実績：1,288億kWh）と比較すると3.6%程度の水準となっている。
- なお、1回のオークションあたり平均約621億kWhの売り入札が出ており※1、約定価格も取引前年度のエリアプライスを下回っている。また、この売り入札量は、スポット市場における年間取引量（2019年度約2,925億kWh）の約2割にあたる水準。
 - ベースロード市場とは、新電力によるベースロード電源へのアクセスを容易にすることを目的とし、大手電力会社（旧一般電気事業者・電源開発）が保有するベースロード電源（石炭火力・大型水力・原子力・地熱）の電気の供出を制度的に求め、新電力が年間固定価格で購入可能とする市場。なお、大手電力会社以外も同市場で電気を販売可能（任意）
 - 年3回（7月、9月、11月）、翌年4月はじまりの年間商品のシングルプライスオークションが、北海道・東日本・西日本のエリア毎に実施される。

ベースロード市場の取引実績（20年度）

エリア	2019年度取引（2020年度引き渡し）			(参考) 基準エリアの2018年度平均エリアプライス (円/kWh)	2020年度取引（2021年度引き渡し）			(参考) 基準エリアの2019年度平均エリアプライス (円/kWh)
	売入札量 (億kWh)	約定量 (億kWh)	約定価格※2 (¥/kWh)		売入札量 (億kWh)	約定量 (億kWh)	約定価格※2 (¥/kWh)	
北海道	62.3	2.4	12.43	15.03	80.8	1.0	8.92	10.73
東日本	898.9	27.0	9.71	10.68	944.9	9.4	7.50	9.12
西日本	902.1	17.3	8.62	8.88	992.2	18.6	6.22	7.17
総計	1,863.4	46.8	9.45		2,017.9	29.0	6.73	

※1 制度上、旧一般事業者等に一定のベースロード市場への供出を求めていたため、当該市場には一定の売り札が存在。

※2 約定価格は、各回の約定量と約定価格から、年間の加重平均価格を計算。

4-3.先渡市場

- 先渡市場の2019年度取引実績は約0.5億kWh、2020年度の取引実績は12月まで約0.3億kWh。2021年1月の月間取引量も0.1億kWhにとどまっている。
- 今冬の高騰に際しても先渡市場における取引が活性化していない要因は、12月上旬までの取引においては、売り札に買い札が反応しなかった、1月以降には売り入札がほとんど出なかつたこと等と考えられる。
- 事業者へのヒアリングによれば、先渡市場活性化の課題として、売買双方の入札量が少なく流動性が低いことが指摘され、匿名性や信用リスクのヘッジといった市場特有のメリットもあるため、流動性が高まれば活用したいとの声があつた※1。
 - 先渡市場は、期間・量・価格が固定される現物のザラバ市場取引であり、商品ごとに実需給の3年前から3日前まで取引が可能となっている。商品区分は週間・月間・年間商品の3種類。

先渡市場の今冬の取引実績

取引時期	12月受渡商品※2		1月受渡商品		2月受渡商品	
	約定量(MWh)	価格(¥/kWh)	約定量(MWh)	価格(¥/kWh)	約定量(MWh)	価格(¥/kWh)
10・11月				約定なし		
12月	1~12日			約定なし		
	13~19日	554	10.75			
	20~26日			3,360	12.48	504
	27~31日			約定なし		9.08
1月	1~23日			約定なし		

【出典】JEPX提供データより当局作成。約定価格は受渡電力量の加重平均にて計算（2月1日時点）。インタビューは2020年8月～11月にかけて旧一電・新電力を対象に実施。

※1 事務局が売り買い双方の事業者に対して事前に実施したヒアリングによる。

※2 先渡市場には週間・月間・年間商品があるため、受渡最終日の属する月にて分類。

4-4.先物市場 今冬のTOCOMの取引量

- 東京商品取引所（TOCOM）は、2019年9月から電力を試験上場し、市場を開設。上場から2020年12月までの累計取引量は8.6億kWhとなっている。
- 今冬の実績は以下の通り。12月の月間取引量は1.9億kWhとなり、上場後最高の取引量を記録。1月の取引量も1.1億kWhであった。
- TOCOMにおいては、10月よりマーケットメイカー※1制度が導入され、流動性向上・売買スプレッドの縮小が図られている。また、今冬のスポット市場高騰を踏まえた措置として、1月14日夜間立会からサーキットブレーカー幅※2を拡大し、1月18日から、立会内取引における当月限商品の帳入値段※3の設定範囲及び立会外取引の申出価格の値幅制限※4をそれぞれ緩和する等、取引ニーズへの対応が図られている。
 - JEPXの先渡市場では、電力の受け渡し（現物決済）が行われるのに対し、先物市場ではJEPXスポット市場における月間平均価格を最終決済価格とした差金決済が行われる。

TOCOMの今冬の取引実績

取引時期	12月限		1月限		2月限		
	約定量(MWh)	価格(¥/kWh)	約定量(MWh)	価格(¥/kWh)	約定量(MWh)	価格(¥/kWh)	
10・11月合計	21,451	6.97	16,278	6.97	11,724	6.96	
12月	1～5日	2,520	7.40	15,624	6.66	1,008	6.73
	6～12日	504	7.16	5,580	7.13	3,360	7.14
	13～19日	4,498	7.94	14,016	7.27	12,504	7.25
	20～26日	1,538	11.25	11,930	8.66	7,814	8.03
	27～31日	74	14.69	15,618	13.05	15,120	12.27
1月	1～9日	—	—	18,079	17.12	4,231	14.97
	10～16日	—	—	8,580	31.26	2,688	28.16
	17～23日	—	—	9,895	78.14	—	—

【出典】TOCOM公開情報・担当者へのインタビューより当局作成。なお、取引時期について、実際の取引はTOCOMの開場日に基づいて行われている。約定価格は加重平均にて計算（2021年1月29日時点）。

※1 マーケットメイカーは、継続的な売り気配、買い気配の提示等により流動性を向上する。マーケットメイカーにはインセンティブが付与される。

※2 注文の発注可能値幅（サーキットブレーカー幅）を前日清算値段から4円以内に制限していたものを、8円に拡大。

※3 先物取引では、日々の相場変動に応じて清算が行われ、その基準価格である帳入値段は前日比±10%以内という値幅制限があったが、制限を±20%にまで緩和した。

※4 立会外取引における申出価格にも帳入値段等から32%以内という値幅制限が設けられていたが、上限価格をJEPX最高価格水準（211円/kWh）とした。

4-4.先物市場 今冬のEEXの取引量

- EEXは2020年5月より、日本におけるクリアリングサービスを開始。取引開始以降、2021年1月22日までの総取引量は15億kWhとなっている。
- 特に2021年1月以降取引量が急増し、2020年5月から12月までの累計取引量が5.9億kWhであったのに対し、1月の取引量は9.2億kWh（22日時点）まで拡大している。

EEXの今冬の取引実績

取引時期	12月中最終決済商品※1		1月中最終決済商品		2月中最終決済商品	
	約定量(MWh)	価格(¥/kWh)	約定量(MWh)	価格(¥/kWh)	約定量(MWh)	価格(¥/kWh)
10・11月合計	56,640	7.29	12,684	8.01	15,048	7.75
12月	1~5日	3,720	6.60	22,320	6.68	—
	6~12日	9,120	7.13	31,248	7.26	16,128
	13~19日	8,520	10.09	4,860	7.81	3,360
	20~26日	—	—	—	5,520	11.80
	27~31日	—	—	—	—	—
1月	1~9日	—	—	11,160	59.23	4,704
	10~16日	—	—	6,444	90.53	23,256
	17~23日	—	—	—	—	4,032
						40.83

【出典】EEX HP、担当者インタビューより当局作成。なお取引時期について、実際の取引はEEXの開場日に基づいて行われている。約定価格は加重平均にて計算（2月1日時点）。

※1 EEXには週間・月間・四半期、シーズン商品があるため、最終決済日の属する月にて分類。

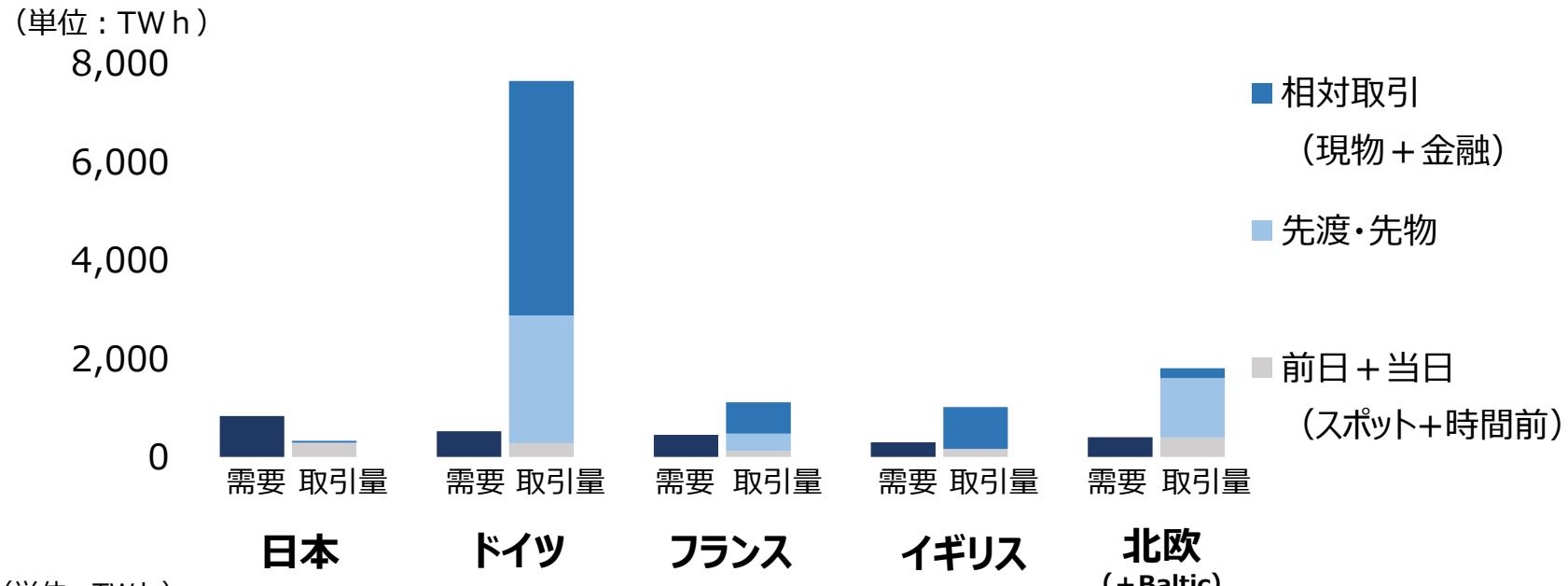
(参考) 先物市場 TOCOMとEEXの比較

	東京商品取引所 (TOCOM)	EEX
開設 (上場) 日	2019年9月～（試験上場）	2020年5月～
決済方法	差金決済	差金決済
商品設計	種類	立会内取引、店頭取引のクリアリング
	時間帯	ベース (24h) /日中 (8:00～20:00)
	期間	・月間商品のみ 最大15ヶ月 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 週 最大 5 週間 ➤ 月 最大 7 ヶ月 ➤ 四半期 最大 7 四半期
	エリア	東京エリア・関西エリア
	取引単位	歴日数×24h (又は12h) ×100kW
主な取引参加者 (委託者)	国内の電力関係事業者（新電力、商社）、国内外のエネルギートレーディング会社	国内外のエネルギートレーディング会社

(参考) 欧州諸国との取引量比較

- 自由化で先行する欧洲諸国では、相対取引や先渡・先物取引について、電力実需要以上の活発な取引が行われている。

欧洲諸国と取引量の比較（19年度）



(単位 : TW h)

項目	日本	ドイツ	フランス	イギリス	北欧 (+Baltic)
国内電力需要	831	524	449	301	400
前日（スポット）市場 +当日（時間前）市場	295.1	280.1	120.9	168.4	397.3
先渡・先物市場 ^{*2}	0.3 ^{*1}	2,597.0	356.0	0.0	1,204.7
相対取引（現物・金融） ^{*2}	34.7 ^{*1}	4,757.4	635.4	844.2	203.3

*1：日本の相対取引については、旧一電が売り手となる現物相対取引のみ。また、先物取引はTOCOMにおける立会取引と立会外取引の合算値。

*2：ドイツ・フランス・北欧のデータは、市場における相対取引のクリアリング（立会外取引）の一部が先物取引と相対取引に重複計上されている。

【出所】出典：EEX Group Annual Report2019, Nord Pool annual-report_2019, Integrated Report OMI Group2019, Masdaq-Commodities-monthly-Report-2019, OMIE Annual Report 2019から、48
電取委作成

4-5.先渡・先物市場等の活用促進に向けた今後の対応の方向性

- 先渡・先物・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、政策的に取り組むべき事項はあるか。
- 例えば、BL市場（2020年度引き渡し分）においては、スポット市場における年間約定量の約2割程度に当たる多くの売り札が出ており、前年度エリアプライスよりも低い価格で取引されていたにも関わらず、約定は一部に留まっていた。
- こうしたことを踏まえると、まずは、買い側がヘッジに向けた意識を高めていくことが重要であると考えられるのではないか。新電力等の事業者がこうしたヘッジ手段を十分認識し、自社にとって最適なポートフォリオを構築し、電源調達をしていくことが期待されるのではないか。
- なお、旧一電各社は、昨年7月、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に電力卸売を行うこと等のコミットメントを実施しているが、これが着実に実行されることが重要。相対取引等がこのコミットメントに沿って行われているか、引き続き確認していく。

5. インバランス料金の動きについて

インバランス料金の動きに関する分析の必要性

- 前回会合では、今冬のスポット市場価格の高騰に対し、今後、スポット市場への入札状況等の情報開示のあり方について検討を行っていくことに加え、以下の状況について引き続き状況を注視し、監視等委員会としてなんらかの対応が必要か、検討する方針を示した。
- その際、委員等からは、現行インバランス料金制度が市場価格と連動していることの課題、2022年度以降のインバランス料金制度の前倒し適用を行うべきなどの意見があった。
- また、再生可能エネルギー規制総点検タスクフォースにおいても、インバランス料金が異例の高値であり、実際のインバランス調整の限界費用をはるかに上回っていると思われる旨の指摘がなされているところ。

注視すべき事項

2021年1月 第54回制度設計
専門会合 資料6

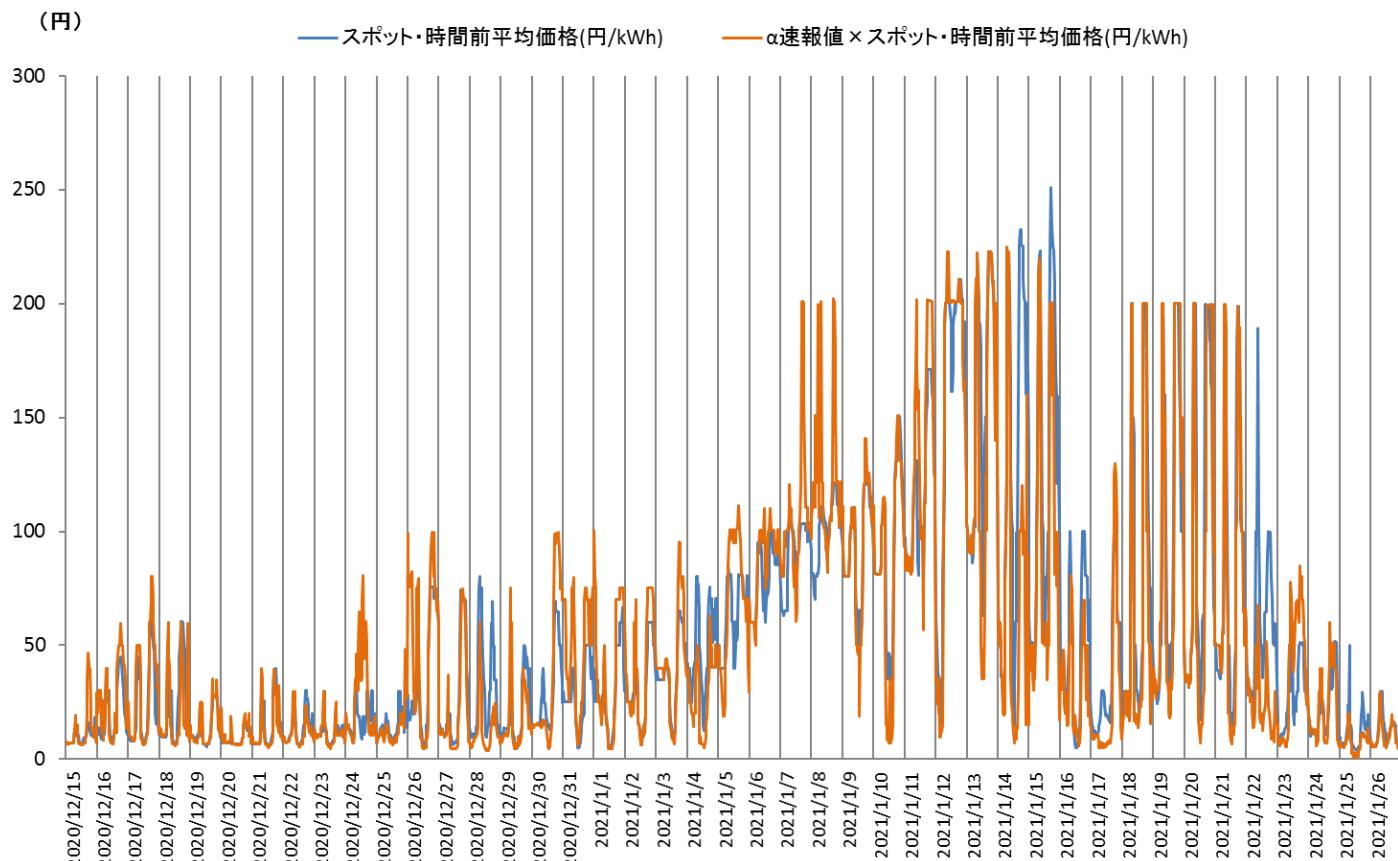
- ✓ スポット価格やインバランス料金の動き（そのコマの電気の価値を反映するものであることが望ましい）
 - ✓ 先渡市場、先物市場等の動き
 - ✓ 需要側の反応（小売事業者からの働きかけ等）
 - ✓ 供給側の反応（自家発等）
 - ✓ 一般送配電事業者のインバランス収支の状況
- その他、検討すべき課題はあるか。

(参考) インバランス料金の状況

2021年1月 第54回制度設計
専門会合 資料6 一部改変

- 寒波の到来に伴う電力需要の増加や、燃料在庫の減少に伴うLNG火力の出力低下等の要因により、2020年12月中旬以降、スポット市場価格が高騰。
- これと連動してインバランス料金も高騰。1月14日には、過去最高の224.96円/kWhを記録。
- これを踏まえて、1月17日以降、インバランス料金の上限を200円/kWhとする措置が導入された。（2022年度以降のインバランス料金制度の一部を前倒しで導入）

インバランス料金の動き(2020/12/15～2021/1/26)



(参考) インバランス料金の状況

- 今回のスポット市場価格の高騰期間におけるシステムプライスの平均価格及び最高価格、インバランス料金の最高価格を比較すると下表のとおり。
- 1月17日以降、インバランス料金の上限を200円/kWhとする措置が導入されてからは、200円/kWhをピークに低下傾向にある。

スポット市場 システムプライス、インバランス料金の推移（1/4～1/26）

単位：円/kWh

日付	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	インバランス料金 最高価格
1/4 (月)	48.52	80.00	62.95
1/5 (火)	62.41	85.00	111.31
1/6 (水)	79.38	100.00	110.31
1/7 (木)	89.82	103.01	200.82
1/8 (金)	99.90	120.02	202.07
1/9 (土)	91.69	121.00	140.76
1/10 (日)	90.46	150.00	150.69
1/11 (月)	117.39	170.20	201.74
1/12 (火)	150.25	210.01	222.96
1/13 (水)	154.57	222.30	222.92
1/14 (木)	127.51	232.20	224.96
1/15 (金)	127.40	251.00	219.99
1/16 (土)	48.51	100.01	80.88
1/17 (日)	34.97	101.01	129.89
1/18 (月)	77.20	200.00	200.00
1/19 (火)	97.62	200.00	200.00
1/20 (水)	97.62	200.00	200.00

日付	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	インバランス料金 最高価格
1/21 (木)	77.90	200.00	199.52
1/22 (金)	62.71	190.00	67.64
1/23 (土)	29.14	60.00	84.95
1/24 (日)	23.01	51.00	60.11
1/25 (月)	12.08	50.00	20.01
1/26 (火)	11.90	30.01	29.86

インバランス料金の分析の進め方について

- インバランス料金は、実需給における過不足を精算する単価であり、価格シグナルのベースとなるものであることから、実需給の電気の価値を反映するものであるべき。
- 今後、今回の価格高騰時における調整力のkWhコストや需給状況（予備率等）について実績データを用いて分析を行い、以下について検討することとしたい。（その際、留意すべき点などあるか。）

今回の価格高騰時の状況をより詳細に分析

コマ毎の調整力のkWhコストや需給の状況（予備率など）とインバランス料金の動きについて実績値を用いて分析

- 可能であれば、燃料在庫の推移など燃料不足リスクとの関係も分析
- 2022年度以降のインバランス料金制度であれば、どのようなインバランス料金となっていたかを分析

↓

1) 現行のインバランス料金制度についての検討

現行のインバランス料金制度について何らかの改善措置が必要か、システム改修等の実務面も考慮してどのような措置が可能か、を検討

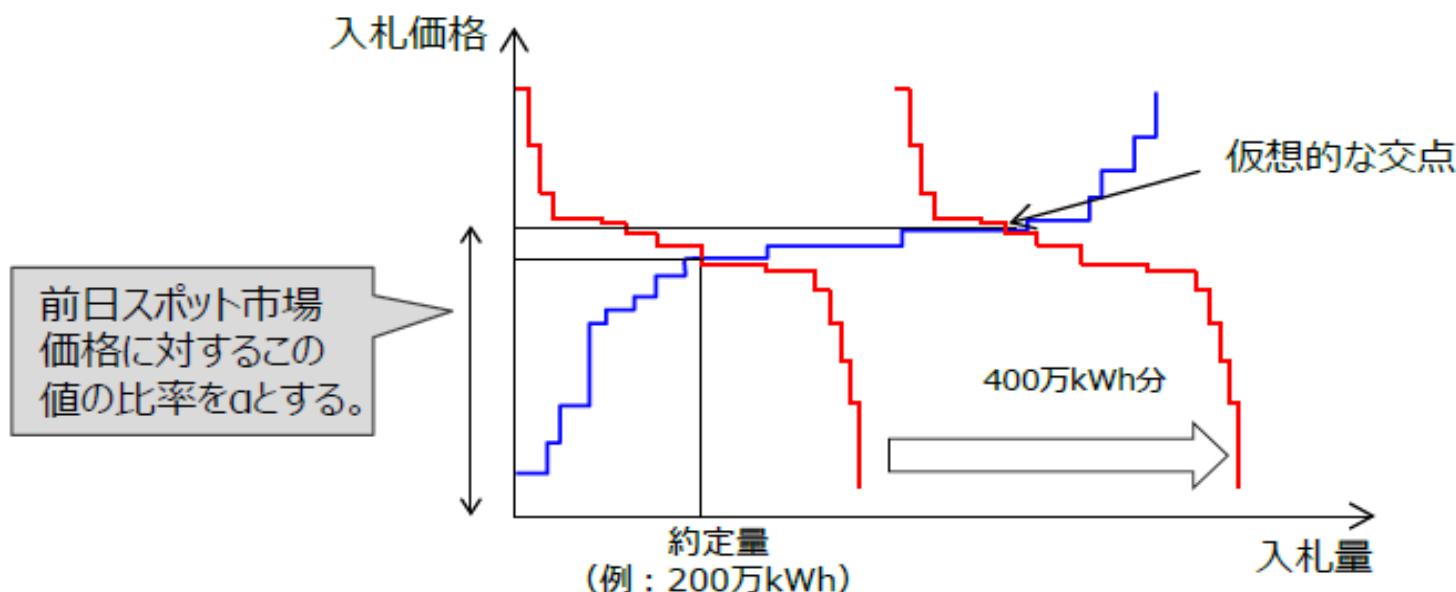
2) 2022年度以降のインバランス料金制度（特にひつ迫時補正料金）についての検討

現在の制度設計で適当か確認

参考：現行のインバランス料金の算定方法について

- 現行のインバランス料金は、調整力のコストや系統の需給状況から算定するのではなく、スポット市場の入札曲線から算出されるため、買い入札価格でスポット価格が決定される局面で、それらが電気の価値から離れている場合、インバランス料金が実際の電気の価値から大きく離れた動きとなる可能性がある。

例：系統全体で不足インバランスが400万kWh
発生した場合



- インバランス料金は、スポット・時間前市場価格に系統全体の需給状況に応じた調整項（ α ）を乗じた価格を基礎とし、これに地域ごとの市場価格差を反映する調整項（ β ）、インセンティブ定数（ k, l ）を加減算して求められる。
- α には、そのコマで生じたインバランスがスポット市場で取引されたと仮定し、この場合の仮想的な入札曲線の交点を求めた上で、これを実際の約定価格で除した値が用いられる（系統全体が不足であれば $\alpha > 1$ 、余剰であれば $0 < \alpha < 1$ となる）。

インバランス精算単価 = スポット市場価格と時間前市場価格の30分毎の加重平均値 × $\alpha + \beta + k - l$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項（精算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値）

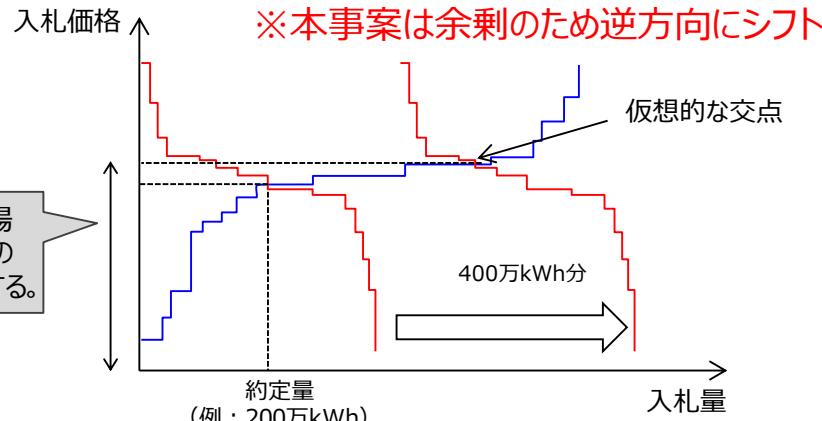
k, l : インセンティブ定数（系統全体が不足の場合加算、余剰の場合減算）

スポット市場での入札曲線を利用した α の決定

- 実際に発生したインバランス相当量が仮にスポット市場で取引されていたと想定した上で、仮想的な入札曲線の交点を求め、市場価格から補正すべき加算・減算額を計算する方法を採用。
- これにより、系統全体で生じるインバランスの発生量が僅かである場合には、市場価格から大きく異なる料金でインバランス料金精算が行われることとなる。

※インバランス料金の算定にスポット市場価格を用いる際には、連系線制約による市場分断を行わずに算定することが適当（地域間の差異については β により調整するという考え方）。

例：系統全体で不足インバランスが400万kWh発生した場合



参考：2022年度以降のインバランス料金制度について

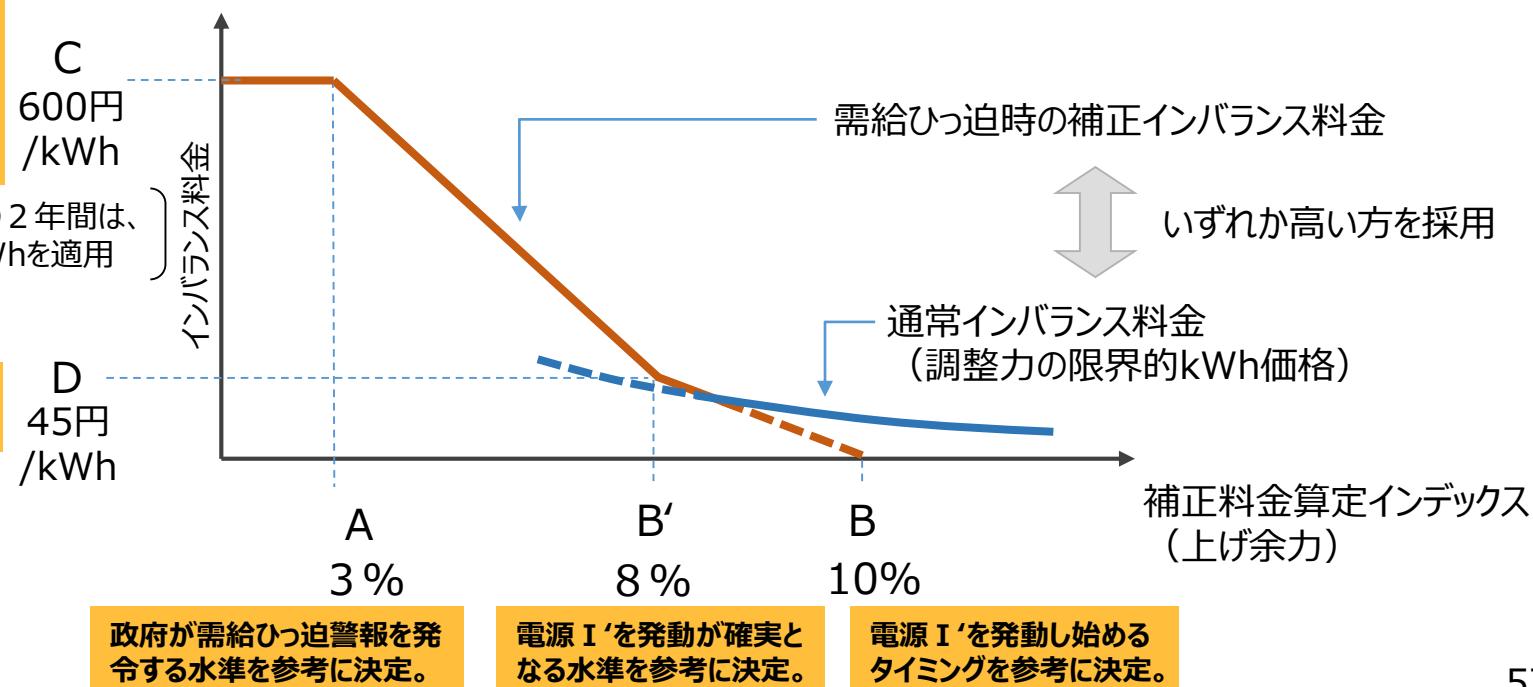
- インバランス料金は、実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切に反映するものであることが望ましいことから、2022年度以降のインバランス料金については、本専門会合で審議を重ね、以下のように、調整力のkWhコストを基本としつつ、需給ひつ迫時には補正インバランス料金の式により算定することが適当との結論を得た。

2022年度以降のインバランス料金制度

緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要な価格。

2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的措置として200円/kWhを適用

確保済みの電源I'のkWh価格を参考に決定。



参考：補正インバランス料金におけるC及びDの金額の考え方

- 補正インバランス料金におけるC及びDの設定については、本専門会合において、以下のような議論を基に決定したもの。

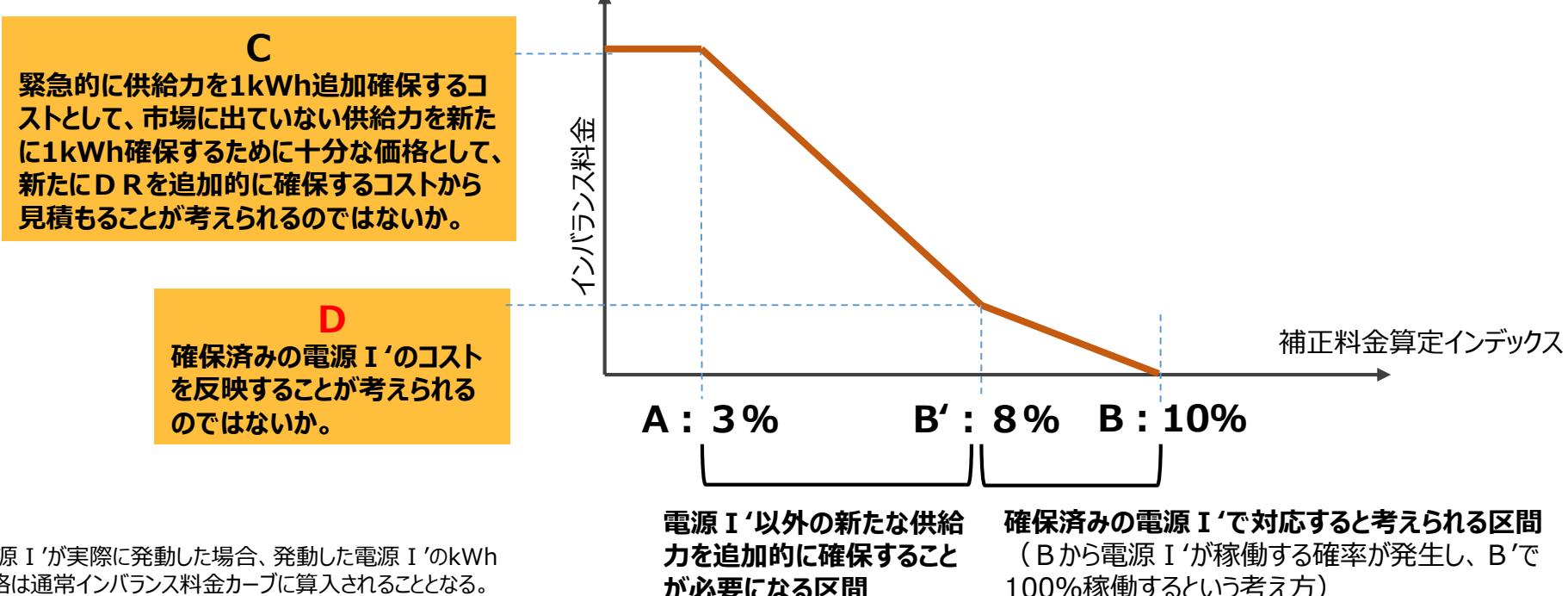
制度設計専門会合での議論の経緯

- 補正インバランス料金におけるDの設定については、一定の水準（前頁のB'）までは確保済みの電源I'で需給対策が行われると考えられ、その水準までは電源I'のコストのみを反映することが合理的と考えられることから、確保済みの電源I'のkWh価格を参考に45円/kWhとした。
- Cの設定は、緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要なコストから見積もることとした。具体的には、全国の電源I'の応札額を基に1回の発動でコスト回収した場合(1,900円/kWh)と複数回の発動でコスト回収した場合(600円/kWh)の2案を検討し、各BGの経済合理的な行動を促す上で、十分な価格シグナルとなることや、各BG（特に、新電力）のインバランス料金負担を考慮し、非合理的な負担とならない水準として、600円/kWhを事務局提案とした。
- これについて、複数の委員から、御理解・御賛同の御意見をいただいた一方で、複数の委員及びオブザーバーから、現状は、インバランス料金の高騰に備えた電源の調達を行う市場が整備された直後の段階である等の理由から、Cの設定については、新電力の経営への影響を勘案し、一定程度の暫定的な措置を設けることを検討すべき等の御意見をいただいた。
- 上記の意見を踏まえ更に議論を重ねた結果、Cの設定については、原則、600円/kWhとし、制度開始の2022年度から2023年度までの2年間は、激変緩和として実績がある価格を参考とする観点から、過去の時間前市場での約定の最高価格を参考に暫定的にC=200円/kWhとされた。

参考：補正インバランス料金におけるDの設定について

2019年11月 第43回制度設計専門会合 資料5

- 2020年度以降、全てのエリアで電源 I'（容量市場受渡し開始後（2024年度以降）は発動指令電源）を確保する予定であることを踏まえると、一定の水準（以下のB'）までは確保済みの電源 I'で需給対策が行われると考えられ、その水準までは電源 I'のコストのみを反映することが合理的と考えられる。（これより「補正料金算定インデックス」が低下すると、新たに供給力を確保する必要性が発生。）
- したがって、Dの設定は、確保済みの電源 I'のコスト（例えば、電源 I' 応札時に応札者が設定するkWh価格の上限金額の各エリア最高価格の全国平均）とすることが適当ではないか。
- この価格は、直近の2019年度向け電源 I'公募結果から試算すると、約45円/kWhとなる。当面はこの価格を前提に検討を進めつつ、電源 I'の価格など市場環境等に大きな変化があった場合には必要に応じ見直しを行うこととしてはどうか。



※電源 I'が実際に発動した場合、発動した電源 I'のkWh価格は通常インバランス料金カーブに算入されることとなる。

参考：補正インバランス料金におけるCの設定の検討方法

- Cの設定は、緊急的に供給力を1 kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1 kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するコストから見積もることが考えられるのではないか。一つの方法として、全国の電源I'の応札額を参考とすることが考えられるのではないか（直近の電源I'公募結果から試算すると、1回発動でのコスト回収は約1,900円/kWh、複数回発動での回収は約600円/kWhとなる）。
- 通常の需給ひつ迫時において、同じDRが複数回発動されることは通常想定し難いことから、1回の発動でコストが回収される約1,900円/kWhが合理的と考えられるものの、各BGにインバランス料金支払が生じた場合のインパクトも考慮すべく、過去の需給ひつ迫の実績データに基づいた試算を行うこととした。

過去2年の電源I'の応札価格から見積もったコスト

DR発動1時間あたりコスト（概算値※注）
(上段2018年度向け、下段2019年度向け)

見積もり方法	最安エリア	全国平均	最高エリア
当該年度の価格で確保したDRが1回発動と仮定 kW価格／(運転継続時間×1回) + kWh価格	272円 654円	1,911円 1,946円	4,161円 2,786円
当該年度の価格で確保したDRが想定回数発動と仮定 kW価格／(運転継続時間×想定発動回数) + kWh価格	113円 182円	626円 629円	1,156円 888円

注) 簡便な方法で計算した値

参考：補正インバランス料金におけるCの設定について

- 今回提示した方法により試算を行った結果、需給ひつ迫時補正インバランス料金が発動されるコマ数は、その際の状況によって大きく変化する可能性はあるものの、電源 I' の発動など各エリアで年に 1 回以下程度の需給ひつ迫のケースにおいて多くとも 100 コマ程度であることが分かった。
- 新たなインバランス料金制度では、実需給における電気の価値をインバランス料金に反映させることで、各 BG が需給の見通しを踏まえて電源の調達など経済合理的な行動をとることにより、系統全体のインバランス量・調整力稼働量は抑制されることが期待される。（更に、これが定着し、調整力の必要量が減少すれば、社会全体のコスト抑制にもつながる。）
- こうした行動を可能とするためには、卸電力取引市場は可能な限り閉じないこととした上で、それ以外にも多様な電気の調達手段が確保されていることが重要であるが、この点については、新たに、先物市場やベースロード市場が開設され、時間前市場の改革の検討なども進められている。
- 以上を踏まえると、ケース 2 の設定（過去の需給ひつ迫のケースで平均インバランス料金単価 57 円/kWh～242 円/kWh、 $C = 600$ 円/kWh）であれば、各 BG の経済合理的な行動を促すうえで十分な価格シグナルとなることが期待でき、かつ、諸外国の事例から見ても、それに必要な負担額も非合理なものとはないと考えられる。したがって、当面の間、C については、ケース 2 の設定を適用することとしてはどうか。
- いずれにせよ、需給調整市場開設後の新たなインバランス料金制度の下でのインバランスの発生や広域エリアでの需給等の見通しは現時点で不透明であり、当面はこの案を前提とするものの、今後、関係機関における詳細検討の状況や市場環境等に大きな変化があった場合には、機動的に見直しを行うこととしてはどうか。

参考：Cの設定の暫定的な措置の具体案について

- 以上の議論を踏まえ、Cの設定については、新たな需給バランス確保への取組や市場の発展に大きな影響を与えないことを前提とし、激変緩和のため、一定期間の暫定的な措置を設けてはどうか。
- まず、Cの設定については、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格が201円/kWhであることから、激変緩和として実績がある価格を参考とする観点から、暫定的にC=200円/kWhとすることとしてはどうか。
- 次に、暫定措置期間については、2022年度から新たなインバランス料金制度が開始され、2024年度には容量市場が開始されることを踏まえ、2022年度から2023年度までの2年間としてはどうか。（電力先物市場及びベースロード市場の開設からは5年間が確保されることとなる。）
- 暫定措置期間終了後は、C=600円/kWhに変更することを原則としてはどうか。ただし、暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況なども確認したうえで、必要に応じ、暫定的な措置の延長や段階的変更を検討することとしてはどうか。

参考.

**今回の価格高騰期間における需給とインバランス料金の状況等について
(現時点で入手可能なデータからの分析)**

今回の価格高騰期間における需給の状況（電源 I' の発動状況）

- 今回のスポット市場価格の高騰期間において、系統の需給状況がどのような状況であったか、現時点で入手できるデータを基に確認を行った。
- 例えば、一般送配電事業者が需給ひつ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。

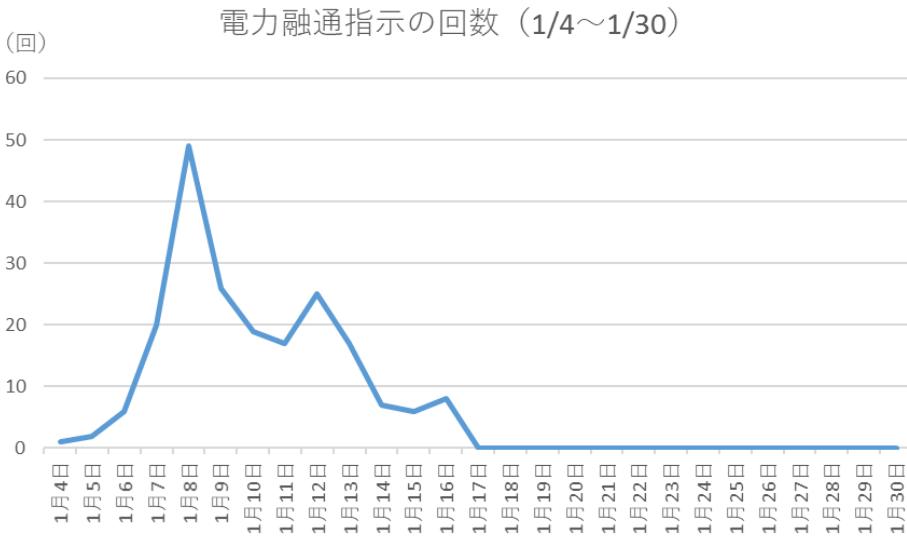
日付	北海道	東北	東京	中部※1	北陸	関西	中国	四国	九州
1月4日（月）	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月5日（火）	—	9:30-19:30	17:00-20:00	—	—	9:30-11:30 17:00-20:00	—	—	—
1月6日（水）	16:30-22:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	16:00-19:00	—	17:00-20:00	—
1月7日（木）	9:00-24:00	15:30-20:00	17:00-20:00	—	15:00-21:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	—
1月8日（金）	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。

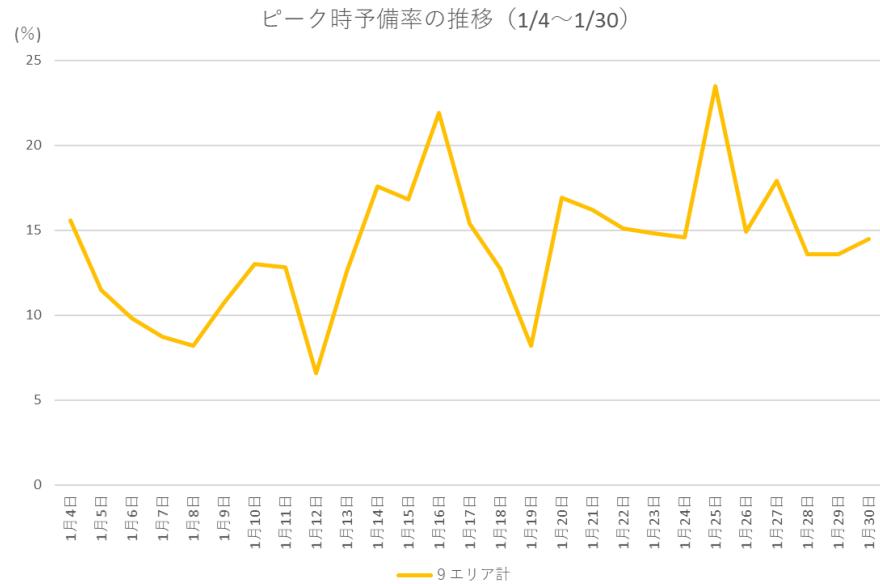
系統の需給の状況（電力融通・予備率）

- 広域機関が行う需給状況改善のため的一般送配電事業者への電力融通指示については、1月17日以降は、発生していない。
- また、各エリアの予備率も、1月14日以降、少し余裕のある日が多くなっている。

電力融通指示の推移



ピーク時予備率（9エリア計、当日予測値）の推移



※融通指示回数は、電力広域的運営推進機関のホームページから引用。

※ピーク時予備率については、電力広域的運営推進機関の系統情報データベースより引用。

需給の状況とインバランス料金の動き

- 前述した需給状況のデータとインバランス料金の動きを表にすると以下の通り。

需給の状況と、インバランス料金の推移（1/4～1/26）

日付	電源 I' 発動エリア	電力融通指示 の回数	ピーク予備率 (9エリア・当日予測)	インバランス料金 最高価格(円/kWh)
1/4 (月)	-	1	15.6%	62.95
1/5 (火)	東北、東京、関西	2	11.5%	111.31
1/6 (水)	北海道、東北、東京、関西、四国	6	9.8%	110.31
1/7 (木)	北海道、東北、東京、北陸、関西、中国、四国	20	8.7%	200.82
1/8 (金)	北海道、東北、東京、北陸、関西、中国、四国、九州	49	8.2%	202.07
1/9 (土)	-	26	10.7%	140.76
1/10 (日)	-	19	13%	150.69
1/11 (月)	北海道	17	12.8%	201.74
1/12 (火)	北海道、東北、東京、関西、中国	25	6.6%	222.96
1/13 (水)	東京、関西、中国、九州	17	12.6%	222.92
1/14 (木)	東京、関西、中国	7	17.6%	224.96
1/15 (金)	東京、関西、中国	6	16.8%	219.99
1/16 (土)	-	8	21.9%	80.88
1/17 (日)	-	0	15.4%	129.89

日付	電源 I' 発動エリア	電力融通指示 の回数	ピーク予備率 (9エリア・当日予測)	インバランス料金 最高価格(円/kWh)
1/18 (月)	関西、中国	0	12.7%	200.00
1/19 (火)	関西	0	8.2%	200.00
1/20 (水)	関西	0	16.9%	200.00
1/21 (木)	関西	0	16.2%	199.52
1/22 (金)	関西	0	15.1%	67.64
1/23 (土)	-	0	14.8%	84.95
1/24 (日)	-	0	14.6%	60.11
1/25 (月)	関西	0	23.5%	20.01
1/26 (火)	関西	0	14.9%	29.86

※ 1月17日以降、インバランス料金の上限200円/kWhを措置。

6. 今後の対応について

今後の対応について

- 今般のスポット価格の高騰の要因は、実質的な売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生し、スパイラル的に買い入札価格が上昇したことであったと考えられる。
- 旧一電等の売り入札の減少については、主に、燃料制約の増加や自社小売部門向け供給の増加によるものであり、現時点で問題となる行為は確認されていないが、「徹底した真相究明を行うべき」との指摘もあることから、さらに詳細な分析を行うこととしたい。
- さらに、以下のような制度的な課題について、本日の議論を踏まえて、引き続き検討していく。
 - 情報開示の在り方
 - 先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策
 - インバランス料金についての分析
 - 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
- その他、併せて検討すべき事項はあるか。

(参考) 資源エネルギー庁基本政策小委での議論

検討課題例① 今後のスポット市場の在り方

第29回電力・ガス基本政策
小委員会資料 5より抜粋

- 足下で生じている事象については、資料4で整理。
- その上で、将来の電力産業を見据えれば、更に以下のような課題が考えられるのではないか。

(1) スポット市場リスクの再認識

- ✓ IEA分析にもあるとおり、今後再エネの導入に伴い市場価格が低いコマが増加する一方で、需給がひっ迫する時間帯等においては、足下の状況のように、価格が高くなることも考えられる。
- ✓ 前述のとおり、発電投資は、スポット市場と容量市場の双方から回収することを念頭に制度設計が進められてきたなか、このうち、スポット市場は大きな価格変動リスクを伴う市場であることを改めて再認識する必要があるのではないか。

※ ただし、仮に容量市場があったとしても、それのみをもって、足下の事象に対応できたかどうかについては、今後、更なる分析・検討が必要。

(2) DR等の柔軟な追加的供給力の拡大

- ✓ 本来、足下で生じているような需給逼迫・市場価格の高騰時には、平時には市場に出てこないような限界費用の高いDR等も含め、追加的な供給力が市場に供出されることが望ましい。
- ✓ このためには、小売事業者によるDRサービスや、アグリゲーターによる「柔軟性(flexibility)」の取引の活性化等の必要性がより高まってくるのではないか。

(3) スポット市場の入札価格の在り方の検討

- ✓ スポット市場は、その時点での電気の価値を価格シグナルとして発信する指標性機能が求められる。
- ✓ 足下の状況を見ると、旧一般電気事業者の自主的取組により、燃料費用を基礎とした「限界費用ベース」での売り入れが行われる一方、市場の売り札不足が生じた瞬間に価格が急激に高騰。こうした市場は適切な市場と考えられるか。
- ✓ 本来、発電事業者は、スポット市場価格の動向（その時点での電気の価値）も見据え、電源の起動停止も含めた最適運用を行うことが期待される。こうした観点から、「限界費用ベース」の考え方や市場監視の在り方について検証が必要ではないか。