

2020年度冬季におけるJEPXスポット市場価格高騰の要因分析

兵庫県立大学国際商経学部教授 草薙真一

1 はじめに

2020年12月から2021年1月にかけて、日本卸電力取引所（以下「JEPX」という。）のスポット市場で電力価格が高騰する事象が発生した。2021年1月13日には1日の平均価格が154.57円/kWhとなり、スポット市場の1日平均価格としては最高価格を記録するなどした（図表1参照）。これについては、2020年度の冬季が例年に増して厳寒であったことだけでは説明のつかない電力需要の高まりがあったことも示唆された（図表2参照）。このため国としてもその事実関係を確認する必要性が生じた。取引価格の高騰がこれまでにないレベルのものとなったことから、その検証作業が急を要することは明らかであった（図表3参照）。そこで経済産業省電力・ガス取引監視等委員会は、制度設計専門会合第56回会合（2021年2月25日開催）において、沖縄電力を除く旧一般電気事業者（ただし東京電力ホールディングスにあっては子会社である東京電力エナジーパートナー、中部電力にあっては子会社である中部電力ミライズ）及びJERAからヒアリングを行い、その内容について専門委員らによる討議がなされた。本稿では、当該ヒアリングで新たに判明した内容を取り上げ、今後の対応策について解説する。今回は、ヒアリング対象事業者への公開ヒアリングから得られた、2020年度冬季の電力価格高騰の原因に迫りたい。

図表1 2021年の電力スポット市場価格の推移（年初）

年月日	電力スポット市場 日平均価格※1	電力スポット市場 日最高価格※1	電力スポット市場 200円/kWh 越えコマ数※2
2021/1/1	30.15	66.84	0
2021/1/2	32.83	60.00	0
2021/1/3	37.66	65.00	0
2021/1/4	48.52	80.00	0
2021/1/5	62.41	85.00	0
2021/1/6	79.38	100.00	0
2021/1/7	89.82	103.01	0
2021/1/8	99.90	120.02	0
2021/1/9	91.69	121.00	0
2021/1/10	90.46	150.00	0
2021/1/11	117.39	170.20	0
2021/1/12	150.25	210.01	19（最高値）
2021/1/13	154.57（最高値）	222.30	17
2021/1/14	127.51	232.20	16
2021/1/15	127.40	251.00（最高値）	14
2021/1/16	48.51	100.01	0

※1：表中のスポット価格はシステムプライス（全国価格）。

※2：1コマは30分、1日当たり48コマある。

出典：JEPXホームページ

図表2 厳寒想定を超えた電力需要 (万kW、億kWh/日) (枠囲いの数値は厳寒想定超)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
厳寒想定	[万kW]	541	1,455	5,298	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	116	16,016
1/7 (木)	[万kW]	528	1,352	4,587	2,269	505	2,482	1,093	497	1,606	107	14,889
	[億kWh]	1.17	2.97	9.41	4.60	1.10	4.99	2.27	1.00	3.25	0.21	30.98
1/8 (金)	[万kW]	522	1,480	4,815	2,409	534	2,561	1,124	507	1,595	112	15,605
	[億kWh]	1.18	3.22	10.02	4.93	1.16	5.36	2.40	1.07	3.41	0.23	32.98
1/9 (土)	[万kW]	499	1,345	4,422	1,978	461	2,304	1,023	469	1,469	116	13,971
	[億kWh]	1.10	3.03	9.25	4.26	1.05	4.91	2.22	0.99	3.16	0.24	30.21
1/10 (日)	[万kW]	489	1,300	4,303	1,783	426	2,101	935	422	1,379	103	13,192
	[億kWh]	1.07	2.86	8.77	3.79	0.94	4.44	2.02	0.89	2.91	0.21	27.90
1/11 (月)	[万kW]	490	1,308	4,649	2,107	418	2,206	977	423	1,370	98	13,996
	[億kWh]	1.10	2.87	9.47	4.37	0.94	4.57	2.06	0.90	2.88	0.21	29.36
1/12 (火)	[万kW]	512	1,414	5,094	2,356	468	2,594	1,072	496	1,439	110	15,519
	[億kWh]	1.12	3.02	10.35	4.80	1.02	5.12	2.16	0.99	3.03	0.22	31.85
1/13 (水)	[万kW]	478	1,315	4,826	2,323	481	2,431	997	461	1,379	99	14,746
	[億kWh]	1.07	2.89	9.66	4.66	1.04	4.91	2.08	0.94	2.92	0.20	30.43
1/14 (木)	[万kW]	491	1,310	4,611	2,239	465	2,334	974	437	1,298	95	14,163
	[億kWh]	1.10	2.85	9.23	4.50	1.02	4.65	1.98	0.88	2.69	0.20	29.11

出典：電力広域的運営推進機関系統情報公開システム（速報値）

図表3 近年のJEPXスポット市場の価格動向

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度(~1/16)
平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	10.7
最高価格 (円/kWh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0
200円/kWh以上の時間帯	0	0	0	0	0	0	0	66
(参考)0.01円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	22	224

出典：JEPXホームページ

2 想定を超えた気象条件の悪化

札幌は2020年12月中旬から翌年1月上旬にかけて平年よりも厳冬となっていた（図表4参照）。そもそも北海道電力は2018年9月の北海道胆振東部地震に伴うブラックアウトを踏まえ、最大電力のおよそ30%に当たる154万kWの電源が計画外停止をした場合においても安定供給に必要な予備力を確保できるように求められていた。2020年12月28日は時間帯によりまだらな降雪があった。その結果、実績は昼間帯が20万kW程度上振れ、深夜帯及び点灯帯は10~20万kW程度の下振れが生じることとなった。このように、日によって想定に対して天候や気温が乖離することがあり、上述のような20万kW程度の上振れ・下振れは頻繁に生じた。

図表4 例年よりも厳しかった北海道（札幌）の寒波

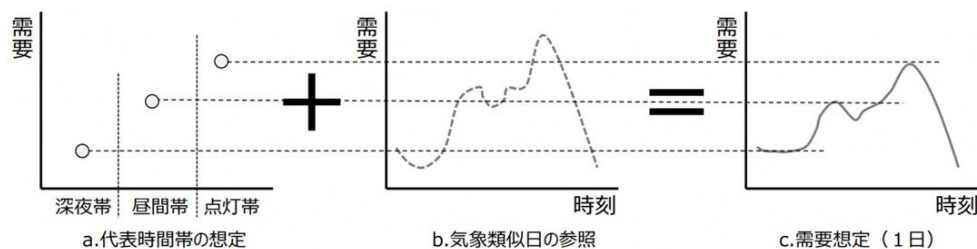
表 北海道（札幌）の気温状況

		12月上	12月中	12月下	1月上	1月中	1月下
日平均気温 (°C)	平年	+0.7	-1.6	-1.9	-2.9	-3.7	-4.2
	今冬	+1.5	-3.1	-3.0	-7.1	-3.8	-2.4
	差	+0.8	-1.5	-1.1	-4.5	-0.1	+3.5

出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

北海道エリアにおける最大電力は、例年、暖房機器が高稼働となる冬季に発生する。北海道電力は、供給能力不足を回避できるよう需要予測の精緻化に努めているが、実際には代表時間帯を想定し過去の気象類似日を参照することが、現在も需要予測の基本にある（図表5参照）。しかし北海道電力は全国的な需給逼迫に伴う関係各所からの要請も受けざるを得なかったこともあり、予測値は実績値からの乖離が生じることとなった（図表6参照）。

図表5 北海道電力による自社需要の想定方法



出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

図表6 避けられなかった予測値と実績値の乖離（北海道電力）

表 特定日における気象と最大電力の状況

		12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
天候	予測	曇一時雪	曇のち雪	曇時々雪	曇のち雪	晴
	実績	曇	雪	曇	晴	快晴
最低気温 (°C)	予測	-6	-9	-1	-6	-8
	実績	-4.3	-6.8	0.6	-5.3	-6.8
最大電力 (万kW)	予測	400	407	410	416	411
	実績	390	410	402	414	408

出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

北海道電力の上記の事情は、東北電力にも同様に当てはまる。同社が用いる天気予報が正確ではなかったことも電力需要の予測を極めて困難にした。雪の予報が外れると、しばしば太陽光発電が予想以上に高稼働となり、かつ需要実績が想定を下回った。これには、独自の気温補正等のノウハウを活用して乖離の抑制を図ったという（図表7参照）。九州電力は、LNGタンクの運用下限を勘案したと説明した。九州電力では、12月11～18日の天候悪化により、LNG船の入港の遅延が想定されることとなった。そして入港しないと12月18日のLNGの在庫が3万5,524トンと運用下限の5万トンを下回ることが判明したのであった。同社は秋季には冬季の3か月分の燃料消費計画を策定しており、これをもとに毎月ローリングしていくが、2020年度冬季の場合は、次船の入船までに運用下限を下回る可能性が発生したわけで、リスク回避の意味で運用下限を下回らないように発電計画を巻き直したことになる（図表8参照）。

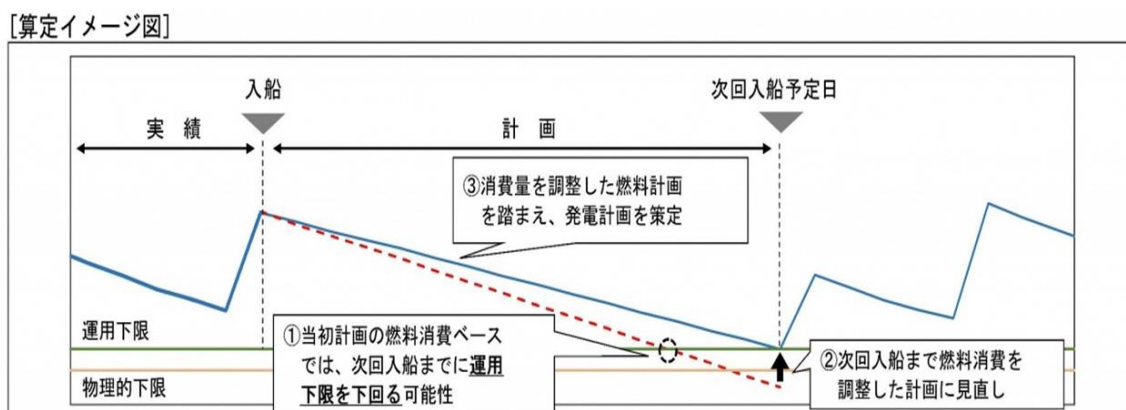
図表7 東北電力の需要想定見積り方法

①気象予報データ取得	▶ 気象庁および気象会社が提供している気温予想データ
②参照日、類似日検索	▶ 直近の過去日を参照 ▶ 気温推移が類似している過去日を検索
③気温補正	▶ 需要想定的基础データとして、至近実績をもとに需要と気温の相関（気温感応度）を算出
④その他補正	▶ 気温以外の気象要素、前日からの需要カーブの連続性、予想日の特異性（年末年始など特異期間）を考慮

注. 業務スケジュールは目安であり、業務運行状況によって変化する。

出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

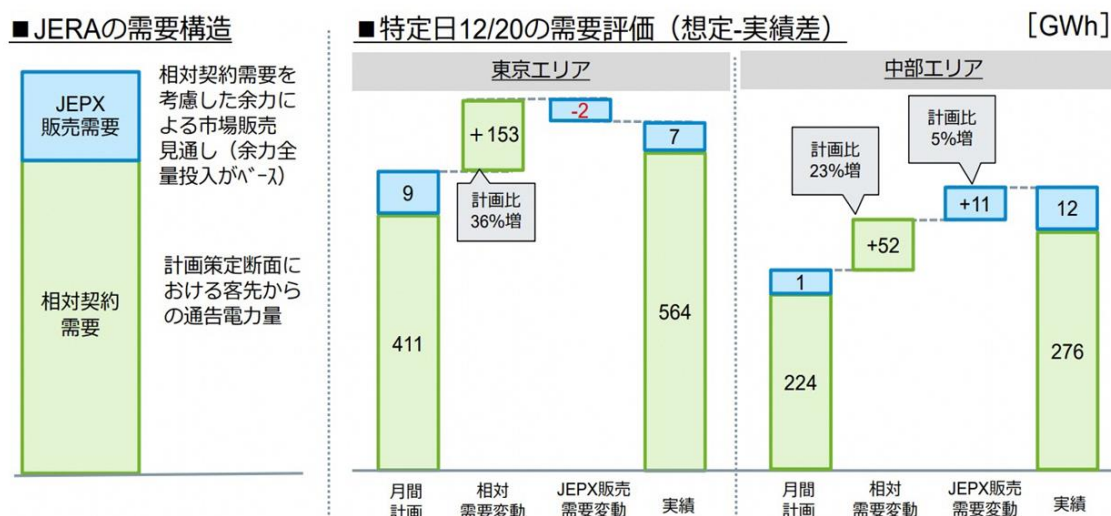
図表8 九州電力の燃料消費計画見直し方法



出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

より電力供給規模の大きい事業者はどのように対応したか。JERAは、主に東京・中部エリアを対象に、全国の約半分の電力需要となる電力供給を行う。このためLNGを年間約3,200万吨輸入しており、それは全国輸入量の約4割に相当する。それにもかかわらず、保有するLNGタンクの容量は、全国大での年間取扱量の16分の1と小さいため、発電販売量に合わせてきめ細かくLNGを輸入する計画を作る必要がある。JERAには8つのLNG基地があるが、LNG船の配船を入れ替えたり、ガス導管でLNG基地間の融通を行ったりすることによって、最大限の電力販売ができるように調整しているのである。基地間のバランス調整を行っても発電抑制が避けられないレベルにまで在庫低下が予見された場合は、一般送配電事業者（TSO）などのステークホルダーと、いつまでどの程度の燃料制約をかける必要があるかについて協議し、その合意内容を発電計画に反映させて運用することとしている。今回も燃料制約解除の見通しが立つまでこれを繰り返していくことになった。2020年度冬季はLNG調達に約2か月かかることを前提に、厳寒気象に伴う影響を想定しなければならなかった。東京エリアと中部エリアについて同社の見通しと実績の差をみたところ、2020年12月20日の東京及び中部エリアの需要実績の乖離については、東京エリアで計画比36%増、中部エリアで計画比23%増となった。JERAの需要構造と2020年12月20日の需要評価が図表9に示されている。

図表9 JERAの需要構造と2020年12月20日の需要評価



出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

なお、石油とLNGの両方について、北陸電力から燃料受払計画の実態が示された。北陸電力は、配船計画を年間計画、四半期計画、月間計画のそれぞれで燃料消費量を算定しつつ作成している。当初、2020年度冬季は、石油ユニットの稼働が限定的になると想定し、配船予定をしなかったが、急遽計画見直しを実施し、配船する対応ができたとした。また、非常時にはタンクの物理的下限まで低下することを許容した。LNGについては、その高需要が見込まれるにもかかわらずLNGタンクを1基しか持たないため、毎月配船しており、次船の受入れまでにタンクの運用下限を下回る見通しとなった場合には、燃料制約を設定することとなった。なお、運用下限を下回らないことを意図したが、実際には下回っていたとした(図表10参照)。

図表10 北陸電力の燃料受払計画の考え方とリスク発生の実際(石油、LNG)

	石油	LNG
燃料受払計画の考え方(当初の見通しと今冬の状況)	<ul style="list-style-type: none"> 年間計画、四半期計画および月間計画で想定された消費数量から調達計画を策定。 今年度は石油ユニットの稼働が限定的であり、今冬前の計画では配船予定はなかったが、今冬の実績を踏まえた計画見直しの中で、追加配船を検討。 配船予定も含め、冬季期間(2月末まで)の在庫が確保できるよう発電制約を設定。 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料貯蔵タンク1基での運用の下、年間計画で策定された配船スケジュールに基づいて払出、受入を実施。 冬季は高稼働での発電が見込まれることから毎月配船を計画しており、追加の受入は困難(発電設備の余力小)。 次船の受入れまでに運用下限を下回る見通しとなった場合は、発電制約を設定。
タンクの運用下限の設定におけるリスクの織り込み	物理的下限： 払出設備の運転下限 運用下限： 冬季に大型電源が脱落した場合に供給力に必要な石油火力発電分(フル10日)の在庫を確保	物理的下限： LNG払出ポンプの起動制限 運用下限： LNG受入遅延による発電停止の回避を目的に設定。荒天を考慮し3日分程度の在庫を確保。
期間中の運用について、運用下限を下回る範囲で運用の有無	全国的な需給ひっ迫状況に鑑み、運用下限を見直し、物理的下限までの在庫低下を許容。	冬季は荒天による受入遅延リスクが高く、かつ高需要期の燃料枯渇による発電停止を回避する観点から、下限制約の引き下げを前提とした計画は策定せず(実績上は運用下限を下回る水準での運用が発生)

出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

もともと他社の燃料制約を所与として企業経営をしなければならない電気小売事業者は多い。東京電力エナジーパートナーも同様である。JEPXスポット市場での同社の売り入札量と買い約定量の関係については、2020年12月前半は同社の売り入札量が買い約定量を上回っていた。ところが12月後半以降その差が縮小し、買い約定量が売り入札量を上回る状態は年が改まって1月1日から同月24日まで継続した。1月25日以降は供給力が回復して実質売り入札量は再びプラスに転じ、以降は徐々に平常に戻すことができた。そして東京電力エナジーパートナーは小売会社であって、その供給力は発電事業者である東京電力フュエル&パワーの燃料制約等による出力抑制が大きく反映するものとなるが、その詳細を把握する立場にはないことを明らかにした（図表11参照）。

図表11 発電事業者の燃料制約に関与しない東京電力エナジーパートナー

ご質問事項

●燃料制約について、具体的にどのような算定方法で設定したか。タンクの運用下限の設定について、どのようなリスクをどのように織り込んだか。また、期間中の運用について、運用下限を下回る範囲で運用をおこなったか否か、行った（行わなかった）場合にその理由は何か。

回答

○発電事業者に係る内容であり、弊社では把握しておりません。

ご質問事項

●燃料制約の設定にあたり、市場への影響をどのように考慮したか。ピーク以外の時間帯で市場調達を行い、ピーク時間帯に市場への供出量を増やす運用を実施したか。

回答

○発電事業者に係る内容であり、弊社では把握しておりません。

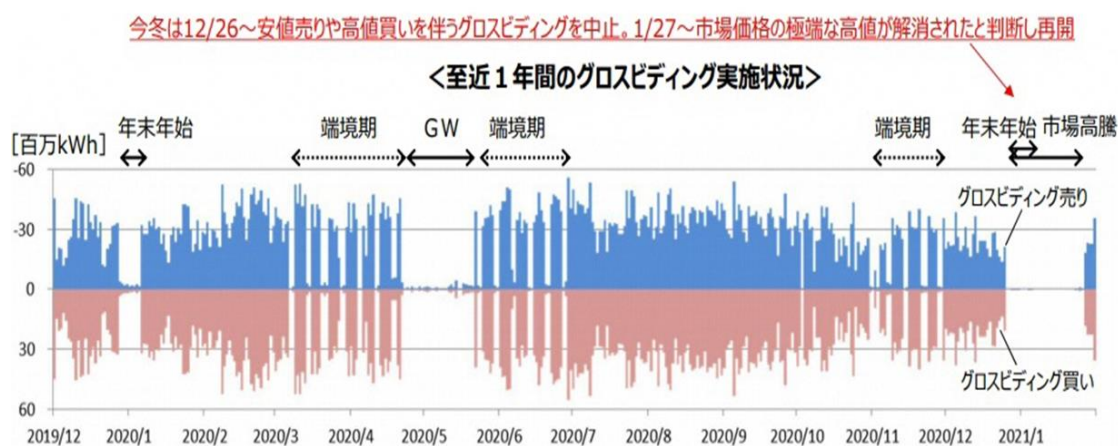
出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

3 グロスビディングの取止め

卸電力活性化に係る自主的取組の一環として、JEPXのスポット市場では取引量が潤沢に存在するよう、旧一般電気事業者が取組を行っている。それがグロスビディングと呼ばれるもので、旧一般電気事業者はその発電所からの電気の余剰分について全量を燃料費用すなわち限界費用でJEPXに放出している。中国電力は、グロスビディングの入札量を増やすことに問題があると判断する場合がふたつあるとして、実際にそのような場合にグロスビディングを中止する対応をしている。ひとつは、市場価格が暴落する虞が高まる場合である。端境期の休祝日やゴールデンウィークに、買いのみの約定によって供給力の過度の余剰が発生する虞が生じることがあるという。もうひとつは、市場価格が高騰するおそれが高まる場合である。全国的に需給が逼迫することが予想される日は、グロスビディングを中止することがあるという（安値売り・高値買いのグロスビディングも実施しない）。昨年度冬季の場合はまさにこのために中止の決断をした。グロスビディングを中止する場合には、売り入札量と買い入札量を同量減らすという（図表12参照）。関西電力では、

JEPXでの入札量は売買とも、そもそもグロスビディングがそのほとんどを占めるが、昨年12月後半以降しばらくグロスビディングを取止めた。関西電力では普段、年間販売電力量の20%程度を目標に、日々入札量を設定しているが、自らの供給力として電気の確保が必要な場合は、約定する蓋然性が高いと考える価格で入札しているという。今回のグロスビディングの取止め理由について、関西電力は、今回の需給逼迫時には、通常と異なるハンド処理が必要になったからであるとする（通常はシステムで通常処理する）。関西電力は2020年12月以降、供給力として必要な量を買ひ約定で確保できなければ、大量の供給量不足につながる可能性があり、ハンド処理でこれを乗り切ることには不安があったと思われる。本年1月下旬以降は、入札処理が確実にできると考え、グロスビディングを再開したという（図表13参照）。

図表12 中国電力によるグロスビディング中止の期間

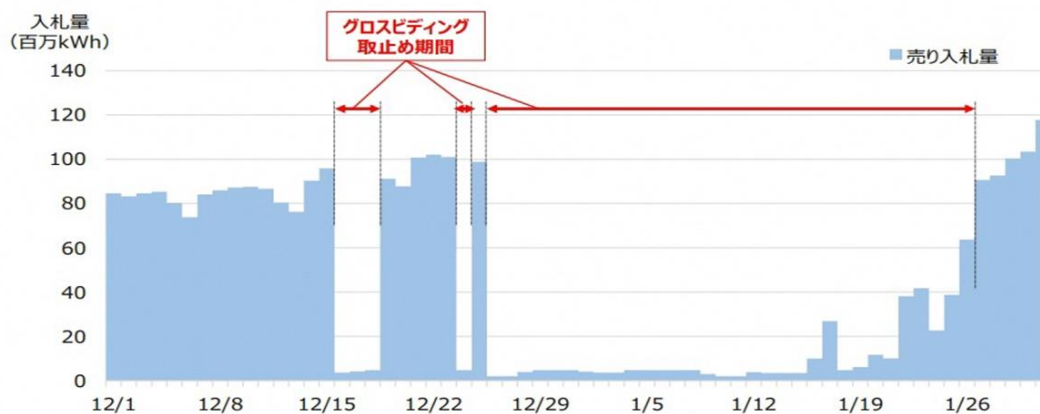


出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

図表13 関西電力によるグロスビディング取止め期間

○ 売入札量は、グロスビディングの取止めに伴い、12月後半以降減少。

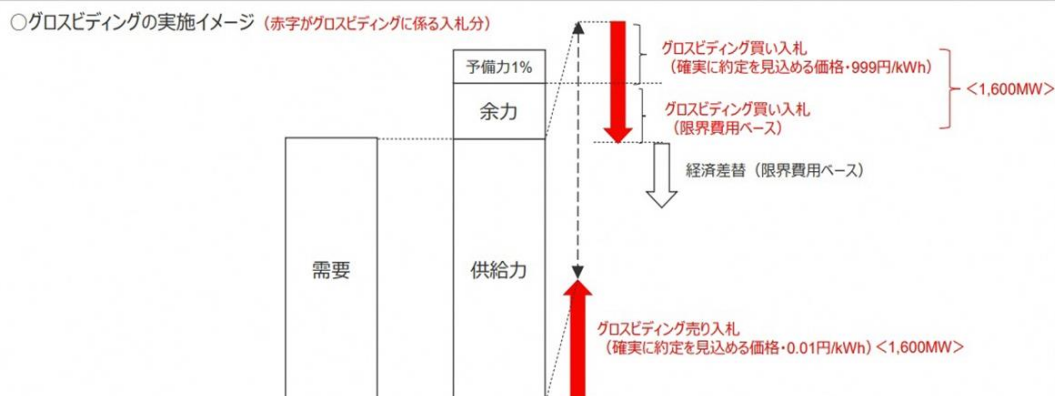
【 売入札量の推移 】



出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

図表15 中部電力ミライズのグロスビディング実施イメージ

- 当社は、グロスビディングとしてコマごとに1,600MWの売り入札を実施しております。
- 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ております。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り組みとしての余力の全量玉出しを遂行しております。
(当社は、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戻しを実施しております。)



出典：経済産業省電力・ガス取引監視等委員会第56回制度設計専門会合(2021年2月25日)配布資料に筆者加筆

4 おわりに

わが国では、冬季の電力需要は、気温が下がると大きく伸びる。暖房需要が電力需要全体を底上げするからである。2020年度冬季は、強い寒波が頻繁に流入したことに加えて、天候が荒れ、石油基地やLNG基地への入港が遅延したタンカーもあった事実が判明した。こうなると入船遅延リスクは石油タンクやLNGタンクの運用下限を下回るリスクに置き換わりうる。タンクの運用下限を下回る場合は、物理下限までの低下を許容したり、発電機の運転パターンを見直したりしながら、改めてJEPXへのスポット入札時の燃料制約量を設定し直すことになる。この作業により、新しい制約運転パターンを策定したことが、JEPXへの売り入札に大きく影響した。多くの旧一般電気事業者が、それぞれに同様の状況に追い込まれたといえよう。これはJERAも同様であり、いずれの企業も相場操縦のような行為はなかったこと、グロスビディングはあくまでも自主的取組であることが再認識された。なお、年末年始を通じた電力需要の推移については、新型コロナウイルス感染拡大に伴う在宅率の増加なども影響したと思われる（いわゆる「巣ごもり需要」）。新型コロナ禍にあって、人々や企業の行動はさまざまに変容する。2020年度冬季におけるJEPXスポット市場価格高騰については、強烈な寒波および悪天候の影響が大きかったことは疑うべくもないが、今後も原因を総合的に分析することが必要である。

本資料に関する著作権は、株式会社大阪取引所にあります。

本資料の一部又は全部を無断で転用、複製することはできません。

本資料の内容は、株式会社大阪取引所の意見・見解を示すものではありません。

本資料は、デリバティブ商品の取引の勧誘を目的としたものではありません。