市場価格高騰問題
何が起こり、何が問題なのか

2021年5月14日

グリーンピープルズパワー（株）
代表取締役　竹村英明

Green People's Power

目次

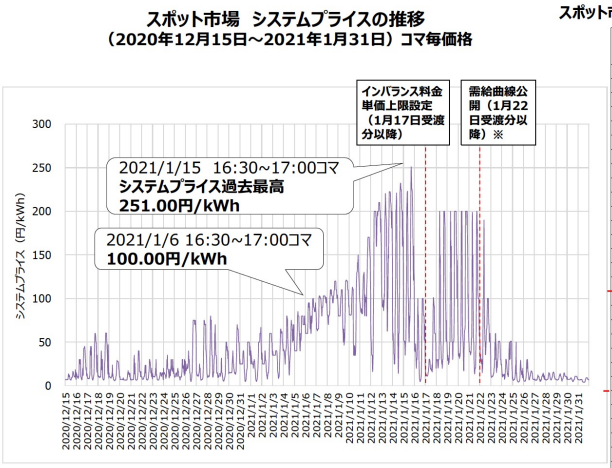
１、市場価格高騰の概略
２、JEPX (卸電力取引所）の約定の仕組み
３、インバンス料金の問題
４、FIT特定卸供給の想定外損失発生
５、新電力から旧一電への資金移動
６、バランシンググループ型電力市場で良いのか
７、全く無視された原発問題
８、何が起こったのか
９、何をしなければいけないか
10、公正確保のために対処すべき課題

図番号が付いているものは、基本的に2021年4月30日の「中間とりまと」のものを使用

1、市場価格高騰の概略

1）何が起こったのか・・

図Ⅰ-2 スポット市場価格（システムプライス）の推移



（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

合計　350（84）

2021年4月28日中間取りまとめ「別冊・2020 年度冬期スポット市場価格の高騰について」より

2）3つの問題

①JEPXの市場価格高騰

JEPXは卸電力取引所＝電気の市場。
多くの新電力は、この市場で電気仕入れて消費者に供給。
再エネ新電力も不足分は市場から仕入れている。
その値段が上がった。100円の大根が2500円になった！

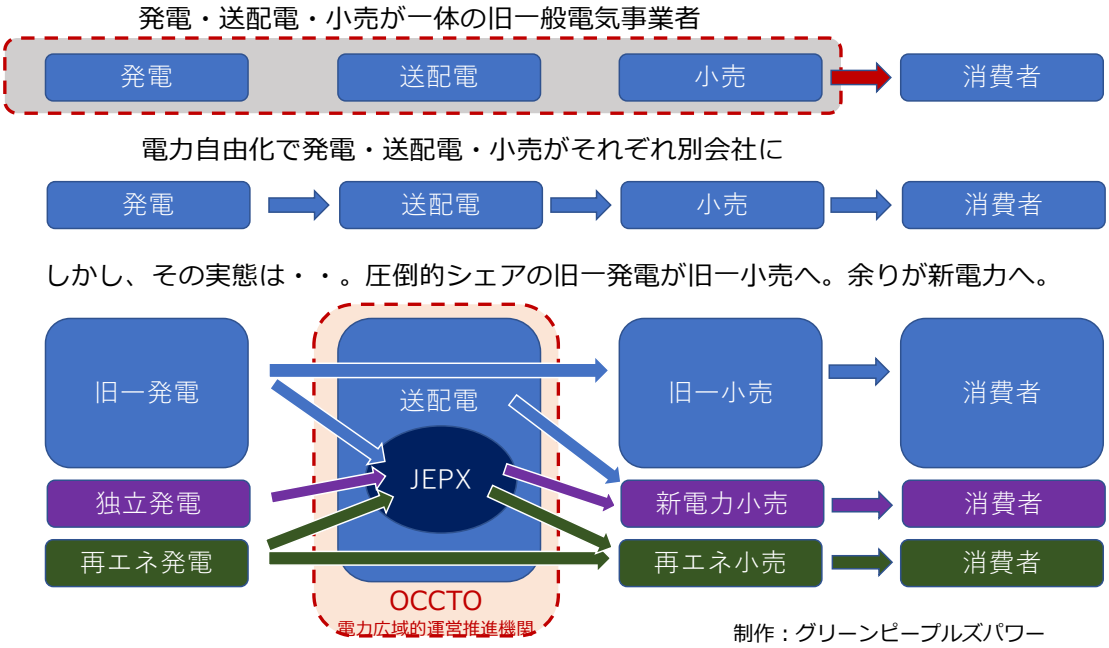
②インバランス料金の市場価格以上の高騰

インバランスとは＝計画通り供給できなかった量。
市場に電気がなくなった。＞不足インバランスになる。
送配電がこれを補う＝インバランス料金を払う。
これが高騰した。

③FIT特定卸供給の回避可能費用の高騰

FIT再エネの大部分は送配電買取。
送配電がFIT価格で買取り、新電力に市場価格で卸す。
市場価格高騰に連動して、この卸価格が高騰した。
市場を使っていない新電力も市場価格で支払わされる。

電力自由化と実際の電気の流れ



3）資金移動

①JEPXの市場価格高騰

市場に電気を売っているのは発電所（を持つ小売）。
発電所には市場価格で仕入れ代金が払われた。
発電所の大部分を持っているのは旧一電。
1.7兆円が、新電力＞旧一電への資金移動では？

②インバランス料金の市場価格以上の高騰

インバランスの電気を供給するのは送配電会社。
払うのは新電力。インバランス料金は市場価格より高い。
送配電会社はきたとの一部。
新電力＞旧一電の資金移動では？

③FIT特定卸供給の回避可能費用の高騰

送配電買取なので、新電力＞送配電へと卸価格を支払う。
FIT発電所と契約し、消費者に供給していた新電力は、仕入代金を市場価格で送配電会社に支払う。

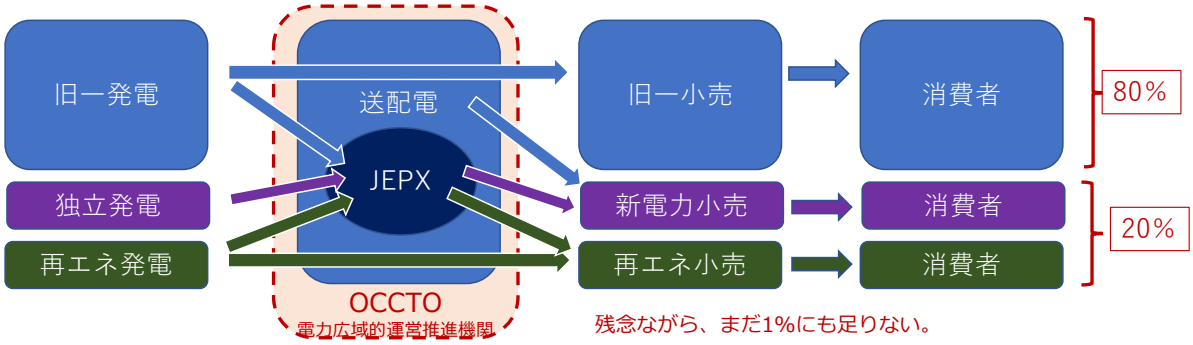
①、②、③共に新電力の資金が旧一電に移動。

旧一電：旧一般電気事業者。
東電や関西電力など、電力自由化前から地域独占で電気を供給していた事業者。
現在も送配電網は旧一電が保有し管理している。

2、JEPX (卸電力取引所）の約定の仕組み

1）そもそも小さい

本当の電気の流通規模に対して、JEPX市場規模は小さすぎる。
約20%程度とされる。



制作：グリーンピープルズパワー

2）グロスビディング

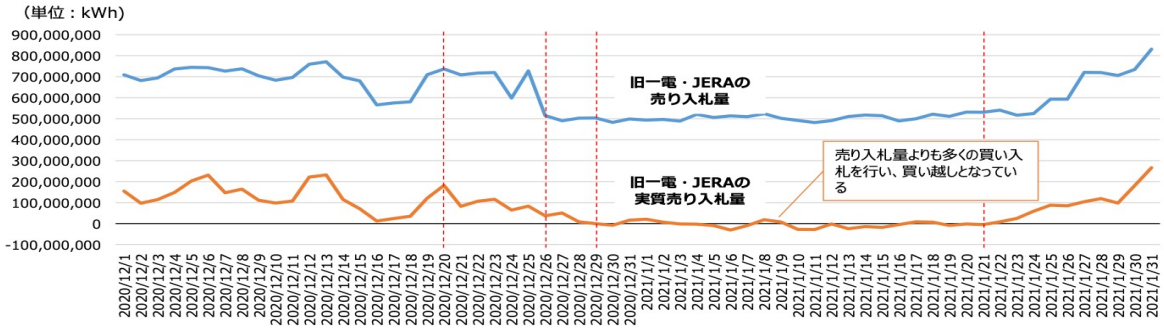
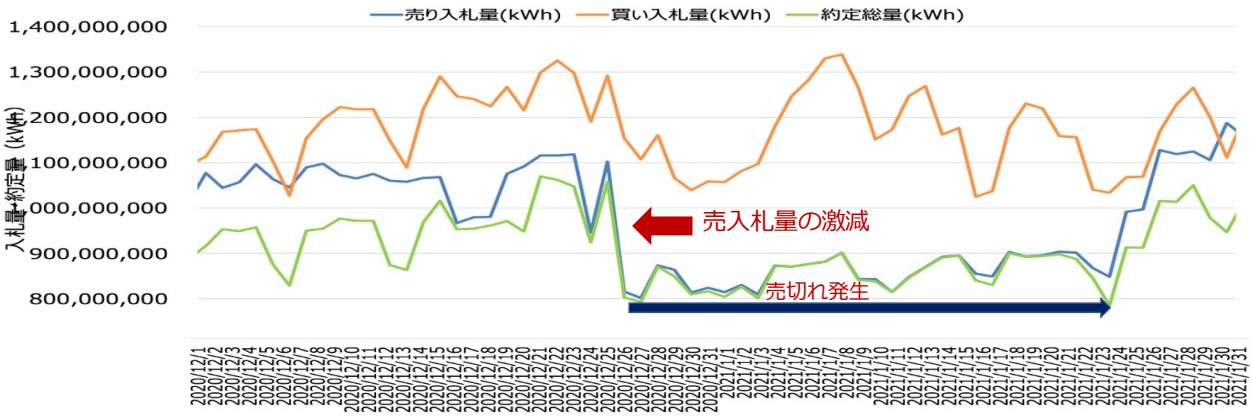


図 12　旧一電・JERA の売り入札量及び実質売り入札量の推移

グロスビディング：旧一電は自身の電源の電気を、卸電力市場に供出するように求められている。旧一電の所有する発電所の比率が大きく、市場規模の方が小さいためだ。しかし旧一電は、市場に売り入札した電気を大部分買い戻す。市場に残すのは１～２割だ。市場高騰が発生した1月２日から20日頃まで、図の実質売り入札量が「０以下」を示しており、旧一電はほぼ全量を買い戻し、それ以上に市場から買っていたことがわかる。
新電力の発電所からの分まで「奪い取って」いた。

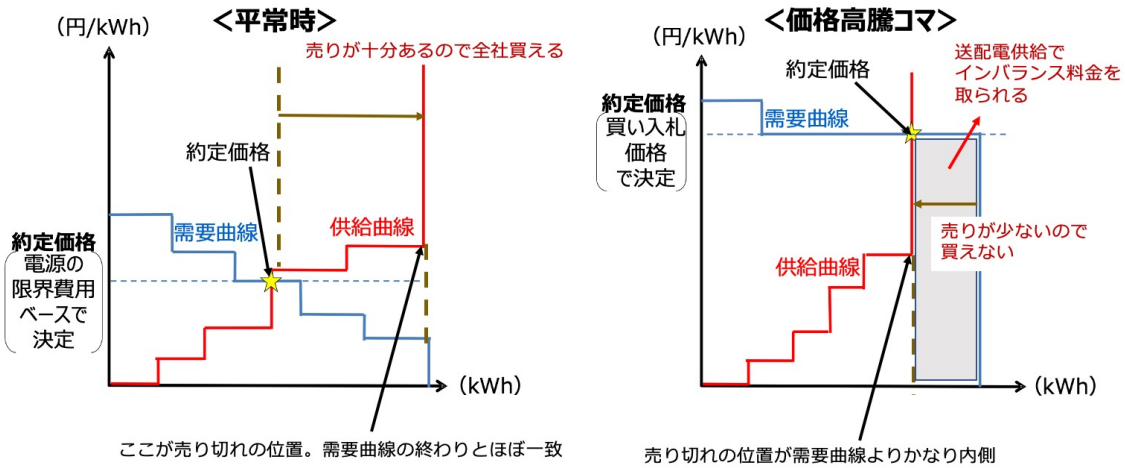
3）グロスビディングにより売り切れが発生

JEPX市場は旧一電の応援なくして成り立たない。
しかし、応援すると、旧一電小売のお客を奪い、経営圧迫。（旧一電のジレンマ）
政府は旧一電を、①発展的に分割するか、②敵を支援させつつ弱らせるか、③元の独占方式に戻すか・・しかない。
旧一電は、自社需要を優先し、できるだけグロスビディングを少なくする。
12月26日に「売入札」が3億kWh（約３割） 減。市場に残す電気はなくなり売り切れ状態に。



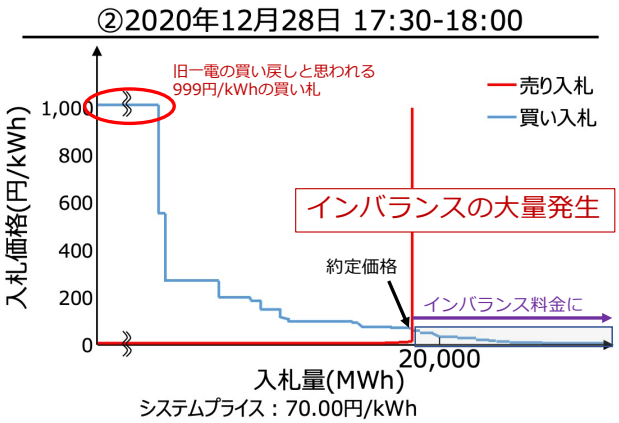
4）サーキットブレーカーがなかった

市場価格の高騰を止める仕組みはなかった。
売入札が買入札より少なくなると、市場価格は需給に関係なく上がる。

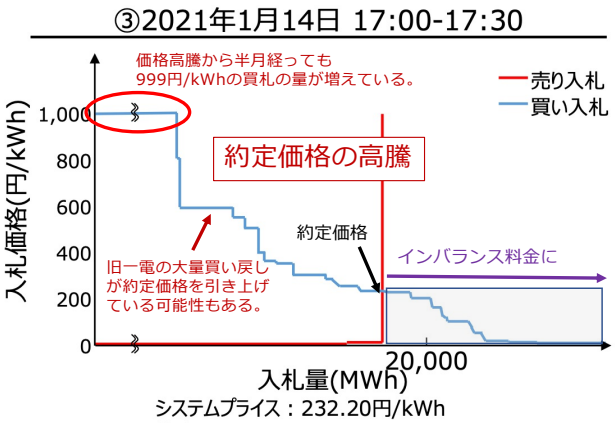


2021年1月19日電力・ガス取引監視等委員会「スポット市場価格の動向について」にグリーンピープルズパワーが加筆。

旧一電の買い戻しが市場価格を高騰させた



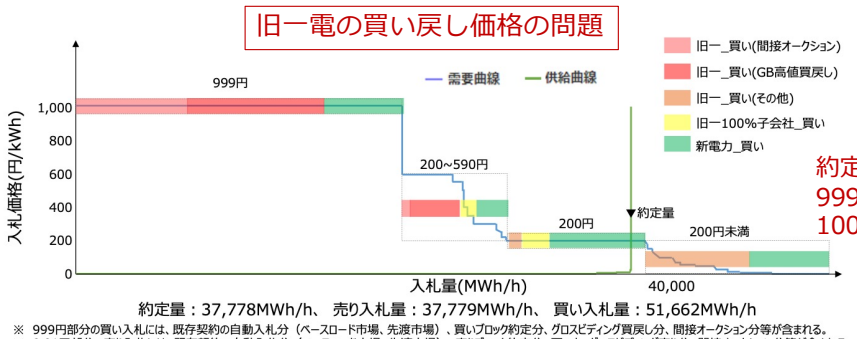
システムプライス：70.00円/kWh
約定量：18,745MWh
売り入札量：18,752MWh
買い入札量：26,011MWh



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。

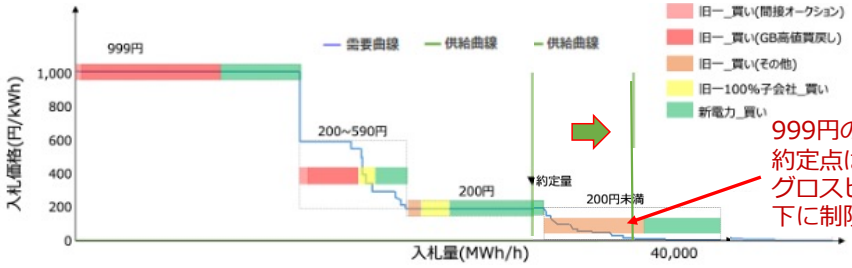
2021年1月19日電力・ガス取引監視等委員会「スポット市場価格の動向について」に
グリーンピープルズパワーが加筆。



約定量の半分以上が999円の買い戻し。
999円を499円にすれば、約定価格は
100円で収まっていた。

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。

図 19 【高騰時】旧一電及び新電力の買い入札状況（需給曲線上における分布）
2021 年 1 月 18 日 17:00-17:30 コマの例 システムプライス 200.0 円/kWh



999円の買い戻しが半分以下になると・・
約定点はほぼ通常値に近づく。
グロスビディングのおける買い戻しを半分以下に制限。

こちらは、上図を参考にした筆者の作図。買い戻しを減らしてみたもの。

3、インバンス料金の問題

1）インバランス料金とは

前日に提出した需給計画と実需給の差がインバランス。
不足インバランスと余剰インバランスがある。
不足分は送配電会社が売り、余剰分は送配電会社が買い取る。
この販売代金、買取代金がインバランス料金。

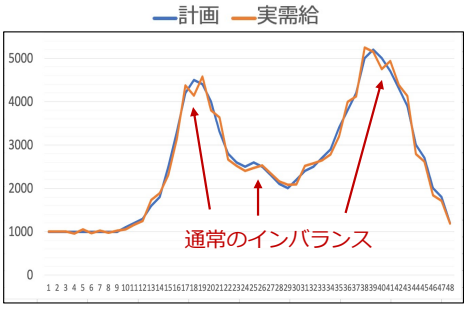
本来は発電原価と乖離してはいけない

価格安定性を考えたとき、インバランス料金が発電原価よりも何倍も大きくなると、価格変動が大きくなってしまう。したがって、発電原価＋アルファ程度が望ましい。

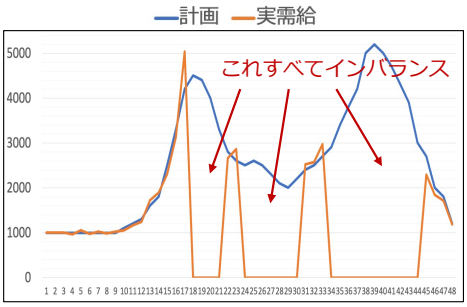
売り切れが発生すると・・

市場で電気を買えなかった分は全てインバランスに。
30分の需要全てがインバランス供給になるため。
インバランスを大量発生させる。

通常のインバランス発生量



売切れ発生時のインバランス量



両図とも筆者が需給モデルに基づいて作成

2）インバランス料金は発電原価と関係なく跳ね上がる仕組み

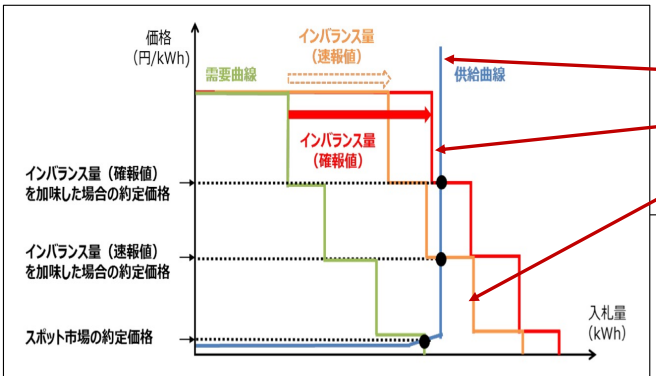


図 24　インバランス料金速報値・確報値の算定

売り切れ状態の供給曲線（直線）。

量的に確報値の方が増える。金額も上がる。

需要曲線にインバラン量が加算される。

インバランス料金は、約定価格とは関係なく、売り切れ状態の供給曲線（直線）に引っ張られて、直線的に上昇する。現実の調整コストとはかけ離れている。

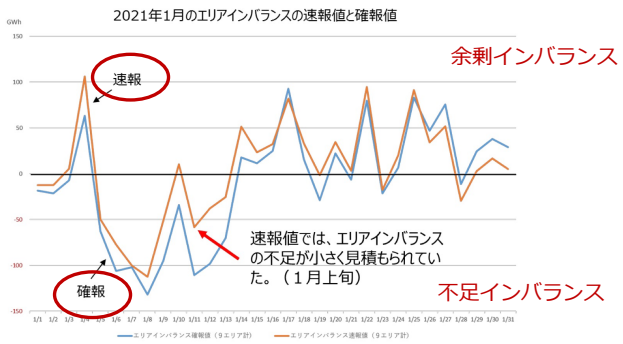


図 25　2021 年１月のインバランス量の速報値と確報値
（出典：第 58 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2021 年３月 24 日）資料３－１）

3）インバランス料金の上限設定が価格上昇を止めた

1月 12 日から 15 日までの取引価格の最高価格が 4日間連続して200 円/kWh を超えたことを踏まえ、経済産業省において、市場参加者による電力の安定的な取引環境確保に向けた緊急的な対応として、2022年度以降導入予定のインバランス料金制度23における、需給ひっ迫時の上限価格 200 円/kWh を前倒して導入することとされた。具体的には、2021 年1月 17 日から6月30 日までの電力供給分について、インバランス料金の上限価格を 200 円/kWh とするよう、一般送配電事業者に対して要請が行われ、1月 15 日付けで、この内容を含む一般送配電事業者の託送供給等約款について、 特例措置が認可された。
（2021年4月30日「中間取りまとめ」より）

インバランス料金については対策が講じられた

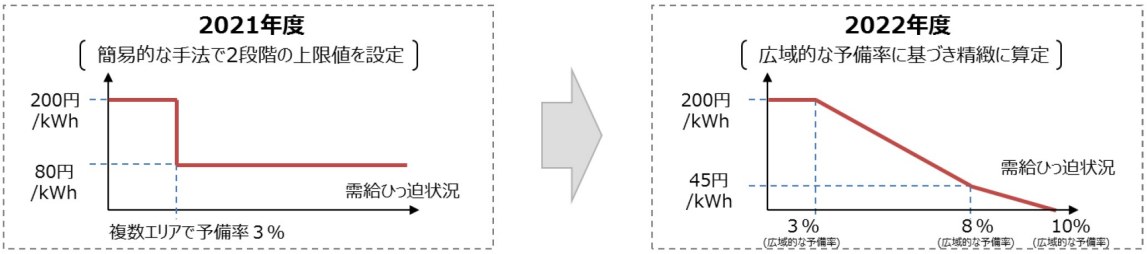


図 50　インバランス料金の算定イメージ（概略図）

4）インバランス料金の大量発生は送配電事業者に大量の余剰利益をもたらした。

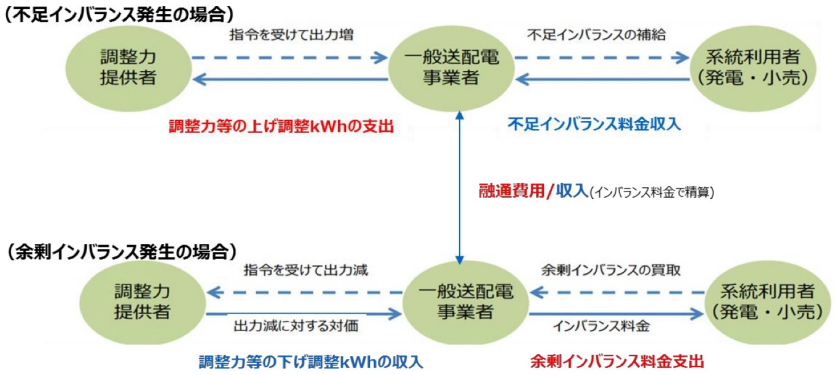


図 29　インバランス料金及び調整力費用の精算の流れ
（出典：第 59 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2021 年４月 16 日）資料４－１）

このため、2021 年1月のインバランス収支では大きな黒字が発生し、これに伴い、 2016 年度から 2021 年1月までのインバランス収支の累積は、既に会社更生法の開始決定を受けた小売電気事業者もあるなどの貸倒損発生の可能性(約 200 億円)も勘案し、一般送配電事業者 10 社合計で約 370 億~460 億円程度の黒字となる見込みとなっている。

実は1300～1400億円の余剰利益で、370～460億円より多い。
「中間取りまとめ」は、送配電事業者の過去のインバランス収支（損失）の穴埋めに、これを使おうとしている。

2016年度～2021年1月のインバランス収支累積試算値(注２)

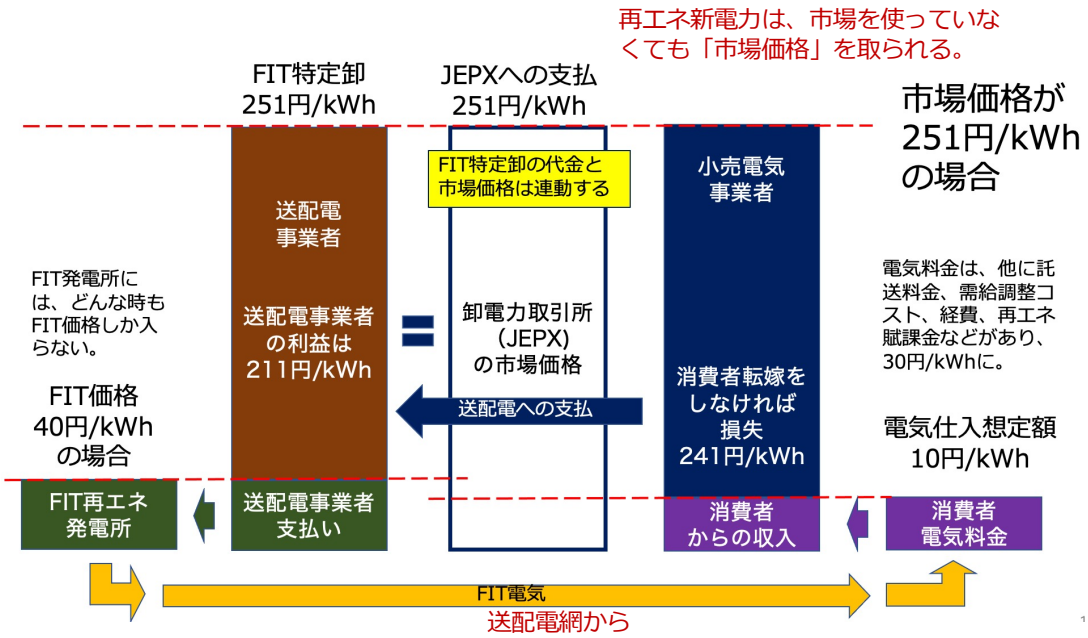
（億円）

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年4月～2021年11月	2020年12月～2021年1月	合計	貸倒損を勘案した収支累積
北海道電力NW	8.1	-27.9	-2.9	16.1	12.1	55.6	61.1	
東北電力NW	14.3	-14.7	-22.2	26.2	35.7	195.7	235.0	
東京電力PG	-409.4	-81.6	-15.7	-31.4	-23.9	293.5～391.7	-268.5～-170.3	
中部電力PG	-20.7	7.4	-2.2	18.8	23.0	193.1	219.4	
北陸電力送配電	-0.8	0.1	5.8	7.9	6.8	72.3	92.1	－
関西電力送配電	17.0	-91.9	-53.1	-29.7	-14.0	192.5	20.8	
中国電力NW	4.6	-28.2	-16.9	-4.6	17.9	149.3	122.0	
四国電力送配電	-4.2	-9.9	-17.7	-6.8	3.0	44.5	8.9	
九州電力送配電	34.3	-22.0	-28.0	-23.1	5.1	107.2	73.5	
沖縄電力	0.1	-2.6	-3.1	-2.9	-1.1	10.4	0.8	
１０社計	-356.8	-271.3	-155.9	-29.4	55.2	1,314.1～1,412.3	565.2～663.3	365.2～463.3

貸倒が発生すれば黒字額は減少。（注３）

表　6　一般送配電事業者のインバランス収支試算値（累積）

４、FIT特定卸供給の想定外損失発生



再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(第 24 回)・再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会(第 12 回)合同会議 (2021年2月 16 日)において議論が行われ、このうち、一般送配電事業者の収支余剰については、
（1）FIT 制度が再生可能エネルギーの利用促進を広く国民負担で支える制度であることに鑑みれば、国民に還元することが適当であること
（2）中立的な一般送配電事業者が、買取義務の履行により生じる想定外の利益を手にすべきではないこと
を踏まえれば、必要性及び妥当性が 認められることから、緊急対応として、収支余剰相当額を賦課金の軽減に充て、国民に還元する仕組みとすることが合意された。

と中間報告には既定方針方針のように書かれている。
約700億円が対象で、軽減に当てても0.07円/kWh程度にしかならない。

5、新電力から旧一電への資金移動

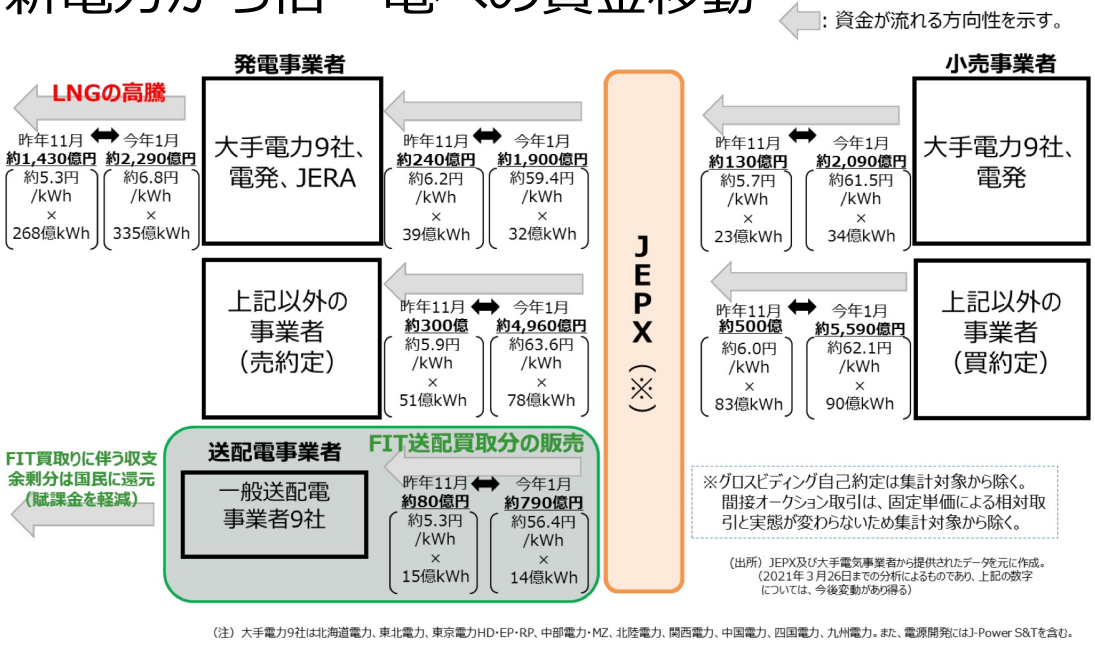


図 28　2021 年 1 月の JEPX を介した取引等に係る資金の流れ

政府の集計では、１兆円近くが行方不明！

１）約定価格（市場価格）
大手電力9社　支払2090億円　収入1900億円　差引き−190億円
その他新電力　支払5590億円　収入4950億円　差引き−640億円
新電力も差引ではマイナスだが、大手電力＝旧一電もマイナス？
新電力は損した会社もあるが、儲かった会社もある・・ということ。
ただし、1月のJEPXの約定総額は1.７兆円。１兆円近くが行方不明だ。
グロスビディング分として詳細が隠されている。含めた数字とすべき。

２）インバランス料金
旧一電の送配電事業者は1300億円から1400億円の余剰利益。

３）FIT特定卸供給
旧一電の送配電事業者に790億円の収入。11月の収入80億円が、通常の１ヶ月分収入だとすれば、710億円が余剰利益。

FIT余剰は再エネ賦課金、インバランスは送配電の過去損失、約定価格は余剰はない・・というのが中間取りまとめの中身。

６、バランシンググループ型電力市場で良いのか

今回の高騰に関して、kWに余裕があったにもかかわらず売り切れが継続したことについて、制度の欠陥である、といった指摘もある。しかしながら、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。すなわち、電力市場の運営と系統の運用がそれぞれ別の主体により行われているバランシンググループ 型の電力市場では、実需給断面で十分な予備率が確保されていても、この予備率は一般送配電事業者が確保した調整力を含む値であるため、市場に供出可能な供給力は需要量を下回る可能性があることに加え、スポット取引断面で BGが策定した計画と実績との間にずれがある場合、実需給断面で十分な予備率が確保されている場合でも、スポット市場断面では売り札が不足する可能性がある。
（2021年4月30日「中間取りまとめ」より）

旧一電小売の需要計画と送配電の確保量にズレ

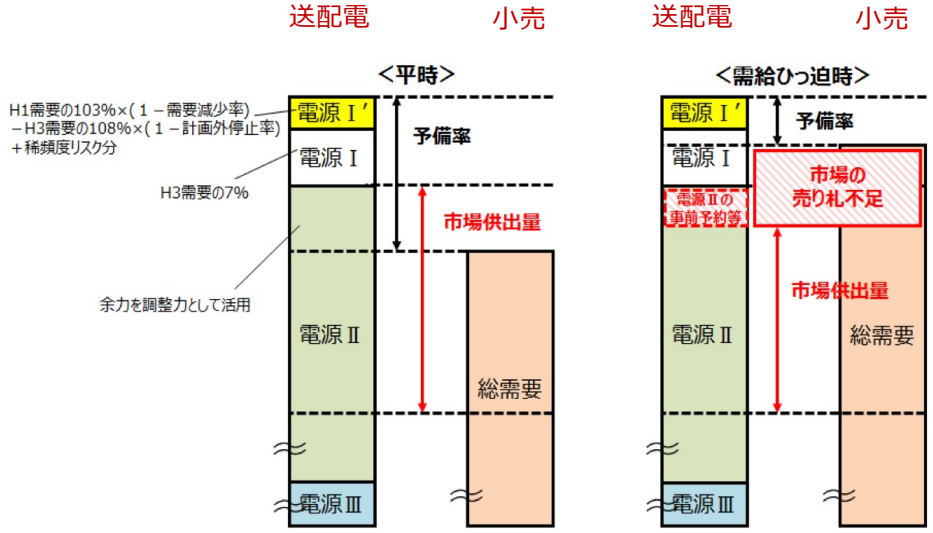


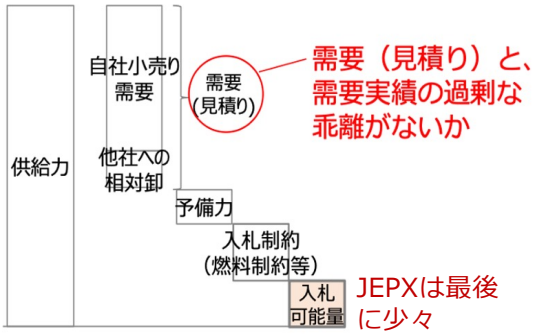
図 40　調整力確保量と市場供出量の関係（イメージ）

旧一電小売が、総需要に対し、市場への「売入札」を減らし、供給を確保。
↓
送配電は、市場から電気を買えなかった新電力ユーザーにインバランス供給。
↓
総需要はインバランス分を想定していないため、大幅な供給力不足に。

旧一電小売による「売入札」判断

自社需要を優先し、JEPXへの入札を減らすマニュアル。
しかしJEPXへの売り入札を減らしても、需要は減らない。
自社需要等のために電気を確保しても、送電網の電気は新電力消費者に流れる。
旧一電の電気はJEPXへの売りを減らした分だけ不足する。
気がつかずに実施すると、需給を逼迫させる。

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系統情報サービス需要実績より事務局作成。

電力・ガス取引監視等委員会　2021年1月25日「スポット市場価格の動向等について」に筆者加筆

１）BG（バランシンググループ）とは

インバランス(計画と実績の差異)の精算を実施する事業者の集団（単位）。小売電気事業者による「需要バランシンググループ」と、発電者による「発電バランシンググループ」がある。需要バランシンググループでは、単体または複数の小売電気事業者と送配電会社が託送供給契約を結び、小売電気事業者から代表契約者を選定。発電バランシンググループでは、単体または複数の発電施設が発電量調整供給契約を結び、グループ間で発電契約者を選定する。（日本ユニシスHPより）

２）現場は発電BGの不足を市場（JEPX）が補う

市場（JEPX）でも補えなかったら、インバランスとして送配電が補う。通常のインバランスは「過不足の相殺」もあり数%だが、1月の「売切れ」発生時には大量になった。旧一電小売がルールに従い、「売入札」を減らし大量に買い戻すと、売り切れ幅は大きくなり、インバランス量が増え、送配電の供給予備力に食い込むことになった。

３）現状の「売入札」判断（7ページ）の検討が必要

旧一電小売が「売入札」を減らせば減らすほど、自身の需要を満たすはずの電源（電気）を失う。市場規模が大きくなり、インバランス量が大きくなると、供給予備力を上回り大停電にもつながる。

7、全く無視された原発問題

原子力資料情報室の松久保さんよりの情報。

高浜③は12月22日には稼働予定だった。

稼働予定の大飯③が9月下旬には動いているはずだった。

	①12月中旬	②12月下旬～1月初旬	③1月上旬	④1月中旬
概要	需給が厳しく、LNG消費進む 市場価格は高値水準へ移行	需要低下も、厳しい需給状況 燃料制約で売り切れ常態化	需給が最も厳しい時期 価格高騰	需給緩むものの、市場 売り切れ・価格高騰継続
需要	需要増 ※過去4年平均：4%増（12/11~12/25）	需要例年並み ※過去4年平均：2%増（12/26~1/5）	需要増加日が継続 ※全国にわたって厳しい日あり（1/8,12） ※過去4年平均：11%増（1/6~1/12）	需要落ち着く ※過去4年平均：1%減（1/13~1/25）
供給力	LNG消費進む 川内②稼働（12/24）	燃料制約実施 石炭火力トラブル停止	燃料制約継続 石炭火力トラブル停止 ※日によっては太陽光出力低下発生	燃料在庫量増加傾向 大飯④稼働(1/17)
市場	価格は高値水準になるものの、比較的落ち着いて推移 市場平均価格：13.3円（12/11~12/25） （2019年度：8.25円）	売り切れ状態常態化 市場平均価格：34.7円（12/26~1/5） （2019年度：6.8円）	価格高騰 市場平均価格：102.7円（1/6~1/12） （2019年度：7.9円）	売り切れ・価格高騰継続 市場平均価格：74.6円（1/13~1/25） （2019年度：8.1円） ※日平均・コマ別最高価格発生、週明けから沈静化
エネ庁・広域機関対応	関西への融通実施 （12/15,16）	関西(12/27,28) ・東京(1/3,4)への 融通実施	全国的に電力融通指示 ※計162回実施	効率的使用呼びかけ インバランス料金上限設定

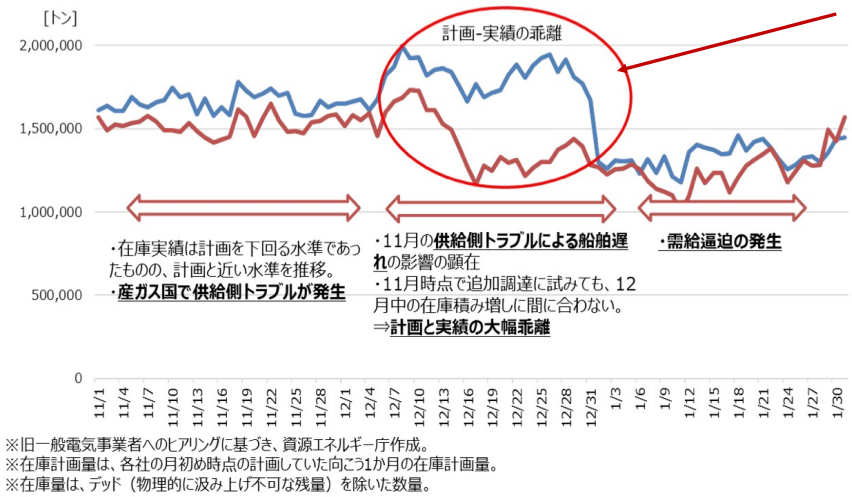
※10月実施の冬期需給検証では、厳気象にも対応できる予備率確保を確認(※kW評価)

図　1　今冬の需給ひっ迫・市場価格高騰を巡る時系列整理

事故や裁判で、たびたび運転計画が変わる原発。調達に２、3ヶ月かかる天然ガス。調達計画に重大な影響を与えたのではないか。

「船舶遅れ」ではなく原発稼働延期が原因

「中間取りまとめ」を「船舶遅れ」で検索しても該当ゼロ。つまり具体的説明はない。パナマ運河で日本のタンカーが足止めされた事実もない。



※旧一般電気事業者へのヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。
※在庫計画量は、各社の月初め時点の計画していた向こう1か月の在庫計画量。
※在庫量は、デッド（物理的に汲み上げ不可な残量）を除いた数量。

大飯③は9月26日稼働の予定が、配管亀裂が見つかり、10月19日に配管交換を発表。高浜④が定期検査入りし、関電の原発は全停止。高浜③は12月22日に稼働予定だったが、これも10月23日にSG細管事故で停止期間延長となる。

原発不在で12月を迎えたが、10月末では、代替の天然ガス調達には厳しいタイミングで、在庫切れの危機に陥った。

原発に頼ることは、需給管理上、極めて危険であることが証明された。

図は4月30日「中間取りまとめ」より。解説は筆者。

８、何が起こったのか

１）関西電力で12月稼働予定の原発（大飯③、高浜③）が相次いで停止期間延長。
２）決定が10月後半で、関電もしくはJERAの12月のLNG調達が間に合わず。
３）12月に入って燃料制約により、旧一電小売が市場への売入札を減らす。（12/26に大幅減）
４）市場で燃料が売り切れになり、大量のインバランス発生。
５）市場で買えなかった新電力ユーザーに旧一電送配電がインバランス供給。（自動的）
６）インバランスが大きく、送配電の供給予備力にくいこみ需給逼迫が発生。
７）需給逼迫を受けて、旧一電小売が市場への売入札を減らした上に、買い戻し量を増やす。
８）市場では、ますます売り切れ量が多くなる。
９）市場で買えなかった新電力ユーザーに旧一電送配電がさらに大量にインバランス供給。（自動的）
１０）上記のサイクルの繰り返し。
１１）旧一電送配電は、電源Ⅱの予備力や電源Ⅲにまで運転を要求。
１２） 1月8日には、発電量が大寒波の2017年と同程度になり、インバランス料金も最高値を記録。
１３）しかしこの日、市場価格は最高値ではない。実は需給逼迫ではなかったのでは・・。
１４）旧一電小売は売入札を減らし、大量の買い戻しも続けた。
１５）そのため市場の売り切れは継続し、新電力の高値買いと、きたとの999円買い戻しにより高騰。
１６） 1/16にインバランス料金200円上限の前倒し適用決める。
１７）劇的に市場価格が下がり始めた。

以上は筆者の予測

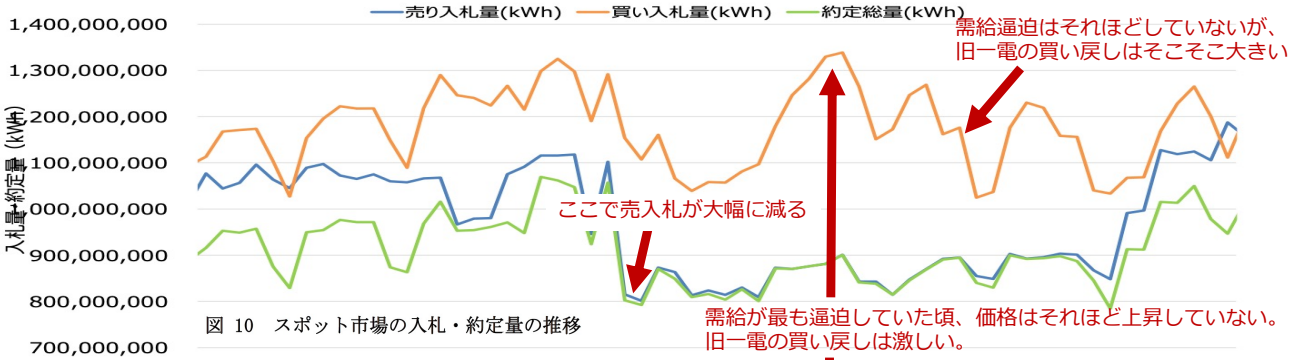


図 10　スポット市場の入札・約定量の推移

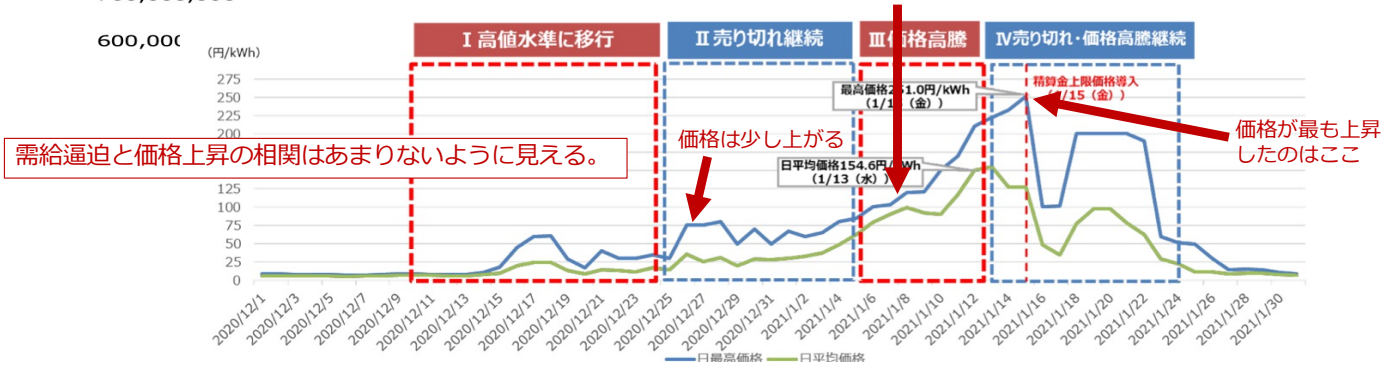


図 9　2020 年 12 月～2021 年 1 月のスポット市場システムプライスの推移

9、何をしなければいけないか

1）売り切れが発生しない市場にする。＞旧一電小売に一定量の「売入札」義務化。普段は10億kWh売入札して8億kWhを買入札しているので「2億kWh」としてはどうか。
2）旧一電の買入札は禁止とし、余剰が出れば、送配電の予備力となる。
3）価格を吊り上げる999円の買い戻しもなくなる。
4）売り切れが無くなれば、異常なインバランスの発生もなくなる。
5）売入札量が固定なので、旧一電小売の需要計画と送配電の供給確保量のズレはなくなる。
6）仮にLNG調達不足が発生したとしても、不足分が正確に見える化され、対策しやすくなる。
7）DRやVPPなどの制度を早期に準備、稼働させる。
8）需給逼迫時に再エネのkWhを最大限活用し、LNG燃料を温存する。（抑制しない。）
9）再エネの供給可能量を常に把握する体制を作り、次の30分の不足分を予測し、必要な発電所を稼働させる。（すぐに立ち上げられるガスコンバインドサイクルの発電所が望ましい。）
10）そのために一定容量の発電所を常に待機状態にする。（戦略的予備力）
11）こうして30分ごとに不足するkWhを補える体制を整える。

以上は筆者の提言

10、公正確保のために対処すべき課題

１）今回の市場価格高騰は、新電力の能力不足やミスによるものではなく、新電力には全く責任がない。
２）最大の原因は、旧一電がいまだ不安定な原発に依存していることにある。
３）それに次ぐ問題は、LNGの在庫不足を需給逼迫状況に進行させた市場メカニズム（不完全なグロスビディングと「売り切れ」容認の仕組み）＝バランシンググループ型電力市場にある。
４）損害を受けた新電力も、思わぬ余剰利益が入った新電力および旧一電の送配電事業者も、基本的にATM送信装置の故障による送金ミスによるトラブルと同じことである。
５）そのような送金ミスは、一度「送金前の状態」に戻り、本来送金されるべきであった金額をベースに、資金移動をやり直す＝「遡及還元」されるべきである。

パブコメ提案

１）主要な問題は、LNG調達や情報開示方法の問題ではなく、旧一電が原子力に依存する需給調整を続けているためではないか。（26、27、28ページ参照）
２）市場での売り切れを発生させないため、グロスビディングは市場への一定量「売入札」を義務化すべし。（８、９、29ページ参照）
３）999円/kWhの買い戻しをやめさせること。（10、11、12、29ページ参照）
４）送配電会社へのインバランスによる余剰利益を、過去の損失の穴埋めに使うべきではない。（16、17ページ参照）
５）FIT再エネの「特定卸」による、送配電会社への余剰利益は、新電力に返還すべき。（18、19、20ページ参照。）
６）JEPXの1月の約定において「売約定」した新電力のうち、旧一電と資本関係がある会社の公開、もしくはその比率を示せ。（20、21ページ参照）
７）旧一電小売の需要計画と送配電の供給確保量にズレを生じさせるバランシンググループ型電力市場を改めるべきである。市場の需要と、旧一電小売の需要の合計が、日本全体の需要となるよう、旧一電小売は市場への一定量売入札か全力入札とすべきである。（22、23、24、25、29ページ参照）
８）kWh不足に対処できるよう、容量市場を廃止して、戦略的予備力による需給調整市場を準備するべきである。（29ページ参照）
９）電力市場の公平性確保のために、システムのトラブルによって損害を被った新電力各社に対し、遡及して正しい市場価格、正しいインバランス料金を算定し、払い戻しを行うべきである。
（30ページ参照）

以上です。