

第 26 回 制度設計専門会合 事務局提出資料

～東日本のエリアプライスとインバランスの関係について～

平成 30 年 1 月 30 日 (火)



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

取引所価格とインバランスについて

- 本来、スポット価格が高騰する時間帯は、インバランスも不足気味に推移することが通常であるが、平成29年7月頃には、スポット価格が高騰する一方、相当量の余剰インバランスが発生しているケースが散見された。
- 取引所価格とインバランスについては、前者がスポット市場入札時点（前日10時時点）の数値を反映するものであるのに対し、後者は実需要時点の数値を反映しているため、実際には、天候予測と実際の天候のズレや需要予測の誤差などによりこのような現象が発生することがあるのも事実である。
- しかしながら、インバランス制度が取引所価格連動となる現行制度下においては、取引所価格の高騰と余剰インバランス量に相関関係が見られる場合には、スポット市場へ電力を供出しないことで取引所価格を高騰させ、余剰インバランスで利益を得ることを目的とした行為が存在する可能性もあるため、これらについて特定日をサンプルとした分析・検証を行った。

第20回制度設計専門会合（平成29年7月28日）資料より図表を抜粋

相対的にエリアプライスが高値かつα速報値が低く推移しているコマの例

年月日	コマ	売り入札量 (kWh)	買い入札量 (kWh)	約定総量 (kWh)	北海道 (円/kWh)	東北 (円/kWh)	東京 (円/kWh)	中部 (円/kWh)	北陸 (円/kWh)	関西 (円/kWh)	中国 (円/kWh)	四国 (円/kWh)	九州 (円/kWh)	α速報値
2017/7/11	13:00-13:30	4,224,500	7,884,000	2,869,500	25.00	25.00	25.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	17.00	0.55
2017/7/11	13:30-14:00	3,855,500	8,128,000	3,100,500	23.00	23.00	23.00	21.76	21.76	21.76	21.76	21.76	11.64	0.53
2017/7/11	14:00-14:30	3,544,500	8,121,000	2,789,500	25.00	25.00	25.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	0.51
2017/7/13	13:30-14:00	3,627,000	8,640,500	2,755,000	30.00	30.00	30.00	20.01	20.01	20.01	20.01	20.01	13.50	0.50
2017/7/13	14:00-14:30	3,891,000	8,698,500	2,873,000	30.00	30.00	30.00	20.01	20.01	20.01	20.01	20.01	10.92	0.54
2017/7/13	14:30-15:00	3,739,000	8,719,500	2,849,500	30.00	30.00	30.00	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	10.49	0.50
2017/7/13	15:00-15:30	3,679,500	8,572,500	2,775,000	30.00	30.00	30.00	20.01	20.01	20.01	20.01	20.01	10.49	0.56
2017/7/14	13:30-14:00	3,661,500	8,741,000	2,793,500	35.00	35.00	35.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	0.48
2017/7/14	15:00-15:30	3,452,500	8,711,000	2,752,500	39.00	39.00	39.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	13.50	0.64
2017/7/14	18:30-19:00	3,105,500	6,782,500	2,040,500	29.00	29.00	29.00	20.01	20.01	20.01	20.01	20.01	20.01	0.62
2017/7/18	14:30-15:00	4,116,500	8,706,500	3,422,500	30.00	30.00	30.00	20.01	20.01	20.01	20.01	20.01	20.01	0.57
2017/7/18	15:00-15:30	3,860,000	8,546,500	3,166,000	25.50	25.50	25.50	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	0.55
2017/7/18	15:30-16:00	3,764,000	8,549,000	3,073,000	27.00	27.00	27.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	0.48
2017/7/19	14:00-14:30	3,744,000	8,781,000	3,058,000	45.81	45.81	45.81	20.14	20.14	20.14	20.14	20.14	20.14	0.38
2017/7/19	14:30-15:00	3,668,500	8,771,500	2,982,500	45.81	45.81	45.81	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	0.44
2017/7/19	15:00-15:30	3,444,000	8,597,500	2,758,000	45.81	45.81	45.81	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	0.46
2017/7/19	15:30-16:00	3,314,000	8,613,500	2,626,500	45.81	45.81	45.81	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	0.52

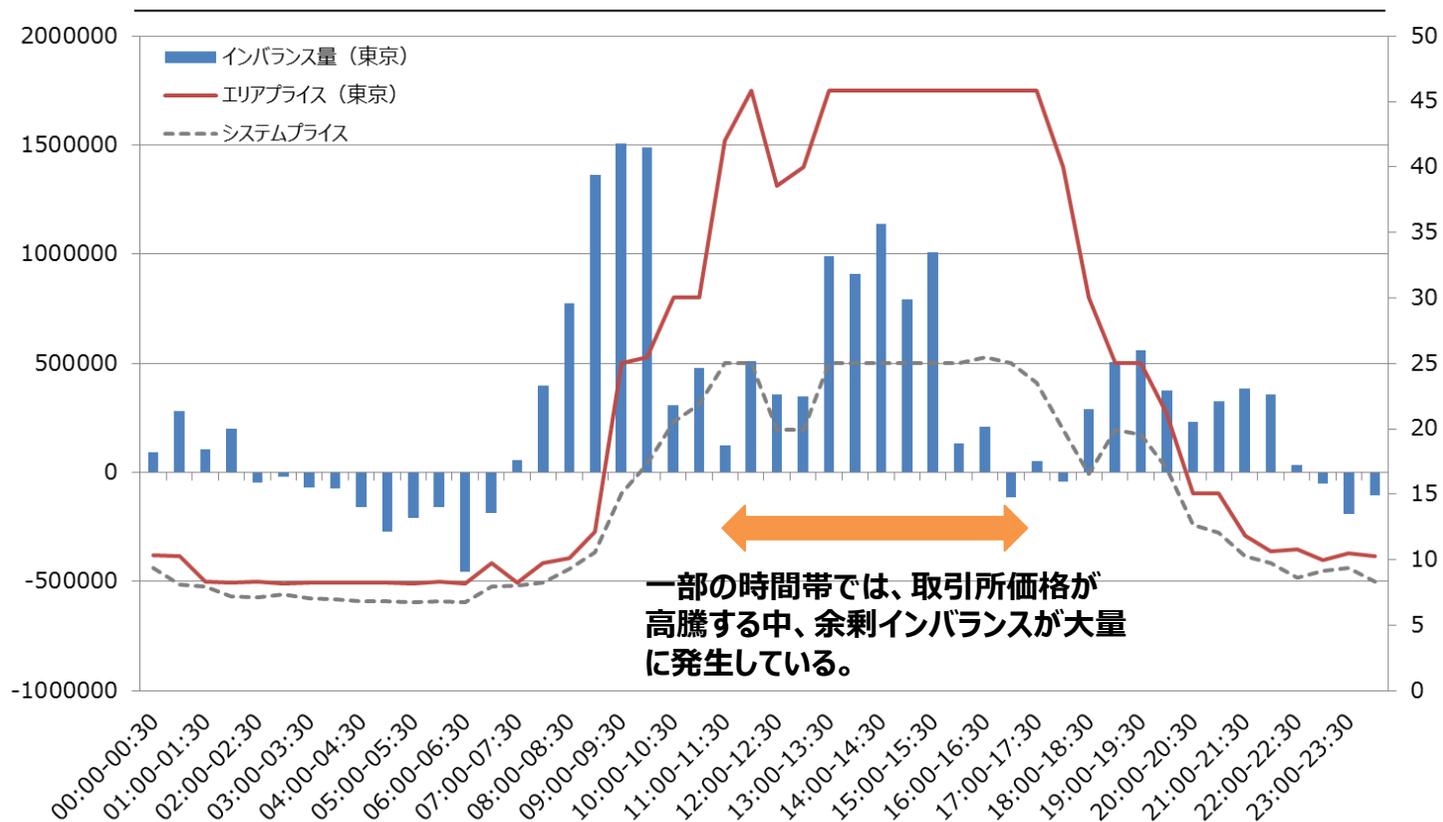
東京エリアにおける取引所価格とインバンス量（平成29年7月19日）

- 平成29年7月19日の東京エリアプライス*は、11時半及び13時～17時半のコマにおいて45.81円となった一方、同時間帯には東京エリアで多くの余剰インバンスが発生している。

*東京エリアプライスについては、FC連系線は分断しているが、北本連系線は分断していないため、北海道、東北、東京は同一価格であった。

- このため、同日を対象に、①取引所価格が高騰した要因、②余剰インバンスが発生した原因、③取引所価格と余剰インバンスの関係の3点に分けて分析・検証を行うこととする。

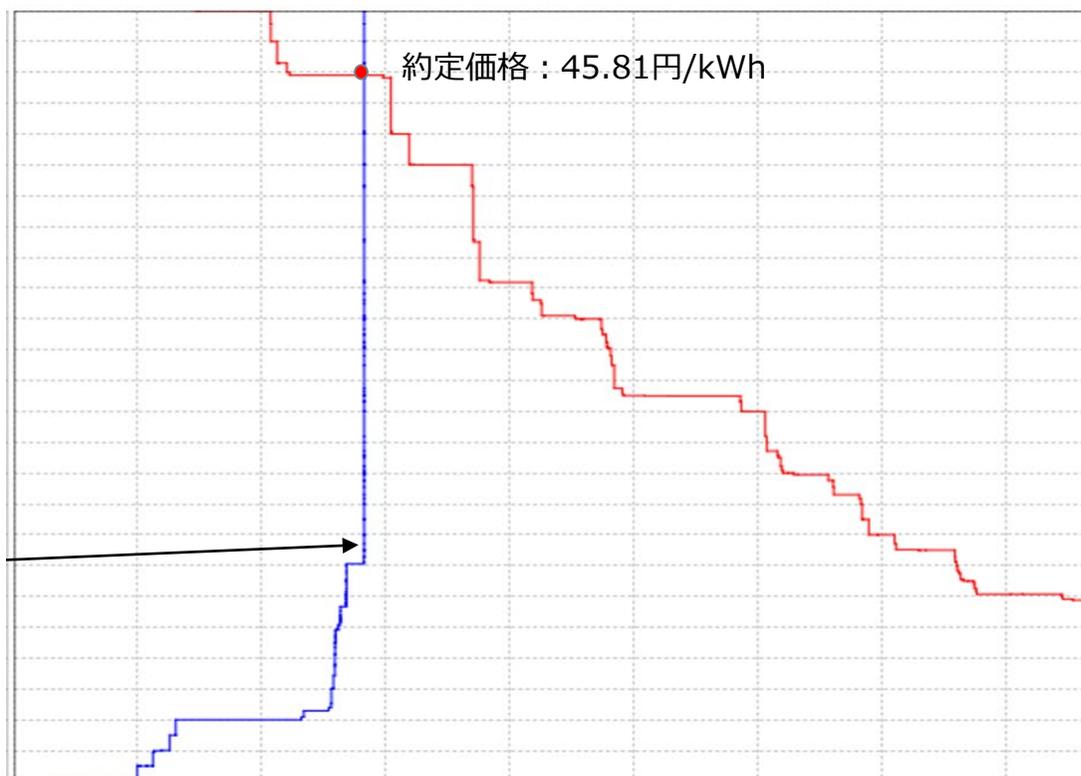
東京エリアのエリアプライスとインバンス量（平成29年7月19日）



検証1:①取引所価格の高騰要因

- 一般に、スポット市場で価格上昇が発生する原因としては、①売り入札価格が原因となる場合と②買い入札価格が原因となる場合の2通りが考えられるが、今回の事象は、①売り入札量が不足した結果、高い買い入札価格で約定したことが原因と考えられる。
- 売り入札量が不足した原因については、旧一般電気事業者の売り惜しみ、天候予測の変化、停止電源の急増など様々な要因が考えられることから、これらについて具体的に分析を行うこととする。

平成29年7月19日の15時半～16時の東日本の売買入札曲線（スポット市場）



◆ 売りダマ切れの発生

同時時間帯において、45.81円/kWhの値段が付いたのは、売り入札価格の価格が高いことが原因ではなく、売り入札量が少ないため、高値の買い入札が契機となって価格が高騰したと考えられる。

検証1:①取引所価格の高騰要因

- スポット市場における売り入札量が不足した原因としては、①急激な天候予測の変化（前々日からの気温上昇等）、②旧一般電気事業者等による出し惜しみ、③計画外停止等による停止発電設備の増加などが考えられるところ、これらの仮説について具体的に検証を行った。詳細は下記の通り。

仮説

検証結果

仮説①

急激な天候予測の変化*
(前々日から前日までの気温
上昇や日照時間の変化による
太陽光発電量の変化等)

- 7月19日の太陽光発電量が予想値と大幅に乖離していたかどうか確認するため、太陽光発電の発電量を予想する2日前の天気予報と実際の天気とを比較し検証を行ったところ、北海道エリア及び東北エリアでは7月17日の天気予報に比べ、7月19日の天気は概ね晴れ方向に推移しており、売り入札量が実際の発電量と比較して少なくなっていた可能性がある。他方、東京エリアでは予報が的中しており予想値と大幅な乖離は無かったものと考えられる。
- このことから、天気予報のズレが入札量に与えた影響は否定できないものの、天候予測の変化は軽微であり、売り入札量の減少の主な要因となっているとまでは考えにくい。

* 太陽光のFIT特例①については、一般送配電事業者が前々日に予測した太陽光発電量を供給力として計上しており、以降の見直しは実施していないため、前々日から前日までに気象予想が変化しても計上する太陽光発電量に変化はなく、売り入札量には影響を与えない。例えば、曇り予想から晴れに変わった場合、増加する太陽光の発電量は計上されないが、天候の変更に伴い気温等も上昇した場合には需要が増加するため、買い入札量の増加に対応することができなくなる可能性がある。

(参考) 平成29年7月17日と19日の気象変化

	17日時点の気象予報		当日(19日)の気象実績		
	天気	最高気温℃	天気	最高気温℃	日照 h
札幌	曇	25	晴時々曇	25.5	6.7
仙台	曇	28	晴	26.9	9.4
東京	曇のち晴	32	晴時々曇	31.1	6.6

検証1:①取引所価格の高騰要因

- これらの仮説とその検証結果を踏まえると、平成29年7月19日の価格高騰要因は、東北電力及び東京電力の発電設備の計画外停止が主な原因と考えられる。
- 今後は、各社で取組を進めている予備力や入札制約の削減に加え、計画停止電源等の相対取引や先渡市場等を通じた活用、夏季重負荷期における計画停止の最大限の抑制等の対応が考えられるため、引き続き、電気事業者及び関係部署と協議を行っていく必要がある。

仮説

検証結果

仮説②
旧一般電気事業者等
による出し惜しみ

- 平成29年7月19日における北海道電力、東北電力、東電EPについて、コマ毎に供給力、自社需要、入札制約の確認を行ったところ、価格が高騰したコマにおいて、北海道電力、東北電力、東電EPは、当該時間帯の余剰が存在しない又は余剰の全量を市場へ投入していることが確認できている。
- このため、意図的な出し惜しみが行われたとまでは直ちに考えにくい。

仮説③
計画外停止等による
停止発電設備の増加

- 平成29年7月19日における計画停止数は昨年度と比較して大きな変化は無かった。
- 他方、計画外停止については、東北電力と東京電力が保有する発電所で複数個所が発生していることが判明した。仮に、これらの計画外停止機の発電容量を、7月19日のJEPXの入札曲線にあてはめると、計画外停止した東北電力の133万kWと東電EPの160万kWが停止していなければ、東日本のエリアプライスは25円/kWh程度となっていたことが分かる。
- このため、7月19日に重なった計画外停止電源の価格上昇への寄与度は非常に大きなものがあつたと想定される。

検証2：②余剰インバランスが発生する要因（東京エリアの場合）

- 現状では、スマートメーターが全地点に設置されていないこともあり、旧一般電気事業者の需要は、暫定的な方法（エリア発電量－新電力その他の事業者需要＝旧一般電気事業者の需要）で算定されている。
- 旧一般電気事業者のインバランスは、新電力の不足インバランスの影響を受けかねず、新電力が不足インバランスを発生させた場合、旧一般電気事業者側に不可抗力による余剰インバランスが発生する可能性がある。このため、今後、関連する他制度を含め、インバランスの正確性向上に向けた対応が求められる。

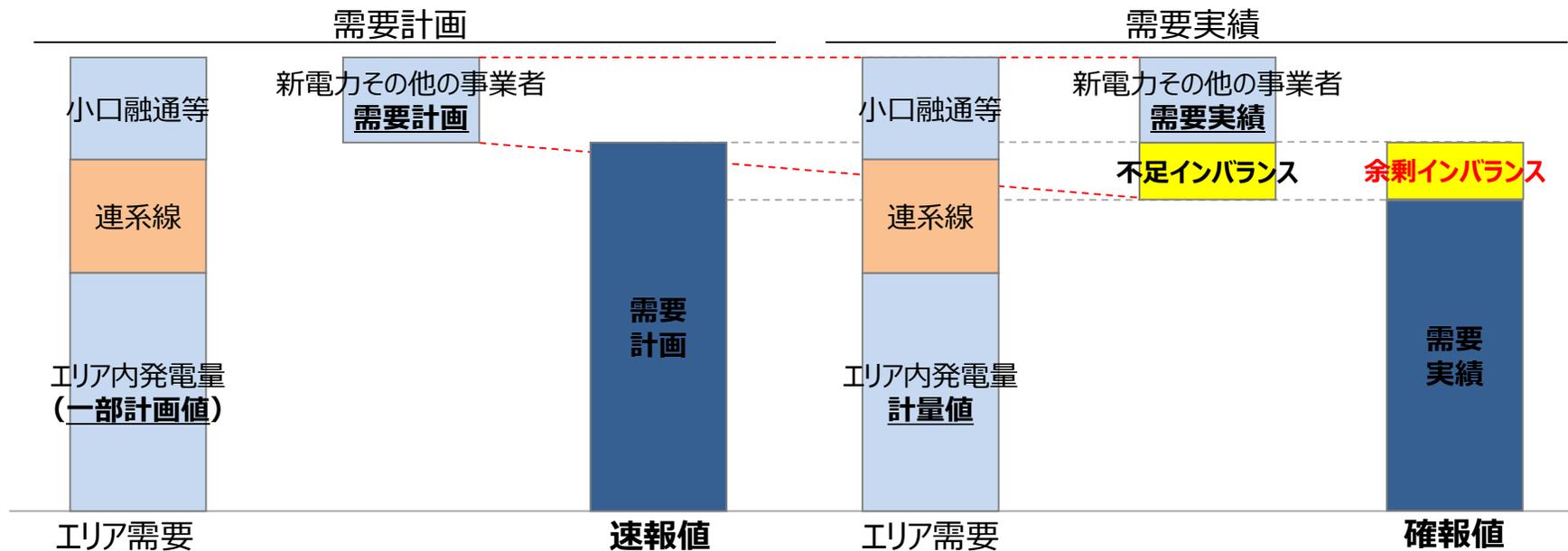
① 速報値（中央給電指令所）

旧一般電気事業者の需要＝エリア内発電量±連系線±小口融通等－（新電力その他の事業者の需要計画）

② 確報値（ネットワークサービスセンター）

旧一般電気事業者の需要＝エリア内発電量（計量値）±連系線±小口融通等－（新電力その他の事業者の需要実績）

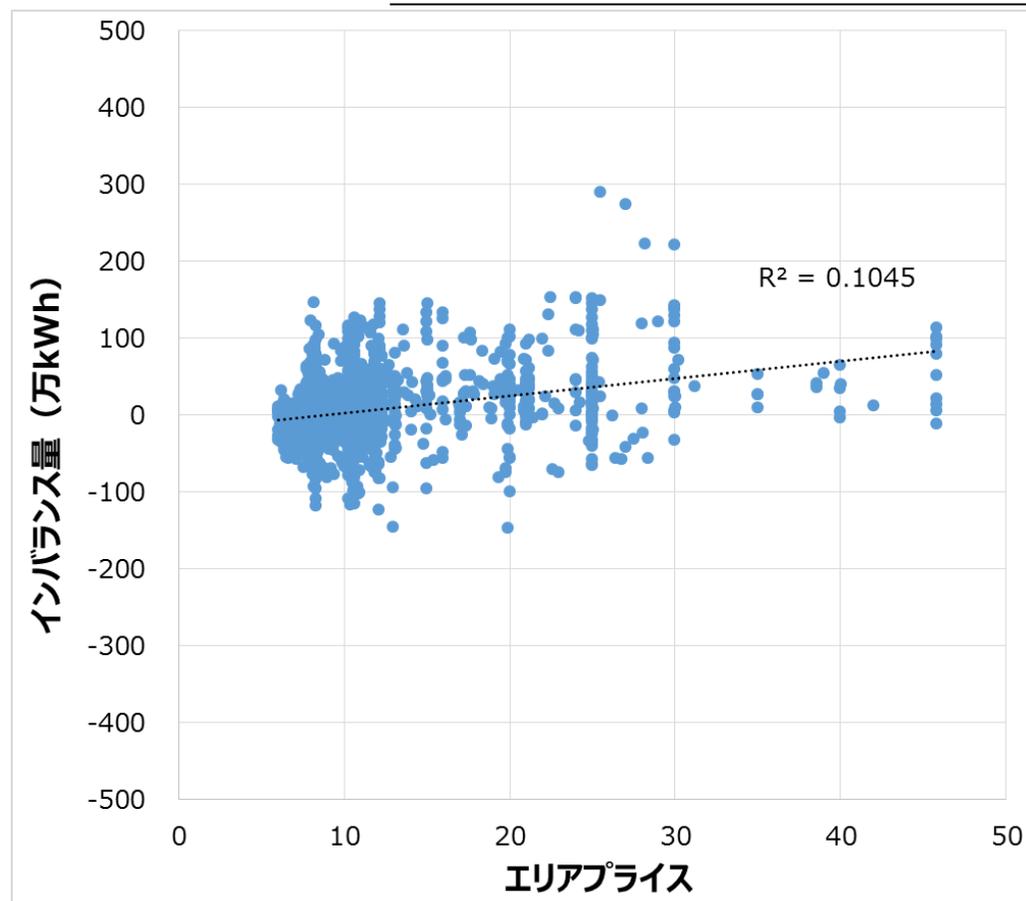
これにより、①速報値において、新電力が不足インバランスとなった場合、①速報値については、旧一般電気事業者の需要実績が新電力その他の事業者の不足インバランス分だけ増加することになる。他方、②確報値では、新電力の需要実績が計量値となり増加するため、旧一般電気事業者の需要実績が減少する。



検証3：③取引所価格とインバランスの相関関係

- 取引所価格が比較的高い平成29年7月の東京エリアのエリアプライスとインバランスの相関関係を確認したところ、両者に明確な相関関係は見られなかった。
- ただし、年間を通してみると、エリアプライスとインバランスの相関関係には一定の傾向も見られるため、今後も個社の個別の行動を含めた検証が必要と考えている。

東京エリアの取引所価とインバランスの関係(左図は平成29年7月のもの)



期間	相関関係	決定係数
2016年4月	0.150	0.023
2016年5月	0.301	0.090
2016年6月	0.467	0.218
2016年7月	0.469	0.220
2016年8月	0.440	0.193
2016年9月	0.413	0.171
2016年10月	0.277	0.077
2016年11月	-0.113	0.013
2016年12月	0.053	0.003
2017年1月	0.105	0.011
2017年2月	0.144	0.021
2017年3月	0.271	0.073
2017年4月	0.084	0.007
2017年5月	0.122	0.015
2017年6月	0.275	0.076
2017年7月	0.323	0.105
2017年8月	0.068	0.005
2017年9月	0.124	0.015

(参考) インバランス制度の見直し

- 資源エネルギー庁において、インバランス制度が見直されており、平成29年10月より、新方式でインバランス精算単価が計算されている。また、需給調整市場の整備の中で、インバランス制度の見直しが予定されている。

第24回制度設計専門会合（平成29年11月28日）資料より一部抜粋

インバランス精算単価 = スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値 × α + β

<2016年4月~2017年9月>

α：系統全体の需給状況に応じた調整項

β：各地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

(β = 当該地域の年平均の需給調整コスト - 全国の年平均の需給調整コスト)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2016年度	-0.25	-0.29	2.63	1.75	-3.90	1.84	-0.60	-1.76	1.54	-0.97
2017年度	0.23	-0.31	1.22	0.62	-1.97	0.52	-0.05	-0.90	0.19	0.41

<2017年10月~>

α：変動幅を制限する激変緩和措置の程度を軽減

(算定に用いる入札曲線の両端除外幅を20%から3%に変更)

β：地域ごとの市場価格差を反映する調整項に変更

(β = 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)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2017年10月	3.91	0.00	0.00	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.52	0.00

平成29年7月19日の事象のまとめと今後の対応について

- ここまで平成29年7月19日の事象を、①取引所価格が高騰した要因、②余剰インバランスが発生した原因、③取引所価格と余剰インバランスの関係に分解して検証を行ってきたが、①～③の検証結果と今後の方針は下記のとおり。電取委としては、今後、引き続き市場監視を適切に行っていく。なお、本分析は、平成29年7月19日の事象が対象であり、一般化できるものではない。

【①エリアプライスの高騰】

- まず、①エリアプライスの高騰については、一般に、価格高騰には様々な要因が考えられるため、原因を一つに特定することは難しいが、平成29年7月19日は気温が比較的高かったことに加え、同日周辺に複数の大規模な発電所がエリア内で計画外停止に陥ったこともエリアプライスの高騰に影響していると考えられる。
- なお、市場全体を見渡すと、価格高騰時にもバランス停止等を理由に発電所が停止している事実も見られるため、今後はスポット市場の約定判定を確認してからでは稼働が間に合わない電源などについて、先渡市場などの活用も含め、市場に存在する発電設備が効率的に活用される制度設計が重要と考えられる。

【②余剰インバランスの発生】

- 次に、②余剰インバランスについては、現行制度の下では、旧一般電気事業者は、ゲートクローズ数コマ前の需要実績想定値を使用して予測するため、計画値と実需要との間に一定のズレが発生することはやむを得ない部分も存在する。ただし、一般的には、計画値を過剰に見積もる行為は、市場へのタマ出し量の抑制等に繋がる可能性もあるため、今後、旧一般電気事業者の行動計画の確認等を通じて定期的に事業者のインバランス量をモニタリングすることとしてはどうか。

【③取引所価格と余剰インバランスの関係】

- 最後に、③取引所価格と余剰インバランスの相関関係については、平成29年7月断面では明確な相関関係が見られなかったが、今後も事業者の作為的な行為が存在しないかを確認するため、継続的に検証が必要と考えられる。
- また、インバランス制度については、需給調整市場の整備とともに制度検討が進められているが、インバランス価格が需給状況を反映し、より計画遵守インセンティブが働くような制度設計が期待される。