

# 適正な市場メカニズムと需給確保の在り 方について

2019年8月29日

資源エネルギー庁

# 本日御議論いただきたいこと

- 一般的な財物と異なり、容易に貯蔵できない電力の瞬時の需給バランスを確保するための仕組みとして、2016年4月の小売全面自由化を機に、従来の実同時同量制度に代わり、計画値同時同量制度が導入された。
- 計画値同時同量制度の下では、発電事業者や小売事業者が実需給1時間前（ゲートクローズ時点）に提出する計画と実際の発電・需要実績との差分（インバランス）は、一般送配電事業者が調整力電源を用いて調整されている。
- 他方、現状の市場には様々な課題があり、それぞれ課題の解決に向け議論を進めてきたところ、本日は、課題とその解決に向けた議論の状況を改めて課題を俯瞰し、今後更に検討を進めるべき課題と方向性について御議論いただきたい。

## 【小売前面自由化後の主な課題】

- 市場参加者に対して適切なインセンティブが働かず、インバランスを発生する方が利益となる場合がある。
- FIT特例①では、実需給断面で大きなインバランスが発生する可能性が非常に高く、インバランス削減インセンティブが十分に働いていない。
- 卸電力市場の市場停止・再開基準や市場停止時のインバランス精算ルールが未整備。

## 【これまでの主な議論】

- 2019年4月より、定数項K,Lによる補正を実施。
- 2021年度以降（需給調整市場開設後）のインバランス料金制度の在り方を検討中。
- FIT特例①の通知時間を、前々日16時に加えて、前日6時にも行うこととした。
- 北海道胆振東部地震の教訓を踏まえ、卸電力市場の市場停止・再開基準や市場停止時のインバランス精算ルールの在り方について議論中。

## 1 - 1 . 適正な需給メカニズムを働かせるためのインバランス料金制度の在り方（短期対応）

- 市場参加者に対し、インバランス料金によって需給一致を促すインセンティブが十分に働かない場合があることに鑑み、短期的な取組として、不足インバランスを発生させた事業者に対するインバランス料金を高くし、余剰インバランスを発生させた事業者に対するインバランス料金を低くするよう、2019年4月からインセンティブ定数（K,L）が導入された。
- 2019年4月～9月のインセンティブ定数の値は、前年度同期（2018年4月～9月）のインバランス実績をもとに、インセンティブ強度に応じた水準と一般送配電事業者のインバランス収支改善効果の試算を行った上で、以下の3つの観点から検討した結果、不足側のインセンティブを90%、余剰側のインセンティブを90%とする水準に設定された。
  - ① 逆インセンティブの発生の抑制により、不足／余剰とも、一定のBGの行動を変化を促すことが期待できる水準であること
  - ② 一方で、定数の加減算という簡便な補正手段を採用することにかんがみ、不足／余剰とも、過度に大きなインバランス料金の変動を及ぼさないこと（スモールスタート）
  - ③ 一般送配電事業者のインバランス収支が概ね均衡することが期待できること

## K, L設定の具体的方法について① (K, Lによるインセンティブの強度)

- 2018年4月～2018年9月のインバランス実績をもとにした、各エリアにおけるインセンティブ強度に応じた定数の値は以下のとおり。

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
不足側	現行のインセンティブがある コマ率		64%	77%	77%	78%	77%	77%	77%	77%	75%	99%	
	インセンティブ コマ率の上昇に 応じたKの値の 変化 (円/kWh)	100%	18.77	20.23	20.22	47.85	47.85	47.85	47.85	47.85	20.99	0.14	
		90%	2.98	0.59	0.64	0.27	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.43	0.00
		80%	1.24	0.03	0.04	0.03	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.14	0.00
		70%	0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
余剰側	現行のインセンティブがある コマ率		63%	81%	81%	74%	74%	74%	74%	74%	72%	92%	
	インセンティブ コマ率の上昇に 応じたLの値の 変化 (円/kWh)	100%	31.65	21.63	21.64	17.43	17.43	17.43	17.43	17.43	17.43	22.66	1.88
		90%	1.49	0.20	0.17	0.68	0.68	0.69	0.68	0.68	0.68	0.83	0.00
		80%	0.77	0.00	0.00	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.31	0.00

※北海道エリアについては、「平成30年北海道胆振東部地震」の影響により、インバランス料金の特例措置により精算を行った期間の実績を除く。

## K, L設定の具体的方法について② (K, Lによる収支改善効果)

- 2018年4月～2018年9月のインバランス実績をもとにした、インセンティブ強度に応じた一般送配電事業者の収支試算効果は以下のとおり。

定数設定後のインバランス収支（全エリア合計）試算結果（2018.4～2018.9※）【単位：百万円】

※北海道エリアについては「平成30年胆振東部地震」の影響により、インバランス料金の特例措置を行った2018年9月の収支実績は除いている。

		余剰		
		100%	90%	80%
不足	100%	828,093	612,781	604,512
	90%	230,401	15,089	6,820
	80%	221,826	6,514	-1,755
	70%	219,965	4,652	-3,617

(参考) 2017年10月～2018年3月の実績を用いた収支試算【単位：百万円】

		余剰		
		100%	90%	80%
不足	100%	383,016	269,459	263,445
	90%	133,276	19,719	13,705
	80%	116,702	3,146	-2,868
	70%	112,007	-1,550	-7,563

## (参考)

### K, L設定の具体的方法について③ (インセンティブ定数の決定)

- 17～18頁に提示したインセンティブ強度と収支改善効果をもとに、15頁に示した3つの観点からインセンティブ定数を検討する。
- まず、観点①(一定の行動を促すインセンティブを付与すること)より、不足側・余剰側ともにインセンティブは90%以上とすることが適当。
- 次に、観点②(過度に大きなインバランス料金の変動を及ぼさないこと)より、余剰側・不足側ともにインセンティブ強度を100%とすることは適当ではない。
- 最後に、観点③(一般送配電事業者のインバランス収支が概ね均衡すること)より、不足側及び余剰側のインセンティブを90%とすると、一般送配電事業者全体の収支試算は151億円となること、①2017年度の一般送配電事業者のインバランス収支が既に約274億円の赤字となっていること及び、②インバランスの補正に伴う収支への二次効果がプラスにもマイナスにも働き得ることを踏まえれば、収支の観点からも一定の合理性があると考えられる。
- したがって、10頁に示した、一定量以上のインバランス収支を系統利用者へ適切に利益還元を行う仕組みを検討することを前提として、不足側のインセンティブを90%、余剰側のインセンティブを90%とすることとしてはどうか。

# 1-2. 適正な需給メカニズムを働かせるためのインバランス料金制度の在り方（短期対応）

- K,Lの導入により、2019年4月～6月における適切なインセンティブが働くインバランス料金となったコマの割合は、下記のとおりとなった。  
※2019年4月～6月のインバランス収支については現在算定中。
- K,Lについては半年ごとにフォローアップを行うこととしていたところ、現時点ではまだ3か月分のデータしか得られておらず、また、K,Lが一般送配電事業者の収支に与える影響も評価できないことから、インセンティブ定数の設定方法の妥当性を現時点で評価することは困難であるため、10月以降も引き続き、現状のK,Lの補正を継続することとし、半年程度のデータが揃った段階で定数の決定方法を見直すこととしてはどうか。

## <適切なインセンティブが働くインバランス料金となったコマの割合（2019年4月～6月実績）>

### ①系統不足のとき

	全国	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
Kによる補正後	81%	81%	77%	78%	81%	82%	82%	82%	82%	85%	100%
	+8%	+26%	+15%	+16%	+7%	+6%	+6%	+6%	+6%	+10%	+0%
仮にKによる補正を行わなかった場合	73%	55%	62%	62%	74%	76%	76%	76%	76%	75%	100%

### ②系統余剰のとき

	全国	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
Lによる補正後	86%	94%	75%	74%	88%	89%	89%	89%	89%	90%	89%
	+16%	+33%	+10%	+9%	+19%	+19%	+19%	+19%	+19%	+20%	+0%
仮にLによる補正を行わなかった場合	70%	61%	65%	65%	69%	70%	70%	70%	70%	70%	89%

（参考）2019年4月から適用されている各エリアのK,Lの値

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
K	2.98	0.59	0.64	0.27	0.28	0.28	0.28	0.28	0.43	0
L	1.49	0.20	0.17	0.68	0.68	0.69	0.68	0.68	0.83	0

# 1-3. 適正な需給メカニズムを働かせるためのインバランス料金制度の在り方（短期対応）

- なお、2018年10月～2019年3月のインバランス実績をもとにした、インセンティブ強度に応じた一般送配電事業者の収支試算効果は以下のとおり。

<2018年10月～2019年3月の実績を用いた収支試算【単位：百万円】>

		余剰		
		100%	90%	80%
不足	100%	135,906	93,161	86,604
	90%	66,900	24,155	17,598
	80%	56,317	13,572	7,015
	70%	48,929	6,183	-271

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
不足側	現行のインセンティブがあるコマ率	57%	73%	73%	70%	70%	70%	70%	70%	71%	100%	
	インセンティブコマ率の上昇に応じたKの値の変化 (円/kWh)	100%	30.71	6.64	6.52	2.41	2.43	2.43	2.43	2.43	2.44	0.03
		90%	10.36	0.68	0.65	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.66	0.00
		80%	5.59	0.25	0.24	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.27	0.00
		70%	2.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
余剰側	現行のインセンティブがあるコマ率	58%	70%	70%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	89%	
	インセンティブコマ率の上昇に応じたLの値の変化 (円/kWh)	100%	4.94	1.82	1.75	3.26	3.26	3.26	3.26	5.18	4.80	0.10
		90%	1.84	0.56	0.56	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.65	0.00
		80%	1.23	0.27	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.29	0.00

# 1-4. 適正な需給メカニズムを働かせるためのインバランス料金制度の在り方（短期対応）

- また、仮に2018年10月～2019年3月に現行のK,Lの値を適用した場合に、インセンティブが適切に働いたコマの割合は以下のとおり。
- これらを2018年4月～9月のK,Lの値を決定した際の観点と比較すると、観点①（一定の行動を促すインセンティブを付与すること）からは、不足側・余剰側共に90%に及ばないエリアが存在する。他方、観点③（一般送配電事業者のインバランス収支が概ね均衡すること）からは、仮に不足側・余剰側のインセンティブを90%とすると一般送配電事業者全体の収支試算は半年で約242億円となるところ、2018年度の一般送配電事業者のインバランス収支実績が約145億円の赤字であったことと比較し、黒字の方が大きくなることが見込まれる。
- したがって、先述のとおり、現時点ではK,L導入後の十分なデータが入手できていないことも踏まえ、10月以降も現状のK,Lによる補正を継続し、半年程度のデータが揃った段階で定数の決定方法を見直すこととしてはどうか。

## <現在のインセンティブ定数を継続した場合に適切なインセンティブが働くコマの割合の見通し>

### ① 系統不足のとき

※2018年10月～2019年3月の実績をもとに試算

	全国	地域									
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
Kによる補正後	83%	70%	88%	90%	79%	79%	79%	79%	79%	85%	100%
	<b>+11%</b>	<b>+17%</b>	<b>+15%</b>	<b>+17%</b>	<b>+9%</b>	<b>+9%</b>	<b>+9%</b>	<b>+9%</b>	<b>+9%</b>	<b>+14%</b>	<b>+0%</b>
仮にKによる補正を行わなかった場合	72%	57%	73%	73%	70%	70%	70%	70%	70%	71%	100%

### ② 系統余剰のとき

	全国	地域									
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
Lによる補正後	87%	85%	77%	76%	90%	90%	90%	90%	90%	92%	89%
	<b>+15%</b>	<b>+27%</b>	<b>+7%</b>	<b>+7%</b>	<b>+18%</b>	<b>+18%</b>	<b>+18%</b>	<b>+18%</b>	<b>+18%</b>	<b>+20%</b>	<b>+0%</b>
仮にLによる補正を行わなかった場合	72%	58%	70%	69%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	89%

## 2. 適正な需給メカニズムを働かせるためのインバランス料金制度の在り方（中長期対応）

- 需給調整市場が開設される2021年度以降の中長期対応については、本小委員会において方向性を検討し、需給調整市場の取引価格を参照する（一定の場合には卸電力取引価格を参照して算定する）こととした。
- 詳細な制度設計については、電力広域的運営推進機関の協力を得つつ、電力・ガス取引監視等委員会において検討いただき、前回の本小委員会で御報告いただいたところ。
- 需給ひっ迫時におけるインバランス料金など、更なる詳細について、引き続き、電力・ガス取引監視等委員会において、資源エネルギー庁及び電力広域的運営推進機関の協力を得つつ検討を深めることとしてはどうか。

### 需給調整市場開設後のインバランス料金制度の基本設計の方向性

系統不足時	不足 B G	余剰 B G	系統余剰時	不足 B G	余剰 B G
$P > V 1$	P	V 1	$P > V 2$	V 2	V 2
$P < V 1$	V 1	V 1	$P < V 2$	V 2	P

- ・ P : 卸市場価格を参照した価格
- ・ V 1 / V 2 : 上げ調整力コスト / 下げ調整力コスト

#### 【電力・ガス取引監視等委員会において詳細に御検討いただいた点】

- ・卸電力市場価格及び調整力コストの具体的な参照方法
- ・系統の不足 / 余剰の判定方法
- ・需給ひっ迫時におけるインバランス料金の考え方
- ・インバランス料金に係るタイムリーな情報公表の在り方

### 3. 再生可能エネルギー由来のインバランスの削減に向けた取組

- 現行のFITインバランス特例①（特に太陽光・風力）では、前々日の気象予報等に基づき送配電事業者が予測した計画値が前々日の16時にBGに通知され、BGはそれに基づいて計画を作成するため、実需給断面で大きなインバランスが発生する可能性が非常に高いが、当該インバランスに係るリスクは全て一般送配電事業者が負っている。

#### 【短期的な取組】

- FITインバランス特例①に起因するインバランスの削減に向けた短期的な取組として、発電予測量の通知時間の見直しを検討し、BG及び一般送配電事業者の実務への影響も考慮した上で、前々日16時に一度通知をした後に、前日6時に再通知を行う運用へと見直しを行うこととした。
- 上記運用の開始時期は、システム改修等に要する期間を踏まえて詳細に検討していくこととされていたところ、事業者の準備に要する期間を考慮し、2020年4月から運用の見直しを行うこととしたい。

#### 【中長期的な取組】

- 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においては、FIT制度の抜本見直しに当たり、競争力ある電源への成長が見込まれる電源の新規認定案件について、再エネ事業者自らが電力市場を通じて電気を販売し、他の発電事業者と同様に、インバランスの調整や市場の電力価格、系統負荷等を意識した投資・発電を促していくことが方向性として掲げられている。
- 上記のFIT制度の抜本見直しに係る議論も踏まえ、再エネ事業者の自立化を見据えれば、中長期的には、市場全体における調整コストの抑制に向けて、太陽光予測誤差の削減に向けた取組、再エネ事業者自身が自ら需給調整を行うことができる仕組み作り等が必要ではないか。
- 併せて、太陽光予測誤差の大外しを減らすため、気象予測精度向上に向けた技術的検討についても進めていく。また、電力広域的運営推進機関において、一般送配電事業者による再エネ予測の精度向上に係る取組について確認し、好事例の展開・共有化に努めていただく。

## 4. 多様な調達手段の確保（市場環境に合わせた時間前市場の機能強化）

- 時間前市場は、発電・小売事業者が前日正午に翌日計画を電力広域的運営推進機関に提出した後、前日17時から実需給1時間前（ゲートクローズ）までの間に、需給を極力一致させるために最終的な需給調整を行う場として位置付けられている。
- 時間前市場における取引ニーズは、翌日計画における小売側の需要計画と調達計画（確保済み分）との差に加え、前日正午に翌日計画を電力広域的運営推進機関に提出した後に発生する小売側の需要計画と発電側の発電計画からの変動誤差がその源泉となると考えられる。なお、FIT対象の太陽光発電等の再生可能エネルギーの予測誤差については、FITインバランスとして、小売事業者に需給調整の必要がない特例として扱われており、調整力で対応されている。
- 今後、インバランス料金制度の見直しにより、需給一致を促すインセンティブがより働くようになると、インバランス精算でなく、時間前市場でゲートクローズまでの需給調整を行うインセンティブが増すことが想定される。また、再エネ事業者の自立化を見据えると、再エネの発電計画は直前まで変動するところ、スポット市場締切後、変動誤差を調整する場として、時間前市場の活用ニーズが増すことも想定される。
- こうした制度の見直しや市場環境の変化を踏まえ、時間前市場を通じた需給調整機能の強化が必要と考えられる。電力・ガス取引監視等委員会において、電力広域的運営推進機関の協力を得つつ、時間前市場の在り方について検討が行われているところ、これと連携しつつ、時間前市場の在り方について検討を進めていく。

## 5. 多様な調達手段の確保（電力先物取引）

- 市場参加者が市場メカニズムを適切に活用できるようにするためには、市場を通じた多様な調達手段の確保が必要である。
- 2019年3月に、東京商品取引所（TOCOM）より電力先物取引の試験上場申請がなされ、8月9日付で認可され、9月17日に直近15限月の電力先物商品が取引開始予定である。
- また、TOCOMに加えて欧州エネルギー取引所（EEX）も日本における電力先物取引への参入を進めており、EEXは2020年前半より、日本の電力デリバティブ取引の清算サービスを開始予定であることを表明している。

※EEXホームページ（<https://www.eex.com/en/about/newsroom/news-detail/eex-group-to-launch-clearing-services-for-japanese-power-derivatives-in-2020-/98662>）参照

- 今後、市場参加者ニーズを踏まえた先物市場の形成が期待される。

## 6. 多様な調達手段の確保（市場の整備）

- 電力先物取引の精算に当たっては、日本卸電力取引所における現物取引価格が重要な指標となることから、北海道胆振東部地震が発生した際のように、卸電力取引市場が停止した場合、電力先物取引の精算にも影響が及ぶ。
- 上記を鑑みれば、電力先物取引の適正な発展を促す観点からも、卸電力取引市場の停止・再開基準及び市場停止中のインバランス料金について、事前のルール化が必要と考えられる。したがって、災害時等の緊急時における市場運用とインバランス料金の在り方に関する検討は、電力先物取引の促進の観点からも、検討を進めていく。  
※市場停止期間においては、インバランス料金が先物取引のインデックスとして利用されうると考えられる。
- インバランス料金の基本的な考え方としては、①一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収できるものであること、②系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること、③インバランス料金が、実需給の電気の価値を表していることが必要であると整理を行ってきたところ、この観点からは、市場停止時のインバランス料金についても、その時点での電気の価値を反映したインバランス料金となることが望ましい。
- また、2021年度以降のインバランス料金制度の詳細については、資源エネルギー庁及び電力広域的運営推進機関の協力を得つつ、電力・ガス取引監視等委員会において制度設計が行われているところ、これとの整合性についても留意が必要。
- 以上の観点を踏まえ、卸電力市場の停止・再開基準の在り方及び市場停止時のインバランス料金について、引き続き検討していく。

# (参考)

## 【論点1】市場停止・再開の考え方について

- 災害等により特定エリアで全域停電している場合においては、売り入札・買い入札が行われ、約定したとしても、実際の電気の受渡しはできない。このように、市場において電気を受け渡せない場合には、市場を開場することは合理的ではないと考えられるのではないかと。ただし、こうした場合のインバランス精算については、予めルール化が必要と考えられる。(⇒論点2)
- また、全域停電からの再開直後など、実際の電気の受渡しができるようになったものの、需要に対して供給力が継続的に不足している、又は不足し得る事象が生じた際に、仮に市場を開場すると、以下のような課題や効果が考えられる。これらも踏まえ、供給力が継続的に不足し得る場合の市場の停止・再開をどのように考えるか。

### <課題>

- ✓ 需要に対して供給力が継続的に不足し得る状況では、その際のインバランス料金が市場価格の決定要因となる。
  - ⇒需給ひっ迫時においては、DRの発動コストを勘案したインバランス料金の検討が電力・ガス取引監視等委員会において検討されているところ、災害等により需要に対して供給が継続して不足する状況におけるインバランス料金のあり方については、別途検討を行うことが必要と考えられるのではないかと。

### <効果>

- ✓ 発電事業者にとっては、インバランス料金の設定次第では、限界費用が高く通常の市場取引においては入札されない電源を抛出するインセンティブとなる。
  - ※短期的には上記のような行動が期待できない可能性もある点に留意が必要。
- ✓ 小売事業者にとっては、多様な手段を通じて自ら供給力（需要抑制分を含む）を確保したり、新たな料金メニューを創設するインセンティブとなる。
- ✓ ひいては、災害時であっても、発電事業者と小売事業者に自発的な行動を促すことができる可能性がある。

## (参考)

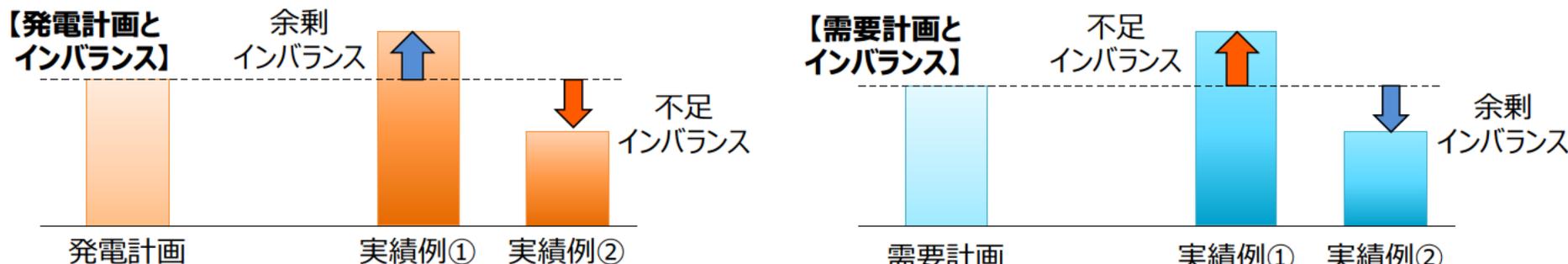
### 【論点2】市場が停止している場合のインバランス料金

- 北海道胆振東部地震の際には、市場停止期間中の北海道エリアについて、取引停止期間中のインバランス料金の算定方法が予め決まっていなかったことから、特例的に、仮想的な市場価格として市場停止前後一週間のエリアプライスの平均値をインバランス料金単価とすることを事後的に決定した。
- 一方で、上記のような状況においては、北海道エリアの需給は平常時と比較して相当ひっ迫していたと考えられ、2021年度以降は、需給ひっ迫時にはDRの発動コストも勘案したインバランス料金の算定を行うことが、現在、電力・ガス取引監視等委員会において議論されている。
- 上記を踏まえつつ、供給力（需要抑制分を含む）を供出する側及び調達する側の双方にとって一定の合理性のある、市場停止時のインバランス料金について、短期的（～2020年度）・中長期的（2021年度以降）な算定方法を、それぞれ予め定めておくことが適切ではないか。

# 【論点 1】インバランス料金の在り方に関する基本的な考え方について

- これまでの基本政策小委員会においては、インバランス料金に求められる要素として、
  - ①一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収できるものであること
  - ②系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなることを基本として検討を進める方向性をお示してきたところ。
- これに加え、電力・ガス取引監視等委員会の議論の場では、需給状況等に応じたその時間帯の電気の価値を適切に反映したものであることも、インバランス料金の基本的な要素と考える必要がある旨が示されている。
- 今夏のように、電力需給がひっ迫する場合には、電気の価値が高まり、卸市場価格は高騰する。インバランス料金についても、これと同じメカニズムが働くべきと考えられる。
- このため、インバランス料金の基本的な考え方を以下のとおり整理することとしてはどうか。
  - ① 一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収できるものであること
  - ② 系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること
  - ③ インバランス料金が、実需給の電気の価値を表していること

※需給状況によっては、例えば年間に数日以下しか稼働しない以下の石油火力など限界費用の高い電源の場合、調整力提供者はkWh価格に固定費(kw)の回収も考慮して価格を設定することもあり得るが、競争的な市場になった後は、限界費用ベースという規律の導入は不要となり、各プレーヤーによる自由な価格設定と競争を通じて決定されることもあり得るなど、「コスト」や「価値」については様々な考え方がある点に留意

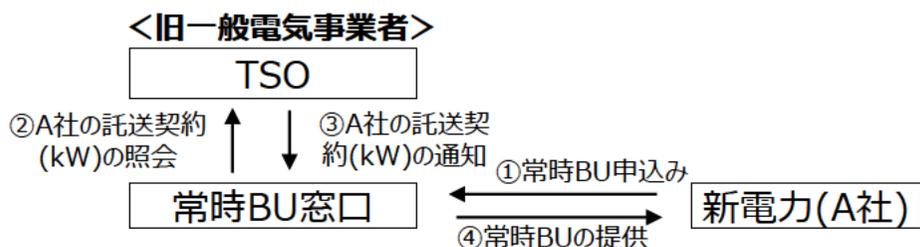


※計画値と実績値との差分（インバランス）については、一般送配電事業者があらかじめ調達した調整力をもって調整

## 7. 多様な調達手段の確保（BL市場・常時BU）

- 新電力のベース需要を満たし、卸市場の競争活性化に資する目的から、ベースロード市場（以下、「BL市場」という。）が本年7月に創設され、調達手段の多様化に向けた取組が進んでいる。
- これに伴い、新電力の需要を満たす目的で措置された常時バックアップ（以下、「常時BU」という。）の在り方について、本小委員会において議論が行われ、常時BUの購入可能枠からBL市場の約定分を控除することとされた。
- 現在、常時BU窓口において、TSOから提供される申請者の託送契約量(kW)に基づき、常時BUの購入可能枠の管理が行われているところ、BL市場の取引開始後は、常時BU申請に際し、BL市場の購入量の情報も必要となる。
- BL市場の購入量を旧一般電気事業者が知り得る立場にあることは、競争上の問題となり得るところ、電力・ガス取引監視等委員会において、卸供給の窓口の在り方に関し、旧一般電気事業者に対して要請している内容（発電部門など小売事業の利益増大を目的としない部門が交渉窓口となることが望ましい）も踏まえ、常時BU窓口についても同様の対応を求めた上で、申告されたBL市場の購入量の管理（JEPXへの申告量の照会を含む。）を行うこととしてはどうか。

### ○現在の運用状況



### ○BL市場約定後の運用（案）



**(参考) 本小委員会等におけるこれまでの  
の議論**

## 足下の課題①

- 現行のインバランス料金制度では、エリアの需給ひっ迫時にインバランス料金が必ずしも相応に高くなり、事業者に対して需給一致を促すインセンティブが十分に働かないことが少なからずある。

## 【事業者に対する需給一致促進インセンティブが十分でない場合】

2017.10～2018.2 (7248コマ)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
$a \geq 1$ , エリアプライス $\geq$ インバランス料金	1718	1981	1981	1833	1824	1824	1825	1825	1805
$a \geq 1$ , エリアプライス $<$ インバランス料金	1158	895	895	1043	1052	1052	1051	1051	1071
$a < 1$ , エリアプライス $\geq$ インバランス料金	1227	764	764	850	845	845	853	850	961
$a < 1$ , エリアプライス $<$ インバランス料金	3145	3608	3608	3522	3527	3527	3519	3522	3411

単位：コマ (出所) JEPX公表インバランス料金データ

系統全体の需給状況に応じた調整項 $a$ により、 $a \geq 1$ （系統ひっ迫時）はインバランス料金が高く、 $a < 1$ （系統余剰時）にはインバランス料金が低くなる設計としている。

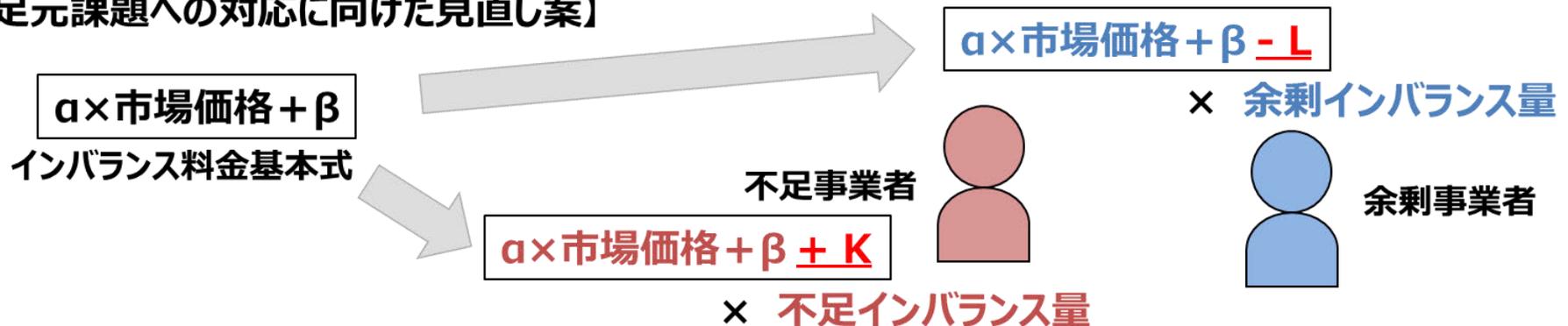
一方で、2017年10月以降見直されたインバランス料金においても、系統ひっ迫時に不足の事業者が市場より安い不足インバランス料金を支払い、系統余剰時に市場より高い余剰インバランス料金で引き取ってもらえる（赤枠）時間帯が発生。

# (参考)

## これまでの御議論①

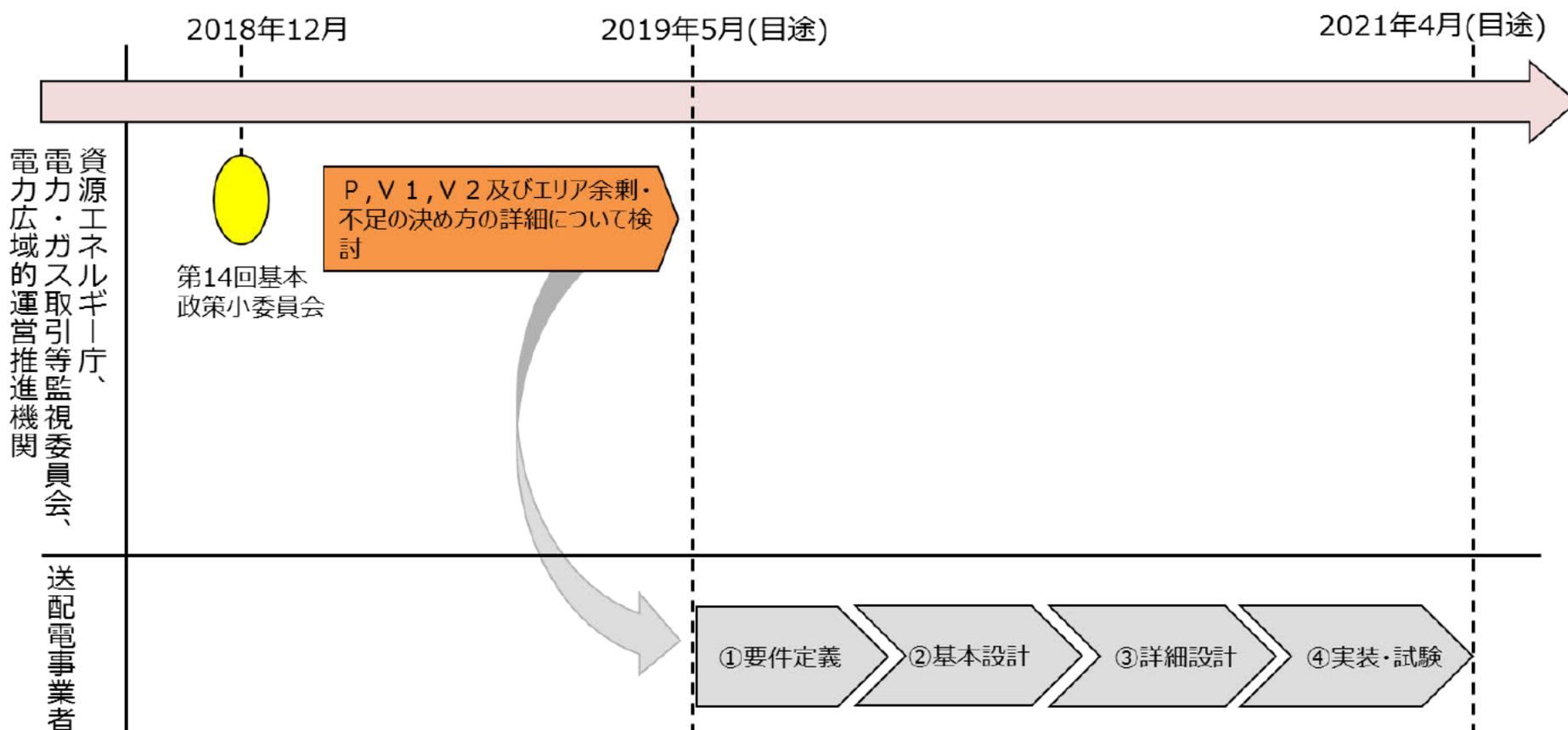
- 系統利用者に対するインセンティブ不足及び一般送配電事業者の収支悪化への対応として、以下の方策について御議論いただいた。
  - (1) インセンティブの付与
    - ① 不足インバランス料金を上げ、不足インバランス発生を抑制し、市場での調達を促す  
(特に、エリアの需給ひっ迫時)
    - ② 余剰インバランス料金を下げ、余剰インバランス発生を抑制し、市場への供出を促す  
(特に、エリアの需給余剰時)
  - (2) インバランス収支の改善
    - ① 調整力単価との乖離を改善する (余剰料金、不足料金ともに下げる方向)
    - ② 特に余剰インバランス発生を抑制する
- 足下の課題に対して速やかに対応する必要があることから、送配電事業者のシステム改修をはじめとした導入にかかる対応コスト等も踏まえた簡便な手段として、事業者の不足インバランスと余剰インバランスに応じて定数を加減算する方向で検討を進めることとした。

### 【足元課題への対応に向けた見直し案】



## 今後のスケジュール

- 今後、本日御議論いただいた基本的な方向性に基づき、更なる詳細について、電力・ガス取引監視等委員会において、システム改修に要する期間も踏まえ、資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関の協力を得つつ検討を進めていただき、その結果について本委員会において検討した上で、2019年5月を目途に結論を出すこととしてはどうか。



※需給調整市場開設のスケジュールに応じて上記のスケジュールには変更があり得る。

## 論点：FIT特例制度①に係る再エネ予測誤差の調整主体について

- P13を踏まえると、一般送配電事業者が調整する場合は、三次調整力②で確保した電源に加えGC時点で調整力として活用可能な電源についてメリットオーダーリスト(単価表)を作成して安価な電源から稼働することとなるが、三次調整力②の要件を満たさない電源を使用することはできない。
- 他方、BGが調整する場合には、P13に掲げる課題を解決する必要があるものの、需給調整市場の要件を満たさない電源（例えば、一定時間以上の稼働が必要となる電源や応動時間の長い電源等）を活用することができることに加え、DR等、各BGの創意工夫によって更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる可能性があるため、社会的な効用の観点から、望ましいと考えられる。
- このため、FIT特例制度①における通知時間を現状の前々日16:00からなるべく実需給断面に近づけることが望ましいのではないか。
- また、2019年11月から卒FIT電源が発生することを踏まえ、将来的なFIT制度からの自立化も見据え、再エネ予測を再エネ事業者含めたBG自らが行う制度(小売BGが予測を行う場合はFIT特例制度②)への移行を促していくことも重要ではないか。
- こうした制度の見直しに当たっては、一般送配電事業者の調整力の運用や予備力の考え方を含めたBGの供給力調達の運用、さらには、これらのシステム開発の必要性や時間前市場の取引量といった市場整備についても考慮する必要がある。
- したがって、「短期的に取り組むべき事項」と「中長期的に取り組むべき事項」を整理した上で、順次課題について検討を進めていくこととしてはどうか。

### 論点③：FIT特例①通知の在り方について

- BGの業務フローについてヒアリングを行ったところ、FIT特例①の予測量を受領した後、スポット市場への入札量を決定するまでに必要な作業時間は、1～4時間(注)程度との回答が得られた。
- また、仮に前日6時に通知を行う場合、一般送配電事業者は、前日3時前後に受信したデータを利用してFIT特例①の配分量を通知することが可能となる。
- 加えて、現在、多くのBGでは、前々日16:00に通知を受け、一旦スポット市場への入札を行い、その後、需給計画に変動があった場合は、前日朝に入札計画を修正するとの回答が得られた。
- **以上を踏まえ、FIT特例①の通知については、前々日16時の一度通知をした後に、前日6時に再通知し、BGは前日6時の通知を計画に反映する、という運用の見直しを行うこととしてはどうか。**

(注) BGが入札量を決定するまでの業務フロー (ヒアリングベース)

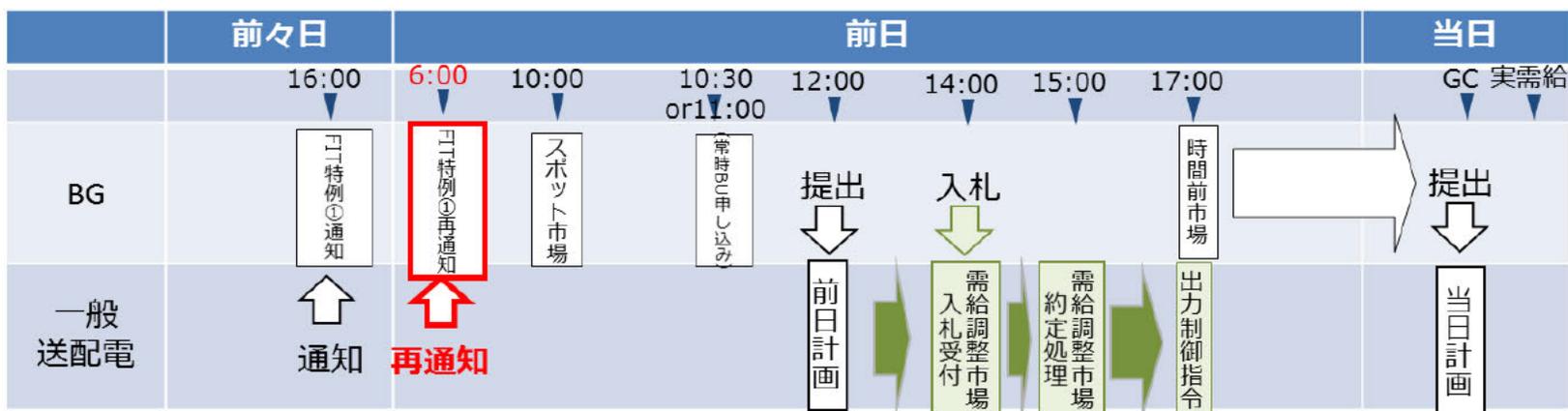
【旧一般電気事業者： 約4時間】

※需要量・供給力のボリュームが大きく、それぞれの業務に時間を要する。

- ①データ取込【約1時間】
- ②発電計画策定(需給バランス策定)【約1時間】
- ③供出量の策定【約30分】
- ④入札処理(入札ファイル策定・JEPXへの入札)【約1～1.5時間】

【新電力等： 約1～2時間】

- ①データ取込【約5分程度】
- ②発電計画作成【約30分～1時間】
- ③入札処理(入札)【約30分】



## (参考) 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 中間整理 (第3次) (抜粋)

### 電源① 競争力ある電源への成長が見込まれる電源 (競争電源)

技術革新等を通じて、発電コストが着実に低減している電源、又は発電コストが低廉な電源として活用し得る電源 (例：大規模事業用太陽光発電、風力発電) については、今後、更にコスト競争力を高め、FIT制度からの自立化が見込める電源 (競争電源) として、現行制度の下での入札を通じてコストダウンの加速化を図るとともに、再生可能エネルギーが電力市場の中で競争力のある電源となることを促す制度を整備し、電源ごとの案件の形成状況を見ながら、電力市場への統合を図っていくことが適切である。

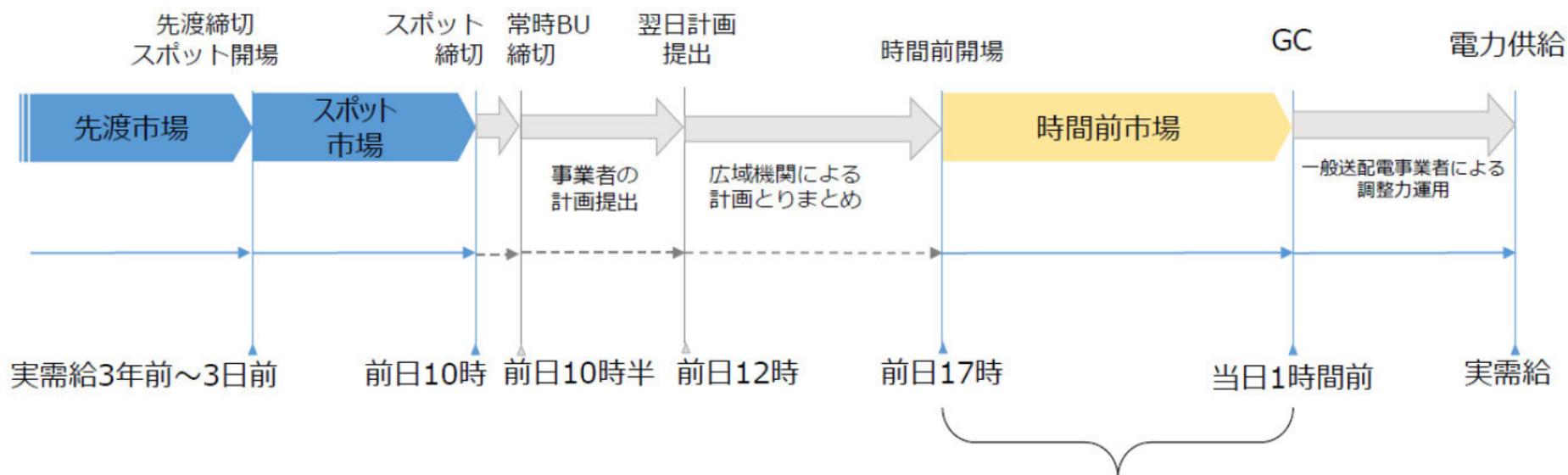
具体的には、再エネ発電事業者自らが電力市場を通じて電気を販売し、他の発電事業者と同様に、インバランスの調整や市場の電力価格、系統負荷等を意識した投資・発電を促しつつ、引き続き投資回収についての一定の予見性を確保できる仕組みを目指し、そのための補助の水準を順次縮小していくことにより、国民負担の抑制を図っていくことが適切である。

(以下、略)

## 時間前市場の位置づけ

- 時間前市場は、発電・小売事業者が前日正午に翌日計画を広域機関に提出した後、前日17時からゲートクローズまでの間に、需給を極力一致させるために需給調整を行う場として位置づけられており、スポット市場とは異なり、原則、発電機の新たな起動を前提としないという特徴がある。
- 時間前市場における取引を通じて各事業者が需給一致を行った結果、エリア全体においてもインバランスが最小化されることが期待される。

ゲートクローズまでの電力取引の流れ

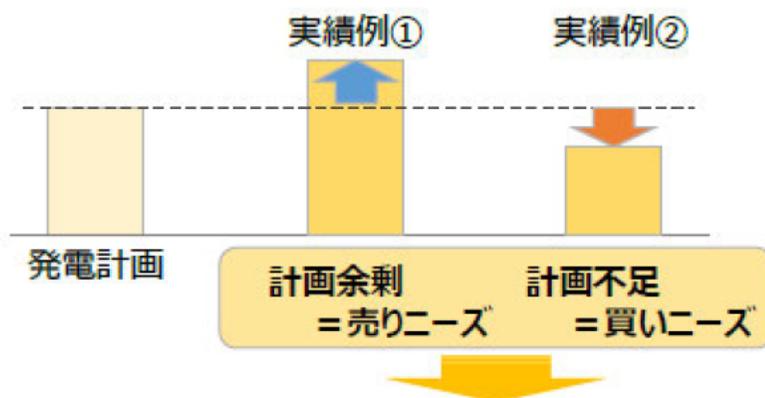


時間前市場は、前日17時に開場し、翌日の48コマの全コマの取引が開始され、各コマの実需給1時間前まで入札が可能となっている。

## 時間前市場における需給調整ニーズの現状

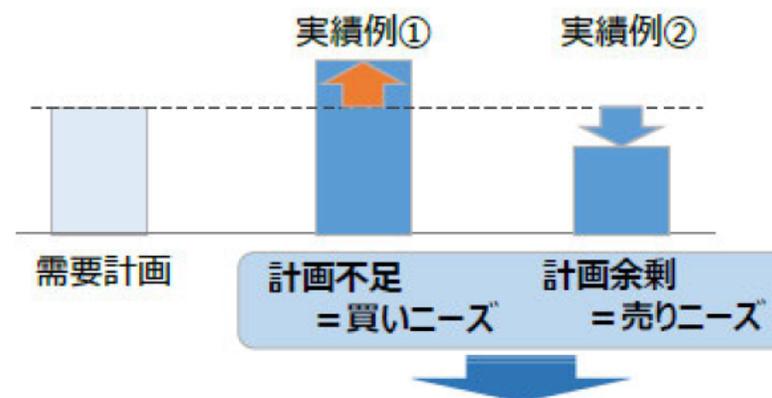
- 時間前市場における取引ニーズは、前日正午に翌日計画を広域機関に提出した後に発生する小売側の需要計画と発電側の発電計画からの変動誤差がその源泉と考えられる。
- 気温の変化等に起因する小売側の需要計画の変動誤差については、新電力を中心に時間前市場において需給調整が行われていると考えられるが、発電側の発電計画の変動誤差の取り扱いは少ないと考えられる。  
(日常的に発生し、かつ規模も大きい太陽光発電の予測誤差がFITインバランスとして、小売事業者(買取事業者)には需給調整の必要がない特例として扱われており、この結果、調整力で対応されているため。)

発電計画誤差と時間前市場取引ニーズの関係性



主な発生要因	①不調・故障等による発電機の停止 ②太陽光発電等の予測誤差・出力変動
現状の調整方法	①送配電による調整力、時間前市場等 ②大半がFITインバランス制度として処理

需要計画誤差と時間前市場取引ニーズの関係性



主な発生要因	天候の変化等に伴う需要の変動
現在の調整方法	・火力電源による調整 ・時間前市場

## 将来的な市場環境の変化を見据えた検討の必要性

- 時間前市場は、現在、GC前の最終的な需給調整の場として位置づけられており、現状の取引ニーズの中心は需要予測誤差の調整であり、発電機の追加起動を想定した入札ができる仕組みは備えられていない。
- 一方で、FITインバンス特例制度の見直しやインバンス料金制度の見直しなど現在予定されている諸制度の変更や卒FIT電源の将来的な増加等を踏まえると、スポット市場取引以降のゲートクローズにより近い時間帯に、電源の追加起動を行ったり、翌日計画策定後に判明した太陽光発電量予測の変動誤差分等を売買する取引ニーズが今後、増大する可能性がある。この場合、これまでとは異なり、時間前市場においても電源の追加起動を前提とした入札が必要となる可能性があることから、時間前市場の需給調整機能の強化について改めて検討する必要がある。

※注 このほか、ザラ場取引のみである現行の時間前市場では、1～3時間にわたって発動される経済DR（下げ、上げ）の（歯抜け約定を防止する）売買が困難であるとの指摘もある。

需給調整ニーズに影響を与える可能性のある将来的な市場環境の変化

想定される環境変化	内容	
①将来的なインバンス料金制度の見直し (P.12)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 系統不足時等においてはインバンス料金が市場価格以上となるよう設計を行う方向で議論が行われており、需給ひっ迫時には停電リスク等も考慮する可能性も検討</li> </ul>	
②FIT制度による再エネ増加に伴う変化 (P.14)	FITインバンス特例制度の変更	<ul style="list-style-type: none"> <li>● FITインバンス特例①の対象となるFIT電源の発電量について、GCまでの間に、送配電事業者が発電計画を見直し、その変動に伴う調達・販売計画の調整を系統利用者が自律的に行う方向で運用の見直しを検討</li> </ul>
	家庭用太陽光発電設備のFIT買取期間の終了	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2009年に余剰電力買取制度で導入された10kW未満の住宅用太陽光発電について、2019年11月からFIT買取期間が順次終了。累積では、2023年までに約165万件・670万kWに達する見込み</li> </ul>

## 将来的な市場環境変化を見据えた時間前市場の在り方

- 想定される環境変化が時間前市場に与える影響を踏まえると、将来的な時間前市場の在り方については、実需給で起動する電源のベースはスポット市場で決定し、価格指標性を確保することを前提としつつ、時間前市場においても、電源の追加起動を想定した入札や大口での取引を可能とする方向で具体的な検討を進めてはどうか。
- 具体的な方策としては、第31回制度設計専門会合において提示した検討テーマのうち、「シングルプライスオークション(SPA)の導入」や「約定結果の計画反映の自動化」が考えられるのではないかと。

### 対応が求められる可能性のある時間前市場の変化

発電機の追加起動を想定した取引の必要性	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 需給調整ニーズの高まりや、取引対象となる予測誤差の拡大から、これまでとは異なり、ブロック入札等の発電機の追加起動やDRの発動を想定した入札を可能とし、根本的な市場の厚みの増加が必要となる可能性がある。</li> </ul>
短期間で大規模ロットを取り扱える取引手法	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 現状でも再エネ予測誤差は相当程度の規模で発生していることから、これが時間前市場で取引される場合、より短期間で大きなロットを取引できるような取引方法が求められる可能性がある。</li> </ul>
GC直前までの円滑な取引の実現	<ul style="list-style-type: none"> <li>● GC直前までインバランスを回避したり、事前予測からの天候の突然変化等への対応に当たり、時間前市場における取引を更に円滑に行うことが必要となる可能性がある。</li> </ul>

### 考えられる対応策



## (参考) 現行の常時BU

- 常時BUの価格や上限量は、「適正な電力取引についての指針」において、以下のとおり整理されている。

### 供給者

- 各エリアの旧一般電気事業者（各エリアごとに常時補給電力契約を締結）

### 契約可能範囲（利用枠）

- 新規参入者が新たに需要拡大をする場合に、その量に応じて一定割合（特高・高圧：3割、低圧：1割）

### 料金体系

- 基本料金と従量料金の二部料金制、燃料調整制度により燃料価格に連動  
※経過措置料金における全電源の平均コストを基に、自社小売への卸供給の料金と比べて不当に高くないよう設定

### 必要な手続

- 旧一般電気事業者との契約に基づく期限（広域機関への計画提出期限である前日12時に間に合う期限）までに、必要量を申請。
- 月ごとに契約変更可能（2か月ほど前に契約変更申し込み。）  
※1年に満たないで契約を減少する場合、割増料金が請求される。

## (参考)

### 常時BUのあり方（利用①について）

- その際、常時BUの政策目的がBL市場の政策目的と重複するといって常時BUを即座に廃止することは、常時BUの利用データや意見募集結果を鑑みると、適切ではないと考えられる。
- 他方、常時BUからBL市場へ機能がスムーズに移行することを求める観点からは、常時BUとBL市場の政策目的が重複する点において、BL市場が創設された後も、（ベース需要を満たす機能を）常時BUに依存することのないよう、以下のような措置を行うことが考えられるのではないかと。
- 選択肢① 常時BUの購入可能枠からBL市場の約定分を控除する。
- 選択肢② BL市場の新電力ごとの購入枠から常時BUの購入分を控除する。
- ②については、各新電力のBL市場における購入可能枠から、単純に前年度の常時BU契約量を控除した場合、BL市場における購入可能枠が限られてしまうため、BL市場への移行がかえって進まないと考えられるのではないかと。
- 他方、①については、BL市場の取引が活性化し、購入量が増加することに伴い、常時BUの使用可能量も減少することから、常時BUからのBL市場への移行を促すものと考えられるのではないかと。
- したがって、常時BUからBL市場へ機能がスムーズに移行することを求める観点からは①を採るべきではないかと。

## 常時BUのあり方（利用②について）

- 前述のとおり、新電力は、常時BUを必ずしもベース的に利用しておらず、ベース以外の使用については、新電力個社ごとの電源調達手段や市場の価格変動に基づいてなされると考えられる。
- 常時BUが、自己の需要をカバーする十分な電源を保持していない新電力に対して不足電力の補給に充てるために措置された制度であるため、利用②の「自己の需要に使わず、市場との値差収入を目的とした利用」については、制度趣旨に反する使われ方と考えられるのではないか。
- **したがって、常時BUを即座に廃止することが適切でないことを鑑みると、少なくとも常時BUの締切時間をスポット市場の約定時間に前倒しすることにより、少なくとも「スポット市場での約定量を見たうえで、市場との値差収入を得る目的で常時BUの使用量を変化する」使用を不可能とさせる必要があるのではないか。**
  - － ただし、常時BUの締切時間を前倒したとしても、常時BU価格が月ごとに固定である以上、スポット価格を予測して常時BUの使用量を変更することで市場との値差収入を得る目的を達成することは可能である。
  - － この点、少なくとも、スポット市場価格を見ながら常時BUとの値差を得るような行動を採ることは不可能となることから、市場の状況等の見直し後の状況を踏まえつつ、改めて検討することとしてはどうか。

## 論点①：常時BUの〆切の具体的な前倒し時間について

- 第9回基本政策小委員会では、少なくとも常時BUの〆切時間をスポット市場の〆切時間以降まで前倒しすることとされたが、具体的な常時BUの〆切時間については、事業者の運用フローやFITインバランス特例制度の通知時間見直しを踏まえつつ、例えば、**前日9時**として設定することとしてはどうか。
- また、この見直しは、システム開発のスケジュールや契約の手続き等を踏まえつつ、基本的に**2020年1月から開始する方向**で検討することとしてはどうか。（なお、円滑な実施にあたっては、契約当事者の理解・協力が必要であることに留意が必要。）
- FIT特例①通知の見直しと合わせれば、見直し後の業務フローは以下のとおり。



## 論点②：常時BU購入可能枠の管理について

- 第9回基本政策小委員会では、常時BUが卸市場活性化までの過渡的措置であることを踏まえ、BL市場の購入量を常時BUの購入可能枠から控除することとされたところ。
- 現在、新電力個社の託送契約量(kW)はTSOが管理しているが、新電力の常時BUの申込みに当たっては、常時BU窓口において、申請者の託送契約量(kW)に基づき、常時BUの購入可能枠の管理が行われている。
- BL市場の取引開始後においては、申込者の常時BU購入可能枠の管理に当たり、BL市場の購入量の情報が必要となる。しかしながら、こうした情報を常時BU窓口が知り得る立場にあることは、競争上の問題となり得る。
- この点、現在、電力・ガス取引監視等委員会においては、卸供給の窓口の在り方の検討が行われているところ、ここでの検討状況も踏まえ、情報の取扱いについて更に整理を行うこととしてはどうか。

### ○現在の運用状況

