

適正な市場メカニズムと需給確保の在り方について

2018年12月19日

資源エネルギー庁

本日の御議論の位置付け

- 第9回以降、新たなインバランス料金制度の基本的な方向性・足元課題への対応に向けた現行の算出方法の見直し、FITインバランス特例制度の見直しについて御議論いただいた。
- 本日は、①インバランス料金の算定に用いるP（卸市場を参照した価格）、V1（上げ調整コスト）、V2（下げ調整コスト）の決め方、②足元課題への対応に向けた補正に用いるインセンティブ定数、③FIT制度の下での再エネ予測変動分への対応に向けた今後の議論の進め方について御議論いただく。

第9回 基本政策小委員会（5月）

- 新たなインバランス料金の基本的方向性
 - ・需給バランスの一致を促すインセンティブ
 - ・収支一致の在り方
 - ・足元課題への対応に向けた現行の算出方法の見直し
- FITインバランス特例制度の見直し
 - ・FITインバランス特例①における発電計画通知時期の見直しの検討

第10回 基本政策小委員会（7月）

- 足元課題への対応
 - ・現行の算出方法の補正に当たっての考慮要素
 - ・具体的な補正方法の提案

⇒需給調整市場開設後のインバランス料金のあり方については抜本的な検討が必要。並行して、足元課題への対応として現行の算出方法を補正することも必要。

第11回 基本政策小委員会（9月）

- 課題への抜本的な対応
 - ・インバランス料金に求められる基本的な要素について

⇒導入に向けたシステム改修などの課題の整理が必要

【第12回 基本政策小委員会（11月）

- あるべきインバランス料金制度と現状を踏まえた補助的施策
 - ・補助的施策の再検討
 - ・導入スケジュール

⇒インバランス料金の算定に用いるP、V1、V2の決め方について、更に詳細な議論を深めていく

- 足元課題への対応に向けたインバランス料金の具体的な補正方法

⇒2018年4月～9月のインバランス実績値をもとに、インセンティブ定数を決定していく

第14回 基本政策小委員会【本日の御議論】

- インバランス料金の算定に用いるP、V1、V2の決め方に係る論点の提示
- 足元課題への対応に向けたインセンティブ定数の決定
- FIT制度の下での再エネ予測変動分への対応

1. あるべきインバランス料金制度の在り方 と現状を踏まえた補助的施策について

インバランス料金の算定に用いる諸元の決め方に係る論点

- 第11回基本政策小委員会においては、あるべきインバランス料金制度の在り方と現状を踏まえ、今後は卸電力市場価格及び調整力コストを参照してインバランス料金を算定することについて御議論いただいた。
- 本日は、インバランス料金として用いる市場価格及び調整力コストの基本的な考え方について御議論いただきたい。

本日御議論いただく論点

インバランス料金の算定範囲に係る論点	
論点 1	判定単位（全国規模又はエリア単位）
調整力価格、卸電力市場価格の参照に係る論点	
論点 2	参照方法（平均コスト、限界コスト）

【論点2】インバランス料金の基本設計の方向性について⑤

- ここまでの議論を整理すると、以下のとおり。
- 次回以降、基本設計の議論を更に深め、実施時期の具体化を含めた詳細検討を行っていくこととしたい。

補助的施策としてのインバランスの基本設計の方向性

系統不足時	不足BG	余剰BG	系統余剰時	不足BG	余剰BG
$P > V1$	P	V1	$P > V2$	V2	V2
$P < V1$	V1	V1	$P < V2$	V2	P

※今後の市場設計において、P7のような市場メカニズムを目指していくまでの補助的施策としての位置付け

前回までの検討内容と本日の検討内容との対応関係

考慮すべき要素	観点	本日の検討との対応関係
インセンティブの基本的考え方	系統全体の需給バランスを一致方向に促す（マクロ一致）かどうか	原則をV1又はV2としつつ、系統不足時に不足を、系統余剰時に余剰を発生するBGに対しては、マクロ一致のインセンティブを付与。
	個々の事業者の需給バランスを一致方向に促す（マイクロ一致）かどうか	加えて、系統不足時に余剰インバランスの発生を抑制するインセンティブを付与。
	事業者の規模あるいは熟練度を考慮するか	小規模な事業者にとって不利に働く要素はないと考えられる。
	発電と小売のインバランス料金を分けるか	電気の価値をインバランス料金に適切に反映する観点からは、発電事業者と小売事業者でインバランス料金を単一とすることが適切と考えられる。
インバランス調整の収支	一般配送電事業者が調整力コストを適切に回収できるか	インバランス調整の収支は改善に向かうと考えられる。

【論点2】導入に向けた今後のスケジュール

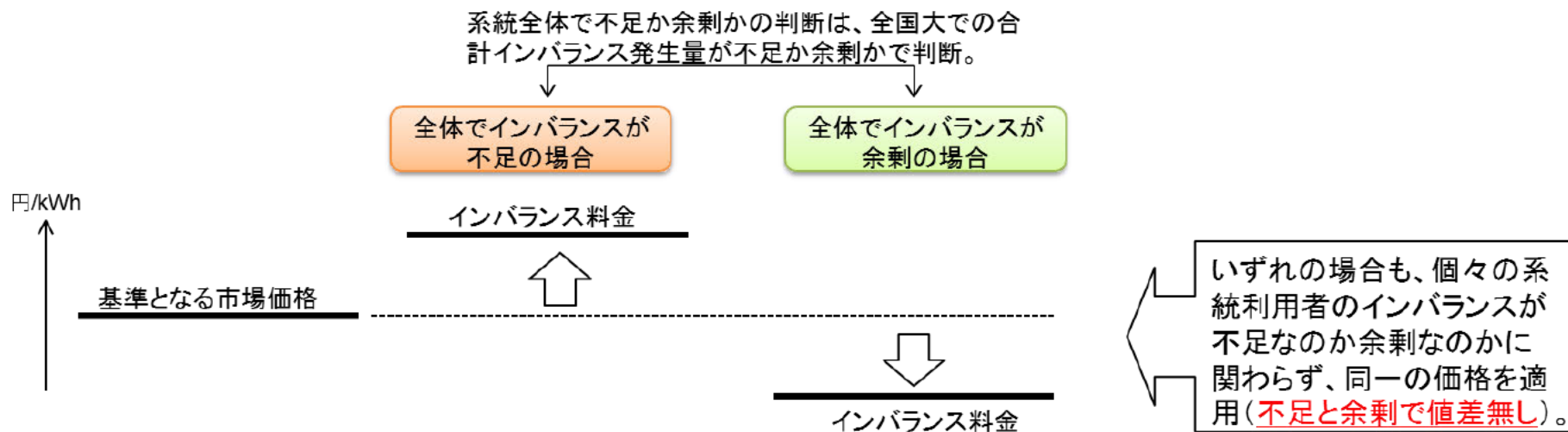
- システム改修を行うに当たっては、①要件定義（仕様決定）、②基本設計、③詳細設計、④実装・試験、等のステップが必要であり、上記の4つの工程を終えるには約2年間の期間を要する見込みであり、需給調整市場開設とほぼ同時期に導入することにならざるを得ない可能性がある。
- また、前頁のとおり、新たなインバランス料金制度を需給調整市場開設前に導入する場合、V1、V2については、手入力が必要となる見込み。
(※) 遅くとも需給調整市場開設後であれば、システム連携が可能。現在、V1、V2は各社とも手作業で導出しているため、これを手入力する必要がある。これをシステム化しても、需給調整市場開設後は不要なシステムとなってしまう。
- 現在のインバランス料金については早急な見直しが必要である一方、インバランス料金が各事業者の事業活動に与える影響も大きいため、手入力を行う場合には入力ミス等のリスクを伴うことや、システムについてもエラーの無いように慎重に構築していく必要がある。
- **新たなインバランス料金制度の導入に向け、システム改修の「要件定義」を始めるに当たっては、P、V1、V2として具体的にどの値を採用するかを決める必要がある。**
- このため、
 - 6頁の整理を前提として、次回以降、システム改修に要する期間も踏まえつつ、まずは、インバランス料金の算定に用いるP、V1、V2の価格の決め方に焦点を当てて、更に詳細な議論を深めていくとともに、
 - 今後のスケジュールについては、これらの価格の決め方に応じた手作業の複雑性又はシステム設計の所要期間等を精査した上で、引き続き検討していく、こととしてはどうか。

【論点 1】インバランス料金の算定範囲

- 新しいインバランス料金制度においては、系統の余剰・不足に応じてインバランス料金の算出方法が異なることから、系統の余剰・不足の考え方について整理する必要がある。
- 市場価格連動となっている現在のインバランス料金は、系統全体の需給状況に応じた調整項を用いて算定することで、インバランス料金が予見しにくい仕組みとすることにより、計画順守のインセンティブを持たせる観点から、全国規模で余剰・不足を判定している。
- このような点にも考慮しつつ、将来的なインバランス料金の調整力コスト連動、調整力の広域運用を見据え、全国単位又はエリア単位のどちらで余剰・不足の判定を行うかを検討する必要がある。

〔市場価格を用いる場合の論点②〕 予見可能性を低下させる方策

- 系統利用者が戦略的な行動を取ることを抑制するために、インバランス市場の算定式において、(事後的にし判明しない) 系統全体の需給状況に応じた調整項を設け、インバランス料金が予見しにくい仕組みとすることにより、計画遵守のインセンティブを持たせてはどうか。
- 系統全体の需給状況を反映するための指標としては、全国大でのインバランス発生量(発電側と需要側の合計)が不足なのか余剰なのかを用いることとし、全体として不足な場合は、基準となるスポット市場価格に一定率を上乗せした水準をインバランス料金としてはどうか(逆に、全体として余剰な場合は一定率引き下げ)。



予見可能性低下の実効性について

- ◆ 仮に系統全体での需給状況が「不足」の発生に著しく偏った場合には、高い確度でインバランス料金を予見できることが懸念される。このような場合、インバランス料金が恒常的に高くなるため、系統利用者は計画遵守に努めることとなり、結果的に系統全体でのインバランスが改善し、系統全体での「不足」の発生頻度は減少する。インバランス料金の変動制となると、このような安定化作用が働くため、常に「不足」となりインバランス料金が容易に見通せてしまうということにはならないと考えられる。(余剰についても同様)
- ◆ また、全国大で不足か余剰かを判定する仕組みであれば、エリア内で寡占的な事業者であっても、インバランス料金を予見することは困難。

【論点1】インバランス料金の算定範囲

- 前回、インバランス料金として、需給の不足／余剰に応じて、調整力価格（V1/V2）を用いることを基本とすることと整理した。
- 需給の不足／余剰の判定単位について、現状では、エリア内で寡占的な事業者による戦略的な行動を抑制するため、インバランス料金の予見可能性を低下させる観点から、全国大でインバランスの不足／余剰を判断する仕組みとしている。
- しかしながら、全国単位で判定すると、例えば、全体的には余剰であっても、連系線制約によって特定のエリアで不足となっている場合に、当該エリアでは市場調達のインセンティブが働かなくなるという課題が生じている。
- この点、新たな仕組みにおいて、エリア単位でインバランスの不足／余剰を判定することとしても、需給調整市場の開設後は、調整力の広域運用の結果として形成される調整力価格（V1/V2）をインバランス料金とすることが基本となるため、エリアにおけるシェアの大きさにかかわらず、戦略的な行動は困難と考えられることから、調整力の広域運用時の連系線混雑状況などを考慮した上で、エリア単位で判定する仕組みとしてはどうか。
- また、前回、補助的施策として、卸電力市場価格を参照して補正することと整理しているところ、これについてもエリア単位の補正を行うことが適当ではないか。

【エリアA】

インバランス量：-10
発動した調整力コスト：10
調整力発動量：15

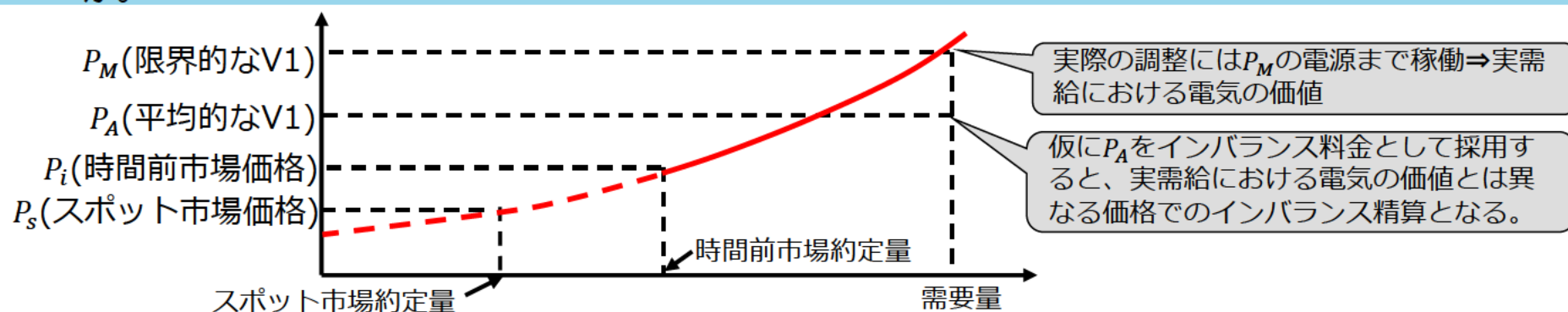
【エリアB】

インバランス量：-15
発動した調整力コスト：⑤
調整力発動量：10

エリアBの調整力コストは必ずしも5にはならない

【論点2】調整力価格・卸電力市場価格の参照

- 現在、需給調整市場においては、GC後の調整力について、メリットオーダー順に発動され、その価格はマルチプライスで精算される方向性で検討が進められている。
- この場合、稼働した調整力の価格が複数存在することになるため、インバランス料金として採用する調整力価格（ $V1/V2$ ）について、①限界的な $V1/V2$ （稼働した調整力のうち最も高いもの／低いもの）を用いるか、②平均的な $V1/V2$ を用いるかが論点となる。
- この点について、実需給断面における電気の価値を適切に反映させる観点からは、実需給断面において更に電気を利用するのに必要なコストが電気の価値であると考えられることから、限界的なコストを用いることが適当と考えられるのではないかと。
- ただし、限界的な価格を用いる場合、一般送配電事業者は実際に要した調整力の変動費以上の収入を得ることになるため、一定量以上の余剰収支については、系統利用者へ適切な利益の還元を行う仕組みの検討が必要ではないかと。
- また、補正に用いる P についても、調整力価格と同様に限界的な価格を用いることが基本であると考えられるのではないかと。ただし、市場価格の指標性、需給ひっ迫時における停電の社会的コストにも留意が必要であるとともに、市場取引の停止・再開時のインバランス料金については更なる補正が必要ではないかと。



論点2：アンシラリーサービス費とインバランス料金との関係

5

○下記の費用のうち、「◆」を付した部分（赤色）については、発電事業者又は小売事業者がインバランスを発生させた際に生ずる費用であるため、この部分の費用はインバランス料金として回収しつつ、過不足については別途調整する仕組みを講じることが適当ではないか。

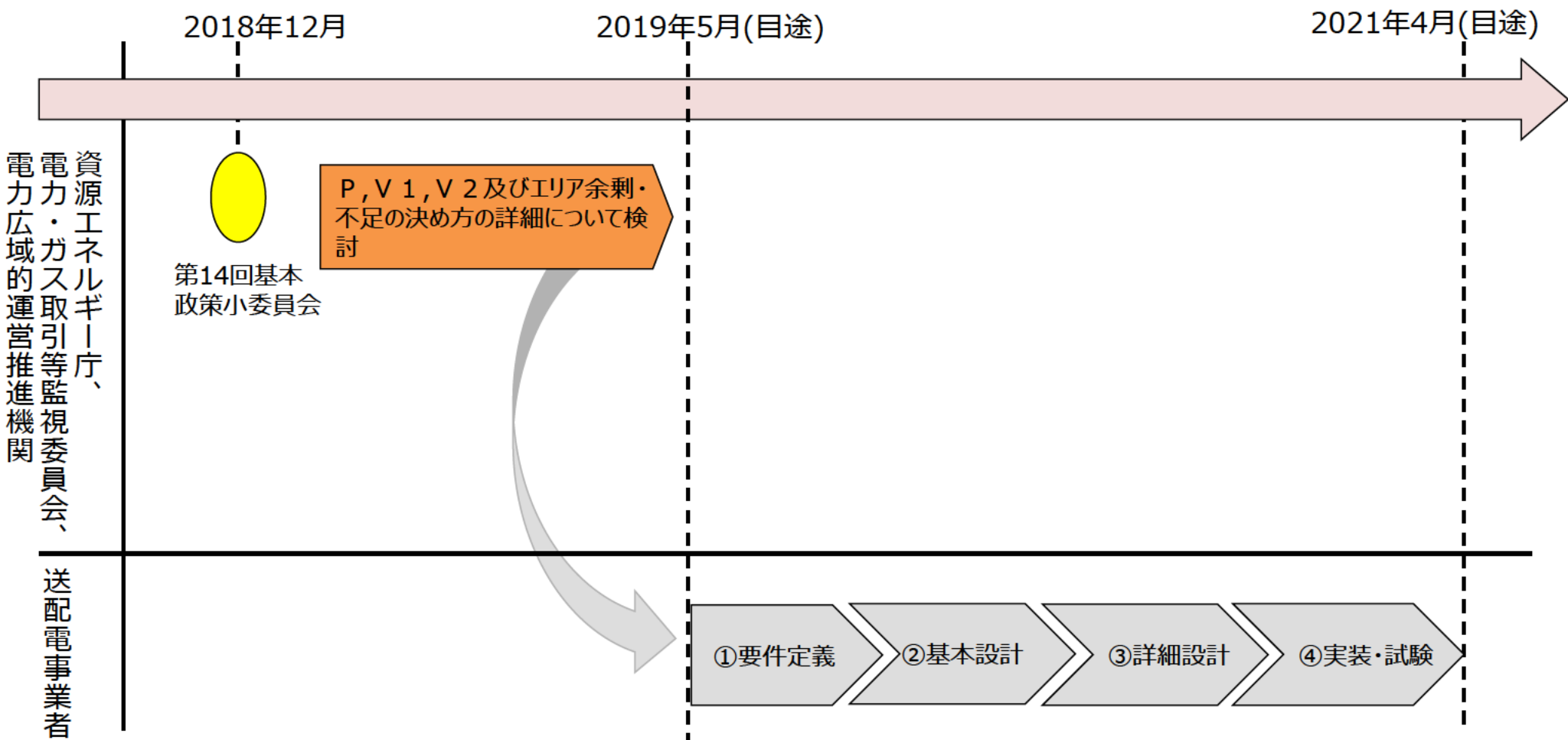
業務	一般電気事業者より示された費用イメージ		
	固定費	変動費	試算額
1. 周波数制御業務	○	—	15～20銭/kWh (平均16銭/kWh)
2. 需給バランス調整業務	○	◆	
3. その他			0.003～11銭/kWh (平均0.6銭/kWh)
(潮流調整)	—	○	
(電圧調整)	—	○	
(ポンプアップ)	—	○	
(ブラックスタート)	○	—	

【特記事項】

- ・第2段階以降のインバランス料金は市場価格ベースの料金となるため、必要費用に対して回収が不足する場合も、余剰となる場合もあり得る。
- ・インバランス供給に係る収支については、託送収支とは切り分けて厳格に管理することが必要。また、必要に応じて、公平性の観点等も踏まえつつ、託送料金やインバランス料金等において収支を調整する仕組みを講じることとする。

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。

(参考) 【論点2】導入に向けた今後のスケジュール

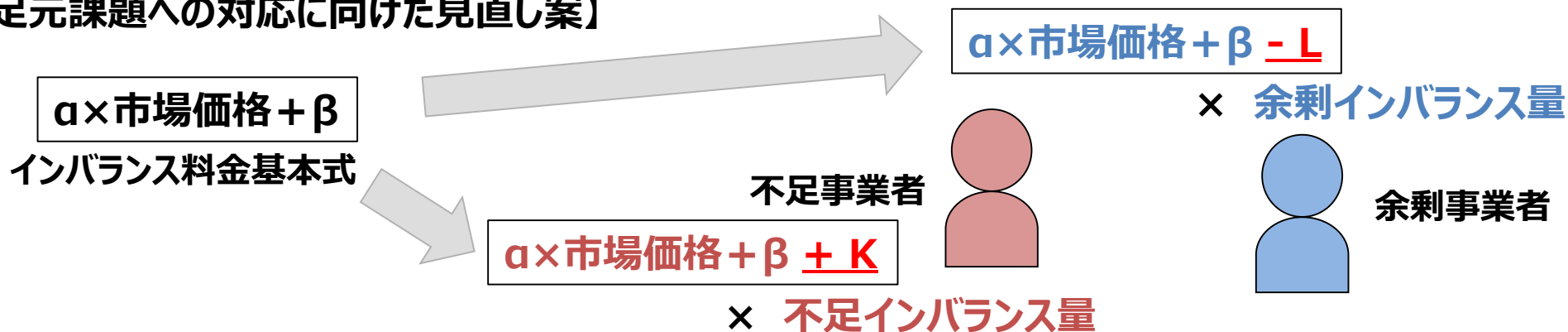
- システム改修を行うに当たっては、①要件定義（仕様決定）、②基本設計、③詳細設計、④実装・試験、等のステップが必要であり、上記の4つの工程を終えるには約2年間の期間を要する見込みであり、需給調整市場開設とほぼ同時期に導入することにならざるを得ない可能性がある。
- また、前頁のとおり、新たなインバランス料金制度を需給調整市場開設前に導入する場合、V1、V2については、手入力が必要となる見込み。
(※) 遅くとも需給調整市場開設後であれば、システム連携が可能。現在、V1、V2は各社とも手作業で導出しているため、これを手入力する必要がある。これをシステム化しても、需給調整市場開設後は不要なシステムとなってしまう。
- 現在のインバランス料金については早急な見直しが必要である一方、インバランス料金が各事業者の事業活動に与える影響も大きいため、手入力を行う場合には入力ミス等のリスクを伴うことや、システムについてもエラーの無いように慎重に構築していく必要がある。
- 新たなインバランス料金制度の導入に向け、システム改修の「要件定義」を始めるに当たっては、P、V1、V2として具体的にどの値を採用するかを決める必要がある。
- このため、
 - － 6頁の整理を前提として、次回以降、システム改修に要する期間も踏まえつつ、まずは、インバランス料金の算定に用いるP、V1、V2の価格の決め方に焦点を当てて、更に詳細な議論を深めていくとともに、
 - － 今後のスケジュールについては、これらの価格の決め方に応じた手作業の複雑性又はシステム設計の所要期間等を精査した上で、引き続き検討していく、こととしてはどうか。

2. 足元課題への対応に向けた現行の インバランス料金算出方法の補正

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】



これまでの御議論②

- 第12回基本政策小委員会においては、定数の設定に当たって考慮すべき観点について御議論いただき、2018年4月～9月のインバランス実績も踏まえながら、以下の観点で決定することになった。
 - 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B Gの行動の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

※収支改善効果の評価は、過去のインバランス量・インバランス料金実績を用い、精算単価にK, Lの補正を加えた場合の収支変化を試算し、事業者の行動変化によるインバランス量の変化は予測困難なため、今回は考慮しないものとする。
- 今回、9月までの実績値が確定したので、インセンティブ定数の具体的な値について御議論いただきたい。

定数設定の具体的方法について

- これまでの議論を踏まえ、定数の設定方法は以下の観点から決定してはどうか。
 - 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B Gの行動の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
 - ※収支改善効果の評価は、過去のインバランス量・インバランス料金実績を用い、精算単価にK, Lの補正を加えた場合の収支変化を試算し、事業者の行動変化によるインバランス量の変化は予測困難なため、今回は考慮しないものとする。

定数設定後のインバランス収支（全エリア合計）試算結果（2017.10～2018.3※）【単位：百万円】

※実際にK,Lを決めるに当たっては、2018年4～9月の実績を用いる予定

	余剰		
不足	100%	90%	80%
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

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	0.43	0.00
		80%	1.24	0.03	0.04	0.03	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	
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	22.66	1.88
		90%	1.49	0.20	0.17	0.68	0.68	0.69	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	0.31	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

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。

(参考) 一般送配電事業者のインバランス収支の状況

- 調整力公募が開始された2017年度以降の一般送配電事業者のインバランス収支は、全体として収入<支出となっており、2017年度は総額で約274億円の赤字となっている。

第31回 制度設計専門会合
(2018.6)事務局資料

参考：一般送配電事業者の年度別月別インバランス収支の状況

単位：百万円

年度	月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2016	—	808	1,426	-40,937	-2,043	-84	1,701	460	-416	3,426	12
2017	4月	-198	-48	-219	-287	33	-707	-320	-165	-488	-19
	5月	-207	-163	-865	-110	3	-531	-158	-114	-99	-12
	6月	-217	-305	-1,063	-434	-5	-881	-242	-194	-384	-11
	7月	-158	-104	-1,521	-595	-60	-323	-288	-224	35	1
	8月	-104	-120	-120	-192	-26	-1,633	-429	-159	167	0
	9月	-94	-105	-670	-76	-8	-965	-88	8	36	-7
	10月	-178	-129	-454	-20	21	-547	-204	9	-48	-8
	11月	-174	-124	-406	111	25	-291	-183	-34	1	-1
	12月	-278	-411	-279	449	34	-883	-84	14	201	3
	1月	138	250	520	966	61	-1,061	-502	-10	-387	4
	2月	-140	-480	-2,302	647	8	-1,202	-272	-31	-354	-50
	3月	-109	-22	-911	-397	14	-965	-326	-132	-221	-33
	計	-1,719	-1,761	-8,290	61	100	-9,989	-3,096	-1,032	-1,541	-133

※2017年度のインバランス収支は、一般送配電事業者による試算値であり、確定した値ではない。

3. 論点4：インバランス料金算定方法について

- 今般の出力制御期間におけるインバランス料金とスポット市場での九州エリアプライスを比較するとエリアプライスよりインバランス料金が高いコマが発生している。この場合、卸電力市場において、適切な売電等を行わず、余剰インバランスとして送配電事業者に買い取られることがエリアプライスより高く売却でき経済合理的となってしまう、システムの安定等の観点から問題が生じる。
- 計画値同時同量制度における計画順守のインセンティブを持たせるためにも、出力制御実施期間においては、余剰インバランス料金がエリアプライスを十分に下回るよう、算定方法の変更について電力・ガス基本政策小委員会において検討されることが望ましいのではないかと。具体的には、同小委で現在検討されているK、Lの定数による補正の導入に併せて、系統出力制御時においても経済的・制度的な対応について、手作業に伴う実務的な実現可能性も踏まえつつ、具体的検討を進めていくことが望ましい。

九州エリアの出力制御期間のエリアプライスとインバランス料金の平均価格

	10月13日	10月14日	10月20日	10月21日	11月3日	11月4日	11月10日	11月11日
エリアプライス平均 (円/kWh)	7.31	5.28	6.12	3.23	6.06	6.02	5.95	5.38
インバランス料金平均 (円/kWh)	5.92	4.60	5.98	2.99	6.34	8.13	6.59	5.53
インバランス料金が高いコマ数 (全14コマ)	2	4	6	4	14	14	12	8

※ インバランス料金は、10月は確報値。11月は速報値のため参考。(βは、10月：-1.95円/kWh、11月：-1.60円/kWh)

第11回電力・ガス基本政策小委員会資料（平成30年9月18日）より抜粋・一部加筆

補助的施策としてのインバランスの基本設計の方向性

系統不足時	不足BG	余剰BG	系統余剰時	不足BG	余剰BG
$P > V1$	P	V1	$P > V2$	V2	V2
$P < V1$	V1	V1	$P < V2$	V2	P

系統余剰時の余剰インバランス料金は、
市況価格以下となる

P：卸市場を参照した価格 V1、V2：上げ調整力価格、下げ調整力価格

今後のスケジュール

- 本日の御議論を踏まえ、2019年4月より、K,Lの補正を開始することとしたい。
- また、本年12月17日に電力・ガス取引監視等委員会において行われた第35回制度設計専門会合における議論も踏まえ、再生可能エネルギーの出力抑制時におけるインバランス料金の補正の在り方について、次回以降、御議論いただきたい。
- さらに、系統需給ひっ迫時等における経済的・制度的な対応についても、手作業に伴う実務的な実現可能性も踏まえつつ、引き続き検討を行う。

(参考)

需給ひっ迫時などにおける対応の検討

第12回基本政策小委員会
(2018.11) 事務局資料

- インバランス料金制度のスケジュールとしては、今後、
 - ① 足元課題への対応として2019年4月よりK,Lの補正を行い、
 - ② 併せて、システム開発等のスケジュールを見極めつつ、補助的施策の詳細を検討していく予定。
- 他方、足元では需要ひっ迫時等において、市場等で必要量の調達を行わず、大量のインバランスを発生させる事業者も存在。また、今後、精査が必要ではあるもの、上記②のシステム開発には一定期間を要する見込み。
- このため、K,Lの定数による補正の導入に併せて、前回の基本政策小委員会で御議論いただいたような、系統需給ひっ迫時等における経済的・制度的な対応について、手作業に伴う実務的な実現可能性も踏まえつつ、具体的検討を進めていくこととしてはどうか。

3. FIT制度の下での再エネ予測変動分 への対応

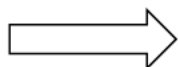
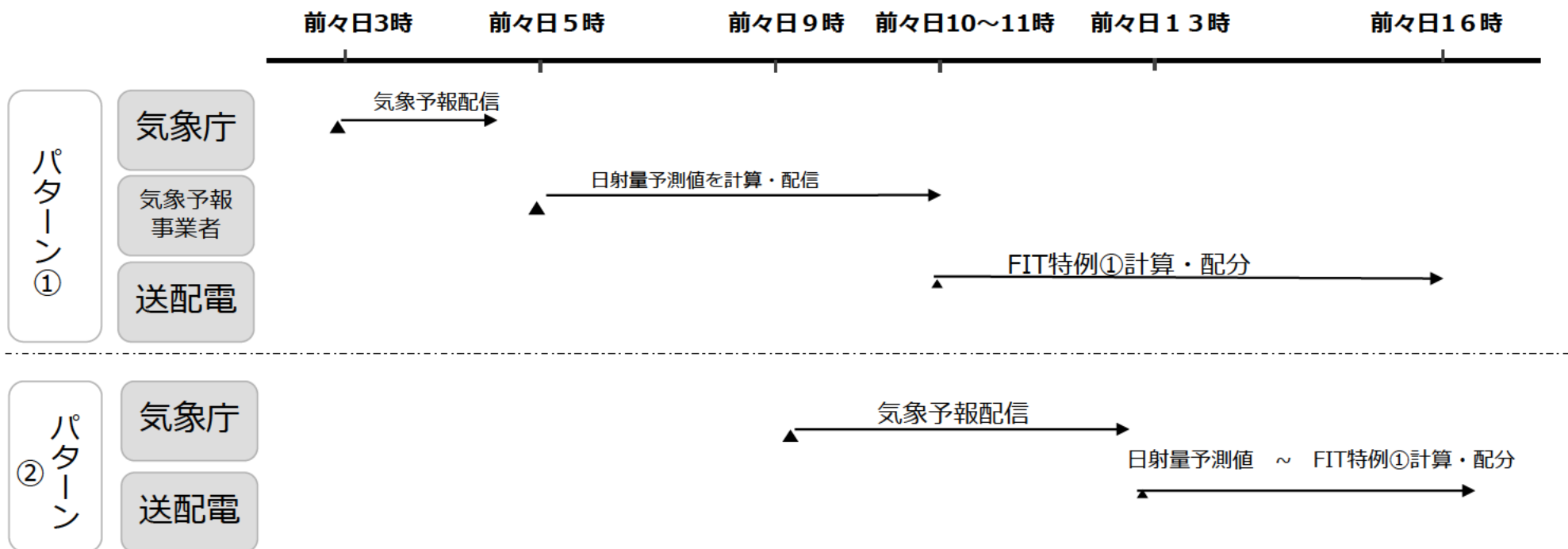
FITインバランス特例制度①の見直しの基本的方向性について

- 現行FITインバランス特例①（特に太陽光・風力）は、前々日の気象予報等に基づき送配電事業者が計画値を予測するが、時間経過に伴う予測精度向上により、送配電事業者と無関係に、計画締切以前に明らかな誤差が判明する状況が発生する。
- 他の系統利用者の計画変動分における調整の役割分担と比較して、FIT予測のみ、締切以前に判明した変動分の調整も全て送配電事業者に依存するのは望ましくない。また、FIT期間終了後も見据え、再エネが自立した主力電源となるためには、系統利用者側で予測変動を踏まえた調整ができることが必要。
- ついては、系統利用者も一定の役割を担っていくよう、締切までの間に、送配電事業者は発電計画を見直し、その変動に伴う調達・販売計画の調整を、系統利用者が担うことを基本的方向性として、検討を進めることとしてはどうか。
- 一方、計画の予測については、必ずしも系統利用者が行うために必要な情報等が十分共有・公表されておらず、送配電事業者が行う方が効率的であるが、FIT期間終了後も見据えれば、予測についても同様に系統利用者において自律的に行えることも重要であり、これを促すような環境整備を検討していくこととしてはどうか。

※なお、今後増加が見込まれる送配電買取によるFIT特例③については、継続してその調整の在り方を検討していく。

論点①：再エネ出力予測について

- 現行の再エネ出力予測は、気象庁や気象予報事業者が配信する気象データに基づき、各一般送配電事業者におけるシステムにより行われている。
- 予測精度向上の観点から、できるだけ実需給に近い気象データを用いることが考えられるが、後述の論点②のような運用の実態も踏まえることが必要。
- 予測精度について、より詳細なデータを分析していくことが必要と考えられるのではないか。



- 気象庁・気象予報事業者においては、それぞれ3～4時間程度の作業時間を有している。
- 気象予報配信は、1日4回（3時,9時,15時,21時）
- 一般送配電事業者は、気象庁・気象協会からデータ受信後、FIT特例①配分値の計算作業に30分～数時間を要している。

(参考) 太陽光の発電予測のタイミングを変更した場合の効果① (2017.10~2018.9)

予測タイミング (気象庁初期時間)	前々日3時又は9時 (計画値)			前々日21時						前日3時					
	予測外れ 上振れ計	予測外れ 下振れ計	予測外れ量	予測外れ 上振れ計	(改善率)	予測外れ 下振れ計	(改善率)	予測外れ量	(改善率)	予測外れ 上振れ計	(改善率)	予測外れ 下振れ計	(改善率)	予測外れ量	(改善率)
北海道エリア	145	282	427	126	(13.3%)	303	(-7.4%)	428	(-0.4%)	126	(13.0%)	305	(-8.2%)	431	(-1.0%)
東北エリア	598	540	1,138	632	(-5.7%)	554	(-2.5%)	1,186	(-4.2%)	757	(-26.6%)	348	(35.6%)	1,105	(2.9%)
東京エリア	1,508	1,483	2,991	1,278	(15.2%)	1,304	(12.0%)	2,583	(13.6%)	1,246	(17.4%)	1,289	(13.0%)	2,535	(15.2%)
中部エリア	832	779	1,611	770	(7.5%)	676	(13.2%)	1,446	(10.2%)	763	(8.3%)	653	(16.1%)	1,417	(12.1%)
北陸エリア	200	85	284	-	-	-	-	-	-	212	(-6.1%)	66	(21.4%)	278	(2.1%)
関西エリア	773	461	1,234	682	(11.8%)	430	(6.8%)	1,112	(9.9%)	757	(2.2%)	295	(36.0%)	1,052	(14.8%)
中国エリア	518	575	1,093	-	-	-	-	-	-	544	(-5.0%)	571	(0.6%)	1,115	(-2.1%)
四国エリア	220	302	523	246	(-11.8%)	294	(2.7%)	540	(-3.4%)	276	(-25.3%)	287	(5.0%)	563	(-7.8%)
九州エリア	734	965	1,699	680	(7.4%)	885	(8.3%)	1,564	(7.9%)	655	(10.8%)	871	(9.7%)	1,526	(10.2%)
沖縄エリア	71	49	120	75	(-5.8%)	42	(14.3%)	117	(2.4%)	67	(5.1%)	49	(0.2%)	116	(3.1%)

※各一般送配電事業者からの情報提供より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

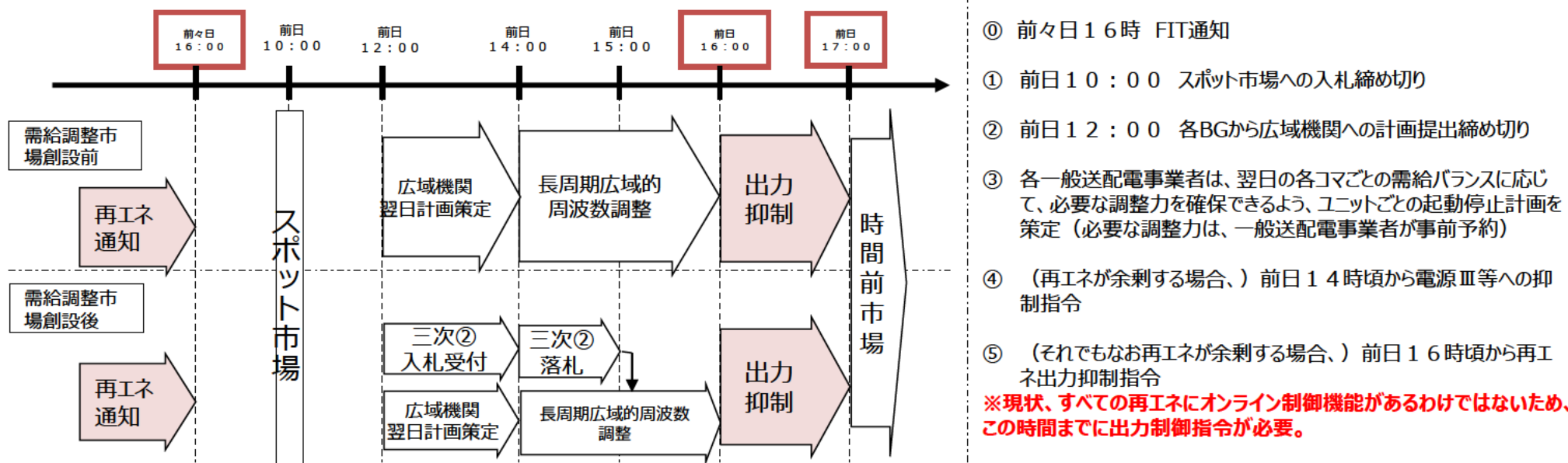
※予測外れ量：発電計画値と発電実績（推計）の各コマの差分の合計

※改善率：改善量／計画値の予測外れ量

論点②：FIT通知に関する運用について

- 現行の運用上は、以下の流れで行われており、前々日16時にFIT通知が行われているところ。
- また、上記の運用を前提に、2021年に創設予定の需給調整市場においても、前日12時～14時に入札を受け付け、前日15時に落札処理を行う運用が想定されている。
- さらに、BGが前日17:00以降に需給調整を行う場合、時間前市場において円滑な取引が可能であることが必要。
- 今後、詳細なデータや運用実態、更には全体のインバランス設計も踏まえつつ、実現可能な方策を検討していくことが必要ではないか。

FIT通知に関する運用（イメージ）



想定される市場環境の変化② FIT制度による再エネ増加に伴う変化

- 太陽光の導入拡大に伴いFITインバランスが急速に増大しており、100万kWh以上のFITインバランスが発生する地域も見られている。このため、必要な調整力を最小限にとどめ国民負担を軽減する観点から、系統利用者が計画変動の調整を時間前市場等も活用して自律的に行うことが、資源エネルギー庁において議論されている。
- また、2019年11月から住宅用太陽光発電設備のFIT買取期間が順次終了し、2023年までに平均で毎年100万kW以上が自家消費又は余剰電力の自由売電に移行することが予定されているが、このうち火力電源を持たない事業者に売電された太陽光発電設備の予測誤差については、時間前市場で計画変動の調整が行われるものと想定される。
- 2017年度における時間前市場の平均約定量が25万kWhであったことを踏まえると、これらの太陽光発電設備の予測誤差の規模は数倍以上となることが想定される。また、発生の様態についても需要変動誤差とは大きく異なる可能性があり、時間前市場において新たな取引方法等が必要となる可能性も想定される。

発電計画誤差と時間前市場取引ニーズの関係性



想定される環境変化

FITインバランス特例制度の変更	発電・小売事業者が計画変動調整を行う制度変更が行われた場合、時間前市場における取引ニーズが増大する可能性
家庭用太陽光発電設備のFIT買取期間の終了	火力電源を持たない事業者に売電された太陽光発電設備の予測誤差については、時間前市場で計画変動の調整が行われる可能性

今後の対応について②

- 本来のルールに移行するまでの間は、年度ごとに告示によってインバンスリスク単価を定めるという暫定的な方法によらざるを得ないと考えられる。
- 他方で、こうした前提の下においても、コマごと・エリアごとにインバンスの発生状況や市場価格(エリアプライス)が異なっていること等を踏まえ、よりきめ細かな算定の工夫を行うことが適当。

考えられる工夫の例

前年の平均を計算する際、インバンス料金単価の年間平均とエリアプライスの年間平均の差をとるのではなく、コマごとの単価差を、FITのインバンスの量で加重平均して年間平均を算出する。

$$\text{インバンスリスク単価} = \frac{\sum \left(\text{各コマの単価差} \times \text{各コマのFITインバンス量} \right)}{\text{各コマのFITインバンス量の絶対値の合計}} \times \text{FITのインバンス発生率}$$

今後の進め方

- 今後、再生可能エネルギーの導入拡大が進むにつれ、インバランスが一層拡大する可能性がある中、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくするための対策を検討する必要がある。
- その際、本日御議論いただいた内容を踏まえつつ、予測精度のデータや運用実態、全体のインバランス設計も鑑み、電力・ガス取引監視等委員会及び電力広域的運営推進機関の協力も得ながら、実現可能な方策について更なる検討を続けて行くこととしてはどうか。