

効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保 に向けたインバランス料金制度について

2018年11月8日

資源エネルギー庁

本日の御議論の位置付け

- 前回（第11回）の御議論においては、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によるインバランス料金制度の見直しに求められる基本的な要素について御議論いただいた。
- 本日は、インバランス料金制度の見直しに向けたスケジュールについて御議論いただくとともに、足元課題への対応に向けた現行の算出方法の補正について御議論いただく。

第7回 基本政策小委員会（1月）

- インバランス料金に係る現行制度の運用状況
- 需給調整市場開設後のインバランス料金に係る検討の基本的方向性
 - ・調整力コストの過不足ない回収
 - ・系統利用者に対する適切なインセンティブ

第8回 基本政策小委員会（3月）

- 事業者へのインセンティブ付与の在り方
- インバランス料金における収支一致の在り方

第9回 基本政策小委員会（5月）

- 収支一致の在り方
 - ・料金の算定時間単位
 - ・収支一致を目指す期間
 - ・エリアごとの単価差
- 系統全体の需給インバランスの一致
 - ・諸元とするコスト
 - ・事業者の規模や熟練度の考慮
 - ・事業者間の公平性
- 足元課題への対応に向けた考え方
 - ・現行の算出方法の補正

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定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

【本日の御議論】

- 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
- 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

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

前回の基本政策小委員会における御意見を踏まえて検討すべき事項

- インバランス料金制度の基本設計の方向性について、前回の御指摘を踏まえ、本日は、以下の2点について、整理させていただきたい。

- 論点1：補助的施策の方向性について【松村委員】

(御指摘) 補助的施策としては、以下の2つが考えられるのではないか。

補助的施策としてのインバランスの基本設計の方向性

【前回の事務局案】

需給調整市場が適切に機能することを前提として、スポット市場や時間前市場において価格が高騰する場合もあることに備え、不足インバランス料金をPとする。

系統不足時	不足BG	余剰BG
$P > V1$	P	V1
$P < V1$	V1	V1

需給調整市場が適切に機能しないことに備え、不足インバランス料金・余剰インバランス料金の両方をPとする。

系統不足時	不足BG	余剰BG
$P > V1$	P	P
$P < V1$	V1	V1

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

- 論点2：システム改修の内容、スケジュール 【佐藤オブザーバー】

(御指摘) このシステム改修の必要な内容とか、どれぐらいスケジュールがかかるかというのは一刻も早くまとめられて、ぜひとも教えていただきたい。

【参考】第11回電力・ガス基本政策小委員会議事録抜粋

【松村委員】

スポット市場あるいは時間前の機能不全というので、調整力市場はそこそこまともな価格になるだろうと思っていれば事務局案というのが正しいような気がします。むしろスポットマーケットとかではなく、調整力市場がシステムチックにおかしな価格がつくんじゃないか、本来はもっと高い価格がつくべきところが低い価格ついちゃうんじゃないかという心配だとすると、統一価格でPというのをつけるのが正しいような気がする。したがって、どちらのことを心配しているのかというのを考えながら、どちらを選択するのかというのは、これから何を心配しているのかということをもう一度よく考えた上で精査すべきだと思います。

したがって、今回のように、バッチを当てるという提案は合理的な提案で、これを軸に検討していくのはいいと思いますが、あり得るものとしては、両方統一でPにする、系統全体が不足を出しているときに、不足側も余剰側も統一価格でPで買い取るという格好にするのか、あるいは今回の事務局案のようなことにするのかというの、どちらの市場の機能不全を心配しているのかというのに依存しているので、もう一度整理が必要なのではないかと思いました。

【佐藤オブザーバー】

導入時期のところ、21スライド目にありますが、システム改修の内容や必要なスケジュールについて詳細に課題を整理する、まさにおっしゃるとおりであると思います。特に私ども、一昨年4月にインバランスにもかかわるシステムに関して非常に不都合を起こしてしまったという立場から申し上げるのも申しわけないところではありますが、きょう、電事連の廣江副会長、来られていますが、このシステム改修の必要な内容とか、どれぐらいスケジュールがかかるかというのは一刻も早くまとめられて、ぜひとも教えていただければというふうに、これはお願いをしたいと思います。

【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
$P > V 1$	P	V 1	$P > V 2$	V 2	V 2
$P < V 1$	V 1	V 1	$P < V 2$	V 2	P

※今後の市場設計において、P 7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V 1 又はV 2 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 1】補助的施策の方向性について

- 前回の事務局案は、
 - ①スポット市場、時間前市場、需給調整市場が適正に機能することを目指すことを前提に、
 - ②現状を踏まえた場合、必ずしも各市場が統合的な変動を示さない可能性が考えられるため、補助的施策の導入を提案させていただいたもの。

（前回お示した現状①）

系統の余力が不足する際には、買手の限界効用を反映してスポット市場価格が高騰する場合があります。一方、調整力価格については、調整力を供出できる電源は限られていることから、調整力のkWh価格を限界費用ベースに設定することにした場合、需給状況や市場の動きが調整力のkWh価格に反映されない可能性がある。

- 上記の観点からは、系統不足時には、両方統一でPの価格設定をすることも考えられる。しかしながら、多くのエリアにおいて、エリア全体のインバランスが余剰側に偏っているという現状を踏まえると、余剰BGは、「スポット市場への売りを行わなければ、スポット市場価格が高騰し、最終的にもその価格で余剰を精算してもらえ」ことから、スポット市場に売りを行わない誘因がより一層強く働くことが考えられる。

（前回お示した現状②）

現状、全需要量に占めるスポット市場の取引割合は15～20%程度にとどまり、時間帯によっては、価格が高騰する場面がある一方、多くのエリアにおいて、エリア全体のインバランスは余剰側に偏っている。

- 以上を踏まえ、①各市場が統合的な変動を示さない場合に備えるとともに、②スポット市場や時間前市場において不適切な行動を抑制するため、補助的施策として、前回お示した事務局案の方向性で、更に検討を深めていくこととしてはどうか。

(参考) 考慮すべき足元の市場環境②

第11回基本政策小委員会
(2018.9) 事務局資料

2017.10～2018.3の月ごとの余剰/不足インバランス総量※

※各事業者が発生させたインバランスを相殺せず計上したものの。単位：GWh

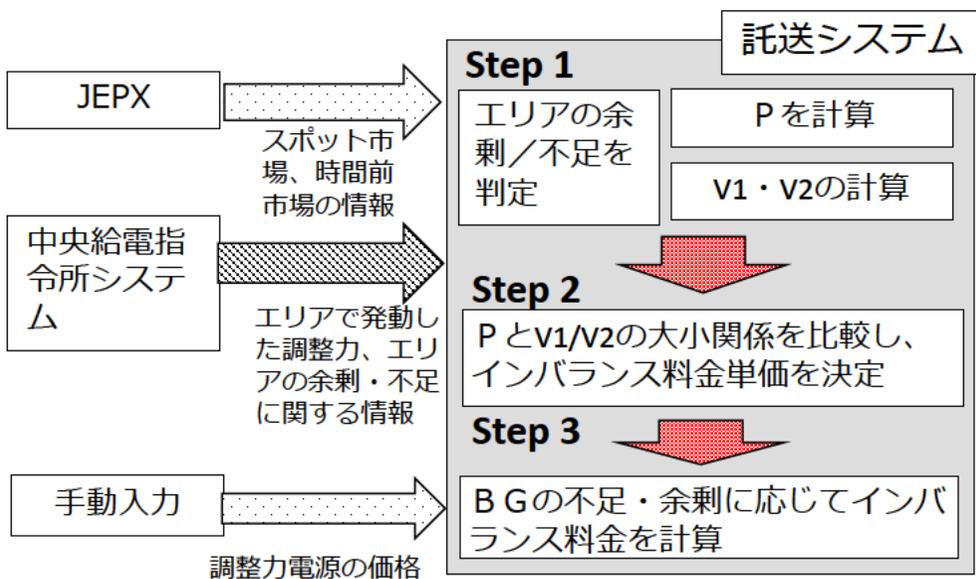
エリア		10	11	12	1	2	3	余剰/不足比
北海道	余剰	174	156	216	147	149	203	1.1
	不足	160	149	167	138	117	180	
東北	余剰	227	258	303	341	317	376	1.6
	不足	200	178	157	174	169	237	
東京	余剰	784	811	825	806	940	1,012	1.2
	不足	784	628	750	820	686	823	
中部	余剰	387	344	343	380	372	543	1.0
	不足	428	372	391	444	364	416	
北陸	余剰	57	66	56	53	53	80	1.0
	不足	63	47	48	72	51	67	
関西	余剰	380	371	431	469	471	558	1.6
	不足	276	259	272	269	252	368	
中国	余剰	239	207	231	276	270	352	1.3
	不足	220	179	185	178	175	256	
四国	余剰	111	117	120	131	131	154	1.1
	不足	130	112	120	116	115	127	
九州	余剰	474	402	425	516	560	654	1.2
	不足	472	411	378	383	394	523	
沖縄	余剰	20	16	17	18	20	23	1.1
	不足	16	16	18	17	14	19	

【論点2】導入に向けたシステム改修の内容

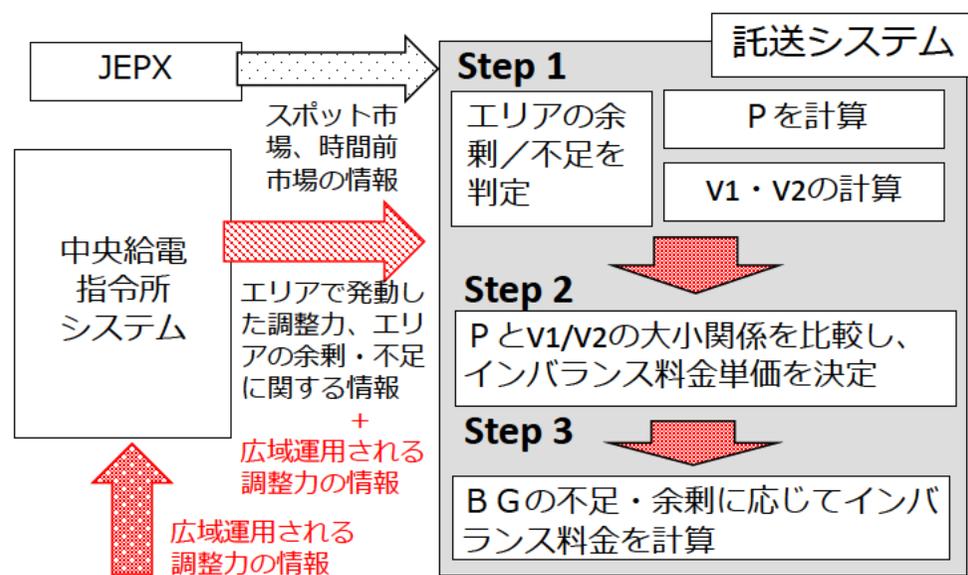
- インバランス料金の精算を行うため、以下のシステム改修が全て新たに必要。
 - ✓ JEPX、中央給電指令所システム（、広域需給調整システム（需給調整市場開設後））から、スポット市場、時間前市場、発動した調整力、系統の余剰・不足に関するデータを託送システムに入力するためのシステム改修
 - ✓ 取得したデータに基づき、余剰・不足の判定、卸市場を参照した価格、調整力コストの計算、BG毎のインバランス料金単価を決定するロジックの新たな組み込み

システム改修イメージ

<需給調整市場開設前>



<需給調整市場開設後>



赤の部分は、需給調整市場開設前後で追加で作業が必要と想定される箇所

※手入力以外は全てシステム改修が必要

【論点2】導入に向けた今後のスケジュール

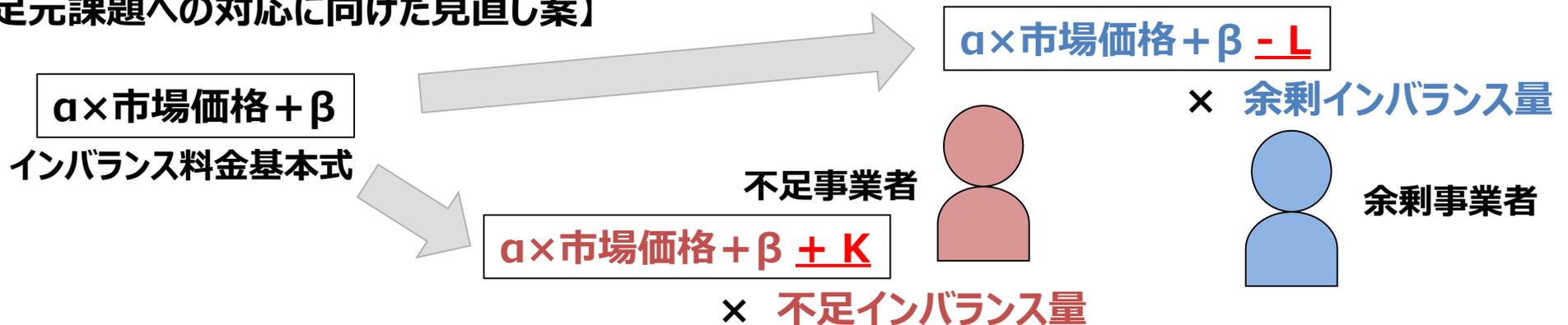
- システム改修を行うに当たっては、①要件定義（仕様決定）、②基本設計、③詳細設計、④実装・試験、等のステップが必要であり、上記の4つの工程を終えるには約2年間の期間を要する見込みであり、需給調整市場開設とほぼ同時期に導入することにならざるを得ない可能性がある。
- また、前頁のとおり、新たなインバランス料金制度を需給調整市場開設前に導入する場合、V1、V2については、手入力が必要となる見込み。
(※) 遅くとも需給調整市場開設後であれば、システム連携が可能。現在、V1、V2は各社とも手作業で導出しているため、これを手入力する必要がある。これをシステム化しても、需給調整市場開設後は不要なシステムとなってしまう。
- 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

- 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】



(参考)

足下の課題への対応（見直しのコンセプト）

- 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という足下の課題への対応として、以下の方策が考えられる。
 - (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
- これらの具体的な方法は、それぞれ相反する部分もあるため、今般の料金見直しでは、両者のバランスを踏まえながら、双方の課題を対応することを基本とする。

足下の課題への対応（インバランス料金の見直し案）

- 足下の課題に対しては、需給調整市場開設により新たなインバランス料金制度の導入が見込まれる2021年度を待つことなく、速やかに対応することが必要。
- このため、前回ご議論いただいた新たなインバランス料金の基本的方向性を前提としつつ、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、事業者の不足と余剰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。

【現行】

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 $\times \alpha + \beta$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項



【移行イメージ】

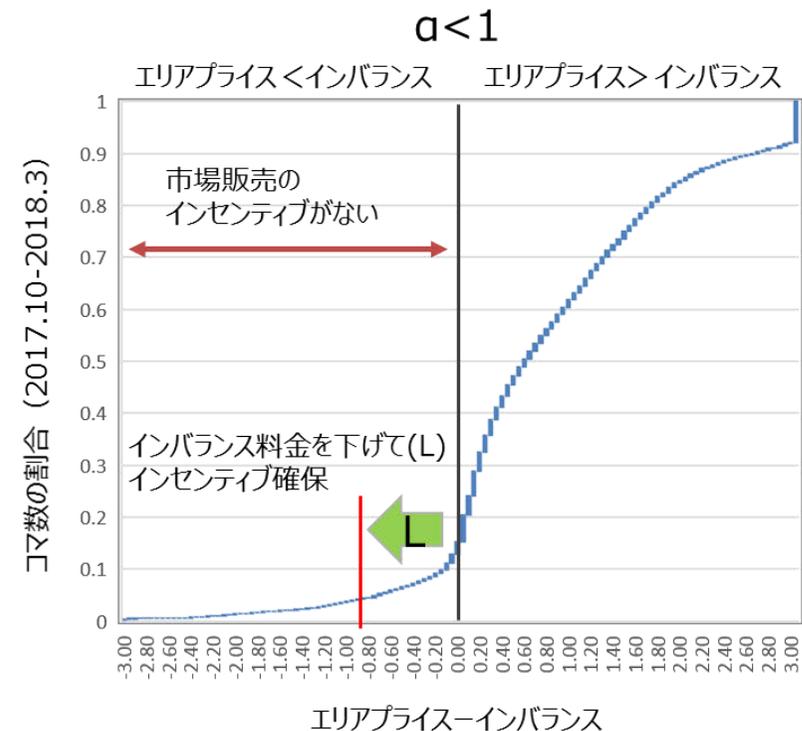
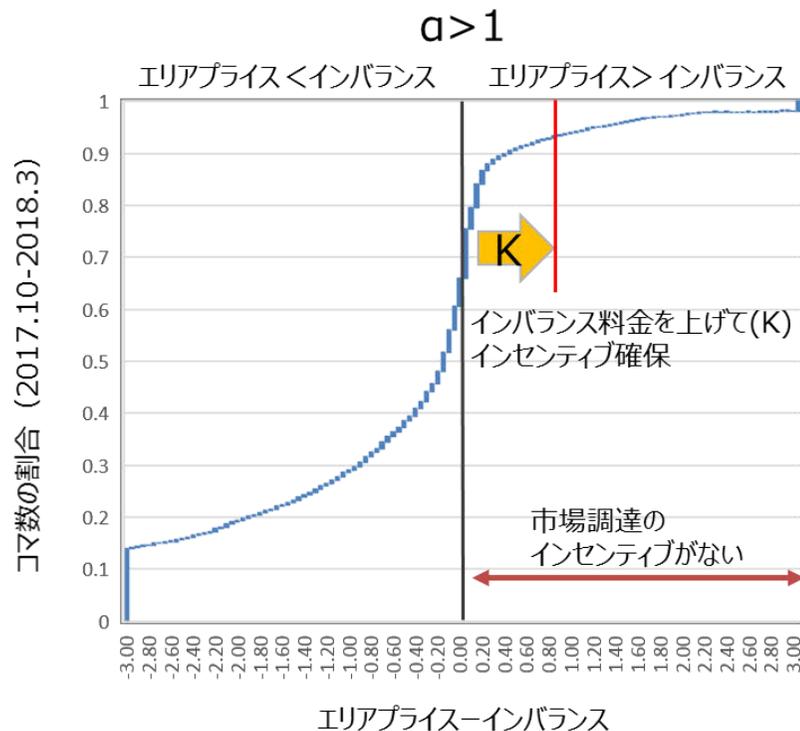
インバランス精算単価 = スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値 $\times \alpha + \beta$ $+k$
 $-l$

k, l : インセンティブ定数 (≥ 0 、不足の場合加算、余剰の場合減算)

(参考)

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効果の評価)

- インバランス料金が卸市場価格より安い場合、事業者は調達インセンティブを失い、高い場合には、販売インセンティブを失うこととなる。
- $\alpha > 1$ (系統全体が不足) の時にインバランス料金が卸市場価格より安い状態になく、 $\alpha < 1$ (系統全体が余剰) の時にインバランス料金が卸市場価格より高い状態にならないようにすることがインセンティブの観点上重要となり、K, Lは基本的にこれを目指す形としてはどうか。



(参考)

K, L設定の具体的方法について② (K, Lによるインセンティブの強度)

- 事業者に経済的インセンティブが付与されるコマを増やすことを目的とした場合、理想的には全てのコマでインセンティブが担保されるよう必要十分な加減算を行うことが望ましい。
- 一方で、可及的速やかな対応を目指し、システム制約条件から定数で一律に補正する手法を採用している中では、全てのコマでインセンティブを担保しようとする、インバランス料金が過度に高騰（下落）してしまうため、K, Lの設定に当たっては、変動の規模も考慮しつつ、段階的な対応を行うこととしてはどうか。
※ただし、インセンティブが確保されていないコマで計画遵守を怠ることを許容するものではない。

		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	59%	66%	66%	63%	62%	62%	62%	62%	61%	78%	
	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%	28.65	21.38	21.38	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.65	0.55
		90%	3.0	0.40	0.40	2.15	2.19	2.19	2.19	2.19	2.17	0.02
		80%	1.5	0.11	0.11	0.62	0.67	0.67	0.67	0.67	0.63	0.01
	70%	0.75	0.02	0.02	0.24	0.25	0.25	0.25	0.25	0.26	0	
余剰側	現行のインセンティブがあるコマ率	71%	85%	85%	81%	81%	81%	81%	81%	79%	98%	
	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%	7.05	10.68	10.68	4.15	4.15	4.15	4.15	4.15	4.74	2.42
		90%	1.1	0.15	0.14	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.56	0
	80%	0.47	0	0	0	0	0	0	0	0.03	0	

(参考)インセンティブを100%としたときのインバランス料金【2018年8月31日・北海道】

時刻			α	エリアプライ ス[円/kWh]	不足インバ ランス料金 [円/kWh]	余剰インバ ランス料金 [円/kWh]
0:00	~	0:30	1.030	10.4	41.47	5.77
0:30	~	1:00	0.928	10.14	40.25	4.55
1:00	~	1:30	1.039	10.17	40.25	4.55
1:30	~	2:00	1.000	10.09	39.92	4.22
2:00	~	2:30	1.048	10.15	40.33	4.63
2:30	~	3:00	1.039	10.1	40.25	4.55
3:00	~	3:30	1.000	10.15	39.92	4.22
3:30	~	4:00	1.000	10.15	39.92	4.22
4:00	~	4:30	1.000	10.14	39.92	4.22
4:30	~	5:00	1.000	10.15	39.92	4.22
5:00	~	5:30	1.000	10.14	39.92	4.22
5:30	~	6:00	1.000	10.15	39.92	4.22
6:00	~	6:30	1.081	10.12	40.97	5.27
6:30	~	7:00	1.003	10.25	40.33	4.63
7:00	~	7:30	1.016	13.65	41.41	5.71
7:30	~	8:00	1.000	13.65	41.67	5.97
8:00	~	8:30	1.008	20.01	41.69	5.99
8:30	~	9:00	1.088	20.01	43.45	7.75
9:00	~	9:30	1.184	20.01	45.69	9.99
9:30	~	10:00	1.000	20.01	45.83	10.13
10:00	~	10:30	1.124	20.01	46.71	11.01
10:30	~	11:00	1.000	20.00	46.57	10.87
11:00	~	11:30	1.000	20.00	46.7	11
11:30	~	12:00	1.000	20.00	46.72	11.02

時刻			α	エリアプライ ス[円/kWh]	不足インバ ランス料金 [円/kWh]	余剰インバ ランス料金 [円/kWh]
12:00	~	12:30	1.015	16.00	44.66	8.96
12:30	~	13:00	1.148	16.00	46.61	10.91
13:00	~	13:30	1.298	20.00	51.42	15.72
13:30	~	14:00	1.000	21.00	51.36	15.66
14:00	~	14:30	1.000	20.01	51.36	15.66
14:30	~	15:00	1.100	21.00	53.36	17.66
15:00	~	15:30	0.822	21.00	47.8	12.1
15:30	~	16:00	1.000	25.00	51.44	15.74
16:00	~	16:30	0.734	20.49	47.48	11.78
16:30	~	17:00	0.755	20.01	46.77	11.07
17:00	~	17:30	0.704	15.50	45.44	9.74
17:30	~	18:00	0.874	15.50	45.75	10.05
18:00	~	18:30	0.747	20.00	43.66	7.96
18:30	~	19:00	0.745	16.44	43.17	7.47
19:00	~	19:30	0.754	17.77	42.95	7.25
19:30	~	20:00	0.896	17.59	43.1	7.4
20:00	~	20:30	0.913	20.01	42.97	7.27
20:30	~	21:00	0.955	20.01	42.9	7.2
21:00	~	21:30	0.981	20.01	42.74	7.04
21:30	~	22:00	0.976	20.01	42.28	6.58
22:00	~	22:30	0.971	15.50	42.59	6.89
22:30	~	23:00	1.007	15.50	42.79	7.09
23:00	~	23:30	1.008	15.50	42.39	6.69
23:30	~	24:00	0.993	15.50	41.72	6.02

(参考)インセンティブを100%としたときのインバランス料金【2018年8月31日・東京】

時刻			α	エリアプライ ス[円/kWh]	不足インバ ランス料金 [円/kWh]	余剰インバ ランス料金 [円/kWh]	時刻			α	エリアプライ ス[円/kWh]	不足インバ ランス料金 [円/kWh]	余剰インバ ランス料金 [円/kWh]
0:00	~	0:30	1.030	10.09	31.83	0	12:00	~	12:30	1.015	13.28	35.02	2.96
0:30	~	1:00	0.928	8.87	30.61	0	12:30	~	13:00	1.148	15.23	36.97	4.91
1:00	~	1:30	1.039	8.87	30.61	0	13:00	~	13:30	1.298	20.04	41.78	9.72
1:30	~	2:00	1.000	8.54	30.28	0	13:30	~	14:00	1.000	19.98	41.72	9.66
2:00	~	2:30	1.048	8.95	30.69	0	14:00	~	14:30	1.000	19.98	41.72	9.66
2:30	~	3:00	1.039	8.87	30.61	0	14:30	~	15:00	1.100	21.98	43.72	11.66
3:00	~	3:30	1.000	8.54	30.28	0	15:00	~	15:30	0.822	16.42	38.16	6.1
3:30	~	4:00	1.000	8.54	30.28	0	15:30	~	16:00	1.000	20.06	41.8	9.74
4:00	~	4:30	1.000	8.54	30.28	0	16:00	~	16:30	0.734	16.1	37.84	5.78
4:30	~	5:00	1.000	8.54	30.28	0	16:30	~	17:00	0.755	15.39	37.13	5.07
5:00	~	5:30	1.000	8.54	30.28	0	17:00	~	17:30	0.704	14.06	35.8	3.74
5:30	~	6:00	1.000	8.54	30.28	0	17:30	~	18:00	0.874	14.37	36.11	4.05
6:00	~	6:30	1.081	9.59	31.33	0	18:00	~	18:30	0.747	12.28	34.02	1.96
6:30	~	7:00	1.003	8.95	30.69	0	18:30	~	19:00	0.745	11.79	33.53	1.47
7:00	~	7:30	1.016	10.03	31.77	0	19:00	~	19:30	0.754	11.57	33.31	1.25
7:30	~	8:00	1.000	10.29	32.03	0	19:30	~	20:00	0.896	11.72	33.46	1.4
8:00	~	8:30	1.008	10.31	32.05	0	20:00	~	20:30	0.913	11.59	33.33	1.27
8:30	~	9:00	1.088	12.07	33.81	1.75	20:30	~	21:00	0.955	11.52	33.26	1.2
9:00	~	9:30	1.184	14.31	36.05	3.99	21:00	~	21:30	0.981	11.36	33.1	1.04
9:30	~	10:00	1.000	14.45	36.19	4.13	21:30	~	22:00	0.976	10.9	32.64	0.58
10:00	~	10:30	1.124	15.33	37.07	5.01	22:00	~	22:30	0.971	11.21	32.95	0.89
10:30	~	11:00	1.000	15.19	36.93	4.87	22:30	~	23:00	1.007	11.41	33.15	1.09
11:00	~	11:30	1.000	15.32	37.06	5	23:00	~	23:30	1.008	11.01	32.75	0.69
11:30	~	12:00	1.000	15.34	37.08	5.02	23:30	~	24:00	0.993	10.34	32.08	0.02

※ L>インバランス料金の場合は、余剰インバランス料金を0[円/kWh]としている。

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

需給ひっ迫時などにおける対応の検討

- 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。

(参考)

【論点3】更なる検討課題について

(1) 系統需給ひっ迫時のインバランス料金の在り方

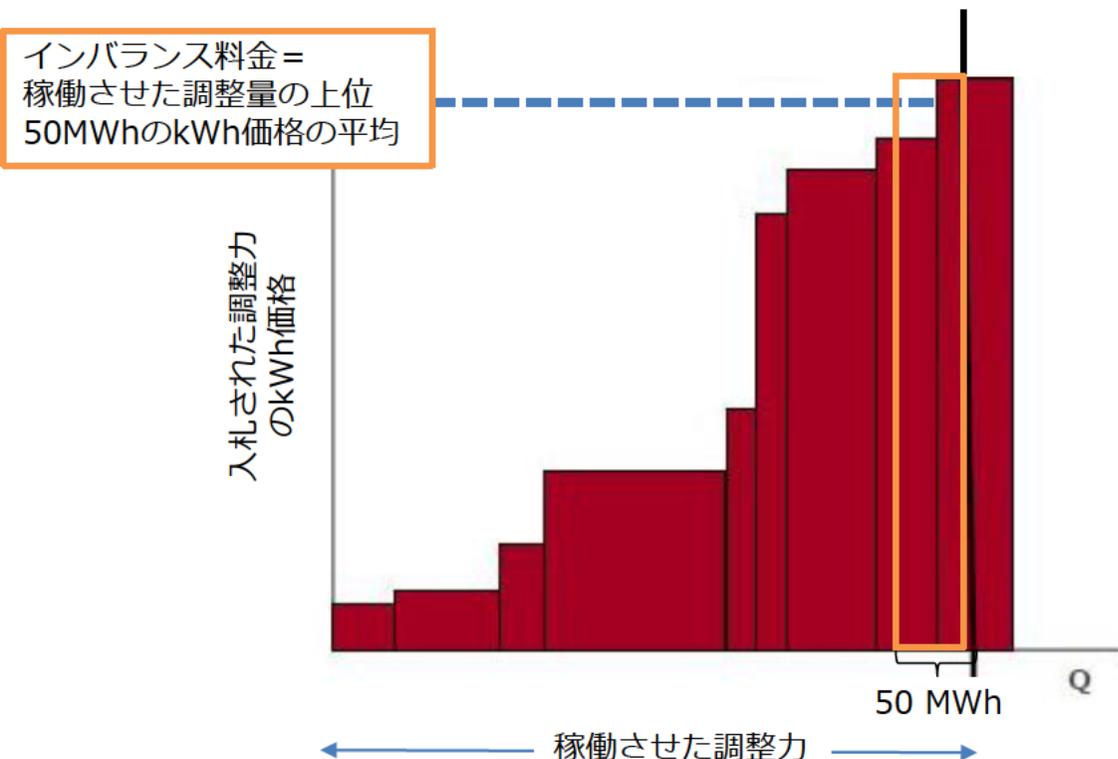
- 前述のように、需給調整市場創設後も、当面の間は、V1が実需給の電気の価値を適切に反映しない可能性がある。この場合、需給ひっ迫時においても、系統利用者が、「調整力コストはさほど高騰しないだろう」「需給を一致させる手間が大きく、仮に不足インバランスを生じさせたとしても、インバランス料金を支払いさえすればよい」と判断し、結果として調達を行わないケースも起こり得る。
- この点、諸外国では需給ひっ迫時に、電気の希少性（需給ひっ迫時の電気の価値）を理論的に算出し料金に反映している国（英国等）や、料金を定率・定額で上昇させインセンティブを強化している国（ドイツ等）、市場からの強制退出等のガバナンス措置によりインバランスの抑制に取り組んでいる国（ノルウェー等）もある。
- 諸外国の動向も踏まえつつ、我が国においてはどのような対応を行うべきか。

(参考) 英国におけるインバランス料金の算定方法

- 英国においては、インバランス料金はそのコマで稼働した調整力の限界的なkWh価格に基づいて算定することとされているが、需給ひっ迫時には停電の社会的コストを反映したより高いコストを反映した価格となる。

インバランス料金の算定式 (英国)

インバランス料金 = そのコマで稼働した調整力のkWh価格の高いものから上位50MWh分の平均値



注)

- そのコマで稼働したReserve (電源 I に相当) 及び Balancing Mechanism (電源 II に相当) の全ての kWh 価格を考慮
- 同一コマにおいて上げと下げが両方あった場合には、同量を相殺してから上位 50 MWh 分を平均
- Reserve の kWh 価格については、需給ひっ迫時には停電の社会的コストを反映したより高い価格を用いる
- 50MWh は通常稼働している調整力の数%程度であり、実質的には調整力電源の限界価格に近い価格がインバランス料金に反映される仕組みとなっている (参考: 7月6日のインバランス量最大値: 520MWh)

(出典: Ofgem ホームページより一部改変)

(参考) 系統のインバランス状況の考慮 (ドイツの事例)

第9回基本政策小委員会
(2018.5) 事務局資料

- 需給一致のためには、①個々を深く追求せず、系統全体として需給バランスを一致させる、②個々の事業者に計画一致を促し、積み上げた合計を一致させる、の2種類のインセンティブ付けが考えられる。
- ①について、ドイツでは個社のインバランス状況によらず同一時点では単一料金となるが、系統全体の不足/余剰が過度にある場合にはインバランス料金が相乗的に変動し、総じてバランスが均衡するよう促す仕組みとなっている。

ドイツにおける系統全体のバランスを踏まえたインバランス料金制度

系統インバランス不足		系統インバランス余剰	
調整力(上げ)の使用状況		調整力(下げ)の使用状況	
80%以上	80%未満	80%未満	80%以上
<ul style="list-style-type: none"> 調整力市場の平均エネルギー価格の1.5倍 又は調整力市場の平均エネルギー価格に100ユーロ/MWhを加算 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力市場の平均エネルギー価格 (但し平均当日スポット価格を下回らないこと) 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力市場の平均エネルギー価格 (但し平均当日スポット価格を下回らないこと) 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力市場の平均エネルギー価格の半分 又は調整力市場の平均エネルギー価格に100ユーロ/MWhを減算

※ドイツはこの制度により、過度な余剰インバランスには、系統利用者からTSOにインバランス料金を支払うことが起こり得る。

※なお、我が国では小売全面自由化以降、上記と同様の効果を志向して系統全体の需給状況に応じた調整項 α が算定式に用いられている。

(参考) インバランス実態監視に関する海外の事例

第9回基本政策小委員会
(2018.5) 事務局資料を一部編集

- Statnett（ノルウェー）では、一定の基準を定めた上で、BG（BRP）のインバランス実績を月間で公表している。
- また、過度なインバランスを継続して発生させる事業者には、市場からの強制退出等を受けることとなっている。

April 2017: Norwegian BRPs' Imbalances

Statnett

事業者名	小売					発電				
Akershus Energi Vannkraft AS		NO1	NO3	NO2	NO5		NO2	NO1		
Aktieselskabet Saudefeldene	NO2								NO2	
Aurland Energiverk AS			NO5							
AVINOR AS		NO1	NO3 NO4 NO5	NO2						
AXPO Nordic AS			NO3 NO5	NO1 NO2	NO4	NO2 NO3		NO4		
Bane NOR		NO1 NO1	NO3 NO4 NO5					NO5		
BKK Produksjon AS					NO5					
Boliden Odda AS	NO2									
Dalane Kraft AS				NO2			NO2			
E-CO Energi AS		NO5	NO2	NO1	NO3					
Eidefoss AS			NO3				NO3			
Eidsdal Kraft AS			NO3				NO3			
Eidsiva Marked AS			NO2 NO3 NO4 NO5	NO1			NO1			
Eidsiva Vannkraft AS	NO1				NO3	NO1		NO3		
Elendomspar Energi AS										
Elkem AS		NO3		NO4	NO2	NO5				
Elkraft AS	NO1		NO2 NO3 NO4 NO5					NO3	NO5	
Energi Danmark										
Energi Salg Norge AS		NO1 NO2	NO5	NO3 NO4						
ENI NORGE AS		NO4								
EVRY ASA		NO1 NO2								
Fjord Energi AS		NO3		NO5	NO2			NO3	NO2	
Fortum Markets AS		NO1			NO2 NO3 NO4 NO5					
Giltre Energi Produksjon AS		NO1							NO1	
Giltre Energi Strøm AS - Engros	NO2	NO1	NO3 NO4 NO5							
Gudbrandsdal Energi AS (utq)	NO1		NO2 NO3		NO4 NO5		NO1			
Hafslund Hedging AS	NO1	NO4	NO3		NO2	NO5				
Haugaland Kraft Energi AS	NO2	NO1	NO3 NO4 NO5				NO1 NO2			
Helgeland Kraft AS		NO4	NO1 NO2 NO3	NO5						
Helgeland Kraft AS Vannkraft		NO4								
Hebse Ser-Øst RHF			NO3	NO5 NO1 NO2						
Hemsedal Energi (Balanseansvarlig)				NO5 NO1						
Hydro Energi AS		NO5	NO4	NO1 NO2 NO3					NO2	
Hålogaland Kraft Kunde AS					NO4					NO4
Ishavkraft AS		NO4	NO1	NO3	NO2	NO5		NO4		NO5
Istad Kraft AS		NO3			NO5 NO1 NO2	NO4			NO3	
JotunKraft A/S			NO1 NO2 NO3		NO5					NO5
Kinect Energy Spot AS	NO1 NO2		NO3 NO4		NO5		NO2 NO3 NO4 NO5	NO1		
Konsesjonskraftfondet for Aust-Agder IKS				NO2						

【公表方法】

月間実績を元に、一定規模のBGを公表

<緑>

(小売)

- ・月間のインバランスが6%未満かつ月間のインバランスが1800MWh以下
- ・月間のインバランスが6%未満かつ月間の不足・余剰の比率が1.5倍未満

(発電)

- ・月間のインバランスが2.5%未満かつ月間のインバランスが1800MWh以下
- ・月間のインバランスが2.5%未満かつ月間の不足・余剰の比率が1.5倍未満

<灰色>

緑でも赤でもないBG

<赤>

(小売)

- ・月間のインバランスが10%以上かつ月間の不足・余剰の比率が2倍以上
- ・月間インバランスが12.5%以上
- ・月間の不足・余剰の比率が2.5倍以上

(発電)

- ・月間のインバランスが5%以上かつ月間の不足・余剰の比率が2倍以上
- ・月間インバランスが6%以上
- ・月間の不足・余剰の比率が2.5倍以上