

託送供給等における インバランス精算について

平成28年8月30日

資源エネルギー庁

**1. インバランス精算における計画誤りの
解消に向けた取組の実施状況**

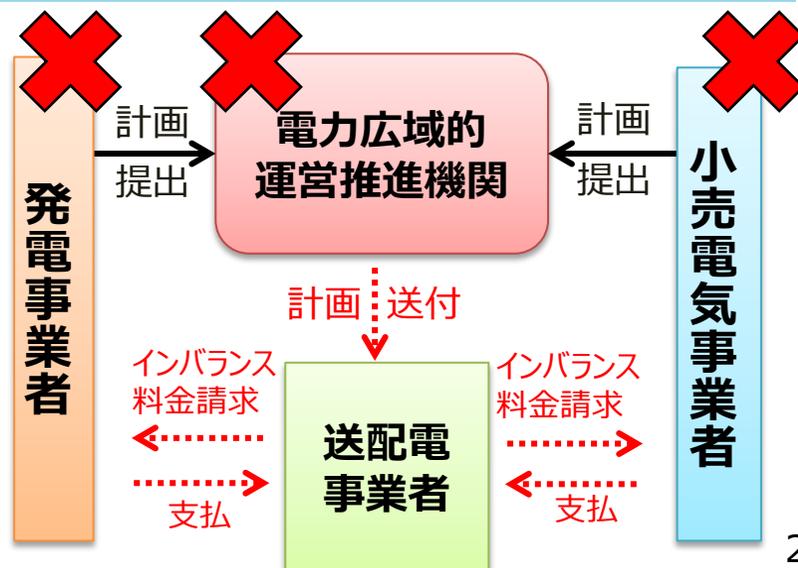
2. 今後のインバランス精算の在り方

背景

- 発電事業者及び小売電気事業者は、毎日、翌日の発電・需要の計画を、広域機関を通じて一般送配電事業者に提出（当日の需給1時間前までは訂正可能）。これらの計画と実績の差をインバランスといい、インバランス補給を行う一般送配電事業者と、インバランスを発生させた発電事業者及び小売電気事業者との間で、事後的に料金精算を行うこととなっている。
- この新たなインバランス精算制度は本年4月に始まったが、新制度に関する事業者の準備・習熟が必ずしも十分でなかったことや、広域機関システムによる計画チェック機能開発の一部遅延などにより、発電事業者及び小売電気事業者が作成・提出する計画に多数の誤りが発生。これらの誤った計画に基づきインバランスの精算を行うと、実態から乖離した料金精算が多数発生する恐れがあった。
- このため、インバランス精算を行う前に、事業者間で計画の誤りを訂正するプロセスを設け、実態から乖離した料金精算を最小化することとした。

対応状況

- 計画誤りの防止に向けて、広域機関から各事業者に対し、正しい計画を提出するよう指導・注意喚起。
- インバランス精算については、誤った計画を提出した事業者に対し、誤りを訂正する機会を設けた上で、精算手続を実施。
- 広域機関システムによる、計画の整合性チェック機能については、8月1日より運用開始。



(参考) 計画誤りの訂正プロセス

- (1) 提出のあった発電／需要計画と発電／需要実績に基づき、一般送配電事業者がインバランス量を算定の上、発電事業者及び小売電気事業者に通知。【第1段階】
- (2) 発電事業者及び小売電気事業者が通知内容を確認の上、自らの計画に誤りがあったときは、一般送配電事業者に対し、計画値の訂正を申入れ。【第2段階】
- (3) 一般送配電事業者が資源エネルギー庁にて定める一定の基準に基づき対象事業者を選定の上、発電事業者及び小売電気事業者に対し、インバランス算定の元となった計画値の妥当性の確認を申入れ。【第3段階】

※計画の訂正について事業者間で合意できない場合は、電気事業法に基づく紛争処理プロセスに移行。

「協議による計画値訂正」の位置づけ

- 協議による計画値の訂正の機会、実態から乖離したインバランスを解消するために設けるものであり、発電事業者及び小売電気事業者は、自らの計画の誤りによる実態から乖離したインバランスについては、自らの得失を超えて、自発的にその解消に努めなければならない。
- 仮にこれらの訂正の機会が活用されず、計画誤りによる実態から乖離したインバランスが残存する場合、事業者間の公平が損なわれるのみならず、新たに開始した計画値同時同量制度の信頼性が揺るぎかねない。このため、一般送配電事業者※から、各計画の妥当性を問うこととする。

※実態から乖離したインバランスによる直接の影響を受ける一般送配電事業者においても、自らの得失を超えて、計画誤りの解消に努めることが求められる。

- これらの過程において、恣意的な訂正による不正等を防ぐため、各事業者は、自らの主張する計画値あるいは訂正值について、客観的に妥当と言える根拠を示さなくてはならない。

計画誤りの訂正実績（4月分）

- 4月分のインバランス精算において、計画誤りの訂正は、発電事業者または小売電気事業者からの申入れが289件、一般送配電事業者からの申入れが154件、合計443件の協議が行われた。
- このうち、最終的に計画誤りを訂正することで合意されたものは、発電事業者または小売電気事業者からの申入れ分については272件（94%）、一般送配電事業者からの申入れ分については36件（23%）、合計308件（70%）となった。

※第3段階においては、一般送配電事業者は不整合実績とインバランス実績に基づき申入れを行うこととしており、必ずしも対象事業者の計画に「不整合に伴うインバランス」がある訳ではないことに留意。

- なお、事業者間の協議がまとまらず、紛争処理プロセスに移行した案件はこれまで生じていない。

地域	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
第2段階 ※系統利用者からの申入れ	17 (17)	45 (44)	86 (84)	38 (37)	7 (7)	26 (25)	23 (13)	13 (13)	31 (29)	3 (3)	289 (272)
第3段階 ※一般送配電事業者からの申入れ	6 (0)	34 (3)	23 (12)	5 (5)	1 (1)	36 (0)	21 (12)	12 (0)	16 (3)	0	154 (36)

括弧内は訂正ですること合意された件数。なお、同一事業者が各エリアで協議した場合、発電者としてあるいは小売電気事業者としてそれぞれに協議した場合は、別個に計上。同一事業者が複数日の計画について協議した場合は、1件として計上。

（単位：需要バランシンググループもしくは発電バランシンググループ）

主な誤り事例

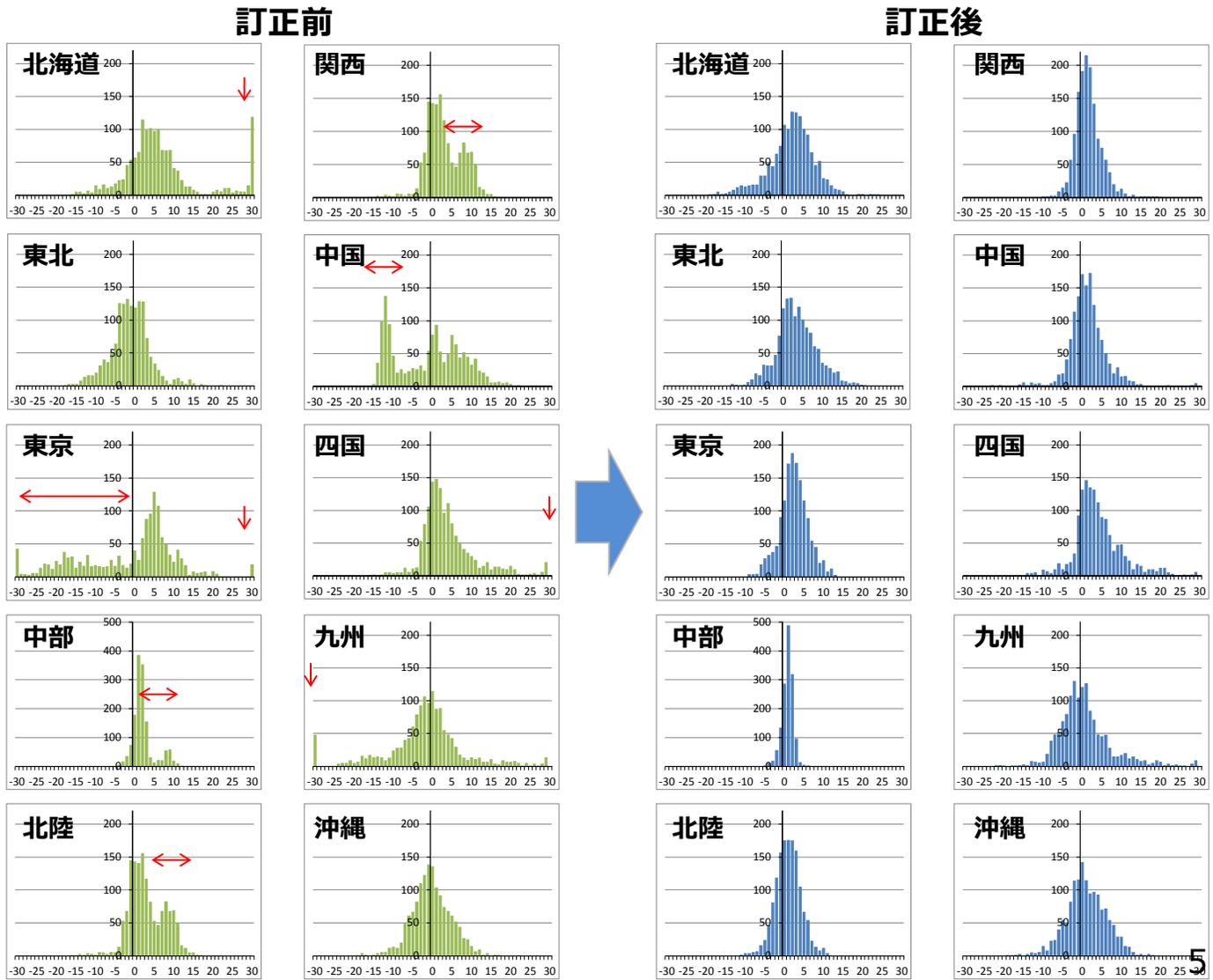
- ・当初、計画に不備があり、広域機関に提出しても適切に受理されなかった(→提出履歴から妥当性を判断)
- ・FITインバランス特例制度の特別な提出手順に沿わない誤った処理をしていた(→契約内容等から妥当性を判断)
- ・旧一般電気事業者の発電販売部門が常時バックアップ等の入力を誤った(→契約内容等から妥当性を判断)
- ・相対契約で合意している計画値の入力を誤った(→契約内容等から妥当性を判断)

計画誤りの訂正によるインバランス量の改善状況（4月分）

- 計画誤りの訂正を行った結果、全国での4月分のインバランス量※は、訂正前に比べてほぼ半減した（27.2億kWh→14.6億kWh/635億kWh）。 ※時間帯別の絶対値の累計

計画誤り訂正の効果

- 大半の地域において、極端なインバランスが解消され、インバランス量が縮小する傾向を示した。
- 比較的訂正協議の多かった東京、中部、関西、中国管内では、外れ値の解消が顕著だった。
- 他方、需要規模の小さい北陸、沖縄管内や、太陽光や風力の比率の高い北海道、東北、九州管内は、計画誤りの訂正後も比較的多くのインバランス量が残った。



(縦軸：コマ数(中部は最大500、他は200),
横軸：インバランス率(%))

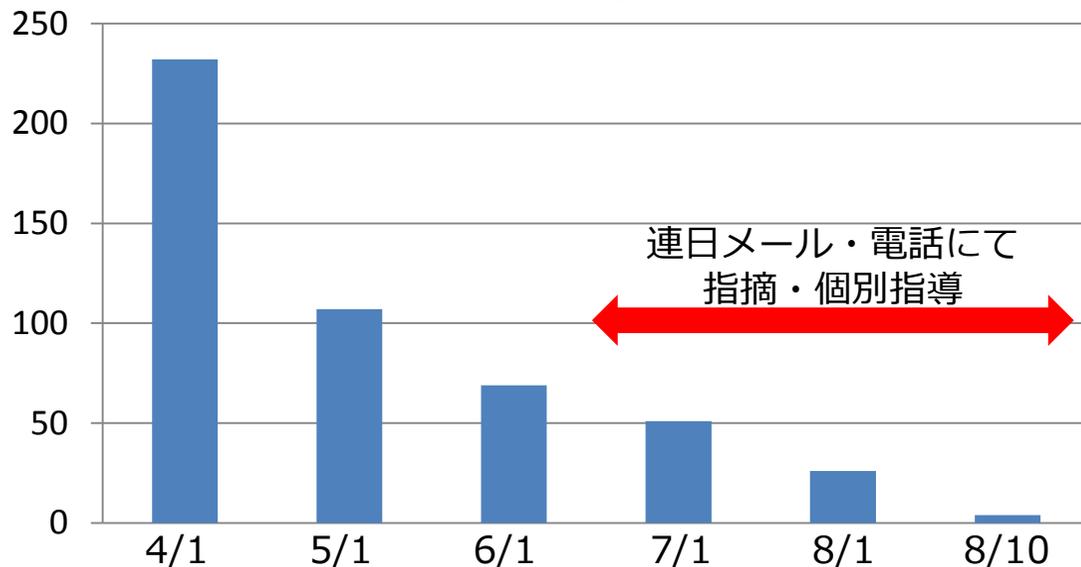
計画誤りの解消に向けた取組①：広域機関による事業者への指導

- 6月中旬より、広域機関において事業者から提出される計画の整合性をチェックし、計画に誤りがあったときは、事業者に対して個別に指摘・注意喚起。
- この結果、計画誤りのある事業者は、4月初めは200者を超えていたが、直近では数者に減少している。

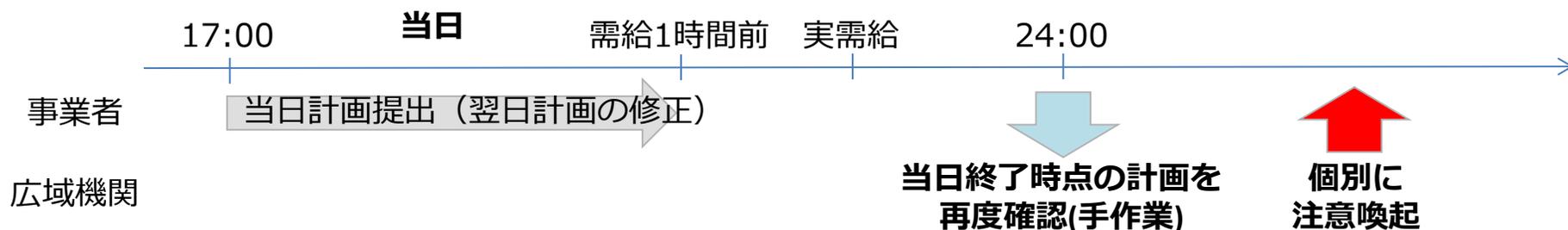
○広域機関では、6月中旬以降、計画誤りを繰り返す事業者に対し、誤りの傾向等を個別に指摘し、注意喚起。

○8月1日からシステム上のチェック機能が導入されたこともあり、直近の計画誤りは1日当たり数者に減少。

計画誤りのある事業者数の推移

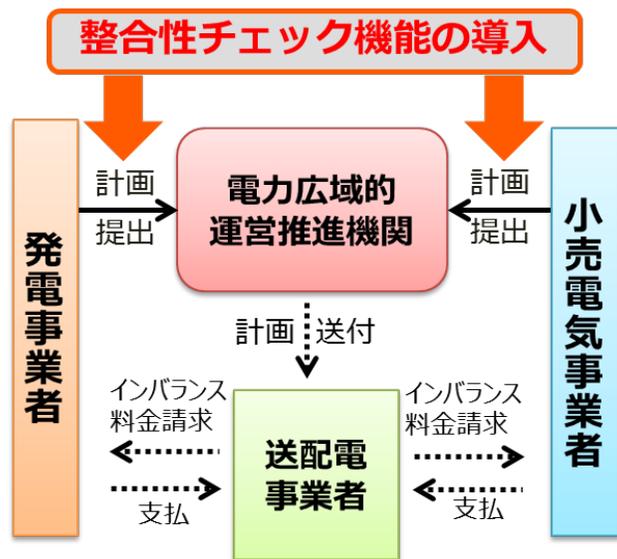


広域機関による注意喚起プロセス



計画誤りの解消に向けた取組②：広域機関におけるチェック機能の導入

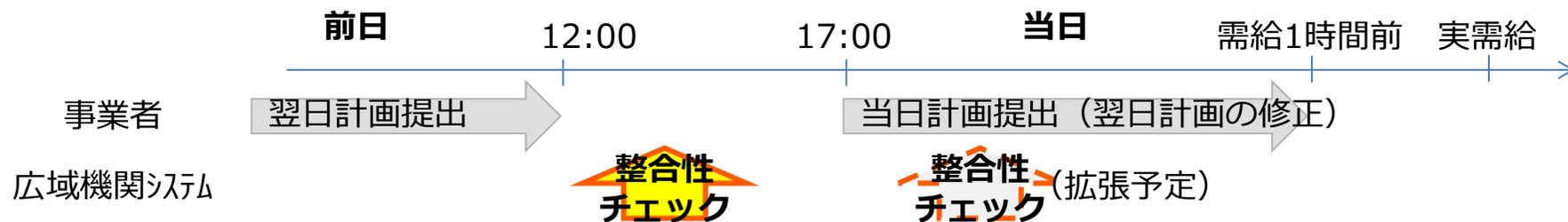
- 広域機関では、事業者から提出される計画の整合性をチェックし、不整合な計画に対してエラー通知を行うシステム機能を8月1日から導入。当初の予定から4か月遅れてシステム上のチェックの運用を開始した。



概要

- 事業者が提出する各種計画は、広域機関が運用する「広域機関システム」にて集約され、各一般送配電事業者に送付。
- 当初の制度設計では、広域機関システムにて提出計画の整合性についてチェックすることとなっていたところ、開発の遅延等により、計画値の整合性等についてチェックが出来ずにいた。
- 8月1日より、需給前日に提出される「翌日計画」について、計画値の整合性をチェックし、提出者にエラーメッセージを通知する機能が運用開始。
- 今後は、実需給までの間に提出される当日計画（翌日計画の修正）についても、随時チェック出来るよう、機能を拡張予定。

具体的イメージ



(参考) 5月以降のインバランス精算

1. 事業者側の習熟度の不足により、当該事業者の計画に誤りが生じた場合

- 一定の習熟期間を経た事業者は、基本的に自らの提出計画には責任を持つべきであり、それ以降の誤りによって生じる負の影響については、基本的に自ら引き受けるべきである。
- 事業者がミスを自覚する（≒習熟する）機会としては、5月16～20日に開催された電力広域的運営推進機関（広域機関）主催の計画作成講習会や、6月下旬に広域機関から計画誤りのある事業者に対して実施された個別指導等があり、これらを経て、事業者は計画提出に関する習熟の機会を得ていくものと考えられる。

2. 広域機関、一般送配電事業者のシステム仕様・不具合等により、計画誤りが生じた場合

- 事業者の責任範疇を超えた第三者由来のアクシデントにより、提出すべき計画が受理されなかった場合等には、広く訂正を認めるべきである。
- ただし、これら不具合は、継続的かつ網羅的に発生するものではなく、また全事業者や期間内の全てを対象として協議をもって計画訂正を行う今般の対応は、制度移行期の特殊事情に鑑み特例的に講じる措置であることに留意が必要。

上記のような事情を踏まえ、

- ①事業者が計画作成において十分に習熟する6月分までの計画については、4月分と同様、協議による計画値訂正を行う。
- ②7月以降の計画は、第三者の不具合により、発電事業者及び小売電気事業者の入力と無関係に計画誤りが生じたもの等に関し、特殊事例として個別に協議を行う。

1. インバランス精算における計画誤りの
解消に向けた取組の実施状況

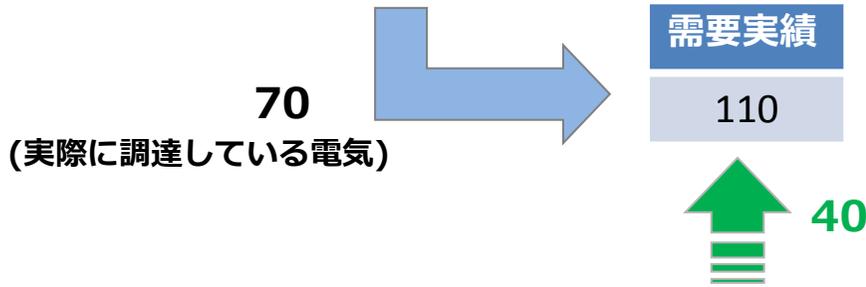
2. 今後のインバランス精算の在り方

例外的に計画値不整合が生じた場合の対応について

- 今後、計画値同時同量制度の下においては、計画値不整合に伴う実態と乖離したインバランスは原則として生じず、当初の制度設計通りのインバランス精算が行われる。
- 他方、実際の制度運用においては、各事業者の最終的な計画提出期限（実需給の1時間前）時点で、例外的に計画不整合が残ったままとなる事態も想定され、この場合、一般送配電事業者が計画不整合に伴う需給のズレを調整することとなる。

例外的な計画不整合の例①

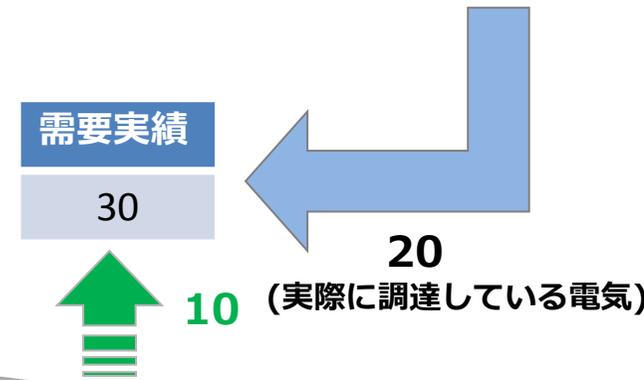
小売事業者X			需要計画
調達計画			
発電A	70	→ 70	100
JEPX調達	30	→ 0 (調達できず)	
合計	100	70(需要計画と不整合)	



(ネットワーク由来=調整力の行使)

例外的な計画不整合の例②

小売事業者X			発電事業者A	
調達計画		需要計画	販売計画	
発電A	30	30	小売X	20



送配電事業者

<論点 1> インバランス精算における例外的な計画不整合の取扱い

- 本来、生じるべきでない計画の不整合については、不整合の類型に応じた精算方法を予め定めておくことにより、インバランス精算に際して実態を伴わないインバランスの発生を防止すべきではないか。

<精算方法(案)>

以下のようなルールを託送供給等約款に定めるべきではないか。

- ① 調達計画と需要計画に不整合があった場合は、調達計画※1を基準にインバランス精算を行う。
- ② 発電計画と販売計画に不整合があった場合は、販売計画※2を基準にインバランス精算を行う。

※1：小売事業者が転売を行う場合、[調達計画-販売計画]を基準とする

※2：発電事業者が調達を行う場合、[販売計画-調達計画]を基準とする

- ③ 取引関係にある二者間の、対応する販売-調達計画値に不整合があった場合は、その都度一般送配電事業者がどちらの値に合わせるべきか判断するのは困難である。

二者間の計画を一致させるのは、計画の正誤と別に両者に共通の責任であることから、下記のような例外を除き、必ず取引があったと言える電力量に相当する、当該2つの値のうち小さい値を基準に揃え、必要に応じ①または②の処理を実施した上でインバランス精算を行う。

<例外> ・JEPX取引の場合：JEPXの約定量を基準とする

・連系線を介する場合：連系線利用計画を基準とする 等

※実際の負担額は二者間で協議し、精算額を事後調整することとし、必要に応じて紛争処理プロセス等で解決する。

小売事業者X			需要計画
調達計画			
発電A	70 → 70		
JEPX調達	30 → 0 (調達できず)		100
合計	100	70 (需要計画と不整合)	



発電事業者A	販売計画	小売事業者X	調達計画	需要計画	
	小売X	20	発電A	30	30
				20	

20 < 30



<論点2> 徒にインバランスを発生させ続ける事業者への対応

- 計画に沿って本来行うべき電気の調達や販売を怠り、常態的に、あるいは大量に、計画の不整合やインバランスを発生させる事業者に対しては、広域機関や経済産業省において、制裁措置も視野に入れた厳格な措置を講じるべきでないか。

○常態的に、あるいは大量に不整合やインバランスを発生させる事業者は、計画値同時同量制度が想定するものから外れた「不適切な計画」を提出することになる。

①需要計画、発電計画との整合性がとれない調達計画・販売計画(不整合部分を調整力で調整)

②①のような条件下であえて調達計画、販売計画に合わせることによる、“バーチャルな”需要計画、発電計画を伴う一見して整合性の確保された計画(実績との差分を調整力で調整)

※偶発的に生じた不整合や悪意のないインバランス等については、実態等も考慮しながら対応することが必要である点に留意。

<あるべき計画例>

小売事業者X			
調達計画		需要計画	
発電A	30	100	需要実績 110
JEPX調達	70		
合計	100		

<不適切な計画①>

小売事業者X			
調達計画		需要計画	
発電A	30	100	需要実績 110
JEPX調達	0		
合計	30		

適切に調達せず、不整合分を放置
→不整合分(70)に調整力を行使

<不適切な計画②>

小売事業者X			
調達計画		需要計画	
発電A	30	(本来の需要想定: 100)	
JEPX調達	0	調達出来た分に合わせて	
合計	30	30	

適切に調達せず、調達分に合わせて本来の需要想定と乖離した需要計画を作成
→実績との差分(80)に調整力を行使

(参考) 事業者に対する指導・監督規程 (抜粋)

電気事業法

第二条の九 経済産業大臣は、小売電気事業者が次の各号のいずれかに該当するときは、第二条の二の登録を取り消すことができる。

一 この法律又はこの法律に基づく命令若しくは処分に違反した場合において、公共の利益を阻害すると認めるとき。

第二条の十七 経済産業大臣は、小売電気事業の運営が適切でないため、電気の使用者の利益の保護又は電気事業の健全な発達に支障が生じ、又は生ずるおそれがあると認めるときは、小売電気事業者に対し、電気の使用者の利益又は公共の利益を確保するために必要な限度において、その小売電気事業の運営の改善に必要な措置をとることを命ずることができる。

電力広域的運営推進機関 業務規程

第179条 本機関は、電気供給事業者が次の各号に掲げるいずれかに該当すると認めるときは、法第28条の40第6号に基づき、当該電気供給事業者に対する指導又は勧告を行う。

一 第105条の需給状況の監視の業務において、小売電気事業者（登録特定送配電事業者を含む。）たる会員が、過去の実績等に照らして需要に対する適正な供給力を確保する見込みがないとき又は一般送配電事業者たる会員が調整力の確保に努めていないとき

七 電気供給事業者が、法令、本機関の定款、本規程又は送配電等業務指針に照らして不適切な行為を行っていることが認められるとき

電力広域的運営推進機関 定款

第11条

2 会員は、本機関の目的を達成するため次の各号に掲げる責務を負う。

一 本機関が、法第28条の40第6号に基づき、指導又は勧告を行ったときは、これに従うこと。

第12条 本機関は、会員が次の各号に掲げるいずれかに該当すると認めるときは、理事会の議決を経て、制裁を科すことができる。

一 前条第2項第1号の指導又は勧告に従わないとき

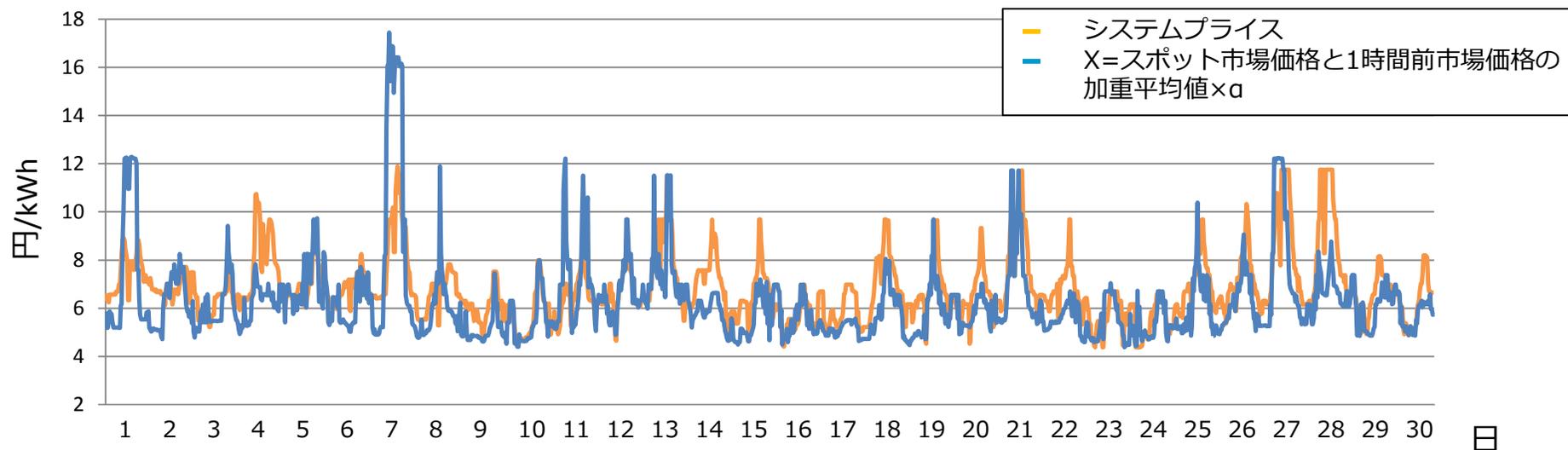
2 前項に規定する制裁は、けん責、過怠金の賦課及び議決権その他の会員の権利の停止又は制限とする。

3 前項に規定する過怠金の額は、300万円以下とする。但し、過怠金を課す場合であっても、本機関による会員に対する損害賠償請求は妨げられない。

4 第1項の規定による制裁において、過怠金の賦課は議決権その他の会員の権利停止又は制限と併科することができる。

<今後の検討課題①> インバランス精算単価の予見可能性

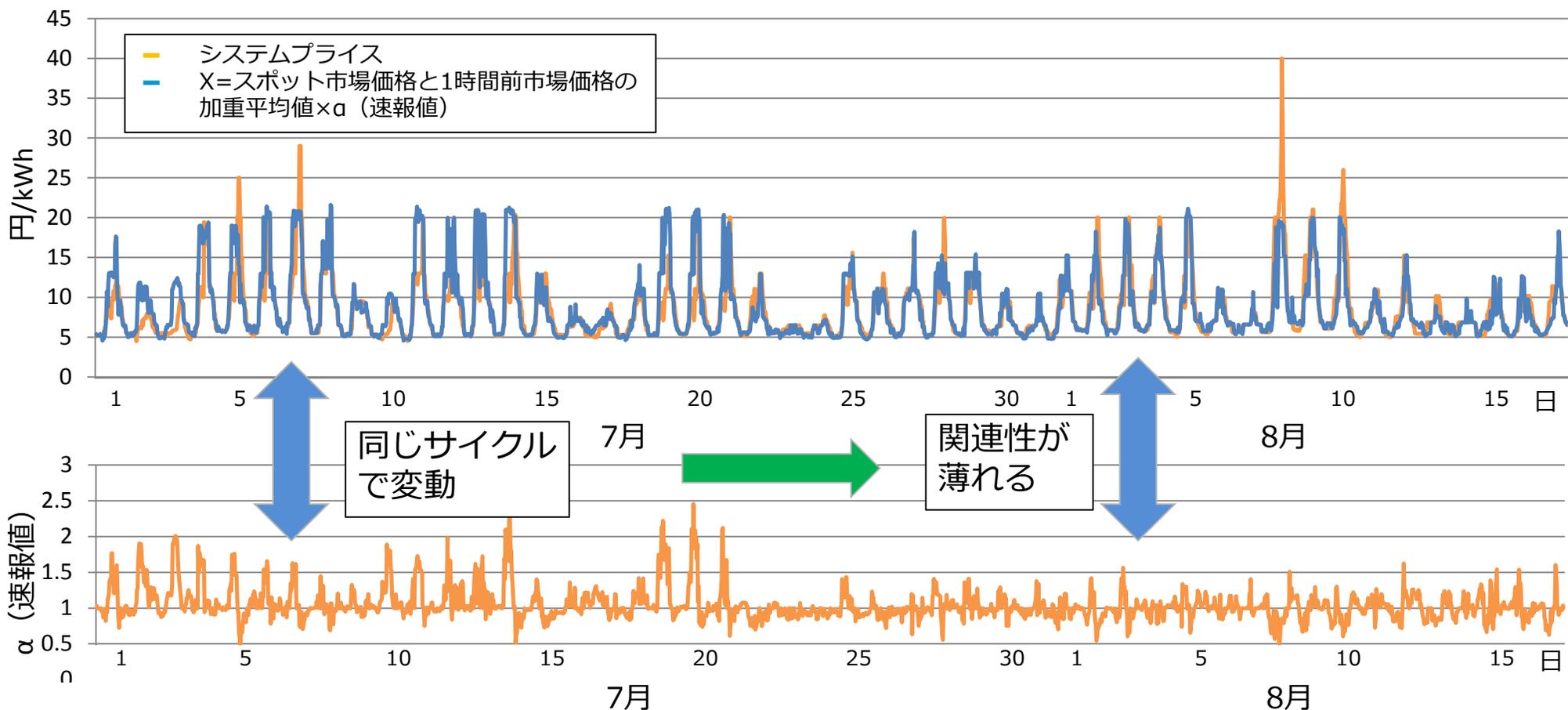
- 系統全体の需給において余剰が多かった4月のインバランス精算単価は、卸電力取引所の市場価格よりも低い状況が続いた（全時間帯の約7割）。
- こうした状況が続くと、インバランス精算単価の水準に対する予見可能性が高まり、計画に沿った調達を行わず、インバランス供給を受けて事後的にインバランス料金を支払う方が経済合理的になるが、仮にこうした状況が続く場合にどのような対応があり得るか。



- 現行の計画値同時同量制度における計画順守（=インバランス抑制）のインセンティブは、インバランス精算単価の算定式に系統全体の需給状況に応じた調整項を組み込むことにより、インバランス精算単価の予見可能性を低めることで確保することとしている。
- 他方で、現状の需給状況は市場価格と同じく日周的に変動しており、インバランス精算単価と市場価格との関係について、一定程度予見可能な状況となっている。

(参考) インバランス精算単価の予見可能性について

○ 7月よりインバランス精算単価に関する調整項 α の速報値が公表され、7月前半はシステムプライスと需給バランスが同じサイクルで変動し、インバランス精算単価と市場価格の関係はある程度予見可能とも言える状態だったが、8月以降は需給バランスは市場価格と無関係に変動し、精算単価の予見可能性は低くなっている。



(参考) 平成28年度のインバランス精算単価の算定方法について

平成28年3月1日 資源エネルギー庁告示より抜粋

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

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 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

$\beta = \text{当該地域の年平均の需給調整コスト} - \text{全国の年平均の需給調整コスト}$

(注1) 各地域の年平均の需給調整コスト (単位: 円/kWh)

北海道8.55、東北8.51、東京11.43、中部10.55、北陸4.90、関西10.64、中国8.20、四国7.04、九州10.34、沖縄7.83

(注2) インバランスの発生状況など制度導入の効果や今後の市場動向によっては、インバランス抑制のインセンティブへの需給状況の反映、価格の予見性や妥当性・透明性といった観点から、必要に応じ算定式やパラメーターの見直しを行うことも考えられる。

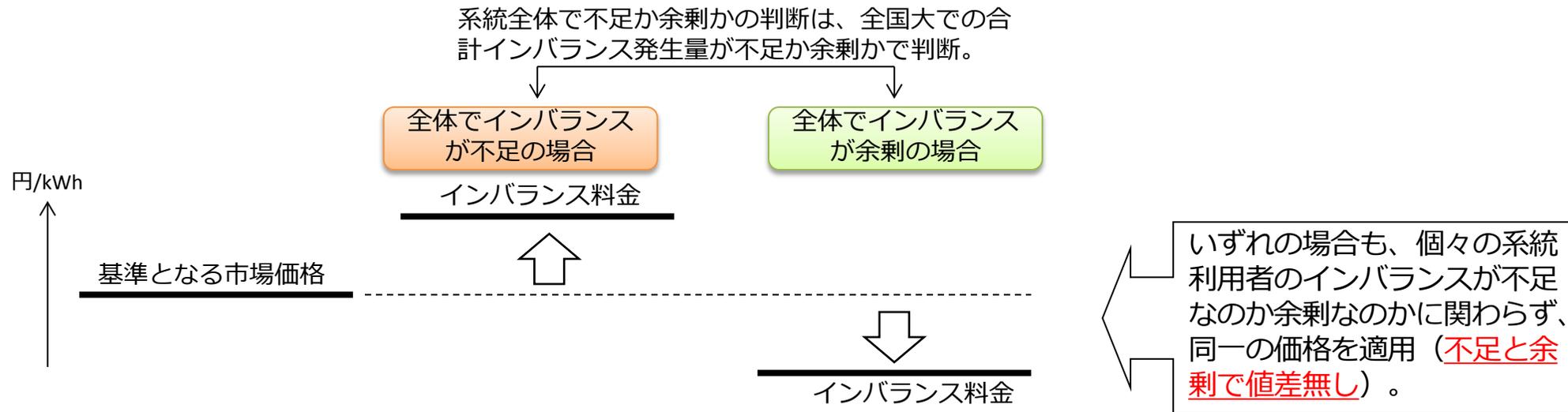
※なお、この告示においては、各地域の年平均の需給調整コストから全国の年平均の需給調整コストを「8.80円/kWh」と定めた。

上記の告示に基づき、平成28年度の β は以下の通りとなっている。

北海道: -0.25、東北: -0.29、東京: 2.63、中部: 1.75、北陸: -3.90、関西: 1.84、中国: -0.60、
四国: -1.76、九州: 1.54、沖縄: -0.97

(参考) インバランス料金の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、(事後的にしか判明しない) 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、計画順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、系統利用者は計画順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。

- 系統全体の需給状況に応じた調整項 (α) について、前回WGでの意見を踏まえると、以下のようにスポット市場での入札曲線を利用した制度設計とすることが適当ではないか。

α についての基本的な考え方

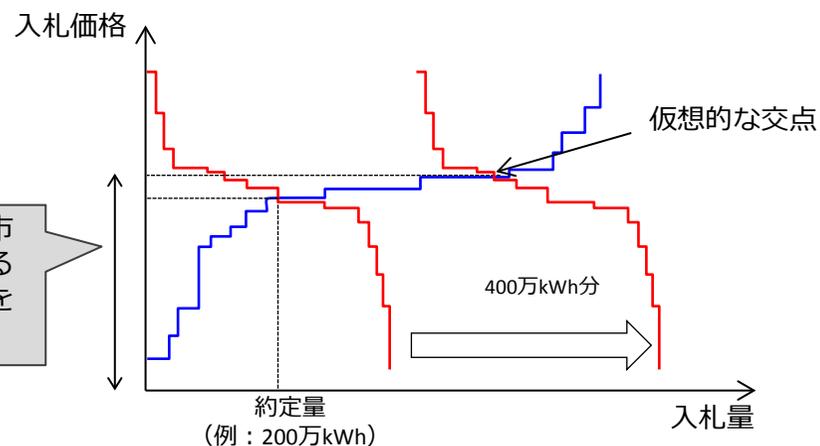
- ① 系統全体で生じるインバランスの発生量が、僅かに不足な場合と僅かに余剰な場合で、インバランス料金が大きく異なる仕組みとする。
- ② 計画順守のインセンティブを損なわないようにする (α がある程度変動するようにする) 一方で、過度のペナルティ性を生じないようにする (α が著しく1から乖離しないようにする)。
- ③ インバランス料金が1時間前市場の上限価格とならないようにする (スポット市場価格を用いた予見可能性の排除)。

(1) スポット市場での入札曲線を利用した α の決定

- 実際に発生したインバランス相当量が仮にスポット市場で取引されていたと想定した上で、仮想的な入札曲線の交点を求め、市場価格から補正すべき加算・減算額を計算する方法を採用してはどうか。
- これにより、系統全体で生じるインバランスの発生量が僅かである場合には、市場価格から大きく異なる料金でインバランス精算が行われることとなる。

※インバランス料金の算定にスポット市場価格を用いる際には、連系線制約による市場分断を行わずに算定することが適当 (地域間の差異については β により調整するという考え方)。

例：系統全体で不足インバランスが400万kWh発生した場合



前日スポット市場価格に対するこの値の比率を α とする。

<今後の検討課題②> 特定地域のインバランス精算単価の予見可能性

- 各地域のインバランス精算単価は、需給調整コストの地域差をインバランス料金に一定程度反映させることとしている。したがって、需給調整コストの地域差が比較的大きい中で、卸電力取引所の市場価格が低めに推移するときや全国大の需給バランスが逼迫していないとき等は、インバランス精算単価と市場価格の大小関係が固定化する可能性がある。
- 例えば、市場価格よりインバランス精算単価が低い地域では、適切な調達等を行わず、インバランス供給を受けて事後的にインバランス精算を行う方が経済合理的になるが、仮にこうした状況が続く場合にどのような対応があり得るか。

地域ごとのインバランス精算単価の最高値及び最安値（4月）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	市場平均 価格(参考)
最高値(円/kWh、税込)	18.57	18.52	21.68	20.73	14.62	20.82	18.19	16.93	20.50	17.79	
最安値(円/kWh、税込)	4.46	4.42	7.57	6.62	0.52	6.72	4.08	2.83	6.39	3.68	6.82

- 例えば、需給調整コストの地域差を反映するための調整項（ β ）が小さい地域（北陸、四国等）では、卸電力取引所の市場価格が低めに推移するときや全国大の需給バランスが逼迫していないときは、インバランス精算単価が市場価格より低い状態が恒常化するため、適切に調達を行わず、不足インバランス供給に頼った事業運営をする方が、事業者にとって経済合理的となる。
- この時、当該地域のインバランスは大きく不足側にシフトするが、他の地域では上記のような行動原理は当てはまらず、全国大のインバランスが大きく変動しないため、 α 算定に与える影響は限定的であり、 α が変動することによる計画順守インセンティブも十分に働かない。

(参考) 各地域の需給調整コストの水準差を反映する調整項の決定方法

第9回制度設計WG (2014.10) 資料5-4より抜粋

- 需給調整コストの地域差をインバランス料金に一定程度反映するための調整項 (β) は、以下の算定方法に基づき各一般送配電事業者が算定し、託送料金の認可申請時又は届出時に改定することとしてはどうか。
- 各エリアの β を昨年度実績値を用いて試算すると、概ね-4円半ば/kWh~+1円前半/kWh程度という結果。

$$\beta = \text{当該エリアの年平均の需給調整コスト} - \text{全国の年平均の需給調整コスト}$$

需給調整コストの定め方： 火力・水力の可変費を火力・水力の総発電量で除すことで算定（実績ベース）

算定フロー： ① 上記算定方法に基づく前年度の実績値を、各エリアの一般送配電事業者が一般送配電業務の収支の一環として毎年公表。

② 国は監査を行った上で、全国平均値を公表。

③ 各エリアの一般送配電事業者は、翌年度開始までに上記算定式で計算した「当該エリアの年平均の需給調整コスト」の前年度実績値と、国が公表した全国平均値に基づき β を計算。

※上記の算式に基づく β の改定については、客観性のある形で算定される限りにおいて、託送料金の認可は不要ではないか。

※制度開始当初においては、実績値が一般送配電業務の収支の一環として公表されないため、国が報告徴収等で把握した値を用いることを想定。

燃料費調整： 現行制度では、約款で固定的な料金を定めた上で、燃調制度により毎月の調整を実施。新制度では、燃料価格の変動による価格変動は基本的に市場価格に反映されると考えられ、毎月の動きを随時 β に反映させる必然性は乏しいため、毎月の燃料費調整は行わない。なお、 β の数値を改定する際には、上記算定方法により、燃料費を織り込んだ上で改定が行われる。

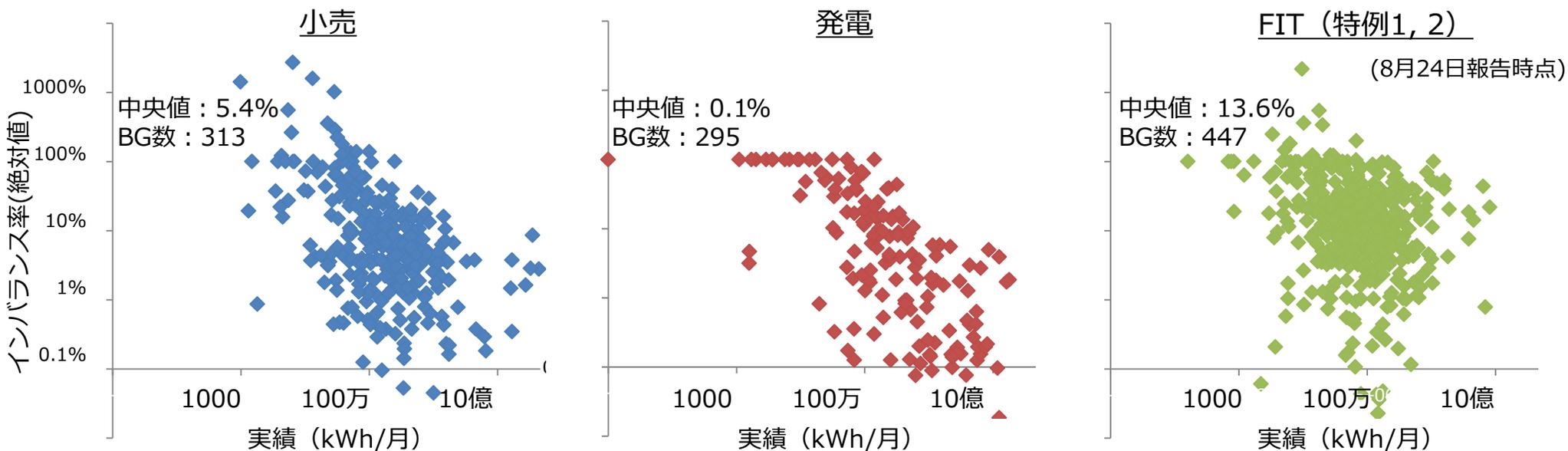
(参考) 電力各社のインバランス料金(平成26年7月現在:円/kWh)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	単純平均
変動範囲内インバランス料金	13.45	14.83	17.96	15.72	10.73	14.97	12.47	13.35	13.43	16.00	14.3
託送余剰電力購入料金(可変費相当)	6.84	9.89	13.30	11.67	5.72	9.74	8.50	7.32	8.35	10.03	9.1
差分(固定費相当)	6.61	4.94	4.66	4.05	5.01	5.23	3.97	6.03	5.08	5.97	5.2

※「託送余剰電力購入料金」は可変費相当額であるが、原子力が含まれているなど、上述の需給調整コストの定め方とは異なる点があることに留意が必要。

<今後の検討課題③> F I T 特例の取扱い

- 4月のインバランス発生状況を事業者別に比較すると、事業規模が大きいほどインバランス率が低い傾向が見られた一方、FIT特例を利用する場合は、事業規模を問わず、一定程度かつ他の事業者の相場より比較的大きなインバランスを発生させる傾向が見られた。
- その要因の1つとして、一般送配電事業者が発電事業者に代わって発電計画を作成するFIT特例①の場合は、計画に応じて事業者が市場等で電気を調達する機会を確保する観点から、計画作成が実需給の2日前に行われており、計画作成後の天気予報の変化等を的確に反映できないことが挙げられているが、これについてどのように考えるか。



○月単位でのインバランス量（絶対値）の実績電力量に帯する割合（以下「インバランス率」という。）を、事業者の実績電力量ごとの分布を見ると、小売、発電ともに、実績電力量が大きいほどインバランス率が低い傾向が見られた。

○他方で、FIT特例①、②の契約者の集計においては、上記のような傾向は見られなかった。