

需給調整市場について

2017年11月28日

資源エネルギー庁

本作業部会における需給調整市場に関する論点（1 / 2）

- 以下の各論点については、第11回制度検討作業部会において議論を行った。
- そのうち論点⑤については、監視等委員会での議論も踏まえて、本日再度御議論いただきたい。

	論点	概要
需給調整市場の基本コンセプト	①需給調整におけるメリットオーダーの考え方	需給調整に当たっては、 ΔkW とkWhの調達・運用が必要となる。二つの要素をそれぞれどのように最大効率化するべきか。
	②需給調整市場の商品区分	需給調整業務上のニーズ等を踏まえて、どのような調整力の種類が必要かを踏まえ、基本的な商品の区分を定める。
	③広域化による効率化の在り方	需給調整におけるメリットオーダーを追求する上で、調整力の広域的な調達・運用をどのように実現するか。
	④需給調整市場の開場時期の在り方	経済性と確実性の両立のために、実需給前のどの時点で需給調整市場を開場し、調整力を確保するべきか。
	⑤需給調整市場の適切な管理運用（参入要件・ペナルティ、監視等）	調整力の確実性の担保と市場への参入事業者を増やすという観点から、需給調整市場参入に際して求められる参入要件・ペナルティや市場支配力に対する監視をどのように考えるか。

本日御議論いただきたい論点

本作業部会における需給調整市場に関する論点（2 / 2）

- 論点⑤に加えて、本日御議論いただきたい論点は以下のとおり。（論点⑨、⑪）

	論点	概要
詳細	⑥需給調整市場の商品設計	多数の事業者による参画が可能な、効率的な調整力構成を実現するために、商品設計をどうするか。
	⑦需給調整市場の調達・運用方法	エネルギー市場等との前後関係も踏まえ、調整力の保有者からどのように調整力を調達し運用するか。
	⑧容量市場との関係	容量市場において確保した容量を、需給調整市場においてどのように活用していくか。
広域化	⑨広域的な調整力の調達・運用方法	連系線制約、各社中給からの指令等の技術的課題を踏まえ、どのようなかたちで運用を広域化していくべきか。
	⑩広域化を踏まえた、需給調整市場の運営の在り方	複数の一般送配電事業者、発電事業者等の参画する市場は、卸電力市場とは異なる運用となる中、どのような入札・約定が行われるべきか。
付随	⑪調整力コストの負担のあり方	需給調整市場創設後の調整力コストの負担はどうあるべきか。

本日御議論いただきたい論点

論点⑤：需給調整市場の適切な管理運用（参入要件及びペナルティ）

- 第11回制度検討作業部会において、需給調整市場への参入要件やペナルティ、運用状況の監視等については、監視等委員会において更なる検討を行った上で、本作業部会で検討を行うこととされた。
- 今般、監視等委員会において行われた参入要件及びペナルティに関する議論では、調整力公募における議論を踏まえつつ、特に留意すべき点として以下のような参入要件に係る検討が行われたところ。
 - － 調整力公募をベースにしつつ、商品区分や調達サイクルの変更等を踏まえた修正を行っていくことが適当
- 参入要件およびペナルティについては、上記を踏まえ、監視等委員会と広域機関の連携のもと、さらに検討を深めることとしてはどうか。

参入要件・ペナルティの継続的な見直し

- 当委員会は、昨年度（2016年度）に実施された公募について発電事業者等にアンケートを行った。そこで寄せられた意見を踏まえ、一般送配電事業者に改善を求め、すぐに対応できるものについては本年度（2017年度）の公募から改善され、技術的理由等により中長期的な課題と整理されたものについては、引き続き検討を行うこととされたところ。
- 需給調整市場における設備要件・ペナルティについては、調整力公募をベースにしつつ、商品区分や調達サイクルの変更等を踏まえた修正を行っていくことが適当ではないか。

(参考) 現行の調整力公募において設定されている参入要件（東京電力P G社の募集要綱の例）

- ・ 発電事業者は発電実績、DR事業者はDR実績（DR実証試験による実績を含む）を有すること。また、それぞれの実績を有する者の技術支援等により信頼性を確保すること。
- ・ 必要に応じて、設備等の性能を証明する書類の提出、オンライン指令による性能確認試験の実施。

(参考) 現行の調整力公募において設定されているペナルティ（東京電力P G社の募集要綱の例）

ペナルティ	内容	対象電源
停止割戻料金	設備トラブルや計画外の補修等、調整力を提供できなくなった場合、停止割戻料金を基本料金から割り引く。	I'、 <u>Ia</u> 、 <u>Ib</u>
超過停止割戻料金	停止日数が年間停止可能日数を超過した場合、超過停止割戻料金を基本料金から割り引く。	<u>Ia</u> 、 <u>Ib</u>
契約の解除	契約に定める規定に違反した場合、場合によって契約を解除できる。	全て
損害賠償	契約の解除によって損害が発生する場合、その責めに帰すべきものは相手方の損害賠償の責を負う。	全て

論点⑤：需給調整市場の適切な管理運用（監視の在り方）

- 今般、監視等委員会において行われた監視の在り方に関する議論では、調整力公募における議論を踏まえつつ、特に留意すべき点として以下のような監視や情報公開の在り方に係る検討が行われたところ。監視の在り方等については、監視等委員会において、更に検討を深めることとしてはどうか。
 - － 市場支配力を有する事業者が存在する場合には、その者が合理的な入札を行うなどの、一定の規律を設けるとともに、その行動を監視することが必要（その規律については、事業者の応札インセンティブを削ぐことにならないよう配慮が必要）
 - － 需給調整市場への参加を促し、また、透明性を高めるため、 Δ kW価格及びkWh価格の情報が速やかに公表されることが望ましい（公表内容等については、発電事業者等が競争上の不利益を被る懸念があることにも留意しつつ、今後検討が必要）

需給調整市場における監視と市場支配力を有する事業者に対する規律

- 調整力の公募調達における監視と同様、需給調整市場においても、透明性・公平性が確保されるよう、市場参加者に対する監視を行うことが重要。
 - 特に、需給調整市場創設当初は、旧一般電気事業者以外の発電事業者等からの参加も期待されるものの、競争は限定的と予想される。
 - そこで、需給調整市場において市場支配力を有する事業者が存在する場合には、その者が合理的な入札を行うなどの一定の規律を設けるとともに、その行動を監視することが必要ではないか。（なお、その規律については、事業者の応札インセンティブを削ぐことにならないよう配慮が必要。）
- 昨年度（2016年度）実施された調整力公募において、電源Ia及びIbについては、ほぼ全てのエリアで応札者が一社（当該エリアの旧一般電気事業者）のみであった。
 - これは、現在の調整力公募は、エリア内での調整力の調達・運用がガイドライン上でも前提となっていること、各エリアとも調整力の設備要件を満たす電源を有している事業者が少ないこと、それらの事業者も調整力への提供よりも小売向けを優先していること、などが要因となっている。
 - 需給調整市場創設後、まず、広域化されるのは一部（三次調整力（低速枠））だけであることから、当面はこうした状況に大きな変化はないと考えられる。



こうしたことを踏まえて、需給調整市場において市場支配力を有する事業者について、一定の規律を設けるとともに、その行動を監視することが必要ではないか。

市場支配力を有する事業者に対する規律のあり方

- 需給調整市場において市場支配力を有する調整力提供者の規律については、以下のような事項を検討すべきではないか。
- その上で、監視等委員会において、その事業者が規律に基づいた適正な行動をとっているか監視していくことが必要ではないか。

◆ 需給調整市場において市場支配力を有する事業者に対する規律として検討すべき事項

- ① 合理的な電源の選定
 - 合理的な考え方を基に需給調整市場に入札する電源を選定すること。(合理的な考えに基づき、電源の小売向けと調整力向けとの配分を行うこと。)
- ② 合理的な $\Delta k W$ 価格の設定
 - $\Delta k W$ 価格については、コストベースで設定する等、合理的な行動を求めること。
(なお、コストベースの考え方については、固定費への対価という考え方、調整力として電源を一定期間確保することによる逸失利益(例えば、その期間にその電源を活用してスポット市場から得られる利益等)への対価という考え方、等が考えられ、どのような規律が適当か、今後議論が必要。)
- ③ 合理的な kWh 価格の設定
 - kWh 価格については、限界費用ベースで設定する等、合理的な行動を求めること。
(なお、限界費用ベースの考え方については、今後議論が必要。)

(注) 今後の議論によって、現在議論されている $\Delta k W$ 価格、 kWh 価格と異なる仕組みが導入された場合には、それを踏まえて改めて議論が必要。

価格情報の公表

- 需給調整市場の運用においては、発電事業者等に需給調整市場への参加を促し、また透明性を高めるため、ΔkW価格及びkWh価格の情報が速やかに公表されることが望ましいのではないか。なお、公表内容等については、発電事業者等が競争上の不利益を被る懸念があることにも留意しつつ、今後検討が必要。

◆ 調整力公募における現在の公表方法

● kW価格の公表方法

監視等委員会が制度設計専門会合において、前年度の調整力公募の結果報告として、エリアごと・電源種別（電源 I a、I b、I'）ごとの募集容量、応札容量、落札容量、最高価格、平均価格を公表している。

● kWh価格の公表方法

監視等委員会において、一般送配電事業者が指令をしたkWh価格を公表している。

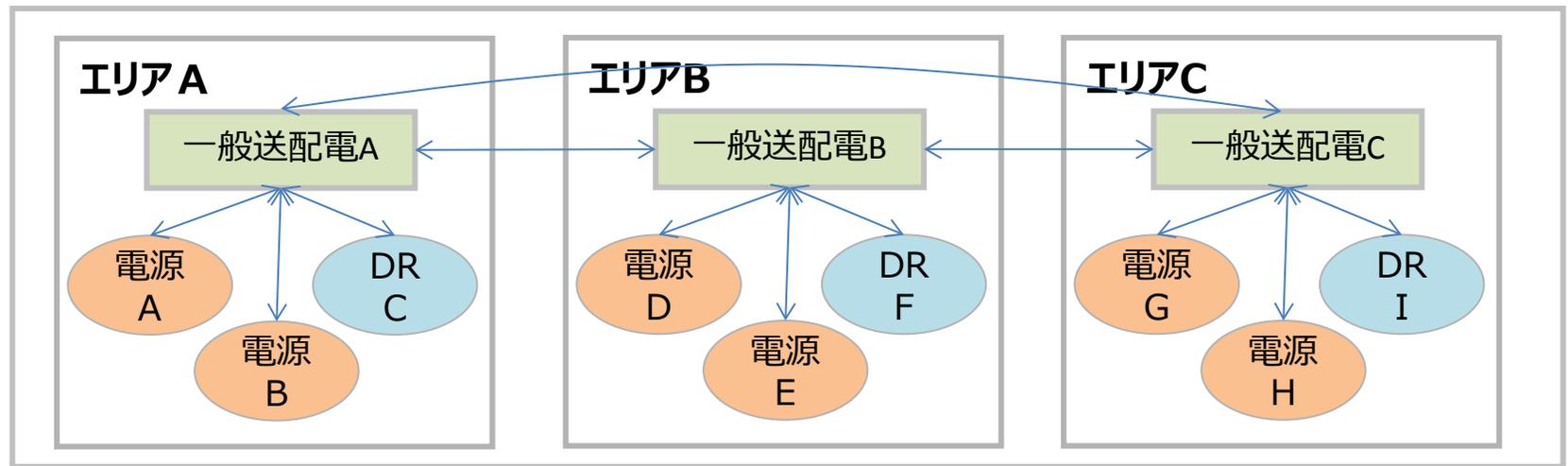
	上げ(出力増)を指令した価格						下げ(出力減)を指令した価格						上げ・下げ 絶対値の 10社 加重 平均
	競ごとの最高価格			競ごとの加重平均価格			競ごとの最高価格			競ごとの加重平均価格			
	10社中 最高	10社中 最低	10社 単純 平均	10社中 最高	10社中 最低	10社 加重 平均	10社中 最高	10社中 最低	10社 単純 平均	10社中 最高	10社中 最低	10社 加重 平均	
4月1日～ 4月7日	61.1	8.9	18.9	11.5	5.8	8.7	1.1	4.5	3.2	4.8	9.8	6.5	7.5
4月8日～ 4月14日	43.8	8.0	18.6	11.4	5.2	8.7	1.1	4.9	3.2	3.9	9.9	6.1	7.3
4月15日～ 4月21日	22.4	8.9	13.1	10.9	5.0	8.1	1.4	4.7	3.2	3.8	9.4	6.1	7.0

(注) 今後の議論によって、現在議論されているΔkW価格、kWh価格と異なる仕組みが導入された場合には、それを踏まえて改めて議論が必要。

論点⑨：広域的な調整力の調達・運用方法（総論）

- 第14回制度検討作業部会においては、2020年時点の広域的な需給調整（調達・運用）を実現するための契約形態として、電源等が立地する一般送配電事業者を經由して契約を締結する方式（「送配－送配モデル」）を基本とする方向で議論が行われたところ。
- これを踏まえ、需給調整市場からの調整力の調達や運用に際して、どのような精算を行うかが論点となる。

モデル1
(送配－送配モデル)



2017年11月第14回制度検討作業部会事務局提出資料より抜粋

論点⑨：広域的な調整力の調達・運用方法（一送-一送間の精算）

- 前述の「送配－送配モデル」を踏まえると、エリアをまたぐ調整力の調達・運用を行った際には、①エリアの一般送配電事業者と調整力を発動したエリア内の調整力提供事業者との間で精算が行われ、② 他エリアの一般送配電事業者の調整力として確保・発動された分については、一般送配電事業者間で精算が行われることとなる。
- 他方で、少なくとも2020年時点においては、各エリアの一般送配電事業者はエリア内の調整力を基本的に一体的に運用しているため、調整力を広域的に調達・運用した場合、他エリアの調整力として配分された自エリア内の調整力と、自エリアの調整力として配分された調整力を区別して運用することは困難。

※例えば、他エリアの一般送配電事業者が自エリア内の調整力を必要とした場合において、メリットオーダーの観点から、他エリアの一般送配電事業者が調達した調整力以外に自ら（一般送配電事業者）が自エリアのために調達した調整力を活用することもあり得る

- こうした中で、どのような精算方法が採用されるべきかが論点となる。

(参考) 本作業会における検討 (価格決定方式)

論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方 (価格決定方式③)

- 2つの方式のメリット/デメリットは下記のように整理できるが、低廉な需給運用を実施する観点から、当面はマルチプライスのオークションシステムを採用してはどうか。

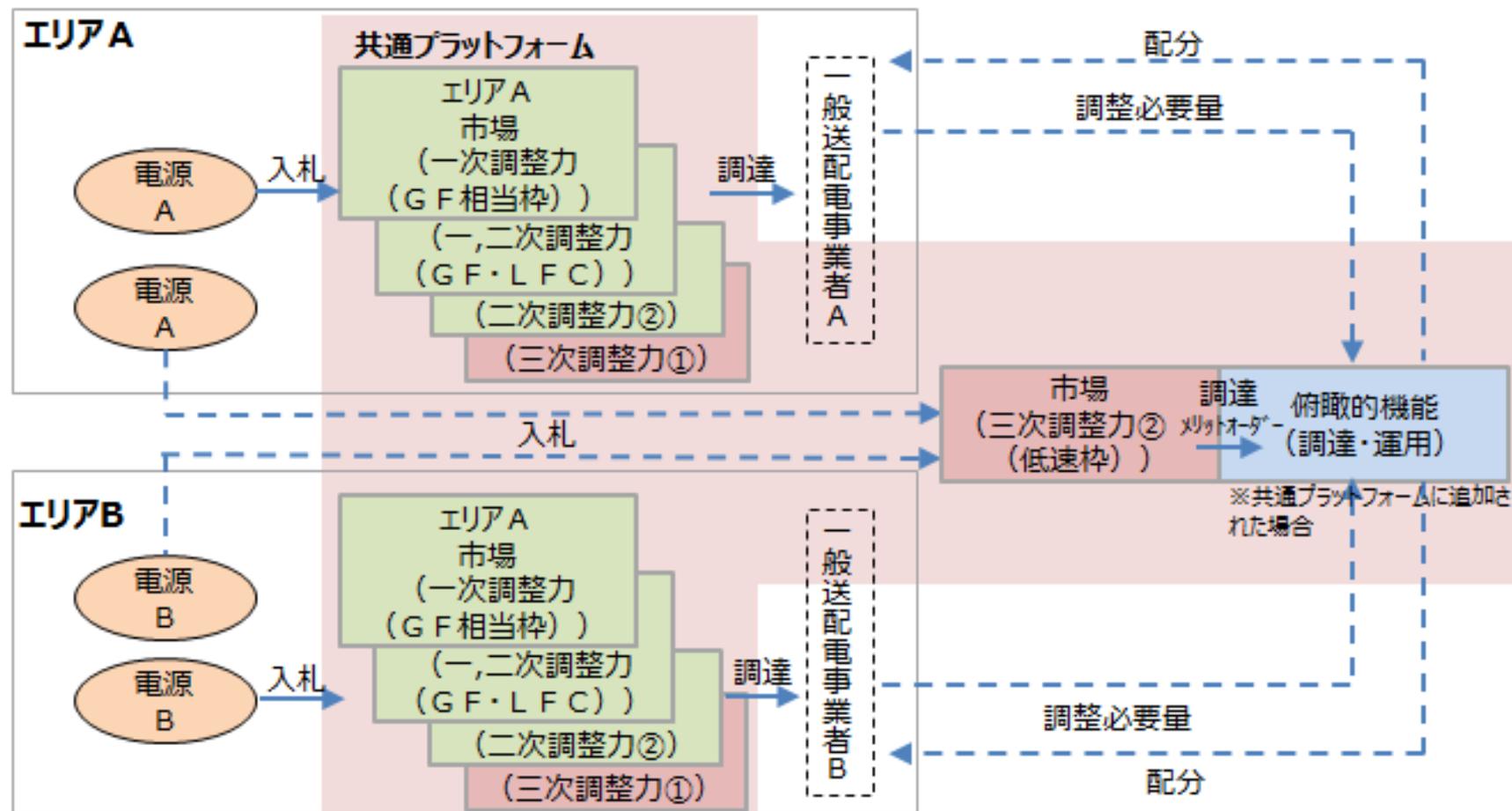
	シングルプライス	マルチプライス
メリット	<ul style="list-style-type: none">・価格指標性が高い・入札価格によらず約定価格にて取引されるため、安価な電源は値差を得ることができるため、売り手側は自らの最も安い価格で入札する可能性が高い。	<ul style="list-style-type: none">・調整力公募による価格決定方法と同様であるため、調整力公募に参加したことのある事業者においてはシステムが理解しやすい。・売り札毎に約定価格が決まり、複数の約定価格で取引が実施されることから、入札がコストベースで行われることを前提とすると、約定価格との値差が発生せず買い手側に余分なコストがかからない。・現状の託送原価の調整力費用計上の考え方と一致している。
デメリット	<ul style="list-style-type: none">・約定価格は1つに決定し、約定した商品は1つの価格にて取引が実施されることから、約定価格との値差が発生し、現状に比べて追加的なコストがかかる可能性がある。	<ul style="list-style-type: none">・売り手がコストベースでの入札を行わず、他の入札参加者の入札額を予想しながら自らの受取額を最も高くするような入札行動を行う可能性がある。(この場合、シングルプライスオークションに近づく。)

(参考) 本作業会における検討 (2020年の需給調整市場の在り方)

論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方 (共通プラットフォーム②)

- 2020年には、三次調整力② (低速枠) のみが広域化することを踏まえると、基本的には各エリアの一般送配電事業者が調達・運用を行いつつ、広域化部分における俯瞰的機能 (共通プラットフォームに俯瞰的機能が追加された場合) と並存することが考えられる。

<全体イメージ>

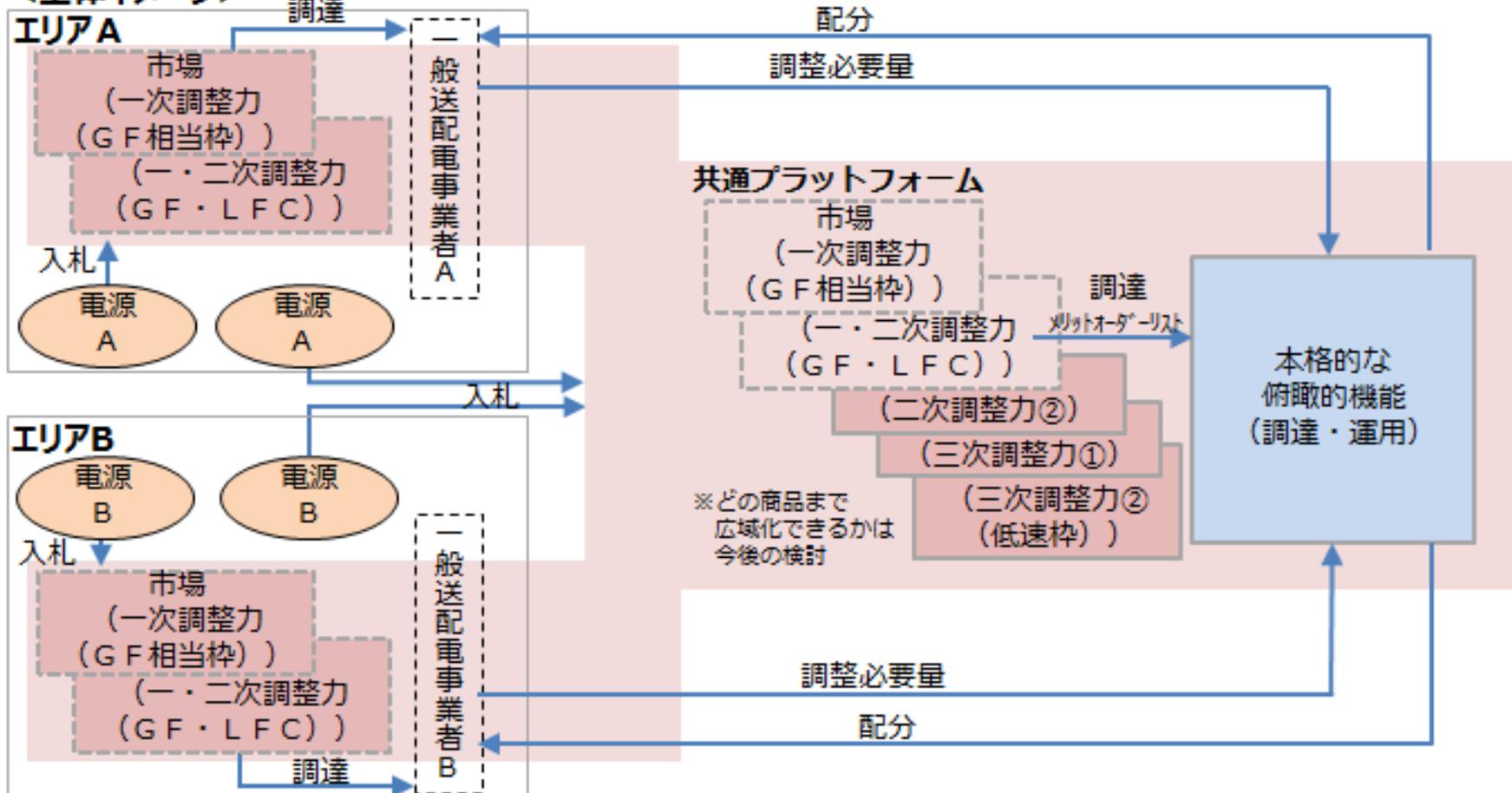


(参考) 本作業会における検討 (2020+X年の需給調整市場の在り方)

論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方 (共通プラットフォーム③)

- 2020+X年には、三次調整力② (低速枠) に加え、二次調整力②、三次調整力①などの更なる広域化を目指していくことを踏まえると、広域化部分における俯瞰的機能の在り方が重要となり、更なる検討を深めていく必要があるのではないか。

<全体イメージ>



(参考) 広域機関における技術的検討 (2020年における調達イメージ)

2020+X年における調達イメージ

7

- ① 各エリアは必要調整幅を送付
- ② 各エリアの必要調整幅の合計を、 ΔkW 単価[※]により広域でメリットオーダー順に約定し、各エリアに通知
- ③ 各エリアごとに、必要調整幅に見合った量を確保

※ 第14回制度検討作業部会資料では、「発電事業者等は応札時には電源等の ΔkW 価格に加えkWh価格も併せて応札することとしてはどうか」と記載されている。

<必要調整幅集約から各エリアへの落札量通知までのイメージ> (kW)

	Aエリア	Bエリア	Cエリア	合計
① 必要調整幅	80	50	30	160
② 通知	70 (自エリア向け:70)	70 (自エリア向け:50 Aエリア向け:10 Cエリア向け:10)	20 (自エリア向け:20)	160

<落札時のリスト>

エリア	容量	ΔkW 単価
B	30	8円/ ΔkW
A	70	9円/ ΔkW
B	20	10円/ ΔkW
C	20	11円/ ΔkW
B	10	12円/ ΔkW
B	10	13円/ ΔkW
A	10	14円/ ΔkW

安 ↑
高 ↓

落札 160
落札せず

③ <各エリアでの確保イメージ>

エリア	容量	ΔkW 単価	必要箇所
A	70	9円/ ΔkW	自エリア向け(70)
B	30	8円/ ΔkW	自エリア向け(50) 他エリア向け(20)
B	20	10円/ ΔkW	
B	10	12円/ ΔkW	
B	10	13円/ ΔkW	
C	20	11円/ ΔkW	自エリア向け(20)

精算時の原資を
どう考えるか

(参考) 広域機関における技術的検討 (2020年における運用イメージ)

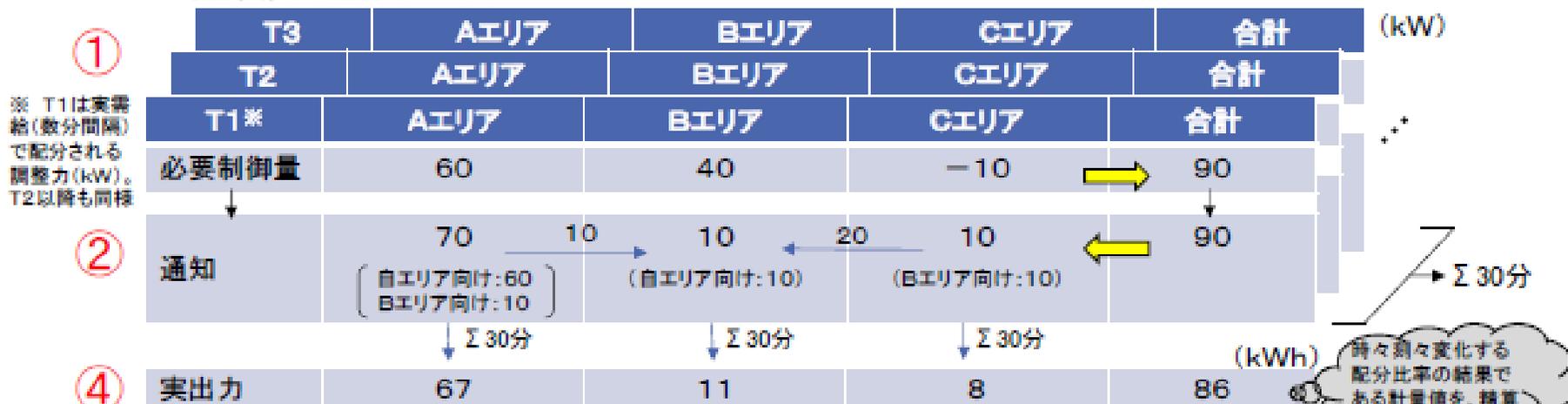
2020+X年における運用イメージ

8

- ① 各エリアから実運用上発生した必要制御量を送付し、インバランスネッティングにより相殺された全エリア大での必要制御量を算出
- ② 全体でのkWh単価のメ리트オーダーにより各エリアに制御量を通知
- ③ 各エリアでは、その制御量を自エリアのメ리트オーダーにより最適制御
- ④ 上記に基づき、30分単位で計量が行われる

<一定周期での配分イメージ>

※ 実運用においては、GC時点の余力も活用して調整する。



<配分リスト>

エリア	容量	kWh単価
B	10	4円/kWh
A	60	5円/kWh
C	10	6円/kWh
A	10	7円/kWh
B	30	8円/kWh

安 ↑ ↓ 高

配分 90

配分せず

<各エリアへの配分イメージ>

エリア	容量	kWh単価	必要箇所
A	60	5円/kWh	自エリア向け(60)
A	10	7円/kWh	他エリア向け(10)
B	10	4円/kWh	自エリア向け(10)
C	10	6円/kWh	他エリア向け(10)

③ 精算時の原資をどう考えるか

各エリアは配分された制御量により最適制御

精算時の原資をどう考えるか

(参考) 広域機関における技術的検討 (2020+X年における調達イメージ)

2020年における調達イメージ(3次調整力②)

13

- ① 各エリアは必要調整幅を送付
- ② 各エリアの必要調整幅の合計を、 ΔkW 単価[※]により広域でメリットオーダー順に約定し、各エリアに通知
- ③ 各エリアごとに、必要調整幅に見合った量を確保

※ 第14回制度検討作業部会資料では、「発電事業者等は応札時には電源等の ΔkW 価格に加え kWh 価格も併せて応札することとしてはどうか」と記載されている。

<必要調整幅集約から各エリアへの落札量通知までのイメージ> (kW)

	Aエリア	Bエリア	Cエリア	合計
① 必要調整幅	80	50	30	160
② 通知	70 (自エリア向け:70)	70 (自エリア向け:50 Aエリア向け:10 Cエリア向け:10)	20 (自エリア向け:20)	160

<落札時のリスト>

エリア	容量	ΔkW 単価
B	30	8円/ ΔkW
A	70	9円/ ΔkW
B	20	10円/ ΔkW
C	20	11円/ ΔkW
B	10	12円/ ΔkW
B	10	13円/ ΔkW
A	10	14円/ ΔkW

安 ↑ ↓ 高
落札 160
落札せず

③ <各エリアでの確保イメージ>

エリア	容量	ΔkW 単価	必要箇所
A	70	9円/ ΔkW	自エリア向け(70)
B	30	8円/ ΔkW	自エリア向け(50) 他エリア向け(20)
B	20	10円/ ΔkW	
B	10	12円/ ΔkW	
B	10	13円/ ΔkW	
C	20	11円/ ΔkW	

精算時の原資を
どう考えるか

(参考) 広域機関における技術的検討 (2020+X年における運用イメージ)

2020年における運用イメージ(3次調整力②)

14

- ① 各エリアは発動時のkWh単価をあらかじめ通知
- ② 実運用上発生した必要制御量に対して、事前に確保した調整力のうちkWh単価で安価なものから必要なだけ発動して調整

※ 実運用においては、GC時点の余力も活用して調整する。

<最終的な受電量配分までのイメージ>

	(kW)		
	Aエリア	Bエリア	Cエリア
事前に確保したΔkW (調達済み)	自エリア:70 Bエリア:10	自エリア:50	自エリア20 Bエリア:10
① kWh単価	自エリア:11円/kWh Bエリア:10円/kWh	自エリア:10円/kWh	自エリア:9円/kWh Bエリア:10円/kWh
必要制御量	50	50	10
② 受電量(安価のもの から必要なだけ)	自エリア:40 Bエリア:10 (広域受電)	自エリア:50	自エリア:10 (広域受電せず)

(kWh)

10

(kWh)

② 受電量(安価のものから必要なだけ)

10

(広域受電)

(広域受電せず)

Bエリアの方がAエリアよりkWh単価が安価なため、必要制御量のうち10をBエリアより受電

Cエリアの方がBエリアよりkWh単価が安価なため、Bエリアからの受電は行わず

論点⑨：広域的な調整力の調達・運用方法（一送一送間の精算の詳細）

- 2020年の広域的な調整力の調達・運用に係る精算方法については、前述の状況や調整力の広域調達・運用が限定的（3次調整力②（低速枠））であることを踏まえると、2020年時点においては、エリアの一般送配電事業者が、優先的に安価な調整力を確保することが考えられる。
- これらを踏まえると、広域間の精算については、
（ ΔkW について）
 - － エリア内の精算については、当該エリア内の一般送配電事業者と電源等が、共通メルिटオーダーリストの単価に基づいて費用精算を行う
 - － エリア間の精算については、関係する一般送配電事業者間において、共通メルिटオーダーリストの単価に基づいて費用精算を行う
 - ※ 共通メルिटオーダーリスト：複数エリアを範囲として ΔkW 価格が安価な順に並べられているリスト
 - ※ 一般送配電事業者を通じて間接的に契約を結んでいる状況であり、エリア内の精算単価とエリア間の精算単価は基本的に一致する

（kWhについて）

- － エリア内の精算については、当該エリア内の一般送配電事業者と電源等が、実際の稼働状況を踏まえ、 ΔkW の応札時に併せて提出されたkWh単価に基づいて精算を行う。
- － エリア間の精算については、関係する一般送配電事業者間において、 ΔkW の応札時に併せて提出されたkWh単価に基づいて費用精算を行う
 - ※ 運用は、発電事業者等の余力（現状における電源Ⅱ相当）を含めたメルिटオーダーが達成されるよう行われるため、広域的な運用時は、稼働を想定した電源等と実際に稼働する電源等が異なる（より効率化される）可能性がある

とすることを基本としてはどうか。

- また、2020 + X年の精算方法については、連系線容量に制約がある中においても調整力の広域調達・運用が進むことを踏まえ、インバランス料金の在り方や落札単価の平準化についても引き続き検討することとしてはどうか。

(参考) 2020年の広域調達における費用精算イメージ

(エリア内) 共通メリットオーダーリストの単価に基づき精算

(エリア間) エリア間融通を行った際においても、同様に共通メリットオーダーリストの単価に基づき精算

※2020年時点では、エリアの一般送配電事業者が、優先的に安価な調整力を確保することが考えられる。

必要量	TSO A (必要量: 30 MW)	TSO B (必要量: 60 MW)	TSO C (必要量: 20 MW)
板情報	エリアA	エリアB	エリアC
3円/ΔkW	20 MW 約定	20 MW 約定	10 MW 約定
5円/ΔkW	10 MW 約定	10 MW 約定	10 MW 約定
6円/ΔkW	10 MW	10 MW - 10 MW	10 MW
8円/ΔkW	-	-	-
10円/ΔkW	-	5 MW	5 MW
12円/ΔkW	-	-	5 MW
調達費用 (千円)	110	330	80
合計費用 (千円)	520		

(参考) 2020年の広域運用における費用精算イメージ

(エリア内) Δ kWhの応札時に併せて提出されたkWh単価で精算

(エリア間) エリア間融通を行った際においても、同様に Δ kWhの応札時に併せて提出されたkWh単価で精算

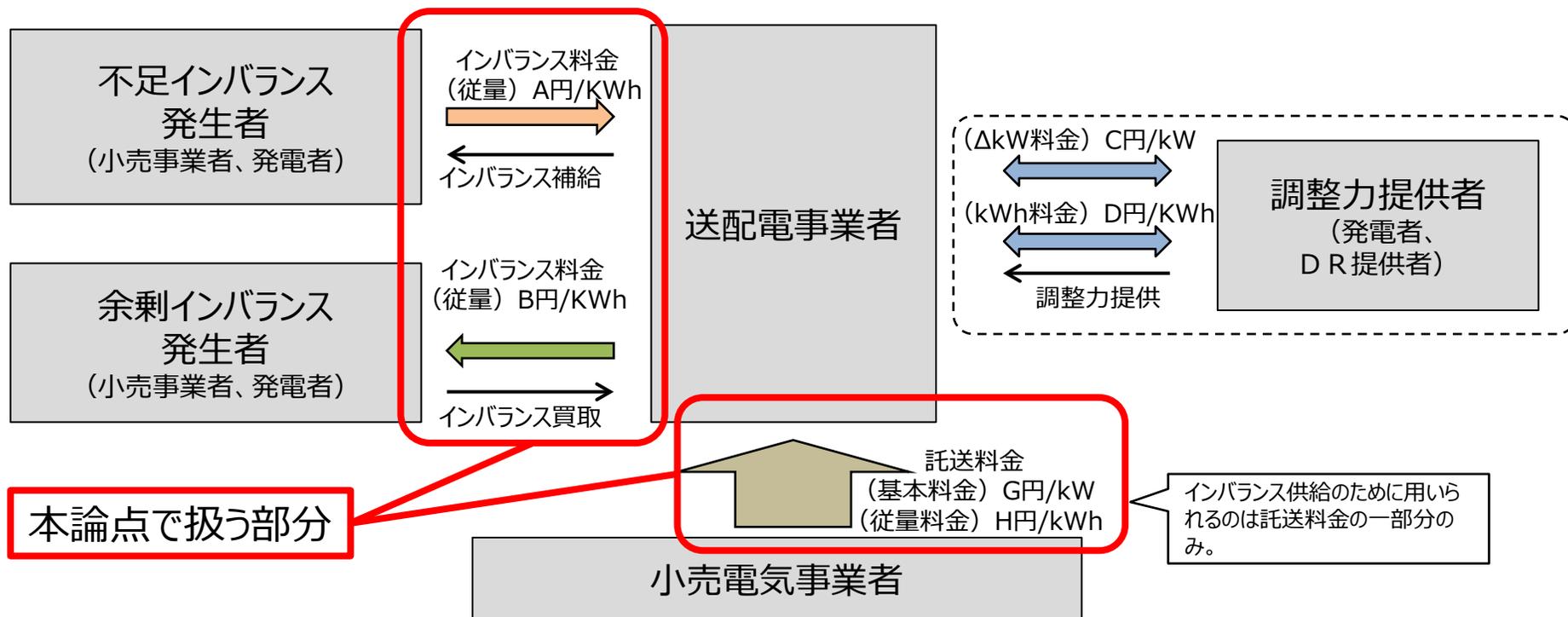
※2020年時点では、エリアの一般送配電事業者が、優先的に安価な調整力を発動することが考えられる。

必要量	TSO A (運用量: 30 MWh)	TSO B (運用量: 60 MWh)	TSO C (運用量: 20 MWh)
板情報	エリアA	エリアB	エリアC
2円/kWh	10 MWh 発動	-	5 MWh 発動
4円/kWh	10 MWh 発動	15 MWh 発動	10 MWh 発動
7円/kWh	10 MWh	-	5 MWh
8円/kWh	-	10 MWh	-
10円/kWh	5 MWh	5 MWh 10 MWh	10 MWh
14円/kWh	15 MWh	20 MWh	10 MWh
運用費用 (千円)	130	570	85
合計費用 (千円)	785		

論点⑪：調整コストの負担のあり方（一送-系統利用者間の精算）

- 現行制度下においては、一般送配電事業者が行使した調整コストは、託送料金とインバランス料金を通じて、系統利用者（小売・発電・DR）から回収されている。
- 需給調整市場の運用が開始された際の調整コストについては、それぞれの料金によってどのように回収がなされるべきか。

（参考）調整コストに関連したお金の流れ



(参考) 現行のインバランス精算単価の算定方法

- 現行のインバランス精算に当たっての単価は、卸電力取引所における市場価格をベースとしつつ、全国大のインバランス発生量が余剰のときは市場価格より低めに、不足のときは市場価格より高めになるような調整項を用いて算定されている。

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

<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

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

	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をの程度を軽減

(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

($\beta = \text{精算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値}$)

	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

(参考) 需給調整市場とインバンス料金

- 自由化前の制度設計の議論においては、需給調整市場（リアルタイム市場）の創設後、調整コストが透明性をもって形成された際には、この市場価格を指標としてインバンス精算を行うこととされ、現行の市場価格ベースの精算はこれに至るまでの暫定的措置と位置付けられている。

インバンス料金の水準に関する考え方

2014年9月第8回制度設計WG
事務局提出資料

- リアルタイム市場が創設され、需給調整に用いられる調整力の提供への対価が、高い透明性を伴って形成されることとなると、この価格をある時点においてインバンス調整に要するコストと考え、インバンスを精算する料金に適用することが可能。
- リアルタイム市場が創設されるまでの間においては、①市場価格ベースでの精算という方式と、②調整力の実コストベースでの精算という方式の二つが考えられるが、いずれも課題があり、制度設計上の工夫が必要。

【観点1】インバンス抑制のインセンティブへの需給状況の反映

リアルタイム市場価格での精算
(※第3段階で市場を創設)

実需給時点での需給状況を反映しており、系統運用者にとっての需給調整コストそのもの。

【観点2】予見性の低さ

価格が実需給時点で決まるため(リアルタイム)、事前に予見しにくい。

【観点3】価格の妥当性や透明性の確保

エリアごとにリアルタイム市場が運営される場合には寡占が生じる可能性がある。

市場価格ベースでの精算
(スポット市場又は1時間前市場)

市場価格は実需給時点での需給状況とはズレがあり、また、需給調整のためのコストとも必ずしも整合しない。

市場価格をそのまま適用すると、価格を事前に予見できるため、何らかの対応が必要。

全国市場であり、取引量に一定の厚みがあれば、価格の妥当性・透明性が高い。

需給調整に用いる調整力の実コストベースでの精算

発電事業者にとっての実コストを、小売用と調整用に区別することは容易ではなく、「需給調整のコスト」とは一致しない可能性。

調整力の太宗を持つ旧一般電気事業者である発電部門は、精算価格を予見できる可能性が高い。

調整力の実コストは競争部門である発電事業者のコストデータであり、その公開は当該事業者の利益を害さない範囲に制約される。

需給調整市場開設後のインバランス料金の在り方

- 需給調整市場開設後、同市場を通じて一般送配電事業者が調達する調整力のコストは、基本的にインバランス料金の形で系統利用者（小売・発電・DR事業者）から回収されることとなる。したがって、インバランス料金は、一般送配電事業者が適切に調整力コストを回収できるものとする必要がある。

※調整力コストの一部は託送料金を通じて回収される。

- また、調整力コスト全体が徒に増大し、系統利用者の負担が増大することを防ぐため、インバランス料金が、系統利用者に対して調整力コストの抑制（＝需給調整の円滑化）に資する適切なシグナルとなることが重要である。
- こうした観点から、需給調整市場開設後のインバランス料金については、以下を基本として、これまでインバランス料金の在り方について議論してきた基本政策小委員会において、今後、具体的な在り方を検討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過不足なく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ものであること

調整力コストの適切な回収

- 現行制度の下では、調整力コストのうち、需給バランス調整に直接寄与する可変費は、インバランス料金を通じて回収されている。
 - ※固定費及び電源の持ち替え可変費は、託送料金を通じて回収されている。
- 現行のインバランス料金は、需給調整市場がないため、実需給時点と必ずしも近接していない卸市場（前日スポット市場及び当日時間前市場）の価格を指標として設定されており、調整力公募で調達した調整力のコスト（kWh単価相当）とは必然的に乖離することとなり、足下においては、一般送配電事業者のインバランス収支の悪化につながっている。
 - ※なお、インバランス収支の透明性確保のため、現行制度上、各一般送配電事業者のインバランス収支は、毎年度、託送収支とあわせて公表されている。
- 需給調整市場開設後は、一般送配電事業者が調整力コストを過不足なく回収できるものとする観点から、需給調整市場における調整力コストを指標とすることを基本として、詳細設計を行うこととしてはどうか。

(参考) 現行の託送料金算定時の調整力コストの参入の考え方

2015年12月 託送供給等約款
認可申請に係る査定方針

調整力コストの概要③

- 現在の一般電気事業者を前提とした、一般電気事業託送供給約款料金算定規則(平成11年12月3日通商産業省令第106号)では、周波数制御・需給バランス調整(固定費)のみが託送料金原価での算入が認められている。
- しかし、新たなライセンス制の導入により、一般送配電事業者が必要な調整力の確保等を行い、費用回収を行う必要があることから、算定省令では、周波数制御・需給バランス調整(固定費)に加えて、周波数制御・需給バランス調整(可変費)、潮流調整、電圧調整、ポンプアップ、ブラックスタートの5つを調整力コストとして託送料金原価への算入を認めるという制度変更が行われた。

費用項目			託送料金原価への算入		調整力コストの内容
			従来	平成28年4月以降	
周波数維持	周波数制御 ・ 需給バランス調整	固定費	○	▶ ○	• 周波数制御・需給バランス調整のために必要となる予備力を確保するために必要な固定費
		可変費	×	▶ ○	• 周波数制御・需給バランス調整に必要な、上げしろを確保するため、燃料費の安い電源の出力を抑制し、相対的に燃料費の高い電源を稼働させたことによる、燃料費の増加分(増分燃料費)
供給信頼度の確保	潮流調整		×	▶ ○	• 潮流調整のため、燃料費の安い電源の出力を抑制し、相対的に燃料費の高い電源を稼働させたことによる、燃料費の増加分(増分燃料費)
	電圧調整		×	▶ ○	• 水力発電設備の調相運転により発生した電力損失分 • 電圧維持のため、燃料費の安い電源の出力を抑制し、相対的に燃料費の高い電源を稼働させたことによる、燃料費の増加分(増分燃料費)
	マストラン電源		×	▶ ※	※ マストラン電源のうち、潮流調整や電圧調整のために稼働した部分については託送原価へ計上
	系統保安ポンプアップ		×	▶ ○	• 揚水式発電所のポンプアップのために必要となった燃料費
	ブラックスタート		×	▶ ○	• 停電発生時に所内電力を確保するために必要となる設備の維持管理費用

(参考) インバランス料金における収支状況について

- 自由化以降のインバランス料金制度の運用の結果、一般送配電事業者の収支がマイナスとなる事態が発生している。

2017年11月第24回制度設計専門会合
事務局提出資料

インバランス収支の状況

- 調整力については、本年度分から公募による調達を開始され、調整力への指令に伴う変動費の算定方法も大きく変更された。
- 制度変更後のインバランス収支がどのような状況か把握するため、各社に本年4月以降のインバランス収支（暫定値）の集計を依頼。その結果、全てのエリアにおいて営業損失となっていることが判明した。

平成29年4～8月分インバランス収支

単位:百万円	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
営業利益(又は営業損失)	-884	-740	-3,788	-1,618	-55	-4,075	-1,437	-856	-769	-41
(参考)										
平成28年度実績電力量(億 kWh)	300	779	2,724	1,272	282	1,385	592	265	838	80

※インバランス収支：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。

※実績電力量：(出典)第23回制度設計専門会合事務局資料より

(参考) インバランス料金における収支状況について

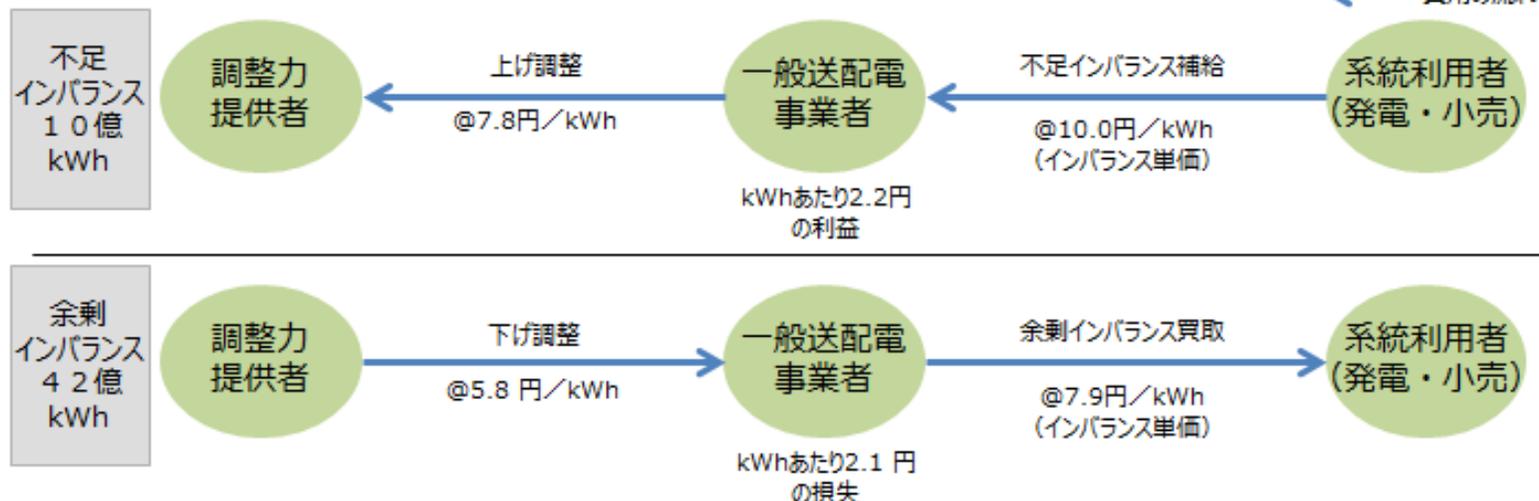
- 自由化以降のインバランス料金制度の運用の結果、一般送配電事業者の収支がマイナスとなる事態が発生している。

2017年11月第24回制度設計専門会合
事務局提出資料

インバランス収支が均衡しない主な要因

- インバランス収支が均衡しない主な要因は、以下の2点。
 - インバランスの精算と調整力の精算に単価差があること
(余剰インバランスでは、インバランスを発生させた者に支払う単価が高く、損失が発生する構造)
 - 余剰インバランスと不足インバランスの量に差があること
- 今後のインバランス料金の在り方を検討する際には、量のみならず単価差にも注目すべきではないか。

4～8月の単価(全国平均)の概算値



※ここで示した単価は以下から計算した概算値であり、一般送配電事業者による試算値とは一致しない。

・余剰買取・不足補給単価は、JEPX公表値(0確報値×スポット・時間前平均価格(2017/4/1～8/31の平均値))より

・上げ調整・下げ調整単価は、電力・ガス取引監視等委員会公表値(一般送配電事業者が指令を出した調整力の電力量価格(2017/4/1～9/1の10社加重平均))より

系統利用者への適切なインセンティブ

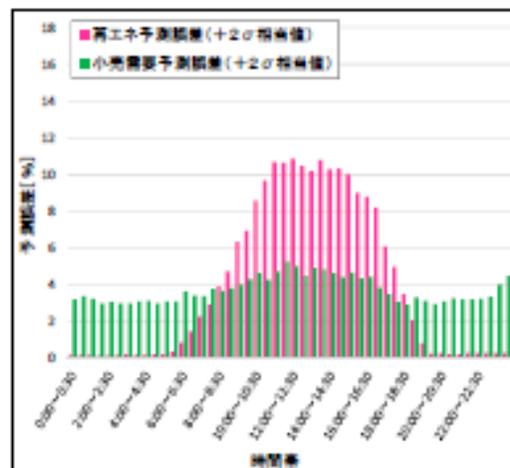
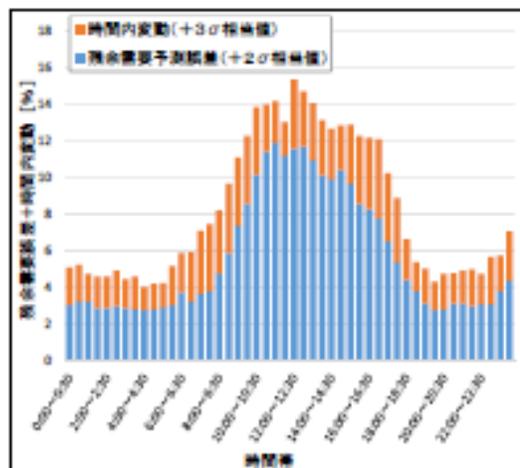
- 需給調整市場開設後、系統利用者は、需給調整市場における価格を見ながら、①価格が高いとき（需給ひっ迫時）は供給を増やす、または、需要を減らすことにより、②価格が低いとき（需給緩和時）は供給を減らす、または、需要を増やすことにより、需給調整の円滑化に資する取組を行うことが期待される。
- こうした取組を促進するため、需給調整市場開設後のインバランス料金は、時間と共に変化する需給調整市場における価格を適切に反映することが重要である。
- 他方、需給調整市場における価格の公表は、実需給後にならざるを得ない以上、その価格を反映したインバランス料金としても、系統利用者へのインセンティブが必ずしも適切に働かない可能性がある。具体的には、例えば、需給調整市場における価格が低いときに、系統利用者が過度に供給を減らした場合、結果的に不必要に需給がひっ迫する可能性もある。
 - ※この場合、需給ひっ迫による価格の上昇は、実需給後に判明するため、系統利用者に対する適切なインセンティブとはなり得ない。
- このため、需給調整市場における価格をインバランス料金に反映させるに際しては、個々の系統利用者が、需給の安定を損なう形で過大なインバランス量を発生させることのないよう、系統利用者の計画遵守インセンティブにも配慮することを基本として、詳細制度設計を行うこととしてはどうか。

計画値同時同量制度の中長期的展望と調整力コスト

- 現行の計画値同時同量制度において、再生可能エネルギー（特にFIT変動電源）については、インバランス特例制度の適用の下、2日前に策定する計画を用いた運用がなされている。一方で、これら変動電源は天候の影響を大きく受けるため、相当の調整力を要している状況。
- 計画策定スケジュールの見直しの検討や、一般送配電事業者における計画予想精度の向上は必要である一方、これら再生可能エネルギーについては日内でも相当の変動が生じ、一般的に当該電源が調整力への負荷の高い電源であることを踏まえれば、再生可能エネルギーに対応する調整力がどの程度必要となるのかを可能な限り定量的に分析する手法の検討が必要となるのではないかな。
- その上で、再エネ対応の調整力を定量的に把握できるのであれば、当該調整力に係るコストの負担の在り方についても検討することとしてはどうか。

2017年9月 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局提出資料

【九州エリア(年間)】



※ エリアのH3需要に対する%値

※ ここでは再エネ予測誤差は上げ調整力が必要な方向が正(+)となるように算出
 ・再エネ予測誤差=予測-実績
 ・小売需要予測誤差=実績-予測

※ 再エネは太陽光+風力

※ 再エネのうち大宗を占めるFIT①の予測は現在の制度を勘案して前々日予測値を使用

※ 不等時性により、再エネ予測誤差+2σ相当値と小売需要予測誤差+2σ相当値を合算したものは残余需要予測誤差+2σ相当値と一致しないことに留意が必要