

今後の市場整備の方向性について

2017年3月6日

資源エネルギー庁

電力システム改革の目的

1

安定供給を確保する

震災以降、多様な電源の活用が不可避な中で、送配電部門の中
立化を図りつつ、需要側の工夫を取り込むことで、需給調整能力を
高めるとともに、広域的な電力融通を促進。

2

電気料金を最大限抑制する

競争の促進や、全国大で安い電源から順に使う（メリットオー
ダー）の徹底、需要家の工夫による需要抑制等を通じた発電投資の
適正化により、電気料金を最大限抑制。

3

需要家の選択肢や事業者の事業機会を拡大する

需要家の電力選択のニーズに多様な選択肢で応える。また、他
業種・他地域からの参入、新技術を用いた発電や需要抑制策等の活
用を通じてイノベーションを誘発。

今後の市場整備の方向性（総論）

- 電力システム改革の3つの目的（①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大）に加えて、3E+Sを、事業者の経済合理的な行動を通じてより効率的に達成する観点から、必要な市場等を整備する必要がある。
- 他方で、実際に整備するにあたっては、電力は他の財とは異なる特性（同時同量・送電制約等）を有していることや市場支配的な事業者の存在を念頭に置く必要がある。

【価値と取引される市場の関係性（イメージ）】

価値	価値の概要※1	卸電力市場※2	容量市場※3	調整力公募 →リアルタイム市場	非化石価値取引市場
kWh	実際に発電された電気	○		○	
kW	将来の発電能力 (供給力)		○	○※5	
ΔkW	短期間の需給調整能力			○	
非化石※4	非化石電源で発電された 電気に付随する環境価値				○

(※1) 上図は電源を想定して記載しているが、ネガワット等は需要制御によって同等の価値を生み出すことが可能。

(※2) バックロード電源市場は、一義的にはkWh価値を取引する卸電力市場（先渡市場の一部）として整理可能であるが、同市場におけるkW価値の扱いについては、今後整理が必要。

(※3) 容量市場においては、電源の最大出力に調整係数を乗じる等し、供給力として見込めるものを取り扱うkW価値と定義する。

(※4) 環境価値は非化石価値に加えて、それに付随する様々な価値（ゼロエミ価値等）を包含した価値を言う。

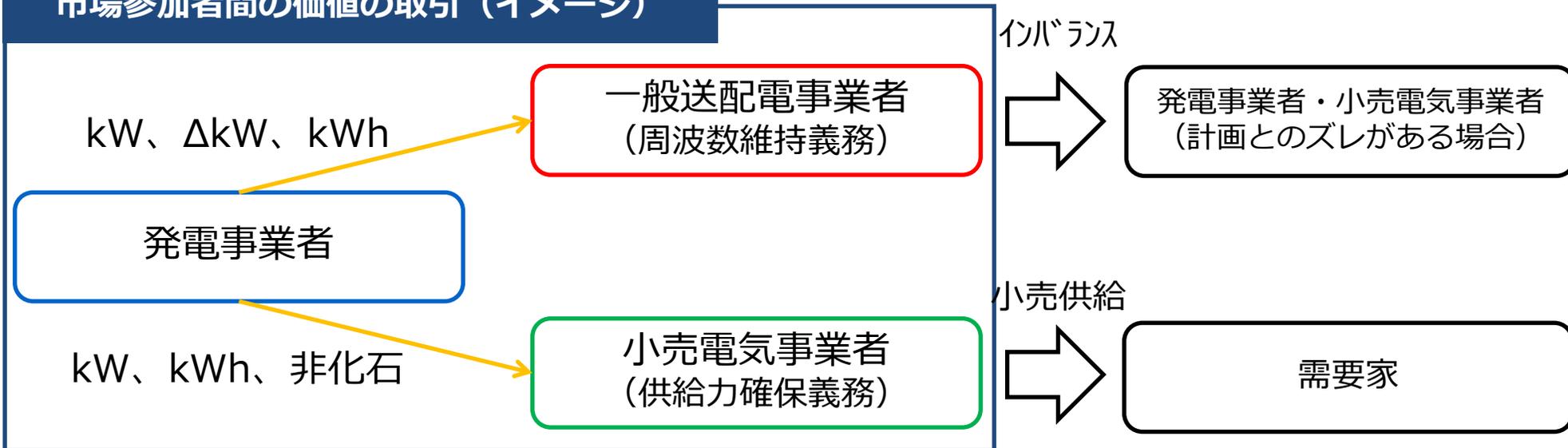
(※5) 調整力公募ではkW価値はΔkW価値と一体で取引されているが、リアルタイム市場で同価値を取引するかは今後要検討。

市場参加者の市場における役割と各価値の規模

【市場参加者の市場における役割】

- 発電事業者：各価値を提供（相対 / 取引所）
- 小売電気事業者：各価値を調達（相対 / 取引所）し、需要家に提供（義務を履行）
- 一般送配電事業者：必要な価値を調達し、事業者に提供（義務を履行）

市場参加者間の価値の取引（イメージ）



価値	kWh (販売電力量)	kW (最大出力※1)	ΔkW (公募調達結果)
規模	約8,400億kWh (15年度実績)	約1億5000万kW (15年度実績)	約1,300万kW (16年度実績)
旧一般電気事業者・旧 卸電気事業者の割合	小売：約95% 発電：約73%	約78%	約80% (電源 I は100%)

(※1) 今後容量市場で取引されるkW価値は、電源の最大出力に調整係数を乗じる等し、供給力として見込めるものとして定義されるため、最大出力は、必ずしも各電源の価値の正確な値を示すものではない。

【出典】 電力調査統計 等より資源エネルギー庁作成

(参考) 相対取引と取引所取引の違い

- 各価値の取引は相対取引と取引所取引に大別されるが、例えば、現在両取引が可能な卸電力市場における各取引のメリット及びデメリットはトレードオフの関係になる。

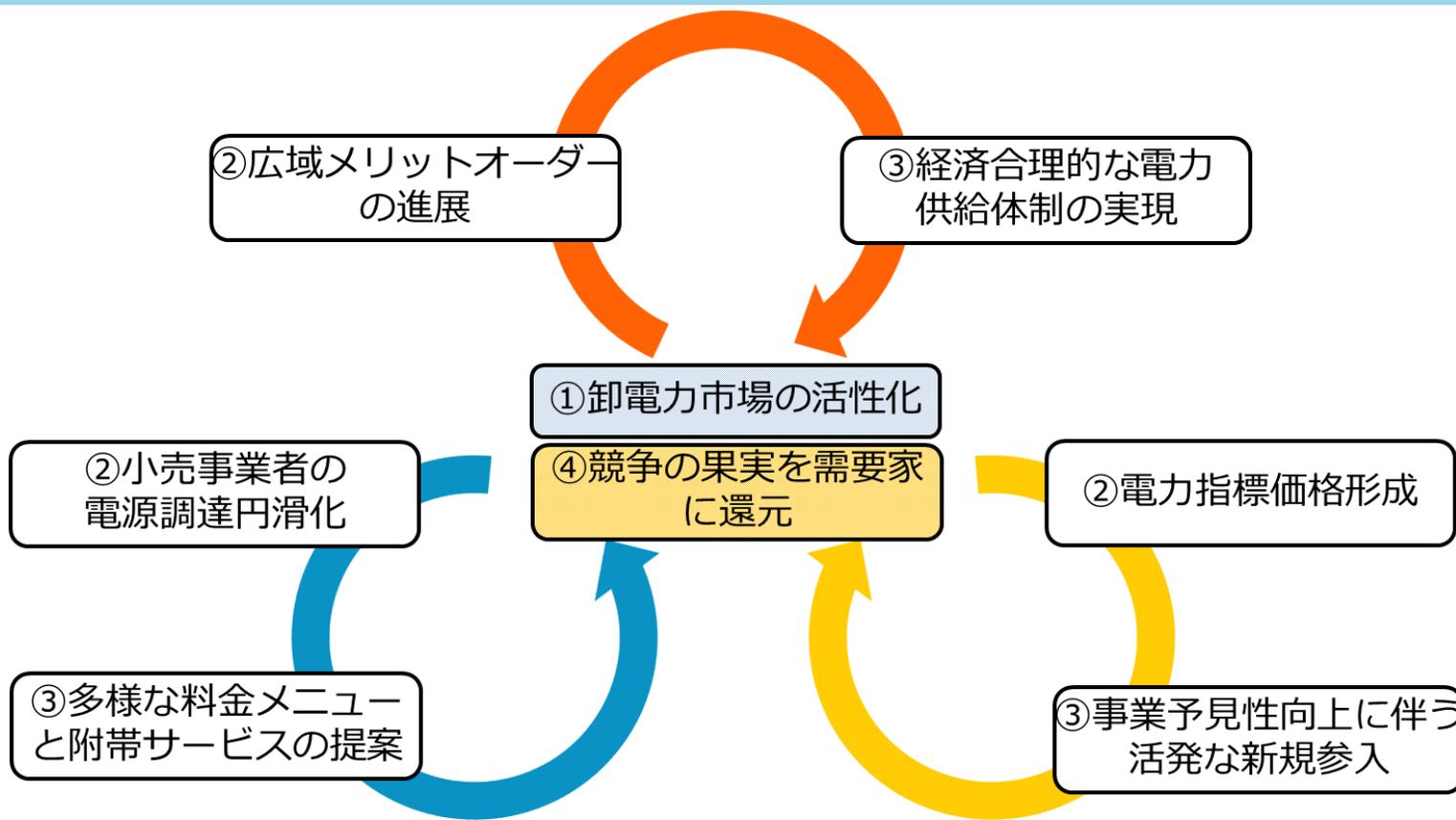
	相対取引 (OTC取引)	取引所取引
特徴	<ul style="list-style-type: none">・ 顕名取引・ 取引条件は個別交渉により決定・ 取引の信用リスクは各事業者が負う・ 取引情報は非公開 (ブローカー取引で開示される場合も)	<ul style="list-style-type: none">・ 匿名取引・ 取引条件が標準化・ 預託金 (保証金) 等により、信用リスクは取引所が負う・ 取引情報は公開 (量・価格)
メリット	<ul style="list-style-type: none">・ 柔軟性^{注1}が大きい (取引所で取り扱えない価値も取引可能)・ 将来キャッシュフロー予測・事業計画を立てやすい (長期契約の場合)	<ul style="list-style-type: none">・ 取引条件の調整コストが無い※ 取引所に十分な流動性がある場合・ 与信リスクは取引所が管理※ 預託金等の預け入れは別途必要
デメリット	<ul style="list-style-type: none">・ 取引条件の調整コスト^{注2}が大きい・ 与信リスクは自ら管理する必要	<ul style="list-style-type: none">・ 柔軟性が小さい・ 取引に手数料が必要・ 過度に依存するとキャッシュフロー予測・事業計画の不確実性が増す (短期取引が中心となるため)

注1：個別電源の運転計画 (定期点検含む) や運転自由度の権利等の価値をどれだけ反映できるかを指す。他方、制度変更等に基づき、相対契約を変更する際に見直しが必要になる場合があることには留意が必要。

注2：個別条件の調整だけでなく、取引相手を探すコストも含む

卸電力市場活性化の意義（競争活性化を通じた需要家への還元）

- 卸電力市場における事業者間の取引が活性化することになれば、事業者間の経済合理的な行動の下、発電部門における最適な電源の稼働、小売部門における最適な電源調達が図られることとなり、全国大で限界費用の安い順で電源が稼働する広域メリットオーダーが達成される。
- 加えて、電源調達（販売）の障壁が下がり、信頼性の高い価格指標が形成されることで、事業者の事業機会の拡大や予見性向上を通じて、活発な新規参入も含む小売・発電部門の競争活性化が期待される。
- こうした成果は、電気料金の抑制や選択肢の拡大といった形で、需要家に還元されることとなる。



卸電力取引所の各市場における取引量

- 主に経済的電源調達（電源差し替え）の観点から活用されるスポット市場における取引量は、堅調に増加しているものの、2016年度上半期実績で販売電力量全体に占める比率は約2.6%に留まり、他の自由化先進国と比して低い水準に留まっている。
- 加えて、主にリスクヘッジの観点から活用される先渡市場については、取引量が皆無に近い状況。
- そのため、各市場において、旧一般電気事業者の自主的取組も含む、卸取引活性化策を実施（実施を予定）しているところ。

【2016年度上半期(4月～9月期)における取引所の取引量】

項目	スポット(1日前)市場	時間前市場	先渡市場
求められる主な役割	経済的電源調達	経済的電源調達	リスクヘッジ
約定量	約103億kWh	約5.7億kWh	約0.6億kWh
販売電力量に占める割合	約2.5%	約0.1%	約0.01%
主な活性化策	<ul style="list-style-type: none"> 余剰電源の投入 グリッド・ビディング (2017年度取引開始予定) 	<ul style="list-style-type: none"> 余剰電源の投入 	<ul style="list-style-type: none"> “バーサト”電源市場 (2019年度取引開始予定)

【スポット市場における取引量の諸外国との比較】

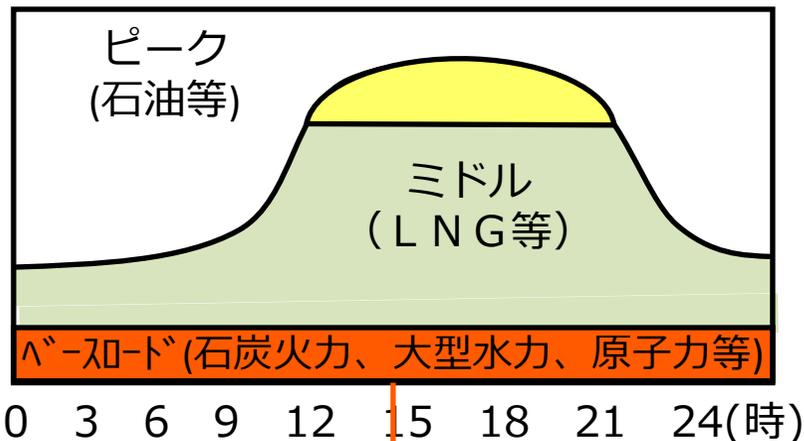
英国(13年度)	フランス(15年)	北欧(13年度)
約51%	約25%	約86%

ベースロード電源市場の創設

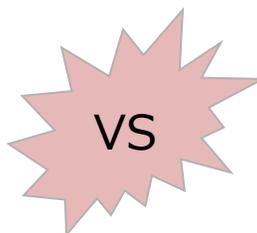
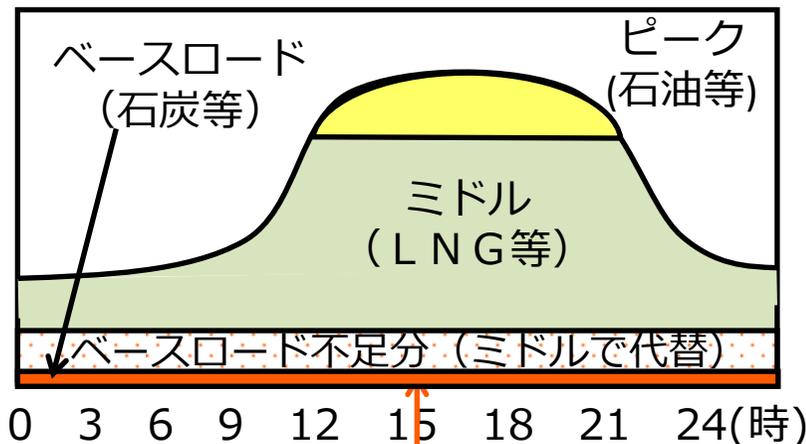
- 石炭火力や大型水力、原子力等の安価なベースロード電源については、大手電力会社が大部分を保有しており、新電力のアクセスは極めて限定的。
- その結果、新電力はベースロード需要をLNG等のミドルロード電源で対応せざるを得ず、大手電力会社と比して十分な競争力を有しない状況が生じている。
- このため、新電力も大規模なベースロード電源へアクセスすることを容易とするための新たな市場（ベースロード電源市場）を先渡市場の一部として創設し、ベースロード電源を売買できるような実効的な仕組みを導入することで、卸電力市場及び競争を更に活性化する。

旧一般電気事業者と新規参入者の供給力構成の違いとベースロード電源市場（イメージ）

<旧一般電気事業者>



<新規参入者>



更なる競争を促進

電源供出

ベースロード電源市場
(新設)

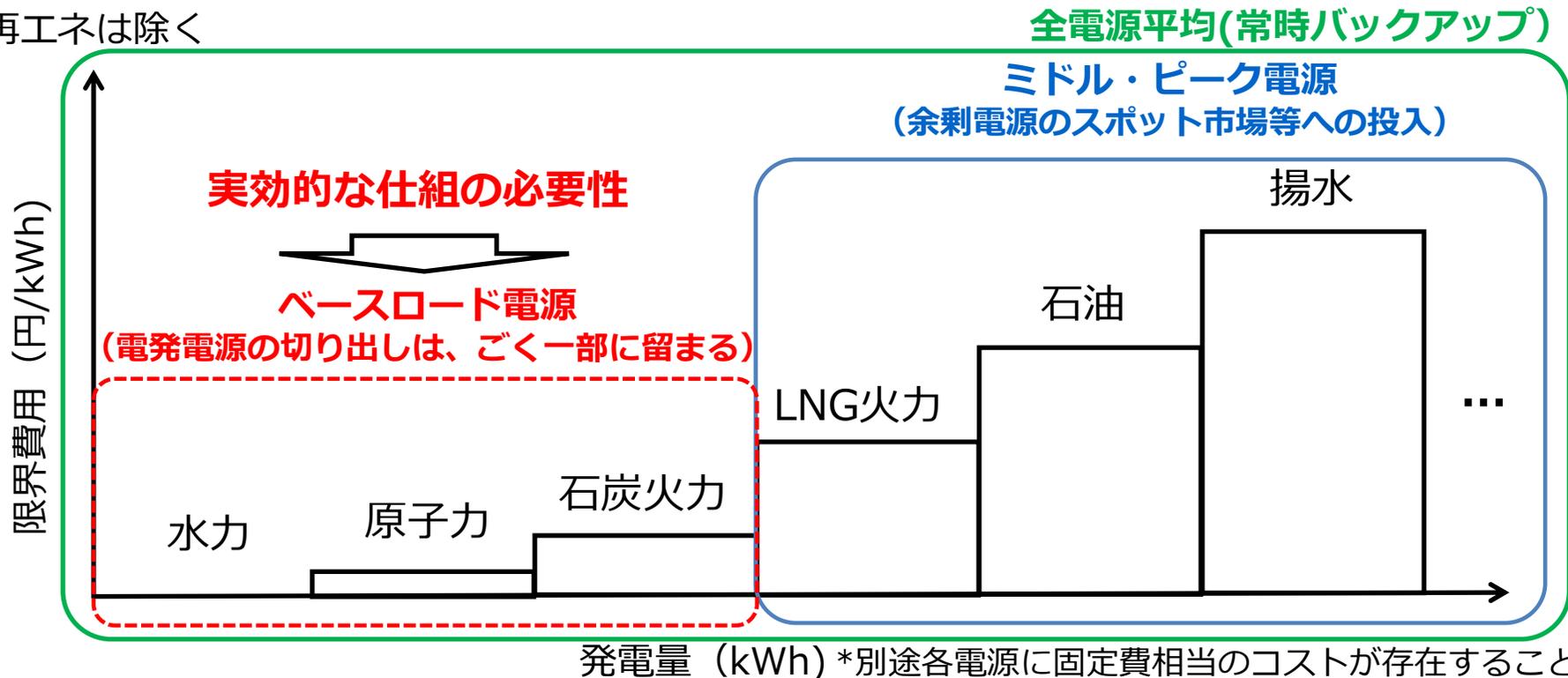
電源調達

実効的な仕組の必要性（電源供出の担保）

- これまでの自主的取組を通じて、旧一般電気事業者は、自社で保有等する限界費用の高い余剰電源（ミドル・ピーク電源）を中心に、卸電力取引所等に投入してきた。他方、限界費用（及び発電コスト）が安いベースロード電源については、経済合理的な判断の下、専ら自らで利用。そのため、自主的取組の一環である、電発電源（石炭火力）の切出しについては、現在まであまり進んでこなかった。
- そのため、ベースロード電源市場を機能させ、新規参入者との競争条件のイコールフットイングを図っていく観点からは、実効性確保策として、制度的な措置を講じ、旧一般電気事業者等にベースロード電源の供出を求める必要がある。

【各種電源へのアクセス支援措置（イメージ）】

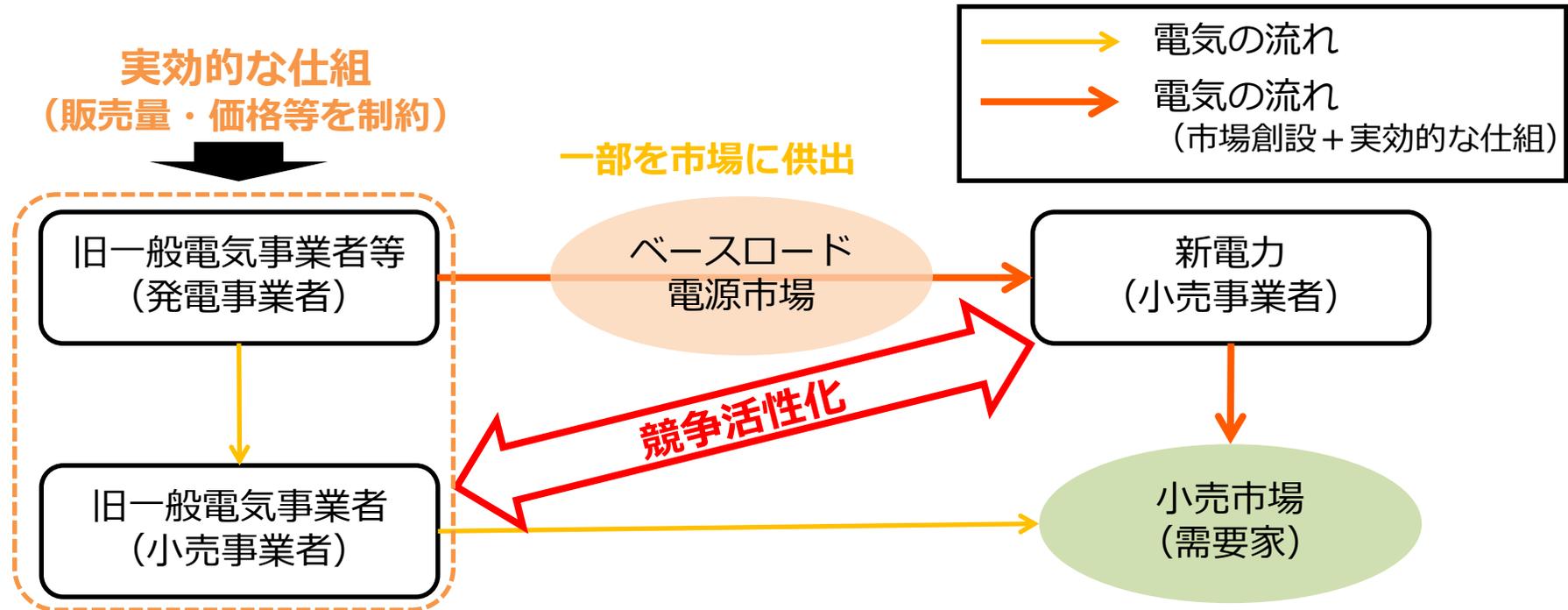
*再エネは除く



実効的な仕組の基本コンセプト

- 新電力がベースロード電源にアクセスすることを可能とするためには、旧一般電気事業者等が保有するベースロード電源に関連する取引に対して、一定の制約を課す必要があると考えられる。
- 従って、実効的な仕組として、同電源により発電された電気の一部を、適正な価格でベースロード電源市場に供出することを、旧一般電気事業者等に求めることとした。
- 他方、販売量・価格等に関する制約の程度は、原子力に関連する費用負担の在り方や、公益上の必要性にも留意しつつ、設定することとした。

【ベースロード電源で発電された電気の流れ（イメージ）】



間接オークションの導入

- これまで、地域間の連系線利用ルールである「先着優先ルール」は、経済的に優位性のある電源が新規に現れたとしても、空き容量が十分でない場合は連系線を利用できないため、広域メリットオーダー（より安い電源から動かす）の妨げとなっていた。
- また、2016年度からは制度上、先着優先ルールに基づき連系線を利用可能な事業者が、容易に電源の差し替えを行うことが可能となったため、連系線を利用できない事業者と比して、競争上極めて有利になる問題が生じている。
- そのため、コストの安い電源順に送電することを可能とするルール（間接オークション）を導入することで、公平な競争環境の下で連系線をより効率的に利用し、広域メリットオーダーの達成を促す。

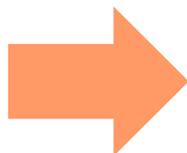
<連系線利用状況イメージ>

（4つの利用計画分を送電できる容量があると仮定）

①～④は優先順位

①	利用計画 1 (8円/kWh)
②	利用計画 2 (10円/kWh)
③	利用計画 3 (7円/kWh)
④	利用計画 4 (25円/kWh)
	利用計画 5 (5円/kWh)
	利用計画 6 (17円/kWh)

（現状：先着優先）



③	利用計画 1 (8円/kWh)
④	利用計画 2 (10円/kWh)
②	利用計画 3 (7円/kWh)
	利用計画 4 (25円/kWh)
①	利用計画 5 (5円/kWh)
	利用計画 6 (17円/kWh)

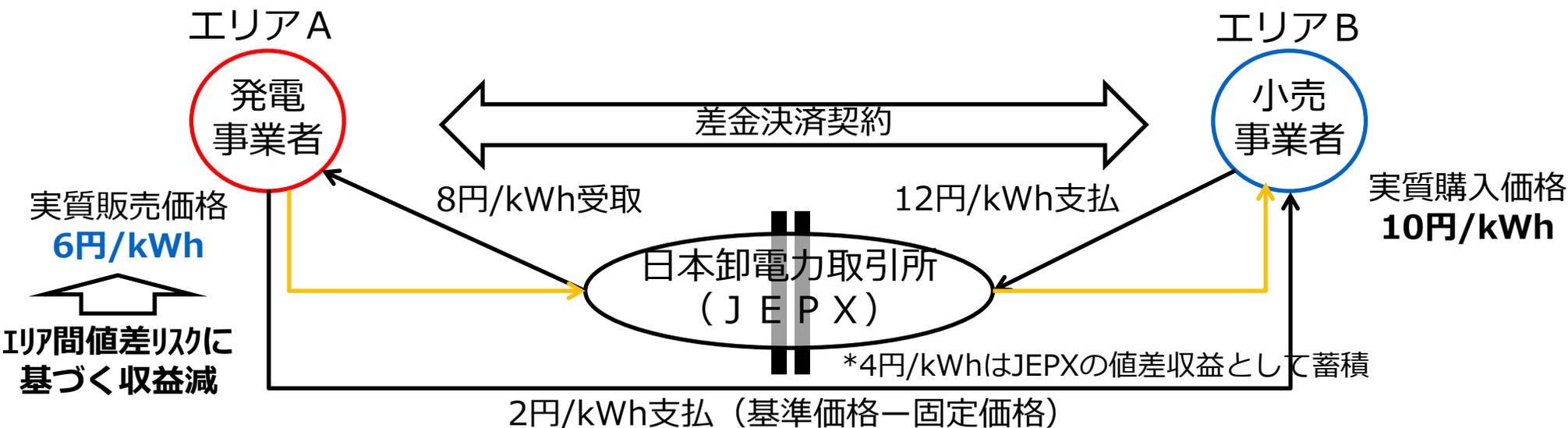
（今後：間接オークション）

エリア間値差リスクをヘッジする仕組みの導入

- 連系線混雑によって市場分断が起きると、分断されたエリア内で売買を成立させる処理がなされるため、分断されたエリア間で値差が発生する。
- 先着優先から間接オークションへの移行やベースロード電源市場等の卸電力市場活性化策の実施に伴い、エリア間値差がより多くの事業者に影響を及ぼしうるため、こうしたリスクをヘッジする仕組みが必要である。

【スポット市場で分断が生じた場合の処理例】

例：エリアA価格:8円/kWh、エリアB価格:12円/kWh
差金決済契約の固定価格:10円/kWh、基準価格：エリアB価格



従前は先着優先に基づき連系線利用登録を行った事業者はエリア間値差の影響を受けなかったが、今後は取引所取引のために連系線が利用されることになるため、別途ヘッジする仕組みを用意する必要

1. 連系線ニーズ増への対応

- 電力需要が伸び悩む一方、再エネ等による連系線ニーズの増加に 대응するため、**既存設備の最大限効率的な活用**が必要。
- 連系線増強後の空容量について、現行の連系線利用ルール(「先着優先」)では**対応できない状況が発生**(1秒を争う競争の惹起)。

2. 公平性・公正性の確保

- 2016年4月より、事業者は、制度上は、比較的容易に**電源の差し替え**を行えるようになったため、「先着優先」で連系線を利用する事業者が、**競争上極めて有利**となる状況が発生。

3. 市場環境の整備

- 現実には、**スポット取引市場の取引量が少ない**ため、事業者は、電源の差し替えを行い難い状況。
- 電源の差し替えが容易となれば、経済性の高い電源の稼働機会の増加が期待できる。

公平性・公正性を確保するとともに、市場取引量の増加に貢献することをもって、連系線の最大限効率的な活用を図るため、「**間接オークション**」を導入することが適当。

「間接オークション」の詳細設計のポイント

- (1) 先着優先に基づく、**新たな連系線利用登録を停止**することにより、間接オークションへと移行する。
- (2) 発電所への投資意欲を維持する観点から、原則、既に連系線利用登録が行われている利用登録(**最長平成38年3月まで**)について、**経過措置を設ける**。
- (3) **長期固定電源**については、間接オークションの対象とする。確実な発電の担保のため、**成行約定を可能とする**等の仕組みを設ける。
- (4) **特定負担者**については、系統に対して金銭的な貢献をしていること踏まえ、**特別な取扱い**を行う(詳細は引き続き検討。)
- (5) 更なる詳細設計、**相対契約の見直しに係る考え方、エリア間値差をヘッジするための仕組み**等について、引き続き検討を行う。

「間接オークション」の導入時期

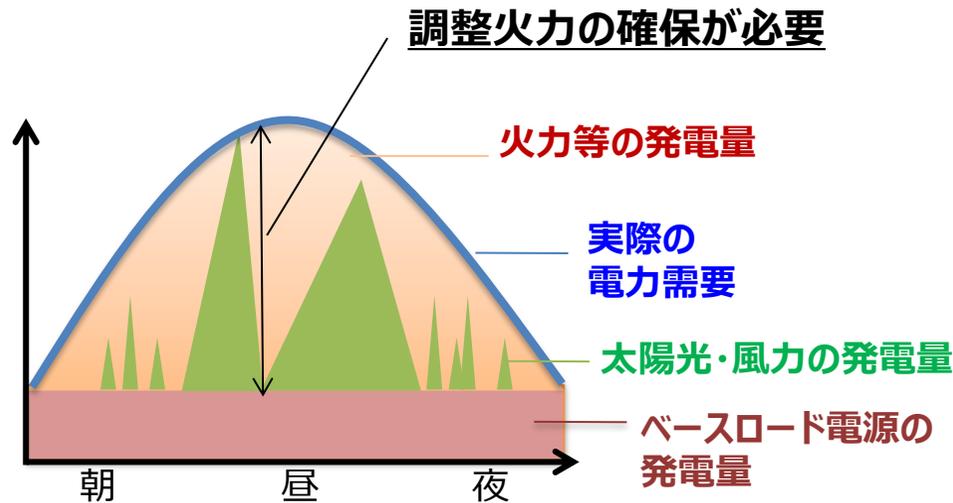
2018年4月に間接オークションを導入することを目指す。

※ただし、計画値同時同量制度を導入した際の広域システムの開発の遅れ等の反省を踏まえ、2017年3月、6月、12月の時点でシステム開発状況を評価し、遅れが見られる場合には、確実にスケジュールを見直す。

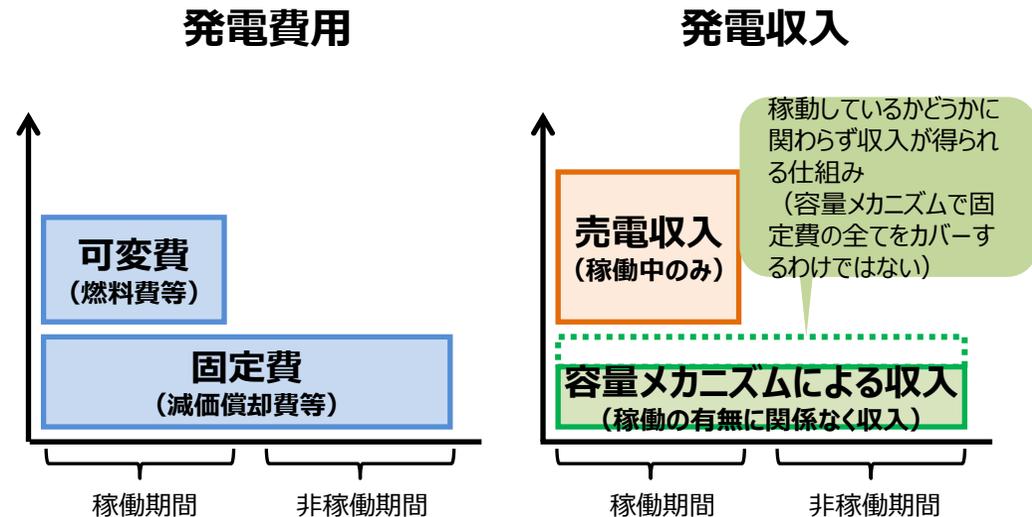
容量市場の創設

- 電力システム改革による卸電力取引の拡大にともない、電源の投資回収の予見性が低下。
- さらに、エネルギーミックスの達成に向け、太陽光・風力発電といった自然変動電源の導入のためにも、調整電源の必要性が高まっている。他方、調整力となる火力発電は再エネ拡大による稼働率低下が想定される。
- こうした中においても、事前に確保した容量（kW価値）に対して、稼働していない期間（kWh=0の期間）でも一定の支払いを行う仕組みである容量市場を導入することで、電源投資に関して、一定の投資回収の予見性を確保し、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力を確保することで、電気料金の安定化を図る。

電力需要と発電量のイメージ

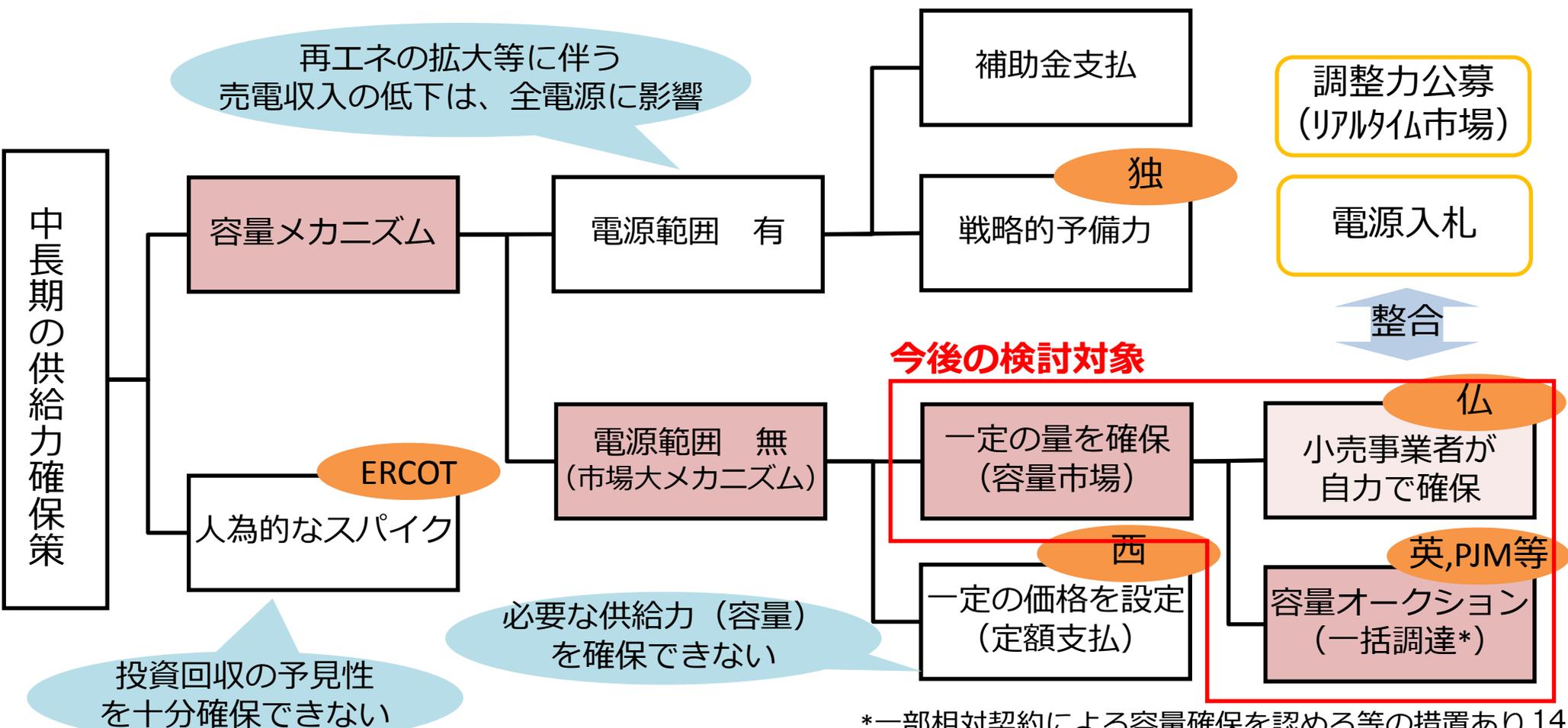


容量メカニズムによる投資費用回収イメージ



最適な中長期の供給力確保策の選択

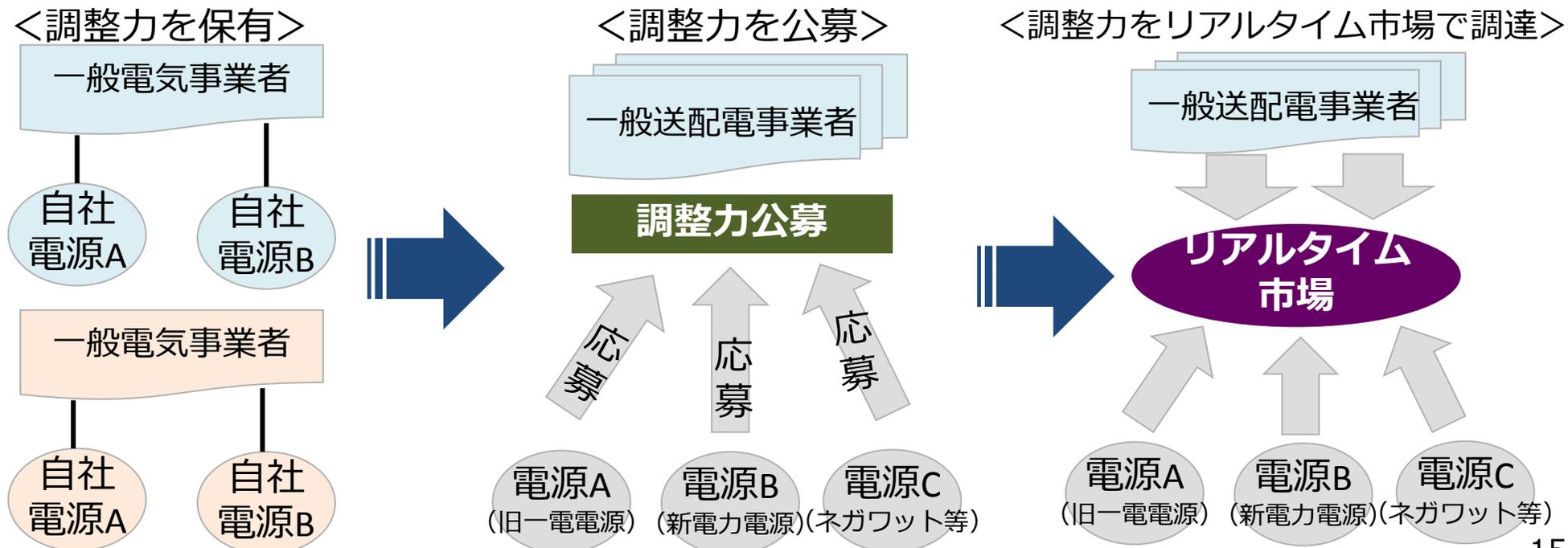
- 様々な中長期の供給力確保策がある中で、容量市場が、中長期的に必要な供給力及び調整力を、最も効率的に確保するための手段として考えられる。



調整力公募の実施・リアルタイム市場の創設

- 新しいライセンス制度に基づき、一般送配電事業者が電力供給区域の周波数制御、需給バランス調整を行うこととなっているが、必要な調整力を調達するにあたっては、特定電源への優遇や過大なコスト負担を回避することが重要となる。
- 係る観点から、一般送配電事業者は公募調達の実施方法等を定めた「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」に従って、調整力の公募を昨年末に実施。
- 今後は、海外の事例も踏まえ、2020年を目途に、柔軟な調整力の調達や取引を行うことができる市場（リアルタイム市場）を創設し、調整力の確保をより効率的に実施する。

【調整力の調達手法のイメージ】



(参考) 調整力の区分ごとの要件について

- 調整力としての目的に応じて各一般送配電事業者が設定した電源等（I-a、I-b、I'）の主な要件は以下のとおり。

2017年1月
第69回電力・ガス取引監視等委員会
事務局提出資料

	電源 I -a	電源 I -b	電源 I'
オンライン指令対応	必要	必要	原則必要※1
周波数調整機能	必要	不要	不要
応動時間	5分以内	15分以内～ 30分以内	3時間以内
継続時間※2	7時間～ 11時間	7時間～ 16時間	2時間～ 4時間
最低容量※3	0.5万kW～ 1.5万kW	0.5万kW～ 2.9万kW	0.1万kW以上
提供期間※4	通年 (平成29年4月1日～ 平成30年3月31日)	同左	・通年 ・夏季(7月～9月)

※1 オフライン電源等については、実務上対応が可能な範囲で各社募集（5件～10件）。

※2 記載の継続時間に満たない場合でも応札は可能であり、その場合は価格評価に反映。

※3 DRの場合、需要家単位ではなくアグリゲーター単位での容量で判定。

※4 各社ごとに年間の稼働停止可能日数を設定。また電源I'については、発動回数の設定あり。

(参考) 調整力の公募結果 (全国)

容量 : 万kW
 価格 : 円/ kW

電源 I - a	募集容量	1022.8 (全国計)
	応札容量	1048.3 (全国計)
	落札容量	1025.8 (全国計)
	平均価格	9,260 (中部) ~27,878 (沖縄)

電源 I - b※1	募集容量	113.2 (全国計)
	応札容量	114.0 (全国計)
	落札容量	110.5 (全国計)
	平均価格	5,165 (中部) ~18,317 (北陸)

※1 北海道、東北、中国、九州は募集なし

電源 I'※2	募集容量	132.7 (全国計)
	応札容量	165.4 (全国計)
	落札容量	132.0 (全国計)
	平均価格	782 (東北) ~8,176 (九州)

※2 北海道、北陸、中国、四国、沖縄は募集なし。なお、電力会社によって条件(提供期間)が異なる。

電源 I'のうち、DRは東京、中部、関西、九州の4社で計95.8万kW。
 平均価格は1,196円 (中部) ~5,250円 (九州)。

(参考) 調整力公募の結果 (エリア別)

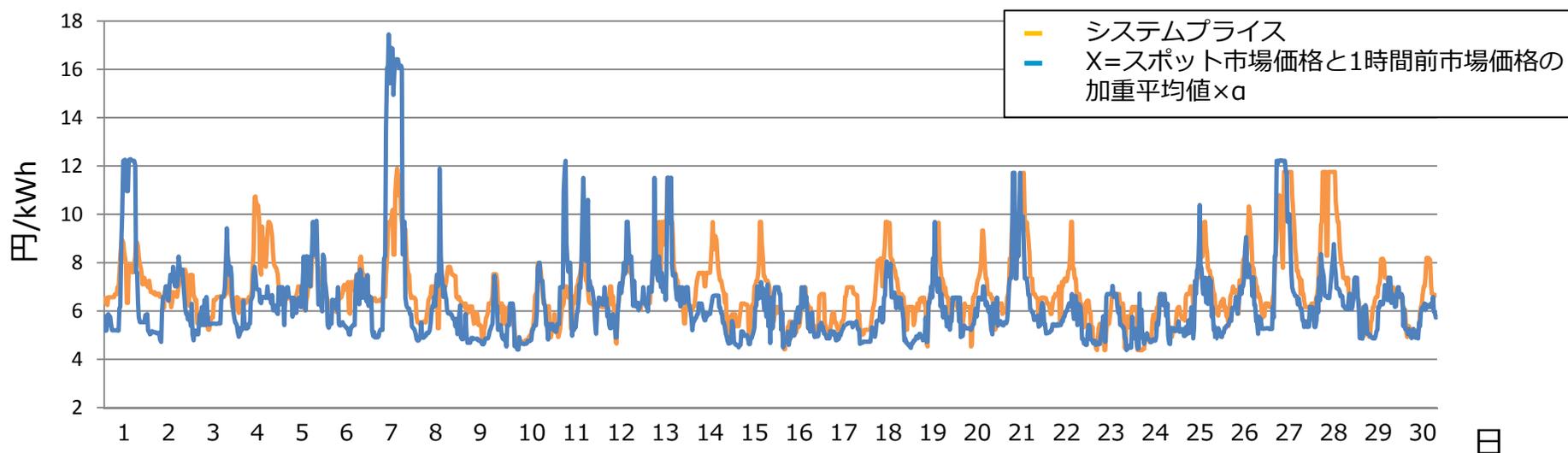
容量：万kW、価格：円/kW

エリア名		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
電源 I - a	落札容量	36	95.7	323.7	160.7	33	159.3	74.5	31.2	106	5.7
	最高価格	37,862	40,911	15,171	11,696	21,461	12,339	10,119	17,579	42,261	37,336
	平均価格	25,047	11,531	14,575	9,260	15,359	9,740	9,785	12,328	16,291	27,878
電源 I - b	落札容量			44.3	9.7	2	26		4.1		24.4
	最高価格	募集無し	募集無し	15,171	5,165	18,317	12,331	募集無し	17,579	募集無し	9,352
	平均価格			15,171	5,165	18,317	12,319		17,579		7,676
電源 I'	落札容量		7.4	59.9	19.2		17			28.5	
	最高価格	募集無し	782	4,750	1,245	募集無し	5,900	募集無し	募集無し	32,622	募集無し
	平均価格		782	4,501	1,196		3,034			8,176	

インバランス料金制度の見直し

- 昨年四月以降に導入された新しいインバランス料金制度は、計画値同時同量における計画遵守インセンティブを志向して設計されているが、これまでの運用においては必ずしもそれが達成されている状況ではなく、インバランス補給にかかる調整力コスト（変動分）の確実な回収等にも課題が生じている。
- 今般検討するリアルタイム市場の制度設計とも整合性を保ちながら、現行のインバランス料金制度の課題解消に向けた検討を実施する。

第8回電力基本政策小委(2016.8)事務局資料より抜粋



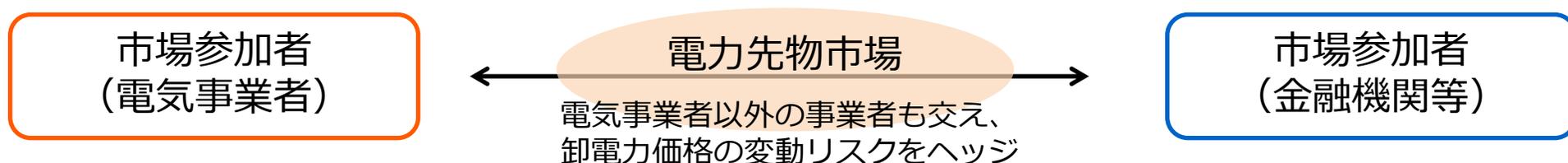
- 現行の計画値同時同量制度における計画順守（=インバランス抑制）のインセンティブは、インバランス精算単価の算定式に系統全体の需給状況に応じた調整項を組み込むことにより、インバランス精算単価の予見可能性を低めることで確保することとしている。
- 他方で、インバランス精算単価と市場価格との関係について、一定程度予見可能な状況となっている。

論点（インバランス料金制度の見直し）

論点	概要
現行制度の前提となっている予見可能性の検証	現行のインバランス料金制度は、計画値同時同量の達成を促す上で、事業者の予見可能性がない仕組みを目指して設計されている。しかしながら、 <u>固定的な地域間値差（β値）の存在等により、事業者にとって一定程度予見可能な仕組みとなっている</u> のではないかと。
事業者による同時同量達成のためのインセンティブ	現行のインバランス料金制度は、需給状況を踏まえた単価変動（α値）の変動に限度がある等の理由により、 <u>結果的に、事業者が同時同量を達成するためのインセンティブが十分働いていない</u> のではないかと。 各事業者が適切な需給予測を行い、需給を一致させる努力が経済合理性をもたらす仕組みとなっているかを検証し、必要に応じて見直しを行う必要があるのではないかと。
敢えてインバランスを発生させることによる裁定取引への対応	現行インバランス料金制度の下で、意図的にインバランスを発生させた事業者に対しては、国による業務改善命令等の対象となり得るものとしている。他方、 <u>こうした不適切な行為に対する誘因が相当程度存在するのであれば、見直しを行うことが適当</u> ではないかと。
リアルタイム市場創設を見据えた料金制度の検討	リアルタイム市場創設以降においては、インバランス料金精算に当たってはリアルタイム市場価格をベースに実施することが考えられる中、現行のインバランス料金制度の見直しに当たっては、 <u>将来のあるべき制度を見据えて検討することにより、料金制度の考え方が全体として整合性を保てるようにすることが重要</u> ではないかと。 ※ただし、現行制度に問題があれば、速やかに暫定的な対応を行うべきではないかと。

電力先物市場の創設

- 電力先物市場は、電気事業者以外の多様な市場参加者も交えた取引を通じて、卸電力価格の変動リスクをヘッジするための市場。
- 2015年7月に公表された「電力先物市場協議会報告書」では、望まれる電力先物取引の枠組み等が示されたところであるが、今後は事業者間の競争状況や卸電力取引の活性化の状況、各種規制を踏まえた現物取引や先渡市場に係る制度設計なども踏まえつつ、必要に応じて追加で検討を行う。



【先渡市場と先物市場の違い※1】

項目	先渡市場 (現在 J E P X で開設)	先物市場 (先物協議会報告書より)
市場参加者	当業者のみ	金融機関等も参加可
ヘッジ項目 (取引形態)	量及び価格※2 (現物決済※3)	価格※2 (差金決済)
決済時期	受渡日 (受渡はスポット市場経由)	期日まで常時可能

※1 先渡市場及び先物市場とも、取引所取引以外に、相対取引も別途存在

※2 両市場とも、スポット市場におけるシステムプライスとの値差をヘッジすることを想定

※3 先渡市場での約定量は、全量自動的にスポット市場に入札するが、同入札量は変更が可能

(参考) 先物市場の準備状況 (協議会報告書のポイントと模擬売買の実施)

- 2015年3月から「電力先物市場協議会」にて検討し、検討内容を踏まえ、今後の電力先物市場の創設に向けた対応の方向性を報告書として公表した (2015年7月)。
- 株式会社東京商品取引所 (TOCOM) は、電気取引に従事する事業者19社を集め2016年に計2回の模擬売買を実施し、その結果をTOCOMが報告書として取りまとめた。

「協議会報告書のポイント」

1. 望まれる電力先物取引の枠組み

- ベースロード、日中ロード (平日8時~18時) の電力を先物市場に上場。
- 標準的な取引に集中させて取引量を高める観点から、システムプライス (全国の電力需給に基づいた価格) の電力を上場すべき。
- 決済方式は、送電制約を踏まえ、現物受渡しではなく差金決済。最終決済価格は日本卸電力取引所のスポット取引市場の「月間平均価格」にすべき。

2. マネーゲームの防止策

- 上場認可に際しては、商品先物取引法に基づいて、電力の安定供給や適正な電力価格の形成に悪影響が及ばないよう、経済産業省が適切に判断 (現物取引の厚みを見ながら、国が認可判断)。
- 上場後についても、商品取引所において、建玉制限 (売買量の制限)、サーキットブレーカー (市場が過熱した際に取引を一時中断) などの仕組みを導入し、現物取引の監視と連携して対応を行うべき。

3. 今後の対応

- 本協議会の検討を踏まえ、2016年の小売全面自由化後、可及的速やかに電力先物を上場すべき。

4. 備考

- 電力の現物取引や先物取引を行う事業者の利便性、資金効率性の向上や、業務の効率化を図る観点から、利用者のニーズも踏まえ、清算の効率化に向けた検討を進めるべき。
- 電力の先物市場は、現物調達の場合としての機能が期待され、電力価格のリスクヘッジや将来価格の形成といった先物市場の機能とは異なる側面を有するため、当面維持。今後、スポット市場等の取引の厚みが更に増していく際には、改めて先物市場の位置付けを評価していくことが重要。

「電力模擬売買報告書の要旨」

○上場商品

- システムプライス先物の上場だけでは電気事業者のヘッジニーズを満たすことができないため、エリアプライスのヘッジ商品の上場が必要。

○電力ロード

- ベースロードと日中ロードを上場することを検討。オフピークロードは別に上場しないものの取引システム上、実質的に取引可能な環境を提供することで対応。

○長期物とカスケードの導入

- 月物に加え、年度物 (直近2年度)、四半期物、週物、日物を提供する方向で検討。長期物提供に伴い、カスケードを導入する方向で検討する。

○清算の一元化

- 電力スポット取引と先物取引の清算一元化により、効率性と利便性の向上が図れることから、一元化に向けた検討を進めることが望ましい。

(出典) 東京商品取引所より

新たな市場を創設することへの対応（相対契約見直しの必要性）

- これまで、電力取引に関連する様々な価値は一体で取引されていたが、今後の市場創設に伴い、分けて取引可能となるため、それぞれの市場において、どの価値が取引されるのかということを整理する必要がある。
- その上で、事業者間の相対契約においても、こうした価値が明確に規定されていない可能性もあるため、当該契約を見直すことより、各価値の取扱いを整理等する必要が生じる。

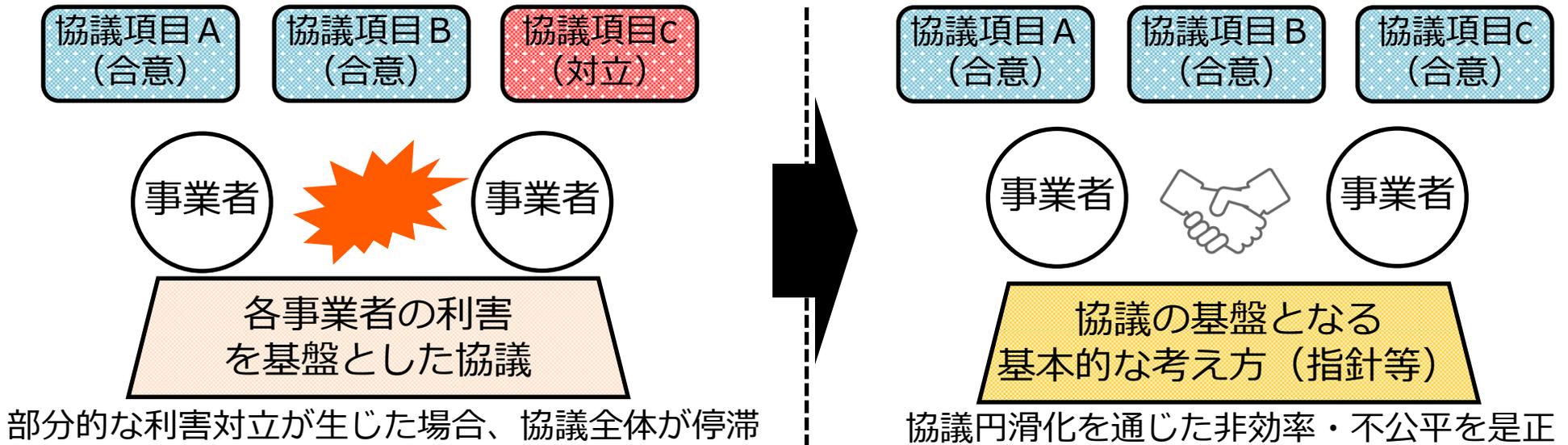
【新たな市場創設に伴う環境変化（イメージ）】



既存契約見直し指針の策定

- 既存の相対契約の見直しについては、当該契約によって生じるシステム全体としての非効率や不公平等を解消する方向で、原則事業者間の協議を通じて、行われることが望ましい。
- しかしながら、見直し項目毎に利害が対立する結果、①協議が円滑に進まない、②見直した結果が非効率や不公平等を解消しないといった事態が発生することも考えられる。
- そのため、協議の円滑化を図る等の観点から、より効率的かつ公平な事業運営を可能とするための環境整備を行う必要があるため、国等が協議に際しての基本的な考え方を指針等として示し、当該指針をベースに事業者が詳細な協議を行うことを求めて行く。

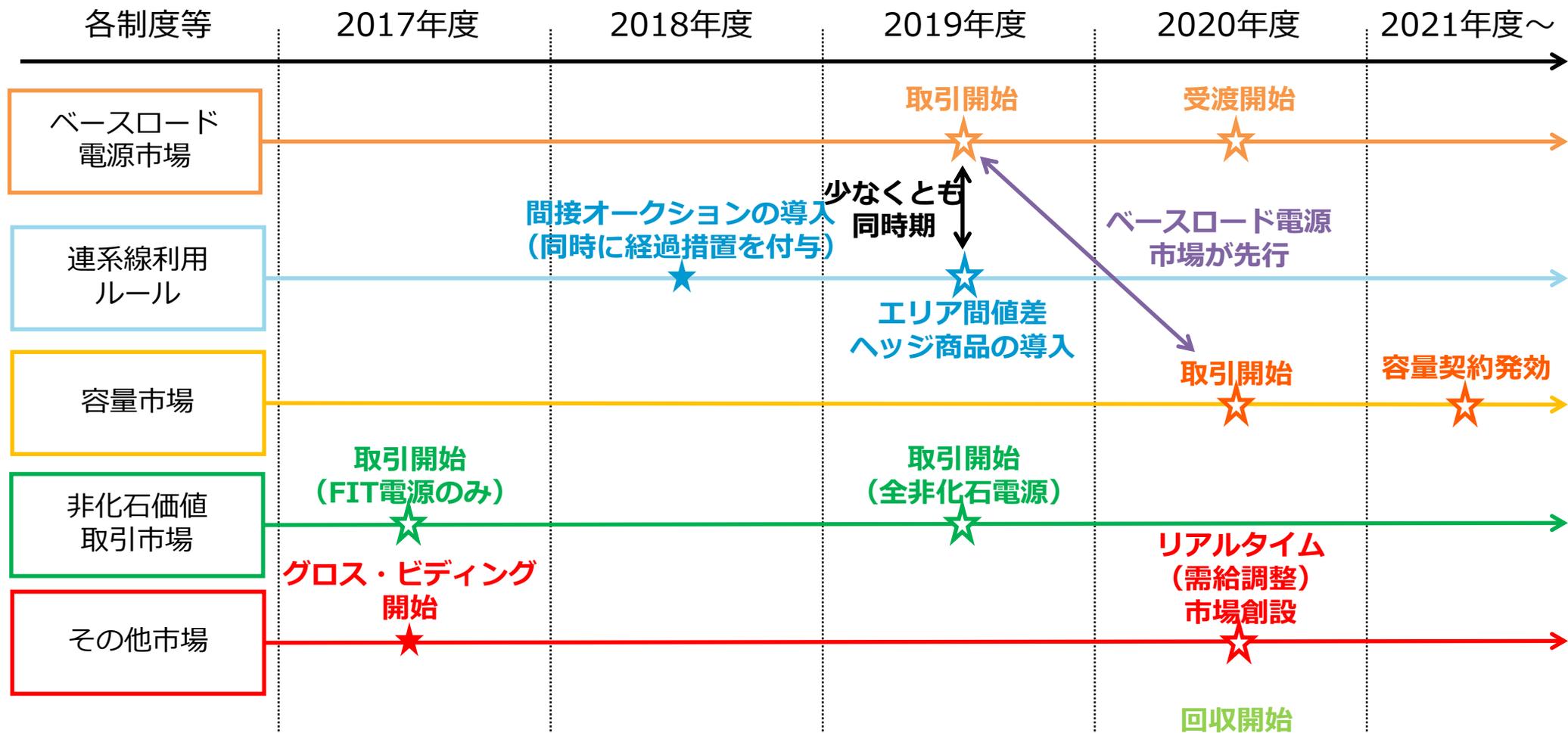
【事業者間の見直し協議（イメージ）】



(参考資料)

各制度の導入時期について

★：導入目標
☆：導入目安



*先物市場についても、可能な限り早期に立ち上げることを目指し、引き続き検討。

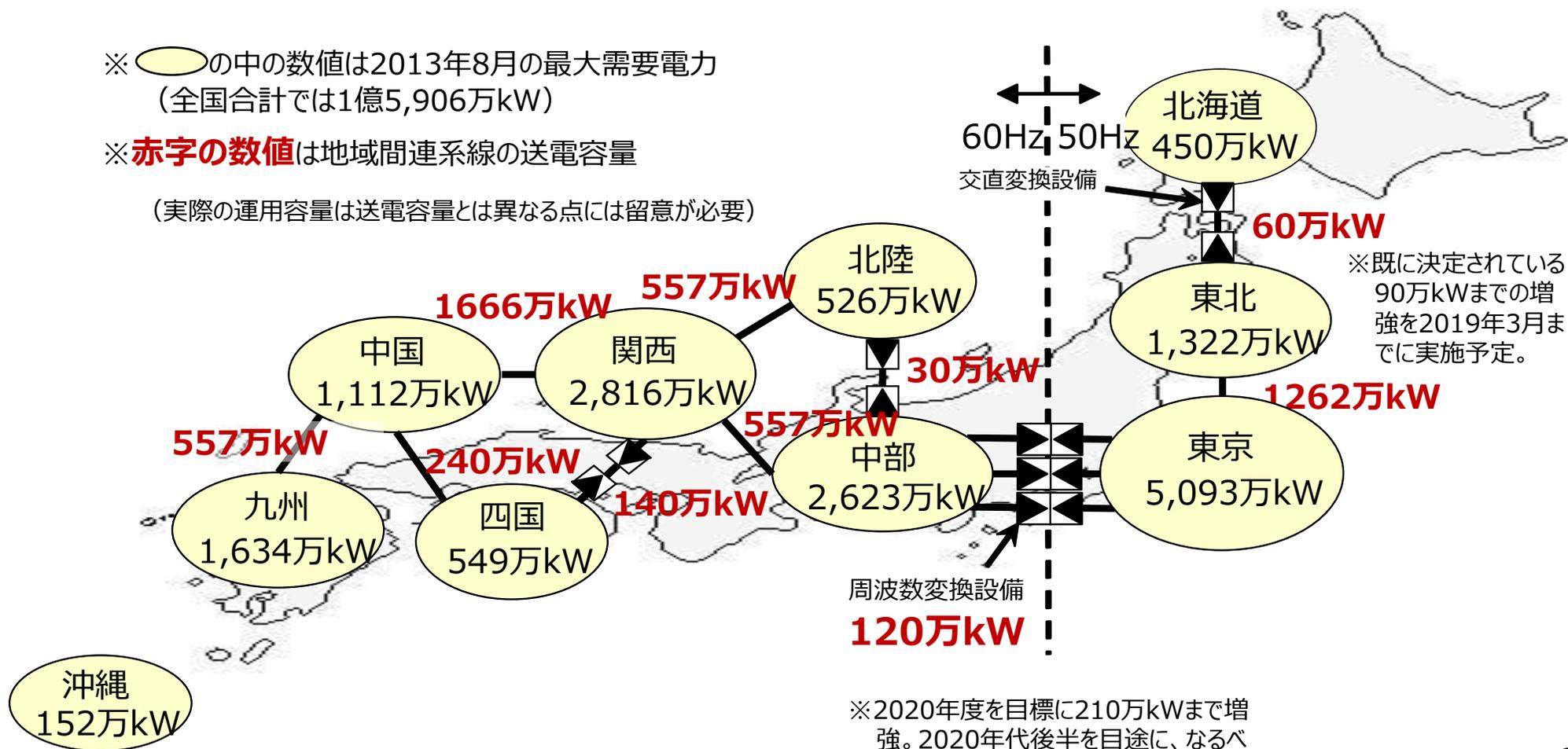
我が国の送配電網

- これまで、東京電力など10社のエリア（供給区域）ごとに送配電網が整備されてきた。
- このような歴史的経緯から、エリア間を結ぶ「地域間連系線」や、東日本と西日本とを繋ぐ周波数変換設備（FC）の容量が小さい。

※ ○の中の数値は2013年8月の最大需要電力
（全国合計では1億5,906万kW）

※ **赤字の数値**は地域間連系線の送電容量

（実際の運用容量は送電容量とは異なる点には留意が必要）



※既に決定されている90万kWまでの増強を2019年3月までに実施予定。

※2020年度を目標に210万kWまで増強。2020年代後半を目途に、なるべく早期に300万kWまで増強。

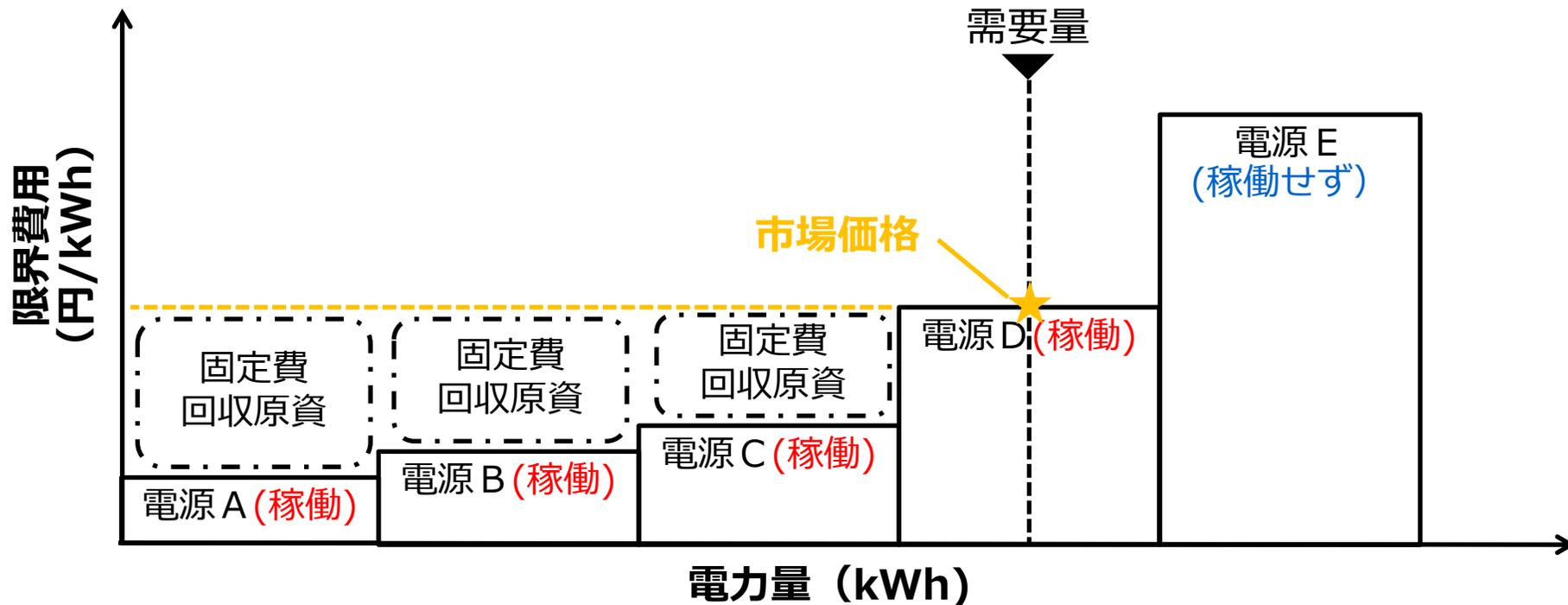
自由市場における卸電力価格

- 自由市場における卸電力価格は、広域メリットオーダーが達成されることで、理論的には実需給断面での需要量を満たすために必要な電源の最も高い限界費用で決定する。

(※) ただし、実際は燃料や連系線制約等のため、理論値と乖離が生じる。

【電力価格決定の仕組み（イメージ）】

※限界費用が低い順（メリットオーダー）で電源を稼働し、稼働する電源の最も高い限界費用で決定した場合。



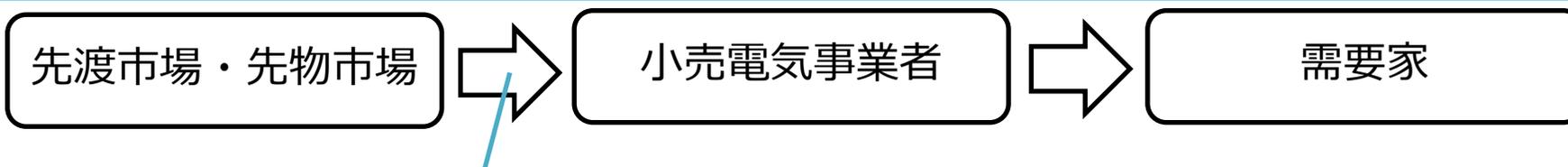
取引価格(円) = 市場価格(円/kWh) × 取引電力量 (kWh) = kWh価値に対する支払い

※30分毎の需要量に合わせ、年間17,520回分（1日48コマ×365日）の取引価格が決定

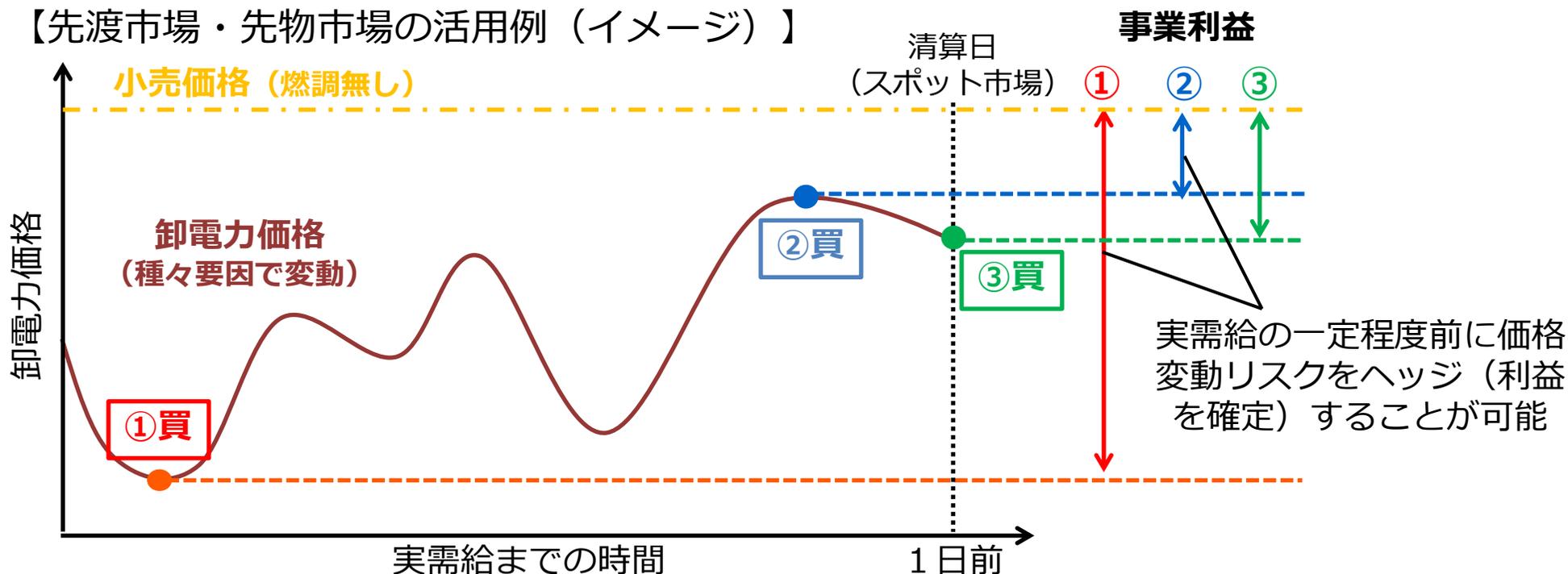
*別途各電源に固定費相当のコストが存在する²⁸

市場取引を通じたリスクヘッジ

- 例えば、小売電気事業者は十分厚みのある卸電力市場を活用すること等により、卸電力価格の固定等を行うことで、資源価格等に伴う価格変動リスクをヘッジ（利益を確定）することができる。
- その結果、燃料費調整制度が付加されていない小売料金プランを、需要家の新たなニーズに対応し、提案することがより容易になる。



【先渡市場・先物市場の活用例（イメージ）】



(参考) 先物市場の意義

- 商品先物取引とは、将来の特定の日時において、あらかじめ定めた商品と代金を受け渡すことを約する取引であり、商品の転売又は買戻しをしたときは差金の授受によって決済することができる取引等をいう。
- このような取引には、事業者が将来の商品価格の変動リスクを回避するためのリスクヘッジ機能、取引所における公正な取引による価格形成がなされる価格指標形成等の役割がある。
- 政府としては、成長戦略において、市場参加者の利便性の観点から、電力先物を含めて、各種のエネルギー取引ができるだけワンストップで行われる環境を整備することとしている。

<日本再興戦略2016>

I 新たな有望成長市場の創出、ローカル・アベノミクスの深化等

10. 環境・エネルギー制約の克服と投資の拡大

(2) 新たに講ずべき具体的施策

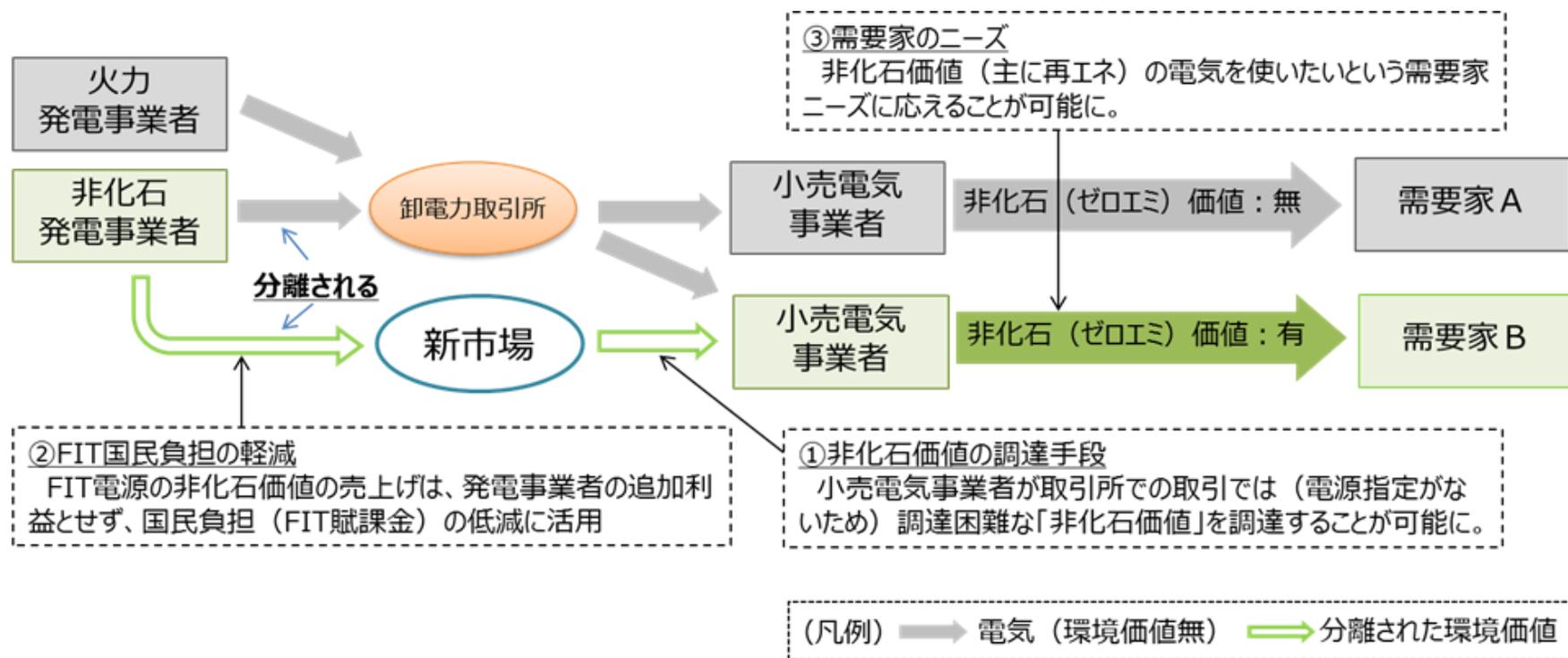
v) 資源価格の低迷下での資源安全保障の強化等

②国内外をつなぐ柔軟なLNG・天然ガス取引市場の育成・発展

……市場参加者の利便性の観点から、LNG先物及び電力先物を含め、各種のエネルギー取引ができるだけワンストップで行われる環境を整備する。

非化石価値取引市場創設

- 高度化法により、小売電気事業者は一定割合（2030年度に44%）の非化石電源（再エネ、原子力）を調達する必要があるが、新規参入者には非化石電源を調達する手段が限定されており、制度整備なくして高度化法の目標達成が困難な面もある。
- また、FIT送配電買取が開始された後は、一部FIT電源は取引所を介して取引されることになり、既存の枠組みではその価値が埋没してしまうおそれがある。
- このため、非化石価値を顕在化し、取引を可能とすることで、小売電気事業者の非化石電源調達義務の達成を後押しするとともに、FIT制度による国民負担の軽減に資する新たな市場（非化石価値取引市場）を創設する。



インバランス精算単価の算定方法

- インバランス精算に当たっての単価は、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。
- 事後的にしか判明しない、このような調整項を設けることにより、インバランス精算単価が予見しにくい仕組みとし、前日段階の発電や需要の計画を事業者が遵守するインセンティブを持たせている。

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

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

系統全体の需給状況に応じた調整項 α の決定方法

- 系統全体の需給状況に応じた調整項 (α) は、全国大のインバランスとスポット市場での入札曲線を利用して決定されている。

α についての基本的な考え方

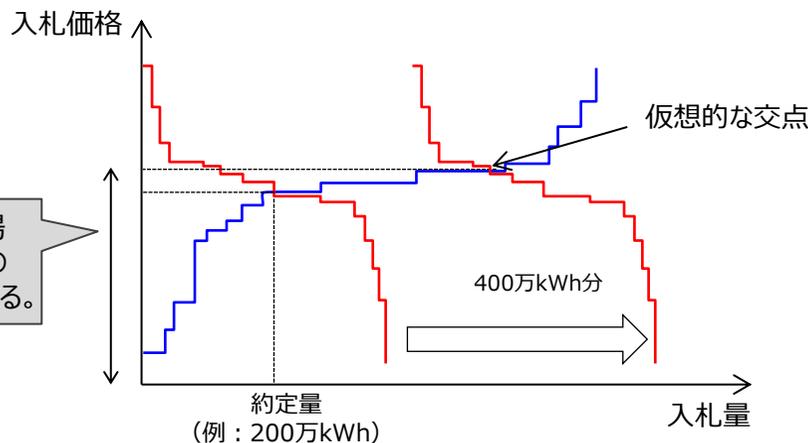
- ① 系統全体で生じるインバランスの発生量が、僅かに不足な場合と僅かに余剰な場合で、インバランス料金が大きく異なる仕組みとする。
- ② 計画順守のインセンティブを損なわないようにする (α がある程度変動するようにする) 一方で、過度のペナルティ性を生じないようにする (α が著しく1から乖離しないようにする)。
- ③ インバランス精算単価が1時間前市場の上限価格とならないようにする (スポット市場価格を用いた予見可能性の排除)。

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。
- 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料金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。