

第3回 制度設計ワーキンググループ
事務局提出資料
～改革後の需給調整の仕組みについて～

平成25年10月21日(月)

「電力システム改革専門委員会報告書」(平成25年2月8日取りまとめ)においては、需給調整に関する諸制度について、以下のような基本方針が示されており、これに基づき検討を進めることとなる。

【検討の前提】

3年後(平成28年)を目途に実施される小売全面自由化に当たり、ゲートクローズの直前まで活用可能な1時間前市場を創設する。

1時間前市場: 小売事業者など各主体がメリットオーダーに基づく経済的な需給調整を実施するとともに、需給を極力一致させ、インバランスを最小化するための市場。

5～7年後(平成30～32年)を目途に実施される送配電部門の一層の中立化(法的分離)に伴い、リアルタイム市場()を導入する。

リアルタイム市場: 系統運用者が供給力を市場から調達や入札等で確保した上で、その価格に基づきリアルタイムでの需給調整・周波数調整に利用するメカニズム。

リアルタイム市場の導入に向け、送配電部門の中立化や、一般電気事業者以外の発電事業者の電源に対して系統運用者からの指令を可能とするシステムの整備など、環境整備を進める。

系統運用者との間でのインバランス精算において、その発生を抑制するインセンティブを持たせた仕組みとする。

リアルタイム市場が機能するようになる将来においては、リアルタイム市場価格をインバランス精算に用いる。それまでの間の次善の策として1時間前市場価格を用いる方法が考えられる。また、当面の措置として新制度を視野に入れた改善策を検討する。

1. 1時間前市場について

1時間前市場の役割をどう考え、どのような市場設計とするか。

1時間前市場の運営主体をJEPXとするか、広域機関とするか。

2. 系統運用者による調整力確保の仕組みについて

系統運用者が必要な調整力を集める仕組みの在り方の検討(必要な調整力、調達の透明性確保の方法、費用負担の在り方等)。

系統運用者による調整力確保イメージ(第2段階の実施までに検討が必要な論点、リアルタイム市場創設までに検討が必要な論点。)

3. インバランス制度の在り方について

改革実現後(リアルタイム市場導入後)のインバランス制度の具体的イメージ。

リアルタイム市場導入までの間のインバランス価格の在り方。

1. 1時間前市場について

1. 1時間前市場の目的と役割

1時間前市場は、小売・発電の各事業者がそれぞれの計画を最適化するための経済取引の場と位置づけられる。ただし、より実需給に近い場であることから、時間的制約が多い点に留意した市場設計が必要。

(1) 1時間前市場の目的と役割

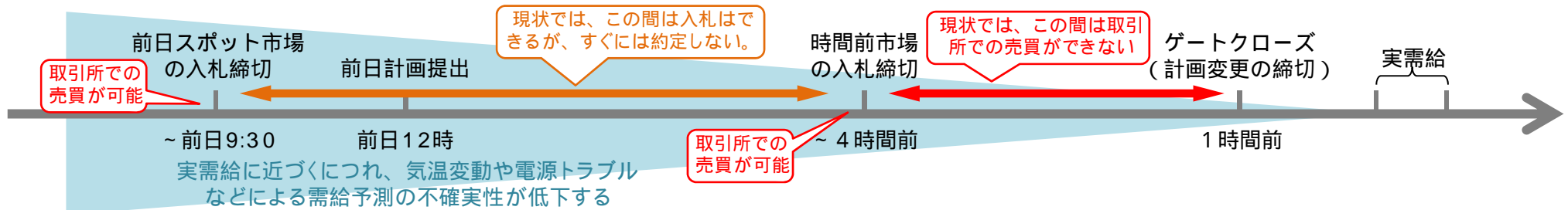
これまで小売事業者や発電事業者が実需給の4時間前までしか取引所での取引ができなかったところ、実需給の直前(1時間前)まで活用可能な1時間前市場を創設することにより、これらの事業者が実需給直前の気温変動や電源トラブル等の変化に対応した上で、需給計画の最適化を行い、インバランスを最小化することが可能となる。

したがって、小売・発電の各事業者がそれぞれの計画を最適化するための経済取引の場と位置づけられる。

ただし、最終的にゲートクローズまでに解消されるにしても、実需給の直前まで計画における需給の大幅な乖離がある状態が続くことは、供給力の確保・系統安定の観点からは望ましくなく、計画策定のベースは前日スポット市場であるべき。

(2) 1時間前市場の特性

より実需給に近い場であることから、発電機の稼動準備等との関係から、前日スポット市場よりも、より時間的制約が多い中で取引が行われることとなる。



(参考) 電力システム改革専門委員会報告書(抄)

2. 1時間前市場、リアルタイム市場の創設

現在の電気事業制度では、各一般電気事業者がエリア内の発電設備を用い、需給の調整を行っている。今回の改革により、需給の直前までの間、各発電事業者・小売事業者が新たに創設される1時間前市場を活用することで、全国大での発電の最適化(広域メリットオーダー)の実現を目指す。(後略)

(1) 1時間前市場の創設

小売事業者など各主体がメリットオーダーに基づく経済的な需給調整を実施するとともに、需給を極力一致させ、インバランスを最小化するための仕組みとして、ゲートクローズの直前まで活用可能な1時間前市場を創設する。(後略)

第10回専門委員会(平成24年10月)への提出資料より抜粋

各主体がメリットオーダーに基づく経済的な需給調整を実施するとともに、需給を極力一致させ、インバランスを最小化するための仕組みとして、ゲートクローズの直前まで活用可能な1時間前市場を創設する。

(参考) 電力システム改革の基本方針(抜粋:13ページ)

需給直前市場(1時間前市場)の創設

価格メカニズムを最大限活用した需給調整を実現し、限界費用での電源の有効活用(メリットオーダー)を進めるため、現在の4時間前市場に加え、実需給の直前まで活用可能な市場(1時間前市場)を創設する。

1時間前市場の運営主体としては、実需給の4時間前までの市場(時間前市場)を開設している日本卸電力取引所(JEPX)や、広域機関を想定。経済取引であることや、1時間前市場への全量投入のルール化の是非も踏まえて検討していく。

中立性・信頼性の高い価格形成を担保するため、一定の公的関与を行うことも考えられる(前日段階で余力となった電源の全量投入のルール化も一つの公的関与の方策)。

系統運用者の調達市場であるリアルタイム市場の運用開始までに時間を要する場合、当面の対応として、1時間前市場の価格をインバランス精算に使用することも考えられる。

1 時間前市場の運営主体に求められる要素

- 全国の需給状況が反映された価格を生み出すことのできる広域的な市場運営、取引の流動性の確保
- 国が一定の関与を行うこと等による中立性、透明性の高い市場運営
- 365日、24時間の市場開設による価格指標の常時提供、緊急時のバックアップ体制

リアルタイム市場(需給調整市場)との関係

- リアルタイム市場はゲートクローズ後の需給調整を系統運用者が行うためのものであり、1時間前市場とは別途創設。

1時間前市場の運営主体については、第10回電力システム改革専門委員会の資料では『日本卸電力取引所(JEPX)や、広域機関を想定』、としていたところ。

卸電力市場における1時間前市場の役割との整合性や、市場運営の経験等を重視し、JEPXに設置する方向で関係者と調整を行うこととしてはどうか。その際には、中立性・公平性・透明性の確保や()、人員・インフラ面の強化が必要。(資料4 - 2の45ページ、「適切な市場監視を行うための枠組」を参照)

評価の項目	日本卸電力取引所(JEPX)による運営		広域的運営推進機関による運営	
	メリット	デメリット・課題	メリット	デメリット・課題
市場参加者の利便性	市場参加者が取引口座や預託金を前日スポット市場と共通化することが可能。利便性や資金効率の向上が期待される(注1)	-	-	取引のための口座や預託金がスポット市場とは別に必要となるため、利便性や資金効率が相対的に低い
役割との整合性	小売・発電事業者の経済取引の場として自然なスポット市場と整合的な運営(商品設計等)が担保される	-	-	1時間前市場の運営(商品設計等)がスポット市場と整合的にならない可能性がある
中立性	-	小売全面自由化後においては、私設・任意の取引所のみでは、中立性・公平性・透明性の確保に課題	広域機関の「認可法人」の枠組みを使うことで高度な中立性確保が可能	-
運営効率	スポット市場との兼営により、経験・ノウハウの発揮、運営コスト(システム投資等)の削減やシステム化の期間短縮が期待される	人員、インフラ面の強化が必要	1時間前市場での約定結果を踏まえた計画変更など系統運用のオペレーションが円滑に行える(注2) 緊急時の対応力が高い(注2)	現行の時間前市場を継続する場合、1時間前市場との重複(玉の分散)が発生。市場運営のノウハウを持った人材や新たなシステムが必要。

(注1) 預託金の共通化については、現状ではJEPXでもスポット市場と時間前市場で預託金を共通化しておらず、今後の制度設計次第。

(注2) これらの点については、JEPXが運営する場合も、ルール・システムの整備や、体制強化により対応可能と考えられる。

1. 概要

名称: 一般社団法人 日本卸電力取引所
(Japan Electric Power Exchange、略称: JEPX)

設立: 2003年(平成15年)11月28日

所在地: 東京都港区芝浦一丁目7番14号岡家寿ビル4階

目的等: 卸電力取引所は、平成15年2月の電気事業分科会答申「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」を受け、私設任意で設立され、平成17年4月からスポット市場(1日前市場)、先渡し市場を開設し、平成21年9月から時間前市場を開設している。

理事長: 村上 堯(前職 (株)東京金融取引所常務取締役・CIO、元日本銀行)

理事: 6名(うち3名は取引会員企業に所属しておらず、残り3名は、それぞれ一般電気事業者、発電・卸事業者、新電力に所属)

監事: 4名

職員: 6名

損益状況: 事業収益1,840百万円、純利益856百万円(H24年度決算)

2. 取引会員

取引を行うためには会員になる必要がある。取引は電気の現物売買のみを扱い、需要家や現物の取引をしない投機家は参加できない。

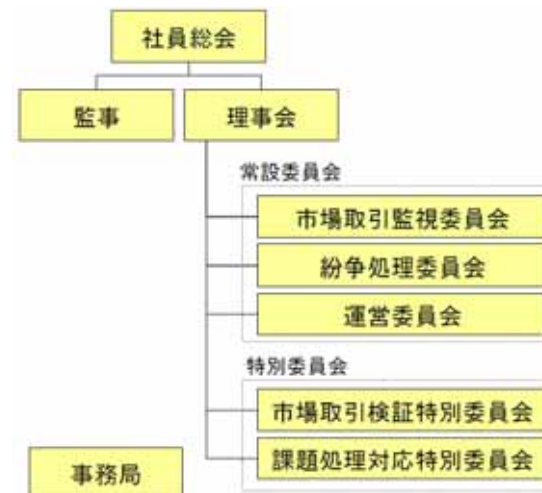
取引会員 72社(平成25年10月10日現在)
一般電気事業者 9社
卸・発電事業者 22社
新電力 41社

3. 社員

下記の一般電気事業者、発電・卸事業者、新電力により構成されており、これら社員が同額の基金の拠出を行っている。(計20社)

イーレックス株式会社	ダイヤモンドパワー株式会社
株式会社エネット	中国電力株式会社
大阪瓦斯株式会社	中部電力株式会社
関西電力株式会社	電源開発株式会社
九州電力株式会社	東京瓦斯株式会社
サミットエナジー株式会社	東京電力株式会社
ジェイエフイーホールディングス株式会社	東北電力株式会社
四国電力株式会社	北陸電力株式会社
新日鐵住金エンジニアリング	北海道電力株式会社
JX日鉱日石エネルギー株式会社	丸紅株式会社

4. 組織構成



(出所) <http://b-zukan.jp/floor/tokyo/3308/>

取引所市場の約定処理は、「ザラバ方式」と「オークション方式」に大別される。

ザラバ方式は自社の都合に合わせた量と価格の調整に優れ、オークション方式は価格指標の形成、メリットオーダーの追求に優れる。

ザラバ方式

オークション方式（板寄せ方式）

概要

● **価格優先・時刻優先で、個別の入札を付け合せ
随時取引を成立させる方式**

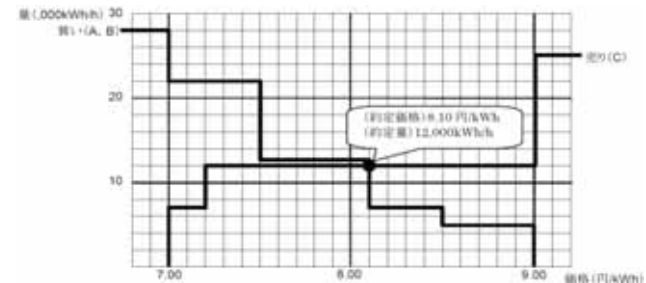
- ✓ 市場参加者は、その時々入札状況が反映される「板」を見ながら、価格や量を調整して入札を行う
- ✓ 同じ商品であっても、入札時の状況によって取引価格は変動しうる（より良い条件で取引を行うためには、常に板の状況を観察することが必要）

売り	価格	買い
	8.88	
24	8.58	
43	8.30	
20	8.00	
	7.88	34
	7.35	2
	7.34	
	7.05	11

← 30@8.50 A社 □エリア

● **締切までの入札を付け合せ、売り買いが均衡する
量と価格で取引を成立させる方式**

- ✓ 市場参加者は他の参加者の入札状況は分からず、締め切り後の発表まで、落札できたかどうか分からない
- ✓ 一般的には、各商品につき一つの価格が適用される（ただし、市場によっては、入札価格に基づき複数の取引価格が適用される場合もある）



**採用している
市場の例**

- JEPXの先渡定型取引、先渡市場取引
- 証券株式市場（市場の開始時・終了時は板寄せ方式で実施）
- 東京商品取引所
- 諸外国の当日市場（Intra-day market） 等

- JEPXのスポット市場、時間前市場
- 諸外国の前日市場（Day-ahead market）
- 大阪堂島商品取引所 等

**適する市場
の特徴
（電力の場合）**

● **短期売買を必要とする市場に適する**

- ✓ 結果がすぐに分かり、また約定に必要な価格気配がわかるため、短期での取引の柔軟性に優れる

● **メリットオーダーの追求や、公正な価格指標の形成
を重視する市場に適する**

- ✓ 入札のタイミングに約定価格・量が左右されない
- ✓ （原則として）商品毎に1つの価格が形成されるため、指標性に優れる

前頁で示した2つの値決め方式のメリットやデメリット・課題は以下のように整理できる。これらを踏まえると、前日スポット市場ではオークション方式による高い流動性の下でメリットオーダーの追求や公正な価格指標の形成を行い、1時間前市場ではザラバ方式を基本に市場の価格を見ながら随時最適化を行う、という役割分担としてはどうか。

具体的な市場設計については、前日スポット市場と1時間前市場の取引量の分散を避ける、取引参加者が随時売買しやすいよう市場が開いている時間帯を拡大する、取引参加者のニーズや使い勝手、実務負担に配慮する、といった観点を踏まえ、今後、運営主体を中心に更なる検討が必要。

評価の項目	ザラバ方式		オークション方式(板寄せ方式)	
	メリット	デメリット・課題	メリット	デメリット・課題
利用者にとっての利便性	早期に約定するため、実需給直前でも需給調整の手段として活用しやすい。 注文板を見ながら注文できるので約定失敗リスクが低い。	板を見ながらの売買となるため、価格指標の公正性が相対的に低い。 より良い条件で取引を行うためには、常に板の状況を観察することが必要。	流動性が高い中で価格が決まるため、より公正性の高い価格で売買しやすい	約定のタイミング(1時間前)まで取引結果が判明しないため、計画を立てにくい。 約定失敗リスクを避けるためには高確率での約定が見込まれる価格での入札が必要。
市場の設計・運営のしやすさ	JEPXが運営する場合、先渡市場の経験が活用できる。 海外の当日市場の経験を参考にできる。 スポット市場との明確な役割分担が可能。	-	JEPXが運営する場合、スポット市場、時間前市場の経験が活用できる。	海外の当日市場はザラバ方式が一般的であり、参考にできる事例が少ない。
系統運用者への影響		約定結果を受けた系統運用計画の変更が頻繁に生じる。 1時間前市場価格をインバランス精算に使う場合には工夫が必要。(注)	約定による系統運用計画の変更が決まったタイミング(1時間前)でしか発生しないため、手間が少ない。	実需給1時間前の時点で、1時間前市場の約定と、ゲートクローズ後に余った電源の需給調整用途での活用(系統運用者への入札等)を相次いで行うこととなる。

(注) ザラバ方式の1時間前市場価格をインバランス精算に使うと、精算価格が事前に判明するため、自社にとって有利な場合はインバランスに依存するという行為が想定される。例えば、精算価格が自社の発電コストより低いと判明している場合には、需給直前の供給力の調達を積極的にせず、不足インバランスを発生させて系統運用者から補給してもらうといった行為が想定される(現状のJEPXで、インバランス価格の水準が事実上スポット市場の上限値となっている状況も、同様にインバランス料金が事前に定められていることを背景に生じている問題。)

(参考) 欧州の当日市場の概要

市場の提供者 (市場の名称)	【ベルギー】Belpex (Continuous Intraday Market)	【独・仏等】EPEX SPOT (Intraday Market)	【北欧】Nord Pool Spot (Elbas)	【イタリア】GME (MI)	(参考)【日本】 JEPX時間前取引
運用開始	2008年	2006年	1999年	2009年	2009年
年間取引量 (年間需要比)	5億kWh (0.6%)	179億kWh (1.6%)	32億kWh (0.8%)	219億kWh (6.6%)	2.5 億kWh()
参加事業者数	42	186	118	91	64
約定方式	ザラバ	ザラバ	ザラバ	オークション	オークション
市場開催回数(1日あたり)	24の商品ごとに開場	24の商品ごとに開場	24の商品ごとに開場	4回	3回
商品単位	1時間	1時間(GER, CHEは15分 商品あり)	1時間	1時間	30分
取引スケジュール	入札受付開始時刻	前日14:00	前日15:00(GER, CHEの 15分商品は16:00)	前日14:00	1場: 前日10:45 2場: 前日10:45 3場: 前日16:00 4場: 前日16:00 売: 5営業日前 買: 前日16:00
	ゲートクローズ時刻	受渡5分前	受渡45分前(GER/FRA) 受渡75分前(AUT/CHE)	受渡30分前(GER) 受渡60分前 (SWEFINDENEST) 受 渡120分前(NOR)	1場: 前日12:30 2場: 前日14:40 3場: 当日7:30 4場: 当日11:45 1場: 当日9:00 2場: 当日13:00 3場: 当日17:00
	約定結果公開時刻	即時	即時	即時	1場: 前日13:00 2場: 前日15:10 3場: 当日8:00 4場: 当日12:15 約定計算終了後速や かに公開
取引手数料[/MWh]	0.12ユーロ	0.11ユーロ	0.11ユーロ	0.01 ~ 0.04ユーロ	0.30円/kWh

(国名表記) GER:ドイツ, CHE:スイス, FRA:フランス, AUT:オーストリア, SWE:スウェーデン, FIN:フィンランド, DEN:デンマーク, EST:エストニア, NOR:ノルウェー
 () 2012年度(2012年4月2日~2013年3月29日)取引量
 (出所) 日本卸電力取引所「欧州時間前電力取引の運用調査」調査報告書

2. 系統運用者による調整力の調達の仕組みについて

系統運用者が、早期の段階から、必要な調整力を安定的に確保できる仕組みが必要。
こうした仕組みを検討していく上で、まずは、現行システム下における運用を明らかにした上で、論点を詰めていくことが必要ではないか。

(1) 系統運用者による調整力確保の仕組みの検討に当たっての基本的考え方

現状、一般電気事業者は、小売事業者としての予備力と系統運用者としての調整力を一体として確保し、区別なく運用している。また、制度上は、瞬時～30分の範囲の周波数調整サービスをアンシラリーサービスと位置付け、その提供に係る費用を託送料金原価に反映している (例えば、エリア需要の5%に対応する周波数制御機能を有する電源設備に係る費用。)

システム改革後も、必要なアンシラリーサービスを提供するための費用は、託送料金として適切に回収されることが必要と考えられる。特に、以下の変化を踏まえ、系統運用者によるアンシラリーサービスの提供のために必要十分な調整力が確実に確保される仕組みが必要。

調整電源の多様化 → 系統運用者は、様々な発電事業者から調整力を確保することとなる。

計画値同時同量制度の導入 → 系統運用者は、1時間前の計画値確定後の需給バランスを調整することが必要となる。

再生可能エネルギーの増加 (広域的な周波数調整の仕組みの導入)

→ 系統運用者が調整すべき「しわ」が大きくなる可能性がある。

(2) 現行システムにおけるアンシラリーサービスの範囲と必要な調整力の確認

現行、下記のような運用実態は、一般電気事業者ごとに必ずしも統一されていないと考えられる。系統運用者による公平・透明・確実な調整力確保の仕組みの検討の前提として、まずは、これらの現状を明らかにすることが必要ではないか。

系統運用者として提供しているアンシラリーサービスの範囲。

系統運用者としてアンシラリーサービスを提供するために確保している調整力の確保量と、小売事業者として需要に応じた供給を行うために確保している予備力の確保量の考え方の整理。

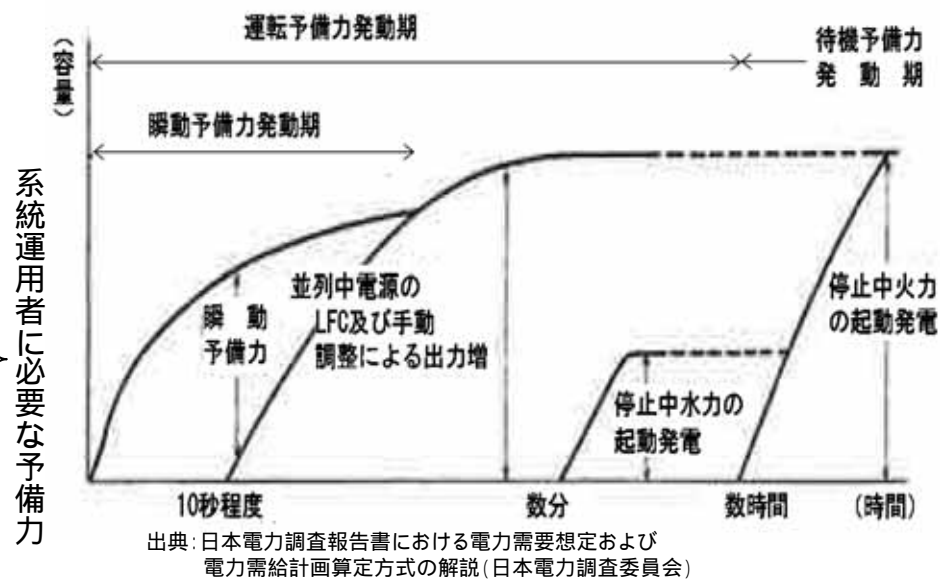
系統運用者として必要な調整力のスペック(出力変化速度)と、スペック毎に必要な調整力の量。

長期的には供給計画により供給力及び予備力が確保されていることを前提として、系統運用者がロードカーブ予想に照らして、調整力を運用計画として編成するのはどのタイミングか。

系統運用者が必要とする調整力は、現行の運用の在り方及びシステム改革後の環境変化を踏まえて、引き続き検討を深めていくことが必要。

第2回WG資料3-2(抜粋)

分類	機能	設備
待機予備力 (cold reserve)	■ 起動から全負荷をとるまでに数時間程度を要する供給力	■ 停止待機中の火力等
運転予備力 (hot reserve)	■ 短時間内(10分程度以内)で起動し、待機予備力が起動するまで継続して発電し得る供給力	■ 部分負荷運転中の火力発電機余力 ■ 停止待機中の水力
瞬動予備力 (spinning reserve)	■ 電源脱落時の周波数低下に対して即時に応答を開始し(10秒程度以内)、少なくとも瞬動予備力以外の運転予備力が発動されるまで継続して自動発電可能な供給力	■ ガバナフリー等



第2回WG資料3-3(抜粋)

系統運用者が、周波数調整及び需給バランス調整を行うために確保すべき調整能力。

- 周波数制御(ガバナフリー制御により提供されるもの)
- 周波数制御(負荷周波数制御用に提供されるもの)
- 需給バランス維持(電力量偏差調整)のために必要となるもの(瞬動予備力、運転予備力)
- 無効電力供給及び電圧制御(発電設備から提供されるもの、調相設備から提供されるもの)
- 広域的な供給支障発生時の系統復旧のための電源(ディーゼル発電機のように系統から電力供給を受けずに起動できる電源)

現行システム下の調整力のスペック及び量の考え方

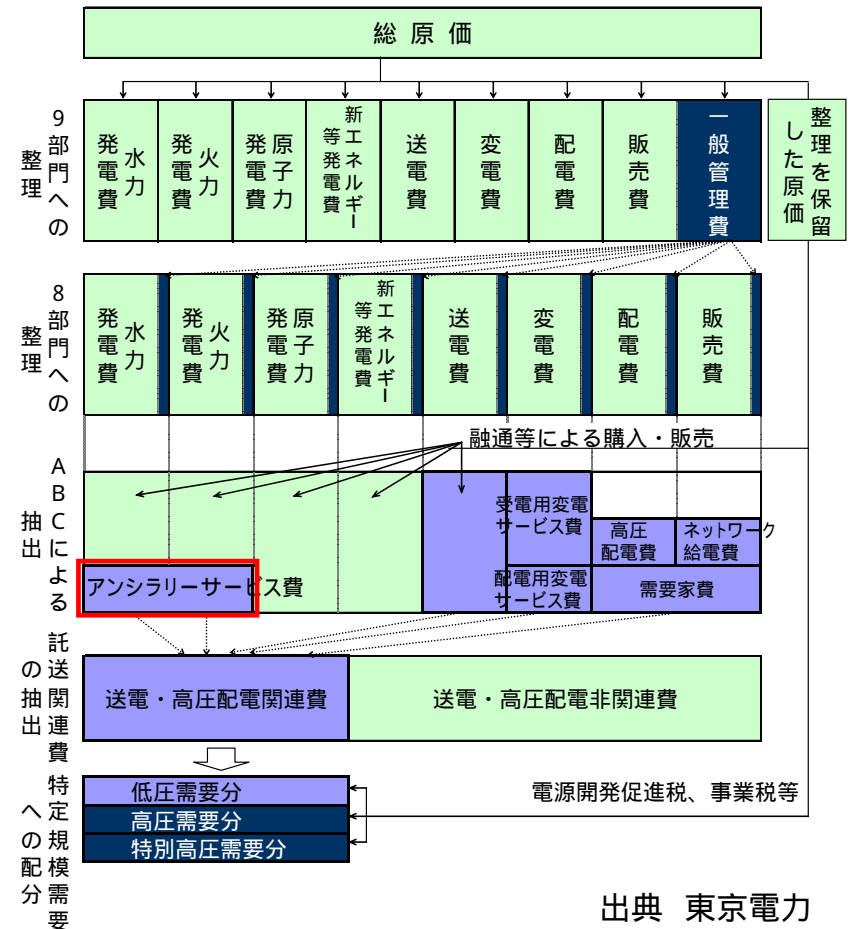
		必要量	スペック	現在の設備量
瞬動予備力	ガバナフリー	系統量の3%程度()	・周波数変動補償機能を備えたガバナフリー(周波数変動に対応して自動制御)	・水力は、最低出力から最大出力の範囲まで瞬動予備力として活用可能。
	その他			・火力は、最大出力の5%程度を瞬動予備力として活用可能。 ・この両者を併せると、現在は、必要量に対して、十分な設備量があると考えられる。 ・FCによる緊急応援、系統保安のための揚水等がある。
運転予備力	火力	系統量の3~5%()	・中給からオンラインで出力調整可能な発電機。 ・応答速度は発電機ごとにまちまち。系統運用者の経験によりどの電源を活用するかを決定。	・並列中火力の上げしろ
	水力			・並列中水力の上げしろと待機中の揚水
その他		・無効電力供給及び電圧制御、広域的な供給支障発生時の系統復旧のための電源が必要。 ・いずれも、特定地域の特定の目的のために機器が設置されているもの(特定地域で電圧低下時に稼働する無効電力補給装置や、ある地域でのブラックスタートに必要な揚水発電等)。		

() 現時点、瞬動予備力3%程度と運転予備力3~5%の関係は整理されていない。
 調整力の計画のタイミングについて、実運用上は、週間計画の策定段階で日負荷曲線に照らした電源計画が立案され、この際、経験的に、調整力の十分性が確認されている。

出典 電気事業連合会資料

現行料金制度における
アンシラリーサービス費の位置付け

実際に周波数制御機能を担う水力及び火力の発電所についての固定費から、出力調整幅相当(東京電力の場合、**最大需要の5%相当**)のコストを特定した上でアンシラリーサービス費を算定(電力託送供給のご案内)-より。)



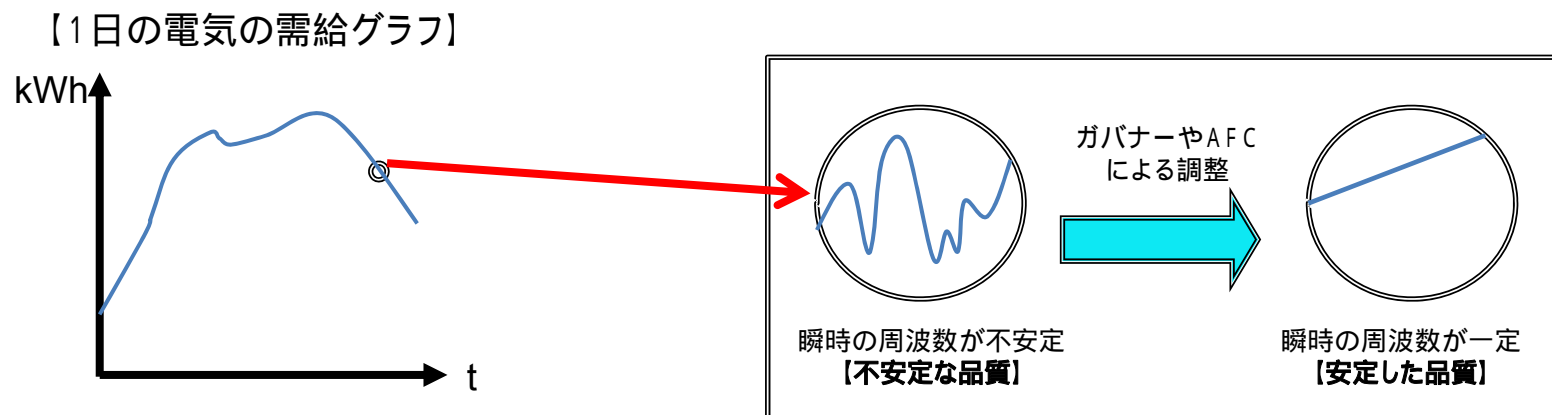
出典 東京電力

アンシラリーサービスとは、瞬時瞬時の需給バランスを維持し、規定値どおりの周波数を維持することによって、電力系統の品質を確保することをいい、我が国では供給区域内の系統維持を行っている一般電気事業者が実施している。

電気は、需要が供給を上回る場合には瞬時に周波数が低下し、その逆の場合には周波数が上昇するという特性を有していることから、一般電気事業者は、周波数が低下した場合には発電出力を増加させ、上昇した場合には発電出力を抑制するなどの出力調整を瞬時瞬時の需要変動にあわせて実施することにより、アンシラリーサービスの提供を行っている。

需要の変動には、短時間変動と長時間変動があり、前者は瞬時から数分程度、後者は数分から30分程度までのものをいう。このうち、短時間変動に対しては、水力発電設備や火力発電設備に設置されたガバナーと呼ばれる自動的かつ瞬時に発電機の回転数(出力)を制御する装置によって調整し、長時間変動に対しては、需要不均衡に起因する周波数変動をAFC(Automatic Frequency Control)と呼ばれる一般電気事業者の通常本店内に設置される中央給電所と発電所の間で制御する装置によって調整を行っている。

【アンシラリーサービスのイメージ】



(3) システム改革に伴い検討を要する論点

系統運用者が提供するアンシラリーサービスの範囲と必要な調整力

システム改革後、系統運用者が提供するアンシラリーサービスの範囲に変更はあるか。

運転予備力、瞬動予備力として活用可能なスペック(出力変化速度)に変更はあるか(現行どおりでよいか。)。

系統運用者として必要となる調整力の量は、スペック毎にどの程度か(システム改革前後において、追加的に必要となる調整力があるか。系統運用者が必要量を超える調整力を確保すると、小売事業者が必要な電力を確保できないおそれがある点に留意が必要。)。

系統運用者が調整力の運用計画を立てるタイミング

早期の段階から確保した瞬動予備力及び運転予備力に対して、どの断面で運用計画を策定するか。

補完的な位置付けとなるものの、並列中電源の上げしろなど、1時間前市場で約定しなかった電源をどのように活用できるか。技術的に、1時間以内に、これらの電源を計画に組み込み、上げ調整用の運転予備力として活用することは可能か。

下げ調整のための調整力は、稼働中電源からしか確保できないところ、どの時点で確保するのがよいか。並列中電源の下げしろなど、1時間前市場約定しなかった電源をどのように活用できるか。

系統運用者による調整力確保の透明性及び確実性

系統運用者が新たに調整力を確保する際には、多様な事業者の電源を活用するため、何らかの募集行為を行うなど、透明性の確保に留意が必要ではないか。

発電事業者が、電源の一部を調整力として提供すると、当該容量分は、系統運用者のためにブロックしておくことが必要となり、アワーの取引ができなくなる。このため、発電事業者がこの費用を適切に回収できる予見性を確保しておくことが重要ではないか(例えば、系統運用者が多様な調整力を調達できる環境が整うまでの間は、系統運用者から、調整力を提供した発電事業者に対し、待機費用(kW)と変動費用(kWh)の原価に応じた支払いを行うこととする等。)。

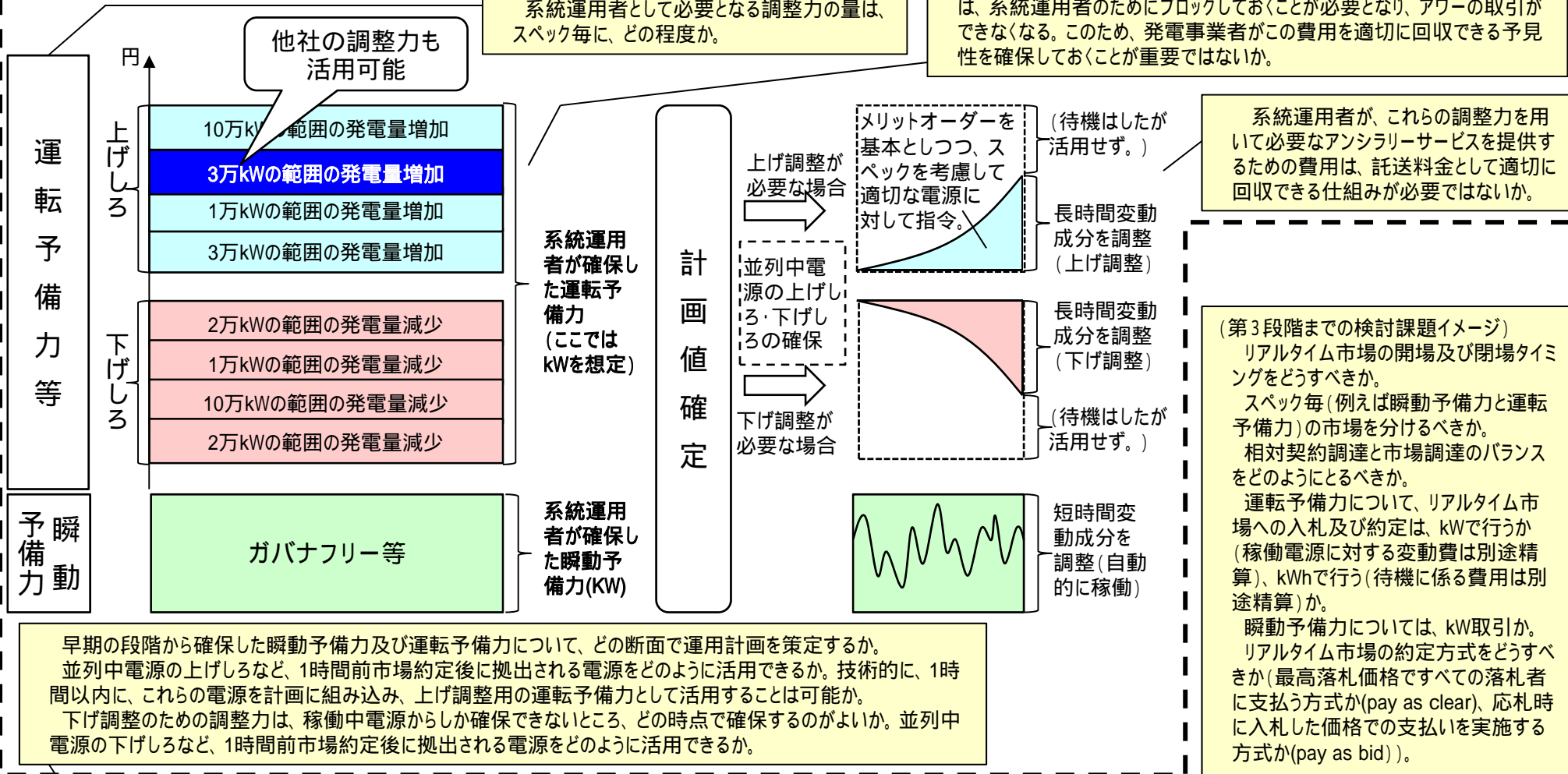
費用回収の考え方

系統運用者が、これらの調整力を用いて必要なアンシラリーサービスを提供するための費用は、託送料金として適切に回収できる仕組みが必要ではないか。

第2段階の実施までに 検討が必要な論点

システム改革後、系統運用者が提供するアンシラリーサービスの範囲に変更はあるか。
 運転予備力、瞬動予備力として活用可能なスペック(出力変化速度)に変更はあるか。
 系統運用者として必要となる調整力の量は、スペック毎に、どの程度か。

系統運用者が新たに調整力を確保する際には、多様な事業者の電源を活用するため、何らかの募集行為を行うなど、透明性の確保に留意が必要ではないか。
 発電事業者が、電源の一部を調整力として提供すると、当該容量分は、系統運用者のためにブロックしておくことが必要となり、アワーの取引ができなくなる。このため、発電事業者がこの費用を適切に回収できる予見性を確保しておくことが重要ではないか。



X年前～前日段階

1時間前段階 実需給開始 実需給終了

精算段階

現在の一般電気事業者は、電源運用上は「自社需給」と「エリア需給」とを一体として調整を行うが、会計上は、自社分(小売)とエリア分(送配電)とに整理。運用に際して、電源開発等の他社が提供した電源は、自社電源相当として活用される。

3 . インバランス制度の在り方について

我が国では、30分実同時同量制度の下、発電量が不足していた場合、新電力等は一般電気事業者から不足分の供給を受け、当該補給に係る定められた水準の料金(インバランス料金)を支払うこととされている。

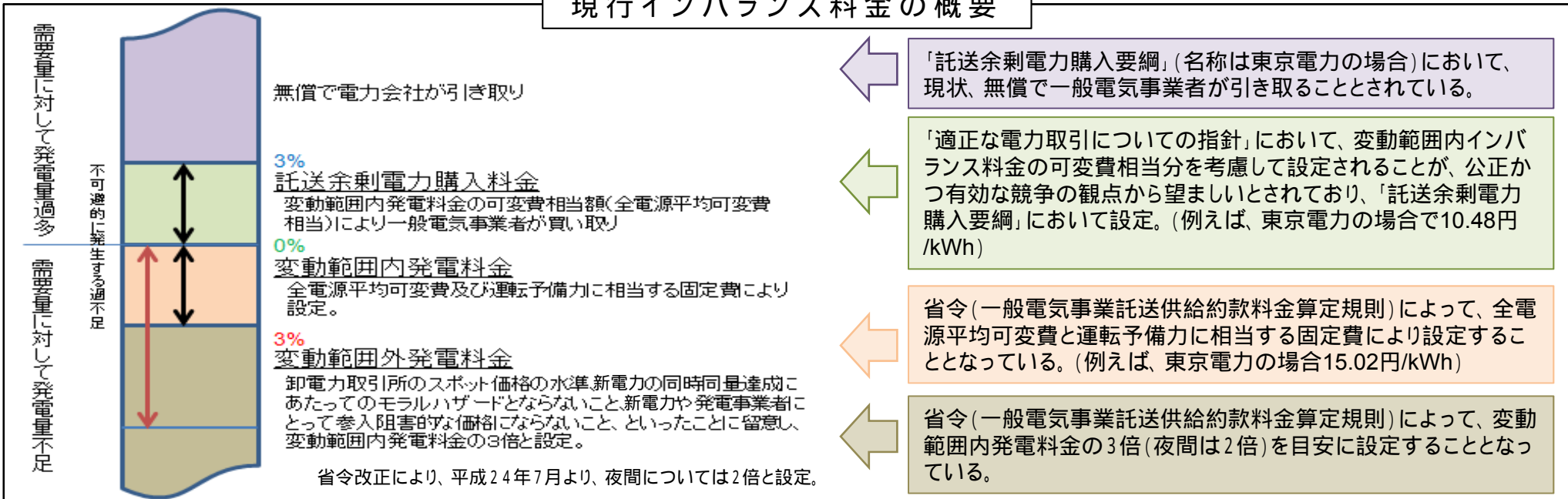
3%までのインバランスについては不可避免的に発生する過不足と考えられている。他方、3%を超える不足分については割高な料金を支払う必要があり(変動範囲外発電料金)、また、3%を超える余剰の場合は無償での引き渡しとなる。

新たな系統エリアに参入した新電力については、参入直後の事業リスク低減の観点から、参入から2年間に限り、「接続送電サービス契約電力(損失率補正後)の10%相当」と「1,000kWh」のうちのいずれか小さい値以下の場合には変動範囲外インバランスとはみなさない、とする「裾切り制度」が導入されている。

現行のインバランス料金制度の課題

インバランス料金について、市場価格への連動など、需給状況に応じて変動する仕組みが無い場合、その時々需給調整コストが正確には反映されていない、インバランス発生を抑制するインセンティブが需給状況を反映したものとなっていない、という課題が存在。

現行インバランス料金の概要



これまでに実施されてきた同時同量制度に係る規制緩和措置事例は以下の通り。

第4回専門委員会(平成24年4月)の事務局資料より抜粋

【第3次電気事業制度改革における措置事例(平成17年～)】

- 変動範囲内インバランス料金の選択制の導入
 - ～ 変動範囲内インバランスを3%以内とすることを基本としつつ、新電力が3～10%の範囲で選択可能な第2変動範囲の選択制を導入。前者は従量料金制とし、後者は2部料金制(基本料金+従量料金)とする。
- 変動範囲外インバランス料金の創設
 - ～ 変動範囲を超えた際に適用されていた事故時バックアップ料金を廃止し、新たに変動範囲外インバランス料金(従量料金制)を創設。

【第4次電気事業制度改革における措置事例(平成20年～)】

- 変動範囲内インバランス料金の1本化と費用負担のイコールフットイング化
 - ～ 第2変動範囲の選択制を廃止し変動範囲内インバランスを3%以内に1本化するとともに、新電力と一般電気事業者間のイコールフットイング化を図るべく、変動範囲内インバランス料金を双方が公平に負担する仕組みに変更(一般電気事業者においては、託送収支への計上に際して送電端電力量実績の3.7%をインバランス値としてみなして収支計上を行う)。
- 変動範囲外インバランス料金の変更
 - ～ 新電力の事業遂行上の負担軽減と、モラルハザードの防止を両立させるべく、変動範囲外インバランス料金を変動範囲内インバランス料金の「3倍」に設定。
- 変動範囲外インバランスの裾切り値の設定
 - ～ 参入直後の新電力のリスク低減を目的に、系統エリアに新規参入後2年間を限度として、インバランスが接続送電サービス契約電力(損失率補正後)の10%相当と1,000キロワット時のいずれか小さい方までは変動範囲外インバランスとは見なさない制度を導入。
- バランシンググループの活用の容易化
 - ～ バランシンググループにおけるインバランス等託送料金の精算等の役割を、供給契約者以外の第三者に委任する仕組みの構築
- 発電事業者による発電不調時の調整の容易化
 - ～ 新電力が希望する場合に限り、発電事業者が一般電気事業者に対して直接通告変更することを可能にする。

【エネルギー需給安定行動計画を受けた措置(平成24年～)】

- 変動範囲外インバランス料金のうち、夜間料金の引き下げ
 - ～ 変動範囲外インバランス料金について、現在変動範囲内インバランス料金の「3倍」と設定されているところを、夜間に限り「2倍」を目安とすることにより料金の引き下げを実施。

少なくとも法的分離の実施までの間は、計画値同時同量と実同時同量が併存することとなる。

新電力については、既に実同時同量制度に対応したシステムを導入していることも踏まえ、計画値同時同量と実同時同量の選択制としている。(法的分離によりインバランス料金の透明性確保がなされた後の同時同量制度の在り方については、分離までの間に検討を行うこととされている)。

計画値同時同量の導入後、インバランス料金に関しては、特に以下のような点が論点となる。

計画値同時同量の場合

実同時同量の場合

小売事業者

発電事業者

【論点2】計画を遵守させるインセンティブをどのようにつくることができるか。

不足インバランス

【需要超過】
・需要超過による不足量に応じたインバランス料金を、小売事業者が系統運用者に支払い。

【発電不足】
・計画値からの発電量の不足分に応じたインバランス料金を、発電事業者が系統運用者に支払い

【需要超過 or 発電不足】
・実需要が実供給量を上回った分に応じたインバランス料金を、新電力(小売事業者)が系統運用者に支払い

【需要不足】
・計画値が実需要を上回った余剰分を発電とみなして系統運用者が購入

【発電超過】
・計画値を超えて発電した分を系統運用者が購入

【需要不足 or 発電超過】
・実供給量が実需要を上回った分を系統運用者が購入

【論点1】現行制度では、送配電事業者は小売事業者に対してのみインバランス供給を行っているが、計画値同時同量制度においては、発電事業者に対してもインバランス供給が必要となる。

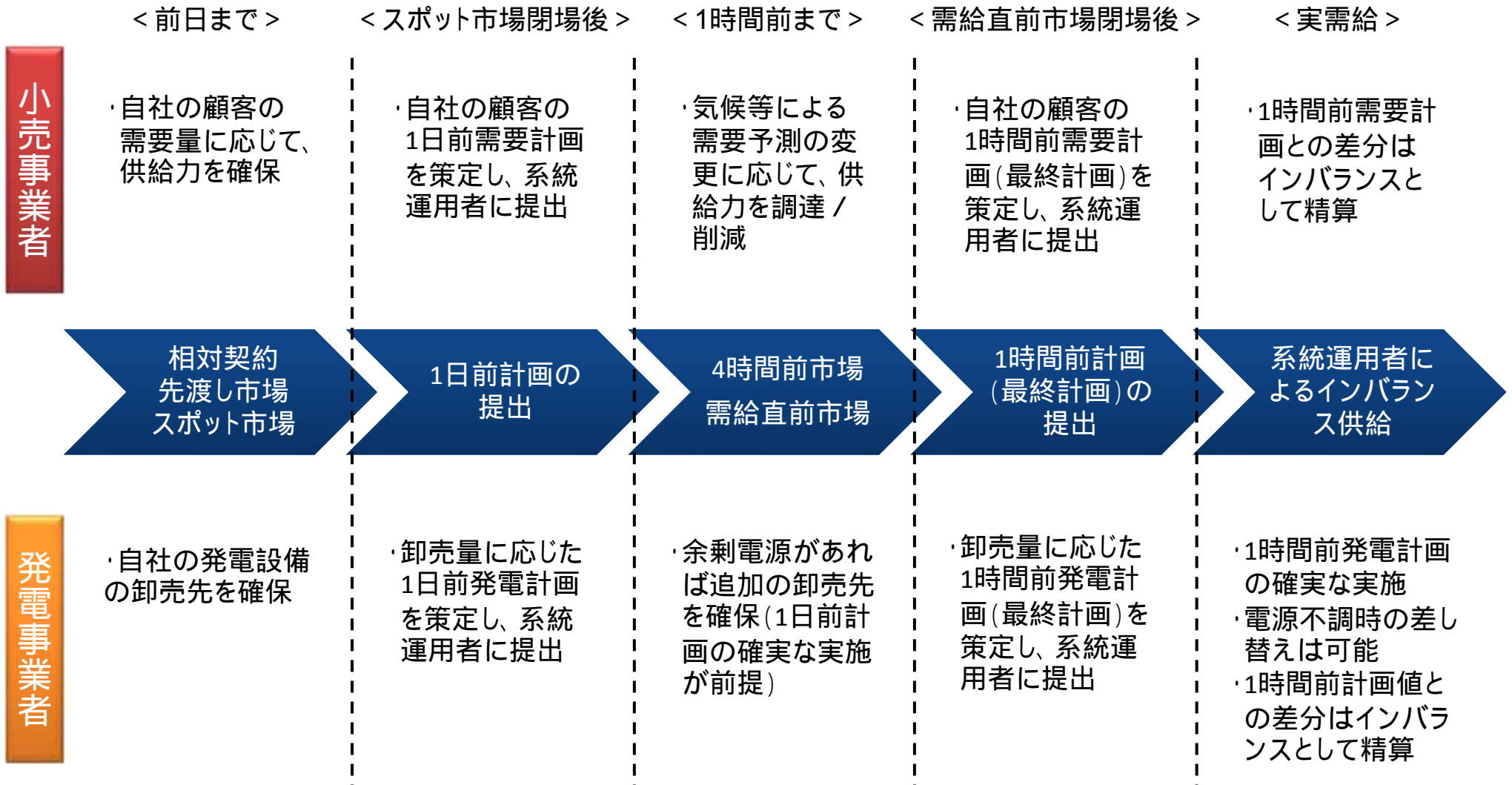
【論点3】これまで3%を超える余剰は無料で引き渡されていたが、計画の遵守と需給の改善という2つの観点を踏まえ、どのような価格を支払うか(あるいは逆にペナルティの支払を求めるか)。

【論点4】インバランス料金に需給ひっ迫の状況を反映させるため、市場連動型のインバランス料金の仕組みをどのように入れていくか。

(備考) 余剰インバランスを出した事業者は、余剰分について電気や燃料の調達などの費用を支出している。インバランス料金を系統運用者が支払った場合には、それにより、当該支出の一部が賄われることとなる。

計画値同時同量制度の業務フロー(イメージ)は以下のとおり。

1時間前計画(最終計画)提出後の需給バランス調整は系統運用者が一手に担う。

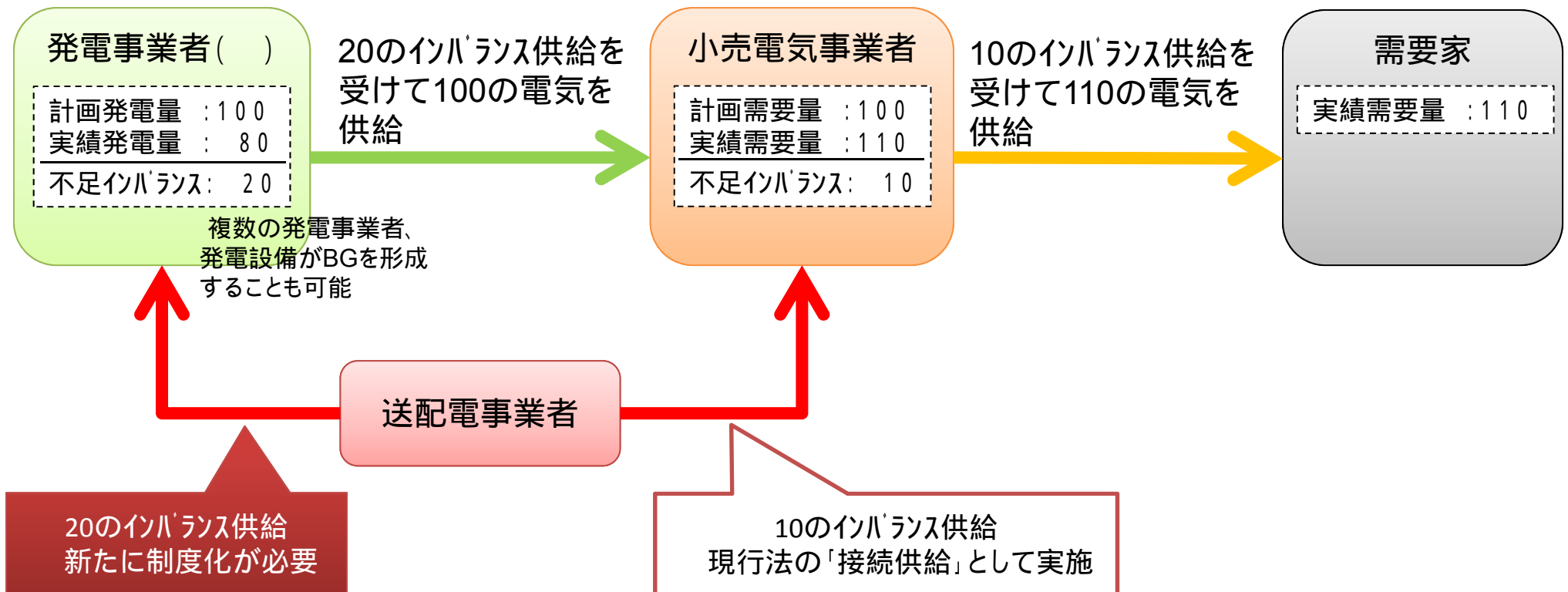


現行の実同時同量制度においては、送配電事業者は小売電気事業者(特定規模電気事業者)に対してのみインバランス供給(接続供給として実施)を行うこととなり、発電事業者に対してインバランス供給を行うことが想定されていない。他方、計画値同時同量制度においては、送配電事業者は小売電気事業者のみならず発電事業者に対してもインバランス供給を行うことが必要。

このため、送配電事業者から発電事業者へのインバランス供給を新たに制度化することが必要。

また、複数の発電事業者、発電設備がバランシンググループを形成した場合にも計画値同時同量制度を採用できる制度設計とすることが適当ではないか。

< 計画値同時同量制度における電気の流れ >



第10回専門委員会(平成24年10月)への提出資料より抜粋

インバランス調整の料金算定の方法について、専門委員会の議論では、

1時間前市場の価格を用いた精算

限界費用での精算(リアルタイム精算)

リアルタイム市場の価格を用いた精算

の3つの考え方が提示された。

(参考)電力システム改革の基本方針(抜粋:24ページ、26ページ)

インバランス料金制度の透明化

インバランス調整料金メカニズムの完全透明化を実現するため、送配電部門が系統利用者の需給の過不足を補う際に適用するインバランス調整の料金算定に新たに創設する1時間前市場価格を適用することを検討する。

リアルタイム市場の創設

リアルタイム市場を創設する。

送配電部門の中立化を受けてリアルタイム精算の仕組みを検討し、またインバランス料金に「リアルタイム市場」の価格を適用することを検討する。

専門委員会では、上記の3つの考え方に対し、以下のような意見あり(詳細は次ページ参照)。

- 1時間前市場では市場支配力が容易に行使され、市場操作の温床になる(八田委員)
- 1時間前市場は実需給のひっ迫状況を反映しており、計画値同時同量とも整合的(松村委員)
- リアルタイム市場は時間がかかるのでリアルタイム精算を導入すべき(八田委員)
- 費用の算定方法は様々あり、最終的なコスト算定は困難(伊藤委員)
- リアルタイム市場は時間がかかる(発送電分離後になる)(事務局)
- リアルタイム市場は発送電分離前にもできる。なるべく早く創設すべき(大田委員)

「リアルタイム市場」と呼ばれているものの中でも、米国のリアルタイム市場(Real-time Market)と、欧州の需給調整市場(Balancing Market等と呼称)では内容が大きく異なるため、海外事例の詳細な分析が必要。

インバランス精算には様々な方法が考えられるが、これまで専門委員会で議論されてきた「リアルタイム市場」の価格を用いた精算は、欧州の需給調整市場(Balancing Market等)に近い。(下表の【手法4】)

	【手法1】1時間前市場の価格による精算	【手法2】限界費用による精算(リアルタイム精算)	【手法3】リアルタイム市場価格による精算(PJM型)	【手法4】需給調整市場の価格による精算(欧州型)
概要	1時間前市場の価格を用いて精算	発電所ごとの限界費用を系統運用者が把握し、最も限界費用の高い使用中の電源の限界費用で精算	原則すべての電源を市場に投入し、そこで付いた瞬時(5分毎)の市場価格で精算	需給調整に参加する電源・需要が需給調整市場にあらかじめ応札し、そこで付いた価格で精算
精算価格の決まり方	:全国 (市場支配力が低い)	:当面はエリアごと (市場支配力が高い)	:当面はエリアごと (市場支配力が高い)	:当面はエリアごと (市場支配力が高い)
一般電気事業者以外の電源の参加	:可能	:可能(ただし、系統運用者への限界費用の開示が必要)	:可能	:可能
需給調整コストとインバランス費用との整合性(収支の一致)	~ :GC前の市場全体の需給状況を反映(GC後の変化は反映せず) :系統運用者が負う需給調整コストにインバランス費用が見合わない	:需給調整に必要なコストに忠実。系統運用者の収支も原則一致	:市場全体の需給状況を反映した価格であり、需給調整コストと考えることが可能。	:需給調整用の市場であり、その価格が需給調整コストを反映したものと考えることが可能 :ただし、二重価格を設定した場合、収支は一致しない
インバランス精算価格が判明する時期(負担の予見可能性、市場操作の可能性)	事前に判明するため、インバランス負担額の予見可能性は高まる。ただし、精算価格を見越してGC前に自らに有利なポジションを取る行為(注)に対し、行政の監視が必要。	事後に判明	事後に判明(ただし、PJMでは前日市場との価格差は小さい)	事後に判明
価格の安定性	:価格乱高下のおそれが存在	:価格は安定かつコストに忠実。	:価格乱高下のおそれが存在	:価格乱高下のおそれが存在
事業者の同時同量を促すインセンティブ	:各事業者が同時同量を達成するインセンティブが乏しい(GC前の1時間前市場の活用や、GC後の電源脱落時の電源の差し替えが行われにくい)	:インバランス精算にペナルティ的要素が無い場合、インバランスの発生・精算が濫用されるおそれ	:インセンティブを損なう事態は生じにくい	~ :価格の算出方式等の設計次第(需給調整市場の価格が高くなる設計にすればインセンティブ大)
その他の論点	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 価格の変動が激しい可能性有り ✓ 自社電源を有する事業者は精算価格を見た上で、GC後も調整可能であり、そうでない事業者と競争条件が異なる(特に実同時同量の場合) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 正確な限界費用が提出されているかどうか、行政の監視が不可欠 ✓ 限界費用を同じ基準で算定することが困難(特に需要側) ✓ 需給調整用に使用される電源の固定費回収が困難 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 全面プールの運用が必要 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 制度設計が複雑であり、導入に時間を要する

(注)例えば、精算価格が高い場合には供給力を多めに持ち、余剰インバランスを意図的に発生させて高値で買い取ってもらう行為等を想定。

現行のインバランス制度の課題を解決するためには、市場価格への連動など、需給状況に応じて料金変動する仕組みを取り入れるとともに、競争阻害要因とならないよう配慮しつつ、計画遵守のインセンティブや、小売事業者が供給力確保義務を果たすために市場から供給力を調達するインセンティブを持たせることが必要。そのための仕組みとしては、例えば以下のような方法があり、今後、具体化に際しては適切な制度設計が必要。

計画遵守のインセンティブを持たせる仕組み(複数の仕組みを組み合わせることも考えられる)

概要	イメージ図	計画遵守の仕組み (小売事業者の不足インバランスの場合)	課題	導入例
調整力として活用する電源のうち、最も限界費用の高いものの価格をインバランス料金に用いる		調整用電源のうち最も価格の高い電源がインバランス料金となるため、価格が高く、計画遵守のインセンティブとなる	リアルタイム市場など、調整力を市場で調達する仕組みが存在することが前提となる。計画遵守等のインセンティブが弱い。	英国、北欧
インバランス料金を「市場価格 ± α 」とする		不足分を系統運用者から「市場価格 + α 」で補給を受けなければならないため、計画遵守のインセンティブとなる	計画遵守等のインセンティブを α の値で任意に設定できる(ただし α を過度に大きくした場合、新規参入者や規模の小さな事業者に不利となる)	フランス(α は 8% であり、連動する市場価格としてはリアルタイム市場価格を使用)
市場価格に連動させることを原則としつつ、前日スポット市場価格をインバランス価格の下限・上限とする		1日前市場の価格をインバランス補給の料金の下限値とすることで、1日前までに極力需給調整をするインセンティブとなる	計画遵守等のインセンティブは、連動させる市場の価格次第。	フランス、北欧、英国(3日前～当日の市場価格の加重平均値を上限・下限として使用)
系統全体の需給改善に資するインバランスとそうでないインバランスで価格を変える		不足インバランスが系統全体の需給を悪化させる場合には、インバランスを出した小売事業者は、より高い価格で補給を受けるため、計画遵守等のインセンティブとなる	仕組みが複雑。系統全体の需給改善に資するインバランスについて、計画遵守等のインセンティブが弱い。	英国、フランス、北欧(発電事業者のみ)等

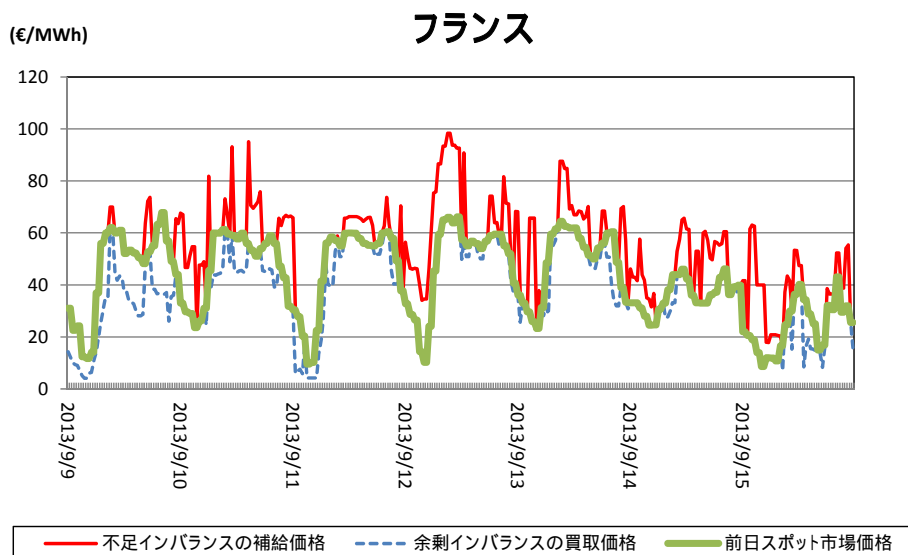
リアルタイム市場の価格をインバランス料金に使用している海外諸国について、インバランス料金と前日スポット市場価格の関係を見ると以下の通り。

フランスでは、前日スポット市場価格をインバランス価格の下限・上限として使用しているため()、不足インバランスの精算価格は常にスポット市場価格を上回る。

フランスでは、系統運用者が不足を補う場合は、前日スポット市場価格が不足インバランス料金の下限となり、余剰を買う場合は前日スポット市場価格が余剰インバランス料金の上限となる。

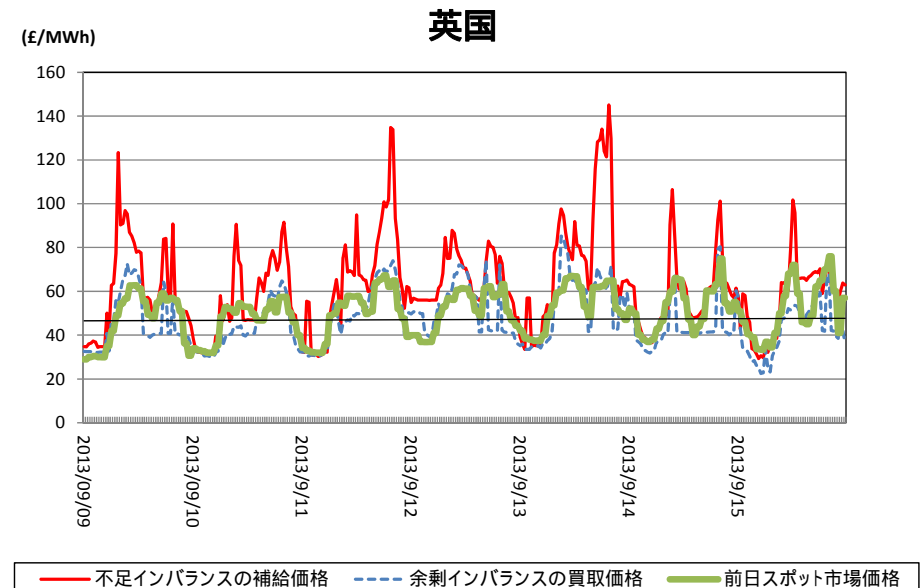
(備考) 英国でも同様の考えに基づき、3日前～当日の市場価格の加重平均値を上限・下限として使用している。

海外におけるインバランス価格と前日スポット市場価格の実際の数値の比較例



(参考) フランスにおける上記期間の平均値

不足インバランスの補充価格:	€51.8	} 22%高い
前日スポット市場価格:	€42.4	
余剰インバランスの買取価格:	€37.2	} 12%安い



(参考) 英国における上記期間の平均値

不足インバランスの補充価格:	£62.1	} 24%高い
前日スポット市場価格:	£50.2	
余剰インバランスの買取価格:	£47.2	} 6%安い

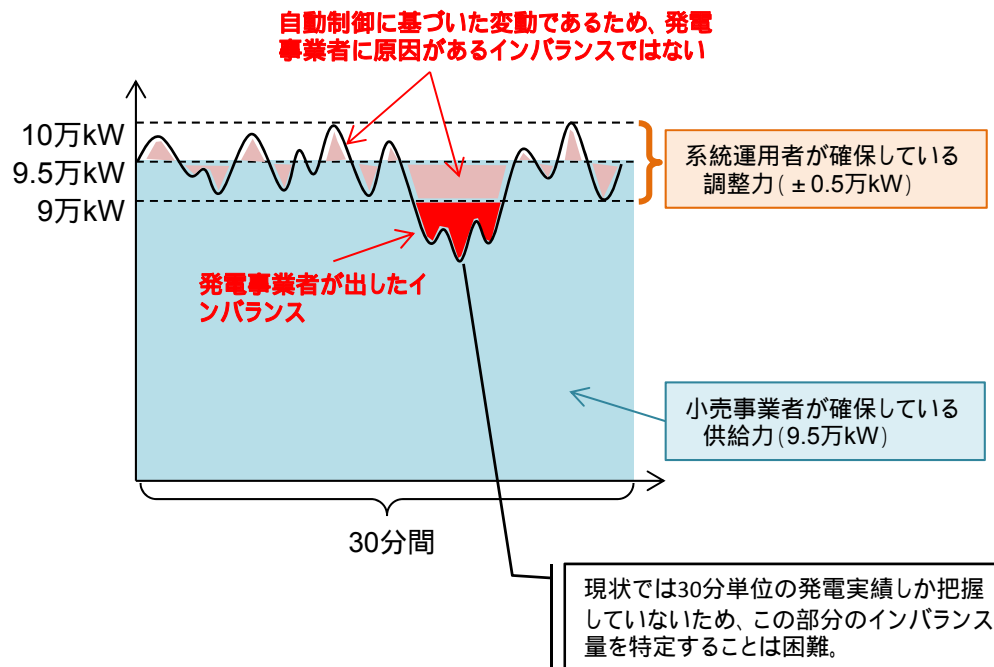
系統運用者による調整の部分については、発電事業者にとってのインバランスではないと整理することが考えられる(ただし、現状では発電実績の計量を30分単位で行っていることとの整合性について、整理が必要)。

そのためには、例えば以下のような方法により、小売事業者の供給力と系統運用者の調整力を仕分けることが必要。

発電機が一定幅の間で自動制御する場合(瞬動予備力)

【想定】

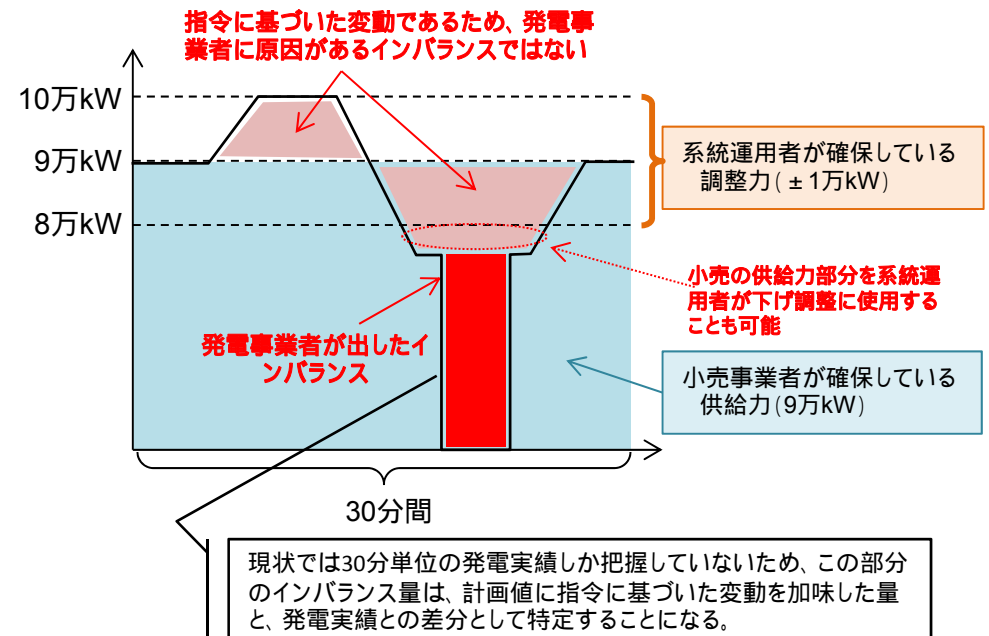
- ・発電機の最大出力は10万kW
- ・このうち9.5万kWを小売事業者に供給する契約を締結
- ・さらに、 ± 0.5 万kWの範囲内で変動するガバナフリーを調整力として系統運用者に提供する契約を締結。



系統運用者が調整量を指令する場合(運転予備力)

【想定】

- ・発電機の最大出力は10万kW
- ・このうち9万kWを小売事業者に供給する契約を締結
- ・さらに、上げ方向に1万kW分、下げ方向に1万kW分の調整力を、系統運用者に対して提供する契約を締結。



インバランス料金の設定に当たって考慮すべき要素は以下の通り。

計画遵守等のインセンティブを持たせる

新規参入者や規模の小さな事業者にとって過度に不利とならない制度とする

精算価格を見越した上で、自社にとって有利である場合はインバランスに依存するという行為をできる限り防ぐよう、インバランス料金を事前に予見しにくい制度とする

() 例えば、精算価格が自社の発電コストより高い場合には供給力を多めに持ち、余剰インバランスを意図的に発生させて高値で買い取ってもらう行為等を想定。同様に、インバランス価格の水準がスポット市場の事実上の上限値となっている現状も、インバランス料金が事前に定められていることにより生じる問題

第3段階でのリアルタイム市場の創設により、上記のような問題への対応が容易になると考えられるが、それまでの期間については、例えば以下のような方式によりインバランス料金を設定することが考えられる。

考えられる方式の例	メリット	デメリット・課題
<p>1時間前市場価格に連動させる</p> <p>例：1時間前市場価格の平均値をベースとする</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・実需給により近い時点での需給状況を精算価格に反映できる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ザラバ方式による取引で価格の動きが見える場合、価格精算価格を見越してゲートクローズ前に自らに有利なポジションを取る行為が生じる ・1時間前市場の厚みが低い場合は、価格変動や代表性が乏しいといった課題が発生
<p>前日スポット市場価格に連動させる</p> <p>例：前日スポット市場の価格をベースとする</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・1時間前市場より流動性が高い市場で価格が形成される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・精算価格を見越してゲートクローズ前に自らに有利なポジションを取る行為が生じる ・当日に生じた需給状況の変化が反映されない ・価格が安い場合これだけでは計画遵守のインセンティブに乏しい
<p>1時間前市場価格と前日スポット価格を組み合わせるハイブリッド方式</p>		
<p>上記 と の方法を組み合わせることにより、上記の と のメリットとデメリットをある程度相殺することが可能。ただし、精算価格を見越してゲートクローズ前に自らに有利なポジションを取る行為については課題として残る。</p>		
<p>市場価格に連動させない(現状)</p> <p>例：需給調整に要する平均的なコストをベースに一定値を設定する</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・価格水準の適切性を判断しやすい ・インバランス料金の水準を操作する行為は生じない 	<ul style="list-style-type: none"> ・需給状況が反映されない ・インバランス価格の水準がスポット市場や1時間前市場の事実上の上限値となる

【前述の課題に対応するインバランス料金の設計の例】

あらかじめ複数の価格をコストベースで定めておき、需給ひっ迫の状況に応じてこれらの中から適切な価格を適用。どの価格を適用するかについては規制組織が適切に監視する。

前日スポット市場価格又は1時間前市場価格に連動としつつも、需給状況や実需給コストとの差分等を反映させ、X%割増しのインバランス料金とする。

需給調整用の電源の一部を系統運用者が入札で調達し、その価格を参照してインバランス料金の水準を定める。

【制度の具体化に際しての要検討事項】

計画遵守等のインセンティブと、競争阻害要因とならない配慮のバランスをどう取るか(特に発電側インバランスの扱い)。

これまで非規制とされてきた発電量が超過した場合のインバランス料金について、制度上の位置付けをどう考えるか(これまでのように、卸供給だからといって非規制のままで良いか)。

前日スポット市場又は1時間前市場にインバランス料金を連動させる場合、価格の適切性を保つために、特にしっかりと市場監視を行う必要がある。

インバランス料金が需給状況の変動に応じて異なる水準となる場合、規制組織がその適切性をどのように検証できる仕組みとするか。