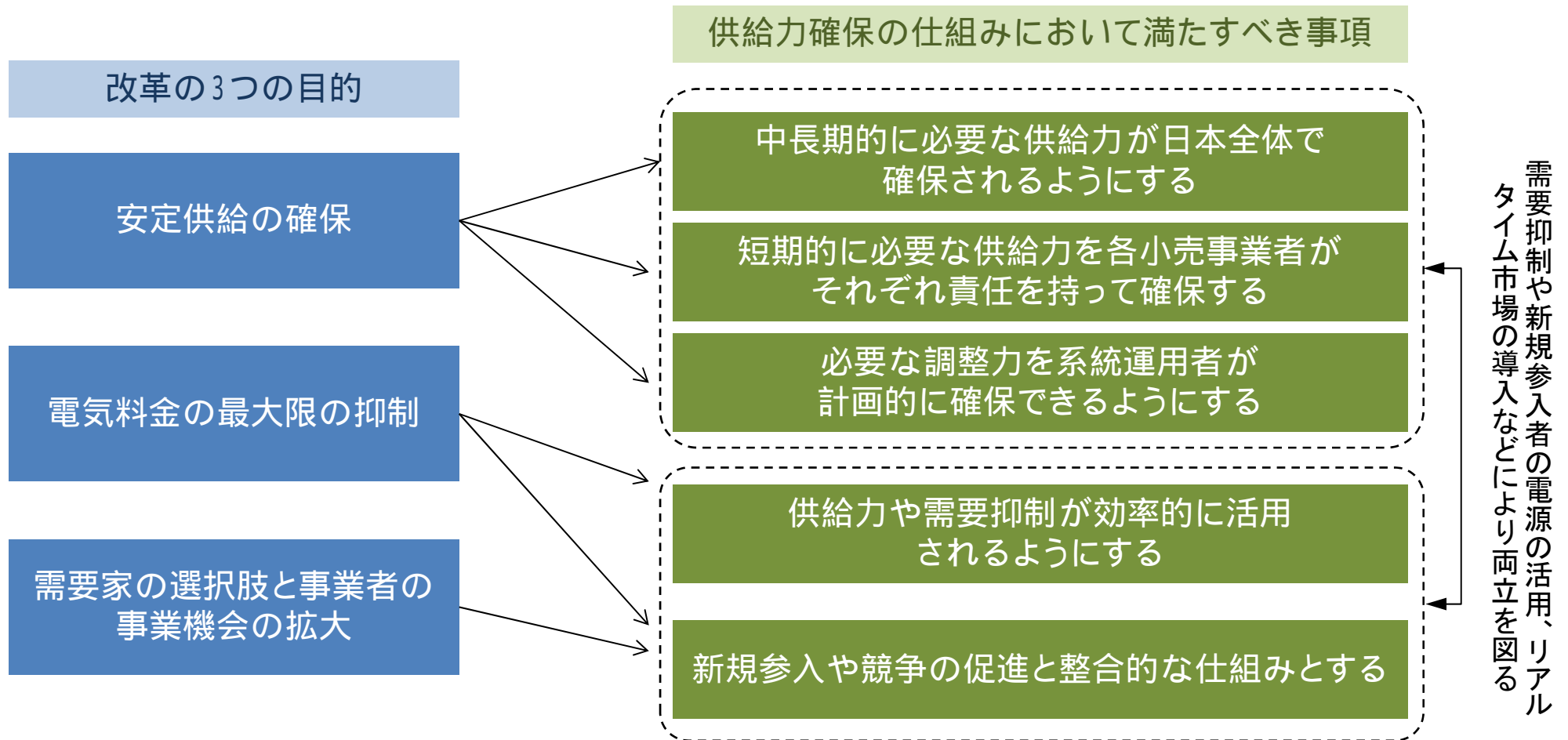


第4回 制度設計ワーキンググループ
事務局提出資料
～供給力・調整力確保について～

平成25年12月9日(月)

1. 供給力確保策に関する議論の整理

- 改革の3つの目的を実現するためには、供給力確保の仕組みにおいて、供給力・調整力の確保や、それらの効率的な活用を実現していくことが必要。
- 供給力確保の仕組みにおいて満たすべき事項の間には、「需要に応じて供給力を確保する」というこれまでの考え方のままでは一部にトレードオフが存在するため、需要抑制の活用、リアルタイム市場の活用などにより、相反する事項の両立を図ることのできる制度設計が必要。



(1) マクロの電力需給状況の把握

① 供給計画(中長期計画(10年前～前年))

○すべての電気事業者(発電事業者、送配電事業者及び小売事業者。以下同じ。)が、広域機関を経由して、国に供給計画を届出(年度末)。

- ・発電事業者は、10年間の発電所の開発計画、電気の販売計画等の内容を含む供給計画を策定。
- ・小売事業者は、10年間の需要想定、電気の調達計画(供給力の確保状況)等の内容を含む供給計画を策定。
- ・送配電事業者は、10年間のエリアの需要想定、送配電設備の整備計画、調整力の確保計画等の内容を含む供給計画を策定。

○広域機関は、予め需要想定手法等の情報を各事業者に共有した上で、各事業者から供給計画を受け取り、取りまとめを行う。また、自ら全国の需要想定を実施。これらにより、広域機関が、マクロの需要想定と、将来の供給力見込み(予備力を含む。)を把握。

○広域機関は、これらの取りまとめ結果、及び、意見があるときは当該意見を、国に送付。

② 広域機関による電力需給計画の把握(中短期計画(年間・月間・週間・前日))

○すべての電気事業者は、短期計画(2年前～前年:月単位の計画)、及び、月間・週間・翌日計画(日単位の計画)を広域機関に提出。

○第一種送配電事業者(仮称)は、必要な情報を、広域機関より取得。

【更なる検討事項】

- ◇供給計画の届出内容及び様式の詳細
- ◇事業者間の情報の共有の在り方
- ◇広域機関による需要想定等の情報の公表の在り方(電源投資を促す視点、各小売事業者が行う需要想定の上積みと、広域機関が行う全国の需要想定ギャップの示し方を含む。)
- ◇再生可能エネルギーなどの電源に係る供給力としての評価手法
- ◇著しい電源の偏在が生じる場合や、送電制約がある場合の扱い

(2) 短期の供給力確保策

①小売事業者の供給力確保義務(空売り規制)

- 電気事業法上、小売事業者に対し、自らの供給の相手先の需要(販売量)に応じた供給力の確保を義務付け。
- 小売事業者にとって確保が必要な供給力の義務量は、最終的な実需給の段階での顧客需要の量とする。
- 現行の一般電気事業者が、法制上、需要に応ずる電気の供給が求められているのみであることも踏まえ、小売事業者に対し、顧客需要を超えた供給力(予備力)の義務付けは行わない。
- ただし、小売事業者は、電源脱落や需要の上振れ等に備えつつ、供給力確保義務を達成するため、一定の予備力を確保しておくことが期待される。
- 小売事業者は、送電制約等を踏まえた上で、エリアにかかわらず、需要に応じた量の供給力を確保していれば良い。また、デマンドリスポンスを活用することも可能。
- 国は、10年前から実需給の直前に至るまでの間、広域機関とも連携し、小売事業者の供給力確保状況を把握。
- 特に、実需給に近い断面における小売事業者の状況を見て、対応が不十分な事業者に対し、必要に応じ、業務改善命令(命令違反には罰則)や、事業の登録取消等の措置を講ずる。

【小売事業者の供給力確保状況を把握し、供給力確保義務の実効性を担保するために必要な措置】

◇恒常的に不足インバランスを発生し続けている事業者、一方的な小売契約の解消により顧客への電気の供給を放棄する事業者、安定供給に著しい影響を及ぼすような事業者等に対し、適切な措置を講ずることができる仕組みが必要。例えば、以下のような仕組みが考えられる。

- ・各事業者のインバランスの発生状況を把握できる送配電事業者が、問題のある事業者の行為を発見した場合に、速やかに国及び広域機関に報告を行う仕組み(報告規則等)、

(次頁に続く)

【小売事業者の供給力確保状況を把握し、供給力確保義務の実効性を担保するために必要な措置(続き)】

- ・送配電事業者から報告を受けるとともに、各事業者の日々の需給計画を受領する広域機関が、問題のある事業者の行為を発見した場合に、適切に指導、勧告を行い、かつ、国に報告を行う仕組み(業務規程により具体化)、
- ・こうした事業者に対し、国が、適切に、業務改善命令、命令違反者に対する罰則、事業の登録取消等の措置を講ずる。

【更なる検討事項】

- ◇小売事業者の供給力確保状況に対する、時間断面ごとの評価の考え方。

(2)短期の供給力確保策

② インバランス料金制度を通じた供給力の確保

- 必要な供給力を確保できなかった場合、小売事業者には、インバランス料金の支払義務も発生。
- インバランス料金は、需給状況を反映した何らかの基準価格を参照しつつ、小売事業者及び発電事業者のインバランスを抑制するインセンティブ性を持たせた体系とする。
- 計画値同時同量の導入に伴い、送配電事業者から発電事業者へのインバランス供給を制度化し、発電事業者が同時同量の主体として安定供給上必要な役割を果たす仕組みとする。
- 余剰インバランス料金は、系統運用者が行う需給調整サービスの一環に位置付けられるものであることを踏まえ、託送料金規制の対象と整理。

【更なる検討事項】

- ◇インバランス料金決定手法(インセンティブ付与の具体的手法、どの基準価格を参照するか等)(12ページ参照)
- ◇バランシンググループの規模の差異による有利・不利を緩和する方策(24ページ参照)
- ◇法的分離の実施までの間において、一般電気事業者の発電側インバランスをどのように特定するか(25ページ参照)
- ◇法的分離の実施以降における実同時同量と計画値同時同量の併存の扱い(26ページ参照)
- ◇(第3段階)リアルタイム市場の創設後にリアルタイム市場価格を参照したインバランス料金体系とするための詳細設計。

(3) 長期の供給力確保策

- 小売事業者が供給力確保義務を負うとともに、インセンティブ性のあるインバランス料金が設定されるため、小売事業者の供給力確保が促されることとなる。これを背景に、発電事業者が卸売契約や自社の小売部門からの要請に基づいて、市場メカニズムの下で電源投資を行うこととなることが基本。
- その上で、電源に係る投資回収の予見性を高めることで、電源の建設・保持のインセンティブを高めるとともに、将来の供給力のマッチングや価格指標の形成を促すことにより、国全体の供給力を確保することを目的に、容量メカニズムを創設。
- 加えて、将来的な供給力不足を回避する最終手段として、広域機関が電源建設者を公募する仕組みを創設(電源入札制度)。
- これらの実現のため、電気事業法上、広域機関の業務を追加。
- 電源建設者の公募スキームは以下のとおり。
 - ・最終的なセーフティネットであるため、その役割は、限定的・一時的であることが原則。
 - ・送電料金へのサーチャージ等による補填を前提。
 - ・①新規電源建設者の募集、②既存電源のリプレースを行う者の募集、③既存電源の維持を行う者の募集、の3通り。広域機関が、状況を考慮の上、使い分ける。
 - ・当該電源は、公益的な性格を持つ電源。このため、需要ピーク時に稼働する、市場への供出や利用者の公募、過大な収益が生じた際には一部の収益を納付し需要家に還元する等、何らかの要件を課す。

【電源入札制度の詳細イメージ】

- ◇公募で確保する量は限定的としつつ、価格に応じて異なる容量とすることもあり得る。
- ◇ベース又はピーク等のスペックを指定して入札を行うことがあり得る。
- ◇発電設備容量(kW)当たりの補填額を応募者が競う方式とし、何らかの上限価格(円/kW)を定めることがあり得る。
- ◇補填額の回収は、ピーク時最大需要(kW)に応じ広く分担することを検討。

(3) 長期の供給力確保策

【更なる検討事項】

◇容量メカニズム

・容量メカニズムの具体的な仕組み(海外先進事例も踏まえ、更に検討が必要。)

ー容量メカニズムを、電源所有者と小売事業者との間の相対契約の仲介業務的な市場として設計する場合、①平時(需給緩和時)には市場での価格がつかず、発電事業者にとって投資回収の場としての意義が乏しい、②仮に小売事業者と成約したとしても、負荷率の低い小売事業者が相手方であった場合に、電源の運用変更を発電事業者側の判断で行うことができず、電源運用の効率性が低下する可能性がある。

ー容量メカニズムを、電源のkW価値をすべての小売事業者の需要(相対契約等により供給力確保済みの分を除く。)に応じ割り振る市場として設計する場合、①全ての小売事業者にkW価値を負担させる義務付けが必要、②負担したkWに対応した電気(kWh)の使用権は与えられないため、実際の供給力調達は別途行うことが必要。

ー容量メカニズムへの参加を任意とするか強制とするか。

ー特に、我が国の電力市場では、電源建設のリードタイムが長いこと、プールでなく電源と需要の間の託送契約を前提としていること、償却が進んでいて固定費負担の低い電源が多く存在すること、等の特徴を踏まえた検討が必要。

・容量メカニズムの創設時期(必ずしも小売全面自由化と同時とすることにこだわらず、引き続き検討)

◇電源入札制度

・入札の発動基準、タイミング(最終手段であるため、市場において建設が進展していない状況を見極めつつ、本当に必要な場合には、機を逸することなく、入札を発動することが必要)、リードタイムの長い電源の扱い

・入札時に定める事項(必要容量、容量の運転開始年、運転義務期間、入札参加要件、運転義務期間、運転状況のモニタリング手法、支払い方法、運転できない場合のペナルティ、燃料費調整制度等の扱い等)

(4) 系統運用者による調整力確保策

- 電気事業法上、系統運用者(第一種送配電事業者(名称は仮称))に対し、電圧・周波数維持義務を課す。
- この実現のため、系統運用者は、早期の段階から、送配電サービスに必要な調整力(量だけでなく、周波数制御、電力量偏差調整(需給バランス維持)、無効電力補給など、必要なスペックの調整力)を安定的に確保できる仕組みを整える。
- 系統運用者が、これらの調整力を用いて必要な送配電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する。
- 系統運用者は、他社電源やデマンドリスポンスも調整力として活用。新たに調整力を確保する際には、何らかの募集行為を行うなど、透明性を確保。

【更なる検討事項】

◇現状把握

- ・現行、系統運用者が提供するアンシラリーサービスの範囲の確定。
- ・現行、当該サービスの提供の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。
- ・調整力を運用計画として編成するタイミング

◇システム改革後に、必要とされる調整力の特定

- ・調整電源の多様化、計画値同時同量制度の導入、再生可能エネルギーの増加等のシステム改革に伴う環境変化に伴い、必要な調整力や運用計画を立てるタイミングに変更はあるか。

◇デマンドリスポンス活用にあたってのベースライン設定の考え方整理。

◇広域的な周波数調整の仕組み

◇(第3段階)法的分離の実施時期に併せてリアルタイム市場を創設する

◇(第3段階)リアルタイム市場の詳細設計

2. インバランス制度の在り方について (前回WGでの議論の続き)

これまでのWGで提示した論点と検討の方向性

(1) 発電事業者に対するインバランス供給
制度化する方向。

(2) 供給力確保や計画遵守を促すインセンティブの付与
第3回WGで複数案と課題を提示。今回、スポット市場価格を下限値・上限値とすることで、小売事業者による供給力確保や、発電事業者・小売事業者による計画遵守に対してインセンティブを付与するイメージを提示(12ページ参照)。

(3) 余剰インバランス料金の扱い
発電量が超過した場合などに適用される余剰インバランス料金は、これまで卸供給であるため自由料金とされているが、発電量が超過した場合のインバランス料金は、系統運用者が行う需給調整サービスの一環に位置付けられるものであることを踏まえ、託送料金規制の対象と整理してはどうか。

(4) 市場価格連動型のインバランス料金をどう導入するか(特に、リアルタイム市場導入までの間
どのようなインバランス料金制度とするか)
第3回WGで複数案と課題を提示。今回、30分ごとに変動する「基準価格」を参照するイメージを提示(12ページ参照)。基準価格としては、需給調整用電源の限界費用を参照する方法と、何らかの市場価格を参照する方法の双方が考えられる(23ページ参照)。

- ①小売事業者に対し供給力確保を促すとともに、発電事業者・小売事業者に対し計画値と実績値のズレを小さくすること(計画遵守)を促すインセンティブを与えるインバランス料金制度とすることで、インバランスの発生を抑制する
- ②マクロの需給が極力バランスするようにする(系統運用者が調整しなければならない量を減らすようにする)
- ③小規模なBG(バランシンググループ)は多様な電源を持たないため電源脱落や需要の急変が生じた際の対応がしにくく、BGの規模によってインバランス料金の負担について有利・不利が生じることとなるため、小規模なBGが過度に不利にならない制度とする
- ④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

現行制度

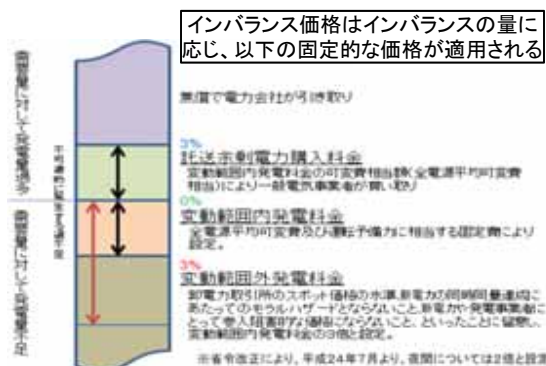
第2段階改正実施後

法的分離後

考え方

- 平均的に要する需給調整用電源の発電コストに基づきインバランス料金を算定
- 固定的な価格であり、30分ごとに変動する需給や市場の動向は反映しない

概要図

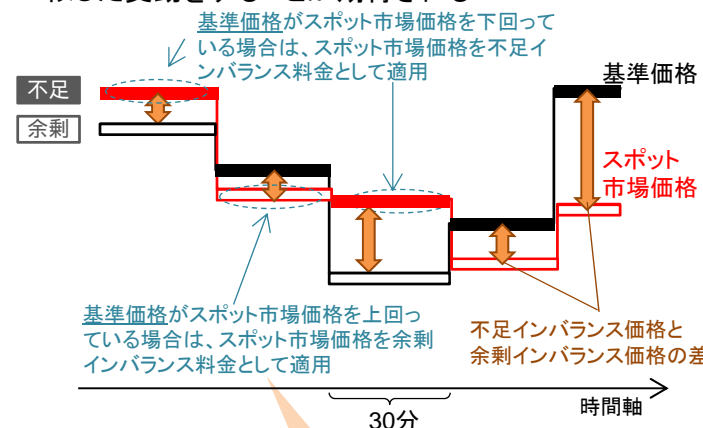


不足時と余剰時で適用されるインバランス料金の差が計画遵守等のインセンティブとなる
更に3%を超えて不足した場合に割高な料金を適用し(余剰の場合は無償での買取となる)供給力確保や計画遵守を促す

課題

- その時々々の需給調整コストが正確には反映されない
- 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

- 30分ごとに変動する「基準価格」を参照(基準価格としては、需給調整用電源の限界費用を参照する方法と、何らかの市場価格を参照する方法が考えられる)
- ただし、スポット市場から調達する方が不足インバランスを出すよりも有利となる設計とすることで、スポット市場を活用し、計画遵守等を行うインセンティブを持たせる(余剰インバランスについても同様)
- 必ずしも需給を正確には反映しないが、実際の需給に類似した変動をすることが期待される

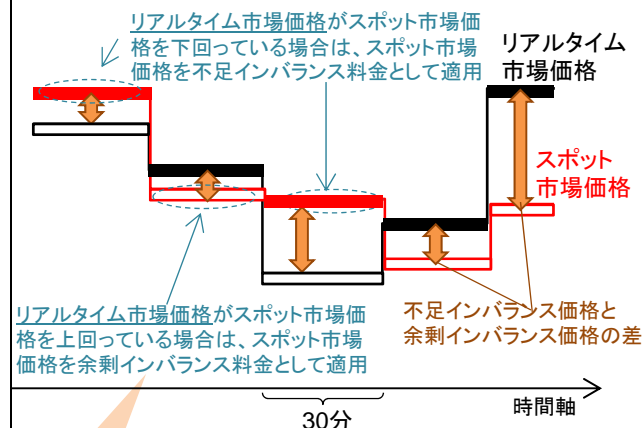


不足と余剰のインバランス価格に差が生じることにより、計画遵守のインセンティブとなる

現行制度にある3%の閾値は廃止を想定。また、実同時同量と計画値同時同量で同一価格とすることを想定。

- 基準価格に需給調整用電源の限界費用を使う場合はその適正性チェックが課題。市場価格を使う場合は、インバランス価格を見越し、自社に有利であればインバランスに依存する行為が生じることが課題。
- 計画遵守等のインセンティブが実際どの程度生じるかは、基準価格とスポット市場の価格動向に左右されるため、過去の実績データ等を用いた精査が必要
- 不足と余剰のインバランス価格の差が大きく開いた場合、大規模なバルシンググループ(BG)の優位性が強まる

- リアルタイム市場で形成した価格を参照(必ずしも発電の限界費用に一致するとは限らない)
- ただし、スポット市場から調達する方が不足インバランスを出すよりも有利となる設計とすることで、スポット市場を活用し、計画遵守等を行うインセンティブを持たせる(余剰インバランスについても同様)



現行制度にある3%の閾値は廃止を想定。また、実同時同量と計画値同時同量で同一価格とすることを想定。

- 需給調整用電源を多数の者が保有し、リアルタイム市場での調達が競争的に行われるようになることが必要
- 計画遵守等のインセンティブが実際どの程度生じるかは、リアルタイム市場の設計と、スポット市場の価格動向に左右されるため、過去の実績データ等を用いた精査が必要
- 不足と余剰のインバランス価格の差が大きく開いた場合、大規模BGの優位性が強まる

(注) 離島やスポット市場が存在しない沖縄のインバランス料金については別途検討が必要。

前ページの「基準価格(又はリアルタイム市場価格)がスポット市場価格を下回っている場合は、スポット市場価格を不足インバランス料金として適用する」という考え方は、第3回WGで例示した下表の方式と同様の考え方。

第3回制度設計WG(平成25年10月)資料4-3より抜粋

- 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 |
|---|-------|--|---|--|
| ①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 |
| ②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) |
| ③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) |
| ④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 |

※印が系統全体の需給改善に資するインバランス

(松村委員)

インバランス料金制度について、私は一つ重要な論点が抜けていると思います。その論点は、インバランス料金によって人為的な規模の経済性をつくらないということです。現状の30分同時同量制度は非常にひどい制度で、人為的な規模の経済性をつくってしまっている。計画値同時同量を入れるのと同時にインバランス料金と、この問題は比較的簡単に解消できるやり方があります。インバランスが出てきたときに、各事業者ごとに不足側と余剰側が仮に同時に出てきたとすると、不足側が払うインバランス料金と余剰側が受け取る料金とを同じにしてやればよい。この結果として、発電所を1基持っているのか、2基持っているのか、3基持っているのか、統合しているのか、別会社がやっているのかということによって、インバランスのペナルティー部分の支払いが変わらない形になり、究極的に中立的な状況になります。こうすると、インバランスを出さないように努力するインセンティブがなくなるのではないかということに関しては、基準となる価格に比べて系統全体が不足しているときには、一定のペナルティーを払うとすればよい。例えば、基準料金がキロワットアワー当たり10円だとすると系統全体が不足しているときには支払金額はキロワットアワー当たり11円になります。でも、系統全体が余剰側になっているときには、基準価格が10円だとすると、余剰を出したほうの罰則ということで、9円の価格でしか売れなくて、受け取っているほうも9円で支払えばいいという形にすればよい。この制度にすればインバランス料金に伴う人為的な規模の経済性は完全になくなると思います。

(寺島委員)

インバランスの計量を第2段階においてもしっかりやっていくこと、それが、第2段階の次に来る第3段階での法的分離後の「第一種送配電事業者の電源調達、調整力の調達」にも円滑に進んでいくのではないかと考えています。

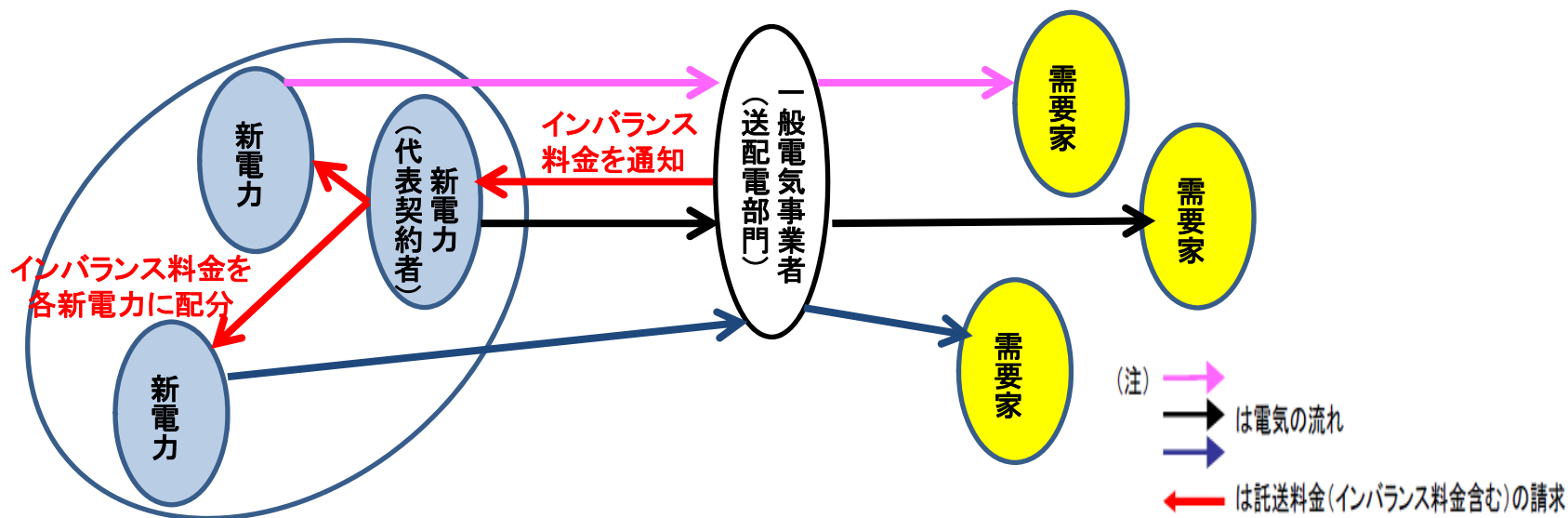
2点目は、市場設計とインバランス制度の関係です。計画値同時同量制度の導入については、システム改革の専門委員会の報告書にもありますとおり、全ての事業者にとって対等な関係を構築するということが趣旨であろうかと思ひまして、その「対等」という意味では、まさに「インバランスの計量方法」と「料金面」での「対等」ではないかと考えております。発電事業者への計量という意味では、この計画値同時同量制度を導入することによって、事業規模の大小等々にかかわらず、全ての発電事業者にとって、発電トラブル等の同様の現象が等しく計量されていくことにならうかと思っています。

(遠藤委員)

インバランス精算の方式の案について、資料には市場価格連動の方式あるいは需給調整コストベースの方式が記載されております。私もかねてより主張しておりますのは、電力会社が需給調整に要するコストを開示して、インバランス料金は透明化すべきであるということです。しかしながら、30分同時同量のための需給調整コストを切り分けて算出することは技術的に難しいと言われてきたことから、近似的な方法として市場連動型の案が出てきたのだと思っています。需給調整コストそのものに関しても、近似的に求める方法はあると思っており、現に海外では、需給シミュレーターを使って系統の運用コストを求めたり、規制当局がコスト検証を行ったりしている例も聞いています。要望ですが、今回の検討の中で、シミュレーションツールを活用した定量評価を行っていただきたいと思います。過去の実績データを用いて需給調整コストを算定するとともに、ここに提案されている方法との乖離あるいは相関性のようなことを定量的に評価できるのではないかと思っております。

- 現行制度におけるバランスグループ(代表契約者制度)とは、複数の新電力と一般電気事業者が一つの託送供給契約を結び、新電力間で代表契約者を選定する仕組みのことであり、小売の部分自由化開始時に導入。グループを形成する新電力全体で同時同量を達成することとなり、グループ規模が大きくなるほどインバランスが生ずるリスクを低減できる。
- 平成20年には、同制度の充実を図ることで新電力のインバランス料金負担を軽減するという観点から、託送料金の精算事務を第三者に委託する制度改善が提言され、これを受けた一般電気事業者は、第三者への委託が託送供給約款上可能であることを新電力に周知。

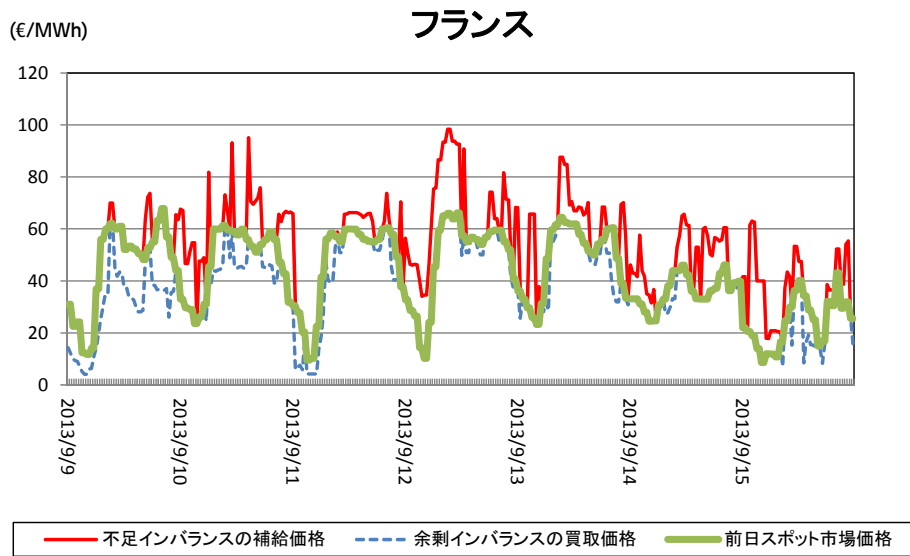
【現行のバランスグループ(代表契約者制度)のイメージ】



インバランス料金の通知や、料金の精算事務を第三者が代行することが可能。

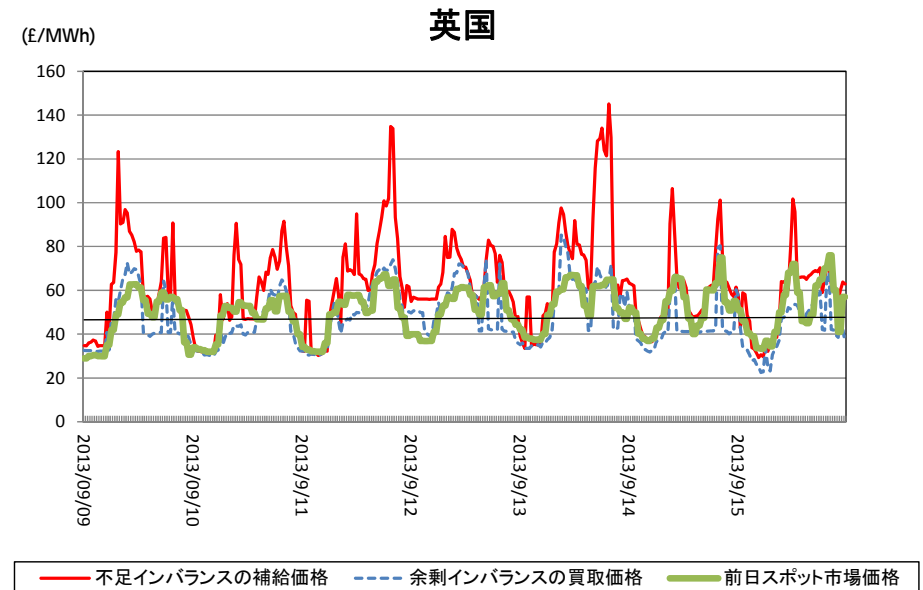
- リアルタイム市場の価格をインバランス料金に使用している海外諸国について、インバランス料金と前日スポット市場価格の関係を見ると以下の通り。
- フランスでは、前日スポット市場価格をインバランス価格の下限・上限として使用しているため()、不足インバランスの精算価格は常にスポット市場価格を上回る。
フランスでは、系統運用者が不足を補う場合は、前日スポット市場価格が不足インバランス料金の下限となり、余剰を買う場合は前日スポット市場価格が余剰インバランス料金の上限となる。
(備考)英国でも同様の考えに基づき、3日前～当日の市場価格の加重平均値を上限・下限として使用している。

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 |

- 不足インバランス価格を余剰インバランス価格よりも割高に設定することにより、供給力確保や計画遵守を行うインセンティブを与え、インバランスの発生を抑制する実効性の高い制度設計が可能。
- ただし、特に発電側においては、大きなBGは多様な電源を活用してインバランス量を抑制する電源運用がしやすいと想定され(次ページ参照)、インセンティブの強い料金設定とした場合には、BGの規模による有利・不利の差が生じる。

| | 【方式】 不足インバランス価格を余剰インバランス価格よりも割高に設定する方式 | 【方式】 不足と余剰のインバランス価格を同一にする方式 | 【方式】(注) 不足と余剰では常に価格を同一としつつ、系統の需給状況に応じて割高な価格と割安な価格を使い分ける方法 |
|--------------------|--|---|--|
| 供給力確保や計画遵守のインセンティブ | <ul style="list-style-type: none"> □ 不足インバランス価格と余剰インバランス価格の差を設けることで、供給力確保や計画遵守を行うインセンティブを付与できる □ フランスや英国など海外で広く採用されており、供給力確保や計画遵守を促す実効性が高い | <ul style="list-style-type: none"> ■ 供給力確保や計画遵守を行うインセンティブが弱い | <ul style="list-style-type: none"> □ 系統の需給状況に応じて割高な価格と割安な価格を使い分けることで、計画遵守等のインセンティブを一定程度付与できる可能性がある ■ 系統全体の需給状況を予測して系統利用者が行動しようとするため、インバランスがどれだけ発生する結果になるか不確実性がある ■ 系統全体の需給状況は基準価格等に既に反映されているため、そこから更に一定程度割高/割安な価格を設定したとしても、大きなインセンティブは期待できない可能性がある □ どちらの価格が適用されるかが事前に分からないため、精算価格を見越して自社に有利な場合はインバランスに依存するという行為が生じにくい |
| BGの規模による有利・不利 | <ul style="list-style-type: none"> ■ インセンティブの強い料金設定とした場合、規模の経済性が働くため、大規模BGに有利。また、インバランス量をネッティングする結果、合計インバランス量が同じであってもBGの規模による有利・不利が生じる。 | <ul style="list-style-type: none"> □ BGの規模による有利・不利が生じにくい | <ul style="list-style-type: none"> ■ インセンティブを強く持たせる料金設定とした場合、規模の経済性が働くため、大規模BGに有利となる。ただし、インバランス量のネッティングに関してはBGの規模の差による有利・不利が生じない点では方式①よりもBGの規模による差は小さい。 |

(注)リアルタイム市場の創設までの間においては、「系統全体の需給状況」をどのように決定するかが課題。

- BGの規模の大小は、インバランスの発生量に対し以下のような効果を及ぼすため、(インバランス料金の設定に関わらず)大きなBGの方がインバランス発生量は小さくなる。

需要側インバランスについても同様の効果があるが、説明の便宜上以下すべて発電側についてのみ記述。

【効果】複数の発電機がバランスグループ(BG)を組むと、発電機の出力のばらつきが「ならされる」という自然な「規模の経済」が働くため、BGの規模が大きい方が、発電機1基当たりの平均的なインバランス量は少なくなる。

【効果】更に、ゲートクローズ後に、出力不足の発電機の不足分を他の発電機の焼き増しで補う運用を行うこととした場合、多様な電源を活用できる大きなBGは更にインバランス量を減らすことが可能。

- 加えて、インバランス料金の算定方式によっては、大きなBGの方が料金負担が小さくなる以下のような効果が生じる。

【効果】不足と余剰でインバランス料金を変えた場合には、インバランス発生量をネッティングした上で料金単価を掛けるため、大きなBGの方が容量当たりのインバランス料金の支払額が少なくなる。(詳細は21～22ページ参照)

- 小売事業者による供給力確保や計画遵守を促すインセンティブを持たせインバランスの発生を抑制するインバランス制度としていく上では、このようなBGの規模によるインバランス料金負担の有利・不利は、程度の差はあるものの、不可避免的に発生。

- 安定供給確保の観点からは、インバランスの発生を抑制することや、系統運用者が確保しなければならない調整量を減らすことに一定の意義が見いだせる。そのため、BGの規模の差により生じるインバランス料金の有利・不利を、適正な競争や新規参入の促進という観点で許容できる範囲に留めながら、供給力確保や計画遵守を促すインセンティブを持たせた料金設定とすることが適当ではないか。

- 今後の具体的設計に当たっては、安定供給確保の観点と、適正な競争や新規参入の促進という観点の双方を考慮した上で、託送料金の一環として適正性が強く求められることも踏まえたインバランス料金算定方式の検討が必要。

(参考) バランシンググループの自然な「規模の経済」によるインバランス発生量への影響⁹

- 複数の発電機がバランシンググループ(BG)を組むと、発電機の出力のばらつきが「ならされる」という自然な「規模の経済」が働くため、BGの規模が大きい方が、発電機1基当たりの平均的なインバランス量は少なくなる。(前ページの【効果①】)
- この効果について、モデル的な試算を行った結果は以下の通り。

(参考) バランシンググループの規模とインバランス量の関係についての試算(【効果①】について)

<具体例>

- ・ 系統全体で100基の発電機が、1基当たりの発電量の平均値100、標準偏差5の正規分布に従って出力のばらつきが生じると仮定
- ・ 発電機100基が、以下の7ケースの単位でBGを組むと仮定
 - ①1基ずつ×100個のBG
 - ②2基ずつ×50個のBG
 - ③5基ずつ×20個のBG
 - ④10基ずつ×10個のBG
 - ⑤20基ずつ×5個のBG
 - ⑥50基ずつ×2個のBG
 - ⑦100基全体で1個のBG
- ・ 各発電機の出力が乱数正規分布に従うとし、100回試行した平均値を求めた。

| | BGを組む単位 | | | | | | |
|--------------------|---------|------|------|-------|-------|-------|--------|
| | 1基ずつ | 2基ずつ | 5基ずつ | 10基ずつ | 20基ずつ | 50基ずつ | 100基全体 |
| 1基当たりの平均的なインバランスの量 | 4.05 | 2.84 | 0.82 | 0.41 | 0.40 | 0.40 | 0.40 |

BG当たりの発電機数が多い方が、平均的なインバランス量は小さい(【効果①】)

- 前ページのとおり、複数の発電機でBGを組むことは、各発電事業者にとって計画遵守がしやすくなり、ひいては発電事業者が支払うインバランス料金の減少につながる効果がある。また、ゲートクローズ後にBG内で調整を行った場合は、系統運用者が確保する必要のある調整力を減らす効果もある。
- 他方、BGの規模に起因する有利・不利の差が生じるというデメリットも存在。

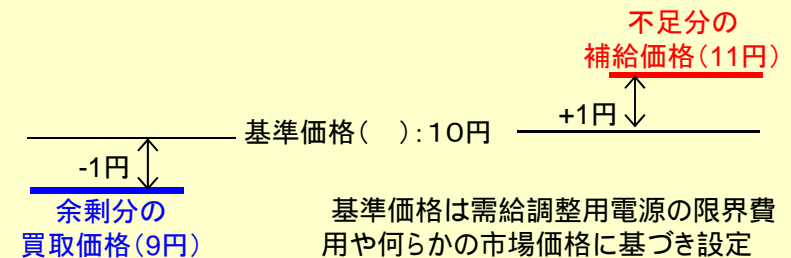
| | | インバランス制度の設計において目指すべき諸観点との関係 | | |
|--------------|---|--|--|---------------------------------|
| | | 【観点①】 各発電事業者に計画遵守のインセンティブを与える | 【観点②】 系統運用者が確保する必要のある量を抑制する | 【観点③】 小規模なBGに過度に不利とならない制度とする |
| 事業者にとってのメリット | 【効果①】 複数の発電機の出力のばらつきがならされることによる効果(自然な「規模の経済性」) | 大きなBGを組むことで計画遵守がしやすくなる | 無関係 (系統全体で生じるインバランス量は変わらない) | インバランス発生量の減る大規模BGが有利 |
| | 【効果②】 ゲートクローズ後の発電トラブル時に他の電源で焚き増しを行うことでインバランス量を減らすことが可能 | 大きなBGはゲートクローズ後の電源間の調整がしやすいため、計画遵守がしやすくなる | 系統運用者が確保する必要のある調整力は少なくなる (ただし、系統運用者と小売事業者のどちらが確保するかの違いだけであり、全体で必要な調整力には大きな影響は無い可能性) | インバランス発生量の減る大規模BGが有利 |
| | 【効果③】 インバランス量のネッティングにより大きなBGの方がインバランス料金の支払い額が少なくなる効果(18、19頁参照) | 無関係 | 無関係 (系統全体で生じるインバランス量は変わらない) | インバランス料金負担の減る大規模BGが有利 |

- インバランス精算の際の価格について、発電量不足の時の価格を発電量余剰の際の価格よりも割高に設定することにより、不足インバランス、余剰インバランスの双方を減らす制度とすることが可能(17頁の【方式①】)。
- このように不足と余剰でインバランス単価に差を設けると、バランシンググループ(BG)を組んでいる場合は(下表のパターン1)、不足量と余剰量を相殺した上で精算単価を乗じることとなるため(ネッティング)、BGを組んでいない場合(パターン2)と比較して、全く同じ発電所の運用を行ったとしても、インバランス料金の支払額が割安になるという効果がある。(17頁の【効果③】)

<方式①の具体例>

- 1) 事故により、発電機Aの実績が計画を下回り、その一部を発電機Bが焚き増して補う状況を想定。計画値、実績値、インバランス量は右表のとおり仮定。
- 2) この場合に、発電機2基で1つのBGを組んでいる場合(パターン1)と、BGを組んでいない場合(パターン2)でトータルのインバランス料金にどのような差が生じるかを比較(結果が下表)。
- 3) インバランス価格を基準価格(10円と仮定)から±1円の水準に仮定。したがって、不足インバランスの補給については11円、余剰インバランスの買取については9円と仮定。

| | 計画発電量 | 実績発電量 | インバランス量 |
|------|-------|-------|---------|
| 発電機A | 100 | 50 | -50(不足) |
| 発電機B | 100 | 120 | +20(余剰) |



BGを組んでいる方がトータルのインバランス料金が割安になる

| | トータルのインバランス料金 | |
|--|-------------------------------------|---|
| | パターン1 (BGを組んでいる) | パターン2 (BGを組んでいない) |
| 【方式①】不足と余剰で異なる価格を適用する場合 (単価)不足:11円、余剰:9円 | -330円 算式: $(-50+20) \times 11$ 円 | -370円 (-550円と180円) 算式: -50×11 円 + 20×9 円 |
| 【参考】常に同一の価格を適用する場合 (単価)不足:10円、余剰:10円 | -300円 算式: $(-50+20) \times 10$ 円 | -300円 算式: -50×10 円 + 20×10 円 |

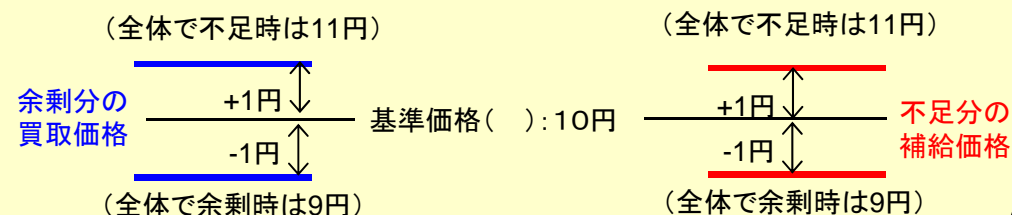
(参考)ネッティングの効果(不足と余剰で同一価格としつつ需給状況を考慮する「方式③」の場合)²²

- 不足と余剰で常にインバランス価格は同一としつつ、系統の需給状況に応じて価格を使い分ける方法(16頁の方式③)を用いた場合、インバランス料金はBGを組んでいるかどうかに関わらず【効果③】は生じない。
- この場合においても、系統の需給状況に応じて単価を使い分けることで、系統利用者に計画の遵守を促し、需給逼迫時に発電不足に陥ることを避けるインセンティブを与えることが可能。

<方式③の具体例>

- 1) 発電の計画・実績については、前ページと同様の想定(右表のとおり)。
- 2) 両パターンでのBGの組み方についても、前ページと同様の想定。(結果は下表)
- 3) インバランス価格の設定については、全体需給が不足している場合は11円とし、発電不足を避けるインセンティブとする(逆に全体需給が余剰の時は9円とし、余剰インバランスが出にくくなるインセンティブとする)。

| | 計画発電量 | 実績発電量 | インバランス量 |
|------|-------|-------|---------|
| 発電機A | 100 | 50 | -50(不足) |
| 発電機B | 100 | 120 | +20(余剰) |



基準価格は需給調整用電源の限界費用や何らかの市場価格に基づき設定

BGを組んでいるかどうかに関わらず、トータルのインバランス料金は同一

| | | トータルのインバランス料金 | |
|--|-----------------------------------|---|---|
| | | パターン1 (BGを組んでいる) | パターン2 (BGを組んでいない) |
| 【方式③】不足と余剰では常に価格を同一としつつ、系統の需給状況に応じて割高な価格と割安な価格を使い分ける方法 | 全体需給が不足時 (単価)不足:11円、 余剰:11円 | -330円 算式: $(-50+20) \times 11\text{円}$ | -330円 算式: $-50 \times 11\text{円} + 20 \times 11\text{円}$ |
| | 全体需給が余剰時 (単価)不足:9円、 余剰:9円 | -270円 算式: $(-50+20) \times 9\text{円}$ | -270円 算式: $-50 \times 9\text{円} + 20 \times 9\text{円}$ |

全体需給が不足時に発電不足を避けるインセンティブを与える

- 第2段階においてはリアルタイム市場が創設されていないため、30分ごとに変動する「基準価格」として何の価格を参照するかが論点。
- 基準価格としては、需給調整用電源の限界費用を用いる方法と、1時間前市場価格など何らかの市場価格を使う方法の両者が考えられるが、それぞれ課題が存在。

| | 需給調整用電源の限界費用を「基準価格」に用いる方式 | 1時間前市場価格など何らかの市場価格を「基準価格」に用いる方式 |
|------|--|--|
| メリット | <ul style="list-style-type: none"> □ 実際の需給調整コストを反映している □ 市場で相場操縦などの不正行為が行われたとしても、インバランス価格への影響が少ない(注) | <ul style="list-style-type: none"> □ 市場の厚みが十分あれば、インバランス価格の水準について市場参加者の納得感が得やすい |
| 課題 | <ul style="list-style-type: none"> ■ 30分ごとに算出した需給調整用電源の限界費用の適正性について厳格なチェックが必要 ■ 一般電気事業者の発電・小売部門は限界費用を知り得るため、情報遮断が可能か ■ 限界費用とスポット市場価格の関係がどのようになるのかが、スポット市場の市場参加者の取引行動に大きく左右される | <ul style="list-style-type: none"> ■ 市場の厚みが十分なものであることが前提 ■ インバランス価格を見越した上で、自社にとって有利である場合にはインバランスに依存するという行為が生じ得る ■ インバランス価格の適切性を保つためには、「基準価格」に用いられる市場の監視をしっかりと行う必要がある ■ 今後創設されるザラバの1時間前市場でどのような取引行動が行われ、こういった価格が形成されるのかが現時点では予見しにくい |

(注) 12ページにあるとおり、基準価格がスポット市場価格を下回っている際にスポット市場価格を不足インバランス料金として適用することとした場合には、その部分については市場の影響を受けることとなる。

(1) BGの規模による有利・不利について

- ◆ BGの規模が大きいと、多様な電源を活用した電源運用を行うことができるため、インバランスを減らすことが可能。それにより、系統運用者にとっては自らが調整しなければならない量が減るといった効果がもたらされる。
- ◆ 他方、市場価格への連動などにより計画遵守のインセンティブを強く持たせる料金設定とした場合、大規模BGに有利な制度となる可能性がある。自由化により事業者間連携が進むことも考えられるが、それでもなおこうしたBGの規模に起因する有利・不利の差が大きく()、何らかの追加的対応が必要な場合には、例えば以下のような方策が考えられる。

()特に、ゲートクローズ後の電源の差し替えが行われる発電側で生じる

- ① 小規模BGについてはインバランス料金の単価を負担感が小さいものとする(この場合、計画遵守のインセンティブが弱くなることが課題)
 - ② 小規模BGについてはインバランス量を複数期間で通算できる仕組みとする(複数の30分コマのインバランス量を合計した上で精算単価を掛けてインバランス料金を算出する)(この場合、本来なら30分単位で求められるはずの計画遵守の意味合いが弱まることが課題)
 - ③ BGの規模を一定規模以下に制限する(例:一事業者が多数の発電機を持つ場合はそれらの発電所をインバランス制度上は複数のBGにバーチャルに分割する)(この場合、閾値を超えて発電事業の規模を拡大することを妨げる可能性があることが課題)
- ◆ なお、大きなBGに加わることでインバランス費用の低減が可能となることを鑑みると、BGへの参加承諾やBG内での費用精算をめぐる大規模事業者が優越的地位に立つことも考えられる。そのため、市場監視等により、事業者間の取引の適切性確保を図ることも重要。

(2) 一般電気事業者の発電側インバランスの扱い

法的分離実施までの間の課題(第2段階に特有の検討事項)

- ◆ 計画値同時同量導入後に、一般電気事業者の発電側インバランスをどのように特定するかが引き続き検討課題とされている。
- ◆ 発電側インバランスの特定方法については、例えば以下のような方法が考えられるが、実際に特定するための具体策を検討するとともに、「特定の者に不当な差別的取扱いをしない」という託送制度の原則に即したものであることの検証が必要ではないか。
 - ① 全国融通発電分のみを発電側インバランスとする
全国融通は系統運用者としての行為であるため、発電部門としての経済取引ではない。
 - ② 実需給1時間前のゲートクローズ後の電源の持ち替えはすべて系統運用者の行為とみなし、ゲートクローズ後に計画より発電出力が低下した分をすべて発電側インバランスとする
一般電気事業者の発電部門のみ持ち替えを認めないことは、逆に新規参入者とのイコールフットイングを損なう
 - ③ 経済負荷配分制御(ELD)の一部を発電側の行為とみなし、負荷周波数制御(LFC)は系統運用者の行為とみなした上で、前者を発電側インバランスとする
- ◆ 加えて、「特定の者に不当な差別的取扱いをしない」という託送制度の原則に鑑みると、計画値や実績値の把握については、第2段階の時点で実施可能なものは一般電気事業者についても第2段階から実施することが適当。そのため、発電所別の発電計画の提出や、発電所における発電実績の計量などについて、実態を把握し、検討を進めていくことが必要。

(参考) 電力システム改革専門委員会報告書における記述

5. 計画値同時同量の導入

(略) 一般電気事業者は周波数調整と自社の需給調整を区分けして管理していないのが現状であり、エリアの周波数調整と自社の発電販売部門の同時同量のシステムを分離することが制度上措置されるまでの間は、発電側インバランスを測定することは困難であるため、当面の措置として、例えば、電源トラブル等に伴う全国融通受電量を一般電気事業者の発電側インバランスとみなす方法も考えられる。具体策については、他の適切な方法が無いが、制度実施までの間に引き続き検討を行う。

(3) 法的分離後の同時同量制度の在り方

- ◆ 新電力については、現在既に実同時同量に対応したシステム投資等を行っていることを踏まえ、実同時同量と計画値同時同量の選択制としているが、制度の一本化を図るため、法的分離の実施(5～7年後目途)以降においては、計画値同時同量に統一することとしてはどうか。

(参考) 電力システム改革専門委員会報告書における記述

5. 計画値同時同量の導入

(略) 競争市場においては両者の対等な関係(イコールフットィング)が求められるため(脚注)、一般電気事業者のインバランスを計画値と実績値の差異として算定できるよう、一般電気事業者に計画値同時同量制度を適用することが適当である。他方、新電力については現在既に30分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、30分実同時同量と計画値同時同量のいずれかを選択することを認める制度とすることが適当である。

(脚注) 送配電部門の一層の中立化を行うことにより、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する。

(4) 発電所における30分計量の実施

- ◆ 現在一般電気事業者に供給している発電所は30分計量計を持たない場合が多いが、そのままでは発電側インバランスの測定が困難。そのため、発電所への30分計量計の導入について検討を進めていくことが必要。

需要側については、総需要から新電力の需要(30分毎の計量が可能)を控除することで一般電気事業者の需要量を算出することを想定している。