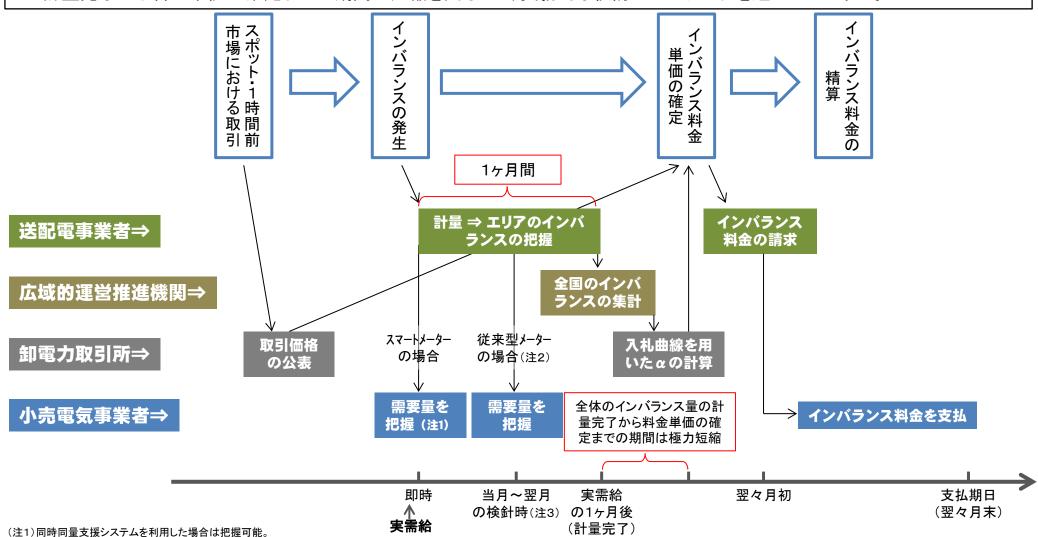
第10回 制度設計ワーキンググループ 事務局提出資料 ~同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計について~

平成26年11月27日(木)

1. インバランスの精算に関する論点について

インバランス精算に関する業務フロー

- 新制度では、インバランス料金の算定式において全国大での系統全体のインバランスの発生量の値を用いるため、現地検針が必要な需要場所なども含め全体のインバランス発生量が計量されるには最大1ヶ月を要する。
- そのため、全体のインバランス発生量に基づくインバランス料金単価が正式に確定するまでには1ヶ月強の期間を要するが、計量完了から料金単価の確定までの期間の短縮を図るべく、実務的な検討やシステム化を進めてはどうか。

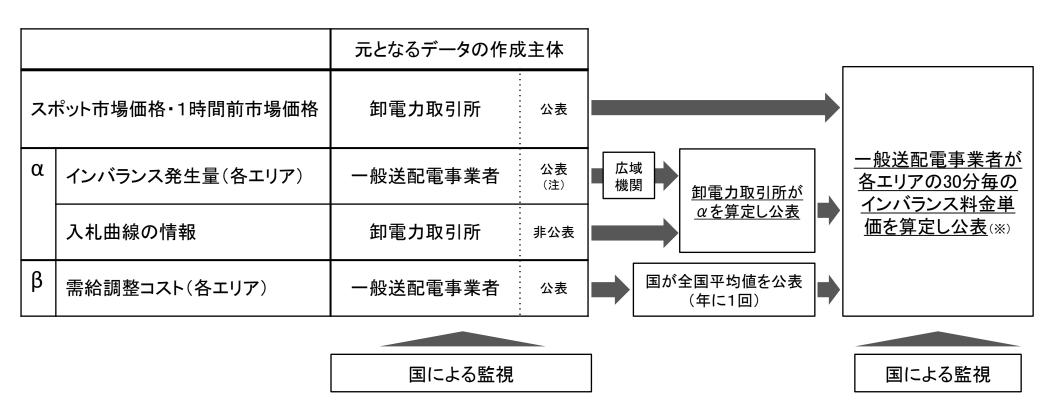


(注2)スマートメーターが設置されているものの通信環境が整っておらず現地検針が必要な場合を含む。

⁽注3)従来型メーターの場合、検針日にそれまでの1ヶ月間分の使用電力量が判明(この値を用いてプロファイリングを実施)。

インバランス料金単価の算定・公表主体について

- インバランス料金単価の算定に当たっては、各エリアの一般送配電事業者が作成するインバランス発生量のデータと、卸電力取引所が作成する取引所の入札データが必要となる。
- これらのデータの正確性について一義的な責任を負うのは各データの作成主体であるため、これらの主体が元となるデータを 公表することを原則とし、その上で、公表されたデータを用いて各一般送配電事業者がインバランス料金を算定することが適 当ではないか。
- また、インバランス料金単価の適切性を確認するため、算定の元となるデータや、算定されたインバランス料金については、国が監視することが必要。



2. 発電所のメーターに関する論点について

一般電気事業者の発電所のメーターの同時同量への対応について

- 〇 一般電気事業者が受電している電源は、これまで同時同量制度の対象外であったため、30分値メーターは原則設置されていない(※)。このままでは計画値同時同量の導入に当たって旧一般電気事業者に対して30分同時同量を適用することができず、同時同量遵守や新規参入者とのイコールフッティングの観点から問題となる。
 - ※1時間値メーターや毎月の検針が必要な従来型メーターの場合が多い。
- そのため、小売全面自由化のタイミングで現在の一般電気事業者の電源も含めた計画値同時同量を実現できるよう、下記の基本的な考え方に則った現実的な対応策を講じることとしてはどうか。

基本的な考え方と現実的な対応策

1. 既存のメーターの値を極力活用することによる対応コストの低減

既存のメーターで1時間値やパルスの瞬時値を取れる場合にはその値を活用することで、同時同量への対応に要する費用を削減。また、従来型メーターで月間値しか取れない場合については、特例として計画値によるプロファイリングで対応 (所内消費についても同様)。

2. 新規参入者とのイコールフッティング

一般電気事業者が受電している他社電源が新電力に売り先を変更しようとする場合には、これまで30分値メーターの設置が必要であったが、一般電気事業者が受電する際には上記1.の整理とすることを踏まえ、イコールフッティングの観点から、新電力への売り先変更の場合についても、同様に特例として簡便法(プロファイリング等)を用いることを可能とする。

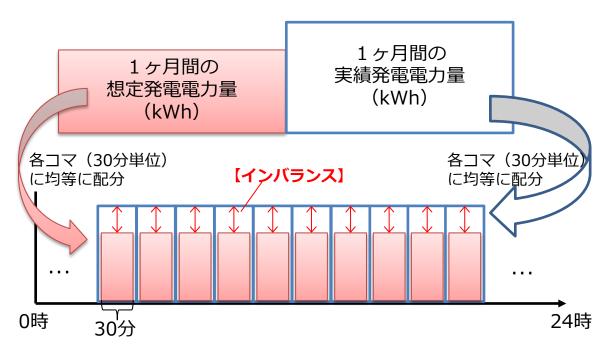
※低圧で接続されている電源については、一般電気事業者と新電力のいずれが受電している場合についても、スマートメーターの設置を進めることで対応することとする(間に合わない場合はプロファイリングで対応)。

3. 将来的に30分値メーターへの置き換えを進める

将来的には、30分値メーターへの置き換えを進めることが必要。他社電源(電発等)についてはメーターの検定期間満了時には30分値メーターに置き換えられるが、一般電気事業者の自社電源についてはその限りでないため、計画的に30分値メーターへの置き換えを進めていく(進捗状況を継続的に確認していくことが必要)。

- 従来型メーターで月間値しか取れない場合(自家発余剰の買取りや、パルス値の取れない流れ込み水力等) については、特例として計画値によるプロファイリングで対応(所内消費についても同様)。
- 〇 プロファイリングの方法としては、需要側と同様に、月間値を「48コマ×30日」で均等に割り付ける方法を採用してはどうか(下図)。
 - ※太陽光等については昼間のみで割り付ける方法を採用。

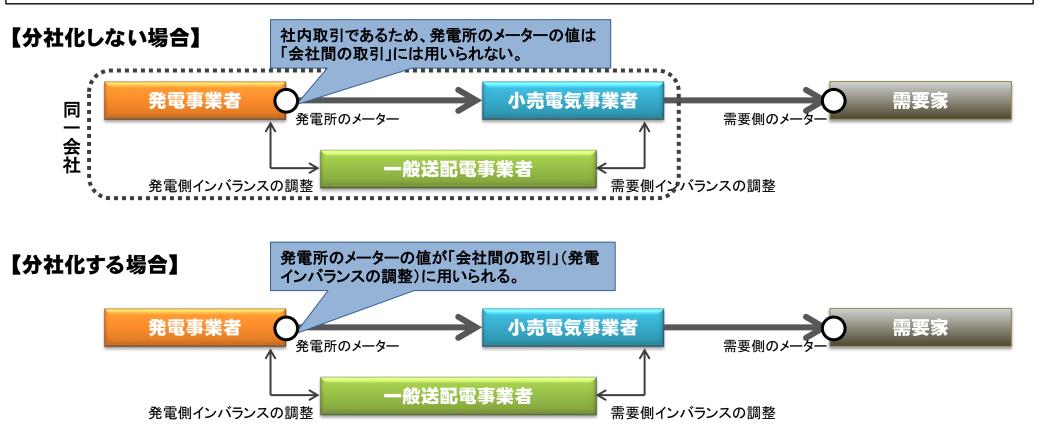
<発電所のメーターで月間値しか取れない場合のプロファイリング>



※実際には、30分メーターが設置されている発電所やパルス値が取れる発電所の分を合計した計画発電量と実績発電量を用いて30分単位でインバランス算定する。

分社化後の発電所のメーターに関する計量法上の取扱いについて

- 〇 現在の一般電気事業者は発電と送配電が一体であるため、発電した電気を送配電網に受け渡す行為は「社内取引」にすぎず、一般電気事業者の発電所に設置されているメーターは計量法に基づく検定を受ける必要が無い。 ※計量法では、社内取引に用いられるメーターについては検定は不要とされている。
- 〇 他方、第2段階での事業類型の見直し後、旧一般電気事業者が分社化を行った場合には「会社間の取引」となるため、特段の措置を講じない限り、発電所のメーターの検定が必要となる。
- 分社化を可能とするという法制度の変更によって、検定済みメーターへの取り替えのための過大な負担が生じることは望ましくないため、分社化を行う旧一般電気事業者の発電所のメーターの検定の必要性について、期間を限って既存のメーターを使用することを許容するなど、何らかの激変緩和措置が必要ではないか。



3. FIT制度と計画値同時同量制度の関係について

第8回WGにおける議論

- ◇第8回WGにおいて、FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を図るための仕組み(以下「特例制度①」という。)について、事務局案を提示したところ、委員より主に以下の御指摘をいただいた。
 - ●一般送配電事業者が計画発電量を設定する具体的な方法
 - ●特例制度において、インバランス精算の単価となる「回避可能費用」の水準
- ◇このほか、特例制度の対象とする電源の範囲、計画発電量を設定するタイミング、具体的な業務フローについて検討することが必要。

委員からの主な御指摘

- ○同資料の計画値同時同量制度を導入する上での課題ということで、24ページに課題1、2、3が記載されておりますけれども、風力発電協会といたしましては、27ページの推奨案が我々としても納得性がありますので、この方向で進めていただきたいと考えております。【祓川オブザーバー】
- ○まさに 5 3の資料の27ページから29ページのところについては、ぜひこの線でお願いしたいというところでございます。当然ながら、この再工ネ電源というのは、多くの方々のご理解を後押しに基づいて進めているということも実感しておりますので、こういう皆様の期待にも応えたいという趣旨もございますので、ぜひこの方向性で進めていただきたいというところを重ねてお願いいたします。【児玉オブザーバー】
- ○今回の事務局の案では、送配電事業者が発電計画量を設定する方向で整理がなされています。エリア全体の自然変動電源をマクロ的に発電予測することについては、これはご提案のような送配電事業者が行って、実際の全体の発電カーブに沿ったような形で精度の高い予測を行っていただくことが、系統全体の需給調整コスト低減をするためにも適切な方法であると思っております。ただし、個々の発電所単位で見ますと、特定供給者、即ち発電事業者が地域特性とか、それから局所的な天気予報、こういったものを考慮して予測する方が、精度が高くなる場合もあると思っておりまして、そのような優れた予測技術を持った特定供給者に対しては、送配電事業者が設定した予測値を補正できるようなことも認めていただけないかということでございます。【遠藤委員】
- ○計画発電量というのを一般電気事業者がつくるということですけれども、これは実際問題としては、かなり精度を高めてつくるのは非常に難しいというふうに思います。自分のエリアでも、雲の動きを多分、日射量に合わせて推計するのだと思いますけれども、特定供給者ごとにやるので、まともにやろうとするとこれは極めて難解な話になって、それをただでやるのは大変ですね、と資料を見ながら思います。この結果を結局インバランスとして受け持たなければいけないので、そこも結構しんどい話かなというふうに、率直な感想として思いました。

課題3への対応というところで、回避可能費用でやると書いてあるんですけれども、実際は調整電源のコストでやっているはずで、その調整電源のコストというのは、さきほどのインバランスのコストのはずなので、そうすると議論の接続からすると、本当はインバランスでのα = 1 のときの価格、βを幾らにするのかわかりませんけれども、それが本来の価格ではないのかなと思います。【大橋委員】

委員からの主な御指摘 (続き)

- ○回避可能費用の考え方というところの中で、これは米印の2つ目なんですが、変動しない成型された電気は、実同時同量制度において小売電気事業者が引き取ることとなる変動する電気と比較して電気価値が高いと、当然、回避可能費用で全部補塡されるわけですから、実質計画値と同じものが小売事業者のほうに来るということは、非常に価値が高いのですが、先ほど大橋委員からもご指摘あったと思うんですけれども、実は成型しているのでなくて、全て送電事業者が調整した結果として出てくるのであるというふうに考えたときに、電気の価値が高いから回避可能費用を考え直すという言葉が出ていますけれども、実は回避可能費用ではなくて、これは託送料金のことではないかなと僕は最初から思っていまして、回避可能費用の見直しではなくて、もう少し国民の負担も考えた、どっちなのかなという議論がないと、この分でもう回避可能費用に全て充てるという考えは、また議論の余地があるのかなというふうに思います。【沖委員】
- ○小売事業者が買い取るときには、事実上、回避可能原価で買い取ってという、こういう状況になるので、電源の価値の高いものを回避可能原価を高くするということをすると、電源としての本当の価値の高いものというのは、高い価格で買わされるということになり、価値の低いものというのは低い価格で買えるということになるので、普通は再生可能エネルギーで電源としての価値が低いものというのはプレミアムが乗りやすいという、こういうものすごく奇妙なことが起こってしまうということで、これもものすごくディストーションになってしまうわけです。そうすると、ではそれを回避するためには、価値の低いものというものの回避可能原価を上げて、価値の高いものの回避可能原価を下げるなんて、どう考えてもそんなばかばかしいことを、これのためにやるというのは、効率的だと思えないということなので、このやり方って一見とてもいいように見えるのですが、新エネの政策まで全体を考えると、相当なゆがみっていうのをもたらしかねないということの懸念があるので、これについては省新部と十分相談をして、もう一回慎重に考えてみる必要があるのではないかと思いました。【松村委員】
- ○系統運用者さんが精度よく予測できることが、系統の調整力の余計なものまでを確保しないようにするためにも、その精度向上予測をしっかりできること。同時にそれを小売事業者さんに適切に計画値を配分できなければ、また小売事業者間の中での問題も出てくるでしょう。それをしっかりやれるようにするためには、やはり小さな再工ネ、屋根の上の太陽光さんとかそういうのは非常に難しいのだろうと思うのですけれども、大きな再生可能エネルギー事業者さんは、やはり系統運用者にその状況を適切に情報提供するなどの協力というか、努力が、この形を進めていくのであれば必要なのではないかと。それからもう一つ同時に感じますのは、この成型された電気を手にする小売事業者さんにとって、その電気を引き取る価格が、今の回避可能費用の水準で本当にいいのかという議論、これが市場の発信する、私は「シグナル」というお話をしましたけれども、そことの関係です。ここについても、もう既に何人かの委員の方がおっしゃられていますので、私は多く語るつもりはないのですが、見直す余地があるのかどうか。もしこういう形でのインバランス制度をFITに適用するのであれば、そこをしっかり議論を深めて、検討を深めていく必要があるのではないか。【寺島委員】

本日御議論いただきたい論点

- ◇第8回WGにおいて事務局案としてお示しした特例制度①は、(1)一般送配電事業者が計画発電量を設定するとともに、(2)一般送配電事業者がインバランスリスクを負う仕組みとしている。
- ◇この場合、小売電気事業者にはインバランスリスクが生じないことから、小売電気事業者がFIT認定電源の計画発電量の精度向上を図るインセンティブが阻害されることとなる。
- ◇他方、委員からも御指摘のあったとおり、FIT認定電源の計画発電量の精度を向上させることは重要。
- ◇FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を図るためには特例制度①が必要ではあるものの、小売電気事業者がFIT認 定電源の計画発電量の精度向上を図ることは系統運用全体にとって望ましいことであることから、このような取組 を阻害しない制度の導入を検討することが必要。
- ◇このため、小売電気事業者がFIT認定電源の計画発電量を設定する仕組み(以下「特例制度②」という。)を検討する。

【前回の論点】

- FIT制度と計画値同時同量制度との整合性を 確保する上での課題の整理
- ●特例制度導入の是非
- ●特例制度を導入するに際しての論点

【今回の論点】

- ●特例制度①の対象とする電源の範囲
- ●特例制度①における一般送配電事業者に よる計画発電量の設定方法
- ●特例制度①における回避可能費用の具体 化について
- ●特例制度①における具体的な業務フロー
- ●小売電気事業者が計画発電量を設定する 仕組み(特例制度②)の導入について

特例制度①の対象とする電源について

- ◇下表のとおり、バイオマス発電については、
 - ①発電量が特定供給者の燃料投入量により決定されること(一般送配電事業者による計画発電量の設定が困難)
 - ②特定供給者自身が計画発電量を設定することが比較的容易であること
 - ③バイオマス混焼の場合、その発電する電気にFIT対象の電気とFIT対象外の電気が混在することから、特例制度①の適用対象外とする考え方もありうる。
- ◇他方、現行の特定契約は、発電量の全量を小売電気事業者が買い取ることを前提とした契約とされており、一般的な計画値同時同量制度を適用した場合には、特定供給者に想定外の不利益が生ずることから、現に特定契約を締結しているバイオマス発電については特例制度①の対象とすることとしてはどうか。
- ◇特例制度①の導入後(小売全面自由化の実施後)、特定契約を締結することとなるバイオマス発電のうち、化石燃料を混焼しているものについては、上記①から③のすべてを満たすことから特例制度①の対象外とすることとしてはどうか。 ※ゴミ発電など化石燃料混焼ではない混焼バイオマスは特例制度①の対象とする。
- ◇なお、特例制度①の対象となる電源であっても、事業者の判断により、特例制度①の適用を受けないことも可能。

電源種	発電量の決定要因	特定供給者による 計画発電量設定	一般送配電事業者に よるエリア単位での 計画発電量設定	再生可能エネルギー比率
太陽光	エリアの天候 ※いわゆる自然変動電源	非常に困難	平滑化効果による 優位性あり	100%
風力	エリアの風況 ※いわゆる自然変動電源	非常に困難	平滑化効果による 優位性あり	100%
地熱	個別サイトの蒸気量 ※いわゆる自然変動電源	比較的容易	優位性なし (設定は可能)	100%
水力	個別サイトの水量 ※いわゆる自然変動電源	比較的容易	優位性なし (設定は可能)	100%
バイオマス	特定供給者の 燃料投入量	比較的容易	優位性なし (設定が困難)	数%~100% ※混焼の場合、FIT対象外の 電気が混在

特例制度①における一般送配電事業者による計画発電量の設定方法

送配電事業者が小売事業者に発電計画値を配分

【想定方法の基本的考え方】

・太陽光、風力:送配電がエリア全体のマクロでの発電計画を想定

・上記以外:再エネ事業者が個別に発電計画を想定

(なお、発電所規模の違いで、想定実施箇所を分けることは考えていない。)

〈太陽光・風力〉

〇一般送配電事業者がマクロの発電計画を想定し、小売電気事業者に配分

(注) なお、気象予報には想定誤差があることに留意が必要

<水力、地熱、バイオマス>

〇再エネ事業者が個別に想定した計画を一般送配電事業者が受領し、小売電気事業者に配分 この際、一般送配電事業者は、過去の発電実績等に基づき、発電計画の適正性を一定程度確認



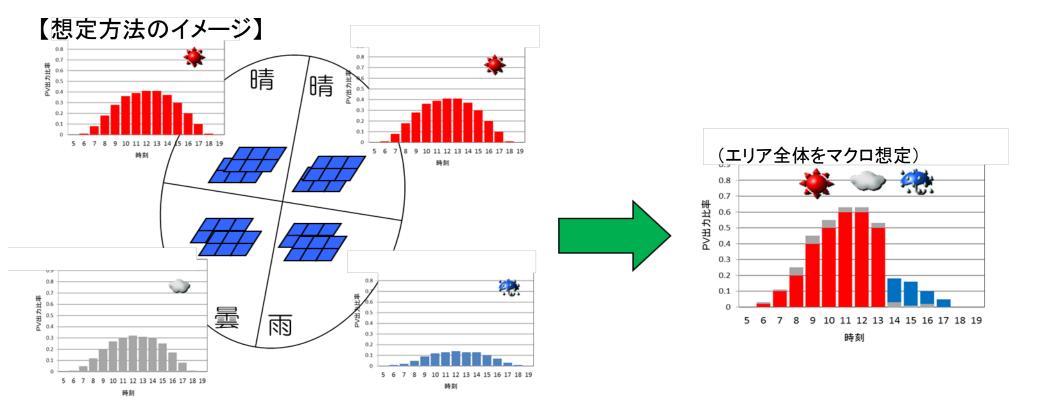
特例制度①における一般送配電事業者による計画発電量の設定方法(太陽光)

出力比率パターンを 当てはめ

②日射量予測 — 地域毎の出力比率 データ を算出 地域毎の出力比率を → 合成し、エリア内のマ クロの出力を算出

②をベースに想定するが、想定の実施時期によっては、①にて想定する場合もある。

地域区分は県別程度を想定



特例制度①における一般送配電事業者による計画発電量の設定方法(風力)

現状ではL5値にて想定しているが、太陽光と同様に、気象予想による想定を行う方向で検討。

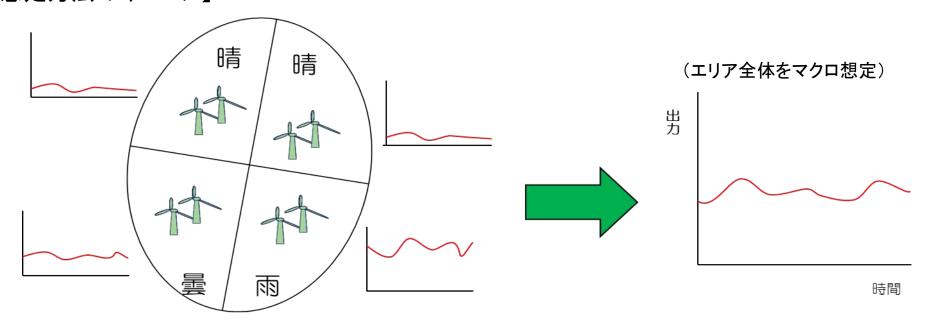
地域毎に天候別の①天気予報出力比率パターンを当てはめ

②風況予測 _____ データ

地域毎の出力比率を算出

地域毎の出力比率を 合成し、エリア内のマ クロの出力を算出

【想定方法のイメージ】



- 個別地点毎の想定は、一般送配電事業者では困難
- ・発電所毎の計画値は、再エネ事業者から受領
- ・この際、一般送配電事業者は、過去の発電実績等に基づき、発電計画の適正性を
- 一定程度確認

【参考】再エネ事業者による想定方法の例

(水力)

- ・発電実績 前年同月・前週・前日・当日の発電実績をベースに、流況予測
- ・流量実績 〉 (流量実績に降雨による出水や減衰傾向を考慮)を行い、所別の
- ・降雨予測 」 出力を想定

(地熱・バイオマス)

・発電実績 ⇒ 前年同月・前週・前日・当日の発電実績をベースに、至近実績の傾向を踏まえ所 別に想定

> 特段の変動傾向が見られない場合は前週・前日実績をそのまま予想値とする。 ※なお、バイオマスは燃料の確保状況などにより、再エネ事業者が出力調整することが 可能であり、発電実績のみでは想定が困難

特例制度①における回避可能費用の具体化について

- ◇特例制度①は、FIT制度と計画値同時同量制度の整合を図るために導入する制度であることから、 (その水準はともかく)回避可能費用によりインバランス精算をすることが適当と考えられる。
- ◇他方、第8回WGにおいて、複数の委員より御指摘をいただいたとおり、計画値同時同量制度においては、小売電気事業者が引き取ることとなる電気が変動のない成形された電気となることから、回避可能費用の考え方を見直すことが必要と考えられる。
- ◇回避可能費用の考え方については、FIT制度全体の検討を行っている「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会」において検討することとする。

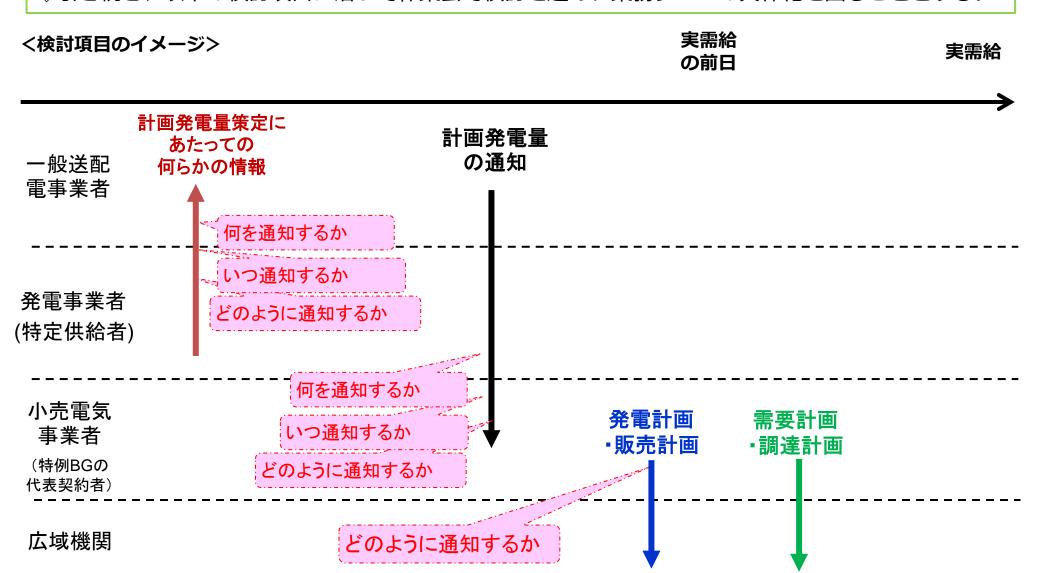
第8回制度設計WG資料5-3P.32より抜粋

論点2:回避可能費用の考え方について

- ※計画値同時同量制度においては、FIT電源を含む全ての電源から発電される電気について、 一般送配電事業者がインバランス調整を行ったうえで小売電気事業者に引き渡されることに なるため、変動のない成型された電気となる
- ※変動しない成型された電気は、実同時同量制度において小売電気事業者が引き取ることとなる変動する電気と比較して電気価値が高いと考えられるが、回避可能費用の考え方を見直す必要はないか

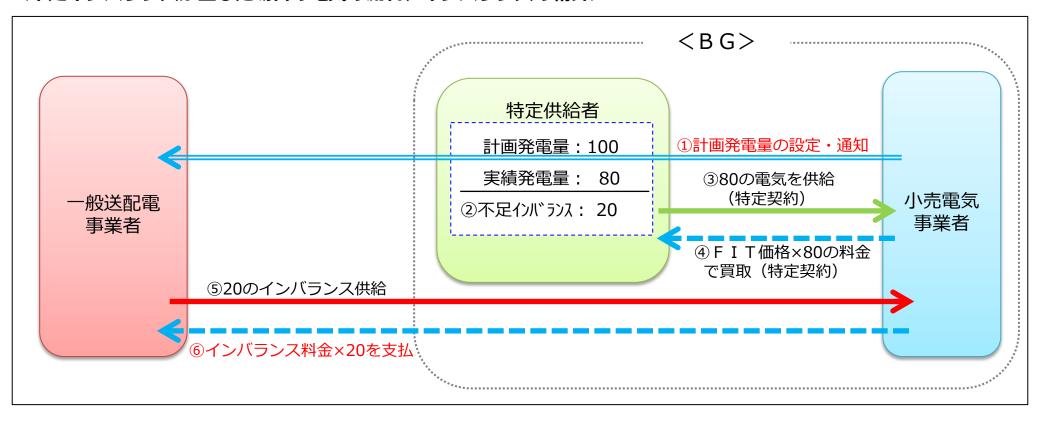
特例制度①における具体的な業務フロー

- ◇特例制度①の具体的な業務フローについては、広域的運営推進機関設立準備組合の下に設置した有 志の作業会の下で、関係事業者間で議論を行っているところ。
- ◇引き続き、以下の検討項目に沿って作業会で検討を進め、業務フローの具体化を図ることとする。



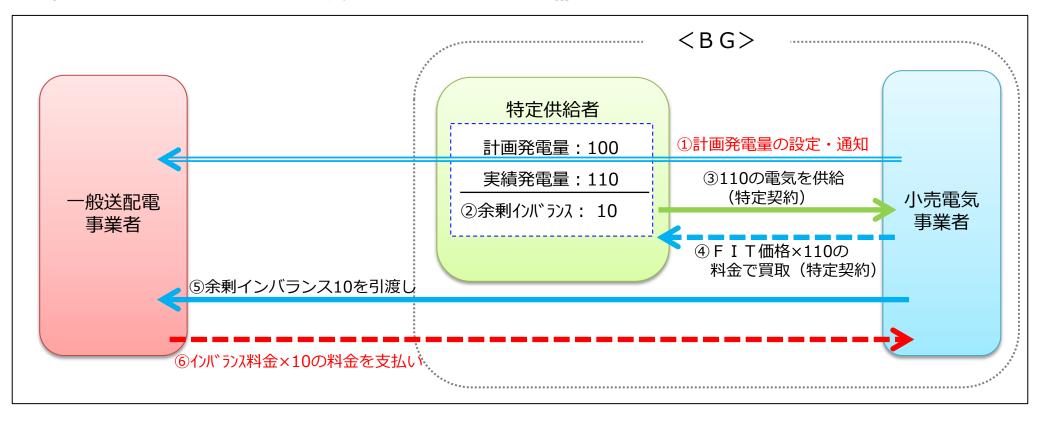
- ◇FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を図ることに加え、小売電気事業者に対してFIT認定電源の計画発電量の精度向上を図るインセンティブを付与するため、以下のような仕組み(特例制度②)を導入してはどうか。
 - ※特例制度②については、特例制度①と異なり、全てのFIT対象電源を適用対象とする。
 - ※特例制度①、特例制度②、通常の計画値同時同量制度のいずれを適用するかは事業者の選択に委ねる。
 - 1. 特定供給者と小売電気事業者が特定契約を締結。
 - 2. 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結する特例制度②のFIT電源をインバランスの精算単位とする特別なバランシンググループ(BG)を設定。
 - 3. BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、特定契約の締結相手である小売電気事業者が設定。
 - 4. 計画発電量と実発電量の差分については、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電 気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算する仕組みとする。具体的には、
 - (1) 不足インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が実発電量を FIT 価格で引き取ったうえで、不足分については通常のインバランス料金により精算。
 - (2) 余剰インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が発電量の全量をFIT価格で引き取ったうえで、 余剰分を一般送配電事業者に引き渡し、一般送配電事業者は小売電気事業者に対して通常のインバランス料 金を支払い。

< 不足インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>



- ◇特定供給者は、結果的に、【実発電量×FIT価格】の収入を得られることとなる。
- ◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を買い取ることとなるが、実績発電量相当分については回避可能費用で、不足インバランス相当分については通常のインバランス料金で買い取ることとなる。
 - ※ F I T価格で買い取った部分については、費用負担調整機関から、【 F I T価格 回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的に回避可能費用で買い取ったこととなる。

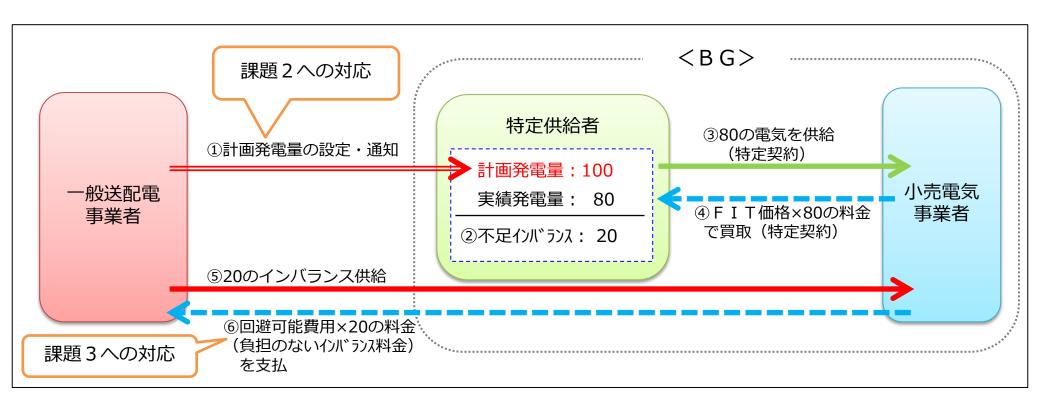
<余剰インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>



- ◇特定供給者は、結果的に、【実発電量×FIT価格】の収入を得られることとなる。
- ◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を買い取ることとなるが、実績発電量相当分については回避可能費用で買取り、そのうち余剰インバランス相当分については、通常のインバランス料金で一般送配電事業者に買い取られることとなる。
 - ※ F I T価格で買い取った部分については、費用負担調整機関から、【 F I T価格 回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的に回避可能費用で買い取ったこととなる。

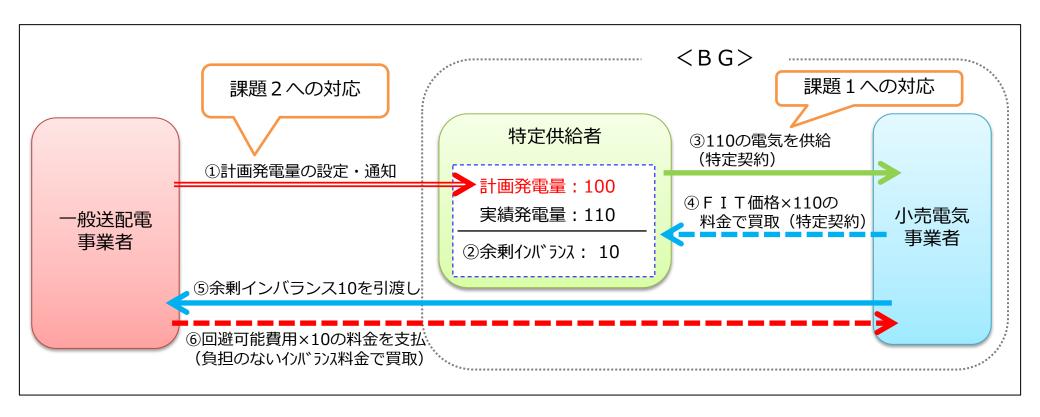
(参考)特例制度①における電気の流れ、インバランスの精算

<不足インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>



- ◇特定供給者は、結果的に、【実発電量×FIT価格】の収入を得られることとなる。
- ◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を回避可能費用で買い取ることとなる。
 - ※ F I T価格で買い取った部分については、費用負担調整機関から、【 F I T価格 回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的に回避可能費用で買い取ったこととなる。

<余剰インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>



- ◇特定供給者は、結果的に、【実発電量×FIT価格】の収入を得られることとなる。
- ◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を回避可能費用で買い取ることとなる。
 - ※余剰インバランス部分については、特定供給者にFIT価格を支払うこととなるが、一般送配電事業者から 【回避可能費用】の収入、費用負担調整機関から【FIT価格 - 回避可能費用】の交付金が交付されるため、 実質的な負担は生じない。

特例制度①と特例制度②の比較

	計画発電量の 設定主体	インバランスリスクを 負う主体	インバランスの 精算単価	計画発電量の精度向上 インセンティブ
特例制度①	一般送配電事業者	一般送配電事業者	FIT制度における 回避可能費用	一般送配電事業者
特例制度②	小売電気事業者	小売電気事業者	通常のインバランス料金	小売電気事業者
通常の計画値 同時同量制度	発電事業者	発電事業者	通常のインバランス料金	発電事業者

特例制度①と特例制度②における回避可能費用の考え方

- ○上表のとおり、特例制度②においては、現行の実同時同量制度における特定規模電気事業者と同様に小売電気事業 者が調達リスクを負うこととなる一方、特例制度①においては一般送配電事業者がインバランスリスクを負うこと となり、小売電気事業者は一切調達リスクを負わないこととなる。
- ○このため、特例制度①の回避可能費用は、特例制度②の回避可能費用と比較して高めに設定されることも一案として考えられるが、特例制度②における回避可能費用の具体化について、FIT制度全体の検討を行っている「総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会」にて検討することとする。

4. 計画値同時同量制度の具体的な業務フローについて

計画値同時同量制度の業務フローについて

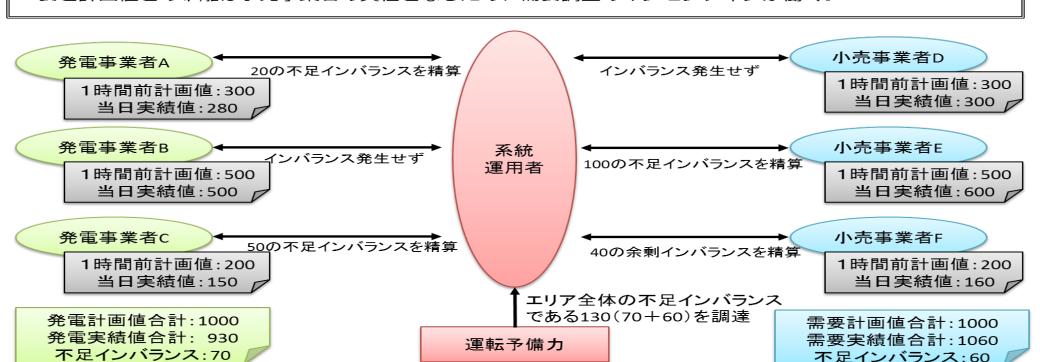
○計画値同時同量制度の基本的な仕組みは以下の通り。これまでの制度設計WG等におけるインバランス制度や小売電気事業者の供給力確保策等の検討を踏まえ、具体的な業務フローについて検討を行う。

論点1:具体的な各計画値の作成方法等の基本的な業務フロー

論点2:計画値同時同量制のタイムスケジュール

※以下 p 26~ p 33は、業務フローの大枠の案を示すものであり、その詳細については、本案をベースに、利便性や業務負担等も勘案し、計画値同時同量制度の導入までに関係事業者を交えて議論・検討を進めることとしてはどうか。

- ○計画値同時同量制度とは、発電・需要の双方が事前に計画発電量・計画需要量(合計は一致する)を系統運用部門に登録し、当該計画値と実発電量・実需要量との差分をインバランス量とするもの。
- ○インバランスは、発電事業者と系統運用者との間、小売事業者と系統運用者との間でそれぞれ精算。
- ○実同時同量制度と異なり、発電側は実需要量に応じて実発電量を調整しないが、系統運用者からの要請等があれば発電側の余力を活用できる(注:発電計画値を上回る余力は発電事業者が活用できる)。一方、実需要と計画値との乖離は小売事業者の責任となるため、需要調整のインセンティブが働く。



【論点1】具体的な各計画値の作成方法等の基本的な業務フロー

○ 計画値同時同量制度を導入した後には、広域機関や送配電事業者は、実需給に至るまでの短期の断面において、各 小売電気事業者や発電事業者等から提供される情報を基に、以下の業務を実施する必要がある。

① インバランスの算定・インバランス料金の精算

各発電バランシンググループ(インバランス精算を行う単位のことをいう。以下「BG」という。)は、発電BGとしての発電計画を、各需要BGは、各需要BGとしての需要計画を作成する (論点1-1)。送配電事業者は、各BGの計画値と実績値の差分を計算し、インバランス精算を行う。

② 小売電気事業者の供給力確保の確認

小売電気事業者が需要に応じた供給力を確保できているかを確認するため、小売側は需要計画及び調達計画を、発電側は発電計画及び販売計画を提出する(①の発電計画・需要計画と整合的である必要はあるが、必ずしも同一である必要はない。詳細は論点1-2、1-3)。広域機関や送配電事業者は、それぞれの計画間の整合性を確認することで、小売電気事業者の供給力確保を確認する。

③ 需給バランスの確認

広域機関及び送配電事業者は、小売側の調達計画と発電側の発電計画上の供給余力の合計と、広域機関及び送配電 事業者として作成する需要予測値を比較し、全国及びエリアの需給バランスの確認を行う。

④ 系統の潮流状況の確認

発電事業者等は、送配電事業者がエリアの系統の潮流を管理する上で必要となる、一定規模以上の電源等について、 発電場所毎の発電計画値を提出する(発電側の発電計画に追記して提出することを想定)。

○ 上記業務の適切な実施のため、系統利用者の計画の作成・提出方法に関して、下記論点の整理が必要。

<u>論点1-1</u> BG計画値の設定方法について

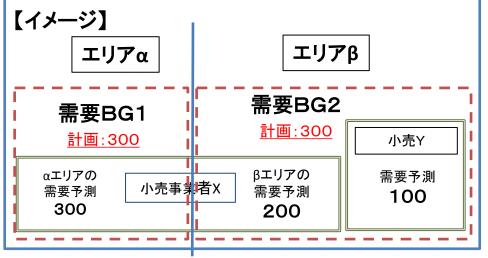
- <u>論点1-2</u> 供給力確保の観点から、小売側が作成する 需要計画・調達計画の作成主体・作成方法
- <u>論点1-3</u> 供給力確保の観点から、発電側が作成する 発電計画・販売計画の作成主体・作成方法

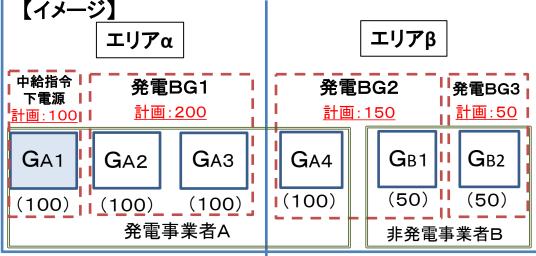
【論点1-1】BGの計画値の設定方法について

需要 B G計画の設定方法

発電 B G計画の設定方法

- ○需要 B G は小売電気事業者(エリア毎)単位で構成することとし、複数の小売電気事業者で需要 B Gを形成することも可能とする。
- ○BGは、インバランス料金が各エリア毎に異なること等に鑑み、各エリア毎に形成することとする。
- ○各需要BGは、BG単位での需要計画を作成する。 送配電事業者は、当該需要計画と、その需要BG に属する各小売電気事業者の需要実績の合計値と の差分を需要側インバランスと認識する。
- ○発電BGは、電源群で構成することとし、<u>一つの事業者が複数の発電BGに所属することも可能</u>とする(一電源が複数のBGに属することも可能)。
- ○BGは、需要側と同様、各エリア毎に形成することとする。
- ○各発電BGは、BG単位での発電計画を作成する。送配電 事業者は、当該発電計画と、その発電BGに属する各電源 の発電実績の合計値との差分を発電側インバランスと認識 する。
- ○また、中給指令下の電源(第8回WG資料5-3P18を参照)については、単独でBG(発電トラブル時は電源単位でインバランス算定)となるため、各電源毎に発電計画を作成する。





【論点1-2】供給力確保の観点から、小売側が作成する 需要計画・調達計画の作成主体・作成方法

○供給力確保の観点から提出を求める、小売側の需要計画や調達計画については、以下のように整理することとしてはど うか

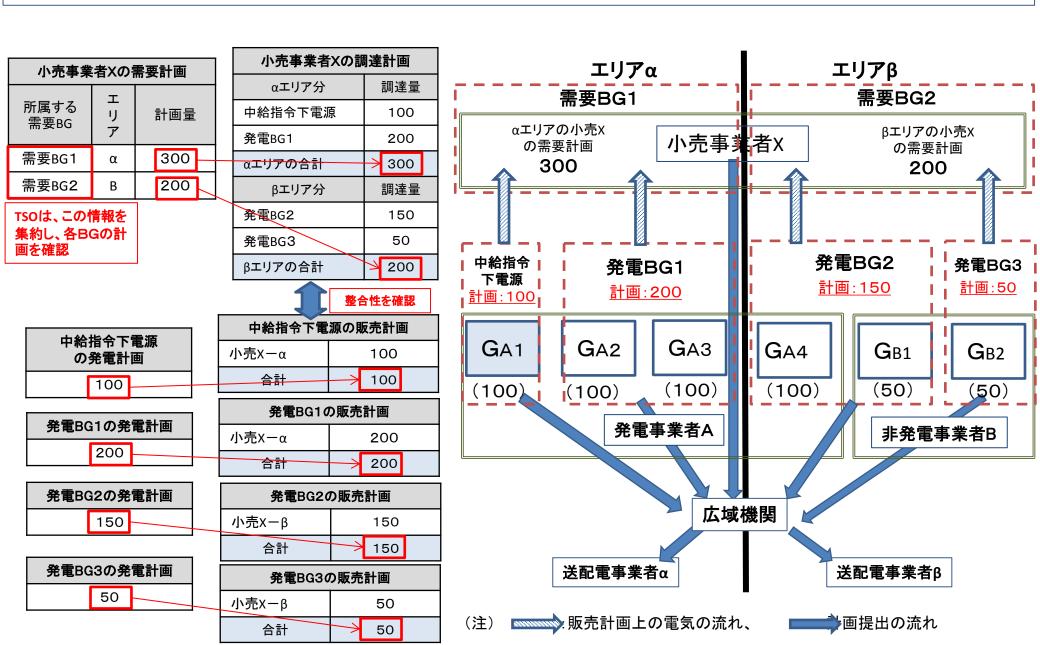
論点	対処方針
需要計画・調達計画 の作成主体 (需要 B G 単位か、小売電 気事業者単位か。)	○小売側の需要計画や調達計画については、電気事業法上の供給力確保義務が小売電気事業者に課せられていることから、小売電気事業者単位での需要計画や調達計画の提出を 求めることとする。
	○小売電気事業者は、小売供給を行う各需要の需要予測の合計値を、需要計画として設定 (複数エリアに需要を持つ場合はエリア毎)。
	※一需要場所に対し、複数の小売電気事業者が供給を行う(部分供給)ことも考慮し、一つの需要が複数のBGに所属する場合には、実績需要量の仕訳情報等も併せて提出することとする。
需要計画・調達計画の作成方法	○需要計画をまかなう供給力を、どの発電主体から調達するかを記載した調達計画(他の 小売電気事業者や発電事業者との間での転売や卸市場からの調達も記載可。 <u>【詳細は後</u> <u>述】</u>)を作成する。
	○いずれも、当該小売電気事業者が広域機関と(広域機関を経由して)送配電事業者に提 出。
需要BGとしての 需要計画との関係	○複数の小売電気事業者で需要 B G が形成されている場合には、各小売電気事業者のエリア毎の需要計画の合計が需要 B G としての需要計画となる。

【論点1-3】供給力確保の観点から、発電側が作成する 発電計画・販売計画の作成主体・作成方法

○供給力確保の観点から提出を求める、発電側の発電計画や販売計画については、以下のように整理することとしてはど うか

論点	対処方針
発電計画・販売計画 の作成主体 (発電BG単位か、事業者 単位か。)	○発電側の発電計画や販売計画については、発電側については、電事法上の発電事業者以外の系統利用者も存在するが、それらの小規模な事業者等にまで個別の計画作成を求めることは、実務的な負担が大きくなり、系統参加への阻害も想定されること等から、発電BG単位での発電計画や販売計画の提出を求めることする。
	○当該BGに属する電源の発電計画の合計値を発電計画として設定(論点1 – 1 と同様。) ※一電源が複数のBGに所属することも考慮し、その場合には、上記の計画と併せて実績発電量の仕訳情報等も提出する。
発電計画・販売計画 の作成方法	○発電BG単位での発電計画量をどの小売電気事業者のどのエリアの需要に配分するかを 記載した販売計画(他の発電事業者や小売電気事業者との間での転売や卸市場からの調 達も記載可 <u>【詳細は後述】</u>)を作成。
	○いずれも、当該発電BGの契約者が広域機関と(広域機関を経由して)送配電事業者に 提出。
	○また、エリアの系統の潮流を管理する上で必要となる、一定規模以上の電源については、 発電場所毎の発電計画値を併せて提出。

○以上をまとめると、各計画値の具体的な作成・提出イメージは以下の通り。

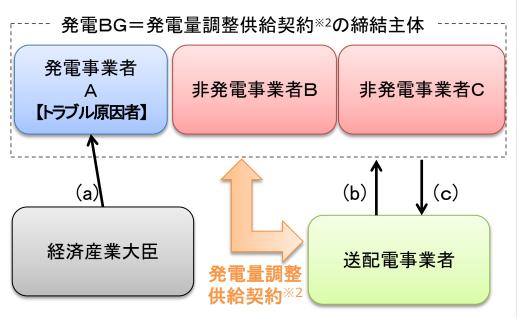


(参考)発電トラブルと電気事業法又は発電量調整供給契約との関係

発電BGに属する発電者が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 支障を来すほどの発電トラブルを発生させた場合の電事法又は発電量調整供給契約の関係

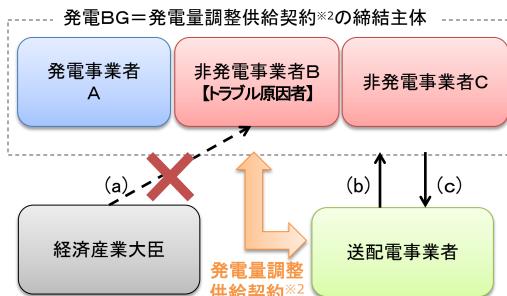
【ケース1】

トラブルの原因者が電事法上の「発電事業者」の場合



【ケース2】

トラブルの原因者が「非発電事業者」※1の場合 ※1:電事法上の「発電事業者」の要件に該当しない発電事業者



※2:発電量調整供給とは、発電側のインバランス供給のことであり(第2弾電事法改正で位置づけ)、 発電量調整供給契約とは、発電者(発電BGの代表契約者)と一般送配電事業者間で締結する、発電量調整供給に係る契約のこと。

- (a)<u>経済産業大臣が</u>改正電事法第27条の29に基づき<u>発電事業者</u> Aに対し業務改善命令を発動。
- (b)発電トラブルにより、発電BGが託送供給等約款上の規定に抵触した場合には、送配電事業者は、発電BGに対し、当該契約に基づき、損害賠償の請求等のペナルティを課す。
- (c)発電BGが送配電事業者に対し損害賠償の支払い等 (BG内で所属事業者間の契約に基づき当該支払い等の精算)

- (a)非発電事業者Bは電事法上の「発電事業者」ではないため、 経済産業大臣は業務改善命令を発動できない。
- (b)左と同様。
- (C)左と同様。

発電BG

【論点2】計画値同時同量制のタイムスケジュール

- ○各種計画の作成・提出イメージについては以下の通り。
- ○BG単位での計画提出は、各30分コマ単位での計画値の記載を開始する翌日計画の段階で始めることとする。
- ※他方、現在、連系線利用計画は、週間計画の段階で、各コマ・kWh単位で提出することとなっており、今後も同 様の運用とする予定。

電事法の供給計画 による把握

<長期(10年~年間)>

〇供給計画の作成

・年次/月次での需要 量(kWh)·最大·最小 需要(kW)とその調達 先を記載した供給計画 を提出

広域機関の需給計画等 による把握

〈中期(年~调間)〉

〇年間・月間・週間計 画の作成※

・月次/调次/日次での 需要量(kWh)、最大· 最小需要(kW)とその 調達先を記載した需要 計画・調達計画等を提

BGについての記載

<1日前>

(現行では前日12時)

〇翌日計画の作成※

- 翌日分の需要計画 (kWh/30分)とその調達 先の発電事業者を記載 した調達計画(kWh/30 分)を提出
- ・需要BGとしての需要計 画(kWh/30分)について I も上記の計画と併せて 提出

スポット市場へ

の参加

→翌日計画の

提出

<1時間前まで>

〇計画の調整

気候等による需要 予測の変更に応じ て、供給力を調達/ 削減

<GC(1時間前)>

〇1時間前計画の確

- ・小売事業者として自 社の需要計画等を最 終的に確定(翌日計 画の差替え)。
- 需要BGとしての計画 も併せて確定。

く実需給>

〇インバランス精算

・BGの1時間前需要 計画と実績との差 分はインバランスと して精算

10年計画•年 間計画の提出

〇供給計画の作成

•年次/月次での発電 量(kWh)·最大·最小 発電(kW)とその販売 先を記載した供給計 画を提出

年間計画 月間 計画 调問計画 の提出

〇年間·月間·週間計 画の作成※

• 月次/调次/日次で の発電量(kWh)、最 大・最小発電(kW)とそ の販売先を記載した発 電計画・販売計画等を 提出

〇翌日計画の作成※

·発電BG単位での翌日分 の発電計画 (kWh/30 分))とその販売先の小 売電気事業者を記載した 販売計画(kWh/30分)を 提出。

【発電側については、このタ イミングで、BG単位での 計画に移行】

4時間前市場

/1時間前市場 への参加

1時間前の最終 計画を提出

系統運用者によ るインバランス 供給

〇計画の調整

・余剰電源があれば追 加の卸売先を確保 (計画の確実な実施 が前提)

〇1時間前計画の確 定

・発電BGとしての発電 計画等を最終的に確 定(翌日計画の差替 え)。

〇インバランス精算

- ・1時間前発電計画の 確実な実施
- 電源不調時の差し替 えは可能(中給指令外 の電源のみ)
- ・BGの1時間前発電計 画と実績との差分は インバランスとして精

※広域機関ルールに基づき、広域機関を経由してエリアTSOに提出。

追加的論点について

- ○ここまで整理してきた論点1・論点2のような基本的な業務フローを踏まえ、以下のような追加的な論点についても整理する。
- ※なお、以下の論点については、今後の関係事業者を交えた実務的な議論・検討を踏まえ変更する可能性がある。

追加論点1:系統利用者間の転売行為について

→詳細はP35~P36

追加論点2:エリアを越えた電源の持ち替えについて

→詳細はP37~P40

追加論点3:実同時同量制度下の事業者との関係について

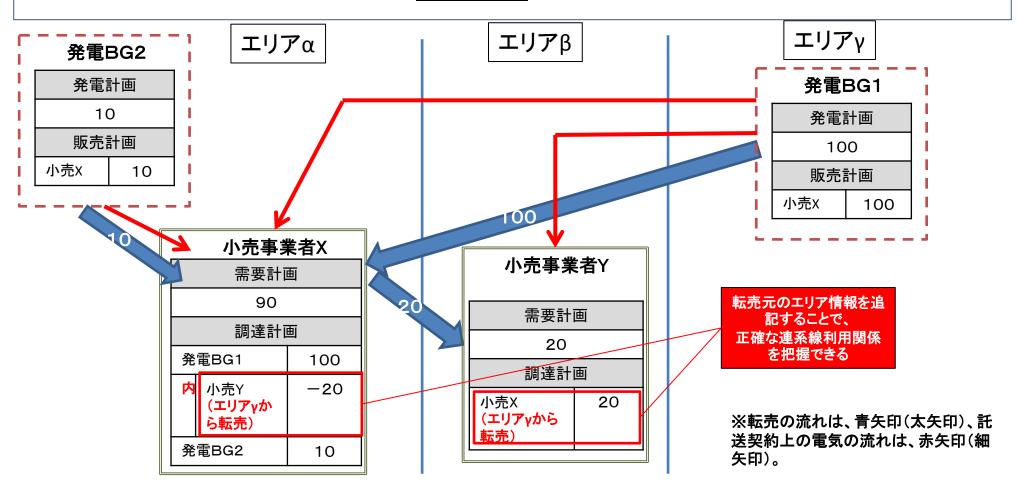
→詳細はP41

追加論点4:卸電力取引所における取引について

→詳細はP42

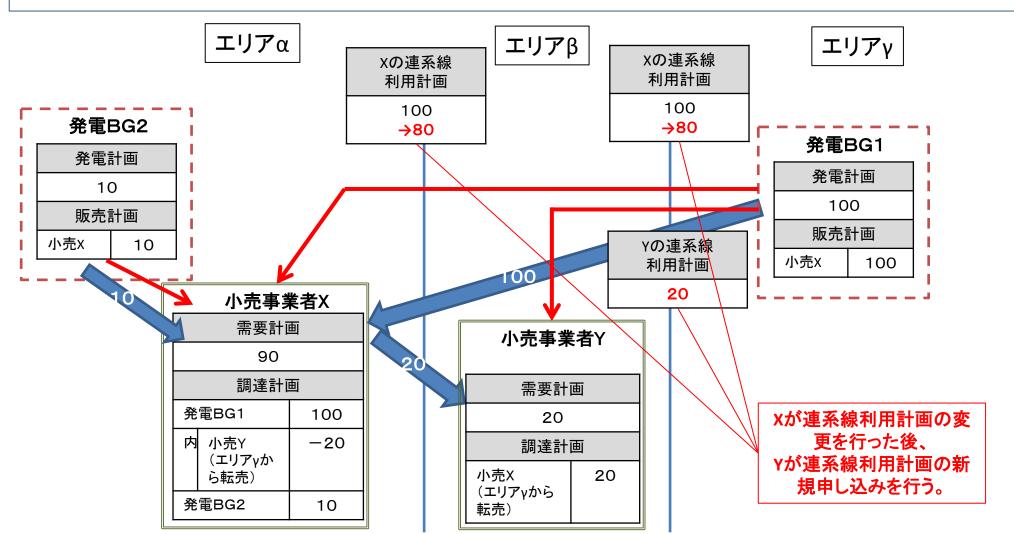
【追加論点1】 系統利用者間の転売行為について

- ○発電側から小売側への通常の卸売行為以外にも、供給力を発電事業者間や小売電気事業者間でやりとりするニーズが生じることも想定される。
- ○例えば、以下のように、小売電気事業者Xが他エリアの小売電気事業者Yへ転売を行う場合には、小売電気事業者や 送配電事業者が正確な託送契約関係や連系線利用関係を把握することが必要になるため、<u>どのエリアの発電BGから調達した電気を転売しているかを調達(販売)計画に明記することとしてはどうか。</u>
- ○また、通常の卸売行為と同様、連系線をまたいだ転売を行う場合には、調達先の小売電気事業者が、連系線利用計画を提出し、連系線利用の可否を確認することが必要となる(発電事業者間で転売を行う場合には、売り先の小売電気事業者が決まっていることが前提)。【詳細次ページ】



(参考) 系統利用者間の転売と連系線利用の関係

- ○前ページのような転売を行う場合の連系線利用計画の提出方法は以下の通り。
 - ①小売電気事業者Xは、γ→β・β→α間の連系線利用計画を100から80に変更。
 - ②小売電気事業者Yは、y→β間の20の連系線利用を申し込み。
 - ※この場合、γ→β間の連系線利用申し込みをYより先に行っている事業者がいた場合には、先着優先の原則から、当該事業者の利用申し込みが優先される。(小売Yは連系線を利用できないリスクがある。)

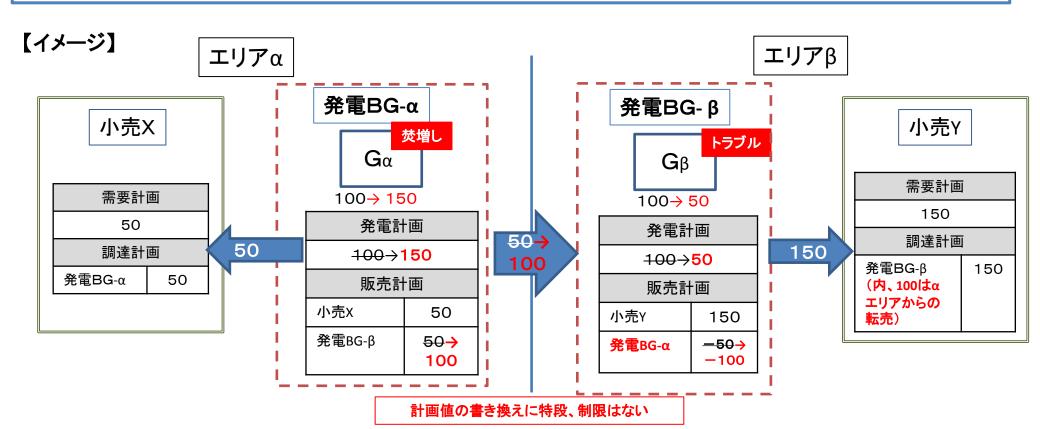


【追加論点2】エリアを越えた電源の持ち替えについて①

- ○同一BG内の電源については、原則、自由に電源の持ち替えを行うことが可能であり、発電事業者は、BG内の電源を活用し、BGの発電実績(各発電所の計量値の合計)が発電計画値と一致するように電源運用を行う。
- ○他方、エリアを越えた電源の持ち替えについては、連系線利用の可否を確認する必要があり、持ち替えに一定の制限を設ける必要があるところ、BGはエリア毎に形成することを前提に、以下のような整理とすることとしてはどうか。

ゲートクローズまでの電源の持ち替え

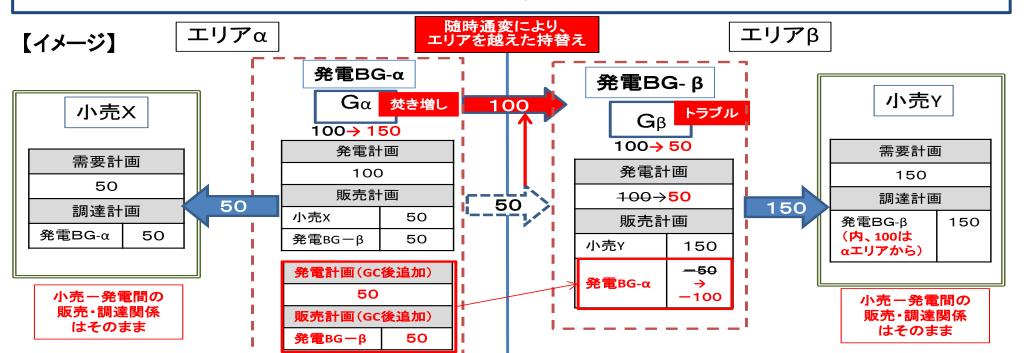
○ゲートクローズ(以下「GC」という。)までに電源トラブルの発生等が判明した場合には、当該発電BGの計画値 自体を下方修正し、持ち替えを行う他のエリアの発電BGの計画値を上方修正するとともに、小売電気事業者(下 図では小売Y)が連系線利用計画を提出することにより、エリアを越えた電源の持ち替えを行うことができる。



【追加論点2】エリアを越えた電源の持ち替えについて②

ゲートクローズ後の電源の持ち替えについて

- ○計画値同時同量制度の趣旨から、GC後については、計画値の変更は行わないことが原則だが、今後、導入される新しい連系線利用管理システムにおいては、実需給断面まで、随時、連系線利用の通告変更を行う(以下、「随時通変」という。)ことが可能となることから、随時通変が可能な範囲でエリアを越えた持ち替えを認め、エリアを越えた需給管理を容易化することが適当。
- ○この場合、業務フロー上は、基本的にはGC前と同様に、計画値の書き換えを行うこととする。ただし、GC時点の計画を守るという計画値同時同量制度の基本原則を踏まえ、随時通変が可能な範囲での発電BG間の転売に係る書き換えのみ(具体的には、①持ち替えを行うBG群の発電計画の合計値が変わらない、②小売 発電間の販売・調達関係に変更を与えない、③持ち替えを行う発電BGの計画提出主体が同一、といった条件を満たす場合)を認める(※)。
 - ※この場合、書き換え後の計画に基づきインバランス精算が行われる。
- ○連系線利用の申し込み主体は、小売電気事業者(※)が原則だが、随時通変においては、小売電気事業者と調整する時間的余裕がないことから、<u>発電者が通告変更の連絡を行うことも可能。</u>
- ※長期においては、発電者も予約可能だが、実需給までに小売電気事業者に継承する必要あり。前回WG資料 5 2 P17参照。



第1回制度設計WG

資料5-1より抜粋

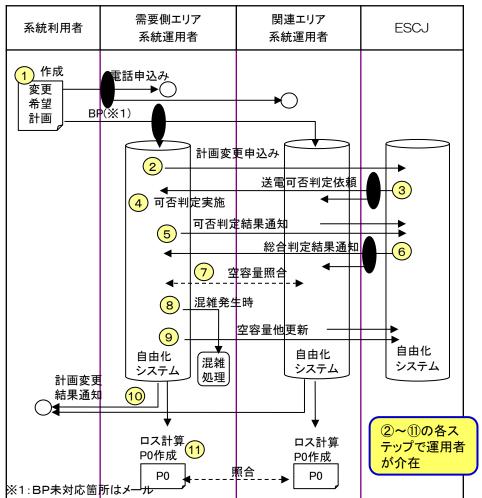
新たな連系線利用管理システムによる高速通告変更の実現

これまで、各エリアの系統運用者が実施していた、連系線の送電可否判定、関係エリアとの照合、混雑発生時の処理、連系線空容量の更新、連系線の潮流管理値の設定などの処理を、広域機関に新たに設ける連系線利用管理システムにより自動化。

これにより、連系線利用の通告変更の高速化を実現。

※ なお、本仕組みは、新たなシステム開発を伴うため、新システム稼働にあわせて実施予定。それまでは既存のESCJのシステムを活用予定。

< 現 状 >

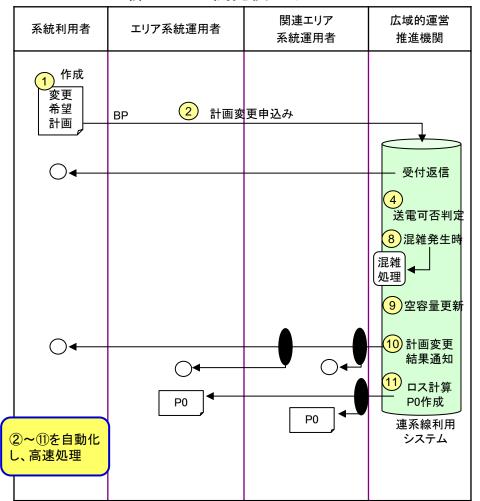


【電力システム改革の基本方針(2012年7月)】

- Ⅱ. 改革の基本方針
- 3. 送配電分野の改革(中立性・公平性の徹底)
- (4) 託送制度の見直し(「30分実同時同量ルール」見直し)

(略)不安定な電源を区域を越えて供給しやすくすることや、一般電気事業者、新電力といった小売事業者が区域を超えて競争しやすくするため、周波数の変動を広域的に調整する新たな仕組みや、需給直前まで大量の通告変更を可能とする本格的な仕組みを、広域系統運用機関の下で早急に導入する。

< 新システム開発後のイメージ >

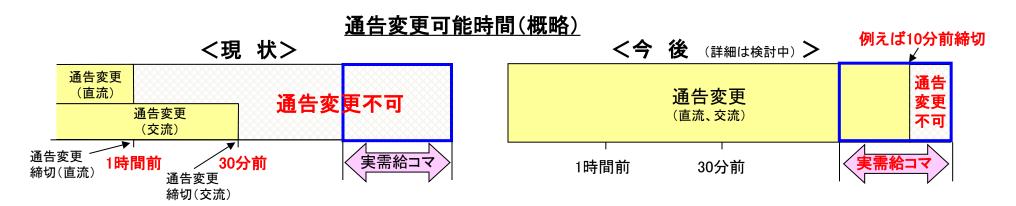


新たな連系線利用管理システム導入の効果

第1回制度設計WG資料5-1より抜粋

連系線利用システムにより、連絡窓口の一本化やエリアをまたいだ需給調整を容易化し、系統利用者の 利便性を向上

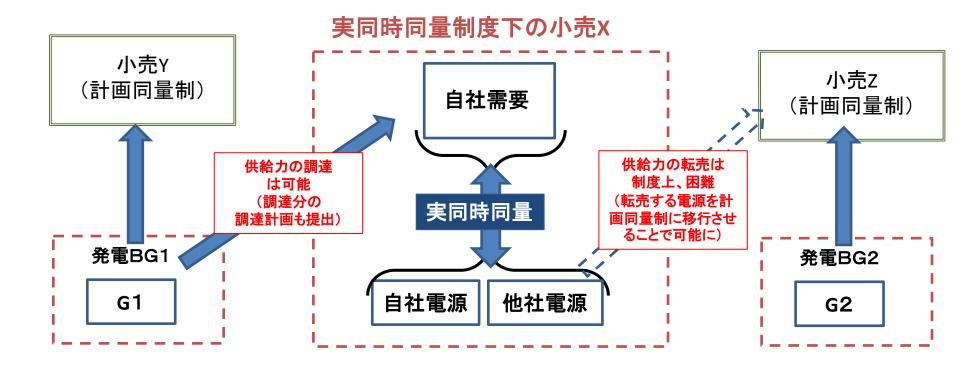
項目	現 状	連系線利用システム導入後	期待される効果
連絡窓口	•関連する一般電気事業者すべてに電話連絡・計画提出 ^{※1} ※1:連系線利用計画、発電計画	計画提出*1は広域機関へ一本化電話連絡は省略し、データ受渡しで処理	・窓口を一本化し、 <u>系統利用者</u> の負担を軽減
通告変更 処理時間	・20~60分程度 (混雑処理含まず)	•数分程度	- <u>エリアをまたいだ需給調整を</u> <u>容易化</u>
通告変更 処理待ち	・通告変更は1件ずつ処理されるため、受付けた通告変更の処理が待たされ、通告変更できない場合あり	・通告変更の処理時間短縮に より、受付けた通告変更が未 処理となることを概ね解消	・受付けた通告変更が未処理と なることによる通告変更の制 約を概ね解消
通告変更 可能時間	・実需給 <mark>開始</mark> の30分~1時間 前 ^{※2} まで通告変更可能 ※2:交流:30分前,直流:1時間前	・実需給 <mark>終了</mark> の例えば10分前 まで通告変更可能	・直近の需給状況を踏まえた通 告変更が可能



【追加論点3】 実同時同量制度下の事業者との関係について

- ○計画値同時同量制度導入後、当面は、実同時同量制度を選択することが可能であるため、実同時同量制度を選択した小売電気事業者と、計画値同時同量制度下の事業者のやりとりについて、関係を整理する必要がある。
- ①実同時同量制度の適用を受ける小売電気事業者が、計画値同時同量制度下の発電BGから供給力を調達することは可能とする(発電計画値がそのまま実績発電量として精算される)。その場合、当該小売電気事業者は、発電BGからの調達分に対応した調達計画を提出することとする。
- ②計画値同時同量制度における供給力のやりとりは、インバランス供給を受けた整形された電気で行うことが原則であるため、実同時同量制度下の小売電気事業者が、計画値同時同量制度下の小売電気事業者に供給力を転売することは制度上、困難(転売する電源を計画値同時同量制度下に移行させることで転売が可能)。

【イメージ】



【追加論点4】 卸電力取引所における取引について

- ○卸電力取引所(以下「JEPX」という。)における取引については、販売計画・調達計画上は以下のように反映させることとしてはどうか。
- ①先渡し市場(記名取引)については、約定後の取引関係に基づく、販売契約・調達計画を通常の卸売取引の場合と同様に提出する。
- ②スポット市場や時間前市場(匿名取引)については、約定結果を、調達・販売計画に「JEPX・スポット」、 「JEPX・1時間前市場」のように記載することにより反映させることとする。その場合、以下のような論点につい て検討が必要。

(論点)

- 小売側の売入札・発電側の買入札や、スポット市場等で調達した供給力を1時間前市場や他事業者に転売することも可能とするべきか。また、この場合は、適切な託送契約関係等の把握のために、入札時や転売時に、その供給力がどのエリアの発電BGや市場調達分に紐付くかの情報を追記することとするべきか。
- 約定後、調達・販売計画の書き換えや、必要な託送契約上の処理や連系線利用可否判断、連系線利用計画の提出等の処理は、 どのように行うべきか。

市場取引に係る論点(イメージ)

