

【課題および論点出し結果】

| No. | 社名 | (A)課題および論点出しの視点 | その他の場合の着眼点とその理由 | (B) 課題 | (C)課題と考えるポイント | その他自由記入 |
|-----|-------|---------------------|-----------------|---|---|--|
| 1 | 発電事業者 | ①安定供給 ⑤既存事業者の事業権 | | 事業収益に大きな影響を受ける先着優先制度の下で既に事業を営んでいる／送電線アクセスを確保し新規発電所建設を進めている事業者の事業権の考え方 | <ul style="list-style-type: none"> ・本件検討の方向性次第で、現制度であれば予見できる収益が大きく棄損される事業者が生じうる。即時 stranded cost 化させるのでは、制度への信頼も損なわれ、電源等への出資意欲喪失、レジリエンス強化等安定供給体制への懸念もありうる。 ・火力発電所の場合、燃料長期契約とセットで発電所運開に至るのが通常であり、再エネ増に伴う稼働減を甘受できない事情あり。 ・従来検討を重ねてきたC&M、N-1電制の効果検証は必要。これにより再エネの系統受容量が拡大するものと認識していた。 ・新制度移行時の経過措置の要否、内容の検討も必要。 | |
| 2 | 発電事業者 | ③電気料金の低減 | | FIT・FIP電源込みのメリットオーダーによる国民負担 | <ul style="list-style-type: none"> ・FIP・FITの支援を受けた再エネ増加により、電気料金総負担額が膨張しないか検証が必要 | (補足) 系統アクセスの受け入れ増加は、FIP・FITの増加と認識しているが、それらの増加により、市場価値が減少し稼働量が低下する火力の固定費や、需給調整コストの増加が全体的には引き起こされると想定。それらは最終的には電気料金となり国民負担になると想定される。 |
| 3 | 発電事業者 | ⑤検討時間軸 | | ・梶山大臣指示の 2030 年石炭フェードアウト／2050 年のいずれを目標年次とするの かの明示 | <ul style="list-style-type: none"> ・目標年次次第で投入手段、検討すべき項目も異なるゆえ、ご教示を乞う。 | |
| 4 | 発電事業者 | ①安定供給 ③電気料金の低減 | | 再エネ大量導入時の需給調整力の規模、価格水準と国民負担 | <ul style="list-style-type: none"> ・過度の変動再エネ受け入れに伴い必要となる需給調整力の規模、価格次第では最終利用者である国民負担の受忍限度を超える懸念。 ・必要となる調整力を確保できない場合、安定供給にも懸念。 | |
| 5 | 発電事業者 | ①安定供給 ③電気料金の低減 | | 1) 差し替え電源の検証 2) 発電・小売事業者の同時同量達成難度アップ | 1) 優先給電の場合は、前日市場約定後の差し替え、ゾーン、ノードの場合は一部電源の抑制が行われるものと理解しているが、代替電源が抑制される電源よりも低価格なのか、抑制電力量の代替を担保できる量があるのか、実情の評価が必要。代替電源(優先給電の場合は送配電確保済みの調整力、ゾーン、ノードの場合は小売りが代替確保する電源・・・そもそも火力に代わる電源がありうるか?)のボリュームが潤沢でなければ安定供給履行は困難になる、もしくは災害時の調整力を既に使い切っている、ということになりかねない。変動系再エネ量次第では周波数調整が追いつかないのではないかと懸念も覚える。また代替電源原価がメリットオーダーで抑制される電源よりも高いのであれば、制度趣旨にも悖り、かつ電気料金上昇にもつながる。市場約定した再エネが洋上風力の場合、現行FITであれば送配電収支を今以上に圧迫しかねない。 2) ゾーン、ノードの場合、GCまで同時同量義務を小売り側は担うことになるが、時間前市場の流動性等が現在の水準で推移するのであれば、インバランス甘受となり、事業継続が困難になるケースも相当数あるのではないかと。 | あるいは、自社小売りに充当する予定だった自前電源、卸電源が約定できなくても、代わりに再エネによる発電電力を受給できるため、同時同量達成には支障なし、とのお考えか。 |
| 6 | 発電事業者 | ⑤実効性 | | 発電事業者が限界費用通りに入札すると限らない。 | プロファイ、燃料契約等の制約から限界費用で機械的に入札を行う発電事業者は多くはない。メリットオーダーにより限界費用の高い電源抑制を試みようとしても、事実上マストラン運転をしている火力発電所はゼロ円入札を行う可能性が高い。再エネ拡大にダイレクトにつながらないのではないかと。 また、自社電源であればプロファイ、燃料契約等の制約であるが、他社電源の場合は、受給契約の制約もある。他社電源では、メリットも発電事業者と購入事業者で異なるので、メリットオーダーのメリットの考え方にも留意が必要ではないかと。 また、現状の1日前スポット取引では、前日断面の翌日の限界費用(マストランの場合はゼロ円等と評価される)であることも留意が必要。燃料制約で玉出しできない電源があるが、逆に燃料を手配した場合は(翌日は)マストランになってしまうケースもある。前日のメリットオーダーが、長期的には最善のメリットオーダーにならない場合があるのではないかと。 | |

| | | | | | | |
|----|-------|----------------|--------------------------------|--|---|--|
| 7 | 発電事業者 | ⑤実現可能性と、事業者の負担 | | 実現方法次第で全ての小売事業者・発電事業者においてシステム投資や運用負荷の増大が懸念。負担と得られる便益の検証が必要。すでに広域系統整備委員会で N-1 電制が議論されており、地内オークション導入による追加的効果との評価も考慮していただきたい。 | 現在の9エリアを細分化(ゾーン化)して、現状のエリアのように扱う取り扱いが視野に入っている模様。需要家所属エリア設定には、需要家属性情報追加+スイッチング支援システム-各小売事業者のシステム-各事業者の電力需給システムの改修が必要か。事前準備が不十分な場合、移行期には 2016 年 4 月の様な混乱も想定される。メリット、対策の詳細検討が必要。 | |
| 8 | 発電事業者 | ①安定供給 | | 系統増強と、電源の非混雑ゾーンへの誘導等との関係は、どう整理されるのか | ゾーン・ノードにより、価格の安くなるゾーン等では、電源の新設が避けられると考えるが、一方でそこは増強されるべき系統であるとも考えられる。系統が増強されるのであれば、電源の新設はまた可能になるのであるが、将来的な状況(価格)が不明なままであると投資は抑制されてしまう。単にゾーン・ノードの市場価格で電源を抑制するだけではなく、将来的な状況がどうなるのかという事が分かる仕組みを提供していく事で、電源の投資を促す事ができないと、将来の安定供給に支障をきたすのではないかと。 | |
| 9 | 発電事業者 | ③電気料金の低減 | | ・混雑管理に係る受益と負担の関係を、再エネの大量導入という政策目的を踏まえて、改めて整理するべきではないか。 | ・第 1 回の事務局資料でご紹介いただいた混雑管理の仕組みは、実現に必要な課題の数や難易度、あるいは現状の制度・システムからの近さ・遠さは異なるが、いずれも、系統全体のメリットオーダーを実現するという目的を達成することは可能と考える。 ・一方で、諸外国の混雑管理の事例を見る限り、誰が何の費用をなぜ負担するかという点は国・市場によって異なるところが多い。費用負担の在り方や方針は、混雑管理の仕組みそのものから論理的に導かれず、受益と負担の関係をどのように考えるかという問題に帰着されると考える。 | ・第 1 回の議論において、松村座長から、この勉強会では運用に特化せざるを得ないというコメントもいただいているので恐縮ながら、本件の関連と考えられる論点を記載する。系統と電源の総合コストを最小化するという観点からは、系統接続後の混雑管理だけでなく、系統接続時の一般負担上限や系統増強のクライテリア等も関係すると考えられる、本質は、受益と負担の関係をどう考えるかということに帰着するのではないかと。 |
| 10 | 発電事業者 | ④価格シグナル | | ・導入する混雑管理の仕組みに応じた価格シグナルを、足元の短期(翌日、翌週レベル)から、将来の系統・電源設備構成を反映した中長期(たとえば供給計画と同じ10年間)レンジでどのように公表・開示するかという課題を整理する必要があるのではないかと。 ・仮に価格シグナルの公表・開示が困難である場合は、代替として、混雑状況を表す何らかの指標等の見通しが公表・開示されることが必要ではないかと。 (たとえば、広域機関殿、一送殿、あるいは混雑管理を管掌する組織から、N 年後の混雑価格(混雑状況)の見通しを公表・開示するという仕組みが考えられるのではないかと。) | ・LNG は短期・スポット調達比率が漸増しつつあるものの、上流開発スキームに起因して、調達市場は長期契約(契約や調達先にもよるが 10 年前後)が今後も主流とならざるを得ない状況。当面は火力発電(特に LNG 火力)が残るとすると、足元はもとより、向こう 10 年程度の混雑状況を反映した発電・燃料需要を可能な限り正確に把握することは燃料費の抑制にもつながるので、電気料金の低減の観点からも重要。 | ・実務に落とすことを念頭に、下記のガイドライン・ルール等のどこを改訂すべきかも念頭に置いた方が良いのではないかと。 ➢ 経済産業省資源エネルギー庁:系統情報の公開の考え方 ➢ 電力広域的運営推進機関:業務規程、送配電等業務指針 ➢ 一送:系統利用ルール-情報公表ルール |
| 11 | 発電事業者 | ⑤その他 | ・先着優先ルールを前提に設計された制度・市場・契約等の見直し | ・既存の制度・市場・契約は、当然ながら、先着優先ルールを前提に設計されていることから、地内系統の利用ルールを見直してメリットオーダーを実現することで見直しが必要になるものは、国もしくは広域機関殿の関係する審議会等に対して論点を提示すべく、可能な範囲で整理すべきでないかと。 | ・見直しが必要と思われるものとして、弊社が現状認識しているものは下記の通り。 ➢ kW 価値、ΔkW 価値との関係 :過去の広域系統整備委員会において、ノンファーム電源は kW 価値がなく(第 40 回)、かつ、ΔkW 価値もない(第 46 回)という方向で整理されている。地内系統のファーム・ノンファームが入れ替わると、先着優先ルールを前提に設計されていると思われる容量市場や需給調整市場のリクワイアメント等と整合しない可能性がある。 ➢ 発電側基本料金 :送配電網の維持費用の負担の在り方として、第 5 次エネルギー基本計画で発電側基本料金を導入するとされ、いわゆる kW 課金方式で議論が進められてきた。地内系統のファームとノンファームが入れ替わると、必ずしも kW の固定課金と整合しない可能性がある。 ➢ リプレース電源建設への影響 :ファーム電源として一定の発電量を見込む前提で行った投資案件(とりわけプロジェクト・ファイナンス方式で建設しているリプレース電源)に影響が生じる可能性がある。また、既存の相対契約も、導入される混雑管理の仕組みに合わせて見直しが必要と見料。 ➢ 電力取引のルール :既存の相対契約は、連系線の制約はあるも、基本的には調達エリア・受電エリアに制約はない。混雑管理の仕組みのうち、地内に取引エリアを設定して混雑処理を行う、既存契約の見直しが必要になる可能性が高い。 | |

| | | | | | |
|----|----------|----------|--|---|---|
| 12 | 再エネ事業者団体 | ①安定供給 | | 再エネを大量導入することは必要と考えるが、一方で、供給力や需給調整力の確保も必要であり、そうしたことをバランスして確認していくことが必要。 | メリットオーダーが理想として、価格が低くて、環境負荷が低い電源を kWh の市場に入れて、発電することになったとしても、十分な調整力や、長期的な容量がないと、系統運用ができなくなる可能性がある。また、市場価格が安くてきたとしても、調整力が高い電源しか入らないとか、容量市場で高い電源しか入らないことになる。結局、電力市場全体では高いコストをかけることとなる。そういう観点で、市場全体のコストを下げることを考えるのであれば、市場価格が安いこと、調整力が安い電源を集めること、容量市場で十分な安い電源を集めることを、再エネ導入促進の観点も踏まえ、バランスよく全体で考える必要があるのではないか。 |
| 13 | 再エネ事業者団体 | ③環境負荷低減 | | 長期的に、メリットオーダーが、価格のみに基づくメリットオーダーという点には理解できるが、環境負荷低減という要素をどのように織り込むのかという課題があると認識。 | 現在の FIT・FIP 制度が残っている点や、再エネの導入拡大や主力電源化を図っていることとの整合を図る必要がある。短期的な対応と長期的な目標とのバランスか、環境負荷低減の要素をメリットオーダーに含めるといった考え方もある。 |
| 14 | 再エネ事業者団体 | ③電気料金の低減 | | 短期的に、風力は現時点において、価格低減が図られていない面があるが、洋上風力の導入促進などを経て、コストダウンを図ろうとしている。 | これから大量導入を図り、価格削減を目指している風力、特に洋上風力発電については、現時点では低価格を実現できていない。これについては、状況を見つつ、電気料金の低減を見据える必要があるのではないか。また、国内の産業育成という観点についても政策の方向性という観点での配慮が必要な面もあると考える。 |
| 15 | 再エネ事業者団体 | ③電気料金の低減 | | 混雑管理に市場主導型が採用されると、『③電気料金の低減』という視点では、同一企業グループによる特定システムの独占が生じうるといった課題を整理しておく必要がある。 | ある特定の系統に、同一企業グループでコスト競争力が高い発電設備が大量に連系された場合、当該系統に連系していた他企業の発電設備の連系が駆逐され、将来的に当該系統の電源は同一企業グループの独占状態となり、逆に電気料金が上昇してしまう恐れがある。 |
| 16 | 再エネ事業者団体 | ⑤その他 | 視点は「FIT・FIP 電源の扱い」。理由は、新しい混雑管理の仕組みを導入する際、既存の FIT・FIP 電源は組み込むことができないため。 | 新しい混雑管理の仕組みを導入するにあたり、試行ノンファーム型接続で既に接続されている FIT・FIP 電源は後着者抑制となっている。この状態で、新しい混雑管理の仕組みを導入する電源に対して、FIT・FIP 電源の抑制の扱いを決めておく必要がある。 | 試行ノンファーム型接続において、FIT・FIP 電源は後着者抑制という立場になるものの、新しい混雑管理の仕組みを導入する過渡期において、新たに接続される電源より、FIT・FIP 電源は優位性を保つのか？がポイント。 |
| 17 | 再エネ事業者団体 | ⑤その他 | 視点は「予見性」。混雑を前提とした新たな系統運用は、系統増強計画と一貫するものであり、発電事業者に事業判断に必要な予見性を与えるものである必要がある | ①マスタープランに織り込まれる将来の系統増強計画実現までの期間、発電事業者にとの程度の期間、どの程度の抑制と金銭的負担が生じるかを予見できるか。 ②この、事業者が生じる抑制負担が、同一系統での他社の事業動向（新規電源開発は電源の廃止）によって大きく影響を受けるようであれば、それを含めて一定のレベルで影響を予見できる必要がある。 | 発電設備の開発には、長期の時間と多額の投資を要することから、新たな運用ルールにおいて、発電事業者に生じる制約と負担を極力具体的に想定可能なものとする。予見に必要な各種情報を開示する仕組み作りも必要。また、制度の移行にあたっては、各事業者の負担・準備期間にも配慮の上で検討・実施していくべき。 |
| 18 | 再エネ事業者団体 | ⑤その他 | 風力発電の特徴からの質問 | 混雑管理の運用の対象時間を明らかにすべき。 | 混雑管理の検討対象は運用であると理解するが、この運用の範囲が、瞬時の転送遮断レベルまでを含めているのかを確認したい。風力発電設備は、緊急の転送遮断も可能ではあるが、遮断することで制御用の電源もすべてなくなってしまうため、風力発電設備は、風車を停止していても安全に制御することが必要であり、できるだけ瞬時の転送遮断といったことは避けるべきと考えている。1分単位での停止指令に基づく抑制であれば、風力発電設備自体への悪影響を避けることができると考えている。 |
| 19 | 再エネ事業者団体 | ⑤その他 | 現状の運用状況の確認 | 地内系統において、混雑が発生した際に、現状、どのような運用（対応）をされているのかについては、状況別に具体的に紹介いただきたい。 | 現状をきちんと把握した上で、将来検討を行い、再エネ導入拡大につなげられたら、更に良いのではないかと考える。 |
| 20 | 再エネ事業者団体 | ⑤その他 | 海外事例の確認 | 海外事例の紹介を丁寧にして頂きたい。 | 参加者すべてが紹介頂いた4つの事例についての共通理解をしていないと考える。会合での説明はしないとしても、事前配布でも良いので、もう少しわかりやすい具体的な資料を提供いただくと良いと考える。 |
| 21 | 再エネ事業者団体 | ⑤その他 | 視点は、事業者の公平性。なぜなら、混雑管理において事業者の公平性が確保されるべきだから。 | 再エネ等の限界費用がゼロである電源しか接続されていない系統や、混雑の状況によって限界費用がゼロの電源まで抑制せざるをえないケースにおいて、どのような順番で限界費用ゼロの電源を制御（抑制）するかはメリットオーダーの考え方だけでは決められない。また、どうやって公平性を確保するかも課題となる。 | ・抑制の順番等を事業者間の合意で決定する仕組みが考えられるが、特に太陽光のように小規模の事業者が多数存在する場合、合意形成は極めて困難と想定される。 ・従って、エリアの需給バランスを保つために既に導入されている、出力抑制の考えかたを参考に、例えば輪番で制御を行い、年間では制御時間が平等になるよう仕組みを検討してはどうか。 |

| | | | | | |
|----|----------|---------------|---|---|--|
| 22 | 再エネ事業者団体 | ①安定供給 ⑤その他 | 視点は、安定供給と事業者の公平性の確保をどう両立させるか。なぜなら、混雑管理において、長期固定電の運転継続(抑制の対象にならないこと)が電源の特性上、または安定供給上重要な場合があるが、事業者間の公平性についても配慮が必要であるから。 | 再エネ等の限界費用がゼロである電源と長期固定電源が接続されている系統において混雑処理を実施する場合、従来の優先給電ルールに従うのが良いか検討が必要。電源の特性や安定供給上からは長期固定電源の給電を優先すべきとの考えがあるが、限界費用の観点からは同じく優位な扱いを受けるべき再エネの出力が抑制されるとすれば、再エネ事業者は不平等な扱いを受けていることにならないだろうか。 | ・長期固定電源の出力抑制を最小限としながら、長期固定電源と再エネの事業者間の公平性を確保する方法として、エリアの需給バランスを保つために実施される出力制御における代理制御のような仕組みを検討してはどうか。 ・代理制御によって出力が抑制された再エネの経済的損失が、抑制を免れた長期固定電源から補填されることになれば、長期固定電源の出力抑制を最小限に留めながら、事業者間の公平性が確保されるのではないか。 |
| 23 | 再エネ事業者団体 | ⑤その他 | 視点は、既存電源を含めて混雑処理を実施する場合のオンライン制御等のシステム・設備をどのようにコスト効率的に導入するか。 | 既存電源を含めて混雑処理を実施する場合、混雑処理のためのオンライン制御を既存電源にも導入することが必要と考えられるが、太陽光発電等の小規模で多数の既存設備に、どのようにコスト効率的にオンライン制御を導入するかが課題となる。 | ・エリアの需給バランスを保つために実施される出力制御における代理制御のような仕組みを検討してはどうか。(オフラインの既存の再エネ電源の代理で、オンラインの再エネ電源が制御された場合は、制御された経済的損失が補填される仕組み。) ・もし、設置されたスマートメータの遠隔遮断機能を活用することで、既設の再エネ設備の出力制御が可能であれば、この機能を活用することを検討してはどうか。 |
| 24 | 再エネ事業者団体 | ⑤その他 | 視点は、発電事業者が系統接続を申し込む際に送配電事業者が実施する技術検討のあるべき内容。 | 混雑処理を前提とした系統アクセスルールが変わった場合、発電事業者が系統接続を申し込む際に送配電事業者が実施する技術検討自体も大きく変わると想定される。発電事業者にとっては、事業予見性の確保のために、混雑処理がどのように実施され、将来、どの程度出力抑制が実施されるか見通しが必要となる。そのために、送配電事業者による技術検討がどうあるべきか、どのような情報が提供されるべきか、検討が必要と考えられる。 | |
| 25 | 小売事業者 | ⑤その他 | (着眼点)小売電気事業者の実務面への影響 (理由)混雑管理の実現にあたっては実務面の課題を認識したうえで、現実的な対応を考える必要がある。 | <p>・前回勉強会で示された「再給電」「ゾーン制」「ノーダル制」「混雑料金付加」を考えた場合、「再給電」と「混雑料金付加」については、一般送配電事業者による電源持替(=計画作成方法の変更なし)を前提とすれば、小売電気事業者への実務面の影響は比較的小さいと想定される。</p> <p>・一方、ゾーン制※については、分断された系統毎の計画提出が必要になるとすると、小売電気事業者の実務に影響がある。(下記参照)(※ここでは、混雑系統を新たなエリア(混雑送電線=新たな地域間連系線と同様)として扱い、前日スポット市場で間接オークションを行う方式を想定。)</p> <p>・ノーダル制については、欧州をモデルに設計してきた現行の電力取引の枠組みを大きく変えることから、小売電気事業者に多大な影響があるものと想像するが、詳細な仕組みが把握できていないため、具体的な実務課題を検討する段階にない。</p> <p>(①需要想定) ・分断系統の需要想定を行うには、スマートメーターの設置完了以降、一般送配電事業者にお客さまと系統情報の紐づけを実施いただく必要がある。(事業者によっては非常に多数(千万オーダー)のお客さま情報の紐づけが必要となる) ・その上で、分断系統の需要実績を特定し、需要想定のための分析を行う必要があり、1年程度の準備期間は必要。(系統切替を実施した場合の需要の扱い等、混雑系統に応じた詳細な運用ルールを検討することも考えられる。)</p> <p>・また、分断系統毎に計画策定することから、個別系統については需要の想定誤差(インバランスリスク)が大きくなる可能性がある。</p> <p>(②需給計画システム) ・エリア分断に対応した需給計画を作成するシステムが必要であり、システム開発となれば一般的に仕様決定から2年程度は開発期間が必要と考えられる。</p> <p>(③業務処理) ・市場分断は、需給計画の策定(当日、翌日、週間、月間、年間)や市場入札・精算・リスク評価業務など、既存の業務に影響するため、一定の業務量の増加が見込まれるとともに、業務処理方法についても検討が必要。</p> | <p>・(B)に記載したとおり、ゾーン制は小売電気事業者の実務負担が生じる。また、市場調達価格が安くなるといったメリットがあるとも一概にはいえない。(混雑エリアの市場価格が安くなることもあるが、非混雑エリアの市場価格が高くなることもあり、事業者毎に得失が分かれる。)</p> <p>・一方で(B)に記載した課題は、現時点では、一定の準備時間とコストを許容すれば、対応可能な課題と考えられるため、実務面の課題はあくまで評価項目の一つであると認識。</p> <p>(今後の検討について) ・仮にゾーン制を採用する場合であっても、実務的な課題を踏まえた制度設計をお願いしたい。 ・具体的には、「系統分断の基準」や「準備期間」を適切に設定する必要がある。 ・前者については、一定規模の需要のある系統であり、混雑発生の蓋然性が高い系統(一定量以上の混雑が見込まれる系統)、かつ、至近の系統増強が見込めず長期間の混雑が予想される系統を基準することなどが考えられる。 ・後者については、スマートメーターの設置と、お客さまと系統情報との紐づけ完了を前提に、分断系統に選定されてから1年程度の準備期間(初めての市場分断の場合はシステム開発も考慮した準備期間)を設けていただきたい。 ・また、事業者の予見性の観点からは、分断系統に選定されるまでの手順・公表方法等も検討いただきたい。例えば年1回、定期的な混雑系統評価を実施し、そのタイミングで分断するエリアを選定する仕組みも一案ではないか。 ・なお、分断対象外となった混雑系統や、準備期間に発生する混雑は、再給電で対応することが考えられるが、こういった形で、複数の混雑管理手法をその特徴を生かしながら適切に組み合わせることは合理的な対応といえる。</p> |

| | | | | | | |
|----|-------|-------|---|---|---|--|
| 26 | 小売事業者 | ⑤その他 | (着眼点)長期固定電源の扱い(理由)メリットオーダーを実現する中でも、出力制御に制約のある長期固定電源を安定運転できる仕組みは課題である。 | ・長期固定電源については、出力制御に当たって、技術的課題や規制上の制約等がある特徴を有している。 ・このため、地域間連系線の利用ルールにおいては承認電源(優先約定)の仕組みが手当てされている。 ・地域間連系線と同様に、地内の混雑管理においても長期固定電源が安定運転できる仕組みは課題となる。 | ・混雑管理方法に応じて、長期固定電源の安定運転の仕組みを考える必要がある。 ・例えば、ゾーン制であれば承認電源と同様の仕組み、再給電で混雑管理を行う場合は、一般送配電事業者の調整対象に長期固定電源を含めないといった仕組みが考えられるか。 | (経過措置) ・地域間連系線利用ルールとの比較(整合)の点では、経過措置も同様に論点となるか。 |
| 27 | 小売事業者 | ⑤その他 | 着眼点は、「3E+S」。3E+Sの達成が必要と考えるため | メリットオーダーを中心としつつ、3E+Sを達成できる、混雑管理の仕組みを考えていく必要がある。 | 3E+Sの観点から、経済性に優れた電源はもちろん、環境適合性が高い電源や調整能力に優れた電源、またエネルギー安全保障も考慮した、バランスの良い電源構成が中長期にわたって形成されることが重要である。メリットオーダーによる効率性の追求のみでは、特定の電源のみ高く評価されるため、その達成は難しい。メリットオーダーを中心としつつ、効率性以外の観点(例えばNo.2の供給信頼性など)も含めて、3E+Sを達成できる、混雑管理の仕組みを考えていく必要がある。 | |
| 28 | 小売事業者 | ①安定供給 | | メリットオーダー追求による再エネの利用・導入の促進に伴い、その出力変動のバックアップ電源(調整ができる供給力)の確保など、中長期的な供給信頼性の観点からの整理も必要である | メリットオーダーによる効率性の追求により、再エネ電源や長期固定電源が高く評価される一方で、中長期的にバックアップ電源などの調整能力に優れた電源が維持されない懸念がある。その結果、仮にメリットオーダーに基づいて系統が再エネ電源や長期固定電源で占められた場合、現在の容量市場の制度では、出力をコントロールできる価値は評価されないため、供給力は確保されている評価となったとしても、需給バランスを保つことが難しくなることも生じえる。国の審議会でも再エネ電源比率が一定以上になると安定性へ影響を与えることが指摘されている。したがって、効率性と供給信頼度の両面からも持続可能な、混雑管理の仕組みを考えていく必要がある。 | |
| 29 | 小売事業者 | ⑤その他 | 着眼点は、「事業予見性」。系統利用者の事業予見性への影響も考慮した制度設計が必要と考えるため。 | エリア内で将来新たに市場分割が生じることを、事業者が予見することは難しい。そのため、どのように事業予見性を確保していくかという観点からも検討が必要である | 市場分割を予見することは、次の理由により難しいと考える。現行のノンファーム適用系統との連続性から、広域機関・国にて費用対効果の検証を行い、増強が困難と判断された系統が、市場分割の対象となるものと思われる。将来、エリア内のどの範囲が市場分割の対象となりうるか、事業者が予見することは難しいと考える | |
| 30 | 小売事業者 | ⑤その他 | 着眼点は、「事業予見性」。系統利用者の事業予見性への影響も考慮した制度設計が必要と考えるため | 小売事業者の事業戦略に影響を与えることについて、検討が必要である。また、電源の投資予見性へも影響を与えうる | 混雑管理の仕組みの導入により、例えば既存の長期相対契約により、同一エリア内で調達できると想定していた電源からの調達が、混雑により直接調達できなくなる恐れがある。このことは調達価格に影響を与え、エリア内での販売戦略や電源調達戦略の見直しが必要となるなど、小売事業者の事業戦略に影響を与えるため、検討が必要である。 また、小売事業者が電源調達戦略を見直すことは、電源の投資予見性へも影響を与えうる。 | |
| 31 | 小売事業者 | ⑤その他 | 着眼点は、「実現までのステップ」。第1回資料1のp.13に、目指すべき姿実現までの必要なステップについても整理することになっているため。 | 目指すべき姿実現までの必要なステップにおいて、必要に応じて、第1回資料1のp.19の類型以外にも、幅広く検討していく余地がある。 | 例えば、第44回広域系統整備委員会で示された、物理的送電権による混雑管理は、オークション等により価格を決定すればメリットオーダーを達成でき、現行のノンファーム制度との連続性もあると考える。 また、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査)」最終報告書に、イギリスやアイルランドでは平常時の混雑管理方法として、需給調整市場を活用している例も示されている。 第1回資料1のp.13に、目指すべき姿実現までの必要なステップについても整理することになっているため、現行制度との連続性や既存市場の活用といった観点からの必要があれば、その他の類型も検討の余地があると考えられる。 | |

| | | | | | | |
|----|----------|---------------------|---|---|---|--|
| 32 | 一般送配電事業者 | | | | <p>地内系統の混雑管理に関して考慮すべき事項(=海外事例や具体的対応策を評価するときの評価軸)は、以下と考えています。</p> <p>(a)～(c)は満足すべき事項、(d)は配慮すべき事項</p> <p>(a) 電力系統の設備形成において、効率的な設備形成を促す仕組みかどうか 設備形成段階(=アクセス段階)における送配電事業者、系統利用者の判断・行動の結果が、効率的な電力系統につながるものでなければならない。</p> <p>(b) 混雑処理の結果として、総合コスト最小化が図れる仕組みかどうか 運用段階における混雑処理を含む取引の結果が、総合コスト(プライスペース)を最小にするものでなければならない。</p> <p>(c) 系統利用に際し、各事業者間の公平性が確保されているかどうか すべての系統利用者が公平に取り扱われる仕組みでなければならない。</p> <p>(d) 仕組み構築のためのシステム対応等の容易さ、実現性</p> <p>上記を前提に、以下(回答様式 No2～6)のとおり回答いたします。</p> | |
| 33 | 一般送配電事業者 | ①安定供給 | | 混雑処理の仕組み如何に関わらず、系統混雑を前提としている時点で、系統混雑を考慮して供給力や調整力を調達する必要があり、供給信頼度評価や容量市場、需給調整市場等の制度設計を見直す必要が生じる。これらの制度設計を適切に見直しされるのであれば、混雑処理の方法如何によって、安定供給面での差は生じないのではないか。 | 安定供給は、容量市場や調整力市場などでの調達量に左右されるものであり、平常時の混雑処理が安定供給に大きな影響を及ぼすことはないとする。ただし、地内系統の混雑下においても必要な供給力や調整力が確保できるよう、現状エリア単位で行っている供給信頼度評価や容量市場、需給調整市場等の設計を、系統混雑を考慮して細分化するなどの対応が必要になると考えられる。 | |
| 34 | 一般送配電事業者 | ②環境負荷低減 | | 系統の混雑処理において、環境負荷低減の要素は考慮しなくてもよい(考慮する段階でない)のではないかと。 | 環境負荷低減の要素はFIT法などの政策により、設備形成段階で既に考慮されている。実際の取引の段階においては、市場取引等においても考慮されておらず、系統の混雑処理においてのみ環境負荷低減を考慮する理由も乏しい。現段階においては、電源別の環境負荷を測る共通の指標がないため、優先順位をつけられない。将来的に環境負荷が金銭価値化され、市場取引を含むあらゆる取引に織り込まれる段階で、検討されるものではないかと。 | |
| 35 | 一般送配電事業者 | ③電気料金の低減 ④価格シグナル | | ④価格シグナルが何を目的としているのかが分かりにくいので、③、④の視点を以下のように理解し、論点化する方が分かりやすいのではないかと。 (a) 電力系統の設備形成において、効率的な設備形成を促す仕組みかどうか (b) 混雑処理の結果として、総合コスト最小化が図れる仕組みかどうか | 価格シグナルを出していくことの本質は、価格に基づく混雑管理をしていくためであり、電源や需要の系統接続段階において事業者自らの選択により適切な系統に接続できるようにする(効率的な設備形成を促す)ためと理解。たとえ、価格シグナルが出ていたとしても、混雑費用を一般負担とすると適切な設備形成を促すことにならない。 将来を左右する大きな制度変更となるため、本来の目的に照らした評価が必要である。 | 混雑処理を一般負担(再給電)で行うことは効率的な設備形成を促すことにならない。ただ、再給電を行っている海外事例のなかでもイギリスのように地点別混雑料金を設定し、効率的な設備形成を促す仕組みをビルトインしている例もあるので、参考になるのではないかと。 |
| 36 | 一般送配電事業者 | ⑤その他 | 視点は、「(c) 系統利用の公平性」 先着優先の考え方には既得権との批判もあったと理解。地内系統における新たな系統利用ルールとなるので、新たな既得権を産むことがないよう、全ての系統利用者が公平に系統利用できるとする視点は不可欠。 | ドイツやイタリアの仕組みは、再エネのみを優遇する制度(優先接続、優先給電)となっている。公平な系統利用という観点においては、特定の電源種を優遇するのではなく、同一の指標(例えば価格)に基づき優先順位を決める仕組みにすることが原則ではないかと。 | 政策により、特定の電源を優遇もしくは劣後させることは考え得るが、政策として考えるべきこと。(ドイツやイタリアの仕組みも政策としてルール化されていると理解) 本来の系統利用の在り方を勉強する際には、政策面の要素は切り分けた方がよいのではないかと。回答様式 No3で回答した②環境負荷低減という視点も、現段階では政策面の要素が強いのではないかと。 | 系統利用の公平性が担保されているかどうかは、混雑処理の仕組みと一緒にビルトインされている送電権の仕組みも大きく関係する。プール市場と言われている PJM でも市場で実質的に抑制されない相対取引が相当量あると聞いており、その系統利用においてどのように送電権が付与され取引されているかについても、「系統利用の公平性」という観点からは重要なポイントになるのではないかと。 |

| | | | | | |
|----|----------|-------------------|--|--|---|
| 37 | 一般送配電事業者 | ⑤その他 | 視点は、「(d)システム対応等の容易さ、実現性」 制度設計やシステム対応等の実現性を考慮して、対応方法を検討する必要がある。(対応に長期間を要する場合には、当面の対応も合わせて検討するなど) また、基幹系統とローカル系統への対応も、システム対応等の合理性を考慮すると実現方法が異なることも考えられる。 | 今後、地内系統も平常時の混雑を前提とした設備形成としていく場合、現在の取引形態やノンファーム型接続の仕組みでは限界がある。系統混雑が当たり前の状況を前提とするのであれば、合理的に混雑処理を実現する方法を考えていく必要があるのではないかと。 | 現行のノンファーム型接続の仕組みは、混雑がない前提で市場取引や相対取引が行われるため、実運用までの短時間で系統運用者と系統利用者が断続的にやり取りをして混雑処理を行わなければならない。加えて、基幹系統の混雑処理のために低圧の電源も抑制対象にするなど、海外でも例をみないほど複雑な仕組みである。混雑箇所が少なく単純な系統では実現可能だが、基幹大ループ系統内での混雑や同一系統内の複数箇所でも混雑する場合などは、混雑処理がかなり複雑化すると考えられる。当面の間の対応として、ノンファーム型接続の仕組みを継続するとしても、混雑状況に応じた合理的な混雑処理方法を考えていく必要があるのではないかと。 |
| 38 | 一般送配電事業者 | ①安定供給 ③電気料金の低減 | | 常時系統混雑を前提とする場合においても、安定供給および電気料金の低減の観点から、中長期的に適正な供給力を確実に確保することが大前提であり、容量市場における混雑系統の電源等の供給力の取扱い(供給力評価、入札要件、約定方法等)について整理しておく必要がある。 | 現状、試行ノンファーム型接続におけるノンファーム電源は、「ニーズがある際に発電できる状態にある」という容量市場のリクワイアメントの基本を満たすことができず、容量市場へ参加できないと整理されている。 先着優先ルールの見直しにより、常時系統混雑を前提とした系統において、「ニーズがある際に発電できる状態にある」というリクワイアメントを満たせる電源やその量を適切に評価し、調達しなければ、供給力の過不足が生じる懸念がある。 |
| 39 | 一般送配電事業者 | ①安定供給 ③電気料金の低減 | | 常時系統混雑を前提とする場合においても、安定供給および電気料金の低減の観点から、適正な調整力を確実に確保し、周波数を維持することが大前提であり、需給調整市場における混雑系統の電源等の調整力の取扱い(入札要件、系統混雑箇所でのマージン設定等)について整理しておく必要がある。 | 現状、試行ノンファーム型接続におけるノンファーム電源は、「上げ幅を確保しても、TSOからの指令に応じて発電計画値以上に出力を上げることができない」ことから、需給調整市場のリクワイアメントを満たすことができず、需給調整市場へ参加できないと整理されている。 先着優先ルールの見直しにより、常時系統混雑を前提とした系統において、需給調整市場のリクワイアメントを満たせる電源やその量を適切に評価し、調達しなければ、調整力の過不足が生じる懸念がある。 |
| 40 | 一般送配電事業者 | ③電気料金の低減 | | 混雑管理の仕組みの検討に当たっては、電気料金の低減という観点から、既存システムの有効活用、システム化対応費用を含め、総合的に勘案する必要がある。 | すでに開発に着手している広域需給調整システム、需給調整市場システム、試行ノンファームシステム等を最大限活用することで、新たな混雑管理に伴うシステム開発費用や開発期間の抑制を図ることができる可能性があるため。 |
| 41 | 一般送配電事業者 | ④価格シグナル | | 再給電という混雑手法を考える場合は、適切な電源が適切な規模の系統に接続されるというための仕組みという観点で、混雑処理の費用負担等の課題について整理する必要がある。 | 現状、試行ノンファーム型接続におけるノンファーム電源の出力制御は計画段階で行うこととしている。 再給電による混雑処理は、通常一般負担を念頭に検討されていると理解しているが、計画段階で混雑処理を行い、その費用負担は事業者が負うこととすれば、それに基づいた事業者自らの判断によって、適切な電源が適切な規模の系統に接続されるようになることも考えられるため、両案とも議論の俎上にのせて検討するべきではないかと。 |
| 42 | 一般送配電事業者 | ⑤その他 | ローカル系統への適用する場合の留意点。 | 発電事業者が費用を負担して増強を行った設備は、その負担に応じて発電する権利を有しているとも解されるため、ローカル系統への先着優先ルールを廃止し、メリットオーダーで混雑処理した場合、当該発電事業者の権利について、整理する必要がある。 | 現状、原則一般負担で増強が行われる基幹系とは異なり、ローカル系統では、事業者が受益に応じた費用を負担して増強を行っているため。 |

以上