

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会  
電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会(第14回)議事要旨

日 時:平成29年11月10日(金)16時00分～18時00分

場 所:経済産業省本館17階 国際会議室

出席者:

<委員>

横山座長、秋元委員、安藤委員、大橋委員、大山委員、  
小宮山委員、曾我委員、武田委員、廣瀬委員、又吉委員、松村委員

<オブザーバー等>

菅野 等	電源開発株式会社 常務執行役員
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
斉藤 靖	イーレックス株式会社 執行役員・経営企画部長
佐藤 悦緒	電力広域的運営推進機関 理事
佐藤 裕史	東京ガス株式会社 電力本部 電力トレーディング部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局総務課長
竹廣 尚之	株式会社エネット 経営企画部長
内藤 直樹	関西電力株式会社 執行役員・総合エネルギー企画室長
鍋田 和宏	中部電力株式会社 執行役員・グループ経営戦略本部部長
柳生田 稔	昭和シェル石油株式会社 電力事業部門担当執行役員
山田 利之	東北電力株式会社 電力ネットワーク本部 電力システム部 技術担当部長

議題:

- (1) 需給調整市場について
- (2) 容量市場について

<連絡先>

経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課

TEL: 03-3501-1511 (内線4761) FAX: 03-3501-3675

〒100-8931 東京都千代田区霞が関1-3-1

## (1) 需給調整市場について

- 全体として違和感はない。
- 論点⑩。2020年に向けた共通プラットフォームの開発について。時間がないので、慎重かつ迅速に検討を進めて貰いたい。
- 論点⑩。共通プラットフォームについて。2020年の導入まで期間が短いため、遅延リスクがあることを理解して欲しい。もちろん提案は受け止め、早急に代表会社を決めて、詳細について検討・報告する予定。
- 論点⑩。共通プラットフォームについて。2020年の姿は公益調達と言いながらも3次調達の低速枠のみ広域化するという。つまり、スポット市場が終わった後の連系線の空き容量を見て調達する量のこと。これは、FITの誤差等への対応、例えば、九州電力電源1'を発動したようなイメージで、調整力と言いながら、ほぼkWhの市場に近い。よって、調整力の広域調達からかなり遠いものを検討しているものだと思料。
- 従って、その程度のものでなぜそこまでシステム投資をする必要なのかについて明らかにして欲しい。2020年+Xを見据えているのか。補足があるなら教えて欲しい。
- 買い手が異なるだけの、スポットの第2市場に近いものということを理解する必要がある。
- その点、あらかじめ連系線を押さえるとすると、どれくらいの期間、量の連系線を押さえるのか。解除が無理ならば何故無理なのか説明する必要がある。
- 論点⑩。オークション方式の価格支配力の恐れということについて。基本的にはエリア毎に対応となるので、価格支配力への懸念は必要。つまり、監視は必要。春なら電源が余っているから競争的ということも考えられるが、それでも市場支配力の行使を懸念する必要がある。
- 最初の低速枠は小さな規模であれば。簡易なシステムで良いが、今後どのような規模になるのか不透明なので、2020まで対応可能とするためにシステム投資が必要。もちろん、電話・メールを使った対応も検討する。
- 論点⑩。調整力の広域調達。低速枠からスタートということになっているが、これは調整力の本丸ではない。時間前市場との競合がある。違いは目的と誰が調達するのかということで、今回の目的は時間前でできないものを送配電が調達すること。例えばFITの予測誤差、地域内の送電線混雑解消の再給電か。目的を切り分けて動かす必要。
- 論点⑥。特定地域立地電源について。世界でオープンな市場はほとんど上手く行っていない。ゆっくり考えるべき。
- 論点⑩。低速枠についてはFITのずれ分を考えている。P14に簡素なシステムとあるとおり、相当簡素にすることを可能性ありとして検討中。2020に間に合わせられると思料。
- また、西日本の3社で調整力に関しても共同して調達・運用することを考えているとのこと。P21の記載した内容について2020+Xで、共同で運用するといったことはアジェンダとして入るのか事務局に確認したい。

- 論点⑥。商品設計について。賛同するが、継続時間・高負荷なりその性能が担保されているのか、アセスメントされているのか配慮して欲しい。
- 論点⑥。特定地域立地電源についても賛同。セキュリティに関わるものは特に重要。相対契約等で調達すべき。
- 論点⑩。P16 記載のドイツの例について。TSO について協力が進んでいない状況では強力なインセンティブを持たないという前提があったはず。今後の協力や共同については、第三者の目を入れて透明性を確保すべき。
- 昨年の調整力の公募ではばらつきがあった。はやめに共同での調達、広域化を検討して、低廉化するべき。
- 需給調整市場はそもそもスポットから時間前の連続に繋がる最後の市場なはず。しかし、調整力公募という独立な制度が先に入ってしまったため、時間前市場が有効活用されていない。いまは過渡期。いかに時間前市場が使えるようにするのかということを議論した上で、現状として時間前市場を活かすことにどれほど社会的メリットがあることを検証すべき。システム投資の額に対して値差の解消が全体としてペイするか検討する必要がある。
- パフォーマンステストの評価は重要。P4 をどのような評価にするのか。海外の事例を見るべき。
- 論点⑩。P26 価格決定方式について。結論は賛成。しかし、結論に至るロジックには反対。どちらの方式でも平均的な収入は同じなはず。あたかもマルチプライスの方が安い様に見える。システムプライスでは均衡価格になるため、自分のコストベース(スポット)で入れる。マルチプライスは自分のコストにビットして入れるはず。リスクに対する態度は違うはず。平均的には同じ。低廉な需給運用という文言は誤り。運用面に慣れているという点ならば賛同。
- 論点⑩。マルチプライスの理由。入札する事業者の数は限定されるため、入札価格が高止まりすることを懸念。実効性を担保するような仕組みが必要。
- 論点⑩。今回、コストベースと監視がセットになっている。コストベースには事業報酬・利益が入る。コストの載せ方が自由であれば、マルチもシングルも平均的に同じ価格となるが、今回は今後の制度設計の段階で、変更可能となる。この点は規制とセットで考えるとあながち事務局案が間違っているとは言えない。
- GC 以降、中三社でインバランス・調整力最適配分にチャレンジしていたが、今後も3社だけでなく広域化に協力を進める方向で検討を進めたい。
- 商品設計や落札時の価格決定について必要な電気が低コストで確実に回収可能であることや多くの事業者が参入しやすくすることが重要。設計については監視委も協力したい。
- 広域化は kW 価格に地域差があるため、重要な課題。一般送配電が共通プラットフォームを

開発することは理解。

- 効率の良く情報がタイムリーに市場関係者に共有されるべき。運用に当たっては kW 価格が提示されるべき。
- P25  $\Delta$  kW の価格の設定について、現状、市場支配力を持つ会社が存在することを考えるとマルチプライスということで理解。広域化する部分については参入促進の観点から将来のシングルも検討するべき。
- 市場支配力が行使された場合、入札価格へ何らかのルールを設定するとのことだが、こちらでも理解。運用面でしっかり見る。
- コストベースの入札を求めるとすると、需給調整市場ではなくもっと儲かるところに出すのではないかと。価格はどうなるのか。コストベースでの入札が実質どの程度意味があるのか考えるべき。
- 2020年のイメージについて。9/19の議論をふりかえると、なるべく早い広域化が重要とされたが、2020年段階で連系線をまたぐものについてはシステム回収等が必要であるため、出来るところからという話だった。市場開設期間については前週に  $\Delta$  kW で調達することで議論。そして、kWhについては当日に近い断面で調達するという議論があった。
- 前週に  $\Delta$  kW を調達し、かつ、それが広域調達可能かどうかという議論については、連系線の利用のあり方とともに引き続き検討するべき。今後広域機関でも技術的に詰める必要。
- 事業者間の連携について。2020+Xについては今後広域運用の知見が集まることを前提に連携も考えられる。あらゆる可能性を考える。
- 論点⑩。価格決定方式について。書きぶりについての指摘は説明が不十分なところもあったが、マルチプライス導入の理由は、現在の調整力公募と合わせて理解がしやすく、運用コストが安いということもある。
- また、PJMのTPSの話もあったが、コストベースでの入札等については検討が必要だが、現時点では詳細が固まっておらず、今後検討が必要であるものの、P26では仮にコストベースであれば買い手に余分なコストは係らないという理由で記載した。当面はマルチプライスで行う方針。

## 2. 容量市場について

- 論点⑬。費用精算の考え方における小売請求の配分方法。そもそもなんのために設備をもつのかということを考えると、エリアピーク時においても十分な容量を持つということが目的なはず。kW に応じてやるべきであるため、事業者負担を鑑みて、例えば案2が適切ではないか。エリアピーク時以外にどれだけ出力しているのかと言う観点は容量市場の目的と違うため、案5は不適切ではないか。
- 論点⑬。小売への請求額算定方法。同様に案2が適切ではないか。案1について、事務局案では予見可能性の低さが指摘されているが、これでもある程度はある。これが大きな問題となるとは考えにくい。案1でも結構。いずれにせよ電力量を勘案する案は不適切。
- 論点⑫。経過措置の既存のIPPへの影響について。協議による見直しによって従来分と実質的に等価となるとの説明を受けたが、小売の負担減、発電の支払い減が同額であれば良いが、どちらかが費用負担となるという話になると見直しがスムーズに行かないという懸念。特にプロジェクトファイナンスで融資を受けている場合、既存のIPPのプロジェクトについて、金融機関から全額回収を前提としてキャッシュを見ているため、利害関係者が多い。実務的にどのように対処すべきか。経過措置の手段としての内容の許容性・合理性で適切なのか。
- 論点⑬。費用精算について。設定からしてピーク時のkWが自然。例えば、kWhが出てきているとすると、決して全時間のkWhではなく、ピークのときのkWhでなら合理的。だが、春・秋に電気が余っていて、社会的な限界費用が無料のとき、kWのキャパシティーが制約とはならない。結果的に制度の設計として変となる。需要の高い時期ピンポイントでピークが出たときのkWとするべき。月ごとのkWは良くないと判断できる。将来の事業の芽をつぶさないようにするべき。
- 論点⑫。新設既設の区分の考え方について。合理的だと思料。しかし、Jpowerの実際の採算点が15年という案を取り入れるとするとこの案ではまずいと考える。17年目でもお金が貰えるというならば、投資の意思決定に影響を与えるが、もし貰えないならば、それはkWhの供給増にお金が入らないことになる。ちゃんと払われるアテがあれば良いが。風力事業者が8年回収できないと無理とする。FITの支払い電源の回収と関係する構造と同じ。
- 論点⑫。経過措置について。7割減ということは非常に高い。しかし、ほぼkWhでまったく回収できず、kWを回収するという3割はほぼありえない。上限は一定の合理性がある。しかし、これでも少ないと事業者が言えば、制度を歪めるということ。また、10年間で減らすということは短すぎる。連系線の既得権益を認めた場合5年間と同じ。本来は20年とするべき。手段については、貰えて当然という考えではなくて、容量市場をアテにしなくて作った電源は貰えなくて当然という考えからすると、当然。もし10年とすると、オペレーションがとてもコストとなるという懸念がある。基点時点をもとに100万に到達していない者は除く等の措置が必要。

- 論点⑫。相対契約をしている方同士、貰う額・支払う額が一致しない可能性はあるが、マーケットのみからしか調達しない小売はもっと大きな事業環境の変化を受けるはず。
- 論点⑬。小売請求。ピーク時への供給が基本と史料。第一は年間にするべき。需要には不等時性があるので、規模が大きい事業者ほど全体の事業者ごとの最大電力ということだと、どちらかというと有利になるという面があることに注意すべき。
- 案1から案5の中で、2、3、4、5は規模に関係なく同じように、要するに小さい事業者が合併しても変わらないが、案1だけは合併したら変わるかもしれないというので性質が違う。基本は案2とするべき。
- 論点⑬。案2が適切。最大ピーク時の動きを動かすことも必要。案1のようになるとピーク時から動かす必要はない。エリアピークになるとピークを避けるという行動となる。
- 論点⑫。経過措置について。2024年だと42%となる。実質42%がスタートになるはず。一方電源は2010年以前に運開なので、ほぼ償却しているため、42%は少ないのではないか。相応の割合をJEPに依存しているので他の制度へのインパクトも含めて検討して欲しい。
- 最終的には約定価格を見ると、いまのコストインパクトは意味がないとの意見もあるが、2001年新市場拡大措置委員会では価格シュミレーションを実施した経緯がある。そのときは、RPSの導入も決まっていなかった。経過措置も決まっていなかった。制度の現状が見えていないということからコスト負担がどうなるかの検証が必要ではないか。時間をかけて結論を出すべき。
- 論点⑫。経過措置。相応の規模のある新電力には別にあまくない。なんらかの激変緩和措置は必要である。電源の実態。
- 小売の自由化は99年。一方、電源が電気を供給開始するまでの期間は電源建設の検討を始めてから最短でも7年間。平均10年間。今の電源は2008年に検討を始めたものがほとんどではないか。事業期間15年という中で、ファイナンスであったり、あるいは長期の保守契約であったり、設計指標そのものが15年の耐用ということで考えているので、そのような電源が実は2020年時点というのは、ちょうど更新のための投資を判断する時期にぶつかるというのが実情。
- また、旧一電とくらべて更新投資にどれだけかかるかわからない。かなりの額が必要となる。投資回収の予見性の確保のために、こういった新電力電源が経過措置にかからないような措置はできないか。他方で、起算時点を遡れば、小売事業者の負担は増えることも理解。新電力の小売事業者の負担、起算時点、控除率について検討が必要。
- 論点⑬。費用精算の考え方について。考え方としてはシグナルを出して行動するように促すようなもの。供給信頼度の確保、kWをいかに減らすのかということ。ピークを減らすような方法が必要。

- 一方で、予見可能性がどれほどあるのかということは非常に重要。案1ではkWは減るが目的に合うのか。P17の案2でkWhの考え方を入れるのは明らかに変。今後議論したい。
- 容量市場で顕在化する価値が正しく顕在化する必要がある。そもそもは卸市場から収入が得られる。最低限の収入。経済価値に対する検討も必要。なぜ、7割控除するのかが分からない。また、15年という数値が良くわからない。実務ではモデルプラントとちがっているはず。議論はするべき。
- 論点⑬。小売請求について。年間ピークを基準とした方法を支持。電力システム全体の火力の計画外停止率や再エネのkW価値、それぞれの電源の特性を踏まえた上でシステム全体のアデカシーを入札で一括して調達するという趣旨からは自然。少なくとも年間ピークを考慮に入れた設計が必要。
- 論点⑫。経過措置について。2030年で終了ということだが、これは合理的。仮に10年ということであれば、それは賛同するが、市場の環境が大きく変化するならば、そうした点への暗転供給への措置は必要。
- 論点⑫。経過措置について。実際にはメンテナンス等で10年以降にも係るはずだが、今回は10年が妥当だという判断となったと理解している。
- 経過措置は必須だというふうに思って考えると、では新設も既設も区分せずに、もう全部一律で控除するというようなことをとれば、解決できるが、全部割り引くと、逆に高い価格をつけて、全部割り引かれることがわかっていると、そこで高い価格をつけて、結局変わりがないという気もするので、そうすると、その案も難しいという気がする連系線の10年という話について、優先のところでもともと10年であったはず。新設既設を考えるならば。ガイドラインかなにかで別途書くべき。
- 論点⑫。新設・既設の方針については支持。佐藤委員の新規参入者についても考慮すべきという意見があるが、負担額の増加という観点から事務局提案が良い。ただし、急な制度導入によって競争が阻害されることも否めない。控除率を高くする等の仕組みが必要。相対契約について相対からの調達もトライしたい。整理して欲し。
- 論点⑫。経過措置について。事務局案に賛成。佐藤委員から、新電力の発電所が運用開始した場合を考えると、同様の要望が有り。必ずしもモデルプラントのように償却しない。固定費に着眼すると15年という期間がすっきりしている。全体のシュミレーションを実施すべき。減額についてどのように配分するのかという点については引き続き議論が必要。
- 論点⑫。経過措置について。容量確保について、同一価値について公平な価値が払われないことに懸念。違和感。仮に経過措置を導入しても減額率と期間の整合性を合わせることは非常に難しい。実際には容量市場の価格で固定費が回収できるか判断出来ない。経済合理的にワークするのかシュミレーションすべき。新電力間の公平性を損なう可能性を懸念。小売市場では一定のリスクを負って電源開発をした事業者も存在するため、配慮が必要。

- 論点⑬。費用精算。kW が自然。小売事業者の最大電力に合わせることで問題ない。
- 論点⑫。経過措置。発電事業は投資回収の不確実が高まっている。供給の安定化が目的。発電の費用を公平に負担することが求められる。既設であっても定期的な維持のために費用は必要。一般的には効率が高くなるはず。既設電源の支払いから減額していくということだが、さらに厳しくということになるので、検討して欲しい。
- 論点⑫。初期投資。新設電源の投資について。長期のPPAの投資について、会計上15年が法定されている。さらに、当然事業を考えているので、初期投資の段階では15年をまず考え、参考値として15年以降を考える。kWh市場とkW市場を合わせて考える。需要曲線。電源が余っている状況なのか。
- 論点⑫。最初の15年償却、その後修繕するということには資料はなっていない。なぜ経過措置が必要なのかを考えると、もともと消費者の負担が上がるわけではなく、長期的にはkWhのコストが減るということ。少なくとも容量市場のボリュームがあつての話。もう一回考える必要がある。経過措置についても容量市場をアテにせず建てた電源も含めると需要家の負担になる。消費者の観点からは課題の論点であった。10年は投資の予見可能性を保護するための措置。経過措置でゆがむものは投資という観点からゆがみがないというが、具体的にどのような歪みがあるのか言うべき。
- 論点⑫。経過措置。導入には反対。既存新規の維持については本来の目的が達成出来ないようになる。シュミレーションの結果をやりたいが、その前提条件が固まっていない。
- 論点⑬。精算方法について。kWhを念頭に置くべき。
- 論点⑭。P21市場支配力の行使。上限価格に誘導することは可能であるため、ゼロ円入札等の対応が必要。しかし、現在の例示のみでは不十分である可能性があるため、事前に需要曲線や上限価格を公表しない等の仕組みが必要ではないか。
- 論点⑬。請求額の算定方法。合理的だけでなく小売事業者の理解が得られる仕組みとすべき。公平性及び透明性の観点から、kWhシェアをも考慮して配分を行うという考え方も成り立つと考えられるので、引き続き小売事業者の意見をしっかりと確認した上で検討を進めて欲しい。
- 論点⑫。経過措置。本当に10年か。正確に確認したい。
- kW、kWhの問題についてはさらに検討を深めていく。
- 経過措置。発電環境の予見可能性・小売の事業環境の双方からの意見があるが、どこかの段階では決めなければならない、これはしっかり検討。
- 値差の指摘に関し、2024年については42%の控除kWというふうになっている。このときに、我が国全体における震災以降の電源の比率が不確定だが、仮に2割程度入っているとすると、この8割部分について42%が減額されるということになるため、全体として発電側は約3割減ということになる。
- 発電側と小売が相対契約を結んでいたときにどのような契約になるかというのは、今後既存



契約の見直しガイドラインの整備などによって考えていくべき。仮にこれが、発電側が 42%の部分について小売側に求めていくというようになると、その 30%減というところとの間の 10%部分の扱いというものが問題になってくる。

- こうした値差については、このような形で経過措置を導入する以上、不可避の部分があると認識。
- 経過措置が実態何年なのかという点について、次回議論をおこなう予定。