

電力取引監視等委員会  
電気料金審査専門会合（第10回）  
議事概要

1. 日 時：平成27年11月20日（金）16：00～19：00

2. 場 所：経済産業省本館17階 第1～3共用会議室

3. 出席者：

安念座長、圓尾委員、梶川委員、辰巳委員、松村委員、南委員、山内委員

（オブザーバー）

日本商工会議所 市川副部長

株式会社F-Power 沖取締役

消費者庁消費者調査課 金子課長

電力広域的運営推進機関 下村事務局長補佐

（説明者）

北海道電力株式会社 藤井取締役 常務執行役員

東北電力株式会社 田苗常務取締役

東京電力株式会社 武部常務執行役 パワーグリッドカンパニー・プレジデント

中部電力株式会社 松浦取締役 専務執行役員

北陸電力株式会社 高林取締役 常務執行役員

関西電力株式会社 土井取締役 常務執行役員

中国電力株式会社 松岡常務取締役 流通事業本部長

四国電力株式会社 長井常務取締役（総合企画室長）

九州電力株式会社 山崎上席執行役員 電力輸送本部長

沖縄電力株式会社 島袋代表取締役副社長

4. 主な意見

＜低圧託送料金の季節別時間帯別料金＞

- 昼間と夜間の分け方について、時間帯別料金を使っていない人も含めた全体の低圧の昼、夜の使用割合ではなく、時間帯別料金を使っている人の昼夜間の割合でみているのかどうかを確認したい。

→時間帯別料金を使っていない人も含めた全体の低圧の昼夜間の割合である。（中国電力）

- 前回は指摘したとおり、これは相当問題のある料金体系だということをもう一度繰り返さざるを得ない。時間帯料金で適用されている人の方が、他の人より夜使っている割合が高いことは当たり前である。そういう人を全体でならして平均とすれば、これは明らかに時間帯別料金を使っている人に有利な料金体系になる。  
→有利かどうかというのは別にして、要するに設備の効率的な利用を促すためのインセンティブという意味で、昼夜間格差というのがつけられていると認識している。(中国電力)
- インセンティブの観点について聞きたい。電気に色がついていないから、低圧で夜 1 kWh 余分に使うことと、高圧で 1 kWh 使うことは、上のレベルにかける負荷の軽減効果が同じであるから、電圧別の割合で配賦するとの説明だろうが、これが何故合理的なのか説明して欲しい。次に、低圧も含めて何故、夜間割引の話が出てくるのかという点に関する回答がまだない。柱上変圧器のレベルで見れば、どう考えても夜大量に電気を使っている人の方が負荷をかけている。なぜ低圧についても昼間ピークの大口と同じ割合で配賦するのか。  
→料金率というのは色々な考え方がある。料金率というのは、理論的なものは考慮するが、それ以外の要素、政策的、インセンティブという要素も含めて考えている。今までもやってきたやり方の 1 つとして一定の合理性はあると思っている。(中国電力)
- この点は、もう一回委員間で頭を冷やして議論してみたいと思う。(安念座長)

#### <高経年設備の更新計画>

- 必要な老朽設備の取替、建替はいたずらに絞るのではなく、必要であればどんどんやるべき。鉄塔でもリスクが高いものが低地上高と電線張替困難で約 1,050 基あるのであれば、現状計画されている年間 60 基ずつでは足りないぐらい。これを前提に 4 点質問をしたい。1 つ目は、低地上高のものと CuCp 電線を合わせて 1,050 基ある。この中で、低地上高でかつ CuCp 電線のものはないのか、またあるのであればこの資料上どういう位置づけなのか。  
→低地上高で CuCp 電線のものは、資料上では CuCp 電線の数値としている。(北陸電力)
- 2 つ目は、施工能力増強の問題に関連して、春先の工事が増加するという説明になっている。平成 24 年、25 年、26 年の春工事の実績及び平成 27 年の春工事の実績の数値を示されたい。  
→平成 24 年、25 年、26 年の春工事の実績数値は今持ち合わせていない。年度について、10 月末段階で 57 基中 41 基完了しているが、春工事の実績数量は把握できていない。なお、当年度に計画した鉄塔はすべて着工済で、完成できる見込み。(北陸

電力)

→過去実績及び H27 年度実績を別途提出してほしい。(安念座長)

- 3つ目は、コンクリート柱について。コンクリート柱では、計画 1の方がクラック大よりもリスクが高い認識だが、通常は施工力の増強があれば、計画 1の工事を先に増やすのが自然な発想。施工力の増強分を、計画 1の工事本数に充てないのはなぜか。

→計画 1は、250本のペースでやっていけば、現在残っているものは2年程度で解消可能。今後、新たに計画 1となるものも出てくるが、それでも年 30本ずつ減らすことが可能とみている。(北陸電力)

- 4つ目。コンクリート柱に関する施工能力は、本当に増えるのか。N T T約 1000本コンクリート柱の工事がある中で、そのうち 250本のコンクリート柱自体を北陸電力の施工業者が実施しているのであれば、容易に理解できる。実際には、北陸電力は、N T T約 1000本コンクリート柱の建替はN T Tが行い、北陸電力は電線の工事だけやっている。これでコンクリート柱の建替を 250本追加で建てる施行能力増を見込んでよいのか。

→N T T施工者は、電柱の建替も、通信線の工事もできる。北陸電力の施工業者は、電柱の建替ができ、高圧電線部分の工事もできる技術者である。(北陸電力)

- 北陸電力の説明はどんどん変わっていく。事務局の資料では、N T Tコンクリート柱の工事を北陸電力の施工業者がやっていて、それが制約となっていたことを前提とした案。しかし、実績の推移を見ると、施工力が制約で、その限界まで実施していたという実績とはなっていない。事務局が示した案の中では、コンクリート柱は案 1しかないのではないか。

- 鉄塔は案 1か案 4ではないか。案 1がいいと思うが、案 4もあり得る。用地交渉などが実際に行われていることはわかるが、こういったものも認めていくと何でも正当化可能。

- 春先の工事をやるということは、農家に休耕してもらうということか。(安念座長)

→1年間休耕してもらう。そうすると雑草が増えるなど、補償が必要。今までは無理しないでやってきたが、高経年化を踏まえ増やしている。(北陸電力)

→鉄塔について、今までは無理しないでやってきたが、高経年化の進展を踏まえ、原価算定期間で突然、数量を増やした印象。

→平成 25年から停電調整などに取り組んできたが、やっと今年からできるようになった。用地交渉は、2年程度かかる。(北陸電力)

→鉄塔の施工そのものにはどのくらいの期間がかかるのか。(安念座長)

→条件によって異なるが、小さいもので基礎工事に2ヶ月、鉄塔の建て替えに1ヶ月、

電線移設で数日かかるため、全体で3ヶ月はかかる。(北陸電力)

- 私の考え方は鉄塔・コンクリート柱で共通。鉄塔・コンクリート柱の両方とも増えており、背景を考えなければならない。電力会社には、やれるところまでやっていただくとして、問題となるのは施工力。施工力の増加分が、10基から20基あるということであれば、10基分くらい加味してもいいのではないか。したがって、鉄塔については、案4がよいのではないか。コンクリート柱は、NTTの施工力が本当に戻ってくるのかが疑問な部分もあるが、施工能力が増加することを踏まえると、案2でよいのではないか。
  - NTTの工事をやっていたことで施工力の制約となっているのであれば、上限値が一定であるはずであるが、直近実績で増加しているのはおかしい。
  - 計画1とクラック大の組み合わせにより最大でできる本数制約は変わってくるのではないか。
  - 北陸電力のコンクリート柱の更新本数が、H24年の299本からH25年の484本と増えている一方で、NTT管理柱の工事数も同時に増加している。北陸電力の説明に説得力に欠けている。
- コンクリート柱に関しては、NTT管理柱に施工力をとられていて、それが今後使えるという説明が信用できない。案1でないとするれば、案3がよいのではないか。クラック大の増加がNTT管理柱の施工力に依存しているのであれば、増加させるべきではない。問題は、計画1。計画1は、平成24年・25年は130本くらいしか更新工事をしていないが、平成26年に230本実施しており、増加傾向にあるのは確か。原価算定期間において、毎年250本の更新ができることが説明できるのであれば、案3がよいし、説明できないのであれば案1。鉄塔は、案2又は案3がよいのではないか。施工力の増強分は、計画値に反映されているはず。一方で、これまでの計画と実績の乖離が今後改善するとは思えない。あとは、特殊要因をどこまで見るか。単なる用地買収の遅れなどではなく、外部的な要因ということでコンセンサスが得られれば、案3がよい。案4は、施工力の増加が信用できないので、選択できないと思う。
- 北陸では、当初、長期にわたる更新の必要性から原価算定期間の申請数量を説明していた。今回は、現状劣化の状況から原価算定期間の申請数量を説明してもらった。これまでの説明と比較して、理解が進む部分もあったものの、北陸電力の思いと委員の考えとの間にギャップがある。継続的に検討した上で、最終的な結論を出したい。基本的には、過去の実績をベースとして、プラスで見込むことができるものがあればプラスするという考え方。その際、鉄塔・コンクリート柱、両方について施工力の増強をどうとらえるか重要なポイント。この点についてのいくつかの疑問点を各委員からいただいたと認識している。(安念座長)

## ＜代表契約者制度＞

- 代表者契約者制度に関する論点は二段階に分かれていると整理している。まず、連帯責任の範囲に関する考え方が妥当かという論点。そして、仮に連帯責任の範囲に関する考え方が妥当であるとして、約款の文言からこの考え方が明瞭に読み取れるかという論点。この二段階。第二の論点である約款の文言については、あまりヒラバで議論しても成果がないと考える。したがって、今回東京電力から説明があった連帯責任の範囲に関する考え方につき問題が無ければ、私と事務局と東京電力とでワーディングを検討することとしたい。南先生にも、場合によってはご助言いただきたい。（安念座長）
  
- 東京電力に質問だが、そもそも「協議が整わない場合」という事象があるのかを知りたい。東京電力の説明では、「協議が整わない場合には、契約者は連帯債務から外れない」というワーディングになりそうだが、そもそも「協議が整わない場合」を想定されているのか。  
→ 「協議が整わない場合」としては、通常の契約者であればまず考えられないような特殊な契約者が現れるといった非常時のことを想定している。通常は、代表契約者制度において接続供給契約の申込みが行われた場合、特に問題なく契約締結に至る。ただし、例えばバランスグループに属している契約者Cが、過去に単独の託送契約においてたびたび料金の滞納をしていたような非常時は、「協議が整わない場合」になると考えている。もっとも、通常の契約者であれば当然協議に応じさせていただく。約款の作りとして、非常時のことを念頭に置いた上で規定しておきたいだけである。したがって、協議という文言は残すこととさせていただきたい。（東京電力）
  
- 「協議が整わない場合」に関する今の東京電力の説明からすると、連帯責任の範囲に関して、原則と例外が先程の説明と逆になるのではないか。先程、東京電力は、原則として責任範囲を特定できる金銭債務は個別責任、例外として責任範囲を特定できない金銭債務は連帯責任という説明をしたのではないかと認識している。しかし、「協議が整わない場合」に関する今の説明では、協議が整わない場合は連帯責任、協議が整った場合という条件を満たして初めて連帯責任が外れるという話のように聞こえる。そうすると、結局のところ原則は連帯責任ということになってしまうのではないか。  
→ これまでは契約全体を見て連帯責任の範囲を考え、約款の文言に落としていた。金銭債務に特に着目するのであれば、南委員のご指摘を踏まえて約款の文言を見直すことになるかと思う。（東京電力）  
→ 個人的には、原則が連帯責任であり、「協議が整わなかった場合」に原則である連帯債務に戻るという点に違和感がある。ただ、これは連帯責任の範囲に関する考え

方の問題ではなく、あくまでワーディングの問題であると考えている。(安念座長)

- 例えば我々ならば、東京電力の説明に出てきたような、過去に料金滞納を何度も繰り返したような新電力とバラシンググループを組むことはありえない。そのことを踏まえると、「協議が整わなかった場合」として、東京電力が、過去に料金滞納を何度も繰り返したことのある事業者が現れた場合のみを想定しているのであれば、「協議が整わなかった」という事象は基本的に生じないのではないか。そうすると、そもそも「協議が整った場合」という文言は約款上不要なのではないか。  
→今、他の具体的事象は思いつかないが、約款の作りとして、非常時のことを念頭に置いた上で規定しておきたいだけである。何か非常事態が起こったときに備えて念のために、協議という文言を書かせていただきたいという趣旨である。(東京電力)
- これまでの東京電力の説明を受けて、協議という文言は一種のヘッジワードであると理解した。非常事態というのはまず起こらないものだが、起こった場合に備えて協議という文言を残したいという趣旨であると認識した。(安念座長)
- 沖オブザーバーのご発言も踏まえて、具体的なワーディングを検討する。

#### <調整力>

##### 論点 a

- リスクは一番マネージメントできる人がとるのが基本。そうすると送配電が7%持つべきなのだが、そうするとモラルハザードみたいなものがある。そうすると、マイナス $\alpha$ みたいなものが必要。
- 東電資料の中で、H28/4 移行は計画値同時同量になると、リスクが高まると言っているが、それは制度自体のリスクが高いという趣旨でよいか。  
→計画値同時同量制度となる場合、見積もり誤差を全て調整しなければならないという意味で、今までより持つべき調整力が増え、その意味でリスクが高くなると思っている。(東京電力)  
→多くの事業者が参入した形で安定供給を確保していくという方向性の下、その責任分担をどうするのかという議論を行ってきた。以前の法案審議でも、ラインセンスが分かれる中でどういう分担関係で安定供給を維持していくのかという議論がなされたと認識している。(都築課長)
- 計画値同時同量は今までと違い、発電、小売が計画値に対してそれぞれバランスをしていく仕組み。他方で実同時同量の場合でも、4時間前の市場では午前中の電源トラブルに対応できないとか、常時バックアップは前日の12時以降は変更不可であり、厳しい中で同時同量を行っている。以前の中部の説明で、1時間前市場は微

調整の世界と言われたが、他方で、1時間前のゲートクローズまでは調整ができるのだから、リスクがそこまで高まるとは思わない。新電力にとってはありがたい制度であり、東電のリスクが高まるという主張は理解できない。また、確かにインバランスを出す新電力もいるが、それは市場が厳しく、調達ができなかったというのも理由の一つ。市場を十分に使えば違う結果であったはず。リスクが高くなるとは思えないし、5%で良いのではと思う。

- 前回と同じで、案1～3はそれぞれリーズナブル。系統部門としては全て確保したいという主張も誠実である。一方で、案2、案3も合理的。長期的には何が正しいかは分からないが、決められないということから現状維持である案2を支持している。送配電が小売や発電はあてにならないという気持ちも分かるが、一般電気事業者がそれを言うかと思う。現状、一貫体制で、多くの会社は今後も少なくとも3年程度は今の状態が続く。
- 制度設計WGの議論で容量メカニズムという考えが紹介され、その中で当面は一般電気事業者が予備力を持っているので、容量市場は当面は必要ないと言ったはず。その時の主張と整合していない。私は案2であり、北海道は特別扱いすべきでない。
- 原価算定期間が3年であることを考えると、大部分の電力会社は発電も小売も一般電気事業者なのだから、自分の発電・小売部門がダメといっているようなもの。私は一般電気事業者の小売はもっとしっかりしていると思っている。また、義務の重複というマインドも分かるが、料金算定上は、コストを重複して託送料金に乗せると言うことはだめ。案2がよい。
- 前提は、昭和62年の資料の話で、7%の取り合いというだけ。当然7%には小売・NWが含まれた概念だったのだから、全部7%くれと主張するならば相当な説得力がないといけませんが、そこまでの納得のいく説明は受けていない。したがって7%全部はない。ただ、7%からどれだけ引けば良いかはわからない。従前と同じ5%という意見が出ているのであれば、それで良いと思う。また、北海道は、その古い資料の正しさを取らないのであれば、 $9 - 2 = 7\%$ でいいと思う。
- 責任分担の話とコストの話は別である。そして、責任が全く小売にないということでないのであれば、分けるしかない。今までの議論の流れでは案2だと思っている。
- 小売の事業者を選ぶ立場からすると、自分たちも責任をもって調整力を持っている小売を選ばないといけなかなと思う。そういう意味では、責任を分担している案2だと思う。
- これ以上議論を重ねても結論は変わらないと思う。これまでの委員のコメントを勘

案すると、案2となる。北海道の特殊性については理解するが、30年前の数字であれば説得力に欠ける。(安念座長)

- 北海道の7%は現状の数字であり、このままでお願いしたい。(北海道電力)
- もともと沖縄の時に主張するつもりだったが、北海道を考慮することは反対。これは、北海道の電源が需要規模と比べて大きいことに問題があるのではないか。北海道で調整力が必要というのは分かるが、その費用は託送ではなく、メリットを甘受している小売が負担すればよい。
- 周波数維持義務を担う事業者として戸惑うところがある。調整力の公募を計画しているが、その際の取扱いも同様である。(関西電力)
- 実需給断面における変動が7%であり、各社が一律というのは説明が困難。(北海道電力)
  
- 法定料金となっているのは、義務があるからで、そのためのコストを請求できるのは当然。その中で調整力を自社で確保したいというのは分かるが、しかし小売にも法律上、供給力確保義務がある。送配電の周波数維持義務は小売の義務に比べて厳格かという議論のあるところである。二者に対して法律はそれ相応の義務を課している。引き続き内部の議論はするが、暫定的には案2ではないか。(安念座長)

#### 論点 b-i

- 案1をとりあえず採用したい。(安念座長)

#### 論点 c

- 料金算定上は案2が妥当。(安念座長)
  
- 各社の説明にはそれなりに説得力がある。しかし、私たちはこの制度を作る時に、きれいなメリットオーダーが前提であると理解していた。しかし、事務局の資料を見ると、本当にメリットオーダーがあるのか分からなくなる。それを踏まえると、今回ゼロ査定という選択肢もある気がする。しかし、それはさすがにまずい訳で、とりあえずは案2ではないか。
  
- メリットオーダーというのはかくあるべきというものであって、必ずそうあるものではない。しかし、実態とあまりに乖離するのもまずい。メリットオーダーは料金算定上の前提としてよいのか今後考える必要がある。(安念座長)
  
- 御指摘はごもっとも。実情を説明すると、もともと極めて明確な単価差があるわけではないから、システムが全て判定している。しかし、料金審査でそのコストをすべて見せることは難しい。(東京電力)



- もともと持ち替えというのは厳密なメリットオーダーからどれだけ逸脱を認めるかということ。実態とは異なるという事業者からの主張はわかるが、それは今後も考えないといけない。(安念座長)

#### 論点 g~j

- 沖電の資料を見ると追加でやっていただいた牧港への置き換えが良いと思う。理屈だけを追求するなら中3社への置き換えだが、それはあまりに過酷。現実的かどうかではなく、大きな電源の負担を持つべき。この程度の規模だと、新規参入者が作りやすい規模である。中3社への置き換えを選んだ場合、新規参入者も4万を超えるような電源で入ってきた場合、託送料の他に予備力の負担が求められるのかもしれない。そこまでするのはどうかと思うので、牧港でいいのではと思っている。再度申し上げるが、一般電気事業者にどれだけの調整力を持つと言っているのではなく、コストをどれだけ認めるかということである。
  - 当社の系統の電源の規模というところについて、指摘のあったP2に金武の数字を出しているが、これは比較的系統規模の小さい3社の試算値に近い。金武火力でも大きいという指摘を受けたことから、小さい数字も出した。発電所の規模が大きくなることで発電にメリットがあることがあるのは事実だが、送配電にもメリットがあることはご理解いただきたい。(沖縄電力)
- 系統規模の小さい3社の議論については納得できない。もし系統規模の小さな会社に連系線がなかったら、同じような数字になり、同じような発言をしたはず。
- もう一度委員間で考える。論点 g、h、i は持ち越しとしたい。(安念座長)

以 上