

第 42 回 広域系統整備委員会議事録

日時 2019 年 8 月 5 日（月） 10:00～12:30

場所 電力広域的運営推進機関 豊洲事務所 A、B、C 会議室

出席者：

<委員>

- 加藤 政一 委員長（東京電機大学 工学部電気電子工学科 教授）
岩船 由美子 委員（東京大学 生産技術研究所 特任教授）
大橋 弘 委員（東京大学大学院 経済学研究科 教授）
木山 二郎 委員（森・濱田松本法律事務所 弁護士）
工藤 禎子 委員（株式会社三井住友銀行 常務執行役員）
坂本 織江 委員（上智大学 理工学部機能創造理工学科 准教授）
田中 誠 委員（政策研究大学院大学 教授）
松村 敏弘 委員（東京大学 社会科学研究所 教授）
森 厚人 委員（東海旅客鉄道株式会社 常務執行役員）
大久保 昌利 委員（関西電力株式会社 執行役員 送配電カンパニー 担任）
坂梨 興 委員（大阪ガス株式会社 理事 ガス製造・発電・エンジニアリング事業部
電力事業推進部長）
鍋田 和宏 委員（中部電力株式会社 執行役員 コーポレート本部 部長）
松島 聡 委員（日本風力開発株式会社 常務執行役員）
柳生田 稔 委員（出光昭和シェル 執行役員 エネルギーソリューション事業部長）

<オブザーバー>

佐藤 悦緒 （電力・ガス取引監視等委員会事務局 事務局長）

【関連事業者（議題 4、5 のみ参加）】

- 戸巻 雄一 （北海道電力株式会社 執行役員 送配電カンパニー 流通企画部長）
山田 利之 （東北電力株式会社 執行役員 送配電カンパニー 電力システム部 技術担当部長）

【関連事業者（議題 6_非公開のみ参加）】

- 岡本 浩 （東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長）
劉 伸行 （東京電力パワーグリッド株式会社 技術統括室長）

配布資料

- 資料 1 : 流通設備効率の向上に向けて
- 資料 2 : 計画策定プロセスの検討開始要件適否の状況について（報告）
- 資料 3 : 広域系統整備計画の進捗状況について（報告）
- 資料 4 : 北海道本州間連系設備に係る計画策定プロセスについて
- 資料 4_別紙 : 北海道本州間連系設備に係る広域系統整備計画
基本要件及び受益者の範囲（案）
- 資料 5 : 東北東京間連系線に係る広域系統整備計画について
- 資料 6-(1) : 基幹系統の設備形成の在り方について（増強困難系統への対応について）
- 資料 6-(2) : ノンファーム適用系統に関する個別系統の確認
～ステップ 1 : 検討の前提条件の確認～
- 資料 6-(3) : 千葉方面の系統状況について

1. 流通設備効率の向上に向けて

- ・事務局から資料 1 により説明を行った。
- ・主な議論は以下のとおり。

[主な議論]

(大久保委員) 8 ページにノンファーム電源接続出力制御値算出のタイミングについてまとめて頂いているが、このケースはあくまでも系統の混雑が発生する可能性があるときのプロセスを書いていると思う。この 8 ページは混雑発生した時に計画値ベースでこのような制御を行うプロセスを書いていると思うが、この計算の結果、混雑が発生しなくなった場合、その発電事業者の PCS にはどのような設定をされているのかを確認させて頂きたい。もう 1 点は、前回、非常に言葉がたくさん出てくるのでその定義を整理頂きたいと言ったことに対し、23 ページにまとめて頂いており、感謝申し上げます。今回、また新たな言葉が出てきているので整理をよろしくお願ひしたい。

(事務局) 出力制御の値に関して 11 ページ目のところを見て頂くと、基本的には混雑の有無に関わらず 48 コマ全て計算しており、PCS には 48 コマ分の制御値が送られる。例えば 100%というのは出してきた計画値に対して 100%なので抑制がないということ。3 時間前というのは一例だが、ゲートクローズ後に制御値が変わった場合はそこが上書きされていく形で必ず 48 コマ送られることを考えている。

(大久保委員) データを最終的に入れるのは発電事業者なのか、一般送配電事業者なのか。抑制があるときには、一般送配電事業者から抑制の信号を出して書き換えることになるのか。

(事務局) 抑制の有無にかかわらず 48 コマ分の上限値が特高の場合は送られるし、高圧以下の場合にはスケジュールを取りに来てもらうことになる。

(岩船委員) 8 ページのところ、最終的にインバランスリスクが高まることはわかるが、前日の 12 時の時点で、ある程度ノンファーム電源は翌日のことを考えて「明日は混雑しそう」と思っ

て最初からスポットである程度調整してくるから、絶対自分は全量通ると思って計画を出してくるわけではない。そのため、そこまでゲートクローズの抑制によりインバランスリスクが大きくなるという気もするが、そういうことは考えられるか。あと13ページの一律抑制と後着者抑制は、以前から一律抑制がいいと思っていたが、運用がこれから複雑になることを考えると一律抑制のほうがいいのではないか。

(事務局) インバランスリスクに関しては、スポット市場後から時間前市場中にも混雑予想し、その結果を一般送配電事業者から情報提供していくので、混雑予想に基づいた計画を出して頂ければインバランスリスクは高まらないと思う。ただ最後のゲートクローズ後の抑制だけは事業者が計画を変える術がないところで抑制量が決まってしまうので、これに関してはインバランスのリスクになり得ることだけは理解頂きたい。ただし、これに関しても混雑予想に基づいて計画を出して頂いていけば量的にはそこまで大きく変わることはないということと、ゲートクローズ後であっても仮に差し替え可能な電源を持っている事業者であれば電源間で差し替えて頂ければインバランスとして精算されないようにすることも可能で、これはあくまでリスクが高まっているということで理解頂ければと思う。

(佐藤オブザーバー) 岩船先生がおっしゃったことは、私が広域機関にいる時に議論をした点である。インバランスリスクをすごく大きく見る人はゲートクローズ後、再生可能エネルギーは火力と比べれば、インバランスリスクが出る可能性は絶対大きいと言っているに過ぎず、逆にいうと火力もインバランスリスクが全くゼロではないからどう見るかだけのこと。所詮はゲートクローズ後、再生可能エネルギーであったとしてもインバランスリスクの可能性が大きくなるだけなので、このような考え方で大丈夫という整理をした。

(岩船委員) 何かと何かを比較してリスクが高いということだとわかるが、なんとなく印象として、これがすごく電源にとってリスクの高い運用方法みたいに見えるのが少し嫌で、そこを強調し過ぎないほうがいいのではないか。

(松村委員) まず先着優先なのか一律なのかは、一律に抑制する方が指摘になった理由で良いと思う。これに関しては他の所で経済的な抑制が議論されるようになってきている。出発点は全部経済的な負担が同じだとした方が、この後の展開にとっても良いことだと思う。次にインバランスリスクの事。少し理解ができないが、これは元々議論になっていたのは「リアルタイムでの制御にしてくれないのか」ということを言っていたのに対して、リアルタイムにすればインバランスリスクが一番大きくなるわけで、最後までわからない。それに対し、今回のやり方は、「インバランスリスクは大したことなく、こんなに直前まできちんと考えてやるのだからリアルタイムでやるのと抑制量もそれほど大きく変わらない」という事務局の主張なのかと思っていた。もしそうだとすると、後からでもシミュレーションなどでどれぐらい精度の高いものかもわかるので、その点については見て頂きたい。インバランスリスクが大きい小さいという議論がどうしてそれほど重要なのか。インバランスリスク自体がとても重要だということはわかるが、なぜこの文脈でこの2つの選択がインバランスリスクという観点から重要なのかはよく理解できない。

(加藤委員長) 事務局の提案に対して、様々な意見は出たが大きな反対意見はなかったので、この方向で検討を進めることでお願いしたい。

2. 計画策定プロセスの検討開始要件適否の状況について（報告）

3. 広域系統整備計画の進捗状況について（報告）

- ・議題 2、3 は書面で報告。

4. 北本連系設備増強に係る基本要件ほかについて

5. 東北東京間連系線に係る広域系統整備計画について

- ・事務局から資料 4、5 により一括で説明を行った。
- ・主な議論は以下のとおり。

[主な議論]

（森 委 員）資料 4 の 11 ページで、概算工事費は 430 億円程度＋共通設備で、共通設備は既設設備を活用する部分を含み、具体的な金額については全体の工事費に併せて精査とあるが、この施策の判断に影響のないオーダーなのか。共通設備に思わぬお金がかかったりすることがあるのかを教えてください。もう 1 点は東北東京間連系線で辞退者が出て、辞退者が支払った工事負担金の 10%なり、応募を継続している事業者が支払った負担金を使って施工を進めるというフレームになっているが、間接オークションでの利用分がある中で辞退者が出て、お金が変わっていかない。要は、全体のプロジェクトが変わっていかないという風に考えると、逆に応募された方が 100%本当に払う必要があるのか。もっと基礎的なところだけ払って、100%に相当する応募を継続している事業者が負担するコストというのはもっと共通的なところの中で負担していくような発想はないか。今の制度とは違うかもしれないが、何か質問がでてきそうな気もする。そういう考え方は、応募者の側に関係なく整理されている。なぜならばそこにそういった潜在的な必要性が十分あるからだという風に考えるとすれば、そのところのお金の整理の仕方に別の発想がありえなくもないかと思うので、質問させてください。

（事 務 局）架空の直流設備を作る上で新北本と重なる送電線の架空送電線とすでに建設されている部分の負担がある。便益についてはすでに投下されている投資なので影響はない。金額については、現在、北海道電力が精査しており、今後実施案に向けて整理していきたい。2 つ目は、元々この東北東京については事業者の提起のプロセスで決定しており、現在はその費用対便益の議論で整理したスライド 12 の間接オークションの空き容量の増えたものに対して求めているので、特定負担を含むことについては以前のプロセスですでに整理済みと認識しているのでこのように整理している。

（森 委 員）そういう発想はありえないということか。

（事 務 局）ありえないということではなく、昔のルールから始まったものなので、一から検討したということではなく、過去の経緯で合意してきた部分はある程度合意されたものということで整理した上で、状況変化に対して新しい仕組みを入れた。そういう意味ではありえないということではなく、そういう前提で検討している。

（加藤委員長）1 点目の視点について、共通設備に対して先ほどの質問は 430 億円に対して例えば共通設備が 10 億円だとか 20 億円、つまり何分の 1 なのか。それとも同じくらいかかるのかというオーダーについての質問と思うが、そのあたりはどうか。

(戸巻オブザーバー) 共通設備については、その特定について検討している。例えば、交流設備とか直流送電線、帰線・地線等が該当すると想定している。オーダー感は、新北本建設工事費で 600 億円であるが、現時点で数値化は難しいが、数 10%のオーダーになると考えている。数字については現在精査していることから、現時点では確定的にお答えできない。

(森 委 員) 先ほどの説明では共通設備のコストは小さいイメージで聞いていたが、数 10%はかなり大きい感じがする。そこはこの判断の中ではあまり影響はしてこない気はするものの、わかれば数字を後で頂ければと思う。

(事 務 局) 少なくともこの北本の判断は費用便益評価で、この費用は総工事費で評価しているので共通設備というのは既に投資しているお金に対して費用負担を考える上でどちらに整理するかというもの。仮に数 10%になったとしても費用便益の結果に影響はない。ここでいう費用というのは増分工事費。既に投資した部分に対しては費用として入れてなく、増分工事費のみで費用便益評価をしている。なぜ共通設備が入っているかという今後、費用負担を議論する時に当然既存の設備も使用するため、一部は新しい設備の方に入れ込んだ方がよい費用を特定するという。費用便益に影響ないことは大前提。

(戸巻オブザーバー) 先ほどの数 10%は 10%を含む数 10%と理解頂ければと思う。

(佐藤オブザーバー) 森委員からの非常に良い質問があったが、間接オークションになるかならないかに関わらず、連系線にどうして費用を払うのかは、設備がある上での市場の値差分の積分値があることには変わらない。それは途中から間接オークションになっても本質的には変わらない。少なくともこの制度に応募する方は、経済面ではそうなるはずと断言してあるので、急に間違ったということはない。2年前に差し替えが可能になったので、少なくとも差し替えて電源を供給すれば、東京地方の供給先に東北で作った自社の電源から供給することが、紐づけが無くなった時点から可能になった。その意味では間接オークションになったから急に特定負担をやめたからどうかというよりも、少なくともこの特定負担のお金を受益者の方が色々な頭の整理をされたことによって払わなくなった方がいたと理解している。

(松 島 委 員) 技術的なことについて、27 ページの東北管内地内増強に 275kV 今別幹線 1 号線電線張替と書いているが、元々今別幹線 2 回線 2 導体の送電線について、その 2 回線のうち 1 回線だけを増強するという意味なのか。N-1 の観点からするとアンバランスとか起きないのか。元々あった張替計画を行うのか等、色々想像をするが、どのような目的で張替するのか、技術的なことがわかれば教えて頂きたい。

(事 務 局) 今別幹線一部区間の電線張替については、2 回線のうち 1 回線に発電機が接続する計画がある。電源が接続していない送電線で事故が起こると、新々北本の潮流プラス当該発電機の潮流で過負荷するため、1 回線のみ張替を予定している。

(大久保委員) 資料 5 の東京東北間の連系線について、当面受領済の工事費負担金の範囲で工事を進めることに異論はないが、もしこれが仮に早まるようであれば、来月支払いが早期にいるという場合も考えられる。工事に要する費用負担については、費用負担会社の社内手続きもあるので、なるべく早く整理頂きたい。

(戸巻オブザーバー) 本日示された基本要件に基づき、新北本ルートの増強であることを踏まえ、北海道エリアの一般送配電事業者として実施案の策定を進めて参りたい。既に運開している新北本との

協調が前提になると考えられるため、新北本へ影響など双極構成の検討が必要であり、単極構成に比較して、検討すべき課題が多いと認識しており、検討や工事期間も相応に要すると想定をしている。また新北本が運転している状態での工事であり、安全対策面についての配慮が必要になると考えており、これから詳細の検討を進めて参りたい。

(山田オブザーバー) 新々北本について、本日基本要件や今後検討される受益者の範囲等について討議頂き、感謝申し上げます。内容についてこれまでのレジリエンス小委等で確認された内容であり当社として異論はない。先ほど質問があったが、今別幹線の工事については当社が実施主体ということで今後検討させて頂くことになると思う。その点について、今後北海道電力とよく連携して、工事費の低減で寄与できる余地はないかを含め検討して参りたい。

東北東京間について、工事費 10%超えの扱い、辞退事業者の負担額についてとりまとめて頂き、感謝申し上げます。事業実施主体として今回整理頂いた内容に異論はない。特にこの整備計画の工事費について、今回提案頂いた事業継続の事業者から頂いている分を含め、94 億円ということで今後工事を継続したいと考えている。2020 年の下期くらいまでは工事が継続できる見通しを持っている。当社としては工事工程、それから工事費の管理をしっかりとい行いながら計画通り進めて参りたい。一方で、この工事費を持ってしても来年また下期以降超過する見通しなので、その場合でも持ち出しは回避したいと考えているので、2020 年の早い時期には具体的な費用負担について決議頂けると期待している。先ほども大久保委員からもあった通り、支払い方法を含め検討して頂くと共にこちらもしっかり対応して参りたい。

(加藤委員長) 山田オブザーバーからは要望があったので事務局の方で精査頂きたい。

議題④および議題⑤の事務局の提案に対し大きな反対意見はなかったもので、今後この方法で検討していくということでもよろしくお願ひしたい。

6. 基幹系統の設備形成の在り方 (増強困難系統)

- ・事務局から資料6-(1)により説明を行った。
- ・主な議論は以下のとおり。

[主な議論]

(森 委員) 19 ページの図について、ノンファーム型接続を増やすと 1 回線停止時の影響が作業上で大きくでるという説明だと思うが、これだけの需要がフィールドにあるとすれば、どこかで逆に軽くなっている系統があるのではないかと。全体で使う電気の量は変わらないとすれば、どこかで多く電気を使用すれば、どこかで潮流が軽くなるという気がする。そうすると、作業しやすくなっている場所がありえるような気がしないでもないが、そういった評価はしなくていいのか確認したい。

(事務局) 送電線のガラガラ問題を議論した時にその点は説明しており、基本的には全体のパイが一緒なのでどこか混むとどこかが空いてくる。系統の平均利用率という意味では一切変わらずに、送電側からすると空いている所に誘導していくことが大事。ただし、再生可能エネルギーは適地があるので、どうしてもある一定箇所に集中する問題はあると思うので、作業

時の抑制があったとしても事業性が成り立つところについてはノンファーム型で接続していく仕組みは、事業者は当然納得の上であればいいということで、こういう提案をしている。そう意味では他で空いている系統があるというのは指摘の通り。

(森 委 員) 他に空きがある系統ができれば、その系統は作業しやすくなって、例えば何回かに分散してやる作業が1回、2回でも少ない回数でできるようになって、その分コストメリットが出てくるということがあると思う。需給の観点から整理しているが、評価には需給と違う観点を、仕事のしやすさという点もあるのではないかと考えて質問した。

(坂 梨 委 員) 論点1について、18 ページでローカル系統は、当面ノンファーム適用系統の対象としないこととして引き続き議論していくとあるが、仮に一旦ノンファーム適用系統の対象としないという結論を一般論として出しているのであれば19、20 ページの内容が本当にその論拠となっているのか疑問に思う。19 ページの場合、ノンファームが入ってきて、このような懸念があるということだが、元々予見性やファイナンスの問題については、ノンファームを入れるうえでそもそも議論になっていたと理解している。情報公開・開示が行われ、事業者側がそれに納得した上で判断するというを前提とした場合に、ローカルにノンファームを入れるか入れないかという話がこの論拠だけで適用しないと結論づけられるのかというのが1 点目。2 点目は、システム対応という言葉で表現されているものがよく理解ができない面がある。元々N-1 電制の場合、ループ系統はシステム対応が難しくて適用しないが、ループの場合でも、ノンファームは計画段階の調整を前提とするので、比較的システム対応がしやすいという話があったと記憶している。一方、今回の場合、ローカルにノンファームを適用するとシステム対応が複雑になるという理由で、今回一旦適用しないということになっているが、システム対応の複雑さという観点でみた場合に、ある時はループの時の方が複雑、ある時にはローカルに入れた時の方が複雑となっている印象があり、その辺りをもう少し説明頂きたい。

(事 務 局) 対象としないというのは当面の話だと思っており、ここで適用しないと結論づけているわけではない。おっしゃる通り理由が明確でないところがあるが、19 ページに記載しているのは、まさしく発電事業者に意見を聞きたいところ。今までその予見性という意味では平常時の抑制について、メリットオーダーでシミュレーションしたいということで、事業者の方でもある程度できるようになっていると思う。我々が心配しているのは作業時の話で、作業はローカルで頻繁にやっている。それが長期間に及ぶとなると1 か月ずっと止まることが起きやすい。ファームとノンファームで言うと、ノンファームを先に抑制する形になるので、事業性に与える影響は平常時の抑制より作業時の方が大きいと思う。それが例えば発電事業者が事業されるタイミングで将来改修計画とか工事計画を示せるかということ、これもかなり難しい。老朽化するのがいつかを一般送配電事業者が示すにしてもかなり難しい話で、かつローカルになると、アクセスに伴って停止することもある。発電事業者からの連系申し込みで当該設備を止めないといけないこともある。あらかじめ予見的に示せるかということかなり無理がある。要はここで難しいのは発電事業者がそれで納得の上、接続できる仕組みというのが本当にできるのかどうか大きな論点だと思う。「それは全然いい」「ある程度計画がわからなくてもいい」というのであれば19 ページの話はクリアできる話

だと思う。もう1点、20ページのシステム対応が複雑化すると書いてある。これは電制の時ほど深く検討できていない。システム対応がどこまで複雑化するかは電制の場合はある程度検討した上でかなり複雑で高額になることは予測されたが、この点についてはまだ検討していない。懸念事項として示している。そういう意味では当面と書いてあるのはこの辺をもう少し検討させて頂きたいということ。送電権の話も当然見据えてやらないといけないと思っているので、そういった意味でももう少し検討時間を頂きたい。

(事務局) システムについて補足すると、ノンファームがローカルより難しいというのは、基幹系に適用された上で、この絵の通りであちこちにノンファームがあると、どこに対してどの電源がノンファームになるかを管理しながら抑制していかなければいけない。その組み合わせが難しい。電制の場合、ターゲットはその当該送電線だけでよく、その時に故障が起きたらどれを電制するのかという数の問題とかで難しかった、ノンファームの場合は事前に抑制するが、複数の送電線で同時にノンファームになるとどのように抑制していくかが難しいという意味。

(加藤委員長) 制御対象が多いという認識でいいか。だからどうしてもシステム自体が複雑になる。

(事務局) その通り。同時に混雑する送電線が多ければ計算が難しい。ノンファームの場合、一番上位の送電線だけがノンファームの場合はそこが混雑した時だけその下にいる電源をゆっくり制御できるから、逆にできるという主旨。

(坂梨委員) 当面ということで、継続審議ということであればそれはそれで結構だと思う。その上で、投資予見性の話は、まさに藤岡部長がおっしゃった通りだと思うが、であるからこそどの程度情報開示ができるのか、今の話だと結構難しいとおっしゃられたので逆にローカルに限らずノンファーム全体で本当にどの程度事業者が受け入れられるものなのか、新たな疑問が浮かんだがそういったことも含めて引き続き議論ということであれば、是非よろしくお願したい。

(岩船委員) 19、20ページのところがとても気になって、19ページのところで情報開示がどの程度できるか。この点が難しいことはわかるが、基本的には発電事業者の判断になるべくゆだねるような仕組みを作っていくべきではないか。作業停止による影響の判断が難しいという話があったが、「もう最初からここはやめよう」と決めていくのではなくて、情報はしっかり提供しながら、なるべく事業者の判断でやる、やらないを決めていくような仕組みを目指していくべきではないかと思う。同様に20ページもよく言われるのが、結局欧米では実潮流ベースで制御できているのになぜ日本ではできないのかを何度も何度も色々な所で言われる。それに対する答えとしてここには「海外のローカル系統は基本的にファーム接続を前提としている」と書いてあるが、全部そうなのかとか、その辺りはすごく気になる。本当にここまで言い切っているのか、「基本的に」という逃げはあるのかもしれないが、その辺りの話で確かにシステムが複雑になるといわれれば、我々はどのようなシステムだかわからないので無理なのかなと正直思うが、これはやはりこういう言葉一つで片付けずにもう少し丁寧に説明して頂くべきと思う。

(大橋委員) ノンファーム型接続をローカルに入れる時に作業停止の時間が短くなるのが懸念事項だと伺っているが、同様のロジックが実は工事困難地域にも適用不可のロジックがあては

められていて、この時には個別のケースで考えるようなステージになるのではないかと思います。私の整理だと工事困難地域にもローカルと基幹系統があって、ローカルのケースを先ほどに当てはめると難しいケースが多いと思うが、基幹系統辺りでできるかもしれないということでこういうような書き方をされていると私は受け取っているが、そういう整理で構わないか。

(事務局) その通りで1番の違いはローカルでは電制を先にやっているということ。19ページの下絵での黒いデュレーションは電制を考慮していない場合で、電制を入れていくと青い線になる。作業に影響のない範囲で最大限電制を入れていくので、かなり設備容量いっぱいまで入れようとしている上に、ノンファームを入れていくと、影響は大きいと思う。基幹系統の場合は、基本的に電制はやりにくいと思う。この青い縦のラインは両矢印があると思うが、電制量は基幹系統になると大きくなるので、電源制限した時の影響が大きいため、基幹系は2回線設備容量まで、青いラインが上げられるかということそれはなかなか難しい。電制がある程度信頼性の観点から限定化される関係でそもそも作業は基幹系統はやりやすいとか、そこまで青いラインが上に上がっていない状態でノンファームもやっていくことになる。そういう意味ではローカルと基幹系では電制の入れ方の違いによってそもそも作業のやり方が、やりやすさのベースが違うと思っており、その点でローカルは相当やり難くなる。

(大橋委員) イメージしていたのは、将来の話でN-1電制を目一杯やった。今後それ以上ノンファームを適用するかどうかということの当てはめの時に、ローカルの場合とか工事困難地域とで同じロジックを当てはめるのかというところが確認の内容。

(事務局) その通り。

(佐藤オブザーバー) 今の議論に多少関係があるが、16ページなどに書いてあるが、費用対効果がある系統を増強等するかどうかを考えたい。費用対効果で今後のプラントの増設、新設については考えたいということだが、そうすると短・中・長期で見るとどうか。ノンファームにする場合も、システム対応をして、そのシステムが高すぎて系統を増強するよりも高くなると何の意味もない。ただそこが難しく、色々なシステムがあって短期的には高額となってもここで作れば中長期的にはほとんど費用がかからないようなシステムであれば早めに作って、その費用対効果を考えればいいかも知れない。ただN-1電制みたいに安定の関係である程度のシステムが今あったとしても複雑なシステムを作り続けなければいけないようなものは、短・中・長期に系統を増強したほうがいい、または増強しないほうがいい、ということ常々考えて頂きたい。先ほどの坂梨委員がおっしゃっていたことも当面は、どのようなシステムかもう少し細かく説明した方がいいと思う。短期だとこのシステムを導入すればどんな場合でも系統増強費用より高くなることはわかるが、システムを作っておけば中期はコネクト&マネージされ、接続費用がそれほど高額にならないのであれば、色々と考えて早い時期からノンファームとすることも考えてはどうかと思う。

(松村委員) ローカルのところの前に、系統増強困難地域でノンファーム接続の上限をいれるか、あるいは十分活用していくかということだが、上限を入れる案は、この段階で選択肢として外すのが妥当だと思う。先ほどの説明で後着のものから抑制していくのか、平等にやるのかの

点に関しても、先着優先の発想を改革するという方向。上限を設けるのはその方向にあっていない。上限を決めれば、早く手をあげればつなげるが、もたもたしていたらノンファームでも接続できなくなってしまう。だから未熟な計画でも早く手をあげるインセンティブを強く与えることになる。これは明らかに改革の流れに逆行しているし、先ほどの整理とも反している。新たな既得権を作ることだと思う。一方で、そこで多く懸念されていたのは平常時だったら例えば3%位の抑制で済むと言っていて、3%だったら大丈夫と思って入ってきたら、作業で相当に止まることになった。これ約束違うのではないかとと言われて、作業できなくなると広域機関として安定供給上懸念があるのは確かにわかる。それに関しては、「そういう恐れは十分ある、あの数字は平常時だけ。そもそも増強困難地域はメンテナンスの工事も相当に困難なわけで抑制しなくても済むような時期を選んでやることは相当に難しい」ことは広域機関からも言うし、それぞれの送配電会社からも言うことを徹底していくことは意味があると思う。上限を決めるのは早く手を挙げる人、事業者にとっては都合がいいかも知れない。だから支持する人は出てくるかもしれないけれど、改革の大きな流れに反する。収益性に関して抑制されるおそれがあることをいろいろ徹底していくことで無茶なノンファーム接続を防ぐということの方がはるかに透明で合理的な方法だと思う。次に同じことを言うようだが、そのローカル系統の所でも作業停止の期間が短くなるという議論があるが、受け入れ難い。この資料に詳しく書いてあるが、抑制なしに作業停止ができる期間が短くなるということだけ。ノンファーム接続を認めたとしたらさすがにノンファームのところ抑制がないところを狙って作業することは困難。ローカルの場合は相当に困難なので作業時にはそれなりに抑制がありえる。そういうたぐいの工事の場合には何年も前からわかっている工事でないものもかなりあることは繰り返し言っていて、透明性を高める努力をしていなければならないけれども、それでも限界があることをきちんとやっていくことは必要だと思う。作業期間が短くなるのではなく、作業時の抑制量が大きくなるというのが正しい説明。必要な作業は当然やるわけで、当然その作業時にはそれなりの抑制量が出ることを合理的に説明する。安定供給の問題なのではないはず。次に「後回し」という議論。今の説明でさらに明らかになったと思うが、ローカルについてはやらない、N-1電制が適用されている所はやらないということではないが、優先度は高くない。初めにやるものとしては、そうでない所からまず限定して始めたい。そこでの色々な経験を積んだうえで考えていきたい。こちらに関しては少し検討しなければいけない事項が多いので、時間がそうでないところよりももう少し必要という議論、説明だったかと思う。それは受け入れざるを得ない。システム対応が難しいので将来も困難と今言われてしまえば当然強く反論すべきだが、少なくとも検討に時間がかかるのは確かに説得力のある説明だと思う。次に19ページの説明を見ればこれは電制の入っているところは、コストベネフィットを考えるとベネフィットが出にくいところということも明らかだと思う。後回しにするのは、原則としてはやらないけれど、ひょっとしたらできるかもしれないから検討するのではなくて、原則として将来はできるようにすることを前提に検討はするけれど、システムコストが著しくかかるだとか、システム対応が著しく難しいという時には止めるところが出てくるかもしれないという整理でぜひとも進めて頂きたい。それからさらに「後回し」に関して

ものんびり「後回し」にされてしまうと、やらないと言っているのとほぼ同じになってしまう。これについては今からスピード感を持って是非検討を進めて頂きたい。

(事務局) 確かに作業の話は広域機関としてもトラブルに直面しているというか、トラブルとして出てくるケースがある。作業予定はなかなか示せない中で、そのリスクを発電事業者が事業実施時に納得した上で入ったが、実際作業の断面になると色々トラブルになるのは一般的なものだと思う。逆に事業する側からみて作業予見性は十分示せない、ただリスクはあるということで本当にその事業に対して進められるものなのかは発電事業者の意見を聞きたい。

(田中委員) 10 ページのところで費用対効果の有無という判断をされているが、これはあくまでもファーム型電源を前提としてそれに見合うそれなりの規模の増強をするということで費用対効果がある場合と、そうでなければノンファーム適用を検討するとの主旨と思う。他方、ファーム型ではなくてノンファーム型接続を前提として、その上で、それでも増強すると判断する場合もあると思う。ノンファームの接続であればその分大規模な工事をしなくてもほどほどの工事で増強して、かつ費用対効果分析をやったら意外と効果の方が大きいことがあると思う。kW 価値の話もあるが、元々これは増強困難な系統の話をしているので、ノンファームの形のままで少しでも増強して、費用対効果がでることもありえると思う。この表でいくと、1 行目のところに「費用対効果あり、増強実施、ファーム型接続」とあるが、2 行目でノンファームのまま限定的に増強していく、そういうことも可能性としてはあるのではないかというのがコメント。もう 1 点は 18 ページで、ローカル系統のノンファームについて検討して当面は対象に入れたいという話を書いてある。ローカル系統だと他にも空いている所がある可能性があるが、一方、風況とか、ここがすごく適地、こういう所には是非入れたいということがあると思う。そういうことを考えると、ローカル系統のノンファーム、特に風況がいいとかすごいニーズが大きいところがあるかも知れないので、当面对象としないと書いているが、そういうすごいニーズの高いところはより優先的に検討できるような柔軟な形でできたらいいと思う。

(事務局) 10 ページ目について、必ずしも全部をファームでやるという主旨ではない。田中委員のおっしゃる通り、あるところまでは便益はでるがそれ以上になるとものすごい工事費が跳ね上がるというケースは非常によくあって、ある一定の規模まではファームとしてやって、それ以上がノンファームの判断になるという理解をしているので、そこは今後経験を積みながら判断していきたい。18 ページの話で、おっしゃる通りローカル系統も検討の優先順位があると思っており、例えばものすごい再エネの適地であるところは優先的にやっていくとか、優先順位があると思うのでそこは色々意見を聞きながら進めていきたい。

(木山委員) 先ほどから話題になっている発電事業者が十分納得の上接続ができる仕組みが必要不可欠ということだが、法的に考えると契約書に落とし込まなくてはいけない。現在の託送供給等約款でも平たく言えば一般送配電事業者が作業というか発電抑制して頂けるという形になっているが、ある程度の期間、発電ができなくてもそれは納得するということ、それに対して一切保証は請求しないことは明確にする必要がある。そこまで書くと委員長もおっしゃっていたが、ここに対して繋がりたいというニーズが出てくるのか、若干疑問に思うと

ころはあるが、そのようなことを前提に事業者のニーズも踏まえて、ローカル系統であったところにノンファームの適用をしていくということは検討していく必要がある。

(佐藤オブザーバー) 田中委員の話の話を聞いていると、むしろ優先地とかを決めると「どうしてここは優先にならないのか」など、もめ事になるような感じがする。どこが優先であるかは事業者が一番よく知っているのだから、当面の措置が終われば、作業停止がある時は、松村委員がおっしゃったように止まる可能性があり、非常にその稼働率が低くなってしまいかも知れないことを早めにオープンにして、事業者自身で受益を決めてもらうほうがいいのではないかと。つまり風況のいい所は系統混雑時に抑制されても、普通の時は運転するからファイナンスもつくし、事業性があることを事業者自身で判断する。勝手に考えると「どうしてここが適地にならないのか」とか、「広域機関は何もわかってない」と言われるだけではないかと。それならばもっと広く考えてもらい、事業性の判断は事業者を考えてもらえば良い。合理的な事業者は、その地点の風況が非常に良いのであれば、ノンファーム接続を選択することになる。当面の措置が終わった時に第一適地とか第二適地とかを決定するのは止めたほうが良いと思う。

(松村委員) 今の話で便乗するようで申し訳ないが、先ほど二人から、そこまでやったら発電事業者ほとんど手をあげないのではないかと。それがもしももっともだとすると、ローカルを仮に開放したとしてもほとんど手をあげるところがないわけで、ほとんど手をあげるところがないのに先程言った「複雑」なんて考える必要あるのかということも含め、次のラウンドでは全面的に開放するとか、仮に開放したとしたらやりたいという人が多く出てきそうなところを優先するとか、色々なやり方を是非考えて頂きたい。しつこいようだが、そんなに厳しく抑制されるリスクがあるのだったら手をあげないということだとすると、ひょっとすると日本全国で、ローカル系統で手をあげるところは1個しかないということかも知れないし、その1個も対応できないかということも考える余地があると思う。

(柳生田委員) そういう意味でいうと事業者目線というよりかファイナンス。フルエクイティでやる企業がほとんどいない再エネだと思えば、事業者目線というよりはファイナンスがつくかつかないかという方が大きく、事業できるかできないかということに影響があると思うので、事業者がリスクをとればなんとかなるというよりはどのような条件が開示されていけばファイナンスがつくかという目線で考えるべきであり、事業者がいくら歯を食いしばってもお金がなければできないといった方が話としては多いと思う。

(岩船委員) そういう意味で系統作業停止頻度、期間はある程度何か月とか1か月とかそういう見通しは立たないのか。何月頃というのはもしかしたら難しいかも知れないが、計画外でなければ、あるローカル系、送電線に対してどれぐらいみたいなことは、ある程度見通しが立つような気がするがどうか。

(事務局) 工事がやりにくい箇所というのは大体わかると思う。それが契約時の状況とそこから時間が経つと変わってくるケースもあると思う。どちらかというとならば一般送配電事業者の立場からするとリスクサイドで説明するという気がする。長期間かかるリスクもあるという説明をすると思うので、そこで先ほどいったファイナンスとはそういう時にどういう影響があるか。おっしゃる通りおそらく定性的にある程度言えると思う。

(加藤委員長) ファイナンスに関しては次回にまた意見を伺えればと思う。進め方等については各委員から意見があったが、事務局の提案に対して大きな反対意見はなかったので、この方向で検討を進めていくことでよろしくお願ひしたい。

6. 基幹系統の設備形成の在り方（増強困難系統）※非公開

- ・事務局から資料6-(2)、東京電力P Gから資料6-(3)により説明を行った。
- ・主な議論は以下のとおり。

[主な議論]

(佐藤オブザーバー) 普通に考えて増強困難地域と言わざるを得ないと思うが、結論は17ページにあるところで「工事の困難性に係る妥当性について確認頂きたい」となると妥当だと思う。事務局が出した6-(2)の4スライド目のところで、この地域は今でも500万kW以上の電源抑制を基本としている。そうすると系統故障時になると500万kW電制をかける。今日みたいな需要が大きい日に事故が起こるとUFRの作動にならざるを得ない。そのような系統にコネク&マネージでさらに潮流を増やすとなると、ルート断の時により500万kW以上電制が必要ということで、東電管内のUFRが動いて負荷抑制になることを承知のうえ、増強困難系統とするのは大丈夫なのかと思う。増強困難なのはいいが、ルート断の時に停電になりまくることを承知のうえで、それでもノンファーム電源の接続をするのがいいかどうかという論点は書いてないが大丈夫なのか。一方、これを理由にノンファーム電源の接続を断るのか、長年かけて作るのかは、それはそれで今までそのようなことを言ってなかったのではないのかというのでアクセスを求めている方に大反発を食らう感じもする。代替案として、付帯条件として妥当と認めると言いたい、具体案が思い浮かばずにどうしようかと思ひ、事務局と東京電力パワーグリッドがどのように思われるのか質問に変えさせて頂く。

(岡本オブザーバー) 今の件、やや誤解があったと思ひ、電源制限を織り込んで1,350万kWという運用容量を決めている。当然電制を実施する際に電制量がある一定以下に収めなければならない。仮に追加で連系したとしても運用容量以下になるようにしか電源を運用しないと電制量も一定以下にしかならないので、ノンファーム化によって電制量が増えるということではない。

(佐藤オブザーバー) そうすると、何が増えることになるのか。例えばプラス300万kWで太陽光と風力を入れると結局ほとんどの時はそれが抑制されてしまうから800万kW抑制にはならないということか。

(岡本オブザーバー) ノンファームで接続する送電線の稼働率が上がる。従って、年間通じて流れるkWhが増えるので、その時に仮に電制がかかれば、ノンファームがなかった時よりも電制量は増えるが、上限を超えることはないということ。

(佐藤オブザーバー) そうすると、ノンファームを入れると今まで最大500万kW電源抑制で500万kWではなくて250万と280万kWの時があったが、500万kWに近づく可能性は増えるがそれ以上ではないということか。

(岡本オブザーバー) あくまで可能性で申し上げているものであり、つまりピークが立ったデュレーションであるということ。

(佐藤オブザーバー) 理解した。そうすると最初の懸念は最大 500 万 kW にもなってしまう電源抑制が、最大 500 万 kW の電源抑制に近づく断面がますます増える可能性が高いことを認めていかどうかということに懸念を申し上げるというコメントに変えさせて頂く。

(加藤委員長) 先ほど 500 万 kW 電制した時に、UFR が動作するかという話があったが 500 万 kW だと今の東京東北の最小需要からすると、周波数 1.5Hz 程度なので UFR が動作するところまではいかないという認識でよいか。

(岡本オブザーバー) ケース・バイ・ケース。最軽負荷期には佐京連系の潮流も軽くなる。当然ノンファームを導入すれば潮流は増えるが、負荷が軽くなるということはデュレーション上、右の方に行くので電制量は負荷が軽くなるほど小さくなる。

(加藤委員長) UFR が動作して停電という危険はないという認識で良いか。

(岡本オブザーバー) 今回のことによって何か顕在化する、増加するという事ではない。

(事務局) 今「無い」と断言してもいいのか。「無い」ことの断言できないと思う。この系統はルート断の時の負荷遮断というのは許容している系統だと理解している。

(岡本オブザーバー) 正確に申し上げなくてはいけないが、ルート断の時に、系統容量と遮断した容量との比率で周波数がどこまで下がるかによるので、全く無いということではない。運用容量を増やすわけではないが、一定程度電制量が多くなる時間が長くなる。その時に仮にルート断が起きた時の電制量が結果としてやや増えるのではないかという指摘かと思うが、定量的に示し難いものの、少なくとも傾向としてはそういうことだと理解している。ただし、実態として電制量がすごく増える、あるいは全く変わらないとは申し上げられない。

(劉オブザーバー) 捕捉させて頂くと、北海道のブラックアウトの関係で検証を各電力やってきたが、この系統もいわゆる過酷な断面ということで需要断面が小さい時でかつ最大の佐京にぶら下がっている電源がトリップすると UFR は働く。しかしながらブラックアウトには至らないということ、その内容についてはレジリエンスの委員会で報告・了承を頂いている。

(佐藤オブザーバー) ブラックアウトは当然であって、首都圏内に停電が起こる可能性を高めることがいいかどうか懸念であって、当然ブラックアウトが起きないことが当たり前だと思う。これに関してどのように考えるかも次回ぜひ教えて頂きたい。

(坂本委員) 増強困難地域の工事に関する事で伺いたい。工事の困難性には含まれないかもしれないが、送電線を何回も横断するという事について、この工事に伴ってそれらの線を止める必要があるか。もし停止するとしたら 16 年のうちどれぐらいの期間になるのかイメージを教えて頂きたい。

(劉オブザーバー) 送電線は鉄塔を建てた後に電線を張るので、仮の電線をヘリコプターを使って隣の鉄塔まで張る時に万が一ということがあるので、既設の送電線の上を作業する時は基本的に下の送電線を止める。ただそれはごくごく限られた期間で、1つの径間で大体 5 日から 10 日位の間を止めることになるので、それほど長期間電線を張る作業において送電線の停止はかからないと理解頂ければと思う。

(坂本委員) もう1件質問だが、この工事困難に伴う判断について、東京電力パワーグリッドは概算工事費がでているが、仮に建設した場合にはどういう負担になるのか。また、ベネフィットに関する長期の計算・概算はしなくてよいのか。

(事務局) 資料6-(2)の19、20ページで参考に記載しており、19ページはまさに混雑のある送電線が房総系統だとした場合にA系統がいわゆる千葉のエリアでBがそれ以外だとすると、結局、メリットオーダーシミュレーションでやると再エネ抑制分を火力で抑制しているけれども、抑制した火力を別の系統の火力に持ち上げているという構造になり、結局この両方の値差しかメリットがでない。東京電力パワーグリッドの場合、火力も同一燃種のもので差し替えられるような状況で、ほぼこの値差ゼロということになるのでメリットはでないと思う。むしろここのベネフィットの多くは20ページにある通り、例えばこれが長期間作業に伴って抑制量がかなり出てくる。それが増強に伴って回避されるのであればその辺のメリットの方が大きく出ると思う。しかし、実質これは工事困難で地中化まで含めた費用便益で見るとおそらくそこまでの便益はでないだろうと想像している。

(松村委員) まずお願いだが、4つのルートを出して頂いて、そのうちの2つ詳細にみせて頂いて、この委員会の結論として、見せてもらう前からたぶんそうだろうと予想された結論になった。ただこれを見る人は必ずしも玄人ばかりではない。いろいろ検討したけれど、それで駄目ということをもう少し見せたほうがいい気がする。例えば、地下を通す案は言及して頂いたが、4ルートで否定した後で地権者の問題なので地下を通せば問題ないと言われても、とんでもなくコストがかかるに決まっているから、今回はこの4ルートだけ検討している。しかし一応考えたけれど問題外と見せておくと手戻りがないと思う。この検討が不足していると言われなくて済むのではないか。例えば、一瞬で問題外と言われるのはわかっているが、海底ケーブルで東京湾を通して直接千葉と神奈川つなげないのか。そういうことを言う人がでてくると思う。北本の連系線の時ですら東北につなげないで海底ケーブルで東京まで持っていけばいいと電気のプロが言ったわけだから、それよりははるかに短い距離ではないかということ誰が言い出したとしても、「それは費用的に無理」と言っておくと、そういう類の議論を繰り返すことを避けられるのではないか。玄人目線からするとそのような検討をするまでもなく駄目に決まっているということかも知れない。今回の豊洲の例で聞いたことも説明があると、後々のためには良いと思った。今回の検討並みに詳細に調べろという意味ではないが、言及があった方が良い。次に先ほどから安定供給の話が出てきているけれどよく理解できていない。指摘が現状でも相当に大丈夫か。これだけの電制をかけることがあってピーク時にこれだけかけることがあって、ブラックアウトまで起きないとしてもこれは本当に大丈夫なのだろうかとか。そういうようなことがあることは十分理解した。これはノンファーム接続されたことによって著しくその供給安定性が下がるのかというのが殆ど理解できていない。これは今でもすでにかかなりの程度の問題があるのではないか。そのままで良いのかという問題提起だとすれば十分理解した。だからと言って、そのために線を長年かけて引くってことにはならない。もしそうだとすると他の委員会でも複数の委員からいろいろ言っているが、ほとんど連系線に近い扱いだからエリアを分けるということを考えることすらありえる。すぐにはできないのは十分わかっているが、

それだけ安定供給上の問題があるとするならば電源の価値が変わってくるかも知れないことを考えれば、安定供給の観点からも早急にどこかの段階で、2020年の容量市場のタイミングに間に合うタイミングですべしと言っているつもりではないが、どこかの委員会で佐京連系を連系線扱いにするという議論が始まることを期待している。

(鍋田委員) 資料を説明して頂いて状況がよくわかった。やはりこの地域は全く最初から増強ができないと言い切るのではなくて、このようにしっかり説明をして頂くと、ここは架空で通すのは難しいということが、よく理解できるので発電事業者も納得感があるのではないかと思う。先ほどローカル系統にノンファームを入れるか入れないかあると思うが、最初から入口を閉じるわけではなくて、こういうことなのでここには入りづらいというようなことを事業者にはしっかり説明して納得して頂くことによって決定できると思う。本日ルート資料の説明を聞きながらそう思った。

(工藤委員) この状況については非常によく理解できた。この先、次の議論に進んでいくと思うが、実際に普段の銀行の業務に接する中でこの地域で発電したいという方が多いというのをよく感じている。この1つ前の議論でもあったが、ノンファームになった場合、どれぐらい予見可能性が確保できれば、今日話しのあったファイナンスがつくのかというのは正直、今答えを持ち合わせていない。一体どれぐらいの予見可能性が確保できるものなのかというのが、これは相当整理しないと難しいと思う。そこは広域機関と事業者やファイナンスは相伴していないが、どうやって予見可能性を確保していくのかというのをこの千葉の事例、佐京連系が具体例になると思うので、検討していきたい。

(事務局) 指摘の通り、前の議題とも関連して次回の議論で東京電力パワーグリッドより作業時のリスクについてどのようなことと言えるのか、実例を出しながら議論頂きたいと思う。

(森委員) 具体的な話からだいぶ飛ぶ話だが、例えばこの地域で環境にやさしいエネルギーの可能性が非常にあった場合に、それをどう活かしていくかというのは多分に重要な話だと思う。今回の件は佐京系統の話として検討しているわけだが、今はできないとしても、この先何ができるかという、海底ケーブルを引くとか、あるいは今、地図を見てふと思ったのだが、川にずっと沿っている、川の上空を横断しながらずっと引っ張っていったら民間の方に影響なくていけるのではないかと考える。国土交通省の調整とか現状ではなかなかできないかもしれないが、必要であれば、国のルールを変えてもやるようなそういう発想もありえると思う。既存のフレームの中の検討ということで、今回は成案がないということだが、このような視点というのもどこかでもつ必要があるのではないかと。要は、地政学的とか新エネルギーのコストとかCO2の関係とか色々なことを考える中で、今のフレームをもう一步踏み出して考える必要があるのではないかと気がしないでもない。

(事務局) 今回の事例のベースは費用対便益だと思っており、例えば河川沿いに建設したとしても建設費用そのものはあまり変わらない。今回、費用便益の方は大分検討を省略したが、架空線の工事は1000億を超える工事になると思う。地中になるとそこから工事費が数倍ということになると思うが、費用便益としてはどうしてもでない。そういう意味では既存の技術ではない技術的なブレークスルーがないと、便益がでるような領域に行くのは難しい。仮に

そういうのがない限りは便益がでるといのは難しい。それはいわゆる国土交通省がこれを納得すればとかというレベルのものではないと思う。

(森 委 員) 土俵にのせる以前にもう駄目ということなのか。そうすると今の議論をなぜしているのかという気もする。

(事 務 局) そういう意味では今回工事困難というカテゴリーを整理したのは、次の議論につなげるため。いわゆる工事困難というのは作業も困難、老朽改修も困難。そういう所にはノンファームを入れる時に普通の費用便益はない所にどんどん入れていっていいものか。そういう論点のために工事困難というカテゴリーを整理した。費用便益が出ないという意味では他のカテゴリーと同じなので、今回も費用便益という意味では出ない系統というのは間違いない。

(田 中 委 員) 今日の佐京系統の工事の本題からは少し離れるが、事務局資料の 15 ページの負荷・発電の別系統への切替のところ、これは現状設備では切替できないということでは理解したが、これは改修できる時がきたら増強する、あるいはセキュリティ上とか費用対効果で有利性があれば、こういう電源・負荷切替が今困難なところを設備増強して、少しでも切替により空き容量を上げるとかという余地があるのか。それともこれは全然焼け石に水で検討の余地なしということか。

(劉オブザーバー) 指摘の通り、系統切替で混んでいるところから少ないところにとということも、もちろん可能な範囲で行うが、オーダーとしては 10 万 kW、20 万 kW 程度のレベルになるので今おっしゃられたような数百万 kW オーダーに対しては、焼け石に水のような世界と認識している。

(加藤委員長) ありがとうございます。東京電力パワーグリッドから説明があった佐京連系の増強困難性に関しては、概ね委員の皆さまの共通の認識は得られたのではないかと考える。ただし、すべての色々な考えられる候補を検討したのかとか、一般の方に対する説明という意味では少し配慮頂きたい。今後検討が続くわけだが、運用面に関する話については指摘があったので、次回説明して頂きたい。次回も引き続き佐京系統について審議頂く予定。先ほどの宿題に加えて系統作業時の影響と運用面のこと、ノンファーム型接続の受入・対応についても審議頂くので東京電力パワーグリッドは準備をお願いしたい。

7. 閉会

(加藤委員長) これにて、本日の議事はすべて終了となったので、第 45 回広域系統整備委員会を閉会する。ありがとうございます。