

第3回 電力レジリエンス等に関する小委員会議事録

日時 2019年2月22日(火) 18:00~20:00

場所 電力広域的運営推進機関 会議室 A、B、C

出席者：

<委員>

大山 力 委員長 (横浜国立大学大学院 工学研究院 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)
加藤 政一 委員 (東京電機大学 工学部電気電子工学科 教授)
松村 敏弘 委員 (東京大学 社会科学研究所 教授)

<オブザーバー>

【一般送配電事業者等】

岡本 浩 (東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長)
白銀 隆之 (関西電力株式会社 執行役員 送配電カンパニー 企画部 担任)
戸巻 雄一 (北海道電力株式会社 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 送配電カンパニー 電力システム部 技術担当部長)
星 克則 (電源開発株式会社 執行役員)

【発電事業者・小売電気事業者】

石山 一弘 (東北電力株式会社 執行役員 企画部長)
宮本 喜弘 (四国電力株式会社 執行役員 総合企画室 経営企画部長)
菅野 等 (電源開発株式会社 常務執行役員)
鹿島 武昭 (株式会社エネット 技術本部 部長 (システム統括))
田中 信昭 (JXTGエネルギー株式会社 リソーシズ&パワーカンパニー電気事業部長)

【再生可能エネルギー事業者】

増川 武昭 (一般社団法人太陽光発電協会 事務局長)
鈴木 和夫 (一般社団法人日本風力発電協会 副代表理事)

【経済産業省】

曳野 潔 (資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課長
兼 省エネルギー・新エネルギー部 制度審議室長)
鍋島 学 (資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室長)
日置 純子 代理 (電力・ガス取引監視等委員会事務局 ネットワーク事業制度企画室長)

欠席者：

都築 直史 (電力・ガス取引監視等委員会事務局 総務課長)

配布資料

- (資料1-1) 議事次第
- (資料1-2) 委員名簿
- (資料2) 北本の更なる増強等の検討
- (資料3) 更なる供給力等の対応力確保策の検討
- (参考資料) 電力レジリエンス等に関する小委員会 用語集

議題1：北本の更なる増強等の検討

- ・事務局から、資料2により説明を行った。
- ・主な議論は以下のとおり。

[主な議論]

- (岩 船 委 員) 20 ページの東北管内の系統に関するところ、2つ目から3つ目のポツへの流れについて、「このため地内制約を考慮して連系線容量を設定しスポット市場取引を行うことで増強なしで運用可能」とあるが、少しイメージし辛いので、実際にどのような運用になるのか、どういう断面を避ければ、他の断面の空容量を活用した効果を期待できるのか、もう少しご説明していただきたい。
- (事 務 局) 最過酷断面で設備が構築されているとすれば、それ以外の期間で東北地内の空容量が出てくると考えており、事前の確認というか計算は常に伴うと思うが、それを把握した上で連系線の空容量をどうするかというところを把握していくことを考えている。
- (岩 船 委 員) 北から来る分と、東北の方の電源との兼ね合いはどうなるのか。
- (事 務 局) それを含めた空容量というものを算定し設定するものと考えている。
- (岩 船 委 員) 各時間断面毎に実施するのか。
- (事 務 局) そこまではまだ詰められていないが、イメージとしてはそこまでしないとどれだけ使っていけないかは決められないと考えている。ご認識のオーダーで確認が必要と思っている。通常、北本を30万kW増強した場合には間接オークションでは連系線の30万kW分は空いているものとして取引される。しかし、実際には東北の系統内に制約があるため、その30万kWをフルの容量前提として取引してしまうと東北地内で混雑が起きてしまう。よって、東北地内の制約というものを連系線の運用容量に反映するということになる。最過酷断面ではほぼ空容量がないため、そういった場合、北本は仮に30万kWフルではなく、例えば、5万kWとかそれだけの容量での取引をしてもらって、それ以外で東北地内に十分な空容量がある場合には、取引をして頂くということになると思う。ここで難しいのは、東北の系統は安定度で制約が生じているため、電源構成が決まらなると安定度制約が決まらないという問題がある。要するに間接オークションでやろうとすると、スポット取引前に空容量の算定が必要となる。スポット前で電源がどれだけ入るかまだ分からない状況の中で運用容量を算定する必要があるため、そこに難しさがある。よって、ス

ポット前にどれだけ正確に運用容量を算定できるかという課題はあるが、少なくとも地内制約を連系線の運用容量に反映させることで間接オークションがうまく機能するだろうと考えている。

(岩 船 委 員) そういう運用は可能ということか。

(事 務 局) 可能だと考える。

(佐藤事務局長) 潮流においても、電源の発電実績の記録があるので、いくらぐらいのときにどう動いていたかとか、相対契約だからスポット取引の金額に関係なく常にこの電源は織り込めるとか全て把握可能と考える。潮流がどうなっているのか全く分からないということはない。ある程度予測はできると思うが、完全には分からないというところで難しいところはあるが、全く分からないということではない。

(加 藤 委 員) 増強ルート案として考えられるのはこのあたりかと思うが、1点、私自身これは直流で連系するしかないと思っているが、色々な検討をしている人からよく言われるのは、海底トンネルにケーブルを通すのであれば、トンネル内に分路リアクトルを入れて充電容量を補償してやれば交流でも連系できるのではないかということである。交流で連系するとかかなり容量を増やすことが出来るというような意見もあるが、ただ私自身は、おそらくトンネルの中に補償用リアクトルを置くスペースが多分ないだろうと思っている。それがもし一番大きな理由だとしたら、まずそれはありえない案になると思っている。さらに、容量が増えたとしても安定度の制約でそれほど送れないかもしれない。海外で行われている、直流側でコントロールすることによって安定度を維持するような緊急制御で安定度を維持するようなやり方というものもあるので、交流連系というのも一つの選択肢としてはあるのかなと思う。ただ、まずトンネルの中に分路リアクトルを置くスペースがないということであれば、あっさりとその案は消せると思うが、もしそれが可能であるとするならば、直流連系だけではなく交流というのも一つの候補になるのではと思うが、いかがか。

(事 務 局) 交流連系ということで、まさにおっしゃるとおり良い面はあるとは思うが、東京から北海道まで交流で一つの連系という形になる。主に南流で、大消費地が東京にあるため、両端の位相がかなり開いてしまい、何か擾乱があったときの安定度が悪くなると思っている。最過酷断面で入札対象工事での募集をして最大限発電を受け入れているということになると、東北側で今、安定度の制約があるため、それを考慮した連系であれば、制約を少し与えてしまうということもある。直流連系で30万kWの南流であれば、最過酷断面以外の断面は南流が可能になることを確認しているが、それが60万kWになるとかなり厳しいという検討結果を得ており、30万kWが行けるかどうかという状況なので、それに加えて安定度により制約がかかると、東北管内の大規模な増強が必要になってくるのではないかと思う。

(岡本オブザーバ) 加藤先生がおっしゃっていたことを私も過去、新北本について青函トンネルを通して交流連系可能ではないかと、自分で言って自分で否定した記憶がある。要は、リアクトルの問題もあるが、基本的に安定度がもともと非常に厳しい系統である。ここが直流で連系されてきて、有効電力が青森とかに入ってくることによって東北東京系統のアンクルが開いて、そ

れで安定度がめいっぱいになっており、先ほど事務局からもお話があったが、それが制約となって色々と管理しなければならぬ状況になっているときに、交流でさらに北海道の系統をつないだら難しいということだったと思う。モジュレーションをかければ、少しはましになるかもしれないが、基本的には常に安定度が厳しいため、そこが切れてしまうので非常に難しいと思う。もちろん、あらゆる手をつかって、制動抵抗を使ってとかあるかもしれないが、まったく不可能であるとは言えないが、かなり難しかったという記憶がある。

(加藤委員) そういう問題があるのは理解している。おそらく交流は無理だろうと思うが、少なくとも交流はそういった問題があるので直流にするというようなことを一つ案の中に入れておいて、頭から直流ありきにしない方がいいと思う。

(戸巻オブザーバー) 今お話しがあった、青函トンネルに補償用リアクトルを置けるか置けないかという点であるが、正直我々も把握が出来ていないところではあるが、実際に今回新北本ルートを作っていく過程の中では、非常に制約のある中でルートを確認したという事実があるため、弊社が断定的に申し上げるのは難しいが、そのような大きな設備を設置することはなかなか現実的には難しいのではないかと考えている。

(宮本オブザーバー) 先程の岩船先生のご質問と関係するので先にご質問させていただく。東北の系統増強なしで運用可能というところの話であるが、運用断面でどの電源が入りそうなのかを見てスポット市場の取引を行う事で連系線の運用が可能というのは、ある程度の割切り等いろいろ考えればできるのではないかと私も思うが、この話はどのように設備を作っていくかという話であり、しかも地内系統の増強をしない方がコストメリットというか費用対効果があるかもしれないという検討だと思うので、計画段階というか、今の段階でどういう前提条件を置いて、需給なり潮流のシミュレーションをして経済性が出るかということを検討するのだと思っている。そういう今の段階で、東北エリアの系統増強がない状態での運用制約を考えたいというシミュレーションをするというのは非常に難しいのではないかとと思う。その辺りは次回以降、どういう前提を置いて経済性の計算をするかということでお示しいただき、そのところはしっかりと確認させていただきたいと思う。

(星オブザーバー) 既設の旧北本設備を所有、維持運用している立場からお話させていただく。本日の案の中では120万、あるいは150万kWという容量を確保するために新々北本の増強ルート案が示されているわけだが、この容量確保120万kWあるいは150万kWには、旧北本設備60万kWが健全に運用されているという前提があるのだろうと思っている。この120万kW、150万kWの案をやっていくためには、新しい設備の増強計画と合わせて、経年化が進んでいる既存の旧北本設備をいかに維持していくかという更新投資等も併せてご検討していただければと思う。具体的には、以前もお話があったが、旧北本の第1極の設備は運開以来40年を経ているということで、サイリスタ素子の部品あるいは周辺回路の部品は製造中止になっているものがある。あるいはこの辺りのことが分かっているメーカーの技術員もいなくなりつつある。そういう中で適切なタイミングで更新というものを考えていかなければならない。この辺りの検討について、よろしく願いたい。また、今日の議題にはないが、本小委員会の検討項目とされている旧北本の自励式への転換の是非についても、次回以降のタイミングで議論させていただきたい。

(石山オブザーバー) 岩船委員と宮本オブザーバーから話があったものと関連するが、発電・小売側の立場で確認させて頂きたい。今、東北管内では北部募集プロセスを検討しており、約 350 万 kW 程度の事業者が再エネ主体としてファーム接続を前提に検討されている状況にある。空容量の話が先ほどあったが、この後も再エネを作りたいといった事業者がそれなりにいる状況ではないかと認識しており、いわゆるコネクト&マネージのなかで、ノンファーム接続もこれから検討されると思うが、ノンファーム接続を前提とした場合、新々北本増強を前提とした北海道エリアの再エネ事業者と、東北でこれから募プロ以降にやりたいという事業者、ここの間の兼ね合い、関係性が少しまだ理解できていない。そこはやはり公平な立場で評価をしないといけないと思うし、便益という観点でも重要なことだと思うので、系統アクセスの申込みの扱いについても、資料 24 ページに記載頂いているが、少しまだ見えないところがあるので、現状どのようにお考えなのか、その辺り分かる範囲で教えていただきたい。

(事務局) 空容量の範囲内で送るとなると、まさしくノンファーム接続を連想されると思うが、北海道内で連系する電源については、これはファーム接続になる。よって北海道地内はしっかりと接続のための対策はしているという前提である。同様に東北地内の再生可能エネルギーなり東北北部募集プロセスもしっかりとファーム接続してあるという前提である。それぞれ地内ではファーム接続としてやっている中で、間接オークションをやるということである。間接オークションは市場取引で決まるため、それはファーム取引の間で連系線の空きがある範囲で取引をするということなので、決してこの連系線を通るものがノンファーム型というものではなく、ファーム電源の間で広域的取引をしていると、そういうイメージになるかと思う。

(石山オブザーバー) そうすると、結果的には、今どのくらい空容量があって新々北本がファーム接続でどれだけ入るかは分からないが、今のご説明だと新々北本の新しく増強する部分はファーム接続ということになる。ある意味、東北北部募集プロセスの次に北海道エリアの新々北本に乗っかる方たちが次に優先権があって、その次にいわゆるノンファームのそれ以外のものがくるというような順番立てになるという解釈になるのか。

(事務局) ノンファームの仕組みはこれからの話なので、少なくとも今はファーム電源しかない前提での間接オークションを想定している。ご理解いただければと思う。

(石山オブザーバー) 東北エリアで再エネをやりたい事業者がたくさんいるため、その辺、発電小売側とはまた違う話であるが、やはりその辺り公平性という部分は、よく考えていただきたいと思う。今この説明の中で理解したが、やはり便益の評価も含めて、当然公平性も含めた中で検討をやっていかなければいけないと思うのでその辺のご配慮はぜひともお願いしたい。

(佐藤事務局長) 少し混乱しているのではないかと思う。19 ページに記載させて頂いたが、例えば、30 万 kW 増強した時に常に 30 万 kW 流れる場合と、絶対に 120 万 kW 流れてくるとは限らないという違いだけであり、ファームとノンファームは関係ない。今でも連系線は周辺系統の事故等を考慮し、常に運用容量が一定ではないことを考えれば、今だって大問題ではないか。必ずしも絶対に 90 万 kW とか 60 万 kW と限っているわけではなく、運用容量が変わるこ

とによって募集プロセスの計算が全く出来ないということはこれまで1回もなかった。考え方は基本的にはこれまでと同じである。

(岩 船 委 員) 便益評価はどうか。

(佐藤事務局長) 便益は違う。石山オブザーバーの質問に関しては、本質的にはまったく変わらないと言っただけである。便益の計算とは異なる。

(石山オブザーバー) いずれにしても、岩船委員から便益の話もあったが、我々としては、そちらも含めてよく中身の検討をしていただきたいというお願いである。

(山田オブザーバー) 先程から東北地内の話も出ているので、東北送配電としていくつかコメントさせていただければと思う。今回の資料でアデカシー、セキュリティ、あるいは広域的取引という観点での地内増強の必要性ということでご説明を頂いているが、やはり、そもそも北本の更なる増強の目的、必要性というものがあつたうえで検討が必要になってくるかと思っている。広域的取引という観点で北海道エリアの再エネを本州に送電するといったような話の場合には、今回の資料の最初の方で東北地内の増強という話もあったが、東北系統の増強でやるのが適切なのか、あるいは別の方法がないのかといったところも踏まえて、対局的な見地で今後ご議論頂きたい。検討の際には協力させて頂きたいと思っている。地内増強を行うといった場合には、先ほども話が出ていたとおり、東北管内の募集プロセスが現在進行中であるが、非常に同期安定性上余裕がないということで資料に記載頂いたとおりの大規模な増強が必要となる。地内系統の目的、増強の必要性というものを総合的に評価頂いたうえで便益評価というものが必要になってくると思う。そこについては我々としてもしっかりと技術検討をして参りたい。運用で対応するという話で先ほど質問があり、事務局からもご説明いただいたが、募集プロセスを今検討している中では最過酷断面でも火力を絞り、最大限再エネを導入しているというところである。断面によっては火力が若干出力して、そこをさらに抑制しながら北海道側での再エネを流すという空容量算定というものを踏まえている。先程、石山からも質問させて頂き、佐藤事務局長からも説明いただいたが、当社管内のファーム電源、それから北海道管内のファーム電源、東北管内のノンファーム電源と、それをどのように設定するかというのもしっかりと整理したうえで技術検討をし、安定運用を大前提とした中での同期安定性の評価、再エネの予測誤差というものも大きい要因になってくるので、そこを含めた形で空容量を算定できるのか、どういう断面で出来るのかといったところについて、ルール化を含めて相談させて頂きながら対応させて頂きたい。今回の増強の話は、募集プロセスでの入札対象工事が前提となっているが、まだ完了していないため、もし募集プロセスの工事内容に変更があつた場合は、こちらの方にも影響してくるということで、万一そういった場合にはその対応についても相談させて頂きたい。

(岡本オブザーバー) 今回いくつかの増強パターンと合わせて地内増強する場合はどうか、増強しない場合、運用はこういうふうになると、非常に分かり易く整理頂いたと思う。この後の進め方について、私の理解を確認させて頂きたい。今、皆さまがおっしゃったことと重なるが、地内の増強の仕方によって、それをどういう目的で使うか、系統側のニーズは何かによって、どういうふうに流せばよいのか、実際には増強しないとするとこういう運用にな

らざるを得ない、みたいなものがある。それを組み合わせると、結局このように考えると、こういう費用がかかるが、便益については、Aという目的については便益はこれだけ、Bという目的についてはこれだけみたいな、そういうマトリクスと言えれば言い過ぎなのかもしれないが、パターンみたいなものが出てくるので、それを見ながら費用対効果というものをまとめていこうと、そういうふうになると理解している。いずれにしても、私が申し上げたかったのは、増強の効果というのは定量評価してしっかり出していただいて、その時に費用対効果というものが目的に応じて運用の仕方が変わる、あるいは増強の仕方によって運用の範囲が変わるといって、そこも踏まえて便益というのはしっかり出てくるということを進めていただきたいと思います。

(曳野オブザーバー) 今日の事務局の提案は、連系線の増強をするにあたって、コネクト&マネージ的な概念を入れることで投資を合理化できる可能性があるのではないかと、非常に合理的な提案ではないかと思う。その上で、最過酷断面であれば確かに制約がかかるということかと思うが、その最過酷断面の前提というのは電源がまさに全部動いているということだと思えるので、現実的にはまだ運転を開始していない電源や、定期検査中のもの等もあると考えられる。そのような電源を考慮すると、例えば、東北の地内で制約になっているのは、秋田から宮城の間の熱容量で制約となっていると思う。公表されているデータだと40%程度が最大利用率なので、事実上8割ぐらいが使われているということだと思える。残りは動いていない電源のためにとってあるということだと思えるので、そういうところを使えば、実際にはそんなに北海道からの送電が制御を受ける時間というのは長くない可能性もあると思う。情報提供がされていく中で、きちんと事業者の中で計算がなされるものだと思うが、合理的に判断がなされることを期待している。

また、先程議論があったファーム電源の中の優劣といった論点であるが、当然今後議論がなされていく話だと思うが、先ほど事務局から話があったように、東北のファーム電源と北海道のファーム電源はそれぞれ同じ優先順位だと思うが、連系線の運用制約がかかる中で分断し北海道から流れてくる量が減るといって、何か北海道の中でファーム電源の方が優先度が低いのかのように聞こえるが、別にそれは北本に限ったものではない。例えば、今でも関門連系線を通る電気については、需要の変動や安定度上の制約で、連系線が切れた時も安定的に運用できるように、運用容量は180万kWであったり220万kWであったり、色々毎日変わっていると理解している。その水準が日々変わるからといって、何かファーム電源の中で差別がされているかということとそんなことは全くないと理解しており、今回のご提案というのは、あくまで、地内系統で制約がかかる場合に連系線の運用容量が変わるといっているだけで、言い換えれば、他の連系線で別の制約要因で毎日変わっているということと同じであり、何ら私からみれば特段新しいことは言っているわけではなく、技術的な概念を一つ追加しているということだけだと理解している。

(松村委員) まず確認させていただきたい。今回、地内増強あり、なしでご提示頂いているがこういう2段階で整理していいということか。地内増強なしを前提として連系線を増強する。それを所与として出来るだけ効率的に使えるように考えてみた。その結果としてコストとベネフィットが出てくる。さらに追加して、地内にも投資する。その結果として便益も増え

るがコストも増える。そうすると、最初の段階で、連系線を作るのが合理的かどうかという判断と、連系線をつくることを前提として地内まで投資するのが合理的かどうか。こういう判断をしていくということによいか。お互いが背反ではないということによいか。次に、山田オブザーバーがおっしゃったことが気になっている。地内で投資するということと別の選択肢があるのではないかとおっしゃったような気がする。もしそうだとしたら当然検討すべきだと思うが、具体的にどういう選択肢なのか示していただかないと、私たちは何を思い浮かべて議論すればいいのか分からない。しかもこの件は時間もタイトな案件であり、現時点で例えばこんな感じというのがあれば教えていただけるととてもありがたい。それから、先ほどからずっとファームのルールだとかいう話が出てきているが、これはこの委員会で期限が決まっている中でルールを完全に決めきことは、そもそもミッションではないし、やるつもりもない。ただ、便益を計算する時に、あまりにも将来採用されるであろうルールとかけ離れたものだと、便益の計算が大きく狂うから、その場合にあまりにも非合理的な想定だったとすると、これはこういう想定をした方がより合理的になるという議論であれば意味があるし、そういう議論をしていただきたい。決めきるまで計算しないなどと言い始めるといつまでたってもできない。それからここで、一旦仮置きでこんなルールでやると、想定するとこうなりますと言うが、これはコミットしたわけではないので、その後、それ以上の合理的なルールがあれば当然そちらを採用するので、そういう類の議論は後の段階ですべきである。

(山田オブザーバー) 先程の松村先生からのご質問、東北系統の増強以外の増強という理解だが、一つのアイデアということではあるが、先程来話が出ている東北の募集プロセスについては、東北管内については一杯一杯の増強というふうになる。そうすると北海道から再エネを流してくるということとなると、まずは東北地内を通るのがいいのか、あるいは直接東京方面に流すといった、直流で持っていくという案もない訳ではないのではないかと考えている。

(戸巻オブザーバー) 2点発言させていただきたい。当社においては、電力レジリエンス WG や北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会、こちらでの提言を踏まえレジリエンス強化の取り組みを進めているところである。将来の電源構成や需給バランスの変化における対策を見直しする等、適宜適切に PDCA を回していきたいと考えている。一方で新々北本増強については、北海道エリアの託送コストが上昇することも懸念している。アデカシーやセキュリティでの視点での評価においては、その代替案を含めてしっかり検討をお願いしたいと考えている。検討にあたっては、その検討に関するデータの提供等ご協力させていただきたいと思う。連系線増強については再エネの出力抑制低減や導入拡大に資すると考えることから、受益者と負担の考え方についてぜひ検討をお願いしたい。2点目であるが、既設北本の自動化についての話があったかと思う。他励式・自励式のハイブリッド制御については、なかなか難しいのではという印象を持っているが、今、現行かなりのスピードで既設北本が応動しているという状況であるので、是非その機能に影響がないように検討をお願いしたい。そういった検討に関しては積極的に協力して参りたいと思う。

(加藤委員) 今のご発言と先ほどの星オブザーバーのご発言に関係するが、今回の議題の中には、旧北本の自励・他励の問題が含まれてはいないが、実際問題、増強する・しないに関わら

ず、やはり旧北本をどうするかという問題は重要であり、その過程で、増強とそれから旧北本のリプレース、そういったものを考えた場合には、やはり別々に考えるべきではない。次回には是非、自励・他励の問題と増強の話と一緒にご検討いただければと思う。

(寺島理事) 岡本オブザーバーのお話がまさに、今後どうするのかということについて一定のご示唆なりお話を頂いたと思っている。何が目的なのかというお話もどなたかおっしゃったと思うが、レジリエンス WG で国から求められたのは、「再エネ導入とレジリエンスの強化」に向けて効果を考えてくれということである。それに対して必要な費用はいくらぐらいなのかということを検討してくれという形で下りてきたのがこの場だと思っている。よって、「こういう効果がある」というものは、色々な検討規模によって違ってくると思うが、それを並べていかなければいけないだろうと思っている。その意味では、広域取引の活性化以外でも例えば、アデカシーやセキュリティでも基準を満たしているけれども、それ以上に何か、こういう効果もあるというものがあれば、それもお見せしていかなければいけないのではないかと考えている。もちろん、これから、その効果に対してかかる費用はどのくらいなのかということもお見せしなければならぬと思っており、その時に例えば先ほどから話題になっている、地内増強があるならばこういう効果になり、運用制約を受けるのであればこの効果に留まるかもしれないというようなことで、効果をよく見ていくことがこれからの仕事だと思っている。その結果、よしやろうじゃないかとなったなら、それが目的になるのではないかと考えているので、今後是非、次回以降になるがご議論をお願いしたい。

(岡本オブザーバー) 今の話でセキュリティ上の効果があったとして、それは恐らく代替手段との比較で見なければいけないと思う。セキュリティの場合はおそらく、色々制御による手段が通常考えられるため、こうだけれどこうだった場合はこうだみたいな比較が考慮されるというのが一つ。あと、ファームとかノンファームのルールの話は、今決める話ではないというのは、まさに松村先生がおっしゃられたとおりであるが、今の時点である程度整理が必要なのは、やはり東北の募集プロセスとこれとの関係は、今の時点では両方が動いているため、やはり整理しなければいけないと思っている。募集プロセスでファーム電源を募集しているが、その時に例えば青森変電所に入ってくる風力と新々北本を流れてくる風力はやはり同じであるが、どちらかからみるとどういうことになるのか。先ほどからの話であれば、東北の募集プロセスの場合には、基本は常時使える容量としてのファームが入るという話となっていて、つまり最過酷断面において、それは入れないというのはおそらくファームとして募集プロセスに入ってこられないということだと思ふ。一方で、新々北本からは潮流が流れてくるが、そこにはファームの電気が流れてくる。ファームとかノンファームという必要はないが、募集量と新々北本との間にやはりどうしても相関が出るというか、募集して入って、またこっちからも流れてくるということになるので整理が必要ではないか。

(佐藤事務局長) 仮に新々北本をつくらなかったとしても、北海道地域で北本を流すことを前提に FIT 枠を作るというのであれば、何か考えなければいけないと思う。何が言いたいかというと、きっとみなさん、どこかで新々北本をつくれれば、そこに流すことだけを前提で FIT を入れるんだなと考えるのではないか。いったいどちらが優先なのかという考えがあると思う。

(岡本オブザーバー) 今の話だと、新々北本は FIT 枠を北海道エリアにおいて増やしませんと、こういう整理でよいか。

(佐藤事務局長) そこはまだ全然考えていない。これから考えることになるが、増強しようがしまいが連系線を使うことを前提で FIT を募集するのであれば、今だって必ず考えなければいけない。おそらく新々北本だときっとそういうことをするだろうとみんなが思っているから、それは考えなくていいのかということで、色んな質問が出てきているのだと思う。

(岡本オブザーバー) 承知した。いずれにしてもルールは別として、電氣的な合計潮流を見て、流せる確度を見ていくということなので、その中で便益というのは最終的に計れていくものだと思う。どういう潮流を流し得るようになるかということをしっかり押さえれば、そこは評価できるので、ルールとか制度は後回しでいいので、その辺りは結局こう考えている時にどういう潮流が流れるというのを考えながら便益も出して頂きたいと思う。

(大山委員長) 本議題については、色々ご意見いただいたので、それを踏まえ、引き続き事務局で増強費用およびその効果というのを整理していくということで進めさせて頂きたいと思う。

議題 2 : 更なる供給力等の対応力確保策の検討

- ・事務局から、資料 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]

(松村委員) 以前から停止に関しては、ある種の整数問題があり、どうしても凸凹が出てしまうので、原理的に可能なところまではいけないという認識はしていた。現実のデータを見るとそこからかなりかけ離れており、実際に夏とか冬にそれなりの量が停止しており、それが制約で実際に必要な量が増えるという状況になっている。実態はそうであるので、それに対応する調達が必要となったとすると、調達量を増やさなければいけない原因はそんな時期に停止する人がいるから。これは原因者負担の考え方をするならば、そんな時期に停止する人には本来容量価格を払ってはいけないという恰好になるはず。夏も必然的に止めなければいけない事情は分かるが、しかし実際その人が夏に停止しているせいで調達量が増えているのであれば、それは非難するわけではないが、お金を払わないということにしなければいけないのではないかと。したがって、調達量を考えることと、支払いの方法はリンクしていないとおかしい。これはもう別の委員会で既に決めたことである、と言われても困る。これは、決めた当時に念頭においていた調達量よりも更に追加が必要だという話が出てきて、その原因として別の理由が出てきたわけであるので、それに容量価格を支払うのが本当にコンシステントなのかということと一緒に議論しなければ片手落ち。この委員会で、これだけ調達するのが必要ということになったのであれば、その電源がそんな時期に止めた結果として調達量が増えたことのコストを負担する、要するに容量の支払いを受けられないことになる。こういったことを検討しなければいけないと思う。しつこいようであるが、そんな時期

にどうしても停止せざるを得ない電源はあるので、それを非難する意図ではないが、しかし実際にそれだけ経済的負荷をかけているのだから、原因者負担でコストを負担することの議論とセットにしなければ、片手落ちと考える。

(事務局) 今ご指摘いただいた内容も勿論あると考えている。具体的には、現状の供給計画の数字では、なぜ夏冬に停止しているのかという理由を追及しきれない部分がある。今回2019年度供給計画で要請を出していることも含め、それでも夏冬に停止する場合には、それなりの理由があると考えている。それを確認させていただき、この場でもご説明させていただいたうえで、どうすべきかについてご議論いただきたい。次回以降お示しさせていただくので、ご議論いただきたいと考えている。

(岩船委員) 質問であるが、再エネのL5を見直したときに、20ページの数字がどうなるのか教えていただきたい。また、再エネの計画停止とかを考えなくてよいのか。

(事務局) 数字については、今回新たに再エネの各月のkW評価を試算したものをお示ししている。考え方としては、2018年度の供給計画はL5値を使って提出いただいております。その供給力を踏まえた計画を各事業者様が検討していることを前提とすると、その再エネkW評価を変えて実態と違う算定をするのはいかがなものかということで、まず今回はL5で算定させていただきました。実態としては、おそらく太陽光が影響する部分になるかと思う。太陽光については37ページでお示ししている数字では、今のL5値に比べて夏については出力が下がり、冬については若干上がる傾向にある。風力と水力については、8,760時間で評価すると出力が上がるという評価になっている。計画停止可能量は、今回の資料にて赤枠でお示ししている部分が、夏と冬の系統電源必要量のうちどちらかが大きいと面積が大きくなる傾向あり、同じくらいの大きさであると面積が小さくなるという傾向がある。L5値で評価すると冬の方が若干大きくなっているが、これを今回の再エネ供給力評価に置き換えると、今度は夏と冬が同じくらいの大きさとなるか若干夏が大きいくらいになるので、それほど影響しないと事務局で試算しているところである。

(岩船委員) 再エネの設備停止はどうか。

(事務局) 再エネの設備停止は、水力も含めて設備停止は勿論あると認識している。太陽光は、その日射量で評価していることを考えると、設備停止はグロスの中に入っていると考え、一つ一つを追っている訳ではない。水力と風力については設備停止も踏まえた数字として出てきていると想定しているが、そこは詳細に確認していきたいと考えている。

(大橋委員) 月間と年間の二つが出てきてややこしい話であるが、先ほどの事務局の回答は少しおかしいと考えている。今回見ているのは、本来的には計画停止可能量と計画停止量の二つの考えがあり、これに年間と月間がある。これが正しい報告だとすれば、その面積を足し合わせる前の月ごとの分布がある。その分布における停止量がきっちり停止可能量の中に入るのが本当はよいのだろうと考える。ただ、そこまで厳密には見ずに、とりあえず年間の和で達成されていればよいと述べているのだと思う。つまり、実際に報告された停止の時期は年間の中で移せるのではないかということである。最適に移した結果として、最終的に年間で合えばよいという考え方を取っていると私は認識していたというのが1点目である。2点目は、

今回年間で捉えているのはいいのだが、計画停止可能量をエリアで取るのか全国で取るのかという 2 つの考え方が示されており、全国で取るべきというところのジャスティフィケーションがわからなかった。これは、基本的にエリア間で調整のやり取りができるはずであるので、全国で見ればよいという考えなのか。その説明がなかったので確認させていただきたいのが 2 点目。3 点目に、45 ページの EUE に関わる場所であるが、この 44 ページ目の y というのは、これまで色々と経緯を積み重ねてきて複雑化してきたのを簡素化するために y にするというので、それなりの見識だと思う。ただ、この EUE がいくらであるべきなのかという数字が実は何から来ていたかという、偶発的需給変動のパーセンテージからきていたという認識であるが、何を指すべきなのかは実はよくわかってない。要するに、裏にその数字があるから EUE はこの数字だと言っただけなので、今後仮に y というものを使うと、この数字をどう解釈するのかが見えなくなる。そこをどう考えていくのかが今回の説明で見えなかった。

(事務局) 年間月間で、今回お示した赤枠と青枠がきちんとはまることを志向しているかどうかであるが、今回事務局でお示している中ではまだそこまで決めきれておらず、理想はご指摘のとおり赤枠と青枠が丁度収まる停止調整ができれば、もっとも効率的な設備形成であり、追加設備量を少なくできると考える。しかし、実際はスタッキングレシオの説明でお示しているとおり、ユニットごとの 1kW 単位で停止はできないとか、停止期間の長さも違うということもあると思うので、そこは余裕代がある程度必要だろうと想定している。ただ、どの程度余裕代が必要かというところで、今回は事務局で考える一番大きな振れ幅として 1% から 6% とお示しましたが、それを 2019 年度供給計画において具体的な停止が夏冬あるのか、なぜ夏冬にあるのかというところを確認したうえで、次回以降またご議論いただきたいというのが、1 点目である。2 点目に、エリアか全国というところであるが、こちらはご指摘いただいたとおり容量市場後をイメージして検討している。容量市場は全国市場で実施し、停止調整もある程度全国的に調整をするのではないかとこの前提を置いて、全国という数字でまとめさせていただいた。その停止調整を具体的にどのようにやっていくのかというのは、今後検討すべき事項だと思っている。二つのエリアがあった場合に、どのようにエリア間で停止調整していくというのも継続的に議論をさせていただければと思っている。3 点目の EUE の観点については、ご指摘いただいたように、そもそも EUE がどの値を目指すべきなのか、おそらく停電コストの観点と調達コストの観点の最適解を求めるという手法で EUE の最適な値を求め、それに基づく必要予備率を考えるという手法はあると考えている。今回お示したのは、逆順になるのかもしれないが、一旦量を今の供給信頼度評価で適用している量を基準に、例えば y という量を決めさせていただき、それに基づく EUE を試算させていただき、その EUE の試算した値が停電コスト等を踏まえた場合に、どういう値になっているかをこの場でご議論いただき、その EUE を採用していいのかを最終的に決められればと考えている。どちらを先にやるのかという話かもしれないが、最初に停電コストと調達コストを考慮して EUE を試算するのか、あるいは一旦 EUE を試算して、それを停電コストとか調達コストに評価した場合に妥当かということの評価するののかについては、結果

としては同じ答えの方向になるのかもしれないが、今回は一旦こういった手法でやらせていただいてはと考えたところである。

(大山委員長) EUEについては、何がいいのかなかなか難しいところがあるが、走りながらということかと思う。

(岡本オブザーバー) 一つ目の計画停止を踏まえた設備量の確保について、実際はやはり夏冬ピークの差が少し減ってきていることと、再エネが増えていることを考えると、スタッキングレシオという話であったが、やりくりがなかなか難しくなっているという我々の実態が数字で出している。可能量がこのまま放っておくと減っていくということがあるので、そこは考慮すべきというその事務局の整理はわかりやすいと考える。先ほど松村委員からのご意見もあり、色々あるところで、これをどのレベルにするのかという議論があったかと思うが、私も容量市場検討会のときに、ペナルティがかかる停止が180日以上というのは甘過ぎないかということも申し上げていた。いずれにせよ負担の議論はともあれ、実態としてどのように、例えば今回広域機関で、夏冬はできるだけ避けるように要請し、調整をしていただいたうえで計画を出した結果を参考に決めていくのは、合理的ではないかと思う。もう一つは、やはり容量市場ができた後も、あるいは再エネの量もこれから増えていくが、そういった実態を見ながら、負担の議論は当然あるものの、我々が調整可能なものがどのくらいのものであって、その結果どのくらい設備量が無ければ信頼度が下がる恐れがあるということがあるので、そこは実態を踏まえた見直しということも今後必要になると思っている。まず第一歩は今回、広域機関で夏冬を避ける調整をしていただいて、そこで出てくる数字を使っていくことは合理的な提案ではないかと思う。今後どうするかは是非実態を見ていただきたいと思っており、実態に合わせて必要量が確保されれば、必要な信頼度が確保されると思う。もう一点、厳気象対応と稀頻度リスク対応について、前回私からもいくつか申し上げて整理をいただいたところであるが、44ページ45ページは、大橋委員からもご質問があり、まだ検討があるところであるし、先ほど大橋委員がおっしゃったようにEUEの決め方の話もあり、45ページにあるのは一つの整理だろうと考える。今までいくつかあった考え方を一つの軸で表すと、例えば45ページのように描けるというものだ理解している。まずこういった考え方をとることは合理的であると思う。今回出てきたものが必要供給力へ反映され、仮にその相当するEUEで見るといくらという値が出てくる。EUEを見て、それがどのようであったのか、そしてそれを基に容量市場で調達するということは、等価的には停電コストをこういうものだと思って最適な調達をしていることと同じになってくる。つまり結局、EUEを試算して必要供給力を決めることと、停電コストがこのくらいだと思って全体の社会的コストが最適になるように供給力を調達しようとするのが、結局等価になるので、それをこのぐるっと回る図の中で読むことになると思は理解している。いずれにしても、この停電コストが一意に定まりがたいという問題はあるにせよ、この中に出てくる停電コストは「参照」と書かれているが、著しく高い停電コストが出るとすると、それはおそらく供給力を取り過ぎているということを表している。ここはコストを見ながら目標量にまた反映するというロジックを入れていただきたいと考える。いずれにしても申し上げたかったことは、冗長性を上げればリスクは減っていくが、医療保険みたいなものを掛け

ることと同じことで、手厚い保障を得ようと思うと保険料が高くなるが、どこまで備えるのかということを考えなければならない。どこまでの保障の費用があるかということをしつかりお見せしたうえで、ここまでの保険料だったら掛けていいということをご皆さんに選択していただく必要があり、結果としてその設備量でしっかり運営していくということだと思うので、引き続き検討をお願いしたい。全体としての社会コストミニマムを迫りいただければと考える。もう一点細かいようではあるが、44ページの図で、途中までは「予備力」と書いてあり、最後のところにいくと、一番右の図が「設備量」になっている。容量市場の目標は設備量になっており、需要に対してかかるのは設備率であるので、いわゆる供給予備力ではなく、供給予備力に補修停止の部分が入るといった実効出力が下がる色々な影響が入った設備量になっている。同じように横に並べていただいているが、途中から供給力と言っているのは、最過酷時間帯とかから見た kW のバランスであるし、一番右のところでは年間通じて確保すべき設備の量となっている。矢印で書いている途中で実は似て非なるものになっている。そのあたりをご留意いただきたい。あと、先ほどの大橋委員のご質問に関係するが、確定論と確率論の二元論のように書いているところがあるが、実は二元論になってないところがあり、H1 の厳気象を確定論と言っているのも、H1 をどう見るかということによって確率論になっているところもある。つまり、これは 10 年に 1 回の厳気象と言ったのか、20 年に 1 回と言ったのか、100 年に 1 回と言ったのかによって H3 で見た最大需要からの何σまで見ているのかという話になるので、実際は確率論に近いところもある。どちらもそういう性格を持っていることも考えながら、やはり EUE やコストを見て、簡単な答えはないだろうが、そういった事象であるということも見ていただき、あるべき調達量の目標を引き続きご議論いただきたい。それに応じて、最適な調達ができるようにしていただきたいと考える。

(白銀オブザーバー) 設備量、追加設備量の算定の方法について、具体的に分かりやすく整理いただき感謝。先ほど大橋委員からエリアと全国というところの考え方についてお話をいただいたが、それに関係するところで、停止計画の調整のやり方もエリアと全国で変わっていくと考えており、認識を確認したい。全国で算定することになると、全国で必要量を算定して、同じ断面で調整が必要な電源が全国に分布して出てくる。おそらくそれぞれの電源が、何らかの調整が難しい事情でそこに電源停止を入れており、その調整は、それぞれの事業者が何らかの不利益を被りながら、全国で最適となる調整をするものと思う。そうすると、この調整をする主体者が、エリアか全国かによって自ずと変わってくるので、案②から案④ということで今回書いていただいているが、全国で調整をするということであれば、広域的に全国で最適化するような調整が必要と思うので、ぜひとも広域機関の方で、どのようなやり方をするのがいいのか、検討していただきたい。もしかすると先ほど松村委員がおっしゃったような、何らかの金銭的なインセンティブがあれば調整は不要だということであれば一つの手かもしれないが、現状の前提において調整していくのであれば、主体者と調整方法が大切だと思っている。特に案②においても、25 ページに設備の追加量として 889 万 kW、今の実績が大体 1,000 万 kW ぐらいあるという事で、それを抑える調整が全国でできることが前提になる。その中で運用ができるやり方が大切だと思うので、よろしくお願ひしたい。

(松村委員) インセンティブがあれば調整が不要などとは一言も言ったつもりはない。当然調整はするというのであるが、調整に応じなかった結果として、それが原因となって調達量が増えるということがあれば原因者負担するように述べただけであり、インセンティブがあれば調整不要と言った覚えはない。

(白銀オブザーバー) 今の容量市場のリクワイアメントだけで調整するということになれば、誰かが主体的に調整しなければいけない。そこに先ほどの金銭的な差が出るのであれば、もしかするとそこが緩和することもあるのかもしれないという意味で申し上げた。そういう意味では松村委員のご発言の趣旨と違う事を言ってしまったため、そこは訂正させていただく。

(宮本オブザーバー) 今のご議論と関係することであるが、全国大で停止調整をするということを前提に、案①を除いて案②から④というご提案と受け止めている。しかし、発電事業者の立場としては、やはり「計画停止」というものは定期的な点検だけではなく、必要な設備の取り替えなども行っていることからして長期的に計画しているのも、法定の点検期限の中で、どの時期にどのようにやるのか、メーカーにモノを納入いただいて実際の作業員を確保して補修を計画しているのも、現在エリアの中だけでも調整が難しいときがある。それをさらに、容量市場は全国なので全国で調整するという事で、これからどのように調整するかは考えていただけという話であったが、その全国調整がどのようにワークするものになるのかという議論と併せてご検討いただきたい。その内容によって、しっかりと全国で調整できるのであれば案②でもいいのだろうが、それが難しいのであれば今の段階で案①を否定することも無いと思う。保守的に考えると、最初は案①で始めるが、うまく全国調整できるのであれば段々減らしていくというやり方もあると思う。このご議論においては、全国の作業調整のやり方と併せてご検討いただきたい。

(鍋島オブザーバー) 補修調整であるが、容量市場の議論の中では、発電事業者については各送配電業者と協議をしたうえで、何日間計画停止をするかという計画を広域機関なりに提出するという事になってきたと思う。したがって、協議先はその発電所があるエリアの一般送配電事業者であるという議論であったかと思う。そうした場合にここで議論になっているのは、全国市場で調達した際に運用はどうするのかという話だと思うので、各 TSO にバラバラに協議し、各 TSO がバラバラに認めていったときに、本当にちゃんとできているのかという論点があるのだと思う。今回の松村委員のご指摘の点でいうと、そういう意味で協議というところで一種のリクワイアメントに入っているが、どれぐらい停止をしてもいいのかというところが曖昧であるというような気がしている。今回事務局の提案は、今の計画停止量というものがあって、それが計画停止可能量の範囲内に収まっていればいいということであるが、その今の計画停止量が、私も実運用知らないところがあるが、本当に必要不可欠で一番短いものになっているのか、最低限のものはいくらなのかというところがはっきりしていない。はっきりしていないなかで、今この止まっているものは、おそらく必要で最低限のものだけが止まっているのであろうということで、それが絶対に必要な停止量だと計算して、そこから可能量との間で大小関係を比較するのは若干曖昧なところがあるという気がしている。いずれにせよ、容量市場側のリクワイアメントは、岡本オブザーバーからもご指摘があったように一旦 180 日という基準で決めているが、それとここで計算するところの計画停止量で、

場合によってはその容量市場の確保量を増やさなければいけないとか、そういった意味での計画停止量がどういう関係にあるのかというのが、このリクワイアメントとの整理を含めて、容量市場側の方になるかもしれないが、今後検討が必要であると思う。また44ページの目標調達量の考え方であるが、今後H1需要等についても、H3×何%を確保するかで計算をしていき、その際にEUEの確率論的なアプローチで計算していくということである。これは厳気象のH1需要が起こるようなことも想定して確率論的なアプローチのデータセットの中に厳気象のデータも入れて計算することになると思う。そうすると、厳気象H1と、そのデータセットがいかなるものか、それが10年に1度くらい寒いものなのか、過去に、もしくは去年起こった寒い気象が反映されているのかとか、そういったところをきちんと議論していかなければいけない。やはりこういったEUEのような計算になると、これは一体どういうものなのかと社会とコミュニケーションするのが難しい。今までであれば、10年に1度の寒さでも耐えられる供給力とか、非常にわかりやすい言い方をしていたものを、今後はEUEという言葉で翻訳しようとするとなると非常にややこしいので、スパッと、こういうものに耐えられるものです、と言えることも大事だと考える。そういったこともこれを機に、できれば念頭に置きながら検討いただきたい。わかりやすさというのは大事な要素だと考える。

最後に供給信頼度であるが、私が誤解していたかもしれないが、今回事務局が46ページに付けている過去の調整力等委員会の議論で、一旦は確定に近い部分までいったと思っていた。46ページのスライドの下部で「現時点では、全国の供給信頼度基準は『現状レベル』を下回らないことと整理し」としている。現状として供給予備力7%を確保しているので、7%として計算されるようなEUEを現状レベルの供給信頼度基準として設定するということが、一旦そういう話になったと思っていた。そのときの議論の背景としては、やはり停電コストは主観的なところもあり、決めることが難しいということで、現状の供給信頼度基準を下回らないというところで一旦EUEの水準を決めたと思っていた。そのような理解ではなかったのか。また改めてEUEの在り方について議論していくのかということも教えていただきたい。45ページで、私の理解では、容量市場の需要曲線は、EUEと停電コストから出てくるので、停電コスト等を参照とあるが、EUEがあつて、それに停電コストを何らか掛け算をして容量市場の需要曲線が出てくるので、私の理解だとEUEが最初に決まっていると思っていた。この矢印がどちらを向いているのかわからないが、停電コストからスタートすると色々なものが、ぐるぐる回ってしまうのではないかという気がする。

(鹿島オブザーバー) 20ページで、今回計画停止量と停止可能量といったものが示され、案②から案④の中で検討するということがあった。ただ我々小売電気事業者、容量市場に支払いをする立場としては、今までのH3の8%で行くのか、さらに6%つくのかとなると、非常に大きなインパクトがあるので、この数字については、2019年度の供給計画を見ながら今後精査されると思うが、必要な量というのはこういったものであるのか、しっかり検討いただきたい。そのなかで21ページにて、青い点線で年間計画停止量があり、再エネで確保すると赤い線となりそれを下回って、安定度として厳しくなっているとあるが、赤い線の2017年度から2018年度に関しては少し上がっているの、これが今後どうなっていくのか考慮いただきなが

ら検討していただきたい。もう1点、28ページであるが、この中では追加量も含めてメインオークションで調達するとあるが、作業調整によって不足することも、逆に増えることもあると思うので、追加量に関しては追加オークションで調達する、といったことが考えられないかご検討いただきたい。

(石山オブザーバー) 鹿島オブザーバーの話の関連にもなるが、28ページに、先ほど補修調整の話もあり、こういった考え方が提示はされているが、例えば容量市場が4年前のオークションであるので、電源の定期点検で実際にモノを見て急にわかるような事態、補修をもう少し掛けなければいけないという事態も当然出てくる。そういったことを踏まえ、電源の作業調整なり、追加のオークションを考えているのだろうと思う。これは一つの例示だとは思っているが、追加オークションの時期を早めるとか、色々な手法はあると思うので、そのあたり実態を踏まえご検討いただきたい。

(事務局) 今後検討すべき事項に関してご意見いただいたので、引き続き次回以降、2019年度供給計画の実態を見ながら、合わせて検討結果等お示しするので、ご議論をお願いしたい。鍋島オブザーバーからいただいた「7%で一旦決めたのではないか」というところについては、元のLOLPの偶発的需給変動の7%の分をEUEに変換するにあたっては、現状の信頼度レベルは維持するという考え方のもと、7%に相当するEUEを一旦試算させていただき、それを供給信頼度基準として考えたかどうかというところを、調整力等委員会等でご議論いただいた。今回、現状の供給信頼度の評価が、H3の108%の7%の部分に加えて厳気象について需給検証の方で考えていることも含めて現状の供給信頼度維持レベルだと整理した場合について、引き続き検討していきたいと提案している。

(大山委員長) 本議題については、まだ引き続き議論していくということかと思う。あとは2019年度の供給計画の集約状況を確認した上で進めていくということと考えている。

議題3：閉会

(大山委員長) 本日の予定議題は以上となる。全体を通してコメント等ありませんでしょうか。

以上で本日の議事は全て終了しました。これをもちまして、第3回電力レジリエンス等に関する小委員会を閉会する。遅い時間までご議論いただきありがとうございました。

—了—