

## 第5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3月27日(水) 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) 更なる供給力等の対応力確保策の検討（必要供給予備力ほか）
- (資料3) 北本の更なる増強等の検討
- (資料4) 更なる供給力等の対応力確保策の検討（ブラックスタート電源）
- (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：更なる供給力等の対応力確保策の検討（必要供給予備力ほか）

- ・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]

(佐藤事務局長) 補足をさせていただく。まず資料17ページのところで4.5%という数字をお示ししたが、前回の本小委員会で示した6.4%とか6.5%といった数字に対して、鹿島オブザーバーから、本当に最低限なのか、その精査と、最低限のものを確保してそれで更に必要な場合は追加オークションをすべきだという意見をいただいた。それを踏まえて事務局として最低限の数字として出したものである。文書の要請をさせていただき、それ以外にも当機関の計画部長が全国をまわり直接お願いをした。そういうこともあり、17ページ目もそれを踏まえて、2020年以降はむしろここまでできないという意見もいただいたので、鹿島オブザーバーからのご指摘にこたえられる数字ではないかと思っている。それと29ページのところで、数字はお示ししたとおりであるが、最後のところで、これまでに議論してきた稀頻度リスクについて、確保すべきか改めて議論いただきたいと書かせていただいた。この稀頻度分については、入れることは国の電力レジリエンスWGで決まっております、数字をどうするかがタスクアウトされているわけであるが、停電コストと見比べて、稀頻度分まで考えるかどうかというのは初めてであり、役所側とも相談して改めてご議論いただきたいという形にした。また47ページのまとめの3番目のところで、EUEの計算が非常に見えにくいとか、なぜするかというご意見もいただいたが、43ページにお示ししたとおり、今までのやり方だとこのケース1の場合でも必要供給力を全く10年間減らさないということになり、ケース2のときでも増やさないということになる。例えば停電コストをみると29ページのところで厳気象対応分は11,000円と、決して低くないコストでついているのにファインチューニングを10年間全くしないのはどうかということで、やはりEUEを介在させることで、マイルドに少しずつこれだけの負担になるというところをファインチューニングするのが重要と思い、3ポツのような取り纏めにさせていただいた。

(松村委員) 事務局から補足説明があった点に関してかもしれないが、必要最小限度のものをオークションでとることへの懸念は、調達量が多くなりすぎるという懸念と、もう一つは、それが増えれば必然的に小売の負担が増え、その負担が無闇に増えることに対する懸念。この2つ

は、この資料でも正しく書かれているように、分けて議論できていると思っている。つまり、夏あるいは冬に停止した結果として調達量が増えてしまうというものに対してある意味払わないことにすれば、調達量が上がって調達価格が上がるということがあるかもしれないが、その分を除けば、仮に調達量は増えたとしても支払の方を制約することによって負担はかなり減る。払わないという言い方は不適當かもしれないが、要するに減額するということ。ペナルティと整理するのが本当に良いかどうかは疑問である。容量市場でそもそもお金をもらえるのは、例えば 100 調達するときにある人が 1 出した場合、価格  $x$  円だったらその  $x$  円もらえるのは、その人が供出してくれなかったとすれば他で 100 調達しなければいけない。その人が 1 供出してくれたから残りは 99 で済むからお金をもらっているわけであり、その人が夏とか冬に停止した結果として調達量が減らないということであれば、そもそもお金をもらう方がおかしい。ペナルティというレベルではなく、調整するという考え方は有り得ると思う。したがって、この時期は避けてほしいと言われていた時期に停止しているとすれば、その停止している長さや、重要度に応じて実際にもらえるお金を減額することを考えれば、指摘にあったような懸念はかなりの程度減ると推察している。この委員会のマターではなく、容量市場の設計の問題だということは分かっているが、そちらでかなりの程度対応できると思う。

次に、停電コストと必要供給力に関して示した 29 ページについて、このデータが出てきたのは大変ありがたい。これは重要な情報なので、おそらくエネ庁等でひきとり議論することになると思う。それでもこの場で大山委員長もしくは金本理事長からコメントいただければと思う。以前私は間違ったことを言ってしまった。容量市場での調達価格がいわばコストで、それによって停電の確率が減るのが追加調達のベネフィットと発言したときに、お二人から、コストはそれだけではないという正しいご指摘をいただいた。実際に調達するだけで動かなければ停電の確率は減らないので、調達価格だけではない係数  $\alpha$  があるはずだという指摘をいただき、私は正しいと認識した。Net CONE に必ず価格がなるとは限らないのだが、ここの発想はまさに容量価格が停電コストとされているように見える。もしそうだとすれば、お二人の目からは、停電コストの推計はむしろ過小ということになるのではないか。私の理解が間違っていたらご指摘いただきたいが、ここで推計されている停電コストは現実にはこれよりも高いと考えなければいけないことになると思う。

次に、容量市場検討会場で言うべきことであるが、仮にこの数字が正しいのであれば、仮に 115% を調達することとしていて、Net CONE より価格が下がったところで容量を追加的に調達することになったときに、この余分にとってくる量が 1% 増えたとしてその裏でどれだけ停電確率が減って、そのゲインがこういう格好で出てくることになる。そうすると、この計算が正しいとするならば、需要曲線の描き方として、フラットな形状は良くないのではないか。つまり、1% 調達量が増えたとしても余程停電コストが高くなければペイしないのであれば、1% 余分にとるとするのは容量価格が半額近くに下がらないと説明できないことを示しているように見える。そうすると需要曲線の描き方に大きな示唆を与えるものだと思う。この重要な資料はこの委員会だけでなくあらゆる委員会で共有し、なおかつ重

要なものなので、どういうプロセスで計算されたのかも、もし要求されたら出していただきたい。

(金本理事長) 複雑な話となるので、また別の場でご説明申し上げます。

(大山委員長) 私の方からは、本当にかかる費用というのが容量市場で支払われる価格に反映されるかどうか分からない、という話をしたと思っている。

(松村委員) 費用として容量価格だけでは不足という話ではなかったか。

(大山委員長) 実際、裏でかかる費用があるのではないかという話をした気がする。あと、停電コストがかなり高く出ているということになるが、私自身の考えとしては、現在の信頼度を落とすのは有り得ないと思っており、停電コストは調達コストを変えると変わるので分かりづらいところではあるが、現在、どのくらいの停電コストを考えているかは実は議論されてこなかった。要するに、現状が 29 ページの①なのか②なのかは非常に大きなファクターだという気がするが、みなさまにもご議論いただきたい。

(事務局) 現状の信頼度というお話があったが、私どもの需給検証で稀頻度について見ているが、今年も 2019 年度の供給計画のデータに基づいて夏の検証をさせていただいた。基本的には 1%相当を見ても供給力は量としては確保できたという結果であるので、今の信頼度は①をクリアするくらいのレベルであると思われてよいと思う。今年度から少々評価の手法を変えたので、その前がどうだったのかは確実には言えないが、おそらく 29 ページの一番上にあるとおり、国の需給検証でやっていた信頼度レベルに加えて、広域機関の方ではある意味ストレステスト的に更に追加リスクでどうかと見てきたが、それが①のレベルだったと思う。そのレベルを満たせなかった年はなかったと思っているので、そういう意味では、ストレステストとは言いながらも、現状の信頼度レベルは①のレベルだと理解している。

(鹿島オブザーバー) 冒頭事務局長から補足説明があったように、最低限の量を徹底的に検討いただいたということについて感謝申し上げます。そのうえで質問させていただきたい。第 3 回の本小委員会資料 3 の 20 ページの中で、この計画停止の量については「計画停止の実態を踏まえて全国の年間停止の可能量②」というところから、「年間計画停止量④」といった 1~6%が検討範囲ということだったと認識をしている。その中で②というものは、今後供給力を広域的に活用するということから、全国の調整を考慮したものだと認識をしており、今回の 4.5%というのはそもそも考慮された数字だという認識で間違いないかを確認したい。

もう一点、29 ページで経済性等も踏まえて、稀頻度リスク 1%を取るべきかについては改めて議論となっているが、今回の試算の中では、9 ページのところで、稀頻度リスクの 1%も計画に積んだ上で 4.5%を最終的に算出されていると思う。この 1%がもし必要ない場合はこの数字が変わってくるかどうかを確認させていただきたい。

さらにもう一点、28~29 ページで経済性の評価と必要な量をまとめていただいております、現状のレベルを維持するのは必要なことだと思うが、一方でこの停電コストを見ると、ESCJ 調査の 3,050~5,890 円といった幅よりは高いことも事実であり、その辺は停電コス

トの評価をした上で、本当にこの稀頻度リスク等を見るべきかどうかは更に慎重にご議論いただきたいと思っている。

(事務局) いただいたご質問のまず1点目、今回の計画停止で評価したのが全国調整かどうかであるが、基本的に全国でまとめて評価しているので基本的に全国調整がベースになると考えている。具体的にどうやっていくかというのは今後、容量市場のリクワイアメントの見直し等も検討するので、それを踏まえて引き続き検討していきたい。

2点目の稀頻度リスク分の1%と、厳気象対応分も同じかもしれないが、その扱いであるが、計画停止を踏まえた追加設備必要量の精査としては、基本的に系統電源の量がどれくらい必要かというところを評価している。10ページのところに記載しているが、まず系統電源としてどのくらい計画停止調整が可能か評価するにあたって、再エネの供給力に加えてこの稀頻度リスク分と厳気象対応分は除いて評価しているので、稀頻度リスク分の確保有無によって追加設備必要量の数字は影響を受けないと考えている。

(岡本オブザーバー) 容量市場の検討会もそうであるし、この場でもそうであるが、広域機関の調整力等委員会でEUEによる信頼度評価をしており、稀頻度も含めて色々と過去に検証いただいたものを、一つのEUEという物差しにのせて評価いただいたうえで、さらに合理的に、全国でどのように絞っていいのかという議論になっていると思う。

そのうえでいくつか申し上げさせていただきたいが、まず15ページの4.5%という数字は、今回広域機関で要請をし、全国をまわったという話もあったが、まさにそれは全国での調整を今回されたと思っており、その結果非常に合理的になったと思っている。一方で今回の結果をベースに考えるのが合理的だと前回は申し上げたところではあるが、調整された事業者側の意見には、「今回は頑張ったが」というところが見えるので、本当にこれが必要最低限であるということに留意がいると思っている。そういう意味で、今後の停止調整の実効性を見ながら考えなければならない。17ページにあるとおり恒常的に調整しきれない部分が仮に出たとすると、再検討いただくのではないかと思う。この場ではないと思うが、全国大の停止調整を恒常的に回さなければならないし、それは我々一送もやっていかなければならないところもあるし、広域機関の要請でやっていただくということが今回良かったということもあり、その仕組みをしっかりと作っていただきたい。それはリクワイアメントの議論も含めてやるということであるので、よろしくお願ひしたい。

また、28～29ページに、今回のある種の検討されたエッセンスがある。私自身としては今回の①と②のどちらがいいかというのは差し控えさせていただきたいと思っているが、まさに透明性をもった数字が出てきたので、ご議論いただいて、選択いただける内容になっているのではないかと思っている。やはり、28ページの停電コストの減分カーブを見ても、先ほど松村委員もおっしゃったが、思ったより寝ている需要曲線での調達になると思うので、調達曲線を引く際にも今回の検討を反映していただきたい。調達コストが安ければ調達量を増やし、高ければ減らすという、その弾力性が相当あるようなカーブになると思うので、そこはまた需要曲線を引くときに考慮いただければと思う。また停電コストについても、色々な方の肌感覚であったり、色々なこととの関係性で、どうなるかという議論があると思うが、ここはやはり今後もお客さまニーズというところを、調査を継続的にされると思

うが、ぜひ見ていただければと思っている。それから、39 ページのところ、基本的な今回の確率論的な EUE で、厳気象や稀頻度で起きることについての扱いを整理していただいたと思っている。それによって、これからチャンピオンデータが出たらどのように目標に影響を与えるかということのを定量的に 43 ページに示していただいた。これを見ると、実際に、確率論として、統計データとして高いものが出てきたというものが適切に反映されていくのではないかと考えているので、今回の考え方は合理的ではないかと思う。

最後にもう 1 点申し上げさせていただきたいのは、こういった形で必要供給力を算定していただき、これを容量市場で調達していくことになると思うが、これとセットで動いていく需給検証のやり方について、基本的には容量市場の調達の考え方と需給検証の考え方を、1 つ同じ物差しで見させていただきたいと思っている。需給検証では 43 ページに書いたような結果にはならず、やはりもっと必要ではないかとなると、何をやっているか結局分からなくなるので、全体として今申し上げたようなサイクルが回るように、今回の算定と整合した検証になるようお願いしたい。

(白銀オブザーバー) 今回まとめていただいた計画停止を踏まえた確保すべき追加設備量 4.5%を採用したいという事務局案については、2019 年度は全国各社に広域機関から要請いただき、これだけ計画停止調整が進んだということで、資料の中にも 2020 年以降の持続性の保証はないという記載もあるが、社会コスト低減の観点から目標調達量を過大としないという考え方と理解している。今後しっかり計画停止の調整を進めるためには、電源の計画停止調整の実効性を高める方法が非常に重要だと思っている。別の場の議論となるということではあるが、しっかり検討していただき、実際に計画停止調整を行う断面では、全国大での調整を広域機関で行っていただき、それを受けて送配電事業者としてもしっかりと調整に協力して参りたい。

また、最低限の量を 4.5%にするという前提で、もし必要であれば追加オークション等の手段も含めて実施することになるかと思うが、1 年前の追加オークションの断面で入札が可能な電源は限られる可能性もあると思っている。例えば、それ以前でも、不足が明らかになった時点で、早めにオークションを行うというアナウンスをするなど、運用上の工夫も必要になると思う。こちらも、運用面の議論ということでこの場ではないと思うが、ぜひよろしくをお願いしたい。

(石山オブザーバー) 今回、電源の計画停止を考慮した追加の設備量についてご検討いただいたことについて、発電・小売事業者の立場から考えても重要な視点であると認識しているところである。我々発電事業者としては、一般送配電事業者から補修時期の調整や短縮といったものを求められた場合には、当然のこととして検討していきたいと考えているが、そのうえで、今回の資料 17 ページの下から 2 つめの但し書きの部分の記載であるが、追加設備量、これは具体的には 4.5%相当の部分と認識しているが、これを計画停止に関わらず、発電に支払うことについては検討が必要であるという記載に対して、お願いということで話をさせていただきたいと思っている。当然のことであるが、安定供給に必要な電源を確保するうえで、その対価が支払っていただけない場合、設備の維持が難しくなり、必要な容量を確保できなくなるリスクが高まる懸念がある。今後、具体的な検討については、容量市場の在り方等に関する検討会の場という記載があり、具体的にはどのような検討をされるのかわからないが、発電

事業者の立場としては設備が適切に維持できるルールをつくっていただきたいと思うので、よろしくお願ひしたいという要望である。

(大橋委員) H3 需要の 4.5%という話であるが、これが最低限確保すべき量と書いてあり、お話を伺ってみると、きつめの数字だという感じを受けている。これで仮に追加オークションになったとき、これはこれでまたコストがかかる話になるので、あまり短視眼的に考えるのも如何なものかと考えている。例えばインフラにおいて保全といったものを考えると、事前の保全がいいのか、事後の保全いいのかということでコスト計算すると、事前の保全の方が良いという話になると思う。その観点で言うと、事後的に何かあった時に、コストをかけるよりも事前に多少厚めに積んでおいた方が全体のコストが下がるという経験則的なところもあるかもしれないが、そういった考え方もあるのではないかという気がしている。しっかりとしたエビデンスで議論することが難しいかもしれないが、電気もインフラであり、そういった他の分野の知見もあるのではないかと考える。

もう 1 点 EUE に関して、この 111%あるいは 110%の話であるが、先ほど事務局からも、現状のストレステストでは①まで見ているという話があったと思う。他方で、今回出された停電コスト 2 万円という数字について、この数字が絶対的に正しいかはレビューをした方が良い。例えば専門家を入れたレビューである。色々な前提条件の中での 2 万円という数字であり、これはこれで一定のアサンプションだと思うが、この数字を絶対視するかどうかというのは留保があるという感じがしている。そういう意味で、このあたりは、今後 EUE を使い続けるにしろ、現状行っているプラクティスを、どうより優れたものにしていくのかというプロセスは絶対に必要だと思う。広域機関の中だけでそれをやっていくのか、もう少し透明性を高める形で、第三者の専門家の、アカデミックな方の知見を取り込みながら、より洗練させていくというプロセスも考えておいた方が良く思う。ただ、今決めなければならないという話になると、今回の議論のキックが北海道胆振東部地震を踏まえた上での、稀頻度リスクをどう考えるかという意味でいうと、ストレステストでこれまでやってきたものを、若干明示化したというところで考えるのであれば、①という考え方は、それほどおかしいものではないという感じはしている。先ほど申し上げたとおり、今後 EUE を使うにしても現状のプラクティスを、より透明性のある形にしながら、よりいいものにできるような仕掛けを組まれるとよろしいと思う。

(菅野オブザーバー) 計画停止の量の話であるが、発電事業者はもともと春と秋になるべくオーバーホールを集め、夏と冬に稼働させるようにするというのが、企業行動、企業文化として染みついている。そうした中で、今回は広域機関の方で計画停止の調整に尽力された結果として 4.5%という数字がある。これが最小限というのは、そのとおりだと思う。さらに今後の話として、支払いについて、リクワイアメントおよびペナルティについて検討を加えていくと理解しているが、春と秋に定期点検したいというのがもともとある中で、全員が春と秋に定期点検やオーバーホールができるのかという難しい問題となっている。どうしても長期間の定期点検で夏にかかったり、冬にかかったりといったケースが実際問題としてある。例えば、火力発電所のボイラの中のチューブをかなりの規模で取り替えるとなると時間がかかる。そうしたケースもあることを踏まえると、なぜ夏や冬に定期点検やオーバーホールになってしまう

ったのかというところの事情もそれぞれあると思う。全国大で計画停止の調整をするということと、リクワイアメントやペナルティの見直しは裏腹になると思う。大変な作業だと思うが、リクワイアメントやペナルティを見直すということであれば、全国での計画停止調整についてどの程度のルールを持つかの検討が必要だと思う。

(宮本オブザーバー) 発電事業者の立場として 17 ページの最後のところについてお願いと、1 点確認がある。今のページの今後確保する年間計画停止可能量の考え方については、今回提案されている最低限という量が、全国で停止調整し、それが有効に機能することが前提だと思うので、これについては、以前この数字を出す時に、具体的な調整のやり方とセットでご議論いただきたいと申し上げた。本来一体的にご議論いただきたいところであるが、今回のご提案としては、別の場として容量市場の方と一緒に議論ということであるので、そうであればそちらでしっかりとご検討いただきたいというお願いと、そちらで出た結果というのは必要があれば、こちらの方に反映していただくということで、下から 3 つ目のところに書かれているとおり、不足する場合は再検討ということも含めて、結果はこちらにフィードバックしていただきたいと考えている。また実効性を高める方法として、リクワイアメントやペナルティを見直すということも書かれているが、発電事業者としては、先ほど、菅野オブザーバーも発言されていたが、全国での調整は難しいと思っているが、可能な限り協力するというスタンスで臨みたいと考えている。ただ、難しいところもあるので、ここで言うペナルティという考え方ではなくて、例えば調整に参加するインセンティブを与えとか、そういった発電事業者が調整に応じやすいような観点でご検討いただけると、ありがたいと思っている。

あとは単純な確認であるが、43 ページに、前回もご質問して教えていただいたところで、マイルドに反映するというので、ケース 1 で H1 が高く出た後で下がったら少しずつ必要供給力が下がっていくとか、高いものが出たら少しずつ上がっていくご説明をいただいた。前回ご質問したように上がったり下がったりする場合ということをもう一度考えると、やはり、この絵で、平均的な値から 1 回高くなって下がったら、徐々に下がっていくし、高いままだと徐々に上がっていくということのを伺うと、やはり、上がったり下がったりすると、少し上がって少し下がって、結果的に、H1 として高いものが出てもそのあと低いものが出ればあまり必要供給力には反映されないような気がするが、そこはやはり、何がしか反映されるようになるのか。

(佐藤事務局長) 最後のところで、逆に、これまでやっていたものを全面的に変えてしまって大丈夫なのかという質問とご懸念があり、裏腹ではあるが、10 年間全く変えないということはない、とご理解いただくしかないと思う。需要が 7% くらい減少しても、今回計算したところ 0.2% 程度の減少で、これはどちらの立場からも中途半端かもしれませんが、これはきちんと計算をした結果こうなると申し上げるしかない。

(鍋島オブザーバー) 29 ページの確保すべき必要供給力のところに、PJM の供給信頼度評価についての記述があり、31 ページのところを見ると、PJM の供給信頼度には EUE が 0.00004kWh/kW となっている。もしこの数字が正しいとすると、日本で考えている EUE よりも桁が 2 桁違うということであり、ここから先がよくわからないが、そうだとすると PJM では停電コストというものは日本より 2 桁多く見積もっているというような、例えば、200 万円みたいなも



のを許容しているような、そういうことになっているのかという気がしている。そういうところがよく分からないところもあるので、大橋委員からも先ほどご指摘があったが、停電コストの意味については、引き続き思想がどうなっているのかということも含めて、よくご議論いただく、あるいは精査いただくことが大事だと思う。さしあたってのところでは、20,000円なり11,000円なりというところがあるが、少なくとも社会的に停電に対してのコストが3,000円なり5,000円なりという数字がアンケートで出てきている中で、それよりも保守的な対策を講じるということで、今の供給信頼度の水準が保たれており、今の日本の供給信頼度がアンケートの停電コストより保守的に設定されているということだろうと思う。この29ページを見ると、110%とするか111%とするか改めてご議論いただきたいとあるが、この稀頻度リスク分が容量市場の確保の水準にも影響するものだと思うので、いずれにしても、こうした技術的な検討については広域機関の場でどちらにするか決めていただくことが大事だと思う。

(大山委員長) 47ページに本日の論点のまとめがあるが、まず3番目のEUEを使うことについては特に反対する意見がなかったかと思うが、それでよろしいか。

それから論点の一番目について、4.5%という数字が出てきているが、これが厳しいという話や、逆に少し先にとっておいた方がというご意見もあったが、大きく変えろということではなかったように思う。当然容量市場側で、どういったリクワイアメントにするのかと言うのはこれから議論していくことで、大変な話だという気がするが、この委員会としては、まだ条件が変われば検討する、という条件が付くが、当面4.5%ということではほぼ合意ができたと思うが、よろしいか。

(佐藤事務局長) もう一点については、先ほど鍋島オブザーバーからもご意見があったように、引き続き議論させていただくことにさせていただきます。

(大山委員長) 稀頻度110%か111%かという話については、どちらも分かるというご意見や、大橋委員からは111%でも理解できるというご意見もあった。私も現状維持という話をしたが、それも含めて、もう少し議論させていただくことにしたいと考える。基本的には①か②がベースというところには異論がないと思うが、よろしいか。

## 議題2：北本の更なる増強等の検討

- ・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]

(加藤委員) 様々なルートを検討いただき感謝申し上げたい。確認であるが、東北北部募集プロセスおよび東北東京間連系線は増強ありきで検討されるということか。それに加えて場合によっては追加で増強するということか。可能であれば7ページに、もしかしたらここに書くものではないかもしれないが、地内増強をしない場合はコストを抑えられるが、この案だったらこういう場合に制約を受けるということを併せて書いていただけると良いと思う。

逆に言うと、北海道、東北地内増強した場合は、設備容量いっぱいまで使えるという前提で考えられるということでしょうか。

(事務局) そのとおり。

(加藤委員) 特に東北地内の増強をしない場合は、ある条件のもとではそれだけ送れない。それがどの程度抑制されているのか、明らかにしていただければ比較しやすい。

(松村委員) 今回、地内制約を考慮した場合の具体的な運用のイメージをクリアにして頂いたが、前回の説明を分かり易くしたというだけで、内容は変わっていないということでしょうか。

(事務局) そのとおり。

(松村委員) 前日も申し上げたが、この委員会は運用のルールを決める委員会ではないので、これで未来永劫間違いなくいくということではない。現行のルールから考えると、これで費用便益分析することが自然だというものをご提示頂いた。とても自然な設計なのでルールもこういう形になるだろうとは思いますが、これで行くとコミットしたわけではなく、それは将来ルールが変われば当然変わるものとする。今回コストと工期を提示頂いたが、費用便益分析を行う際は、実際どれくらいの便益があるかは、どれくらい使えるのかに依存する。したがって便益を計算する際は、この条件においては、このくらい使えてこのくらいの便益と出て来るので、7ページの図で出て来るのではなく、この後の分析でご指摘になったようなものが出て来ると理解している。コストと便益両方示さないと選択はできないというのは確かにそのとおりであるが、今回はコストの方のみの提示ということで理解している。間違っていたら訂正いただきたい。

(事務局) おっしゃるとおりである。

(加藤委員) 私もそのとおりだと思う。さきほど言ったことも便益を計算すれば分かることだと思うが、ここに書かれていればイメージしやすいかと思って発言させて頂いた。

(石山オブザーバー) 資料 21、22 で第 3 回の小委員会で私が質問させて頂いた件について、今回分かりやすく整理いただき感謝申し上げます。そのうえで、確認というかお願いであるが、東北北部募集プロセス以降ノンファーム型接続が前提になるのではという認識であり、そういったことを前提として再エネの開発をしたいという事業者がいる。22 ページのアクセス検討時のイメージというのは、明確に記載はないが、私なりに素直にこの部分を読むと、将来、東北地内にノンファーム型接続された場合に、その際の検討については新々北本からの潮流は流れないという前提で検討をするということの意味していると理解した。今後の検討になるかと思うが、先ほど申し上げたように、そのような事業者がたくさんいるのでそういったところを念頭においた引き続きのご検討をお願いしたい。

(事務局) ノンファーム型接続は、コネクと&マネージのところでは考慮したいと思うが、今回はあくまで便益評価のシミュレーションの前提条件なので、次回詳細はお示しさせて頂いたが、ノンファーム型接続が入ることは念頭に置かない前提を考えている。ノンファーム型接続が入った時の運用やアクセス検討をどうするかはコネクと&マネージのルールの方で検討させて頂いた。

(石山オブザーバー) 今回の資料だと理解できなかった。よろしくお願ひしたい。

(日置オブザーバー) 1点確認させて頂きたい。今回の工事費は7ページの注意記載では「一般送配電事業者による机上検討の試算に基づく」とあるが、これを試算したのは広域機関の方で、一送から出てきた情報をもとに確認して出したという理解でよいか。概算工事費ということなのでどこまで正確に算出できるかというところはあるかと思うが、多少上下の幅がありそうなのかどうなのか、現段階で承知済のことがあれば教えてほしい。

(事務局) 工事費は北海道・東北電力に算出頂き、広域機関で過去の実績等をもとに妥当性を確認した。上下の幅はまったくないとは言えないが、今のところ妥当ではないかと判断している。なお、今回は、費用便益分析をするために概算の工事費を出させて頂いた。実際、費用負担を議論する際は、これをより精査していくものとする。

(菅野オブザーバー) 今回、コストと工期が出て、これからさらに便益の計算をして、経産省のレジリエンスの委員会に報告するという手順を踏むかと思うが、一昨日の経産省の委員会でも非常に洋上風力、再エネ導入規模への期待は相当あった。北海道に関しては、洋上に関するポテンシャルはかなりあり、陸上についてもまだまだあると思う。今回、新々北本をどういう容量にするかで、北海道からの再エネの南流については、新々北本までやるわけなので今後20年くらいである程度の要件あるいは規模感を規定してしまうことになるかと思う。その点を誤解のないような世の中への周知、開示をしていただく必要があるかと思う。新々北本増強は再エネ導入のための一つの検討の視点となっているが、コストと規模感により自ずと限度がある。そのことと、一般的に理解されている、まだ風力は日本中、特に北海道ではまだまだ導入できるという認識とのギャップがあると感じている。この辺は、風力発電を手掛ける発電事業者としてもギャップを感じているところであり、このプロセスの中で埋めていかなければならないと感じている。

(戸巻オブザーバー) 今回の概算工事費用に基づき、今後費用対便益の評価が行われると理解しているが、費用便益評価においては、受益と効果についてしっかり評価していただきたい。23ページで設備共用について示されているが、今回、費用便益評価については新たに必要となる設備を設置するのに要する工事費に基づく増分費用により評価するものと理解した。今後議論によるものと考えているが、仮にこれらのルートが具体化される場合には共用部分の費用の扱いについて、ご留意をお願いしたい。

(山田オブザーバー) 今回は、費用便益評価の前提となる工事費・工期を提示いただいた。今後の便益評価にあたっては、第3回でも言って繰り返しになるが、いくつかコメントさせて頂きたい。新々北本の増設による南流について考えるときに、議論で出ているとおりの東北北部エリアでは厳しい状況にある。仮に、地内増強回避して地内制約範囲内で運用できるということでこの評価をされると思うが、8ページに評価算出のケースをお示し頂いており、次回資料でお示しいただけるものと思うが、募集プロセス他の電源の条件をどうするのかというところ。それから、東北東京間の連系線をどうするのかというところはしっかりと整理が必要かと思う。先程加藤委員から運用容量の制約など要因を明らかにした方がよいというご指摘があったが、今後広域機関と一緒に検討させて頂くことになるかと思う。

が、再エネの予測誤差をどう見るか、北本の運用容量をどう見るか、どのような粒度で算定していくのかといったような具体的な業務フローの整理が必要と考える。また、東北・北海道のノンファーム型電源の扱いについて先ほどお話を頂き、考慮しない前提とあったが、その辺りを整理するという必要かと思う。そういった整理の上で運用上の対応がどうなのかというところは是非検討頂きたいと考えており、我々も一緒に検討させて頂きたい。その上で、東北地内の系統増強が不可欠という結論が出た場合は、今回 14、15 ページの方にも検討の考え方をお示し頂いているが、そういったバリエーションを持ちながら、是非検討いただければと考えている。もし東北地内増強が必要となった場合には、他の大規模増強が同時に進行している状況なので非常に心配している。その辺も今後の検討課題として認識しているところである。いずれにせよ東北東京間連系線についても、先日再検討がなされるということが決定しており、この連系線の条件が募集プロセス、新々北本増強の 3 つのプロセスに密接に関係している状況なので、その辺を総合的にどのように検討していくのか相談させていただきながら、広域機関の検討に協力していきたい。

(豊野オブザーバー) 先ほどから議論になっている 22 ページについて、東北北部募集プロセスで暫定接続を選んだ場合には、当面、東北地内の混雑による制約を受ける可能性はあるが、その点は情報開示がなされており、仮に新々北本の増強がなされた場合には影響を受けないということだと理解している。暫定接続は将来ファームになるということが前提であり、新々北本との関係では、ある意味、暫定接続の方が優先という整理がされているものとする。ノンファームの議論は暫定接続とは別の議論であり、募集プロセスに入られている優先系統連系希望者の約 350 万 kW の方には新々北本増強による影響はないということがここには書かれていると理解している。そのうえで、一般論として、今日の議論と今後の費用対効果に関する試算の議論を踏まえ、国の審議会などでもしっかり連携しながら議論いただければと思っている。

(増川オブザーバー) 専門外なので教えてほしい。15 ページの他のルート案で北海道と東京を直接結ぶ案について言及されているが、この案は陸上で布設するのか海底で考えられているのか教えて頂きたい。二つ目は、便益の話は次回ということであるが、便益評価の前提となる条件は詳しくお示し頂きたい。工期が 15 年のケースを考えると完成が 2035 年になる。そうになると今のエネルギー基本計画や長期エネルギー需給見通しの先の話になるため、その時の再エネの導入量や、あるいは需要見通しなど 2030 年から 40 年間とかどのくらいの期間を評価期間としてみるのか、どういうふうに想定するのか相当難しいのかなと思う。次回でも良いが、どのような基本的な考え方で前提を作られるのか、もし可能な範囲で教えていただければありがたい。

(事務局) 最初の質問については、もともと東北管内の地上の増強が厳しいということでしたので、海底ケーブルを直接東京のある地点まで直流で連系することを想定している。工期については海底だからと一概になかなか言えないが、記載させていただいた 500km というのは相当近いところを結んで 500km と言っており、実際は選ぶ場所によって距離がさらに長くなるということを考えると、相当程度工事費が高くなると考えており、現時点では、案としては考えていないという整理をさせて頂いている。費用便益の考え方について

は、広域系統整備委員会の中で一度整理させて頂いている。詳細はそちらを見て頂くか、または次回ご説明させていただくような形にさせていただければと思う。

### 議題3：更なる供給力等の対応力確保策の検討（ブラックスタート電源）

- ・事務局から、資料4により説明を行った。
- ・主な議論は以下のとおり。

#### [主な議論]

(加藤委員) ブラックスタート電源の必要量という記載になっているが、もともとの目的を考えれば、量というよりもネットワークのどの部分に何か所配置することがいいのか、むしろ箇所数が重要となってくると思う。単に量だけではなく、箇所、どのあたりに置くことが復旧にとって有効なのか、そういった観点で検討することが必要と思う。もう1点。14ページで、ブラックスタート機能を持った電源が各電力会社にこれだけある、と書かれている。私の記憶は古いが、実際のブラックスタート電源を使って送電線を充電するような試験、あるいは訓練を実際にやっている電力会社は非常に限られていたと思う。ここに書かれている全ての電源で、実際に無負荷で送電線を充電して受電端の電圧をマニュアルで調整する、という非常に複雑な手順があるわけだが、そういうことを訓練している電力会社は、私の記憶では3つ。他のところはそういう機能を持っているが、実際に送電線を空けて変電所まで充電させる、といった訓練はなされてないと認識している。これらの電源が本当にブラックスタート電源として機能するように運用されているのか、どうか、ということを含めて、是非、調べていただきたい。このこととは違うかもしれないが、電源に起動用のバッテリー、あるいは電源を付けても、実際に起動すると、ガバナーがハンチングしてしまって全然動かなかった、あるいは電圧が不安定になってしまって、といったケースがあった。実際に使えるかどうかということも重要なファクターになるので、その点は調査してほしい。

(事務局) ご指摘を踏まえて、検討や調査を進めたい。

(田中オブザーバー) 事務局から提案のあった15ページの今後の進め方であるとか、17ページの当面の対応について特に異論はない。1点、気になったところは、11ページで、今後、ブラックスタート機能公募について容量市場との整合性を考慮してプライスで、という形になっている。やはり、ブラックスタート機能を持つ電源は容量市場の電源と自ずと要件が違い、用いる事業者も自ずと限定されていると思う。市場原理に任せてしまうといろんな影響が出る可能性があるので、制度で考慮するのか、事後、考慮するのか、いずれにせよ、そのあたりの議論は必要と考えている。

(大山委員長) 本議題について、特に異論はなかった。中身はこれからだが、現状では異論がないと思うので、事務局が提案した内容を踏まえて進めていくことにする。

#### 議題4：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5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－