

総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会
新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ (第14回)

日時 平成30年1月30日 (火) 16:59～19:13

場所 経済産業省 本館17階 第1～第3共用会議室

議題

系統連系に関する各地域の個別課題について

資料

【資料1】 東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの暫定連系対策について [東北電力]

【資料2】 東北エリアの系統状況の改善に向けた対応について [事務局]

【資料3】 九州本土における出力制御の実効性確保に向けた対応状況について [九州電力]

【資料4】 風車制御機能の活用に向けて [日本風力発電協会]

1. 開会

○荻本座長

それでは、定刻になりましたので、ただいまから総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会第14回系統ワーキンググループを開催いたします。

本日は、ご多忙のところご出席いただき、まことにありがとうございます。

それでは、事務局から本日の進行について、ご説明をお願いいたします。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

本日、委員の方々には全員にご出席をいただいております。また、オブザーバーとして電力広域的運営推進機関、関係業界、電力会社からもご参加をいただいております。

本日は、東北電力、九州電力、それから日本風力発電協会さんからご説明をいただく予定でございます。

続きまして、本日の資料についての確認でございます。

配付資料一覧にもございますけれども、議事次第、それから委員等名簿、座席表、資料のほうは1から4でございます。お手元のiPadのほうにも格納させていただいております。もし、不都合がございましたらお知らせいただければと思います。

以上です。

2. 議事

系統連系に関する各地域の個別課題について

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、本日の議事に入りたいと思います。

なお、プレスの皆様の撮影はここまでとさせていただきます。プレスの方の傍聴は可能ですので、引き続き傍聴される方はご着席をお願いいたします。

本日は、議題「系統連系に関する各地域の個別課題について」についてご議論をいただきます。

前半で東北電力より資料1のご説明をいただいた後、事務局より資料2のご説明をいたします。その後、質疑の時間とさせていただきます。

そして後半で、九州電力より資料3、日本風力発電協会より資料4のご説明をお願いした後、

質疑の時間といたします。

それでは、東北電力からお願いいたします。

【資料1】東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの暫定連系対策について [東北電力]

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

東北電力の山田でございます。

それでは、資料1に基づきまして、「東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの暫定連系対策について」、本日はご説明をさせていただきたいと思っております。

2ページ目をごらんください。

こちらのほうに、前回の繰り返しのなりますけれども、スケジュールを記載させていただいております。現在、黄色で示してございます1月下旬ということで、明日1月31日に接続検討の第2段階の回答を各事業者の皆様させていただき予定ということにさせていただいております。

それ以降のスケジュールについては下のほうに記載してございますけれども、後ほどエネ庁様のほうからご説明があるものというふうに考えてございます。

では、3ページ目をごらんください。

こちらは、「工事の長期化に伴う対応について」ということで、暫定連系対策とは直接マッチするものではございません。「工事の長期化に伴う分割払いニーズへの対応」として、下の青枠のところを書いてございますけれども、1月24日の再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会で提出いただいております資料を抜粋させていただきました。そちらに記載のとおり、上の太い線です。工事費負担金に関する支払い状況の変更に対する協議、あるいは3つ目のポツで、どのような場合に分割払いが可能となるか明確にする検討を進めてはどうかということで記載をいただいております。

これに対しまして、一番下にご書いてございますけれども、当社といたしましても、今回優先系統連系希望者が確定して具体的な工事内容が確定後に、工事設計ですとか発注など、工程の切り分けが可能な範囲で工事工程単位の分割払いの協議に応じたいというふうに考えてございます。

また、未入金等の対応につきましては、今後、小委の議論も踏まえながら検討させていただきたいと考えてございます。

4ページ目をごらんください。

4ページ目は前回の報告の繰り返しで、これまでの応募状況のおさらいとなっております。

5ページ目をごらんください。

5ページ目も前回お示しをさせていただきました「入札対象工事の概要」の繰り返しでございます。

ます。下のほうの吹き出しのほうをごらんください。募集要領上では、秋田から西仙台に至る範囲を系統増強しますということでお示しをさせていただいておりますけれども、今回、新潟県の越後というところまで送電線を昇圧するということで入札対象工事を示させていただいております。

その辺の理由をちょっと補足させていただいています。吹き出しにございますとおり、送電線を一部だけ昇圧するといった形になりますと、丸で描いてございますとおり、途中で新設の変電所が必要になってくるということで、工事費の面、あるいは用地確保といった工期の面から、こういった場合を対応するよりも全線を昇圧するほうがメリットがあります。そのため、今回そのような対応とさせていただいたということで補足をさせていただきたいと思っております。

6ページ目をごらんください。

こちらにつきましても、前回お示しいたしております工期についての補足でございます。

工期は11年から13年ということで示させていただいておりますけれども、その理由につきまして、1つ目、50万V設計の27万V運用送電線を活用するということで短縮化というものに努めてございますけれども、新設区間が50km程度あるということで、かなりの工事規模になるということがございます。

それから、50万V級の新設となりますと、技術調査・測量、あるいは用地交渉、そういった環境アセスを含めまして6年前後が必要であるということで考えてございます。

それから、特に想定ルート近傍に猛禽類などの絶滅危惧種が確認されているということで、環境アセスにも時間を要するということを想定させていただいております。

それに加えて、現在、当社におきましては、東北東京間の連系線増強プロセスということで第二連系線の工事を着工させていただいております。そちらのほうとも併せて対応する必要があるということで、集中的な施工力の投入というのはなかなか難しい状況でございまして、こういった年数を示させていただいております。今後、内容確定次第、工期については極力短縮できるように対応させていただきたいと考えてございます。

7ページ目をごらんください。

こちらのほうも前回お示しいたしました連系可能量です。想定潮流の合理化を最大限適用いたしまして、350万kWから450万kWということでお示しをさせていただきました。

8ページ目でございます。

こちらのほうには、それぞれの制御率の見通しということで示してございまして、こちらも前回の繰り返しでございます。確認ください。

それで、9ページ目からが今回の報告内容になります。

入札対象工事完工までの暫定連系対策ということで3点ご説明いたします。まず課題の整理、それから出力制御見通しの試算結果、それから留意事項ということでまとめさせていただいております。

10ページは飛ばしまして、11ページ目からが課題の整理でございます。

12ページ目をごらんください。

こちら前回の報告の繰り返しでございますが、対策工事の所要工期が長期化するということで、対策工事の完工前に事業者様からの連系要請ニーズに応えまして暫定連系対策をさせていただくということの記載でございます。

13ページ目をごらんください。

こちら前回ご説明してございますけれども、系統事故後の電源制御、それから系統事故前の電源制御で比較をさせていただきました。上の3つのポツに示してあるような利点から、制御頻度・制御量は拡大いたしますけれども、個々の事業者が得るkWは減少する中で、全体としてkWhが多くできるといったようなことで、今回は事故前の電源制御で検討させていただきました。

一番下を書いてございますけれども、本対策につきましては、あくまでも入札対策工事完工までの暫定的な対策ということで、最終的にはファームになるという前提のもとでの今回の特別と申しますか、暫定的な対策ということで考えさせていただいておりますので、現在、広域機関で検討いただいておりますノンファームとは異なるということで認識をいただければというふうに思います。

14ページにつきましては、先ほどの事故時の電源制御と事故前の電源制御を比較した結果でございます。いずれも優位な面があるということで、今回事故前の電源制御をやらせていただくというおさらいでございます。

15ページ目をごらんください。

こちらには、「事故前の電源制御」適用に当たり課題の整理が必要な内容ということで示してございます。

1点目から4点目でございますけれども、潮流予測ですとか潮流制御、それから需給運用への影響、それから制御対象への出力制御のあり方ということで、以降、課題を整理させていただいております。

16ページ目をごらんください。

従来からご説明させていただいておりますとおり、当社は基幹系のループ運用を実施いたしております。基幹のループシステムの潮流状況というのは、ほかの送電線の潮流状況に大きく影響を受けることとなります。

さらに、多くの電源、需要が複雑に接続されていますので、それらの運用状況によって潮流分布も複雑に変わるといった状況でございます。

したがって、ループ系統内の事故時の影響を予測するためには、ループ系全体の潮流状況の把握・予測が必要となっております。

下に当社系統のイメージの漫画を示させていただきました。

岩手から宮城に向かうところに三角マークで6つほど示してございますけれども、それが潮流の大きさをイメージしてございます。例えば、太い線の左側に事故がありまして、3つの三角の行き場がなくなるということで、ループ系の中では、例えば1つが残った回線、もう2つが別のほうの27万Vの送電線のほうに回り込むといったような状況になります。

したがって、こちらのほうの回り込みを想定しながら、全体の系統の信頼度というものを評価する必要が出てまいります。

課題への対応ということで一番下に記載してございますけれども、実運用段階におけます系統の潮流実態に基づきまして、ループ系統内の事故後の状況を予測させていただきまして、暫定連系者の出力制御を実施するというところで、具体的には想定事故計算を行いながら、どれだけ抑制が必要かというところを計算機で計算しながら一律で制御をさせていただくといったようなことを考えてございます。

17ページ目をごらんください。

課題の2ということで、潮流制御上の課題でございます。

先ほどの繰り返しにもなりますけれども、例えば、漫画をごらんいただきまして、上にある発電機から3つの三角の潮流が出ています。そちらを抑制した場合には、 Δ PG分がループ系内のそれぞれの送電線のほうに分流しながら効いてくるということで、その辺の分流も考慮しながら制御量というものも検討する必要がありますし、3つの三角分がなくなったということで、需給上からも別の発電機で持ちかえる必要があるということで、そういった系統面、それから需給面を考慮しながら潮流が目標レベルにおさまるように調整する必要があるというふうになってまいります。

18ページ目をごらんください。

今ほどの内容を簡単にご説明している内容でございますけれども、需給運用への影響ということで、暫定連系量が大きくなってまいりますと、系統面から出力制御の量も多くなっていくということで、需給面への影響も大きくなってまいります。

したがって、暫定連系者への出力制御を実施いたしますけれども、その分の需給面の対応として、ほかの電源の立ち上げ等、調整力を用いながら、具体的には中給のほうで実際の需給運

用もリンクしながら対応を行っていくということを考えております。

19ページ目をごらんください。

こちらのほうには、広範囲かつ多数の制御対象への出力制御ということで、今回、暫定連系を希望する事業者が恐らく広範囲に分布するということが予想されます。

したがって、暫定連系用に親側といいますか、中給のほうにシステムをつくる予定でございますけれども、そこから新たな通信環境を整備するというものは合理的ではございません。下のほうの課題への対応をごらんいただきまして、現在、中給のほうに需給面の再エネ制御システムの通信環境等を使用するということが、合理的なシステム構成を検討していきたいと考えてございます。

それから、再エネ電源につきましては、需給面で整備が必要な制御システム子局、各事業者さんのほうで設置いただきますけれども、そちらの本整備で対応していきたいと考えてございます。

下にイメージを描いてございますけれども、需給面の再エネの制御システムに系統面の制御システムのロジックを加えまして、例えば、高圧連系であれば1対Nの指令、あるいは特別高圧であれば1対1といったような形で制御指令を出せればということで現在考えているところでございます。

20ページ目をごらんください。

暫定連系対策の課題整理ということで、これまで4つほど課題をお示しさせていただきましたけれども、先ほども申し上げましたとおり、基幹系統全体の潮流情報が集まっているということで、中央給電指令所のほうに暫定連系対策の制御システムを設置することで考えてございます。

制御システムの導入につきましては、期間といたしまして現在3年程度見込んでございます。しかしながら、優先系統連系希望者がこれから確定してまいりますけれども、そこと並行しながら、なるべく早目に暫定連系対策のほうに着手したいと考えてございます。

下に本当に雑駁な工程案を示してございますけれども、1年目で基本設計、それから2年目で詳細設計、それから工場での製作、それから3年目に試験、据え付け、それから対向試験といったような現在のところの概略スケジュールを考えてございます。

一番下を書いてございますけれども、暫定連系を希望する事業者様につきましては、制御システムが導入されまして、かつ各事業者様のアクセス線の工事完了後に暫定連系の開始が可能ということで考えてございます。

※マークで示してございますけれども、アクセス線の工期につきましては、電圧階級ですとか、また線路互長にも左右されます。通常6万V連系であれば、早いものでは1年程度で対応できますけれども、3年から4年程度を要する場合が多いということで、これまでの実績から踏まえ

すと、このような感じになってございます。

21ページ目をごらんください。

こちらからが暫定連系での出力制御の見通しの試算結果をお示しさせていただきます。

22ページ目をごらんください。こちらは前回の系統ワーキンググループで報告をさせていただききました。需給面と系統面の抑制量の計算のプロセスについて簡単に示している漫画になってございます。

一番下のポツをごらんいただきますと、需給面で制御が必要な場合につきましては、募集プロセスの暫定連系案件を含めました指定ルール案件に対して一律で上限値を指令するという想定で考えさせていただいております。

それから、暫定連系におきまして、系統面で制御が必要な場合につきましては、募集プロセスの暫定連系案件に対しまして一律で上限値を指令するというで今回試算をさせていただいているということでございます。

23ページ目をごらんいただきまして、こちらのほうも前回お示しした内容でございますけれども、需給面と系統面での抑制分を計算いたしまして、そちらのほうの小さいほうで指令を出させていただくといったようなことで現在考えてございます。

24ページ目をごらんいただきますと、こちらも前回お示しさせていただきましたけれども、左側のほうの既連系確定分の指定ルールの案件につきましては、需給上の抑制のみがかかりますけれども、募集プロセスの暫定連系案件につきましては、それに加えて系統面の制御が加味されるということでイメージを示させていただいております。そちらのほうを今回試算させていただきました。

25ページ目をごらんください。

こちらのほうは試算の前提条件をお示しさせていただいております。

まず需要実績につきましては、28年度の実績、8,760時間相当を使用させていただきました。

それから、潮流実績、再エネ実績もその内容でございます。

それに加えて、未連系案件の模擬ということで、28年度末でまだ連系していない案件で承諾済みの案件につきまして今回連系を考慮させていただきまして、それを考慮した潮流を計算しております。

それに加えて、今回の募集プロセスの応募電源をそれぞれの電源種別に応じまして均等圧縮をさせていただきまして、連系量をパラメータとして振らせていただいたということでございます。

出力制御の模擬につきましては、先ほど申し上げましたとおり、暫定連系案件に対して一律で

上限値を指令させていただくということで検討しております。

それから、連系線の活用期待量につきましては、前回もお示しいたしておりますけれども、既設の連系線におきまして24万kWの使用を想定してございます。まずはそれをベースで活用いたしまして、参考といたしまして、そこから100万kW、200万kW、300万kW増えた場合を計算させていただきました。

下の※に書いてございますけれども、当然暫定連系者の連系地点ですとか電圧階級によりまして、流通設備に対する影響度合いというのは変わってまいります。その感度に応じまして上限値を調整するという対応も考えられますけれども、今回は、その辺の公平性というものも勘案いたしまして、とりあえず一律で計算をさせていただいたということでございます。

26ページ目をごらんください。

こちらのほうには、先ほどの計算の流れ、試算の流れをイメージさせていただきました。

一番左に実績潮流がございまして、真ん中は未連系案件の連系を模擬した潮流計算を示しています。そこに暫定連系案件を加えまして、全体の潮流を算出します。そこに対しまして、右下にありますとおり、暫定連系が拡大した場合に潮流状況が過酷となる流通設備に対する事故を模擬いたしまして、どの程度の抑制が必要かをそれぞれ計算させていただいたということでございます。

27ページ目からが試算結果のグラフになります。

27ページ目をごらんいただきますと、こちらのほうは先ほどお示しいたしました連系線空き容量を24万kW活用したという前提での計算結果でございます。グラフをごらんいただきますと、左が太陽光の制御率、右側が風力の制御率となっております。左側の太陽光につきましては、暫定連系がゼロの場合ですと、約30%程度の制御率からスタートいたしまして、連系量が拡大するに従って多くなっていきます。また、風力のほうは10%ぐらいからスタートいたしまして、制御率が上がっていくというような傾向でございます。

下に暫定連系量が400万kW程度の場合の説明を書かせていただきました。

太陽光につきましては、需給面の制御率が大体40%程度になります。それから、暫定連系案件につきましては、そこから大体5ポイント程度拡大ということで、太陽光につきましては既に入っている量が多い、あるいは稼働率が高いということで需給面の制御が顕著になっているということから、系統面の制御率の拡大が目立たないような状況になっております。

一方で、風力のほうをごらんいただきますと、暫定連系量が400万kW程度ですと、大体25%程度の需給面の制御がかかっております。そこから暫定連系案件については15ポイント程度拡大するといったような状況になりまして、今回は風力の応募割合が非常に多いということで、どうしても暫定連系拡大に伴います系統面の制御率が大きくなっているといったような特徴になってご

ざいます。

28ページ目をごらんいただきますと、こちらのほうは先ほどの結果から連系線活用を100万kW、それから200万kW増加させた場合について同様に計算した結果でございます。

これらをごらんいただきますと、連系線の活用が増えるに従いまして、当然需給上の抑制のほうは小さくなってまいります。しかしながら、系統面のほうは潮流上の制約になりますので、系統面のほうの制御率の緩和ということには効きませんので、そちらのほうは大体同様な程度で残るといったような結果を示させていただいております。

それから29ページ目は、最後に参考としまして300万kW連系線活用を増やした場合でございます。こちらのほうには、さらに需給面の抑制のほうはほとんど小さくなっているというような状況をごらんになられるかと思っております。

下のほうに書いてございますけれども、連系線活用期待量を増加することによりまして、太陽光・風力ともに需給面の制御率は大きく改善しておりますけれども、系統面の制御率の減少には直接は寄与しないといったような状況になってございます。

今回このように試算をさせていただきましたけれども、最後に書いてございまして、入札後に優先連系希望者が明らかになり次第、連系量ですとか地点をもう一度勘案させていただきまして、制御率を再算定させていただきたいというふうに考えてございます。今回は、あくまでも目安ということでお考えいただければと思います。

30ページ目は飛ばしていただきまして、31ページ目からが暫定連系対策に伴う留意事項になります。

32ページ目からごらんください。

暫定連系対策に伴う留意事項でございます。

まず暫定連系の条件でございますけれども、こちらに4つほど示させていただいております。まず暫定連系期間中につきましては、連系対策の出力制御に伴います発電機会の逸失が発生いたします。それを踏まえまして、連系対策の無制限・無補償の出力制御に同意いただけることを条件とさせていただきたいというふうに思います。

それから、先ほど申し上げましたとおり、当社から制御指令を出させていただきます。それに従いまして、実運用段階の出力制御が可能であること、それから暫定連系対策の子局を設置いただきまして、それに対応できる発電所側の環境整備をお願いしたいと考えてございます。それから、連系先の上位系統を含めまして、作業に伴う流通設備の停止等による発電設備の停止が必要な場合には、無条件で優先的に停止に同意いただけることを条件として考えてございます。

それから、費用負担でございますけれども、今回暫定連系対策に必要なシステムを整備いたし

ますけれども、当社側の工事費につきましては、流用可能なものを除きまして、暫定連系者の特定負担ということでさせていただきたいと思えます。

制御システムにつきましては、入出力装置ですとか通信回線等を中心に、今後のノンファーム接続に極力流用できるように設計のほうでは考慮してまいりたいと考えてございます。

33ページ目をごらんください。

暫定連系先の話でございますけれども、今回ご説明いたしました系統事故前の出力制御を実施させていただきまますけれども、暫定連系のためには、電源のアクセス線が必要ということで、連系先の放射状系統の状況に応じた対策が必要ということで、そちらのほうの対策もお願いしたいと思っております。

それから、ハブ変電所を今回つくる計画でございますけれども、ハブ変電所をつくるにも相応の期間が必要となりますので、暫定連系を希望する事業者様におかれましては、近傍の既設系統への暫定的なアクセスが必要といった場合もありますので、そういった場合は個別に協議させていただきまして対応させていただきたいというふうに考えてございます。

下にございます暫定連系のアクセス線でございますけれども、アクセス線が恒久対策でも使用できる場合を除きまして、暫定連系のアクセス線については暫定連系者での施工をお願いしたいと。ただ、既設の分岐鉄塔につきましては当社のほうで実施をさせていただくということで考えてございます。

以上説明をさせていただきましたけれども、こういったような暫定連系の対策のシステム、それからアクセス線の工事というものをやりながら、暫定連系のほうに極力適切に対応してまいりたいというふうに考えてございますので、よろしくお願ひしたいと思えます。

説明は以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、事務局から資料2の説明をお願いいたします。

【資料2】東北エリアの系統状況の改善に向けた対応について [事務局]

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

それでは、資料2「東北エリアの系統状況の改善に向けた対応について」という資料に基づきましてご説明をさせていただきます。

幾つかの論点がございますが、まず1ページをごらんください。

こちら、洋上風力発電との関係について整理をしたものでございます。今回の東北地方の募集

プロセスにおいては、洋上風力発電が全申し込み量の過半を占めているという状況にございまして、募集プロセス全体を円滑に進める観点から、その取り扱いというのは非常に重要なものとなっております。

こうした中で、基本的には海域は公的に管理されておりますので、洋上風力はそうした場所で実施されるということが想定されます。

この点に関しまして、現在、内閣府を中心に、一般海域における利用ルールについての明確化等の制度整備について検討されているところでございます。

詳細につきましては鋭意検討中という状況でございますが、その内容によっては、こうした新しい制度の整備の後、募集プロセスで今回優先系統連系希望者として決まった事業者と、内閣府中心に検討されている一般海域における利用ルールの制度上発電事業を行うことができる事業者というのが、場合によっては同じ場所で違う事業者が決まってしまうというような可能性がございます。

こうした中で、募集プロセス全体を円滑に進めること、また洋上風力発電を速やかに、また円滑に導入していくという観点からは、仮に相違ができるといった場合には何らかの整合性を確保する方策を講ずる必要があるのではないかと問題意識がございます。

具体的には、この方策の例にございますけれども、優先系統連系希望者と海域利用ルールの中で、制度上発電事業を行うことができると今後決まる者を一致させる必要があるということになりますので、優先系統連系希望者の事業を、仮に相違がある場合には、発電事業を行うことができると今後決まった方に制度的に承継することを担保して、また承継の場合に不当な利益、あるいは不当な不利益にならないよう、客観的に計算された価格に基づいてなされるということを担保することが必要ではないかと考えられます。

なお、もともとの募集プロセスの募集要項にもございますけれども、再エネの種類に限らず、発電場所の確保というのは発電事業を行うに当たっての基本的な重要事項の一つでございまして、募集プロセスにおいて優先系統連系希望者の地位を獲得したといっても、そのことだけで発電事業が実施可能になることを意味するものではないということで、これはもともと書いてございますので、不利益変更等には当たらないという理解をしてございます。

以上が洋上風力発電との関係での論点でございます。

次に2ページをごらんください。電源間のバランスに配慮した入札スキームという論点でございます。

今回の北東北での募集プロセスにつきましては、もともとの280万kWの募集に対して、現状1,500万kWを超える応募があるということで、募集の規模、応募の方ともに前例のない極めて巨

大な規模になってございます。

工事につきましても、10年を超える期間ということで今ご説明いただいておりますけれども、このエリアで設備増強していくという中で、電源接続というのが、基幹系統に関して言えば、こちらの工事に集中していくということになりますと当面困難になるということも想定されますので、こうした中で、また風力発電が今回応募の全体の8割を占めているという状況でございます。2030年のエネルギーミックスも踏まえれば、バランスのとれた再エネの導入ということで2030年のエネルギーミックスを着実に達成するということが必要と考えられますので、電源間のバランスに配慮したスキームを考える政策上の必要性があるのではないかと考えてございます。

具体的な提案でございますけれども、現状において、FITの認定・導入量が余り伸びていないという状況でございます中小水力、それから地熱・小規模バイオマスにつきましては一律の優先枠を設けることとしてはどうかというご提案でございます。

具体的には、今回、全体として450万kWというのは拡大後の最大の接続可能量になりますけれども、これに対して1,500万kW程度の応募が来ておりますので、応募倍率が約3倍でございますので、これと同等の競争率を少なくとも確保するという観点から、当該優先枠は9万kWとしてはどうかというふうに考えております。これは、このページの一番最後の行に書いてございますが、現状、中小水力が3万kW、地熱が10万kW、バイオマスが14万kWということで計27万kWの応募が来ておりますので、それを3で割って9万というふうに算出をしております。

当初の募集容量が280万kWから今回100万kW前後拡大しておりますので、この拡大した連系可能量のうち、9万kWを別枠化したとしても、応募時には想定されなかった不利益には当たらないのではないかと考えております。

下のほうに、当該3電源を対象とする理由ということで、例えばノンファーム型での接続がなかなか困難であるということ。先ほど申し上げたエネルギーミックスとの関係、それから地域分散型のエネルギー源となり得る小規模な案件への配慮と、こういった理由が考えられるところでございます。

右側に書いてございますが、通常どおりの落札に加えて、通常のルールでは落札できないという場合にも9万kWを別枠で上位から落札させていく形としてはどうかというふうに考えております。

次に、3ページをごらんください。これは、募集プロセス全体の今後のスケジュールに関してでございます。

今回のプロセスにつきましては、まさに今月下旬、接続検討の第2段階を東北電力さんが回答して入札の受け付けを開始するというので、もともとスケジュールをいただいておりますけれ

ども、前回の系統ワーキングにおきまして、実際に接続した際にどの程度出力制御が行われるかの情報については発電事業者にとっても重要な情報でございますので、この見通し等について示すことが重要であるというような議論がなされ、また事業性の判断に必要な時間を確保するスケジュールも設定する必要があるといったことから、入札受け付け開始までの期間を一定程度確保するというような議論がなされました。

したがって、今後のスケジュールにつきましては、先ほど1ページで申し上げた一般海域の利用ルールに係る検討でありますとか、今回示された出力制御率の見通しに加え、その予見性を高めるための情報のさらなる開示といった検討を踏まえて、入札開始の時期について、本年の4月以降とすることが適当ではないかと事務局としては考えております。この点、冒頭東北電力さんからのご説明にあった2ページにつきましては、受付開始が1月下旬、間髪あけずというふうにいただいておりますけれども、こちらの時期を少しあけてはどうかというご提案でございます。

最後に4ページをごらんください。

これは参考でございますけれども、一昨年の系統ワーキングでも少し議論がなされた論点でございますけれども、募集プロセスについて、仮に設備増強をしないで制御条件つきで連系をした場合に、将来的にどのようなことが起こるかというのをイメージ図で示させていただいたものでございます。

左側が今回の系統ワーキングで議論されているような、設備増強を前提としつつ、制御条件つきで暫定連系をしていくという形でございますが、この場合は設備増強が完了するまでは制御条件つきで連系し、その後は、その連系分については制御条件なしについても、いわゆるファームでの連系に移行するというイメージでございます。

その場合に、さらなる再生可能エネルギーの導入、増強が必要であれば、この上にもう一個箱がございますが、追加の再エネについて制御条件つきで、また連系を暫定でしつつ、また設備増強していくと、こういうプロセスが繰り返されるという1つの想定がされるところでございます。

仮に、もし再生可能エネルギー、今回1度入れて、もう二度と追加的には入れないということであれば、次の赤は要りませんので、今回の接続のお金がかからない分だけ、増強なしで単なる暫定接続でいいのではないかとすることはあり得ますけれども、将来的に再生可能エネルギーを最大限導入していくという前提に立つと、赤の箱が幾つかふえていくということになります。仮にそのときに設備増強をしない場合には、右のようなイメージになりまして、ファームの電源については一番下の青い部分になりまして、増強なしで一定量を連系すると。さらに、今後増強なしで入ってくる場合、もしくはいずれかのタイミングで新たに増強するということには、制御条

件つきでの連系の制御率が現状の想定よりもさらに高くなるということが想定されます。

こうした、事業者の中での現状の希望者と将来の希望者のバランス、あるいは負担のバランスをどう見ながら、増強を今後進めていくか、また暫定連系を進めていくかということが恐らく論点になろうかと思ひまして、ご参考までに説明させていただきました。

以上です。

(質疑)

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、自由討議の時間といたします。ご意見、ご質問等ございましたらお願いをいたします。

ご発言される場合にはネームプレートを立てていただき、順に指名をさせていただきたい。で、ご発言の後にはネームプレートを戻していただくということでお願いをいたします。

それでは、どうぞ。

大山委員。

○大山委員

検討いただきまして、どうもありがとうございました。

ちょっとコメントだけなんですけれども、まず東北電力さんの資料の13ページ、14ページあたりに事故時に電源制御するか事故前にするかという話があって、これを見るとどちらかをやるという二者択一に見えるんですけれども、これ組み合わせるとというのが実は一番いいのではないかなという気がしております。

というのは、全体としては事故前にやらないとたくさんは入れられないということですが、事故時の制御を入れてやればチャンスロスが減るだろうなという気がしておりますので、そういう検討もしていただければなという気はいたします。

ただ、暫定対策だということで、検討した上でやっぱりやらないよというのは、それはありだと思ふんですけれども、一応検討はされたらいかがかなという気がいたしました。

もう一つは、暫定対策中に1対Nも活用して、今回は一律で制御するという試算、系統面の制約の場合です。系統面の制約の場合というのは、本来はどこを抑制するかというのは全部違うというはずだと思いますので、その辺も、先ほどは公平性を考えてというお話がありましたけれども、決めてしまうのではなくて、もう少し検討されてもいいのではないかなと。

1対Nと1対1だと設備違ってきますけれども、将来的に考えれば、制御の柔軟性をふやすと

というような意味からも役に立つのではないかなど。それは先ほどの即時性を確保した系統事故時の電源制御ができるような設備がふえていけば、それも同じように柔軟性がふえるかなと思ってしますので、暫定制御の中でどれだけやるかというのを含みつつ、ご検討いただければなというふうに思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。いかがでしょうか。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

ありがとうございます。

今ほどご指摘を2点ほどいただきましたけれども、今回はループの基幹系への適用ということで、制御失敗時の回り込みですとか、そういったところも考慮いたしまして、現在、広域機関さんのほうでもご検討いただいておりますけれども、ループ系については、まずは事前の抑制というもので今回考えさせていただきました。

ただ、ローカル系の電源線につきましては、N-1電制も当然組み合わせながら今後考えさせていただきますと考えてございます。

さらに本当にループ系のほうにどうなのかというところも、最初から捨てるのではなくて、また検討をさせていただきながら最終的に決めさせていただければというふうに思っております。

それから、制御のやり方でございますけれども、今回はとりあえず一律ということで上限値指令ということで検討させていただきました。当然のことながら、送電線により効く電源というのは当然変わってまいりますので、そういった場合のほうが当然効果はよくなりますけれども、その辺の感度の考え方ですとか、あと事業者さんの中での公平性の考え方というところもあると思いますので、まずは技術的にどういうことができるかというのを考えさせていただいて、あとはそういった公平性、それから事業者さんへの受け入れというところも相談をさせていただきながら、より効果的な制御方法については今後検討させていただきたいと考えているところでございます。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。いかがでしょうか。

○大山委員

一応検討した上で進めていただければというふうに思います。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

了解いたしました。

○荻本座長

ありがとうございます。

ほかはいかがでしょうか。

どうぞ。

○松村委員

まず質問です。そもそも資料のつくり方の質問です。前回、以前の提案に関して代替案として出てきて、こちらのほうがよさそうだという意見は多く伺ってはいたのだけれども、これでは具体的にどうして代替案のほうがいいのかがよくわからないから、具体的に評価できるような数字のようなものも見せてくださいと言ったつもりでした。

今回、後半で出てきた制御見通しとかは、それに対する回答なのでしょうか。あるいは、もうその要請は黙殺してこの場で見せる気はないということでしょうか。後半が回答だと——もし、どれぐらい抑制される見通しかというのを示したというのがその回答だとすると、質問のもととの意図は、以前の提案に比べて代替案のほうがすぐれていると言っているけれども、それがわかるように見せてくださいと言ったつもり。この数字をどう見れば、この代替案のほうがすぐれていると私たちは判断できるのか、解説をお願いします。

それから、さらに今回出てきた制御の量に関してです。量としてこうだというのはわかるのですけれども、需給面で、つまり下げ代不足で抑制するのと、系統制約で抑制するのは意味合いが異なることを私たちは認識すべき。

需給面で下げ代が足りなくて抑制する局面は、要するに軽負荷期ということ。もし市場メカニズムがうまく働き、システム改革がうまくいけば、そのような時期は電気の価格は下がっている。でも、現実にはそうならないのだけれども、最終的にそういう姿を目指していくわけですよ。その状況下で、当然需要量が増えてれば、その抑制量は減るだろうし、あるいは物すごく低い価格でも、なおかつ使い切れない状況だとすると、電気の限界的な社会的価値が非常に低い状況だと言える。その状況下で抑制することの社会的コストは大きくないという議論もできる。

一方で、系統面での制約は、今回も残念ながらそれを判断する材料は全く示されていませんが、もしこれが重負荷期だとすると、これは電気の価値が非常に高いときに抑制することを意味する。単純にその2つの数字を足し合わせるだけで社会的な価値を評価してもいいのか疑問です。

さらに、これは系統接続できる量が増える結果として、kWhは最終的に増えるとのこと。暫定運用だから、かなりの程度説得力はあるような気はするのですが、一方で接続するkWが増えるということは、その分の設備費というか、発電側の設備費がかかっているわけですよ。設備が例

例えば100倍になって、kWhが5%ふえた。再エネのkWhを最大化することだけが本当に目的だとすれば、それでも意味あるかもしれないのだけれども、接続量が物すごく増えてkWが若干増えるのが本当に社会的に望ましいのか。こういう判断は全くできないわけで、そういうようなことに関して、何かわずかでもわかるような、そういう数字は今回も全く見せてもらっていないと思います。

この検討で本当にこの提案がよいと私たちは言ってもいいのか。それではちょっと無責任ではないかと懸念しています。

さらに本当に一番言いたかったのは、最初に大山先生がご指摘してくださった点。自分は工学の素人だからそう思っていたのかと思っていて、プロがそう言うてくださったので、とても勇気づけられた。何で前の提案と今回の提案が排反なのかが実はよくわかっていません。

別の委員会でこういう議論をするときに、仮にループ系統じゃなかったとして、N-2で、単純な2回線で、最大でN-1の事故も考えると最大で50%までしか使えないという状況だったとして、今までそういうひどい運用はしていないと思いますが、仮につなぐ不安定電源の最大のkWというのを足し合わせて、1回線分の容量を超えたら、もうこれ以上は接続させないというやり方を仮にしていたとすると、別の委員会で出てきたところでは、その場合には2回線で100の容量があったとしても、最大で50しか使えない。50もそういうやり方をすると、利用率はすごく下がってしまうというのに対して、まずそもそもの想定を合理化することによって、より効率化するというのが第1の改善。それだけでは50しか使えない。これをいろいろな手段、電制というのが一番わかりやすい手段だと思いますが、それで50ではなく、もっと多く、例えば75だとか使えるようにするとかというのが第2の改善。両面で工夫していく議論があったはず。今回の提案はその片方しかやらない。50使うということを前提として、そこをできるだけ効率化しようというほうの提案しかなくて、日本版のコネクト&マネージという観点で言うと、私たちが期待しているものの半面しかやらないと宣言しているのと同じなのではないか。

コストを計算した結果として、やはりこの対策はコストパフォーマンスが一番いいということならともかくとして、そういう検討もなしに、これが一番いいなどと言われても、私は到底納得することはできません。もう少しちゃんと検討して、電制の可能性も含めて検討して、これが一番いいことを示していただいた上でこれを採用すべきだと思います。

一方で、今回出てきたシステムであらかじめ抑制するのは、暫定運用が終了した後でも将来でも役に立つシステムだし、こういうようなことは需給面でもいろいろな局面でもやっていかなければいけないし、こういうことをやれば風力の価値、あるいは太陽光の価値を上げる側面もあるので、どのみちやっていくべきこと。そうすると、ここで今回の提案に反対と言い続けてシステ

ムの開発がいつまでも着手できなくて、その結果として暫定接続が遅れるのは不本意なので、どのみちとても必要なことだということは納得したので、システムだとかの設置は、いずれにせよ使えるものなので、これをやっていただくことはいいとは思いますが。しかし本当にこれだけでいいのかについては再度検討をぜひお願いしたい。

次に暫定運用で必要になったものの中で長期的に使えないものについては特定負担だという原則は一応わかりましたが、今回つけるシステムは、本来は長期的に使えるものだと思いますので、暫定だけで済まさないように、長期的に使えるように、システム設計の段階からやっていただきたい。それで、これが仮に特定負担になることがあったとすれば、それは適正な——特定負担とすることが適正と言うと変ですけども、暫定としてしか使わなかったということが適正であるということを事後的にきちんと検証することが必要だと思います。

アクセスの線のことについてはともかくとして、それ以外のところで特定負担が発生するというのは、私は全く納得できていないので、万が一そんなことが出てくるとすれば、本当に適正だったかどうかはきちんと検証する必要がある。そうでなければ、事業者は安心できないのではないかと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

大分多岐にわたっていて、技術的なものと、そもそもの考え方というものも含まれています。とりあえず、ご回答いただけるところを東北さんからお願いします。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

ご意見ありがとうございます。たくさんいただきましたので、答えられる範囲でまとめて答えさせていただきます。

まずN-1電制というのは事故時の抑制と事故前の抑制につきまして、数字的なお話は今回の資料には盛り込んでおりません。そこは申し訳ないと思っております。ここで簡単にご説明いたしますと、例えば送電線2本ございまして、10と10で20流せまうといたところで、例えば事故時の抑制であれば、最大定格を考えますと20が接続の限界となります。そこに利用率を考えれば、10%、20%程度ということでございまして、kWhとしてはそういった形となります。

一方で、事故前の抑制であれば、全体的に接続できる事業者さんが多くなりますので、全体としての利用率を稼ぎながらトータルアワーを増加できるのではないかとということで今回考え、特にループ系には事故前の抑制ということで示させていただいたということでございます。

ただ、この辺の具体的な数値についてはお示ししてございませんでしたので、もしフォローす

る機会があれば、そこはフォローさせていただきたいというふうに考えてございます。

したがって、27ページぐらいからお示しさせていただいております制御率のほうにつきましては、事故前抑制ということでの計算をもうさせていただいておりますが、事故時の電制との比較というのはまだできていない状況でございますので、その必要性、それから実際の計算——どこまで対応できるかもありますけれども、今後検討させていただきたいと思います。

それから、抑制面です。需給面の抑制、それから系統面の抑制ということで、先生おっしゃいますとおり、当然下げ代面というものにつきましては軽負荷期がほとんどといいますか、そちらのほうは抑制頻度が多くなります。ただ、一方で系統面につきましても、当然需要が少なければ、流れる量が多くなりますので、そちらのほうも抑制頻度は多くなります。ただ、重負荷期といいますか、負荷が大きいときであっても、風力とかの稼働率が非常に高いとき、そういったところにつきましては当然系統面の抑制というものも出てまいります。ただ、あくまでも定性的な話しが現段階ではできませんで、その辺を数値的に、あるいは先ほど先生がおっしゃいました社会的コスト面からの評価というのはまだできておりません。その辺をどのようにできるのかも含めまして検討させていただければというふうに思います。

それから、暫定連系の形でいろいろな事業者さんを大量につないだ場合の、設備費との比較ということでご指摘がございました。その辺もこういった比較、評価というものはまだできてございませんので、どういった評価が可能かどうかも含めまして課題として認識させていただければと思います。

それから、事故時の電制の例えば50%までの連系ですとか100%という話がございましたけれども、当然ローカル系につきましては、当然個別個別ですとフル出力というものも考えなくてはならないと我々は考えてございますので、ローカル系につきましては事故時の電制を考えましても、100%といいますか、2回線容量までが限界というふうに考えてございまして、その場合には定格出力を見る必要があるのではないかとというふうに考えてございます。

一方で、ループ系につきましては、当然今も私ども、全体の再エネのならし効果というものも既に取り入れさせていただいておりますので、そちらのほうも考慮しながら現在やらせていただいているというところで、その辺の組み合わせも考えながら、今後最適な暫定連系の対策というものを検討させていただきたいと思います。

それから、最後にシステムのお話をいただきました。当然私どもも今後のノンファームでも使えるようなシステムというものを十分に念頭に置きながら、これからシステム的设计というものに早期着手したいというふうに考えてございます。それで、完成いたしまして、当然暫定連系の使用する分、いわゆる系統面の抑制については当然暫定対策だけということになると思いますの

で、そういった部分がどのように明確にシステム上分けられるのか、コスト的に分けられるのかといったところもございますけれども、ご指摘いただきましたように、事後的にでも評価をいただきながら、この部分を特定負担にさせていただく、あるいはその他の部分については一般負担とか、そういったところを改めてご審議をいただければというふうに考えてございます。

そんなところでございますけれども、よろしく申し上げます。

○荻本座長

今のスペシフィックなところだけ足して。

○松村委員

これ暫定運用だけで使うべきものなのですかということ聞いたつもりです。今はそのつもりだけれども、将来にはもっといろいろな局面で使うことが出てきたということがあって、でも、そのことまでちゃんと考えていなくてつくったので無駄になったとしても、やっぱりコストとしては認めないということを行ったつもりですので、私は今の説明を聞いても、なお、原則としてシステムのコストで特定負担というような格好で分けて請求するなどという愚かなことは起きない、普通にやれば起きないはずだと思っています。もし、本当におっしゃっていることが正しいとすれば、事後的に検証したってちゃんと証明できると思います。

以上です。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

おっしゃるとおり、将来のノンファーム、今ルールとかご検討いただいておりますけれども、そちらのほうでは当然使えるようなシステムということで設計はさせていただきたいというふうに考えております。そして、その費用負担につきましても、事前になるか、事後になるかあれですけれども、当然そこを評価いただきながら、最適な費用負担というものを検討の上、評価をいただきたいというふうに考えてございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

事務局のほうからいかがでしょうか。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

ありがとうございます。

先ほど松村委員からご指摘いただいた点の関連で言いますと、事務局として別の委員会の場でもご提案してございますけれども、想定潮流の合理化に加えて、N-1電制などの手段も含めて、要するにシステムを最大限活用していくべきではないかという問題意識であります。

先ほど東北電力さんからも、大山委員からのご指摘を受けて、その検討はしたいということ

でございましたので、もし、検討した結果も難しければ、なぜそれが難しいのかということについてはもう少し踏み込んでご説明をいただけると理解をいたした次第でございます。

それから、基本的には今の議論でいいますと、システムにつきましては、3年程度かかるという中で、どこが特定負担で、どこが一般負担かといった場合には、松村委員のご指摘は、原則が一般負担で、そうでないものが特定負担だとしたら、なぜ特定負担になるかというところをご説明いただくべきじゃないかというふうな理解をしました。つまり、まず前提が特定負担で、流用できるものは一般負担というよりは、むしろそこは逆じゃないかというふうなご指摘だと思っております。ここは事務局としてもよく整理をしていきたいというふうな考えております。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、馬場委員お願いいたします。

○馬場委員

ありがとうございます。

私のほうからは、2番目の資料のほうについて意見というか、感想を述べさせていただきたいなというふうに思います。

まず最初に、電源間のバランスに配慮した入札スキームということでご検討いただき、ありがとうございました。どういう形でバランスのとれた、そういった電源を入れていくのかということを考えるというのは非常に重要なことではないかと思えます。

特に今回中小水力とか地熱といった比較的設備利用率の高いような電源というものが一応優先するような話というのはいいのではないかというふうなことですけれども、やはりそういったような電源というものは、設備利用率が高いということは、多分ちゃんと負荷さえ決まってくれば、要するに送電設備とかの利用率とかを上げることはできるのではないかと。だから、投資に対して非常に有効に使えるような電源になるのではないかというふうに思いますので、そういった意味で優先枠を設けてあげてもいいのではないかなというふうに思いました。

ただ、それが同じ3倍がいいのかどうかというのは、またいろいろ議論はあるのかもと思えますけれども、そういった意味ではもう少し優先してあげてもいいのではないかなというふうに思いました。

それから、今後のスケジュールのところ、実際に接続したときにどの程度出力制御行われるのかというような情報というようなことですけれども、これは何となく卵が先か、鶏が先かというような感じがあって、まずどれくらいのものがつながってということが言えないと、なかなか出力制御がどのくらい行われるのかという計算は難しいのかなと。だから、ある意味ある程度は

仮定を置いて計算をせざるを得ないというようなことで、それを精緻化するということをしようとする、いつまでたっても何も終わらなくなってしまいそうな気がして、ある程度のところで、これは妥協して、それでやらないといつまでたっても終わらないのではないかなというふうに思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

特につけ加えることは、今のコメントではありませんか。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

どちらかという、後半の暫定連系の話だと思いますけれども、私どもといたしましても、実際に優先連系希望者が確定すれば、そこに応じた計算はさせていただくということで考えていますし、もし決まらなければ、先生おっしゃるとおり、ある仮定を置きまして、とにかく計算してお示しするしか方法はございませんので、そこはお示しをさせていただきながら、いろいろご検討いただければというふうに考えてございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

岩船委員。

○岩船委員

ありがとうございます。

まず資料1のほうですけれども、20ページに暫定連系希望者の——制御システムの導入には3年程度かかって、その次のところに暫定連系を希望する事業者は、制御システム導入後、かつ事業者のアクセス線の工事完了後から暫定連系が開始するので、この工期がもしかしたら3、4年ぐらいかかるかもということ、システムができるのが3年後で、そこから3、4年ということですかねというところ。結構ここは制御システムの導入とある程度並行して進めることはできないものなのではないかというのが1つ伺いたかったことです。

連系線の活用期待量というのが端々にあるのですけれども、この数字によって随分制御率が変わってくると思う、抑制率が変わってくると思うのですけれども、これを現実的に考えて、どういふふうに見積もればいいのかとか、そのあたりの勘どころを教えていただければありがたいなと思いました。

あと先ほどのシステム開発は、もちろんいろいろなものに使える、ノンファーム型のオペレーションに使えるものにしてほしいという気持ちは私もありますし、そうすると一般負担かなとい

うのもわかるのですけれども、今回、暫定連系の方々のために前倒ししてシステムをつくる。だから、10年かけてシステムをつくるのと3年かけてつくるのは、もしかして、だから費用的にもいろいろ違うかもしれないので、そういったところは特定負担として一部認めてもらってもいいのかなという気がちょっとしました。

次が資料2のほうの洋上風力の件ですけれども、もう一つ意味がよくわからなくて、すみません、素人のためにもう一回ご説明いただければなと思ったのですけれども、一般海域における利用ルールに係る制度上発電事業を行うことができる者と優先系統連系希望者が違うというのはどういう状態なのかなというのが、すみません、もう少し補足していただければありがたいなというのが1点と、最後の4ページの絵ですけれども、このピンクのところというのは、あくまで一般の募集プロセス、暫定連系含め、みんながこのピンクに入っているということでもいいですよ、暫定連系の方は、この絵の中でどういう位置づけになるのかなと。設備増強の終わりかけと、連系量増加のタイミングとどういう位置づけになるのかなというのが知りたいなと思いました。

以上です。

○荻本座長

では、まず事務局から。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

ありがとうございます。

まず資料2の1ページでございますが、実際の制度はまだ検討中でございますが、私ども今承知しているところでは、洋上風力についての今回募集プロセスで応募されている方が事業を予定されている海域についても、実は重なりがあるというふうに認識しております。したがって、こういう場所、この辺りでやりたいということはいただいているのですが、まだかなり漠然としていて、場合によっては複数の事業者さんで同じような地域を想定されるようなケースもあると認識しております。

もう一つは、実際にある場所で事業をやりたいという手を挙げられて、ただ、必ずしも現行制度上はFITの認定を取られていない方がかなりいらっしゃるわけですけれども、今回海域の利用ルールを決めて、例えば風力発電の事業の期間中、海域の利用権を公的に設定されることになると思いますが、制度的に利用可能になる方と、募集プロセスで選ばれる方が一致するとは限らないということがございます。募集プロセスで落札した事業者が必ず当該海域を利用できるということではなくて、海域利用者は独立して決まり得ると考えております。これは制度上の位置づけ、あるいは固定価格買い取り制度との関係性も含めて詳細は今後詰める必要があると思っておりますが、主体が異なる場合に、今回の募集プロセスで当選される方が、自分は、引き続きここ

で事業をやりたいと言っても海域の利用権がないので、使用权を持っている方に移していただく必要があると、こういう問題意識でございます。

それから、4ページでございますけれども、これはどちらかという、この左側の「制御率一中」と書いたのは、まさに暫定連系の方のイメージで書いております。結局、暫定連系の方がファーム等、全員入るかどうかわかりませんので、最大でここまで入る可能性があるというイメージですけれども、一定の制御率がかかるけれども、ファームに移行する前提で連系される方がいらっしゃるという意味で、ここではイメージを示させていただきました。

○岩船委員

いや、それそうかなと思う。そうだとすると、何か暫定連系していないと普通の募集プロセスに加われないふうな絵になっていないかなというのがちょっと心配でした。暫定連系じゃなくて、11年から13年の範囲でもいいですという人だっていると思うんです。その関係が、すみません。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

すみません、ちょっと説明が舌足らずで申しわけなかったんですけども、制御条件つきで連系を希望される方は、この量を上限としてつなげる方がいらっしゃるという趣旨でございまして、特に暫定連系を希望されない方で、まさに増強完了後に、この青の部分から初めて入ってくるということは当然に選択可能だと考えております。

この右側のケースでいいますと、系統ワーキングでたしか2年前にも、増強せずに暫定対策を恒久対策にして、募集プロセスは要らないのではないかとといった議論もあったやに記憶しております。それを採用すると結局どうなるかという、ここの暫定連系の、例えば10年たった後に、再エネさらに増やしたいと思ったときに制御率がどんどん上がって行って、そこで増強工事をしている間は待たないといけませんので、そのときにはさらに制御率が高まってまいりますので、これは特に発電事業者の皆さんにとって、むしろ事業の予見性にマイナスの作用をしてしまうのではないかとということでもあります。極めて単純に描いてしまったものですから、若干誤解があれば申しわけないんですけども、そういう趣旨で整理したものでございます。

○岩船委員

すみません、左側の絵だけ見て私は言ったのが、ピンクの人が青になるとすれば、暫定連系した人しか何か入れなくなっちゃわないかなと思ったというだけです。すみません。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

そういう意味で言うと、ピンクを選ばなくても青にはなるという趣旨です。

○岩船委員

そういうことですよね。ありがとうございます。

○荻本座長

ありがとうございます。少し時間があいてしまいましたけれども、よろしいですか。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

ありがとうございます。

先生のほうから3点ほどご質問をいただいたかと思えますけれども、システムのほうと制御率をちょっと分けてお話をさせていただきます。

20ページ目のほうは資料の書き方がまづかったと思えますけれども、当然システムの設計、製作と、それから優先連系希望者の方々が決まりまして、我々との接続について協議整えば、当然アクセス線の工事というものも入られると思えますので、そこは当然並行して進めさせていただきますので、もし、システムが3年かかって、その前にアクセス線ができていれば、システム完成後に、もう開始という形で考えていただければと思います。

それから、特定負担の話いただきましたけれども、先ほど松村先生からもご指摘いただきましたとおり、いずれ、今後暫定連系にまず使えるシステム、それから将来的にノンファームにも使えるシステムというものも考慮しながら設計をさせていただきますして、何らかの場でこういうシステムをつくり出すということで多分ご説明の機会をいただけたと思えますので、その場でこういった仕様、それから費用負担の考え方をお話しさせていただきますながら改めて評価をいただきたいというふうに考えてございます。

あと制御率のほうでございますけれども、今回暫定連系ということで、あくまでも現状の東北東京間連系線ということで検討させていただきました。したがって、現在の連系線につきまして運用容量最大570万kWということになってございます。季節、あるいは電源の連系状況によって大きく変わりますけれども、その中で今後間接オークションも導入されるということで、その中に当然長期固定電源とかも含まれますけれども、そのうち100万kWが再エネ使えるのか、200万kW、300万kWがというのはこの場では何とも申し上げられませんので、そういった範囲の中で連系線を使用しながら運用していただくということになるのかなというふうに考えてございます。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

○CCCTOさん、今の点について何か。

○佐藤オブザーバー

特にありません。

○荻本座長

よろしいですか。

ということは、なかなか読み切れないということをやむなしだということですね。わかりました。

いかがでしょうか。

では、どうぞ。

○中島オブザーバー

ありがとうございます。全国小水力利用推進協議会、小水力の団体でございます。

まず今回の東北、結構東北は小水力関係者も多くて、どうなることやらと気をもんでいたのですが、入札において電源間のバランスに配慮するということでしていただきまして、大変ありがたいことだと思っております。電源、それぞれの種類に応じていろいろな特性がありまして、小水力は足も遅いということで、足の早い電源にどんどん先を越されるということが起きている中で、こういうように長期目標に沿って電源の種別の特性を考えて枠をつくっていただけるというのは、今後もこういう考え方が広まっていけばいいなというふうに、まずありがたいと思っております。

あと時間がない中でちょっと恐縮ですが、少しそもそもの話をさせていただきます。と申しますのが、私ども、特にうちの協議会は、主に1,000kW以下の——まあ、法律上で言うと新エネルギーに分類される小水力を主なターゲットとして地域振興のための電源づくりということをやっているわけですが、そういう観点からすると、基本的にその規模なので、配電線連系、配電変電所への連系ということで発電所をつくってきています。それが今回、もう数年前に系統制約ということで、主に熱容量の制約ということで接続できないということが出てきて、系統の問題にずっとかかわってきているわけですが、昨今の議論において、では、とにかく系統の議論に意見を言いなさいと言われて言いに行くわけですが、ほとんどの議論が基幹系統を中心とした議論をされている。そこにこちらが出ていって、例えば広域機関の委員会なんかにも出てきて、オブザーバーで発言をしていいよと言われたので発言をするわけですが、そういうときに我々が「配電線連系で」という話をした瞬間に、「それはここの議論じゃないから」と。「広域系統の議論をしているときに配電線の話をするな」というふうに、言ってしまえば門前払いを食らってしまうような状況があります。

聞くところによると、国際的な議論においても、TSOとDSOというような形、要するに広域のトランスミッションレベルの議論と配電のディストリビューションレベルの議論を分けて話をしているということはよくあると聞いておりますので、ぜひそのディストリビューションのレベル、レイヤーの議論を少し別途土俵をつくっていただいて、配電連系のような地域の小規模電

源についての意見を集約する場をつくっていただきたい。

例えば、論点として1つだけ例として挙げますけれども、なぜそういうことを言うかという、広域の議論をするときには配電変電所から下流側は需要側の扱いであると。発電所というよりは需要側の扱いとして考えているんだというふうなお話をされます。そうすると、私たちが取り組んでいるような過疎地域というのは、人口も減り、産業も衰退しということで、当然長期的に電力需要が減っていくわけですが、配電線の下流側で電力需要が減ったとしても、別にそのことで基幹電源がどうだとか負担金がどうだという話が出るはずもないわけですが、一方で地域を振興するために200kW、500kWの発電所をつくると、その分は広域の負担金だ、広域の議論だ、10年待てという話に巻き込まれるわけです。

それはちょっと変な話で、需要側なら需要側でいいわけですから、少なくとも配電変電所から上位に逆潮流しないような電源については、要するに需要が減ることも、発電所つくことも等価なわけなので、そういう議論をディストリビューションレイヤーでしたい。これは論点の一つですが、そういう議論をするために、ぜひディストリビューションを分けていただければ、配電変電所から逆潮流しないような、200kW、500kWの発電所は別に広域が整備される10年といったことを言わずに、すぐにつなげることは幾らでもあるのではないかというふうに考えておりますので、ぜひそういった方面のご議論もしていただきたいと思います。

以上です。ありがとうございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

土俵の話ということで例を挙げていただいたわけですが、事務局のほうから。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

今、アドホックにコメントをいただきましたけれども、少なくとも過去のエネ庁の審議会等でも、例えば配電線の電圧上昇対策であるとか、単独運転の防止の話であるとか、そういうことは議論されてきたと承知をしています。したがって、広域機関ですと、確かに広域系統の話になってしまいますけれども、資源エネルギー庁なりの適切な場で、配電系の議論というのは当然されていますし、別の場で議論されているものについて、配電の問題については排除するというふうに位置づけられているとは承知しておりません。

したがって、事業者の方々のさまざまなニーズをお聞きして、必要な議論をしていく必要はあると思っています。そういう意味では、本日のこの議論にそれがなじむかというのはありますけれども、ぜひそういうご意見は引き続きいただければと思います。

加えて申し上げれば、電取委のほうですけれども、潮流を考えた上での議論というものなされ

ておりますので、そういう意味では、確かに今社会的な大きな課題になっているのがTSOレベルの話が多いという意味で、そういう議論が中心になされているということでもありますけれども、DSOの議論もしっかり取り組んでまいりたいというふうに思います。

○中島オブザーバー

よろしくをお願いします。

○荻本座長

ありがとうございました。

恐らくまだまだという感じが私はしておりますが、時間の関係ですので、先に進ませていただきたいと思います。

それでは、九州電力より資料3、風力発電協会より資料4のご説明をいただきます。その後質疑の時間といたします。

【資料3】九州本土における出力制御の実効性確保に向けた対応状況について [九州電力]

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部部長（系統運用）

九州電力の和仁と申します。

資料3に基づきまして、「九州本土における出力制御の実効性確保に向けた対応状況について」ご報告させていただきます。

まず1ページをごらんください。

前段として太陽光発電の事業者ごとの出力制御の方法のご説明になります。旧ルール事業者、500kW以上が出力制御の対象でございますけれども、年間30日までが無補償でして、現地での事業者による対応が基本となっております。弊社管内約2,000件、320万kWの事業者の方々が現在連系してございます。

一方、その下、右側、指定ルールの事業者でございますけれども、無制限で無補償となりまして、出力制御機能付きのPCSを設置いただきまして、当社からの制御信号を受信してPCSで出力制御を行うということになります。これにつきましても、弊社管内約2万件、80万kW弱の事業者の方々が連系してございます。

2ページをごらんください。

2ページ以降、出力制御に向けた準備状況のご説明になりますが、2ページは、まず旧ルールの事業者の対応状況でして、前日16時ごろに当社から主任技術者などの方に発令をしまして、現地で操作を実施してもらうわけでございますが、2つ目の丸にありますとおり、昨年の9月と11月と12月に計5回にわたりまして指令の発令から受令確認までの訓練を実施してございまして、

平日で96%、休日で92%の方々の確認ができております。

現在は、この受令確認ができなかった事業者の方々に出力制御のご協力をお願い等を継続して行っているところでございまして、私どもとしましては、旧ルールにつきましては準備は整ったという認識でございます。

3ページをごらんください。

3ページは、指定ルールの事業者の方々の対応状況でございます。指定ルールの場合、当社から事業者のPCSに対しまして制御スケジュールを送信しまして、それに基づいて出力制御をなされるわけですが、ただ2つ目の丸にありますとおり、出力制御の機能がついたPCS、これが市販される前に連系承諾を行う必要がありましたものですから、後々市販化されたら切り替えるということをお約束して連系をいただいております。その後、市販化されましたので、高圧と特別高圧については一昨年9月から、そして低圧10kW以上の方々につきましては昨年の5月から出力制御機能付きのPCSに切り替えていただけますかという依頼を行ったところでございます。

しかしながら、3つ目の白丸にありますとおり、高圧と特別高圧につきましては、切り替えが昨年の年末までに完了してございますが、低圧の10kW以上の方々につきましては、切り替え期限ということでお伝えしておりました昨年の12月の時点でも、まだ切り替えが済んでおりますのが24%程度ということで、まだ8割弱のお客様の切り替えが完了してございません。当社としまして、鋭意継続的にお願いをしているところでございまして、1月に全事業者の方々に切り替えのお願いを再度いたしましたところでございます。

4ページをごらんください。

今後の対応でございますが、出力制御に応じていただけない事業者の方々への対応ということで、1つ目の白丸にありますとおり、今後九州エリア、電力需要が低くなる時期に再エネの出力制御が必要となる見通しでございますので、基本スタンスとしましては、2つ目の白丸にありますとおり、電力の安定供給と事業者の方々の間の公平性の確保という観点で、契約解除も視野に入れた出力制御に応じていただけない事業者の方々に厳正に対処していきたいという考えでおります。

具体的には下の図にありますとおり、2ページでご説明した旧ルールの事業者の方々につきましては、当社から出力制御の指令を出したときにご協力いただけなかったという事実が確認された場合には注意喚起を行わせていただきまして、その対応が続くようであれば、最終通知の後に契約の解除という対応を考えてございます。

また、その下、3ページでご説明しました指定ルールの事業者。この場合、低圧の10kW以上の方々でございますけれども、今後速やかに出力制御機能付きのPCSへの切り替えの期限を定め

た注意喚起を行わせていただきまして、切りかえにご協力いただけない場合には、最終通知を行った後に、期限後に契約解除という対応をせざるを得ないのかなというふうに考えているところでございます。

資料の説明は、以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、続いて風力発電協会から。

【資料4】風車制御機能の活用に向けて [日本風力発電協会]

○鈴木オブザーバー

風力発電協会の鈴木です。

お手元の資料でご説明しますが、今回は、前々回ですか、風車の制御機能の実証試験のお話をさせていただきまして、その中間報告と、それから、そういった制御機能を用いた場合に——現在、募プロでは、北海道電力さんのほうの蓄電池の容量の話がございましたので、その方向性についてご報告というか、ご説明させていただいて、最終的な電池容量の算定の方向性についてもご検討いただければということで、3項目で説明いたします。

めくっていただきまして、字が小さくてすみませんが、右下の3ページ目のところに、まず1番目の1.1としてサマリーを記載しております。本件は、風車の制御機能の確認試験を実施したわけでございますが、東北電力さんのご協力を得て昨年の10月18日から11月1日まで2週間実施させていただきました。

最初の1週間は制御機能をオフした状態でデータをとりまして、その後1週間は制御機能をオンして測定いたしまして、その比較を行いました。

主な項目としては、資料で言うと、表の中の「試験結果」のところには赤で書いてございますが、まず「出力変化率制限+最大出力抑制」ということでは、出力変動量緩和に効果があることを確認できました。

それから、下から2番目のポツですが、「周波数調定率制御」におきましては、周波数が不感帯を超えて上昇したときに出力低減制御を行うことが確認できました。また、周波数が不感帯に復帰した場合は、同時に変化率制限の制御をかけますので、その特性に従って徐々に出力を増加することを確認しました。

それから、最後の下のほうのポツですが、「ストーム制御」。主に台風等で強風が平均25メートル・パー・分以上の風速が吹いた場合に、コントロールをかけているわけですが、これにつき

ましても、カットアウトせずに出力を低減する。カットアウトというのは、極端に25メートルになったら定格出力から一気にゼロ出力になるということではなくて、徐々に、ある程度徐々に出力を低減するということを確認しています。それから、あわせてこの風速が25メートル・パー・分以下になった場合は、出力変化率制限特性に従って出力を増加するということを確認したため、繰り返しの、ゼロ、定格という繰り返しが比較的なく運用できるということが確認できました。

その後、実情について簡単にご説明します。

4ページ目は、まず試験期間中のウィンドファーム出力と風況です。下の左側のほうに制御機能オフした最初の1週間内の風況と出力のデータをそれぞれオレンジと青で示しています。平均風速は若干低かったので変動があります。

一方、右側の制御機能オンした時期は、ちょうど低気圧が、台風の後の低気圧、木枯らし1号かな、それが吹いた後で、後半の2日、3日間は定格出力近傍で出力が変動するという変動量も非常に大きい時期の試験になりました。赤丸で囲ってあるところは、最大出力抑制試験などを行ったための人為的な出力低下の部分でございます。

めくっていただいて5ページ目が、そのときの出力と風力のそれぞれのデュレーションカーブを示したものであります。

上から大きいポツのすぐ下に、2017年10月18日から24日制御機能オフ。このときは、すぐ下に書いてございますように、平均風速5.3メートル。一方、試験制御機能オンしたときは6.9メートル・パー・セックで130%の風速が強かったということです。

戻って、その左側に書いてありますように、出力は190%ぐらいになっておりまして、もともと風車そのものは風速の3乗に比例して出力が上がり下がりするのですが、定格出力が出ていたこともあって、平均的には約2.4乗の比例でございました。

一方、それを実際のウィンドファームの風速変動量で見ますと6ページのようになりまして、6ページは、左側が制御機能オフ時の期間で、右側が制御機能オン時の期間の風速の変動量をお示ししています。特に短周期のウィンドファームの風速の変動量でございますので、数分から数十分以内の平均値をとっているものであります。

これでいきましたも、試験期間中の制御期間オンのしている状況では、風速でプラス側に57%、マイナス側にマイナス5%ということで、約60%以上風速の変動量も多くなっている状況です。この状況の中で試験しました。

めくっていただきまして7ページからが結果ですが、まず初めは出力変化率制御機能のオンとオフの違いでございます。左側はオフの状態の出力の増加率を示しておりまして、1秒間当たり約50kW/secで出力の上昇を確認できました。それに対して、設定値を8kW/secに設定しますと、

右図のように8kW/secに従って上昇していくことが確認できました。

ただし、右側のほうに赤の矢印で期間的に周波数上昇区間と書いてございますが、これはたまたま周波数調定率制御をかけたときに周波数が上がったために自動的に出力を落としたという結果がここに出ているために、20になってございます。

それから、次に出力変化率の制限の短周期変動量の抑制効果ということで、8ページ目にその結果を分布図で短周期変動量の違いを示しております。左側がオフで、右側が制御機能オンのときで、これは制御機能オンのときはプラス側の最大値が3,000kWぐらいで全体で60%ぐらいに抑えられておまして、制御機能オフ時に対してです。それに対してマイナス側のほうはほぼ102.9%ですから、余り変わらないということになっています。

これはどういう内容かという、効果として赤で書きましたが、制御機能オン時の風速・風速変動量が大きいにもかかわらず、出力変動量が小さく抑えられているということが1つ、それから通常運転中の出力変化率制限制御は、増加方向のみ制限制御しているの、増加方向の変動量の抑制効果が十分発揮されているということが確認できたということでございます。

それから、次は9ページですが、9ページは短周期変動の抑制効果のデュレーションを示したものです。左側にその全体の絵を描いて、1.0まで横軸で書いてございますが、頭の部分を拡大したのが右側でございまして、上に書いてある短周期変動量を読ませていただきますと——あっ、2段目ですかね。制御オフ期間における制御機能適用時の変動量の推定値をしました。すなわち、風速の変動がオンとオフ時で違うために、オン時の抑制効果をオフ時に見直した場合にどのぐらいになるかというのを見てみたのが、その下に書いた文章でございます。

すなわち、風速の何乗に比例するかということにもよるのですが、先ほどお話ししましたように大体2.4乗でしたので、一番下の行のポツで、出力変動量が風速変動量の二乗に比例すると仮定した場合は、プラス側の最大値で25%ぐらいに出力変動が抑えられるということ。マイナス側のほうは93.7%ですので余り効果は少ないですが、プラスサイドが非常に抑えられるということが想定できました。

それから、さらに10ページ目のほうは、周波数調定率を掛けた場合のデータでございます。下のグラフの左側では、いろいろ線がまじっていますが、風車が8基ございます。風車の8基の合計出力が太い赤で示された出力変動量で、一方、周波数は青の折れ線グラフでございまして、右側の縦軸になっています。その真ん中のところが周波数調定率制御がかかった部分でございまして、それを拡大したのが右側の絵です。これを見ますと、1の期間、それから2の期間と横軸で描いてございますが、周波数上限区間に入った部分で周波数調定率——不感帯を0.05Hzに設定したり、調定率を0.5%に掛けた場合ですが、明らかに周波数が上がってきたときに出力が下が

って、周波数が戻ると同時に、変化率設定値どおりの傾斜で出力が増加しているということが確認できました。

あとそれからもう一つですが、最終的なストーム制御の話は11ページの1.9にございます。

1.9のほうは、ストームコントロールに変化率制御を掛けた場合のデータでございます。左下がそのデータで、緑の破線の傾斜率で出力が上がっていく格好です。青で、まずストームでコントロール制御により出力を絞った瞬間がありますが、その後は復帰と同時に緩やかに復帰していくというのがわかりました。

一方、参考のために右側に描きましたが、傾斜率制限を、変化率制限を掛けない場合に風速が25メートル前後で変化した場合にどうなっているかということ、ストーム制御がかかっているものの、右側のグラフに示しますように、青で示されたような出力変化率を繰り返しておりまして、これにもし変化率制限制御を掛けると、下の破線で示したような動きになるだろうと今想定されております。

以上が大体の試験の結果でございまして、参考のために下のほうには前々回の系統ワーキンググループで今後のロードマップというか、タイムテーブルを書いたものを付記しております。

次に、13ページ目以降は、風車の周波数制御機能等を用いてJWPAが考える案です。将来の運用案としての一例として書かせていただきました。

まず黄色でスマッジングしてある部分が基本的にはそうですが、下の2行目、周波数上昇側のほうは風車の出力抑制機能を最大限活用。一方で、周波数低下側のほうは、風車以外の手段で組み合わせて活用するのが、これまでの技術開発、あるいは風車の状況から見て一番合理的ではないかというふうに考えている次第でございます。

前々回の風車の出力上昇制御もできるという機能を持っていますという話をしましたが、制御量の見通しであるとか、それから実運用の試験等がまだこれからですので、今後将来の活用で検討を進めたいというふうに考えています。

ちなみに、その部分を絵にしたのが14ページ目の絵でございまして、右側に陸上・洋上風力の青で囲んだ部分がございますが、ここは下に書きましたように、出力増側は主に風車自体で制御、一方、赤で左側に書きました部分が風車の出力不足時には出力補償を蓄電池ほかの部分で行っていくのが一番合理的ではないかというふうに考えております。

次のページ以降は、これを参考のためにつけた、15ページまでは参考にもなりますが、ドイツでの実際に運用されている調定率制御の特性のデフォルト値が左上でございまして、右側には一般の周波数の調定率の制御です。

それから、2.4に今回蓄電池がどのくらい減るかという部分が最終的に結論のように書いてご

ざいます。上の図、左側は蓄電池だけで充放電をする場合の周波数の滞在率とか頻度分布に対する両サイド部分をカバーするものでありますが、右側が出力制限の——風車単体ですね。制限加えますので、最終的にはその下に描いてあります横軸、時間で描いた50Hzプラスマイナスで振っている周波数変動に対しても同じく風車単体のできるので、おおむね最大で約2分の1程度には蓄電池量は低減できるのではないかというふうに考えております。

特にSOCレベルを満充電近いところに置きますと、電圧が高いので、kW容量も大きく使用できるので、その効果は大きいと考えます。

あとは2.5は省略しますが、3.1以降は今後のシミュレーションを実施していく一例としてJWPAとしては、北電さんの例えばエリアの場合は135万kWということ想定した上で将来の周波数の変動モデルを考えていくべきだろうというふうに考えております。

以上です。最後に、一番最後のページには、海外における制御機能の活用状況についてもオーストラリア及びアイルランド、デンマークのグリッドコードについて付記させていただきました。ちょっと長くなり申しわけありません。以上です。

(質疑)

○荻本座長

ありがとうございました。

人間界の話と技術界の2件がありました。

まず前半いただきました九州電力さんのことから議論させていただきたいと思いますが、いかがでしょうか。

馬場委員。

○馬場委員

説明いただきまして、ありがとうございました。

ちょっとお伺いしたいのが3ページ目だったと思いますが、今低圧の10kW以上のところの切りかえがまだ24%ぐらいであるというようなことなんですけれども、一体これは何がボトルネックなのかというのをもし知見があれば教えていただきたいなというふうに思います。

例えば、PCSのサプライのほうが少ないというのであれば、それはもう仕方ないですし、それからあとは電工さんが足りないとか、そういった要因がいろいろあるのかもしれないし、もしくはただ周知が行っていないのかというようなこと、テクニカルな面なのか、そういった人間系な面なのかというのをちょっと教えていただければと思います。

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部部長（系統運用）

ありがとうございます。お答えさせていただきます。

実は3ページをごらんになっていただきますと、まだ1万件ぐらい切りかえが済んでおりません。私どもからPCSのメーカーさん、各社にいろいろ情報をお聞きしますと、発電事業者の方々から販売店とかPCSのメーカーさんのほうに発注がまだ一部しか出されていないという状況というふうにお聞きしています。まあ、若干は来ているようですけども。ですから、まだ1万件弱、まだ発注が来ていないということになります。

だから、私どもとしては、まず発電事業者の方々に再度切りかえの必要性とか、また早期切りかえのお願いというのを先ほどご説明しましたように1月にもした次第でございます。

ちなみに、PCSメーカーさんのほうにいろいろな情報をお聞きするときに、今後これらの発注が出てきたときに対応ができるのかどうか、その辺も実はお聞きいたしまして、製作サイドのほうでは体制をとって、そういう大量の発注にも対応できるというふうなことをご回答いただいていますので、引き続き発電事業者の方に早期の切りかえのお願いを継続してまいりたいというふうに考えております。

○馬場委員

ありがとうございます。

PCSのほうも、ではサプライのほうは大丈夫そうだと。あとは電工さんとか、そっちのほうも大丈夫ですか。

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部部長（系統運用）

特にその辺の問題はないというふうに認識しております。

○馬場委員

わかりました。では、引き続きそういったこと、周知とか努力をしていただければなというふうに思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、本件に関していかがでしょうか。

岩船委員。

○岩船委員

5ページのところで、注意喚起、解除通知の矢印はありますけれども、要するに、いつまでこれを対応してもらいたいのかという、実際の系統側のニーズとあわせて想定されているスケジュール感があればご教授いただけないでしょうか。

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部部長（系統運用）

ありがとうございます。お答えさせていただきます。

実は、既に当初の切りかえ期限である12月は過ぎていることもあり、1月にもお知らせしたときには、もう可及的速やかにといいうふうにお願いはしているところです。

ご承知のとおり、再エネの出力制御というのは電力需要が低くなる時期ということが問題を露呈しますので、一番近いところと言うと、ことしの春。そこがどうにか切り抜けられれば今年の秋ということになりますので、そこら辺も見据えながら対応してまいりたいというふうに思っております。

○荻本座長

ありがとうございます。

本件について、ほかどなたか。よろしいですか。

ではありがとうございました。

では、2件目の風力発電協会さんからの資料のご説明の内容に関しましてお願いいたします。

馬場委員。

○馬場委員

ありがとうございます。

これは教えていただきたいのですが、16枚目のスライドのところ、これで蓄電池とそれから風車の周波数制御運用というようなことで、左側のほうが電池を使って充電と放電を交互に繰り返すような、そういったような例なのに対して、まあ、ポンチ絵だからかもしれませんが、右側のほうで周波数が高いところは出力制限、それから低いところは放電というような形になっています。普通、電池とか、そういったエネルギーデバイスというものを使うと、充電方向ばかりとか放電方向ばかりというのを使うとkWhが非常に逆に大きくなるというふうに思いますがけれども、これ減るのですか。

○鈴木オブザーバー

どちらかという、ここには書いていないのですが、待機している状態で、もし出力を吸収するように空き状態でいきますと、電池自体のSOCレベルが低いので、電圧も低くなります。そうすると、電圧掛ける電流で吸収できる電力量が小さいので、ある程度空き部分を大きくとっておかなければいけないというふうになるんです。もし、風車のほうの出力制御を使わないで蓄電池のほうで吸収するといった場合です。

○馬場委員

kWhのほうの話ですか、それともkWのほうの話ですか。

○鈴木オブザーバー

kWです。

○馬場委員

今私が言っているのはkWhのほうの話なんですけれども。

○鈴木オブザーバー

容量の話ですか。容量の話でいきますと、短周期の、実はこれは変動量の低減を前提として蓄電池の容量を検討していました。実は以前、2010年ぐらいから東北電力さんの管内で20分間に10%程度の出力変動抑制をしましょうということがスペックでありまして、それに適用した発電所を7カ所ぐらい実際に運用しておりまして、出力の大きくなり過ぎた場合、それから低い側、それぞれを見てSOCレベルを決めて、待機できて吸収もできて放電もできるという値の充放電量を管理している実績を協会の事業者のメンバーのほうからもデータいただきまして、それに対応、評価をした結果から推定して大体半々ぐらいになるだろうなというふうに見たものでございます。

○馬場委員

いや、このポンチ絵を見ると、どうしてもkWhのほうは多くなっちゃうかなというふうに思うんで、説明されるときには、もう少し工夫していただけるといいのかなと思います。

○鈴木オブザーバー

すみません。

○荻本座長

という範囲のご指摘ですかね。わかりました。

ほかはいかがでしょうか。

どうぞ。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

すみません、事務局から質問させていただくのは恐縮ですが、JWPAさんにお伺いしたいのですけれども、前提として、この資料の中で取り組まれている調整能力、制御機能というのは、今回北海道電力さんが取り組んでおられる蓄電池つきの系統蓄電池枠への適用も見据えられてご提案されているものなのか。それとも、これはあくまでも将来を見据えた課題としてやられていることなのか。それをご確認させていただきたいのが1点です。この場でも、大山委員なり岩船委員からも、もうちょっと工夫できないのかというような議論がこれまでであったかと思いますが、かなり前提にかかわってくるのかと思いますので、そこを確認させていただきたいと思います。

もう一点がむしろ北海道電力さんへの質問になるかも知れませんが、私の理解では、もともとの今の蓄電池枠を計算するに当たって、今日のJWPAさんの説明ですと、SOCの目標値50%で書かれているようですが、北海道電力さんはたしか80%ぐらいで計算されていたような気がしています。要は夕方にかけて放電していくので、午前中にはSOCは割と高目に設定されていたというふうに理解しておりますので、それ自身が必ずしも蓄電池の量が劇的に減ることには、——5分の4になるかもしれませんが、直ちにならないかもしれないなというふうに受け止めたのですが、事実関係が違えば教えていただきたいと思います。さらに言えば、どなたにお聞きすればいいのかよくわからないのですが、仮に上げ側については出力制限で対応される場合には、下げに対して上げ調整力が必要な場合には、火力で対応するという事は可能なのでしょうか。大型火力ですと、また最低出力の議論が出てくると思うので、例えばガスエンジンのようなものを置いておいて、それを短時間で稼働させる形にすると、実は蓄電池をあまり放電する必要がないねという議論が組み合わせで可能なのかというところを解説いただければと思います。

○鈴木オブザーバー

すみません、最初に。

私の説明がちょっと足りなかったのかもしれませんが、もともと充放電量の両方で出力を吸収したり減らしたりする場合は、多分フルに充放電、あるいは完全に放電し切ったりすると、蓄電池自身もたなくなるので、ある一定量の両サイド部分は残しておくので、その上で充電と放電の量を均等にある程度できながら寿命を延ばしていくという制御をかけるので、70~80%ぐらいのところはSOCレベルを充電と放電両方が必要な場合に置くというのは、一般的にそういうふうなレベルで運用するというのが基本だと思います。

その充放電レベルを意味して50%としたのではなくて、容量が半分ぐらいで済むのではないかという意味で、ここに最大2分の1ぐらいまで低減できる検討はまずできるのではないかという意味で書いたということでございます。

○荻本座長

ただ、今回のご説明がどこを狙ったものかというご質問がありました。

○鈴木オブザーバー

もう一つの最初のほうの質問につきましては、先般、前々回ですか、もちろん委員会のほうでそういうお話がありましたので、今回の北電さんの募集プロセスの中で、前向きにこういう制御機能を適用することを検討いただければというのが協会のほうとしてはお願いでございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

まず事務局の質問に。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

北海道電力の中村でございます。

JWPAさんのほうで詳細な実績データを積み上げられて報告されていたということについて、まず感謝を申し上げたいと思います。

ご質問いただいていた件、総括的にというところでいきますと、まず系統蓄電池にそのまま反映ができるかどうかというところなんです。私どもとしては、今日お示しいただいたデータはデータとして評価を受けとめているところでございますけれども、我々、系統蓄電池の容量を決めるときに、シミュレーション等をやりながら、どの程度のものかというようなところを評価してまいりました。

今回で言うと、JWPAさんのほうで風力の制御というようなところ、具体的に言うと、このシミュレーションをやるには、制御の具体的なブロック図などをご提示いただき、私どものシミュレーションの中でそういったものを入れて評価をすると。それによって、電池規模がどの程度になるのかというようなところをしっかりと把握した上で足元の系統蓄電池に反映できるものなのかどうかというようなところは考えていかなければいけない問題と思っております。

そういう面で行きますと、風力発電協会さんには、引き続きメーカーさんと連携していただいて、制御系のところのブロック図等をお示しいただきながら協議をさせていただいて、評価を進めさせていただきたいと考えているところでございます。

一番最初の質問というところについては、そういった評価を見ながら進めてまいりたいというところなんです。

それから、上げ下げの問題です。きょうお話をいただいたJWPAさんの提案については、下げを基本として提案をされているということです。ご質問もありましたけれども、蓄電池で上げの部分をカバーするというところが本当に現実的なものかどうかというようなところも今後評価をしていかなければいけないかなと思います。下げのほうだけの提案だとしても、それが本当に先ほど言いましたシミュレーション上、どういような評価になるのかというようなところを確認・評価してまいりたいと考えているところでございます。

私のほうからは、以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

では、本件に関しましていかがでしょうか。

どうぞ。

○森崎オブザーバー

この関係の資料ではございませんので。

○荻本座長

では、少々お待ちください。

かなり深い話ではありますけれども、この場でどこまでできるかということもございしますが、本件に関しましていかがでしょうか。

どうぞ、岩船委員。

○岩船委員

先ほど評価されるというお話は何ったのですが、ただ、それが現実に反映されるかというところは、まだ結構距離があるのかなというようなふうに受けとめたのですけれども、その辺のスケジュール感とか、そのあたりというのはどうでしょうか。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

すみません、私どもだけでは評価をできるものではないと考えておりますので、JWPAさん、そして電事連さんとも連携して評価していくということになってございます。もともとJWPAさんとも協議はさせていただいているところでありますが、その中で必要なものをご提示いただいて、速やかに検討は進めたいと考えてございます。

今ここでスケジュール感としていつまでにこういったことができますというようなところは、そのデータを提示いただいて、そこから進めさせていただきたいと考えているところでございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

電事連さん、いかがですか。

○三谷オブザーバー

今北海道さんからご回答いただいたとおりにかと思いますが、正直言って、私どもも上げ下げという件につきましては、前々回でしたか、両方ともできるよというようなコメントを風力発電協会さんのほうからいただいたこともあって、両方やるのかなと思っていたところがあり、であるとする、風力全体を底上げするような効果があるものですから、それは自然に蓄電池の使用量というのにも普通に減るだろうなと思っていたところがあり、今回ご提案が、いやいや、それはもう全体で分担しましょうという、ちょっと変わったものであるものですから、そういう意味では、にわかにこれは効果があるよねと、この場で私は申し上げることができないですけれども、風力発電協会さんの資料にもロードマップ的なことも示していただいておりますので、これに則って、

先ほど北海道さんが言われた必要なデータもご提示いただきつつ、このロードマップ、できるだけこれを守るような格好で頑張っていくのかなとは思っておりますし、立ち戻りますけれども、一般送配電事業者の立場としましては、こういう系統安定化に資するものというのは、もうウェルカムということですので、それはもう検討をどんどん進めていくことだと思っています。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

よろしいでしょうか。

どうぞ。

○森崎オブザーバー

日本有機資源協会の森崎でございます。

バイオマス関係団体を代表しまして、ちょっと御礼と要望をお話しさせていただきたいと思えます。

今回の入札スキームの検討の中で、バイオマス発電を含めまして、小規模再エネ電源のための特別優先枠をご提案いただきまして、ありがとうございます。

今回は、優先枠の上限内容を1万kWにするとご提案をいただきましたけれども、バイオマスの中でもいろいろな意見がございます。といいますのは、木質バイオマスにおきましては、ご提案いただきました内容でやむ方得ないという声もあるわけでございますけれども、バイオガスのほう、メタンのほうでございますけれども、これにつきましては、ご承知かと思っておりますけれども、現状におきましてバイオガス発電設備の認定件数でございます。

昨年の3月末の時点で257件あるわけでございますけれども、最大出力の設備は2,553kWというものでございます。それ以外、全体の約9割が1,000kW未満というものでございまして、バイオガスの発電設備につきましては小規模なものが多いというのが実情でございます。ご提案いただきました1万kWを上限とするという優先枠の中の競争について非常に不安を持っているところでございます。

それから、今後とも入札につきましては募集プロセスの実施が続くのではないかなというふうには思っております。今回も入札を今後の適切なプロセス設計のためのいわば実験的なプロセスとして位置づけていただきまして、入札結果なり分析結果を公開していただきまして、関係者の間での建設的なご議論にさせていただきたいというふうにご要望しているわけでございます。

最後になりますけれども、小規模のバイオマス発電に関しましては、現実的には高压線の容量制約に直面しているというのが実情でございます。求められます高压線増強費用が負担能力を上

回るというために事業を断念するというケースがあるわけです。今回の審議項目ではございませんけれども、高圧接続費用の軽減策につきましても本委員会でご検討していただくことをこの場をおかりしましてお願いするところでございます。

よろしくお願いを申し上げます。以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。事務局から何かございますか。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

バイオマスに限らず。おそらく小水力も、2,000kW、3,000kWという規模かと思います。様々な考え方はあろうかと思いますが、事務局としては、FITのバイオマスについての価格の考え方を採用させていただきながらご提案をさせていただいております。

ご指摘いただいたうち、透明性の確保というのは大変重要だと思いますので、しっかり結果も含めて、しかるべき場で公表なり、場合によっては検証していただくというのが大事だと思いますし、その他の議論もこの場で扱うのが適当なのか、しかるべき場で必要なものについては検討するということかと存じます。

○荻本座長

ありがとうございます。

どうぞ。

○安達オブザーバー

ありがとうございます。日本地熱協会でございます。

事務局のほうの資料の2ページ目、電源間のバランスに配慮した入札スキーム、大変ありがとうございます。

基本的に日本地熱協会のメンバーとして、このご配慮については御礼を申し上げるというのがみんなの総意でございますけれども、この中で中小水力さん、それからバイオマスと我々が違うのは、1万kWであるとか2万キロであるとか、そういった若干大き目の出力を出して、かつ安定電源として利用率の向上に寄与したいという意味でもって若干違っているかなというふうに思っております。

そんな中で我々の場合は、地下資源という非常にリスクなものを開発するというところで初期投資額も大きいし、リードタイムも長いというところでもって、ここで今この系統の連系の問題で各社とも非常に困惑しているというところでございます。

そういう中で、このプロセスに応募させていただいておりますけれども、残念ながら、落札できなかった場合にどうなのかということで、この事務局でつくられた説明って非常に論理的だな

というふうに我々の中で受け取っているのですけれども、例えば「応募時には想定されなかった不利益」に該当しないという、まあ、もともと280万kWが350万kWから450万kWということで70万kWとか170万kWとかという、そういう増枠分がありますので、そういう中でもって、この3社でもってトータルで27万kW、これを競争率3分の1、同じ、全体と同等の競争率で3分の1にした9万kWというところの論理が我々の中ではちょっとそしゃくできないという点がありまして、全体の電源間のバランスに配慮したという意味では、馬場先生のほうからも、もう少し上げてもいいんじゃないかというご発言をいただいて大変ありがたかったんですけれども、同じような思いでいますので、よろしくご配慮をいただければと思います。ありがとうございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

事務局、何かございますか。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

ありがとうございます。

まず、地下調査等いろいろコストがかかるということについては資源エネルギー庁としても予算措置も含めて最大限これまでもご支援してきたところですし、今後ともしっかり対応してまいりたいと考えており、これが前提でございます。

その上で、これは事務局案についての委員の議論ということになるかもしれませんが、全体として、全電源公平な系統の募集プロセスがあり、入札の中で決まっていくという中で、当然ながら、中小水力、地熱、小規模バイオマスについてもしっかり入れていただきたいということについては、これはエネ庁としてもそういう思いがございます。一方で、これはもう全電源を含めてしっかり自立化というか、効率化を図っていただくということもあわせて必要だと思っております、このバランスだと思っております。

したがって、1つのご提案としては、当初よりも拡大した部分について、少なくとも風力の方とか太陽光の方も競争率3倍で対応されるという中で、少なくともそれ以上の当選率というのは確保すべきではないかというのが、今回の提案の趣旨ということでご理解賜ればと思います。

○荻本座長

ありがとうございました。

若干時間が過ぎておりますけれども、ほかはいかがでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、これで質疑終わりということにさせていただきます。

本日は大変有意義な、それもなかなか深い議論をいただき、ありがとうございます。

九州電力さんからのご説明のあった内容、それからJWPAさんからご説明のあった内容につきましては大きな反対はないというよりもサポートする意見であったというふうに思いますので、その方向でご了解いただいたものと思っております。

東北さんからご説明にありました内容のうち、募集プロセスについては暫定連系対策の方法、事務局から出していただいた新たなスキーム及び今後のスケジュールということについて、もう少し議論を深めていく必要はあるかなというふうに思っております。

ということで、募集プロセスの手続きは進めていただきたいというふうに思います。

並行して、きょう非常になかなか難しい質問もいただいたように思います。あとチキン・アンド・エッグだというようなご指摘もありました。私が思いますに、流通設備の話が絡んでくるので、一点バランスではないということ非常に難しい、技術的にも難しいことをやっているのだと。それもご説明あったように、条件が決まれば、まだ計算できないわけではないのだけれども、まだ条件も決まっていないので計算が非常にやりにくいというのは事実だと思います。

けれども、きょうご指摘いただいた何点かの点について、もしさらに検討が進んで、この場も含めて、より納得感が得られるようなものになるのであれば、そういう検討は進めていただきたいと思えますし、それは可能な範囲でということをお願いしたいと思います。

ということで、何かありますでしょうか。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

ありがとうございます。

本日いろいろご指摘いただきましたが、どのくらい計算とかその辺が可能なのかということも含めまして、ある割り切りとか条件は必要になってくると思いますけれども、持ち帰ってできる限りの検討をさせていただいて、また機会をいただいてご報告させていただきたいというふうに考えてございますので、よろしく願いいたします。

○荻本座長

ありがとうございます。ということで、本日はこれで終了といたします。

次回のワーキンググループの開催時期につきましては、募集プロセスのスケジュールも勘案して決定をしたいと思えます。具体的な日時は別途事務局よりお知らせさせていただきたいと思えます。本日は、どうもありがとうございました。

—了—

お問合せ先

資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課

電話：03-3501-4031

FAX：03-3501-1365