

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15回)

日時 平成30年3月30日(金) 13:30～15:23

場所 経済産業省 本館地下2階 講堂

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対応について [東北電力]

【資料2】 北海道本州間連系設備の今後の活用方法の検討について

(系統WGからの検討要請に対する報告) [広域機関]

【資料3】 系統側蓄電池による風力発電募集の進捗状況について [北海道電力]

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15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、大山委員は都合によりご欠席でございます。また、オブザーバーといたしましては、広域機関、また関係業界からもご参加をいただいております。

続きまして、本日の資料について確認をいたします。お手元、委員の皆様にはiPadでお配りしておりますけれども、配付資料の一覧にありますとおり、議事次第、委員等名簿、座席表、資料1が東北電力の資料、資料2が広域機関の資料、資料3が北海道電力の資料でございます。

以上でございます。

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した。

それでは、本日の議事に入りたいと思います。

プレスの方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、質疑の時間とさせていただきます。そして後半で、電力広域運営推進機関より資料2、北海道電力殿より資料3のご説明をいただいた後、質疑の時間といたします。

それでは、東北電力さんからお願いをいたします。

【資料1】東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの対応について [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対応についてご説明をさせていただきます。

2ページ目をごらんください。本日、準備してございます内容につきましては、下記のとおりでございます。前回の系統ワーキンググループでのいろんなご議論を踏まえまして、具体的な対策についてまとめてまいりました。

あともう1点が、1月末の接続検討の回答につきまして一部不明瞭なところがあり、再回答を先日させていただいておりますので、その内容を簡単にご説明させていただきたいと考えてございます。

3ページ目からご説明をさせていただきます。3ページは目次でございますので、4ページ目のほうをごらんください。

東北北部系統の構成ということで、以前もご説明していると思いますが、弊社の基幹系の多重ループ系の漫画を示してございます。緑で示しているところが、局所的なループ系統と書いてございまして、ある程度、小規模なループ系です。

それから、各変電所の下のほうに、6万Vの系統で放射状系統をつくっているところのイメージを示してございます。

5ページ目をごらんください。こちらに先ほどの基幹ループ系、局所ループ系、それから放射状系統の特徴をまとめてございます。

事故時の様相、3段目あたりをごらんください。基幹ループ系統ですと、従前よりお話しいたしてますとおり、事故時に複数の送電線のほうに潮流が回り込むため、十分に潮流を管理しながら運用する必要があるということで、結構、難易度の高い運用をさせていただいているところでございます。

一番下の欄に、停電時の社会コストを示させていただいております。一番下の囲みにございますような指標を使わせていただきました。基幹ループ系ですと、1県単位、例えば100万kW、3～5時間停電ということで、最大300億円弱の社会的コストとなり、ほかの系統に比べますとかなり大きなコストとなると試算してございます。

6ページ目が、基幹ループ系統での事故時の潮流の回り込みを示したものでございます。

それから、7ページ目をごらんください。7ページ目が局所的なループ系統ということで、こちら事故がありますと潮流の分布は変わりますが、大きな意味では大きく変わらないため、潮流の把握が若干難易度の低いものになっております。

それから8ページ目、こちらが放射状系統でございまして、1回線事故がありますと、他回線

にその分が乗るといった単純な系統といった形で示してございます。

9ページ目からは具体的な暫定連系対策をまとめてございます。10ページ目からご覧ください。

10ページ目と11ページ目になりますが、ここに示しております系統ですと、1回線の設備容量30万kWの送電線に20万kWの発電機が接続されているところでは、1回線事故が起きても潮流は20万kWということで特段問題はございません。ここに追加で16万kWが暫定連系いたしますと、1回線事故時に36万kWで潮流オーバーとなりますので、それに対して何らかの対策をさせていただくことで考えてございます。

その対策として、事故時の電源制御、事故前の電源制御の2つについて今回検討しております。

11ページ目でございますが、こちらは事故時制御ということで、いわゆるN-1電制です。事故時に発電機を遮断しながら容量内におさめるということで、下の四角囲みにございますが、いずれ連系量を増やしたとしても、2回線容量で限定されることとなります。

12ページ目が事故前制御ですが、こちらは事故前に、もし事故があっても過負荷にならないよう事前に抑制しておくことで、発電機の連系には制限がございませんが、常時の運用の中で抑制されているといった状況でございます。

13ページ、14ページ目につきましては、広域機関での電制の運用などの検討状況を参考につけさせていただいております。15ページにつきましても、広域機関さんのほうの潮流状況の説明の漫画を転記させていただいております。

17ページ目をご覧ください。ここからが暫定連系対策の具体的内容です。18ページ目をごらんいただきますと、以前のワーキンググループでも示させていただきました基幹系統の送電線の事故時の潮流の回り込みをポンチ絵で示しております。これに対してN-1電制をどのように適用していくかを、次から説明させていただいております。

19ページ目をご覧ください。N-1電制の概要をまとめてございますが、これを実現するためのシステムということで、系統全体の潮流状況を把握しながら想定事故計算をします。

それにより、自分の残り回線、あるいは他送電線の過負荷状況を把握しながら、事故があった場合の電制量を事前に計算し、事故があった場合には遮断するといった計算をしておきます。それを実現するためには、やはり高速に過負荷を解消させる必要があるため、信頼度の高い高速の通信回線が必要になります。

20ページ目に、システムのイメージを示させていただきました。

中央給電指令所のほうに親局のシステムを開発させていただきまして、そちらのほうで先ほどの演算を行いつつ、事故があった場合に発電機に遮断指令を発信するというところで、右側に書い

てございますとおり、発電所に子局を設置いたしまして、瞬時に遮断機を開放していただくことになります。

21ページ目をごらんいただきますと、そのシステム構成をまとめてございます。

親局については、先ほどご説明した演算を行うということで、これまでの経験から、2系列構成で20億円程度のコストとなると現在考えております。

通信回線については、高速で高信頼の通信回線ということで、1件当たり5,000万円程度ということを見込んでおり、導入には1年程度と想定しております。

それから、子局のほうにも信号を受けて遮断する装置として、2系列2,000万円程度というところで現在考えてございます。

22ページ目をごらんください。N-1電制の課題として記載してございますが、繰り返しくなりませんが、もし過負荷の解消失敗となりますと、大規模停電に至る可能性がありますので、確実に実施する必要があります。そのため、高信頼度のシステムが必要となるということと、再エネ等の多数の電源を対象にするととなりますと複雑な制御にもなりますので、慎重なシステム仕様検討ということが必要になるかと思っております。

それから制御対象者の選定といたしまして、規模の小さい高圧連系等については、例えば電制の対象とはせずに、規模の大きいものだけを対象とするといった方法も考えられますが、そういった場合には、どういった順位でやるのかが課題となります。

それから、事業者間の公平性の問題、それから補償のあり方というのも検討しながら、具体的な対応について今後検討が必要だと考えてございます。

23ページ目をごらんください。こちらのほうは事故前制御の概要でして、システムで演算する内容については、N-1電制とほぼ変わりませんが、常時抑制すべき量を計算しつつ、かつ各発電機のほうに上限指令を出していくところが異なる点でございます。したがって、常時制限を行うということから、余り高速性は要求されません。

太陽光・風力等については、需給面の抑制システムを導入予定でございますので、そちらのほうを活用しながら実現していくことを考えてございます。

24ページ目のほうには、同様に、システムのイメージを示してございまして、中給に置く演算装置で常時演算しながら、各発電機のほうに遮断指令ではなくて、上限指令を出していくという形になります。

25ページをごらんください。こちらのほうにもN-1電制と同様に特徴をまとめております。こちらのほうは、親局はN-1電制とほぼ変わらない費用で考えておりますが、通信回線、子局については、高速性が要求されないですとか、需給面で整備するものを活用できるということで、

若干コストがかからずに実現できると考えてございます。

以上がシステム構成の説明でございます。

27ページ目をごらんください。N-1電制と事故前制御の連系拡大量、キロワットの比較でございますが、冒頭申し上げましたとおり、N-1電制は送電線2回線容量が限界となります。ただ、事故前制御は、連系量としては限界がございませんが、N-1電制のほうにつきましては、連系する場所によって、送電線潮流に効く感度が異なりますので、下の表に書いてございますとおり、連系する場所によって可能量が変わってくることになります。

以上を踏まえまして、29ページ目以降、発生電力量の比較をさせていただきました。

29ページ目に言葉で書いていますので、30ページ目をごらんください。

こちらのほうに、前回のワーキングでお示した連系線活用量をベースに、N-1電制と事故前制御の比較をさせていただきます。

左が太陽光、右側が風力です。青い線がN-1電制ということで、例えば岩手方面に全量がつながりますと100万kWが限界となりますが、そこまではN-1電制は事故がないと抑制されないため、需給上の抑制のみが発生する場合と同じ制御率になります。

一方で、事故前制御のほうは、潮流状況により系統面の抑制がかかりますので、赤い線で示すようにN-1電制を採用したケースよりも制御率が高くなります。こちらのほうの差を黄色い枠のほうに示してございますが、太陽光、風力のほうは年間でキロワット当たり、こちらに示すキロワットアワー程度がN-1と事故前で差が生ずるといったような試算結果となっております。

31ページ目については、どういったときに過負荷が起きやすいのかということで、太陽光と風力が同じような時間に最大出るようなときが一番過負荷が起きやすいのですが、そういう時間は限られておりますので、N-1と事故前に大きな差は余り生じないといったような結果になります。

32ページ目につきましては、N-1電制と事故前制御につきまして、導入コストということで、先ほどご紹介いたしましたシステムコストでいきますと、約6,000万円程度、差が発生いたします。そちらを発生電力量の差で、どの程度で回収できるかというのを試算したものでございまして、太陽光ですと、今回の前提では1年間1,300万円程度、風力のほうでは5,500万円弱ということで、その6,000万円に対して、これを割った年数程度で回収できるのではないかとということで試算をさせていただきます。

以上がN-1電制と事故前制御でございまして、それでは今度は両方を組み合わせたケースについて、次から説明をさせていただきます。

33ページ目には言葉で説明してございますので、34ページ目をごらんください。

こちらにまた太陽光と風力のグラフを示しました。青い線と青い点線が、N-1電制を適用する事業者、要は100万kWまではN-1電制で入り、それ以降については事故前制御ということで連系していただくこととなります。事故前制御の連系によりまして、N-1電制の方々は100万kW以降の連系量では需給面の抑制がだんだん拡大していきます。

一方で、事故前制御で入ってくるの方々につきましては、一部の方々がN-1電制のほうで制御されますので、事故前制御の制御率が、全体が事故前制御の赤い線よりは制御率が下がるといったような結果となりました。当然、N-1電制で入ってくるの方々のほうが制御率は低いんですけども、事故前制御の方々もN-1電制がある分、制御率が下がるといったようなことで、こちらのほうに試算結果を示させていただきました。

それらをまとめますと、35ページ目をごらんいただきますと、いろいろ数値が書いてございますが、太陽光ですと、両方の事業者を合わせると、真ん中の数字を足すと6,800万kWh程度、風力のほうは7億kWh程度の差が発生するということがございます。

以上が発生電力量の比較でございまして、下の四角囲みにございまして、今回の制御見通しの試算につきましては、これまでの系統ワーキンググループでの接続可能量の算定方法をベースとして計算させていただきました。

なお、これまでのワーキングとか、再エネの大量導入研究会等で情報公表等に対する議論が行われておりますので、今後、事業者の予見性を高める情報公開ということについても検討してまいりたいと考えてございます。

37ページが、その他の課題です。N-1電制のほうは遮断することによって、そのときの供給力が失われますので、周波数面の変動も考慮する必要があるということで、下に事故実績を示してございます。かなり少ない件数にはなってございますが、年によっては多い件数もございまして、その辺を含めてどのように周波数変動リスクや過負荷解消失敗時の影響等を評価していくかということも慎重な検討が必要と考えてございます。

以上のまとめが、39ページ、40ページ目になります。

39ページ目はシステム面の取りまとめで、先ほど来申し上げているとおり、コスト差が通信回線とか子局の差で6,000万円程度発生し、開発期間は両方とも3年程度で見込んでおります。

あと40ページ目をごらんいただきますと、発生電力についてはN-1電制のほうが増加しますが、やはり設備過負荷解消失敗時のリスクというものをどう考えるか、また、制御対象者をどのように選定するかといったような課題について、もし採用するとすれば今後検討が必要と考えてございます。

以上が、基幹系統の暫定連系の対策となります。

41ページ目以降が、局所的なループ系統と放射状系統へ適用する対策でございまして、42ページ目以降に書いてございますが、こちらのほうは広域機関での議論もございまして、基本的にN-1電制を適用させていただくことで考えてございます。

43ページ目のほうをごらんください。先ほどの基幹系と違いまして、送電線から直接、過負荷状況が検出できますので、システム構成のほうも先ほどと比べると若干シンプルな形で実現できると考えてございます。

44ページ目に記載してございまして、システムの導入コストにつきましても、親局で数万円程度ということで、基幹系への適用時に比べると安いコストで導入が可能でして、導入期間も1年程度あれば可能と考えてございます。

45ページ目にまとめておりますが、局所ループ、それから放射状系統の方々については、基幹系での制御にプラスし、自分の連系する系統での制御が両方かかるということで現在考えてございまして、両方から信号を受けるようなシステムが必要になるかと考えてございます。

47ページ以降が費用負担についてまとめてございます。

48ページ目をごらんいただきますと、事故前制御につきましては、現在ノンファームのスキームが検討されてございますので、これを今後反映したいと考えてございます。下に書いてあるとおり、基本的には将来ノンファームに使うということで、暫定連系者には負担を求めない方向で考えてございます。

今後、ノンファームのスキームが成立され次第、そちらのほうのフィードバックも考えながら、その適合性を評価して、費用負担について評価いただければと考えてございます。

49ページ目からが、潮流感度を考慮した事故前の電源制御として、前回の系統ワーキンググループでご指摘いただいた点でございまして、51ページ目をごらんください。

ここにグラフがございまして、通常、各エリアの電源に対して一律に制御するものに対して、潮流感度に応じて制御率を変えていくとどうなるかというところでございまして、より感度が大きいところを、より抑制するという考え方でございまして。

その結果が52ページ目でございまして、グラフが4つございまして、右下の風力の例をごらんいただきますと、幾つか色の線がございまして、オレンジ色の線が今回の重みづけといたしまして、感度によって変えた場合の制御率、そこに重なるように点線のグラフがございまして、これが一律でやった場合です。

その差はほとんど見えませんが、1%程度の差しかありませんが、緑の線とか青い線、それがエリアごとですが、より感度の高い秋田方面が6%ほど悪化したり、逆に岩手、青森方面が2~3%とか制御率がよくなるといったようなばらつきが出てくるということでございます。

53ページ目にその数値を示してございますけれども、全体としての制御率の抑制というのは余り大きくない中で、連系するエリアによってその制御率が変わってくるというところで、公平性をどのように考えていくかということが今後の課題かと思っております、まずは一律制御でやらせていただいて、今後の議論によりまして、詳細の制御については検討させていただきたいということで考えてございます。

最後に、暫定連系のまとめでございます。56ページ目をごらんください。

これまでいろいろ比較しながら説明をさせていただきましたが、N-1電制、事故前制御について、いろいろメリット・デメリットはございます。

ただ、N-1電制については、いろんな制御失敗時のリスク等も考えながら、今後どちらがいいのかということをおよび本日のワーキングでもご議論いただきまして、我々のほうでは決まった制御方法で、供給信頼度を落とすことのないように対応してまいりたいと現在のところは考えているところでございます。

以上が暫定連系対策の説明でございます。

それから57ページ目以降が、ちょっと毛色が変わりまして、接続検討再回答のご説明となります。58ページ目に記載してございますが、1月31日に接続検討の回答を全事業者にさせていただきました。

今回、募集要領に基づき回答させていただいたのですが、事業者様に負担いただく金額の幅が余りにも大きかったということで、事業性を判断する上で非常にわかりにくかったということで、ご批判もいただきました。その点につきまして、お詫び申し上げます。そういったことを受けまして、3月26日に再回答という形で、全事業者の方にさせていただきました。

その内容を若干説明させていただきます。59ページ目以降をごらんください。

こちらのほうに例示で示させていただいております、応募容量、連系可能量、それから、例えば風力が10万kWの事業者さんで、一般負担の上限額が2万円、それからハブにつながる最大容量100万kWという例で示してございます。

60ページ目をごらんください。こちらは入札対象工事の負担金となります。左側のグラフで示しますとおり、入札対象工事を按分負担いただく場合については、事業者の容量分を負担いただくということで示してございまして、全額のほうは、1事業者で全額をご負担いただくということで示してございます。

その金額から、一般負担の上限を除いたものを右側の茶色い部分、①、②の数値を示させていただきました。ただ、1事業者負担がかなり高額だったということで、非現実的などころもございましたので、今回は①のみを示させていただくことで、再回答をさせていただきました。

それから61ページ目がハブ変電所でございます。こちらは原則、特定負担でございますが、前回の回答時にはやはり容量按分と、1事業者だけで負担いただく金額を示させていただいたんですが、やはり1事業者だけの負担というのは非現実的なのところがございますので、共有容量を連系容量ベースの大体4分の1にさせていただきまして、それに応じて工事費用を圧縮しながら、⑤の数値で今回改めて回答をさせていただきました。

この場では細かい説明は省かせていただきますが、その回答内容について、58ページに記載がございますが、来週以降、各県、北部4県で説明会をさせていただく予定でございますので、そちらのほうで確認をいただければと思います。

その結果、62ページ目でございますとおり、最大負担額、それから連系可能量レベルのキロワット当たりの単価をこのように見直しましたということで、参考に記載させていただきました。

以上が再回答の内容のご説明でございます。

以上、暫定連系と再回答の説明を終わらせていただきます。

(質疑)

○荻本座長

どうも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。発言される前には順に指名させていただきますので、ネームプレートをお立ていただくようお願いいたします。

馬場委員、お願いします。

○馬場委員

ありがとうございます。前回、指摘があった事項についても非常によく検討していただけたのではないかなというふうに思います。

前半のほうの保護の考え方ということでございますけれども、系統運用の上では、非常に保護というのは重要な、大変大切なところであるというようなことで、検討を非常に慎重に進められていただいている、それは感謝申し上げたいなというふうに思います。保護の考え方というのは、大体、基本的には、局所的な情報を使って、局所的に対応して、どうしようもない場合にはグローバルな情報を使ってやっていくような、そういったような感じかなというふうに思います。

そういったような考え方をすると、今回、局所的な放射状系統とカループ系統とか、比較的局所情報を使ったような保護もされ、それから基幹系についてはグローバルな情報を使った、そういったような保護系が使われるという考え方自身は、僕は妥当な考え方ではないかなというふう

に思います。

その中で、基幹系のほうで、N-1電制と、それから事故前制御という2つの考え方があるということなんですけれども、多分、事故前の電源制御の場合というのは、需給のほうの関係のシステム、プラスアルファでできるようなシステムであるかなというふうに思うんですけれども、N-1電制をやったときには、非常に高速な通信路というものをつくらなきゃいけないと。

ただし、それは、費用は回収できるであろうというような結果をお示しされたわけなんですけれども、これはあくまで暫定運用のときの対応というようなことなので、もし暫定的なそういった対策が不要になった場合、その線路というものが使い道があるのかどうかというようなことをまず1点お伺いしたいのと、それから、N-1電制をやったときに、多分、強引に電源を脱落させるということで、デルタF、周波数の変動というものが多分出てくるであろうと。

そういったときに、本当に周波数が変動して大丈夫なのかどうかというようなことをご検討されたのかどうか、その2点をちょっとお伺いしたいと思います。

よろしく願いいたします。

○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、先生からご指摘いただいたご質問の内容についてお答えいたしますけれども、今回、N-1電制ということも検討してこのように示させていただいたんですが、現在も広域機関のほうで、基幹ループ系に対するN-1電制、あるいはノンファームということで検討いただいていると思います。まずはN-1電制については、基幹系には原則的には適用しない方向かと私どもとしては認識してございまして、今回、暫定連系に例えば適用したとしても、その後の議論次第ではございますけれども、現在のところは暫定連系用のシステムと考えてございますので、その後の議論で変わればそのまま使えるかもしれませんけれども、まずは暫定連系用ということで考えてございます。

それから、N-1電制のときの周波数変動でございますが、先ほど若干ご説明いたしました、37ページ目、38ページ目を参考にござらんといたしますと、広域機関さんのほうでまとめているところもございまして、例えば東北、東京でございますと、現在の周波数の許容変動幅 $\pm 0.2\text{Hz}$ を守るといいますか、その変動内におさめるためには40万kW程度の遮断量ということでございます。その中であれば特段の大きな影響はないものと考えてございまして、やはりそれ以上になりますと、通常言われているような周波数に敏感な製造業、これに対しては当然影響もございまして、それ以上になりますといろんな負荷脱落とか、そういうこともリスクがございまして、やはりそういったN-1の電制ということをお考えますと、常時の $\pm 0.2\text{Hz}$ に抑えられるような電源遮断というもので検討すべきではないかと考えてございます。

○馬場委員

ありがとうございます。ちょっと私もN-1電制、基幹系に入れるというのは不安があるかなと。要するに、今、38ページ目で示されたようなぐらいただったら大丈夫だろうというようなことにはなっているんですけども、最近、PCSの連系の太陽光とかがふえてきて、場合によると、やはり不要解列とか、そういったような現象というのが起きなくも、よく検討されていないと思うんですけども、ちょっとやっぱり不安なところがあって、事故が起こったときにさらに大きな外乱を与えるようなことというのを入れるには、少し慎重に検討されたほうがいいかなと思ひまして、そういった意味では、N-1ではなく事故前でも僕はいいのではないかなというふうに思ひました。

以上です。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

やはり今ご指摘いただいたような、ほかの場でいろいろご検討いただひているかと思ひますが、連鎖脱落といったようなところも十分に考慮しながら、もし適用するとなれば、信頼度を確保できるよひに、我々もとにかく考えながらやっひていかなければならぬと思ひます。できればそういつたところも、不安も払拭できないところがございますので、先生におっしやっひいただひいておひり、事故前で対応させていただひければ一番いいのかなというこひで考えてございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

松村委員。

○松村委員

まず、今回のよひな分析は、本来は最初に出てこなければいけなかつたのではないか。つまり提案があつた時点で、こひあるべきだつたと思ひています。

物わかりのいい人ばかりで、電力会社が、こちらが良ひと提案すれば、そのまま受け入れられるという発想でこの後もしやられたら、到底理解は得られないのではないか。代替案として出てくるとすれば、これぐらひのこひを説明した上でこちらのほうがいいと言っひただかないと今後もし困る。

さらにこの段階で、このまとめ方は、私はかなり不満。馬場委員のコメントにもすごく不満です。最初の段階でこれならいいのですけど、前回の議論でも、ほほ事故前制御をするのはかなりの程度合理的で、やりましようということになつたのだと思ひう。したがって問題の焦点は、N-1電制をそれに加えてやるかどうか。

そうすると、N-1電制よりも事故前の制御のほうがいいなどという議論は、今の段階で意味があるのかは少し考えていただきたい。

つまり、事故前の制御は当然やるとなると、でも事故前の制御でN-1電制がなければ常時30万kWに抑えるのが、N-1電制があれば60万kWに抑えることになる。そうすると、その比較をするべきで、もはやここで最初に示されている二択の問題ではない。

しかし今回、資料としてはそちらも出しているから、両方やったときの効果が大きかったということを出していただいたので、N-1はこの局面では、とりあえず暫定接続としては考えないという結論に関しては妥当だと思いますが、本当にこういうまとめ方でいいのは不満に思っています。

次に、制御が起こる局面は、事前説明でずっと聞いていた説明から、前回急に変わったと思っています。系統全体の容量の関係で抑制がかかる局面と違わずずっと聞いていたのにもかかわらず、精査した結果説明が変わった。

今回の説明のほうが多分正しいと思いますので、その点は受け入れますが、2つの性質が余り変わらないとこれだけはっきり言っていたので、実際にこの例でいうと30に抑えるという抑制をした局面が、夏冬のような需要期ではないことを、事後的に示していただく必要がある。

これはあくまで事前の予想なので、予想と外れることは当然あり得る。それが余りにも外れていると、今回の説明の信憑性がなくなる。制御が具体的にどうなったのかも事後的に、今後のことを考えるためにも必要だと思いますので、ぜひデータを出していただきたい。

あるいは、不需求期でないところに出てきたもの、今回の説明が正しければ例外になると思いますから、出すのもそんなに大した手間ではないと思います。そういうようなものがもし実際の運用で出てきたら、教えていただければと思います。

それから次に再回答に関して、誠実なというか、ほとんどあり得ないようなケースで大きな額を出し、これがひとり歩きするともうファイナンスがつかないというような状況になりかねなかったものを、妥当な範囲に絞って再回答していただいた。より妥当な情報にいただいたことは、とても感謝します。

しかし一方で、もともと余りに妥当性を欠く非現実的な数字を出したこと自体が問題なのかもしれない。私自身、まさか最大負担額が21億円/kWと回答が行くなどということは、全く想定もしていなかった。かといって変なことしているわけではなく、一定のルールに基づいて形式的に計算すればこうなる。でも、21億円/kW出す羽目になることは、ほぼあり得ないわけですね。少なくとも今回のケースでは。

こういうふうに安易に出してしまう前に、今後は少し考えていただいて、この数字がひとり歩

きするかもしれないということも考えていただいて、ぜひ今回の再回答のような回答、今回の回答でも0.1から140万円/kWhは相当大きな範囲になっているわけですが、こういうようなことも、できるだけ合理的な推計をしてこれぐらいというのを出せるようにしていただきたい。

電力会社としては、低目の数字を言っておいて、後から何かあって大きくなったということだとすごく文句を言われるけれども、大き目に言っておいて実際には小さかったということだと文句言われたいということもあるのかもしれないので、大き目の数字を言うことはあり得ると思いますが、この点は、余り大きな数字、しかもそれが合理的な数字ならともかくとして、ほとんどあり得ないような想定に基づいた大きな数字が出てくると、本当に事業計画とか困ってしまうことは今後も認識していただきたい。役所のほうでも、ぜひそういうようなことがもしあったとすれば、適切に話し合っ、今後も回答が合理的なものがなされるように調整することもお願いいたします。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

今ほど幾つかコメントをいただきまして、まずお答えすべきだろうというところを、ちょっとお答えさせていただきたいと思います。

まず資料といいますか、暫定連系の検討、今回の検討結果のようなものは、もっと最初から出すべきではないかといったようなご指摘をいただいたかと思いますが、そこはおっしゃるとおりでございますけれども、なかなか、言いわけがましいのですけれども、連系可能量や入札対象の検討をメインでやっていたというところもございまして、本日、ご指摘を受けながら、今回のような後出しのような形で暫定連系の評価をさせていただいたというところでございます。その辺についてはお詫びを申し上げたいと思います。

あと、取りまとめ方ということでしたけれども、いろいろご説明はさせていただきましたが、最終的には私どもとしては、N-1電制は絶対できませんといったような形ではなくて、こういった課題はありますといったような形にはさせていただいておりまして、今回のご議論を踏まえて、より良い制御方法というのを対応していきたいと考えているところです。

ただ、やはり、馬場先生におっしゃっていただいたような系統事故時のいろんな影響、そういったところの不安というのは若干払拭できないといったようなところがあるといったところでございます。

それから、高需要期と低需要期のお話がございました。その件を分けた形で制御率をまとめて

いなかったところは申しわけないんですけども、需給面であれ、系統面であれ、需給面のほうは当然、低需要期に抑制がかかりやすいと。

系統面につきましても、負荷が軽くて、太陽光とか風力がたくさん出ているときというのが、どうしても潮流が重くなる傾向になりますので、どちらかといえば低需要期のほうに抑制がかかりやすいという方向になるというふうに考えてございます。もし可能であれば、ちょっと具体的な、低需要期、高需要期を分けた数字も検討させていただきたいと考えてございます。

それから再回答についてでございます。そちらのほうも、先ほど申し上げたんですが、今回が余りにも大規模な工事費ということもございまして、通常の募集プロセスですと、数件の事業者の方々が、例えばトランスの増設ですとか、1つの送電線の増強といったようなところでございますので、按分した形と、1事業者が全額負担した形ということで、そんなに非現実的な数字にはならない負担額でございますが、今回、余りにも高額だったということと、我々もその辺まで配慮がいかなかったということで、単純なルールのもとに示させていただいたということで、事業者様のほうには、事業性の判断というのがつきかねるということで大変ご迷惑をかけたところかと思えます。

今回見直した結果で、先生におっしゃっていただいたとおり、若干、前よりは低目の数字になってございますので、実際、工事をやると、それよりも上回るリスクというのも当然出てまいりますので、その辺については、今後、説明会でも十分説明させていただきながら、事業者様にご理解をいただきたいというふうに考えてございますし、お示した工事費から上昇した場合で、例えば辞退した場合には、最初の保証金の取り扱いとか、その辺も考慮させていただきたいということで現在考えているところです。

いずれ今後、説明会等で丁寧に対応させていただきたいと思っておりますので、ご理解をお願いしたいと思えます。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

松村委員、よろしいですか、今のご回答で。

私、勘違いかもしれないんですけども、松村委員のご質問の中に、事後的な検証というのが2番目の話題にあったと思いますが、その回答が。

○松村委員

もっと詳しいのを出せと言ったつもりではなかった。この後、実際に起こったことを教えてくれというつもりでした。現時点でもっと詳しい情報を、例えば2期に分けて出せ、と言ったつも

りではなかった。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

私の捉え方が悪くて申しわけございません。事後検証についてもしっかりとやらせていただきたいと思います。

○荻本座長

というご指摘だったと思います。

ほか、いかがでしょうか。

それでは佐藤オブザーバー、お願いします。

○佐藤オブザーバー

すみません、ループ系統にN-1電制を適用するとか、放射状系統に適用するかという話ですけど、5スライド目の説明ぶりに若干違和感があるので、私どもの考え方を説明させていただきたいと思います。

何が言いたいかということ、14スライド目で、参考で、広域機関でやった整理状況というのがあるんですが、どういうことを言いたいかということ、つまりN-1電制をするときというのは、何と比較するかということ、何らかの設備を増設するよりも、増設をしないでN-1電制をするという、そのことと比較するわけですね。

そうすると当然のことながら、N-1電制をやって、非常に複雑な基幹系統にN-1電制をすると、山田部長が何度もご説明されたように、それは非常に複雑なループ系統のところだったら、この14ページにも書かせていただきましたように、馬場先生がおっしゃったような系統事故なんかを避けるために非常にシステム構築コストが高くなると。

そうするとそれはすごく高くなっちゃうから、そんなのをやるんだったら、誰が考えたってちょっとした増設をしたほうがいいから、N-1電制をしないだけということなんで。そうすると、迷っちゃうときが、例えば増設するときの1億円ぐらいと、N-1電制をするとき、ちょっと安くて8,000万円とか、9,000万円というとき、初めてそのとき、5ページの停電時の社会コストも考えようというふうになるんじゃないですか。

だから、圧倒的にN-1電制のほうが増設より安かったら、それは放射状系統だろうが、基幹系統で停電が少なそうな単純なシステムでいいんだったらそっちを選んで、それで放射状系統だってあるかもしれませんが、そのシステム構築コストというのが、増設をするよりも全然高かったら、それはもう当然誰が考えたってN-1電制を選ばないというふうになるんじゃないかというふうに思います。

あと、先ほど馬場先生と山田部長とのやりとりの間で、こういう容量システムをつくった後っ

て将来的にどうなるんですかというあれがあったと思うんですけど、これこそまさに、なぜ暫定と書いてあるかという、大送電線をつくっているわけですから、できてしまったら、当然、全く要らなくなるのではないかと思うんですけど、そういうことですよ。

○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。事務局長がおっしゃるとおりだと思います。なぜN-1電制を使うかといえば、当然、増強コストよりも安ければというところが大きな判断材料だと認識してございますし、基幹ループ系に適用するとすれば、基幹系統の大規模増強よりもコストメリットがあるというところを判断すれば、適用する価値はあるというところが一つあると思います。

それに加えて、定性的にはなりますけれども、失敗時の系統への影響とか、そういったところも比較検討しながら、やる、やらないというものは対応していくべきというふうには考えてございます。

あと、先ほどおっしゃった大きな基幹系統の増強は、今回、募集プロセスでやる予定でございますので、当然それが増強されればN-1電制というのは不要になりますので、今回のシステムは、まず不要というふうには考えてございます。

ただ一方で、全体的なループ系に対してどういうふうにしていくのかということも、まだ議論というのが若干あるかという認識もございまして、先ほどのような回答をさせていただいたというところでございます。

よろしく申し上げます。

○荻本座長

ありがとうございます。

佐藤オブザーバー、よろしいですか。ありがとうございました。

それでは鈴木オブザーバー、お願いします。

○鈴木オブザーバー

風力発電協会の者ですが、今回の説明は前回の事故前制御に加えて、一応検討して、N-1の電制のメリットの比較で、メリット・デメリットの比較をしていただきました。ありがとうございました。

それで、協会のほうから3つほど要望というか、この募集プロセスを進めるに当たっての要望がありますので、お願いしたいと思っています。

まず、35ページでしたか、ご説明にもあったように情報公開の話がありました。前回のたしか大量導入ネットワーク小委員会の中でも、いわゆるシミュレーション、事業者側として、事業性のシミュレーションをするのに必要なデータとして、154kVの系統のぶら下がっている電源、あ

るいは設備の中長期計画とか、それから系統構成、潮流状況といったものをデータ開示していただくということを、まずお願いしたいということでございます。

当然、事業者のほうとしては、それを勘案しながら、全体で、できる、できないというところも若干検討しますので、その系統につないだ場合の事業採算性の部分を、評価、判断するのに、さらに時間が若干、二、三カ月程度必要なものですから、できれば入札までの時間、スケジュールとして、情報公開をいただいてから二、三カ月の期間はいただきたいなというお願いでございます。それが2番目でございます。

それから3番目は、先ほどの59ページに、接続負担額の一般負担分の割合の、例えばということで、陸上風力の場合の記載がございました。たしかこれも前回の再エネ・ネットワーク小委員会の中では、一応、一般負担の比率に関しては、電源収入にかかわらず一律にする方向で示されていたかと思います。ぜひ、今回の募集プロセスから適用を検討いただけないだろうかというお願いでございます。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

私のほうから答えさせていただいてよろしいですか。まず1点目、情報公開の話にまずお答えさせていただきますと、事業性の判断というふうにおっしゃっていただいておりますので、我々としても、例えば上位2電圧の潮流についてはもう公表させていただいているかと思っておりますので、差し当たっては15万Vの潮流ですとか、その辺については公表は可能なものとしては考えてございます。

ただ今後、今おっしゃっていただきましたけれども、どういった情報がまず具体的に必要なのかということとか、粒度と言いますか、タイミング、それからどういったインターバルでとか、そういったところもあると思っておりますので、その辺、広域機関さん、あるいは電事連とも協議をさせていただいて、できる限り協力はさせていただきたいと考えてございます。

それから一般負担の上限については、エネ庁さん、ぜひお願いできればと思うんですけども。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

一般負担の上限でございますが、ご指摘いただいたように、先日の再エネ・ネットワーク小委のほうで、一般負担の上限を全電源共通にするということについて、事務局から提示をさせていただき、そのときの委員長の取りまとめとしては、一定の方向性というものが議論されたんでは

ないかというようなものだったと記憶をしております。

ただし、どの時点で適用を始めるかということは今後の議論だと思っています。恐らく、この北東北の募集プロセスがどうかというよりは、客観的な要件として、いつから適用するかという議論かと思っておりますので、ご指摘とご要望も踏まえて今後の検討の中でしっかり考えていきたいというふうに思います。

○荻本座長

よろしいでしょうか。

スケジュールのお話はなかったですか。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

先ほどの情報公開のところで、あわせてご説明すればよかったかも知れませんが、これから入札がどういったスケジュールで行くかというのはまだ決まっていない段階かと思っております。そういったところできるだけ事業者様のほうでご検討できるような時間を設けられるように、できる限りはご協力をさせていただきたいと考えてございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

今、2つ立っていますけれども、今の議論と関係ある方から。

じゃ、岩船委員、関係するということで。

○岩船委員

ありがとうございます。今の件なんですけれども、風力発電協会さんとしては、スケジュールをおくらせても、情報公開、そしてその一般負担の話も、かなり決着するのはだいぶ先のような気もするんですけど、参加される事業者さんの総意として、おくれてもそちらを決着させるほうがほうがいいというお考えなのか、そこを確認させていただいてよろしいですか。この募集プロセス自体、結構、後ろ倒しになるような気がするんですけど。

○鈴木オブザーバー

風力発電協会の中の主要な事業者さんのヒアリング等はいたしまして、かつ全体的に中身のところの、もちろん計画のほうの熟度の問題は別として、我々が事業性を検討する上での情報がまず足りないですよねというのは共通の認識でまだありまして、その上で、やはりやる上で、事業性を確かなものにするためには、もう少しおくらせていただきたいというのが共通の意見でございます。

ですから、どのぐらいの時間がかかるかということに多分なるかもしれませんが、今の時点から言いますと、情報公開していただきながら、やりとりは若干あると思っておりますので、その後に、

我々、事業者側のほうとして検討できる期間を、先ほどご協力いただけるという話もありましたが、最低3カ月ぐらいはいただきたいなど、そういうのは共通の認識でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

曳野室長。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

ちょっとすみません、若干、第三者的な立場ということで申し上げますけれども、私どもエネ庁自身は、募集プロセスを主催していない立場でございますが、全体をちょっと見させていただいてということで申し上げますけれども、風力発電協会さんからは、かねてから全体のプロセスを遅らせるほうがむしろ適当ではないかという話をいただいているところでございます。他方、きょうご参加いただいている、例えば水力や地熱の事業者さんからは、一刻も早く進めてほしいというようなお話もいただいているところでございます。

したがって、風力事業者さんのお立場だけを取り入れて、遅らせていいのかということ。また、東北電力さんとしてはこれまで一定のスケジュールを提示されているので、風力事業者さんからの要望があれば、それでいいですねということで、判断してしまって果たしているのかということ。こういったことは、よくよく考える必要があるのではないかとこのように考えております。

それから、もしその情報公開から二、三カ月ということで、それを行う場合には、どのような情報公開がなされてから二、三カ月かということを決めないといけないと思っております。

例えば、具体的にエネ庁の審議会でもこれまで12万系まで落としますとか、6万系の情報までを提示をしましょうというような具体的なことを議論いただいているんですが、情報公開がされてから3カ月ということになりますと、どの情報が公開されてから3カ月なのか。もし仮に何か新しい情報が公開されても足りないもので、さらにこれも出して、これも出してということが追加で要求され、全ての事業者さんが納得してから3カ月ということになりますと、恐らく風力以外の事業者さんからすると、時間がかかりすぎ、ちょっと待ってくださいという話にもなりかねないとも思いますので、もしその情報公開が必要だということだと、まず具体的に何の情報が出てから3カ月以内ということを業界でしっかり統一していただくほうが有益なのではないかというふうに、私は今、話を伺ってきて感じた次第でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

協会さん、何かございますか。

○鈴木オブザーバー

今、エネ庁さんからのほうからのお話のところはよく理解しております、当然、おおむね連系できるところが6万Vぐらい以上のところで、たしか再エネ・ネットワーク小委員会のほうでも66kV以上のところの情報の公開をということで、かつその中で連系するところでの、中で動いている電流の潮流の情報と、それからその周辺にぶら下がる今後の廃止になる電源であったり、新設である電源であったりというのが、目先のところですけど、連系募集プロセスがあって、進めるに当たって検討に入っているものがあれば、そういう情報をいただきたいというお願いでございませぬ。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

すみませぬ、私自身が経緯を正確に承知していないとすれば申しわけないんですけども、昨年来、どのような具体的に情報が必要かということ、事業者の方々にいろいろお話をさせていただきませぬ。これはエネ庁としてもお聞きませぬし、一般送配電事業者さんにおいてもお聞きされてきたと思ひませぬ。

そのときに具体的に66kV以上の情報と、それから電源に関するこの情報がないと投資判断ができないというところまで、当時はお話をいただいていたような気もしております。また、前回、別な場でもありましたけれども、電源の情報については、競争情報との関係で相当の調整が必要だという議論があったというふうには理解しております。

もしそうなりますと、半年なり1年、全体を遅らせるという話をおっしゃっているのと割と等しいような気もしますし、また、半年前に議論されていたことに対して、今、追加的にお話をいただいているような気もするのですが、ちょっとそのあたりをどういうふうには理解すればいいのか補足いただけるとありがたいんですけども。

○鈴木オブザーバー

すみませぬ、ちょっと私の言い方が間違っていたかもしれませぬ。154kV以上のネットワーク小委員会で検討された内容です、基本的に。あと、66kVというのは変圧器のほうのジーボ線のほうの話でございませぬ、それはもう従前の議論された内容の情報でございませぬ。

○荻本座長

ありがとうございました。

太陽光発電協会さんは関連する内容ですか、違ひませぬか。

では、松村委員。

○松村委員

もし情報が必要ということだとすると、何のためかの情報かという問題もある。

どれぐらい抑制されるのかに関する情報というのが足りないということかもしれない。あるいはこれからコネクト・アンド・マネージが入ってくるときに、ひょっとしたら、今、手を挙げないで、他の人に負担してもらった後で接続したほうが得なのではないかとの懸念を払拭する情報なのかもしれない。後者に関しては、コストを払った人、コストを払って増強してもらって、その結果として別の人もつなげるようになったということになったときに、コストを払った人が不利にならないような制度設計をすることが一番大事なことだろうと思います。

実際にコストを負担させられたんだけど、待てばよかったなどということに決してならないような制度設計を、我々もするつもりだし、エネ庁も当然そういうことを考えていると思います。それでもなおその意味での様子見での時間稼ぎをしたいということであれば、やはり国全体の利益には反するのではないか。ただでさえ建設が遅れていることに対して批判がある中で、これ以上遅らせてもいいのかは考える必要がある。

別の点です。先ほど広域機関から発言があったので、やめようと思っていたのですが、一言申し上げます。広域機関から出た資料も説明しておいたほうがいいと思って、余計なことですが発言します。馬場委員からも、このN-1電制があると周波数が急に下がる、電源を無理矢理とめるわけですから、その懸念はないのかというような文脈で、その点については広域機関でも検討されていると言われて、実際に資料が出ている。例えば東北、あるいは東京電力管内だったら40万という数字が出ているわけです。

しかし、この数字は、普通の人がこの数字だけ見ると、この広域機関の資料だけ見ると、とても不安に思うのではないか。電源がとめられるということですよ。ただで考えているのはN-1のトラブルなわけですよ。電源自体の大きさでは、40万などというのをはるかに超えるような、その2倍をはるかに超えるような電源だつて入っている。それがとまる事故は、N-1の事故。

そうすると、40万kW以上とまると大変だとすると、そんな大きな電源が入っている系統で大丈夫かということを普通の人には心配にならないかと懸念しています。

それに関しては、ここでは40万kWまでは基本的に必ずやると言っているわけで、ここまでは基本的に心配ないと言っているだけで、これ以上になると安定供給を損ねるので無理だと言っているわけではない。40万を超えるものはやらない、できないと言っているわけじゃない。そういう意味を持つ数字に過ぎない。あのやりとりを聞いて、この数字を見ると、不安に思う人がいるんじゃないかと思って、そういう意味の数字であることを確認したい。広域機関の資料を見ればちゃんとそう書いてある。これなら東北電力管内は馬場委員指摘したリスクは当然考えているからこのような極めて低い数字がでていますが、40万kW以上だと危ないからやらないと書いてあるので

はないのだということを確認するために一応発言させていただきました。

以上です。

○荻本座長

質問ではなくて、コメントということで。

○松村委員

間違っていたら、訂正してください。

○荻本座長

ありがとうございます。

佐藤オブザーバー、いかがですか。よろしいですか。

それでは増川さん、お願いします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川です。ありがとうございます。今のお話と直接関係のある話ではないんですけども、ちょっとお願いが1点ございまして、まず本日はこの募集プロセスの暫定連系の対策ではございますけれども、系統制約の解消に向けて、対策が着実に進みつつあるなどというのは、我々も非常にありがたいと思っております。それがまず1点。

2点目、お願いは、今回の募集プロセスなり、暫定連系に限らず、今、想定潮流の合理化とか、N-1電制の検討を進めつつあるとは思うんですけども、我々事業者からしますと、どのようなスケジュールで、東北電力さんのエリアでどういう検討が進んでいくのかというのは全く想像もできないので、その辺のスケジュール感とか、どのエリアがどういうふうに進んでいくかというのを、もちろん募集プロセスが動いているところもあるので簡単ではないと思うんですけども、そういうのをいずれかの機会でお示しいただけると大変ありがたいなど。もちろんこれは東北電力さんに限った話ではないと思っていますけれども、いかがでしょうか。

○荻本座長

すみません、ちゃんと聞こえなくて。何のスケジュールですか。

○増川オブザーバー

想定潮流の合理化並びにN-1電制に関しては、東北電力さんを初め、各電力さんが検討を今進めつつあると理解していますけれども、その辺のどういうスケジュールで、どういうふうに進んでいくかというのが、もちろんできるところから順次やっていくということで方針が出されていますので、それで進められるとは思うんですけども、我々事業者は、いつごろどういうふうにあくのかとか、全く将来が見えないので、その辺の状況が、全体のスケジュール感とか、全体をどうやっていくかというのがもしあれば、わかった段階で教えていただけると大変ありがたい

ということですけど。

○荻本座長

今、議論している募集プロセス、かつ東北さんの話を聞かれているのか、その外側の話を聞かれているのか。

○増川オブザーバー

その外側も含めてです。

○荻本座長

含めてというのは両方だと。

○増川オブザーバー

はい。もちろん募集プロセスは今こういうスケジュールで進んでいくんだと思うんですけども、これも含めて全体的な系統制約の解消に向けた取り組みがどう進んでいくのかというのが。

これと直接関係ない話で申しわけないんですけども。

○荻本座長

恐らくその全体の話は、この場の話題ではないかなと。並行して進んでいるネットワーク小委とか、そういうところの世界に関係すると思うんですが、そうではないですか。

○増川オブザーバー

わかりました。もしこの系統ワーキンググループでもお示ししていただけるとありがたいなと思ったんです。

○荻本座長

恐らくちょっと範囲の外であろうと思います。

○増川オブザーバー

わかりました。

○荻本座長

この募集プロセスとの関連という意味ではいかがでしょうか。

○東北電力・山田電力システム部技術担当部長

そこは、今、座長からおっしゃっていただいた全体的な話はそのようなお話かと思いますが、今回の募集プロセスに限った話でまいりますと、今回、暫定連系対策をご説明させていただきましたので、今後の入札スケジュールとかが示されていくかと思いますが。そういった中で、優先連系希望者の落札が決まって、その後どういったスケジュールで、今、暫定連系対策の開発期間が3年とかを示させていただきましたけれども、具体的にどのようにやっていくのかというのを詳細設計しながら対応させていただくということになるかと思っております。

○荻本座長

よろしいでしょうか。ありがとうございました。

ほかいかが。どうぞ、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

東北電力さんの資料の62ページに関して、確認というか、質問なんですけれども……その前に、先ほど松村委員からご指摘いただいた話で、エネ庁としてもちゃんとフォローすべきじゃないかということでありましたけれども、私どもとしても反省点ではございますが、1月31日の回答の時点で、エネ庁としてこの回答内容を事前に十分精査していたのかと言われると、答えはノーでございます、それがしっかりやっていないということに対する反省はございます。

非常に幅が大きいのではないかなというようなご指摘も、エネ庁としてもちょっとそういうお話をいただきまして、確認をしましたところ、相当改善の余地はあるんじゃないかというふうに考えたところでございます。その後、東北電力さんにおいて、わかりやすい情報提供に向けて見直しがなされて、今週、回答がなされたという理解でございます。

その上で、ちょっと2点確認でありますけれども、62ページの中で、一番大きな最大負担額は140万円/kWになっていて、これだけ見ると、その回答をいただいた方は、なお不当に高い請求書が来ているというふうに恐らく受け取る可能性がもちろんあるわけですが、これは例えば私、この案件が具体的にどうなっているかわかりませんが、一般論で言えば、そういう非常に高い回答が出ている方は、基幹送電線から遠かったり、送電線の立場から見て、立地条件が悪いから非常に高くなっているということによろしいかという確認が1点です。

それから、6.1万円というのが出ているのは、要は、今回の募集というのは350～450万kWということですので、実際に接続がされるであろう3分の1とか4分の1の人の実際の負担額を見ると、キロワット一番安い人が1,000円から6万1,000円ぐらいの幅で、単純に中間にすると、加重平均がどうなっているかわかりませんが、3万円になりますけど、そういう1,000円から6万1,000円の幅で、もちろん今回入札になりますので入れかえもあると思いますけれども、そういう幅でおさまっているという意味でこの数字があって、当然、3分の2の方からすると、非常に高い数字が出ている方も多数いらっしゃるかとは思いますが、実際に接続される方、もしくは高くてもいいよという方の中では、この幅におさまっているという理解でいいかと、これが確認の2点目です。

もう1点が、すみません、下の※1のところ、工事内容が変更となり、負担額がふえる可能性があるとはありますが、これは一方的にふえることが当然ではなくて、場合によっては減ることもあり得るということによろしいかと、以上ちょっと確認でございます。

○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。まず1点目の140万円と、いまだに高額な事業者さんもおられますけれども、やはりおっしゃっていただいたとおり、電源線とか、基幹系からかなり遠いところに接続される、ハブ変電所まで非常に遠いところに接続されるという方々について、電源線が大きく効いているところもございますので、そういった方々が高いキロワット単価になっているというところと言えるかと思います。

あと2番目なんですけれども、それにつきましては、我々としては単純に今回のキロワット単価について、安いほうからずっと数えていって、大体350万kWになるのが大体23%ぐらいのところございましたので、そのあたりの方々のキロワット単価ということで、本当に単純に示させていただいたというところがございます。

あと※1については、本当におっしゃったとおりでございます、入札の結果、優先連系希望者の数、ハブ変電所につながる事業所の数によっては、工事費が小さくなるということも当然想定されますし、逆に上がるということも想定されますので、そこはふえるだけではなくて、下がることもあり得るということでご説明をさせていただきたいと思います。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

本件いかがでしょうか。ほかにご意見、ご質問ある方はお願いいたします。

よろしいでしょうか。

それでは、次にまいりたいと思います。

電力広域的運営推進機関より資料2、北海道電力より資料3のご説明をお願いいたします。その後、質疑の時間といたします。

【資料2】北海道本州間連系設備の今後の活用方法の検討について

(系統WGからの検討要請に対する報告) [広域機関]

○佐藤オブザーバー

それでは、資料2でご説明させていただきます。スライド3を見ていただけますでしょうか。

系統ワーキンググループからの検討要請内容ということで、前回というか、13回で、2つ目の四角のところのご報告をしたのですが、考え方はかなり共通の部分であるんですが、今回検討いたしましたのは、読み上げますと、平成31年に北本が30万kW増強されますが、それを踏まえつつ、短周期変動対策としての平常時AFC調整額の幅の拡大の可能性と、連系線の今後の活用のあり

方について、広域機関及び北海道電力における検討が必要ではないかという検討依頼を受けまして、私どもとして考えたというものでございます。

5スライド目に飛んでいただきまして、短周期変動、これの定義といたしましては、本検討におきましては、数分から20分未満の変動とさせていただければと思いますが、その短周期変動対策として連系線を活用し、確実に期待する場合は、調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することが必要ではないかと考えております。

そうなりますと、第13回の検討でも申し上げましたが、マージンを設定した分、電力取引上の経済的損失、その分、より値差の部分というのが出てまいりますから、経済的損失が発生するということの留意が必要ですので、このロスと、マージンを設定して短周期変動対策ができるということのプラス面をどう考えるかということでございます。

ちょっと飛びまして、スライド7を見ていただきますと、今、短周期変動ということで、サイト蓄電池でございますとか、こういったものに費用かかっておりますし、そもそも再生可能エネルギーの設備を入れるときの障害となっておりますものを、短周期変動の調整というのを連系線をして送ると、より入ることも期待できますし、サイト蓄電池の量をまず一義的に減らせるといったこともございます。

こういったプラスと、今申し上げましたような経済的損失をどのように考えるかということが課題ということでございます。

それと、広域機関に期待された技術的検討ということで、非常に大きなものが9ページに書いてありまして、この調整力のエリア外調達のためのマージンを設定した上で、短周期変動対策として連系線を活用する場合、現状では以下の2つの方策が候補となっております。

1つ目は、平常時AFC変動幅を拡大し、平常時のAFCを活用するというもの、もう一つは、短周期広域周波数調整機能を活用していくということでございます。

この両方を考えると、AFCの改修が不要ということになりますので、短周期変動対策としては、連系線を活用する場合は、短周期広域周波数調整機能を活用する方法が望ましいというのが私どもの結論でございます。

下の※2に書いてございますが、短周期広域周波数調整機能は広域機関のシステムに具備する機能でございます。実現の容易さとかコストを考えると、候補②にさせていただければというのが私どもの技術的な検討の結果ということでございます。

それと、第13回の検討会でも示させていただきましたが、スライド11ページ、経済的損失額、追加マージンをすることによって、それだけ経済的損失が、取引量が減るということでも出るわけでございますが、この増強前だと4.876億円、約4.9億円と、増強後で約3.1億円、年にマイナス

が出てしまうということのプラスをどう考えるかということでもあります。

13ページに最終的なまとめを書かせていただきました。

肝心なところは赤字になっていますが、連系線の活用を短周期変動対策として確実に期待するためには、やはりマージンを設定することが必要。

今、申しましたように、AFCの改修が不要であることから、短周期変動対策として連系線を活用する場合は、短周期広域調整周波数調整機能を活用する方法が望ましいということでございます。

ただ、その場合は、またこれも今申しましたように、経済的取引を一部犠牲にするということでありまして、増強前だと4.9億円、増強後で約3.1億円の経済的な損失というのも出てくることでございます。当然、これは一つのモデルでつくっておりますので、電源構成とか燃料費、需要が変化すれば、当然のことながらロス、経済的損失も変わってくることは当然でございます。

そうすると、その政策判断を今後していただきたいということになりますと、これも第13回でほぼ同じようなことを申し上げましたが、電力取引上の経済的損失と当該スキームを導入すれば、北海道エリアと比較して豊富な他エリアの調整力の有効活用、サイト蓄電池の容量の低減、北海道エリアの風力拡大のメリットということをどう考えるか、この比較考慮を、国において他の選択肢との組み合わせ、費用効果等をご検討いただければということでも私どものご報告にさせていただきたいと思っております。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、続けてお願いいたします。

【資料3】系統側蓄電池による風力発電募集の進捗状況について [北海道電力]

○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。それでは、系統側蓄電池による風力発電募集の進捗状況についてご報告します。

パワーポイントをめくっていただきまして、2ページ目になります。

こちらについては、以前にごらんいただいているものですが、弊社としては、平成29年3月28日に、系統側の蓄電募集プロセスの募集概要を公表させていただいております。

至近の動きとしましては、今月1日に募集要項案を公表させていただいておりまして、22日を締め切りにしておりましてけれども、意見募集を行っております。引き続き、これをもとに募

集要項を確定させていただいて、説明会を開くべく準備を進めているところでございます。並行しまして、蓄電池の容量低減に向けた検討、それから設置費用の低減に向けた検討を進めているところでございます。

それから、3ページ目をごらんいただきたいと思います。

こちらも以前お示ししたものでございます。おさらいの形になりますが、募集量としては合計で100万kW、Ⅰ期として60万kW、Ⅱ期として40万kW。

スケジュールとしましては、2022年度に系統側の蓄電池を設置することとして、まずⅠ期として60万kWの連系対応を進めてまいるというところでございまして、40万kWについては、Ⅰ期の導入状況を踏まえて検証した上で、詳細を検討した上で進めるということになってございます。

それから4ページ目になります。こちらについては、Ⅰ期蓄電池のプロセスに関するこれまでの対応のうち、ポイントとなる点を書かせていただいております。

1つ目としては、この募集の実施案件の決定に当たっては、広域機関様の電源接続案件募集プロセスと同様に、入札を基本とした募集プロセスということで実施いたします。

2つ目としまして、これまで系統側蓄電池を対象とした募集プロセスの実施例がございませんので、資源エネルギー庁様や広域機関様に協力をいただきながら、公平性、透明性を確保した募集要項案を作成しておりまして、先ほど申したとおり今月公表をさせていただいたところでございます。この案については、22日に意見募集を終了しておりまして、後ほどパワーポイントの資料で概要をご説明いたします。

3つ目でございますけれども、意見募集でいただいた意見を踏まえまして、募集要項そのものの確定に向けて、今、作業をしている段階でございます。今後、確定、そしてそれを公表して、事業者様向けの説明会をさせていただいてということで、スケジュールを進めさせていただくというところでございます。

それから4つ目でございますが、この募集プロセスにおける応募者の発電容量、それから事業実施地点などの状況を踏まえまして、改めて詳細な系統側蓄電池の容量、制御方法、電池の調達方法などの検討を行って、2022年の運転開始に向けて検討を進めてまいるというところでございます。

5つ目、このプロセスと並行しまして実施する予定でした系統増強に関するプロセスにつきましては、事業者様からの開始申し込みがありませんでしたので、実施しないということで整理してございます。

5ページ目については、これまでの状況と今後のスケジュールの概略をお示しさせていただいております。

6 ページ目については、蓄電池に係る費用についてご説明をしております。

上の1丸目のところに書いてございます、①から⑤というところを示しておりますが、具体的に蓄電池に係る費用として5項目を整理してございます。

①番目としましては、蓄電池本体の調達、設置費用、②番目としては、電池そのものを系統に連系するための変圧器だとか、そういったものの設備の調達、それに関する費用、③番目、20年間を予定している運用期間中の電池に関する保守、運用の費用、こういったものが入ります。④番目、運用期間後の撤去工事費用、それに加えて⑤番目、電池自身については充放電を繰り返しますので、ロスが出ますので、その損失に係る費用というものが費用として挙げられるということでございます。

このうち⑤番目の充放電の損失に係る費用につきましては、蓄電池の運用状況、それからその時々の電力市場単価等によって変わっていきますので、入札対象費用には含めずに、①から④番目の項目の費用を整理してございます。

表の上段に書いてあります①から④の合計費用は、現時点というところではございますが、全体で260億円程度ということで想定してございます。そのうち一般負担が5%、13億となりますけれども、これを除いた分、247億円が入札対象の費用と考えてございます。

この表の下側でございます。先ほど言いました⑤番目の充放電損失の費用につきましては、シミュレーションから想定した充放電の電力量を費用換算しまして、20年間合計しまして86億円というふうに想定してございます。同じくこちらについても、一般負担を除いた82億円が事業者様の負担として事後精算させていただくという考えでございます。

また、①から⑤以外に、蓄電池の故障などで追加的費用が発生する可能性がございますが、メーカー保証により対応することを原則として考えておりまして、天変地異だとか、その他不可抗力による故障など、メーカー保証対象外となる場合については、弊社に故意あるいは重大な過失責任がある場合を除きまして、一般負担を除いた分を契約する事業者さんにご負担いただくということで考えてございます。

次のスライド、7ページでございますが、こちらについては第10回の再エネ制度改革小委の資料を抜粋したものでございます。負担の考え方について整理されたものでございます。

めくっていただきまして、8ページのスライドでございます。

こちらについては、I期の蓄電池プロセスは来年の1月に完了をする予定でスケジュールリングしてございます。プロセス成立に向けた取り組みというようなところを紹介しているものでございます。

まず、I期の対象案件については、昨年の9月の第11回の系統ワーキンググループにおいて、

53件、合計78万kWというふうにご報告させていただきましたが、その後の意思確認によって、現在のところ49件、70万kWとなっている状況でございます。

また、今後、募集説明会を経て、最終的な応募受付をすることになりますが、応募の総量が60万を超える場合は全量の連系ができませんので、入札を実施して案件を選定させていただくということになります。

一方、その下のところに書いてございますが、応募の総量が60万以下の場合については、全案件が蓄電池を使用できるということで、案件の選定が不要でありますので入札は実施しないという方向であります。

応募の総量に応じて蓄電池容量を縮小して、蓄電池に係る費用については一律の単価で事業者様にご負担いただくということで考えてございます。なお、応募総量が60万kWを超えた場合は入札を実施しますので、入札容量が60万以下となった場合は、入札負担金単価に基づく費用をご負担いただくという流れでございます。

それから9ページになります。先ほどお話をさせていただきました3月1日から3月22日の期間で募集要綱案を公表させていただいて、意見募集をさせていただきました。

この中で50件ほどのご意見をいただいております、全てのお問い合わせへの回答を公表することを考えてございますし、回答内容を踏まえて募集要綱を確定してまいりたいと考えているところでもあります。

主な意見として、本当に雑駁ではございますが、5つほど列記をさせていただきました。

蓄電池の種類のご質問がありましたけれども、今現在、種類を決めるということではなくて、競争入札によって調達することでコスト低減に努めてまいりたいと考えております。

11ページにつきましては、系統蓄電池のプロセス案件、全て指定ルール案件であり、この資料に書いてございますとおり、Ⅰ期の蓄電池プロセス風力60万、それからⅡ期のプロセス風力40万が系統連系した場合の指定ルール案件の出力制限見通しというところをお示ししてございます。

こちらについては、これまでも系統ワーキンググループの中でお示した条件、それからその後、風力、太陽光とも連系申し込みいただいておりますので、そういうものが入った場合の出力制御時間、出力制御率というものをお示しているということでございまして、こちら募集要項案の中にお示しているというところでございます。

12ページにつきましては、第12回の系統ワーキンググループでお示したものでございまして、下げ代面の出力制御見通しの算定条件を再掲しているものでございます。

13ページにつきましては、この系統ワーキンググループの中でご意見をいただいております潮流調整の一律調整につきまして、現在、検討している内容を説明させていただいている資料に

なっております。

設備容量を超過する可能性がある送変電設備の潮流を常時監視しまして、空き容量の不足の期間に、連系優先順位が下位の発電設備から順次停止をすることにより、設備増強をせずに連系をいただくというのが潮流調整システムということで、系統増強の工事の代替案のかわりとして、弊社ではもう既に5系統で導入しているものでございます。

この13ページに書かせていただいているのは、I期募集プロセスにおいて、西滝川、西小樽、室蘭・伊達、南早来という系統に導入する本システムは、系統増強が工事期間を長く要するというのもございまして平成34年までの連系が不可能な場合に限定して、系統増強工事の代替として適用するというものでございます。

この関係で、系統ワーキンググループでご指摘をいただいた分については、後着のものから順にとめていくということ、前の系統ワーキンググループでご説明しておりましたが、事業者様の公平性や納得感という面では、後から来たものをとめるというわけにはいかないということになりますし、今回の募集については、I期募集についてはタイムスタンプが一緒になりますので、それをどのように公平感を持って制御をするのかというところで、以前はこれを抽選も含めて決めたいというお話をさせていただきました。

ただし、先ほど言った公平性や納得感を考えますと、一律の潮流制御を行う方向で行けないかを、今、検討しているというところでございます。

14ページにつきましては、I期プロセスの案件につきまして、13件、約5万kWの意思表示がありました、中ほどに書いてあります西滝川というところの系統につきまして、現地点で案件の選定が必要となる可能性があるという状況になっておりまして、この西滝川の系統の例について、次のスライド、15ページで内容を説明させていただきます。

15ページにつきましては、系統側の蓄電池による風力発電募集において、西滝川系統には14件、6.8万kWのお申し込みがあり、接続検討の結果の回答後、13件の4.6万kWの案件からI期応募の意思表示を受領しているところでございます。

西滝川の系統は既に空き容量がゼロということになってございますので、連系には潮流調整システムが必要となるということになりますが、13件4.6万kWの全案件が連系する場合には、潮流調整システムの動作時間を、年間1,000時間程度と想定しております。

タイムスタンプが異なる全案件を一律制御の対象とする場合は、後着案件の連系により、先着案件の制御機会が増加してしまいまして、先着案件への制御見通しの提示が困難になることとか、先着案件の事業性が低下していくという懸念があることから、現時点ではこういったタイムスタンプが同一である場合に限定して、一律制御が導入できないかを検討しているところでござ

います。

16ページにつきましては、従来方式と一律の制御方式についての利害得失を書いております。

こちらについては大きなところでいきますと、3つ目の枠になりましょうか、発電所側の制御につきましては、従来方式につきましては、出力停止の制御は単純なシステムですけれども、一律制御につきましては、弊社のほうから信号を出して1%刻みで送信しまして、発電所側の出力を段階的に制御する必要があるって、従来方式に比べると複雑なシステムになるということ、イコール費用が大きくかかるなど、それぞれ利害得失はありますけれども、全体を考えると、一律制御の一律調整というところの採用は可能であると考えてございます。

17ページにつきましては、この一律制御を実現するために、少しでも事業者様の負担を軽くするための対応はできないかというところで、システムのイメージを書かせていただいております。

図の中の右の黄色い部分が、新規連系線のFIT発電設備でございます。潮流調整の有無にかかわらず、下げ代抑制用の制御装置として、青色で書いているシステムが標準的に実装されます。これは、下げ代の関係で実装することになってございます。

この仕組みをうまく利用して、潮流、一律制御を導入しようというもので、弊社の中央給電指令所のほうから発電所に対して出力上限値を常時送信するという仕組みになっておりますので、通常は100%送信し、下げ代対応に応じて1%刻みで発電出力を抑制するというシステムが入ることになります。

この青色のシステムに加えて、今回、赤色のシステムを新たに追加して、中給内の新制御システムにて従来の調整システムが対応していた設備容量超過を判定して、必要に応じて青色の標準システムを介して潮流調整を実現するものです。

こういったことをすることによって、事業者様の負担を最小限にとどめることができますので、こういったところを取り組んで導入できないか検討を進めているところでございます。18ページのスライド、最後のスライドになりますけれども、この新制御システムの内容、演算方法につきましては、簡単な流れをここに記載しております。

いずれにしても事業者様の負担を少しでも減らして、連系を可能にすることをしっかり検討してまいりたいと思っておりますのでございます。

私どものほうからは以上でございます。

(質疑)

○荻本座長

ありがとうございました。

2件のご説明がございました。よろしければ、まずは広域機関さんのご説明に関しまして、ご質問、ご意見等ありましたらお願いをいたします。

岩船委員、どうぞ。

○岩船委員

ありがとうございました。私からは質問が1点ございまして、13ページの最後、検討結果をまとめていただいたものがあるんですけども、上から4つ目のポツで、北海道エリア外に期待する短周期調整力を1万kWふやすごとに、増強費用というのが計算されているということですけども、最終的に、今後、これに対して一番下にあるような、例えば蓄電池との組み合わせですとか、ほかの調整力の調達の方法と比較するというような、そういったことも、今後、広域さんのほうで検討されるおつもりなのか。

この結果と、北海道さんの今の系統蓄電池の議論と、どういうふうに具体的にリンクされるのかというのを伺いたい。

○佐藤オブザーバー

私どもで技術的なやつとか、材料みたいなものは提供できるだけ提供させていただきたいと思うんですけど、例えば最後の北海道エリアの風力導入拡大の政策的意味みたいなところは、国なり審議会等でご判断いただくのかなということかなと思っています。

○岩船委員

ほかの調整力との比較とか、そういうあたりはどういうふうに。例えば蓄電池だったらこままで下げなくてはいけないとか、そのあたり。

○佐藤オブザーバー

すみません。というのは技術的なところで、他エリアの調整力がどれくらいかかるかというのは入れたつもりであります。

○荻本座長

よろしいですか。

ちょっと関連しますと、他の選択肢と書いていただいているのは、例えばどんな話を想定して書かれていますか。

○佐藤オブザーバー

これをやる、やらないかというようなことであります。いろんな選択肢の中で、例えばこれを出したということですので、非常に重い意味を持って「他の選択肢」と書いたという意味ではありません。

○荻本座長

これは、こういう選択肢もあるじゃないかという話が出たら、一部はOCCOさんでも検討いただけると、そういう理解ですね。はい、わかりました。ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

よろしいでしょうか。

それでは、最後の北海道さんの資料にまいりたいと思います。北海道電力さんのご説明につきまして、ご質問、ご意見等をお願いいたします。

岩船委員、どうぞ。

○岩船委員

ありがとうございます。最後のほうの潮流調整のオペレーションなんですけれども、下げ代不足対応の設備をご活用いただけるということで、非常に合理的ですばらしいご検討だなと思いましたので、ぜひ今後もお進めいただきたいと思います。

あともう一つ、今回、費用が出たと思うんですが、247億円というような入札対象費用が示されたわけです。8ページのほうに、応募容量60万kWというのがありまして、大体これをカバーするのに十分な金額なのかどうかについて、大体のご見当がついていれば教えていただけないかなと思います。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

先ほど、最後の下げ代のシステムを使ってということは今後検討してまいりたいと思います。

それから2点目の蓄電池にかかわる費用に関して、今回、具体的なところを提示させていただいたのは初めてになります。この蓄電池についても、今ご指摘いただいたとおり、これから容量も決まり、それから仕様も決まりということで、額が確定するのはこれからということになっていきます。

ただ、蓄電池の費用で想定しているものについては、今現在、国の目標レベルである蓄電池の目標額、キロワット当たりの単価とも出ておりますので、それに基づいて60万kW、それをベースにして、あとは保守費用を想定してスライド6のほうに書かせていただいている費用を出させていただいております。

単価を載せてございます。例えば入札対象費用については、キロワット当たり4.1万円、それからその下のその他費用については1.4万円程度と示させていただいておりますけれども、こちらについては、今言った想定額の費用を60万kWで割ったもので目安としてお示ししているところでございます。こちらについても、仕様を決めて額を確定、少しでも費用を安くする方向で検討していきたいと考えてございます。

よろしいでしょうか。

○岩船委員

すみません、蓄電池のキロワットアワー当たりの単価としては、例えば政府の見通しの2020年とかそのあたりを意識された数字ということでしょうか。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

はい、いろいろ、蓄電池の単価目標が平場で出ておりますので、私どもとしてはそれをベースに数値を出させていただいたということで、もっと言えば市場価格で出しているものではございませんで、これからコストが下がっていくということを見込んだ目標値をベースにお示しし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した。

ほか、いかがでしょうか。

それでは、佐藤オブザーバー。

○佐藤オブザーバー

北海道電力さんに質問なんですけど、今の岩船先生のお話と関係あるので単純な質問ですけど、この想定している蓄電池はどういう電池ですか。NAS電池とか、リチウムイオンとか、何を想定されていらっしゃるのか。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

今のところ想定している電池の種類というのはございません。あくまでも先ほどお話をさせていただいたとおり、前提としている蓄電池そのものの単価については、目標レベルというのが示されています。国として目標レベルが一定方向示されているので、そういったものをベースに弾いてございます。

あとは、その他の費用等については、私どものほうで計算をしているものがございます、そのベースになっているのは、私ども南早来でレドックスフローの電池がございまして、そういったものの実績を見ながら費用を積み上げているというところでございます。

○荻本座長

よろしいでしょうか。

○佐藤オブザーバー

例えばリチウムイオンとかだと、何か異常なまでに積み上げたら何万ってなると思うんですけども、そうすると、何かサイトの場所とかそういうので、そもそもそういうのができない電池があつたりしたらどうするのかなとかいうのは、総合的に今後考えられるということなんですかね。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

すみません、できない電池というのは、どのような。

○佐藤オブザーバー

要するに、北海道広いんでしょうけれども、例えば物すごく場所が必要で、ボリューミーになってしまって、とても置けないようなことはないのかなとか、そういうような話ですね。

あと、NAS電池だとずっと温めておかないといけませんので、そのための設備をつくるのがとてもあり得ないようなところのサイトを考えているとか、そういうことだと、決まっていないといってもおのずから決まってくるような気もしなくもなくて、お伺いしたということですね。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

具体的にどこに電池を置くかということ自体も、まだ検討を進めなければ明確になりませんが、今、国内の電池というか、国外も含めて電池の種類はいろいろ出ておりますし、電池の規模、大きさについてもある程度把握しておりますので、電池の容量でいきますと、9万kW、4時間容量ですので、十分置ける用地は確保できると考えてございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

ほか、いかがでしょうか。

北海道電力さんの説明がうまかったので、全く質問が出ないという状態に陥ってしまいました。が、よろしいでしょうか。

はい、それでは、ご質問、ご意見等ないようです。

これをもちまして閉会はしたいと思いますが、事務局から何かございますか。

きょうは何となく後半がするっと終わってしまいました。どうもご議論ありがとうございました。

恐らく、OCCTOさん、それから北海道電力さんの募集プロセスについては、まさにご了解いただいたというようなところに到着したんだろうと思います。

東北北部募集プロセスについては、暫定連系対策の方法を入札前に整理する事項の基本的な考えについては、いろいろまさにご審議をいただいております。本ワーキンググループでの審議を踏まえて、東北電力におきましては、基幹ループ系統への暫定連系対策として、N-1電制を適用するかどうかという検討も含めて入札に向けた具体的な準備を進めていただきたい。できましたところで、またご報告をいただければというふうに希望をいたします。

次回のワーキンググループの希望時期につきましては、事務局より別途お知らせをしたいと思います。

これもちまして、本日のワーキンググループを閉会させていただきます。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