

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エネルギー小委員会/
電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会
系統ワーキンググループ(第35回)
議事録

日時 令和3年12月15日(水) 17:00~19:30

場所 オンライン開催

資料

- 【資料1-1】 経済的出力制御（オンライン代理制御）の運用および2022年度出力制御見直しについて [東北電力ネットワーク]
- 【資料1-2】 経済的出力制御の運用および2022年度出力制御見直しについて [北海道電力ネットワーク]
- 【資料1-3】 経済的出力制御の運用および2022年度出力制御見直しについて [四国電力送配電]
- 【資料1-4】 経済的出力制御の運用および2022年度出力制御見直しについて [沖縄電力]
- 【資料1-5】 経済的出力制御の運用および2022年度出力制御見直しについて [九州電力送配電]
- 【資料2】 経済的出力制御（オンライン代理制御）について [事務局]
- 【資料3】 再エネ出力制御の低減に向けた取組の基本的方向性（案）について [事務局]
- 【資料4】 北海道における再エネ導入に向けた調整力制約への対応 [事務局]
- 【資料5】 風力発電の導入拡大に向けた実証試験の実施状況について [北海道電力ネットワーク]
- 【参考資料】 2022年度再エネ出力制御見直しについて

1. 開会

○小川電力基盤整備課長

それでは、定刻になりましたので、ただ今より総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会、それから、新エネルギー小委員会の下の第35回の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してありがとうございます。本日のワーキンググループもオンラインでの開催とさせていただきます。委員の先生方におかれましては、可能であれば、いつものとおりワーキンググループ中はビデオをオンの状態でご審議いただ

きますようお願いいたします。また、ご発言のとき以外はマイクをミュートの状態にしていただきますようお願いいたします。ご発言されたいときはミュートを解除の上で、ご自身の手を挙げて声を掛けていただければと思います。

本日はオブザーバーとして関係業界からもご参加いただいております。

この後は議事に入りまして、議事の進行につきましては荻本座長をお願いいたします。

2. 議題

○荻本座長

それでは、始めさせていただきます。

本日は、三つの議題が予定されております。一つの議題ごとに質疑を行う予定でございます。

初めに、一つ目の議題、出力制御の短期見通し、運用方法についてということで、各再エネ出力制御が生じる蓋然（がいぜん）性が高いと見込まれるエリアの5社から出力制御の見通し、およびその運用方法について説明をお願いいたします。

まず、東北電力ネットワークから資料1-1に基づき説明をお願いいたします。

【資料1-1】経済的出力制御（オンライン代理制御）の運用および2022年度出力制御見通しについて〔東北電力ネットワーク〕

○阿部オブザーバー

東北電力ネットワークの阿部でございます。聞こえますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

○阿部オブザーバー

それでは、本日、説明の機会をいただきましてありがとうございます。弊社から、オンライン代理制御の運用および2022年度出力制御見通しについてご説明をさせていただきます。

最初が、再エネ出力制御の運用方法の見直しでございます。

3ページ目をお開きください。ここでは、運用方法見直しの経緯を整理してございます。東北エリアでは、出力制御システムの準備、また、事業者さまのPCSの切り替え、情報連絡訓練などの準備を実施しまして、確実に出力制御を実施できるよう準備を進めてございます。

そのような中で、事業者さま間の公平性と出力制御量の低減の両立ということを目指しまして、再エネ大量導入小委の中間整理におきましてオンライン代理制御の導入の方針が示され、また、本システムワーキングにおいて2022年早期に開始するということをお示しいただきました。これを受けまして、弊社でも2022年度からこの運用を開始するため運用方法を見直すことといたします。

4 ページ目をお開きください。ここでは、太陽光発電の出力制御区分を整理してごさいませけれども、今回は赤い点線で囲んでいる部分、10 キロワット～500 キロワットのオフラインの太陽光発電を制御対象に加えます。また、弊社の場合、オフラインの大規模事業者さまが多いので、制御量が不足しないように、水色の 500 キロワット以上のオフライン事業者さまは従来どおりオフライン制御を実施いたしまして、それ以外のピンクの部分全体で代理制御を実施するというにしたいと考えてごさいませ。

ページをめくりまして5 ページは、ルール別の件数内訳なので説明は割愛して、6 ページを説明させていただきます。ここからが実際の運用方法の説明でごさいませ。

まず、現行の運用方法でごさいませますが、前日段階では、平均誤差相当の部分までオフライン制御に優先して制御量を割り付けいたします。その上で、平均誤差を超えた分については、当日の需給状況に応じてバランスを見直しながらオンライン制御で必要な分だけを制御するということとなります。

7 ページをお開きください。見直し後の運用方法でごさいませ。ここでは、オフライン制御の制御量の配分について整理してごさいませ。前日、オフライン制御に割り当てた制御量を、オフライン事業者の中でオフライン本来制御の水色の部分とオフライン代理制御の黄緑の部分に設備比率で配分いたしまして、前日時点では水色のオフライン本来制御の部分だけに指令を送信いたします。その上で、オフライン代理制御につきましては、当日の需給バランスを見ながら、オフライン本来への出力制御量を上回る場合に、必要な制御を実施するというにしたいと考えてごさいませ。

8 ページをお開きください。8 ページには、当日の制御イメージを整理してごさいませ。当日は、必要となる追加制御量に対して、オンラインの設備量と、オフライン代理制御の設備量、この比率で制御量を配分いたします。ここでは予測誤差が平均誤差を下回ったイメージ図としてごさいませますが、仮に、予測誤差が平均誤差を上回った場合についても同じように設備比率で代理制御と本来制御の配分を決めるということとなります。この点については共通ということでごさいませ。

次に、9 ページをお開きください。ここでは、オフライン事業者間の公平性について整理をしてごさいませ。黒丸の部分が前回までの制御、そして赤い丸、これが今回新しく制御する分というものを表しております。ここでは分かりやすくするために、オフライン本来制御とオフライン代理制御の設備比率が2対1と仮定した場合の考え方をお示ししてごさいませ。

本来制御と代理制御では制御頻度が均等になるように制御量を配分いたしますが、代理制御分は当日の需給バランスによりまして、左から3番目の図のように、当日制御をキャンセルする場合がございます。このため、短期的にはグループAとIのように2回の回数差が発生する可能性はありますが、次回の制御時にキャンセルしたIのグループを優先的に制御を配分することでトータルとしての回数差を縮小するように努めてまいります。

10 ページ目、お開きください。こちらではオンライン事業者間の公平性というものを整

理してございます。ここでは4回の制御を例に本来制御と代理制御の分担をお示ししてございます。左上、1回目のところでは、本来制御と代理制御の分をオンライン制御とオフライン代理制御の設備比率で配分いたします。右上、2回目のところでは、まだ制御していないオンライン7のグループから本来分と代理制御を配分いたします。同様に、3回目、4回目も配分いたしていきますが、この仮定でオンラインの3、4グループのように本来制御に偏ってしまい、短期的には2回以上の回数差が発生する可能性もございます。実際の精算では本来制御、代理制御の区別なく計算するために、この回数差で事業者さまが不公平になるものではありませんし、長期的には制御回数が極力均等になるように調整してまいりたいと考えてございます。

11 ページ目をお開きください。ここではルールに基づく出力制御スケジュールを整理してございます。かいつまんで関係するところだけ説明しますが、オフライン本来制御の事業者さまへの制御指示は前日17時に実施いたします。これに対して、オンライン本来制御および代理制御の事業者さまには、前日17時にホームページでお知らせした上で、実需給の2時間前の需給状況に基づき必要な量だけ出力制御情報を配信するというような形にしてございます。

次に、13 ページ目をお開きください。ここからが2022年度の短期出力制御見通しの算定結果を記載してございます。全体の前提条件については記載のとおりですが、基本的に前年の再エネの出力実績に設備の増加率を掛ける形で2022年の再エネの出力を想定してございます。需要は過去1年の実績、あと、調整火力は補修計画を反映した上で必要最小限の台数としてございます。地域間連系線につきましては、北海道エリアの需給状況もかなり厳しいことが想定されますので、東北・東京間の連系線、北本連系線とも南向きに100%が流れるということを想定して検討結果を表に記載してございます。

現在のルールを上段の方に記載してございますが、下の表に現在のルール区分での出力制御見通しを記載してございますが、オフライン事業者さまが0.66%、オンラインの事業者さまが0.01%、トータル0.3%の制御率になると考えてございます。

これに対しまして、全ての事業者さまがオンライン化に対応していただいたものと仮定した場合の制御見通しを下段の方に示してございます。この場合に全ての制御対象事業者さまが0.09%となりまして、現状ルールで制御するよりもおよそ0.26%だけ出力制御量が減少することになります。

ここに示したとおり、再エネ事業者の皆様がオンライン制御装置の整備、これにご協力していただくことで、かなり出力制御量の低減につながると考えてございますので、われわれ一般送配電事業者としても丁寧な説明に努めてまいります。事業者さまのご理解とご協力についてもぜひお願いしたいと考えてございます。

14 ページ目をお開きください。こちら、2022年度の短期見通しの算定結果ということで5月ゴールデンウィークの需給バランスの想定をお示ししてございます。需要と再エネ出力が昨年レベルで推移した場合という仮定になりますけれども、今のところ再エネの出力

制御が 115 万キロワット程度必要になる可能性があると考えてございます。

あと、15 ページには、参考までに昨年のゴールデンウィークの需給バランス、あと、16 ページには、東北エリアの再エネの導入状況をお示ししてございますが、説明は割愛させていただきます。

私からの説明は以上になります。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

続きまして、北海道電力ネットワークから、資料。

○事務局

北海道電力さん、こちらの事務局の回線を通じて説明させていただきます。よろしくお願
いします。

○荻本座長

それでは、1 - 2 の説明をお願いします。

【資料 1 - 2】経済的出力制御の運用および 2022 年度出力制御見通しについて [北海道電
力ネットワーク]

○事務局

説明をお願いします。

○米岡オブザーバー

北海道電力ネットワークの米岡でございます。本日、弊社の回線がうまくつがらなく、大
変ご迷惑を掛けて申し訳ございません。

それでは、北海道エリアにおける経済的出力制御の運用および 2022 年度の再エネ出力制
御見通しについてご説明させていただきます。

経済的出力制御の運用については、東北電力ネットワークの皆様からご説明にありまし
た運用方法と同様でございますので、要点のみ、かいつまんで簡単にご説明させていただきます。

まず、4 ページをご覧ください。太陽光の出力制御区分について、10 キロ以上 500 キロ
ワット未満の事業者を新たに制御出力の対象とし、そのうちオフライン事業者については
代理制御の対象とします。

次、6 ページをご覧ください。見直し後の運用方法については、前日に出力制御量を設備
容量比率でオフライン本来とオフライン代理に案分し、オフライン本来へは出力制御をこ
の段階で指示し、オフライン代理については、当日の需給状況を見ながら必要に応じてオン
ラインが代理制御します。

8 ページ、9 ページにつきましては、事業者間の公平性について記載してございます。

10 ページに具体的なスケジュールを記載してございます。

次に、本代理制御を考慮した 2022 年度出力制御見通しについてご説明いたします。

12 ページをご覧ください。北海道エリアにおいては、2021 年 11 月末時点で再エネ出力制御の実績はございませんが、ゴールデンウィークなど軽負荷期において電力需要の減少と、晴天による太陽光発電の高稼働などの条件が重なった場合、再エネ出力制御の可能性あることを本年 4 月に公表いたしました。このため、2022 年度の再エネ出力制御の可能性について試算しました。

13 ページをご覧ください。2022 年度下げ代最過酷断面である 5 月昼間帯の需給バランスでございます。最過酷断面でも連系線をフルに活用できれば再エネ出力制御を回避できる見通しでございますが、連系線の状況によっては出力制御が必要となる可能性がございます。

14 ページをご覧ください。2022 年度の再エネ出力制御見通しについて、8,760 時間のシミュレーションを実施しました。出力制御率および制御量につきましては、連系線活用量 100%で出力制御なし、50%で旧ルールのオフラインが 1.08%、144 万キロワットアワー、旧ルールオンラインおよび、無制限無補償ルールは出力制御なしとなります。また、エリア全体がオンライン化した場合も全ての事業者さまが出力制御なしとなります。

私からの説明は以上になります。ありがとうございました。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、四国電力送配電から資料 1 - 3 の説明をお願いします。

【資料 1 - 3】経済的出力制御の運用および 2022 年度出力制御見通しについて [四国電力送配電]

○長谷川オブザーバー

四国電力です。聞こえますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

○長谷川オブザーバー

それでは、四国より説明いたします。

まず、オンライン代理制御の運用については、4 スライドをお願いいたします。出力制御区分につきましては、当社におきましてもこの表の赤枠のところを新たに出力制御の対象といたします。

5 スライド以降につきましては、東北様、北海道様と同様の内容でございますので説明は省略させていただきます。

制御方法につきましては 1 点、11 ページをお願いいたします。出力制御対象者の選定方法につきましては、これまで四国ではグループ単位の制御としておりましたが、今回オンライン代理制御導入に伴うシステム改修に併せて、再エネ出力制御をよりきめ細やかに実施するため、事業者単位での選定に変更いたします。下の表を見ていただきますと、太陽光、

風力と各ルールごとにグループがありますが、これをこれまで真ん中のA1からW2のように、1グループ当たり約5万キロワットのグループ制御をしておりましたが、システム改修後は一番右端のように事業者単位で制御するというので、よりきめ細やかにするというふうに改修いたします。

続きまして、出力制御見通しですが、13ページをお願いいたします。四国エリアの太陽光の接続量は、本年9月末で300万キロワットを超過しておりまして、今後も引き続き増加が見込まれております。一方、軽負荷期の四国の需要は、平日の昼間帯で320万キロワット、休日の昼間帯で220万キロワットでありまして、出水状況や他エリアの連系線活用状況によりましては、再エネの出力制御が必要となる可能性があると考えております。下の表にバランスを示しておりますが、これが22年5月の需給バランスで、左側が平水時、右が豊水時となっております。需要につきましては、222万キロワットとしております。ここで原子力、火力とありますが、水力の平水が27万キロワットで、豊水が75万キロワットとなっております。太陽光を見ていただきますと、257万キロワットということで需要を超過している状態であります。これに揚水、連系線活用等を考慮いたしまして、平水であれば連系線活用を231万キロワット行えれば再エネ出力制御はゼロとなりますが、豊水時点となりますと、連系線を最大の260万キロワット活用いたしましても余剰が出るということで、再エネ出力制御19万キロワットが発生する見込みとなっております。

なお、連系線活用量につきまして、欄外に少し細かく書いておりますが、下げ代不足時の連系線活用量につきましては、中国・四国間連系線の145万キロワット、これは以前ご説明いたしました短時間熱容量の拡大後の値でございます。これに関西・四国間連系線の140万キロワットを合わせて最大285万キロワットとなります。ただし、来春は中国・四国間連系線の一部ケーブル張り替えがありまして1回線が長期間停止するというので、中国・四国間連系線の運用容量は熱容量の120万キロワットとなりますので、最大活用量は260万キロワットとなります。

なお、連系線活用量のうち、連系線断のときの周波数維持のための電制電源分を除く再エネの送電可能量は、連系線活用量285万キロワット時は180万キロワット、260万キロワットでは165万キロワットとなります。

続きまして、14ページをお願いいたします。再エネ出力制御見通しですが、連系線を最大限活用するケース100%と、他エリアの受電余力の低下により最大限活用できないケース50%を算定しております。この米印1ですが、50%の根拠ではありますが、四国エリアは需要に対して連系線運用容量が大きく、連系線活用量による影響が大きいことから、2021年ゴールデンウィークの送電実績、これが90万キロワットでございましたので、先ほどの連系線活用量258万のうちの180万の半分ということで50%を想定してございます。

結果といたしましては、22年度の見込み、活用量100%のときは全設備で見ますと0.01%ということで1日となっております。50%のときが1.1%で5,388万キロワットアワーとなっております。エリア全体をオンライン化した場合につきましては、100%時は制御なし、

50%時は0.3%ということで、オンライン化が進むことによりまして抑制量はかなり減るといふこととなります。

四国からの説明は以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、沖縄電力から資料1－4の説明をお願いいたします。

【資料1－4】経済的出力制御の運用および2022年度出力制御見通しについて[沖縄電力]

○山里オブザーバー

沖縄電力の山里でございます。聞こえますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

○山里オブザーバー

弊社のオンライン代理制御の運用方法および2022年度の出力制御の見通しについてご説明させていただきます。

2ページから4ページにつきましては、各社さまと同様でございますので、割愛させていただきます。

5ページをお願いいたします。弊社の志向するオンライン代理制御の運用方法についてご説明いたします。

まず、沖縄本島の出力制御区分を見ていただきますと、緑色で示しております10キロワット以上500キロワット未満のオフラインが非常に多く、青色の500キロワット以上のオフラインや、オレンジ色のオンラインが少ない設備構成となっております。オンライン代理制御の運用に当たりまして、青と緑の制御機会の公平性を確保するため、オンライン先取りによる運用が有効と考えてございます。

また、弊社は連系線がないこともあり、前日想定最大の誤差以上の上振れに対してもあらかじめ一定量のオンラインを確保しておく必要がございます。具体的には、当日キャンセル可能な事業者、表では青のところ2件、1.9万キロワットに相当する量をオレンジのオンラインで確保いたします。

6ページをお願いいたします。弊社のオンライン代理制御の特徴についてご説明いたします。左下の凡例ですが、米印に示すとおり、オフラインについては当日にキャンセルできる事業者を①、できない事業者を②としております。また、オンラインについては、オフライン①に相当する量をオンライン②として、それを除いた量をオンライン①として分けております。図の前日の部分を見ていただきますと、赤の矢印で示した前日の想定制御量に対して、制御量は右側のオフライン①とオンライン①へ優先的に配分しまして、不足分につきましてはオフライン②へ配分いたします。当日になりますと、制御量が前日想定以下の場合、右から2番目の棒グラフになりますが、オフライン①をキャンセルしましてオフライン②

の前日指示量と、オンライン①、②の必要量を用いて制御をいたします。制御量が前日想定以上の場合、これは一番右側の棒グラフになりますが、オフライン①、②の前日の指示量と、オンライン①、②の必要量を用いまして制御を行います。

7ページをお願いいたします。続きまして、オンラインの制御量の配分方法について説明いたします。

図の右側の赤枠で囲まれている部分ですが、オンライン制御量は基本的には緑のオフライン代理へ割り当てを行います。ただし、緑のオフライン代理の制御回数が、青のオフライン本来の回数よりも多くなる場合は、設備比率で案分しましてオレンジのオンライン本来へも割り当てを行います。

8ページをお願いいたします。制御量の割り当てイメージについて、8ページを開けていますでしょうか。

○荻本座長

はい。

○山里オブザーバー

制御量の割り当てイメージについて具体的な数値を例に説明いたします。

前提条件として、ルールごとの制御可能量は右下の凡例に記載しております。また、制御発生日数および必要制御量については黒色の表となります。1日目が1万キロワット、3日目が5万キロワットなどとなっております。この黒色の表の必要制御量をオンラインへ割り当てますと、右側のオレンジの表になります。また、オレンジのオンラインの割り当てが制御量を超える場合には、右側の青のオフラインへ割り当てることとなります。ここでオレンジのオンラインで割り当てた一部について、当日の上振れ対応のためオフライン①への差し替えを行います。

9ページをお願いいたします。

実際の運用方法と事業者間の公平性の考え方について説明いたします。算定の条件として、左上の表に先ほどのオレンジのオンラインと、青のオフラインの必要制御量、右上に1事業者当たりの出力を示してございます。青のオフラインは3日目に1万キロワット、10日目に3万キロワットの制御が発生しており、制御した事業者数は右上の表のとおり、3日目は3事業者、10日目は8事業者となります。オンラインの制御実績につきましては、左下のオレンジの表となります。オンラインの制御分は、基本的には緑のオフライン代理へ割り当てを行います。制御7日目時点を見ても、緑のオフライン代理と青のオフライン本来の差が2回発生しているため、8日以降はオレンジのオンライン本来へも設備比率で案分し、割り当てることで回数差低減を図ります。オンライン本来への割り当てるタイミングにつきましては、柔軟に対応していく予定でございます。このように、各ルールにおける1事業者当たりの制御回数が年度を通して公平となるよう運用してまいります。

11ページをお願いいたします。沖縄の離島におけるオンライン代理制御の取り扱いにつきましては、久米島と与那国島などにオンライン発電設備がないことから、当面の間はオン

ライン代理制御の対象外としまして、オンライン発電設備の導入拡大等の状況を踏まえつつ検討してまいります。

12 ページお願いいたします。沖縄本島における 2022 年度の実出力制御の見通しでございます。算定の結果、制御回数として年間 10 回の制御となっております。また、制御対象設備における制御率は 0.3%となります。オンライン化のケースでは、制御回数は年間 2 回、制御率は 0.07%となります。

13 ページお願いいたします。このスライドは、次年度の見通し算定において、再エネ出力制御量が最大となった日の需給バランスを示してございます。

弊社からの報告は以上となります。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、九州電力送配電から資料 1 - 5 の説明をお願いいたします。

【資料 1 - 5】経済的出力制御の運用および 2022 年度出力制御見通しについて [九州電力送配電]

○井筒オブザーバー

九州送配電の井筒です。聞こえますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

○井筒オブザーバー

九州からは、再エネ出力制御量を最大限抑制するための具体的なオンライン代理制御の運用方法をポイントに説明いたします。

スライドの 3 をご覧ください。これまで整理されているオンライン代理制御の概要を記載しております。スライド 4 をご覧ください。水色でハッチングしております旧ルールオフラインの 500 キロワット以上、ここがポイントでございまして、ここにつきましてはオンラインのみで必要制御量を確保できない場合は、引き続き実制御を行うと整理されております。将来的には、オンラインの増加に合わせてオンラインのみで出力制御を志向するというふうに整理をされております。

スライド 6 をご覧ください。この場合、課題が主に 2 点ございます。1 点目は、オフライン事業者は前日 17 時に出力制御の指令を行いますけれども、当日、太陽光の出力が下振れした場合でも出力制御の解除ができません。いわば過制御してしまうという課題がございます。2 点目は、オフライン制御は、事業者さまが現地に出向いての操作が必要になるという、こういった課題もございます。

スライドの 7 をご覧ください。このような課題を解決するために、九州におきましては、オフライン事業者のオンライン化が着実に進展している、オンライン比率が 7 割を超えたという状況でございますので、基本的にはオンライン制御のみで対応したいと考えており

ます。ただし、ゴールデンウィークや年末年始などの軽負荷期においては、オンラインのみで制御量が不足する場合があります。この場合に限りまして、旧ルール 500 キロワット以上のオフライン事業者を実制御するという運用を行いたいと考えております。

スライドの 9 をご覧ください。具体的な運用方法でございますけれども、これまで前日時点で最大誤差を考慮した制御量に対しまして、この水色のハッチングのところですが、オフライン事業者を年間 30 日となるように割り当てておりました。オンライン代理制御の導入後は、この運用は不要になりまして、基本的には全量オンライン制御で対応いたします。オンライン制御で制御量不足する場合のみ旧ルール 500 キロワット以上オフラインの実制御を行うという運用を行います。

スライドの 10 をご覧ください。では、旧ルール 500 キロワット以上の実制御はどれぐらい必要になるかというシミュレーションを行いました。今年の 4 月から 9 月まで、出力制御を 44 日実施しておりますけれども、9 月末時点のオンラインの事業者さま 473 万キロワットで制御を行った場合、制御量不足した日はどれぐらいあるかということで、4 月の 4 日間となりました。今後、オンライン化の拡大や予測精度の向上を図ることで、オンライン代理制御導入後は可能な限りオンラインのみで制御できるよう取り組んでまいりたいと考えております。

スライド 11 をご覧ください。課題と対策でございますけれども、今回提案する運用を行う場合、旧ルール 500 キロワット以上のオフライン事業者が代理制御と実制御、これが混在いたしますので、精算処理におきまして対価の算定方法の整理が必要となります。具体的には下の表に記載しておりますけれども、これまで整理されていた二つの区分に加えてもう一つ精算区分を設ける必要がございます。この精算方法につきましては、事務局と調整を行っております。本日、ご説明があると思っておりますけれども、その結果をシステム開発に反映していきたいと考えております。

スライド 13 をご覧ください。今後の対応でございますけれども、オンライン代理制御につきましては、円滑な導入に向けた取組を行いまして、2022 年内 12 月の導入を目指してまいります。対応内容については 3 点ございます。1 点目でございますが、システム改修、開発でございます。これについては円滑に進めてまいります。下の※印に書いておりますように、九州エリアでは、出力制御を実施している中でのシステム改修でございます。また、精算システムは、他の制度の変更とも並行して改修を行っているところでございます。諸試験まで含めた開発に 2 年程度必要かと考えておりました。時間がかかりますので、先行して開発に、改修に着工しております。今後も可能な限り工期を短縮してまいります。

スライド 14 をご覧ください。2 点目でございます。発電事業者さまなどへの理解活動でございます。今回の制度変更、発電事業者さまの事業収支に影響を伴うものでございます。特に、旧ルール 500 キロワット未満の発電事業者さまは、6 万 6 千件いらっしゃいますけれども、これが新たに制御対象となります。事務局からも既に説明会、メール等で発電事業者

さまに説明が行われておりますけれども、制度が複雑なこともございますので、私どもも契約更新時に併せてダイレクトメールの発送や、事業者説明会などの丁寧な理解活動に取り組みたいと考えております。

また、制度導入時にも、2018年に出力制御を初めて行ったときと同様に、マスコミや経済界、自治体等からも問い合わせが増加することを予想しております。引き続き、エネ庁様、太陽光発電協会様のご支援、ご協力をいただきながら理解活動に取り組む予定でございます。

3点目はオンライン制御の拡大でございます。再エネ出力制御の量の低減のためには、最終的には全てオンラインで制御することが望ましいと考えておりますので、引き続きオンライン化の拡大に取り組みたいと考えております。

スライドの17をご覧ください。出力制御機会の公平性の考え方について記載しております。オンライン代理制御導入後につきましては、表の水色でハッチングしておりますけれども、本来制御回数と被代理制御回数、この合計を極力均等にすることで各ルール間の公平性を確保してまいります。九州も2日以上之差が発生します。それはスライド18以降に記載しておりますけれども、各社様と同様ですので説明は省略いたします。

スライドの22をご覧ください。離島の扱いでございます。先ほど、沖縄さんもご説明がありましたけど、私どももオンライン化の拡大を進めておりますが、代理制御のためのオンライン設備量が不足してございます。ということで、当面の間は代理制御の対象外としまして、オンライン化拡大の状況を踏まえて導入を検討したいと考えております。

スライド23をご覧ください。ここからは2022年度の再エネ出力制御の見通しでございます。表をご覧ください、①、これは9月に報告いたしました今年度末時点の出力制御量の見通しでございます。中ほど②が来年2022年度の出力制御見通しでございます。算定条件はスライド24に示しておりますけれども、九州エリアの特徴といたしまして、2022年12月からオンライン代理制御を導入するというシミュレーションを行っております。結果でございますけれども、表の一番右、再エネ全体全設備の出力制御率は、主に再エネ接続量の増加に伴いまして、2021年度の4.6%に対して2022年度は5.2%と、0.6ポイントの増加となります。内訳といたしましては、左から旧ルール500キロワット以上のオフライン、これが9.4%、ここは年間30日の最大限活用する運用を行っておりますので、おおむね10%前後の出力制御率となります。その次の旧ルール500キロワット以上のオンライン、これは6.1%でございます。このオフラインの9.4%との差、約3%ございますけど、これがオンライン化をすることによる出力制御量の低減効果となります。その次の旧ルール10キロワット以上500キロワット未満のオフライン、これは3.2%です。これは代理制御を導入する2022年12月以降の4カ月間の出力制御率となることで、若干少なめになっております。無制限・無補償ルールは再エネ接続量の増加に伴いまして、これは年々増加していくのですが、2022年度は9%ということになります。

参考といたしまして表の一番下、2022年度エリア全体がオンライン化となった場合の制

御率、これが一番右 4.9%となります。②に対して 0.3 ポイントの低減となります。当社といたしましては、社会コスト低減の観点からも引き続きオンライン化の拡大を進めてまいりたいと考えております。

九州からは説明以上でございます。

○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、および参考資料の説明をお願いいたします。

【資料 2】経済的出力制御（オンライン代理制御）について [事務局]

○小川電力基盤整備課長

電力基盤課の小川ですけれども、それでは資料の 2 をまずご覧いただければと思います。経済的出力制御についてというものであります。既に各社からご説明ありましたとおり、現在、来年 2022 年の制度開始を目指して、オンライン代理制御というものの実際の運用の検討が行われているところであります。その検討に当たりということで、本日 3 点、1 ページ中にありますとおり、離島の扱い、代理制御時の公平性、それからハイブリッドの運用というところ、後ほどご説明いたしますが、この 3 点についてご議論いただければと思います。

まず一つ目、離島の扱い、4 ページ目になります。既に、九州、沖縄、各社からご説明ありました離島においては、4 ページの下に表に例がありますけれども、オンライン設備の導入があまり進んでおりません。理由はさまざまであるようでして、費用対効果の面が大きいとは承知しておりますけれども、今、実態としてオンライン設備がかなり限られている、あるいは、場所によってはほとんどないという状況であることから、当分の間はオンライン代理制御の対象外とすると、離島については、今後オンライン発電設備の導入拡大を踏まえて、また導入を検討することとしてはどうかというのが一つ目の論点になります。

続きまして、6 ページ目、オンライン代理制御時の公平性についてです。

現行のガイドライン、公平性の確保に係るガイドラインにおきましては、一つ目のぽつにありますけれども、同一のルールで接続する再エネ発電事業者は均等に出力制御を行うようにする必要ということ、それから、オンライン事業者の制御機会がオフラインの事業者より少ない場合であっても公平性に反することはならないと記されております。今後、オンライン代理制御を導入していきますと、代理制御の対象になったオフラインの事業者というのは、実質制御されない代わりにオンライン事業者が制御されるということになります。その結果、オフライン事業者であっても代理制御の対象の事業者においては、自ら手動での制御を行うオフラインの事業者と比べて、回数ベースでは制御機会が少なくなる可能性があります。このような差があっても、手続き上の公平性が確保されている限りにおいては公平性に反しないこと、これはオンライン代理制御の導入に伴って必然的に生じる見掛けの差異によって判断するのではなくて、実質的に判断していこうという点をガイドラインに確認的にしっかり記載していかなくてはどうかという点であります。

同様のことは一番下のぽつにありますけれども、オンラインの事業者においても、オフラインの分を代理で制御する場合には、その見掛け上、回数が増えてくる場合がありますけれども、ここも実質に基づいて評価をする必要があるという点であります。これが2点目になります。

最後3点目、ページで言うと13ページ目になります。先ほど、九州さんからご説明がありましたけれども、九州エリアにおいては、オンライン化が着実に進んでいるということから、旧ルール500キロワット以上のオフライン設備についても代理制御を行っていくという方針、先ほどご説明あったところでもあります。下から二つ目に記してあるとおり、一方で、時期によっては、あるいは500キロワット以上のオンライン設備のみでの代理が十分できないときには、オフライン設備を手動で制御するという点もあるといって、そういった意味でのハイブリッド、二つの方法が併存するという点でもって、その場合の算定方法について整理を行うという点であります。

細かくなりますので、ざっとイメージで言いますと17ページ、下のイメージ図をご覧ください。ただこれだけだと思います。ここで言いますと、まず最初に月間の出力制御量という、黄色の部分です。オフラインの500キロワット以上の制御量というものについて、まずオンライン設備による代理制御相当に換算するという点で真ん中の図になります。こうした形で出てきた制御量を各区分の設備、オンライン、それからオフラインで10～500キロワット、それから500キロワット以上という形に配分した上で、実際の500キロワット以上のオフライン設備については、実際の制御量を控除するという形で、それぞれの制御量を算定していくという方法ではどうかというところでもあります。具体的な数字、細かなところは次の18スライドに記しておりますけれども、こちらのご説明は割愛いたします。

【参考資料】2022年度再エネ出力制御見通しについて

○小川電力基盤整備課長

もう一つ参考資料というところで、トータル4ページの資料があります。こちらは各社から説明のありました来年度の出力制御見通しというのを簡単にまとめたものになります。2スライド目になりますけれども、赤枠で囲っている点。まず、22年度というところにつきましては、東北で0.33%、四国0.01、九州5.2、沖縄0.2という数字になっております。2段目のところで、これも仮にエリア全体がオンライン化した場合ということで、これも各社のご説明にありました、例えば東北においては0.33から0.07に下がるというところでもあります。また、その次の段になりますけれども、連系線の利用状況ですね。連系線が100%じゃなく仮に50%しか使えなかった場合にどうなるか、これは北海道の場合でありますと、100%使えていれば出力制御はなしというところなんです、半分、50%の場合には0.35%、同様に、四国においては50%になりますと出力制御率は0.01%だったものから1.1%に増えるというところでもあります。こういった場合においても、仮にエリア全体がオンライン化すると、この出力制御率が一定程度下がるという構造になっております。

次の3スライド目と4スライド目、これは各社の数字をまとめたものになります。一番下の2段がそれぞれ需要に占める火力、需要に占めるバイオマスの割合になっております。3ページと4ページを見比べた場合には、例えば、2021年に比べて22年は、東北や四国においては需要に占める火力の割合というのが高くなっているというのが特徴であります。3スライド目で言いますと、四国において、下から2段目の需要に占める火力の割合というのが5割を超えているというのが見て取れるかと思えます。一方で、北海道におきましては、21年に比べて22年というのは、需要に占める火力の割合というの大きく下がっている、3割近くあったものが18.4%に下がっているというところがあります。バイオマスに関して言うと、総じて昨年よりも、あるいは今年より2022年の方がその比率が上がってきているというのが特徴になるかと思えます。

以上、各社からご説明ありましたものを全体まとめたものになります。事務局からの説明は以上です。

○荻本座長

どうもありがとうございました。それでは、1番目の議題として出力制御の短期見通し、運用方法についてということの議論に入ります。さらに、先ほど事務局からありましたように、オンライン代理制御ということに関しては、離島の扱いについて、代理制御時の公平性について、それから、精算についてということについてもご意見を頂きたいというご説明でございました。それでは、これから委員の皆さんよりご意見、ご質問というものを頂いてまいりたいと思えます。それでは、ご発言を希望される方はマイクをオンにさせていただいてご発言をお願いいたします。

○馬場委員

では、すみません。馬場ですけど、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、お願いします。

○馬場委員

ご説明いただきありがとうございました。非常に公平性を確保するとか、いろいろなこと、観点を考えた上で制御の方を進めてくださっているのかなというふうに。

○荻本座長

すみません。どこからかノイズが入っているんですが。

○馬場委員

すみません。ちょっとあまりいい場所じゃないんで申し訳ございません。

○荻本座長

場所の問題ですか。

○馬場委員

すみません。いろいろ工夫をされていると考えております。

まず、離島の扱いについては、無い袖は振れないということでもありますので、当面はオン

ライン代理ということではなく、手動というものを含めた形でやっていただくというのがよろしいのではないかなと思います。

それから、代理制御時の公平性ということに関してですけども、それぞれのカテゴリの間の中で公平性が保たれていれば、それはよろしいのではないかなと思います。

それから、九州電力様の方からご提案のありました 500 キロワット以上のところも、大体はオンライン制御でやっていくというような話、これはやはり再エネの出力制御量というものを最小限に抑えるという意味では非常に有効な手段ではないかなと思いますので、そういった形で進めていただくということで私はよろしいのではないかなと思います。

それで、最後にちょっと質問なんですけども、北海道電力さんの資料の中で、全部がオンライン化すると出力制御量がゼロになるというようなお話だったんですけども、これは要するに、当日にキャンセルがされるから、結局、前日には制御するかもしれないということだったかもしれないんですけども、当日キャンセルすることによってゼロにできるという、そういうような理解でよろしいのかという点、そこについて教えていただければなと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。それでは、北海道電力さんから、お答えいただければ。いかがでしょうか。

○米岡オブザーバー

北海道米岡でございます。聞こえますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

○米岡オブザーバー

馬場先生、おっしゃったとおりでございます、出力誤差によるもの等を前日では見込んでいるんですけども、当日では必要がなくなるということでキャンセルしているものがございます。

○荻本座長

ありがとうございました。それでは、続きまして、他の委員の方々からいかがでしょうか。あまりご意見ないようですが、いかがですか。

○岩船委員

岩船です。よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、お願いいたします。

○岩船委員

代理制御の件に関しまして、基本的に各社さんの進めていかれる方向で、特に異論はございません。ただ、これでオンライン化という方向が一段落というような印象がなければいい

なと思うばかりで、かなりルールも複雑になりますので、丁寧に進めていただければと思います。

離島の扱いに関しても、各社さんの方向で異論はございません。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。他、いかがでしょうか。

○後藤委員

よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、お願いします。

○後藤委員

後藤です。ご説明ありがとうございました。私もご説明いただいた内容、よく検討されて、シミュレーション数値などもご検討されているかなと思います。

1点のみ、公平性の担保というところですけども、回数に関して公平性というものもあるかと思いますが、やはり最終的には金銭的な負担のプラス・マイナスといったところでどういう案配になるのかというところかと思いますが、その辺りはしっかりと議論していただければと、ご説明も含めてしていただければと思います。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。出力制御の考え方に関するご質問ですので、事務局から回答いただけますでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。公平性の場合の金銭的プラス・マイナスというところの話がありましたけれども、プラス・マイナスということでは、まず、そもそも制御される場合にプラスという形では基本的にない中での、もちろん事業者間の比較という意味でおっしゃっているのかなとは思いましたが、そこでの公平性のメルクマールという点で今、回数を見ているという点になります。

もしかすると、回数だけではなくて量という観点かなというふうにも思いましたが、今はその点は特にそういったメルクマールでは見てはいないという点があるかと思いますが。

事務局の方は以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

○後藤委員

ありがとうございます。プラス・マイナス、まさにご指摘のとおり、事業者間のという意味で使っておりました。ありがとうございました。

○荻本座長

それでは、他、委員の方々からいかがでしょうか。

○原委員

北海道大学の原です、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、お願いします。

○原委員

各社さま、事務局様、ご説明ありがとうございました。

今、他の委員の方からもご意見がありましたように、基本的な方策につきましては賛同するところであります。

1点教えていただきたいのが、資料1-5の九州電力さんのご説明の中の23ページのところで、細かい話で恐縮なんですけど、22年度見込みのところの制御対象設備系のところのキロワットアワーの値と、全設備のところの値がちょっと揺らぎがあるようなんですけども、これは最後の事務局様の参考資料の数字と突き合わせてみれば7.3億キロワットアワーの方が正しいという理解でよろしいのでしょうか。

○荻本座長

九州電力さんいかがでしょうか。

○井筒オブザーバー

九州でございます。聞こえますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

○井筒オブザーバー

スライド23の※印3をご覧くださいまして、オンライン代理制御分の出力制御率（制御電力量）は、オフライン相当（8時間）の制御時間に換算した値で算出しています。全設備のところは実際の出力制御量のアワーと捉えていただきまして、精算する際にオフライン8時間換算いたしますので、その分が増えたことで制御対象設備計は7.9億キロワットアワーになっていると、こういった理解でございます。

以上です。

○原委員

分かりました。想定の数値が違うということで、そこに若干ずれが出ているということで理解しました。ありがとうございます。

○荻本座長

ありがとうございました。他、よろしいでしょうか。

それでは、委員の方からまたご意見、ご質問あれば別途いただくとして、オブザーバーの方々からいかがでしょうか。ご質問、ご意見等あればお願いをいたします。

○鈴木オブザーバー

すみません、JWPAの鈴木ですが、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、お願いします。

○鈴木オブザーバー

ありがとうございます。各電力さんからのご説明ありがとうございました。そこで分かりやすいのが、初めの資料だと、東北電力さんの資料なんですが、最後の九州電力さんの資料でも同じなんですが、質問と意見ということで、まず一つ、ちょっと細かくて申し訳ありませんが、21 ページ目の……

○荻本座長

東北さんの 21 ページでしょうか。

○鈴木オブザーバー

21 ページですね。九州電力さんの資料の右上 21 ページの優先給電ルールに基づく出力制御スケジュールという表でございます。

前日の 17 時ごろまでに代理制御者、制御者にはホームページで前日指示となっておりますが、一つ、これはこのページだけに掲載するだけでしょうかというのが質問でした。確か、九電さんの方は、今まで電話でも連絡されているというのは分かっていたんですが、他の電力さんも同じようにホームページで示すということだけ書いてあるものですから、そこは質問にしました。

それともう 1 点は、この下の方の米印 4 のところに、一番下ですね、出力制御解除可能と判断した場合は、当日可能なオフライン特高事業者のみ出力制御指示を解除と、こういうふうになっております。

これはどういうやり方で連絡をする計画でしょうかというのが 2 番目の質問です。

何を言いたいかというと、背景になかなか風力の方は進捗度合いが上がらないんですが、オンラインを進めるに当たって、オフラインの出力制御は解除するという事でオンライン事業者との差があまりなくなってしまって、結果的にオンライン化が進まなくなるというマインドが発信されるのをちょっと気になったものですから、そういう質問をさせていただきました。よろしくお願いします。

○荻本座長

ありがとうございます。それでは、最初に九州電力さんからお答えいただいて、必要に応じて他社さんからもコメント頂ければと思います。お願いいたします。

○井筒オブザーバー

九州でございます。まず 1 点目でございます。前日 17 時断面でオンライン（本来＋代理）事業者には、ホームページで前日指示ということでありまして。これは現在も無制限・無補償ルールのお客さま、事業者さまにはホームページでお知らせしておりまして、事業者さまが希望されればスマートフォン等に連絡が来るといようなことはやっております。旧ルール 500 キロワット以上のお客さま実制御（本来制御）する場合も、今までと同様に電話、メールにてお願いすることになります。基本的には今までと同じでございます。

あと、2点目、当日の6時ごろ、出力制御指示の一部解除と書いておりますけども、実際問題として、今6時ごろ解除ということはやっていません。これは色々な問題がありまして、朝早く事業者さまに連絡がなかなかできないという問題、朝6時時点ではまだ出力制御量が必要かどうかの判断がつかないという実態からやっていませんが、実際、解除する場合がございますら、例えば、特高の主任技術様が常時いらっしゃるようなところには電話にて連絡して解除するというような対応を行おうとは考えております。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。他の電力エリアについて追加でコメントがあればお願いします。よろしいでしょうか。

では、鈴木様いかがでしょうか。九州さんからお答えをいただきましたが。

○鈴木オブザーバー

ありがとうございます。最後の一部、当日の6時ごろに出力制御が不要になった場合には解除をするということは、一部と書いてあるのはそういう意味かなというふうに理解しました。これまで、確かご説明にありましたようにやっていなかったと思うので、そこでの差が出てこないかなというのはちょっと心配になった次第です。

○荻本座長

ありがとうございました。よろしいでしょうか、それでは。ありがとうございました。

オブザーバーの方含めまして、ご意見、ご質問等あればお願いしたいと思いますがいかがでしょうか。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川ですけど、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、お願いします。

○増川オブザーバー

今回も各電力会社さま、それから事務局様からは詳細なご検討と、それから、分かりやすいご説明ありがとうございました。

私の方からは、データの情報公開に関してコメントというかお願いが一つでございます。例えば、資料2の17ページには、実際のハイブリッド運用事務含めて、その算定方法が図示化されて、非常に分かりやすく示していただいたんですけども、今、情報の公開としては各エリア単位で1時間単位の太陽光を含む各電源の発電量、それから、抑制量が公開されており、それからすれば大体ある月、平均でどのくらい抑制されたかというのを計算できるんですけども、実際にオンライン、オフライン、あるいは、今後そういうハイブリッド式も含めて代理制御なりが実施された場合に、それぞれの比率でどれだけ抑制されているかというのが分かりにくくなるかなと思いますので、その辺のデータにつきましても可能な範囲で開示いただければありがたいなと思いました。

その趣旨は、今後われわれもオンライン化に向けていろいろ呼び掛けていかなければいけないわけですが、そういったときには、実際にオフライン事業者とオンライン事業者でこれだけ制御の差があるという実績が出てくると、非常に説明もしやすいということがございますので、そういった意味でもぜひその辺の大ざっぱな区分で結構ですので、その中身について公開いただけると大変ありがたいと思いますので、どうぞご検討お願いいたします。

○荻本座長

ありがとうございます。方向性的話ですので、事務局からお答えいただける範囲でお願いします。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございました。データの開示、まさにご指摘いただいたように非常に大事な点だと思っております。オンライン、オフラインの区別、これをどのタイミングでどういう形でというところ、例えば、今おっしゃったように毎月細かくなのか、ある程度まとまった半年に1回の報告のときにこうするかといったような出し方のところについては、また各送配電事業者ともよく話をし、何らか情報を公開していく方向で検討をしたいと思っております。ありがとうございます。

○増川オブザーバー

ありがとうございました。

○荻本座長

ありがとうございました。他、いかがでしょうか。

○馬場委員

すみません、馬場ですけど、追加で一つお願いします。

○荻本座長

はい、どうぞ。

○馬場委員

意見ではないんですけども、やはり九州電力さんのところにあるとおり、発電事業者等への理解活動というのが、これ非常に重要なと思います。やっぱり電力さんだけでなく、やっぱりJPEAさん、それから国も含めて、ぜひみんなでそういった意味で理解活動を広めていただかないと、なかなかこういったことが進まないと思いますのでお願いしたいなと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。そのとおりだと思います。

他いかがでしょうか。よろしいですか。

それでは、次の議題にまいりたいと思います。事務局より資料3についてご説明をお願いいたします。

【資料3】再エネ出力制御の低減に向けた取組の基本的方向性（案）について [事務局]

○小川電力基盤整備課長

それでは、資料3「再エネ出力制御の低減に向けた取組の基本的方向性（案）」としております。これまで、ご議論いただいてきた内容、まだ検討引き続きのところもありますけれども、取りあえず現時点、これまでのご議論をまとめたものになります。

まず、スライドの3ページ目をご覧くださいと思います。今回、再エネの出力制御低減に向けた対策というのを取りまとめていくに当たりまして、この場でも委員、オブザーバーの方々から幅広くご意見を頂いております。そういった基本的な考え方をまとめたものになります。

一つ目のぼつは、まず、再エネ出力制御の位置付け、あるいは目的ということでありまして、今回の対策も出力制御をとにかく減らせばいいというものではないということ、全体を見ての社会コストの低減に向けてというところは、これまでも数多くご指摘をいただいたところでありまして。

そういった意味で二つ目のぼつにありますように、目指すところというところ、出力制御自体をとにかく減らすというよりは、それが必要最低限なものになるよというところの考え方でありまして。

三つ目のぼつにあります、その際ということ、これもまたS+3Eというところはもう大前提であるということ、いたずらに、例えば火力の比率、最低出力を引き下げることで電力の安定供給が損なわれたりしてはいけないという点であります。

今回は、まさに一つ目の議題でありましたような、これまで九州エリアで生じていた出力制御というのが、来年度以降、他のエリアでも生じる可能性が高まっている中で、出力制御の低減に向けた包括的なパッケージということでご議論をいただいているものであります。

下から二つ目のぼつになりますけれども、いろいろな取組、やはり時間軸、すぐにできるものから、やはり時間がかかるものというもの、まちまちでありますけれども、今回は現時点で速やかに実施可能なものを中心に取りまとめているものであります。一方で、まだまだ引き続き検討が必要なものというのも含まれているというところでありまして、この後ご説明いたします、それぞれの取組については、当然のことながら実施可能なものは速やかに実施でありますし、一方で、今回で終わりではなく引き続き検討を深めて随時見直しを行っていくことが重要と記しております。

4ページ目は、今回議論するに当たっての区分ですのでこちらは割愛いたしまして、まず一つ目は出力制御の効率化、5ページ目になります。今回の各社からのプレゼンにありましたとおり、オンライン化というのは一定の効果があるというところで、ここでは九州の例で言いますとマイナス0.3%、あるいは東北でもマイナス0.2%といった効果があるというところが明らかになっております。今後これらを進めていくに際してどこを目指していくか、

オンライン化 100%を目指すものではない一方、本日も既にご議論ありましたとおり、例えばオンライン代理制御によってオンライン化に向かう動きが止まってはいけないというところでありまして、一定の目標を持ってやっていくことが必要かなというところで記しております。

下から二つ目のぼつに記しておりますけれども、目指していく方向性としましては、例えばということで2、3年以内に1割、10%ポイントを上げていくということを目指してはどうかというところを記しております。その際に参考として下に表を掲げております。これは念頭に置いておりますのはオンライン義務化前の旧ルールの事業者がどれだけオンラインに切り替わってくるか、2015年以降ですと義務化されておりますので、新しく入れれば入るほどオンライン化の比率が高まるわけですが、旧ルールの事業者についてどうやって切り替えを促していくかというのが一つ大きな課題でありましたが、ここで見ていただきますように、例えば九州エリア、出力制御が生じている九州では、昨年からの1年間でこの切り替え率というのは大きく伸びております。一方で、例えば東北、あるいは北陸では切り替え率の伸びは1%程度というところで、各エリアまちまちではあるんですけれども、一つの目安として例えば1割を上げていくということとしてはどうか。九州の例でいきますと、これによってオンライン代理制御がかなりやりやすくなるというところでの一つの数字、目標の参考値としてお示ししたところでありまして。

そういった目標の下に、では、どういったことを進めていくのか、次の6スライドになります。今しがたご意見もいただきましたように、このオンライン化のメリットの周知、国もそうですし、送配電事業者、あるいは事業者団体それぞれに役割があるかなと考えております。具体的には、国においてはということで、この出力制御の発生可能性というところで、本日もご紹介がありましたけれども、今後、ここを定期的に年に2回程度見直しをしっかりと出していくというのがまず第一に重要かと考えております。

一方で、二つ目のぼつにありますように、事業者団体において今年度内に具体的な経済的な損益というのを事例に即して整理して、また、この本ワーキングでご報告いただくという点、それから、発電事業者にも周知いただくというのが大事と考えております。

また、送配電事業者においては、これらの情報を発電事業者にも周知していくという点と、発電事業者のオンライン化の状況、どれだけ進んでいるかという数値とともに、やはり難しいところもあると思いますので、そういった点を本ワーキングにご報告いただければと考えております。

次のディスインセンティブの付与の在り方については、事業者名の公表というところについては、まだこの場でも必ずしも合意には達していないと考えておりますので、引き続き検討としております。

続きまして、二つ目の柱であります火力などの設備の最低出力の引下げ、7スライド目になります。最低出力の引下げ、これがどれぐらいの効果を有するかといった点、この場でも何度もそういった具体的な効果を示していくことが重要というご指摘いただいております。

今回、具体的な数値を考えるに当たって、今現在で既に出力制御が行われている九州について一つ試算をお願いしたところでありまして、二つ目のぼつに記しておりますけれども、最低出力が全て 20%になるということで、出力制御率の減少幅、マイナス 1%、アワーにすると約 1.4 億キロワットアワー低減するというふうな試算結果になっております。この 1.4 億キロワットアワー、マイナス 1%というのがどれぐらいかというところにつきましては、注に記しております。キロワットで見た場合には、特定の断面、昼間の最低負荷時の断面点を見ると 33 万キロワットと、言ってみればこの分、火力が下がって、その分、再エネの出力抑制が減るという効果を有するということと、その場合に火力が抑制されるということで、例えば燃料費はその分トータルで、一定の過程の下には 8 億円程度減るということ、さらに CO₂についても 7 万トン程度減ると、これがどれぐらいのインパクトかというのは、そのトータルと、もちろん比べる必要がありますし、これ自体はもう過程を重ねた上での数字ではありますが、規模感、出力制御率ということでは一定の効果があるということ。一方で、金額ベースで言うと、そこまで必ずしも多くはないのかなというのがこの試算結果になります。

今後、この最低出力の引き下げをして検討していく際に、考え方のところでお示したような安定供給との関係性であるということ、それから、特に既存設備への影響というのをしっかり実態を見極めていくということが重要かと考えておりますので、全体的には引き続き実態、よく丁寧に確認しながらと考えております。

その場合における基本的な方向性、8 スライド目に記しております。これまでもご議論いただいてきた、特にまず新設のところについては 20~30%を基本としながら、最低出力のみならず、起動時間や負荷変化速度なども含めて設備の構成などに応じて定めていってはどうかと考えております。

その際、バイオマスについても、また火力との違いということを念頭に、現行 50%でもかなりぎりぎりというお話もある中で、どこまでの引き下げが可能なのかといった点の検討を深めるということ。さらに、新設といえども既に足元で、例えば建設が進んでいるという実態がありますので、引き下げる場合にも一定程度の時間的猶予を設けることを基本といった点を記しております。

また、既存設備への適用のところ、ここはまず考え方の整理としまして、このガイドラインの位置付けとしては、既存設備について、例えばガイドラインを改定して直ちに既存設備に対してガイドラインが適用になる、最低出力が下がったらその時点からそれが守られていないものは連携を解除するといったようなことではないというのが、まず確認する必要がありますかと思えます。

一方で、既存設備は新たなガイドラインとの関係では全く適用なしといいたまうでしょうか、影響なしということでは、ガイドラインの改定といっても、あまり実態の変わらないところもあるので、例えばということで、特に出力制御が発生しているエリアにおいては、時間的な猶予、段階を追って引き下げられた最低出力というのを守っていく、それに合わせていって

いただくというような方向で考えていってはどうかというのが既存設備との関係であります。

次の9ページ目であります。今のガイドラインの関係ではあるんですけども、今度、各市場、特に需給調整市場、あるいは調整力といった形での発電設備については、現状においては基本ガイドラインと同様の最低出力の条件が課されている。今でいいますと、最低出力50%、あるいは30%といったような点がそのまま適用といたしまししょうか、同じ条件が課されております。こういった場合のガイドラインでの最低出力を引き下げたときに、調整力としての必要な要件、あるいは需給調整市場での要件といった点については、ここでのガイドラインの議論と別途いずれ章を分けて検討を行う必要はあるのかなと考えております。

また、なお書きで記しております自家発の扱いもこの場でもご意見をいただいておりますけれども、その他、発電所の設備と同様の基準順守を求めていくことは難しいという点を記しております。

同じ9ページ下の二つ、出力制御と稼働していた電源の公表というところにつきましては、前回もご議論いただきましたけれども、その出力制御が行われた断面での稼働していた電源の発電所名や出力、それから稼働していた理由を取りまとめてここでこのワーキングで国が公表するといった点を記しております。

続きまして、需要対策10ページ目になります。ここは基本的な考え方のところではありますけれども、本ワーキングでもご議論いただきました、特にいたずらにコストを掛けて需要を増やすのではなくという2点目、そして、特に料金、市場のメカニズムを通じた需要のシフトというのが効果的というところを示しております。そのための取組としては、これは小売りの事業者における取組を促していくというところではありまして、なかなか進んでいないところもありますけれども、本ワーキングでもご紹介いただいたような各社の取組というのを広げていく取組を引き続き行っていくということ。

それから、余剰電力の活用という観点では、エネルギー貯蔵の技術、要するに蓄電池、水素製造、それからもちろんEVもありますし、その他ここに限らずこういった技術の活用導入ということを促進するための制度面の整備も含めての検討というところを記しております。

また、特に蓄電池、ここで言う蓄電池、系統用蓄電池の活用というのがありますけれども、さまざまな電力市場においてのこういった蓄電池が参加できるような環境整備を進めるといった点。なかなか需要対策全般でいいますと、これといった決め手はないなかではありますけれども、しっかり供給面の対策と併せて需要面の対策というのを今後起動化していかなくてはならないと考えております。

最後は、系統対策は11ページに記しております。なかなか時間軸もありまして、すぐにこういった形でということではないんですけども、連系線の運用容量の拡大も含めて引き続き検討を深めていくという点を記しております。

事務局からのご説明は以上になります。

○荻本座長

ありがとうございました。それでは、ただ今の事務局からのご説明を踏まえてご議論いただきたいと思います。発言ご希望の方はミュートを解除していただきご発言をお願いします。よろしくをお願いします。いかがでしょうか。まず、委員の皆様方からと思いますが。それでは、オブザーバーの方々も含めてご意見、ご質問をいただきたいと思いますがいかがでしょうか。

○中澤オブザーバー

委員長、中澤ですけどよろしいでしょうか。

○松村委員

すみません、松村です。

○荻本座長

それでは、委員の方から先ということにさせていただきます。それでは、松村委員ご発言をお願いします。

○松村委員

邪魔して申し訳ありませんでした。

まず、先ほどのラウンドで言うべきだったのかもしれないのですが、各社からオンライン化が進めば、全てがオンライン化をされれば、これだけ抑制量が減るということを示していただいた。とても重要なことを示していただいた。しかしこれがオンライン化を進めるべきだということの根拠にはならないと思います。

この資料でも正しく書かれているとおり、オンライン化をすると制御量が減り、その結果として事業者も利益を得ることを丁寧に説明していき、事業者の経済的なインセンティブでオンラインに移っていただくことをサポートする。それもネットワーク部門だけでなく、協会も、あるいは、エネ庁も努力して、理解していただくということはこの資料から正当化できると思います。しかしそれを超えて、何か追加的なインセンティブを与えなければいけない。具体的に言うとパニッシュメント、あるいはディスインセンティブを与えるとか、逆に追加的なインセンティブを与えるとかということを超えて、正当化するものにはならないと思います。

出力抑制が減るのは事実ですが、出力抑制が減ったということは、その分、事業者の方はF I Tでもらえるお金が増えるわけで、普通に考えれば、今まで多くの方が議論してきたことを考えれば、そのF I Tのお金の中にはさまざまな外部性が入っていて、環境価値だとかもちろん入っているけれど、それだけでは説明できないような高い価格になっている。出力抑制が減ったことによって得られる環境価値は、そのごく一部ということになるわけだから、経済的なインセンティブを超えた社会的な利益があるということの証拠にはなっていないはず。この点は十分認識する必要があると思います。私たちがこれ以上、メリットを十分説明し、ある意味説得していくということを超えて、なおかつ、まだそれでも足りないということを議論するためには、今回出されたデータでは不十分。その点を、私たちは、あの

数字の意味を十分認識した上で、妙な使い方をしないようにする必要がありますと思いました。

次、事務局が示した資料3のところのスライド5に関して質問です。

3ぽつのところで、例えば、2、3年以内に1割増やすことを目指してはどうかという提案ですが、これはその下、参考のところ、地域が7地域出てきています。この7地域について目標をあげるということなののでしょうか。ここに挙がっていない中三社のエリアも含めた全国でということでしょうか。2、3年以内に1割というかなりマイルドな目標なので、どちらであったとしても問題はないと思うのですが、一方で、オンライン化がとても意味があるのは、出力抑制が実際にされるようになった後の局面。そうすると、それが差し迫った、さらにその量が大きいところと小さいところ、さらに、現時点でオンライン化がどれぐらい進んでいるかという、そういういろんな要素に応じてその経済的な価値あるいは、社会的価値は大きく異なると思います。従って、全国一律で何かこういう目標を挙げるのは、この程度のマイルドなものであれば問題ないと思うのですが、もう一步進んでもし将来考えることがあるならば、そういうエリアごとの状況を考えて議論すべきだと思います。

次、スライド6のディスインセンティブの付与に関して、公表については意見の不一致があったという整理が、ひょっとして反対した人がいたということをもって不一致ということだとすると、私は異議があります。その反対のときに出てきた意見は、一つはもっと別のやり方がある、ある意味で料金を課すというような、これよりもはるかに強力なものを先にやるべきだということとセットにして出てきた議論。それから、それが美しくないという理由で出されたということ。そういう意見が出てくると意見の不一致だということでも慎重に検討して前に進まないという先例をつくることは、私はとてもよくないと思います。このディスインセンティブの付与のところ、そのような課金は全く書かれていない。具体的にどうするというような建設的な提言も意見も何も出てきていない中で、議論が止まってしまう先例をつくるのが、本当にいいのかは、考えていただきたい。

ただ一方で、私は前回、岩船委員がおっしゃったことが本質だと思っています。つまり、今日最初にも言いましたが、そもそも私的なインセンティブだけで十分という整理だとすると、そもそもディスインセンティブを与えなくてもいいという考え方もあり得る。そう考えれば、確かに意見の一致はないというのは正しいと思いますので、これについては急いでやる必要はないというのは、確かに納得できる。この理由で書かれているのではない先ほどの説明は、若干納得いきませんでした。

次、スライド10を見てください。ここで需要対策に関して制度のことが幾つか書かれています。この制度のことも書いていただいたのはとてもありがたい。そもそも再エネの余剰時というのは卸電力市場の価格はすごく安くなっているわけで、それで小売価格が低くれば、自然に価値のある需要を生み出せるというのは、とても重要な視点。それを実現するために小売電気事業者にも頑張ってもらいたいということはあるのだけれど、制度的な問題も既に指摘したような多くの問題があります。賦課金の問題も、託送料の問題もあります。にもかかわらず、ここで書かれているのは、蓄電を事業法上位置付けるだとか、エネルギー貯蔵

を促進するための制度面の整備というようなことで、ある意味では本命の部分がないがしろにされているのではないかと、少し危惧しています。

小売事業者がそのような市場メカニズムを通じた需要のシフトをもたらすためには、弊害となっている制度が多くある。したがって、これを促進する前に、ゆがみをなくすことの方が重要だと私は思っています。ただ一方で、それはシステムワーキングで議論することではないというのは、確かにそのとおりなので、事務局としては、この資料でそういうことを書き込むのは難しいことは十分分かっているので、ないものねだりというか、無茶なことを言っているのは十分分かっていますが、この資料を変える必要はないとしても、私たちはもっと大きな弊害があって、その結果として需要対策は十分進んでいないということは、常に頭に入れる必要があると思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。多岐にわたるご意見いただきましたが、事務局から可能な範囲でまずお答えいただくということをお願いしたいと思います。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。まず、ご質問の点、5ページでの切替率の目標についてであります。やはりここでの記述は各エリアにおいてとしている点、限定はない一方で、ご指摘ありましたように、そもそも出力制御の可能性が現時点でまだないところについてオンライン化、そもそも全然進んでいないところでのこういった同様の目標というのは、やや実質的には緩やかな目標であってもどうかというところもありますので、ここについては、基本は本日ご説明ありましたような出力制御が発生する可能性の高まっているところ、5エリアになりますけども、そのエリアでの目標としていければと思っています。逆に、そういったエリアでこそ、その見通しとともに発電事業者への周知活動というのもまさに効果を持ってくると考えているところでもあります。

あと、特に、需要対策中でのご指摘は、このワーキングの範疇かどうかという点はもちろんあるにしても、ご指摘の点はしっかりこれまでも別の場でもご指摘いただいております、しっかり受け止めて、何ができるかというところを今後考えていきたいと思っています。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。松村委員、いかがでしょうか。

○松村委員

はい、十分納得しました。ありがとうございました。

○荻本座長

ありがとうございます。それでは、他の委員からもご意見いただきたいと思っています。

○岩船委員

すみません、岩船ですけれども、聞こえますか。

○荻本座長

はい、お願いします。

○岩船委員

それでは、発言させていただきます。今回の整理で、特に3ページ目の基本的な考え方の整理で、出力抑制自体が目的ではなくて3E+Sが大事なんだと、その上で抑制量を適切に抑えていくということが必要なのだというふうな書き方をさせていただいて大変ありがたいなと思いました。やはり、こういう方向でお願いしたいと思います。

次に申し上げたいことは、オンライン化の目標のページがあったと思うんですけども、確かに10ポイントというのは、あまり具体的ではないかもしれないなと思ひまして、一つの目安としては、先ほどの資料でもありましたけれども、九州さんではまだ代理制御で足りない、九州で500キロワット以上オフラインの実制御というのがまだ必要な段階であるところなので、まずこれがなくなるところ、代理制御でオンラインだけの対応で済むラインというのがどこかというようなことは、一つ試算として出してもいいのではないかなと思いました。

それから7ページのところで、火力の最低出力の引き下げのところを整理していただいて、引き下げに関して具体的な数字を出していただいてありがとうございます。

ここで33万キロワットによって1%というような数字があったと思うんですけども、こういう数字、非常に重要で、例えばこれ一つDRをどのぐらい上げて、ボトムを引き上げることによってどのぐらい出力制御を低減できるかというような目安にもなると思いますので、こういった数字は非常に重要ななと思っています。

ここで一つ、私、質問したかったのは、先ほど参考資料の方に九電さんの2022年の最小需要日の需給バランスというのがあったと思うんですけども、それを見ると、火力の電源I、IIの出力が93万キロワットで、バイオマスが29万キロワットになっているんですけど、この33万キロワット減というのはどういうバランスなのか。そのうち、例えばバイオマスがどのぐらい占めていて、火力がどのぐらい占めているかというのがもしお手元に数字がありましたらお示しいただければなと思いました。だから、どこでまずは引き下げる余地があるかとか、そういうことの検討の材料になると思いますので、ご教示いただければありがたいかなと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。それでは、九州電力さんいかがでしょうか、ただ今のピンポイントの質問ですけど。

○井筒オブザーバー

九州電力でございます。事務局様が出された資料のスライドの3ページのところなんですけども、これは2021年度の実績で、火力が最低出力が93万キロ、バイオマスが29万キロなんですけども、今、私ども一番最新の接続状況で算定したところでいきますと、現状の

最低出力が大体火力で 21 万キロ程度、そして、バイオマスで混焼と専焼を合わせたところで大体 45 万キロワット程度が現状の最低出力でございます。それから、今回ご提案いただいた最低出力の引き下げをすると大体 34 万キロワット程度になりまして、低減効果が事務局様の資料にありますとおりキロワットで約マイナス 33 万キロワットの効果、こういった効果があるという試算を行っております。いかがでしょうか。

○岩船委員

ありがとうございます。ということは、先ほどの数字のバランスから考えると、バイオマスの最低出力の引き下げ量が結構大きく効いているように思われたんですけども、合っていますか。

○井筒オブザーバー

はい、既にわれわれ、普通の火力の方は最低出力の引き下げがもう相当行われておるといふ実態でございますので、やはりバイオマスの方が低減効果は大きいと考えてよろしいかと思えます。

○岩船委員

ありがとうございました。

○荻本座長

ありがとうございます。オンラインの目標についてもご意見ありましたけれども、事務局から今の時点で何かございますでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。岩船委員にご指摘いただいた点、非常に重要だと思っております、まさに代理制御のみで足りる量がどれぐらいの水準なのかというのが一つ目標になると思っております。そういった意味で、これがどれぐらいになるのか、これが今後、各社、九州以外で行っている場合に少しその辺のラインは見えてくるのかなとは思いますが、現時点では 5 ページの表で言いますと、かなり東北、あるいは四国でも切り替え率が低い状況で、恐らくオンライン代理制御のみで足りる量というのは一定、例えば半分を超える率になってくるかなというところでもありますので、最終的な目標としてはまさにそこを目指しつつ、まず足元ということでの 2、3 年内 10 ポイントという形でお示ししておりますけれども、おっしゃったような点をゴールにということでの、そこがどのレベルになるかというのは今後しっかり検討していきたいと思えます。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、少し時間が押してはおりますけれども、重要な点だと思いますので、他の委員からもいかがでしょうか。

では、先ほどすみません、お待たせしておりますが、中澤オブザーバーお願いをいたしません。

○中澤オブザーバー

火原協中澤でございます。今回火力の最低出力の引き下げの件がありまして、先ほど小川課長の方から非常に丁寧に説明していただき、資料の方も詳細を見ますとちゃんと書いてあるので、その点については異論もないのですけれども、どうしてもこういう資料では数字が目が行きますので、多少数字が独り歩きするのではないかと懸念しています。

あともう1点、課長から具体的に、詳細に説明いただきましたが、具体的な話としまして、私の方から紹介した方がいいかなと思ひまして幾つか挙げさせていただきます。一つは、最低出力を下げますけれども、ガスタービン・コンバインドサイクルにつきましては、これも課長から言っていたいただきましたように負荷変化率の向上や起動時間の短縮を図った上で台数制御をした方がより効果的です、その辺の費用対効果を考えていただければいいなと思っております。

あと、自家発の件も載っておりましたけれども、発電専用のプラントでありまして、起動するために必要となる蒸気を動いているユニットから補助蒸気として供給する必要があるとか、あと、LNG基地を持っている場合にはLNG貯槽から発生するボイルオフガスの処理が必要だとか、実際のプラントの性能の限界まで出力を下げ切れない場合もございます。そういったことも併せて検討いただけるとのことだと思ひますので、ぜひよろしくお願ひします。

あと、数字の件につきましては、先ほど7ページ目に九州送配電様からの数字がございますけど、多分この数字につきましては、火力の方の運用の実態とかというのは、まだ必ずしも入っていないのかなと思ひます。私の想像で申し上げて申し訳ないのですけど、燃料費は削減にはなるのですけども、その分、メンテ費用とかがかかる分はどうなっているのかなど、そういうこともございますので、その辺につきましても併せてしっかりと検討していただけるものと思ひますので、ぜひ今後のエネ庁様からの発信の中でそういうことが併せて発信していただけるとありがたいと思ひます。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。事務局の方いかがでしょうか。特になければ。

○小川電力基盤整備課長

特にありません。大丈夫です。

○荻本座長

ありがとうございます。他の委員の方、オブザーバーの方含めていかがでしょうか。

○松野オブザーバー

送配電協議会会の松野ですが、発言を希望します。

○荻本座長

はい、お願ひします。

○松野オブザーバー

ありがとうございます。私からのコメントとなりますけれども、1点、一般送配電事業者といたしましては、今回取りまとめられました再エネ出力制御の低減に向けた基本的考え方を踏まえまして、再エネのさらなる導入拡大に協力してまいりたいと考えております。その上で、調整力電源の最低出力の扱いにつきましてコメントをさせていただきます。

7ページに九州エリアの電源Ⅰ、Ⅱの最低出力は約3割が20%を上回っていると、そういった記載がございます。このように現時点では、調整力提供の一定の部分を担っていると認識しておりますので、9ページに記載していただいております調整力電源の最低出力の扱い、特に既設の電源につきましては、確実な調整力確保の観点も踏まえまして別途検討していただくということですので、われわれ事業者の方もぜひその検討の方に協力をさせていただきたいと思っております。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。事務局よろしいですか。

○小川電力基盤整備課長

はい、大丈夫です。ありがとうございます。

○荻本座長

ありがとうございます。他いかがでしょうか。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川でございます。

○荻本座長

お願いします。

○増川オブザーバー

時間が押している中、1点だけコメントさせていただきます。

資料3の6ページに、二つ目のぼつにわれわれを含めて業界団体の取組が記載されておりますけれども、もちろんわれわれといたしましても、できることにつきましてはしっかりと取り組んでまいりたい所存ですので、どうぞよろしく願いいたします。

以上でございます。ありがとうございました。

○荻本座長

どうもありがとうございます。他いかがでしょうか。よろしいですか。それでは。

○中澤オブザーバー

すみません、火原協中澤ですけど、もう1点だけよろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、どうぞ。

○中澤オブザーバー

先ほど、送配電網協議会さんからもお話ありましたけども、今もガイドラインがあります

が、例えば九電さんでは、実際の設備はガイドラインよりはるかに下げた運用をしているはずで、発電側と送配電、小売り側とで話がついている場合にはこういうこともできるので、ガイドラインを下げなければ、必ずしもこれ以上の柔軟な運用ができないということでもありませんので、その辺も併せて検討いただけると良い結果が出ると思います。よろしくお願ひします。

○荻本座長

ありがとうございます。事務局からは何かございますでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

今の点、どういう形でガイドライン、取組を促していけるのか、あるいは、それをどう図っていくのか、ありましたように、ガイドラインよりもどれぐらい下げているのかということと、それが九州エリア、あるいは他エリアでどうかといった点は、いずれにせよ実態把握の中で改めて確認しつつ、今ご指摘の点も含めて検討していきたいと思ひます。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。他に。

○原委員

すみません、今の点に関して、北大の原ですけれども、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、原委員お願ひします。

○原委員

今のガイドラインよりも個別の調整の上で最低出力、さらなる引き下げがあるというお話がありましたけれども、その実力ベースでの引き下げ量というものが出力抑制量の試算や何かに織り込まれているという理解でよろしいのでしょうか。

○荻本座長

それは最初、事務局から。

○小川電力基盤整備課長

基本的に、例えば九州の例で言えば、まさに実績、この短期の見通しにおいては実力ベース、ガイドライン以下に下げているものをベースに見通しをつくっておられると認識しております。九州さんの方で補足などありましたらお願ひいたします。

○井筒オブザーバー

九州でございます。事務局様のご指摘どおり、織り込んで算定しております。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。原委員、よろしいでしょうか。

○原委員

その場合は、7ページのところで書いてある、最低出力をさらに引き下げれば九州エリア

で1%低減とかという数字は、最低出力を下げたとしても全てが一律、その効果が現れるわけではないと思うんですけれども、その分も織り込んだ上でのこの数字という理解でよろしいのでしょうか。

○荻本座長

その分というのは。

○原委員

つまりは、最低出力を全て20%というふうになっていますけれども、これは実力ベースでさらに20%よりも下がっているものについては、その数字ベース、20%にするというのが実際もっと下がっている場合には、ここを下げたとしても実際の出力制御率というのは下がらないと思うんですけれども、その分がちゃんと考慮された数字で、つまり1%になっているのかという趣旨です。

○荻本座長

ありがとうございます。九州電力さんいかがでしょうか。

○井筒オブザーバー

既に実態ベースで下がっているものは、それを織り込んで見通しを算定しておりまして、それからさらに引き下げが可能な電源に対して仮にご提案いただいた引き下げ量で算定すれば1%程度下がるという数字でございます。

○原委員

分かりました。ありがとうございます。

○荻本座長

ありがとうございます。他よろしいでしょうか。

ありがとうございます。それでは、最後三つ目の議題ということにまいりたいと思います。系統連系に関する各地域の個別課題ということです。事務局から資料4についてご説明をお願いいたします。

【資料4】北海道における再エネ導入に向けた調整力制約への対応 [事務局]

○小川電力基盤整備課長

それでは、資料4、北海道における再エネ導入に向けた調整力制約への対応というところであります。

1ページ目、本日のご議論というところで、まず、北海道において現状ですけれども、大きな再エネポテンシャルがある一方で、特に新規の風力などについては、蓄電池などによる変動緩和対策というのが要件となっているというところであります。

これについて、この現状の変動緩和要件というものを今後どうしていくかという点、それを考えるに当たっても必要となってくるシミュレーションというものの方向性などについてご議論いただければと考えております。

スライド3ページ目になります。シミュレーションの方向性についてというところで、

これはもう5年前のこのワーキングにおいてでありますけれども、シミュレーションのやり方についてご報告ありましたけれども、その際、そこで変動緩和要件の必要性というのが確認されております。今回、これをベースにしつつ、前回の試算からは5年がたっているということで、前提を見直してシミュレーションを実施するというところで、3ページ下の表にまとめております一番右のところ、この5年間の間でのアップデートというところ、電源の変化などについて、あるいは、連系線の変化、こういったものを加味してのシミュレーションを実施することとしてはどうかというのがまず一つであります。

続いて4ページ目になります。こちらはシミュレーションの方向性について②というところであります。まず、従来、今回、諸元をアップデートしてみたいという、過去に行ったシミュレーションというのは、4ページで言いますと右下に吹き出しのような形、矢印が出ているので書いてありますけれども、左に矢印が出ています従来算出方法というのは、まず足元、既存の調整電源を前提とした上で、どれぐらい自然変動電源を入れることが可能かという考え方、そういうシミュレーションになります。

一方で、今後ということで、ここでの別のシミュレーションということで言いますと、上に矢印が出ている方、将来的な自然変動電源の導入、どれぐらいかというのを過程した上で、そのためにはどれだけ調整力が必要になるかと、ある意味発想が逆になる、今ある調整力前提に、じゃ、どれだけ入れられるかということではなくて、これだけ入ってくる場合にはどれだけ調整力が必要になるか。今後、こういった形でのむしろある意味将来からバックキャストするような形でのシミュレーションをして、そこで必要な調整力というのをどうやって入れていくかといったことを考えていくことが重要なのではないかと考えております。

こういった新しいシミュレーションを行う上での方法論ということで、まず次の5スライド目になります。一つ目、具体的な調整力の算定方法というところでもありますけれども、これにつきましては、今、需給調整市場への移行が進む中で電力広域機関において必要な調整力の算定方法というのが議論されております。そういった方法を用いていくということが具体的な調整力のような算定方法においては、これを使っていくということでどうかと考えております。

その際に、追加的に風力発電が導入された際にというところでの、前提となる風力の変動データというのを正確に推定することが重要になります。その場合に幾つかの考え方があるということで、6ページに参考で記しておりますのは、風力発電の出力変動については、大体の導入量が増えてくると、ならし効果が働くということが確認されておりますが、同じ出力変動でも、例えば短周期の変動については、狭い地域、ある意味一定の地域でもほとんど相関しないということでの平滑効果が大きいんですけども、長い変動になりますと、このならし効果が小さくなるということで、風力がどこに入るかという立地状況が重要となるということも確認されております。

こういった点を踏まえて、ではデータの推計方法をどうしていくかというのが7スライド目になります。

幾つかの推計に当たってのデータの使い方ということで、三つほど方法を示しております。まずということで二つ目のぼつに記しておりますけれども、今、既存の北海道内のデータの変動をそのまま使っていくということでありまして、これはその算定自体は比較的早期に可能であるという点。一方で、先ほども言いました追加導入、導入量が増えることによる平滑効果というのが織り込まれないということで、算定される調整力量が過大となる可能性があります。

また、2番目の方法としまして、既存の道内の風力の出力データから平滑効果を推計する方法という点、これでやりますと、ちょっと時間を要するという点と、あくまで足元の既存の風力データということで、今後の風力の分布の特性を反映できないというデメリットがあります。

さらに、表3というところでは、発電所の導入、どこにということらを想定して、それに近いところのデータを用いるということを行うと、かなり分布の特性というのを反映できるようになるというメリットはありますけれども、一方で時間を要する、さらには、そもそも将来的な立地についての特定が必ずしも容易でないということがあります。

こういった手法の中で、8スライド目ですけども、こういった形でこれらの手法を考えていくかという点。まず何よりも、今回行うシミュレーションというのは、必要な調整力を見ていくというところではありますし、それがすなわち自然変動電源の連系可能容量というところにつながってくるという意味では、少しでもとにかく正確な手法、正確な数値を得ていくというのが大事になるというのは大前提であります。そういった意味では、何でもかんでも簡易なというよりは、より正確な方法を追求していくというのがまず基本かと考えております。

そうした場合に、こういった手法、先ほどの②、③の話、それから平滑化効果、ならし効果のインパクトが異なるという変動成分の違いというのをどのように考えていって、どのような手法でこのシミュレーションを行っていけばいいかという点についてご議論いただければと考えております。

こういったある意味、より精緻な検討ということについては、一定の時間を要するという点から、これらについては来年2022年中に結論を得ることを目指しつつということで、一方で、足元については、まずできる範囲での概算を把握という観点で、手法①という簡易な方法、この場合には必要な調整力、過大になる可能性が十分にあるわけですけども、まずは規模感を見ていくために①というものの、これについては、北海道電力において行っていたき、今年度中にご報告いただくこととしてはどうかと考えております。

続きまして、スライド9ですけど、今後の自然変動電源の考え方であります。今、ありますシミュレーションといったときには、ある意味、自然変動電源が一定の調整力を必要とするということを前提としております。ただ、これについては、世界的にも再エネの導入が進む中で、自ら調整できない自然変動電源と調整可能な火力その他、いわゆる調整力というような二個対立では必ずしもなくなってきているというところがあります。

自然変動電源であっても、自らの出力変動を一定範囲内に制御する機能というものも最近では入っておりますし、系統の周波数変動に応じて出力を変動させる機能、特に、風力の場合にはそういった電源もあります。さらにということと言いますと、海外においてはということでもありますけれども、風力、かなり大規模な形で、ある意味調整力、上げ下げ両面で、もちろん範囲には一定の制約はありますけれども、上げ下げ両方で調整力というのはむしろ供給する主体になっているというものも出てきているということで、自然変動電源が増えるとさらに調整力が必要になるということだけではない、むしろ、新たに入る自然変動電源が調整力を提供していくということも今後将来的にはそういった可能性も考えていく必要があるのかなというところでありまして、こういった点はまたシミュレーション等別途どういったものが入って、あるいは出てき得るかという点は、また、幅広くご議論いただければと思います。

参考としましては、次の10スライド目に記しておりますけれども、周波数の変動に対して自動的に抑制、変動する要件ということが、今、広域機関で行われているグリッドコードの検討の中で議論が行われております。

二つ目のぼつにありますけれども、これは周波数が上昇した場合には発電設備の出力を自動的に抑制するという、これは自然変動電源でもいつでも対応可能なんですけども、逆に周波数が下がっているときに上げるとなると、ある意味上げるための余力というのがなければならぬものですから、常に目いっぱい出力が出ているときには、そういう対応ができないということから、今、グリッドコードの検討でも供給余剰で出力制御がまきに行われている際に、出力制御が行われているので出力はフルにはなっていないときに動作するという機能と、このグリッドコードの検討でも行われているというところ。こちらは、こういった議論がされているというところの参考のご紹介になります。

最後は14スライド目になりますけれども、域外からの調整力の調達ということで、これは後ほどご説明、事業者からありますけれども、今の二つ目のぼつにありますけれども、こちらのワーキングでの議論を踏まえて、2017年から北電、東電において北本連系線のマージンを介して東京エリアの調整力を活用することで風力の連系を拡大、約20万キロワットの実証というのを行ってきたところでありまして、これについて後ほどご紹介、ご説明いただくとともに、そのご報告を踏まえての今後ということでは、一番下に記しておりますような来年度以降も引き続き実証を継続することでよいかという点、ご議論いただければと思います。

事務局からは以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。それでは、続きまして、北海道電力ネットワークから資料5に基づき説明をお願いします。

【資料5】風力発電の導入拡大に向けた実証試験の実施状況について [北海道電力ネットワ

ーク]

○米岡オブザーバー

北海道電力ネットワークでございます。聞こえていますでしょうか。

○荻本座長

はい。

○米岡オブザーバー

先ほどは弊社通信回線の接続不良により、議事の進行にご迷惑をお掛けして申し訳ございませんでした。

それでは、風力発電の導入拡大に向けた東京電力パワーグリッド様および弊社が実施している実証試験の実施状況についてご説明させていただきます。

2ページ目をご覧ください。風力実証では、風力発電の短周期変動は北海道エリアの調整力で、長周期変動は東京エリアの調整力を連系線を介して調達することで、北海道エリアの調整力不足を補完していただいております。当初は、2020年度までに実証風力事業者さまの連系が完了する予定でしたが、これが2022年度に遅れる見込みとなっております。

3ページをご覧ください。実証試験による風力発電連系規模は19.8万キロワットとなっております。2017年11月から実証試験を開始しております。

4ページをご覧ください。弊社は前日予測値に基づいて実証風力の電気を前日スポットに供出しております。前日スポット市場に供出する前日予測と、1時間前時点の予測値の差について、東京電力パワーグリッド様から調達した調整力により調整するのが今回の風力実証でございます。

5ページをご覧ください。東京エリアの調整力を北海道エリアで使用するに当たって、北本および東北・東京間連系線に過去実績から実証風力発電設備量の20%のマージンを設定し、その範囲内で必要な調整力を受給しております。調整力の受給は、現状の短周期広域周波数調整の機能を活用してございます。

7ページをご覧ください。実証試験における検討、確認項目として、地域間連系線の効率的な利用方策の検討や、風力発電の導入拡大に伴う系統影響の確認、風力発電の出力制御技術の確認を行っております。

8ページをご覧ください。地域間連系線の効率的な利用方法の検討の中で、風力実証で確保するマージンを減少させるため、広域機関様にもご協力いただきながらさまざまな検討を行っております。

9ページをご覧ください。ここでは、連系線に設定した調整力枠の活用状況を示しております。通常は左の図のように、前日スポットと1時間前予測との差を ΔP_0 で調整しておりますが、右の図のように予測誤差が大きくなって ΔP_0 が不足し、地域間連系線の調整力枠分のみでは風力発電に追従できなくなり、北海道エリアの調整力が増加している状況を示しております。

10ページをご覧ください。現在、風力実証による連系が徐々に拡大していく中で、出力

平準化効果等により予測誤差が縮小している傾向となっております。本年上期末の時点で予測誤差が設備量の20%以内に収まる割合は91.7%であり、来年度全ての連系が終了した段階では、予測精度の向上に向けた取組を別途実施していることもあり、予測誤差はさらに小さくなるものと想定しております。

12 ページをご覧ください。実証試験の中で必要な調整力が確保できないときには、発電出力指令に準じて出力を制御していただくことをお願いしており、グラフから実証風力の出力が指令に追従していることが確認できます。

13 ページをご覧ください。スポットの約定結果がゼロ付近、および、設備容量付近の場合、下振れリスク、および、上振れリスクがそれぞれ減少するため、マージン設定量もそれに併せてそれぞれ減少させております。

最後 14 ページをご覧ください。今後の取組といたしまして、実証試験の行程が全体的に後ろ倒しになり、実施途中の段階であること。先ほど 9 ページでご説明したとおり、予測誤差が大きい場合に必要な調整力を調達できておらず、北海道エリアの調整力への影響を引き続き分析する必要があること。需給調整市場の商品が拡大する中で、当社としても将来的に必要な調整力を市場から調達することを志向しておりますが、このためにはここに記載したとおり、年間を通じてマージンの確保が必要とか、需給調整市場では下げ商品を扱っていない、風力発電の出力制御の考え方の整理やシステムの整備が必要などの課題がございます。

これらの検討が必要なことから、当面は引き続きマージンを活用して、東京電力パワーグリッド様からの調整力を受給しながら実証試験を継続していきたいと考えておりますので、よろしく願いいたします。

私からの説明は以上になります。ありがとうございました。

○荻本座長

どうもありがとうございました。3 番目の話題というのは、事務局の資料にございましたように、新規の風力発電事業には蓄電池等による変動緩和対策が要件化されているということ为背景にして、本日はさらなる検討を進めるに当たってシミュレーションの方向性についてご議論いただきたいというのが 1 点。もう一つは、ただ今ございましたように、実証試験を継続するという事についてご議論いただきたいということになっております。それでは、だいぶ時間を超過しており大変申し訳ないんですが、やはり重要な議題ですので進めさせていただきます。各委員からご質問、ご意見お願いしたいと思っております。

○後藤委員

後藤です。よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、お願いします。

○後藤委員

まず、非常に丁寧なご説明ありがとうございました。シミュレーションの方向ということ

で、シミュレーションA、シミュレーションBということでご紹介いただきましたけれども、両方活用していくということがやはり望ましいのではないかと思います。特に、シミュレーションBという非常に将来が見通しにくい状況の中で、かなり高い目標が定められているという中で、バックキャスト的なシミュレーションをしていくという有効性、必要性というのも非常に大きくなってきているかと思しますので、この両方を活用しながら状況を見ていくという方向性について賛同いたします。

もう一つ、自然変動データの推計方法ということで今回ご紹介いただきました先ほどの資料の7ページ、8ページのところかと思っておりますけれども、平滑化効果についてどの程度精緻化していくかということで、ぜひこういった手法の高度化、精緻化というものを継続してやっていただきたいと思っております。ある程度精緻ではなくても、現実的に時間がかかるというところもあり、現在分かる範囲の中で計算をまずはしてみるというところも非常に重要ではありますけれども、地点の選定によって非常にケース・バイ・ケースでかなり値が違ってくるところが大きいかと思しますので、こういった手法の高度化を進めながら、フィードバックを掛けながら、またステップ・バイ・ステップで議論をしていただければと思います。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。他いかがでしょうか。

それでは、委員だけではなくオブザーバーも含めてご意見、ご質問等ありましたらお願いしたいと思います。JWPA鈴木様お願いいたします。鈴木様、いかがでしょうか。

○鈴木オブザーバー

すみません。聞こえますか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

○鈴木オブザーバー

ありがとうございます。すみません。風力発電協会の鈴木ですが、3点ほど要望がございまして、意見させていただきます。

事務局さんの資料で、3、4ページ目のシミュレーションの方向性についてでございますが、1点目は、シミュレーションAは、足元2020年の条件を見直しているわけですが、結果的にはあまり現状と変わらないのかなということも予想されますし、シミュレーションBはさらに厳しくなるということも考えられます。

この条件を出発点として連系線の増強、新北本、新々北本の計画もあるかと思しますので、そのことや、それから追加的な制度設計等による想定される効果なども考慮したケースなどについてもさらに検討を進めていただきたいというのが1点目の要望です。

それから、2点目ですが、委員の先生からもありましたが、7、8ページ目の自然変動データの推計とならし効果についてです。これは定量的な評価は非常に難しいのかもしれま

せんが、エリアが比較的広い北海道では地域によって気象も異なりますし、一定の平滑効果は確実に見込まれるはずですので、さらに発電時の気象条件が異なる風力と、若干、容量的には小さいかもしれませんが太陽光、これは一般に逆相関の関係にあるとも言われておりますので、これらの平滑化効果も期待できるかと思えます。当面は、シミュレーションの手法として①で評価するというごことですが、①は保守的なので並行して②、または③についても必要に応じてではなくて、過去の実績も傾向も踏まえた上でぜひ並行した検討をお願いしたいということです。

さらに、エリア全体での風力や太陽光の出力平滑化効果に関する検討結果やデータにつきましては、今後、各種検討に非常に役立つ貴重なデータとなりますので、ご対応可能な範囲で短時間サンプリングでのデータと結果などにつきまして公開の検討もぜひお願いしたいということです。

それから、最後3点目ですけど、10ページ、12ページのグリッドコード化の、OCCTOさんの方でやられているグリッドコード化検討会の反映というか、それについての言及でございましたが、今後、自然変動電源に対しては調定率制御機能などを考慮していく方向については、われわれとしても賛同いたしているところです。ただし、これも別に紹介ございましたが、調整力市場の制度運用に併せて、適切な形での適用時期も踏まえた検討をしていただければと強く希望す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。いろいろ具体的な要望ということでいただきました。関連して委員の方々、またはオブザーバーの方々からご意見ご質問等はいかがでしょうか。

○岩船委員

岩船ですけれども、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、お願いします。

○岩船委員

基本的な今回のシミュレーションの進め方の方向は賛同いたします。ただ、先ほどもお話ありました10ページの風力自体が調整力を提供する件、そこも、これから先、長期の議論につなげていくためには、こういった機能も活用していくことが非常に重要だと思われまますので、これもやはりシミュレーションにぜひ入れていただいて、それによって、例えば蓄電池等が減らせるとか、連系線のマージンがそれほど多く取らなくていいとか、いろんな価値が出てくると思われまますので、こういったシミュレーションはしっかりやっていただければなと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。他いかがでしょうか。

○原委員

北海道大学の原でございます。

○荻本座長

はい、お願いします。

○原委員

10 ページの今のお話のところの周波数対策で、自然変動電源にその能力を持たせるところで、10 ページ目の左側の図の上昇対策についてはよろしいかと思うんですけども、右側の低下対策については、常時の出力を少し絞った状態での運転ということが求められるかと思います。

それはひいて言えば、再エネの利用率低下にもつながるところですので、こういったことを検討することは大変結構かと思いますが、それをシミュレーションに組み入れるということも賛同いたしますが、その際、ぜひ、このことによる再エネの利用率がどうなるかとか、その辺も含めて総論として評価することが重要かと思いますが、その点も考慮に入れた上で進めていただければ大変ありがたいと思います。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。他いかがでしょうか。新しい範囲の議論ですので、いろいろご意見いただければと思ってお伺いしております。他、何か新たな視点等ございましたらお願いいたします。よろしいでしょうか。

それでは、まずは今まで幾つかの視点が出てきております。まずは、事務局の方から今、お答えいただける範囲で考え方をコメントいただけますでしょうか。続いて北海道さんにも現在可能な範囲でコメントをいただきたいと思います。よろしくお願いします。

○小川電力基盤整備課長

ご意見ありがとうございます。まず、後藤委員からいただきました手法の高度化、これはまさにこれからしっかりやっていかなければならないと思っております。具体的には、シミュレーションのところでは風力協会さんから幾つかご要望をいただいております。ちょっとどの範囲でこれからされていくのに、特にシミュレーション、北海道においてこれから行うところに、どのような形で織り込めるかなというところは、ここはまたちょっと別途事業者ともよく相談をしていきたいと思っております。データの公開についても同様であります。

それから、岩船委員、原委員からもご指摘いただきました今後の自然変動電源の考え方のところ、これはちょっと私のご説明が不十分でしたか、シミュレーションに直接現時点で組み込むのは難しい点がある、これは原委員もご指摘ありましたような上げ下げで言ったときに、まだこれで十分対応できるものではないという意味では、ちょっとシミュレーションに直接反映する前に、どういった形になると、ある意味シミュレーションに組み込めるかといった点からしっかり検討していきたいと考えております。

事務局からは以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。続きまして、北海道電力さんいかがでしょうか。

○米岡オブザーバー

ありがとうございます。今、事務局様からもご回答がございましたように、さまざまな対策についてシミュレーションに組み込むということにつきましては、事務局様と相談しながらわれわれも取り組んでいきたいと、また、できるだけ早い時期に回答を出していきたいと考えてございます。

3. 閉会

○荻本座長

どうもありがとうございました。ただ今の議題、3番目の議題、または、全体を通して何かございましたらお願いしたいと思います。よろしいでしょうか。

それでは、本日は有意義なご意見を多数いただきました。いただく中で、30分超過してしまいました。申し訳ないと思いつつ、大変有意義な議論をどうもありがとうございました。

議題1については、来年から導入予定のオンライン代理制御の運用についてご説明、整理をいただきました。その方向について大きな異論はなかったと思います。

議題2にもかかっているんですけども、オンライン化の必要性、運用方法についての理解を含めて、実運用の準備を進めていただくようお願いをしたいと思います。

議題2の再エネ出力制御の低減に向けた取組の基本的方向性については、本年内に取りまとめるべく、これまでもさまざまな意見を頂いておりました。

今日も非常にたくさんの意見を頂いたと思っております。幾つかの点については、少し検討が必要ですが、今回の議論を踏まえて事務局において整理をしていただきまして、本件を再エネ大量導入委員会に、現時点の結果ということで報告いただければと思います。さらなる具体的検討を進めていただくようお願いをいたします。

議題3の北海道の調整力への対応について、シミュレーションの方向性について多くの意見をいただきましたというよりは、ちょっと全体像が十分把握できていないという中で、議論が開始されたというところだろうと思います。ただし、方向性については異論なく、実証試験についても賛同がいただけたと思います。事務局においては、これらのご意見を踏まえて、さらなる具体的な検討を進めていただければと思います。

シミュレーションというものは、非常に広い範囲を意味するというので、事務局からどの範囲で進めるかということを含めて検討するということだったと思います。非常にたくさんの再エネが先行して導入される北海道ということですので、その検討のやり方ということを検討するという面もありますので、ぜひ検討を進めていただくようお願いをいたします。

本日は、本当に長い時間、オーバーしてしまいましたが、ご議論ありがとうございました。
以上で第 35 回系統ワーキンググループを閉会をいたします。ありがとうございました。