

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18回）

日時 平成30年11月12日（月） 9：59～12：19

場所 経済産業省 本館地下2階 講堂

議題

- (1) 各社の出力制御の見通し等の算定について
- (2) 系統連系に関する各地域の個別課題について

資料

- 【資料1-1】北海道電力説明資料 [北海道電力]
 - 【資料1-2】東北電力説明資料 [東北電力]
 - 【資料1-3】北陸電力説明資料 [北陸電力]
 - 【資料1-4】中国電力説明資料 [中国電力]
 - 【資料1-5】四国電力説明資料 [四国電力]
 - 【資料1-6】九州電力説明資料 [九州電力]
 - 【資料1-7】沖縄電力説明資料 [沖縄電力]
 - 【資料1-8】各社出力制御見通しの算定結果 [事務局]
 - 【資料2-1】今秋の再エネ出力制御の実施状況について [九州電力]
 - 【資料2-2】再エネ出力抑制の事後検証について [電力広域的運営推進機関]
 - 【資料2-3】九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果
～2018年10月21日抑制分 九州電力～ [電力広域的運営推進機関]
 - 【資料2-4】再生可能エネルギー出力制御の低減に向けた対応について [事務局]
 - 【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]
- (参考資料1) 電力各社設備一覧等

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18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。

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

本日は、馬場委員におかれましては都合により遅れてのご出席というご連絡をいただいておりますけれども、委員の方全員にご出席をいただきます。また、オブザーバーとして、関係業界、電力各社からもご参加をいただいております。

本日は、電力会社7社と電力広域的運営推進機関からご説明をいただく予定であります。

引き続き、本日の資料について確認をさせていただければと思います。配付資料一覧にございますとおり、議事次第、委員等名簿、資料1-1から1-7までが電力各社からのご説明をいただく資料、資料1-8が事務局からの各社出力制御見通しの算定結果、資料2-1から2-4については、九州における再生可能エネルギーの出力制御に関する資料、資料3が北海道電力からの系統側蓄電池による風力発電募集の進捗状況についてと、それから参考資料1でございます。

2. 議事

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、本日の議事に入ります。

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1「各社の出力制御の見通し等の算定について」、議題2「系統連系に関する各地域の個別課題について」にご議論をいただきます。まず前半で、議題1に関して、電力各社より資料1-1から1-7、事務局より資料1-8のご説明をいただきます。その後、質疑の時間とさせていただきます。そして、後半で、議題2に関し、九州電力より資料2-1、電力広域的運営推進機関より資料2-2及び2-3、事務局より資料2-4、北海道電力より資料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、議題1について、まず北海道電力さんから説明をお願いいたします。

(1) 各社の出力制御の見通し等の算定について

【資料1-1】北海道電力説明資料〔北海道電力〕

○北海道電力・細野送配電カンパニー工務部長

北海道電力、細野でございます。

資料1-1に基づきまして、ご説明いたします。

再生可能エネルギーの出力制御の見通し等の算定結果について、昨年度との違い、当社の特徴的なところを中心にご説明したいと思っております。

スライド2からスライド11までは、昨年とほぼ変わらないデータになっておりますので、この説明は割愛させていただきます。

スライド12、ステップ5、地域間連系線の活用のところですが、北本の連系設備については、平成31年3月に30万キロワットの増強設備が運開する予定になっております。この関係で、連系容量が現在の60万キロワットから90万キロワットに増えるということで、今回の算定では、前回のマージンとかわりまして、連系線の潮流抑制のためにマージンを29万キロワットにいたしまして、全体の90万キロワットから29万キロワットを差し引いた61万キロワットに対して連系線の活用量を考えているというところが、昨年と変わっているところがございます。

続きまして、スライドの13については、昨年とほぼ同様の中身ですので、説明は割愛させていただきます。

スライドの14については、昨年度との比較の表ですが、変わったところは、今ご説明いたしました地域間連系線の活用のところが変わっているというところがございます。

続きまして、スライド15からスライド18については、昨年とほぼ同じ内容になっておりますので割愛させていただきます。最後にスライド19になりますけれども、こちらが今回の試算の結果でございまして、まず太陽光発電の指定ルール案件での出力制御の見通しということでございます。

表にプラス20万キロワットから100万キロワットまで記載させていただいておりますけれども、プラス100万キロワットの出力制御率については、連系線の活用量がゼロの場合は53.3%、それから、連系線の活用量を100%にしますと14.2%の出力制御が発生するという試算結果でございます。

続きまして、スライド20でございます。風力発電の指定ルールの試算結果でございますけれども、こちらのほうはプラス40万キロワットからプラス200万キロワットまで試算してございまして、200万キロワットの場合、連系線の活用量がゼロとしますと41.9%の出力制御になります。

それから、フルの61万キロワットで運用しますと12.9%の出力抑制が発生するというところでございます。

北海道電力から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、東北電力から資料1－2の説明をお願いいたします。

【資料1－2】東北電力説明資料〔東北電力〕

○東北電力・山田送配電カンパニー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。

私のほうから東北エリアの状況について、ご説明させていただきますが、その前に、前回の系統ワーキンググループで、弊社のほうから東北北部募集プロセスの情報開示データの誤りについて、ご説明とお詫びをさせていただいたところでございました。その当日に、関係団体の皆様、それから全てのデータ開示希望者の皆様に対して、電話およびメールでお詫びとご連絡をさせていただきまして、翌々日の10月12日に、正しいデータを送付させていただいております。その際、幾つかご質問をいただいているところですが、個別にご説明をさせていただいて、ご了解いただいているところでございます。

今後、このような誤りがないように努めてまいりますとともに、今後の東北北部募集プロセスについては、予定どおりに進められますよう適切に対応してまいりたいと考えてございますので、よろしくお願ひしたいと思います。

それでは、資料のほうのご説明をさせていただきたいと思ひます。

東北のほうも、これまでと同様なところは説明を省かせていただきまして、特徴的な個所だけを説明をさせていただきます。

資料の10ページに飛んでいただきたいと思ひます。

10ページ目には、検討断面における出力の設定ということで、原子力の状況を記載してございます。左下の表の米印をごらんいただきますと、弊社では10月25日に女川原子力、3台ございますけれども、そのうちの1号機につきまして廃止を表明させていただきました。

そのため、今回それを反映させていただきまして、設備容量で52万4千キロワット、それから、供給力として35万キロワット程度を減ずる形で検討させていただいてございます。

それから、16ページ目は火力の出力抑制ということで記載してございますが、2つ目のポツに書いてございますとおり、下げ代・上げ代とも需要の2%分のLFC容量を確保することとして、最低限必要な出力まで抑制をしますが、その下に記載がございましたLFC容量の確保に当たってはとしまして、弊社の西仙台変電所というところに系統用蓄電池2万キロワットのものを設置してございます。そちらのほうは実証試験が済みまして、実用化に移行できるということで判断してございまして、その分を考慮した形で反映をしてございます。

次のページには、それを反映した各電源の状況について提示をさせていただいているところでございます。

それから、19ページ目に飛んでいただきまして、こちらのほうは揚水の活用でございます。

こちらも従来どおり、弊社管内、あるいは、弊社での権利のございます揚水について記載してございます。表のすぐ上の4つ目のポツになりますが、下げ代確保に当たってはということで、先ほどの西仙台に加えまして、南相馬変電所というところに4万キロワットの系統用蓄電池を下げ代対策として入れさせていただきました。そちらのほうを考慮させていただきまして、今回算定をさせていただいている状況でございます。

次のページの20ページ目をごらんください。

こちらのほうは連系線の活用でございますが、こちら間接オークション導入による想定が難しいということで、グラフにございますとおり、運用容量、下の米マークに書いてございます公表値から算定をいたしまして、北海道から東京への送電可能量、それから、長期固定電源を除いた値として、平均で175.7万キロワットを利用できるという前提で算定をさせていただいております。

それから、23ページに飛んでいただきまして、23ページ目がこれまでのトレンドと今後の動向を踏まえまして風力の指定ルールを導入見通しでございます。

2031年3月断面で700万キロワットを想定してございます。

次のページの24ページ目が同様に太陽光でございます、こちらのほうは、2031年3月断面で1,000万キロワットを想定しながら算定をさせていただきました。

その結果を、25ページ、26ページ目に示してございます。例えば風力ですと、450万キロワットが指定ルールで増加した中で、連系線100%活用では制御率が4.1%、それから、次のページの26ページ目が、同様の条件で太陽光ですと11.6%といったような試算結果になってございます。

以降は、詳細な年度ごとの展開でございます。

それでは、最後に36ページ目をごらんいただきまして、東北エリアのほうでは、現在、足元で再エネの導入量が増加してございます。将来的に、発電と需要のバランスが崩れるということも考えられますので、現在、再エネ抑制に向けた準備を進めているところでございまして、今後、準備ができ次第、改めてお知らせをさせていただきたいと考えてございます。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、北陸電力から資料1-3の説明をお願いいたします。

【資料1-3】北陸電力説明資料 [北陸電力]

○北陸電力・棚田送配電事業本部電力流通部長

北陸電力の棚田でございます。

当社の太陽光、風力の出力制御の見通しについて、ご説明をいたします。

2スライド目から4スライド目につきましては昨年とほぼ同様ですので、5スライド目までお進みください。5スライド目のほうは、昨年度の比較ということで書いております。

まず、需要の断面につきましては、1年スライドさせまして2015から2017年に置きかえております。

あと、バイオマスにつきましては、地域資源型の設備容量のほう若干増加して、利用率も4%アップしたというところでございます。

続きまして、6スライド目をごらんください。

連系線につきましては、間接オークションの開始ということで、最大限活用を前提に算定をしているところでございます。

以降、7スライド目からは昨年と同じですので、飛びまして17スライド目までお進みください。

火力発電のほうですけれども、火力につきましては、昨年からの変更点といたしまして、今月運開予定の富山新港のLNGを算定に織り込んでおります。かつ、各社様と同様、最低消費制約を考慮した形ということでございます。

続きまして、18スライド目から20スライド目につきましては昨年と同じですので、21スライド目までお進みください。

連系線の活用ですけれども、ポチの3つ目にありますように、連系線の運用容量から長期固定電源を他のエリアへ融通する分16万キロを控除した残りの分を、ゼロ、50%、100%ということで、3パターンについて算定をしております。

続きまして、23スライド目までお進みください。

太陽光の今後の導入量でございますけれども、接続済みと接続契約申し込み済みの至近のトレンドを見まして、今後10年間でプラスの60万キロワット、最終的には170万キロワットの太陽光の導入を想定しております。

これに伴う出力制御の見通しにつきましては、24スライド目をごらんください。

プラス20万キロワット、40万キロワット、60万キロワットと書いておりますけれども、プラス60万キロワットの一番大きいところで言いますと、連系線の活用がゼロの場合は、出力制御率で見ますと36.8%ということでございます。100%活用しますと、これが1.9%まで下がるというところでございます。

続きまして、28スライド目までお進みください。

こちらは風力のほうでございますけれども、風力の導入量につきましては、至近1年間で接続検討の申し込みは増えておりますけれども、今後風力の適地がそんなに増えることはないということでございますので、将来的にはプラスの12万キロワット程度を想定しております。最終的に、合計で149万キロワットというふうな想定で試算をしております。

続きまして、29スライド目をごらんください。

こちらが風力の出力制御の算定結果でございますけれども、指定ルールが一番大きいプ

ラス90万キロワットで見ますと、連系線活用量がゼロであれば25.9%の出力制御率ということになります。100%活用できれば、1.0%まで出力制御は落ちるということでございます。

あとのスライドは参考ですので、説明のほう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、中国電力から資料1－4のご説明をお願いします。

【資料1－4】中国電力説明資料〔中国電力〕

○中国電力・藤原送配電カンパニー系統運用部長

中国電力の藤原でございます。

それでは、資料1－4をごらんください。

当社の場合、太陽光は660万キロワット、風力の109万キロワットの30日等出力制御枠を前提に出力制御見通しを算定しております。

2スライドでございます。

考え方を示しております、他社と同じでございます。今回より、地域間連系線の活用ケースを追加算定をしております。

3スライド、4スライドは昨年と同じでございます。

5スライドは算定条件でございまして、条件の変更はございません。年度の実績の置きかえを行っております。

6スライドです。

エリアの需要については微減、一般水力、バイオマスにつきましては、申込済み案件の新規か再開発か、また、燃料種別や燃焼方式を確認し、見直しを行っております。

7スライドから18スライドは、算定条件による具体的な数値でございます。

考え方には変更はございませんので、割愛させていただきます。

19スライドをごらんください。

今回追加しました連系線の活用方法を記載しております。当社は中継会社でございますので、他社の影響を受けやすい特徴がございます。中国エリアが再エネの発電が多いときには、同じく九州エリアや四国エリアでも発電が多くなると考えております。そのため、利用可能な連系線は関西方面だけと仮定をしております。

関西中国間連系線の運用容量は、390万キロワットから415万キロワットになります。そこに、まず中国エリアの潮流変動分31万キロワットを控除いたします。

次に、四国エリアからの連系線活用量については、本四連系線の運用容量でございます120万キロを採用いたしました。

また、九州エリアからの連系線の活用量につきましては、前回の系統ワーキンググループで九州電力殿が表明されております135万キロワットを採用し、その差の残り、年平均で

112万キロを当社で活用できる量と仮定し、算定をいたしました。

次に、22スライド、23スライドでございます。

導入量の想定でございます。考え方は昨年と同じでございます。至近の伸び率を考慮し、算定をいたしました。太陽光につきましてはプラス300万キロワット、風力につきましては150万キロワットとしております。

25スライドが、太陽光の算定結果でございます。

太陽光の場合、プラス300万キロワット時に連系線を活用すれば、制御時間が259時間、制御率は12.3%になります。

26スライドが風力でございます。

風力の場合、プラス150万キロワット時に連系線を活用すれば、制御時間が151時間、制御率は1.4%になります。

27スライドから32スライドは、各年度の算定結果になります。

最後に、33スライドをごらんください。

中国エリアにおきましては、年々、再エネの導入量が増加してきており、今後、再エネ出力制御の可能性もありますので、他社の準備期間も考慮し、必要な準備を進めていきたいと思っております。

発電事業者の皆様に対しても、先行他社を参考に、優先給電ルールについてのご説明や、ご対応いただく内容について丁寧に説明してまいります。今後、パワーコンディショナーの切りかえのお願いと、ダイレクトメールの発送やパワーコンディショナーの技術審査、また、出力制御訓練の実施など計画を進めてまいりたいと思っております。

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、四国電力から資料1－5の説明をお願いいたします。

【資料1－5】四国電力説明資料〔四国電力〕

○四国電力・佐相送配電カンパニー系統運用部長

四国電力の佐相でございます。

資料に基づいて説明させていただきます。

まず、スライド1ページ目の前提条件ですが、太陽光257万キロワット、風力71万キロワットを前提に、指定電気事業者制度下における太陽光の出力制御見通しを算定いたしております。

2ページ以降は、昨年と変わっておりませんで、変わっておるのが7ページ目になります。

当社の原子力が伊方2号機を廃止といたしましたので、今回は伊方3号機のみ出力ということにいたしております。

続きまして、8ページ、9ページ以降は飛ばしまして、連系線の活用になります。これが14ページになります。

14ページ、間接オークションにおける連系線活用になるということで、現時点で想定することには不確実性があるものの、今回の算定に当たっては最大限連系線を活用する前提として織り込んでおります。

活用としては、本四及び阿南紀北直流幹線ですね。この運用容量から熱容量260万キロワットを運用容量としております。そのうち、本四のルート断事故時の周波数上昇を考慮して、電制電源120万キロワットを設定しております。さらに、水力の広域送電分として5万キロワットを設定しております。これを差し引いて、連系線の送電可能量というのは最大135万キロワットといたしております。

さらに注の星の2に記載しておりますが、直流設備は比較的長期間停止することがございまして、その際は連系線活用量が65万キロワットということになります。

あと、その次、15ページ以降も昨年と同様になりまして、結果、次は19ページになります。

出力制御見通しの算定方法について、これは、今後太陽光の導入量が幾ら入るかという想定ですが、導入の実績及び短期導入の見込みから10年後でプラス60万キロワットを想定いたしました。したがって、今回の出力制御見通しの算定は20万キロワット刻みということにいたしております。

続いて、算定結果になりますが、これが20ページになります。

ここで、上から20万キロワット、40万キロワット、60万キロワットで、連系線活用が0%、50%、100%ということで記載しております。最大設備量として30日等出力制御枠プラス60万キロワット導入した場合、ゼロ%で制御率が45.4%、50%で11.3%、100%で2.3%ということになります。

ただし、参考のところに記載しておりますが、先ほど申し上げた阿南紀北直流幹線が1回線停止した場合、出力制御率が増加する可能性がございまして、例えば2カ月作業があった場合ということで試算しておりますが、その場合はこの2.3%が6%になるということになります。

最後に、おわりにということで、今回の算定は一定の前提条件のもとでシミュレーションをしたものでありまして、実運用においては需要や再エネ出力の予測誤差、出水状況、調整力の必要量、電源や連系線の運転状況及び融通を受電する他エリアの需給状況等によって変動することから、実際の出力制御等を保証するものではないということをご理解いただけたらと思います。

また、四国エリアにおいては、今後再エネの導入増を踏まえると、電力需要が低くなる時期に平年を上回る降雨による水力発電の出力増や、揚水発電所のトラブルなど、需要変動要因によっては再エネ出力制御を実施する可能性が高まっているということから、これまで再エネ出力制御システムの整備とかPCSの切替及び出力制御訓練の実施などの準備

を進めてまいりました。

今後は、事業者間の公平性の確保に留意しつつ、出力制御を確実に実施できるよう、連絡体制・実施手順の整備、出力制御訓練の追加実施及び再エネ事業者との情報連絡訓練など、必要な準備を進めてまいりたいと思います。

以上になります。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、九州電力から資料1－6の説明をお願いいたします。

【資料1－6】九州電力説明資料 [九州電力]

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部系統運用部長

九州電力の和仁でございます。

再エネ出力制御見通しの2018年度の算定結果について、資料1－6でご説明させていただきます。

基本的に、昨年の算定とやり方は一緒でございますので、若干異なる部分を中心にご説明さしあげます。

シート、飛びまして、シート4をごらんください。

まず、ここは算定諸元になります。

電力需要につきましては、データを1年アップデートいたしております。2017年が入ってきて、2014年が削られております。2017年は猛暑で、2014年は冷夏でありましたけれども、軽負荷期につきましては、両方の年、余り差異はございませんでした。

また、太陽光発電の出力想定に使用します設備量に対する出力の比率でございますけれども、これも1年アップデートいたしております。最近、過積載が進んでおりまして、この率が1ポイントほど、若干でございますけれども増加いたしております。

また、バイオマスにつきましては、今後連系が見込まれるプロジェクト、地域資源型もありますし専焼もございますが、そういったものを織り込んでございます。

シート5でございますけれども、関門連系線の活用につきましては、間接オークションの導入を前提に算定をいたしております。

シート6から15までは、電力需要の設定、あと水力、地熱、原子力の供給力の設定、太陽光、風力の供給力の想定、あと、優先給電ルールに基づいて電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅲを最低まで絞るといふ、そういう設定でございます。ここは割愛させていただきまして、シート16まで飛んでいただけますでしょうか。

シート16につきましては、関門連系線の活用でございます。

連系線を活用して、再エネ電気を送電できる可能量につきましては、右側に図がございますけれども、従前の①の45万キロワットに加えまして、運用の改善として②の10万キロワット、さらに、周波数上昇リレーで水力や地熱を遮断する対策で③の50万キロワットを、

昨年の算定で既に織り込んでございました。

今回は、それに加えて④でございますけれども、来年4月から運用を開始します転送遮断システムによる電源制限量の確保方策の効果分、これを30万キロワットさらに織り込んで算定をいたしてございます。

シート18をごらんください。

このシート18から22につきましては、こういった、今まで申し上げた前提で算定しました太陽光の出力制御の見通しの算定結果になります。

18ページにもありますとおり、九州では、太陽光の接続済み、連系承諾済み、接続契約申し込みの事業者、これは1,500万キロワット程度で推移すると見ておりまして、817万キロワットの制御枠からプラス700万キロワットまでの追加制御について見通しを算定してございます。

19ページが算定結果となっております。

関門連系線の活用量に応じた算定結果を記してございます。

シート23まで飛びまして、23から27につきましては風力の算定でございます。

23ページにありますとおり、至近の事業者動向を踏まえた今後10年先までの追加接続量を想定しまして、約380万キロワットと想定しています。

若干資料が古い、差しかえがいかない資料もちょっと行き渡っておりまして、250という図をお持ちの方もおられるかもしれません。まことに申し訳ありません、380万キロワットの図が正しい図でございます。これにつきまして、プラス200万キロワットまで、50万キロワット刻みで算定をいたしておりまして、これが24シートに記しているものでございます。

今回、制御見通しですけれども、天候とか日射量が予測どおりとなった場合の、ある意味理論値でございますので、実運用ではこれらの変動しますし、電力需要とか電源の稼働状況で変動する場合があります、1つの目安として見ていただけるように、事業者の方々には丁寧にご説明してまいりたいというふうに考えております。

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、沖縄電力よりお願いいたします。

【資料1-7】沖縄電力説明資料 [沖縄電力]

○沖縄電力・石川送配電本部電力流通部部長

沖縄電力の石川でございます。

弊社からは、資料1-7に基づきまして、出力制御見通しに加えて、再エネ出力制御運用の基本的な考え方、再エネ出力制御に向けた対応状況について、ご説明させていただきます。

まず、再生可能エネルギーの出力制御見通しの算定結果について、ご説明いたします。

算定の考え方、前提条件、算定フロー等につきましては昨年と同様ですので、説明は割愛させていただきまして、ちょっと飛びますが、スライド右下、ページ番号の16ページをごらんください。

太陽光の追加接続量につきましては、昨年度1年間におけます太陽光の接続契約申し込みの増加量から、10年後の接続契約申し込み量を10年間でプラス15.6万キロワットと予想しておりまして、トータルで65.1万キロワットと想定し、見通しを算定いたしております。

17ページをお願いいたします。

太陽光の出力制御見通しの算定結果について記載をしております。

なお、注の2のほうに記載しておりますが、弊社は今月5日に開催されました電力レジリエンスワーキンググループにおきまして、需要が低く、太陽光発電が最大出力している断面において、需要に占める出力比率が最も大きいサイト脱落を想定しまして、ブラックアウトの回避策といたしまして、安定化装置の機能向上を図ることとしております。なお、当該対応が完了するまでの間は、電源持ちかえなどによる対策を図ることを一案として示しております。当該電源持ちかえを前提に試算を行う場合、出力制御見通しの前提となります制御後の火力発電所の出力が異なることとなるために、安定化装置の機能向上対策完了時期によっては、出力制御見通しの再算定が必要と考えております。

当該安定化装置の対策完了の現在の見通しといたしましては、今年度中での完了を見込んでおります。

次に、再生可能エネルギーの出力制御に係る運用の基本的な考え方について、ご説明いたします。

スライドの23ページをお願いいたします。

優先給電ルールに基づく、前々日から当日の出力制御のスケジュールでございます。このスケジュールに沿って実施、対応していくという形になります。

スライド24ページをお願いいたします。

再エネの出力制御指示につきましては、FIT法に基づき前日に行います。出力制御量につきましては、前日段階での需要想定や再エネの出力想定をもとに、優先給電ルールに基づく火力等の出力制御を最大限考慮し算定いたします。

また、当日段階で調整力が不足しないよう、太陽光出力と需要の合成誤差を加味した上で、再エネの出力制御量を算定いたします。

スライド27をお願いいたします。

想定誤差の織り込み量でございますが、当面は最大値を織り込むことと考えております。今後、データの蓄積等を踏まえ、見直しを検討してまいりたいと考えております。また、誤差量低減に向けまして、再エネ出力予測の精度向上についても引き続き取り組んでまいります。

29ページをお願いいたします。

誤差を考慮しました対応としまして、旧ルールの事業者につきましては2つに分けて対

応することとしております。対象Ⅰが当日解除対応不可の事業者、Ⅱが当日解除対応可能な事業者としております。

前日段階では、優先して当日解除に対応できる事業者へ配分いたしまして、残りをⅠへ配分いたします。当日の朝、制御解除が可能な場合は、対象Ⅱの事業者に対して制御指示を解除するという形と考えております。

30ページをお願いいたします。

グループ制御の考え方でございますが、各事業者をルールごとにグループに分類して、制御量不足とならないように出力制御を行うことといたしております。

31ページをお願いいたします。

出力制御が無補償の出力制御の日数、時間を超過しない見込みの場合につきましては、各グループの事業者間の公平性確保の観点から、各ルールの事業者を区別せず、出力制御量を考慮しながらグループを組み合わせ、制御いたします。

32ページをお願いいたします。

出力制御が無補償の出力制御日数、時間を超過する見込みの場合は、指定ルールの無制限の出力制御につきましても、必要に応じて実施いたします。

以上が、再生可能エネルギーの出力制御に係る運用の基本的考え方となります。

最後に、再エネ出力制御に向けた対応状況について、ご説明いたします。

スライド34ページをお願いいたします。

沖縄本島系統におきましても、再エネ接続拡大の影響で、下げ代確保が厳しい断面が徐々に顕在化してきております。現時点での想定では、今年度の軽負荷期、年明け2月以降に再エネの出力制御が必要となる可能性がございます。そのため、弊社では再エネ出力制御に向けた準備に取り組んでおり、本日はその状況について、ご説明させていただきます。

35ページをお願いいたします。

最近の電力需給状況でございます。

本年5月5日土曜日ですが、太陽光発電出力が21.5万キロワットを記録しまして、エリア需要74.4万キロワットに占める割合が29%となっております。その際、下げ代余力必要量を確保しました火力運用下限値まで1万キロワットと、非常に厳しい状況となりました。

36ページをお願いいたします。

弊社系統におけます火力発電の運用につきましては、過去の系統ワーキンググループにおいてもご報告しておりまして、繰り返しとはなりますが、記載のとおりとなっております。

発電機の構成につきましては、調整力の確保や安定供給を考慮いたしまして、最大5台のユニットで分担しております。また、系統事故による瞬時電圧低下に伴う負荷脱落等へ対応するため、下げ代余力の必要量として6万キロワットを確保しております。

37ページをお願いいたします。

優先給電ルールの確実な運用について、ご説明いたします。

沖縄本島系統におきましては、電源Ⅲの事業者がいません。また、連係線の活用ができない独立系統ということがあるため、電源Ⅰ、Ⅱの制御後につきましては、バイオマスを制御し、その後、太陽光や風力の自然変動電源を制御することとなります。

38ページをお願いします。

バイオマス事業者のうち、一般廃棄物及びメタン発酵ガスの事業者につきましては、地域資源型であり燃料貯蔵が困難との理由により、出力制御不可となっております。また、その他1件につきましては、事業者との協議の結果、逆潮流をゼロにすることが現状不可能なため、全停止するとの回答をいただいております。

39ページをお願いいたします。

太陽光発電出力予測精度向上に向けた取り組みについて、ご説明いたします。

日射量予測の当日6時間先までの短時間先予測につきまして、従来、衛星画像のみで行っていましたが衛星画像に加えまして、気象モデルを組み合わせた予測手法へ本年7月より変更しまして、予測精度向上に取り組んでおります。

40ページをお願いいたします。

緊急時対応用ガスタービンと汽力機の入れかえによる出力制御量の低減について、ご説明いたします。

沖縄本島系統は独立系統であり、再エネ出力制御時に連係線を活用することができません。そのため、電源脱落時の早期復旧対応等の緊急時対応用として保有しておりますガスタービンを、安定供給が可能な範囲で汽力機と入れかえることで、再エネの出力制御量の低減を図ってまいります。

41ページをお願いいたします。

出力制御を公平かつ確実に実施するため、再エネ出力制御システムの構築を昨年度より開始しまして、本年11月1日に運開いたしました。システムの基本機能といたしましては、制御対象事業者への自動電話、メールを活用した制御指令の発令、また、出力制御機能付PCSへの指令値の配信、出力制御指令実績の管理等となっております。

42ページをお願いいたします。

各ルールごとの出力制御に向けた準備状況でございます。

弊社は、昨年10月の第12回系統ワーキンググループの後、優先給電ルールを公表しまして、発電事業者やPCSメーカーの皆様説明会の開催やPCS切りかえの依頼等を行ってまいりました。

旧ルール事業者につきましては、昨年11月より事業者説明を開始しまして、現在、出力制御に向けて確認書の締結を行っております。本年12月までには、全ての事業者との確認書の締結を完了する予定です。

新ルール事業者の対応状況ですが、資料のほうには10月末の状況を記載しております。先週末で低圧が若干ふえまして、266件、29%となっております。

43ページをお願いします。

出力制御に応じていただけない事業者の対応につきましては、安定供給の維持及び事業者間の公平性確保の観点から、契約解除も視野に厳正に対処したいと考えております。

46ページをお願いいたします。

最後となりますが、再エネ事業者との情報連絡訓練について、ご説明いたします。

再エネ出力制御を確実に実施するため、出力制御を実際に実施するまでに、数回にわたり連絡訓練を実施する予定です。なお、需要の少ない土日、祝日に出力制御が発生する可能性が高いことを考慮した日程で実施いたします。

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。

事務局から資料1－8に基づき説明をお願いいたします。

【資料1－8】各社出力制御見通しの算定結果 [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

ごく簡単に、ご説明をさせていただきます。

資料1－8、各社出力制御見通しの算定結果という資料をごらんください。

4ページになります。

出力制御の見通しの算定に関する考え方であります。

基本的には、これまでの系統ワーキンググループでご議論いただいたやり方に従って行われておりますけれども、先ほど各社からのご説明もありましたとおり、3つ目のポツになります。地域間連系線については、ことし10月1日より間接オークションが開始されているということでございますので、連系線の活用についてはその活用の見通しに応じた幅を持った数値を算定いただいております。

飛びまして、12ページをごらんください。

こちらも考え方は一緒ですけれども、原子力の供給力につきましては、先ほど東北電力さんからも言及がありましたけれども、廃炉等の動きがあった場合にはそれを見込んでおります。

なお、※印の2のところがございますとおり、福島第二につきましてはこれまでも供給力には織り込んでおらず、この算定については変更はございません。

それから、15ページをごらんください。

地域間連系線の活用量につきまして、各社からご説明いただいたものについてまとめた表にしたものであります。

この表の一番下の欄が昨年度の活用量ということで、これは間接オークションの導入が本格的に行われる前であったため、各社が自主的な取り組みとしてコミットできる量を連系線の活用量としていたということで、それが一番下の欄になります。これが幅を持って数字をお示ししておりますので、100%のケースですと、例えば北海道ですと61万キロワッ

ト、東北ですと175.7万キロワットと、こういった連系線の活用量の見通しを今回算定をしております。

この算定方法につきましては、詳細は各社によって若干の違いがございますけれども、原則としては運用容量からマージン、他エリアから受電してそのまま自エリアを通過して、別の他エリアに送電されるよう、それから、長期固定電源の他エリアへの送受電分を控除した量と、これを引いたものを100%として算定をしております。

もちろん、先ほど四国電力さんからご説明あったように、定検等の場合に減少する場合もございますが、一方で長期固定電源について、例えば定期検査によってこの送電量が減るといような場合には、むしろこれはずっと固定して使われるわけでもございませんので、理論的には100%を超えて送電ができるケースもあり得るというふうに考えております。

いずれにしても、この電源の差しかえができるという意味では、もともとこの間接オークションの前から、こういった送電量の増加というのはできるはずであったとも評価はできるわけでもございますけれども、再エネの発電事業者の方から見れば、確実にこうした送電の確実性が上がったと、予見性がより向上したということは評価できるのではないかと考えております。

17ページ以降が、各社の出力制御の見通しということで、ご説明いただいたものを表にしておりますけれども、一般論として申し上げますと、その最小需要が比較的小さくて、連系線の活用量が比較的大きな会社においては、この連系線活用に伴う出力制御の低下効果が大きく出ているということが言えるかと思えます。

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。

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

発言される際には順に指名させていただきますので、ネームプレートを立てていただき、ご発言の後にもとに戻していただくということでお願いいたします。

それでは、お願いします。

松村委員お願いします。

○松村委員

質問ではないのですが、今後対応をお願いしたい点が沖縄電力にあります。

別の委員会で、例えば長山委員が繰り返し揚水発電所の廃止について批判している。その委員会、あるいはその委員に限った話ではなく、この時代にどうして揚水を廃止するかという点は多くの者が疑問に思っていた。しかし、それはコストが高過ぎるからだと言明され、膨大なコストをかけてまで維持すべきだということにはならないので、そのよう

な経営判断はやむを得ないと不本意ながら反対できなかった。もう廃止に向けて、復旧に向けて動き出している状況で、もし今後その決定をやめて、もう一回つくり直すという可能性があるなら別ですけれども、もしそうでないとすると、もはやそのコストの情報は経営情報ではない。

したがって、そのときに一体幾らのメンテナンスコストを要求されて、それが高過ぎるという判断で沖縄電力が断ったという情報について、もはや経営情報ではないと思いますので、もうそろそろそれを公開して、本当に適切な判断だったのかをきちんと議論しなければいけないと思います。

逆に言うと、揚水発電所が残っていたとしたら、この抑制は回避できて、もし残っていない、実際残っていないわけですが、残っていない結果として抑制されるとすると、これをやむを得なかったと安直に言ってもいいのか。この点議論しなければいけないと思います。

ただ、コストに関しては相当に高かったと推測される。今は調整力の公募があり、調整力のコストはかなりの程度明らかになっていますが、まず少なくともそれよりはるかに高かったのだらうと思う。

もし、そちらの方が高い、調整力の今、公募で出てきて沖縄電力が応募しているコストのほうが高いなどということがあったら、それはまさに沖縄電力が独占力を行使して他社の調整力の供給を潰したということで、別の意味で問題になると思いますが、さすがにそこまでひどいことはしていないはず。そこまで高いとしても、この再生可能電源普及に関して、何でそんなことが起こったのかということ、みんなが納得する格好ですより前に出力抑制が起こると、不満が相当高まると思います。その情報を公開を検討していただきたい。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

この場での公開に関して検討できないかと。

○松村委員

即答できないと思いますので、検討をお願いしますと。

もちろん回答が、それは無理という回答だということもあり得るとしても、検討をお願いします。

○荻本座長

というご要望ですけれども、事務局いかがですか。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

大変重要なお指摘いただいたと思います。

系統ワーキンググループにおいてもこれまでも議論がなされていたと思いますけれども、2年ぐらい前ですか、やんばるのJ-POWERさんの揚水発電所については廃止をする

ことで、一旦、出力制御量の見通しというのが増加したという経緯があったかと思えます。当時は、需要が数年かけて増えていくということで、実際の出力制御量の見通しには影響がないだろうということには計算上はなったわけですけれども、実態面としては出力制御量が増えるという方向に当時働いたというふうに認識をしております。

今回、沖縄電力さんからは資料の40ページの中で、その出力制御量の低減に向けて牧港のガスタービンの発電所を活用されるというご提案をいただいておりますけれども、これ自身は再エネの受け入れ量という意味でいうと非常にプラスになるということだと思っておりますけれども、コスト面でいうと恐らく上がる方向にいくと思っております、そうしますと、もともとのそのコストとの関係がどうなっているかということについては大変重要な指摘ではないかと思えますし、また、それが自社の発電機なら活用できるけれども、他社だと活用できないということがよもやあるようだとすると、多分この系統ワーキンググループの話ではないと思うんですけれども、これはまた別の問題が生じる、そういうことだと思えます。

事務局としては、事前にこの論点についてはご説明をいただこうと思ったんですけれども、きょうの段階ではご説明いただけていないので、この場が適切かどうかわかりませんが、議論はいただければ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。

では、沖縄電力さん。

○沖縄電力・石川送配電本部電力流通部部長

今、松村委員のほうからご意見頂戴いたしました。海水揚水につきましては、平成27年3月までの実証試験終了後の営業運転について、弊社と設備主間、設備を持っています電発さんと協議を行いました。不調に終わりました。電源開発様の判断で28年7月に廃止したものと認識いたしております。

今回、松村委員のほうから、調整力公募と照らし合わせてというようなお話がございました。調整力公募という形になりますと、海水揚水、上げ調整力ということで、電源I-aとしての公募になると考えております。その場合、現在、公募要件としております5分以内での発送可能な出力ですとか、連続運転時間、調整力の提供時間等に制約があることを考えますと、現在確保している調整力を完全に代替することは、弊社としては困難と考えております。

また、揚水廃止に伴います接続可能量という部分がございますが、接続可能量の増加ということではないんですが、曳野課長のほうからもありましたとおり、40スライドに示しておりますガスタービンと汽力機の差しかえというところで、一定の効果は得られるものと考えております。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

では、松村委員。

○松村委員

もう一回確認しますが、接続可能量に関する問題を言っているのではなく、先ほど沖縄電力から、次の春にも出力抑制があり得るというご説明があったのに対応して言っているつもりです。つまり、目前に迫った出力抑制に関して、そのようなことは当然に予想されていたのにもかかわらず、この判断が本当に私たちが納得できるような妥当な判断だったのかを聞いているということです。

それから、これはJ-POWERの判断によって廃止したという説明は、余りにも無責任。J-POWERのほうだって当然にコストがかかり、これだけのコストでないとそのメンテナンスができないというオファーを出し、それに対してそれで高過ぎる、経済性に合わないということで沖縄電力が断ったということ。これは明らかに沖縄電力の経営判断としてやったことだと認識しています。

したがって、それはJ-POWERの経営判断だから、自分たちの説明ができないなどという説明は全く受け入れられません。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

恐らく、やはり少し突っ込んだ議論をしないといけないというようなところだと思います。この場ではない場所で、次回か、別の場ということでやらせていただくということでもよろしいでしょうか。

○松村委員

はい。別の場というのは構わないのですが、実際に抑制が起こる前に行ってくれないと、きっと納得は得られないという点だけ、再度繰り返します。実際にできるかどうかを今確約できないのはわかりますので、お答えは結構です。

○荻本座長

はい、わかりました。

それでは、ほかの点についていかがでしょうか。

どうぞ、岩船委員。

○岩船委員

ありがとうございます。

今回、間接オークションの開始によって連系線の活用量が増えることで、出力抑制が大分抑えられるということが明らかに示されたのは大変よかったですと思います。

そこで、2点質問があるんですけども、今回、連系線の活用量が0%、50%、100%というふうには示されてはいるんですが、ふだんの運用として、大体、期待値として何%ぐらいというのがそれぞれ期待できるのか、そこに何かエリアごとの連系線によってばらつき

があるのか、はっきりしたことは言いづらいかもしれないんですけども、どこを見るのが筋なのかというのは少し指標として欲しいなと思いました。

それが1点と、もう一つは、2030年の今後の再エネのふえ方について、各社さんが今のふえ方から引っ張って見通しを出されているんですけども、それが2030年の長期見通しの目標に大体足した量、もちろん、中3社さんがないので、わからない部分があると思うんですけども、大体その2030年の目標の水準ぐらいの量なのか、この2点、よろしくお願いたします。

○荻本座長

2点の質問、横断的な質問なんですけど、どちらか、まず、連系線の期待値という表現をされましたけれども、何かコメントをいただける方いらっしゃいますでしょうか。

それでは、電事連、三谷さん。

○三谷オブザーバー

電事連として確実なことを申し上げられるわけではないので、ちょっと申しわけないんですけども、やはり、その期待値という形で出すというのは非常に難しいかなと思います。各社さん個別の事情なりがあって、何か出せという話であればちょっと検討せざるを得ないかもしれませんが、一律にどうという話ではないかと思えます。

○荻本座長

事務局、お願いします。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼制度審議室長

すみません、事業者さんの責任ではなく、資源エネルギー庁として申し上げますと、少なくとも九州さんについては、既に関門連系線で送られており、これが上限にほとんど張りついているという認識です。

また、需給の状況等によっては、具体的には、需要が少なくて、火力が最低出力まで張りついている時期においては、135万キロワットフルに送れないケースも出てくるという認識をしています。ただ、足元でも100万キロワット送られていますので、これに30万キロワットプラス分を原則として送れるような状況になればいいというふうに考えております。

それから、北海道さんについて、このマージンの分は、この試算のケースでは、原子力発電所の再稼働なども織り込んだケースで南流が行われるケースだと思いますけれども、これは定期検査などによって下がるケースはあると思いますけれども、そうでなければ、送られるということが原則ではないかと認識しております。

東北さんについては、北海道から流れてくる量と、それから、長期固定電源の稼働・送電の状況に応じて、場合によってはこの100%が前後するケースがあるのではないかと思います。

○荻本座長

ありがとうございます。

よろしいでしょうか。

では、第2点ですが、2030年の見通しというものと比べて、どういう数字なのかというご質問ですが、これも電事連さん、いかがでしょうか。三谷さん、もしコメント可能であれば。

それでは、佐藤さん。

○佐藤オブザーバー

すみません、私は曳野さんがおっしゃったことで、北海道と九州はそうでしょうし、ほかでも、普通に考えると太陽光とか風力を最大に入れているときって、相当火力が止まっているわけなので、一体どの火力を連系線を使って普通送っているんだということを考えると相当、先ほど曳野さんがおっしゃったように、ほかの電力でも最大限に近いのに決まっています、そんなの連系線ルールと一体どう関係するんだという感じが相当するんですけども、どういうふうに考えるんですか。常識論として考えて、一体、何をそんなに送っているやつが動いているんだというふうにしか思わないんですけども。

○荻本座長

すみません、どなたに対する質問でしょうか。

○佐藤オブザーバー

三谷さんと、あと、電力会社の、先ほど曳野さんが名前を挙げた会社も、そうでないところも含めて、割と簡単にわかるんじゃないかという気もするんですが、どうして、そんなにわからないのかなという気が普通にするんですけども。

僕が言いたかったのは、まず、連系線が間接オークションになってからと言ったって、そんなの一体どう関係するんだと。まず、そもそも、いろいろな場で何度も言っていますように、2年前の4月1日から差しかえ可能になったんですから、別に連系線ルールなんて、前のおりだって、合理的にやったらどんどん差しかえて、何が送るかわからなかったというふうになっていたわけですし、ただ、そのときはいろんな契約で、差しかえができないということに相当なっていたから実際には起こらなかったわけですが、連系線ルールが間接オークションとなったとともに、その差しかえ可能なルールが相当やめてもらったということになって、時点時点で限界費用が最も低いやつが流れそうになったので、前と違ってどれが流れるかというのはわかりにくくはなったと思うんですけども、その出力制御との関係では、相当な電源というのが最低出力になっているわけですから、九州とかで考えればわかるように、そういうふうに考えると、相当この抑制との関係でどれぐらいの電源が流れるかというのはわかりそうな感じもするのにも、どうかなというふうに私も岩船先生と一緒に思いました。

○荻本座長

ご質問ではなくて、コメントということ。

○佐藤オブザーバー

コメントと、岩船先生と同じで、もっとわかるんじゃないんですかという質問です。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、電事連、三谷さん。

○三谷オブザーバー

先ほど私が申し上げたかったのは、ちょっと電力7社さんが答えづらそうにしていたものですから、一律に言えるものではないということをお願いしたので、そこまで突っ込むということであれば、ちょっと各社さんで説明いただくということになるかと思いますが。

○荻本座長

今のご質問に関して何かご発言できることがございましたら、お願いしたいと思うんですが、じゃ、九州さん、和仁さん。

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部系統運用部長

九州のほうで、今、佐藤事務局長がおっしゃいましたように、今回、出力制御を10月、11月やりましたけれども、そのときには、関門連系線は200万キロワット近く、最大限の活用をいたしておりますが、その中には、100万キロワット程度の再エネ電気が流れております。

ですから、先ほど私が申し上げた135万キロワットのうちのまだ30万キロワットは対策が完了しておりませんので、対策が完了している分の100万キロワットは既に再エネ電気を送ることに活用されているという状況でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

では、松村委員。

○松村委員

私が佐藤オブザーバーがおっしゃったことを誤解しているかもしれないのですが、自然に市場メカニズムが働き、太陽光や風力、限界費用がゼロだと考えたとして、それで市場メカニズムが普通に働いていれば、わざわざ連系線を通して、それよりはるかに高い限界費用の火力電源が動いて、それを連系線を介して送るというのは、あまり自然な状況ではないと言う点。

そうすると、自然な状況を想定して、場合によっては全部再生可能エネルギーに置きかわるとかということだってあり得る。もちろん、最低出力とかという制約は当然あり得るわけですが、それも考慮して自然な姿を想定して計算はできないのかという指摘だっと思えます。

その点については、もう一度、今すぐ答えられなくても、整理して、こういう理由で無理ですというようなことを答えていただければ、かなりの程度わかるようになると思えます。

関連して、私は後半に言おうと思っていたのですけれども、本当にそういう自然な行動が起こっているのかどうかは、事後的には検証する必要がある。そういうような状況にな

っていたら、自然に目いっぱい連系線が合理的に使われて、これ以上どうしようもありませんでした、出力抑制はこれでしょうがありませんでしたということになると思うのですが、例えば、極端なことを言うと、太陽光から買い取っている小売の事業者が、どういうわけかゼロ円ではなくて5円とかというような値段で仮に入札していたとして、仮に、そんな電源はほとんどないと思いますが、火力のほうがそれよりも低い限界費用だったとして、そっちのほうが先に落札されて、5円のほうで値がついたなんていうことがおこると、今言ったような自然なことは起きないわけですね。

ただ、それは本来、支配的な事業者であれば、今の自主的な取り組みによってできないはずなんですけれども、本当にそうなっているのかどうかは検証してみないとわからない。この点については、後半でもう一度、質問させていただこうと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

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、そういう意味で、先ほどの連系線の活用量については、私自身の理解では、基本的には地域間連系線は100%分活用できるのが基本だという理解をしておりました。

例えば中国さんの場合は九州さんから受け入れして、四国さんからも受け入れをして、幾ら関西に出ますかということを行っているので、原則としてはこの「100%」の量が送電できるというのが基本じゃないかという受けとめをしております。

ただし、一方で、例えば九州さんのケースで言いますと、需要が非常に低くなると、今度は本州側で受けられる受電量のほうの制約が別途かかってきて、加えて、火力の最低出力で送らなければいけない分というところも別途出てきますので、135万キロワットが常に最低限送れるかどうかという、別の制約がかかってくるケースもあるというふうに承知しています。また、北海道さんのケースですと、春・秋に恐らく北本のメンテナンスが入る時期もありますので、そのときに61万kWを送れるかといったら送れないこともあると思うんですけれども、そういった一定の条件下の状況というのを除けば、この100%が基本になると理解しています。

事業者の方々から、どういうケースで原則どおりにならないかということ、例えば四国さんからは、きょうご説明いただいていたけれども、そういったところを明らかにしていけばいいのではないかと理解しております。

○荻本座長

ありがとうございます。

じゃ、一旦、この話題はここまでとさせていただきます、次へ進みたいと思いますが、第1の議題に関してほかの委員の方々、またはオブザーバーの方々いかがでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、後半の議題に移りたいと思います。

九州電力より資料2-1、電力広域的運営推進機関より資料2-2及び2-3、事務局より資料2-4、北海道電力より資料3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。

それでは、九州電力さんからお願いいたします。

(2) 系統連系に関する各地域の個別課題について

【資料2-1】今秋の再エネ出力制御の実施状況について [九州電力]

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部系統運用部長

九州電力のほうからご説明させていただきます。

資料2-1、2ページをおあげください。

九州本土で先月10月に4回、今月になりまして、おとといときのうを含めると11月も4回、計都合8回、再エネの出力制御を実施してございます。

2ページの概要にも記載しておりますとおり、優先給電ルールに基づいた対応を行いました上で、旧ルールの方々に前日に指令を出しまして、指定ルールの方々に当日に弊社から遠隔制御を行うという対応を実施しております。

一部、システムの不具合等ございましたけれども、これまで訓練とかをやっていたこともあり、大きな混乱はなく実施できたのではないかなというふうに考えてございます。

なお、3ページ以降ご説明いたしますのは、8回行いましたうちの最も需要が小さく、最も太陽光がたくさん出た、出力制御量が大きかった日、10月21日の日曜日でございますけれども、この日の状況につきまして一貫してご説明をさせていただきます。

3ページでございます。

エリアの電力の需要の想定でございます。

至近の気象データをもとに、過去の類似日を参考に750万キロワットと想定いたしております。これに、後ほどご説明しますが、需要が下振れする誤差、22万キロワット分を減じまして728万キロワットと見込んでございます。この誤差につきましては、10月のこの時期の過去の最大誤差相当を適用いたしております。

4ページ、シート4をごらんください。

これは、最も重要な要素であります太陽光の出力想定でございます。

まず、気象庁から出されます前日の10時の時点の日射量の想定値、これは①でございますが、これに出力換算係数の②とか設備量、こういったものを乗じまして出力を想定いたしております。低圧10キロワット未満につきまして自家消費も考慮しまして、トータルで548.7万キロワットの想定となりました。これに上振れする誤差、これは40万キロワットほどございますが、これを織り込みまして、見込みまして588.7万キロワットと見込んでございます。

シート5をごらんいただきますと、織り込みました誤差について、ご説明しております。

これは、過去の10月の最大誤差相当を適用することとしておりまして、この日は九州一円が快晴でございましたので、誤差が余り出ない高出力帯の誤差を適用しております。天候によりまして、晴れ時々曇りというような場合には中出力帯の誤差を使うというように、天候に応じまして誤差はきめ細かに使い分けをいたしております。

シート6をごらんください。

これは、風力の想定でございます。

風力は、発電所の地点の風速の予想データをもとに想定いたしておりますけれども、基本的に太陽光がたくさん出るような快晴の日には風は吹きませんので、この日の風力の想定は1.5万キロワットとなります。

これで、4ページにご説明した太陽光の分等を含めると、再生可能エネルギーの合計は590万キロワットというのが、この日の想定でございます。

7ページからは、当日、優先給電ルールに基づきまして、前日計画を策定したという報告でございます。

7ページは自社火力でございまして、石炭、LNGは全て最低、周波数を調整しますLFCという機能がありますけれども、この容量は、足の速いLNGのガスタービン、これ新大分でございましてけれども、これで確保してございます。

8ページは揚水でございまして、オーバーホール中の天山の2号機を除いた7台、全台が最大限揚水で活用すると。あわせて、豊前に設置しております蓄電池、これも活用するという計画でございます。

9ページは、電源Ⅲでございまして、各発電事業者と合意をした最低出力まで最大限絞るという対応をいたしております。ちなみに、この日は自家発電余剰のお客様も工場の生産調整をしていただきまして、余剰分を合意した出力以上に下げましてご協力いただいております。

10ページでございます。

10ページは関門連系線の活用でございます。

前日12時の段階で16.7万キロワットの空き容量が残されておりましたことから、広域機関にお願いしまして、長周期広域周波数調整の銘柄で他電力会社、これは中国電力さんですけれども、再エネ電気を送電しまして受けていただきまして、関門を最大限活用いたしております。

11ページは、専焼バイオでございまして。

これも事業者と合意した最低出力まで抑制してございます。

12ページ、地域資源型バイオでございまして。

主としてごみ発などになりまして、いろいろ燃料の貯蔵の問題から出力制御は不可という取り扱いになってございます。

13ページをごらんいただきますと、これまでご説明した電源Ⅲとか専焼バイオが何%ま

で出力が抑えられるかの一覧表でございます。ゼロまで絞れるものもあれば、8割までしか絞れないというものもございます。ただ、こういった余り絞れない発電事業者の方々も、国の優先給電ルールの重要性はしっかり認識しておられまして、今後、出力制御の運転データを蓄積して設備の影響を評価して、徐々に絞れる範囲を広げていくということで、先方と協議を継続することといたしております。

14ページ、15ページをごらんください。

14ページ以降、実際のオペレーションをご報告します。

14ページの表は、これまでご説明した優先給電ルールに基づく対応を集約したのになります。

エリア需要が①、揚水やバッテリーが②、連系線の活用が③ということで、これがいわば需要相当ということで1,150万キロワット。太陽光、風力、先ほどご説明した590万キロワットを含めた供給力の合計が1,268ということで、飛び出した部分118万キロワットが翌日必要な出力制御の量ということになります。

15ページは図で示したものですので飛ばしまして、16ページをごらんください。

この必要な出力制御量の118万キロワットを、旧ルールと指定ルールの事業者に設備量の見合いで割り振りを行った結果になります。このうち、旧ルールにつきましては、前日の16時に電話とメールで指令を出しまして、指定ルールにつきましては、前日は予告だけしておきまして、実際の制御は当日の実需給の一、二時間前に、当社からの遠隔で制御するということとございます。ちなみに、この118万キロワットでございますが、これは制御対象の全事業者の約34%の規模になります。

18ページをごらんください。

18ページは、前日から当日にかけての実際のオペレーションを時系列でご説明しております。

一番左側の前日の予想では、先ほど申しましたように、118万キロワットの出力制御が必要だという見通しでございました。これに基づきまして、旧ルールを87万キロワット、それと遠制可能の旧ルール7万キロワット、そして残りの足りない分は遠隔で直前に対応できる指定ルールの方々で対応する予定としておりました。

1個右にずれまして、日付が変わりまして当日の朝、やはり気象予報が4時の段階で快晴という予報でございましたので、この9時の時点も前日と同じ見立てをいたしておりました。

ただ、直前になりまして、九州の北部に北西の方向から大量の雲が流入し始めまして、太陽光の出力が急に落ちてまいりましたので、一番右の実績を見ていただきますと、指定ルールの方々の出力制御を急遽中止する対応を行い、実際の制御量は93万キロワットとなっております。

ここで、旧ルールの遠制可能の7万キロワットも解除できたのではないかというご質問をよく受けるんですが、通常、土日でありまして12時から13時はいろいろ商店などの昼

休みの影響で電力需要が下がります。この日もそういったことで下がるだろうということ
で、次のこまには出力制御は必ず必要になるだろうからという先読みで、解除をいたして
おりませんでした。ところが、電力需要が余り下がらなかったため、この次のこまで
は、この7万キロワットも解除いたしております。

19ページは、これを図で示したものですので、割愛いたしまして、20ページをごらんく
ださい。

これは、出力制御を実施しました6日間の実績になります。

きのうとおとといはちょっとデータが間に合っておりませんが、一番下の欄の出力制御
の量が並んでおりますが、おとといの土曜日は25万キロワット、きのうの日曜日は82万キ
ロワットの出力制御を実施してございます。

それと、この出力制御を実施しましたのが10月13日の土曜日だったんですけれども、社
会の反応ですけれども、新聞、テレビで大々的に報道されたのはご承知のとおりかと思
います。SNSでも、初日の13日に6,000件弱ほどご意見を寄せられていまして、約6割が再
エネの出力制御へのご批判の意見が寄せられております。弊社のホームページ、初日の13
日、12万件アクセスがありまして、大体土日のアクセスの10倍ほどのアクセスがあつてご
ざいます。電話の問い合わせは比較的少なく、初日の13日に200件程度で、そのほとんど
が自分は対象かというようなものでございました。

あと21ページ、出力制御に当たっての公平性の確保でございます。

6回目まで終わった時点で1事業者当たりの制御回数は1から1.2回ということで、1巡
目が終わりますと2巡目に入ったところでございます。事業者の公平性の取り扱いにつ
いて、今後も徹底してまいりたいと思います。

あと、ちょっと時間の関係もございますので資料を割愛いたしますが、24ページから27
ページにつきましては、システムのふぐあいについて、ご説明いたします。

システムのソフトウェアの不具合でございまして、これにつきましては、当該箇所の改
修はもとより、システムの全体の点検を行いまして、二度とそういった間違いが起こら
ないような対応をいたしているところでございます。今後も出力制御、間違いなくやって安
定供給に努めてまいりたいと思います。

すみません、ちょっと資料の時間がオーバーしまして大変失礼いたしました。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

続きまして、電力広域的運営推進機関から資料2-2、2-3のご説明をお願いいたし
ます。

【資料2-2】再エネ出力抑制の事後検証について [電力広域的運営推進機関]

【資料2-3】九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果

～2018年10月21日抑制分 九州電力～ [電力広域的運営推進機関]

○佐藤オブザーバー

それでは、資料2-2、2-3に基づいて、主に資料2-3でご説明させていただきます。

今、資料2-1で九州電力から再エネ出力制御の実施状況について、ご説明があったわけですが、これの検証を私どもがその資料2-2の2スライド目に書いてございますが、再エネ特措法施行規則と出力制御の公平性の確保に係る指針及び私どもの業務指針に照らして、今ご説明された内容が適切であったか否かを確認及び検証して、その結果を公表しております。

今までも、この2スライド目に書いてありますように、九州エリアでは離島、種子島の出力抑制の事後検証については実績を紹介し、広域機関による検証内容のご確認をいただきましたが、今回、九州本土によって初めてということで、同じように検証結果を発表させていただければと思います。

それで、おおむね先ほど九州電力さんがご説明いただいた、3スライド目になりますが、ものを再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況と実際がどうであったかとか、優先給電ルールございますが、そこに基づく抑制、調整の具体的内容が適切であったかどうか、それに基づいて再エネの出力抑制を行う必要性があったかどうかといったことをまず検証いたしましたので、それに関して概要をご説明させていただきます。

資料2-3のほうになりますので、そちらのほうをごらんいただければというふうに思います。

適切性の検証の流れによりましては、今申し上げましたことはこのスライドの4に書いてあります。

それで、その適切性の検証の順番でございますが、5ページにあります。

それで今まで、きのう、おとといは入れなくて、11月5日時点で6回出力抑制を行ったというようなご説明がございましたが、そのうちこの当該日をとったというのは最大の抑制が10月21日にあったからということでもあります。それで、どういうことを行ったかということですが、まず、その8スライド目であります。

これは先ほど九州電力さんからも説明がございましたが、エリア需要と、あと、その再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力が等しく計画されていたかどうかということですが、これは私どもの評価といたしましては、等しく計画がされていたというふうに検証いたしました。

そのエリアの需要想定等については、9ページ、10ページ、あと11ページ等に分離をして書いてございます。

それで、エリアの需要想定自体も、これまでの類似の過去実績から正しく想定されて、750万キロワットというのも私どもとしても適切な想定であったというふうに考えております。

それと、先ほど九州電力のほうから一番ここが肝心だという話もありましたが、その12

スライド目のところ、本当に発電設備容量というのがどうなるか、これは前日10時という
ことで、当日にならないと極めて正しくはできないんですが、10時の時点で快晴になる
ということで日射量を予告したということですが、その予測につきましても私ど
も12ページ、13ページに書いてございますように、最新の日射量データを使われて最大限
の日射量データを考えたものも適切であったというふうに考えております。

それと、量は少ないんですが、風力の出力想定の方も言っておられましたが、14ス
ライドにありますように、私どももそれも最新の風力量予想値で想定できていたというふう
に検証いたしました。14、15でございます。

それと、変わって、次に優先給電ルールに基づく抑制、調整内容の下げ調整量確保等の
具体的な内容のところでございます。

電源Ⅰ・Ⅱの火力のところであります。

供給力を確保しつつLFC調整力2%を確保した上で、最低出力運転になっていたかど
うかどうかという、これも非常に重要なところでもあります。

17ページに概念図が示してありますが、18ページに実際の出力としてどうだったかとい
うことで、ほとんどゼロになっておりますが、LFC調整力2%確保の発電量のところも
見させていただきまして、18ページにありますような最低限必要なエネットのみの運転と
なっていたというふうに私どもも考えております。

それと、揚水発電のところ、くみ上げのところ、揚水動力による上池にくみ上げるとい
うことで最大に余剰電力を吸収していたかどうかということですが、これも19ス
ライドにありますように、これも九州電力から示したような図もありましたが、その作業
機器を除いて最大限の揚水ができていたというふうに検証いたしました。

それと、20ページ、これもご説明ありましたが、電源Ⅲのところ、最大限に協力しても
らったかどうかということでもあります。これも、その事前合意された量、最低出力まで
の抑制をされていたというふうに私どもは考えております。

それと、話が変わるところであります、21ページに書いてありますが、長周期広域周
波数調整で最大限、プラスアルファ、これも同じ図でありましたが、電源Ⅲで最終的に差
しかえた部分と含めて、最大限再生可能エネルギーが他エリアに連系線を使って送れたか
どうかということも、連系線空き容量を最大限活用できていたというふうに私どもは判
断をしております。

それと、これもご説明ございましたが、バイオマス専焼電源につきましても最大限協力
をいただいたというふうに、事前合意をされた最低出力まで抑制できていたというふう
に考えております。

地域資源バイオマス、23スライド目に関しましても、これは出力抑制の対象外としてい
ることを確認をさせていただきました。

それで、最終的な段階になってくるわけですが、再エネの出力抑制を行う必要
性と抑制必要量のところでもあります。

これも、25スライド目と一緒にございますが、至近までの太陽光設備量と実績をもとに想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮した供給力がエリア需要を上回る結果となっていたと考えておりますので、想定誤差量のところに関しても私どもは適切で、この結果としては問題がないというふうに考えております。

それと、総合判定といたしましては、今、口頭で申し上げましたが、26ページのところで全体的なところを、全て評価としては妥当と評価しております。

それと、あともう一つ、九州電力がおっしゃっていたところで、公平性がどうかというところではありますが、そこに関しましては、ちょっとその資料2-2のほうに戻っていただけますでしょうか。

6スライド目に書いてございますが、その公平性の検証ということになりますと、先ほど説明いただきましたように、あらかじめ定められた手順によって行われたことというのはもちろん当然であります。その事業者内とか実際全て行ったところで公平に行われていたかどうかということがございますので、これはちょっと他の日も含めて総合的な判定が必要ということで、きょうはその公平性の検証というのはまだ終わっていないということをお願いして、私からのプレゼンテーションといたします。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、事務局より資料2-4の説明をお願いいたします。

【資料2-4】再生可能エネルギー出力制御の低減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

資料2-4に基づいて、ご説明をさせていただきます。

まず、出力制御の実績でございますが、こちらは先ほどの九州電力、それから広域機関からのご説明と重複するところがございますので、3ページのところだけごらんいただくと、出力制御の実績のところ、10月21日と11月3日の例を書いておりますけれども、オレンジの濃いものがオフラインの太陽光、そして、オレンジの薄いものがオンラインの太陽光ということでありまして、オフラインのものについてはベース的に朝9時から16時まで7時間制御されているわけですが、オンラインのものについては2時間前に需給動向を見つつ最終的に制御の決定をされていますので、例えばこの日でございますと、最長でも3.5時間の制御にとどまっているということでもあります。これは、ルール上どちらでも「1回」としてカウントされるわけでありまして、指定ですと時間制御になりますものでちょっと違いますけれども、いずれにせよ、この場でもオンラインの制御をぜひお願いいたしますということを再三関係者に申し上げてきたところでもありますけれども、結果として、要するにオンラインにすると非常に制御が短くなるということがございます。

例えば15時台とか、オフラインは制御しないで済んだんじゃないかということである

と、誤差のところを前日時点では見込まないといけなくなりますので、その部分が当日になると減るということがちゃんと反映されているということでございます。

これは、風力についても結果的には同様の効果は期待されるところでございます。

4ページ目のところに、イメージ図として書いていますけれども、九州電力さんの先ほどのご説明と若干重複しますけれども、オンラインの制御については、基本的にはもう順番にやっていますけれども、オフラインの制御については、量も230万キロワットということでかなり多いものですから、こちらについては地域別にある程度ばらして、それぞれの地域ごとに量がそれほど偏らないように制御が順番に行われているというふうに理解しております。今、おおむね1順目は終わって、今2順目のほうに入ってきていると承知をしております。

先ほどのご説明の中で、6ページでございましてけれども、こうした出力制御については、法令等で定められたルールあるいは、本ワーキンググループで議論された手順に従って行われたということで先ほど広域機関からもご説明がありましたけれども、さらに追加的な取り組みというのをしっかり行うことで、出力制御量の低減というのをさらに考えていくべきではないかという問題意識で、以下まとめさせていただいております。

4つ書いておまして、後でご説明を個別にさせていただきます。

加えて、予測精度につきましても、現状の技術、あるいはその実績に基づいて行われているわけですが、この精度の向上、あるいは運用システムの高度化、これはオンライン化を含めてということですが、この予測誤差を低減していくことを通じて、この出力制御をできるだけ低減していくための不断な取り組みというのは必要でないかと考えるところでございます。

また、先ほど九州電力さんからは、一部システム不具合も発生したとのご報告をいただいております。原因は特定されて、システムの改修が行われたということでございましたけれども、こうしたトラブルというのは事業者の事業性にも影響を与えるとともに、出力制御の運用に対する理解に対してはマイナスの影響ということも懸念されるところでございますので、今までの運用だけではなくて、恐らく新しい事情というものも今後出てくると思いますので、その想定事象はできるだけデバッグしていただいて、システムの安定性・信頼性の向上に向けた取り組みはしっかり進めていただきたいと思いますと考えております。

具体的なその追加的な取り組みとして4点ございますが、まず1つ目は関門連系線のさらなる活用でございます。

これにつきましては、今おおむね105万キロワットまで再エネの送電量を増加しておりますけれども、経済産業省の補正予算を活用いたしまして、転送遮断システムによる電制の確保、プラス30万キロワットを行うことで、下の図に書いてございますように、例えば10月20日のケースであれば、これはほかの条件が同じであった場合ということになりますので、必ずこうなるというわけでもございませんけれども、約7割、出力制御量が減ることが期待されるということであり、10月21日、これまでの制御最大のケースですと約4割の

制御量の減になるということが期待されるわけでございます。

こうした取り組みをできるだけ早期に完成させるということが、まずは制御量の低減に向けては非常に重要ではないかと考えられるところでございます。

2つ目がオンライン制御量の拡大でございます。9ページでございます。

オフラインの制御は前日16時に制御量を確定して、発電事業者みずからが当日、昼間に発電を停止するわけでございますが、オンラインについては当日2時間前の制御になりますので、柔軟な調整が可能ということが考えられます。

下のイメージ図をつけてございますが、当日になって、そもそも昼間の一番太陽光が出る時間帯以外は解除がなされるケースも当然、先ほどあったようにございますし、あるいは、実際昼間のピークの時間帯でも制御量の減少ということが期待できるわけでありまして。

これによって、11月3日のケースでいいますと、昼の12時ですと27万の制御予定というのが10万まで減っていると。あるいは、13時半から14時の断面でいいますと、そもそもオンラインのものについては制御がなかったということでございまして、非常にオンラインの場合には、発電事業者の機会損失の低減、あるいは場合によっては人件費の低減みたいなメリットも考えられますので、オフラインの事業者に対しては、国、一般送配電事業者、発電事業者の業界団体等が遠隔制御装置の設置を促していくということが重要ではないかと考えられます。

下に機会損失の試算を書いておりますけれども、仮に1メガワットの発電容量で買い取り価格が30円だった場合に、オンラインの制御時間とオフラインの制御時間が2.5時間違ったということで、年間仮に5回制御された場合、それだけで年間約40万円の差になってまいります。これは制動機器を仮につけるとしても、恐らく償却可能ではないかと思われまますので、事業者においてオンライン化というのをご検討いただくというのが、プラスになるのではないかと、考えられるところでございます。

それから、10ページでございます。

火力などの最低出力の引き下げということでございまして、これは先ほど九州電力さんからもご説明いただきましたけれども、出力制御指令への確実な対応を要請いただいているところですが、12社については30%以下ということで、その他の6社については、発電機の技術的制約などを理由に、今まだ最低出力が55ないし80%というような最低出力の数字になっているところもございます。

この技術的な発電機への影響などの分析によって、最終的に50%の引き下げを目指しているということでもありますけれども、やはり可及的速やかに最低出力50%への引き下げというのを図るべきではないかと考えられます。これによる効果というのは、左下に書いておりますが11万キロワット程度というふうに見込まれるところでございます。

それから、4番目でございますが、出力制御における経済的調整ということで、11ページの下表にございますが、現状ではオフライン制御が305万キロワット、オンライン制御が136万キロワットということで、現状物理的に出力制御の対象となっている太陽光は441

万キロワット、約5割となっております。

これは、既に5月の、別の場ですけれども、再エネネットワーク小委の中間整理において、この経済的出力制御ということについても具体的な検討を行うということになっておりますので、オンライン制御の切りかえの促進と並行して、この経済的調整の実務的手法の検討を進めていきたいというふうに考えております。

13ページでございますけれども、今後足元でも、九州以外のところも含めて需要が落ち込む春秋の休日や年末年始には、出力制御の可能性というのは考えるところでございますので、必要に応じて本ワーキンググループでご議論いただけることが適切と考えておりますが、この出力制御の技術的な妥当性あるいは改善の方向性、公平性等を見極めて、一定の実績の蓄積というのも踏まえてご検討いただければと思います。

それから、追加で、この週末に対応が発生した事象について一言ご説明をさせていただきます。

14ページになりますけれども、傍聴の方にはお手元に紙で追加配付していると思っておりますけれども、おととい土曜日の九州での再エネの出力制御の必要量について、九州電力さんは前日計画において63万キロワットと見込んでおりましたけれども、当日土曜日の早朝になって、中国電力側で発電機のトラブルが起きたということで、広域周波数調整の受け入れ量の変更要請があったために、九電からその再エネ出力制御の計画の見直しをして増加させたということがございます。これ自身は、再エネ事業者との関係でのルールに基づいて行われたものというふうに理解をしております。

広域機関自身は、長周期の広域周波数調整については、時間前市場の停止を伴う連系線からの追加受け入れというのは、取引の約定キャンセルが発生する可能性を伴うということになりますので、前日17時以降は差しかえを行わずに、仮に本当に需給状況が悪化した場合には、業務規定の111条、または114条に基づく措置で行うこととしておりまして、15ページにおける関連規程の優先給電ルールの6番、自然変動電源の次という順番になっているというのが現状の運用でございます。

他方で、国や広域機関としては、こうした今回の運用も踏まえて、自然変動電源の出力制御量を最少化することも考慮して、前日スポット取引時点での連系線の空き容量の妥当性の確認、あるいは、広域機関の業務規程・送配電等業務指針における受電会社の受電可能量減少時の対応、これを明文化していくといったことも検討課題であるというふうに認識をしています。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、北海道電力から資料3の説明をお願いいたします。

【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・細野送配電カンパニー工務部長

北海道電力の細野でございます。

資料3に基づいて、ご説明させていただきます。

系統側蓄電池による風力発電募集の進捗状況についてでございますが、スライド2とスライド3については、概要の説明になっておりますので割愛させていただきます。

スライド4ですけれども、これが今までの状況の説明になっております。本プロセス、今年の3月1日に公表いたしまして、4月20日から5月17日の間に募集を受け付けまして、総量が60万キロワットを下回ったので、全件を優先系統連系希望者候補として入札は実施しないこととしております。

その後、応募容量を踏まえて一律の負担金の算定を行いまして、8月2日に応募している事業者様に全体の計画の提示をさせていただいているところでございます。

8月2日から8月31日の期間で、応募者様のほうから費用負担の同意書をいただきまして、最終的な連系の希望者を決定してございまして、今、2022年度の蓄電池の運転開始に向けて検討を進めているという状況でございます。

続きまして、スライド5でございますが、スライド5はI期の蓄電池プロセスの応募状況です。16回目の系統ワーキンググループにおいて応募状況を説明いたしましたのが、スライドの真ん中の左側の表でございます。もう一度整理をしますと、8月2日の時点でサイトの蓄電池へ移行した方が2件、辞退された方が1件ということで、最終的には右側の表のようになってございまして、容量は21.3万キロワットとなっております。

続きまして、スライド6でございますけれども、21.3万キロワットの容量ということがはっきりいたしましたので、それに基づきまして導入に向けてシミュレーションを行いまして、最終的な蓄電池の容量、それから負担の単価を算定してございます。

資料に記載のとおり、蓄電容量は7.8万キロワットアワー、それから、一律負担金の単価は3.7万円ということになってございまして、これを8月2日に事業者様に提示してございます。

続きまして、スライド7でございますが、これは、第10回のワーキンググループに当社のほうからご説明いたしました100万キロワット程度風力を連系した場合に、どの程度蓄電池の容量が必要になるかという資料でございまして、このときは100万キロワットに対して15%、4時間程度の容量は必要になるという報告をさせていただいております。

続きまして、スライド8でございますが、これが蓄電池容量の検討の条件を示しているものでございます。

北海道の地図が右側でございますけれども、前回、スライド7の計算のときは、図の青丸の部分、これは既に入っている事業者様です。この数字を比例倍して計算してございまして、今回、実際に募集いたしまして、緑色の部分が今回募集した地点になりますので、前回と変わりがまして、今度は地点を実際の地点に変えてシミュレーションしているということで、平滑化の効果が期待できると考えてございます。

それと、もう一つは、石狩に平成31年2月に運開する新しいLNGの発電所については、既に調整力として考えているということですが、この前は公表されたデータをもとに計算していたんですが、今回は実機の諸元に基づいて再度計算をしているということになります。

続きまして、スライド9でございます。

スライド9が、シミュレーションの結果でございます。

上に表がございますけれども、ケース①から⑤までシミュレーションしてございまして、①が現状といいますか、プロセスで応募した方を入れない場合の状況でまずシミュレーションしたものです。

それから②が応募した方を入れて、蓄電池を入れないでシミュレーションした場合です。

それから③、④、⑤が蓄電池をつないでシミュレーションした結果でございまして、赤で囲ってありますけれども、最終的には③のケース、2.6万キロワットで3時間の容量がいいということで、これで算定しているというところでございます。

前回の報告でいきますと15%、4時間ということなので、算定しますと3万キロワットで4時間ぐらいになるんですけども、先ほど言った平滑化効果等が考慮できて、多少、少なくなっております。

それから、スライド10についてはそのシミュレーション結果のグラフでございましてけれども、ちょっと小さくて見づらいんですが、上の左側が、これが11時から13時までの需給の状況をあらわしているものでございます。

左側の上から2番目に周波数の状況が出ておりますけれども、青いグラフと蓄電池ありの赤いグラフのところを見ていただくと、蓄電池の導入効果がわかると思っております。

続きまして、スライド11でございますが、I期の蓄電池プロセスの応募状況の最新の状況について記載してございます。8月2日に先ほど言ったとおり事業者様のほうに計画についてご提示を行ったところ、最終的には、真ん中の表にあるように、再度サイト蓄電池に移行される方、それから辞退される方が出まして、最終的には、連系希望者様の件数については16件、それから容量については16.7万キロワットとなりました。現在、この16.7万キロワットに基づいて検討を進めているという状況でございます。

それから、スライド12については、北海道のどの系統に連系されるかというのを記載してございます。

13スライド目については、これまでに募集していただいた方の応募状況の最終8月31日の結果ということでございまして、辞退された方、それからサイト蓄電池に移行された方がこの表の記載のとおりになっているということでございます。

現在、16.7万キロワットの皆様に再接続検討結果を11月末までに回答して、その後、最終的に意思確認して、来年の1月に最終的な連系量を確定する予定で進めているところでございます。

北海道電力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。

それでは、自由討議の時間といたしたいと思います。ご意見のある方、札を立てていただくようお願いをいたします。

大山委員、お願いします。

○大山委員

どうもありがとうございます。

九州電力様のほうで抑制を実際かなり始めてみて、オンラインのほうが非常に抑制が少ないということがはっきりしてきたということで、これは非常によかったかなと思っています。そのあたりのことはぜひもっと周知を努めていただいて、もっとオンラインに移っていただきたいなというふうに思っています。

あと、連系線についても、活用すれば非常に効果があるというのは、やる前から当たり前といえば当たり前なんですけれども、はっきりと出たんで、それもよかったかなというふうに思っています。

という、ちょっと感想だけなんですけれども、ちょっと伺いたかったのは、予行練習みたいなのをやったときには、オフラインの方で協力いただけなかったというのがあったかと思うんですけれども、今回は皆さん協力いただけたのかどうかということだけちょっと伺いたいなと思いました。

○荻本座長

お願いします。

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部系統運用部長

お答えいたします。

実は、特別高圧の方は100%制御いただいたんですが、高圧の事業者の方々が、8回行ったら毎回10%ほどやっぱりご協力いただけない方がおられました。

ただ、そういった方は次の制御のときに順番を先頭に回してルーレットを回すんですけれども、そうしますと次はやっていただけているということで、ただ、また新しい10%の方がということになる。だんだんこの出力制御、その方々には根気強く必要性等またご説明さしあげていますので、そういう認識が深まればこの率は下がっていくんじゃないかなと思いますので、引き続きやってまいりたいと思います。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、松村委員、お願いします。

○松村委員

まず、今の点に関しては、九州電力は以前にも、もしこういうことが繰り返される、いつまでたっても改善しないということであれば、最悪、契約解除もあり得るとするような強い態度を言っていたらいいと思います。

今のご説明からすると、この理由でそこまでいくということはなさそうという気はするのですが、依然としてその可能性はあることは繰り返し表明する必要はあると思いました。

次に、事務局の資料2-4に関しては、ここで言われているようなことを今後もぜひ検討を進めていただきたい。とても合理的な提案ばかりだったと思いますので、この方向でお願いします。

1点、オンラインの制御とオフラインの制御に関して、オンラインだと合理的な制御になるので、経済的にもむしろペイするということがあり、したがって、事業者のほうも積極的に導入してほしいというか、そのインセンティブがあるという指摘に関しては、これは運用に依存する。例えば今回オフラインのほうはフルにとまって、オンラインのほうは必要のないときには解除できたということがあり、ペイしたということがあったとしても、次のラウンドで、そうするとオンラインのところは制御率が低かったから、次はオンラインのところを先に制御して、最終的な帳尻として時間単位で制御量が同じになるようにという運用をしてしまうと、今事務局がご説明になった効果は消える。

でも、これはオンラインで対応できるところはフレキシブルになって、その結果として得られるゲインが当然得られて、オフラインのところはある意味で柔軟な対応できないので、もちろん30日の中という制限は当然あるわけですが、その中で若干、結果的に制御時間が長くなったとしても、それ不公平ではないということは繰り返し表明されていますが、そういう運用になれば、ご指摘のとおりインセンティブが出てくる。ある意味運用次第ということになるかと思います。

これでインセンティブが生まれてくる状況は望ましい状況であると思いますので、そのようなインセンティブを打ち消すような変な運用がされないことを願っております。

最後に、私は九州電力の今回の制御に関しては、自己評価も広域機関の評価も、あるいは事務局の評価も、基本的には、小さなトラブルはあったけれども問題はなかったと。学ぶべき、これを教訓にして、さらに今後ブラッシュアップしていく点はあるという整理だったと思います。

私は、九州電力に問題があったという整理は、九州電力の送配電部門に問題はなかったという整理であればご説明のとおりだと思いますが、まだ全く検証されていない九州電力の小売・発電部門の行動に問題がなかったかどうかは、何一つ議論されていないと思っています。

具体的に言うと、卸市場の価格の問題です。この委員会でも繰り返し申し上げていますが、非常に自然な姿は、出力抑制をしなければならぬほどの大量に太陽光の発電が出ている状況では、卸市場が機能していれば価格はかなりゼロに近い水準になるはず。この点は繰り返し指摘してきました。実際にどうだったのかという報告は一度もいただけていま

せん。

さらに、もし仮にゼロに近くでなかったとしても、いろんな理由でそうなりますから、だから、おかしいことが起こったと決めつけるつもりはないけれども、もしそうだったとすれば、精査しなければいけないということは繰り返し申し上げてきたつもりです。

例えば、もし支配的事業者が太陽光の発電、みずからのところに帰属して、それを場合によっては売る状況になったときに、その回避可能原価で入札したということがあったとすれば、これは相当に問題のある行為。

まず、支配的事業者は、基本的に限界費用で出すことになっている。ところが、太陽光を受電すること、仮に小売が受け取るということがあったとしても、これは基本的にはどれぐらい受け取るのかは、契約で決まっていて、小売り側がみずからの意思で増減させられるものではない。火力発電所だとかであれば、燃料費が仮に5円だったとすれば、5円が限界費用で5円よりも低い値段で売る義理はない。その値段で出して、仮に売れたとすれば、よりたくさん発電し、売れなかったとすればより少なく発電する。文字通り限界費用なので、その値段で出すのは極めて自然。しかし太陽光の回避可能原価は、発電量を小売発電事業者がコントロールするという類いのものではないので、基本的には固定費用になっているはず。

したがって、限界費用は、ほぼゼロになっているはず。それなのにかかわらず回避可能原価で出したとすれば、それは限界費用で出すという約束に違反、自主的な取り組みを完全に無視した行動をとったことになる。あるいは、これが限界費用になり得るとすれば、自分の行動によって需要が減り、需要が減ったことによって出力抑制が増え、出力抑制が増えた結果として自分の買い取る量が減る効果を考えるならなら、それは限界費用ということになる可能性はある。しかし、ということは、支配的な事業者はその値段で出すことによって、みずからの戦略的な意思によって出力抑制を増やそうとし、それに成功したことを意味する。もし実際にそうになっていたとしたら、それはそれで大問題だし、それは出力抑制が増えたことに関して九州電力が責任がなかったとは言えない。むしろ九州電力が意図的に抑制量を増やそうとしたとすら言える。

この委員会で議論しているのは、あくまで送配電部門の話だと思いますから、ルールに従ってちゃんと行動したという整理はもっともだとしても、卸価格が変なふうになっていて、もし支配的事業者の行動がその原因だったとするならば、それは簡単に見逃してはいけないと思います。

ところが、この件について一切議論されていない。それは、仮に系統ワーキンググループがふさわしい場ではないから別のところでやるのが明確に出てきているのであれば、そちらで議論するというので安心して見ていけばいいわけですがけれども、その整理もまだなされていない。つまり、どこでいつやるのかもまだ知らされていない。

その結果として、もし仮にそんなことはないと思いますが、万が一そういう行動によって需要が抑制されて、その結果として出力抑制が増えたということがあったとして、この

行動がさらに続いて、またもう一回将来にあるとすれば、もはやこれはこの委員会の怠慢が原因でそういうことになったと言われかねない。

しつこいようですが、需要が卸価格を通じて間接的に抑制されるは相当に小さな効果だと思っておりますので、もしそれがなかったとして出力抑制が減ったのはごく微々たる量だと思っておりますが、一方で、需要の価格弾力性は一般論としては期間を長くとれば長くとるほど大きくなるので、これをずっと放置すれば、長期的な影響はどんどん大きくなることだってあり得る。したがって、これをちゃんと調べる姿勢、どこかが調べる必要性をどこかで言わなければいけない。

広域機関がその役割を担うところではないのは明らか。これは明らかに価格情報を扱うわけで、そういうようなものについて基本的にやらないという整理になっている。システムワーキンググループが自然な場ではないと言われれば、それは確かにそうかもしれない。では、どこがやるのかを明らかにしないで、もし次の出力抑制を迎えることがあったら、大変な非難を受けかねないと思っております。

この点について、この委員会ではずっと需要量をあたかも与えられたものとして議論してきたわけですが、本当にそれでいいのかということはきちんと考える必要があるのではないか。

いずれにせよ、今回の結論が九州電力の送配電部門に問題がなかったという結論であれば受け入れますが、九州電力に問題がなかったという結論は下すべきではな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す。

という視点のご意見、ご質問ですが、ほかの委員、いかがでしょうか、同じジャンルでもしあれば。

じゃ、岩船委員。

○岩船委員

私も出力抑制が起こった時間帯にスポット価格が落ちていないのが気になっておりましたので、そこは実際どういうことが起こったのか、何が原因だったのかというのをきちんと検証していただきたいというふうに思います。

そこが安くゼロにならなければ、結局、需要の反応、DRみたいなものもうまく生かせないということになりますので、それは単に価格だけじゃなくてといたしますか、技術的な、この場で一度はDRの話なども取り上げられたこともございますので、全く無関係ではないと思っておりますので、その点はぜひお願いしたいと思っておりました。

○荻本座長

ありがとうございます。

今挙げておられる増川さんと祓川さんは、もし同じ論点ございましたらご発言いただけますけれども、そうでなければ後でよろしいですか。

今の論点でということ。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。太陽光発電協会の増川でございます。

松村委員にもご指摘をいただきましたとおり、この市場のメカニズムがどのように働いたかというのをぜひ検証お願いしたいと。

我々から見ても、需要側の対策というのは今後ますます重要になってくるでしょうから、それを考えた場合は、卸売のスポット価格にちゃんと価格シグナルが適正に出て、それが小売価格等に結果的に反映されれば、長い目で見ると需要が喚起されるということを期待しますので、ぜひその辺の検証をお願いしたいというふうに思います。

この点に関しては以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

同じ論点ですね。同じ論点であれば。

○祓川オブザーバー

論点としては同じなんですけれども、いろんなご意見があるようでございますけれども、現時点の中において、現制度の中において、今回初めての本格的な出力抑制が入ったということが九州電力さんに発生されて、種々の対応をされたということですが、私は現時点で九州電力さんは最大の尽力をされて、その結果、最小の出力抑制におさまったというふうに理解しております。

ただし、松村委員やその他の先生方、あるいは事務局のほうからもあるのかもわかりませんが、基本的にさらにこの出力抑制を縮小するための手だてというものを検討していく必要があるのかもしれないと思っています。また、それを検討していただくことが、九州電力さんだけじゃなくて全電力に言えることではないかというふうに思います。

事務局資料2-4の中に論点を整理されていまして、(1)、(2)、(3)、(4)ということで連系線のさらなる活用というような表現を書いてございまして、これに私どもも基本的には業界としても大賛成でございますが、活用の仕方の中で、例えば九州電力さんの発表のデータ、2-1ですか、10ページ目をちょっと見ていただいて、私の勘違いなのかなというふうに思うんですけれども、九州電力さんにご回答いただくのがいいのかわからないんですけれども、この表を読ませていただきますと、開門連系線の運用容量は196万キロワットありますよと。前日12時時点で未利用領域が16.7万キロワットあって、実際に16.7万キロワットは利用しましたよと。右の表の前日計画というのがあるんですけれども、再エネ供給量、4番というのがありまして、もう少し増やせるよというようなことなんでしょうけれども、これは約定済みの域外送電電力が約定されていないということになった場合は160万キロワット流せるということですか。

○荻本座長

今ご質問でよろしいですか。

○祓川オブザーバー

後ほどで結構でございます。

それから、オンライン制限の拡大については自動制御化ということで、我々風力発電協会も、事務局の方針に基づいて、我々も適切に対応していく必要があるなというふうに考えています。

火力等の最低出力の引き下げは、とりあえず最低出力50%化ということのようでございますが、30%化、あるいは、さらにということを引き続きご検討いただければと思います。

4番については、このような経済的調整が必要だというふうに認識しております。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、先ほどのご質問に関して。

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部系統運用部長

10ページのお問い合わせでございますけれども、このスター4番といいますのは、九州の中にある発電所、それは電源さんであれ、その他の発電所でもいいですけれども、それが閉門連系線を通して域外に流れる分でございます。

前日12時の段階でこういう状況だったということで。ただ、それは出力抑制をするときは域内の火力を絞りますから、絞って、その分太陽光や風力に差しかえるということなので、この星印の4番は再エネに置きかわることが可能ということでございます。

ですから、これが約定済みの域外送電電力がもっともっと多ければ、それだけ多く流せるということになりますが、この10月21日の場合は、それを長周期広域周波数調整という形で域外に送ったということでございます。スポットが取引が終わった後の前日の12時の段階で、16.7万キロワットまだ空き容量があったというふうにご理解ください。

○荻本座長

ありがとうございます。

恐らく松村委員がご指摘のところというのは、市場のオペレーションの中でどうだったのかなということがあるご指摘なんだと思います。

それと関連して、または関係なく、もう既に話題が出ている予測誤差をどう見るのか、または、当日そのオペレーションが続くように、どんな市場の条件にしていくのかというようなことを複数のものがかかり合って、現状でこのような出力制御の結果になったということなんだろうと思います。

ということで、どの場でどの論点について議論するかというのは若干の整理がいるというのが私の理解ですが、事務局のほうで何か今の時点で。

○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。

今ちょうど話題になりました資料2-1の10ページは、前日12時時点で「未利用領域」

というのが出ておまして、結果的にはスポット約定の結果としていっぱいになっていないということを示しているという理解であります。

したがいまして、それを結果的に長周期広域周波数調整で埋めておりますので、再エネの最大限の活用をしてはいるのですけれども、若干市場メカニズムではない形での、広域機関が指示する形での再エネの調整が行われているということになります。

ご指摘いただいたように、短期で見ればそれは振りかわっているだけなんですけれども、価格形成という意味でいうと、従来想定されていたような制御が行われるときに行われる市場の挙動と、若干異なることになっているのではないかと思います。

これについては、事業者サイドのお話もお聞きする必要があるかと思っておりますけれども、ちょっと自主的取り組みとの関係などもございますので、系統ワーキンググループでどこまでこれを掘り下げべきかというところはあると思っておりますけれども、適切な担当部局と連携しながら、きょう論点として提示されたということについては対応してまいりたいというふうに考えております。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、ほかの点についていかがでしょう。

岩船委員。

○岩船委員

私からはお願いなんですけれども、今回のその抑制に関しましては、きちんと手順どおりにしっかり丁寧にご対応していただいたなという気がしているんですが、例えば九電さんの資料の19ページの絵のように、時間断面だけのそのバランスを見ているのはわかるんですが、もう少し、先ほどオンラインとオフラインで制御の抑制の時間が違うというような事務局の資料もあったんですけれども、24時間のプロファイルで需給がどうなっているか、かつ、その抑制がどういうふうにあったかというのがわかる絵をご用意いただけないかなというふうに思いました。

それも結局、前日に想定していたのがあって、かつ、それよりも当日はかなり抑えられて、実際のその予測誤差も含めてリアルタイムのところぎりぎりまで丁寧に対応されたのか、恐らくその2枚を比べればよくわかると思いますので、ぜひそういう絵をご提供いただけないかなというふうに思いました。

できれば、本当はそれはリアルタイムに近いところで出てくるともっと嬉しいなど。でも、それは今回の議論の枠を超えているかもしれないんですけれども、今、電力の需給、3カ月単位でしか出てこないところもありますので、その点をもう少しなるべくリアルタイムに情報提供していただけるような仕組みも、加えてご検討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した。

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部系統運用部長

承知いたしました。確かにこの19ページは11時半から12時というたった1つのコマですので、先ほど資源エネルギー庁様の資料の中で、旧ルールと指定ルールがどんなふうに制御されているかを0時から24時の断面で見ると非常によくわかりましたので、あのイメージでこれを捉えるというご指摘かと思えますので、今後の情報公開の参考とさせていただきます。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、増川委員、どうぞ。

○増川オブザーバー

すみません、細かい話なんですけれども、九州電力さんの資料2-1で少しご質問ございますけれども、9ページ目のスライド9枚目、自家発の余剰のところ、自家発設備の工場の生産調整による減と書いてありますけれども、これは恐らく自家発を下げたこと、受電量が契約容量で縛られているので製造を下げざるを得なかったと思うんですけれども、本当はこういうときって逆に工場の稼働を上げてもらって電気使ってもらったほうがいいはずなのに、逆のことが起こっている気がしたので、恐らくこれは小売契約等の契約容量をオーバーしないということでこうなったと思うんですけれども、すみません、細かい話、ということなんで、その辺の見直しも、多分ここで議論する話はないんですけれども、需要家さんが自家発を抑制して、その分系統からたくさん電気をとることによって、逆に基本料金が上がるようなことがないようなことができれば非常にまた需要側の対策が増える、よくなるんじゃないかなと思いました。

それから、すみません、もう一つは、事務局さんの用意されました資料2-4で、いろいろ抑制量を減らすための方策を検討していただき、ありがとうございます。これらにつきましては、我々もぜひこれを進めていただきたいと思いますので、よろしく願いいたします。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

最初は質問でしょうかね。

○増川オブザーバー

質問と、何かぜひその対策があればご検討いただきたいということでございます。

○荻本座長

需要がふえないかということも。

○増川オブザーバー

そうです、自家発を下げることによって逆に工場の稼働が下がってしまうということは、

逆に非常に残念だという、余剰、電気が余っている状況なのに、逆に稼働を上げてほしいのというふうに思ったということなんですけれども。

○荻本座長

ありがとうございます。

何か今の時点でコメントございましたら。

○九州電力・和仁送配電カンパニー電力輸送本部系統運用部長

実はこの日、この自家発余剰は最低出力、どんなに調整しても12.8万キロワットより下がりませんというところを、この10月21日は8.6万キロワットに下げてください、湧き出してくる電力をですね。要するに、工場の稼働を上げて需要をつくって、自家発の余剰で出てくる部分を少なくしたい、ご協力いただけたというふうに私どもも認識しております。

○増川オブザーバー

わかりました。ありがとうございます。私の勘違いです。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

それでは、若干、時間が超過しておりますけれども、全体でいかがでしょうか。よろしいでしょうか。

岩船委員。

○岩船委員

このワーキンググループの場かわからないんですけども、今回、出力制御をとにかく抑制しようという議論だというのは理解しているんですが、けど、本当に系統運用を考えた場合に、必ずしもその出力制御量をミニマムにすることだけが目的ではないのではないかとこの気もしています。

なので、火力のオペレーションなんか、もっと経済的な運用もあるかもしれない。今の優先順位のルールはこうなっているのはわかるんですけども、いつまでもこれにばかり縛られている必要もないかもしれないので、そういう意味で、本当に日本にとって最経済な運用というのはどういうものかという議論も継続的にしていただきたいというふうに思います。

そのために、この優先順位のルールを変えなければいけないという議論だってスタートする可能性もありますので、そこは諦めないでいただきたいなと思います。

以上です。

3. 閉会

○荻本座長

ありがとうございます。

恐らく、この場合は、最初言われたように1つの枠組みの中で対応していくと。今のご意

見というのは、将来に向けてということだろうと思います。

それでは、大体、意見は出尽くしたということだと思いますので、最後に事務局からよろしいでしょうか。

○松山省エネルギー・新エネルギー部長

きょうも熱心なご議論をありがとうございました。省エネ・新エネ部長の松山でございます。このワーキンググループ、着任して始めてお邪魔するので、大変よろしく願い申し上げます。

今、最後、岩船委員からご指摘ございましたように、この再エネ自体は、ここの部分だけ取り上げて議論できるものではございません。

今回のエネルギー基本計画で再生可能エネルギーというのを主力電源化するというのをうたいましたのも、一丁前の電源として日本の産業、経済、社会を担っていけるような電源たるものというのは、どういう役割及び責任を担わなきゃならないのかということを議論していくべきであり、同時に、それを支えていくような系統の仕組み、さらには電源のほうの制度ということをどうつくっていくかという議論になってくるかと思います。

この系統ワーキンググループ自体のスコープをどこまで置いていくかということは、これからいろいろと議論していきたいと思っておりますし、その上で、また先生方にさまざまご意見を頂戴したいと思いますけれども、きょうお話を伺っておりましたも、松村先生からご提起いただきました市場との関係、これは現行のFITという制度そのものの持つ、管理型かつ実際に価格を固定してという中で中央集中で制御するという枠組みと、例えばプレミアム制のようなもので、市場と連動していきながら、その出力の出入りというものを見ていくというものと、過渡期的にだんだん仕組みが動いていく中で、我々は今、次にどういう手を打っていくべきかということは考え続けなければならない、もしくは、これから正面から議論していかなければならない問題だと思っております。

当面の間、現行の制度のもとで出力制御量というのを最適にしていくためにどうしていけばいいか、最終的な主力電源になった際の再エネというものが、いかに適切な形で管理されコントロールされ導入が拡大していけるかということにはその出力誤差、さまざまな予想誤差のところの問題もありますし、火力の絞り方の問題もあるでしょうし、さらには制御の対象、仕組みの問題もあるでしょうし、さまざまな論点、事務局のほうで提起させていただきましたが、また、これを深掘っていきながら、また、ワーキンググループの中でも、また、ほかの場でも議論させていただければと思っております。

きょうは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。

本日のワーキンググループでは、電力各社による出力制御見通し、九州における出力制御、北海道系統側蓄電池プロセスと、本当に多岐にわたる議題についてご議論いただきました。

このうち、九州エリアの出力制御については、九州電力及び広域機関からの出力制御実績や事後検証の結果についてご報告をいただきました。

また、委員のほうからは、出力制御を実施する決定に至った経緯や実際の制御は、過去の系統ワーキンググループで議論されてきた手順に従って適切に行われたということを確認していただくとともに、将来に向けての課題もいただいたというふうに認識をしております。

一方、事務局からは、再エネのさらなる出力制御量を低減するというものに向けた今後の方向性を提案もしていただいたと。

九州電力におかれては、出力制御量低減の取り組みということをぜひ継続していただくとともに、事業者さんに対しても丁寧な説明を継続していただくようお願いをしたいと思います。

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