

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2回)

日時 平成26年10月30日 (木) 13:00~14:53

場所 経済産業省 本館地下2階 講堂

議題

- (1) 接続可能量の算定方法についての基本的考え方
- (2) その他

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2回系統ワーキンググループを開催させていただきます。

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。

まず、事務局からお願いいたします。

○江澤新エネルギー対策調整官

資源エネルギー庁、新エネルギー対策課調整官の江澤と申します。前回同様、本日も委員の全員の方々にご出席いただくことになっておりますが、松村先生におかれましては、ただいま別の会議が少し長引いておまして遅れるとの連絡がございました。

そして、前回同様、オブザーバーとして、関係業界の代表の方々にもご参加いただいております。本日はオブザーバーの九州電力、それから太陽光発電協会、風力発電協会から後ほどご説明をいただく予定でございます。

また、オブザーバーの皆様には、オブザーバーとして本日の議論に必要な応じご参加いただきたいと思っております。あわせて前回同様、電力会社からもご参加いただいておりますが、今回から新たに北陸電力、中国電力からもご参加いただいております。紹介させていただきます。

北陸電力、水野電力流通部長様でございます。

○北陸電力・水野電力流通部長

北陸電力の水野と申します。よろしくお願いたします。

○江澤新エネルギー対策調整官

中国電力の長谷川様、流通事業本部部長でございます。

○中国電力・長谷川流通事業本部部長

中国電力の長谷川でございます。よろしくお願ひいたします。

○江澤新エネルギー対策調整官

その他のオブザーバーの方に特に今回変更はございません。

続きまして、本日の資料について確認いたします。

配付資料一覧にありますとおり、議事次第、委員名簿、座席表、それから資料の1から4でございます。資料に不足等がございましたら、会議の途中でも後ろの事務局のほうにお知らせいただければ幸いでございます。

2. 議事

(1) 接続可能量の算定方法についての基本的考え方

○荻本座長

それでは、これから本日の議事に入りたいと思います。

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

まず事務局から資料1、再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法に関する基本的考え方について説明をお願いします。それから説明の後、自由討議とさせていただきます。

その後、一度自由討議を打ち切り、資料3、資料4の説明をいただいた後、再度、自由討議とさせていただきますと思います。

それではお願いします。

○江澤新エネルギー対策調整官

資料1、ご説明いたします。再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法に関する基本的考え方について(案)という資料でございます。今回は、前回の議論を踏まえた見直し、それから、接続可能量の拡大方策について、今回議論していただきたいと思います。後ほど前回の議論を踏まえた見直しについては、各社を代表して九州電力から具体的な試算のイメージが湧くような説明もご用意してございます。

それでは説明をしたいと思います。めくっていただいて、1ページでございます。

前回ご議論いただいた内容、提起された主な論点を幾つか挙げております。第1回の系統ワーキンググループにおいては、再生可能エネルギー接続可能量の算定、その前提と算定のためのステップ、考え方について、概ねご了承いただいたところでございますけれども、各委員の方々か

ら以下のような論点が提起されております。

まず1番目に、太陽光発電と風力発電、それぞれ 2σ の評価を行う。それで、その 2σ 同士で足し上げるといことは、再エネ電源の出力を過大に評価している可能性があるという論点がございました。

それから2番目に、再エネの最大出力と出力抑制日数を評価するに当たっては、少し予測の考え方を用いてはどうかというようなことをごさいます、これが論点の2番目でございます。

それから、一般水力、これもいろいろな水力、調整池式とか、貯水池式、流れ込み式というようなものがございまして、この範囲について、考えるべきだということでございます。

4番目に、太陽光発電と風力発電の需要、この3つが連動した実績ベースのデータを使用して、需給解析を行う必要があるのではないかとご指摘がございまして、これが論点の4、それから、短期的に接続可能量に反映することは困難なのですが、出力抑制を行うこと的前提として、価格メカニズムによる需要拡大策が行われていることを、そのようなことをチェックする必要があるのではないかとごさいます、これは今後の拡大策ということの位置づけでございます。

今回はこれらの論点を踏まえた算定方法の見直し案、それから、接続可能量の拡大方策のオプションについてご議論いただきたいと思っております。

次のページをご覧ください。2ページ目でございます。まず論点の1番、太陽光発電、風力発電の 2σ 評価についてでございます。前回のワーキンググループで、太陽光発電と風力発電、このそれぞれの最大出力を 2σ で評価して、 2σ と 2σ を合計する方法を事務局から示させていただきました。しかし、太陽光発電と風力発電が同時に最大出力となる可能性は低いのではないかとごさいます、上記の方法では、再エネの電源の出力を過大に評価する可能性があるという問題点、論点が提起されまして、その結果、以下のように合成の最大出力を算定してはどうかという提案でございます。

端的には、太陽光と風力の合成の出力で評価、太陽光の 2σ 、風力の 2σ それぞれの合計ではなく、太陽光と風力の合成出力で評価をしてはどうかという提案です。この結果、最大の合成出力で太陽光と風力が同時に最大を発生するようなことを、その稀な事象を少し排除して考えることができるのではないかとごさいます。

具体的には、①、前回のワーキンググループで示した方法でございますけれども、太陽光発電について、域内の各地域の日射量実績から、365日、つまり8,760時間の合成出力を算定し、月ごとに30日、24時間のデータを、8,760データということになるのですけれども、それを月ごとにとることができます。これを風力についても同様にやりまして、前回はこの太陽光発電の出力の

2 σ と風力をそれぞれ足すというようなことで、イメージ的には、左下の図のような形で、風力も太陽光も最大だったというようなことを分析しようとしていたわけですが、今回の案は、それぞれ太陽光と風力の出力の生データを、8,760時間分出してから、その2 σ をとるということで、太陽光と風力の合計の、それぞれ太陽光と風力は、同時に最大は出ないのではないかと、この影響を考慮したものとなっております、つまり、この3番目には太陽光と風力の合計出力を算定して、そのデータから月ごとに各時間帯別の最大出力を抽出すると。この最大出力については、過大な評価にならないように2 σ の評価をするということ、つまりそれぞれの2 σ の合計出力から、太陽光と風力の合成出力の2 σ にしたという点でございます。これが論点の1。

めくっていただきまして、次のページ、論点の2でございます。再エネと再エネの最大出力、出力抑制日数に予測の手法、予測を用いることについてでございます。前回のワーキンググループでは、再エネの最大出力と抑制日数を評価するに当たっては、予測の考え方をいいてはどうかという論点が提起されております。需要の低い日、それが太陽光発電と風力の合成出力が高い日と、需要が低くて、しかも再生可能エネルギーの合成出力が高い日と一致するとは限らないとの考え方です。このため、出力抑制の日数が過大に評価され、接続可能量が過小に評価される可能性があるのではないかという懸念が示されました。

一方で、需要と太陽光、風力の合成出力を正確に予想するという事は困難でございます。しかし、少なくとも雨の日や曇りの日というのは、太陽光発電の出力抑制が必要となるような高出力を発生する頻度は少ないと予測できますので、このため、天気による区分を行って、太陽光発電の出力が低いと見込まれる雨や曇りの日、この定義についても今後検討が必要なのではございますけれども、雨や曇りの日については、出力抑制の対象日から除外すると。そうすると、より有効に出力抑制日が適用できるので、太陽光、風力の合成評価を、気象条件を考慮した場合の算定結果を示すことによって、再生可能エネルギーの接続可能量の拡大が少しできるのではないかと、このことでございます。

下の図をご覧ください。上の方の赤い線は軽負荷期の需要を示したものです。左側が晴れ、右側が曇りまたは雨でございます。春、秋の需要を模したものでございまして、この時期はそれほど冷房需要、暖房需要といったものはございませんので、晴れても曇っても、余り需要に大きな影響はないということです。このような日に、右側の曇った日には、太陽光発電の出力が低いので、抑制が必要となる可能性は低いのではないかと。このような日は、2 σ の高出力は出ないので、出力抑制の対象等は除外して、左側のような晴れの日に出力抑制をかけて、出力抑制をより有効に適用するという考え方でございます。

次のページに行きたいと思っております。一般水力の範囲についてでございます。前回のワーキング

グループで、一般水力について、震災前、過去30年の設備利用率の平均を用いて算出する方法を提示いたしました。ところが、下の幾つか、水力発電の、揚水を除く一般水力の種類を挙げているのですけれども、貯水池式のように大きな池や湖が、ダム湖があるようなもの、それから、調整池式のように1日の運用ではある程度出力を調整できるようなものがございます。それで、全く出力を調整するのが難しいのが流れ込み式ということで、河川の落差を利用して発電するような方式でございます。こういった、多少、出力の調整が可能なもの、再エネの発電状況に応じて運用することがある程度可能なものを考慮するというところでございまして、貯水池式、調整池式については、再エネの発電条件に応じた運用をする前提、つまり、太陽光発電が、非常に発電量が多いときには、こういった調整可能な水力発電については調整をして、出力を抑えて運転する。そして、夜間とか、太陽光発電が発電をしないタイミングで発電していただくという方法によって、算定を行ってはどうかということでございます。

めくっていただきまして、次の論点4、5ページでございます。8,760時間の実績に基づく需給解析でございまして、再エネの導入量に応じた出力抑制について適切に評価を行うためには、太陽光、風力発電の出力想定を一定期間の実績による 2σ にするのではなくて、需要と連動した、再エネと需要が連動した8,760時間の実績ベースの出力を使用して、需給解析を行う必要があるのではないかという論点でございます。

この評価方法は、再エネの大量連系下のもとで、より実際の状況に即した需給解析であり、課題を分析して、kWhを評価できる可能性があるわけでございます。

他方、この方法については、8,760時間の需給解析ということでありまして、実績をそのまま適用した場合、先ほどの論点1、2を活用した 2σ 評価に対して、限られた期間の実績で、その期間にたまたま太陽光や風力が、出力が大きかったかどうかという実績に基づいて分析することになるので、これは誤差が全くない予測を前提とすることが課題になります。解析の結果の評価に当たっては、一定の考慮が必要となるのではないかということでございます。

6ページ、今までのものを整理しまして、前回、事務局のほうから提示させていただいた案と今回の修正部分について整理した表でございます。修正案と書かれている部分だけ、変更点でございまして、太陽光と風力については、それぞれの 2σ を足し上げるというやり方を改めまして、太陽光と風力の合成出力をまず算出して、それを月別、時間別で、 2σ で評価をするという手法ではいかがかということでございます。

それから、合成出力の 2σ の発生日なのですけれども、以前は予測が困難、不可能であったということで、全ての日において、こういった再エネの出力が発生するという前提で試算するようなことを提示したわけですけれども、今回は一部予測可、つまり、これは雨の日や曇りの日は、

そういった最大出力は発生しないと予測して分析をするということでございます。

それから、ベース供給の部分ですけれども、一般出力、原子力、地熱、これは震災前、過去30年の設備利用率の平均値に設備容量を乗じるというところは変わらないのですけれども、調整池式、それから貯水池については、それぞれ短時間の発電抑制であるとか、発電の停止といったようなことを考慮しながら計算、試算をするというようなことでございます。

次に行きます。めくっていただきまして、7ページ、ここからは接続可能量の拡大方策について、ご説明したいと思います。再エネの接続可能量の拡大方策としては、以下のものが考えられる。これらの法則については、可能な限り定量的な評価を行います。評価に当たっては、kWベースの導入量のみならず、再エネの最大導入の観点からは、kWhのベースで導入量の評価を行うことが適当ではないかと考えております。

1番目として、出力抑制ルールの見直しです。今まで30日といったものを、時間単位で細かく出力抑制をすることによって、導入量の拡大ができるのではないかとということでございます。2番目として、その出力抑制の日数そのものを30日から拡大するであるとか、それから、今の500kW以上の風力と太陽光のみが出力抑制の対象となっているところを、その出力抑制の範囲を拡大すること、3番目は蓄電池、4番目は地域間連系線の活用・増設等による接続可能量の拡大策を分析するということでございます。これ以外の方法として、以下のような方策もあるということで、今後とも検討を行っていく必要がございます。出力抑制のかわりに再エネの電力の価格を引き下げること、売電価格に一定のプレミアムを付して、再エネ事業者が市場で直接売電させることによる売り先の確保、料金メニュー、需要機器、これはEVとかヒートポンプ、給湯器といった電気を使う機器の普及による需要の創出、それを昼間の太陽光発電のタイミングで、発電の出力が大きく出るときに需要を生み出していただくというようなこと、また、再エネ電源の出力が高い時間帯に電力需要をシフトする自動化システムの開発・導入といったこと、それから、これも非常に重要ですが、火力発電などの運用の改善、設備対応、それによって最低運転の電力であるとか、それから、負荷変化の速度を変えることなどがあげられます。再エネが動いた場合、出力が変動した場合に、その追従速度を火力発電で高めるといったようなことございまして、それから、起動時間などの運転特性の向上によって再エネと火力発電のコンビネーションで導入量を拡大していくという方策もあり、今後とも検討を行っていく必要があるということでございます。

めくっていただきまして、8ページ、参考の1で接続可能量の拡大方策、これは時間単位の出力抑制についてのものがございます。非常に抑制というと、ネガティブな印象があるのですが、具体的には出力の調整ということございまして、再エネはどうしても出力調整が困難と

いのですけれども、実際は必ずしもそうではなくて、最大出力、今、太陽光発電の出力のそれ以下であれば調整は可能な電源でございます。太陽光と風力はどうしても安定的ではないので、需要よりも出力が多く出る場合は、対応をしなければなりません。そのような需要を超過相当の出力をある程度抑制できるのであれば、接続可能量は増えるのです。その抑制をしなければ接続ができないということなのでございまして、不要な出力抑制というのをすることではないので、再エネをより多く入れるには、こういったポジティブな対策として捉えていただければと思っております。欧州では普通にやっております、後ほどそういったご紹介も、オブザーバーの方からあるかと思います。

それでは、8ページの部分でございますけれども、時間単位の出力抑制ということでございます。現在、出力抑制は日数管理となっております、出力抑制可能日数は最大で、年間で30日となっております。これは1日、終日止めてしまうとか、そういう運用になったりもしますし、逆に1日で1時間のみ出力抑制を行っても、1日としてカウントされてしまうといったような問題もございます。これを時間単位で管理して、きめ細かに出力抑制、一部の出力の抑制を可能とした場合に、接続可能な再エネの容量を増加させることができるという発想でございます。

接続しているkWが変わらない場合でも、下の図のように、一律に1日終日出力抑制を行ってしまうよりも、kWhでは増加させることが可能になるかということでございます。

下の図を見ていただきますと、日数単位で抑制を行うと、本来、抑制しなくてもよい時間帯で抑制をしてしまうということにもなりますけれども、右の図のように、これはイメージですが、抑制が必要な時間帯のみ必要な量を減らすことによって、全体としてのkWhでの再エネの量が増加するという効果も考えられます。これを時間単位の出力抑制を行うには、現在の運用では、前日までに電話や、ファクスなどを用いた連絡でございます。それに替えて、出力抑制を時間単位で行うためのルールの変更であるとか、通信機器、管理システムの導入が今度は必要になりまして、このような管理システム、通信システムの開発期間とか費用についても、あわせて示していきたいと思っております。大体、1台当たり数万円だとか、何年間かの開発期間がかかるといったようなことでございます。

めくっていただきまして、これは参考例でございます。後ほど紹介があるかもしれませんが、風力発電協会の過去の資料からこちらをご紹介させていただきます。スペインの事例で、これは風力の出力抑制調整の例でございまして、リニューアブルエナジーのコントロールセンターということでございまして、15分前に制御をかけて、遠隔制御で出力抑制を随時やるということでございまして、200kWh以下、200kWh以上の、これは風力だと通常1,000kWとか2,000kWとかというのが基本でございますので、全てこういったものの対象となって、随時コントロールをしながら再生

可能エネルギーをうまく取り入れているということでございます。

めくっていただきまして、今度、ドイツの例で、太陽光の例をご紹介します。ドイツによる出力抑制の手法として、太陽光の抑制ルールですけれども、手法としては200kW以上、これは配電会社のほうからコントロールを行う、出力抑制を実施するというところでございまして、200kW未満については、これは一方向の通信ということになるのですが、これは比較的安い費用で出力抑制を実施しているということでございます。

リアルタイムで下の真ん中あたりの出力のモニタリングというのも行ってまして、100kW以上については、配電会社との専用回線を通じた遠隔制御システムでモニタリングを実施するというところでございます。ドイツにおける出力抑制の制度の整備の経緯、下にございます。2009年の再エネ法改正によって、設備容量が100kWを超える設備に対して、遠隔操作により供給量をいつでも制限することが可能となる技術的な設備を備えることを義務づけていまして、これについては、一定の猶予期間後に、既存の設備も含め、全ての機器に適用されるということでございます。

2012年の再エネ法の改正では、100kW以下の太陽光発電もこの同じ義務が課されております。ただし、設備容量が30kW以下の小さいものについては、このような設備に替えて、施設と系統との連系点における最大有効電力供給量を、設備容量の70%に制限するという措置でもよいということでございます。これは一定の猶予期間を与えた上で、既存設備も含めて全てに適用しているというようなことでございます。

めくっていただきまして、11ページでございます。次に出力抑制の日数の拡大のイメージです。年間30日を上限としたルールを見直して、上限日数を拡大すること、それから、500kW未満の太陽光、風力についても出力抑制の対象とすることで、接続可能量を増加させることは可能ではないかということでございます。また、一定の年数における出力抑制の日数がある上限以下、これは例えば20年間の平均で出力抑制が30日であればよい、というようなことをやる案、それから、これによって接続できる太陽光とか風力の量が増えれば、設備容量が増えれば、再エネ全体のkWhも増加するというところでございます。イメージとしては、この日数の拡大のみここで示しております。デュレーション・カーブ、赤い線が、このカーブが特定の日付、時間の需要を、年間の最大から最小まで、左から右にグラフ化したものでございます。

下の方のライン、左側で、最大30日の出力抑制を前提とした場合には、Cの部分が出力抑制の対象となります。これを60日間と拡大すれば、より需要が頻度の、もう少し需要が多いところまで適用可能になりまして、60日間の出力抑制を前提とした場合には、接続可能量が増加するというイメージでございます。60日のケースでは、BプラスCの部分が出力抑制の対象となりますけれども、Aの部分については出力抑制の日数を増加させた場合にはkWhは増加するというところで

ございます。

少し長くなっていますが、めくっていただきまして、12ページ、接続可能量の拡大方策、蓄電池でございます。蓄電池、これはある時間帯で余った発電電力を、ほかの時間帯につけかえるタイムシフトが可能になるようなものでございまして、出力抑制では電気を失ってしまいますけれども、蓄電池はで、幾らか保存が効くというようなこととなります。このような蓄電池の設置によって、再エネの電気の余剰を蓄電し、発電量が減少した時間帯や需要が増加した時間帯に放電することで接続可能量が増加できる可能性がございます。これは揚水発電も同じような機能を持つわけですが、蓄電池は短時間で設置ができ、また必要に応じた増設ができる。それから、蓄電池の種類によっては充放電ロスが少ない、設置場所の制約が少ないといったメリットがございますが、他方で設置コスト、耐久性の問題がありますし、分散した蓄電池の充放電制御をどのように行うか、効果的な運用を行うための遠隔制御といった自動制御のシステムの開発が必要になるということでございます。

これらのものをまとめまして、13ページでございまして、拡大方策のオプションのイメージで、今後お示しするもののイメージでございます。現行30日の出力抑制、500kWh以上の太陽光、風力で、蓄電池はなしということでございますけれども、これを例えば時間管理をした場合、①のようなものであるとか、最大の日数を60日と増やした場合、対象のものを、ベースのこの現行から、全ての太陽光、風力を対象とした場合であるとか、4番目として、蓄電池を設置する場合といったことが考えられるわけです。どれだけ接続可能量がふえるか、kWhで増えるか、コストや抑制量がどのようになるか、今後、示していきたいというふうに考えております。

次のページ、14ページは、蓄電池の種類、例でございます。リチウムイオン、NAS電池といった電池でございまして、システムコスト、例えばリチウムイオンでは、依然として高額であり、10万円から15万円、ただ、実は最近では3~4万円でもできるのではないかと、安ければ使うということで、必ず蓄電池でやるということではないのですけれども、どの方法が安くて効果的かということの分析ができればというふうに思っております。システムの充放電効率は揚水に比べていいというようなすぐれた特徴がございます。

めくっていただきまして、次のページは飛ばしまして、16ページをごらんください。最終ページです。地域間連系線、電池がタイムシフトならば、地域間連系線は場所をシフトするようなものでございまして、再エネのために送電線を建設するというのは、コスト高という指摘があるわけですが、国民負担に配慮しながら、既設の連系線の最大活用が必要だということでございまして、見ていただきますと、再エネの接続量は一定の制約があるわけですが、しかし、全ての地域で再エネが全て最大出力を発生して、全ての地域で余剰電力を発生するということは

極めてまれだし、少なくとも頻繁に発生する事象ではございませんので、各社の、まず各電力会社の調整力を最大限活用した上で、地域間連系線を活用して、より広域的に運用を行うことで、再エネの接続可能量を増加させることは可能ではないかということをごさいますして、地域間連系線を活用した場合の効果については、連系設備の容量のみならず、どういう再エネが設置され、どういう場所にあるのか、電源の利用状況などによって、さまざまな要因により影響を受けるわけですけれども、各電力会社が広域で調達している電源の調整などによって、それがどのような効果を持つのか検討をやっていきたいというふうに思っております。

今、現在、北本連系線とか、それから、東西の周波数連系設備の増設に取り組んでいるところでございまして、過去は資源エネルギー庁の総合資源エネルギー調査会の研究会で、再エネ導入のための系統増強費用についても試算を行っているところでございまして、後ほど次のページをごらんいただければと思いますけれども、そのようなものもございまして。従来の取り組みを超えた地域間連系線の活用、増強によって、再エネの接続可能量を増加させるためには、コストの高さとか、大きさとか、それから設備利用率の低さといった課題に留意しつつも、別途行われている電力システム改革の制度設計ワーキンググループで連系線の利用ルートの議論も行われているところでございまして。こうしたものを踏まえて、FITのあり方も含めた再エネ導入量の拡大について、検討を行っていくことが必要ではないかということをごさいます。

以上でございまして。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは引き続きまして、九州電力からお願いいたします。

○九州電力・山科電力輸送本部部長

九州電力の山科でございまして。私のほうから資料2、再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法に関する考え方について、説明をさせていただきたいと思っております。

この算定方法につきましては、本ワーキングで試算を行うに当たっての電力の共通的な考え方としまして、当社で取りまとめさせていただいたものでございまして。再生可能エネルギーを最大限導入することを念頭に置きまして、電力の安定供給を損なわないよう、太陽光、風力のデータのありようなどを踏まえて、具体的な算定方法を取りまとめたということをごさいます。

まず、最初の基本的な考え方のところでございまして、これにつきましては、接続可能量の算定に当たって、電源の運用、あるいは出力抑制などのルールについては現在の制度を前提とするということ、それから、運用や制度の見直しを行う接続可能量拡大方策につきましては、追加オプションとして、分けて検討するというところで、今回、算定に織り込む方策としましては、

1つ目の、前回議論されました貯水池式、調整池式水力の昼間帯における発電回避の話と、FIT法に基づいた回避方法である火力発電の抑制、揚水の活用、30日を上限とした再エネ出力抑制、こういったことを織り込んでいくということで考えてございます。それから、追加オプションとしては、その下にございますように、再エネの出力抑制日数の拡大や地域間連系線の活用、こういったことを考えていきたいというふうに考えてございます。

それから、次のページに行きまして、接続可能量算定のフローでございますけれども、これにつきましては、前回お示しいただいた対策フローに従って検討を進めるということでございます。

ステップ1に参りまして、3ページ目になります。検討断面の設定でございます。需給解析に当たりましては、震災前の電力需要カーブの形の変化を考慮しまして、1年間8,760時間、これを通じた各時間を検討の対象にしたいというふうに考えてございます。接続可能量の算定に当たりましては、年間365日の天気的前提としまして、2つのケースを想定したいということで、ケース1につきましては、太陽光、風力の出力としまして、月単位で毎時の太陽光と風力の合計出力の最大値を用いる場合、つまり、これは太陽光にしてみれば、全て晴れのケースという形になります。

ケース2につきましては、そのケース1のうち実績で曇天・雨天となった日の太陽光、風力の出力としまして、日射量の低い日の太陽光、風力の合計出力を用いる場合ということで、つまり、今回、対象とする年度の曇天・雨天となった実績の日については、抑制の対象日から外すということを検討したいというふうに考えてございます。

そして、それぞれの場合の試算結果に基づきまして、全ての時間断面、8,760時間につきまして、安定供給確保の面から、評価、確認を行い、接続可能量というのを算定しているということでございます。

確認項目としまして、その下に3つ挙げてございます。必要な調整力の確保状況ということでございまして、まずkW面ということを書いておりますが、ピーク需要に応じた火力の運転台数がきちんと入っているかどうかの確認などを行いたいというふうに思っています。

それから、kWh面という形で書いてございますが、揚水運転時の上池の保有量が、運用範囲内におさまるかの確認ということで、揚水運転につきましては、必要に応じては1週間の続けた運用ということも考慮するというところでございますので、その場合についても、kWh面で確認をしていくということでございます。

それから、各時間帯にきちんと安定供給ができるという評価の中で、予備力がきちんと確保できているかどうかということを見たいというふうに思っております。

具体的な算定の方法というのは、次の4ページ目、5ページ目に記載してございます。一般水

力・地熱・原子力などのベース供給力をまず設定いたしまして、火力の出力抑制、揚水の活用などを考慮した上で、接続可能量を算定するという事で、5ページ目の図を見ていただきますと、まずベース供給力としまして、火力、水力、地熱、原子力というのがございますが、火力は特にLFCを確保した最低出力ということで、このベース供給力をまず確定させます。そして、その上に太陽光出力、風力の出力、それを上積みしたところが、ちょっと網掛けしたところが、その上積みした線になりますけれども、黒い太い線が需要曲線のところになってございまして、要は需要曲線からはみ出た、ハッチングしたところ、網掛けしている部分については、まず揚水動力でその分を吸収するという事で考えてございます。

そして、さらにそこから上積みされる分につきましては、余剰と判断できるということで、試算のやり方としましては、まず再エネ発電出力を仮設定しまして、そこから余剰分を吸収していくということで、抑制可能な電源が、年間30日間抑制できるということでございますので、余剰が発生する日について、全てその抑制量を適用して行って、全て余剰を吸収できるかどうかというのを確認してまいります。

それで、抑制ができなければ、発電出力をもう一度下げて、それを繰り返し検討していくことによって、接続量の限界値というのが判明いたしますので、繰り返して、その値を確定させると。そして、それを一度確定させた上で、kW面、kWhの面から1日の評価を行って、問題ないかというのを確認した後、年間8,760時間について、安定供給確保の面から再度評価をして、接続可能量というのを決定していくと、こういった手順で進めたいというふうに考えてございます。

それから、需要想定の設定につきまして、ステップ2、6ページ目になります。需要想定につきましては、過去の需要実績に一定の需要増加を見込んで設定するということが一般的でございますけれども、需要増加が見込みに達しなかった場合、将来的に接続可能量が小さくなる可能性があるということで、より確実な需要実績を採用するという事でございます。

震災後の省エネ等を反映した需要実績が望ましいということで、昨年度の2013年度の自社需要実績を使用することとしたいというふうに考えてございます。

具体的なこの需要の量というものに関しましては、太陽光の自家消費分、これについても反映したものを使いたいというふうに考えてございます。

それから7ページ目になります。検討断面における出力の設定でございますが、まず一般水力発電でございます。検討に用いる出力につきましては、流れ込み式については、流量に応じて、ほぼ一定の出力運転となりますけれども、調整池式、あるいは貯水池式水力につきましては、河川水を一次貯留し、発電時間を多少調整することができるということがございますので、可能な限り昼間帯の発電を回避する運用を前提としたいというふうに考えてございます。

河川流量の前提は平水、震災前、過去30年間の平均水量というふうにしたいと考えてございます。

具体的にどんなイメージなるのかというのを、次の8ページ目にイメージ図で記載してございます。これは当社の場合のイメージ図という形になりますけれども、見ていただきますと、流れ込み式が大体1日中を通して、一定運転という形になります。調整池式につきましては、日中は少し抑制した形で、調整池容量見合いで調整をするといった形になってございます。貯水池式につきましては、需要の盛り上がりに対応しまして、発電するというので、日中は完全に抑制してしまうという形にできるということでございます。

それから地熱、原子力発電でございますけれども、検討に用いる出力につきましては、震災前、過去30年、30年を経過していないユニットの場合につきましては、運転開始後の全期間の設備利用率平均を設備用量に乗じたものとしてというふうにご覧いただきまして、8,760時間、一定運転を前提ということで織り込みたいというふうにご覧いただけます。

それから、9ページ目、ステップ4でございますけれども、太陽光の出力でございます。太陽光につきましては、ご家庭の屋根などに設置される太陽光の出力データをオンラインで受領しておりませんので、これにつきましては、日射計データから太陽光の出力というのを8,760時間想定したいというふうにご覧いただけます。

日射量計につきましては、ちょっと九州の地図の中に丸いものを書いてございますが、赤で書いているのが、気象庁の観測拠点、これが大体、県庁所在地にご覧いただきまして、それから、PV300で設置した日射計というのがございます。各県ごとにその日射計データの平均をとりまして、そこで平滑化効果というのを考慮して、この日射データから太陽光の出力のプロファイルというのを各県ごとに算定したいというふうにご覧いただけます。

それから、九州全体につきましては、現在、接続済みの設備容量比率などを用いまして、重みづけをして、各県の太陽光の出力のプロファイルを合成しまして、九州全体の総出力を8,760時間想定するというふうな方法をとって、想定したいというふうにご覧いただけます。

それから、風力でございます。10ページ目になります。風力につきましては、そのほとんどが大規模でございますので、出力データをオンラインで受領しているものがございます。したがって、このデータにつきましては、オンラインで受領しているものから、風力設備容量を比例で8,760時間想定するというやり方でやりたいというふうにご覧いただけます。

それから、太陽光と風力の合成でございますが、その次のページ、11ページになります。ケース1とケース2に応じて算定方法を書いてございますが、まずケース1の場合、検討断面における太陽光と風力の出力は、月単位で、毎時の太陽光と風力の合計出力の最大値を用いるというこ

とで、ある月の〇時の発電出力の合計ということで、(1)に書いてございますが、太陽光と風力の、それぞれの日の〇時の出力を合計しまして、その値が大きい順に並べかえたものを、大きい順から、 2σ 値、つまり、2番目の値という形に、31日のデータですから、2番目の値になってしまいますけれども、その値を取り出してきて、〇時の合計出力とするというやり方をとりたいというふうに考えてございます。

そうしますと、大体これで毎時分を算定しまして、その月の太陽光出力の合計出力カーブを作成することができます。その下の絵にありますように、太陽光、風力の 2σ というのは、それぞれ合成、それぞれの分を単純に加算したよりも、ちょっと低目の値という形になってくるということでございます。

それから、ケース2の場合の太陽光の出力でございますけれども、実績で曇天・雨天となった日の太陽光、風力の出力として、日射量の低い日の太陽光出力の合計出力というのをういたいというふうに考えてございます。

それから、12ページ目、ステップ5でございます。火力発電の抑制の回避措置でございますが、自社火力につきましては、安定供給の観点から、並列が必要な発電所のユニットは、必要なLFC調整力を確保した最低出力、それ以外は給電停止としたいというふうに考えてございまして、その考える要素としましては、設備仕様、特に最低出力などになります。

それから、安定供給に必要なLFC調整力としましては、大体、下げ代、上げ代ともに需要の2%程度を確保したいというふうに考えてございます。

それから、ピーク需要に対応できる供給力の確保という観点の面から、並列が必要な台数というものも考えていきたいというふうに考えてございます。

他社火力につきましては、安定供給の観点から、設備仕様、それからピーク需要に対応できる供給力の確保という面から、並列が必要な発電所のユニットを選定しまして、それについては最低出力、それ以外は給電停止という形で織り込みたいというふうに考えてございます。

その次の13ページの揚水式水力の活用でございますが、揚水につきましては、通常、昼間に発電を行って、夜間に揚水するというところで行ってございますが、これは揚水運転を昼間に行うことによって、太陽光の余剰を吸収することが可能ということでございます。

その場合のkW面の制限というのは、揚水運転時の揚水動力というのが上限になりますし、また、kW面の制約というのは、例えば上池がいっぱいとなった場合、これにつきましては、発電して、上池の水を放流しないと、再度、揚水というのは行えないということがございますので、これがkW面での上限という形になるということでございます。

点検・保守、設備トラブル、こういったものを考えなくてははいけませんので、1台停止という

ものを考慮して、これは当社の場合ですけれども、所有する8台、その左下に大平、天山、小丸川ということで8台のユニットを書いておりますが、この8台中、7台の運転を前提とした揚水動力を織り込むということで考えていくということでございます。

その次のページの回避措置、再エネの30日の出力抑制ということでございますが、再エネ特措法上の抑制の考え方としまして、自社発電設備の出力抑制、それから、揚水の活用と卸電力取引所の活用を行った上で、なお余剰が見込まれる場合には、30日間の無償による出力抑制が可能ということでございます。この出力抑制の方法としましては、対象事業者全てを一括して抑制するというのではなくて、最低限必要な出力抑制量に相当する事業者だけを抑制するということで、出力抑制実施の延べ日数が増加することができます。30日が、30日プラスn日という形で書いてございますが、そういった形で延べ日数を繰り延べることにより、再エネ接続可能量を拡大することができるということで、これを最適な出力抑制方法を行うことによって、電源可能量を拡大していきたいというふうに考えてございます。

それから15ページになりますが、当社が拡大方策として算定に織り込む追加オプションということで、関門連系線の活用を記載させていただいております。将来断面における連系線の活用につきましては、現時点であらかじめ一定量を見込むということにつきましては、困難性がありますけれども、再エネを最大限接続する観点から、接続可能量算定の拡大方策のオプションとして一定の空き容量の活用を織り込みたいというふうに当社は考えてございます。

運用容量の考え方としまして、そこに記載してまとめてございますが、熱容量、周波数維持面、系統安定と電圧面から定まる系統運用上の限度値のうち最初の値というふうになるわけですが、関門連系線の場合、その下にございますように、熱容量、周波数維持面というのが制約になってまいりまして、運用容量につきましては、熱容量面から見ますと、278万kW、これは1回線の熱容量になりますけれども、278万kW、周波数維持面では、九州エリアの周波数維持限度、それから、九州以外の60Hzエリアの周波数維持限度、この2つの周波数維持面の限界がございまして、いわゆる熱容量と、この2つの周波数維持面の最も小さい値が運用容量ということになります。この運用容量からESCJの連系線利用計画に計上された計画潮流を差し引いた空き容量というものを、ここの中に接続可能量の中に織り込むということで、活用していきたいというふうに考えてございます。

説明は以上でございます。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

それでは、ここから資料1、2について、自由討議の時間にさせていただきたいと思っております。

委員の皆さん、オブザーバーの方、ご意見、ご質問等がありましたら、お願いいたします。

発言される場合には指名させていただきますので、ネームプレートを立ててお願いいたします。

それで、資料1のほうが基本的な考え方、資料2で九州電力さんからその基本的考え方に基づいた具体的な算定方法ということをご説明いただいたわけですが。大きく分けると、その算定方法の基本的考え方とその具体的な案、それから、拡大策というふうに分かれております。これから40分弱、一応時間をとってございますので、まず基本的な考え方、算定方法について、ご意見をいただきたいと思います。いかがでしょうか。

どうぞ、大山先生。

○大山委員

前回は太陽光、風力、それぞれ2σで、それから全ての日が晴天というか、非常に発電しているというような感じでやっているということで、それが少し変わったということで、太陽光と風力を合わせた合計出力の2σ、これはでも、言われてみれば当たり前の話かなという気はするのですが、そういうことをしていただいたということ、それから、天候を少し考慮していただいて、晴れではない日というのは、低い出力であるというふうに見るということで、確かに前回よりは前進したかなというふうに思うのですが、ちょっとその話を進める前に確認したいのは、30日を超えないというのは、これは無償でということだと思いますので、誰がお金を払うかという大きな問題があって、それがもし電力会社であるとすれば、30日を超えて、50日になったら、電力会社はたまらないということはもちろんあると思うのですが、何年かに一週、1日を超えるのを、絶対いけないのかどうかというのをどのぐらいのスタンスで考えたらいいかというのが、ちょっとよくわかっていないと。

それで、電力のこれまでのいろいろな算定というのは、安定供給というのをベースに置いた算定が多かったと思いますので、そうだとすると、考え方のベースにあるのは、万が一にもまずいことを起こさないということだと思います。

そうだとすると非常に、例えば設備停止であるとか、全てのことを織り込んで、みんな内輪に織り込んでやるというのが基本にあるのですが、今回、それでやるのかどうかというのがちょっと気になっているところです。というのは、例えば晴れの日と晴れてない日に分けるのですが、晴れの日と晴れてない日の割合が結構あると思うのですよね。その日というのは、全部2σ出ているというふうにしているというのは、結構まだコンサバティブなやり方をやっていて、結果として、この算定では30日になると出ているけれども、実際はほとんどなかったというようなことが起きるような感じがする想定に思えるのですが、大停電のときは本当に絶対に起こしてはいけないということで、結果としても起きないわけですから、それでよかったということなので

すけれども、今回の場合は、もし許された抑制ではなくて、接続を拒否したとなると、もっとつなげたのではないかと言われかねない状況だと思うのですよね。したがって、接続してもいいよと言ったのは、全部接続してやるかわからないのですけれども、もし接続されたときには、やはりある程度の抑制が起きるぐらいの算定になっていないと、納得が得られないのではないかなど。というか、後から検証できてしまう。何日抑制したというのが見えてしまうという状況になると思います。

それで、そういう状況なので、これまでの非常に安定供給ということのためにやってきた、培ってきたご経験のもとにやるというのと、かなり考えが違っている算定をしなければいけないのだろうなというふうに思っているので、そのあたりがちゃんとできているのかどうかというのが、何となく晴れの日全部2σの一番大きいのが出ますよとかいうのが、本当ですかねというのが、ちょっと気になるころなのだと、私は少し感じてしまいます。

それで、あと8,760時間を全部やるという、しかも、実際のそのときの太陽光の状況、風力の状況でやるというのは、そういう意味では余裕がないやり方だと思うのですけれども、そのやり方もやはりちょっと見ていった上で、それで出てきた値をそのまま採用したら、年によっては非常に大きく外れるというのがもちろん当たり前の話なので、その安全率というか、安全係数というか、余裕をどう見るかというのは、非常に難しい議論になると思うのですけれども、そういう数字が一方にあるよというのを見た上で、余裕を見た数字はこんなものですよというのと比較していかないと、実情がよくわからないのではないかなど。もう一遍最初からというか、前提条件というか、30日を超えるのが数十年に一回あるのを許すかどうかというのが、一番大きな論点だと思いますので、その辺から考えていかなければいけないなというのが、ちょっとコメントというか、意見でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。今のご発言に関連して、もしご意見等があれば続けていただきたいと思いますが。

○岩船委員

私もかなりこれは安全側で見ている数字だと思いますので、8,760時間の需給解析をぜひ行っていただきたいと思います。それは今、大山先生がおっしゃったことにほぼ同意ですが、8,760時間の経済負荷配分をやれば、経済性評価もできます。それによって、ほかのオプションの経済的な価値を評価するのも使えるというようなメリットもあると思います。あとは時間単位の抑制なども、よりわかりやすく見られると。当然、火力の運用改善等の影響等もわかりやすく出るだろうと。そういった、いろいろな評価をするためには、8,760時間の需給解析というのは絶対

やるべきと思います。確かに、例えば1年、2年でイレギュラーなところが出たらどうなるのだというお話はあるとは思いますが、それはやはりそれなりの安全率を見るとか、例えばもし2013年のデータだけでやった場合が本当にいいのかという話は確かにあるのですが、それは安全率を見る話と、それから、この分析はこの1年だけやるわけではなくて、今後、毎年、毎年、きちんとやっていくような体制をきちんとつくっていけば、数年経てば、数字の信頼感も出てくるだろうと思いますので、8,760時間の需給解析というのは、まず前提にさせていただきたいと思いました。

以上です。

○大山委員

ありがとうございました。関連してということでよろしければ。

○馬場委員

私のほうからも、大山先生、岩船先生と大体同じような意見はあるのですが、ただ、やはりこれは、シミュレーションはシミュレーションでしかなくて、この結果を金科玉条のごとく、ここから出てきた結果が全てだというふうに、やっぱり解釈してはいけないかなというふうに思います。もちろんだから、安全率をどう考えるのかというようなこともあるかもしれないのですが、今回、時間が非常に限られているというようなことから、とりあえず今回はこのような形で、例えば結果を出しておいて、岩船先生がおっしゃったように、これからもやっぱり精査を続けていくというような形にせざるを得ないのかなと思います。かなりコンサーバティブな前提にはなっているかもしれませんが、まずとりあえずこれぐらいと。それから、また、精査が進んでいけば、またそれを増やしていく考え方というものもあるかもしれませんが、ちょっと限られた時間の解析という中では、ちょっと仕方ないと思いますが、一つはやはり、この結果というものが100%正しいということではないということと、それから、今後も精査を続けていくというようなことが重要ではないかなというふうに思いました。

○荻本座長

ありがとうございます。

では松村先生。

○松村委員

私は精査を続けるという話ではなく、大山先生の意見は、論点2のところでは変える余地があるのではないかと考えたと思います。それで、もしこれが2σをとらないと、安定供給に支障があるということだとすると、これだけをとらないとまずいということは、ほぼ全ての人が納得すると思います。仮に、何年かに1回31日になってしまったり、31日になってしまったり、

大停電するなんていうようなことになったとすれば、それはまずいから、起きないように、十分安全サイドで、というのはわかります。しかし大山先生のご指摘は、出力抑制を31日すれば停電しない。ただ、31日目は補償する必要があるということを行った。したがって、これは安定供給の問題ではなくて、いわばお金の負担の問題。そうだとすると、 2σ という安全性をとる必要があるのか、というご提案だったと思います。

それで、わからなかったのは、ここまで取る必要はないとしても、具体的にどういうご提案なのでしょう。例えば 2σ 要らなくて、 σ でいいのではないかとか、そういうご提案ということなのでしょう。

○大山委員

そういう提案はなかなかしにくいので、今のところまだ何もしゃべっていません。私としては、電力の方によく考えていただきたいというか、実際に運用するわけですから、どのぐらいのところだったら、30日を超えるのが許容できるのか。そうだとすると、このぐらいのことをやっておいて、それも1回目の、今回の算定は多分内輪に、安全サイドに出ると思うので、それは私としては全く仕方ないことだと思っています。ただ、それがそういう基本的な考えとしては、30日をちょっと超えてもいいのかどうか、あるいは絶対超えないようにしたいのか、その辺ははっきりさせていって、それを実際に物事が進んでいったときに見ていくと、確かに算定というのがそこそこは信用できるな、というような算定をしていただきたいなということを申し上げたかったと。

○荻本座長

どうぞ。

○松村委員

これは私の意見のほうでして、もし、これを 2σ でやるとすると、基本的に電力会社は、自分たちの持ち出しになるような対策はしない。つまり、30日を超える出力抑制を要求すると、補償しなければいけないというようなことになる。あるいは、電気ストーブか何かを炊いても、無理やり使ってしまうとかいう無駄な対策はしない。自分たちの持ち出しになる対策は一切しないのだということを前提とすると、ここまでの量でしか安定供給は保証できませんという、そういう性格のものだということをきちんと出した上で、この推計をするなら、ベンチマークとして意味があると思います。その後、具体的な対策をとれば、どこまで広がるかということとを議論することになると思うのですが、例えばこれが60日に拡大するだとか、20年間平均して30日とするとかを考えることになると思います。そのときこの幅の意味がわかると思います。この対策を取ると、何年かに1回、30日を超えるようになっても、全然何の問題もないということになります。

し、そういうやり方をしたときに、是非この対策を取って欲しいのですが、その対策によりどれぐらい拡大するのか、その意味がよりわかりやすくなると思います。いずれにせよ、現行のルールに従って、電力会社が一切持ち出しをしないとすると、ここまでしか入れられませんという、そういう限定的な性格のものだということを明らかにした上で、数字を出すのであれば、これは2 σ をとるのも大丈夫だと思いました。そういう性格でないということなら、やはりこれは下げる必要があると思います。

○荻本座長

どうもありがとうございます。なかなか整理が難しいところですが、一つは、手法でいくと、その2 σ という考え方と、8,760時間の需給を解析するという2つの見方があると。データでいきますと、2 σ 法というのは、ある程度リスクを織り込んだ性格を持っていると。その8,760時間のほうは、単年度の値をベースにしますから、そこに不確実性があるという手法があると。松村先生のご指摘というのは、何をやるかということによって、手法というのが分かれてくるし、何を outsake ねばいけないのかということが分かれるのではないかというふうに言及されて、それで、合っているかどうかわかりませんが、もう一方を申し上げますと、馬場先生のほうからは、時間の制約もあるので、どこまでできるかという実務的なことに関しても留意すべきというようなご意見をいただいたような気がいたします。

○江澤新エネルギー対策調整官

皆さん、委員の方々、ご意見、ありがとうございます。まず30日は1回もこういうことがないのかどうかという点なのですけれども、実はこの中には、かなり安定供給サイドで、分析で2 σ ということではあるんですけども、この中には、例えば水力発電を平水で見込むといったことが入っています。仮にこれが、平水というのはちょうど河川の流量が平年並みであったらということなのですけれども、これがプラス10%であるとか、マイナス逆に10%であるといったことがございまして、これが非常に出水の多い年であれば、このような状態にはならなくて、30日を超えていくことも、2 σ を重ねれば、それは当然あるわけございまして、そういった逆のリスクも含めて、この程度を見ておいていけばということですのですけれども、30日に1回超えることが、30日を超えることがあるのかという点については、水力のことまで考えると、水力のところを真ん中で見たので、それはあり得るということだと思います。

8,760時間については、1年間の分析になるので、その年、たまたまという要因があるんですけども、恐らく岩船委員、それから、大山委員からのご指摘も、こういったものが、実際にこういった2 σ の方法で解析した結果を、チェックとして使えるのではないかというご指摘かなというふうに私のほうでは思いまして、具体的にこの8,760時間で分析して見ると、どのようなこ

とが起るのかというのが、まだこの分析は始まっていませんので、よくその手法を検討しながら、議論を次回までに皆さんにお見せできるように、検討していきたいというふうに、このように思っております。

現行制度を前提でということなのですが、安定供給サイドで考えて、定常的に電力に30日を超えて負担をしていただくものは、やはり制度的な設計がおかしいので、そういったものは現行制度を前提としてやるのですけれども、30日を超えることはあり得ることだと思っております。仮に定常的に30日を超えるようなものであれば、それは制度のほうを改めて、それは出力抑制の枠を拡大するであるとか、無補償の枠を広げるであるとか、そういったことも考えながら、制度的にもそれを吸収できる、想定されるのであれば、そういった制度をつくっていくことというのが、制度設計面では考えられると思います。この系統ワーキングでは、そういう制度面の制約は現状のもので、一体どこまでできるのか、さらにそれを60日といったような形で拡大した場合には、どのようにできるのかということ、ある一定の評価方法によって、提示していく方向で進めていければというふうに事務局としては考えておりますので、ご指摘を踏まえて、やり方については検討して、次回にお示ししたいというふうに、このように思っております。

○荻本座長

ありがとうございました。

あともう一点、ご指摘は、実際の作業スケジュールに乗るかということだったのですが、九州電力、または電事連、からいかがでしょうか。いろいろな解析がということですが、

○電気事業連合会・但見電力技術部長

電力を代表してお答えさせていただきます。先ほど江澤調整官が言っておられましたように、まだ始まっていないので、出来ないなんて、とても言えないということではあると思います。

委員の皆さんからご意見がありましたように、やはり8,760時間やるということは、意味はあるのだと認識しておりますので、必要であるということであれば、できる限り協力させていただきたいと思っております。

ただ、我々が気にしていますのは、皆さんのご意見の繰り返しですけれども、数字の持つ意味合いというのが違いますので、そこは斟酌した上でまたしっかり議論していただければというように考えております。

○荻本座長

どうもありがとうございます。

一通りお答えをいただいたところなのですが、まずこれに関して追加のご意見、ご指摘があれば、まずいただきたいのですが、いかがでしょうか。よろしいですか。

では、その基本的な考え方、あるいは具体的な作業の仕方という中で、別の論点、または視点があればお願いいたします。

どうぞ、馬場先生。

○馬場委員

ちょっと、きちっと考えられるのだらうとは思いますが、一つが、九州電力の資料の12ページ目のところで、LFCの調整力を需要の2%程度というので、本当にこれで大丈夫なのかと、下手すると甘めに何か出てしまうのではないかなというのが懸念で、だから、そうすると、さっきと関連してしまうのですが、要するに出てきた数値というのが本当に金科玉条のごとく正しいということではなく、別の制約が出てきてしまうかもしれないので、ちょっとその辺のところはちゃんと留意が必要なのではないかというのが1点と、それから3ページ目のところですが、主な確認事項のところ、ある程度確認はできているのですが、結局、ふだん電力会社、これはちょっと今回のシミュレーションで絶対できないと思うのですが、過渡安定度とか定態安定度とか、その辺まで含めた形で安定性を見ているかなと、疑問に思うのですが、多分、このシミュレーションでは、とてもではないけれども、そんなことはできないと思うので、やはりそういったような制約とかいうものがあるのだということをきちっと確認をした上で、シミュレーションの結果を出して、それなりの議論をすべきではないかなというふうに思いました。

○荻本座長

すみません、ちょっと後半が聞こえなかったのですが、

○電気事業連合会・但見電力技術部長

ごめんなさい。結局、過渡安定度とか定態安定度とかを考えた上で、要するに何か運用とかって普通はやるのでしょうか、そこまでこのシミュレーションではできないと思うので、そういう制約も本当はあるのだということは、ちゃんと明記をしたほうがいいのではないかなというふうに思いました。

○荻本座長

ありがとうございます。LFC 2%ということで、代表で出たような気がするのですが、太陽光発電、または風力が非常にたくさん入ってきたときを分析するパラメータとして、今、例に出ました2%が妥当なのかというようなことは検証しなくていいのか、または、なかなか検証したいところがあるとしたら、そこに注書きをする必要があるのではないかと。そのさらに延長上として、需給解析を超えて、安定度とかいうところをどう捉えるのかというようなご質問だったと思います。いかがでしょうか。

○九州電力・山科電力輸送本部部長

おっしゃるとおりで、風力とか太陽光の連系の量によりまして、やっぱりLFCの調整力というのも変わってくると思いますので、連系可能量算定が大体、見込みが出てきましたら、それについても一応評価をかけたいというふうに思っています。過渡安定度につきましても、電源がどれぐらい並列されるのかということところにも、やっぱり留意が必要ということでは考えてございます。実際、どの程度の電源が必要なのかということについては、やはり太陽光とか連系可能量にもよってくると思いますので、その状態を見極めまして、そこのところをやっぱり留意しながら検討していきたいと思っております。

○荻本座長

ありがとうございます。

他いかがでしょうか。

○大山委員

今の話に関連してというか、どれだけ下げ代があるかという話は、電力システム工学で言えば、設備が十分あるかどうかという、アデカシーの世界だと思うのですけれども、ちゃんと時間的に追従できるかというセキュリティの問題というのは、ここでどこまで扱うのかよくわからないんですけれども、今、馬場委員のほうからは、LFCの話、それから、安定度の話が出ていましたけれども、それ以外にも、ランプレートが結構効くと思うんですよね。それは私のほうの大学でもちょっとやっているんですけれども、実際、上げ代、下げ代でぶつかることもあるんですけれども、ランプレートは結構厳しいなという気がしてまして、そういうセキュリティの話をするのであれば、考えることがすごく増えますねというような気はしております。それを全部、今回やるのができるかどうか、ちょっとわかりませんが、できる範囲でお願いしたいというふうにコメントとして。

○荻本座長

ありがとうございます。発電所群がどれだけ負荷を追従できるかというスピードについても、可能な範囲でチェックをするか、注書きを入れるというようなご指摘だったと思います。

他にありますでしょうか。基本的な考え方、または算定の方法の領域、よろしいですか。

どうぞ。

○日本風力発電協会・斉藤企画局長

2点ちょっと確認させていただきたいのですけれども、九州電力のこの資料2の中で、資料1に基づいた考え方のステップで具体的に展開していただいている、今回はこれで済むと思うのですけれども、一転、先ほどの資料1で、5ページの論点4でありました8,760時間の解析について

ては、評価には非常に短期間ですから、問題はあるものということ、これも事実と思うのですが、今回の電力様のほうで解析は、この8,760時間のものもやられるのでしょうか。評価の方法は非常に議論が必要だと思いますけれども、まずやられるか、やられないか。

それから、もう一点は、ちょっとよくわからなかったのですが、九州電力の資料のスライド14なのですが、効果的な出力抑制方法の採用ということで、一律抑制と、今回採用の、部分的に止めるといいますか、これの考え方の違いなのですけれども、kWで制約をかける場合に、全部半分にするも、半分とめるも同じことだと思うのですが、これは個々の需要家に対しては30日をキープするために、3分の1とか、半分というお考えで採用されたのか教えていただければと思います。

○荻本座長

ありがとうございます。1番目は、8,760時間の解析をするというのが、資料を見ると、またご説明の中には入っていませんでしたので、そこはやられるのでしょうかという質問と、2番目は抑制の考え方、1台1台を半分の出力にするのか、n台のうち半分をとめるのか、どちらの考え方かというご質問です。

○九州電力・山科電力輸送本部部长

4ページに具体的な算出方法を書いている中で、④に書いています8,760時間の評価というのは、結局、需給バランスも全て、発電機をどんな形で立ち上げていくかということも含めて、全部検討してまいりますので、8,760時間、全断面、全て検討するというご事情でございます。

それから、14ページの出力抑制につきましては、延べ日数を増加するというのは、1人の事業者の方は30日という範囲の中で、抑制の必要な日については、全ての事業者さんが要るほどの抑制量が必要になる日ばかりではございませんので、必要な抑制量を確保するために、必要な事業者さんだけを出力を制御とした場合に、その日、制御されなかった事業者さんは、別の日に制御することができるということになります。そういった形で、効果的な抑制日数の増加というのを図りたいということでございますので、そのことよろしいですか。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、考え方のところを終わらして、後半、ほかはよろしいですか。

どうぞ。

○岩船委員

今の最初のお答えなのですが、4ページの8,760時間というのは、これは2σの風力と太陽光を入れたときのチェックではないかなとちょっと思ったのですが、

○九州電力・山科電力輸送本部部長

実際の実績での、出力での8,760時間の解析も実際はやろうということでは考えてございます。

○岩船委員

そちらの結果もご提示いただけると思ってよろしいですね。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、次に拡大方策というところのディスカッションに移りたいと思います。

今回、拡大方策が一応記述はされているのですが、全体のイメージというところで、一つ一つについてはだんだん充実されていくのだらうと思います。ということで、一つ一つをぐっと詰めるというの必要かもしれませんが、まず全体の考え方のあたりでご意見をいただければと思いますし、個々でも構いません。資料1、2、一括でお願いいたします。

大山先生。

○大山委員

今、資料1の7ページ目あたりを見ればよろしいのですよね。ここに書いてあることというのは、出力抑制ルールの見直しというので、これは①、②がありますけれども、これはどちらも検討に値するものだというふうに思っております。あと③、④なのですが、蓄電池は、コスト面のことが、先ほど江澤調整官からも、安くなるかもという話がありましたけれども、それを含めても、要するに社会全体の総需要が増えるのかどうかを考えていくと、結構厳しいかなという気は、私はしております。

ただ、緊急対策として必要であれば、これは安定供給で必要であれば、これはまた別の話になるかと思えます。そのような条件には余り持っていきたいなという気はしております。

それから、地域間連系線については、増設できればもちろん効果があるのは当たり前ですが、これもコスト面の問題と、それから、増設を決めて、一体いつできるのという期間の問題と両方ありますので、即効性は余りないかなと。現行、持っている送電線を活用するというところで、現状は成形して、一定でないと思えないということはどう変えるのかとか、ただ、それもまた市場との関係とか、いろいろありますので、しっかり考えなければいけませんけれども、そちらについては、制度の変更ということなので、最初の検討には入らないかもしれませんが、今後、拡大方策としては、考慮するのが必要だと思っております。もしも全国が1つになって、そこで周波数調整をできればすごく楽になるのは、それはもうすぐ明らかになることなので、それを本当にやるのかどうかというのは別問題かと思えます。それをやると、地域間連系線が再生可能エネルギーだけにとられてしまうというようなことも起こりかねないので、それも含めて考

えなければいけないと思っています。

あとその下の価格のお話、これはもちろん考えなければいけないのですが、これも制度としてどのぐらいすぐできるのかというのは、ちょっと私はよくわからないところがあります。

下の3番目の火力の最低運転とか、負荷変化速度、これも非常に考えなければいけないことで、すけれども、連系線の増設と、それよりは早いかもしれないけれどもぐらひの話かなと思います。ちょっと感想みたいなものを述べさせていただきました。

○荻本座長

ありがとうございます。

この7ページ、上の段が導入量の評価を行うという文言がありまして、下のほうは、今後とも検討を行っていくというような表現になって、そこに複数の拡大方策が示されているということになっているわけです。大山委員から今、これについてご意見いただきましたが、これに関連してのご意見があれば、まずお願いいたします。

松村先生。

○松村委員

1、2、3、4、全てきちんと検討していただきたいと私は思います。それで、実際にどれをとるのかは、同じ容量を入れるのに、どれが一番コストが低いかということを経済的に考えればよいと思います。蓄電池は、そもそもコストが高いというだけではなく、これだけに頼るとコストが逡増的に増えてくる。夜の間には放電できて、また昼充電できる程度の導入レベルと、それを超えて夜に放電しきれないレベルでは、全くコストパフォーマンスが変わってくるはずで、その意味で、合理的な費用で入れられる量にも限界はあると思います。

それから、連系線の増設も、時間がかかるだけではなくて、コストがかかるので、他の対策と比べて一番いい対策をとると言うことが重要だと思います。

それで、その下のところの需要対策なのですが、私は、今回は間に合わないのですが、長期的にはと言ったのは、ゆっくり時間をかけてというつもりではありませんでした。今回の量の算定するときには、これを織り込むのは難しいだろうと言ったつもりではあったのですが、のんびりやればよいと言うつもりでもありませんでした。出力抑制が最終的には主力になると、思います。出力抑制をするときに、事業者が安心できるように最大限の努力をした、経済効率的な努力は最大限したということを経済的に検証してくれと言ったつもりでした。そういう意味で言うと、需要対策は時間がかかるものだとすれば、本当にすぐにでもやるべきこと、今すぐにでも準備すべきことだと思います。

実際に震災前から、ずっとこの指摘はあったはずで、ずっと一般電気事業者は時間を空費してきたわけですから、もうこれ以上時間を空費することは許されないと、思います。これ以上、空費した結果として、需要拡大策がとれないで、出力抑制を迎えたら、そのときには、本当に再生可能エネルギー事業者の負担で出力抑制するののかという議論は出てくると、思います。そういう意味で、長期だからゆっくり考えると言うのんびりした発想ではなく、一刻も早く対応していただきたい。価格に対して需要側が対応するというのは、10年後にこうなるだろうと予想されるのと、明日から価格が下がると急に言われるのでは、対応策は全然違いますから、今からちゃんと準備して、予見可能になるように、一般電気事業者の責務として、今から準備すべきことだと思いません。

出力抑制の各論は後ということだったのですが、ちょっと各論に入って意見を申し上げます。30日、現行通りという言葉の後に、イメージとして、時間、720時間と書いてあるのですが、これは30日掛ける24時間というイメージですよ。さすがに現行法の解釈で、これが可能だということもりではないのだとは思いますが、1日の抑制時間は太陽光に関しては、24時間では絶対ない。つまり、夜は絶対発電していないということだから、丸一日発電抑制されるといっても、8時間とか、そういう感じだと思いますから、やるとすれば、これもやってもいいのかもしれませんが、30日掛ける8時間とかということのほうが、あるいはもし60日という日数を拡大するのだとすれば、組み合わせてやるので、60日掛ける8時間というほうが合理的な気はしました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。ではここで。

○江澤新エネルギー対策調整官

ご指摘、ありがとうございます。まず松村先生の最後の件で、720時間、これは24時間掛ける30日でございますけれども、太陽光発電について、やはり夜は発電しないので、発電可能時間という目で見れば、12時間掛ける30日なのかもしれませんし、それは発電可能だけでも、この時間帯は少ないのだと。発電している時間帯は、全般的には朝の6時から夕方6時まで、余剰が生じ得るということであれば、12時間ですし、そうでないのであれば、もう少し短い時間ということで、ここでの計算は、24時間で掛けましたけれども、実際にやるとなったら、それは30日に相当する時間数ということだというふうに考えております。

その他の点については、まさにこれをぜひやるべきだということで、ご指摘いただいたのかと思っております。まだ下はこれからなので、何とも言えないのですけれども、こういったものを考えていき、さらに、これよりも60日ではなくて、別の数字だとか、いろいろなことを、どの

ようなものがよいのかというのを考えながら、あくまで現段階のイメージでございますけれども、ここに挙げたようなメニューを中心に、拡大方策を、オプションを検討し、この場にお示したいということでございます。

それから、需要対策については、定量評価がなかなか難しいのかなというふうに現時点で思っています、このような扱いとしておりますけれども、これについては、随時進めていかなければいけないことというのは、そのような認識でおります。

○荻本座長

ありがとうございます。引き続き拡大方策についてご意見、コメントがありましたら、お願いいたします。

よろしいでしょうか。それでは先に進みたいと思います。

続きましては、太陽光発電協会から資料3、系統接続制約問題に対する考察と提言、日本風力発電協会から、資料4、風力発電の系統連系可能量拡大策について、説明をお願いいたします。

○太陽光発電協会・鈴木事務局長

ありがとうございます。太陽光発電協会でございます。

お手元の資料の2枚目をめくっていただきまして、現在、太陽光発電協会のほうでも、今回の系統接続問題につきまして、内部で対策タスクフォースというのを設置しながら議論しております。主に対策、ここで言いますと、対策オプションの視点でやらせていただいておりますが、先ほどから出していただいておりますお話に相当内容は重複するところがございますけれども、現在、私どもで議論をしております検討の内容につきまして、5つの視点に分けて順にご紹介を申し上げたいということでございます。

3ページ目、次にめくっていただきたいと思います。

まず、8月8日の新エネ小委のときにもご提供申し上げましたが、現在の設備認定量のうち、大体本当にどれぐらい導入されるかというのが一つのポイントだろうと思っております。私どもの試算では、まだラフではございますけれども、全体の30%以上は導入に至らないのではないかなというふうに考えております。それが次の4ページの、前回、出させていただいたシミュレーションに基づいているということでございます。

それから、次には、現在もう既に設備認定されているものの中でも、有効でないものもありますので、これをやはり仕分けをしていただくというのが重要な点です。2点お話をしております。

一つは、24年度に認定されたもので、既に報告徴収で取り消しされているもので、まだ接続契約が生きているものがある。これは電力会社さんも大変苦しいお立場だと思いますけれども、これをやはり精査していかないと、本当の空きがわからない。

それから、③のところ、今後それを踏まえて、やはり設備認定要件と接続契約要件というものは連動して、契約が解除、設備認定が取り消しになったりした場合には、接続契約が解除できるような、何かやはり工夫が必要ではないかという議論が出ております。

続きまして、5ページにおっしゃっていただきたいと思っております。

続きまして、時間軸の視点ということなのですが、先ほど申し上げた、全てが運転開始するわけではないという中で、時間差というものもございます。ただし、5ページ、②でございますように、時間差があっても、いずれは導入に至りますので、当然、それで接続受け入れ容量が増えるとか、余裕があるということではないということについては、注意が必要と思っておりますが、重要なポイントとして、このタイムラグを使って何をするか、今、まさしく議論をしていただくことになっております対策オプションについて、時間的な、まだ余地があるということをおっしゃりたいということでございます。

6ページを見ていただきますと、全国ベースの私どものシミュレーションによりますと、導入のペースというのを書かせていただいております。主に施工能力、それから機器の供給能力から類推しますと、大体これぐらいのペースで入っていくと考えております。

今回、さらに7ページのところで、これを各電力会社さんの管内別に分けて、これもラフでございますけれども、どういう導入ペースに至るのかということ、会の中でちょっとシミュレーションさせていただいております。

まず7ページ目には、4電力がありますが、そのグラフの中の破線の部分は、今回、お示しをいただきました軽負荷期の需要容量というものを、目安として置いております。厳密に言いますと、この軽負荷期需要量と導入量と、直接比較することの意味は、どれぐらいあるかという議論はあると考えておりますけれども、目安として、導入ペースとその軽負荷期需要に至るまでのタイムラグがどれぐらいあるかということ、一つのご参考に出させていただきます。見ていただくとわかりますように、ほとんど2020年によくその需要量に到達するというのが協会の予測でございます。

さらに8ページのほうは、現在、一番タイトになってございます、九州電力管内の場合ですけれども、やはりここはかなり厳しくなっておりますけれども、それでも2016年度末ぐらいまでに800万kWに到達するというような、このタイムラグをいかに使っていただくかということなのだろうというふうに考えております。

続きまして、9ページ目でございます。こういったことを含めて、現在、ちょっと事業者側のほうでも誤解が生じていますのは、すぐに何か止まってしまうとか、そういうようなことが取りざたされておまして、今回、そういう実態のないような情報によりまして、やる気がある、事

業意欲のある事業者さんが、次々ギブアップするようなことになると、⑤に書いておりますように、結局、数年たってみると、余り導入普及が進んでいないというような最悪の事態も懸念をしているというような意見が会内では出ております。

10ページのほうでございます。先ほどの議論と被りますが、では8,760時間中、実際にはどれぐらい太陽光の出力が影響を与えるのかということが重要だなという議論になっておりまして、一言で言いますと、やはりkWではなくて、kWh、どれぐらい影響を受けるのかというふうなことが重要という議論でございます。先ほども出ていますが、カレンダーベース、日数ベースではなく、時間単位で考えていただくというのが非常に重要であるとなっております。ここには書いてございませんけれども、協会のほうでも8,760時間をベースに、少しラフではありますけれども、調整電源やベースロード電源の置き方があるものの、30日ルールを目いっぱい適用した場合にどうなるかというシミュレーションを簡単しております。その場合、やっぱり日数単位では、8%から11%の出力抑制が必要というふうになってくるのですが、これを時間単位で、リアルタイムでやりますと、1%前後で済む、要するに山のところだけをカットするということであれば、1%前後で済むというような、簡単なシミュレーションも出てきておりますので、何が言いたいと言いますと、相当やはり時間ベースと日数ベースの間には、効力の差があるということなのですが、ラフではありますけれども、見えてきているということでございます。

11ページでございます。それをやるための出力調整の手段ということを取り上げさせていただいております。丸にございますように、5点太陽光発電側のほうから挙げさせていただいております。まず②のところに、文章になっておりますが、1つ目は、需給予測の精度をさらに高めていただく、それから、2番目は、優先給電の原則は堅持をしていただきたいということと、それをベースにして、太陽光発電を余剰電力発生時の出力調整手段として、積極的とは言いませんけれども、有効に活用していただくというのが必須だろうと考えております。ただし、それは時間単位での制御を可能とするような系統システム、そういった仕組みを具備するという前提で、可能というような認識でございます。最後、5番目に、やはり事業でございますので、事業性をどう確保するかということがありますので、先ほど申し上げた実際の影響量と事業性とのバランスというのを、最後はシミュレーションを出していただく中から、我々に示していただければありがたいという議論が出ております。

12ページ目でございます。そういった観点からも出ておりますけれども、透明性・公平性を維持するという観点からは、やはり新しい仕組み、時間単位で最小限に出力調整が可能というような仕組みを、系統側のほうから指示をいただいて、自動的に調整されるというような仕組みが必要であろうという議論が出ております。

13ページ目でございます。また同じことを言っております。先ほどから出ておりますように、既にヨーロッパやほかの電力では実現しているものもあるということですので、これを前提に、インフラの構築ということをする中で、太陽光側もそれらと、一緒になって、協力をさせていただきたいということでございます。いわゆる系統や電源システムのスマート化というようなことに関係すると思いますが、これに関して、パワコン側の技術の可能性につきましては、一応会内では十分可能と、実現性可能、時間的にも技術的にも可能というようなご意見が出ております。

最後に、14枚目には、これも出ておりますが、地域間連系線の活用や、それからデマンドコントロールの問題、自家消費の加速といったことも積極的にやっていただきながら、我々もやれることを考えていかないといけないというふうな議論が出ております。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

では続きまして、風力発電協会、お願いします。

○日本風力発電協会・斉藤企画局長

風力発電協会からご説明させていただきます。

今回ご説明させていただきますのは、まず風車の制御機能がどういうものがあるか、それから、風力の発電出力がどういう状況にあるか、それに伴って、ドイツ、スペインではどのような制御をしているかということを中心にご説明させていただきたいと思っております。

まず開いていただきまして、スライド3まで飛ばしていただきまして、ここの下の表の中には、各課題とウィンドファーム側対策及び電力系統側対策の項目を載せておりますが、今回はこの中のウィンドファーム側対策である最大出力抑制運転とか、出力上昇率抑制運転等々のことをご説明させていただきたいと思っております。

次のページ、スライド4でございますけれども、まず周波数上昇値の出力抑制運転と、下げ代不足になった場合、周波数が上がるということがあるわけですが、上がったときに風車出力を下げると。通常のガバナフリー運転の機能は、風車は持っている。これはドイツの場合、アイルランドの場合、グリッドコードで規定されていますので、この国に納入している風車は全て対応が可能という、まずこの点です。

それから、次のページをお願いいたします。スライド5でございますけれども、今回のいろいろ議論がありました、最大出力抑制と出力上昇率制限でございます。左下の絵は、これはドイツの実績でございますけれども、実線とちょっと波になっているものがございまして、実線が指令値に対して、風車の出力がどうついていくかというもので、風があれば、出力を下げるときにも

一定の傾きでやることができると。途中、風がなくなると、その分、出力は下がるのですが、こういった形で、これも先ほどのグリッドコードで、例えばドイツの場合は連系容量の10%/分だとか、アイルランドの場合は、1から30等々、各国によって基準がありますので、これもそれらの国に納入しているものは、対応が可能というところでございます。

それから、次のページ、スライド6ですけれども、これは国内の北海道で実際に連系協議の結果、採用した事例でございますけれども、左下の真ん中が、ちょっと動いているのが風速で、それに対応して、制御をかけた結果、ウィンドファームの出力が上昇率だとか、最大値というものを既に制御できているという事例でございます。

それでは、その次のスライド7ですけれども、では、風車の出力はどんな特性を持っているんだろうということで、個別の風車ではなくて、スライド7では2011年4月から2013年3月までの2年間における東北電力管内の20のウィンドファーム、これの1分平均値を出力の低いほうから高いほうに並べてみたものです。

それで、先ほどから議論になっています、30日をどう見るかとなるんですが、ここでは30日イコール720時間で、年間の8.2%という見方をしております、そうしますと、それを出力の高いほうからずっと絞っていくと、最高出力相当は67%ぐらいになるというものです。

次のスライド8ですけれども、実際には、その出力抑制値というのは年間一定ではないはずなので、個々に動くかと思えます。このグラフでは、30日、720時間の8.2%だけ出力を、例えば50%とか、30%とか、抑えられたら、kWhがどのぐらい損失になるだろうかというものを示したものです。

一番下の線は、これは365日抑制した場合、当然、出力ゼロだったらゼロということになりますが、仮に50%に出力を抑えたということになると、365日、50%に抑えられると、12%ぐらい減少するのですが、30日とか60日ぐらいのときは、1%とか、1.5%ぐらいのアワーの減少にしかならないということです。

それで、その次のスライド9ですけれども、これは協会で、先ほどの365日に似たようなものですけれども、北海道電力管内に、秋、冬の最大需要相当の再エネを入れた場合、どうなるのかというものを示しているものです。赤丸で囲っている部分が、200万を大きく割り切るような現象が出ていますので、こういうところは当然、出力抑制が必要であろうと。一方、風力、太陽光の同じ400万kWでも比率が変われば、その様子が変わると。

スライド10は、今度は1月のお正月の場合ですので、同様ですので、ここでは省略したいと思います。

それでは、その次の、駆け足で申しわけありません。11ページは少し飛ばして、12ページ、ス

ライド12ですけれども、左下に風力と太陽光の出力相関を載せていますけれども、ドイツ全体で見ると、太陽光が35ギガ入っていても、最大出力、太陽光単独ではその70%ぐらいしか出ない。風力は同じように、単独では83%ぐらい、合計すると90%ぐらいというような分布になっています。

次に、ライド13ですが、個別のウィンドファームはそれぞれ出力が違いますので、例えばこの真ん中の太い線が合計値なのですけれども、この値を例えば20%に抑えようという場合は、全部を25%出力に抑えるということにすれば、20%ぐらいになるようなものと、それから、ライド14は、もう少し、日本全国を見た場合ですが、基本的に風力は西から東に風が移動しますので、日本全国、一斉に強風になることはないというのを示しております。

駆け足で申しわけありません。次に海外の状況ですけれども、ライド15がスペインの発電設備の構成と、それに伴う電力量の供給構成です。発電設備そのものでいきますと、風力と太陽光、太陽熱、小水力まで合わせると、最大需要電力の120%ぐらいということになります。風力だけでも最大需要電力の56というような大きな比率を持っています。

これらをどうやって制御しているかというのがライド16でございます。先ほどご紹介がありました、再生可能エネルギーセンターのほうで、電力系統全体とのリンクをとっておりまして、それで、従来設備で制御し切れない場合は、その下のRESCCという、スペイン全国で33カ所あるところに指令を与える。受け取ったほうは、15分以内に出力抑制をかけるということで対応しております。

ライド17、18は参考ですので、飛ばしたいと思います。

ドイツの状況がライド19でございますけれども、先ほどと同じように、ドイツは風力、太陽光が同じような量が入っておりまして、最大需要に対して、約それぞれ50%ぐらいずつのkW容量が入っているというところです。

ライド20が、ドイツの4つの送電会社の状況を示しておりますけれども、最大需要とか、域内の電力需要に対して、一番再エネが多いのが50Hertzでございます。真ん中の絵で、赤い色が風力、黄色い色が太陽光で、万遍なく入っているわけですけれども、ここで最大50Hertzの場合は域内の需要の121.6%の出力を風力で供給したことがあると。これは夜間です。他も同様でございます。

ライド21が、出力抑制の実態でございます。ドイツのEEG法、今年の8月にも変わっておりますけれども、先ほどご説明いただきましたとおり、100kWを超えている発電設備、それから、30kWを超えているPV太陽光設備はリモートコントロールということが義務化されておまして、実際にどのぐらいの抑制をかけたのだろうかというのが下の表でございます。

上のほうは、これはメッシュ系統の問題からの再給電の日にちですので、下のほうの表で、138GWhと、これが風力と太陽光で、一部、火力も入っていますけれども、それを抑えている時間で、風力の発電電力量比でいうと、0.6%、調整日数でいくと、142日、時間でいくと、984時間という、先ほどの30日とか720時間というものを大きく超えています、これは15分単位で指令を与えますので、15分で1回出しても、1日とカウントした場合の例でございます。

最後に、スライド23でございますけれども、最大出力抑制というのが欧州では既に整っておりまして、実際にこれがかなり有効であるということが証明されていること、それから、電力系統側対策に比べると、短期的に実施可能であるということが言えるかと思えます。

ただ、実際に日本で適用する場合は、その指令の伝送方式だとか、制度だとか、設備だとか、いろいろな検討がこれから必要ではないかなというふうに思います。

以上でございます。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

太陽光発電、それから風力発電に関して、特性または海外の事例というところから始まりまして、これからどういう調整の可能性があるのかというところまでのご説明をいただきました。

この2つの資料に関しまして、ご意見、ご質問、コメント等をお願いいたします。

○岩船委員

JPEAさんに質問なのですが、棒グラフが引いてあった、需要なんですけれども、赤線ですね、軽負荷期の、これは最小需要、最大需要、どちらなんでしょうか。

○太陽光発電協会・鈴木事務局長

何ページですか。

○岩船委員

7ページです。7ページ以降の赤線、各社の軽負荷期の需要が引いてあったと思うのですが、これは、

○太陽光発電協会・鈴木事務局長

これは電力会社からお示しいただいております、軽負荷期需要ということの。

○岩船委員

最小需要ということですよね。

○太陽光発電協会・鈴木事務局長

はい。

○岩船委員

昼間の需要という。

○太陽光発電協会・鈴木事務局長

昼間ですね、はい。

○岩船委員

わかりました。あともう一点、基本的に今回の資料のご提案として、太陽光側も出力抑制というのをある程度受け入れるというような印象があったのですが、例えば今、500kW以上が対象になっていると思うのですが、500kW以下の設備についても、この出力抑制をターゲットとして広げるということに関しては、どのようにお考えなのでしょう。

○太陽光発電協会・鈴木事務局長

基本的には私ども、やはり1件でも多くの事業者さんにつないでいただきたいという思いがございますので、可能量の許される範疇で、シェアリングではないですけれども、幅広く、ただし、先ほど申し上げたように、それぞれの事業性が成り立たなかったら、参入者はいませんので、そのクロスポイントかと思えます。そのためにも、日数ベースではなくて、時間帯ベースにすると、まだまだこれだけ事業性にインパクトを与えずにやれる範疇があるのではないかという、まだ定量的に定かではありませんけれども、そういうご提案を差し上げておりますので、対象範囲についても、実現方法についてはいろいろ課題があると思えますけれども、同じシェアリングの考え方を持っております。

○荻本座長

ありがとうございます。

他、いかがでしょうか。

大山先生。

○大山委員

太陽光事業者さん、風力事業者さん、どちらもちゃんといろいろできますよということをプレゼンいただいて、本当にどうもありがとうございました。

これってやっぱり制度の問題が非常に絡んでくると思いますので、これは国のほうというか、どういうふうに進めていくかというのをぜひ考えていただきたいというふうに思っています。

特に小さいものとの間の通信なんていうと、かなり問題があると思えますし、PCSの開発なんていうのも、すぐに始めないと間に合わないという性質だと思います。

あと風力のほうは、風力の場合と、それから太陽光でもメガソーラーの場合というのは、通信とか、そういう問題が余り大きくないと思うのですけれども、特に太陽光のルーフトップなんて、どうしたらいいんだろうというのは、皆さん、心配しているところだと思いますので、その

あたりも含めて検討いただきたいという、せっかくいいことを言っていたので、コメントでございます。

○荻本座長

ありがとうございます。何かお答えがあれば。

○太陽光発電協会・鈴木事務局長

先ほど岩船先生のご質問にお答えしたとおり、もう一つあるのは、今おっしゃっていたルーフトップです。住宅用の余剰売電のところは、仕組み的には、今既にパワコンに、変動に対する、電圧上昇に対する抑制機能が入っておりますし、ここはちょっと実現的には難しいかなとは思っております。

ただ、10kW以上の部分については、全量売電ということもあり、事業性の体力もそれなりにあるのではないかと、こんなふうを考えております。

○荻本座長

ありがとうございます。いかがでしょうか、馬場先生。

○馬場委員

私も余り意見ということではなく、いろいろよく考えていただいているなということで感謝申し上げます。

やはり小さいところまで太陽光発電もできれば、私としては制御の範囲におさめたほうがいいのかなと思いますが、ルーフトップのほうにしても、国プロのほうで、出力のほうを、HEMSの機能を使って、自由自在に出力を抑制する、どこまでという機能を開発したこともあるわけなので、ルーフトップのほうでもやろうと思ったら、PCSに機能はつけることはできるかなと。だから、PCS的には多分できると思うのですけれども、あとはどうルール化して、どう通信とか、そういったコミュニケーションをとっていくのかというようなところに限ると思うので、その辺のところは、いろいろ今後議論しなくてはいけないと思うのですけれども、まずはちょっとこの見せていただいた6ページ、7ページ、8ページのグラフなんかを見ると、やっぱり残された時間というのは余りないのかなというふうに思うので、早急にそういったところは、ルールをつくっていかなくてはいけないのかなというふうに思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

いかがでしょうか、太陽光のほう、風力のほう、何かあれば。

○太陽光発電協会・鈴木事務局長

どうも重複になって申しわけございませんけれども、住宅のところはもう技術的には十分可能だと思えますし、機器のコスト的にも可能だというふうに思っております。問題は売電される側の普及に対するモチベーションの問題が、最後は一番大きいかなと。

○荻本座長

どうもありがとうございました。他はいかがでしょう。

よろしいですか。

どうぞ。

○日本風力発電協会・斉藤企画局長

最後でちょっとご説明が漏れたのですけれども、既にいろいろな導入のための事業も進んでおりまして、例えば風力でいいますと、北海道電力、東北電力、東京電力の地域間連系線を使って、そこには出力制御ということも研究テーマに入っていますので、来年というのは無理ですけれども、この事業の絡みがあると思えますが、それらの結果を踏まえると、十分に対応がつかないかなと思えますので、よろしく願いいたします。

○荻本座長

ありがとうございます。他はいかがでしょう。

どうぞ。

○電気事業連合会・但見電力技術部長

電力を代表として、ちょっとコメントいたしますが、いろいろな抑制の手段を今回、ご提示いただきまして、我々もこういったことを柔軟にやっていくというのは必要だと思っております。

ただ、今までも少しお話がありましたが、今すぐできることと、やはりどうしても少し時間の要ることで、今回ご提案をいただいたような抑制をやるためには、システム面、あるいは通信面、制度面、こういった対応も必要になりますので、我々も一緒に、できれば協力して検討には積極的に参加させていただきたいと思えます。なので、恐らく次回のワーキングあたりでは、そういうタイムスケジュールも考えた上で、目の前でできること、どうしても少し時間がかかってしまうこと、そういったことをしっかり整理して、ご提示できるようになればというふうに考えているところでございますので、また一緒に検討させていただきたいと思えますので、よろしく願いしたいと思います。

○荻本座長

ありがとうございます。

他はいかがでしょう。

電力会社各社、何かお聞きになりたい点等があれば。今、電事連からもあったように、どうい

うケース設定をするかとか、どういう工法を選ぶかということに関しては、まさにそれぞれの分野と密な情報交換ということでやっていただけたということになったかと思います。

(2) その他

○荻本座長

それでは、他にありませんでしょうか。よろしいですか。

それでは、本当に密度の高い議論をどうもありがとうございました。貴重なご意見をたくさんいただきまして、今後も議論を深めていきたいというふうに思っております。前回と同じで恐縮ですが、次回の開催日につきましては、別途事務局よりお知らせするということにさせていただきますと思います。

3. 閉会

○荻本座長

それでは、これもちまして、本日のワーキンググループを閉会いたします。

ありがとうございました。

—了—