

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3回)

日時 平成26年12月16日 (火) 17:00~19:57

場所 経済産業省 本館地下2階 講堂

議題

- (1) 各社による接続可能量の算定結果及び拡大方策について (討議)
- (2) その他

1. 開会

○荻本座長

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 新エネルギー小委員会 第3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、誠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 省エネルギー・新エネルギー部 省エネルギー対策課調整官の江澤でございます。前回同様、本日、委員全員のご出席というご連絡をいただいておりますが、松村委員におかれましては1時間程遅れるとの出席にな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にもご参加いただいております。

本日は、オブザーバーである電力会社7社からの説明をいただくことになっております。

冒頭、先ほど申し上げましたけれども、本日は資料の印刷が間に合っておらず、傍聴席の皆様には資料を配付することができておりません。そのため、前方のスクリーンで資料をご確認いただくこととなります。ご迷惑をおかけしまして、大変申しわけございません。

資料につきましては、今、印刷中でして、大体30分から40分ほど遅れてまいります。そこで配付させていただきたいと思っております。大変申しわけございません。

それでは、テーブルの委員の資料の確認をさせていただきます。

本日の資料につきましては、議事次第、委員名簿、座席表、それから資料1から資料9、各電力会社の資料がございます。それから、参考資料として電力会社の各社の設備一覧を添付しております。

配付資料一覧にありますとおりですけれども、乱丁等がございましたら、会議の途中でも事

務局までお知らせください。

2. 議事

(1) 各社による接続可能量の算定結果及び拡大方策について（討議）

○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。

それでは、まず事務局から、資料1、本日の議事進行について説明をお願いします。

○江澤新エネルギー対策調整官

まず資料の1をご覧ください。本日の議事の進行についてご説明いたします。

まず九州電力から20分程度ご説明をいただいて、その後、質疑を25分程度で行います。

その後は、3社、3社で分けまして、まず2番目に東北、中国、北海道電力の各社からご説明をいただき、これに基づきまして、各社それぞれ特徴に基づいて説明がありますので、その後、質疑を行いたいと思います。

3番目として四国、北陸、沖縄の各電力会社の説明、加えまして事務局より各社の試算結果の比較について一覧表にした形でご説明をいたしまして、これらの説明が終わった後に質疑を挟みたいと。そのような3部構成で考えております。

説明は以上でございます。

○荻本座長

それでは、最初に九州電力さんからお願いいたします。

○九州電力・山科電力輸送本部長

九州電力の山科でございます。本日はどうぞよろしくお願いたします。

それでは資料につきまして、「再生可能エネルギー接続可能量の算定結果について」ということで、資料を説明させていただきます。

まず、あけていただいて、1ページ目、基本的な考え方でございます。

基本的な考え方につきましては、まず電源の運用、出力抑制等のルールについては現在の制度を前提にすると。それから運用や制度の見直しを伴う拡大方策については、追加オプションとして分けて検討するということを基本にしてございます。算定に織り込む方策、それから追加オプションについては、そこに記載のとおりでございます。

次に2ページ目、フローでございます。

フローにつきましては、算定方法の審議の中でも書かれておりましたフローそのままをございまして、ステップ1からステップ5を経まして、接続可能量を算定するというフローになってございます。

続きまして3ページ目、検討断面の設定でございます。

需給解析につきましては、震災後の電力需要カーブの形の変化を考慮しまして、1年間、24時間×365日で8,760時間という形になりますけれども、8,760時間の全ての時間断面について安定供給確保の面から評価・確認を行い、接続可能量を算定するというところで、確認項目として主なものを下に3つ書いてございますが、必要な調整力の確保状況（kW面）、それから揚水運転時の上池保有量が運用範囲内におさまるかの確認（kWh面）、それから予備力の確保状況（kW面）と、こういったことを主に確認してまいったということでございます。

続きまして4ページ目、需要想定の設定でございますが、これにつきましては、2つ目のパラグラフにございますけれども、固定価格買取制度の開始後で、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、2013年度の自社需要実績を使用しております。なお、この自社需要実績には余剰契約の太陽光の自家消費の電力も反映したものを使うということで、これは算定の考え方と同様の考え方をとってございます。そのままにしております。

それから5ページ目、ステップ3、検討断面における出力の設定でございます。

一般水力につきましては、流れ込み式につきましては、流量に応じたほぼ一定の出力運転。調整池式、それから貯水池式水力につきましては、河川水を一時貯留し、発電時間を多少調整することができるということで、可能な限り昼間帯の発電を回避する運用を前提とするということで進めてまいっております。

ちなみに、河川流量の前提は平水、震災前過去30年間の平均水量とするということでございまして、その下の表の中に設備容量と出力、出力につきましては、再エネの出力が最大となる5月13時の供給力ということで記載してございますが、流れ込み式が26万5,000kW、調整池式が、昼間帯を調整した上で25万8,000kW、貯水池式につきましては、ピーク時に発電するというところで昼間帯はゼロという形で織り込んでございます。合計水力の出力としては52万3,000kWということで織り込んでいるということでございます。

バイオマスにつきましては、他社購入契約分のみということで、至近5カ年の購入実績を用いた利用率平均を設備容量に乗じたということで、8,760時間一定出力を前提としてございます。至近5カ年を前提としましたのは、過去データの数値は少なく、多少、近年増加している傾向にございます。ということで、出来るだけ近年の実績を織り込むということで5カ年実績にしてい

るということで、設備容量33万kWに対して、設備利用率を15.5%掛けまして、5万2,000kWを織り込んでいるという状況でございます。

それから次の6ページ目でございます。

地熱・原子力につきましては、震災前過去30年、30年を経過していない場合は運転開始後の全期間の設備利用率平均を設備容量に乗じたということで、8,760時間一定運転を前提ということで、地熱につきましては、そこにありますように出力としては19万2,000kWとなります。原子力については、そこにありますように438万7,000kWという形での出力を織り込んでいるということでございます。

それから、その次に行きまして7ページ目。

ステップ4、太陽光の出力でございますけれども、太陽光の出力につきましては、各県の日射計のデータをもとに各県単位の太陽光出力を想定すると。それから各県ごとの接続済みの設備容量比率で重みづけをして合成するというので、太陽光の総出力を想定してございます。

風力につきましては、その次の8ページ目になります。

風力につきましてはほとんどが大規模で、出力データをオンラインで受領しているということでございまして、各発電所の出力実績データや発電容量をもとに総出力を想定するというので算定をしております。

それから、再エネの接続量に応じた出力の想定ということで、9ページ目になります。

2013年度の実績をもとに、大量導入時の総出力を想定するというので、晴れの日につきましては、太陽光・風力の月間合成 2σ 相当の出力。曇天または雨の日は、太陽光・風力の月間合成平均出力を適用するというので算定をしております。

天気の想定につきましては、13時の時点の太陽光の出力が月間太陽光平均出力を上回る場合は晴れ、それ以外を曇天または雨ということで判定をして出力を織り込むということで設定をしております。

その次のページに織り込んだ出力をまとめてございます。

太陽光と風力、それから太陽光と風力の合成出力を3つの枠に分けて書いてございます。それぞれ最大値と合成 2σ 値というのが、合成出力の 2σ 値をとった時のそれぞれの、太陽光なら太陽光の値、風力なら風力の値という形で記載してございます。平均値はその月の平均値でございます。ちなみに5月を見ていただきますと、太陽光が、これは設備容量比を書いてございますが、最大値が設備容量に対して76%、合成 2σ 値はそのときは76%で、平均値が56%であったということでございます。

ちなみに風力につきましては、最大値が53%に対して合成 2σ 値が3%、平均値が12%という

ことで、太陽光の出力が高出力のときには、風力がかなり低い値であったという結果であったということでございます。太陽光・風力の合成出力は、その下の欄の数値でございます。

そのときの状況というのが、11ページ目を見ていただきますと、出力の織り込み状況が見えていただけると思いますが、5月における太陽光・風力の出力想定の方でございます。

晴れの日の想定出力が設備容量に対しては68%ということで、晴れと判断した日が68%、曇天または雨の日と判断したものが51%の織り込みとなっているということでございます。

真ん中のところをちょっと見ていただきますと、青の線よりもちょっと飛び出たところがございますが、曇天の日で50%と入れているところでも実際には飛び出ていると。出力が上回っているという場合もあるということでございます。

続きまして12ページ目の火力発電の抑制のところでございますが、まず自社火力の設備でございますが、安定供給の観点から下記の点を考慮して、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、それ以外は停止とするということで、3点記載してございます。

まずは設備仕様、最低出力などを考慮すると。それから安定供給に必要なLFC調整力として、下げ代、上げ代ともに需要の2%程度を確保するという。それから3番目にピーク需要に対応できる供給力の確保をするということで、並列が必要なユニットを選定した上で最低出力を織り込んでいるということでございます。

その下の表に当社の火力の設備仕様を記載してございますが、LFC最低出力とか、ユニット最低出力とかの記載がございます。右のほうに火力機の運転範囲という形でちょっと書かせていただいておりますけれども、停止のところから認可出力の最大のところまでの出力幅がありますけれども、その中で、周波数調整、LFC調整ができるというのは、そのLFC帯というところで書いてございます認可出力からLFCの最低出力の範囲という形になります。

それから下のところにユニットの最低出力というのがございます。※4のところに記載してございますけれども、ユニット最低出力というのは、出力をかなり絞った状態になりますと、一定運転を前提として安定的に運転を維持できる出力範囲の下限ということで、ボイラーの中の燃焼が非常に不安定になるぎりぎりのところの下限を示すということでございます。

出力を上げていきますと大体そういった燃焼が安定してきますので、LFCの最低出力のところからいけば負荷変動に追従できて、動的な運転ができるLFC帯というのがあるということでございます。そういった意味で、それぞれの火力のLFCの最低出力、ユニットの最低出力というものを書き分けて記載してございます。

それから、13ページには他社火力の分を記載してございます。

当社は、他社火力としまして電発の火力、それからIPPの火力、共同火力というのがござ

いまして、それぞれ記載のと通りの仕様という形になってございます。

次のページ、14ページに最低需要のところでの火力の出力の織り込み状況をまとめてございます。

最低需要発生日、最低需要というのは、晴天日のうちゴールデンウィークを除く4月、5月の日曜日の13時時点で最も小さいところの需要というのを記載してございますが、25年は5月12日、788万kWという時点での断面の数字でございます。

織り込んでおりますのが、石炭火力が1ユニット、苓北火力の10.5万kWということで最低出力。それからLNGにつきましては、新小倉5号、それから新大分1号の、これはコンバインドサイクルですから全て6軸ありますけれども、そのうちの2軸。新大分2号についても4軸中の1軸。新大分3号についても4軸中の1軸と、それぞれLNGの中でLFC調整力をとるということで確保するという事で考えてございまして、総需要788万kWの2%、右のほうに記載してございますが、15.8万kWをそれぞれLNG火力の中で確保するという事で出力を設定してございます。

それから他社火力のほうにつきましては、広域電源は全て出力をゼロにすると。それから、その他で9万kW記載してございますが、これは大分共同火力が新日鐵住金大分製鐵所の生産活動によって生じる副生ガスを、発生量に応じてどうしても発電せざるを得ないという部分がございますので、その分の発電量ということで最大限抑制してございまして、92.4万kW火力を入れているということでございます。

それから揚水の活用でございます。15ページになりますけれども、点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮しまして、全8台中7台運転を前提としまして、揚水動力219万kWを織り込むということでございます。

左の下の方に当社の揚水式水力の全てを記載してございます。全てで8台ございまして、揚水動力は253万2,000kWという設備を保有してございますが、その上のところに定期点検状況というのがございますけれども、オーバーホールが年大体1台程度ございます。そのオーバーホールが1台当たり240日かかるということ。それから設備トラブル等も考慮する必要があるということで、そのうちの1台はどうしても停止を織り込まなくてはいけないと考えております。小丸川の1台が停止するという仮定で考えまして、219万kWを織り込むということで考えてございます。

その右の方の絵に、揚水を最大限活用する断面のイメージということで、5月4日の最大限の活用をしたところの断面の絵を描いてございますが、昼間帯に揚水動力219万kWという上下矢印のところを記載したところがありますが、朝から夕方ぐらいまでずっと揚水動力を使いまして、

揚水動力量が1,584万kWhという形でポンプアップをします。

当社が保有している上池保有容量が、揚水動力ベースで見ますと2,103万kWh分ございます。基本的にはその容量のほとんどをこの揚水動力用で使うということで、ぎりぎり何とか運用できるという状況でございます。

それから16ページ目に行かせていただきます。関門連系線の活用でございます。

地域間連系線の活用につきましては、将来の再エネ余剰電力の発生時期・量を確定できないというところで、他社においても長期的な受入量の算定が難しいことから、現時点においては融通契約締結が困難と考えてございます。

また、将来活用可能な空き容量を現時点で確定できないなどの課題があるということございまして、しかしながら、電力市場取引の約定実績、過去の空き容量の実績などを踏まえまして、当面は、電力取引市場を通じた一定の余剰電力販売を見込むことは可能と評価できますので、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のオプションとしまして、想定される空き容量13万kWを全て活用することとしてあらかじめ織り込みたいというふうに考えてございます。

空き容量としましては、その下にありますように、運用容量から計画潮流を差し引いたものが空き容量となっておりまして、当社の関門連系線の中では熱容量面278万kWと、あと周波数面、九州域外の60Hzの周波数維持面と、九州エリアの周波数維持面がございまして、九州エリアの周波数維持面のところが、再エネ大量導入時のときにどうしても九州エリアの電源制限の対象となる広域電源、当社電源があらかじめ停止しているという断面になりまして、この分が制約になりまして45万kW。そして、震災前実績から見て計画潮流の分が32万kW見込めますので、その分を除きますと空き容量が13万kWという形になります。ということで、この空き容量の13万kWを全て活用するというところで織り込ませていただくということで算定をしております。

それから、17ページ目の再エネの最大30日間の出力抑制につきましては、法律的な抑制ということで、当該日の再エネに必要な出力抑制に相当する事業者だけを抑制するというところで、延べ日数を増加させて、接続量を拡大させるということでやっております。

それから18ページ目、需給解析につきましては、ここの表に記載しているとおりのやり方をしております。

具体的には次の19ページを見ていただきますと、これは再エネの発電出力を仮に設定した上で需給解析を行いまして、事業者当たりの抑制日数が30日を超過していれば、もう一度再エネの発電出力を下げ、もう一度算定を行い、それを繰り返して事業者当たりの抑制日数が30日になるように算定をしたということで、こういった繰り返し計算をすることによって接続可能量を算出しているというところの手法を説明しているものでございます。

それをやった上で、20ページ目に、需給上厳しい日の各時間において安定供給可能なことを確認するというので、それができたら1年間8,760時間の各断面について評価・確認をして、連系可能量を確定させてきたということでございます。

その結果としまして、21ページ目でございます。

これが一応、13時断面を365日、左から、小さいほうからずっと並べたグラフでございますが、ベース供給力、水力、地熱、原子力、火力を全部積み上げたものが下のところ、下の白抜きの両矢印のところ、範囲でございますが、それに再エネの出力を積み上げたものがその上の橙色の両矢印のところ、範囲になってございまして、揚水動力、需要からはみ出る部分を揚水動力、連系線活用でできなければ、その上のところの赤い部分になりますが、赤い部分については再エネの出力を抑制せざるを得ない部分ということで、その部分が延べ抑制日数92日になるということを示したものでございます。

1事業者当たり30日ということですが、それを効率的に抑制することで、延べ抑制日数92日ということで、再エネを最大限接続することで検討しているということでございます。ちなみに、ちょっと下のほうに記載してございますが、接続可能量を超えた接続を行う場合、追加して100万kWと接続する場合の数値を書いてございますが、当該事業者は年間最大で120日程度の抑制が必要となるという試算をしております。

その次のページで、22ページになります。

最低需要発生日における需給バランスの状況ということでございまして、原子力、地熱、水力、それから火力を入れたベース供給力、607万kW、これの上に再エネの発電出力というものを加算しまして、その再エネの想定発電出力が622万kWになるということでございます。622万kWを接続可能量に換算してございまして、換算のやり方につきましては、右の表の下にございますように、太陽光619万に対して当該日の出力比率で割り戻して算定するというやり方をして、太陽光については817万、風力については100万、合計して917万という値を導き出してございます。

その次のページに、この断面における需給バランス、昼間、それからピーク断面のバランスを記載してございます。

ピーク時のところに、右のほうの供給力のところでございますように、ピーク断面では予備率8%を確保するような形でのユニットを選定しているという状況でございます。

そのような状況で、接続可能量の算定結果でございますが、24ページ目になります。

風力導入見込みケース、これは風力58万kWと設定したケースでございますが、風力接続可能量58万kWに対しまして、太陽光接続可能量819万kWと算定してございます。

一方で、当社が以前に公表してございます風力接続可能量100万kWのケースでは、太陽光接続

可能量が817万kWとなりまして、合計で917万kWの接続ができるという算定をしております。

それから25ページになります。

拡大方策のオプション及び拡大量でございますけれども、まず①に先ほどの接続可能量、風力100万、太陽光817万を記載しております。②、③、④、これは回答保留以降の太陽光、風力発電について、それぞれ年間最大で60日にする。あるいは時間単位で出力抑制を行う。あるいは全て出力抑制日数を年間最大で30日とする。そういった方策でどうかということを検討しておりますけれども、いずれも当社におきましては、回答保留以降の太陽光発電は接続可能量を超えた範囲の申し込み分となりまして、当該方策では接続可能量への拡大効果はないということで、ゼロという形での算定をしております。

⑤番目に、既接続設備を含めた全ての太陽光、風力について、年間最大30日とした場合の増加量ですけれども、+96万kW。

⑥番目に、仮に大容量蓄電池5万kWを置いた場合としては、6万kWの効果があるというふうな算定をしております。

それから、⑦番目の連系線の活用ということでは、既に接続可能量に織り込み済みの17万kWを記載しております。

続きまして26ページ目、バッテリーの場合ですけれども、バッテリーを置いて接続可能量が増加するかということに関しましては、先ほどの答えと同じく、回答保留以降の分が非常に超えた範囲の申し込み分となりますので、効果はゼロという算定をしております。

それから27ページ目では、水力発電、地熱発電の感度分析をしております、10万kWを置いた場合には、ご覧のとおり再エネ発電量の増加量が見込めてございます。

風力の導入想定量ケースと、接続可能量ケースの発電量の比較もその下にしてございますけれども、ご覧のような増加が、風力を接続可能量ケースにした場合には見込まれるということで書いてございます。

それから28ページ目、実績に基づき試算した出力抑制日数でございますが、これにつきましては、太陽光、風力の再エネの出力を、最大値を前提として織り込んで算定しておりますけれども、これが実績の日射量、風力のデータに基づいて織り込んだ場合ということで算定しております。

算定の方法はそこに記載のとおりでございますが、その際には一応1事業者当たり30日で接続可能量を算定しておりますが、2011年度はそれに対して8日、2012年度は10日、2013年度は16日の抑制日数という形にはなっております、それぞれ再エネの抑制電力量の比率というのは、一番右にございますように2%から4%になるというデータを算出してございます。

それから最後に、今後検討していくその他の追加オプションとしまして、基本的には、今回、短期間で効果を見込むことができない接続可能量拡大の追加オプションについても検討していくということで、当社としましては軽負荷期昼間帯の需要創出、そして広域調整スキームの拡大による関門連系線を活用したエリア外への送電など、こういったことについて検討してまいりたいと考えてございます。

当社から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3回の自由討議のうちの1回目ということで、その時間にさせていただきたいと思っております。ご意見、質問等ありましたらお願いいたします。ご発言される場合にはネームプレートを立てていただくようお願いいたします。

はい、ではどうぞ。

○馬場委員

ご説明ありがとうございました。最大限再エネを入れるために大分苦労されて計算されたと思うのですが、それは逆に、今どこを動かすかというようなことについて完全に公開してしまっているのですが、こういった場所で、公開の討議の場所でそういったデータを出すということは本当に大丈夫なのかなと疑問があって、果たしてここまで公開でやっているのかということは、何かセキュリティーの観点とか、そういった意味ではちょっと問題があるのではないかと、というのは疑問に思ったというのが1点であります。

それからシミュレーションをやっていて、LFCの調整力を2%というようなことでやられておりますけれども、多分、晴れの日であればそんなに太陽光とかも暴れないかなとは思っておりますけれども、曇りの日とかそういったときには、結構そういった再エネの変動というものもあるのかなというのがあって、それを一律2%で計算してやってしまって大丈夫なのかというのが2点目に思ったところであります。

それから3点目が、このシミュレーションの結果というのは、はっきり言って「神様」がやったシミュレーションであると。すなわち、全て翌日の再エネの出力とか負荷がわかっているというような、そういった前提条件でやっているシミュレーションでやっている結果であるということで、果たしてこれを、実際に運用をやっていらっしゃる方にこの結果を見せて、これでやってくれとって受け入れていただけるような、値なのかどうかというのは少し検討の余地があるのではないかなと思います。

それから4つ目、資料で、例えば21ページ目のところのスライドのところ、結局、出力抑制

とか、それからあと揚水で何とかもたせている日数というのがかなりすごく長い時間あると。ほとんどがこれ昼間の13時断面なのですけれども、ベース供給力だけでほとんどもたせていて、それ以外のところを揚水と、それから再エネのほうでもたせているというような条件になってくると、使える発電機というのが限られてくるのではないかと。例えばDSSができるような発電機でないと、ほとんどもう年間で動かしようがなくなってきてしまうのではないのでしょうか。

例えばそういうものが不得意な石炭火力みたいなものとかというのは、全くこれでは入ってこなくなるような結果というような理解でいいのかということでもあります。

あと最後に、これは他電力への融通というようなことを考えてシミュレーションされていると思うのですが、融通先というのもまた他電力に、他電力にと、多分玉突きみたいな結果になっているのかなというようなところがあって、そういったところがちゃんと整合性のとれた結果なのかどうかというようなところがちょっと疑問に思いました。

とりあえず以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

5点ありましたが、お答えいただくことでよろしいでしょうか。

○九州電力・山科電力輸送本部長

まず第1点、セキュリティーの問題というふうにお伺いしました。確かにこれを見られますと、活動しているのがどの発電所かというのがわかるということだというご指摘はごもっともかと思えます。ただ、こうやった形で算定しないとご理解いただけないのかなということで、これはもうある程度皆さんで守っていただくという形でしかしょうがないのかなというふうには思っているところでございます。

それからLFCの2%、これにつきましては当社でもこういった太陽光の変動、風力の変動ということで算定してございまして、一応、雨の日、曇りの日も含めまして、平滑化効果がどの程度効くかも考慮に入れた上で算定をしております、そうしますと、大体、周波数変動が2%に満たないぐらいという算定をしております。これが連系可能量、限界程度、再エネが導入された時点で大体その程度だと見積もっておりますので、完全にそのとおりなるかどうかというのは、順次入っていきながら、確かめながら進まなくてはいけないというふうには思っておりますが、今の算定では大丈夫だと考えているということでございます。

それから、実際このシミュレーションの結果を本当に運用上大丈夫かというご質問でございますけれども、この算定をするに当たりまして、我々もこれだけ大量導入してよいのかということで、実用が本当に困らないのかという観点で、いろいろ社内でも検討をしまいたってござい

ます。

その中で、確かにこの中で算定しているのは、あと実績を見て完全にこれでいくのではないかと、思ってシミュレーションしたという状況でございますので、運用の幅というのが実際にそれだけこの算定の中だけで十分なのかという点に関してはおっしゃるとおりで、今後いろいろ検討していかなくてはいけない部分はたくさんあると思っております。

現状から推計すると、大体2～3年かけてこの設備量が入ってくると思っておりますので、細かな課題についてはその期間に検討することで対応していきたいと。ただ大きな点では、こういった運用の取り方で十分いけるのではないかと考えているところでございます。

それから、その次の石炭火力などが入ってこないのではないかとということでございますけれども、火力のユニットを選定するところで、確かに調整力が最も上せるということで、コンバインドサイクル発電、LNGのコンバインドサイクル発電を優先して活用するような形にしております。そうするとやはり石炭火力の併入機会というのは減ってくるというのは間違いないかなと思っております。

経済性の面では、確かに今までの運用と比べると落ちてくるのかなと思えますし、また起動回数なども増えてまいりますので、そういった点では、設備の劣化も非常に心配されるし、起動の燃料費あたりも追加してかかってくるのではないかと心配はしているところでございます。

あとは、他電力の融通につきましては、融通先が本当に大丈夫かということなのですけれども、現状の卸し場の取り引きなどの厚みを見ますと、今ここに織り込んでいる13万kWというのは十分受け皿としてなり得るのではないかとこのように考えておまして、それでこの中に織り込ませていただいているという状況でございます。

私のほうから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。

○馬場委員

ありがとうございました。それで、やっぱり起動停止というのを繰り返す運用とかとなると、機器トラブルというのが大分増えるのではないかなという懸念があつて、そういったことも本来であればきちっと織り込んだ形で計算をしなくてはいけないのかなと思えますが、先ほどおっしゃられたとおり、まだここでは経験も不足であるというようなことで、今後検討されるということであれば、引き続き検討していただきたいというふうに思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

関連する質問、私からなのですが、「神様」という言葉が出て、それは、明日の発電出力を予測するということに頼った運転であると危険ではないかというご質問だったと思うんですけども、「前半の接続可能量の計算は晴れと曇りに分けてやられていると。それで完全に晴れた段階を評価している。」ということが私の理解なので、神様運転に頼っているわけではない内容の評価をされていると思っていますが、その点いかがでしょうか。

○九州電力・山科電力輸送本部長

安定上では確かにおっしゃるとおり、再エネの出力については2σですけれども、最大出力という形で織り込んでいるということで、実績の日射量の場合との幅がございますので、その分が運用の余裕になっているというふうな考えではおります。

ただこの前提の中で書いてありますように、平水でやっている場合に、例えば高出水の場合にどういう状況になるのかとか、そういったところの点については運用上いろいろ課題も出てまいりと思っていますので、そういった点については今後いろいろ検討しながら課題を解決していくような形で進んでいきたいというふうに考えているところでございます。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

ほか、では、大山先生。

○大山委員

今、馬場先生からもいろいろご指摘いただいて、そもそも……その前に、いろいろ算定していただいて、非常にたくさん織り込むという方向でよく検討していただいたと私は思っていますので、それをまず最初に申し上げる必要があるかと思えます。

その上でただ、やり過ぎだと思ふ面と、それからまだできるかなという面と2つあるかなと思っていて、やり過ぎかなという面は、まず本当に運用になったら大変だよというのが確かにあると思えます。ただ、そこは苦勞していただくのかなという、系統運用部門の方には非常に申しわけないのですけれども、そういう状況になってしまっているんだろうなと思えます。

それから、LFC容量の件は私も実はかなり危惧してしまっていて、2%で本当に大丈夫かなと。この状況でやっていると、周波数というよりも連系線潮流、かなり荒れるのじゃないかなと。中西地域全体で苦勞するのじゃないかなというのが非常に気になる場所ですので、その辺は、これから荷をちょっと上げるとか、そういうことも考えていかなきゃいけないと思いますので、時間をかけて検討していただければというふうに思います。

それからあと風力と太陽光の比率で、風力が100に対して太陽光が617とか619とかいう数字が

出ていますけれども、このバランスが果たして適切かというのが非常に、私自身はバランスが余りよくないのではないかなと。

太陽光、今、受け入れてしまったので、もうしょうがないという考えがあるのかもしれませんが、立ち返って考えてみれば、もう少し風力を入れて太陽光を絞ったほうが全体の再生可能エネルギーのエネルギーが増えるだろうなというふうに思いますので、このバランスが、やってしまったことに引きずられているのだろうと思いますけれども、ちょっと余りよろしくないなというふうに思っています。

それからあと連系線の利用についてなんですけれども、他で受け入れてもらえるかという話もありますけれども、それで全てを乗っけてしまうと、別で話をしている自由化の面もあって、電力市場がどのように活性化されるかという面から見ると、使っているのかなというのちょっと心配しているというようなところがあります。

というあたりが、ちょっと大丈夫かな、やり過ぎじゃないかなというところで、ただ最後のところの神様運用、本当の神様運用ですね。やってみると30日はいきませんよという数字が出ていたと思いますけれども、あれは実際に出来ないことはわかるのですけれども、でも数字を比べてみればまだ余裕があるというところがありますので、それも運用の経験を重ねていくと詰まってくるだろうなと。予測もできるようになるかもしれないと思いますので、そのあたりを考えると、上がる要因と、それから大丈夫かという要因と両方入っているなと思っています。

では、結論は何かというと、要するに今回の数字はこれでいいのかもしれませんが、これで決まりでもう二度と動かないよということじゃなくて、しっかり見直しをかけるということを、その手続をしっかりと決めておくのが必要だなというふうに私は思っています。

あとそれから、これはコメントだけですけれども、25ページ、26ページあたりに抑制を多くしてもゼロですよとか、蓄電池やってもゼロですよとなっていますけれども、この抑制の話は少し前のところで、60日じゃ足りない、百何日になりますよという数字が出ていたと思います。

ですから、60日じゃ足りなくて、抑制を増やしてもだめって、何となく直感的には出来るのではないかと思うので、この場所でも120日を超えたら大丈夫だよというようなことをどこかで説明しておく、わかりやすい資料になる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。

コメント的なものと質問がまざっていますが、幾つかお答えしていただければお願いしたいと思います。

○九州電力・山科電力輸送本部長

運用が大変ということで、非常に考えているところですが、それは今から連系が拡大していくにつれて少しずつ運用の技術も上がってまいりますので、それに伴って運用が苦勞するということですが、何とか頑張っていきたいというふうに考えているところでございます。

特に今からの点では、出力の再エネの予測の精度を少し上げていく努力をやっていくべきかなと思ってまして、そういう点で努力をしていこうかなということで取り組んでまいりたいと考えているところでございます。

それから風力と太陽光の比率の点ですが、以前、可能量を算定したときには、深夜の制約という形で出てきてまいっておりますので、またそちらのほうは精査をしないと、ちょっとそのバランスをどうのこうのというのは仕切らないのかなというふうに考えているところでございます。

○荻本座長

ありがとうございました。よろしいですか。

○大山委員

風力についても、今回の考え方に近いのでやるとまた増えるかもしれないので、その辺また将来的には考える必要があるかなというふうには思います。

○荻本座長

ありがとうございます。

松村先生、お願いします。

○松村委員

まずこの委員会で発言するようなことではないとは思いますが、今回、出していただいて、太陽光が大量に導入されると、LNG火力に依存する形で、石炭火力を止めてしまうことが起こるのだと、改めて認識しました。

太陽光が大量に入ってくるということは、本来は限界費用が低い電源を動かすほうが全体としてのコストは低いにもかかわらず、このような運用をかなりの程度せざるを得なくなるということですから、これもコストを押し上げます。もちろん私たちは知っていなければいけなかったことではあると思うのですが、こういう形で改めて出していただいたことによって、こういうコストもかかるということ、多くの人が再認識したと思います。

これは別の委員会で、ミックスや制度を検討する時に考えるべきことだと思います。こういうコストがかかっているということを私たちは認識した上で、制度を設計していかなければなら

ないと思います。その意味でも貴重な資料を出していただいたと思います。

それから2つ目。九州電力に文句を言のではなくて、私の明らかなミスだったと思うのですが、このオプションですけど、私が思っていたものとちょっと違うものでした。それで、間違っやられたのではなく私が誤解していたのがまずかったということだと思のですが、このオプションの②番目です。「回答保留以降の太陽光発電、風力については、出力抑制日数を年間最大で60日とした場合」というのをやられると思っていなかったのです。

もちろんこれはあってもいいとは思のですが、こうではなくて、既に設置されたものも含めて、年間仮に60日抑制したとするとどれぐらい増えるかというのが出てくるのかと思っていました。

しかし、年間30日という形で契約したのに遡及適用してそんなことが出来るわけもない、それをオプションと考えるほうがおかしいと言われるかもしれないのですが、私はまだ諦めていない。いろんな方から怒られてはいるのですが、年間30日というのは、これは20年間の年間平均で30日だという意味だと解釈すると、恐らく最初のほうは出力抑制がほとんどなく、後半に集中するという形になる。60日は大げさかもしれませんが、30日以上に抑制できる可能性はあると思います。

そのような解釈をしたとすれば、実際どれぐらい増えるのだろうか。一般電気事業者の側から言うのはとても難しいとは思のですが、そういうことをやってくださいと言われてやったということなら問題はないと思うので、私はこの②のところで、回答保留以降ではなく、現時点で30日の抑制は受け入れているというところを、仮に60日に増やしたとしたらどうなるのかというのを、実際に採用されるかどうかは別として、その結果どうなるのかというのは知っておく価値があると思います。

もし可能であれば、計算して出していただけるととても助かります。自主的にそういうことをやろうと思っているということではなく、委員の一人がわけのわからないことを言ったから対応してやったという形でもいいので、他意のない数字として、もし出していただけのなら出していただけると助かります。

それから次に、仮に100万kW増やすということがあったとすれば、年間120日の抑制になるということなのですが、これも今までもう既に入っちゃったところは30日しか抑制しなくて、更にそこから100万kW追加するということをしたとすると、この100万kW新たに入ってきた事業者は120日とこういうことをおっしゃっているわけですね。

したがってこれは既に入っている人も含めて、みんなである種公正にということ変なのですが、出力抑制の負担を分け合うということをしたとすると、恐らく120日も必要なくなると思います

ので、この120日というのは、これから入ってくる人だけに集中的に負担を押しつけるようなことをあらわしていると理解すべきだと思いました。

それから最後に、かなりの綱渡りだというご指摘に関しては間違っていないとは思いますが、一方で、ここで全く織り込まれていないものもある。第1回するときにも言いましたが、需要対策というような類いのものは全く入っていない。ある意味ではこれは需要対策の価値というのがすごくあることを明らかに資料でもあるということだと思えます。安定供給という観点から見ても、効率性という観点から見ても、需要対策の価値は大きいということを示していただいた資料だと理解します。

ただ、現時点で織り込まないのは、まだ現時点ではどれぐらい出るかというのは確定できないのは当然のことであって、織り込まれていないのが不当だとは思いませんが、そのような余地はまだまだあるので、厳しいという側面だけではなく、織り込まれていないものもあるということを、私たちは認識する必要があると思えます。

以上です。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

1点、恐らく石炭（火力）が運転していないということについては、基本的考え方を整理した時点で、今の現行制度に基づいてやってみようということを決めましたので、それに沿ってやられたと。ただ、第1回目で経済性というキーワードも出ていますので、それは忘れないでくださいということかと思えます。

あとの2点ぐらい、江澤調整官から、先ほどの遡及の話ですね。

○江澤新エネルギー対策調整官

オプションにつきましては、試算に相当時間がかかるということではあると思うのですが、どこができるのかということで、またちょっと次回までで電力会社と相談して、試算が可能かどうかというのを検討したいというふうに思います。

それから需要対策については、確かに現段階では計上することが難しいのですが、対策としてはあることだと思えますので、それについては今後の対応としては、ただ現時点ではのみ込めないという前提でございますけれども、今後いろいろ制度面で検討する価値のある分野かと理解をしております。

○荻本座長

ありがとうございました。

九州電力さん、何か追加でコメントございますか。よろしいですか、はい。

では岩船先生、お願いいたします。

○岩船委員

ありがとうございます。大変丁寧な試算をしていただいて、大変ありがたく思っております。

私からは2点あります。先ほども既に挙がっているのですが、1点目は、経済性というお話が出たと思うのですが、こちらは今回はなかなかこの時点で数字を出すのは難しいと思いますが、各種のオプションの比較のためには経済性の評価が重要かと思いますが、その可能性はあるのかということです。

それから2点目は、先ほどもありました21ページの仮に追加した100万kWを接続する場合、年間最大で120日程度の抑制が必要となるというのは、これはさっき松村先生からご指摘があったように追加分なのでしょう。それとも既存の部分も含めてなのかというのがわかりませんでした。その場合、例えばキロワットアワーにすれば10%等を超えるような抑制量になるのかというところをお伺いしたいです。

○荻本座長

まず、120日の考え方ですね。追加分であるかというところは間違いないですね。

○江澤新エネルギー対策調整官

はい。

○荻本座長

それでは九州電力ですが、どのぐらいの抑制量になるだろうかという質問と、経済性ということは大切だというご指摘の中で、シミュレーションで何か今後、いつということはないとしても、継続検討できるのかというご質問に対していかがでしょうか。

○九州電力・山科電力輸送本部長

まず120日程度の抑制というのは、100万kWを追加した場合の、追加した100万kWの事業者の方が120日の抑制が必要になるということでございます。120日の場合のkWhがどれぐらいの割合になるのかというと、やはり晴れた日から抑制をするということになってまいると思いますので、半分程度か、半分よりも……夏は抑制しないということなので、夏の間は発電できると思うのですけれども、厳しめに見て半分程度かなというぐらいの算定ぐらいしかちょっと今のところは手持ちのデータはございません。

それから経済性につきましては、現在、8,760時間分析しましたので、発電電力量の算定はしていることになっています。燃料費はそういった形で算定することはできるのですけれども、起動費とか、そういった起動開始というのはまた別途、算定が必要じゃないかと考えております。

○荻本座長

ありがとうございます。

○江澤新エネルギー対策調整官

事務局から多少補足をいたします。120日の抑制ですけど、これは最大120日という契約上の話になりまして、30日の抑制もそうなのですが、現状では抑制はかかっていないという状況です。なので、導入時期、それからそのときの天候、そのときの需給状況によって最大120日の中でということなので、なかなか実際にどれぐらいなのかというときはその年によるというような面があるかと思えます。ただ120日本当に抑制がかかるとすると、365日のうちのいい日から120日を捉えてしまうので、当該年に120日にかかった年というのは相当発電電力量が落ちるということではあるかと思えます。

それから経済性の計算なのですけれども、こういったものはどのような電源を入れていくことが今後効率的なのかといった検討にも生きてくると思えます。今回は接続可能量の算定と、それからオプションの検討ということなのでこのような形となっていますけれども、こういった観点は非常に今後とも重要ではないかというふうに考えております。

○荻本座長

時間はそろそろ切れているのですけれども、何か追加でご質問、ご意見ありますでしょうか。どうぞ。

○日本風力発電協会・斉藤企画局長

すみません、風力発電協会の斉藤ですけれども、3点ほど教えていただきたいのですけれども、まずスライドの19、21も同じなのですが、需要を、デューレーションを小さいほうから大きいほうへ並べて、その上に再エネの出力を一緒に載せていただいているのですが、このときの再エネの出力、これも 2σ で計算されたものの需要のものに合わせたカーブなのでしょうか。それともイメージとして出されているものなのでしょうかというのが1点でございます。

それから2点目が、スライドの24ページのところで、先ほども風力のケースで、58万kWと100万kWというケースで計算していただいた結果、太陽光の可能量がほとんど変わらないというのは、これは風力と太陽光というよりも、この場合はどちらかという太陽光がメインで抑制かかっていると思われまして、それぞれの単純足し算じゃなくて、合成という形の 2σ を出していただいた結果だと思いますので、今回はこのものなのですが、例えば風力を200万kWとか300万kWとか増やしても多分 2σ のこの値は大きく増えないので、太陽光の連系可能量は余り変わらないのではないかなど。想定ですので、何かのときにまた計算いただければありがたいなと思いました。

それから3点目が、スライド28、最後の実績に基づいて試算していただいた結果なのですが、抑制日数でいくと、 2σ 法でやっていったら30日が、ある意味、神様制御といえますか、それを

すると16だと。多分正解はこの間にあるのだらうなというふうに思うのですが。それぞれの場合の、このスライド28ではパーセントで2から4とか、それから損失の抑制量も出していただいているのですが、 2σ の場合の同様な抑制量とかいうもの、それから、このそれぞれの場合の時間を次回でも出していただければと思いました。30日から、今度、時間に変えていった場合にどのくらいになるかというのは両方のケースで参考になると思いましたが、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。

3点ありまして、1番目が 2σ の積み方というご質問でしたが、そのあたりいかがでしょうか。

○九州電力・山科電力輸送本部長

21ページ目のスライドのところですけども、上の再エネ出力を波線でずっと書いてるところ、これについてはそれぞれの8,760時間の解析をやったときの13時断面のベース供給力に、再エネ出力を織り込んだ値をずっと書いてございますので、実際に 2σ で晴れの日是非常に大きめの値、曇り日は小さめの値という形で波線になっているという状況でございます。

それでよろしいですかね。

○荻本座長

ということは、この図は実績を示している図になっているということですね。

○九州電力・山科電力輸送本部長

いや、 2σ で入れて、 2σ で晴れの日が高い値、曇り日は平均出力で入っていますので、ちょっと低めの値という形で上下をしているという状況でございます。

○荻本座長

そうすると、値は2つしかないような気がするのですけれども。

○九州電力・山科電力輸送本部長

ちょっとベース供給のところ、下のところを見ていただきますと、ぎざぎざになっているというのは、ピーク供給力にしたがいまして火力の織り込みが少し変わってきているのでぎざぎざになっているということです。

○荻本座長

ああ、そういうことですね。

○九州電力・山科電力輸送本部長

それと月単位で出力の織り込みの状況が違いますので、その月単位の出力も変わっています

ので、その分でぎざぎざになっているということでございます。

○荻本座長

わかりました。

2番目は、これはコメントでしたからよろしいですかね。コメントでよろしいですね、2番目、3番目。はい、どうもありがとうございました。

ほかいかがでしょうか。

では、よろしければ次に進みたいと思います。

それでは東北電力、中国電力、北海道お願いいたします。

○東北電力・中野電力システム部長

東北電力の中野でございます。基本的な算定の仕方は、算定方法につきましては、先ほど九州電力のほうから説明したのと同じでございますので、当社の特徴的なところをご説明させていただきます。

まず6ページご覧いただきたいと思います。原子力発電についてでございます。

当社の原子力発電の受電設備は、右の下にありますように9ユニットございます。そのうち、左側にありますように、福島第二、※で書いておりますけれども、こちらについては東京電力の「新・総合特別事業計画」においても今後の扱いは未定ということございまして、地元のご意向も踏まえて接続可能量を算定する供給力には織り込んでいないということでございます。

仮にこれを織り込んだとしても、福島第二3・4号からの受電分というのが、連系線から見ますと東京から東北向きになります。ですから当社から東京向き、南向きの空き容量が確保できるということになりますので、基本的に接続可能量に大きく影響しないと考えております。

この原子力の算定の仕方については、設備容量、左の表でございますけれども、全体が389.3万kWから福島第二の2台分、52.8kWを引きまして、そこに利用率69.8%を掛けまして、234.9kWというふうに見たということでございます。

次のページ、7ページの一般水力でございます。

こちらについては、設備容量につきましては連系承諾済みの案件4.6万kWを含みまして、トータルで311.1万kWと見ております。当社やはり融雪出水というのはかなり大きな影響がありまして、4月、5月、下の表をご覧くださいますと、最低供給力ということで記載しておりますけれども、4月、5月は180万kWを超える発電出力になります。全体設備量から見ても6割ぐらいの出力になるということでございます。これが特徴でございます。

それから次のページ、8ページでございます。

地熱とバイオマスですけれども、こちらについても、地熱につきましては他社の連系承諾済

み4.8万kWを織り込みまして、利用率を掛けまして供給力20万kWと想定しております。

それからバイオマス発電につきましては、連系承諾済みの65.8万kW、こちらを織り込みまして、利用率26.4%を掛けまして18.4万kWと想定しております。

次に9ページをご覧ください。

風力の導入想定量でございますけれども、当社は平成23年に受付可能量ということで200万kW受付可能ということで公表しておりますので、今回、想定につきましてはこの200万kWを想定ということで入れております。

それから次に12ページをご覧くださいと思います。

こちらは九州電力で説明があったとおりなのですが、当社の場合は太陽光の出力が12時に最大となる、12時というのは11時から12時の1時間ということで算定しております。

次の14ページ、2ページ後の14ページでございますけれども、こちらに再エネ出力の想定というのがございまして、4月から3月ということで書いてございますけれども、当社の場合、4月、5月がやはり多い、合成2 σ 、合成平均ということでも4月、5月が大きな出力になるということでございます。

それから次に15ページをご覧くださいと思いますけれども、火力の想定でございます。

こちらも九州電力と同じ考え方でございまして、ピーク時の供給力、それから2%のLFC容量、それからLNGの最低消費制約、あとユニットごとの最低出力の運転制約と、こういうものを考慮してございまして、できるだけ最低出力を下げるということもございまして、次のページ、16ページをご覧くださいますと、自社、他社ともに石油、石炭火力については全機停止という条件で見させていただきます。

LNGのみ運転ということで、こちらについてもBOGの制約等考慮して、それからLFCの容量を確保するというで最低の運転にしております。それが125万kWという出力になります。

次に19ページをご覧くださいと思います。揚水運転でございます。

当社につきましては、下の表にございますように3台大きな揚水がございます。第二沼沢が2台と、電発の下郷という3台でございますので、やはりトラブルのリスクもございまして、このうちの2台を運転前提として考えてございます。もちろん昼間にも揚水運転を行うということで考えておまして、2台分ということで、第二沼沢2台分の46万kWを考慮してございます。

それから20ページをご覧くださいと思いますので、連系線の活用でございます。

こちらも九州さんと同じで、将来の活用量というのがやはり確定できないということなのですが、実運用断面になりますと、長期断面で確保しているマージン、こちらが一部開放さ

れるということで、こちらを一定の量を見込むことで今回は評価してございます。

具体的に申し上げますと、当社は風力実証試験で今計画しております24万kW、これは深夜に流すことで計画しておりますけれども、これを昼間帯にも活用するというので、24万kWを今回の接続可能量算定条件としてあらかじめ織り込んでございます。

それから次の21ページでございます。

その結果、求められます接続可能量でございますけれども、風力は200万kW、太陽光は552万kWが算定結果でございます。左側のグラフを見ていただきますと、このときの最小需要が791万kWということで、それに対して風力と太陽光、752万kWのこの時間帯の出力が536万kWということで見えてございます。

次、24ページでございます。

24ページのグラフを見ていただきますと、先ほどお話ししました536万kWだと需要をオーバーしてございますので、こちらで出力抑制、269万kWが必要だという算定でございます。

25ページにその需給バランスを示してございまして、下のほうに合計の、下から3段目、269.4万kWという出力抑制、それから連系線活用の24万、これを入れてまして需要と一致させているという状況でございます。この269万kWというのは、当社の場合1グループ当たり大体40万kWの単位で抑制するというので考えてございまして、大体7グループに相当する出力抑制になります。

それから次に28ページをご覧くださいと思います。

太陽光の拡大方策と拡大量でございます。基本が、現行制度と30日の出力抑制ということでございますと、先ほどお話ししました接続可能量は552万kWになります。それから、それぞれ拡大方策でございます。先ほど松村先生からもお話ありました、当社では既承諾分も含めて抑制というものも試算をしております。

例えば①-2、こちら既設分を含めないと効果がないわけですがけれども、既承諾分も含めまして60日抑制することによりまして、164万kWの増加になります。それから、例えば時間単位についても、既設分を含めますと83万kWの拡大が可能だというふうに見ております。

それから⑤-1については連系線の活用ということで24万kW、こちらは既に織り込んで、48万kWの増としてございます。仮にさらに連系線活用20万kW、⑤-2ですけれども、織り込むと42万kWの拡大が可能ということでございます。

下に書いてございますけれども、基本ケースの接続可能量が552万kWで、現在9月30日までの受け付けで584万kWの連系が確定してございまして、したがってこれを下回る結果となりましたけれども、この場合でも連系確定分は全て現行制度に基づき連系を承諾すると考えてござい

す。こちらについては運用断面で連系線の空き容量、さらに再エネの出力予測の精度向上、これによりまして何とか極力この抑制日数を30日以内にとどめるように努めていきたいというふうに考えております。

最後になりますけれども、最後の33ページでございます。

今後の課題ということで書かせていただいております。まず風力発電の出力抑制の取り扱いですけれども、こちらについてはオンラインの部分抑制ということで、一律の部分抑制が適しているのではないかと考えております。

それから、先ほど来お話の出ました経済性の問題です。火力発電のユニットコミットメント見直し。当社では今、石炭を全部停止して、LNGだけとしておりますけれども、当然コスト増加がございます。この辺をどう見るかというところが今後の課題と考えております。

当社から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。

続けてお願いいたします。

○中国電力・長谷川流通事業本部長

中国電力の長谷川でございます。それでは同様に、基本的な考え方や算出手順については同様でございますので、特徴的なところだけ説明をいたします。

まず7ページですが、ここは出力設定で原子力についてでございます。

当社は現在、島根1号・2号、それから前の島根3号ということで3台ございます。1号については震災前30年、そして2号は運開年度から、これは22年間になりますけれども、これの実績利用率を採用しております、3号については1・2号の加重平均をそのまま利用率として採用してございます。結果76.1%ということでございます。

それから13ページでございます。

こちらはバイオマスの出力想定について説明をしております。

まず中国地方というのは、非常に民有林が広範囲に分布しているという特徴がございます。木材を比較的利用しやすいという環境があることから、FIT制度を施行以降バイオマスの利用の関心が非常に高まっておりまして、バイオマスの発電の申し込みが急増してございます。そういったことを踏まえまして、接続見込量については小水力と合わせて100万kWということで想定をいたしました。織り込みについては下の表のとおりでございます。

それから次の14ページでございます。

火力の選定についてですが、火力発電についてはこれも各社と同様でございまして、LFC

の調整力の2%を確保し、LNGについてはBOGの対策を、必要な運転をしております。潮流調整の必要な場合というのを書いてございますが、これは高需要期でございますので、再エネの抑制のときにこれが影響するものではございません。

それから、再エネの供給力がL5相当でもピーク需要に対応可能な供給力を確保することが前提でございまして、並列火力につきましては経済的なユニットを選定しております。

これについては、エネルギー基本計画で重要なベース電源と位置づけられている経済性に優れた石炭火力が優先的に並列をしております。また、生産に伴う鉄鋼の生産過程で出る副生ガスによる発電分というのは最低分ほど織り込んでございます。その結果、域外の電発火力、IPP火力についても停止状態ということでございます。

その状態については、15ページ、16ページに、その時点での火力の出力の状況を記載しております。

続いて17ページに、揚水式水力について説明をしております。

当社は全部で3ヶ所の揚水発電所を有しております。大きなところは俣野川、南原というところでございまして、もう1点、小さい新成羽川というところの揚水発電所がございまして。新成羽川については、実際には下池を、河川を途中でせきとめている非常に小さいところでございまして運用に制約がございまして、これも最大限活用しております。したがって揚水の動力の合計は201万kWを想定しております。

しかしながら再エネの余剰分を揚水の活用で対応することになりまして、3割のロスが発生し、国民負担が課題であるというふうに考えてございます。

続いて、これらの算出結果でございまして、その前に25ページで連系線活用の試算結果についてご説明いたします。

連系線については、20万kWを域外24時間送電した場合の感度分析として試算をしております。当社は、風力、公表の連系可能量100万kWでございまして、100万kWを前提としています。現時点では当社の場合、接続申込済みを含めた太陽光の導入量が接続可能量を超過しておりませんので、自エリアで余剰電力を吸収することが可能でございまして、拡大オプションとして位置づけてございます。結果は、その下の表のとおり、21万kWの接続可能量の増加につながるという試算結果が出ました。

それらの算出結果については、26ページに一覧表にしてございます。

ベースケースでございまして、現行制度の30日抑制の場合は558万kWの接続可能量。出力抑制のオプションの試算結果は、やはり時間単位で抑制したケースが64万kW、接続可能量が増加するという結果になりました。

また、全ての規模の太陽光という試算の中では、現状の承諾分についても30日抑制をしたケースを算出しておりまして、その結果では55万kWの増加が見込めるという結果でございます。それぞれ蓄電池活用、それから連系線活用につきましても記載のとおりでございます。

27ページにはもう一つ試算をしております、バイオマスをさらに追加したケースということで、これも風力100万のベースケースに対してバイオマスを10万kW追加導入した場合ということで試算をしています。

前提は、その下に書いてございますように、第7回の新エネルギー小委において、バイオマスの優先給電ルール見直しが議論されましたので、下の①②③にある3類型に区分して、それぞれ利用率をご覧のとおり設定して試算をした結果でございます。

結果は、バイオマスを10万kW追加した場合の太陽光の接続可能量は4万kW減少いたしますが、再エネの発電量の増加は3億3,226万kWhの増につながるという結果が出ました。

最後のページ、28ページには、これも過去の実績に基づく各社と同じでございますが、これの試算をしております、実際の抑制日数は2011年度から10日間、14日、17日と、こういった実績が出ました。

説明は以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

じゃ、続きまして北海道電力、お願いします。

○北海道電力・上野工務部長

北海道電力の上野でございます。よろしく願いいたします。当社も特徴的なところを中心にご説明させていただきます。

まず初めに3ページのグラフをご覧いただきたいと思います。

こちら2013年度の需要実績をお示ししているものでございます。太陽光がピークとなります時間帯の最小需要実績、こちらは5月26日日曜日の308万4,000kWとなっております。

4ページの表をご覧ください。こちらは一般水力の設備利用率でございますが、左下でございますとおおり、設備利用率が46.1%、また、最小需要発生時の出力を右下のとおり78万2,000kWと想定してございます。

5ページの表をご覧いただきたいと思います。

原子力の設備利用率ですが、こちらは過去30カ年の平均で84.8%でございます。

地熱につきましては、当社の森発電所におきまして2002年度に認可出力の変更に伴う改良工事を行ってございまして、この関係で2013年度の設備利用率実績を用いて出力を想定してござい

ます。

6ページのグラフをご覧いただきたいと思います。

こちら過去10カ年の一般水力の発電実績につきまして、毎日の最小出力を示したものでございます。北海道では4月から6月にかけて、融雪出水により出力が大きく増加するという特徴がございまして、調整池式ですとか、貯水池式の出力調整を行っても過去30カ年の平均を大きく上回る状況となっております。

少し飛びまして11ページをご覧いただきたいと思います。

こちら太陽光発電と風力発電の出力の合成出力、5月におきまして晴天日想定となります2 σ 相当の値、2 σ で69%、それから雨天・曇天となる想定につきましては平均値が46%となっております。

14ページをご覧いただきたいと思います。

火力の出力を想定するに当たりまして、周波数調整能力として、先ほど来お話ししております、弊社も同じように系統容量の2%を確保することにしてございます。また負荷追従ですとか、それから電圧調整における必要性から、少なくとも苫東厚真発電所というところで2台、それから知内発電所で1台の運転を確保することとしてございます。

16ページをご覧いただきたいと思います。

木質バイオマスのうち、こちら混焼のものにつきましては火力発電と同様、給電停止扱いとしてございます。その他のバイオマスにつきましては至近の設備利用率実績に基づいて想定してございますが、実績データに乏しい専焼の木質バイオマス、こちらにつきましては事業者様の想定値をかかっています。

設備容量につきましては、バイオマスが安定的に発電可能であり、kWhでの最大導入も資すること。さらに、酪農等が盛んな北海道におきましては地域活性化に果たす役割も大きいということで、こちらの接続申し込みのほか、事前検討の一部に相当するものまでをこちら見込んでございます。

17ページをご覧いただきたいと思います。

こちら揚水式水力につきましては、来年度に運転開始予定の京極2号機を含めまして全6台となりますが、点検・補修などによる1台停止を考慮いたしまして、5台までの運転というものを前提にしてございます。

18ページをご覧いただきたいと思います。

こちら地域間連系線の活用につきましては、現時点で長期的に活用が可能な量といたしまして5万kWを見込み、接続可能量の算定条件に織り込んでございます。

20ページをご覧くださいと思います。

これまで説明させていただきました前提条件のもとに、出力抑制が30日までにおさまる太陽光発電の上限を確認しました結果、接続可能量のほうにつきましては117万kWとの結果を得てございます。

22ページのグラフをご覧くださいと思います。

こちら最小需要発生日のロードカーブを示してございます。当社の需給バランスの特徴といたしまして、キロワットアワー面での制約が厳しい状況となっております、揚水運転を実施しても発電する余地が乏しいということで、キロワットアワー面での揚水運転を十分活用できないような状況になっているところでございます。

25ページのグラフをご覧くださいと思います。

こちらは最小需要発生日を含みます1週間のロードカーブを示してございます。揚水運転につきましては、日曜日に揚水した水を平日に発電する週間運用を前提としておりますけれども、週間単位で見た場合につきましても、キロワットアワー面の制約というのが非常に厳しい状況となっております。

26ページの表をご覧くださいと思います。

こちら太陽光と風力を8,760時間の実績で評価した場合ですが、至近の2013年度につきましては、出力抑制日数が30日に対して4日の減少にとどまっております、こちら余り余裕がない状況でございます。

27ページの表をご覧ください。

こちら出力抑制ルールを見直した場合についてですが、当社の場合につきましては、接続可能量の117万kWに対して、既に申し込みを受け付けている量が116万kWまで達しているということで、新設設備のみを対象としてルールを変更した場合については接続可能量が増加しない状況でございます。

28ページには同じく蓄電池を設置した場合についても記載してございますが、同様の理由によりまして接続可能量は増加しない状況でございます。

最後に29ページをご覧くださいと思います。

当社は昨年4月に周波数調整面の検討というのを行ってございます。そちらから内容を紹介するものでございますが、系統周波数への影響が懸念されます大型の2,000kW以上の太陽光発電につきましてシミュレーションを行いまして、確率的な評価を行いました結果、こちらの下げ代面からの制約の内数にはなりますけれども、40万kW程度までは特段の対策を必要とせず、接続が可能ということを確認してございます。

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。

20分強遅れ気味なのですが、第2回の質疑ということでお願いしたいと思います。

どうぞ。

○大山委員

先ほど最初に九州電力に説明していただいたこととかなり重複するところあると思いますので、特に気になったところだけちょっとお話ししたいと思います。

まず東北電力、北海道電力の融雪の影響ということで、結構太陽光が厳しい時期に雪解け水が来るなどというのは、これは確かに厳しいという状況はよくわかりました。

東北電力のところ、これ確か、余りご説明がなかったような気がするのですが、30ページ目、実績に基づいて、要するに神様運用でやったときというのがあって、これ見ますともう既にこれで29日という数字が入っていると。それが552万kW受け入れたときの話なのですが、先ほどのお話で既に受け付けてしまったのが584万kWありますということで、これを見ると本当に大丈夫ですかというのがちょっと気になるところで、少なくともこの神様運用で超えるようだったら大変なことだと思いますので、そういう試算をされたのかというのが一つ気になりました。

それから、北海道電力⑦もかなり神様運用でも日数が多いということで、もし余計に来た場合はまた問題があるのかなと思いますけれども、それはまだそこまでは至っていないという認識でおります。

中国電力は、逆に26ページのところで、抑制策を増やすとどうなるというので、現状承諾分については現状どおり、現状承諾分以降について増やすとどうなるかというので、この場合にはまだ余裕のある段階で次のルールを変えていこうということでやると、ちゃんと効果があるというのがここで出ていると思います。

中国電力さんに対しては何も言うことはないのですが、他の電力会社はかなり、今さら言ってもしょうがないのですが、もうちょっと前に何とかしておけばよかったなというのが感じられてならないという、これはコメントですね。

以上でございます。

○荻本座長

後半はコメントですが、前半のその運用の厳しさというあたり。

○東北電力・中野電力システム部長

東北電力でございます。30ページにあります2011年度に、要するに「神様運用」で29日とい

うことなのですから、実は2011年度というのが大震災の年でございます、需要が大幅に減ったということがございましてこの日数になっているということで、現状では2013年度で20日程度ということなので、そういう需要は、2011年度はちょっと特異な需要になっているということですのでご理解いただきたいと思います。

○大山委員

確かにそういう事情は理解できるので、わかりました。

○荻本座長

では松村先生、お願いします。

○松村委員

まずさっきのラウンドのところで、私の発言に対して荻本座長が遡及適用という言葉をお使いになったのですが、私は遡及適用だと思っていない。年当たり30日だというのは解釈だと思っておりますので、私はそう思っているということだけは申し上げます。

それから東北電力、非常に充実したオプションを試算してくださってありがとうございました。いろんな意味でとてもインフォーマティブなもので、これを念頭に置きながらいろんな委員会で議論していく価値のある、とても貴重なものを出していただいてありがとうございました。

それで、ここで既設分も含めて抑制するということをしなければ、60日にしてもほとんど無意味。もちろん今の段階で枠に達してしまっているから当然といえば当然。しかし既設分まで含めてやれば、逆にそういう状況のところではこんな絶大な効果があるということ、私たちはきちんと認識する必要があると思います。

時間単位での出力抑制というのも既設分まで含めてやれば大きな効果がありますが、更にその2倍の効果が出てきているということはきちんと認識すべきだし、両方やるということは当然可能ですから、私たちはこのインパクトをきちんと認識すべきだと思います。他の2社も、もし可能なら、既設分まで含めてというのを九州電力にお願いしたのと同じようにやっていただけるととても助かります。

次、質問なのですが、このオプションの東北電力の29ページのところですけど、③番目のオプション、「系統側に太陽光発電1kWあたり」とありますが、北海道電力は同じようにオプションが書いてありましたが、新設の太陽光に対してこれだけ置くと効果なしと出てきたのですけど、東北電力のこれは新設のものじゃなくて、既設も含めて置いてこれだけの効果ということなので、すよね。一応確認させてください。

ただ、これを置くべきだということを言っているのではなく、さっきの60日に拡大したときの効果と見比べていただければ、蓄電池を置けばとてもコストがかかるということは明らかで、

それに代替するような絶大な効果があるということを私たちは認識する必要があるのだと思いますが、一応、北海道電力と違う形で出てきているので、違うならそのこと確認させてください。

以上です。

○荻本座長

お願いします。

○東北電力・中野電力システム部長

東北電力でございます。29ページの③でございますけれども、こちらは新規の分でございます。552万kW、系統側につけるといことですね。229万kWの拡大というのは、今の接続可能量552万kWに新しくつく太陽光ですね。これに1kW当たり5kWhの蓄電池を系統側に設置した場合、その場合は229万kW拡大できますよという意味でございます。

○松村委員

勘違いしていました。北海道電力と同じことをやられたということですね。ありがとうございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

では岩船先生。

○岩船委員

ありがとうございます。私は1点コメントと、1点質問なのですが、今、日数で出力抑制のルールが決まっているわけですが、例えば北海道電力の19ページや東北電力の22ページにあるように、日数が基準になればどうしてもこのグループごとの指示みたいなことをしなければならぬわけですが、運用も複雑になります。ここはむしろ、時間でもいいのですが、もっとさらに言えば量、キロワットアワーで抑制量の基準を決めれば一律抑制で十分いけますので、そのほうが運用もきっと楽だろうというふうに思います。

最終的に発電事業者さんにとってはキロワットアワーでお金が決まってくるわけですから、一律だろうが、わざわざ日数で管理する必要もないのかなという気もするということです。だから将来的にはこういった数字があって、例えばパーセントで5%以内というようにできればもっと簡単になるのではないかなというふうに思いました。これはコメントです。

もう1点は、最後の北海道電力の周波数のお話があったと思うのですが、最後のページ、29ページ、これ2,000kW以上については40万kW程度まで接続が可能でありその範囲では、周波数に影響がないということですが、今、117万kWのうち、どの2,000kW以上というのがどのくらいあり、この117万kW入っても問題はないのかということを質問させてください。

○荻本座長

それでは北海道さん、2つ目の質問の。

○北海道電力・上野工務部長

はい。2,000kW以上のものにつきましては、117万という連系可能量のうち、ここに書いてありますとおり40万kW相当になります。それで2,000kWというのを一つの区切りにしまして、やはり大きいものについては平滑化効果が働きにくいということで、そういうものを対象にシミュレーションを行いました結果、このような結果となっているところでございます。

以上でございます。

○岩船委員

今の時点では、117万までは大丈夫ということでしょうか。

○北海道電力・上野工務部長

はい、そういうことで考えてございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

岩船先生のコメント、率でやればよいのではないかというそのコメントについて、何か解析をやられた側でそういう理解で合っているかどうかというぐらいですけれども。

どうぞ。

○電気事業連合会・但見電力技術部長

すみません、横から電事連でございます。最終的にキロワットのパーセンテージということは、事業者さんとして、それは極めてありがたいご提案だと思いますが、実際にオペレーションする立場からしますと、結果をあらかじめ知ることはできないので、結果的にその日の発電量が、抑制しなければどうだったかということがわかれば、最後、パーセンテージで基準はつくれるのですけど。結局は、やるかやらないか、あるいはこの時間にやるかやらないか、この日にやるかやらないかということをあらかじめ決めるという立場からしますと、最終的に率を合わすということまではちょっと保証しかねるのかなという気がします。

もちろんそこが合うようにやっていたら、やっていきたいと思いますが、最終的には回数、あるいは時間で公平性を担保するということまでしか現実のオペレーション難しいのかなと。その結果としての出力抑制のアワーというのが、事業者さんによってやはりどうしても日によって違ってくるのではないかと思いますので。

○岩船委員

日によってはいいのですけど、年間を通じて例えば何パーセントで、そこに一定の安全率を

見ておくと。それって、あとはさらに言えば、例えば20年の平均でいいみたいなことにしておけば、予見もできますし、可能性は高いかなと思うのですけれども。

○電気事業連合会・但見電力技術部長

目標としてはそうだと思います。それをある期間の中で合わせていこうと思うとちょっと難しいところがあるので、例えば10年間、あるいは20年間でいいということであれば、ちょっとずつ補正していけばいいとは思いますが、そこは義理的には極めて理解しますが、実際には実績を集計してどういう管理をするかという、やはり時間とか日のほうが当面は外形上の公平さは保ちやすいのかなと思っています。それをもっと緻密にやれば、おっしゃるようなことも可能かと思いますが、それは少し次のステップの話なのかなというふうには思います。

ということよろしいですかね。

○荻本座長

はい、それでは馬場先生。

○馬場委員

ありがとうございます。大分ご苦勞されて計算されたのではないかなと思いますし、私のほうは、最初に九州電力に質問させていただいたことというのは、ほかの皆さんもちょっと心配あるかなと思います。

最後に余り時間もないので、中国電力が非常に興味深い結果を、例えば24枚目のスライドのところで、電池を使ったときに接続可能量、例えば事業者側に1kWh/1kWぐらい置いたときに、接続可能量53万kW増えたときに、年間の充放電ロスというのは大体7,625万kWhという計算がされているのですけれども、それと同じぐらい、例えば出力抑制をやったときにどれだけキロワットアワー抑制するのかなとか、そういったようなデータとかあるのでしょうか。もちろん電池を活用することになると、かなりコストはかかると思うのですが、その辺のところ、抑制した場合と、それから蓄電池をやった場合とどっちがいいのかなというような指標を考える上でも、そんなようなものがあるとおもしろいかなというふうに思ったという、ただのコメントです。

以上です。

○荻本座長

ではコメントということで。

はい、どうぞ。

○日本風力発電協会・斉藤企画局長

コメントが1点と質問が1点なのですが、まずコメントは、実際の抑制のかけ方というのはこれからいろんな検討が必要だと思うのですけれども、東北電力が今後の課題ということで33ペ

ージに書いていただいた風力についてはグループ分けよりもということですが、確かに日本海側と太平洋側と風が違ふと。今、出力抑制かけたいのだけでもって、そのとき発電しているところを抑制しないとイケないので、太陽光の場合、どちらかという先ほどグループ的に考えているのですが、あれは全部晴れの場合はいいのですが、風力の場合、抑制かけるとどうしても時間がずれてしまうので、公平性という意味ではそのとき風が吹いていたところを押さえるので余りこだわる必要がないのかなという点が1点で、あと中国電力のものでも抑制量、28ページで出しているのは、風力と太陽光の抑制量を出力比率で出しているのですが、実際のときは、また今後検討した上で、昼間どっちを抑制するのだというようなルールとか、そういうものが必要なのかなというコメントでございます。

質問は、北海道電力の25ページの参考のスライドなのですが、4、5、6って水力はかなり出水が多い時期なので、今はこのようなカーブになっているのですが、ある程度水力が安定電源的にも見えるので、この時期は火力をもう1台止めるということは何か逆な障害が出るのかどうか教えていただければと思いました。

○荻本座長

お願いします。

○北海道電力・上野工務部長

火力のほうにつきましては、需給調整面の関係から、先ほど申し上げました3台合わせてその調整力というのを確保してございます。そういう前提で需給需要変動への対応、それから風力の出力連系可能量とか、そういうものの算定に当たりまして3台ということでやってございまして、この辺を止めてしまうとちょっと運用が厳しくなる状況でございます。

○日本風力発電協会・斉藤企画局長

そうしますと、調整池式が残念ながらなくて、流れ込み式が結構あるのですけれども、時間調整、1日とか半日ずらすまでの調整容量はないのかという考え方でよろしいでしょうか。

○北海道電力・上野工務部長

もう一度お願いできますか。

○日本風力発電協会・斉藤企画局長

すみません、この場合で水力の出力調整というものが結構1週間のバランスで絵を描いていただいているので、ある程度火力と同じような調整が水力で持っていけるのではないかなと。ただこの場合は調整池式の池の容量による制約があるかと思しますので、それである意味流れ込み式と同じようなものにされているのかなというのが質問でございます。

○北海道電力・上野工務部長

そうですね。かなりここ出水が多くなって、ちょうど平均的に出ているようなうちは出力調整をうまく全体でできるのですけれども、水の量が多くなっておりますので、とめるものはとめたり、あるいは、とめられるものはとめたりとか、それから出力の高いものについてはフルに近くなっているとか、なかなか調整としては使いにくいような、この辺のあたりでは状況となっております。

○荻本座長

ありがとうございました。

それではなさそうですので、次へまいりたいと思います。

最後のプレゼンということで、北陸電力、それから沖縄電力、お願いいたします。

ごめんなさい、四国電力からお願いします。失礼しました。

○四国電力・松本系統運用部長

四国電力の松本でございます。それでは資料6に基づきまして、当社における接続可能量についてご説明をいたします。

基本的には各社様と同様に、これまでの系統ダブル時における議論を踏まえまして算定の前提条件、算出方法を設定しておりますので、当社の特徴的なものを中心にご説明させていただきます。

それでは5ページ目をご覧ください。

5ページには今回の算定に用いました需要について示してございます。2行目に淡路島南部需要等を加算と書いてございますが、これわかりにくいかと思っておりますけれども、淡路島南部、これは関西電力管内ではございますが、当社から送っているということでこれを含めてございます。その結果、5月12日の12時の需要で264万5,000kWという数字となっております。

続きまして6ページ目をご覧ください。

今回の需要解析における5月12日12時の一般水力の出力を示してございますが、一般水力につきましては各社同様、太陽光が発電する昼間帯は可能な限り出力を抑制するよう調整してございます。

続く7ページに原子力の状況を書いてございますが、既設設備でございます伊方1号機から3号機、これらにつきまして震災前30カ年の設備利用率83.1%で評価して、168万kWを算定に用いてございます。

続きまして8ページ目をご覧ください。

風力については、現在運用を開始してございます設備は、ここにありましており11.9万kWでございますが、それに出力比率を乗じまして、導入想定量60万kWとして算定してございます。

続きまして9ページ、10ページでございます。

太陽光発電については各社様と同様ですので省略させていただきます。

続きまして12ページには風力発電と太陽光発電の合成出力について、その結果をお示しさせていただきます。一番真ん中の欄が合成の2σ、下から2段目が平均ということで、このような数字になってございます。

続きまして13ページをご覧ください。

ここでは火力発電について述べてございますが、安定供給に支障のない範囲で可能な限りの停止、調整を実施することといたしております。ただしLNGのタンクから発生するボイルオフガス、また当社の特徴といたしましてコンビナートを形成している隣接企業様から年間ほぼ一定量連続で発生する副生ガス、これはコークス炉ガスでございますが、これを受け入れておまして、その消費制約のために、坂出3・4号機の並列が必要となっております。同時にこれらのユニットでLFCの2%分を確保するというようにしてございます。

続く14ページ、15ページには、それぞれの火力の状況を書いておりますが、坂出3・4号機及び15ページにありますゴミ発・バイオマス以外は石炭火力を含めて全て停止ということで算定してございます。

続きまして17ページをご覧ください。

ここでは連系線活用を示してございます。今回の算定に当たり当社では一定量の連系線の活用を織り込むことといたしております。具体的には風力発電の接続可能量を拡大値に織り込むこととしておりました20万kWの送電をベースに織り込み算定いたしました。なお、さらなる活用の可能性として連系線空き容量35万kWございますが、これらを全て活用した場合についても参考として試算してございます。

続く18ページに揚水発電の活用を述べてございます。

当社における大型の揚水発電は本川発電所の1・2号機となりますが、長期間の作業やトラブルに伴います停止に加えまして、今回の試算では火力運転台数の最小化でありますとか、さらには連系線活用を見込んでいるということ等を踏まえまして、当社におきましてもN-1台ということ的前提に算定をしてございます。

19ページ目をご覧ください。

ここでは需給バランスのイメージを書いておりますが、太い実線が需要、それに赤い点線が対策をほどこした後の量でございまして、そこでも余剰となりますこのオレンジの斜め線になっている部分、この部分が余剰として残りますために、この部分、太陽光、風力発電の抑制により対応することが必要となっております。

20ページには需給解析における5月12日の需給バランスを数値にして示してございます。

この場合、太陽光は後ほど説明いたしますが、現行のルールのもとで算定いたしました接続可能量219万kWを用いて算定してございます。

21ページ、22ページには同日の火力の運転状況を示しておりまして、ここでも坂出3・4号、その他といたしまして、ゴミ発・バイオマスのみ運転となっている状況を示してございます。

続きまして24ページでございます。

ここでは当社における太陽光発電量に関する試算結果を示してございます。算定に当たりましては、風力導入量60万kW、連系線活用のベース分20万kW、さらには再エネの最適制御を織り込んだ結果としてございます。現行ルールのもとでの接続可能量は、一番上にありますとおり、219万kWとなっております。

また、ここに書いております種々の拡大方策によりまして、9から41万kWの拡大が見込めるということで、この41万kWといいますが現状の承諾分を含めて全規模太陽光を30日出力抑制したものでございます。したがってこのような大きな数字になっているということでございます。

続く25ページには蓄電池の効果を記載してございますが、それぞれ4万から24万kWの拡大が見込めるという結果になってございますが、蓄電池の活用につきましては今後とも引き続き知見を深めていきたいと考えてございます。

続く26ページには至近3カ年の実績に基づき試算した出力抑制日数というのを示してございます。2011年度、2012年度が、2013年に比べて抑制日数が少ない結果となっておりますが、その理由といたしましては、節電による効果で2013年の需要が減っていること、また日照の影響等があるのではないかと考えてございます。

当社から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、続けて北陸電力。

○北陸電力・水野電力流通部長

北陸電力の水野でございます。各社様かなりお話しされましたので、弊社の特徴的なところだけに絞りましてご説明させていただきたいと思っております。

まず11ページをご覧ください。

北海道電力、東北電力からもございましたが、当社におきましては水力発電設備の設備量が非常に大きく、需要に対する供給比率というものが非常に高いという特徴がございます。11ページでは自社それに他社の受電分を含めまして、水力発電所の設備容量が約260万ということで、

この値は5月、6月の休日の需要にほぼ匹敵するような値になっております。

続きまして12ページをご覧ください。

北陸は非常に水が豊富ということもありまして、やはり雪解けの影響がございまして、4月から6月にかけては非常に水力の発電量が大きくなりまして、冬に比べますと2倍近くになってしまうという特徴がございまして。あわせまして需要に対する構成比率なのですけれども、こちらにつきましても、この時期ですと約40%あるということで、かなり水が多いということがわかっていただけるかと思っております。

シートが飛んで大変恐縮なのですが、42ページをご覧ください。

参考の資料ではありますけれども、電力の9社様の発電電力量比率の比較ということで、北陸のところが書いてございまして、北陸の2010年度の実績におきます発電電力量比率ということで、水力だけでも4分の1を占めているということで、この特徴がわかっていただけるかと思っております。

続きまして、揚水式発電所の織り込みの仕方につきまして説明いたします。戻って恐縮なのですが24ページをご覧ください。

当社は自社設備として揚水式発電設備を持っておりません。ただし電源開発様の長野発電所の1号機が当社で使える設備となっております。なお、同発電所の2号機につきましては中部電力の運用分ということで、貯水池につきましては中部電力、北陸電力と共同で運用しているという非常に特徴のあるところでございまして。

今回の算定に当たりましては、他社につきましては1台停止というものをとお考えですけれども、当社につきましては使用できる揚水式発電所がこの1台ということですので、この1台を最大限に活用しようということで算定をさせていただいております。

ただし1号機の揚水を運転しているときには、逆に2号機で発電ができないとか、あるいはトラブル等によりまして揚水が停止した場合には、この揚水活用という形もできないということでいろんな制約がございまして、その場合には、場合によっては再エネの抑制ということもあるかもしれませんが、自社努力として最大限努力させていただきたいと思っております。

続きまして太陽光の接続可能量の算定結果、さらには拡大オプションとしての連系線活用の織り込みにつきまして説明いたします。34ページをご覧ください。

さまざまなワーキングで示されました前提条件に基づきまして、風力の接続可能量45万kWまで最大限に導入したケースでは、太陽光の接続可能量が70万kWという形になりました。当社は再生可能エネルギーの申し込み状況をホームページで情報公開、適宜しておりますけれども、太陽光につきましては、この接続済みのもの、あるいは接続の契約申し込みをされているもの、こち

らを合わせますと11月末で63万kWということで、まだ若干余裕はありますが、さほど余裕もないというような状況でございますので、中国電力様同様、現状では問題ありませんが、オプションとしての連系線活用というものを加えまして適用したいと考えております。

シートが戻って大変恐縮ですが、31ページをご覧ください。

連系線活用のイメージということで、当社におきましては関西電力、あるいは中部電力、こちらのほうへの連系線を活用いたしまして、他社様に送電することによって再生可能エネルギーの余剰電力を回避したいというふうに考えております。

まず32ページをご覧ください。

今回の前提条件に従いますと、マージンが10万kW、それから原子力での送電が14万kWという形になりまして、既設で風力の連系可能量を出すために25万kWの連系線活用を活用するというようになっておりまして、見かけ上、こちらの青い枠で示してあるものが空き容量となるかもしれませんが、いろいろ各社様からもお話がありましたとおり、電源の託送等、広域的に有効活用される連系線容量であるということと、弊社におきましては水力の位置づけが非常に大きいものですから、放水になったときの市場取引、あるいは揚水式発電所1台しかございませんので、こちらにトラブルがあったときのリスク対応ということでありまして、既存の25万kWに加えて、あと再生可能エネルギーの連系線活用分として5万kWを追加いたしまして、風力とトータルで30万kWの設定をさせていただきたいと考えております。

この30万kWを設定することによりまして、オプションといたしまして、またページが飛んで恐縮ですが、45ページをご覧ください。

こちらに接続可能量の算定結果、拡大オプションということで書いてございますが、こちらの赤い枠で囲ってあるところ、連系線の活用を風力とあわせて30万kW使うことによりまして、太陽光だけで40万kWふやすことができるということです。

連系線の活用につきましては、短期で実現可能なオプションということでありまして、こちらの連系線活用を適用いたしまして、太陽光の接続可能量を基本ケースの70万に40万加えまして110万という形で弊社としては設定させていただきたいと考えております。

最後になりますが、参考のところでございます。連系線を活用することですが、北陸の連系線の運用容量につきまして簡単に説明させていただきます。

参考の50ページをご覧ください。

連系線活用ということで、どちらかというと北陸からの送電分という形になりますが、北陸の送電分の運用容量は系統安定度の制約で160万kWという形に設定しております。この値はこちらの※に書いてございますとおり、越前嶺南線、それから南福光のB T B設備、こちらの合計潮

流で管理しております。

52ページをご覧ください。

安定度制約と申しましたが、故障といたしましては、こちらの連系線であります越前嶺南線の送電線の故障というものを想定いたしまして、発電機の安定運転が維持できる限界の潮流を求めまして、こういうものを運用容量という形で設定させていただいております。その値が160万kWということになります。

また53ページをご覧ください。

こちらの南福光のBTBといいますのは、交流を直流に変換して、また交流に変換するという変換設備、直流設備でございますので、送電線の故障時に電圧が低下いたしますとこちらの変換器が一旦停止しまして、こちらのBTBに流れていた潮流が全て関西電力向け、越前嶺南線向けに流れ込むということもございますので、当社におきましては、越前嶺南線と南福光BTBの合計潮流というものでフェンスの管理をしております。

そのイメージが、さかのぼって申しわけございませんが、51ページのピンクで示したような枠、中部電力向けの運用潮流、関西電力向けの運用潮流、こちらのトータルで管理しているということでございます。

以上で北陸電力の説明を終わらせていただきます。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。

では最後になりましたが、沖縄電力、お願いいたします。

○沖縄電力・仲尾電力流通部長

沖縄電力、仲尾でございます。よろしくお願ひいたします。

それでは資料に基づきご説明いたします。まず基本的な考え方につきましては、他社同様ということで、1ページから5ページにつきましては割愛させていただきます。

資料の6ページをご覧くださいと思います。

当社の2013年度の沖縄本島系統の電力需要実績でございますけれども、年間を通して見ますと、上のほうから見ます、ピークですと90万から140万kW、オフピークでいいますと60万から90万kW、この程度で推移していくという需要の状況でございます。

資料おめくりいただきまして7ページ、当社火力のみということで、水力、地熱、原子力についてはないということで対象設備はございません。

8、9は飛ばしまして、10ページ、これも他社様同様に太陽光と風力の想定を出した結果でございます。ご覧いただいたとおりでございます。

次に11、12も飛ばしまして、13ページをご覧いただきたいと思います。

表に書いてございますが、当社の発電機でございますけれども、当社、火力のみとなっております。石油機が2台、石炭機、これは電源開発を含めて6台、LNG機2台と、計10台の火力機の組み合わせにて系統運用を行っております。

次のページ、14ページでございますけれども、今回の検討の断面でございます。

晴れの日のうちゴールデンウィークを除く4・5月の日曜日、昼間で需給バランスの厳しい断面といたしましては、4月7日の14時ということになりました。そのときの需要につきまして68万kW、これで検討を行っております。

後ほど説明いたしますけれども、この際の実験機は石油機が1台、LNG機1台、石炭機が3台、計5台運転となっております。この断面につきましては、下限出力の低い発電機から併入しているということは申し述べたいと思います。

次のページをめくっていただきたいと思います。

資料の15ページ、当社まず単独小規模という系統をこちらから少し他社様と違う特徴を持つところでございます。

(1) のところをまず読み上げますと、当社系統の特徴といたしましては、小規模独立系統、他電力との連系線がございません。また電源が火力機のみでございます。海水揚水、これは電源開発所有の実証試験設備でございます。小規模でございますけれども、3万kWの海水揚水、これも今回の算定に当たりましては下げ代という需要の底上げということで活用させていただいております。

次に系統内における常時の発電機運転台数は、年間通しまして5台から9台と非常に少ないという系統でございます。また系統規模に対しまして最大単機容量が大きいということで、電源脱落事故時の影響が大きい系統となっております。

また沖縄本島が非常に小さい島嶼地域でございますので、沖縄本島に前線、雲が接近、通過する場合には、本島内の各地域の日射強度がほぼ同時に変化する傾向がございます。そのため太陽光出力変動が系統に与える影響も大きくなってしまおうという状況でございます。

次の16ページでございますけれども、そのような当社系統における発電機運用の留意事項を書かせていただきました。

まずは①の最低運転台数の確保ということで、発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するために、軽負荷期におきましても総需要に対する1台当たりの出力配分を抑えて運用する必要があります。

発電機の1台事故、N-1のときでも、系統を安定に保つためには、運転台数5台で需要を

分担して運転する必要があるところがございます。このことにつきましては過去の電源脱落事故の実績、並びにシミュレーション解析等におきまして、やはり5台が必要ということは確認しているところでございます。

次に発電機の運転の構成なのですが、1つ目のポツ、負荷変動に追従するため制御性のよい石油機は1台運転する必要があるとございます。次にAFC調整力確保及びBOG消費のため、LNG機も1台の運転が必要。次に事故時の周波数低下、あるいは上昇を抑制するためにシステムを安定化するためには、慣性の大きい大容量火力機を3台運転する必要があるとございます。

今申し上げたLNGを除きますと、こういった大容量火力機は石炭ということになりまして、当社系統におきましては石炭機のやはりどうしても3台の運転が必要ということになってございます。

次のページにまいりますと……すみません、ちょっと私、飛ばしてしまいました。資料の14ページに戻っていただけますでしょうか。

先ほどの4月7日の需要断面におきまして運転ユニットを紹介いたしました。その右側に下げ代余力ということで6万kW、これは全部のユニットで持たないといけないということで書いてありますけれども、資料のまた17ページ、恐れ入ります、お戻りいただけますでしょうか。

17ページ、この6万kWの必要性でございますけれども、まず需要予測誤差、あと発電機脱落事故などに対応するための上げ代、下げ代を、こうったときにはどうしても6万kW程度の余力を確保しておく必要があるということでございます。

次のページにまいりますと、沖縄本島系統における日射変動のグラフをお示しいたしました。

先ほど申し上げましたように、沖縄、南国亜熱帯の島嶼の特徴から、やはり日射変動は一日の間でもこのように大きく変動するという傾向が見られるということでございます。

それでは次のページにまいります。19ページでございます。

揚水発電、先ほどもこれはご紹介いたしましたので割愛いたします。

20ページにつきましては、再エネの30日間の出力抑制に関する回避措置ということでございますけれども、ここは他社同様に行っておりますけれども、一番下の丸をご覧いただきたいと思っております。「しかしながら」というところでございますけれども、沖縄本島系統における太陽光発電は、当社管内におきましては9割程度が50kW以下の低圧接続となっております、500kW以上の抑制対象設備が非常に小さいと。全体の約20%ということになってございます。

内訳を申し上げますと、太陽光が4.8万kW程度、風力で1.6万kW、そういったものでございますので、現行ルールによる30日抑制ルールでは導入効果が小さくなっているという状況がございます。

今回の算定条件と、我々の系統の特徴を踏まえました太陽光導入可能量の算定結果でございますけれども、まず21ページ、これは風力導入見込みケースと、それから下部のほうには風力の接続可能量ケース、ここで35.6万kWと変化がございませんでした。これは当社、太陽光につきましては、先ほど申しあげました1.6万kW程度というところでございます。

また、当社では風力の連系可能量を、平成18年度ごろに一旦2万5,000kWというふうに公表いたしまして募集を行ったのですが、現状、既設連系で1.4万kW、紹介受け付け分で0.3万kW、合計1.7万kWと、8年程度たったところなのですけれども、まだそのぐらいの規模の風力発電しかないということ。それで太陽光の10%未満が風力ということで、太陽光のほうが支配的になったというところで、太陽光の接続可能量につきましては差異が出なかったというところでございます。

資料をおめくりいただきまして、25ページをご覧いただきたいと思います。

拡大方策につきまして試算を行ったところでございますけれども、ここで4つ目、全太陽光の30日の出力抑制ケースということで、試算を行ってございます。これは私ども実は本年の8月に一旦沖縄本島系統におきまして、太陽光の連系可能量は31万kWということで公表いたしております、その31万kWに対して申込量がもう既に超過しているという状況がでございます。

今後、契約を進めていきながら、実質保留しているところも繰り上げ等も考えていくのですが、しかしあぶれた分、この実質保留になっている部分につきまして、全てこれは小さいものから大きいもの全部含めて30日抑制をしたという想定で行った場合にはこの程度の数値、それから、現状承諾分も含めて30日抑制を対象とした場合に15.4万kWという拡大量は試算してございます。

しかしながら当社管内、先ほど申しあげましたように太陽光が50kW以下のものが9割近くを占めておりますので、そういったものをどうやって制御するかというところ、現時点では双方向というところは今後検討されるとは思っておりますけれども、それができる前に、可能量も年度内、あるいは年度明け早々にも埋まる可能性がございまして、そういった大きな課題はあろうかと思っております。まず試算としてお示しいたしました。

当社の説明以上でございます。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

それでは、資料の最後になります。お願いいたします。

○江澤新エネルギー対策調整官

資源エネルギー庁から、各社のただいまの算定結果を一覧表にまとめたような表を用意してございまして、資料9をお開きいただければと思います。

まず最初にめくっていただきまして1ページ目、再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法ですけど、各社の説明を一括して説明したものでございまして、こちらについては割愛させていただきます。

各電源の前提条件等ということで、表紙が5ページ、6ページが各電力会社の解説、水力のページがございまして。そこからご説明したいと思います。

一般水力の供給力でございましてけれども、こちらにつきましては各社、先ほどご報告のあったとおりでございましてけれども、電力会社でそれを全体で並べてみますと多少やはり個性があるというか、違いがございまして。

最低負荷に対する割合として、北海道電力が25.4%、東北23.1%、北陸が特に高く49.6%といったところが高く、ほかの電力会社については軒並み10%を切るような水準でございまして。こちら先ほど「北」とつく名前の3社の部分ですけれども、春先の雪解け水の影響も多く、設備ももともと多かったということでこのような影響が出ているかと思っております。

めくっていただきまして8ページです。地熱の供給力でございまして。

地熱の供給力につきましては、こちら北海道、東北、九州にそれぞれ設備がございまして。東北と九州に2.5、2.4%といった立地供給力が織り込まれております。

バイオマスは、次のページでございましてけれども、先ほどご説明ありましたが、中国電力で9.2%ということで高い割合となっております。

続きまして原子力発電が10ページでございまして。

原子力発電につきましては、特に北海道、四国、九州といったところが50%を超える数値というふうになっております。

次に11ページ、火力発電でございまして。

こちらにつきましては、それぞれ火力の割合というところで下から2行目に書いております。特に高いのは、逆に低いところというところと四国と九州といったところが非常に火力発電を減らした運用を先ほどされていまして、その結果が出ているかと思っております。高いところは中国電力、沖縄電力が高くなっております。

ここで、それぞれ構成で見させていただきますと、見込んだ出力というところで、石油、LNG、石炭というところでそれぞれ種別に挙げているのですが、ここでは本来、経済性の観点でいえば石炭ということになるのでしょうかけれども、今回の厳しい再エネ大量導入で分析した結果、地域によってはLNGの割合が高くなっているというような状況でございまして。

めくっていただきまして揚水発電、こちらについては各社それぞれ設備の使い方が相当違っていて、非常に設備容量として大きいのは九州電力、同規模の東北電力に比べますと揚水の

容量が非常に大きくなっているというような特徴がございます。

それから風力のケースですけれども、2ケース、風力導入見込みケースと、15ページの接続可能量ケースということで、後ほどまたご説明しますけれども、太陽光と風力は余りバッテイングをしないというか、それぞれ出力のすみ分けみたいなことが実際には起きております。

それぞれ太陽光と風力、風力については接続可能量で15ページのほうご覧いただきますと、今回、各社に算定していただきました太陽光の接続可能量、(b)という欄でございます。北海道から赤い枠で117万kWとさせていただいておりますけれども、こちらを集計した結果、その割合を最低需要との比較をしますと、数字が100%を超えるような水準になっている中国電力、それから九州電力に対して、他社それぞれ数字が資料のとおりとなっております。

16ページは最低需要時の需給バランスがどのようになっているのかと。

実際には抑制もかかっているので抑制の分を考慮するというのもあろうかと思うのですが、再生可能エネルギーのkWで書いたもの、それが最低需要との関係で、最低負荷との関係でどれだけの割合になっているのかということで見ますと、東北、中国がそれぞれ100%に近い水準になっている、九州も88.6%という状況になっております。ここで1社、沖縄電力は少し風力最大導入でいくと、やはり水力発電とか地熱発電といったものがないので、この点では低く数値が出ているというようところでございます。

それから、めくっていただきまして18ページ、拡大方策、まず1つ目に出力抑制ルールの見直し等ということで、こちらでまとめさせていただいております。

これについては出力抑制ルールの変更をした場合、それから連系線を活用した場合の接続可能量の拡大量、各社の状況によって異なるわけですけれども、風力の接続可能量ケースについてまとめさせていただいた結果はこのようになっておまして、新規分、出力抑制の日数を今後のものについては60日にする①のパターン、それから時間管理、今、日数で最大30日となっているものを時間管理とする場合、それから③番目として今500kW以上の太陽光、風力にしかかかっていない出力抑制、出力制御を500kW未満にも適用した場合。

これは中国電力のところを見ていただくと非常に特徴的なのですけれども、それぞれ60日の場合、それから時間管理の場合といったところで、このような連系可能量の接続可能量の増加が見込まれているということでございます。

それから既設済みのものにも今の30日のルールを適用した場合というのは、中国電力でいえば+55万kWということになります。全く出力抑制をしない場合というのが299万kWになって、非常に下がってしまうということでございます。あと連系線の活用については、こちらは何社か

が自主的に織り込んでいただいているというところがございます。

上の箱のところで見いただきますと、現行のルールで接続承諾をした量がもう接続可能量に近づいている電気事業者については、これについては出力抑制ルールを変更しても接続可能量の拡大の余地が少ないということでございます。

それから、接続可能量の余地がまだあるところについては、出力抑制を60日に拡大する。これはそれなりに効果があることなのですけれども、これについては再エネ事業者の負担はある程度大きいのではないかなど。これに対して時間単位での出力抑制は事業者の負担が比較的小さい、効果が高いということではないかなどということでございます。

それから、これを500kW未満にも拡大するケースなのですが、これについては技術的な課題というのもございます、小さいものが全て出力制御の対象になるのかということもございますけど、一定程度の効果があつたということもございます。欧州でも100kW程度のものに適用しているということからも、これは対象範囲を拡大するというのとは一つあるのではないかなどということございまして、出力制御のイメージについては、24ページにあります。

ちょっと飛んでいただいて24ページをご覧くださいと思うのですが、出力抑制の遠隔出力制御システム、これ太陽光についてのイメージでございますけれども、左上に一般電気事業者がございまして、大規模な太陽光発電、2,000kW以上のところについては専用線での指令データの通信等を行いまして、それから、これどうなるかあれなのですけれども、例えば配電事業者みたいなところ、アグリゲーター、メーカーのようなところが代替するようなこの役割を担うのかもしれませんが、配信サーバーから中小の太陽光発電や家庭用の太陽光発電に指令データのやりとりができるというようなことがイメージとしてはございます。

下を見させていただきますと、それぞれ太陽光の大きさ別に、10kW未満のもの、それから一番大きいところで、下のところでは500kW以上向けについては、例えば1台当たりの追加費用であるとか、それから製品の開発期間、大体10カ月から12カ月とか、長いもので500kWの18カ月というところで製品の開発期間、これらについてはJ I Sの標準化の検討であるとか、ガイドラインといったようなものが、あとメーカーの開発費用というのが載ってくるかなということございます。

10kWのところだけとても小さい数字が書いてあるのですが、これは事業者団体がメーカーにヒアリングを、アンケートをした結果、当省で作成をしているものなのですけれども、既にPCSの機能に通信インターフェースの導入が始まっています、この場合には通信機能やソフトウェアの面での遠隔、ソフトウェアの対応で遠隔制御が可能になるということでございます。通信インフラや需給セキュリティーの確保といった課題はあるものの、こういったものが

どんどんできていけば時間管理のきめ細かな抑制というのが可能になっているということでございます。

それから蓄電池については19ページでございます。

蓄電池について、発電設備に対して発電事業者側に1時間分の電池を置いた場合、②番目として1kW当たり5時間分の蓄電池を置いた場合、それから③番目として系統設備側に置いた場合、5時間分置いた場合ということを分析させていただいたものを整理したものがこちらでございます。こうした対応についても今後検討していきたいというふうに思っています。ただし、現時点でちょっとコスト高というご指摘はいただいているところでございます。

20ページ、こちらは地域間連系線の活用でございまして、各社が自主的にコミットメントしていただいたものの他に、空き容量を活用した場合のことでございまして、こちらについては各社のプレゼンでございました、例えば、あと20万kWを東北電力で連系線を活用すれば42万kW万プラスいけるのではないかとということで、各社の効果があります。

ただし、これについては売れるのか、生産メカニズムはいかがなものかというような課題がございます。中長期的な課題としては、日本全体で効率的に再生可能エネルギーを受け入れる観点からは広域的に系統システムをいかに構築するかと。その際の優先給電、利用ルールをどのようにするのかということ、それから生産ルールをどのようにするか。3番目として地域間連系線や地域内系統の増強方針や、新たな費用負担の方法をどのように構築するかといった課題がございます。

それから21ページ、感度分析でございまして、再生可能エネルギーの電源間の比較を行っております。水力発電、地熱発電、バイオマスについて、それぞれ10万kWずつ増やした試算結果を九州電力と中国電力にやっていただきました。

いずれの場合でも太陽光の接続可能量が少し減る、また地熱については10万kWに対して15万kW減るということなのですけれども、再エネの発電量の増減で見れば、トータルでの増減としてはそれぞれ効果がかえってあるという試算結果でございました。

同様に、めくっていただきまして風力発電でございます。

風力発電については、各社、連系可能量と導入見込み量の2パターンで分析していただいまして、その乖離がなかった会社を除く4社にこの2パターンの分析ということをやっていただきました。

整理したところ、風力導入見込みケースに対して、風力の接続可能量ケースで分析したものを。例えば九州電力で見えていただきますと、58万kWから接続可能量ケースで風力発電のところは42万kW増えるわけですけれども、その間に太陽光発電については2万kWしか減らなかったという

結果でございます。

こちらにつきましては今の時点の分析ということで、実際にはもうちょっとこれが重なってしまって、ここまでの影響ではないのではないかとということも先ほど大山委員からご指摘をいただいていますけれども、現状ではこういうことでございまして、風力を可能な限り多く入れたほうが、キロワットアワーとしては多く電力量が得られたということでございます。

それから、実績に基づいて出力抑制の日数を計算したものが23ページでございます。

こちらについて各社からご説明がございました。それぞれこのように整理させていただいております。こうしたものをご参考にしていただきながら、ご審議、ご討議いただければ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。

3社さんからのご説明と、エネ庁からのご説明ということです。まず3社から、これまでと同じように3社に関するご意見、ご質問がありましたらお願いしたいと思います。

全体まとめていただいても結構です。

どうぞ。

○馬場委員

ありがとうございます。この場で言うべきことかどうかわからないのですが、皆様いろいろ苦勞して計算されている中で、停止している発電機のところを見ると、電源開発の火力発電所を止めて、石炭火力を大分止めていらっしゃると。どこも全部そこをほとんど止めてしまっているような、そういったような計算結果になっていて。個別だったらいいのかもしれないのですが、電源開発がそれでいいのかどうかというようなことと、石炭がいいのかかわからないのですがそういった事業をやっているような方々のところをどんどんとめていって、デューションだけだとちょっとわからないのですが、先ほど申し上げたとおり、DSSだとか起動停止というものが非常に、多分そういった発電機って不得意なものになると。そうすると、そういったようなことをやろうとされる方が今後、全然いなくなってしまうのかなというようなちょっと懸念も。

これはここで言うべきものではないのかもしれないのですが、結果を見ているとそのような傾向が出ていて、いいのかなという懸念があります。

1番はそんなところですかね。はい。

○荻本座長

ありがとうございます。

なかなか答えようのないところかもしれませんが、どちらか今のコメントに関して。

石炭というものが非常に運転しにくいという傾向が出ているんだがと。このあたりどちらか。

○電気事業連合会・但見電力技術部長

ちょっとよろしいですか。相談的で申しわけありません。そういう相談的なコメントになるので申しわけないですけれども、確かに馬場先生のおっしゃるようなことは将来的な懸念でもありますし、実際やっていけばこういう問題出てくるのかもわかりません。今回は系統ワーキングということで、座長からもありましたように、所与の今の現行のルールのもとでどこまでできるのだということ弾かせていただきました。

その上で、おっしゃったような問題というのはやはりあるのかなということになっておりまして、ここは恐らくこの場というよりももう少しほかの場で、エネルギーミックスなのかわかりませんが、そういったところでしっかりご議論いただく、その課題が浮き上がってきたということなのかなというふうに認識しております。

○荻本座長

ありがとうございます。

○馬場委員

私もそう思います。ただ、やっぱりそういった意味でいろんなまだ議論が、いろんなところの制約条件がきちっと決まっていない状況下のこれはシミュレーションの結果かなというのは少し留意して、数値なり、何なりというのは使っていかなくちや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。

ほか、じゃ、松村先生。

○松村委員

もっと早く言わなければいけなかったのですが、理解が足りなくてごめんなさい。四国電力の17ページの資料をずっと眺めていて、混乱したというか、わからなくなった。

出力抑制が必要になりそうな状況時には他社火力も含めて軒並み止まっているのですよね。一応、原子力発電3基動いているという想定だというのはわかりますが、何故、こんなにたくさん計画潮流があるのかというのがわからなくなった。

これは、他の橘湾とかの火力発電所とかも普通に動いているときの状況の計画潮流ではなく、

こういう状況の計画潮流なののでしょうか。もちろん四国電力だけの問題ではないのですが、この計画潮流というのは動かす電源の想定とコンシステントになっているのでしょうか。

○四国電力・松本系統運用部長

四国の17ページの連系線活用の中の計画潮流でございますけれども、ここにおきましては四国の中にも、ページでいきますと、すみません、お戻りいただきまして、例えば15ページを見ていただきますと、火力発電の抑制の③というところでございますけれども、電源開発様の石炭火力、橘湾火力、これは105万機が2機、四国の地内にあるということで、これらにつきましては広域電源ということで、四国だけではなくて他社様も受けられているということもございまして、その分が入っております。

また、四国内におきましても新電力がございますので、それらの計画潮流を織り込んだ結果、このような潮流になっているというのが答えでございます。

○荻本座長

ありがとうございます。よろしいですか。

○松村委員

全くよくなくて、ごめんなさい、もう一回説明をお願いできますか。他社分は、関西電力とかが受電しておられる分は当然に動いているという想定なのですね。

広域運用をするようになれば、当然その想定も変わってくるけれど、四国の一存ではできないので織り込んでいないということなのですね。

○四国電力・松本系統運用部長

はい、そうです。これは四国の一存ではそれらについて調整するということが不可能でございますので、今の段階ではこういうことで計画潮流を置かせていただいているということでございます。

○松村委員

なるほど。日本全体で効率的な運用ができるようになれば、更に枠が広がる可能性があるということと理解しました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

ほかいかがでしょうか。

大山先生。

○大山委員

北陸電力の42ページに水力が多いという図が出ていまして、それから、これは水力当然あるので活用するのは非常にいいことだと私は思っていますけれども、非常にどういう電源を持っているかということに影響を受けるなというのが、これは感想としてございます。

それから、沖縄電力の15ページのところに、最大単機容量が大きい、系統規模に対してというのがあるのですけれども、これも現状そうになっているのはよくわかるのですけれども、よく考えてみると、再生可能エネルギーがない状態でぎりぎり大きいので効率いいのを入れてみたので、今、再生可能エネルギーを入れろと言われても困るよという状況になっているのかなと思いますので、要するに系統計画というものに非常に影響されるなというのが如実に出ていないのかなと思いました。ということは、逆に言えば、ちょっと無理をした計画をしていたのかなという感想もありますけれども、でもそれは再生可能エネルギーがない時代の話だったので、もちろんしょうがない面があるかと思えます。

それはコメントと感想なのですけれども、1点だけ、連系線の利用もこれは現状のルールでやっているという確認の質問だけなのですけれども、成形した電力だけを流しているという状況でよろしいのですよね。

それを変えればまた大分変わらと思うので、活用方法、これから広域機関とか、そういうところでどうするかわかりませんが、それが変わればもちろん変わるということだけちょっと確認しておきたいなと思いました。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、岩船先生。

○岩船委員

最後にまとめていただいた資料を見ますと、23ページなのですが、やはり沖縄電力、確かにいろいろ難しいというのはわかるんですが、こうして見るとリアルな抑制日数、1、ゼロ、ゼロとなっていて、もう少し何とかならないものなのかなというのをどうしても思ってしまう。結局、抑制対象ではないものが多いためだとは思いますが、そのあたり少し、例えば運用上、政策上、こういうことがあればもう少し上乗せできるとか、そういった見通しがあれば教えていただきたいなと思ったのですけれども。

○荻本座長

お願いします。

○沖縄電力・仲尾電力流通部長

すみません、ちょっとご説明差し上げていなかったところがございまして、我々、先ほど申

し上げまたように単独小規模系統の中で、短周期の課題というのが非常に大きくございます。それで私どもは太陽光につきまして、平成25年度に沖縄本島系統におきまして、300kW以上の太陽光発電設備につきましては57MWまでということで制限をかけさせていただいております。

これは短周期、当社におきましては数十秒から数分間の出力変動におきまして系統周波数に大きく影響が出てきそうだということで、太陽光のこの制約を設けさせていただいております。短周期における周波数変動の維持というところで、300kW以上57MWという制約を設けていると。それで、その影響からも当社管内におきましては大きな設備容量の太陽光が入りにくいという状況になってございます。

○荻本座長

ありがとうございます。よろしいですか。

どうぞ。

○松村委員

こちらの資料の質問もいいのですよね。事務局の資料も。

事務局資料の23ページのところ、今ご指摘のあった点のところなのですが、沖縄電力は今の特殊な理由というのでわかりましたが、他の電力会社でいうと、少ない年だと上限まで入れても0.1%程度、多いところでも6%程度ということになる。

それに対して、先ほど資料で出てきたときには、100万kW追加すると120日、最悪の場合50%抑制ということになる。この数字の違いを私たちは認識すべきだと思います。既存の人たちにある種の特権を与えると、既存の人たちはせいぜい6%ぐらいの抑制で、これを超えたところに入ってくる人たちは最悪50%抑制されるというぐらい、物すごく大きな負担の差が生じることを、この資料から読み取るべきだと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

ほかいかがでしょうか。

どうぞ。

○岩船委員

最後の資料にも関連するのですが、2点あります。1点目は電池の運用の話途中で馬場委員もおっしゃったと思うのですが、電池の運用は充放電のロスを書いていたのですが、けれども、少なく見て10%、でも多いと2割、3割のロスがあるということを考えると、再エネの出力を10%程度抑制するというのは、全体から見ると全く問題ないことだというふうにも言え

るわけですね。電池を入れることを追加のオプションと考えると。

そういう意味で、どうしても出力抑制というとすごくネガティブな印象があって、電池を入れるというポジティブな印象があるのですが、費用対効果を考えると、最後の24ページにまとめていただいた出力制御システムのための追加費用を見ても、出力抑制というのは非常に経済合理性があるのだということを今回の資料で確認できたのではないかなというふうに思います。

今後のこの議論に関してなんですが、ぜひ今回試算された数値、例えば8,760時間の、需要データは各社あるのですが、太陽光ですとか、風力ですとか、あと可能であれば電源ミックスの8,760時間のデータをぜひ可能な範囲で公開していただきたい。例えばNPOさんですとか、発電事業者も、こういった試算はしたいと思っていらっしゃるし、実際これまでも、試算した例も幾つか見たことあるのですけれども、そういった方々にとって、自分たちでもその数字を扱えることでこの制度自体の信頼性も高まるだろうと思いますので、これはぜひ公開していく方向でお願いしたいというふうに思います。

最初に言った経済性のこともあるのですが、お金の計算もきちんとできれば、当然、将来的には再エネの回避可能原価の試算などにも使えてくるわけです。この部分、曖昧なまま去年話が終わってしまって、私もすごくもやもやしていた部分でもありますので、ぜひこういったデータをきちんと公開して、定量的な議論をお願いしたいというのが非常に強く思っているところです。

本来この話というのはFITを始める前にやっておくべきものだったと私は思いますし、これだけ認定された後で今から議論するというのは難しいのですけれども、やはり定量的な議論をして費用対効果の高いオプションを私たちは選んでいくべきだと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。提言ということだと思いますが。

どうぞ。

○松村委員

いつも同じことばかり言って申しわけないのですが、今の話を聞いたまま終えるわけにはいかない。電池と比べてこちらのほうが効率的だという議論に関しては全く異議ありません。費用対効果はちゃんと考えるべきだと思います。

しかし、出力抑制というのはそんなにネガティブに考える必要はないというのは、私は簡単には受け入れられない。太陽光や風力の出力抑制というのはまさに電気を捨てるということなことなので、電池に貯めるということに比べて費用対効果が高いということと、他のより合理的なものに比べて費用対効果が高いということは全く別の問題です。

需要対策ということであれば、文字通り捨ててしまうというよりはましな使い方を考えるほうが、その意味では、はるかに合理的だと思うので、私たちは必要以上に出力抑制にポジティブな印象を持つ必要もないと思います。需要対策というのは、この委員会では織り込むのは難しいということなので、もうこれ以上は言いませんが、長期的なことを考えていくときにはそれを考えるべきだと。

それから先ほどのご議論で、例えば電発の石炭火力は止められるのかというようなことに関して言うと、これはシステム改革がきちんと進んでいくと、比較的合理的に止められるようになると思います。

そういうような、電気が余っている状況のときには、自然にちゃんと市場メカニズムが働けば、卸価格は下がってくることになり、その価格が石炭の限界費用を下回るころまでくれば、止めることのロスは小さくなってきますから、自然に制度を設計していけばそういう問題は解決していくことになると思います。回避可能原価も、今のようなやり方ではなく、より合理的なやり方をしていけば、そういう問題はかなりの程度解決していくことになると思います。

今の制度を前提として、非効率的だということではなく、そのような非効率性を発生させないような制度を設計するという発想が重要だと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

特に仲裁するあれではないですけど、同じセンスであろうと。つまり、ある手段ばかり着目してはいけないよというご指摘を二方向からいただいたというふうに思います。

馬場先生どうぞ。

○馬場委員

マーケットメカニズムで行くのはいいのかもしれないんですけど、やっぱり物理的な制約というのが結構出てきてしまうので、先ほど来申し上げたとおり、そういったデイリーにオンオフをする。もしかしたら経済的にもうそれがマーケットでやっても全然成り立たなくなってくるので出ていっちゃうというようなことがあるかもしれないんですけど、やっぱり機器特性というようなものも結構入ってくるので、なかなかそういったところまで考えると結構難しいことがあるのではないかなと。

ただ、それはここで議論することではないと思いますので、この辺はまた別途いろんなところで議論しなくちゃいけないと。いずれにしても先ほど申し上げたとおり、いろいろなそういった制約条件が定まっていない中でこういった検討をやっているということは、ちょっと念頭に置

いたほうがいいのかないかと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

どうぞ

○電気事業連合会・但見電力技術部長

先ほど岩船委員からございましたデータの件ですけれども、ご趣旨としてはあっているいろいろな研究に使ってということはよく理解します。一方で、今回の中のデータは電力の一存で出せるものでもなくて、発電事業者さんの発電データでありますとか、そういったものも含まれていますので、取り扱い中ではちょっと場がどうなるかわかりませんが、またご相談というか、今、オーケーですというわけにはいかないということだけご理解いただきたいと思います。

○荻本座長

ありがとうございました。

全体通していかがですか。

どうぞ。

○岩船委員

もう1点お願いなのですけれども、今回は今の時点の断面で計算をしていただいたのですが、次年度以降も2014年度、2015年度と毎年のリアルな設備の増加と、それから実際どのぐらい抑制が発生した、というようなこともずっと追いかけていけば、もっともっと再エネの予見性が高まると思うのですね。そういう意味で、この試算を電力会社さんがやるのかどうかかわからないのですが、毎年続けられる体制をぜひ持ってほしいというのが一つのお願いです。

もう1点、松村委員に対してなんですけれども、私も需要はもちろん活用していくべきだというふうには当然思っていますし、そういう意味でいろんなオプションを平等に計算できる、どれが費用対効果がいいのかを、きちんと計算できるような仕組みが必要だというふうに思います。

○荻本座長

ありがとうございます。

続けて斉藤さん。

○日本風力発電協会・斉藤企画局長

全体を通じてということで、今回のこの系統ワーキングでは試算の方法をある程度基準化して、現在の設備で計算されたということで、今後いろいろな活用ができるかと思うのですが、例えば、先ほどもちょっとお願いいたしました今後の5年後、10年後ということを考えてと

きに、先ほどの条件から風力と太陽光の比率を変えてみるとか、風力を増やしていった場合とか、それから今、供給計画に出ている設備更新、LNGだとか揚水の計画とかいうものを変えていったらどうなるのか。

別な試算では、火力の最低出力だとか調整力を変えると、また課題もずっと変わるという試算も出ていますので、継続的に、この委員会ではないかもわからないのですが、5年後、10年後となると。今の供給計画を考慮した試算というのもどこかの席でやっていただければ。もちろんこの系統ワーキングが続けば、この中でお願いしたいと思いますけど。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

続けて大山先生。

○大山委員

これまでの議論で、石炭をとめてLNGとか柔軟な火力を動かすという話になっているのですが、それってコストアップだということは確かですし、まさにアンシラリーサービスコストがかかっていますよという話になると思いますので、どちらかという。これもここで議論することじゃないと思いますけれども、新しい制度を考えていくのであれば、アンシラリーサービスのこういうコストを電力会社がのみ込むという感じじゃなくて、ちゃんとみんなで負担する、あるいは幾らかかっているか明らかにするというようなことをやっていかないと、再生可能エネルギーを導入するについてもやっていけなくなってしまうなというのを非常に感じたということで、これは感想ですけれども、そう思いました。

○荻本座長

どうもありがとうございます。

もう大分時間が過ぎておりますが、事務局から。

○江澤新エネルギー対策調整官

先ほど大山先生からご指摘いただいた、成形したものを送っているのかということなのですが、電力会社からのお答えをまだいただいていないので、ちょっと回答をお願いしたいと思うのですけれども。

基本的に成形だ思うのですけれども、実証の中では違う電力会社もいるのかなと思いましたが、成形でないのを送られている北陸電力とか、北海道電力とか、その辺2社とか、ほか、成形でないものがあればご説明いただければと思います。

○北陸電力・水野電力流通部長

北陸電力でございます。連系線につきましては成形したもので送らせていただいております。

○北海道電力・上野工務部長

北海道電力ですけれども、北海道電力の分の今回織り込んだ部分については5万kWで一定で流すもので、あと先ほど実証、東京電力と共同で行っております風力実証につきましても、短周期は当社のほうで基本的に調整、それから長周期分については成形した形で、階段状にはなりませんけれども基本的には成形した形で、本州のほうで調整していただくという形でございます。

○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か。

じゃ、最後、事務局からお願いします。

(2) その他

○江澤新エネルギー対策調整官

本日は有意義なご意見多数いただきありがとうございました。いただいた意見を踏まえて、次回ワーキングの開催についてですが、次回のワーキングの開催は今週19日金曜日、同じ時刻の17時ということで講堂にて行うことを検討しております。こちらは、これもちまして、またもう一回議論を、宿題を回答するような形で進めたいというふうに考えております。

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。

本日はご多忙のところ、どうもありがとうございました。

—了—