

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／
電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会
系統ワーキンググループ（第24回）

日時 令和元年12月5日（木）15：30～17：00

場所 経済産業省 本館17階 第1共用会議室

議題

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

資料

- 【資料1-1】出力制御見通しの算定結果 [北海道電力]
 - 【資料1-2】出力制御見通しの算定結果 [東北電力]
 - 【資料1-3】出力制御見通しの算定結果 [北陸電力]
 - 【資料1-4】出力制御見通しの算定結果 [中国電力]
 - 【資料1-5】出力制御見通しの算定結果 [四国電力]
 - 【資料1-6】出力制御見通しの算定結果 [九州電力]
 - 【資料1-7】出力制御見通しの算定結果 [沖縄電力]
 - 【資料1-8】各社出力制御見通しの算定結果 [事務局]
 - 【資料2】再生可能エネルギー出力制御の高度化に向けた対応について [事務局]
 - 【資料3】再エネ出力制御の運用見直し効果について [九州電力]
- （参考資料1）電力各社設備一覧等

1. 開会

○荻本座長

それでは、定刻になりましたので、ただいまより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／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会第24回系統ワーキンググループを開催いたします。

本日はご多忙のところ、どうもありがとうございます。

それでは、最初に事務局から本日の進行についてご説明をお願いします。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

本日は、委員の方々全員のご出席予定でございます。また、オブザーバーとして、関係業界、電力会社からもご参加いただいております。

本日は電力会社7社からご説明をいただく予定でございます。

引き続き、資料の確認でございますけれども、配付資料一覧にもございますが、議事次第、委員等名簿、座席表、資料1-1から1-7が各電力会社からの出力制御見通しの算定結果、取りまとめた事務局資料が1-8、資料2が事務局の再エネ出力制御の高度化に向けた対応について、資料3が九州電力さんからの出力制御の運用見直し効果についての資料でございます。

2. 議事

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、本日の議事に入ります。

プレスの皆様の撮影は、ここまでとさせていただきます。プレスの方の傍聴は可能ですので、引き続き傍聴される方は、ご着席をお願いします。

本日は、議題1、各社の出力制御の見通し等の算定について、議題2、系統連系に関する各地域の個別課題についてをご議論いただきます。

まず前半で、議題1に関して電力各社より資料1-1から資料1-7、事務局より資料1-8のご説明をいただいた後、質疑の時間とさせていただきます。

そして、後半で議題2に関して事務局より資料2、九州電力より資料3のご説明をいただいた後、質疑の時間とさせていただきます。

それでは、議題1に関しまして、北海道電力から説明をお願いいたします。

【資料1-1】出力制御見通しの算定結果〔北海道電力〕

○北海道電力送配電カンパニー・米岡工務部（系統運用担当）部長

それでは、資料1-1にしたがいまして、北海道エリアにおける再生可能エネルギーの

出力制御の見通し等の算定結果について、昨年までの違いを主にご紹介させていただきます。

まず最初に、14ページをごらんいただきます。

こちらに算定条件の比較を記載してございます。需要等は最新のものに置きかえていますが、今回、昨年度と変えたのが火力のところをごさいます。昨年までは苫東厚真発電所2台、知内発電所1台の運転を確保ということにしてございましたが、今年の2月に弊社初のLNGである石狩湾新港発電所が運転を開始したことに伴いまして、運転する火力を苫東厚真発電所1台、知内発電所1台、石狩湾新港発電所1台の3台としてございます。

ページ、お戻りいただきまして恐縮ですけれども、9ページをごらん願います。

こちらに今回運転する発電所3台分を記載してございます。苫東厚真発電所の1台につきましては、具体的には2号機を動かすこととなっております。最低出力につきましては、去年までは2号機と4号機を動かしてございまして、最低出力の観点からいうと4号機のほうが低いのですけれども、2号機につきましてはDSS運転ができないということから、今回4号機ではなく、苫東厚真の2号機を採用してございます。

次に、出力制御の見通しでございます。18ページをごらん願います。

太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通しにつきまして、代表してプラス100万キロワットのところでいきますと、出力制御率が連系線活用量がゼロ%で56.8%、50%で38.5%、100%で18.4%となっております。

ちなみに、昨年の値はゼロ%から順番に53.3、35.8、14.2%ですので、若干今年のほうが出力制御がふえてございます。こちらの原因につきましては、昨年度の需要が2015年度の需要と比べて低かったものですから、3カ年累計平均で1%程度需要が下がったということから、出力制御見通しが上がったものとなっております。

次に、風力でございます。19ページをごらん願います。

こちらにつきましても、プラス200万キロワットのところで、連系線活用量ゼロ%で44.8%、50%で28.8%、100%で14.3%。こちらにつきましても、昨年は上から順に41.9%、27.0%、12.9%ということでしたので、若干値が上がってございます。

私からは以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、東北電力からお願いをいたします。

【資料1-2】出力制御見通しの算定結果〔東北電力〕

○東北電力送配電カンパニー・山田電力システム部技術担当部長

東北電力の山田でございます。

それでは、東北エリアの再生可能エネルギーの出力制御見通しの算定結果についてご説

明いたします。東北のほうも昨年までと考え方は同様でございますので、ポイントのみ説明をさせていただきます。

資料4 ページ目をごらんください。

算定条件の一覧表がございますが、上のほうのバイオマス想定、それから下のほうの火力想定電源Ⅲをごらんください。事業者様ごとの最低出力の確認結果を今回反映してございまして、表の右側に記載の前回値と比べますと、最低出力がアップしている状況で、条件を変更してございます。

飛んで恐縮でございますが、10ページ目まで飛んでいただきたいと思います。

10ページ目が一般水力、それから11ページ目が地熱、12ページ目がバイオマスと続きますが、これらそれぞれの電源につきましても、将来の導入量を至近のデータを踏まえて、最新値に見直した結果になっております。

また、飛んでいただきまして20ページ目でございます。

こちらは連系線の活用になりますが、こちら最新の運用容量に見直しており、そちらの数値を加味した計算としてございます。それらの条件を踏まえまして、最終結果でございますが、25ページまで飛んでいただきたいと思います。

25ページ目が指定ルール風力、それから26ページ目が太陽光となります。先ほどご説明いたしましたバイオマスや電源Ⅲの出力想定の見直し、それから連系線の運用容量の見直しということで、例えば風力の連系線活用量100%、50%、ゼロ%とございますが、100%活用のところではいきますと、昨年度の結果より大体一、二%制御率が増加したといった結果になってございます。

出力制御見直しについては以上とさせていただきますと思います。

それでは、36ページ目まで飛んでいただければと思います。

再生可能エネルギーの出力制御に係る運用の基本的考え方ということで、東北エリアにおきましては再エネ導入量が年々増加しているということで、昨年12月に出力制御に向けた対応準備を開始することを公表させていただきました。

現在、システムの整備やPCS切り替えの事業者様対応を進めさせていただいているところでございますが、今後、公平性に留意しながら出力制御を確実に実施できるよう現在、体制整備等を進めてございます。今回は、その基本的な運用の考え方について簡単に説明をさせていただきます。

これも先行他社さんとほぼ同様になってございますので、ポイントだけ説明をさせていただきます。

40ページ目まで飛んでいただきたいと思います。出力制御量の算定と配分の考え方ですが、東北におきましても、想定誤差については過去3カ年分の平均誤差相当を適用する予定としてございまして、当日に制御量不足が見込まれる場合には、オンラインで対応するという考えでございます。

ただ、40ページ目の下の表にございましており、最大誤差と平均誤差の差として130万

キロワットや150万キロワットという大きな値が実績としてございますので、その差がオンラインで制御可能な量を超過するような場合には、オフラインの制御量を定める際に平均誤差よりも多目の値を使うことで現在考えてございます。

それから、42ページ目に飛んでいただきますと、ここからが前日と実需給2時間前との差の表となっておりますが、東北の特徴として、風力の導入量が多いということで、太陽光の出力帯に加えまして、風力のそれぞれの出力帯ごとに数値のほうを記載させていただいております。

47ページ目まで飛んでいただきまして、グループ制御の考え方を記載してございますが、東北は供給エリアが広いということと、大規模な再エネが偏在しているということもございまして、出力制御による地域的な偏りを回避するという目的から、太陽光、あと各ルールごとにグループ分けをいたしまして、制御する予定としてございます。右側にA、B、C、X、Y、Zという形で記載してございます。

48ページ目をごらんいただきまして、グループ制御の考え方ですが、これも先行他社さんと同様でございます。まずオフラインの太陽光は前日指示、それからオンライン太陽光は必要な時間、停止。あと風力のX、Y、Zについてはオンライン太陽光と同様といったような形で、オフラインの事業者間、それからオンラインの事業者間で公平となるように制御を考慮してまいりたいと思っております。

49ページ目は、30日・720時間の規定に達した場合でございます。詳細は割愛いたしますが、こちらのほうは旧ルールの太陽光、それから旧・新ルールの風力事業者の出力制御を目いっぱい使わせていただいた上で、指定ルールの出力制御ということで考えてございます。具体的なところは今後検討してまいります。

あとは52ページ目、53ページ目でございますが、出力制御低減に向けた取り組みということで表がございます。下のほうに赤枠で囲ってございますオフラインの事業者様に対して、オンラインのPCSの切り替えを現在お願いしている状況でございまして、今後も引き続き対応してまいります。

内容は以上でございますが、今後、来年に向けて需給状況の精査や、システム体制整備、それから事業者様との連携・訓練を含めまして、しっかりと対応してまいりたいと思っておりますので、引き続きよろしくお願ひしたいと思っております。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、北陸電力から資料1－3の説明をお願いいたします。

【資料1－3】出力制御見通しの算定結果〔北陸電力〕

○北陸電力送配電事業本部・棚田電力流通部長

では、資料1－3をごらんください。北陸電力の棚田でございます。

当社、太陽光・風力の出力制御の見通しについて説明をいたします。

2スライド、基本的な考え方でございますけれども、こちらにつきましては昨年とほぼ同様ということで、5スライドまでお進みください。算定諸元、昨年度との比較ということで並べておりますが、需要につきましては1年スライドをして、2016年から2018年度までに置きかえてございます。

あと、バイオマスですけれども、設備容量が増加したため、織り込み量につきましても増加をしておるということでございます。

6スライドに火力、揚水、連系線がございますけれども、これも昨年度と同じということでございます。

7スライド以降は昨年度と同じですので、21スライドまでお進みください。

こちらが連系線でございますけれども、3ポツ目に記載のとおり、運用容量から長期固定電源のその分を引いたものからゼロ%、50%、100%ということで、3パターン算定をしてございます。

続きまして、23スライドへお進みください。太陽光の追加導入量の想定でございますけれども、9月末現在で131万キロワットまで来ております。10年後ですけれども、プラス60万キロワット、トータル170万キロワットということで想定をしてございます。

その想定結果が24スライドでございます。太陽光のほうはプラス20万、40万、60万としておりますけれども、プラス60万の連系線活用量ゼロのところを見ていただきますと、出力制御率としましては34%、100%連系線活用しますと2.2%まで下がってくるというふうな見え方でございます。

25スライド以降はその詳細でございますので、続きまして28スライドまでお進みください。こちらは風力の追加導入量でございますけれども、接続検討の申し込み自体は近年増加しております。ただ、北陸エリアの風力の適地等を考慮しまして、指定ルール of 導入量につきましてはプラスの90万キロワットということで想定をしてございます。

その算定結果が29スライドでございます。風力のほうもプラス30万、60万、90万ということですが、プラス90万のほうをごらんください。連系線の活用量ゼロの場合は出力制御率としまして28.6%、100%活用しますと1.4%ということでございます。

30スライド以降はその詳細ということですので、一番最後の35スライドをごらんください。おわりにということで、北陸エリアでは再エネの導入量が着実に増加しておるということであります。供給力が需要を上回る場合には、優先給電ルールに従いまして、需給バランスの維持に努めていきますということですが、再エネ出力制御が必要となる可能性もあるので、今後、事前に準備を進めていきたいというふうに考えております。

出力制御をするに当たって、再エネの出力制御システムの構築とか、あと出力制御機能付きのPCSへの切りかえが必要となりますので、一定の対応期間が必要かなというふうに思っております。

今後、発電事業者の皆様には優先給電ルールにのっとった対応とか、ご対応いただく具

体的な内容につきまして、準備が整い次第、書面の送付などにより丁寧にお知らせをして対応していきたいというふうに思っております。

説明は以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、中国電力から資料1－4の説明をお願いいたします。

【資料1－4】出力制御見通しの算定結果 [中国電力]

○中国電力送配電カンパニー・藤原系統運用部長

中国電力の藤原でございます。よろしくをお願いいたします。

それでは、資料1－4をごらんください。

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

2スライドから5スライドの考え方は、昨年と同じでございます。

6スライドが算定条件でございます。年度実績の置きかえを除きまして、変更点としましては、電源Ⅲである火力やバイオマスにつきまして、事業者との合意結果を反映しております。

7スライドです。エリア需要については微減でございます。バイオマスの将来分については同一事業者による同一地点、または近隣地点の申し込みが複数見られることから、接続契約申し込み済み事業者のみに見直しをしております。

9スライドから19スライドは算定条件による具体的な数値でございます。バイオマスと電源Ⅲ差につきましては、事業者と合意した数値に見直しをしております。

20スライドへお進みいただきたいと思っております。連系線の活用でございます。連系線の活用につきましては、昨年と同様に、当社が活用できるのは関西方面と仮定をいたしまして、関西中国間連系線の運用容量から中国エリア内の潮流変動分を控除いたしまして、そこから九州エリア及び四国エリアからの再エネ活用分を控除しました残り、年平均で118万キロワットを当社で活用できる量として算定をしております。

23スライドをお願いします。これは今後の太陽光の導入量の想定でございます。考え方は昨年と同じでございます。至近の伸び率等を考慮しまして、10年後をプラス300万キロワットとしております。

24スライドが風力でございます。こちらも同じでございます。10年後をプラス150万キロワットとして想定をいたしました。

26スライドが、これが太陽光の算定結果でございます。太陽光の場合、プラス300万キロワット時で連系線を100%活用いたしますと、制御時間が354時間、制御率が17.9%で、昨年より5.6%の増加となっております。

27スライドが風力の結果でございます。こちらもプラス150万キロワット時には、連系

線を100%活用いたしますと制御率は2.8%、昨年より1.4%の増加でございます。

スライド28から33スライドまでが各年度の算定結果でございます。

では、35スライドへお進みください。出力制御に係る運用の基本的な考え方についてご説明いたします。

37スライドは制御スケジュールでございます。

38スライドから42スライドにつきましては、出力制御量の算定の配分の考え方を記載しております。いずれも先行の九州電力様や、今説明されました東北電力さんと同じとなっております。

43スライドをごらんください。当社は出力制御対象者については、事業者単位で制御を行う予定です。また、選定の考え方や連系線の活用策については、先行他社さんと同じでございます。

47スライドをごらんください。これは電源Ⅲの火力やバイオマス、また自家発電事業者の対応状況ございまして、対応が困難な事業者につきましては、引き続き最低出力引き下げや協議を続けてまいりたいと思っております。

48、49スライドがオンライン制御化の状況でございます。当社ではオフライン事業者に対して、ダイレクトメールなどを活用しまして、オンライン化のメリットを説明し、オンライン化を推奨しているところでございます。10月時点で、太陽光のみでございますが、約100件、約37万キロの事業者がオンライン化を希望されているところでございます。引き続きオンライン化のメリットを丁寧に説明しまして、切りかえを促してまいりたいと思っております。

説明は以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、四国電力から資料1－5をお願いいたします。

【資料1－5】出力制御見通しの算定結果〔四国電力〕

○四国電力送配電カンパニー・佐相系統運用部長

四国電力でございます。

それでは、資料に基づきまして、当社の算定結果と再エネ出力制御への対応についてご説明いたします。

まずは、出力制御見通しの算定結果についてになります。

前提条件につきましては、2ページのとおりでございます。30日制御枠である太陽光257万キロワット、風力71万キロワットをもとに算定しております。

なお、当社の風力枠につきましても、30日制御枠に達したために、今年の7月31日に指定電気事業者に移行しております。

検討ステップごとについては、4ページ以降に記載しておりますが、事業実績について

は4ページに2018年の需要を記載しております。

続いて、ステップ3、ステップ4につきましては、6ページからになりますけれども、2018年の実績などを踏まえて見直しておりますが、基本的には前回の算定と大きく変わるものではありませんでした。

続いて、ステップ5の回避措置につきましても、従来から大きく変わるものではございません。火力の発電抑制や揚水水力の活用を織り込んでございます。

連系線の活用につきましては、15ページに記載してございます。これも記載のとおりでございますが、従来から考え方は変わっておるものではございませんけれども、本四の連系線及び阿南紀北直流幹線の運用容量は260万キロワットになりますが、そのうち、電制電源などを除いた135万キロワットを活用するというので、これをゼロ%、50%、100%という条件で算定をしております。

これらをまとめまして、前回の条件と比較したものが19ページになります。このとおりで、基本的には年度での実績の見直し分というのが基本になっております。

続いて、太陽光発電の導入算定ですが、これが20ページになります。トレンド式及び導入実績から想定して、10年後につきましてプラス90万キロワット増加するというので想定しております。これに基づきまして、出力制御見通しの算定は30万刻みということにしております。

次のページが風力発電設備の導入量の算定になります。

風力については、接続検討の申し込みが図にありますとおり、238万キロと非常に多く見えますけれども、実際には地点の重複などがありまして多目に出ているということもありますので、それらを除きますと導入見込みは120万キロワット程度であるというふうに想定いたしまして、出力制御見通しの算定は40万キロワット刻みということに算定しております。

これらに基づきまして、算定結果ですが、太陽光につきましては22ページに記載しております。最大90万キロワット導入された場合、連系線を活用、ゼロの場合は出力制御率が48%になりますが、100%活用いたしますと3.6%ということになります。

次のページ、23ページが風力の出力制御見通しの算定結果ということになります。同様に、120万キロワットの導入で見えますと、活用量ゼロ%の場合が11%ですが、100%活用するということにしますと0.5%ということになります。

算定結果としましては、諸元が余り変わらないということもありまして、昨年算定結果からは余り変わらないということになっております。

続きまして、35ページに飛んでいただきます。再エネ出力制御の対応状況についてご説明いたします。

36ページが概要になります。四国エリアにおいては、再生可能エネルギーの増加に伴いまして、需要の低下や当日までの降雨による水力発電の出力増などの条件が重なれば、再生可能エネルギーの出力制御が必要となるという可能性がございました。そのために、こ

の春までに出力制御の準備を進めてまいりました。ただし、実際のところはこの春及び秋の需給においては下げ調整力の厳しい断面はございましたが、実際に再エネ抑制に至るということはございませんでした。

なお、先般、出力制御運用方法については見直しが行われましたが、これにあわせて当社も見直しを行っております。具体的な内容につきましては、41ページから48ページに記載しておりますが、内容につきましては、先ほど他社さんからご説明いただいた内容と同じですので、省略させていただきます。

あと、参考といたしまして、38ページに戻りますが、38ページに出力制御量低減に向けたオンライン化の状況を記載しております。

赤枠内の発電事業者についてが対象設備になりますが、今後オンライン化を慫慂するというので、これらの事業者に対してダイレクトメールを送付するなど、オンライン化への切りかえを促していくという予定にしております。

さらに、最後のページになりますが、これは後半の議題になると思えますけれども、太陽光発電の有効活用に向けた実証実験というものを参考に載せております。

太陽光の有効活用に向けた実証試験について、通常、夜間に行う温水器のたき上げを昼間にシフトする遠隔制御の試験を行っております。実証実験を通じて得られる知見や、お客様側からの意見を踏まえて、本取り組みの実用化の可能性について、本年10月より開始以降、今後検討を進めていくというような予定にしております。

四国電力からは以上になります。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、九州電力から資料1－6の説明をお願いいたします。

【資料1－6】出力制御見通しの算定結果 [九州電力]

○九州電力送配電カンパニー・和仁電力輸送本部（系統運用）部長

九州のほうからご説明させていただきます。主に昨年の算定と異なる箇所を中心にご説明差し上げます。

5ページをおあげください。

算定諸元ですけれども、昨年算定との変更点としまして、まず電力需要を1年アップデートしております。新しく入ってきた2018年、夏、記録的な猛暑だったんですけれども、それ以外の季節は非常に穏やかな天候ということで、若干電力需要が減少しております。

大きなところで原子力の欄ですけれども、本年2月に玄海原子力発電所の2号機の廃止を決定・公表いたしておりますので、その状況変化を織り込んでございます。ただ、その減少分、40万キロワット程度の影響ですけれども、先ほど申し上げました電力需要の減少分、それと表の中段に記載しておりますけれども、地域資源型バイオ発電、あるいは電源Ⅲの火力に新規のプロジェクトを計上しておりますので、その辺で相殺されて、今回

の出力制御見直しには結果として影響はほとんど出てございません。

ページ飛びますが、17ページをおあげください。17ページは関門連系線の活用でございます。

関門連系線の活用につきましては、本年4月ですけれども、同線の事故時に九州エリア内の電源を遮断する転送遮断システム、この導入で運用容量を拡大してございますが、この効果につきましても今回の算定にも織り込んでございます。

19ページへ飛びますが、19ページから23ページは出力制御見通しの算定結果になります。

まず、太陽光でございます。九州ではいろいろな至近の事業者動向など踏まえまして、19年先までに1,500万キロワット程度に推移すると見ております。接続可能量プラス700万まで追加接続料として見通しを算定してございます。

一応結果が20ページでございますけれども、関門連系線を最大限活用した場合において、約3割程度の出力制御率になるという算定結果となっております。昨年の算定結果と大きな変化はございません。

ページ飛びますが、24ページをおあげいただけますでしょうか。24ページ以降、風力の算定になります。

風力につきましても、至近の事業者動向を踏まえまして、今後10年先までで大体380万キロワットぐらい、接続可能量プラス200万キロワット程度までの追加接続量の算定をいたしております。

算定結果は25ページでございますけれども、これも昨年の算定結果と大きな変化はございません。

説明は以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、沖縄電力からお願いをいたします。

【資料1-7】出力制御見通しの算定結果 [沖縄電力]

○沖縄電力送配電本部・喜納電力流通部部長

沖縄電力の喜納でございます。資料1-7をごらんください。私のほうからは、当社の再エネ出力制御見直し、再エネ出力制御の対応についてご説明させていただきます。

まず、当社における再エネ出力制御見通しの算定結果についてご説明いたします。

算定の考え方、前提条件、算定フローは、昨年と同様ですので、説明は割愛させていただきます。

ページ飛びますが、14ページをお願いします。

最小需要断面における昼間並びにピーク時の需給バランスでございます。

最小需要断面につきまして、沖縄本島系統は3月も軽負荷時期となりますことから、晴れの日のうちの3月から5月にかけて、昼間の需給バランスが厳しい断面を示しております。

また、15スライドに最小需要断面での火力ユニットの出力想定について示してごさいます。

17ページをお願いします。

太陽光の出力制御見通しの算定方法についてご説明いたします。

昨年度1年間における太陽光の接続契約申し込みの増加量から、10年後の接続契約申し込み量を71.7万キロワットと想定し、見通しを算定いたしました。

18ページをお願いします。太陽光の出力制御見通しの算定結果でございませう。

太陽光30日等出力制御枠49.5万キロワットを超過した際の太陽光の出力制御見通しの算定結果について示しております。各年度ごとの詳細につきましては、参考としまして19ページに記載しております。

20ページをお願いします。

沖縄本島系統における太陽光と風力発電設備の導入状況でございませう。

22ページをお願いします。

続きまして、再エネ出力制御の対応について、最近の需給状況、運用方法の見直し、再エネ出力制御に向けた準備状況を説明いたします。

25ページをお願いします。

当社の最近の需給状況ですが、2019年3月31日の日曜日、太陽光発電出力が25.2万キロワットを記録し、エリア需要の72.5万キロワットに占める割合が35%となりました。その際、火力運用下限を割り込むことが想定されましたので、運用下限の低い牧港GT2号と牧港9号を入れかえ対応しました。それでも火力運用下限値まで残り3.9万キロワットと、非常に厳しい状況となっております。

27ページをお願いします。

再エネ出力制御の運用方法の見直しにつきましては、出力制御量低減のため、最大誤差相当から平均誤差相当へ見直し、オフライン事業者を優先して割り当てるようにいたします。

29ページをお願いします。

今後の運用イメージでございませう。再エネ出力制御量低減の観点から、平均誤差相当をオフライン制御に優先して割りつけ、最大誤差との残差分を原則オンライン制御に割りつけます。これにより、オンライン制御は当日の再エネ出力が平均誤差相当を上回る場合に活用いたします。

30ページをお願いします。

優先給電ルールに基づく出力制御のスケジュールでございませう。赤文字部分が今回見直した部分となります。

34ページをお願いします。

出力制御に向けた準備状況を説明いたします。

新ルール事業者につきましては、2019年4月、出力制御機能つきPCSへ全て切りかえ

を完了しております。旧ルール事業者への情報連絡訓練につきましては、昨年度合計3回実施しております、今年度も訓練の実施を予定しております。

35ページをお願いします。

出力制御量低減に向けたオンライン制御化について、出力制御機能つきPCSへの切りかえを促すために、ダイレクトメールの送付を予定しております。

当社からの報告は以上となります。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、事務局から資料1-8の説明をお願いします。

【資料1-8】各社出力制御見通しの算定結果 [事務局]

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

資料1-8は、各社からご説明をいただきました制御見通しの算定結果の取りまとめになります。詳細につきましては、ご説明をいただきましたとおりですので、割愛させていただきます。

17ページから20ページまでが太陽光に関する出力制御の見通し、それから21ページが風力に関する導入と出力制御の見通し、それぞれ連系線の活用量に応じたところでの場合分けをしております。

1点だけ、24ページ、最終ページでございますけれども、この出力制御に関する情報収集の利便性の向上のため、先月29日より、エネ庁のホームページの中の「なるほど！グリッド」、系統関係の情報を全て集約しているものでございますけれども、こちらにおいて関係する情報について、各社へのリンクも含めて一元的に掲載をしておりますので、この場でご紹介をさせていただきます。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、自由討議のお時間といたします。ご意見、ご質問等ございましたら、お願いをいたします。ご発言をされる際には、順に指名させていただきますので、ネームプレートを立てていただき、ご発言の後にもとに戻していただくということでお願いをいたします。

大山委員。

○大山委員

ほぼ例年どおりやっていただいたということで、特に大きなコメントはないんですけれども、オフラインからオンラインに変えるというところで各社努力されていると思うんですけれども、ダイレクトメールを送ったらそれで終わりというわけではないと思いますので、うまく変えてもらった事例とか、そういうのがあれば、各社の間で横の展開が図られ

ばいいかなというふうに思いました。要するにオンライン化をより進めていただきたいなということです。

それから、もう1点、特徴的なものとしては、四国電力さんのほうで給湯器の運転シフトの話がありましたけれども、それもどれだけの量というのは、定量的な評価はこれからかもしれませんけれども、おもしろい取り組みをされている場合には、ほかの会社の方もぜひご紹介いただければ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した。

ほかいかがでしょうか。

それでは、松村委員、お願いします。

○松村委員

きちんとやっていただいたということが公開の席で確認できて、よかったと思います。ありがとうございました。

それで、次のラウンドで言うべきなのかもしれないのですが、九州電力が先進的に取り組んでくださったことを、仮に他の地域でも九州電力管内と同じようなことが起これば同じように取り組むことができるよう、あらかじめ準備していることを示していただいた。

もちろんその取り組みが九州電力がやってくださったことよりも非効率的というか、より非合理的と思われるようなものは歓迎しませんが、常に全く同じことをしないといけなわけではなく、各社でもし創意工夫があれば、より合理的だと考えるものがあれば、やっていただくことも歓迎すべきこと。もちろん、九州電力が真っ先に取り組んでくださって、そこで合理的だと思われる対応は、かなり高い確率で他地域でも合理的だから、他の会社も同じように取り組んでいると思うし、それは合理的ですが、これじゃなきゃいけないということではない。この点はぜひ認識していただきたい。他の会社からもしもっといいアイデアが出てくれば、積極的に発信していただければと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

ほかいかがでしょうか。もしありましたら、オブザーバーの方々もご発言いただければと思います。よろしいですかね。

はい、ありがとうございます。大山先生と松村先生のご指摘、極めて重要なことだと思いますので、同じにならないように、いいところを展開しようということだと思いますので、ぜひよろしくお願ひしたいと思ひます。

それでは、次の議題にまいりたいと思ひます。

事務局より、出力制御の高度化に向けた対応について、資料2、九州電力より出力制御の運用見直し効果について、資料3の説明をいただきます。その後、質疑の時間といたし

ます。

それでは、まず事務局より資料2の説明をお願いいたします。

【資料2】再生可能エネルギー出力制御の高度化に向けた対応について [事務局]

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

資料2についてご説明をさせていただきます。

2つの論点でございます。1つは、オンラインの代理制御（経済的出力制御）で、2つ目が軽負荷期における需要創出、主に上げDRの観点からの論点ということで準備をしております。

まず、3ページをごらんください。

オンライン代理制御に関しては、10月8日の本ワーキンググループにおいて、代理制御を実施したオンライン事業者に対する補填の方法を検討する必要があるということで、この制度的な対応でございますけれども、これは出力制御の一つの形態でございます、その実施主体は従来どおり再エネの発電事業者ということになりますので、オンライン事業者が代理制御を行った場合の対価についても同様に、電気事業者から支払われるのが適当であるという整理であります。

ただし、このオンライン事業者は実際には発電を行っていないということになりますので、このまま今の何ら制度的な手当てを行わない場合には、電気を調達できなかった電気事業者が出力制御の調整に貢献したにもかかわらず、追加的な負担を負うということになります。

この点、FIT制度のもとでは、インバランス調整のために要した費用というのは交付金という形でGIOから交付がされているということになりますので、同様に、代理制御においても交付金で必要な算定を行って、交付金で実態としては補填される形になるということが適切ではないかという整理でございます。

この3ページのBのケース、代理制御をAが行っている形になりますので、本来であればどうか、現状であればこうしたケースではもともと電気を発電していないということになりますので、こちらについては買い取りの、いわゆる調達価格に基づく対価は支払われない、つまりFITの買い取り対象ではないということを制度的にも明確にする必要があろうと考えられます。

4ページ、5ページはこれに関する制度についての参考資料をつけております。

もう1点目が、2点目が軽負荷期の需要創出という論点でございます。要は上げDRについての対応ということでございます。

7ページをごらんください。

特に九州地方では、昨年10月以降、出力制御は起きておりますけれども、出力制御の低減に向けたさらなる工夫を行っていく中で、これは別の小委員会でありましてけれども、再エネ大量導入小委員会の中間整理の中で、昼間の電力の余剰状況に対して上げDRを活用

するといった検討についても位置づけられたところでございます。

こちらの内容については9ページに参考資料でつけておりますけれども、既に現状でも再エネの発電予測量の割り当てタイミング、割り当て量の変更、それから卸電力市場の値動きなども踏まえて、上げDRを実際実施している事例も見られるところでございます。

その際に、需要家側にもメリットが生まれる仕組みというものも必要でございますので、このための追加的な取り組みの案について、本日はご議論いただければと思います。

8ページはDRの概要でございますので、改めての説明は省かせていただきます。

10ページもあるべき姿ということでございますが、基本的には増エネさせるというよりは、例えばタイムシフト、夕方のピーク時間帯の需要を下げること、火力の需要を減らして、再エネの利用を上げると、こういった形でございます。先ほどの四国電力さんからのご説明あったものは、むしろ朝から昼にタイムシフトするというようなイメージかと認識をしております。

11ページでございますけれども、上げDRの取り組みの現状ということでございます。

九州電力さんにおいては、FIT特例①の発電予測量、これは一般的なルールでございますけれども、前々日の16時に送配電部門から全量を小売部門に対して配分がされます。来年4月から再通知がされる予定でございますが、いずれにしても前々日の16時に第1回目の通知がされるということでございますが、そうしますと出力制御が予想されるような状況では電力の余剰が発生しますので、小売事業者が自社需要を超える部分については、アワー0.01円でスポット市場に入札するわけでございますけれども、売れ残りが発生すれば、これは技術的には配分量の変更ということになって、その分、小売側で余剰が最終的には調整されて、出力制御されるわけでございます。ただ、現状の取引フローにおいては、この前々日の16時から前日の10時の間に非常に余剰が発生しそうだということであれば、現状でも小売と需要家の間で上げDRを調整して、スポットで入札された電気を調達するという、つまり、自ら、または他社から調達することは可能ということでございまして、実際九州電力さんの小売部門では、この発電の予測量を踏まえて、大規模需要家に上げDRを依頼して、昼間の出力制御が行われそうな時間帯に新たな需要喚起をした上で、需給計画に組み込むといった取り組みが試行実施されているというふうに伺っております。

その上での課題ということで整理したのが12ページでございます。一般的には卸電力取引市場におけるエリアプライスは最低値である0.01円になるということが予想されますので、ある意味で安い電気なので、需要家から見ても安い電気を使えばいいじゃないかということなんですけれども、依然として幾つかの課題があるということで、ここでは2つ挙げさせていただきます。

そのうちの1つ目でございますけれども、現状のFITに基づく小売の買い取りのかなりの部分については、2020年度末までは現行の回避可能費用について、激変緩和措置がございまして、市場連動ではなくて、いわゆる経過措置料金における全電源平均可変費なり火力の可変費なりと、こういった額が適用されるということでございますので、これは

固定的な額になりますので、出力制御が行われるときの市場価格にかかわらず5円程度で評価されるということになります。これが1つです。したがって、調達価格がそもそも高いということで、逆ざやが生じるケースが考えられるということになります。

それから、自家発の需要家に使っていただくといった場合に、現行では常時の契約電力を超過した場合には自家発補給契約が適用される、あるいは託送料金の基本料金、デマンドが上がってしまう可能性があるということですので、これによって基本料金、その後1年間上がっていくということになりますので、上げDRを実施するために必要となる事業性が十分に確保できないと、こういった課題があるというふうに認識しております。

2つ目については、こうしたハードルがあるために、なかなか需要家とアグリゲーター間でこのメリットを配分する仕組みが、広まっていないということかと思われま

すが、したがって、この課題の整理でございますけれども、2つ目のポツになりますが、まず2021年度以降、回避可能原価が市場価格連動に切りかわるということになりますと、これは0.01円での調達というのが買う側で可能となるということ。それから、自家発を停止、あるいは抑制して上げDRを行う場合の託送契約について、再エネ余剰時に限った何らかの措置というものをを行う。実態上、その負担を減免するといった形で、事業性が改善する可能性があると考えられます。

また、上げDRにより生じた再エネの環境価値という論点がござい

ます。これは参考資料として15ページで、別な場でエナジープールジャパンさんからご意見いただいているものでもございますけれども、通常、FITの電源の環境価値というものは国民全体に帰属するということですので、出力制御されている場合には、その環境価値は発生しないということになりますので、これに対して、出力制御に対して協力をした場合に、その協力いただいた方に環境価値を配分するというようなことで、インセンティブになるんじゃないかと、こういったご意見もござい

ます。こうした実現可能性、あるいは実務上、システムをどういうふうにしていくかというような課題についての検討を具体的に進めていってはどうかというご提案でございます。

その際、2つ目については利益配分の仕組みといたしまして、こういった形で取り決めを行うか。また、そもそも小売側の価格を卸価格市場と連動した設定を行うということで、需要家側にも直接のメリットがあり得るということでございます。

政府としても、市場連動料金による充電シフトの実証事業も行っているところでございまして、こうした成果についても発信をしながら、取り組みを促していきたいというふうに考えております。

13ページは回避可能費用に関する参考資料、それから14ページが自家発の系統から吸い込む場合に基本料金が上がってしまうというイメージ図になります。

ご説明は以上になります。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、九州電力から資料3の説明をお願いいたします。

【資料3】再エネ出力制御の運用見直し効果について [九州電力]

○九州電力送配電カンパニー・和仁電力輸送本部（系統運用）部長

資料3、ご説明させていただきます。

九州エリアで10月から電力需要が減少しまして、出力制御を実施しております。それに当たりまして、前回この系統ワーキングでご審議いただいた運用の見直しを適用いたしておりますので、本日はその効果をご紹介します。

2ページをごらんになっていただけますでしょうか。

2つ目の白丸にありますように、10月に入ってからこれまで、10月に2回、11月に10回の計12回、出力制御を実施しております。これに当たって見直しを実施していることですが、前日に旧ルールの方に制御指令を出すわけですが、このときに制御量不足を招かないように、従前は実績の最大誤差を見ておりましたけれども、それを平均誤差に基づいて、翌日必要な出力制御量を決める運用に見直しております。これによりまして、従前に比べて旧ルールの方々に前日にする指令の制御量というのは減少することになります。

当日になって、もし想定した量を超えるという場合には、オンラインの制御で対応するという運用になります。

この結果、下の表の欄ですけれども、オフライン制御の方々とオンライン制御の方々の1事業者当たりの制御回数に差が生じます。表に記載しておりますが、10月、11月の実績では、オフラインの方は2ないし3回、オンラインの方はゼロないし1回という結果になってございます。

シート3をごらんください。

シート3は、本年秋の12回の制御実績を一覧にしております。この前日の指令量という欄に幅がございまして、左側が最小値、これは平均誤差をもとにオフラインの方に指令を出した量でございまして、右側の最大値、これは最大誤差が出た場合に必要となる制御量でございまして、この場合にはオンラインで対応するということになります。

実は、この表を見ていただきますと、この期間、出力制御の可能性があった日が10、11月で20回ございました。ただ、このうち8回は今回の見直しによって出力制御は回避できております。制御を実施しています12回につきましても、前日の旧ルールの方々への指令を従来よりも少なくできて、オンラインで柔軟に対応することができたということがございます。

4ページをごらんになっていただけますでしょうか。

これは11月2日土曜日の状況でございまして、この日はこの秋で最も制御量が大きかった日で、83万キロワット制御した日なのですが、若干中身を見てみますと、前日の段階では平均誤差に基づいて、最大で55万キロワット制御を旧ルールの方に出しております。そ

して、当日になって雲の動きなどを見た上で、2時間前の確度の高い情報をもとに、11時半の時点で28万キロワット分をオンラインの方々で制御しております。オンラインの方は現地で対応いただく必要はありませんので、雲の動きから13時半には制御が不要になると判断いたしましたので、当方から遠方制御で出力制御を解除してございます。

このようにオンライン制御につきましては、ぎりぎりまで判断できるとか、必要最低限の制御とできるという利点がございますので、先ほど大山先生のほうからもお話ありましたように、こういうオンラインのメリットというのを、私どもとしても事業者の方々にDM、あるいは問い合わせがあった場合、丁寧にご説明をしているところでございます。

5ページをごらんになっていただけますでしょうか。

これは出力制御が回避できた例を示しております。10月28日の月曜日でございますが、この日は左側の表、これ従前のやり方ですけれども、最大誤差を考慮したやり方では、53万キロワットの出力制御は必要なので、そのうち24万キロワット分を前日にオフラインの方々に指令するということになります。

一方、今回見直した運用では右の表でございますが、平均程度の誤差であれば出力制御は不要だと。ただ、上振れした場合にオンライン制御で対応すればいいだろうと、そういう見立てで、前日にはオフラインの方には指令を出しておりません。

実績としまして、この日は太陽光が想定より下振れいたしておりますので、結果、オンラインの方も制御することが必要なかったということで、出力制御全体が回避できたと、そういうことになってございます。

こういう20回の運用の積み重ねとしまして、6ページをごらんになっていただきますと、6ページがこれまでの総括でございますが、出力制御の可能性があった20回について、従来と今回を比較したものでございます。

制御量の最大値、これは期間を通じた平均値でございますけれども、これが43万から38万キロワットと、約12%程度低減できていると。

1事業者当たりの出力制御の回数でございますけれども、オフラインの方々はマイナス0.1回と若干小幅ではございますが、オンラインの方々の減少分は0.7回ということで、これは4割減になりますけれども、比較的大きな効果が出ているということでございます。

最後、9シートまで飛んでいただきまして、一応この秋に、こういう減少の効果というのは確認できました。今後、寒くなってまいりますので、一時期出力制御は必要ない見通しですけれども、年末年始、また出力制御が必要になると見込まれております。今年も年末年始、9連休になりますので、また事業者の方々にそういったきちっと徹底といいますか、そういう連絡をして、電力の安定供給に万全を図り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

ありがとうございました。

それでは、自由討議の時間にさせていただきます。ご意見等をお願いいたします。

岩船委員。

○岩船委員

ありがとうございます。

先ほどの四国電力さんのエコキュート、電気温水器の制御の話もあつたんですけども、やはりこの軽負荷期の需要創出、DRの活用というのは、以前からずっと重要と言われていたんですけども、VPPなどでは実証もやられているわけですけども、なかなか実装されないというのがずっと思っていることです。

それで、実際に実装するために、もちろんこの料金型のような仕組みはすごく有効だとは思いますが、それだけではビジネスにならないみたいな話もありまして、例えば、調整力としてもっとDRを活用していこうみたいなものとセットで、とにかくDRのいろんな価値を全部ぎゅっと集めて、やっとな事業者さんにとってメリットが出るレベルのことなので、いろんな制度の改革を進めて、どうにか加速していただきたいなと思います。例えば、発電アグリゲーションみたいな話もあると思いますし、調整力の入札単位みたいなものもありますし、そういうものが結構ばらばらにいろんなところで議論されていて、このDRのような、需要の価値みたいなものを真正面でしっかり議論していただける場所がないというのが私の印象なので、ぜひこういったことを積極的に進めていただけるように、議論を加速させていただきたいと思います。

特に、この14ページの上げDRの基本料金の話ですか、これはどうなんですかね。小売事業者さんの自由メニューではないレベルの話で何らかの制約があるのか、ちょっとそこが私はわからなかったんですけども、普通に考えて、契約の容量を超えるような話ではなく、システムに負担のかかるような話ではないので、PVは余っているような時間帯にわざわざ燃料をたいているというのは本当にばからしい話なので、規則的に手を打てるのであれば、早急にこの部分、変えていただければと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

今のご指摘。はい。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

すみません、ちょっと説明が不足しておりました。

資料2の14ページをごらんいただきますと、料金のイメージ図を書いているんですけども、これは託送料金になります。したがって、規制料金であります。基本的にはこれは電気を使ったかどうかという従量料金のことではなくて、むしろ基本料金サイドのことを言っておりまして、この絵でいいますと、契約電力400キロワットに対して、系統でもともと300使っているんですけども、自家発を中で焚いているので、権利として、例えば100キロワットの自家発補給契約という、自家発がとまっているときに100は系統からもらい

ますよというケースで、不使用月は半額というルールになっているので、そういうイメージ図で書いております。仮にこのケースで、自家発100を停止をして、上げDRで太陽光を100キロワット買ったときにどうなるかといいますと、系統からの購入が400キロワットになるということで、これがまず契約電力に対してかかる基本料金が上がってしまって、しかも不使用月じゃなくて使用月になるので、値段も上がるということになります。

したがって、これは小売事業者の立場からすると、送配電事業者に追加コストを支払うということですし、あ需要家の側からすると、そもそも託送料金が上がるので、これは規制料金ですので、サービスの提供とかいうことはできないものになっていますので、政府というよりは事業者サイドから、例えば特例を申請したときに国として認めるかどうかという話に多分なと思うんですけども、それに当たってのこういう仕組みとして、特例的な措置を設けることが適切ではないかということで、きょうご提案をしています。具体的には、ここが上がらないようにするというので、まさに今、岩船委員がご指摘いただいたように、電気が余っている時期なものですから、このために系統から電気を吸い込むときにネットワークを強くするというのではないという前提です。もともと自家発補給契約を結んでいるということであれば、それを前提にしたそのネットワークの形成が行われているはずなので、追加的なコストは不要なんじゃないかというふうな前提でここではご提案をさせていただいております。

○荻本座長

ありがとうございます。

どうぞ。

○岩船委員

ということであれば、むしろ小売の問題であれば、そこは競争領域になってしまうので、そこは小売事業者さんの話だから、なかなか介入は難しいと思うんですけども、むしろ規制の部分であればルールをつくることはある程度自由度があると思いますので、積極的に、どこが担当するのかわからないんですけども、進めていただければなと思います。ありがとうございました。

○荻本座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

松村委員。

○松村委員

まず、前半の経済的出力制御の話、抑制の話が、合理的に整理されて出てきたと思います。これはいろんな意味で大きな影響を与え得るものだし、さまざまなものを合理化できる潜在力があると思いますので、事務局のご提案のような方向で、具体的に進むことをとても期待しています。

次にDRですが、水を差すようで申しわけないのですが、既に揚水は実質的にこれと同じ役割を果たしている。揚水がくみ上げてくれるから変動再エネの出力抑制が減っ

ている側面があるとする、上げのDRを考えながら制度設計をするのもいいのですが、それは同じ機能を揚水が果たしているのだから、もしそこに何か価値が帰属することがあるとする、揚水には帰属しないけれどもDRだけ帰属するというのは、DRを育てるという意味ではあり得るのかもしれないが、筋のいいやり方だとは思えない。一緒に揚水の果たしている価値に対して、合理的な経済的な利益を与えられる仕組みになっているのかもあわせて見ていただきたい。

逆に言うと、揚水のほうは電気を使うときには、電気を消費する局面で、小売契約で買ってくる格好にはなっていないとする、少なくとも上げのDRが同じ機能を果たすなら、同じような価格体系になっても不思議ではないと思いますので、そこを特例的に考えることはあり得るかと思います。

しかし、一方で何か矛盾したことを言うようですが、私は本来は市場メカニズムでまず進むべきだと思っている。この資料にも書かれているとおりだと思うのですが、本来なら社会的限界費用が低いときの小売価格も低くなっていて、その時間に消費をシフトすれば、高い時間帯に使うよりもコストが節約できてお得になることを、もし小売事業者が主導すれば、そういう時間帯に消費がシフトしても、その結果として減った調達コストを需要家とその事業者で分け合うビジネスモデルが、自然な姿だと思う。まず目指すべきことは、社会的限界費用が非常に低いときには安い価格で使用できる、その時間帯に使った人は高い価格を払わなくても済むようになる制度が本来は望ましい。

今それだけではペイしないと言っているのは、実際価格がそうになってないから。例えば賦課金は社会的限界費用がほぼゼロの局面でも払う必要がある。その賦課金は消費価格の下限になる。それから、託送料金の従量料金部分も下限になる。実際には0.01円の社会的コストのときでも、それよりも遙かに高い値段でしか買えない。だからこの経済的メカニズムだけではなかなか進まない。そういう歪みがあるから、別の手段で人為的にDRの利益をかき上げて修正する発想も重要だけれども、もっと自然な発想は、そもそもの歪みを減らすこと。少なくともこの発想は同じくらい重要だと思う。この点については十分認識すべき。

次に、その上げのDRが調整力としても稼ぐという点に関しては、もし広域機関の整理が正しければ、市場をつくるのはいいけれども期待薄というか、上げのDRに対応する調整力は下げのDRに対応する調整力を調達していれば、自然に調達できるので、そここのところって、わざわざ別個に調達する必要がないとの整理で市場が現在開かれていない。

ということは、もしその理解が正しいとすると、仮に市場が開かれたとしても、合理的な複合約定を設計すれば、ほぼゼロ円に近い価格で落札されることになる。それが正しいかどうかはわからないのですが、その認識が正しければ、仮に市場が開かれてもそうなることからすると、これを上げDRに対応する調整力として買ってもらえることがあったとしても、DRに対する大きな後押しになるかどうかは相当に疑問。それ以外の方策も考えて、本当に社会的な価値に対応する収益が得られる構造を目指していく必要がある。

そこで一つの例として、出力抑制がある電気が余っている局面で、たくさん電気を使うとすると、現状では託送料金の基本料金の部分上がることもある。それは不合理ではないかという問題提起は合理的。託送料金の体系として、送電線が混んでいて、そこで消費量が増えると、他の投資も必要になるところは高い料金つけて、ちゃんと抑制する。余り使わないようにする意味はあるのだけれども、需給が緩んでいるときに、そこでたくさん使われたって追加投資は必要ないところで、基本料金が上がるのは不合理。しかし特にローカルな線の場合には、電気の需給によらず、最大の消費量に規定されて、そのローカルな投資をしなければいけないことがあったとすると、仮にエリア全体では軽負荷期だったとしても、その消費量が増えたら投資が増えることだってないとは言えない。本当にその対応が合理的かはきちんと見ながら、合理的な範囲で、つまり社会的コストが増えていないのかかわらず料金が上ることを防ぐ観点で、整理していただければと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

ほかいかがでしょうか。

結構いろんな話がある領域だと思いますが、どうぞ、馬場委員。

○馬場委員

ありがとうございます。

意見というより、ちょっと質問なんですけれども、四国電力さんのほうで実際に今、発電部門と小売部門さんのほうで主体となって、それでエコキュートとか、給湯器のほうを何かコントロールされるというような実証をやられているということなんですけれども、こちらというのはどういう目的とか、発電、そして小売部門で機能として持たせようという、そういうような実証なのかなというのを何か教えていただけるとありがたいかなと。

要するに、今までいろいろ議論があったとおりの調整力とか、それは経済的なそういった価値とか、そういったことを含めて、小売さんのほうで何か価値がそういったことであると、消費者の方にメリットがありそうだから、こういうようなことをやればとか、そういったようなことまで考えてやられているのかどうかというのをちょっと教えていただけるとありがたいなと思いました。

○四国電力送配電カンパニー・佐相系統運用部長

この実証実験ですけれども、最終的には料金メニューとかも整えて実施すべきなんですけど、まだそこまでのメリットがどうなるかというのは整理しておりませんし、また、実際どういう制御ができるかというのが今回試験をするという段階でございまして、まだ第一歩をやっているという状況かと思えます。

具体的に、40軒のモニターを募って、その温水器に対して1カ所から制御をかけて、夜中にたき上げていたのを、信号を出して、それを次の昼間にたき上げを動かすと。そうい

うことによって、実際お客様がどういう不便、不便になることもあるだろうし、生活にどう影響があるかみたいなことも含めて、まずはモニターとして使っていただいて、やってみて、その結果を総合的に判断して、どうするかというのを決めていくということをやっております。

ですから、技術的な面と、実際の使い勝手の面と両方やっていくということになると思います。

○馬場委員

ありがとうございます。

そういった意味では需要創出というか、需要のシフト、シェーピングというのは、私も非常にこれから重要な技術かなと思いますので、そういったところで、实际的にどういふふうに動くのかということと、それから、それがどうメリットがあるのかということまで含めて、何かこの実証とかやっただけだと、非常にいい実証研究になるのかなと思いますので、期待しておりますので、ぜひ今後ともそういったところも含めて検討していただければ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。

ほか、いかがでしょうか。

岩船委員。

○岩船委員

ありがとうございます。

ただ、エコキュートの制御というのは、エコキュートだけじゃないですけども、結構海外とかでは普通にもう商用メニューとして入っているものだと思いますので、ぜひ実証の先へどんどん行ってほしい。それはもちろん、小売事業者さんの判断かもしれないんですけども、そういう例がたくさん出てくれば、昼間もっと動くような、制御性のいいエコキュートなんかもどんどん開発されると思いますので、そこはぜひ積極的に取り組んでいただきたいなと思います。これは希望です。

あとは、先ほど松村委員からお話もう既にあつたかもしれないんですけども、やはりこの0.01円ではあるんですけども、託送料金は常に低圧で9円、10円かかりますというのであれば、やっぱり値差って結局せいぜい10円ぐらいしかないと思うんです。考えると、やっぱり託送料金自体がもう少しダイナミックになってもいいかなという気もします。スペイン等で時間帯別の託送料金みたいな話もあるという話も聞いたことがありますので、そういったところも含めてご検討いただけないかなと思います。

あと、15ページの上げDRによって生じた環境価値の活用とか、結構これは複雑な話だし、このあたりとかを一生懸命攻めるのも、もしかしたらありかもしれないんですけども、ただ、どう帰属させるかとか、あとは今後F I Pになったら、F I Pの電源に関しては発電事業者のほうに環境価値は帰属するみたいな話もあるわけで、わざわざここをこれから

一生懸命攻めるよりも、託送料金に手を入れるとか、もっとしんどい話を一生懸命やっていただくほうが、料金のダイナミクスを生むという意味では価値が高い気もしますので、そっちのほうもご検討いただけないかなと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

松村委員。

○松村委員

一々揚げ足とって申しわけないのですが、私は環境価値を帰属させる案をずっと昔から言っており、複雑だという岩舟委員の意見には同意しかねます。例えば今F I T非化石証書があって、売れ残りの価値が大量にある。それで、例えば現に変動再エネの出力抑制がされている局面で、揚水が揚げて出力抑制が減った分は、明らかにそれだけのF I T非化石証書の価値が生まれたのは揚水が揚げてくれたおかげ。だからその分、売れ残りのF I Tの部分その揚水の事業者に揚げた量に比例して割り当てるのは、設計として複雑でも難しい話でもない、とてもシンプルな話。出力抑制がされているときだけじゃないでしょう、もっとあるでしょうとこれより範囲を広げるときには、その量の確定は大変だと思いますが、限定的にやる分にはそんなに複雑な話なのかは、私は疑問に思っている。

それから、F I Tも、もう20年買い取りと決めたものは20年続くわけで、制度がF I Pに移った瞬間にその価値は全部消るわけじゃない。売れ残りがある間は使いようがあることを考えると、私は一つの合理的なアイデアだと思っています。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

いろいろあり過ぎだけれども、どこから実現するかということなのかもしれないです。

ほか、いかがでしょうか。

J P E Aさん、お願いします。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。

まず、太陽光発電協会でございますけれども、こういうふうに需要側の対策というか、出力制御を減らすためにこういった検討を進めていただいていることに関しては、まず感謝申し上げなきゃいけないと思っております。

特に、オンラインの代理制御につきましては、協会としてもぜひこれを進めていただきたいというふうに要望を申し上げておりましたけれども、具体的に検討を進めていただいているということで、大変勇気づけられております。

実際に、資料がちょっとわかりにくかったんで、教えていただきたいのが1点細かいのでありまして、スライド3ページ目のですね……

○荻本座長

どの資料でしょうか。

○増川オブザーバー

資料2の、失礼いたしました。これはオフライン事業者、発電の設備、Bから小売事業に電気の引き渡しということになっていて、それが代理制御の事業者には対価が支払われるということになっている。恐らくここに回避可能費用がどこかに入れなきゃいけない。実際に制御がかかるときというのはゼロ円に近いので、実質的には余り考慮する必要のないのかもしれないですけれども、例えば小売事業者から回避可能費用分が送配電事業者に支払われて、その分がオフライン事業者に支払われる分が少し減りますので、回避の、その分は費用負担調整機関の負担する分が減るというふうになるのかなとちょっと思った。考えておられると思いましたが、図がわかりにくいので、少し後で修正いただければありがたいと思います。すみません、細かいので申しわけありません。

それから、デマンドレスポンス、特に上げDRの実施に向けた課題につきましても整理いただきまして、特にスライドの14ページ目の実際に自家消費、自家発電設備を持っている需要家さんは、自分の自家発をとめると、その分、先ほど事務局からも説明いただきましたけれども、基本料金が上がってしまうというのは、多分それが非常にネックになったというのは、我々はそう認識しておりまして、これをぜひ実施いただけるということであればそういう自家発の事業者さんも助かりますし、社会的な便益もふえるということを考えれば、ぜひこれも進めていただければというふうに思いました。

あと、それから資料3、これは九州電力さんの取り組みの効果でございますけれども、実際に最大の誤差、想定誤差から期待誤差に変えることによって、非常に制御回数なり制御の量が減ってということを実証できた、大変これはありがたいと思っております。これにつきましては、我々も事業者の皆様にはぜひオンラインに変えてくださいというのは事あるごとにいろいろ申し伝えておりますけれども、今後ともそれをぜひ我々も事業者に訴えていきたいなと思いました。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

前半のことに関して。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

幾つかの論点についてでございますけれども、先ほど松村委員からもご指摘があった、社会的限界費用が低い時間にそれに近づけていくべきだというご指摘については、基本的にはそういう発想でございまして、正確な数字というのをなかなかコミットできないので、この資料には入れておりませんが、現実には様々な方々にヒアリングをすると、大体今その出力制御しているときに電気を使おうとすると、大体アワー10円ぐらい調達価格がかかるというふうに認識をしまして、それは回避可能費用が5円で、賦課金が大体2

円強で、託送の従量料金がここですと1円から、高圧も含めれば2～3円ぐらいになるのかと思うんですけども、これを全部足すと大体10円ぐらいになりますという趣旨です。加えて、託送料金のデマンドが上がってしまって10円プラスアルファになるというふうなことだと理解をしています。

このうち、回避可能費用については2020年度末でこのまま現行の制度の今予定されているところが施行されると、この5円というのはなくなりますので、今、10円プラスアルファと申し上げたものが5円プラスアルファになると理解をしています。

そのアルファのところは仮になくなると5円ということになりますけれども、一般的に石炭火力の燃料費が5円ぐらいとすると、5円マイナスアルファのほうが多分よくて、非化石についてはFIT証書について1.3円という最低価格があって、これは実際その権利を得られた方がどういう形で取引されるか分かりませんが、仮に1円でそれを売却しますということになると4円とか、そういうような仕上りの形になります。それ以外にもいろんな費用がかかりますので、断定的なことは言えませんが、それなりに差しかえの燃料との経済的インセンティブが出てくるような形にするための、一応積み上げが考えられるのではないかと考えています。

その上で、松村委員からご指摘いただいたような、揚水というのは確かに、機能で見るとDRについても同じことをしているということかと思っておりますので、それについても少し事務局として整理をしたいと思っております。

それから、岩船委員からご指摘いただいた調整力のところなんですけれども、一応これは経産省というよりは、むしろ広域機関で議論していた中身を確認をしたところでは、今、1,000キロワットがたしか全体の最小単位になっているというふうに理解をしています。

これは、基本的には、アグリゲーションしていただいて1,000にまとめていただくことによって、小さなリソースも調整力として使っていただくということが可能になるんじゃないかというふうな理解であります。

したがって、これはアグリゲーターの方々の役割に期待しているというのがまず一つです。その上で、仮に一送のほうで例えば10kWとか50kWでも対応するということになると、これはシステム改修が必要になるというふうに聞いておまして、そこはむしろアグリゲーター側でそういう対応をしていくほうが全体として効率的になるのではないかと関係者間での議論、ヒアリングなども、ご意見を伺った上で今の段階ではなっているというふうに伺っております。別の場では、アグリゲーターの方々を制度的に位置づけるか、そういう形で役割を果たしていただくというようなことをエネ庁としては今、検討させていただいているところでございます。

その上で、オブザーバーからご指摘いただいた点ですけれども、代理制御に関して回避可能費用のところも含めて、もう少し掘り下げていく中で位置づけをしっかりとさせていただきたいと思っております。

もう一つ大事なことは、この場合には代理制御を受けているので、得べかりし利益のそこ

ろの、みなしの発電量が幾らだったのかという考え方が恐らく実務的には重要かと思いませんので、その整理も含めて実務的にはきちんと検討をしたいと考えております。

それから、岩船委員からご指摘いただいた託送料金のところですが、今、例えば発電側基本料金というような議論もさせていただいていますけれども、本日出席いただいているオブザーバーの業界の方々からもさまざまなご議論、ご意見を頂戴しているところがございます。急進的な調整というのはなかなか難しいとは思っておりますけれども、より社会的なコストを反映する形での政策、インセンティブ設計というものは課題であるというふうに認識をしております。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、続けていかがでしょうか。ご意見、ご質問。

岩船委員、どうぞ。

○岩船委員

1,000キロワットの単位の話ですね。もちろんシステム、当然今のシステムを前提にすればそれが難しいというのはわからなくはないんですけども、それだと確かに大きなDRはアグリゲーションすれば何とかいけるとは思います。ただ、やっぱりこれから小規模な、例えばエコキュートなりEVの電池みたいなものを束ねていこうとした場合に、1,000kW単位ではとても参入できないのが現状ではないかと思っておりますので、そこは、ですから、今までの大きなものだけを扱うところから少し発想をスイッチして、多少手間がかかろうが小さなリソースもしっかり活用していくということを考えると、1,000単位では多分だめなんではないかと思う。

カリフォルニアなど、アメリカのほうでも随分そのあたりの見直しが始まっていると聞きますので、それありきではなくて、ぜひいろんなことを検討した上で、だめならだめというふうに考えていただきたいなと思っております。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

○松村委員

先ほど、広域機関の議論の紹介に関して、委員の間で理解に関して齟齬がないかをちょっとだけ気にしている。私の理解では、あれは上げDRの話じゃなくてDR一般の話。それで、それこそ1次調整力のような格好で期待されるDRもあるわけですから、そういうものを考えた話と、上げのDRに特化した話は違う。エコキュートを使ったDRだとかというのが入ってきてほしいというのは、上げ下げ両面調整力として本当に入ってくることを期待して言っているのかどうかは整理した上で、今後もし本当に必要であれば、広域機関のほうで議論していただければ。恐らく大山先生が整理されると思うのですが。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

広域機関、いかがでしょうか。

○小林オブザーバー

いかにその上げDRの価値をどこで発揮するかという議論だと思ってございますので、いろんな側面で考えてまいりたいと思います。

○荻本座長

仮にシステムが理由だとすると全てに共通になってしまうんですけども、その点はいかがですか。

○小林オブザーバー

ちょっと手元でそのシステムが理由だったかどうかというところまで今、確認はできないですけども、当然その数がふえればということもございますし、何かしらあるかもしれないですけども、全体を見渡して一番合理的な方法で価値をどう出すかということだと思います。

○荻本座長

ありがとうございます。

だから、システムがと言われてしまうと、もう全然手の届かないところに一瞬で行ってしまう。なので、システムならシステムの話、そうでなければそうでない話というのを、松村委員も言われたように、やっぱりトータルとして整理していくことがいいかなと感じました。

ほかいかがでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、議論も尽きたという感じですので、自由討議を終わらせていただきたいと思います。

3. 閉会

○荻本座長

本日のワーキンググループでは、出力制御の見通し、出力制御の高度化に向けた方策について、大変懇切丁寧に説明をいただきまして、どうもありがとうございました。

このうちオンライン代理制御及び需要創出に向けた対応については、非常にたくさんのご意見があったと思います。非常に内容も濃いポイントがあったと思います。基本的な方向性については賛同が得られたというふうに思いますので、引き続きより詳細な検討を進めていただきたいと思います。

次回のワーキンググループの開催時期につきましては、事務局より別途お知らせさせていただきます。

それでは、本日の会議を終わります。

どうもありがとうございました。

—了—

お問合せ先

資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課

電話：03-3501-4031

FAX：03-3501-1365