

電力・ガス取引監視等委員会

第3回 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ

議事録

1. 日時：平成28年11月11日（金）14:00～16:00

2. 場所：経済産業省 本館 第1～3共用会議室

3. 出席者：

横山座長、秋池委員、岩船委員、小宮山委員、松村委員、若林委員

(オブザーバー等)

佐藤 電力広域的運営推進機関理事、野田 関西電力株式会社電力流通事業本部副事業本部長、山崎資源エネルギー庁新エネルギー課長（代理：日高課長補佐）

(説明者)

国際エネルギー機関（IEA）Manuel Baritaud 氏

○石川ネットワーク事業制度企画室長 定刻となりましたので、ただ今から電力・ガス取引監視等委員会 第3回 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループを始めさせていただきますと思います。

委員の皆様方におかれましては、本日もお忙しい中ご出席いただきまして、誠にありがとうございます。

本日は、海外制度・海外動向につきまして有識者からヒアリングを行うということで、IEA、国際エネルギー機関より Manuel Baritaud 様にお越しいただいております。どうぞよろしくお願いいたします。

有識者からのヒアリングに伴いまして、本日は同時通訳のサービスをご利用いただけます。お手元にごございますレシーバーのダイヤルを希望される言語、日本語であれば1番に合わせていただいた上でご装着いただければと思います。会議終了後は、レシーバーをそのまま机の上に置いていただければと思います。会場の皆様におかれましても、ご退室の際には席の上に置いてご退席いただければと存じます。

それでは、プレスの皆様の撮影はここまでとさせていただきます。

本ワーキング・グループは、原則として公開で行いますので、プレスの方も含め、引き

続き傍聴される方はご着席ください。

なお、本日の議事の模様はインターネットで同時中継も行っております。

それでは、議事に入らせていただきます。議事の進行は横山座長にお願いしたいと思います。どうぞよろしくをお願いします。

○横山座長 皆さん、本日は、大変お忙しいところをお集まりいただきましてありがとうございます。

それでは、議事に入らせていただきたいと思います。

まず、海外有識者からのヒアリングということで、本日は IEA、国際エネルギー機関の Barिताud 様に来ていただいておりますので、資料3に基づきまして、Barिताud さんからご説明をお願いしたいと思います。

○Mr.Barिताud, IEA 皆様、こんにちは。Manuel Barिताud と申します。シニアエナジーアナリストです。私は現在、電力供給体系の制度設計を担当しております。

以前はアルジェリアとフランスのエネルギー規制機関で働いておりましたので、今回本ワーキングのような場で送配電料金に関する話をすることは、とても喜ばしいことです。アルジェリアとフランスでは、特に送配電料金の制度設計を担当しておりましたので、今回のトピックは本当に私がよく知っているものです。特に、フランスの制度についてはよく承知しています。したがって、今回のトピックに関して、できる限り詳細にフランスの事例等もいくつか紹介させていただいて、そして、実際に IEA でどのようなことをやっているかということもお話したいと思います。

実は、数カ月前に電力マーケットというものを発表させていただきました。こちらが多分、一番興味深いものになると思いますので、この料金体系に関する話をさせていただきます。

最初のスライドですけれども、送配電網の将来という話からさせていただきたいと思います。まず、電力システム改革の話をしていただきますと、今は脱炭素化して、再生可能エネルギーによる発電比率を増やすことが求められています。これは現在の電力システムにとって、かなり大きな変化と言えます。再生可能エネルギーには、様々な規模があり、例えば、公共レベルの規模もあります。この写真は現在最も大きな、カリフォルニアにある太陽光設備ですが、この設備の設置に当たっては多大な配電網への投資が必要となります。

このほか、実際にどのようなオフグリッドのソリューションがあるかということもお話

ししたいと思います。今は新技術が発展しておりまして、このような発電をもう少し小規模で行うことも可能となっています。その場合は蓄電池や小規模な太陽光発電設備も使用します。今日お話する内容は、この2つのスケールの間規模のものについてです。それでは、今の技術の変化などをお話しして、特に配電網にどのような影響があるかということをお話したいと思います。

今日のプレゼンテーションのアジェンダとなります。まず1つ目がネットワークの役割の変化、2つ目が実際の送配電料金制度の原則、そして3つ目が、こちらの委員会で一番興味をお持ちの地点別の価格シグナル、4つ目が送配電料金の構成、そして最後に規制面について話を少ししたいと思います。本日の議題は、かなり広範囲で話すことが必要になると思います。本日のプレゼンテーションはできる限り30分におさめ、その後に質疑応答の時間を設けたいと考えておりますので、ぜひ質問をしてください。

それでは、次のスライドにいきたいと思います。まず、ネットワークの役割の変化というところから始めさせてください。電力システムの変化ですけれども、様々なレベルで発電と送配電ネットワークとのバランスをとることが必要です。中央の図は、配電網を表現しております。こちらは変電所など様々なものがあり、地理的な要因なども考えなければいけません。そして、それにあわせて必要なところに投資をしなければなりません。

また同時に、どこに新しい投資をしていくのか、この点は地理的な面も考えなければいけません。このため、左にヨーロッパの図を配置しました。ヨーロッパ北部は風がよく吹き、南部は太陽光が豊富です。したがって、そういうところで配電や、新しい発電に対する投資をどうしていくのか。この最適なソリューションというものは、もしかすると一番効率よく風力発電ができる場所に投資することだけでなく、実際にはネットワーク容量なども考えて投資を考えていかなければなりません。このほか、資源にも限りがあります。また、投資を考えるときには、実際に配電を行うマーケットのことも考えなければなりません。したがって、このコーディネーションを考えるときに、本当によく設計された電力市場が必要ですし、その料金としてもちゃんと地理的なソリューションを考慮したものでなければいけません。そうすることによって、もちろん、ちゃんと必要な場所に投資することにつながります。

次のスライドにいきますが、こちらは米国テキサス州の写真となります。テキサス州には、特に西部にたくさんの風力発電設備が設置されています。こちらは送配電網にあまり負荷がありません。西部は人口が少なく、実際に電力を使っているのは東部です。テキサ

ス州で、12GW 以上の風力発電の投資を行っているのは緑のゾーンで、そこに大規模な配電ネットワークを配置しました。そして、それを需要地の中心部に送るために 60 億ドルの投資を行いました。ご存じかと思いますが、テキサス州は地点別料金を設定しております。現在、テキサス州が風力発電を導入したい場合、このネットワークをさらに増強させなければなりません。このため、テキサス州では風力発電はあるのですけれども、配電網への投資がまだ必要となります。

次のスライドになりますけれども、EU が推進している EU 大の国際連系です。こちらは共通で連系線を用いるプロジェクトとなります。これにはヨーロッパの様々な国が参加しています。EU としては、再生可能エネルギーの導入に関してとても積極的で、発電電力量の 45% を再生可能エネルギー由来のものにしたいと考え、目標を掲げています。そのためには、新しい配電用インフラを導入することも必要ですし、ヨーロッパとしては配電網の容量を増やすため、国際連系の比率を 15% に上げたいと考えています。これは、ヨーロッパのすべて国が相互に接続することになります。

次のスライドにいきます。ネットワークの設計において、経済的な面以外も重要です。例えば、安全性、もちろん社会的に受けられるかなどがあります。この送配電網に対しては不安や反対もあります。配電網の投資に対する反対にあって、遅れをとる可能性もあります。

次のスライドは、ネットワークの役割のこれからの変化についてです。今後、送配電に関してこれまでとは違う状況になってきます。一番変わるのは、多くの OECD 諸国において電力需要が低下することです。現在、ほとんどの送電網は配電網につながっていますので、各国政府にとっては送配電全体で問題解決をできています。ところが、この配電網の整備が、実際の発電容量に対して遅れています。ヨーロッパでは、これからたくさんの発電設備を導入しなければなりません。そうしなければ目標を達成することはありません。日本でも同じようなことが言われています。ということは、これから様々な系統混雑が今よりも増えてくると思います。そして、もちろんこちらは 1 年の数回にとどまりますけれども、まだそのような混雑はあると思います。そのために再生可能エネルギーの削減を考えて、そこから新しい投資をまた再検討していかなければならないと思います。

次に、実際に送配電料金の話をさせていただきたいと思います。高度な原理であることは、皆様もよくご存じだと思うので、ここは手短にお話をさせていただきます。

まず送配電料金の制度は、独占的な地域であってもできる限り公平なアクセスを促すよ

うなものにする必要があります。そして、実際の発電の稼働状況などを非バンドル化することが重要です。今までは、かなり独占的な体系で、自社に最適なように料金を設定することが可能でした。ただ、ネットワークがもっと複雑化してきますと、同じように料金設計も複雑化してきます。料金はできる限り適正にコストを反映するべきです。そうすることによって、実際に市場の利害関係者、すなわち発電事業者や需要家の両方によりメッセージを与えることができます。また、この送配電料金は、電気料金のかなり大きな部分を占め、最終的な電気料金の30%から50%にもなります。

次のスライドになりますが、こちらは送配電料金の構成となります。皆様ご存じのとおり、まず資本費をカバーしなければなりませんし、運営費も必要になります。ほかにも系統運用費、そして場合によっては混雑コストのような料金もカバーすることがあります。地点別料金が導入されていれば、もちろん、混雑料金も電気料金に反映されてきます。しかし、そのようなシステムがない場合、混雑コストが反映されていないことがあります。また、送電ロスが電気料金に含まれる場合も、そうでない場合もあります。例えば、日本の場合、現在は送電ロスが小売料金に含まれていません。しかし、フランスでは、小売料金に含まれています。これは卸電力市場の流動性を生むためにとってもよい方法です。そうすることによって、十分なエネルギーを集めて送電ロスの埋め合わせをしています。こちらは20MWh以上が対象となりますので、卸電気市場のかかなりの部分を占めます。

このほか、系統運用者や送電事業者にとっても、送電ロスによってよりよい投資判断を下すことができます。例えば、送電ロスが送配電コストを反映している場合、それを投資への考慮も必要です。そうすることで、最適な送電ロスとなるようにする必要があります。このため、これも実際の料金に含むべきと考えられます。

構成や差別化というところで様々な面があります。次のスライドになります。まず、いくつかの面を説明します。

まず1つ目が系統接続費用です。系統接続費用には、ディープや、シャローといった手法があります。ディープですと、もちろん地点別の価格シグナルを新しい投資として、新しい容量を生み出すことが可能になります。こちらは、特に再生可能エネルギーでは重要になりますけれども、制度設計次第では、もっと簡素化されたシャロー接続の費用を使って再生可能エネルギーを促進することも可能です。

次ですが、電圧での区分があります。また、ほかにもGコンポーネント、Gというのはジェネレーション、発電、そしてLコンポーネント、Lというのはロード、荷重の料金と

いうふうに分けることも可能です。このほか地理的な区分も可能です。例えば、フランスでは国内どこでも同じ料金設定がされていますので、人口密集地域でも、過疎地域でも同じ料金です。系統連系のないところ、例えばコルシカ島などの島嶼でも同じ料金設定で、どこに住んでいても、みんなが同じ料金を払うべきだという考え方に基づいています。

もう1つ重要な面ですけれども、こちらは容量料金と従量料金の構成、そして時間的な区分です。

次に、地点別の価格シグナルに移りたいと思います。次のスライドをお願いします。この地点別シグナルは市場の方々に様々なメカニズムを使って送ることが可能です。まず1つ覚えなければいけないのが、電気料金はゾーンや地理的に上がることもありますので、ゾーンで同じ料金を設定するか、違う料金を設定するかも関係します。例えば、メッシュ状のネットワークはとても複雑で、実際の電気の流れは、商業フローとは違う流れになります。また、様々なところで規制機関が違うルールを設定しています。

ただ、日本のような放射状のネットワークですと、本当に潮流が見やすいです。そして、イギリスと同じようにとても安定した送電が行われています。イギリスですと潮流が北に向いたり、南に向いたりしますが、地点別価格シグナルを使って送電がスムーズにいくように、そして混雑がないようにすることが可能になります。したがって、これを使って、実際にどこにどのように料金を設定するのか決めることが可能です。これには、規制機関が携わっています。

次は発電に関する料金です。こちらを使って、実際に発電所の建設や新規投資の場所などに関する料金を考えることができます。料金設定には、送電量と配電量を考慮してよく計算する必要がありますが、発電事業者と需要家との間でどのように料金を負担するかについてまだいい答えは見つかっていません。フランスとアルジェリアでの経験からも、あまりよい答えは考えられませんでした。送配電料金は不変的なコストなので、様々なユーザーで負担し合わなければいけないと思います。特に、電力ネットワークの場合は、このようなコストをできる限り需要家に負担させます。なぜなら、需要家は電気料金に対して受け身ですが、発電側は料金を上げると場所を移動させてしまうからです。需要家としては、実際の電力消費は変わりません。例えば、フランスでは、ベルギーやドイツより高い料金を発電事業者課すと、フランスにいる発電事業者は国外に移動してしまうので、費用を小売負担とするほうがよいと思います。

こちらの電気料金は郵便切手と同様の方式となり、送電距離には関係なく、同一料金が

適用されます。送配電料金は送電事業者、配電事業者がゾーンなども含めて、とても詳細に決める必要があります。ゾーン設定するときも、実際に混雑がどこで起きているかも考えなければいけません。また、課金を kW で行うのか、kWh で行うのかも重要な判断基準になります。地点別の価格シグナルを送るということですが、様々な送電事業者にもコストに対する見返りが十分あるようであればなりません。送電事業者によっては、コストが十分賄えるところもありますし、十分な見返りが無いところもあります。例えば、フランスとオランダは、ドイツやベルギーで実際に電力のフローを作成しているので、電力がどのように流れているかというところで、十分な見返りを払わなければいけないところがあります。また、発電事業者にメッセージを送るためにも、この料金にはコストを反映しなければなりません。このためには長期的増分費用方式（LRIC）という算定手法もあります。このような手法が十分確立されていますので、そちらを適用することが可能です。

次に、従量料金と容量料金のお話をさせていただきます。OECD 諸国の中では、既存の送配電料金は従量料金に依存し、容量料金に依存していません。この理由は、需要家がこのような料金に関して非弾力的なためです。したがって、「これはいくらですよ」と言ったら、その消費を変えずにそのまま電力を使うという考え方に基づいています。ただ、料金が様々な部分に分かれていますと、消費規模の小さい需要家は、実際に使う電力によって料金設定され、消費規模の大きな需要家は消費電力量に応じて料金が設定される、といったやり方もあります。このことは、料金が実際にコストを反映するのではなく、需要家の消費規模を反映していることを示します。

また、現在、様々な電力会社、ネットワーク会社から規制機関に対して電力料金の方針を変えるように求める動きが見られます。先ほど説明しましたが、この送電網の役割の変化により、送電網に電力があまり流れていないので、フランスの送電事業者では送電量が減り、収入も減ってきます。こちらは送電網の運営者ですので、フランス政府に従量料金ではなく、容量料金の比率を高める設定してほしいと求めました。ただ、フランス政府としては、そういうことはしない、という答えを出しました。なぜかというと、今説明されたことは実際にはまだ行っていないという話だからです。したがって、フランスでは再検討することがあるかもしれませんが、現在は、特に方針を変えるつもりはないため、2年後を待たなければなりません。こちらは電力会社もそうですし、また電気の小売料金すべてと同じような状況です。そして、配電事業者も同じような動きを示しています。

全体的な話をしますと、容量課金の方がコストをより純粋に反映しています。なぜなら、実際のネットワークへの投資は、ピーク需要によって行われるからです。もし送配電料金が適正にコストをカバーしている場合、料金にはもちろん消費電力も部分的に入っていますが、送電ロスエネルギーフローの中で大きくなり、料金の大半を占めます。また、従量の構成や、容量の構成など、どのようにこの料金の構成を決めていくのかというところは様々な検討の仕方があります。

次のスライドに入りたいと思います。こちらは、なぜこのように電力会社が料金のリバランスを求めているのかを説明しています。このような電力料金制度を採用する国はとも料金が高いです。この例はドイツです。ドイツの料金は、アメリカドルで3ドル以上かかり、屋根上の太陽光発電設備に投資するより高いです。このため、需要家は別のところに投資をしようと考えます。高い電気料金を下げようと個人で、また小規模にこのような太陽光発電設備を導入するなどの対策をとっています。

こちらは残念ながら、今継続は難しいと考えられています。次のスライドにいきますが、グリッドではなく、各自が自家発電設備を使っている場合、現在は規制がかかっています。それで、ちゃんとコストがカバーされるように規制機関としては、送配電網を使っている需要家の料金を上げてきています。これによって負のサイクルが続き、需要家がどんどん各自で電力を発電しようとなります。このようなトレンドを食い止めるために様々な対策をとっている国もあります。実際に、料金を変更した国もあります。

次のスライドですが、こちらはスペインの送配電料金です。スペインは、経済危機で2008年以來かなりの打撃を受けました。スペインは本当に太陽の恵みが多い国なので、多くの太陽光発電設備を導入しています。このような新しい太陽光発電設備を自分の家の屋根上に導入することが顕著になってきましたので、規制当局が、これを食い止めるような対策を設けました。

1つ目の対策は、ほとんど従量料金ベースの料金設定だった送配電料金を、容量ベースの設定に変えたことです。これにより、現在の商業需要家などですと、料金の80%が容量料金、20%が従量料金となり、最終的な電力料金に反映されています。この対策は、このような太陽光発電設備の導入を食い止めることに一役買っており、かなりよい結果を出していますので、現在ほかの対策はとられていません。

しかし、もちろん、このような個人的な太陽光発電設備の導入などをやめさせるのが本来の目的ではなく、このような技術を効率的に導入することが重要ですので、こちらはよ

く覚えておかなければいけないことです。屋根上太陽光発電設備というのは悪いことではないのです。ただ、すべての電力をそちらに依存することが良くないのです。

さて、ソリューションが分かった場合、従量料金から容量料金に料金の構成を変えることが答えですけれども、実際にはこのバランスはかなり難しいです。このように様々な方法論がありますが、すべてにメリット、デメリットがあります。また、料金設定を変えることで、電力消費量の少ない需要家の動向に影響が出ます。電力消費量が少ないのに容量課金が多い場合、何とかしてその課金を変えようとしています。実際、オーストラリアや米国ネバダ州でも数年前に同じような問題が起りましたが、既に屋根上太陽光発電設備が多い国や地域では、太陽光発電設備の導入に関して、このように料金設定を変えたため強い反発にあいました。このため、既に太陽光発電設備を導入したところは、既存の料金設定でそのまま請求するように変えました。

ほかにも、このバランスのところでできることがあります。例えば、蓄電池のコストがどんどん下がってきていますので、容量の構成部分が大きくなり過ぎると、バッテリーを新しく導入して容量を減らすこともできます。したがって、この送配電料金の構成を考えると、思ってもみなかったような結果が出てくることもあるかもしれません。

あと2つ、重要かつ難しい問題があります。実際に送配電料金の構成とその簡素化を考えると、実情に合う料金構成を需要に見合うように適正に設定することは難しいです。例えば、フランスではEDFがクリティカル・ピークプライス料金というものになりました。これは、ピーク時にはとても高い料金を請求して、システムの状況によって請求する料金を変える制度です。フランスでこの料金制度を導入した際に、送配電料金は全体の40～45%を占めていたのですが、ネットワークコストをピーク時に応じて料金を導入しなければならぬため、ピーク時間に応じた反映が必要になります。実は、これがとても難しく、フランスではネットワーク構成が、残念ながらこのピーク時間というものをあまり反映しておらず問題になりました。こちらは、フランスでここ数年議論されてきたことです。もちろん、できる限り必要な需要があった際にちゃんと対応したいと考えていますので、政府としてはフランスの規制機関に送配電料金オプションを入れて、そのオプションを通じて送配電料金とバランスをとらせるようにしています。このため、様々な時間帯課金を一つの送配電料金に課していますけれども、それをどのように実際の請求書に反映させるかですね。この送配電料金は、適正にネットワークコストを反映させなければいけません。しかし、実際にそれをするのはとても難しいことです。

同様に、電力の貯蔵に関しても同じような問題を抱えています。この貯蔵システムには蓄電池が必要になります。そうすることによってシステムの柔軟性が向上します。ただ、問題は発電と貯蔵で系統を2回使うことになります。このため、発電と貯蔵で2度同じ電力に対してお金を払うことになります。新しい貯蔵システムのための投資も必要になりますので、貯蔵システムを作っている段階では、ネットワークを助けているため、ネットワークコストは払うべきではないと考えています。私がフランスの規制機関で働いていた時の話ですが、こちらはネットワークの物理的な流れだけを考えているので、実際に電気を引くときに、きちんとそれへの対価を払わなければなりません。そして、この発電のところについても同様に対価を払わなければいけません。それがもし経済的に合わないのであれば、ネットワークの問題ではないという話になりました。そこで政府としても、この状況を変えるために、ネットワーク料金を調整するため介入しました。

終わりに、規制 2.0 について説明します。Ofgem の RII0 規制 (RII0 Regulation) は、特に配電事業者に対する規制で、今の規制を現代化しようとしているものです。こちらがアウトプットベースのインセンティブになりますと、配電事業者としては実際に OPEX や投資を見て、投資を抑制するだけではなく、新しい配電網などを使って投資を延長することも可能になります。

そして最後のスライドですが、現在の配電システムのオプションとなります。どのようにネットワークに接続するかです。こちらは、実際に配電事業者が直接接続することも可能ですし、ローカルリソースと契約を結ぶことも可能です。こちらは、より市場ベースの調整をして、すべてのリソースの参加を推進することが可能になります。こちらの新しい市場プラットフォームに関しては、様々な例が挙げられます。例えば、ニューヨークやヨーロッパで、議論はまだ初期段階ですが、かなり期待がもてるシステムです。それで、こちら送配電料金への影響はかなりあると思います。

駆け足でしたが、説明は以上となります。まとめとしましては、ネットワークはなくなりませんので、完全にオフグリッドになるようなことはありません。このネットワークというものは、電力システムの中心的な存在としてずっとあり続けますが、役割は変わっていきます。変化に伴い、我々もできる限り、適正にコストを料金に反映させることが一番重要かと思います。もちろん、その方法にはまだ様々な課題があります。地点別価格シグナルは様々なところからきます。料金かもしれませんし、料金のうちの発電の構成成分かもしれません。特に、日本のような系統システムだとそうなります。

また、従量料金と容量料金のバランスも、現在とても気をつけて導入しなければいけません。これから質問を受けます。

○横山座長 Barिताudさん、どうもありがとうございます。

それでは、ただ今ご説明をいただきました内容につきまして、皆様からご質問、ご意見をお願いしたいと思います。

なお、委員の皆様のみならずオブザーバーの皆様にも、委員さんと同様にご議論に参加いただければと思います。しかし、議事の進行上、どうしても必要となる場合には委員の皆様のご発言を優先させていただくこともあるかもしれませんので、その点はご了承ください。

また今回、同時通訳を入れての質疑となりますので、質問はできるだけ1つ1つ区切って行っていただければと思います。

では、どうぞよろしくお祈いします。いかがでしょうか。

小宮山委員からお願いします。

○小宮山委員 すばらしいプレゼンテーションをありがとうございました。

Gコンポーネント、すなわち発電側、そしてLコンポーネント、すなわち小売側の最適な課金の配分に関して質問があります。現在、その最適な配分方法に関する理論は存在しないというお話でしたけれども、そうした状況でもヨーロッパでは、実際に発電側と小売側に特定の配分を決め、意欲的に実施しています。ですので、ヨーロッパのこれまでの経験を踏まえ、発電側、小売側課金の配分決定の経緯に関して、少し事例を挙げていただけますか。ヨーロッパでは、どのようにGとLの配分を決めたのかということに関して、教えていただけるでしょうか。

○Mr. Barिताud, IEA できる限りお答えします。このG、発電コンポーネントですけれども、こちらはイギリスで使用されています。フランスでもGの発電に関する構成成分はありますがとても低いです。0.18 セント/MWh ですので、インパクトはほとんどありません。こちらは、実は10年以上前に計算された値です。これを10年前に計算したときには、フランスのTSOの相互メカニズムシステム、そのコストを反映させるためなのですね。なので、このGのところ、とても低いところですが、コストを反映するためです。この科学的な根拠は、特にそこまでないものです。もっと洗練された方法はイギリスの方式だと思います。

ただ、私は今、イギリスの最新動向は分からないのです、こちらは新しい送電インフラ

のための長期増分原価を考慮しているものです。なので、今既存のネットワークの増分原価がありますけれども、この増分部分が実際にすべてのコストをカバーできないのです。なので、まだかなりの共有コストであったり、固定コストがありますので、それをどのように配分するかというところで、Gコンポーネント、Lコンポーネントに反映させています。なので、経済的にはラムゼイルールというものがありますけれども、このラムゼイルールではこのような固定コストは、ユニバーサルの需要に対して実際に配分させるべきだという考えです。なので、この固定コストは、より弾力性の低い消費者に課すべきだという考えです。ということは、こちらは発電者ではなく、実際に電力を消費している側となります。

ヨーロッパは規制当局が複数絡んでいてとても複雑なのです。それで、各規制当局は、もちろん各自の消費者や自国の発電者のことを一番念頭に考えています。なので、ヨーロッパ全体のGの成分を考えますと、かなり難しいこととなります。皆ゼロに近いところに置いて、消費者への影響をできる限り小さくとどめようとしているからです。ECは、去年または一昨年、この料金の地域構成成分を再検討して、地点別価格シグナルを送るために、ヨーロッパ全域に同じ課金をすることを検討しました。そこで、我々はレポートを準備することになりました。

それで、この結果ですけれども、ヨーロッパの面ではGの構成成分はよくないと。ヨーロッパでは、電力のところを使って位置情報を送るべきだというふうに考えています。ただ、こちらの日本での今のお話では、そこまで参考になるかどうかはわかりません。

○横山座長 どうもありがとうございました。いかがでしょうか。

それでは私から、先ほどのご質問に関して関連の質問ですが、GとLの部分の発電側と負荷側にタリフを分けていくという話は、発電事業者さんは、ヨーロッパにおいては満足されているのでしょうかということです。何か、発電事業者さんのほうに不満みたいなものはないのでしょうか。

○Mr. Baritaud, IEA そうですね。ヨーロッパ大陸のほうでは、発電側の負担がとても小さいのでどうでもいいと考えているみたいです。もし18セント/MWh以下で払えるのであれば、もちろんそれはよいことですが、本当に今の段階ではそこまで影響はないとみられます。なので、発電事業者に関しては、特に大きな問題はありません。

ただ、揚水発電についてですが、現在のJNC副委員長は配電のリーダーでもあり、日本の送配電会社はDSOとTSOが一体となっており、緊密な協調関係があり、C6においても

配電技術者が多く積極的に活動している、などでは、この供給に関してのコストを払わなければいけません。なので、そこからは送電の料金を2回払わなくてもいいような措置を受けています。

○横山座長　　ありがとうございました。ほかにいかがでしょうか。

それでは、野田さんからお願いいたします。

○野田関西電力(株)電力流通事業本部副事業本部長　　関西電力の野田です。講演ありがとうございました。

ちょっと質問ですけれども、ご説明の中で、フランスにおける容量課金について、今回は国が認めなかったというようなお話があったのですが、それはどのような背景があったのか、どういう理由だったのかということについて教えていただきたいのですが。

○Mr. Baritaud, IEA　　こちらは政府ではなくて規制機関となります。こちらは独立した規制機関がありまして料金と構成を設定していますので、規制当局はリクエストを受けなかったのですが、私としては多分、規制当局は、今の新しい市場の状況によく対応できていないですね。なので、遅いリアクションをとっているということです。将来の問題について考えるのではなく、起こったことにばかり反応しているのです。私がフランスの規制機関で働いているときも、送配電料金の構成を考える際に、当時、送電レベルでは特に、一つ目に送電ロス削減のために導入したいという考え、2つ目に安定性の向上のために導入したいと考えていました。したがって、例えばN-1というところがありますけれども、N-1の事象はいつでも起こる可能性があります。こちらは、特にピーク時だけではありませんので、この理由に応じてほとんどのチャージをできる限り電力にしようと考えました。なので、あまり高い容量の構成分は制限したいと考えました。今のフランスの規制当局も同じように考えているようです。

そして、FT が見ているような傾向、実際に送電ネットワークでの送電量の低下などは、まだ気づいていないというところですね。ただ、2年後にまた見てみるというところですね。なので、本当だったら4年待つはずだったのですけれども、4年待つのではなく、2年待つてから、またこれを再検討するということです。それが私の理解なのですけれども、私は、今はそこで働いていないので、ちょっと今はどうかわかりません。

○横山座長　　ありがとうございました。

それでは、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員　　講演ありがとうございました。

エネルギー貯蔵のことでお伺いしたいのですが、GとLのコンポーネントのバランスと、あとはkWチャージとkWhチャージのバランスという意味で、エネルギー貯蔵に関しては、どういう送配電料金のあり方が理想的だと思われますか。よろしくお願いいたします。

○Mr. Baritaud, IEA 貯蔵が実際に送電に接続されているのか、それとも配電に接続されているのかですね。ビハインドザメーターのところですね。この場合は、特にGの構成成分はありません。なぜかという、この貯蔵をビハインドザメーターに行くと、こちら自身の電力料金を下げるためになりますので、このレベルでは特にGの構成成分はありません。なので、これは配電ネットワークに入れる、電力を上げるとき、またはネットワークにメーターを設けて、そして電力を入れる際に自分の電力料金を下げることが可能になります。もしかしたら、これはどこかでできるかもしれないのですけれども、今はないシステムだと思います。なので、配電のレベルですとGのところではなく、構成が重要だと思います。kWなのか、kWhなのか。

こちらは最後のスライドを見ていただけるでしょうか。こちらを見ますと、ネットのメータリングシステムというのは、本当に非効率的です。なぜかという、配電ネットワークへの送電がされるからです。したがって、この電力への価値がない場合でも、適正にリアルタイムの価格設定ができるのであれば、すべての需要家が実際にkWhの時間ごとにチャージがされたのであれば、このようなネットメータリングは導入することは可能かと思えます。しかし、そうでない場合は非効率的だと思います。だからこそ、規制機関としても、このネットメータリングというところをできる限り早い段階で終了したい、やめてしまいたいと考えています。ただ、ネットメータリングとしては、規制機関ではなくポリシメーカー、方針を設定しているところで、政府のところではとてもポピュラーなやり方です。

また、kWチャージ、容量課金のところですが、それを上げることになります。ただ、コストの大部分をkWチャージにしてしまうと、消費者はkW数を減らせるということがみえてきますので、例えば、今まで6kWを契約しているのに、それを3kWにするとか、そういうことによって、実際に電力料金を下げることが可能になります。それは、もちろんビハインドザメーターのバッテリーなどを導入することによって達成できます。したがって、この問題の解決策というのは、kWhに関係ない固定コストを導入することです。ただ、固定コストを導入してしまうと、もちろん、また小さい需要家のほうに影響がありますので、導入はとても難しいです。

○横山座長　　どうもありがとうございました。それでは、ほかにかがでしょうか。
どうぞ。

○松尾事務局長　　事務局からで恐縮ですけれども、先ほどご説明の中で、地点別シグナルの表示をするときに、ハイリーメッシュドネットワークとラディアルネットワークのどっちのネットワークを持っているかによって、地点別シグナルをタリフでやるのか、それともマーケットでやるのかという違いがあるというお話があったと思うのですが、先ほどもお話があったように、イギリスや、それから、多分北欧のノルウェーやスウェーデンなども同じようにラディアルネットワークで、かつ発電側のGコンポーネントのほうが大きい、高いという傾向があるように思うのですけれども、そこでご質問は、このGタリフのレベルが高い、低いというのは、やはりそういう意味でロケーションシグナルをしようと思うと、ある程度のGタリフのレベルが必要なのではないだろうかというのが1つ目のご質問です。

　　あともう1つは、先ほど輸出をすること、電気の輸出入があるということを考えると、発電側からすれば、確かにGコンポーネントは低い方がいいというのはもっともだと思うのですけれども、この前、私が北欧に行きましたときに、逆に今度は送電料金を払うほうの需要家からすると、何で他国に輸出する電気のための送電線にかかるコストを自分たちが負担しなければいけないのかということで発電側のコスト、まさにGコンポーネントを上げてきたのだというお話があったのです。したがって、今私が申し上げたようなラディアルネットワークのほうが、地点別シグナルを出すために、ある程度高いGコンポーネントが要るのではないかとか、あるいは需要家側からみれば、特に輸出国においては、なかなか需要家側に負担をさせるというよりは発電側に出させるべきではないかという議論も十分考慮を要するのではないかと思うのですけれども、これらの点についてお考えをお伺いできますでしょうか。

○Mr. Baritaud, IEA　　とても難しい質問だと思います。ありがとうございます。

　　実際にヨーロッパ大陸のほうですと、フランスとドイツの間の、こちらはとても大きなシステムなので、国境のところをみますと、フランスは夜間に出していて、ドイツではかなりの太陽光発電設備がありますので、そちらを日中の価格の低いときにフランスに送ってきています。したがって、このようにたくさんの再生可能エネルギーがある場合、上下の変動がかなり高いようなシステムですので、このゾーンはいつも輸出している、このゾーンはいつも輸入しているということで、いつも輸出しているからもっと高いGコンポー

ネットを払うべきだというふうには断言しがたいのです。このメッシュシステムですと、今、このシステムを変更していますけれども、そうすると、変動がとて激しくなっていますので、輸入・輸出ということの安定した定義をすることがとても難しくなります。なので、このネットワーク料金に対してGコンポーネントを使って地点別シグナルを送るためには、とても安定したシステムが必要です。

こちらがスウェーデン、北欧ですと、南部での消費もとても多いですし、そして、北欧の北部では消費がとても少ないです。だからこそ、そのようにしてどのように電力が流れているか安定的なパターンを特定することができます。日本でも、多分同じようなことだと思います。私は日本のシステムをよく知らないのですが、日本の北部地域と南部地域などで様々な、このような流れがあることは見えていると思います。

もし意味のあるような地点別シグナルを送りたい場合は、長期的な増分原価を考えなければいけません。そのためには料金のGコンポーネントレベルを高く設定する必要があります。こちらは、もちろんコストを回収するためだけではなく、ちゃんと安定したレベルに応じてシグナルを集めることが必要になります。

最後のご質問ですけれども、こちらはコストの配分ですね。輸出国の消費者と実際に発電者の配分ですけれども、こちらは多分、新しい投資コストの配分に関連してくると思います。こちらは異なる地域やカテゴリーへの投資になります。例えば、新しい送電インフラに投資して近隣ゾーンへの輸出を考える場合、そうすると輸出のメリットというものは、ほとんどは輸入ゾーンが受けるものになります。ということは、この投資コストをどのように配分するのか、こちらはメリットを受ける度合いに応じて配分すべきかと思います。したがって、この答えの一部は、実際にコスト配分の際に、送電インフラを設置する際の投資コストをメリットに応じて配分することです。こちらは、実はラディアルネットワークのほうがやりやすい状況です。

しかし、もちろんほかにも検討事項はあります。経済学者として、私は配電の効果をみているだけなのであれば、とにかくシグナルや、料金の効率性などを考えて、できるだけ安定したものを求めることが重要だと思います。

○横山座長　　どうもありがとうございました。それでは、最後に1つぐらい質問をお受けしたいと思います。いかがでしょうか。

よろしゅうございますか。

それでは、どうもありがとうございました。

それでは、ここで Baritaud さんはご退席となります。大変貴重なお話をいただきましてどうもありがとうございました。

○Mr. Baritaud, IEA 今日、お招きいただきありがとうございました。

(Baritaud 氏退席)

○横山座長 それでは、次の議題に移らせていただきたいと思います。

次は、やはり同じように海外、諸外国の託送料金制度について事務局の説明でございます。資料に基づきまして、石川さんのほうからご説明をお願いします。

○石川ネットワーク事業制度企画室長 それでは、資料4に基づきましてご説明をさせていただきますと思います。

まず1ページ目をご覧くださいと思います。本日は、事務局からヨーロッパを中心とした託送料金制度のトレンドをご紹介させていただきます、特にイギリス、ドイツに関しましては我が国の課題と共通する点が多々あるということで、私自身も先々週に規制当局とも意見交換してまいりましたので、送配電事業を取り巻く環境でありますとか制度の要点といったことを、今後のご議論の参考ということでご紹介させていただければと思います。

2ページをご覧くださいと思います。本ワーキング・グループの論点に対応いたします要点を記載させていただいております。発電側の負担につきましては、各国においては接続負担を減らす傾向で、送電費用につきましては発電側に課金をしていくという動きがございますけれども、他方でEU指令におきましては、発電Gタリフの増減値の導入でありますとか、あるいはそれと逆に、規制機関の連合体であるACERが反対する意見を表明といった動きがございます。また、固定費を基本料金で回収する動きが一般的にみられるということでございます。送電ロスにつきましては、日本と同様の制度がイギリスにもございます。ただ、その他多数の国においては送電事業者が一括して調達する制度が多くなってきております。

3ページをご覧くださいと思います。これは、まず発電側課金につきまして、各国では導入したり、増やす傾向はありますけれども、欧州委員会において、国際取引を阻害することがないようにという名目で2010年に指令が導入されております。それで、上限値はMWh当たりのユーロで設定されておまして、どういう理屈で決められているかというのは、詳細にはわかっておりませんが、国ごとに上限値が設定されており、イギリスですと、MWh当たり2.5ユーロの設定となっております。それで、後ほどご説明申し

上げますけれども、イギリスは、この上限規制にあわせるために送電コスト全体のGコンポーネントの割合、もともとは27%と設定していたものを17%に、今年引き下げをしております。他方で、イギリスの規制機関との意見交換においては、EU指令の導入の背景というのは、どちらかというと、ドイツを中心とした発電事業者側の主張が強かったということをおっしゃいましたし、規制当局は、インフォーマルな場ではありますけれども、若干、国際取引の適正化という観点で上限を設定するということは合理性がなくて、逆に発電側に対して誤ったシグナルを与えるのではないかとというようなことを述べておりました。

4ページをご覧くださいと思います。こちらは、EU加盟国の規制機関の協調機関でありますACERのレポートでございます。これはEUのダイレクティブズが出た後に出されているレポートでございますけれども、上限値の設定そのものは不要ではないかという意見を表明しているものです。それで、発電側課金につきましては送電コストを適切に反映した容量ベース、または固定料金の課金であれば上限値は不要ということ、効率的な地点への発電投資のための価格シグナルとして活用できるものであるということで、むしろ評価をしていると書かせていただいております。

その他、レポートの中には発電事業者への課金水準、範囲の設定のやり方ということで、各国では様々な方法をとっており、そういったことも紹介してございます。

次の5ページをご覧くださいと思います。各国の制度の傾向としましては、近年接続時の発電側の負担割合を引き下げたり、フローの費用負担ということでは発電側負担の導入あるいは拡大といった動きが見られるということでございます。

6ページ、7ページをご覧くださいと思います。これは近年、各国で基本料金の回収率を上げてインフラコストをカバーしていく傾向があることを示させていただいております。

8ページをご覧くださいと思います。8ページは送電ロスに係る制度の概要でございます。イギリスは日本と同様、発電事業者は個別に焚き増しをして補填をすることとしておりますけれども、ドイツ、フランス、ノルウェーは送電事業者が専用のオークションや、前日市場によって一括して調達する制度になっております。ノルウェーにつきましては、地点に応じた料金設定となっていて、送電ロスを低減する地点における発電のインセンティブといったものも織り込んだ制度になっております。

9ページは、送電ロスにつきまして、ロスの補填者ということで送配電事業者が補填を

している国が多数であるということでございます。

次に 10 ページをご覧くださいと思います。EU 全体としましては、左側のグラフにありますとおり、送配電に直接関連したコスト及び再エネ資源などの非関連コストも上昇傾向にあるということでございます。右側のグラフは、2012 年を 100%とした場合の各国の託送料金の時系列のトレンドを示しております。これを見ていただきますと、ドイツ、イギリスでは近年、上昇傾向が顕著になっております。

次に、イギリス、ドイツの制度概要・課題についてご紹介をさせていただきます。12 ページをご覧くださいと思います。まずイギリスの全体像であります。独立した規制機関として Ofgem がございまして、事業者の構造としましては、送電事業者は主要な 4 社がございまして、そのうち National Grid が全体を統括するシステムオペレーターとしての役割を担っているという構造でございます。それで、日本とは異なり、配電につきましては送電と異なる事業者によって担われ、主要なもので 6 社あるということでございます。

13 ページ、14 ページは、その事業の概要を示させていただいております。

15 ページをご覧くださいと思います。イギリスでは 1990 年に送配電事業が民営化、その後小売事業は全面自由化となり、託送料金制度につきましてはレベニューキャップ制が導入されております。それで、発電・小売ともに課金するゾーン別の料金制度というのは 1993 年から導入をされておりますが、今年一部見直しを実施されております。

16 ページをご覧くださいと思います。イギリスの送配電料金制度のポイントをお示ししております。イギリスは、先ほど申し上げたように、全体としてはレベニューキャップ方式を用いており、接続負担のイニシャルコスト負担につきましては、日本と同様にシャロー方式をとっております。

次に、送電料金については発電事業者、小売事業者双方に負担を求めておりまして、発電側の課金につきましては地点別の kW 課金、小売側につきましては 30 分メーターの有無で異なるということがございますけれども、地点別で kW 課金と kWh 課金のいずれかの適用になるということがございます。

他方で、配電につきましては小売事業者への 100%課金になっておりまして、kW と kWh の 2 部料金になっているという構造です。

17 ページをご覧くださいと思います。これは送電の発電側課金のフォーミュラを示しております。これは今年、若干変更されておりますけれども、基本的な考え方は変わっておりませんので、元の制度をまず説明させていただきます。

発電側料金は、①のワイダータリフという中で、ロケーションチャージというのが書かれてございますけれども、これは限界の送電費用をもとにした地点別料金になっております。②のローカルサーキットタリフ、これは基幹系統への接続に必要な送電線のコストを反映したものでありまして、③と書かせていただいているローカルサブステーションタリフというのは変電所の電圧、冗長性などに応じて決められる料金でございます。それで、地点別発電側課金としてのコアは①のロケーションチャージになりますけれども、限界送電費用が各ノードによって計算され課金されるという仕組みになっております。

それで計算のやり方は、需要がピークとなる潮流図に基づいて、各基幹変電所を1つ1つのノードとして、各ノードに追加的に1 MW 注入して、それ以外のノードから需用費に応じて抽出をする。その場合の各系統の線の潮流変化分にそれぞれの線のコスト、距離を掛け合わせて限界費用を求める。その上で、近似した複数のノードを統合して、全体として27ゾーンを設定しているということでございます。

18 ページをご覧くださいと思います。イギリスの系統は、国内北部の電源地帯から南部の需要地への潮流が支配的になっておりますので、こういった限界送電費用で発電側、そして需要側の料金を設定することで、発電側につきましては北部のほうが高くなり、南部ではマイナスのタリフも生じることで、小売はその逆の料金設定になりますので、そういったことで発電を南部に、そして需要を北部にもっていくという誘導を行っております。

19 ページをご覧くださいと思います。今年2016年に一部見直しが行われております。骨格は変わっておりませんが、大きく2つ変更点がございまして、発電側課金につきましては、前段でご説明したとおり、EUの定める上限値にあわせた結果、総送電費に占める発電側の回収割合、もともとは27%で設定されておりますけれども、17%に引き下げを行っております。この点につきましては、Ofgemの文章などでは将来的なEU指令の上限値の設定、これの変更の可能性もあり得るとしながらも、2016年にはこのような制度変更をとるということをしており、そういう意味では、将来的な変更も念頭に置いた見直しとされております。規制機関との非公式な意見交換においては、こういった引き下げは発電事業者に誤ったメッセージになることなどは意見として述べていたということでございます。

もう1つの変更点は、発電側課金のロケーションチャージの地点別料金の計算方法が若干変わっておりまして、全体としては限界送電費用をベースとした課金ということで基

本的には変わっていないですが、一部に安定電源と変動電源の取扱いと、低炭素電源の多い地域、少ない地域で取扱いの区別を導入しております。

この制度変更で、フォーミュラが非常に複雑になっておりまして、次の 20 ページをご覧くださいと思います。これが新しいフォーミュラであります。17 ページ、先ほどご説明申し上げた①のワイダータリフについて、まず全体として水準が、EU 指令に対応するために下げられたということと、あとは、もともと 1 つの送電限界費用の計算であったわけですが、安定電源のみが負担をするピークセキュリティ・エレメントと、残りの全電源が負担するイヤラウンド・エレメントにまず分けられまして、それを更に低炭素の多い地域、過半数を占める地域のみが負担するイヤラウンドのノットシェアード・エレメントと、全ての地域が負担するイヤラウンドシェアード・エレメントに分けられたということになっております。その他のローカルサーキットタリフとローカルサブステーションタリフというのは変更がないことになっております。

次ページ以降、詳細な計算方法等について記載させていただいておりますが、説明は割愛をさせていただきます。

25 ページをご覧くださいと思います。これが、その計算方法に基づいて設定されている発電側の料金でございます。25 ページは、最初のワイダータリフの課金でございます。左が 2015 年、右側が制度変更後の 2016 年の料金表になっております。

まず、全体としまして発電側課金の比率が 27% から 17% に下げられたことによって全体の水準が下がっていることと、2015 年の料金では、非常に分かりやすく電源過多な北部——番号の小さいほうが北で、番号の大きいほうが南になっているという構成になっていますので、どんどん下にいくほどマイナス料金になっていくということです。それで 2016 年につきましては、まず安定電源のみ負荷されるシステムピークは安定電源が少なくて再エネの多い地域、すなわち北部、番号の小さい北部と需要が大きい南部でマイナスになっていて、安定電源の多い南西部などで高い数字になっております。それで、全電源全地域が負担するシェアード・イヤラウンドは、2015 年の地点別料金と非常に似たような形でありまして、電源過多の北部が高くて、需要過多の南部にマイナスになっていくという制度になっております。それで、再エネ過多地域のみが負担をするノットシェアード・イヤラウンドというのは、再エネの多い北部で高い課金になっております。

それで、いくつかの地点の料金を実際に計算した例を下に書かせていただいております。

次に 26 ページをご覧くださいと思います。ローカルサーキットチャージは、接続

する変電所によって費用が異なることと、あと③のローカルサブステーションコストは、接続する発電容量、電圧、冗長性によって料金が異なるということでございます。

27 ページをご覧くださいければと思います。制度は、今申し上げたようなことになっておりますけれども、英国の Ofgem、National Grid などとの意見交換であげられた課題とを書かせていただいております。その前提として、近年、洋上風力などの再エネ接続増加によって、託送コスト全体が著しく高くなってきていることがございまして、その上であげられた課題としましては、一番上に書かせていただいておりますけれども、自家発保有者、ビハインド・ザ・メーターの問題を大きな問題として捉えておりまして、自家発保有者の負担あるいは運用上の課題というものをあげております。

2つ目としましては、先ほどご説明したとおり、発電側課金は DS0、配電のレベルではございませんので、そういった発電側課金を避けるというような問題意識もあって配電レベルの再エネ接続が増加しているという課題があげられております。

それに伴いまして、3つ目として書かせていただいておりますけれども、配電、DS0 のほうから TSO への逆潮流の発生があって、それが TSO 側からすると、なかなか見えないところにあるので、そういった逆潮流の発生に対する運用上の課題を問題として挙げておりました。

かつ配電レベルでの再エネ接続、これが非常にいっぱいになってきているということで、4つ目に書かせていただいているようなノンファーム型の送電補償しないような形での接続や、アクティブネットワークマネジメントと呼ばれる、リアルタイムの送電のマネジメントなどが始まっておりまして、まだ議論の最初の段階でありましたがローカルな、ディストロビューションレベルでのローカルマーケットプラットフォームといったような議論も出ているということでございます。

一番下に書かせていただいております送電ロスにつきましては、イギリスの中でも別途の競争・当局のほうから地点別のシグナルを発すべきといった提言も出ていることが述べられておりました。

28 ページをご覧くださいければと思いますけれども、配電網への接続問題への取組ということで、一例としてスコットランドの配電会社が提供している柔軟な接続に関するメニューを参考までに記載しております。例えば、限定的なエリア、離島的なエリアではありませんけれども、行われているものとして、こういったアクティブネットワークマネジメントのような、常時ネットワークを監視して最大の送電可能量をシステムが指令する、そう

いったことも行われ始めているということでございます。

29 ページをご覧くださいと思います。これは前段でご紹介したイギリスの競争・当局から、発電事業者の競争促進でありますとか効率的投資といった観点から、送電ロスについて地点別料金とすべきという提言が出ていることのご紹介です。

続いて 31 ページをご覧くださいと思います。これはドイツの状況でございます。ドイツも 2011 年の福島原発事故以降、再エネ導入に大きく舵を切っているということでございまして、10 ページでお示ししたとおり、託送料金についても著しく上昇している状況でございます。主要な関係者としましては、同様に独立の規制機関がございまして、事業者としましては、送電事業者として主要な TSO が 4 社あって、配電会社が、これまた別になっておりまして、非常に多数の配電会社があるという状況でございます。

34 ページをご覧くださいと思います。ドイツは 1998 年に全面自由化をした上で、その後、レベニューキャップ制の導入なども行ってきたということでございます。それで、先ほど申し上げたとおり、2011 年以降、特に再エネ導入について大きな政策転換があったということでございます。

35 ページをご覧くださいと思いますが、送配電料金の算定フローを書かせていただいております。ドイツはレベニューキャップ制を導入しているということで、接続につきましてはスーパーシャロー方式で、電源接続時に電源側の負担が非常に小さい制度になっております。それでランニングコスト、送配電のフローコストにつきましては小売事業者が 100%負担、配電についても小売の 100%負担で、いずれも 2 部料金になっております。

加えて、右上に書かせていただいておりますけれども、配電網に接続された電源については、回避された系統利用料という制度で、上位系統の費用を払わないという制度もございます。

36 ページをご覧くださいと思いますが、このドイツで 2005 年から導入されております配電網に接続した電源について一種の割引制度であります。それについて、今後は廃止をしていく方針であるとのことでございます。これは、現状においては、むしろ配電網に接続をして、基幹系を使って、特に需要地である南部に送電するというケースが多くなっていて、それによって基幹系統の増強が必要になってきていることも踏まえて方針が決められたとのことでございます。

37 ページをご覧くださいと思います。ドイツでは、送電ロスにつきまして系統運

用者が、透明性が高い形で市場を通じてロスを調達することが決められております。

38 ページをご覧くださいと思います。同様に、ドイツの規制当局と非公式ではございますが、意見交換をした際にそこで示された課題でございます。前提としましては、やはり託送料金が近年上昇している中で、なかなか効果的な策が出せないというところがございます。特に北部の風力、洋上風力に起因する連系線増強、これが託送料金の増加、圧力になっているということが大きな課題として示されております。加えて、配電網に接続する電源が増加をしてきている。それに対する出力抑制に対する補償の増加といったことが大きな課題として示されております。

加えて、他国との連系線の建設を進めることで方針としてあるものの、潮流も時間帯によって変わり不安定ということもあって、なかなか受益者の特定が困難ということで交渉が進まない。そういったことを課題として示しております。

以上、駆け足で恐縮ですけれども、イギリス、ドイツを中心とした状況についてご説明をさせていただきました。それで、今後の議論の参考にさせていただければということでございます。以上でございます。

○横山座長 どうもありがとうございました。

それでは、ただいまのご説明に関しまして皆様からご意見、ご質問をいただければと思います。いつものようにネームプレートを立てていただければと思います。よろしく願いいたします。

では、岩船委員からお願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。イギリスも発電側課金の上限が設定されたとか、ドイツはまだないとか、要するに発電側課金がうまくいっている国というのはあるのですか。

○横山座長 いかがでしょうか。

○石川ネットワーク事業制度企画室長 まず、イギリス、ドイツに関して申し上げますと、どちらかというといギリスの規制当局は、そういう発電側課金を通じたシグナルを、むしろ細かく発することで電源誘導しないと、より託送料金が上がってきってしまうということに懸念を示している状況をいってしまっていて、EUの指令そのものに対する合理性に疑義を表していたというのが実態でございます。

それで、先ほどご紹介したように、EUの指令についてもACER、規制機関の意見としては、むしろしっかり見直すべきだというような意見も表明されているということで

ざいます。それで、むしろドイツの規制当局は、やはりコストがどんどん上がっていくことに対して効果的な策がないことについて、非常に問題だという認識はもっているものの打つ手がないという状態だと認識をしております。

加えて、今日のご紹介にはありませんけれども、北欧の国々、ノルウェー、フィンランドを始め、発電側課金をより積極的に活用しているような国もあるという認識でございます。

○横山座長　　どうもありがとうございました。

小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員　　ご説明ありがとうございました。それで、やはり欧州全体的に発電事業者の負担を引き下げるとい流れが一つあるように感じたのですが、先ほどドイツに関しまして、発電事業者から負担引き下げをリクエストするというような動きがあるというのは、やはり再生可能エネルギーの影響が一番大きい、それで発電事業の稼働率が下がってなかなか利益が得られないという状況が、やはり一番影響が大きいファクターに今なっているのでしょうか。

○石川ネットワーク事業制度企画室長　　実際に再エネだけかどうかとか、どの程度、実際にどういう働きかけとかメカニズムがあるかというのは、正直、あまり客観的に示すところはございませんけれども、個別の事業者ということであれば、当然、負担になるところについてはそういう意見をいっているという面があるのではないかと思います。

他方で、それが託送コスト全体のコストを引き上げているというような側面もあるということだとは認識をしています。

○横山座長　　はい。どうぞ。

○松尾事務局長　　私も少し前にヨーロッパへ行ってまいりましたので、そのときのEUとか北欧の国がいておりましたのは、先ほどのEUは、とにかく発電事業者の電気の輸出入が非常に激しいのだと。そうすると、発電側からすると、自分のエリアの発電側課金が高いところは、直ちにこれが競争力に直結してまいりますので、発電側の発電課金を減らしてくれという圧力が非常に強いのだというところが、まず一つ、この議論をするときに難しいところなのだ。

そこは今、日本の場合は幸いに、この議論としては同じ考え方で整理してくれないかということも議論しておりますが、要するにヨーロッパですと、まだ各国がそれぞれに自分の考え方で課金をしておりますので、そうすると、問題意識が高いところはものすごく高

くなって、そこは輸出しにくくなったり、それに対して各国の発電事業者は、自分のところは少しでも発電課金を安くしてもらいたいという圧力をかけてきますので、そういうところが、割と発電側課金を下げる方向に一つ働いている要因ではないかということが、割と私が回りましたときの規制機関ですとかEUの方から、これも非公式でございませうけれども、お伺いした一つの背景でございました。

○横山座長　　どうもありがとうございました。ほかにいかがでしょうか。

若林委員、お願いいたします。

○若林委員　　ちょっとわからないところがあるので教えていただきたいのですが、38 ページで、ドイツで回避された系統利用料というところが廃止されたという話だっただろうと思うのですが、日本では直接配電網に接続するような場合に、それもやはり、そういうような技術というのをも促進する必要があるというような議論があったと思うのですが、そういう議論はドイツではなくて、やはり送電網を強化しないといけないからコストを回収しないといけないよねということで廃止ということになったのでしょうか。

○石川ネットワーク事業制度企画室長　　まず1点、もともとのドイツの制度は、実際に接続が配電網であれば割り引かれるという制度になっていて、結局、その先の送電先がどこであろうとも上位系統の費用を求めないという制度になっていたということで、恐らく低圧に接続して、どこに送電するか、多様な送電先があるということを前提にしない制度になっていたということもあって廃止をされたのではないかとというのが1点です。

あとは、その後、この制度が入った後にドイツにおいては再エネの導入促進のほかの制度がかなり強化されたこともあって、若干実態との乖離があったため廃止されたと聞いております。その上で、ただ議論としては、本当に低圧で接続をして基幹系統に負荷をかけていないような送電について、しっかりとそれに合理的な制度とすべきだという議論はこれまでであったと承知していますので、必ずしもドイツにおける議論と日本でこれまで行われている議論とは、ちょっと違うのではないかと考えております。

○横山座長　　ありがとうございました。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員　　まず、理論的に頭を整理すべきだと思います。先ほど松尾事務局長が、最初のプレゼンテーションのときにもその点で質問されていたと思いますし、今も出てきているのですが、エネルギーを輸出入しているときに発電課金の水準はどういう意味を持つのかは、私たちも理論的に整理しておかなければいけない。

発電側に課金すると、それは、最終的には転嫁されて消費者の料金、小売事業者への売り値が上がることを通じて最終的に消費者に転嫁される。仮にA国からB国にずっと輸出しているとして——現実にヨーロッパはそういうことはないのですけれども——ここで発電課金がふえれば発電側のコストが増えて、販売価格が上がって小売が負担することになったとすると、輸入しているB国の消費者と、それから、もちろんそこから買っているA国の消費者、両方が負担することになるわけです。そうすると、B国の消費者に一部、送電線の建設のコストの負担を回すということになります。もちろん、不公正だといっているわけではなく、それは輸出するために使う送電網の投資コストはそちらから回収して何が悪いのだということはあるのだと思いますが、そこをどんどん上げていけば、当然その割合は上がる。そうすると、果てしもなく上げていくと本来、A国の消費者が負担しなければいけないコストもB国の消費者から回収することが原理的に可能になる。だから、上限を設定しないと他国の消費者に全部、自国の消費者が本来負担すべきものも押し付けることもあるのではないか。そういう懸念があるから、一定の規制は原理的には正当化しうる。それが本当にリアルな問題かどうかは別として、原理的には上限規制を正当化する理屈はある。

一方で、別の経済理論では、そういう輸出競争をしているときには、むしろ他国とも競争しているわけですから、自国の発電事業者のコスト競争力が落ちると輸出市場で負けてしまうので、むしろ輸出事業者を補助したいという強いインセンティブがある。そうすると、逆に発電側課金の引き下げ競争というか、本来なら発電側に負担させたほうが良いようなコストも、できるだけ下げて自国の競争力を確保したいというインセンティブも出てくる。つまり過大になることも過小になることも両方あり得る。こういう類いの議論が今まで出てきていることを、まず頭に入れた上で、日本では電力の輸出入は基本的にないので、そういう類いの議論は考える必要がない。その意味では、日本はとても制度設計のしやすいところ。そういう特殊な要因があることによって出てきている議論を誤解して、安易に日本に当てはめないようにすることは、重要なことだと思います。

次に、今日本では関係ないといってしまったのですが、日本でも、輸出入とはいわなくても、例えば東北で大量に風力の電源をつくって、そのために送電線の増強が必要だけでも、これは東北で消費するためではなく、他の地域で消費するため。そうすると、これは東北電力の管内の消費者が、このコストを負担しなければいけないのかという問題が起こるかもしれない。そういうようなことは、今の問題とは関連している。日本でも全く関

係ない話ではない。それはエリアをまたいだ立地、エリア間の負担の問題、そういう問題のときに出てくる話。同じエリアの中で北に立地させるのがいいか、南に立地させるのがいいか、そういうレベルで議論しているときには本来関係ない話。この点を私たちは頭の中で整理しなければいけないと思います。

次に、ドイツでは配電網に接続するものの割引をやめる点について。これは普通に考えても、筋の悪い政策がもともととられていた。北から南に重潮流がある状況だったとしても、北の配電網につないでも、南の配電網につないでも同じように割引が受けられるのは、どう考えても制度の設計としてはとても変。そのとても変なものをやめるということなのだと思います。これから直ちに、配電網に接続するのは、全部よくなって、こういう類いの割引をやめることが世界的な潮流、と解釈されるととても困る。そういう類いの、重潮流だとかそういうことは一切考えないで、配電網だったら割り引くというのは、私たちは当然この後とらないと思います。これをもってエネルギーの地産地消のようなものに関して配慮することは必要ないという世界的な流れなのだといわれると、抵抗があります。そういうつもりではなかったと思いますが、我々は誤解しないようにしなければいけない。

以上です。

○横山座長　　どうもありがとうございました。何かコメントはありますか。

○石川ネットワーク事業制度企画室長　　先生がおっしゃったとおりだと思っております。前段おっしゃっていたような輸出の関係も、厳密に言えばエリアまたぎの時になりますけれども、ヨーロッパにおける議論がそのまま日本に当てはまるということではないと認識をしております。

後段についても、まさにそのとおりでございまして、もともとの制度設計が若干実態と乖離していた制度がやめられたということですので、潮流に即して、しっかり見ていくということとは別の話だと認識をしておりますので、全く先生のおっしゃるとおりだと思っております。

○横山座長　　ありがとうございました。ほかにいかがでしょうか。

それでは、佐藤さんのほうからお願いいたします。

○佐藤電力広域的運営推進機関理事　　ちょっと違う観点から質問なのですが、私もイギリスには行って話を聞いてきたのですが、そのときに話を聞くのを失念したのですが、相当公式的には言わないと思うのですが、日本でさんざん問題になったというのは、発送電分離のときとか広域機関をつくるときに、アクセスの中立性というか公正性

が非常に問題になって、うちの広域機関ができたりとか発送電分離という話になった。

何がいいかというのと、それは、やはり私、この小委員会で一回いったのですが、グリッドカンパニーの人にとってみると、一般負担になってしまうような設備の増強というのは、利益最大化をするという面で見ると、やめてくれよというのも明らかにある。それで、総括原価でみていただくとかそういうものがあつたとしても、少なくとも設備自体でみてみると、会社として一般負担にはなるのだろうけれども、少なくとも短期的には、何だ、これというふうになるようなことがあるときに、例えば発電者負担ということになると、これは接続をすると、ある意味では利益が上がるのか、確実に来るのかということになると、少なくとも何か、真の意味で利益を最大化しようと思っている事業者にとって、その発電課金というのは非常にアクセスの公正さを、制度として完全に保証しなくてもインセンティブになるという傾向はあると思います。しかし、ヨーロッパに関しては、特にドイツなどは全くそういうものはないということですが、アクセスに関して、例えば発電課金というのが、ある種のインセンティブになるというような議論はないのですか。

○石川ネットワーク事業制度企画室長　この前行ってきた非公式な場での会話として、明示的にそういったことは出てきていませんので、改めて確認をしたいと思いますけれども、ただ、やはりイギリスの規制当局のほうは、発電側課金と接続、コネクションとはセットだという認識でいるということであつておりましたので、そういう意味では、負担を求めて接続をよりよくしていくということを認識しているのだと思います。

それで、おっしゃっていたような形で、そういう明示的な議論というのがどこかで行われているかどうかとか、そういったところは改めて確認をさせていただきたいと思います。

○横山座長　どうもありがとうございました。ほかにいかがでしょうか。

それでは、秋池委員からお願いいたします。

○秋池委員　感想ですけれども、欧米は、早くからいろいろと新しい制度を取り入れて、特に今回は欧州の話ですが、多分、相当いろいろ深く考えて取り組んでいると思うのですが、多少、松村先生の話ともつながるのですが、これがベストプラクティスというわけではなくて、むしろ私たちがよく考えるべきは、どういう環境下にあるから、何に苦労しているのかということに学ぶべきなのだろうなというふうに思って今日の2つの講義を、大変勉強になったのですけれども、聞いておりました。

やはり、それこそ配電に直接つなげるというのを促進していた時代もあつたのだと思うのですが、またその状況が変わってきたとか、何か今の日本と、それから、制度を

あまりころころ変えるのがいいことだとは思いませんので、想像できる範囲で応用可能な制度がつくっていきけるといいなと。そのために、むしろどこに苦勞しているのかということとを学んでいきたいなというふうに感じた次第です。

○横山座長　　どうもありがとうございました。大変、まとめのような感じのご意見をいただきましてありがとうございました。

ほかにいかがでしょうか。オブザーバーの皆さん、何かございますか。

よろしゅうございましょうか。

それでは、どうもありがとうございました。本日は、非常に海外の勉強をさせていただいて、今後の我々日本の制度をどういうふうにつくったらいいのかという参考になったかと思えます。

それでは、本日予定した議事は以上でございますので、次回のワーキング・グループについて事務局からご説明をお願いいたします。

○石川ネットワーク事業制度企画室長　　次回につきましては、後ほど、またご相談させていただければと思えます。また、本日の議事録につきましても確認をさせていただければと思えます。

○横山座長　　どうもありがとうございました。

それでは、本日のワーキングは、これにて終了させていただきます。どうもありがとうございました。

——了——