

総合資源エネルギー調査会  
電力・ガス事業分科会 第21回電力・ガス基本政策小委員会

日時 令和元年11月6日（水）10：00～11：54

場所 経済産業省本館17階 第1特別会議室

○下村電力産業・市場室長

それでは、定刻となりましたので、ただいまより、総合資源エネルギー調査会第21回電力・ガス基本政策小委員会を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、ご多忙のところをご出席いただき、ありがとうございます。

本日は、大橋委員、村木委員、四元委員におかれてはご欠席との連絡をいただいております。村上委員におかれましては、少々遅れての到着というふうに伺っております。

それでは、早速ですが、以降の議事進行は山内委員長にお願いしたいと思います。よろしくお願いいたします。

○山内委員長

承知いたしました。

それでは、お手元の議事次第に従いまして議論に入りたいと思います。

プレスの方の撮影は、ここまでとさせていただきますと思います。よろしゅうございますでしょうか。

それでは、まず電力・ガス小売全面自由化の進捗状況について、これは定点観測ですけれども、この議題について事務局からご説明をお願いいたします。

○下村電力産業・市場室長

それでは、資料3をごらんいただければと思います。まさに定点観測の全面自由化の進捗状況のご報告でございます。

まずは電力からございまして、スライド3をごらんいただければと思います。

全販売電力量に占める新電力のシェアは赤いグラフでございますけれども、今年の7月時点で約15.6%、うち家庭等を含む低圧分野のシェアは15.5%となっております。競争が激しいのは黄色の高圧でございまして、23.6%を新電力のシェアが占めてございます。

スライド4をごらんいただければと思います。

そのうちの大手電力の域外進出の状況でございまして、左下が全体でございますが、大手電力

及びその100%子会社の域外進出を見ても、最新のデータで約4.2%となっております。  
とりわけ高压分野におきましては、合わせて7.2%が域外大手のシェアが占めてございます。

スライド5をごらんいただければと思います。

供給区域別の新電力のシェアでございまして、ごらんいただきますとおり、北海道、東京、関西といったエリアで新電力のシェアが相対的に高いということでございます。沖縄も徐々にシェアが伸びてきてございまして、6.3%というところまでなっております。

6スライド目をごらんください。こちらはエリア別、かつ電圧別の新電力のシェアでございまして、電圧別に見ると、高压での新電力シェアが高いというのがごらんいただけます。

スライド7をごらんください。こちらは低压分野、家庭等の低压分野のスイッチングの状況でございます。7月末時点で家庭等の新電力等への切替件数は1,000万件を超えまして、1,086万件。大手電力内の自社内の契約切替件数は約633万件となっております。

スライド8は、逆に新電力等から大手に戻るなどのスイッチングでございまして、これが40万件。新電力から新電力への切替件数は約94万件となっております。

続いて、スライド9は卸取引市場の状況でございます。全面自由化直後は総需要の2%程度であった市場取引のボリュームは、足元では30%ないし40%に近いところまでの取引が市場で行われるようになってきてございます。

10スライド目は、この間の市場価格でございますけれども、安いときは3円程度の値をつけるときから、特に9月10日は今年の最高値として60円/kWhという価格をつけてございます。

以上が電気の状況でございます。

#### ○下堀ガス市場整備室長

続きましてガスの状況でございます。

スライド12でございます。新規のガスの小売事業者の登録状況は前回と変化はございません。

次のスライド13でございますが、東京エリアで登録している新規事業者が大阪ガス区域、あるいは東邦ガス区域に進出しているという状況で、前回からの変更は下線を引いているところでございます。

他社スイッチングの状況、次のスライドでございますが、スイッチング、家庭用の契約数全体のおよそ11.1%、地域別で見ますと関東で初めて10%を超えたというスイッチングの件数の状況でございます。

次のスライド15でございますが、みなし小売から新規小売へのスイッチングは、直近1カ月で家庭用契約件数全体の0.3%から0.6%程度がスイッチングしているという状況でございます。

一方で、新規小売からみなし小売へのスイッチングというもの、月単位で見ても、昨年

の後半から中部・北陸、あるいは近畿といった地域で特にふえる傾向が右のグラフから見てとれます。

次のスライド16でございますが、規制料金が残っている9事業者において、規制料金から自由料金に変更した件数は、家庭用では約127万件、約9.1%という状況になっております。

次のスライド17でございますが、販売量における新規小売の動向ということで、全体では新規小売が13.7%のシェア、家庭用では8.3%、工業用は17.3%となっております。

最後、スライド18ですが、家庭用の販売量における新規小売の割合は、このグラフのように推移しておりまして、近畿のほうで大きく増加しているという状況でございます。

以上でございます。

○山内委員長

どうもありがとうございました。

それでは、資料3についてご質問等があればということですが、例によって発言をご希望の方は名札を立てていただくというルールでいきたいと思いますので、よろしくをお願いします。

どなたかいらっしゃいますか。

大石委員、どうぞ。

○大石委員

ご説明ありがとうございました。

質問なんですけれども、今回、小売の状況をいろいろと出していただきましたけれども、経過措置の解除について、電気のほうも、ガスのほうも、今後どこで——たしか電気のほうは1年に1度の割合で見えていくというような結論だったかと思うんですけれども、今後はどこでこの経過措置解除をするかしないかの議論というのは行われるのかということをご教えていただけますとありがたいです。

以上です。

○山内委員長

ほかにご発言と質問があれば、まとめてと思いますが、いかがですか。

では、とりあえず、この件について。

○下村電力産業・市場室長

今のご質問に関しましては、基本的には電力・ガス取引監視等委員会で競争状況の評価を行った上で、原則として毎年1回の評価を行うということでございます。

○山内委員長

よろしいですか。

○大石委員

では、今年も行うということですか。

○下村電力産業・市場室長

今年は、2020年の4月については、経過措置料金を残すということで評価が終えて——すみません、電気についてですけれども、終えていますので、また翌年ということになろうかと思えます。

○山内委員長

よろしいですか。

ほかにいらっしゃいますか。

議題1については毎回見ているところなんです、また何かありましたら後ほどご発言をいただこうかなというふうに思います。

それでは、次の議題は資料4であります。これを事務局からご説明願いたいと思います。

○下村電力産業・市場室長

では、続きまして次の議題、資料4、適正な市場メカニズムと需給確保の在り方についてのご説明させていただきたいと思えます。

本日は、この関係で1点ご報告、それから1点ご議論ということをお願いしたいと思っております。

まず1点目でございますけれども、需給調整市場開設後のインバランス料金制度の開始時期に関してでございます。

スライド3をごらんいただければと思えます。

需給調整市場開設後の新たなインバランス料金制度につきましては、本小委員会におきましてご議論いただいた後、電力・ガス取引監視等委員会におきまして制度の詳細設計が進められてきているところでございます。

その中で、実際にインバランス料金を算定するためのロジックや、あるいは複数のシステムの連携というのがかなり複雑になるということが見えてきてございます。さらに、今足元でもなお、需給逼迫時にインバランス料金をどう設定をするのかといったあり方について、なお引き続き議論が行われているところでございます。

こうした状況を受けまして、先月行われました電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合におきましては、インバランス料金制度のシステム開発を2021年4月からの制度開始に間に合わせるのが困難という状況になっていることから、制度開始時期を1年延期して、2022年4月からとすることが提案されたところでございます。

ここでの報告資料については、資料4-1、4-2に配付をさせていただいてございますが、説明については割愛させていただきまして、質疑の中で必要に応じて参照いただければと思います。

そのポイントをスライド4でご説明させていただければと思います。システム開発が遅れている理由として、1点には、インバランス料金を算出するに当たって調整力のコスト、あるいは卸電力市場価格を参照する仕組みということになるわけでございますけれども、例えばこれを30分でなく15分刻みで稼働した調整力のうちで最も高い、あるいは低いものの価格をとってくる、そのためのロジックですとか、あるいは、では参照する卸市場価格としてザラバ取引である時間前市場の5取引分の価格を参照すると。では、どの5個をとってくるのかといったことについてもご議論されているわけでございますけれども、こうした価格を参照したりということで、いろいろなケースに応じて、この場合はこれを、この場合はあれをという形でケース設定が複雑になっているという点が挙げられてございます。

またもう一点といたしまして、繰り返しになりますけれども、需給逼迫時の料金算定の仕組みについては、引き続きどういった数字にするかも含めて詳細設計の議論が継続していると、こういった状況も見られてございます。

振り返れば、2016年4月の全面自由化の際には、システム開発の遅れのためにさまざまな混乱が生じたわけでございます。こうした教訓を踏まえまして、システム設計に万全を期すといった観点からは、監視等委員会のほうで報告のあったように、新たなインバランス料金の制度の導入につきましては、2022年の4月とすることとし、それまでは現行のインバランス制度を継続することとしてはどうかというのが1点目のご報告でございます。

以下、5ページから9ページは参考資料でございますので、割愛をさせていただきます。

続いて、大きく2点目の議論といたしまして、スライド10をごらんいただければと思います。

こちらは災害時等の市場停止、あるいは再開の在り方についての論点でございます。

この論点につきましては、これまでも本小委員会で何度かご議論をいただいていたわけでございますけれども、過去のご議論も踏まえまして、本日は基本的な方向性をご提案させていただきまして、その内容についてご議論をいただきたいというふうに考えてございます。

過去の議論の経緯については、少し参考資料で書いてございますので、飛ばさせていただきます、スライドの15をごらんいただければと思います。

まず論点の1-①といたしまして、市場の停止に係る考え方でございます。

災害等によりまして、特定のエリアで全域停電をしている場合には、市場で約定があったとしても、実際の電気の受け渡しはできないということになります。したがって、こうした中で

市場の開場をするというのは合理的ではないのではないかとこのように考えられるところがございます。

ブラックアウト後につきましては、一部でも復旧した地域があれば、その部分だけでも市場を再開して、追加的な電源等の拠出を促すといったことも考えられるわけでございますけれども、全域停電から徐々に復旧をしているという間は、一般送配電事業者が系統全体を管理下に置いて、徐々に負荷を戻しながら電源を並列させていくといった作業が行われる状況でございますので、そうした状況の中で市場をあけても、価格メカニズムは正常に機能しないと考えられるところがございます。

このため、ブラックアウトから少なくともネットワーク機能が復旧するまでの間は、無用な混乱を回避するということが重要である上に、市場を再開しても価格メカニズムが働くということも期待できないことから、市場は停止するということが適当ではないかということでございます。

では、このネットワーク機能が復旧するまでの間についてどう考えるのかということでございますけれども、これは北海道のときの振り返りをさせていただければと思いますので、スライド18をごらんいただければと思います。

この際は、昨年9月6日の3時7分に地震が発生をいたしました。そして、スライド17に、ちょっと文字が小さくて恐縮でございますけれども、左上に書いてあるように、同日の3時25分に北海道全域が停電をしたということでございます。

その後、徐々に電源のブラックスタートから発電所の並列というのが行われてまいりまして、右のほうに行っていただきまして、9月8日、およそ2日間ぐらいでございますけれども、9月8日の0時13分に釧路管内の負荷が復活しまして、これで北海道全域の一般負荷の全送が完了したと、こういう経緯をたどったというものでございます。

こうしたことを踏まえまして、スライド15にお戻りいただければと思います。

こうした経緯を踏まえますと、このネットワーク機能が復旧した時点ということの意味でございますけれども、これは流通設備の損壊等によって送電できない箇所を除いて、全ての一般負荷の送電が完了した時点というふうに観念して、まずはこの間については市場を停止することが適当ではないかというのがこのスライドの論点のご提案でございます。

続いて、スライド16をごらんいただければと思います。

では、その後どうするかというご議論でございますけれども、昨年の北海道においては、その後9月8日に一般負荷送電が完了した後も、9月27日の受渡分のスポット取引までの間、供給力が不足しているということからスポット市場は停止をしていたわけでございます。

しかしながら、本来であれば、ネットワーク機能が北海道全域で復旧をしている以上、ここで

生じているのは需要と供給の需給の問題でございまして、そうした中では、需給逼迫度合いに応じて市場価格が、その時点の電気の価値を反映して、その価値に応じて追加的な電源ですとかダイヤモンドリスponsといったものが市場を通じて抛出されると、こういうメカニズムが働くことが望ましいと考えられます。

一方で、こうした市場メカニズムを適正に機能させるに当たっては、次の点については少なくとも検討が必要というふうと考えられます。

1点目でございますけれども、ネットワーク機能が復旧した直後で需給が逼迫しているといった状況では、市場再開後のインバランス料金が高騰すると見込まれる結果として、例えば小売電気事業者が自分の相对契約等で確保している供給力を過大に確保して、余分に確保された電源について、それが市場に抛出されないおそれがあるということが考えられます。

一方、この点については、自然体では、こうした中では市場価格も高騰するのだから、そういう電源が死滅してしまうということではなくて、ちゃんと市場に抛出される蓋然性も高いのではないかと、こういった議論も考えられるわけでございますが、いずれにしても、こうした中での予備力の確保のあり方、あるいは一般送配電事業者の調整力の適切な活用のあり方ということについては、実務に支障を来さないような詳細な整理が必要と考えられるところでございます。

それからもう一点、2点目でございますけれども、災害時等は計画停電をしながら需給を復活させていくということも想定されます。しかしながら、ではどのエリア、あるいは具体的にどの部分がいつ、何時から停電をするのかといったことについて十分な情報が小売電気事業者等にもたらされないと、バラシンググループ側で翌日の需給計画をどうやってつくつたらいいんだろうかと、自分の需要を幾らと見込んだらいいんだろうかという形で、需要計画の策定が困難となる可能性も考えられます。このため、市場を再開するに当たっては、一般送配電事業者による情報開示、あるいは公開のあり方についても詳細な整理が必要と考えられます。

こうした論点はございますけれども、下の表にございますように、主要メカニズムは働かせることが望ましいという観点からは、今の詳細事項に係る詳細検討ですとか、あるいはネットワーク機能が復旧した後に、具体的に、ではどの時点からどういった周知手続を経てスポット市場を再開するのがいいかと。また、もっと言えば時間前市場をどうするのがいいかとかいって実務的な検討をさらに深めていくと、こうした前提でネットワーク機能の復旧後については卸電力市場を再開するという方向で、さらに詳細な検討を進めさせていただくこととしてはどうかというのが、このスライド16でのご提案でございます。

続いて、スライド20をごらんいただければと思います。

ここで、では市場停止時、あるいは市場再開時のインバランス料金をどうするのかというのが

この論点2でございます。

まず論点2-①は、市場の停止時でございます。この点につきましては、市場の停止期間中においては通電エリアも限定的でございます。また、バラシググループの行動も制約されることから、各時間帯ごとの電気の価値というものを定義するというのは困難でございます。

また、ブラックアウト発生直後について考えますと、ブラックアウト発生前にスポット市場において約定した取引について、精算は完了しているものの受け渡しができなくなったと、こうした時間が少なくとも1日はあるということでございます。

こうした時間帯につきましては、各バラシググループに市場価格相当額の損益が発生していると考えられます。これは「※」に書いていますけれども、例えば発電事業者であれば、スポット市場で10円で売りを約定して精算が完了していたという場合に、その後ブラックアウトしたということで、結果としてインバランス料金がスポット価格そのままの10円であれば、発電事業者は10円の不足インバランスを支払うこととなりますので、ネットの負担はゼロとなります。

また小売事業者も同様に、ネットの負担が、インバランス料金がスポット価格と同じであれば、ネットの価格はゼロ円になると。電気の受け渡しもされていないので当然なんですけれども、という精算方法となるわけでございます。

このため、このようにインバランス、イコールスポット価格となっていれば、損益はちょうど相殺されることとなりますので、こうした設定をするということに一定の合理性はあるのではないかと考えられるところでございます。

こうした考え方を踏まえまして、市場停止時のインバランス料金につきましては、①番といたしまして、市場停止の当日は、前日に行われた市場価格が存在するため、この価格を用いることが合理的ではないかと。また、では翌日以降もブラックアウトが継続する場合には、曜日影響を緩和する観点から、直前一週間のスポット市場の平均値を用いることとしてはどうかというのが論点2-①のご提案でございます。

続いて、スライド21をごらんいただければと思います。こちらは市場が再開直後のインバランス料金でございます。こちらについては、先ほどご紹介いたしましたように、需給逼迫時のインバランス料金制度の詳細については、現在専門会合で具体的にどの程度上昇させることが適当なのかといった仕組みについて検討が行われています。このため、市場再開直後というのは一定程度の需給逼迫というのも考えられることから、この仕組みによって市場価格の規律を確保していくこととしてはどうかというふうに考えてございます。

なお、一番最後の5ポツ目でございますけれども、冒頭の議論のとおり、新たな仕組みの導入は2022年の4月ということになるとすれば、それまでの間は、また暫定的な運用について何がし



か考えていく必要があると考えられますところ、監視委員会の議論も踏まえまして、暫定的な運用のあり方というのも考えていければというふうに考えてございます。

それから、スライド22をごらんいただければと思います。インバランス料金の論点の3つ目でございますけれども、現行のインバランス料金は、全国の市場価格に $\alpha$ という需給逼迫度合いに応じた係数を乗じる仕組みとなっております。これに関しまして、昨年のように、一部エリアでブラックアウトという事象が起こりますと、全体のインバランス料金に影響を与えるわけでございますけれども、そういう一部エリアの影響というのが他エリアに影響を及ぼすということが適当ではないと考えられることから、一部のエリアで市場停止をしているというときには、市場停止エリアのインバランス量を除いて算出した $\alpha$ を用いて $\alpha$ を算出することとしてはどうかというのが論点2-③のご提案でございます。

最後、この議論の出口といたしまして、スライド23でございます。

現行のJEPXの取引規程におきましては、どのような基準で市場を停止し、あるいは再開をするのかということがその業務規程において明らかになっていないという状況でございます。

このため、ここでのご議論も踏まえまして、このJEPXの規程に、停止・再開に係る基準について明確化していくことが適当ではないかというのが、ここでのご提案でございます。

資料の説明は、以上でございます。

○山内委員長

ありがとうございます。

それでは、議題2についてご議論願いたいと思いますが、基本的に最初の報告で、新しいインバランス料金の問題はシステム開発のこともあるので少し後ろ倒しにすると、こういうことのご報告。

それから2つ目をご議論いただきたい点ということで、ブラックアウトみたいになってマーケット機能が損なわれたときに、卸電力取引の停止・再開をどうするかということと、そのときのインバランス料金の決め方、これについて皆さんのご意見を伺うということで、いかがでございましょうか。

後半の議論は非常に細かいお話ではあるんですけども、昨年の北海道のブラックアウトという問題もありましたので、ちゃんと決めておかななくてはいけないと、こういうことかと思っておりますけれども、いかがでございましょうか。

村松委員、どうぞ。

○村松委員

ご説明ありがとうございました。

すみません、後半の議論ではなくて、前半のほうの料金制度の改定の1年延期です。こちらについてお願いがございまして、こちらの監視等委で非常に丁寧なご議論がされているところだというふうに理解しております。まだ詳細設計の検討も行われているということですので、これはシステム開発を考えますと1年遅れはやむなしということかなというふうに考えております。

というのは、皆さんもご記憶にあるようにということでご説明もいただきましたけれども、自由化開始当初のトラブル、そのトラブルの後のマニュアル対応が非常に大変だったというのを私も記憶しております。

今回のインバランス料金制度の改定については、恐らく何かトラブルが起きても、非常に機密かつ複雑な算定ロジックがあるために、マニュアルでの数字の補正・修正というのは極めて困難な状態になるんじゃないかなと。それを考えると、もうシステムに依存してやらざるを得ないので、ここはきちんとしたものを時間かけてでもやっていただくというのが、その後のことを考えたら必要だというふうに考えております。

システムの精度を上げるために、これは事業者の方々も含めてもう既に十分ご対応されているところだとは思いますが、いろいろなケース、テストケースを設定されて、そのシナリオに基づいてバグどりの作業というのは繰り返し行われていくと思うんですけども、そうはいっても1年はあっという間ですので、テストシナリオをどれだけやるかということについては、ある程度割り切りといいますか、網羅性は当然確保しなければならないながらも、時間が限られた中では発生可能性の低いものというものはある程度後ろ倒しといいますか、優先順位を下げてやらざるを得ないのかなと思います。

ただ、どういうものについてシナリオ設定をして、きちんとテストをしたかということを押さえておかないと、運用開始後にバグが出ました、エラーが発生しましたといったときに、なぜこのエラーが出てしまったのかという原因特定と対応のためには、きちんとテストシナリオ、これだけのものをこういう優先順位でやりましたといったことをきちんと担保しておくことが重要になるかと思っておりますので、その辺のご対応、短い期間ながらもきちんとやっていただければと思います。

先ほどお話ありました需給逼迫時のご対応については、まだ詳細設計検討中ということだったんですが、この辺のご共有とかも、またこちらの小委の場で行っていただければと思います。

以上です。

○山内委員長

ご要望ということで、事務局よろしいですか。

そのほかに。

松村委員、どうぞ。

○松村委員

まずブラックアウトが起こったときの対応、あるいはその後の市場再開も事務局案に異議がありません。

それで、そのときに再開時期を考えていただきたい。スライド18の北海道の例を見ていただくと、26日開場というのは遅過ぎた、もっと早く開場できたじゃないかという点は事務局案、事務局の問題意識が正しいと思っています。事前にちゃんと準備しておけば、もっと早く開場できたはずで、今準備して制度を整えるというわけですね。ただ、これはこのケースだと何日に開場したらよかったのかというのは若干微妙だと思っている。私は賛成しませんが、議論によっては9月8日0時13分に回復するということがわかっているんなら、9月7日の10時に取引を始めて、それで0時13分以降のものだけ取引することだって原理的にはあり得る。しかし0時13分に確実に回復することを見通すのはとても難しいので、現実的じゃないと思います。

0時13分に回復したから、9月8日にもう市場をあけて、9月9日からの取引をするのか。しかし、これは確実に0時13分と言えないので、周知徹底したりすることを考えれば、9月8日じゃなくても9月9日に開場するのもいい。そういう細かい議論はあり得ると思います。

これに関しては周知徹底がどの程度できるのかとかということ、これは0時13分じゃなくて、仮に9時59分だったらどうするのか、そういうようなことも細かく決めておかないと難しいと思いますが、これはどんなに遅くても、このケースだったら9月10日にあけれないということはないことを制度でピン留めしておいた上で、例えばJEPXが柔軟に判断できる制度を考えるのも、あり得ると思いました。

次に、具体的な提案に反対というわけではないんですが、ブラックアウトから回復した直後というのは需給が逼迫している可能性が高いというのは、北海道の例だと確かにそうだったのですが、これは電源が大規模に落ちた結果としてブラックアウトになったということだから。ブラックアウトは、必ずしもそういうケースだけが想定されるわけじゃなくて、軽負荷期に大きな送電事故があった結果としてそうなったということもあり得る。したがって、回復した後はそれほど大きな需給の逼迫はないことも十分あり得る。当然需給が逼迫していると決め打ちしないで、いろいろなことがあり得ることを考えていただきたい。

最後に、今回のマターでないというのは十分わかっているんですが、また前回と同じことを言っただけで申しわけないのですが、計画停電のイメージ、輪番停電だと思うのですが、輪番停電のような野蛮なことは、基本的にはネットワークが進化すれば起きるはず。強制節電が一定程度起こるのはやむを得ないと思いますが、強制節電という格好だとすると、インバランスを出すほうも、

最大で自分の需要家はこれだけしか使えないというようなことがわかった上で、ある種インバランスとかを計算すればいいことにはなりますが、輪番停電だと、実際に本当に輪番停電するかどうかは直前に決まるわけです。可能性があるということだけわかっているわけです。そんな状況でいろいろなことを考えながらインバランスを制御するとなると、とても難しい状況になります。

そんな難しい状況に陥るのは、今、あるいは数年後であればやむを得ない、まだ体制整っていないと思いますが、かなり遠い将来に輪番停電などというのが起こったとすれば、それは送配電部門の怠慢。つまり、もともとっと合理的なやり方があり得るのにもかかわらず、そのための準備を怠ったからではないか。もし、そうだとすると、その結果、インバランスの算定は予想がとて難しくなって、そのリスクは全部自由化部門の事業者に負わせていいのかということ、私は若干疑問に思っている。長期的にはそういう点も考えながら議論していただければと思います。

以上です。

○山内委員長

再開のときの状況について、いろいろ想定をというご要望でありました。これは事務局のほうで受け取っていただくということだと思います。

そのほかにいかがですか。

特に後半のインバランス料金のところはちょっと細かいんですけども、いかがですか。私の読んだといたしますか、ご説明を伺った限りでは、もうこういう形しかないのかなというような印象を持っていますけれども。

どうぞ。

○川越オブザーバー代理（野崎）

ありがとうございます。エネットの川越の代理の野崎と申します。

21ページに、市場再開直後の災害時のインバランス料金ということで記述がございまして、特に3ポツ目、4ポツ目のところに、「需給逼迫時にインバランス料金が上昇する仕組みを導入することが検討されている」という記述がございまして。その効果についても記述をされているところがございますけれども、電源の多くが旧一般電気事業者及び電源開発等の既存の大手電力会社に偏在しているという現状を鑑みまして、需給逼迫が発生した場合に電源調達手段が限られている新規の参入者のインバランス負担が過度に重くなる可能性があるということを考えておきまして、その結果、新規参入者の経営体力が低下してしまった場合、電力自由化の目的の一つである需要家選択肢の拡大にも悪影響を及ぼすということについて強く懸念をしている次第でございます。

つきましては、過去の災害事例等をもとに、需給逼迫が長期化したケースなどを含めて、過度な負担を強いる制度設計にならないようにインバランス料金の水準や需給逼迫等の基準を引き続き慎重にご検討いただくとともに、各社の経営への影響も大きい内容と思われるので、制度設計を進める前にさまざまな事業者の意見のヒアリングですとか意見募集のプロセス等々を導入することもぜひご検討いただきたいと思いますと考えております。

以上でございます。

#### ○山内委員長

これも要望ということで事務局のほうで受け取っていただいてよろしいですかね。

ほかにいかがですか。

特によろしいようでしたら、先ほどもありましたように、検討するという項目はたくさんありますので、またご要望、それからご注意点も受けましたので事務局のほうで受け取っていただいて議論を進めていただければというふうに思います。

それでは、次の議題は資料5、それから6、これは関連しておりますので一括してご説明いただいた上で議論をお願いしたいと思います。

事務局と、それから電力広域的運営推進機関の都築理事からご説明ということになります。どうぞよろしくお願いいたします。

#### ○森本電力供給室長

続きまして、議題の3つ目でございます。今年度の夏の電力需給実績の振り返りと、この冬の電力需給見通し及び対策についてということでございます。

東日本大震災以降、電力需給の逼迫、それから需給対策に万全を期すため、電力需要が高まる夏及び冬の前に電力需給の検証を実施してきたところでございます。

この夏の振り返り及びこの冬の見通しの検証をさせていただきたいということでございます。

具体的には、10月の終わりに開催されました広域機関の専門委員会におきまして夏の需給の実績の振り返り及びこの冬の需給見通しの策定、こちらを取りまとめていただいております。

本日、その報告書もあわせて添付をさせていただいております。この内容の妥当性の確認及びこの内容を踏まえて、この冬の政府としての需給対策の要否の検討についてご確認をいただき、最終的には政府におきまして需給対策の決定をさせていただきたいと、こういう流れで考えてございます。

需給検証の報告書につきましては大部でございますので、ポイントのみ、以降、資料5でご説明をさせていただきたいと思っております。

スライド番号4になります。夏の振り返りでございます。

この夏の7月から9月の振り返り、最大電力需要実績は資料4のとおりでございます。

本年も非常に暑い日ございましたけれども、一方で暑い日が比較的少ない夏だったということもございます。比較的想定需要の中におさまっているもの、想定需要のわずかに上ぐらいのものということで、この夏は乗り切れたということになってございます。

一部突出して需要が高まった時期がございます。具体的には皆さんご記憶のとおりでございます。今年度台風が何個か上陸をいたしました。具体的には、台風15号の影響。台風15号が過ぎた後の大幅な気温上昇により、9月に夏のエリアの最大需要を記録した幾つかのエリアがございます。

5ページ目でございます。台風15号が通り過ぎました9月9日及び10日の電力需給の状況でございます。9月にもかかわらず非常に気温が高まりまして、一部のエリアでは十分な予備率と言われていた3%を切るリスクが高まってきたということもございます。幾つかのエリアで他エリアからの融通を行って対応したというような実績がございます。最終的には、他エリアからの融通を受けまして、予備率3%を下回ることなく対応してきたというような実績でございます。

夏の特筆すべき状況につきましては、以上でございます。

続きまして、冬の電力需給の見通し及びその対策についてのご説明でございます。

資料5、7ページ目でございます。

具体的な需給検証の手法につきましては、これまでやってきた手法とおおむね同じでございます。厳気象を想定した最大需要、いわゆるH1需要に対しまして安定供給に最低限必要とされる予備率3%が確保されていることを確認させていただいております。

この夏から、より改善をしたところといたしまして、最大需要発生日の不等時性を考慮いたしまして、一部最大需要を低く見るという計算もしてございます。

一方で電源の計画外停止、こういったものが当然実需給の断面では起こってございますので、こういったものも考慮をしてございます。具体的には2.6%程度の供給力のマイナスということも考慮して算定をさせていただいております。

こういったものをベースにしまして計算をさせていただいたものが9ページ目になります。各エリアの需給見通しという内容でございます。各月、具体的には12月から2月までの冬の期間、各エリア間の電力需給の見通しをお示しをさせていただいたものになってございます。

数値、ご確認いただけるかと思っておりますけれども、全て安定予備率3%を確保できる見通しになっています。

さらに、幾つか確認をさせていただいております。10ページ目、それから11ページ目になります。

1つ目は、全体の予備率3%の確保に、さらに稀頻度リスクということで厳寒需要が発生した際に、さらに何かしらの脱落等が発生した場合のリスクということも確認をさせていただいてございます。全体で平年H3需要の1%の確保をするということを広域機関の委員会のほうで確認をさせていただいてございまして、この基準にのっとり1%の確保、具体的にはマイナス158万kW、全エリアで落ちたときの数字ということを確認をさせていただいてございます。この場合におきましても予備率3%以上、具体的には5.6%の確保ができるというような見通しを確認させていただいてございます。

続きまして、11ページ目でございます。

北海道エリアにおける大規模電源脱落時を考慮したケースの確認でございます。皆さんご存じのとおりで、北海道エリアにつきましては、北本連系線がございますけれども、比較的面积に閉じた需給構造になってございまして、大規模電源の脱落を想定して、安定供給に支障がないかということを確認させていただいてございます。

具体的には最大規模の電源ということで、苫東厚真発電所、今3基動いてございますけれども、3基分の供給力が脱落した場合の安定供給の確認をさせていただいてございます。

具体的には、その場合におきましても、予備率3.6%が確保できるということで安定供給に必要な3%を上回るということも確認をさせていただいてございます。

以上の内容を踏まえまして、各エリアにおきまして、この冬につきましては安定供給に最低限必要とされる予備率3%が確保できる見通しであるということが確認をされましたので、この内容を踏まえまして、今冬につきましても政府による電力需給の対策といたしましては、例年どおりの数値目標付き節電要請は行わないで、省エネキャンペーンなどの無理のない範囲での節電の協力を呼びかけることとしてはどうかというふうに考えてございます。

資料5につきましては、以上でございます。

以上、資料5-1、5-2は参考資料が続きますので、広域機関のほうで取りまとめをいただいたものになってございます。

続きまして、私のほうから関連する議題といたしまして、資料6-1をご説明させていただきたいと思っております。

災害に強い電力供給体制の構築に向けてということでございまして、関連する小委員会のほうからのタスクを受けまして、この小委員会のほうにご報告、ご確認をいただく内容になってございます。

まず、資料の2ページ目でございます。背景といたしまして、昨年9月の北海道の地震、それを受けましたブラックアウト、こちらを踏まえまして、昨年11月に電力レジリエンスワーキング

グループ、この小委員会の下にぶら下がっていますワーキンググループにおきまして電力インフラの総点検を実施したということでございます。

その際に、具体的な3エリア、東日本エリア、中西日本エリア、沖縄エリアにつきまして、年間を通じた最過酷断面において、ケース1.最大電源サイトが脱落した場合、ケース2.大規模電源サイト等に近接する4回線事故が発生した場合、この場合について周波数低下によるブラックアウトについて確認をさせていただいてございます。

この総点検におきまして、必要に応じて運用対策等を実施することによって周波数低下によるブラックアウトには至らないということが確認をされてございます。

この際に、この電力インフラ総点検の方法をベースとしながら、ブラックアウト発生の可能性を定期的に確認するプロセスを構築することということが提言をされてございます。

4ページ目に移ります。

この提言を踏まえまして、本年8月の脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会の中間整理の中におきまして、想定される最過酷断面において、先ほどのケースと同じでございますけれども、最大電源サイトが脱落した場合、大規模電源サイト等に近接する4回線事故が発生した場合、この場合について、系統安定度（同期安定性）の変化、こちらを原因とする周波数低下によるブラックアウトの発生の可能性についても、この冬の需給検証と同時期に確認することということが中間整理の中で整理されてございます。

この際に、広域機関の技術的な観点も協力を得ながら確認をしていくというような整理をいただいております。

本日は、広域機関のほうで技術的観点から評価していただいた内容、こちらもご報告いただくとともに、この評価を踏まえた今後についてご確認をいただきたいというような内容でございます。

以降、広域機関の都築事務局長にバトンタッチしたいと思います。

○都築オブザーバー

広域機関の都築でございます。

それでは、資料6-2をごらんいただければというふうに思います。

資料のイントロの部分には経営論というのを書いておりますが、今森本室長からお話がありましたので省略をさせていただきます。

いずれにしても、国により設定された条件下で系統安定度の変化を原因とする周波数低下によるブラックアウト発生の可能性につきまして、各一般送配電事業者が自己確認した結果の妥当性を私どもとして確認をした次第でございます。



右肩にページが打ってありますけれども、スライド5をごらんになっていただければと思います。

系統安定度についての補足をしております。

電力系統には多くの発電機が同期して運転をしておるわけなんですけれども、送電線の故障などが発生した場合に、電力系統が動揺し不安定となった発電所が、発電機が自動停止してしまうということがございます。

これが連鎖的に系統全体に広がって機能停止してしまうということが起こり得るという、こういったところが今回の対象になっているところでございます。

それでは、今回のブラックアウトの発生の可能性についてということで、具体的な手順について7ページ以降に記しております。7ページ自体はその全体像でございますので、一個一個の点につきましてはスライド8をまずお開きいただければというふうに思います。

スライド8においては、判定方法及び判定基準について記しております。今回の確認プロセスについては、一応定義上は各一般送配電事業者による確認というところがありますので、1つのエリアの全域に及ぶ大規模停電につながる事象の発生の可能性ということで確認を行った次第でございます。

それでは、スライド9にまいります。スライド9で、ブラックアウト発生の可能性の判断を記しております。具体的にブラックアウト発生の可能性が「なし」とする場合は、設定した2つの条件において、不安定となる発電機がない、あるいは不安定となったとしても、系統全体に波及せず、範囲が限定されるというケースでございます。

次に、ブラックアウト発生が否定できないとするケースでございますが、不安定になる発電機が相当数あり、連鎖脱落による供給力喪失規模が大きくなり、周波数低下が著しいと想定されるケースです。

発電機の安定性につきましては、このページの下にございますように、動揺が仮に起きたとしても、いずれ、その振幅が小さくなり落ちつく場合には安定という、そういうこととなります。

これに対して、図の中で黒い線とか青い線で記載させていただいておりますが、こういったような場合には揺れが収束しないということで、この場合には不安定という、そういう取り扱いとなります。

それでは、スライド10にまいりたいと思います。

確認の対象ということでございます。確認対象は、大規模電源サイトの同時脱落、それから2つ目として4回線。つまり、2ルートを送電線の同時停止という2つの事象でございます。

ここで、1つ目の条件ですが、最大電源サイトの脱落がその系統にとって最も過酷なケースに

なるとは必ずしも限らないということがございますので、こうした最大電源サイト以外の大規模電源脱落についても確認対象に加えて、実際の確認作業を行っております。

それから、時点情報でございますが、この上の囲みの冒頭のところに、2020年3月というふうにかかせていただいております。一定の仮説を置いて行う必要があるわけなんですけれども、今回についてはライクリーシナリオということで2020年3月時点の基幹系統の発電、送電設備を対象に行っているということでございます。

スライド11にまいりたいと思います。

同期安定性を評価する断面や送電線の潮流条件の設定などについて、各一般送配電事業者間で状況、前提条件が異なってくるということがあってはいけないので、あらかじめ私ども広域機関として一般送配電事業者と議論した上で、この条件をそろえております。ここに書いてあるのがシミュレーション条件ということで、例えば需要が相対的に少なく、系統につながっている発電機が少ない状況となる年末年始の夜間、ゴールデンウィーク、秋の端境期などが1つの固まりと。それからもう一つは、送電線の潮流が多いときということで、需要が大きくなる夏季、冬季を設定しております。

これに基づきまして、右側に簡単なフローチャートがございますが、このような手順で確認を行い、私どもの機関としても、選定ケースの過不足の確認などを行った上で、我々自身もシミュレーション環境を持ち合わせておりますので、そうしたところを活用して、各一般送配電事業者のシミュレーション結果と照合することにおいて、その妥当性を確認した次第でございます。

スライド12は参考としてつけさせておりますが、具体的なシミュレーションの実施ケースについて記しております。確認を行うことが必要となる組み合わせ事象を抽出いたしまして、これらの中で本当に計算が必要だという、そういうパターンをつくり込みます。

これで実際には、例えば大規模電源サイト脱落については、表の下のところにあります。28ケース、それから送電線4回線停止につきましては332ケースについてシミュレーションを実施したという、そういう次第でございます。

飛びまして、スライド14をごらんいただければと思います。ここが今回の確認結果の部分でございます。まとめた部分でございます。上の囲みの部分に必要なメッセージを集約して記させていただきます。

今申し上げましたような手法・手順で行った結果、想定される過酷条件においても、適切な対策を講ずることにより、全てのエリアにおいてブラックアウトには至らないということを確認することができました。

表にありますように、そもそも系統の不安定な状況には至らないエリア、それから不安定な状

況に至る可能性が否定できないものも、所要の対策を講ずることによりブラックアウトに至らないとするエリアが4つの地域、北海道、東京、中国、九州となっております。

一応先ほど森本室長からお話のありました国の審議会との関係ということでいきますと、我々技術的協力という意味で言えば、各一般送配電事業者が行った確認に対して、こうしたことから、私ども機関として確認結果の内容については妥当というふうに評価をしているところでございます。

最後にちょっと付言をさせていただきたいと思いますが、所要の対策を講ずるということですが、具体的な対策の具体例について若干説明をさせていただければというふうに思います。

昨年秋のレジリエンス総点検の場でも確認されているとおり、国際的に見ても、N-2事象以上のケースにおいては、基本的には運用において連鎖的な停電を防ぐことが原則、すなわち、直ちに系統増強を行うというよりも、運用でブラックアウトを回避するのが適当というふうにされているところでございます。

したがって、今回も具体的な対策としては、故障を検出して速やかにその影響が拡大しないような方策というのを講じていくというのが基本になろうかというふうに思っております。

また、別な手法として、送電線自体の運用容量を減らすことによって潮流抑制をもともと図ってしまえばいいじゃないかということがございますが、こちらにつきましては卸市場や再エネ出力抑制の影響など、平時における社会コストの増大につながりかねないということもありますので、今回の対策の中ではそういうものは想定をしていないということでございます。

こうした観点から、スライド15、16をごらんになっていただければと思います。

まず、スライド15でございますが、系統事故が発生した場合に複数の発電機が不安定となり、連鎖的に自動停止となる前に、図の下の部分に円柱みたいな絵があると思いますが、系統安定化装置により、系統事故を高速に検知し、不安定化の懸念のある電源を高速に系統から切り離すという対策を講ずるものでございます。

それから、もう一つでございますが、スライド16をごらんになっていただければと思います。

ここでは、真ん中の部分にループ的な系統をごらんいただけるかというふうに思います。

例えば、こういうところでこういう事象が発生した場合に、ぐるっと回り込むような電気の流れが発生して、電源が不安定にならないようにするために、例えば揚水発電所のポンプアップにより需要をつくり込んだりとか、それから別の火力電源を焚くことによって電気の潮流をコントロールするといった系統安定度を悪化させる一部の発電機の運転制御を行うという、そういうことでございます。

今回、主にはこういう2つの対策みたいなのを講ずることによって、全てのエリアにおいてブ

ラックアウトには至らないという、そういう結論になったということでございます。

スライド17以降は参考資料でございますが、テクニカルな要素もちょっと書かせていただいておりますので、説明は省略したいと思います。

私からは、以上です。

○山内委員長

ありがとうございました。

それでは……

○森本電力供給室長

すみません、最後に一言だけ。資料6-1の7ページに関してだけ一言お話をさせてください。広域機関での検討を踏まえまして、これまでの審議会の議論でも、いわゆる4回線事故のようなケースについては発生する必然性は低いというような評価もされてきているような状況ではございますけれども、今般、このような可能性の示唆もあったこともあり、より災害に強い電力供給体制の構築のために各一般送配電事業者に対して発電事業者の協力も得ながら、具体的に示された対策を講じることを求めていくというような結論にしてはどうかと考えてございます。

なお、今回、これまでの審議会で周波数低下によるブラックアウトの可能性の確認、また系統安定度の変化によるブラックアウトの可能性の確認もさせていただきました。今後につきましては、電源の配置、需要の状況等の大きな変化を踏まえつつ、それらの変更が大きくあった場合について、必要に応じて検証を行っていくという形にしてはどうかと考えてございます。

私からは以上でございます。

○山内委員長

どうも失礼しました。

それでは、議題の3と4です。3のほうは本年度の冬季の電力需給見通し・対策、それからもう一つの4は、今ご説明いただきましたけれども、災害に強い電力供給体制ということでありまして、それについていろいろ検証していただいて事務局からのご提案をいただいたということです。

この2つについて、ご議論願います。

村上委員、どうぞ。

○村上委員

大変丁寧なご説明をありがとうございました。

電力の需給の予想、想定のところなんですけれども、質問なんですけど、どのあたりまでビッグデータを活用なさっているかと。シミュレーションにしても、今後の需給の想定に関しても。そ

のあたりをちょっとお伺いしたく質問させていただきます。

特に今、スマートメーターの設置が大分進んでいるということもありまして、過去10年間のデータのうちの多分最近の部分というのは、もう既にデジタル化されているというふうに想定しているわけですが、私のほうで、予想が今後の——まあ、今年、来年でもいいですけども、電力の需給のシナリオをはかる際に、どこまでアルゴリズムを使っているかというところ。もし使っていないのであれば、今後の計画、どこまでビッグデータを使った形での、アルゴを使った形での、いわゆる最適供給モデルみたいなものをお考えになっているかということ。それが1点目。

あと2点目の質問といたしましては、需給のモデルをつくるときに、過去の気候のデータといったものを今使っていらっしゃるということなんですが、気候変動が今後も継続的に起こるといふシナリオ、かなり現実的なシナリオを考えたときに、そのあたりをどこまで将来のモデルに勘案していくというふうにお考えなのか。多分、特にほかの国なんかを見ましても、そういった今の気候変動というのがかなり自然災害というところに大きく影響しているということを考えると、そこは過去のデータだけを見て、なかなか想定しにくいリスクというものがあるんじゃないかというふうにお考えですので、この2つ、もしそちらのほうでご説明をいただければと思います。

○山内委員長

少しまとめて事務局からのご回答にしたいと思います。

その次は、横山委員、どうぞご発言ください。

○横山委員

ありがとうございます。

後半の部分のほうの災害に強い電力供給体制の構築に向けてというところで3点ほど申し述べたいというふうに思います。

今回、このような同期安定性についてのシミュレーションをして確認をしていただくのは大変ありがたいことだというふうに思っております。

まず1点目は、「ブラックアウト」という言葉の定義についてなんですけれども、60Hzの中西系統である中部から九州エリアまでの系統の場合、その中西系統全体が停電するのではなくて、今回はあるエリア、1つのエリアだけが他エリアと切り離されて停電するという意味になっているように理解をしました。

北海道で起きた停電は、北本連系が直流なので、基本的には北海道は単独の交流系統、独立系統というふうに理解をしており、それが全域停電をしたという意味で、同期している系統である中部から九州までの中西系統全体が停電することを私はブラックアウトだというふうに理解をし

ていましたので、それに対応して同期不安定の際、あるエリアを切り離して、停電させてでも、中西系統全体を停電させないのも対応策だというふうに思っていたわけです。

今回はそういうことではなくて、どこか1つのエリアが停電するということでブラックアウトだここでは定義されたということだというふうに理解をしているんですけども、そういう意味で「ブラックアウト」という言葉がいろいろな意味で使われているということで、用語を少しお考えいただければなというふうに思います。

どこまでの事象を想定し、どこまで対処するかにおきましては、今回の結果から、中西全体では停電せず、各エリアの停電の可能性があるということなのですが、50Hzの東日本系統である東北と東京の系統、また60Hzの先ほど申し上げました中西系統のそれぞれ全域が停電に至らなければよいという考え方もあります。

今回のように1つのエリアの停電を防止するという考え方も否定はしませんけれども、その対処に係る費用と効果の比較というのが必要ではないかというふうに思います。

また、例えば事故エリア、事故が発生した1つのエリア以外のエリアが停電に至らなければ、1つのエリアで全域停電が起きたということになっても、隣の健全なエリアからすぐに復旧できるような対策を講じるということを考えてもいいんじゃないかと。それを優先してもいいんじゃないかというふうに思いました。

2点目なんですけれども、今回、昨年の北海道での事象を踏まえて、ある限定された検討条件のもと、つまり4カ所同時故障に対する停電の発生の可能性を各エリア単位で評価いただいたわけなんですけれども、一般送配電事業者さんは従来から、この資料6-2の後半に技術的な点の解説があります。N-1基準やN-2基準の設備形成ルールに基づいて対応してきているわけです。世界的に見ても、N-2基準の1ルート遮断などの2カ所同時故障で大規模停電を起こさないように設備形成、送電線の増強も含めて行うというような基準であって、発電所、送電線のさまざまな故障を組み合わせた、4カ所同時故障で大規模な停電を起こさないというように送電線の増強や安定化装置などの設備形成を行うというのは莫大なコストがかかるので、世界的にも例がないと。もし、そのような一般的なルール、それをN-4基準というふうに申し上げるのであれば、そういう設備をつくることをもしお考えであれば、これは慎重に検討していただきたいと。そういうことではないというふうに今回の資料では理解をしていますけれども、もし、N-4基準をつくることを考えているのであれば、慎重に検討してほしいと思います。

この行われた確認結果から見ると、この結果をもとに新たに4カ所同時故障に対する設備形成ルールを設けて、その対応を一般電気事業者に求める必要があるということではないというふうには理解をしております。

3点目、最後ですけれども、今よりもこのようなシビアなケース、4カ所の同時故障を考えることには異論はありませんけれども、発生頻度を考慮したリスク評価をして、費用対効果や国民負担等のバランスを考えて、どこまで誰が対処していくのかを慎重に検討していただきたいというふうに思います。

この系統安定化装置、広域的な系統安定化装置の有用性については私どもの技術者にとっては本当に魅力的なテーマで、これを否定しているものでは全くありませんので、将来再生可能エネルギーが大量に導入されると、ご存じのように慣性が少なくなって系統安定性が悪化して、必要となるのはもう当然だというふうに思っておりますけれども、その場合はN-1基準やN-2基準を守る意味で設備形成上当然に必要なというふうに思っております。

そういうことで、この記載の対策を実施するとしても、非常にコストがかかりますし、システム構築に非常に時間もかかるので、その辺はすぐできることではないということは十分ご理解をいただきたいというふうに思っております。

以上でございます。ちょっと長くなって申しわけございませんでした。

○山内委員長

ありがとうございます。

多くの問題を出されましたので、ここで1度切らせていただきます。ここの回答をいただいて、その後の発言順は石村委員、大山委員、柏木委員の順です。

それでは、まずは村上委員のご質問がありましたので、これについて事務局からお願いいたします。

○都築オブザーバー

では、村上委員からのご質問の件について申し上げたいと思います。

まず、私どもで装備をしているところで、今までのところではいきますと、需要想定というのはいろいろな経済指標とか、そういったところから判断をしていくというのが主でございます。

それから、別途、これは電気事業法上の制度でございますけれども、供給計画という向こう10年間の計画がございます。それも参照しながらということで、この足元の例えば冬であるとか夏であるとかという、そういう半期、あるいは過去の検証というのをやっているということが主でございます。

そういった意味でいけば、電源とかネットワーク設備ということについては、きちんとしたモデルを持ちながら我々としても検証しているというのは事実でございますが、需要家のデータとか、そういう意味でのビッグデータということをおっしゃっているんだとすると、もうちょっとマクロなところで我々は扱っているんだというところをまずご理解いただければと思いま

す。

それから、次に気候変動の問題についてもご質問があったかというふうに思っております。

これは長期のところ、例えば向こう10年とか、そういったところも私どものシミュレーション環境の中では対応ができるような動的モデルを持っておるんですけども、そういうところでは気候変動のところを一定程度入れているかという、すみません、私も確認したほうがいいかもしれませんけれども、有意な形できちんとそれを反映するということについては、まだ今後の課題かなというふうに思っております。我々も日々、ノードデータも含めて、それからいろいろな条件設定につきましてモデルを発展的に作り込んでおりますので、そういったところについても課題として認識をして対応してまいりたいというふうに思っております。

それから、次に横山先生からいただいたところでございます。コメントの点でございますけれども……

○山内委員長

村上さん、それでよろしいですか。

○村上委員

ちょっと確認なんですけれども、では特に今ビッグデータを使用した戦略的な計画のディスカッションには余り踏み込まれていないということですか。

○都築オブザーバー

少なくともマクロのデータというところにおいては、少なくとも需要家側のところのマイクロのデータの積み上げとしてのビッグデータというのについては、私どものところでは今取り扱ってはいないという、そういうことでございます。

○村上委員

今後もその計画はないと。

○都築オブザーバー

ちょっとそこは、まず電源自体が分散化していったりとか、系統をめぐる電源と、それからネットワークの考え方というものが大分変わってきております。それから、また発電機につきましても、先ほど横山先生のお話にもありましたけれども、回転系の発電機だけじゃないようなものもふえてきておりますので、そういったところについては追って考えていく必要が出てくる場合もあるのかなというふうには認識しております。

○山内委員長

それでは、横山先生のを。

○都築オブザーバー



横山先生のご質問の件でございますが、私ども——先ほど私自身も説明を申し上げたと思いますが、基本的にN-4というのがあるからといって、それで直ちにN-4の設備基準をつくらせると。これは多分大幅なネットワークの考え方の大変更につながり得るというものなので、そういったところというよりは、今の系統の中でどういうふうに運用面で、少なくともブラックアウトを回避できるのかというところで対策を考えているという、そういう頭の使い方になっているということでございます。

それから、最初のほうの話で、ブラックアウトの定義にかかわる部分についてですが、おっしゃるとおり、例えば50Hzでいけば、東京・東北が1つの同期系統でございますし、中西につきましても西側のところが一固まりということになっております。

我々も資料の中でも最後のところに50Hz系統、それから60Hz系統ということで系統で固まりで実際のシミュレーションを記載させていただいておりますが、そういう意味で全系というふうに考えたときには同期系統全体というふうに考えていくというところはあるのかなということもございます。ただ、今回につきましては各一般送配電事業者の検証というところを我々としてもいろいろ条件面で議論をしたりとか、それからその確認を行ったというところがございますので、そういったところで、まずはエリアごとという考え方をとらせていただいた次第でございます。

ご指摘のように、例えばあるエリアにつきましては、仮に全停になったとしても、その隣のところで生きていけば、同期系統であれば、それをじわじわと持ってくるという、そういうことも可能だというふうに思っておりますが、今回につきましては、そういうことというよりは、先ほど申し上げましたような対策を講ずるところでとりあえず考えさせていただいたという、そういうことでございます。

○山内委員長

よろしいですか。

それでは石村委員、どうぞご発言ください。

○石村委員

前半部分については特に意見はありませんが後半のシミュレーションについて幾つか意見があります。

まず、以前からこのようなシミュレーションをぜひやっていただきたいと思っておりましたので、今回実施していただき大変ありがたいと思っております。

今回のシミュレーションは、こういう条件であれば最大の発電容量となる点と、近隣の系統がダウンしたときでもブラックアウトはしない、という点をシミュレーションで確認されたということですが、希望としては、どこまでやればブラックアウトするかという点をぜひシミュレーシ

ョンで検証していただきたい、と思っています。

今回のシミュレーションは最大発電容量のところと近隣の4系統とですが、例えば、次の大規模発電所が同時にダウンしたら、ブラックアウトするかしらないのか全部の発電所がやられれば必ずブラックアウトするのは当たり前なので、どこまでなら大丈夫なのかということがわかっているならば、少なくとも、そこを確保する対策を検討することができると思います。

だから、どこまでいけば本当にブラックアウトするかというのをぜひ、次回以降トライをお願いしたいと思います。

もう一点は、このようなシミュレーションができるのであれば、ぜひお願いしたいことがあります。要するに周波数の安定性からブラックアウトするかどうかを判定するということですが、今後、先ほど横山先生もご発言されましたが、再生可能エネルギー、特に太陽光や風力のような天候に左右されるような非常に不安定な電源が入ってくる、しかも本シミュレーションで、平均電力量で30%ぐらい入ってくるのではないかと、とも言われていて、かなりの容量、かなりのキャパシティを持った電源が入ってくると考えられており、そうしないとCO2対策にならない。そうすると、天候が変化したときにどのぐらいの不安定電源が一気にダウンするようなことが起これば全体のブラックアウトが起こるような不安定現象が発生するのか、そういうシミュレーションもできるのではないかと考えました。よって、ぜひ今後、十数%までは入れていこうということで、それでももっともっと入ってくる可能性があり、また入っていかないとだめかもしれない。そうすると、どこまで入れても大丈夫なのかということが、逆にそのようなシミュレーションで出るのではないかと気がしており、ぜひお願いしたいと思いました。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

次は大山委員、どうぞ。

○大山委員

ありがとうございます。私からは質問というよりはコメントでございます。

今回、4回線同時故障というN-4の故障というのが検討されて、それに対する対策も検討されたということかと思えます。横山委員からもお話がありましたけれども、N-4、必ず全部対処するというのは全く難しい話かなというふうには思っていますけれども、でも、N-1、2に対しては大丈夫だとしても、N-4でブラックアウトしていいということではないので、これも重要な確認だというふうには思っております。

ただ、これをもってリスクマネジメントが完璧であるというわけではまだないというふうには

思っております。リスクマネジメントの基本というのは、とにかくあらゆる事態を想定して、そのリスクの大きさと可能性、対策の費用などを総合的に検討して、どこまで対応するかを決めるということかというふうに思っております。

今石村委員のほうからも、どこまでいったらだめになるのかというお話がありましたけれども、それも含めてのことだというふうには思っております。

最初に、想定事故を与えてしまって、それに対して大丈夫なようにして、それ以外は想定外でしたというのはリスクマネジメントの基本からは外れているかなというふうに思います。

もちろん、全ての事態でブラックアウトを起こさないということは不可能ということもきちんと認識した上で、リスクによっては諦める必要もあるということで対応する必要があるかというふうに思っております。

これは昨年11月、電力レジリエンスWGでも発言したというふうに思っておりますけれども、長期的な視野に立って系統が備えるべきリスクと対策コストの関係といったこと、それからどのような系統が望ましいかといったような議論を継続することが重要だろうというふうに思っています。

その際に、都築様からも指摘があったことだと思いますけれども、設備増強で対処すべき点と運用の高度化で対処すべき点、バランスをとりながら進めていくということが重要だと思っています。

コメントは、以上でございます。

○山内委員長

ありがとうございます。

では、次は柏木委員、どうぞ。

○柏木委員

どうもありがとうございます。

2点だけ簡単に。

1つは、2020年度から強靱化という観点で、地域の系統線を活用したエネルギー面的利用事業費補助金というのが経産省から出ているわけです。これはよく調べてみますと、去年ぐらいから同じようなものが出ていて、オフグリッドを含めたものであり、例えばマイクログリッド的に自営線を引いてくることも想定している。その中に電源があれば、仮にブラックアウトしたとしても、その中は助かる可能性があるわけで、そういう地域がふえてくれば、強靱なエネルギーネットワークを形成できるということになるんだろうと思っています。ですから、今後は広域系統を管理するOCCOさんでもオフグリッドまで含めた形での強靱化ということを考えていく必要

があると思っています。

エネ庁からこういう補助金の制度として新設で21億の概算要求額を申請しており、12件程度を3年間のファンドみたいな形で60数億円程度つくんだろうと思います。しかし、去年の例を見ると、申請対象者が旧一般電気事業者のネットワーク部門になりますから、こういうことになかなかチャレンジングではないかと思っていまして、補助金はあるんだけど、なかなか手が挙がっていない状況であったと思っています。

ですから、ぜひ今後はこういう制度にもネットワーク部門が、オフグリッドも含めたより強靱なネットワークのあり方について検討していただきたい。これは要望ですが1点目です。

それから2点目は、この間、日本エネルギー経済研究所のアウトルックが新しく出ており、その最後のほうに、長期的に見ての話として、主に太陽光、あるいは風車もそうですが、「共食い効果」というのが出ていました。太陽光が非常に多くなってくる可能性は十分あるわけで、自家消費の場合には構わないんですけども、事業用として太陽光をやるという立場になりますと、太陽光が非常に多くなってくれば、電力コストがどんどん安くなってくるわけです。そうすると、太陽光に対して余り投資をする意欲はなくなってくる。ですから、ある一定のところまで太陽光の導入というのも何らかの政策的な取り組みをしない限り、統合コストも入れたりしますと、一定のところまで頭打ちになる可能性がある。ということは、電力費が安くなること自体はいいんですけども、それと裏腹に投資意欲がなくなってくる。

それと同時に、気象に左右されていますので、統合的な対応が必要になってきて、調整用の電源も必要になってくる。調整用の電源もそのときには安かったり、あるいは電力コスト自体が非常に下がってくる可能性は十分あるということになりますと、調整用電源が途絶するリスクもはらんでいるということになるんだろうと思います。ですから、この大量導入に対する強靱化で調整用電源の担保も含めて考えていかないと、本当の強靱化にはならないと考えます。

結果としてはどういうミックスにしたらいいかという結論になるんです。80%、90%とか、極端な変動成分のあるものがキロワットアワーで占めてきて、キロワットの何倍も出てくるわけで、途絶リスクも考えると、強靱なものにはなかなかならない。ですから、そういう強靱化を考えたときには、どういうミックスにしたら一番強靱で、トータルコストも安くできるかということの検討もこれから考えなきゃいけないんじゃないかということです。

以上です。

○山内委員長

次に松村委員で、松村委員で一旦切りたいと思います。

どうぞ。

○松村委員

まずN-4を設備形成基準にするなら、それはこんな審議会にかけるまでもなく、満たしていなければ当然にやれということになるはず。実際には今回はこのように対応しますということをご相談させていただいて、それで議論しているわけですから、明らかにN-2基準に替えてN-4基準をつくるという方針ではないと理解しています。

当局、あるいは広域機関もコストというのがどれぐらいかかるのかを見た上で、それがとんでもない金額ではないことを確認した上で、これはやるべきという意思決定をしている。

そういう意味では、本当はこの場にもこれぐらいのコストがかかるというデータが出てくるほうがいい。しかし、いずれにせよ、その点は確認していただいているし、今後も同様の問題が出てきたとすれば、費用対便益を厳密にやるかは別として、コストの見合いはちゃんと見ていくことになると思います。

さらに、対策のコストというだけじゃなくて、場合によってはブラックアウトを防ぐ、その可能性を低くする結果として、ブラックアウトまでは至らないけれども停電させるようなことがふえる対策だってあり得る。そうすると、ほんのわずかにブラックアウトの確率を下げるのに、停電、全域ではないけれども、大規模な停電の確率を大幅に上げてしまうのは本当にいいのかどうかということも含めて議論すべき。N-4まで来れば、当然議論することになると思います。

したがって、ケース・バイ・ケースで、こういう場で、あるいは広域機関の場で丁寧に議論されることになると思います。

しかし、横山委員にはちゃんと認識していただきたい。この議論が起きたのは実際N-4の送電事故が起こったから。しかも、それは1,000年に1度などというような大規模な地震ではなく、もっとある程度の確率で起こりそうなタイプの地震でそんなことを起こしちゃった、局所的に鉄塔が大きく揺れるという、普通に起こりそうな事象でN-4の送電事故が起こったという事実があってこんな議論をしていることはちゃんと認識していただきたいし、そんな普通に起こりえる事象に対して合理的なコストで対策できるのにやらないなどという選択肢はもうほぼなかったのではないかと。したがって、今回の結論は妥当だと思います。

次にシミュレーションを充実させるということなんですが、それだけ見るととてもいいことのように見えるんですけども、これN-4だって相当大変なわけです。つまり、どんな組み合わせなのかというのは、想定する事故の数がふえればふえるほど膨大にふえてくる。これで、ではN-6、N-8、N-10なんてことをやったら、これは本当に物すごい状況を考えなければいけなくて、シミュレーションするというと相当大変なこと。このことはちゃんと認識する必要があると思います。

さらに、再エネがこれだけ入ってきたら、この規模の事故でブラックアウトの確率がこれだけ出てきますなどというのは、どういう対策をするのかにも当然依存するわけで、そこまで再エネが拡大するときには、当然調整力の調達や運用も今までのようなやり方ではないやり方をするでしょう。そうすると、その場合の調整力の調達をどうするのかということの一つ一つ条件設定していかないとシミュレーションはできないわけです。そういうことが本当にどれぐらい意味があるのかも含めて考える必要があるかと思えます。

一方で、今の対策のままで足元で近い将来増えるという事態が出てきたときに、本当に安定供給上大丈夫ですかということを確認することは意味があると思えます。一定の確率で起こるといことが想定しづらいようなことまで、どこまでも膨大な資源を投入してシミュレーション拡大していくのが本当にいいかどうかは慎重に考える必要があると思えます。

さらに、これどこまでいったらブラックアウトが起きるのか。N-6、N-8、N-10、こうやっていって、ここがだめになると、さすがにもちませんということは簡単に公開できません。そんなことを公開したら、テロリストにこことこことこことこを襲えばブラックアウトを起こせますなんてことを開示することになる。当然開示する情報は限定的になります。そうすると、そこで出てきた限定的な情報で、企業がそれがわかっているならばこんな対応できますなんていう議論がどれぐらい本当に価値があるのか。シミュレーションをそこまでやることのコスト、労力に見合うような利益なのかは慎重に考える必要がある。

以上です。

○山内委員長

何か。

どうぞ。

○横山委員

北海道の停電については、今の松村先生の発言はちょっと間違っていたところがあると思えますので、訂正させていただきたいと思うんですが。

4回線が故障して北海道の停電が起きたのではなくて、それも含めて発電所もまず最初に2基でしたっけ、落ちて、そして同時に4回線の故障が落ちていると。つまり、6カ所同時故障が起きて、その後17分後に、もう一台、苫東厚真の発電機が落ちたということで、最初は6カ所同時故障だというふうに我々は理解しておりますので、4カ所、今回のシミュレーションはそういうシミュレーションではないですね。送電線だけが4回線故障であって、発電所は2台落ちていないということで北海道とは違うシミュレーションをされているというふうに理解をしています。

よろしく申し上げます。

○松村委員

私は送電線事故が起こった結果としてブラックアウトが起きたなどということを一言も言ったつもりはありません。N-4という送電線のトラブルは実際に起こったこと。しかも、これは局所的に鉄塔が激しく揺れるという、普通に起こりえる単一の原因で起こったことだということを指摘しただけです。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

では、事務局のほうからコメントを。

○森本電力供給室長

色々なコメントをありがとうございます。

すみません、初めに大前提として私も説明をきっちりやればよかったのですが、これをシミュレーションする流れに至った背景としましては、レジリエンスワーキンググループのほうでご議論をいただき、更には小委員会のほうでも、この一定の前提のもとで検討してくれとの流れを受けて、今回その結果をご説明させていただいたものになってございます。

私もプロセスの中で広域の方々とも議論をさせていただきましたけれども、先ほど松村先生もおっしゃいましたけれども、シミュレーションするのも相当大変だという、ある意味一定の前提を置かないと、全てのシミュレーションをやるといのはなかなか難しいと。こういうご意見もいただいてございまして、今回は元のワーキンググループ、それからその後の小委員会、こちらのほうでご議論いただいた流れを踏まえて検証をさせていただいたものということでご理解いただければと思っております。

もう一点、大きなご指摘をいただいたかと思っておりますけれども、柏木先生初め、今後再生可能エネルギーが大量に入ってくることが想定されるということもございますけれども、恐らくこれはこの小委員会の議題というよりは、ほかの場も使っているいろいろ再生可能エネルギーの今後の導入の促進、それに当たって調整力も含めたさまざまな対応と。こういったことも課題としてエネ庁のほうでは既に認識をしていて、それに向けた送電線も含めたさまざまなネットワークの形成などの議論もあわせて別の場でご議論をさせていただいております。

こういった意見も踏まえながら、今後対応していくということと思っております。

○山内委員長

どうぞ。

○曳野電力基盤整備課長

ちょっと1点補足をさせていただきます。

去年からの一連の災害対応なり、検証プロセスにかかわって、一行政官として非常にリスクコミュニケーションの難しさというのを痛感しております。大山委員がおっしゃったところというのは、私自身個人的にはおっしゃるとおりだと思っているんですけども、実は去年からブラックアウトがあった後にさまざまなご指摘をいただく中で、「ブラックアウトを絶対に、二度と起こさないようにするべきだ」というご指摘を非常にいただきます。

ブラックアウトというのは、確かに全域で停電が起こるという意味では非常にセンセーショナルなことではあるんですけども、実は70時間ぐらいで停電自身は復旧をしております。

一方で、今回の千葉の停電は、場合によっては2週間停電しているということで、ごく一部ではあるんですけども、極めて長い時間停電をしているので、住民の方からすれば、むしろブラックアウトよりも千葉の停電のほうが社会的、経済的に、生活も含めて非常に影響は大きい。しかし、北海道の方は、全域であるがゆえに、二度とそういうことを起こさないようにすべきだというご指摘をさまざまなところで受けております。

これについては、正直、「リスクを0%にするのであれば、全ての河川にスーパー堤防をつくるのと同じになる」ということかと思いますが、ブラックアウトというのは絶対に避けるべきだというようなご指摘もいただいたことも事実でございます。

そうした中で、例えば先ほどの石村委員のご指摘のようなところを冷静に議論できるかという懸念は非常にございまして、どこを超えたらブラックアウトが発生する可能性があるのか、多分科学的には当然できるんですけども、そうするとそれに対する、先ほどのN-4じゃなくてN-6です、8ですという議論になったときに、その確率と関係なく何か対策をしないかというような議論が、費用対効果上意味がないよねというところにならず、「ブラックアウトというのは起こしてはならないものなので、対策すべき」という議論になるかどうか。これはまさに費用対効果、確率も含めたしっかりとした社会的な合意も含めて行う必要はあろうかと思っています。また実際にはその可能性について松村委員にご指摘いただいたように、なかなか開示が難しい。保安上の対策というところも正直あって、透明性の確保との両立が難しいという点もあるかと思っております。

いずれにせよ、だから議論すべきでないということではありません。もともとこの2年間の大規模な停電が相当続いた結果として、例えば停電が起きたときの社会的な影響の大きな施設については、むしろ自家発で自衛をする。ある意味では停電は起き得るものだというような議論であるとか、例えばUFRのように停電が起きたときに需給のバランスを保つために、一部の地域では停電をむしろ発生させるということも、むしろ一般送配電事業者の立場からすると、もともと



言えないような話だったのが、普通に言えるような環境になった。これは環境の変化もあると思いますので、リスクコミュニケーションが今後とも変わらないということを申し上げる趣旨ではございませんけれども、要するに社会的な理解というものと両立というのを考えながら、一つずつ一步一步議論できればと考えております。

○山内委員長

事務局側からはよろしいですか。

それでは、次は大森オブザーバー、次が野崎さんです。

どうぞ。

○大森オブザーバー

ありがとうございます。

1点だけ、災害に強い電力供給体制の構築ということで申し上げさせていただきます。

今回の広域機関さんの検討結果を踏まえて、一般送配電事業者としましてもしっかりと対応策を進めてまいりたいというふうに考えてございます。

なお、系統安定化装置の構築に当たりましては、発電機を遮断する装置、これを発電所の構内に設置する必要がございます。そのため、費用負担も含めまして発電事業者さんの協力を得ながらしっかりと対策を進めていければというふうに思っております。

ありがとうございました。

○山内委員長

野崎さん。

○川越オブザーバー代理（野崎）

今のご発言と関連いたしますけれども、資料6-1の7ページ目に、今後の対応ということで、北海道、東京、中国、九州の対策と、具体的な対策の内容についてもご紹介がありましたし、7ページ目には「できる限り速やかに対策を講じることを求める」というような記述もいただいております。ぜひともスケジュールを明確にして、ゴール、いつまでに対策をとるところも明確化するというような進め方でご検討をいただければと思います。よろしく願いいたします。

○山内委員長

では、秋元委員どうぞ。

○秋元委員

どうもありがとうございます。

資料6のほうは、これまでも議論があったように、基本は費用対効果を見ないような検討が必要だというふうに思いますが、今回の決定、方針についてはそれも踏まえた上での方針だと

いうふうに理解しますので、賛成します。

曳野課長からもあったように、この問題、リスクマネジメント、そしてリスクコミュニケーションをどうとっていくのかって大変難しい問題で、私はどちらかというと温暖化問題の中で緩和策、そして適応策、そしてまたそれ以外に気候工学的手法とか、そういう総合的なリスクマネジメント、そしてコミュニケーションをどうとっていくのかというまた難しい課題に当たっていて、そこでも完全に費用便益分析ができれば、それが望ましいわけですがけれども不確実性がたくさんあるし、費用対効果がある。例えば、島嶼国のほうに被害が多くて、発生源のほうには今度は被害が少ないといった、そういうインバランスもありますので、そういった問題はまさにこの問題でも同じようにある中で、どういうふうな対策が望ましいのかということは引き続きコミュニケーションをとりながらやっていくことが重要なというのが感想でございます。

それでは、1点目ですが、資料5のほうで需給検証ということでやっていただいている、今回も無理のない範囲での節電という方針を示されていて、これもこれで適切かなというふうに思っています。

ただ、これ大分前からもう議論があると思うんですけども、もうそろそろ需給バランスが非常に緩和していて、特に問題がないというような状況が続いていると思いますので、OCCCTOさんのほうで検討をしっかりといただくというのは重要だと思いますけれども、電力・ガス基本政策小委員会でこれからもずっと議論をしていく必要があるのかどうかというのは、もう、少し考えてもいいころかなという気がします。もちろん、何か問題が大きく起これば、それは検討したほうがいいと思いますけれども、需給バランスが崩れて問題が起こらないようにいろいろ政策をとっていくということがこの小委員会の重要なマターだと思いますので、チェックの部分に関してはOCCCTOさんのほうに任せるということでも今後いいんではないかなと。以前から議論はあると思いますけれども、ご検討いただければというふうに思います。

以上です。

○山内委員長

石村委員、どうぞ。

○石村委員

ありがとうございます。

リスクコミュニケーションの問題は非常に重要だと私も思いますが、そういう大きな議論になった際、問題だからやらない、や、発表しないというのは、やはりまずいと思います。きちんと事実を認識し、それに対してどう対応していくのかということについて冷静な議論をしていく必要があると思います。そうしないと原発と同じようなことになると思いますし、私は本当にどう

なると過酷な状況が起こるのだということは認識しておく必要があるとも思います。伝え方というのは非常に難しいかもしれませんが、それを皆が共有、理解した上で、どこまでリスク対策をしていくのかというのをやっていく社会にしていかなければならないと思います。そうでないと、言ったら問題になるからこれは隠しておく、そういう文化になってきます。それは非常にまずいと思います。

よって、きちんとリスクを皆で共有した上で冷静な議論をしていく必要があると思います。

○山内委員長

よろしいですか。

どうぞ。

○曳野電力基盤整備課長

1点だけ、重ねてになりますが、私として、その議論をすべきでないという趣旨で発言したものでなくて、リスクコミュニケーションとのバランスが大事だという発言の趣旨で申し上げた点だけはちょっと付言させていただきます。

○山内委員長

いいでしょうか。ありがとうございます。

それでは、大石委員。

○大石委員

ありがとうございます。

今のお話を聞いていて消費者として思ったんですけども、確かに今回お話しいただいたように、できる限り災害に強い電力供給体制をつくるというのは、これは国民としても消費者としても望むところですけども、一方、先ほどお話ありましたように、これだけ気候変動で大きな災害がいつ起こるかかわからないというところでは、停電というのも起こり得るというのは、これは国民としても考えなければいけないですし、そういう意味で公助、共助、自助ということで、自分たちでもある程度できるところは備えていくということを、これもコミュニケーションだと思うんです。リスクゼロということは全くないわけで、起きたときにできるだけ早く回復するためにはどうしたらいいか。そのために国民の側が、消費者の側ができることは何なのかということ率直に話していける場というのが必要だなというふうに感じました。

お願いいたします。

○山内委員長

ありがとうございます。

よろしいでしょうか。

いろいろご意見をいただきましたけれども、前半の、今年の冬の電力需給見通し・対策については特に大きなご意見、ご異議なかったというふうに理解をいたしますので、事務局案、これは数値目標付き節電要請を行わずに、例年どおり需給逼迫時への備えを構築しつつ、省エネキャンペーンなどの無理のない範囲での節電の協力を呼びかけると、こういうものでございますが、こういう方向でご理解、ご説明いただければというふうに思います。

それから、後半のブラックアウトリスクについてはいろいろご意見をいただきましたので、これは基本的には事務局案で進めていただきますけれども、いろいろなご意見をしんしゃくしていただいとお進めいただければというふうに思います。

もう一つ議題がございまして、最後に資料7、電力分野におけるサイバーセキュリティについて、これのご説明をお願いいたします。

#### ○下村電力産業・市場室長

それでは、本日最後の議題、資料7、サイバーセキュリティについてご説明をさせていただきます。

前回の基本政策小委員会におきまして別途行われていますサイバーセキュリティ研究会ワーキンググループにおいて、サプライチェーンリスクへの対応、大手電気事業者への対応、新規プレーヤーへの対応というものを議論してございまして、こうしたものに、迫りくる脅威に対しまして包括的な対策が必要であると、こういったご議論をいただいたところでございます。

とりわけ、この中でも新規プレーヤーへの対応というところにつきまして今般小売、あるいはアグリゲーターに対して求めるべき対策というものを検討する観点から、実態調査を行いたいと考えてございまして、その趣旨、内容について大きな基本的な方向性についてご報告、ご議論いただければと考えてございます。

スライド5をごらんください。

こちらは参考資料でございますけれども、現行の電気事業法では、事業用の電気工作物を設置する者に対して、サイバーセキュリティの確保の義務があるということでございます。

他方で、通常、小売電気事業者はこうした電気工作物は持っていませんし、またアグリゲーターはそもそも規制の対象ではありませんので、こうしたスコープから外れているというのが現状の規定体系でございます。

スライド6をごらんいただければと思います。システム改革に伴いまして、小売電気事業者も今600社程度まで入ってきてございます。また、分散型電源を活用したアグリゲーターを行う事業者も出現してくるなど、多くのプレーヤーがこの電力分野で参画をしているという状況でございます。

今後も、これがより多く入ってくるということは想定されますところ、こうした事業者に対しても適切にサイバーセキュリティ対策を求めていく必要があると考えられるところでございます。これは通常の事業であれば各個社の問題ということで済むわけでございますけれども、これは電力システム全体にかかわってくる問題ということで電力特有の非常に重要な課題であるという課題認識でございます。

こうした中で、例えば現在、災害に関するレジリエンス確保の観点からは、需要側リソースも活用した分散型グリッドのビジネス環境整備が必要といったことが議論されてございますし、また送配電網に電源を接続する際の規律であるグリッドコードなどという議論というのも別の場で行われているところでございます。

こうした検討におきましても、こうしたサイバーセキュリティの視点というのは今後非常に重要になってくるというふうに考えられるところでございます。

こうした対策を検討する観点から、実態調査をしたいというのがこの趣旨でございます。

また、あわせて、こうした調査を通じまして、経営事業者のリスク認識を問うということを通じまして、社としてのセキュリティ意識の向上ですとか、あるいは自社のサイバーセキュリティ対策の実施状況の見直し、振り返りの機会にさせていただきましてセキュリティ強化を促していくという副次的な狙いというものを考えてございます。

これは細い字で書いてございますけれども、でき得れば、この調査というのは11月上中旬に発送して、12月に回答締め切りということで考えてございまして、この調査結果につきましては資源エネルギー庁にて適正に取り扱い、各事業者の匿名性、これはセキュリティの情報でございますので、秘匿については十分に確保した上で、会社の匿名性を確保の上、審議会等の審議で活用するといったことを考えてございます。

おめくりいただきまして、スライド7をごらんください。

調査の対象は、小売事業者、アグリゲーター、加えまして比較対象として発電事業者も調査対象として考えてございます。

また、この調査は、事業者の対策状況の把握のために記名式で実施させていただきたいと考えてございます。別の場の議論では、無記名で行うほうが回答率が高まるのではないかといた議論もあったわけでございますけれども、システム全体にかかわる非常に重要な問題ということで、全事業者の意識の向上、具体的な取り組みといったことも不可欠でございますので、こうした調査に対する回答を行わなかった事業者は誰かという点も含めて特定をさせていただいて啓発をしていきたいという観点から、記名式で行わせていただきたいと思いますと考えてございます。

ぜひとも事業者の皆様方におかれましては、積極的なご協力をお願いしたいというふうに考え

てございます。

スライド8をごらんいただければと思います。

調査内容、項目でございますけれども、これは電力系統に影響を及ぼす可能性のあるシステムに対する規制という観点から、電力制御システムセキュリティガイドラインをベースラインとして設計させていただければと考えてございます。

また、これに加えて、小売事業者は制御系のシステムを持っているわけではなくて、IT系のシステムを運用されているということで、あるいはアグリゲーターもそうでございます。こうした観点から、スライド11、12に参考でつけてございますけれども、ほかの分野のガイドライン、例えばサイバーセキュリティ経営ガイドラインというのは全業種にまたがって適用されるようなガイドラインでございますし、またERAB事業者、エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス事業者、こちらの団体では自主的なセキュリティガイドラインというものもつくっていただいております。

こうしたものも踏まえまして、設問というものをつくらせていただいております。

その概要でございますけれども、スライド9をごらんいただければと思います。

スライド11のサイバーセキュリティ経営ガイドラインにもありましたけれども、この対策を実行あらしめるためには、やはり経営トップのリーダーシップというのが不可欠でございます。このため、マネジメントの観点から、経営責任者がサイバーセキュリティを経営戦略の一部に位置づけているかとか、その責任者としてCISOを任命しているかどうかといった、こういう設問というものを設けてございます。

スライド10をごらんいただければと思います。

こちらが設問の全体像でございますけれども、そういう経営的な視点に加えて、技術的な電力制御システムに関するセキュリティ対策、外部ネットワークと制御システムがちゃんと分断をして管理を行っているかどうかとか、あるいは電気工作物は持っていない小売電気事業者などを想定いたしましたインターネットサービスに関するセキュリティ対策といたしまして、外部からの不正なリクエストをちゃんと遮断できるようなファイアウォール対策などを実装しているかどうか、こういったご質問。

あるいはERAB事業者、アグリゲーター等によるDR指令、ダイヤモンドリスボンスの指令などを担うサーバーというのはちゃんと別管理をしているか、そして外部脅威から保護しているかとか、こういった設問というものを用意させていただいて、調査をさせていただきたいと考えてございます。

こうした調査というのは結構いろいろところでやられていて、事業者様においては大変など

ころもあると思いますけれども、こうした調査を契機といたしまして、特に担当者と、それから経営層の間のコミュニケーションの機会にさせていただき、あるいは自社のセキュリティ対策を見詰め直す機会としていただき、何とぞご協力をいただければというふうに考えている次第でございます。

資料については、以上でございます。

○山内委員長

それでは、サイバーセキュリティの調査、これについてご意見を伺いたいと思いますが、いかがでしょうか。

村松委員、どうぞ。

○村松委員

ご説明、ありがとうございました。

このような調査をしていただいて、実態をきちんと把握されて、今後どのようなガイドラインですとか策を打つかといったところに生かしていただくのは非常に有用なことだと考えております。

もう既に設問等も準備されていて、まさに発送される直前かと思うんですが、私のような監査をやっている立場から一言申し上げますと、今回の質問の中身も非常に有用なものばかりだと思うんですけれども、不正の防止、早期発見の視点というのをに入れていただければなというふうに考えております。

今回は恐らく、システムへの不正なアタックをどのように防御するかといったようなものが核になるのではないかなというふうに考えておるんですが、これだけ多くの方、プレーヤーの方々が入ってこられて、共通のネットワークの中でビジネスをやっつけられるということですので、考え得るものとして正当な入り口からなりすましで入ってくるケースですとか、あとは架空の取引といった形で不正な利得を得ようという事業者が出てきてもおかしくはない。その事業者自体は真つ当なところであっても、社内にそういった不正取引を引き起こしてしまうようなインセンティブがあったり、プレッシャーがあったりということも考え得ることだと思います。非常に監査的な言い方になってしまうんですけれども。

まず、自社がそのような不正取引を起こさないように経営者としてどのような策を打っているかといったこと、また他社の不正取引に巻き込まれないために、早期発見、予防する仕組みというのをどのようにとっているかといったような視点というのも1つ入れていただければと思います。

この辺になってくると、狭義のサイバーセキュリティというよりは広義の内部統制的な考え方

にはなってしまうんですけども、せつかくこのような調査をしていただくので、そういった悪意を持った人たちもいるという前提でお考えいただければと思います。

以上です。

○山内委員長

どうもありがとうございます。

ほかにかがですか。

よろしゅうございますか。

それでは、今ご意見いただきましたが、事務局のほうで何か。

○下村電力産業・市場室長

そうですね。今も、例えば不正な通信の監視をちゃんと行っているかとか、そうしたことも含めてございますけれども、今いただいたご指摘も踏まえて、設問を再度見直した上で調査をやらせていただければと考えてございます。

○山内委員長

そのほか、全体を通じて何かご発言のご希望はございますか。よろしいですか。

それでは、ありがとうございます。本日の議論は、これで終了とさせていただきます。長時間にわたり、また活発にご議論いただきました。感謝を申し上げる次第ではありますが。

それでは、これをもちまして第21回電力・ガス基本政策小委員会を閉会とさせていただきます。

本日は、どうもありがとうございました。

午前11時54分 閉会