

北海道ブラックアウト(大停電)の教訓

～電力の強靱化を考える～

小笠原 潤一 氏 プロフィール

1996年3月、青山学院大学大学院国際政治経済学研究科卒業。
1995年10月、(一財)日本エネルギー経済研究所に入所し、
2018年10月から電力・新エネルギーユニット担任補佐、
電力グループマネージャー、研究理事を務める。
ほかに電力システム改革専門委員会、低炭素電力供給システムに
関する研究会・新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コ
スト負担検討小委員会など政府関係委員等を歴任。



一般社団法人九州経済連合会では、2019年6月19日(水)にエネルギー講演会を開催しました。2018年9月に発生した北海道胆振東部地震の影響による日本初のブラックアウト(大規模停電)の発生経緯と原因、各国の電力強靱化(レジリエンス)への対応と今後の課題について、一般財団法人日本エネルギー経済研究所の小笠原潤一氏にご講演いただきました。ICT、IoTの進展や再生可能エネルギー(以下・再エネ)の導入拡大に伴い、停電に対するリスクが高まる中、様々な事故・故障による停電をいかに防ぐか、いかに早期に回復させるかなど、海外の事例も交えながら解説いただき、130名の参加者は真剣に耳を傾けました。

<開催概要>

- ◆ 開催日時：2019年6月19日(水)15:00～17:00
- ◆ 開催場所：電気ビル共創館カンファレンスA
- ◆ 参加者：130名
- ◆ 主催：一般社団法人九州経済連合会
- ◆ 後援：福岡商工会議所、福岡経済同友会

電 気の特徴と需給バランス

◇電気には貯蔵できないという大きな特徴があります。つまり、需要(消費)と供給(発電)を常に一致させる必要があります、このバランスが崩れると周波数が変動し、最終的には停電に至ります。この需要と供給の調整を行っているのが各電力会社にある中央給電司令所です。通常、ここでは需要の変動に合わせて供給(発電)力を調整し、需給バランスの維持に取り組んでいます。

◇このために供給(発電)側で必要なものが調整力です。調整力には応答速度に応じて、1次調整力(GF/ガバナフリー)、2次調整力(LFC/負荷周波数制御)、3次調整力(EDC/経済負荷配分制御)などがあります。発電所の事故などにより供給(発電)力が減少し周波数が急速に低下した場合には、まず応答速度の速い1次調整力(GF)により周波数の回復に努め、次の事態に備えて2次(LFC)/3次(EDC)調整力に切り替えながら平常時の周波数へ復帰させます。そのため、供給(発電)にはすぐに応答可能な予備的な設備も必要となってきます。

◇一方、需要側では、周波数がある下限値を下回ってしまった場合、一部の需要を強制的に停電させることによって、需給バランスを図り、周波数の回復に努める自動負荷遮断という機能もあります。

◆運転制御の概要

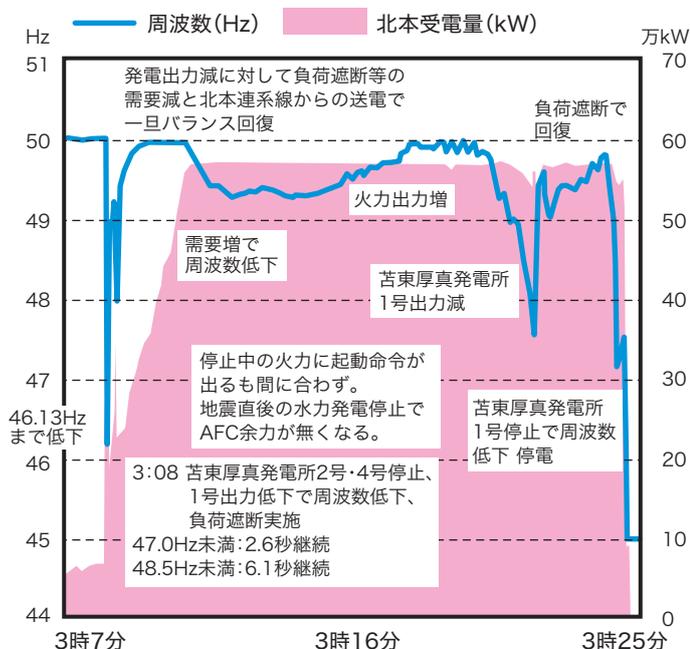
方式	対応する周期	概要
GF(ガバナフリー)	数分以内	発電機が回転数の変動を感知し、適正周波数のための回転数を維持するように自動的にかつ瞬時に回転数を制御
LFC(負荷周波数制御)	数分～十数分	需給不均衡に起因する周波数変動を感知し、需給不均衡を解消するために給電システムからの自動的な発電機出力を制御
EDC(経済負荷配分制御)	十数分以上	周期の長い変動への対応は、その変動幅も大きいことから対応する発電機の経済性を考慮し負荷配分を制御

出典:NEDO作成資料

北海道ブラックアウトの経緯と原因

◇北海道の電力系統には、需要(消費)地と供給(発電)地が道央地域に集中し、他の地域と偏りがあり、太陽光発電や風力発電などの再エネが増加し、泊発電所(原子力)は長期停止しているという特徴があります。また東日本大震災以降、電力の安定供給に向けて石狩湾新港発電所(北海道初のLNG火力)の建設や北海道と本州を結ぶ北本連系線の増設を進めていましたが、いずれも運用開始前に地震が発生してしまいました。

◆北海道胆振東部地震時の周波数と北本受電量



出典:電力広域的運営推進機関

「平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会」
資料より作成

◇2018年9月6日午前3時7分、北海道胆振地方中東部で発生した震度7の地震の影響により、震源地に近い苫東厚真発電所(火力)の2機(2号・4号)が停止し、供給力の大幅な減少に伴い周波数が一気に低下。また送電線の事故により水力発電が停止、さらに周波数が低下したことから風力発電も停止しました。瞬時に北本連系線による本州からの緊急送電と自動負荷遮断により、一時的には需給バランスを回復しました。しかし、その後の苫東厚真発電所(1号)の出力低下・停止に対し、追加の供給力を確保できず、周波数を維持できなくなり、次々と他の発電所も保護装置が働いて停止し、最終的に北海道全域にわたるブラックアウト(大規模停電)に至りました。その後、ブラックスタート機能※を有する水力発電所による発電が始まり、順次供給力を回復させながら、復旧地域を拡大し、9月8日には復旧率99%を達成しました。ただし復旧に48時間を要したことは課題の一つとなっています。

※発電機を起動するには一定の電気が必要だが、外部からの電気が必要とせず、自所の電源だけで起動できる機能を有する発電所。

◇ブラックアウトの原因を探る中で、当時の供給力内訳から注目してもらいたいの、中央給電指令所の制御対象となっていない風力発電や自家発電など小規模な供給力が需要の40%を占めていたことです。そのため、先ほどお話ししたGF機能を有する比較的規模の大きな火力発電を運転させるだけの余裕がなく、調整力が不足しやすい状況でした。また送電線事故により水力発電が停止してしまい、自動周波数制御(AFC/Automatic frequency control)機能を果たできなかったことも大きな要因です。大規模電源の停止だけでなく、こうした複合的な要因が重なったことが、今回のブラックアウトの原因だと言えます。東日本大震災では、発電所が停止し供給力が大幅に減少しましたが、地震による設備被害などで需要も大きく減少しており、需給の差があまりなく、周波数は一時的に低下しましたが、その後は回復し、ブラックアウトは回避できました。

◇2018年は豪雨や台風、地震などの自然災害が頻発し広域停電が発生したことから、国では電力レジリエンスWGを設置して、各地域内の最大出力発電所(以下・最大サイト)停止時のブラックアウトに至るリスクの有無を評価しました。結論として、各地域とも北海道と同様のブラックアウトのリスクはないとしています。ただし沖縄だけは最大サイトと再エネの停止があった場合に周波数が維持できない可能性が残ることから、最大サイトの運用を見直すこととなりました。

◇九州電力管内を見てみると、最大サイトである松浦発電所(火力)が停止した場合、太陽光発電を含めて524万kWの供給力が減少するリスクがあります。しかし、揚水運転の停止や九州と中国地方を結ぶ関門連系線からの緊急送電などによって、負荷遮断量は75万kWに抑えられ、広域的なブラックアウトのリスクはないと評価されました。

◇今回の検証では、大規模電源の停止に加え、再エネの導入拡大に伴い、軽微な周波数低下でも再エネが停止し、更に周波数低下を加速させるリスクがあることが判明するなど、課題が浮き彫りになりました。再エネは小規模設備が多く、すぐに全ての設備で周波数安定化に対応することは難しいことから、長期的に取り組んでいかなければならない問題です。

レジリエンスの概念と欧米との比較

◇自然災害を含め大規模停電のリスクはもともとありましたが、従来停電やむなしと言わざるを得ない大規模自然災害であっても、ある程度の安定供給を維持することが求められるようになっていきます。そこで「自然災害に対して被害への耐性(安全対策の実施)や停電からの早期回復力を持つべき」という“レジリエンス”の概念が必要となってきました。レジリエンスは稀頻度重大リスクの認定とそれが起きた際の対応方法に主眼が置かれ、最大リスクへ対応ができれば、それよりも小さなリスクへも対応は可能という考え方ですが、まだ明確な定義は確立されておらず、国や地域の置かれている環境や状況によって、その概念や対応は異なっています。



◇アメリカでは、ハリケーンや寒波等の自然災害での停電が毎年のように起きていますが、ICTの進展などによって停電に対する許容度は低下しており、政府もレジリエンスの概念を以って、多面的にリスクを評価するようになってきました。ただし北東部は寒波、南部はハリケーンとリスクや電源構成にも地域差があり、統一的なレジリエンスの概念は合意されていません。このため、今のところアメリカではレジリエンスは地域性のある問題として、地域の負担で解決すべきものと考えられています。例えば、アメリカ北東部の地域では、“Capacity Performance”という制度が特徴的で、寒波などの災害が起きた場合でも安定的に運転できるように追加的な投資を行った設備に対しては、容量市場※においてプレミアムを付加し、設備停止リスクを低減させようとする制度があります。また、ニューヨーク州は島地域であり、系統・燃料面で制約があることから、混合燃料(ガスと石油)が使える火力発電所を多く設置しており、ガスに供給支障があっても石油で対応できる体制を維持しています。

※発電された供給量(kWh)ではなく、将来にわたって維持する供給能力(kW)の価値を評価し、取引する市場。

◇ヨーロッパでは、ロシアへのガス依存度の高まりを受け、リスクとしてガス供給途絶への対応が検討されています。もともと欧州では北海油田などでガスが生産されていましたが、生産量が急減し、徐々にロシアへの依存度が増加している中で、ロシアとウクライナの紛争からガスの供給が停止され、玉突きでヨーロッパにガスが届かないというリスクが顕在化しました。こうしたことから、ガスの供給が途絶した場合、どのような割合(一律何%比率または距離別等)で各国の需要を抑制するのかなどリスクシェアに対する協議が進んでいます。その延長線上で、2019年5月には欧州議会で、電力分野での稀頻度重大リスクに対する備えを各国に求めるリスク準備計画規則を含む政策パッケージが採択されました。その中では、地域における最大リスクを認定し、周辺国と協力しながら最悪の事態を回避する計画を策定することとなっていますが、基本的にはガスリスクシナリオを想定した計画を検討中です。

◇日本では東日本大震災を契機に、地震等に伴う稀頻度重大リスクに備えるため東西を結ぶ周波数変換設備(50Hz↔60Hz)の増強を決定し、最大サイトの停止リスクへの備えはできていましたが、今回の北海道のブラックアウトは複合的な要因に基づくもので、この許容リスクを上回るものでした。

今後の課題

◇今後、再エネの導入拡大やパリ協定の温室効果ガス削減目標達成に向け、エネルギー供給の構造転換を迫られる可能性が高くなっています。そうした場合、考えなければならない課題の一つとして、火力発電の機能をどのように代替していくのかということです。まず発電所からできる電気は全て同じ機能ではありません。太陽光発電や風力発電は電気の提供はできるものの、給電指令に従うことはできず、また慣性力※という自ら周波数を維持しようとする機能など、電気の品質安定化のための機能を提供することは難しくなっています。そのため再エネの発電割合が増加すると、小規模な発電設備の停止でも急激に周波数が低下する可能性があり、これまで火力発電が担ってきた周波数安定化機能を設備の追加や高機能化で代替していく必要があります。

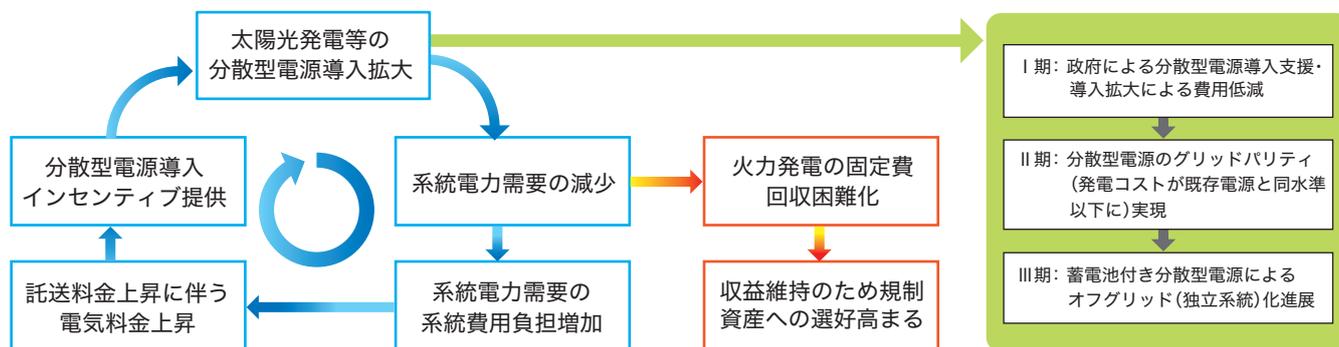
※火力発電や水力発電で使用されている発電機は同じ速度で回る性質があり、周波数が乱れても元の状態に戻し、周波数を安定化させる力(慣性力)がある。

◇また日本において次第に大きな課題となるのが、リアルタイムで出力を監視する装置がない再エネなど小規模分散型の非常時監視電源の増加です。こうした非常時監視電源の割合が高くなると、正確な供給力を把握することができないため、需給調整は難しくなります。そのため状況把握のための仕組みや分散処理のための技術開発が必要となってきます。

◇さらに火力発電は、アメリカではガス価格の低迷に伴う収益悪化、ヨーロッパでは再エネ導入拡大による稼働率低下と卸電力価格の低迷による収益悪化で、火力発電そのものの維持が難しくなっています。日本でも同様に市場価格は低下しており、火力発電の運転見通しは不透明となっています。今後、先進諸国では大規模な火力発電の新設は難しく、容量市場の前倒しを含め供給力をどのように確保していくのか考えていかなければなりません。

◇そして、一部の地域で顕在化しつつある課題として“デス・スパイラル”という問題があります。政策的に再エネを推進した結果、太陽光など分散型電源の自家消費を進めていくと、いまある送電線などのシステムを利用する需要が減っていき、一人当たりの負担額が増え、最終的に託送料金や電気料金が上昇してしまいます。そうなるとさらに分散型電源を自家消費のために設置する人が増え、ますます系統電力需要が減少してしまうという負のスパイラルに陥り、事業の持続性が懸念されます。

◆デス・スパイラルの概念図



出典: Carbon Tracker, "Caught in the EU Utility Death Spiral" 2015年6月資料より作成

◇エネルギー政策において、温室効果ガス削減の対策が電気事業中心となっており、電気以外の対策の動きが見えません。また再エネの自家消費拡大を政府が主張し始めることで、デス・スパイラル化が進みやすくなります。そうなると電気の単価上昇・品質悪化につながる可能性もあり、今後所得格差によって得られるエネルギーの品質が変わる時代がやってくるかもしれません。様々な課題が解決しないまま政策が進んでいこうとしており、よく考えて対応していかないと将来の電力の強靭化は難しいのではないのでしょうか。