

電力自由化と信頼度維持

—制度移行期における日米の取り組み—

和田 謙一*

はじめに

日本や欧米で進展している電力市場改革は、設備の効率的な運用を促すと同時に、多様なプレーヤーの出現と電力取引の広域化をもたらした。欧米では発送配電の分離が進み、地域や国を跨いだ電力取引が活発化している。日本では既存電力会社の発送配電一貫体制が維持されているものの、IPP や PPS といったプレーヤーが新たに加わった。これら新規事業者のシェア等によっては、これまでと異なった信頼度維持の取り組みが必要になる可能性がある。

2003 年に北米北東部やイタリアで相次いで起きた大停電は、自由化と信頼度維持をいかにバランスよく進めていくかについて考察を深める契機となった。信頼度の高い電力市場を形成するには、まず適切なルールや制度を創り、それを浸透させていかなければならない。特に市場構造が複雑化、多様化した現在の制度においては各事業者の責任と権限を明確に定義し、系統利用者全てが参加・協調するような統合されたシステムの運用が必要になってくる。

そこで、これまでの日米における自由化の流れをレビューするとともに、アメリカの NERC(National Electric Reliability Council: 北米信頼度協議会)による信頼度維持に向けた取り組みを詳細に分析し、日本における政策課題の抽出、今後の方向性を見定める一助としたい。

1. 電力自由化と信頼度維持のバランス

1-1 自由化の進展と市場動向

伝統的な電力事業の構図は、電力会社が需要を予測し、長期供給計画を立て、その計画をもとに発電・流通設備を建設するものだった。それら建設に要した費用は総括原価主義で担保され、電力会社は需要想定、発電設備形成、流通設備形成、系統運用を一体的に行うことで信頼度維持を図ってきた。

ところが自由化の進展により一体的な系統運用が難しくなり、特に欧米においては信頼度維持に対する懸念が生じてきている。主な懸念要因は3つある。一つは組織間コーディネーションの問題があげられる。発電電がアンバンドルされたり IPP や PPS といった事業者が現れたりしたことで異なった機能をもつ組織間のコーディネーションが必要になった。さらに電力取引が広域化したことによりコントロールエリア間の協調や情報交換の重要性が高まった。二つ目は設備の予備率が変動するようになったこと。発電にしても送電にしても、冗長性があればそれだけ運用に余裕が生まれる。しかし競争原理が働くようになると、過剰設備を削減し効率性を追及するようになる。そのため長期的視点に立った設備形成が難しくなり、予備率が低下する局面が出てくるようになった。三つ目は潮流の予測が一層難しくなったことである。特に電力系統が密接に連系している欧米において、この問題が顕著に現れている。これらの要因が複合的に絡み合い、信頼度の維持を難しくしている。

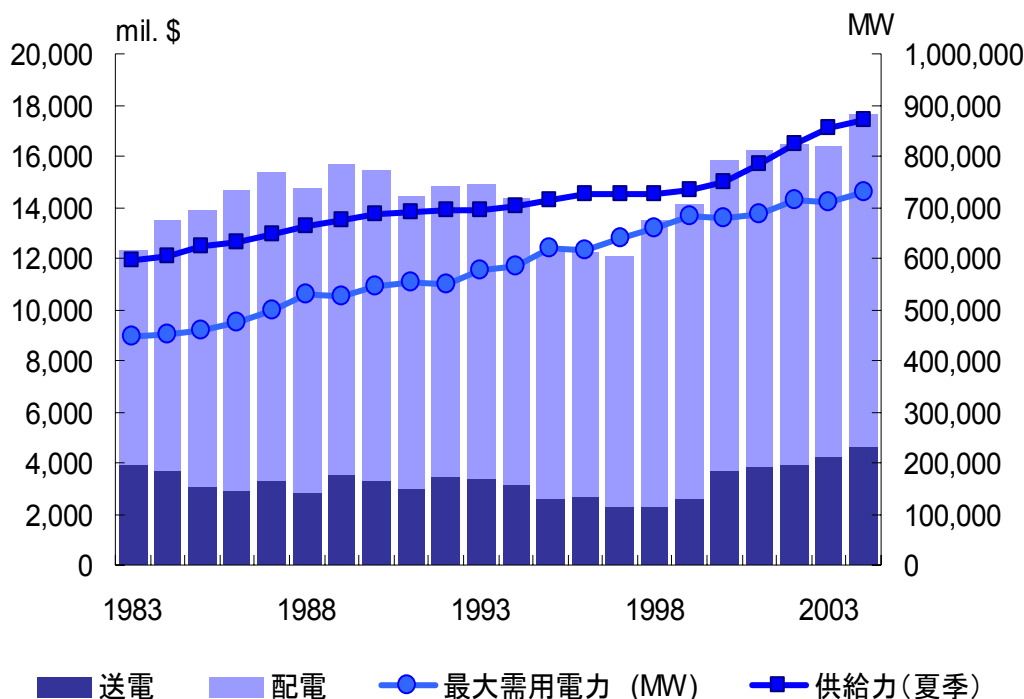
意思決定主体が多様化し、それらの関係が複雑化すると、事業者それぞれの役割や利害をコーディネートする取り決めが必要となる。アメリカでは、送電会社が流通計画と設備建設、系統運用者がネットワーク運用といったように、流通設備に係わる計画と運用が分離しているケースがある。その場合、相互の連絡不足、利害の相反、計画の不整合といった問題が生じやすい。系統の信頼度を維持していくには、不測の事態に備えたバックアップ電源、周波数を維持するための調整電源、電圧を一定範囲内に制御するための機器（同期調相機など）を設置する必要がある。系統に参加している事業者を有機的に結び付け、システム全体の信頼度を維持していくためには、

* (財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業研究ユニット 電力・ガス事業グループ 研究員

これらの備えを、誰が、どの程度確保するのかを明記したルールの整備が必要になってくる。

電力の自由化が進み競争が激しくなると、費用回収の不確実性が高まるため、設備の建設が滞る局面がでてくる。図 1-1 はアメリカにおける過去 20 年間の最大需用電力と供給力の関係を示している。自由化により先行き不透明感が増した 1990 年代後半、最大需用電力が堅調に増加する一方、供給力が伸びずに予備力が低下している様子がわかる。

図 1-1 アメリカ 設備投資（実質）と最大需用電力



(出所) EEI Statistical Yearbook 2004 より

また自由化により電力取引が活発化、広域化すると送電線の混雑も招きやすくなる。1990 年代後半、アメリカでは託送制度を利用した取引が 5 倍になったものの、高圧送電線は 0.3%/年のペースでしか拡充されなかった。そのため送電線混雑が原因で成立しなかった電力取引は、1998 年の約 300 件から 2002 年には約 1,500 件にまで増加したことが NERC により報告されている。1990 年代中頃に送電・配電設備の投資が落ち込んでいる様子は図 1-1 の設備投資（実質）からも読み取れ、これがネットワークの混雑を招く一因となつたとされている。

さらに取引の広域化は潮流の予測、制御をも難しくした。2003 年の北米北東部大停電やイタリア大停電を引き起こした原因の 1 つとして、系統運用者が地域や国を跨ぐ複雑な潮流を適切に制御できなかったことが指摘されている。欧米では系統構成がメッシュ型もしくはループ型になっているため、ループフロー¹が生じやすい上、系統に不具合が発生すると雪崩的に被害が広がりやすい。系統運用者は、オペレータのスキル向上を図ると同時に、他の系統参加者により密接にコミュニケーションをとっていく必要がでてきた。

1-2 アデカシーとセキュリティ

電力システムの供給信頼度とは、発電から送配電、需要家を含めたシステム全体の頑健性を指し、一般には「停電の少なさ」が目安となる。停電の発生確率が低く、継続時間が短く、発生範囲が限定的なシステムほど信頼度が高いといえる。NERC ではこの供給信頼度をさらにアデカシーとセキュリティに分けて定義している。アデカシーとは、需要に対して適切な電源予備力と送電余力を確保していること、設備的な十分さの度合いを言

¹ 送電契約経路外の電力潮流

う。それに対しセキュリティとは、落雷などで突発的な障害が発生しても系統安定度、系統周波数、系統電圧を維持できるようなシステム的な強さの度合いを言う。

電力システムは電氣的に密接に結合されており、一つの機器の事故が連鎖的に 2 次、3 次の事故を誘発し、系統全体の機能を失わせる可能性がある。それを防ぐため、電力系統はフェールセーフ²構造になっている。つまり、一つの電源ユニットが脱落したり、送電線に事故が起きたりしても、システム全体に大きな影響を与えることのないよう系統が多重構成にされていたり、供給予備力が確保されている（N-1 基準）。そのため、系統計画から、系統構成、系統運用にいたるまで幅広い視点に立った対策が必要になる。

2. アメリカにおける電力自由化と信頼度維持

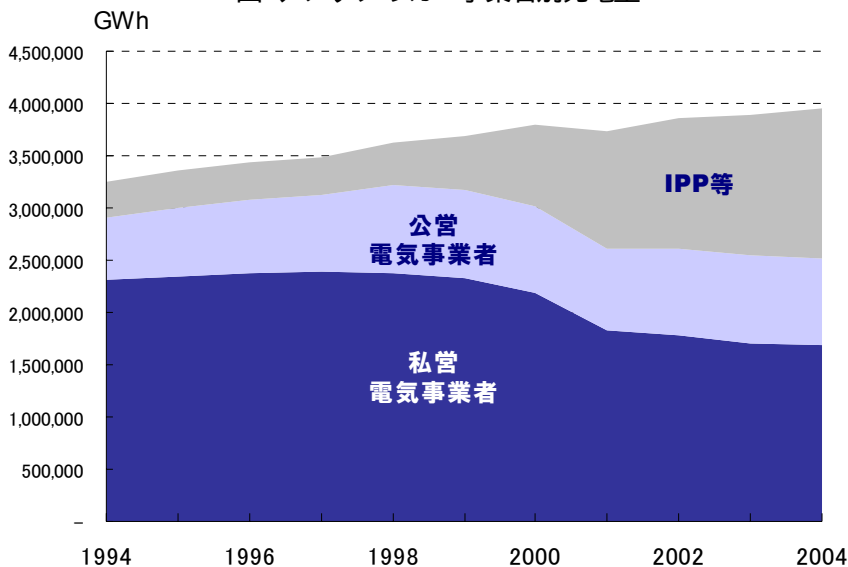
2-1 NERC の成立

アメリカは大きな停電事故の教訓を糧に、信頼度維持の枠組みを整備・強化してきた。現在、アメリカでは NERC が信頼度維持に大きな役割を果たしているが、この組織自身、停電の教訓から生まれたものである。1965 年 11 月 9 日、ニューヨークを中心にアメリカ北東部で大停電が発生し、復旧までに 13 時間を要した。この停電を受け、電力業界は 1968 年に信頼度機関として NERC を設立、自主的に系統信頼度維持の基準・規則づくりに取り組んできた。

2-2 自由化の進展

アメリカの電力自由化は 1990 年代に入って大きく進展した。1990 年代前半、送電線を所有しない発電事業者（IPP 等）を発電市場へ参加させ、競争を活発化させるには、送電線の公平なアクセスが必要であるという議論がおこった。これを受け 1992 年 10 月に成立したエネルギー政策法（Energy Policy Act of 1992）には送電網の開放、FERC の託送命令権限強化が盛り込まれ、以降 IPP が台頭し、卸電力市場の競争が促進された。

図 2 アメリカ 事業者別発電量



(出所) EEI Statistical Yearbook 2004 より

さらに FERC は 1996 年「送電線の開放及び回収不能投資費用に関する最終規則（オーダー 888）」と「送電線の情報公開及びその運営の基準に関する最終規則（オーダー 889）」を発令し、第三者に対する非差別的な送電サービスの提供を電気事業者に義務付けた。これにより新規事業者の参入、ISO (Independent system operator: 独立系統運用機関) 設立等の動きが活発化し、米国の電気事業は大きく変化した。

² 設計上の不具合や故障、操作ミスなどの障害が発生することをあらかじめ想定し、起きた際の被害を最小限にとどめるような工夫

このような構造変化は電力系統、発電設備の所有者、運用者の関係を複雑化させ、従来の系統運用方法では信頼度を維持することが難しくなった。そこで FERC は 1999 年 12 月、オーダー-2000 を発表し、広域的な系統運用機関である RTO (Regional Transmission Organization: 地域送電機関) の設立を促した。

連邦でのこうした動きに並行し、州レベルでは小売自由化が進展し、1990 年代後半には独立系発電事業者が所有する発電設備の割合が増加した(図 2-1)。しかし、これら発電事業者の行う投資は卸電力市場の動向に大きく影響を受ける。事業の採算性が厳しく評価されるため、発電投資の不透明感が高まり、アデカシーの確保という課題が顕在化した。NERC のレポートによると 2007 年~2008 年頃までは十分な供給力が確保可能としているものの、2010 年以降は十分な供給力確保が不確実な情勢となり、気候条件、需要状況次第では供給支障を引き起こす可能性が指摘されている。

2-3 北米北東部大停電

2003 年 8 月 14 日に発生した北米北東部大停電は、アメリカ北東部から中西部、カナダオンタリオ州にわたる広範囲に影響を及ぼし、約 5,000 万人、6,180 万 kW が供給支障に陥った。アメリカ-カナダ停電タスクフォースの最終報告(以下、最終報告書)では、根本的な原因は信頼度基準の逸脱行為にあることが指摘され、信頼度基準を法的強制力のあるものにすることが勧告されている。

最終報告書によると大停電に至った主な原因として以下の 4 つが挙げられている。

系統に対する理解の不足 - ファーストエナジー(以下 FE)の系統状況認識(とりわけ一部地域の電圧不安定性、脆弱性に対する理解)が不適切で、信頼度を欠いた系統運用を行っていた。

不適切な状況把握 - FE は系統のセキュリティを確保しておらず、系統状況の悪化を認識していなかった。FE の系統運用者は緊急時においてセキュリティを維持するための十分な訓練が不足していた。

不適切な樹木伐採 - FE は送電線下の樹木伐採を適切に行っていなかった。

信頼度機関の不適切な支援 - ミッドウェスト ISO は隣接エリアの信頼度コーディネーターとの間でコミュニケーション、協調手続きを欠いていた。

また、それまでの NERC 信頼度基準自体にも制度的な問題があった。信頼度基準遵守のための強制力が欠如していたこと、信頼度基準が曖昧で多様な解釈が可能であったこと、NERC の独立性に問題があったこと、などが最終報告書で指摘されている。このような分析に基づき、46 項目の勧告が出され、それらは以下の 4 つのカテゴリーに分類されている。

信頼度に係る制度面の問題 - 信頼度基準を強制し罰則を設けること、NERC の独立性確保、系統解析に必要なデータの収集など

2004 年 2 月 10 日に NERC が採択したアクションプランの支援及び強化 - 事業主体の責任・権限の明確化、電圧制御の強化、緊急時におけるコミュニケーション手続きの強化など

北米電力系統の物理的セキュリティ、サイバーセキュリティ - IT 基準の遵守、IT セキュリティの管理、情報システムの健全性の維持と緊急時の措置など

カナダにおける原子力発電 - カナダ原子力安全委員会に対する緊急時の対応方法などの勧告

このような大停電の教訓は、2005 年のエネルギー政策法や NERC の信頼度基準に反映され、北米系統の信頼度向上を図る契機となった。

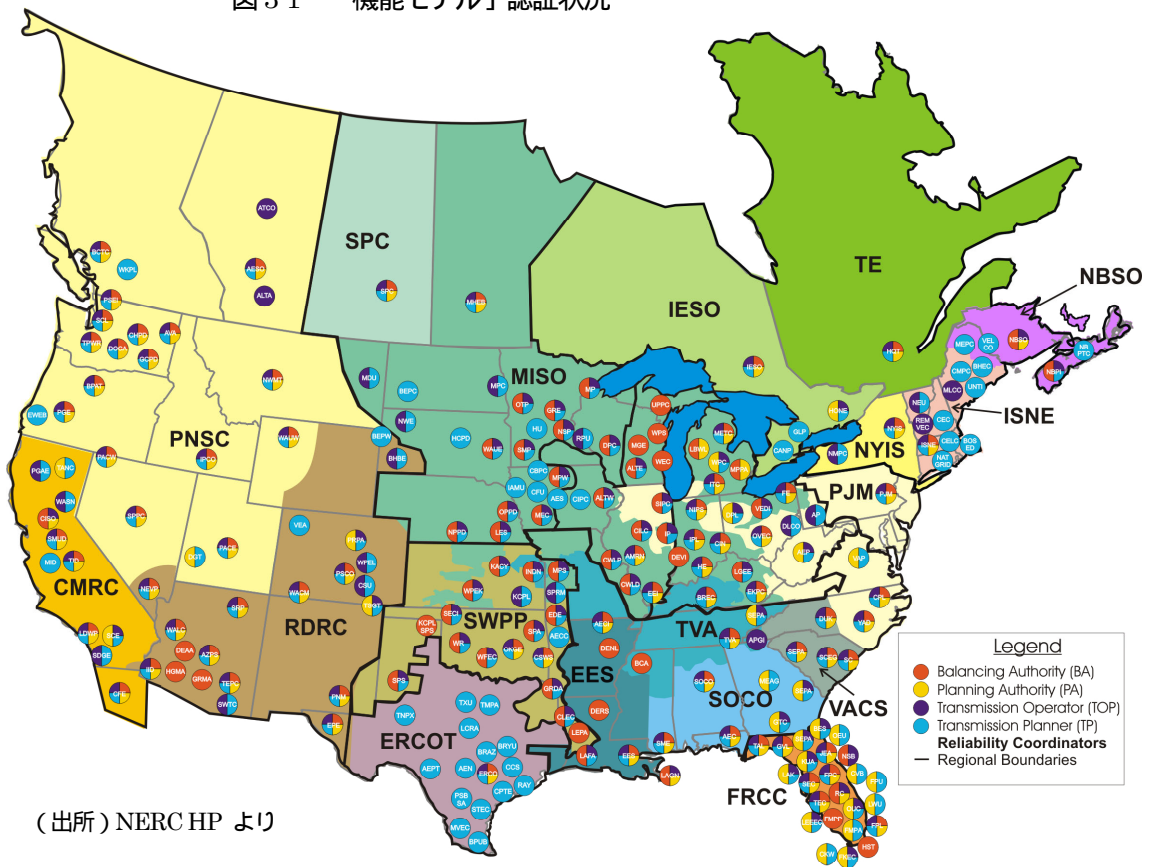
3. NERC の取り組み

3-1 機能モデル

かつてはアメリカにおいても、日本のように垂直統合された事業者が、エリア内の需給調整や隣接エリアとの需給計画を担っていた。そのため従来の NERC のガイドラインも、こうした市場構造を反映したものであった。しかし 1990 年代に入って電力産業の改革が進むと、伝統的な市場構造に依拠した従来の NERC 運営方針は実情にそぐわなくなってきた。この問題に対処するため、1999 年に NERC 運営委員会は作業部会を立ち上げ、電力システムの信頼度を維持する上で必要となる全ての要件を洗い直した。当初はリストアップされた項目を、各機

関に割り振っていくことを計画していたが、コントロールエリア自身の機能変化や RTO、ISO の出現といったこともあり、目論見どおりにはいかなかった。もはや標準となりうる形の系統運用機関は存在しないという認識に至るに及び、垂直統合された事業者や RTO、ISO を全て包括した形で信頼度を維持する「機能モデル」という枠組みをつくりだした。これは「誰が何をするか」ではなく、「この機能を担うのはどの組織か」というように、機能別に事業者を認証していく仕組みになっている。このモデルでは、送電事業者や系統運用者だけでなく、発電事業者や小売事業者についてもその役割や責任が定められており、系統に参加する全ての事業者がシステム全体の信頼度維持に何らかの役割を果たすことが求められている。図 3-1 は各事業者の認証状況を示すもので、赤色はbalancing責任主体、黄色は計画責任主体、濃紺は送電運用者、水色は送電計画者を表している（各主体の役割については表 3-1 参照）。1つの事業者が複数の機能を有している場合、それぞれについて認証を受けている様子がわかる。

図 3-1 「機能モデル」認証状況



機能モデルでは、信頼度維持に関連した 17 の基本的な機能が特定されている。制度や事業体制に影響されることなく系統の安定運用が図れるよう、それぞれの機能に対応した責任主体と、機能間相互の関係が定義され、それらが NERC 信頼度基準の基礎的枠組みを形成している。

主な責任主体とその機能は大きく 基準機能 (Standards Functions)【基準整備、遵守監視】、信頼度サービス機能 (Reliability Service Functions)【信頼度運用、信頼度計画、連系、balancing、送電サービス】、計画策定及び運用機能 (Planning and Operation Functions)【送電所有、送電運用、送電計画、発電所有、発電運用、発電計画、小売、購入・販売、配電】に分類されている。表 3-1 は信頼度基準で定められている主要機関の定義と機能を示しているが、このモデルにほぼ対応した関係になっていることがわかる。

NERC の機能モデルは、信頼度維持の基軸を組織から機能へシフトさせ、システム全体で信頼度を維持する新たなフレームワークを提示したものと見える。

表 3-1 主要機関の機能

主要機関の機能
バラシング責任主体 供給計画を事前に集計し、管轄内の需給バランスを維持し、リアルタイムで連系周波数を維持する責務を持つ
計画責任主体 送電設備、送電サービス計画、供給力計画、システムの保護をまとめ、調整する責務を担う
購入・販売事業者 エネルギー、容量、連系線サービスの売買や権利を持つ。購入・販売事業者は商業関連であることもあるし、ないこともある。また発電設備を所有することもあるし、所有しないこともある
地域信頼度機関 基幹電力システムと定められたエリアの信頼性、アデカシー、適切性を確保する。遵守監視の役目を果たす
信頼度コーディネーター 基幹電力システムの信頼性ある運営に責任を持ち、隣接する系統運用者は互いに密接な協力を行う必要があり、この協力をサポートし緊急時には広域的な視点から対応を行う主体
予備力シェア・グループ 複数のバラシング責任主体によって構成され、不測の事態(コンティンジェンシー)から回復する運用予備力を集団で維持、割当、供給する
供給力計画者 管轄内の特定負荷(需要と必要エネルギー)に対する長期(通常1年以上)供給力アデカシー計画を策定する
送電運用者 地域送電システムの信頼性に責任を有し、送電設備稼働の運用と指令を行う
送電所有者 送電設備を所有、維持する主体
送電計画者 計画責任主体管轄の一部エリアにおいて連系した基幹電力送電システムの長期(通常1年以上)信頼性(アデカシー)計画を策定する
送電サービス供給者 送電料金を管理し、送電サービス契約の下、送電利用者に送電サービスを提供する主体
配電サービス供給者 送電システムから最終需要家までの電線を提供、運用する。送電電圧で供される最終需要家は、送電所有者が配電サービス供給者の役割を果たす。それゆえ、配電サービス供給者は特定の電圧ではなく、配電機能を果たしているものとして定義される

(出所) NERC “Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America” より

3-2 NERC 信頼度基準

2005 年 2 月 8 日に信頼度基準(version 0)が採択され、同年 4 月 1 日に発効した。2006 年 2 月には 13 の新基準が採択され、既存の 3 基準が見直された。2006 年 3 月現在、105 の基準が認証されている。

基準の内容は平常時の系統運用から非常時の措置にいたるまで多岐にわたっているが、全体として信頼度原則 (Reliability Principles) と市場適合原則 (Market Interface Principles) という二つの原則によって貫かれ(表 3-2) ている。「系統の信頼度を優先することが市場の機能を阻害することにつながってはいけぬ」という認識から、この 2 つの原則が併記された形になっている。

新しい NERC 信頼度基準の特徴は客観性、透明性、実効性にある。「以前の規定は具体性や厳密性にかげ、多様な解釈が可能であった」という最終報告書の指摘を受け、客観的で計測可能な基準づくりが志向され、それら基準は透明かつ公平なプロセスで策定されるよう詳細が規定されている。さらに 2005 年のエネルギー政策法において、信頼度基準に法的拘束力を付与することが定められ、実効性も担保されたと言える。以下、この 3 つの特徴について具体的に検証していく。

表 3-2 信頼度原則と市場適合度原則

信頼度原則	
1.	連系系統は平時にも緊急時にも NERC 信頼度基準にもとづき協調的に計画・運用されること
2.	連系系統の周波数及び電圧は有効電力及び無効電力を制御することにより規定の範囲内に維持されること
3.	系統信頼度を維持する責任主体が連系系統の計画・運用に必要な情報を利用できるようにすること
4.	緊急時運用及び系統復旧の計画が整備、維持、実施されるようにすること
5.	連系系統の信頼度を維持するための通信、監視、制御設備が供与、利用、整備されるようにすること
6.	連系系統の計画・運営に携わる人員は行動を起こすことができるような訓練、権限、責任、資格を有すること
7.	連系系統のセキュリティは広域的に評価、監視、維持されるようにすること
市場適合原則	
1.	信頼度は北米経済の経済性に必要不可欠なものであるということを認識し、系統の運用・計画をすること
2.	基準が特定の市場参加者にとって不当な便宜を供するようなことがあってはならない
3.	基準が市場構造のあり方を規定してはならない
4.	基準が市場による解決を妨げるものであってはならない
5.	基準によって商業的にセンシティブな情報の開示を要求することがあってはならない。全ての市場参加者は信頼度遵守に必要な情報に等しくアクセスできなければならない。

3-2-1 透明性

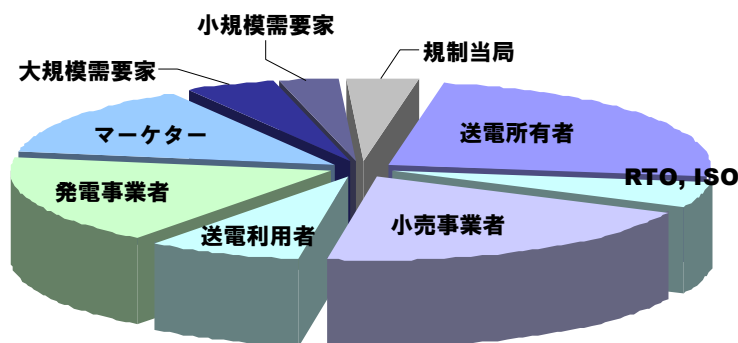
信頼度基準を策定するにあたっては「信頼度基準策定マニュアル」によってコンセンサスの形成から、採択、改訂、再確認、撤回方法に至るプロセスが詳細に規定されている。そのプロセスは原則的に ANSI（米国規格協会）規格に拠っている。特徴はオープンな意思決定過程にあり、全ての関係者が関与できるような仕組みになっている。

例えば、直接的、実質的関係のある者ならば誰でも新基準の策定や既存基準の見直しを提案でき、審議中は誰でも意見を述べる事ができる。基準の提案があると先ずパブリックコメントが募集され、基準の草案が出来た段階で再度パブリックコメントの機会が設けられている。

最終的には投票によって採否が決定されることになっているが、その投票においても全ての関係者が関与できるよう配慮されている。投票権を持つ集団は登録投票母体（RBB: Registered Ballot Body）と呼ばれ、その構成は図 3-2 で示された 9 分野全て事業体を網羅したものになるよう信頼度基準策定マニュアルで定められている。投票の都度、RBB の中から実際に投票を行う人々（Ballot Pool）が選出され、その投票結果によって基準の採否が決まる。

このように基準の策定にあたっては規制当局、系統運用者、送電所有者、市場参加者など全関係者が関与した公平かつ透明な仕組み（図 3-3）が確保されており、基準の信用度、透明性を高めている。

図 3-2 RBBの構成



(出所) NERC “NERC Reliability Functional Model version2” より

3-2-2 客観性

図3-3 信頼度基準策定プロセス



かつての信頼度基準は概要を規定するにとどまり、実際の運用は系統運用者に委ねられることが多かった。しかし市場構造の変化や電力取引の多様化に伴い、より具体的、客観的、明示的な基準の要請が高まった。

NERC の信頼度基準は、「機能モデル」で定義された各主体の責任範囲や技術的要件を定めたもので、14 のカテゴリーで構成されている。

ある特定要件の欠如がシステムの信頼性に重大な影響を及ぼす場合、それは信頼度基準の一項目として認定され、基準は相互に重複がなく、全体として漏れがないよう構成されている。

表 3-3 NERC 信頼度基準のテンプレート

NERC 信頼度基準の構成
A. 序 (タイトル、番号、目的、適用主体、発効日)
B. 要件 (行動基準、手順など)
C. 測定
D. 遵守基準 (監視責任主体、データ保持期間、違反レベルなど)
E. 地域事情
更新履歴

(出所) NERC “Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America” より

各基準は表 3-3 のテンプレートに沿って、それぞれの目的、適用対象、要件、遵守方法などがシステムティックに規定されている。

A の「目的」では、その基準が採択されるとどのような成果が期待されるのかが明記されている。

B の「要件」では技術、性能、準備といった信頼度維持に必要な条件が記され、どの主体にどのような責任があり、各主体がどのような行動を取るべきかについて具体的に記されている。

C の「測定」では要件の遵守、性能や結果をどう評価、測定するかが示されている。また、その測定基準がどの主体に適用されるのか、どの程度のレベルを満たす必要があるかについて規定されている。信頼度基準は明示的、実質的、客観的、実用的でなければならないという新基準の基本コンセプトが、具体的な行動基準に落とし込まれた部分と言える。

D の「遵守基準」では遵守監視プロセスが記され、規準の遵守を監視する責任主体や、記録したデータの保存期間、違反レベルの閾値が定められている。

E には「地域事情」という項目が設けられ、地域事情を柔軟に反映できるようになっている。

計測方法には 4 つのカテゴリーがある。供給、整備、運用、状態に関する基準は物理的な条件を定めた「技術基準」、各主体が講じたアクションのパフォーマンスを示す「性能基準」、不測の事態にどの程度の準備

をしているかといった「準備基準」、そして信頼機能を遂行するために必要な能力を定めた「機関認証基準」である。このように全ての基準が客観的かつ計測可能な形で示されており、信頼度維持を担う各主体の役割と責任の範囲、協調方法が包括的、整合的、客観的、そして詳細に規定されている。

3-2-3 実効性

これまでの NERC 信頼度基準は自主基準であり、法的な裏づけがなかった。そのため基準の逸脱が判明しても関係者に警告文書を送付するにとどまり、ペナルティを課すことはできなかった。2003 年の大停電以前にもこの点は問題視されており、NERC は遵守強化プログラム (NERC Compliance Enforcement Program) を開発したり、法的強制力のある信頼度基準の制定を議会に働きかけたりしていたが、業界の遵守は依然として自主的なものであった。しかし大停電の原因が信頼度基準の逸脱にあった事実が明るみにでてくると、強制力のある信頼度基準が一層強く求められるようになった。

2005 年 8 月 8 日、ブッシュ大統領の署名をもって包括エネルギー法 (Energy Policy Act 2005) が発効した。この法律には系統信頼度向上のため ERO (Electric Reliability Organization: 電力信頼度機関) を創設することが盛り込まれている。ERO は強制力のある信頼度基準を定め、遵守しない事業者にはペナルティを課すことができるとしている。2006 年夏ごろを目処に NERC が ERO に移行することになっており、2005 年 9 月 1 日、「電力信頼度機関の認証、および電力信頼度基準の確立・認可・執行の手続きに関する規則 (Docket No. RM05-30-000)」が FERC によって公示された。この中で ERO の資格要件や信頼度基準を執行するための手続き等について提案され、公聴プロセスを経た後、2006 年 2 月 2 日に最終案としてまとめられた。主な内容は以下のとおり。

- ・ ERO が満たすべき基準
- ・ ERO が新規信頼度基準または信頼度基準改正の提案を行う際の手続き方法
- ・ 信頼度基準が送電機関に適用される規則や料金表と矛盾した場合の解消手続き
- ・ 信頼度基準が州の規制に矛盾した場合の解消手続き
- ・ ERO の資金調達に関する規定
- ・ ERO、地域信頼度機関、もしくは FERC による執行手続きの方法
- ・ ERO が、信頼度を強化するという目的で、権限を地域信頼度機関へ業務を委任する際の基準
- ・ 北米基幹システムのアデカシーと信頼度を評価する定期的な信頼度レポートに関する規制
- ・ 地域地域諮問機関の設立および認定の手続き

今後 NERC は独立性を強めた ERO に移行し、信頼度基準は罰則の適用を伴った法的強制力を持つようになることで、信頼度維持の実効性が担保されるようになる。

3-3 NERC 信頼度基準の概要

NERC の信頼度基準は、最終報告書で示された勧告を相当程度反映したものになっている。表 3-4 は信頼度基準を一覧表にしたもので、どの主体がどのような機能を果たすのか集約してある。14 のカテゴリーで構成されており、以下各カテゴリーの概要を紹介する。

3-3-1 供給力と需要のバランス

主にバランス責任主体を対象に電力需要と供給力のリアルタイム・バランス業務 (アンシラリーサービス) に係わる基準。アンシラリー・サービスとは、多様な事業者が送電サービスを利用するようになったことにより、新たに定義、規定する必要が生じた種々の系統安定運用サービスのことで、周波数維持のほか、事故復旧や無効電力の供給など、さまざまな種類のサービスが含まれている。この基準では、予測値と実測値の誤差範囲、逸脱時の行動基準、不測の事故に対する制御手順、周波数偏差の大きさと応答の基準、同期運転している隣接地域の状況も考慮した自動発電制御 (AGC: Automatic Generation Control) の計算方法などについて定めている。

3-3-2 重要インフラストラクチャーの保護

設備が破壊されるような非常事態が起こった場合、どの主体がどの組織 (政府組織/規制当局) に報告するかを規定している。

3-3-3 通信手段

連系している隣接地域と運用情報を交換、共有することが系統状況の正確な把握につながるため、通信設備は信頼度維持のための重要なツールとして位置付けられている。情報システムのあり方や通信接続手順、通信不能に陥った時の対応方法、緊急時の対応方法、組織間の連絡系統などを定めている。

3-3-4 非常時の備え及び措置

最終報告書は「早い段階でオハイオ州の負荷を 150 万 kW 遮断できていれば 6,000 万 kW にまで上る大停電にはいたらなかっただろう」と指摘している。非常時の対応方法を規定しているこのカテゴリーでは、隣接地域からの融通、システム復旧計画(SPR: System Restoration Plans)の一環としてのブラックスタート力³の確保、組織間の連絡・協調体制、危機時に負荷を強制的に切り離す負荷遮断計画 (Load Shedding Plans) の手続き方法とその権限などが規定されている。また障害が起こった場合、どの機関が誰に何を報告するか、再発防止策をいかに構築していくかについても決められている。

3-3-5 設備の設計、接続、整備

システム内もしくはシステム間で設備が連系している場合、接続機器の各種パフォーマンス、接続要件等を統一し、システム全体の整合性を確保する必要がある。送電所有者や発電所有者など、主に設備所有者を対象に、新しい設備を導入するにあたっての遵守基準、送電及び電力貯蔵設備の評価基準を規定している。また、樹木の接触による事故を防ぐための樹木管理プログラムもここで規定されている。

3-3-6 広域スケジューリングと調整

広域取引、とりわけタギング(タグ付け)と呼ばれる混雑管理に係わる各種基準。電力の広域的な取引が増えるにつれ潮流は複雑になる。効果的に混雑管理ができるようタグ付けすることにより取引を特定し、広域取引の情報を広く共有する方策を定めた基準になっている。

表 3-4 NERC 信頼度基準の概要

	地域信頼度機関	責任主体	信頼度コーディネーター	計画責任主体	送電サービス供給者	送電計画者	送電運用者	送電所有者	供給力計画者	発電運用者	発電所有者	小売事業者	購入・販売主体	配電サービス供給者
供給力と需要のバランス		●	●				●			●		●		
重要インフラの保護		●					●			●		●		
通信手段		●	●				●							
非常手段・措置	●	●	●				●			●	●	●		
設備の設計・接続・整備	●		●	●			●	●						●
広域スケジューリングと調整		●	●		●		●						●	
連系設備の運用と協調	●	●	●		●		●	●		●	●	●		
モデリング、データ分析	●			●	●	●		●	●		●	●		
オペレーターのトレーニング		●	●				●							
保護と制御	●	●					●	●		●	●	●		●
送電運用		●	●	●	●		●			●		●	●	●
送電計画	●			●		●					●			
電圧と無効電力		●					●			●			●	
サイバー・セキュリティ														

(出所) NERC “Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America” より

³ 停止中の発電ユニットが無電源状態で自力起動し電力供給を開始すること

3-3-7 連系信頼度の運用と協調

連系システムの信頼度確保を目的に、主に信頼度コーディネーターを対象とした基準。自らの管轄内だけでなく、隣接する地域の状況も見極めながら基幹電力システム全体の信頼性が維持できるよう、信頼度コーディネーターの行動規範、権限、機能、設備などについて規定している。システムの重点調査箇所や危機的状況を緩和するための再給電、負荷削減といった措置についても定めている。

それら基準のひとつである IRO-006-0 では、送電システムをできるだけ早く（30 分以内）で連系信頼度運用限界内に復帰するよう、系統再構成、再給電、TLR (Transmission Loading Relief) プロセスを規定している。

TLR は混雑解消手法の一つで、緊急性を要する場合、系統運用者主導で負荷を遮断し送電線の混雑を解消することになっている。最も軽い措置（通知）のレベル 1 から緊急手段のレベル 6 まで分かれており、TLR の発令履歴は NERC のホームページ上で公開される。

図 3-4 はレベル 2 以上の TLR が発令された回数の推移を示しており、1998 年には 305 回だったものが年々増加し、2005 年には 2,397 回発令されている。これは送電キャパシティの限界に近い状態で系統運用されるケースが増えていることを示唆しており、1-1 で指摘したように、北米における流通設備のアデカシー欠如がこの図からも読み取れる。

3-3-8 モデリング、データ、分析

地域信頼度機関はデータを集め、モデルによるシミュレーションを行い信頼度の分析をする役目を担っている。それらのデータは複数の関係機関から集めるため、採取方法や計算方法に整合性が求められる。基準では TTC (Total Transfer Capability: 合計送電容量)、ATC (Available Transfer Capability: 利用可能送電容量)、CBM (Capacity Benefit Margin: 非常時融通用マージン)、TRM (Transmission Reliability Margin: 送電信頼性マージン)、DSM (Demand-Side Management 需要管理) 効果などの計算方法、送電システムモデリング、シミュレーション、需給調整契約、DCLM (Direct Control Load Management 直接制御型負荷管理) などにおけるデータの整合について規定している。

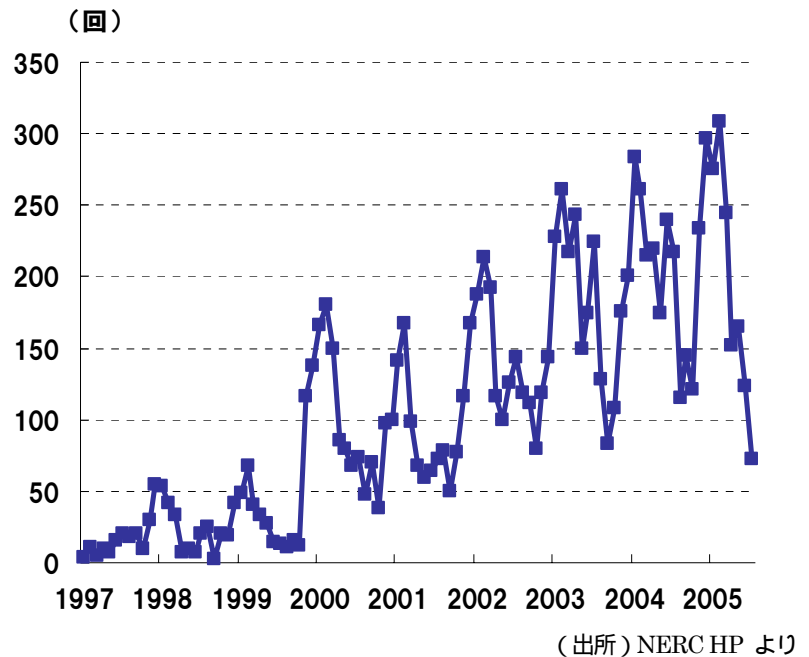
3-3-9 オペレーターの作業、トレーニング、資格

系統が許容限界値に近いレベルで運用されるケースが増えてきていること、制度的な要因により系統の運用が従来よりも複雑化していること、設備のハイテク化が進んでいること等の理由によりオペレーターは熟練した技能を身につけることが求められている。送電運用者、バランシング責任主体などシステム運用に従事する組織の人的資源について、各機関のオペレーターの資格要件、責任、権限を明示し、組織的なトレーニング・プログラムを施すことで人材の能力維持・向上を図ることも定められている。

3-3-10 保護と制御

リレーの作動が電力系統事故の広範囲化を未然に防ぐ重要な手段であることから、系統保護や制御の機器や手段について規定している。UFLS (Under Frequency Load Shedding: 周波数低下時の負荷遮断) プログラムや

図 3-4 TLR 発令回数（レベル 2 以上）



(出所) NERC HP より

UVLS(Under Voltage Load Shedding : 電圧低下時の負荷遮断)、SPS(Special Protection System : 特別保護システム)などに係わる装置の性能要件や保守・検査方法、各種プログラムの実行手順などを定めている。

3-3-11 送電運用

供給信頼度の事前チェックや想定事故検討などについては、きちんとした業務フローに則り実効性を確保しておかなければならない。ここでは平常時の情報管理やシステム監視方法、緊急時の指令体制や権限などが規定されており、SOL(System Operating Limit: 系統運用制限)、IROL(Interconnection Reliability Operating Limit: 連系系統信頼運用制限)に対する違反が起きたときの報告手順、対応、是正措置が示されている。

3-3-12 送電計画

システム・パフォーマンスの基準を平常時、ダメージを受けた時、危機的状態にある時、それぞれに分けて規定。将来的なシステムの拡充に合わせ、計画責任主体、送電計画者に継続的にシステムの要件を見直していくことを求めている。また基幹電力システム全体のアデカシーとセキュリティを評価するため、地域信頼度機関が設備データやパフォーマンス情報を NERC に提出することを定めている。

3-3-13 電圧と無効電力

アンシラリーサービス関連基準の一つ。設備保護及び連系系統の信頼度維持のため、送・発電運用者及び購入・販売事業者に対し、電圧レベル、無効電力潮流、無効電力供給源を監視・制御し、一定の範囲に維持することを求めている。

3-3-14 サイバー・セキュリティ

2001 年 9 月 11 日の同時多発テロにより、ハードウェア、ソフトウェア、およびデータなど、基幹電力システムの運営に不可欠な電子機器や通信網に対するテロ行為の危機意識が高まった。サイバー・テロはシステムに深刻なダメージを与えるおそれがあるため、コンピュータ・ネットワーク障害が基幹電力システムに対する与えるリスクの軽減を目的とした基準が定められた。適用対象については NERC が現在検討を進めている。

4 . 日本の取り組み

日本で電力の自由化が開始され、およそ 10 年が経過する。自由化以前は公益的課題に軸足を置き、図 4-1 にみられるように比較的シンプルな産業構造であったが、1995 年の電気事業法の改正以降、この枠組みが変りつつある。ここでは事業者の多様化とそれを支えるルールの整備という視点から、これまでの電力自由化の流れを振り返ることにする。

4-1 1995 年電気事業法改正

1994 年 3 月に審議を開始した電気事業審議会における議論を経て、1995 年 4 月に 31 年ぶりに電気事業法が大幅に改正された。これによりコジェネレーションなどの需要地近傍電源を活用して電力小売販売事業を営むことができる「特定電気事業」制度が創設された。また競争原理の導入による経営効率化を促すため、卸電気事業への参入許可を原則撤廃し、発電部門への新規参入を拡大した。

図 4-1 1995 年以前の電気事業体制



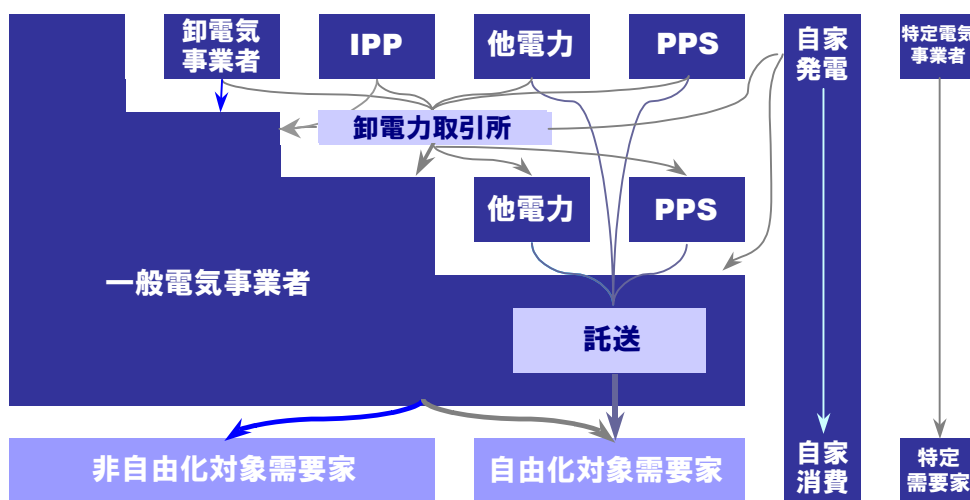
4-2 1999 年電気事業法改正

長期安定供給や供給信頼度維持などの公益的課題と競争原理の導入とをいかにバランスよく実現させるかという議論を踏まえ、1999 年 5 月（2000 年 3 月施行）の電気事業法改正では、小売部分自由化、特定規模電気事業者の創設、託送ルールの整備が定められた。特定規模需要（2 万 V 以上の送電線で電気を受電し、原則 2,000kW 以上の最大電力を有する特別高圧需要）を対象に小売が自由化され、そのシェアは一般電気事業者の販売電力量の約 3 割を占める規模であった。また新規参入の形態として「特定規模電気事業者」が加わった。この電気事業者は発電と小売を行うという意味で PPS（Power Producer Supplier）とも呼ばれる。これにより参入規制、供給義務、料金規制が課されない形で発電部門・小売部門への参入が可能となった。さらには送電ネットワークを所有する一般電気事業者と新規参入者が対等な条件で競争できるよう、送電ネットワークの利用ルール（託送ルール）が整備された。「接続供給」概念が導入され、複数のエリアをまたぐ場合は振替料金（パンケーキ問題）が課されることになった。

4-3 2003 年電気事業法改正

2003 年 6 月の電気事業法改正では、小売自由化の範囲が拡大され、卸電力取引市場（JEPX）と送配電等業務支援機関（ESCJ）の設置が決められた。また、託送制度が見直され、供給エリア内外を問わず系統料金が一本化された（パンケーキ問題の解消）。その結果、電気事業体制は図 4-2 で示されているような形になり、図 4-1 と比較すると、この 10 年の間に電力事業者が多様化し、電力取引が複雑化していった様子がうかがえる。

図 4-2 2003 年以降の電気事業体制



4-4 電力系統利用協議会（ESCJ）

2000 年の小売自由化以降、系統利用者が増大するにつれ、送配電ネットワークは一般電気事業者だけでなく多数の事業者が利用する「公共インフラ」としての性格が強まった。そのため 2003 年 2 月の電気事業分科会報告では「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」、同 12 月の電気事業分科会中間報告では「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について」がとりまとめられ、中立的立場の送配電支援機関設立及びそのガバナンス、業務、役職員の行動規範、定めるべきルール等が整理された。

送配電分野は従来、一般電気事業者が自主的にルールを策定し、運用してきたが、電気事業法の改正を機に送配電等業務支援機関に関する諸規定が定められた。同法第九十四条では「送配電等業務の実施に関する基本的な指針」を策定することが規定され、これを受けた形で「電力系統利用協議会ルール」が制定された。このルールは、ネットワーク設備の増強・整備に関する「設備形成ルール」、系統運用、給電指令、連系線の利用に関する「系

統運用ルール」、系統アクセスについての技術的要件や事務手続き等に関する「系統アクセスルール」、連系線の空容量等、情報開示の範囲や手段等に関する「情報公表ルール」の四部構成になっている。その策定および改定作業は、中立者、電力会社、PPS、卸・自家発電等の各グループから選任された委員によって構成されるルール策定委員会（中立者 4 名、電力会社 3 名、PPS 3 名、卸・自家発電等 3 名、合計 13 名により構成）において、公平性を鑑みながら進められることになっている。

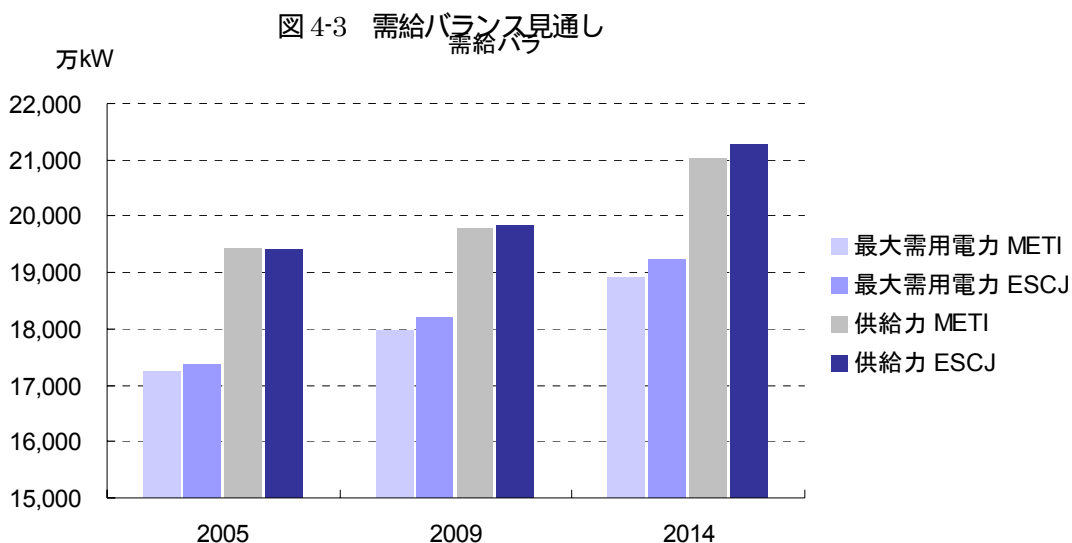
4-5 信頼度維持の枠組み

現行の制度では、信頼度維持の責任を一般電気事業者が担い、ESCJ は中立的な立場でルールの形成と監視を行い、最終的には国が供給計画を通じて信頼度（アデカシー）をチェックする枠組みになっている。

電力の市場構造は図 4-1 から図 4-2 のように変化したものの、供給信頼度の維持に関しては一般電気事業者が担っているという点では変化していない。一般電気事業者は運用時に必要な電源容量や調整能力を含む供給力を確保し、小売規制部門への供給義務と小売自由化部門への最終保証義務を負っている。

一般電気事業者の供給区域を跨いだ連系線に係わる連絡、調整は ESCJ が担っている。連系線を中心とした系統利用は「電力系統利用協議会ルール」で定められ、このルールに基づき系統利用が行われている。ESCJ は卸電力取引所において成約した取引、地域間を跨る広域取引、地域間連系線運用、混雑管理に係わる連絡調整、地域間連系線整備計画といった機能を果たしている。

将来的な設備計画（アデカシー）については国と ESCJ によって評価されている。電力供給計画は、電気事業法第 29 条に基づき、毎年 3 月末までに、一般電気事業者 10 社及び卸電気事業者 2 社から経済産業大臣に届出される。各事業者から届けられた計画は、資源エネルギー庁電力基盤整備課で取りまとめられ、毎年年度末に「電力供給計画について」として公表される。また、ESCJ も電力利用協議会ルール第 9 章に則り「供給信頼度評価報告書」を作成している⁴。



(出所) METI 「平成 17 年度電力供給計画について」、ESCJ 「供給信頼度評価報告書 (平成 17 年度)」より

図 4-3 は経済産業省及び ESCJ から発表された今後 10 年間の需給バランス評価だが、両者の評価に大きな差異はなく、短期的にも長期的にも供給信頼度は確保されていると結論付けられている。ただしこれは電源設備についてのアデカシーについてであり、流通設備について詳細な検証はなされていない。送電線のアデカシーについては、電源との位置関係や系統構成によって評価が異なってくることから技術的要素が強く、この点について強化していくことが今後の課題となるだろう。

⁴ ESCJ の供給信頼度評価報告書では特定規模電気事業者が含まれているのに対し、経済産業省の報告では除外されている。

表 4-1 は、信頼度維持のフレームワークを日米比較したものである。抱えている課題はそれぞれ異なっているが、両国とも中立的な信頼度維持機関を設置し、信頼度規則により電力市場を形作っていかうというアプローチは共通している。

表 4-1 信頼度維持のフレームワーク

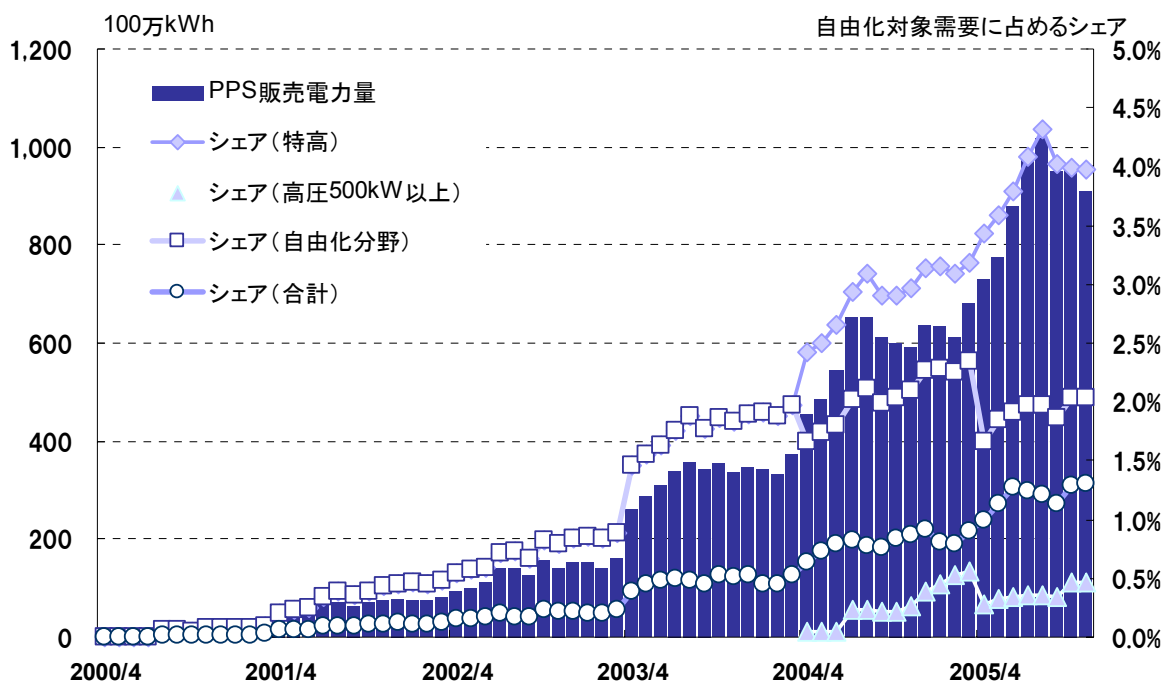
	日本	アメリカ
信頼度機関	電力利用協議会(ESCJ)	NERC
信頼度ルール	電力系統利用協議会ルール	Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America
ルール制定日	2004 年 9 月	2005 年 4 月
信頼度維持責任主体	一般電気事業者	複数の機関で役割を分担
信頼度評価報告書	<ul style="list-style-type: none"> ・供給信頼度評価報告書 (ESCJ) ・電力供給計画の概要 (METI) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ Long-Term Assessments ・ Summer Assessments ・ Winter Assessments
課題	組織間非対称の解消	多様な組織間コーディネーション

5. 今後の課題

5-1 セキュリティ

日本はこれまで高い供給信頼度を誇ってきた。信頼度維持のための設備投資が諸外国に比べて大きかったことや、供給責任体制が明確で円滑なコミュニケーションをとりやすかったことなどがその要因であった。一般電気事業者が片務的に供給セキュリティを確保する構図は現在でも変わっていないが、今後の市場構造のありかた次第では、信頼度維持の枠組みも見直しが迫られるかもしれない。

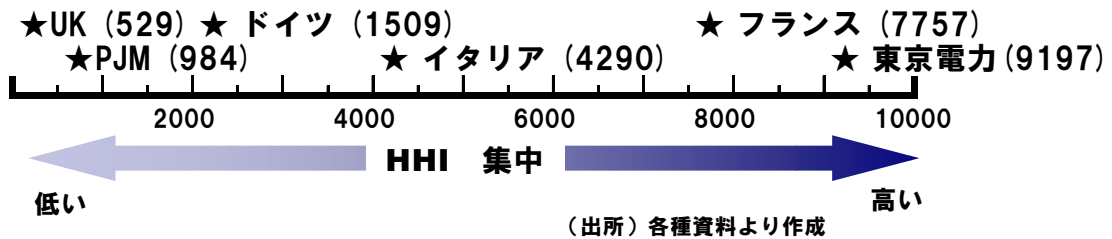
図 5-1 PPS の販売電力量とシェア



(出所) 経済産業省 “総需要電力速報” 等より

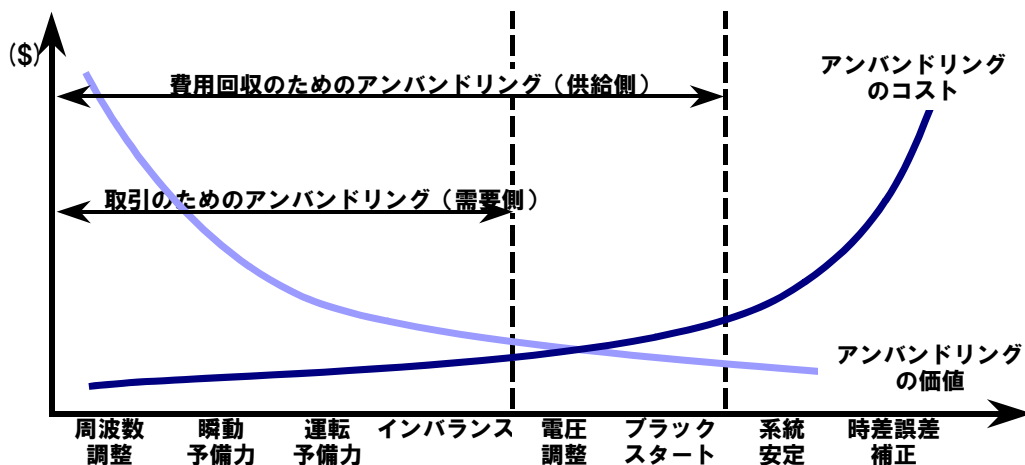
2000 年以降の PPS 販売電力量とシェアの推移を示した図 5-1 からは、二つのことが読み取れる。1 つは PPS のシェアが徐々に拡大しているということ。もう 1 点は、それにもかかわらず自由化部門における PPS のシェアはまだ 2%程度に過ぎない、ということである。このことを別の角度からみると、図 5-2 のようになる。この図は HHI (Herfindahl-Hirschman Index)⁵ という指標により市場の集中度を表したものだが、日本では一般電気事業者のシェアが大きく、集中度が高いことがわかる。他方、自由化が進んだイギリスや PJM のような競争的市場では集中度が低くなっている。日本の市場が一気に PJM のような形なるとは考えがたいが、新規参入者のシェア拡大にとまらぬ、今後さらに市場構造が変化していけば、それに対応した信頼度維持のあり方が求められる可能性がある。

図 5-2 各市場の集中度



そこで考えられる選択肢の 1 つに、アンシラリーサービスの導入がある (3-3-1、3-3-13 参照)。アンシラリーは「付属の、補助的な」という意味で、電力事業の主要サービスであるエネルギー供給に対し、系統運用や制御については補助的な位置付けであることから、それらのサービスはアンシラリーサービスと言われている。信頼度維持に係わる費用負担を公平にするため、アンシラリーサービスも市場化するべきだという議論が最近出てきている。現在、日本のアンシラリーサービスは周波数品質維持に関わるもののみ規定され、託送料金に組み込まれて費用回収がなされている。今後は系統信頼度の維持、競争市場形成の促進、公平なコスト配分といった点を視野にいれながら、アンシラリーサービスの市場化が合理的かどうか議論を深めていく必要がある。

図 5-3 アンシラリーサービスの種類とコスト



(出所) Brendan Kirby, "Ancillary Service Conference" 資料より

⁵ 市場構造の集中度を表す方法として HHI (Herfindahl-Hirschman Index) がある。これはある市場における各企業のマーケット・シェアの 2 乗を合計したもので、 $HHI = \sum_{i=1}^n S_i^2$ (S_i : マーケット・シェア) で計算される。

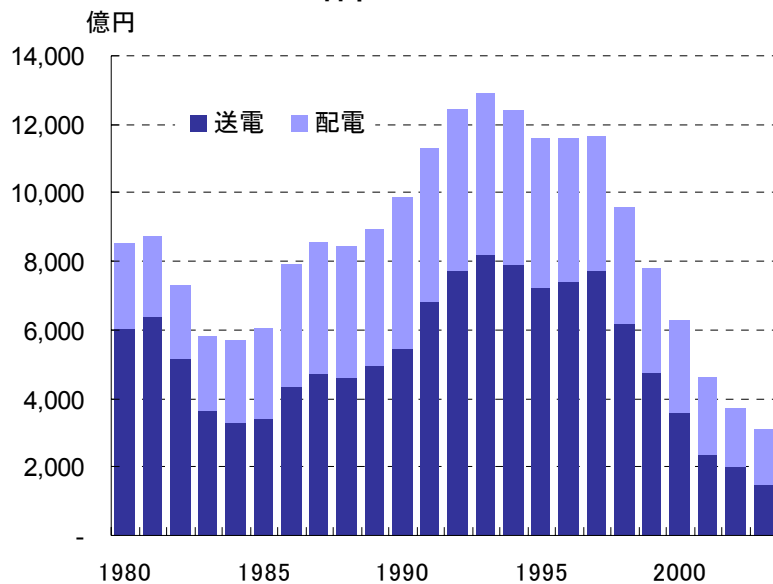
その際に留意すべきことは、アンシラリーサービスはさまざまな種類のサービスが包括された概念であるということである。周波数制御のように複数の供給者が競争して提供したほうがよいと考えられているサービスもあれば、系統制御やブラックスタートなど系統全体で提供したほうがよいとされるサービスもある。図 5-3 は各種アンシラリーとそのコストについて示した概念図で「費用回収のためのアンバンドリング」というのは、サービスの供給者や消費者の特定化が可能で、アンバンドリングをしても費用回収が可能なサービスの範囲を意味している。「取引のためのアンバンドリング」というのは、費用回収コストなどを加味した上でも市場化が成り立つと考えられるサービスの範囲を示している。ただしアンシラリーサービスを先行して市場化したアメリカにおいても、計測方法や価格付け、費用負担方法などについて統一的な見解は形成されていない部分が多い。例えば周波数調整サービスにおいては発電事業者のコスト（熱効率、間接費の扱い、機会費用など）、性能測定（時間間隔、AGC 信号の解釈、性能諸元など）、個々の需要家にどのように価格付けるかといった問題についての共通見解はまだまだなく、それらをいかに明示的にルール化していくかが今後の課題となる。

5-2 アデカシー

競争が激化するとコスト抑制圧力が高まるため、できるだけ設備投資を抑制し既存設備の活用を図ろうとするインセンティブが働きやすい。また自由化により送電サービスに対する需要が増し、エリア間をつなぐ連系線の混雑が増加する可能性もある。ネットワーク設備形成のためのインセンティブをどのように確保するか、制度面の整備が課題となるだろう。

図 5-4 からわかるように、日本における送配電ネットワーク投資は 1990 年代前半より急速に減少している。電気料金の値下げ原資を設備投資の削減によって確保しようとする動きがその背景にある。このようなフローの急減はあっても、送電設備のストックレベルが不足しているとの見方は今のところ少ない。しかし今後もこの傾向が続くようであれば、設備投資のインセンティブを確保する措置が必要になってくる可能性がある。

図 5-4 日本における設備投資の推移



(出所) 電気事業便覧 平成 17 年版より

また連系線の利用方法、建設費用負担のあり方も大きな 이슈となるだろう。これまで一般電気事業者が設備形成・発展に努めてきたため、エリア内のネットワーク設備は一定以上のアデカシーが確保されている。しかしパンケーキ問題の解消によりエリアを跨ぐ取引が増えていくと、エリアを結ぶ連系線の容量不足の問題が顕在化する。連系線の拡充については、「地域間連系線整備計画に係わる調整プロセス」が電力系統利用協議会ルールの中で定められており、ESCJ が具体的な計画を立案していくことになっているが、費用負担のあり方をめぐってのルールはまだできておらず、いかにして合意形成を行っていくかが課題となる。

おわりに

健全な市場の形成には、適切にデザインされたルールが不可欠である。日本語では、競争とは「勝負・優劣を互いにきそい争うこと」(『広辞苑』)と説明される。しかし、英語の competition は通常、「フェアまたは平等なルール、またはそう見えるルールのもとで、他人が獲得しようとするものを同時に獲得しようとする行為や行動」(“Webster’s Third New International Dictionary”)と定義される。つまり、適切なルールがなければ競争は成立しないし、それなしに競争や市場を律する手段はありえないという見識が底流にある。現在のように制度的移行期にある場合、透明なプロセスで策定された客観的かつ実効性のあるルールの存在が、とりわけ重要になってくるであろう。

【参考文献】

- 浅野浩志、岡田健司、栗原郁夫、谷口治人、渡邊尚史 [2003]、「電力自由化と系統問題」、南部鶴彦編『電力自由化の制度設計』東京大学出版
- 穴山悌三 [2005] 『電力産業の経済学』NTT 出版
- 小笠原潤一 [2005] 「日・米・欧における電力市場自由化の進展状況とその評価」、『エネルギー経済』2005 年 8 月号、pp21-36
- 小笠原潤一 [2005] 「事業法体系と信頼度維持について(その1)」、Natsource Japan Letter 2005 年 7 月号
- 小笠原潤一 [2005] 「事業法体系と信頼度維持について(その2)」、Natsource Japan Letter 2005 年 8 月号
- 資源エネルギー庁電力・ガス事業部、原子力安全・保安院編 [2005]、「2005 年版 電気事業法の解説」
- 陳洛南 [2001]、「供給信頼度と電力設備形成」、横山隆一 編『電力自由化と技術開発』東京電機大学出版局
- 林敏之 [2004]、「電力システムの安定運用と供給信頼度」、八田達夫/田中誠 編著『電力自由化の経済学』東洋経済新報社
- 矢野誠 [2005]、『質の時代』のシステム改革、岩波書店
- Brendan Kirby and Eric Hirst [2002], “Reliability management and Oversight”, National Transmission Grid Study Issue Papers, U.S. Department of Energy, May 2002
- David R. Nevius and Ellen P. Vancko [2005], “Ensuring a Reliable North American Electric System in a Competitive Marketplace,” Issue Papers on Reliability and Competition, August 2005
- Diana L. Moss [2004], “Competition or Reliability in Electricity? What the Coming Policy Shift Means for Restructuring”, The Electricity Journal 17(2), 11-28
- IEA, [2005], Learning from the blackouts, OECD/IEA, Paris.
- NERC, [2005], NERC Reliability Standards Process Manual version4.0
- NERC, [2003], NERC Reliability Functional Model, Function Definitions and Responsible Entities version2
- Robert J. Thomas [2005], “Managing Relationships Between Electric Power Industry Restructuring and Grid Reliability,” Issue Papers on Reliability and Competition, August 2005
- U.S.-Canada Power System Outage Task Force, [2004], Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations

お問い合わせ先: report@tky.ieej.or.jp