

LBNL-4145E

**ERNEST ORLANDO LAWRENCE**

**BERKELEY NATIONAL LABORATORY**

# 周波数制御評価基準と要件

Frequency Control Performance

Measurement and Requirements

Howard F. Illian  
*Energy Mark, Inc.*

2010年12月

このレポートで述べられている著作は、ローレンス・バークレー国立研究所が所管する委託事業として連邦エネルギー規制委員会電力信頼性局により資金提供された。ローレンス・バークレー国立研究所は米国エネルギー省契約番号 DE-AC02-05CH11231 に基づき米国エネルギー省のためにカリフォルニア大学ロサンゼルス校により運営されている。

## 免責事項

この著作は、米国が後援した調査記録として作成された。この著作には正しい情報が含まれていると思われるが、米国政府、その機関、カリフォルニア大学の理事、その従業員の誰も、正確性、完全性、情報の有用性、装置、製品、または開示されたプロセスを、保証したり、その法的責任を表明したり、黙示したり、負うことはない。また、その使用が私有の権利を侵害しないことを意味するものでもない。商号、商標、製造元、その他による特定の商用製品、プロセス、またはサービスに対するここでの参照は、必ずしも米国政府、その機関、カリフォルニア大学の理事による承認、推奨、支持を形成または黙示するものではない。ここに表明された著者の見解と意見は、米国政府、その機関、カリフォルニア大学の理事の見解と意見を、必ずしも述べたり反映したりしているわけではない。

アーネスト・オーランド、ローレンス・バークレー国立研究所は、機会均等の雇用主である。

# 周波数制御評価基準と要件

Howard F. Illian  
*Energy Mark, Inc.*

2010年12月

このレポートで述べられている著作は、ローレンス・バークレー国立研究所が所管する委託事業として連邦エネルギー規制委員会電力信頼性局により資金提供された。ローレンス・バークレー国立研究所は米国エネルギー省契約番号 DE-AC02-05CH11231に基づき米国エネルギー省のためにカリフォルニア大学ロサンゼルス校により運営されている。

## 概要

周波数制御は、信頼性の高い電力システムの運用に不可欠な要件である。周波数制御の良否は、周波数の計測と許容可能な周波数管理を決定づけるこれらの計測に基づく実践に依存する。この報告はこれらの計測と実践の進化を記録するものである。計算、通信、および制御のための技術がアナログからデジタルに進歩するにつれて、許容可能な性能を決定するための計測と実践に対する周波数制御の技術的基盤は改善し続けている。デジタルコンピューティングの導入以前、主に以前の経験によって計測がなされてきた。強制力のあつた信頼性ルールを見越して、商業的および公平性の問題から、信頼性へ注目が集まることとなった。この転換は継続するとともに、信頼性をサポートする将来の周波数管理の実践に対してより正確な計測とより強力な科学的根拠が必要となる。



## 謝辞

このレポートで述べられている著作は、ローレンス・バークレー国立研究所が所管する委託事業として連邦エネルギー規制委員会電力信頼性局により資金提供された。ローレンス・バークレー国立研究所は米国エネルギー省契約番号 DE-AC02-05CH11231 に基づき米国エネルギー省のためにカリフォルニア大学ロサンゼルス校により運営されている。

プロジェクト全体の主任研究者は、ローレンス・バークレー国立研究所の Joseph H. Eto である。

プロジェクトチームは、この文献の早期の草案のレビューに対して、NERC 系統解析・信頼度構築局長の Robert W. Cummings と NERC 資源小委員会の議長を務める中西部 ISO の Terry Bilke に感謝の意を表す。

ただし、この研究の著者だけが、分析方法の技術的妥当性と研究結果の正確さについて、単独で責任を負う。



## 目次

概要.....	i
謝辞.....	iii
目次.....	v
頭字語と略語.....	vii
実施概要.....	ix
1. 周波数制御評価基準の歴史.....	1
2. 二次周波数制御.....	3
2.1 二次周波数制御評価基準の策定の歴史.....	3
2.1.1 初期の A1/A2 および B1/B2 CPC の策定.....	4
2.1.1.1 月ごとにランダムに日を選択.....	4
2.1.1.2 $L_d$ の計算.....	4
2.1.1.3 擾乱時の期間.....	5
2.1.1.4 B1 評価基準.....	5
2.1.1.5 B2 評価基準.....	5
2.1.1.6 常時の期間.....	5
2.1.1.7 A1 評価基準.....	5
2.1.1.8 A2 評価基準.....	6
2.1.1.9 連続的な報告.....	6
2.1.2 A1/A2 および B1/B2 の技術的根拠の強化.....	7
2.1.2.1 コモンウェルス・エジソンの提案.....	7
2.1.2.2 ECAR スタッフの提案.....	8
2.1.2.3 A3 評価基準の策定.....	8
2.1.2.4 SigMax (A3) 評価基準の策定.....	8
2.1.2.5 A3 (SigMax) 実地試験.....	8
2.1.2.6 C 評価基準 (変更された SigMax) の策定.....	9
2.1.2.7 商業的問題より信頼性が関心事となる.....	10
2.1.3 CPS1, CPS2, および DCS の最終策定.....	10
2.1.3.1 D 評価基準の策定と CPS1 による性能評価.....	10
2.1.3.2 CPS2 評価基準.....	11
2.1.3.3 擾乱に対する制御の評価基準 (DCS) .....	12



2.1.4 新しい CPS1, CPS2 および DCS の技術基盤.....	13
2.2 今後の二次周波数制御評価基準.....	13
2.2.1 CPS1 および CPS2 を改善するための初期の取り組み.....	13
2.2.1.1 CPS1 および CPS2 の技術的評価.....	14
2.2.1.2 PS-RS の推奨事項.....	14
2.2.1.3 ERCOT の CPS2 免除要求.....	14
2.2.1.4 NERC ANSI 規格プロセス.....	15
2.2.2 発電と需要のバランスの評価基準を改善するための正式な取り組み.....	15
2.2.2.1 BAAL の実地試験.....	17
2.2.2.2 信頼度ベースの制御 (RBC) 評価基準.....	17
2.2.2.3 BAC 評価基準.....	18
2.3 周波数制御評価基準の歴史と将来.....	19
3. 一次および三次周波数制御.....	19
3.1 性能小委員会.....	19
3.1.1 一次および三次周波数制御の将来.....	19
3.1.1.1 周波数応答評価基準.....	20
3.1.1.2 ERCOT 調査.....	20
3.1.1.3 系統連系運用サービス (IOS) の NERC の調査.....	20
3.2 電気事業者の経験と貢献.....	20
3.2.1 周波数応答に関する技術論文.....	21
3.2.2 IEEE タスクフォースの貢献.....	21
3.2.3 電力信頼性技術ソリューションのコンソーシアム (CERTS) .....	22
3.2.3.1 サンプリング分析.....	22
3.2.3.2 周波数偏移分析.....	22
3.2.3.3 周波数応答研究.....	22
3.2.3.4 2つの隣接する 1 分間のデータを使用した周波数応答の計算方法.....	23
3.3 一次周波数応答評価基準に関する最近の正式な取り組み .....	25
3.3.1 周波数応答評価基準.....	25
3.3.2 BAC 標準.....	26
3.4 一次および三次周波数制御評価基準の将来.....	26
参考文献.....	27

## 頭字語と略語

ACE	Area control error
AGC	Automatic generation control
AIE	Area interchange error
ANSI	American National Standards Institute
AOM	Abnormal operations measure
BA	Balancing authority
BAAL	Balancing authority ACE limit
BAC	Balancing authority controls
BRD	Balancing resources and demand
CCTF	Control Criteria Task Force
CERTS	Consortium for Electric Reliability Solutions
CPC	Control performance criterion
CPS	Control performance standard
DCM	Disturbance control measure
DCS	Disturbance control standard
DEM	Discrete event measure
ECAR	East Central Area Reliability Council
EMS	Energy management system
EPRI	Electric Power Research Institute
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ERO	Electric Reliability Organization
FALs	Frequency Abnormal Limits
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FRLs	Frequency Relay Limits
FRM	Frequency response measure
FRR	Frequency response
F <sub>TL</sub> s	Frequency trigger limits
Hz	Hertz
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IOS	Interconnected Operations Services
IOS ITF	Interconnected Operations Services Implementation Task Force
IOSWG	Interconnected Operations Services Working Group
IROL	Interconnection reliability operating limit
ISO	Independent system operator

ISO-NE	Independent System Operator New England
mHz	Millihertz
NAESB	North American Energy Standards Board
NAPSIC	North American Power Systems Interconnection Committee
NERC	North American Electric Reliability Corporation (starting in 2007)
NERC	North American Electric Reliability Corporation (prior to 2007)
OC	Operating committee
PS	Performance Subcommittee
PUC	Public utility commission
RBC	Reliability-based control
RMS	Root mean square
RS	Resources subcommittee
SAR	Standard authorization request
SDT	Standard drafting team
SOL	System operating limit
WECC	Western Electricity Coordinating Council

## 実施概要

周波数制御は、信頼性の高い電力システムの運用に不可欠な要件である。周波数制御の判定は、周波数の計測と許容可能な周波数管理を決定づけるこれらの計測に基づく実践に依存する。この報告は、これらの計測と管理の取組の進化を記録しており、主に東部連系系統と ERCOT で活用されている周波数制御の評価/管理手法の策定への著者の広範な関与に基づいている。

計算、通信、および制御のための技術がアナログからデジタルに進歩するにつれて、許容可能な性能を決定するための計測と実践に対する周波数制御の技術的基盤は改善し続けている。かつては困難または不可能と考えられていた計測が今では当たり前になっており、追加の時間や費用はほとんど、または、まったく必要ない。デジタルコンピューティングが導入される前は、周波数制御の計測は主に以前の経験によって決定されていた。強制力のある信頼性ルールを見越して、周波数制御の計測は、商業的および公平性の問題から、主に信頼性に変化した。さらに、信頼性を支える将来の周波数管理手法のためのより正確な計測とより強力な科学的基盤に対する要求が高まると予想される。

### 周波数制御の管理の歴史

1970 年代、事業者は（誤って）電力系統運用が一次周波数制御（系統定数）に大きな影響を与えることができないと想定していたため、周波数制御の最初の評価は二次周波数制御（LFC と運用者の給電指令）に焦点を合わせた。<sup>12</sup>また、ACE を記録するために利用可能な技術を使用して、周波数偏差への個々の事業者の寄与を特定することは不可能であると感じた。

1973 年、最初の二次周波数制御の性能評価は、A1/A2、B1/B2 の評価基準（Control

---

<sup>1</sup> 一次周波数制御は、負荷と発電量間で不平衡が生ずると、電力系統の周波数の変動を阻止するために自律的かつ自動的に必ず動作する。一次周波数制御の動作は高速であり、MW /秒で計測される。一次周波数制御には、GF、負荷周波数特性、および最近では自発的な周波数応答負荷制御が含まれ、これらはすべて周波数応答に寄与する。

二次周波数制御には、周波数を基準値に戻すための中央集権的な協調的動作が含まれる。二次周波数制御の動作は、一次周波数制御よりも低速であり、MW /分で計測される。二次周波数制御は常時の運用において機能すると同時に、一次周波数制御の調整力が大きな擾乱による周波数変動を抑制した後も機能する。二次周波数制御の動作には、AGC 信号または給電指令に応答する発電（または負荷）が含まれる。AGC は、「レギュレーション」サービスと呼ばれる。

<sup>2</sup> 1990 年代、この信憑は事業者によりなされた一次周波数制御は充足していると結論づけた評価によってより強固なものとなった。

Performance Criteria, 以下 CPC と略記) から始まり, 電力システムの商業的および公平性の問題, ならびに信頼性の懸念に対処した. 評価基準は, 当時の実運用と経験則に基づいて考案された. 彼らは, これらの評価基準が公式に認められた技術的根拠を欠いており, それらが一時的なものであると認識していた. また, 中央給電指令所に当時具備された装置に適合するように設計した. たとえば, ACE の記録に使用される帯状記録紙の共通の時間刻みの線が 10 分であったため, ほとんどの評価の基礎として 10 分間隔が選択された.

1992 年, NERC は, 周波数制御の信頼性の側面への注目を高め始めた. この変化は, 二次周波数制御性能を左右する計測に対する科学的基盤を強化する分析の努力に惹起され, そして, 電気事業者の電力系統監視機能を改善した技術の発展にも支えられた. 特に重要な技術的貢献は, 共分散を使用して ACE を周波数偏差 (したがって信頼性) に関連付けることが可能 (そして望ましい) であることを示した論証であった.

1998 年, 電気事業者は A1/A2 を, この貢献に基づいたより技術的に効果的な制御性能評価基準 CPS1 に置き換えた. また, 電気事業者は A2 と同様の評価値である CPS2 を使用して計画外潮流に対処したが, それは周波数偏差の統計分析に依存するものに過ぎない. 最後に, 電気事業者は B1/B2 を非常時の制御性能評価標準 (DCS) に置き換えた. これは, B1/B2 基準の最初の策定につながった信頼性の考慮事項の側面を強化, あるいは弱体化することとなった.

2002 年, NERC は商業的取組の責任を北米エネルギー基準委員会 (NAESB) に移管し, 信頼性の問題に専念することとなった.

2007 年, 連邦エネルギー規制委員会 (FERC) は, 2005 年のエネルギー政策法に基づき, 議会から FERC に与えられた信頼性に関する新しい権限に従って, 登録事業体に課された CPS1, CPS2, および DCS を含む NERC の信頼性基準を遵守することとなった.

## 周波数制御の未来

CPS1, CPS2, および DCS は今日の標準であるが, それらの基礎となるアイデアをさらに前進させるために, それらによる評価開始以降, 多くの作業と議論が行われてきた. これらの進歩は, 評価基準の将来の改訂の基礎を形成することが期待される.

2004 年, 電気事業者は, 信頼性の観点から, 1 分未満の時間枠での周波数偏差に焦点を当てることが重要であることを正式に認識した. これは, 1 分を超える時間枠で ACE と周波数を管理することに焦点を当てた現在の取組は, それ自体では信頼性を確保するのに効果

的ではないことを意味した。たとえば、CPS1 は、1 年間の平均パフォーマンスに基づいているため、短期的な管理に対する強力なインセンティブを提供しない。CPS1 はこの目的を果たすことを意図していなかったため、電気事業者は CPS1 の補足として、ACE とより短い期間の周波数偏移に対処するための **Balancing Authority ACE Limit**（以下、**BAAL** と略記。 **Balancing Authority** は制御エリアと同義の機関で以下、**BA** と略記）を策定した。主要な擾乱に焦点を当てる **DCS** とは異なり、**BAAL** は、ACE の変動の主要因であるすべての重要な ACE および周波数偏差に対処する。

前述のように、電気事業者は当初、電力システムの動作が一次周波数制御に大きな影響を与える可能性があることを認識していなかった。発電機ガバナの性能特性がよく知られていないこと、および連系システムの周波数応答が低下していることを発見した 1992 年の **Electric Power Research Institute**（以下、**ERPI** と略記）の報告書に基づいて、電気事業者は周波数応答基準を策定するための議論を開始した。ただし、正式な取り組みは当初は延期され、周波数応答が独立した別個の系統連系運用サービスとして正式に認められた 2001 年まで、ある時点では非現実的であると見なされていた。

この報告書の時点では、**BAAL** は **CPS2** または **DCS** の代替として採用されておらず、一次周波数制御の標準の策定が続けられている。**NERC** の信頼性評価規準作成チームは、現在 **BAAL** と周波数モデルに取り組んでいる。**NERC** の **BA** 制御評価規準作成チームは、一次および二次周波数制御サービスの両方を支える調整力を含む、調整力の標準の定義に取り組んでいる。**NERC** 周波数応答調整力評価規準作成チームは現在、**BA** の周波数応答を評価する方法に取り組んでいる。この作業は、**BA** からの ACE データの収集と分析、および 1 秒間隔で周波数のデータを収集するための高速監視技術の改善により成り立っている。

## 結論

監視技術と電力システム制御の問題に関する理解が進むにつれて、周波数制御の評価基準も進歩する。さらに、評価基準の設定における **NERC** の目的は、信頼性、公平性、および商業の同時達成の取組から、信頼性へ移行した。どちらの展開も、周波数制御性能基準の改善を導くことが期待されている。



## 1. 周波数制御評価基準の歴史

周波数制御の歴史を理解するには、一次、二次、および三次の 3 つの異なる周波数制御を理解する必要がある。

一次周波数制御は負荷と発電量間で不平衡が生ずると、電力系統の周波数の変動を阻止するために自律的かつ自動的に必ず動作する。一次周波数制御の動作は高速であり、MW/秒で計測される。一次周波数制御には、GF、負荷周波数特性、および最近では自発的な周波数応答負荷制御が含まれ、これらはすべて周波数応答に寄与する。

二次周波数制御には、周波数を基準値に戻すための中央集権的な協調的動作が含まれる。二次周波数制御の動作は、一次周波数制御よりも低速であり、MW/分で計測される。二次周波数制御は常時の運用において機能すると同時に、一次周波数制御の調整力が大きな擾乱による周波数変動を抑制した後も機能する。二次周波数制御の動作には、AGC 信号または給電指令に応答する発電（または負荷）が含まれる。AGC は、「レギュレーション」サービスと呼ばれる。

三次周波数制御は、需給バランスを維持しながら、新しい動作点に移動するために中央集権的に協調しながら発生電力を調整する。それらには、発電量の損失を補うために全体として発電量を増加させながら、個々の発電機においては発電量を増減し協調した制御を行う。三次周波数制御は、周波数制御の中で最も遅いものであるが、二次周波数制御と同じく、MW/分で評価される。これには、負荷追従するための負荷配分の変更、連系線を介した電力取引、または予備力を再配分するための発電機の出力調整が含まれる。三次周波数制御は、「ランピング」または「負荷追従」サービスと呼ばれる。

周波数制御評価基準の歴史は、Undrill (Underhill から著者修正) によって著された TBC の開発と実用[1]から始まる。Cohn (1967) は、TBC の要件について以下のとおり説明している[2]。

- 発電、負荷、および損失の合計が、系統全体の発電、負荷、および損失と等しくなるようにするため、連系系統のすべての部分が 1 つのエリアかもう一方のエリアに含まれる。
- すべての計画連系線潮流の代数和  $\sum T_0$  をゼロにする必要がある。
- すべてのエリアに共通の基準周波数  $F_0$  の使用。
- 計測または計算エラーがない。



その後の方針と基準には、これらの要件が何らかの形で含まれている。Usry (1968) は、計画外連系線潮流、時差、および周波数の関係を調査[3]し、その時代に典型的な商業上の懸念を強調し、周波数偏差に関連する定性的な問題のみを考慮した。

最初の CPC (Control Performance Criteria) が策定されたころを振り返るとき、1971 年に利用可能な技術を理解することが重要である。1960 年代には、ほとんどの EMS (Energy Management System) はアナログであった。運用者は依然として電話に頼っており、EMS に全面的に依存することはできなかった。アナログコンピュータと電話を補足するのは、周波数、連系線潮流、ACE などの基本情報を記録する帯状記録紙であった。1965 年の停電 (ニューヨーク大停電、著者追記) の結果、電気事業者は電力システムの制御の問題にデジタルコンピュータを適用し始めた。技術的な制限を克服することは、周波数制御評価基準の策定に大きな影響を与えた。

連系システムの運用を発展させる一部として確立された特定の方針により、周波数応答を提供する技術的能力に取り組んだ。ただし、これらは、評価基準で計測されておらず、また、強制力を持たなかった。1 つの例は、すべての発電機に周波数に応答する GF が必要であるという NERC ポリシー1 のステートメントである。連系システムが比較的小さければ、望ましい信頼性レベルを適切に維持するのに十分な周波数応答がほとんど得られなかったというのが著者の技術的判断である。したがって、すべての発電機を GF として、周波数応答への最大の GF の寄与を保証するために、運転予備力が各エリア内の多数の発電機に広く分配されるという方針が一般に受け入れられた。この方針により、ACE 方程式の周波数バイアス項に含まれる GF の合計を推定する場合を除いて、システム運用者がガバナと関わる必要はなくなった。

連系システムの規模が拡大すると、発電と負荷からの周波数応答量が増加したため、周波数応答がシステムの信頼性を制限する要因ではなくなったというのが著者の技術的判断である。周波数応答によって強く制限される信頼性から周波数応答によって弱く制限される信頼性への移行により、GF (一次周波数制御に含まれる) はすべての操作レベルであまり注目されなくなった。当時、中央給電指令所は GF に大きな影響を与えることはできず、GF は系統計画担当と発電所で取り組むべき問題であると考えられていた。

同時に、AGC は中央給電指令所に設置されていたため、AGC を含む二次周波数制御は GF よりも大きな注目を集めた。1970 年代から 1980 年代にかけて、周波数制御に関する作業の多くは、時差と計画外連系線潮流の公平な管理を目的としていた。二次周波数制御のための技術的に有効な評価基準を策定するための作業は、二次周波数制御を強調し、一次周波数制御を強調しないことに貢献した。周波数制御に集中することで、電気事業者は、

信頼性を確保するための周波数応答，特に GF の重要性について，制度的に記憶すべき多くの事項を喪失した。<sup>3</sup>

この報告書の残りの部分は，2 つのセクションに分かれている。最初のセクションでは，二次制御評価の策定をレビューし，2 番目のセクションでは，一次および三次周波数制御評価の策定をレビューする。どちらも，主に東部と ERCOT の連系系統で機能する，測定手順と制御要件の策定への著者の広範な関与に基づいている。

## 2. 二次周波数制御

周波数制御の評価は，東部と西部の連系系統の差し迫った連系のために，非公式な運用構造と取組を推奨するために 1962 年に設立された北米電力システム連系系統委員会（North American Power Systems Interconnection Committee，以下 NAPSIC と略記）から始まった。1967 年に系統連系されたが，連系線潮流の問題のためにしばらくして分離された。NAPSIC の性能小委員会（Performance Subcommittee，以下 PS と略記）は，1980 年に NAPSIC が NERC に参加し，NERC の運営委員会（Operating Committee，以下 OC と略記）となる前に，最初の CPC を策定した。最初の CPC は，二次周波数制御のみに対応していた。

### 2.1 二次周波数制御評価基準の策定の歴史

最初の CPC は時差で管理された。1972 年から 1974 年までの NAPSIC の PS の議長は，1994 年に CPC の策定に関する PS の見解を次のように説明している[4]。

「周波数偏差とその結果生じる時差は，系統連系された発電と負荷の全体的な不均衡を示していた。ただし，周波数偏差を使用して，特定の制御エリアが発電不足または過剰発電によって周波数偏差を発生させていると断定することは不可能である。（中略）PS は，どのような評価基準が策定されたとしても，評価基準は連系系統の運用を担当する系統運用者に，直接かつ即座に表示される必要があると強く感じた。当時のほとんどのシステムはまだアナログ AGC を使用していたため，評価基準はアナログシステムまたはデジタルシステムのいずれにもすぐに使用可能であることが必要であった。」

CPC の技術的根拠の問題について，彼は，決定の理由と，評価基準に対する技術的根拠の欠如について説明した[4]。この評価基準は，基準を適用した経験を通じて洗練されることが期待される。

---

<sup>3</sup> 例えば，周波数応答は元々の系統連系サービス[88]のリストには含まれていなかった。

「10 分間は、ACE の記録に使用される帯状記録紙にマークされた最も標準的な時間刻みであったため、意図的に選択された。(中略) [CPC]の紹介の時点で、PS は次のように感じていた。(中略) これらの評価基準を使用して得られた経験は、すぐにより厳密な評価基準につながるであろう。(中略) A1/A2 に対する正当な異議は、評価基準に対する技術的根拠の欠如であった。なぜ 6 分または 15 分の代わりに 10 分が使用されたのか？ACE の積算値を使用する代わりに、ゼロ点を交差するだけで十分なのはなぜか？ピーク日の負荷の最大の時間の時間内変動を使用して、A2 評価基準の MW の許容偏差を計算する根拠は何か？」

CPC を満たすことにより、制御エリアが、連系系統周波数制御を公平に負担し、他の制御エリアに負担をかけない方法で連系線潮流を管理し、計画外連系線潮流を制限し、時差補正の必要性を最小限に抑えることが期待されていた。計画外連系線潮流と時差の管理は、商業関連の問題であった。CPC は、信頼性に加えて、電力システムの商取引と公平性の問題に焦点を当てていた。

### 2.1.1 初期の A1/A2 および B1/B2 CPC の策定

PS は、常時の A1/A2 CPC と擾乱時の B1/B2 CPC を策定し、1971 年にテストを開始した。これらの CPC は 1973 年に運用開始された。これらの CPC [5]は、運転予備力に関する基本要件に基づいており、具体的には、10 分以内に稼働できる予備力である。この運転予備力は、最初の最大容量の発電機脱落に加えて LFC に必要な量を置き換えるのに十分な容量で構成されているため、制御エリアは 10 分以内に負荷/発電の不均衡を解消できるはずである[6]。

#### 2.1.1.1 月ごとにランダムに日を選択

CPC のために、毎月、ランダムに評価する日を選択された。各制御エリアは、NERC からその日の通知を受けた。制御性能を決定するために使用されるデータのほとんどは、一般的にその日に利用可能な技術である帯状記録紙から収集されるため、ランダムに評価する日を選択された。この要件により、制御性能の計算に必要な労力が最小限に抑えられた。

#### 2.1.1.2 $L_d$ の計算

各制御エリアは、制御エリアの  $L_d$  値を計算することによって負荷変動を推定する必要があった。 $L_d$  値には、小さな制御エリアに十分な調整マージンを確保するための追加の 5MW

が含まれている。  $L_d$  は、次の式を使用して計算された。

$$L_d = (0.025) \times \Delta L + 5MW \quad (1)$$

ここで、

$\Delta L$  : ピーク日の制御エリアの負荷の最大の時間内変動, または, その年の制御エリアの負荷の時間内変動の最も大きいものから 10 個の平均とする。

#### 2.1.1.3 擾乱時の期間

擾乱時は、通常の変動の結果ではない、 $3 \times L_d$  を超える負荷または発電の数秒以内の突然の変動から始まるものとした。擾乱時と認めない変動の例は、不適合な負荷による大きな変動である。擾乱時をトリガーとする変動の例は、大容量発電機の脱落である。ACE がゼロを超えたときに擾乱時が終了したとみなす。

#### 2.1.1.4 B1 評価基準

B1 評価基準では、制御エリアが、擾乱の開始後 10 分以内に ACE をゼロに戻さなければならない。ACE をゼロに戻すことにより、制御エリアは、すべての重要な考慮事項に関連して、連系システムを擾乱前の状態に近づけるようにする。そうしなければ違反となる。

#### 2.1.1.5 B2 評価基準

B2 評価基準では、制御エリアは擾乱の開始後 1 分以内に ACE をゼロに戻し始めなければならない。そうしないことは違反であった。

#### 2.1.1.6 常時の期間

常時の期間は、擾乱時に含まれないすべての期間である。

#### 2.1.1.7 A1 評価基準

A1 評価基準では、制御エリアが ACE = 0 を 10 分ごとに 1 回通過する必要があった。これは、ACE がゼロになるたびにカウントダウンクロックを 10 分に設定することによって行われた。カウントダウンクロックがゼロに達した場合、A1 違反が記録され、カウントダウンクロックは 10 分にリセットされた。擾乱が始まった場合、時計は 10 分にリセットされた。ACE の記録が 1 分を超えて中断された場合、ACE の記録が復元されたときにカ

ウントダウンロックは 10 分にリセットされた。A1 のパフォーマンスは、次の式を使用して計算された。

$$A1 = \{(T_m - T_{A1})/T_m\} \times 100 \quad (2)$$

ここで、

$T_m$  : 報告期間内の ACE の記録が中断されない常時の 10 分間隔の数

$T_{A1}$  : 記録された A1 違反の数

とする。基準では、式 (2) で計算される A1 が 90%以上でなければならない。

#### 2.1.1.8 A2 評価基準

A2 評価基準では、制御エリアが毎時間、6 つの常時の 10 分間隔の ACE の平均を計算する必要があった。その区間の ACE の平均値が  $L_d$  より小さい場合、その間隔は違反なし、 $L_d$  より大きい場合、A2 違反が記録された。ACE の記録が 1 分を超えて中断された場合、ACE の記録が復元されたときにカウントダウンロックは 10 分にリセットされた。A2 のパフォーマンスは、次の式を使用して計算された。

$$A2 = \{(T_m - T_{A2})/T_m\} \times 100 \quad (3)$$

ここで、

$T_m$  : 報告期間内の記録が中断されない 6 つの常時の 10 分間隔の数

$T_{A2}$  : 記録された A2 違反の数

とする。基準では、式 (3) で計算される A2 が 90%以上でなければならない。

#### 2.1.1.9 連続的な報告

1990 年、NERC 運用委員会 (NERC Operating Committee, 以下 NERC OC と略記) は、すべての制御エリアに対して、ランダムな月次報告から連続的な報告への移行を開始した。これは、EMS のデジタル化とデジタルデータキャプチャの実用化によって可能になった。1990 年までに、ほとんどの制御エリアに第 2 世代のデジタル EMS コンピューターが設置され、電力系統の潮流などのより複雑な計算を大幅にサポートするようになった。技術的な制限が取り除かれ、複雑な計算を含むより多くの代替手段が、周波数制御の評価において活用できるようになった。1991 年に、すべての制御エリアが A1/A2 および B1/B2 の連続的な報告を開始した。

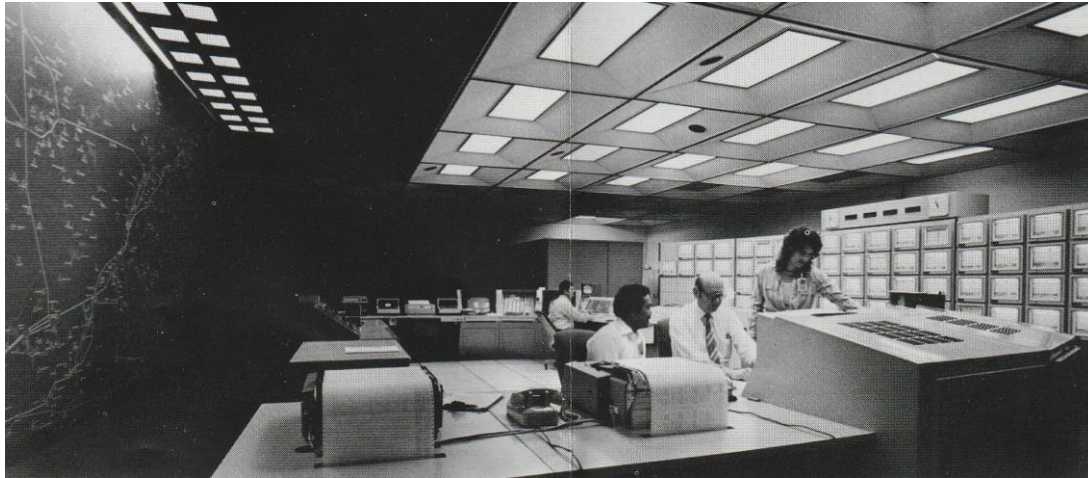


図 1. テネシー渓谷開発公社の中央給電指令所（1988 年頃）<sup>4</sup>

### 2.1.2 A1/A2 および B1/B2 の技術的根拠の強化

1981 年 5 月，東中央地域信頼度協議会（East Central Area Reliability Council，以下 ECAR と略記）は，NERC OC に A1/A2 および B1/B2 の技術的根拠を調査するよう要請した．ECAR は，この CPC が強力な技術的根拠なしに策定されたことを認め，これを要求した．1981 年 12 月，NERC OC は PS に，「技術的に防御可能で相互に公正な評価基準を考案し，それらに準拠することで，過去の経験よりも悪くない周波数維持（または選択できる任意の目標性能）を実現するように指示した．」 [7]．この要請に応じて，PS は評価基準タスクフォース（Control Criteria Task Force，以下 CCTF と略記）を結成した．

この作業が開始された時点では，周波数偏差に対する個々の制御エリアの寄与を特定できないと一般に考えられていた．したがって，評価基準を策定するためのほとんどの努力は，評価指標として時差と計画外連系線潮流に注目していた [8-13]．したがって，CCTF は当初，これら 2 つの指標を使用して実施された評価に集中していた．

#### 2.1.2.1 コモンウェルス・エジソンの提案

1985 年 9 月，コモンウェルス・エジソンは，制御性能を評価する新しい方法に関する提案した [14]．提案された方法は，周波数偏差の符号と ACE の積として性能を評価する．重み

---

<sup>4</sup> 著者追記：全米有数の電力供給を誇るテネシー渓谷開発公社（TVA：Tennessee Valley Authority）の中央給電指令所の写真．1988 年著者が訪問した際に入手したリーフレットから抜粋した．左が系統監視盤で右側が連系線潮流に関する数多くのレコーダのラックである．連系線潮流などのデータは第 2 世代のデジタル EMS コンピューターと連携し帯状記録紙だけでなくデジタルデータとして蓄積・分析できるようになった．

付け方法では、+1 または-1 の重み付け値しか割り当てられなかったが、これは ACE に重み付けを割り当てる最初の提案であった。当時の EMS は、この継続的な評価基準に必要な計算の複雑さに対処できないと考えられたため、提案は PS によって拒否された。この提案された評価基準は、アメリカとヨーロッパの評価基準を比較した 2000 年の論文で評価されたヨーロッパの評価基準（実際には採用されていない、著者追記）に似ている [15]。

#### 2.1.2.2 ECAR スタッフの提案

1986 年、ECAR は制御性能を評価する新しい方法に関する提案を提出した [16]。ACE の積分値を用いて、A2 を制御エリアサイズに対して正規化され積分された ACE の標準偏差に置き換える。この評価により、制御エリアの相対的な性能ランク付けが可能になる。この提案は、A3 評価基準の先駆けとなった。

#### 2.1.2.3 A3 評価基準の策定

1988 年、CCTF は、A3 評価基準と呼ばれる新しい基準で使用するための ACE の積分値の調査を開始した。CCTF は多くの代替案を調査したが、そのほとんどは一般に A3 評価基準と呼ばれていた。CCTF は、ACE の積分値または平均値に限度を設定することにより、時差と計画外連系線潮流も改善されると感じた。

#### 2.1.2.4 SigMax (A3) 評価基準の策定

CCTF は、ACE の標準偏差が、ACE の積分値よりも優れた制御性能の評価を提供することにすぐに気づいた。ACE が制御エリア間において統計的に独立していることを示すことができれば、ACE の標準偏差を制限すると、時差と計画外連系線潮流に有益な効果があることに加えて、周波数偏差が統計的に制限される。CCTF は、この新しい評価値を SigMax 評価基準と呼んだ。これは、時差もしくは計画外連系線潮流の評価によって周波数に影響を及ぼさない、周波数偏差を保証するための評価の最初の試みであった。周波数の保証は、分布が互いに統計的に独立している場合、分布の組み合わせから生じる分布の分散がそれらの分布の各々の分散の合計に等しいという統計的事実に基づいていた。分散は標準偏差の 2 乗であることから、標準偏差を制限すると分散が制限され、周波数偏差も保証される。

#### 2.1.2.5 A3 (SigMax) 実地試験

CCTF は、OC で SigMax (A3) 評価基準を実地試験するように要求した。予備的な実地

試験は 1991 年 6 月に開始され、初期データにより、制御エリアの ACE 間にわずかな相関関係があることが確認された。フル実地試験は 1992 年 1 月に開始された。1992 年の終わりまでに、CCTF は、十分なデータを収集し評価した結果、連系系統内の個々の制御エリアの ACE が互いに独立していなかった。CCTF は、「ACE の不等時性」のレベルを制御できなければ、SigMax 評価基準から効果的で技術的に防御可能な CPC を策定することはできないと結論付けた。その結果、CCTF は標準偏差に基づいた最初の SigMax 評価基準を破棄した。

#### 2.1.2.6 C 評価基準（変更された SigMax）の策定

1992 年 8 月、Jaleeli, N. と L.S. VanSlyck は、ACE の標準偏差では望ましい評価値が得られないことを認識し、ACE と周波数偏差の関係を評価し、「現在のレベルで周波数を維持するには、エリア ACE 間の同時性の増加を許容することはできない。」[17]と結論付けた。彼らは、ACE 間の自己相関を制限することにより、ACE 間の同時性を回避しようとする 3 つの C 評価基準（C1, C2, および C3）を策定した。C1 評価基準は、10 分と 60 分の平均期間にわたる平均 ACE の二乗平均平方根（Root Mean Square, 以下 RMS と略記）値を制限する。C2 評価基準は、時差が指定された値を超え次第、連系線潮流偏差（Area Interchange Error, 以下 AIE と略記）を調査させる。C3 評価基準は、年間を通じてオンピークおよびオフピーク期間のすべての累積 AIE に特定の限度を設定する。これらの評価基準は、1993 年の一連の論文で説明されている[18-22]。目標は、これらの各限度を観測値に設定して、ACE の自己相関の増加、つまり同時性の増加を防ぐことであった。これらの評価基準の概念は、1995 年に技術論文で発表された[23]。CCTF は、C 評価基準の実用化を進め、電気事業者に情報を配布し、評価基準の策定をレビューするためのワークショップを計画した。

後に特定された評価基準に関する問題は以下のとおりである。

- ACE を 10 分と 60 分にわたって平均化すると、制御エリアが ACE の偏差を  $ACE = 0$  から増加させて、評価基準を満たすようにしてしまい、その結果として、周波数に悪影響を及ぼし、ひいては信頼性に悪影響を及ぼす。[24]
- 当初の評価基準では、責任分担の方法を推奨せずに、制御エリアに責任を分担させなければならなかった。
- CCTF は、ACE を互いに独立させることを望んでいた。ACE を相互に独立させることは、現状の依存性（不等時性）を評価したり、さらなる依存性（不等時性の喪失）が信頼性の低下に寄与することを防ぐ評価可能な限度を設定するよりも、はるかに困難で費用がかかる可能性がある。CCTF は、厳格すぎて非実用的な不等時性を計測あるいは制御しない、信頼性を保証するために設定された管理限界を検討した。



- 特定の時差が観察され次第、AIE の調査を要求することは、潜在的に負担が大きかった。

### 2.1.2.7 商業的問題より信頼性が関心事となる

1990 年代初頭、電気事業者と CCTF は、信頼性と商業上の問題を別々に考え始めた。この分離が行われると、CCTF は、どのようにこれらの個別の問題が計測されうるかを主導し、そして、望ましい信頼性目標を達成する方法を規定する方針と、どのように達成するかについての決定は評価される当事者に任せた、達成される結果のみを規定する方針の違いに対処した。この考え方の変化は、最終的な評価基準の形に大きな影響を及ぼした。

### 2.1.3 CPS1, CPS2, および DCS の最終策定

#### 2.1.3.1 D 評価基準の策定と CPS1 による性能評価

1995 年に、D 評価基準は次のように策定された。

1. ACE 間の同時性を制限する方法で周波数を制御しようとするのではなく、評価基準に共分散項を明示的に含める。
2. 周波数バイアスによって表される周波数応答に比例して制御エリアに制御負担を割り当てる。
3. ACE の変異 (ACE の標準偏差により算定) および ACE の同時性 (周波数偏差に対する ACE の共分散により算定) によって、連系系統の周波数偏差への共同の寄与を制限する。 [26]

D 評価基準の 3 番目の要素により、制御エリアは、ACE の変異が同等の量だけ減少した場合、ACE の同時性が増加しても許容され、あるいは、ACE の同時性が同等の量だけ減少した場合、ACE の変異が増加しても許容される。制御エリアは、不等時性を管理する方法に対する権限を維持した。<sup>5</sup>その後、可変周波数バイアスを使用して制御エリアを調整するように D 評価基準が変更された。これが CPS1 評価基準の基礎になった。

C 評価基準よりも D 評価基準を選択することになった重要な問題の 1 つは、C 評価基準では、望ましい結果を達成するため、特定の 방법으로制御が行われなければならないのに対し、D 評価基準では、制御エリアがどのように評価基準を満たさなければならないかを指定し

---

<sup>5</sup> これは、集合的に周波数偏差に影響する BA の振る舞いに対する評価基準にペナルティと報酬を含むことによって、発電過剰/過少など同方向へ変動することにより偏差が拡大する問題を解決した。

ていなかったという事実であった。言い換えると、制御エリアが、古い A1/A2 ロジックを使用して、または他の方法を使用して D 評価基準を満たしているかどうかは重要ではなかった。重要なのは、D 評価基準が満たされ、周波数偏差の標準偏差が制限されることを保証することであった。CPS1 の式である D 評価基準は、遵守合いの把握のために比率に変換され、次に百分率に変換された単純な不等式であった。単純な不等式、比率、および百分率を以下に示す。

$$\text{CPS1 の不等式 (D 評価基準)} : \text{AVG}_{\text{period}} \left[ \left( \frac{\text{ACE}_i}{-10B_i} \right) \times \Delta F_1 \right] \leq \varepsilon_1^2$$

$$\text{CPS1 比率} : \frac{\text{AVG}_{\text{period}} \left[ \left( \frac{\text{ACE}_i}{-10B_i} \right) \times \Delta F_1 \right]}{\varepsilon_1^2} \leq 1$$

$$\text{CPS1 百分率} : \text{CPS1} = (2 - \text{CPS1Ratio}) \times 100\%$$

CPS1 評価の実施では、他の 2 つの要件を満たす必要がある。

1. すべての片方向の計画外相殺潮流は ACE の方程式から排除する必要がある。これは、片方向の計画外相殺潮流をスケジュールできないことを意味するのではなく、スケジュールされた場合、ACE 方程式の調整として含めることができなかったことを意味する。<sup>6</sup>この要件を示す別の言い方は、「連系線の全ての計画潮流は合計値をゼロとしなければならない。」である。この要件により、西部連系系統は自動時差訂正手順を中止することを余儀なくされた。
2. 連系系統のすべての制御エリアは、同じ基準周波数を使用して ACE を計算する必要がある。

CPS1 は、技術的に防御可能な最初の評価基準であった。すべての制御エリアが評価基準を満たしている場合、連系系統は、周波数偏差の標準偏差がその連系系統の  $\varepsilon_1$  よりも小さくなることを保証できる。これにより、周波数偏差の標準偏差が直接制限される。

PS は、連系系統周波数偏差を制限することが唯一の目標である場合、D 評価基準（つまり、CPS1）のみが必要であることを認識した。ただし、CCTF の一部の人は、依然として連系線潮流を制限する必要があると感じていた。

### 2.1.3.2 CPS2 評価基準

CPS2 評価基準値は、連系線潮流を限度内に抑えるために 10 分平均の評価値を C 評価基

---

<sup>6</sup> 連系線の全ての計画潮流は合計値をゼロとしなければならないが、いくつかの BA では、ACE 方程式を調整せずに片方向の計画外相殺潮流を流すように自動化している。

準から変更するために策定された。これは、10分平均のA2を、その平均に対して異なる限度による新しい10分平均のCPS2に置き換えた。新しい限度は、BAの周波数バイアスと任意に選択された10分平均の周波数偏差の標準偏差 $\varepsilon_{10}$ に関連づけられた。連系線潮流への寄与を制限するためのCPS2に使用される $L_{10}$ 限度は、正規頻度分布の信頼区間90%に基づいていた。新しい限度の式を以下に示す。

$$\text{CPS2 限度} : L_{10} = 1.65\varepsilon_{10}\sqrt{(10B_i)(10B_s)}$$

PSは、CPS1およびCPS2の評価基準値の策定により、A1およびA2を技術的に正当化された周波数制御評価基準へ置き換えた。これらの標準に到達するために実行された多くの作業の詳細な説明は、EPRIレポートの「周波数制御評価基準と系統連系運用の手順[27]」に含まれている。EPRIレポートには、CPS1の策定中に調査された技術的な問題の多くが含まれていたが、残念ながら、CPS1自体の裏付け資料のかなりの部分は未解決のままであった。したがって、CPS1の技術的基礎を示す裏付け資料の多くは、後で公開される文献に含まれている。

### 2.1.3.3 擾乱に対する制御の評価基準 (DCS)

PSは、常時と擾乱時の運用状態の両方において、二次周波数制御の性能を評価するためにCPS1とCPS2を設計したが、古いB1/B2評価基準を置き換え、擾乱からの適切な回復を保証するための標準が依然として必要であった。PSは、擾乱からの回復を評価する、技術的に正当化された新しい標準DCSに取り組み始めた。

B1/B2評価基準は、擾乱からの回復の保証から、制御エリアが指定された量の予備力を保持しているかどうかの評価に変更された。

この評価基準では1分で応答を開始する要件であるB2が削除された、なぜならば、CCTFは、この要件を容易にそして独立して評価できないと判断したからである。

DCSは、基準周波数より低周波側と高周波側の両方の擾乱ではなく、低周波側の擾乱のみを評価した。

DCSは、ACE = 0で終了するのではなく、擾乱前のACEへの回復を要求した。擾乱の定義は、 $3 \times L_d$ から制御エリアの最大の事故の80%に変更された。評価基準の多くの限度と同様に、 $3 \times L_d$ から最大の事故の80%への変更は、最大の事故に十分に対処できるように、有効な予備力を提供するための限度であり、交渉による成果であった。初めて、ペナルティが評価基準に含まれた。ペナルティにより、10分間の回復期間の終了時の回復の不足に

比例して準備しなければならない予備力の量が増加した。

OC と電気事業者は 1996 年 12 月に CPS1 と CPS2 を承認し、1997 年 6 月に DCS を承認した。

#### 2.1.4 新しい CPS1, CPS2 および DCS の技術基盤

A1/A2 および B1/B2 を置き換えるための CPS1, CPS2, および DCS の推奨は、以下を含む、理解および政策目標において多くの変更に基づいていた。

調査によると、周波数偏差の分布は正規分布（ガウス分布）であり [16, 51, 87, 88]、したがって、分布の標準偏差を制限すると、分布の裾も制限される。ただし、CPS1 は通常の周波数偏差分布を必要としない。周波数偏差分布の形状が一貫している必要があるだけである。分布に関連するリスクは、分布が一貫している限り、周波数偏差分布の形状に関係なく、CPS1 の限度によって制限されたままである。

新しい CPS1 の目標は、時差の制御から周波数の直接制御に変わる。連系システムのすべての制御エリアが CPS1 に準拠している場合、周波数偏差の標準偏差も  $\epsilon_1$  未満の値に制限されることが数学的に証明された。

連系線潮流変動への寄与を制限するための CPS2 に使用される  $L_{10}$  限度は、正規頻度分布の信頼度区間 90%に基づいていた。

DCS は、もともと、1997 年に単一の最大容量の発電機脱落事故から回復するために必要な予備力を、制御エリアが保持しているかどうかを具体的に評価するために設計された。これは、単に事故からの回復を要求することからの重要な変化であった。<sup>7</sup>

## 2.2 今後の二次周波数制御評価基準

CPS1 と CPS 2 および DCS の運用開始後、これら 3 つの評価基準の基礎となるアイデアを前進させるための作業が続けられた。これにより、対処する必要のある周波数応答に関連する追加の問題が認識された。

### 2.2.1 CPS1 と CPS2 を改善するための初期の取り組み

---

<sup>7</sup> この時以降、DCS の追加変更がなされた。

### 2.2.1.1 CPS1 および CPS2 の技術的評価

CPS1 と CPS2 の運用開始時、電気事業者の多くはそれらの技術的基盤に精通していなかった。1996 年から 2003 年にかけて、電気事業者はこれらの評価基準の技術的品質を提示および評価する多くの技術論文を発表した[28-48]。

これらの論文により、将来の評価基準の策定に影響を与える可能性のある継続的な作業と対話が始まった。

### 2.2.1.2 PS-RS の推奨事項

CPS1, CPS2, および DCS の承認と運用開始後、PS は 2000 年後半に資源小委員会 (Resource Subcommittee, 以下 PS-RS と略記) と改名し、信頼性の問題がタイムリーに対処されることを保証するための継続的なレビュープロセスの策定を開始した。この継続的なレビューに関連して、PS-RS は、周波数応答標準の策定を推奨し、10 分の回復時間の終わりに周波数の高い方への偏移を緩和するため DCS 回復時間を 10 分から 15 分に変更し、ERCOT に CPS2 免除を付与し (次の段落を参照)、オンピーク/オフピークおよびオフピーク/オンピークにおける周波数偏移について議論し始め、発電過剰よりも発電過小をより厳しく扱う料金、もしくは、B1/B2 の双方向の回復から低周波数からの回復のみへの変更は、連系システムの慢性的な高周波数に寄与している可能性を検討した。

### 2.2.1.3 ERCOT の CPS2 免除要求

2001 年 11 月、ERCOT は、CPS2 は複数の BA が系統連系している連系線潮流を制限するように設計されており、ERCOT のような単一の BA の系統には不適切であるという主張に基づいて、CPS2 の免除を要求した。NERC は 6 か月間の免除を承認し、ERCOT が免除の議論を根拠づけるために信頼性調査を実施するように要求した。この研究は、CPS2 が単一の BA の系統に適していないこと、ERCOT の CPS1 に用いる  $\epsilon_1$  が信頼性に大きな影響を与えることなく 20mHz から 30mHz に引き上げることができること、および ERCOT の信頼性が二次周波数制御よりも周波数応答 (一次周波数制御) に敏感であることを示した[49-51]。この研究は、初めて一次および二次周波数制御の同時確率を計算した。2002 年 11 月、NERC は、ERCOT の CPS1 の  $\epsilon_1$  を 20mHz から 30mHz に引き上げ、ERCOT に対して CPS2 を免除した。

以前の技術論文では、一次と二次周波数制御の同時確率が考慮されていたが[ii]、これは、周波数制御動作 (一次、二次、および三次周波数制御) が独立したプロセスではなく、一

体で評価する必要があることを示す最初の研究であった。この研究は、擾乱の影響を周波数偏差から取り除くと、周波数偏差の分布は本質的に正常であり、擾乱が発生したときの周波数分布も正常であることを示した。したがって、擾乱は周波数偏差とは無関係であると思なすことができる。この研究では、研究で開発されたコンポーネントを使用して元の度数分布を推定できることが示され、結果として使用された方法を確認した。この研究では、結果として生じる信頼性リスクと比較して、周波数偏差の成分の変動に対する感度の評価、一次と二次周波数制御の一体的評価も可能になる。この評価は、一次周波数制御がテキサスシステムの周波数信頼性リスクの最大の要因であることを示した。

#### 2.2.1.4 NERC ANSI 規格プロセス

2002 年、NERC は、規格策定プロセスを常設委員会から米国国家規格協会（American National Standard Institute, 以下 ANSI と略記）が承認した規格策定プロセスに移行した。ANSI プロセスでは、電気事業者の専門家がチームを編成して規格を作成する。2002 年以降の周波数制御に関連する技術開発と議論の大半は、ANSI プロセスの傘下で行われてきた。

#### 2.2.2 発電と需要のバランスの評価基準を改善するための正式な取り組み

2002 年 1 月、周波数応答評価基準、CPS1 および CPS 2 と同様の周波数制御評価基準、および DCS と同様の擾乱制御評価基準を含む新しい標準の標準承認要求（Standard Authorization request, 以下 SAR と略記）が NERC に提出された。この規格の目的は、最初のコメントの後に次のように定義された。

「すべての条件下（つまり、常時および非常時）で連系システムの基準周波数を事前定義された周波数プロファイル内に維持し、不当な低周波数の負荷制限を防ぎ、連系システムの時差を制御する。」

SAR は最終的に承認され、発電と需要のバランスの評価基準起草チーム（Balancing Resources and Demand Standard Drafting Team, 以下 BRD SDT と略記）には、以下を含む規格を起草する任務が与えられた。

- CPM1 : CPS1 と同様の周波数制御評価基準
- CPM2 : CPS2 と同様の周波数制御評価基準
- DCM : DCS と同様の擾乱制御評価基準

BRD SDT の最初の提案は、次の規格に関するものであった。

- 1 分間 (CPS1) および 60 分間 (CPS60) の平均周波数の RMS 値のイプシロンを規定する周波数プロファイル.
- DCM : DCS と同様の擾乱制御手段
- AOM : 低周波数リレー設定と信頼性リスクから定められた周波数限度に基づく BAAL を含む非常時の運用評価基準. BAAL は CPS2 に取って代わる.
- DEM : BA が連系系統に寄与する可能性のある擾乱の数を制限する離散的事象の評価基準

連系系統の信頼性を評価するための周波数プロファイルの発想の拒絶を含む電気事業者のコメントに応じて、BRD SDT は次のように規格を大幅に変更した[52].

CPM1 は変更されずに維持されたが、制御性能の独立型評価値として提示される。CPM60 は、CPM1 ほど信頼性に寄与しないとコメントされたため、削除された。

AOM の BAAL は、元々 DEM に組み込まれていた方法を使用して、不等時性に依存するのではなく、周波数に依存するように修正された[53]。この修正により、BAAL は、BA が ACE に関するリアルタイム性能と連系系統の周波数維持を評価ための役立つツールとなり、同時に、少なくとも 1 つの BA も BAAL 評価基準に違反しなければ、連系系統の周波数は許容値を逸脱しないことを保証する。これらの修正された BAAL は、規格の BA に関連する部分に含まれていた。

AOM からの厳しい周波数限界は、規格の信頼度機関の部分で保持され、すべての重要な評価基準の特性は BAAL と信頼性ベースの周波数限界で保持されたにもかかわらず、AOM は排除された。

周波数に依存するように変更された BAAL は、系統連系された運用の利点を不必要に制限することなく、元の DEM で提案されたものと、形式上、同様の信頼性機能を提供するため、DEM は排除された。

保持された周波数限度は、周波数トリガー限度 (Frequency Trigger Limits , FTLs), 周波数異常限度 (Frequency Abnormal Limits , FALs), および周波数リレー限度 (Frequency Relay Limits , FRLs) であった。

DCS と CPS2 は削除され、BAAL に置き換えられた。

BRD SDT は、CERTS によって資金提供された研究[54]で述べられた結果を使用して、周

波数限度に対処した。

### 2.2.2.1 BAALの実地試験

調査結果を使用して、BRD SDT は 2005 年 7 月に BAAL の実地試験を開始した。実地試験の初期から、BRD SDT と実地試験参加者は、周波数制御に追加の注意を払う系統運用者からの予期しないプラスのメリットと、BAAL 超過時に迅速に対応する系統運用者を認めた。

同時に、送電線混雑の原因となる、または、送電線/連系線の運用限度値 (SOL / IROL) を超える、より大きな BAAL (CPS2 よりも大きい限度) の事例は特定されなかった。CPS2 を排除することが連系系統の周波数維持に悪影響を及ぼしたという兆候はなかった。

BRD SDT は、2006 年 10 月に承認のために電気事業者に規格を提示した。電気事業者は、規格を数パーセントのポイント差で否決した。反対票の主な理由は、DCS の予定された廃止であった。その結果、BRD SDT は実施計画で DCS を復活させ、修正された計画を電気事業者に提示してコメントを求めた。電気事業者からのフィードバックは好意的であった。BRD SDT は、2007 年 3 月に承認のために電気事業者に再び規格を提示した。規格は、約 2% の差で、電気事業者によって再び否決された。コメントは、ほぼ 2 年間の実地試験結果が肯定的であったにもかかわらず、BAAL が CPS2 に取って代わる可能性があることに電気事業者が同意しなかったことを示している。BRD SDT は、再回付による投票を要求することを決定した。2007 年 4 月、再回付による投票はほぼ 10% の差で否決された。主な理由は、CPS2 を BAAL に置き換えることは、信頼性を損なうことになるということであった。

### 2.2.2.2 信頼度ベースの制御 (RBC) 評価基準

BRD 評価基準の失敗に対応して、BAAL の実地試験に関係する人々は、2007 年 5 月に SAR を提出して、BRD SDT によって未解決のまま残された問題に対処し、この作業の進行中に BAAL 実地試験を継続した。この SAR が承認され、RBC SAR 作業が開始された。SAR の承認により、BAAL 実地試験の継続が保証された。

BAAL の実地試験が続くにつれて、いくつか追加の観察が行われた。

時差の修正中に BAAL 限度を超える可能性ははるかに高くなる。したがって、実地試験は、時差修正の信頼性に対するこれまで考慮されていなかった悪影響を特定した。BAC SDT



は、時差訂正手順を変更することによってこの問題を軽減する方法の調査を主導しており、RBC SDT は、BAAL 限度の評価基準値を 60Hz から基準周波数に変更することを検討している。

1 分の実地試験のデータ分析により、以前に観測された周波数偏差が、オンピークからオフピーク期間への移行時、およびオフピークからオンピーク期間への移行時において、毎正時付近で発生していることが明らかになった。これらの周波数偏差の信頼性への影響の調査は、RBC SAR の最初の項目の周波数モデルに含まれている。RBC SDT は、これらの偏差を軽減するための調査を主導している。RBC SAR の 3 番目の項目には、この作業が含まれている。

2007 年 11 月、電気事業者は次の目標に基づいて SAR を受け入れた。

- すべての条件下（つまり、常時および非常時）で連系系統周波数を事前定義された限度内に維持し、周波数の振動、不安定性、負荷、発電、または連系線の計画外の停止など、連系系統の信頼性に悪影響を与える周波数関連の問題を管理する。（ドラフト BAL-007 から BAL-011 を介してこの SAR に導入された作業）。これには、周波数モデルの開発が含まれる。
- この評価基準で決定されているような、BA の過剰な ACE が、SOL または IROL の問題を修正するための措置に貢献している、または原因となっている場合に、BA による是正措置をサポートする。
- 連系線を介する取引の潮流の変化率に起因する短期間の連系系統周波数の偏差を防ぐ。
- 送電線の負荷軽減手順に参加する時、定められた時間内で負荷/発電の均衡を維持するために BA に要求することにより、タイムリーに混雑緩和をサポートする。
- FERC オーダー693 の指令に対処する。

RBC SDT は現在、上記の問題に取り組んでいる。

作業を継続するための推進要因の 1 つは、CPS2 が 10%の時間において ACE の限度を設定できないため、連系線潮流を効果的に制限できないという認識である。2009 年、技術報告書[55]は、ACE によって計測された計画外電力と、送電制約への影響を定義するために使用された計画潮流との関係を定義した。この技術的關係により、すぐ上の箇条書き 2 と 4 の簡単な解決策が可能になると期待されている。

### 2.2.2.3 BAC 評価基準

2007年6月、NERCは5年間のSARのレビューを開始し、BAL-002、BAL-004、BAL-005、およびBAL-006を再評価し、FERC Order693の指令に対処した。BAC SDTは現在次の問題を調査している。：

- ACE方程式とその計算に関連する問題を明確に定義するためにBAL-005を書き直す
- NAESBなどと協力して、基準周波数が60ヘルツ(Hz)でない場合に、信頼性の問題を軽減するために時差修正を実行する代替方法を調査する。
- 計画外連系線潮流を調査しているか？問題と可能な解決策
- 北米の連系系統全体で使用できる共通の一連の予備力の定義を策定する。

### 2.3 周波数制御評価基準の歴史と将来

二次周波数制御評価基準の歴史は、この文書の冒頭で述べたTBCの基準を引き続きサポートしながら、技術的に防御可能な科学的方法に基づく評価への継続的な移行を示している。移行は、連系系統間の基本的な違いを調整しながら、信頼できる運用の原則をすべての連系系統に効果的に実用化できるようにするモデルの開発を継続することが期待される。

## 3. 一次および三次周波数制御

現時点では、一次または三次周波数制御に関する明確なNERCの評価基準はない。<sup>8</sup>評価基準を策定するための過去の行動と、将来の評価基準の策定に役立つ関連する推奨事項および研究を以下に要約する。

### 3.1 性能小委員会

周波数応答評価基準の形での一次周波数制御の必要性に関する推奨事項は、ガバナの応答に関する1992年10月のEPRIの報告書[56]に端を発している。この報告書は、ガバナの特性が正確にわかっておらず、周波数応答が劣化しており、NERCがGF余力の評価基準を確立する必要があることを明らかにした。1993年2月、PSはNERC OCに、GF余力の要件に関する作業を開始する許可を求めた。この要求は、不明な理由で延期された。1999年7月、PS-RSは最小周波数バイアスと可変周波数バイアスの調査を開始した。

#### 3.1.1 一次および三次周波数制御の将来

CPS1、CPS2、およびDCSの承認と運用開始後、PSは2000年後半にRSに改名し、信

---

<sup>8</sup> 三次制御は、擾乱の発生から105分以内に予備力による回復が始まる擾乱制御評価基準の要件に間接的に述べられている。

頼性の問題がタイムリーに対処されることを保証するための継続的なレビュープロセスの策定を開始した。このレビューに関連して、PS-RS は、標準を策定するための将来の取り組みに情報を提供する可能性のある一次および三次周波数制御に関する作業を行った。PS の作業には次のものが含まれる。

#### 3.1.1.1 周波数応答評価基準

PS-RS は、2004 年 4 月に周波数応答評価基準白書を発行した[57]。利害関係者はすぐに SAR を提出し、この問題に関する作業は NERC 標準プロセスに移行した。詳細については、以下の NERC ANSI 標準プロセスの小節を参照のこと。

#### 3.1.1.2 ERCOT 調査

2002 年 7 月、ERCOT は信頼性調査を完了し、ERCOT の信頼性は二次周波数制御よりも周波数応答（一次周波数制御）に敏感であることを示した[58-60]。これは、ベイズの定理を使用して一次および二次周波数制御の同時確率を計算し、一次、二次、および三次周波数制御が独立したプロセスではなく、一体で評価する必要があることを実証した最初の研究であった。

#### 3.1.1.3 系統連系運用サービス (IOS) の NERC の調査

FERC Order 888 は、オープンアクセスをサポートするために必要な補助サービスを定義した。NERC は、オープンアクセスに対処するための 2 つの取り組みを後援し、最終的には周波数応答を分離された系統連系運用サービス (IOS) として認識した。

IOS ワーキンググループは当初、「周波数応答を個別のサービスとして分離することも、単一のサービスの要素として識別することも現実的ではない」と結論付けたが、IOSITF は新しい NERC ポリシー10 の枠組を策定した。この枠組は、オープンアクセスの問題に対処する将来の方針と標準の策定に使用される参考文献[61]として公開された。この文献は、周波数応答を独立した別個の IOS として初めて認識したことから、重要である。当該文献における定義と方策は、オープンアクセスでの IOS の提供を確約するため使用でき、さらに、将来の信頼性基準で使用するための周波数応答サービスの定義と方策として使用できる。

### 3.2 電気事業者の経験と貢献

電気事業者は、周波数制御評価基準に関する新しいアイデアの発展をサポートしてきた。以下に要約するように、多くの情報源が展開されており、一次および三次周波数制御に対処するために適切な評価基準作成チームによって検討されている。

### 3.2.1 周波数応答に関する技術論文

Illian&Hoffman [29-30]および Sasaki&Enomoto [36-40]による上記で引用された論文に加えて、周波数応答に関する 6 つの IEEE 論文が、この命題に関する知識ベースに貢献している[62-67]。

### 3.2.2 IEEE タスクフォースの貢献

IEEE は、認識された周波数応答の問題の調査を多数のタスクフォースに課しており、結果として得られた情報と推奨事項は、周波数応答に関する NERC の取り組みに影響を与えている。電力系統動的性能委員会の電力系統安定性小委員会の下でのガバナに関するタスクフォースは、2007 年 5 月に報告書を発行し、2007 年 7 月の IEEE 電力エネルギー協会 (Power and Energy Society , PES) 総会で技術パネルセッションを実施した[68-72]。

2 つの IEEE タスクフォースが周波数応答の問題に取り組んでいる。

電力系統動的性能委員会の電力系統安定性小委員会の下にあるタービンガバナモデリングに関するタスクフォースは、タービン・ガバナのモデル化に関する信頼できる参考文献を電気事業者に提供するために取り組んでいる。

電力系統動的性能委員会の電力系統安定性制御小委員会の下にある一次ガバナ周波数応答 (Primary Governing Frequency Response , PGFR) に関連する評価、監視、および信頼性の問題に関するタスクフォースは、IEEE のガバナに関するタスクフォースの最終レポートにおいて特定された問題のいくつかを解決するために識別して推奨しようと活動している。この活動には、技術的分析によりセキュリティリスクが現在のレベルの PGFR によって適切に対処されているか、も含まれている。そして、次の質問に回答する。連系系統の一部が送電系統の構成と系統分離リスクのためにより大きな PGFR を必要とする場合、連系系統に擾乱が発生して無傷のままである時、この大きな PGFR は信頼性にどのように影響するか？ PGFR の不均衡により、擾乱時のリスクが増大する結果となり、定常状態のガバナの垂下特性とタービン発電機ガバナの応答を推定するための可能なオンライン監視アプローチが推奨されるか？

### 3.2.3 電力信頼性技術ソリューションのコンソーシアム (CERTS)

NERC RS の要請により、CERTS は、以下に要約するように、周波数応答の問題の理解に寄与する研究を支援した[73].

#### 3.2.3.1 サンプル分析

サンプリング方法の分析研究は、2つの隣接する1分平均データサンプルを使用すると、3つの隣接する1分平均サンプルを使用するよりも一貫した結果が得られると結論付けた[74-76]. このアプローチは、周波数応答の研究に使用できる一貫した評価方法を提供する.

#### 3.2.3.2 周波数偏移分析

サンプリング分析の研究は、北米の連系系統における擾乱と周波数偏移の間に強い相関関係がないことを示した. この問題の追跡分析では、次のことがわかる.

- 東部連系系統での50の最大周波数偏移のうち約10分の1のみ[77]は擾乱と相関している.
- 西部連系系統[78]の50の最大周波数偏移のうち10のうち5つだけが擾乱と相関している.
- テキサス連系系統 [79]の50の最大周波数偏移のうち10のうち6つだけが、擾乱と相関している.

したがって、擾乱は、連系系統が周波数関連の事故のリスクが最も高い時間を選択する際に使用するのに適した指標ではない可能性があり、DCSの目的と有効性を再評価する必要がある.

#### 3.2.3.3 周波数応答研究

2007年の連系系統周波数応答の調査と研究[80]は、次のことを発見した.

東部連系系統の一次ガバナ波数応答は低下しており、西部連系系統の一次ガバナ波数応答に有意な傾向はなく、テキサス連系系統の傾向を計算することはできなかった.

現在の周波数偏差の傾向(2002年から2006年のデータに基づく)が東部連系系統で継続する場合、59.82HzのUFLSリレーの限度は、耐用年数期間に一度の事象のリスクを想定すると、約10年で超過し、10年に1度の事象のリスクを想定すると、約15年で超過

する。これらの結果は、基準周波数の時差補正の変更により、最大±2年変動する可能性がある。西部とテキサスの連系系統では、結果はこれらのリスク評価変数に有意な傾向がないことを示した。

リレーが時間遅延で設定されているかどうかに応じて、西部連系系統とテキサス連系系統において、各々瞬時と遅延協調の両方で低周波数リレーがトリップするリスクが異なる。

東部連系系統のリスク感度は、二次周波数制御よりも一次周波数制御の方が約40%高く、西部連系系統では、一次周波数制御は二次周波数制御の効果と比較して総リスクに15~30倍の影響を及ぼす。テキサス連系系統では、一次周波数制御は二次周波数制御の効果と比較して総リスクに約30倍の影響を及ぼす。これらの感度は、 $\varepsilon_1$ の倍増、周波数応答の半減、およびその間の領域の線形近似の基本パラメータの大きな変化に基づいている。リスク分布の瞬間的な傾きに基づいてリスクの感度を決定するための研究はまだ行われていない。

#### 3.2.3.4 2つの隣接する1分間のデータを使用した周波数応答の計算方法

報告書[80]には、CERTSスタッフが実施した1分間の平均データを使用した周波数応答計算とSCADAの走査速度で収集したデータを使用した周波数応答計算を比較した研究が含まれている。異なる統計分析は、平均値が互いに10%以内であるが、SCADAの走査速度で収集したデータの変動が少ないことを示した。この研究は、周波数応答を研究するための基礎として1分間の平均データの使用をサポートする。

周波数応答SDTは、CERTSの1分間平均の計測を考慮し、いくつかの理由で基準としての使用を拒否した。基準の手順の使用に実用的であるためには、BAの周波数応答を測定するために必要なサンプルサイズが大きすぎる。個々の計測値は、不十分な、または限界の周波数応答を示す事象の根本の原因分析を洞察するのに十分な精度ではない。したがって、周波数応答SDTは、1分間の平均データではなく走査速度で収集したデータを使用して事象を評価することを選択した。

一次および三次周波数制御に関連する評価基準を策定している周波数応答およびBAC評価基準起草チームは、以下の研究の結果を検討している。

東部連系系統の経験は、NERC評価基準の解釈に対処するために変更が必要であることを示している。2003年8月の停電中にISO-NEが東部連系系統から分離したとき、重大な制御システムの安定性の問題があった。これは、AGCシステムの周波数バイアス値が

ISO-NE の BA の実際の周波数応答よりもはるかに大きいためであった。これらの安定性の問題は、AGC システムで使用される周波数バイアス値を NERC 規格で要求されるその最小周波数バイアス値と異なる値に変更することによってのみ解決できる。

西部連系系統は、周波数応答の理解に大きく貢献する多くの重要な文献を提供している [81-83]。

テキサス連系系統は東部または西部連系系統よりも小さいため、周波数制御の問題は最初にテキサスで発生し、より明白な問題を引き起こす傾向がある。テキサスは、以下に要約するように、周波数制御評価基準で考慮されるべきいくつかの例を提供する。

ERCOT の EMS は、すべての市場参加者からリアルタイムの推定値を収集することにより、周波数バイアスを推定する。次に、これらの推定値を使用して、二次周波数制御を運用する。NERC の ERCOT のコンプライアンスの監査により、ERCOT は EMS で使用する周波数バイアス値を、市場参加者から提供されたリアルタイムデータを使用して推定した推定値から、推定ピーク負荷の 1% に等しい値に変更するようになった。この変更は、BAL-003 で定義されている NERC の最小周波数バイアス要件を満たすために必要であった。これにより、ERCOT の制御システムが大幅に性能低下した。周波数バイアスが推定ピーク負荷の 1% に変更された後、ERCOT の平均の周波数応答は、性能低下を排除した周波数バイアス値と一致するために増加した。

BAL-003 の最小 1% は、複数の BA の連系系統で他の BA からの自動的な応援潮流を提供するが、ERCOT は単一 BA の連系系統であり、他 BA からの応援潮流を受けることはできない。この物理的特性は、ERCOT の BAL-001 の地域差によって対処される。その地域の違いでは、ERCOT は CPS2 に準拠している必要はないが、ERCOT プロトコルで識別されている最小周波数応答を持っている必要がある。上で特定したように、周波数応答は ERCOT の二次周波数制御よりも重要である。

電気事業者では、周波数応答は、発電機のトリップなどの突然の擾乱に対してのみ重要であると長い間想定されてきた。このような状況では、二次周波数制御により連系系統周波数が基準値に戻るようになるまで、周波数応答がバランスを維持する。

ERCOT が周波数応答要件と監視に関するプロトコルを運用開始したとき、それらのプロトコルには、 $\pm 36$  mHz の調速機の不感帯の提供と、そのデッドバンド外ではガバナが 5% の垂下特性を提供するという要件が含まれていた。これにより、不感帯限度での不安定性の問題と、周波数偏差の確率密度関数の大幅な変化が発生する。この経験は、周波数

応答が大きな擾乱の間にのみ重要であるという見解と矛盾する[84]。この発見は、将来の周波数応答評価基準の策定において考慮されるべきである。

テキサス PUC (Public Utility Commission) の発電機のガバナの応答と周波数バイアス規則の遵守

テキサス PUC は、ERCOT の運営ガイドおよびガバナの対応に関する議定書の遵守に関連して、市場参加者の 1 人に対して遵守措置を講じた。テキサスでのこの問題に関連する経験は、その行動の証言[85]に記載されており、周波数応答と周波数バイアスを互いにできるだけ近づける必要性とガバナの応答を提供する必要性を支持している。

### 3.3 一次周波数応答評価基準に関する最近の正式な取り組み

電気事業者は、CERTS および IEEE の研究の支援を受けて、NERCANSI 標準プロセスを通じて発電と需要のバランスをとる周波数応答評価基準の必要性に対処し始めた。

この文献の「二次周波数制御」の節に示されているように、SAR の策定プロセス中に、提案された周波数応答評価基準は検討から除外された。

#### 3.3.1 周波数応答評価基準

2004 年 4 月、新しい周波数応答評価基準を策定するために SAR が提出された。初期 SAR のスコープは、次の問題に対処する。

- 事象ごとに最小限の周波数応答（レート、量、および期間）が必要である。平均的な応答に頼っているのは、すべての BA が同時に不足する可能性がある（CPS1 で見られる短期間の偏移と同様）。周波数応答の量（応答の深さ）は強調すべきである。
- 選択する評価基準は、正確で、実用的な範囲で、実施が容易でなければならない。
- 要件は、負荷とバランシング評価基準に含まれ BAAL 限度を設定する際に使用される仮定と統合し、一貫している必要がある（最終的には採用）。
- 割り当て方法を策定する必要がある。
- 標準は、市場調達を排除するものであってはならない（たとえば、託送と復旧の基準を満たすことができる限り、周波数応答の購入を許可する）。他の量と同様に、周波数応答の販売/購入の手段がなければならない。

電気事業者のコメントに応じて、北米の周波数応答のモデル化に必要なデータ収集のみに対処するため、SAR の範囲は、起草チームによって縮小された。



さらに 2 回のコメントの後、標準委員会は SAR を受け入れ、2007 年 7 月に周波数応答 SDT に送信した。これまでに FRR SDT は周波数応答を説明する白書[86]を作成し、擾乱が開始する正確な時間と擾乱前の周波数と擾乱後の周波数の定義し、周波数応答計算の感度を低減する新しい評価方法を策定した。

「周波数応答とバイアス」に関する NERC 規格は、連邦エネルギー規制委員会の DocketRM-06-16-10 の主題である。

### 3.3.2 BAC 標準

2007 年 6 月、BAC SDT は、FERC Order693 の指令を含む BAL-002 の定期的なレビューを開始した。この BAC SDT チームは、多くの問題の調査を担当している。<sup>91011</sup>

現在の焦点は、北米の連系系統全体で使用できる共通の一連の予備力の定義を策定することである。FERC は、事故対応予備力の要件に、必要な周波数応答の検討が含まれることを具体的に指示した。

### 3.4 一次および三次周波数制御評価基準の将来

一次および三次周波数制御評価基準は、二次周波数制御で観察されたものと同様の経路をたどると予想される。ただし、一次および三次周波数制御用の新しい評価基準が策定されると、組み合わせられたリスクが新しい評価基準に統合されることが期待される。これにより、一次、二次、三次周波数制御評価基準が融合し、これらの新しい評価基準がより効果的で運用しやすくなる。この統合は、より信頼性の高い運用にも貢献する。

---

<sup>9</sup> NERC の評価基準 BAL-002, 004, 005, 006 に関する FERC のルール “Mandatory Reliability Standards for the Bulk-Power System, FERC Order 693”

<sup>10</sup> NERC と NAESB と共同で、時差補正、特殊な ACE、および計画外連系線潮流の信頼度要件/ビジネス慣行を特定するため

<sup>11</sup> NERC 標準プロセスに準拠するために必要なコンテンツ、構造、および言語を組み込むには、BAC プロジェクト 2007-5 SAR を参照

([http://www.nerc.com/docs/standards/sar/BA\\_Control\\_SAR\\_Project2007-05\\_R2\\_Clean\\_03Dec07.pdf](http://www.nerc.com/docs/standards/sar/BA_Control_SAR_Project2007-05_R2_Clean_03Dec07.pdf))

## 参考文献

- [1] Undrill, J.M. 2010. Power and Frequency Control as it Relates to Wind-Powered Generation. LBNL-4143E. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- [2] Cohn, N. 1967. "Considerations in the Regulation of Interconnected Areas." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-86, no.12, Dec. pp.1527-1538.
- [3] Usry, R.O. 1968. "Inadvertent Energy Interchange - Causes, Remedies, and Balancing," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-87, no.2, Feb. pp.513-520.
- [4] Day, L.R. 1994. "CPC Revisited [power system control]," Computer Applications in Power, IEEE, vol.7, no.4, Oct. pp.40-45.
- [5] Steinmetz, W.K. and J.D. Cole. 1993. "Sampling ACE data for NERC CPC surveys," Computer Applications in Power, IEEE , vol.6, no.3, Jul. pp.27-32.
- [6] "Current Operating Problems Associated with Automatic Generation Control." 1979. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-98, no.1, Jan. pp.88-96.
- [7] Monroe, C. 1995. "Frequency Criteria, Facts and Characteristics." CCTF Working Document, July 18.
- [8] Cohn, N. 1971. "Techniques for Improving the Control of Bulk Power Transfers on Interconnected Systems." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-90, no.6, Nov. pp.2409-2419.
- [9] Cohn, N. 1982. "Decomposition of Time Deviation and Inadvertent Interchange on Interconnected Systems Part I : Identification, Separation and Measurement of Components," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-101, no.5, May. pp.1144-1151.
- [10] Cohn, N. 1982. "Decomposition of Time Deviation and Inadvertent Interchange on Interconnected Systems. Part II: Utilization of Components for Performance Evaluation and Corrective Control." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-101, no.5, May. pp.1152-1169.
- [11] Cohn, N. 1988. "Auditing Control Performance of Interconnected Areas Utilizing the Components Concept and its Decomposition and Evaluation Techniques. I. Audit Technology and Field Tests." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.3, no.2, May. pp.581-587.
- [12] Cohn, N. 1988. "Auditing Control Performance of Interconnected Areas Utilizing the Components Concept and its Decomposition and Evaluation. II. Test Results."

- IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.3, no.2, May. pp.588-603.
- [13] Henderson, P.D., H. Klaiman, J. Ginnetti, T. Snodgrass, N. Cohn, S. Bloor, L. VanSlyck. 1990. "Cost Aspects of AGC, Inadvertent Energy and Time Error." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.5, no.1, Feb. pp.111-118.
- [14] Illian, H., 1985. "Control Performance Criteria." Commonwealth Edison, September 15. Frequency Control Performance Measurement and Requirements 26
- [15] Maruejous, N., T. Margotin, M. Trotignon, P.L. Dupuis, and J.-M. Tesseron. 2000. "Measurement of the Load Frequency Control System Service: Comparison Between American and European Indicators." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.15, no.4, Nov. pp.1382-1387.
- [16] Lewis, W. A. 1986. "A Statistical Method for Determining the Regulating Performance of Control Areas." ECAR.
- [17] Jaleeli, N., and L.S. VanSlyck. 1992. "A Modification of the SIGMAX derivation: Insight into Interconnection Requirements." August 14.
- [18] Jaleeli, N., and L.S. VanSlyck. 1993. "Accumulated Interchange Error: Benefits of its Control." May 3.
- [19] Jaleeli, N., and L.S. VanSlyck. 1993. "Foundations of Reliable and Equitable Interconnected Operations." May 3.
- [20] Jaleeli, N., and L.S. VanSlyck. 1993. "The Proposed C-Criteria." October 21.
- [21] Jaleeli, N., and L.S. VanSlyck. 1993. "Monitoring and Data Processing for the C1-Criterion." October 22.
- [22] Jaleeli, N., and L.S. VanSlyck. 1993. "A Summary of the C-Criteria Justification." October 26.
- [23] Jaleeli, N., and L.S. VanSlyck. 1995. "Tie-Line Bias Prioritized Energy Control." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, Feb. pp. 51-59.
- [24] Illian, H. F., "Comments on Control Performance Measurement," May 4, 1993.
- [25] Oneal, A.R. 1995. "A Simple Method for Improving Control Area Performance: Area Control Error (ACE) Diversity Interchange - ADI," IEEE Transactions on Power Systems, vol.10, no.2, May. pp.1071-1076.
- [26] Illian, H. F., Hoffman, S., "Practical Implementation of the "D" Criteria," June 7, 1995.
- [27] Jaleeli, N., and L.S. VanSlyck. 1997. "Control Performance Standards and Procedures for Interconnected Operation." Electric Power Research Institute Report TR-107813, June 10.
- [28] Illian, H. F., S. Hoffman. 1996. "Control Performance Criteria." Proceedings of the American Power Conference, Vol. 58, April.

- [29] Illian, H. F., S. Hoffman. 1997. "A Comprehensive and Integrated Mosaic of Energy and Ancillary Services." Proceedings of the American Power Conference, Vol. 59, April.
- [30] Illian, H. F., S. Hoffman. 1998. "Real Energy Interconnected Operations Services." Proceedings of the American Power Conference, Vol. 60-II, April. pp. 1070-1085.
- [31] Illian, H. F., S. Hoffman. 1998. "Enabling Market Managed Reliability." Proceedings of the American Power Conference, Vol. 60-II, April. pp. 1089-1097.
- [32] Jaleeli, N., and L.S. VanSlyck. 1999. "NERC's New Control Performance Standards." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August. pp. 1092-1099. Frequency Control Performance Measurement and Requirements 27
- [33] Gross, G., and Woo Lee Jeong. 2001. "Analysis of Load Frequency Control Performance Assessment Criteria." IEEE Transactions on Power Systems, vol.16, no.3, August. pp.520-525.
- [34] Jaleeli, N., L.S. VanSlyck, G. Gross, and J. W. Lee. 2002. "Discussion of "Analysis of Load Frequency Control Performance Assessment Criteria" [and Closure]." IEEE Transactions on Power Systems, vol.17, no.2, May. pp.530-531.
- [35] Gross, G. and J.W. Lee. 2002. "Closure of 'Analysis of Load Frequency Control Performance Assessment Criteria.'" IEEE Transactions on Power Systems, vol.17, no.2, May. pp.531-532.
- [36] Sasaki, T. and K. Enomoto. 2002. "Statistical and Dynamic Analysis of Generation Control Performance Standards." IEEE Transactions on Power Systems, Vol.17, No.2, May. pp.476-481.
- [37] Jaleeli, N., L.S. VanSlyck, A. Podolsky, R. Blohm, T. Sasaki, T., and K. Enomoto. 2003. "Discussion of: "Statistical and Dynamic Analysis of Generation Control Performance Standards" [and Closure]." IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, no.1, Feb. pp. 406-413.
- [38] Sasaki, T. and K. Enomoto. 2002. "Dynamic Analysis of Generation Control Performance Standards." IEEE Transactions on Power Systems, vol.17, no.3, Aug. pp. 806-811.
- [39] Blohm, R. 2003. "Discussion of "Dynamic Analysis of Generation Control Performance Standards." IEEE Transactions on Power Systems, Vol.18, No.2, May. pp. 957-958.
- [40] Sasaki, T. and K. Enomoto. 2003. "Closure on 'Dynamic Analysis of Generation Control Performance Standards.'" IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, no.2, May. pp. 959-961.
- [41] Naeb-boon, Hoonchareon, Chee-Mun Ong, R.A. Kramer. 2002. "Feasibility of

- Decomposing ACE1 to Identify the Impact of Selected Loads on CPS1 and CPS2." IEEE Transactions on Power Systems, vol.17, no.3, Aug. pp. 752-756.
- [42] Naeb-boon, Hoonchareon, Chee-Mun Ong, R.A. Kramer. 2002. "Implementation of an ACE1 Decomposition Method." IEEE Transactions on Power Systems, vol.17, no.3, Aug. pp. 757-761.
- [43] Chang-Chien, L.-R., Chee-Mun Ong, R.A. Kramer. 2003. "Field Tests and Refinements of an ACE Model." IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, no.2, May. pp. 898-903.
- [44] Chang-Chien, L.-R., Naeb-Boon Hoonchareon, Chee-Mun Ong, R.A. Kramer. 2003. "Estimation of  $\beta$  for Adaptive Frequency Bias Setting in Load Frequency Control." IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, no.2, May. pp. 904-911.
- [45] Naeb-Boon Hoonchareon, Chee-Mun Ong, R.A. Kramer. 2003. "Closure on 'Feasibility of Decomposing ACE1 to Identify the Impact of Selected Loads on CPS1 and CPS2.'" IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, no.2, May. pp. 956-957. Frequency Control Performance Measurement and Requirements 28
- [46] Maruejols, N, T. Margotin, M. Trotignon, P.L. Dupuis, J-M Tesson. 2000. "Measurement of the Load Frequency Control System Service: Comparison Between American and European Indicators." IEEE Transactions on Power Systems, vol.15, no.4, Nov. pp.1382-1387.
- [47] Yao, M., R. R. Shoults, R. Kelm. 2000. "AGC logic based on NERC's new Control Performance Standard and Disturbance Control Standard." IEEE Transactions on Power Systems, vol.15, no.2, May. pp.852-857.
- [48] Jaleeli, N. L.S. VanSlyck, M.M. Yao, R.R. Shoults, R. Kelm. 2000. "Discussion of " AGC logic based on NERCs New Control Performance Standard and Disturbance Control Standard" [and Reply]." IEEE Transactions on Power Systems, vol.15, no.4, Nov. pp.1455-1456.
- [49] Illian, H. F. 2002. "Frequency Control Study Progress Report to NERC Resources Subcommittee Addendum." prepared for ERCOT, submitted to NERC, July 16.
- [50] Illian, H. F. 2002. "Frequency Control Study Progress Report to NERC Resources Subcommittee." prepared for ERCOT, submitted to NERC, June 10.
- [51] Illian, H. F. 2002. "Frequency Control Data Advanced Analysis." prepared for ERCOT, submitted to NERC, June 10.
- [52] "Consideration of Comments on 1st Posting of Balance Resources and Demand Standard," June 2004,  
[http://www.nerc.com/docs/standards/sar/BAL\\_RES\\_\\_DEMND\\_05\\_01\\_ConsiderationofComments\\_06\\_01\\_04.pdf](http://www.nerc.com/docs/standards/sar/BAL_RES__DEMND_05_01_ConsiderationofComments_06_01_04.pdf) .

- [53] Illian, H. F. 2004. "Setting the Balancing Authority ACE Limit (BAAL) for the NERC Abnormal Operations Measure (AOM)" prepared for the NERC Balancing Resources and Demand Standard Drafting Team, Energy Mark, Inc., March 28.
- [54] "Final Report Phase I Directed Research for Balancing Resources and Demand Standard's Procedures for Developing Frequency-Related Limits." 2005. prepared by Priority-based Control Engineering for Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, January 6.  
[http://www.nerc.com/docs/standards/sar/PCEReportBRDSDT\\_CERTSdraft4.pdf](http://www.nerc.com/docs/standards/sar/PCEReportBRDSDT_CERTSdraft4.pdf) .
- [55] Illian, H. F. 2009. "Calculating ACE Distribution Factors." prepared for the NERC Reliability Based Control Standard Drafting Team, August 24.
- [56] EPRI. 1992. Impacts of Governor Response Changes on the Security of North American Interconnections, Report TR-101080, October.
- [57] "Frequency Response Standard Whitepaper." 2004. Prepared by the Frequency Task Force of the NERC Resources Subcommittee, April 6.
- [58] Illian, H. F. 2002. "Frequency Control Study Progress Report to NERC Resources Subcommittee Addendum." prepared for ERCOT, submitted to NERC, July 16.
- [59] Illian, H. F. 2002. "Frequency Control Study Progress Report to NERC Resources Subcommittee." prepared for ERCOT, submitted to NERC, June 10. Frequency Control Performance Measurement and Requirements 29
- [60] Illian, H. F. 2002. "Frequency Control Data Advanced Analysis." prepared for ERCOT, submitted to NERC, June 10.
- [61] "Interconnected Operations Services Reference Document." 2001. Prepared by the Interconnected Operations Services Subcommittee, NERC, March 12.
- [62] Schulz, R.P. 1999. "Modeling of Governing Response in the Eastern Interconnection." Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE , vol.1, no. 31, Jan-Feb. pp.561-566.
- [63] Virmani, S. 1999. "Security Impacts of Changes in Governor Response." Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE, vol.1, no. 31, Jan.-Feb. pp.597-599.
- [64] Schulz, R.P., R.J. O'Keefe. 2001. "Recommended Modeling of Power System Governing Response." Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE , vol.3, pp.1051.
- [65] Ingleson, J.W., D.M. 2005. "Tracking the Eastern Interconnection Frequency Governing Characteristic." Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE , Vol. 2, 12-16, June. pp. 1461-1466.
- [66] Illian, H. F. 2006. "Expanding the Requirements for Load Frequency Control."

IEEE PES General Meeting, June.

- [67] Jingyuan Dong, Jian Zuo, Lei Wang, Kyung Soo Kook, Il-Yop Chung, Yilu Liu, S.Affare, B. Rogers, M. Ingram. 2007. "Analysis of Power System Disturbances Based on Wide-Area Frequency Measurements." Power Engineering Society General Meeting, IEEE, June 24-28, pp.1-8.
- [68] IEEE Task Force Report. 2007. "Interconnected Power System Response to Generation Governing: Present Practice and Outstanding Concerns," Special Publication 07TP180, Final Report, May.
- [69] Illian, H.F. 2007. "Relating Primary Governing Frequency Response to Future Operating Reliability." Power Engineering Society General Meeting, IEEE, June 24-28, pp.1-5.
- [70] Boyer, R. 2007. "Primary Governing and Frequency Control in ERCOT." Power Engineering Society General Meeting. IEEE, June 24-28, pp.1-8.
- [71] Bartel, T.W. 2007. "Generator Response and Exposure During the June 25, 1998 Northern MAPP Disturbance." Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, June 24-28, pp.1-6.
- [72] Allen, E.H., J.W. Ingleson, R.P. Schulz. 2007. "Monitored Unit and System Governing Response to Large Frequency Changes following Loss of Generation in Normal Operation System." Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, June 24-28, pp.1-14.
- [73] Illian, H. F. 2006. "Discussion of Technical Issues Required to Implement a Frequency Response Standard." prepared for the NERC Resources Subcommittee, November 15.
- [74] Illian, H.F. 2007. Eastern Interconnection Sampling Analysis. prepared for NERC Frequency Response Standard Drafting Team, April 15. Frequency Control Performance Measurement and Requirements 30
- [75] Illian, H.F. 2007. Western Interconnection Sampling Analysis. prepared for NERC Frequency Response Standard Drafting Team, April 15.
- [76] Illian, H.F. 2007. Texas Interconnection Sampling Analysis. prepared for NERC Frequency Response Standard Drafting Team, August 23.
- [77] Illian, H.F. 2007. Eastern Interconnection Frequency Excursion Analysis. prepared for NERC Frequency Response Standard Drafting Team, April 20.
- [78] Illian, H.F. 2007. Western Interconnection Frequency Excursion Analysis. prepared for NERC Frequency Response Standard Drafting Team, April 20.
- [79] Illian, H.F. 2007. Texas Interconnection Frequency Excursion Analysis. prepared for NERC Frequency Response Standard Drafting Team, August 22.

- [80] Illian, H.F. 2007. Interconnections Frequency Response Research and Study. Prepared for CERTS and NERC Frequency Response Standard Drafting Team, September 30.
- [81] WECC Tutorial on Speed Governors, WECC Control Work Group, February 1998, Revised June 2002,  
<http://www.wecc.biz/library/WECC%20Documents/Documents%20for%20Generators/Governor%20Tutorial.pdf> .
- [82] L. Pereira, J. Undrill, D. Kosterev, D. Davies, S. Patterson. 2003. "A New Thermal Governor Modeling Approach in the WECC." IEEE Trans. Power Systems, vol. 18, Issue 2, May. pp. 819-829.
- [83] WECC White Paper. 2005. Frequency Responsive Reserve Standard. April.  
[http://www.wecc.biz/documents/library/RITF/FRR\\_White\\_Paper\\_v8r\\_clean.pdf](http://www.wecc.biz/documents/library/RITF/FRR_White_Paper_v8r_clean.pdf) .
- [84] Illian, H. F., S.L. Niemeyer. 2009. "Integrating Variable Renewable Energy Resources into the Smart Grid," Smart Grids, Carnegie Mellon Conference on the Electricity Industry, March 10.
- [85] Rebuttal Testimony of Howard F. Illian on Behalf of the Public Utility Commission of Texas, February 18, 2009,  
[http://interchange.puc.state.tx.us/WebApp/Interchange/Documents/34738\\_303\\_610068.PDF](http://interchange.puc.state.tx.us/WebApp/Interchange/Documents/34738_303_610068.PDF) ,  
[http://interchange.puc.state.tx.us/WebApp/Interchange/Documents/34738\\_303\\_610069.PDF](http://interchange.puc.state.tx.us/WebApp/Interchange/Documents/34738_303_610069.PDF) ,  
[http://interchange.puc.state.tx.us/WebApp/Interchange/Documents/34738\\_303\\_610070.PDF](http://interchange.puc.state.tx.us/WebApp/Interchange/Documents/34738_303_610070.PDF) .
- [86] NERC Reference Document Understanding and Calculating Frequency Response, Developed by: Frequency Response Standard Drafting Team, June 19, 2008. Enter citation for new Frequency Response white paper.
- [87] Illian, H. F., Frequency Data Analysis, IEEE PES Winter Meeting, February 4, 1997
- [88] NERC. 1997. Defining Interconnected Operations Services Under Open Access, Final Report. Interconnected Operations Working Group, March 7.