

米国グリッドコード調査報告 (全体版)

2021年6月30日

電力広域的運営推進機関

1. 調査対象
2. 米国調査
 - (0) 北米における規程と系統/電源の関係
 - (1) FERC Order
 - (2) NERC Standards
 - (3) IEEE
 - (4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
 - (5) 再エネ・インバーター電源に関する規程
 - (6) NERC Reliability Guideline
 - (7) 技術動向
3. まとめ
 - (1) 日本との相違
 - (2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認
FERC Order, NERC Standard, IEEE, RTO/ISO (PJM, CAISO, ERCOT)規程との網羅性確認
 - (3) GC検討会検討対象とCA州 Rule21との網羅性確認 (第3回検討会資料の更新)
4. 参考文献

- 第2回グリッドコード検討会において、CA Rule 21 に対する網羅性を確認したが、そのほかのFERC Order, NERC Standards, IEEE1547-2018, RTO/ISO (PJM, CAISO, ERCOT) の規程を調査、グリッドコード検討会の短期・中長期検討対象に漏れがないか網羅性を確認する。
 - FERC Order
 - NERC Standards
 - IEEE 1547-2008 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”
 - RTO/ISO (PJM, CAISO, ERCOT) 規程

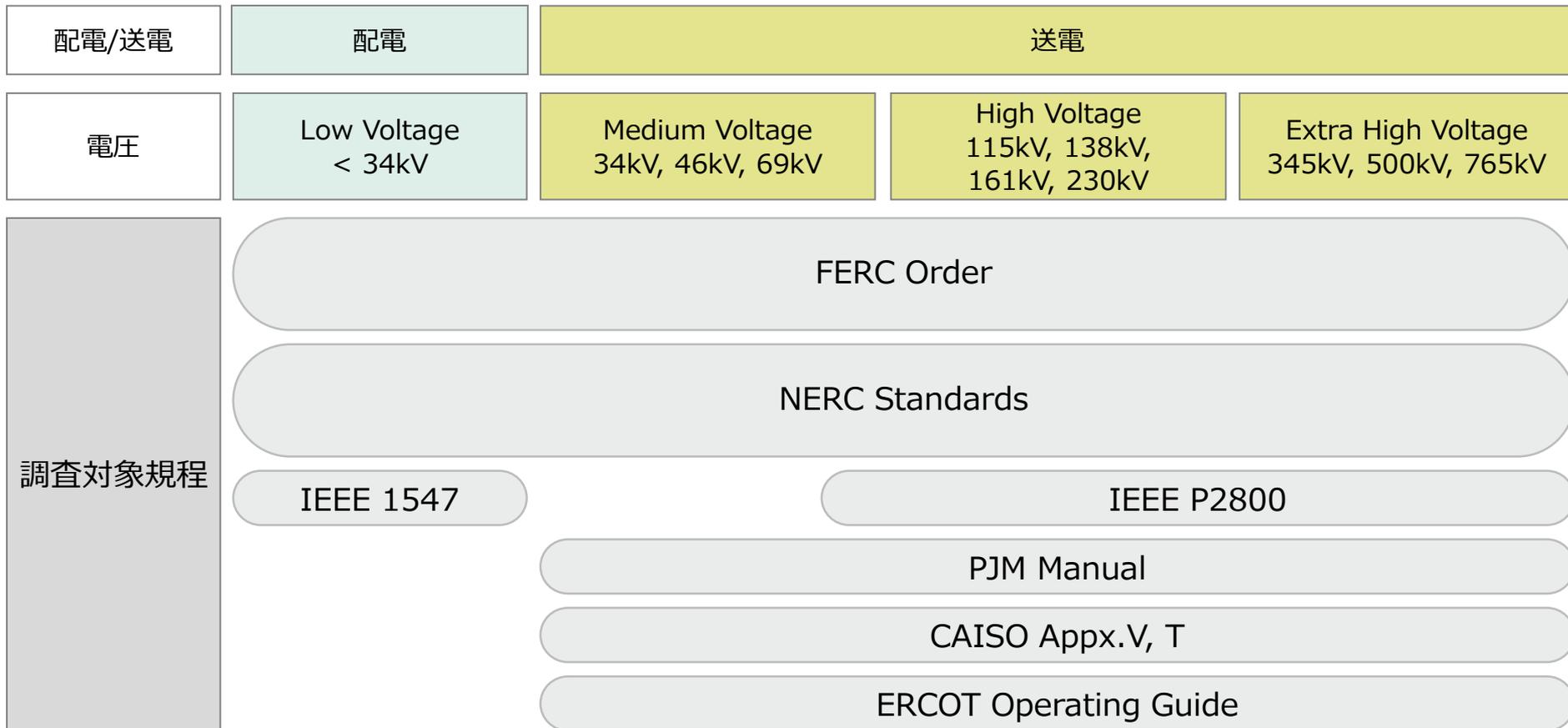
- 送電系統に接続するインバーター電源を対象として、IEEE P2800が2021年4Qに制定予定であり、あわせて調査する。
 - IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

- インバーター電源に関するNERC発行のReliability Guideline も合わせて調査、技術動向を整理する。
 - NERC Reliability Guideline BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance, September 2018
 - NERC Reliability Guideline Improvements to Interconnection Requirements for BPS-Connected Inverter-Based Resources, September 2019

2. 米国調査

(0) 北米における規程と系統/電源の関係

■ 系統/電源/規程の関係



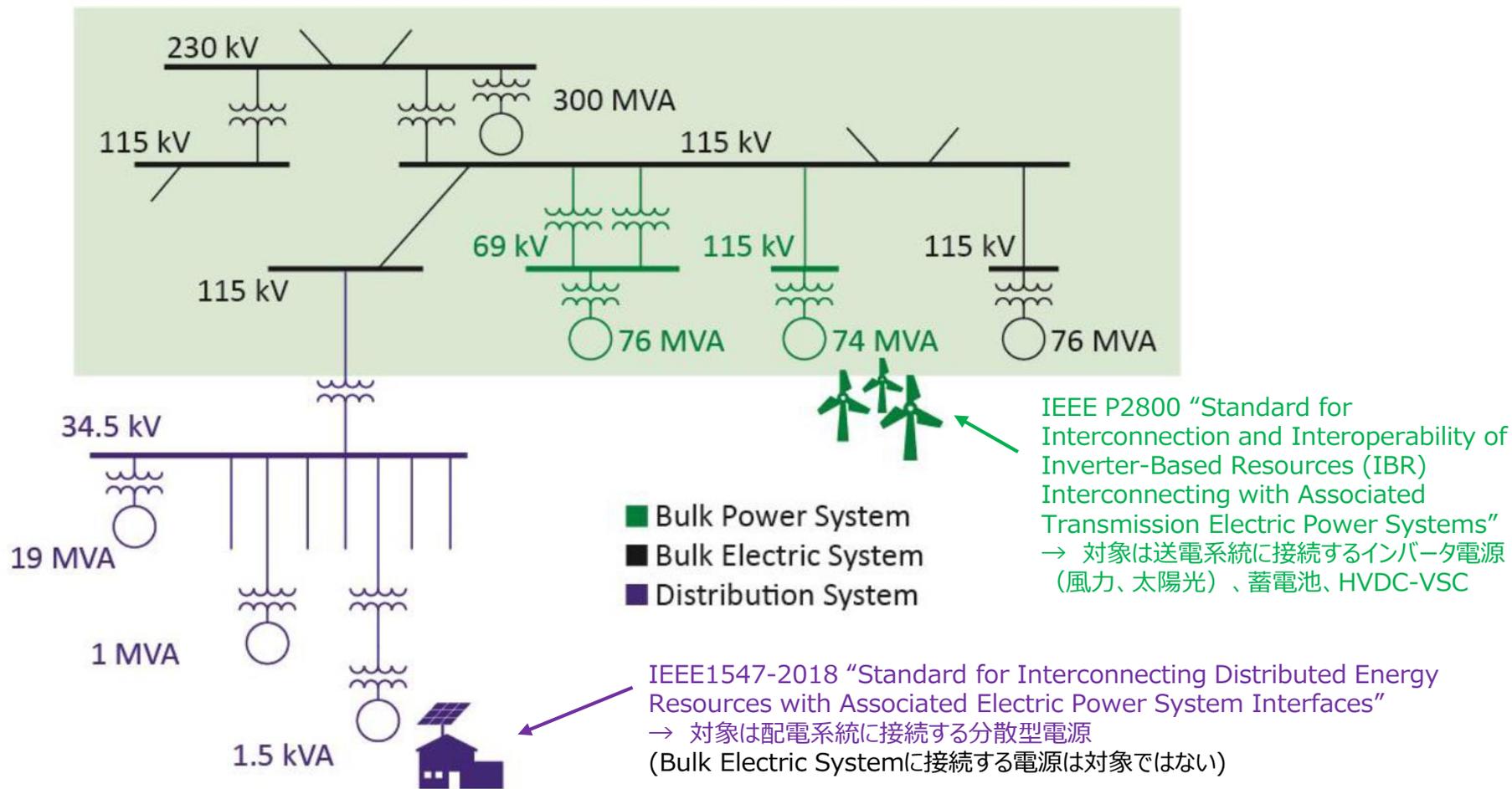
【出所】： United States Electricity Industry Primer, U.S. Department of Energy DOE/OE-0017, 2015
<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/12/f28/united-states-electricity-industry-primer.pdf>

2. 米国調査 (0) 北米における規程と系統/電源の関係

■ 系統/電源/規程の関係

FERC

LGIA: Large Generator Interconnection Agreement → 対象は20MW超
SGIA: Small Generator Interconnection Agreement → 対象は20MW以下

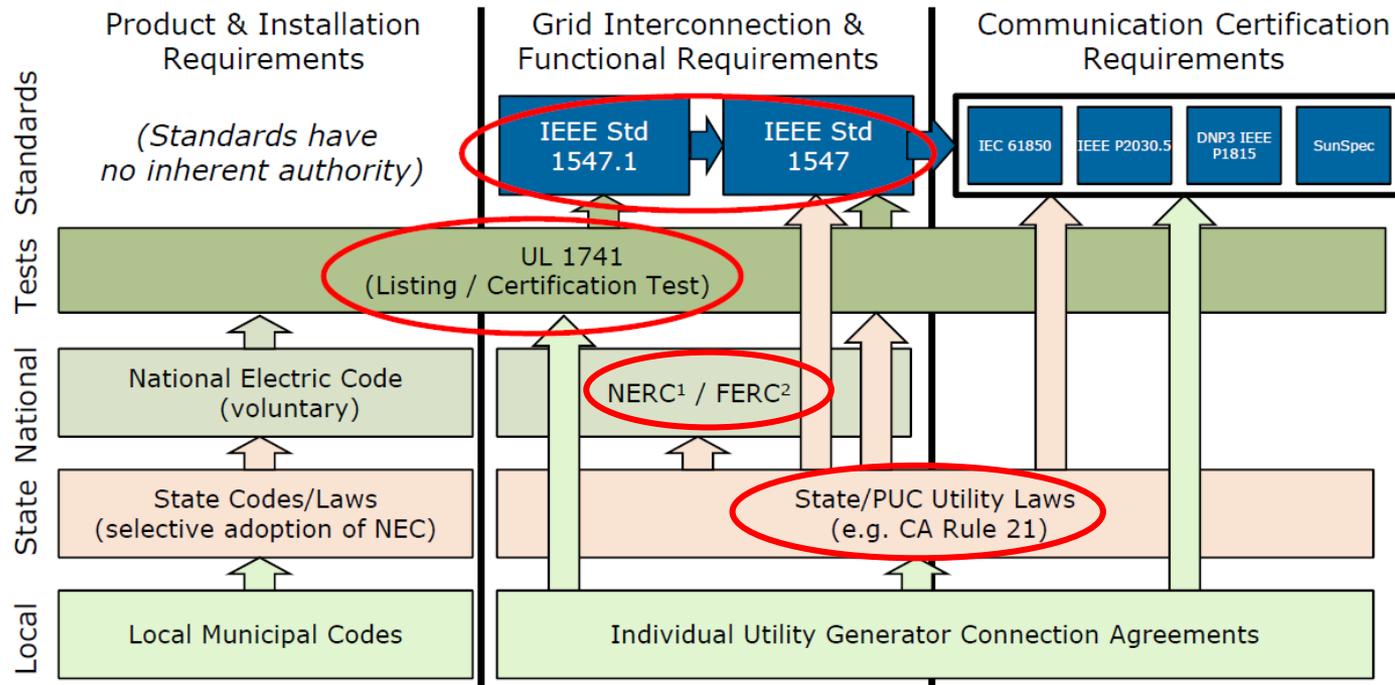


【出所】NERC Summary of Activities BPS-Connected Inverter-Based Resources and Distributed Energy Resources September 2019 資料より広域機関にて加筆

2. 米国調査

(0) 北米における規程と系統/電源の関係

- CA Rule 21 (第2回検討会で調査) と FERC Order, NERC Standards, IEEE1547-2018 の関係を以下に示す。



- Approval rate of >90% among 380 balloters
- IEEE 1547 is a voluntary industry standard – no inherent authority
- Requires adoption by an Authority Governing Interconnection Requirements
 - For example, a PUC, municipal or cooperative/ governing board

¹ e.g., NERC PRC-024-02, ² e.g., FERC Order No. 828

【出所】NERC SPIDER WG Meeting Austin, TX, Jan 8-9, 2019 資料より広域機関にて加筆

2. 米国調査

(0) 北米における規程と系統/電源の関係

■ 本調査対象における各規程の対象電源、電圧階級、容量

規程	内容	対象電源	電圧階級	容量
FERC Order	大規模発電設備(20MW超)、小規模発電設備(10kW未満のインバーター電源を除く、20MW以下)、風力発電における系統連系の要求事項または協定	全電源種	-	20MW超 20MW以下
NERC Standards	周波数制御、発電設備保有者が送電系統計画者に提出すべきデータ、発電設備の系統接続要件等に関する規程	全電源種	-*1	-*1
IEEE 1547	分散型電源(蓄電機能を持つものを含む)における系統連系(Interconnection)および相互運用性(Interoperability)の規程。送電系統・Sub送電系統(Transmission or networked sub-transmission system)および負荷変動機能があるデマンドレスポンスは対象外	・同期発電設備 ・誘導設備 ・静止型インバーター、コンバーター等	配電系統 (4kV~35kV)	Aggregated DERが 500kVA以下
IEEE P2800	インバーター電源(風力発電、太陽光発電、蓄電池、Type3-二重給電/巻線型誘導発電機式風力発電)における系統連系および相互運用性の規程	風力 太陽光 蓄電池等	送電系統 (100kV以上)	20MVA超
PJM (RTO)	Manual 14D: 発電設備の系統連系における市場および運用の要求事項 Manual 14G: 小規模発電設備における系統連系の要求事項 Open Access Transmission Tariff Attachment O Appendix 2: 系統連系に関する規程	全電源種 蓄電設備	送電系統	20MW超 20MW以下
CAISO (ISO)	Appendix V: 20MW超の発電設備における要求事項 うち、Appendix H: 風力発電設備に限定した要求事項	全電源種 蓄電設備	送電系統	20MW超
	Appendix T: 20MW以下の発電設備における要求事項 うち、Attachment 7: 非同期発電設備 ^{*2} に限定した要求事項			20MW以下
ERCOT (ISO)	ERCOT Nodal Operating Guide: ERCOTシステムの運用要件	全電源種 蓄電設備	送電系統	_*3

*1 NERC Standardsは各要件ごとに規程が分類されている

*2 誘導発電機、二重給電(doubly-fed)、パワエレ機器(electronic power generating unit)を指す

*3 ERCOT Planning Guide Section 5: Generation Resource Interconnection or Change Request
に1MW超、改修の場合は10MW超と規定

2. 米国調査

(1) FERC Order

■ FERC Order の発電設備に対する規程

- Order No. 827 : Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation
- Order No. 842 : Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System—Primary Frequency Response
- STANDARD LARGE GENERATOR INTERCONNECTION AGREEMENT (LGIA)
- SMALL GENERATOR INTERCONNECTION AGREEMENT (SGIA)
- Order No. 828 : Requirements for Frequency and Voltage Ride Through Capability of Small Generating Facilities
- Order No. 661-A : Interconnection for Wind Energy
- LGIA APPENDIX G : INTERCONNECTION REQUIREMENTS FOR A WIND GENERATING PLANT

【出所】<https://www.ferc.gov/industries-data/electric/electric-transmission/generator-interconnection/final-rules-establishing>

2. 米国調査

(1) FERC Order

FERC Order

No.827	Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation
Ⅲ. A	<u>Reactive Power Requirement for Non-Synchronous Generators</u> 風力発電も含め、新たに接続する非同期発電設備は、無効電力を供給すること。
Ⅲ. B	<u>Power Factor Range, Point of Measurement, and Dynamic Reactive Power Capability Requirements</u> 新たに系統に接続する非同期発電設備は、力率を進み0.95～遅れ0.95の範囲に維持すること。その際、インバーター、無効電力補償装置、キャパシター等を使用してよい。
Ⅲ. C	<u>Real Power Output Level</u> 新たに系統に接続する非同期発電設備は、既に同期発電設備に適用されているように、有効電力の出力が定格の10%以下の場合でも、上記力率の規程を維持すること。(10%以下は対象外とする提案をしていたが、最新のインバーターでは可能であり、規程に入れることで、技術革新を促進するとの意見があり、10%以下も力率維持の対象とした。)
No.842	Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System - Primary Frequency Response
Ⅱ. A	<u>Requirement to Install, Maintain, and Operate Equipment Capable of Providing Primary Frequency Response</u> 新たに導入する発電設備は、規模の大小、同期/非同期にかかわらず、Primary Frequency Responseを提供できる設備を装備すること。そのために、周波数変動を検知し、自動で有効電力を調節できるガバナを装備すること。
Ⅱ. B	<u>Including Operating Requirements for Droop and Deadband in the Pro Forma LGIA/SGIA</u> 新たに導入する発電設備が装備するガバナにおいて、Droopは最大5%、Deadbandは±0.036Hzとすること。Balancing Authorityは、ガバナの設定値を確認・検査すること。
Ⅱ. C	<u>Requirement to Ensure the Timely and Sustained Response to Frequency Deviations</u> Primary Frequency Responseを適時に供給し、維持するために、ガバナ、発電プラント制御/リモート制御を、連携して行うこと。

2. 米国調査

(1) FERC Order

FERC Order

LGIA	Standard Large Generator Interconnection Agreement
5.4	<u>Power System Stabilizers (PSS)</u> 系統に接続する発電設備は、Reliability Councilが規定するガイドラインに沿って系統安定化装置(PSS)を装備すること。
5.8	<u>Information Exchange</u> 契約後、事業者ならびにTransmission Provider、Transmission Ownerは発電設備と送電設備、送電系統との互換性ならびに設計についての情報交換を行い、必要な設計変更を行うこと。
9.6.1	<u>Power Factor Design Criteria</u> 系統に接続する発電設備は、力率を進み0.95～遅れ0.95の範囲に維持すること。
9.6.2	<u>Voltage Schedules</u> 系統に接続する発電設備は、ガバナと自動電圧調整器(AVR)を装備すること。
9.7.3	<u>Under-Frequency and Over-Frequency Conditions</u> 送電システムは、under-frequencyとなった場合に、負荷削減プログラムを自動で起動するように設計されている。系統に接続する発電設備は、運転継続を確実にするために、under-frequencyとover-frequencyの保護継電器を設定すること。
9.7.4	<u>System Protection and Other Control Requirements</u> 発電設備に、システム保護機能を装備・維持すること。
9.7.5	<u>Requirements for Protection</u> 発電設備に、保護継電器・遮断器等を装備し、系統からの解列・切替え等を行うこと。
9.7.6	<u>Power Quality</u> ANSI Standard C84.1-1989、IEEE Standard 519に従って、フリッカや電圧・電流波形の歪みを生じさせないこと。
9.10	<u>Disturbance Analysis Data Exchange</u> オシログラフ、保護継電器設定、遮断器操作、シーケンス等、事故に関する情報収集とアクセス権付与を行い、発電設備所有者とTransmission Providerが連携して事故分析を行うこと。

FERC Order

FERC Order	
SGIA	Small Generator Interconnection Agreement
1.5.7	<ul style="list-style-type: none"> 事業者は、発電設備が過不足周波数、過不足電圧に際し解列されないよう、周波数ride through能力および、電圧ride through能力を確保すること。 周波数、電圧の条件は、Good Utility Practiceに準拠したものとし、Balancing Authority Area内の他の発電設備と同等の基準を適用すること。
1.8.1	<u>Power Factor Design Criteria</u> 系統に接続する発電設備は、力率を進み0.95～遅れ0.95の範囲に維持すること。
No.828	Requirements for Frequency and Voltage Ride Through Capability of Small Generating Facilities
B.	<u>Referencing Specific Technical Standards, 3. Commission Determination</u> それぞれの発電設備に対応した事故時運転継続条件を、IEEE 1547等を参照しつつ、Transmission Operatorと連携しながら、決めること。(電圧、周波数、時間の具体的な要件定義を求める意見があったが、FERCは拒否した。)

FERC Order

661-A**Interconnection for Wind Energy**i. Low Voltage Ride-Through (LVRT) Capability

風力発電設備は、故障除去時間が4～9サイクルの間(三相の場合)で、かつ、電圧が定格の0.15p.u.以上の場合は、系統連系運転を継続すること。故障除去時間が9サイクルを超えた場合は、系統から解列してよい。

ii. Power Factor Design Criteria (Reactive Power)

風力発電設備は、力率を進み0.95～遅れ0.95の範囲に維持すること。

iii. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability

風力発電所は、系統の信頼性を確保するために、Transmission providerからのデータおよび指示を受信するためのSCADA機能を確保すること。

Appendix B
(LGIAの
Appendix
G)

■ NERC Standardsの分類（うち太字が本検討会で議論する技術要件に関係するもの）

NERC Standard分類	内容
Resource and Demand Balancing (BAL)	需給・周波数調整、調整力、周波数応答
Critical Infrastructure Protection (CIP)	サイバーセキュリティ対策
Communications (COM)	事業者間の連絡体制
Emergency Preparedness and Operations (EOP)	非常時の運用、ブラックスタート電源からの復旧
Facilities Design, Connections, and Maintenance (FAC)	計画時のインパクトスタディのための図書提出
Interchange Scheduling and Coordination (INT)	系統運用のスケジュール管理
Interconnection Reliability Operations and Coordination (IRO)	リアルタイム監視・制御機能
Modeling, Data, and Analysis (MOD)	発電事業者には励磁装置、Volt/Var制御、ガバナ、負荷制御、有効電力/周波数制御の機能モデル・パラメータ等のデータ提出、また動的解析結果の提出、解析用モデルの提出、制御用のデータ
Nuclear (NUC)	原子力発電所の安全な運転と停止のため、発電事業者と送電事業者間の調整を要求
Personnel Performance, Training, and Qualifications (PER)	オペレーターの権限、責務
Protection and Control (PRC)	（系統側の要件も含むものあり）保護装置の計画、周波数低下時負荷制限、低電圧時負荷制限、保護装置試験の計画と実施、擾乱防止、イベント発生時の解析報告、システム保護、保護協調、不要解列の防止
Transmission Operations (TOP)	系統運用の信頼性に影響を与える状況を防止するためのアクション、必要なデータを要求
Transmission Planning (TPL)	考えられる事態を想定した送電システムの計画を要求
Voltage and Reactive (VAR)	電圧・無効電力制御、PSSの機能を要求

■ NERC Standardsのうち、調査対象の技術要件に関するStandard（適用がGenerator）

NERC Standard	
BAL-001-TRE-2	Primary Frequency Response in the ERCOT Region【高速周波数応答（ERCOT地区）】
COM-001-3	Communications【通信】
EOP-004-4	Event Reporting【イベントレポート】
EOP-005-3	System Restoration from Blackstart Resources【ブラックスタート電源からのシステム復旧】
FAC-001-3	Facility Interconnection Requirements【発電設備の系統接続要件】
FAC-002-3	Facility Interconnection Studies【発電設備の系統接続検討】
FAC-008-3	Facility Ratings【設備のレーティング】
MOD-025-2	Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power【発電機の有効/無効電力、同期コンデンサの無効電力に関する評価とデータの報告】
MOD-026-1	Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions【発電機の励磁制御システムまたはプラントの電圧/無効電力制御に関するモデルとデータの評価】
MOD-027-1	Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Functions【タービン/ガバナーおよび負荷制御または有効電力/周波数制御機能に関するモデルとデータの評価】
MOD-032-1	Data for Power System Modeling and Analysis【パワーシステムのモデリングと解析用データ】

2. 米国調査

(2) NERC Standards

NERC Standard	
PRC-002-2	Disturbance Monitoring and Reporting Requirements 【擾乱の監視と報告】
PRC-018-1	Disturbance Monitoring Equipment Installation and Data Reporting 【擾乱監視装置の設置とデータ報告】
PRC-019-2	Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection 【発電ユニットまたはプラントの機能、電圧調整制御、および保護の協調】
PRC-024-2	Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings 【発電機の周波数と電圧保護リレーの設定】
PRC-025-2	Generator Relay Loadability 【発電機リレーの負荷能力】
PRC-026-1	Relay Performance During Stable Power Swings 【平常時電圧変動に対するリレー性能】
PRC-027-1	Coordination of Protection Systems for Performance During Faults 【事故時保護システムの協調】
VAR-001-5	Voltage and Reactive Control 【電圧/無効電力制御】
VAR-002-4.1	Generator Operation for Maintaining Network Voltage Schedules 【系統電圧維持のための発電機操作】
VAR-501-WECC-3.1	Power System Stabilizer (PSS) 【系統安定化装置】

NERC Standards

BAL-001-TRE-2

Primary Frequency Response in the ERCOT Region

ガバナのDeadband、DroopはBalancing Authorityからの指示がない限り下表に記載されている範囲内に制限すること。

Generator Type	Max. Deadband
Steam and Hydro Turbines with Mechanical Governors	+/- 0.034 Hz
All Other Generating Units/Generating Facilities*	+/- 0.017 Hz

Generator Type	Max. Droop % Setting
Hydro	5%
Combustion Turbine (Simple Cycle and Single-Shaft Combined Cycle)	5%
Combustion Turbine (Combined Cycle)	4%
Steam Turbine*	5%
Diesel	5%
DC Tie Providing Ancillary Services	5%
Variable Renewable (Non-Hydro)	5%

R6

なお、デジタル式、電子式のガバナで周波数偏差がガバナのDeadbandである60,000Hzを超えた場合、ガバナの設定は以下の式で得られる勾配に従うこと。

$$\text{For 5\% Droop: } \text{Slope} = \frac{MW_{GCS}}{(3.0 \text{ Hz} - \text{Governor Deadband Hz})}$$

$$\text{For 4\% Droop: } \text{Slope} = \frac{MW_{GCS}}{(2.4 \text{ Hz} - \text{Governor Deadband Hz})}$$

NERC Standards

BAL-001-TRE-2**Primary Frequency Response in the ERCOT Region**

M6

発電設備の所有者は、R6の規程に基づいてガバナを設定したことを示す証拠を保管すること。証拠の例としては以下のもの等が挙げられる。

- ガバナテストレポート (Governor test reports)
- ガバナ設定シート (Governor setting sheets)
- パフォーマンスモニタリングレポート (Performance monitoring reports)

R7

発電設備の所有者は、ガバナを使用しないで運転する正当な理由があり、ガバナを使用しないことを通知している場合を除き、送電系統に連系されている発電設備を周波数に反応する状態で運転しなければならない。

2. 米国調査

(2) NERC Standards

NERC Standards

COM-001-3	Communications
R8	Generator Operatorは、Balancing Authorityおよび送電事業者との間で通信機能を有すること。通信の障害を検知した場合、R11が適用される。
M8	Generator Operatorは、Balancing Authorityおよび送電事業者との間で通信機能を有することを示す証拠を持ち、必要に応じて提供すること。例として、物理的機器(アセット)や機器の仕様書・設置要綱、テスト記録、オペレーターのログ、音声記録、音声記録の写し等がある。
R11	通信の障害を検知した場合、障害によって影響を受ける各組織と協議し、通信を回復するための合意可能な措置をとること。
M11	通信の障害を検出した場合、障害によって影響を受けた各組織と協議したことを示す証拠を持ち、必要に応じて提供すること。例として、オペレーターのログ、音声記録、音声記録の写し等がある。
Compliance 1.2	<u>Compliance Evidence Retention</u> Generator Operatorによる要件R8およびR11、対応策M8およびM11について、直近12か月分の文書と90日分の音声記録を保管すること。

NERC Standards

NERC Standards	
EOP-004-4	Event Reporting
R1	事業者は、本規程のAttachment1に基づき、電力信頼性機構や政府当局等に報告するためのプロトコルを含む事故報告計画を策定すること。
R2	事業者は、事故報告計画に基づいて24時間以内または翌営業日(午後4時を終了時間とみなす)の終了までに指定された報告を完了すること。
M2	事故報告の証拠として、記入が完了したEOP-004-4 Attachment 2 FormまたはDOE-OE-417 Formのコピーと、24時間以内または翌営業日までに報告が行われたことを証明する根拠(例:オペレーターのログや関連文書、音声記録、電子メール、ファクシミリ等)を用意すること。
Attachment 1	<p><u>Reportable Event: Damage or destruction of its Facility</u></p> <p>Generator OwnerまたはGenerator Operatorは、人為的な故意や、その疑いのある行為に起因する施設の損害や破壊があった場合は、報告すること。盗難は、施設の正常な運営を妨げるものでない限り報告する必要はない。</p>
Attachment 1	<p><u>Reportable Event: Physical threats to its Facility</u></p> <p>Generator OwnerまたはGenerator Operatorは、天候や自然災害に関連した脅威を除き、施設の正常な運営に支障をきたす恐れのある物理的な脅威や、施設内に不審な機器や活動があった場合は、報告すること。</p>

NERC Standards

EOP-005-3	System Restoration from Blackstart Resources
R11	各送電事業者およびブラックスタート電源を持つGenerator Operatorは、条件を明記した書面によるブラックスタート電源契約またはお互い合意した手順やプロトコルを策定すること。この契約には、ブラックスタート電源のテスト要件も含まれていること。
R12	ブラックスタート電源を持つGenerator Operatorは、各電源の起動のための文書化された手順書を作成すること。
R13	ブラックスタート電源の機能に変更があった場合、Generator Operatorは変更後24時間以内に送電事業者に通知すること。
R14	ブラックスタート電源が計画通り機能することを確認するため、送電事業者が設定した要件に従ってテストを実施し、記録すること。テストの記録には、少なくとも電源の名称、ユニット名、日付、テスト期間、ユニットの起動に要した時間、要件を満たしていない項目の情報を含むこと。Generator Operatorは、Reliability Coordinatorまたは送電事業者から要求があった場合、30日以内にブラックスタートのテスト結果を提供すること。
R15	ブラックスタート電源の起動に責任を持つ担当者に対し、2年ごとに最低2時間のトレーニングを提供すること。トレーニングには、送電事業者との調整を含むシステム復旧計画やR12によって文書化された手順の訓練が含まれる。
R16	Generator Operatorは、Reliability Coordinatorが実施する復旧訓練(演習、シミュレーション等)に参加すること。

NERC Standards

FAC-001-3	Facility Interconnection Requirements
R2	Generator Ownerは、新たに接続された設備が既存系統に接続された場合の信頼性への影響を調査するため、45日以内に設備の接続要件を文書化し、要求に応じて利用できるようにすること。
R4	<p>設備の接続要件において、Generator Ownerは以下の項目を作成すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 新たな接続と接続によって影響を受けるシステムへの影響の調査のための手順 • 新たな接続によって影響を受けるシステムの信頼性に責任を有する者に通知する手順 • 新規または大幅に変更された発電設備によって影響を受けるシステムの信頼性に責任を有する者に、その設備が Balancing Authorityの範囲内であることを確認するための手順
FAC-002-3	Facility Interconnection Studies
R2	<p>新たな発電設備の接続、または、既存の発電設備の接続を大幅に変更するGenerator Ownerは、送電事業者(計画者、コーディネーター等)による以下のような調査に協力すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 新規の接続、または、既存の接続を大幅に変更した場合の、システムの信頼性への影響 • 適用されるNERCのReliability Standards、地域および送電事業者の基準ならびに設備の接続要件の順守 • 通常状態および異常状態におけるシステム性能 • 調査の前提条件、システム性能、代替案等

NERC Standards

FAC-008-3	Facility Ratings
R1	<p>Generator Ownerは、単独および共同で所有する発電設備のRatingを決定するための文書を持つこと。その文書は、以下のいずれかによるものとする。</p> <ul style="list-style-type: none">• 設計時または建設時の情報、製造メーカーによる図面・仕様書、工学的分析、業界基準(例:ANSI、IEEE)等によって検証されたもの• 工学的分析によって補完された試運転時の試験結果、性能試験または過去の性能記録等の情報
R7	<p>Generator Ownerは、単独および共同で所有する設備(新規、既存、改修によるRe-ratingされた設備を含む)の設備のRatingを、Reliability Coordinator、Planning Coordinator、送電事業者へ要求に応じて提供すること。</p>

2. 米国調査

(2) NERC Standards

NERC Standards

MOD-025-2 Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability

R1, R2 Generator Ownerは、Transmission Plannerに、有効電力と無効電力のデータを提出すること。(提出するデータの詳細は、Attachment 1,2参照)

Attachment 1 Verification of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability
 有効電力または無効電力が、最後に報告された検証値の10%を超え、6ヶ月以上続くと予想されることが確認された後、12ヶ月以内に検証すること。異なる地点のデータが異なる日に記録されている場合は、最も早い日を検証日として指定し、その日をMOD-025, Attachment 2を用いて検証日として報告すること。

検証情報報告のための書類(一部抜粋)

Attachment 2

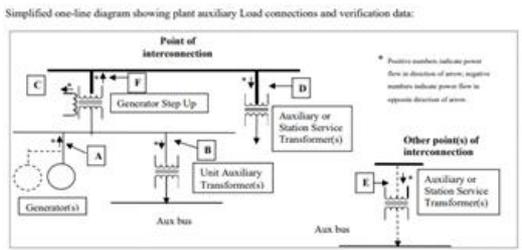
Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability

MOD-025 Attachment 2
 One-line Diagram, Table, and Summary for Verification Information Reporting
 Note: If the configuration of the applicable Facility does not lend itself to the use of the diagram, tables, or summaries for reporting the required information, changes may be made to this form, provided that all required information (identified in MOD-025, Attachment 1) is reported.

Company: _____ Reported By (name): _____
 Plant: _____ Unit No.: _____ Date of Report: _____

Check all that apply:

- Over-excited Full Load Reactive Power Verification
- Under-excited Full Load Reactive Power Verification
- Over-excited Minimum Load Reactive Power Verification
- Under-excited Minimum Load Reactive Power Verification
- Real Power Verification
- Staged Test Data
- Operational Data



Standard MOD-025-2 — Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability

Point	Voltage	Real Power	Reactive Power	Comment
A	kV	MW	Mvar	Sum multiple generators that are verified together or are part of the same unit. Report individual unit values separately whenever the verification measurements were taken at the individual unit. Individual values are required for units or synchronous condensers > 20 MVA.
Identify calculated values, if any:				
B	kV	MW	Mvar	Sum multiple unit auxiliary transformers.
Identify calculated values, if any:				
C	kV	MW	Mvar	Sum multiple tertiary Loads, if any.
Identify calculated values, if any:				
D	kV	MW	Mvar	Sum multiple auxiliary and station service transformers.
Identify calculated values, if any:				
E	kV	MW	Mvar	If multiple points of interconnection, describe these for accurate modeling; report points individually (sum multiple auxiliary transformers).
F	kV	MW	Mvar	Net unit capability
Identify calculated values, if any:				

2. 米国調査

(2) NERC Standards

NERC Standards

MOD-026-1	Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions
R2	Generator Ownerは、励磁制御または、有効電力/無効電力制御機能モデルに関する検証結果の書類とデータを規定された定期的な頻度で、Transmission Plannerに提出すること。Transmission Plannerが受け入れることが可能な1つ以上のモデルを用いて、発電事業者が検証を行うこと。
MOD-027-1	Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Functions
R1, R2	<ul style="list-style-type: none"> Transmission Plannerは、Generator Ownerの要求を受けてから90日以内に、ガバナ・負荷制御または、有効電力・周波数制御に関するモデルデータを提供すること。 Generator Ownerは、ガバナ・負荷制御または、有効電力・周波数制御に関する検証結果の書類とデータを、Transmission Plannerに提供すること。
MOD-032-1	Data for Power System Modeling and Analysis
R1	Balancing Authority、Generator Owner、Load Serving Entity、Resource Planner、Transmission Owner、Transmission Service Providerは、定常状態、動態、短絡回路のモデルデータを、Planning Coordinator、Transmission Plannerに提出すること。(提出するデータの詳細は、Attachment 1参照)
	近距離送電計画期間および長期送電計画期間において、接続された送電システムを効果的にモデル化するために必要な情報を下記に示す。データは関係者内において共有をすること。(下記の表は一部抜粋)

steady-state <i>(Items marked with an asterisk indicate data that vary with system operating state or conditions. Those items may have different data provided for different modeling scenarios)</i>	dynamics <i>(If a user-written model(s) is submitted in place of a generic or library model, it must include the characteristics of the model, including block diagrams, values and names for all model parameters, and a list of all state variables)</i>	short circuit
<ol style="list-style-type: none"> Each bus [TO] <ol style="list-style-type: none"> nominal voltage area, zone and owner Aggregate Demand² [LSE] <ol style="list-style-type: none"> real and reactive power* in-service status* Generating Units³ [GO, RP (for future planned resources only)] <ol style="list-style-type: none"> real power capabilities - gross maximum and minimum values reactive power capabilities - maximum and minimum values at 	<ol style="list-style-type: none"> Generator [GO, RP (for future planned resources only)] Excitation System [GO, RP(for future planned resources only)] Governor [GO, RP(for future planned resources only)] Power System Stabilizer [GO, RP(for future planned resources only)] Demand [LSE] 	<ol style="list-style-type: none"> Provide for all applicable elements in column "steady-state" [GO, RP, TO] <ol style="list-style-type: none"> Positive Sequence Data Negative Sequence Data Zero Sequence Data Mutual Line Impedance Data [TO] Other information requested by the Planning Coordinator or Transmission Planner necessary for modeling

Attachment

NERC Standards

PRC-002-2	Disturbance Monitoring and Reporting Requirements
R1	<ul style="list-style-type: none"> • Attachment1を用いて、sequence of events recording (SER) およびfault recording (FR) データが必要なBES busesを特定すること。(Attachment1参照) • BES busesに接続されている他にいる場合、特定後90日以内に、他のBES要素がSERまたはFRデータを必要としていることを通知すること。 • 少なくとも5年に1回、全てのBES busesを再評価し、リストを作成すること。
R2	<p>各送電事業者および発電事業者は、要件R1で特定されたBES busesに直接接続され、それらのBESバスのBES要素に関連する各サーキットブレーカーのサーキットブレーカー位置(開/閉)のSERデータを有すること。</p>
R3	<p>各送電線所有者および発電機所有者は、要件R1で特定されたBESバスに接続されたBES要素について、トリガーされたFRごとに以下の電力量を確定するためのFRデータを有すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 指定された各BESバスの各相の位相-ニュートラル間電圧 • ローサイドの動作電圧が 100kV 以上である変圧器または送電線のBES要素のEach phase currentおよびresidual currentまたはneutral current
R4	<p>各伝送事業者および発電事業者は、R3で規定されたFRデータを有すること。要件として、同一のトリガポイントにおいて、少なくとも2サイクルのプリトリガ記録と少なくとも30サイクルの総記録、またはリトリガデータの2サイクル、ポストトリガデータの最初の3サイクルおよび故障レコーダで見た故障の最終サイクルの記録を持っていること。トリガー設定は、ニュートラル過電流またはPhase undervoltage電流であること。</p>

2. 米国調査

(2) NERC Standards

NERC Standards

PRC-002-2	Disturbance Monitoring and Reporting Requirements
R5	<p>事業者は、発電設備、安定角(角度または電圧)に関連したシステム動作限界(SOL)、高電圧直流(HVDC)回路の各端子、Interconnection Reliability Operating Limit(IROL)と稼働中の低電圧負荷遮断(UVLS)プログラムを有する地域に対してdynamic Disturbance recording (DDR)が要求されるBES要素を特定をする。これによって特定されないBES要素に対しても少なくともDDRの範囲を特定すること。少なくともDDRの範囲は特定すること。</p> <p>特定から90暦日以内に、BES要素の持つ事業者に、その旨を通知すること。少なくとも5年に1度、全てのBES要素を再評価し、事業者に通知し、実施計画に従って再評価されたBES要素のリストを作成すること。</p>
R6	<p>各送電事業者は、R5で特定された通知を受けた事業者のBES要素について、以下の電気量を決定するためのDDRデータを保有するものとする。</p> <ul style="list-style-type: none"> • One phase-to-neutralまたはpositive sequence voltage • 上記の電圧に対応する同一電圧における同一相の相電流またはpositive sequence current • 電流測定が必要とされる全ての回路に対応する三相ベースで表される実電力および無効電力の流れ • One phase-to-neutralまたはpositive sequence voltageのいずれか1つの周波数
R7	<p>各発電事業者は、要件R5で特定された通知を受けた所有する各BES要素について、以下の電気量を決定するためのDDRデータを有するものとする。</p> <ul style="list-style-type: none"> • generator step-up transformer(GSU)におけるの高電圧または低電圧レベルのどちらかにおける中間、相間、正順のいずれかの相電圧 • 上記の要件に対応する同一電圧における同一相の相電流、任意の相間電圧の相電流(複数可)または正順電流であること • 電流測定が必要とされる全ての回路に対応する三相ベースで表される実電力および無効電力の流れ。 • 中間、相間、正順のいずれかの相電圧電圧における少なくとも1つの電圧の周波数

NERC Standards

PRC-002-2

Disturbance Monitoring and Reporting Requirements

R8

R5で特定されたBES要素のDDRデータに責任を負う各送電事業者および発電事業者は、継続的なデータの記録および保存を行うものとする。装置が本基準の発効日より前に設置され、連続記録ができない場合、トリガー記録は以下を満たさなければならない。トリガーによる記録の長さが少なくとも3分であること。3つのトリガーのうち、少なくとも1つを有すること。右図は、公称周波数のトリガーの範囲、周波数の変化率を示す。不足電圧のトリガーは、5秒間、通常の動作電圧の85%以下に設定すること。

- Off nominal frequency trigger set at:

	Low	High
○ Eastern Interconnection	<59.75 Hz	>61.0 Hz
○ Western Interconnection	<59.55 Hz	>61.0 Hz
○ ERCOT Interconnection	<59.35 Hz	>61.0 Hz
○ Hydro-Quebec Interconnection	<58.55 Hz	>61.5 Hz
- Rate of change of frequency trigger set at:

○ Eastern Interconnection	< -0.03125 Hz/sec	> 0.125 Hz/sec
○ Western Interconnection	< -0.05625 Hz/sec	> 0.125 Hz/sec
○ ERCOT Interconnection	< -0.08125 Hz/sec	> 0.125 Hz/sec
○ Hydro-Quebec Interconnection	< -0.18125 Hz/sec	> 0.1875 Hz/sec
- Undervoltage trigger set no lower than 85 percent of normal operating voltage for a duration of 5 seconds.

R9

R5で特定されたBES要素のDDRデータに責任を負う送電事業者および発電事業者は、入力サンプリングレートが少なくとも960サンプル/秒であり、毎秒30回以上の電気量の出力記録率を満たすDDRデータを有すること。

R10

送電事業者および発電事業者は、R1で特定されたBES busesの全てのSERおよびFRデータ、ならびにR5で特定されたBES要素のDDRデータをローカルタイムオフセットの有無にかかわらず協定世界時(UTC)に同期およびUTCの±2ミリ秒以内のデバイスクロック精度を同期すること。

2. 米国調査

(2) NERC Standards

NERC Standards

PRC-002-2	Disturbance Monitoring and Reporting Requirements
R11	送電事業者および発電事業者は、R1で特定されたBES busesの全てのSERおよびFRデータならびにR5で特定されたBES要素のDDRデータを、以下に従ってResponsible Entity、Regional EntityまたはNERCに提供すること。
R12	送電事業者および発電事業者は、SER、FRまたはDDRデータの記録機能に障害が発生したことが判明してから90日以内に、記録機能を回復させ、または是正措置計画(CAP)を地域機関に提出し記録機能を回復させること。
Attachment 1	<u>Methodology for Selecting Buses for Capturing Sequence of Events Recording (SER) and Fault Recording (FR) Data</u> R1で要求されるSERおよびFRデータを収集するBusesを特定するための手順が記載されている。

2. 米国調査

(2) NERC Standards

NERC Standards

PRC-018-1	Disturbance Monitoring Equipment Installation and Data Reporting
R1 R2	送電事業者および発電事業者は、Regional Reliability Organization (reliability standard PRC-002 Requirements 1-3) により、DME(Disturbance Monitoring Equipment) を設置すること。
R3	送電事業者および発電事業者は、Regional Reliability Organization の要求により、DMEを保守、モニターの対象・情報を報告すること。
R4	送電事業者および発電事業者は、DMEで記録した擾乱データをRegional Reliability Organization の要求により提出すること。
R5	送電事業者および発電事業者は、Regional Reliability Organizationが指定したイベントのDMEで記録したすべてのデータを最低3年間保管すること。
R6	送電事業者および発電事業者は、DMEを定期的にメンテナンス、テストすること。

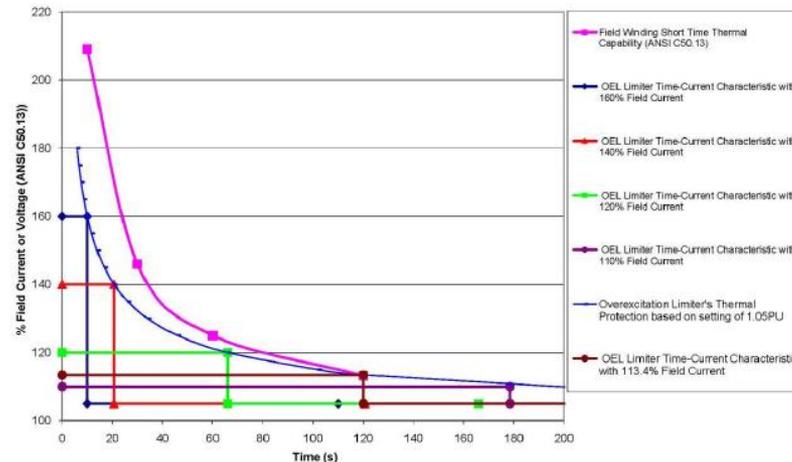
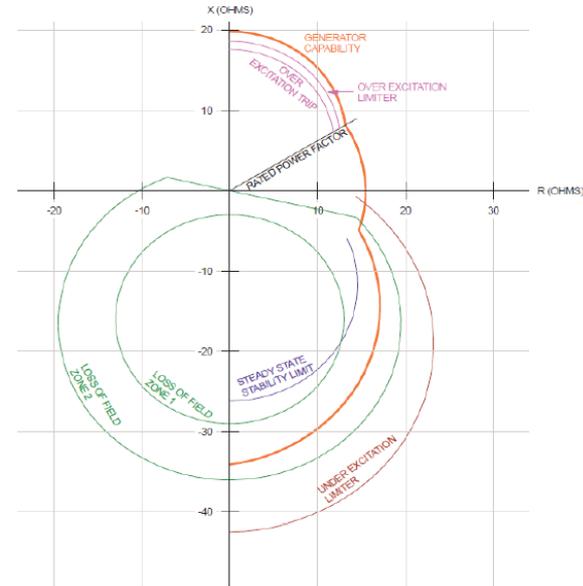
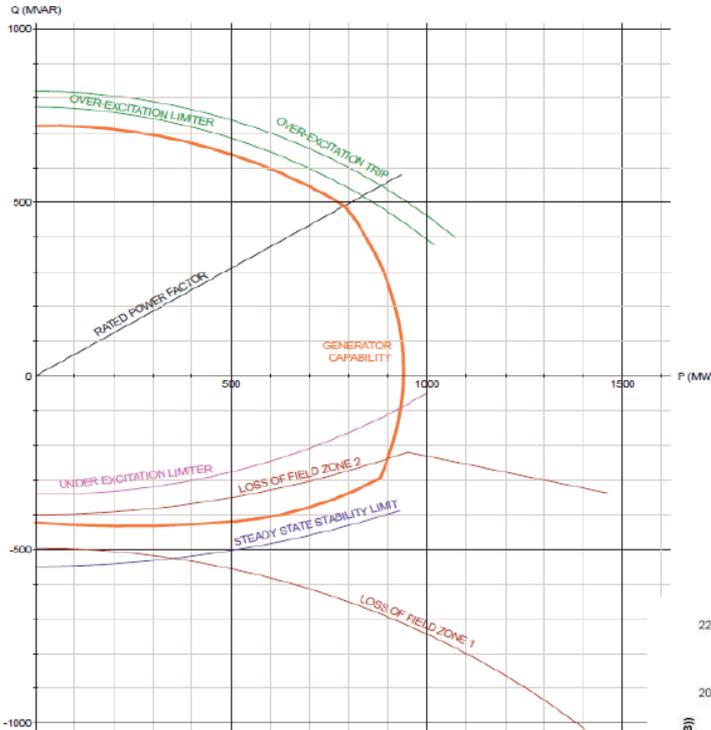
2. 米国調査

(2) NERC Standards

NERC Standards

PRC-019-2 Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection

Generator Owner、Transmission Ownerは、電圧調整器の性能と整定値、保護継電器の機能について、少なくとも5年に1度調整すること。その根拠資料として、P-Q図(下図左)、R-X図(下図中)、反限時特性(下図右)等が挙げられる。



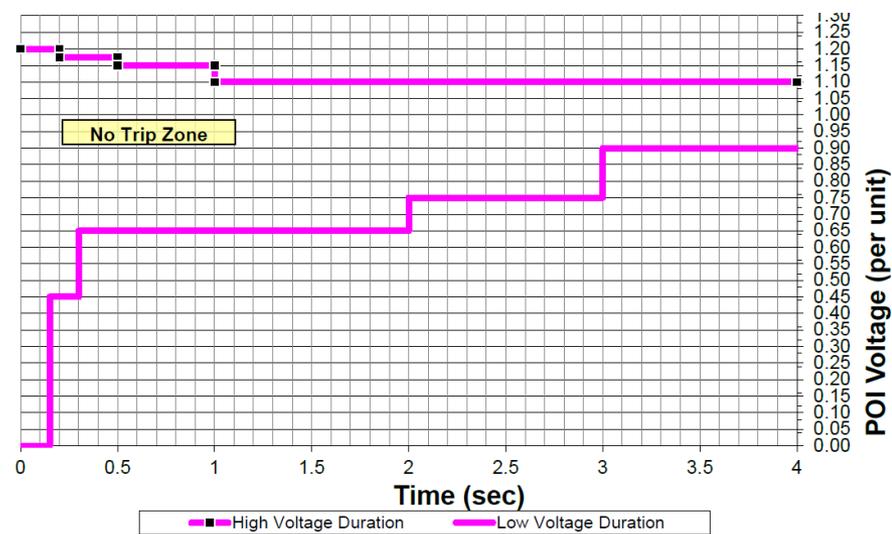
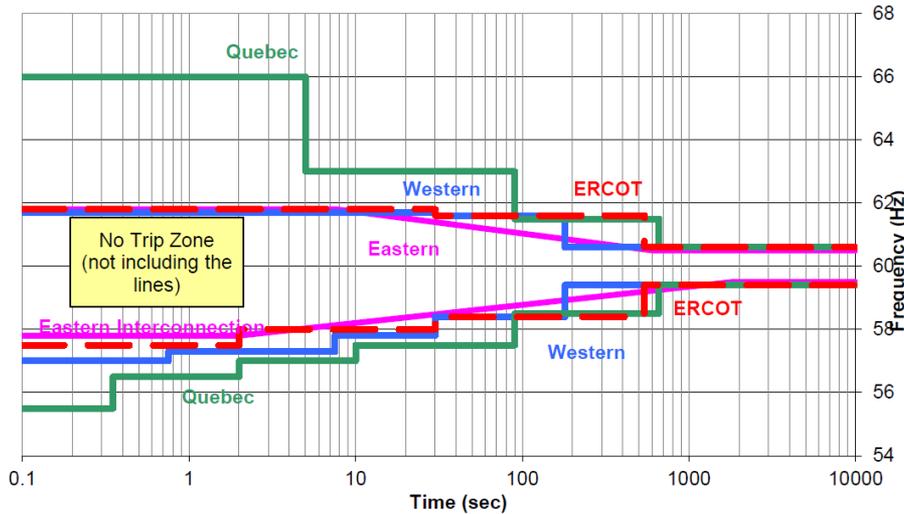
R1

NERC Standards

PRC-024-2 Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings

- Generator Ownerは、周波数の“No Trip Zone”内において、発電設備をトリップさせないように、保護継電器を設定すること。(Attachment 1参照、下図左)
- Generator Ownerは、電圧の“No Trip Zone”内において、発電設備をトリップさせないように、保護継電器を設定すること。(Attachment 2参照、下図右)

R1



NERC Standards

PRC-025-2	Generator Relay Loadability
R1	各発電設備の所有者、送電事業者および配電事業者は、信頼性の高い故障保護を維持するとともに、負荷応答型保護リレー (load-responsive protective relay) に Attachment 1 に準拠した設定を適用すること。
M1	各負荷応答型保護リレーについて、発電設備の所有者、送電事業者および配電事業者は、Attachment 1 の規程に従って設定されたことを示す証拠 (計算のサマリー、スプレッドシート、シミュレーションレポートまたは設定シート等) を保管すること。
Attachment 1	<p>下記の設備に負荷応答型保護リレーを適用する各発電機所有者、送電事業者、配電事業者は、表1:リレー負荷性評価基準 (Relay Loadability Evaluation Criteria) のいずれかを使用して、各負荷応答型保護リレーをその用途と種別に応じて設定しなければならない。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 発電ユニット • 発電機昇圧変圧器 (GSU) • 発電ユニットの稼働維持に必要な補助電力を供給するユニット補助変圧器 (UAT) • GSU変圧器を送電系統に接続する設備であって、発電ユニットまたは発電所から直接エネルギーを供給するためにのみ使用される設備 • 分散型電源を集約するために利用される設備

NERC Standards

PRC-026-1	Relay Performance During Stable Power Swings
Purpose, R1、R2	<ul style="list-style-type: none">• 保護継電器は、(事故状態でない)定常状態での発電出力の動揺により、発電設備をトリップさせないこと。• Generator OwnerとTransmission Ownerは、Planning Coordinatorから通知を受けてから12ヶ月以内に、発電出力に係る保護継電器が、Attachment Bに示す 基準を満たしていることを確認すること。

NERC Standards

PRC-027-1	Coordination of Protection Systems for Performance During Faults
R1	<p>Transmission Owner、Generator Owner、Distribution Providerは、障害時に、保護システムが意図した順序で作動するように、基幹システムの構成要素に係る、新規または改訂された保護システム設定を確立するためのプロセスを開発すること。このプロセスには、以下を含むこととする。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.1 調査対象である基幹システムの要素の短絡モデルデータのレビューおよびアップデート • 1.2 開発した保護システム設定のレビュー • 1.3 個別の事業者(Transmission Owner、Generator Owner、Distribution Provider)が所有する設備に付随する基幹システム要素に対して適用される保護システム設定に関しては以下を規定する。 <ul style="list-style-type: none"> - 1.3.1 電氣的に結合された設備の所有者に、保護システムを提供 - 1.3.2 1.3.1に従い提案された保護システム設定を提供した設備所有者に対し、調整の問題の内容または調整の問題を特定していないことを応答 - 1.3.3 実装前に、1.3.2で特定されて問題が解決されていることを確認 - 1.3.4 実装または試運転中、誤作動調査、保守作業、保護システムの障害によって緊急交換を行う等により発生しうる予期しない状況に起因して改訂された保護システム設定について、設備を所有する他の事業者に連絡
R2	<p>Transmission Owner、Generator Owner、Distribution Providerは、Attachment Aに従い、保護システム機能を備えた基幹システムの要素について、以下を行うこと。</p> <ul style="list-style-type: none"> • Option 1:6年(暦年)を超えない間隔で、保護システム調整調査を実施する • Option 2:現在の事故電流と確立された事故電流のベースラインを比較し、基幹システムの要素が接続する母線において事故電流の偏差が15%以上の場合、保護システム調整調査を実行する • Option 3:上記の組み合わせ
R3	<p>Transmission Owner、Generator Owner、Distribution Providerは、R1で確立されたプロセスを用いて、基幹システムの要素に係る、新規および改訂された保護システム設定を開発すること</p>

NERC Standards

VAR-001-5	Voltage and Reactive Control
R5	Transmission Operator (TO)は、TOの裁量において、電圧と無効電力について、その範囲または許容誤差付目標値を指定すること。
VAR-002-4.1	Generator Operation for Maintaining Network Voltage Schedules
R1、R5	<ul style="list-style-type: none"> Generator Operatorは、送電系統に接続した発電設備の電圧を、自動電圧調整器 (AVR) を用いて調整すること。 Generator Ownerは、発電設備の昇圧変圧器のタップ設定とインピーダンスに関するデータを、要求されてから30日以内に提出すること。
VAR-501-WECC-3.1	Power System Stabilizer (PSS)
R2、R3	<ul style="list-style-type: none"> Generator Operatorは、系統連系する場合は、PSSを装備すること。 発電設備の定格電圧の±5%の範囲に収まるように、PSSの出力を制限すること。

IEEE 1547-2018 "Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces"

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

4.4 Measurement accuracy

分散型電源(メーカー)は、計測・計算上の精度は以下の表の数値を満たしていること。

Time frame	Steady-state measurements			Transient measurements		
	Minimum measurement accuracy	Measurement window	Range	Minimum measurement accuracy	Measurement window	Range
Voltage, RMS	($\pm 1\% V_{nom}$)	10 cycles	0.5 p.u. to 1.2 p.u.	($\pm 2\% V_{nom}$)	5 cycles	0.5 p.u. to 1.2 p.u.
Frequency ^b	10 mHz	60 cycles	50 Hz to 66 Hz	100 mHz	5 cycles	50 Hz to 66 Hz
Active Power	($\pm 5\% S_{rated}$)	10 cycles	0.2 p.u. < P < 1.0 p.u.	Not required	N/A	N/A
Reactive Power	($\pm 5\% S_{rated}$)	10 cycles	0.2 p.u. < Q < 1.0 p.u.	Not required	N/A	N/A
Time	1% of measured duration	N/A	5 s to 600 s	2 cycles	N/A	100 ms < 5 s

^aMeasurement accuracy requirements specified in this table are applicable for voltage THD < 2.5% and individual voltage harmonics < 1.5%.

^bAccuracy requirements for frequency are applicable only when the fundamental voltage is greater than 30% of the nominal voltage.

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

4.6 Control capability requirements

4.6.1 Capability to disable permit service

分散型電源は、電力供給の設定を無効にすることができ、エリアEPSの通電を停止し、2秒以内にトリップすること。

4.6.2 Capability to limit active power

- 分散型電源は、銘板の有効電力定格のパーセンテージとして有効電力を制限できるものとする。
- 分散型電源は、30秒以内、または一次エネルギー源が有効電力出力を削減して有効電力制限の要件を達成するのにかかる時間内に、有効電力出力を有効電力制限設定値以下もしくは設定値のいずれか大きい方に制限するものとする。
- 分散型電源がローカルEPSで負荷を供給している場合、有効電力制限設定値は、エリアEPSへの最大有効電力供給値として設定できる。
- エリアEPSオペレーターと分散型電源オペレーターとの間の相互合意の下で、分散型電源は、ローカルEPS負荷をサポートするために必要なレベルよりも有効電力を制限する場合がある。

4.6.3 Execution of mode or parameter changes

- 分散型電源通信インターフェースでモード設定の変更を受信してから30秒以内にモード変更すること。制御機能モードの変更は、分散型電源出力が5秒から300秒の期間にわたってスムーズに遷移するように実行すること。制御パラメータ設定の変更には、分散型電源出力のランピングは必要ない。すべての制御および保護機能パラメータ設定について、分散型電源通信インターフェースへの入力後、アクションが開始する時点までの時間は30秒以内とすること。

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

4.10 Enter Service

Enter Service Criteria

分散型電源を系統(Area EPS)へ新たに接続する際には、以下の要件を満たしていること。

Enter service criteria		Default settings	Ranges of allowable settings
Permit service		Enabled	Enabled/Disabled
Applicable voltage within range	Minimum value	$\geq 0.917 \text{ p.u.}^a$	0.88 p.u. to 0.95 p.u.
	Maximum value	$\leq 1.05 \text{ p.u.}$	1.05 p.u. to 1.06 p.u.
Frequency within range	Minimum value	$\geq 59.5 \text{ Hz}$	59.0 Hz to 59.9 Hz
	Maximum value	$\leq 60.1 \text{ Hz}$	60.1 Hz to 61.0 Hz

4.10.2

Performance during entering service

分散型電源を新たに接続する際には、以下の項目を満たすこと。

- 接続許可設定が無効の場合、接続を停止すること。
- 接続許可設定が無効の場合、接続を停止すること。
- 意図的な接続遅延の調整可能範囲は、0秒から600秒とし、デフォルトは300秒とすること。
- 接続時に有効電力の出力を増加させ、接続時間は1秒から1,000秒の範囲で調整可能であること。有効電力の増加は、定格の20%を超えないこと。

4.10.3

Synchronization

系統へ接続し、同期する際の許容値は、以下の通りである。

Aggregate rating of DER units (kVA)	Frequency difference (Δf , Hz)	Voltage difference (ΔV , %)	Phase angle difference ($\Delta \Phi$, °)
0-500	0.3	10	20
> 500-1 500	0.2	5	15
> 1 500	0.1	3	10

4.10.4

(3) IEEE

IEEE 1547-2018 "Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces"

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

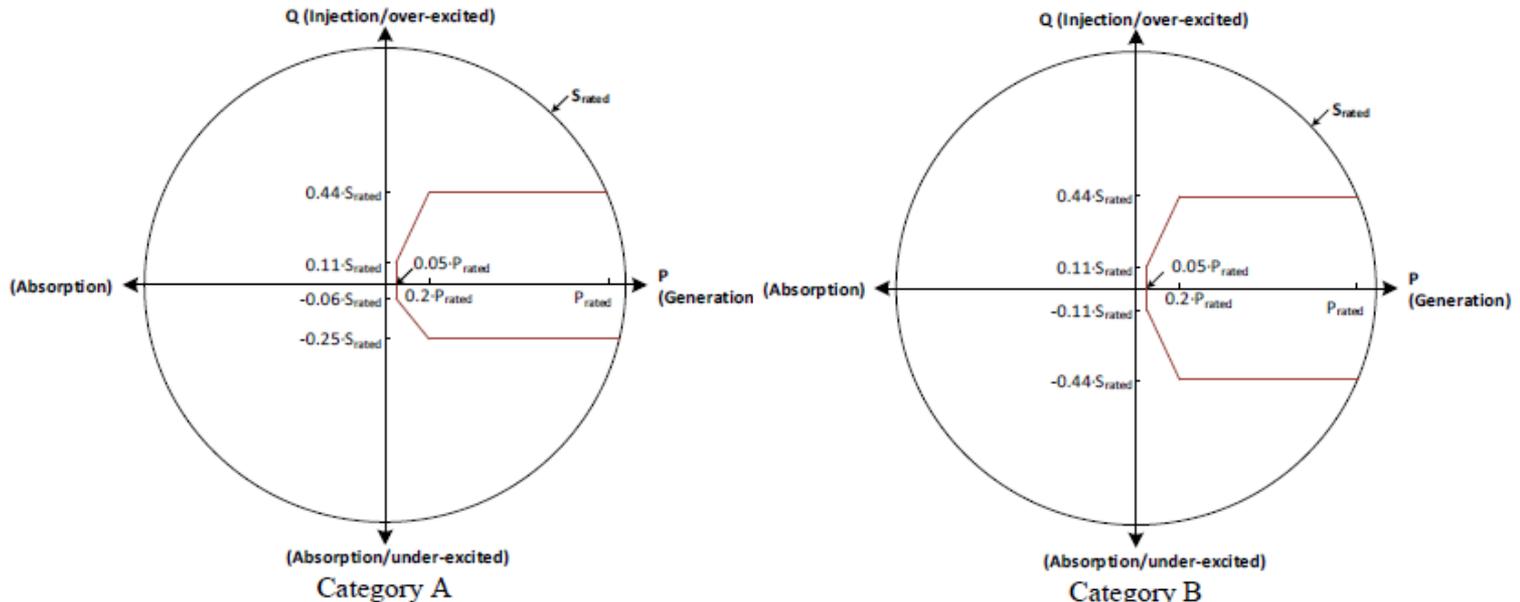
5. Reactive power capability and voltage/power control requirements

Reactive power capability of the DER

DERは有効電力と同等またはそれ以上の無効電力を供給または吸収すること。下図はDER Category-A(配電システムにおけるDER penetrationが低い場合)およびCategory-B(配電システムにおけるDER penetrationが高い場合)の最低無効電力のcapabilityを示す。

Category	Injection capability as % of nameplate apparent power (kVA) rating	Absorption capability as % of nameplate apparent power (kVA) rating
A (at DER rated voltage)	44	25
B (over the full extent of ANSI C84.1 range A)	44	44

5.2



(3) IEEE

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

5. Reactive power capability and voltage/power control requirements

5.3.2 Constant power factor mode

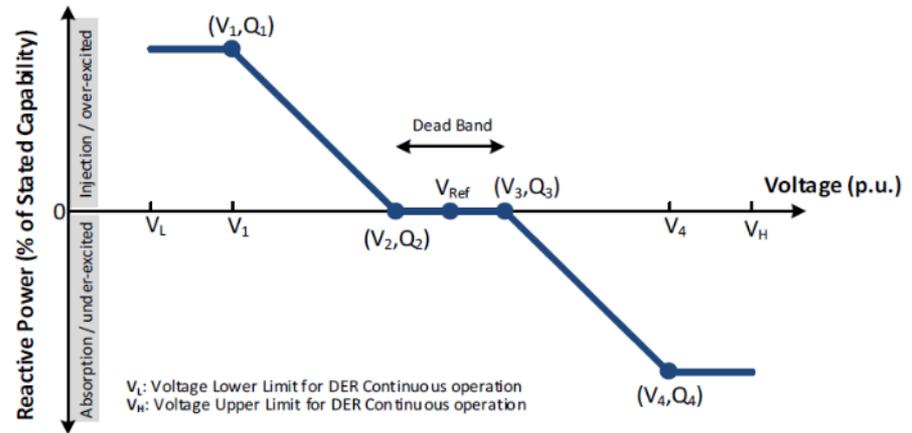
このモードの際には、分散型電源は一定の力率で運転すること。目標となる力率はArea EPS operatorが設定し、5.2項に規定される要件を超える無効電力は必要としない。力率維持のための最大応答時間は10秒以下とすること。

5.3.3 Voltage-reactive power mode

DERが無効電力モードの場合、積極的に無効電力の出力を制御すること。Reference Voltageは自律的に調整され、Time constantは300秒～500秒の間で調整されること。

5.3.3

Voltage-reactive power parameters	Default settings		Ranges of allowable settings	
	Category A	Category B	Minimum	Maximum
V_{Ref}	V_N	V_N	$0.95 V_N$	$1.05 V_N$
V_2	V_N	$V_{Ref} - 0.02 V_N$	Category A: V_{Ref} Category B: $V_{Ref} - 0.03 V_N$	V_{Ref}^c
Q_2	0	0	100% of nameplate reactive power capability, absorption	100% of nameplate reactive power capability, injection
V_3	V_N	$V_{Ref} + 0.02 V_N$	V_{Ref}^c	Category A: V_{Ref} Category B: $V_{Ref} + 0.03 V_N$
Q_3	0	0	100% of nameplate reactive power capability, injection	100% of nameplate reactive power capability, injection
V_1	$0.9 V_N$	$V_{Ref} - 0.08 V_N$	$V_{Ref} - 0.18 V_N$	$V_2 - 0.02 V_N^c$
Q_1^a	25% of nameplate apparent power rating, injection	44% of nameplate apparent power rating, injection	0	100% of nameplate reactive power capability, injection ^b
V_4	$1.1 V_N$	$V_{Ref} + 0.08 V_N$	$V_3 + 0.02 V_N^c$	$V_{Ref} + 0.18 V_N$
Q_4	25% of nameplate apparent power rating, absorption	44% of nameplate apparent power rating, absorption	100% of nameplate reactive power capability, absorption	0
Open loop response time	10 s	5 s	1 s	90 s



Voltage-reactive powerの例

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

5. Reactive power capability and voltage/power control requirements

Active power-reactive power mode

このモードの際には、分散型電源は目標となる有効電力-無効電力の特性に従い、無効電力の出力を積極的に制御すること。いかなる場合においても、応答時間は10秒を超えないこと。特性の例は以下の通り。

5.3.4

Active power reactive power parameters	Default settings		Ranges of allowable settings	
	Category A	Category B	Minimum	Maximum
P_3	P_{rated}		$P_2 + 0.1 P_{rated}$	P_{rated}
P_2	$0.5 P_{rated}$		$0.4 P_{rated}$	$0.8 P_{rated}$
P_1	The greater of $0.2 P_{rated}$ and P_{min}		P_{min}	$P_2 - 0.1 P_{rated}$
P'_1	The lesser of $0.2 \times P_{rated}$ and P'_{min}		$P'_2 - 0.1 P_{rated}$	P'_{min}
P_2	$0.5 P_{rated}$		$0.8 P_{rated}$	$0.4 P_{rated}$
P_3	P_{rated}		P_{rated}	$P_2 + 0.1 P_{rated}$
Q_3	25% of nameplate apparent power rating, absorption	44% of nameplate apparent power rating, absorption	100% of nameplate reactive power absorption capability	100% of nameplate reactive power injection capability
Q_2	0			
Q_1	0			
Q'_1	0			
Q_2	0			
Q_3	44% of nameplate apparent power rating, injection			

5.3.5

Constant reactive power mode

このモードの際には、分散型電源は一定の無効電力を維持すること。目標となる無効電力レベルはArea EPS operatorが設定し、5.2項で規定される範囲内であること。無効電力維持のための最大応答時間は10秒以下とすること。

5.4.2

Voltage-active power mode

このモードの際には、分散型電源は最大有効電力を積極的に制限すること。デフォルト値は以下の表の通り。この値は、調整可能な範囲であればArea EPS operatorによって設定することができる。

Voltage-active power parameters	Default settings	Ranges of allowable settings	
		Minimum	Maximum
V_1	$1.06 V_N$	$1.05 V_N$	$1.09 V_N$
P_1	P_{rated}	N/A	N/A
V_2	$1.1 V_N$	$V_1 + 0.01 V_N$	$1.10 V_N$
P_2 (applicable to DER that can only generate active power)	The lesser of $0.2 P_{rated}$ or P_{min}^a	P_{min}	P_{rated}
P'_2 (applicable to DER that can generate and absorb active power)	0^b	0	P_{rated}
Open Loop Response Time	$10 s^c$	0.5 s	60 s

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

6. Response to Area EPS abnormal Condition

Ride-throughおよび単独運転検出の要求事項は、以下を満たすこと。

- DERがBPSとつながっているArea EPSに接続されている状態において、実際の単独運転が存在しない場合に6.4.2 および 6.5.2 に規定されているRide-through要件が誤って阻害されないこと。
- 一方、意図しない単独運転状態の場合、Ride-through要件によって単独運転検出が阻害されないこと。
- DER がBPSとつながっていないArea EPSに接続されている状態(意図的に作り出されたArea EPSの単独運転)において、Ride-through要件は適用されない場合がある。

6.4 Voltage

Mandatory voltage tripping requirements

電圧が一定のしきい値を超えた場合、DERは以下の定められたClearing Time内でTripさせること。(表中のOVは Overvoltage、UVはUndervoltageを指す)

Shall trip—Category I				
Shall trip function	Default settings ^a		Ranges of allowable settings ^b	
	Voltage (p.u. of nominal voltage)	Clearing time (s)	Voltage (p.u. of nominal voltage)	Clearing time (s)
OV2	1.20	0.16	fixed at 1.20	fixed at 0.16
OV1	1.10	2.0	1.10–1.20	1.0–13.0
UV1	0.70	2.0	0.0–0.88	2.0–21.0
UV2	0.45	0.16	0.0–0.50	0.16–2.0

Shall trip—Category II				
Shall trip function	Default settings ^a		Ranges of allowable settings ^b	
	Voltage (p.u. of nominal voltage)	Clearing time (s)	Voltage (p.u. of nominal voltage)	Clearing time (s)
OV2	1.20	0.16	fixed at 1.20	fixed at 0.16
OV1	1.10	2.0	1.10–1.20	1.0–13.0
UV1	0.70	10.0	0.0–0.88	2.0–21.0
UV2	0.45	0.16	0.0–0.50	0.16–2.0

Shall trip—Category III				
Shall trip function	Default settings ^a		Ranges of allowable settings ^b	
	Voltage (p.u. of nominal voltage)	Clearing time (s)	Voltage (p.u. of nominal voltage)	Clearing time (s)
OV2	1.20	0.16	fixed at 1.20	fixed at 0.16
OV1	1.10	13.0	1.10–1.20	1.0–13.0
UV1	0.88	21.0	0.0–0.88	21.0–50.0
UV2	0.50	2.0	0.0–0.50	2.0–21.0

6.4.1

(3) IEEE

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

6.4 Voltage

Voltage disturbance ride-through requirements

DERはVoltage ride-through capabilityの機能を持つこと。Ride-throughの要求事項は以下の通り。また、複数の連続したvoltage disturbanceの数は、無制限に許容される。(Annex E)

Voltage range (p.u.)	Operating mode/response	Minimum ride-through time (s) (design criteria)	Maximum response time (s) (design criteria)	Voltage range (p.u.)	Operating mode/response	Minimum ride-through time (s) (design criteria)	Maximum response time (s) (design criteria)
$V > 1.20$	Cease to Energize ^a	N/A	0.16	$V > 1.20$	Cease to Energize ^a	N/A	0.16
$1.175 < V \leq 1.20$	Permissive Operation	0.2	N/A	$1.175 < V \leq 1.20$	Permissive Operation	0.2	N/A
$1.15 < V \leq 1.175$	Permissive Operation	0.5	N/A	$1.15 < V \leq 1.175$	Permissive Operation	0.5	N/A
$1.10 < V \leq 1.15$	Permissive Operation	1	N/A	$1.10 < V \leq 1.15$	Permissive Operation	1	N/A
$0.88 \leq V \leq 1.10$	Continuous Operation	Infinite	N/A	$0.88 \leq V \leq 1.10$	Continuous Operation	Infinite	N/A
$0.70 \leq V < 0.88$	Mandatory Operation	Linear slope of 4 s/1 p.u. voltage starting at 0.7 s @ 0.7 p.u.: $T_{VRT} = 0.7 \text{ s} + \frac{4 \text{ s}}{1 \text{ p.u.}} (V - 0.7 \text{ p.u.})$	N/A	$0.65 \leq V < 0.88$	Mandatory Operation	Linear slope of 8.7 s/1 p.u. voltage starting at 3 s @ 0.65 p.u.: $T_{VRT} = 3 \text{ s} + \frac{8.7 \text{ s}}{1 \text{ p.u.}} (V - 0.65 \text{ p.u.})$	N/A
$0.50 \leq V < 0.70$	Permissive Operation	0.16	N/A	$0.45 \leq V < 0.65$	Permissive Operation	0.32	N/A
$V < 0.50$	Cease to Energize ^a	N/A	0.16	$0.30 \leq V < 0.45$	Permissive Operation	0.16	N/A
				$V < 0.30$	Cease to Energize ^a	N/A	0.16

6.4.2

Category I

Category II

Voltage range (p.u.)	Operating mode/response	Minimum ride-through time (s) (design criteria)	Maximum response time (s) (design criteria)
$V > 1.20$	Cease to Energize ^a	N/A	0.16
$1.10 < V \leq 1.20$	Momentary Cessation ^b	12	0.083
$0.88 \leq V \leq 1.10$	Continuous Operation	Infinite	N/A
$0.70 \leq V < 0.88$	Mandatory Operation	20	N/A
$0.50^c \leq V < 0.70$	Mandatory Operation	10	N/A
$V < 0.50^c$	Momentary Cessation ^b	1	0.083

Category III

6.4.2.6

Dynamic voltage support

Low-voltage ride-throughおよびHigh-voltage ride-through operationの際に、dynamic voltage supportの利用が可能である。Dynamic voltage supportが適用されるフェーズは、a) continuous operation regionよりも低く、かつ mandatory operationとpermissive operation regionの間、またはb) Continuous operation regionよりも高く、かつ permissive operation regionの間である。

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

6.4 Voltage

6.4.2.7.1 Restore output without dynamic voltage support
Dynamic voltage supportがない状態においてDERがvoltage disturbanceをRide-throughする場合、Area EPSとの同期を維持し、active currentの出力を0.4秒以内にdisturbance前の少なくとも80%まで回復すること。Disturbance後のプラスのDampingは許容される。

6.4.2.7.2 Restore output with dynamic voltage support
Dynamic voltage supportを活用しながらDERがvoltage disturbanceをRide-throughする場合、Area EPSとの同期を維持し、最大5秒間dynamic voltage supportを継続、0.4秒以内にactive currentの出力をdisturbance前の少なくとも80%またはまたは使用可能なactive currentのいずれか小さい方まで回復すること。

6.5 Frequency

Mandatory frequency tripping requirements

周波数が一定のしきい値を超えた場合、DERは以下の定められたClearing Time内でTripさせること。(表中のOFはOver frequency、UFはUnder frequencyを指す)

6.5.1

Shall trip function	Default settings ^a		Ranges of allowable settings ^b	
	Frequency ^c (Hz)	Clearing time (s)	Frequency (Hz)	Clearing time (s)
OF2	62.0	0.16	61.8–66.0	0.16–1 000.0
OF1	61.2	300.0	61.0–66.0	180.0–1 000.0
UF1	58.5	300.0 ^c	50.0–59.0	180.0–1 000
UF2	56.5	0.16	50.0–57.0	0.16–1 000

Frequency disturbance ride-through requirements

DERはFrequency ride-through capabilityの機能を持つこと。Ride-throughの要求事項は以下の通り。電圧が6.4.2に記載のride-through rangeを超えている場合、この要求事項は適応されない。

6.5.2

Frequency range (Hz)	Operating mode	Minimum time (s) (design criteria)
$f > 62.0$	No ride-through requirements apply to this range	
$61.2 < f \leq 61.8$	Mandatory Operation ^a	299
$58.8 \leq f \leq 61.2$	Continuous Operation ^{a,b}	Infinite ^c
$57.0 \leq f < 58.8$	Mandatory Operation ^b	299
$f < 57.0$	No ride-through requirements apply to this range	

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

6.5	Frequency
6.5.2.3	<p><u>Low-frequency ride-through capability</u> 一時的なfrequency disturbance (周波数が57.0Hz~58.8Hzかつ58.8Hz以下が299秒/10分以内)の場合、DERはride-throughを実施しArea EPSの同期を維持すること。</p>
6.5.2.4	<p><u>High-frequency ride-through capability</u> 一時的なfrequency disturbance (周波数が61.2Hz~61.8Hzかつ61.2Hz以上が299秒/10分以内)の場合、DERはride-throughを実施しArea EPSの同期を維持すること。</p>
6.5.2.5	<p><u>Rate of change of frequency (ROCOF) ride-through</u> 周波数が通常の運転およびlow/high frequency ride-throughの際 (frequency range and corresponding cumulative duration, minimum time)、DERのROCOFの数値はCategory Iで0.5Hz/秒、Category IIで2.0Hz/秒、Category IIIで3.0Hz/秒以下であること。</p>
6.5.2.6	<p><u>Voltage phase angle changes ride-through</u> 多相のDERは、サブサイクルタイム内のプラスの位相角変化について20度以下の場合ride-throughを実施すること。また、個々の相の位相角変化が60度以下の場合運用を維持すること。単相のDERは、サブサイクルタイム内の位相角変化が60度以下の場合運用を維持すること。Disturbance後の有効および無効電流について、最大0.5秒内のプラスのDampingまたは一時的な停止は許容される。</p>

(3) IEEE

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

6.5 Frequency

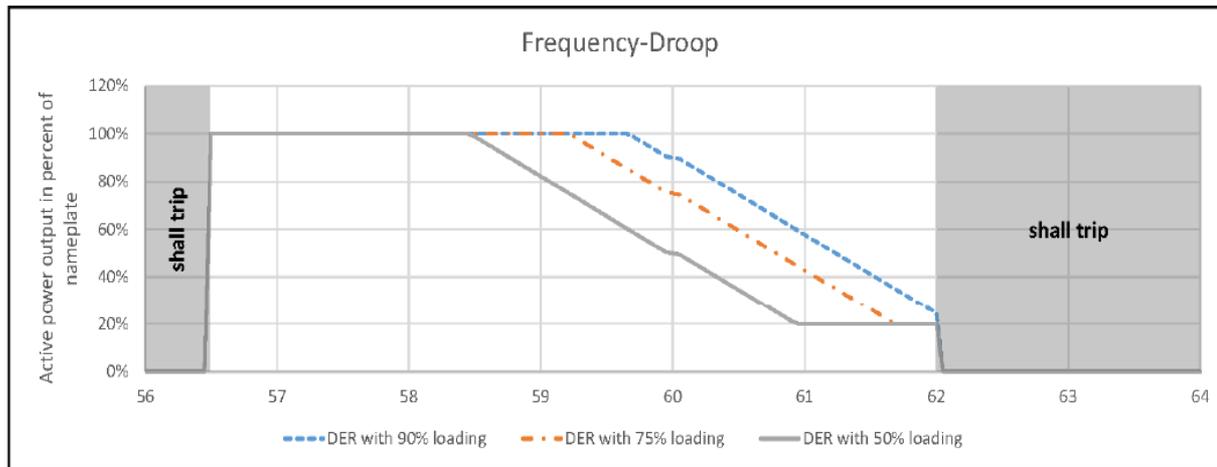
Frequency-droop (frequency-power)

Low/high frequency ride-through時に、mandatory operation with frequency-droopの機能を持つこと。低周波数と高周波数の状態におけるFrequency droop formulaおよびカーブの例(5% droop、36mHz deadband、20% minimum active power outputの状態)は下図の通り。

Category	Operation for low-frequency conditions	Operation for high-frequency conditions
I	Optional (may)	Mandatory (shall)
II	Mandatory (shall)	Mandatory (shall)
III	Mandatory (shall)	Mandatory (shall)

Operation for low-frequency conditions	Operation for high-frequency conditions
$p = \min_{f < 60 - db_{UF}} \left\{ P_{pre} + \frac{(60 - db_{UF}) - f}{60 \cdot k_{UF}}; P_{avl} \right\}$	$p = \max_{f > 60 + db_{OF}} \left\{ P_{pre} + \frac{f - (60 + db_{OF})}{60 \cdot k_{OF}}; P_{min} \right\}$

6.5.2.7



pre-disturbance levelにおけるdroopカーブの例

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

6.5

Frequency

6.5.2.8

Inertial response

周波数の変化率に比例して変化するInertial responseは、必須ではないが許容される。Area EPS OperatorとDER OperatorがDERのInertial responseの利用をお互い合意した場合、性能の要件はシステムのdynamic oscillatory behaviorを十分に考慮した上でRegional reliability coordinatorと調整すること。

IEEE 1547-2018には、特に測定されたROCOFに応じて、急速に変化する周波数に関して有効電力の注入する特定のパフォーマンスを提供する要件は含まれていない。(左記要件は高速周波数応答の1つの手段という扱い)

(3) IEEE

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

7. Power quality

7.2.3 Flicker
 PCC(接続点)におけるDERフリッカの制限は、短期的フリッカ許容値E(pst)=0.35、長期的フリッカ許容値E(plt)=0.25を超えないこと。(Individual emission limitはIEC/TR 61000-3-7に定義される)

7.3 Limitation of current distortion
 接続点におけるHarmonic current distortion、Inter-harmonic current distortion、Total rated-current distortion(TRD)は、下記の許容値を超えないこと。Harmonicおよびinter-harmonicの計測方法については IEEE Std 519参照。

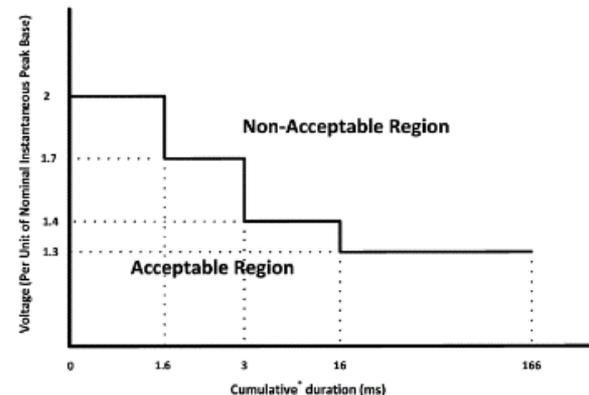
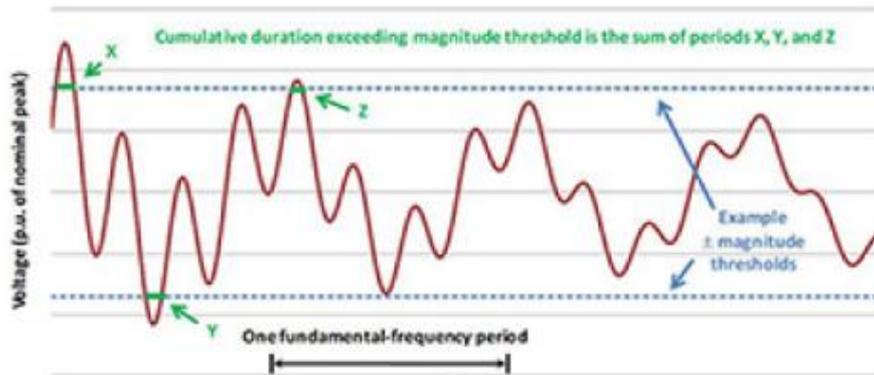
Table 26—Maximum odd harmonic current distortion in percent of rated current (I_{rated})^a

Individual odd harmonic order h	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$ ¹⁰⁹	Total rated current distortion (TRD)
Percent (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

Table 27—Maximum even harmonic current distortion in percent of rated current (I_{rated})^a

Individual even harmonic order h	$h = 2$	$h = 4$	$h = 6$	$8 \leq h < 50$
Percent (%)	1.0	2.0	3.0	Associated range specified in Table 26

7.4.2 Limitation of cumulative instantaneous overvoltage
 DERはどのArea EPSにおいても瞬間的なovervoltageを起こしてはならない。Transient overvoltage limitsの期間と許容の例は下図の通り。

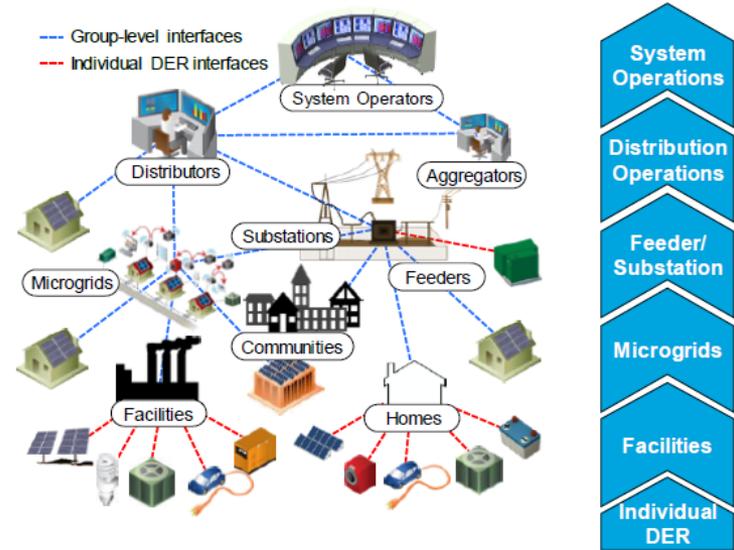


(3) IEEE

IEEE 1547-2018 "Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces"

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

8.	Islanding
8.1	<p><u>Unintentional islanding</u> Area EPSに接続されたDERが単独運転を検知した場合、Area EPSへの電力供給を停止し、2秒以内にトリップさせること。ただし、Area EPS operatorとDER operatorが同意した場合に限り、clearing timeを2秒から最大5秒まで伸ばすことができる。</p>
8.2	<p><u>Intentional islanding</u> Area EPS内の意図的な単独運転の場合、以下の通り制御および保護機能の設定を調整すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 6.4.1 (電圧におけるトリップ要件)において、OV2は0.008秒から0.16秒とすること。 • 6.5.1 (周波数におけるトリップ要件)において、OF1とUF1は11秒から1000秒とすること。 • 6.5.2.7 (周波数Droop)において、カテゴリIIIの周波数Droopを0.0055から0.05/unitとすること。
8.3	<p><u>Interoperability, Information Exchange, and Protocols</u> 分散型電源の通信インターフェースとプロトコルの標準化</p>



Example of Possible Architecture for DER Management and Control [Source: EPRI]

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

10. Interoperability, information exchange, information models, and protocols

10.2

Monitoring, control, and information exchange requirements

DERの機能性をサポートするために、以下の情報提供を行うこと。

- Nameplateの情報
- Configurationの情報－運転時のDERの容量と性能情報
- モニタリングの情報
- 運用情報

10.3

Nameplate information

Local DERの通信機器を通してNameplateの情報にアクセスでき、少なくとも以下の情報を含むこと。

Parameter	Description
Active power rating at unity power factor (nameplate active power rating)	Active power rating in watts at unity power factor
Active power rating at specified over-excited power factor	Active power rating in watts at specified over-excited power factor
Specified over-excited power factor	Over-excited power factor as described in 5.2
Active power rating at specified under-excited power factor	Active power rating in watts at specified under-excited power factor
Specified under-excited power factor	Under-excited power factor as described in 5.2
Apparent power maximum rating	Maximum apparent power rating in voltamperes
Normal operating performance category	Indication of reactive power and voltage/power control capability. (Category A/B as described in 1.4)
Abnormal operating performance category	Indication of voltage and frequency ride-through capability Category I, II, or III, as described in 1.4
Reactive power injected maximum rating	Maximum injected reactive power rating in vars
Reactive power absorbed maximum rating	Maximum absorbed reactive power rating in vars
Active power charge maximum rating	Maximum active power charge rating in watts
Apparent power charge maximum rating	Maximum apparent power charge rating in voltamperes. May differ from the apparent power maximum rating
AC voltage nominal rating	Nominal AC voltage rating in RMS volts
AC voltage maximum rating	Maximum AC voltage rating in RMS volts
AC voltage minimum rating	Minimum AC voltage rating in RMS volts
Supported control mode functions	Indication of support for each control mode function
Reactive susceptance that remains connected to the Area EPS in the <i>cease to energize</i> and trip state	Reactive susceptance that remains connected to the Area EPS in the <i>cease to energize</i> and trip state
Manufacturer	Manufacturer
Model	Model
Serial number	Serial number
Version	Version

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

10. Interoperability, information exchange, information models, and protocols

Configuration information

10.4 現在のactive valueを確認するため、Local DERの通信機器を通してConfigurationの情報にアクセスできること。

Monitoring information

Local DERの通信機器を通してモニタリングの情報にアクセスでき、少なくとも以下の情報を含むこと。

10.5

Parameter	Description
Active Power	Active power in watts
Reactive Power	Reactive power in vars
Voltage	Voltage(s) in volts. (One parameter for single-phase systems and three parameters for three-phase systems)
Frequency	Frequency in Hertz
Operational State	Operational state of the DER. The operational state should represent the current state of the DER. The minimum supported states are on and off but additional states may also be supported
Connection Status	Power-connected status of the DER
Alarm Status	Active alarm status
Operational State of Charge	0% to 100% of operational energy storage capacity

Management information

DERの機能とMode設定をアップデートするため、運用情報にアクセスできること。5.3.3に記載のvoltage-reactive power modeのパラメーターもLocal DERの通信機器を通してアクセスできること。

10.6

Parameter	Description	Range
Voltage-Reactive Power Mode Enable	Enable voltage-reactive power mode	On/Off
V_{Ref}	Reference voltage	0.95–1.05 p.u. V nominal
Autonomous V_{Ref} adjustment enable	Enable/disable autonomous V_{Ref} adjustment	On/Off
V_{Ref} adjustment time constant	Adjustment range for V_{Ref} time constant	300 s to 5000 s
V/Q Curve Points	Voltage-reactive power curve points	See Table 8
Open Loop Response Time	Time to ramp up to 90% of the new reactive power target in response to the change in voltage	1 s to 90 s

IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

10. Interoperability, information exchange, information models, and protocols

10.7 Communication protocol requirement

DERは少なくとも下表のうちの1つのプロトコルを採用すること(Area EPS operatorにより選択される)。追加のプロトコルはArea EPS operatorとDER operator間の合意があれば許容される。Cyber security requirementは本規程の対象外である。

Protocol	Transport	Physical layer
IEEE Std 2030.5 (SEP2)	TCP/IP	Ethernet
IEEE Std 1815 (DNP3)	TCP/IP	Ethernet
SunSpec Modbus	TCP/IP	Ethernet
	N/A	RS-485

(3) IEEE

IEEE P2800 "Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems"

IEEE P2800 Technical Minimum Capability Requirements - Draft 5.1

>99%
WG Mbrs
Approval

Utilization of any of these capabilities is outside the purview of P2800

TS owner can require additional capability

↑ Capability Required in P2800

Raising the minimum bar

General Requirements	Frequency Response	Reactive Power - Voltage Control	Power Quality	Ride-Through Capability and Performance, Protection	Modeling & Validation, Measurement Data, and Performance Monitoring	Tests and verification requirements
Measurement accuracies	Fast Frequency Response Capability & Performance	Capability to provide Q or voltage control at zero active power ("VArS at night")	Harmonic voltage limitations	Unbalanced current injection	Process and criteria for model validation	Post-commissioning monitoring
Prioritization of controls		Automatic voltage regulation functions	Prevent transient overvoltage (TOV)			Balanced current injection
Control responses (incl. active power)	Primary Frequency Response Capability & Performance	Reactive power capability	Harmonic current limitations	Abnormal voltage ride-through including zero voltage and TOV	High fidelity performance monitoring	Commissioning tests
Applicability to hybrid plants with energy storage systems or conventional generation			Rapid Voltage Change			Abnormal frequency, ROCOF, & phase-jump ride-through
			Flicker limitations	If present, coordination of protection with ride-through*		Type tests

*P2800 does not require IBR protection for overcurrent, voltage, frequency, ROCOF, etc. But if present, it shall be coordinated with the ride-through requirements.

【出所】http://sagroups.ieee.org/2800/wp-content/uploads/sites/336/2021/01/IEEE-P2800_General-Information.pdf

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

Comparison of P2800 Draft 5.1 with IEEE 1547-2018

Legend: X Prohibited, V Allowed by Mutual Agreement, † Capability Required, (#) Procedural Step Required as specified, Δ Test and Verification Defined

Function Set	Advanced Functions Capability	IEEE 1547-2018	IEEE P2800
General	Adjustability in Ranges of Allowable Settings	†	†
	Prioritization of Functions	†	†
Monitoring, Control, and Scheduling	Ramp Rate Control		
	Communication Interface	†	†
	Disable Permit Service (Remote Shut-Off, Remote Disconnect/Reconnect)	†	†
	Limit Active Power	†	†
	Monitor Key DER Data	†	†
	Remote Configurability	†	†
	Set Active Power		†
	Scheduling Power Values and Models		V
Reactive Power & (Dynamic) Voltage Support	Constant Power Factor	†	†
	Voltage-Reactive Power (Volt-Var)	†	†
	Autonomously Adjustable Voltage Reference	†	
	Capability at zero active power (“VArS at night”)		†
	Active Power-Reactive Power (Watt-Var)	†	
	Constant Reactive Power	†	†
	Voltage-Active Power (Volt-Watt)	†	
	Dynamic Voltage Support during VRT	V	†
	Unbalanced Dynamic Voltage Support during VRT		†

Function Set	Advanced Functions Capability	IEEE 1547-2018	IEEE P2800
Bulk System Reliability & Frequency Support	Frequency Ride-Through (FRT)	†	†
	Rate-of-Change-of-Frequency Ride-Through	†	†
	Voltage Ride-Through (VRT)	†	†
	Transient Overvoltage Ride-Through	†	†
	Consecutive Voltage Dip Ride-Through	†	†
	Voltage Phase Angle Jump Ride-Through	†	†
	Frequency-Watt	†	†
	Fast Frequency Response / Inertial Response	V	†
	Return to Service (Enter Service)	†	†
	Black Start	V	V
Protection & Power Quality	Abnormal Frequency Trip	†	V
	Abnormal Voltage Trip	†	V
	Unintentional Islanding Detection and Trip	†	V
	Limitation of DC Current Injection	†	
	Limitation of Voltage Fluctuations	†	†
	Limitation of Current Distortion	†	†
	Limitation of Voltage Distortion		V
	Limitation of (Transient) Overvoltage	†	†
Test, Verification, Modeling & Measurements	Provision of Verified Models		(†)
	Collection of Measurement Data	(†)	(†)
	Type Tests	(†)	(†)
	Production Tests	(†)	
	Plant-Level Design Evaluation	(†)	(†)
	Commissioning Tests	(†)	(†)
	Model Validation		(†)
	Performance Monitoring		(†)
	Periodic Tests	(†)	(†)
	Periodic Verification	(†)	(†)

2. 米国調査

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE P2800: Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems

Need for the Project:

The global increase in penetration levels of inverter-based resources (IBR) is expected to significantly change the dynamic performance of the power grid. As the penetration levels of inverter-based resources increase and the technology of inverter-based resources evolves, specifications and **standards are needed to address the performance requirements of inverter-based resources**. Currently, there is no one single document of consensus performance requirements covering inverter-based resources interconnected with transmission and sub-transmission systems. Recent events in North America such as the Blue Cut Fire Disturbance as well as institutional challenges in North America that suggest the **inappropriate use of IEEE Std 1547™ for large-scale solar plants** underscore this need. This new standard is a first attempt to address this need and can help equipment manufacturers, project developers, transmission planners, and power grid operators **improve the quality of the inverter and facility performance to enhance the stability of the power grid over a transmission planning horizon**. The specified requirements are intended to strike a balance between state of the art versus forward-looking technology capabilities, while considering the uncertainties as to how a future bulk power system with high amounts of IBR may be planned and operated. Given that IEEE standards are voluntary industry standards, **enforcement of any of the requirements specified in this standard will require its adoption by the regional authority governing interconnection requirements (AGIR)**; an AGIR is a cognizant and responsible entity that defines, codifies, communicates, administers, and enforces the policies and procedures for allowing electrical interconnection of inverter-based resources interconnecting with associated transmission electric power systems.

2. 米国調査

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE P2800: Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems

Purpose: This standard **provides uniform technical minimum requirements** for the interconnection, capability, and performance of **inverter-based resources** interconnecting with transmission and sub-transmission systems.

Scope:

This standard establishes the required interconnection capability and performance criteria for inverter-based resources **interconnected with transmission and sub-transmission systems**. Included in this standard are performance requirements for reliable integration of inverter-based resources into the bulk power system, including, but not limited to, voltage and frequency **ride-through**, **active power control**, **reactive power control**, dynamic active power support under abnormal frequency conditions, **dynamic voltage support** under abnormal voltage conditions, **power quality**, **negative sequence current injection**, and system protection.

The standard shall also be applied to **isolated inverter-based resources** that are interconnected to an AC transmission system **via a dedicated voltage source converter high-voltage direct current (HVDC-VSC) transmission facilities**; in these cases, the standard shall apply to the combination of the isolated IBR and the HVDC-VSC facility and shall not apply to the isolated IBR unless they serve as a supplemental IBR device that is necessary for the IBR generating facility with HVDC-VSC to meet the requirements of this standard at the reference point of applicability.

Related activities: IEC initiative to develop a single framework for connecting and controlling renewables. Contact: Charlie Smith, Charlie@esig.energy, U.S. TA for SC 8A.

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

4.4 Measurement performance and accuracy

Steady-state measurements of an IBR plant, IBR unit, and supplemental IBR device at respective RPA ^a				
Parameter	Minimum accuracy	Sliding window	Maximum resolution	Range
Voltage ^{c,d}	± 2.5%	10 cycles	10 cycles	0.5 p.u. to 1.2 p.u.
Frequency ^b	± 10 mHz	60 cycles	60 cycles	0.80 p.u. to 1.1 p.u.
Current ^{c,d}	± 2.5%	10 cycles	10 cycles	0.2 p.u. to 1.2 p.u.
Active Power ^e	± 5%	10 cycles	10 cycles	0.2 p.u. < P < 1.0 p.u.
Reactive Power ^e	± 5%	10 cycles	10 cycles	0.2 p.u. < Q < 1.0 p.u.

^a Measurement accuracy requirements specified in this table are applicable for voltage THD < 2.5% and individual voltage harmonics < 1.5%.

^b Accuracy requirement is applicable only for fundamental frequency and when the positive sequence voltage is greater than 10% of the nominal positive sequence voltage.

^c Accuracy requirements are applicable for all harmonic components up to 50th harmonic including fundamental frequency when individual harmonic component is greater than 0.5% of fundamental frequency component for voltage harmonics and greater than 0.5% of the rated current for current harmonics.

^d Nominal value, not true value

^e Accuracy requirements for active and reactive power is expressed as percentage of fundamental frequency nominal apparent power S_{rated} .

^f Accuracy requirements are may be useful for applications such as voltage control and SCADA.

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

4.4 Measurement performance and accuracy

Time frame	Transient measurements of an IBR unit and supplemental IBR support devices at POC			
	Minimum accuracy ^a	Sliding window	Maximum resolution ^b	Range
Voltage ^c	± 10% ^{d,e}	1 cycle ^f	1/32 cycle	0.1 p.u. to 2.0 p.u.
Current ^{c,§}	± 10% ^{d,e}	1 cycle ^f	1/32 cycle	0.1 p.u. to 2.0 p.u.
Derived Bus Frequency ^{h,i}	± 10 mHz	6 cycles	1/4 cycle	0.80 p.u. to 1.1 p.u. ^j

^a Include sensor and measurement system accuracy

^b Minimum sampling rate per second can be calculated for 50 Hz and 60 Hz nominal frequency systems

^c Fundamental frequency component of phasor

^d Nominal value, not true value

^e Total vector error (TVE) as defined in IEC/IEEE 60255-118-1

^f Can include up to another ¼ cycle based on algorithm

[§] Measurement shall be able to eliminate the effect of dc component

^h Fundamental frequency

ⁱ Accuracy requirement for frequency is applicable only for fundamental frequency and when the positive sequence voltage is greater than 10% of the nominal positive sequence voltage.

^j 50 Hz to 66 Hz for 60 Hz systems, 41.5 Hz to 55 Hz for 50 Hz systems

^k Accuracy requirements are may be useful for applications such as dynamic voltage support, protection and short circuit contribution.

2. 米国調査

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

4.5 Operational measurement and communication capability

運転状態について、TS operatorとの双方向通信を行うこと。

4.6 Control capability requirements

外部からの制御指令を入力し、制御パラメータ(制御モード、ランプ設定)を変更できること。

- 運転停止
- 有効電力の制限
- 有効電力の設定

4.10.2 Enter service and return to service criteria

4.10.3 Performance during entering service

並列時の条件は以下。意図的な遅延は、0秒～600秒以内とすること。

出力増加率は、TS operatorと取り決めた1秒から1000秒の間の時間で、変化率5%以内とすること。

Enter service criteria		Default settings	Ranges of allowable settings
Permit service		Disabled	Enabled/Disabled
<i>Applicable voltage within range</i>	Minimum value	<i>Specified by TS Operator</i>	0.90 p.u. to 0.95 p.u. ^a
	Maximum value	<i>Specified by TS Operator</i>	1.05 p.u. to 1.10 p.u.
Frequency within range	Minimum value	<i>Specified by TS Operator</i>	0.98 p.u. to 0.99 p.u. (58.8 Hz to 59.4 Hz @60 Hz) (49.0 Hz to 49.5 Hz @50 Hz)
	Maximum value	<i>Specified by TS Operator</i>	1.002 p.u. to 1.02 p.u. (60.12 Hz to 61.2 Hz @60 Hz) (50.1 Hz to 51 Hz @50 Hz)

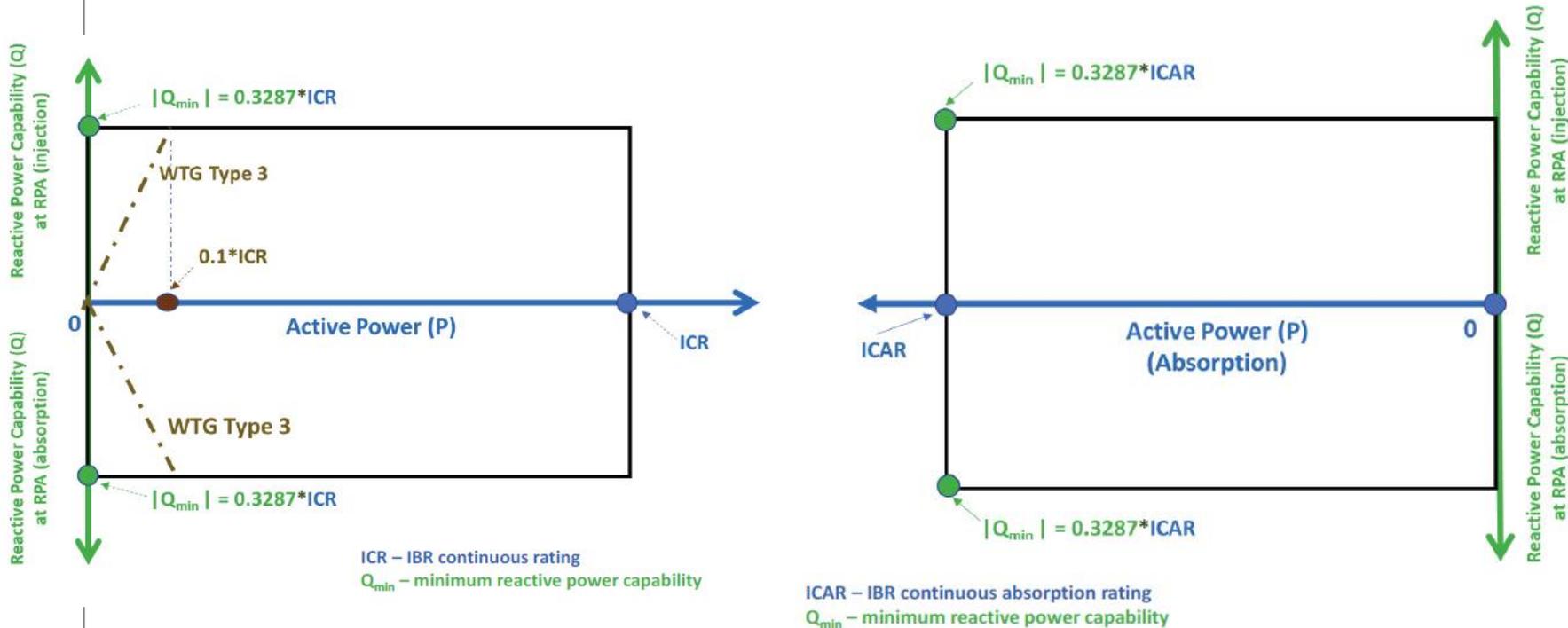
^a For an *IBR plant* connected to a “weak grid” the minimum voltage value to enter service may be mutually agreed between the *IBR operator* and the *TS operator*.

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

5.1 Reactive power capability

無効電力特性は以下の通りとする。



IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

5.2	Voltage and reactive power control modes
5.2.2	<p><u>RPA voltage control mode</u> TS operatorに指定された電圧設定値に対し、無効電力垂下特性により電圧制御すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 応答時間は200ms以内 • ステップ応答時間は1秒から30秒以内
5.2.3	<p><u>Power factor control mode</u> TS operatorに指定された力率設定値に対し、無効電力を制御すること。</p>
5.2.4	<p><u>Reactive power control mode</u> TS operatorに指定された無効電力設定値に対し、無効電力を制御すること。</p>

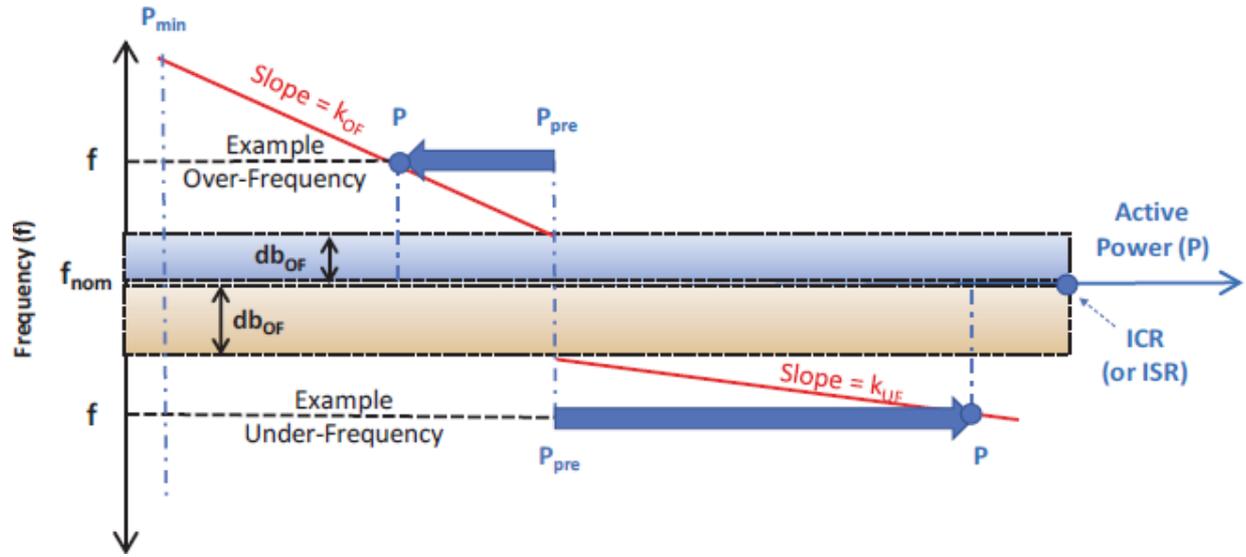
(3) IEEE

IEEE P2800 "Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems"

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

6.1 Primary Frequency Response (PFR)

6.1.1 PFR capability
 下図の特性のPFR機能を有すること。



6.1.2 PFR performance
 下表の性能を満たすこと。

	Units	Default Value	Minimum	Maximum
Reaction time	seconds	0.50	0.20 (0.5 for WTG)	1
Rise time	seconds	4.0	2.0 (4.0 for WTG)	20
Settling time	seconds	10.0	10	30
Damping Ratio	% of Change	0.3	0.2	1.0
Settling band	% of Change	Max (2.5% of change or 0.5% of ICR)	1	5

2. 米国調査

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

6.2 Fast Frequency Response (FFR)

FFR capability

周波数低下時、バランシンググループとTS operator間で市場参加条件で決められた FFR機能を有すること。

- FFRは、6.1のPFRよりも周波数低下イベントに対し、高速かつ積極的な動作である。
- 蓄電設備では、TSオペレーターが指定した不感帯を超えるシステム周波数偏差に対して、1秒未満で持続的かつ完全な応答を提供できる場合、そのような応答はFFRとして定義できる。FFRパラメータは、1%の垂下になるように調整できる（周波数の1%の変化に対して電力の100%の変化を提供できる）
- 風力発電では、回転軸から一時的にエネルギーを抽出し、低周波数イベント時のみ慣性ベースのFFRを提供できる。

6.2.1

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

6.2 Fast Frequency Response (FFR)

FFR performance

FFRトリガから1秒以内に目標有効電力の90%に到達すること。

low frequency	$p_{FFR1} = \min \left\{ p_{avl}, p_{pre} + \max \left(0, \frac{f_{UF,FFR1} - f}{k_{UF,FFR1}} \right) \right\}$ <p>e.g. $ICR=100MW, k_{UF,FFR1} = 0.006 \text{ Hz/MW}$ (0.01 pu or 1% droop), $f_{UF,FFR1} = 59.6 \text{ Hz}$</p> <p>$p_{pre}=50MW, p_{avl} = 100 \text{ MW}, f_{nom}=60\text{Hz}; f=59.5\text{Hz}$, then</p> $p_{FFR1} = \min\{100, 50 + \max\{0, (59.6 - 59.5)/0.006\}\} = \min\{100, 66.7\} = 66.7 \text{ MW}$
---------------	---

Where

p_{FFR1}	is the active power from FRR1 in MW (or p.u. of the IBR continuous rating (ICR) as defined in 3.1)
f	is the disturbed system frequency in Hz
$f_{UF,FFR1}$	is the underfrequency trigger for FFR1, in Hz
$k_{UF,FFR1}$	is the constant droop for underfrequency events and is the change in frequency (Hz) corresponding to 1 MW change in power output (can also be expressed in per unit change in frequency for one per unit change in power, if p_{FFR1} is expressed in p.u. of ICR)

	Units	Default Value	Minimum	Maximum
$f_{UF,FFR1}$	Hz	99.4% of f_{nom}	99.17% of f_{nom}	99.4 of f_{nom}
$k_{UF,FFR1}$	%	1	1 ⁸⁵	5

6.2.2

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

6.2 Fast Frequency Response (FFR)

Fast Frequency Response from Wind Turbine Generator (WTG)

風力発電の運転中の周波数低下に対し以下の要件を満たすこと。

- デッドバンド: -0.1Hz~-1.0Hz
- 風況が可能な場合、定格出力の5%~6%、5秒~10秒間(ランプアップ/ダウン時間含む)の一時的な有効電力を増加する。
- 有効電力増加の最大値で1.5秒間出力すること。
- エネルギー回収中の有効電力減少は、外乱前の有効電力の最大20%に制限する。
- 有効電力が定格出力の25%以上あるときは、常にFFR機能を提供できること。
- 前回のFFR終了から2分後には続けてFFR機能を提供できること。

6.2.3

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

7.2.2 Voltage disturbance ride-through requirements

General requirements and exceptions

下表の運転範囲であること。

補機ありの場合

補機なしの場合

7.2.2.1

Voltage (p.u.) at POM	Operating mode/response	Minimum ride-through time (s) (design criteria)	Voltage (p.u.) at POM	Operating mode/response	Minimum ride-through time (s) (design criteria)
V > 1.20	Mandatory Operation or May Trip	NA	V > 1.20	Mandatory Operation or May Trip	NA
V > 1.10	Mandatory Operation	1.0	V > 1.10	Mandatory Operation	1.0
V > 1.05	Continuous Operation ⁹²	1800	V > 1.05	Continuous Operation ⁹²	1800
V < 0.90	Mandatory Operation	3.00	V < 0.90	Mandatory Operation	6.00
V < 0.70	Mandatory Operation	2.50	V < 0.70	Mandatory Operation	3.00
V < 0.50	Mandatory Operation	1.20	V < 0.50	Mandatory Operation	1.20
V < 0.25	Mandatory Operation	0.16	V < 0.25	Mandatory Operation	0.32
V < 0.10	Permissive Operation ⁹³	0.16	V < 0.10	Permissive Operation ⁹³	0.32

7.2.2.2

Voltage disturbances within continuous operation region

電圧が95%未満となり、電流制限(または皮相電力制限)のために有効電力と無効電力の両方を供給できない場合、TSオペレーターによって指定された要件に従って有効電力または無効電力を優先させること。

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

7.2.2 Voltage disturbance ride-through requirements

Low and High voltage ride-through within the mandatory operation region

Low/High側のライドスルーイベント時、有効電流優先モードと無効電流優先モードのどちらでも選択できること。
デフォルトは無効電流優先モードとする。
下表の性能を満足すること。

7.2.2.3

	type III WTGs	All other IBR Units
Step Response Time ^{b c d}	NA ^a	≤ 2.5 cycles
Settling Time ^{b c d}	≤ 6 cycles	≤ 4 cycles
Settling Band	Max of (±10% of required change or ±2.5% of IBR unit maximum current)	Max of (±10% of required change or ±2.5% of IBR unit maximum current)

ライドスルーモード時、電圧変動に応じた故障電流注入を行うこと。

Consecutive voltage dips ride-through capability

Severeで頻繁なケース

- 10秒間に少なくとも20サイクルの間隔をあけて2回連続した平常時の50%以下の電圧ディップにもライドスルーすること。
- 2分間に3回以上、上記ケースの電圧ディップにはライドスルーの必要はない。

Moderateで頻繁なケース

- 10秒間に少なくとも20サイクルの間隔をあけて4回連続した平常時の50%以上電圧での電圧ディップにもライドスルーすること。
- 2分間に6回以上、上記ケースの電圧ディップにはライドスルーの必要はない。

Moderateで頻繁でないケース

- 10秒間に少なくとも1秒の間隔をあけて6回連続した平常時の50%以上電圧での電圧ディップにもライドスルーすること。
- 10分間に8回以上、上記ケースの電圧ディップにはライドスルーの必要はない。

7.2.2.4

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

7.2.2

Voltage disturbance ride-through requirementsRestore output after voltage ride-through

電圧が復旧したら、1秒以内に有効電流を電圧擾乱事象前のレベルの90%まで供給すること。風力発電の場合、機械的制約条件の範囲で行うこと。

電流供給復旧までの時間は、1秒~10秒の間で設定変更できること。デフォルト時間は1秒。系統が弱く安定しない場合、TSOと協議し電流回復率を減少すること。

7.2.2.6

(3) IEEE

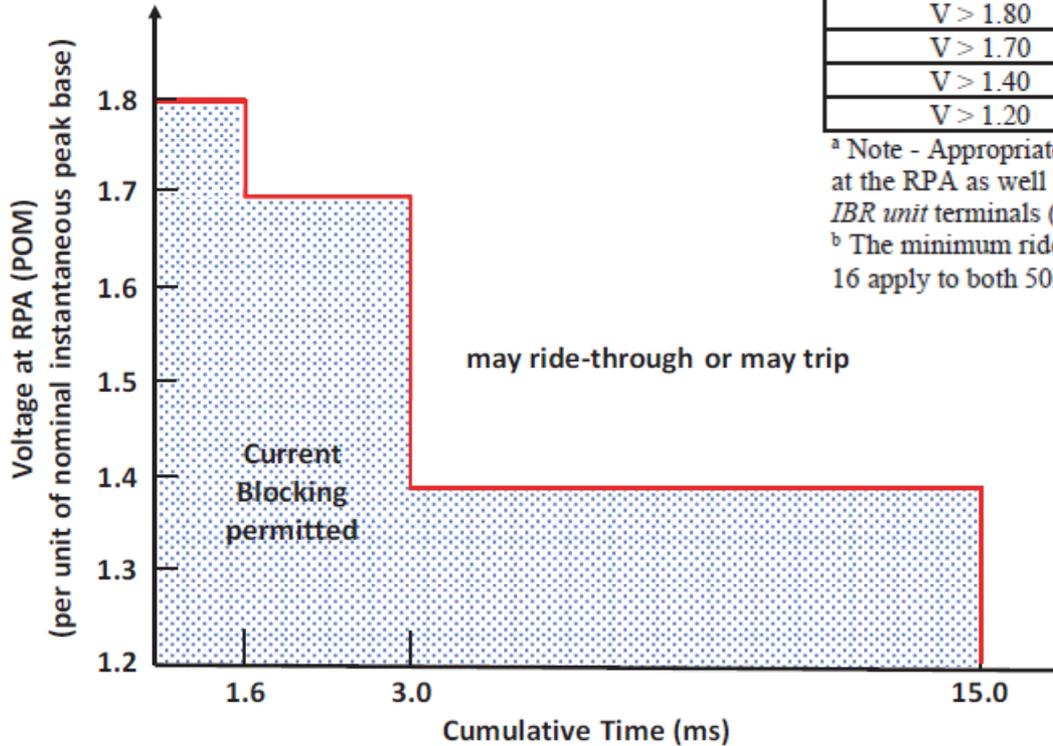
IEEE P2800 "Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems"

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

7.2.3 Transient overvoltage ride-through requirements

Transient overvoltage ride-through requirements

下表・下図の条件で、相間または対地間のどちらかの電圧が高い方でのライドスルーできること。



Voltage (p.u.) at POM	Minimum ride-through time (ms) (design criteria) ^b
V > 1.80	See Note ^a
V > 1.70	1.6
V > 1.40	3.0
V > 1.20	15.0

^a Note - Appropriate surge protection shall be applied at the RPA as well as within the *IBR plant*, including *IBR unit* terminals (POC), as necessary.

^b The minimum ride-through times specified in Table 16 apply to both 50Hz and 60Hz systems.

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

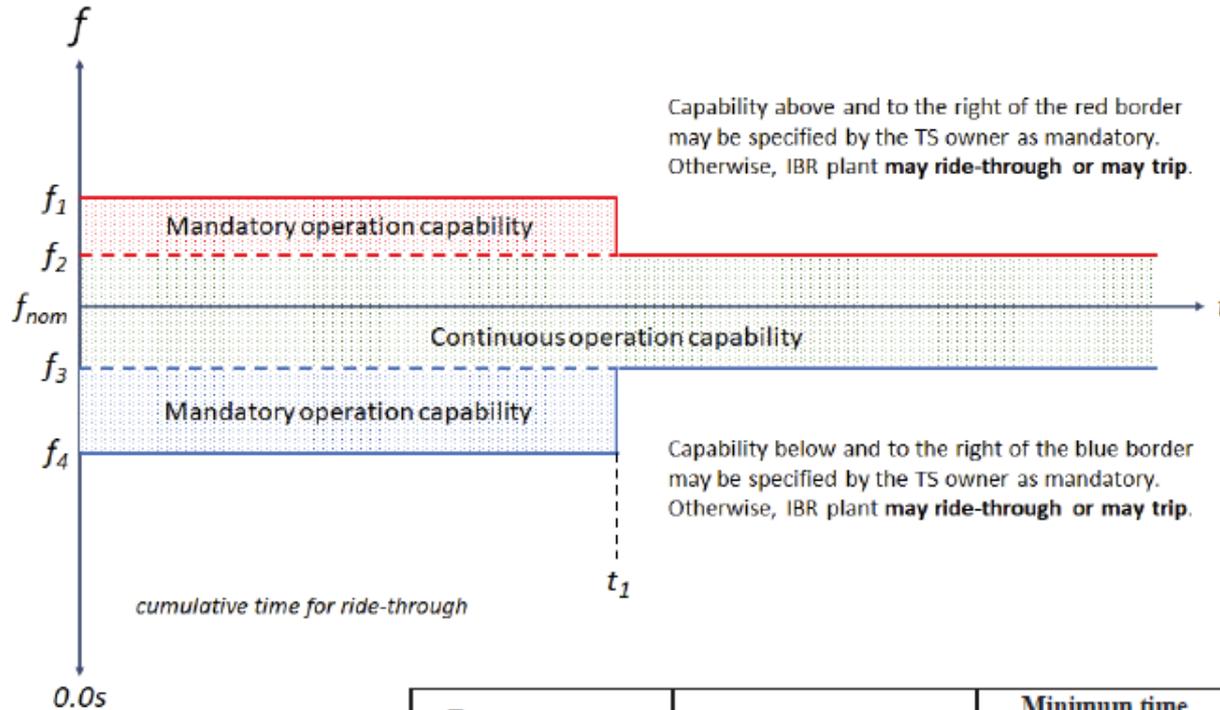
7.3.2 Frequency disturbance ride-through requirements

7.3.2.3.1 Low-frequency ride-through capability

システム周波数が運転範囲内において、10分間に-2Hzとなることが累積299秒未満の場合、運転継続すること。

7.3.2.3.2 Low-frequency ride-through performance

下図、下表の範囲で運転継続すること。



Frequency range (Hz)	% from f_{nom}	Minimum time (s) (design criteria)	Operation
f_1, f_4	+3, -5	299.0 (t_1)	Mandatory
f_2, f_3	+2, -2	∞	Continuous

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

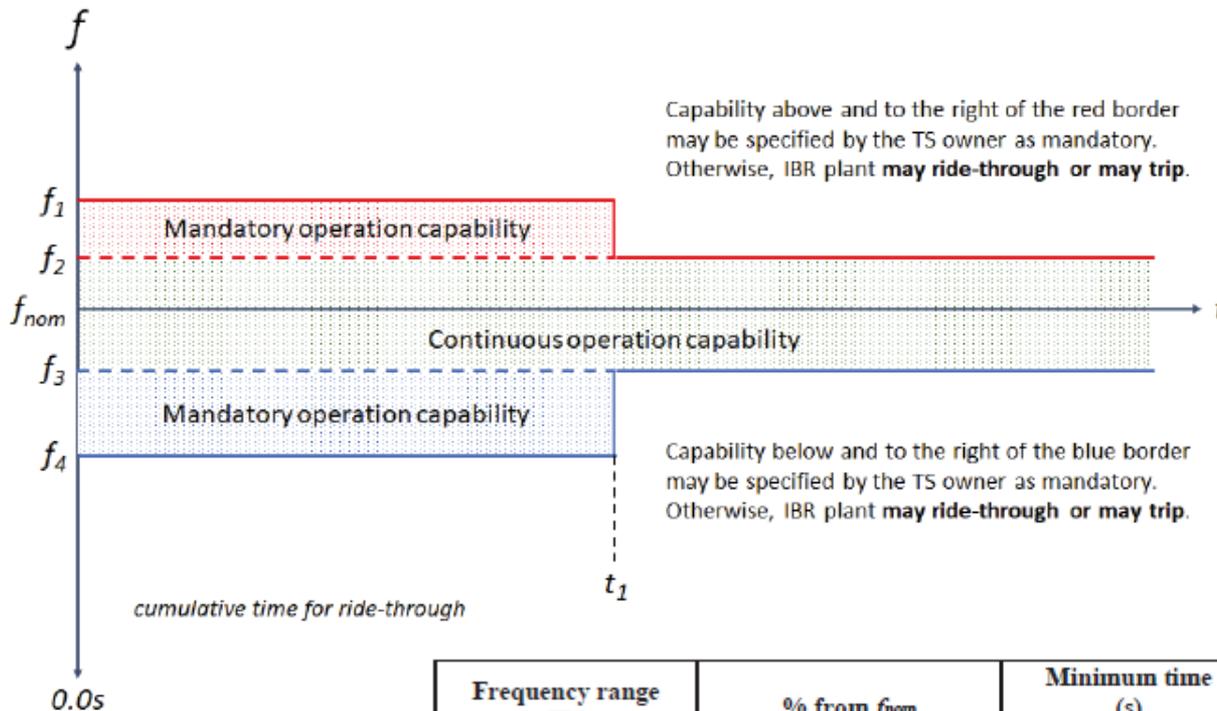
7.3.2 Frequency disturbance ride-through requirements

High-frequency ride-through capability

7.3.2.3.3 システム周波数が運転範囲内において、10分間に+2Hzとなることが累積299秒未満の場合、運転継続すること。

High-frequency ride-through performance

下図、下表の範囲で運転継続すること。



7.3.2.3.4

Frequency range (Hz)	% from f_{nom}	Minimum time (s) (design criteria)	Operation
f_1, f_4	+3, -5	299.0 (t_1)	Mandatory
f_2, f_3	+2, -2	∞	Continuous

2. 米国調査

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

7.3.2 Frequency disturbance ride-through requirements

7.3.2.3.5

Rate of change of frequency (ROCOF) ride-through
周波数変化率 5.0Hz/s以下 では運転継続すること。

7.3.2.4

Voltage Phase Angle Changes Ride-Through
電圧のサブサイクルからサイクルへの時間枠内で、正のシーケンスの位相角の変化に対して、運転継続すること。

2. 米国調査

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

8 Power quality

Flicker

IEC 61000-3-7 Section 9による手順で計測し下表の数値を超えないこと。

E_{pst}	E_{plt}
0.35	0.25

* 95% probability value should not exceed the emission limit based on a one-week measurement period.

8.2.3

Limitation of harmonic distortion

計測手法は、IEC 61000-4-7 と IEC 61000-4-30 に従うこと。高調波測定と規制値は、IEEE Std. 519-2014によること。

8.3

2. 米国調査

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

9	Protection
9.1	<p><u>Frequency Protection</u> インバーター制御電源には周波数保護装置は要求しないが、事業者が設置する場合、以下の要件に適合すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 周波数ライドスルー要件を満たすこと • 補機用保護がプラントのライドスルー性能に影響を与えないこと
9.2	<p><u>Rate of Change of Frequency (ROCOF) Protection</u> ROCOF保護スキームは、インバーター制御電源プラント内の特定の機器を保護する必要がない限り、保護スキームの一部としてプラント内で使用してはならない。ROCOF保護が使用されている場合、プラントがこの規格のライドスルー要件を満たすことを妨げてはならない。</p>
9.3	<p><u>Voltage Protection</u> 過電圧保護について、誤動作ないように最低限のフィルターをかけること。インバーター制御電源の過渡的な過電圧を考慮すること。サージプロテクションを併用すること。高圧側電圧ライドスルー要件を満たすこと。</p>
9.4	<p><u>AC Overcurrent Protection</u> インバーター制御電源プラント内の個々の機器に過電流保護装置は要求しないが、事業者が設置する場合、ライドスルー要件を満たすこと。誤動作ないように最低限のフィルターをかけること。</p>
9.5	<p><u>Unintentional Islanding Protection</u> 意図しない単独運転防止対策をとること。また、ライドスルー性能に影響を与えないこと。</p>
9.6	<p><u>Interconnection System Protection</u> TSOの要求に従って、連系システムの保護をとること。</p>

2. 米国調査

(3) IEEE

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

10

Modeling Data

接続検討時、コミショニング時の評価のため、計算機用モデルと各種システム検討を求める。
(Appendix Gより)

- Steady-state modeling data
- Stability analysis dynamic modeling data
- EMT dynamic modeling data
- Power quality, Flicker and RVC modeling data
- Short circuit modeling data

IEEE P2800 “Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems”

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

11

Measurement data for performance monitoring and validation

性能モニタリング、イベント解析、モデル検証のための計測について規定する。
 SCADA data (電圧、周波数、有効電力、無効電力、TSOからの制御指令・出力制御設定値)
 Plant Equipment Status (遮断器投入状態、無効電力補償装置の状態、主変圧器の状態等)
 Unit Functional Settings
 Sequence of Events Recording (SER) Data
 Digital Fault Recording (DFR) Data
 Dynamic Disturbance Recorder (DDR) Data
 Inverter Fault Codes and Dynamic Recordings
 Power Quality – Flicker
 Power Quality – RVC
 Power Quality – Very Short-Term Harmonics
 Power Quality – Short-Term Harmonics
 Power Quality – Long-Term Harmonics

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

4.1	Computer System Data Exchange
4.1.1	<p><u>PJMnet Communications System</u> 発電設備は所定の書式を提出し、PJMnet(メンバーのコントロールセンターおよびプラントをPJMの冗長化コントロールセンターと接続するMPLSネットワーク)をインストールすること。</p>
4.1.2	<p><u>Jetstream</u> 小型発電機、負荷応答assetおよびその他の市場参加者は、Jetstreamシステム(assetとPJMを接続し、リアルタイム、市場、他のデータ取引を行うシステム)を介してPJMエネルギー管理システムと通信することができる。</p>
4.1.4	<p><u>PJM EMS Communication Protocols</u> 全ての新たなコントロールセンター間の接続は、Inter-control Center Communication Protocol (ICCP)標準を用いて実装される。これにより、相互接続されたシステムの運用に必要なデータ交換を行う。</p>

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

4.1 Computer System Data Exchange

EMS Data Exchange

- EMSは定期的に、および要求に応じて、下表に示すように、メンバーのシステムとPJMのEMSコンピュータシステムとの間でデータの授受を行うこと。
- PJMメンバーは正確なデータ提供を行うこと。データに誤りがある場合は通知を行い、30分ごとに1回、誤ったデータポイントを手動にて修正すること。

Data	Exchange Rates
From PJM Members to PJM	
Data needed for PJM Control Programs (AGC tie-line MW, TREG, CREG, UNITREG, LOADBP, Locally Sampled Frequencies) This includes Generation MW telemetry for all units participating in the PJM regulation market	Fast Scan Rate (2 seconds)
Data needed for monitoring generation (Generation MW/MVAR Telemetry)	Slow Scan Rate (10 seconds)
Data needed for monitoring transmission (Line/Transformer Flows, Voltages)	Slow Scan Rate (10 seconds)
Breaker, disconnect, and line status changes	By Exception (on event)
From PJM EMS to PJM Member's EMS	
AGC Regulation Signals	Fast Scan Rate (2 seconds)
AGC Individual Unit MW set Points	Slow Scan Rate (10 seconds)
Dispatch control values	Slow Scan Rate (10 seconds)
Generation MW/MVAR Telemetry	Slow Scan Rate (10 seconds)

4.1.5

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

4.1 Computer System Data Exchange

- 4.1.6 EMS Model
10MW以上の新たな発電設備、またはリアルタイムLMP (locational marginal price; 地点別限界価格)を設定する予定の新たなCapacity Resourceは、PJM EMSネットワークモデルでモデル化を行うこと。

SCADA-Supervisory Control and Data Acquisition

- PJM SCADAシステムでは、小型発電機とPJM EMSとの間で、アナログデータ、デジタルデータを双方向でやり取りする。EMSデータは即時処理、保存、もしくはPJM決済等のサブシステムへ転送される。
- 構成に関して、下表をガイドラインとして示す。ただし、異なる構成が必要となる場合もある点に留意すること。

4.1.7

		Metering Installation				
Connection Type	Aggregate Generator Size	Intelligent Electronic Device	Data Model	Configuration	Monitoring Period	Protocol
Internet SCADA	Very Small (<10 MW)	Data Concentrator	All data types available OR Collect MWh and MVARh only	Dedicated TCP/IP with encryption gateway over secure Internet.	varies	DNP 3.0
Internet SCADA	Small (10–100 MW)	Data Concentrator	All data types available	Dedicated TCP/IP with encryption gateway over secure Internet.	varies	DNP 3.0
PJMnet	Medium (>100–500 MW)	Data Concentrator	All data types available	Dedicated TCP/IP with single router to redundant PJMnet.	2 – 10 Second Periodic	DNP 3.0 or ICCP
PJMnet	Large (>500 MW)	Data Concentrator, SCADA, EMS or GMS	All data types available	Dedicated TCP/IP with dual routers to redundant PJMnet – Single Local Area Network	2 – 10 Second Periodic	DNP 3.0 or ICCP

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

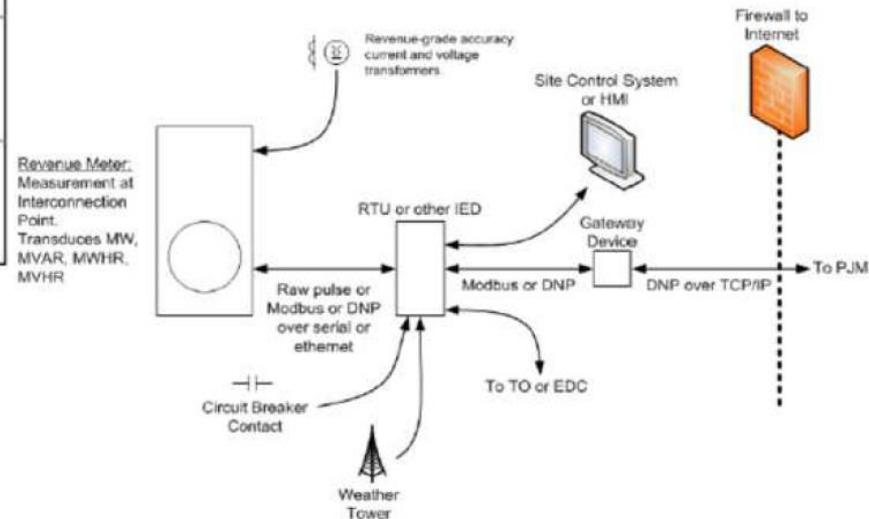
4.1 Computer System Data Exchange

SCADA-Supervisory Control and Data Acquisition

- PJMとのデータ授受に必要な機器は下表の通り。
- 典型的なマルチユニットメータリング及びデータフローの構成は下図の通り。

Situation	Real-Time & Billing Metering	Operational Changes Sent via	Generator Bidding
Minimum Changes/ Minimum Cost	Via Host Utility; MWh entered in Power Meter for PJM billing.	Host Utility.	Via Host Utility
<10 MW injection to grid or unit runs infrequently.	RTU at plant, single DNP network connection with encryption gateway.	Internet, through Markets Gateway	Internet, through Markets Gateway
>10 MW and <100MW injection to grid; unit runs continuously.	RTU at plant, single DNP network connection with encryption gateway.	Internet, through Markets Gateway	Internet, through Markets Gateway
>100 MW and <500MW injection to grid; unit runs continuously.	RTU at plant, redundant network connection, single router.	Internet, through Markets Gateway	Internet, through Markets Gateway
>500 MW injection to grid; unit runs continuously	RTU at plant or ICCP via SCADA system, redundant ICCP or DNP network connection, dual routers.	Internet, through Markets Gateway	Internet, through Markets Gateway
Control Center for Multiple Units	Install metering and use SCADA System; redundant ICCP network connection to PJM, dual routers.	Internet, through Markets Gateway	Internet, through Markets Gateway and PJMnet

4.1.7



(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

4.1 Computer System Data Exchange

SCADA-Supervisory Control and Data Acquisition

- 計測精度の要件は以下の通り。

Real Time Instantaneous Data Sent To PJM

Frequency	1/1000th of HZ (i.e. 60.001 Hz)
Voltage	1/10th of kV (i.e. 69.1 kV)
Real Power MW	1 MW integer (i.e. 52 MW) required, but PJM will accept greater precision if available
Reactive Power MVAR	1 MVAR integer (i.e. 42 MVAR) required, but PJM will accept greater precision if available
Current State of Charge (Energy Storage Resource Model Participant Only)	MWh remaining

Real Time Instantaneous Data Sent From PJM

Individual Unit MW base point from Security Constrained Economic Dispatch (SCED)	1/10th of MW (i.e. 323.1 MW)
--	------------------------------

Real Time Instantaneous Data Sent From PJM

Regulation Signal (AR)	1 MW integer, + or - (i.e. 10 MW) but PJM will send smaller signals to certain sites such as renewable resources, etc.
------------------------	--

Revenue Data Sent To PJM

MWh Delivered and Received	1/1000th of MWh (i.e. 20.001 MWh)
MVARh Delivered and Received	1/1000th of MVARh (i.e. 15.002 MVARh)

4.1.7

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

4.2 Data Management and Metering Requirements

4.2.1 Data Management and Security

- 各発電設備は、PJMシステムを正確にモデル化、スケジュールおよび監視するために必要な計画および運用データを提供すること。詳細はPJM Manual M14Bを参照すること。
- 発電設備は、遠隔監視データをSCADAシステムまたはPJM EMSコンピュータに提供すること。コンピュータシステムとメータリングは、PJMの通信システムと互換性がなければならない。PJMはTOのSCADAシステムを介して、発電設備をPJMシステムから解列する場合がある。
- データは自動的にPJMに送信される必要があり、自動的に送信できない場合には発電設備の所有者は定められた間隔でPJMに電話にて報告すること。

4.2.2 Metering Plan

発電設備は、下記の基準に1つ以上当てはまる場合、リアルタイムでの遠隔測定 (telemetry) を提供すること。

Criteria	Real-Time Telemetry Requirements
Generators participating in the PJM market as capacity resources	Real and reactive power
Generators 10 MW (Maximum Facility Output) or larger	Real and reactive power
Generators greater than 1 MW (Maximum Facility Output) and connected at a bus operating at 50 kV or greater	Real and reactive power
Solar parks 3 MW (Maximum Facility Output) or greater	Real and reactive power (see Section 12.2 for additional requirements)
Distributed generators (such as, the treatment of many units dispersed over a wide area as one aggregated unit) modeled less than 10 MW (Maximum Facility Output)	Real and reactive data at the BES injection point of accuracy within 10% of hourly MWh settlements data (revenue meter or accumulator data)
Generators that will also participate as PJM demand response resources when they will reduce load and have PJM-approved interconnection rights to inject power.	Real and reactive data, based on the Generator criteria in this table, at the point of interconnection and real and reactive power for the generators.

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

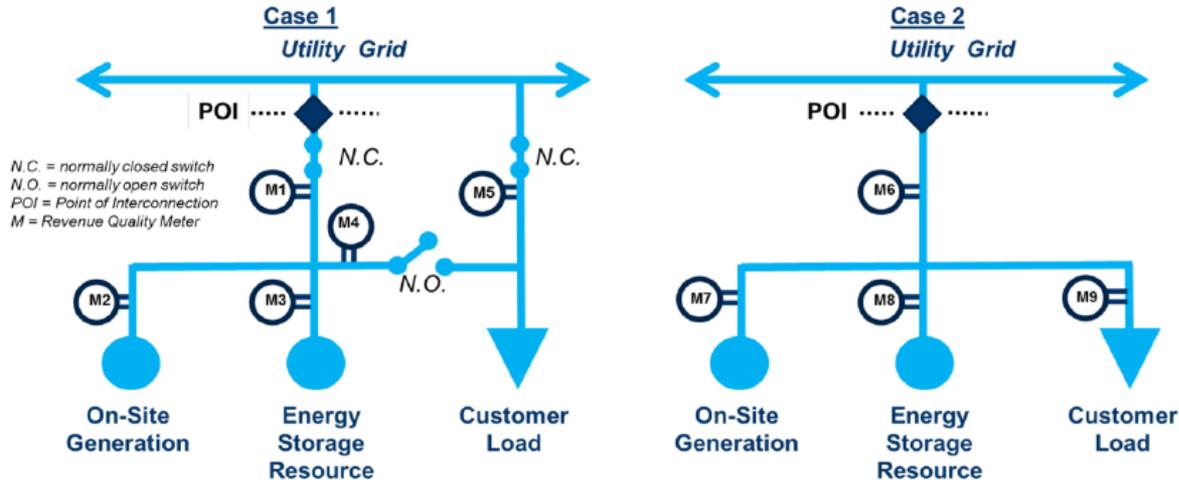
PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

4.2 Data Management and Metering Requirements

Metering for Individual Generators

- PJMのデータ要件は、「リアルタイムデータ」、「非リアルタイムデータ」に分類される。リアルタイムデータの送信において、最低限の要件は以下の通り。
 - 発電所昇圧変圧器のローサイドで測定された、各ユニットの瞬時の正味(+/-)MW、MVARの情報を提供すること。
 - 10MW未満でモデル化された分散型電源は、合意されたアルゴリズムに基づいて、集約ポイント(BES注入ポイント)で瞬時の正味(+/-)MWおよびMVARの情報を提供すること。
 - デマンドレスポンスに対応し、系統への逆潮流が認められている発電設備は、接続点および発電所昇圧変圧器のローサイドにおいて、関連する負荷が含まれない地点で測定した瞬時の正味(+/-)MW、MVARの情報を提供すること。
- 非リアルタイムデータまたは収益データにおいて、最低限の要件は以下の通り。
 - 各ユニットが配信/受信し時間ごとに補正されたMWh、MVARh(ただし、MVARhに関しては現在は不要)の情報を提供すること。
- 分散型電源は、下図に示すケースごとに必要な計測設備を追加で設置すること。

4.2.3



- PJMに直接接続する設備の所有者は、運用責任者の氏名、電話番号をPJMに提出すること。複数の設備を所有する場合、代表となる窓口の情報を提出すること。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

4.3 Synchrophasor Communication System

—

- PMUは2012年10月1日以降に申請を行った100MW以上の全ての発電設備に必要となる。なお、測定データをPDCに伝送できる通信システムも含まれ、情報は継続的にPJMに伝送し、ローカルに最低30日間保存すること。
- 伝送するデータは以下の通り。全てのデータは1秒あたり30フレームの頻度で収集し、IEEE C37.118通信規格に準拠したデータ品質とすること。
 - 発電設備の端子電圧と位相角(風力発電設備はPOIでの測定を許容)
 - 発電設備の端子電流と位相角(風力発電設備はPOIでの測定を許容)
 - ROCOF

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

6.3 Coordination with Dispatch

Operation

- 送電システムと相互接続され、同期されている全ての発電設備は、常にPJMおよびTOと運用の調整を行い、必要かつ要求された全ての情報と設備のステータスを提供すること。
 - 発電設備の正味MWおよびMVAR出力の提供
 - 周波数および電圧レベルの提供
 - 運用および停止スケジュール
 - PJMまたは地域のシステムオペレーターへの同期・非同期の調整
 - システム運用、検証に必要なデータの提供
 - Ramp-up、ramp-downの時間を含めた起動・停止の手順書の提供
 - 非常時および復旧時におけるPJMの指令に従ったプラント運転の実施
- 10MW以下の分散電源は、SCADAまたは合意された代替手段を介してPJMの指令に従えるように備えること。

6.3.1

Communication

- 運用の信頼性、応答性を確保するため、発電設備は24時間体制で人員を配置すること。PJMへのデータ送信は自動で行われること。データがPJM側で一時的に受け取れない事象が発生した場合、発電設備の所有者はPJMの指定する間隔で運用データを電話にて連絡すること
- 発電設備の所有者とTOは、設備運用に関わる全てのデータについて迅速に授受すること。

6.3.2

Test Energy

- Test Energyの供給前に、発電設備は系統接続サービスに関する取り決めをPJMおよびTOと合意し、正確なテストスケジュールをPJMに知らせること。少なくとも発電設備の状態を切り替える20分前には、PJM Dispatch Operationsに連絡すること。また、PJM Dispatch OperationsとMarket Settlementsに対し、商用運転が可能な時期等について情報を提供すること。

6.3.3

Other Requirements

- 発電設備所有者は、PJMの要件に合わせて設備の運用原則、手順を策定し、従業員に対して必要なトレーニングを行うこと。発電設備は、PJMとの間で必要な情報通信を提供すること
- 発電設備は、信頼できる状態での運転に障害となる事象について、合意された方法で直ちにPJMに通知すること。

6.3.4

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

7.1 Dispatching of Generation

7.1.1 Generator Real-Power Control

- 発電設備は、指定された時間幅において、61.7Hzまで運転すること。
- 周波数と保護システムは、PJM Manual 36: System Restorationのsection 2.3の要求を満たし、周波数低下時に負荷遮断すること。
- 50kV未満の系統に接続する発電設備は、事故時運転継続ガイダンスを参照すること。
- 周波数と電圧に関する保護継電器の設定は、NERC Standard PRC-024を参照すること。
- 75MVAを超える発電設備は、ガバナとDCSについて、Deadbandは±36mHzを、Droopは5%を超えないように設定すること。ガバナ制御は、PJM Manual 12: Balancing Operationsを参照すること。
- 発電設備は、PJMの指示に従い、直ちに、かつ、指示された出力に達するまでramp-rateの2%以内の速度で出力を変更すること。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

7.1 Dispatching of Generation

Voltage and Reactive Control

- Transmission Owner (TO) は、発電設備に対して、目標電圧、電圧の上下限等を含む電圧計画を指定すること。
- 2016年11月1日以降に接続申請した非同期発電設備は、FERC Order No.827の無効電力要求に従うこと。
- 発電設備は、自動電圧調整器 (AVR) を装備し、自動電圧調整モードにおいて、指定の電圧計画に従うこと。AVRが機能しない場合、下記に基づく電圧調整モードでの運転を認める。

7.1.2

AVR Operating Mode	Expected Generator Response
Automatic controlling voltage (voltage schedule)	Reactive output varies based on the grid system needs to maintain the reference voltage within the assigned voltage schedule's bandwidth up to the reactive capabilities of the generator. This is the standard voltage control operating mode for most generators in PJM.
Automatic controlling MVARs (MVAR schedule)	Reactive output remains steady based on scheduled MVARs
Automatic controlling power factor (power factor schedule)	Reactive output varies based on the real power output of the generator to maintain a constant ratio of real power versus apparent power (constant power factor)
Manual	Reactive output varies based on the manual adjustments made by the plant operator

- 発電事業者は、電圧スケジュールに関する問題についてPJMおよびTOと調整を行うこと。AVRやPSSのメンテナンスを行う際には十分な時間を加味して連絡すること。AVRおよびPSSまたはどちらか一方に予期しない停止が起こった場合、発生から30分以内のできる限り早い時間に、口頭およびeDART経由でPJMに連絡すること。ただし、30分以内に通常の状態に復旧できた場合は不要とする。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

7.1	Dispatching of Generation
7.1.4	<p><u>Generator Operation under Constrained System Conditions</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 発電設備は、計画またはPJMの制御信号に従って出力を制御すること。ただし、系統に何らかの制約条件が発生した場合、PJMはこれらから逸脱するように指示することがある。詳細はPJM Manual M-3 for Transmission Operationを参照すること。
7.1.5	<p><u>Generator Operation under Emergency Operating Conditions</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 緊急時の発電設備の運用は、PJMの指令に従うこと。詳細はPJM Manual M-3 for Emergency Operationに従うこと。発電設備側は、追加的なシステム解析のため、PJMの要求するデータを提供すること。 安全およびシステムの信頼性が損なわれる場合、TOはPJMの電力系統から予告なしに発電設備を解列することができる。
7.1.6	<p><u>Black Start</u></p> <ul style="list-style-type: none"> TOは、復旧計画に含まれる全ての発電機を使用し、システムの復旧を行う機能と権限を持つこと。ブラックスタート機能付発電機 (Black Start Unit) の運用者は、燃料在庫を10時間分未満としないこと。
7.3	Critical Information and Reporting Requirements
7.3.4	<p><u>Generating Unit Reactive Capability Reporting</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 発電事業者はD-Curveの情報が提供できる状態になり次第、eDARTを介して提供すること。リアルタイムでの変化については、電話によりPJMとTOに連絡すること。 無効電力供給源に一時的に問題が生じた場合、発生から30分以内のできる限り早い時間に、PJMに連絡すること。30分以内に通常の状態に復旧できた場合は不要とする。
7.4	Synchronization and Disconnection Procedures
—	発電事業者は同期または解列する少なくとも20分前にPJMから許可を得ること。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

8.	Wind Farm Requirements
8.1	<p><u>Computer System Data Exchange</u> 送電システムと相互接続され、同期されている全ての発電設備は、常にPJMおよびTOと運用の調整を行い、必要かつ要求された全ての情報と設備のステータスを提供すること。提供するデータの品質に責任を持ち、誤ったデータを提供した場合は修正を行うこと。</p>
8.2	<p><u>Wind Farm Data Requirement for Wind Power Forecasting</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Wind Farmは、Turbine毎に基本情報、クラス、容量、発電の閾値(最小/最大風速)、個々の風力発電機の出力量曲線、Wind Farmまたは可能であれば個々のタービンの立地、風力発電設備のハブの高さ、接続する設備または既存設備の過去データ(出力、停止に関する情報、ハブの高さでの風速)、運転を制限する周囲温度等について、提供すること。 • 全てのWind Farmは少なくとも1基の気象観測塔(または風速計、風向計)を設置し、リアルタイムの気象データをPJMIに提供すること。トポロジーと風力発電の予測精度に応じて、PJMIは気象観測塔を追加設置するように要求することがある。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

12.	Solar Park Requirements
12.1	<p><u>Computer System Data Exchange</u> 送電システムと相互接続され、同期されている全ての発電設備は、常にPJMおよびTOと運用の調整を行い、必要かつ要求された全ての情報と設備のステータスを提供すること。提供するデータの品質に責任を持ち、誤ったデータを提供した場合は修正を行うこと。</p>
12.2	<p><u>Solar Park Data Requirement for Solar Power Forecasting</u> Solar Parkは、パネル毎に以下の情報を提供すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> • AC設置容量(最大出力) • DC設置容量 • 固定式の場合: 太陽光パネルの方位角、傾斜角 • 追尾式の場合: 太陽光パネルの追尾方式(一軸式、二軸式)、追尾装置のメーカーとモデル • Solar Parkの中心地点および気象データ計測器の地理的配置 • 太陽光パネルのメーカー、モデル • PJMシステムに接続または市場に入札する既存設備の過去データ(測定した出力、停電情報、放射照度および温度)の集約 <p>設備の最大出力3MW以上の全てのSolar Parkは、リアルタイムのMW/MVAR出力データを提供すること。太陽光発電設備が蓄電池等のエネルギー貯蔵設備と併設されている場合、個別に計測すること。</p>

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Manual 14D Generator Operational Requirements

PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements

Attachment D

PJM Generating Unit Reactive Capability Curve Specification and Reporting Procedure

- 発電設備は、有効電力、最小無効電力、最大無効電力のデータを提出すること。
- インバーターを介して系統に接続するエネルギー貯蔵設備は、下記のデータを提出すること。

Attachment D

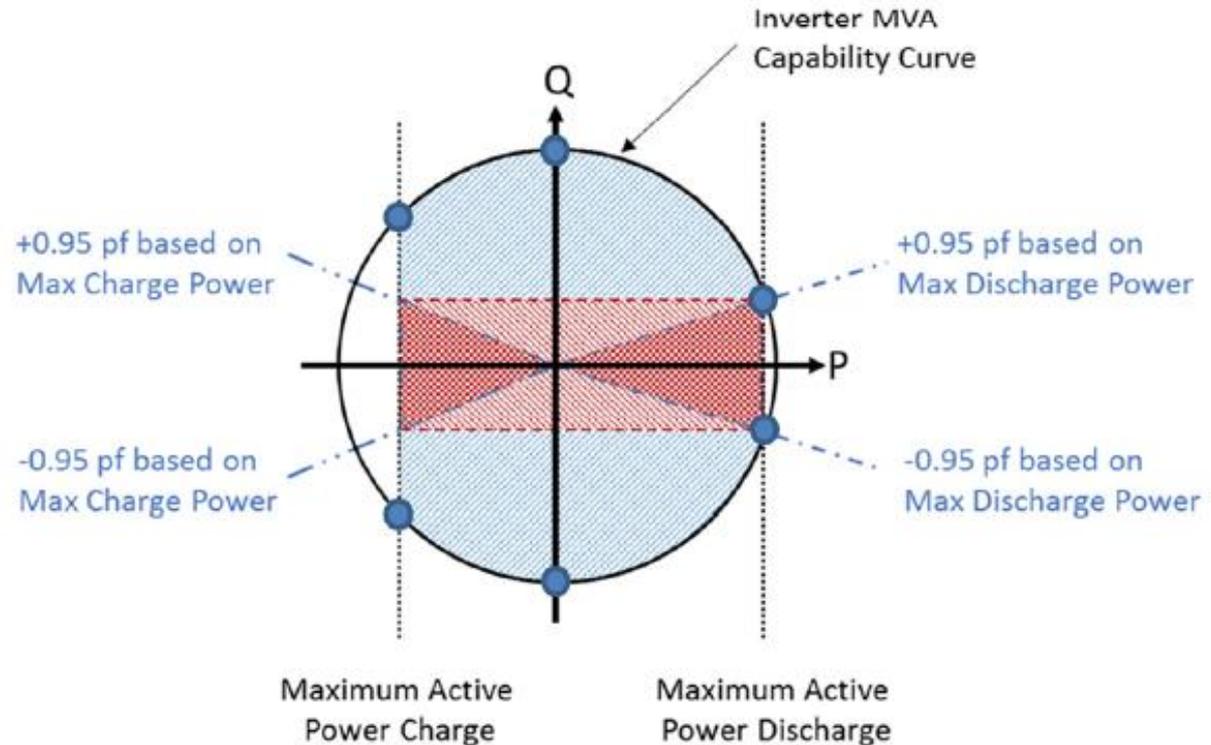


Exhibit 14: Inverter Based ESR Reactive Capability Curve

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
PJM Manual 14G Interconnection Requests

PJM Manual 14G: General Interconnection Requests

Attachment	
Attachment A	<p><u>Generation Interconnection Feasibility Study Data</u> Interconnection customerはQueue Pointから発電設備の系統連系に係るフィージビリティスタディのデータを提出すること。その際、潮流解析および短絡解析を実施すること。</p>
Attachment B	<p><u>System Impact Study Data</u> Interconnection customerはQueue Pointからシステムへの影響分析のデータを提出すること。その際、潮流解析および短絡解析を実施すること。詳細は、Attachment B-2を参照すること。</p>
Attachment C	<p><u>Small Generator (10MW or Less) Technical Requirements and Standard</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • 新たに系統に接続する10MW以下の小規模発電設備は、IEEE 1547をベースとしたPJMの技術要件に従うこと。 • フリックカの制限に関してはIEEE standard 519およびIEEE Flicker Task Force P1453をベースとしたPJMの技術要件に従うこと。
Attachment D	<p><u>Small Generator (greater than 10MW up to 20MW) Technical Requirements and Standards</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • 新たに系統に接続する10MW以下の小規模発電設備は、IEEE 1547をベースとしたPJMの技術要件に従うこと。 • フリックカの制限に関してはIEEE standard 519およびIEEE Flicker Task Force P1453をベースとしたPJMの技術要件に従うこと。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
PJM Manual 14G Interconnection Requests

PJM Manual 14G: General Interconnection Requests

Attachment

SCADA Requirements by Transmission Owner Region

送電エリア毎に指定された下記データを、SCADAシステム上に提出すること。

	MW and Voltage Threshold for SCADA Requirement		Must match Legacy SCADA ¹	SCADA POINTS														
	Distribution	Transmission		Gen ² CB Control	PQ data ³	CB Status	Volts	TT Status	Amps	MW	MVAR	MWH	MVARH	Harmonics	Freq.	V Flicker	Sag & Swell	
PJM	All Capacity Resources, Energy Resources >10 MW and all Resources able to set LMP.	All Capacity Resources, Energy Resources >10 MW and all Resources able to set LMP.	No	No	No	No	No	No	No	No	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No
AE	3MW & above	3MW & above	No	No	No	Yes	Yes	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No
AP	case by case basis	All require full SCADA & RTU	No	No	Yes	Yes	Yes (3ph)	No	Yes (3ph)	Yes	Yes	Yes	No	Y-32 orders	No	Yes	Yes	Yes
AEP	generally > 2MW	All	No	Yes - trip only	Yes	Yes	No	No	No	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No
BG&E	All	All	No	Yes - trip only	Yes	Yes	No	Yes	No	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No
ComEd	2.5MW & up if TT is used or 10MW & up	All	No	No	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	Yes	Yes	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Dayton	As determined by Dayton	As determined by Dayton	No	Yes	No	Yes	No	No	No	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No
Delmarva	3MW & above	3MW & above	No	No	No	Yes	Yes	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No
Dominion	If Local Light load to Gen MWto ratio = 5	3MW & above	No	Yes - trip only	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No
Duquesne	Case by case, all 5 MW & above	1 MW & above	Yes	No	No	Yes	Yes	No	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No
FE	case by case basis	All	No	Yes - trip only	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No
ODEC	2 MW & above	2 MW & above	No	No	No	Yes	No	Yes	No	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No
Q&R	1 MW & above	All	No	No	No	Yes	No	No	No	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes	No	No	No
PECO	5 MW & above	5 MW & above	No	No	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No
PEPCO	All - case by case exceptions	All - case by case exceptions	No	Yes - Trip only	Yes	Yes	Yes	No	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No
PPL	2.5 MW & above	All - 69 kV & above	Yes	Yes - Trip only	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes	No	No	No
PSEG	case by case basis	All	No	Yes - Trip only	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No
UGI	1 MW & above	1 MW & above, and All 66 kV & above	Yes	Yes - Trip only	No	Yes	Yes (3ph)	No	Yes (3ph)	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes	No	No	No

1 PPL and Duquesne (69kV and above) and UGI (1MW and above or 66kV and above) require that customer matches their company's SCADA equipment. SGWVG Internet option not permitted.

2 May be generator CBs (interrupting devices) and/or main CB (interrupting device)

3 May also require installation of Power Quality monitoring device

Attachment F

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Open Access Transmission Tariffs Attachment O

Appendix 2 Standard Terms and Conditions for Interconnections

PJM Open Access Transmission Tariffs Attachment O
Appendix 2 Standard Terms and Conditions for Interconnections

4.7.1	Reactive Power
4.7.1.1	<p><u>Reactive Power Design Criteria</u> 新たに相互接続する発電機(風力発電機およびその他の非同期発電機を除く)は、原則として力率を進み0.95から遅れ0.90までの範囲に維持すること。</p>
4.7.2	Primary Frequency Response
—	新たに発電設備を設ける事業者は、ガバナまたは同等の制御装置を設置、維持、運用することにより、発電設備の Primary Frequency Responseを確保すること。
4.7.2.1	<p><u>Governor or Equivalent Controls</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •ガバナまたは同等の制御装置は最大5%のDroopと±0.036HzのDeadband、または、それより厳格な設定を有すること。 •発電事業者がガバナまたは同等の制御装置を用いずに発電設備を運用する必要がある場合には、直ちに送電事業者、balancing authorityに(1)ガバナまたは同等の制御装置の稼働状況、(2)ガバナまたは同等の制御装置を除去する理由、(3)復帰見通し、を報告すること。 •事業者は可能な限り速やかに、これらを復帰させるように努めること。
4.7.2.2	<p><u>Timely and Sustained Response</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •発電事業者は、特定の運用上の制約がある場合を除き、ガバナまたは同等の制御装置が機能することを妨げないこと。 •少なくともシステムの周波数がガバナまたは同等の制御装置のDeadbandの設定範囲内に戻るまで、発電設備は有効電力応答を維持すること。
4.7.2.4	<p><u>Energy Storage Resources</u> エネルギー貯蔵設備(Energy Storage Resource)は、Section 4.7.2, 4.7.2.1,4.7.2.2および4.7.2.3に従ってprimary frequency responseを確保すること。</p>

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

PJM Open Access Transmission Tariffs Attachment O

Appendix 2 Standard Terms and Conditions for Interconnections

PJM Open Access Transmission Tariffs Attachment O
Appendix 2 Standard Terms and Conditions for Interconnections

4.8	Under- and Over-Frequency and Under- and Over-Voltage Conditions
—	発電事業者は、設備のfrequency ride throughおよびvoltage ride throughの機能を確保し、Section 1.4.4Iに従い、低周波数および過周波数の発生時に発電設備がTransmission Provider等のシステムから自動的にまたは瞬時に解列されないようにすること。
4.9	System Protection and Power Quality
4.9.1	<u>System Protection</u> 発電事業者は、発電設備または他の機器の一部としてシステム保護設備を自己費用で設置、運用、維持すること。
4.9.2	<u>Power Quality</u> 発電事業者は、適用される技術要件および基準に定められた電力品質基準から過度の逸脱を引き起こさないこと。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

CAISO TARIFF APPENDIX V Large Generator Interconnection Agreement

CAISO TARIFF APPENDIX V Large Generator Interconnection Agreement

5.4	Power System Stabilizers
—	<ul style="list-style-type: none"> • 発電事業者は、該当する電気信頼性評議会 (Applicable Reliability Council) が定めたガイドラインおよびCAISO Tariff 4.6.5.1の規程に従い、PSS(系統安定化装置)を調達、設置、運用すること。 • PSSが停止し、または、自動運転ができない場合、事業者はCAISO、TOに直ちに通知し、速やかにPSSを復帰させること。 • CAISOは、PSSが不適切に調整され系統の信頼性に影響を及ぼす場合は、発電設備の出力抑制または解列を指示することができる。 • 本項の規程は誘導式の風力発電設備には適用しない。
9.6	Reactive Power
9.6.1	<u>Power Factor Design Criteria</u> 大規模発電設備は、原則として力率を進み0.95から遅れ0.90 までの範囲に維持すること。風力発電設備については本規程のAppendix HIに従うものとする。
9.6.2	<u>Voltage Schedules</u> <ul style="list-style-type: none"> • CAISO、TOは発電事業者に9.6.1に定める範囲内で運転されるよう、少なくとも前日までに電圧スケジュールを提供し、電圧の維持を発電事業者へ要求、発電事業者は電圧スケジュールに従って発電設備の電圧と力率を維持すること。
9.6.2.1	<u>Governors and Regulators</u> <ul style="list-style-type: none"> • 発電設備を系統連系し運転する際、電圧調整器を運転可能な場合は、電圧調整器を自動運転とすること。 • 自動運転ができない場合はCAISO、TOに直ちに連絡の上、発電設備の無効電力が設備の能力およびSteady state stability limitsの範囲内となるよう手動運転を行うこと。 • 発電事業者は電圧調整器を可能な限り速やかに自動運転に復帰させること。 • 発電設備のガバナおよび電圧調整器が不適切に動作している場合、CAISO は系統の信頼性に悪影響を及ぼす場合には出力低減または解列を命じる権利を有する。 • 発電設備は異常な周波数状態が ANSI/IEEE 規格 C37.106 に規定されている限界を超えて継続しない限り、自動的にまたは瞬時に系統から解列しないこと。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

CAISO TARIFF APPENDIX V Large Generator Interconnection Agreement

CAISO TARIFF APPENDIX V Large Generator Interconnection Agreement

9.7	Outages and Interruptions
	<u>Under-Frequency and Over Frequency Conditions</u>
9.7.3	<ul style="list-style-type: none"> • 発電事業者は、“ride through”機能を確保するため、該当する電気信頼性評議会 (Applicable Reliability Council) の要求に応じて、発電設備に不足周波数および過周波数保護装置を実装すること。 • 不足周波数ならびに過周波数の偏差については、Good Utility Practiceに従って、CAISO、TOとの間で調査と調整を行うこと。 • “ride through”という用語は、不足周波数および過周波数の発生時に発電設備が系統に接続し、同期した状態を維持する能力を意味するものとする。
9.7.4	<u>System Protection Facilities</u> 発電事業者は、発電設備または他の機器の一部としてシステム保護設備を自己費用で設置、運用、維持すること。
9.7.5	<u>Requirements for Protection</u> <ul style="list-style-type: none"> • 発電事業者は、発電設備および他の機器を、逆相電流、過不足周波数、突発的な負荷遮断、過不足電圧ならびに発電機の界磁喪失等の条件から保護する責任を負うものとする。 • 発電事業者は、系統状況によって発電設備に悪影響を及ぼす可能性がある場合、発電設備および他の機器を解列する責任を単独で負うものとする。
9.7.6	<u>Power Quality</u> 過度の電圧フリッカを発生させたり、ANSI Standard C84.1-1989で定義された正弦波電圧または電流に過度の歪みを生じさせないこと。
9.10	Disturbance Analysis Data Exchange
—	発電事業者は、オシログラフ、保護リレーターゲット、遮断器の操作順序および事象の記録ならびにGood Utility Practiceで要求される情報を含む外乱に関連するあらゆる情報を収集し、アクセスを提供することにより、CAISOと相互に協力すること。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

CAISO TARIFF APPENDIX V Large Generator Interconnection Agreement

CAISO TARIFF APPENDIX V Large Generator Interconnection Agreement

Appendix H	INTERCONNECTION REQUIREMENTS FOR A WIND GENERATING PLANT
i.	<p><u>Low Voltage Ride-Through (LVRT) Capability</u> 移行期間後LVRT基準</p> <ul style="list-style-type: none"> 風力発電設備は、三相故障の際の通常の復旧時間(4~9サイクル)と、それよりも長い復旧時間を要する1線地絡故障に対して、定常状態に復旧するまでの間、接続状態を維持すること。ただし、解列することで外乱を効率的に除去できる場合は除く。 三相故障の際の復旧時間については変電所毎に固有の物を適用する。なお、変電所固有の復旧時間内で三相故障を除去できていない場合、風力発電設備を解列してよい。 系統上で上記の外乱が発生している間、発電所昇圧用変圧器(GSU)の電源側で測定された電圧が0V以下の場合、風力発電設備の接続を維持すること。 本要件はGSUの負荷側で生じた外乱には適用されない。
ii.	<p><u>Power Factor Design Criteria (Reactive Power)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 風力発電設備は、進み0.95から遅れ0.95の範囲の力率で運転すること。 力率の維持においては、CAISO、TOが合意した場合にパワーエレクトロニクス、キャパシター等を用いてよい。なお、風力発電設備の運転中にはそれらの機器を停止しないこと。
iii.	<p><u>Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability</u></p> <p>風力発電所は、系統の信頼性を確保するために、TO、CAISOからのデータおよび指示を受信するための SCADA 機能を確保すること。</p>

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

CAISO TARIFF Appendix T Small Generator Interconnection Agreement

CAISO TARIFF Appendix T Small Generator Interconnection Agreement

1.8	Reactive Power and Primary Frequency Response
1.8.1	非同期発電設備以外の発電設備では、原則として力率を進み0.95から遅れ0.90 までの範囲に維持すること。非同期発電機についてはAttachment 7の要件が適用される。
1.8.3	<p><u>Primary Frequency Response</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • 新たに発電設備を設ける事業者は、ガバナまたは同等の制御装置を設置、維持、運用することにより、発電設備のPrimary Frequency Responseを確保すること。 • 「ガバナまたは同等の制御装置」は、周波数の変化を感知し、Droop、Deadbandの設定値に従って、発電設備の有効電力を自律的に調整する能力を備えたハードウェアまたはソフトウェアを意味するものとする。 • ガバナまたは同等の制御装置は最大5%のDroopと±0.036HzのDeadband、またはそれより厳格な設定を有すること。 • Droopの特性は発電設備の定格容量に基づき、Deadband parameter外の59~61Hzの周波数において直線的、またはそれより厳格な設定を有すること。 • 周波数偏差がDeadband parameterを超えた場合、周波数偏差に応じた小型発電設備の実電力出力の予想変化量は、ゼロから始まり直線的に増加または減少すること(Droop curveに段差を設けないこと)。またはそれより厳格な基準を設けること。
1.8.3.4	<p><u>Electric Storage Resources</u></p> <p>蓄電設備を接続する事業者は、1.8.3の規程と整合性のあるPrimary Frequency Responseを提供するために、蓄電設備の充電状態の最大値および最小値についての動作範囲を設定すること。運転範囲については動的か静的かを明記し、次のことを考慮すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 周波数偏差の大きさの予測値 • 周波数がDeadband Parameter外に留まる期間の予測値 • 予想されるDeadband Parameter外の周波数偏差の予測値 • 蓄電設備の物理的能力 • メーカーの仕様による蓄電設備の運用上の制限 • CAISOとの合意または必要に応じてTO、Balancing authorityとの協議のうえでのその他の関連要因

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程

CAISO TARIFF Appendix T Small Generator Interconnection Agreement

CAISO TARIFF Appendix T Small Generator Interconnection Agreement

Attachment 7

INTERCONNECTION REQUIREMENTS FOR AN ASYNCHRONOUS SMALL GENERATING FACILITY

Low Voltage Ride-Through (LVRT) Capability

- 非同期発電設備は、系統上での電圧の外乱が生じた際、4~9サイクルまたは150msのいずれか短い方の時間に加えて定常状態に復旧するまでの間、接続状態を維持すること。ただし、解列することで外乱を効率的に除去できる場合は除く。
- 上記の時間は、接続点における電圧を公称電圧の0.2p.u.以下に低下させるような三相故障の復旧のための、通常の最大所要時間に基づくものとする。
- 「接続状態の維持」とは機械的な接続を意味し、非同期発電設備は外乱が発生している間、系統への送電を停止してもよい。
- 本要件はGSUの負荷側で生じた外乱には適用されない。
- 本要件は接続点での電圧が、過去2秒間で、公称電圧の0.90~1.10p.u.の範囲にとどまっていた場合にのみ適用される。

Frequency Disturbance Ride-Through Capability

非同期発電設備は、WECC Under Frequency Load Shedding Relay Application Guideに規定されているOff nominal frequencyの要件に、改正の都度準拠すること。

Power Factor Design Criteria (Reactive Power)

- 非同期発電設備は、Phase II Interconnection Studyにおいて、安全性または信頼性を確保するために必要であると判断された場合には、進み0.95から遅れ0.95の範囲内の力率で運転すること。
- 力率の維持においては、CAISO、TOが合意した場合にパワーエレクトロニクス、キャパシター等を用いてよい。なお、非同期発電設備の運転中にはそれらの機器を停止しないこと。

Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability

非同期発電設備は、系統の信頼性を確保するために、TO、CAISOからのデータおよび指示を受信するためのSCADA機能を確保すること。

Power System Stabilizers (PSS)

非同期発電設備においてはPSSの設置は必須要件ではない。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
ERCOT Nodal Operating Guide

ERCOT Nodal Operating Guide

2.2 System Monitoring and Control

2.2.3 Response to Transient Voltage Disturbance

6.2の保護継電器の設計に沿って、一時的な電圧変動に適切に応答すること。

2.2.4 Load Frequency Control (LFC)

- 時刻誤差を定期的に補正しながら、負荷周波数制御(LFC)により、定格周波数60Hzを維持すること。Regulation Service Energyを確保し、また必要に応じて、Regulation Service and Responsive Reserve (RRS)とERCOT Contingency Reserve Service (ECRS)をSecurity-Constrained Economic Dispatch (SCED)用途に使うこと(ERCOT Nodal Protocols 6.5.7.6参照)。
- ERCOT LFCシステムは、NERCの基準を満たすために、LFCに従って、制御およびRRSを供給する。

Automatic Generation Control(AGC)

- QSEは、自動発電制御(AGC)を使用して、規制およびRRSを提供する発電設備の出力を指示すること。
- AGCが故障した場合は、損失の理由と推定期間をERCOTに通知する。ERCOTはシステムを維持するために、追加のアクション(SASM)を予想される損失期間中に行うこと。
- ERCOTには、制御システムの喪失に備えたバックアップ機能がある。バックアップ機能の実行に失敗した場合、ERCOTは制御が失われている間、一定周波数制御(CFC)を実装するようにQSEに指示すること。
- ERCOTは、CFCを実装するQSEに、制御システムに適切なバイアスを入力するように指示すること。CFCを実装するQSEで問題が発生した場合は、ERCOTは別のQSEに追加の調整エネルギーを注文して、create regulation roomを作成すること。

2.2.5 Automatic Voltage Regulators (AVR)

- 自動電圧調整器(AVR)は、ERCOT Nodal Protocols 3.15の要求(力率0.97以下の維持)を満たすこと。AVRに変更があった場合は、直ちにQualified Scheduling Entities(QSE)とTOに報告し、QSEは、ERCOT Nodal Protocols 6.5.5.1に沿って、直ちにERCOTに報告すること。

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
ERCOT Nodal Operating Guide

ERCOT Nodal Operating Guide

2.2 System Monitoring and Control

Automatic Firm Load Shedding

ERCOTシステム負荷が25%より小さい場合、以下の自動負荷制御(UFL)に従うこと。

2.2.6

Frequency Threshold	TO Load Relief
59.3 Hz	At least 5% of the TO Load
58.9 Hz	A total of at least 15% of the TO Load
58.5 Hz	A total of at least 25% of the TO Load

Power System Stabilizers (PSS)

2.2.6

系統安定化装置(PSS)は、下限電圧以上で、発電設備が送電系統に同期できるようにすること。周波数の動揺幅を0.2～2Hzの範囲に収めること。PSSに変更があった場合は、QSEに報告し、QSEは、ERCOT Nodal Protocols 6.5.5.1に沿って、ERCOTとTOに報告すること。2010年12月1日以降に設置された10MWを超えるSynchronous Generation Resourcesは、PSSをインストールし、試運転日の前にPSSを稼働させる必要がある。

Turbine Speed Governors

Combined Cycle Generation Resourcesの蒸気タービン、Settlement Only Transmission Generators (SOTSGs)、Settlement Only Transmission Self-Generators (SOTSGs)は、以下のDeadband及びDroop% Settingsにしなければならない。

2.2.7

Table 1: Maximum Governor Dead-Band Settings

Resource Type	Max. Deadband
Steam Turbines with Mechanical Governors	+/- 0.034 Hz
Hydro Turbines with Mechanical Governors	+/- 0.034 Hz
All Other Generating Units/Generating Facilities/ESRs	+/- 0.017 Hz
Controllable Load Resources	+/- 0.036 Hz

Table 2: Maximum Governor Droop Settings

Generator Type	Max. Droop % Setting
Combustion Turbine (Combined Cycle)	4%
All Other Generating Units/Generating Facilities/ESRs/Controllable Load Resources	5%

ERCOTは、低周波FME (Frequency Measurable Event)によるRAS運転のリスクがある場合には、一定期間、RAS (Remedial Action Scheme)の管理下にある風力発電設備(WGR)に、周波数による発電量の増加を制限するよう指示することができる。

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
ERCOT Nodal Operating Guide

ERCOT Nodal Operating Guide

2.2 System Monitoring and Control

Performance/Disturbance/Compliance Analysis

ERCOTにより承認された一部の原子力発電設備と風力発電設備を除く電源、ESR (Energy Storage Resource)、SOTGおよびControllable Load Resourcesは、2.2.7のガバナー、Droopで規定されているように、周波数障害に対応しなければならない。少なくともFME (Frequency Measurable Event) に属する各電源、SOTG、SOTGS、およびControllable Load Resourcesは、最低12か月分の初期一次周波数応答性能および持続一次初期周波数応答性能0.75を満たさなければならない。ERCOTは、年平均を評価し、適合性を評価する場合は、以下の条件を除外することが出来る。

- 低周波数障害の場合：5MWまたはHigh Sustained Limit (HSL) の最大容量の大きい方で動作すること。
- 高周波数障害の場合：5MW、HSLの2%または高周波外乱のLSLを超える最大容量のいずれか大きい方で動作すること。
- ESRの場合、3MWまたは低周波数外乱の最大放電電力制御の2%のいずれか大きい方で、放電すること。
- ESRの場合、3MWまたは高周波数外乱の最大放電電力制御の2%のいずれか大きい方で、蓄電すること。
- 電力の出力が大きくなりうる発電設備の場合は、最大容量はHSLから非周波数応答容量 (NFRC) を引いたものとして計算すること。

2.2.8

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
ERCOT Nodal Operating Guide

ERCOT Nodal Operating Guide

2.2 System Monitoring and Control

2.2.9	<p><u>Time Synchronization</u> Energy Emergency Alert (EEA) や他のシステムイベント時の正確なデータ報告を促進し、および transaction schedules の同時性を確認するために、全ての QSE、TO、ERCOT は、制御システムの時刻を国家標準局 (NBS) 時報の ±3 秒以内に維持する。</p>
2.2.10	<p><u>Generation Resource and Energy Storage Resource Response Time Requirements</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • 電圧サポート機能を有する発電設備は、設備の無効電力動作範囲内で、ERCOT、接続会社の電圧設定指令に従うこと。 • 発電設備は、指令受信後15分以内に指定の電圧となるよう無効電力を制御すること。
2.2.10	<p><u>Shutting down and disconnecting Generation Resources or ESRs from the ERCOT Transmission Grid</u> ERCOTからの指令を受信してから5分以内に、シャットダウンの一連の操作を行う必要がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 原子力発電所は、ERCOT送電網から切断する際には、原子力規制委員会 (NRC) の手続き要件に準拠すること。 • 非発電設備または ESR を送電網から切断する際に、遮断器または操作が必要な場合、指令から15分以内に切断の一連操作を行う必要がある。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
ERCOT Nodal Operating Guide

ERCOT Nodal Operating Guide

2.6 Requirements for Under-Frequency and Over-Frequency Relaying

Requirements for Under-Frequency and Over-Frequency Relaying

周波数低下時と上昇時において、それぞれ、下表に沿って発電設備をトリップさせること。

Frequency Range	Delay to Trip
Above 59.4 Hz	No automatic tripping (Continuous operation)
Above 58.4 Hz up to And including 59.4 Hz	Not less than 9 minutes
Above 58.0 Hz up to And including 58.4 Hz	Not less than 30 seconds
Above 57.5 Hz up to And including 58.0 Hz	Not less than 2 seconds
57.5 Hz or below	No time delay required

Frequency Range	Delay to Trip
Below 60.6 Hz down to and including 60 Hz	No automatic tripping (Continuous operation)
Below 61.6 Hz down to and including 60.6 Hz	Not less than 9 minutes
Below 61.8 Hz down to and including 61.6 Hz	Not less than 30 seconds
61.8 Hz or above	No time delay required

2.6.2

Frequency Ride-Through Requirements for Distribution Generation Resources (DGRs) and Distribution Energy Storage Resources (DESRs)

右表に沿って、周波数低下時と上昇時における運転継続を行うこと。

Frequency (Hz)	Ride-Through Mode	Minimum Ride-through Time (seconds)
$f > 61.8$	No ride-through requirements	
$61.2 < f \leq 61.8$	Mandatory Operation	299
$58.8 \leq f \leq 61.2$	Continuous Operation	continuous
$57.0 \leq f < 58.8$	Mandatory Operation	299
$f < 57.0$	No ride-through requirements	

2.7 Real-Time Operational Voltage Control

System Voltage Profile and Operational Voltage Control

- 通常時の電圧の範囲は、定格値の95~105%の範囲に、事故後は、90~110%の範囲に収めること。(右表参照)。
- 各TOは、発電設備から提供される dynamic reactive reservesを保ちつつ、必要な static Reactive Power resourcesを運用すること。

2.7.3

Nominal Voltage	Normal Operating Limits	Emergency Operating Limits
345	327.75 – 362.25	310.5 – 379.5
230	218.5 – 241.5	207 – 253
138	131.1 – 144.9	124.2 – 151.8
115	109.25 – 120.75	103.5 – 126.5
69	65.55 – 72.45	62.1 – 75.9

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
ERCOT Nodal Operating Guide

ERCOT Nodal Operating Guide

2.7 Real-Time Operational Voltage Control

2.7.3 Resource Entity Responsibilities and Generation Resource and Energy Storage Resource Requirements

VSS (Voltage Support Service) を提供するために発電事業者は、発電設備または蓄電池の最大無効電力量以下で動作しながら、POI (Point of Interconnection) の電圧を電圧設定点の許容範囲内に維持すること。

Nominal Voltage	Tolerance Band KV
345	+/- 4kV
230	+/- 3kV
138	+/- 2kV
115	+/- 2kV
69	+/- 1kV

2.9 Voltage Ride-Through Requirements for Generation Resources and Energy Storage Resources

2.9 Voltage Ride-Through Requirements for Generation Resources and Energy Storage Resources

- 発電設備および蓄電池は、以下の運転条件において、送電系統に接続された状態を維持するように設計され、かつ、それに対する電圧リレーが設定すること。
 - 発電設備またはインバータの端子電圧が定格設計電圧の5%以内であり、かつ、1ヘルツ当たりの電圧が発電設備の定格設計電圧および周波数の105%以下であること。
 - 発電設備またはインバータの端子電圧の偏差が5%を超えた場合、定格設計電圧の10%以下であり、かつ、10秒以内を持続すること。
 - 発電設備またはインバータのヘルツ当たりの電圧が、定格設計電圧および周波数の116%未満であり、かつ、1.5秒未満を持続すること。
 - 伝送システム障害(三相、単相、相対相)は、電源の相互接続点(POI)に接続されている送電上で、発電設備と送電サービスプロバイダ(TSP)との間で調整された保護スキームによって解決すること。
- ユニットの故障または一次伝送系リレーの故障の場合は、ユニット保護リレーは電送保護リレーの動作とは無関係にユニットをクリアにすることが出来る。
- 1番目の項目の運転状況の間、各発電設備または蓄電池は過度電圧障害の間、周波数サポートまたは電圧回復のサポートを除いて、有効電力または無効電力の供給を停止してはならない。それぞれの蓄電池は、充電モードの場合、ERCOTからconsuming active powerを消費している場合、過度電圧障害の間およびその後の電圧回復をサポートするに応じて消費電力を削減し、または、無くすこと。

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程 ERCOT Nodal Operating Guide

ERCOT Nodal Operating Guide

2.9 Voltage Ride-Through Requirements for Generation Resources and Energy Storage Resources

Voltage Ride-Through Requirements for Generation Resources and Energy Storage Resources

- VSS (Voltage Support Service) を提供するために必要な発電設備は、以下の能力を有し、維持すること。
- 励磁リミッタは、ユニット設計基準(ANSI C50.13-1989)の少なくとも80%を許容する短期的な無効電力を適応可能にするために、発電機界磁巻線および保護リレーの熱容量として設けられていること。

Time (seconds)	10	30	60	120
Field Voltage %	208	146	125	112

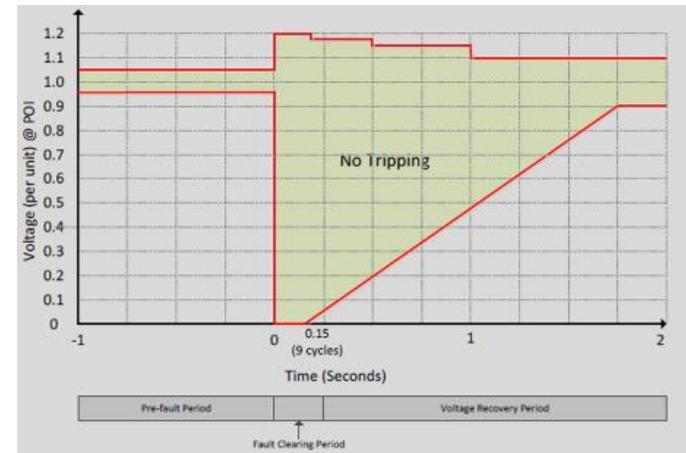
2.9.1

- 一時的なフィールド電流過負荷を許容した場合、リミッタは自動 AC電圧レギュレーターを介して動作し、フィールド電流を連続定格まで減少させること。電流減少後の通常のAC電圧調整の復帰は、自動的に行わなければならない。過励磁リミッタは、過励磁保護が電圧レギュレーター／リミッタの故障した時だけ稼働するように、過励磁保護と連携すること。
- 過小励磁リミッタは、オペレーターの実ミスや機器の誤動作による発電ユニットの不必要な切断をなくすために、電界損失保護と連携して設けること。
- 発電設備および蓄電池は、異常状態から機器を保護するために必要な保護中継を有し、保護中継基準に適合すること。
- 接続点で発生した障害を解決することにより発電設備がERCOTシステムから切断された場合は、電圧ライドスルー(VRT)要件は適用されない。

Voltage Ride-Through Requirements For Generator Resources

IRR (Intermittent Renewable Resources) または ESR (Energy Storage Resources) は、右図に示すように、送電障害が発生している間、少なくとも0.15秒間は電圧リレーを稼働状態にし、システムが回復するように設定する必要がある。単位電圧の90%までの回復時間は、1.75秒以内にする。

2.9.1



2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
ERCOT Nodal Operating Guide

ERCOT Nodal Operating Guide

2.9 Voltage Ride-Through Requirements for Generation Resources and Energy Storage Resources

Voltage Ride-Through Requirements for Distribution Generation Resources (DGRs) and Distribution Energy Storage Resources (DESRs)

- DGRまたはDESRが接続されている配電回路でshort-circuit faultまたはopen-phase conditionが発生した場合、DGRまたはDESRsは通電を停止し、オフラインでトリップし、電圧ライドスルー機能が優先される。
- 同期発電を利用するDGRは、下記の運転状態を乗り切るように過不足電圧リレーを設定する。

Voltage (p.u. of nominal)	Minimum Ride-Through Time (seconds)
$0.88 < V < 1.10$	continuous
$0.70 \leq V < 0.88$	Linear slope of 4 s/1 p.u. voltage starting at 0.7 s @ 0.7 p.u.

2.9.1

- インバーター設備を利用するDGRおよびDESRは、以下の運転条件を乗り切るように設計され、リレーが設定されていること。

Voltage (p.u. of nominal)	Ride-Through Mode	Minimum Ride-Through Time (seconds)
$1.10 < V < 1.20$	Momentary Cessation	12
$0.88 < V < 1.10$	Continuous Operation	continuous
$0.70 \leq V < 0.88$	Mandatory Operation	20
$0.50 < V < 0.70$	Mandatory Operation	10
$V < 0.50$	Momentary Cessation	1

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
ERCOT Nodal Operating Guide

ERCOT Nodal Operating Guide

4 Emergency Operation

4.5.3	<p><u>Implementation</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ EEA (Energy Emergency Alert) 期間中、ERCOTは直流送電線を用いてERCOT以外の制御地域からエネルギーを調達したり、BLT (Block Load Transfers)を用いて負荷をERCOT以外の制御地域に移動させる権限を持っており、NERCの scheduling guidelinesに従って、energy scheduleを調整することができる。 ・ EEALレベル3の場合、ERCOTは、周波数の減衰を停止し、発電設備のトリップを防止させるために、SCADAまたは変電所への要員派遣によって負荷の遮断を行う。 ※EEALレベル3:周波数が20分連続で59.91Hzを下回っている場合に宣言される。
4.6.2	<p><u>Strategies (Blackout)</u></p> <p>ERCOTシステムの部分的停電または停電が発生した場合には、相互接続されたネットワークを可能な限り速やかに通常の状態に戻すための措置を講じる必要がある。各TOは、直ちに ERCOT Blackstart計画を開始すること。ERCOTとの通信が不可能な場合、相互接続されたBlackstart発電設備およびBlackstart発電設備のQSEとの通信を直ちに確立すること。Blackstart発電設備の各QSEは、発電設備との通信を開始し、状況をERCOTおよび該当するTOに通知する。利用可能なBlackstart発電設備は、その隔離および起動手順を開始し、TOとの通信を確立すること。発電・送電が可能となった場合は、許容周波数を維持しつつ、負荷と発電量のバランスに注意し、発電・送電を開始すること。復旧中は、適切な電圧レベルと無効制御を維持すること。通信、周波数制御、電圧制御、同期設備、十分な送電量を有する接続を考慮すること。ERCOTは自動発電制御(AGC)の復旧を調整すること。</p>

2. 米国調査

(4) RTO/ISO (PJM/CAISO/ERCOT) の規程
ERCOT Nodal Operating Guide

ERCOT Nodal Operating Guide

6	Disturbance Monitoring and System Protection
6.1	<p><u>Disturbance Monitoring Requirements</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ERCOTシステムに連系する100KV以上の発電所の変電設備において、最低限16サンプル/サイクルの記録レートで、地絡過電流、不足電圧または過電流検知時、事故情報を記録すること。 単機500MVA以上、または、発電所全体1000MVA以上で単機300MVA以上の発電設備は、Phasor Measurement Recording Equipment を設置すること。記録レートは30回/秒、サンプリングレートは960サンプル/秒、ERCOTデータ収集所に通信回線でデータを転送すること。
6.2	<p><u>System Protective Relaying</u></p> <ul style="list-style-type: none"> IEEE規格、ANSI規格に沿って保護継電器の設計を行うこと。 100KV以上で運転されるERCOTシステムのユニット(送電線、buses、発電設備、遮断器、コンデンサー等)は2つの保護継電器で保護すること。保護継電器の設計は、2つの保護継電器に共通の部品を使用を避けること。共通の曝露エリアは最小限に抑え、単一の不測の事態によって両方の保護リレーシステムが無効になる可能性を減らすことが望ましい。
7.	Telemetry and Communication
7.3	<p><u>Telemetry</u></p> <p>ERCOT ICCP Nodal Communication Handbook *1 に沿って、Qualified Scheduling EntitiesとTransmission Service Providersが、ERCOTにリアルタイムデータを提出すること。その際、ICCPプロトコルを使用し、WAN経由でデータをやり取りすること。</p> <p>*1 ERCOTのエネルギー管理システムの機能・コンセプト、通信技術、システム構成、通信プロトコル、データ構成を解説。</p>

2. 米国調査

(5) 再エネ・インバーター電源に関する規程

規程	要件
FERC Order No. 661-A (2005)	Interconnection for Wind Energy 20MW超の系統接続手続基準：風力発電を対象 <ul style="list-style-type: none"> • Low voltage ride-through (LVRT) capability • Power factor design criteria (Reactive power) • SCADA capability
IEEE1547-2018	Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces 10MVA以下の分散型電源の系統連系に関する機能とその試験方法 <ul style="list-style-type: none"> • 系統サポート機能（電圧制御/周波数応答/電圧ライドスルー/周波数ライドスルー） • 電圧制御機能（無効電力制御/力率一定制御） • 電力品質要求（電圧変動(フリッカー)制限/電流高調波歪み制限） • ストレージ(蓄電池)に対しても電圧制御、周波数応答、ライドスルーの機能を要求 • 通信機能（モニタリング、遠隔制御） ※連邦法（EPA 2005, section. 1254. Interconnection）で需要者設備はこれに準拠
CA州 Rule21	Generating Facility Interconnections カリフォルニア州Electric Tariff Rule（加州電力料金ルール）のインバーター関連接続要件で次の3フェーズでの段階的適合を要求 <ul style="list-style-type: none"> • Phase-I: UL1741認証のスマートインバーターの使用を義務化（保護機能/電圧ライドスルー/フリッカ要求(IEEE 519-1992)/周波数ライドスルー/電流高調波歪率(IEEE1547-4.3.3)/DC電流注入制限/力率制御/電圧・無効電力制御/ランプレート制御/周波数-ワット制御/電圧-ワット制御） • Phase-II: 通信機能(TCP/IP)機能 • Phase-III: データ監視機能、遠隔操作、最大出力制御機能
IEEE P2800 (2021年4Q発行 予定)	Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems <ul style="list-style-type: none"> • 制御の優先順位、応答性 • 有効電力-周波数制御 • 無効電力-電圧制御 • 電力品質（高調波、不平衡、フリッカ） • 事故時運転継続 • モデル、バリデーション、モニタリング • テスト（コミショニング、タイプ）

項目	内容
Chapter 1: Momentary Cessation【一時停止】	
<ul style="list-style-type: none"> Introduction to Momentary Cessation【一時停止の概要】 	<p>運転可能電圧範囲におけるインバーター電源のパフォーマンス向上策</p> <ul style="list-style-type: none"> 瞬間的な停止の低電圧閾値を可能な限り下げる。 瞬間的な停止の過電圧閾値を、PRC-024-2 電圧ライドスルー曲線の上限か高い値にする。 回復遅延（電圧回復から電流注入の開始までの時間）を可能な限り最小の値（たとえば、1～3電気サイクルのオーダー）に減らす。 瞬間的な停止から毎秒少なくとも100パーセントに戻るときの有効電力ランプ率を上げる（たとえば、1秒以内に外乱前のアクティブ電流注入に戻る）。例外は、アクセス検討、または送配電事業者からの指示で、より遅いランプレート（つまり、短絡強度の低い領域）が指定されている場合。
<ul style="list-style-type: none"> Considerations for Type 3 and Type 4 Wind Turbine Generators【タイプ3と4の風力発電機】 	<ul style="list-style-type: none"> タイプ3（DFIG）とタイプ4（PMG）の風力発電は、系統事故時（電圧ライドスルー時）、故障電流を供給する。
<ul style="list-style-type: none"> Mitigating Ramp Rate Interactions【ランプレートによる相互作用の軽減】 	<ul style="list-style-type: none"> 系統安定のために設定されているランプレート制限は、一時停止から復帰時（電流注入の回復中）には課されるべきではない。可能な限り迅速に電流注入を緊急時のレベルに戻すため、プラントレベルのコントローラによって制限されるべきではない。

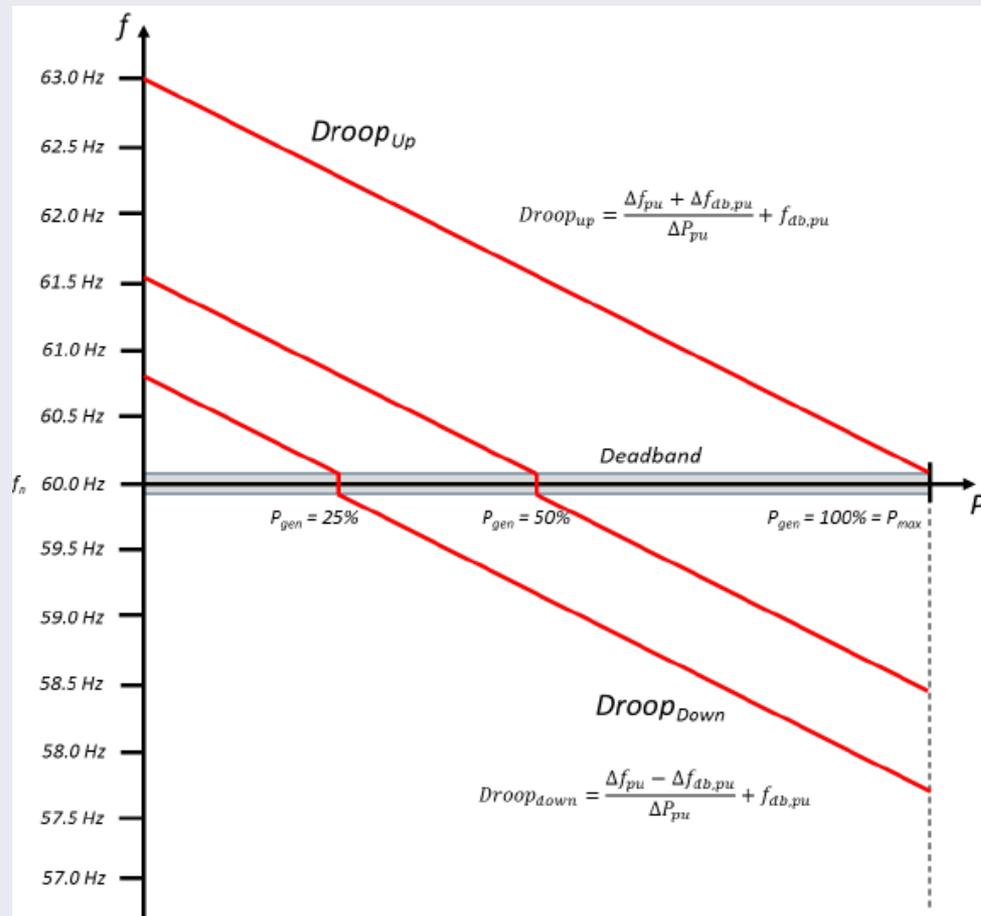
項目	内容
Chapter 2: Active Power-Frequency Control 【有効電力・周波数制御】	
<ul style="list-style-type: none"> Ensuring Robust Frequency Measurement and Protection 【堅牢な周波数測定と保護の確保】 	<p>BPSに接続するインバーター電源は、PRC-024-2で規定する周波数検知、保護機能を有すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> Frequency Measurement Duration 【周波数測定時間】：周波数ライドスルーのトリップ設定を除き、通常、3～6サイクル（50～100ms）で測定する。 Time Duration before Frequency Tripping 【トリップまでの時間】：周波数が閾値を下回る時間を設定する。 Frequency Ride-through Settings to within Equipment Specifications 【周波数ライドスルー設定】：インバーター含む関連機器仕様に基づいて周波数トリップ設定し、不要なトリップを回避する。 Low Voltage Inhibit for Frequency Protection 【トリップまでの時間】：同期機には電圧がカットオフレベル（公称電圧の80%）を下回ると、低周波数/過周波数保護機能（リレー81）は無効になる。カットオフの目的は、系統事故発生時、電圧降下発生時に周波数を正確に計算できない問題を回避するため。デジタルリレーを採用するインバーター電源においては、停電状態中および直後の周波数トリップを禁止する。
<ul style="list-style-type: none"> FERC Order No. 842 	<p>Order No. 842 : Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System— Primary Frequency Response の適用</p> <ul style="list-style-type: none"> プラント測定点の周波数が少なくとも$\pm 0.036\text{Hz}$の不感帯の外にある場合に周波数エクスカージョンイベントに応答し、調整する。5パーセントの垂下に従ってその出力。この応答は、短期間注入してから取り消すのではなく、タイムリーで持続する必要があります。言い換えれば、新世代は、周波数が少なくとも$\pm 0.036\text{ Hz}$の外側にあるときはいつでも、5パーセントのドループに追従するように出力を調整する。低周波数イベントに周波数応答を提供するために発電余裕を予め確保する必要はない。ただし、電源設備は、5%のドループ仕様に従って有効電力出力を減らすことにより、少なくとも不感帯の外側で過周波数エクスカージョンイベントに応答する必要がある。

項目	内容
----	----

Chapter 2: Active Power-Frequency Control 【有効電力・周波数制御】

Steady-State Active Power-Frequency Control 【定常状態の有効電力-周波数制御】

- FERC Order No. 842、該当する場合は地域要件（ERCOT BAL-001-TRE-1）に準拠した有効電力・周波数制御機能を備えること。
- 低周波数イベントに対して上方向に応答する機能を持つように構成する必要がある。同様に、すべての発電ユニットは、制御設定に基づいて出力を減らすことにより、過周波数イベントにตอบสนองするように構成する必要がある。



項目

内容

Chapter 2: Active Power-Frequency Control 【有効電力・周波数制御】

• Dynamic Active Power-Frequency Control 【動的有効電力-周波数制御】

• POMでの周波数のステップ変化に応じて、インバーター電源は、表に示されている動的特性を満たすか上回る能力を備えている必要がある。

Table 2.1: Dynamic Active Power-Frequency Performance

Parameter	Description	Performance Target
For a step change in frequency at the POM of the inverter-based resource...		
Reaction Time	Time between the step change in frequency and the time when the resource active power output begins responding to the change ³¹	< 500 ms
Rise Time	Time in which the resource has reached 90 percent of the new steady-state (target) active power output command	< 4 seconds
Settling Time	Time in which the resource has entered into, and remains within, the settling band of the new steady-state active power output command	< 10 seconds
Overshoot	Percentage of rated active power output that the resource can exceed while reaching the settling band	< 5 percent**
Settling Band	Percentage of rated active power output that the resource should settle to within the settling time	< 2.5 percent**

** Percentage based on final (expected) settling value

項目	内容
Chapter 3: Reactive Power-Voltage Control 【電圧・無効電力制御】	
<ul style="list-style-type: none"> Inverter Regulation Controls 【インバーター制御】 	<ul style="list-style-type: none"> 基本的なインバーター制御の説明
<ul style="list-style-type: none"> Reactive Power-Voltage Control and FERC Order No. 827 【電圧・無効電量制御とFERC Order No. 827】 	<p>Order No. 827 : Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation の適用</p> <ul style="list-style-type: none"> Power Factor Range: 遅れ力率0.95～進み力率0.95の範囲内で動的無効電力供給能力を有すること Point of Measurement (POM): 発電所内連系変圧器の高圧側で無効電力を供給すること Dynamic Reactive Power Capability: 動的無効電力は、「インバーターの動的機能と静的無効電力デバイスを組み合わせて損失を補うシステム」によって実現する。静的無効電力デバイスは、インバータとPOMの間で発生する損失を補うためにのみ使用する必要がある。 Real Power Output Threshold: 0MWまでの有効電力出力で0.95の遅れ力率 Compensation: 無効電力補償

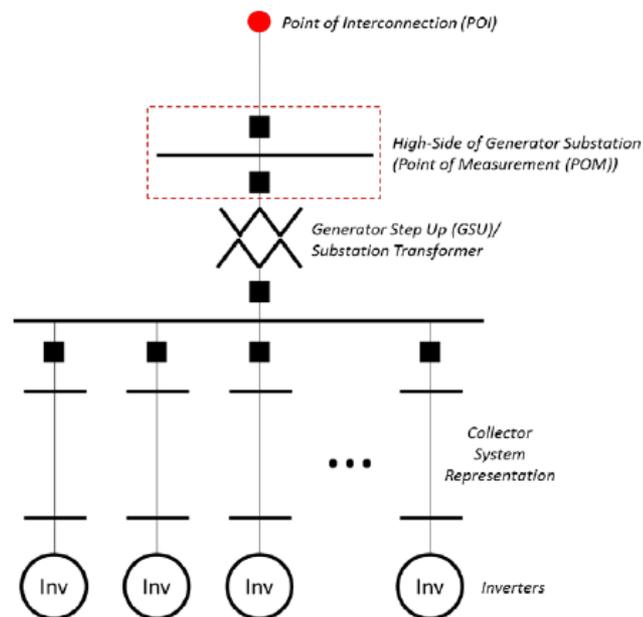


Figure 3.2. Wind Power Plant One-line Diagram Example

項目	内容
Chapter 3: Reactive Power-Voltage Control 【電圧・無効電力制御】	
<ul style="list-style-type: none"> Inverter-Based Resource Reactive Capability 【インバーター電源の無効電力供給能力】 	<ul style="list-style-type: none"> インバーターの全機能を利用して、有効電力出力を低下させることなく定常状態の電圧を維持する。 最大有効電力能力で動作していないときに追加の無効電力を提供する機能は、自動電圧制御とERSの一部で対応し、バッテリーもその手段である。

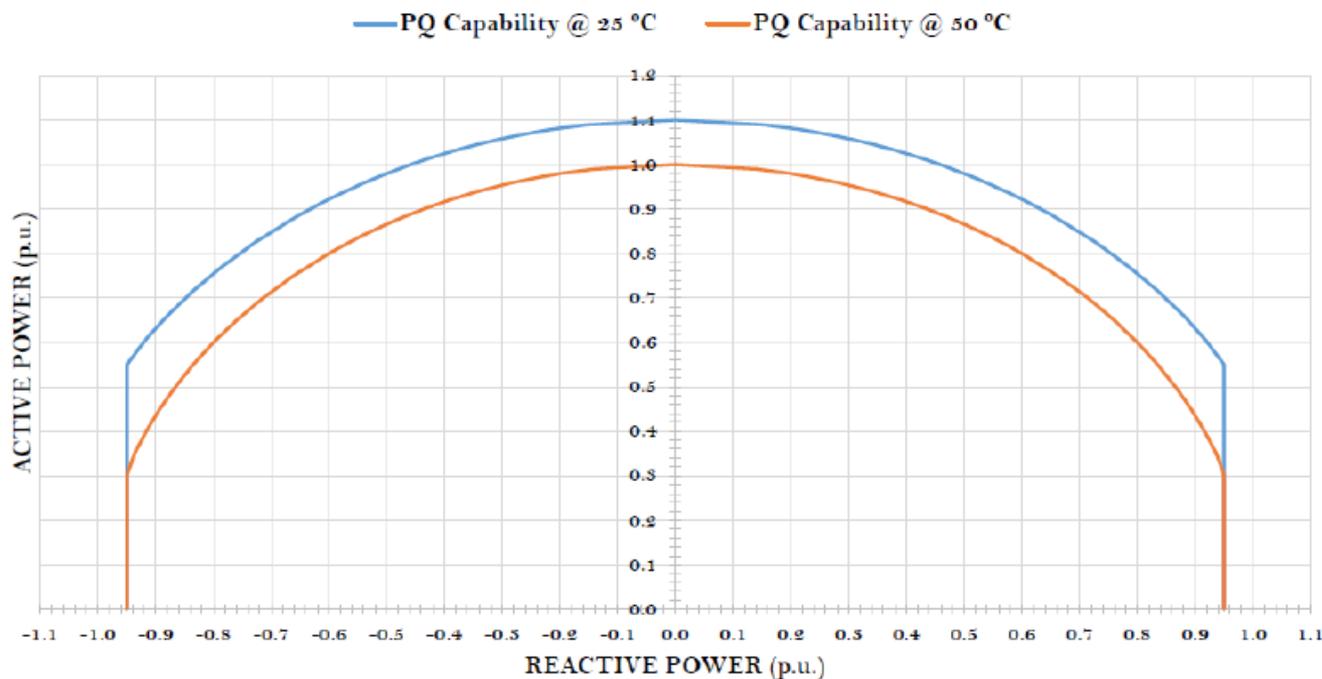


Figure 3.4: Inverter P-Q Capability—Vendor 2 [Source: First Solar]

項目	内容
----	----

Chapter 3: Reactive Power-Voltage Control 【電圧・無効電力制御】

• Steady-State Reactive Power Control and Droop
【定常状態の無効電力制御とドループ】

NERC Reliability Standard VAR-002-4.1 Generator Operation for Maintaining Network Voltage Schedules に準拠

- 自動電圧制御モード、またはTSO指示に従った制御モードでの運転
- AVRの概念は、インバーターレベルまたはプラントレベルでの制御、あるいはその両方で電圧制御する電源にも適用する。
- TOPによって提供されるスケジュールされた電圧を維持する必要がある。電圧範囲または設定値によって、グリッドと交換される指令無効電流が決まる。

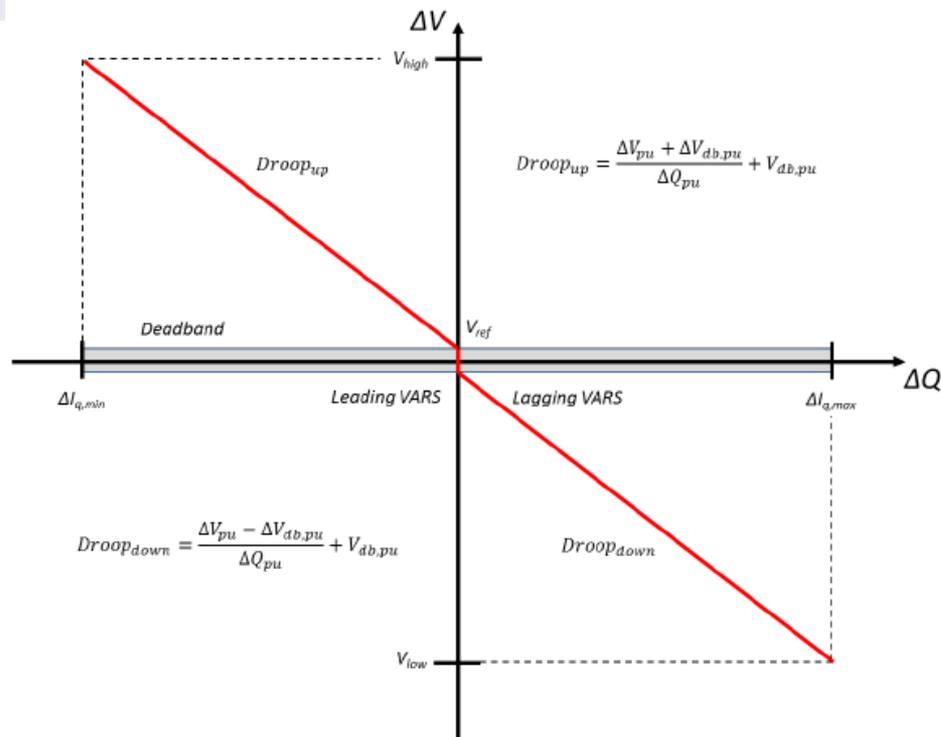


Figure 3.7: Reactive Power-Voltage Control Characteristic

項目	内容
Chapter 3: Reactive Power-Voltage Control 【電圧・無効電力制御】	
<ul style="list-style-type: none"> Large and Small Disturbance Performance Characteristics 【大小の外乱に対する性能特性】 	<ul style="list-style-type: none"> 小さな外乱（電圧がプラントの連続動作範囲内）、大きな外乱（電圧がプラントの連続動作範囲外：ライドスルーモード）における性能特性の区別 発電設備には、無効電力と無効電流の注入を制御する連続的に動作する自動制御システムが必要 小さな外乱特性はプラントレベルのコントローラによって駆動されるため無効電力で指定され、大きな外乱特性はインバーター制御によって駆動されるため無効電流で指定される。
<ul style="list-style-type: none"> Small Disturbance Reactive Power-Voltage Performance 【小さな外乱に対する電圧・無効電力制御】 	<ul style="list-style-type: none"> 表に示す能力が必要。常に閉ループ自動電圧調整で動作し比較的高速に無効電力制御。ほとんどの風力発電機は、ローカル電圧制御で、通常の動作時または小さな外乱に対して、低速のプラントレベルコントローラからの設定値コマンドの変更に応答。これにより、プラントレベルのコントローラは比較的遅い応答時間（たとえば、5～30秒）で動作して、ローカルインバーター電圧制御とプラントレベルの電圧制御の間の相互作用を回避できる。この機能が既存のインバーター電源で不可能な場合、インバーターレベルでの自動電圧制御の欠如に対応するために、これらの応答時間は比較的高速である必要がある（少なくとも2～4秒の範囲）

Table 3.1: Small Disturbance Reactive Power-Voltage Performance

Parameter	Description	Performance Target
For a step change in voltage at the POM of the inverter-based resource...		
Reaction Time	Time between the step change in voltage and when the resource reactive power output begins responding to the change ⁴⁷	< 500 ms*
Rise Time	Time between a step change in control signal input (reference voltage or POM voltage) and when the reactive power output changes by 90 percent of its final value	< 1–30 sec**
Overshoot	Percentage of rated reactive power output that the resource can exceed while reaching the settling band	< 5 percent***

* Reactive power response to change in POM voltage should occur with no intentional time delay.

** Depends on whether local inverter terminal voltage control is enabled, any local requirements, and system strength (response should be stable for the lowest possible grid strength). Response time may be modified based on studied system characteristics.

*** Any overshoot in reactive power response should not cause BPS voltages to exceed acceptable voltage limits.

項目

内容

Chapter 3: Reactive Power-Voltage Control 【電圧・無効電力制御】

• Large Disturbance Reactive Current-Voltage Performance
【大きな外乱に対する電圧・無効電流制御】

- 大きな外乱とは、電圧が連続動作範囲（0.9～1.1 puの電圧など）から外れる原因となる外乱。プラントレベルのコントローラーは、個々のインバーターに制御を委譲し（新しいコマンドの送信を停止）、インバーターは通常、無効電流注入の制御を引き受ける「ライドスルー」モードに入る。大きな外乱に対し以下の特性を有すること。
- Stable Response: 系統のイベントに対応して安定した過渡応答することを要求
- Voltage Outside Continuous Operating Range: インバーターの端子電圧が連続動作範囲外にある（多くの場合、0.9～1.1puの電圧）とき、プラントレベルのコントローラーは個々のインバーターに制御を移譲する。
- Local Control and Faster Response Time: ローカルでのインバーターの制御応答時間は大幅に速くなる可能性がある。
- Voltage Measurement: ローカルインバーター制御は、端子で測定された電圧に応答して、大きな外乱時にプラント全体の応答を駆動する。
- Inverter Capability: 表に示す能力が必要。
- Inverter Control Flexibility: グリッド条件の変化に基づいて、動的応答の設定を変更できるようにする必要がある。
- Current Limiting: 端子電圧が大きく変化すると、インバーターが電流制限に達する可能性があるため、電流リミッタはインバーター保護と協調して、継続的または短期的な過負荷制限内にとどまりながら非常に迅速に応答できるようにする必要がある。
- Fault Inception and On-Fault Current Injection: 障害発生時、保護リレーシステムが障害を検出してクリアするのをサポートするために、できるだけ早くシステムにできるだけ多くの電流を供給することを優先する必要がある。最初のカップルサイクル後の残りの障害期間については、障害のクリア（障害期間に関係なく）では、端子の状態に基づいて必要な電流のタイプを正確に検出および制御し、必要に応じて有効電流と無効電流の組み合わせを提供することを優先する必要がある。
- Negative and Zero Sequence Current Injection: ゼロシーケンス電流をインバーター電源で生成する必要はない。
- Postfault Current Injection: 端子の状態に基づいて必要な電流のタイプを正確に検出および制御し、それに応じて応答して、アクティブ電流注入とリアクティブ電流注入の組み合わせを提供する。外乱前のアクティブ電流注入を維持または戻す前に、十分なローカル電圧サポートを確保することを優先する。
- Postfault Voltage Overshoot Mitigation: インバーターの無効電流応答は、BPSの過電圧状態を悪化させてはならない。

項目

内容

Chapter 3: Reactive Power-Voltage Control 【電圧・無効電力制御】

- Large Disturbance Reactive Current-Voltage Performance 【大きな外乱に対する電圧・無効電流制御】

Table 3.2: Large Disturbance Reactive Current-Voltage Performance

Parameter	Description	Performance Target
For a large disturbance step change in voltage, measured at the inverter terminals, where voltage falls outside the continuous operating range, the positive sequence component of the inverter reactive current response should meet the following performance specifications...		
Reaction Time	Time between the step change in voltage and when the resource reactive power output begins responding to the change ⁵⁶	< 16 ms*
Rise Time	Time between a step change in control signal input (reference voltage or POM voltage) and when the reactive power output changes by 90 percent of its final value	< 100 ms**
Overshoot	Percentage of rated reactive current output that the resource can exceed while reaching the settling band	Determined by the TP/PC***

* For very low voltages (i.e., less than around 0.2 pu), the inverter PLL may lose its lock and be unable to track the voltage waveform. In this case, rather than trip or inject a large unknown amount of active and reactive current, the output current of the inverter(s) may be limited or reduced to avoid or mitigate any potentially unstable conditions.

** Varying grid conditions (i.e., grid strength) should be considered and behavior should be stable for the range of plausible driving point impedances. Stable behavior and response should be prioritized over speed of response.

*** Any overshoot in reactive power response should not cause BPS voltages to exceed acceptable voltage limits. The magnitude of the dynamic response may be requested to be reduced by the TP or PC based on stability studies.

項目

内容

Chapter 3: Reactive Power-Voltage Control 【電圧・無効電力制御】

- Reactive Power at No Active Power Output 【有効電力出力がない無効電力】
 - インバーターの端子に見られるAC電圧に対するAC電流の位相角を制御することにより、ゼロ有効電力出力で無効電力を注入（遅延）または消費（進み）できること。
 - この期間、インバーターは動作し続けるため、インバーター電源の有効電力消費と変換損失が必要。その有効電力は、ゼロ電力出力でのプラント運転の損失と補助負荷を考慮して、グリッドから供給する必要がある。
 - DC電源で動作する従来のインバーターは、有効電力出力のない無効電力を提供できず、そのためには別の電源が必要。
 - DC電圧を充電および維持するための電力がDCバスにないため、ゼロ有効電力注入中は低電圧ライドスルーを実現できない場合がある。障害状態の間、有効電力供給がない場合の電力損失により、電圧が低くなり、インバーターの動作電圧制限を下回る可能性がある。このモードで動作しているときに一時的な停止を使用して、DCバス電圧の整合性を維持し、障害がクリアされた後の電圧回復をサポートできるようにする。
 - 電灯需要が高い時間帯、冬の早朝・夕方のピーク負荷時間帯に、BPS電圧を安定させるのに役立つ可能性がある。
 - 深夜の軽負荷期間、軽負荷の送電線の静電容量のために高電圧の問題が発生する可能性があるが、本機能により電圧調整に役立つ可能性がある。
 - インバーターメーカーは、太陽光発電施設でこの機能を有効にするための増分コストは、通常、送電接続された動的無効電力リソースよりも大幅に少ないと述べている。
 - ゼロ電力出力状態でのインバーターの損失を補うための電力供給コスト、およびインバーターコンポーネントの寿命への影響、追加の運用および保守コストも考慮する必要がある。
 - 要件または契約上、出力がゼロの場合の無効電力の供給能力を銘板定格のパーセンテージ（たとえば、施設の銘板定格の44パーセント）として指定する必要がある。これが決定されていない場合、要件では、オフライン（有効電力注入なし）状態では、POIでの無効電力交換をゼロにする必要があることを明確に示す必要がある。

項目	内容
Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】	
<ul style="list-style-type: none"> • Overview of Inverter-Based Resource Protective Functions 【インバーター電源の保護機能】 	<ul style="list-style-type: none"> • 太陽光発電の保護の例 • Inverter (protective functions): <ul style="list-style-type: none"> Open phase (single phase loss) detection ac and dc overcurrent protection ac undervoltage protection dc undervoltage protection (for BESS) Under- and overfrequency protection ROCOF protection (should be disabled) Loss of synchronization Unintentional islanding protection (should be disabled) Passive anti-islanding protection (should be disabled) Reverse current protection (dc voltage low relative to ac voltage, solar PV only) dc ground fault or insulation monitoring protection ac ground fault protection Negative sequence current protection Reverse phase sequence protection (46 element) Internal inverter temperature protection Other internal health monitoring protection • Inverter transformer protection: <ul style="list-style-type: none"> Current limiting fuse (fast) Expulsion fuse (slow) • Collector system protection: <ul style="list-style-type: none"> Under- and overvoltage protection Overcurrent protection (50 and 51 elements) Under- and overfrequency protection • Substation and GSU protection: <ul style="list-style-type: none"> Differential protection (transformer and bus) Breaker failure protection (high side breaker) Ground fault protection:

項目	内容
Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】	
<ul style="list-style-type: none"> Overview of Inverter-Based Resource Protective Functions 【インバーター電源の保護機能】 	<ul style="list-style-type: none"> Main line/breaker protection72 <ul style="list-style-type: none"> Under- and overvoltage protection Overcurrent protection (50 and 51 element) Zone (impedance-based) protection (21 element) Under- and overfrequency protection 風力発電の保護の詳細は以下に記載されている。 IEEE Power System Relaying Committee, "Guide for Protection of Wind Plants," IEEE C25, draft guide. http://www.pes-psrc.org/c/c25/c25.html.

項目	内容
Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】	
<ul style="list-style-type: none"> Inverter Tripping and Shutdown 【インバーターのトリップとシャットダウン】 	<ul style="list-style-type: none"> インバーターの障害発生箇所による応答は以下。 DC側の障害：障害コードがDC側で発生した場合、インバーターはパワーエレクトロニクスゲートを停止し、マイクロ秒以内に通電を停止し、インバーターはシャットダウンする。インバーターのAC回路ブレーカーは必ずしも開く必要はない。 AC側の障害：AC側で障害が発生した場合、インバーター保護（低電圧および過電圧、過電流など）が動作する可能性がある。インバーター制御は、パワーエレクトロニクスゲートを停止し、マイクロ秒以内に通電を停止する。次に、保護トリップコマンドに基づいてインバーターブレーカーが開く。
<ul style="list-style-type: none"> Return to Service following a Trip 【トリップ後の復旧】 	<ul style="list-style-type: none"> BPSの障害のためにオフラインでトリップしたインバーターは、通常、指定された時間遅延で自動的にサービスに戻る。その時間遅延は、2つの異なる時間枠に分けられる。 インバータリセットモード：一部のトリップアクションでは、完全なインバータリセットが必要であり、通常、完了するまでに1～2分かかる。これは、インバーターソフトウェアまたはハードウェア要件による場合もあれば、サービスに戻る前にDCバスを充電するための場合もある。これらはインバーターがBPSに再接続できるようになる前に必要なアクションである。 意図的な時間遅延：一部のインバーターは、意図的にプログラムされた時間遅延を使用して、トリップ後にサービスに戻る場合がある。IEEE Std. 1547-2018 要件4.10.3では、0～600秒の最小意図的遅延の調整可能な範囲が必要であり、デフォルトは300秒（5分）である。BPSの過去の障害により、この5分のタイマーが多くのBPS接続インバーターに実装されていることが確認されている。 BAは自動/制御されていない再接続が許可されるかどうかを検討する必要がある。BAは、トリップ後に再接続要件を実装することを検討する場合がある。これらの要件には、プラントが全体的または部分的なトリップを経験したことのGOPによる通知、および復旧までの推定時間、再接続の承認、および再接続のランプ速度が含まれるが、これらに限定されない。いずれの場合も、BAは、自動再接続を使用するインバーター電源のGOが、これらの自動アクションの再接続時間を指定することを要求する必要がある。保護アクションの違いによって時間が異なる場合は、BAが状況を完全に認識し、トリップおよび再接続イベントを理解できるように、それぞれを指定する必要がある。

項目	内容
Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】	
<ul style="list-style-type: none"> Frequency and Voltage Ride-Through Related to PRC-024-2 【周波数・電圧ライドスルー】 	<ul style="list-style-type: none"> ライドスルー曲線は、個々のインバーターではなく、インバーター電源全体のPOI電圧に適用される。インバーターは、ライドスルー曲線に示されているものよりも高いまたは低い過渡端子電圧となる場合がある。PRC-024-2に従い、POI電圧が許容範囲内にある限り、インバーターはこれらの電圧をライドスルーすることが期待される。 連続する障害の累積的な影響から保護するために、トリップを必要とする期間に連続する障害にさらされた場合、電源は、安全性と機器の整合性を確保するためにトリップする場合がある。たとえば、風力発電機は、特定の期間内の連続した障害による累積的なねじり応力からドライブトレインを保護するためにトリップする場合がある（機械的疲労保護） インバーターの電圧と周波数のトリップ設定は、PRC-024-2の電圧ライドスルー曲線のみに基づくべきではない。これらの設定では、インバーターと関連機器を保護するための物理的な機器の制限を考慮する必要がある。電圧と周波数のトリップ設定は、インバーター機器を損傷から保護しながら、できるだけ広く設定する必要がある。 周波数ライドスルーテーブルでは、高周波数または低周波数の「瞬時」トリップが可能だが、この周波数は、時間枠（たとえば、約6サイクル）にわたって正確に計算する必要があり、瞬時に計算された値を使用しないこと。時間枠でフィルタリングする必要がある。ライドスルー曲線は、100ミリ秒から始まる対数目盛を使用しており、周波数関連のトリップアクションを実行するための最小時間を示す。

項目	内容
----	----

Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】

- Frequency and Voltage Ride-Through Related to PRC-024-2 【周波数・電圧ライドスルー】

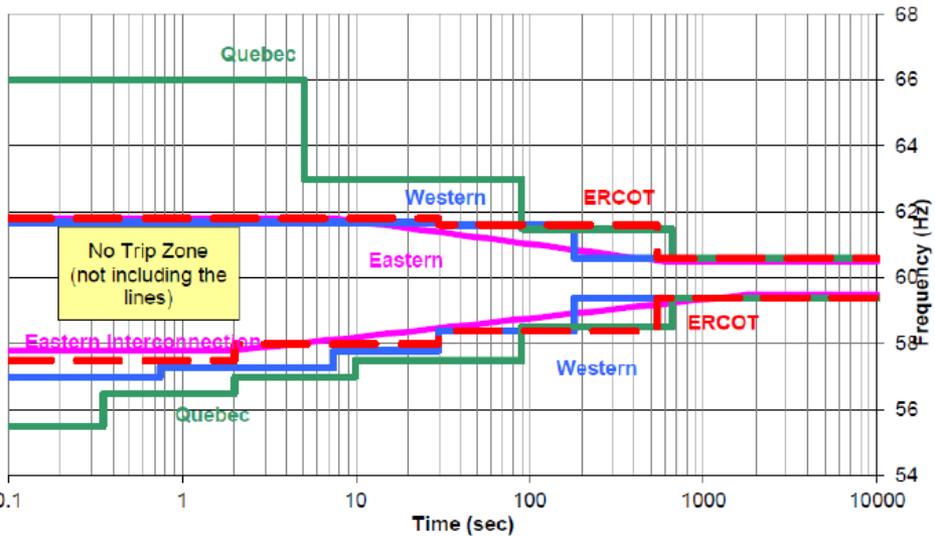


Figure 4.3: Off-Nominal Frequency Capability Curve from PRC-024-2

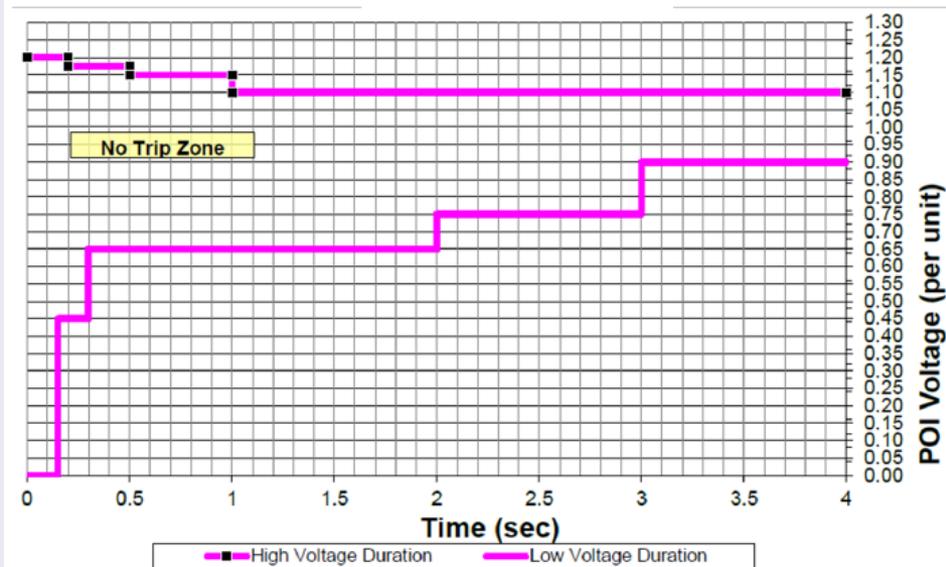


Figure 4.4: Voltage Ride-Through Time Duration Curve from PRC-024-2

項目	内容
Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】	
<ul style="list-style-type: none"> Overvoltage Protection 【過電圧保護】 	<ul style="list-style-type: none"> 推奨される電圧保護、特に過電圧保護を指定して、インバーター電源が、障害、スイッチング、または制御の瞬間的な変更によって引き起こされる一時的な過電圧でのスプリアストリップの影響を受けないようにする必要がある。 Voltage Measurement Filtering and Instantaneous Trip Settings: PRC-024-2のライドスルー曲線と電圧-時間特性は、従来のリレー哲学に基づいて導き出された。最新のデジタル保護リレーは通常、電圧検出にフィルター処理された（バンドパスフィルターなどの）RMS信号を使用する。これにより、過渡過電圧によるトリップの影響を受けにくくなる。スイッチング動作、障害クリア、雷などによりBPSで過渡電圧が一般的であるため、瞬時電圧値は使用される。インバーターは、フィルター処理されていない瞬間的な電圧測定でトリップするように設定しないこと。インバーター保護機能は、PRC-024-2のライドスルーカーブと比較した場合、過電圧保護のために基本周波数電圧を使用する必要がある。保護機能は「瞬時」にすることができるが、電圧測定のフィルタリングは少なくとも1サイクル以上にわたって行う必要があり、インバーターは瞬時の電圧測定で動作しないようにする必要がある（既知の機器の制限による場合を除く）。基本周波数に基づく過電圧トリップ設定、フィルター処理された電圧測定は、機器の信頼性を確保するために、他の形式のプラント保護とも調整する必要がある。トリップコマンドとインバーター回路ブレーカーの開放には通常3～4サイクルが必要であるため、瞬間的な過電圧によって引き起こされる損傷から機器を保護することはできない。したがって、サブサイクルの過渡過電圧は通常、サージアレスタ（以下で説明）の使用から保護される。

項目

内容

Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】

- Overvoltage Protection 【過電圧保護】

- Protection Coordination Improvements: BPSのほとんどの高電圧機器には、次の2つの電圧定格がある。
 - 基本インパルスレベル (BIL) 定格：標準的な大気条件下での標準的な雷インパルス ($1.2 \times 50 \mu\text{s}$ 波など) の波高値で表される絶縁耐力。この定格は、電気絶縁の破壊や、立ち上がり時間と減衰時間が速い過渡電圧波によって引き起こされる損傷なしに、機器が耐えることができる最大電圧。BIL定格は通常、定格電圧の2.5～15倍 (最大動作電圧定格よりはるかに高い)。
 - 最大動作電圧定格：最大動作電圧は、機器が損傷することなく耐えることができる最大基本周波数電圧。BIL定格を超えると、機器がほぼ瞬時に損傷する可能性があるため、AC回路ブレーカーを使用して機器の電源を切るのは通常遅すぎる。このため、サージアレスタを使用して、電圧をBIL未満の特定のレベルにクランプし、エネルギーをサージアレスタを通してほぼ瞬時に放散させて、機器を損傷から保護する。ファストフロントのサブサイクル過電圧は、避雷器を適用することで多くのアプリケーションで改善される。これらの過渡状態から保護するための非常に速い時定数に加えて、アレスタを使用する別の利点は、機器が短時間の過渡過電圧の間動作を継続し、外乱を乗り越え、過電圧状態が解消された後も動作を継続できることである。サージアレスタの有効性は、過電圧要件の場所とサージアレスタが設置されているインバーター端子との間のインピーダンスの関係である。このインピーダンスの場合、インバーターの過電圧機能を設計およびテストするときに単位あたりの値が定義され、さまざまなサプライヤが提供する機器が実際に同様の機能を備えていることを確認します。ステップアップトランスとインバーターのインピーダンスは、通常、この目的で使用される。

ほとんどのBPS機器には、基本周波数で測定された電圧である、耐えられる最大動作電圧もあります。これは本質的に、電圧が一定時間にわたって測定されることを意味し、機器の電源を切る前に時間遅延が組み込まれる場合がある。したがって、基本周波数の過電圧状態の場合、過電圧保護要素は通常、何らかの形式のバンドパスフィルター処理されたRMS値を使用する。これは、障害状態中に発生するスプリアストランジェントのトリップを軽減するのに役立つ。従来の保護リレーの「瞬時」トリップ機能の場合でも、基本周波数で動作することを保証するために、いくつかのフィルタリングが適用される。これにより、保護システムのセキュリティが確保される (意図した場合のみトリップ)。

インバーター保護は、過渡的なサブサイクル過電圧から安全に保護するために、インバーター保護トリップ機能を備えたサージアレスタの使用と調整する必要がある。インバーターに適用された避雷器は、インバーターの継続的な動作を保証しながら、過渡過電圧を許容レベルにクランプすることができます。インバーター内の保護機能は、フィルター処理された基本周波数RMS量で動作して、インバーターまたは回路ブレーカーが応答する前にクリアされる過渡過電圧で誤ってトリップしないようにする必要があります。

項目	内容
----	----

Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】

- Overvoltage Protection 【過電圧保護】
- Recommended Overvoltage Protection: インバーター電源は、メーカーの設計仕様に基づく保護設定を使用して、機器の整合性を確保すると同時に、安全な操作を確保する必要がある。保護設定は、PRC-024-2のライドスルーカーブのみに基づくべきではない。

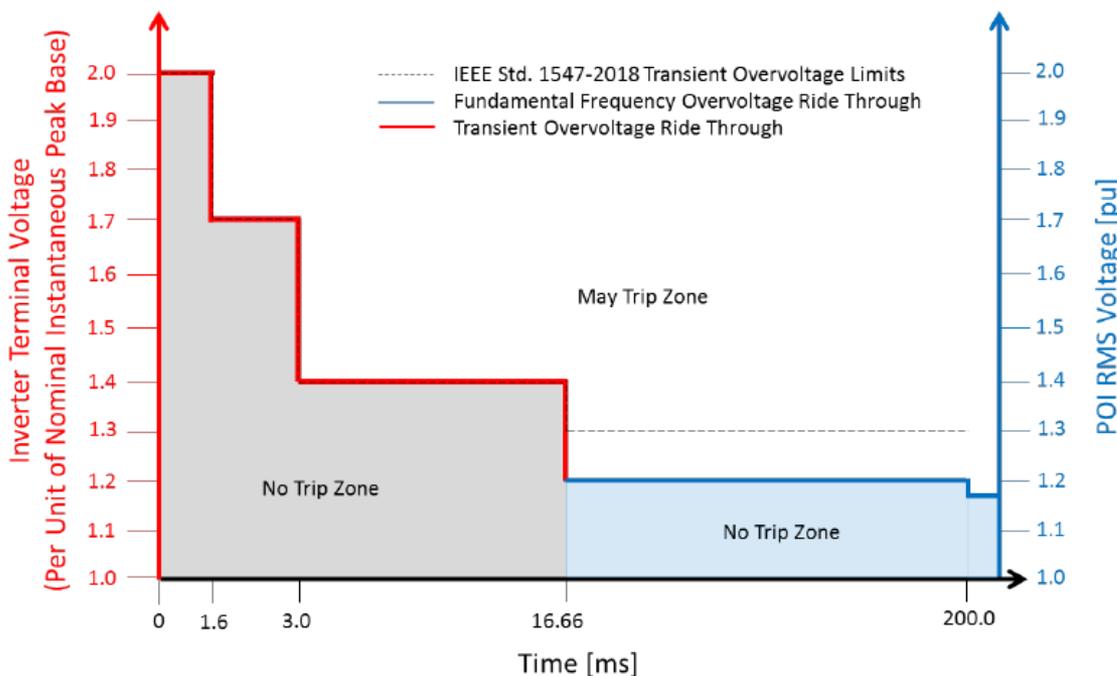


Figure 4.6: Recommended Overvoltage Ride-Through Curve

Table 4.1: Recommended Overvoltage Ride-Through Characteristic		
Curve Section	Voltage (pu)	Time (sec)
Instantaneous Inverter Terminal Voltage	≥ 2.000	Instantaneous Trip Acceptable
	≥ 1.700	0.0016
	≥ 1.400	0.003
Fundamental Frequency RMS POI Voltage	≥ 1.200	0.0167
	≥ 1.175	0.20
	≥ 1.150	0.50
	≥ 1.100	1.00

項目	内容
<p>Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】</p> <ul style="list-style-type: none"> • Overvoltage Protection 【過電圧保護】 	<p>この曲線は、電圧波形のフィルタリングを説明するために16.66ミリ秒で始まる。PRC-024-2のライドスルー曲線に適用される保護機能は、十分にフィルタリングされた基本周波数RMS電圧測定を使用する必要がある。基本周波数のAC電圧波形の一部ではない高調波とサブサイクルスパイクをフィルターで除去する必要がある。これにより、このタイプの保護のサブサイクルスパイク中の誤ったトリップが軽減される。</p> <p>インバーターは、障害状態またはスイッチングイベント中に発生する可能性のあるサブサイクルの過渡過電圧に耐えると同時に、インバーターを損傷から保護するように設計する必要がある。曲線内では、電圧スパイクがインバーターのトリップ動作を引き起こしてはならない。</p> <p>サブサイクルの過渡過電圧保護の場合、インバーターは、非常に高い短時間の過電圧を維持するために、非常に短い時間（たとえば、障害時の状態）に代替動作モードを使用する必要がある場合がある。たとえば、電流クリップング、ゲートパルス抑制、またはインバータ内の他の高速制御は、トリップを引き起こさない安定した応答を保證するのに役立つ。電圧がライドスルーカーブの基本周波数RMS電圧部分内で許容レベルに戻ったら、電流の減少はすぐに（サイクル内で）回復する必要がある。これは、指定された遅延とランプレートで比較的長い時間枠にわたってリソースが戻ることを伴う一時的な停止とは異なる。</p> <p>分散型電源は、ライドスルーカーブより上の過電圧状態（公称瞬時ピークベースの単位あたり）の間、グリッドに無効電流を提供しないと予想される。ただし、分散型電源は必ずしもこれらの条件でトリップする必要はない。むしろ、現在の寄与が過電圧を悪化させないようにする必要がある。</p>

項目	内容
----	----

Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> Frequency Tripping Mechanism 【周波数トリップメカニズム】 | <ul style="list-style-type: none"> PRC-024-2は周波数の測定方法を指定していない。保護動作が期待どおりに動作し、望ましくない動作が発生しないように、周波数を十分な精度で計算する必要がある（位相ジャンプまたは障害または高調波による波形の歪みを考慮）。以前は、周波数は、測定された相電圧のゼロ交差から使用して導出されていた。現在、グリッド周波数は、PLLがグリッドとの同期を維持するために使用されるため、PLLから導出された位相量を使用して計算される。 |
|---|--|

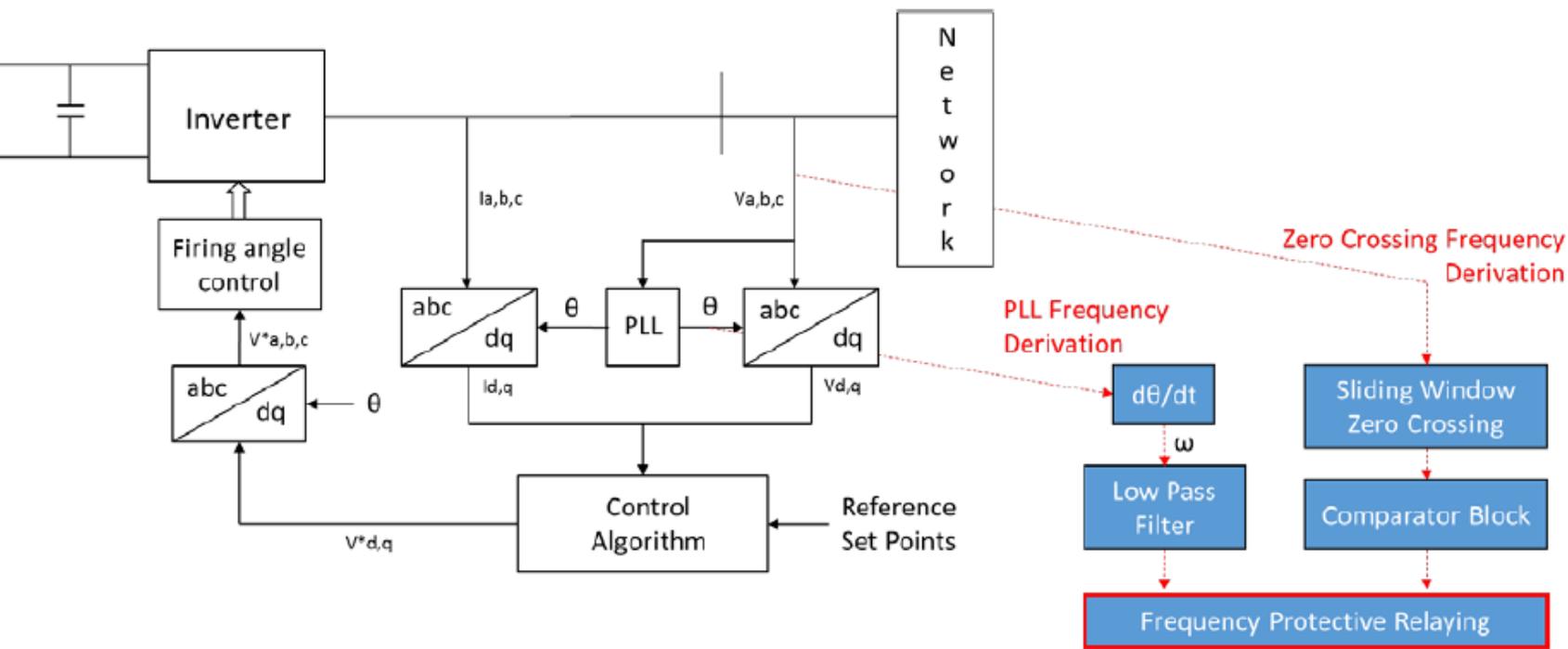


Figure 4.7: Frequency Protective Relaying using PLL Controls
 [Source: Adapted from EPRI]

項目

内容

Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】

- | 項目 | 内容 |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> Rate-of-Change-of-Frequency Measurement and Protection 【RoCoF (周波数変化率) 測定と保護】 | <ul style="list-style-type: none"> インバーター電源には、機器の制限がないか、高い周波数変化率（ROCOF）でトリップする必要はない。ROCOF保護は、世界中の特定のグリッドコード要件、特に小さなアイランドシステム、および分散型電源の受動的単独運転検出に使用される。ただし、ROCOFリレーは、BPSに接続されているインバーター電源には使用しないこと（インバーターで無効にする必要がある） インバーターで測定された周波数変化は、BPSの位相シフト（障害、回線交換、またはその他の通常発生する高速過渡イベントによる）、またはシステムの発電負荷の不均衡によって引き起こされる。たとえば、障害イベントからの位相シフトにより、位相角が瞬時に変化し、瞬時に計算されるROCOF値が非常に高くなる。インバーター電源は、ROCOFに関係なく、高度な制御を使用して、高いROCOFおよびPLLロックの潜在的な瞬間（サイクル）損失時にPLL同期を維持することで、これらのイベントを乗り切ることが期待される。 一方、BPSは、発電負荷の不均衡が大きい状況で、システム全体のROCOFが比較的高くなる可能性がある。ただし、これらの条件は、障害によって引き起こされる瞬時位相ジャンプよりも大幅に遅いため、インバーター電源はこれらのイベントを通過し、必要に応じて有効電流と無効電流を供給し続ける必要がある。 いずれの場合も、BPSに接続されたインバーター電源でROCOF保護を有効にせず、位相ジャンプやシステム全体の高いROCOFイベントを乗り切ることができる必要がある。PLL制御は、高度なロジックを使用してこれらのイベントを乗り切るのに十分な堅牢性を備えている必要がある。ROCOFが高いためにトリップすることは、ライドスルーパフォーマンスとしては許容できない。 |

項目

内容

Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】

• Over- and Underfrequency Protection 【過・低周波数保護】

- 発電機の保護設定は、物理的な機器の制限に基づく必要があり、発電機は、BPS周波数制御と、大きなBPS障害時の安定性を可能な限りサポートするために接続されたままにする必要がある。インバーター電源の周波数トリップ設定は、BPSの信頼性をサポートするために、機器の保護と人員の安全を確保しながら、できるだけ広く設定する必要があります。これは、PRC-024-2 の意図と、「ノートリップゾーン」の外側の領域を「トリップゾーン」として解釈してはならないという概念と一致している。
- 周波数は、インバーターの保全に関する主要な関心事ではない。予想される異常なBPS動作（例：±3 Hz）内で、公称外周波数に基づいてインバーターをトリップする必要がある制限はない。多くのインバーターメーカーは、インバーターは57 Hzまでの周波数で無期限に動作できると述べている（50 Hzシステム用のユニバーサルデザインのインバーターは47 Hzまで持続できる）。したがって、インバーター電源は、57～63Hzの周波数で動作できる必要があります。インバーター電源の制限は、インバーターの設計時の仕様に準拠する。
- PRC-024-2の周波数制限は、同期機の制限、保護設定、および低周波数負荷制限（UFLS）プログラムとの調整に基づいてきた。指定された期間内の切断に関するIEEE1547-2003の要件は、主に配電システムの単独運転防止の考慮事項に基づいており、BPS接続の電源には適用しないこと。IEEE 1547-2018改訂では、PRC-024-2 よりも厳密に整合し、より広いトリップしきい値を使用する周波数ライドスルー要件が提案されている。

項目	内容
Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】	
<ul style="list-style-type: none"> Phase Lock Loop Loss of Synchronism 【フェーズロックループの同期喪失】 	<ul style="list-style-type: none"> BPSの電圧の大きさと位相の突然の変化は、BPSの障害時に発生する。最近の外乱イベントにより、一部のインバーターのPLL同期喪失が、AC同期障害（PLL同期喪失）を引き起こし、インバーターの1次回路ブレーカーを開く保護動作を引き起こす可能性があることが確認された。これらのインバーターの場合、このアクションは、インバーターPLLがAC波形との同期を失う原因となるBPS電圧の完全な損失または突然の変動に対して実行される。これにより、インバーターによる5分間の再起動アクションがトリガーされる。これが発生したプラントでは、他の障害インジケータもインバーターをトリップするためのアクションを実行し、PLLの同期喪失はインバーターのトリップの主な原因ではなかった。一方、他のプラントでは、インバーターをトリップさせるPLL同期障害コードのみが発生した。したがって、BPS障害時のPLLの推奨性能仕様を明確に説明することは価値がある。 PLLの同期が失われてインバーターがトリップすることはない。第1章で説明したように、PLLの同期喪失が一時的に発生する場合は、可能な限り一時的な停止も使用しないこと。PLLは、数回の電気サイクル内でグリッドに再同期することができ、予想される電流注入にすぐに戻ることができるはずである。機器の安全性を確保するために、過渡状態では電流クリッピングやゲートパルス抑制などの代替動作モードを使用できる。ただし、PLLロックが回復すると、回復と再同期はほぼ瞬時に発生するはずである。電流制限は、PLLの同期が失われた状態で過電流保護機能が動作しないようにする必要がある。

項目

内容

Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】

- DC Reverse Current Protection 【DC逆電流保護】
 - インバーターは、パワーエレクトロニクススイッチ（絶縁ゲートバイポーラトランジスタ（IGBT））の両端に逆並列ダイオードを備えており、スイッチング中の電圧スパイクを軽減する。これらのダイオードは、誘導性負荷を流れる電流をゼロにするために使用され（インダクタを流れる電流は瞬時に変化しないため、過渡電圧スパイクが発生する）、通常のスイッチング動作中に少量の逆電流が流れる可能性がある。ただし、この量は比較的少ない。
 - 過渡的なAC過電圧状態で、AC電圧がDCバス電圧よりも高い場合、より多くのDC逆電流が流れる可能性がある。ただし、DC逆電流保護は通常、次の目的で使用される。
 - 短絡保護：火災、感電、または人身傷害のリスクにつながる可能性のあるDC側の短絡障害（コンポーネントの障害による）に対する保護
 - アレイへのインバーターバックフィード電流：インバーターからのバックフィード電流を引き起こす可能性のあるPVアレイの短絡に対する保護
 - UL規格1741 には、逆電流が最大逆電流に関するメーカーの仕様を超えてはならないというテスト要件が含まれる。ここでの最大DC逆電流仕様は、インバーターによって異なり、メーカーによって指定されている。ただし、最大期間は指定されておらず、過渡AC過電圧時の逆電流によってインバーターがトリップしないように十分な設計の柔軟性を提供される。多くの機器メーカーによると、逆方向の電流は一般にインバーター、DC電源、コレクターシステムに損傷を与えない。むしろ、このDC逆電流の検出と保護は、特にコレクターシステムの局所的な障害に対してPVモジュールを保護するために使用される。逆時間特性は、DC逆電流保護に使用できる。電流がインバーターまたはPVモジュールのDC逆電流定格を超えない限り、瞬時トリップは使用しないこと。したがって、インバーターの逆電流保護は、PVモジュールの制限と調整し、DC短絡に対しては動作するが、外部BPS障害によって引き起こされる一時的なAC過電圧状態に対しては動作しないようにする必要がある。保護設定を変更する場合は、保護が機能して機器と人員の安全を確保する必要がある。

項目

内容

Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】

- Successive Voltage Dips 【連続的電圧降下】

- 恒久的な障害や環境条件（雷雨、山火事など）への再閉鎖など、さまざまな理由でBPSで連続的な電圧低下が発生する可能性がある。図4.8は、複数の失敗した送電線の再閉路の試みが恒久的な障害になったことを示す。インバーターがオフラインでトリップしたため、再閉路の試行ごとに電圧が上昇し続けた。BPSパフォーマンスの観点から、インバーター電源は、BPS電圧サポートを提供するために、可能な範囲で連続する障害イベントを通過する必要がある。ただし、電源が一定期間に連続した障害にさらされ、それらの連続した障害の累積的な影響から保護するためにトリップが必要な場合、電源は安全性と機器の整合性を確保するためにトリップする可能性がある。たとえば、風力発電機は、特定の期間内の連続した障害による累積的なねじり応力からドライブトレインを保護するためにトリップする必要がある（機械的疲労保護）。
- インバーター電源の電圧保護リレー/制御は、これらの電源が、POIでの累積電圧期間を表す PRC-024-2 電圧ライドスルー曲線のノートリップゾーン内でトリップしないように設定する必要がある。このパフォーマンス特性で設計されていない既存の電源は、ライドスルー機能を確保するために最も効果的なアップグレードを検討する必要がある場合がある。インバーター電源が連続する障害イベントを通過できない場合、GOは、単一のライドスルーイベントの他の機器の制限と同様に、これらの制限を文書化してPCとTPに伝達する必要がある。

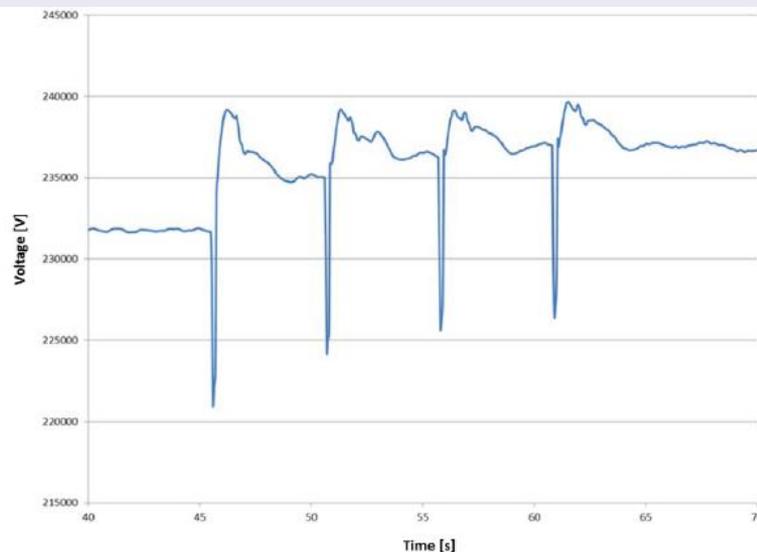


Figure 4.8: Successive Fault Events Example – Inverter Tripping Impacts on Voltage

項目

内容

Chapter 4: Inverter-Based Resource Protection 【インバーター電源の保護】

- Successive Voltage Dips 【連続的電圧降下】

- インバーターは伝統的に、ライドスルーイベントの数が指定された期間（例えば、24時間）内にインバーターにプログラムされた所定の閾値を超えた場合に動作する保護機能を使用してきた。これは過去に、インバーター内の内部障害または障害を検出し、潜在的な機器の誤動作のためにシャットダウンするために使用されてきた。インバーターは、プラント内の機器と人員の安全を確保するために、内部障害または障害のために意図的な時間遅延なしにシャットダウンしてトリップする必要がある。ただし、この機能は、外部障害に基づく保護操作には使用しないこと。
- インバーターは、インバーター制御に使用される電源に十分なエネルギーを維持する必要がある。これらの電源装置は、動作を継続するために指定された量のエネルギーを必要とする。インバーターは、低電圧状態でDCバス電圧をサポートするために、何らかの形の静電容量（大きなコンデンサーなど）を使用する。コンデンサーには、次のイベントに備えてコンデンサーを再充電するために必要な所定の充電時定数がある。連続するイベント間の時間が短すぎると、エネルギー供給が許容レベルを下回り、インバーターが確実に動作する可能性がある。DCバスコンデンサーは、インバーター電源が4秒間隔でシステム上の任意の数の連続する障害イベントを正常に通過できるようなサイズにする必要がある。
- これらの保護措置は、2016年9月28日に発生した南オーストラリアの混乱の一因だった。しかし、オーストラリアのエネルギー市場オペレーターは、システムの計画と運用の研究に使用されるシミュレーションモデルに連続する低電圧条件での限られた業界経験が反映されていないため、この保護機能に気づいていなかった。
- シミュレーションで3つ以上の連続するイベントを適用することはまれであるため、動的モデルにハード制限を追加することは保証されない場合がある。また、許可される連続イベントの数は、通常、メーカーが定義するのは簡単ではない。制限は、モデル化が困難であるか、通常安定性シミュレーション以外の時間枠に分類される複雑な要因によって引き起こされる可能性がある。モデルに単純な制限をプログラミングすると、現実が反映されない場合がある。これを検討する場合は、通常REGC / REECモデルに付属する電圧ライドスルーモデルに追加できる。

項目	内容
Chapter 5: IEEE Std. 1547 and UL Std. 1741 【IEEE 1547 と UL 1741】	
<ul style="list-style-type: none"> Description of IEEE Std. 1547 【IEEE1547の説明】 	<ul style="list-style-type: none"> IEEE 1547-2018 “establishes criteria and requirements for interconnection of distributed energy resources with electric power systems (EPS) and associated interfaces.” IEEE 1547は、分散型電源とローカルEPSを相互接続するための一連の技術要件を定義および定量化する。最近公開されたIEEE1547-2003のIEEE1547-2018 改定版は、ライドスルー、有効電力・周波数制御、無効電力・電圧制御などを含む元の標準要件に大幅な変更を加えた。IEEE1547-2018のこれらの要件は、いくつかの側面でのBPSの要件でより整合性がある。提案された改訂は、2018年3月15日にIEEE Standards Associationによって承認され、2018年4月6日に公開され、利用可能になった。いずれにせよ、IEEE 1547は、BPSに接続された電源ではなく、配布後に接続された電源にのみ適用する規程である。インバーターメーカーは、配電接続電源に関するIEEE 1547の要件を満たす必要がある場合があるが、BES電源はNERC Reliability Standardの対象となる。個々のユーティリティまたは地域には、特定の関心のある問題のパフォーマンスを指定する施設接続要件または相互接続契約がある場合もある。 IEEE1547などの技術標準を参照するLGIA / SGIAを持つTSPは、配電接続電源の技術要件とBPS接続電源の技術要件の違いを完全に理解する必要がある。エンティティは、参照されている標準とNERC Reliability Standardの間に矛盾する要件がないことを確認して、整合性を確保し、潜在的な信頼性の問題を最小限に抑える必要がある。BPS相互接続に適さない可能性のあるIEEE1547の重要なポイントは次のとおり。 <ul style="list-style-type: none"> サービス開始と、トリップ条件後のサービス復旧 接地および地絡保護に関する考慮事項 配電システムでのアプリケーションへの電力供給停止 DERおよびBPSに接続された設備の無効電力機能と制御 BPSと配電保護システム間のエリア障害および開相状態 NERC PRC-024-2の「トリップする可能性がある」という考え方と比較した、DERリソースの「トリップする必要がある」要件の適用 意図的および反意図的な単独運転の要件と使用法

項目	内容
Chapter 5: IEEE Std. 1547 and UL Std. 1741 【IEEE 1547 と UL 1741】	
<ul style="list-style-type: none"> Description of UL Std. 1741 【UL1741の説明】 	<ul style="list-style-type: none"> UL 1741は、「スタンドアロン（グリッド接続されていない）またはユーティリティインタラクティブ（グリッド接続）電源システムでの使用を目的としたインバーター、コンバーター、充電コントローラー、および相互接続システム機器（ISE）をカバーする」という要件を設定している。ユーティリティインタラクティブ機器の要件は、「IEEE1547 およびIEEE1547.1を補足し、それらと組み合わせることを目的としている」。要件は、「National Electrical Code NFPA70に従ってインストールすることを目的とした」製品を対象としている。UL1741サブメントA（SA）は、「高度なインバーター」で使用できる「グリッドサポート機能用」のインバーターおよびその他のユーティリティ接続機器を認定している。UL1741 SAテストは、たとえば、カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）によって作成されたカリフォルニア州電気料金規則21（「Rule 21」）で必要とされるグリッドインタラクティブ機能をテストするために設計された。Rule 21は、UL1741 SAで使用されるソース要件文書（SRD）である。SRDは、UL1741SAの試験方法で使用される特定のパラメータ設定を設定する。他の市場がスマートグリッド機能を電力システムの近代化に組み込むことを目指しているため、他のSRDもUL1741SAで使用される可能性がある。
<ul style="list-style-type: none"> UL Std. 1741 Certification and IEEE Std. 1547 【UL1741認証とIEEE1547】 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電所の大部分は地元の電力会社によって建設されていないことが多いため、BPSはNational Electric Code（NEC）の対象となる（通常、州の管轄によってNECから免除される）。 太陽光開発の所有者の大多数は電力会社ではないため、NECの対象となる。NECは、設置するインバーターがUL1741認証を取得していることを要求する。UL1741認定を取得するには、インバーターはUL1741認定テストに合格する必要がある。これらの認定テストは、ディストリビューション接続の要件に基づいている。インバーターはこれらの配電要件ベースのテストに合格する必要があるが、ユーザー設定を介して、BPS接続要件を満たす別の構成にインバーターを構成できることを妨げるものではない。これは、国コードやその他の方法など、インバーター構成のセットアップで選択されたさまざまなプロファイルを介して実行できる。インバーターが設置されているアプリケーションに合わせて適切に構成されている限り、UL1741認証要件は問題にならない。 NERCは、インバーターがBES要件を満たすことができることを保証するために、ULなどのサードパーティの認証を必要としない。ただし、インバーター製造業者が、インバーターがPRC-024-2などのBES要件を満たしているというサードパーティの認証を取得したい場合は、UL PRC-024を確立するためのソース要件ドキュメントとしてPRC-024-2 認証テストを自由に参照できる。

項目

内容

Chapter 6: Measurement Data and Performance Monitoring 【測定データと性能監視】

大規模な電力システムの障害、およびこれらの障害に対する電源の応答には、多くの離散イベントが連続して含まれる。これらの電源のパフォーマンスをキャプチャするために、さまざまな測定および監視テクノロジーが使用される。一連のイベント記録（SER）データは、何が発生し、いつ各アクションが実行されたかに関する情報を提供する。デジタル障害レコーダ（DFR）および動的な外乱レコーダ（DDR）データは、測定ポイント（POM）およびプラント内の電源の動的な応答をキャプチャする。他のプラントレベルのコントローラトリガーとプラント監視制御およびデータ取得（SCADA）データは、パフォーマンスの長期的な傾向を理解する上で貴重である。

- Measurement Technologies 【測定技術】

- 以下にインバーター電源の監視データを示す。ただし以下に限定しない。
- 監視制御およびデータ取得（SCADA）データ：
 - 通常、1～4秒のスキャンレート
 - 定常状態のパフォーマンス特性（有効電力周波数ドロップ、無効電力電圧ドロップなど）と静的設定値
 - 一時的な停止などの動的な応答を見逃す可能性あり
 - 一般的なトリップ動作をキャプチャするために使用
- 動的な外乱レコーダ（DDR）データ：
 - 毎秒30～60サンプルのデータ解像度
 - 時間同期されたポジティブシーケンスフェーズデータ
 - 複数のプラントからの動的な応答を比較するために使用
 - 時間同期による外乱中に他のBPSイベントを裏付けるのに使用、インバーター電源のPOMでの電圧と電流のフェーズ（したがって有効電力と無効電力）を記録
- デジタル障害レコーダ（DFR）データ：
 - 高解像度（> 960サンプル/秒）、ポイントオンウェーブ（POW）三相測定データ
 - プラント全体から瞬間的な停止と高速ダイナミクスをキャプチャするための最も効果的な測定
 - POWは、PMUデータと比較するためにシーケンスデータに変換できる

項目	内容
Chapter 6: Measurement Data and Performance Monitoring 【測定データと性能監視】	
<ul style="list-style-type: none"> Measurement Technologies 【測定技術】 	<ul style="list-style-type: none"> 一連のイベント記録 (SER) データ : <ul style="list-style-type: none"> サブミリ秒の内部時間分解能 時間基準に同期され、プラント特性 (制御モード、リレーターゲット、アラーム、トリップなど) およびステータスの離散的な変化 インバーター電源内またはプラントレベルのコントローラー内のさまざまなデバイスに統合できる 通常、データ損失を回避するために定期的に抽出する必要があるイベントログのメモリアベースのストレージ 個々のインバーターデータ : <ul style="list-style-type: none"> インバーター内の非常に高解像度のデータ インバーター障害コード トリガーされた動的応答ファイル 動作モードの変更 インバーター制御およびフィードバック信号 通常、インバーターから抽出され、機器メーカーに提供される独自のデータ

項目

内容

Chapter 6: Measurement Data and Performance Monitoring 【測定データと性能監視】

- Measurement and Monitoring Data 【測定および監視データ】

- Data Time Synchronization

インバーター電源内のすべてのデータは、共通の基準時間（協定世界時（UTC）など）に時間同期する必要がある。これにより、インバーターの動作や動的応答など、プラントの動作（さらにはいくつかの状況）の分析がより効果的になる。プラントにGPSと同期されたPMU（またはPMU対応デバイス）があり、GPS受信機、GPSクロック、および時間分布（通常はIRIG-B経由）を使用している場合、同期はかなり簡単である。変電所内の他の測定デバイスも、その共通の基準時間に時間同期することができ、TSP、RC、および他のエンティティによって使用される同じ時間を参照することもできる。これにより、「プラント時間」が正確になり、UTCに同期される。この時間を他のコンポーネント（インバーターなど）に分配するには、さまざまな方法を使用できる。ネットワークタイムプロトコル（NTP）は、多くのデバイスでサポートされているタイミングオプションの1つだが、このプロトコルは通常、タイムスタンプごとに1ミリ秒の精度を満たすことはできない。IEEE1588高精度時間プロトコル（PTP）は、ネットワーク上でより高い精度を達成でき、前進するための有用なオプションとなる可能性がある。とにかく、プラント内のタイミングは、可能な限り最高の精度と分解能を持つ必要がある。

- Data Retention

イベント分析をサポートし、プラントのパフォーマンスを改善し、場合によっては動的モデル検証を実行するために、データを保持する必要がある。GOおよびGOPは、TP、PC、TSP、RC、またはBAから要求された場合、特定の障害に対して利用可能なすべてのデータを保存する必要がある。このイベントデータは、後でフォレンジック分析に使用できるように、表6.1に従って保存する必要がある。これには、ローカルに保存されたすべてのデータと、一元化された場所にストリーミングされたデータの収集が含まれる。要求元のエンティティは、GO / GOPからこのデータを効果的に要求するための手順とプロセスを開発する必要がある。このプロセスとデータ収集への期待は、事前にこれらのエンティティ間で話し合う必要がある。

Table 6.1: Recommended Measurement Data and Retention

Data Type	Measurement/Data Points	Resolution	Retention
Plant Control Settings and Static Values	<p>This data includes the settings, set points, and other static information that should be captured about the plant. This information should be captured at a resolution sufficient to identify any changes (i.e., when settings are changed). Data points include the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> Active power/frequency control mode of operation Reactive power (current)/voltage mode of operation Individual inverter mode of operation (e.g., reactive, voltage, or power factor) Digital control system gains, time constants, limiters, etc. 	Static, as changed	One year
Plant SCADA Data	<p>The plant SCADA system is often a lower resolution repository of information that should include, at a minimum, the following data points:</p> <ul style="list-style-type: none"> All breaker statuses Shunt (dynamic or static) reactive compensation statuses Shunt (dynamic or static) reactive power output Substation transformer status Substation transformer tap position Time synchronization (e.g., GPS status word) Medium voltage collector system statuses Individual inverter statuses External control signals from the BA, RTO, RC, etc. External automatic generation control signals Active and reactive power commands sent to individual inverters Active and reactive power output of individual inverters Overall plant active and reactive power output Point of Measurement voltage and medium voltage collector system voltages 	One to two seconds	One year

Table 6.1: Recommended Measurement Data and Retention

Data Type	Measurement/Data Points	Resolution	Retention
Sequence of Events Recording (SER) Data	<p>SER devices should be sized to capture and store hundreds or thousands of event records and logs. SER event records can be triggered for many different reasons but include the following at a high level:</p> <ul style="list-style-type: none"> Event date/time stamp (synchronized to common reference (e.g., Coordinated Universal Time (UTC))) Event type (status changes, synchronization status, configuration change, etc.) Description of action Sequence number (for potential overwriting) 	≤ one millisecond	90 days
Digital Fault Recording (DFR) Data	<p>This data should be captured for at least the plant-level (e.g., at the Point of Measurement) response to BPS events. It is typically high resolution (kHz) point-on-wave data and triggered based on configured settings. Data points should include the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> Bus voltage phase quantities Bus frequency (as measured/calculated by the recording device) Current phase quantities Calculated active and reactive power output Dynamic reactive element voltage, frequency, current, and power output 	> 960 samples per second, triggered	90 days
Dynamic Disturbance Recorder (DDR) Data	<p>A DDR (e.g., a PMU or digital relay with this capability) should capture the plant-level response during normal and disturbance events. This data should be captured continuously at the Point of Measurement and can be used for multiple purposes including event analysis and disturbance-based model verification. Data points should include the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> Bus voltage phasor (phase quantities and positive sequence) Bus frequency Current phasor (phase quantities and positive sequence) Calculated active and reactive power output 	> 30 samples per second, continuous	One year

Table 6.1: Recommended Measurement Data and Retention

Data Type	Measurement/Data Points	Resolution	Retention
Inverter Fault Codes and Dynamic Recordings	<p>The individual inverters are highly complex pieces of equipment with a vast amount of information continually being calculated and stored within them. The data from inverters is very high resolution. At a high level, for grid BPS faults, the following information should be available from the inverters for analysis by the GO:</p> <ul style="list-style-type: none"> • All major and minor fault codes • All fault and alarm status words • Change of operating mode <ul style="list-style-type: none"> ○ High and low voltage fault ride through ○ High and low frequency ride through ○ Momentary cessation (if applicable) ○ PLL loss of synchronism • dc current and voltage • ac phase currents and voltage • Pulse width modulation index • Control system command values, reference values, and feedback signals 	Many kHz	90 days

項目	内容
Chapter 6: Measurement Data and Performance Monitoring 【測定データと性能監視】	
<ul style="list-style-type: none"> Measurement and Monitoring Data 【測定および監視データ】 	<ul style="list-style-type: none"> Latching of Inverter Events BPSイベント中、各インバーターの端子に見られる外乱の大きさは、システムインピーダンス（送電線、プラントHV変圧器、収集システムインピーダンス、およびLV変圧器）に基づいてPVプラント内で変化する。したがって、インバーターの応答もプラント内でわずかに異なる場合がある。通常、BPS障害は、システム状態が新しい定常状態に戻る前に短時間である（たとえば、数回の電気サイクル以下）。インバーターからのプラントデータヒストリアンのデータ収集機能に応じて、BPSイベントがキャプチャされる場合とされない場合があり、PVプラント内のどのインバーターがBPSイベントを経験したかを判断するのが困難になる。 この問題に対処するには、インバーターにBPSイベントのタイプ（LVVRT、HVVRT、FRTなど）ごとに特定のデータタグを定義する必要がある。これらのタグは、プラントデータヒストリアンに送信されるデータの一部である必要がある。BPSイベント中、これらのデータタグはインバーター内でハイにラッチされ、BPSが公称値に戻ってプラントデータ履歴者がイベントをキャプチャできるようになった後でも、データ収集期間の少なくとも3～5倍はハイのままである必要がある。タグ情報のラッチングの概念を使用して、プラントデータの履歴者は情報を保存できるようになり、ユーザーはどのインバーターがBPSイベントを経験したかを特定できる。

項目

内容

Chapter 7: Other Topics for Consideration 【その他の考慮すべき事項】

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> Controls Interactions and Controls Instability 【相互干渉と不安定性の制御】 | <ul style="list-style-type: none"> TPとPCは、発電機制御設定に関する最新のモデルとデータを維持し、計画プロセス中に十分な調査が実施されるようにする必要がある。さらに、TPおよびPCは、他の領域のエンティティと連携して、制御の相互作用に関連する潜在的な問題を評価できる。多くの場合、ソリューションは場所に固有ですが、大まかに言えば、コントロールの調整に使用できるソリューションには、次のものが含まれる。 <ul style="list-style-type: none"> 無効電力ドループを使用して、POM電圧の変化に対する無効電力出力の責任を共有 安定した動的応答を確保するための応答時間、不感帯、およびコントローラーゲインの調整 特定の動作条件またはトポロジ用の追加機能または制御戦略 電氣的に非常に近接しているリソース用のマスタースレーブまたはその他の制御システム |
| <ul style="list-style-type: none"> Dispatchability 【システムオペレーターの指令能力】 | <ul style="list-style-type: none"> インバーター電源の普及が進むにつれて、システムオペレーターが直接制御によって有効電力と無効電力の出力を増減する能力は、BPSで発生する信頼性の問題にとってより重要になる。グリッドの信頼性を維持し、生成と負荷のバランスをとるために、システムオペレーターは、これらのBPS接続電源をディスパッチおよびスケジュールするための直接の監視と制御が必要になる。 以下のプラント運用データは、継続的に、または要求に応じて、TOPまたはBAが利用できるようにする必要がある。 <ul style="list-style-type: none"> プラントMW出力 プラントMVAR出力 プラントPOI / POM端子電圧 リアクティブデバイスのステータス（LTC、シャント、ダイナミックリアクティブデバイスなど） 利用可能な最大有効電力と無効電力 フィードバック付きのMW制御設定値 電力を生成するインバーターの数/パーセンテージ 利用可能なインバーターの数/パーセンテージ 局所的な削減が発生しているインバーターの数/割合（例：高速カットアウト、低温カットアウト、一時停止、高電圧、ユニット保護） プラントのランプレート設定と機能 エネルギー生産に影響を与える可能性のある環境基準（風速、周囲温度、日射量など） |

項目

内容

Chapter 7: Other Topics for Consideration 【その他の考慮すべき事項】

- Grid Forming Inverter Concept 【グリッドフォーミングインバーター概念】
- 再生可能エネルギーアプリケーションで使用されるインバーターは、ほとんどの場合、インバーターのIGBTのスイッチングを介してDC電圧（通常はコンデンサーによって保持される）がAC電圧に変換される電圧源インバーターである。これは、DC側のエネルギーがインダクターに保持されるモータードライブアプリケーションで主に使用される電流源インバーターとは異なる。ただし、BPSに接続された再生可能エネルギー源の従来のインバーター制御は、電流出力を厳密に制御することにより、電圧源インバーターを仮想電流源（電力システムから見た場合）に変換する。厳密な仮想電流源であるため、電力システムに電流を注入するために、インバーター制御は負荷レベルを「知る」必要があります。したがって、BPSに接続されているほとんどのインバーターは「グリッド追従」と見なされる。これは、PLLを同期するために強力なグリッドに依存しているため、測定量に応答してグリッドの動作を追跡することを意味する。多くの場合、この強力なグリッドは、高い慣性と高い短絡強度を備えた無限バスと見なされる。これらのグリッド追従デバイスを「グリッドサポート」としてさらに分類するものもある。これは、グリッドの電圧と周波数のバランスをサポートする制御機能を備えた電圧または電流源インバーターのいずれかである。
- 一方、「グリッドフォーミング」インバーターは、インバーター電源導入の多いシステムにとって重要な独自の特性を備えている。これらのインバーターは、電圧源コンバーターを電圧源として制御するため、グリッドのステータスに関係なく、グリッドの電圧と周波数を確立および制御できる。インバーターからの電流出力は、電流がインバーターの最大電流制限に達するまで、グリッドによって自動的に決定される。このように、同期するために強いグリッド電圧に依存するのではなく、グリッドと独自の同期を形成し、内部制御を通じて実際にグリッド電圧と位相を制御できる。高レベルでは、グリッドフォーミングインバーターの目的は、無限バスネットワークの動作を複製することである（つまり、電流制限に違反することなく、可能な限り一定の電圧と周波数を維持する）。これらのタイプのインバーターは、独自の電圧源を生成できるためブラックスタートが可能であり、PLLに依存せずに端子で正弦波電圧を生成し始める。インバーター出力を追跡し、その情報を制御システムで使用するためのPLLがまだある場合がある。ただし、インバーター電源を起動するためにPLLは必要ない。

項目

内容

Chapter 7: Other Topics for Consideration 【その他の考慮すべき事項】

- Grid Forming Inverter Concept 【グリッドフォーミングインバーター概念】
- 将来のBPSは、いくつかのグリッドフォーミングインバーターと多くのグリッド追従インバーターで構成される可能性がある。将来のインバーター電源導入の多いシステムの1つの重要な課題は、グリッドフォーミングインバーターが互いにどのように同期するかである。グリッドフォーミングインバーターは、グリッドからのサポートなしで独自に起動することができる。グリッド追従インバーターは、グリッドフォーミングインバーターによって形成される可能性のあるグリッドを追跡する（同期機理論と非常によく似ている）。これらの非常に低い短絡強度条件下では、インバーターに続くグリッド間の安定した動作を保証するために特別な注意が必要になる場合がある。追加のグリッドフォーミングインバーターをBPSに追加することもできるが、インバーターでの出力電圧の大きさと位相が、適切な同期のために接続するインバーター回路ブレーカーのグリッド側と同じであることを確認する必要がある。グリッドフォーミングインバーターは、PLLを使用して、グリッドサポートモードでグリッドを短時間追跡し、同期し、同期するとグリッドフォーミングモードに戻ることができる。運用計画を策定するには、この分野で将来の作業が必要である。
- グリッドフォーミングインバーター技術は、インバーター電源からのブラックスタート機能を可能にする。ディスパッチ可能インバーター電源は、グリッドフォーミングモードで動作するインバーターを利用する場合、独自の電圧波形を生成でき、同期するためにBPSに依存しないため、ブラックスタート電源として動作できる可能性がある。BPS接続のインバーター電源のブラックスタートサービスは、TOP、RC、BAなどと連携して実装する必要がある。

(6) NERC Reliability Guideline 2018 (IEEE1547-2018の対象電源を除いた、インバーター電源に適用)

Appendix A: Recommended Performance Specifications

項目	内容
0. General Requirements	<ul style="list-style-type: none"> Accurate models should be used in the interconnection study process, per NERC Reliability Standard FAC-002-2, and model verification should be performed, per NERC Reliability Standards MOD-026-1 and MOD-027-1. Accurate steady-state, dynamic, and short circuit models should be provided to the Planning Coordinator, per NERC Reliability Standard MOD-032-1, based on the data reporting requirements.
1. Momentary Cessation	<ul style="list-style-type: none"> Momentary cessation should not be used within the voltage and frequency ride through curves specified in PRC-024-2.
2. Fault Ride-Through and Protection	<ul style="list-style-type: none"> PRC-024-2 voltage and frequency ride-through curves Over voltage ride throughあり Inverter-based resources connected to the BPS should not use rate-of-change-of-frequency (ROCOF) protection, unless an equipment limitation exists that requires the inverter to trip on high ROCOF. However, in most instances, ROCOF protection should not be used for BPS-connected resources.
3. Active Power-Frequency Control	<ul style="list-style-type: none"> Inverter-based resources should have active power/frequency controls that adhere to FERC Order No. 842 and regional requirements, where applicable, and should have similar performance characteristics to those documented in the NERC Reliability Guideline on Frequency Control.²³ Regional requirements or standards should also be adhered to when determining appropriate settings for active power-frequency controls. For example, the regional standard on primary frequency response in the ERCOT footprint, BAL-001-TRE-1,²⁴ sets forth requirements for each applicable generating resource, including droop and deadband settings. These controls should be active any time the resource is connected to the BPS. This section describes these performance characteristics as related to inverter-based resources.
4. Reactive Power-Voltage Control	<ul style="list-style-type: none"> NERC Reliability Standard VAR-001-4.2 FERC Order No. 827: Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation impact studies performed during the interconnection process, as described in NERC Reliability Standard FAC-002-2.

項目	内容
Chapter 1: Interconnection Requirements Improvements【相互接続要件の改善】	
	<p>BPSに接続するインバーター電源の接続要件</p> <ul style="list-style-type: none"> • Momentary Cessation • Phase Jump Immunity • Capability Curve • Active Power-Frequency Controls • Fast Frequency Response (FFR) • Reactive Power-Voltage Control • Reactive Current-Voltage Control • Reactive Power at No Active Power Output • Inverter Current Injection during Fault Conditions • Return to Service Following Tripping • Balancing • Monitoring • Operation in Low Short-Circuit Strength Systems • Fault Ride-Through Capability • Grid Forming • System Restoration and Blackstart Capability • Protection Settings • Power Quality
	<p>BPSに接続するインバーター電源のモデリング要件</p> <ul style="list-style-type: none"> • Timing and Quality of Modeling Data Submittals during Interconnection Process • Steady-State Modeling • Positive Sequence Dynamics Modeling • Short-Circuit Modeling • Electromagnetic Transient Modeling • Benchmarking Positive Sequence and EMT Models

項目	内容
Chapter 2: Detailed Description of Requirements Improvements 【要件改善の説明】	
<ul style="list-style-type: none"> • Momentary Cessation 【一時停止】 	<ul style="list-style-type: none"> • 瞬間的な停止は、連続動作範囲外の低電圧または高電圧状態の間、インバーターによってグリッドに電流が注入されない動作モードである。インバーターからの電流注入がなくなり、有効電流または無効電流がなくなる（有効電力または無効電力もなくなる）。ブルーカット火災およびキャニオン2火災の障害に続くNERCアラートから収集されたデータに基づいて、BPSに接続された太陽光発電インバーターの大部分で連続動作範囲外の一時的な停止の使用が実装された。EROは、業界の利害関係者と協力しながら、これらの設定でBPS接続のインバーター電源を一時的に停止し続けることは、可能な限り排除しない限り、潜在的な信頼性リスクであると特定した。 • インバーター電源を新たに接続するための相互接続要件では、信頼性がない限り、現在有効なバージョンの PRC-024 の周波数および電圧ライドスルー曲線の「ノトリップゾーン」内で電流注入を継続するようにインバーターを設計および構成することを明示的に記載する必要がある。インバーター電源は、相互接続の調査に基づいて潜在的なトリップ状態を緩和するのに役立つ場合は、「ノトリップゾーン」の外側でのみ一時的な停止を使用するように設計および構成する必要がある。電流注入は、相互接続研究の結果に基づいて、有効、無効、または電流の組み合わせのいずれかに指定する必要がある。詳細については、NERC Reliability Guideline: BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance, 2018 を参照すること。

項目	内容
Chapter 2: Detailed Description of Requirements Improvements 【要件改善の説明】	
<ul style="list-style-type: none"> Phase Jump Immunity 【位相ジャンプ耐性】 	<ul style="list-style-type: none"> インバーターPLLは、インバーターAC電圧コマンドとグリッド側AC電圧の間の位相角の差を継続的に監視する。PLLは、ACグリッドとの同期を維持するように電流注入の内部位相角を調整する。図2.1は、d-q軸でのこの位相角の比較の例を示す。グリッドでの近接障害または比較的大きなスイッチング動作の場合、インバーターの端子位相角の急激な変化により、PLLが端子電圧角を追跡するのが困難になる可能性がある。インバーターメーカーは、これらの状況処理するさまざまな手段を持っている。このようなイベントの検出時に位相角をフリーズし、d-q軸電流リファレンスを生成し続け、フリーズした位相角に基づいて電流を注入することを選択するものもある。これらのタイプの制御はPLLのライドスルーに役立つ可能性があるが、トリップにつながる可能性のある高いDCバス電圧などの問題を引き起こす可能性もある。場合によっては、PLLの「同期の喪失」とは、PLLによって生成された位相とグリッド位相の間の角度差が所定の期間（数ミリ秒のオーダー）にわたってしきい値を超えたときに動作する保護機能を指す。この保護は、d-qフレームでこの差を最小限に抑えるように設計されているため、このような大きな位相差の短い期間中に、インバータが誤った位相関係で電流を注入するため、一部のインバーターメーカーで使用されてきた。これが迅速に（数ミリ秒のオーダーで）制御されない場合、振動が不安定になったり、同期が失われたりする可能性がある。

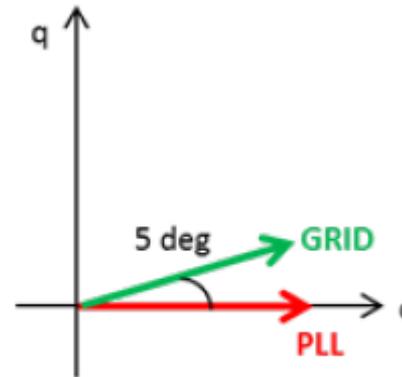


Figure 2.1: PLL Angle Difference Illustration
 [Source: TMEIC]

項目	内容
----	----

Chapter 2: Detailed Description of Requirements Improvements 【要件改善の説明】

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> Phase Jump Immunity 【位相ジャンプ耐性】 | <ul style="list-style-type: none"> 位相角の急激な変化は、特にBPSの障害イベントや大きな電力変動の際にBPSでよく見られる。2019年1月に、障害後のラインの再通電時に太陽光発電プラントがトリップするイベントが発生した。ラインがトリップし、ラインに再度電力を供給すると、PLLフェーズとBPSグリッドフェーズの間の位相角のしきい値が瞬時のトリップ時間設定でしきい値を超えたため、太陽光発電プラントがトリップした。ラインに電力が供給されると、電力の流れはほぼ瞬時に1,000MW近く変化した。オフラインの定常状態シミュレーションでは、発電施設のPOIでの角度変化は、新しい定常状態に達した後は約17度であり、過渡期間中に最大28度変化することが示された（図2.2を参照）。 インバーター電源が接続するほぼすべてのグリッドは、グリッドとの同期を維持するためにBPS位相角を追跡するPLLに依存している。TOは、相互接続するGOとの対話を確立して、障害イベントまたは回線交換イベントのいずれかによる位相の瞬間的な変化でインバーターがトリップする可能性がある手段を理解する必要がある。TOは、システム調査を実行して、相互接続リソースのPOIで発生する可能性のある最悪の場合の位相ジャンプを特定したり、最悪の場合のバランスの取れた位相ジャンプ制限を特定したり、調査対象の信頼できる偶発事象のためにインバーター電源をトリップさせてはならないと述べたりする場合がある。 IEEE P2800は、インバーターメーカーがBPSのほぼすべての最悪の場合の位相ジャンプを含む標準化された設計仕様を持つように、インバーターの平衡および不平衡瞬時位相ジャンプ制限の確立を検討する。 |
|--|--|

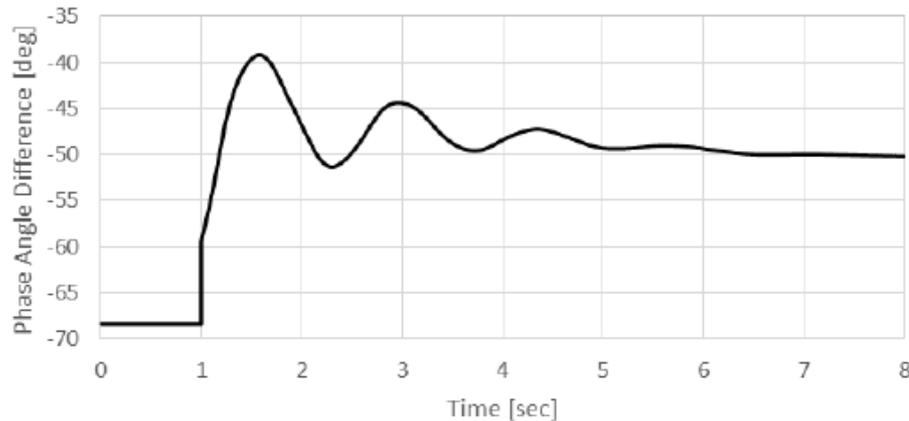


Figure 2.2: Simulation of January 2019 Switching Operation—Bus Phase Angle Jump

項目	内容
----	----

Chapter 2: Detailed Description of Requirements Improvements 【要件改善の説明】

- Capability Curve 【能力曲線】**
 - インバーター電源の有効電力および無効電力の機能は、同期機と同様に、P-Qグラフ（またはこれらのデータポイントを表すデータのテーブル）を使用して指定または定義できる。このP-Qグラフは、公称ACおよびDC電圧でのPOMでのインバーター電源全体の機能を表す必要がある。TOは、個々のインバーターの各タイプの機能曲線を提供する必要がある場合もある。これは、提供される全体的な機能曲線とともに、計画モデルの総機能を検証するのに役立つためである。無効電力制限はACおよびDC電圧の変化の影響を受け、能力曲線は実際にはこれらの電圧の関数である。プラント全体の電圧依存性とさまざまな曲線は、常にすぐに利用できるとは限らないが、利用できる場合はTOに提供する必要がある。いずれの場合も、TOには少なくとも公称電圧能力曲線が必要である。さらに、このP-Q能力曲線は、発電機の出力を制限または低下させる要因（集電システムの電圧制限、補助電圧制限、電流制限、特定の周囲温度条件など）を含む「複合能力」を表す必要がある。リソース機能、リミッター、および保護の調整に関する詳細については、PRC-019-2を参照すること。図2.3に、このタイプのプロットを示す。
 - FERC Order No. 827に従い、新しく相互接続するリソースの無効機能は、静的ではなく動的であり、無効電流を供給および吸収してPOM電圧を制御できる必要がある。静的無効補償は、集電システムの損失を補償するためにのみ使用される。
 - TOは、計画と運用の調査で正確なモデリングを行い、BPSに接続されているすべてのリソースの機能を理解するために、試運転時および機能の変更時に複合機能曲線を提供する必要がある。

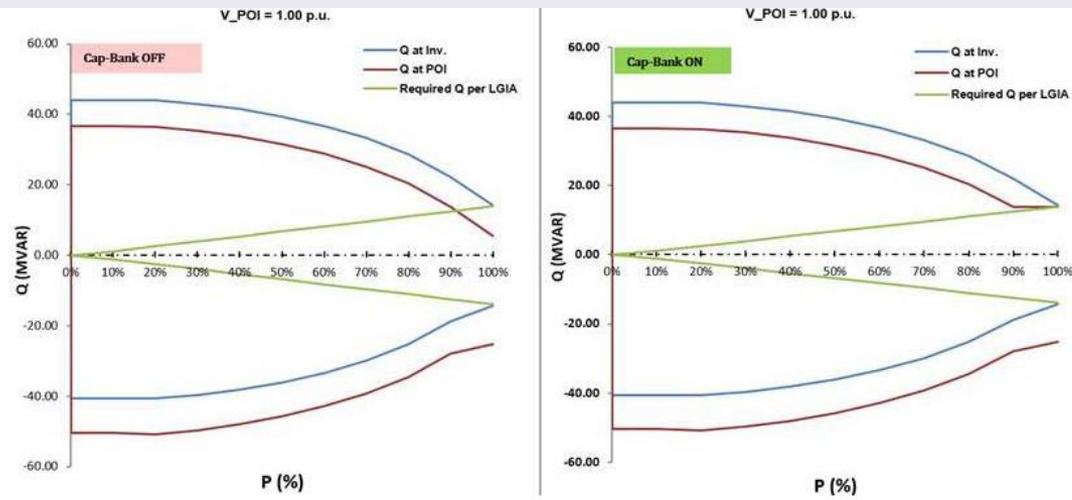


Figure 2.3: Inverter-Based Resource Plant Capability Curve Example
[Source: First Solar]

項目	内容
----	----

Chapter 2: Detailed Description of Requirements Improvements 【要件改善の説明】

• Active Power-Frequency Control
 【有効電力・周波数制御】

FERC Order No.842 では、プラントのPOM周波数が少なくとも ± 0.036 Hzの不感帯の外側にある場合に周波数エクスカージョンイベントに応答し、最大5%のドロップに従って出力を調整することを要求する。この応答は、短期間注入してから取り消すのではなく、タイムリーで持続する必要がある。ただし、低周波数イベントの周波数応答を提供するために発電ヘッドルームを確保することは、義務付けられていない。これらのリソースは、5%ドロップ仕様に従って有効電力出力を減らすことにより、不感帯外の過周波数エクスカージョンイベントに応答する必要がある。

NERC Reliability Guideline : BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance は、推奨される動的応答特性の概要を示している。POM（または場合によってはPOI）で測定された、インバーター電源全体の有効電力・周波数制御システムの閉ループ動的応答は、表2.1で指定されたパフォーマンスを満たすか上回る能力を備えている必要がある。TOは、技術的根拠（つまり、システム調査）に基づいて、これらの仕様の使用または適合を検討する必要がある。定義された要件は、インバーター電源のリソース保護システムと競合してはならない。

Table 2.1: Dynamic Active Power-Frequency Performance

Parameter	Description	Performance Target
For a step change in frequency at the POM of the inverter-based resource		
Reaction Time	Time between the step change in frequency and the time when the resource active power output begins responding to the change ⁵⁰	< 500 ms
Rise Time	Time in which the resource has reached 90% of the new steady-state (target) active power output command	< 4 sec
Settling Time	Time in which the resource has entered into, and remains within, the settling band of the new steady-state active power output command	< 10 seconds
Overshoot	Percentage of rated active power output that the resource can exceed while reaching the settling band	< 5%**
Settling Band	Percentage of rated active power output that the resource should settle to within the settling time	< 2.5%**

項目	内容
Chapter 2: Detailed Description of Requirements Improvements【要件改善の説明】	
<ul style="list-style-type: none"> Fast Frequency Response【高速周波数応答】 	<ul style="list-style-type: none"> インバーター電源が増加し続けるにつれて、発電の喪失または負荷の外乱により引き起こされる周波数変化率（ROCOF）は、インバーター電源がシステム周波数応答をサポートしていなければ外乱の大きさは同じままである。応答性の高いシステム慣性のこの減少（つまり、応答性のないインバーター電源の増加）は、グリッド周波数を停止および安定化するために、より高速な応答性のリソースの必要性を求められる。この停止と安定化をサポートするためにグリッドに追加のエネルギーを提供するリソースの高速応答は、一般にFFRと呼ばれる。この機能を提供できるエネルギー源には、次のようなさまざまな種類があるが、これらに限定されない。 <ul style="list-style-type: none"> 同期機の回転慣性 インバーター電源（風力、太陽光発電、バッテリーエネルギー貯蔵など）からの高速応答周波数応答機能 負荷自動トリップ 風力発電機のローターから抽出された非持続エネルギー これらのタイプのFFRには、持続型のエネルギー注入（つまり、太陽光発電とバッテリーからの高速応答周波数応答）と非持続型のエネルギー注入（つまり、ローターからの風力ベースのエネルギー抽出と同期慣性）の両方が含まれる。どちらのタイプのFFRもグリッドの信頼性をサポートし、各相互接続のニーズと機能に基づいてさまざまな状況で使用される。相互接続の調査では、FFRのシステムニーズを特定する必要がある、TOは、FFRが必要になる可能性のあるグリッドで機能を利用できるようにする必要がある。非持続型のFFRが受け入れられるかどうか、およびFFRのタイミングの側面に関連する追加の要件を述べる際には、要件を明確にする必要がある。NERC IRPTFは、FFRをさらに分析し、この主題に関する追加のガイダンスを提供する。

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Reactive Power-Voltage Control and Reactive Current-Voltage Control【電圧・無効電力・無効電流制御】 	<ul style="list-style-type: none"> FERC Order No. 827 : 力率範囲内（進み0.95~遅れ0.95）での動的無効電力を提供する。 NERC Reliability Standard VAR-002-4.1 : 系統に接続した発電設備は自動電圧制御モードで運転させる。それ以外はTOPから指示される。インバーター電源は閉ループの自動電圧制御モードでPOMの電圧を制御するよう運転する。 電圧変動が連続運転範囲内ではプラントレベルの制御、ライドスルーモードではインバーター制御によってインバーター電源は動作するよう規定する。 連続運転範囲内での変動時は無効電力制御、ライドスルーモード時は無効電流制御の応答となる。インバーター電源の閉ループ応答は、表2.2および表2.3で指定された能力または上回る能力を備える必要がある。ライドスルーに関しては、FAC-002-2、FAC-001-3 への対応も必要となる。

Parameter	Description	Performance Target
For a step change in voltage at the POM of the inverter-based resource...		
Reaction Time	Time between the step change in voltage and when the resource reactive power output begins responding to the change ⁵⁷	< 500 ms*
Rise Time	Time between a step change in control signal input (reference voltage or POM voltage) and when the reactive power output changes by 90% of its final value ^{****}	< 1-30 sec**
Overshoot	Percentage of rated reactive power output that the resource can exceed while reaching the settling band	< 5%***

* Reactive power response to change in POM voltage should occur with no intentional time delay.
 ** Depends on whether local inverter terminal voltage control is enabled, any local requirements, and system strength (response should be stable for the lowest possible grid strength). Response time may be modified based on studied system characteristics.
 *** Any overshoot in reactive power response should not cause BPS voltages to exceed acceptable voltage limits.
 **** See Appendix F of NERC Reliability Guideline: BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance.⁵⁸ Final value is the final settled (steady-state) value of reactive power following the change in voltage set point value.

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Reactive Power-Voltage Control and Reactive Current-Voltage Control 【電圧・無効電力・無効電流制御】 	

Table 2.3: Large Disturbance Reactive Current-Voltage Performance		
Parameter	Description	Performance Target
For a large disturbance step change in voltage, measured at the inverter terminals, where voltage falls outside the continuous operating range, the positive sequence component of the inverter reactive current response should meet the following performance specifications...		
Reaction Time	Time between the step change in voltage and when the resource reactive current output begins responding to the change ⁵⁹	< 16 ms*
Rise Time	Time between a step change in control signal input (reference voltage or POM voltage) and when the reactive current output changes by 90% of its final value	< 100 ms**
Overshoot	Percentage of rated reactive current output that the resource can exceed while reaching the settling band	Determined by the TP/PC***

* For very low voltages (e.g., less than around 0.2 pu), the inverter PLL may lose its lock and be unable to track the voltage waveform. In this case, rather than trip or inject a large unknown amount of active and reactive current, the output current of the inverter(s) may be limited or reduced to avoid or mitigate any potentially unstable conditions.

** Varying grid conditions (i.e., grid strength) should be considered, and behavior should be stable for the range of plausible driving point impedances. Stable behavior and response should be prioritized over speed of response.

*** Any overshoot in reactive power response should not cause BPS voltages to exceed acceptable voltage limits. The magnitude of the dynamic response may be requested to be reduced by the TP or PC based on stability studies.

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Reactive Power at No Active Power Output 【有効電力出力がない場合の無効電力】 	<ul style="list-style-type: none"> インバーターは、ゼロ有効電力出力で動作しているとき（つまり、夜間の太陽光発電インバーターまたは無風の風力発電機の状態）に無効電力を提供するように設計できる。ただし、運用と保守、DCリンクコンデンサーの寿命、およびインバーターコンポーネントの寿命に関連して、GOには追加のコストがかかる。このモードでの応答能力は、周囲温度にも依存することを考慮に入れる必要がある。この機能は、すべての動作モードで動的無効電力を提供することにより、BPS電圧プロファイルを改善し、電圧変動を最小限に抑え、電圧安定性をサポートする非常に効果的なソリューションオプションとしてTPで使用できる。それに応じて構成されている場合、インバーター電源は、ゼロまたはわずかに負（インバーターでの消費分）の有効電力でディスパッチされたときにこのERSを提供するための貴重な資産となる。 TPおよびPCは、GOと調整して、この機能を利用してグリッド電圧サポートサービスを提供できるようにすることができる。これは、TPおよびPCの信頼性評価に基づくか、相互接続の調査プロセス中に行われる。ただし、この機能がインバーターに組み込まれていることを確認するには、事前に対処する必要がある。

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Inverter Current Injection during Fault Conditions【系統故障時のインバーター電流注入】 	<ul style="list-style-type: none"> インバーター電源と同期機は、異なる電流注入特性を持っている。同期機は、機械の物理的特性に基づいて故障電流を注入する。同期機からの短絡電流は、リアクタンスの背後にある電圧源として表すことができると理解されている。ただし、グリッド外乱に対するインバーターの応答は、インバーターにプログラムされた制御とインバーターの定格能力の関数である。したがって、相互接続の要件は、障害状態の最中および直後に正しい電流が供給されるように、障害イベント中にインバーターがどのように動作するかを明確に示す必要がある。このガイドラインの他のセクションで説明されているように、故障電流の寄与は、他の関連するインバーターの有効および無効電流制御と調整する必要がある。これには、電流の大きさと、電圧に対する電流の位相関係の両方が含まれる。TOは、詳細なシステム調査（EMT調査の可能性が高い）に基づいて、インバーター電源を新たに相互接続するための障害電流要件を確立することを検討できる。インバーター電源の普及が拡大するにつれて、BPSのポケットは、安全な保護スキームを確保するために型破りな中継技術を必要とするかもしれない。インバーターメーカーとリレーメーカー間の最初の会話に基づいて、将来の機器と性能の要件には以下を組み込む必要がある。 <ul style="list-style-type: none"> • IpおよびIqの優先順位と調整された、正および負のシーケンス電流注入の大きさ、位相角の関係、タイミング（たとえば、立ち上がり時間、整定時間）、および電流の優先順位 • 負のシーケンス電流が注入される最小しきい値（つまり、最小の負のシーケンス測定）。ただし、これはほとんどの場合、システム固有である可能性がある。 • 正および負のシーケンス電流の大きさ。これらの電流と電圧の間の位相角の関係。立ち上がり時間、反応時間、整定時間、応答のオーバーシュート • 上向きの応答（障害発生時の注入）と下向きの応答（障害クリア時の注入の撤回）の考慮 IEEE P2800の取り組みでは、インバーターメーカー、リレーメーカー、保護および安定性エンジニアによるさらなる検討の結果、インバーター電源の障害電流注入の標準化を検討する必要がある。

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Fault Ride-Through Capability【故障時運転継続能力】 	<ul style="list-style-type: none"> FRTは、BPSに接続されたままで、何らかの形の有効電流と無効電流を注入し続け、BPS障害イベント中およびその後の一連のパフォーマンス要件を満たすプラントの機能である。NERC PRC-024は、発電機保護の電圧および周波数保護リレーの側面のみ焦点を当てており、包括的なFRT規格ではないため、相互接続要件には、事前定義された一連の偶発事象のFRT仕様を満たすためのより厳しい要件が含まれる場合がある。これらの要件は、同期および非同期の両方の電源に適用される。 FRT機能は、定性的要件と定量的要件の観点から説明できる。 <ul style="list-style-type: none"> 定性的要件は、予想されるBPSグリッド障害の全体的なライドスルーに焦点を当てている。たとえば、プラントが障害のために結果的に隔離されている場合、プラントが是正措置スキームの一部である場合、またはプラントが例外的にトリップすることを許可されている場合を除き、予想されるすべての単一緊急事態（NERC TPL-001標準P1およびP2イベント）に対してFRT機能を備えた電源が必要になる場合がある。これらのタイプの要件は、FAC-002相互接続調査プロセス中に適用される。このプロセスでは、TPが一連の予想される不測の事態に対して安定性分析を実行し、発電設備がFRTまたはパフォーマンス要件を満たすことができない状況特定する。送電の観点からは、発電設備が接続されたままであり、グリッド障害時にBPSの信頼性をサポートすることを保証することが重要である。ただし、これらの定性的要件は、GO（およびインバーターメーカー）に、相互接続プロセス中に設備を設計し、信頼できるパフォーマンスに必要な制御をセットアップするために使用できる情報を提供しない。このため、TOは一連の定量的FRT要件も検討する必要がある。 定量的要件は、電源がBPSの信頼性をサポートするように動作し、GOおよびインバーターメーカーがこれらの要件を満たす機器を指定するのをサポートする。これらの要件には、電源が満足する必要のあるパフォーマンスエンベロープ（FRT機能）が含まれる。これは通常、相互接続の調査、グリッドコード、信頼性基準、およびTOが必要と見なすその他の要因に基づいて導き出される。これらの要件があることで、電源、特にインバーター電源が、これまで研究されていないモードで動作する可能性が低くなる。これらの定量的パフォーマンス要件の例には、以下が含まれるが、これらに限定されない。 <ul style="list-style-type: none"> 最悪の場合の不測の事態に対する障害前および障害後の短絡強度（等価インピーダンスまたは短絡比（SCR）ベースのメトリック） RMS低電圧ライドスルーおよび高電圧ライドスルー 瞬間的な過渡過電圧 位相角の瞬間的な変化 低周波ライドスルーと高周波ライドスルー 例外を除いて、一時的な停止は適用しない

項目	内容
<ul style="list-style-type: none">Fault Ride-Through Capability【故障時運転継続能力】	<ul style="list-style-type: none">TOは、定性的要件と定量的要件の両方を含む、FRT機能の要件を定義する必要がある。多くの場合、予想されるグリッド障害時のFRT機能の定性的要件は、相互接続調査プロセスの1つの側面である。定量的要件は、すべての生成リソースから一貫したパフォーマンスを確保するためにも使用する必要がある、場合によっては、定量的要件のみを満たすことによって必要とされるよりも多くの機能を要求することがある。これらの要件は、使用される電圧測定に関して明確である必要がある（たとえば、最高位相値、最低位相値、正のシーケンス値、またはその他の指定された電圧値）。

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Grid Forming Capabilities 【グリッド形成能力】 	<ul style="list-style-type: none"> グリッドフォーミングインバーター機能は、一般に、同期機の特性に依存することなく、通常および緊急状態でBPS動作をサポートするインバーターの機能として説明される。これには、インバーター内で制限に達しない限り、通常および過渡状態での電流に依存しないAC電圧源としての動作、および他の電圧源と同期する機能、またはグリッドリファレンスが利用できない場合に自律的に動作する機能が含まれる。グリッドフォーミングインバーター機能のより明確な定義、およびインバーター電源の増加の下でBPSの信頼性をサポートするために提供できる独自のサービスは、業界によってまだ議論および開発されているところである。これらの定義と適用可能なサービスの範囲も、システムごとに異なる可能性がある。 TOは、相互接続要件でグリッドフォーミングパフォーマンスの使用を指定または要求する前に、まずグリッドフォーミング機能を定義し、そのような機能がBPSでいつどこで必要になるかを確認する必要がある。調査作業でその使用が示されているシナリオの例には、インバーター電源（ローカライズまたは広範囲）の普及率が高いシステムや、ブラックスタートの目的でインバーター電源を利用している可能性のあるシステムが含まれる。さらに、同様に重要なこととして、TOは、他の利用可能なオプションの実行可能性も同時に評価する必要がある。今日のグリッドフォーミングインバーターの理解と能力に基づいて、その使用は、すべてのインバーター電源の要件よりも、場合によってはソリューションオプションとしてより効果的である可能性がある。
<ul style="list-style-type: none"> System Restoration and Blackstart Capability 【システム復元とブラックスタート機能】 	<ul style="list-style-type: none"> ブラックスタート電源からの効果的なシステム復元を可能にするために十分な計画、設備、人員、および調整が実施されていることを確認することは、TOP復元計画で特定された各TOP、GOP、RC、およびTOとプロバイダーの責任である。これらの活動は、NERC EOP-005-3 および EOP-006-3 の要件でカバーされる。以下の側面は、復元プロセスの一部としてTOPおよびBAによって考慮されるべきであり、ここで強調する価値があるが、インバーター電源の相互接続要件（つまり、FAC-001-3）に直接関連していない可能性がある。 <ul style="list-style-type: none"> ブラックスタートの緊急状態の間、ユニットは通常、BAからの明示的な指示なしに戻ることにはできない。さらに、プラント保護（通常は低電圧）により、主変電所の回路ブレーカーが作動し、インバーター電源の自動再接続が妨げられます。とにかく、TOPとBAは、自動再接続と、システム復元中のインバーター電源の期待されるパフォーマンスの明示的なステートメントを検討する必要がある。これは、NERC EOP-005-2の一部として必要。 電源は、通常、ブラックスタート機能を備えている必要はない。ただし、この機能がある場合は、通常、相互接続プロセスの一部としてその情報をTOPおよびTOに提供する必要がある。この概念は、同期および非同期の両方の電源に当てはまる。

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Return to Service following Tripping 【トリップ後の復元】 	<ul style="list-style-type: none"> トリップ後のインバーター電源の系統への再接続に関して、再接続シーケンスを開始するまでの待機時間を再接続条件とプラント保護条件をふまえて、自動再接続を許容するか判断する。 停電後の復旧時は、グリッドオペレーターからの指示がない限り、自動再接続するべきではない。
<ul style="list-style-type: none"> Balancing 【balancing】 	<ul style="list-style-type: none"> 自然変動電源の急激な変化に対応するために、BAは、短期間に大幅に大きな電力偏差を軽減するために、有効電力ランプ制限を要求することを検討する場合がある。
<ul style="list-style-type: none"> Monitoring 【監視】 	<ul style="list-style-type: none"> 事故・障害等のイベント分析のための監視、データの記録。下記以外にも、プラント内の異常な応答または動作に関して十分な明確さを提供するために、データは複数のソースから入手できる必要がある。これには、プラント制御設定と静的値、プラント監視制御とデータ取得データ、一連のイベント記録データ、動的な外乱レコーダデータ、およびインバーター障害コードとインバーターレベルの動的記録が含まれる。 <ul style="list-style-type: none"> Wind Power Plants: turbine output (MW), available power (MW), wind speed, wind direction, number of turbines generating, number of turbines available, total number of turbines, air pressure, air density, high-wind cutoff threshold, slew rate (MW/second) Solar PV Plants: panel output (MW), solar concentration (irradiance), number of panels generating, number of panels available, total number of panels Both: ambient temperature,
<ul style="list-style-type: none"> Operation in Low Short-Circuit Strength Networks 【低短絡強度の系統での動作】 	<ul style="list-style-type: none"> インバーター電源増加に伴う系統の短絡強度低下への対応
<ul style="list-style-type: none"> Power Quality 【電力品質】 	<ul style="list-style-type: none"> Voltage Fluctuation 【電圧変動】 : IEEE 1543 Harmonics 【高調波】 : IEEE 519-2014 Protection Settings 【保護設定】 : PRC-204, ROCOF

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Return to Service following Tripping 【トリップ後の復元】 	<ul style="list-style-type: none"> ほとんどのインバーターには、インバーターのAC端子とパッドマウント変圧器の間に電氣的に配置されたAC回路ブレーカーがあり、インバーターを集電システムに接続し、インバーターをグリッドから電氣的に絶縁できる。一部のインバーター保護機能は、トリップを開始する障害の性質に応じて、このAC回路ブレーカーをトリップする場合がある。(たとえば、AC過電圧がしきい値を超える、DC逆電流がしきい値を超える)。インバーター電源は、インバーターをグリッドに同期させ、トリップ後に電流注入を再開するために、再接続シーケンスを自動的に開始する場合としない場合がある。この再接続シーケンスが開始するまでに、プログラムされた待機時間が存在する場合がある。これには通常、インバーター制御の指定時間と遅延設定が含まれる。これらの電源には、プラントGSUに接続されたAC回路ブレーカーをトリップすることによって電源全体をトリップする可能性のあるプラントレベルの保護設定も含まれている可能性がある。オフラインでトリップするBPS接続電源は、TOで指定された再接続要件に基づいて再接続する必要がある。TOは、インバーター電源の現在および将来の普及を考慮し、信頼できるパフォーマンスと発電負荷バランスを維持するために自動再接続が許容できるかどうかを判断する必要がある。 インバーター（またはインバーター電源全体）のトリップ後のサービスへの復帰は、BPSグリッドの完全な喪失（局所的または大規模な停止）後のサービスへの復帰とは異なる場合があることに注意すること。システムの復元中、グリッドオペレーターはブラックスタート手順を使用して、順序付けられた効果的な方法でグリッドを再構築する。「システムブラック」状態に続いて、インバーター電源は、これらのブラックスタート手順に干渉しないように、グリッドへの自動再接続を試みるべきではない（グリッドオペレーターからの指示がない限り）。グリッド追従インバーターは独自のAC電圧波形を生成できないため、PLLがグリッド位相角を識別するためのAC電圧がない場合、グリッドに再同期できないことに注意すること。したがって、ACグリッドが完全に失われると、インバーターが再同期できなくなる。ブラックスタートの復元中に回避する状況は、TOPがインバーター電源に給電する送電システムに電力を供給するときに、BAからの明示的な許可なしにインバーターを再接続することである。
<ul style="list-style-type: none"> Balancing 【バランスィング】 	<ul style="list-style-type: none"> 変動電源（つまり、インバーターベースの電源）の普及が増加し続けるにつれて、BAは、大量の発電設備からの急速に変化する発電出力レベルに直面する可能性がある。これらの急激な変化を説明するために、BAは、短期間に大幅に大きな電力偏差を軽減するために、有効電力ランプレート制限を要求することを検討する場合がある。このランプレート制限は、これらのリソースの変動性のバランスをとるために適用されることに注意すること。ただし、これらのランプレート制限は、個々のインバータが大きな外乱の主要な制御を引き受ける大きな外乱の最中または直後の有効電力回復のランプレート制限と誤解されるべきではない。市場の状況またはGOとBAの間の合意によっては、AGCディスパッチ信号を受信するために一部のインバーター電源が必要になる場合がある。多くの場合、これは特定の市場に参加するための前提条件である。 CAISOには公式な要求はないが、毎分定格10%のランプレート制限を市場参加の条件としている。

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Monitoring【監視】 	<ul style="list-style-type: none"> 事故・障害等のイベント分析のための監視、データの記録。下記以外にも、プラント内の異常な応答または動作に関して十分な明確さを提供するために、データは複数のソースから入手できる必要がある。これには、プラント制御設定と静的値、プラント監視制御とデータ取得データ、一連のイベント記録データ、動的な外乱レコーダデータ、およびインバーター障害コードとインバーターレベルの動的記録が含まれる。 <ul style="list-style-type: none"> 風力発電所: 風車出力 (MW), 利用可能電力 (MW), 風速, 風向, 発電している風車の数, 発電可能な風車の数, 風車の総数, 大気圧, 空気密度, 高風速カットアウト閾値, スルーレート (MW/second) 太陽光発電所: パネル出力 (MW), 太陽光濃度 (放射照度), 発電しているパネル数, 発電可能なパネルの数, パネルの総数 両方: 外気温度, 遮断器の状態, 電圧設定値, AGC制御のオンオフ状態, 出力 (上昇/下降), ランプレート (上昇/下降)
<ul style="list-style-type: none"> Operation in Low Short-Circuit Strength Networks【低短絡強度の系統での動作】 	<ul style="list-style-type: none"> インバーター電源増加に伴う系統の短絡強度低下した状況での運用 <ol style="list-style-type: none"> TOは、適切なSCRベースの測定値（または他の同等の測定値）を使用して、短絡強度が比較的低い領域を特定する必要がある。TOには、相互接続プロセス中に低短絡強度システムを正確かつ効果的に識別するためのツールと機能が必要である。 <ol style="list-style-type: none"> TOには、調査する通常条件と不測の事態を選択するための確立されたプロセスが必要。SCRベースのメトリックはスクリーニング方法としてのみ使用されるため、実用的な場合は、メンテナンスの停止（N-2からN-4以上など）を含む複数の不測の事態を考慮することを勧められる。 TOは、低いSCR（または関連するSCRベースのメトリック）だけが必ずしも懸念の原因ではないが、インバーター制御関連の問題が発生する可能性のある潜在的なシステム状態を示している可能性があることを理解する必要がある。最大SCRと最小SCRの比率が大きい（選択したメトリックを使用）ことは、潜在的な制御チューニングの問題と、監視ゲイン制御またはその他の「弱いグリッド安定化」オプションの必要性を示している可能性がある。 TOは、提案された場所でのインバーター電源の相互接続に関連する技術的問題の定性的な説明とともに、この情報を相互接続するGOに提供する必要がある。

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Operation in Low Short-Circuit Strength Networks 【低短絡強度の系統での動作】 	<ol style="list-style-type: none"> TOが相互接続領域を「弱い」と見なす場合、TOは、相互接続GOがこの情報をインバーター製造業者に提供し、GOが相互接続インバーターベースのリソースが確実にできることを示す文書を提出することを要求する必要がある。予想される不測の事態に備えて、同様の低短絡強度条件下で安定して動作する。TOは、相互接続リソースの周囲に必要なEMTモデルを提供するか、相互に合意したローカライズされたシステムまたは同等のインピーダンスを提供する必要がある。あるいは、TOは、相互接続プロセスの一部としてこれらの調査を実行することを選択する場合がある。 <ol style="list-style-type: none"> GOによって提出される文書には、停止状態を含む予想されるグリッド状態の調査プロセスで使用されるTOによって確立された、安定した正しい操作を示すEMT調査が含まれている必要がある。 特定された不安定状態またはパフォーマンス要件を満たす問題は、TOと協力して相互接続するGOによって対処する必要がある。これには、以下が含まれるが、これらに限定されない。 <ol style="list-style-type: none"> 低短絡強度条件下で信頼性の高い動作を保証するために変更を制御 短絡強度を改善するための機器またはネットワークの拡張機能の追加（同期コンデンサーやトランスミッションの補強など） 該当する場合、提案された最大発電容量の削減 相互接続に関する懸念が、他のシステム要素（近くのインバーターベースのリソースなど）の存在またはシステム条件に関連する場合、TOは、GOが提供するモデルを使用してより詳細なEMT調査を要求することを選択できる。 相互に合意した解決策が特定されたら、TOは、提案された解決策に基づいて、更新されたポジティブシーケンス安定性モデルとEMTモデルを提出することを要求する必要がある。 TOは、正確な正のシーケンス安定性モデルを保証するために、最終的な（予想される）設定と構成を使用して、正のシーケンス安定性モデルをEMTモデルに対してベンチマークすることを要求する必要がある。モデル間の不一致には、工学的判断に基づく正当化が必要。 試運転中の段階的試験では、最も厳しい低短絡強度条件を設定できないことが予想される。実際の運転中に不安定が発生した場合、GOはインバーターの製造元およびTOと調整して、緩和オプションを理解する必要がある。 <p>システム強度を分析する研究は、生成リソースを相互接続するために実行され、通常、SCRベースのメトリックの決定が含まれる。SCRベースの分析では、短絡容量が少ないほどSCR値が低くなるため、インバーター電源をオンラインとしてモデル化しない。障害分析は、インバーター電源をオフラインにして予想される停止条件下で実行され、これらの状態の短絡MVA容量を決定する。短絡プログラムは通常、回路ブレーカーの定格とリレー設定の目的で最大障害デューティに調整されるため、システムの停止に加えて、同期発電の動作条件を減らすことを検討する価値がある。次に、相互接続リソースの予想容量に基づいて、適切なSCRベースのメトリックが適用される。したがって、SCRベースのメトリック分析では、短絡モデリングは必要ない。</p>

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Power Quality【電力品質】 	<p>BPS接続のインバーター電源は、該当するグリッドコード、各TOの相互接続要件、およびBPS接続の発電リソースに該当する電力品質基準に準拠して電力品質障害の排出を制限する必要がある。2つの一般的な電力品質の懸念として、電圧変動（フリッカー/急激な電圧変化）と高調波があげられる。インバーター電源に関連する電力品質の問題に関連する背景および実際のイベントの詳細については、付録Bを参照。</p>
	<ul style="list-style-type: none"> Voltage Fluctuation【電圧変動】：IEEE 1543 <p>BPS接続のインバーター電源は、HV / EHVシステムのリアクタンス対抵抗（X / R）比が高く、BPSの電圧を自動的に制御するために接続されたインバーター電源機能により、低電圧接続の分散型電源よりも電圧変動（フリッカー）の懸念が少ない可能性がある。ただし、BPSに接続されたインバーター電源は、変更されたグリッド特性と相互作用する制御が相互接続の調査中に見落とされた可能性のある電圧変動につながる可能性がある場合、異常なシステム構成（つまり、主要な停止状態）でフリッカーの原因になる可能性がある。</p> <p>ちらつきについて、IEEE 1543の規定では、変動電源（つまり、インバーター電源）を明示的にカバーしていない。BPSに接続されたリソースに関するこのようなガイドラインが利用可能になるまで、ユーティリティプランナーはエンジニアリング上の判断を下して、予想されるすべての停止状態に対するシステムの強度を特定する必要がある。最小システム強度が通常の動作時よりも大幅に低い場合（たとえば、15%未満）、インバーター電源がフリッカーの問題を引き起こす可能性があるかどうかを評価するために詳細な調査を実施する必要がある（低短絡強度調査と組み合わせて実行できる）。フリッカー軽減オプションには、インバーター電源の削減、調整された停止計画、または幅広いシステム強度により適した強化されたインバーター電源の制御が含まれる場合がある。</p>
	<ul style="list-style-type: none"> Harmonics【高調波】：IEEE 519-2014 <p>BPSへの高調波注入は、インバーター電源の相互接続プロセス中のもう1つの電力品質の懸念事項です。IEEE 519-2014は、高調波源として記載されており、相互接続検討のリファレンスとして使用できる。GOは、情報をインバーターの製造元に提供できるように、近くの無効補償設備（たとえば、シャントコンデンサーバンクをオンラインおよびオフラインに切り替える）の影響を含む、周波数依存のシステム（ソース）インピーダンスを提供するようにTOに要求することを検討できる。検討プロセス中、通常および緊急時のシステムの動作条件を考慮する必要がある。GOは、高調波電流の注入を確立された制限未満に制限する責任がある。TOは、インバーター電源接続の前後で、電圧高調波が制限を下回っていることを確認する必要がある。</p> <p>リソースの相互接続の前後にバックグラウンドの電力品質レベルを監視して、問題を正しく特定し、タイムリーに対処することを勧める。パフォーマンステスト、トラブルシューティング、イベント後の分析、および電力品質の問題を軽減する責任の決定には、永続的な電力品質の監視要件を考慮する必要がある。</p>

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Power Quality【電力品質】 	<ul style="list-style-type: none"> Protection Settings【保護設定】：PRC-204, ROCOF インバーター電源を含むグリッド外乱分析からの重要な発見は、インバーター電源の保護と制御に関する推奨事項につながった。これらの推奨事項は、次のような相互接続要件に組み込むことができる。 <ul style="list-style-type: none"> 現在有効な PRC-024 の電圧および周波数ライドスルー曲線の「ノトリップゾーン」の外側の領域は、「トリップゾーン」と解釈されるべきではなく、「メイトリップゾーン」と見なされるべきである。トリップは物理的な機器の制限に基づいて行う必要があり、保護は機器の安全性と信頼性を確保しながら、可能な限り広い範囲の電圧と周波数の偏差に設定する必要がある。 インバーター電源の安全性と完全性のために必要な場合を除いて、保護機能のためのフィルタリングまたは時間遅延のない瞬間的なトリップは避ける必要がある。 計算された周波数でのトリップは、時間枠（6サイクルなど）で正確に計算およびフィルタリングされた周波数測定に基づく必要があり、瞬時に計算された値を使用しないこと。 インバーター過電圧保護は、機器の制限内で可能な限り広く設定する必要がある。PRC-024曲線は、フィルター処理されたRMS電圧測定を使用するため、一時的なサブサイクル過電圧には適用しないこと。BPS接続インバーター電源のパフォーマンスに関するNERC Reliability Guidelineの図A.1および表A.1を参照。この表は、個々の相電圧量を示す。 TOは、事前定義された期間内の連続する障害イベント中にパフォーマンスを指定することを検討する必要がある。 DC逆電流保護は、PVモジュールの定格と調整し、DC側の短絡に対して動作するように設定する必要がある、一時的なAC過電圧またはAC側の障害に対しては動作しないようにする必要がある。 BPSに接続されたインバーター電源は、インバーターが高いROCOFでトリップする必要がある機器の制限が存在しない限り、周波数変化率（ROCOF）保護を使用しないこと。ただし、ほとんどの場合、ROCOF保護はBPS接続リソースには使用しないこと。 インバーターのPLL同期損失により、PRC-024の電圧および周波数ライドスルー曲線内でインバーターがトリップしたり、一時的に停止したりしないようにする必要がある。インバーターは、PRC-024曲線内のBPSに電流を注入し続けることができる必要がある。PLLが同期を失った場合、インバーター電源は同期を回復し、トリップを引き起こしたり一時的な停止を使用したりすることなく、安定した電流注入を再開できるはずである。

項目

内容

Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】

Chapter 1で紹介したインバーター電源を相互接続するためのモデリング要件の改善に関連する技術的基礎と追加の説明を記載する。モデリング要件は、全体的な相互接続要件のコンポーネントである。ただし、複雑で調査プロセスと統合されているため、これらの推奨されるモデリングの改善は、多くの場合、計画または生成の相互接続プロセスのスタンドアロン要件ドキュメントに含まれている。このため、推奨されるモデリング要件の改善は、わかりやすくするためにこの章に分けられている。

太陽光発電リソースに関連するERO Enterpriseおよび業界の利害関係者によって実施された外乱分析により、相互接続全体の計画モデルで体系的であると思われる多数のモデリングの問題が特定された。新たに相互接続するインバーター電源に関するこれらの問題に対処するには、相互接続の要件を明確にして、モデリングのニーズと要件を明確にし、正確なモデルが提供および検証されるようにする必要がある。

すべてのタイプのモデリングで、信頼性調査の目的で、リソースの最新かつ正確な表現を提供することが重要。TOには、相互接続の調査プロセス中に予想される動的モデルが提供され、試運転時にプラントに変更または変更が加えられた場合は、プラントの試運転直後に提供される更新された動的モデルに反映されるという明確な要件が必要。これらの変更は、以前に調査された制御およびパフォーマンスからの逸脱がBPSの信頼性に悪影響を及ぼさないことを確認するために、TPおよびPCによって調査される必要がある。

• Timing of Modeling Data Submittals【解析用モデルの提出タイミング】

- キャニオン2火災障害に関連するNERCアラートの発行後、相互接続全体のベースケースで提出されたインバーター電源の動的モデルの精度に関して、体系的なモデリングの問題が明らかになった。つまり、相互接続全体のベースケースに含むTO、TP、およびPCに動的モデルを提供しているかなりの数のBPS接続の太陽光発電施設が、瞬間的な停止を正確に捉えなかった。業界は現在、このモデリングの問題に取り組んでいる。ただし、これらのタイプのモデリングの問題は、相互接続プロセス中に対処する必要があることを強調することが重要。商業運用の前後の相互接続GOは、明確で簡潔なモデリング要件に準拠している。
- 実現可能性の調査中にシステム影響調査に最初に提出されたデータは、その時点でGOが利用できる最も正確で合理的なモデリング情報である必要がある。このデータは、TPおよびPCによって規定されている基本的な正確性についてスクリーニングする必要がある。このデータは、定常状態のパワーフロー、過渡安定度、短絡、およびEMTシミュレーションに使用される。検討が承認されると、データは最終的なものになり、データへの変更は材料修正の決定の対象となる。
- 施設の商業運転の前に、GOは、現場に設置されている機器とトポロジーを反映する最新のモデリングデータを提出する必要がある。GOは、最初に調査されたデータとの違いを強調する必要がある（つまり、商業化前の操作と調査段階の差異）。制御システム設定の変更（パラメーターの変更、ハードウェアとソフトウェアの変更、制御モードの変更など）、出力の増加、施設のトポロジーの変更、およびプラントの電気的特性や応答を変更するその他の変更は、材料改質の決定。

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Timing of Modeling Data Submittals【解析用モデルの提出タイミング】 	<ul style="list-style-type: none"> プラントが試運転されて稼働した後、ほとんどのTOは、商業運転前のデータと試運転テスト後のデータとの間の変更をキャプチャする更新されたモデル（該当する場合）を提供する必要がある。TO、TP、PC、RC、およびその他の影響を受けるエンティティに正確なアズビルトデータが確実に提供されるように、不一致は所定の時間枠内（たとえば、サービス開始日から120日後）に対処する必要がある。モデリングデータが完成時の仕様書、単線結線図、インバーターおよびプラントレベルの制御設定と一致することを確認するこの最終ステップは重要。TOは、この最終チェックを実施し、相互接続全体に入力される正確な最終データを検証する必要がある。 材料変更の決定は、稼働中の操作の全期間に適用する必要がある、相互接続プロセスにのみ適用できるわけではない。NERC FAC-001-3の補足資料に記載されているように、「TOは、既存の相互接続が「大幅に変更された」かどうかを判断するための技術的根拠をサポートする文書を持っている必要がある。「重要な変更」を構成するものはエンティティごとに異なることを認識している。エンティティ、意図は、この決定が工学的判断に基づくことです。」TOにとって、「材料の変更」を構成するものについて明確な仕様を用意することが重要。これは、業界に重大な混乱をもたらし、モデリングのギャップが生じる可能性があるためである。制御システムの設定または制御モードの変更は、重要な変更と見なす必要がある。

項目	内容
<ul style="list-style-type: none"> Timing of Modeling Data Submittals【解析用モデルの提出タイミング】 	<p>試運転手順</p> <p>インバーター電源の場合、他の発電リソースと同様に、試運転手順により、すべての関係者が施設の建設時の設定を理解できるようになることが重要。試運転手順は、生成するリソースの一貫したベースラインの理解とモデルを開発するために重要。試運転が誤ってまたは不十分に実行された場合、残りの相互接続プロセスと稼働中の操作が課題に直面する可能性がある。たとえば、プロセスのできるだけ早い段階で正確なモデルを提供し、必要に応じて定期的に更新することが重要（特に試運転プロセス中）。これには、特に次のものが含まれる場合がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> GO（開発者）と機器メーカーは、該当する相互接続要件を満たす性能仕様に同意している。これらの仕様は文書化してTOに提供する必要がある。 GOは、実装する前に、レビューとコメントのために、必要な制御システム設定をTOに送信する必要がある。提出には、モデリングデータと並べて比較する必要がある。これにより、TOは、試運転チームがまだ現場にいる間に、パフォーマンスの欠陥をキャプチャして修正する機会が得られる。TOが特に関心を持っている制御設定には、以下が含まれるが、これらに限定されない。 <ul style="list-style-type: none"> プラントコントローラーの設定（ドループ、ゲイン、時定数、不感帯、一次周波数応答など） インバーターFRTEモードおよび関連する設定（しきい値とゲイン） インバーターのFRT機能に影響を与えるその他の制御機能 インバーターおよびプラントコントローラーレベルでの有効電力および無効電力の制限設定 インバーター内蔵の電圧および周波数保護設定 GOは、定期的な試運転進捗会議にTOのエンジニアリングスタッフを参加させることを検討できる。これにより、TOとの調整が強化され、TOがパフォーマンスの問題にできるだけ早い段階で対処できるようになる。これにより、多くの場合、修復コストが最小になる。 GOによる検証は、試運転中に行われ、構築時の設定が提供されたドキュメントと一致することを実証する必要がある。TOは、許容可能な検証形式を明確に指定する必要がある（たとえば、設定のスクリーンショット、インバーターおよびプラントレベルの制御装置からのパラメーターの取得、単線結線図）。 <ul style="list-style-type: none"> GOは、試運転プロセスの一環として、機器メーカーにこの情報を要求することを検討する場合がある。 すべてのプラントモデル（つまり、定常状態、過渡安定性、EMT、短絡など）は、提供されたドキュメントおよび該当する場合は検証レポートと一致する必要がある。この検証プロセスの目的は、期待されるパフォーマンスまたはモデル化されたパフォーマンスからの逸脱をキャプチャすることであり、プラントの後に頻繁に行われるNERCMOD-026-1またはMOD-027-1のモデル検証テストと混同しないこと。 モデルと検証文書は、さらに参照できるようにGOからTOに提出する必要がある。

項目	内容
----	----

Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】

- Steady-State Power Flow Modeling【定常状態のパワーフローモデリング】
 - TOには、インバーター電源を正確に表すために必要なデータが収集されていることを確認するための明確で明示的なモデリング要件が必要。このモデリングは、定常状態のパワーフロー表現から始まり、ベースケースに入る。
 - ほとんどの場合、分散型電源（風力および太陽光発電）は、図3.1に示す同等の表現を使用して、電力潮流の基本ケースで表す必要がある。これには、単一の同等の発電機、同等のパッドマウント変圧器、同等の集電システム、およびプラントレベルのシャント補償、変電所変圧器（つまり、プラント変圧器）、および相互接続送電線の明示的な表現が含まれる。同等の発電機、同等のパッドマウント変圧器、および同等の集電システムの数量を導出するための多くの参考資料が存在する。プラントに複数のメーカーのインバーターがある場合、定常状態と動的シミュレーションのこれらの違いを説明するために、異なる電力潮流表現が必要になる場合がある。このような場合、GOはTOに相談する必要がある。プラントの単線結線図は、モデルの提出をさらに検証するために、付随するモデルとともにTOに提供する必要がある。
 - TOによって指定されたモデリング要件には、正しい機能、フラグ、および設定をベースケースで表すことができるように、必要なすべての制御設定も含める必要がある。これには、以下が含まれるが、これらに限定されない。
 - プラントタイプ：該当する場合、インバーター電源がベースケースで正確に表されるようにするためのフラグとして使用されるリソースタイプ（太陽光発電や風力発電リソースなど）の説明。
 - アクティブおよびリアクティブ機能：パフォーマンスの目的で、プラント全体の「複合機能曲線」を提供する必要がある。同じ曲線を使用して、電力潮流の研究でP-Q機能を正確にモデル化する必要がある。すべてのシミュレーションソフトウェアプラットフォームには、この曲線を表すデータポイントのセットを入力することにより、P-Q機能曲線を表す機能がある。このデータはTOが必要とし、検討でこれらのリソースを表すためにTPとPCが使用する必要がある。
 - プラントレベルの電圧制御設定：プラントは電圧制御モードの形式で動作する。この情報を提供して、ソフトウェアツールで正しい電圧制御フラグと設定値が適切に設定されるようにする必要がある。多くの場合、POI（またはPOM）の電圧制御設定値はTOPによって提供され、TPおよびPCによって設定できる。パワーフローベースのケースで正確に表現できるようにするには、プラントレベルのシャント補償（静的または動的）の調整について説明する必要がある。
 - モデルは、リソースに対して確立される可能性のある契約上の制限または要件を正確に反映する必要がある。TOは、これらの制限と要件が、提供されたモデルと異なる場合、プラントを正確にモデル化できるように十分に説明および記述されていることを確認する必要がある。

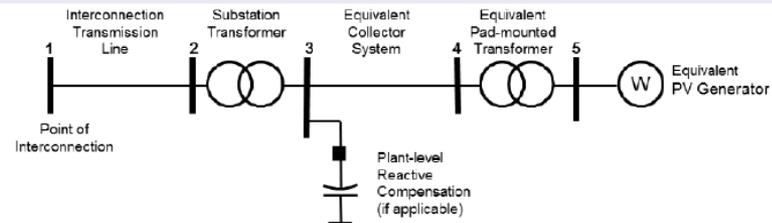


Figure 3.1: Example Equivalent Power Flow Representation for a Solar PV Plant
 [Source: WECC]

項目	内容
Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】	
<ul style="list-style-type: none"> Positive Sequence Stability Modeling【ポジティブシーケンス安定性モデリング】 	<ul style="list-style-type: none"> 電力潮流研究のためのBPS接続インバーター電源の正確な表現に加えて、システム信頼性研究でTPおよびPCによるBPSの信頼性の高い動作を保証するには、正のシーケンス安定性モデル表現が必要である。TOには、ローカルのモデリングと調査の実践に基づいて異なる要件がある。TOは、「汎用」シミュレーションソフトウェアライブラリモデルのみを許可する場合、詳細なユーザー定義モデルを必要とする場合、または詳細なユーザー定義モデルと汎用モデルの両方を必要とする場合がある。詳細なモデルは、ローカル相互接続の信頼性調査（ローカライズされた調査および相互接続調査プロセスの調査）によく使用されるが、一般的なモデルは通常、MOD-032-1に従って相互接続全体の基本ケースで使用される。いずれの場合も、相互接続プロセスに提供されると予想されるモデルのタイプでは、TOを明確にする必要がある。これらのモデルは、少なくとも、NERCおよびMOD-032被指名人によって開発された相互接続全体のモデリングに使用される許容可能なモデルのリストと一致している必要がある。 一般的なライブラリモデルに関しては、BPSに接続された太陽光発電および風力発電所の動的モデリングに関するガイダンスを提供する複数の業界リファレンスがある。GOは、インバーターの製造元およびプラント全体の設計者と相談して、TOに提供される最終的な動的モデルが、インバーター電源全体（個々のインバーターまたはタービンではない）を表し、ガイドラインと要件によって設定されていることを確認する必要がある。TOは、動的モデルの最新バージョンが必要であり、適切に使用されていることを確認する必要がある。たとえば、最新の太陽光発電リソースは通常、次のようにモデル化される。 <ul style="list-style-type: none"> インバーターレベルコントローラーモデル：インバーターの全体的な制御を生成リソース（regc_a）として表す。 電気制御モデル：大きな外乱動作（reec_a）を含む、インバーターベースのリソースの詳細な電気制御を表す。 プラントレベルのコントローラーモデル：プラント内の複数の個別のインバーターの制御を表す（例：repc_b） NERC MOD-032-1 は、相互接続全体のベースケース開発の開発を支援するために機器所有者が遵守しなければならないモデルデータ要件と報告手順を共同で確立するTPとPCに焦点を当てている。NERC MOD-026-1およびMOD-027-1は、プラントが試運転された後の正のシーケンス安定性モデルのモデル検証に焦点を合わせている。

項目	内容
Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】	
<ul style="list-style-type: none"> Short-Circuit Modeling【短絡モデリング】 	<ul style="list-style-type: none"> 短絡の検討は、通常、リレーの設定と協調の検討、および回路ブレーカーの負荷の検討のために、障害状態での電流と電圧を計算するために行われる。これらの検討は、送電網の要素（線路、変圧器など）のモデルに依存しており、正、負、およびゼロのシーケンス表現を使用してリソースを生成する。TOは、相互接続する生成リソースのGOによって適切で正確なモデルが提供されるように、短絡モデル表現（インバーター電源を含む）の要件を明確に示すことが重要である。インバーター電源に関連するこれらの要件の要素には、以下が含まれるが、これらに限定されない。 <ul style="list-style-type: none"> 変電所の変圧器からPOIにインバーター電源を接続する送電線は、TOが他の同様のBPS要素に使用すると同じレベルの精度でモデル化する必要がある。TOは、利用可能なライン定数計算ツールで使用するために必要なデータを指定する必要がある。必要なデータには、次のものが含まれるが、これらに限定しない：各導体とアースに対する導体間隔、絶縁体ストリングの長さ（フラッシュオーバーアークインピーダンスの計算用）、および導体タイプを示す送電鉄塔の構成を示す送電計画とプロファイルのドキュメント（静的を含む）および線路長（フィート単位）。導体が特殊なタイプの場合は、導体の完全な電氣的仕様（AC抵抗、導体半径、導体GMRなど）を提供する必要がある。少なくとも、発電機タラインの集中正およびゼロシーケンスインピーダンスが必要。 相互接続するインバーター電源の変電所の変圧器も、TOで使用されると同じレベルの精度でモデル化する必要がある。必要なデータには、変圧器の銘板データ、変圧器のタイプ、巻線構成、および変圧器メーカーからのテストレポートデータが含まれるが、これらに限定しない。この変圧器のデータには、三相コアタイプのゼロシーケンス情報が含まれている必要がある。 集電システムは通常、短絡プログラムでは等価インピーダンスとして表される。ただし、より詳細な集電システム情報を必要とするTOによって、より詳細な調査が実行される場合がある。TOは、短絡モデリングに必要な詳細レベルを明示的に示す必要がある。多くの場合、TOは次の情報を要求する場合がある。タービン/インバーターと他の要素の間の完全なトポロジー（ケーブル/ラインの長さを含む）を示す集電システムの単線図、およびシーケンス抵抗リアクタンス値。情報には、それらのデバイスの銘板情報を含む、プラント内のシャント補償も含める必要がある。TOは同等の表現を許可する場合があり、同等化を使用できる場所の詳細を提供する必要がある。 集電システムの詳細レベルに応じて、発電機モデルは、施設全体、インバーターのグループ、または個々のインバーターを表すことができる。発電機モデル（同等または個別）は、一般的に使用される短絡プログラム（電圧制御電流源または他の適切なモデルなど）によってサポートされる、サプライヤーが提供するモデルで表す必要がある。TO要件に応じて、各インバータータイプからデータを集約する必要がある場合や、インバータータイプごとにデータを指定する場合がある。

項目	内容
----	----

Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements 【モデリング改善の説明】

• Short-Circuit Modeling 【短絡モデリング】

•インバーターは、同期機とは異なり、制御された電流源であり、インバーターに組み込まれたロジックと制御に基づいて故障電流を供給する。短絡モデリングの目的で必要な情報を収集するための推奨されるアプローチは、指定された期間のインバーター電源について表3.1を完成させることである。この表は、インバーター端子でのさまざまなレベルの電圧の大きさに対する正と負の電流の大きさと力率の角度を示す。この情報は、インバーターがこれらの時間枠にわたってさまざまなタイプの電流で応答するため、さまざまな時間枠（たとえば、1サイクル、3サイクル、および5サイクル）で必要になる。これらのテーブルは、さまざまな障害タイプ（つまり、三相（3L）、三相接地（3LG）、線間（LL）、線間接地（LLG）、および単線-対地（SLG））に対して提供する必要がある。ソフトウェアプログラムは、この情報を（表形式またはスクリプトを介してプログラムにロードして）繰り返し使用して、故障電流を計算する。

Table 3.1: Short-Circuit Performance Tables				
Positive Sequence Voltage (pu)	Positive Sequence Current (pu)	Negative Sequence Current (pu)	Positive Sequence Power Factor Angle (deg)	Negative Sequence Power Factor Angle (deg)
One-Cycle Time Frame				
0.9				
0.8				
0.7				
0.6				
0.5				
0.4				
0.3				
0.2				
0.1				
Three-Cycle Time Frame				
Five-Cycle Time Frame				

項目	内容
Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】	
• Short-Circuit Modeling【短絡モデリング】	• 短絡解析を目的とした正確なインバーター電源モデルの開発は、EPRIおよびソフトウェアベンダーと連携したIEEE Power System Relaying and Control Committee C24 Working Group の下で継続的な取り組みである。さらに、IEEE P2800の取り組みにより、インバーター電源の障害動作の標準化がもたらされる可能性があり、これらのモデルの標準化に役立つ可能性がある。詳細なモデルが利用可能になると、短絡解析でインバーター電源を表すのに適している場合がある。ただし、ツールの開発と改善に合わせてインバーター電源を正確にモデル化できるように、TOがGOから十分な情報を収集することが重要である。たとえば、現在のモデルは負のシーケンス電流注入を反映していない場合があるが、この情報は、負のシーケンス電流を注入するインバーター電源によって提供される必要がある。これにより、これらのモデルが使用可能になったときに、TOがそれに応じてデータを更新できる。

項目	内容
Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】	
<ul style="list-style-type: none"> Electromagnetic Transient Modeling【電磁過渡モデリング】 	<ul style="list-style-type: none"> 正のシーケンス安定性モデルに加えて、EMTモデルは、正のシーケンス安定性プログラムでは観察できないインバーター電源関連する特定の信頼性の問題を検討するために必要である。これらのタイプの検討は、インバーター電源が、既存の高電圧DC回路、STATCOM、SVC、または他のインバーター電源など、他のパワーエレクトロニクス制御と相互作用する可能性がある領域で特に役立つ。また、インバーター電源が低短絡強度のネットワークに接続されている場合、または直列コンデンサに近接している場合にも役立つ。したがって、TOは、現在または近い将来にEMTタイプの調査が必要になる可能性がある状況で、EMTモデルを提供するためのインバーター電源の要件を指定する必要がある。グリッドが進化するにつれて、これらの正確なモデルを持つことは、詳細なシステム検討とインバーター電源を含む複雑な問題の解決にとって重要である。 TOは、新しく相互接続するすべてのインバーター電源に対してEMTモデルを必要とする場合もあれば、ケースバイケースでこれらのモデルを必要とする場合もある。これらのモデルが必要となる状況には、以下が含まれるが、これらに限定されない。 <ul style="list-style-type: none"> 短絡強度が低い（または低下している）領域 既存の（または将来の可能性のある）直列補償伝送回路の近くの領域。副同期発振（SSO）、準同期制御相互作用（SSCI）、超同期発振、その他の共振の問題、および高い過渡過電圧のリスク 制御の相互作用、制御モードの循環、またはその他の制御の不安定性の状況が発生する可能性のある、インバーター電源が既存または計画されている高濃度の領域に新しいインバーター電源を追加する パワーエレクトロニクスを介して接続された高電圧DC回路およびその他の大規模な送電接続リアクティブデバイス（フレキシブルAC送電システム（FACTS）デバイスなど）の近くのインバーター電源の相互接続

項目	内容
Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】	
<ul style="list-style-type: none"> Electromagnetic Transient Modeling【電磁過渡モデリング】 	<ul style="list-style-type: none"> 詳細なEMTモデリング要件は、実行されている調査のタイプと使用されている特定のEMTシミュレーションツールに基づいて一貫したEMTモデルが提供されるように、TOによって開発される場合がある。一般に、EMTモデルは、TOで指定された次の要件に準拠する必要がある。 <ul style="list-style-type: none"> モデルの精度機能：EMTモデルには、以下を表すのに十分な詳細が必要 <ul style="list-style-type: none"> 設置される実際の機器に実装されているパワーエレクトロニクスの完全に詳細な内部制御ループ：ほとんどのインバーターメーカーは、実際のファームウェアコード（EMTシミュレーションに関連）をEMTモデルに埋め込むモデルを提供できる。EMT研究に提供されるモデルのタイプ。*1 すべての関連する制御機能（外部電圧コントローラー、プラントレベルコントローラー、PLLなど）：これらには、システム固有のインストールに必要な実際の（または期待される）動作モードと設定が含まれ、期待されるまたは構築されたままの制御設定に調整される。インバーターレベルおよびプラントレベルの制御は、実際のハードウェアコードを優先して適切にモデル化する必要がある。 関連するすべての電気的および機械的構成：これらには、フィルター、特殊な変圧器、およびドライブトレイン制御やピッチ制御などの電気的性能に影響を与える可能性のあるその他の機械的システムが含まれるが、これらに限定しない。モデルには、コンバーターの詳細（絶縁ゲートバイポーラトランジスタ（IGBT）を使用）と平均値（制御されたソースを使用）の両方の表現オプションが必要。 平衡および不平衡の両方の障害状態について詳細にモデル化された、BPSパフォーマンスに関連するすべての関連するインバーターベースのリソース保護システム：通常、これにはAC過電圧および低電圧保護（瞬時位相およびRMS）が含まれるが、これらに限定しない。過周波数および低周波数保護、DCバスの過電圧および低電圧保護、およびインバーター過電流保護。これらの機能のモデルには、実際のファームウェアコードを実装することを勧める。 <p>*1：これは、実際の制御ファームウェアで使用される正確な制御コード（Cコードなど）の「ブラックボックスモデル」を指す。関連するすべてのコントロールのコントローラーソースコードは、通常、メーカーの知的財産を保護するためにバイナリDLLにコンパイルされる。実際のコードモデルが使用されていない場合、または主要な制御機能が一般的な表現を使用して近似されている場合は、追加の検証が必要になる場合がある。三相正弦波ソース表現は使用しないこと。モデルは、この変換中に導入される可能性のある不正確さのために、制御ブロック図からブロックごとに手動で変換しないこと（たとえば、電気ネットワークと制御へのインターフェイス、またはPLL回路や保護回路などの制御の一部）</p>

項目	内容
<p>Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】</p> <ul style="list-style-type: none"> Electromagnetic Transient Modeling【電磁過渡モデリング】 	<ul style="list-style-type: none"> モデルのユーザビリティ機能：EMTモデルは、検討するエンジニアが次のような機能モデルを確実に使用できるように、ユーザビリティ基準を満たす必要がある。 <ul style="list-style-type: none"> モデルには、検討に関連するユーザーがアクセスできる制御オプションまたはハードウェアオプション（アクティブな電流/電カランプレートなど）が必要である。診断フラグ（制御モードや保護システムのアクティブ化など）にもアクセスできる必要がある。 シミュレーションの時間ステップが非常に小さい場合、またはモデルで非常に特定の時間ステップが必要な場合、シミュレーション時間が非常に遅くなり、他のモデルとの非互換性が生じる可能性がある。モデルは、単一のタイムステップでの動作に制限されるべきではないが、範囲内（10μs～20μsなど）で動作できる必要がある。より高い時間ステップは、コンバーターの平均値モデリングで使用できる。 モデルには、ユーザーマニュアルまたはガイド、およびサンプルの実装テストケースが含まれている必要がある。テクニカルサポートエンジニアへのアクセスが望ましい。 モデルのドキュメントは、検討で使用される設定を試運転中に確認できるように、検討で使用される特定の設定と機器構成を特定する明確な方法を提供する必要がある。これは、制御リビジョンコード、設定ファイル、またはこれらと他の識別手段の組み合わせとなる。 モデルは外部参照変数を受け入れる必要がある。例として、無効制御モードの有効電力と無効電力の順序値、および電圧制御モードに適用可能な電圧基準値とドロップ値が含まれる。モデルは、初期化のためにこれらの参照変数を受け入れ、シミュレーションの途中でこれらの参照変数を変更できる必要がある（つまり、動的信号参照）。 モデルは、それ自体を初期化できる必要がある。初期条件変数が提供されると、モデルは初期化され、シミュレーションエンジニアからの外部入力なしで順序付けられた出力にランプする必要がある。含まれている低速の制御機能（スイッチドシャントコントローラーなど）も、必要に応じて初期条件変数を受け入れる必要がある。モデルは、内部遅延を排除するために初期化手順を受け入れる必要がある。 モデルには、プラント容量をスケーリングする機能が必要。モデルのプラント有効電力容量は、内部または外部のスケーリング変圧器を介して、何らかの方法でスケーラブルである必要がある。これは、ディスパッチ可能電力オーダーとは異なり、プラントのさまざまな容量をモデル化するため、または集中定数プラントをより小さな複合モデルに分割するために使用される。 モデルには、その出力をネームプレート未満の値にディスパッチする機能が必要である。これは、プラントを1つのユニットから複数のユニットにスケーリングすることとは異なり、さまざまな動作点でプラントの動作をテストするために使用される。

項目	内容
Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】	
• Electromagnetic Transient Modeling 【電磁過渡モデリング】	• モデル効率機能：EMTモデルは、検討を効果的に完了できるようにするために、次の要件も満たしている必要がある。 <ul style="list-style-type: none">• モデルは、ユーザーが指定した端末条件にできるだけ早く（たとえば、5秒未満）初期化する必要がある。• モデルは、同じシミュレーションでそれ自体の複数のインスタンスをサポートする必要がある。

項目	内容
Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】	
<ul style="list-style-type: none"> Benchmarking Positive Sequence Stability Models with EMT Models【EMTモデルによるポジティブシーケンス安定性モデルのベンチマーク】 	<ul style="list-style-type: none"> NERC MOD-026-1およびMOD-027-1要件（特に各規格の要件R2）を満たすための検証作業は、小さな外乱性能に焦点を当てており、動的モデルのモデルパラメータの大部分を検証するのに十分なほど大きな外乱のパフォーマンスに影響を与えるモデルに影響しない。これらのパラメータは、シミュレートされた障害イベント中のモデル応答を支配する。したがって、相互接続の要件は、モデルが検討プロセス中（入手可能な最良の情報に基づく）および電源の試運転後に設置された機器と一致することを保証するために、十分な明確さと詳細を提供する必要がある。 EMTモデルは通常、インバーター電源内の実際の制御を最も詳細に表したものである。これらのモデルは、電源の同等の（多くの場合より正確な）表現を提供することが期待される。比較すると、ポジティブシーケンス動的モデルは、電源の応答のRMSトレンドの正確な表現を提供するように設計されている。フィールドテストを実行する必要なしに、ポジティブシーケンスモデルがインストールされた動作を正確に表すことを保証するために、ポジティブシーケンス動的モデルをEMTモデルに対してベンチマークすることができる。このベンチマークアクティビティにより、2つのモデル間の妥当な一致と、モデルが実際の動作と一致するというある程度の確実性が保証される。 TOは、TPと連携して、EMTとGOによる正のシーケンス安定性モデル間のモデルベンチマークを要求することを勧める。これにより、正のシーケンス安定性モデルが信頼性研究の実行に効果がないことが判明する可能性のあるシステム条件も特定および認識される。この検討事項では、既存のシステムと将来のシステム条件を検討する必要がある。経験によれば、プロジェクトの試運転前に正確なモデルを取得することは、プラントの稼働後に正確なモデルを取得しようとするよりもはるかに簡単である。ベンチマークが必要となる可能性のある状況には、以下が含まれるが、これらに限定しない。 <ul style="list-style-type: none"> インバーター電源内または他の隣接するインバーター電源との相互作用を制御するか、サイクリングを制御します（EMT検討プロセス中に特定される可能性がある） 短絡強度が比較的低い領域。これには、一般に、インバーター電源または長いAC伝送ラインの普及率が高いポケットが含まれる。 SSO、SSCI、およびその他の近くの直列補償伝送ネットワークとの相互作用

項目	内容
Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】	
<ul style="list-style-type: none"> Benchmarking Positive Sequence Stability Models with EMT Models【EMTモデルによるポジティブシーケンス安定性モデルのベンチマーク】 	<ul style="list-style-type: none"> モデルのベンチマーク活動に関して、以下の推奨事項が提供される。 <ul style="list-style-type: none"> TOは、相互接続するインバーター電源が、検討プロセス中にEMTモデル（上記で確立されたEMTモデリング要件に基づく）と、プラントの試運転後に更新されたEMTモデルを提供することを要求する必要がある。プラントレベルまたはインバーターレベルの制御または構成に加えられた変更は、更新されたEMTおよび動的モデルのセットがGOおよび変更の重要な性質の評価によって提供されることも促す必要がある。これらのモデルは、相互接続全体のモデリングの目的に必要な更新されたポジティブシーケンス安定性モデルに追加される。 TOは、GOによって提供されるEMTモデルが検討中の特定のプラントまたは施設を表し、デフォルトまたは一般的なパラメーター値が含まれていないことを確認する必要がある。パラメータ値、制御、設定などは、調査対象の特定のプラントの実際のまたは予想される制御と設定を（可能な限り）表す必要がある。機器メーカーからGOによって提供されるデフォルトのモデルパラメータは、現在、体系的なモデリングの問題である。この問題に対処するため、特定のTO要件が推奨される。

項目

内容

Chapter 3: Detailed Description of Modeling Improvements【モデリング改善の説明】

• Benchmarking Positive Sequence Stability Models with EMT Models【EMTモデルによるポジティブシーケンス安定性モデルのベンチマーク】

- 相互接続するGOは、期待および委託されたポジティブシーケンス動的モデルが提供されたEMTモデルと合理的に一致するという証拠をTOに提供する必要がある。これには、相互接続GOによって提供されるある種のベンチマークレポートを含める必要がある（これには、インバーターの製造元が関係する場合がある）。ベンチマーク分析では、少なくとも次のことを示す必要がある。
 - 解析では、ユニットを最大有効電力出力でディスパッチする必要がある。
 - 解析は、通常のシステム状態および回線停止状態で発生するインピーダンスを含む、予想される同等のネットワークインピーダンスの範囲で実行する必要がある。GOがレポートを提供する場合、TPは、相互接続プロセス中にGOにテストされるこの同等のインピーダンス範囲（またはこれらのシステム状態を示す対応するモデル）を提供する必要がある。
 - 解析は、プラントが試運転されて稼働した後に利用される可能性のある特定の動作モードまたは制御設定に対して実行する必要がある。たとえば、短絡強度が低い状態（該当する場合）のスイッチや設定または制御の変更は、明示的にテストする必要がある。
 - 解析には、少なくともPOIでの三相短絡事故を含む、予想される一連の外乱イベントのトレースごとの比較を含める必要がある。障害復旧が遅れる単線から地絡などの不均衡な障害は、必ずしも一致しないベンチマーク結果をもたらすと予想される。ただし、正のシーケンス応答はEMTとの一般的な傾向の一致を示す必要があり、一方のタイプのモデルで他方に表示されないトリップまたは不安定性は文書化して説明する必要がある。
 - 解析には、該当する場合、電圧リファレンスまたは電力順序のステップ変化のトレースごとの比較を含める必要がある。
 - 解析は、ポジティブシーケンス安定性モデルとEMTモデル間のベンチマークが十分であることを示すのに十分なデータチャネルを備えたシミュレーション結果を提供する必要がある。これには、POM、プラント変圧器の低圧側、およびインバーター（発電機）レベルでのバス電圧が含まれるが、これらに限定されない。ラインと変圧器の有効電力と無効電力の流れ、POMでの有効電力と無効電力の出力、およびライドスルースステータスと保護信号。
 - 解析は、2つのモデルの動的応答の比較を比較できるように、十分な解像度で結果を提供する必要がある。これは通常、障害の発生後少なくとも5秒のシミュレーション時間だが、それより長くなる場合もある。TPは、検討を実行している場合、GOに予想されるシミュレーションの長さを指定する必要がある。
 - 解析では、ベンチマークシミュレーション結果間の違いを特定して説明する必要がある。プロットは、ポジティブシーケンス安定性プログラムとEMTプログラムの間で同様の結果を示すはずである。トレース間の重要な違いには、十分な技術的根拠があり、ベンチマークレポートに含める必要がある。TPとPCは、GOと協議して、ベンチマーク結果が満足のいくものであるかどうかを判断する必要がある。
 - 解析では、レポートの作成において、ポジティブシーケンスモデルとEMTモデルの両方に使用される特定の制御パラメータとモデリングファイルを文書化する必要がある。

■ 欧米におけるトピックス を以下に示す。

対象	状況
SSTI (sub-synchronous torsional interaction)	副同期ねじり相互作用 (SSTI) および副同期制御相互作用 (SSCI) は、特に二重給電 (タイプ3) 風力タービンにおいて、小信号安定性解析の一つとして検討する必要がある。バイパスフィルター、FACTSデバイス、補助 (ダンピング) 制御などの緩和策がある。
SSCI (sub-synchronous control interaction)	直列補償された送電線に接続された大規模な風力発電所の副同期共振条件によって引き起こされる不安定性。パワーエレクトロニクスは、ドライブトレインとグリッドとの共振を回避するために機械的振動を減衰させながら、ドライブトレインとタービンの可変速動作のトルクを制御することにより、安定性を確保する。 (参考) 2019年8月9日の英国大規模停電 (送電線への落雷により接続していた小規模分散型電源、GTCC、洋上WFで不要な解列が発生) において、洋上WFで電気共振が見られており、米国での事象とは異なるが、共振現象への対応機能が発電設備に求められる。
Grid forming inverter	同期機のように系統の電圧と周波数を維持するようにふるまう能力

IEEE P2800 においても、以下の記載あり。

Annex C (informative) Inverter stability and system strength

C.3.2 Subsynchronous instability involving transmission elements and rotating machines

C.4. Grid forming inverters

3. まとめ

(1) 日本との相違

①グリッドコード検討会 短期的検討項目との対応 (1 / 4)

■ グリッドコード検討会の短期的検討対象の個別技術要件の検討の参考となる米国の要件を以下に示す。

分類	個別技術要件 (短期)	FERC	NERC	IEEE1547	PJM	CAISO	ERCOT	(参考) 東電PG系統連系 技術要件条項
適切な出力制御	柔軟な出力制御の実現							
	発電出力の抑制			4.6.2	(14D) 7.1.5			発電出力の抑制 (低、高、特高)
	発電出力の遠隔制御			4.6.3		(Appx.V) Appendix H - iii.		なし
需給変動・周波数変動への対応	周波数上昇時等の出力抑制							
	周波数変化の抑制対策 (上昇側)	(842) II . A, B, C	BAL-001- TRE-2	6.5.2.7	(14D) 7.1.1 (PJM Tariff) 4.7.2.1		(Ope. Guide) 2.2.7, 2.2.8	出力変動対策 (特高)
	発電設備の制御応答性 (上昇側)				(PJM Tariff) 4.7.2.2			なし
	周波数低下時等の出力増加							
	周波数変化の抑制対策 (低下側)	(842) II . A, B, C	BAL-001- TRE-2	6.5.2.7	(14D) 7.1.1 (PJM Tariff) 4.7.2.1		(Ope. Guide) 2.2.7, 2.2.8	出力変動対策 (特高)
	発電設備の制御応答性 (低下側)				(PJM Tariff) 4.7.2.2			なし
自動負荷制限・発電制御 (蓄電設備制御(充電停止))						(Ope. Guide) 4.5.3	なし	

3. まとめ

(1) 日本との相違

①グリッドコード検討会 短期的検討項目との対応 (2 / 4)

分類	個別技術要件 (短期)	FERC	NERC	IEEE1547	PJM	CAISO	ERCOT	(参考) 東電PG系統連系 技術要件条項
需給変動・周波数変動への対応	周波数変動時等の出力維持							
	発電出力一定維持							出力低下防止機能 (特高)
	発電出力低下限度							なし
	周波数変動時等の運転継続							
	発電設備の運転可能周波数(低下側)	(LGIA) 9.7.3 (SGIA) 1.5.7	PRC-024-2	6.5.1	(14D) 7.1.1	(Appx.T) Attachment 7- ii.	(Ope. Guide) 2.6.2	運転可能周波数 (低、高、特高)
	発電設備の並列時許容周波数			4.10.2 4.10.4				出力変動対策
	単独運転防止対策			8.1				保護装置の設置 (低、高、特高)
	事故時運転継続	(LGIA) 9.7.3 (SGIA) 1.5.7 (828) B	PRC-024-2	6.5.2 6.5.2.3 6.5.2.4	(14D) 7.1.1 (PJM Tariff) 4.8	(Appx.V) 9.7.3	(Ope. Guide) 2.6.2	なし (周波数に関して)
	発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)							なし
	特定系統単独維持(発電設備単独運転)			8.2				特別高圧 1 2 自動負荷制限・発電抑制、 2 4 (3) 電力品質に関する対策 (3) 系統周波数異常防止対策

3. まとめ

(1) 日本との相違

①グリッドコード検討会 短期的検討項目との対応 (3 / 4)

分類	個別技術要件 (短期)	FERC	NERC	IEEE1547	PJM	CAISO	ERCOT	(参考) 東電PG系統連系 技術要件条項
電圧変動への 対応	電圧・無効電力制御							
	電圧・無効電力制御 (運転制御)	(827) Ⅲ. A	VAR-001-5	5.3.4 5.3.5	(14D) 7.1.2 Attachment D	(Appx.T) Attachment 7-iii.		特別高圧 14 発電機 運転制御装置の付加
	電圧変動対策 (力率設定)	(LGIA) 9.6.1 (SGIA) 1.8.1 (827) Ⅲ. B (661-A) Appendix B -ii		5.2 5.3.2 5.3.3 5.4.2	(14D) 7.1.2 (14D) Attachment D (PJM Tariff) 4.7.1.1	(Appx.V) 9.6.1 9.6.2 9.6.2.1 Appendix H-ii. (Appx.T) 1.8.1		電圧変動／常時電圧 変動対策 (低、高、特高) 力率
	電圧変動時の運転継続							
	発電設備の運転可能 電圧範囲と継続時間		PRC-024-2	6.4.1	(PJM Tariff) 4.8			電圧変動／常時電圧 変動対策 (低、高、特高)
	事故時運転継続	(SGIA) 1.5.7 (828) B (661-A) Appendix B-i	PRC-024-2	6.4.2	(14D) 7.1.1 (PJM Tariff) 4.8	(Appx.V) Appendix H-i. (Appx.T) Attachment 7-I	(Ope. Guide) 2.9.1	不要解列の防止 (低、高、特高)
	電圧フリッカの防止							
電圧フリッカの防止	(LGIA) 9.7.6		7.2.3	(14G) Attachment C, D (PJM Tariff) 4.9.2	(Appx.V) 9.7.6		電圧変動／瞬時電圧 変動対策 (特高)	

3. まとめ

(1) 日本との相違

①グリッドコード検討会 短期的検討項目との対応 (4 / 4)

分類	個別技術要件 (短期)	FERC	NERC	IEEE1547	PJM	CAISO	ERCOT	(参考) 東電PG系統連系 技術要件条項
同期安定度等 への対応	短時間の事故除去							
	事故除去対策(保護継電器・遮断器動作時間)							なし
その他	-							
	系統安定化に関する 情報提供 ※検討会では諸元 が主 右記米国規程は 諸元とモデル両方 の項番を記載した	・諸元 (LGIA) 5.8	・諸元 FAC-001-3 MOD-025-2 ・モデル MOD-026-1 MOD-027-1 MOD-032-1		(14D) Attachment D (14G) Attachment A,B			※諸元が主 ・発電機定数 (高、特高) ・昇圧変圧器 (特高)、連絡体制 (高、特高) ・電気現象記録装置 (特高) ※モデルの提供についてはなし
	慣性力に関する情報提供							特別高圧22 発電機 並列用遮断器の開閉状態
	事故電流に関する情報提供							なし

3. まとめ

(1) 日本との相違

②グリッドコード検討会 継続検討項目との対応 (1 / 2)

■ グリッドコード検討会の継続検討対象の個別技術要件の検討の参考となる米国の要件を以下に示す。

分類	個別技術要件 (継続)	FERC	NERC	IEEE1547	PJM	CAISO	ERCOT	(参考) 東電PG系統連系 技術要件条項
需給変動・周波数変動への対応	周波数変動の防止							
	出力変化速度の上限と下限							
	出力（有効電力）の増加速度の上限			4.10.3	(14D) 7.1.1			
	周波数変動の抑制							
	慣性力の供給（疑似慣性）			6.5.2.8				
	周波数変動時等の運転継続							
	発電設備の運転可能周波数(上昇側)	(LGIA) 9.7.3		6.5.1	(14D) 7.1.1	(Appx.T) Attachment 7-ii.	(Ope. Guide) 2.6.2	運転可能周波数 (低、高、特高)
周波数変化率耐量 (RoCoF)			6.5.2.5					
電圧変動への対応	事故時などの電圧変動抑制							
	動的無効電流制御 (Dynamic Volt-var制御)			6.4.2.6 6.4.2.7.1 6.4.2.7.2	(14D) 7.1.2			

3. まとめ

(1) 日本との相違

②グリッドコード検討会 継続検討項目との対応 (2 / 2)

分類	個別技術要件 (継続)	FERC	NERC	IEEE1547	PJM	CAISO	ERCOT	(参考) 東電PG系統連系 技術要件条項
同期安定度等 への対応	事故電流の供給							
	事故電流の供給							なし
	同期安定度の維持							
	非同期機による疑似的な同期化力の提供							なし
	同期安定性							
	PSS(系統安定化装置)	(LGIA) 5.4	VAR-501- WECC-3.1		(14D) 7.1.2	(Appx.V) 5.4 (Appx.T) Attachment 7 – v	(Ope. Guide) 2.2.6	PSSの設置 (特高)
その他	—							
	保護装置の多重化							なし
	保護システムの協調	(LGIA) 9.7.4	PRC-019- 2				(Ope. Guide) 6.2	なし

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

①「FERC Order」との網羅性確認 (1 / 5)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (1) 再エネ出力制御の合理化				
柔軟な出力制御の実現				
SCADA capability (Order No. 661-A) (発電出力の遠隔制御)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短1]、[短3]、[短5] 実需給により近い時期で柔軟な調整が可能であり、再エネ電源の制御量を低減できる可能性がある。
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数上昇時の出力抑制				
一次周波数応答(LGIA 9.6.2, Order No. 842 II. A, B, C) (瞬動予備力 (連続制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF幅・変化速度 [継3] ([継2]) 電源種において個別協議が必要。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。
周波数低下時の出力増加				
一次周波数応答(LGIA 9.6.2, Order No. 842 II. A, B, C) (瞬動予備力 (連続制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF幅・変化速度 [継3] ([継2]) 電源種において個別協議が必要。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

①「FERC Order」との網羅性確認 (2 / 5)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動時等の運転継続				
Under-Frequency and Over-Frequency Conditions (LGIA 9.7.3, SGIA 1.5.7) (発電設備の運転可能周波数(低下側))	低下側 : 要(短期)	低下側 : 要(短期)	低下側 : 済	[済] [短3]、[短4] 再エネ電源等が連鎖脱落すること (大規模停電を招くおそれ) を回避する。 [継2] 他の会議体で周波数上限限度のあるべき姿を継続検討しており、知見収集が必要なため。
	上昇側 : 継続検討 (中長期)	上昇側 : 継続検討 (中長期)	上昇側 : 継続検討 (中長期)	
周波数ライドスルー (LGIA 9.7.3, SGIA 1.5.7, Order No. 828 B) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること (大規模停電を招くおそれ) を回避する。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

①「FERC Order」との網羅性確認 (3 / 5)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧・無効電力制御				
非同期電源の無効電力供給 (Order No. No. 827 Ⅲ. A) (電圧・無効電力制御(運転制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	[短3] 電圧安定性の低下に伴う送電容量の低下や、系統電圧の適正範囲からの逸脱を回避する。 [継1] 高低圧は、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
力率制御 (LGIA 9.6.1, SGIA 1.8.1, Order No. 661-A Appendix B -ii, No. 827 Ⅲ. B) (電圧変動対策(力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。
非同期電源の力率制御時の有効電力出力条件 (Order No. 827 Ⅲ. C) (電圧変動対策(力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

①「FERC Order」との網羅性確認 (4 / 5)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧変動時の運転継続				
電圧ライドスルー (SGIA 1.5.7, Order No. 828 B, No.661-A Appendix B-I) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること (大規模停電を招くおそれ) を回避する。
電圧フリッカの防止				
Power Quality (LGIA 9.7.6) (電圧フリッカの防止)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短2]、[短3]、[短5] 需要家に電圧フリッカの影響が及ぶことを回避する。
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 同期安定度等への対応				
同期安定性				
PSS (LGIA 5.4) (系統安定化装置)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済	[済] [継1] 高低圧は、安定度への影響評価が必要。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

①「FERC Order」との網羅性確認 (5 / 5)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したものの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
Information Exchange (LGIA 5.8) (系統安定化に関する情報提供)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	[短3] 系統シミュレーションの解析精度が低下し、将来の同期安定度や周波数・電圧状況や系統の運用限界値等を把握するため。 [継1] 高低圧は、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
System Protection and Other Control Requirements (LGIA 9.7.4) (保護システムの協調)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	[継2] 保護は運転・制御に優先するとの記載があり、このような観点が必要化されるべきか検討。 (Sub-synchronous resonance, Sub-synchronous control interactions対応含む)
Disturbance Analysis Data Exchange (LGIA 9.10) (電気現象の記録装置)	不要	不要	済	[済] [不] 高低圧は、特高で必要な周波数応答などの動特性解析は不要なため。
(対象外)				
Requirements for Protection (LGIA 9.7.5) (保護装置の設置)	済	済	済	[済]

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

②「NERC Standard」との網羅性確認 (1 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (1) 再エネ出力制御の合理化				
柔軟な出力制御の実現				
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数上昇時の出力抑制				
Primary Frequency Response in the ERCOT Region (BAL-001-TRE-2) (瞬動予備力 (連続制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF幅・変化速度 [継3] ([継2]) 電源種において個別協議が必要。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。
周波数低下時の出力増加				
Primary Frequency Response in the ERCOT Region (BAL-001-TRE-2) (瞬動予備力 (連続制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF幅・変化速度 [継3] ([継2]) 電源種において個別協議が必要。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

②「NERC Standard」との網羅性確認 (2 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動時等の運転継続				
Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings (PRC-024-2) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings (PRC-024-2) (発電設備の運転可能周波数)	低下側：要(短期)	低下側：要(短期)	低下側：済	[済] [短3]、[短4] 再エネ電源等が連鎖脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。 [継2] 他の会議体で周波数上限限度のあるべき姿を継続検討しており、知見収集が必要なため。
	上昇側：継続検討(中長期)	上昇側：継続検討(中長期)	上昇側：継続検討(中長期)	
周波数変動の防止				
Primary Frequency Response in the ERCOT Region (BAL-001-TRE-2) (出力変化速度の上限と下限)	継続検討(中長期)	継続検討(中長期)	変化速度の 下限側： 済 変化速度の 上限側： 継続検討 (中長期)	[済]火力・混焼バイオ（100(沖縄のみ35)MW以上）のGF調定率、LFC・EDC変化速度 [継1]、[継2] 特別高圧は調整電源の出力変化速度の下限側（最低変化速度）について、一定電源の一定容量において要件化済みである。 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

②「NERC Standard」との網羅性確認 (3 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧・無効電力制御				
Voltage and Reactive Control (VAR-001-5) (電圧・無効電力制御(運転制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	[短3] 電圧安定性の低下に伴う送電容量の低下や、系統電圧の適正範囲からの逸脱を回避する。 [継1] 高低圧は、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
Generator Operation for Maintaining Network Voltage Schedules (VAR-002-4.1) (自動励磁制御システムの具備)	済	済	済	[済]

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

②「NERC Standard」との網羅性確認 (4 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧変動時の運転継続				
Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings (PRC-024-2) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	発電機の周波数・電圧保護リレーの設定 [短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings (PRC-024-2) (発電設備の運転可能電圧範囲と継続時間)	済	済	要(短期)	[短3] 流通設備事故等の電圧変動で再エネ電源等の大量脱落（大規模停電を招くおそれ）を回避する。 [済]
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 同期安定度等への対応				
同期安定性				
PSS (VAR-501-WECC-3.1) (系統安定化装置)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済	[済] [継1] 高低圧は、安定度への影響評価が必要。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

②「NERC Standard」との網羅性確認 (5 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したものの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
Facility Interconnection Requirements (FAC-001-3) (系統安定化に関する情報提供)	一部要 (短期) 継続検討 (中長期)	一部要 (短期) 継続検討 (中長期)	要(短期)	発電設備の系統接続要件 [短3] 接続検討申込時に提出している内容に合わせて明文化。系統シミュレーションに使用するため。また、将来の同期安定度や周波数・電圧状況や系統の運用限界値等を把握するため。 [継1] 高低圧の情報提供は、接続検討申込時に提出している内容に合わせて明文化するが、特別高圧のみ要求している項目については、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power Capability (MOD-025-2) (系統安定化に関する情報提供)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	発電機の有効/無効電力、同期コンデンサの無効電力に関する評価とデータの報告 [短3] 接続検討申込時に提出している内容に合わせて明文化。系統シミュレーションに使用するため。また、将来の同期安定度や周波数・電圧状況や系統の運用限界値等を把握するため。 [継1] 高低圧のモデルの提供は、他の要件と合わせて今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions (MOD-026-1) (系統安定化に関する情報提供)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	発電機の励磁制御システムまたはプラントの電圧/無効電力制御に関するモデルとデータの評価 [短3] 接続検討申込時に提出している内容に合わせて明文化。系統シミュレーションに使用するため。また、将来の同期安定度や周波数・電圧状況や系統の運用限界値等を把握するため。(日本では、モデルの代替としてブロック図の提供) [継1] 高低圧のモデルの提供は、他の要件と合わせて今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

②「NERC Standard」との網羅性確認 (6 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したものの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Functions (MOD-027-1) (系統安定化に関する情報提供)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	タービン/ガバナーおよび負荷制御または有効電力/周波数制御機能に関するモデルとデータの評価 [短3] 接続検討申込時に提出している内容に合わせて明文化。系統シミュレーションに使用するため。また、将来の同期安定度や周波数・電圧状況や系統の運用限界値等を把握するため。(日本では、モデルの代替としてブロック図の提供) [継1] 高低圧のモデルの提供は、他の要件と合わせて今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
Data for Power System Modeling and Analysis (MOD-032-1) (系統安定化に関する情報提供)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	定常状態、動態、短絡回路のモデルと解析 [短3] 接続検討申込時に提出している内容に合わせて明文化。系統シミュレーションに使用するため。また、将来の同期安定度や周波数・電圧状況や系統の運用限界値等を把握するため。(日本では、モデルの代替としてブロック図の提供) [継1] 高低圧のモデルの提供は、他の要件と合わせて今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
Disturbance Monitoring and Reporting Requirements (PRC-002-2) (電気現象の記録装置)	不要	不要	済	擾乱監視装置の設置、イベント分析と報告 [済] [不] 高低圧は、特高で必要な周波数応答などの動特性解析は不要なため。(米国：115kV以上の系統での要件)
Coordination of Protection Systems for Performance During Faults (PRC-027-1) (保護協調の目的)	済	済	済	[済]

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

②「NERC Standard」との網羅性確認 (7 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
Communication (COM-001-3) (情報交換・伝送)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済] テレメータ伝送は一部あり。 [継3] 他の遠隔制御に関連する要件含めて、将来の方向性、市場対応も含めた検討が必要。
Event Reporting (EOP-004-4) (情報伝送(事故解析用))	不要	不要	済	[済] [不] 高低圧は、事故等解析用に発電設備から実績データを収集可能なため、オンラインでの情報伝送は不要。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

②「NERC Standard」との網羅性確認 (8 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
(対象外)				
System Restoration from Blackstart Resources (EOP-005-3) (ブラックスタート)	不要	不要	不要	[不] 調整力公募で調達するためスコープ外。
Facility Interconnection Studies (FAC-002-3) (発電設備の系統接続検討)	不要	不要	不要	[不] 日本では広域機関または一般送配電事業者側が接続検討を実施するため。
Facility Rating (FAC-008-3) (発電設備のレーティング)	不要	不要	不要	[不] 発電用電気工作物の設置に関する内容のためスコープ外。
Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection (PRC-019-2) (制御機能・保護機能の定期調整)	不要	不要	不要	発電ユニットまたはプラントの機能、電圧調整制御、および保護機能の5年に1度の調整 [不] 設備保守に関する要件であるためスコープ外。
Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection (PRC-019-2) (保護システムの設置)	不要	不要	不要	発電ユニットまたはプラントの機能、電圧調整制御、および保護機能の5年に1度の調整 [不] 設備保守に関する要件であるためスコープ外。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

②「NERC Standard」との網羅性確認 (9 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
(対象外)				
Generator Relay Loadability (PRC-025-2) (負荷応答型保護リレーの設置)	不要	不要	不要	[不] 既存の保護システムで対応できるため。
Relay Performance During Stable Power Swings (PRC-026-1) (保護リレー)	済(他要件)	済(他要件)	済(他要件)	システムに障害ない時の電力変動による不必要な解列を防ぐ保護リレー設定要求 [済他] 前段の各項目で記載すべき内容について、全体を通して整理済
Coordination of Protection Systems for Performance During Faults (PRC-027-1) (保護協調の目的)	済	済	済	[済]

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認
③「IEEE 1547-2018」との網羅性確認 (1 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (1) 再エネ出力制御の合理化				
柔軟な出力制御の実現				
Capability to limit active power (4.6.2) (発電出力の抑制)	済(一部) 要(短期)	済(一部) 要(短期)	済(一部) 要(短期)	[済]逆潮流のある火力・混焼バイオ [短1]、[短3]、[短5] 需給バランス維持のために電源制御が必要な場合に、再エネ電源の制御を可能な限り回避する。
Execution of mode or parameter changes (4.6.3) (発電出力の遠隔制御)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短1]、[短3]、[短5] 実需給により近い時期で柔軟な調整が可能であり、再エネ電源の制御量を低減できる可能性がある。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

③「IEEE 1547-2018」との網羅性確認 (2 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動時等の運転継続				
Enter Service (4.10.2) Performance during entering service (4.10.3) Synchronization (4.10.4) (発電設備の並列時許容周 波数)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 周波数が適正範囲を超えた上昇時に無制約で再エネ電源等が並列してくると、更なる周波数上昇を助長し系統安定・維持が困難となる。
Frequency disturbance ride-through requirements (6.5.2) Low-frequency ride- through capability (6.5.2.3) High-frequency ride- through capability (6.5.2.4) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。 ※日本の周波数FRT要件とは内容が異なる。米国は周波数の高低と時限規定、日本は欧米でいうRoCoFを規定
Mandatory frequency tripping requirements (6.5.1) (発電設備の運転可能周波 数)	低下側： 要(短期) 上昇側： 継続検討 (中長期)	低下側： 要(短期) 上昇側： 継続検討 (中長期)	低下側： 済 上昇側： 継続検討 (中長期)	[済] [短3]、[短4] 再エネ電源等が連鎖脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。 [継2] 他の会議体で周波数上限限度のあるべき姿を継続検討しており、知見収集が必要なため。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

③「IEEE 1547-2018」との網羅性確認 (3 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動時等の運転継続				
Unintentional islanding (8.1) (単独運転防止対策)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短2]、[短3]、[短5] 単独運転の検出感度と電源の不要脱落の防止等を協調して定める。
Intentional Islanding (8.2) (単独運転)	不要	不要	済	[済] [不] 2030年の再エネ導入量を見据えた場合においても、現状の低圧・高圧の単独運転を認めていない理由(保安面、供給信頼度面)は不変であるため。
Rate of change of frequency (ROCOF) ride-through (6.5.2.5) (周波数変化率耐量)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	[継2] 慣性力に関する他の対策もあわせて総合的な検討が必要。 欧米の状況を継続調査する。
Voltage Phase Angle Changes Ride-Through (6.5.2.6) (電圧位相変化ライドスルー)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	[継2] 米国での規定の背景等の調査、具体的な検出方法等の検討が必要。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

③「IEEE 1547-2018」との網羅性確認 (4 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動の防止				
Performance during entering service (4.10.3) (出力変化速度の上限と下限)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]風力 [継2] 系統への影響を抑制するため、常時や再接続時の出力増加速度に制約を設ける。なお、風力がJWPAの提案を基に、電事連/一送と共同提案により2020.4に規定したように、太陽光についてもJPEAからの提案に基づき、電事連/一送と連携して継続検討する。
Frequency-droop (frequency-power) (6.5.2.7) (発電出力一定維持・発電出力低下限度)	要(短期)	要(短期)	済(一部) 要(短期)	[済]火力 (GT・GTCC) [短2] 再エネ電源等が連鎖脱落すること (大規模停電を招くおそれあり) を回避する。
周波数変動の抑制				
Inertial response (6.5.2.8) (慣性力の供給)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	[継2] PCS電源における慣性力供給に関する知見収集と必要時期の見極めのため。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

③「IEEE 1547-2018」との網羅性確認 (5 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	

課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応

電圧・無効電力制御

Reactive power capability of the DER (5.2) (電圧・無効電力制御(運転制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	[短3] 電圧安定性の低下に伴う送電容量の低下や、系統電圧の適正範囲からの逸脱を回避する。 [継1] 高低圧は、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
Constant Power Factor Mode (5.3.2) (電圧変動対策(力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。
Voltage-reactive power mode (5.3.3)(Volt-Var制御) (電圧変動対策(力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。
Active Power-Reactive Power mode (5.3.4) (電圧・無効電力制御(運転制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	[短3] 電圧安定性の低下に伴う送電容量の低下や、系統電圧の適正範囲からの逸脱を回避する。 [継1] 高低圧は、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
Constant Reactive Power Mode (5.3.5) (電圧・無効電力制御(運転制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	[短3] 電圧安定性の低下に伴う送電容量の低下や、系統電圧の適正範囲からの逸脱を回避する。 [継1] 高低圧は、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

③「IEEE 1547-2018」との網羅性確認 (6 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧・無効電力制御				
Voltage-active power mode (5.4.2)(Volt-Watt制御) (電圧変動対策(力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。
電圧フリッカの防止				
Flicker (7.2.3) (電圧フリッカの防止)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短2]、[短3]、[短5] 需要家に電圧フリッカの影響が及ぶことを回避する。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

③「IEEE 1547-2018」との網羅性確認 (7 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧変動時の運転継続				
Voltage disturbance ride-through requirements (6.4.2) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	(IEEEでは、高圧側/電圧上昇側も規定) [短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
Mandatory voltage tripping requirements (6.4.1) (発電設備の運転可能電圧範囲と継続時間)	済	済	要(短期)	[短3] 流通設備事故等の電圧変動で再エネ電源等の大量脱落（大規模停電を招くおそれ）を回避する。 [済]
Dynamic voltage support (6.4.2.6) (動的無効電流制御 (Dynamic Volt-Var制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	[継2] 電圧変動率を検知して事故時などに瞬時に対応する。フリッカの解決や事故時の慣性力などにも効果がある可能性があり、知見収集が必要なため。
Voltage Phase Angle Changes Ride-Through(6.5.2.6) (電圧位相変化ライドスルー)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	[継2] 知見収集が必要なため。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

③「IEEE 1547-2018」との網羅性確認 (8 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
Interoperability, Information Exchange, and Protocols (8.3) Communication protocol requirement (10.7) (情報交換・伝送)	不要	不要	不要	[不] プロトコルは、日本では別の委員会 (*1) で議論中でありスコープ外。ただし状況は注視する。 *1 産業サイバーセキュリティ研究会 ワーキンググループ1 (制度・技術・標準化) 電力サブワーキンググループ ※情報交換自体は、他の遠隔制御に関連する要件含めて、将来の方向性に向けての議論は必要か。
Monitoring, control, and information exchange requirements (10.2) Nameplate information (10.3) Configuration information (10.4) Monitoring information (10.5) Management information (10.6) (情報交換・伝送)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済] テレメータ伝送は一部あり。 [継3] 他の遠隔制御に関連する要件含めて、将来の方向性、市場対応も含めた検討が必要。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

③「IEEE 1547-2018」との網羅性確認 (9 / 9)

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、
「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の
要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
(対象外)				
Limitation of current distortion (7.3) (高調波抑制対策)	済(他要件)	済(他要件)	済(他要件)	[済他]
Limitation of cumulative instantaneous overvoltage (7.4.2) (瞬時電圧変動)	済	済	済	[済]
Cyber security requirements (10.9) (サイバーセキュリティ)	不要	不要	不要	[不] 日本では別の委員会(*1)で議論中でありスコープ外。ただし状況は注視する。 *1 産業サイバーセキュリティ研究会 ワーキンググループ1 (制度・技術・標準化) 電力サブワーキンググループ

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

④「PJM」との網羅性確認 (1 / 10)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	

課題 (1) 再エネ出力制御の合理化

柔軟な出力制御の実現

Generator Operation under Constrained System Conditions (14D-7.1.4)
(発電出力の遠隔制御)

要(短期)

要(短期)

要(短期)

[短1]、[短3]、[短5]

実需給により近い時期で柔軟な調整が可能であり、再エネ電源の制御量を低減できる可能性がある。

課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応

周波数上昇時の出力抑制

Generator Real-Power Control (14D-7.1.1)
(周波数変化の抑制対策(上昇側))
(瞬動予備力(連続制御))

継続検討
(中長期)継続検討
(中長期)済(一部)
継続検討
(中長期)

[済]火力・混焼バイオ(100(沖縄のみ35)MW以上)のGF幅・変化速度
[継3]([継2])

電源種において個別協議が必要。

[継1]

火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。

周波数低下時の出力増加

Generator Real-Power Control (14D-7.1.1)
(周波数変化の抑制対策(低下側))
(瞬動予備力(連続制御))

継続検討
(中長期)継続検討
(中長期)済(一部)
継続検討
(中長期)

[済]火力・混焼バイオ(100(沖縄のみ35)MW以上)のGF幅・変化速度
[継3]([継2])

電源種において個別協議が必要。

[継1]

火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

④「PJM」との網羅性確認 (2 / 10)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数上昇時の出力抑制				
Primary Frequency Response (Tariff-4.7.2) Governor or Equivalent Controls (Tariff-4.7.2.1) Energy Storage Resources (Tariff-4.7.2.4) (周波数変化の抑制対策(上昇側)) (瞬動予備力 (連続制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	(PJMでは、蓄電池にも要件化) [済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF幅・変化速度 [継3] ([継2]) 電源種において個別協議が必要。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。
Timely and Sustained Response (Tariff-4.7.2.2) (発電設備の制御応答性)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 要(短期)	[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のEDC/LFC変化速度 [短3] 制御や伝送の遅延が大きいと、発電機出力制御が、周波数動揺に対して逆制御となりダンピングが悪化するため。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

④「PJM」との網羅性確認 (3 / 10)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数低下時の出力増加				
Primary Frequency Response (Tariff-4.7.2) Governor or Equivalent Controls (Tariff-4.7.2.1) Energy Storage Resources (Tariff-4.7.2.4) (周波数変化の抑制対策(低下側)) (瞬動予備力 (連続制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	(PJMでは、蓄電池にも要件化) [済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF幅・変化速度 [継3] ([継2]) 電源種において個別協議が必要。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。
Timely and Sustained Response (Tariff-4.7.2.2) (発電設備の制御応答性)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 要(短期)	[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のEDC/LFC変化速度 [短3] 制御や伝送の遅延が大きいと、発電機出力制御が、周波数動揺に対して逆制御となりダンピングが悪化するため。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

④「PJM」との網羅性確認 (4 / 10)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動時等の運転継続				
Generator Real-Power Control (14D-7.1.1) Under- and Over-Frequency and Under- and Over- Voltage Conditions (Tariff-4.8) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
Generator Real-Power Control (14D-7.1.1) (発電設備の運転可能周波数)	低下側： 要(短期)	低下側： 要(短期)	低下側： 済	[済] [短3]、[短4] 再エネ電源等が連鎖脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。 [継2] 他の会議体で周波数上限限度のあるべき姿を継続検討しており、知見収集が必要なため。
	上昇側： 継続検討 (中長期)	上昇側： 継続検討 (中長期)	上昇側： 継続検討 (中長期)	
周波数変動の防止				
Generator Real-Power Control (14D-7.1.1) (出力(有効電力)の増加速度の上限)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]風力 [継2] 系統への影響を抑制するため、常時や再接続時の出力増加速度に制約を設ける。なお、風力がJWPAの提案を基に、電事連/一送と共同提案により2020.4に規定したように、太陽光についてもJPEAからの提案に基づき、電事連/一送と連携して継続検討する。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

④「PJM」との網羅性確認 (5 / 10)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧・無効電力制御				
Voltage and Reactive Control (14D-7.1.2) (電圧・無効電力制御(運転制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	[短3] 電圧安定性の低下に伴う送電容量の低下や、系統電圧の適正範囲からの逸脱を回避する。 [継1] 高低圧は、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
Voltage and Reactive Control (14D-7.1.2) (電圧変動対策(力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。
Reactive Power Design Criteria (Tariff 4.7.1.1) (電圧変動対策(力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。
Voltage and Reactive Control (14D-7.1.2) (自動励磁制御システムの具備)	済	済	済	[済]

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

④「PJM」との網羅性確認 (6 / 10)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧変動時の運転継続				
Generator Real-Power Control (14D-7.1.1) Under- and Over-Frequency and Under- and Over- Voltage Conditions (Tariff-4.8) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
電圧フリッカの防止				
Power Quality (Tariff-4.9.2) (電圧フリッカの防止)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短2]、[短3]、[短5] 需要家に電圧フリッカの影響が及ぶことを回避する。
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 同期安定度等への対応				
同期安定性				

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

④「PJM」との網羅性確認 (7 / 10)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
Data Exchange and Metering Requirements (14D-4.1) Data Management and Metering Requirements (14D-4.2) Synchrophasor Communication System (14D-4.3) Coordination with Dispatch (14D-6.3) (情報交換・伝送)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済] テレメータ伝送は一部あり。 [継3] 他の遠隔制御に関連する要件含めて、将来の方向性、市場対応も含めた検討が必要。
Wind Farm Data Requirement for Wind Power Forecasting (14D-8.2) (情報交換・伝送)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済] テレメータ伝送は一部あり。 [継3] 他の遠隔制御に関連する要件含めて、将来の方向性、市場対応も含めた検討が必要。
Solar Park Data Requirement for Solar Power Forecasting (14D-12.2) (情報交換・伝送)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済] テレメータ伝送は一部あり。 [継3] 他の遠隔制御に関連する要件含めて、将来の方向性、市場対応も含めた検討が必要。
SCADA Requirements by Transmission Owner Region (14G-Attachment F) (情報交換・伝送)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済] テレメータ伝送は一部あり。 [継3] 他の遠隔制御に関連する要件含めて、将来の方向性、市場対応も含めた検討が必要。

課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

④「PJM」との網羅性確認 (8 / 10)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
PJM Generating Unit Reactive Capability Curve Specification and Reporting Procedures (14D-Attachment D) (系統安定化に関する情報提供)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	[短3] 接続検討申込時に提出している内容に合わせて明文化。系統シミュレーションに使用するため。また、将来の同期安定度や周波数・電圧状況や系統の運用限界値等を把握するため。 [継1] 高低圧の情報提供は、他の要件と合わせて今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
Generation Interconnection Feasibility Study Data (14G-Attachment A) (系統安定化に関する情報提供)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	(諸元、ならびにPSS/E (潮流解析用) とAspen (短絡解析用) による解析結果を送電系統の信頼性維持検討用に提出する) [短3] 接続検討申込時に提出している内容に合わせて明文化。系統シミュレーションに使用するため。また、将来の同期安定度や周波数・電圧状況や系統の運用限界値等を把握するため。 [継1] 高低圧の情報提供は、他の要件と合わせて今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。
System Impact Study Data (14G-Attachment B) (系統安定化に関する情報提供)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	(諸元、ならびにPSS/E (潮流解析用、過渡応答解析用) とAspen (短絡解析用) による解析結果を送電系統の信頼性維持検討用に提出する) [短3] 接続検討申込時に提出している内容に合わせて明文化。系統シミュレーションに使用するため。また、将来の同期安定度や周波数・電圧状況や系統の運用限界値等を把握するため。 [継1] 高低圧の情報提供は、他の要件と合わせて今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

④「PJM」との網羅性確認 (9 / 10)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
Small Generator (10MW or Less) Technical Requirements and Standards (14G-Attachment C) (全般)	対象要件 による	対象要件 による	対象要件 による	(10MW以下の小規模な発電設備は、IEEE1547に準拠することを規定、電圧フリッカは、IEEE519準拠を規定)
Small Generator (greater than 10MW up to 20MW) Technical Requirements and Standards (14G-Attachment D) (全般)	対象要件 による	対象要件 による	対象要件 による	(10MW超、10MW未満の小規模な発電設備は、IEEE1547に準拠することを規定、電圧フリッカは、IEEE519準拠を規定)

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

④「PJM」との網羅性確認 (10 / 10)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
(対象外)				
Black Start (14D-7.1.6) (ブラックスタート)	不要	不要	不要	[不] 調整力公募で調達するためスコープ外。
Generator Operation under Emergency Operating Conditions (14D-7.1.5) (連絡体制)	不要	不要	不要	[不] 運用時の要件であるためスコープ外。
Generating Unit Reactive Capability Reporting (14D-7.3.4) (連絡体制)	不要	不要	不要	[不] 運用時の要件であるためスコープ外。
Synchronization and Disconnection Procedure (14D-7.3.4) (連絡体制)	不要	不要	不要	[不] 運用時の要件であるためスコープ外。
System Protection (Tariff-4.9.1) (保護装置の設置)	済	済	済	[済]

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑤「CAISO」との網羅性確認（1 / 7）

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題（1）再エネ出力制御の合理化				
柔軟な出力制御の実現				
Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability (Tariff Appx V-Appendix H-iii) (発電出力の遠隔制御)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短1]、[短3]、[短5] 実需給により近い時期で柔軟な調整が可能であり、再エネ電源の制御量を低減できる可能性がある。
課題（2）電力品質の確保（再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応）：需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動時等の運転継続				
Under-Frequency and Over Frequency Conditions (Tariff Appx V-9.7.3) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	(CAISOは、大容量発電設備に対して規定している) [短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑤「CAISO」との網羅性確認 (2 / 7)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数上昇時の出力抑制				
Primary Frequency Response (Tariff Appx T-1.8.3) Electric Storage Resources (Tariff Appx T-1.8.3.4) (周波数変化の抑制対策(上昇側)) (瞬動予備力 (連続制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	(CAISOでは、蓄電池にも要件化) [済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF幅・変化速度 [継3] ([継2]) 電源種において個別協議が必要。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。
周波数低下時の出力増加				
Primary Frequency Response (Tariff Appx T-1.8.3) Electric Storage Resources (Tariff Appx T-1.8.3.4) (周波数変化の抑制対策(低下側)) (瞬動予備力 (連続制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	(CAISOでは、蓄電池にも要件化) [済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF幅・変化速度 [継3] ([継2]) 電源種において個別協議が必要。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑤「CAISO」との網羅性確認 (3 / 7)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動時等の運転継続				
Frequency Disturbance Ride-Through Capability (Appx.T-Attachment 7-ii.) (発電設備の運転可能周波数)	低下側 : 要(短期)	低下側 : 要(短期)	低下側 : 済	[済] [短3]、[短4] 再エネ電源等が連鎖脱落すること (大規模停電を招くおそれ) を回避する。
	上昇側 : 継続検討 (中長期)	上昇側 : 継続検討 (中長期)	上昇側 : 継続検討 (中長期)	[継2] 他の会議体で周波数上限限度のあるべき姿を継続検討しており、知見収集が必要なため。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑤「CAISO」との網羅性確認 (4 / 7)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧・無効電力制御				
Power Factor Design Criteria (Tariff Appx V-9.6.1) Voltage Schedules (Tariff Appx V-9.6.2) Reactive Power and Primary Frequency Response (Tariff Appx T-1.8.1) Power Factor Design Criteria (Reactive Power) (Appx.T-Attachment 7-iii.) (発電設備の運転可能周波数) (電圧変動対策(力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。
Governors and Regulators (Tariff Appx V-9.6.2.1) (自動励磁制御システムの具備)	済	済	済	[済] 自動電圧調整器については [済]

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑤「CAISO」との網羅性確認 (5 / 7)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧変動時の運転継続				
Low Voltage Ride-Through (LVRT) Capability (Tariff Appx T-Attachment 7-I) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
電圧フリッカの防止				
Power Quality (Tariff Appx V-9.7.6) (電圧フリッカの防止)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短2]、[短3]、[短5] 需要家に電圧フリッカの影響が及ぶことを回避する。
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 同期安定度等への対応				
同期安定性				
Power System Stabilizers (Tariff Appx V-5.4) (系統安定化装置)	継続検討(中長期)	継続検討(中長期)	済	(CAISOは、大容量発電設備に対して規定している) [済] [継1] 高低圧は、安定度への影響評価が必要。
Power System Stabilizers (Appx.T-Attachment 7-v.) (系統安定化装置)	継続検討(中長期)	継続検討(中長期)	要(短期)	(CAISOは、非同期電源に対してはPSSは要求しないと規定している)

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑤「CAISO」との網羅性確認 (6 / 7)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
Disturbance Analysis Data Exchange (Tariff Appx V-9.10) (情報伝送(事故解析用))	不要	不要	済	[済] [不] 高低圧は、事故等解析用に発電設備から実績データを収集可能なため、オンラインでの情報伝送は不要。
Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability (Tariff Appx V-Appendix H-iii) (情報交換・伝送)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	(CAISOでは、対象設備の容量・特性・設置場所を考慮して、提供する情報を決める) [済] テレメータ伝送は一部あり。 [継3] 他の遠隔制御に関連する要件含めて、将来の方向性、市場対応も含めた検討が必要。
Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability (Tariff Appx T-Attachment 7-iv) (情報交換・伝送)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	(CAISOでは、対象設備の容量・特性・設置場所を考慮して、提供する情報を決める) [済] テレメータ伝送は一部あり。 [継3] 他の遠隔制御に関連する要件含めて、将来の方向性、市場対応も含めた検討が必要。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑤「CAISO」との網羅性確認（7 / 7）

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
(対象外)				
System Protection Facilities (Tariff Appx V-9.7.4) Requirements for Protection (Tariff Appx V-9.7.5) (保護装置の設置)	済	済	済	[済]

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑥「ERCOT」との網羅性確認 (1 / 9)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数上昇時の出力抑制				
Turbine Speed Governors (Ope. Guide-2.2.7) Performance/Disturbance/Compliance Analysis (Ope. Guide-2.2.8) (周波数変化の抑制対策(上昇側)) (瞬動予備力 (連続制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF幅・変化速度 [継3] ([継2]) 電源種において個別協議が必要。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。
Load Frequency Control (LFC) Automatic Generation Control(AGC) (Ope. Guide-2.2.4) (負荷周波数制御)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のLFC幅・変化速度 [継2] 水力発電所等は個別協議となっているが、新設は少ないと想定されることから、この扱いを継続検討。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑥「ERCOT」との網羅性確認 (2 / 9)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数低下時の出力増加				
Turbine Speed Governors (Ope. Guide-2.2.7) Performance/Disturbance/Compliance Analysis (Ope. Guide-2.2.8) (周波数変化の抑制対策(低下側)) (瞬動予備力 (連続制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF幅・変化速度 [継3] ([継2]) 電源種において個別協議が必要。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。
Load Frequency Control (LFC) Automatic Generation Control(AGC) (Ope. Guide-2.2.4) (負荷周波数制御)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のLFC幅・変化速度 [継2] 水力発電所等は個別協議となっているが、新設は少ないと想定されることから、この扱いを継続検討。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑥「ERCOT」との網羅性確認 (3 / 9)

- ※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。
- ※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数低下時等の出力増加				
Implementation (Ope. Guide-4.5.3) (自動負荷制限・発電抑制 (蓄電設備制御(充電停止)))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	(ERCOTでは、EEALレベル3 : 周波数低下 (20分連続59.9Hz以下) の場合、遠隔または機側での負荷の遮断を行う) [短3] 大容量電源脱落等が起きた際に周波数低下(負荷遮断による大規模停電を招くおそれ)を抑制する。 [継1] 高低圧は、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑥「ERCOT」との網羅性確認 (4 / 9)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題(2) 電力品質の確保(再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動時等の運転継続				
Requirements for Under-Frequency and Over-Frequency Relaying (Ope. Guide-2.6.2) (発電設備の運転可能周波数)	低下側 : 要(短期)	低下側 : 要(短期)	低下側 : 済	[済] [短3]、[短4] 再エネ電源等が連鎖脱落すること(大規模停電を招くおそれ)を回避する。 [継2] 他の会議体で周波数上限限度のあるべき姿を継続検討しており、知見収集が必要なため。
	上昇側 : 継続検討(中長期)	上昇側 : 継続検討(中長期)	上昇側 : 継続検討(中長期)	
Frequency Ride-Through Requirements for Distribution Generation Resources (DGRs) and Distribution Energy Storage Resources (DESRs) (Ope. Guide-2.6.2) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること(大規模停電を招くおそれ)を回避する。 なお、系統連系規程の内容を明文化する予定であるが、周波数変化率耐量については、慣性力に関する他の対策もあわせて総合的な検討が必要。 欧米の状況を継続調査する。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑥「ERCOT」との網羅性確認（5 / 9）

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題（2）電力品質の確保（再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応）：電圧変動への対応				
電圧・無効電力制御				
Automatic Voltage Regulators(AVR) (Ope. Guide-2.2.5) (自動励磁制御システムの具備)	済	済	済	[済]

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑥「ERCOT」との網羅性確認 (6 / 9)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧変動時の運転継続				
Voltage Ride-Through Requirements for Generation Resources and Energy Storage Resources (Ope. Guide-2.9) (事故時運転継続)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	(ERCOTでは、電圧上昇側も規定、蓄電池に対しても要件化：充電モード時は消費電力削減または充電停止) [短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 同期安定度等への対応				
同期安定性				
Power System Stabilizers(PSS) (Ope. Guide-2.2.6) (系統安定化装置)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済	[済] [継1] 高低圧は、安定度への影響評価が必要。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑥「ERCOT」との網羅性確認 (7 / 9)

- ※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。
- ※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
Time Synchronization (Ope. Guide-2.2.9) (時刻同期)	不要	済*1	済*1	[済] *1 国内のオンライン化した設備では時刻同期しているか確認要 [不] 2030年の再エネ導入量を見据えた場合においても、低圧は、高圧・特高に比べて連系数が多く、高圧・特高の技術員のような電気知識がある者ではない一般の方が運用管理しているなどの実態から、一送側と低圧発電設備等設置者との間に保安通信設備を設けることや個別連絡は困難であり、再閉路、再並列、逆充電に対する安全確保は発電設備等の機能で対応しているため。
Generation Resource and Energy Storage Resource Response Time Requirements (Ope. Guide-2.2.10) (指令応答の時間制限)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	[継2] 「発電設備の制御応答性」で一部検討しているが、他の遠隔制御も含めて総合的な検討は、将来の方向性も含めて検討が必要。
Shutting down and disconnecting Generation Resources or ESRs from the ERCOT Transmission Grid (Ope. Guide-2.2.10) (指令応答の時間制限)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	[継2] 「発電設備の制御応答性」で一部検討しているが、他の遠隔制御も含めて総合的な検討は、将来の方向性も含めて検討が必要。
Telemetry (Ope. Guide-7.3) (情報交換・伝送)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	(ERCOTでは、市場参加者に対する要求として規定) [済] テレメータ伝送は一部あり。 [継3] 他の遠隔制御に関連する要件含めて、将来の方向性、市場対応も含めた検討が必要。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑥「ERCOT」との網羅性確認 (8 / 9)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
Disturbance Monitoring Requirements (Ope. Guide-6.1) (電気現象の記録装置)	不要	不要	済	(事故情報の記録、擾乱監視装置の設置、情報提供) [済] [不] 高低圧は、特高で必要な周波数応答などの動特性解析は不要なため。

3. まとめ

(2) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認

⑥「ERCOT」との網羅性確認 (9 / 9)

※ RTO/ISOは送電系統に連系する発電設備の要件を規定しているため、「検討要否と検討時期」の低圧と高圧は白抜き文字としている。

※ グリッドコード検討会で仕分けした「個別技術要件」、「検討要否と検討時期」、「仕分け理由」に米国規程の要件名を対応させ整理したもの。

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
(対象外)				
Response to Transient Voltage Disturbance (Ope. Guide-2.2.3) (保護継電器の電圧変動対応)	済	済	済	[済] 保護継電器の仕様であり、スコープ外。
Load Frequency Control (LFC) Automatic Generation Control (AGC) (Ope. Guide-2.2.4) (負荷周波数制御)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	[済]火力・混焼バイオ(100(沖縄のみ35)MW以上)のLFC幅・変化速度 [継2] 水力発電所等は個別協議となっているが、新設は少ないと想定されることから、この扱いを継続検討。 [継1] 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。
Real-Time Operational Voltage Control (Ope. Guide-2.7) (電圧)	済	済	済	[済]
Strategies (Blackout) (Ope. Guide-4.6.2) (ブラックスタート)	不要	不要	不要	[不] 調整力公募で調達するためスコープ外。
System Protective Relaying (Ope. Guide-6.2) (保護装置の設置)	済	済	済	[済]

3. まとめ

(3) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認
「CA州 Rule21」との網羅性確認 (1 / 5)

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (1) 再エネ出力制御の合理化				
柔軟な出力制御の実現				
発電出力の抑制	{済(一部)} 要(短期)	{済(一部)} 要(短期)	{済(一部)} 要(短期)	{[済]逆潮流のある火力・混焼バイオ}:Rule21はインバーター電源用のため参考 [短1]、[短3]、[短5] 需給バランス維持のために電源制御が必要な場合に、再エネ電源の制御を可能な限り回避する。
遠隔制御 (再並列/解列) (発電出力の遠隔制御)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短1]、[短3]、[短5] 実需給により近い時期で柔軟な調整が可能であり、再エネ電源の制御量を低減できる可能性がある。
再並列 (ソフトスタート) (発電設備の並列許容周波数)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短1]、[短3]、[短5] 実需給により近い時期で柔軟な調整が可能であり、再エネ電源の制御量を低減できる可能性がある。
遠隔制御 (通信プロトコル、サイバーセキュリティ)	不要	不要	不要	[不] 日本では別の委員会 (*1) で議論中でありスコープ外。ただし状況は注視する。 *1 産業サイバーセキュリティ研究会 ワーキンググループ1 (制度・技術・標準化) 電力サブワーキンググループ

3. まとめ

(3) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認
「CA州 Rule21」との網羅性確認 (2 / 5)

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動時等の出力維持				
周波数-有効電力制御 (Frequency-Watt 制御・周波数変化の抑制対策(上昇側・低下側))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 要(短期)	<p>(上昇側)</p> <p>[済]風力 [短3] 周波数の適正範囲からの逸脱(電源が設備損壊防止等を目的に大量に脱落し、大規模停電に至るおそれ)を抑制する。</p> <p>[継2] 保安の観点から高低圧の単独運転は許容されない(単独運転検出で停止する)。高低圧で要件化することにより単独運転検出ができなくなる虞もあることから、今後の技術的な動向を注視していく。</p> <p>(低下側)</p> <p>[短3] 周波数の低下(周波数低下に伴う負荷遮断等による大規模停電に至るおそれ)を抑制する。</p> <p>[継1] 保安の観点から高低圧の単独運転は許容されない(単独運転検出で停止する)。高低圧で要件化することにより単独運転検出ができなくなる虞もあることから、今後の技術的な動向を注視していく。</p>

3. まとめ

(3) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認
「CA州 Rule21」との網羅性確認 (3 / 5)

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応				
周波数変動時等の運転継続				
ランプ設定 (出力変化速度の 上限と下限) (Rule21では上限のみ配 電側と調整するよう規定)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	{変化速度の 下限側: 済} 変化速度の 上限側: 継続検討 (中長期)	{[済]火力・混焼バイオ (100(沖縄のみ35)MW以上) のGF調定率、LFC・ EDC変化速度}:Rule21はインバータ電源用のため参考 [継1]、[継2] 特別高圧は調整電源の出力変化速度の下限側 (最低変化速度) について、 一定電源の一定容量において要件化済みである。 {火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計 の割合が、全エリアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能具備するこ とにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。}
事故時運転継続	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること (大規模停電を招くおそれ) を回避する。 なお、系統連系規程の内容を明文化する予定であるが、周波数変化率耐量に ついては、慣性力に関する他の対策もあわせて総合的な検討が必要。欧米の状 況を継続調査する。
単独運転検知 (単独運転防止対策)	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短2]、[短3]、[短5] 単独運転の検出感度と電源の不要脱落の防止等を協調して定める。

3. まとめ

(3) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認 「CA州 Rule21」との網羅性確認 (4 / 5)

個別技術要件	検討要否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	

課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 需給変動・周波数変動への対応

周波数変動の防止

最大有効電力制限 (出力変化率制限制御) (出力(有効電力)の 増加速度の上限)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	済(一部) 継続検討 (中長期)	配電システムの電圧変動対策 [済]風力 [継2] 系統への影響を抑制するため、常時や再接続時の出力増加速度に制約を設ける。なお、風力がJWPAの提案を基に、電事連/一送と共同提案により2020.4に規定したように、太陽光についてもJPEAからの提案に基づき、電事連/一送と連携して継続検討する。
---	---------------	---------------	------------------------	--

課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応

電圧・無効電力制御

力率設定 (電圧変動対策 (力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。
電圧-無効電力制御 (Volt-var制御) (電圧変動対策 (力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。
電圧-有効電力制御 (Volt-Watt制御) (電圧変動対策 (力率設定))	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3] 供給電圧が適正範囲からの逸脱すること等を回避する。
有効・無効電力のスケ ジュール制御 (電圧・無効電力制御 (運転制御))	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	[短3] 電圧安定性の低下に伴う送電容量の低下や、系統電圧の適正範囲からの逸脱を回避する。 [継1] 高低圧は、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。

3. まとめ

(3) GC検討会検討対象と米国規程との比較、確認
「CA州 Rule21」との網羅性確認 (5 / 5)

個別技術要件	検討可否と検討時期			仕分け理由
	低圧	高圧	特別高圧	
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : 電圧変動への対応				
電圧変動時の運転継続				
事故時運転継続	要(短期)	要(短期)	要(短期)	[短3]、[短4]、[短5] 再エネ電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
動的無効電流制御 (Dynamic Volt-var制御)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	[継2] 電圧変動率を検知して事故時などに瞬時に対応する。フリッカの解決や事故時の慣性力などにも効果がある可能性があり、知見収集が必要なため。
課題 (2) 電力品質の確保 (再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上、緊急時の保護動作・制御、信頼性確保への対応) : その他				
将来に系統運用に 活用するデータ (系統安定化に関する 情報提供)	継続検討 (中長期)	継続検討 (中長期)	要(短期)	[短3] 系統シミュレーションの解析精度が低下し、将来の同期安定度や周波数・電圧 状況や系統の運用限界値等を把握するため。 [継1] 高低圧は、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討。

<参考 1> 短期的に要件化が必要な技術要件の候補

(1) 現行規程・欧州RfG等との比較、確認：確認方法と表の見方

第3回検討会資料3より抜粋

■ 比較、確認方法

- 「欧州RfG」、「CA州 Rule21」、「系統連系規程」、「系統アクセスルール」、「旧一般電気事業者の電力安定確保の機能の要件」の個別技術要件項目を、Ⅲ(1)の分類別に、「短期・継続検討対象の仕分け」表と比較し、**2023年4月の要件化対象である「要(短期)」のものに黄色網掛けした。**

なお、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」は「系統連系技術要件」の上位にあること、「送配電等業務指針」には系統連系技術要件の項目はあるがすでに要件化済の項目の一部抜粋であることから、比較・確認の対象としない。

- 次スライド以降（17～48）の表は、参照する規程の技術要件をⅢ(1)の課題分類別に並び替えたものであり、**「検討要否と検討時期」の見方**は以下の通り

第2回の検討会から整理を一部見直し（項目、短期・継続検討の理由明確化）。

- **要(短期)：スライド16に示す理由で短期的に要件化が必要なもの**
- **継続検討(中長期)：スライド16に示す理由で継続的な検討が必要なもの**
- **済**：すでに「系統連系技術要件」に要件化済のもの
- **済(他要件)**：「系統連系技術要件」に項目としては要件化されていないが、他の要件化項目・電圧階級の対策で電力品質を確保しているもの
- **不要**：明らかに今回の検討のスコープ外のもの（**今後も要件化しなくても電力品質を確保できるもの、および要件の適用の範囲でないもの等**）

なお、要（短期）と整理した個別技術要件は、電圧階級別の整理などについて第4回検討会以降で審議させていただきます。

<参考 1> 短期的に要件化が必要な技術要件の候補

(1) 現行規程・欧州RfG等との比較、確認：確認方法と表の見方

第3回検討会資料3より抜粋

✓ 短期的に要件化が必要な技術要件

- [短1] 再エネの出力制御など再エネ導入拡大に対しマイナスになりうる事象の緩和に貢献すると考えられるもの
- [短2] 電圧フリッカなど顕在化した事象の拡大回避のため、早急な要件化により実効性が高まり、電力品質の確保に貢献すると考えられるもの
- [短3] 機能・性能の面から早急に発電側で具備したほうが、電力の安定供給に貢献すると考えられるもの
- [短4] 「系統連系技術要件」には記載あるものの、明確化することにより実効性が高まり、電力品質の確保、電力の安定供給に貢献すると考えられるもの
- [短5] 「系統連系技術要件」以外の規程（「系統連系規程」、「系統アクセスルール」、「技術仕様書」等）に記載はあるが、「系統連系技術要件」に規定することにより実効性が高まり、電力品質の確保、電力の安定供給に貢献すると考えられるもの

✓ 継続検討が必要な技術要件：継続して状況・技術動向を注視していくもの

- [継1] 近い将来においては、要件化の必要性が明確でないもの
- [継2] 引き続き技術的検討を必要とするもの
- [継3] 現行国内規程と欧州RfG等と比較し、追加で継続検討が必要と判明したもの

✓ [済]：すでに「系統連系技術要件」に要件化済のもの

✓ [済他]：「系統連系技術要件」に項目としては要件化されていないが、他の要件化項目・電圧階級の対策で電力品質を確保しているもの

✓ [不]：明らかに今回の検討の範囲外のもの（今後も要件化しなくても電力品質を確保できるもの、および要件の適用の範囲でないもの等）

- FERC Order
 - Order No. 827 : Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation
 - Order No. 842 : Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System—Primary Frequency Response
 - STANDARD LARGE GENERATOR INTERCONNECTION AGREEMENT (LGIA)
 - SMALL GENERATOR INTERCONNECTION AGREEMENT (SGIA)
 - Order No. 828 : Requirements for Frequency and Voltage Ride Through Capability of Small Generating Facilities
 - Order No. 661-A : Interconnection for Wind Energy
 - LGIA APPENDIX G : INTERCONNECTION REQUIREMENTS FOR A WIND GENERATING PLANT
- NERC Standards
 - BAL-001-TRE-2 : Primary Frequency Response in the ERCOT Region
 - COM-001-3 : Communications
 - EOP-004-4 : Event Reporting
 - EOP-005-3 : System Restoration from Blackstart Resources
 - FAC-001-3 : Facility Interconnection Requirements
 - FAC-002-3 : Facility Interconnection Studies
 - FAC-008-3 : Facility Ratings
 - MOD-025-2 : Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power
 - MOD-026-1 : Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions
 - MOD-027-1 : Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Functions
 - MOD-032-1 : Data for Power System Modeling and Analysis
 - PRC-002-2 : Disturbance Monitoring and Reporting Requirements
 - PRC-018-1 : Disturbance Monitoring Equipment Installation and Data Reporting
 - PRC-019-2 : Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection
 - PRC-024-2 : Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings
 - PRC-025-2 : Generator Relay Loadability
 - PRC-026-1 : Relay Performance During Stable Power Swings
 - PRC-027-1 : Coordination of Protection Systems for Performance During Faults
 - VAR-001-5 : Voltage and Reactive Control
 - VAR-002-4.1 : Generator Operation for Maintaining Network Voltage Schedules
 - VAR-501-WECC-3.1 : Power System Stabilizer (PSS)

- IEEE Standards
 - IEEE 1547-2008 : Standard for Interconnecting Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces
 - IEEE P2800 : Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems /D6.0 (March 2021)

- PJM
 - Manual 14D : Generator Operational Requirements , Rev. 53, November 19, 2020
 - Manual 14G : Interconnection Requests , Rev. 6, September 1, 2020
 - OPEN ACCESS TRANSMISSION TARIFF Attachment O Appendix 2: Standard Terms and Conditions for Interconnections , April 1, 2020

- CAISO
 - TARIFF APPENDIX V Large Generator Interconnection Agreement , September 9, 2020
 - TARIFF Appendix T Small Generator Interconnection Agreement , September 9, 2020

- ERCOT
 - Nodal Operating Guide , October 1, 2020

- NERC Reliability Guideline
 - BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance, September 2018
 - Improvements to Interconnection Requirements for BPS-Connected Inverter-Based Resources, September 2019