

オーストラリアにおける 再エネ導入量増加への対応状況とグリッドコードの調査

近年、オーストラリアでは太陽光発電・風力発電の導入量が増加し、系統の運用限界による太陽光・風力の出力抑制、再エネに関連する事故等への対応として、いくつかの取り組みが進められている。そのうち、発電側に求める能力も議論され、技術要件にも反映されている状況であり、グリッドコード検討会で参考となる情報を調査し、今後の検討会における個別技術要件検討に活用する。

2022年8月5日

電力広域的運営推進機関

- 第10回グリッドコード検討会 資料7において、オーストラリアの状況を記載しているが、本資料では左記の状況に加えて、電力市場・系統運用に関するルールである National Electricity Rule 中の発電設備に求める技術要件の内容と、グリッドコード検討会で参考となる内容を調査結果概要に整理した。

	項目	内容
スライド3-9	<ul style="list-style-type: none"> 調査結果概要 	<ul style="list-style-type: none"> オーストラリア電力市場、再エネ増加への対応状況、事故事例、National Electricity Rule の概要について整理 グリッドコード検討会で今後の参考となりうるものを整理 グリッドコード検討会での検討対象要件とNational Electricity Rule 項目の比較
スライド10-21	<ul style="list-style-type: none"> 市場運用とAEMOの取り組み AEMOの取り組み(再エネ増加への対応) 事故事例 	<ul style="list-style-type: none"> 第10回グリッドコード検討会 資料7からオーストラリア状況を抜粋
スライド22-100	<ul style="list-style-type: none"> National Electricity Rule V181 の概要 	<ul style="list-style-type: none"> 発電側への要求を中心に整理
スライド101-106	<ul style="list-style-type: none"> 参考 	<ul style="list-style-type: none"> 引用文献、WEB情報等 アンシラリーサービスについて

- オーストラリアも欧米日と同様に太陽光・風力の導入が進み、普及率では日本より多く、再エネ運転停止に至る事故の事例もあり、課題と対策の検討・実施が進められている。

項目	調査概要
電力市場構造	<ul style="list-style-type: none"> ・ オーストラリアの電力消費の80%を占める東部及び南部を National Electricity Market (NEM)が管理する。NEMは西部・北部と連系なし。 ・ エネルギー規則 (National Electricity Rule) は、国のエネルギー法に基づいて Australian Energy Market Commission (AEMC) が制定する。この規則に、発電側が系統接続時に必要な要件が規定されている。 ・ Australian Energy Market Operator (AEMO) が東側 National Electricity Market (NEM) と西側 Wholesale Electricity Market (WEM) の市場を統括、日々の電力とガスの取引市場を運営する。 ・ Australian Energy Regulator (AER) が、独占的なネットワーク事業者の規制提案に対して、規則の執行、判断を下す。
再エネ増加への対応	<ul style="list-style-type: none"> ・ 石炭火力発電を順次廃止し、再エネを増加、2025年までに太陽光発電と風力発電の瞬間的なピークが、需要の100%に達すると予測(2022年の再エネ普及率は、NEMで57%、WEMで65%と予想) ・ AEMOが再エネ導入による課題の整理、対策を推進 (Renewable Integration Study) ・ 低慣性・システム強度・周波数と電圧の変動が課題 ・ 課題に対し、5つのアクションを設定：①システム運用性、②分散型太陽光発電の統合、③周波数管理・制御、④システム強度(電圧・波形・位相角の維持)、⑤変動性と不確実性の管理(ポートフォリオ) ・ 同期発電機・インバーター電源・無効電力補償装置・同期調相機・需要側機器(自家発・小型PV・蓄電池) それぞれの周波数制御・電圧制御・システム復旧についての適用度を評価(アイルランドEIRGRIDでも同様の評価を実施) ・ 小規模分散型PVの周波数変動への影響が懸念されており、米国規格 IEEE1547-2018 相当のグリッドサポート機能の適用を目指し、オーストラリア規格の改定作業中
事件事例	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2016年9月の南オーストラリアでの短時間に6件の電圧擾乱が発生し、456MWの風力発電が脱落、連続する電圧擾乱中にさらに42MWが一時的に脱落。これを機に、所定時間内の複数(5分以内に最大15回、通常電圧の50%以下の場合6回)の電圧擾乱、電圧低下時の累積時間(通常電圧の90%未満の累積時間が5分以内に1800ミリ秒)に対するライドスルーを要件化済 (S5.2.5.5)。制限値(イベント発生回数) を超過した場合は、解列・運転停止または出力低減する保護機能を規定。米国 IEEE 2800 では Consecutive Voltage Ride Through として規格化、英国では Multiple Voltage Ride Through と呼び要件化を検討中。
National Electricity Rule V181	<ul style="list-style-type: none"> ・ 市場要件、取引、系統側の責務、発電側に対する技術要件含めて、電力市場・系統運用に関するルールが規定されている。 ・ 発電側に対する要件は、2.2 (発電設備の分類), 4.4.2 (周波数制御), 4.4.2A (一次周波数応答), 4.4.3 (保護システム), 4.11.1 (遠隔監視制御装置の設置), 4.15 (性能基準への適合), 5.2.1 (保守・運用義務), 5.2.5 (発電事業者の義務), 5.3.9 (発電システム変更時の手順), 5.6 (設備設計), 5.7 (立入検査と試験), 5.8 (試運転), 5.9 (接続解除時の取決め), Schedule 5.1a (電力システム基準), Schedule 5.2 (系統接続時の発電設備に対する要件), Schedule 5.3 (系統接続時の需要者設備の要件), Schedule 5.4 (接続検討時に提出する情報), Schedule 5.5 (提出情報詳細)

● 今後のグリッドコード検討会での議論に関連する調査結果は、個別技術要件検討時の参考とする。

項目	調査概要																																				
再エネ比率	<ul style="list-style-type: none"> 2022Q1のNEMにおける比率(水力+風力+太陽光)は、33.7% <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p>Table 3 NEM supply mix by fuel type²⁷</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr style="background-color: #1a3d54; color: white;"> <th>Quarter</th> <th>Black coal</th> <th>Brown coal</th> <th>Gas</th> <th>Hydro</th> <th>Wind</th> <th>Grid solar</th> <th>Distributed PV</th> <th>Other</th> </tr> </thead> <tbody> <tr style="background-color: #d9e1f2;"> <td>Q1 2021</td> <td>47.2%</td> <td>18.2%</td> <td>4.8%</td> <td>6.4%</td> <td>10.2%</td> <td>4.6%</td> <td>8.3%</td> <td>0.1%</td> </tr> <tr style="background-color: #d9e1f2;"> <td>Q1 2022</td> <td>44.0%</td> <td>16.3%</td> <td>5.8%</td> <td>6.4%</td> <td>11.1%</td> <td>6.2%</td> <td>10.0%</td> <td>0.1%</td> </tr> <tr style="background-color: #d9e1f2;"> <td>Change</td> <td style="color: red;">-3.2%</td> <td style="color: red;">-1.9%</td> <td>0.9%</td> <td style="color: red;">-0.1%</td> <td>0.9%</td> <td>1.6%</td> <td>1.6%</td> <td>0.0%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>(出所) AEMO's Quarterly Energy Dynamics reports, Q1(Jan-Mar) 2022</p>	Quarter	Black coal	Brown coal	Gas	Hydro	Wind	Grid solar	Distributed PV	Other	Q1 2021	47.2%	18.2%	4.8%	6.4%	10.2%	4.6%	8.3%	0.1%	Q1 2022	44.0%	16.3%	5.8%	6.4%	11.1%	6.2%	10.0%	0.1%	Change	-3.2%	-1.9%	0.9%	-0.1%	0.9%	1.6%	1.6%	0.0%
Quarter	Black coal	Brown coal	Gas	Hydro	Wind	Grid solar	Distributed PV	Other																													
Q1 2021	47.2%	18.2%	4.8%	6.4%	10.2%	4.6%	8.3%	0.1%																													
Q1 2022	44.0%	16.3%	5.8%	6.4%	11.1%	6.2%	10.0%	0.1%																													
Change	-3.2%	-1.9%	0.9%	-0.1%	0.9%	1.6%	1.6%	0.0%																													

出力制御(抑制)

- ネットワークサービスプロバイダー及びAEMOにより、Negotiated access standard として決められる。(協議により決定する)
(出所) [NER S5.2.5.12](#)
- 2022年Q1のNational Electricity Market (NEM) 再エネ比率は33.7%において、地域別の利用可能エネルギーに占める抑制の割合は、ニューサウスウェールズ州の4.3%が最も高く、次いでビクトリア州の2.3%
抑制量 = AEMOが発電可能と考えた量(①AVAILABILITY) - AEMOが発電を許可した量(②TOTALCleared)

Figure 60 Curtailment below 5% in all NEM regions, highest in NSW and Victoria

% VRE curtailed by NEM region

Region	Q1 2020	Q2 2020	Q3 2020	Q4 2020	Q1 2021	Q2 2021	Q3 2021	Q4 2021	Q1 2022
NSW1	6.5%	7.5%	6.5%	4.5%	1.5%	6.5%	10.0%	2.5%	1.5%
QLD1	1.5%	1.5%	9.5%	6.5%	1.5%	1.5%	3.5%	2.5%	1.5%
SA1	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
VIC1	14.5%	3.5%	3.5%	4.5%	1.5%	1.5%	4.5%	5.0%	2.5%
TAS1	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%

- ①AEMOからの抑制がない場合に発電所が発電できる量を、5分間隔のディスパッチ直前にMW単位で予測したもの。現在のMW発電量、利用可能なタービン/インバータ、風力/日射のオンサイト測定値を考慮して計算されるか、発電機から提供される自己予測。
- ②AEMOが発電機が今後5分間に出力できるとするMW

(出所) [AEMO's Quarterly Energy Dynamics reports, Q1\(Jan-Mar\) 2022](#)

項目	調査概要																																														
周波数変化の抑制 (LFSM)	<ul style="list-style-type: none"> 周波数調定率：2～10%の範囲内で、AEMOまたはネットワークサービスプロバイダーと合意した値 不感帯：0～±1.0Hzの範囲で設定、上昇側と低下側で異なる設定可 応答速度：指定なし（発電設備区分に応じて、周波数上昇時は最小運転レベルの出力、周波数低下時は最大運転レベルの出力を要求） (出所) NER S5.2.5.11																																														
慣性力の供給 (疑似慣性)	<ul style="list-style-type: none"> 一次周波数応答モードとして取り扱い、NER S5.2.5.11 Frequency control に含めている。 (出所) NER 4.4.2, 4.4.2A																																														
(参考) 蓄電池による周波数調整	<ul style="list-style-type: none"> Frequency Control Ancillary Services市場の31%を占める。 <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="363 618 957 1163"> <p>Figure 53 Batteries top FCAS market shares Share of FCAS volumes by fuel type – all services Q1 2022</p> <table border="1"> <caption>Figure 53: Batteries top FCAS market shares</caption> <thead> <tr> <th>Fuel Type</th> <th>Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Battery</td> <td>31%</td> </tr> <tr> <td>Black Coal</td> <td>21%</td> </tr> <tr> <td>Hydro</td> <td>21%</td> </tr> <tr> <td>DR</td> <td>14%</td> </tr> <tr> <td>Brown Coal</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>Other</td> <td>5%</td> </tr> </tbody> </table> <p>DR: Demand response</p> </div> <div data-bbox="989 618 1676 1163"> <p>Figure 54 Growing non-generator FCAS enablement Changes in FCAS enablement by fuel type – Q1 2022 vs Q1 2021</p> <table border="1"> <caption>Figure 54: Growing non-generator FCAS enablement</caption> <thead> <tr> <th>Fuel Type</th> <th>Regulation (MW)</th> <th>Contingency Raise (MW)</th> <th>Contingency Lower (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Battery</td> <td>~50</td> <td>~150</td> <td>~10</td> </tr> <tr> <td>Black Coal</td> <td>~50</td> <td>~100</td> <td>~-150</td> </tr> <tr> <td>Brown Coal</td> <td>~20</td> <td>~50</td> <td>~-50</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>~10</td> <td>~20</td> <td>~-10</td> </tr> <tr> <td>Hydro</td> <td>~0</td> <td>~0</td> <td>~100</td> </tr> <tr> <td>DR</td> <td>~0</td> <td>~20</td> <td>~0</td> </tr> <tr> <td>VPP</td> <td>~0</td> <td>~20</td> <td>~0</td> </tr> </tbody> </table> </div> </div> <p>(出所) AEMO's Quarterly Energy Dynamics reports, Q1(Jan-Mar) 2022</p>	Fuel Type	Share (%)	Battery	31%	Black Coal	21%	Hydro	21%	DR	14%	Brown Coal	7%	Other	5%	Fuel Type	Regulation (MW)	Contingency Raise (MW)	Contingency Lower (MW)	Battery	~50	~150	~10	Black Coal	~50	~100	~-150	Brown Coal	~20	~50	~-50	Gas	~10	~20	~-10	Hydro	~0	~0	~100	DR	~0	~20	~0	VPP	~0	~20	~0
Fuel Type	Share (%)																																														
Battery	31%																																														
Black Coal	21%																																														
Hydro	21%																																														
DR	14%																																														
Brown Coal	7%																																														
Other	5%																																														
Fuel Type	Regulation (MW)	Contingency Raise (MW)	Contingency Lower (MW)																																												
Battery	~50	~150	~10																																												
Black Coal	~50	~100	~-150																																												
Brown Coal	~20	~50	~-50																																												
Gas	~10	~20	~-10																																												
Hydro	~0	~0	~100																																												
DR	~0	~20	~0																																												
VPP	~0	~20	~0																																												

項目	調査概要
出力変化速度	<ul style="list-style-type: none"> 3MW/分又は AEMOに提供したデータに記載した最大出力の 3%/分のいずれか低い方。MW/分の整数部がゼロに近い場合は、1MW/分とする。 (出所) NER 3.8.3A 配電系統に接続するインバーター機器の規格では、16.67%/分 (出所) オーストラリア規格 (AS/NZS 4777.2 : 2015)
運転時の最低出力	<ul style="list-style-type: none"> 周波数制御の General requirement として、合意された値で性能基準に登録されたものとされている。供給する発電設備を考慮して決定されるものであり、NER自体には具体的な数値記載はない。 (出所) NER S5.2.5.11
周波数変化率耐量 (RoCoF)	<ul style="list-style-type: none"> 周波数変化率：±2Hz/s 0.25秒以上、±1Hz/s 1秒以上 Automatic access standard では、±4Hz/s 0.25秒以上、±3Hz/s 1秒以上 (出所) NER S5.2.5.3
電圧・無効電力制御	<ul style="list-style-type: none"> 電圧制御モード、またはAEMOとネットワークサービスプロバイダーとの合意によりその他の無効電力制御モードのいずれかを要求する。 電圧制御モード：接続点（または電力系統や発電システム内の合意された別の場所）での電圧を設定値の±2%以内に調整 電圧設定値は、接続点（または合意された場所）の通常電圧の少なくとも98%から102%の範囲で制御 無効電力制御は垂下特性を有する。 (出所) NER S5.2.5.13
情報提供(モデル等)	<ul style="list-style-type: none"> 機能ブロック図、パラメーター、非線形要素の特性、AEMOが指定したソフトウェアシミュレーション製品に適した形式の暗号化されたモデルを提出する。 系統電圧・周波数擾乱に対応する制御システムのモデルを含む。 (出所) NER S5.2.4

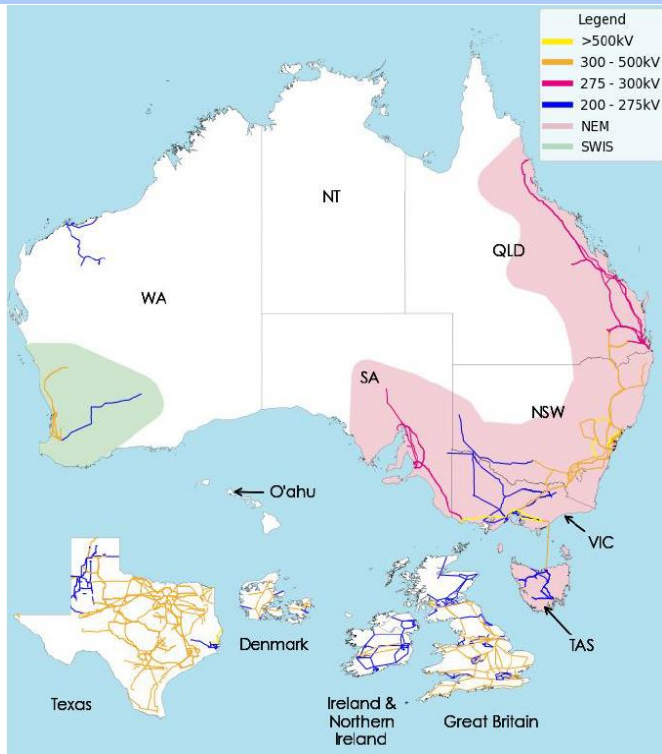
- グリッドコード検討会で検討している「系統連系技術要件」に相当する内容は、National Electricity Rule :
Schedule 5.1a System standards の S5.1a.4 – S5.1a8
Schedule 5.2 Conditions for Connection of Generators の S5.2.4, S5.2.5, S5.2.6, S5.2.7, S5.2.8,
Schedule 5.5 Technical Details to Support Application for Connection and Connection Agreement

Schedule 5.1a System standards	グリッドコード検討会の対象(記号は資料4 7-9スライド参照)
S5.1a.4 Power frequency voltage	<ul style="list-style-type: none"> • 既存 (運転可能電圧範囲と継続時間) • B5. 発電設備の運転可能周波数(上昇側)
S5.1a.5 Voltage fluctuations	<ul style="list-style-type: none"> • 既存 (電圧変動対策)
S5.1a.6 Voltage waveform distortion	<ul style="list-style-type: none"> • 既存 (電力品質に関する対策)
S5.1a.7 Voltage unbalance	
S5.1a.8 Fault clearance times	<ul style="list-style-type: none"> • 既存 (事故除去対策(保護継電器・遮断器動作時間))
Schedule 5.2 Conditions for Connection of Generators	グリッドコード検討会の対象(記号は資料4 7-9スライド参照)
S5.2.4 Provision of information	<ul style="list-style-type: none"> • 既存 (情報提供)
S5.2.5 Technical requirements S5.2.5.1 Reactive power capability	<ul style="list-style-type: none"> • C1. 電圧・無効電力制御(運転制御), (電圧一定制御)
S5.2.5.2 Quality of electricity generated	<ul style="list-style-type: none"> • 既存 (電力品質に関する対策)
S5.2.5.3 Generating system response to frequency disturbances	<ul style="list-style-type: none"> • B5. 発電設備の運転可能周波数 • B6. 周波数変化率耐量 (RoCoF)
S5.2.5.4 Generating system response to voltage disturbances	<ul style="list-style-type: none"> • 既存 (運転可能電圧範囲と継続時間) • C4. 電圧上昇側 Voltage Ride Through
S5.2.5.5 Generating system response to disturbances following contingency events	<ul style="list-style-type: none"> • 既存 (事故時運転継続) • C5. Consecutive Voltage Ride Through • D1. 事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給) • E4. 事故時優先順位指定

Schedule 5.2 Conditions for Connection of Generators	グリッドコード検討会の対象(記号は資料4 7-9スライド参照)
S5.2.5.6 Quality of electricity generated and continuous uninterrupted operation	
S5.2.5.7 Partial load rejection	<ul style="list-style-type: none"> • B10. 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度
S5.2.5.8 Protection of generating systems from power system disturbances	<ul style="list-style-type: none"> • B10. 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度
S5.2.5.9 Protection systems that impact on power system security	<ul style="list-style-type: none"> • E3. 制御・保護システムの協調・優先順位
S5.2.5.10 Protection to trip plant for unstable operation	
S5.2.5.11 Frequency control	<ul style="list-style-type: none"> • B1/B2. 周波数変化の抑制対策
S5.2.5.12 Impact on network capability	<ul style="list-style-type: none"> • 既存（発電出力の抑制）
S5.2.5.13 Voltage and reactive power control	<ul style="list-style-type: none"> • C1. 電圧・無効電力制御(運転制御), (電圧一定制御) • D2. 系統安定化装置(PSS) • C3. 動電圧調整装置(AVR)
S5.2.5.14 Active power control	<ul style="list-style-type: none"> • B4. 負荷周波数制御 • B15. 経済負荷配分制御
S5.2.6 Monitoring and control requirements	<ul style="list-style-type: none"> • 既存（発電出力の遠隔制御）
S5.2.7 Power station auxiliary supplies	
S5.2.8 Fault current	<ul style="list-style-type: none"> • D1. 事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)

Schedule 5.5 Technical Details to Support Application for Connection and Connection Agreement	グリッドコード検討会の対象(記号は資料4 7-9スライド参照)
S5.5.4 Data Requirements	• 既存 (情報提供)
S5.5.5 Asynchronous generating unit data	• 既存 (情報提供)
S5.5.6 Generating units smaller than 30MW data	• 既存 (情報提供)
S5.5.7 Power System Design Data Sheet, Power System Setting Data Sheet and Power System Model Guidelines	• E1. 情報提供(モデル)

- オーストラリアでは、東側のNational Electricity Market (以下、NEM)、西側のWholesale Electricity Market (以下、WEM)の2つの市場をAustralian Energy Market Operator (以下、AEMO)が運用している。
- 太陽光・風力の導入が増加しているAEMOの取り組みについて、以下の図書から概要を整理する。
 - Corporate Plan FY2022
 - Maintaining Power System Security with High Penetrations of Wind and Solar Generation, Oct. 2019
 - Renewable Integration Study: Stage 1 report, April 2020 (2020年4月30日 Version 1)
 - Renewable Energy Integration – SWIS Update, September 2021
 - Power system requirements, Reference paper (2020年7月24日 Version 2)
 - Technical Integration of DER Report (2019年4月11日 Version 1)

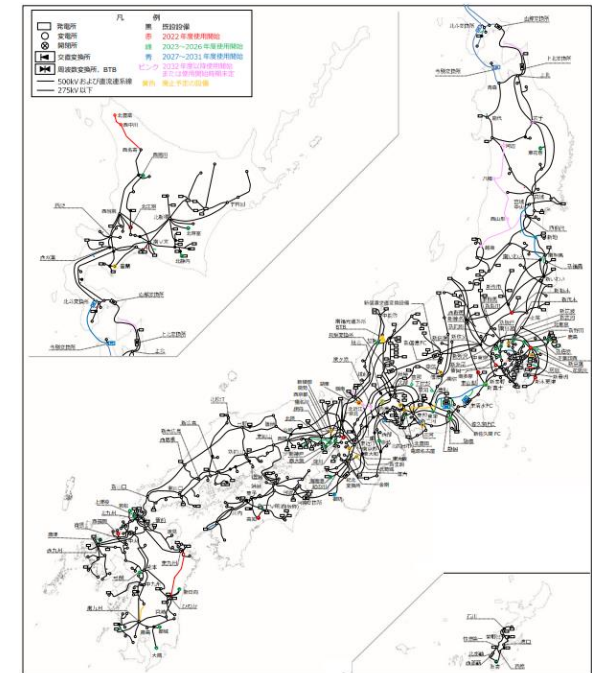


(左図) オーストラリアの200kV超系統構成と米テキサス、オアフ島、デンマーク、アイルランド、英国の比較
 (右図) オーストラリアと同縮尺の日本地図



日本の系統構成

(出所)
 広域機関
 2021年度
 年次報告書



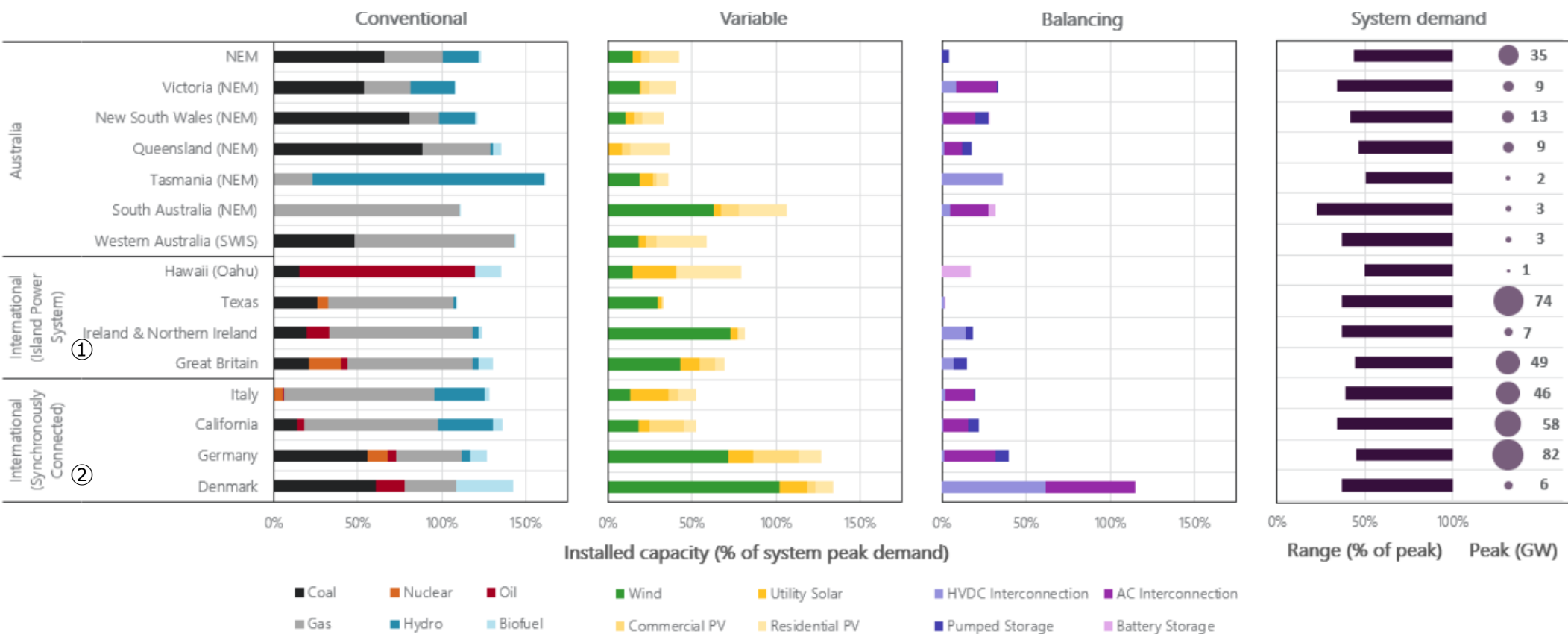
(左図出所) Maintaining Power System Security with High Penetrations of Wind and Solar Generation, Oct. 2019, AEMO

(右図出所) 地理院地図

● 再エネ導入

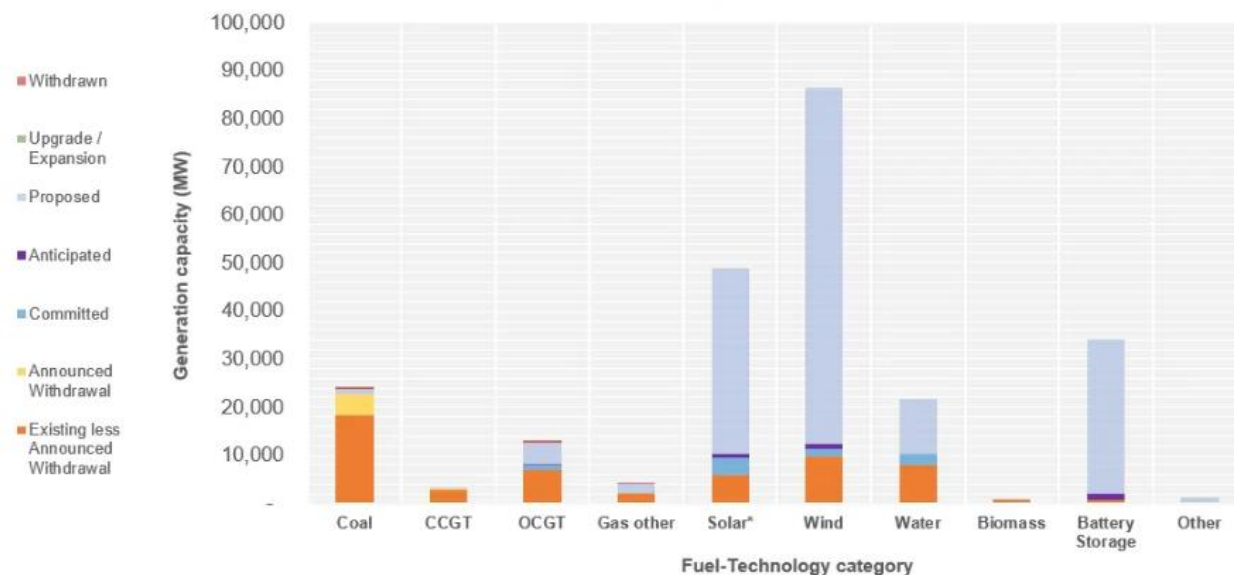
- 数十年の間に石炭火力発電所を順次廃止(この10年間で16基のうち4基、2030年代にはさらに5基)し、再エネ・蓄電を市場統合していく計画。
- **2025年までに太陽光発電と風力発電の瞬間的なピークが、需要の100%に達すると予測。**
- 系統の特徴として、NEM(東部および南東部)は約5000kmの連続した世界最長のネットワークである。**SWIS(Western Australian South West Integrated System : 西部)**は他の国内ネットワークとの接続はなく地理的に孤立している。
- **再生可能エネルギーの普及率は年々高まっており、瞬時には、NEMでは2018年の38%から2022年は57%、WEMでは同期間に39%から65%の状況であり、低慣性・システム強度・周波数と電圧の突然の偏差が課題**となっている。
- AEMOの目標は、再生可能エネルギーの瞬間的な普及率100%を管理できるNEMおよびWEMグリッドを産業界や政府と共同で設計・構築し、2025年までに実現すること。
- 2019年よりRIS (Renewable Integration Study) を進めている。2019年時点、英国、アイルランド、デンマーク、米国(テキサス、ハワイ)の状況を調査しオーストラリアでの課題検討方針を設定、Stage別に課題検討を開始した。
- Stage1分析結果から、**特定地域およびNEM全体の課題に対処するために推奨される対策がとられた場合、NEMは風力と太陽光の瞬間的な普及率が75%までなら安全に運用することができる見込み**。しかし、推奨される**対策がとられない場合、特定された運用限界により、NEMにおける風力と太陽光の最大瞬間普及率は50%から60%に抑制される**と報告されている。
- AEMOでは5つの重点分野に対し、アクションとスケジュールを設定している。
 - ① システム運用性：セキュリティと信頼性の基準内で電力系統を運用する能力
 - ② 分散型太陽光発電の統合：増加する小規模分散型電源と電力系統の要求とのバランス
 - ③ 周波数管理システム：周波数を許容範囲内に設定・維持する能力
 - ④ システム強度：システム正常時、故障時の電圧振幅、波形、位相角を仕様内に維持する能力
 - ⑤ 変動性と不確実性の管理：5分毎の需給バランスを取るのに十分なエネルギー資源のポートフォリオ

- オーストラリアと他国(①米ハワイ・テキサス、アイルランド、英国、②イタリア、米カリフォルニア、ドイツ、デンマーク)の比較
 - ・ Conventional : ピーク需要に対する燃料種別の設備容量比率であり、システム柔軟性をもたせるための電源
 - ・ Variable : ピーク需要に対する変動性電源の設備容量比率
 - ・ Balancing : ①ピーク需要に対する蓄電設備の設置容量比率、②ピーク需要に対する相互接続容量比率



● 電源構成(2022年7月時点、今後10年間のNEMにおける構成)

Summary Chart: NEM Scheduled, Semi-scheduled & Non-scheduled Generation (MW) - Existing and New Developments by Fuel-Technology Category



(出所)

<https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/forecasting-and-planning-data/generation-information>

Summary Table: NEM Scheduled, Semi-scheduled & Non-scheduled Generation (MW) - Existing and New Developments by Fuel-Technology Category

Summary Status	Fuel - Technology Category										Total
	Coal	CCGT	OCGT	Gas other	Solar*	Wind	Water	Biomass	Battery Storage	Other	
Existing	22,701	2,985	6,845	2,014	5,897	9,729	7,992	610	620	223	59,614
Announced Withdrawal	4,380	180	-	120	-	-	-	-	-	-	4,680
Existing less Announced Withdrawal	18,321	2,805	6,845	1,894	5,897	9,729	7,992	610	620	223	54,934
Upgrade / Expansion	65	-	165	-	-	-	-	-	-	-	230
Committed	-	-	1,070	-	3,548	1,546	2,290	-	140	-	8,593
Anticipated	-	-	123	-	850	1,184	-	-	1,208	-	3,365
Proposed	990	207	4,472	1,957	38,685	73,898	11,377	342	32,218	887	165,033
Withdrawn	500	-	361	153	-	-	-	-	-	-	1,014

Notes:

"Existing" summary status includes "Announced Withdrawal".

"Committed" summary status includes "Committed".

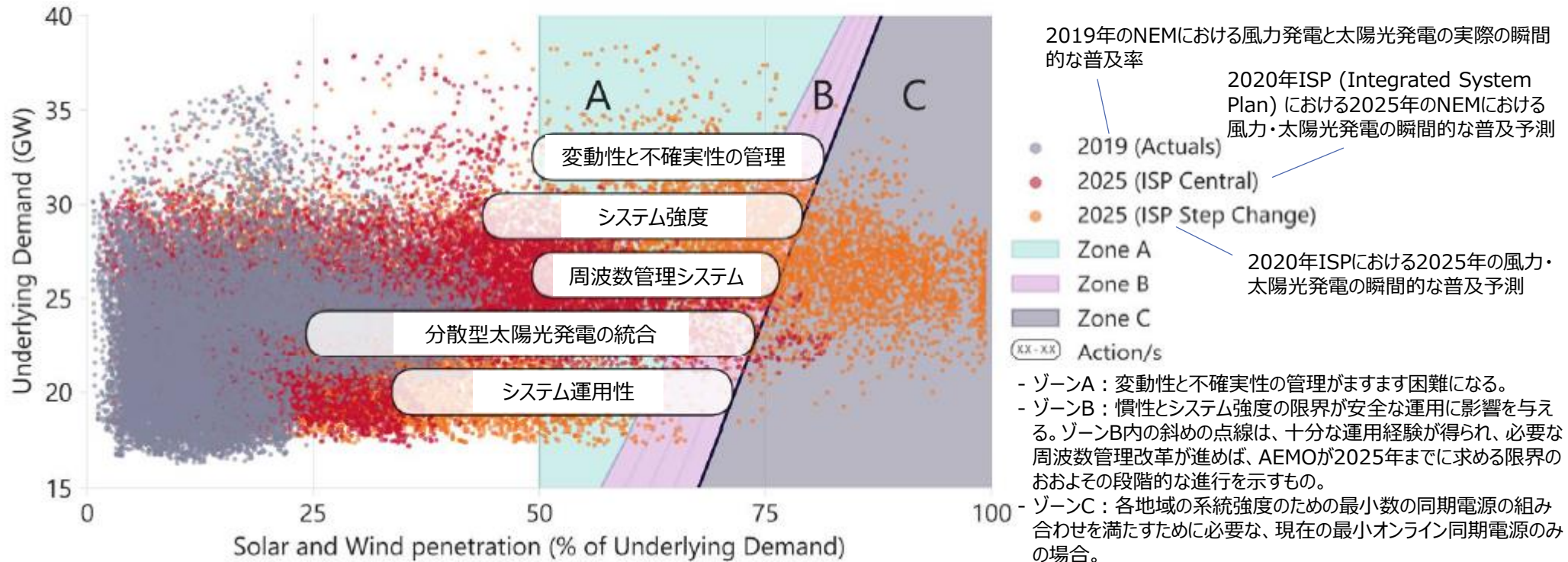
"Solar*" Fuel-Technology category excludes Rooftop PV installations.

Projects with "TBA" Dispatch Type are not included in the Summary Table.

Projects with "Confidential" FuelBucketSummary are not included in the Summary Table.

- 2019年から2025年までのNEMのシステム状況
 - ・ 対策がとられない場合(ゾーンA)、**太陽光・風力は総発電量の50-60%に制限される。**
 - ・ 対策がとられた場合(ゾーンB)、**2025年までに太陽光・風力は総発電量の75%をまかなうことができる可能性**がある。
 - ・ 将来的には(ゾーンC)、**最大100%太陽光・風力での運用も理論的に可能であるが、より高度なシステム運用、柔軟性、周波数・電圧管理が必要。**

Figure 3 Summary of identified system limits and remedial actions, overlaid on instantaneous penetration of wind and solar generation, actual in 2019 and forecast for 2025 under ISP Central and Step Change generation builds



このグラフの普及率(横軸)は、重複しない30分毎の風力発電と太陽光発電を、同じ30分毎のNEM全体の基礎需要合計で割ったもの。
 2019年の普及率実績(灰色の点)は、すべての抑制を含み、2025年の予測(灰色以外の点)はネットワークの混雑のみを含む。

- 電力系統に求められる技術属性
 - 電力系統が高い信頼性と安全性をもって消費者にエネルギー供給できることを保証するために維持しなければならない技術要素として、重点的に取り組んでいる分野を整理している。

Table 2 Technical attributes, and services required to deliver them

Technical attribute and section of report where addressed	Requirement	Service(s) needed to meet requirement
Resource adequacy and capability <ul style="list-style-type: none"> ● There is a sufficient overall portfolio of energy resources to continuously achieve the real-time balancing of supply and demand. (See Section 3.1) 	Provision of sufficient supply to match demand from consumers	Bulk energy Strategic Reserves
	Capability to respond to large continuing changes in energy requirements	Operating reserves
	Network transport capability	Transmission and distribution services
Frequency management <ul style="list-style-type: none"> ● Ability to set and maintain system frequency within acceptable limits. (See Section 3.2) 	Frequency within limits	Inertial response Primary frequency response Secondary frequency control Tertiary frequency control
Voltage management <ul style="list-style-type: none"> ● Ability to maintain voltages on the network within acceptable limits. (See Section 3.3) 	Voltage within limits	Slow response voltage control Fast response voltage control System strength
System restoration <ul style="list-style-type: none"> ● Ability to restart and restore the system in the unlikely event of a major supply disruption. (See Section 3.4) 	Ability to restore the system	Black start services Restoration support services

次ページにタイム
スケールで整理

● アデカシーと能力

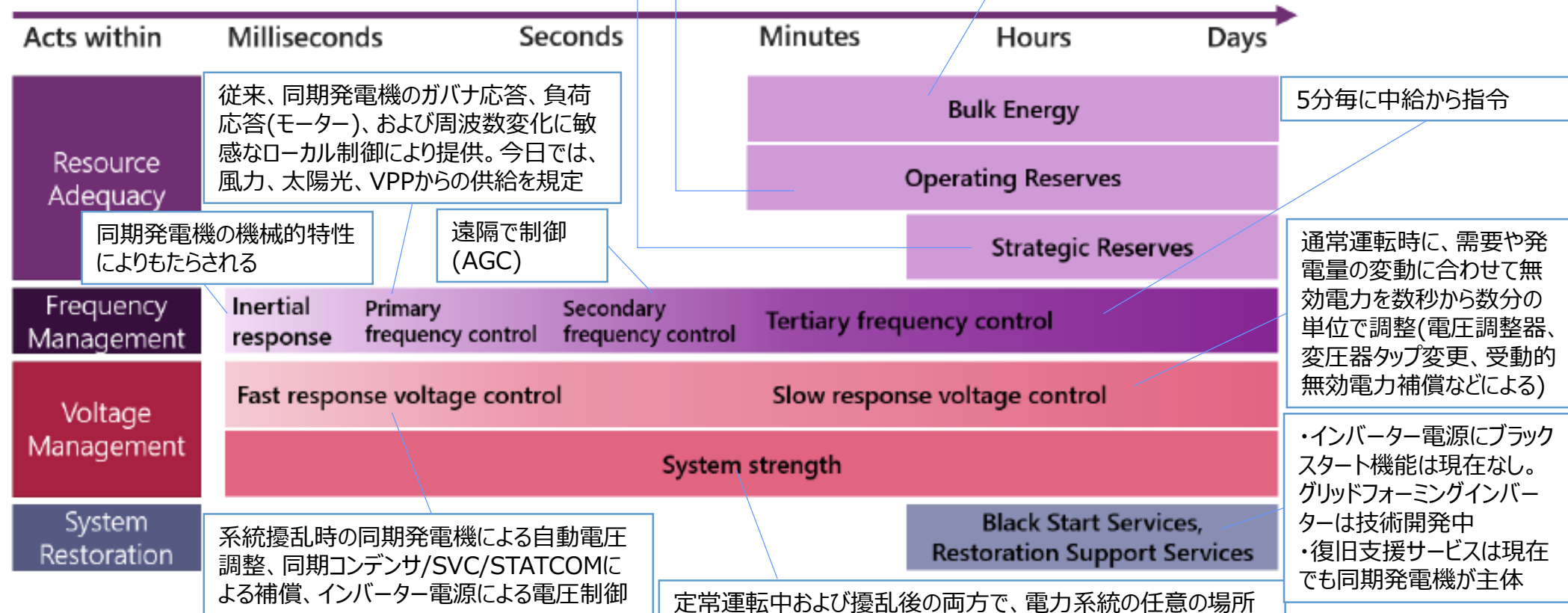
- 需給のリアルタイムバランスを達成するために、利用可能なエネルギー資源(集中型発電とDER、デマンドリスポンス、ネットワーク容量の多様な組み合わせ)を、リアルタイムで、かつ長期的な計画タイムスケールで、複雑に最適化するポートフォリオの能力を整理している。

予期せぬ需要の増加や供給の減少に対する保険として、バルクエネルギーサービスを追加で調達するために市場の外に置かれる予備力

従来、大規模な同期発電機から供給され、卸売スポット市場を通じて調達

予期せぬ需給の変動に対処できるよう、利用可能な運転予備力

Figure 1 Operation timescales for services needed



(出所) Power system requirements, Reference paper

Figure 4 Summary of required system services, and capability of technologies to provide them

Service description				Supply side		Network						Demand side		
				Centralised generation		Transfer between regions		Transfer within regions	Stabilising devices			Load	Decentralised resources	
System Attribute	Requirement	Service	Spatial level of need	同期発電機	インバーター電源	DC interconnection	AC interconnection	Transmission and distribution networks	Grid reactor, grid capacitor, static VAR compensator	Static synchronous compensator	Synchronous condenser ¹	産業自家発	小型PV	蓄電池
Resource Adequacy	Sufficient supply to match demand	Bulk energy	System wide	●	●	➡	➡	➡	○	○	○	●	●	●
		Strategic Reserves	System wide	● ^{2a}	◐ ^{3a}	➡	➡	➡	○	○	○	●	◐ ^{3b}	◐ ^{3b}
	Respond to large changes in energy requirements	Operating reserves	Regional	● ^{2b}	◐ ^{3a}	➡	➡	➡	○	○	○	●	◐ ^{3b}	◐ ^{3b}
		Transmission & distribution services	Local	● ⁴	● ⁴	●	●	●	●	●	●	●	◐ ⁴	◐ ⁴
Frequency Management	Maintain frequency within limits	Inertial response	Regional	●	◐ ⁵	◐	➡	➡	○	◐ ⁶	●	○ ⁷	○	◐ ⁵
		Primary frequency control	Regional	●	● ⁸	➡	➡	➡	○	○	○	●	●	● ⁸
		Secondary frequency control	Regional	●	● ⁸	➡	➡	➡	○	○	○	●	●	● ⁸
		Tertiary frequency control	Regional	●	● ⁸	➡	➡	➡	○	○	○	●	●	● ⁸
Voltage Management	Maintain voltages within limits	Fast response voltage control	Local	●	●	●	○	○	●	●	●	●	◐	●
		Slow response voltage control	Local	●	●	●	○	○	●	●	●	●	◐	●
		System strength	Local	●	○	○	➡	➡	○	○	○	○	○	○
System restoration	Ability to restore the system	Black Start Services	Local	●	◐ ⁹	◐	●	➡	○	○	○	○	○	◐ ⁹
		Restoration Support Services	Local	●	●	●	●	➡	●	●	●	●	◐	◐

時間は限られる

相当ではない

FFRに含む

市場での契約実績はない

時間と制御性は限定的

負荷軽減時除き、不可能

FFRに含む

Note: Classifications are indicative of general ability of each technology type. The extent to which technologies can provide each service must be assessed on the specifics of each individual system

- This includes generators with ability to operate in synchronous condenser mode.
- While many synchronous generators can provide energy reserves, some less firm technologies (solar thermal or pumped hydro) will be limited by the amount of energy storage they include.
- There is a wide range of capabilities regarding synchronous generators ability to provide flexibility. Ultimately unit flexibility is a product of individual unit design and the economic circumstances around its dispatch.
- Limited by duration for which service can be delivered.
- Limited by duration for which service can be delivered: existing controllability is limited.
- The provision of local voltage support from generators and loads can improve the network transport capability near their respective connection points.
- Some fast frequency response capabilities can be substituted for a portion of synchronous inertia, but are not considered equivalent.
- Static synchronous compensators with energy storage devices are being trialled as an emergency provider of inertial response.
- Except for load relief.
- Includes fast frequency response capabilities.
- Inverter-based resources can provide black start services, although none are currently contracted for SRAS.

Ability to provide service		
●	◐	○
完全可能	一部可能	不可能
➡		➡
Enables Delivery		Partial or limited Delivery

- 電力系統の事象に対するDERの応答から技術規格の改定
 - 現在設置されている DER の一部は、最近の事象において予想外の動作により、システムセキュリティに悪影響を及ぼす可能性があることが示された。
 - かなりの割合の DER が電力系統の障害時に解列したり運転を停止することがあるという証拠がある。**ある地域では、大規模な電力系統擾乱の後、数分間にわたって分散型太陽光発電が 40% も減少することが観測されている。**設置容量が大きい地域に外挿すると、2020年には南オーストラリア州のような小さな地域で数百メガワット、クイーンズランド州、ニューサウスウェールズ州、ビクトリア州のような大きな地域で1ギガワット以上の分散型PVが突然失われる可能性がある。これは一般的な不測の事態の規模（既存の対応策で軽減可能）をはるかに超えている。
 - 大規模な電力系統の事象とは別に、**はるかに小規模で局所的な配電網の電圧や周波数の事象が発生した場合、監視対象のDERの8～20%が発電量をゼロにすることも観察された。**分散型PVは今や電力系統の重要な構成要素であり、その集約された挙動は周波数障害時の結果に影響を与える可能性がある。これらの挙動を監視するシステムの改善も必要である。
 - オーストラリア規格の最新版で設置された PV システムは、旧版で設置されたシステムと比較して、いくつかの障害条件下で性能が向上している。
 - 障害発生時のDERの挙動を観察すると、ごく一部の機器が既存の規格に準拠していない可能性があることがわかる。適合性を確認し改善する方法を検討する必要がある。これには、設置手順、機器の認証と試験、適切な初期設定による標準機能の有効化、および実際の性能の検証が含まれる。
 - DER 性能基準の対象範囲も見直す必要がある。例えば、**電気自動車のような新しい種類の負荷は、適用される性能基準によって、電力系統の安全性に正または負の影響を与える可能性がある。**現時点では、これらの負荷は、LVネットワークに接続されるインバータ装置を対象とするオーストラリア規格（すなわちAS/NZS 4777.2 : 2015）で定義される性能要件の対象外である。

以上のことから、以下が提案されている。(2021年までの活動)

- 国際基準（例えば、最近改定された米国の DER 規格である IEEE 1547-2018）と整合のとれた、DER の障害耐力向上
- グリッドサポート制御モード（Volt-Var, Volt-Watt, Frequency-Watt など）の使用を拡大し、フィーダーのホスト能力を向上させ、追加ネットワークコストなしで、より多くの消費者がDERを設置できるようにする。
- システムセキュリティに最適なサポートを提供
- 消費者がこれらの機能を活用し、自分の好きなタイミングで新しい市場やサービスにアクセスできるようにする。

● 事件事例

・ 第9回検討会 参考資料1のオーストラリアを含めた事件事例を以下に示す。

イベント名	日付	関連するFRT能力	イベント概要	DER脱落の詳細
オデッサの系統擾乱 (米国テキサス州オデッサ) (1)	2021年5月09日	電圧位相角変化ライドスルー	<ul style="list-style-type: none"> コンバインドサイクル発電所の発電機用昇圧トランスで発生した1線地絡(A相)故障 コンバインドサイクル発電所における192MWの電源脱落 1、112MWの太陽光発電所と36MWの風力発電所からの有効電力脱落 	<ul style="list-style-type: none"> 389MWの太陽光発電所が電圧位相角変化によりトリップ(PLL同期不能) 瞬時的なAC過電圧による269MWのインバータ・トリップ プラントレベル変化速度の相互作用に伴う一時運転停止(Momentary Cessation)による153MWの脱落
8月9日 停電 (英国・南イングランド) (2)	2019年8月09日	ROCOFライドスルー	<ul style="list-style-type: none"> 落雷による400kV送電線の1相地絡故障 1、878MWの電源脱落。これにより周波数が低下し、931MWの負荷を喪失 推定350MWのDERがトリップ 	<p>大多数の分散型電源はROCOFおよび電圧保護(vector shift protection)設定が原因でトリップした。電圧保護設定は、IEEE-1547-2018が20度を推奨しているのに対し、6度であった。</p>
キャニオンファイア2による系統擾乱 (米国カリフォルニア州アナハイムヒルズ) (3)	2017年10月09日	電圧位相角変化ライドスルー	<ul style="list-style-type: none"> キャニオンファイア2と呼ばれる山火事により、セラノ変電所付近で2つの送電システムの故障が発生: 220kV送電線での相間短絡(太平洋時間12:12:16)、500kV送電線での相間短絡(太平洋時間12:14:30) 1回目の故障で682MWの太陽光電源が脱落、2回目の故障で937MWが脱落 900MWの太陽光電源脱落によりWestern Interconnectionで周波数偏差が発生し、システム周波数は約3.3秒後に周波数Nadir59.878Hzに到達 	<p>DER脱落の原因としては、下記のさまざまな可能性が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 異常電圧時における瞬間停止の使用継続 瞬時電圧トリップおよび電圧測定フィルタリングの欠如 PLL同期の問題によるトリッピング
南オーストラリアのブラックアウト・イベント (南オーストラリア) (4)	2016年9月28日	Consecutive Voltage Ride Through	<ul style="list-style-type: none"> 87秒の間に5つの送電システムの故障が発生し、南オーストラリア(SA)の送電系統で6件の電圧擾乱が発生 9つの風力発電所で合計456MWの風力電源が長時間脱落。さらに各電圧擾乱中に42MWの一時的脱落が発生 456MWの電源が突然脱落したことにより連系線を受電量が増加。受電量が増加した結果、保護システムが損傷を避けるために連系線を切断し、オーストラリアの他の系統から系統が分離 連系線および風力電源の脱落で、擾乱前の負荷の50%程度の供給不足が突然発生 	<p>すべての風力発電機が最初の故障の際には運転を継続したが、複数の電圧擾乱により456MWの風力発電機が解列されるか、または運転を停止した。NEMの多くの風力発電所は、所定の期間中の運転継続イベントの件数が事前に設定した制限値を超えた場合に措置(解列、運転停止または出力低減)を講じる保護機能を備えている。</p>

参考文献

- (1) [NERC, 「Odessa Disturbance」、2021年9月](#)
- (2) [National Grid ESO, 「Technical Report on events of 9 August 2019」、2019年9月](#)
- (3) [NERC, 「900 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report」、2018年2月](#)
- (4) [AEMO, 「BLACK SYSTEM SOUTH AUSTRALIA 28 SEPTEMBER 2016」、2017年3月](#)

(出所) 第9回グリッドコード検討会, 参考資料1

- オーストラリア停電に対する英国の対応
 - National Grid, Grid Code Development Forum において、連続FRTを検討中。

South Australia Blackout – Loss of Wind Generation

Table 4 SA wind farm responses to six voltage disturbances between 16:17:33 and 16:18:15 on 28 September 2016

Wind farm	Pre-set limit to ride-through events in 120 seconds	Number of times wind turbines activated ride-through mode	Last state of wind turbines prior to system voltage collapse	Output pre-event at 16:18:07 [MW]	Output just prior to separation at 16:18:15.4 [MW]
Canunda	9	1	Operational	27.7	27.2
Lake Bonney 1	5-9	0	Operational	77.7	76.5
Lake Bonney 2,3	9	0	Operational	171.9	158.7
Waterloo	9	5	Operational	96.6	72.9
Expected MW Reduction					38.6
Clements Gap	2	3	Disconnected	14.5	-0.5
Hallett	2	3	Most turbines disconnected	34.5*	1.7*
Hallett Hill	2	3	Most turbines disconnected	41.3*	19.5*
Mt Millar	Not known	5	Stopped Operation	67.0**	2.8**
North Brown Hill	2	3	Most turbines disconnected	85.5	11.0
Hornsedale	5	6	Stopped Operation	83.9	-1.1
Snowtown North	5	6	Stopped Operation	65.5	-0.8
Snowtown South	5	6	Stopped Operation	42.1	-1.2
The Bluff	2	3	Most turbines disconnected	41.9	-0.3
Unexpected MW Reduction					445.1
Total MW output				850.1	366.4
Total MW Loss					483.7

Rode through faults

Limit of 9 FRT events (maximum of only 5 events seen)

Did not ride through faults

Limit of only 2 FRT events (6 events seen)



* Output not directly recorded. Estimated from other data.
 ** Value shown is MVA. Real power output (MW) would be somewhat less.

Action on MFRT – Australia Proposed Standards

Requirement	Automatic	Minimum
Number of recurring disturbances	15	6
Time	5 min	5 min
Sliding window time	Yes	NO sliding time window. Only 30 min grace period following a 5 min period of multiple disturbances
Recurring disturbance time	$\geq 0ms$	>200ms
Maximum # disturbances within 30 sec	Any, unless multiple disturbance requirements are exceeded	3

- National Electricity Rules (NER) は、NEL (National Electricity Law)に基づいて作成され、NEL に従って適宜改正される。
- 調査した Version 181 は、2022年5月1日版であるが、規定内容によっては施行時期を指定している場合がある。
- NERは発電設備の接続要件だけでなく、市場コード、計測条件、系統側関係者の義務・行為等も含めた、電力システム全般の規程となっている。<https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/388>

National Electricity Rules Version 181

Status Information

This is the latest electronically available version of the National Electricity Rules as at 1 May 2022.

This consolidated version of the National Electricity Rules was last updated on 1 May 2022 as a result of the commencement of the following amendments:

Schedules 1 to 4 of the [National Electricity Amendment \(Global settlement and market reconciliation\) Rule 2018 No. 14](#)

Schedules 3 to 5 of the [National Electricity Amendment \(Five minute settlement and global settlement implementation amendments\) Rule 2019 No. 7](#)

Schedule 2 of the [National Electricity Amendment \(Minor changes\) Rule 2020 No. 3](#)

Schedule 1 of the [National Electricity Amendment \(Removal of unaccounted for energy from liable load in the Retailer Reliability Obligation\) Rule 2021 No. 16](#)

This consolidated version of the Rules reflects the initial Rules made by the SA Minister under section 90 of the National Electricity Law (NEL) as amended by:

Rules made by the South Australian Minister under sections 90A to 90F of the NEL; and

Rules made by the Australian Energy Market Commission under Part 7 Division 3 of the NEL.

Application of the National Energy Customer Framework related Rule

On 27 June 2012, the South Australian Minister made Rules relating to the implementation of the National Energy Customer Framework (NECF), including amendments to the National Electricity Rules under section 90D of the NEL in relation to small customer connections (Chapter 5A), Retail Markets including billing and credit support (Chapter 6B) and related provisions (NECF related rule).

The NECF related Rule commenced operation as a law of Tasmania, the Australian Capital Territory and the Commonwealth on 1 July 2012; South Australia on 1 February 2013, New South Wales on 1 July 2013 and Queensland on 1 July 2015.

On 1 July 2016, Victoria adopted the provisions of the NECF related rule that relate to small customer connections (Chapter 5A and related provisions). Victoria has not adopted the Retail Market provisions in Chapter 6B of the Rules.

The NECF related Rule does not apply in Western Australia or the Northern Territory until the National Energy Retail Law set out in the Schedule to the National Energy Retail Law (South Australia) Act 2011 is implemented as a law in that jurisdiction (clause 24, Part 11, Schedule 3 NEL).

The NECF related Rule can be found on the Australian Energy Market Commission's website under the 'National Electricity Rules', 'Rules made by the SA Ministers' tabs.

NATIONAL ELECTRICITY RULES VERSION 181

Provisions in force

All provisions displayed in this consolidated version of the Rules have commenced. As at the date of this consolidation the following Rules have been made under Part 7 of the NEL that have not yet commenced:

Schedule 2 of the National Electricity Amendment (Access, pricing and incentive arrangements for distributed energy resources) Rule 2021 No. 9 will commence operation on 1 July 2022.

Schedule 1 of the National Electricity Amendment (Compensation for market participants affected by intervention events) Rule 2021 No. 14 will commence operation on 1 August 2022.

Schedule 1 of the National Electricity Amendment (Regulated stand-alone power systems) Rule 2022 will commence operation on 1 August 2022.

Schedules 1, 2 and 9 of the National Electricity Amendment (Efficient management of system strength on the power system) Rule 2021 No. 11 will commence operation on 1 December 2022.

Schedule 1 of the National Electricity Amendment (Enhancing operational resilience in relation to indistinct events) Rule 2022 No. 1 will commence operation on 9 March 2023.

Schedules 3 to 8 of the National Electricity Amendment (Efficient management of system strength on the power system) Rule 2021 No. 11 will commence operation on 15 March 2023.

Schedule 2 of the National Electricity Amendment (Regulated stand-alone power systems) Rule 2022 will commence operation on 30 May 2023.

Schedule 2 of the National Electricity Amendment (Mandatory primary frequency response) Rule 2020 No. 5 will commence operation on 4 June 2023.

Schedule 1 of the National Electricity Amendment (Fast frequency response market ancillary service) Rule 2021 No. 8 will commence operation on 9 October 2023.

Schedules 1 to 6 of the National Electricity Amendment (Integrating Energy Storage Systems into the NEM) Rule 2021 No. 13 will commence operation on 3 June 2024.

Schedule 2 of the National Electricity Amendment (Enhancing operational resilience in relation to indistinct events) Rule 2022 No. 1 will commence operation on 3 June 2024.

Schedule 2 of the National Electricity Amendment (Removal of unaccounted for energy from liable load in the Retailer Reliability Obligation) Rule 2021 No. 16 will commence operation on 3 June 2024.

- NERの主な内容：発電側に関する記載のうち、系統接続時の技術要件を太字で示す。

項目	内容
1. Introduction	<ul style="list-style-type: none"> • 解釈、条項の番号付けおよび参照に関する情報等
2. Registered Participants and Registration	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOに登録する設備・事業者のカテゴリー、登録要件、登録内容の変更、登録費用等を規定 • 発電設備の分類 (2.2.1 – 2.2.7)
2.2.1 Registration as a Generator	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOにより発電事業者として登録された発電設備
2.2.2 Scheduled Generator	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOが承認した、銘版定格出力が30MW以上の発電機、または合計30MW以上の発電設備 • AEMOの指令により運転し、稼働状況をAEMOに通知しなければならない。 • 各取引時間帯における供給可能量を AEMO に提出し指令を受ける。
2.2.3 Non-Scheduled Generator	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOが承認した、銘版定格出力が30MW未満の発電機、または合計30MW未満の発電設備 • AEMO が運営する協調中央配電プロセスに参加しない。
2.2.4 Market Generator	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOが非市場参加型と分類し承認しない限り、発電設備は市場参加型と分類される。 • 出力するすべての電力をスポット市場取引とする。
2.2.5 Non-Market Generator	<ul style="list-style-type: none"> • 出力全体が同一接続点における市場負荷によって消費され、送出される発電がないと予想されるとAEMOが分類した発電設備
2.2.6 Ancillary services generating unit	<ul style="list-style-type: none"> • 市場参加型発電設備で、アンシラリーサービスを提供するものとして申請し、AEMOが承認した発電設備
2.2.7 Semi-Scheduled Generator	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOが承認した、銘版定格出力が30MW以上の発電機、または合計30MW以上の発電設備で、AEMOが ScheduledまたはNon-Scheduledと分類されず、発電出力が断続する発電設備 • 銘版定格出力が30MW未満の発電機、または合計30MW未満の発電設備で、事業者によりSemi-Scheduledとして申請されAEMOが承認した発電設備 • AEMOの中央配電プロセスに従って運転しなければならない。
2.3A Small Generation Aggregator	<ul style="list-style-type: none"> • 1つ以上の小型発電装置から送電系統または配電系統に電気を供給するAEMOに登録された事業者 • 1つまたは複数の小規模発電ユニットをそれぞれ市場発電ユニットとして分類し、AEMOに承認されること
2.3B Demand Response Service Provider	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOによりデマンドリスポンスサービスプロバイダーとして登録された事業者
2A. Regional Structure	<ul style="list-style-type: none"> • 地域別市場について規定

APPENDIX A. EXAMPLES OF CLASSIFICATIONS

Description	Classification
500kW solar panel and AC inverter	Exempt
1MW backup diesel <i>generating unit</i> in a high rise building	Exempt
4MW battery storage facility	Exempt
8MW battery storage facility	<i>Scheduled Generator & Market Generator</i>
10MW thermal <i>power station</i> or wind farm whose entire output is consumed by a <i>market load</i> at the same <i>connection point</i>	<i>Non-Scheduled Generator & Non-Market Generator</i>
10MW thermal <i>power station</i> supply for an electrically isolated country town	Exempt
20MW battery storage facility within a <i>power station</i>	<i>Scheduled Generator & Market Generator</i>
20MW solar farm connecting in <i>network</i> location with existing/forecast congestion <i>connected directly to a transmission system</i>	<i>Semi-Scheduled Generator & Market Generator</i>
45MW <i>generating unit</i> using 10MW locally within its own site	<i>Scheduled Generator & Market Generator</i>
50MW co-generation plant or run of river hydro station	<i>Scheduled Generator & Market Generator</i>
150MW wind farm with all output sold to the market	<i>Semi-Scheduled Generator & Market Generator</i>
200MW brown coal <i>generating unit</i> with a 60% minimum load capability	<i>Scheduled Generator & Market Generator</i>
200MW power station connected to a transmission system	<i>Scheduled Generator & Market Generator</i>

項目	内容
3. Market Rules	<ul style="list-style-type: none"> • 卸売取引及びアンシラリーサービスの提供に関する市場運営に関する規定 • 参加要件、価格決定方法、デマンドリスポンスの諸条件、アンシラリーサービスの種類等を規定
3.8.3A Ramp rates	<p>(a) この 3.8.3A は、次の条項に従って AEMO にランプレートを提供する発電ユニット、定期ネットワークサービス及び／又は予定負荷を持つ Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator 又は市場参加者 に適用される。</p> <p>(1) ディスパッチ前の計画容量の通知に関して</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) 3.8.4(c) (ii) 3.8.4(e) (iii) 3.8.4 (d) <p>(2) ディスパッチの申込みに関して</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) 3.8.6(a) (ii) 3.8.6(g) (iii) 3.8.6A(b) (iv) 3.8.7(c) <p>(3) 再入札に関しては、3.8.22(b)</p> <p>(b) 3.8.3A(c) 及び 3.8.3A(i) に従って、本 3.8.3A が適用される Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator 又は市場参加者は、各発電ユニット単位、予定ネットワークサービス及び／又は予定負荷について、次のとおり AEMO に上昇ランプレート及び低下ランプレートを提供しなければならない。</p> <p>(1) 少なくとも以下の条件を満たす。</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) 3.8.3 に従って集約されていない予定ネットワークサービスまたは予定負荷の場合、3MW/分 (ii) 3.8.3に従って集約される予定ネットワークサービスまたは予定負荷の場合、3MW/分と個々の予定ネットワークサービスまたは個々の予定負荷の数との積に等しい量（なお、疑問を避けるため、3.8.3は本項(b)(1)(ii)には適用されない）、または (iii) 3.8.3に従って集約されない Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator の場合、発電設備最小ランプ率要件；または (iv) 3.8.3 に従って集約された Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator の場合、発電設備の発電単位最低ランプレートの要件の合計（疑義を避けるため、3.8.3 は本項 (b)(1)(iv) に適用しない）；及び <p>(2) 最大で、第3.13.3 (b)に従い提供される関連最大ランプレート</p>

項目	内容
3.8.3A Ramp rates (続き)	<p>(c) この 3.8.3A が適用される Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator 又は市場参加者は、ランプレートが次の事象又は他の発生により影響を受ける場合、3.8.3A(b)(1) で規定されるものより小さいランプレートを AEMO に提供することができる。</p> <p>(1) 該当する発電設備、予定負荷又は予定ネットワークサービスが、少なくとも 3.8.3A(b)(1) で規定されるランプレートを達成することを物理的に妨げる。</p> <p>(2) 当該事象又は他の事象によりランプレートが影響を受ける期間において、当該発電設備、予定負荷又は予定ネットワークサービスが少なくとも 3.8.3A(b)(1) に規定するランプレートで動作することが危険となる場合。</p> <p>(d) この 3.8.3A が適用される Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator 又は市場参加者が、3.8.3A(b)(1) で規定されるものより小さいランプレートを提供する場合、その発電設備、予定負荷又は予定ネットワークサービスがその時点で安全に達成できる最大のランプレートを AEMO に提供しなければならない。</p> <p>(e) この 3.8.3A が適用される Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator 又は市場参加者が、3.8.3A(b)(1) で規定されるものより低いランプレートを提供する場合、同時にそのランプレートが 3.8.3A(b)(1) 節で規定するものより低い理由を簡潔に、検証可能かつ明確に AEMO に提供しなければならない。</p> <p>(f) AER は、書面による要請があれば、Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator 又は市場参加者に対し、3.8.3A(e) で提供される理由を実証し確認するために随時必要となる追加情報を提供するように求めることができる。</p> <p>(g) AER は、規則協議手続きに従って AER が随時発行するガイドラインに従って、3.8.3A(f) に基づく権限を行使しなければならない。</p> <p>(h) この 3.8.3A が適用される Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator 又は市場参加者が、3.13.3(b) に従って、3.8.3A(b)(1) で規定されるものより低い最大ランプレートを提供する場合、ランプレートが 3.8.3A(b)(1) で規定されているものより低い理由を簡潔に、検証可能かつ明確に AEMO に提供しなければならない。</p> <p>(i) 3.8.3A(b), 3.8.3A(c) 及び 3.8.3A(e) は、次の場合、この 3.8.3A を適用する Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator 又は市場参加者に適用されない。</p> <p>(1) 3.8.3A(b)(1) に規定するものより小さい最大ランプレートを 3.13.3(b) 項に従って提供した場合。</p> <p>(2) 3.8.3A(h) に従って AEMO に通知していること。</p> <p>(j) 3.8.3A(d) の義務に加えて、3.8.3A(i) が適用される場合、Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator 又は市場参加者は、最大でも 3.13.3(b) に従って関連発電ユニット、予定負荷又は予定ネットワークサービスに対する最大ランプレートのみを提供しなければならない。</p>

項目	内容
4. Power System Security	<ul style="list-style-type: none"> 安全な電力システムを達成・維持するための枠組みを提供し、安全で信頼できる電力システムを維持または再確立するために、オーストラリアのエネルギー市場運営者がスポット市場のプロセスに介入し、登録参加者に指示を出すことができる条件を規定 系統側（システムオペレーター、送配電事業者等）の業務、系統電圧・周波数制御、慣性の監視等を規定 発電設備に対しては一次周波数応答、系統側保護システムを要求
4.4.2 Operational frequency control requirements	<ul style="list-style-type: none"> 全ての発電設備が S5.2.5.11 項の周波数制御に関する技術的要件を満足することを規定 ゼロMW を超える発電指示を受けた Scheduled Generator 及び Semi-Scheduled Generator は、その発電システムに適用される一次周波数応答要件に従って発電システムを運用しなければならない
4.4.2A Primary Frequency Response Requirements	<ul style="list-style-type: none"> 特定の発電設備に対する一次周波数応答のドロープ/応動時間等をAEMOが策定、公表することを規定 Scheduled Generator 及び Semi-Scheduled Generator はAEMOが指定した垂下特性と応動時間に従い、一次周波数応答を提供する
4.4.2B Approval of variations or exemptions	<ul style="list-style-type: none"> 一次周波数応答パラメータの免除または変更の申し出に関するAEMOの作業を規定
4.4.3 Generator protection requirements	<ul style="list-style-type: none"> 電力システムの異常電圧および極端な周波数変動から発電所および関連設備を保護するための保護システムを要求
4.4.4 Instructions to enable inertia network services	<ul style="list-style-type: none"> AEMOに対し慣性ネットワークサービスへの指示業務を規定
4.4.5 Instructions to enable system strength services	<ul style="list-style-type: none"> AEMOに対しシステム強度サービスへの指示業務を規定
4.5.1 Power system voltage control	<ul style="list-style-type: none"> AEMOに対し電圧制御業務を規定
4.5.2 Reactive power reserve requirements	<ul style="list-style-type: none"> AEMOに対し無効電力制御・維持を規定
4.5.3 Audit and testing	<ul style="list-style-type: none"> AEMOは、適切な試験の実施を取り決め、調整し、監督して、平常運転状態と緊急事態の両方の条件下で電力システムの電圧を制御・維持するための無効電力供給の可用性と妥当性を評価しなければならない

項目	内容
4.9.2 Instructions to Scheduled Generators and Semi-Scheduled Generators	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOは、Scheduled Generator と Semi-Scheduled Generator に対し、発電指令、変圧器タップ設定変更指示、電圧制御指示、接続点における無効電力制御指示を行う。
4.9.2A Dispatch Instructions to Scheduled Network Service Providers	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOによるネットワークサービスプロバイダーへの送配電指示
4.9.2B Dispatch instructions to Demand Response Service Providers	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOによるデマンドリスponsサービスプロバイダーへの指示
4.9.3 Instructions to Registered Participants	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOによる登録者への指示
4.9.3A Ancillary services instructions	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOによる市場参加者へのアンシラリーサービス提供指示
4.9.4 Dispatch related limitations on Scheduled Generators and Semi-Scheduled Generators	<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator に対し、公共安全を脅かす、又は機器若しくは環境に損害を与える重大な危険があると発電事業者が合理的に判断する場合を除き、AEMOまたは代理人からの指示なく、また指定の要件以外に発電設備からの電力供給、指示以外の変圧器タップ変更、励磁制御系電圧設定値の調整を行ってはならない、等
中略	
4.10 Power System Operating Procedures	<ul style="list-style-type: none"> • AEMO/系統側の機器の運用について
4.11 Power System Security Support	
4.11.1 Remote control and monitoring devices	<ul style="list-style-type: none"> • Scheduled Generator, Semi-Scheduled Generator, アンシラリーサービス、システム強度サービス、または慣性ネットワークサービスの提供者、デマンドリスpons提供者に、遠隔制御・監視装置の設置を要求
4.15 Compliance with Performance Standards	<ul style="list-style-type: none"> • 性能基準に適合、モニタリングすることを要求
4A. Retailer Reliability Obligation	<ul style="list-style-type: none"> • 電力システムが需要家に必要なエネルギーを供給するために十分な発電量、需要応答、ネットワーク容量を確保するために、全国電力市場の信頼性維持を支援する仕組みを構築すること、小売側の義務、需要予測等を規定

項目	内容
5. Network Connection Access, Planning and Expansion	<ul style="list-style-type: none"> 送電網または配電網および国内送電網への接続とアクセスのための計画・拡張等を規定 接続契約の交渉後のネットワーク関連の問題、接続機器の設計、検査と試験、試運転、接続解除と再接続を扱う。 ネットワークと国内送電網の計画・拡張を扱う。 発電設備に対する系統連系に関する要求を規定（接続申請、試運転、発電予測、通知、情報提供、パラメーター確認試験、技術要件に対する適合性検証試験等） AEMOに対する慣性マネジメント要求を規定 慣性サービス供給者に対する要件を規定
5.2.1 Obligations of Registered Participants	<ul style="list-style-type: none"> 登録参加者(各事業者)が設備を保守・運用する際の義務
5.2.5 Obligations of Generators	<ul style="list-style-type: none"> 発電事業者の義務（接続申請、試運転、発電予測、通知、情報提供、パラメーター確認試験、技術要件に対する適合性検証試験等）：接続契約（5.3）、設計要件（5.6, S5.2）、発電予測情報提供（5.10-5.14A）、検査・試験（5.7）、試運転（5.8）、廃止の通知（5.9）、モデル等情報提供（S5.2.4）
5.3 Establishing or Modifying Connection	<ul style="list-style-type: none"> ネットワークへの新規の接続、既存設備の接続変更について、手続き、手順等を規定
中略	
5.3.4B System strength remediation for new connections	<ul style="list-style-type: none"> ネットワークサービスプロバイダーは、システム強度影響評価ガイドラインに従い、発電システム又は市場ネットワークサービス設備の新規接続案及び5.3.9 項が適用される発電システムに対する変更案のそれぞれについて、システム強度影響評価を実施しなければならない。
中略	

項目	内容
5.3.9 Procedure to be followed by a Generator proposing to alter a generating system	<ul style="list-style-type: none"> • 発電設備の変更を提案する発電事業者が従うべき手順 • 以下変更がある場合、変更提案が必要となる。 <ol style="list-style-type: none"> (1) S5.2.5, S5.2.6, S5.2.7 及び S5.2.8 に定める技術要件のいずれかに関連して発電システムの性能に影響を与える場合 (2) AEMO の合理的な見解において、システム強度に悪影響を与える場合 (3) ネットワーク能力、電力システムの安全性、供給の質または信頼性、地域間送電能力または他のネットワーク利用者によるネットワークの利用に悪影響を及ぼすと AEMO が合理的に判断した場合 • Scheduled Generator または Semi-Scheduled Generator に適用される一次周波数応答要件に適合するために行う発電システムの変更については変更提案の対象外 • 下表 Column 1 の機器の変更は、Column 2 の技術要件に対する発電システムの性能に影響するとみなされ、データシート、評価結果等を提出する必要がある。

Column 1 (altered equipment)	Column 2 (clause)
machine windings	S5.2.5.1, S5.2.5.2, S5.2.8
power converter	S5.2.5.1, S5.2.5.2, S5.2.5.5, S5.2.5.12, S5.2.5.13, S5.2.8
reactive compensation plant	S5.2.5.1, S5.2.5.2, S5.2.5.5, S5.2.5.12, S5.2.5.13
excitation control system	S5.2.5.5, S5.2.5.7, S5.2.5.12, S5.2.5.13
voltage control system	S5.2.5.5, S5.2.5.7, S5.2.5.12, S5.2.5.13
governor control system	S5.2.5.7, S5.2.5.11, S5.2.5.14
power control system	S5.2.5.11, S5.2.5.14

Column 1 (altered equipment)	Column 2 (clause)
<i>protection system</i>	S5.2.5.3, S5.2.5.4, S5.2.5.5, S5.2.5.7, S5.2.5.8, S5.2.5.9, S5.2.5.10
auxiliary supplies	S5.2.5.1, S5.2.5.2, S5.2.7
remote control and monitoring system	S5.2.5.14, S5.2.6.1, S5.2.6.2

項目	内容
5.3.10 Acceptance of performance standards for generating plant that is altered 中略	<ul style="list-style-type: none"> 変更された発電設備の性能基準が受理、通知されるまで発電設備は試運転できない。
5.6 Design of Connected Equipment	
5.6.1 Application	<ul style="list-style-type: none"> 新規設備と、既存の発電設備の改造を含む既存設備の変更に適用する。
5.6.2 Advice of inconsistencies	<ul style="list-style-type: none"> 試運転前に提案された設備と性能基準を含む接続契約との間に矛盾がある場合、不整合が性能基準に関するものである場合には、関連するネットワークサービスプロバイダー及び、AEMO に不整合について書面で通知する。
5.6.3 Additional information	<ul style="list-style-type: none"> 関連するネットワークサービスプロバイダーが要求した場合、その発電所または関連機器に関連する情報を追加提供する。
5.6.4 Advice on possible non-compliance	<ul style="list-style-type: none"> 提案された設備の設計が電力系統の性能に悪影響を与え、重大な影響を与える可能性があるとして判断される場合、本ネットワークサービスプロバイダーが電力系統との相互作用に関して設備の性能を評価できるよう、登録参加者に特定の設計情報及び図面の提出を要求できる。

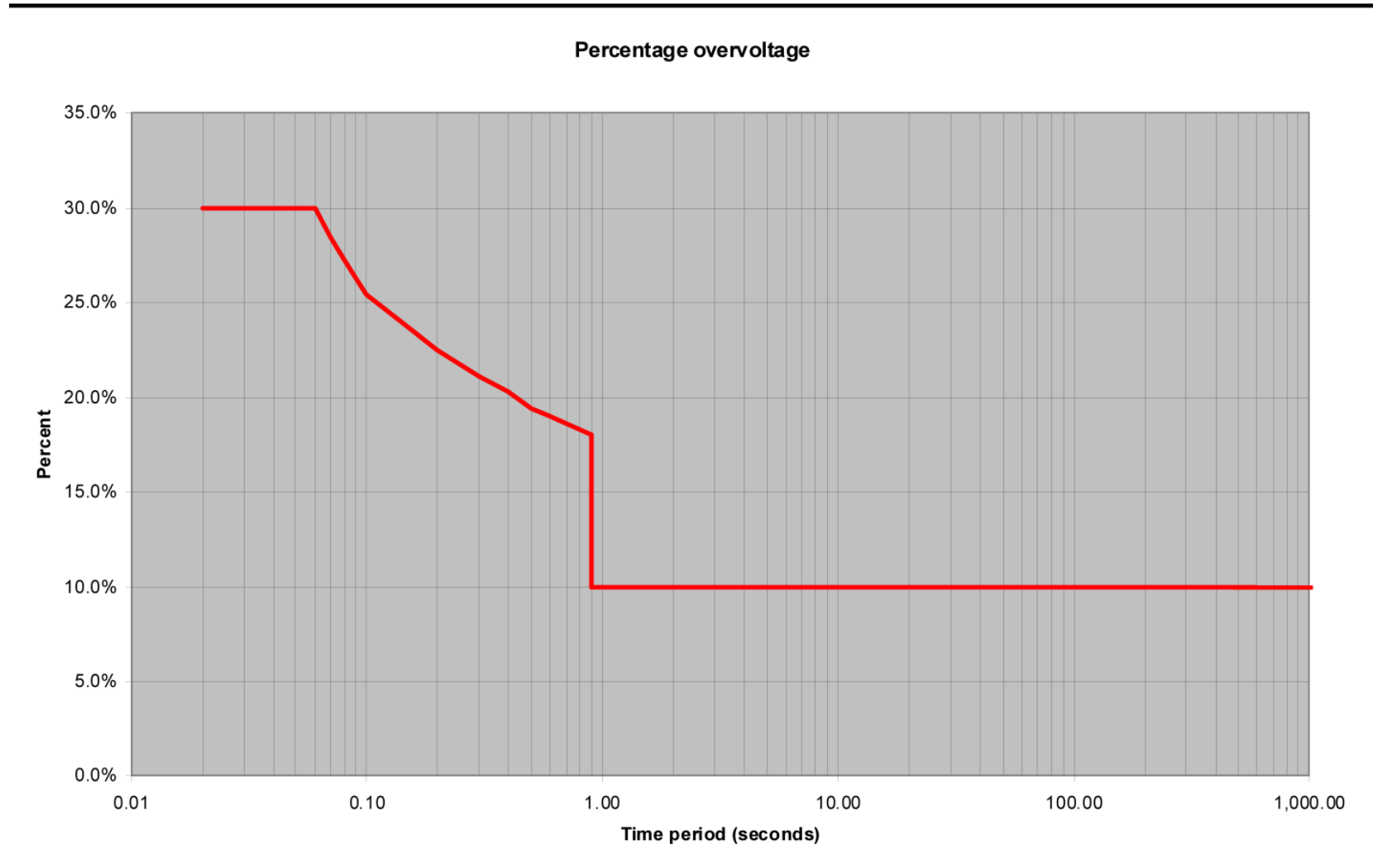
項目	内容
5.7 Inspection and Testing	
5.7.1 Right of entry and inspection	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOによる登録参加者設備への立入検査権限、条件を規定
5.7.2 Right of testing	<ul style="list-style-type: none"> • 接続契約に準拠していない可能性がある場合、登録参加者が他の登録参加者に試験を要求することができる。 • 試験を実施する登録参加者は、試験完了後、関連する試験を要求した登録参加者、AEMO 及び試験の結果によって重大な影響を受ける可能性がある他の登録参加者に報告書を提出しなければならない。その報告書には、実施した試験の結果を含み関連する詳細について説明しなければならない。
5.7.3 Tests to demonstrate compliance with connection requirements for generators	<ul style="list-style-type: none"> • 発電事業者は、接続契約先のネットワークサービスプロバイダー及び AEMO に対して、その発電設備がS5.2.5の技術要件、性能基準を含む接続契約に適合することを示す証拠を提出しなければならない。 • 技術要件・性能基準に準拠していないことが実証された場合、発電事業者は改善策とスケジュールをネットワークサービスプロバイダー及びAEMOに通知し、改善作業完了後、準拠確認のために試験、またはモニタリングを実施すること • 電力システムへの影響をAEMOがないと判断するまで、AEMOは発電設備を特定の発電出力又は特定のモードで運転するよう指示できる。
5.7.3A Tests to demonstrate compliance with system strength remediation schemes	<ul style="list-style-type: none"> • 登録参加者は、AEMO 又は関連ネットワークサービスプロバイダーの要請により、1暦年に 1回まで、それらの設備が接続契約に定めるシステム強度改善スキームの要件を満たしているという証拠を提供しなければならない。 • 接続契約に定められたシステム強度改善スキームの要件を満たさない場合、登録参加者は関連するネットワーク・サービスプロバイダー及びAEMOにその事実を速やかに通知し、是正策とスケジュールをネットワークサービスプロバイダー及びAEMOに通知し、是正措置完了後、試験、またはモニタリングを実施すること
5.7.4 Routine testing of protection equipment	<ul style="list-style-type: none"> • 登録参加機関は、関連するネットワークサービスプロバイダーと協力して、その登録参加機関がネットワークに接続されている接続点に関する保護システムの一部を構成する機器の動作を試験しなければならない。 • 電力システムの安全性に影響を与える可能性がある、保護システム、制御システム(電力システムの安定性を維持又は向上させるためのもの、電圧又は無効電力を制御するためのもの、負荷軽減のためのもの)をその性能要件に従って動作することを確認するためのプログラムを制定し、維持しなければならない。
5.7.5 Testing by Registered Participants of their own plant requiring changes to normal operation	<ul style="list-style-type: none"> • 接続点に関連する機器について、その機器の通常動作の変更を必要とする試験の実施を提案する登録参加機関は、少なくとも 15 営業日前に関連するネットワークサービスプロバイダーに書面で通知しなければならない。 • 試験を実施した登録参加者は、試験結果を含むその試験に関する報告書をネットワークサービスプロバイダーに提供しなければならない。

項目	内容
5.7.6 Tests of generating units requiring changes to normal operation	<ul style="list-style-type: none"> ネットワークサービスプロバイダーは、モデリング目的の分析パラメータを決定するため、または接続契約の目的のために関連発電ユニットまたは発電システムの性能を評価するために、発電システムごとに 12 ヶ月以上の間隔で、そのプロバイダーのネットワークに接続された発電ユニットの発電事業者による試験を要求でき、そのプロバイダーはその試験に立会う権利がある。 発電事業者または発電システムのモデル化のための解析パラメータが不適切な場合、発電ユニットまたは発電システムの以前の試験結果を含む利用可能な情報が、電力システムモデルガイドラインに従って開発された適用可能なモデルのパラメータを決定するのに不十分である場合、または S5.2.4(c)(2) 項に基づいて AEMO と別途合意した場合、AEMO はネットワークサービスプロバイダーに、発電事業者に試験を実施するよう指示でき、AEMO はその試験に立ち会うことができる。 試験を要求された場合、発電事業者は、5.7.6 に基づき実施された試験の対象であるプラントに関するあらゆる関連情報 (S5.2.4(b)(6) 項に基づいて AEMO に提供したモデルソースコード等) をネットワークサービスプロバイダーに提供しなければならない。 試験は、ネットワークサービスプロバイダーと関連発電事業者との間で合意された試験方法に従って実施されなければならない。発電事業者は、ネットワークサービスプロバイダーがこの目的のために提案する試験方法への合意を不当に保留してはならない。 発電事業者は試験記録をネットワークサービスプロバイダーに提供し、ネットワークサービスプロバイダーは、電力システムモデルガイドラインに従って開発された適用モデルの解析パラメータ、又は S5.2.4(c)(2) 項に基づいて AEMO と別途合意したパラメータを導き、それらと新規又は改訂されたモデルソースコードを関連する発電事業者提供しなければならない。
5.8 Commissioning	<ul style="list-style-type: none"> 試運転
5.8.1 Requirement to inspect and test equipment	<ul style="list-style-type: none"> 登録参加者は、送電網又は配電網に接続する前又は接続後合意した時間内に、その新規又は交換機器が関連オーストラリア規格、規則及び接続契約に準拠していることを証明するために検査及び試験を受けなければならない。ネットワークサービスプロバイダーはその検査及び試験に立会う権利を有する。
5.8.2 Co-ordination during commissioning	<ul style="list-style-type: none"> ネットワークに接続しようとする登録参加者は、ネットワークサービスプロバイダー及び AEMO と協力して、接続する設備の試運転が、他の登録参加者に悪影響を及ぼさない、又は電力システムの安全性若しくは品質に影響を与えない方法で実施されることを示す手順を作成しなければならない。
5.8.3 Control and protection settings for equipment	<ul style="list-style-type: none"> 登録参加機関は、新規又はリプレースする設備が電力システムの性能に及ぼす影響について、解析モデリングを含む重要な評価を可能にする、パラメータ設定案を含む十分な設計情報をネットワークサービスプロバイダーに提出しなければならない。 ネットワークサービスプロバイダー及び登録参加者は、両者にとって受け入れ可能なパラメータ設定について交渉しなければならない。

項目	内容
5.8.4 Commissioning program	<ul style="list-style-type: none"> • 試運転の開始が提案される前に、登録参加者は、試験手順及び試運転で使用する試験機器案を含む試運転プログラムをネットワークサービスプロバイダー及び AEMO に文書で通知しなければならない。 • 登録参加者は、試運転プログラムが確定するまで試運転を開始してはならず、ネットワークサービスプロバイダー及びAEMO は、試運転プログラムの確定を不当に遅らせてはならない。
5.8.5 Commissioning tests	<ul style="list-style-type: none"> • ネットワークサービスプロバイダー及び／又は AEMO は、電力系統の性能又はエネルギーの正確な計量を変えると予想される新規又は更新する設備に関する試運転に立会う権利を有する。 • 登録参加者は、新規又は更新する設備が規則又は接続契約又はその両方に適合していることを示す試運転結果をネットワークサービスプロバイダーに提出しなければならない。
5.9 Disconnection and Reconnection	<ul style="list-style-type: none"> • 接続解除時の取り決めを規定
5.10 Network development generally	<ul style="list-style-type: none"> • ネットワークの計画、拡張
中略	
5.18A Large generator connections	<ul style="list-style-type: none"> • 30MW 以上の発電設備を接続する際のネットワークサービスプロバイダーの手続きを規定 • 発電設備の試運転後、ネットワークサービスプロバイダーは評価完了日までに、ネットワークへの影響の評価（影響評価）を作成しなければならない。
5.20B Inertia sub-networks and requirements	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOに対するイナーシャサブネットワークのイナーシャ要件を特定し提供するためのプロセスを規定
5.20C System strength requirements	<ul style="list-style-type: none"> • AEMOに対するシステム強度管理要件を規定、地域のシステム強度サービス供給者に対する要件を規定

項目	内容
Schedules	<ul style="list-style-type: none"> 設備・機器の安全かつ信頼性の高い運用のために必要または望ましいシステム規格 ネットワークサービスプロバイダーによって提供されるべき、またはネットワークサービスプロバイダー間で調整されるべき、ネットワーク性能要件 発電事業者、ネットワーク利用者、市場ネットワークサービスとの接続に関する条件 一次送電ネットワークサービスプロバイダーに対する情報要件、接続、年間予測・計画、需要側関与に関する問い合わせ・申請の作成・対応に関する要件 接続契約およびネットワーク運用契約の条件 交渉による送電サービスや大規模な専用接続資産に関する交渉原則
Schedule 5.1a System standards	
S5.1a.1 Purpose	<ul style="list-style-type: none"> 附則の目的を説明
S5.1a.2 Frequency	<ul style="list-style-type: none"> 周波数運用基準はシステム基準であり、信頼性委員会が決定し、AEMCが公表したもの
S5.1a.3 System stability	<ul style="list-style-type: none"> 電力系統は、同期を維持し、安定であるべきものであり、系統運用における過渡安定度・振動安定性・電圧安定度の要件を定義

項目	内容
S5.1a.4 Power frequency voltage	<ul style="list-style-type: none">不測の事態の結果である場合を除き、接続点における供給電圧は、その接続点における無効電力及び力率が接続契約に規定された対応限度内であれば、その通常電圧の上または下に 10%を超えて変動してはならない。接続点における供給電圧は、その割合について図 S5.1a.1 に示される対応する期間よりも長く、通常電圧の所定の割合を超えて上昇してはならない。



項目	内容
S5.1a.5 Voltage fluctuations	<ul style="list-style-type: none"> 供給電圧変動レベルは、オーストラリア規格 AS/NZS 61000.3.7:2001 の表 1 に規定される「互換性レベル」以下であるべきであり、この規格を適用するために、ネットワークサービスプロバイダーは、オーストラリア規格に規定されたネットワークの「計画レベル」を設定しなければならない。 電圧変動は、附則 5.1 の S5.1.5 項の規定に従ってネットワークサービスプロバイダーによって管理される。 Automatic access standard の適用により生じる費用を超える電圧変動の影響を管理または軽減するための費用は、その設備が電圧変動を引き起こすネットワーク利用者が負担する。
S5.1a.6 Voltage waveform distortion	<ul style="list-style-type: none"> 高調波電圧歪みレベルは、オーストラリア規格 AS/NZS 61000.3.6:2001 の表 1 で定義される「互換性レベル」未満でなければならない。この規格を適用するために、ネットワークサービスプロバイダーは、オーストラリア規格に規定されたネットワークの「計画レベル」を設定しなければならない。 高調波電圧歪みを吸収または軽減する接続資産の能力は、附則 5.1 の S5.1.6 項の規定に従ってネットワークサービスプロバイダーによって管理される。 Automatic access standard の適用により生じる費用を超える高調波電圧の影響を管理または軽減する費用は、高調波電圧の歪みを引き起こす設備を持つネットワーク利用者が負担する。
S5.1a.7 Voltage unbalance	<ul style="list-style-type: none"> 接続点で測定された平均電圧アンバランスは、表 S5.1a.1 で示される量を超えて変動してはならない。

Table S5.1a.1

Nominal supply voltage (kV)	Maximum negative sequence voltage (% of nominal voltage)			
	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5
	no contingency event	credible contingency event or protected event	general	once per hour
Column 1	30 minute average	30 minute average	10 minute average	1 minute average
more than 100	0.5	0.7	1.0	2.0
more than 10 but not more than 100	1.3	1.3	2.0	2.5
10 or less	2.0	2.0	2.5	3.0

項目	内容
S5.1a.8 Fault clearance times	<ul style="list-style-type: none"> • 電力系統内のどこの故障であっても、以下のように十分に迅速に除去される必要がある。 <ol style="list-style-type: none"> (1) 信頼できる緊急事態である故障の結果、電力系統が不安定にならないこと (2) 地域間または地域内の送電が不当に制限されない。 (3) 結果として生じる機器の損傷を最小化する。 • 任意の場所(変電所内・接続されたプラント内・保護システムに近い電力線の少なくとも半分)で発生したあらゆる種類の短絡故障に対する一次保護システムの故障除去時間は、その故障位置で適用される公称電圧に対する表 S5.1a.2 の列2の時間を超えないこと • 電力線の遠隔部分のどこでも、あらゆる種類の短絡故障に対する一次保護システムの故障除去時間は、その故障場所で適用される公称電圧に対する表 S5.1a.2 の列3 の時間を超えてはならない。 • いかなる故障タイプの短絡故障に対する遮断器フェール保護システム又は類似のバックアップ保護システムの故障除去時間は、その故障箇所に適用される公称電圧に対する表 S5.1a.2 の列 4 の時間を超えてはならない。

Table S5.1a.2

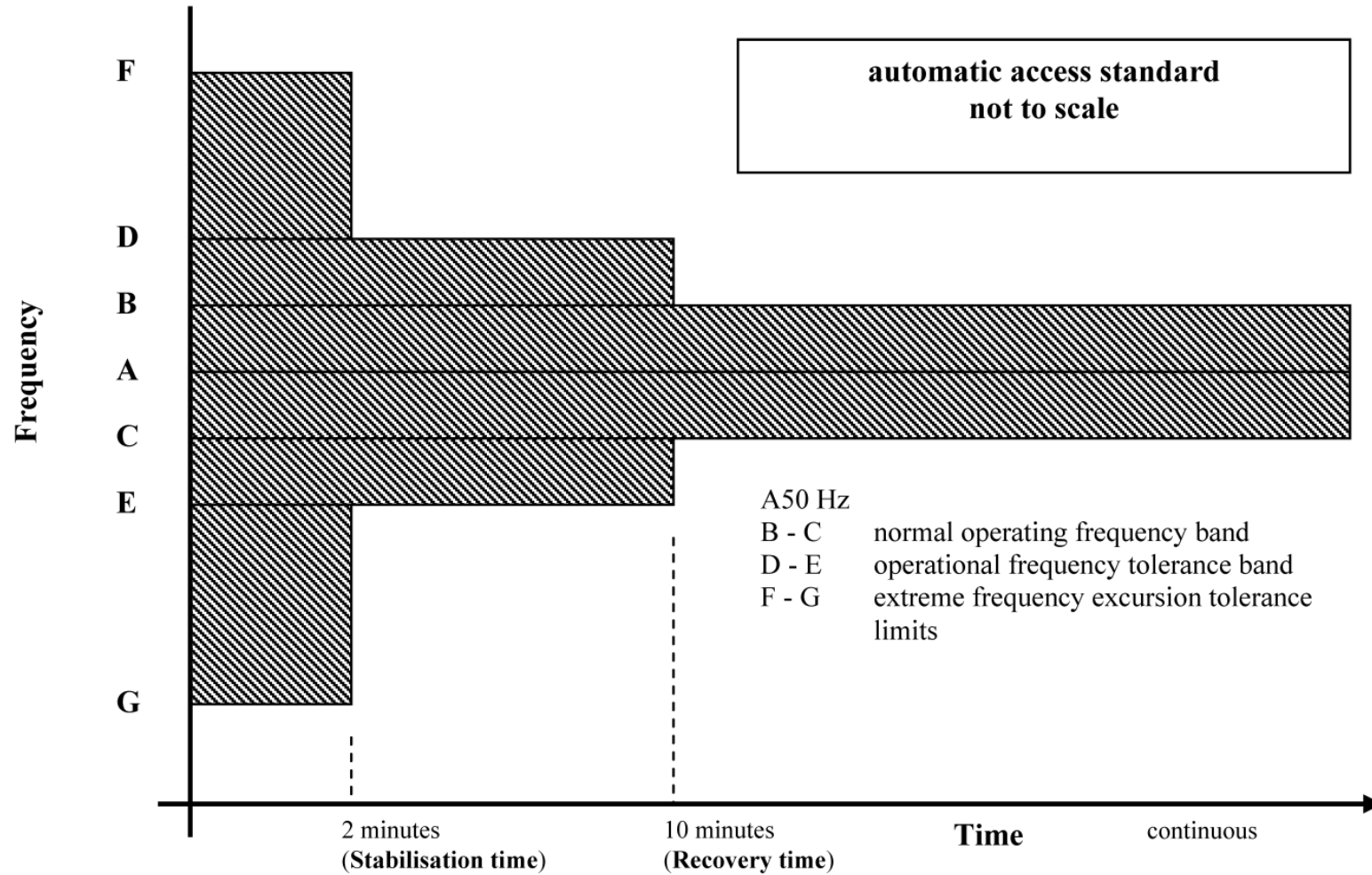
Nominal voltage at fault location(kV)	Time(milliseconds)		
Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
400kV and above	80	100	175
at least 250kV but less than 400kV	100	120	250
more than 100kV but less than 250kV	120	220	430
less than or equal 100 kV	As necessary to prevent <i>plant</i> damage and meet stability requirements		

項目	内容
Schedule 5.1 Network Performance Requirements to be Provided or Co-ordinated by Network Service Providers	<ul style="list-style-type: none"> ネットワークサービスプロバイダーに対する要件の詳細を規定
Schedule 5.2 Conditions for Connection of Generators	<ul style="list-style-type: none"> 発電設備の電力系統への接続条件として発電事業者が満たすべき要件及び条件の詳細を規定
S5.2.1 Outline of requirements	<ul style="list-style-type: none"> 新規接続の際、技術的な事柄についてネットワークサービスプロバイダーに協力すること ネットワークサービスプロバイダーまたはAEMOに情報を提供すること S5.2は、電力系統の安全性を維持するために必要な追加サービスの提供、市場の管理を容易にするための追加サービスの提供についての取り決めではない。
S5.2.2 Application of Settings	<ul style="list-style-type: none"> 発電事業者は、ネットワークサービスプロバイダーまたはAEMOによる事前承認なしに、発電ユニットを電力系統に接続させてはならない。 発電事業者の設定変更にかかる承認手続きを規定
S5.2.3 Technical matters to be coordinated	<ul style="list-style-type: none"> 発電事業者がネットワークサービスプロバイダーと合意する技術事項を規定 発電事業者が発電システムを設計する際に準拠する対象（規格等）を規定

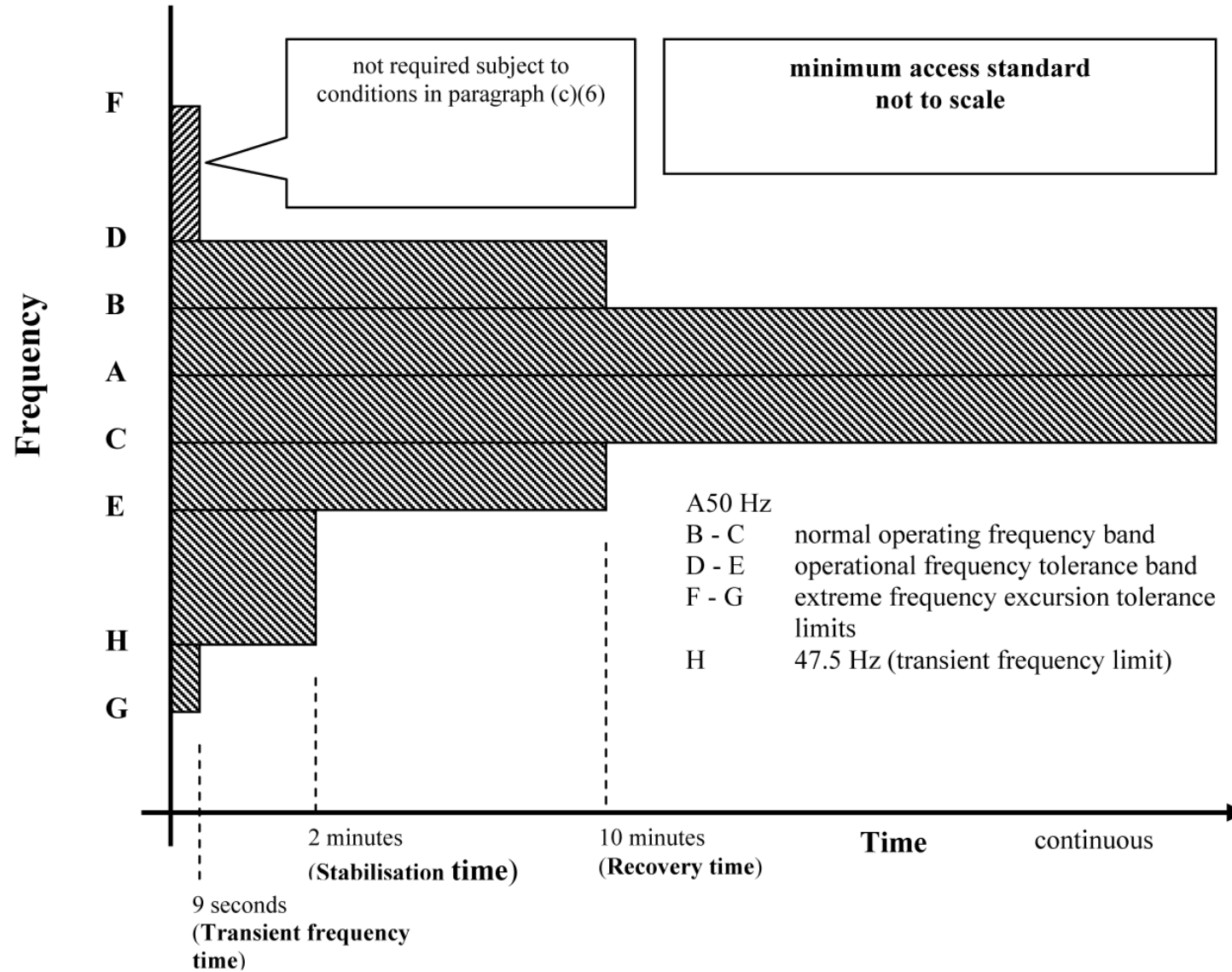
項目	内容
S5.2.4 Provision of information	<ul style="list-style-type: none"> • 発電事業者またはネットワークサービスプロバイダーと接続契約の交渉を行っている者は、AEMOまたはネットワークサービスプロバイダーからの要求があった場合、附則5.5に規定されているその発電システムに関連する全てのデータを速やかに提供しなければならない。 • AEMO 及びネットワークサービスプロバイダー（組込型発電装置(配電系統に接続された発電設備)に関しては送電網サービス事業者を含む）に対し、以下を提供すること <ul style="list-style-type: none"> (i) 発電事業者の保護システムに関する情報 (ii) 発電システムの制御システムに関する情報 <ul style="list-style-type: none"> (A) フィードバック信号と発電システム出力間の全ての機能を含む機能ブロック図一式 (B) 全ての設定、利得、時定数、遅延、不感帯、限界を含む各機能ブロックのパラメータ (C) 非線形要素の特性 (D) 電力系統モデルガイドラインにおいてAEMOが指定したソフトウェアシミュレーション製品に適した形式の暗号化されたモデル（AEMOに対しては非暗号化形式） • 電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート及び電力系統設定データシートに規定されたその他の情報を、AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーに対して提供すること • 提供される情報は、AEMO 及び関連するネットワークサービスプロバイダーが、電力系統モデルガイドラインに規定された要件及び状況に従って電力系統シミュレーション調査を実施するために十分な詳細を含んでいなければならない。 • 提供される情報は、以下の通りでなければならない。 <ul style="list-style-type: none"> (1) 発電設備に内蔵され、又は発電システムの一部を構成する無効電力設備に適用されるものを含め、電力系統の電圧又は周波数の障害に対応する全ての制御システムを包含すること (2) 電力系統モデルガイドラインに従って開発された適用モデル、又は負荷流量及び動的シミュレーション及び（該当する場合）特殊電力系統調査を実施するために発電設備を適切に表現するために必要であると AEMO と合意した代替モデルに適合していること • 提供された情報を更新する場合、AEMO及びネットワークサービスプロバイダーに更新情報を提供すること

項目	内容
S5.2.5 Technical requirements	<p>各項目において、以下の分類で要件が規定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> • Automatic access standard : 第5章の附則で明記される性能基準であり、その基準を満たす発電設備が、その技術的要件を理由にアクセスを拒否されないようにするもの • Minimum access standard : 第5章の附則に明記される性能基準であり、その基準を満たさない発電設備がその技術的要件を理由にアクセスを拒否されるもの • Negotiated access standard : 5.3.4Aに従って決定され、特定の発電所に対するアクセスの技術要件に関連して、接続契約においてその技術要件に特定される合意された性能標準 • General requirements : 一般要求事項
S5.2.5.1 Reactive power capability	<p>Automatic access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> • 任意の有効電力出力レベル、及び、接続点における電圧が S5.1a.4 項に基づき設定された制限内である場合、不測の事態が発生しない限り、その接続点において、少なくとも発電設備の定格有効電力と 0.395 との積に等しい量の無効電力を継続的に供給及び吸収する能力がなければならない。 <p>Minimum access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> • 接続点での無効電力の供給または吸収の能力がない。 <p>Negotiated access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> • 性能レベルを満たせないことが特定の運転条件でのみ発生する場合、発電事業者とネットワークサービスプロバイダーで合意の上、発電事業者の無効電力能力が、電力システムの安全性の維持と整合し、電力システムの通常及び計画停電運転状態において、信頼できる不測の事態の前後で全ての関連系統基準を満たすこと • 接続地点における無効電力吸収・供給範囲、または力率範囲について、発電所の運転しなければならない範囲を取り決めることができる。 • 発電所の設計特性により、有効電力出力の関数として無効電力能力がどのように変化するかを説明する制限値を取り決めることができる。 • 性能レベルを発揮できない場合、発電事業者は、状況に応じて、以下のいずれかを行わなければならない。 <ul style="list-style-type: none"> (1) ネットワークサービスプロバイダーに対し、不足分の無効電力（供給と吸収）をネットワーク内から供給するための補償金を支払う。 (2) 発電事業者の接続点または他の場所に、不足分の無効電力を供給するための追加装置を設置し、当該装置を発電システムの一部とみなす。 (3) 不足している無効電力を供給するために登録参加者と商業的な取り決めをする。 (4) 性能レベルを満たせないことが特定の運転条件でのみ発生する場合、提案された交渉によるアクセス基準の一部として、発電所がその運転条件について合意した性能レベルを達成できる運用上の取り決めで合意し文書化する。 <p>General requirements</p> <ul style="list-style-type: none"> • 性能基準には、定格有効電力の合意された値、及びその値を決定する方法を記入しなければならない。 • アンシラリーサービス契約に基づき無効電力を供給または吸収しない場合の発電システムによるエネルギー消費に関する性能基準は、発電事業者が市場顧客であるかのように S5.3.5 項に基づいて設定される。

項目	内容
S5.2.5.2 Quality of electricity generated	<ul style="list-style-type: none"> • 同期発電機に関しては、AS 1359.101 及び IEC 60034-1 の高調波電圧歪みの標準による。 <p>Automatic access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> • 発電時及び非発電時、ネットワークサービスプロバイダーが制限する値を超過する電圧変動がある場合、AS 1359.101 及び IEC 60034-1 の規格またはネットワークサービスプロバイダーが制限する高調波電圧歪みを超過した場合、ネットワークサービスプロバイダーが制限する値を超過する電圧アンバランスがある場合、発電用接続点のいずれにおいても、発電装置を接続させない。 <p>Minimum access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> • 発電時及び非発電時、発電用接続点のいずれにおいても、制限値を超える電圧変動、ネットワークサービスプロバイダー設定または規格のどちらか小さいほうの高調波電圧歪みを超過すること、制限値を超える電圧アンバランス を発生させてはならない。 <p>Negotiated access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> • ネットワークサービスプロバイダーが既存のネットワーク利用者に対してシステム標準や契約上の義務を果たすことを妨げてはならない。 <p>General requirements</p> <ul style="list-style-type: none"> • なし
S5.2.5.3 Generating system response to frequency disturbances	<p>Automatic access standard</p> <p>(b) 発電所及びその各発電ユニットは次の範囲の周波数について連続無停止運転が可能でなければならない。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 少なくとも安定化時間の間、極端な周波数変動許容限界の下限から運用周波数許容帯の下限まで (2) 動作周波数許容範囲の下限から正常動作周波数帯の下限までで、少なくとも (1) の範囲にいた時間を含む回復時間 (3) 無期限の通常動作周波数帯域 (4) 少なくとも(5)項の範囲にある時間を含む回復時間の間、通常動作周波数帯の上限から動作周波数許容範囲の上限まで (5) 周波数変化率が、-4 Hz から 4 Hz/秒の範囲で 0.25 秒以上、-3 Hz から 3 Hz/秒の範囲で 1 秒以上、または信頼性委員会が適宜決定するその他の範囲から外れない限り、少なくとも安定化時間の間、運用周波数許容帯の上限から極端周波数逸脱許容限界の上限に至るまで の範囲



項目	内容
<p>S5.2.5.3 Generating system response to frequency disturbances (続き)</p>	<p>Minimum access standard</p> <p>(c) 発電所及びその各発電ユニットが、以下の範囲の周波数について連続無停電運転が可能でなければならない。</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 極端な周波数変動許容限界の下限から過渡周波数限界まで、少なくとも過渡周波数時間分 (2) 少なくとも安定化時間の間、過渡周波数限界から動作周波数許容範囲の下限まで (3) (1)及び(2)の範囲にある時間を含む少なくとも回復時間の間、動作周波数許容範囲の下限を正常動作周波数帯の下限とすること (4) 不特定期間、通常動作周波数帯域 (5) 発電事業者が、周波数が AEMO と合意したレベルを超えた場合に発電ユニットをトリップさせる保護システムを有していない限り、少なくとも (6) 項の範囲にある時間を含む回復時間の間、通常運転周波数帯の上限から運転周波数許容範囲の上限まで (6) 発電事業者については、以下のとおりとする。 <ul style="list-style-type: none"> (i) 30 MW 以上の発電システムで、かつ (ii) AEMO と合意したレベルを超えた場合に発電ユニットをトリップさせる保護システムを有しない発電システムの場合、周波数変化率が 0.25 秒以上、毎秒 -2 Hz から 2 Hz、1 秒以上 -1 Hz から 1 Hz または信頼性委員会が随時決定するその他の範囲外の場合、少なくとも過渡周波数時間の運用周波数許容帯の上限から極限周波数逸脱許容限界（「アイランド」状態を含む）までの範囲内



項目	内容
S5.2.5.3 Generating system response to frequency disturbances (続き)	<p>Negotiated access standard</p> <ul style="list-style-type: none">• AEMOとネットワークサービスプロバイダーが、発電装置の過周波数トリップの結果、周波数が運用周波数許容範囲の下限を下回る可能性が低いことに同意する場合、ネットワークサービスプロバイダーによって受け入れられることができる。 <p>General requirements</p> <ul style="list-style-type: none">• なし

項目	内容
<p>S5.2.5.4 Generating system response to voltage disturbances</p>	<p>Automatic access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> • 電力系統の擾乱により接続点の電圧が以下の範囲内で変動する場合、発電所及びその各発電ユニットが連続無停電運転が可能でなければならない。 <ol style="list-style-type: none"> (1) T(ov)の後、少なくとも 0.02 秒間、通常電圧の 130%以上 (2) T(ov)の後、少なくとも 0.2 秒間、通常電圧の 125%から 130%の電圧 (3) T(ov)後、少なくとも 2.0 秒間は通常電圧の 120%~125% (4) T(ov)後、少なくとも 20.0 秒間、通常電圧の 115%から 120% (5) T(ov)後、少なくとも 20 分間は通常電圧の 110%~115%で動作させる。 (6) 通常電圧の 90%~110%を連続的に印加する。 (7) T(uv)後、少なくとも 10 秒間は通常電圧の 80%~90% (8) T(uv)後少なくとも2秒間、通常電圧の70%から80% <p>T(ov)は、接続点の電圧が通常電圧の90%から110%の間に戻る前に110%以上に最初に変動した時点进行し、 T(uv)は、接続点の電圧が通常電圧の90%以下に戻る前に90%から110%に最初に変動した時点进行する。</p> <p>Minimum access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> • 電力系統の擾乱により接続点の電圧が以下の範囲内で変動する場合、全ての運転中の発電機を含む発電システムは、連続無停電運転が可能でなければならない。 <ol style="list-style-type: none"> (1) T(ov)後、少なくとも 0.1 秒間、通常電圧の 115%から 120% (2) T(ov)後、少なくとも0.9秒間、通常電圧の110%から115% (3) 電圧と周波数の比（接続点で測定され、通常電圧の割合と 50Hz の割合で表される）が以下を超えない場合、通常電圧の 90% から 110% を継続的に印加すること <ol style="list-style-type: none"> (i) 1.15 の値を 2 分以上維持すること (ii) 10 分以上にわたって 1.10 を超えないこと (4) T(uv)後少なくとも 5 秒間は、通常電圧の 80%から 90% (5) T(uv)の後、少なくとも 2 秒間は、通常電圧の 70%から 80%の電圧とする <p>ここで、T(ov)は、接続点の電圧が最初に通常電圧の110%を超えて変動した後、通常電圧の90%から110%の間に戻った時点进行し、T(uv)は、接続点の電圧が最初に通常電圧の90%を下回って変動した後、通常電圧の90%から110%に戻った時点进行する。</p> <p>Negotiated access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> • 発電システム及びその運転中の各発電ユニットは、Automatic access standardで規定された電圧の範囲において連続無停電運転が可能でなければならない。ただし、自動アクセス基準で規定されたレベル内の電圧変動による電力系統の発電量の総減少が 100 MW または AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーの両方が状況に応じて妥当と考える制限に基づきそれ以上を超えないと AEMO とネットワークサービスプロバイダーが合意した場合は、この限りでない。 <p>General requirements</p> <ul style="list-style-type: none"> • ネットワーク又は発電システムの異常な状態において、発電所及びその各発電ユニットが、合意された性能レベルを満たすことを確実にするために必要な運用上の取り決めを含まなければならない。

項目	内容
<p>S5.2.5.5 Generating system response to disturbances following contingency events</p> <p>FRT</p>	<p>Automatic access standard</p> <p>(b)</p> <p>(1) 発電所及びその各発電ユニットについては、(c)項及び(d)項の規定によること</p> <p>(2) 同期式発電ユニットのみから構成される発電所については、(e)項の規定によること</p> <p>(3) 非同期式発電ユニットのみから構成される発電所については、(f)から(i)までの規定によること</p> <p>(4) 同期式発電設備と非同期式発電設備とからなる発電所については、(e)の規定によること</p> <p>(i) 同期型式電設備で構成される発電所については、(e)の規定によること</p> <p>(ii) 非同期式発電設備で構成される発電所については、(f)から(i)までの規定によること</p> <p>All generating systems</p> <p>(c) 発電所及びその各発電ユニットは、以下の原因による擾乱に対して、連続無停止運転を継続しなければならない。</p> <p>(1) 信憑性のある不測の事態が発生した場合</p> <p>(2) 関連する全ての一次保護システムにより除去された送電系統の三相故障</p> <p>(3) 次の時間内に除去された送電系統の二相対地、相間又は相対地間故障</p> <p>(i) 関連する遮断器故障の保護システムが故障を除去するために要すると予想される最長の時間</p> <p>(ii) (i)号に言及する保護システムが設置されていない場合、表 S5.1a.2 の 4 列目に規定される時間（規定されていない場合は 430 ミリ秒）及びすべての関連一次保護システムがその故障を除去するのにかかる予想される最長時間のうち大きい方；又は、</p> <p>(iii) (i)号に言及する保護システムが設置されていない場合、表 S5.1a.2 の 4 列目に規定される時間（規定されていない場合は 430 ミリ秒）のうちいずれか大きい方</p> <p>(4) 配電網の三相、二相対地、相間又は相対地故障は、次の時間内に除去される。</p> <p>(i) 遮断器故障保護システムが故障を除去するのに要すると予想される最長の時間、または (ii) 参照される保護システムが故障を除去するのに要すると予想される最長の時間</p> <p>(ii) (i)号に言及する保護システムが設置されていない場合、430 ミリ秒と、関連するすべての一次保護システムが故障を除去するのにかかる予想される最長時間のうち、いずれか大きい方。ただし、その事象が、ネットワーク要素を使用不能にすることによって電力系統から発電所を切り離すようなものでない場合に限る。</p>

項目	内容
<p>S5.2.5.5 Generating system response to disturbances following contingency events (続き)</p> <p>連続FRT</p>	<p>Automatic access standard (続き)</p> <p>All generating systems (続き)</p> <p>(d) 発電所及び各発電ユニットは、(c)で述べた事象の組み合わせにより発生した 5 分以内の最大 15 回の一連の擾乱に対して、連続無停止運転を維持しなければならない。</p> <p>(1) 最大 6つの擾乱が、接続点の電圧を通常電圧の 50%以下に低下させた場合</p> <p>(2) 三相自動再投入が許可されているネットワークの一部では、擾乱のうち最大2つが三相故障で、それ以外では最大1つの三相故障で接続点の電圧が通常電圧の50%未満に低下している場合</p> <p>(3) 遮断器故障保護システムまたは類似のバックアップ保護システムによって除去される擾乱は 1つまでとする。</p> <p>(4) 1 回までの擾乱により、接続点の電圧が S5.2.5.4 項(a)(7) 及び (a)(8) の範囲内で変化する場合</p> <p>(5) 1つの擾乱の終了から次の擾乱の開始までの最小クリアランスは、0ミリ秒であってもよい。</p> <p>(6) 残りのすべての擾乱が三相故障以外の故障によるものであり、かつ、いずれの事象も生じさせないこと</p> <p>(7) 発電所のアイランド化、またはネットワーク要素のサービス停止による送電能力の重大な低下</p> <p>(8) 接続点における電圧が通常電圧の 90%未満である時間の累積が、5 分以内に 1,800 ミリ秒を超える場合</p> <p>(9) 接続点の電圧が通常電圧の 90%より低い場合に、通常電圧の 90%と接続点の電圧の差の時間積分が、任意の 5 分の期間内に 1 pu 秒を超える場合</p>
<p>故障電流</p>	<p>Synchronous generating systems</p> <p>(e) 発電所が合理的に制御できない電力系統の状態またはエネルギー源の利用可能性の変化を条件として、(c)(2)～(4)項に記載の種類故障に関して、同期発電ユニットで構成される発電システムからネットワークに供給または吸収される必要がある。</p> <p>(1) 故障の間、電力系統の電圧の維持を助けるため、接続点電圧が（故障直前から）1%低下するごとに、少なくとも故障前の無効電流と、（擾乱がない場合の）全ての運転中同期発電ユニットを含む発電システムの最大連続電流の4%の大きい方の容量性無効電流を供給または吸収すること</p> <p>(2) 故障が除去された後、接続点電圧が S5.2.5.4 項に基づく連続無停電運転の範囲内にあることを保証するのに十分な無効電力</p> <p>(3) 故障除去後 100ms からは、故障発生直前のレベルの少なくとも 95%の有効電力を供給する。</p>

項目	内容
<p data-bbox="53 82 442 268">S5.2.5.5 Generating system response to disturbances following contingency events (続き)</p> <div data-bbox="70 571 389 664" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content;"> <p data-bbox="87 582 363 652">有効・無効電流注入 (優先度)</p> </div>	<p data-bbox="504 87 1064 119">Automatic access standard (続き)</p> <p data-bbox="523 127 1112 159">Asynchronous generating systems</p> <p data-bbox="523 162 2106 269">(f) 発電所が合理的に制御できない電力系統の状況またはエネルギー源の利用可能性の変化により、(c)(2)～(4)項に記載の種類の故障に関して、非同期発電装置から成る発電システムは、ネットワークに供給またはネットワークから吸収できる設備を有していなければならない。</p> <p data-bbox="540 277 1544 309">(1)故障中の電力系統電圧の維持を支援するため、以下の設備を有すること</p> <p data-bbox="578 317 2115 461">(i) (g)(1)項で特定された無効電流応答を開始しなければならない関連範囲以下に接続点の電圧が 1%低下するごとに、(擾乱が発生していない場合の)全ての運転中の非同期発電ユニットを含む発電システムの最大連続電流の少なくとも 4%の故障発生前レベルに加えて容量性無効電流、及び要求応答を記録する性能基準を AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーと同意した上で、ネットワークに供給または吸収する能力を有すること</p> <p data-bbox="578 468 2115 689">(ii) 故障発生前のレベルに加え、(g)(1)で特定される無効電流応答を開始しなければならない関連範囲を超えて接続点の電圧が 1%上昇するごとに、(故障が発生していない場合の)全ての運転中の非同期発電ユニットを含む発電システムの最大連続電流の少なくとも 6%の誘導無効電流を流す。ただし、(h)項に規定される関連閾値以下の電圧を除き、AEMO およびネットワークサービスプロバイダーと合意した要求応答を記録する性能基準で、擾乱発生中、接続点の電圧が通常電圧の 90%から 110%、またはネットワークサービスプロバイダーおよび AEMO と合意した他の範囲に回復するまで維持される。</p> <p data-bbox="540 696 1874 729">(2) 故障復旧後 100 ミリ秒から、故障発生直前のレベルの少なくとも 95%の有効電力を発生する。</p> <p data-bbox="523 736 846 769">(g) (f)項の目的のため</p> <p data-bbox="540 776 2098 883">(1) 発電システムは、電圧が通常電圧の 85%から 90%の不足電圧範囲または 110%から 115%の過電圧範囲にあるとき、応答を開始しなければならない。これらの範囲は、ネットワークサービスプロバイダーとAEMOの合意により変更することができる(ただし、上限と下限の間の範囲の大きさはΔ5%のみである)</p> <p data-bbox="540 891 2098 955">(2) 無効電流応答は、40ミリ秒以下の立ち上がり時間及び70ミリ秒以下の整定時間を有し、かつ適切に減衰されなければならない。</p> <p data-bbox="523 962 2098 995">(h) (f)項にもかかわらず、以下の場合、発電所は(f)(1)(i)項に従って容量性無効電流応答を提供することを要しない。</p> <p data-bbox="540 1002 1740 1035">(1) 発電所が、昇圧器または接続変圧器を使用せず、電力系統に直接接続されている場合</p> <p data-bbox="540 1042 1338 1075">(2) 接続点における電圧が通常電圧の 5%以下である場合</p> <p data-bbox="523 1082 2098 1146">(i) (h)項に従い、電圧障害時に注入または吸収される無効電流の量に関わらず、また熱的制限 およびエネルギー源の利用可能性に応じて、発電所は常時利用可能でなければならない。</p> <p data-bbox="540 1153 2098 1260">(1) 115%以上の全ての接続点電圧(または(g)(1)に従い合意された過電圧範囲以上)において、(妨害がない場合)全ての運転中の発電所を含む発電システムの定格皮相電力を維持するのに十分な電流、及び、(2) 発電所の最大連続電流</p> <p data-bbox="540 1268 2115 1412">(2) 85%未満(または(g)(1)項に従って合意された不足電圧範囲未満)の全ての接続点電圧に対する、全ての稼働中の発電ユニットを含む発電システムの最大連続電流。但し、電力システム安全性および/または他のネットワーク利用者への供給品質の維持に必要であれば、AEMO およびネットワークサービスプロバイダーは有効電流注入に関する制限に合意できるものとする。</p>

項目	内容
S5.2.5.5 Generating system response to disturbances following contingency events (続き)	<p>Minimum access standard</p> <p>(j)</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 発電所及びその各発電ユニットについては、(k)項及び(l)項の規定によること (2) 同期式発電ユニットのみから構成される発電所については、(m)項の規定によること (3) 非同期式発電ユニットのみからなる発電所について、(n)項から(p)項までの規定によること (4) 同期式発電設備と非同期式発電設備とからなる発電所について、(m)の規定によること <ul style="list-style-type: none"> (i) 同期式発電設備で構成される発電所については、(m)の規定によること (ii) 非同期式発電設備で構成される発電所については、(n)項から(p)項までの規定によること
FRT	<p>All generating systems</p> <p>(k) 発電所及びその各発電ユニットは、以下の原因による擾乱に対して、連続無停止運転を継続しなければならない。</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 特定の不測の事態 (S5.1.2.1参照：220kV 以上で動作する線路における単回路二相対地間故障、及び220kV 未満で動作する線路における単回路三相故障) が発生した場合 (2) 送電系統または配電網における単相対地間、同相間、または二相対地間の故障で、関連する全ての一次保護システムが故障を除去するのに要すると予想される最長時間で除去された場合。ただし、その故障による電力系統の発電量の総減少が100MW、またはAEMOとネットワークサービスプロバイダーが共に状況において妥当と考える制限に基づき、より大きな限度を超えないとAEMOとネットワークサービスプロバイダーが合意した場合は、ネットワーク要素のサービスを停止して発電装置を電力系統から切断しないものとする。
連続FRT	<p>(l) 発電システム及びその各発電ユニットは、(k)項に記載の事象の組み合わせにより発生した5分以内の最大6回の一連の障害に対して、連続無停電運転を維持しなければならない。</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 最大3つの障害により、接続点の電圧が通常の電圧の50%未満に低下した場合 (2) 最大1つの障害により、接続点の電圧とネットワークサービスプロバイダの電圧の時間差が、(a)(8),(b)または(c)で定義された範囲内で変化する場合 (3) 1つの障害が除去された後、次の障害が開始されるまでの時間差が200ミリ秒以上であること (4) 30秒以内に発生する障害が3つ以下であること (5) すべての障害が三相故障以外の故障によって発生し、かつ、いずれの障害も以下をもたらさないこと (6) 発電所のアイランド化、またはネットワーク要素のサービス停止による送電能力の重大な低下 (7) 接続点における電圧が通常電圧の90%未満である時間の累積が、5分以内に1,000ミリ秒を超える場合 (8) 接続点の電圧が通常電圧の90%より低い場合の、通常電圧の90%と接続点の電圧の差の時間積分が0.5 pu 秒を超え、5分間に複数の障害が発生した後、障害が発生しない時間が最低30分間ある場合

項目	内容
S5.2.5.5 Generating system response to disturbances following contingency events (続き)	<p>Minimum access standard (続き)</p> <p>Synchronous generating systems</p> <p>(m) 故障の除去後、発電所が合理的に制御できない電力系統の状態又はエネルギー源の利用可能性の変化に従い、</p> <p>(k)(2)項に記載の種類故障に関して、同期発電ユニットから成る発電システムは、以下のことを行わなければならない。</p> <p>(1) S5.2.5.4 項で合意した連続無停電運転範囲内の接続点電圧を確保するのに十分な有効電力をネットワークに供給し、先行または後行の無効電力を供給または吸収すること</p> <p>(2) 接続申請者、AEMO、ネットワークサービスプロバイダーが合意した期間内に、故障除去後、故障前の有効電力出力の少なくとも95%に復帰すること</p>

項目	内容
<p>S5.2.5.5 Generating system response to disturbances following contingency events (続き)</p>	<p>Asynchronous generating systems</p> <p>(n) 発電所が合理的に制御できない電力系統の状況またはエネルギー源の利用可能性の変化により、非同期発電ユニットで構成される発電システムは、以下の要件を満たす必要がある。</p> <p>(1) (k)(2)項に記載の故障の種類に対して、また故障中の電力系統電圧の維持を補助するために、ネットワークに供給またはネットワークから吸収することができる設備を有していること</p> <p>(i) (o)(1)項で特定された無効電流応答を開始しなければならない関連範囲以下の接続点における電圧の 1%低下毎に、(障害が発生していない場合) 全ての運転中の非同期発電装置を含む発電システムの最大連続電流の少なくとも 2%の障害発生前レベルに加えて容量性無効電流、及び要求応答を記録する性能基準を AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーと取り決めた上で、供給する、または吸収することができる設備</p> <p>(ii) 障害前のレベルに加え、(o)(1)で特定される無効電流応答を開始しなければならない関連範囲より接続点の電圧が 1%上昇するごとに、(障害がない場合) 全ての運転中の非同期発電装置を含む発電システムの最大連続電流の少なくとも 2%の誘導無効電流を流す。ただし、(p)項で特定された関連閾値以下の電圧を除き、AEMO およびネットワークサービスプロバイダーと合意した要求応答を記録する性能基準で、障害発生中、接続点の電圧が通常電圧の 90%から 110%、またはネットワークサービスプロバイダーと AEMO で合意した他の範囲に回復するまで維持される。</p> <p>(2) 接続申請者、AEMO、ネットワークサービスプロバイダーが合意した期間内に、故障除去後、故障前の有効電力出力の少なくとも95%に復帰すること</p> <p>(o) (n)項の目的のため</p> <p>(1) 発電システムは、電圧が通常電圧の80%から90%の不足電圧範囲または110%から120%の過電圧範囲にあるとき、応答を開始しなければならない。これらの範囲は、ネットワークサービスプロバイダーとAEMOの合意により変更することができる(ただし、上限と下限の間の幅の大きさが$\Delta 10\%$のままであること)</p> <p>(2) AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーが、発電システムに 2 秒以下の応答持続時間を維持することを要求する場合、無効電流応答は、40 ミリ秒以下の上昇時間及び 70 ミリ秒 以下の整定時間を有し、適切に減衰されなければならないこと</p> <p>(3) AEMO およびネットワークサービスプロバイダーが、発電システムに 2 秒を超える応答時間を維持させることを要求する場合、無効電流の立ち上がり時間および整定時間は、実行可能な限り早くなければならず、かつ十分に減衰させなければならない。</p> <p>(p) (n)項にもかかわらず、発電所は、以下の場合、(n)(1)(i)項に従って容量性無効電流応答を提供することを要しない。</p> <p>(1) 接続点における電圧が通常電圧の 15%以下である場合</p> <p>(2) 発電所が昇圧器または接続変圧器なしで電力系統に直接接続されている場合、接続点の電圧は通常電圧の 20%以下である。</p>

項目	内容
<p>S5.2.5.5 Generating system response to disturbances following contingency events (続き)</p>	<p>Negotiated access standard</p> <p>(q) 本節 S5.2.5.5 に基づき提案された交渉済みのアクセス標準の評価を実施する際、ネットワークサービスプロバイダー及び AEMO は、以下に限定されることなく、考慮しなければならない。</p> <p>(1)期待される性能</p> <p>(i) 既存のネットワーク及び検討されているプロジェクト</p> <p>(ii) 既存の発電事業者及びその他の関連する事業者</p> <p>(iii) 制御システム及び保護システム（補助システム及び自動再閉鎖装置を含む）</p> <p>(2) 予想される電力システムの運転条件の範囲</p> <p>(r) 提案されたアクセス水準での発電所の接続が、他の発電所又は負荷が同じ事象でトリップしない場合に、その事象の結果としてトリップする原因とならない場合、提案された交渉によるアクセス基準を受け入れてもよい。</p> <p>General requirements</p> <p>All generating systems</p> <p>(s) 性能基準には、ネットワークまたは発電システムの異常時に、稼働中の全発電ユニットを含む発電システムの合意された性能レベルを確実に満たすための運用上の取り決めが含まれていなければならない。</p> <p>(t) 複数の障害を評価する場合、自動再閉路装置の動作後に再確認された故障は、別の障害としてカウントすること</p> <p>Asynchronous generating systems</p> <p>(u) (f)項及び(n)項の目的のため</p> <p>(1) 無効電流の寄与は、稼働中の非同期発電ユニットを含む発電所の最大連続電流に制限することができる。</p> <p>(2) AEMO と発電事業者が合意した場合、無効電流寄与と電圧偏差を接続点以外の場所（該当する発電システム内を含む）で測定することができ、その場合、注入と吸収のレベルはその合意した場所で評価される。</p> <p>(3) 必要とされる無効電流の寄与は、電圧の相間、相から接地間、またはシーケンス成分を用いて計算することができる。無効電流寄与の正負シーケンス成分の比率は、S5.2.5.5 項に記載の障害の種類に応じて、AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーと合意しなければならない。</p> <p>(4) 性能基準には、無効電流応答が必要とされる AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーが関連すると考える全ての条件（温度を含む場合がある）を記録しなければならない</p> <p>Synchronous generating systems and units</p> <p>(v) 同期発電ユニットのみからなる発電システムについては、無効電流の寄与をその発電システムの最大連続電流の250%に制限することができる。</p> <p>(w) 発電システム（(v)に記載された発電システムを除く）内の同期発電ユニットについては、無効電流の寄与をその同期発電ユニットの最大連続電流の250%に制限することができる。</p>

項目	内容
S5.2.5.6 Quality of electricity generated and continuous uninterrupted operation	<p>Automatic access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> なし <p>Minimum access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> 各稼働発電ユニット及び無効電力補償装置を含む発電所は、接続点における電圧変動、高調波電圧歪み及び電圧不平衡状態がS5.1a.5、S5.1a.6及びS5.1a.7節に規定されたレベル以内であれば電力系統から切断してはならない。 <p>Negotiated access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> なし <p>General requirements</p> <ul style="list-style-type: none"> なし
S5.2.5.7 Partial load rejection	<p>(a) 本節において、最低出力とは、連続安定運転のための最低限の発電をいう。</p> <p>Automatic access standard</p> <p>(c) 発電所は、電力系統の負荷が障害前のレベルから30%低下した場合、または電力系統の一部が分離したことによる同等の影響が10秒以内に生じた場合、負荷レベルが最低出力を超えている間は、継続的に無停電運転が可能でなければならない。</p> <p>Minimum access standard</p> <p>(d) 電力系統の負荷が5%減少した場合、または電力系統の一部が10秒未満で切り離され同等の影響を受けた場合、負荷レベルが最低出力を超えている間は、発電システムは継続的に無停止運転が可能でなければならない。</p> <p>Negotiated access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> なし <p>General requirements</p> <p>(g) 合意した部分負荷性能は、性能基準書に記録しなければならない。</p>

項目	内容
S5.2.5.8 Protection of generating systems from power system disturbances	<p>Automatic access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ なし <p>Minimum access standard</p> <p>(a) 最小限のアクセス基準は以下の通りである。</p> <p>(1) (2)項および(e)項に従い、発電事業者またはネットワークサービスプロバイダーが、電力系統に起因する異常状態に対応して電力系統から切り離すことを必要とする発電システムまたはその発電ユニットについては、関連の保護システムまたは制御システムは、以下のために発電システムを切り離してはならない。</p> <p>(i) 連続無停止運転を維持しなければならない条件</p> <p>(ii) 規則に基づき耐えなければならない条件</p> <p>(2) 送電系統に接続された銘板定格 30 メガワット以上の発電所又は銘板定格 30 メガワット以上の発電機からなる発電所は、その発電量を自動的かつ迅速に低減する設備を有していなければならない。</p> <p>(i) 接続点での周波数が AEMO が指定するレベル（運用周波数許容範囲の上限を下回らない）を超え、この周波数を超える継続時間が AEMO が指定する値を超えた場合、その発電量を少なくとも半分に低減する。</p> <p>(A) 発電所の出力を3秒以内に低下させ、周波数が通常の運転周波数帯域内に戻るまで出力を低下したレベルで保持すること、または、(B) 発電所の出力を3秒以内に低下させ、周波数が通常の運転周波数帯域内に戻るまで出力を低下したレベルで保持することにより、達成される。</p> <p>(B) 発電所を電力系統から 1 秒以内に切り離す。</p> <p>(ii) 接続点における周波数と AEMO が指名するレベル（運転周波数許容範囲の上限を下回らない）との差に比例して、周波数が極端な周波数逸脱許容限界の上限に達してから 3 秒以内に、発電量が少なくとも半分に低減されるようにすること</p> <p>Negotiated access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ なし

項目	内容
<p>S5.2.5.8 Protection of generating systems from power system disturbances (続き)</p>	<p>General requirements</p> <p>(c) AEMO またはネットワークサービスプロバイダーは、アクセス基準に、発電システムが接続されているネットワークの一部がグリッドから切り離され、顧客に供給する単独運転システムが形成された場合、ローカルまたはリモートコントロール方式により自動的に切り離されるための要件を含めるよう要求することができる。</p> <p>(d) アクセス基準は、発電所又は発電システムがトリップしなければならない条件とトリップしてはならない条件の指定を含まなければならない。</p> <p>(e) S5.2.5.3 項、S5.2.5.4 項、S5.2.5.5 項、S5.2.5.6 項及び S5.2.5.7 項に拘わらず、以下のいずれかの状況において、発電所は電力系統から自動的に切り離される可能性があること</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 発電事業者と AEMO との間のアンシラリーサービス契約に従っている場合 (2) 発電システムの一部でない負荷が発電システムと同じ接続点を持ち、AEMO とネットワークサービスプロバイダーが、切断が事実上低周波数負荷遮断であることに合意した場合 (3) 発電システムが、(a)項、S5.2.5.9 項または緊急周波数制御方式により自動的に遮断された場合 (4) S5.2.5.10 項により発電所が自動的に切り離される場合 (5) 発電事業者とネットワークサービスプロバイダーとの間の協定（S5.1.8 項の緊急制御スキームに関連する協定を含む）に基づき、特定の緊急事態が発生した場合に電力システムの安全を維持または回復するために AEMO が必要と合意したサービスを提供する場合 <p>(f) ネットワークサービスプロバイダーは、電力系統または発電所の設備内のいずれかの故障の結果として発電事業者またはその他の者が被った損失または損害について責任を負わない</p>

項目	内容
S5.2.5.9 Protection systems that impact on power system security	<p>Automatic access standard</p> <p>(a)</p> <p>(1) S5.1.9(k) 及び S5.1.9(l) 項に従って、一次保護システムは、発電所及び接続点を含む保護ゾーン内の故障した要素を、S5.1.9(a)(1) 項に基づいて決定される故障除去時間内に電力系統から切り離すように提供しなければならない。</p> <p>(2) 各一次保護システムは、その保護ゾーン内の故障した要素が、単一の保護要素（その保護システムが依存する通信設備を含む）が使用不能の状態、故障除去時間内に電力系統から切り離されることを確実にするために十分な冗長性を有していなければならない。</p> <p>(3) S5.1.9(a)(1) 項に基づいて決定された適用故障除去時間内に、一次保護システムによって制御される回路遮断器によって除去されない故障を除去するために、遮断器故障保護システムが提供されていなければならない。</p> <p>(b) この S5.2.5.9 項の自動アクセス基準に関連して、AEMO 又はネットワークサービスプロバイダーが、これらの設備の欠如が以下の結果をもたらすと考える場合、発電所は、(a)(2) 項に基づく一次保護システムの冗長性を備え、(a)(3) 項に基づく遮断器フェイル保護システムを提供しなければならない。</p> <p>(1) 電力系統の安全性または他のネットワーク利用者への供給の質に重大な悪影響を及ぼすこと</p> <p>(2) 地域間または地域内の送電能力の低下、以下のようなメカニズム</p> <p>(3) 他のネットワーク利用者の他のネットワーク機器又は設備が結果として停止し、又は損傷することにより、電力系統の安全性に影響を与えること</p> <p>(4) ネットワークの他の保護システムによって検出されない不安定性</p> <p>Minimum access standard</p> <p>(c)</p> <p>(1) S5.1.9(k) 及び S5.1.9(l) 項に従って、保護システムは、発電所内の故障した要素及び S5.1.9(a)(2) 項の下で決定された適用可能な故障除去時間内に接続点を含む保護ゾーンにおいて電力系統から切り離すために提供されなければならない。</p> <p>(2) 保護区域の S5.1.9(a)(2) 項に基づいて決定された故障除去時間が 10 秒未満の場合、その保護区域内の故障で、S5.1.9(a)(3) 項に基づいて決定された該当故障除去時間内に一次保護システムによって制御される遮断器で除去されないものを電力系統から除去する遮断器故障保護システムを提供しなければならない。</p> <p>Negotiated access standard</p> <p>・ なし</p>

項目	内容
S5.2.5.9 Protection systems that impact on power system security (続き)	General requirements (e) ネットワークサービスプロバイダー及び発電事業者は、本節 S5.2.5.9 に準拠する保護システムの設計及び実装において協力しなければならず、これには以下に関する協力が含まれる。 (1) 相手方の保護システムによる相手方の変流器及び変圧器二次回路（又は同等品）の使用 (2) 他方の当事者の保護システムによる一方の当事者の回路遮断器のトリップ (3) 相互運用を確保するための保護システム設定の調整 (f) (a) および (c) 項で言及された保護システム設計は、次のことを行わなければならない。 (1) 他の保護システムと調整されていること (2) 他のネットワーク利用者の設備が結果的に切断されることを回避すること (3) 他のネットワーク利用者との接続契約に基づくネットワークサービスプロバイダーの既存の義務に配慮すること

項目	内容
S5.2.5.10 Protection to trip plant for unstable operation	<p>Automatic access standard</p> <p>(a)</p> <p>(1) 同期式発電設備については、4.3.4 項(h)に基づき策定された電力系統安定化ガイドラインに従って評価された、ポールスリップ、その他発電設備による接続点の有効電力、無効電力又は電圧が不安定になる状態を防ぐため、ポールスリップを引き起こす状態が検知されたら速やかに切り離す保護システムを有すること</p> <p>(2) その非同期式発電所については、4.3.4 項(h)に定める電力系統安定化対策指針に従って評価したところ、接続点の有効電力、無効電力又は電圧が不安定となる状態において速やかに切り離すための保護装置を有すること</p> <p>Minimum access standard</p> <p>(b) 最小限のアクセス基準は、発電所がオーストラリア規格 AS/NZS 61000.3.7:2001 の表 7 に規定された最大レベルを超える持続的な不安定な挙動により、接続点において電圧障害を引き起こしてはならない。</p> <p>Negotiated access standard</p> <p>(c) ネットワークサービスプロバイダーと発電事業者が同意した場合、保護システムは、不安定性を停止させるために発電システムの他の部分をトリップさせることもできる。</p> <p>(d) (c)項に関わらず、以下の場合、影響を受ける発電ユニットをトリップさせる保護システムをアクセス規格に提供しなければならない。</p> <p>(1) ネットワーク事業者が、他の発電ユニット、ネットワーク機器または他のネットワーク利用者の設備が結果的に停止すること、または損傷を受けることを防止するために必要であると考えられる場合</p> <p>(2) 電力系統の安全性に悪影響を及ぼす不安定な動作を防止するために、AEMO が必要と判断した場合</p> <p>General requirements</p> <ul style="list-style-type: none"> なし

項目	内容
S5.2.5.11 Frequency control	<p>(a) 本節 S5.2.5.11 において、 ドループとは、周波数応答モードに関連して、接続点で測定された電力系統周波数の変化率を、発電システムの最大動作レベルに対する割合で表した発電システムの電力伝達の変化率で除したものをいう。ドループは、不感帯の外側かつ送電の限界内にある周波数で測定されなければならない。</p> <p>最大動作レベルとは、以下に関するものをいう。</p> <p>(1) Non-Scheduled Generator ユニット：その銘板定格に見合った最大送出電力量 (2) Scheduled Generator ユニットまたは Semi-Scheduled Generator ユニット：その発電所が送出することができる最大発電量で、最新の入札およびオファー検証データにおいて AEMO に提供されたものをいう。 (3) Non-Scheduled Generator システム：稼働中の発電装置の銘板定格と一致する最大送出発電量を合算したもの (4) Scheduled Generator システムまたは Semi-Scheduled Generator システム：直近の入札・オファー検証データにおいて AEMO に提供された、稼働中の発電ユニットが指令される可能性のある最大発電量を合計したもの</p> <p>最小運転レベルとは、以下の事項に関するものをいう。</p> <p>(1) Non-Scheduled Generator ユニット：連続安定運転のための最小送出電力量 (2) Scheduled Generator ユニットまたは Semi-Scheduled Generator ユニット：連続安定運転のための最小送出電力量 (3) Non-Scheduled Generator システム：その稼働中の発電装置の合計の最小運転レベル (4) Scheduled Generator システム：その稼働中の発電装置の合計の最小運転レベル</p>

項目	内容
S5.2.5.11 Frequency control (続き)	<p>Automatic access standard</p> <p>(b)</p> <p>(1) 発電所の電力系統への送電は、以下であってはならない。</p> <p>(i) 接続点で測定される電力系統の周波数の上昇に反応して増加する。</p> <p>(ii) 接続点で測定される電力系統の周波数の低下に応じて減少する。</p> <p>(2) 発電所は、自動的に比例した電力供給を行うような周波数応答モードで動作可能でなければならない。</p> <p>(i) 接続点で測定される電力系統の周波数の上昇に反応して、電力系統への送電を減少させる。</p> <p>(ii) 接続点で測定される電力系統の周波数の低下に反応して、電力系統への送電を増加させる。これは、発電所が電力系統周波数制御の提供のために、測定可能な量のすべての市場アンシラリーサービスを提供できる状態になるまで、十分に速く、十分に長い期間持続する。</p> <p>注記</p> <p>4.4.2 (b)は、周波数応答モードで動作する能力を含む、S5.2.5.11 項の技術要件への準拠に関連する発電事業者の義務を規定するものである。4.4.2 (c1)は、一次周波数応答要件に従った発電システムの運用に関する、Scheduled・Semi-Scheduled Generator の義務を定めている。</p>

項目	内容
S5.2.5.11 Frequency control (続き)	<p>Minimum access standard</p> <p>(c)</p> <p>(1) 比較的安定した入力エネルギーのもとでの発電所の場合、電力系統への送電は以下であってはならない。</p> <p>(i) 接続点で測定される電力系統の周波数の上昇に対応して増加する。</p> <p>(ii) 接続点で測定される電力系統の周波数が低下した場合、1Hz あたり 2%以上低下する。</p> <p>(2) 発電所は、エネルギー源の利用可能性に応じて、自動的に以下を提供するような周波数応答モードで動作可能でなければならない。</p> <p>(i) 接続点で測定される電力系統の周波数の上昇に回答して、電力系統への送電を減少させる。</p> <p>(ii) 接続点で測定される電力系統の周波数の低下に回答して、電力系統への送電を増加させる。有効電力の変化は、AEMO およびネットワークサービスプロバイダーとの合意により比例またはその他の方法で行われる。</p> <p>注</p> <p>4.4.2 条(b)は、周波数応答モードで動作可能であることを含む、S5.2.5.11 条の技術要件への準拠に関連する発電事業者の義務を規定するものである。4.4.2 (c1)は、一次周波数応答要件に従った発電システムの運用に関する、Scheduled・Semi-Scheduled Generator の義務を定めている。</p> <p>Negotiated access standard</p> <ul style="list-style-type: none"> なし

項目	内容
S5.2.5.11 Frequency control (続き)	<p>General requirements</p> <p>(g) 本項 S5.2.5.11 を満たすために使用される各制御系は、適切に減衰されなければならない。</p> <p>(h) 発電所が登録できる関連市場アンシラリーサービスの量は、この要件に関して登録された性能基準と一致する量を超えてはならない。</p> <p>(i) (b)(2)項の目的のため、及び本項S5.2.5.11に関連する技術的要件について提案された交渉済みのアクセス基準について</p> <p>(1) 電力系統への送電の変更は、接続点で測定される電力系統の周波数が 50 Hz 付近のデッドバンドを離れた後、安定運転に必要な、または発電所制御に固有の遅延なしに発生しなければならない。</p> <p>(2) 発電所は、以下の範囲内で不感帯と垂下率を設定することが可能でなければならない。</p> <p>(i) (1)項の不感帯は、0～±1.0Hzの範囲内で設定すること。接続点で測定した電力系統の周波数の上昇または低下に対して、異なるデッドバンド設定を適用することができる。</p> <p>(ii) ドループは、2%から10%の範囲内、またはネットワークサービスプロバイダー及びAEMOが合意する その他の設定値で設定されなければならない。</p> <p>(3) (b)(2)項のいかなる内容も、接続点で測定される電力系統の周波数の上昇に対応して、発電システムをその最小運転レベル以下で運転すること、または接続点で測定される電力系統の周波数の低下に対応して、その最大運転レベル以上で運転することを求めるものとは見なされない。</p> <p>(4) [削除]</p> <p>(5) 性能基準には、以下を記録しなければならない。</p> <p>(i) 最大動作レベル及び最小動作レベルの合意された値、並びに関連する場合、その値を決定する 方法、並びに発電所の値は、その稼働中の発電ユニットを考慮しなければならない、及び (ii) サブシステムの目的のために、発電事業者は、以下の事項を記録しなければならない。</p> <p>(ii) (b)(2)項の目的、又は本 S5.2.5.11 節に基づき測定可能な量の市場アンシラリーサービスを提供する Negotiated access standardについては、当該市場アンシラリーサービスのそれぞれに適用される性能 パラメータ及び要件を含む市場アンシラリーサービスを記録すること。</p>

項目	内容
S5.2.5.12 Impact on network capability	<p>Automatic access standard (a) 発電所が接続されたときに、地域間または地域内の電力供給能力を、その発電所が接続されていない場合に適用されるレベル以下に低下させないような十分な発電能力および制御システムを有していなければならない。</p> <p>Minimum access standard (b) 発電所は以下のものが低下しないことを保証するのに十分な設備能力、制御システム、運用体制を有していなければならない。 (1) 送電能力の低下により需要家負荷に供給する能力が低下しないこと (2) 地域への送電能力が、その発電所の送出電力量の合計よりも低下しないこと</p> <p>Negotiated access standard (c) 本節 S5.2.5.12 に基づき提案された交渉によるアクセス標準の評価を実施する際、ネットワークサービスプロバイダー及び AEMO は、以下を考慮しなければならない。 (1) 期待される性能 (i) 既存のネットワーク及び検討されているプロジェクト (ii) 既存の発電事業者及びその他の関連する事業者 (iii) 制御システム及び保護システム（自動再閉路装置を含む） (2) 予想される電力システムの運転条件の範囲 (d) 交渉によるアクセス基準は、以下を含まなければならない。 (1) 制御システムにより、送電能力の低下を最小限にすること (2) 電力システムの安全性を維持できるように、異常なネットワーク及び発電事業者の状況下で、少なくとも最低アクセス基準を満たすように発電所を運転するために必要な、発電所の出力抑制を含む運転上の取り決め (e) S5.2.5.12 項に基づき交渉されたアクセス基準は、発電システムの変更ではなく、電力システムの変更が、時間とともに発電所の能力、制御システム及び運用上の取り決めの効力を減少させる可能性があるにもかかわらず、発電事業者が維持する発電所の能力、制御システム及び運用上の取り決めを詳述しなければならない。</p> <p>General requirements (g) ネットワークサービスプロバイダーが、発電システムへの追加制御システム設備（電力システム安定化装置など）の提供により、ネットワークの電力送電能力が向上すると考える場合、ネットワークサービスプロバイダーと発電事業者は、商業的取り決めとして当該追加制御システム設備の提供について交渉することができる。</p>

項目	内容
S5.2.5.13 Voltage and reactive power control	<p>Automatic access standard</p> <p>(b)</p> <p>(1) 発電所は、以下のことを確実にするのに十分なプラント能力および制御システムを有していなければならない。</p> <p>(i) 電力システムの振動は、他の発電事業者に対する発電所の振動の周波数に対して、十分に減衰される。</p> <p>(ii) 発電所の運転が、電力システムの振動の重要なモードの減衰を低下させないこと</p> <p>(iii) 発電システムの運転が、他の登録参加者に悪影響を及ぼすような不安定性（タップ切替式変圧器制御システムのハンチングを含む）を引き起こさないこと</p> <p>(2) 制御システムは、以下を有していなければならない。</p> <p>(i) 障害監視及び試験のため、各入力及び出力を含む主要変数の監視及び記録設備が恒久的に設置され、運用されていること</p> <p>(ii) 制御システムの動的な運転特性を確立するのに十分な、制御システムを試験するための設備</p> <p>(2A) 発電所は、以下の能力を有する、電圧、無効電力及び力率を調整する制御システムを有する設備を有していなければならない。</p> <p>(i) 任意の制御モードで動作すること</p> <p>(ii) 関連機器の製造者及び／又は設計仕様を示され、ネットワークサービスプロバイダー及び AEMO が合理的に満足することが実証された、制御モード間の切替</p> <p>(2B) 発電所は、以下の電圧制御システムを有していなければならない。</p> <p>(i) 接続点または電力システム内の他の合意された場所（発電システム内を含む）における電圧を、設定値の 0.5%以内に調整し、設定値は、AEMO およびネットワークサービスプロバイダーと合意した電圧降下または無効電流補償を組み込むために調整されてもよい。</p> <p>(ii) 故障時にネットワーク電圧をサポートするのに役立つ、かつネットワークサービスプロバイダーが S5.1a.3 節及び S5.1a.4 節の要件を達成するのを妨げない方法で電圧を調整する。</p> <p>(iii) タップチェンジトランスに依存せず、S5.2.5.1 項に基づき AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーと合意した無効電力能力に基づき、接続点又は電力システム上の合意した場所における目標電圧の少なくとも 95%から 105%の範囲で電圧設定点を継続して制御できる（ネットワークサービスプロバイダーが S5.1.4 項 (c) に基づき決定し、S5.1.4 項に従って接続契約に記録された）</p> <p>(iv) 電圧擾乱により発電所がその運転能力の限界でトリップしないようにするための制限装置を有すること。</p>

項目	内容
S5.2.5.13 Voltage and reactive power control (続き)	<p>Automatic access standard (続き)</p> <p>(3) 同期発電機は、次のような励磁制御系を有していなければならない。</p> <p>(ii) 定格有効電力出力において、固定子を公称電圧の105%で連続運転することができる。</p> <p>(vi) 少なくとも次の励磁上限電圧を有する。</p> <p>(A) 静止形励磁方式にあつては、2.3倍。</p> <p>(B) その他の励磁制御システムの場合は、定格力率、定格回転数、公称電圧の銘板定格での発電機に必要な励磁の1.5倍以上であること</p> <p>(vii) (2B)(i)号により合意された場所における電圧設定値又は電圧の段階的変化に対する整定時間を有する。</p> <p>(A) 発電機が同期していない状態で、5%の電圧擾乱に対して、発生電圧が2.5秒未満であること</p> <p>(B) 発電機が同期している状態で、電圧擾乱がいかなる制限装置も作動させない運転位置から、有効電力、無効電力及び電圧が5.0秒未満であること</p> <p>(C) 各制限装置について、2.5%の電圧擾乱がちょうど制限装置を動作させる動作点から制限装置に動作させた場合、発電機が同期している状態で5%の電圧擾乱に対して、有効電力、無効電力、電圧が7.5秒未満であること</p> <p>(viii) 定格界磁電圧から励磁上限電圧まで、以下の時間内に界磁電圧を上昇させることができる。</p> <p>(A) 静止型励磁装置では0.05秒、または</p> <p>(B) その他の励磁制御システムの場合、0.5秒以下</p> <p>(ix) (c)項に記載の特性を有する、減衰性能を最大化できるような十分な柔軟性を有する電力系統安定化装置を有すること。</p> <p>(4) 同期発電機から構成される発電所以外の発電所は、以下の電圧制御システムを有しなければならない。</p> <p>(v) 発電設備が電力系統に接続された状態で、(2B)(i)項の合意した場所における電圧設定値又は電圧の段階的変化による有効電力、無効電力及び電圧の整定時間が、以下の通りであること。</p> <p>(A) 発電設備が電力系統に接続された状態で、電圧障害により制限装置が動作しない動作点から5%の電圧擾乱に対して5.0秒</p> <p>(B) 発電設備が電力系統に接続された状態で、2.5%の電圧擾乱で制限装置が作動する動作点から、5%の電圧擾乱で7.5秒間作動する場合</p> <p>(vi) 電圧設定値の5%ステップ変化に対する無効電力上昇時間が2秒未満であること</p> <p>(vii) 減衰性能を最大化できるような十分な柔軟性を有する電力振動減衰能力を有する。</p> <p>(A) (c)項に記載される特性を有するもの、または</p> <p>(B) AEMO が同期発電機で構成される発電所以外の発電所の特性を公表している場合、規則の協議手続きに従った協議の後、AEMO が公表した特性を有すること</p>

項目	内容
S5.2.5.13 Voltage and reactive power control (続き)	<p>Automatic access standard (続き)</p> <p>(c) (b)に基づき提供される電力系統安定化装置は、以下を備えていなければならない。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 同期発電機の場合は、入力として回転子速度と発電機の有効電力出力の測定値、それ以外の場合は、入力として電力系統周波数と発電設備の有効電力出力の測定値 (2) 各入力に対して2個のウォッシュアウトフィルタを有し、必要に応じてそのうちの1個をバイパスすることができるもの。 (3) 発電設備による位相遅れを完全に補償するために、利得及び時定数が調整可能な十分な（2つ以上の）リードラグ伝達関数ブロック（又は同等の数の複素極及び零点） (4) 同期発電機の場合、固定子電圧の-10%～+10%の範囲で連続的に調整可能な出力リミッタ (5) 入力、出力、及びリードラグ伝達関数ブロックへの入力を含む主要変数の監視及び記録設備 (6) 電力系統安定化装置の伝達関数を確立するのに十分な試験信号の注入により、電力系統から分離した状態での電力系統安定化装置の試験を可能にする設備 <p>(c1) (b)(2A)項に基づき提供される無効電力または力率制御システムは、以下を満たさなければならない。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 接続点または電力系統内の他の合意された場所（発電設備内を含む）において、無効電力または力率（適用される場合）を以下の範囲内で調整すること <ol style="list-style-type: none"> (i) 無効電力モードで運転する発電設備については、発電設備の定格（MVA 単位）の 2%（MVA_r単位で表示）、または (ii) 無効電力モードで運転する発電設備については、発電設備の定格（MVA単位で表示）の 2%（MVA_r単位で表示） (ii) 力率モードで動作する発電設備については、発電設備の定格（MVA 単位）の 2%に相当する力率（MVA_r単位で表示される） (2) S5.2.5.1 項に基づき設定された無効電力能力範囲において、無効電力または力率設定値が連続的に制御可能であること (3) 発電設備が電力系統に接続され、S5.2.5.1 項で AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーと合意した無効電力能力の少なくとも 50%の設定値のステップ変化、又は(1)で合意した場所での 5%の電圧擾乱に対して、(1)項を満たすこと <ol style="list-style-type: none"> (i) 電圧擾乱が制限装置を作動させない動作点からの有効電力、無効電力及び電圧の整定時間が 5.0 秒未満であること (ii) 2.5%の電圧擾乱により制限装置が動作する動作点から制限装置へ動作させる場合、有効電力、無効電力、電圧の整定時間が 7.5 秒未満であること <p>ネットワークサービスプロバイダーは、本項(c1)(3)の目的のために、設定値ステップ試験または5%電圧擾乱試験のいずれを使用するかを決定することができる。</p>

項目	内容
<p>S5.2.5.13 Voltage and reactive power control (続き)</p>	<p>Minimum access standard</p> <p>(d)</p> <p>(1) 発電設備は必要に応じて、以下のことを確実にするのに十分な設備能力と電力系統安定化装置を含む制御システムを有していなければならない。</p> <p>(i) 電力系統の振動は、他の発電設備に対する発電装置の振動の周波数に対して、十分に減衰される。</p> <p>(ii) 発電設備の運転が低下しないこと</p> <p>(A) 0.3Npers/sec 以内の不安定な振動モードが、0.01Npers/sec を超えて低下していないこと</p> <p>(B) その他の振動モードが、毎秒0.29Npers以内の不安定な振動モードであること</p> <p>(iii) 発電設備の運転が、他の登録参加者に悪影響を及ぼすような不安定さ（タップ切替式変圧器制御システムのハンチングを含む）を引き起こさないこと</p> <p>(2) 合計銘板定格が 30MW 以上の発電設備からなる発電所は、その制御システムの動的動作特性を確認するのに十分な試験設備を有していなければならない。</p> <p>(2A) 発電設備は、以下を調整する制御システムを有する設備を有していなければならない。</p> <p>(i) 電圧</p> <p>(ii) AEMOとネットワークサービスプロバイダーの合意により、無効電力または力率のいずれかを調整する制御システムを有する設備</p> <p>(2B) 発電設備の電圧制御システムは、以下の条件を満たさなければならない。</p> <p>(i) 接続点または電力系統内の他の合意された場所（発電設備内を含む）における電圧を、設定値の 2%以内に調整し、設定値は、AEMO および発電事業者と合意した電圧降下または無効電流補償を組み込むために調整されてもよい。</p> <p>(ii) S5.2.5.1 項に基づいて AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーと合意した無効電力能力に従い、接続点または合意した場所において、電圧設定値を目標電圧の少なくとも 98%から 102%の範囲で制御できるようにする（ネットワークサービスプロバイダーが S5.1.4 項 (c) に従って決定し、S5.1.4 項に基づいて接続契約に記録される）こと</p>

項目	内容
S5.2.5.13 Voltage and reactive power control (続き)	<p>Minimum access standard (続き)</p> <p>(d)</p> <p>(4) (d)(2A)(i)項の規定による電圧調整を必要とする励磁制御装置を有する定格電力 30MW 以上の同期発電機は、以下の要件を満たすこと</p> <p>(ii) 定格力率、定格回転数、公称電圧において、銘板定格での発電所に必要な励磁の少なくとも 1.5 倍の励磁上限電圧を有すること</p> <p>(iii) (i)項の調整に従い、発電機が同期している状態で、5%の電圧擾乱に対して、そのような電圧擾乱がいかなる制限装置も作動させない動作点からの整定時間が 7.5 秒未満であること</p> <p>(iv) 電圧擾乱により発電機がその運転能力の限界でトリップしないことを確実にするのに十分な過励磁・不足励磁制限装置を有すること</p> <p>(5) 銘板定格が 30MW 以上の非同期式発電設備で構成され、(d)(2A)(i)号に基づき電圧を調整するために必要な電圧制御システムを有する発電設備は、以下の要件を満たす必要がある。</p> <p>(ii) (i)項の調整に従い、5%の電圧擾乱に対する整定時間が 7.5 秒未満であり、そのような電圧擾乱により制限装置が作動しない動作点から電力系統に電氣的に接続された発電設備であること</p> <p>(iii) 電圧擾乱により発電設備がその運転能力の限界でトリップしないような制限装置を備えていること</p>

項目	内容
S5.2.5.13 Voltage and reactive power control (続き)	<p>Negotiated access standard (f) 5.3.4A(b1) 項に基づいて発電事業者が提案する Negotiated access standard は、追加の動的無効電力機器の設置や制御システムの最適化など、発電システムが合理的に達成できる最高レベルのものでなければならない。</p> <p>General requirements (g1) (b)(2A)項の目的のため、ネットワークサービスプロバイダーとAEMOは、発電システムの試運転時に実施する1つ以上の制御モードを指名し、ネットワークサービスプロバイダーまたはAEMOが電力システムの安全または供給の質を確保するために追加の制御モードが必要であると合理的に考える場合、接続後に試運転することを要求できるものとする。発電システムが複数の制御モード用に試運転された場合、発電事業者、ネットワークサービスプロバイダー、および AEMO は、制御モード間の切り替え手順に合意しなければならない。初期動作モード、他の利用可能なモード、およびモード間の切り替え手順は、性能基準の一部として記録されなければならない。</p> <p>(h) (b)項及び(d)項に基づき提供される制限装置は、以下のものでなければならない。 (1) 電力系統安定化装置または電力振動減衰装置の性能を損なわないこと (2) 全ての保護システムと協調していること</p> <p>(i) ネットワークサービスプロバイダーは、ネットワークサービスプロバイダー及び他のネットワーク利用者に悪影響を与える相互作用を回避又は管理するために、発電ユニット又は発電システムの制御システムの設計及び運用が、ネットワークサービスプロバイダー及び他のネットワーク利用者の既存の電圧制御システムと調整されることを要求することができる。</p> <p>(j) (i)項に基づき本ネットワークサービスプロバイダーが課した要件は、性能基準に記録されなければならない。</p> <p>(k) 発電所が電力系統の安定性及び電力系統の振動の減衰に与える影響の評価は、第 4.3.4 項(h)に基づき策定された電力系統の安定性に関する指針に従うものとする。</p>

項目	内容
S5.2.5.14 Active power control	<p>Automatic access standard</p> <p>(a) 発電所は以下の機能を有する有効電力制御システムを有していなければならない。</p> <p>(1) Scheduled Generator ユニット又は Scheduled Generatorシステムにおいて、以下の機能を有すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) 供給指示に従い、有効出力を維持・変更する。 (ii) 有効電力出力をある出力レベルから別の出力レベルに直線的に変化させる。 (iii) 4 秒に 1 回の割合で更新される AGC からの信号を受信し、自動的に応答すること（または、AEMO が要求に応じて指定する他の周期） <p>(2) Non-Scheduled Generator ユニット又は Non-Scheduled Generator システムにおいて、エネルギー源の利用可能性を条件とする。</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) 制御装置から電子的に発行された指示で指定されたレベル以下に、一定の割合で、5 分以内に有効電力を自動的に減少または増加させること（(iii)項を条件とする） (ii) (i)号で規定されたレベル以下になるように、自動的にその有効電力出力を制限すること (iii) コントロールセンターが電子的に発する指示で指定された上下限の値を超えて、5分以内に有効電力出力を変化させないこと <p>(3) エネルギー源の利用可能性に応じて、Semi-Scheduled Generator ユニット又は Semi-Scheduled Generator システムにおいては、以下のとおりとする。</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) コントロールセンターが電子的に発行した指示で指定されたレベルまで、5 分以内に一定の割合で、有効電力出力を自動的に減少または増加させること (ii) (i)で指定されたレベル以下に、自動的に有効電力出力を制限すること (iii) コントロールセンターが電子的に発行する指示で指定される上昇量及び低下量を超えて、5 分以内にその有効電力出力を変化させないこと (iv) 有効電力出力をあるレベルから別のレベルへ直線的に変化させること (v) 4秒に1回の割合で更新されるAGCからの信号を受信し、自動的に応答すること（またはAEMOが必要とする他の周期）

項目	内容
<p>S5.2.5.14 Active power control (続き)</p>	<p>Minimum access standard</p> <p>(b) 発電設備は以下の機能を有する有効電力制御システムを有すること</p> <p>(1) Scheduled Generator ユニット又は Scheduled Generatorシステムにおいて、以下の機能を有すること</p> <p>(i) 供給指示に従い、有効電力出力を維持し、変更する。</p> <p>(ii) 4 秒に 1 回の割合で更新される AGC からの信号を受信し、自動的に応答すること（又は AEMO が要求に応じて指定する他の周期）</p> <p>(2) Non-Scheduled Generator システムの場合</p> <p>(i) コントロールセンターが発行する口頭指示で指定されたネットワークフローを管理するために必要なレベル以下まで、5 分以内にその有効電力出力を低減すること</p> <p>(ii) (i)項で規定されたレベル以下に、その有効電力出力を制限すること</p> <p>(iii) エネルギー源の利用可能性に従い、5 分間の有効出力の変化が AEMO 及びネットワークサービスプロバイダーと合意した値を超えないようにすること</p> <p>(3) エネルギー源の利用可能性を条件として、Semi-Scheduled Generator ユニット又は Semi-Scheduled Generator システムに対して、以下のことを行う。</p> <p>(i) 供給指示に従い、有効電力出力を維持し、変更すること</p> <p>(ii) コントロールセンターが電子的に発する指示において指定された上昇量及び低下量を超えて、5分以内に有効電力出力を変化させないこと</p> <p>(iii) 4秒に1回の割合で更新されるAGCからの信号を受信し、自動的に応答すること（または、AEMOが必要とする他の周期）</p> <p>Negotiated access standard</p> <p>(c) 口頭による指示の数または頻度がコントロールセンターで管理することが困難になった場合、AEMO は、電子的指示を受信し 5 分以内に完全に実行するために発電事業者にその設備を改良するよう要求 することができる」と規定することができる。</p> <p>(d) ネットワークフローを管理するために必要な運用上の取り決めを AEMO が満足するように文書化しなければならず、それには、コントロールセンターが指定する量以上の5分以内の出力変化を防止する方法で発電システムを運用する要件が含まれる場合がある。</p> <p>General requirements</p> <p>(f) (a)項および(b)項の要件を満たすために使用される各制御システムは、適切に減衰されなければならない。</p>

項目	内容
<p>S5.2.6 Monitoring and control requirements</p> <p>S5.2.6.1 Remote Monitoring</p>	<p>Automatic access standard</p> <p>(a)</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) Scheduled Generator ユニット (2) Scheduled Generator システム (3) Non-Scheduled Generator ユニット (4) Non-Scheduled Generator システム (5) Semi-Scheduled Generator ユニット (6) Semi-Scheduled Generator システム <p>は、AEMO が第3章および第4章に定める市場および電力システムの安全保障機能を果たすために合理的に必要とする情報を、4.11 に従ってリアルタイムで AEMO のコントロールセンターに送受信するための遠隔監視装置および遠隔制御装置を備えていなければならない。</p> <p>(b) (a) 項で言う遠隔監視情報のうち、AEMO が要求できるものは以下の通り。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) (a)(1)から(6)項に言及されるタイプの発電設備に関して <ol style="list-style-type: none"> (i) 電気を供給する全ての開閉器の状態 (ii) タップ切替変圧器のタップの位置及び電圧 (iii) 同一発電ユニット群の有効電力及び無効電力の集計値 (iv) 運転中の同一発電ユニット数又は非同発電ユニット毎の運転状況 (v) 発電ユニットの有効電力及び無効電力 (vi) 電圧制御システムの設定値およびモード（該当する場合） (2) 銘板定格が 30MW 以上の発電設備については、発電機の固定子又は電力変換装置（該当するもの）についての電流、電圧、有効電力及び無効電力 (3) 発電ユニット又は発電システムに付随する容量 30 MW以上の補助供給システムに関しては、有効電力及び無効電力 (4) 発電システムに属し、特定の発電ユニットに属さない無効電力装置に関しては、その無効電力 (5) Semi-Scheduled Generatorシステムに関しては、当該Semi-Scheduled Generatorシステムに適用される関連エネルギー変換モデルにおいて必須であると規定されている全てのデータ (6) Scheduled Generatorシステム又は Semi-Scheduled Generatorシステムに関しては、以下のデータ <ol style="list-style-type: none"> (i) 最大有効電力制限値 (ii) 最小有効電力制限値 (iii) 最大有効電力上昇ランプ率 (iv) 最大有効電力低下ランプ率

項目	内容
<p>S5.2.6.1 Remote Monitoring (続き)</p>	<p>Automatic access standard (続き)</p> <p>(b)</p> <ul style="list-style-type: none"> (7) ネットワークサービスプロバイダーと合意したランバック方式に係るものであること <ul style="list-style-type: none"> (i) ランバック方式状態 (ii) 有効電力、無効電力又はその他の制御限界 (該当する場合) (8) ネットワークサービスプロバイダーと合意したランバック方式に関して、発電所の運転モード、タービン制御限界、または接続点における電力系統周波数の変化に対する発電システムの有効電力応答を合理的に予測するために必要なその他の情報 (9) 第3章および第4章に定める市場および電力系統セキュリティ機能を果たすために AEMO が合理的に必要とするその他の数量 <p>(b1) AEMO が要求することができる (a) 項で言及される遠隔操作量には、以下のものが含まれる。</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 発電所に関して <ul style="list-style-type: none"> (i) 電圧制御設定 (ii) 電圧制御モード (該当する場合) (2) Scheduled Generatorシステム または Semi-Scheduled Generatorシステムについては、AGC 信号 (3) Non-Scheduled Generatorシステムについては、ネットワークフローを管理するために必要な限り <ul style="list-style-type: none"> (i) 有効電力制限値 (ii) 有効電力ランプ制限 <p>Minimum access standard</p> <p>(c)</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) Scheduled Generator ユニット (2) Scheduled Generator システム (3) Non-Scheduled Generator システム (4) Non-Scheduled Generator ユニット (5) Semi-Scheduled Generator システム <p>は、4.11 に従い、AEMO が第3章および第4章に定める市場および電力系統の安全保障機能を果たすために合理的に必要とする情報を AEMO のコントロールセンターにリアルタイムで送信する遠隔監視装置を有しなければならない。</p> <p>(d) AEMO が要求することができる (c) 項で言及される量には、以下のものが含まれる。</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 発電ユニットまたは発電システム (該当する場合) の有効電力出力 (2) 送電系統に接続されている場合、発電ユニット又は発電系統の無効電力出力 (該当する場合) (3) Semi-Scheduled Generatorシステムの場合、そのシステムの種類に適用される関連エネルギー変換モデルにおいて必須であると規定されている全てのデータ <p>Negotiated access standard なし</p> <p>General requirements なし</p>

項目	内容
S5.2.6.2 Communications equipment	<p>Automatic access standard</p> <p>(a)</p> <p>(1) 4.11.3 項(a)に基づく発電事業者の責任あるオペレーターと AEMO のコントロールセンターの間の運用通信のために、独立した電気通信サービスプロバイダーを使用して 2つの独立した電話設備を提供し維持すること</p> <p>(2) 発電事業者の発電システムに関連して設置された遠隔監視装置及び遠隔制御装置のために、関連する発電装置の接続点における全電源喪失後少なくとも3時間利用可能な電力供給を提供すること</p> <p>Minimum access standard</p> <p>(b)</p> <p>(1) 4.11.3 項(a)に基づく発電事業者の責任あるオペレーターと AEMO のコントロールセンターとの間の業務連絡のための電話設備を提供し維持すること</p> <p>(2) 発電所の発電システムに関連して設置された遠隔監視装置及び遠隔制御装置のために、関連する発電装置の接続点における全電源喪失後、少なくとも1時間利用可能な電力供給を提供すること</p> <p>Negotiated access standard</p> <p>(c) ネットワークサービスプロバイダーまたはAEMOが合理的に要求する場合、商用電話サービスプロバイダーから独立したバックアップ電話設備を含まなければならない、ネットワークサービスプロバイダーは、接続料金を通じてのみ費用回収ベースで独立した設備を提供し維持しなければならない。</p> <p>(d) 発電所が、その発電システムのそれぞれに設置された遠隔監視装置または遠隔制御装置から、関連する発電施設においてネットワークサービスプロバイダーが妥当に受け入れられる場所にある通信目的のインターフェースまでの通信経路（適切な冗長性を持つ）を提供しなければならないことを含まなければならない。</p> <p>(e) (d)項に基づく通信目的のインターフェースとコントロールセンター間の通信システムは、発電事業者とネットワークサービスプロバイダーが別途合意しない限り、ネットワークサービスプロバイダーが責任を負わなければならない。</p> <p>(f) 発電事業者が本条項 S5.2.6.2 に基づきネットワークサービスプロバイダーが提供する通信設備用の設備及び安全な電源を提供することを含まなければならない。</p> <p>General requirements</p> <ul style="list-style-type: none"> なし

項目	内容
S5.2.7 Power station auxiliary supplies	発電システムが、その発電がネットワークに転送されない接続点を介して補助供給を受ける場合、アクセス基準は、発電所が市場顧客であるかのように S5.3.5 節に基づき設定されなければならない。
S5.2.8 Fault current	<p>Automatic access standard</p> <p>(a)</p> <p>(1) 発電システムの、その接続点を通る接続網上の故障電流への寄与は、ネットワークサービスプロバイダーが関連接続点に対して指定した、適用可能な遮断器故障保護システム故障クリアランス時間の間、接続網の遮断器によって安全に遮断され接続網によって安全に伝送できることを確実にするために必要となる寄与レベルを越えてはならない。</p> <p>(2) 発電所の接続設備は、以下のうち高い方の値まで、接続点を流れる故障電流に耐えることができなければならない。</p> <p>(i) S5.2.4 項(e1)(1)に規定されるレベル、及び、(ii)最高レベルの電流に耐えられること</p> <p>(ii) 接続網の遮断器により安全に遮断され、ネットワークサービスプロバイダーにより指定された、適用される遮断器故障保護システム故障除去時間の間、接続網により安全に運ばれることができる接続点の電流の最高レベル</p> <p>(3) 発電設備または発電システムをネットワークから分離するために提供される遮断器は、接続契約において指定される、ネットワークまたは発電設備または発電システムにおけるいかなる故障に対しても、遮断器を通じて流れると合理的に予想される最大故障電流を、損傷または再試行せずに遮断できるものでなければならない。</p> <p>Minimum access standard</p> <p>(b)</p> <p>(1) 発電システムは、故障電流の寄与を制限する必要はない。</p> <p>(2) 発電システムの接続設備は、S5.2.4(e1)(1)節に規定されるレベルまで、接続点を介して故障電流に耐えることができなければならない</p> <p>(3) 発電設備又は発電システムをネットワークから分離するために提供される遮断器は、接続契約 に明記されたネットワーク又は発電設備又は発電システムにおけるいかなる故障に対しても、遮断器を通して流れると合理的に予想される最大故障電流を、損傷又は再起動することなく遮断できるものでなければならない。</p> <p>Negotiated access standard</p> <p>(c) 基準を交渉する際、ネットワークサービスプロバイダーは、適用される故障電流レベルの決定において代替のネットワーク構成を考慮しなければならず、発電事業者の義務を維持し、発電事業者に最も負担をかけない選択肢を優先しなければならない。</p> <p>(d) S5.2.8 節に基づきアクセス基準の評価を行う際、ネットワークサービスプロバイダーは、以下の事項を考慮しなければならない（ただし、これらに限定されない）。</p> <p>(1) 既存のネットワーク及び検討されているプロジェクトの期待される性能</p> <p>(2) 既存の発電所及びその他の関連プロジェクトの期待される性能</p> <p>(3) 電力システムの運転条件の予想範囲</p> <p>General requirements なし</p>

項目	内容
Schedule 5.3 Conditions for Connection of Customers	<ul style="list-style-type: none"> • 需要者設備の技術要件 (発電所の受変電設備はこれに該当)
S5.3.1 Information	<p>(a) ネットワーク利用者は、ネットワークに新規または追加機器を接続する前に、以下の種類の情報をネットワークサービスプロバイダーに提出しなければならない。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 保護の詳細を記載した単線図 (2) ネットワーク利用者が提供する計測装置の計測システム設計の詳細 (3) サイト上の全機器の配置図 (4) すべての出口及びすべての電気機器の位置を示す、新規又は変更された各変電所の全体配置図 (5) 第 7 章に基づく計量用変圧器を含む全ての新規開閉器及び変圧器の型式試験成績書 (6) 接地の詳細 (7) 関連する参加管轄区域の規則に準拠したケーブル及びその他の機器の接地方法の提案 (8) 承認された試験機関によるプラント及びアースグリッドの試験証明書 (9) すべての遮断器の二次注入及び遮断試験証明書 (10) すべての新規設備が、供給に接続される前に検査されたことの証明書 (11) 運用体制 <p>(a1) 「ネットワーク利用者」は、新規または追加の機器をネットワークに接続する前に、以下を提出しなければならない。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) AEMO 及び関連するネットワークサービスプロバイダーに対し、機器の保護システムに関する情報を提出すること。 (2) AEMO および関連するネットワークサービスプロバイダーに対し、以下の情報を含む機器の制御システムに関する情報を提出すること <ol style="list-style-type: none"> (i) フィードバック信号と出力間の全機能を含む機能ブロック図一式 (ii) 各機能ブロックのパラメータ（全ての設定、ゲイン、時定数、遅延、デッドバンド及び制限を含む） (iii) 非線形要素の特性 (iv) 電力システムモデルガイドラインにおいて AEMO が指名するソフトウェアシミュレーション製品に適した形式の暗号化されたモデル (3) AEMO 及び関連するネットワークサービスプロバイダーに対して、電力システムモデルガイドライン、電力システム設計データシート及び電力システム設定データシートに規定されるその他の情報 (4) AEMO に対し、(2)(iv)項のモデルに関連するモデルソースコード（電力システムモデルガイドラインが要求する状況において）を、電力システムモデルガイドラインにおいて AEMO が指名するソフトウェアシミュレーション製品の少なくとも一つに適した非暗号化形式及び電力システムモデルガイドラインにおいて AEMO が指定する他のソフトウェアシミュレーション製品に使用できるような形式に変換して提供する。

項目	内容
S5.3.1 Information (続き)	<p>(a2) (a1)に基づき提供される情報は、AEMO 及び関連するネットワークサービスプロバイダーが、電力システムモデルガイドラインに規定された要件及び状況に従って電力システムシミュレーション調査を実施するために 十分な詳細情報を含んでいなければならない。</p> <p>(a3) (a1)にかかわらず、AEMO は、ネットワーク利用者またはネットワーク利用者のクラスに対して、(a1)で規定された情報の一部または全部を提供する義務を免除することができ、電力システムモデルガイドラインに定められた状況に従って免除を行わなければならない。</p> <p>(a4) (a1)に基づき又は(a3)に従ってAEMO及び関連ネットワークサービスプロバイダーに提供された全ての情報は、これらの受領者により秘密情報として扱われなければならない。</p> <p>(b) 5.3.2項(f)において、ネットワークサービスプロバイダーが接続申請者に要求された場合に提供しなければならない技術情報は、提案された接続に関して以下の通り。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 提案された接続を行わない接続点における単相および三相の故障レベルの最高予想値 (2) 既存の送電システムまたは配電システムに新規接続される位置で故障を除去する既存の保護システムの除去時間 (3) 接続点の電圧変動、高調波電圧歪み及び電圧アンバランスの予想限界値 (4) 故障レベル、電圧変動、高調波電圧歪み及び電圧アンバランスを推定するのに十分な等価電源インピーダンス情報等、提案された接続点のない接続点に関連する技術的情報 (5) 接続申請者が接続申請書を作成するために合理的に必要な、ネットワークサービスプロバイダーの設備の性能に関する機密情報以外の情報またはデータ <p>ただし、接続申請者が、ネットワークサービスプロバイダーが S5.3.1(b)を満たすために、より詳細でない技術情報を提供することに同意した場合は、この限りではない。</p>
S5.3.2 Design standards	<p>ネットワーク利用者は、以下を遵守しなければならない。</p> <ol style="list-style-type: none"> (a) 自己の施設内の電気設備が、その施設内に電気設備が最初に設置された時点で適用される関連オーストラリア規格に準拠していること (b) ネットワーク利用者の設備をネットワークサービスプロバイダーの設備から分離するために設けられた遮断器が、関連する接続契約においてネットワークサービスプロバイダーが指定した故障電流を損傷または再試行することなく遮断することができること (c) ネットワーク利用者の設備をネットワークサービスプロバイダーの設備から分離するために提供される遮断器を含む新しい設備が、システム規格の関連規定に従ってネットワークサービスプロバイダーが接続点で適用すると指定した電源周波数、電圧およびインパルスレベルに損傷なく耐え、関連する接続契約に記録される能力を持っていること

項目	内容
S5.3.3 Protection systems and settings	<p>ネットワーク利用者は、ネットワークへのすべての接続が、以下の規定に従ってネットワークサービスプロバイダーが指定する時間内に、故障した回路を効果的かつ安全に自動的に切断する保護装置によって保護されていることを保証しなければならない。</p> <p>(a) 自動アクセス基準</p> <p>(1) 一次保護システムは、S5.1.9(a)(1)項に基づき決定された適用可能な故障除去時間内に、故障した要素を電力系統から切り離すように提供されなければならないが、S5.1.9 (k) 項及び S5.1.9 (l) 項に従わなければならない。</p> <p>(2) 各一次保護システムは、その保護ゾーン内の故障した要素が、単一の保護要素(その保護システムが依存する通信施設を含む)がサービスを停止した状態で、適用される故障除去時間内に電力系統から切り離されることを保証する十分な冗長性を有していなければならない。</p> <p>(3) 遮断故障保護システムは、一次保護システムによって制御される回路遮断器によって除去されない故障を、S5.1.9(a)(1) 項に基づいて決定される適用故障除去時間内に除去するために提供されなければならない。</p> <p>(b) 最小アクセス基準</p> <p>(1) 一次保護システムは、S5.1.9(a)(2)項の下で決定された適用可能な故障除去時間内に、それぞれの保護ゾーン内の故障した要素を電力系統から切り離すように提供されなければならないが、S5.1.9 (k) 及び S5.1.9(l) 項に従わなければならない。</p> <p>(2) 保護領域の S5.1.9(a)(2) 項に基づいて決定された故障除去時間が 10 秒未満である場合、その保護領域内の故障で一次保護システムにより制御される回路遮断器により除去されないものを S5.1.9(a)(3) 項に基づいて決定される適用故障除去時間内に電力系統から除去する遮断器故障 保護システムを設けなければならない。</p> <p>(c) ネットワークサービスプロバイダー及びネットワーク利用者は、本条に適合する保護システムの設計及び実装において、以下に関する協力をしなければならない。</p> <p>(1) 一方の保護システムによる、他方の当事者の変流器及び変圧器二次回路（又は同等品）の使用</p> <p>(2) 一方の当事者の保護システムによる一方の当事者の回路遮断器のトリップ</p> <p>(3) 相互運用を確保するための保護システム設定の調整</p> <p>ネットワーク利用者の設備がネットワークサービスプロバイダーの送電システムまたは配電システムに接続される前に、ネットワーク利用者の保護システムは試験されなければならない、ネットワーク利用者はネットワークサービスプロバイダーに対して適切な試験証明書を提出しなければならない。</p> <p>保護システムの設定の適用は、S5.3.4 節に従って行わなければならない。</p>

項目	内容
S5.3.4 Settings of protection and control systems	<p>ネットワーク利用者は、ネットワークサービスプロバイダーによって、また、要件が 5.3.4A(c) 項に基づき AEMO が関与するものである場合は AEMO によっても書面により承認された場合にのみ、本附則 5.3 の性能要件を満たすために必要な制御システムまたは保護システムに設定を適用しなければならない。ネットワーク利用者は、当該事前承認なしに、そのプラントに電力系統から電力を供給させることは認められない。</p> <p>ネットワーク利用者がネットワークサービスプロバイダーに設定の適用または変更の承認を求める場合、ネットワークサービスプロバイダー、または要件が 5.3.4A(c)項に基づきAEMOが関与するものである場合、AEMOが、変更後の設定が発電所を関連性能基準に適合させない、または地域間または地域内の送配電能力を低下させる原因になると合理的に判断した場合を除き、承認を保留してならない。</p> <p>ネットワークサービスプロバイダー、または 5.3.4A項(c)に基づきAEMOが関与する要件である場合、AEMOは、関連性能基準に適合するため、または地域間もしくは地域内の送配電能力を維持もしくは回復するために、プラントの制御システムまたは保護システムの設定を変更する必要があると合理的に判断する場合、ネットワークサービスプロバイダーまたはAEMO（該当する場合）はネットワーク利用者と協議し、ネットワークサービスプロバイダーの決定に従って設定を適用することを文書で要求できるものとする。また、ネットワークサービスプロバイダーは、新しい設定による関連プラントの性能を検証するための試験を要求することができる。このような要求を受けたネットワーク利用者は、要求通りに通知された設定が適用されるよう手配し、要求通りに試験を実施しなければならない。試験後、ネットワークユーザーは要求に応じて、AEMOとネットワークサービスプロバイダーの両方に、試験の成否についての証拠を含む、要求された試験の報告書を提供しなければならない。当該テストの報告書は、秘密情報である。</p> <p>ネットワーク利用者は、ネットワークサービスプロバイダーから要求された設定を、その事前の書面による合意なしに変更してはならない。ネットワークサービスプロバイダーが、ネットワーク利用者に対し、前回の要請から18ヶ月以内に設定変更を要求した場合、ネットワークサービスプロバイダーは、ネットワーク利用者に対し、設定変更および要求されたテストの実施に要する合理的な費用を支払わなければならない。</p>

項目	内容
S5.3.5 Power factor requirements	<p>Automatic access standard: 接続点における最大需要の30%以上の負荷に対して、ネットワーク利用者及び他の送電網又は配電網に接続された配電網の力率は、表 S5.3.1 に示される。 接続点における最大需要の30%未満の負荷に対して、ネットワークサービスプロバイダーは、システム規格に違反しない限り、表 S5.3.1に規定される範囲外の力率を許容することができる。</p> <p>Minimum access standard : ネットワークサービスプロバイダーは、ネットワークサービスプロバイダーが電力システムの安全性に有害な影響を与えない、または地域内または地域間電力転送能力を低下させないことをAEMOが助言する場合、より低い遅れまたは進み力率を許可することができる。</p> <p>General : 力率がネットワークサービスプロバイダーによって指名された重要な負荷期間にわたって関連性能基準から外れた場合、ネットワーク利用者は、接続点における満足な電圧レベルを維持するため、または地域内または地域間電力転送能力を回復するためにネットワークサービスプロバイダーが要求する場合、力率が合理的に実行できる範囲ですぐに範囲内に入るように行動を取らなければならない。これは、追加の無効電力補償装置を設置するか、接続資産の一部として同等の無効電力設備を設置、運用及び維持するためにネットワークサービスプロバイダーと商業上の合意をするか、又は他の当事者との代替商業上の取り決めによって達成することができる。 力率要件を満たすためにシャントコンデンサを設置する登録参加者は、その設計が、負荷制御又は操作に使用される音声周波数信号を著しく減衰させないこと、又は接続点における高調波電圧レベルに悪影響を与えないことを保証するためのネットワークサービスプロバイダーの妥当な要件に従わなければならない。</p>

Table S5.3.1

Permissible Range	
Supply Voltage (nominal)	Power Factor Range
> 400 kV	0.98 lagging to unity
250 kV - 400 kV	0.96 lagging to unity
50 kV - 250 kV	0.95 lagging to unity
1 kV < 50 kV	0.90 lagging to 0.90 leading

項目	内容
S5.3.6 Balancing of load currents	<p>ネットワークサービスプロバイダーは、各接続点における負シーケンス電圧を、適用される公称供給電圧レベルのシステム規格の表 S5.1a.1 に定める限界以下となるように維持するため、接続された登録参加者の負荷を全相にわたって平衡させることを要求することができる。</p> <p>Automatic access standard: ネットワーク利用者は以下を遵守しなければならない。</p> <p>(a) 30kV 以上の電圧の接続の場合、いずれかの相の電流が、3 相の電流の平均値の 102 パーセント以上 98 パーセント未満であること</p> <p>(b) 30kV 未満の電圧における接続の場合、いずれかの相の電流が、3 相の電流の平均値の 105 パーセント以上 95 パーセント未満であること</p> <p>Minimum access standard : 関連するネットワークサービスプロバイダーと合意した場合、及び課された特定の条件に従い、ネットワークユーザーは、ネットワーク内のいかなる地点においても、S5.1a.7項に規定された制限を超えない限り、自動アクセス基準に規定されたものより大きな電流アンバランスを引き起こすことができる。</p> <p>General : 負荷電流アンバランスの制限は、接続契約に含まれなければならない、ネットワークサービスプロバイダーによる準拠の検証を受けなければならない。</p> <p>これらの要件が満たされない場合、登録参加者は、位相アンバランスを修正するための機器の設置について、ネットワークサービスプロバイダーと商業的な取り決めを行うことができる。そのような機器は、登録参加者の接続資産の一部として考慮されなければならない。</p> <p>負荷電流アンバランスの制限は、接続契約に含まれなければならない、ネットワークサービスプロバイダーによる準拠の検証を受けなければならない。</p>

項目	内容
S5.3.7 Voltage fluctuations	<p>(a) Automatic access standard: 接続点における負荷レベルの変動によって引き起こされる電圧変動は、設備の通電、非通電又は他の操作によって生じるものを含み、S5.1.5(a)項の規定による制限を越えてはならない。</p> <p>(b) Minimum access standard : 接続点における負荷レベルの変動によって引き起こされる電圧変動は、設備の通電、非通電又はその他の操作に起因するものを含み、S5.1.5(b)項の下で決定される制限値を越えてはならない。 電圧変動許容値及び特定条件は、接続契約に含まれなければならない、ネットワークサービスプロバイダーによる遵守の検証の対象となる。</p>
S5.3.8 Harmonics and voltage notching	<p>(a) Automatic access standard: 非直線性、パワーエレクトロニクス機器の整流、高調波共振及びプラント内の他の影響による高調波電圧ひずみはS5.1.6(a)項の規定による制限値を越えてはならない。</p> <p>(b) Minimum access standard : 非直線性、パワーエレクトロニクス機器の整流、高調波共振及びプラント内の他の影響による高調波電圧ひずみは、S5.1.6(b)項の規定による制限値を越えてはならない。</p> <p>高調波電圧歪み放出限界値及び特別条件は、接続契約に含まれなければならない、ネットワークサービスプロバイダによる準拠の検証の対象となる。</p>

項目	内容
S5.3.9 Design requirements for Network Users' substations	<p>ネットワーク利用者は、変電所の設計、配置及び機器の選択に適用される次の要件に従わなければならない。</p> <p>(a) 保安規定は、ネットワークサービスプロバイダーによって通知された参加管轄区域に適用される要件に準拠しなければならない。</p> <p>(b) ネットワークサービスプロバイダーが要求する場合、変電所内に設置される通信設備、遠隔監視及び制御、設備の保護のために、適切なインタフェース及び設備が組み込まれていなければならない。</p> <p>(c) 変電所は、附則 5.1 の関連規定に従って修正されたシステム標準に規定された電圧、高調波、アンバランス及び電圧変動のレベルにおいて、連続無停止運転が可能でなければならない。</p> <p>(d) 変電所の一次側プラントの接地は、オーストラリア電力供給協会の安全接地ガイドに従わなければならない。ステップおよびタッチ電位を安全レベルまで減少させなければならない。</p> <p>(e) 発電設備が変電所を通じて接続される場合、同期装置または再閉鎖ブロッキングが設置されなければならない。</p> <p>(f) 通信、監視、制御、保護機能を行う設備には、十分な容量の安全な電力供給が確保されなければならない。</p> <p>(g) 変電所が接続契約に含まれる承認された設計及び仕様に準拠していることを保証するために、設備が試験されなければならない。</p> <p>(h) 必要とされる保護装置には、通常、個々のプラントに対する保護スキーム、バックアップ装置、補助直流電源、計装変圧器が含まれる。</p> <p>(i) 変電所の機器の絶縁レベルは、接続契約で指定された、変電所が接続されるネットワークの絶縁レベルと一致しなければならない。</p>
S5.3.10 Load shedding facilities	<p>市場需要家であり、10MWを超えるピーク需要が見込まれるネットワーク利用者は、4.3.5項に従って自動的に解列可能な負荷を提供しなければならない。</p> <p>需要家負荷を含む全ての負荷について、4.3.2項の規定に従って、AEMOが負荷開放手順を適用するか、EFCS設定スケジュールを決定することができる。</p>

項目	内容
Schedule 5.3a Conditions for connection of Market Network Services	<ul style="list-style-type: none"> 送電網または配電網のいずれかに接続する市場ネットワークサービスプロバイダーの義務を規定
Schedule 5.4 Information to be Provided with Preliminary Enquiry	<p>接続または既存の接続の変更に関する事前問い合わせの際には、以下の情報の提出が必要である。</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) 発電設備の種類（例：ガスタービン発電装置、圧延機、その他） (b) 希望立地条件（代替地があれば優先順位をつけて記載） (c) プラント全体の最大発電設備または需要者（最大 MW および／または MVA、あるいは 15 分間の平均値または類似の値） (d) 予想されるエネルギー生産量または消費量（月当たり MWh） (e) 発電設備の種類と構成（例：発電装置の数と種類、または独立した生産ラインの数） (f) 不連続負荷の性質（不連続成分の大きさ MW/MVAr、デューティサイクル、高調波歪みを発生させる可能性のある電力電子機器の性質） (g) 提案する発電設備の技術（例：同期発電ユニット、誘導発電機、太陽光発電アレイ、その他） (h) 発電設備の操業開始時期（例：各発電設備の操業開始予定日） (i) 照会者の氏名、ABN、ACN、住所、また関連する場合は、照会者の代理人の氏名 (j) 工事中に必要な電力量や時期、補助電力の必要性など、ネットワークサービスプロバイダーが要求するその他の情報

項目	内容
Schedule 5.5 Technical Details to Support Application for Connection and Connection Agreement	<ul style="list-style-type: none"> • 接続申請および接続契約をサポートする技術的内容
S5.5.1 Introduction to the schedule	<p>本規則の様々な条項において、登録参加者はネットワークサービスプロバイダーに対して技術データを提出することが要求されている。本附則には、要求される可能性のあるデータの範囲が列挙されている。実際に必要とされるデータは、ネットワークサービスプロバイダーから通知され、接続契約の技術仕様の一部を構成することになる。これらのデータは、適切な時期にネットワークサービスプロバイダーによってAEMOおよび他のネットワークサービスプロバイダーにも提供される。</p>
S5.5.2 Categories of data	<p>データは、接続の形成またはネットワークへのアクセスを得る過程でのデータの蓄積において利用可能な段階に従って、カテゴリでコード化され、各段階で取得されたデータは、例えば、試験により、後続の段階で引き継がれ、または強化される。電力システムモデルガイドライン、電力システム設計データシート、電力システム設定データシートは、データの種類ごとに、S5.5.2項の観点からそのカテゴリを特定している。</p> <p>コード S = 標準計画データ。 D = 詳細計画データ R = 登録データ（R1 プレコネクション、R2 ポストコネクション）。</p> <p>Preliminary system planning data 予備システム計画データは、ネットワークサービスプロバイダーが接続契約の条件提示を準備し、ネットワーク増強または拡張オプションの要件と効果を評価できるように、接続申請書とともに提出することが要求される。このようなデータは通常、電力システムモデルガイドライン、電力システム設計データシート、電力システム設定データシート、及び附則 5.5.3 から 5.5.5 において標準計画データ（S）として示される項目に限定されている。</p> <p>ネットワークサービスプロバイダーは、提案の実行可能性について合理的な疑いがある場合、接続の申し出または接続契約の変更を行う前に、他のデータの提出を要求することができる。</p>

項目	内容
<p>S5.5.2 Categories of data (続き)</p>	<p>Registered system planning data 登録システム計画データとは、両当事者が締結する接続契約に含まれるデータのクラスである。これは、予備システム計画データに加えて、詳細計画データ（D）として付属の附則に示される項目からなる。後者は、接続契約に含めるために、登録済み参加者から提出されなければならない。</p> <p>Registered data 登録データは、ネットワーク・サービス・プロバイダと登録参加者の間で検証され合意されたデータからなり、当該データは次のとおりである。</p> <p>(a) 実際の接続及びアクセスの提供の前に、製造事業者のデータ、詳細設計計算、工事又は現場試験 などから得られるデータ（R1）</p> <p>(b) 接続後、システム試験から得られたデータ（R2）</p> <p>この段階から、すべてのデータは登録データとして分類・参照されるが、便宜上、以前の段階で既に有効であると予想される項目には上位のコードを付すことを省略している。</p>
<p>S5.5.3 Review, change and supply of data</p>	<p>データは、その正確性と妥当性を継続的に確保するため、合理的な間隔で見直しが行われるものとする。ネットワークサービスプロバイダーは、この見直しを開始しなければならない。</p> <p>登録参加者は、試験報告書などの認証文書とともに改訂されたデータをネットワークサービスプロバイダーに提出することによって、その項目が通常レビュー又は更新される時期以外の時期にデータ項目を変更することができる。</p> <p>ネットワークサービスプロバイダーは、計画目的のために他のネットワークサービスプロバイダーに、また機会の表明を通じてなど規則の様々な節で規定されているように他の登録参加者及びAEMOに、そのシステムに関連するデータを供給しなければならない。</p>

項目	内容
S5.5.4 Data Requirements	<p>附則5.5.3から5.5.5は、次のデータ領域を対象とする。</p> <p>(a) 附則5.5.3「ネットワークプラントテクニカルデータ」。これは確定した電氣的パラメータで構成される。</p> <p>(b) 附則5.5.4「プラントと機器の設定データ」。これは、合意により、またはネットワークサービスプロバイダーもしくはAEMOの指示により変更可能な設定から構成される。</p> <p>(c) 附則5.5.5「負荷特性」。これは、負荷の推定設計パラメータから構成される。</p> <p>登録参加者の各クラスに適用される文書及び附則は、次のとおりである。</p> <p>(a) 発電事業者：電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート及び電力系統設定データシート</p> <p>(b) 顧客及びネットワークサービスプロバイダー：附則5.5.3, 5.5.4 及び電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート及び電力系統設定データシート</p> <p>(c) 顧客：附則5.5.5 及び電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート及び電力系統設定データシート</p> <p>(d) 市場ネットワークサービスプロバイダー：附則5.5.3 及び 5.5.4 並びに電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート及び電力系統設定データシート</p>
S5.5.5 Asynchronous generating unit data	<p>非同期式発電装置である発電システムを接続する発電事業者は、電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート及び電力系統設計データシートのうち、ネットワークサービスプロバイダーが当該発電システムに関連しないと判断した部分については遵守を免除し、附則 5.5.3, 5.5.4, 5.5 のうちネットワークサービスプロバイダーの判断により当該発電システムに関連している部分について遵守しなければならない。</p>
S5.5.6 Generating units smaller than 30MW data	<p>30MW未満の発電装置または合計30MW未満の発電装置を配電網への接続点に接続する発電事業者は、電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート、電力系統設定データシートに規定された要件に従って、登録済みの系統計画データおよび登録データをAEMOおよび関連ネットワークサービスプロバイダーへ提出しなければならない。</p> <p>コード</p> <p>S = 標準プランニングデータ</p> <p>D = 詳細計画データ</p> <p>R = 登録データ (R1プレコネクション、R2ポストコネクション)</p>

項目	内容
S5.5.7 Power System Design Data Sheet, Power System Setting Data Sheet and Power System Model Guidelines	<p>(a) AEMO は、(b)及び(c)項に従って、規則協議手順に従って開発、公表及び維持しなければならない。</p> <p>(1) 関連する発電所技術について、発電所構成、インピーダンス、時定数、非線形性、定格及び 3.11.5 項に基づいて提供される能力を含む発電所設計パラメータを記載した電力系統設計データシート。11.5(b)(5), 3.11.9(g), 4.3.4(o), 5.2.3(j), 5.2.3(k), 5.2.3A(a), 5.2.4(c), 5.2.4(d), 5.2.5(d), 5.2.5(e), 5.3.9(b)(2), S5.2.4, S5.3.1, S5.3a.1, 及び本附則 5.5 の下で提供するプラント構成、インピーダンス、時定数、定格及び能力を含むプラント設計パラメータを記載した設計データシート。及び本附則5.5を参照</p> <p>(2) 関連する電力系統及び制御システム技術について、保護システム及び制御システム機能及びその設定（構成、利得、時定数、遅延、デッドバンド、非線形性及び第 3 項に基づいて提供される制限を含む）を記載した電力系統設定データシート。11.5(b)(5), 3.11.9(g), 4.3.4(o), 5.2.3(j), 5.2.3(k), 5.2.3A(a), 5.2.3A(b), 5.2.4(c), 5.2.4(d), 5.2.5(d), 5.2.5(e), 5.3.9(b)(2), S5.2.4, S5.3.1, S5.3a.1 の各条項で提供される構成、ゲイン、遅延、デッドバンド、非線形性及び制限を含む。及び本附則5.5を参照</p> <p>(3) 送電系統及び配電系統レベルの関連電力系統技術について、第3節に基づき提供される電力系統安全保障に対する制御システム及び保護システムの影響を含むプラントの数理モデルを開発する際の AEMO の要件を記述した電力系統モデルガイドライン。11.5(b)(5), 3.11.9(g), 4.3.4(o), 5.2.3(j), 5.2.3(k), 5.2.3A(a), 5.2.3A(b), 5.2.4(c), 5.2.4(d), 5.2.5(d), 5.2.5(e), 5.3.9(b)(2), S5.2.4, S5.3.1, S5.3a.1 の各条項で提供される、電力系統の安全性に対する制御系及び保護系の影響を含むプラントの数理モデルを開発する際の AEMO の要件。及び本附則5.5を参照</p> <p>(b) (a)に基づいて電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート及び電力系統設定データシートを開発、公表及び維持する場合、AEMO は、電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート及び電力系統設定データシートの目的である、以下の事項を考慮しなければならない。</p> <p>(1) 発電所及び設備を AEMO が十分な精度で数学的にモデル化し、以下のことを可能にする。</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) 電力系統の安全性を確保するための電力系統運転制限を、実用上最も低い安全マージンで定量化すること (ii) 提案された交渉によるアクセス標準の評価 (iii) 電力系統の実用的な性能を最大化するために、プラント及びネットワークの制御システム及び保護システムの設定が評価され、定量化されること (iv) SRASs 及び NSCASs の効率的な調達 <p>(2) S5.5.2 項に基づき、データの種類ごとにそのカテゴリーを特定する。</p>

項目	内容
S5.5.7 Power System Design Data Sheet, Power System Setting Data Sheet and Power System Model Guidelines (続き)	<p>(b1) 電力系統モデルガイドラインは、以下を規定しなければならない。</p> <p>(1) モデルの種類を含む情報</p> <p>(i) 発電事業者は、5.2.5 (d)、5.2.5 (e)、5.3.9 (b) (2)、S5.2.4 及び S5.5.6 に基づいて提供しなければならない。</p> <p>(ii) ネットワークサービスプロバイダーは、4.3.4(o)、5.2.3(j)及び5.2.3(k)に基づいて提供しなければならない。</p> <p>(iii) ネットワーク利用者は、5.2.4(c)、5.2.4(d)およびS5.3.1(a1)に基づき提供しなければならない。</p> <p>(iv) 市場ネットワークサービスプロバイダーは、5.2.3A(a)、5.2.3A(b)およびS5.3a.1(a1)に基づき提供しなければならない。</p> <p>(v) NSCAS の入札予定者は、3.11.5(b)(5)に基づき提供しなければならない。</p> <p>(vi) SRASプロバイダ希望者は、3.11.9(g)に基づき提供しなければならない。</p> <p>(2) 提供されるモデルの種類ごとに適用されるモデル精度要件、及びモデル精度要件が適用される発電設備及び発電所設備の種類</p> <p>(3) 電力系統モデルガイドラインに関連する情報を提供する必要がある場合</p> <p>(4) 3.11.5(b)(5), 3.11.9(g), 4.3.4(o), 5.2.3(j), 5.2.3(k), 5.2.3A(a), 5.2.3A(b), 5.2.4(c), 5.2.4(d), 5.2.5(d), 5.2.4(e), 5.3.9(b)(2), S5.2.4, S5.3.1, S5.3a.1, S5.5.6, schedule 5.5に基づいて提供すべき情報を提供できない状況において従うべきプロセス、又は電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート、電力系統設定データシートで要求されている通りである。</p> <p>(5) AEMO が情報の提供を要求する状況を決定する際に考慮する要素に関する指針（望ましい精度水準を達成するために、ある種のモデルの使用を必要とする電力系統の状況など）</p> <p>(6) 情報が提供されなければならない形式、及び提供された情報の正確性を評価するために AEMO が要求する資料</p> <p>(7) モデルのソースコードを提供することが要求される状況</p>

項目	内容
S5.5.7 Power System Design Data Sheet, Power System Setting Data Sheet and Power System Model Guidelines (続き)	<p>(c) 電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート、及び電力系統設定データシートの作成と改訂において、AEMO は以下のことを行わなければならない。</p> <p>(1) 登録参加者がこれらのガイドライン及びデータシートを効率的に遵守するための合理的なコストと、ガイドライン及びデータシートの下で提供される情報の使用から得られると思われる利益とを比較考慮する。</p> <p>(2) 第三者が登録参加者でない場合を含め、第三者の知的財産及び秘密情報を保護するためのあらゆる要件に配慮すること</p> <p>(3) 規則又は管轄の電力法に基づく義務を関連プロバイダが果たすために合理的に必要なデータ及びモデリング情報についての配電網サービスプロバイダ及び送電網サービスプロバイダの要件に配慮すること</p> <p>(d) AEMO は、電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート又は電力系統設定データシートを適宜修正することができる。</p> <p>(e) 何人も、AEMO に対し、適宜、電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート又は電力系統設定データシートを修正するよう、理由を付して書面で要請することができる。</p> <p>(f) 電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート又は電力系統設定データシートを作成及び修正する際、AEMOは、(g)を条件として、登録参加者及びAEMOの合理的見解により電力系統モデルガイドラインに関心を有する、又は有すると確認した他の者と、規則上の協議手続きに従って協議しなければならない。</p> <p>(g) AEMO は、電力系統モデルガイドライン、電力系統設計データシート又は電力系統設定データシートに軽微な又は管理上の修正を加える場合、規則協議手続きに従うことを要求されない。</p> <p>(h) AEMO は、(f)項に基づく規則協議手続きの終了時又は(g)項に基づくその他の場合に、(必要であれば) 関連データシート又はガイドラインを修正することができる。</p>

項目	内容
Schedule 5.5.3 Network and plant technical data of equipment at or near connection point	<ul style="list-style-type: none"> 接続点またはその近傍にある機器のネットワークおよびプラントの技術データ：提出データ

Data Description	Units	Data Category
Voltage Rating		
Nominal voltage	kV	S, D
Highest voltage	kV	D
Insulation Co-ordination		
Rated lightning impulse withstand voltage	kVp	D
Rated short duration power frequency withstand voltage	kV	D
Rated Currents		
Circuit maximum current	kA	S, D
Rated Short Time Withstand Current	kA for seconds	D
Ambient conditions under which above current applies	Text	S, D

Data Description	Units	Data Category
Earthing		
System Earthing Method	Text	S, D
Earth grid rated current	kA for seconds	D
Insulation Pollution Performance		
Minimum total creepage	mm	D
Pollution level	Level of IEC 815	D
Controls		
Remote control and data transmission arrangements	Text	D

Data Description	Units	Data Category
Metering Provided by Customer		
Measurement transformer ratios:		D
Current transformers	A/A	D
Voltage transformers	V/kV	D
Measurement Transformer Test Certification details	Text	R1
Network Configuration		
Operation Diagrams showing the electrical circuits of the existing and proposed main facilities within the Registered Participant's ownership including busbar arrangements, phasing arrangements, earthing arrangements, switching facilities and operating voltages.	Single line Diagrams	S, D, R1
Network Impedance		
For each item of plant:	% on 100 MVA base	S, D, R1
details of the positive, negative and zero sequence series and shunt impedance, including mutual coupling between physically adjacent elements.		

Data Description	Units	Data Category
Short Circuit Infeed to the Network		
Maximum generator 3-phase short circuit infeed including infeeds from generating units connected to the Registered Participant's system, calculated by method of AS 3851 (1991).	kA symmetrical	S, D, R1
The total infeed at the instant of fault (including contribution of induction motors).	kA	D, R1
Minimum zero sequence impedance of Registered Participant's network at connection point.	% on 100 MVA base	D, R1
Minimum negative sequence impedance of Registered Participant's network at connection point.	% on 100 MVA base	D, R1

Data Description	Units	Data Category	Data Description	Units	Data Category
Load Transfer Capability:			Normal and short-time emergency ratings	MVA	D, R1
Where a load, or group of loads, may be fed from alternative connection points:			Technical Details of generating units and generating systems as per the Power System Design Data Sheet, Power System Setting Data Sheet and the Power System Model Guidelines where such details are not confidential information		
Load normally taken from connection point X	MW	D, R1	Transformers at connection points:		
Load normally taken from connection point Y	MW	D, R1	Saturation curve	Diagram	R
Arrangements for transfer under planned or fault outage conditions	Text	D	Equipment associated with DC Links		
Circuits Connecting Embedded Generating Units to the Network:			Number of poles	MVA	D, R
For all generating units, all connecting lines/cables, transformers etc.			Converters per station	Quantity	D, R
Series Resistance	% on 100 MVA base	D, R1	Reactive Power consumption of converters	MCAr	D, R
Series Reactance	% on 100 MVA base	D, R1	Location and Rating of A.C. Filters	MVA	D, R
Shunt Susceptance	% on 100 MVA base	D, R1	Location and Rating of Shunt Capacitors	MVA	D, R
			Location and Rating of Smoothing Reactor	MVA	D, R
			Location and Rating of DC Filter	MVA	D, R

項目	内容
Schedule 5.5.4 Network Plant and Apparatus Setting Data	• ネットワーク設備・機器設定データ：提出データ

Data Description	Units	Data Category
Protection Data for Protection relevant to Connection Point:		
Reach of all protections on transmission lines, or cables	ohms or % on 100 MVA base	S, D
Number of protections on each item	Text	S, D
Total fault clearing times for near and remote faults	ms	S, D, R1
Line reclosure sequence details	Text	S, D, R1
Tap Change Control Data:		
Time delay settings of all transformer tap changers.	Seconds	D, R1

Data Description	Units	Data Category
Reactive Compensation:		
Location and Rating of individual shunt reactors	MVAr	D, R1
Location and Rating of individual shunt capacitor banks	MVAr	D, R1
Capacitor bank ca	μF	D
Inductance of switching reactor (if fitted)	mH	D
Resistance of capacitor plus reactor	Ohms	D
Details of special controls (e.g. Point-on-wave switching)	Text	D
For each shunt reactor or capacitor bank:		
Method of switching	Text	S
Details of automatic control logic such that operating characteristics can be determined	Text	D, R1

Data Description	Units	Data Category	Data Description	Units	Data Category
FACTS Installation:			Details of performance of the control device under disturbance conditions including changes in AC frequency, variations in AC system voltages and Ac system waveform distortion.	Text	D
Data sufficient to enable static and dynamic performance of the installation to be modelled	Text, diagrams control settings	S, D, R1	For DC control devices, contribution to the AC system short circuit level	KA, MVA	D
Transmission line flow control device	Text,	D			
Details of the operation of the control device under normal operation conditions (including startup and shutdown of the line) and during a fault (close up and remote)	diagrams		Short circuit ratio		
Models for the control device and transmission line appropriate for load flow, small signal stability and transient stability analysis	Text, diagrams	D	The lowest short circuit ratio at the connection point for which the generating system, including its control systems: (i) will be commissioned to maintain stable operation; and (ii) has the design capability to maintain stable operation.	Numerical ratio	S, D, R1
Capability of the line flow control device	KA, MVA, MW	D	For the purposes of the above, "short circuit ratio" is the synchronous three phase fault level (expressed in MVA) at the connection point divided by the rated output of the generating system (expressed in MW or MVA).		
Details of the rate of change of flow capability of the control device	Text	D			
Details of the capability of the control device to provide frequency and voltage control	Text	D			
Description of possible failure modes of control device	Text	D			

項目	内容
Schedule 5.5.5 Load Characteristics at Connection Point	<ul style="list-style-type: none"> 接続点での負荷特性：提出データ

Data Description	Units	Data Category
For all Types of Load		
Type of Load	Text	S
eg controlled rectifiers or large motor drives		
For Fluctuating Loads		
Cyclic variation of active power over period	Graph, MW/time	S
Cyclic variation of reactive power over period	Graph, MVar/time	S
Maximum rate of change of active power	MW/s	S
Maximum rate of change of reactive power	MVar/s	S
Shortest Repetitive time interval between fluctuations in active and reactive power reviewed annually	s	S

Data Description	Units	Data Category
Largest Step Change:		
In active power	MW	S
In reactive power	MVar	S

項目	内容
Schedule 5.6 Terms and Conditions of Connection agreements and network operating agreements	<ul style="list-style-type: none">• 接続契約およびネットワーク利用契約の条件を規定
Schedule 5.7 Annual Forecast Information for Planning purposes	<ul style="list-style-type: none">• ネットワークサービスプロバイダーの送電網への接続点を持つ各登録参加者が、当該ネットワークサービスプロバイダーに提供しなければならない各接続点に関する情報を規定• 夏季・冬季の最大電力予測、平日・休日の予測等
Schedule 5.8 Distribution Annual Planning Report	<ul style="list-style-type: none">• ネットワークサービスプロバイダーが年次計画報告書に記載する情報を規定
Schedule 5.9 Demand side engagement document	<ul style="list-style-type: none">• ネットワークサービスプロバイダーが需要契約に記載する情報を規定

項目	内容
5A. Electricity connection for retail customers	<ul style="list-style-type: none"> 小売事業者が小売顧客（屋上太陽光パネルなどの小規模な組込発電を有する顧客を含む）に対して行う電気接続サービスの提供について規定
6. Economic Regulation of Distribution Services	<ul style="list-style-type: none"> 託送サービスと費用、インセンティブなど契約について規定
6A. Economic Regulation of Transmission Services	<ul style="list-style-type: none"> 送電ネットワークサービスプロバイダーに対して送電決定を行うAERの一般的義務を規定
6B. Retail markets	<ul style="list-style-type: none"> 小売市場での取引規定
7. Metering	<ul style="list-style-type: none"> 計量要件について取り扱う。市場参加者は、電力使用量を測定する電力接続ポイントに関して、計量設備を設置し、オーストラリアエネルギー市場運営者に登録することが義務付けられている。計測設備の管理および計測データの開示と使用に関する詳細な体制を規定
8. Administrative Functions	<ul style="list-style-type: none"> 本規則の管理に関する主要なプロセスおよび義務を規定
8A. Participant Derogations	<ul style="list-style-type: none"> 特定の参加者に認められた例外規定
9. Jurisdictional Derogations and Transitional Arrangements	<ul style="list-style-type: none"> 各参加機関の管轄区域に適用される管轄区域の制限緩和を規定
10. Glossary	<ul style="list-style-type: none"> 用語解説
11. Savings and Transitional Rules	<ul style="list-style-type: none"> 新規則または既存規則の修正により効力を失うことになるものへの救済措置、新規則または既存規則の修正の運用または発効を有限の期間規制する経過措置、新規則の適用方法と旧規則の適用停止方法を規定

■ 本文中の引用先

- Maintaining Power System Security with High Penetrations of Wind and Solar Generation, Oct. 2019 : https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Future-Energy-Systems/2019/AEMO-RIS-International-Review-Oct-19.pdf
- Corporate Plan FY2022 : https://www.aemo.com.au/-/media/files/about_aemo/corporate-plan/2021/fy22-aemo-corporate-plan.pdf?la=en&hash=031377CA8B769A28E705235EFE428633
- Renewable Integration Study (RIS) : <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/renewable-integration-study-ris>
- Power system requirements, Reference paper : https://aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Power-system-requirements.pdf
- Technical Integration of DER Report : <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/DER/2019/Technical-Integration/Technical-Integration-of-DER-Report.pdf>
- 第9回グリッドコード検討会, 参考資料1 : https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_09_12.pdf
- Grid Code Development Forum, 08th July 2020, National Grid : <https://www.nationalgrideso.com/electricity-transmission/document/172351/download>
- National Electricity Rules : <https://www.aemc.gov.au/regulation/energy-rules/national-electricity-rules>
- Generator technical performance standards : <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/generator-technical-performance-standards>
- GENERATOR TECHNICAL PERFORMANCE STANDARDS RULE 2018 : https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-09/Final%20Determination_0.pdf
- Grid Code Development Forum, 08th July 2020, nationalgridESO : <https://www.nationalgrideso.com/document/172351/download>

■ 市場参加に関連する参考

市場参加者の分類 : Electricity market participants : <https://aemo.com.au/learn/market-participants/electricity-market-participants>

発電設備の登録 : Register as a Generator in the NEM : <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/participate-in-the-market/registration/register-as-a-generator-in-the-nem>

NEMでの登録方法の説明 : NEM Generator Registration Guide : https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/participant_information/registration/generator/nem-generator-registration-guide.pdf?la=en

NEMでの発電設備の登録(小容量) : Register as a Small Generation Aggregator (SGA) in the NEM : <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/participate-in-the-market/registration/register-as-a-small-generation-aggregator-sga-in-the-nem>

デマンドリスponsサービスプロバイダーの登録 : Register as a Demand Response Service Provider : <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/participate-in-the-market/registration/register-as-a-drsp>

NEMでのアンシラリーサービスの説明 : Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/ancillary_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf

発電設備の分類例 : GUIDE TO GENERATOR EXEMPTIONS AND CLASSIFICATION OF GENERATING UNIT : https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/participant_information/new-participants/generator-exemption-and-classification-guide.pdf?la=en

需要側の分類 : Demand Side Participation Information Guidelines : https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/dsp/demand-side-participation-information-guidelines.pdf?la=en

アンシラリーサービス認証手続き : Ancillary Services Certification Guidelines : https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/participant_information/guides-and-useful-information/guidelines/ancillary-services-certification-guidelines.pdf?la=en

WEMでの蓄電設備の市場参加について : Participation Guideline for Energy Storage Systems in the WEM : https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/participant_information/guides-and-useful-information/guidelines/participation-guideline-for-energy-storage-systems-in-the-wem.pdf?la=en

■ AEMCでの議論状況

RoCoF検討 : ISSUES PAPER, REVIEW OF THE FREQUENCY OPERATING STANDARD 28 APRIL 2022 :

<https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2022-04/rel0084 - review of the fos - issues paper.pdf>

(議論中) 再エネ団体からのルール変更リクエスト : Efficient reactive current access standards for inverter-based resources :

<https://www.aemc.gov.au/rule-changes/efficient-reactive-current-access-standards-inverter-based-resources>

(議論中) 風力発電メーカーからのルール変更リクエスト, 26 May 2022 : Performance standards for reactive current response to disturbance: <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/performance-standards-reactive-current-response-disturbance>

● アンシラリーサービスの分類

- NEMのアンシラリーサービスは、以下の3つに分類される。

- ① Frequency Control Ancillary Services (FCAS) : AEMOが電気系統の周波数を、NEMの周波数規格が要求する毎秒50サイクルに近い状態に維持するために使用する。
 - ② Network Support & Control Ancillary Services (NSCAS) :
 - 電力系統の各ポイントの電圧を所定の規格の範囲内で制御する。
 - 電力系統における構成機器上の電力フローを、それらの構成機器の物理的な制限の範囲内で制御する。
 - 主要な電力系統の事象が発生した後、電力系統内の過渡的安定性と振動的安定性を維持する。
 - ③ System Restart Ancillary Services (SRAS) : 完全または部分的な停電が発生し、電力系統を再稼働させなければならない不測の事態のために確保される。
- 周波数制御は、Regulation (調整) と Contingency (緊急時対応) があり、Regulation は、AEMOから発電所に対し指令送信し通常周波数を48.95Hz～50.15HzにAutomatic Generation Control (AGC)する。Contingency は、イベント発生後5分以内に通常周波数範囲に戻す機側で行われる制御で、Generator Governor Response, Load shedding, Rapid Generation, Rapid Unit Unloadingがある。

- Frequency Control Ancillary Services (FCAS)
 - Regulation (調整) と Contingency (緊急時対応) あわせて8商品がある。
 - Regulation
 - ① Regulation Raise: Regulation service used to correct a minor drop in frequency.
 - ② Regulation Lower: Regulation service used to correct a minor rise in frequency.
 - Contingency
 - ① Fast Raise (6 Second Raise): 6 second response to arrest a major drop in frequency following a contingency event.
 - ② Fast Lower (6 Second Lower): 6 second response to arrest a major rise in frequency following a contingency event.
 - ③ Slow Raise (60 Second Raise): 60 second response to stabilise frequency following a major drop in frequency.
 - ④ Slow Lower (60 Second Lower): 60 second response to stabilise frequency following a major rise in frequency.
 - ⑤ Delayed Raise (5 Minute Raise): 5 minute response to recover frequency to the normal operating band following a major drop in frequency.
 - ⑥ Delayed Lower (5 Minute Lower): 5 minute response to recover frequency to the normal operating band following a major rise in frequency.

- Network Support and Control Ancillary Service (NSCAS)

- 以下のカテゴリーに分類される。

- ① Voltage Control Ancillary Service (VCAS)
- ② Network Loading Control Ancillary Service (NLCAS)
- ③ Transient and Oscillatory Stability Ancillary Service (TOSAS)

- Voltage Control Ancillary Service

- ① 同期調相機: 市場で発電しない間、無効電力を供給または吸収することができる発電機
- ② 静的無効電力補償機器: コンデンサーやリアクターなど、無効電力を供給または吸収することができる装置

- Network Loading Control Ancillary Service

AEMOによって、相互接続器上の流量を短期的な制限値内に制御するために使用される。

例えば、地域Aから地域Bへの相互接続器上の流量が短期的な制限を超えた場合、AEMOは地域Bの発電事業者の発電レベルを上げるか、地域Bの負荷を落とすことによって流量を減らすことができる。

したがって、ネットワーク要素上の流量は、自動発電事業者制御（調整周波数制御に使用されているのと同じ技術）または負荷遮断を使用することによって制御することができる。

- Transient and Oscillatory Stability Ancillary Service

短絡や機器の誤動作などの障害が発生すると、急激な過渡電流の「スパイク」が発生することがある。これは、ネットワーク全体の機器にダメージを与える可能性がある。

TOSAS (Transient and Oscillatory Stability Ancillary Services) は、ネットワーク電圧の制御と高速制御、電力系統に接続された回転質量の慣性増加、電力系統に接続された負荷の急速増加/低減を行う。

TOSASサービスの例としては、電力系統安定化装置 (PSS)、電圧高速制御サービス (同期調相機、SVC、同期発電機)、イナースタポートサービスなどがある。