

慣性力低下への対策について

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

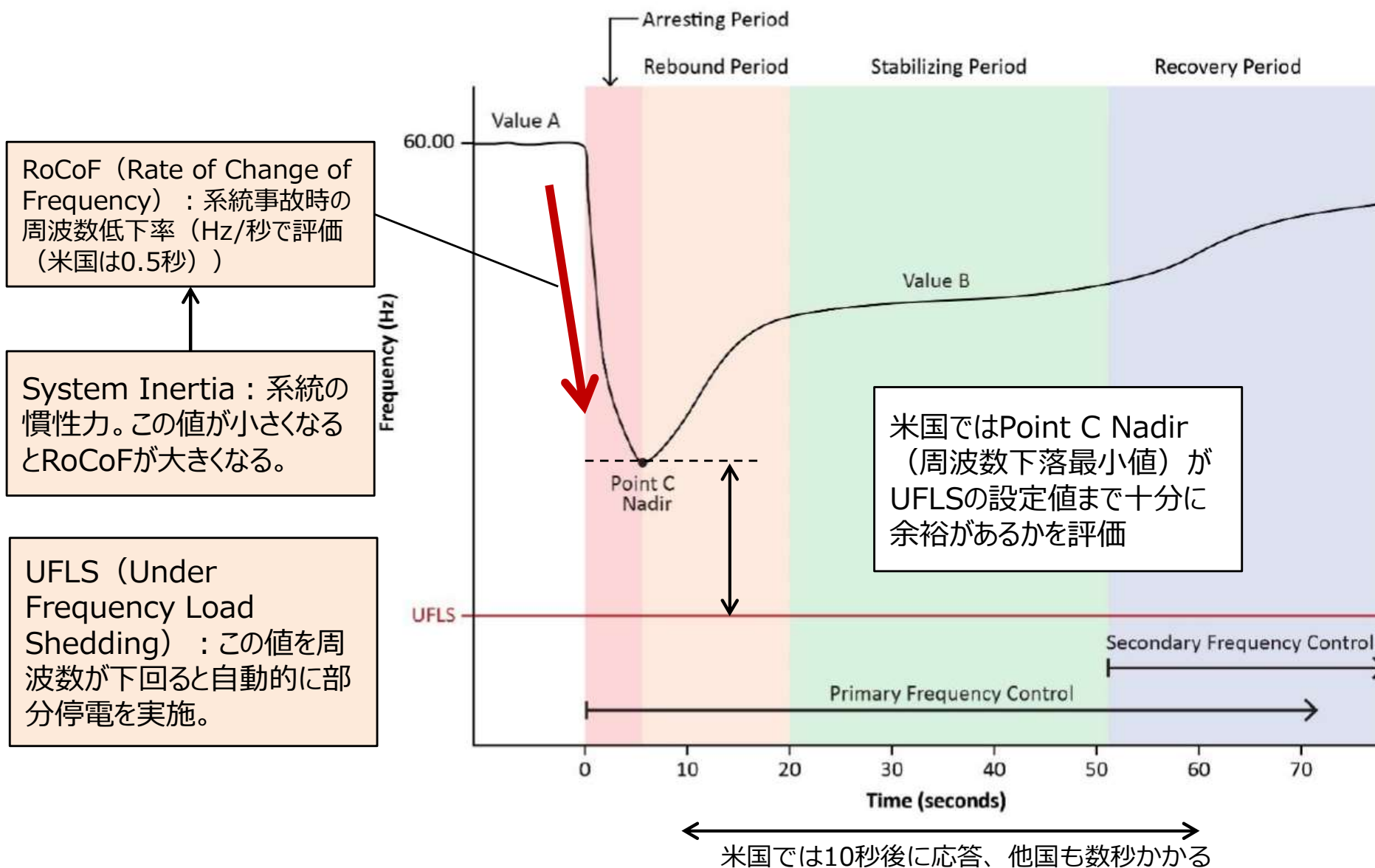
電力・新エネルギーユニット 担任補佐・研究理事

小笠原潤一

問題の所在

- 慣性力とは何か：電力系統内で同期して発電している発電機や工場のモーターなどの慣性の合計に概ね相当する。慣性力が大きければ大きいほど、系統内での需要と供給力のバランスが崩れた場合に周波数が変化しにくくなる。
- 今、何が問題になっているのか：系統規模が小さなイギリス、アイルランド及びテキサス州ERCOTで風力発電や太陽光発電の増加により慣性力が低下し、停電リスクが高まったことから対策が取られるようになった。日本でも将来的に課題が顕在化する可能性が出て来た。
- 世界で、日本でどのような対応がとられているのか：イギリスやアイルランド、ERCOTでは慣性力を高める装置の配置や高速で応答する新規の予備力であるFFR（Fast Frequency Response）を導入している。
- その対応は十分なのか、今後の課題は何か：イギリスでは慣性力の低下に対応するため、下げ代の追加を含めた予備力の商品設計の見直しを検討中。FFRは蓄電池の商業化に向けた開発競争になっており、日本でも検討する必要がある。

はじめに



(出所) NERC, "State of Reliability 2018", 2018年6月を基に作成

慣性力の提供能力

- 慣性力の大きさはKinetic Energyの単位であるMWsで評価される。PMU（Phasor Measurement Unit：位相情報計測装置）を複数台設置して常時監視することが可能。我が国でも2019年度からNEDO事業でPMUを設置して慣性力等の把握を可能とする常時監視システムの基盤技術の開発を開始している。オンラインのユニットの発電計画を基に予測値の推定も行われている。
- それぞれの発電ユニットに固有のHがあり、例えばENTSO-Eが将来の慣性力の水準を試算する際に電源種別の典型的なHとして右表の値を用いて分析を行っていた。
- この他、需要家設備も慣性力を提供することができ、常時監視した結果と電源構成を比較して一定の仮定を置くことで将来の慣性力の推定を行うことができる。
- ※ 一般的に単機容量の大きな発電機ほど大きな慣性力を提供することができる。このため原子力発電や石炭火力発電の廃止は慣性力維持への影響が大きい。イタリアは石炭火力の廃止を見据えて、慣性力対策を取るようになった。

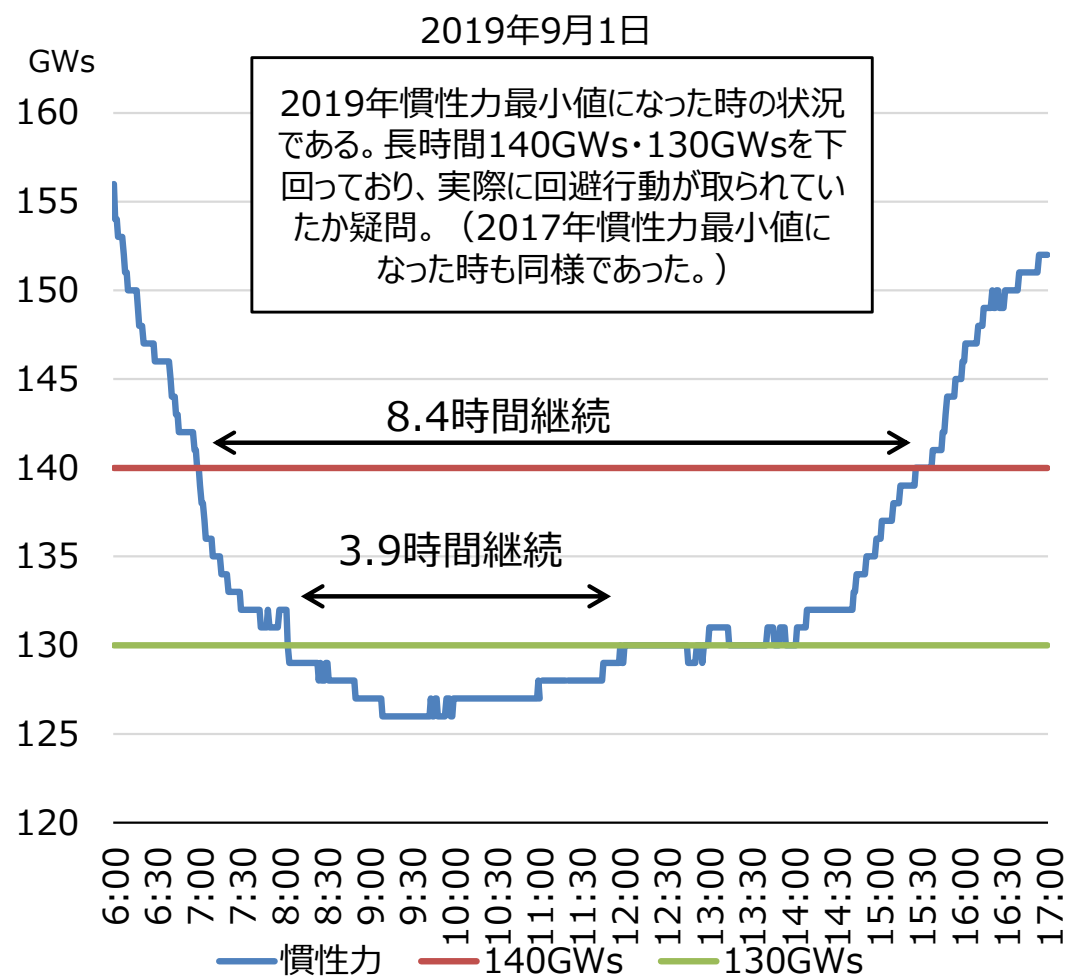
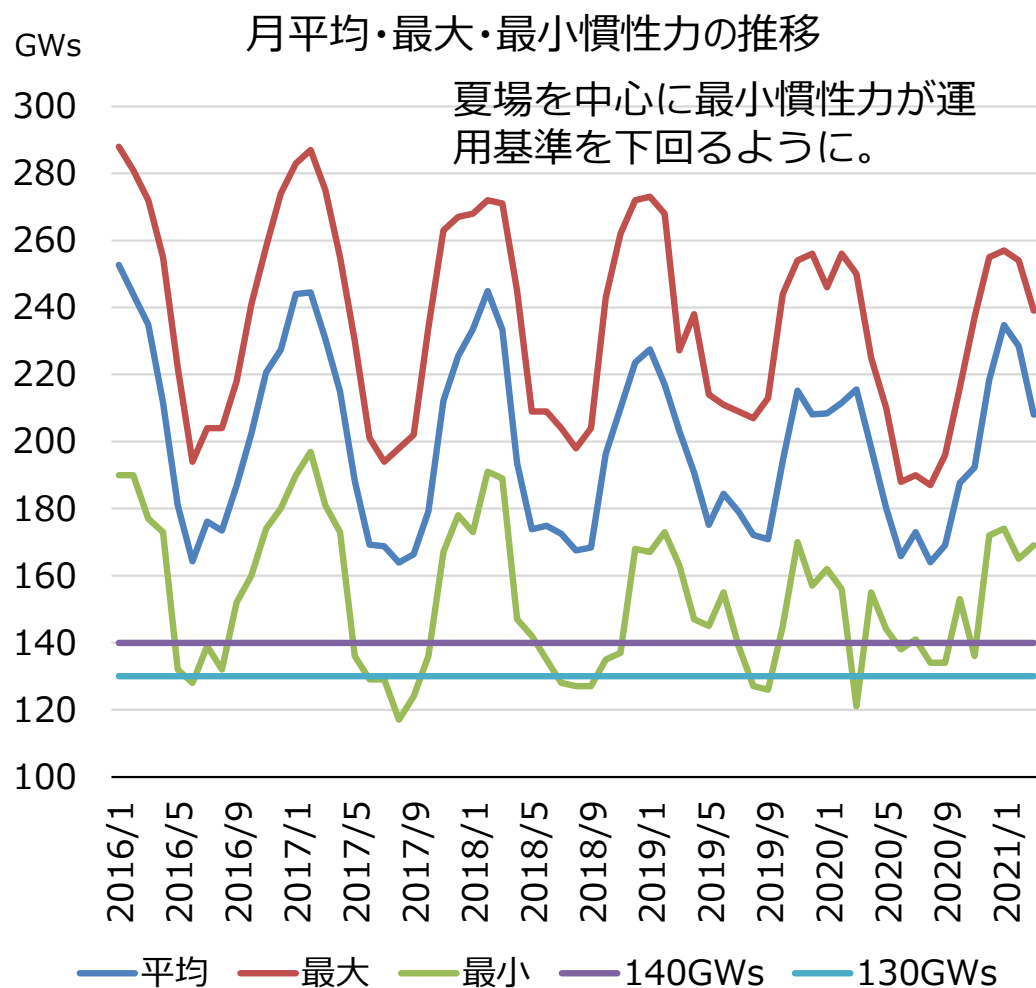
典型的な容量と分析で用いた慣性力定数H

	慣性力定数 (H)	設備利用率
原子力	5.9	0.96
褐炭火力	3.8	0.81
一般炭火力	4.2	0.70
ガス火力	4.2	0.60
石油火力	4.3	0.40
流込式水力	2.7	0.61
貯水式水力	3.7	0.56
揚水	3.5	0.46
陸上風力	0.0	-
洋上風力	0.0	-
太陽光	0.0	-
地熱	3.5	0.83
バイオマス	3.3	0.70

(出所) ENTSO-E, "Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)", 2020年12月

北欧における慣性力の推移

- 北欧は慣性力が140GWs・130GWsを上回るように運用するとしている。北欧は電力輸出ポジションとなることが多く「輸入を減らして域内の同期発電を増やす」という操作を行うことが難しい。デンマーク等の風力発電を抑制して国内の同期発電を増やす必要があるが、そのための国際的枠組みが結ばれていない可能性が高く、実績を見ると130GWs未達が長時間続くことも。



(注) 慣性力の値は1分間隔値

(出所) Fingrid, "Kinetic energy of the Nordic power system - real time data"より作成

RoCoFについて

- 送電事故等で周辺一帯が停電した際に単独運転を防止するために、周波数の変動に応じて発電設備を停止させるRoCoFリレーが設定されている。日本ではFRT要件の中で2Hz/sまでの周波数変動に対し運転継続を義務付けている。大陸欧州でも2Hz/sが一般的でRoCoFの設定値が問題になることは少ない。
- しかしアイルランドでは0.5Hz/s、イギリスでも小規模自家発の1Hz/s以上（2014年以前は0.125Hz/s、それ以降でも2016年まで同期発電機0.5Hz/s・非同期発電機1Hz/s以上）と規定されているため、慣性力の低下に伴い下限値に到達するリスクが高まった。大規模電源脱落に際してRoCoFが限度値を超えた場合に、追加的電源脱落が生じるためである。
- $RoCoF = \frac{50Hz}{2} \times \left(\frac{\text{事故規模 (MW)}}{\text{系統慣性力 (MW.s)}} \right)$ であるが、アイルランドでは最大事故500MWでRoCoF限度が0.5Hz/sであるので、25GWs程度の系統慣性力を維持する必要がある（現行の最低確保量は23GWs）。低周波数負荷遮断が48.85Hzなので、1.15Hz分の低下を避けるために2秒で応答を開始する即応周波数応答を準備することになった（実際にはシミュレーションで検討）。

慣性力低下対策の実施状況

- 慣性力の低下に対しては、同期調相機等の設置や風力発電や太陽光発電に疑似慣性力ないし疑似ガバナ機能の付与が考えられるが、今のところ周波数の低下や変動に対して一次調整力より速く応答するFast Frequency Response (FFR) の配備が開始されている。一次調整力が応答するまでの間、更なる周波数の低下を緩和させるもの。同期調相機の場合、従来電圧対策として配備されていたものであることから、慣性力対策として単体で配備するのではなく、National Grid ESOのStability Pathfinderプロジェクトのように慣性力と電圧対策をセットで配備することが必要となる。
- テキサス州ERCOTでは2008年以降、全ての風力発電と太陽光発電に“governor-like”応答を義務化（古い200万kWは免除）（2016年にデッドバンドを $\pm 36\text{mHz}$ から $\pm 17\text{mHz}$ に変更）している。風力発電に対して同様に“governor-like”応答を義務化する国が増えている（PJMでも導入済）。疑似慣性力を風力に求める規定はEU大での規定（非拘束的）はあるが、具体化はされていない。
- 追加的に慣性力を提供可能な供給力の確保例はイギリスのNational Grid ESOが2020年1月29日にStability Pathfinder Projectとして、慣性力の提供と電圧管理、系統安定度維持という複合的な目的を達成するとして、揚水発電やガス火力、蓄電池と6年契約を締結した。揚水発電はDraxの機の発電機のうち1機を止め、非同期瞬動予備力として使用し、その他の発電機は瞬動予備力として活用されるというもの。
- アイルランドでは慣性力を提供する能力のある供給力にSynchronous Inertial Responseという名称で契約を結び対価を支払っているが、追加的慣性力の調達ではない。風力発電が高出力の場合は純輸出となっているため、現在は風力の抑制を実施している。
- ※ 通常、イギリスは電気の輸入国なので、直流連系線を通じた輸入をTSO間取引で減らし、同期発電量を増やすことで慣性力低下対策を実施している。2020年夏にはコロナ禍の影響による低需要に伴い再エネ出力抑制市場の試行を行ったが、そうした抑制市場は常設していない。

慣性力対策の種類とメリット・デメリット

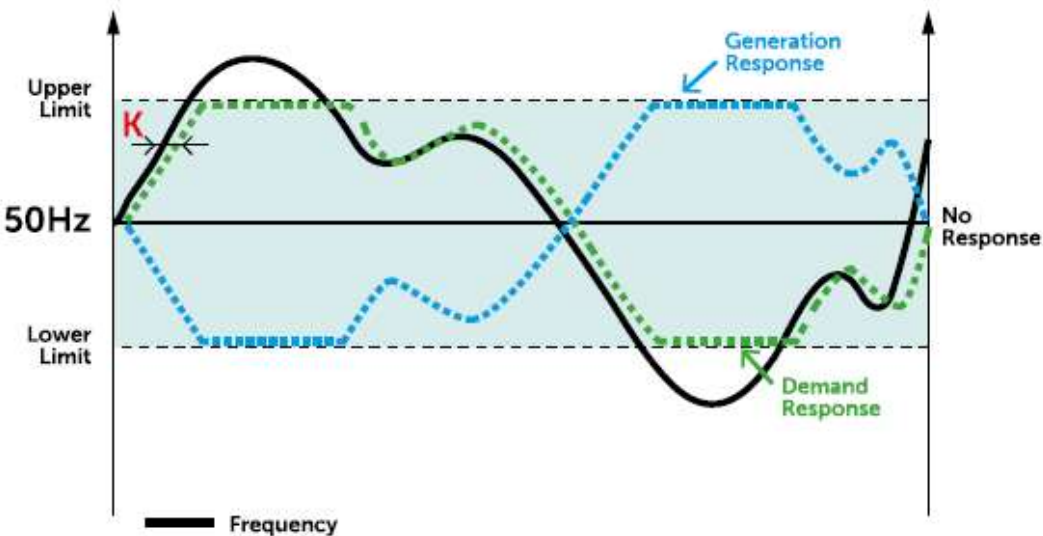
- 慣性力の低下に対する対策の種類とメリット・デメリットは下表の通りである。

	内容	メリット・デメリット
同期発電機の維持	慣性力の低下が観察された場合、非同期発電機を抑制し、同期発電機を追加投入（アイルランドではSPSNという非同期発電率に関する指標を用いて再エネ上限を設定）	慣性力の低下を理由に再エネを抑制する制度構築は難しい（再エネは需給調整市場に参加していない）
同期調相機設置	慣性力を提供する同期調相機を設置	電圧対策と一体で配備する必要があり、対策費用を可視化できない（送配電による設備対策、又は電圧維持をアンシラリー・サービス市場化する必要）
再エネの疑似慣性機能/インバータ容量拡大	再エネ発電機に疑似慣性機能を装備	カナダケベック州で採用例 ^(注) があるが、採用国・地域はこれからという位置づけ
蓄電池の疑似慣性機能/インバータ容量拡大	蓄電池に疑似慣性機能を装備	採用例なし
即応周波数応答 (Dynamic)	一次調整力より即時に応答する周波数応答を調達（慣性力を増やす効果なし）	イギリスで2020年10月から導入開始（全て蓄電池）、アイルランド導入予定
即応周波数応答 (Static)	一定の周波数値を超える周波数変動に一次調整力より即時に応答する周波数応答を調達（慣性力を増やす効果なし）	テキサス州ERCOT、イギリス、北欧、イタリアで採用（負荷遮断、蓄電池、揚水発電等が候補）、アイルランドで導入予定

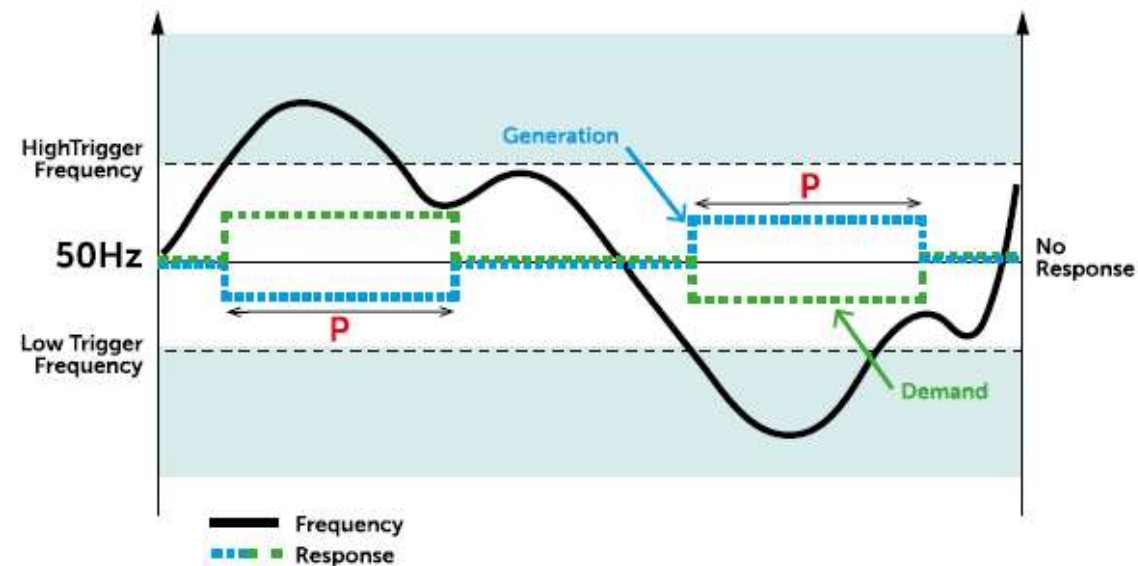
(注) ケベック州での要件は0.2Hzの周波数変動に対し1秒で応答を開始し、10秒以内でフル応答するとされており、疑似ガバナ機能と考えられる（ケベック州の低周波数負荷遮断は58.5Hzで発動）。

FFRの種類 (Dynamic・Static)

- FFR (Fast Frequency Reserve) は一次調整力よりも高速に応答する調整力であり、採用する国・地域が増加している。デッドバンド範囲外で恒常的に周波数の水準に応じて応答するものがDynamic、一定の閾値を超えた周波数の低下に対しフル応答するものがStaticと分類することができる。Dynamic型の場合に周波数変動のデッドバンドを設けることもある。既にDynamic型を導入しているイギリスとアイルランドはデッドバンドを設けている。



Fully Dynamic Frequency Response



Static Frequency Response services

(出所) National Grid, "Profiting from Demand Side Response", 2019年11月

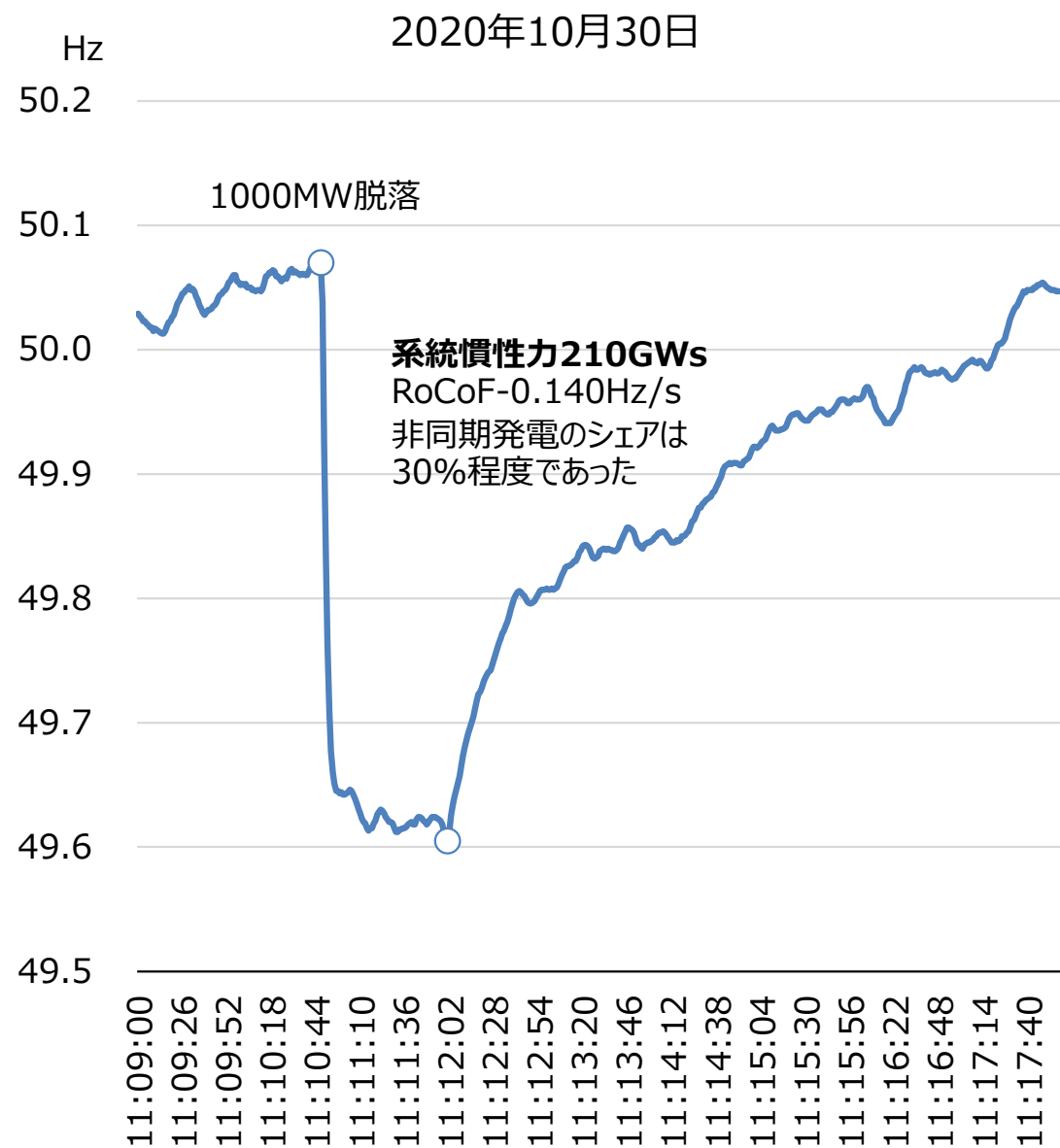
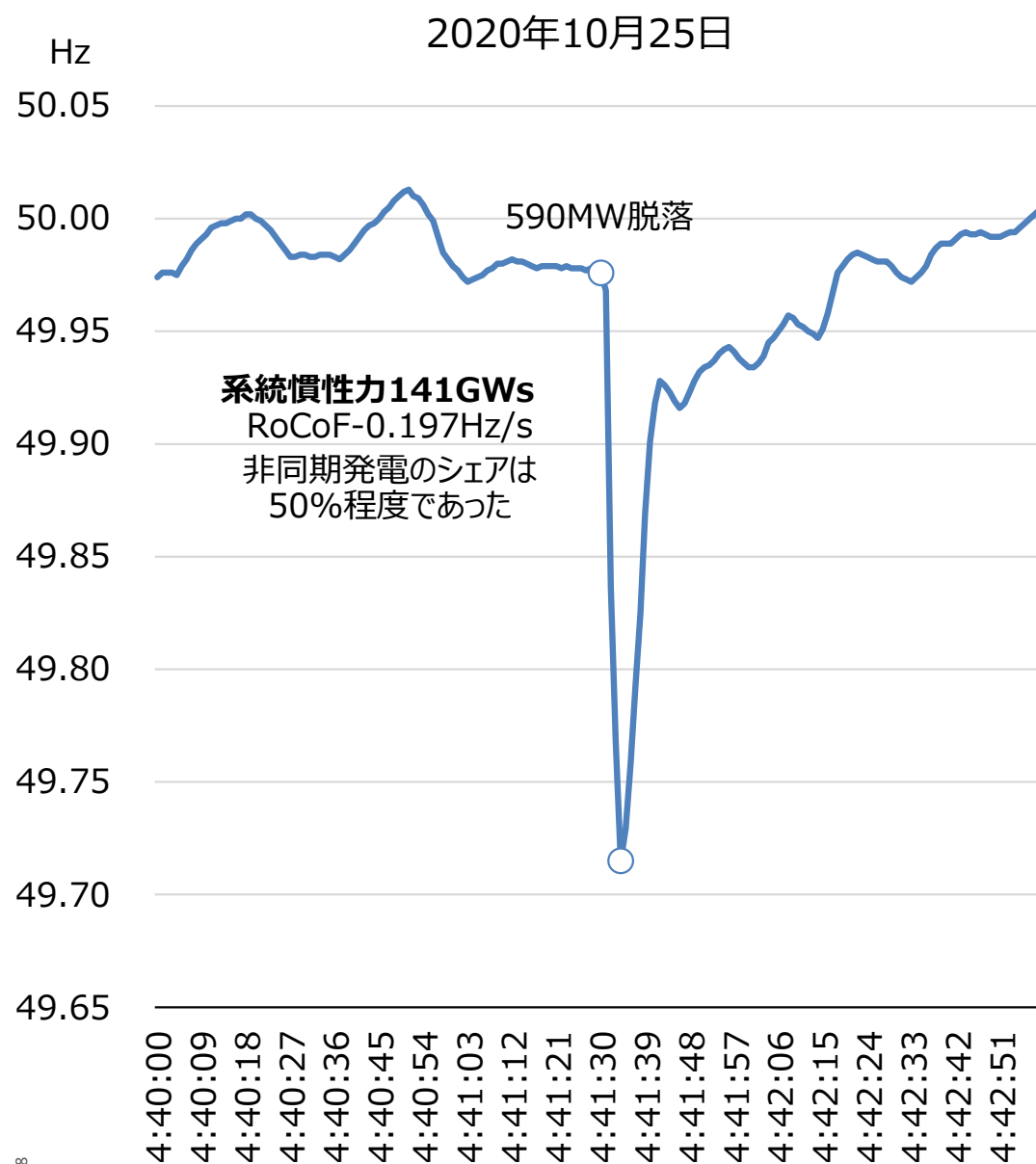
イギリスの系統事故とRoCoF：過去2年の状況

- National Grid ESOは過去2年間の系統事故と周波数変動の状況に関する報告書を公表した。RoCoFが0.1Hz/秒を超える頻度が2019年以降増えている。National Grid ESOはRoCoFの下限値を0.125Hz/秒としていたが、徐々にその水準に接近しつつある（2020年10月・2021年1月で3度超過）。但し想定最大事故1,000MWの場合かつ0.12HzであってもUFLS 48.8Hzまである程度余裕がある。RoCoFが0.125Hz/sを超えると予測された場合、最大事故として想定される揚水発電と洋上風力など5サイトと連系線の状況を確認した上で、慣性力を高めるための指示を行うとしている。

Loss(MW)	RoCoF	事故時周波数	需要GW	最低/最高周波数	原因	Loss(MW)	RoCoF	事故時周波数	需要GW	最低/最高周波数	原因		
2018/1/6	560	0.048	49.95	28	50.28	揚水動力	2019/7/3	-1000	-0.094	50.08	29	49.63	連系線
2018/2/23	-1000	-0.11	49.98	29	49.62	連系線	2019/7/4	-620	-0.061	50.02	27	49.7	発電所
2018/3/7	-1000	-0.066	50.08	39	49.68	連系線	2019/7/11	-1160	-0.073	50.02	31	49.58	発電所
2018/4/20	-500	-0.043	49.99	33	49.7	連系線	2019/7/21	1002	0.11	49.98	22	50.34	連系線
2018/5/1	-630	-0.057	50	30	49.73	発電所	2019/7/24	-390	-0.024	49.92	30	49.68	発電所
2018/6/1	-1000	-0.082	50.1	33	49.68	連系線	2019/8/9	-1878	-0.15	50	29	48.8	複数事故
2018/7/4	-600	-0.066	50	22	49.7	発電所	2019/8/12	-645	-0.057	49.93	30	49.7	発電所
2018/10/11	-780	-0.069	50.01	34	49.69	連系線	2019/8/30	-650	-0.122	49.93	25	49.65	連系線
2018/10/11	-800	-0.067	50.05	35	49.6	連系線	2019/10/3	-790	-0.028	49.96	37	49.64	発電所
2018/10/30	-775	-0.028	49.9	32	49.69	発電所	2019/10/7	-827	-0.081	49.94	37	49.64	発電所
2018/11/21	798	0.058	49.79	42	50.23	連系線	2019/10/22	-880	-0.031	50.08	39	49.68	発電所
2018/11/21	700	0.05	50.02	42	50.24	連系線	2020/2/24	-1000	N/A	49.99	-	49.58	連系線
2018/1/3	-725	-0.036	49.9	42	49.62	発電所	2020/3/6	-1000	-0.106	50.05	-	49.694	連系線
2019/1/11	1040	0.066	49.97	42	50.35	連系線	2020/7/8	1000	0.09	49.95	-	50.327	連系線
2019/2/20	-760	-0.052	49.9	41	49.61	発電所	2020/7/8	1030	0.078	49.926	-	50.321	連系線
2019/3/21	1060	0.124	49.96	23	50.3	揚水動力	2020/10/2	-1000	-0.102	50.02	-	49.59	連系線
2019/4/18	-1000	-0.104	49.96	27	49.61	連系線	2020/10/8	-1000	N/A	50.06	-	49.81	連系線
2019/5/9	-999	-0.078	49.97	33	49.55	連系線	2020/10/25	-590	-0.197	49.98	-	49.72	HVDC
2019/5/31	-950	-0.12	50.1	27	49.62	連系線	2020/10/30	-1185	-0.140	50.07	-	49.60	発電所
2019/6/12	-1000	-0.086	50	35	49.63	連系線	2020/11/20	1000	0.080	50.10	-	50.40	連系線
2019/6/20	-1235	-0.068	50	28	49.52	発電所	2020/12/3	1000	0.085	50.01	-	50.25	連系線
2019/7/1	-1000	-0.12	50.04	28	49.61	連系線	2021/1/29	880	-0.125	49.90	-	49.63	連系線

(出所) National Grid ESO, "Past Frequency Events", 2019年11月、2019年11月以降は" System Incidents Report"各月版より作成

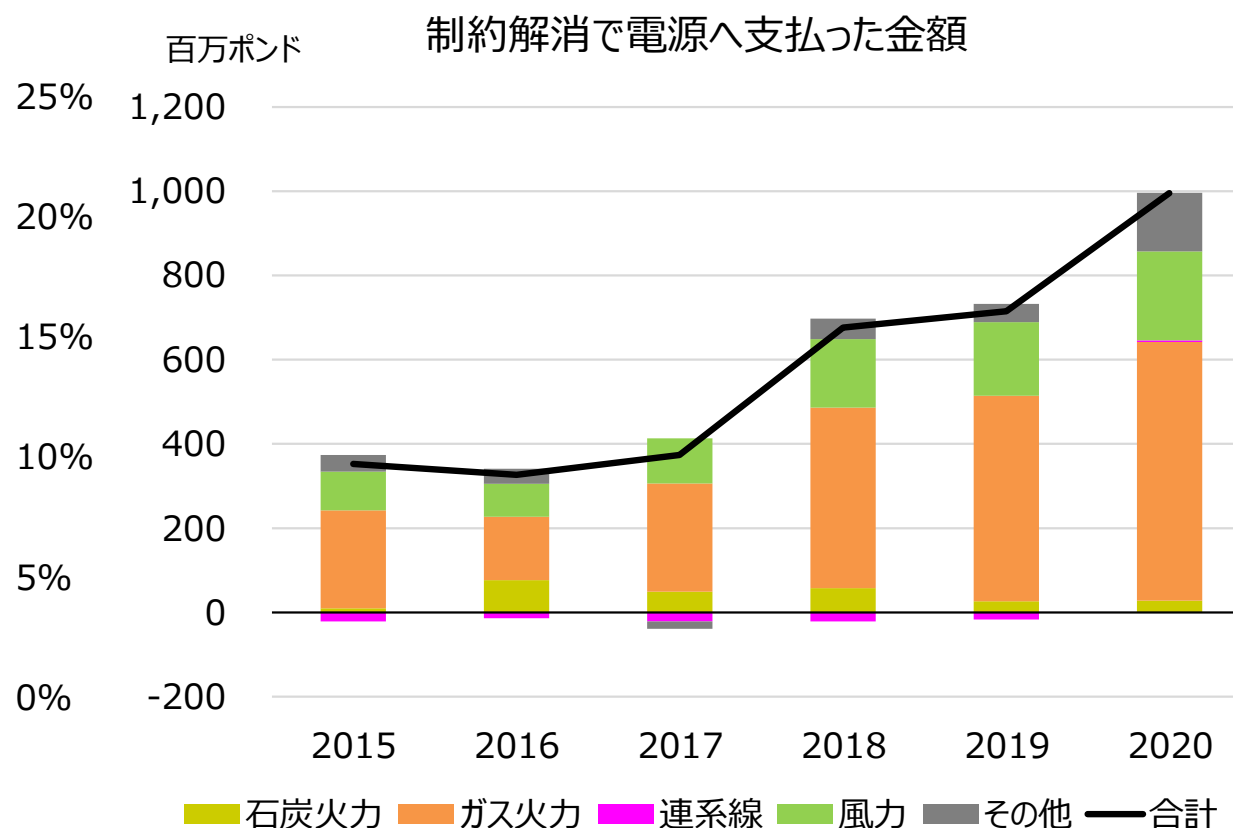
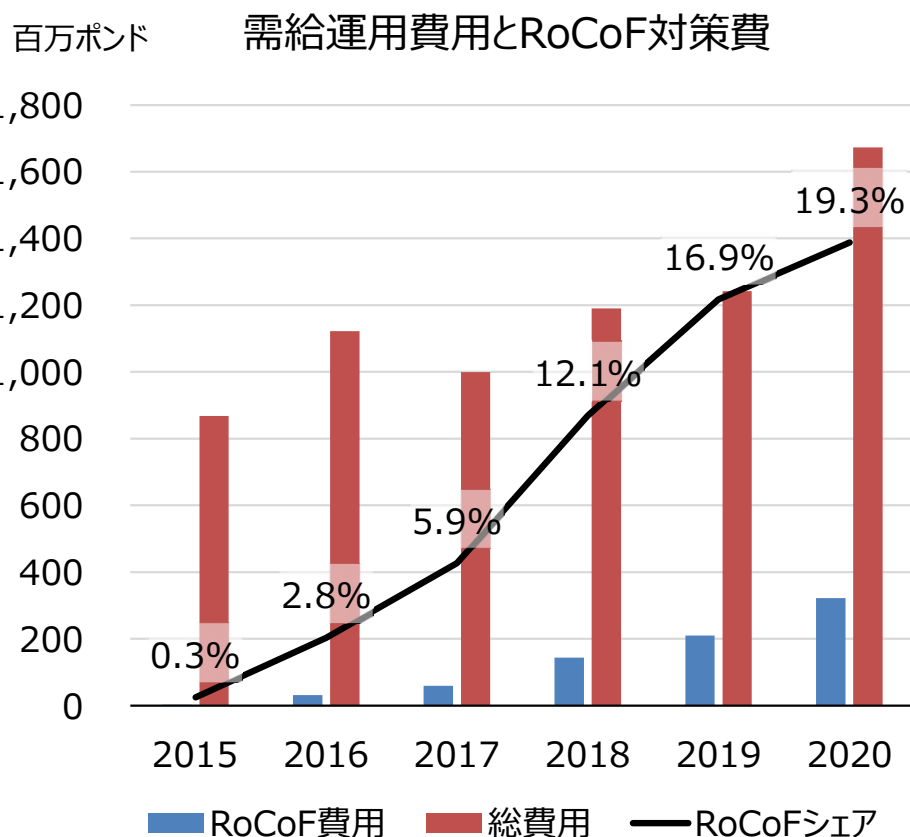
【参考】RoCoFが0.125Hz/sを超えた際の周波数変動



(出所) National Grid ESO, "System Incidents Report - October 2020"より作成

イギリスの需給運用費用に占めるRoCoF対策費用

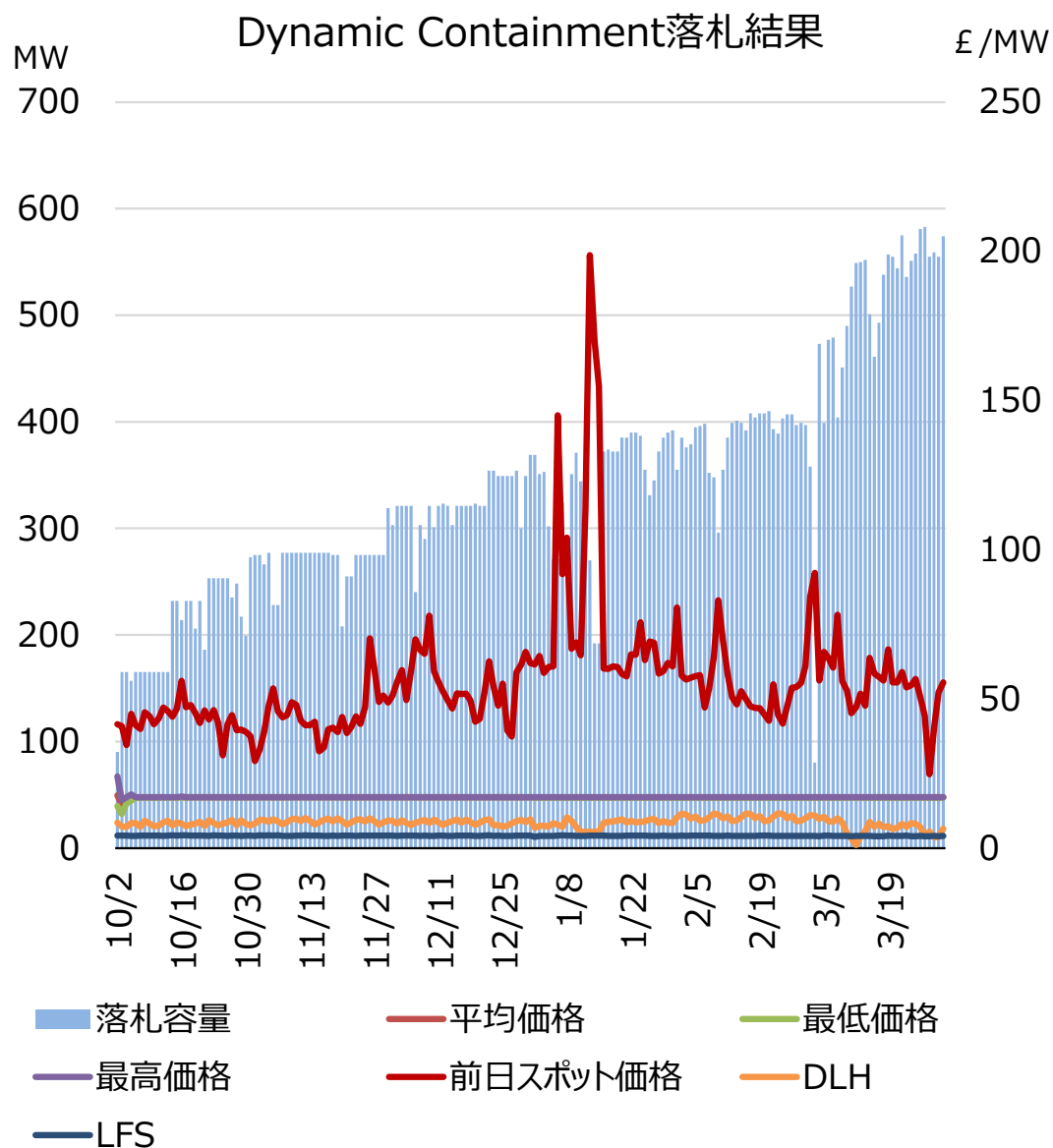
- RoCoFが1.25Hz/sを超える予測された場合、balancing・メカニズム及びTSO間取引を通じてRoCoF制約の解消を行っている。National Grid ESOの需給運用費用のうち系統制約解消費が大きな割合を占めているが、RoCoF対策費用が大きな割合を占めるようになってきている（2019年度の需給運用総費用の16.9%）。
- 2017年Future Energy Scenariosでは2023年にRoCoF対策費用が100万ポンドに達するとしていたが、既に2018年度に達している。



(注) 2020年度は2021年2月分まで

(出所) National Grid ESO, "Monthly balancing services summaries" より作成

イギリスのDynamic Containment



(出所) National Grid ESO, "Dynamic Containment Data"より作成

- National Grid ESOは慣性力低下対策として2020年10月1日よりDynamic Containmentの調達を開始した。前日調達で1日単位での提供が求められる。
- Dynamic Containmentはデッドバンドを $\pm 0.015\text{Hz}$ とし、 $\pm 0.2\text{Hz}$ で登録出力の5%を維持、 $\pm 0.5\text{Hz}$ で最大1秒でフル応答することが求められる（遅くとも0.5秒で応答開始）。周波数の計測は0.05秒間隔である必要がある（データは3ヶ月間保持する）。現在は周波数低下に対する応答分の調達（500MW超）が行われているが、2021年には周波数上昇分の調達も開始される予定になっている（最大で1,400MW）。周波数実績からはほぼ恒常的に少量が稼働している状態と考えられる。
- これまでArenko Cleantech、Centrica Brigg、EDF Energy Customers、Flexitricity、GridBeyond、Habitat Energy、Open Energi、Origami Energy、Peak Gen Top Co、Statkraft Markets、Tesla Motors、UK Power Reserve、Zenobe Energyと13社が参加しており、全て蓄電池が用いられている（2～49MW）。
- 当初は入札価格に散らばりがあったが、10/3入札分より $\text{£}17/\text{MWh}$ で安定してきている。前日スポット価格が $\text{£}40/\text{MWh}$ に比べると安価であるが、DLH（Dynamic Low High）やLFS（Low Frequency Static）よりも高額となっている。

イギリスのStability Pathfinder

- National Grid ESOは2020年1月29日に送電制約管理サービスの一つとしてStability Pathfinder契約の落札者を公表した。Drax、Rassau Grid Services、Deeside Power、Uniper UK及びStatkraft UKが落札した。3年ないし6年契約を選択できるが6年契約が選択されている。揚水発電やガス火力が落札したと考えられる。
- 同サービスは単一の用途ではなく、慣性力維持、電圧管理及び系統安定度維持という複数の用途に使用される。Draxの揚水発電所は4機の発電機のうち1機を止め、非同期瞬動予備力として使用し、その他の発電機は瞬動予備力として活用される。Uniper UKのガス火力は同期補償ユニットを設置し、慣性力と電圧管理を提供するとしている。今回の入札で12.5GVAsの慣性力を獲得した（石炭火力5基相当）。地域の電圧管理に供されるため地点情報を考慮して落札者が決定されたと考えられる。
- 現在、Phase2の入札で8.4GVAsの慣性力調達を計画しており、Phase3も予定している。

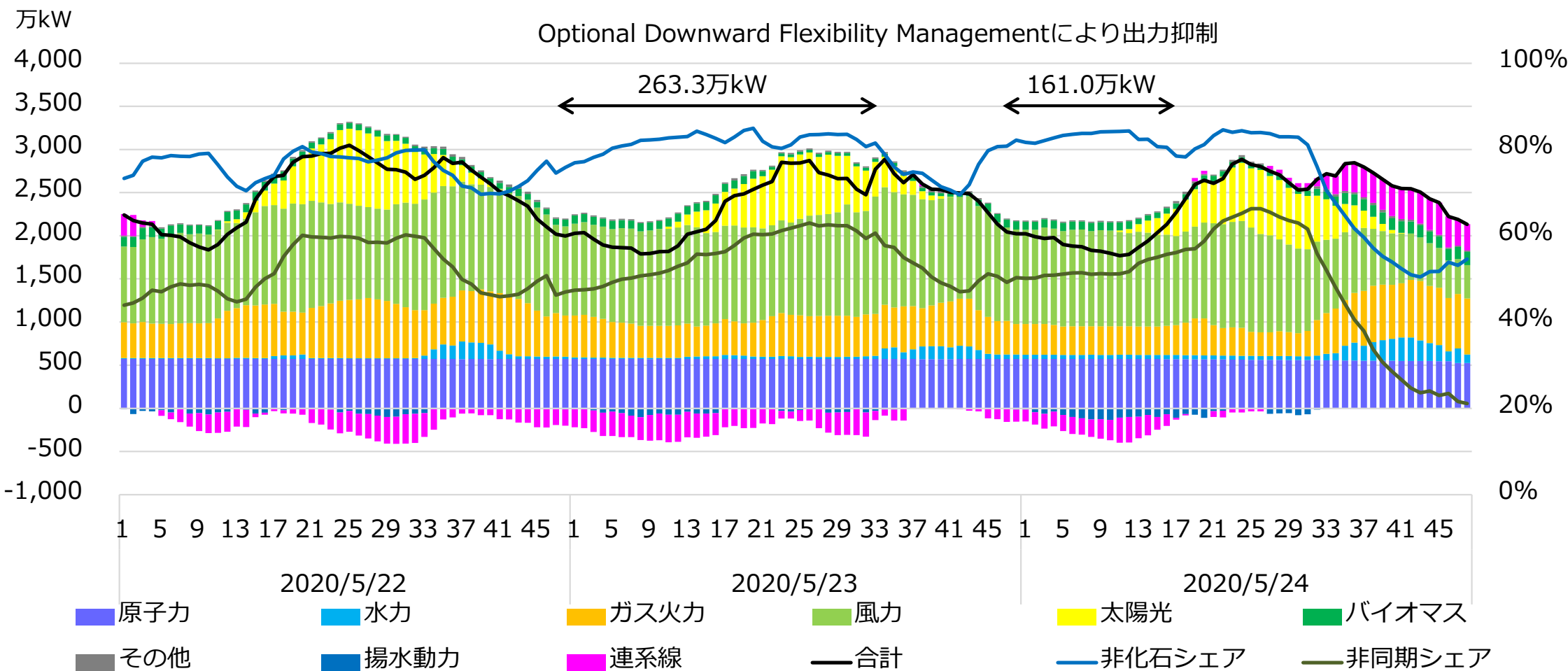
Stability Pathfinder落札者

企業名	Unit ID	電圧	接続点	H (s)	慣性力 (MVA.s)	吸収 (Mvar)	注入 (Mvar)	電力消費 (MW)	開始日	費用 (£/SP)	契約終了日
Drax Generation Enterprise	揚水発電	275	CRUA	4.8	533	50	50	2	2020/6	259	2026/3
Rassau Grid Services	XXXX	132	RASS	6.82	750	60	60	1.26	2021/3	414	2026/3
Deeside Power (UK)	ガス火力	400	CONQ	7.3	1,533	40	150	2	2020/8	218	2026/3
Deeside Power (UK)	ガス火力	400	CONQ	7.3	1,533	40	150	2	2020/8	218	2026/3
Uniper UK	ガス火力	400	KILL	9.86	1,430	90	130	4	2021/4	235	2026/3
Uniper UK	ガス火力	400	KILL	9.86	1,430	90	130	4	2021/4	358	2026/3
Uniper UK	ガス火力	400	GRAI	17.29	1,729	100	100	3	2021/4	330	2026/3
Uniper UK	ガス火力	400	GRAI	17.29	1,729	100	100	3	2021/4	450	2026/3
Statkraft UK	蓄電	132	KEIT	6.92	450	65.3	56.9	1.02	2021/4	129	2026/3
Statkraft UK	蓄電	132	KEIT	6.92	450	65.3	56.9	1.02	2021/4	129	2026/3
Statkraft UK	XXXX-1	275	LISD	6.92	450	60.0	57.5	1.02	2021/4	129	2026/3
Statkraft UK	XXXX-2	275	LISD	6.92	450	60.0	57.5	1.02	2021/4	129	2026/3

(出所) National Grid ESO, "Stability Phase 1 Tender - Results table", 2020年1月29日

【参考】 Optional Downward Flexibility Management

- COVID-19の影響で電力需要が低迷したため試行的に再生可能エネルギー発電（需要減を含む）の出力抑制市場として2020年5月7日～8月31日までOptional Downward Flexibility Managementを行った。主に軽負荷時間帯での抑制を行うもの。発電に占める再エネが8割を超えた5月23日と24日に出力抑制を実施した。同措置等により80～100GWs程度と見込まれていた慣性力を140GWs超にまで回復させた。2021年4月30日～10月31日にも実施予定。

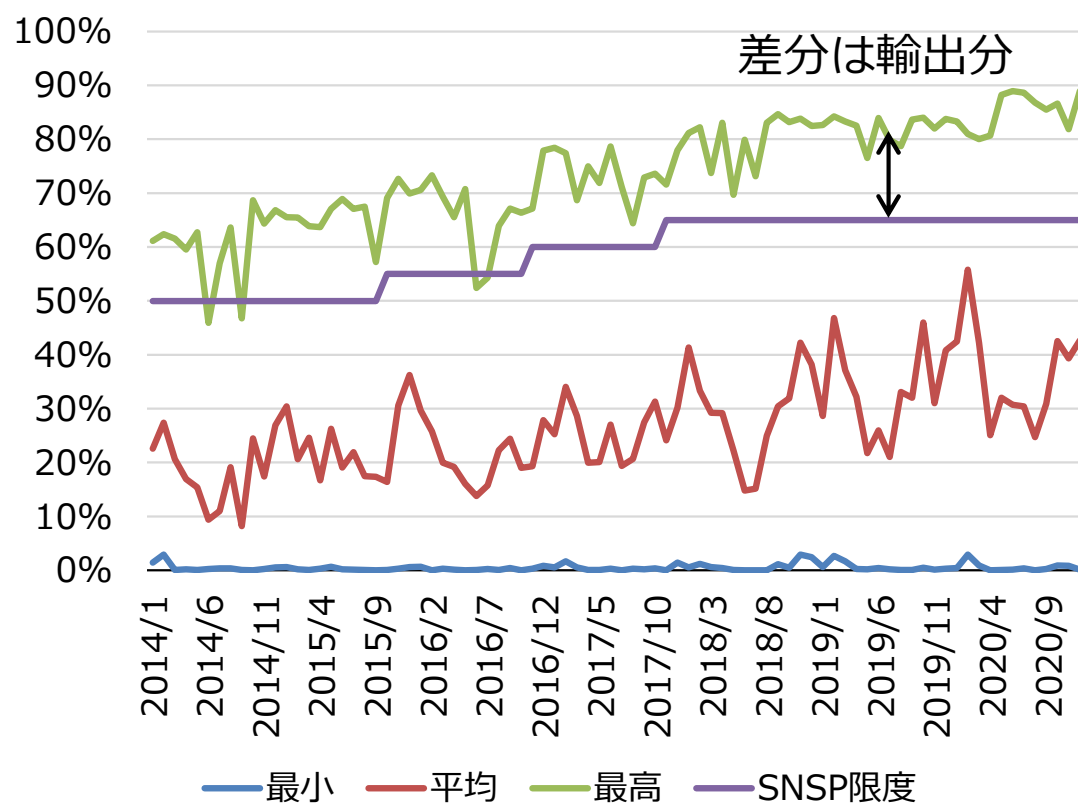


(出所) National Grid ESO, "Historic Demand Data"及び" Historic Generation Mix & Carbon Intensity"より作成

アイルランドにおけるSNSP

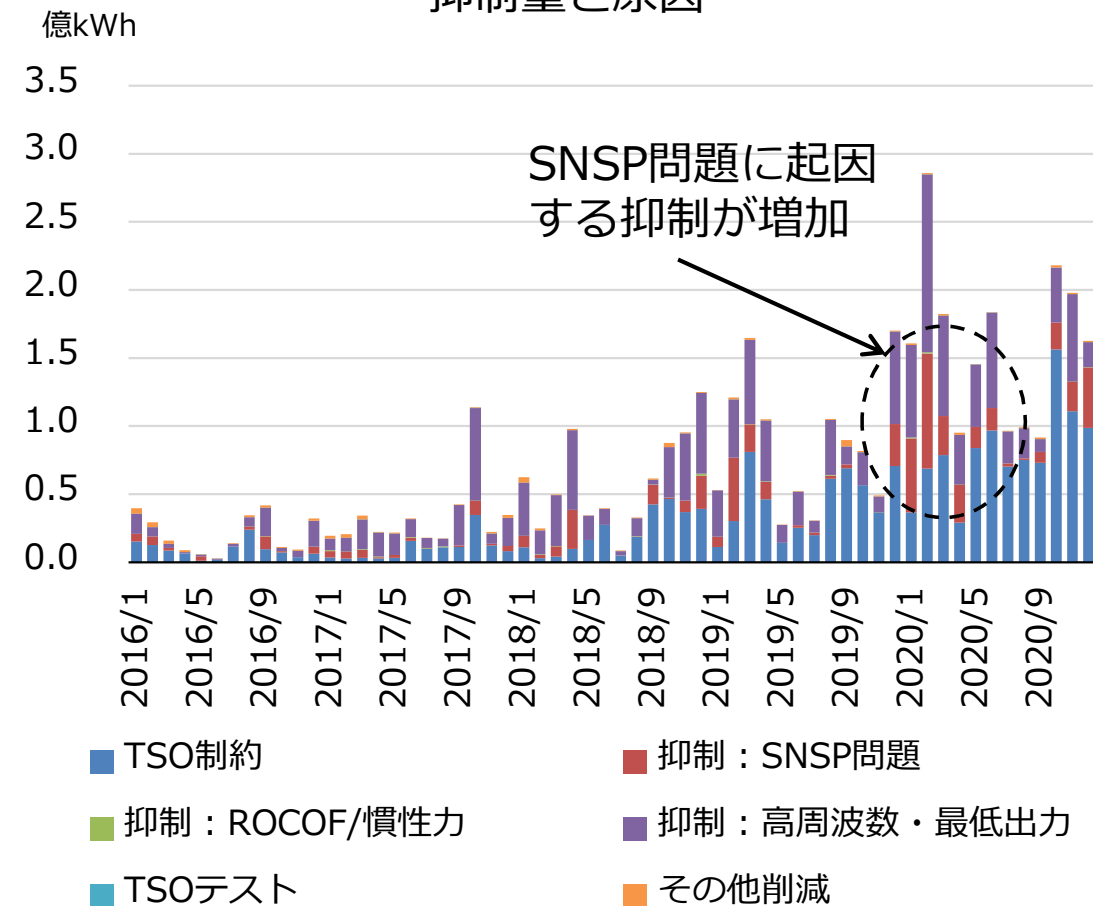
- アイルランドではSNSP（System Non-Synchronous Penetration）という指標を用いて非同期発電の割合に上限を設けて運用を行っている。SNSPの値は徐々に引き上げられており、2020年までに75%にまで高める方針。
2021年1月22日にSNSP上限を70%運用の試行を開始することを明らかにした。2月18日23:15に71.1%を記録。
 - 風力発電の出力抑制は給電指令が可能な風力発電所を中心に適用されている。出力抑制は系統制約に起因するものと高周波数・最低出力に起因するものが多く、SNSP問題によるものはそれほど多くない。
- ※ SNSP = (風力発電 + 輸入) ÷ (需要 + 輸出)

風力発電シェア（対需要）



(出所) Eirgrid Group, "System & Renewable Summary"

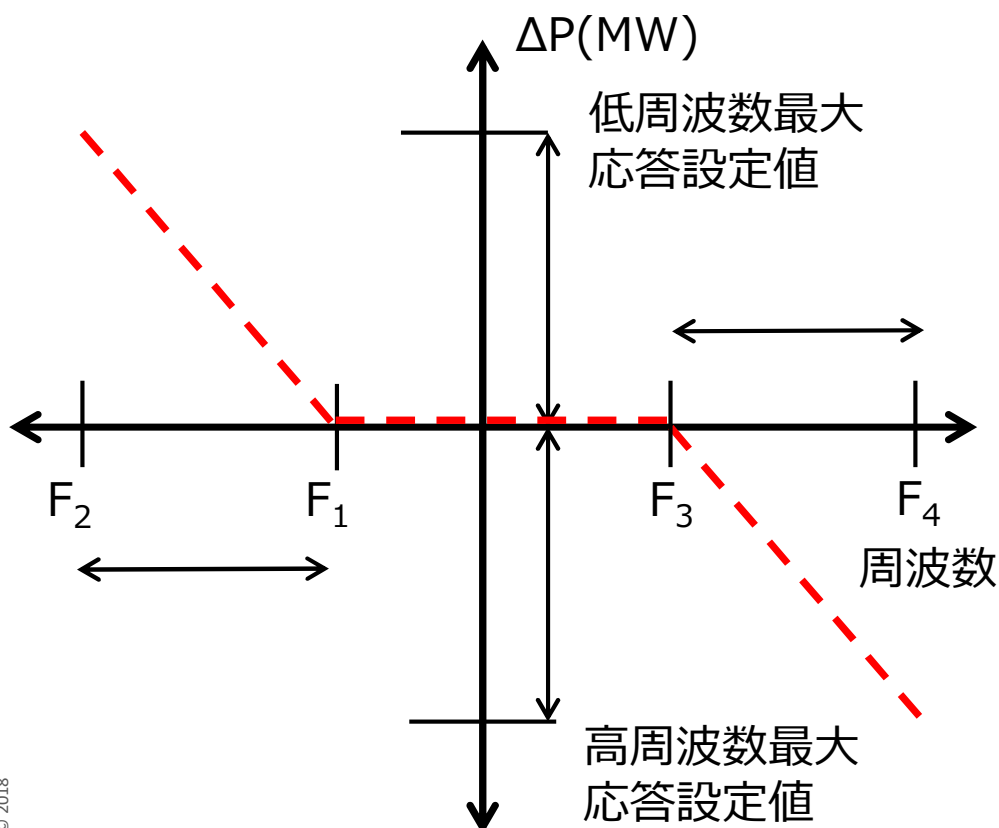
抑制量と原因



アイルランドにおける蓄電池導入とFFR

- アイルランドでは慣性力対策として蓄電池の導入を検討している。周波数応答としてはSCADAシグナルを介して周波数低下又は上昇に応答する仕様が求められている。また電圧変動に対して継続的に無効電力供給を行うことも求められている。アイルランドのFast Frequency Responseは2秒で動作を開始し、10秒～20秒でフル応答が求められる（通常75MW、最大100MW）。なおアイルランドのFFRにはDynamic型もあり、デッドバンド±0.15～0.2Hzとし、2秒で応答開始、8～10秒持続することが求められる（蓄電池以外は周波数下げ方向のみ）。2秒未満の応答には最大2倍（0.5秒）の報酬が認められる。

※ アイルランドのプログラムでは6年契約を結ぶことができる。



Eirgrid及びSONIが求める設定値の範囲

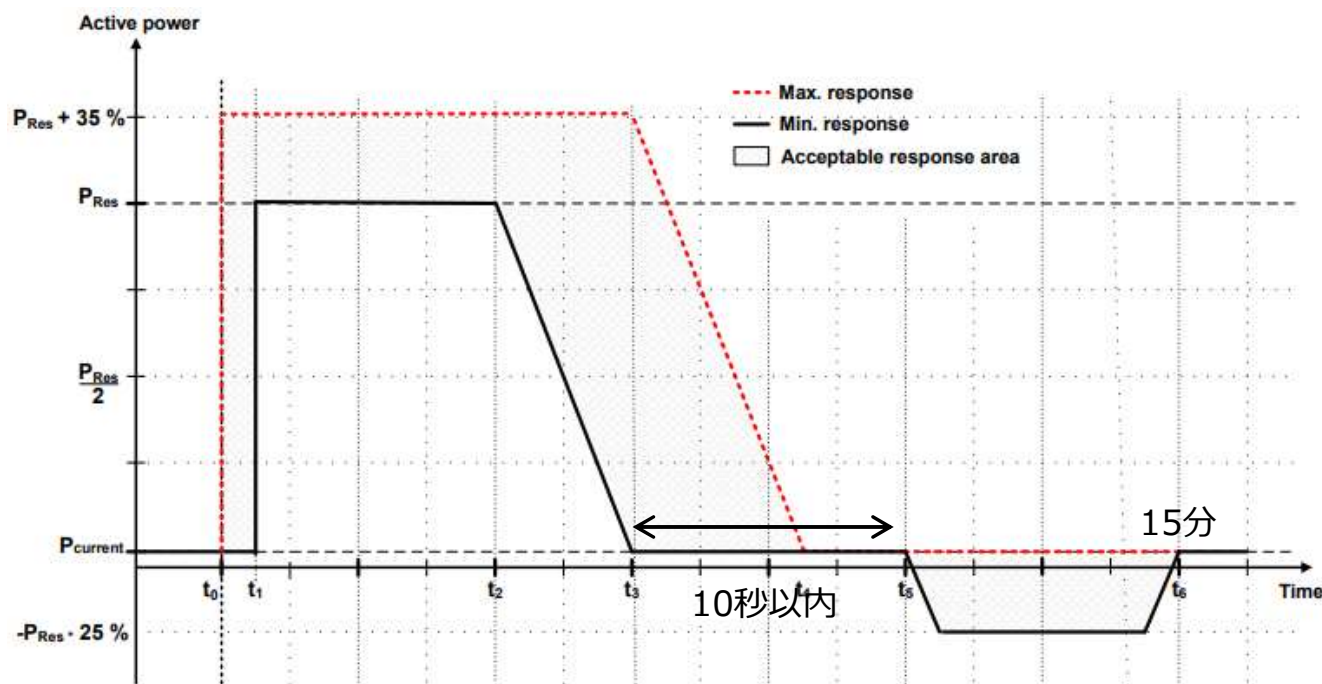
	Eirgrid	SONI
F_1	49.5～50Hzの間で設定	49～50Hzの間で設定
$F_1 - F_2$	1～5Hzの間で設定	1～10Hzの間で設定
F_3	50～50.5Hzの間で設定	50～51Hzの間で設定
F_4	1～5Hzの間で設定	1～10Hzの間で設定
ドループ範囲	2%～10%	2%～20%

※ アイルランドでは慣性力の提供者に同期慣性力応答（Synchronous Inertia Response）として支払いを実施している。

北欧におけるFFR (Fast Frequency Response)

- 2017年北欧4 TSOの調査による慣性力の調査に基づき導入を決定。周波数が一定値まで低下した後0.7~1.3秒後に応答する商品で、2020年5月~8月の土日深夜帯(22時~7時)に応答準備する契約(毎土日に提供するのがFFR Profile、受渡前日指定がFFR Flex)。
- 北欧全体で300MW必要とされ、ノルウェーは42%を担当(スウェーデン24%、フィンランド20%、デンマーク14%)することとされ、FFR Profileを50MW・FFR Flexを100MW募集し、最低でも126MW調達する計画であったが、購入量はFFR Profile27.2MWに止まった。2018年のパイロットプロジェクトには産業負荷、揚水発電及びデータセンターが参加した。2020年の入札はMWあたりの限界価格方式で行われ、830.2クローネ/kW (=9.9円/kW (1クローネ=11.94円))であった。

- 最小持続時間は5.0秒ないし30秒
- 15分以内に元の状態に回復すること

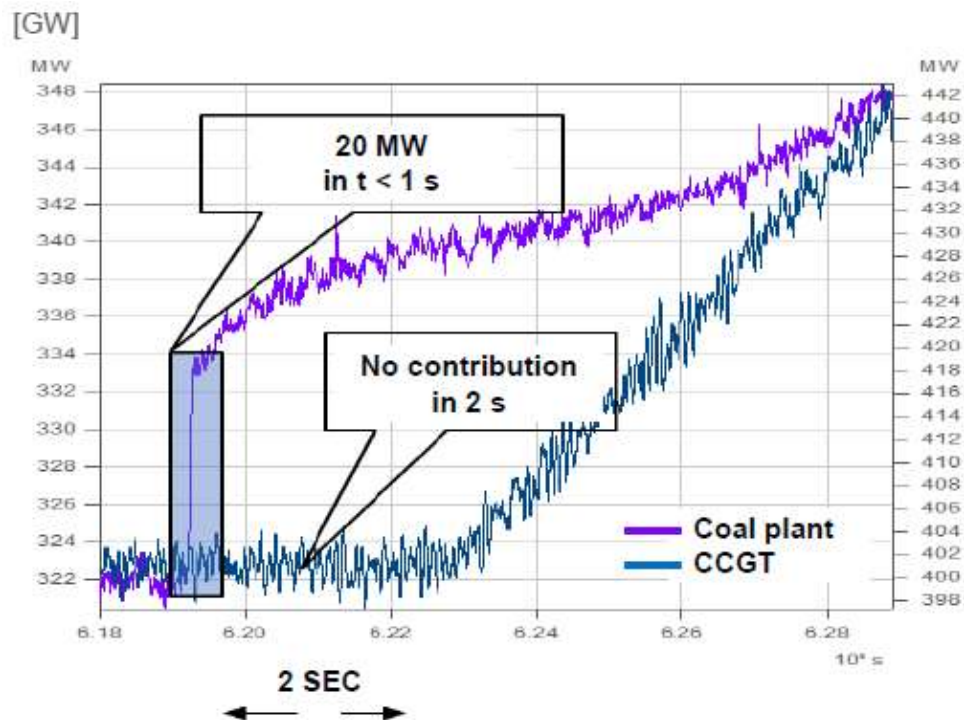


	起動水準	最大容量までの起動時間
A	49.7Hz	1.30秒
B	49.6Hz	1.00秒
C	49.5Hz	0.70秒

(出所) Energinet, "METHODOLOGY FOR TECHNICAL REQUIREMENTS FOR AND NEW PROCUREMENT METHOD OF FAST FREQUENCY RESERVE (FFR) IN DK2", 2019年12月

イタリアにおけるFast Reserveの検討

イタリアの石炭火力とCCGTの応答性能



- イタリアでは現在720万kWある石炭火力を2025年までに廃止する方針となっている。再エネ比率の増加と共に同期発電機のシェアが低下する。
- 廃止される石炭火力は周波数の変動に対し1秒未満で応答を開始するが、CCGTは応答を開始するまでに2秒程度かかることから周波数維持への影響が懸念される。

- そのため慣性力を維持するための新しいサービスとしてFast Reserveを導入した。Fast Reserveは5～25MWの範囲とし、周波数変動（デフォルト値50mHz、2020年1.8%）後1秒以内で応答を開始し、少なくとも30秒持続することが求められる（上げ・下げ双方向）。容量契約は15分単位で、年間1,000時間利用可能であることが求められる。7日前にTSOであるTernaが要求時間を公表し、2日前に調達を確定する。周波数の計測はPMU（phasor measurement unit）を通じて行う。
- 入札の上限価格は€80,000/MW・年で、Pay as Bid方式で価格付けが行われる。年間利用可能性に対する報酬は年間報酬で、実際に利用した際には前日ゾーン価格で精算を行う。要求時間外は他の市場に参加することができる。先渡契約期間は**5年間**で2023年1月1日に運用開始予定となっている。2020年12月にオークションが実施され、EngieやEnel Xが落札した。加重平均落札額は€29,500/MW・年。入札への参加にはオークションの10日前までに保証金€5,000/MWを支払い、入札後に払い戻される。入札後は利用可能性保証金として落札額の1/4を収める。
- 北部及び中北部で100MW、シチリア島及び残り的大陸部で100MW、サルジニア島で30MW調達する。

北米系統における慣性力の状況

ERCOT最小慣性力の推移

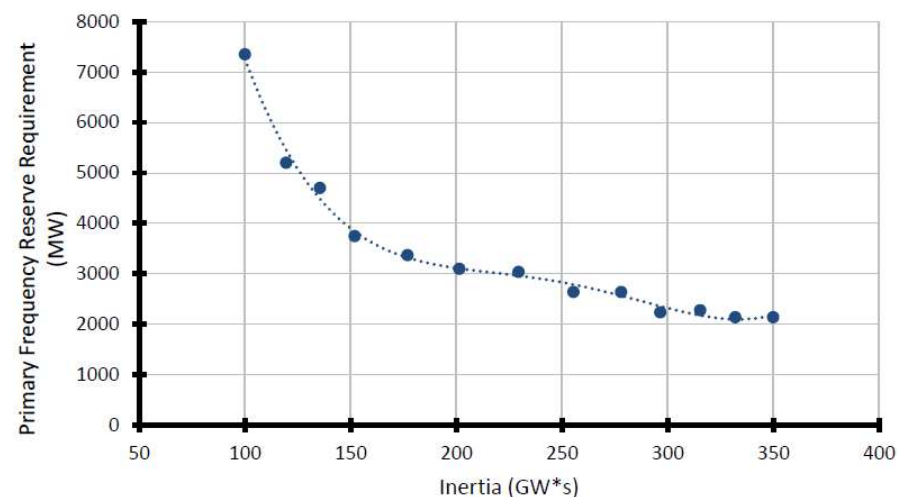
	日付	最小慣性力	非同期発電率
2013	3/10 3:00	132GWs	31%
2014	3/30 3:00	135GWs	34%
2015	11/15 2:00	152GWs	42%
2016	4/10 2:00	143GWs	47%
2017	10/27 4:00	130GWs	54%
2018	11/3 3:30	128.8GWs	53.4%
2019	3/27 1:00	134.5GWs	50%

その他北米系統最小慣性力の推移

	日付	最小慣性力	非同期発電率
Quebec系統			
2016	10/8 3:30	59.09GWs	13%
2017	5/26 4:30	63.46GWs	12%
東部系統			
2016	10/22 9:11	1,279GWs	N/A
2017	4/24 1:58	1,281GWs	N/A
西部系統			
2016	10/16 11:45	498GWs	10%
2017	4/9 7:19	472GWs	12%

- NERCでは2014年から電源構成の変化に伴う信頼度維持に関するタスクフォースを発足させている。ERCOTでは2013年から慣性力の監視を始めたが、その他の系統でも2016年から監視を行うようになってきている。
- ERCOTとQuebecは相対的に系統規模が小さいことから非同期型再生可能エネルギー発電の増加で慣性力の問題が生じやすい。このため両系統では10MW以上の送電系統に接続する発電機に一次周波数応答機能の具備を義務化している（ERCOTは±17mHzのデッドバンドあり、HQはデッドバンドなし）。ERCOTでは一次周波数応答の半分まで低周波数リレーを備えた需要側供給力による高速周波数応答（FFR：59.7Hzへの周波数低下に対し0.5秒で応答）を提供することができる。また慣性力の低下に対しては一次周波数応答を積み増すことで対応している。

ERCOT最小慣性力と一次周波数応答



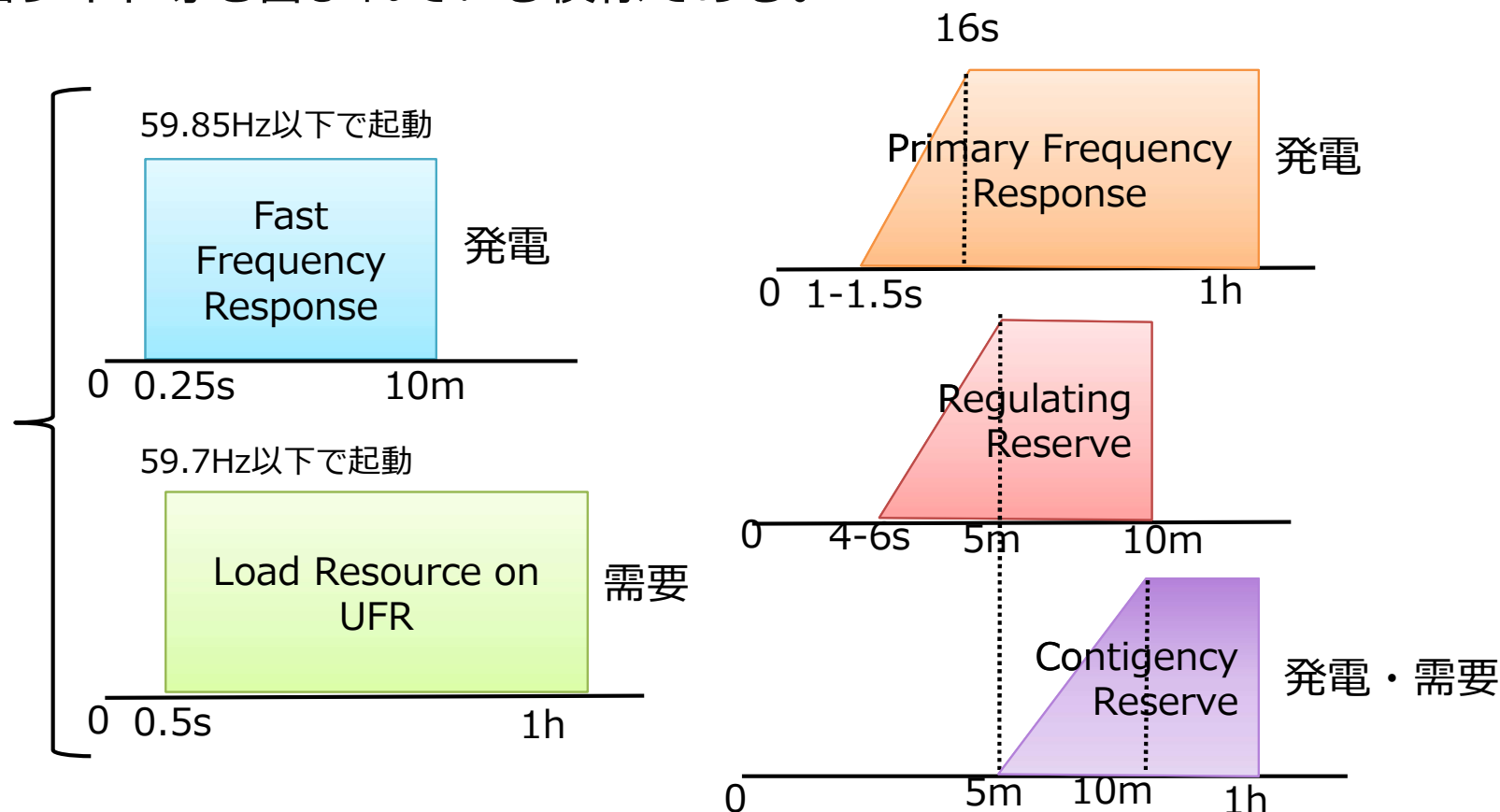
（注）2017年は1月～6月まで

（出所）NERC, "ERS Framework1 Measures 1, 2, and 4: Forward Looking Frequency Analysis", 2018年3月

ERCOTにおける調整力

- ERCOTでは慣性力の低下懸念に対し、周波数の低下に対して1秒未満で応答する周波数応答を準備すると共に、一次応答から二次応答、三次応答と置き換えることで周波数の維持を図る体系になりつつある。
- Load Resource on UFRに参加している需要家には工場負荷も含まれるが、油田やガスパイプライン圧縮サイト等も含まれている模様である。

RoCoFの値の上昇に対し、一次応答に至るまでの間の周波数低下を一定範囲に止める役割

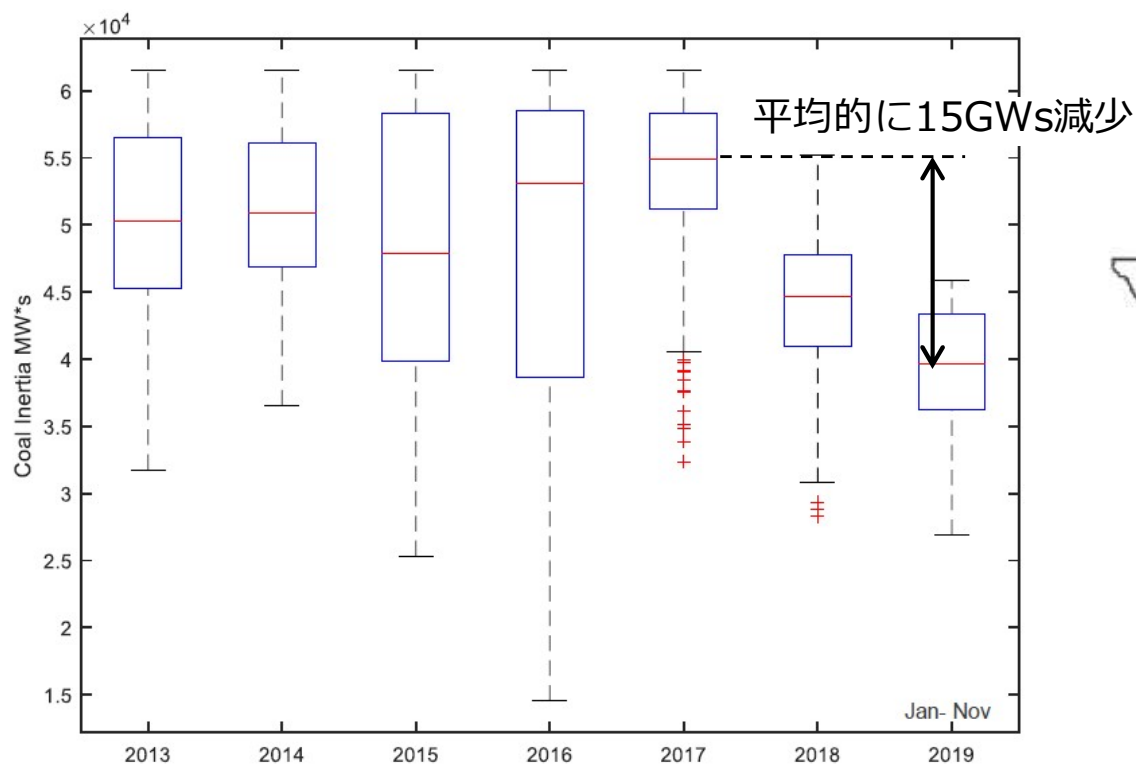


(注) 緊急時用非同期調整力は5分応答開始で30分フル出力、1時間持続型の調整力であり、そのまま維持(出所) ERCOT, "Future Ancillary Services in ERCOT"等より作成

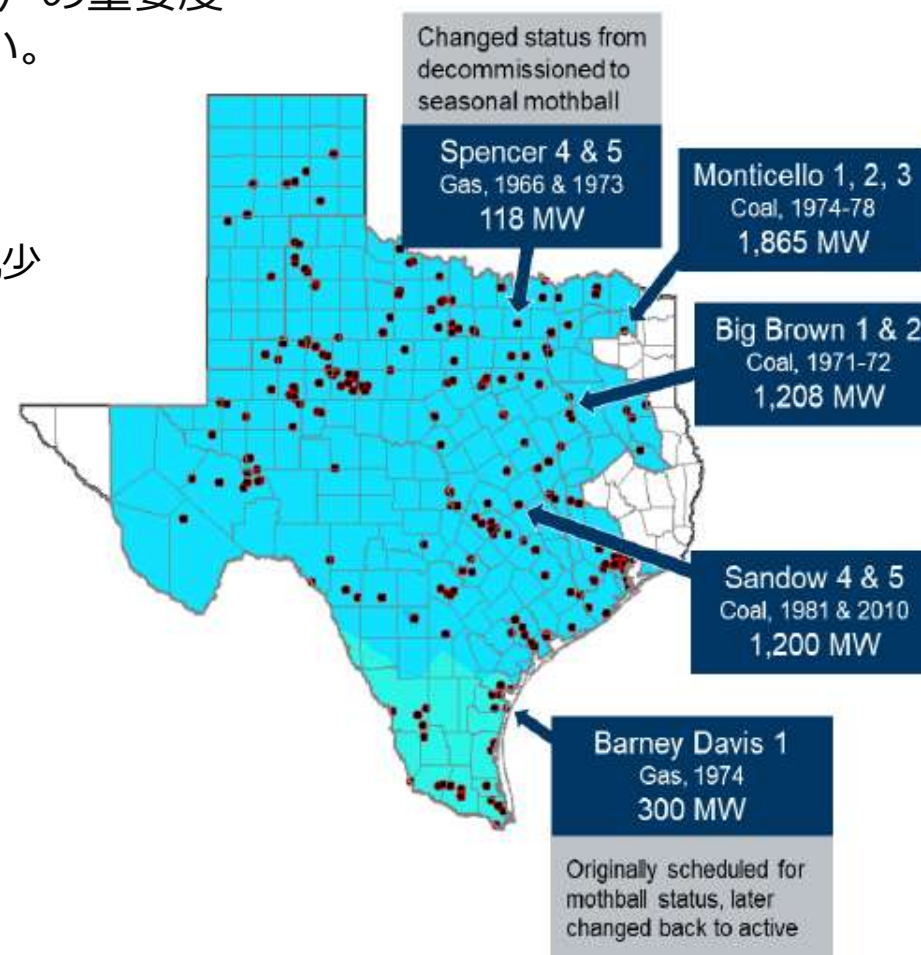
ERCOT石炭火力の閉鎖と慣性力

- ERCOTでは石炭火力の廃止に伴う慣性力の低下も課題になっている。2017年に470万kWが廃止されたが、12GWs以上の慣性力提供能力が失われたことになる。2018年・2019年の132万kW停止により4GWs以上の慣性力提供能力が失われた。
- 同期発電機の提供する慣性力の下限を100GWsとしているが、安価なガス価格に支えられ慣性力提供に対するCCの重要度が上昇している。自家発の提供する慣性力（45GWs程度）の重要度も増しているが、ガス価格に反応して増加していない。

石炭火力の慣性力提供状況



石炭火力の廃止・停止



【参考】 オーストラリアにおけるVPPプロジェクト

- 現在、オーストラリアでは再生可能エネルギー庁の281万ドルの基金を用いてVPP実証が実施されている。7つのVPPプロジェクトがある。テスラ製の蓄電池を活用するものが多い。実証プロジェクトとしてアンシラリーサービス（FCAS）市場で活用されており、最小取引単位1MWとなったところで市場に参入している。トライアルということで通常のスマートメータ（5分値）を活用しており、決済は事後的に決定する。周波数のサンプリングは0.05秒以下であることが求められる。FCAS市場に占めるVPPの割合は2020年第4四半期で2%に達した。
- VPPアグリゲーターは5分間隔で利用可能性を把握している必要がある。実際のパフォーマンスデータも5分間隔で保持している必要がある。2020年3月6日には78%が5分データ不通となる等、データ送受信に不具合が生じたこともあった。
- 緊急時調整力（特に6秒応答調整力）での活用が多い。発電所等で設置されるテレメータは使用せず、インバータの計測値を用いて、実際の使用後に検証できる体制を維持することで正確性を担保している。

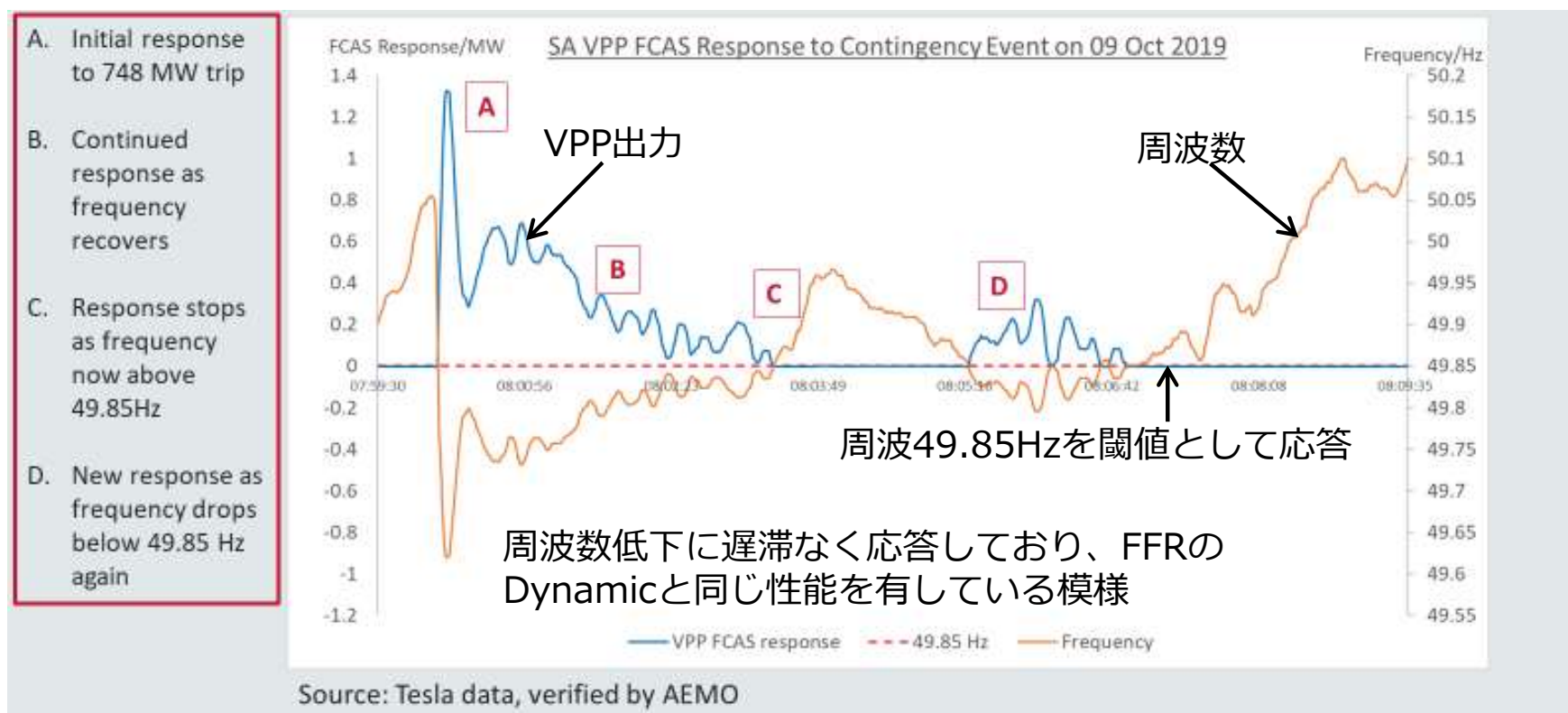
	Energy Locals (Tesla)	AGL	Simply Energy	sonnen	ShineHub	Energy Locals (SolarSG/Mem bers Energy)	Hydro Tas
州	SA	SA	SA	NSW	SA	Vic・NSW	QLD
蓄電池	Tesla PowerWalls	Tesla PowerWalls	Tesla PowerWalls	sonnen	AlphaESS	AlphaESS Saj/Everready	Tesla PowerPack
制御タイプ	Dynamic	Dynamic	Dynamic	Static	Static	Static	Dynamic
規模、市場	13MW 全てのFCAS	3MW上げ 2MW下げ	3MW 全てのFCAS	1MW 全てのFCAS	1MW 全てのFCAS	1MW L3除く全てのFCAS	1MW 全てのFCAS

(注) Dynamicは周波数の低下水準に応じて出力が変化するのに対し、Staticは一定水準までの周波数低下に対し一定量の応答を行うもの(出所) AEMO, "AEMO Virtual Power Plant Demonstration - Knowledge Sharing Report #3", 2021年2月

【参考】 オーストラリアVPPの実際の系統事故と応答

- 南オーストラリア州でテスラは住宅用に太陽光発電とTesla Powerwall home Battery systemを設置するプロジェクトでVPPアグリゲーションを実施している。上げ周波数応答として周波数低下時に正確な応答を提供している。リアルタイム型プール市場では市場価格の予測値を公表しているが、卸価格高騰時の裁定取引を活用して高収益を得ている模様。
- テスラは需要家の太陽光発電の出力、蓄電池の充電状態を把握しており、充放電の指示を行っている。また4秒間隔で需要家設備を制御するシステムを構築しており、応答する設備を選択して取引を行っている。

Kogan Creek (748MW) 脱落時の周波数変動とテスラ南オーストラリアVPPの応答



(出所) AEMO, "AEMO Virtual Power Plant Demonstration - Knowledge Sharing Report #1", 2020年3月

FFRの仕様と価格形成方式

- 慣性力低下対策として一次調整力よりも速く周波数の低下に対して応答する調整力を配備する国・地域が増加している。イギリス・アイルランドではDynamicとStatic、それ以外の国・地域ではStaticが配備されている。イギリスのDynamicは全て蓄電池が占め、イタリアのFast Reserveでは蓄電池やEV充電設備が落札している。

	イギリス		アイルランド		北欧	イタリア	ERCOT
類型	Dynamic	Static	Static	Dynamic	Static	Static	Static
名称	Dynamic Containment	Low Frequency Static	Fast Frequency Response - Static	Fast Frequency Response - Dynamic	Fast Frequency Response	Fast Reserve	Fast Frequency Response
応答要件	デッドバンドを±0.015Hz（一次調整力と同じ）とし、±0.2Hzで登録出力の5%を維持、±0.5Hzで最大1秒でフル応答。	49.6Hzまでの周波数低下に対し1秒でフル応答し、30分持続。	49.8Hz～49.3Hzの範囲で応答するもの。2秒で動作を開始し、8～10秒持続する。	±0.15～0.2Hzをデッドバンドとし、2秒で応答、8～10秒持続する。	49.7～49.5Hzまでの周波数低下に対し0.7～1.3秒後にフル応答。最小持続時間は5.0秒ないし30秒。	49.95Hz以下の周波数低下に対し1秒未満でフル応答し、少なくとも30秒持続する。	59.85～49.6Hzまでの周波数低下に対し0.25秒でフル応答し、10分持続。
価格形成	Pas as Bid	Marginal Pricing	追加的設備費用を考慮して算定（2秒未満の応答には最大2倍（0.5秒）の報酬が認められる。）		Marginal Pricing	Pay as Bid	Marginal Pricing
契約期間	24時間	4時間	6年		1月	5年	アンシラリーサービス市場調達

（注）イギリスの価格形成方法は落札結果より判断。アイルランドはEirgrid“ DS3: System Services Review TSO Recommendations”（2012）の記述から判断。北欧はStatnett及びEnergienetのウェブサイトに記載あり。ERCOTはオースチン大学の“ Real-Time Co-Optimization: Interdependent Reserve Types for Primary Frequency Response”にFFRとPFRの共最適化計算にMarginal Pricingを用いていたことから判断した。

比較表

- 北欧とERCOTでは120~130GWs程度の慣性力があれば問題ないとしており、100~120GWsを下回った場合に即応型の調整力が必要としている。オーストラリアやアイルランドでは問題が生じつつあり、イギリスでも対策が必要として調整力の見直しを進めている。ERCOTの慣性力限度は同期発電機のみであり、需要分を加えると北欧やイギリスと同程度と評価することができる。

	最大電力	平常時周波数範囲	想定最大リスク	RoCoF限度 (Hz/s)	慣性力限度 (GWs)	即応型周波数応答 (FFR)	低周波数負荷遮断設定値
オーストラリア NEM	3,394万kW	±0.15Hz	1ユニット 75万kW	なし	孤立系統化時のために地域制限	なし (SAあり)	49.0Hz
西オーストラリア	361万kW	±0.2Hz	1ユニット 34万kW	なし	N/A (8GWs+ 100MW即応応答と提言)	なし	48.75Hz
アイルランド	650万kW	±0.2Hz	1ユニット 50万kW	0.5	23 (系統慣性力)	あり (2秒)	48.85Hz
イギリス	4,880万kW	±0.2Hz	1ユニット 100万kW	0.125	140 (系統慣性力)	あり (1秒)	48.8Hz
米国東部系統	5億9,608万kW	±0.018Hz	過去10年最大事故 450万kW	なし	N/A	なし	59.5Hz
米国西部系統	1億6,100万kW	±0.0228Hz	2ユニット 274万kW	なし	N/A	なし	59.5Hz
ERCOT	7,450万kW	±0.03Hz	2ユニット 275万kW	N/A	100 (同期発電機)	あり (0.25秒・0.5秒)	59.3Hz
北欧	6,990万kW	±0.1Hz	1ユニット 140万kW	N/A	130~140 (運用上の目安)	あり (0.7秒、1.0秒、1.3秒)	ルウエー48.7Hz スウェーデン48.8Hz フィンランド48.5Hz デンマーク48.5Hz

(出所) AEMO, "Maintaining Power System Security with High Penetrations of Wind and Solar Generation", 2019年10月に最大電力と北欧を追加。米国はNERC, "Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America", 2019年11月

今後に向けて

- 慣性力の低下に対しては非同期発電の出力を低下させ、同期発電機を追加投入する手段が有効であるが、非同期型再生可能エネルギー発電の出力抑制には厳しい条件が課されていることや、抑制対象の選定が難しいことから、別の対策が取られる傾向にある。イギリスのように電気の輸入国であれば、輸入量減・同期発電機増が可能だが、アイルランドや北欧のように電気の輸出国の場合には選択肢は限定される。輸出入の無い日本も同様である。
- 同期調相機の設置も対策として考えられるが、電圧対策と一体的に設置を進める必要がある。イギリスでは周波数応答を強化しつつ、電圧対策・短絡対策が必要な地域（スコットランド等）において長期契約でこうした慣性力提供装備をすることで周波数安定化を図ることを計画している。
- 慣性力の低下が問題になっている国・地域ではFast Frequency Response (FFR) を導入することが多い。FFRにはDynamicとStaticがあるが、主流のリチウムイオン蓄電池に充放電回数に制限があることからStaticが選択されることが多い。オーストラリアのVPP実証では住宅用蓄電池をアグリゲーションして、同様のサービスを提供することが可能であることが示されている。
- FFRは蓄電池だけでなく電気自動車充電設備の活用例（イタリア）もあり、EVや蓄電池を巡る商業化で注目が高まっている。恐らくイタリアは大陸欧州系統では慣性力低下の問題が顕在化することは相当先であることを理解しつつ、蓄電池ビジネスで先行するためFFRの導入に踏み切ったと考えられる。わが国も蓄電池とVPPアグリゲーションの商業化という観点からもFFRの採用を検討すべきと考えられる。