

「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」

最終報告書

2018 年 7 月

電力広域的運営推進機関

はじめに

需給調整市場の創設に向けて、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」）において一体的に検討を進めている。

広域機関は市場運営等や広域化に関する技術的な部分を中心に検討を進めているが、既に需給調整市場が導入されている欧米諸国の状況を踏まえた「日本で導入する需給調整市場のベーシックコンセプト（参加者、商品、プライシングルール、精算方法等、市場の基本的な仕組み）」を考えていく必要がある。

本調査報告書は、委託先（株式会社三菱総合研究所）により、上記を考える上での基礎となる欧米諸国の需給調整市場に関する実態を調査した結果をとりまとめたものである。

欧米諸国の需給調整市場に関する調査

報告書

2018年1月15日

MRI 株式会社三菱総合研究所
環境・エネルギー事業本部

MRI	株式会社三菱総合研究所
------------	-------------

目次

重要事項の整理	5
資料編	23
1. 商品概要	24
2. 取引対象（要件、価値）	84
3. 費用回収と商品の価値との関係	97
4. 精算・ペナルティ	108
5. 取引実績	124
6. エリア間調達	137
7. 落札方法	151
参考 諸外国における電力市場の概念モデル	178

主な略語

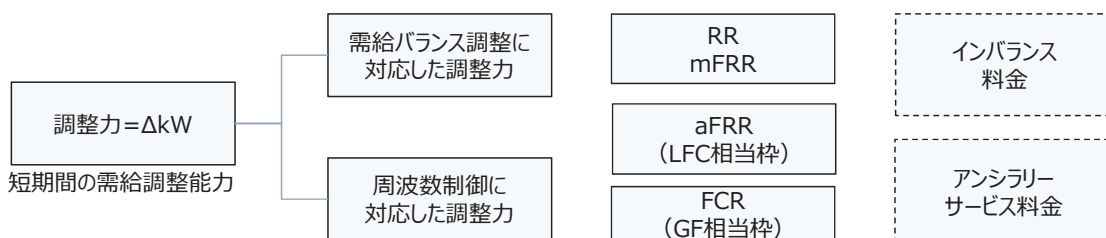
略語	名称	備考
FCR	Frequency Containment Reserves	周波数制御予備力 ※欧州の調整力の分類名
FRR	Frequency Restoration Reserves	周波数回復予備力 ※欧州の調整力の分類名
RR	Replacement Reserve	代替予備力 ※欧州の調整力の分類名
PCR	Primary Control Reserve	※欧州の調整力の旧分類名
SCR	Secondary Control Reserve	※欧州の調整力の旧分類名
TCR	Tertiary Control Reserve	※欧州の調整力の旧分類名
LFC	Load Frequency Control	負荷周波数制御（主に欧州で使われる用語）
AGC	Automatic Generation Control	自動発電制御（主に米国で使われる用語）
BRP	Balance Responsible Party	バランシングレスポンシブルパーティー
BG	Balancing Group	バランシンググループ（主にドイツの用語例）
BSP	Balancing Service Provider	バランシングサービスプロバイダー
RES	Renewable Energy Sources	再生可能エネルギー源
GC	Gate Close	ゲートクローズ
ISO	Independent System Operator	独立系統運用機関
RTO	Regional Transmission Organization	地域送電機関
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	欧州送電系統運用者ネットワーク
NERC	The North American Electric Reliability Corporation	北米信頼度団体
BNetzA	Bundesnetzagentur（独語）	独連邦ネットワーク規制庁

重要事項の整理

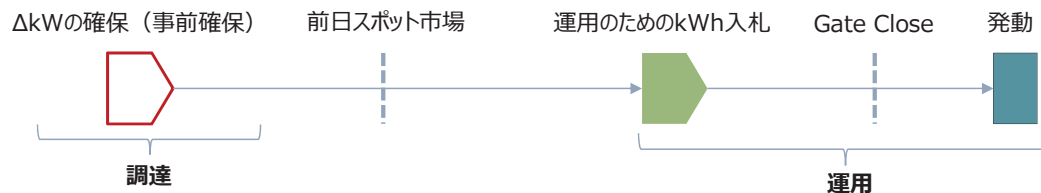
5

概念整理

基礎用語・概念



調整力の調達・運用



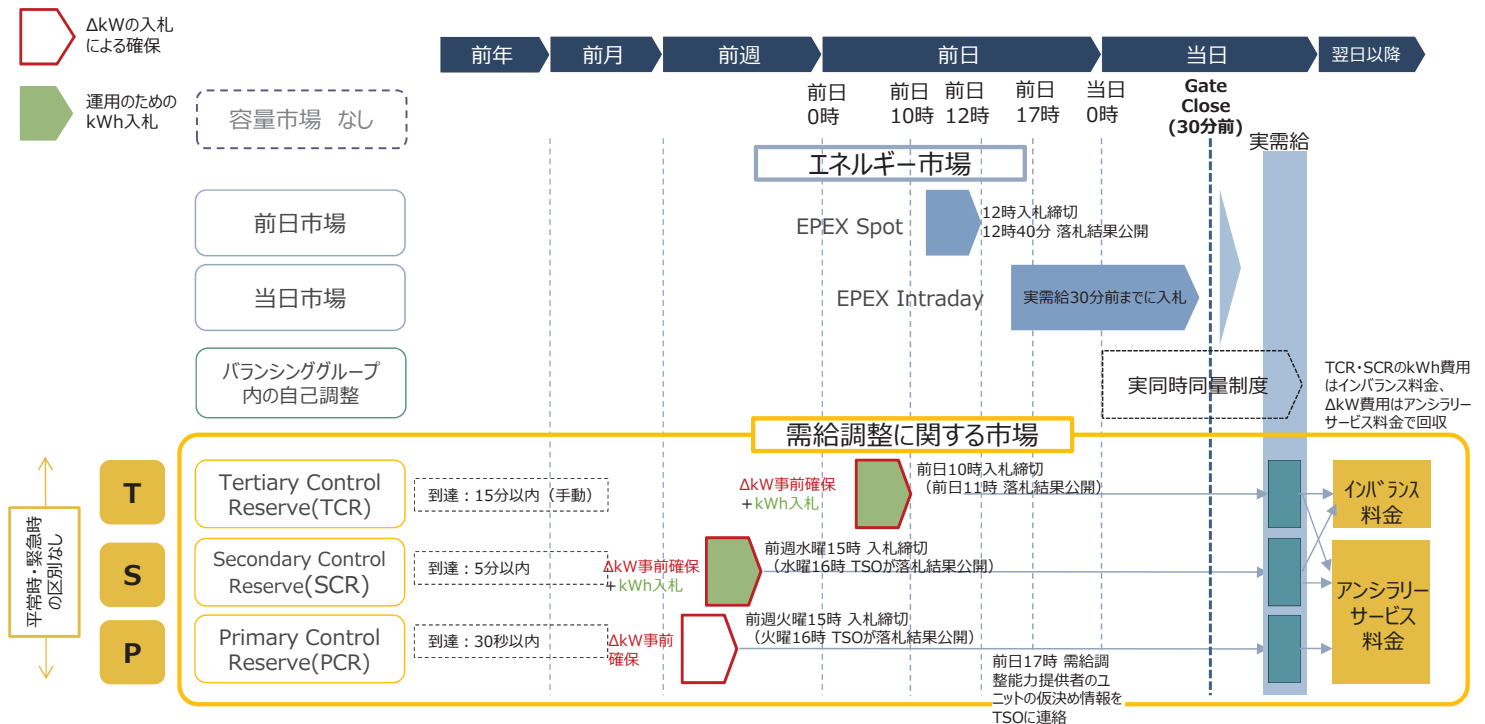
卸電力市場と需給調整市場の性格に関する弊社理解

卸電力市場	現物商品に関する 契約の売買の場 ※現物商品：Gate Closeの段階で計画として系統運用者に報告可能であり、その後のインバランス精算の基礎となる電力売買契約 ※発電小売間の関係は売電価格による金銭的精算関係のみに純化されており、発電事業が実際に契約通り実電気を発電しない不利益はインバランス制度の問題
需給調整市場	需給バランス調整、周波数制御の目的で系統運用者が電源設備の 物的なコントロール権を取りに行く場
欧州	計画値同時同量：Gate Close後の調整力に関するコントロール権を全てTSOが把握 実同時同量：Gate Close後も調整力に関するコントロール権の一部をBGが留保
米PJM	一貫して全ての電源のコントロール権をISOが把握

6

ドイツ：需給調整に関わる市場プロセス

- 需給バランス調整について、実同時同量制の下、BGの自己調整分を除く量の必要調整力を前日スポット市場開場前に全量事前調達。



注）1回目のオークションで必要量が不足する場合は、2回目のオークションが実施される。PCR、SCRに関しては次の日に、TCRに関しては同日午後2回に2回目のオークションが実施される。また、2回目のオークションでも不足する場合は、各TSOが各調整力提供者との相対契約や義務的調達を通じ、必要量を確保することが認められている。

7

出所）各種資料より三菱総研作成

ドイツ：調整力の取引実績

ドイツにおける調整力の取引実績（2016年）

	Primary Control Reserve (PCR)	Secondary Control Reserve (SCR)				Tertiary Control Reserve (TCR)			
	容量価格 [€/MW/h]	容量価格 [€/MW/h]		供給実績価格 [€/MWh]		容量価格 [€/MW/h]		供給実績価格 [€/MWh]	
価格	€15.01	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ
		€2.64	€0.79	€52.54	€7.75	€4.62	€3.32	€104.58	€51.26
量	平均入札容量 [MW]	平均入札容量 [MW]		年間総取引電力量 [GWh]		平均入札容量 [MW]		年間総取引電力量 [GWh]	
	583.4	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ
		2,018.6	1962.7	5702.9	2896.6	2,044.4	1942.8	694.9	216.4
市場規模 (年間クレジット)	€76.7 million	【上げ】€346.3 million 【下げ】€36.1 million				【上げ】€155.5 million 【下げ】€67.6 million			

出所）ENTSO-E Transparency Platform (<https://transparency.entsoe.eu/>)より作成

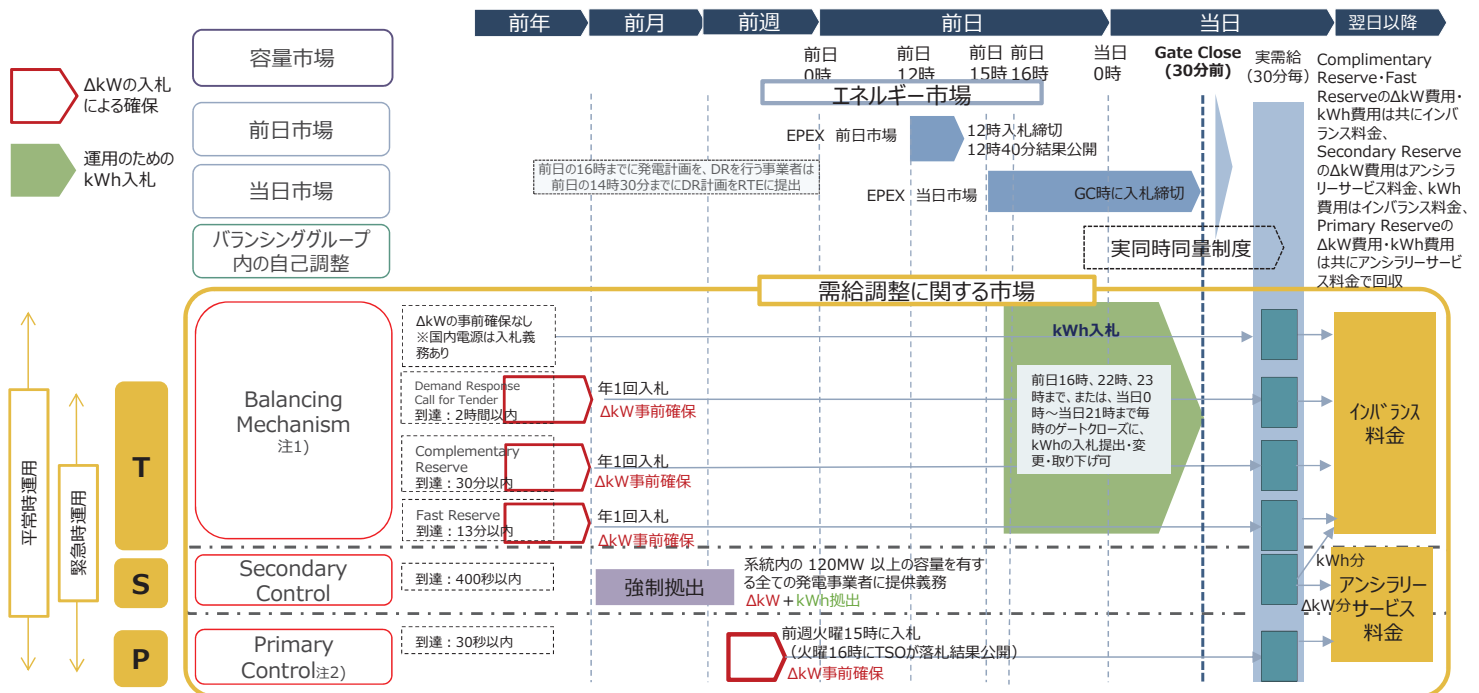
ドイツにおけるエネルギー市場の取引実績（2016年）

エネルギー市場	実績調達量（2016）	平均落札価格（2016）
当日市場 (EPEX Intraday)	40,750.6 GWh	29.10 (€/MWh)
前日市場 (EPEX Spot)	234,925.0 GWh	28.98 (€/MWh)

出所）EPEXウェブサイト (https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/EPEX_SPOT_Intraday_markets_reach_all-time_high_in_2016)

フランス：需給調整に関わる市場プロセス

- 需給バランス調整について、実同時同量制の下、BGの自己調整分を除く量の必要調整力の一部を年間入札によって事前調達。その上で事前調達されていない電源も含めて、kWhに関する価格入札はGate Closeまでに実施。
- ただし、事前調達されていない電源もGate Close前に調整力を提供可能な国内電源は、法律上、Balancing Mechanismに入札義務がかかっており、入札量を担保。



注1) Mécanisme d'ajustement。系統に接続する全ての発電事業者に入札義務あり
 注2) 2017年1月17日より、ドイツ、オーストリア、ベルギー、オランダ、スイスの各TSOとの共同調達を開始

9

出所) 各種資料より三菱総研作成

フランス：調整力の取引実績

フランスにおける調整力の取引実績（2016年）

	Primary Control 注1)		Secondary Control		Fast Reserve 注2)				Complementary Reserve 注2)				Balancing Mechanism	
価 格	容量価格 [€/MWh/h]	供給実績価 格 [€/MWh]	容量価格 [€/MWh/h]	供給実績価 格 [€/MWh]	容量価格 [€/MWh/h]		供給実績価格 [€/MWh]		容量価格 [€/MWh/h]		供給実績価格 [€/MWh]		供給実績価格 [€/MWh]	
	€9.18	€33.89	€9.94	€33.90	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ
					€2.48	N/A	€31.15	€36.00	€2.08	N/A	€48.07	€28.51	€53.22	€25.23
量	平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量 [GWh]	平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量 [GWh]	平均入札 容量[MW]		年間総取引 電力量[GWh]		平均入札 容量[MW]		年間総取引 電力量[GWh]		年間総取引 電力量[GWh]	
	576.3	234.1	651.6	1322.1	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ
					1231.0	N/A	730.2	1247.4	542.3	N/A	623.4	782.6	2813.8	4812.3

出所) RTEウェブサイト (http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/reserve_ajustement.jsp)
 RTE Open Data Platform(<https://opendata.rte-france.com/pages/accueil/>)より作成

注1) Primary Reserveは、2017年1月16日以前は、強制抛却による調達であり、価格は規制価格が使用されていた。

注2) Fast ReserveとComplementary Reserveの取引データについては、RTEウェブサイト掲載のデータでは、事前確保される容量の入札に関しては上げのみ、供給エネルギーについては上げ・下げ別

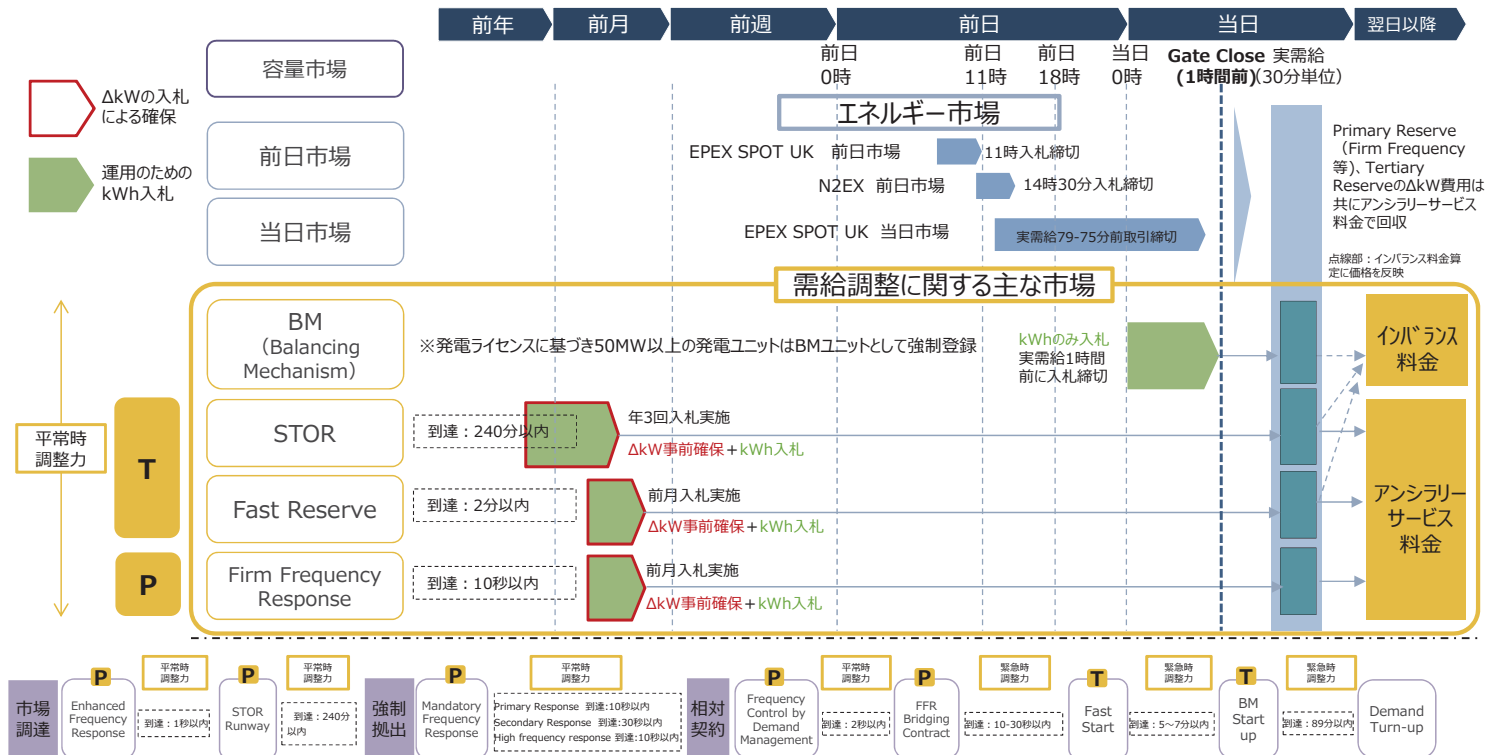
フランスにおけるエネルギー市場の取引実績（2016年）

エネルギー市場	実績調達量 (2016)	平均落札価格 (2016)
EPEX当日市場 (フランス)	4,119.7 GWh	36.92 (€/MWh)
EPEX前日市場 (フランス)	110,739.8 GWh	36.75 (€/MWh)

出所) EPEXウェブサイト (https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/EPEX_SPOT_Intraday_markets_reach_all-time_high_in_2016)

英国：需給調整に関わる市場プロセス

- 需給バランス調整について、原則的に全量をBalancing Mechanism (BM) によって対応。
- BMは事前のΔkW確保はなし、かつ入札義務は存在しないものの、別途年3回入札によって調達されるSTORによってBMの入札量不足に備える仕組みとなっている。(BMを介して調達するよりも経済的である場合に入札によって対応)



11

出所) 各種資料より三菱総研作成

英国：調整力の取引実績

英国 (National Grid) における主な調整力の取引実績 (2016年)

	Frequency Response (供給義務)						Fast Reserve		STOR		Balancing Mechanism(BM)
	Primary (上役)	Secondary (上役)	High (下役)	Primary (上役)	Secondary (上役)	High (下役)					
価格	容量価格 [£/MW/h]			供給実績価格 [£/MWh] (\$/MWh)			容量価格 [£/MW/h] (\$/MW/h)	供給実績価 格 [£/MWh] (\$/MWh)	容量価格 [£/MW/h] (\$/MW/h)	供給実績価 格 [£/MWh] (\$/MWh)	供給実績価格 [£/MWh] (\$/MWh)
	£ 2.31	£ 1.86	£ 4.19	£ 218.0 5	£ 216.6 4	£ 228.6 2	N/A	N/A	£ 5.22	£ 102.37	40.03 (£/MWh)
量	平均入札 容量[MW]			年間総取引 電力量[GWh]			平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量 [GWh]	平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量 [GWh]	年間総取引 電力量[GWh]
	258.7	162.8	427.8	N/A (データ非公表)			280.0	N/A	2041.6	198.9	約2,967GWh
市場規模 (年間総クレジット)	【Primary】 £ 5.23 million 【Secondary】 £ 2.65 million 【Tertiary】 £ 15.69 million						£ 12.86 million		£ 57.00 million		－

出所) National Grid, Monthly Balancing Services Summary Reports より作成

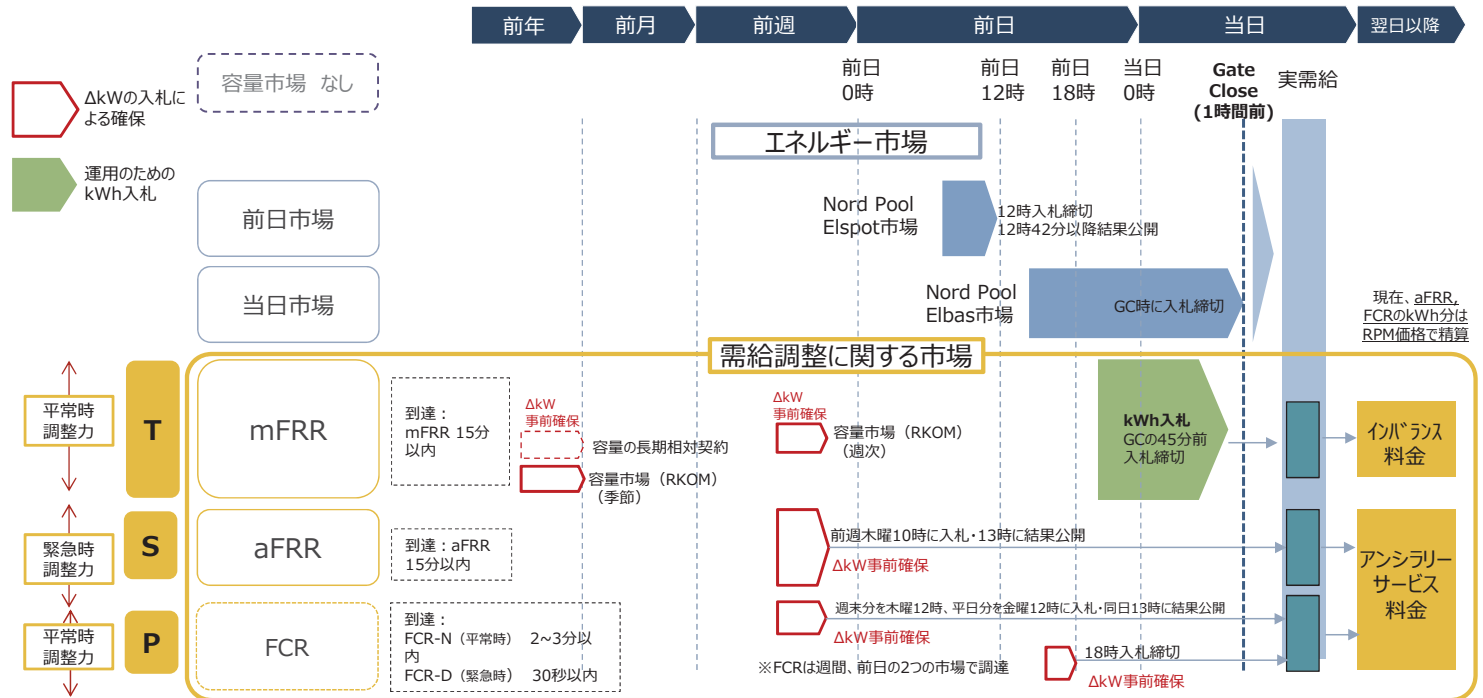
英国におけるエネルギー市場の取引実績 (2016年)

エネルギー市場		実績調達量 (2016)	平均落札価格 (2016)
当日市場	EPEX SPOT UK 当日市場	13,462.3 GWh	N/A
	EPEX SPOT UK 前日市場	43,689.8 GWh	40.43 (£/MWh)
前日市場	N2EX 前日オークション (Day Ahead Auction)	112,036.1 GWh	40.46 (£/MWh)

出所) N2EX 公表データ、EPEXウェブサイトより三菱総研作成

ノルウェー：需給調整に関わる市場プロセス

- 需給バランス調整については、必要調整力の一部を季節・週間、長期相対契約によって事前調達。その上で、事前調達されていない電源も含めて、kWhに関する価格入札はGate Closeの45分前までに実施。
- なお、事前調達分以外の入札は任意であり、入札量確保のための特段の手当はなされていない。



注1) aFRRは北欧共通市場に向けた取組が進行中。2017年中に北欧共通の入札市場が開設され容量 (ΔkW) ベースで調達した上でkWh分については比例配分する方式を導入し、さらに2018~2019年にはkWh分について実需給45分前に入札締切とするメリットオーダー方式に変更する計画

注2) mFRRは、ノルウェーでは季節・週の容量市場 (RKOM) および相対契約を通じて、事前に一部の容量 (ΔkW) を確保。

注3) FCRの週間市場の落札後、調達量の不足が判明した場合、Statnettは落札済みソースの提供事業者に対し、追加分の入札を通知することができる。

13

出所) 各種資料より三菱総研作成

ノルウェー：調整力の取引実績

- mFRRの供給実績価格は、北欧共通市場 (RPM) におけるmFRRの平均取引エネルギー価格を、mFRRの容量価格は、ノルウェーの容量市場 (RKOM) ・長期相対契約にてRPMの前に確保されたmFRRの平均取引容量価格を示す。

ノルウェーにおける主な調整力の取引実績 (2016年)

	FCR (Primary)			aFRR (Secondary)			mFRR (Tertiary)		
	容量価格 [NOK/MW/h]	供給実績価格 [NOK/MWh]		容量価格 [NOK/MW/h]	供給実績価格 [NOK/MWh]		容量価格 [NOK/MW/h]	供給実績価格 [NOK/MWh]	
価格		上げ	下げ		上げ	下げ		上げ	下げ
	45.74	287.95	257.98	12.25	248.25	220.75	11.55	318.08	165.36
量	平均入札容量 [MW]	年間総取引電力量 [GWh]		平均入札容量 [MW]	年間総取引電力量 [GWh]		平均入札容量 [MW]	年間総取引電力量 [GWh]	
		上げ	下げ		上げ	下げ		上げ	下げ
	212.1	174.5	192.8	65.4	385.5	440.7	743.3	754.2	982.4
市場規模 (年間総クレジット)	85.5 million			5.4 million			152.7 million		

出所) NordPool Market Data site (<https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>)、ENTSO-E Transparency Platformより作成

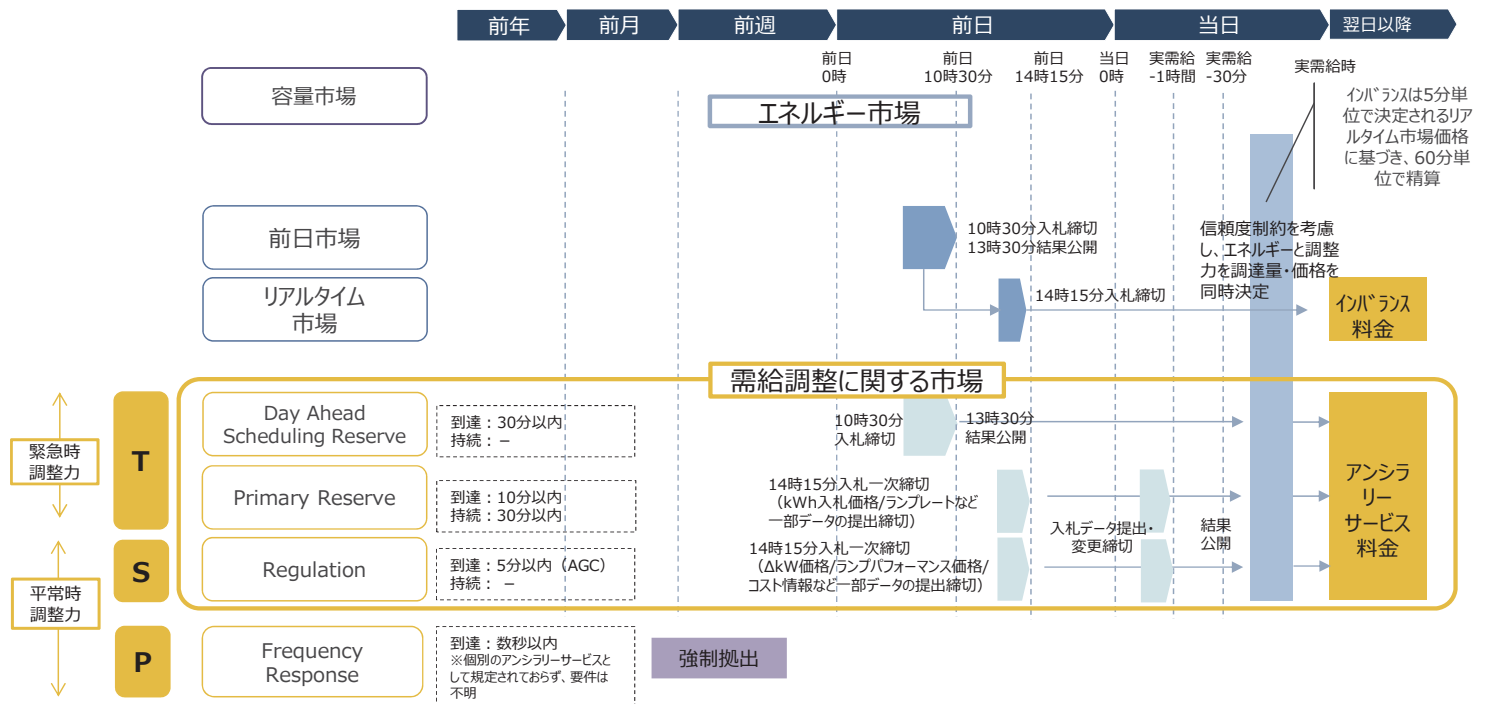
ノルウェーにおけるエネルギー市場の取引実績 (2016年)

エネルギー市場	実績調達量 (2016)	平均落札価格 (2016)
当日市場 (Nordpool spot / elbas)	490.6 GWh	N/A
前日市場 (Nordpool spot / elspot)	131,841.5 GWh	241.07(NOK/MWh)

出所) Statnett公表データ (<http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Data-fra-kraftsystemet/Nordisk-produksjon-og-forbruk/>) より作成

PJM : 需給調整に関わる市場プロセス

- 全ての電源は系統運用者であるPJMが運営するエネルギー市場への入札が義務付けられており、系統運用と電力市場運営が一体化されている点が特徴。この構造の下、エネルギーインバランスは前日市場と連続的に運営されるリアルタイム市場で調整される。



注) Primary Reserveは、Spinning Reserve (瞬動予備力) およびNon-Spinning Reserve (非瞬動予備力) を含む総称。

15

出所) 各種資料より三菱総研作成

PJM : 調整力の取引実績

- 各調整力の2016年の平均調達量、平均落札価格、市場規模 (年間クレジット) は下表の通り。

PJM 調整力の取引実績 (2016年)

調整力名称	平均調達量 (2016)	平均落札価格 (2016)	市場規模 (年間クレジット)
Regulation	オフピーク: 516.1 (MW) (RegA:302.1/ RegD:214.0) オンピーク: 635.9 (MW) (RegA:410.0MW/RegD:225.9MW)	15.72(\$/MW/h)	\$ 84,330,994
Synchronized Reserve	Tier 1: 1263.1(MW) Tier 2: 655.3 (MW)	Tier 2: 4.88(\$/MW/h)	\$ 40,001,406
Non-Synchronized Reserve	447.2 (MW)	0.21(\$/MW/h) ※落札価格が0を超えた年間276時間の平均落札価格	\$ 7,193,007
Day-Ahead Scheduling Reserve	4,996.8 (MW)	1.61(\$/MW/h) ※0 (\$/MW/h) の時間を除いた年平均値	\$ 57,980,453

出所) PJM, State of the Market Report for PJM 2016 (2017)

PJM エネルギー市場の取引実績 (2016年)

エネルギー市場	実績調達量 (2016)	平均落札価格 (2016)
リアルタイム市場	91,304 MW/時間	29.23 (\$/MWh)
前日市場	131,634 MW/時間	29.68 (\$/MWh)

出所) PJM, State of the Market Report for PJM 2016 (2017)

各国の需給バランス調整における調整力確保策の特徴（まとめ）

- 需給バランス調整の方法は国毎に様々であり、その違いを概念的に示すと下記の通り。

地域	BG 自己調整	ΔkWの事前調達量 ^{注2}			需給バランス調整のための調整力確保方法の特徴
		全量	一部	なし	
ドイツ	○	○			BGによる自己調整分を除く必要量の全量をΔkWの事前調達で確保 卸電力市場 BG自己調整 事前調達運用
フランス ^{注3}	○		○		BGによる自己調整分を除く必要量の全量をΔkWの事前調達で確保。事前調達されていない電源も調整力を提供可能な国内電源は、Balancing Marketに法律上の入札義務 卸電力市場 BG自己調整 事前調達運用 強制入札
英国 ^{注3}			△	○	- 発電事業者はBalancing Mechanismに関する登録義務はあるが、入札は任意。 - ただし、予備の調整力商品として、別途STORを確保（BMよりも経済的である場合には必要に応じて活用。そのため、ΔkWの一部は事前調達されているものとも解釈可能）^{注4} 卸電力市場 任意入札 STOR
北欧（ノルウェー）			○		事前調達分（RKOM）以外は運用段階での任意入札であり、他に調整力量を担保する特段の手当はない。 卸電力市場 事前調達運用 任意入札
米国（PJM） ^{注3}	需給バランス調整は前日市場と連続的に実施されるリアルタイム市場によって実施				容量市場によって支払いを受ける全電源は前日市場、リアルタイム市場への入札義務（Must Offer Obligation）があり、十分な入札量を確保 卸電力市場 リアルタイム市場

注1）本表は「需給バランス調整」に対応する調整力について概念的を整理したものであり、「周波数制御」に対応するものは含まれない。赤枠は系統運用者が系統運用に関わる発電設備等の物的なコントロール権を事前に確保することを示した。また、図中の卸電力市場、BG自己調整、事前調達運用、任意入札、強制入札の幅は実際のkWh量を表したものである。

注2）本欄は、系統運用者にとって需給バランス調整に必要な調整力の量を事前に全量調達するか、一部の量の調達するか、事前調達は行わないか、の分類を示した。

注3）フランス、英国、米国（PJM）は容量市場によるkWに対する支払い有り（仏は2017年より受渡、英国は2018年より受渡）

注4）STORは本来的には緊急時対応の予備の調整力商品であるが、緊急時に時間的に対応するため、一部、BMと比較して経済性に優れるものはオンラインとして、BMの一部として活用。

17

各国の需給バランス調整と卸電力市場の関係整理（まとめ）

- 卸電力市場と需給バランス調整のためのkWh価格の実績比較は下記の通り。
- PJMはほぼ乖離がない一方、ドイツは乖離が大きい。英国・仏・ノルウェーはドイツほどの乖離はない。

国	需給バランス調整に対する対応手段	需給バランス調整向けのΔkWの事前確保	価格実績（上：卸市場 下：需給調整） （2016年の平均実績価格）		卸市場価格と需給バランス調整市場のkWh価格の関係
ドイツ	実同時同量制に基づくBG内の自己調整を除く部分について、SCR、TCR市場にて全量調達	全量を事前確保 (SCR：前週、TCR：前日)	前日市場価格 当日市場価格	28.98 (€/MWh) 29.10 (€/MWh)	乖離大 需給調整市場への入札は、自己調整分の取り代を除いた価格で入札しているものと推察される。また、英仏のBM市場に相当する市場がないことも一因。
フランス	実同時同量の自己調整分を除く部分についてBalancing Mechanism (BM) にて全量調達	一部を事前確保 (年1回の入札)	前日市場価格 当日市場価格	36.92 (€/MWh) 36.75 (€/MWh)	乖離小 事前確保は一部のみであり、その他の電源は卸市場価格を参照しつつ入札価格を決定
英国	Balancing Mechanism (BM) にて全量調達 ※不足の場合に備えた予備 (STOR) として確保あり	事前確保無	前日市場価格 当日市場価格 BM市場価格	N2EX 40.46 (£/MWh) / EPEX SPOT UK 40.43 (£/MWh) N/A (£/MWh) 40.03 (£/MWh)	乖離小 BM参加者は当日市場への販売を選択可能であるため平均的には裁定が働いているものと推察される
ノルウェー	Regulation Power Market (RPM) にて全量調達	一部を事前確保 (RKOM市場、長期相対)	前日市場価格 当日市場価格	241.07(NOK/MWh) N/A	乖離小 事前確保は一部のみであり、その他の電源は前日卸市場価格を参照しつつ、入札価格を決定
米国 (PJM)	リアルタイム市場 ※需給調整のための市場と卸電力市場は分割されていない		前日スポット市場価格 リアルタイム市場価格	29.68(\$/MWh) 29.23(\$/MWh)	ほぼ乖離無 全量プール制の下、リアルタイム市場価格が現物としての卸電力価格であり、前日市場価格は前日段階で価格固定する場との位置づけ

インバランス精算制度（まとめ）

		ドイツ		フランス ^{注3}		英国 ^{注2}		ノルウェー		米PJM	
バランス義務		金銭的義務 法的義務		金銭的義務		金銭的義務		金銭的義務 法的義務		金銭的義務	
インバランス精算単位		1ポートフォリオ (発需同一グループ)		1ポートフォリオ (発需同一グループ)		1ポートフォリオ (発需同一グループ)		2ポートフォリオ (発需別グループ)		ユニット単位	
時間単位		15		30		30		60		60	
不足・余剰価格別の インバランス価格体系 ^(注1)		シングルプライス		デュアルプライス		シングルプライス		発電：デュアルプライス 販売：シングルプライス		シングルプライス	
価格 決定 方法	系統全体で余剰	TCR・SCR市場 (平均価格)		balancing市場価格 (平均価格)		balancing市場価格 (平均価格)		発電：前日市場価格（不足） /RPM市場価格（余剰） 販売：RPM市場価格		リアルタイム市場 (マージナル価格)	
	系統全体で不足	TCR・SCR市場 (平均価格)		balancing市場価格 (平均価格)		balancing市場価格 (平均価格)		RPM市場 (マージナル価格)			
インセンティブ付与		○		×		×		×		×	
インバランス料金価格決定の基礎		調達 kW	運用 kWh	調達 kW	運用 kWh	調達 kW	運用 kWh	調達 kW	運用 kWh	※信頼度制約付経済 負荷配分	
FCR（GF相当）									○		
aFRR（LFC相当）			○		○						
mFRR			○	○	○		○		○		
RR				○	○		○				

出所) 欧州各国は“SURVEY ON ANCILLARY SERVICES PROCUREMENT, BALANCING MARKET DESIGN 2016” (ENTSO-E)に基づき整理

注1) シングルプライス：事業者の不足インバランス、インバランスに同一単価を適用する価格体系、デュアルプライス：事業者の不足インバランス、インバランスに異なる単価を適用する価格体系

注2) 英国は2015年11月にデュアルプライスからシングルプライスへ変更

注3) フランスは2017年4月にインバランス精算制度を改定。改定前は一部前日スポット市場価格を基準としていたが、全てbalancing市場価格による設定に変更。なお、改訂後の料金体系をシングルプライスとする分類もあるが、厳密にはフォーミュラが異なるため、本整理ではデュアルプライスとして記載。なお、改定前は前日スポット価格を基準として、事業者は系統インバランスの解消を促すインセンティブを提供していた（P101参照）。

需給調整市場の入札における特別な価格規制の有無（まとめ）

- これまでの文献調査で需給調整市場の入札について価格規制の存在が判明しているのは下記のみ

		ドイツ	フランス	英国	ノルウェー	米PJM
需給バ ランス調整	mFRR	Tertiary Control Reserve ・ エネルギー入札価格上 限を9,999 (€/MWh) に設定	Balancing Mechanism ・ 不明 Fast Reserve ・ 不明	Balancing Mechanism ・ なし STOR ・ なし Fast Reserve ・ なし Fast Start ・ なし (相対契約) BM Start-up ・ なし (相対契約)	Regulation Power Market ・ エネルギー入札価格上 限を5,000 (€/MWh) に設定	※リアルタイム市場 ・ なし
	RR	※BGの自己調整	Complementary Reserve ・ 不明		—	Day Ahead Scheduling Reserve Market ・ なし
周波数 制御	aFRR (LFC相当)	Secondary Control Reserve ・ エネルギー入札価格上 限を9,999 (€/MWh) に設定	Secondary Control ・ なし (供給義務)	—	aFRR ・ なし	Regulation ・ Cost-based 入札価格の容量に 対応する入札価格上限を「燃料コスト 増および熱消費率低下を反映したコ スト+ 12 (\$/MWh)」に設定 ・ Price-based 入札価格上限を100 (\$/MWh) に設定 Synchronized Reserve ・ Tier2 リソース入札価格上限を、リ ソースO&M費用+0.75 (\$/MWh) に設定
	FCR (GF相当)	Primary Control Reserve ・ なし	Primary Control ・ なし	Mandatory Frequency Response ・ なし (供給義務) Firm Frequency Response ・ なし	FCR ・ なし	Frequency Response ・ なし (強制抛却)

需給調整市場における不履行時のペナルティ（まとめ）

- 需給調整市場の不履行に関するペナルティ手段としては、報酬減額に加え、罰金、契約取消、調達プロセスからの排除（含む認証取消）、規制当局への報告などがある。

		ドイツ	フランス	英国	ノルウェー	米PJM
需給バランス調整	mFRR	Tertiary Control Reserve EPEX前日Spot市場価格3倍の罰金 ・認証取消	Balancing Mechanism ・不明	Balancing Mechanism ・不明 Fast Reserve ・報酬支払い留保 BM Start-up ・不明 Fast Start ・不明	Regulation Power Market ・応答量に応じた報酬減額 ・規制当局への報告 RKOMで調達された電源 ・運用者の管理範囲内での技術的故障に起因する場合、不足量の25倍の罰金 ・運用者の管理範囲外での技術的故障に起因する場合、不足量の2倍の罰金 ・運用者の管理範囲外の不可抗力に起因する場合、不足量分の罰金	※リアルタイム市場
	RR	※BGの自己調整	Fast Reserve ・不明 Complementary Reserve ・不明	STOR ・報酬減額 ・契約取消 ・今後の入札評価への影響		Day Ahead Scheduling Reserve Market ・応答量に応じた報酬減額
周波数制御	aFRR	Secondary Control Reserve ・応答量に応じた報酬減額 ・不足量の10倍の罰金 ・認証取消	Secondary Control ・不明	—	aFRR ・応答量に応じた報酬減額 ・今後の調達プロセスからの排除	Regulation Market ・Performance Scoreが25%未満の時間帯の報酬と機会損失費用を失う。 ・Historic Performance Scoreが40%を下回ったリソースは、市場参加資格を失う Primary Reserve Market ・応答量に応じた報酬減額
	FCR	Primary Control Reserve ・応答量に応じた報酬減額 ・不足量の10倍の罰金 ・認証取消	Primary Control ・不明	Mandatory Frequency Response Firm Frequency Response ・応答量に応じた報酬減額 ・契約取消	FCR ・応答量に応じた報酬減額	Frequency Response ・不明

21

再生可能エネルギーの市場取引と需給調整市場（ドイツ、PJM）

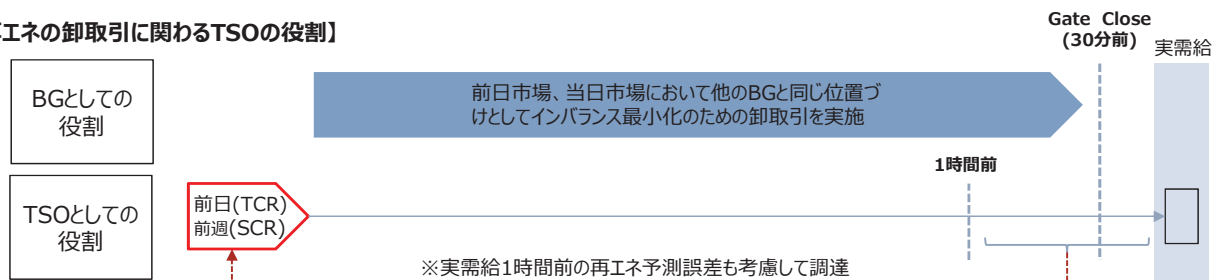
ドイツ

- FIT対象電源はTSOがBGとして卸電力取引、EEG対象外電源は一般電源と区別無く卸取引を実施。いずれも**Gate Close20分前まで取引可能な当日市場等も活用して、インバランスの最小化を図る。**

	再生エネ価値	実電気	BG	インバランス
①FITの対象	再生エネ証書不発行（再生エネ価値不発生）	他電源と区別なく卸取引	TSOがBGとしての役割を兼ね卸取引注（買取義務者はDSO）	※BGとしての取扱に区別なし
②FITの対象外	再生エネ証書発効（分離取引）		BGが一般電源と区別なく卸取引	

注）文献によると2011年までは再生エネについてはインバランス負担なしとして扱われていた模様

【再生エネの卸取引に関わるTSOの役割】



出所）Elia Grid International社へのメール照会等に基づき三菱総研作成

PJM

- 再生エネも含む全電源の発電属性は証書化されて分離取引（PJM-GATS注）。実電気は全量プール制度の中で他電源と区別なく取引。
- 前日市場とリアルタイム市場の値差は小さいため、再生エネ電源であるインバランス負担は小さい。
- PJMは物理的な意味で、系統全体の安定運用の観点から再生エネの出力予測を4時間前から実施し、必要な調整力を複数の手段で調達。

注）PJM Generation Attribute Tracking Systemの略。火力・原子力も含む全電源の発電属性を電子証書化し取引される。

資料編

23

1. 商品概要

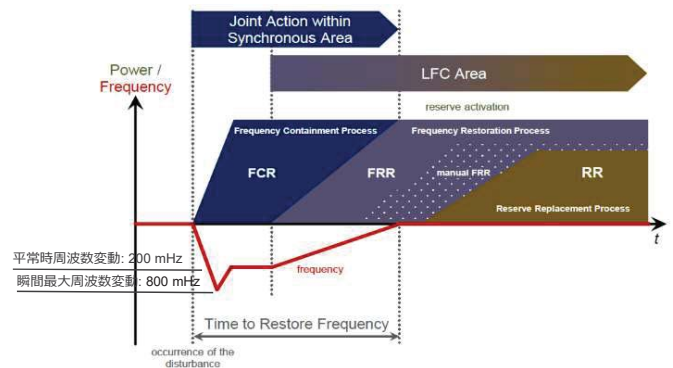
24

欧州：調整力の種類

- 欧州では、ENTSO-Eが調整力の種類を提示している。「応答を開始してから発電機が所定の出力レベルになるまでにかかる時間」および「所定の出力で運転継続が可能な時間」の2点を基準に分類
 - ① FCR（周波数制御予備力）
 - ② FRR（周波数回復予備力）
 - ③ RR（代替予備力）に分類。
- 負荷・周波数制御にはFCR、FRR、RRの順番で優先順位が決まりそれぞれ役割を補完しあっている。
- なお、ENTSO-Eでは2014年1月に調整力の種類を変更しており、2013年末まではPrimary, Secondary, Tertiary^{注2}として分類していた。

	北欧4カ国	大陸欧州	英国
周波数制御予備力 FCR (Frequency Containment Reserves)	- FCR-N - FDR-D	Primary Control Reserve	Frequency Response (Dynamic/Static) 等
周波数回復予備力 FRR (Frequency Restoration Reserves) 注1	Regulating Power	- Secondary Control Reserve - Direct Activated Tertiary Control Reserve	- Fast Reserve - Fast Start - BM Start-up 等
代替予備力 RR (Replacement Reserve)		- Schedule Activated Tertiary Control Reserve - Direct Activated Tertiary Control Reserve	- STOR - STOR Runway 等

ENTSO-Eにおける負荷-周波数コントロールの動的優先順位
(FCRがFRRで完全補填されていることが前提)

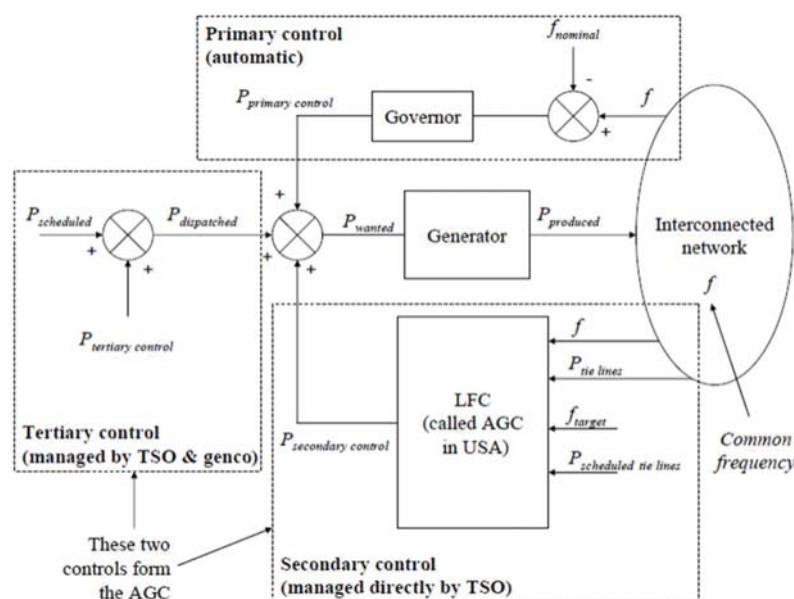


出所) ENTSO-E, Network Code on Load and Frequency Control, Supporting Document

注1:FRRはさらにFRR-A（自動周波数回復予備力；Automatic Frequency Restoration Reserves）とFRR-M（手動周波数回復予備力；Manual Frequency Restoration Reserves）に分離。
注2:Primary: FCR, Secondary: Tertiary, Tertiary: RR

25

<参考> Primary, Secondary, Tertiaryの対応設備の概要



出所) "A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services", Yann REBOURS, Daniel KIRSCHEN

欧州：調整力の必要量算出

- ①FCRについてはEU全体で想定。大陸欧州ではN-2基準により原発2基分（1,500MW×2）の脱落を想定。これと20年に1度のリスクレベルを想定して必要量を想定。その他地域（英国、アイルランド、北欧）では、N-1基準により想定。各国別、各TSO別には発電電力量等で割り振られる。
- ②FRRと③RRについては各TSOに必要な量の推計は委ねられているが、確率的手法に基づいて推計する方法が提示されている。ENTSO-Eで提示されている信頼度水準は99%。

ENTSO-Eのネットワークコードにおける調整力算出のガイドライン

FCR^{注1}

- 大規模発電所2基、または、同じノードに接続しているHVDC系統連系設備、または接続ポイント2ヶ所の切断による損失に対応する上下均等の量で算出(確定的)
- 調整力は、20年に1回起こる確率の同期エリア内に残るインバランスをカバーする(確率論的)
- 各国の必要量割当は、同期エリア内の総量に占めるその国の年間の総発電・消費量に相当する

自動・手動 FRR^{注1}

- FRRとRRの必要量合算は基準事象の値と確率論で求めた値のうちの大きい値
- 基準事象：発電モジュール1基、または、1接続ポイントの大規模需要施設1ヶ所、または、HVDC 連系線1本、もしくは、LFCブロック内のAC-線が切断した場合の影響
- 確率論的アプローチでは信頼度は99%を確保する
- 同一Control Block（制御ブロック）内のTSOで共有することにより、ある程度調整力量を減らすことができる
- FRRとRRの合算はその後分割する

RR^{注1}

- 調整力はFRRの必要量を十分に補填できる量
- 同一Control Block（制御ブロック）内のTSOで共有することによりある程度調整力量を減らすことができる

出所）ENTSO-E, Network Code on Load and Frequency Control

注1:大陸欧州のみの規定

出所）電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査（平成27年度）

27

欧州：ENTSO-EにおけるFCR必要量の算出

- 調整力のうちのFCRの必要量は以下のように想定

- ✓ 欧州全域において、最大規模の事故により調整力の必要量は決定される
 - 大陸欧州におけるFCRの必要量は、原発2基分（1,500MW×2）の脱落を想定して、3,000MW
 - 大陸欧州では基準事象（Reference Incident）を発電機故障、送電線故障、母線故障、負荷脱落、DC連系線故障から想定
 - 数十年前より基準事象における確率論的評価で実施しており、N-2が最も良いアプローチ（best-Practice approach）であると確認している^{注1}
 - 大陸欧州ではさらにFCRを完全に使い切った時の確率を想定し、基準事象に対するリスクレベルで評価を行い、「20年に1度」よりも低い確率としてFCRの必要量が求められている。
 - その他地域（英国、アイルランド、北欧）ではN-1の脱落（N-1 criterion）を想定
 - このN-1 criterionは最良の解決法(best practice solution)と証明されている^{注1}
 - 英国やアイルランドは基準事象が高い変動率のため基準事象のみで評価。
- ✓ 各国におけるFCRの必要量は、原則1年間の発電電力量^{注2}と消費電力量の合計値に基づき配分される（例：デンマークは25MW）
- ✓ さらに、各TSOが管轄する制御エリアでの必要量は実質的な発電電力量と消費電力量の合計値に基づき決定される（英国やアイルランドは配分なし）

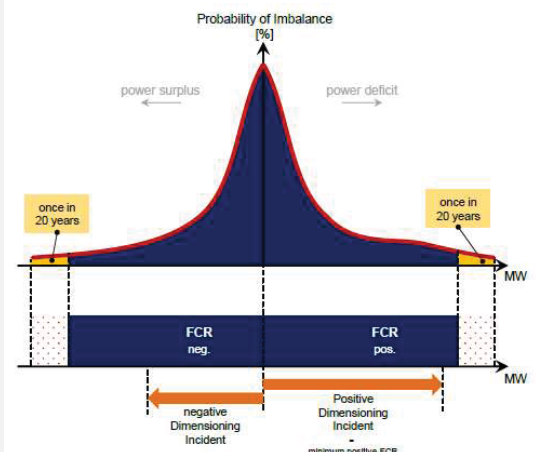


Figure 27: FCR dimensioning – fictional example

注1: ENTSO-E, Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves

注2: 発電電力量には輸出力を含む。揚水分の差し引きは含まず。

出所）電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査（平成27年度）

欧州：ENTSO-EにおけるFRR・RR必要量の算出

- 調整力のうちのFRRとRRの必要量は以下のように想定

- ✓ 欧州全域において、過去の実績に基づいてLFCブロック毎に必要な量が決定される
- ✓ FCRの必要量が異なるため、TSOに意図的にその必要量を委ねている
- ✓ 各TSOの制御エリアで必要とされる量は同エリアで生じた需給偏差や周波数を回復させるまでの時間等のデータ^{注1}に基づいて決定される
- ✓ 99%の変位値をFRRとRRで賄うものとする。

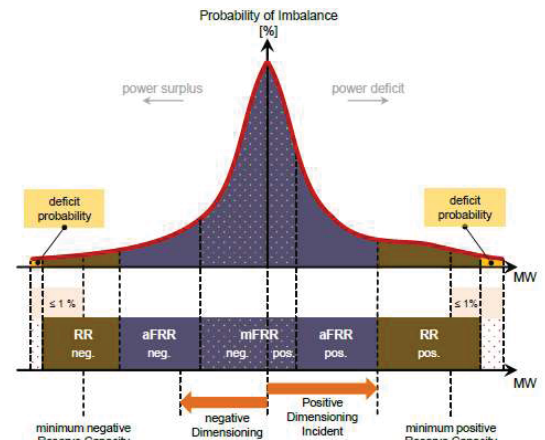


Figure 29: FRR and RR Dimensioning – fictional example

出所) ENTSO-E, Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves

注1:データは算出時より6カ月以内の日からさかのぼって1年以上連続したデータでなければならない。

出所) 電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方に関する調査（平成27年度）

29

欧州・米国：調整力の調達方法

	ドイツ	フランス	英国	北欧	米国 PJM
確保主体	- ドイツの4つのTSOが、全国需給調整市場（Regelleistung）を活用した需給調整能力の確保、Grid Control Cooperation(GCC)と呼ばれる広域的な連携体制を構築 - GCCは2008年から2010年にかけて徐々に実施され、現在では、ドイツ国内の需給調整市場は完全統合を実現	RTE (TSO) が需給調整メカニズムを運営し、市場および義務的調達にて確保	小売事業者に供給力確保が義務付けられておらず、National Gridが運営する市場にて確保	- Svenska Kraftnät（スウェーデンのTSO）とStatnett（ノルウェーのTSO）が周波数と、時偏差の調整を行うことに同意 - 各国が確保、効率化のため市場の統合を進める	RTO（地域送電機関）であるPJMが運営する市場にて確保
調達単位	ポートフォリオ（BG）単位	ユニット単位	ユニット単位	- ノルウェー：ユニット単位 - スウェーデン：ポートフォリオ単位	ユニット単位
確保の手段	- ドイツ全国需給調整市場への入札による市場調達 - PCR、SCRに関しては、週次オークションで必要量が不足する場合は、2回目のオークション実施 2回目のオークションでも不足する場合は、各TSOが相対契約や指令を通じ必要量を確保	- 需給調整市場（資格審査を受けた発電・需要が参加可能） - aFRRに関しては、義務的調達	供給義務および相対取引と市場調達の組み合わせ	- ほぼ入札による市場調達 - mFRR入札による調達量不足時に、相対取引による契約が可能	PJMが運営する需給調整に関する市場にて調達
エリアをまたいだ調整力確保の仕組み	ドイツ国内のGCCの成功を受け、国際的な取組としてInternational GCC（IGCC）へ拡大	Primary Controlに関しては、2017年1月より、ドイツ、オーストリア、ベルギー、オランダ、スイスの各TSOとの共同市場調達を開始	国外からの参加も可能となる予定	- 主にエネルギーインバランス解消を目的とするRPM（Regulation Power Market）は、かねてより北欧4カ国で共同運営されている。 - aFRRは北欧共通市場に向けた取組が進行中	NYISO、PJM、ISONEおよび他のISOは、NPCC(Northeast Power Coordinating Council)の枠組み内で、10-minute Reserveの一部を共同で発動する共有予備力（Shared Reserve）のプロセスに参加している
調整力提供に対する対価	- 容量価格のみ（PCR） - 容量価格と調整力量価格（SCR、MR）	容量価格と調整力量価格	容量価格と調整力量価格（FCR、FRR、RR）	- 容量価格と調整力量価格（FCR、aFRR） - 調整力量価格のみ（Regulation Power Market）ただし、ノルウェーの容量市場（RKOM）および相対契約により事前確保された容量分については、容量価格も支払い	- 容量価格とパフォーマンス価格に対する支払い（Regulation） - 容量価格または調整力量価格に対する支払い（Synchronized Reserve tier 1） - 不明（Synchronized Reserve tier 2、Non-Synchronized Reserve、Day-Ahead scheduling Reserve）

30

欧州：調整力の調達方法

- ドイツでは、国内の4TSOが共同して運営する全国市場（Regelleistung）を通じて調整力を調達。
- 英国では、入札による調達だけでなく、系統運用者の技術的ニーズ・政策ニーズに応じて、サービスを細分化し、義務的調達、相対契約による調達を組み合わせた複雑なものとなっている。
- 北欧では、TSOが運営する市場を通じて調達している。ただし、調整力が足りないと判断した場合には個別の BSP（Balance Service Producer）との相対契約にて追加調達する。
- フランスでは、aFRRは義務的調達、それ以外の調整力は市場を通じて調達。
- ドイツのSecondary Control Reserve、Tertiary Control Reserveと北欧のmFRR・aFRRは上げ下げ別に取り引されている。

	供給義務	相対取引	入札/市場調達
周波数制御予備力 FCR (Frequency Containment Reserves)	英国 (Mandatory Frequency Response)	英国 (Frequency Control by Demand Management, FFR Bridging Contract)	- ドイツ (Primary Control Reserve) - 英国 (Firm Frequency Response, Enhanced Frequency Response) - 北欧 (FCR-N, FCR-D) - フランス (Primary Control)
周波数回復予備力 FRR (Frequency Restoration Reserves)	フランス (Secondary Control)	- 英国 (Fast Reserve) - 北欧 (mFRR、容量の一部)	- ドイツ (Secondary Control Reserve) - 英国 (Fast Reserve, BM Start-up, Fast Start) - 北欧 (aFRR, mFRR) - フランス (Fast Reserve)
代替予備力 RR (Replacement Reserve)			- ドイツ (Tertiary Control Reserve) - 英国 (Short Term Operating Reserve, STOR Runway) - フランス (Complementary Reserve, Demand Response Call for Tender)

31

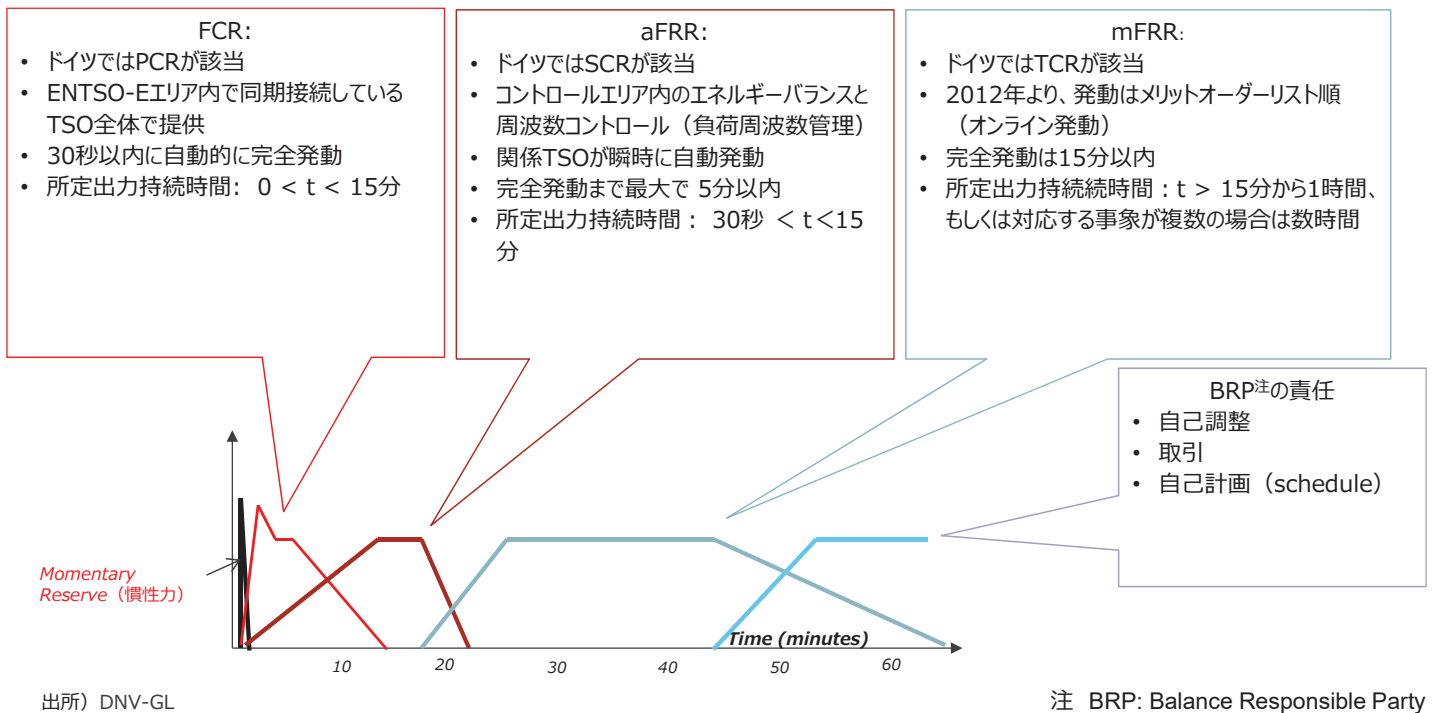
ドイツ：調整力の分類と要件

ENTSO-Eの分類	名称	特性	応答時間	所定出力到達時間	所定出力持続時間	方向	リソースタイプ	調達方法	備考
周波数制御予備力 (FCR)	一次制御予備力：PCR (Primary Control Reserve)	30秒以内に出力調整を行うことのできる自動周波数調整能力	-	30秒以内	0秒～15分	単一商品：上げ代/下げ代の容量	- 発電 - 需要	市場調達	- 最小入札容量 ≥ 1MW (2011年、5MWから引き下げ) - 入札価格上限なし
周波数回復予備力 (FRR)	二次制御予備力：SCR (Secondary Control Reserve)	TSOの給電指令に対して15分以内に出力調整を行える、一般に自動周波数制御 (AFC: Automatic Frequency Control) 機能付きユニットにより提供される出力調整能力	-	5分以内	30秒～15分	4商品：ピーク、オフピーク時間帯に対して上げ代/下げ代 (4大TSO地域毎の制約あり)	- 発電 - 需要	市場調達	- 最小入札容量 ≥ 5MW (2011年、10MWから引き下げ) - 最小入札単位：1週間 - 入札価格上限なし
代替予備力 (RR)	ミニット予備力 (Minute Reserve) : TCR (Tertiary Control Reserve)	供給力不足が起こった際に TSOの給電指令から5分以内に負荷追従を行え、二次予備力レベルの回復に資する調整能力 主として火力プラントにより提供され、揚水プラントやガスタービン、遮断可能需要によっても提供される	-	15分以内 (手動)	15分～4時間	12商品：4時間毎に対して上げ代/下げ代 (4大TSO地域毎の制約あり)	- 発電 - 需要	市場調達	- 最小入札容量 ≥ 5MW (2012年、10MWから引き下げ) - 最小入札単位：4時間 - 入札価格上限なし

(資料) regelleistung.net等より三菱総研作成

ドイツ：調整力の分類と要件

- 調整力はENTSO-Eの条件とランプやサービスの供給時間などの条件を組み合わせている



出所) 電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査（平成27年度）

33

ドイツ：調整力の必要量算出指針、実績調達量

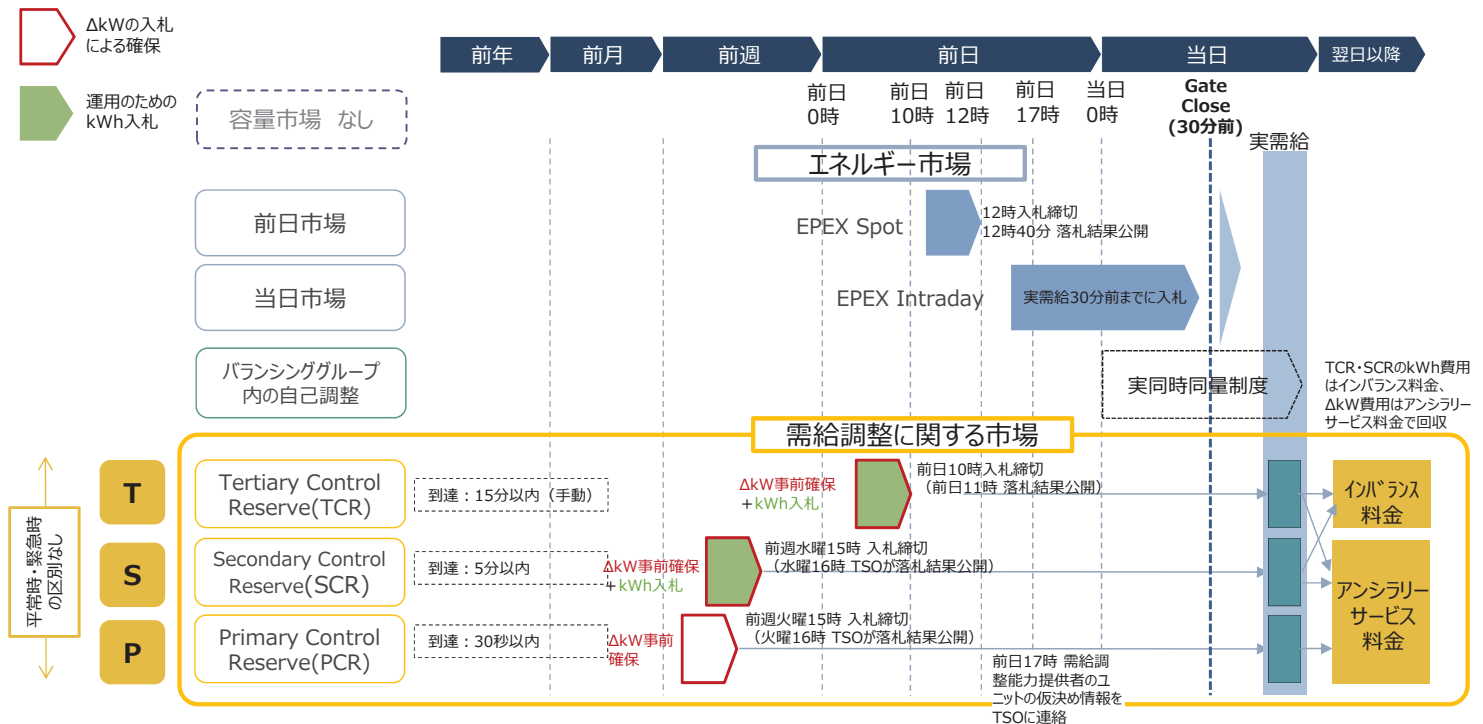
ENTSO-Eの分類	名称	必要量算出の指針	必要量目安	実績調達量(容量) (2016年)	実績電力量 (2016年)
周波数制御予備力 (FCR)	一次制御予備力: PCR (Primary Control Reserve)	N-2基準と20年に1度のリスクレベル (ENTSO-Eの基準と同じ)	663MW (大陸欧州大で割当量決定) ※ドイツ国内の各TSOに対して、自エリア内で調達する容量に制限は設けられていない	583.4MW	-
周波数回復予備力 (FRR)	二次制御予備力: SCR (Secondary Control Reserve)	①需要とRESの予測誤差、②需要とRESのノイズ、③スケジュールシフト（コマ間の階段状の発電出力と実需の差）、④計画外停止等の要素を組み合わせた確率分布を作成し、LOLPを使って0.025%を基準に置いた99.975%の信頼度を確保した必要量を推計し、SCR、TCRへ調達量を配分	上げ代・下げ代各2000MW以上 (四半期毎に調達量決定)	上げ: 2018.6MW 下げ: 1962.7MW	上げ: 5664.9GWh 下げ: 2869.6GWh
代替予備力 (RR)	ミニット予備力 (Minute Reserve) : TCR (Tertiary Control Reserve)		上げ代・下げ代各2000MW前後 (四半期毎に調達量決定)	上げ: 2044.4MW 下げ: 1942.8MW	上げ: 694.9GWh 下げ: 216.4GWh

(資料) regelleistung.net等 各種公開資料 および

Elia Grid International 社への照会に基づき、三菱総研作成

ドイツ：需給調整に関わる市場プロセス

- 需給バランス調整について、実同時同量制の下、BGの自己調整分を除く量の必要調整力を前日スポット市場開場前に全量事前調達。



注) 1回目のオークションで必要量が不足する場合は、2回目のオークションが実施される。PCR、SCRに関しては次の日に、TCRに関しては同日午後2回目のオークションが実施される。また、2回目のオークションでも不足する場合は、各TSOが各調整力提供者との相対契約や義務的調達を通じ、必要量を確保することが認められている。

35

出所) 各種資料より三菱総研作成

ドイツ：調整力の調達にかかる入札価格上限

- 今まで、SCRおよびTCRのエネルギー入札価格には、99,999 €/MWhのtechnical limit（入力ミスを防ぐため、システム上入力可能な値の上限）が設定されていた。
- 価格スパイクの発生を受け、2017年末に、SCRとTCRのエネルギー入札価格について、9,999 €/MWh を上限値とする変更がなされた。
 - ✓ 2017年10月17日に、エネルギー入札価格 = 77,777€/MWhのTCRリソースが発動された。BRPの中には、これほどの価格スパイクを想定していなかったために、インバランス支払いに苦労したものもあった。
 - ✓ BNetzAは、上記エネルギー入札価格決定における、事業者の特異的行動や独占・寡占的状況の有無に関して、現在、調査を実施中。
 - ✓ 2017年末に、BNetzAは、暫定的な措置として、SCRとTCRのエネルギー入札価格に関して、9,999 €/MWhの上限を設定した。

出所) Elia Grid International 社への照会

ドイツ：調整力市場で必要量を確保できなかった場合の措置

- 需給調整市場で必要量を確保できなかった場合は、二度目の市場が開かれる。通常、二度目の市場で必要量は確保できる。二度目の市場における価格は、一度目の市場よりも高くなる傾向がある。
 - ✓ PCR（毎週火曜日15時入札締め切り、16時結果公開）については、翌水曜日に二度目の市場を実施。
 - ✓ SCR（毎週水曜日15時入札締め切り、16時結果公開）については、翌木曜日に二度目の市場を実施。
 - ✓ TCR（毎日10時入札締め切り、11時結果公開）については、当日の午後に二度目の市場を実施。
- 二度目の市場でも必要量を確保できない場合、TSOは発電所を給電指令する義務を負う。（独エネルギー事業法13.2条）
- しかし、ドイツでは4TSOが協調して調整力を調達しており、必要量不足の発生はまれ。
- なお、需給調整市場の調達量不足を想定し、各TSOによる各事業者との相対契約やサービス提供の義務化による調達も認められている。

出所）Elia Grid International 社への照会

ドイツ：調整力発動に支障が生じた場合の措置

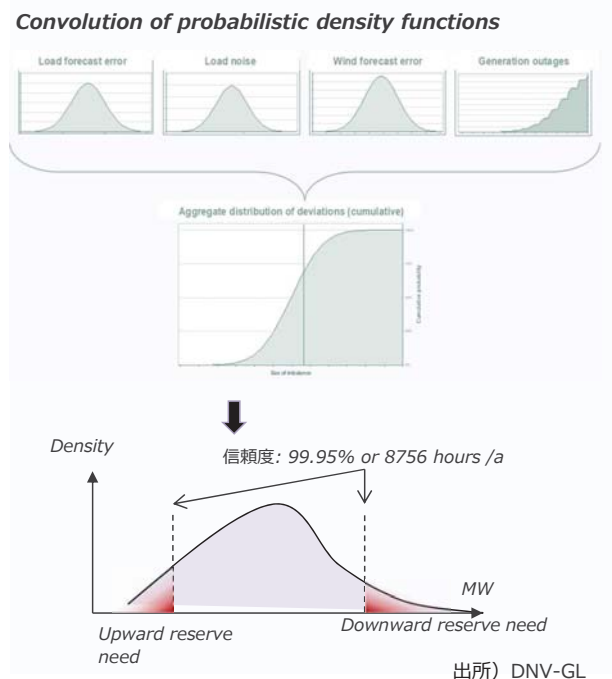
- 全てのBSPは、調整力提供リソース種類に関わらず、事前審査基準（Prequalification Criteria）を満たし、調整力を技術的に提供可能であることを示さなければならない。
- 何らかの理由により、調整力提供者が、市場で落札された調整力を提供することが不可能になった場合、当該提供者が保有する他のリソース（蓄電池、ガスタービン等）への差替え、または事前審査基準を通過した他事業者から調整力を調達することが認められている。（“fall-back” option）

出所）Elia Grid International 社への照会

ドイツ：調整力の算定手法

- ドイツのTSOは影響要因を幅広く取り入れた確率論的手法で算定している

- ✓ 2010年よりドイツTSO 4社が共同で行っている
- ✓ 手法については、外部コンサルタントの協力を得て（2008/2010）、BNetzAとTSOで合意している
- ✓ “Graf-Hubrich”手法（Aachen大学）は影響する要因それぞれの確率分布の畳み込みに基づいている。想定される要因は以下のとおり
 - 発電停止
 - 1時間前の需要予測エラーと需要ノイズ
 - 1時間前の再エネ予測エラー
 - 発電スケジュールの時間変化
 - スケジュールにあわせるために起こる時間内のランブ
 - 1時間のうちの15分の再エネノイズ
- ✓ 前提条件（ μ 、 σ 、計画停止）は確率的に設定する。継続的に監視した過去実績の平均値を採用する
- ✓ 時間による区別なし（例：ピークとオフピーク）
- ✓ 事前に想定する給電分は考慮しない（その代わりに、従来型発電の停止は設置容量から計算する）

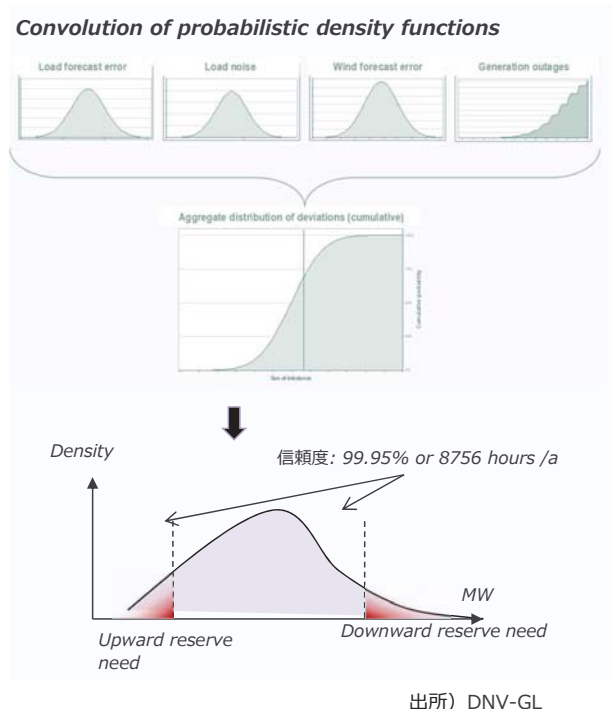


出所) 電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整に係る費用周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査（平成27年度）

39

ドイツ：調整力の算定手法

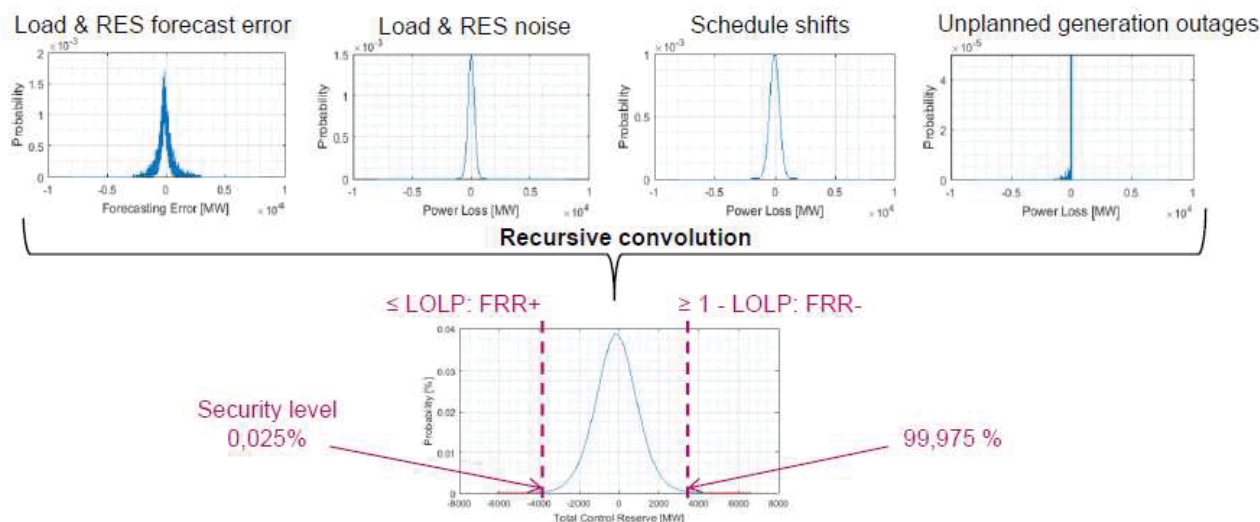
- ✓ 予測エラーは1時間前の値を使用する
 - 予測までの時間が長い（lead-time）場合は、不確実性が高く、より多くのReserveが必要となる
 - 原則として、事象から45分経過すると不均衡調整の責任はBRPに移行する。ただし、事象がリアルタイムの45分前から0分前までに起こったものはBRPの始動時間が足りないため、BRPに移行せずTSOが調整する。
 - EPEX spotのゲートクローズまでのリードタイム：30分（前は45分、国境間：60分）→リアルタイムの30分前以降、BRP（Balance Responsible Party）は卸売市場を使用しない
- ✓ ENTSO-E（最低99%）に比べ、より高いセキュリティレベルを実現（99.95%）
- ✓ 総合的に、予測エラーは調整力需要の約80%をしめる（Amprion情報）
- ✓ 算定方法は3ヶ月間のSCRとTCR量を算定するが、調達は毎週（SCR）と毎日（TCR）行う。ただし、特別なケースはその限りではない、（例えば、2015年3月20日の日食）



出所) 電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査（平成27年度）

ドイツ：調整力の算定手法

- ドイツのSCR・TCR^注の推計に当たっては、①需要とRESの予測誤差、②需要とRESのノイズ、③スケジュールシフト（コマ間の階段状の発電出力と実需の差）、④計画外停止を考慮。 ※①の寄与度が最も大きく、70-90%程度を占める。
- 4つの要素を組み合わせた確率分布を作成し、LOLPを使って0.025%を基準に置いた99.975%の信頼度を確保した必要量を推計し、SCR、TCRへ調達量を配分。
- 供給力が確保できていない時間帯に不測の事態が起きた場合は、負荷遮断など別な措置を講じる。
- ドイツ国内のTSO4社が同一の市場で調達を行う。調整力の管轄・責任は事前に各TSOに割り振られる。



注 SCR : Secondary Control Reserve、TCR : Tertiary Control Reserve

出所) “ Amprion and the European / German Electricity Market ” Amprion

41

ドイツ：調整力の算定手法

- TSOが使用している条件は公開されていないが、他の分析から確率パラメータとして使用している範囲は推測できる

✓ ガウス確率分布（Gaussian-distributed probability）の前提条件

	Consentec (2010)	Dena (2011)	Dena (2014)	
基準年	2010-2011	2015, 2020, 2025	2030 (現在の継続)	2030 (適応型)
負荷ノイズ	σ : 0.26% μ : 0 %		σ : 0.41% μ : 0 % ^{注1)}	
需要予測エラー	ピーク負荷の σ :2-3% μ : 0 %		σ : 1.67 %; μ : 0 % ^{注1)}	
風力予測エラー		σ : 0.85%; μ : 0.11 % ^{注2)}	$\sigma W, m(PW)$: 1,1 -8,4 % ^{注3)} μW : 0.11 %	
PV予測エラー	σ : 1.8%; μ : 0.1% ^{注2)}	σ : 0.85%; μ : 0% ^{注2)}	$\sigma W, m(PPV)$:2,2-8,4 % μPV : 0% ^{注3)}	

注1:2007年の値

注2:設置容量との相対値

注3:関連する予報との相対値

出所) 電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方に関する調査（平成27年度）

フランス：調整力の分類と要件

ENTSO-Eの分類	名称	特性	所定出力 到達時間	所定出力 持続時間	方向	リソースタイプ	調達方法	備考
FCR	Primary Control (Réglage Primaire de Fréquence)	周波数変動に対する自動周波数調整能力	30秒	15分以内	上げ代/下げ代 (単一商品)	発電・DR	入札 注1 (以前は義務的調達 注2)	・ 最小入札容量：1MW
aFRR	Secondary Control (Réglage Secondaire de Fréquence)	事象後400秒以内に自動で発動される	400秒	15分以上	上げ代/下げ代 (単一商品)	発電・DR	発電事業者に供給義務注3 (DRは、二次市場のみ参加可能)	・ 最小入札容量：1MW
mFRR	Fast Reserve (Réserves rapides)	事象後13分以内に手動で発動される 系統に接続可能な最大の発電ユニットの損失を想定	13分	2時間	上げ代/下げ代	発電・DR	入札 (年1回)	・ 最小入札容量：10MW ・ 商品期間：週間(平日 または休日)/月間/年間
RR	Complementary Reserve (Réserves complémentaires)	事象後30分以内に手動で発動される	30分	1時間30分	上げ代/下げ代	発電・DR	入札 (年1回)	・ 最小入札容量：10MW ・ 商品期間：週間(平日 または休日)/月間/年間
DSR-RR	Demand Response Call for Tender (Appel d'Offres d'Effacement)	負荷の急激な増減に柔軟に対応するための2時間以内に提供可能な負荷削減	2時間	30分~2時間	上げ代	DR	入札	・ 最小入札容量：1MW

注1) 2017年1月17日より、ドイツ、オーストリア、ベルギー、オランダ、スイスの各TSOとの共同調達を開始

注2) 系統内の 40MW を超える新規発電所と、120MW を超える既存発電所

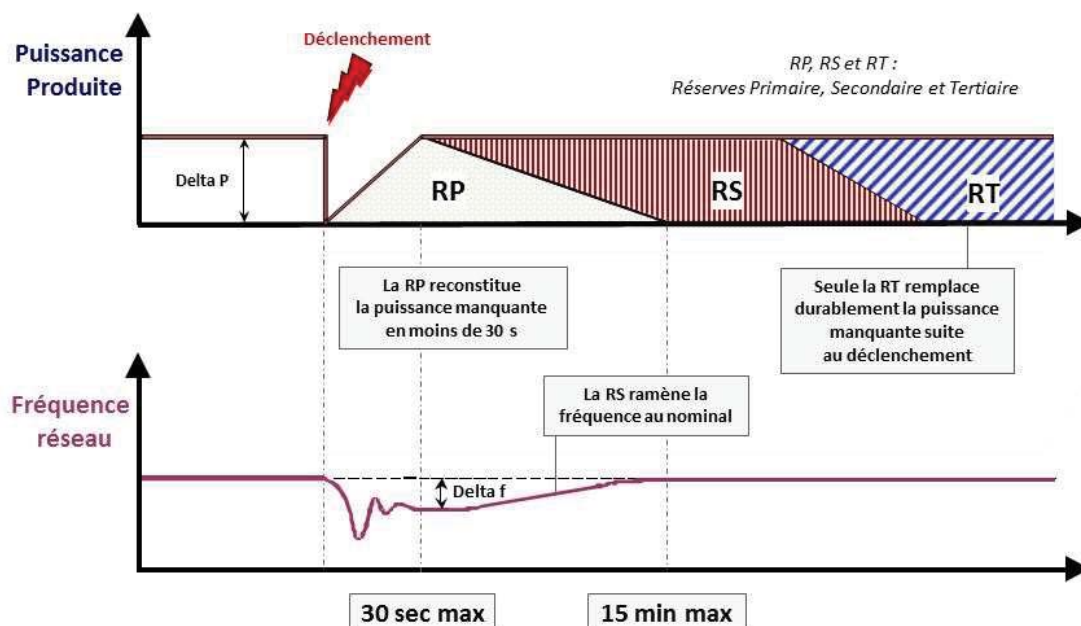
注3) 系統内の 120MW 以上の容量を有する全ての発電事業者

出所) RTE ウェブサイト (http://clients.rte-france.com/index_en.jsp)、CREウェブサイト (<http://www.cre.fr/en>)

Smart Energy Demand Coalition, Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017(2017) 等より三菱総合研究所作成

43

<参考> フランス：調整力の分類と要件



出所) CREウェブサイト (<http://www.cre.fr/en>)

44

フランス：調整力の必要量算出指針、実績調達量

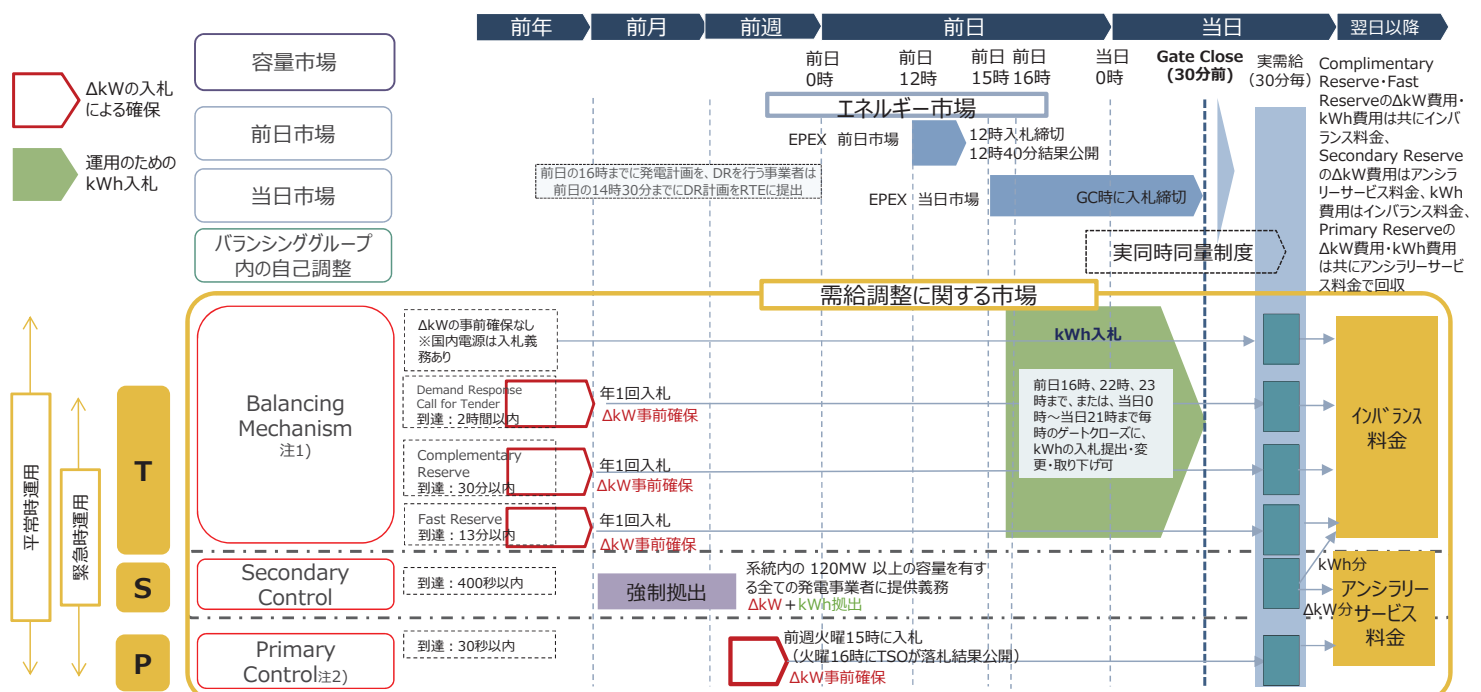
ENTSO-Eの分類	名称	必要量算出の指針	必要量目安	実績調達容量 (MW/h) (2016年)	実績電力量(GWh) (2016年)
FCR	Primary Control (Réglage Primaire de Fréquence)	N-2基準と20年に1度のリスクレベル (ENTSO-Eの基準と同じ)	600-700MW	576.3	234.1
aFRR	Secondary Control (Réglage Secondaire de Fréquence)	RTE 社が算定する役割を担うが、詳細は非公開	500M-1,000MW	651.6	1322.1
mFRR	Fast Reserve (Réserves rapides)	ENTSO-E基準 系統に接続可能な最大の発電ユニットの損失を想定 (1,500MW)	1,000MW (4,000MWh/d)	【上げ】1231.0 【下げ】N/A	【上げ】730.2 【下げ】1247.4
RR	Complementary Reserve (Réserves complémentaires)		500MW (1,500MWh/d)	【上げ】542.3 【下げ】N/A	【上げ】623.4 【下げ】782.6
DSR-RR	Demand Response Call for Tender (Appel d'Offres d'Effacement)	不明	1,750MW	不明	不明

出所) RTE ウェブサイト (http://clients.rte-france.com/index_en.jsp)、CREウェブサイト (<http://www.cre.fr/en>)
Smart Energy Demand Coalition, Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017(2017) 等より三菱総合研究所作成

45

フランス：需給調整に関わる市場プロセス

- 需給バランス調整について、実同時同量制の下、BGの自己調整分を除く量の必要調整力の一部を年間入札によって事前調達。その上で事前調達されていない電源も含めて、kWhに関する価格入札はGate Closeまでに実施。
- ただし、事前調達されていない電源もGate Close前に調整力を提供可能な国内電源は、法律上、Balancing Mechanismに入札義務がかかっており、入札量を担保。

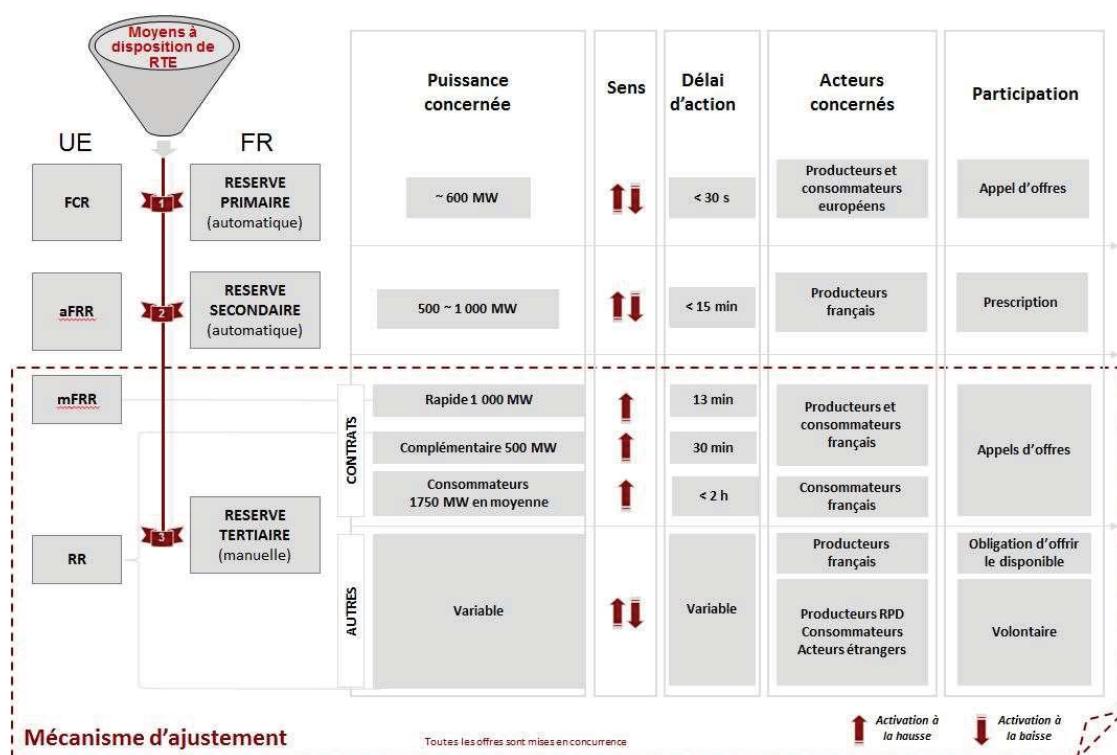


注1) Mécanisme d'ajustement。系統に接続する全ての発電事業者に入札義務あり
注2) 2017年1月17日より、ドイツ、オーストリア、ベルギー、オランダ、スイスの各TSOとの共同調達を開始

46

出所) 各種資料より三菱総研作成

フランス：需給調整に関わるメカニズム



出所) CREウェブサイト (<http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement#header>)

47

フランス：バランシング・メカニズム

- フランスは、2003年より経済性や公平性を考慮した上で、需給バランス維持に必要な電力を調達するバランシング・メカニズムを導入した。
 - ✓ バランシング・メカニズムへの参加は、基本的には、発電事業者・小売事業者・大口需要家・アグリゲーターが可能であるが、最低入札容量は10MWと定められ、RTEと契約締結の上、定められたルールを遵守しなければならない。
 - ✓ バランシング・メカニズムには、供給力を増加させる（需要を低下させる）上げ方向のサービスと供給力を低下させる（需要を増加させる）下げ方向のサービスがある。
 - ✓ 入札の提出、変更、取り下げは、前日の16時、22時、23時、または当日の21時までの毎時におけるゲートクローズ時点までに行うことができる。
 - ✓ 需給調整メカニズムは、オークションおよび入札の順位に基づき、価格を決定する。

■ バランシングオファーの内容

- ✓ 方向（上げ方向または下げ方向）
- ✓ 期間（time period）
- ✓ 時間帯毎の入札価格（0時～6時、6時～11時、11時～14時、14時～17時、17時～20時、20時～24時の6スロット）
- ✓ 提供状況

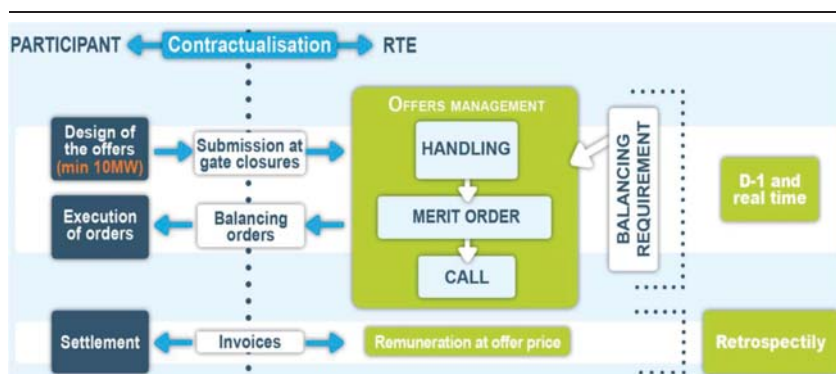
- 発電事業者は、前日の16時までに発電計画を、DRを行う事業者は前日の14時30分までにDR計画をRTEに提出

- RTEは、需給バランス維持の必要性や、バランシングオファーの提供条件等に基づき、落札者を決定

- RTEは落札者に対し、バランシングサービスの指令を出し、落札者はバランシングサービスを実行

- RTEは、落札価格に基づき、精算を実施

バランシング・メカニズムのプロセス



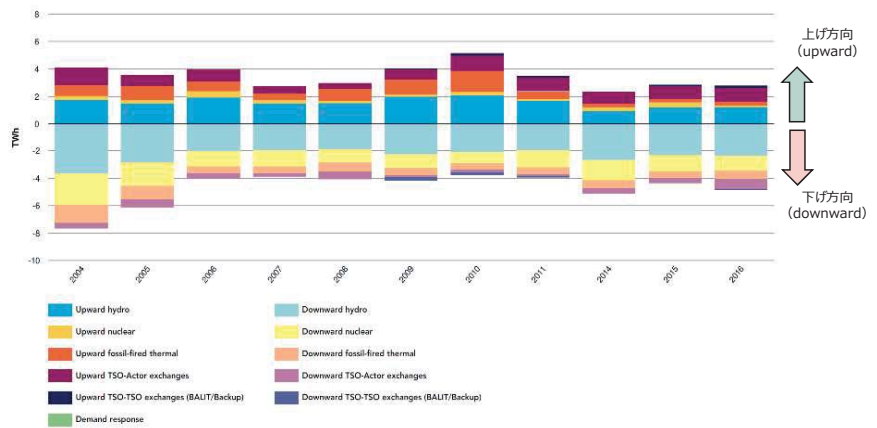
出所) RTE, Balancing Mechanism (2010)

出所) RTE, Balancing Mechanism (2010)
中林、フランスにおけるデマンドレスポンスの概要、海外電力 2014.9

フランス：バランシング・メカニズムの調達実績

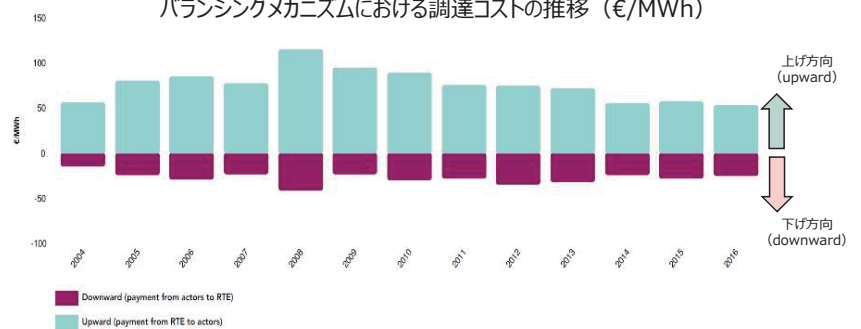
バランシングメカニズムにおける調達エネルギー量の推移（TWh）

- バランシングメカニズムにおける2016年の取引エネルギー量は、7.63TWh（上げ2.8TWh、下げ4.8TWh）。これは、BRPの年間取引量の約1%にあたる。
- バランシングメカニズム上げ方向、下げ方向の取引価格は、それぞれ53.2（€/MWh）、25.23（€/MWh）。



出所 RTE, 2016 Annual Electricity Report (2017)

バランシングメカニズムにおける調達コストの推移（€/MWh）



出所 RTE, 2016 Annual Electricity Report (2017)

49

英国：調整力の分類と要件（1 / 2）

ENTSO-Eの分類	名称		特性	応答時間	所定出力到達時間	所定出力持続時間	方向	リソースタイプ	調達方法
周波数制御予備力 (FCR)	Mandatory Frequency Response	Primay	系統接続する全ての電源に義務付けられた、周波数変化に対応した有効電力による自動出力調整能力	-	10秒以内	20秒以内	上げ代・下げ代 (別々の商品)	・ 発電	・ 供給義務
		Secondary	周波数変化と給電指令後の応答時間の違い等により、Primary Response（上げ代）、Secondary Response（上げ代）、High Frequency Response（下げ代）の3種類	-	30秒以内	30分			
		High		-	10秒以内	無制限			
	Firm Frequency Response (FFR)	Primay	入札により調達され、周波数応答義務を補充する役割	-	10秒以内	20秒以内	上げ代・下げ代 (別々の商品)	・ 発電 ・ 需要	・ 公募入札 ・ 相対契約
		Secondary	Mandatory Frequency Responseと同様に3種類	-	30秒以内	30分			
		High		-	10秒以内	無制限			
	Frequency Control by Demand Management (FCDM)		周波数低下リレーが作動した際に、自動的に需要家への供給を遮断することでRegulationを提供するサービス	-	2秒～10秒	30分	上げ代	・ 需要	・ 相対契約
	Enhanced Frequency Response (EFR)		応答速度1秒以内のリソース（主に蓄電池）をターゲットとした、周波数応答サービス。2016年入札実施、2017年調達開始。	-	1秒以内	15分	上げ代・下げ代 (単一商品)	・ 発電 ・ 需要	・ 公募入札
	FFR Bridging Contract		デマンドサイドマネジメント提供事業者容量10MW未満のFFRサービス契約の機会を与える。FFRの最小入札単位を引き下げた枠を設け、デマンドサイドマネジメント事業者の参加を促す（商品設計中）	-	10秒 or 30秒	30秒～30分	上げ代・下げ代 (単一商品)	・ 需要	・ 相対契約

出所 National Grid HP等各種資料より三菱総合研究所作成

英国：調整力の分類と要件（2/2）

ENTSO-E の分類	名称	特性	応答時間	所定出力 到達時間	所定出力 持続時間	方向	リソースタイプ	調達方法
周波数回復 予備力 (FRR)	Fast Reserve	必要時に発電側の出力増加と需要側の 需要抑制による調整能力を提供するサー ビス	2分	4分	15分	上げ代	・ 発電 ・ 需要	・ 公募入札 ・ 相対契約
	BM Start-up	National GridがBMUの追加的起動を 必要としたとき、当日稼動していないBMU を起動し電力を供給するサービス	-	89分	As agreed	上げ代	・ 発電	・ 相対契約
	Fast Start	緊急時に停止状態から迅速に起動し定 格出力を供給するサービス	-	5分（自動） 7分（手動）	4時間	上げ代	・ 発電	・ 相対契約
代替予備力 (RR)	STOR (Short Term Operating Reserve)	追加的に有効電力を供給するサービス	-	通常20分 (最大で4h)	2時間	上げ代	・ 発電 ・ 需要	・ 公募入札
	STOR Runway	発電事業者や需要家が契約条件に応じ た出力増加または負荷抑制を行うサービ スであるSTORへの需要リソース参加を促 進するため、需要リソースについて入札時 に最低容量3MWに達していなくても、参 加を認めるもの	-	通常20分 (最大で4h)	2時間	上げ代	・ 発電 ・ 需要	・ 公募入札
その他	Demand Turn-Up	低負荷時に再生エネルギーが超過する恐 れがある場合に、需要増を行うもの。いわ ゆる再生エネルギー余剰時の上げDR（需要 創成型DR）サービスを個別に切り出して 募集。2016年開始。	-	-	-	下げ代	・ 発電 ・ 需要	・ 相対契約

出所）National Grid HP等各種資料より三菱総合研究所作成

51

英国：調整力の必要量算出指針、実績調達量

ENTSO-Eの分類	名称			必要量算出の指針	必要量目安	実績調達量(容量) (2016年)	実績電力量 (2016年)
周波数制御予備力 (FCR)	Frequency Response (周波数応答)	Mandatory Frequency Response	Primary	N-1基準に準じる（ENTSO-Eの基準と同 じ）	非公開	258.7MW	N/A
			Secondary			162.8MW	N/A
			High			427.8MW	N/A
		Firm Frequency Response (FFR)	Primary	N-1基準に準じる（ENTSO-Eの基準と同 じ）	非公開	570.0MW	N/A
			Secondary				
			High				
周波数回復 予備力 (FRR)		Frequency Control by Demand Management(FCDM)		N-1基準に準じる（ENTSO-Eの基準と同 じ）	非公開	N/A	-
		Enhanced Frequency Response (EFR)		N-1基準に準じる（ENTSO-Eの基準と同 じ）	非公開	N/A	-
		FFR Bridging Contract		N-1基準に準じる（ENTSO-Eの基準と同 じ）	非公開	N/A	N/A
		Fast Reserve		原則年間1回程度の供給支障を許容する レベルで確率的手法により算出	非公開	280.0MW	N/A
		BM Start-up		原則年間1回程度の供給支障を許容する レベルで確率的手法により算出	非公開	N/A	-
		Fast Start		原則年間1回程度の供給支障を許容する レベルで確率的手法により算出	非公開	N/A	N/A
代替予備力 (RR)		STOR (Short Term Operating Reserve) 注		原則年間1回程度の供給支障を許容する レベルで確率的手法により算出	非公開	2041.6MW	198.88GWh
		STOR Runway		原則年間1回程度の供給支障を許容する レベルで確率的手法により算出	非公開	N/A	N/A
その他		Demand Turn-Up		-	非公開	309MW	10.8GWh

注）STORは本来的には緊急時対応の予備の調整力商品であるが、緊急時に対応するため、一部、BMと比較して経済性に優れるものはオンラインとして、BMの一部として活用（出所：Short Term Operating Reserve (STOR) Tender Assessment Principles, Version 4.0, December 2013）。

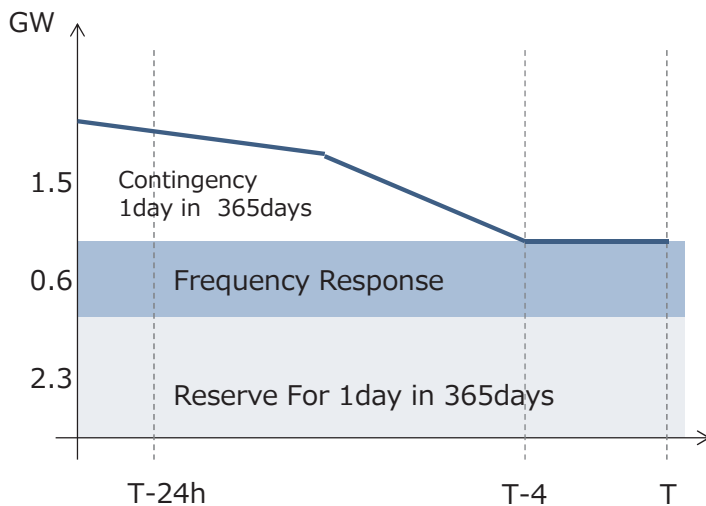
出所）National Grid HP等各種資料より三菱総合研究所作成

52

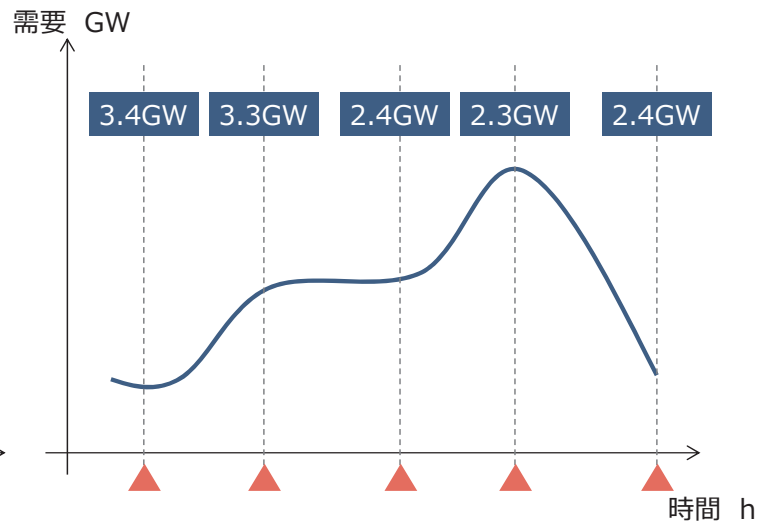
英国：調整力の算定手法

- National Gridの用語例では、Frequency Response、Regulation Reserve（Fast Reserve）、STOR等を総称してOperating Reserve（運用予備力）と呼び、当日の最終的な運用予備力は実需給4時間前にセットされる。
- 運用予備力のうち、Frequency Response分を除く部分の必要量はRegulation Reserve、STORを区別することなく、合計量として、いわゆる“1 in 365”基準によって算定している。
- ただし、必要量を推計する上で重要なポイントはある特定の断面で起こり、統計モデルでは計算できない。そのため、過去実績を基に運用予備力の必要量を各断面（季節別、平日休日等）でそれぞれ定めており、市場の状況を鑑みながらNational Gridが調達を行っている。
- 調達量は市場価格に影響を与えるものであるため、非公開であり、小売電気事業者等からは把握できない。

各時間断面の運用予備力必要量の変化（冬期の例）



ある評価断面における運用予備力必要量（冬期の例）



53

出所) National Gridへの訪問調査時の説明に基づき三菱総合研究所作成

英国：調整力の必要量算定手法

<“1 in 365”基準について>

- “1 in 365”基準は運用予備力を実需給4時間前に算定するための基準であり、長期断面の信頼度評価基準であるLOLE3時間基準とは異なる。
- National Gridの運用予備力は過去の統計データに基づき需要予測誤差(DFE: demand forecast error)、風力発電予測誤差(WFE: wind generation forecast error)、発電エラー(URE: Upward Reserve Error)から統計分析によって推計される30分コマ毎の短期誤差(STE: Short Term Error)に基づいて設定される。
※URE、DFE、WFEは実需給の24時間前、18時間前、12時間前、6時間前のタイミングでアップデートされ、最終的に4時間前に運用計画が確定する。
- National GridはSTEが365日に1日（約0.27%）を基準として運用予備力の量を定める。（換言すれば統計的な誤差分布の約99.73%をカバーする運用予備力を確保）



出所) "Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves", 2013年6月23日, ENTSO-E

英国：調整力の必要量算定手法

$$\text{Operating Reserve} = \text{Regulating Reserve (Fast Reserve)} + \text{Frequency Response} + \text{STOR}$$

“Contingency” = Contingency Reserve

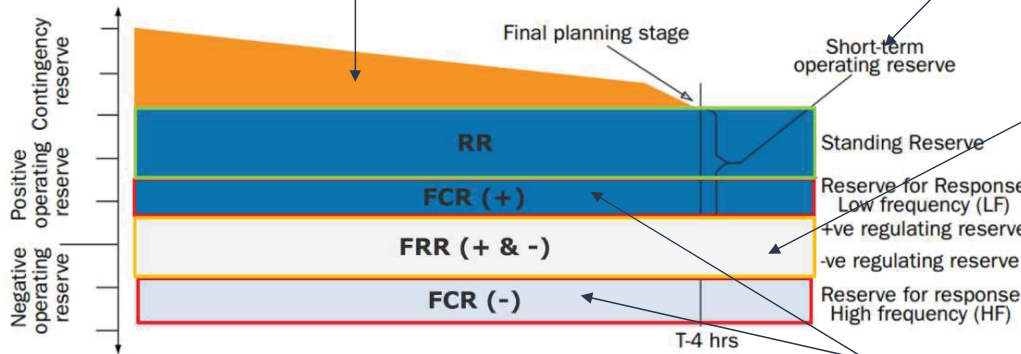
- この容量は停止状態のユニットから構成されている
- これらのユニットは発電体制が整うまで、最低でも4時間かかる
- ある1日の運用予備力の必要量はリアルタイムの4時間前まで定常的に減る
- これにより、Contingency ReserveをOperating Reserve (=FCR/FRR/RR)に変換するための時間が確保される

STOR

- Standing Reserveとして参加するのは小規模ディーゼルエンジン、オープンサイクルガスタービンである。周波数応答に対応する参加者が解列の指示を受けてから20分以内に発電開始しグリッドに接続することを条件に支払いを受ける。

Regulating Reserve:

- 負荷追従（Load following）と周波数制御のためのReserve
- 時間枠内と時間枠間の需要変動（需要動向）、発電計画からの乖離、時間毎の予測からの乖離に対応する目的のためだけに確保されている発電容量。



出所) DNV GL

Frequency Response (Reserve for Response)

- 内訳として①Primary response、②Secondary response、③High frequency response

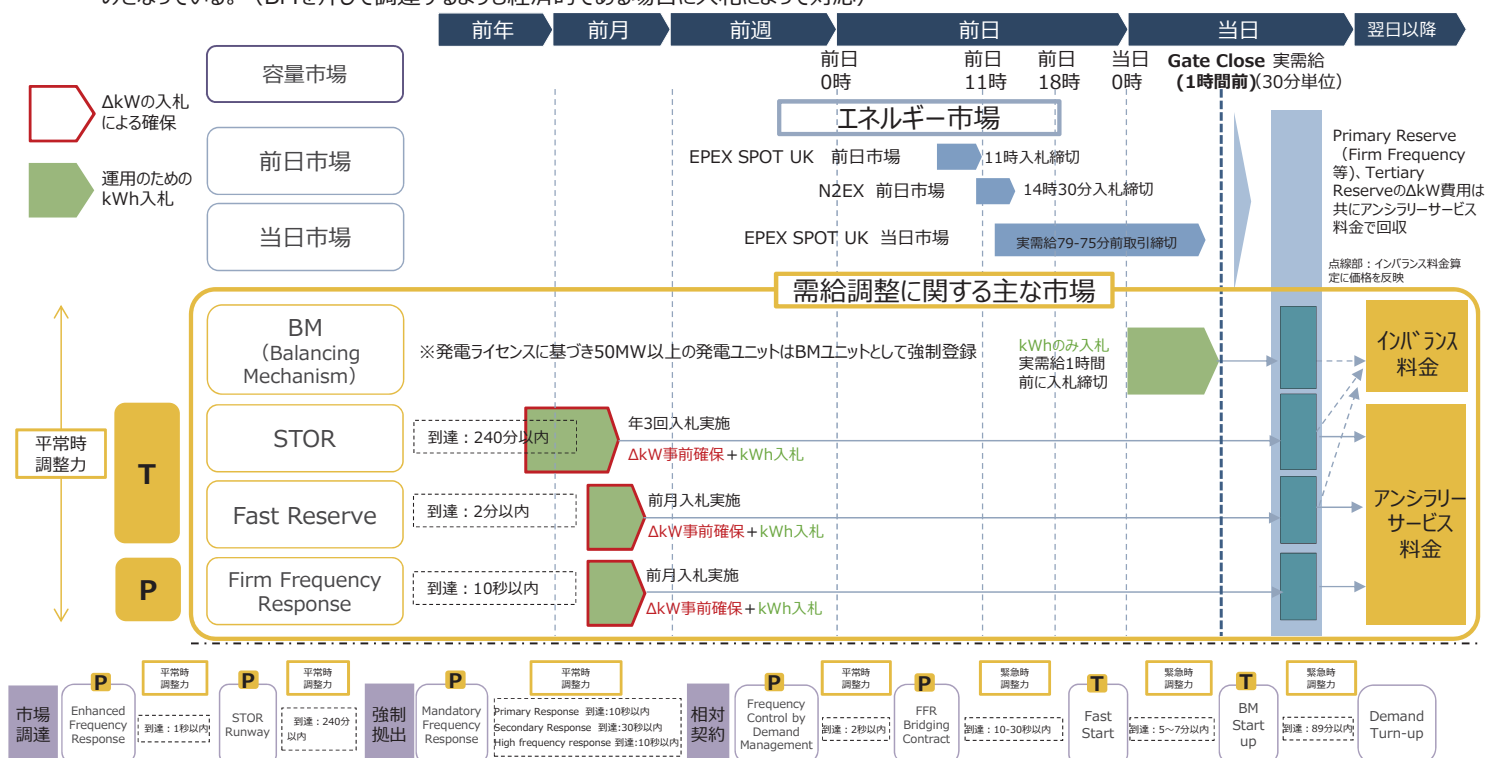
注) “Regulating Reserve” とNational Gridが市場参加から購入するサービス名称である“Fast Reserve”は厳密には対応しない。

出所) 電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査（平成27年度）

55

英国：需給調整に関わる市場プロセス

- 需給バランス調整について、原則的に全量をBalancing Mechanism (BM) によって対応。
- BMは事前のΔkW確保はなし、かつ入札義務は存在しないものの、別途年3回入札によって調達されるSTORによってBMの入札量不足に備える仕組みとなっている。（BMを介して調達するよりも経済的である場合に入札によって対応）



注) 市場取引に加えて、ガバナ等調整分としてMandatory Frequency Responseは義務的提出。緊急時等に停止ユニットを起動する予備力としてFast Start、BM Start-Upなどを相対契約で調達するなど、多様な調達手段を組み合わせて対応している。

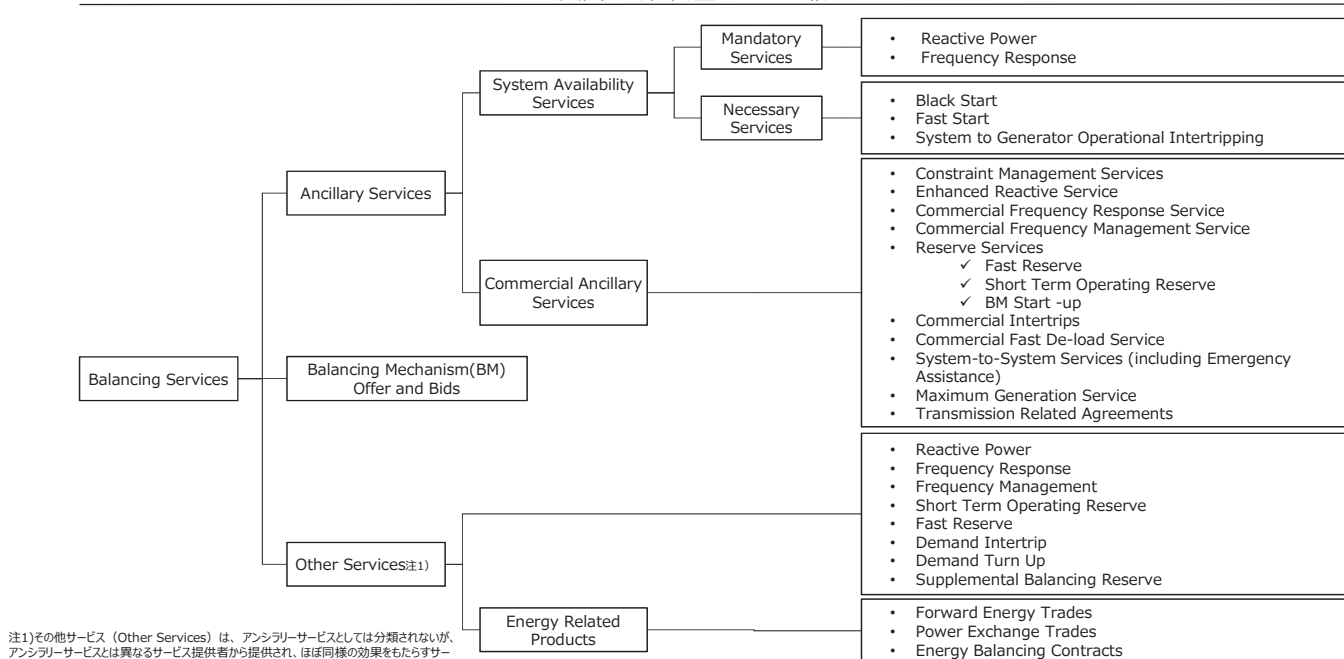
56

出所) 各種資料より三菱総研作成

英国：需給調整サービスの構成

- 英国における需給調整サービス（Balancing Services）は、市場参加者の入札に基づく「Balancing Mechanism（BM） Offer and Bids」、系統運用維持に関わる「アンシラリーサービス」、「その他サービス^{注1）}」からなる。
 - エネルギーインバランスについては発電ライセンスに基づく強制登録型のBalancing Mechanism入札市場で調達されている。
 - National Gridは、Balancing Mechanismを通じて調達できない技術的要件を伴う調整能力を「アンシラリーサービス」「その他サービス」を通じてゲートクローズ前に確保する。

英国の需給調整サービスの構成



注1) その他サービス（Other Services）は、アンシラリーサービスとしては分類されないが、アンシラリーサービスとは異なるサービス提供者から提供され、ほぼ同様の効果をもたらすサービス。Frequency Responseのように、Authorized Electricity Operatorではない主体（需要家）から提供されるサービスも含まれる。

57

出所) National Grid, Procurement Guidelines (2017.4) より三菱総合研究所作成

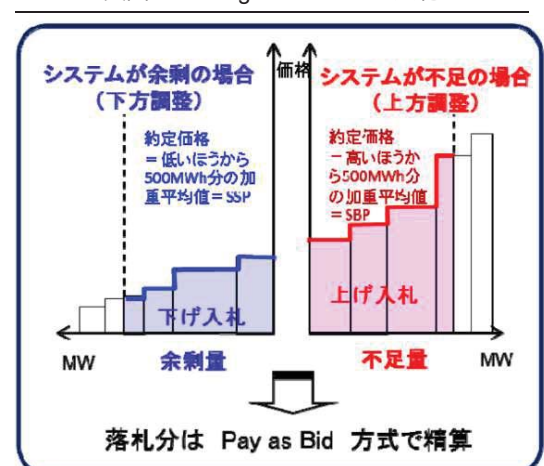
英国：Balancing Mechanism

- Balancing Mechanismは、National Gridが、需給調整参加ユニット（BMU）を対象に、ゲートクローズ後に需給調整電力を確保するための入札市場である。
- 発電ライセンスを保有する発電事業者（一般に設備規模が50MW以上）および小売事業者（一般に販売規模が50MW以上）はBMUとしての登録が求められる。
- 各BMUは、National GridおよびElexonに、需給調整（30分間隔）の1時間前のゲートクローズまでに、需給計画、発電機特性データ、自らの入札意向（発電増加または需給削減の「オファー」(Offer)と、発電抑制または需要増加「ビッド」(Bid)）を提出する。オファーおよびビッドは、各時間帯での需給計画値からのユニット別変動可変量（MW）とその希望価格（£/MWh）を提出する。
- National Gridは、需給の不均衡をリアルタイムに管理するため、一定期間内に多数のビッドとオファーを受け入れる。どのビッドやオファーが受け入れられるかは、地理的位置、動的プロファイル（応答能力）およびユニット別可変量、価格などの多くの要素によって決定される。落札分の精算は、Pay-as-bid方式（個別の約定価格による精算）により、エネルギー量に基づき精算される。

上げ方向の調整に関しては、利用された需給調整能力のうち、価格の高い札500MWh分の合成値（電力量の加重平均）として System Buy Price（SBP）、下げ方向の調整に関しては、価格の低い札500MWh分の合成値として System Sell Price（SSP）が計算される。
SBPとSSPがインバランス精算に用いられる単価となる。

	システム全体が電力余剰	システム全体が電力不足
バランス余剰の事業者	System Sell Price（SSP）で受け取り	System Sell Price（SSP）で受け取り
バランス不足の事業者	System Buy Price(SBP)で支払い	System Buy Price(SBP)で支払い

英国Balancing Mechanismの入札

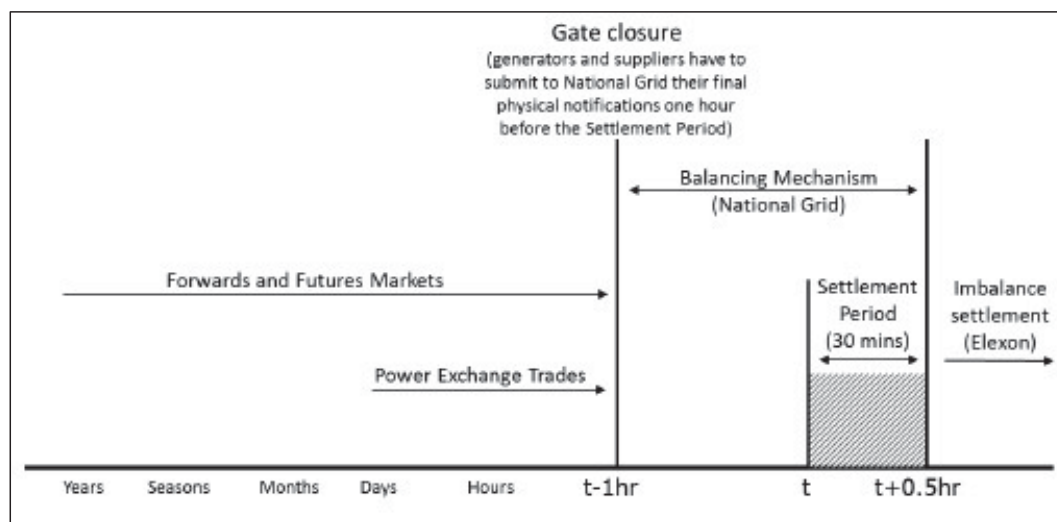


58

出所) 電力中央研究所、ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題
— 需給調整能力の確保と費用決済 — (2014) より抜粋

英国：Balancing Mechanism

- 全ての市場参加者は、実運用日に想定される発電または需要について、実運用日前日の午前11時まで初期需給計画（Initial Physical Notifications：IPN）を提出しなければならない。これによりNational Gridは発電プロファイルの兆候をつかむことができ、送電制約を解決するために早期の対策を取ることができる。
- ゲートクローズ時（すなわち30分単位の実運用のコマの1時間前）、発電事業者とサプライヤーは想定される発電と需要に関する最終需給計画（Final Physical Notifications：FPN）を、取引契約ポジションと共に（これらは同一でない場合がある）に提出しなければならない。



出所) Ofgem

59

英国：サービスの細分化 – STOR Runway –

- STOR Runway
 - 元々、National Gridが同期していない調整力調達の一つとしてSTOR(Short-term Operating Reserve)を実施。
 - さらに、STOR Runwayは発電事業者や需要家が契約条件に応じた出力増加または負荷抑制を行うサービスであるSTORへの需要リソース参加を促進するため、需要リソースについて入札時に最低容量3MWに達していなくても、参加を認める新サービス。

STOR

- National Gridが同期していない予備力として調達
- 技術要件は以下の通り
 - ✓ 3MW以上の発電増/需要減を提供可（複数サイトからでも可）
 - ✓ 開始：≤ 240分（ただし、大体は≤ 20分で契約している）
 - ✓ 持続：≥ 2時間（契約MW全量）
 - ✓ 回復：提供後 ≤ 1,200時間 に回復
 - ✓ 回数：≥ 3回/週

STOR Runway

- STORポートフォリオを開発しづらいDSRがその難しさを克服するために設計したサービス
 - ✓ DSRの参加者は義務となる容量を確保していなくても、STORを包括して入札できる
 - ✓ STORのパラメータと価格が合意してから、プロバイダーは必要な容量を契約すればよい
- 入札の結果は通常のSTORの一部として取り扱う
 - ✓ 最低入札3MW
 - ✓ 他のSTORプロバイダーと経済的に見合う場合のみ受け入れ
- National Gridは STOR Runwayを100~200MW契約する



出所) National Grid, STOR Runway Update

英国：サービスの細分化 – Enhanced Frequency Response –

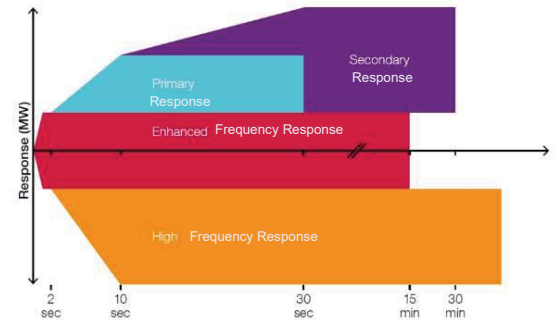
● 周波数応答（Frequency Response）

- National Gridは、再生可能エネルギー導入量の増加による系統慣性力の減少に伴う、系統周波数管理のための周波数応答（Frequency Response）必要調達量の大幅な増加を予想している。
- 2015年、National Gridは、周波数応答サービスに、新たに拡張型周波数応答（EFR：Enhanced Frequency Response）と呼ばれる、より高速に周波数応答予備力を提供可能なサービスを追加。従来、周波数応答サービスの応答時間は10秒以下または30秒以下としてきたが、EFRは応答時間が1秒以下のリソース（主に蓄電池）が対象。

National Gridが調達する周波数応答（Frequency Response）サービス

サービス名	概要	技術要件
周波数応答義務 (Mandatory Frequency Response)	✓ 周波数を、法令で定めた範囲(49.5Hz - 50.5Hz)およびオペレーション上定められた範囲(49.8Hz - 50.2Hz)に自動的に保つ ✓ 義務的サービス（グリッドコードが適用される全ての大型発電所に提供義務あり） ✓ Primary Response、Secondary Response、High Frequency Responseの3種類	①Primary response（発電増/需要減） ✓ 応答時間：≤ 10秒 ✓ 運転継続時間：≥ 20秒 ②Secondary response（発電増/需要減） ✓ 応答時間：≤ 30秒 ✓ 運転継続時間：≥ 30分 ③High frequency response（発電減/需要増） ✓ 応答時間：≤ 10秒 ✓ 運転継続時間：無制限
確定型周波数応答 (FFR:Firm Frequency Response)	✓ 周波数応答義務を補完する役割。 ✓ 毎月の競争入札により調達。入札価格と他の周波数等サービスとの価格比較により落札者を決定 ✓ 周波数応答義務と同様に3種類存在	✓ 最低容量：10MW以上
需要管理による周波数管理 (FCDM：Frequency Control by Demand Management)	✓ 需要家への電力供給を30分以上遮断することでRegulationを行うサービス ✓ 系統周波数が設定下限値を下回ると自動的に電力供給を遮断 ✓ 相対契約 ✓ 需要管理は年間10回～30回程度	✓ 応答時間：≤ 2秒 ✓ 運転継続時間：≥ 30分 ✓ 最低容量：3MW以上
拡張型周波数応答 (Enhanced Frequency Response)	✓ 応答速度1秒以内のリソース（主に蓄電池）をターゲットとした、周波数提供サービスとして、2015年に追加 ✓ 競争入札により、4年契約で約200MW調達	✓ 応答時間：≤ 1秒 ✓ 運転継続時間：≥ 15分
FFR ブリッジ (FFR Bridging)	✓ デマンドサイドマネジメント提供事業者に容量10MW未満のFFRサービス契約の機会を与える	✓ 現在、技術要件のレビュー実施中

EFRと従来の周波数応答サービスの関係



出所) National Grid, System Operability Framework 2016 (2016 Nov)に三菱総合研究所加筆

北欧（ノルウェー）：調整力の分類と要件

ENTSO-Eの分類	名称	特性	応答時間	所定出力到達時間	所定出力持続時間	方向	リソースタイプ	調達方法	備考
周波数制御予備力 (FCR)	FCR-N (Frequency Containment Reserve in Normal condition)	周波数変動に対する自動周波数調整能力 50Hz±0.1Hzの周波数偏差で自動調整	-	2-3分以内	-	上げ代・下げ代 (同一商品)	・ 発電	市場調達	最小入札容量： 1MW 入札価格上限なし
	FCR-D (Frequency Containment Reserve in Disturbed condition)	200MWの損失事故で発動 (周波数が49.9Hzを下回った際に自動発動し、 ≥49.5Hzを保つように調整)	5秒以内	30秒以内	-	上げ代のみ	・ 発電	市場調達	
周波数回復予備力 (FRR)	aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve)	FCR(FCR-N, FCR-D)の発動終了後、またはそれらが存在しない場合に自動で発動し、 周波数を50Hzに回復	2~3.5分 (自動)	約15分以内	-	上げ代・下げ代 (別々の商品)	・ 発電	市場調達 (北欧共通市場に向けた取組が進行中)	最小入札容量： 5MW 入札価格上限なし
	mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve)	1. FCR・aFRRの発動終了後またはそれらが存在しない場合にTSOにより発動 2. 予測インバランス軽減のため発動 3. エリア内送電線の混雑解消および北欧エリア間送電線混雑解消のため発動 北欧各国TSOのコントロールセンターから手動で発動	-	15分以内 (手動)	無制限	上げ代・下げ代 (別々の商品)	・ 発電 ・ 需要	・ 北欧共通市場で調達 (Regulation Power Market (RPM)) ・ ノルウェーでは季節・週の容量市場 (RKOM)および長期相対契約で事前に十分な容量を確保	<RPM> 最小入札容量： 10MW 入札価格上限： 5,000 (€/MWh) <RKOM> 最小入札容量： 1MW

注) ただし、調整力が足りないと思われる場合には個別の BSP (Balance Service Producer) との相対契約にて追加調達する。

北欧（ノルウェー）：調整力の必要量算出指針、実績調達量

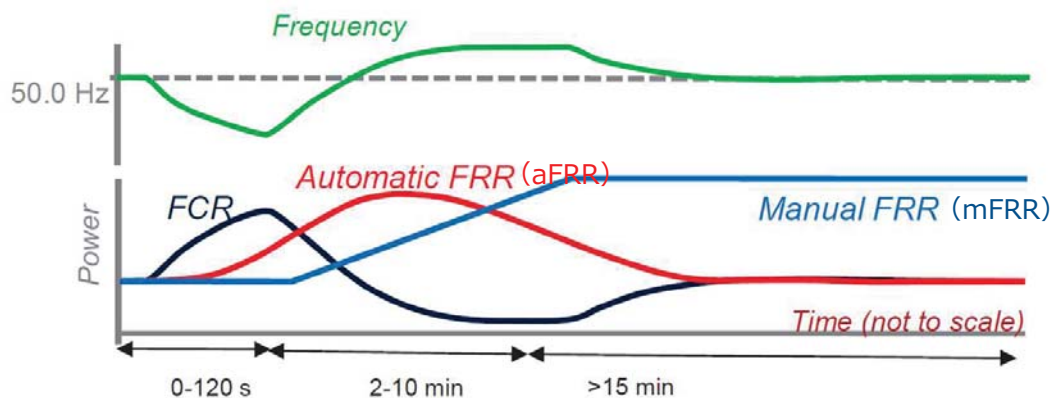
ENTSO-Eの分類	名称	必要量算出の指針	必要量目安	実績調達量(容量)	実績電力量
周波数制御予備力 (FCR)	FCR-N (Frequency Containment Reserve in Normal condition)	- 北欧内で同期する電力網のFCR必要量は各国の重大イベントに比例して決定（最低毎週更新） - 北欧系統全体のFCR-D必要量は、N-1事象から200MWを差し引いた値として算出	北欧系統全体で少なくとも600MW (うち、ノルウェーのシェアは205～210MW)	251.9MW (ノルウェー)	—
	FCR-D (Frequency Containment Reserve in Disturbed condition)	※FCR-NとFCR-Dに関しては、必要容量の1/3は、各TSOエリア外で確保することを可能とし、必要容量の2/3は、各TSOエリア内で確保することを義務付けている。	北欧系統全体で1,200MW (うち、ノルウェーのシェアは約350MW)	不明 (ノルウェー)	
周波数回復予備力 (FRR)	aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve)	各TSOで、重大ロス、ボトルネックを考慮して決定	北欧系統全体で300MW	65.4MW (ノルウェー)	上げ：385.5GWh 下げ：440.7GWh (ノルウェー)
	mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve)	各TSOで、重大ロス、ボトルネックを考慮して決定	ノルウェー：N-1対応に1200MWおよび混雑管理とインバランス対応に500MW	743.3MW (ノルウェーの容量市場（RKOM）および相対契約による確保分)	上げ：754.2GWh 下げ：982.4GWh (ノルウェー)

出所) Statnett, Discussion Points- EGC Workshop（第1回 調整力の細分化および広域調達の技術的検討に関する作業会）等各種資料より三菱総研作成

63

北欧（ノルウェー）：調整力の種類

- 北欧における調整力の分類は以下の通り。



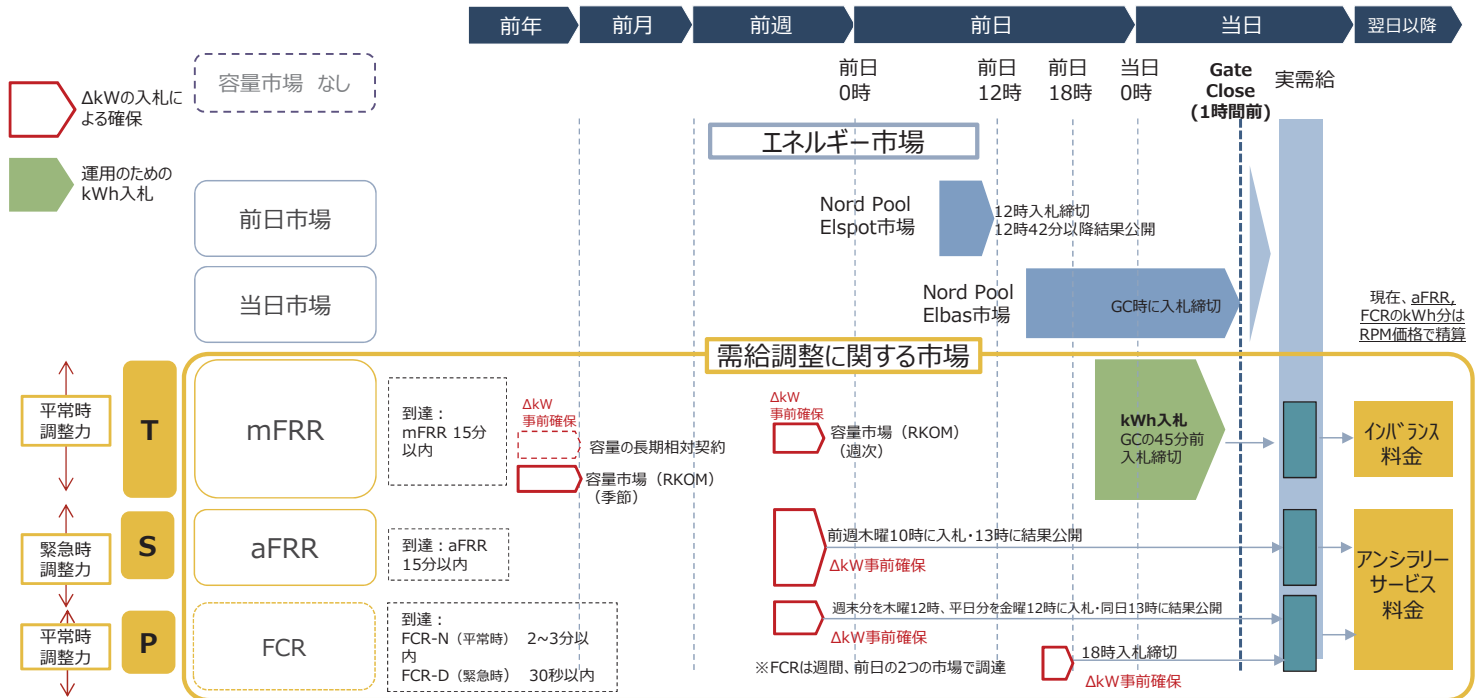
	FCR (primary)	aFRR (Secondary)	mFRR (Tertiary)
目的	周波数の安定化	周波数を50Hzに回復	FCRおよびFRRの代替 混雑管理
制御装置の位置	発電所に分散	TSOの制御センター	TSOがプロバイダーに手動で指示
制御パラメータ	周波数 (Hz)	周波数 (Hz)	インバランス (MW)

出所) Statnett, Discussion Points- EGC Workshop（第1回 調整力の細分化および広域調達の技術的検討に関する作業会 参考資料1）

64

ノルウェー：需給調整に関わる市場プロセス

- 需給バランス調整については、必要調整力の一部を季節・週間、長期相対契約によって事前調達。その上で、事前調達されていない電源も含めて、kWhに関する価格入札はGate Closeの45分前までに実施。
- なお、事前調達分以外の入札は任意であり、入札量確保のための特段の手当はなされていない。



注1) aFRRは北欧共通市場に向けた取組が進行中。2017年中に北欧共通の入札市場が開設され容量 (ΔkW) ベースで調達した上でkWh分については比例配分する方式を導入し、さらに2018～2019年にはkWh分について実需給45分前に入札締切とするメリトオーダー方式に変更する計画

注2) mFRRは、ノルウェーでは季節・週間の容量市場 (RKOM)および相対契約を通じて、事前に一部の容量 (ΔkW) を確保。

注3) FCRの週間市場の落札後、調達量の不足が判明した場合、Statnettは落札済みの提供事業者に対し、追加分の入札を通知することができる。

65

出所) 各種資料より三菱総研作成

北欧（ノルウェー）：需給調整に関わる市場プロセス

<季節毎>

- TSOは前日市場の入札エリアを決定
- mFRR容量市場

<週毎>

- TSOは翌週の取引容量を推定
- 翌週の調整力容量市場 (FCR、aFRR、mFRR)



<毎日>

- ～ 9:30: TSOは翌日の取引容量を決定
- ～12:00: 市場参加者は前日市場の入札をNordPoolへ
- ～ 14:00: NordPoolはエリア間の価格と電力潮流を公開
- 14:00～: 当日市場オープン
- ～18:00: primary予備力 (FCR)のゲートクローズ
- ～19:30: 発電計画をStatnettに送付
- ～21:30: mFRRのactivation市場 (RPM:Regulating Power Market)の事前ゲートクローズ

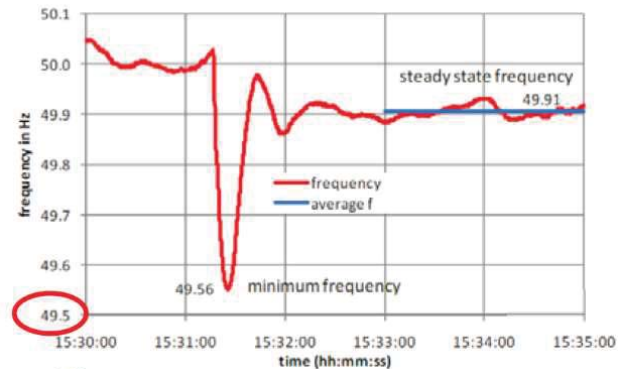
<当日>

制御センターでの計画：前日市場の電力潮流、需要予測、発電計画
発電計画およびmFRR入札の変更は、実稼働時間の45分前まで可能

北欧（ノルウェー）：FCR

■ FCRの概要

- FCR（Frequency Containment Reserve）は、周波数偏差に対する自動周波数応答である。
- 同期エリア内での周波数擾乱後、系統周波数を一定値に安定させ、需給バランスを維持することを目的としている。
- FCR-N（Frequency Controlled Reserve in Normal Condition）とFCR-D（Frequency Controlled Reserve in Disturbed Condition）に分類される。
- FCR-Nは、通常の周波数範囲の49.9～50.1 Hzを維持することを目的としている。2-3分以内に所定出力に到達する。
 - ✓ 必要量は、北欧系統では少なくとも600MW（うち、ノルウェーのシェアは205～210MW）
- FCR-Dは、周波数が49.90Hzを下回った場合に自動的に発動する。最低許容周波数を確保し、周波数を許容定常周波数（49.5Hz）に戻すことを目的としている。30秒以内に所定出力に到達する。
 - ✓ 必要量は、北欧系統全体で1,200MW（うち、ノルウェーのシェアは約350MW）
- FCRの必要量は、少なくとも同期エリアのN-1事象をカバーするものとする。
- FCRは、前日および週間の市場を通して調達される。
 - ✓ 入札価格は容量価格（NOK/MW/h）。容量価格を主な基準として、落札リソースを決定
 - ✓ 週間のFCR市場は、スポット市場の前に実施。前日のFCR市場は、他のTSOからの調整力の取引を含む残りのニーズをカバーするためにスポット市場の後に行われる。
- 前日のFCR市場の落札後に、系統の状態に変化が生じた場合には、落札価格よりも高い金額で、追加的に調達契約がなされる場合がある。



Nordic Synchronous Areaにおける最低許容定常周波数は、49.5 Hz

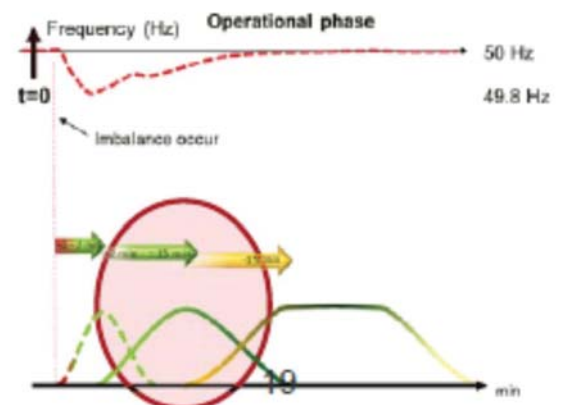
出所) Statnett, Discussion Points- EGC Workshop（第1回 調整力の細分化および広域調達の技術的検討に関する作業会 参考資料1）

67

北欧（ノルウェー）：aFRR

■ aFRRの概要

- aFRR（Automatic Frequency restoration reserves）は、FCR(FCR-N, FCR-D)の発動終了後、またはそれらが存在しない場合に自動で発動し、周波数を50Hzに回復することを目的としている。
- aFRRは、TSOの制御センターからの指令により自動制御される。
- 指令を受信してから所定出力に到達するまでの時間は、約2～3分以内。
- aFRRは、2013年初めに導入され、北欧エリアの周波数の品質にプラスの効果をもたらした。
- 北欧エリアの300MWのaFRR容量は、週間オークションを通じて、上げ方向・下げ方向個別に調達される。
- ノルウェーのaFRRオークションの場合、事業者は容量価格（NOK/kW）を入札。Statnettは、aFRR調達コストが最小限になるように、落札リソースを決定する。
 - ✓ aFRR価格が合理的でないと判断される場合、Statnettはオークションを停止（suspend）することができる。
- aFRR市場に参加するためには、発電または需要ユニットに制御指令を通知するための制御・管理システムが整備されていなければならない。
 - ✓ TSOの制御センターとaFRRプロバイダーの制御センター間の直接的接続が必要。
 - ✓ 現在、aFRRプロバイダーの大多数が発電事業者であるが、需要家側リソースの参加促進に向けた整備が進められている。
- 北欧共通のaFRR市場が設立予定である。
 - ✓ 現在、北欧のTSOが必要容量および地理的分布を検討中である。



出所) Statnett, Discussion Points- EGC Workshop（第1回 調整力の細分化および広域調達の技術的検討に関する作業会 参考資料1）

68

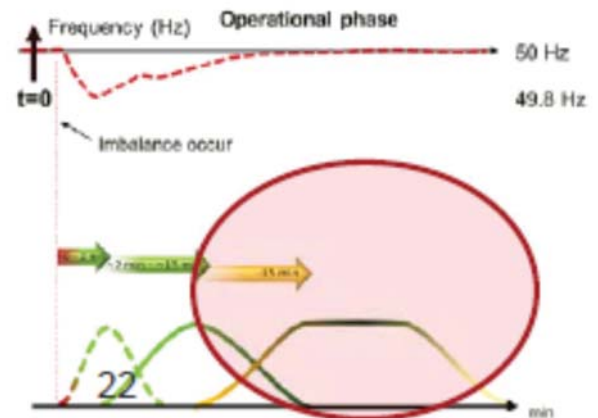
北欧（ノルウェー）：mFRR

■ mFRRの概要

- mFRR（manual Frequency restoration reserves）は、次のような場合に発動される。
 1. FCR・aFRRの発動終了後またはそれらが存在しない場合にTSOにより発動
 2. 予測インバランス軽減のため発動
 3. エリア内送電線の混雑および北欧エリア間の送電線混雑解消のため発動
- mFRRは、TSOがTSOがプロバイダーに手動で指令を与える。
- 指令を受信してから所定出力に到達するまでの時間は、15分以内。

■ mFRR北欧共通市場（RPM：Regulating Power Market）

- 北欧大でのmFRRの入札価格（NOK/MWh）メリットオーダーが作成され、上げ調整力の場合は、最も安価なリソースから、下げ調整力の場合は最も高価なリソースから順にメリットオーダーで発動される。
- ✓ 混雑管理の場合、ボトルネックの右側の最も安い価格のリソースが最初に発動される。市場は、市場プレイヤーのインバランスの価格を設定する。
- ✓ 発電リソース、需要リソースの双方が参加可能。
- ✓ 入札価格には上限価格＝5,000（€/MWh）が設定されている。



出所) Statnett, Discussion Points- EGC Workshop（第1回 調整力の細分化および広域調達の技術的検討に関する作業会 参考資料1）

69

北欧（ノルウェー）：mFRR容量市場(RKOM)

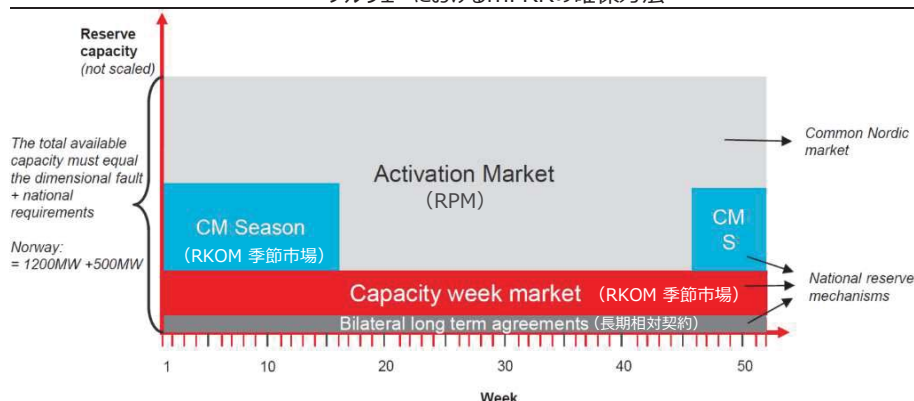
■ ノルウェーにおけるmFRR容量の事前調達手段

- ノルウェーでは、北欧共通市場（RPM）に加え、十分なmFRR容量を確保するため、以下の2つの方法によって、事前にmFRR容量を確保する。確保された容量に対しては、容量価格（NOK/kW）に対する報酬が支払われる。
 - ✓ 容量市場（RKOM）
 - ✓ 長期相対契約

■ mFRR容量市場（RKOM）

- 容量市場の入札は、週間市場および季節市場（46-16週）にて実施。
- 容量市場で取引されるmFRR容量は、上げ方向の容量のみ。
- 発電事業者および需要家双方から入札可能。

ノルウェーにおけるmFRRの確保方法



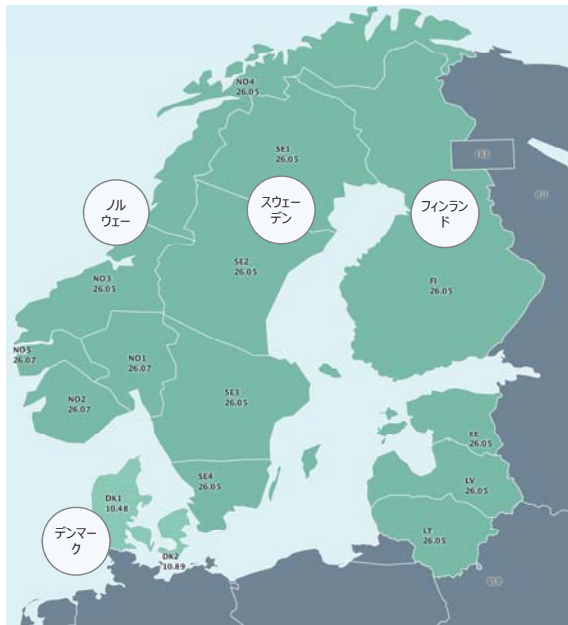
出所) Statnett, Discussion Points- EGC Workshop（第1回 調整力の細分化および広域調達の技術的検討に関する作業会 参考資料1）

70

北欧：Nord Pool

- Nord Poolのビiddingエリアは、ノルウェー5エリア、スウェーデン4エリア、デンマーク2エリア、フィンランド1エリア。

前日市場エネルギー価格
(2017/12/25全日平均)



利用可能な連系線容量
(2017/12/25全日平均)



71

出所) NordPoolウェブサイト

米国：調整力の分類と要件

- NERCによる分類は下表の通りであるが、各系統運用機関の調整力分類は、下記を踏まえつつも、多少の差異がある。
- 運用断面の調整力は通常時の調整力（Frequency Response、Regulating Reserve）と緊急時の調整力 Contingency Reserve（Spinning、Non-Spinning、Supplemental Reserve）に分けられる。
- なお、Contingency Reserveの発動は厳に系統事故等の緊急時に限られ、予測外の太陽光・風力等の出力変動対応といった目的では使用されない。

	種類	概要	所定出力に達するまでの所要時間	所定出力の運転継続時間
平常時調整力	周波数応答 (Frequency Response)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対して、ガバナ制御によって周波数変動を抑える発電機	数秒	20秒以内
	周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対するべく、出力の上げ・下げ指令に、AGCによって、即座に対応する発電機	1分以内	数分～1時間
	負荷追従 (Load Following)	※NERCでは明確な規定なし	5～10分	5分～数時間
緊急時調整力	瞬動予備力 (Spinning Reserve)	同期済みであり、NERCのDisturbance Control Standardに従って、大きな発電機停止や停電の発生時に即座に対応し、10分以内に定格出力を達成する同期発電機	数秒～10分	10～120分
	非瞬動予備力 (Non-spinning Reserve)	上記と同様だが、同期している必要は必ずしもなく、対応開始は遅れてもいいが、10分以内に定格出力を達成できる発電機	10分以内	10～120分
	補助予備力 (Supplemental Reserve)	稼働した瞬動予備力と非瞬動予備力を平時の状態に戻すために必要な電力。30～60分で所定出力に達する必要がある	30分以内	2時間
その他調整力	電圧制御 (Voltage Support)	系統の電圧崩壊や停電を起こさないために、電圧がある一定の範囲に収まるよう、無効電力を供給する発電機	数秒	数秒
	ブラックスタート (Black Start)	系統で停電が発生しているときに、系統からの電力供給を得ずとも、発電所内で発電を開始し、系統の他発電所に起動用電力を供給する発電機	数分	数時間

出所) 電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方に関する調査（平成27年度）

出所) IVGTT Task 2.4 Report: Operating Practices, Procedures and Tools (NERC, 2011)、および海外電力(海外電力調査会、2014.09)

米国：調整力確保の基本的な考え方

● 調整力の必要量と確保タイミングの考え方

- ✓ 各種調整力について、必要量算出の指針としてのNERC Reliability Standardが整理されている
- ✓ 一方、どのように調達するか、またいつまでに調達するか、といった側面については、明示的な規定はないと考えられる

	種類	必要量	必要量算出の指針	NERC Reliability Standard
平常時 調整力	周波数応答 (Frequency Response)	● NERC Reliability Standardに、必要量の明示的規定はない	● 周波数低下イベントが発生した際の、各系統のガバナ調整能力を定期的に確認	● BAL-003-1-Frequency Response and Frequency Bias Setting
	周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	● NERC Reliability Standardに、必要量の明示的規定はない ● CAISOでは、下記緊急時調整力にガバナ制御を義務化	● NERCが設定する2種類のCPS (Control Performance Standard)の遵守	● BAL-001-2-Real Power Balancing Control Performance
緊急時 調整力	瞬動予備力 (Spinning Reserve)	● WECCエリア以外では、N-1事故に相当する調整力を確保するよう規定 ● WECCエリアのみ、下記のいずれか大きい方を確保する必要あり。ただし必要確保量の50%以上を瞬動予備力から調達 ✓ N-1事故に相当する調整力量 ✓ 需要の3%プラス供給力の3%	● NERCが設定するDisturbance Control Standard (DCS)の遵守	● BAL-002-1-Disturbance Control Performance ● BAL-002-WECC-02 Contingency Reserve
	非瞬動予備力 (Non-spinning Reserve)			
	補助予備力 (Supplemental Reserve)			

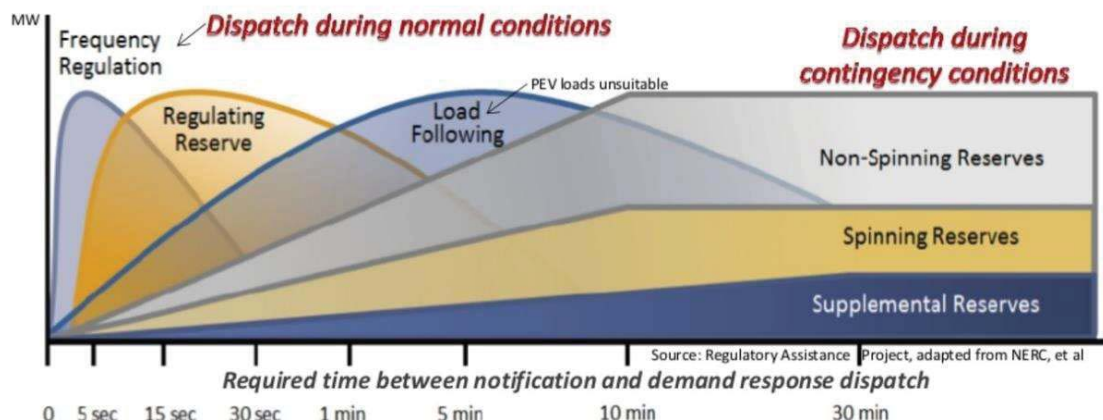
出所) 電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査(平成27年度)

出所) IVGTT Task 2.4 Report: Operating Practices, Procedures and Tools (NERC, 2011)、および海外電力(海外電力調査会、2014.09)

73

米国：調整力の分類と要件

- 運用断面の調整力は通常時の調整力(Frequency Response、Regulating Reserve)と緊急時の調整力Contingency Reserve(Spinning、Non-Spinning、Supplemental Reserve)に分けられる。



出所) ACI conference - Ancillary Services & PEV Charging(2014)

※負荷追従(Load Following)：この調整力は、数分～数時間にわたる需給偏差を解消するための調整力だと米国では一般的に認識されている。所定の出力レベルに到達するための所要時間は5分～10分と周波数制御予備力(Regulating Reserve)よりも遅く、所定の出力による運転継続時間は5分～数時間である。しかし、NERC作成の米国系統信頼度基準用語集(NERC 2014)に同予備力は規定されていない。

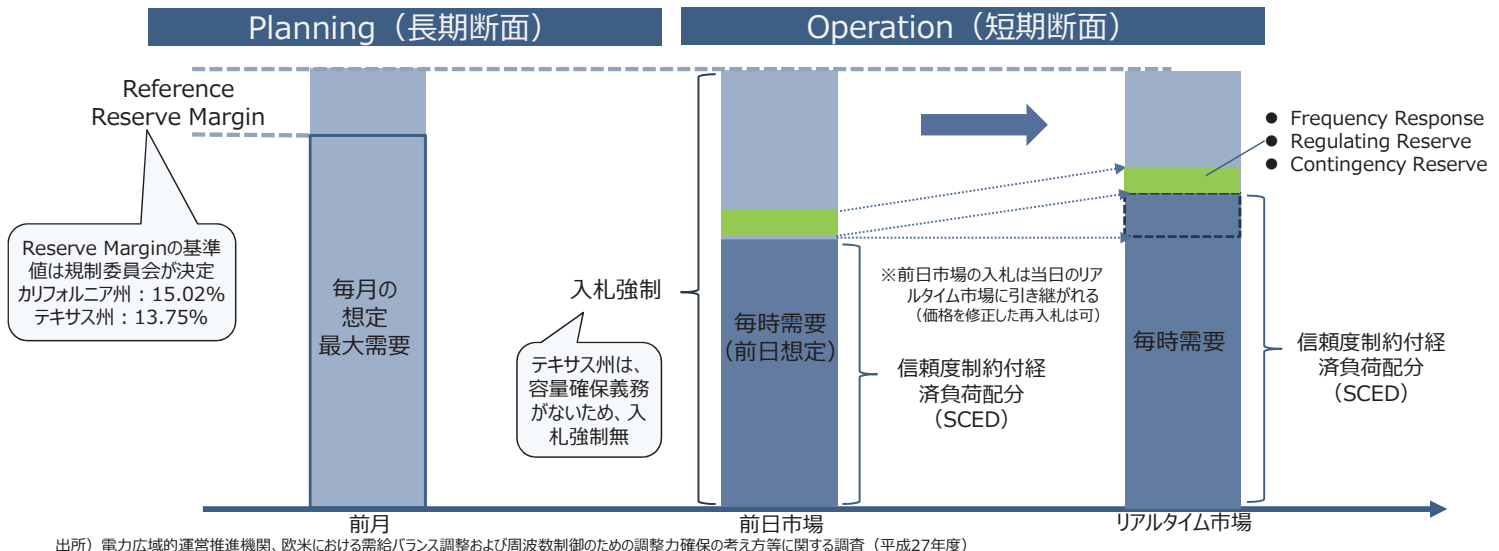
出所) 海外電力(海外電力調査会、2014.09)

74

米国の調整力確保の構造

- 米国の予備力評価は長期（Planning）と短期（Operation）の2つの断面で検討されるが、従前は両者に直接のつながりはなかった。これを連結するものが、容量確保義務（ないし容量市場）。
- 容量確保義務量はReference Reliability Margin（日本の供給予備力に相当）によって設定され、対象電源は前日市場、リアルタイム市場への入札義務が発生する。この入札に基づいて信頼度制約付経済負荷配分（SCED）が行われる。
- なお、我が国における運転予備力の主要要素である当日の需要予測誤差、太陽光・風力等などの出力変動への対応は、米国ではSCEDの中で確保されるため、現状では、いわゆる予備力（Frequency Response、Regulating Reserve、Contingency Reserve等）には含まれない。

※最も、カリフォルニア州では、再生可能エネルギーの大量普及に備えて、長期断面においては、調整力の出力特性を加味した容量確保義務（Flexible Capacity Requirement）を設けると同時に、短期断面においてFlexible Capacity Requirementに連動した“Flexible Ramping Product”と呼ばれる市場が検討されるなど、新たな枠組みの模索が始まっている。



出所) 電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方に関する調査（平成27年度）

75

PJM：調整力の分類と要件

NERCの分類	名称		特性	応答時間	所定出力 到達時間	所定出力 持続時間	リソース タイプ	調達方法
周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	Regulation		RegA: 石炭火力、LNG火力など、従来からRegulationを担い、相対的に応答性が低いリソースに対して2秒毎に送られる出力調整信号 RegD: 蓄電池やフライホイールなど、応答性の高いリソースに対して2秒毎に送られる出力調整信号	-	5分以内	-	・ 発電 ・ 需要	市場調達
瞬動予備力 (Spinning Reserve)	Primary Reserve	Synchronized Reserve	同期発電・需要リソースによる10分以内での出力調整能力 Tier 1: 経済負荷配分の対象にあり、安定して調整力を提供可能な発電リソース Tier 2: 経済負荷配分の対象外にある発電・需要リソース	-	10分以内	30分以内	Tier1: 発電のみ Tier 2: 発電/需要	市場調達
非瞬動予備力 (Non-Spinning Reserve)		Non-Synchronized Reserve	非同期発電・需要リソースによる10分以内での出力調整能力	-	10分以内	30分以内	・ 発電 ・ 需要	市場調達
補助予備力 (Supplemental Reserve)	Day-Ahead Scheduling Reserve		30分以内での出力調整能力（同期発電である必要なし）	-	30分以内	-	・ 発電 ・ 需要	市場調達

注) 周波数応答（Frequency Response）については、個別のアシラリースサービスとして規定されており、要件は設定されていない。

PJM : 調整力の必要量算出指針、実績調達量

NERCの分類	名称	必要量算出の指針	必要量目安	実績調達量(容量) (2016年)	実績電力量
周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	Regulation	2013年11月以前は、オフピーク時間帯 (0000 - 0459) の最小需要に対する割合、オンピーク時間帯 (0500-2359) の最大需要に対する割合により算出 2013年12月以降：オフピーク時間帯 (0000 - 0459) およびオンピーク時間帯 (0500-2359) 毎の固定値 2017年1月以降、No Ramp Hourおよび Ramp Hour毎の固定値	Non Ramp Hours : 525MW Ramp Hours : 800MW	オフピーク : 516.1 actual MW (RegA:302.1/RegD:214.0) オンピーク : 635.9 actual MW (RegA:410.0MW/RegD:225.9MW)	N/A
瞬動予備力 (Spinning Reserve)	Primary Reserve	Synchronized Reserve 最も過酷なN-1事故の100%に相当する量	RTO Zone : 1,450MW MAD Subzone : 1,450MW (2016年) RTO Zone : 2,175MW MAD Subzone : 1,700MW (2016年)	Tier 1 : 1263.1(MW) Tier 2 : 655.3 (MW)	N/A
非瞬動予備力 (Non-Spinning Reserve)	Non-Synchronized Reserve	以下の2つのうち大きい値 ・Reliability First Corporation (RFC) が課す最低必要量 ・最も過酷なN-1事故の100%に相当する量 ・Primary Reserve必要量と Synchronized Reserve調達量の差分 ・数値的な規定はない	・独立した規定はない ・Primary Reserve必要量と Synchronized Reserve必要量の差分に相当	447.2 (MW)	N/A
補助予備力 (Supplemental Reserve)	Day-Ahead Scheduling Reserve	Reliability First Corporation (RFC) およびその他エリアで定められる必要量	ピーク需要の5.70%、2015年 ピーク需要の5.93% (2016年)	4,996.8 MW/時間	N/A

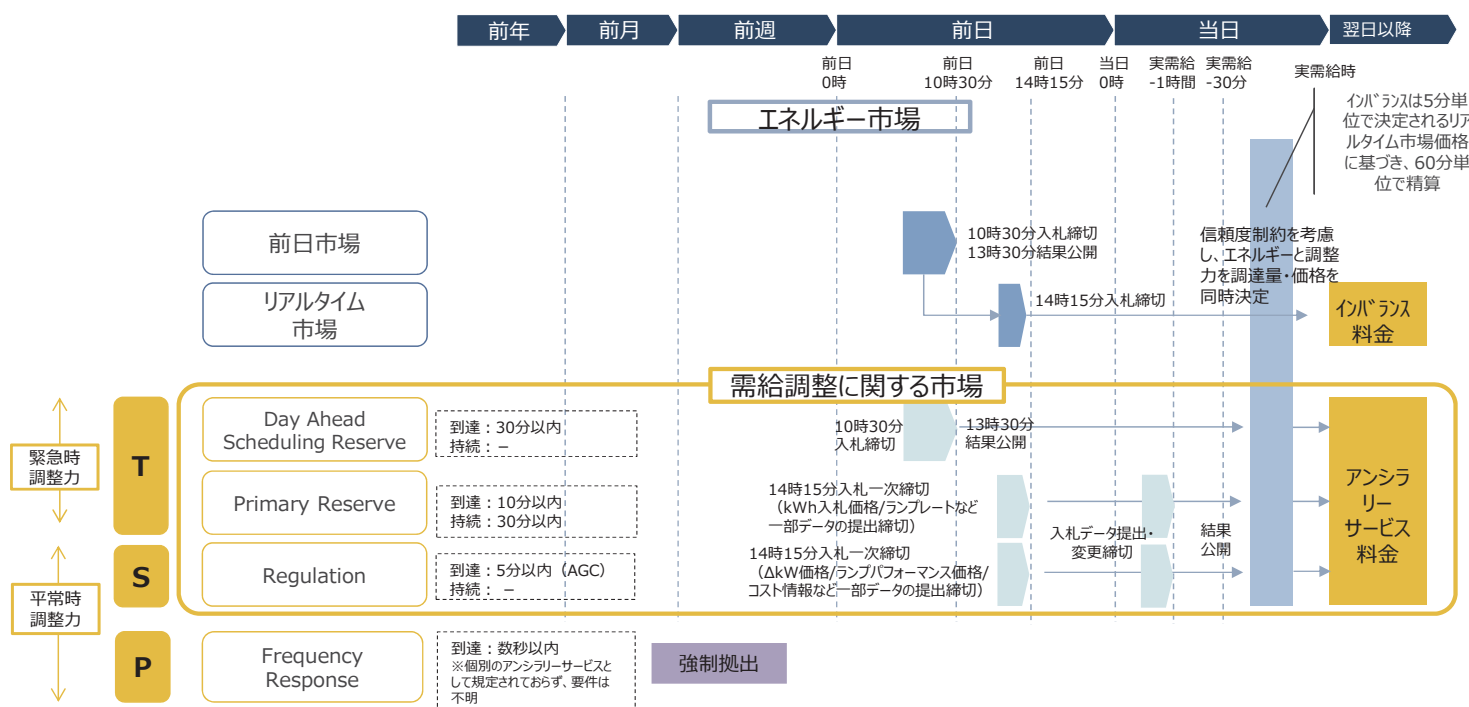
注) 周波数応答 (Frequency Response) については、個別のアシラリースerviceとして規定されており、要件は設定されていない。

注) 調達量に占めるDR (需要リソース) の割合は、Regulationの場合25%まで、Synchronized Reserveの場合33%まで、Day-Ahead Scheduling Reserveの場合25%までに上限が設定されている。
出所) PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations

77

PJM : 需給調整に関わる市場プロセス

- 全ての電源は系統運用者であるPJMが運営するエネルギー市場への入札が義務付けられており、系統運用と電力市場運営が一体化されている点が特徴。
- この構造の下、エネルギーインバランスは前日市場と連続的に運営されるリアルタイム市場で調整される。

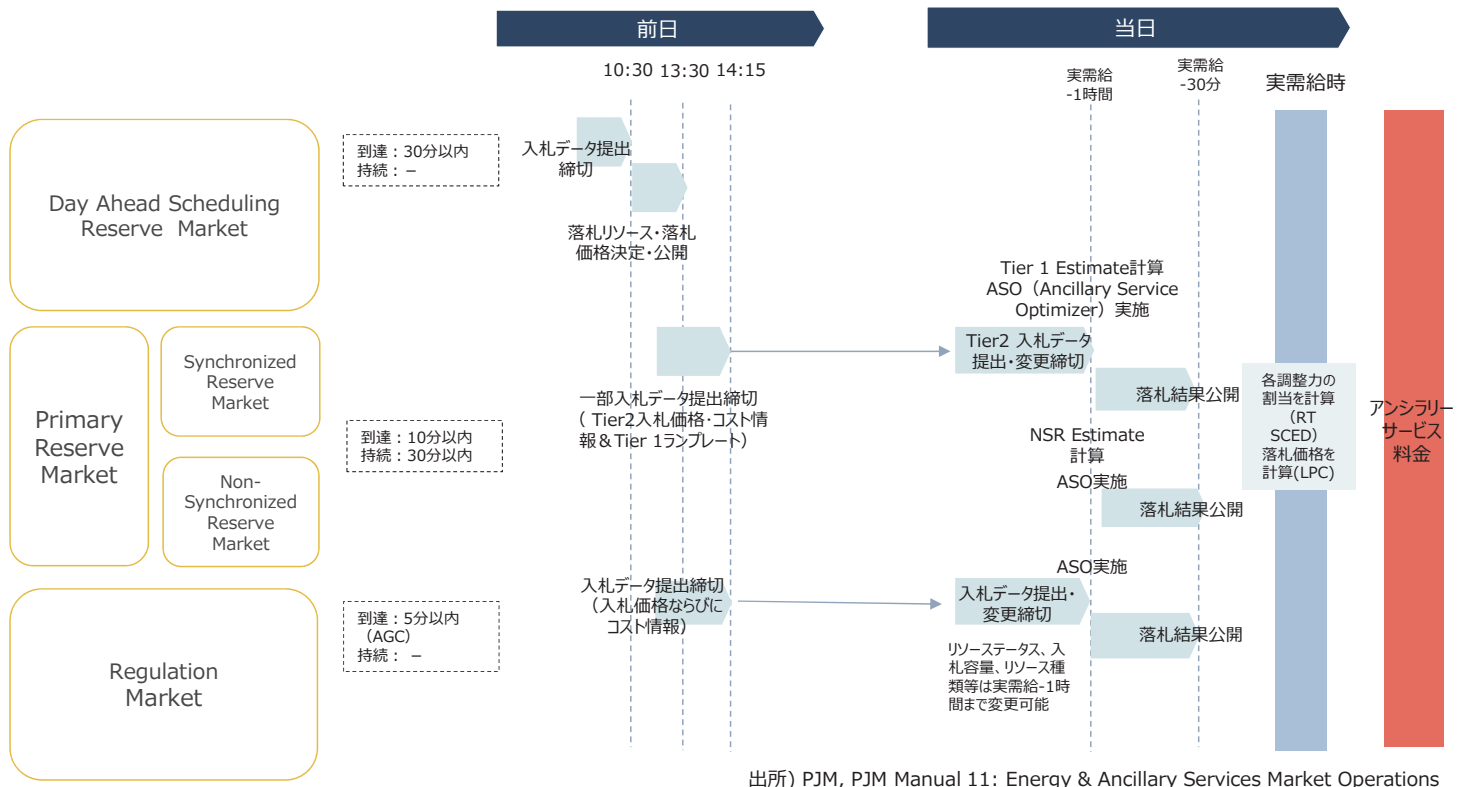


注) Primary Reserveは、Spinning Reserve (瞬動予備力) およびNon-Spinning Reserve (非瞬動予備力) を含む総称。

78

出所) 各種資料より三菱総研作成

PJM : 需給調整取引のタイムライン

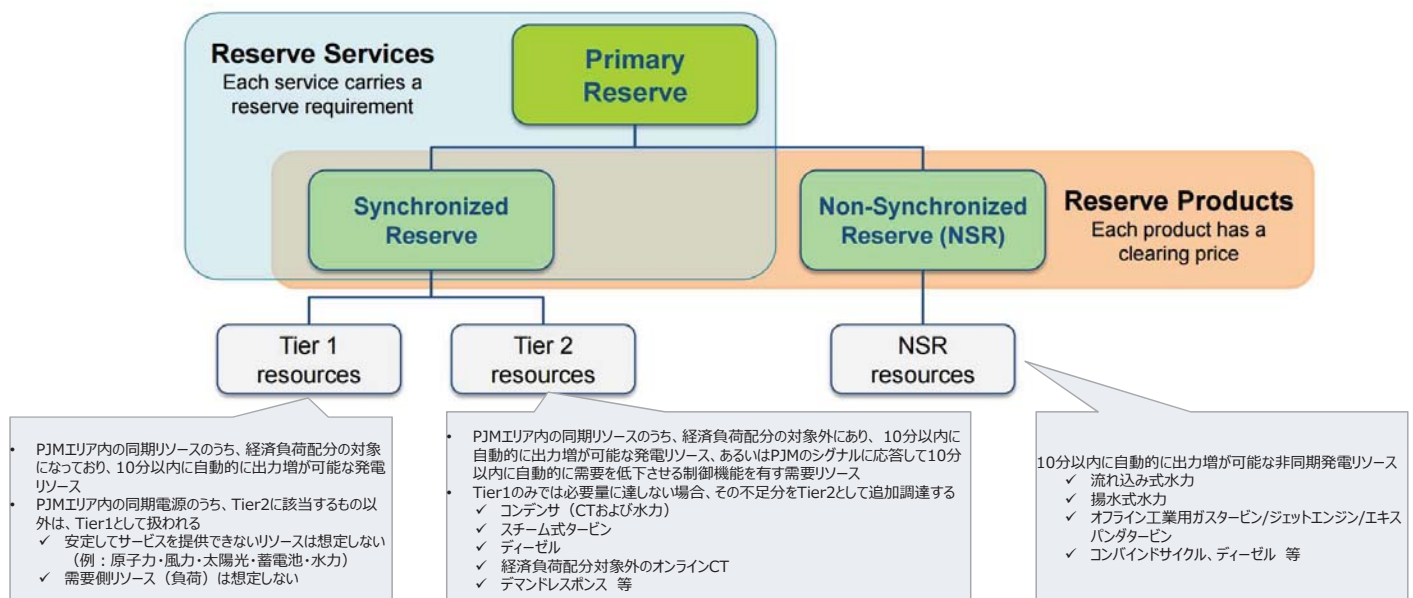


79

PJM : Primary Reserve

- Primary Reserveは、PJMからの指令に対して自動的に10分以内に調整力提供ができる電源あるいは負荷。同期の有無により、Synchronized ReserveとNon-Synchronized Reserveに区分される。
 - Synchronized Reserve：PJMはまず、経済給電(economic dispatch)後に、PJM系統内で稼働中の経済負荷配分対象を見積もる。この電源をTier1として指定する。ある期間に対するTier1の予想量が、PJMのSynchronized Reserve必要量を満たすには不十分である場合、経済負荷配分の対象外にある電源を稼働させる必要がある。このとき追加調達する容量はTier2リソースと呼ばれる。

Primary Reserve市場における調整力の分類



80

出所) PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations
PJM, PJM Reserve Market (2016)

NYISO : 調整力の分類と要件

NERCの分類	名称			特性	応答時間	所定出力 到達時間	所定出力 持続時間	リソースタイプ	調達方法
周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	Regulation			AGCによって秒単位で、系統周波数を調整するために提供される発電・需要資源	-	-	-	・ 発電 ・ 需要	市場調達
瞬動予備力 (Spinning Reserve)	Total Operating Reserve	Total 10-Minute Reserve	10-Minute Spinning Reserve	指示を受けて10分以内に所定出力に到達可能な同期発電・需要資源	-	10分以内	-	・ 発電 ・ 需要	市場調達
非瞬動予備力 (Non-Spinning Reserve)			10-Minute Non-Synchronized Reserve	指示を受けて10分以内に所定出力に到達可能な非同期発電・需要資源	-	10分以内	-	・ 発電 ・ 需要	市場調達
補助予備力 (Supplemental Reserve)		Total 30-Minute Reserve	30-Minute Spinning Reserve	指示を受けて30分以内に所定出力に到達可能な同期発電・需要資源	-	30分以内	-	・ 発電 ・ 需要	市場調達
			30-Minute Non-Synchronized Reserve	指示を受けて30分以内に所定出力に到達可能な非同期発電・需要資源	-	30分以内	-	・ 発電 ・ 需要	市場調達

注) 周波数応答 (Frequency Response) については、個別のアシラリースerviceとして規定されておらず、要件は設定されていない。

出所) NYISO, NYISO Manual 2 Ancillary Services Manual

NYISO : 調整力の必要量算出指針、実績調達量

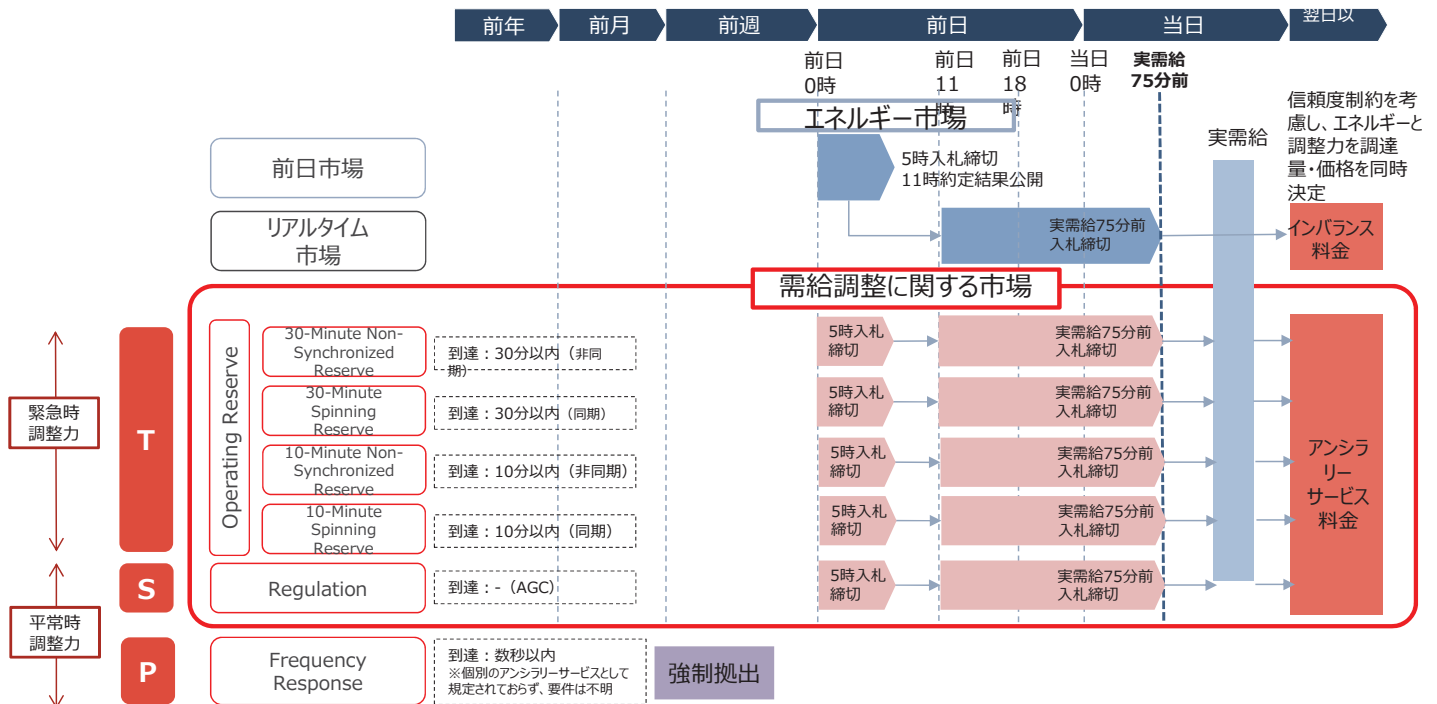
NERCの分類	名称			必要量算出の指針			必要量目安			実績調達量 (容量) (2016年)	実績電力量
周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	Regulation			NERC Standardに準拠 必要量は毎月毎時毎に決定される			時間、季節により変動 175MW～300MW 平均約220MW			N/A	N/A
瞬動予備力 (Spinning Reserve)	Total Operating Reserve	Total 10-Minute Reserve	10-Minute Spinning Reserve	①Total Operating Reserve：最も過酷なN-1事故の200%に相当する量以上	②Total 10-Minute Reserve：最も過酷なN-1事故の100%に相当する量以上	③10-Minute Spinning Reserve：最も過酷なN-1事故の50%に相当する量以上	① '2,620MW	② '1,310MW	③'655MW	N/A	N/A
非瞬動予備力 (Non-Spinning Reserve)			10-Minute Non-Synchronized Reserve			①②③を満たす量			①'②'③'を満たす量	N/A	N/A
補助予備力 (Supplemental Reserve)		Total 30-Minute Reserve	30-Minute Spinning Reserve		①②を満たす量	①'②'を満たす量		N/A	N/A		
			30-Minute Non-Synchronized Reserve					N/A	N/A		

注) 周波数応答 (Frequency Response) については、個別のアシラリースerviceとして規定されておらず、要件は設定されていない。

出所) NYISO, NYISO Manual 2 Ancillary Services Manual

NYISO : 需給調整に関わる市場プロセス

- 全ての電源は系統運用者であるNYISOが運営するエネルギー市場への入札が義務付けられており、系統運用と電力市場運営が一体化されている点が特徴。
- この構造の下、エネルギーインバランスは前日市場と連続的に運営されるリアルタイム市場で調整される。



2. 取引対象(要件、価値)

ドイツ：調整力の提供対象事業者の要件および事前審査

- ドイツ国内においてTSOに対して需給調整市場への参加、調整力の供給を行うには、その供給源となる発電ユニットや需要はTSOの事前審査（prequalification）の手続きに従って技術的・運用的要件を満たし、接続するTSOと枠組み協定を結ぶ必要がある。Transmission Code 2007は、標準的な要件を規定し、各TSOはより詳細な要件を規定する。
 - 一般的には、電源が系統に接続する際に接続TSOにおける事前審査を受ける。
 - 電源の各調整力が求める諸要件には、起動停止、持続時間等に加えて、TSOとの制御信号の送受信に関わる通信設備要件、提供の確実性、過去の発電実績なども含まれる。

調整力の種類	調整力の提供対象事業者の要件および事前審査
一次制御予備力：PCR (Primary Control Reserve)	✓ 一次制御帯域は、有効公称容量の少なくとも±2%でなければならない。 ✓ 周波数偏差が±200 mHzとなった場合に作動し、30秒以内に調整可能出力に到達し、同出力を少なくとも15分間維持できなければならない。 ✓ デッドバンド（不感帯）±10 mHz。 ✓ 周波数の測定精度は±10 mHz以内でなければならない。 ✓ 30秒以内に出力100%提供しなければならない。 ✓ 電力周波数特性またはトループ特性は、TSOの仕様に従って調整可能。 ✓ TSOとの通信設備要件 ✓ 提供の確実性※1
二次制御予備力：SCR (Secondary Control Reserve)	✓ 出力調整可能幅±25MW以上（出力上げ／下げ方向、それぞれについて申請可能）。 ✓ 出力変化速度5MW/分以上。 ✓ 最低10分以上運転されなければならない。 ✓ 二次制御器（LFC）による制御サイクルは1～2秒 ✓ TSOとの通信設備に係る要件 ✓ 提供の確実性 ✓ 過去の発電実績※2
ミニット予備力（Minute Reserve） ：TCR（Tertiary Control Reserve）	✓ 調整力（調整範囲）の最小規模は±30MW。 ✓ 起動指令から15分以内に出力100%提供しなければならない。 ✓ 当日市場での調達な商品に置換されるまで継続して調整力を供給可能でなければならない。 ✓ TSOとの通信設備に係る要件 ✓ 提供の確実性※3

※1: 商品の供給を望む期間（7日間×24時間=168時間）については、代替出力を考慮して、100%の時間で提供可能であること。

※2: 提供の12ヶ月分前の期間において、計画外停止を考慮せずに最低限50%は利用可能であることや、商品供給を望む期間（12時間×1週間における平日または休日）の95%の期間で、代替出力を考慮して利用可能であること。

※3: 商品の供給を望む期間（4時間）については、代替出力を考慮して、100%の時間で提供可能であること。

出所) Consentec, Description of load-frequency control concept and market for control reserves (2014)
電力中央研究所、ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題－需給調整能力の確保と費用決済－（2014）

85

ドイツ：事前審査通過事業者

- TSOの事前審査（Prequalification）を通過した事業者のリスト（2017.7.14時点）が公開されている。
- Energy2market、Next KraftwerkeなどVPP専門の事業者も含まれている。

Anbieter	PRL	SRL	MRL	Anbieter	PRL	SRL	MRL
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH			●	N-ERGIE Aktiengesellschaft		●	●
Axpo Deutschland GmbH		●	●	Next Kraftwerke GmbH	●	●	●
BalancePower GmbH			●	Nordenhamer Zinkhütte GmbH		●	
BS Energy Braunschweiger Versorgungs-AG & Co. KG			●	Quantum GmbH			●
Caterva GmbH	●			REStore Deutschland GmbH	●		
citivworks AG			●	RheinEnergie AG		●	●
Clean Energy Markets Access GmbH		●	●	RWE International SE			●
Coulomb GmbH	●			RWE Supply & Trading GmbH	●	●	●
CURRENTA GmbH & Co. OHG			●	Stadtwerke Düsseldorf AG			●
Danske Commodities A/S	●	●	●	Stadtwerke Hannover AG (enercity)	●	●	●
E.ON Global Commodities SE	●	●	●	Stadtwerke Rosenheim			●
EnBW Kraftwerke AG	●	●	●	Stadtwerke Tübingen GmbH		●	●
Energie SaarLux AG			●	Statkraft Markets GmbH	●	●	●
Energiedienst Holding AG			●	Steag GmbH	●	●	●
Energieversorger Offenbach AG	●			Südvolt GmbH			●
Energieversorgung Schwerin GmbH & Co. Erzeugung KG		●	●	swb Erzeugung GmbH & Co. KG			●
Energy2market GmbH	●	●	●	SWM Services GmbH	●	●	●
eins energie in sachsen GmbH & Co. KG	●			ThyssenKrupp Steel Europe AG			●
ENERSTORAGE GmbH		●	●	TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG			●
ENGIE Deutschland AG	●	●	●	Trianel GmbH		●	●
ENRO Ludwigfelde Energie GmbH		●		Trimet Aluminium SE	●		
Entellos AG		●	●	Uniper Global Commodities SE	●	●	●
envia Mitteldutsche Energie AG		●	●	Vattenfall Energy Trading GmbH	●	●	●
Evonik Industries AG			●	VSE AG		●	●
Evonik Power Saar GmbH	●	●	●	VW Kraftwerk GmbH			●
EWE Trading GmbH		●	●	WEMAG AG	●		
GETEC Energie AG			●	WSW Energie & Wasser AG			●
Hamburg Energie GmbH			●				
Heizkraftwerk Würzburg GmbH	●	●					
Infraserv GmbH & Co. Höchst KG	●	●					
Innogy SE			●				
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG		●	●				
Lechwerke AG		●	●				
Lausitz Energie Kraftwerke AG	●	●	●				
Mark-E AG			●				
Markedskraft ASA		●					
MVV Energie AG		●	●				

注) PRL：一次制御予備力(Primary Control Reserve)
SRL：二次制御予備力(Secondary Control Reserve)
MRL：三次制御予備力(Minute Reserve)

出所) REGELLEISTUNG.NET (<https://www.regelleistung.net/ext/?lang=en>)

フランス：調整力の提供対象事業者の要件および事前審査

- 市場参加者が需給調整メカニズムに参加するためには、RTE と契約（Participation Agreement）を結び各種規定に合意する必要がある。RTE 社に対する情報提供手続きのテストプロセスを実施した上で、全ての Balancing Entity を登録し、BRP を任命することが求められる。
- BRP の申請手続きは以下の通り。
 1. RTE と参加契約を締結。この契約により需給運用者（Balance Operator）として認定される
 2. 配電系統運用者（DNO、ERDF 社など）と契約を締結。この契約により、DNO の配電網に接続可能。
 3. BRP としての任命
 - a. 需要家が、CARD 契約に基づいて需要家向けに実施
 - b. 小売事業者が、単一契約に基づいて需要家向けに実施
 - c. 発電事業者が、発電所向けに実施
- BRP は、RTE 社と DNO に対して、Balance Perimeter と呼ばれる BRP の活動の内容を表明しなければならない。
 1. 送配電網における発電・消費地点
 2. フランスの電力市場での電力の購入および販売
 3. 取引相手との間で発生する電力の売買
 4. 国外との電力の輸出入
 5. 損失補填のための、RTE 社、または DSO に対する電力販売

出所）経済産業省、電力システム改革の詳細制度設計に関係する諸外国の実態調査報告書（PwC、2014）

87

英国：調整力の提供対象事業者の要件および事前審査

- 英国の主な調整力の技術要件および事前審査の概要は下表の通り。

種類	主な技術要件	技術要件の充足に関する事前審査
Firm Frequency Response (FFR)	● 最低1MWの応答エネルギー（Response Energy）を供給できること。 ● Dynamic responseについては周波数応答モードでの運転が可能、Non-dynamic responseについては自動継電器を介した自動起動が可能であること^{注1}。 ● 自動ログデバイス（Automatic Logging Device）を介した通信が可能であること。 注1) Dynamic response：ガバナ応答等、Non-dynamic response：所定の周波数変動で自動起動される発電量、需要量の変更	● 所定の調整力の供給が可能か否か、事前の技術的試験^{注2}が課され（pre-qualification assessment）、その後Framework agreementの締結をもって参加資格を取得する。 注2) 技術的試験は、“FIRM FREQUENCY RESPONSETENDER RULES AND STANDARD CONTRACT TERMS”に従って行われる。
Fast Reserve	● 有効電力の供給は、25MW/分以上の出力変化率で、給電指示から2分以内に開始し、最低15分間持続可能であること。 ● 最低50MWを供給可能であること。	● 所定の調整力の供給が可能か否か、書面（Pre-Qualification Questionnaire）による事前審査が行われ、その後Framework agreementの締結をもって参加資格を取得する。 ● 書面審査では、最大Run-upレート、最大Run-downレート、最大供給、供給回復可能性(repeatability)などの技術的詳細が対象となる。
STOR (Short Term Operating Reserve)	● 3MW以上の発電量または安定した需要削減を提供できること（複数のサイトからの実施が可能）。 ● National Gridの指示を受けてから4時間以内に全MWを供給できること。 ● 指示があった場合、最低2時間、全MWを供給できること。	● Framework agreementの締結をもって参加資格を取得する。 注3) National Gridサイトの記載では、Framework agreementの締結自体が事前資格の取得要件とされているため、STORのための技術的な事前審査は存在しないものと解される。

出所）DNV GL

<http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/frequency-response/firm-frequency-response/>
<http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/reserve-services/fast-reserve/>
<http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/reserve-services/short-term-operating-reserve/>

88

北欧（ノルウェー）：調整力の提供対象事業者の要件および事前審査

- aFRRに関しては、AGCインターフェースの詳細仕様、技術要件および事前資格審査がある。この事前資格審査には、Statnettが行う信号試験および応答試験が含まれる。

ENTSO-Eの分類	名称	事前審査
周波数制御予備力 (FCR)	FCR-N (Frequency Containment Reserve in Normal condition)	個別設備からの応答は、指定された技術要件に準拠する必要がある。 個別設備からの物理的電力供給が可能であることを証明する必要がある。
	FCR-D (Frequency Containment Reserve in Disturbed condition)	
周波数回復予備力 (FRR)	aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve)	AGCインターフェースの詳細仕様要件、技術要件および事前資格審査を満たす必要がある。 事前資格審査には、Statnettが行う信号試験および応答試験が含まれる。
	mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve)	Statnettと需給調整に関する個別の合意契約（Agreement）を締結する必要がある。

PJM：調整力の提供対象事業者の要件および事前審査

調整力の種類		調整力の提供対象事業者の要件および事前審査
Regulation		✓ 発電容量は、Regulation市場に参加するには、最低0.1 MWのRegulation能力を提供できなければならない。需要リソースは、Regulation市場に参加するには、最低0.1 MWのRegulation能力を提供できなければならない。 ✓ 発電容量は、AGCが可能な調速機を有するものでなければならない。 ✓ リソースは、AGC信号を受信することができなければならない。リソースのMW出力は、PJMによって許可可能であると決定された方法で、PJM制御センターへと遠隔計量されなければならない。 ✓ Regulation提供リソースは、Area Performance(AR) Testを通じて、Performance Scoreが算出され、事前および事後の応答能力審査を受ける。リソースは、Performance Scoreの最低基準をクリアしなければならない。（すでにAR Testを通過したものの所有者が変更されたリソースや発電マネジメントシステムが変更されたリソースは、再度AR Testを通過しなければならない） ✓ 新規リソースは、イニシャルパフォーマンステストに合格しなければならない（Performance Scoreは3回連続で実施され、スコア75%以上を獲得する必要あり）。 ✓ 需要リソースは、Regulationおよび同期予備力市場に関する初期トレーニングおよび継続的トレーニングを完了しなければならない ✓ eMKTシステムを通じて、リソースの情報を提供しなければならない
Synchronized Reserve	Tier 1	✓ PJMエリア内の同期リソースのうち、経済負荷配分の対象になっており、10分以内に自動的に出力増が可能な発電リソース ✓ PJMシステムで同期運転している、Tier 2リソースとして割り当てられたリソースを除く全てのリソースは、定義上Tier 1リソースである ✓ eMKTシステムを通じて、リソースの情報を提供しなければならない ✓ 同期予備力を提供する需要リソースは、発動イベントの前後で1分以内の間隔の計量情報を発動イベントの2日後までに提供することが求められる。
	Tier 2	✓ PJMエリア内の同期リソースのうち、経済負荷配分の対象外にあり、10分以内に自動的に出力増が可能な発電リソース、あるいはPJMのシグナルにตอบสนองして10分以内に自動的に需要を低下させる制御機能を有する需要リソース ✓ eMKTシステムを通じて、リソースの情報を提供しなければならない ✓ 同期予備力を提供する需要リソースは、発動イベントの前後で1分以内の間隔の計量情報を発動イベントの2日後までに提供することが求められる。
Non-synchronized Reserve		✓ 10分以内に自動的に出力増が可能な非同期発電リソースであること以外に要件はない
Day-Ahead Scheduling Reserve		✓ 30分以内に出力調整が可能であること以外に要件はない

NYISO：調整力の提供対象事業者の要件および事前審査

調整力の種類	調整力の提供対象事業者の要件および事前審査
Regulation	✓ 適切な制御機器を設置し、Regulationサービスを提供することができる。 ✓ 6秒周期で自動制御信号を受信・応答ができ、6秒毎のスキャンが可能なテレメーター出力データを提供しなければならない。 ✓ TO-MP連系線合意（ある場合）に記載のように、送電網所有者が規定する必要なインターフェース全てを制御センターに提供する。 ✓ 需要側リソースがRegulationサービスを提供するためには、需要側リソースは、NYISO Service TariffおよびNYISO OATTのエネルギー清算の対象となる適格LSEからサービスを受けなければならない。 ✓ スケジュールされた時間内の間隔および入札が許可された全ての時間中に、upまたはdownの両方向でRegulationサービスを継続的に提供することができる。 ✓ Stakeholderサービス部門にRegulationサービスを提供する意思を登録し、Market Participant Registration Packetに記載の必要データ全てを提供する。 ✓ NYISO Service Tariffの付属書KおよびMarket Participant Registration Packetのセクション2に記載の担保要件全てを掲示する。 ✓ Regulationサービスサプライヤーとして認定を要請するか、または再認定の必要がある場合、セクション4.11.2に記載の事前審査パフォーマンステストに合格する。 ✓ 単一の地点特定番号（Point Identifier）で、アグリゲートユニットとしてディスパッチされる1つ以上の発電ユニットから成るBehind-the-Meter 発電リソースは、Regulationサービスまたは瞬動予備力を提供する資格がない。 ✓ Regulation提供事業者およびリソースは、事前のパフォーマンステスト（Pre-qualification Performance Test）を通過しなければならない。 ✓ テストに合格するためには、カレンダー週の期間に0.85以上の時間加重パフォーマンス指数（time weighted Performance Index）を獲得しなければならない。 (NYISO Manual 2, 4.11)
10-Minute Spinning Reserve	✓ 適切な制御機器を設置し、運転予備力サービスを提供することができる。 ✓ 5分周期数(periodicity)で自動制御信号を受信・応答ができ、6秒毎のスキャンが可能な遠隔計測された(telemetered)出力データを提供しなければならない。
10-Minute Non-Spinning Reserve	✓ Interconnection Agreement に記載のように、送電網所有者が規定する必要なインターフェース全てを制御センターに提供する。 ✓ 需要側リソースが運転予備力サービスを提供するためには、需要側リソースは、適格LSEからサービスを受けなければならない、需要は全てNYISO Service TariffおよびNYISO Open Access Transmission Tariffのエネルギー清算の対象となる。 ✓ Stakeholderサービス部門に運転予備力を提供する意思を登録し、Market Participant Registration Packetに記載の必要データ全てを提供する。
30-Minute Spinning Reserve	✓ NYISO Service Tariffの付属書KおよびMarket Participant Registration Packetのセクション2に記載の担保要件全てを掲示する。 ✓ 以下に記載の事前審査パフォーマンステストに合格する。 ✓ Reserve提供事業者およびリソースは、事前のパフォーマンステスト（Pre-qualification Performance Test）を通過しなければならない。 (NYISO Manual 2, 6.11)
30-Minute Non-Spinning Reserve	

出所）NYISO, NYISO Manual 2 Ancillary Services Manual

91

欧州：調整力の取引価値

- 調整力の取引価値は、容量価値（kW）と従量価値（kWh）とそれらの組み合わせの3パターン
- 英国のFirm Frequency Response、Enhanced Frequency Response等については、リソースのパフォーマンス（応答性能）や発電機構成等の要素も考慮して精算がなされる。

	容量価値（kW）のみ	電力量価値（kwh）のみ	容量価値（kW）と電力量価値（kWh）
周波数制御予備力 FCR (Frequency Containment Reserves)	- ドイツ (Primary Control Reserve) - 英国 (Frequency Control by Demand Management, Enhanced Frequency Response)		- 英国 (Mandatory Frequency Response, Firm Frequency Response) - フランス (Primary Control) - 北欧 (FCR-N, FCR-D)
周波数回復予備力 FRR (Frequency Restoration Reserves)	英国 (BM Start-up)	北欧 (mFRR ※1)	- ドイツ (Secondary Control Reserve) - 英国 (Fast Reserve) - 北欧 (aFRR, mFRR ※1) - フランス (Secondary Control)
代替予備力 RR (Replacement Reserve)		- 英国(Balancing Mechanism ※2) - フランス (Balancing Mechanism ※2)	- ドイツ (Tertiary Control Reserve) - 英国 (Short Term Operating Reserve, STOR Runway) - フランス (Fast Reserve, Complementary Reserve, Demand Response Call for Tender)

※1 北欧のmFRRの容量価格は、容量市場（RKOM）および長期相対契約により、北欧共通市場（RPM）の開催前に事前に確保される容量に対する価格

※2 英国とフランスのBalancing Mechanismは、厳密には代替予備力(RR)ではないが、整理上、上記の通り記載

欧州：調整力の取引価値

ドイツにおける調整力の取引価値

ENTSO-Eの分類	調整力名称	容量価値 (kW)	電力量価値 (kWh)	その他
FCR	Primary Control Reserve	○	—	—
aFRR	Secondary Control Reserve	○	○	—
mFRR	Tertiary Control Reserve	○	○	—

フランスにおける調整力の取引価値

ENTSO-Eの分類	調整力名称	容量価値 (kW)	電力量価値 (kWh)	その他
FCR	Primary Control (Réglage Primaire de Fréquence)	○	○	—
aFRR	Secondary Control (Réglage Secondaire de Fréquence)	○	○	—
mFRR	Fast Reserve (Réserves rapides)	○	○	—
RR	Complementary Reserve (Réserves complémentaires)	○	○	—
DSR-RR	Demand Response Call for Tender (Appel d'Offres d'Effacement)	○	○	—
	Balancing Mechanism (Mécanisme d'ajustement)	○	—	—

93

欧州：調整力の取引価値

英国における調整力の取引価値

ENTSO-Eの分類	調整力名称	容量価値 (kW)	電力量価値 (kWh)	その他
FCR	Mandatory Frequency Response	○	○	—
	Firm Frequency Response	○	○	リソースのパフォーマンスや発電機構成等の要素も考慮して精算
	Frequency Control by Demand Management (FCDM)	○	—	—
	Enhanced Frequency Response (EFR)	○	—	リソースのパフォーマンスや発電機構成等の要素も考慮して精算
FRR	Fast Reserve	○	○	—
	BM Start-up	○	—	—
	Fast Start	○	○	—
RR	STOR (Short Term Operating Reserve)	○	○	—
	STOR Runway	○	○	—
	Balancing Mechanism (BM)	○	—	—

北欧（ノルウェー）における調整力の取引価値

ENTSO-Eの分類	調整力名称	容量価値 (kW)	電力量価値 (kWh)	その他
FCR	FCR-N	○	○	—
	FCR-D	○	○	—
FRR	aFRR	○	○	—
	mFRR	○	○※	—

※ 北欧（ノルウェー）のmFRRの容量価格は、容量市場（RKOM）および長期相対契約により、北欧共通市場（RPM）の開催前に事前に確保される容量に対するもの

94

欧州：連系線・地内混雑への調整力の代用可能性

ドイツ	■ ドイツでは、需給調整メカニズムと送電混雑解消は独立して実施している。それぞれのメカニズムの費用を明確に区別し、そのメカニズムに関する施策を導入する場合、他メカニズムに不必要な影響を及ぼさないようにするためである。 ■ ドイツ国内の送電混雑解消は、需給調整能力確保後の残った調整能力を活用した「再給電指令」や「カウンタートレード」により実施されている。 ■ なお、送電混雑解消に要するカウンタートレードや再給電指令の費用は、近年、さらに増加している。
英国	■ National Gridが確保する需給調整サービス（Balancing Services）には、系統制約発生時の調整力も含まれる。
北欧	■ 調整力のうち、mFRRは、周波数安定化および系統インバランスの解消だけでなく、エリア内送電線の混雑解消および北欧エリア間送電線混雑解消のためにも使用される。 ■ 北欧のTSO にとって、mFRRは、当日市場のゲートクローズ後に、「系統を運用するための調整能力」という位置付けで確保されるもの。 ■ ノルウェーにおけるmFRRの必要量目安は1700MWだが、その内訳は、Dimensional fault対応に1200MW、混雑管理とインバランス対応に500MW。
フランス	■ 調整力のうち、Tertiary Reserveに該当するmFRRおよびRRに関しては、系統インバランスの解消だけでなく、送電混雑処理やその他の系統サービスを維持するための電源運用再構成を含む多様な用途に使用されている。

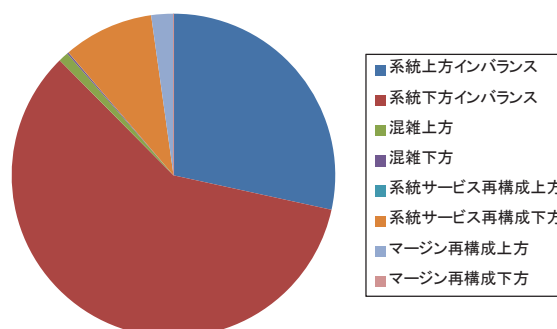
出所) 平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査）報告書
古澤・岡田、電力経済研究 No.64(2017.3)

95

フランス：連系線・地内混雑への調整力の代用可能性

- 調整力のうち、Tertiary Reserveに該当するmFRRおよびRRに関しては、系統インバランスの解消だけではなく、送電混雑処理やその他の系統サービスを維持するための電源運用再構成を含む多様な用途に使用されている。
- 2014年におけるバランシング市場の使用目的の割合は下図の通りである。

フランスにおけるバランシング市場の行使理由



3. 費用回収と商品の価値との関係

97

諸外国における調整力の費用回収と商品価値との関係

	ドイツ		フランス		英国		ノルウェー		米PJM
	調達費用 kW	運用費用 kWh	調達費用 kW	運用費用 kWh	調達費用 kW	運用費用 kWh	調達費用 kW	運用費用 kWh	
FCR（GF相当）	アンシラリー 料金	—	アンシラリー 料金	アンシラリー 料金	アンシラリー 料金	— 注1)	アンシラリー 料金&イン バランス料 金 注3)	インバラン ス料金	※信頼度制約付経 済負荷配分
aFRR（LFC相当）	アンシラリー 料金	インバラン ス料金	アンシラリー 料金	インバラン ス料金	—	—	アンシラリー 料金	アンシラリー 料金	
mFRR	アンシラリー 料金	インバラン ス料金	インバラン ス料金	インバラン ス料金	アンシラリー 料金	— 注2)	アンシラリー 料金&イン バランス料 金 注3)	インバラン ス料金	
RR	—	—	インバラン ス料金	インバラン ス料金	アンシラリー 料金	— 注2)	—	—	

出所）欧州各国は“SURVEY ON ANCILLARY SERVICES PROCUREMENT, BALANCING MARKET DESIGN 2016”（ENTSO-E）に基づき整理

注1）ENTSO-E調査によると、英国のFCRの運用費用（kWh）の費用回収は、“N/A”との記載があるが、詳細は精査が必要

注2）ENTSO-E調査によると、インバランス料金による費用回収と整理されているが、実態としては、インバランス料金算出の際に参照されているのみであり、直接的に費用回収しているわけではないと思われる。

注3）ENTSO-E調査によると、ノルウェーのFCRおよびmFRRの調達費用（kW）の費用回収は、“Mix of Grid Users and BRP”との記載があるが、詳細は精査が必要

98

諸外国におけるインバランス料金設定方法

	大陸欧州	英国・北欧	米国	日本
周波数応答（ガバナ等）	一定規模以上に義務。TSOが調整力として確保。	一定規模以上に義務。TSOが調整力として確保。	一定規模以上に義務（無償）	義務なし。旧一般電気事業者が調整力として提供
LFC・AGC	TSOによるAGC	なし	TSOによるAGC	旧一般電気事業者LFC
需給調整市場	balancing market（AGC含んで呼称）	balancing market		旧一般電気事業者マニュアル運用等
時間前市場	取引所運営のスポット市場	取引所運営のスポット市場	TSO運営のリアルタイム市場	取引所に設立予定（現在は4時間前市場）
前日市場	取引所運営のスポット市場	取引所運営のスポット市場	TSO運営のエネルギー市場	取引所運営のスポット市場
備考）調整力調達の考え方	緊急時用を見込み調達	平常時用と緊急時用を分けて調達	緊急時用を見込み調達	緊急時用を見込み調達
備考）容量メカニズム	ドイツ等を除き導入の方向	英国導入、北欧撤廃	供給力確保義務＋容量市場	検討中

: TSOが運用する枠組み
 : インバランス料金の範囲

出所）平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査）報告書

99

諸外国におけるインバランス料金設定方法

- 各国のインバランス料金設定方法は下表の通りである。系統インバランス不足時と余剰時を分けて、インバランス料金を設定している。

	ドイツ	フランス	英国	ノルウェー	米国 PJM
給電方法	自己給電・ポートフォリオ型	自己給電・ユニット型	自己給電・ユニット型	自己給電・ユニット型	自己給電・ユニット型
balancing義務	法的・金銭的義務	金銭的義務	法的・金銭的義務	法的・金銭的義務	金銭的義務
ポートフォリオ数	1ポートフォリオ（発電・需要のグループ）	1ポートフォリオ（発電・需要のグループ）	2ポートフォリオ（発電・需要双方）	2ポートフォリオ（発電・需要双方）	各ユニット
インバランス価格	数	単一価格	不足・余剰価格	不足・余剰価格	単一価格
	決定方法（系統全体で不足）	平均エネルギー価格（二次・三次）	平均エネルギー価格（発電・消費）（balancing市場）	限界エネルギー価格（消費・発電）（balancing市場）	限界エネルギー価格
	決定方法（系統全体で余剰）	平均エネルギー価格（二次・三次）	前日スポット価格	前日市場価格（発電）、限界エネルギー価格（消費）（balancing市場）	限界エネルギー価格

（注）英国は2015年11月5日からシングルプライス方式へ変更。

出所）平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査）報告書

ENTSO-E, Survey on Ancillary services procurement, Balancing market design 2016 (2017)

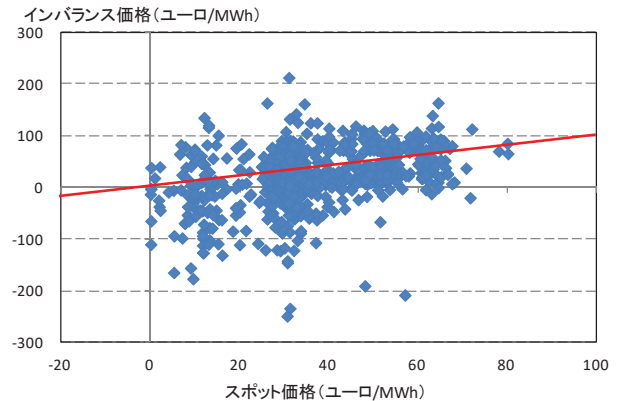
ドイツ：インバランス料金設定方法

- ドイツのインバランス料金の設定方法は下表の通り。
- インバランスの精算対象であるバランシンググループ自身の余剰・不足という状態に関わらず単一の価格が適用される仕組み。
- 2014年実績のインバランス価格とスポット価格を比較すると、インバランス価格が調整力のエネルギー価格を基に算定していることもあり、スポット価格との相関性は低い。

ドイツのインバランス料金

	系統インバランス不足		系統インバランス余剰	
	二次予備力・三次予備力80%以上使用	二次予備力・三次予備力80%未満使用	二次予備力・三次予備力80%未満使用	二次予備力・三次予備力80%以上使用
バランシンググループ余剰	二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格の1.5倍または二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格に100ユーロ/MWhを加算	二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格（但し平均当日スポット価格を下回らないこと）	二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格（但し平均当日スポット価格を下回らないこと）	二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格の1.5倍または二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格に100ユーロ/MWhを加算
バランシンググループ不足	二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格の1.5倍または二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格に100ユーロ/MWhを加算	二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格（但し平均当日スポット価格を下回らないこと）	二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格（但し平均当日スポット価格を下回らないこと）	二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格の1.5倍または二次予備力・三次予備力平均エネルギー価格に100ユーロ/MWhを加算

インバランス価格とスポット価格の関係（2014年）



出所) 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Elia System Operator NV, TenneT TSO B.V., TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH "Potential cross-border balancing cooperation between the Belgian, Dutch and German electricity Transmission System Operators", 2014年10月

出所) regelleistung.netおよびEnergienet.DKより作成

出所) 平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査）報告書

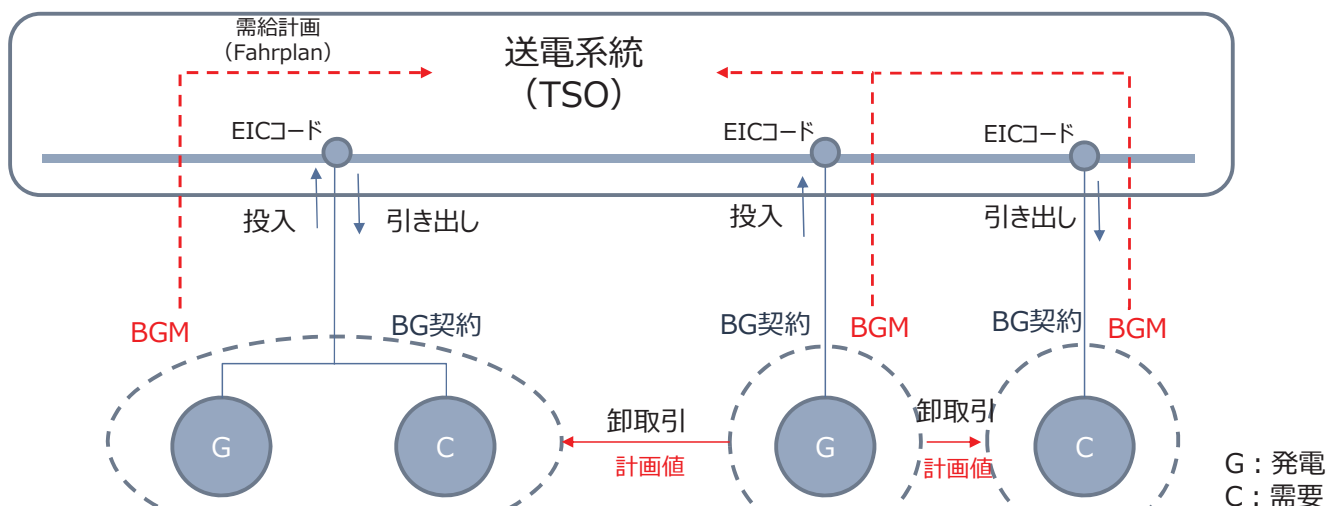
101

<参考> ドイツのバランシンググループの構造

- ドイツは実同時同量制度であるが、卸取引分に関しては計画値によってインバランスが算定される。それ故、大手事業者以外は実質的には計画値同時同量制と理解される。
- BGは同一TSO内であれば統合できる（サブBGの許容）。

$$\text{インバランス量 (15分)} = \begin{array}{l} \Sigma \text{自社発電分} \\ + \Sigma \text{他BGからの調達分} \\ + \Sigma \text{他コントロールエリアからの調達分} \end{array} - \begin{array}{l} \Sigma \text{需要量} \\ + \Sigma \text{他BGへの販売分} \\ + \Sigma \text{他コントロールエリアへの販売分} \end{array}$$

注) 青字：実績値、赤字：計画値



BG : Balancing Group
BGM : Balancing Group Manager
EIC : Energy Identification Code

出所) 平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査）報告書

102

フランス：インバランス料金設定方法

2017年3月までのインバランス料金

- このためフランスのインバランス価格は、全体のインバランス方向（余剰・不足）と同じ方向のインバランスに対してバランシング市場における上げ・下げ加重平均価格（AWPh）に一定の係数を乗じた値を用い、逆方向のインバランスに対してEPEX Spot価格を用いることになっていた。
- 前日スポット価格を基準として、事業者は系統インバランスの解消を促すインセンティブを提供していた。

フランスのインバランス料金設定方法（2017年3月以前）

	系統インバランス不足	系統インバランス余剰	系統インバランス均衡
余剰インバランス	前日スポット価格	$AWPh / (1+K)$ (注1)	前日スポット価格
不足インバランス	$AWPh \times (1+K)$ (注2)	前日スポット価格	前日スポット価格

(注1) 前日スポット価格を上限とする。(注2) 前日スポット価格を下限とする。

※ Kは2011年以降0.08とする。

2017年4月以降のインバランス料金

- 2017年4月以降、インバランス料金制度は改定され、精算価格としてバランシング市場の加重平均価格について、上げ側（ AWP_U ）、下げ側（ AWP_D ）毎に加重平均価格をインバランス決済価格とする制度となった。

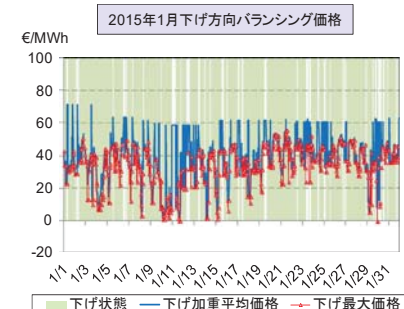
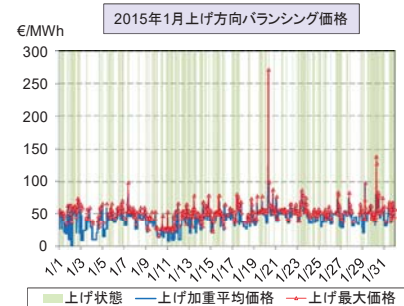
フランスのインバランス料金設定方法（2017年4月以降）

	系統インバランス不足	系統インバランス余剰
余剰インバランス	$\text{Min}(AWP_U \times (1-k); AWP_U \times (1+k))$	$\text{Min}(AWP_D \times (1-k); AWP_D \times (1+k))$
不足インバランス	$\text{Max}(AWP_U \times (1-k); AWP_U \times (1+k))$	$\text{Max}(AWP_D \times (1-k); AWP_D \times (1+k))$

(注) k 値はインバランス調整に係る費用とインバランス料金収入の調整を図るもの

出所) RTE Customer's Portal

2015年1月におけるインバランス状態とバランシング価格の関係



出所) 平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査）報告書

103

英国：インバランス料金設定方法

- 英国のインバランス料金はSSP（システム購入価格）とSBP（システム購入価格）と不足時および余剰時に別の料金設定となっている。それぞれバランシング市場における調達費用を基に算定されている。
- なお2015年11月4日までは系統インバランスの不足時・余剰時と事業者の不足時・余剰時を区分してインバランス料金を設定していたが、2015年11月5日以降は事業者の不足時・余剰時の区分のみでインバランス料金を設定するシングル価格設定方式に移行している。

英国のインバランス料金設定方法（2015年11月4日まで）

	システム全体が電力余剰	システム全体が電力不足
バランス余剰の事業者	【バランスを悪化】 SSP（システム購入価格） RCRCによる精算	【バランスを改善】 市場価格指標 BSUoSによる精算
バランス不足の事業者	【バランスを改善】 市場指標価格 BSUoSによる精算	【バランスを悪化】 SBP（システム販売価格） RCRCによる精算

※ BSUoS：系統のバランス維持に係る費用より、一定の算定フォーミュラに従って30分毎の料金単価を算定

※ SSP・SBP：BMへの入札のうち上方・下方それぞれ高い札・低い札500MWhの加重平均値、BM契約費用や運用システム費用、NGCのインセンティブや補正を加えて算定（大半が外部費用）

※ RCRC：インバランス精算の調整口座

出所) 古澤健、「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題-需給調整能力の確保と費用決済-」、電力中央研究所、2014年4月、Y13018より作成

英国のインバランス料金設定方法（2015年11月5日以降）

	システム全体が電力余剰	システム全体が電力不足
バランス余剰の事業者	SSP（システム購入価格）で受け取り	SSP（システム購入価格）で受け取り
バランス不足の事業者	SBP（システム販売価格）で支払い	SBP（システム販売価格）で支払い

※ SSP・SBPの値はシステムが余剰（不足）の際に余剰（不足）解消に用いた入札・BM契約費用や運用費用等を基に算定。

※ SSP = SBPとする。

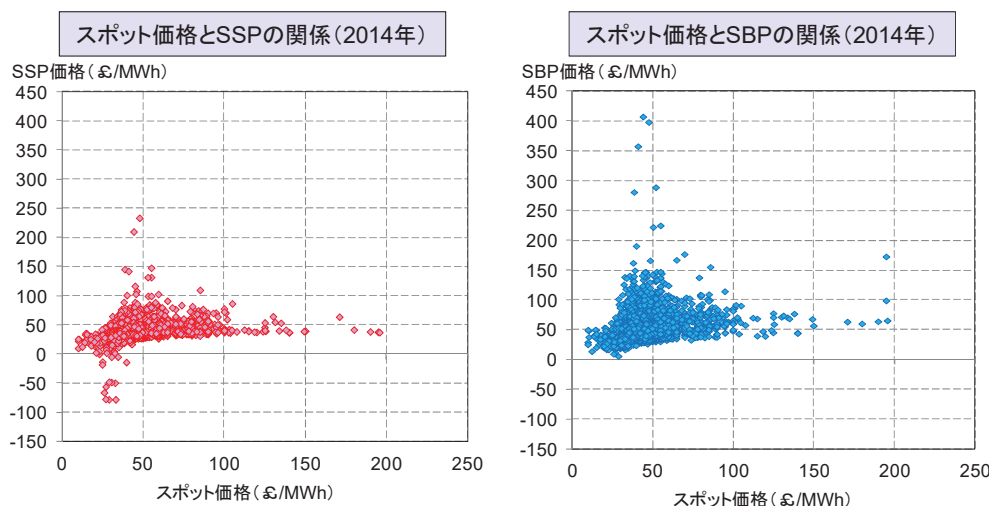
出所) 平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査）報告書

104

英国：インバンス料金設定方法

- インバンス価格とスポット価格の関係は下図の通りである。スポット価格（N2EX前日市場価格）とSSPおよびSBPを比較すると、SSPはスポット価格よりも相対的に安価な時間帯が多く、SBPはスポット価格よりも相対的に高い時間帯が多いことが分かる。

英国のインバンス料金とスポット価格の関係



出所）Elexon PortalおよびN2EXより作成

出所）平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査）報告書

北欧（ノルウェー）：インバンス料金設定方法

- ノルウェーではバランシンググループをインバンス精算の単位としているが、発電と需要を分けてインバンス量の算定を行っている。それぞれのインバンス量の算定方法は下記の通りである。
- またインバンス量の算定を発電と需要に分けているに伴い、インバンス料金も発電と需要を別に算定している。
- さらに系統インバンスが不足時と余剰時、均衡時を分けて設定している。それぞれのインバンス料金算定方法は下記の通りである。原則的にバランシング市場価格と前日スポット価格を基に算定している。

ノルウェーのインバンス算定方法

発電インバンス	実発電量－発電計画値±発電インバンス調整値
需要インバンス	実消費量－消費計画値±取引量±消費インバンス調整値＋MGAインバンス

（注1）インバンス調整値＝バランシングサービス提供量

（注2）MGAインバンス＝MGA（計量系統エリア: Metering Grid Area）の計量誤差

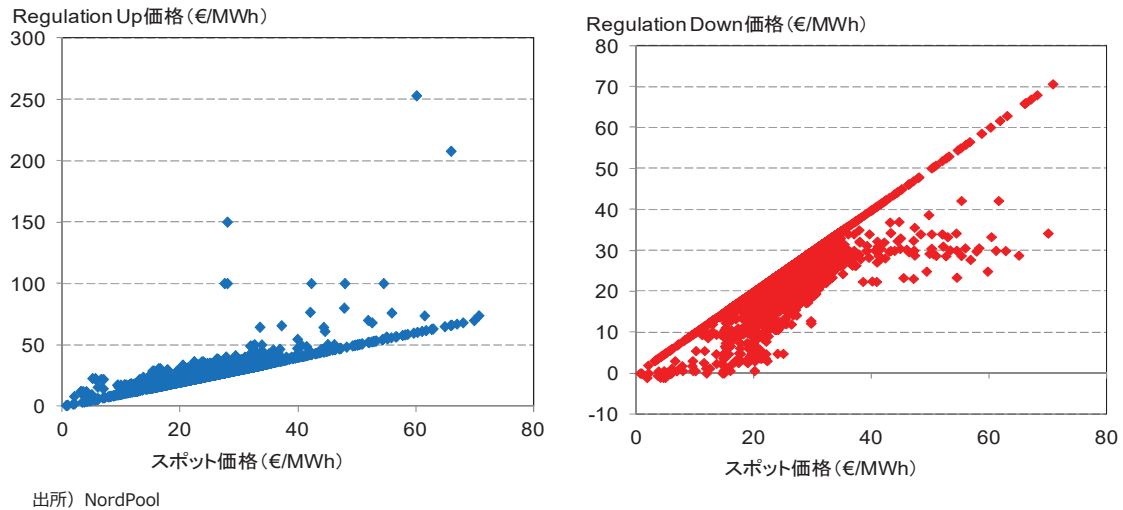
	発電インバンス	需要インバンス
系統不足時間	不足インバンスへ不足インバンス価格を適用、余剰インバンスへ前日スポット価格を適用	不足インバンス価格を適用
系統余剰時間	不足インバンスへ前日スポット価格を適用、余剰インバンスへ余剰インバンス価格	余剰インバンス価格を適用
系統均衡時間	前日スポット価格を適用	前日スポット価格を適用

出所）eSett Oy“Nordic Imbalance Settlement Handbook Instructions and Rules for Market Participants”, 2014年4月

北欧（ノルウェー）：インバランス料金設定方法

- 北欧の調整力市場では、不足時の上げ代価格はスポット市場価格以上、余剰時の下げ代価格はスポット市場価格以下となっており、不足時・余剰時それぞれに系統インバランスを解消するインセンティブを提供していると言える。
- これは、北欧の当日取引市場であるElbasで送電会社間の取引が中心であると共に、バランシング市場がスポット取引の終わった後の供給余力を活用する形で前日段階に入札が行われているため、スポット市場と連続的な価格形成となっていると考えられる。

ノルウェーのバランシング市場価格（2014年）



出所) 平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査）報告書

4. 精算・ペナルティ

ドイツ：調整力提供に対する精算

- 調整力の調達ドイツ全体でのメルिटオーダーリストにおいて決定される。balancingサービスの調達に関し、ドイツのTSO4社が現在使用しているメカニズムの主要な特徴を下表にまとめる。
 - 3商品の調達メカニズムは、標準化商品の任意の入札(voluntary tender)に基づいている。入札は、数日前（FCR、aFRR）または前日（mFRR）に行われる。
 - 入札者は事前にそのリソースおよび自身の資格認定を受けなければならない。
 - aFRRとmFRRは、上げ制御/下げ制御の区別を行う各種のサブプロダクトを提供しており、利用可能な状態を数時間連続的に保持する必要がある。技術的に適格なユニットだけが入札に参加可能である。
- 容量入札で選ばれた入札者だけがリアルタイムで稼働可能である。容量提供者は、容量入札価格(€/MW/h)に基づきメルिटオーダーから選ばれる。
- その上で、SCR・TCRの実際の稼働（activation）に際しては、容量入札で落札された電源のエネルギー入札価格(€/MWh)に基づき、稼働する電源が選択される。

名称	一次制御予備力：PCR (Primary Control Reserve)	二次制御予備力：SCR (Secondary Control Reserve)	ミニット予備力（Minute Reserve） ：TCR（Tertiary Control Reserve）
ENTSO-Eによる分類	周波数制御予備力（FCR）に相当	周波数回復予備力（FRR）に相当	代替予備力（RR）に相当
概要	- ガバナフリーによる自律制御能力 - Nominal Capacityが100MWを超える発電ユニットは、PCRを提供可能でなければならない	TSOの給電指令に対して15分以内に出力調整を行える、一般に自動周波数制御（AFC：Automatic Frequency Control）機能付き発電ユニットにより提供される出力調整能力	- 供給力不足が起こった際にTSOの給電指令から5分以内に負荷追従を行え、二次予備力レベルの回復に資する調整能力 - 主として火力プラントにより提供され、揚水プラントやガスタービン、遮断可能需要によっても提供される
技術要件	到達時間：≤ 30秒 持続時間：0秒～15分 最小入札容量≥ 1MW（2011年、5MWから引き下げ）	到達時間：≤ 5分 持続時間：30秒～15分 最小入札容量≥ 5MW（2011年、10MWから引き下げ） 最小入札単位：1週間	到達時間：≤ 15分（手動） 持続時間：≥ 15分～4時間 最小入札容量≥ 5MW（2012年、10MWから引き下げ） 最小入札単位：4時間
取引される調整力の商品	単一商品：上げ代/下げ代の容量	4商品：ピーク、オフピーク時間帯に対して上げ代/下げ代（4大TSO地域毎の制約あり）	12商品：4時間毎に対して上げ代/下げ代（4大TSO地域毎の制約あり）
提供者	発電・需要	発電・需要	発電・需要
入札頻度	毎週	毎週	毎日
落札電源評価方式	kW価格を考慮して必要量まで安い順に落札	kW価格を考慮して必要量まで安い順に落札	kW価格を考慮して必要量まで安い順に落札
調整力提供に対する対価	- 容量に対する支払いのみ - Pay-as-bid	- 容量に対する支払い&エネルギーに対する支払い - Pay-as-bid	- 容量に対する支払い&エネルギーに対する支払い - Pay-as-bid

109

フランス：調整力提供に対する精算

ENTSO-E の分類	名称	容量に対する支払い	電力量（エネルギー） に対する支払い	アクセス
FCR	Primary Control (Réglage Primaire de Fréquence)	容量入札価格 (Pay-as-bid方式)	スポット価格に基づく	週次入札（容量、エネルギー）
aFRR	Secondary Control (Réglage Secondaire de Fréquence)	RTEが毎年定める固定価格	スポット価格に基づく	発電事業者：供給義務 DSR：二次市場のみ
mFRR	Rapid Reserve (RR) (Réserves rapides)	容量入札価格 (Pay-as-bid方式)	Balancing Mechanism価格 (Pay-as-bid方式)	入札（容量） メルिटオーダー（エネルギー）
RR	Complementary Reserve (CR) (Réserves complémentaires)	容量入札価格 (Pay-as-bid方式)	Balancing Mechanism価格 (Pay-as-bid方式)	入札（容量） メルिटオーダー（エネルギー）
DSR-RR	Demand Response Call for Tender (Appel d'Offres d'Effacement)	不明	不明	不明
	Balancing Mechanism	—	Balancing Mechanism価格 (Pay-as-bid方式)	メルिटオーダー（エネルギー）

出所） RTE ウェブサイト（http://clients.rte-france.com/index_en.jsp）、CREウェブサイト（<http://www.cre.fr/en>）
 Smart Energy Demand Coalition, Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017(2017) 等より三菱総合研究所作成

英国：調整力提供に対する精算

- 公募入札（tender）を通じて調達する調整力に関しては、National Gridが、各サービスの入札評価にあたり、入札されたリソースを調達した場合のコストと、同等の調整能力を有する他の代替的な需給調整サービスを調達した場合のコストを比較する。
- また、上記の経済的評価に加え、各ユニットの能力（応答時間、応答パフォーマンス、エネルギー供給上の制限）、入札者・ユニットの信頼性、系統制約等の非価格的条件も考慮した総合的な評価に基づき、落札するユニットを決定する。
- 落札ユニットに対する報酬は、pay-as-bid方式で、主に容量に対する支払いとエネルギー量に対する支払いから成る。精算に用いられる価格は、入札により決定される価格である。

英国の主な需給調整サービスの提供に対する報酬

調整力	調達コスト
Firm Frequency Response (FFR)	✓ Availability Payment (£) : 契約した全入札期間のFFRサービス提供可能時間に対する報酬。入札したAvailability料金 (£/h) × 利用可能時間 ✓ Nomination Payment (£) : 実際にFFRを発動した時間に対する報酬。入札Nomination Fee (£/h) × 発動時間 <オプション> ✓ Response Energy Fee (£/MWh) : 非BMプロバイダーに対し、指定ウィンドウの中で提供された実際の応答エネルギーに基づき支払われる料金。負の場合、提供リソースからNational Gridに対する支払いが生じる。 ✓ Window Initiation Fee (£/window) : FFR調達フレーム内のNomination Windowに対する報酬 ✓ Tendered Window Revision Fee (£/h) : National Gridが事前にwindowの指定をプロバイダーに通知する。これをプロバイダーが受け入れた後で、National Gridがnominationを改定すると支払われる料金
Fast Reserve	✓ Availability Fee = 入札availability料金 × 入札者が入札した合計時間数 ✓ Positional Fee = 入札positional料金 × 入札されたユニットがNational GridによりFirm Fast Reserve提供のために中止される予想合計時間 ✓ Window Payment = 入札window initiation料金 × National Gridに指名されたwindowの予想総数 ✓ Utilisation Payment = 入札utilisation料金 × 予想utilisation量
STOR (Short Term Operating Reserve)	✓ Availability Fee (£/MW/h) : Availability Window内のSTORサービスに対してユニット/サイトをavailableにしたサービスプロバイダーに対して支払われる。 ✓ Utilisation Fee (£/MWh) : National Gridの指示によりエネルギーを供給したサービスプロバイダーに対して支払われる。契約MWレベルから増加/減少した状態で供給されたエネルギーも含まれる。この支払いは、BMUサービスプロバイダーに対しては、調整メカニズムにより行われる。

出所) National Gridウェブサイト、National Grid資料等より三菱総合研究所作成

111

<参考> 英国：調整力提供に対する精算 – EFR –

- EFR (Enhanced Frequency Response) サービス提供者は、毎月、National Gridに対して、リソースのパフォーマンスを示す指標であるService Performance Measure (SPM) を報告する義務を負う。
- SPMは、1秒毎に算出されるNormalized Response (契約容量に対する実際の運用容量の比率) と、Upper Envelope/Lower Envelopeの比率 (SBSPM) の30分平均値である。

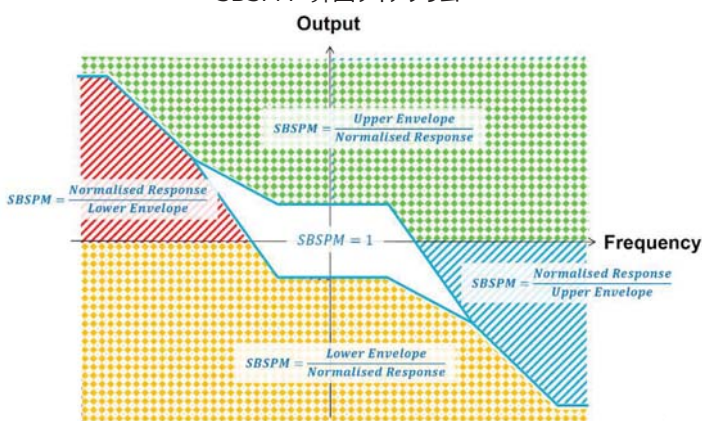
$$\text{Normalized Response (NR)} = \frac{\text{Actual Capacity (MW)}}{\text{Contracted Capacity (MW)}}$$

$$\text{SPM} = \sum \frac{\text{SBSPM}}{30(\text{min}) \times 60(\text{sec})}$$

SBSPM の算出方法は、算出ダイアグラム参照（左下図）

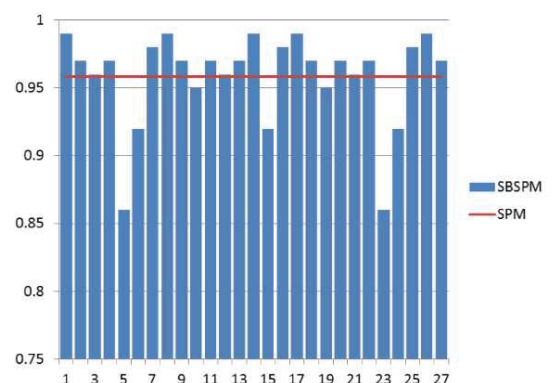
- National Gridは、サービス提供者の報告するSPMと実測データとを比較し、報告の妥当性をチェックする。

SBSPM 算出ダイアグラム



出所) National Grid, Enhanced Frequency Response Seminar(2 June 2016)

SPMとSBSPMの関係



出所) National Grid, Enhanced Frequency Response Seminar(2 June 2016)

<参考> 英国：調整力提供に対する精算 – EFR –

- EFR提供リソースに対する報酬は、kWに対する報酬（Availability Payment）のみである。毎月の報酬は、下式により決定される。（決済は30分毎）

$$\text{Monthly Availability Payment} = \sum \frac{\text{Availability Rate} \times \text{ADAC} \times \text{Availability Factor}}{2}$$

- ✓ Availability Rate：単位時間、単位MW当たりの支払い額（£/MW・h）
- ✓ ADAC（Average Deemed Available Capacity）：決済期間におけるEFR提供リソースの平均運用容量（MW）
- ✓ Availability Factor：EFR提供リソースのAvailabilityを示す係数。Service Performance Factorの範囲により決定（下表参照）

Service Performance Measureと
Availability Factorの関係

Service Performance Measure (SPM)	Availability Factor
SPM < 50%	0%
50% ≤ SPM < 75%	50%
75% ≤ SPM < 95%	75%
95% ≤ SPM	100%

※EFRサービス提供者は、毎月、National Gridに対して、リソースのパフォーマンスを示す指標であるService Performance Measure（SPM）を報告する義務を負う。

SPMは、1秒毎に算出されるNormalized Response（契約容量に対する実際の運用容量の比率）と、Upper Envelope/Lower Envelopeの比率（SBSPM）の30分平均値である。

出所）National Grid, Enhanced Frequency Response: Invitation to tender for pre-qualified parties (8 July 2016)より三菱総合研究所作成

<参考> 英国：調整力提供に対する精算 – Mandatory Frequency Response –

- 周波数応答義務（Mandatory Frequency Response）提供リソースに対する報酬は、リソースを周波数応答義務提供可能な状態に保持することに対して支払われる報酬（Holding Payment）と出力調整量に対して支払われる報酬（Response Energy Payment）により構成される。
 - ✓ Holding Payment（£/h）：リソースを周波数応答義務提供可能な状態に保持することに対して支払われる報酬。
 - ✓ Response Energy Payment（£/MWh）：周波数応答義務による出力調整量に対して支払われる報酬。負の場合、提供リソースからNational Gridに対する支払いが生じる。

Holding Payment (£/h)	Response Energy Payment (£/MWh):
● $HP_M = PM + S_M + H_M$ • HP_M: Holding Payment (£/h) • P_M: Primary Responseに対するHolding Payment (£/h) • S_M: Secondary Responseに対するHolding Payment (£/h) • H_M: High Frequency Responseに対するHolding Payment (£/h) • なお、$P_M \cdot S_M \cdot H_M$は、それぞれのサービス提供単価（£/MW/h）と容量（MW）の積に、気温や発電機構成（コンバインドサイクル発電の場合）の要素を考慮して算出。	● $REP = RE \times \text{Reference Price}$ • REP: Response Energy Payment (£/MWh) • RE: Response Energy (MWh) • Reference Price: 参照価格 (£)

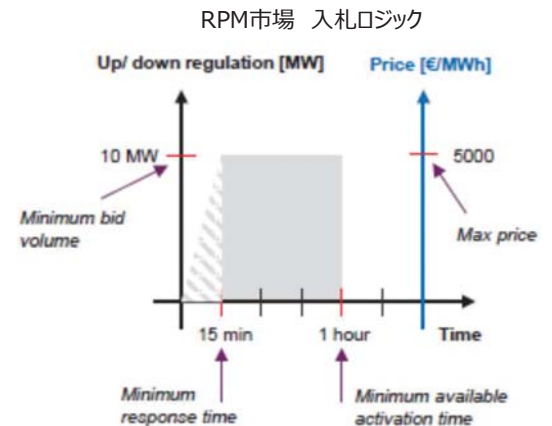
北欧（ノルウェー）：調整力提供に対する精算

- 全ての調整力（FCR、aFRRおよびmFRR）は、市場メカニズムを通じて調達される。
 - 落札リソースに対する報酬は、Pay-as-Cleared方式である。
- Regulation Power Market（RPM）
- ✓ mFRRの北欧共通activation市場であるRegulation Power Market（RPM）では、北欧大での需給調整電力の入札リストが作成され、各入札はエネルギー価格（NOK/MWh）に基づき、メリットオーダーの順に調達される。系統状況（すなわち需給管理、周波数維持）により、可能な限り価格に基づき、落札される入札が決定される。
 - ✓ **最小入札容量=10MW、入札価格上限=5,000（€/MWh）**と定められている。
 - ✓ 上げ方向の調整力(Balancing up)の場合は、最安値の入札から順番に落札し、下げ方向の調整力(balancing down)の場合は、最高値の入札から順番に落札される。いずれの場合でもNordPoolスポット価格が基準となる。つまり、対応するプライスエリアと時間に関し、上げ方向に調整する場合、価格はNordPoolスポット価格以上でなくてはならず、下げ方向に調整する場合、価格はNordPoolスポット価格を超えてはならない。
 - ✓ インバランス電力価格は、mFRRのエネルギー価格に基づいて決定される。mFRRのエネルギー価格は、利用から2時間以内に、NordPoolのウェブサイトに掲載される。

調整力の名称	入札価格	調達リソース決定方式	精算
FCR	容量価格（NOK/kW）	容量価格が落札リソース決定の主な基準	容量分に対する支払いのみ
aFRR	容量価格（NOK/kW）	容量の調達コストを最小化するように、容量価格のメリットオーダーで落札リソースを決定	容量分およびエネルギー分に対する支払い
mFRR	<RPM市場> エネルギー価格 （NOK/kWh）	エネルギー価格のメリットオーダー順に落札リソースを決定 （上げ方向の場合は最安値から、下げ方向の場合は最高値から）	エネルギー分に対する支払い
	<RKOM> 容量価格（NOK/kW）	容量価格のメリットオーダーを主な基準として落札リソースを決定 （ローカル系統の状況に応じて、メリットオーダーに従わない場合あり）	容量分に対する支払いのみ

注）mFRRの容量に対する支払いは、容量市場（RKOM）および長期相対契約により、北欧共通市場（RPM）の開催前に事前に確保される容量に対する支払い

出所）Statnett, Discussion Points- EGC Workshop（第1回 調整力の細分化および広域調達の技術的検討に関する作業会 参考資料1）



PJM：調整力提供に対する精算

- Regulation以外の調整力に対する精算額の算出方法は下表の通り。

調整力の種類	調整力提供に対する精算額算出方法		
Synchronized Reserve Tier 1		Non-Synchronized Reserveリアルタイム落札価格 (NSRMCP) > \$0	Non-Synchronized Reserveリアルタイム落札価格 (NSRMCP) = \$0
	Synchronized Reserveイベント発生時間帯	Tier 2 clearing price x minimum of (Estimated MW of Tier 1, Actual MW of Tier 1)	Actual MWh of Tier 1 x (energy premium※1 - hourly integrated LMP)
	その他全時間帯	Tier 2 clearing price x estimated MW of Tier 1	\$0
※1: Synchronized Reserve Energy Premium = イベント中のLMP5分値の平均 + 50(\$/MWh) ただし、Synchronized Reserve Energy Premium < Hourly Integrated LMPの場合、Tier 1 精算額 = \$0			
Synchronized Reserve Tier 2	下記の2つのいずれかのうち、高い額を決済額とする。 ① Tier 2リアルタイム落札価格 × (Synchronized Reserve割り当て容量 - Synchronized Reserveイベント中の応答不足容量) ② Tier 2リソースの入札価格 × (Synchronized Reserve割り当て容量 - Synchronized Reserveイベント中の応答不足容量) + 機会損失費用 + 使用エネルギーコスト + 起動コスト		
Non-Synchronized Reserve	Non-Synchronized Reserve Creditsは、Non-Synchronized Reserve Clearing Price Credits (①)とNon-Synchronized Reserve LOC Credits (②)の合計値 ①=(Non-Synchronized Reserve割り当て容量- Non-Synchronized Reserve 不足容量)×Non-Synchronized Reserveリアルタイム落札価格 (NSRCP) ②*1=Non-Synchronized Reserve LOC (機会損失費用) × {(Non-Synchronized Reserve割り当て容量- Non-Synchronized Reserve 不足容量/Non-Synchronized Reserve割り当て容量} - ① *1:Non-Synchronized Reserve LOCが時間当たりのリソースのNon-Synchronized Reserve Clearing Price Creditより大きい場合のみLOC Creditを計算する。		
Day-Ahead Scheduling Reserve	Day-Ahead Scheduling Reserve落札価格（\$/MW）×Day-Ahead Scheduling Reserve落札容量（MW）		

出所）PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations

NYISO : Regulationに対する精算

- NYISOにおけるRegulation市場の精算は、提供容量に対する支払いとRegulationのパフォーマンスに対する支払い（Regulation Movement）から成る。

前日市場断面	<前日市場断面 容量精算> サプライヤーには、発電機がスケジュールされる1時間毎の前日Regulation容量市場価格と、その発電機が当該時間に提供を計画しているRegulation容量の積が支払われる。 $\sum_{h=1}^N \{ REGCMW_{gh}^{DA} \times REGCMP_h^{DA} \}$ N: ディスパッチ日の時間数 $REGCMW_{gh}^{DA}$: 時間hに発電機gについて前日市場にスケジュールされたRegulationサービス(MW) $REGCMP_h^{DA}$: 時間hに前日市場に設定されたRegulation容量市場価格(\$/MW)
リアルタイム市場断面	<リアルタイム断面 容量精算> サプライヤーのリアルタイムRegulationサービススケジュールが前日Regulationサービススケジュールより少ない場合、サプライヤーはインバランスを請求される。サプライヤーのリアルタイムRegulationサービススケジュールがその前日Regulationサービススケジュールより大きい場合（前日市場でRegulationサービスの提供をスケジュールしていなかったサプライヤーも含む）、サプライヤーは追加のRegulationサービス分を支払われる。 <リアルタイムRegulation Movement 精算> NYISOは、リアルタイムRegulation容量をスケジュールするサプライヤーに対して、Regulation Movementのリアルタイム支払い額を支払う。支払い額は、①当該間隔のリアルタイムRegulation Movement市場価格、②当該間隔中に指示されたRegulation Movement、③パフォーマンスファクターの積と等しくなる。 $\sum_{i=1}^N \{ (REGMMW_{gi}^{RT} \times PiReg_{gi}^{RT}) \times REGMMP_i^{RT} \}$ N: 当該時間におけるRTD間隔数 $REGMMW_{gi}^{RT}$: RTD間隔iにわたりRegulationサービスプロバイダー g について指示したRegulation Movement(MW) $PiReg_{gi}^{RT}$: RTD間隔iにわたりRegulationサービスプロバイダーgについて計算したパフォーマンス指標 $REGMMP_i^{RT}$: RTD間隔iにおけるリアルタイムRegulation Movement市場価格(\$/MW)

出所) NYISO, NYISO Manual 14 Accounting and Billing Manual

NYISO : その他の調整力に対する精算

- Regulation以外の調整力（Operating Reserve）に対する精算は、提供容量に対して支払われる。

	10-Minute Spinning Reserve	10-Minute Non-Synchronized Reserve	Total 30-Minute Reserve (30-Minute Spinning Reserve & 30-Minute Non-Synchronized Reserve)
前日市場断面	<10分同期/瞬動予備力: 前日市場清算> $\sum_{i=1}^N \{ (10NMNW_{gh}^{DA} \times 10NMNCP_h^{DA}) \times 1 \text{ hour} \}$ N: ディスパッチ日の時間数 $10NMNW_{gh}^{DA}$: 時間hに発電機gについて前日にスケジュールされた10分同期予備力 (MW) $10NMNCP_h^{DA}$: 東部、西部、または南東部 (SENY) 地域に関して、発電機gの位置に基づき、時間hに前日市場に設定された10分非同期予備力の適用可能な運転予備力市場落札価格(\$/MW)	<10分非同期/瞬動予備力: 前日市場清算> $\sum_{i=1}^N \{ (10NONMW_{gh}^{DA} \times 10NONMCP_h^{DA}) \times 1 \text{ hour} \}$ N: ディスパッチ日の時間数 $10NONMW_{gh}^{DA}$: 時間hに発電機gについて前日市場にスケジュールされた10分非同期予備力 (MW) $10NONMCP_h^{DA}$: 東部、西部、または南東部 (SENY) 地域に関して、発電機gの位置に基づき、時間hに前日市場に設定された10分非同期予備力の適用可能な運転予備力市場落札価格(\$/MW)	<30分運転予備力: 前日市場清算> $\sum_{i=1}^N \{ (30NMNW_{gh}^{DA} \times 30NMNCP_h^{DA}) \times 1 \text{ hour} \}$ N: ディスパッチ日の時間数 $30NMNW_{gh}^{DA}$: 時間hに発電機gについて前日にスケジュールされた30分運転予備力 (MW) $30NMNCP_h^{DA}$: NYCAの東部、西部または南東部 (SENY) に関して、発電機gの位置に基づき、時間hに前日に設定された30分運転予備力の適用可能な運転予備力市場の落札価格 (\$/MW)
リアルタイム市場断面	<10分同期/瞬動予備力: リアルタイム市場清算> $\sum_{i=1}^N \{ [(10NMNW_{gi}^{RT} - 10NMNW_{gh}^{DA}) \times 10NMNCP_i^{RT}] \times [s_i^{RT} + 3600 \text{ seconds}] \}$ N: ディスパッチ日の時間数 s_i^{RT}: RTD間隔の長さ (秒) $10NMNW_{gh}^{DA}$: RTD間隔iの時間hに発電機gについて前日市場にスケジュールされた10分瞬動予備力 (MW) $10NMNW_{gi}^{RT}$: RTD間隔iにわたり発電機gについてリアルタイム市場にスケジュールされる10分瞬動予備力 (MW) $10NMNCP_i^{RT}$: NYCAの東部、西部または南東部 (SENY) に関して、発電機gの位置に基づき、RTD間隔iを含み、時間hにリアルタイム市場に設定された10分同期予備力の適用可能な運転予備力市場の落札価格、または適用可能なScarcity予備力地域 (\$/MW)	<10分非同期/瞬動予備力: リアルタイム調整市場清算> $\sum_{i=1}^N \{ [(10NONMW_{gi}^{RT} - 10NONMW_{gh}^{DA}) \times 10NONMCP_i^{RT}] \times [s_i^{RT} + 3600 \text{ seconds}] \}$ N: ディスパッチ日の時間数 s_i^{RT}: RTD間隔の長さ (秒) $10NONMW_{gh}^{DA}$: RTD間隔iの時間hに発電機gについて前日市場にスケジュールされた10分非同期予備力 (MW) $10NONMW_{gi}^{RT}$: RTD間隔iにわたり発電機gについてリアルタイム市場にスケジュールされる10分非同期予備力 (MW) $10NONMCP_i^{RT}$: NYCAの東部、西部または南東部 (SENY) に関して、発電機gの位置に基づき、RTD間隔iを含み、時間hにリアルタイム市場に設定された10分非同期予備力の適用可能な運転予備力市場の落札価格、または適用可能なScarcity予備力地域 (\$/MW)	<30分運転予備力: リアルタイム調整市場清算> $\sum_{i=1}^N \{ [(30NMNW_{gi}^{RT} - 30NMNW_{gh}^{DA}) \times 30NMNCP_i^{RT}] \times [s_i^{RT} + 3600 \text{ seconds}] \}$ N: ディスパッチ日の時間数 s_i^{RT}: RTD間隔の長さ (秒) $30NMNW_{gh}^{DA}$: RTD間隔iの時間hに発電機gについて前日市場にスケジュールされた30分運転予備力 (MW) $30NMNW_{gi}^{RT}$: RTD間隔iにわたり発電機gについてリアルタイム市場にスケジュールされた30分運転予備力 (MW) $30NMNCP_i^{RT}$: NYCAの東部、西部または南東部 (SENY) に関して、発電機gの位置に基づき、RTD間隔iを含み、時間hにリアルタイム市場に設定された適用可能な運転予備力の市場落札価格 (MW) 、または適用可能なScarcity予備力地域 (\$/MW)

出所) NYISO, NYISO Manual 14 Accounting and Billing Manual

ドイツ：ペナルティ

- ドイツの調整力の提供に対する支払いの種類、および調整力を提供できなかった場合のペナルティの概要は以下の通り。

種類	調整力提供に対する支払いの種類	調整力を提供できなかった場合のペナルティ
一次制御予備力：PCR (Primary Control Reserve)	● 容量に対する支払い (Capacity payment) のみ ✓ 提供容量 (kW) × リソース毎のPCR容量価格 (€/kW) ● Pay-as-bid方式 (マルチプライス方式)	● 指令量に対して応答量が不足した場合には、不足量分の報酬は支払われない ● 事業者の過失により調整力を提供できなかった場合には、上記不足量分の報酬の10倍の金額をペナルティを課す ● 指令に対して発動できないことが連続した場合には、需給調整用電源としての認証を取り消す
二次制御予備力：SCR (Secondary Control Reserve)	● 容量に対する支払い (Capacity payment) とエネルギーに対する支払い (Energy payment) ✓ 提供容量 (kW) × リソース毎のSCR容量価格 (€/kW) ✓ 提供エネルギー量 (kWh) × リソース毎のSCRエネルギー価格 (€/kWh) ● Pay-as-bid方式 (マルチプライス方式)	● 指令量に対して応答量が不足した場合には、不足量分の報酬は支払われない ● 事業者の過失により調整力を提供できなかった場合には、上記不足量分の報酬の10倍の金額をペナルティを課す ● 指令に対して発動できないことが連続した場合には、需給調整用電源としての認証を取り消す
ミニット予備力 (Minute Reserve) ：TCR (Tertiary Control Reserve)	● 容量に対する支払い (Capacity payment) とエネルギーに対する支払い (Energy payment) ✓ 提供容量 (kW) × リソース毎のSCR容量価格 (€/kW) ✓ 提供エネルギー量 (kWh) × リソース毎のSCRエネルギー価格 (€/kWh) ● Pay-as-bid方式 (マルチプライス方式)	● 不履行および利用不可能な期間の1時間毎のEPEX前日Spot市場価格の絶対値の3倍のペナルティを課す ● 指令に対して発動できないことが連続した場合には、需給調整用電源としての認証を取り消す

119

英国：ペナルティ

- 英国の主な調整力の提供に対する支払いの種類、および調整力を提供できなかった場合のペナルティの概要は以下の通り。

種類	調整力提供に対する支払いの種類	調整力を提供できなかった場合のペナルティ
Firm Frequency Response (FFR)	✓ Availability Payment (£/h) : 契約した全入札期間のFFRサービス提供可能時間に対する報酬。Availability Fee (£/h) と提供可能時間の積 ✓ Nomination Payment (£/h) : National Gridから発動の要望を受けた時間に対する報酬 <オプション> ✓ Response Energy Payment (£/MWh) : 非BMプロバイダーに対し、指定ウィンドウの中で提供された実際の応答エネルギーに基づき支払われる料金。負の場合、提供リソースからNational Gridに対する支払いが生じる。 ✓ Window Initiation Payment (£/window) : FFR調達フレーム内のNomination Windowに対する報酬 ✓ Tendered Window Revision Payment (£/h) : National Gridが事前にwindowの指定をプロバイダーに通知する。これをプロバイダーが受け入れた後で、National Gridがnominationを改定すると支払われる料金	● National GridからのFFR提供指令に対して提供不可能 (unavailable) であった場合、National Gridは、Availability PaymentとNomination Paymentを0とする権利を有する。また、Window Initiation Paymentを減額する可能性がある。 ● National GridからのFFR提供指令に対して提供不可能な事態が同一カレンダー月に3回以上発生した場合、National GridはFFR契約を終了する権利を有する。 ● FFR提供リソースの応答パフォーマンスに応じて、Availability PaymentとNomination Paymentの額が調整される。
Fast Reserve	✓ Availability Payment = 入札availability料金 x 入札者が入札した合計時間数 ✓ Positional Payment = 入札positional料金 x 入札されたユニットがNational GridによりFirm Fast Reserve提供のために中止される予想合計時間 ✓ Window Payment = 入札window initiation料金 x National Gridに指名されたwindowの予想総数 ✓ Utilisation Payment = 入札utilisation料金 x 予想utilisation量	● Fast Reserve提供不履行の場合、National Gridは、当該精算期間のFirm AvailabilityおよびPositional Paymentsの支払いを留保する権利を有する。
STOR (Short Term Operating Reserve)	✓ Availability Payments (£/MW/h): Availability Window内のSTORサービスに対してユニット/サイトをavailableにしたサービスプロバイダーに対して支払われる。 ✓ Utilisation Payments (£/MWh): National Gridの指示によりエネルギーを供給したサービスプロバイダーに対して支払われる。契約MWレベルから増加/減少した状態で供給されたエネルギーも含まれる。この支払いは、BMUサービスプロバイダーに対しては、調整メカニズムにより行われる。	● 入札条件に適合したSTOR提供の失敗 (failure) が、1ヶ月に1回以上発生した場合、当該月のAvailability Paymentsを減額 ● STOR提供失敗が繰り返された場合、以降の入札における評価に影響する可能性 ● STOR提供失敗が、契約期間中の1シーズン (2ヶ月) 中に3回以上、または、12ヶ月中に8回以上発生した場合、National Gridの裁量によりSTOR契約を終了することができる。

出所) National Grid ウェブサイト,
National Grid, Firm Frequency Response Frequently Asked Questions (2017)
National Grid, Fast Reserve Service Description 2013(2013)
National Grid, SHORT TERM OPERATING RESERVE General Description of the Service(2017)

ノルウェー：ペナルティ

- ノルウェーの調整力の提供に対する支払いの種類、および調整力を提供できなかった場合のペナルティの概要は以下の通り。

種類	調整力提供に対する支払いの種類	調整力を提供できなかった場合のペナルティ
FCR (Frequency Containment Reserve)	● 容量に対する支払い（Capacity payment）とエネルギーに対する支払い（Energy payment） ● Pay-as-cleared方式（シングルプライス方式）	● 指令量に対して応答量が不足した場合には、不足量分の報酬は支払われない
aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve)	● 容量に対する支払い（Capacity payment）とエネルギーに対する支払い（Energy payment） ● Pay-as-cleared方式（シングルプライス方式）	● 指令量に対して応答量が不足した場合には、不足量分の報酬は支払われない ● 不履行が繰り返される場合、Statnettは、今後の調整力サービスの調達プロセスから当該参加者を排除することができる。
mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve)	● エネルギーに対する支払い（Energy payment） ● ノルウェーの容量市場（RKOM）および長期相対契約を通じて事前確保された容量に対しては、エネルギーに対する支払いに加えて、容量に対する支払い（Capacity payment） ● Pay-as-cleared方式（シングルプライス方式）	<北欧共通市場（RPM）> ● 指令量に対して応答量が不足した場合には、不足量分の報酬は支払われない ● 不履行が繰り返される場合、Statnettは、規制当局であるNVEに当該参加者を報告する。 <オプション市場（RKOM）> ● 運用者の管理範囲内での技術的故障に起因する不履行の場合、不足量の25倍のペナルティ ● 運用者の管理範囲外での技術的故障に起因する不履行の場合、不足量の2倍のペナルティ ● 運用者の管理範囲外の不可抗力に起因する不履行の場合、不足量分のペナルティ

出所）Statnett各種資料

PJM：ペナルティ

- PJMの各調整力提供に対するクレジット（対価）のタイプ、および調整力を提供できなかった場合のペナルティの概要は下表の通り。

調整力の種類		調整力提供に対する対価のタイプ	調整力を提供できなかった場合のペナルティ
Regulation		容量（\$/MW） および パフォーマンス（\$/ΔMW） に対する支払い	● ある時間帯のPerformance Scoreが25%未満のリソースは、当該時間帯のRegulation提供に対するクレジットと機会損失費用を失う。 ● Historic Performance Scoreが40%を下回ったリソースは、Regulation市場への参加資格を失う。
Synchronized Reserve	Tier 1	容量（\$/MW） または、 エネルギー（\$/MWh） に対する支払い	● 割り当てられた容量に対して応答しなかった場合は、synchronized Reserveを割り当てられた連続する時間の実際の応答量に対してのみクレジットが支払われる
	Tier 2	容量（\$/MW） または エネルギー（\$/MWh）のいずれに対して 対価が支払われるかは、文献調査の範囲 では明らかにできなかった	● Tier 2リソースに対するクレジットは、割り当てられた容量に対する支払いであるため、期待された容量に対して応答しなかった場合は、非応答容量分のクレジットを返済（repay）する義務が生じる。
Non-Synchronized Reserve		容量（\$/MW）または エネルギー（\$/MWh）のいずれに対して 対価が支払われるかは、文献調査の範囲 では明らかにできなかった	● 割り当てられた容量に対して応答しなかった場合は、synchronized Reserveを割り当てられた連続する時間の実際の応答量に対してのみクレジットが支払われる
Day-Ahead Scheduling Reserve		容量（\$/MW）または エネルギー（\$/MWh）のいずれに対して 対価が支払われるかは、文献調査の範囲 では明らかにできなかった	● ペナルティはない

出所）PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations

NYISO : ペナルティ

- NYISOの各調整力提供に対するクレジット（対価）のタイプ、および調整力を提供できなかった場合のペナルティの概要は下表の通り。

調整力の種類	調整力提供に対する対価のタイプ	調整力を提供できなかった場合のペナルティ
Regulation	● 容量（\$/MW）および ● パフォーマンス（\$/ΔMW）に対する支払い	● PTS(パフォーマンス記録システム、Performance Tracking System)を使用して、リアルタイムRegulationサービスのスケジュールを持つ全てのRegulationサービスプロバイダーに対するパフォーマンスチャージを科し、RTDベースポイントに従わない発電機に対して課すペナルティを決定する。 ● Supplier Regulation Service Performance Audit : Regulation市場に入札している全ての発電・需要リソースに対し、事前の通知なしに、パフォーマンス検査を実施することができる。テストを通過しなかったリソースは、市場参加資格を失う可能性がある。 ● 計画以下の発電量：サプライヤーは、インバランスの手数料を支払う。この手数料は、①リアルタイム市場落札価格と、②サプライヤーの前日予備力とリアルタイムの運転予備力の差異量の積である。 ● Under generationが続く場合の手数料：自身のエネルギースケジュールを下回る運転が続くサプライヤーは、Under generation chargeをNYISOに支払わなければならない。このペナルティは、①エネルギー差異量(MW)、②前日Regulation容量市場価格とリアルタイムRegulation容量市場価格の高い方の値、③RTD期間の長さ（秒）を3,600秒で割った値の積と等しい。 ※なお、一定条件を満たしたリソースは当該ペナルティを免除される。
10-Minute Spinning Reserve	● 容量（\$/MW）に対する支払い	● 運転予備力の供給を選択したサプライヤーが発動された場合、NYISOは、実際のエネルギー発電量またはリアルタイムの予想パフォーマンスに対する実際の需要削減量を測定し、記録する。NYISOは、サプライヤーが常に計画エネルギーを供給できない場合、今後、運転予備力を提供する資格を剥奪することができる。NYISOは、リソースが資格を剥奪されている場合、運転予備力の供給のため追加の入札を許可する前に、そのリソースに対し再び資格審査に合格することを要求するものとする。（Manual 2, 6.4.5） ● サプライヤーがRTD（リアルタイム・ディスパッチ）によってエネルギーまたはデマンド削減にスケジュールされている場合、エネルギー提供ができない、またはデマンド削減を提供できない場合の明確なペナルティはない。 ● サプライヤーが実施しない場合は、以下が生じる。 1. RTDで、エネルギーに予備力スケジュールを転換（つまり予備力スケジュールがゼロ）したユニットは、自身の前日予備力コミットメントをリアルタイム予備力市場落札価格で買い取る。 2. 発電機は、スケジュールされたが発電しなかったエネルギーに関して、いかなる対価も受け取らず、継続的なUnder generation chargeを課せられる可能性がある。
10-Minute Non-Spinning Reserve	● 容量（\$/MW）に対する支払い	
30-Minute Spinning Reserve	● 容量（\$/MW）に対する支払い	
30-Minute Non-Spinning Reserve	● 容量（\$/MW）に対する支払い	

123

出所) NYISO, NYISO Manual 14 Accounting and Billing Manual

5. 取引実績

ドイツ：調整力の取引実績

ドイツにおける調整力の取引実績（2016年）

	Primary Control Reserve (PCR)	Secondary Control Reserve (SCR)				Tertiary Control Reserve (TCR)			
価格	容量価格 [€/MW/h]	容量価格 [€/MW/h]		供給実績価格 [€/MWh]		容量価格 [€/MW/h]		供給実績価格 [€/MWh]	
	€15.01	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ
		€2.64	€0.79	€52.54	€7.70	€4.62	€3.32	€104.58	€51.26
量	平均入札容量[MW]	平均入札容量[MW]		年間総取引電力量[GWh]		平均入札容量[MW]		年間総取引電力量[GWh]	
	583.4	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ
		2,018.6	1962.7	5702.9	2896.6	2,044.4	1942.8	694.9	216.4
市場規模 (年間クレジット)	€76.7 million	【上げ】€346.3 million 【下げ】€32.9 million				【上げ】€155.5 million 【下げ】€67.6 million			

出所) ENTSO-E Transparency Platform (<https://transparency.entsoe.eu/>)より作成

ドイツにおけるエネルギー市場の取引実績（2016年）

エネルギー市場	実績調達量（2016）	平均落札価格（2016）
当日市場(EPEX Intraday)	40,750.6 GWh	29.10 (€/MWh)
前日市場（EPEX Spot）	234,925.0 GWh	28.98 (€/MWh)

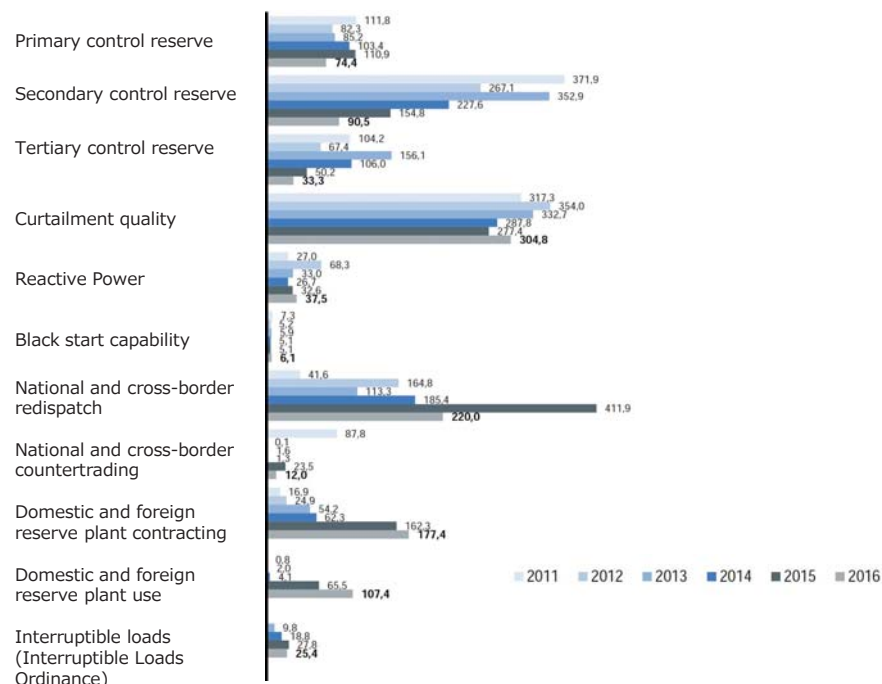
出所) EPEXウェブサイト (https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/EPEX_SPOT_Intraday_markets_reach_all-time_high_in_2016)

125

ドイツ：調整力を含むシステムサービスの取引実績

- ドイツ4TSOの調整力を含むシステムサービスの調達コストの推移を示す。

ドイツ4TSOのシステムサービスに係る費用（百万€）



出所) Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2017

フランス：調整力の取引実績

フランスにおける調整力の取引実績（2016年）

	Primary Control 注1)		Secondary Control		Fast Reserve 注2)				Complementary Reserve 注2)				Balancing Mechanism	
価 格	容量価格 [€/MW/h]	供給実績価 格 [€/MWh]	容量価格 [€/MW/h]	供給実績価 格 [€/MWh]	容量価格 [€/MW/h]		供給実績価格 [€/MWh]		容量価格 [€/MW/h]		供給実績価格 [€/MWh]		供給実績価格 [€/MWh]	
	€9.18	€33.89	€9.94	€33.90	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ
					€2.48	N/A	€31.15	€36.00	€2.08	N/A	€48.07	€28.51	€53.22	€25.23
量	平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量 [GWh]	平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量 [GWh]	平均入札 容量[MW]		年間総取引 電力量[GWh]		平均入札 容量[MW]		年間総取引 電力量[GWh]		年間総取引 電力量[GWh]	
	576.3	234.1	651.6	1322.1	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ
					1231.0	N/A	730.2	1247.4	542.3	N/A	623.4	782.6	2813.8	4812.3

出所) RTEウェブサイト (http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/reserve_ajustement.jsp)
RTE Open Data Platform(<https://opendata.rte-france.com/pages/accueil/>)より作成

注1) Primary Reserveは、2017年1月16日以前は、強制抛出による調達であり、価格は規制価格が使用されていた。

注2) Fast ReserveとComplimentary Reserveの取引データについては、RTEウェブサイト掲載のデータでは、事前確保される容量の入札に関しては上げのみ、供給エネルギーについては上げ・下げ別

フランスにおけるエネルギー市場の取引実績（2016年）

エネルギー市場	実績調達量（2016）	平均落札価格（2016）
EPEX当日市場（フランス）	4,119.7 GWh	36.92（€/MWh）
EPEX前日市場（フランス）	110,739.8 GWh	36.75（€/MWh）

出所) EPEXウェブサイト (https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/EPEX_SPOT_Intraday_markets_reach_all-time_high_in_2016)

127

英国：調整力の取引実績

英国（National Grid）における主な調整力の取引実績（2016年）

	Frequency Response (供給義務)						Fast Reserve		STOR		Balancing Mechanism(BM)
	Primary (上げ)	Secondary (上げ)	High (下げ)	Primary (上げ)	Secondary (上げ)	High (下げ)					
価格	容量価格 [£/MW/h]			供給実績価格 [£/MWh] (\$/MWh)			容量価格 [£/MW/h] (\$/MW/h)	供給実績価 格 [£/MWh] (\$/MWh)	容量価格 [£/MW/h] (\$/MW/h)	供給実績価 格 [£/MWh] (\$/MWh)	供給実績価格 [£/MWh] (\$/MWh)
	£ 2.31	£ 1.86	£ 4.19	£ 218.0 5	£ 216.6 4	£ 228.6 2	N/A	N/A	£ 5.22	£ 102.37	40.03 (£/MWh)
量	平均入札 容量[MW]			年間総取引 電力量[GWh]			平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量 [GWh]	平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量 [GWh]	年間総取引 電力量[GWh]
	258.7	162.8	427.8	N/A(データ非公表)			280.0	N/A	2041.6	198.9	約2,967GWh
市場規模 (年間総クレジット)	【Primary】 £ 5.23 million 【Secondary】 £ 2.65 million 【Tertiary】 £ 15.69 million						£ 12.86 million		£ 57.00 million		—

出所) National Grid, Monthly Balancing Services Summary Reports より作成

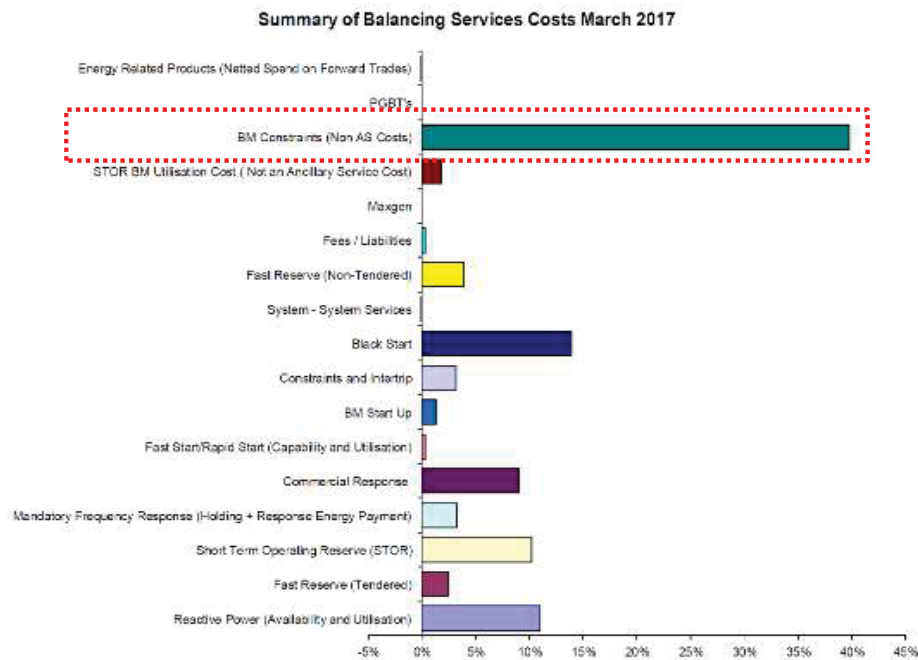
英国におけるエネルギー市場の取引実績（2016年）

エネルギー市場	実績調達量（2016）	平均落札価格（2016）
当日市場	EPEX SPOT UK 当日市場	13,462.3 GWh
前日市場	EPEX SPOT UK 前日市場	43,689.8 GWh
	N2EX 前日オークション（Day Ahead Auction）	112,03.1 GWh

出所) N2EX 公表データ、EPEXウェブサイトより三菱総研作成

英国：調整力を含むバランシングサービスの取引実績 – Constraint management –

- 英国では、市場での競争入札を通じて、系統の混雑・制約を解消するためのバランシングサービス(Constraint management)が調達されている。
 - 英国のバランシングサービス費用のうち、Constraint managementに係る費用が占める割合は30%~50%。



出所) National Grid, Monthly Balancing Services Summary 2016/2017 (2017)

129

ノルウェー：調整力の取引実績

- mFRRの供給実績価格は、北欧共通市場（RPM）におけるmFRRの平均取引エネルギー価格を、mFRRの容量価格は、ノルウェーの容量市場（RKOM）・長期相対契約にてRPMの前に確保されたmFRRの平均取引容量価格を示す。

ノルウェーにおける主な調整力の取引実績（2016年）

	FCR (Primary)			aFRR (Secondary)			mFRR (Tertiary)		
	容量価格 [NOK/MW/h]	供給実績価格 [NOK/MWh]		容量価格 [NOK/MW/h]	供給実績価格 [NOK/MWh]		容量価格 [NOK/MW/h]	供給実績価格 [NOK/MWh]	
価格		上げ	下げ		上げ	下げ		上げ	下げ
	45.7	287.95	257.98	12.3	248.25	220.75	約11.6	318.08	165.36
量	平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量[GWh]		平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量[GWh]		平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量[GWh]	
		上げ	下げ		上げ	下げ		上げ	下げ
	211	174.5	192.8	65	385.5	440.7	約 743	754.2	982.4
市場規模 (年間総ク レジット)	85.5 million			5.4 million			152.7 million		

出所) NordPool Market Data site (<https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>), ENTSO-E Transparency Platformより作成

ノルウェーにおけるエネルギー市場の取引実績（2016年）

エネルギー市場	実績調達量 (2016)	平均落札価格 (2016)
当日市場 (Nordpool spot / elbas)	490.6 GWh	N/A
前日市場 (Nordpool spot / elspot)	131,841.5 GWh	241.07(NOK/MWh)

出所) Statnett公表データ (<http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Data-fra-kraftsystemet/Nordisk-produksjon-og-forbruk/>) より作成

PJM : 調整力の取引実績

- 各調整力の2016年の平均調達量、平均落札価格、市場規模（年間クレジット）は下表の通り。

PJM 調整力の取引実績（2016年）

調整力名称	平均調達量（2016）	平均落札価格（2016）	市場規模（年間クレジット）
Regulation	オフピーク：516.1 (MW) (RegA:302.1/ RegD:214.0) オンピーク：635.9 (MW) (RegA:410.0MW/RegD:225.9MW)	15.72(\$/MW/h)	\$ 84,330,994
Synchronized Reserve	Tier 1：1263.1(MW) Tier 2：655.3 (MW)	Tier 2：4.88(\$/MW/h)	\$ 40,001,406
Non-Synchronized Reserve	447.2 (MW)	0.21(\$/MW/h) ※落札価格が0を超えた年間276時間の平均落札価格	\$ 7,193,007
Day-Ahead Scheduling Reserve	4,996.8 (MW)	1.61(\$/MW/h) ※0 (\$/MW/h) の時間を除いた年平均値	\$ 57,980,453

出所) PJM, State of the Market Report for PJM 2016 (2017)

PJM エネルギー市場の取引実績（2016年）

エネルギー市場	実績調達量（2016）	平均落札価格（2016）
リアルタイム市場	91,304 MW/時間	29.23 (\$/MWh)
前日市場	131,634 MW/時間	29.68 (\$/MWh)

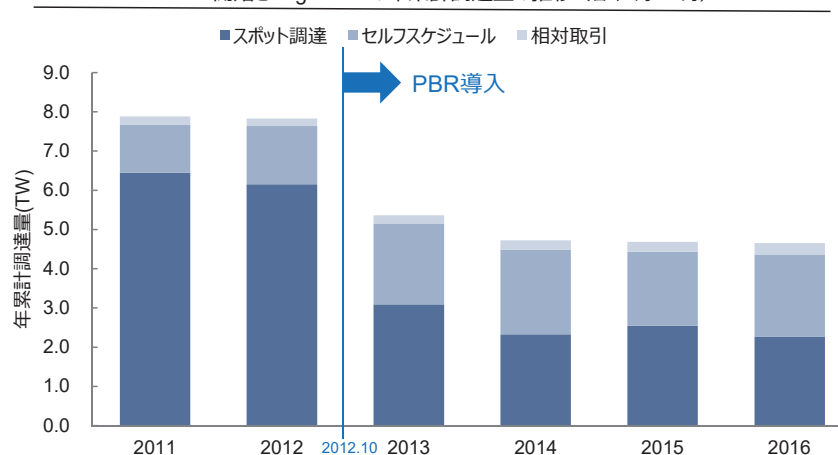
出所) PJM, State of the Market Report for PJM 2016 (2017)

131

PJM : 調整力確保の状況 – Regulation –

- 米国PJMでは、2000年代初頭よりアンシラリーサービス市場を導入してきたが、2012年10月より、周波数調整能力を提供するリソースの調整可能容量とパフォーマンス（稼働実績）に対して報酬を支払う、Performance Based Regulation（PBR）を開始。
- Regulationの調達量（MW）は、2011年から2016年までの間に、約41%減少。特に、PBRの導入を境に、調達量が大きく低減している。

PBR開始とRegulationの年累計調達量の推移（各年1月～12月）



出所) Monitoring Analytics, 2016 State of the Market Report for PJM Appendix (2017)およびMonitoring Analytics, 2015 State of the Market Report for PJM Appendix (2016) より三菱総合研究所作成

PJM : 調整力確保の状況 – Regulation –

- 2016年のRegulationの平均市場価格は、15.72 [\$/MW] (前年同期比 – 51.3%)
- 電源種別のRegulation調達の状況は、右下表を参照。

Regulation 市場価格・調達コスト (2015年1月-2016年12月)

Year	Month	Scheduled Regulation (MW)	Total Regulation Charges (\$)	Weighted Average Regulation Market Price (\$/MW)	Cost of Regulation (\$/MW)	Price as Percent of Cost
2015	Jan	394,390.9	\$13,057,184	\$27.13	\$33.11	81.9%
2015	Feb	356,465.0	\$31,766,271	\$73.24	\$89.11	82.2%
2015	Mar	394,721.8	\$21,883,006	\$45.80	\$55.44	82.6%
2015	Apr	378,800.8	\$14,880,439	\$32.76	\$39.28	83.4%
2015	May	395,889.3	\$21,038,444	\$43.12	\$53.14	81.1%
2015	Jun	383,036.5	\$11,547,424	\$25.94	\$30.15	86.0%
2015	Jul	394,958.2	\$11,488,410	\$24.41	\$29.09	83.9%
2015	Aug	392,494.5	\$9,915,460	\$20.85	\$25.26	82.5%
2015	Sep	379,861.6	\$13,646,465	\$29.71	\$35.92	82.7%
2015	Oct	401,020.3	\$10,905,571	\$23.12	\$27.19	85.0%
2015	Nov	404,303.3	\$10,221,684	\$21.92	\$25.28	86.7%
2015	Dec	408,183.5	\$9,323,436	\$19.58	\$22.84	85.7%
2015 Annual		4,684,125.8	\$179,673,795	\$32.30	\$38.82	83.7%
2016	Jan	412,310.8	\$7,589,231	\$15.65	\$18.41	85.0%
2016	Feb	383,646.6	\$7,677,113	\$17.63	\$20.01	88.1%
2016	Mar	396,604.0	\$6,107,773	\$13.43	\$15.40	87.2%
2016	Apr	384,591.8	\$8,367,326	\$19.07	\$21.76	87.7%
2016	May	391,135.2	\$7,217,226	\$15.67	\$18.45	84.9%
2016	Jun	379,014.9	\$5,993,073	\$14.03	\$15.81	88.7%
2016	Jul	386,146.2	\$7,954,280	\$17.86	\$20.60	86.7%
2016	Aug	385,843.5	\$7,703,653	\$17.59	\$19.97	88.1%
2016	Sep	376,321.1	\$7,780,425	\$17.91	\$20.67	86.6%
2016	Oct	389,139.0	\$7,018,089	\$15.68	\$18.03	87.0%
2016	Nov	374,665.6	\$5,777,367	\$13.12	\$15.42	85.1%
2016	Dec	390,836.1	\$5,113,222	\$11.15	\$13.08	85.2%
2016 Annual		4,650,254.7	\$84,298,779	\$15.73	\$18.13	86.7%

出所) Monitoring Analytics, 2016 State of the Market Report for PJM Appendix(2017)

電源種別 Regulation調達 (2016.1~2016.12)

電源種	ユニット		調整力調達量		合計クレジット	
	ユニット数	割合	量 (MW)	割合	合計額(\$)	割合
蓄電池	21	7.1%	2,020,533	41.0%	31,108,011	36.9%
石炭	49	16.6%	427,070	8.7%	9,604,454	11.4%
水力	39	13.2%	926,915	18.8%	18,261,418	21.7%
天然ガス	152	51.4%	1,488,563	30.2%	24,266,943	28.8%
D R	35	11.8%	70,796	1.4%	1,090,169	1.3%
計	296	100.0%	4,933,877	100.00%	84,330,994	100.0%

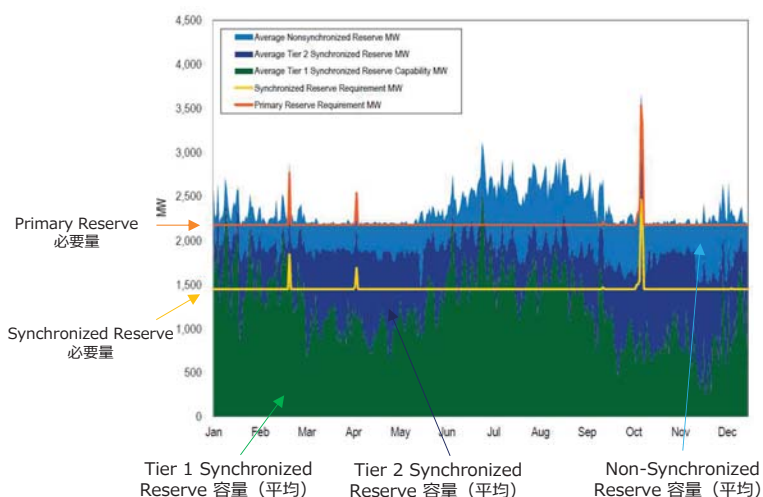
出所) Monitoring Analytics, 2016 State of the Market Report for PJM Appendix(2017)

133

PJM : 調整力確保の状況 – Primary Reserve –

- 2016年のRTO ZoneにおけるPrimary Reserveの調達内訳は以下の通り。
- Synchronized Reserveの必要量の大部分は、Tier1により調達されている。

2016年 RTO ZoneにおけるPrimary Reserveの調達内訳(MW)



出所) PJM, State of the Market Report for PJM 2016 (2017)

2016年 RTO ZoneにおけるPrimary Reserveの調達内訳

Year	Month	Tier 1		Tier 2		Non-Synchronized		Total Primary Reserve MW
		Total MW	Synchronized Reserve MW	Synchronized Reserve MW	Synchronized Reserve MW	Total MW	Synchronized Reserve MW	
2016	Jan	1,659.4	374.5	319.1	319.1	2,353.0	319.1	2,353.0
2016	Feb	1,564.1	411.4	329.4	329.4	2,304.9	329.4	2,304.9
2016	Mar	1,089.1	818.1	300.0	300.0	2,207.2	300.0	2,207.2
2016	Apr	1,011.7	878.3	318.0	318.0	2,207.9	318.0	2,207.9
2016	May	1,160.9	722.6	349.5	349.5	2,233.0	349.5	2,233.0
2016	Jun	1,546.0	497.1	384.2	384.2	2,427.3	384.2	2,427.3
2016	Jul	1,663.8	360.1	634.0	634.0	2,657.9	634.0	2,657.9
2016	Aug	1,605.6	419.0	682.4	682.4	2,707.0	682.4	2,707.0
2016	Sep	1,290.4	578.6	617.5	617.5	2,486.5	617.5	2,486.5
2016	Oct	802.7	982.4	524.0	524.0	2,309.1	524.0	2,309.1
2016	Nov	810.8	1,014.1	375.4	375.4	2,200.4	375.4	2,200.4
2016	Dec	953.1	807.3	533.0	533.0	2,293.4	533.0	2,293.4
2016	Average	1,263.1	655.3	447.2	447.2	2,365.6	447.2	2,365.6

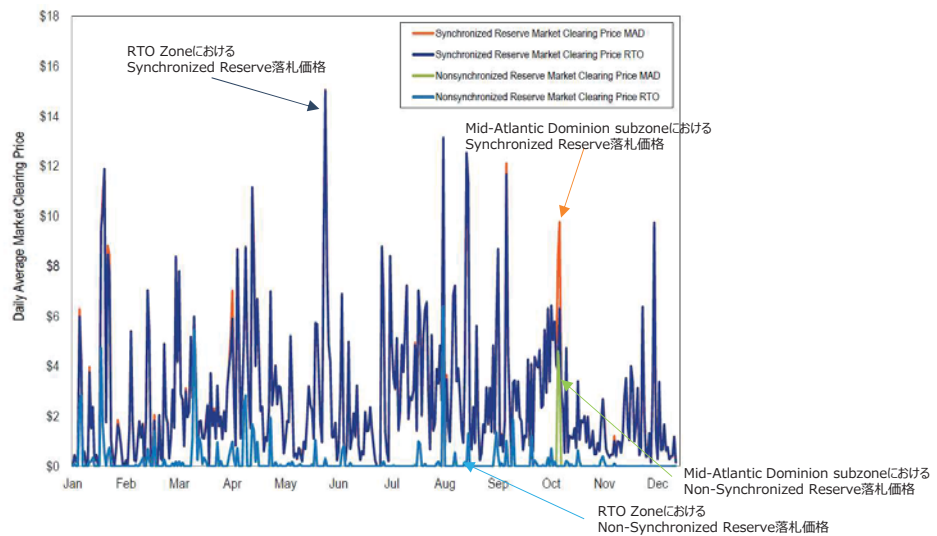
出所) PJM, State of the Market Report for PJM 2016 (2017)

134

PJM : 調整力確保の状況 – Primary Reserve –

- 下図は、2016年のSynchronized ReserveおよびNon-Synchronized Reserve市場における平均落札価格の推移を示す。

Synchronized Reserve市場およびNon-Synchronized Reserve市場における平均日別落札価格(\$/MW、2016年)



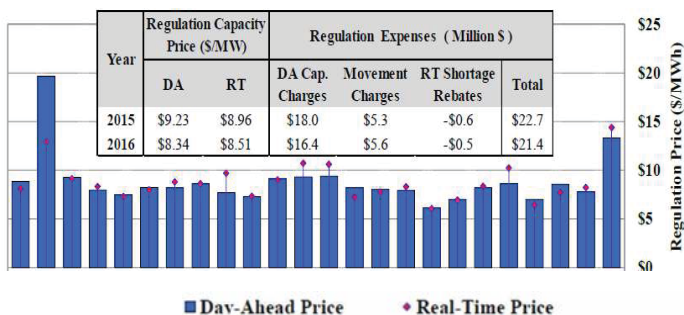
出所) PJM, State of the Market Report for PJM 2016 (2017)

135

NYISO : 調整力の取引実績

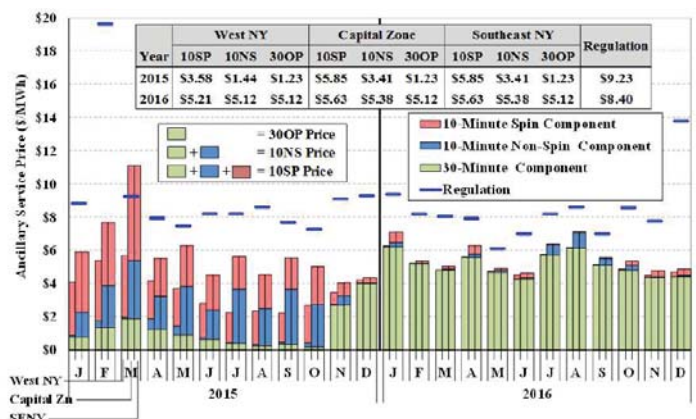
- 2015年/2016年のRegulation平均価格は、前日市場で9.25 (\$/MW)、リアルタイム市場で8.96 (\$/MW)。
- 2015年/ 2016年の10-Minute Spinning Reserve、10-Minute Non-Synchronized Reserve、30-Minute Reserveの前日市場平均価格は、右下図の通り。

Regulation平均価格およびコスト (月別、2015年-2016年)



出所) Potomac Economics, 2016 State of the Market Report for the New York ISO Markets (2017)

アンシラリー市場 前日市場平均価格 (月別、2015年-2016年)



出所) Potomac Economics, 2016 State of the Market Report for the New York ISO Markets (2017)

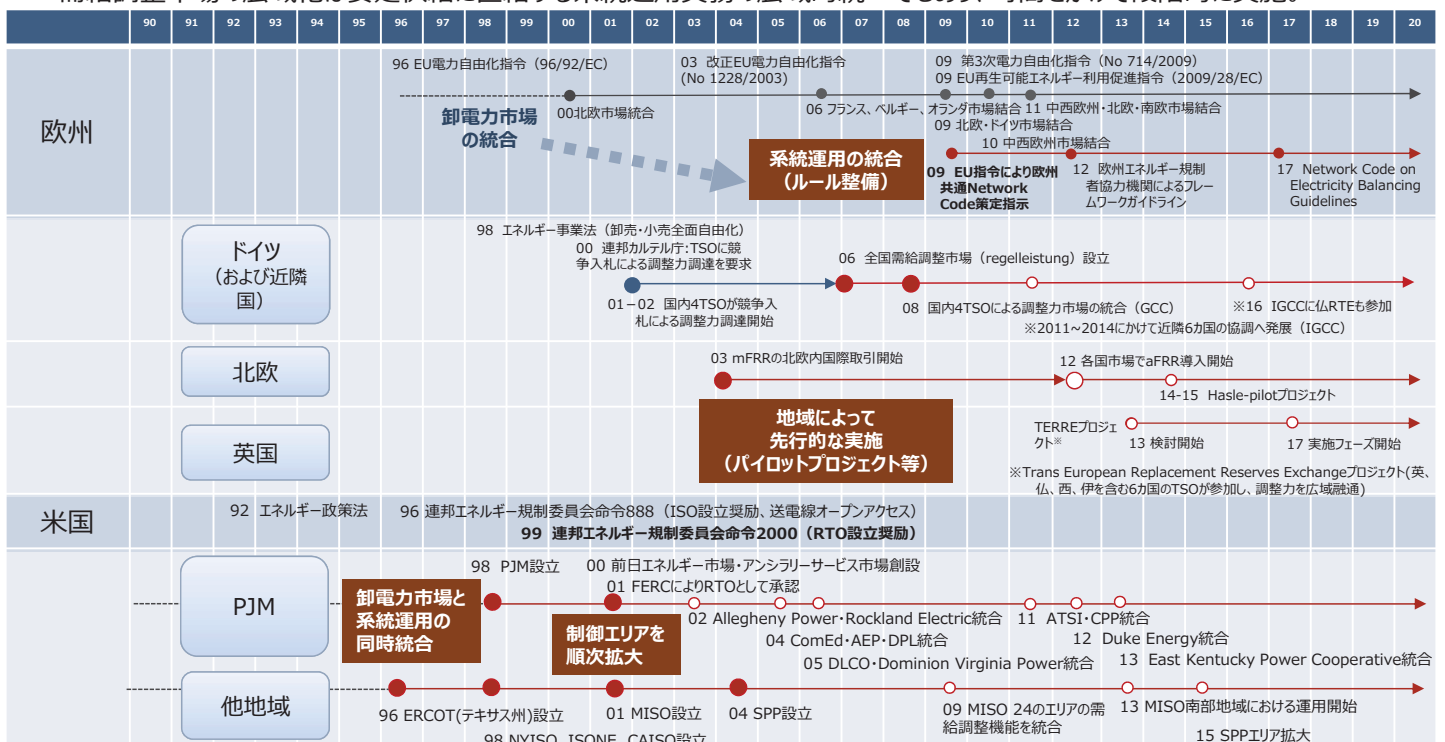
136

6. エリア間調達

137

欧米における需給調整の広域化の経緯

- 欧州は卸電力市場の広域統合から、需給調整市場の広域統合へ、ルール整備と実証を加速。
- 米国はエネルギー市場と系統運用を一体的に地域送電組織（RTO）が管理（RTOの拡大＝広域運用の拡大）。
- 需給調整市場の広域化は安定供給に直結する系統運用実務の広域的統一でもあり、時間をかけて段階的に実施。

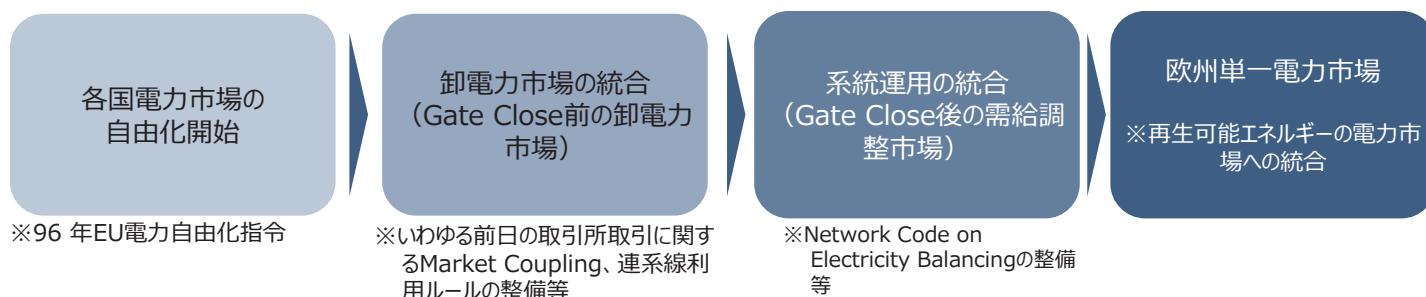


138

出所) 三菱総研作成

欧州：欧州共通市場構築に向けたNetwork Codeの策定

- 欧州は「国毎の自由化された電力市場」ではなく、「欧州で一つの自由化された電力市場」を標榜
- 卸電力取引市場の統合に目処がつきつつある中、**次のステップとして系統運用段階の統合**をめざし、EU規則によって、**欧州共通ネットワークコード**の策定を指示（EC714/2009）
- これを受け、需給調整に関して「Network Code on Electricity Balancing（EB）」が策定され、2017年3月16日に最終ドラフトが加盟各国により承認済み。
 - ✓ EBでは、各国系統運用者の**需給調整の協調・統合を促進**するため、需給調整ルール（調達、運用、取引（融通）、精算の諸段階におけるルールおよび手続き）の原則を定めている。
 - ✓ EBでは、欧州の電力市場の統合のため、系統運用者の需給調整市場において、どのような商品を提供するかは各系統運用者に任せられ、定期的に商品のレビューを行う必要があると規定。ただし、**系統運用者は相互の市場参加を容易にすることを義務付けられている。**



出所）三菱総研作成

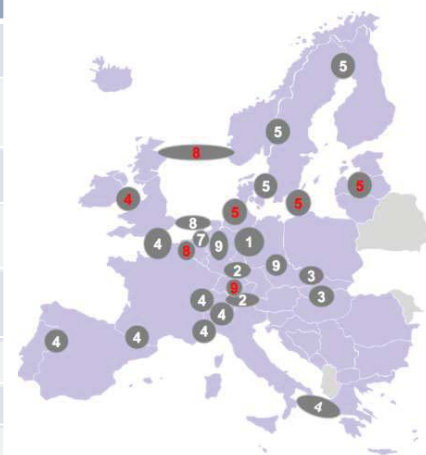
139

欧州：需給調整の広域化に関するパイロットプロジェクト

- 欧州送電系統運用者ネットワーク（ENSTO-E）ではEBの策定、各国の実装を待つことなく、需給調整市場の広域化に関する複数のパイロットプロジェクトを定め、その検討を支援してきた（Cross-Border Electricity Balancing Pilot Projects）。

Cross-Border Electricity Balancing Pilot Projectsの対象地域と対象調整力

No	略称	地域	IN ^{注1}	FCR ^{注2}	aFRR ^{注3}	mFRR ^{注4}	RR ^{注5}
1	GCC	独国内の4TSO	○	○	○	○	
2	—	独、オーストリア、スイス、デンマーク、オランダ		○			
3	E-GCC	CEPS/SEPS/MAVIR	○				
4	TERRE	イタリア、仏、英、スペイン、ポルトガル、スイス、ギリシャ					○
5	Nordic RPM	北欧、バルト3国、ドイツ、ポーランド	○			○	
7	—	オランダ、ベルギー（※中断）			○	○	
8	—	英、オランダ（※中断）					○
9	IGCC	独、オーストリア、ベルギー、デンマーク、仏、スイス、オランダ、チェコ	○	○		○	



出所）ENTSO-Eサイト掲載情報に基づき三菱総研作成

注1)インバランス相殺（Imbalance Netting）注2)Frequency Containment Reserve 注3)automatic Frequency Restoration Reserve

注4) manual Frequency Restoration Reserve 注5) Replacement Reserve

140

欧州：調整力の広域調達と連系線利用ルール（1/2）

- EBでは、広域融通において調整力に割り当てる**連系線容量を設定する手法**について、送電事業者（TSO）に対して以下の**3つの選択肢**を示している。
- 各選択肢は連系線利用について、**エネルギー取引と調整力取引を経済的効果の観点から評価した上で割当量**を策定するもの。

＜調整力取引のための連系線容量確保方法の選択肢＞

同時最適化による割当 (EB 第40条)	市場ベースによる割当 (EB 第41条)	経済便益分析による割当 (EB 第42条)
■ 直接/間接オークションを通じて、連系線容量をエネルギー取引、調整力取引各々への入札として、最適化アルゴリズムにより容量割当を決定 ※米国のISOで採用されている方法に類似	■ 連系線を介する調整力取引の価格と、エネルギー取引の価格見通しの比較に基づき、調整力向けの容量割当を決定（上限値：前年度のエネルギー取引に利用可能な容量の10%）。 ※北欧のHasle-pilotプロジェクトにおいて実証例あり。	■ 調整力向けの連系線容量確保による経済的便益分析に基づき、調整力向けの容量割当を決定（上限値：前年度のエネルギー取引に利用可能な容量の5%、新規連系線の場合は設備容量の10%）。

出所) Network Code on Electricity Balancing (ENTSO-E)に基づき三菱総研作成

141

欧州：調整力の広域調達と連系線利用ルール（2/2）

- EBでは、広域融通において調整力に割り当てる**連系線容量を設定する手法**について、送電事業者（TSO）に対して以下の**3つの選択肢**を示している。

	同時最適化による割当 (EB 第40条)	市場ベースによる割当 (EB 第41条)	経済便益分析による割当 (EB 第42条)
割当プロセスの概要	直接/間接オークションを通じて、連系線容量をエネルギー取引、調整力取引各々への入札として、最適化アルゴリズムにより容量割当を決定	連系線を介する調整力取引の価格と、エネルギー取引の価格見通しの比較に基づき、調整力向けの容量割当を決定（上限値：前年度のエネルギー取引に利用可能な容量の10%）	調整力向けの連系線容量確保による経済的便益分析に基づき、調整力向けの容量割当を決定（上限値：前年度のエネルギー取引に利用可能な容量の5%、新規連系線の場合は設備容量の10%）
需給調整市場取引価格	実際の取引価格	実際の取引価格	予測の取引価格
エネルギー市場取引価格	実際の取引価格	予測の取引価格	予測の取引価格
連系線割当価格	実際の取引価格	予測の取引価格	予測の取引価格
調整力への連系線割当タイミング	卸電力取引と同じ計画断面で、かつ卸電力取引と同時に割当	需給調整市場のコマ毎に割当	いつ割り当ててもよい (需給調整市場の複数コマにわたる長期間が好ましい)
利点	実際の卸電力市場と調整力市場の2市場の入札価格により決定するため、予測の余地が無く最も市場指向性が高い。	2市場の開場タイミングを分けることができる。調整力より卸電力取引価格の予測の方が立ちやすい。	2市場の価格のどちらも見通し価格とするため、実際の市場取引結果を待たずに割当量を算定できる。(ただし、非効率な割当は解放を随時検討)
問題点・課題	2市場への入札を並行して行う必要があるため、運営が複雑になる。(2市場の入札価格と連系線容量をみつ、落札を決定する)	予測が不正確だと、混雑処理などに与える影響が大きくなる。	マーケット動向を適宜算定に組み込むことが難しい
ENTSO-Eによる全般的コメント	アルゴリズムが複雑なため、前日市場より前の長期市場に適している。	予測の計算・容量割当のスケジュールが成り立つ期近な範囲で、一連の処理をすることが適当	最も現実的な選択肢であり、他の実現可能性が低いときの代替案となりえる。

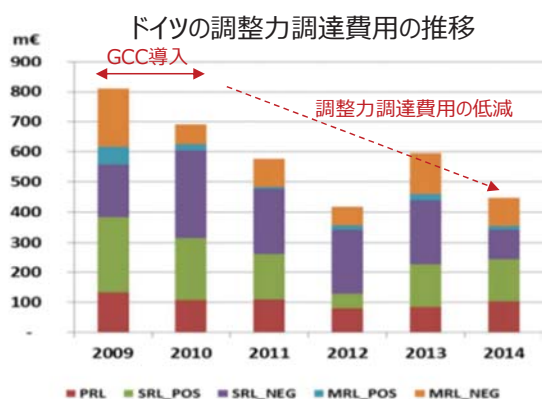
出所) 電力広域的運営推進機関、第23回調整力および需給バランス評価等に関する委員会（2017年11月）
ENTSO-E, CROSS-BORDER CAPACITY RESERVATION Rationale, options and challenges (June 2016)

142

欧州：ドイツにおける需給調整の広域化（GCCからIGCCへ）

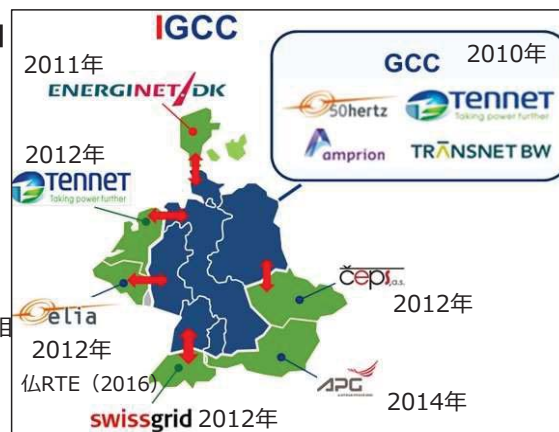
- ドイツでは4つのTSOはGrid Control Cooperation(GCC)と呼ばれる広域的な連携体制を構築。
- GCCは2008年から2010年にかけて徐々に実施され、**現在では、ドイツ国内の需給調整市場は完全統合を実現**（4つのモジュールを段階的に実現）。
- **2008年から太陽光・風力の設備容量は3倍に増加したが、2010年以降、調整力調達費用は減少**。この費用減少の大きな理由は、GCCによる調整力の広域的活用とされている。
- ドイツ国内のGCCの成功を受け、**国際的な取組としてInternational GCC (IGCC) へ拡大**

※なお、GCCの4つのモジュールのうち、現時点ではIGCCはモジュール1（インバランス相殺）のみ実装



出所) 独50Herz社提供資料に加筆

GCCからIGCCへの拡大



出所) 独50Herz社提供資料に加筆

広域連携の機能比較

	GCC	IGCC
モジュール1：インバランス相殺	○	○
モジュール2：調整力調達量の最適化	○	
モジュール3：調整力の共同調達	○	
モジュール4：調整力の共同運用	○	

出所) 三菱総研作成

欧州：北欧における需給調整の広域化（Hasle-pilotプロジェクト）

- 現在の欧州の調整力の広域活用の多くは、エネルギー取引後の連系線空き容量（および混雑の逆方向容量）を活用したもので、調整力取引のために連系線容量を予め確保して行うものでない。
- この点、スウェーデン、ノルウェー間において、2014年～2015年にかけて**前日スポット取引とaFRRの広域融通のための連系線容量の動的割当に関する実証試験**を実施（EB第41条に相当する実証）
- 本実証試験は、小規模かつ試験的なものであったが、**実証期間中、両国TSOにメリットが生じたことを確認**。
 - ✓ 本実証も参考として、両国のTSO（Statnett と Svenska Kraftnät）は、2017年6月に北欧需給調整市場に関する提案として「将来的に有効なコンセプト（Future-proof concept）」を発表。

<Hasle-pilotプロジェクトにおける連系線容量の調整手順>

Step 0	各TSOによるaFRRの確保	■ ノルウェーのTSO（Statnett）、スウェーデンのTSO（Svenska kraftnät）がそれぞれ必要なaFRRを確保
Step 1	aFRR融通による経済性分析	■ 各TSO間で確保したaFRRを融通することによる便益を評価
Step 2	aFRR融通のための連系線容量確保	■ Step1で設定したaFRRの量に相当する連系線容量を確保
Step 3	aFRR融通の実施メリットの確認	■ Step2で確保した連系線容量を前日市場に活用するか、需給調整メカニズムに活用するか再確認
Step 4	aFRRの融通実施	■ 国際連系線を通じたaFRRの融通を実施する前提で、暗示的取引で前日市場のゲートクローズを実施

出所) 古澤・岡田、電力経済研究 No.64(2017.3)に基づき三菱総研作成

欧州：現行の調整力の広域活用における連系線容量の確保

- 現在の欧州の調整力の広域活用の多くは、エネルギー取引後の連系線空き容量（および混雑の逆方向容量）を活用したもので、調整力取引のために連系線容量を予め確保して行うものでない。
 - ✓ ノルウェーの場合、国際連系線を通じて融通されるFCR-NやFCR-Dは、Transmission Reliability Margin (TRM) の範囲内で取引が可能と考えられている。TSO が、国際連系線の利用可能容量をFCR-N やFCR-D のために確保しているわけではない。
 - ✓ 北欧大でのRegulation Power Marketの最終的なゲートクローズは、実運用の45分前であり、当日市場のゲートクローズ（実運用の1時間前）より後である。この時点での国際連系線の空き容量は全てのエネルギー取引を終えた後の空き容量であり、TSO 以外は活用できない容量である。mFRRに関しても国際連系線の利用可能容量を需給調整のために事前確保しているわけではない。

出所）古澤・岡田、電力経済研究 No.64(2017.3)

欧州：基幹送電線に設定するマージン

- 欧州では、日本のマージンに相当する送電信頼度マージン（TRM: Transmission Reliability Margin）が設定されている。
- TRMの算出の詳細は“Procedures for cross border transmission capacity assessment” (ENTSO-E)に記載されている。

欧州におけるTRM設定の概要

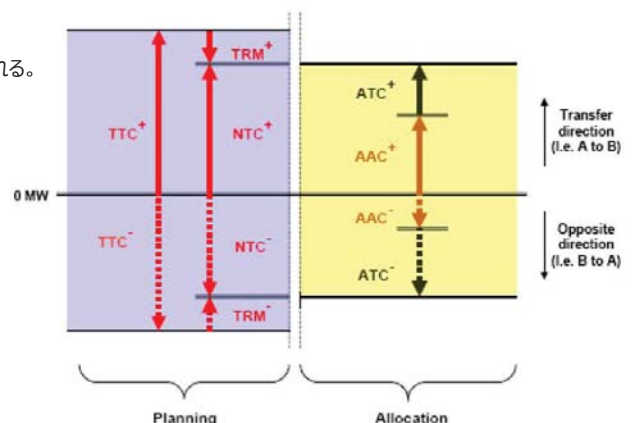
- 送電信頼度マージン（TRM: Transmission Reliability Margin）とは、NTC（Net Transfer Capacity）算定値に伴う不確実性に対処する安全率である。不確実性は以下の事情から生じる。
 - ・周波数制御に起因する運用中の潮流の意図しない偏移
 - ・リアルタイムで不測の需給不均衡状況に対処するためのTSO間の緊急取引
 - ・データ収集や計測等における、不正確さ
- TRMの値は各TSOが電力系統運用の信頼度を保証するため各自で決定する。
- TRMは季節により変化する可能性があり、また、電力系統に修正があればアップデートされる。

計画段階

- NTC (Net Transfer Capacity) : 2つの市場間最大取引可能な送電容量
($NTC = TTC - TRM$)
- TRM (Total Reliability Margin) : 系統運用の安定性のために確保される送電容量
- TTC (Total Transfer Capacity) : 2つの市場間最大送電可能な容量

運用段階の割当

- AAC (Already Allocated Capacity) : 取引等によってすでに利用権のある送電容量
- ATC (Available Transmission Capacity) : NTCのうち、まだ取引可能な送電容量
($ATC = NTC - AAC$)

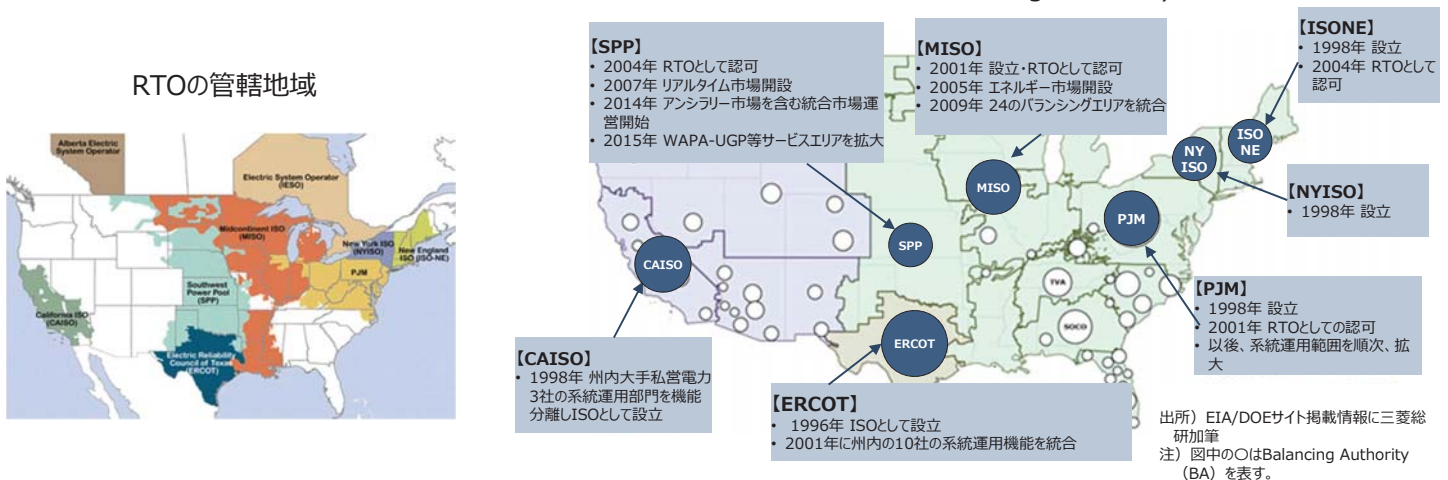


出所）ENTSO, Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets (2001)

米国：地域送電機関（RTO）の設立と広域的系統運用

- 米国では、複数電力会社の系統運用機能を組織的に統合した地域送電機関（RTO）を通じて広域的系統運用を実現
 ※RTOは、1996年FERC命令888で規定された独立系統運用機関（ISO）に、さらに①広域性、②送電拡張計画作成責任を要件として加えた組織形態であり、1999年FERC命令2000によって設立が推奨されている。
 現在、米国では7つのRTOがFERCの承認の下、広域的な系統運用にあっている。
- 米国では系統の需給調整はBalancing Authority(BA)と呼ばれる責任単位で管理。RTOが存在する地域では、RTOがBAとして広域的な需給調整を実施。
 ※BAは実態として地域の有力電力会社が担当しており、米国には66のBAが存在する（2016年現在）。

RTOの設立経緯とBalancing Authority



147

米国：共有調整力（Shared Reserve）

- NYISO、PJM、ISONEおよび他のISOは、NPCC(Northeast Power Coordinating Council)の枠組み内で、共有調整力（Shared Reserve）のactivationプロセスに参加している。連系する送電系統上の初動ストレス(initial stress)を速やかに軽減することを目的としている。
- 緊急事象が発生したエリア(contingent area)において、以下のいずれかの状況が生じた場合に、10-minute Reserveの一部を共同で発動するものである。
 - ✓ 発動により持続的な需給バランス不一致が軽減される状況において、500MW以上の緊急事象（contingency）が発生した場合
 - ✓ 1時間以内に500MW以下の2つ以上の電源喪失があった場合
 - ✓ 需給バランスの重大なミスマッチがある場合
- NYISOが、計画コーディネーターとして機能し、他の需給調整市場に10-minute Reserveを割り当てる。同時に、他地域の需給調整市場に対して、NYISOが割り当てる予定である10-minute Reserveの割合を通知する。NYISOから通知を受け取った他地域の需給調整市場では、発動を実施にむけ可能な限り迅速に対応する。
 - ✓ 例えば、PJMでは、送電制約(transfer limitation)を考慮した上で、Regulation、Synchronized Reserveを手動で調整する。

ドイツ：GCC/IGCCの運営

＜調整力の事前確保オークションにおける契約形態＞

- 各TSOは、その制御ゾーン内の事業者とBRP契約およびBSP契約を締結する。異なる制御ゾーンに複数のリソースを保有するユーティリティは、それぞれのTSOと別々のBRP契約およびBSP契約を締結しなければならない。

＜共同調達・運用実施後のTSO間の精算行為＞

- BSPが接続されているTSOが、調整力発動のactivation信号を送る。
- エリア外のリソースを調達・運用した場合、各TSOがその制御エリア内のBSPの精算の責任を負う。
- その後、調達されたkW分と運用されたkWh分の双方について、TSO間での精算が実施される。
- IGCCにおいても、原則的には、各TSOがその制御エリア内のBSPの精算を行ったのちに、TSO間で精算が実施される。（例外あり。例えば、独Amprionエリア内のいくつかのBSPは、仏のRRサービスに参加しているが、精算プロセスにAmprionは関与せず、仏RTEとBSP間で実施されている。）

出所） Elia Grid International社への照会結果

ドイツ：GCC/IGCCの運営

＜各TSOのエリア外からの調整力調達時の連系線容量の確保方法＞

- FCR（Primary Control Reserve）は、TRM（送電信頼度マージン: Transmission Reliability Margin）を使用する。
- FRR（Secondary Control ReserveおよびTertiary Control Reserve）は、クロスボーダー当日市場の後、利用可能な容量を使用する。インバランス相殺スキームへの不参加を決定するため、および/またはTSO/制御ゾーンによって相殺可能な量を制限するため、さらなる制限を以下の2つの方法によりactivationシステムに導入することができる。

方法①：積極的アプローチ：TSOは、個別に系統安全性を監視し（混雑予測など）、“Request for Limitation Template”を用いて TransnetBW/IGCCのコーディネーターに通知する。

方法②：自動的なアプローチ：IGCCモジュールは、毎日2回更新される簡略化された系統モデルとリンクしており、PTDF手法を用いて、制御ゾーン間の予想国際連系線潮流を計算する。この電力潮流予測によって国際連系線に混雑が発生することが分かった場合、IGCC最適化アルゴリズムに制限を適用する。

方法2は自動化されているが、制御ゾーン内の混雑を考慮していない。各TSOは、国際電力潮流が、自身の制御ゾーン内の混雑に対して及ぼす影響を監視する責任がある。各TSOが問題を予見した場合、方法1によって潮流を制限するよう指示することができる。

出所） Elia Grid International社への照会結果

7. 落札方法

欧州における需給調整市場の落札方式

国	ENTSO-E の分類	調整力名称	入札評価（容量確保）	発電リソースの決定	精算方式
ドイツ	FCR	一次制御予備力：PCR (Primary Control Reserve)	• kW価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札 • Pay-as-bid方式（各落札者の入札価格を、落札価格とする）	• ガバナフリー運転であるため、GCCから制御指令は送られない	• kW分のみ • Pay-as-bid方式
	FRR	二次制御予備力：SCR (Secondary Control Reserve)	• kW価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札	• kWh入札価格の安い順に発電リソースを決定	• kW分+kWh分 • Pay-as-bid方式
	RR	ミニット予備力（Minute Reserve） ：TCR（Tertiary Control Reserve）	• kW価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札	• kWh入札価格の安い順に発電リソースを決定	• kW分+kWh分 • Pay-as-bid方式
フランス	FCR	Primary Control (Réglage Primaire de Fréquence)	• kW価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札 • Pay-as-bid方式（各落札者の入札価格を、落札価格とする）	• ガバナフリー運転であるため、制御指令は送られない	• kW分+kWh分 • kW分はPay-as-bid方式、kWh分はスポット価格
	aFRR	Secondary Control (Réglage Secondaire de Fréquence)	• 義務的調達	• 自動制御	• kW分+kWh分 • kW分はRTOが定める規制価格に基づく、kWh分はスポット価格
	mFRR	Fast Reserve (Réserves rapides)	• kW価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札 • Pay-as-bid方式（各落札者の入札価格を、落札価格とする）	• Balancing Mechanismに投入し、kWh入札価格の安い順に発電リソースを決定（Pay-as-bid方式）	• kW分+kWh分 • Pay-as-bid方式
	RR	Complementary Reserve (Réserves complémentaires)	• kW価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札 • Pay-as-bid方式（各落札者の入札価格を、落札価格とする）	• Balancing Mechanismに投入し、kWh入札価格の安い順に発電リソースを決定（Pay-as-bid方式）	• kW分+kWh分 • Pay-as-bid方式
	DSR-RR	Demand Response Call for Tender (Appel d'Offres d'Effacement)	• kW価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札 • Pay-as-bid方式（各落札者の入札価格を、落札価格とする）	• Balancing Mechanismに投入し、kWh入札価格の安い順に発電リソースを決定（Pay-as-bid方式）	• kW分+kWh分 • Pay-as-bid方式
		Balancing Mechanism	—	• kWh入札価格の安い順に発電リソースを決定（Pay-as-bid方式）	• kWh分のみ • Pay-as-bid方式

出所）電力中央研究所、ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題－需給調整能力の確保と費用決着－（2014）、RTE等の公表資料より三菱総研作成

欧州における需給調整市場の落札方式

国	ENTSO-Eの分類	調整力名称	入札評価（容量確保）	発動リソースの決定	精算方式
ノルウェー	FCR	FCR-N (Frequency Containment Reserve in Normal condition)	- kW価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札 - Pay-as-cleared方式（落札者のうち、最高の入札価格を落札価格とする）	ガバナフリー運転であるため、制御指令は送られない	- kW分 + kWh分 - kWh分はPay-as-cleared方式、kWh分はインバンス価格
		FCR-D (Frequency Containment Reserve in Disturbed condition)	- kW価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札 - Pay-as-cleared方式（落札者のうち、最高の入札価格を落札価格とする）	ガバナフリー運転であるため、制御指令は送られない	- kW分 + kWh分 - kWh分はPay-as-cleared方式、kWh分はインバンス価格
	FRR	aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve)	- kW価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札 - Pay-as-cleared方式（落札者のうち、最高の入札価格を落札価格とする）	自動制御	- kW分 + kWh分 - kWh分はPay-as-cleared方式、kWh分はインバンス価格
		mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve)	【事前容量確保あり】注1） <RKOM市場> 容量分は、kW価格のメリットオーダーで安い順に落札 <相対契約>	<RPM市場> エネルギー分は、kWh価格のメリットオーダーを考慮して必要量まで落札（上げ方向の場合は安い順に、下げ方向の場合は高い順）	【事前容量確保あり】 - kW分 + kWh分 - Pay-as-cleared方式 【事前容量確保なし】 - kWh分のみ - Pay-as-cleared方式
			【事前容量確保なし】		
英国	FCR	Firm Frequency Response	- 入札リソースの能力や系統制約等の条件を考慮した上で、他の代替的な予備力との調達コストを比較し、経済的なリソースを落札 - Pay-as-bid方式		- kW分 + kWh分 - Pay-as-bid方式
	FRR	Fast Reserve	- 入札リソースの能力や系統制約等の条件を考慮した上で、他の代替的な予備力との調達コストを比較し、経済的なリソースを落札 - Pay-as-bid方式		- kW分 + kWh分 - Pay-as-bid方式
	RR	STOR (Short Term Operating Reserve)	- 入札リソースの能力や系統制約等の条件を考慮した上で、他の代替的な予備力との調達コストを比較し、経済的なリソースを落札 - Pay-as-bid方式		- kW分 + kWh分 - Pay-as-bid方式
	—	balancing・メカニズム（BM : Balancing Mechanism）	—	入札リソースの地理的位置、応答能力およびユニット別可変量、kWh価格などの要素に基づき、落札するリソースを決定	- kWh分のみ - Pay-as-bid方式

注1）ノルウェーの容量市場（RKOM）および長期相対契約で事前確保された容量分については、kW分も精算

出所）電力中央研究所、ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題 ― 需給調整能力の確保と費用決済 ―（2014）、National Grid公表資料、Statnett公表資料より三菱総研作成

ドイツ：調達リソース決定方法

- 調整力の調達はドイツ全体でのメリットオーダーリストにおいて決定される。balancingサービスの調達に関し、ドイツのTSO 4社が現在使用しているメカニズムの主要な特徴を下表にまとめる。
- 容量提供者は、容量入札価格(€/MW/h)に基づきメリットオーダーから選ばれる。容量入札で選ばれた入札者だけがリアルタイムで稼働可能である。
- SCR・TCRの実際の稼働（activation）に際しては、容量入札で落札された電源のエネルギー入札価格(€/MWh)に基づき、稼働する電源が選択される。
- 事業者は、PCR・SCR・TCRの全ての商品に対して、それぞれの事前審査プロセスを通過していれば、同時に入札することができるが、同時に落札されることはない。

名称	一次制御予備力：PCR (Primary Control Reserve)	二次制御予備力：SCR (Secondary Control Reserve)	ミニット予備力（Minute Reserve） ：TCR (Tertiary Control Reserve)
ENTSO-Eによる分類	周波数制御予備力（FCR）に相当	周波数回復予備力（FRR）に相当	代替予備力（RR）に相当
取引される調整力の商品	単一商品：上げ代/下げ代の容量	4商品：ピーク、オフピーク時間帯に対して上げ代/下げ代（4大TSO地域毎の制約あり）	12商品：4時間毎に対して上げ代/下げ代（4大TSO地域毎の制約あり）
提供者	発電・需要	発電・需要	発電・需要
入札頻度	毎週	毎週	毎日
落札リソース評価方式	容量価格の安い順に落札	容量価格の安い順に調達	容量価格の安い順に調達
発動リソース選択方式	ガバナフリー運転であるため、GCCから制御指令は送られない	エネルギー価格の安い順で運用を決定	エネルギー価格の安い順で運用を決定
調整力提供に対する対価	- 容量に対する支払いのみ - Pay-as-bid	- 容量に対する支払い&エネルギーに対する支払いの両者 - Pay-as-bid	- 容量に対する支払い&エネルギーに対する支払いの両者 - Pay-as-bid

フランス：調達リソース決定方法

ENTSO-Eの分類	名称	落札リソース評価方式	発電リソース決定方式
FCR	Primary Control (Réglage Primaire de Fréquence)	• kW価格を入力し、kW価格のメリットオーダーに従い、最も経済最適なオファーを落札	• ガバナフリー運転であるため、制御指令は送られない
aFRR	Secondary Control (Réglage Secondaire de Fréquence)	• 提供義務	• 自動制御
mFRR	Rapid Reserve (RR) (Réserves rapides)	• kW価格を入力し、kW価格のメリットオーダーに従い、最も経済最適なオファーを落札	• Balancing Mechanism市場への参加義務あり • MWh価格のメリットオーダーに従い発電リソースを決定
RR	Complementary Reserve (CR) (Réserves complémentaires)	• kW価格を入力し、kW価格のメリットオーダーに従い、最も経済最適なオファーを落札	• Balancing Mechanism市場への参加義務あり • MWh価格のメリットオーダーに従い発電リソースを決定
DSR-RR	Demand Response Call for Tender (Appel d'Offres d'Effacement)	• kW価格を入力し、kW価格のメリットオーダーに従い、最も経済最適なオファーを落札	• Balancing Mechanism市場への参加義務あり • MWh価格のメリットオーダーに従い発電リソースを決定
	Balancing Mechanism	—	• MWh価格のメリットオーダーに従い発電リソースを決定

155

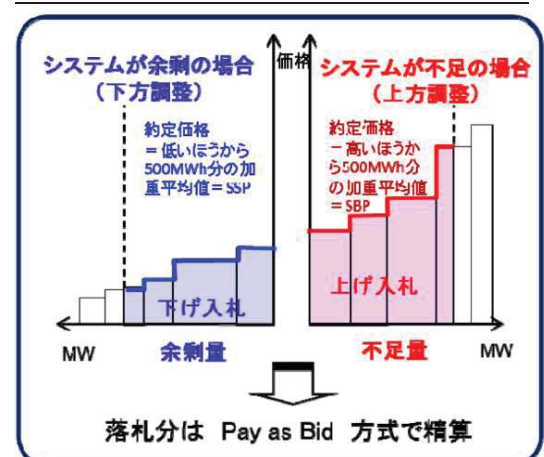
英国：Balancing Mechanism（再掲）

- Balancing Mechanismは、National Gridが、需給調整参加ユニット（Balancing Mechanism Unit:BMU）を対象に、ゲートクローズ後に需給調整電力を確保するための入札市場である。
- 発電ライセンスを保有する発電事業者（一般に設備規模が50MW以上）および小売事業者（一般に販売規模が50MW以上）はBMUとしての登録が求められる。
- 各BMUは、National GridおよびElexonに、需給調整（30分間隔）の1時間前のゲートクローズまでに、需給計画、発電機特性データ、自らの入札意向（発電増加または需給削減の「オファー」(Offer)と、発電抑制または需要増加「ビッド」(Bid)を提出する。オファーおよびビッドは、各時間帯での需給計画値からのユニット別変動可変量（MW）とその希望価格（£/MWh）である。
- National Gridは、需給の不均衡をリアルタイムに管理するため、一定期間内に多数のビッドとオファーを受け入れる。どのビッドやオファーが受け入れられるかは、地理的位置、動的プロフィール（応答能力）およびユニット別可変量、価格などの多くの要素によって決定される。落札分の精算は、Pay-as-bid方式（個別の約定価格による精算）により、エネルギー量に基づき精算される。

英国Balancing Mechanismの落札方式

- 上げ方向の調整：利用された需給調整能力のうち、価格の高い札500MWh分の合成値（電力量の加重平均）としてSystem Buy Price (SBP)
- 下げ方向の調整：価格の低い札500MWh分の合成値としてSystem Sell Price (SSP)
- が計算される。
- SBPとSSPがインバランス精算に用いられる単価となる。

	システム全体が電力余剰	システム全体が電力不足
バランス余剰の事業者	System Sell Price (SSP) で受取	System Sell Price (SSP) で受取
バランス不足の事業者	System Buy Price(SBP) で支払い	System Buy Price(SBP) で支払い



英国：調達リソース決定方法

- 公募入札（tender）を通じて調達する調整力に関しては、National Gridが、各サービスの入札評価にあたり、入札されたリソースを調達した場合のコストと、同等の調整能力を有する他の代替的な需給調整サービスを調達した場合のコストを比較する。
- また、上記の経済的評価に加え、各ユニットの能力（応答時間、応答パフォーマンス、エネルギー供給上の制限）、入札者・ユニットの信頼性、系統制約等の非価格的条件も考慮した総合的な評価に基づき、落札するユニットを決定する。
- 落札ユニットに対する報酬は、pay-as-bid方式で、容量に対する支払いとエネルギー量に対する支払いから成る。

評価時に考慮される調整力の調達コストの基本構成

調整力	調達コストの基本構成
Firm Frequency Response (FFR)	✓ Availability Payment (£)：契約した全入札期間のFFRサービス提供可能時間に対する報酬。Availability料金（£/h）×利用可能時間 ✓ Nomination Payment (£)：実際にFFRを発動した時間に対する報酬。入札Nomination Fee（£/h）×発動時間 <オプション> ✓ Response Energy Payment (£/MWh)：非BMプロバイダーに対し、指定ウィンドウの中で提供された実際の応答エネルギーに基づき支払われる料金。負の場合、提供リソースからNational Gridに対する支払いが生じる。 ✓ Window Initiation Payment (£/window)：FFR調達フレーム内のNomination Windowに対する報酬 ✓ Tendered Window Revision Payment (£/h)：National Gridが事前にwindowの指定をプロバイダーに通知する。これをプロバイダーが受け入れた後で、National Gridがnominationを改定すると支払われる料金
Fast Reserve	✓ Availability Payment = 入札availability料金 × 入札者が入札した合計時間数 ✓ Positional Payment = 入札positional料金 × 入札されたユニットがNational GridによりFirm Fast Reserve提供のために中止される予想合計時間 ✓ Window Payment = 入札window initiation料金 × National Gridに指名されたwindowの予想総数 ✓ Utilisation Payment = 入札utilisation料金 × 予想utilisation量
STOR (Short Term Operating Reserve)	✓ Availability Payments (£/MW/h)：Availability Window内のSTORサービスに対してユニット/サイトをavailableにしたサービスプロバイダーに対して支払われる。 ✓ Utilisation Payments (£/MWh)：National Gridの指示によりエネルギーを供給したサービスプロバイダーに対して支払われる。契約MWレベルから増加/減少した状態で供給されたエネルギーも含まれる。この支払いは、BMUサービスプロバイダーに対しては、調整メカニズムにより行われる。

157 出所) National Gridウェブサイト、National Grid資料等より三菱総合研究所作成

英国：調達リソース決定方法 – FFR –

■ Firm Frequency Response (FFR)

- FFRサービスプロバイダーは、個々の入札戦略に応じて、availability（提供容量に対応）またはnomination（供給電力量に対応）のいずれか一方、または両方を入札することができる。FFR入札の評価は、Fast Reserve入札で使用される評価基準に密接に従う形で行われる。

- FFRの料金体系は、次に示す通り複数パートから成る。

- ✓ Availability Payment = 入札availability価格（£/h）×availability時間数(h)
- ✓ Nomination Payment = 入札Nomination価格（£/h）×利用（utilise）された時間(h)

<オプション料金>

- ✓ Window Initiation Fee (£/window) –プロバイダーが指示を受けた各FFR windowに対して支払われる。
- ✓ Tendered Window Revision fee (£/h) – National Gridが事前にwindowの指定をプロバイダーに通知する。これをプロバイダーが受け入れた後で、National Gridがnominationを改定すると支払われる料金。
- ✓ Response Energy Fee (£/MWh) –非BMプロバイダーに対し、指定ウィンドウの中で提供された実際の応答エネルギーに基づき支払われる料金。

出所) National Grid ウェブサイト,
National Grid, Firm Frequency Response Frequently Asked Questions (2017)

英国：調達リソース決定方法 – Fast Reserve –

■ Fast Reserve

- Fast Reserveは、系統運用の総コストが当該ユニットを選択しないときより低い場合に選択される。
- National Gridは、予想されるコストと同等のサービス提供時のコストの差である、入札の費用便益を計算する。予想されるコストは、4つのパラメータに基づき、計算される。
 - ✓ Availability Payment = 入札availability料金（£/h）× 入札者が入札した合計時間数（h）
 - ✓ Positional Payment = 入札positional料金（£/h）× 入札されたユニットがNational GridによりFirm Fast Reserve提供のために中止される予想合計時間(h)
 - ✓ Window Payment = 入札window initiation料金（£/window）× National Gridに指名されたwindowの予想総数
 - ✓ Utilisation Payment = 入札utilisation料金（£/MWh）× 予想utilisation量（MWh）
- 関連する場合に適用されるその他の評価検討項目は次の通りである。
 - ✓ ユニットの性能特性（応答時間等）と信頼性
 - ✓ 入札者に課されたutilisationの制約
 - ✓ 地理的制約
- Fast Reserveの支払いは、それが属するカテゴリー（次頁）による。

出所) National Grid ウェブサイト,
National Grid, Fast Reserve Service Description 2013(2013)

英国：調達リソース決定方法 – Fast Reserve –

■ Fast Reserve

- Fast Reserve提供リソースに対する支払いは、リソースが属するカテゴリー（下表）により異なる。
- 調達方法には、月単位の入札によって締結される Firm Service と、要請に応じて任意で供給に応じる Optional Service の2つが存在する。Firm Service の落札にあたっては、費用対効果（予測値を基に、他サービスで同様の調整力を調達した場合の費用の比較）、パフォーマンス（応動時間や信頼性など）、系統上の制約などが考慮される。

支払いの種類	Firm Service (BMU)	Optional Service (BMU)	Firm Service (Non-BMU)	Optional Service (Non-BMU)
Availability Payment (£/時間)	Firm Availability	Enhanced Fee Rate	Firm Availability	Firm Availability
Positional Payment (£/時間)	あり	N/A	あり	N/A
Window Initiation (£/ Firm Window)	あり	N/A	あり	N/A
Utilisation Payment (£/MWh)	Capped Bid- Offer Price (£/MWh)	Capped Bid- Offer Price (£/MWh)	Firm Fast Reserve Energy Fee (£/MWh)	Optional Energy Payment (£/MWh)

注)BMU(Balancing Mechanism Unit)及びNon-BMUの分類は、Balancing Mechanismへの参加有無による

出所) National Grid (2013) Assessment Principles - Firm Fast Reserve
National Grid (2013) Fast Reserve Service Description

英国：調達リソース決定方法 – STOR –

STORの募集枠

- National Gridは、年3回の入札を通じて、最大2年分のSTORを調達。1年間に6季節（6 season）に分割。さらに、各シーズンを、Working Day（月～土曜日）とNon-working Day（日曜日および銀行休日）で細分化している。また、Availability Window（募集時間枠）として、morning windowとevening peak windowの2枠を設けている。

STORの評価は次の事項に基づいて行われる。

- 入札コスト。以下の2つの要素で構成される。
 - ✓ 予想availability料金 = 入札availability価格（£/MW/h） × 入札MW × 予想availability時間(h)
 - および
 - ✓ STORのutilisation料金 = 入札utilisation価格（£/MWh） × 予想されるutilisation MWh
- 別の資源による調整力のコスト。非同期発電の調整メカニズム（BM）でのオファー、BMスタートアップサービスなど。
- 2ヶ月ローリングのutilisation履歴に基づき、以下の2つの要素から成る信頼性基準により、過去の信頼性が評価される。
 - ✓ 契約した予想MWに対して実際に供給されたMW
 - ✓ 契約した応答期間内に供給されたMW
- 送電制約の主な要因となる STORユニットの地理的位置

National GridがSTORサービスに対して行う支払いには以下の2つがある。

- Availability Payments (£/MW/h): Availability Window内のSTORサービスに対してユニット/サイトをavailableにしたサービスプロバイダーに対して支払われる。
- Utilisation Payments (£/MWh): National Gridの指示によりエネルギーを供給したサービスプロバイダーに対して支払われる。契約MWレベルから増加/減少した状態で供給されたエネルギーも含まれる。この支払いは、BMUサービスプロバイダーに対しては、調整メカニズムにより行われる。

出所) National Grid ウェブサイト,
National Grid, SHORT TERM OPERATING RESERVE General Description of the Service(2017)

161

北欧（ノルウェー）：調達リソース決定方法

- 全ての調整力（FCR、aFRRおよびmFRR）は、市場メカニズムを通じて調達される。
- 落札リソースに対する報酬は、Pay-as-Cleared方式である。
- Regulation Power Market（RPM）
 - ✓ mFRRの北欧共通activation市場であるRegulation Power Market（RPM）では、北欧大での需給調整電力の入札リストが作成され、各入札はエネルギー価格（NOK/MWh）に基づき、メリットオーダーの順に調達される。系統状況（すなわち需給管理、周波数維持）により、可能な限り、価格に基づき、落札される入札が決定される。
 - ✓ 最小入札容量 = 10MW、入札価格上限 = 5,000（€/MWh）と定められている。
 - ✓ 上げ方向の調整力(Balancing up)の場合は、最安値の入札から順番に落札し、下げ方向の調整力(balancing down)の場合は、最高値の入札から順番に落札される。いずれの場合でもNordPoolスポット価格が基準となる。つまり、対応するブライズエリアと時間に関し、上げ方向に調整する場合、価格はNordPoolスポット価格以上でなくてはならず、下げ方向に調整する場合、価格はNordPoolスポット価格を超えてはならない。
 - ✓ インバランス電力価格は、mFRRのエネルギー価格に基づいて決定される。mFRRのエネルギー価格は、利用から2時間以内に、NordPoolのウェブサイトに掲載される。
- なお、FCR市場の落札後、調達量の不足が判明した場合、Statnettは落札済みリソースの提供事業者に対し、追加分の入札を通知することができる。

調整力の名称	入札価格	調達リソース決定方式	精算
FCR	容量価格（NOK/kW）	容量価格が落札リソース決定の主な基準	容量分に対する支払い（pay-as-cleared方式） エネルギー分に対する支払い（RPM価格）
aFRR	容量価格（NOK/kW）	容量の調達コストを最小化するように、容量価格のメリットオーダーで落札リソースを決定	容量分に対する支払い（pay-as-cleared方式） エネルギー分に対する支払い（RPM価格）
mFRR	<RPM市場> エネルギー価格 （NOK/kWh）	エネルギー価格のメリットオーダー順に落札リソースを決定 （上げ方向の場合は最安値から、下げ方向の場合は最高値から）	エネルギー分に対する支払い（インバランス価格）
	<RKOM> 容量価格（NOK/kW）	容量価格のメリットオーダーを主な基準として落札リソースを決定 （ローカル系統の状況に応じて、メリットオーダーに従わない場合あり）	容量分に対する支払い

出所) Statnett, Discussion Points- EGC Workshop（第1回 調整力の細分化および広域調達の技術的検討に関する作業会 参考資料1）

米国 PJM : 調達リソース決定方法

NERC の分類	調整力名称			調達リソース決定方式	精算方式
周波数制御予備力	Regulation			容量価格 (\$/kW) と Performance 価格 (\$/ΔkW) に、リソース固有の要素 (Benefits Factor/Performance Score 過去実績値 / Mileage Ratio) を加味して算出した調整価格 (\$/kW) の安い順に必要量まで落札	シングルプライス・オークション (最後に落札されたリソースの調整価格を落札価格とする) Pay-as-cleared (kW分 + ΔkW分) ※ただし、リソースのパフォーマンスに応じた調整あり
瞬動予備力	Primary Reserve	Synchronized Reserve	Tier 1	メルिटオーダーの計算は、Tier 2 Synchronized Reserve 市場でのみ行われる (Tier 1 リソースの明示的な入札は行われない)	シングルプライス・オークション (メルिटオーダーの最後に落札された Tier 2 リソースの入札価格と機会費用の和) Tier 1 : 場合に応じて複数通り (kW分または kWh 分) Tier 2 : Pay-as-cleared (kW分または kWh 分のいずれに対して精算がなされるかは、文献調査の範囲では明らかにできなかった)
			Tier 2	Tier 2 リソースの kWh 入札価格に機会損失費用、燃料費用や起動費用を加味したメルिटオーダー価格 (\$/kWh) の安い順に必要量まで落札	
非瞬動予備力		Non-Synchronized Reserve		Primary Reserve の必要量が満たされるまで機会損失費用の安い順に決定	シングルプライス・オークション (最後に落札されたリソースの機会損失費用に基づき決定) Pay-as-cleared (kW分または kWh 分のいずれに対して精算がなされるかは、文献調査の範囲では明らかにできなかった)
補助予備力	Day-Ahead Scheduling Reserve			入札価格に機会損失費用を加味したメルिटオーダー価格 (\$/kWh) の安い順に必要量まで落札	シングルプライス・オークション (最後に落札されたリソースのメルिटオーダー価格) Pay-as-cleared (kW分または kWh 分のいずれに対して精算がなされるかは、文献調査の範囲では明らかにできなかった)

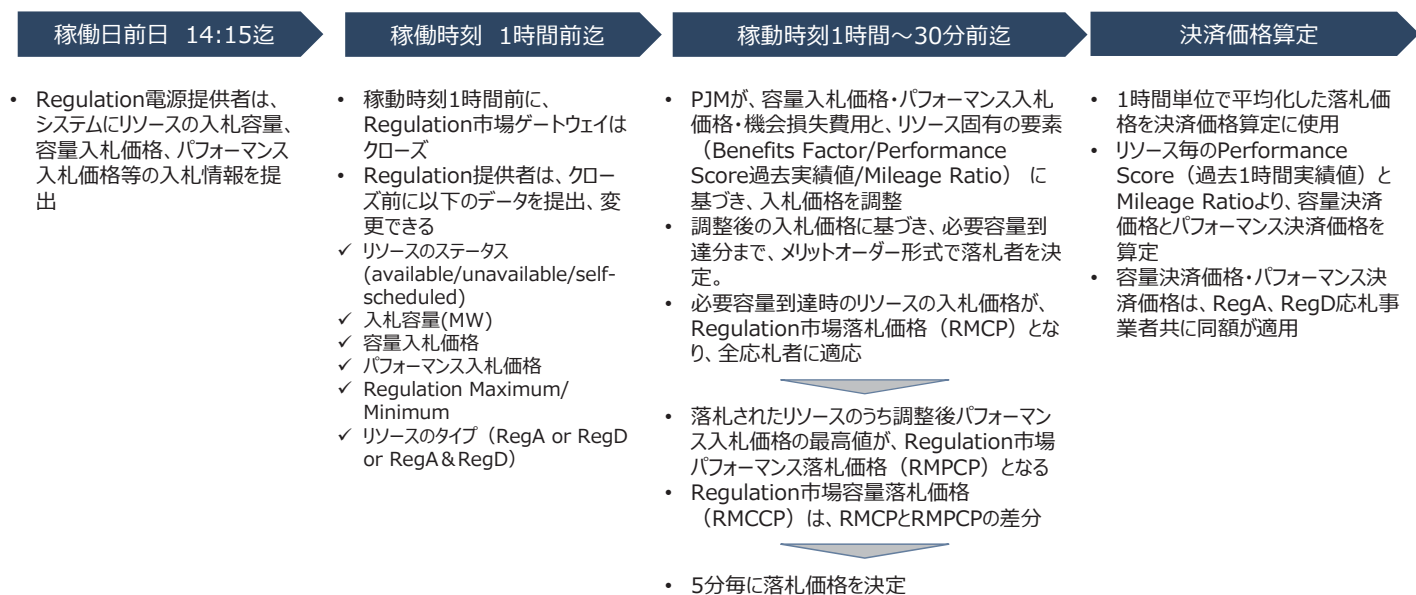
※Tier1は、PJMエリア内の同期リソースのうち、経済負荷配分の対象になっており、10分以内に自動的に所定出力に到達可能なリソース。Tier2は、PJMエリア内の同期リソースのうち、経済負荷配分の対象外にあり、10分以内に自動的に所定出力に到達可能なリソース。ある期間に対するTier1の予想供給量が、PJMのSynchronized Reserve必要量を満たすには不十分である場合、Tier2リソースを追加調達する。現在の経済的給電のポジションからランブアップするTier1リソースの容量に関連する増分費用はないため、Tier1リソースの落札には明確なプロセスが存在せず、Synchronized Reserveのオークション落札価格は、Tier 2リソースのメルिटオーダーに基づき決定される。

出所) PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017) 等公表資料より三菱総研作成

163

PJM : Regulation 市場 – 落札・決済価格決定タイムライン

- Regulation電源提供者は、稼働時刻の1時間前迄に、リソースの入札容量(MW)や容量入札価格 (\$/MW)、パフォーマンス入札価格 (\$/ΔMW) などの入札データをPJMに提出。
- 稼働時刻1時間前から調整入札価格を算出。必要容量到達分までメルिटオーダー形式で、リソースを落札し、稼働時刻30分前迄に落札価格を決定。
- PJMでは、5分毎に落札価格を決定しており、1時間単位で平均化した落札価格を、決済価格とする。



出所) PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017)

164

<参考> PJM : Regulation市場－リソース入札価格の調整－

- Regulationリソースの調達電源選択に際しては、容量入札価格（Capability Offer）、パフォーマンス入札価格（Performance Offer）、想定機会損失費用（Estimated Lost Opportunity Cost）、およびリソース固有の要素（Benefits Factor/Performance Score過去実績値/Mileage Ratio）に基づき、次式にて入札価格を調整する。
- ランク価格（調整後入札価格を容量で除した値）に基づき、Regulationの必要量到達分まで（On Peak（05:00-23:59）700MW、Off Peak（00:00-04:59）525MW）、メリットオーダー形式で落札者を決定。

調整後 入札価格 算定式	Adjusted Total Offer Cost(\$) (調整後入札価格)	=	Adjusted Regulation Capability Cost(\$) (調整後容量価格)	+	Adjusted Lost Opportunity Cost(\$) (調整後機会損失コスト)	+	Adjusted Performance Cost(\$) (調整後パフォーマンス価格)
調整後 容量価格 算定式	Adjusted Regulation Capability Cost(\$) (調整後容量価格)	=	$\frac{\text{Capability Offer } (\$/\text{MW}) \times \text{Capability (MW)}}{\text{Benefit Factor}^{*1} \times \text{Historic Performance Score}^{*2}}$				※1 入札リソース毎のBF。RegAリソースは1 ※2 入札リソース毎の、過去100時間のPerformance Scoreより算出
調整後機会 損失コスト 算定式	Adjusted Lost Opportunity Cost(\$) (調整後機会損失コスト)	=	$\frac{\text{Estimated Lost Opportunity } (\$/\text{MW}) \times \text{Capability (MW)}}{\text{Benefit Factor}^{*1} \times \text{Historic Performance Score}^{*2}}$				
調整後調整 後パフォーマンス 価格 算定式	Adjusted Performance Cost(\$) (調整後パフォーマンス価格)	=	$\frac{\text{Performance Offer } (\$/\Delta\text{MW}) \times \text{Historical Mileage}^{*3} (\Delta\text{MW} / \text{MW}) \times \text{Capability (MW)}}{\text{Benefit Factor}^{*1} \times \text{Historic Performance Score}^{*2}}$				※3 過去30日間のRegAまたはRegDリソースのMileage平均値
ランク価格	Rank Price(\$/MW)	=	$\frac{\text{Adjusted Total Offer Cost}(\$)}{\text{Capability (MW)}}$				RegA、RegDに関係なく、Rank Priceの低い順に必要量を満たすまでの容量分を落札する。

165

出所) PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017)

<参考> PJM : Regulation市場－リソース落札価格・精算額の決定－

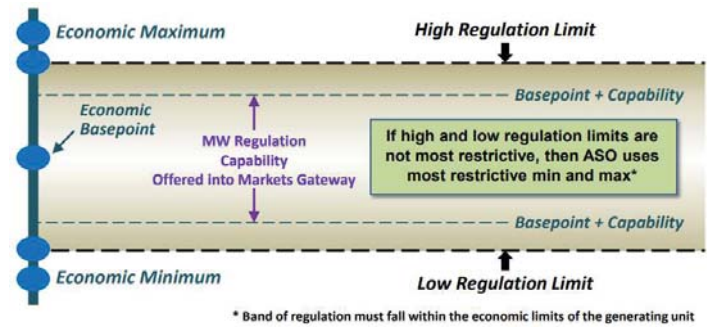
- 必要容量到達時の限界応札価格が、Regulation市場落札価格（RMCP）となり、全応札者に適応。対象期間に実際に動作したマイルージを用いてRegulation市場パフォーマンス落札価格（RMPCP）が決定。Regulation市場容量落札価格（RMCCP）は、RMCPとRMPCPの差分として決定。
- RMCCPとRMPCPを、Performance Scoreの運用実績値や実際のMileage Ratioにより調整し、リソースに精算されるクレジットを算出する。

パフォーマンス 落札価格 (RMPCP)	Regulation Market Performance Clearing Price(\$/MW) (RMPCP:パフォーマンス落札価格)	=	$\max \left(\frac{\text{Performance Offer } (\\$/\Delta\text{MW}) \times \text{Actual Mileage of Offered Resource Signal Type}^{\ast 4}}{\text{Benefit Factor}^{\ast 1} \times \text{Historic Performance Score}^{\ast 2}} \right)$		※4：対象期間に実績動したRegAまたは RegDリソースのマイレージ実績値
容量落札 価格 (RMCCP)	Regulation Market Capability Clearing Price(\$/MW) (RMCCP:容量落札価格)	=	Regulation Market Clearing Price(\$/MW) (RMCP:市場落札価格)	－	Regulation Market Performance Clearing Price(\$/MW) (RMPCP:パフォーマンス落札価格)
クレジット (精算額)	Clearing Price Credit(\$) (入札価格クレジット)	=	$\begin{aligned} & \text{RMCCP Credit (容量落札価格クレジット)} + \text{RMPCP Credit (パフォーマンス落札価格クレジット)} \\ & \text{RMCCP } (\\$/\text{MW}) \times \text{Capability (MW)} \times \text{Performance Score}^{\ast 5} \\ & + \text{RMPCP } (\\$/\text{MW}) \times \text{Capability (MW)} \times \text{Performance Score}^{\ast 5} \times \text{Mileage Ratio}^{\ast 6} \end{aligned}$		※5:リソース毎、1時間コマ毎の実績値 ※6:1時間コマ毎の実績値

出所) PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017)

<参考> PJM : Regulation市場 – 入札情報 –

- リソースのRegulation状態 (available、unavailable、self-schedule)
- Regulation容量 (MW)
- Regulation MaxおよびMinimum (MW)
- Regulation信号タイプ – RegAまたはRegDまたはその両者



- **Cost-based Regulation Offer (\$/MWh)** : この値は、Regulationオファーと共に提出されるユニット固有運用パラメータおよび適用しうる \$12/MWhのRegulationマージン加算を用いて妥当性が確認されることになる。コストベースオファーは、以下の部分に分割される。
 - **Capability Offer Cost - 容量確保に要するコスト (\$/MW)**
 - ✓ 低負荷運用による燃料コスト増およびユニット固有の熱消費率低下を反映したRegulation容量部分のコストに \$12/MWhのマージンを加算した値以下である必要がある。
 - **Performance Offer Cost - Regulationのパフォーマンス部分のコスト (\$/MW)**
 - ✓ 非定常状態運用時の熱消費率上昇によるコスト増およびO&M可変費(Valuable Operation and Maintenance Expense, VOM)におけるコスト増に相当するパフォーマンス部分のコスト。
 - ✓ このステップにおいて決定された\$/MW値は、この値に当該オファーに適用しうる信号に対応するΔMW/MWの比率を乗じることによって\$/ΔMWに換算される。
- **Price-based Regulation Offer (\$/MWh、提出は任意)** : この値は\$100/MWhが上限とされ、その提出は市場参加者側の任意である。価格ベースオファーは、以下の部分に分割される。
 - **Capability Offer Price - Regulation用のMWを確保しておくためのリソース所有者が提出する価格 (\$/MW)**
 - **Performance Offer Price - Regulationのパフォーマンス (ΔMW) に対するリソース所有者が提出価格 (\$/ΔMW)**
 - ✓ このステップにおいて決定された\$/MW値は、この値に当該オファーに適用しうる信号に対応するΔMW/MWの比率を乗じることによって\$/ΔMWに換算される。

出所) PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017)

<参考> PJM : Regulation市場 – 入札情報 –

- 市場参加者がCost-based Regulation Offerを提出しない場合、それらの市場参加者はPJM Regulation市場への参加を認められないことになる。
- Cost-based Regulation Offer を裏づけるために、以下の任意パラメータをeMKTシステムに提出できる。これらのパラメータのいずれも提出されない場合、それらはデフォルトでゼロになる。

✓ **Heat Rate @ EcoMaxにおける熱消費率 [BTU/kWh]** : EcoMaxにおける熱消費率

あるリソースに対応するデフォルトの経済的最大限度における熱消費率

✓ **Heat Rate @ RegMinにおける熱消費率 [BTU/kWh]** : RegMinにおける熱消費率

あるリソースに対応するデフォルトのRegulation最小値における熱消費率

✓ **VOM Rate [\$ /MWh of Regulation]** : O&M可変費増加率

Regulationを提供する目的のために、経済的運用よりも高い熱消費率でリソースを運用することから生じるVOM (Valuable Operation and Maintenance Expense) の増加率

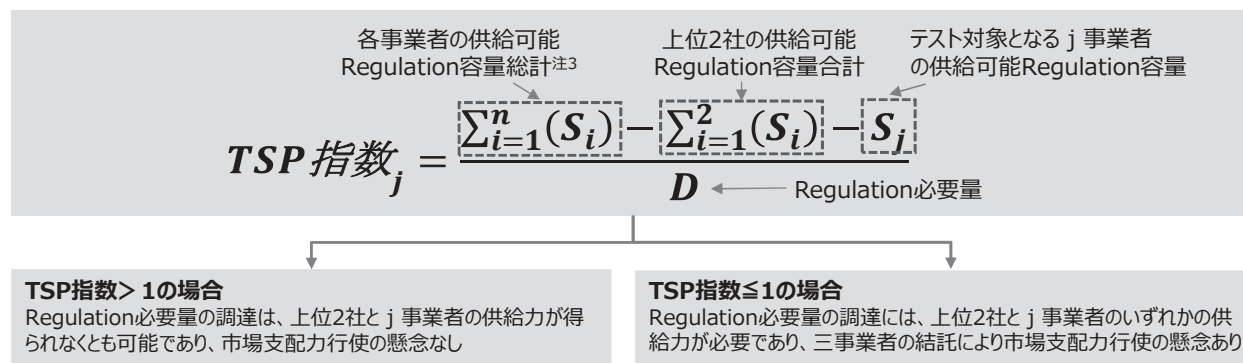
✓ **Fuel Cost [\$ /MBTU]** : 当該リソースの固定燃料コスト

出所) PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017)

PJM: Regulation市場 ―市場支配力判定手法について(TPS Test)―

- PJMは、潜在的な市場支配力を判定するための評価手法として、TPS Test (Three Pivotal Supplier Test) を開発し、Regulation市場に適用している^{注1}。
- 本手法は、特定の大手事業者の単独の市場支配力ではなく、複数事業者の結託による潜在的な市場支配力行使の可能性を評価する（具体的には三事業者を想定）。
- TSP指数が1以下の場合、事業者は市場支配力抑制の観点から入札価格規制を適用される^{注2}。

TSP指数による市場支配力評価の概要



注1：TPS Testは前日エネルギー市場、リアルタイム市場の他、容量市場の市場支配力判定にも用いられている。

注2：上限価格の設定方法には複数のオプションがあるが、多くの事業者は費用ベースの方法を選択している。

注3：TSP指数計算に用いられる容量は、Benefit Factorおよびリソース固有のパフォーマンススコアによって調整された値

注4：オファー上限を課されるリソースは、一度にただ1時間についてのみ、オファー上限を課されることになる。TPS試験はその日の各時間について再実行されるためである。

入札価格規制の適用

(Cost-based Regulation OfferまたはPrice-based Regulation Offerのうち、より低いオファーで入札価格のキャップを課される)^{注4}

出所) PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017)

169

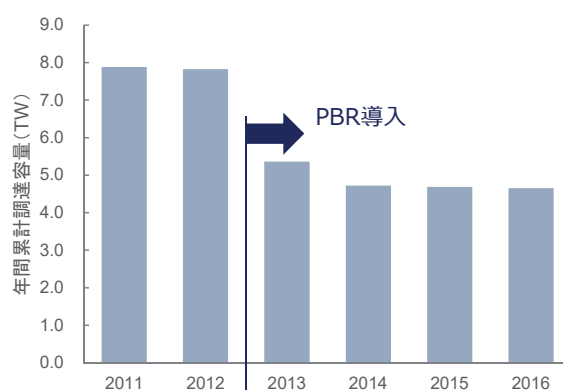
PJM: Regulation市場 ―PBR制度―

- FERC Order 755を受け、PJMは2012年10月より、Regulation用出力制御信号を、火力など相対的に応答性が低い設備向けのRegAと、蓄電池やフライホイールなど応答性の高い設備向けのRegDに分割し、リソースのパフォーマンスに応じて報酬を支払うPerformance Based Regulation (PBR) を開始
 - RegA：石炭火力、LNG火力など、従来からRegulationを担い、相対的に応答性が低い設備向け
 - RegD：蓄電池やフライホイールなど、相対的に応答性の高い設備向け
- PJMにおけるRegulationの調達量は、2011年から2016年までの間に、約41%減少。特に、2012年から2013年にかけての調達量低減幅が大きい。

FERC Order 755 (2011年10月)

- FERC (Federal Energy Regulatory Commission : 連邦エネルギー規制委員会) は、各RTOおよびISOに対し、Regulationの提供に対する対価につき、
 - ✓ 提供可能な設備容量あたり支払い (機会費用含む)
 - ✓ 周波数調整力の提供実績 (パフォーマンス) に応じた支払い
 の2部料金制により構成されるマーケットベースの価格形成メカニズムへの変更を指示
- 従来の応答速度の遅いリソースに、応答速度の速いリソースを組み合わせることで、周波数調整要求量を満たすために必要な総リソース量を削減し、Regulation調達コストを削減することが可能。

米国PJMにおける、Regulation調達量の推移



出所) Monitoring Analytics, 2016 State of the Market Report for PJM Appendix (2017)および
Monitoring Analytics, 2015 State of the Market Report for PJM Appendix (2016)より三菱総合研究所作成

PJM : Regulation市場－リソース調達時の指標－

- PBR導入後のRegulation市場においては、応札したRegulationリソースは、入札容量および入札価格に加え、パフォーマンス入札価格（\$/ΔMW）で評価される。
- PJMは、「Benefits Factor」、「Performance Score」、「Mileage Ratio」の3つの指標に基づいて、各リソースの入札価格・決済価格を調整している。

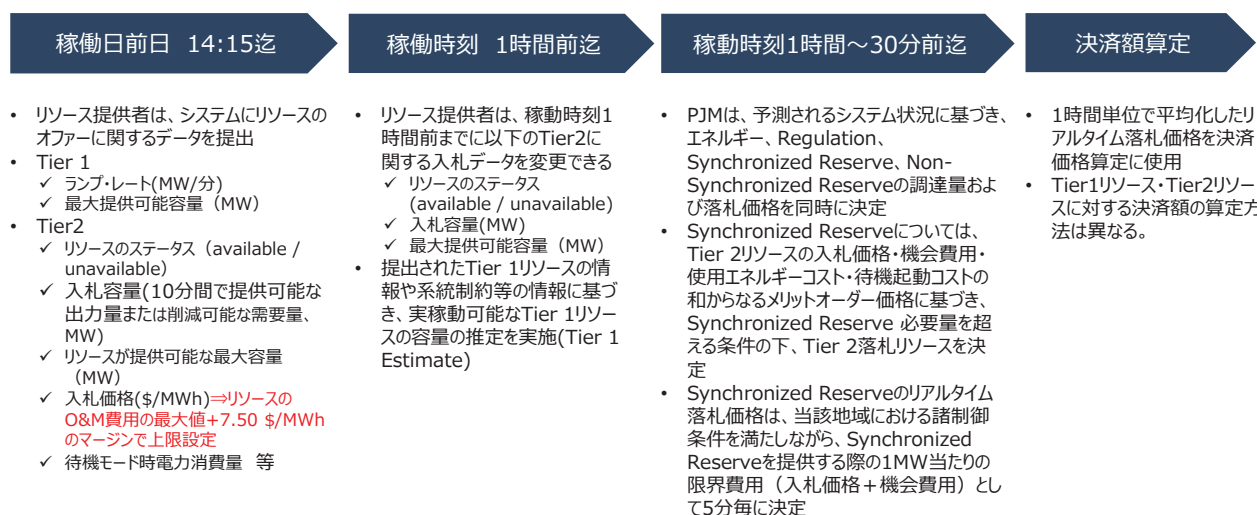
指標	指標の意味
①Benefits Factor	● RegAリソースに対するRegDリソースのRegulationの提供能力を示す倍率 ● 2.9～0の範囲の値 ● RegDリソースの割合に応じて決定する係数であり、Regulation市場の入札プロセスにおいて、応答能力の高い電源に対してインセンティブを付与
②Performance Score	● PJMからの制御信号に対する各リソースの応答性能成績を点数化した値 ● 最低0.00～最高1.00の値を取る ● RegDのPerformance Scoreは、RegAを大きく上回っている
③Mileage Ratio	● RegDリソースのMileageのRegAリソースのMileageに対する比 (Mileage : 割り当てられたRegulation容量に対する、実際のリソースの応答容量) ● おおよそ3程度で推移 (RegDのパフォーマンス (応答実績) はRegAの約3倍であることを意味する)

出所) PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017)

171

PJM: Synchronized Reserve 市場－落札・決済価格決定タイムライン－

- 現在の経済的給電のポジションからランプアップするTier1リソースの容量に関連する増分費用はないため、Tier1リソースの落札には明確なプロセスが存在しない。
- 入札価格・機会費用・エネルギーコスト・起動コストを勘案したメリットオーダー価格順に、制御地域毎に必要な量を超えるという条件のもと、Tier 2 入札リソースから落札リソースを選択。
- PJMでは、5分毎にリアルタイム価格（落札価格）を決定しており、1時間単位で平均化したリアルタイム価格を、決済価格として用いる。



出所)PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations

172

PJM : Synchronized Reserve 調達の流れ

【入札実施】

●稼働日前日14:15 : Synchronized Reserveリソース所有者によって入札がeMKTシステム※1を通して行われる。システムへのインプットデータは以下の通り。

■ オファーに関するインプットデータ（下線の項目は稼働時刻1時間前迄変更可能）

Tier 1:

- ✓ランプ・レート(MW/分)
- ✓最大提供可能容量 (MW)

Tier 2:

- ✓ リソースの提供可能性有無※2 (available/unavailable)
- ✓入札容量※3(10分間で提供可能な出力量または削減可能な需要量)
- ✓入札価格※4(\$/MWh)
- ✓待機モード時電力消費量※5

※1: PJM調整力市場の電子市場システム。調整力の入札・相対取引やおよび落札結果の公開がなされる。

※2: 物理的に供給不可能時にのみunavailableとして入力・変更可

※3: 発電リソース、需要リソースともに最低オファー容量は0.1MW。また、リソースの安定提供が難しい場合、オファー量を0MWで入力可。(想定リソースは原子力・風力・太陽光・蓄電池)

※4: Tier2リソースのオファー価格(\$/MWh) は、リソースのO&Mコスト最大値 (Cost Development Task Forceで決定) に、7.5 (\$/MWh) のマージンを加味した価格が上限。また、マイナス価格での入札は認められていない。

※5: 待機モードで運用しているときにリソースが消費する瞬間的 (Instantaneous) エネルギー量

稼働日当日にSynchronized Reserve市場参加リソースが参加不能になった場合には、稼働1時間前までに、オファー容量を0MW、リソースの提供可能性を「unavailable」に変更しなければならない

■ コストに関するインプットデータ

- ✓発電モード切替コスト
- ✓負荷シャットダウンコスト
- ✓起動コスト
- ✓待機コスト
- ✓所要起動時間 等

出所)PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations

PJM : Synchronized Reserve 調達の流れ

- 当日稼働時刻1時間前～ : 入札データに基づき、ASO(Ancillary Services Optimizer)を起動し、エネルギー、Regulation、Synchronized Reserve、Non-Synchronized Reserveの調達量および落札価格を同時に決定。
- メリットオーダーの計算は、Tier2のSynchronized Reserve市場でのみ行われ、Tier2のリソースが提出するオファーに基づく。
入札価格は、リソースのO&M費用+0.75/MWhマージンの最大値が上限となる。
- 下式で定められるMerit order price (メリットオーダー価格) (\$/MWh)に基づき、Synchronized Reserve 必要量を超えるという条件の下、メリットオーダー順に落札リソースを決定。

Resource merit order price (\$/MWh)

= Resource Synchronized Reserve offer ※1 + Estimated resource opportunity cost per MWh of capability※2※3 + Energy use per MWh of capability※4 + Condense startup cost ※5

※1: Synchronized Reserve入札価格。リソース前日14時15分までにeMKTに提出

※2: 予測機会費用 (MWh当たり)。

※3: デマンドリソースの機会費用は0

※4: MWh当たり使用エネルギーコスト。前日14時15分までにeMKTに提出

Energy use per MWh of capability = 予測LMP×エネルギー消費(MW)÷Synchronized Reserve容量

※5: 待機起動コスト

PJM : Synchronized Reserve 市場決済価格・決済額

【落札価格】

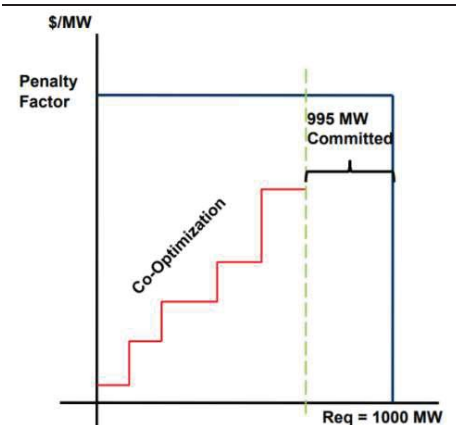
●Synchronized Reserve市場落札価格(SRMCP : Synchronized Reserve Market Clearing Price)は5分毎にLMPと同時に算出される。

- ① Synchronized Reserve必要量が満たされた場合 :
5分毎のSRMCP = Synchronized Reserve offer of marginal synchronized resource (マージナルリソースの入札価格)
+ Opportunity cost of marginal synchronized resource (マージナルリソースの機会費用)
- ② Synchronized Reserve必要量が満たされない場合 (不足した場合) :
5分毎のSRMCP = Primary ReserveおよびSynchronized Reserveのまたはファクター※1 (Penalty Factor) の和

● 5分毎のSRMCPの時間平均が、市場決済に用いられるSRMCPとなる。

※1 : Primary ReserveおよびSynchronized Reserveの調達量が必要量に達しなかった場合に用いられる値であり、Primary Reserve、Synchronized Reserveとも850(\$/MWh)に設定されている。落札価格がペナルティファクターに到達した場合、システムの調整力調達能力に問題があることが示唆される。

Operating Reserve Demand Curve
およびPenalty Factor



PJM : Non-Synchronized Reserve市場

【調達の流れ】

- PJMが経済的であると判断した場合、Synchronized ReserveとPrimary Reserveの必要量の差を満たすためにNon-Synchronized Reserveが使用される。Non-Synchronized Reserveリソースは、Primary Reserve必要量が満たされるまで、機会損失費用に基づき経済的にスケジュールされる。
- Non-Synchronized Reserve向けに提出されるオファーデータはない。PJMは、Non-Synchronized Reserveのデマンドカーブを定義する。
- PJMは、始動(start-up)時間および通知時間、経済最小値、経済最大値およびエネルギーランプレートに基づき、各リソースから入手可能なNon-Synchronized Reserveの容量(NSRMW)を以下の式の通り計算する。最適化ソフトウェアが、利用可能なNon-Synchronized Reserveリソースを評価し、最もコスト最適なスケジューリングを行う。
 - PJMは、起動時間 (startup) と通知時間 (notification time)、Economic Maximum、Economic Minimum、およびエネルギー・ランプレート (Energy ramp rate) に基づいて、各リソースについて、利用可能なNon-Synchronized Reserveの容量(MW)を算出する。

$$\begin{aligned} & \text{※ 利用可能なNon-Synchronized Reserveの容量(MW)} \\ & = \max \{0, \min[\text{EcoMax}, \text{EcoMin} + (10 - \text{startup} - \text{notification time}) \times \text{Energy ramp rate}] \} \end{aligned}$$

【落札価格】

- Non-Synchronized Reserve市場落札価格(NSRMCP : Non-Synchronized Reserve Market Clearing Price)は、5分毎にLMPと同時に算出される。5分毎のNSRMCPの1時間平均値が、市場決済に用いられるNSRMCPとなる。
- Non-Synchronized Reserve市場落札価格(NSRMCP)は、限界ユニット(機会費用が最も大きいNSRユニット)の機会損失費用に基づき、当該時間の終了時に決定される。NSRの市場落札価格は、Primary Reserveの不足がない場合と不足がある場合の2つの状況で異なる設定である。

- Primary Reserve必要量が満たされる場合
 - NSRMCP = Primary Reserveリソースの限界費用
 - Primary Reserveの限界リソースが、Non-Synchronized Reserveの場合 : NSRMCP = 当該リソースの機会費用
 - Primary Reserveの限界リソースが、Synchronized Reserveの場合 : NSRMCP = Synchronized Reserveの落札価格(SRMCP) + 当該リソースの機会費用
- Primary Reserve必要量が満たされなかった場合
 - Non-Synchronized Reserveの落札価格 = 不足が生じた地域のペナルティファクター (Penalty Factor)

PJM : Day-Ahead Scheduling Reserve市場

- 需要予測と大幅な差異が発生した場合などに対処するため、2008年6月から導入されたDay-Ahead Scheduling Reserveの市場調達の仕組み。
- Day-Ahead Scheduling Reserve提供リソースとして入札できるのは、PJMからの指令に基づき、自動または手動で30分以内に所定出力に到達可能な電源あるいは負荷で、指令を受けた時点で系統に同期されている必要はない。
 - Reliability First Corporation (RFC) およびその他エリアで定められる必要量（2016年 ピーク需要の5.70%、2015年 ピーク需要の5.93%、2014年 ピーク需要の6.27%）を満たすために、前日市場と同時に実施される。
 - 同一リソースを、Day-Ahead Scheduling Reserve市場と、Regulation市場またはSynchronized Reserve市場の双方に入札し、報酬を受けることは可能。（ただし、同一リソースをRegulation市場とSynchronized Reserve市場の双方に入札することは認められていない。）

Day-Ahead Scheduling Reserve

- PJM RTOエリア内に所在し、PJMからの指令に基づき、自動または手動で30分以内に所定出力に到達可能な電源あるいは負荷。指令を受けた時点で系統に同期されている必要はない。
 - ✓ 流れ込み式水力発電、揚水式水力発電、工業用燃料タービン、ジェットエンジン、エキスパンダエンジン、コンバインドサイクルおよびディーゼルなど
 - ✓ 電力網に同期され、30分以内に出力を増加させることができる（コンデンシングモードおよび揚水モードにある揚水水力発電を含む）
 - ✓ 経済的需要応答プログラム（Economic Load Response program）に参加しており、リアルタイムでPJMがデイスパッチ可能、かつ30分以内に需要を減少可能な需要応答リソース
 - ✓ 需要側リソースのアグリゲーションは認められている。また、需要側リソースの参加容量には上限が設けられている。（Day-Ahead Scheduling Reserve必要量の25%まで）

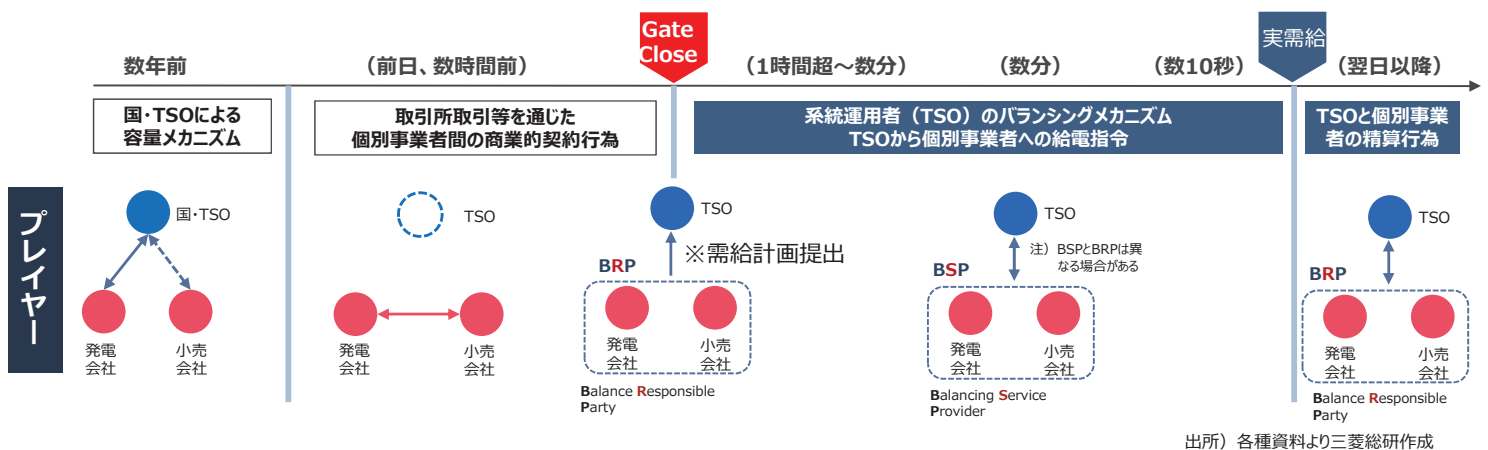
出所)PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations

177

参考 諸外国における電力市場の概念モデル

BRPモデル（欧州）

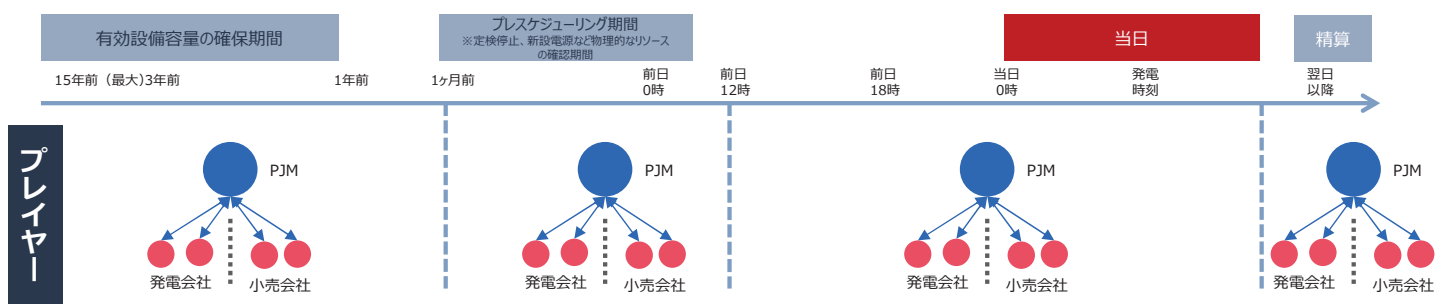
- BRPモデルは市場参加者が自由な市場取引の結果、分散的・分権的に需給計画が作成されるモデルであり、日本の電力市場モデルもBRPモデルに属する。
- BRPモデルは、市場参加者自身がその現物リソース（発電、制御可能な需要）の需給計画を自身の商業戦略に従って決定するという原則に基づくものである。
- 市場参加者は自らのリソース管理や需給計画作成を行う自由と責任を与えられ、その発電設備や卸電力契約の活用を最適化しなければならない（市場参加者による需給調整責任の原則）。
 - ✓ なお、ゲートクローズ前は、一般に“Commercial Phase”と呼ばれ、市場に参加する多数の発電事業者と小売事業者が自由に卸電力取引を行う（Multi buyer-Multi Seller構造）。この段階は小売事業者が需要家に販売する電力について市場を通じた経済的最適化が図られるプロセスである。
 - ✓ 一方、ゲートクローズ後は市場で形成された需給計画を前提としつつ、系統運用者が電力の安定供給のために、瞬時瞬時の電力需給を物理的に厳密に一致させるプロセスであり、一般に“Technical Phase”と呼ばれる。発送電分離された地域では、系統運用者は自社発電設備を所有しないため、需給一致のためのリソースを外部調達せざるを得ない。このリソース調達は系統運用者のみが買い手となる（Single Buyer構造）。



179

パワープールモデル（米国）

- PJMに代表される米国モデルはパワープールモデルと呼ぶことができる。系統運用者であるPJMが全ての発電・小売の需給計画を中央集中・一元的に作成するモデルであり、BRPの概念は存在しない（換言すればPJM自体が一つのBRPと解される）。
- パワープールモデルでは、市場参加者が系統運用者に対して責任をもつ需給計画という観念は存在しない。



180

複製・利用される場合には、下記までご連絡いただきますようお願いいたします。

連絡先

電力広域的運営推進機関 企画部

電話 03-6632-0902