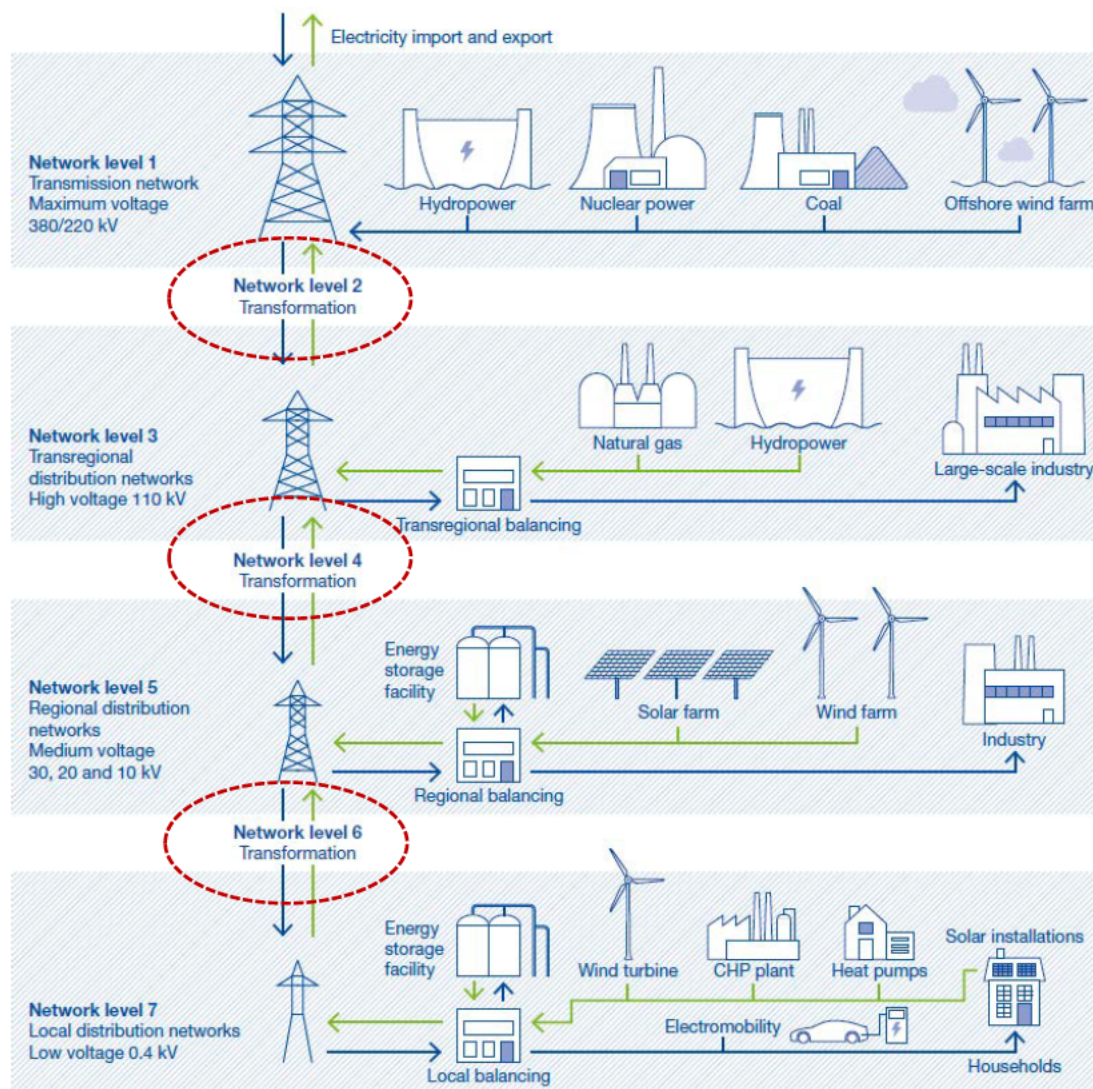


欧州における次世代技術を活用したプラットフォームと調整力市場の動向

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

電力・新エネルギーユニット 担任補佐・研究理事
小笠原潤一

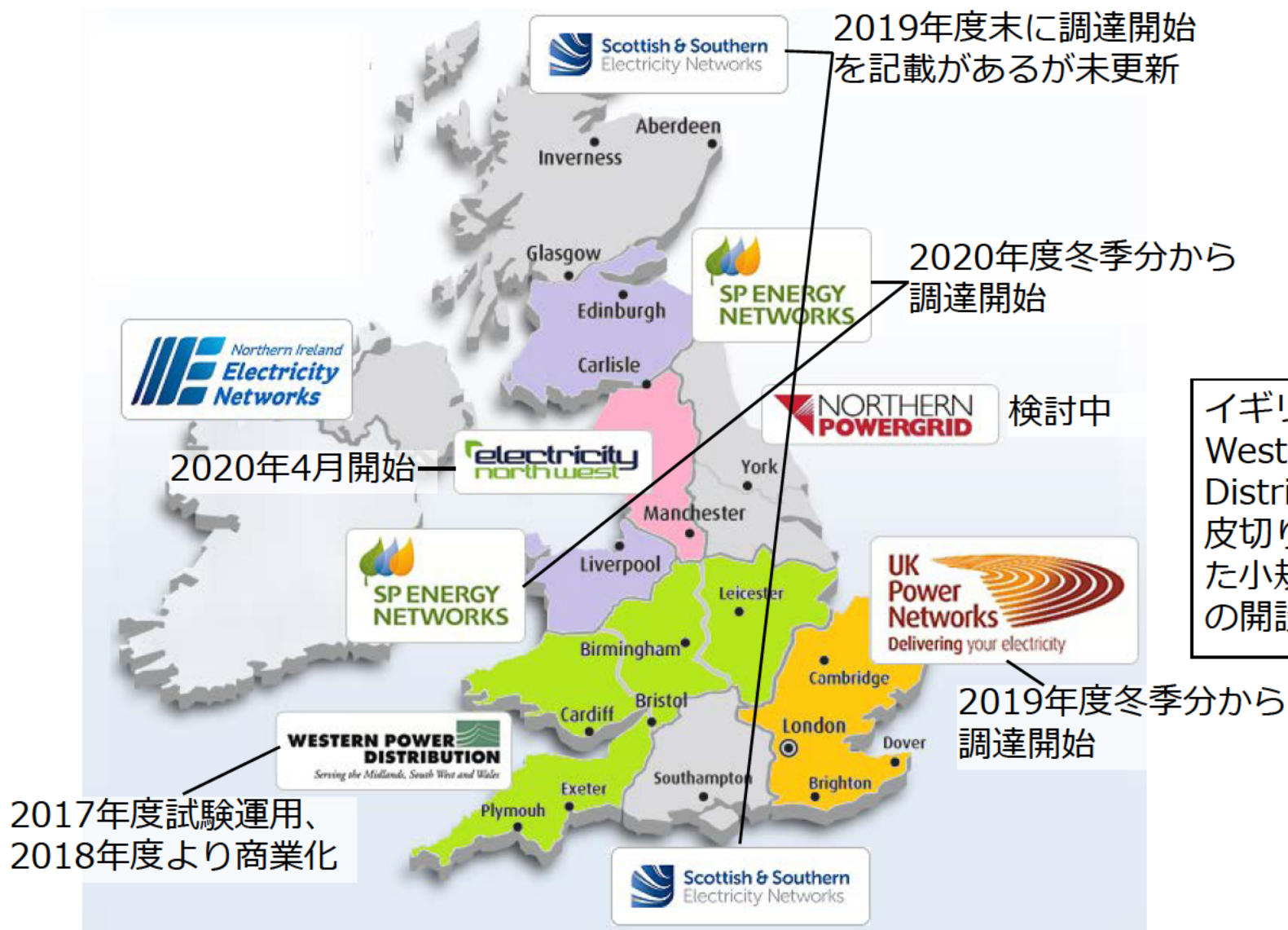
配電システムの混雑問題と市場の在り方の変化



- 混雑管理とは相互に送電可能な送電系統における混雑を解消する問題として設定されていた。
- しかし小規模な再生可能エネルギー発電の連系増加等により各変電所レベルで「混雑」が発生するようになってきた。
- そのためDRを含めた小規模供給力に対しては、①BGによる市場プラットフォーム（BGの同時同量）、②配電系統運用者による混雑処理プラットフォーム（再給電ないし出力制御）、③送電系統運用者による需給調整プラットフォーム（予備力）、④送電系統運用者による混雑処理プラットフォーム（再給電ないし出力制御）と4つの市場を組み合わせたプラットフォーム構築の動きがある。

(出所) GEODE, "Flexibility in the Energy Transition: a Toolbox for Electricity DSOs", 2018年2月

イギリス配電会社による小規模供給力調達市場の動き



イギリスの配電各社は Western Power Distribution (WPD) を皮切りに地点を特定化した小規模供給力調達市場の開設を進めている。

WPDが調達するDERサービス

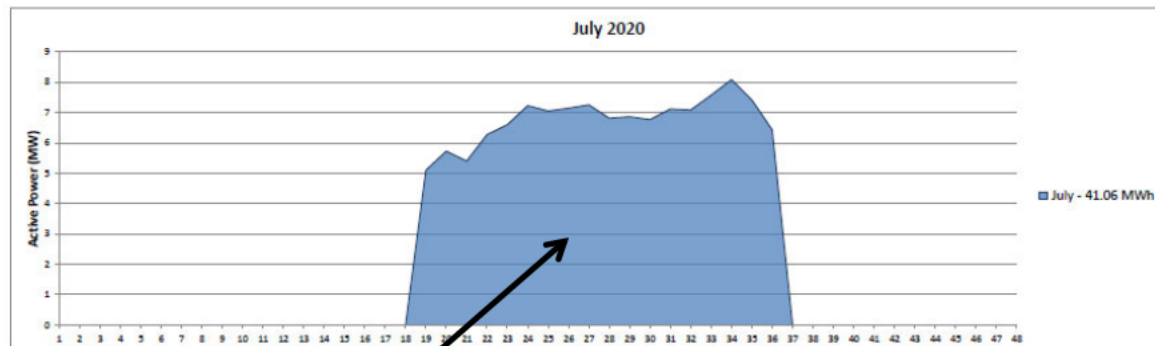
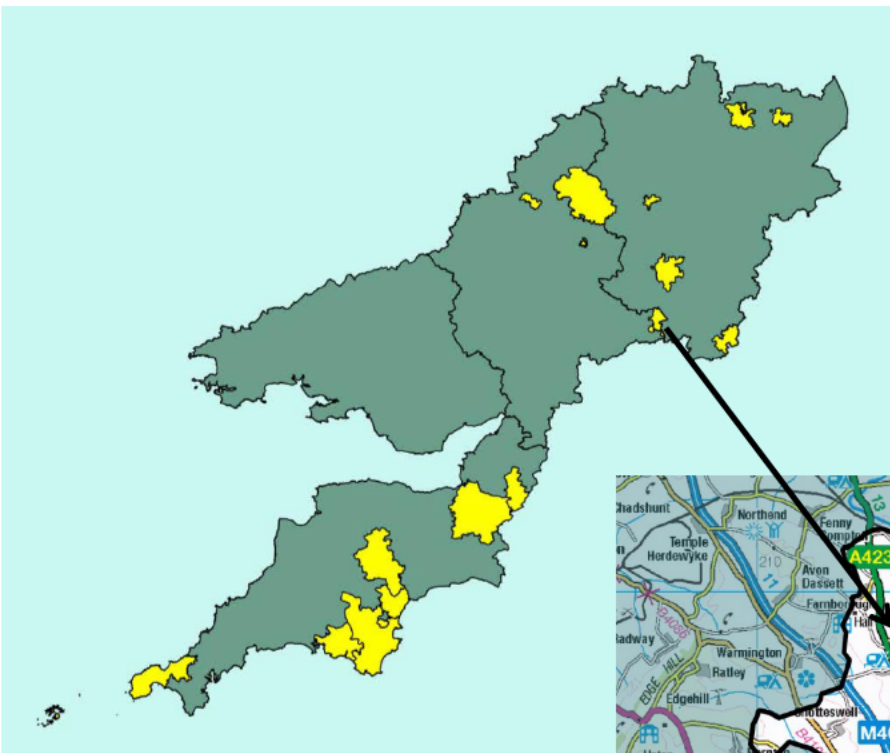
- WPDではDERの調達を2017/18年に試験運用を開始した後、2018/19年から商業化を行っている。Secure、Dynamic及びRestoreと呼ばれる3種類のサービスから調達を開始している。事前に調達が必要な地域が示され、当該地域を対象に入札が実施される。
- 今のところ料金は定額となっている。受渡週（月曜日～日曜日）の前週水曜日深夜までに利用可能容量が示され、DER参加者は受渡週の前週木曜日昼までに提供の有無を報告する。
- 当面は固定価格での買取りを行い、Pay-as-bid方式を経て、完全な市場化へ移行する予定。

	サービス内容	料金
Secure	● 系統のピーク時の負荷管理手法であり、予備的に負荷抑制を行うサービス。予測可能な範囲で求めるサービスで受渡週（月曜日開始）の前週木曜日に宣言される。 ● 料金はサービス提供が予定される際に支払われる実装（Arming）料金と使用された際に支払われる利用（Utilisation）支払がある。	Arming : £ 125/MWh Utilisation : £ 175/MWh
Dynamic	● 配電系統内のメンテナンス等時に特定の障害が発生した場合に開発されたサービス。ネットワーク障害発生後に15分以内に応答する能力が求められる。受渡週（月曜日開始）の前週木曜日に利用可能容量が宣言される。 ● 利用可能料金（Availability）は15分以内応答の準備対する支払いで、実際に使用された場合にも利用（Utilisation）支払を受け取ることができる。	Availability : £ 5/MWh Utilisation : £ 300/MWh
Restore	● 稀頻度の障害からの復旧を支援するサービス。機器の故障等により生じるため事前の警告は無い。通知を受けた場合に15分以内に応答する。 ● 料金は事前に受け取ることができる支払いは無く、実際に応答した場合に利用（Utilisation）支払を受け取るのみとなっている。	Utilisation : £ 600/MWh

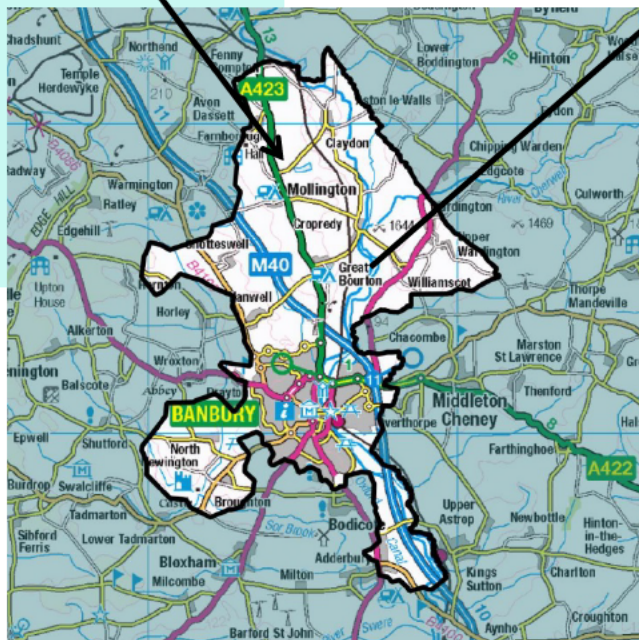
（出所） Western Power Distribution, “Webinar Routes to Participation WPD 2020 Procurement Cycle 1”2020年1月より作成

WPD調達地域情報の開示

- 調達前に対象地域と運用の見込みが示され、DER提供者はそれを確認の上で応札を行う。



Banbury地域では夏季最大
8.1MWのDynamicと
Restoreが必要としている。



- 各社の調達は今のところ発電出力増方向で実施されている。
- これまでの入札には自家発の参加が多い模様。エネルギー貯蔵の参加も見られる。

イギリスの慣性力市場～Stability Pathfinder

- National Grid ESOは2020年1月29日に送電制約管理サービスの一つとしてStability Pathfinder契約の落札者を公表した。Drax、Rassau Grid Services、Deeside Power、Uniper UK及びStatkraft UKが落札した。3年ないし6年契約を選択できるが6年契約が選択されている。揚水発電やガス火力が落札したと考えられる。
- 同サービスは単一の用途ではなく、慣性力維持、電圧管理及び系統安定度維持という複数の用途に使用される。Draxの揚水発電所は4機の発電機のうち1機を止め、非同期瞬動予備力として使用し、その他の発電機は瞬動予備力として活用される。Uniper UKのガス火力は同期補償ユニットを設置し、慣性力と電圧管理を提供するとしている。今回の入札で12.5GVAsの慣性力を獲得した（石炭火力5基相当）。地域の電圧管理に供されるため地点情報を考慮して落札者が決定されたと考えられる。
- 今回の入札には最大の揚水発電保有者First Hydro（216万kW）も参加していたが、高額を理由として失注している。

Stability Pathfinder落札者

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

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

欧州における調整力の標準化の動き

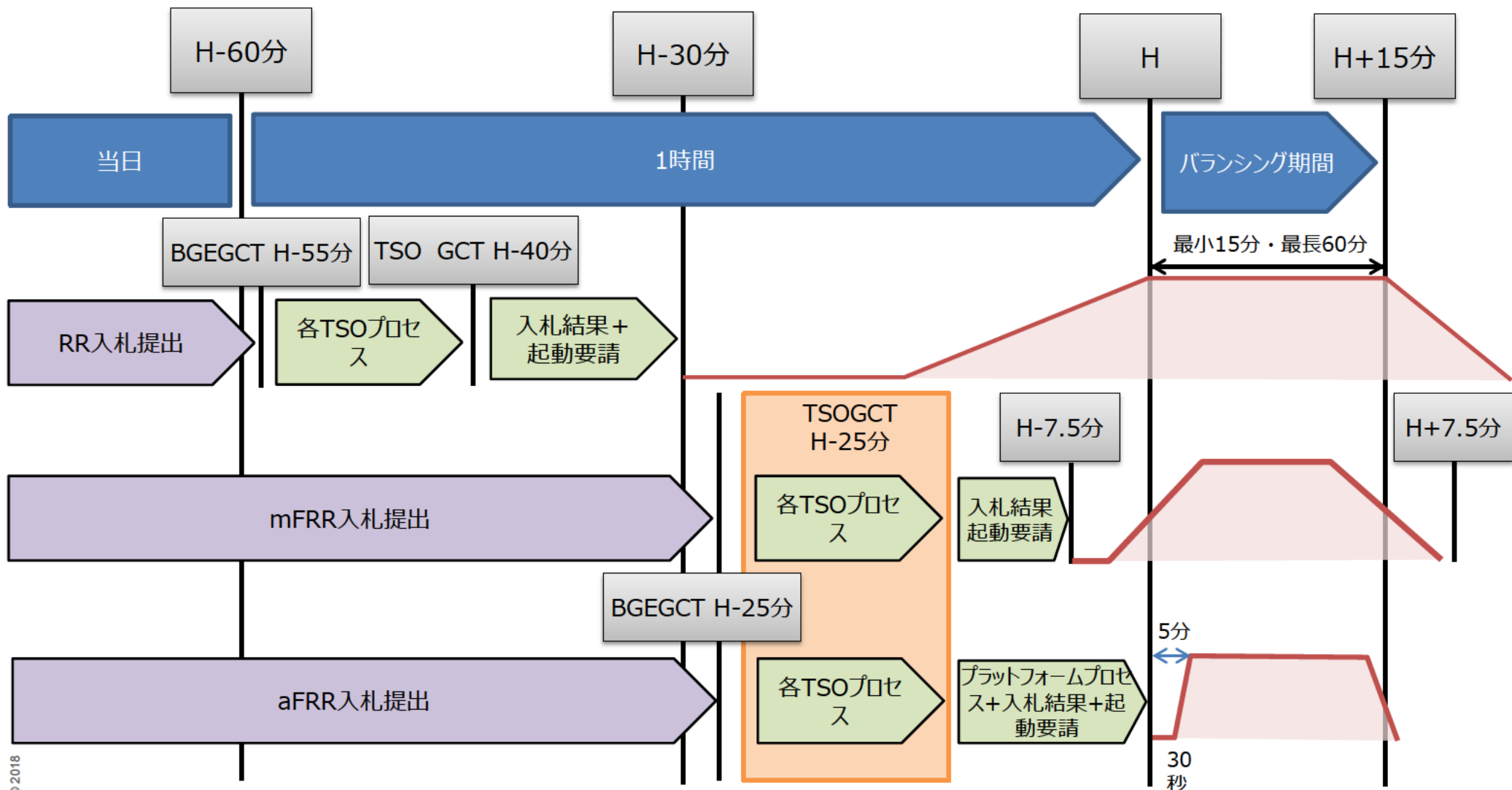
- 2018年12月にaFRR及びmFRRに関する最終提案が行われた。入札開始、入札締切り、時間帯及び価格形成方式は両商品で同じとなった。aFRRの制御シグナルは各地域で決められる（ContinuousとStepwiseの併存可能に）。
- aFRR、mFRR及びRRのエネルギー価格形成は限界価格（Pay-as-cleared）方式が提案されている。いずれも15分内で起動した最も高価格の入札値で価格を決める。aFRRの起動はメリットオーダー順を原則とするが、比例配分方式を排除していない（現行の応答能力では品質を維持できない）。またインバランス料金に使用されるが15分の中で最高価格が適用されるか平均値が適用されるかは決まっていない。
- なお文書中、日本で言う4kW料金に関する記述は無いが排除されていない。相対契約による事前確保も許容されている。あくまでも運用に関する共通プラットフォームであり、安定供給のための事前確保は各国の責任となっているためと考えられる。
- 2021年1月（遅くとも2025年1月）にインバランス決済時間15分化を実施、aFRR・mFRRは2021年導入開始、2023年目処に完了。

	FCR	aFRR	mFRR	RR
応答時間（FAT）	30秒以内	5分～7.5分で検討中 2025年12月までに決定	12分以内	30分
入札開始	2週間前	前日12：00までに開始	前日12：00までに開始	検討中
入札締切	前日8:00	25分前	25分前	55分前
開札	前日8:30	10分前の間	12.5分前間	40分前
時間単位	4時間（0-4h、4-8h、8-12h、 12-16h、16-20h、20-24h）	15分	15分	15分単位（フル容量 提供開始から15分～ 60分維持）
エネルギー価格形成	ゾーン型限界価格（kW価格）	ゾーン型限界価格	ゾーン型限界価格	ゾーン型限界価格
連系線容量	FCR取引上限まで	利用可能容量まで	利用可能容量まで	利用可能容量まで
域内送電混雑の考慮	なし	なし	考慮可能	なし

（注）FCRはEU大の共通プラットフォーム構築ではなく、中西欧州で形成、2020年7月適用開始予定

aFRR、mFRR及びFRRの入札・起動プロセス

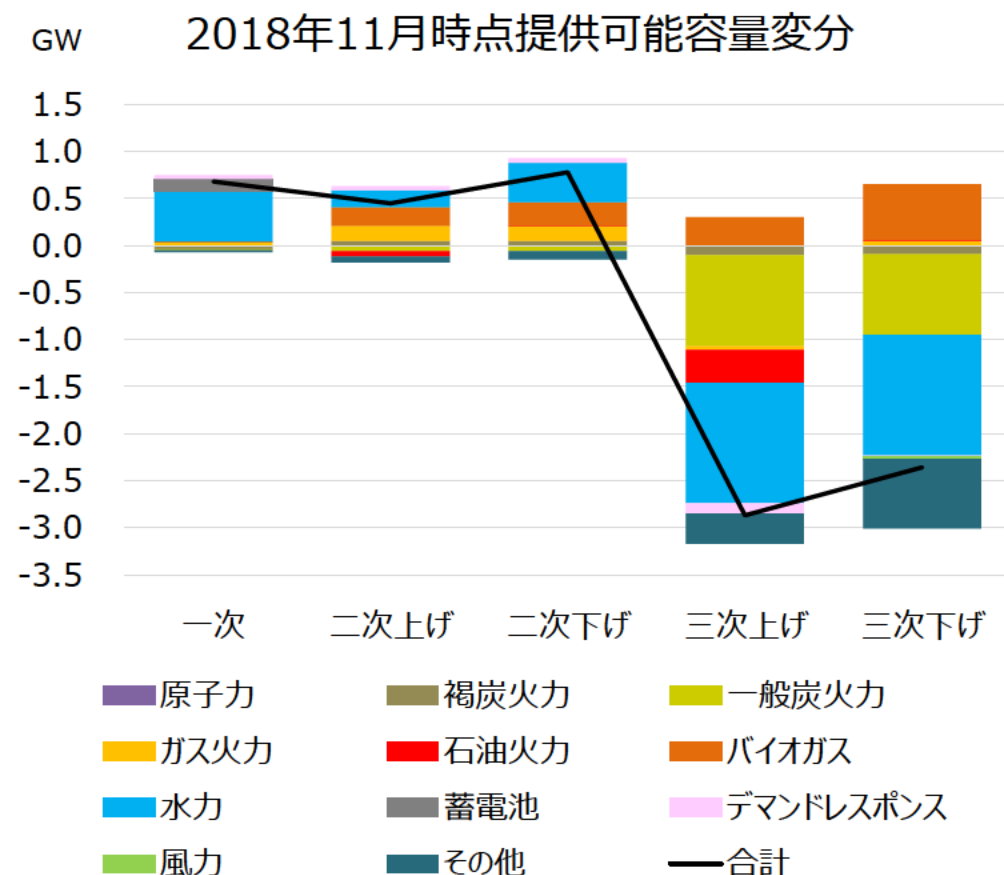
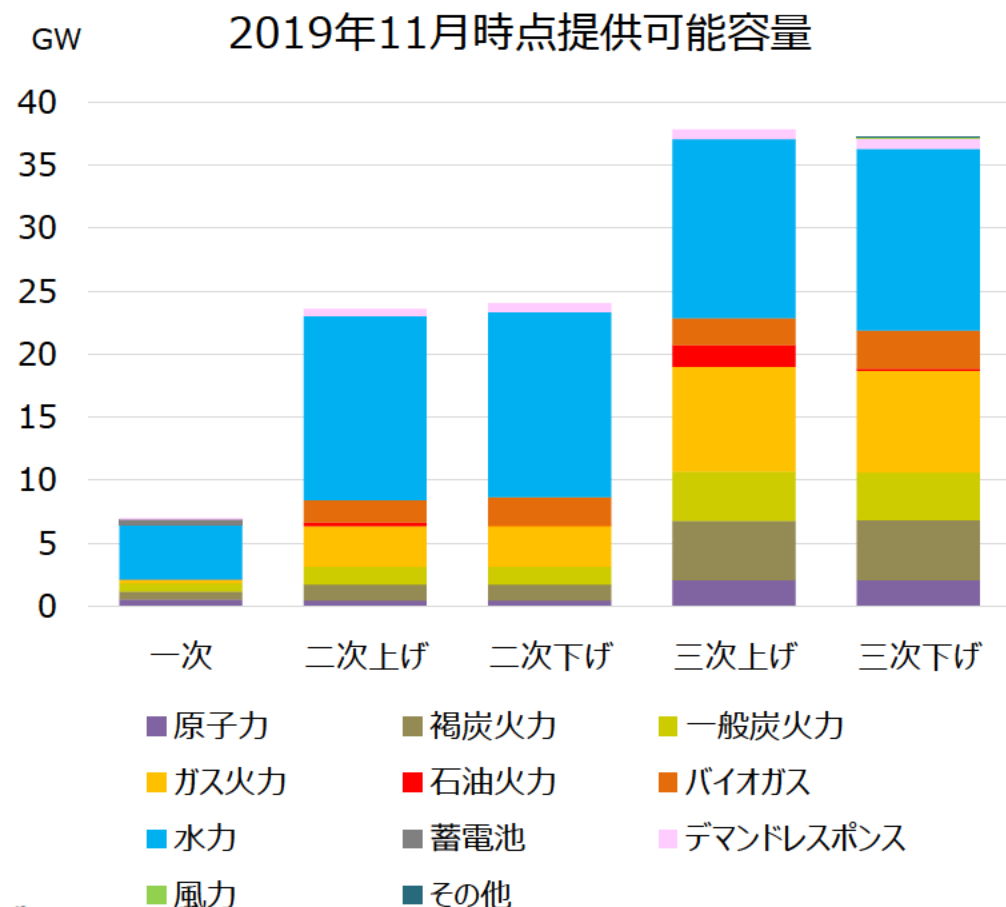
- aFRR、mFRR及びRRの取引の流れは下図の通りである。FCRは前日8:00入札。



(出所) ENTSO-E, "Electricity Balancing in Europe"を基に作成

2019年11月時点におけるドイツの調整力提供可能容量

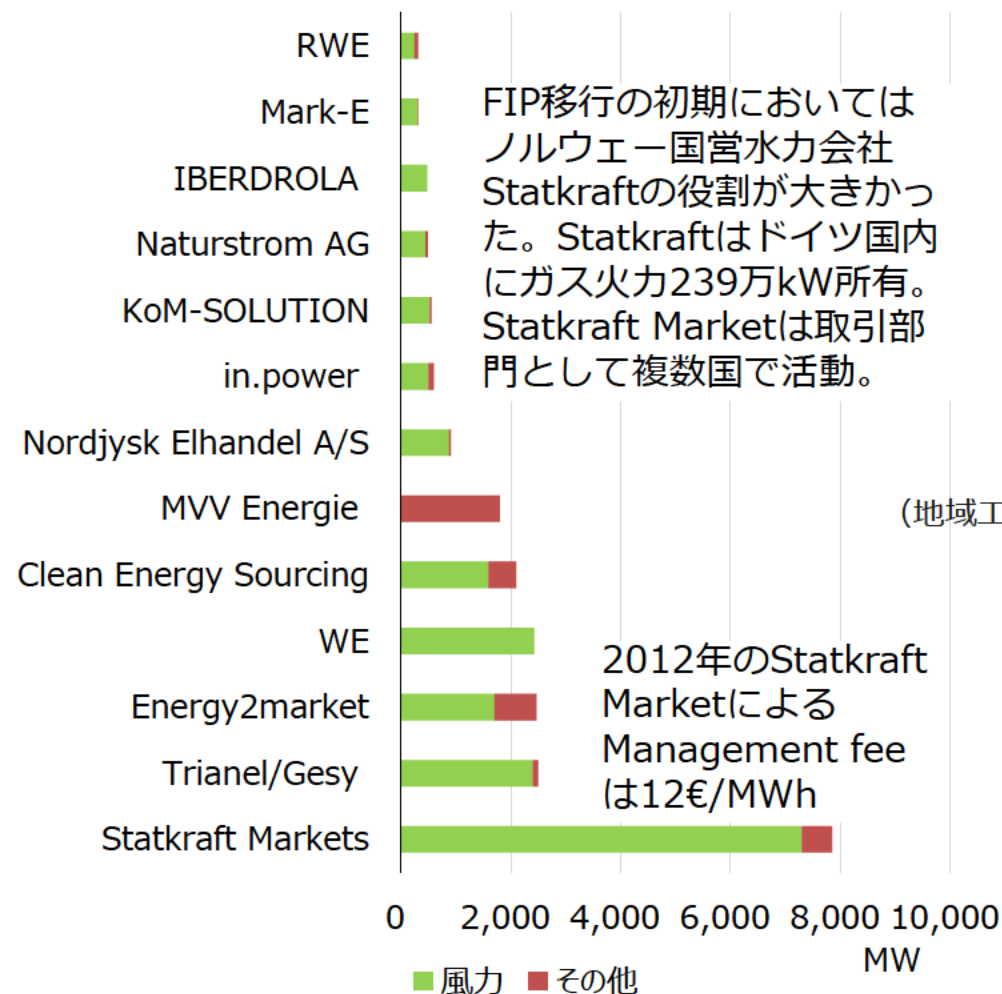
- ドイツでは一次調整力に占める水力の割合が高く、二次・三次と徐々に水力の割合が低下する。2018年11月時点と比較すると三次調整力の提供能力が大きく減少し、一次調整力と二次調整力の提供能力が増加している。



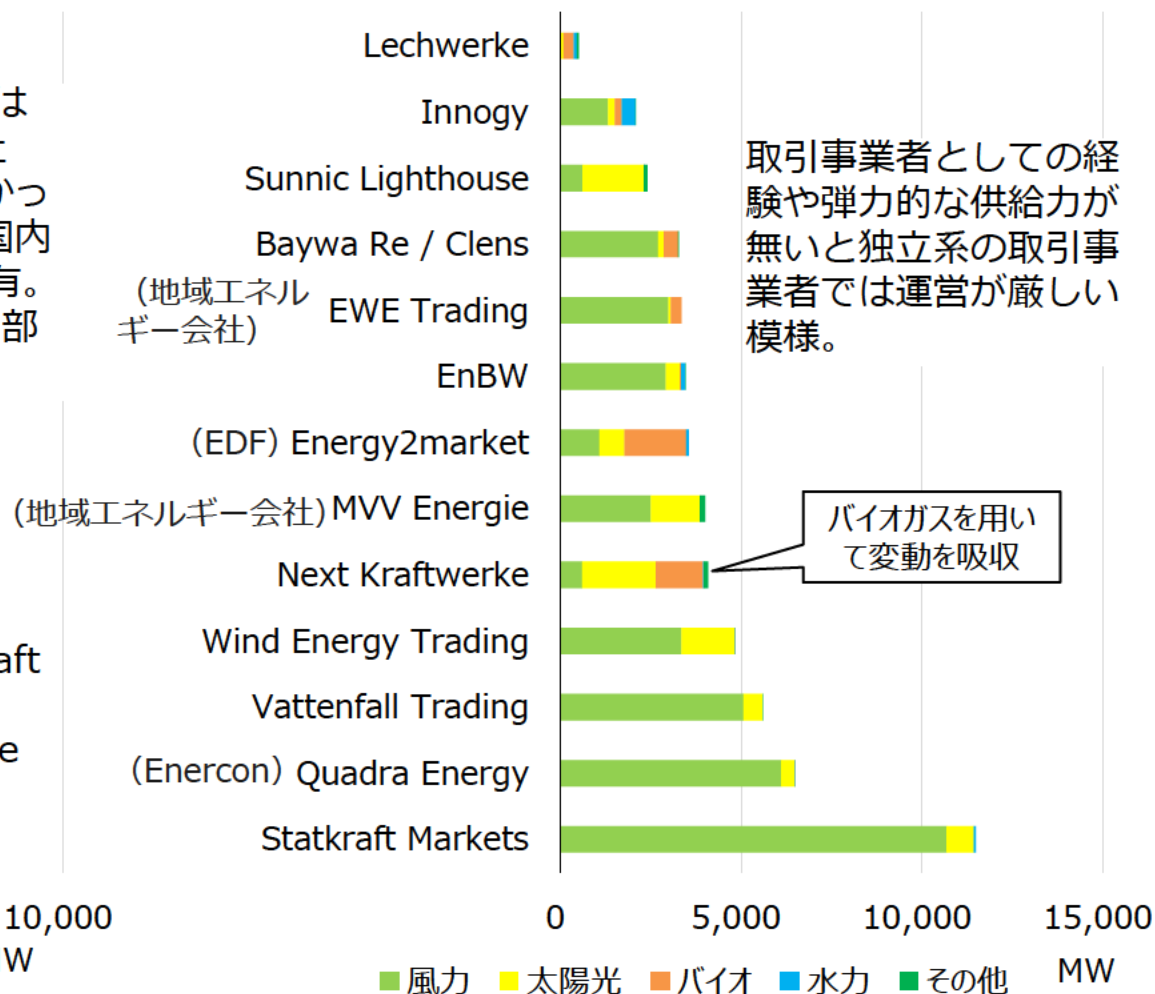
(出所) REGELLEISTUNG.NET, "Präqualifizierte Leistung in Deutschland"より作成

ドイツにおける主要なDirect Marketing買取事業者

2013年6月

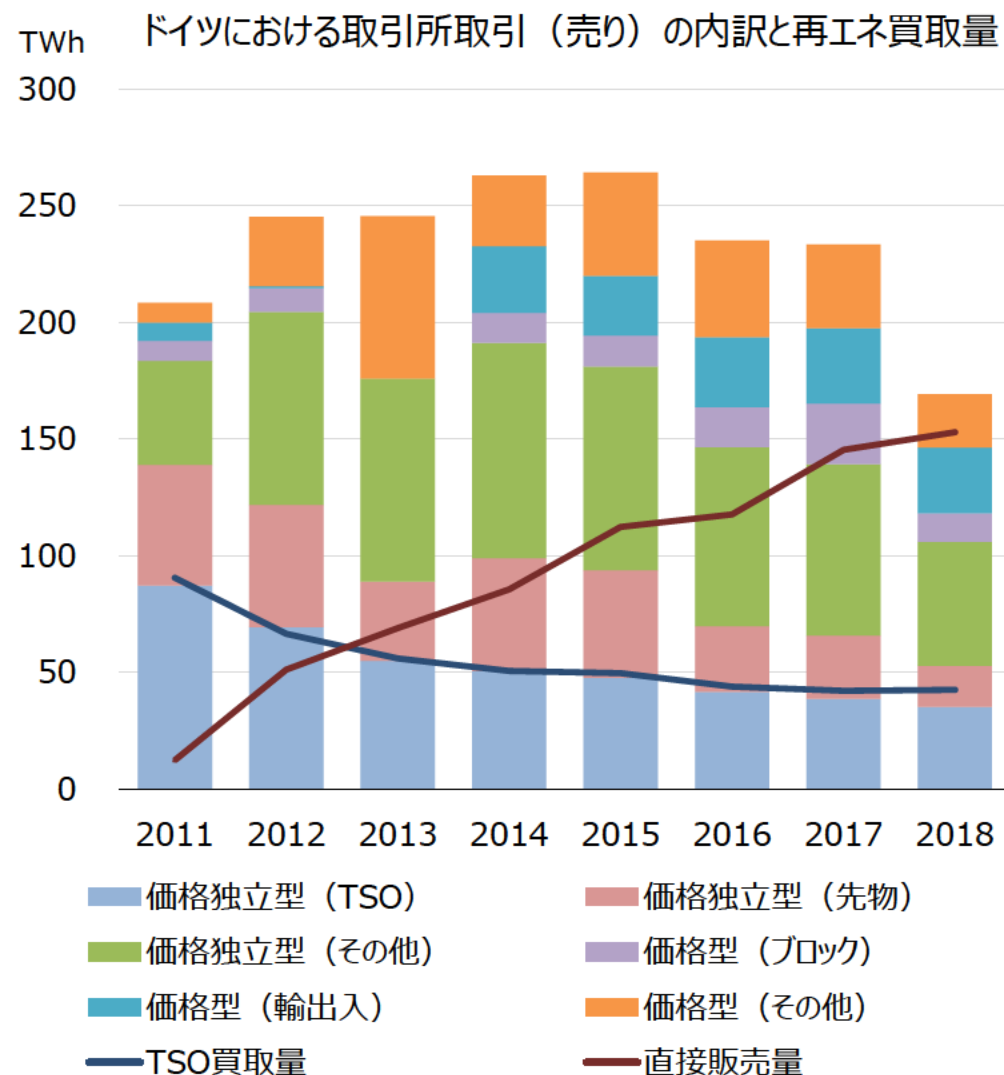


2019年1月



(出所) 連邦経済エネルギー省 "Monitoring der Direktvermarktung Quartalsbericht"

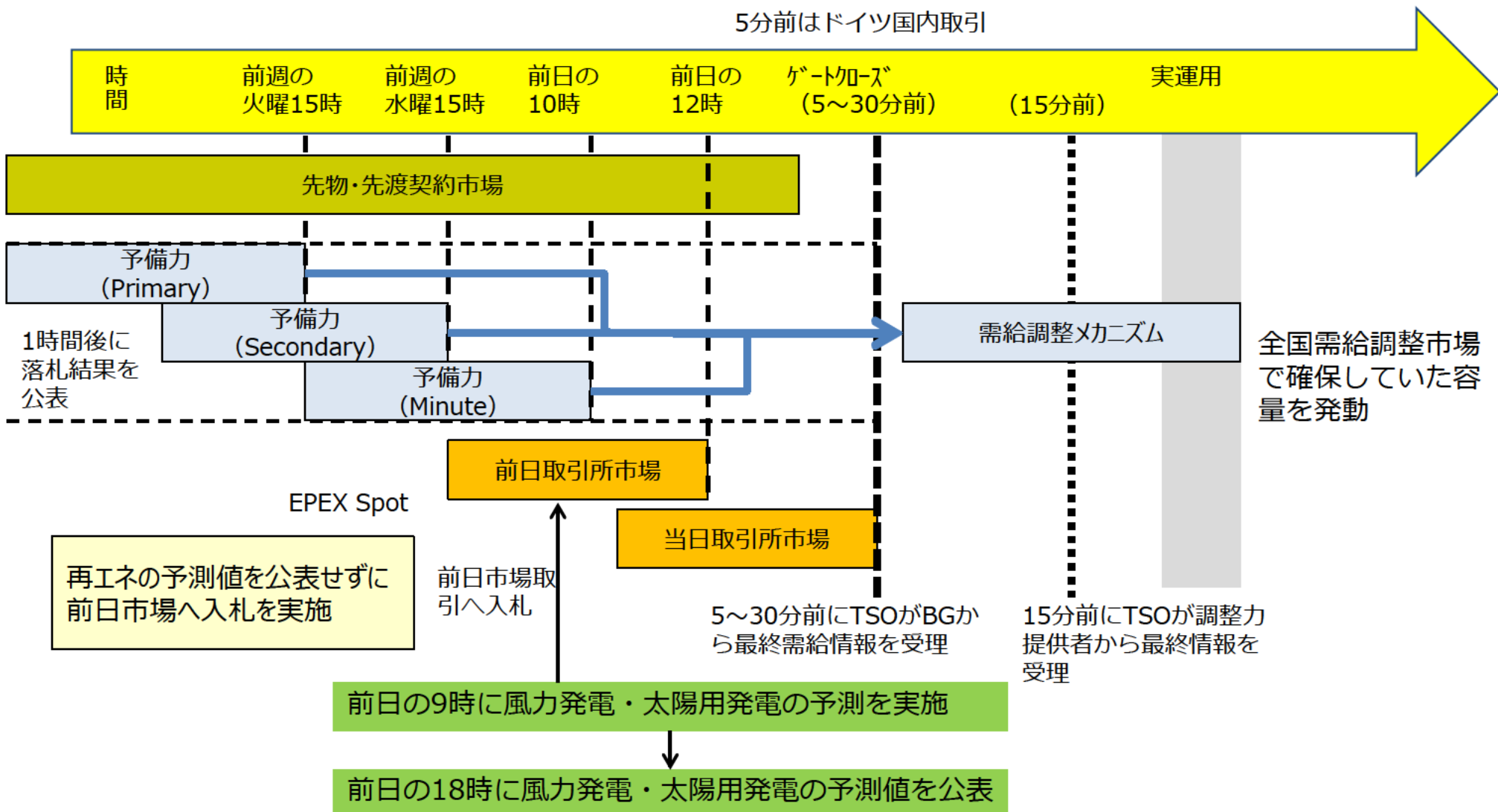
ドイツにおける直接販売と取引所取引



(出所) ドイツ連邦ネットワーク庁「市場監視レポート」各版と“EEG in Zahlen”より作成

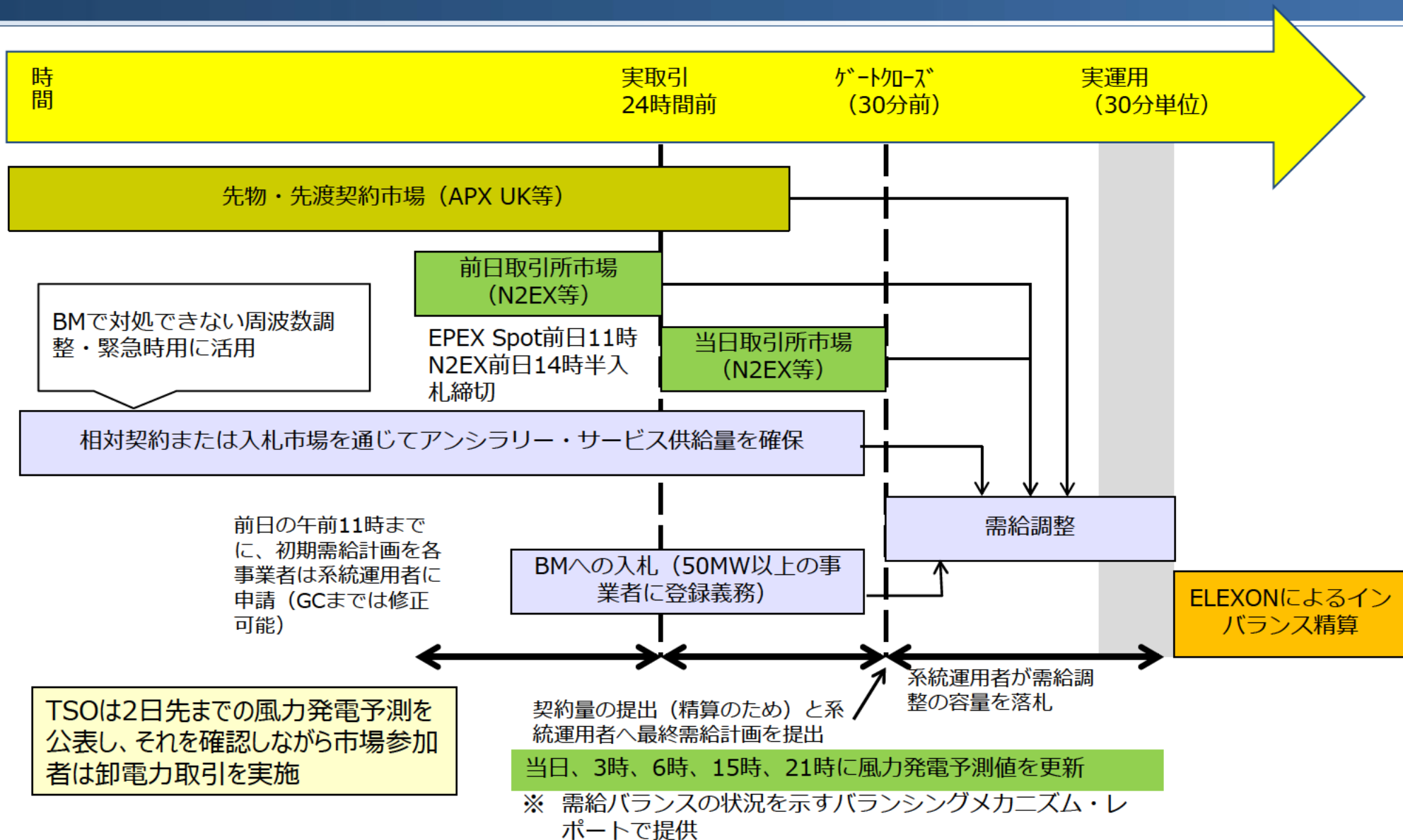
- ドイツではTSOによる買取量を減らして直接販売（Direct Marketing）の割合が現在では8割程度にまで高まったが、卸電力取引所（前日スポット市場）の売りの内訳と比較すると直接販売の取引所利用が増加したという痕跡は無い。
 - アグリゲータによる買取りも実施されている模様だが、需要と供給のポートフォリオを有するbalancing・グループによる引取りが多い可能性が高い。
- ※ 価格独立型取引は価格水準に関係なく取引を行う入札の類型

ドイツにおけるスポット取引と需給調整市場の流れ



(出所) (出所) 古澤「欧州における再エネ大量導入下の配電系統設備形成の動向と課題－分散型資源の柔軟性確保に向けた検討－」(電力中央研究所研究資料Y1508・2019年3月) p.12の図を基に、その後の状況変化等を踏まえ加筆・修正

イギリスにおけるスポット取引と需給調整市場の流れ



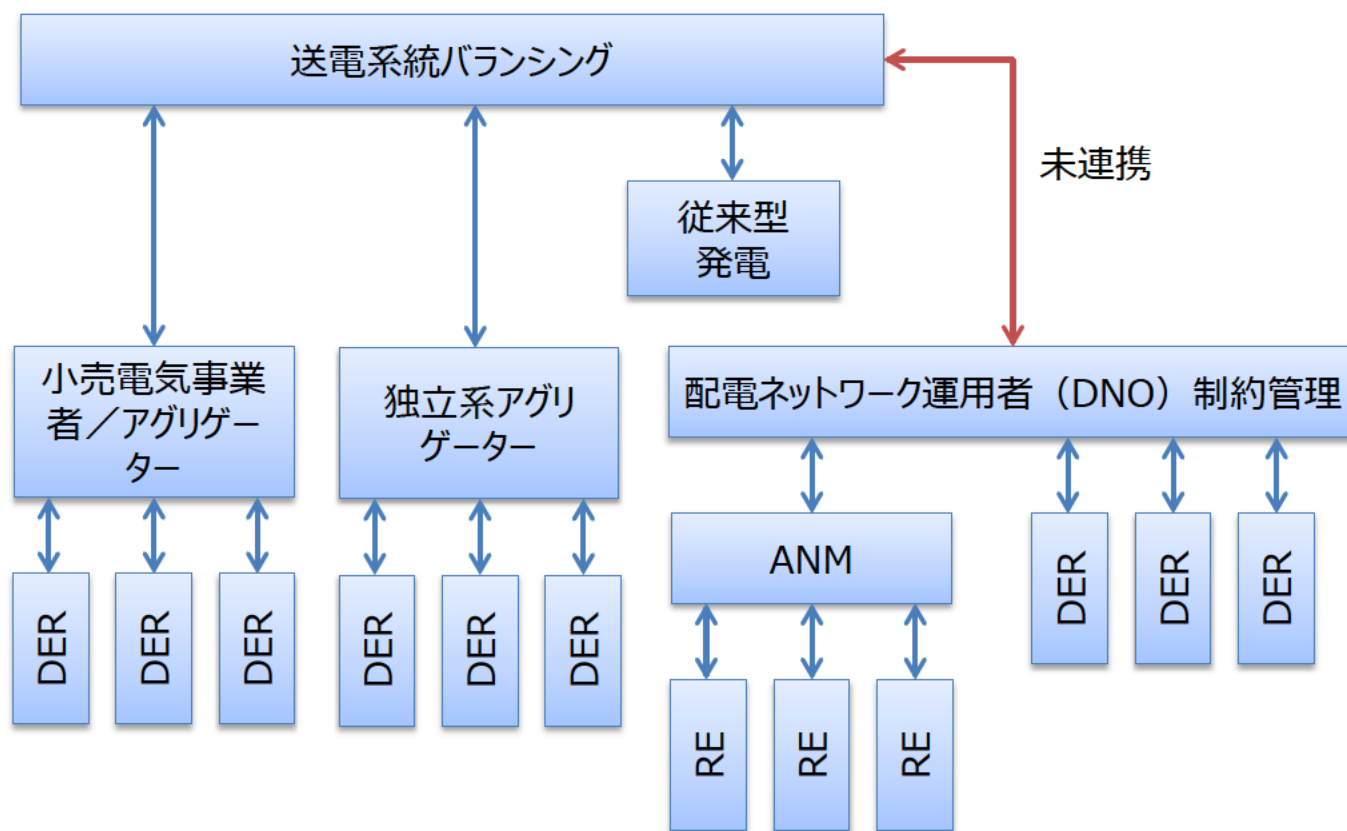
(出所) 古澤・岡田・後藤「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題-需給調整能力の確保と費用決済-」
(電力中央研究所報告Y13018・2014年4月) p.19の図を基に、その後の状況変化等を踏まえ加筆・修正

主要国の卸電力市場と再エネ

	イタリア	イギリス	ドイツ	スペイン	日本
前日市場	準全面プール市場 (GME : ゾーン別)	卸電力取引所 (EPEX Spot、 N2EX : 全国)	卸電力取引所 (EPEX Spot : 全 国)	準全面プール市場 (OMIE : 全国)	卸電力取引所 (JEPX : ゾーン別)
当日市場	GME:7段階当日市場 オークション (複数時間 を跨る修正可能)	EPEX Spot : ザラ場・ オークション取引	EPEX Spot : ザラバ・ オークション取引	OMIE : 6段階当 日市場オークション (複数時間を跨る 修正可能)	JEPX : ザラ場取引
インバランス 解消	balancing・メカニズム (一定規模以上参加 義務)	balancing・メカニズム (一定規模以上参加 義務) + STOR (短 期運転予備力)	FCR、aFRR、RR	300MWh以上の 偏差に対し偏差管 理を追加調達	二次調整力②、三 次調整力①②、余 力活用
周波数維 持	FCR、aFRR、RR	FCR、mFRR		FCR、aFRR、 mFRR	一次調整力、二次 調整力①
インバランス 料金	給電指令に従える供給 力とそれ以外で別料金	balancingメカニズム の取引価格による単一 価格 (需給ひっ迫時 高騰)	aFRR及びRRの平均 エネルギー価格による 単一価格	発電需要別・余剰 不足別料金で aFRR、mFRR、 RRエネルギー価格 使用	系統余剰不足別・ BG余剰不足別料 金で調整力エネル ギー価格を使用 (需給ひっ迫時高 騰)
再エネ買取	FIP : 大規模、FIT : 小規模	FIP (CfD) : 大規 模、FIT : 小規模	FIP : 大規模、FIT : 小規模	FIT・FIP廃止、入 札型補助金制度	FIP・FIT併存
再エネ予測	GSE (FIPへは非公 表)	TSOが予測データを公 表	各TSOが予測データ公 表	CECREが予測し公 表	一般送配電事業者

現状の仕組み～イギリスの例

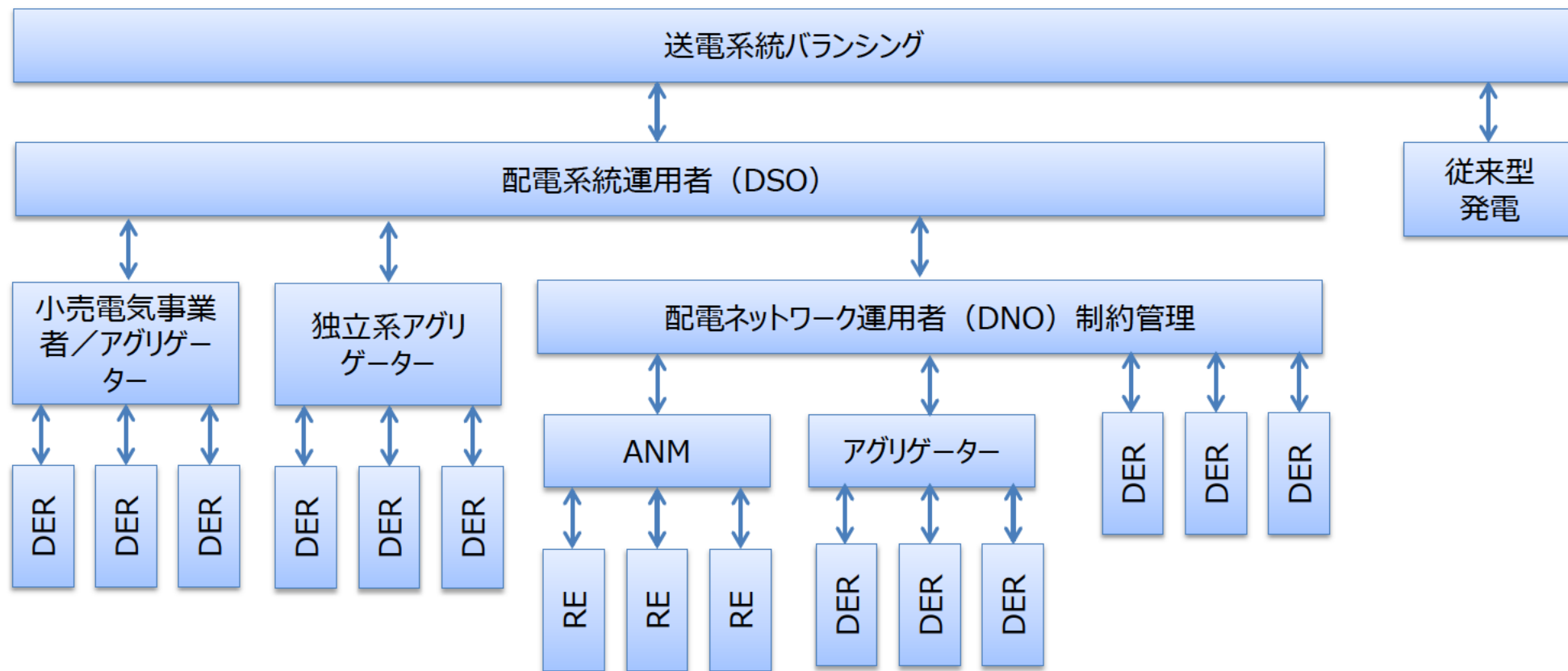
- 現在は送電系統バランシングと配電ネットワーク制約管理は相互に独立的に運用されており、連携は行われていない。次のステップとして送電系統運用者と配電系統運用者が連携して、送電系統バランシングが配電ネットワーク運用者制約管理に参加しているリソースを活用する仕組みへの移行を目指す（NETSO Led Market Model）。



(注) ANM : Active Network Management、DER : デマンドレスポンス、RE : 再エネ発電
(出所) WPD, "DNO Transition", 2017年12月より作成

将来の仕組みに向けた議論～イギリスの例

- 最終的には配電系統に連系しているDERは全て配電系統運用者が管理し、送電系統のバランシングは配電系統運用者を通じて送電系統運用者に提供されるDSO Led Market Modelを目指すとしている。
- しかし配電系統運用者は従来、こうした業務を行っておらず、事業規模も様々である。実現可能性について地域差が大きいのではないか。



日本の電力プラットフォームへの提言

- 再生可能エネルギー発電は配電系統への接続が増加しており、従来の送電系統を基礎とした卸市場から配電系統制約解消を目的とした市場構築の動きが生じている。これら複数の市場の構築の在り方や連系方法が課題になる可能性が高い。欧州では調整力の商品設計が15分単位になる予定で、卸電力取引を含めた利益最大化に向けた行動が増加する可能性がある。日本では再生可能エネルギー発電の出力変化に対応するための当日取引の設計の方向性や同時同量決済単位30分についてどう考えていくべきか。
- 非同期型再生可能エネルギー発電の連系量増加に伴いイギリスやアイルランドで慣性力の提供者への支払いが取り組まれている。テキサス州ERCOTを含めてこれら系統規模の小さな地域では応答時間が0.5秒、1秒や2秒と短い商品が登場し始めている。再生可能エネルギー発電の導入拡大を見据えた新しい商品設計を通じた安定供給維持に必要な能力確保に向けた議論を行う必要があるのではないか。
- 小規模分散型供給力のプラットフォームの方向性は世界的にも定まっていない。分散処理可能な商品と集中的に管理しなければならない商品を峻別し、議論を深めていく必要があるのではないか。