原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center

容量市場
ーその概要と問題点ー

2019年1月21日

松久保肇（原子力資料情報室）

今日のおはなし

- そもそも電力システム改革とは？
- 電力の価値って？
- 容量市場とは？
- 容量市場の何が問題？

「電力システムに関する改革方針（平成25年4月2日閣議決定）」の全体像 3

Ⅰ．電力システム改革の3つの目的

1. 安定供給を確保する。
2. 電気料金を最大限抑制する。
3. 需要家の選択肢や事業者の事業機会を拡大する。

Ⅱ．電力システム改革の3本柱

1. 広域系統運用の拡大。
2. 小売及び発電の全面自由化。
3. 法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保。

Ⅲ．電力システム改革の3段階の実施スケジュール

電力システム改革を以下の3段階に分け、各段階で課題克服のための十分な検証を行い、その結果を踏まえた必要な措置を講じながら、改革を進める。

	実施時期	法案提出時期
【第1段階】 広域系統運用機関（仮称）の設立	平成27年（2015年）を目途に設立	平成25年（2013年）11月13日成立 （※第2段階、第3段階の実施時期・法案提出時期、留意事項を規定）
【第2段階】 電気の小売業への参入の全面自由化	平成28年（2016年）を目途に実施	平成26年（2014年）6月11日成立
【第3段階】 法的分離による送配電部門の中立性の一層の確保、電気の小売料金の全面自由化	平成30年から平成32年まで（2018年から2020年まで）を目途に実施	平成27年（2015年）通常国会に法案提出することを目指すものとする

https://www.mhlw.go.jp/file/05-Shingikai-12602000-Seisakutoukatsukan-Sanjikanshitsu_Roudouseisakutantou/0000094529.pdf

電力自由化の現状（2018年9月）

(1) **需要電力量合計**（電気事業者の販売電力量＋電気事業者の特定供給・自家消費※1）は、７７４．８億kWhで、対前年同月比１．５%増となった。

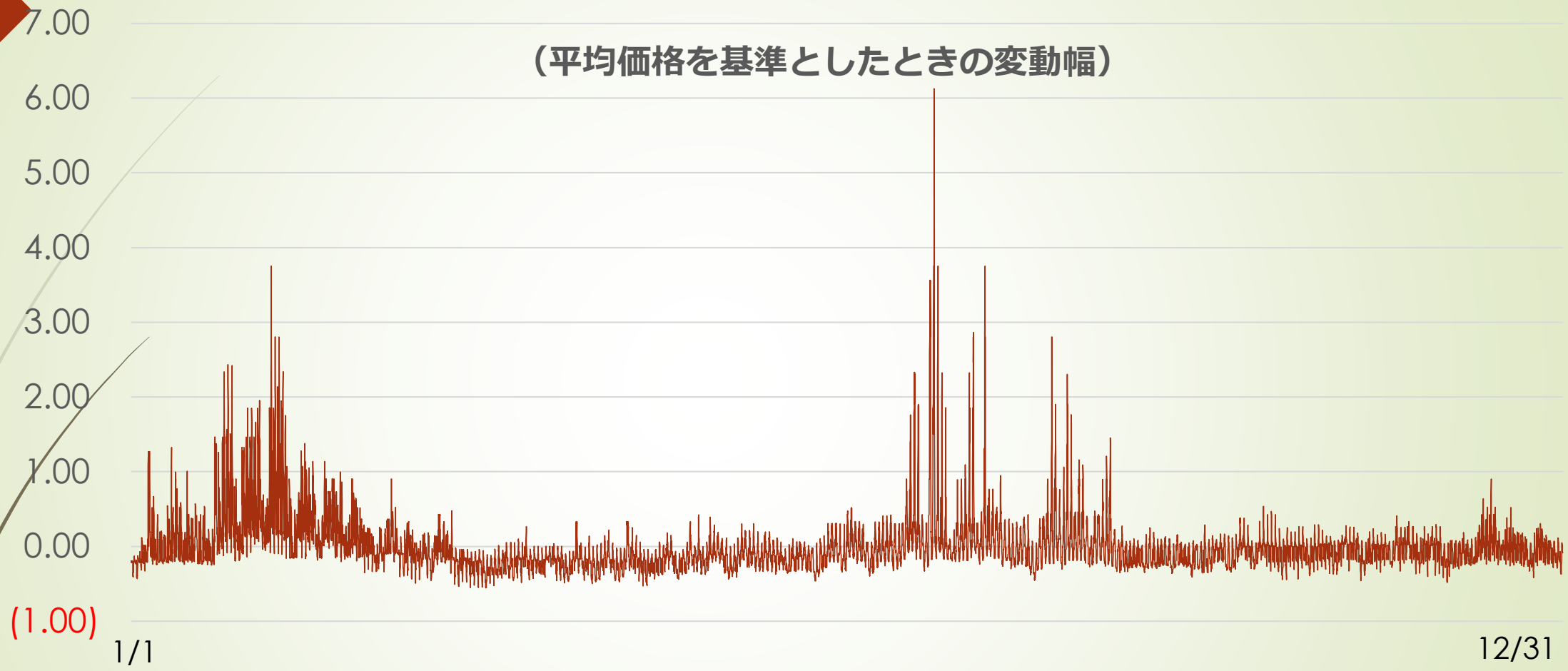
(2) このうち、**電気事業者の販売電力量**※2は７３６．９億kWh（内訳：特別高圧１９９．１億kWh、高圧２７５．０億kWh、低圧２６０．６億kWh（低圧電灯２２５．３億kWh、低圧電力３５．３億kWh）ほか）で、対前年同月比２．１%増となった。

(3) **低圧における販売電力量**のうち、特定需要（経過措置料金）は１５１．０億kWh、その他需要（自由料金等）※3は１１１．８億kWhとなり、その他需要の占める割合は４２．６%であった。

(4) **新電力※4の販売電力量**は１０４．２億kWh（内訳:特別高圧１３．４億kWh、高圧５９．８億kWh、低圧３１．０億kWh（低圧電灯２７．７億kWh、低圧電力３．３億kWh））で、販売電力量全体に占める割合は１４．１%になった（特別高圧に占める割合：６．７%、高圧に占める割合：２１．７%、低圧に占める割合：１１．９%）。

http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/pdf/2018/0-2018.pdf

2018年の電力卸取引所スポット市場の変動幅



- 現状、容量が不足は発生していないが、需給ひっ迫時に価格の高騰が発生している
- 本来であれば卸電力取引所の上場商品で需給調整は十分に達成可能だが、現状は流動性が不十分なため、価格変動が大きく、指標性が不十分

電力の価値とは？

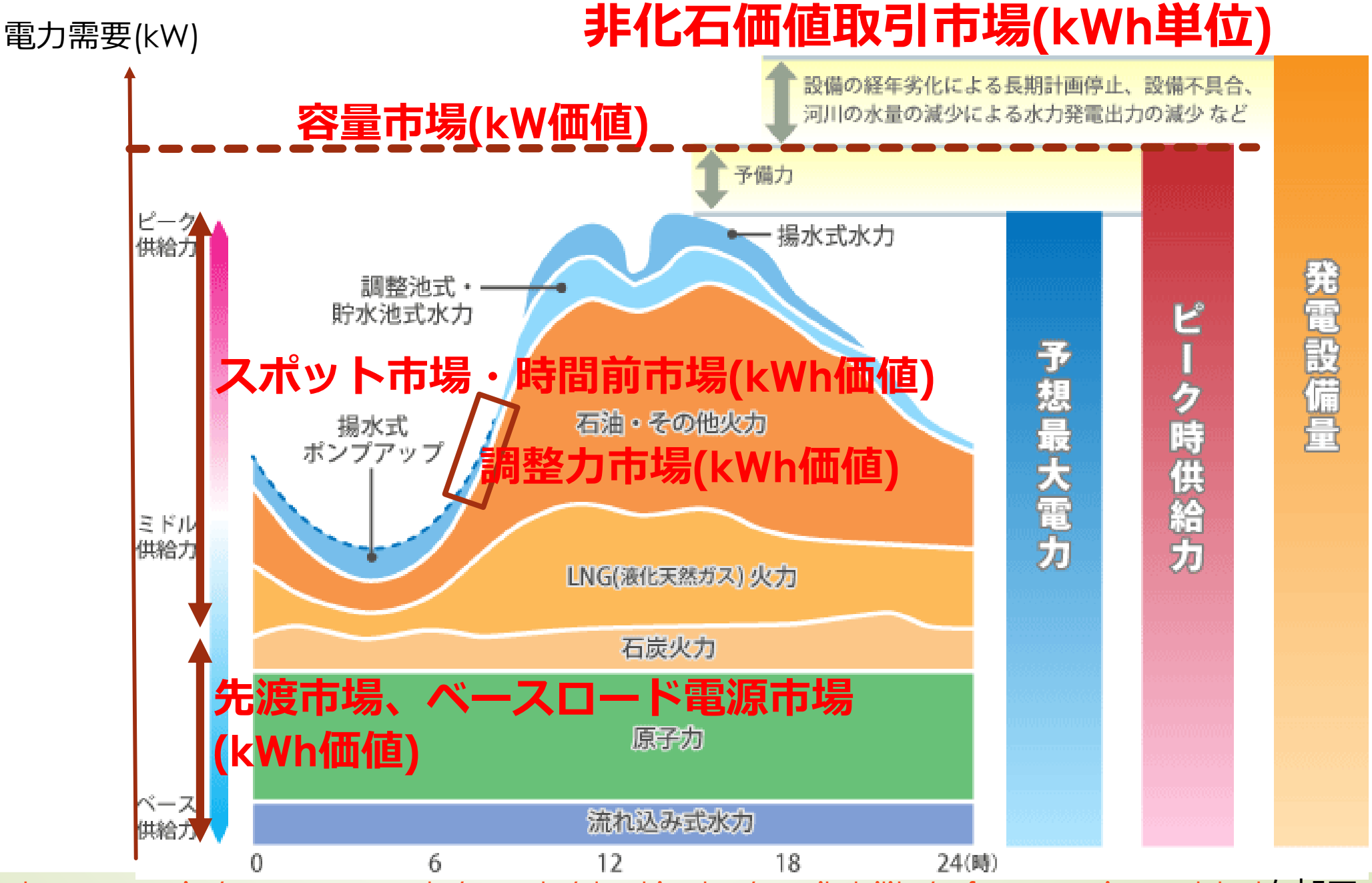
電源等の価値	取引される価値（商品）	取引される市場
電力量【kWh価値】	実際に発電された電気	卸電力市場
容量（供給力）【kW価値】	発電することが出来る能力	容量市場
調整力【ΔkW価値】	短期間で需給調整できる能力	調整力公募 → リアルタイム市場
その他【非化石価値等】	非化石電源で発電された電気に付随する環境価値	非化石価値取引市場

これまではこの価値だけが取引

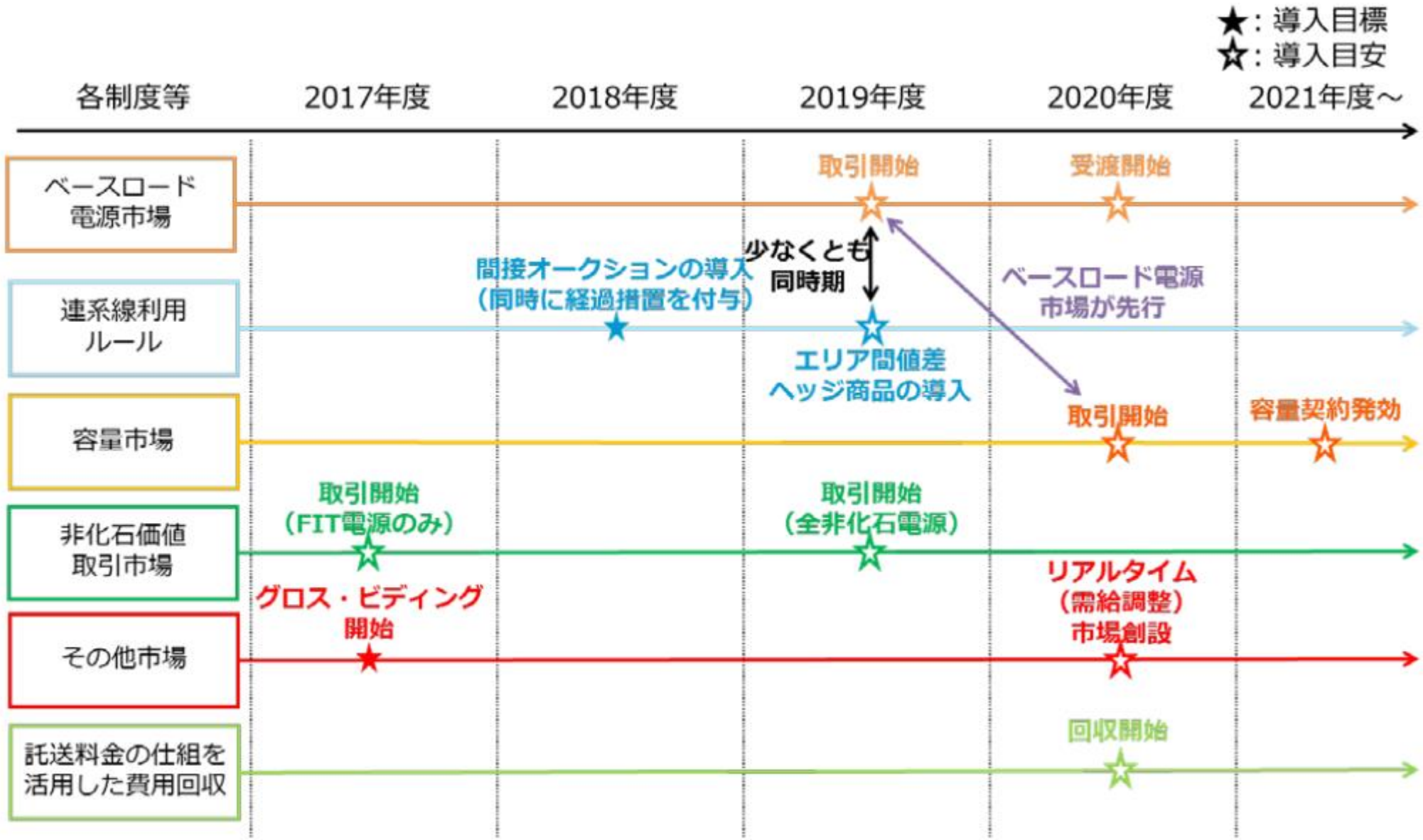
これ以外にベースロード電源市場も

（注）上図は電源を想定しているが、ネガワット等は需要制御によって同等の価値を生み出すことが可能。
また、一つの市場において、複数の価値を取り扱う場合も考えられる。

http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_kaikaku/pdf/005_07_00.pdf

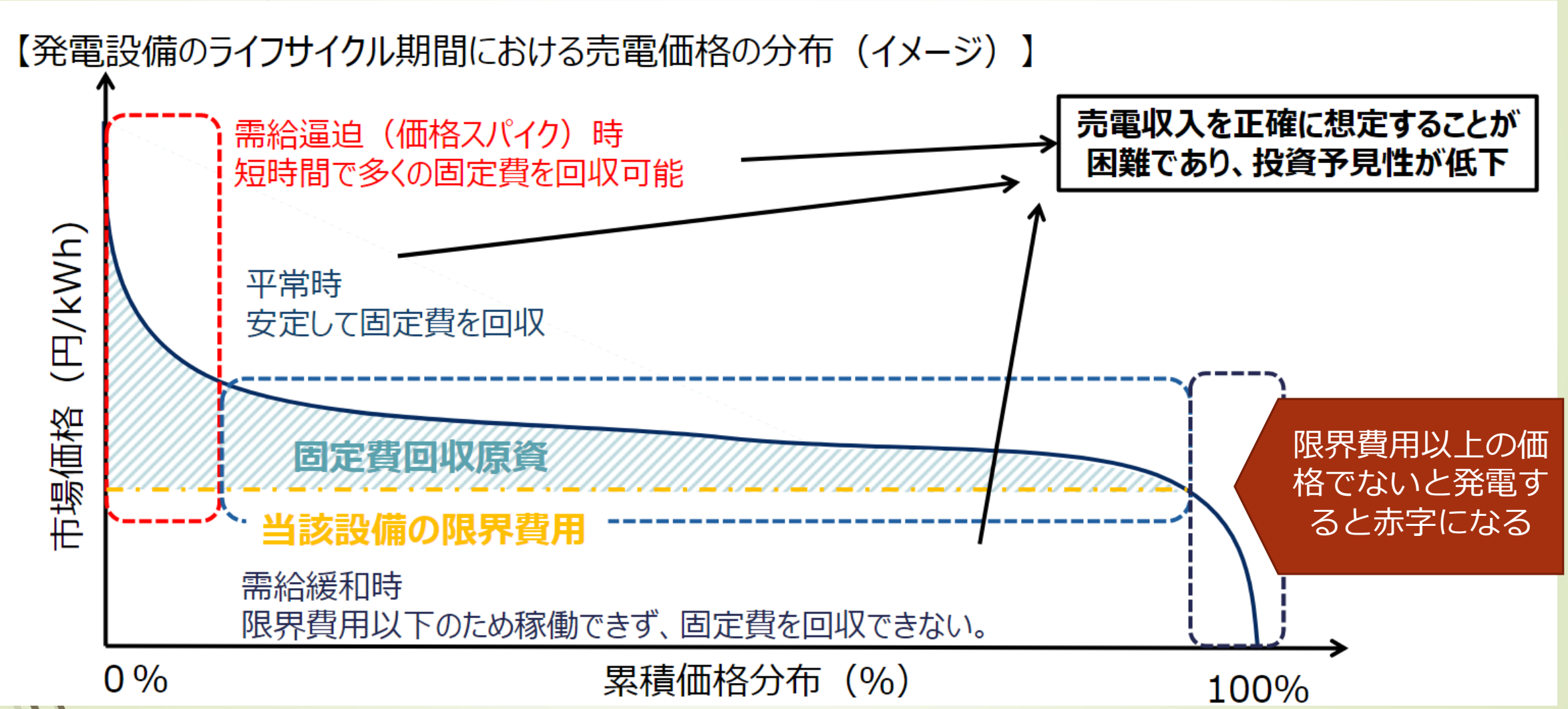


https://www.kepco.co.jp/energy_supply/supply/denkiyoho/availability/reference_juyou.htmlを加工

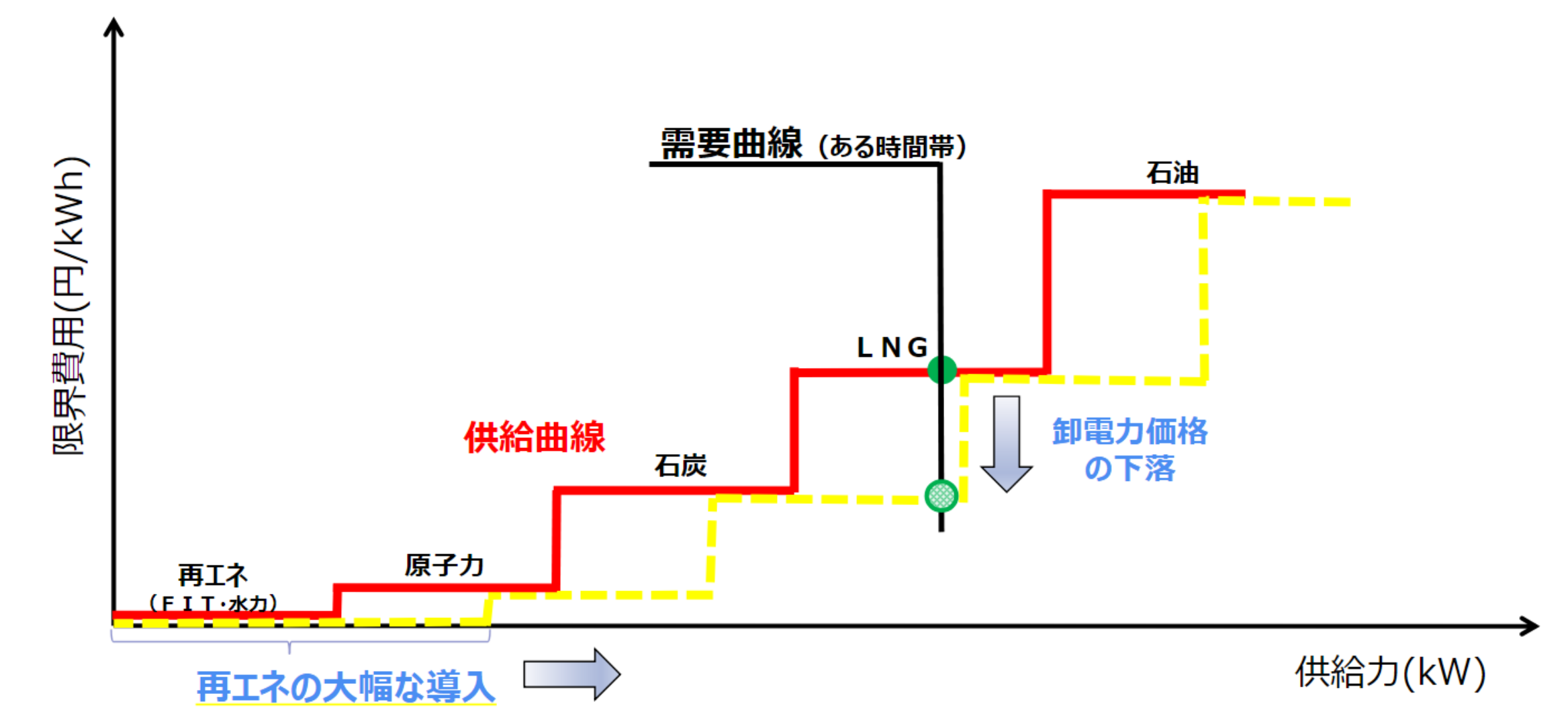


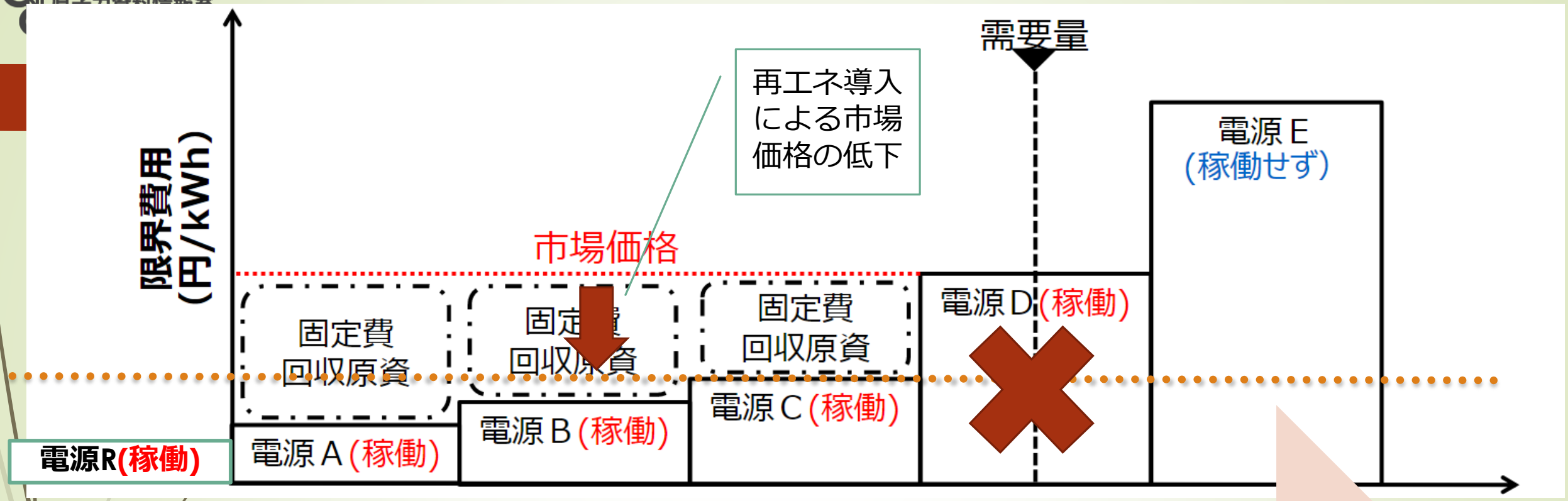
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system_kaikaku/pdf/03_05_00.pdf

なぜ容量市場が必要とされるのか



再エネ大量導入時代の卸電力市場価格イメージ





再エネ大量導入

再エネが発電できる時間帯は、市場価格が低下

価格が限界費用を下回る

稼働できない電源や収益性が下がる電源が増加

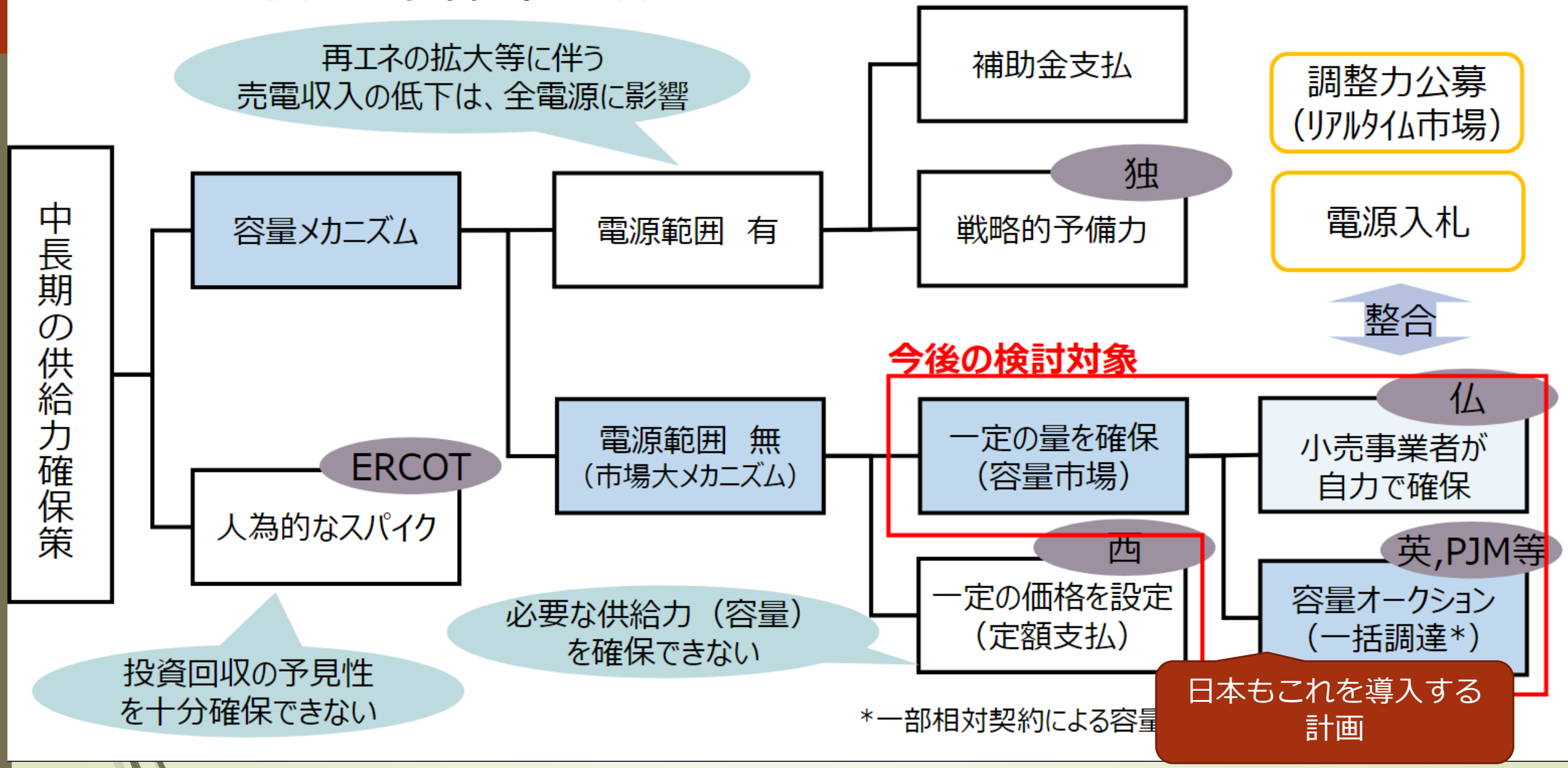
収益性の低下

収益性のない電源の廃炉＋適切なタイミングで電源新設投資が行われない

容量が不足

市場価格の高止まり

容量確保策の類型


再エネの拡大等に伴う
売電収入の低下は、全電源に影響
中長期の供給力確保策
容量メカニズム
電源範囲　有
補助金支払
独
戦略的予備力
調整力公募
(リアルタイム市場)
電源入札
整合
今後の検討対象
ERCOT
人為的なスパイク
電源範囲　無
(市場大メカニズム)
一定の量を確保
(容量市場)
仏
小売事業者が
自力で確保
西
一定の価格を設定
(定額支払)
英,PJM等
容量オークション
(一括調達*)
必要な供給力（容量）
を確保できない
投資回収の予見性
を十分確保できない
*一部相対契約による容量
日本もこれを導入する
計画

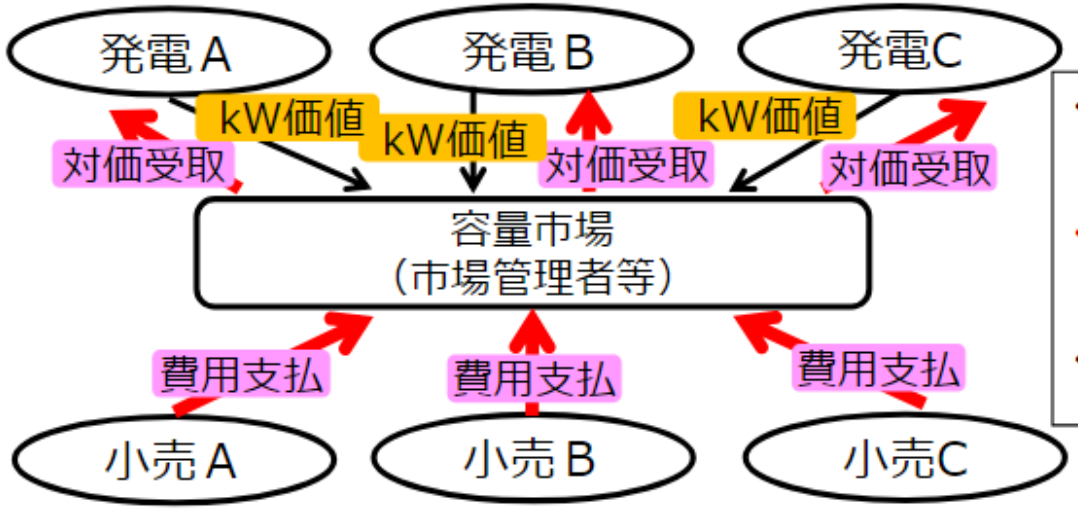
容量市場とは？

全国大で必要な供給力・調整力の確保時期、確保量を設定
(容量市場で確保すべき供給力(容量)を設定)

A．容量市場で確保すべき供給力の設定

B．発電事業者等の容量認定

【実需給からＸ年前にオークションを実施】



- 発電事業者は、オークションを通してkW価値（供給力）を提供する。
- 小売事業者は、オークション結果に従い、供給力確保に必要な費用を支払う。
- 発電事業者は、提供したkW価値に応じた対価を受取る。

- 期間中の供給力・容量確保状況等に鑑み精算を行う
- 不足等があった場合は、各事業者にペナルティーを課す

事前期間 → 取引期間 → 実需給後

容量市場にはだれが参加できるの？

- 取引対象年（取引年+4年後）に容量として期待できる発電所はFIT電源除き**すべて参加可能**。
  - 容量認定方法：**水力・火力・原子力と新エネルギーでは見積り方が違う**
    - 水力・火力・原子力：可能発電電力の合計から、所内消費電力と停止電力を差し引いたもの
    - 新エネルギー：最大需要電力発生時に安定して発電し得る場合のみ、計上可能
      - 風力：最大需要発生時（月内は同一時刻）における発電実績の下位5日平均値
      - 太陽光：過去20ヶ年の最大3日平均電力の該当日において、エリアの一般送配電事業者が指定する時間における、発電推計データ（計60データ）から、下位5日平均値を算出し、自家消費分を差し引いたもの
- 参加電源へのリクワイアメント
  - ＜平常時からのリクワイアメント＞

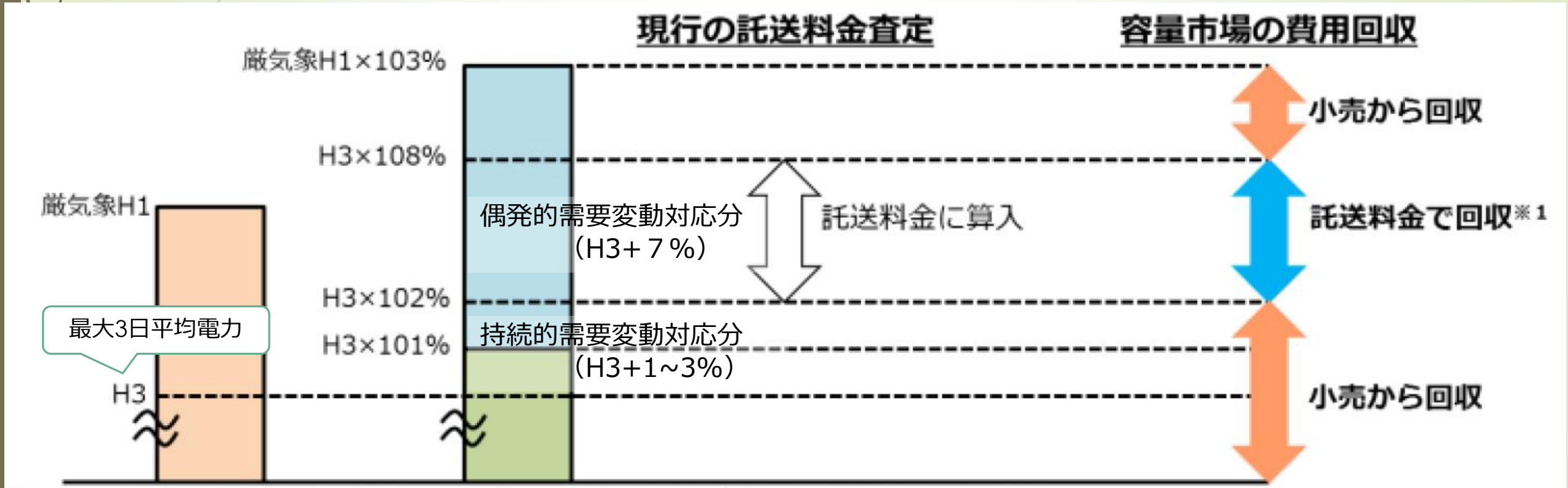
    ①年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画としていること。

    ②計画外停止をしないこと。
  - ＜需給ひっ迫のおそれがあるときの追加的なリクワイアメント＞

    ③需給ひっ迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源等について、小売電気事業者との契約により電気を供給、若しくは、卸電力市場・需給調整市場に応札すること、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等。

容量市場の売り手・買い手・コスト負担

- 売り手：発電事業者
- 買い手：電力広域的運営推進機関が目標調達量を一括して買い取り
- コスト負担：小売電気事業者と一般送配電事業者が費用支払い、**最終的に消費者が負担**する



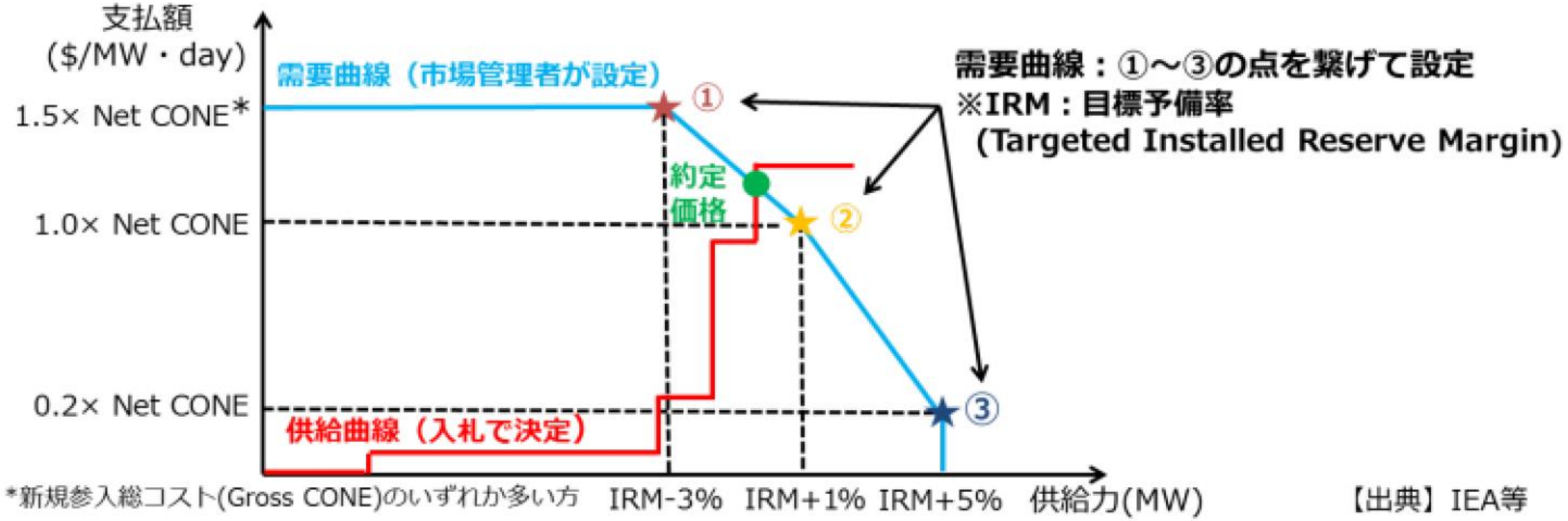
（※１）託送料金で回収する場合でも、最終的に小売経由で国民負担となることは変わらない

容量市場の価格決定方法

日本では新設ガスコンバインドサイクル発電所を40年で回収する前提で計算。
現時点での価格は9307円/kW

【米国PJMにおけるCONE及び需要曲線の設定方法】

Net CONE：卸電力市場・調整力市場からの収入を除く新規参入コスト÷(1-事故停止率)



需要曲線：①～③の点を繋げて設定
※IRM：目標予備率
(Targeted Installed Reserve Margin)

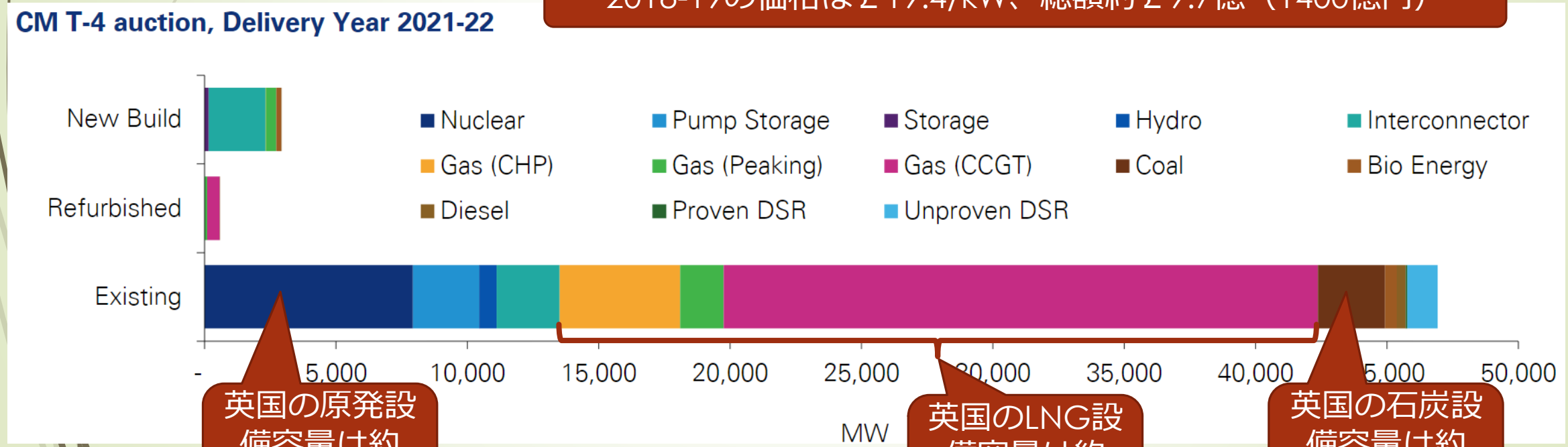
*新規参入総コスト(Gross CONE)のいずれか多い方

【出典】IEA等

英国の容量市場、どんな電源が落札している？

- 2021-22の調達目標量：46,300MW(英国全体の必要容量予測量：110,000MW、約40%)
- 調達量：50,400MW
- 容量価格：£8.40/kW、消費者負担：£4.23億（約600億円）

2018-19の価格は￡19.4/kW、総額約￡9.7億（1400億円）



英国の原発設備容量は約8000MW

英国のLNG設備容量は約35000MW

英国の石炭設備容量は約3000MW

https://home.kpmg/content/dam/kpmg/uk/pdf/2018/02/capacity-market-auction-results.pdf

容量市場のコスト

100万kW級の発電所だと年間
93億円をもらえることに！

- 現時点でのNet CONE価格は**9,307円/kW**
- 調達目標量は明らかでないが、英国事例では調達目標年の必要設備容量の**40%程度**を調達
- 現時点での容量市場開設は2020年、初回受け渡し年は2023年。
- 電力広域的運営推進機関が発表している2023年8月時点の供給力見通しは**1.7億kW**
- 仮にこの容量のうち英国並みの40%程度を容量市場で確保する場合、費用は**約6,300億円**

三菱総研の評価（20%を調達と仮定）

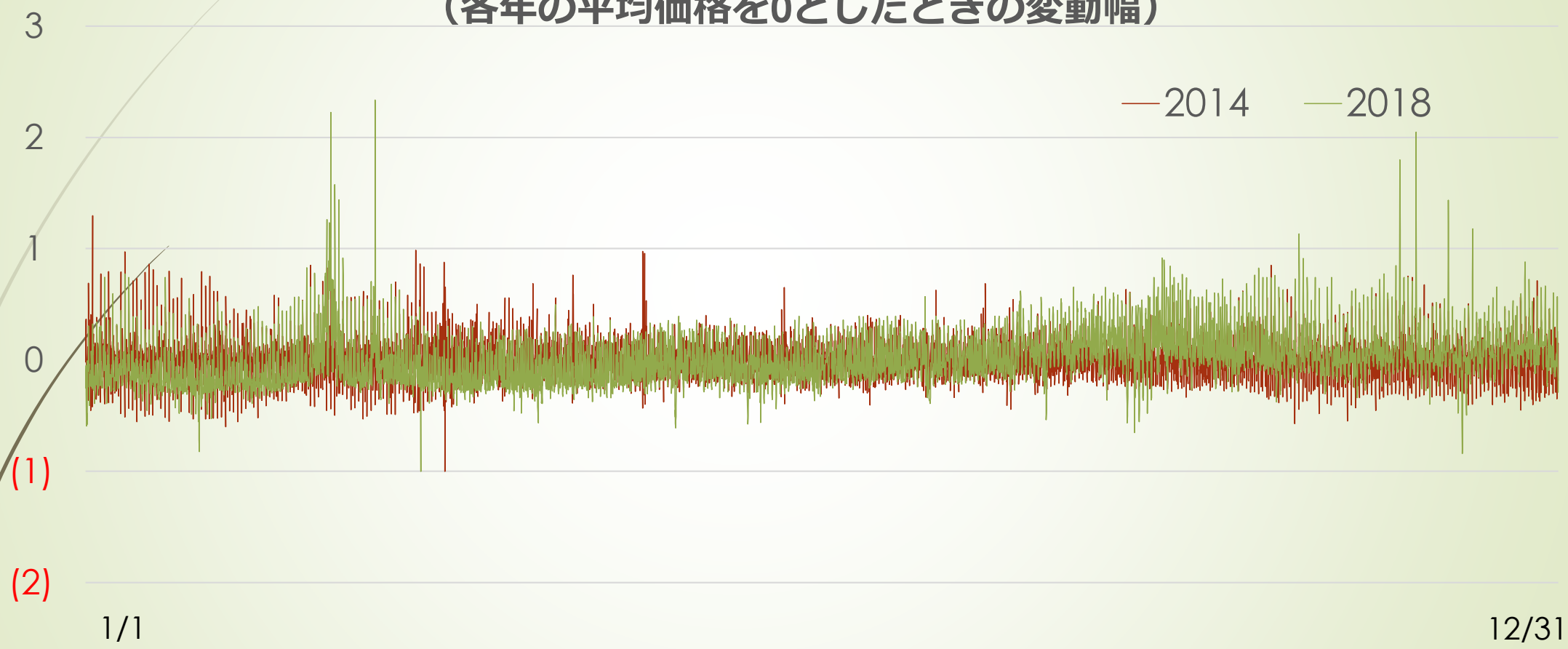
容量市場が導入されず供給力が3%低下した場合（540万kW相当）		卸電力価格の上昇	0.81円/kWh	×	8,876億kWh※1	×	20%※2	=	1,438億円/年
		停電コスト	3,050円/kWh	×	5,100万kWh			=	1,556億円/年
		計							**2,993億円/年**
	費用	容量市場コスト（参考）	4,000円/kW	×	1.8億kW※3	×	20%	=	**1,440億円/年**
容量市場が導入されず供給力が5%低下した場合（900万kW相当）	**便益**	卸電力価格の上昇	1.35円/kWh	×	8,876億kWh	×	20%	=	2,397億円/年
		停電コスト	3,050円/kWh	×	17,000万kWh			=	5,185億円/年
		計							**7,582億円/年**
	費用	容量市場コスト（参考）	6,660円/kW	×	1.8億kW	×	20%	=	**2,398億円/年**

※卸電力価格上昇によるコスト増加と概ね均等の容量市場コストを試算

※1 平成29年度供給計画における2024年度年間総電力需要の想定　※2 JEPX取引シェア　※3 平成29年度供給計画における2024年度8月の供給力見通し

英国の電力市場価格（N2EX Day Ahead Auction）の変動幅比較（2014、2018）

（各年の平均価格を0としたときの変動幅）



- 容量市場導入前(2014)よりも導入後(2018)のほうが電力市場の変動幅が大きい

ここまでのまとめ

容量の確保方法

- 様々種類がある　例：容量市場（米・英）、戦略的予備力（北欧、ドイツ）
- 日本は容量市場を選択

容量の確保方法

- 市場運営者が一括して発電事業者から確保
- 価格はオークションで決定される

コスト回収

- 小売り・託送から回収される＝消費者負担
- 確保する容量の量にもよるが、コストは3000~6000億円程度？

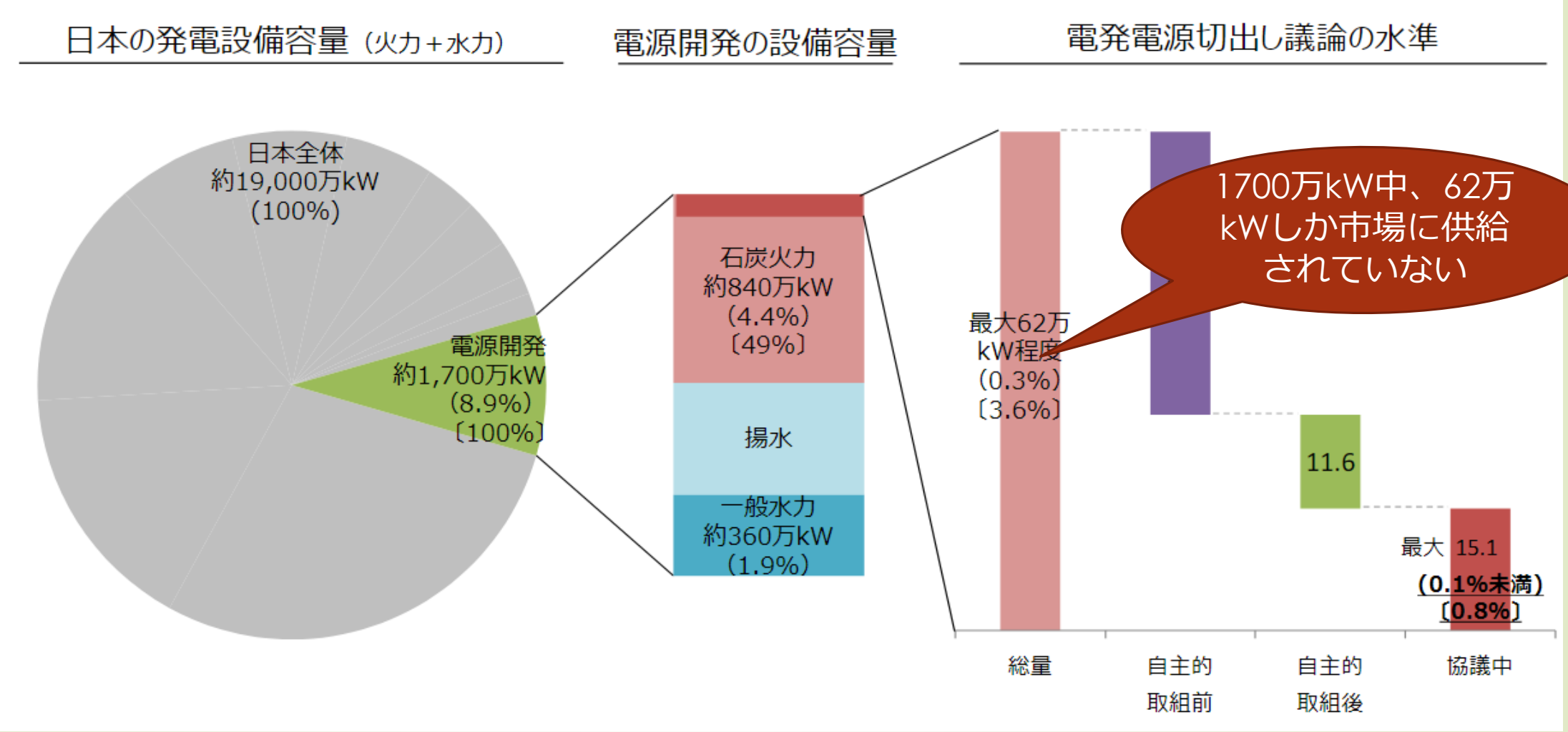
容量市場を導入して目標は達成されるか？

- 老朽化した電源の維持には効果的だが、新設電源は落札率が低い
- 市場価格の低下につながっているか？

そもそも論①　やれることはやったのか？

- 電源開発電源の切り出し
- 系統の有効活用
- 新設電源分の予測への組み入れ

電源開発の電源切り出し状況



- 電源開発の電源きりだしがきわめて低調
- 電源開発の発電量（640億kWh）が市場に提供されれば、新電力シェアのニーズの太宗はまかなえる

エリアの予備率将来予測
複数エリア、年度で予備率8%を下回る

2018～2027年度(夏季:8月17時)の予備率

赤セル:予備率が8%未満のエリア・年度

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	25.2%	21.6%	39.0%	37.5%	39.2%	39.4%	39.3%	39.5%	39.2%	50.1%
東北	12.6%	10.3%	15.6%	12.9%	13.5%	14.1%	14.6%	15.4%	15.5%	18.2%
東京	6.7%	7.0%	9.1%	5.9%	5.0%	9.6%	15.0%	15.2%	15.1%	14.1%
東日本3社計	8.9%	8.5%	12.1%	9.1%	8.7%	12.3%	16.4%	16.7%	16.7%	17.1%
中部	8.1%	7.4%	5.3%	5.0%	8.4%	5.9%	2.9%	3.2%	3.6%	3.8%
北陸	14.7%	15.7%	13.9%	13.2%	13.0%	12.9%	12.8%	11.5%	11.4%	11.3%
関西	17.8%	16.6%	15.1%	8.3%	11.1%	14.1%	13.7%	10.9%	12.2%	12.5%
中国	19.8%	9.1%	17.9%	13.9%	14.6%	17.8%	17.7%	17.7%	17.8%	17.3%
四国	9.5%	6.7%	12.8%	2.5%	-0.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.6%	9.7%
九州	8.0%	3.4%	12.9%	13.7%	15.0%	15.4%	10.2%	10.4%	8.8%	8.9%
中西日本6社計	12.9%	10.1%	12.1%	9.0%	10.9%	12.1%	10.2%	9.4%	9.6%	9.7%
9社合計	11.1%	9.4%	12.1%	9.0%	9.9%	12.2%	13.0%	12.7%	12.8%	13.0%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	11.4%	9.6%	12.4%	9.4%	10.2%	12.4%	13.3%	12.9%	13.1%	13.2%

連系線活用で予備率8%を下回るエリアは0に

2018～2027年度(8月17時)予備率(連系線活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	28.3%	28.1%	28.8%	29.0%	28.9%	29.2%	28.9%	39.8%
東北	8.4%	8.5%	11.3%	8.4%	8.7%	11.7%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
東京	8.4%	8.5%	11.3%	8.4%	8.7%	11.7%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
中部	12.6%	10.0%	11.8%	8.4%	9.7%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
北陸	12.6%	10.0%	11.8%	8.4%	9.7%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
関西	12.6%	10.0%	11.8%	8.4%	9.7%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
中国	12.6%	10.0%	11.8%	8.4%	9.7%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
四国	12.6%	10.0%	11.8%	8.4%	9.7%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
九州	12.6%	10.0%	11.8%	9.6%	10.9%	11.7%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
9社合計	11.1%	9.4%	12.1%	9.0%	9.9%	12.2%	13.0%	12.7%	12.8%	13.0%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	11.4%	9.6%	12.4%	9.4%	10.2%	12.4%	13.3%	12.9%	13.1%	13.2%

https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/180330_kyoukei_torimatome.pdf

未計上電源を盛り込むと、余裕度はさらに増加

- 供給計画未計上電源は1,170万kW
- 内、一般送配電事業者に系統アクセス申し込みがあり、工事計画届け出のある電源は105万kW

工事計画書届出済電源の設置エリア	供給力	供給力計上時期
北海道エリア	10万kW	2020年8月～
東北エリア	95万kW	2021年8月～

2018～2027年度（8月17時）予備率（連系線活用後＆工事計画書提出電源加算後）

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	30.7%	30.4%	31.1%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.1%
東北	8.4%	8.5%	11.3%	9.1%	9.9%	12.4%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
東京	8.4%	8.5%	11.3%	9.1%	9.9%	12.4%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
中部	12.6%	10.0%	11.8%	9.1%	9.9%	12.4%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
北陸	12.6%	10.0%	11.8%	9.1%	9.9%	12.4%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
関西	12.6%	10.0%	11.8%	9.1%	9.9%	12.4%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
中国	12.6%	10.0%	11.8%	9.1%	9.9%	12.4%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
四国	12.6%	10.0%	11.8%	9.1%	9.9%	12.4%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
九州	12.6%	10.0%	11.8%	9.6%	10.9%	12.4%	12.4%	11.6%	11.8%	11.8%
9社合計	11.1%	9.4%	12.1%	9.7%	10.6%	12.9%	13.7%	13.4%	13.5%	13.7%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	11.4%	9.6%	12.5%	10.1%	10.9%	13.1%	13.9%	13.6%	13.7%	13.9%

そもそも論②　負担の公平性、安全性・環境負荷

- 既設電源は国民負担で建設＝容量市場で二重取り
- 既設電源は投資回収済みのものも多い
- 老朽化原発、CO2排出量多の電源が有利

せめて、総括原価方式で投資回収が進んでいた電源についてはFIT電源と同様の扱いをとるべき

そもそも論③　容量市場は必要か？

- 送電網拡充や蓄電池の活用、DR等で安定化は可能
- 火力・原子力を優遇する容量市場と再エネ主力化は矛盾
- 市場はいつまでも非効率か？
- 中長期に火力・原子力を優遇することの意味

まとめ

- 電力自由化のなかで、投資回収予見性が下がることで、一時的に容量不足に陥るリスクは存在
- ただし、実際に容量不足に陥るかは、系統運用の効率化や、再エネ電源の大量導入に向けた各種対応いかんにかかわってくる
- また、市場が成熟してくれば、卸電力市場におけるシグナルで十分に投資回収予見性は確保することもできる
- 容量市場の導入は固定費の回収が終わった＝老朽化した電源の稼働延長を促す。原発は老朽化してリスクの高いもの、火発はCO2排出量の多いものが生き残ることに！
- 容量市場は複雑かつ大規模なシステムであり、導入したら、撤退することは難しい
- リスクを過大に言い立てるのではなく、まずはやれることをやってから考えるべき。