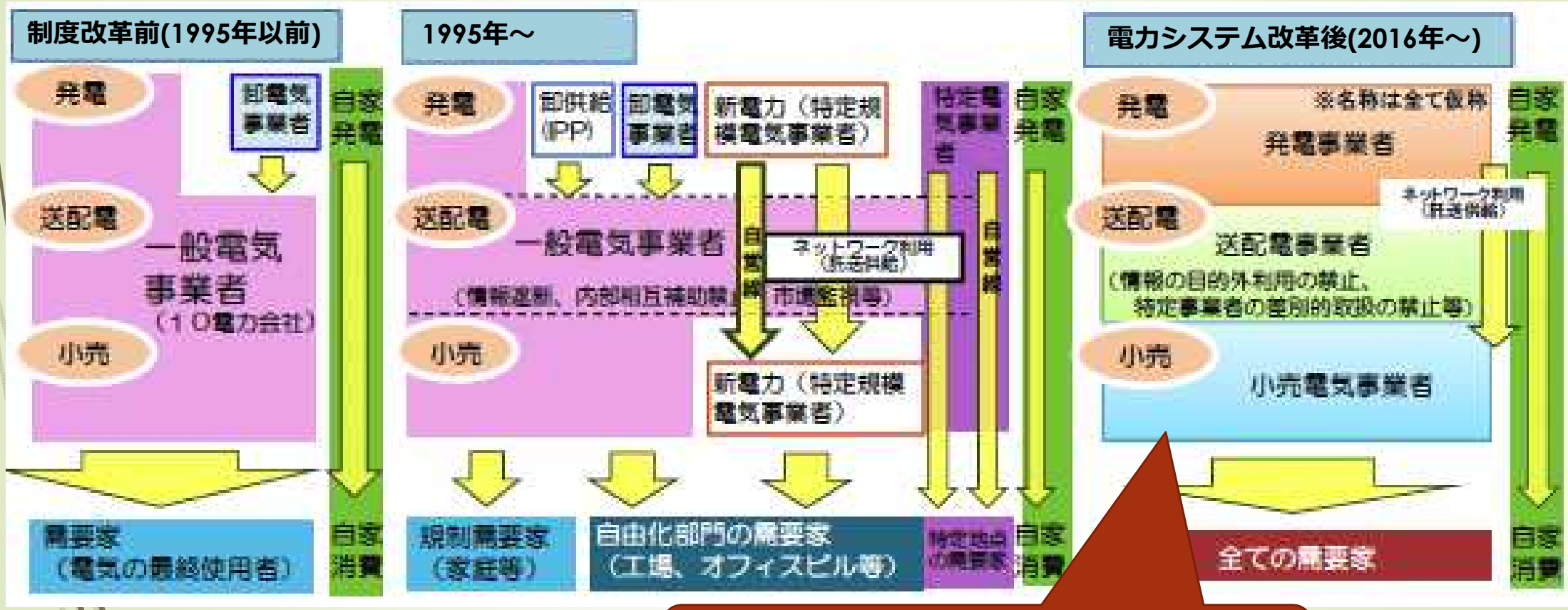
原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center

新たな電力市場と原発・石炭火力の問題点
―特に容量市場について―

2019年3月20日

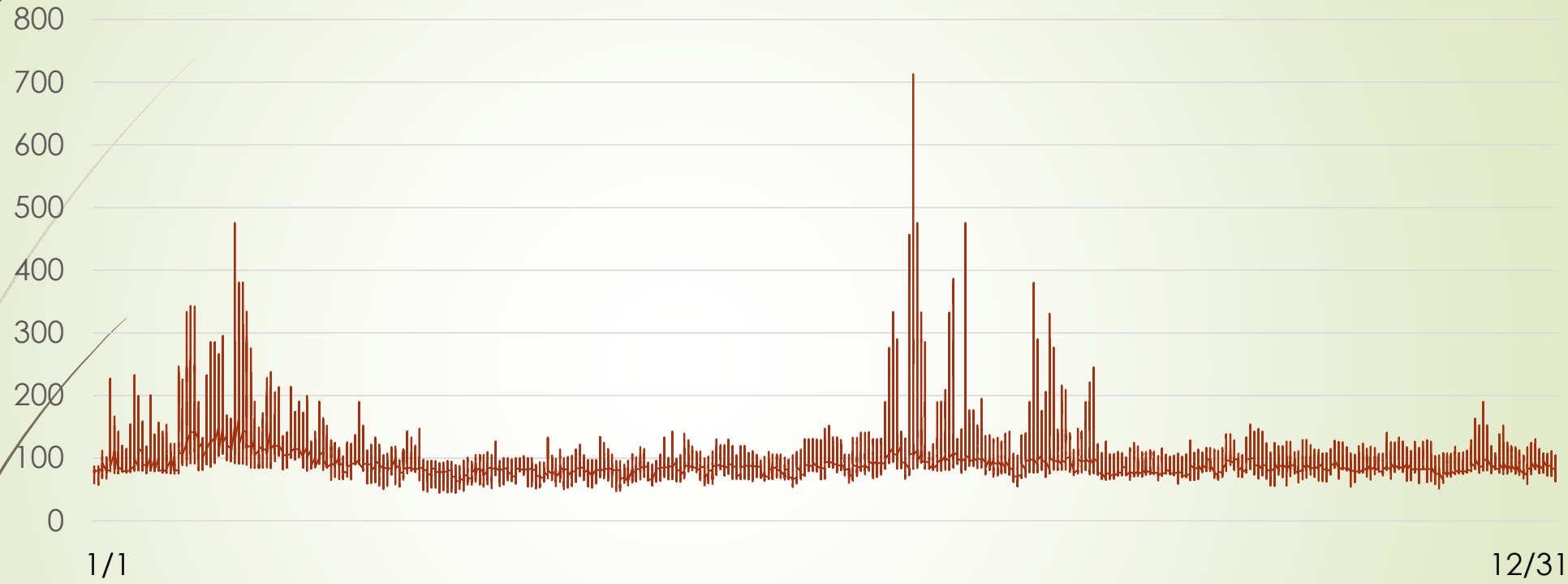
松久保肇（原子力資料情報室）



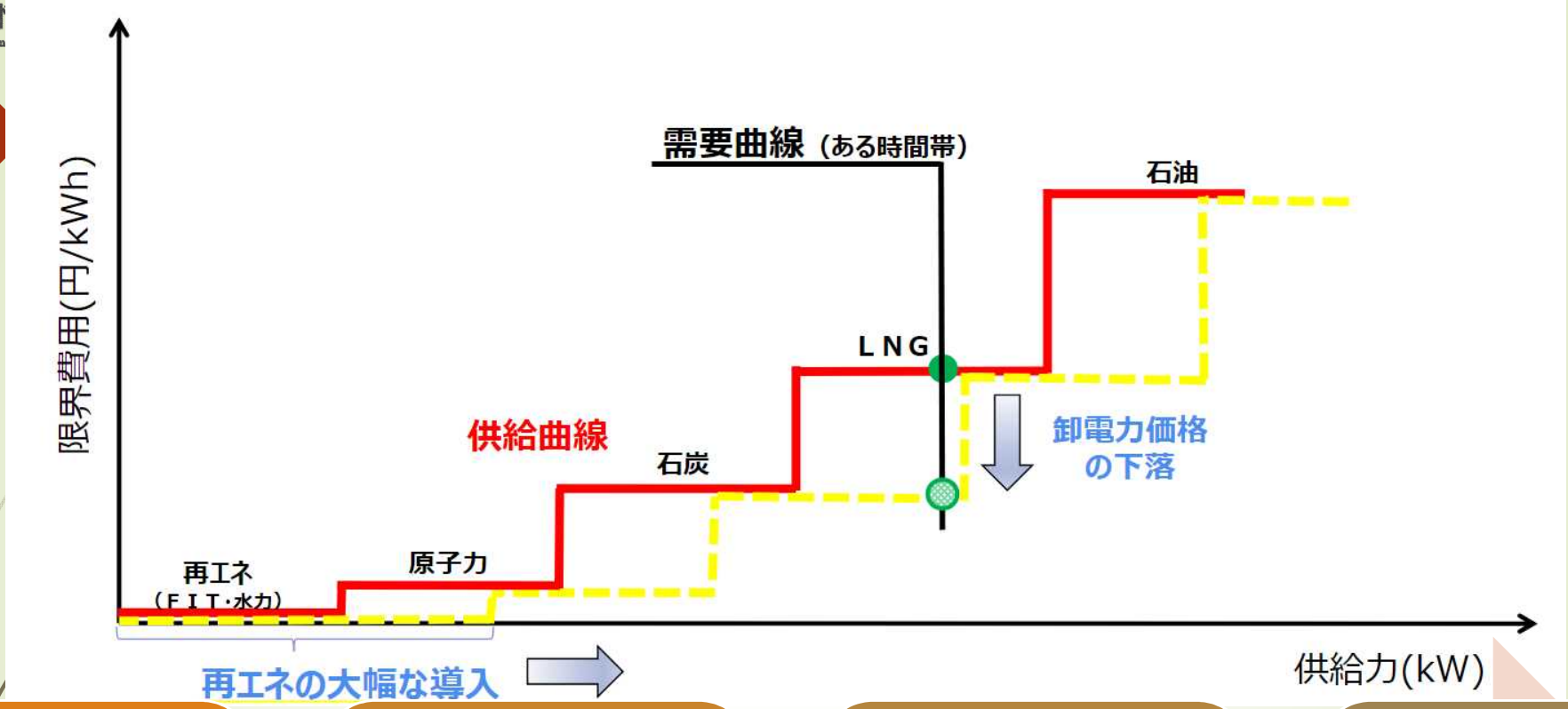
新電力の販売電力量は104.2億kWh、比率は14.3%(2018年10月現在)、自由化前は5.2%

2018年の電力卸取引所スポット市場の変動幅

（2018年平均価格を100としたときの変動幅）



- 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
- 計画外停止や、燃料不足などで発電量が不足したこと一因
- 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



再エネ発電時間帯は、市場価格が低下

稼働できない電源や収益性が下がる電源が増加

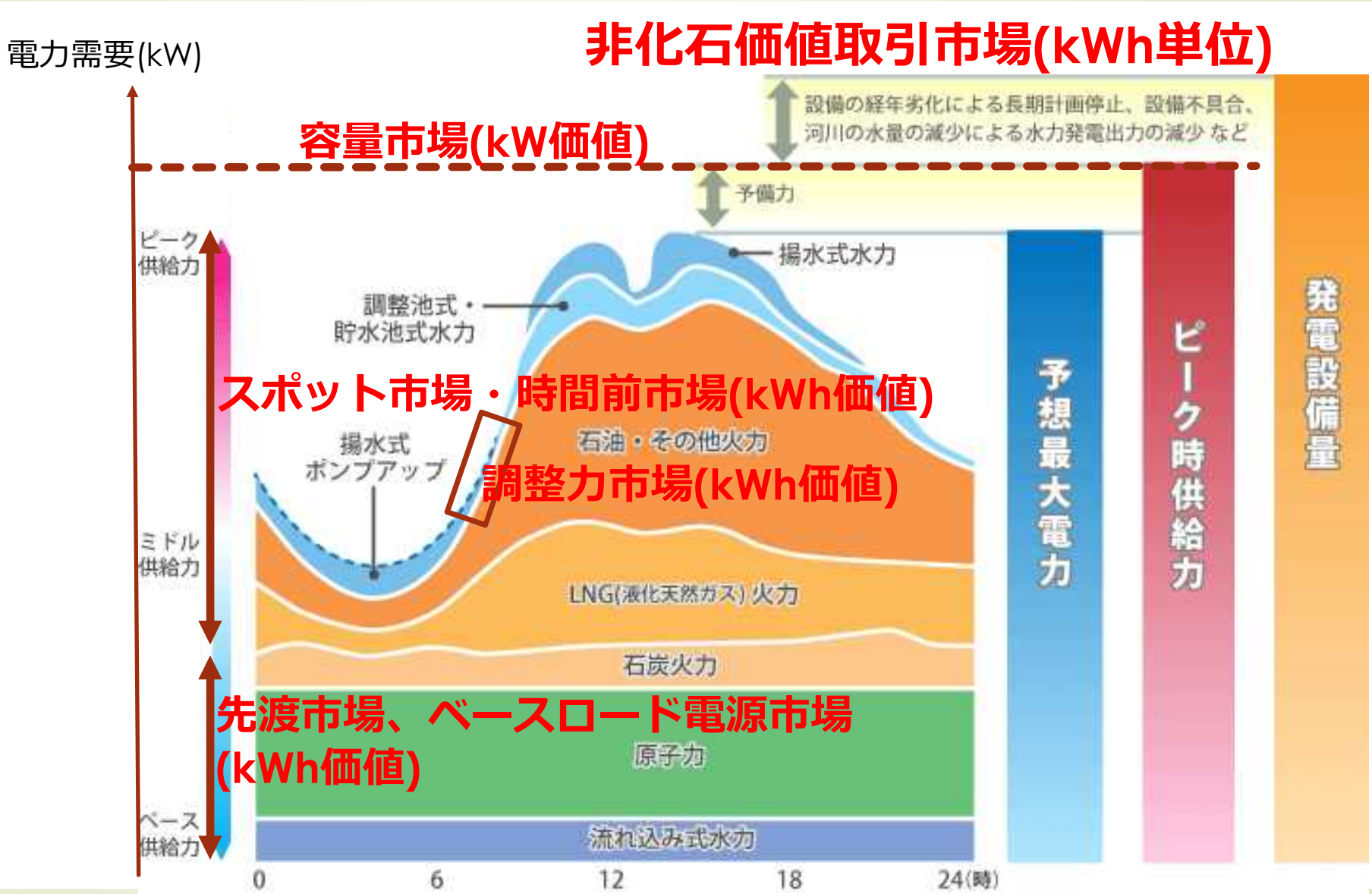
収益性低の電源の廃炉

適切に電源新設投資が行われない

容量不足

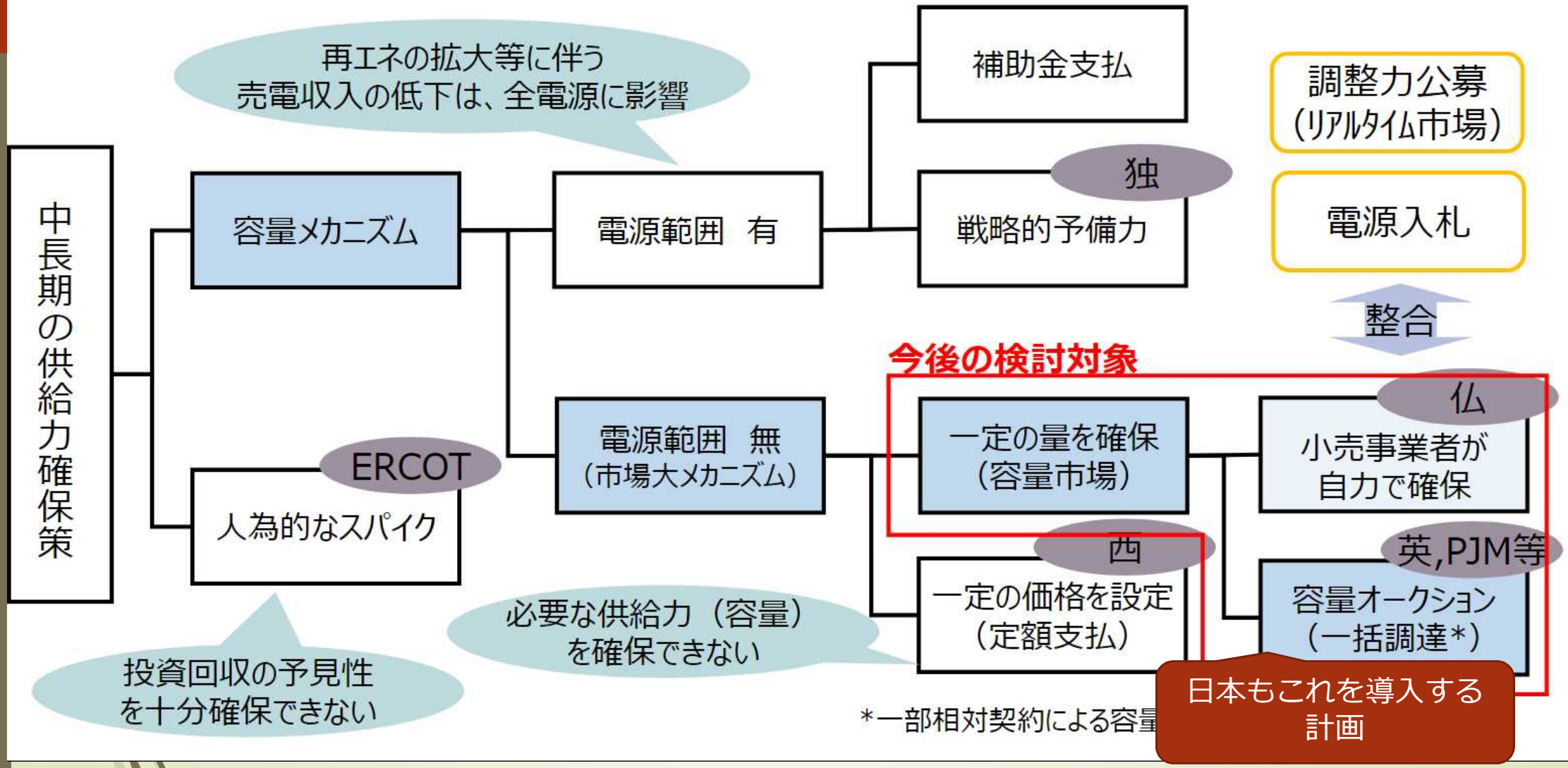
市場価格の高止まり

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** **ベースロード電源市場**
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



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

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？

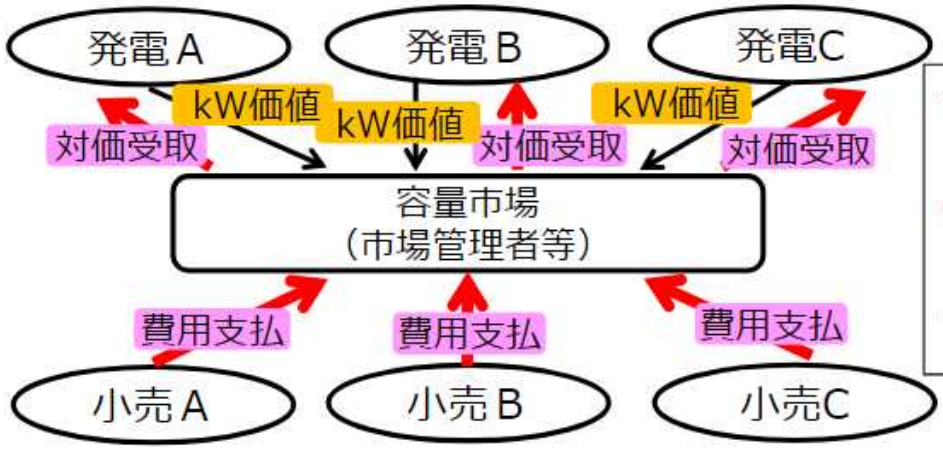
発電側には一定の供給義務あり

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てだれが負担するの？

- 取引対象年（取引年+4年後）で容量に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VRE（変動性再生可能エネルギー、太陽光・風力など）では見積り方が違う**
    - 水力・火力・原子力：発電電力合計から、所内消費電力等を差し引いたもの
    - VRE：L5法(過去20年間の最大3日平均電力発生日において、指定された時刻の発電出力下位5日分の平均値)により算出

- 市場参加者
  - 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

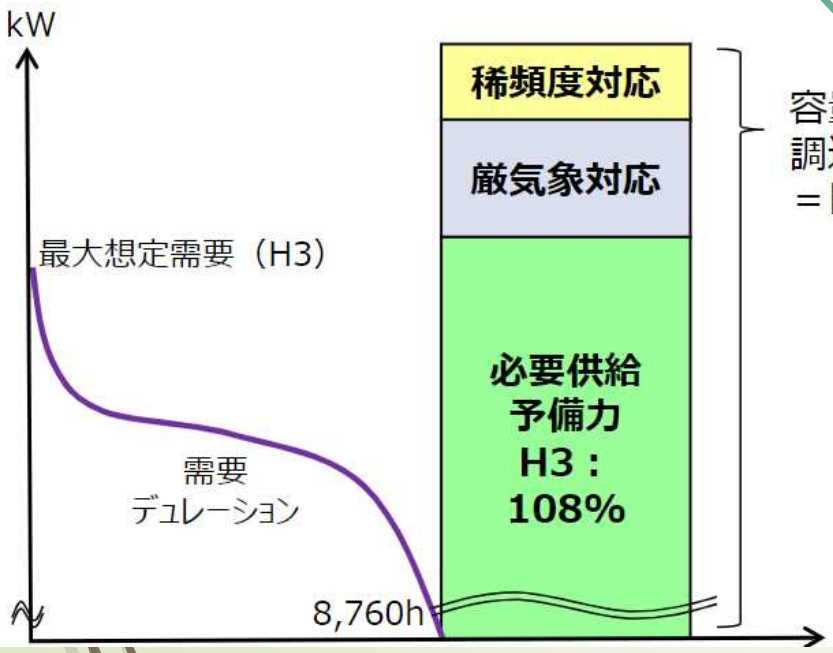
- コスト負担
  - 小売電気事業者と一般送配電事業者が費用支払い、**最終的に消費者が負担**する

容量市場の価格決定方法

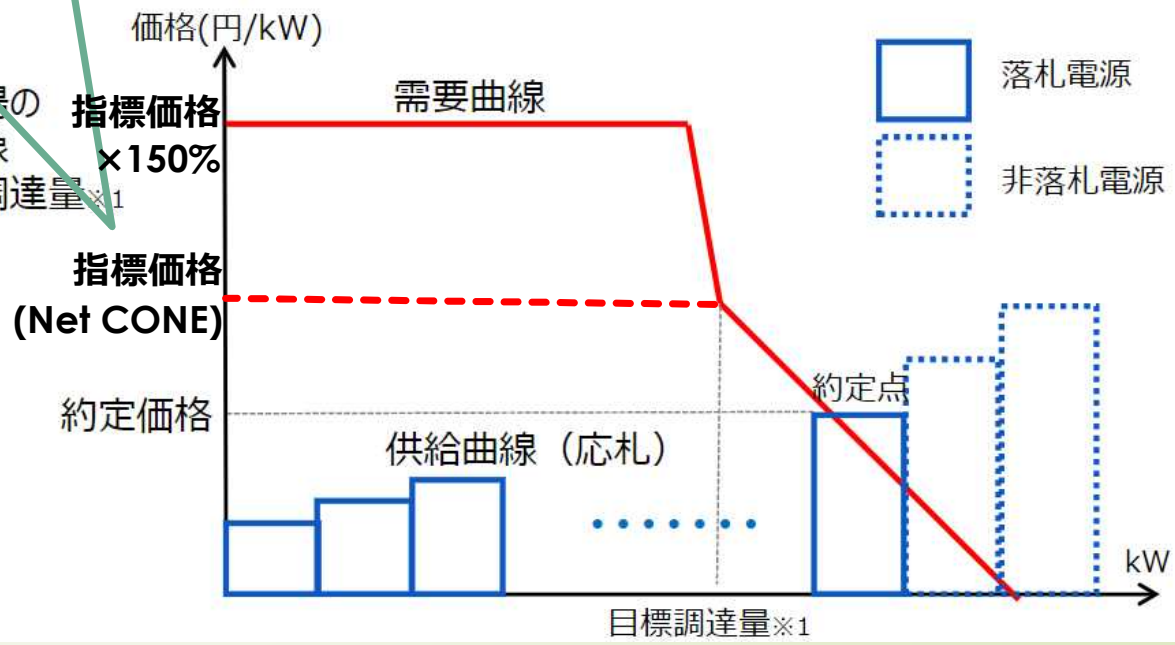
日本では新設ガスコンバインドサイクル発電所を40年で回収する前提で計算。
現時点での価格は9307円/kW

仮に9307円で約定した場合、100万kW級の発電所だと年間93億円をもらえることに！

【容量市場で調達する供給力】



【需要曲線と落札電源・約定価格のイメージ】



容量市場のコスト

ただし、経産省は「平均的、中長期的に見れば、容量市場の導入後も、小売事業者全体としての費用負担の範囲は変わらない（追加の負担を求める制度ではない）。」と説明している

- 現時点でのNet CONE価格は**9,307円/kW**
- 現時点での容量市場開設は2020年、初回受け渡し年は2024年。
- 現時点の必要供給力は約**1.8億kW**
- 仮に9,307円で1.8億kWを確保する場合、費用は**約1.67兆円**

  （ただし既存相対契約でKW価値への対価とみなされる支払いがあった場合、容量市場での収益分は減額することが望ましいとの指針策定見込み）
- 小売り事業者の負担額は、ピーク容量時のシェアで決まる
- 費用発生は実需給の発生する2024年以降。

【経過措置の控除率（実需給期間）】

	24年度	25年度	26年度	27年度	28年度	29年度	30年度
控除率	42%	35%	28%	21%	14%	7%	0%

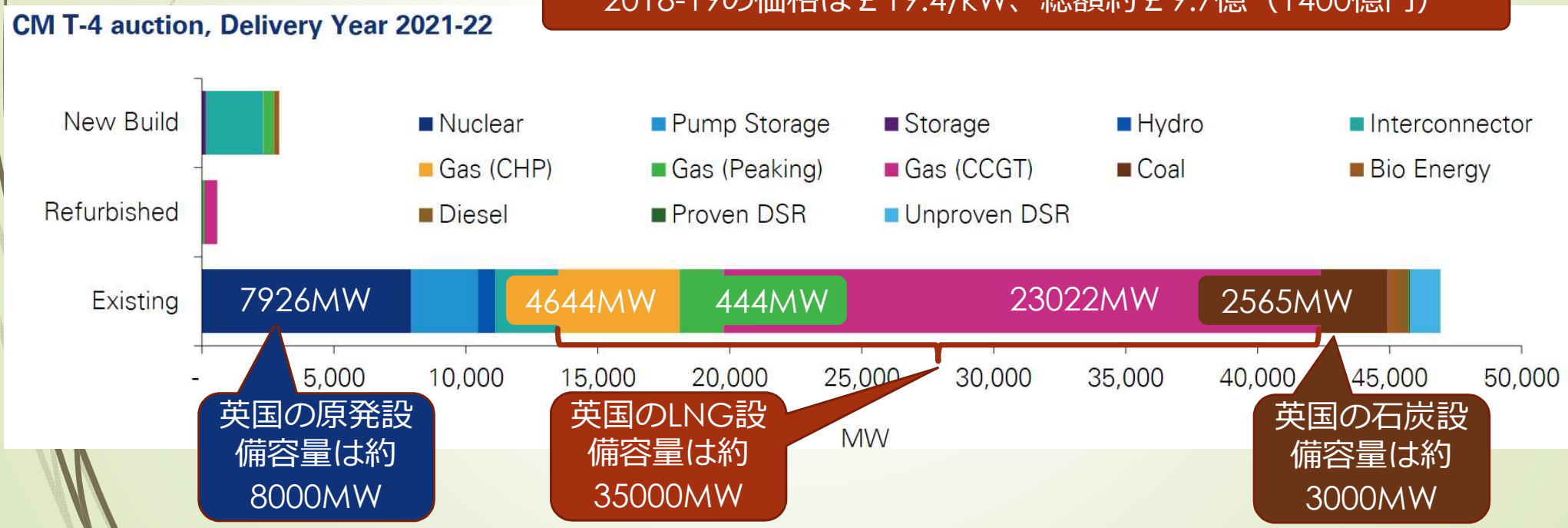
※2010年度末以前に建設された電源の容量確保契約金額に対する控除率

- 仮に1.67兆円を2017年度の販売電力量8632億kWhで按分すると**1.93円/kWh**
  （月間電力使用量400～500kWhの場合、負担額は773～967円）

英国の容量市場、どんな電源が落札したか？

- 2021-22の調達目標量：46,300MW
- 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

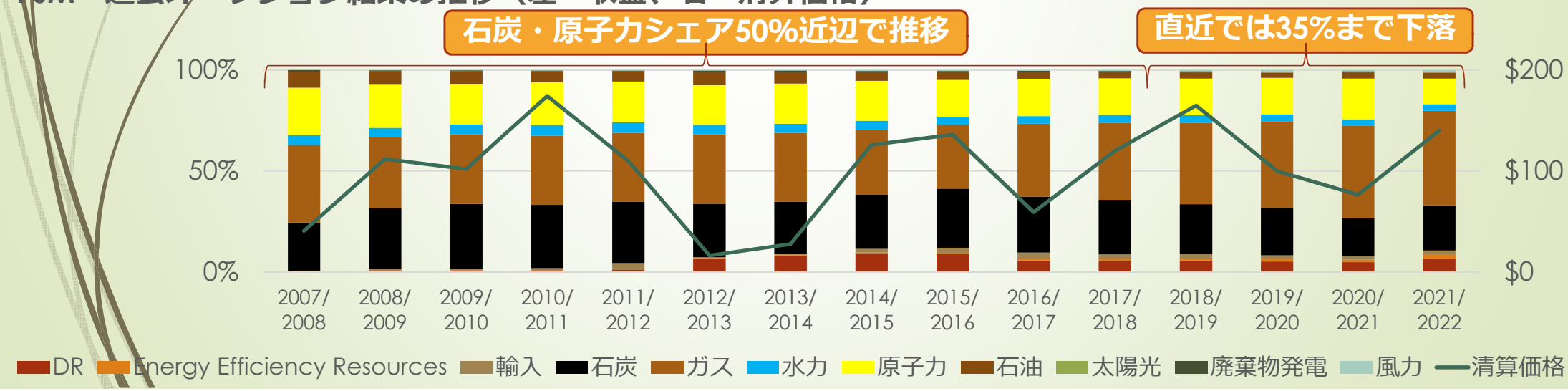
米PJMの容量市場、どんな電源が落札したか？

- 2021/22の確保容量：165,333MW
- 容量価格：120ドル/MW-d、消費者負担：93億ドル(約1兆円)

PJM　2021/22のオークション結果

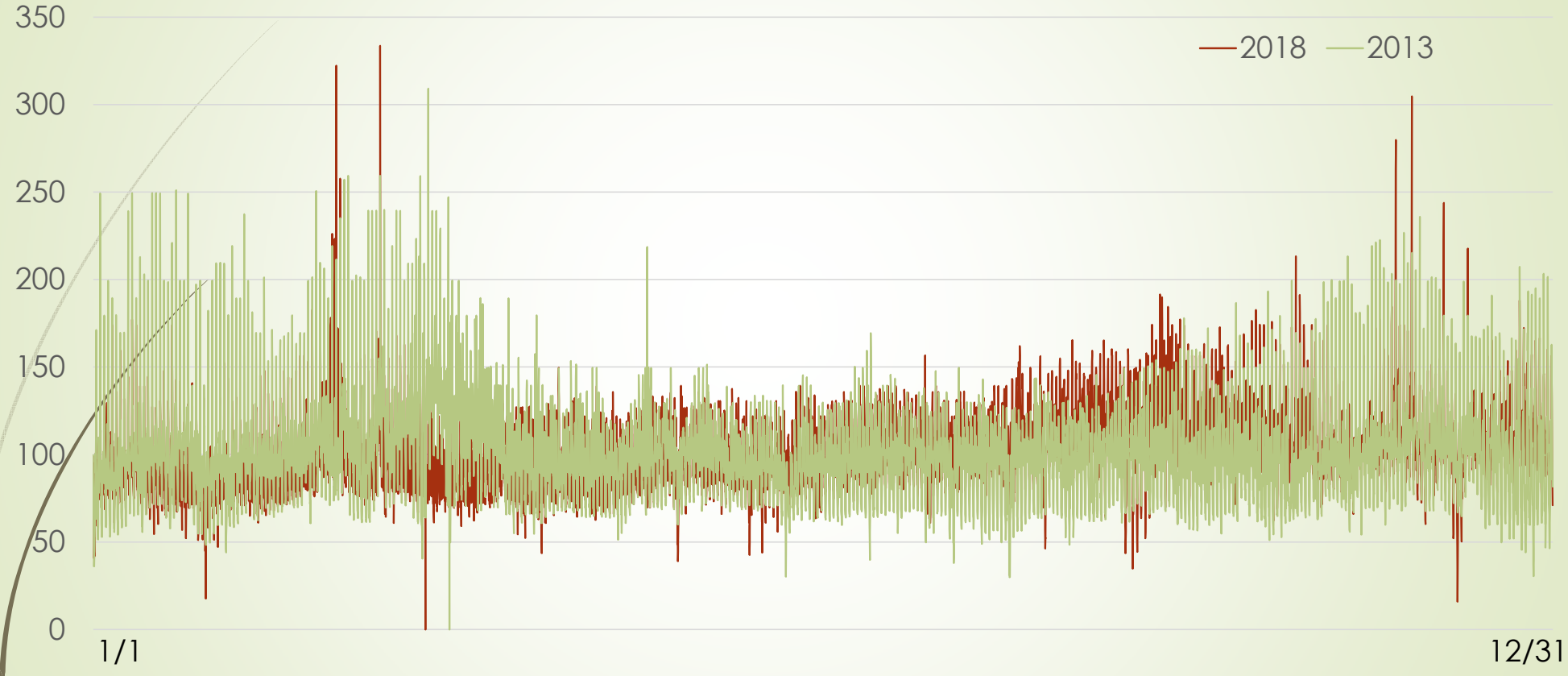
Net CONEは300ドル/MW-d前後。容量価格の2倍以上。この新規増加分が容量市場によるものか？むしろシェールガス革命の影響と考えた方が妥当では？

PJM　過去オークション結果の推移（左　収益、右　清算価格）



英国の電力市場価格（N2EX Day Ahead Auction）の変動幅比較（2013、2018）

（各年の平均価格を100としたときの変動幅）



- 容量市場導入後(2018)でも電力市場のスパイクは発生

そもそも論①　やれることはやったのか？

電源開発電源切り出し

- 電源開発の保有する発電所1700万kW中、62万kWしか市場に供給されていない

系統の有効活用

- 複数エリア、年度で予備率8%を下回る予測
- 系統有効利用で予備率8%を割るエリアは0

新設電源分の予測への組み入れ

- 未計上電源を盛り込むと、最も厳しい2021年度でも余裕度は9.1%以上に

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
- 電源の8割は、旧一電、電源開発が保有
- 初期費用を回収済みの電源が有利＝老朽化原発や古い火力発電所の稼働延長にインセンティブを与える

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

改正電気事業法（第２弾）における関連規定

第２８条の４０
推進機関は、第２８条の４の目的を達成するため、次に掲げる業務を行う。
一～四
（略）
五　**入札の実施その他の方法により発電用の電気工作物を維持し、及び運用する者を募集する業務その他の発電用の電気工作物の設置を促進するための業務を行うこと。**

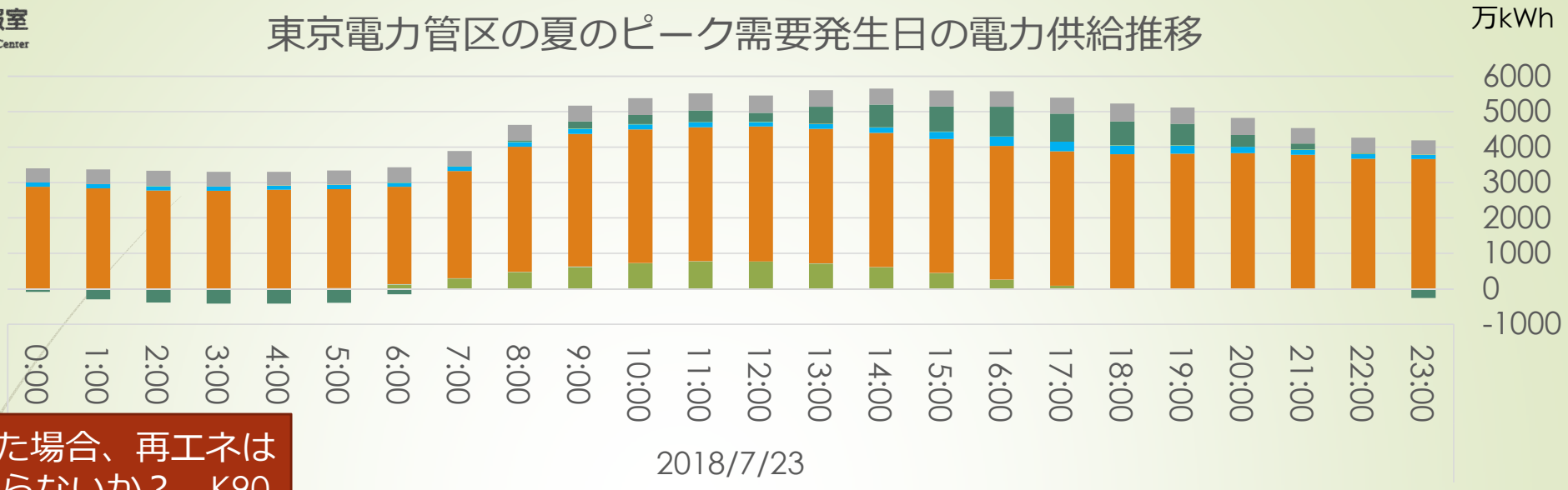
六～十
（略）

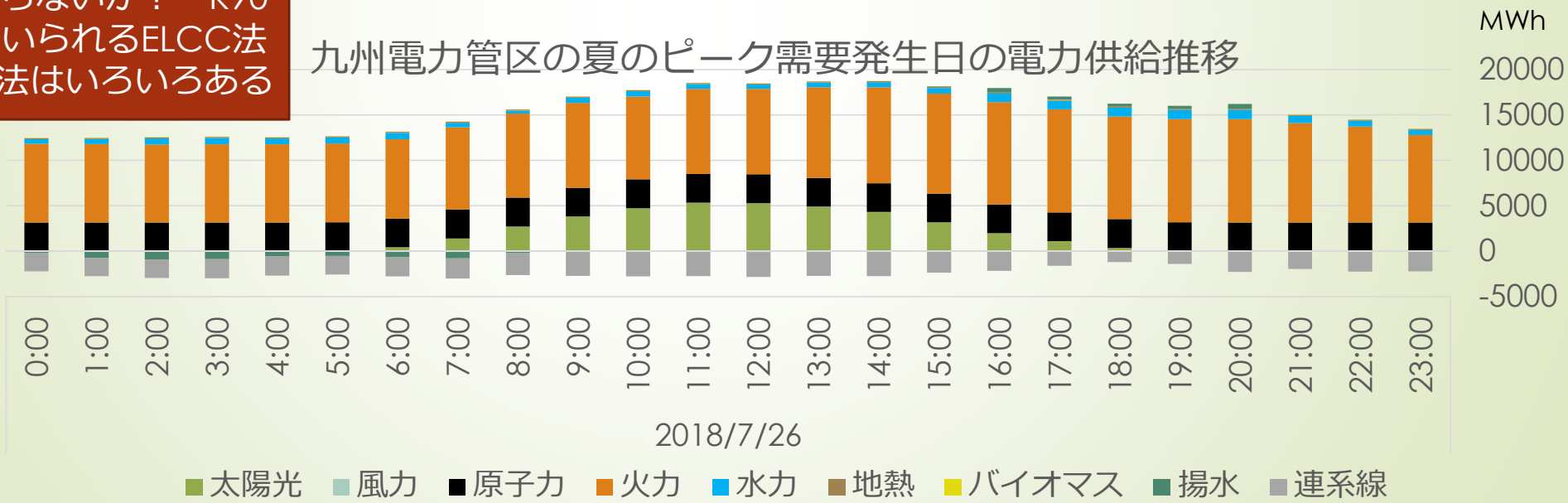
現在、OCCTOにて、容量市場上場にともなう業務規程等の改定に関するパブリックコメントを実施中（4月2日まで）

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、卸電力市場が成熟してくれば、投資回収予見性は高まる
- 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排出量の多いものの稼働継続を促す
- 日本の場合、電源は地域独占体制のもと、国民負担で建設、維持されてきた。結果、旧一電と電源開発が電源の8割を握る
- 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。

東京電力管区の夏のピーク需要発生日の電力供給推移



L5法で算定した場合、再エネは過小評価にならないか？　K90法や欧米で用いられるELCC法など評価の方法はいろいろある

九州電力管区の夏のピーク需要発生日の電力供給推移