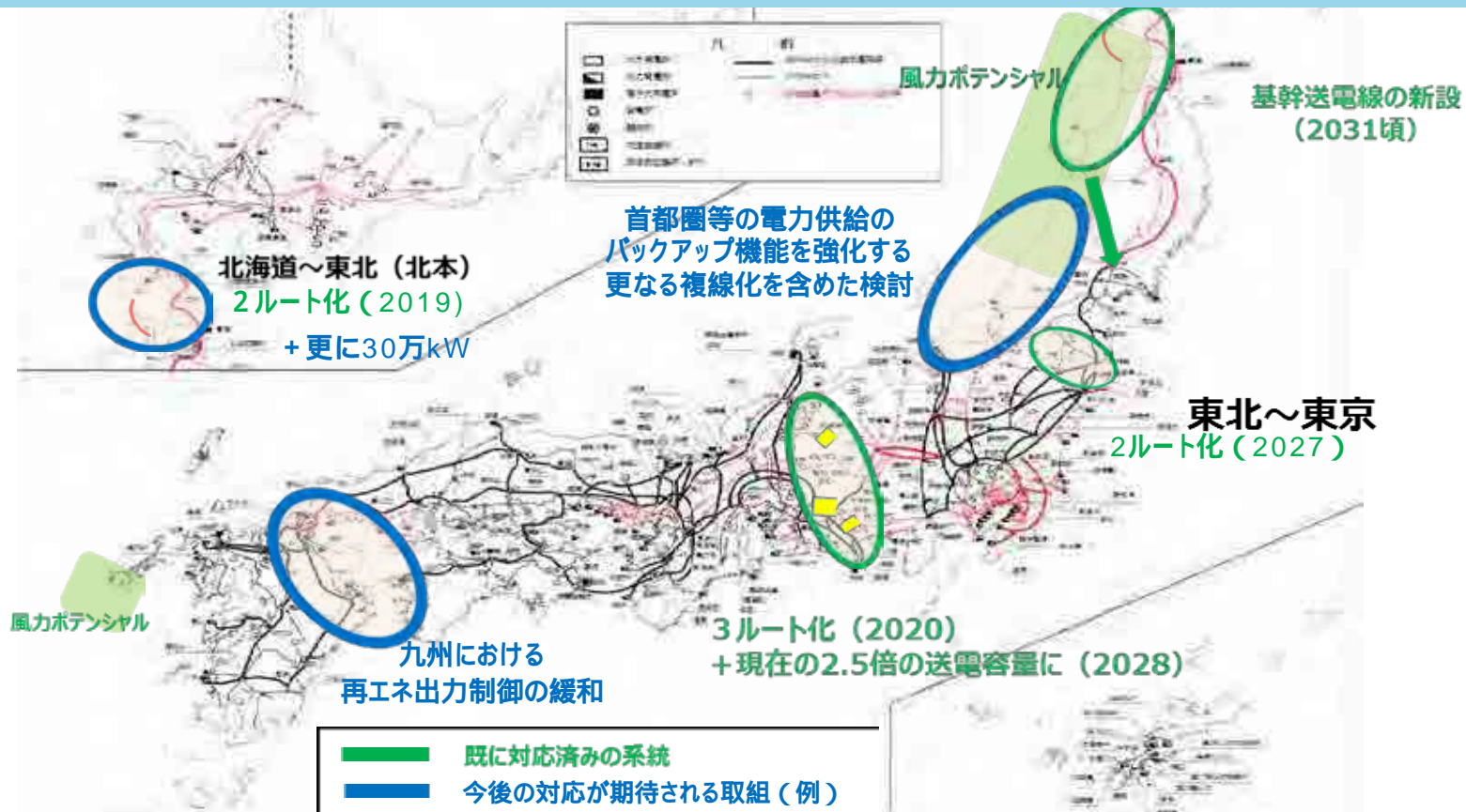


（参考）マスタープランに基づく送電ネットワークの強靱化

- 1 脱炭素化の要請がより一層強まる一方、首都直下地震等の大規模災害も見込まれる中、全国の送電ネットワークを、再エネの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくことが重要。
- 1 このため、再エネ適地と需要地を結び、国民負担を抑制して再エネの導入を図るとともに、首都直下地震等により首都圏等に集中立地するエネルギーインフラが機能不全に陥った場合のバックアップ機能の強化を図るため、全国大での送電ネットワークの複線化を進めていく。



構造的対策：旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保

第32回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年3月26日)資料3(電力・ガス
取引監視等委員会提出資料)

- I 旧一電各社は、スポット市場への入札において、自主的取組により、余剰電力の全量を限界費用ベースでの市場供出を実施している。具体的には、以下により算定される「入札可能量」相当量について、スポット市場に売り入札を行っている。

「入札可能量」=「供給力」-「需要見積もり（自社小売分・他社卸分）」-「入札制約」-「予備力」

- I 旧一電各社は、上記の自社小売分の需要見積もりについて、スポット入札時点での需要に応じて変動調整を行っているが、スポット市場・相対卸を含めた新電力の調達機会を確保する観点からは、旧一電の発電・小売間の社内・グループ内取引の透明性を確保することが重要。

なお、2月25日の公開ヒアリングにおいて、旧一電・JERAに対し、需要変動に柔軟に対応する変動数量契約についての質問を実施。各社からは、グループ外の他社の求めに応じて変動数量契約を実施している、又は今後の求めに応じて対応する、との回答があった。

- I 上記に関して、昨年7月、旧一電各社に対して、社内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に卸売を行うことのコミットメントを要請。これに対し、各社より、コミットメントを行う旨の回答を受領しているところ。特に、発小一体の各社からは、2021年度からの運用開始に向け、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備を進めると回答を受けている。

- I 上記のコミットメントや、公開ヒアリングでの回答を踏まえ、今後、旧一電各社の内外無差別な卸売に関する実施状況を確認し、公表していく。

構造的対策：旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保

- 1 また、今般の価格高騰に関し、旧一電のグロス・ビディングのあり方についての議論があり、一部からは、現状のグロス・ビディングは透明性が確保されていないとの指摘があった。
- 1 現状のグロス・ビディングでは、各社の同一の担当者が、スポット入札時点での自社小売需要を認識した上で、売り札と買い札の双方を入札している（77頁参照） 1。
 - 1 このため、買い入札担当者は、売り入札の情報を知りうる状況にあるが、各社は、売買入札を限界費用ベース等で行っており、恣意性はないとの説明を実施。
- 1 上記の指摘も踏まえ、旧一電の内外無差別な卸売の確保をより実効的にするためには、今後のスポット市場への売り札については、原則として発電部門が行うこととして、透明化に向けた体制整備を図るべきではないか。こうした体制整備は、旧一電における発電利潤の最大化の確保や、相対卸や先物・先渡市場等の活用も含めた合理的なリスク管理にも資すると考えられるのではないかと 2。
 - 2 過去の審議会（第46回制度設計専門会合）においても、発電利潤を最大化する観点から、社外への卸供給や、スポット市場等への入札（グロス・ビディング含む）について、発電部門が自社小売部門から独立した意思決定の上で実施することが望ましいとの考え方が示されている（78頁参照）。
- 1 上記の議論を踏まえた上で、グロス・ビディングの在り方に関する見直しについても、次回以降引き続きご議論いただくこととしてはどうか。

【論点⑤】新規参入者や自然変動電源の拡大等に伴う市場制度の検討課題

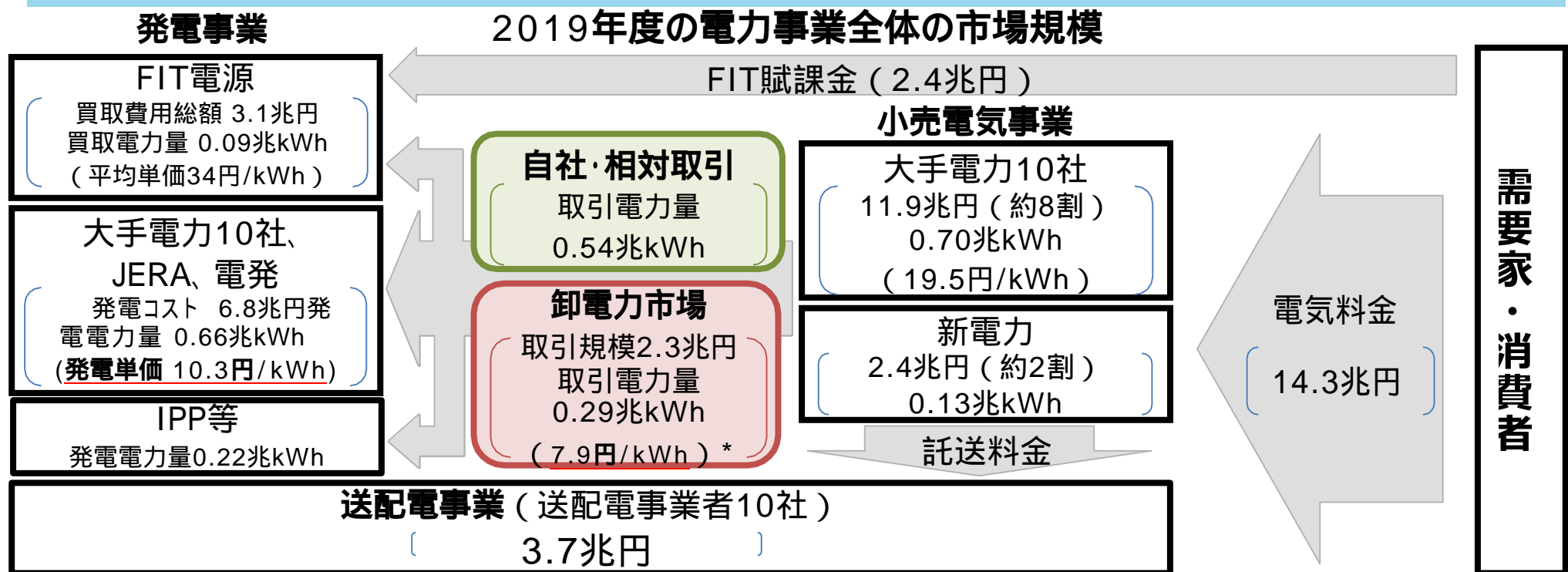
- 論点②については、今後のより詳細な検証を踏まえる必要があるが、構造的には、以下のような環境変化が、その背景として考えられるのではないか。
 - 小売への新規参入が拡大する中、TSOは、これらのインバランス調整のための調整力を予め確保しておくことが必要
 - 多くのFIT電源の需給調整はTSOが実施（※）。自然変動電源が拡大する中、TSOは、これらの需給調整のための調整力を予め確保しておくことが必要
（※）FIT特例①③。前日6時時点の予測値から実需給断面にかけての発電量の差分をTSOが調整。
 - 現行は、スポット市場が電力取引の太宗を占める一方、時間前市場の取引量は僅少。
- 再エネの主力電源化を見据えれば、今後は、時間前市場や需給調整市場（調整力kWh市場）等、より実需給に近い市場を重視した市場設計が求められるのではないか。
 - 2022年度には、FIT制度及びアグリゲーターライセンス制が施行予定であり、時間前市場については、電取委において、シングルプライスオークションを導入する議論が進められている。
 - 他方、現状、日本は、火力電源に依存した電源構成となっており、その起動にはリードタイムを要するため、原則、前日に起動スケジュールを決めておく必要がある。また、既に約700の小売電気事業者が参入するが、当日まで市場を通じて需給調整を行う経験が浅い事業者も多く存在すると考えられる。
 - その一方で、需給調整市場により、全国メリットオーダーの系統運用が行われる予定であり、2022年度には、インバランス料金は基本的に需給調整市場価格とする仕組みとなる。
 - こうした構造的な課題や導入予定の仕組みも踏まえ、更にどのような対応が考えられるか。

論点①：買い入札と売り入札のマッチングの強化について

- 買い札と売り札のマッチングの強化のため、ザラバに併設する形でシングルプライスオークションを導入するべきではないか。
 - ↳ ザラバ方式においては、アイスバーグによる売り入札を実施することが経済合理的な行動であるところ、大量の取引を短時間で行うには必ずしも適していない可能性がある。
 - ↳ 諸外国（イギリス・ドイツ等）においても、時間前市場において、ザラバとシングルプライスオークションを併設している事例あり。
- また、シングルプライスオークション導入する際には、以下の点を考慮する必要があるか。
 - 発電機の起動特性について
 - ・ 発電機の起動のためには、燃種に応じて一定の起動時間が必要（実需給までの時間が長いほど多くの発電機の起動が可能になる）。
 - ・ 発電機の新たな起動を前提とすると、時間前市場へのブロック入札の導入についても検討が必要。
 - 再エネ予測のタイミングについて
 - ・ 気象庁からの予測（3時間毎、1日計8回）を受けて、実需給に近くなるほど予測精度が高まる（実需給に近いタイミングの方が再エネ予測誤差は小さくなる）。
 - 三次調整力②について
 - ・ 2021年度から開始される三次調整力②取引において、前日14時入札、15時開札のタイミングで一定の調整力が取引されることとなる。
- ⇒ このような要素を踏まえた上で、SPAのタイミング・頻度についてどのように考えるべきか（発電機の起動特性については、今後、発電事業者への詳細な実態調査が必要）。

(参考) 電力事業のサプライチェーン全体を俯瞰した検討の必要性

- 再エネの拡大に伴い、電力産業全体では、FIT賦課金が増加、発電部門は再エネのバックアップのため火力等は燃料も含めた維持が必要、送配電分野は設備増強が必要、他方で、卸電力市場価格は限界費用ゼロ電源の増加の影響が大きくなるという構造が生じている。
- 電気事業は、電気を発電し、送電・配電を経て、需要家に届ける事業。今回の検証においても、一時的な現象への対応だけでなく、再エネの主力電源化を見据え、これらに要する費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられる。



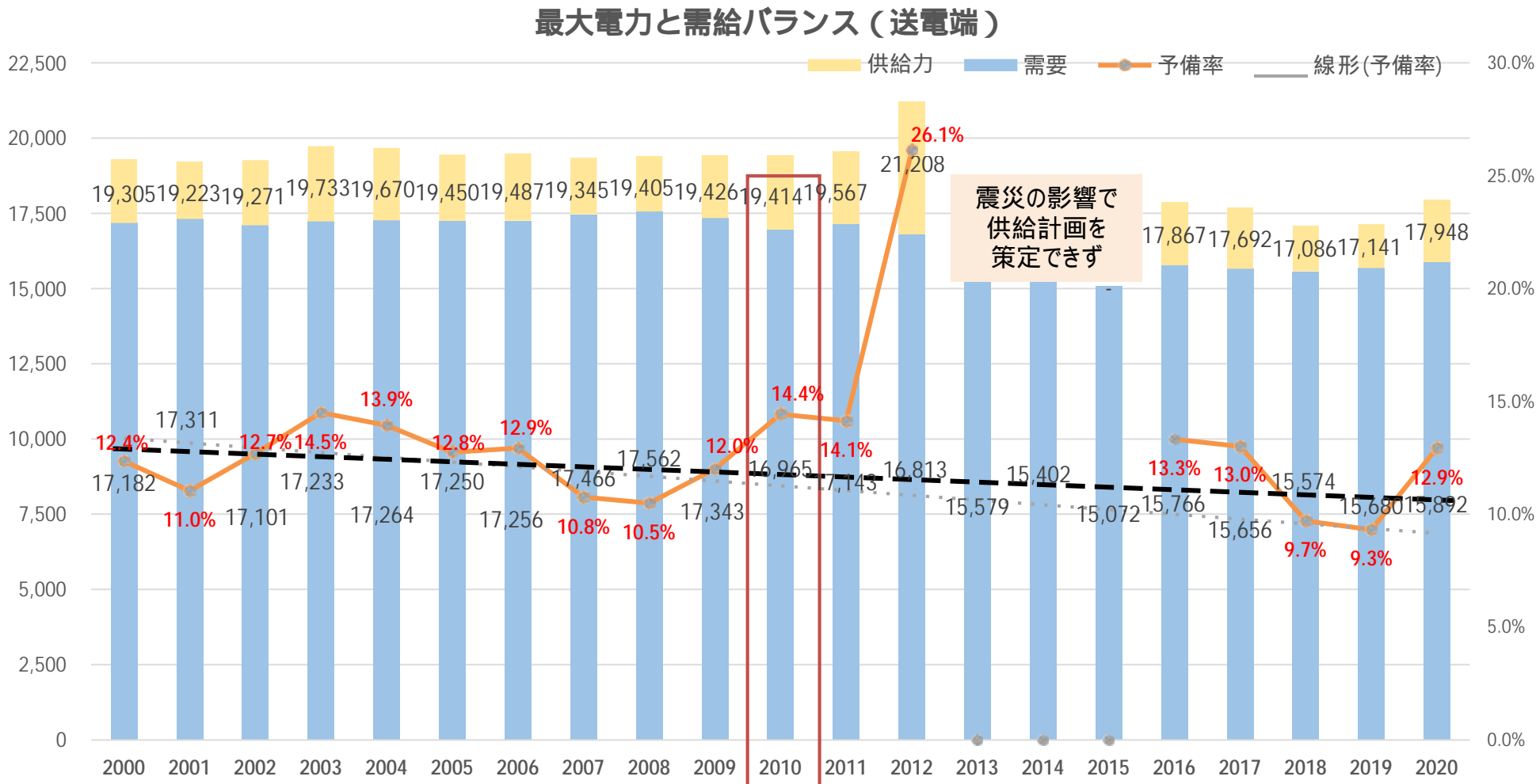
発電事業における電力量には特定供給等に供されるものも含むため、小売電気事業における電力量の合計と一致しない。

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~2/17)
スポット平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9*	11.8

- 1 . 再エネ導入拡大に向けた電力分野の政策展開
(需要家の選択肢の拡大、系統)
- 2 . 需給逼迫・市場価格高騰と今後の対策
- 3 . 供給力確保の必要性和容量市場見直し

夏季の供給予備率（見通し）の長期推移

I 過去20年間、夏季における供給予備率は一定の水準（9～14％）で推移。ただし、東日本大震災後は、供給力及び需要ともに震災前より大きく落ち込んでいる。

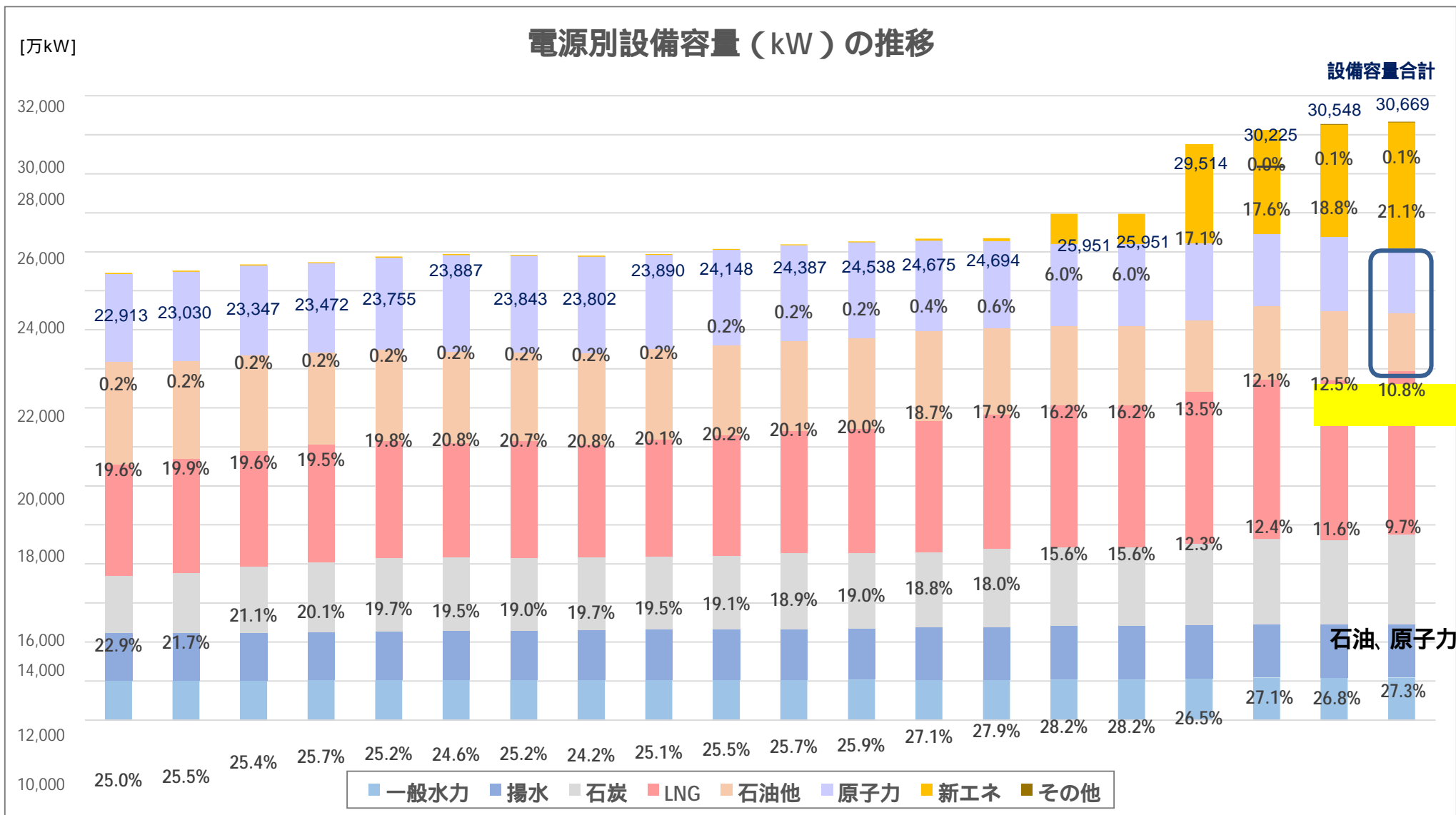


(出典) 各年度供給計画における8月計画値

東日本大震災

(参考) 設備容量の推移

I 近年、再エネが増加する一方、石油火力や原子力の設備容量が減少している。



休廃止予定の火力電源の動向

- 自由化後、2019年度までの火力電源の廃止実績は増加傾向。
- 2021年1月8日の需給逼迫下で稼働していた火力電源のうち、**約500万kW が2024年度までに休廃止予定**。また、2025年度断面でさらに約570万kWの設備が休廃止予定。

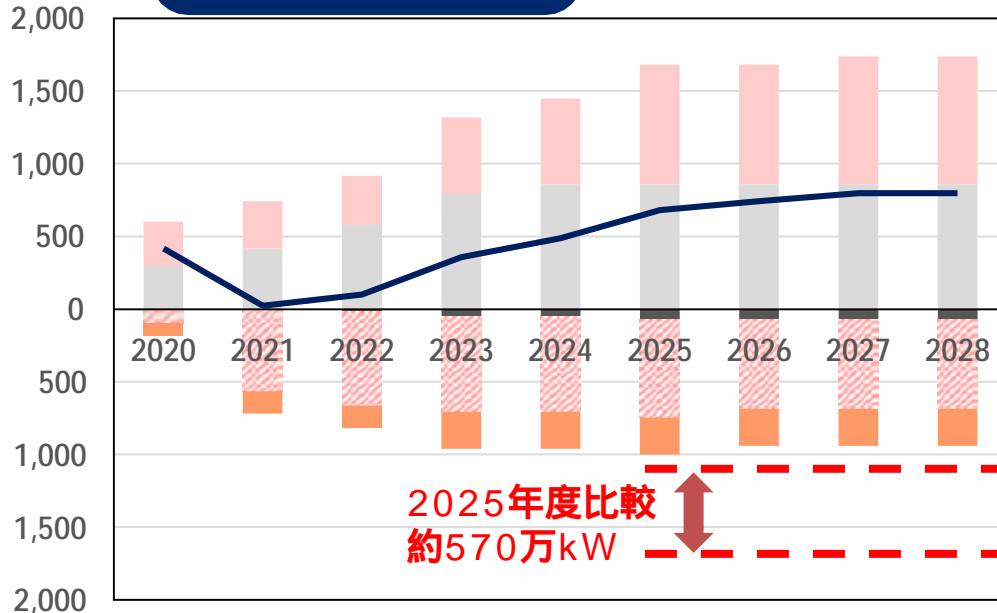
廃止した火力電源の実績

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
設備容量 (万kW)	49	203	136	669

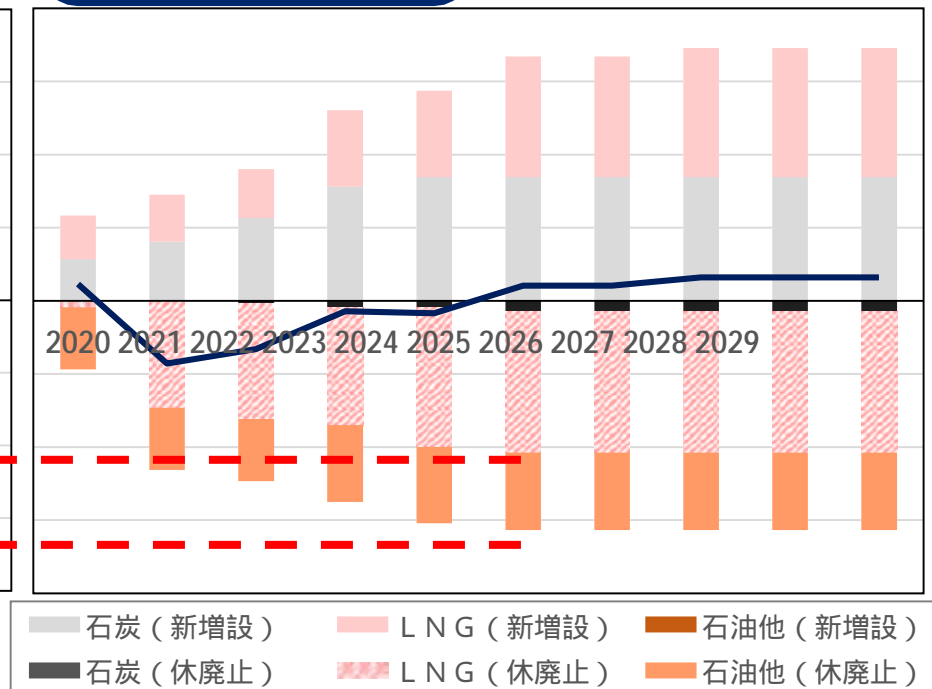
2021年1月8日時点で稼働していた旧一般電気事業者・電源開発が保有する火力電源のうち、2024年度までに休廃止する予定の電源を集計。

【万kW】

2019年度供給計画



2020年度供給計画



石炭 (新增設)
 LNG (新增設)
 石油他 (新增設)
 石炭 (休廃止)
 LNG (休廃止)
 石油他 (休廃止)

(参考) 供給力電源の収入構造

第7回構築小委員会
(2020年10月16日)資料3

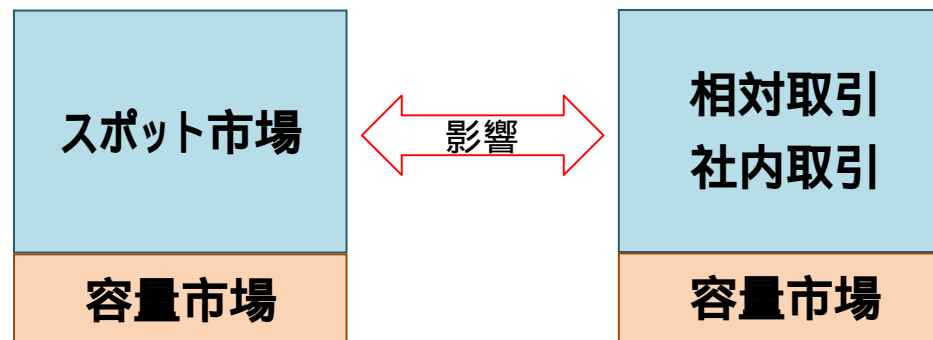
- 1 発電事業者がスポット市場で売電する場合には、スポット市場からの収入に容量市場からの収入を加えた額となる。
- 1 発電事業者が相対取引や社内取引を行う場合にも、その取引価格はスポット市場の価格の影響を受ける。
- 1 このため、供給力電源の基本的な収入構造は、スポット市場からの収入と容量市場からの収入の合計額が指標となると考えられる。

< スポット市場を通じて売電 >

< 相対取引/社内取引により売電 >

kWh価値による収入

kW価値による収入



基本料金と従量料金の二部料金制のケースや、従量料金のみ的一部料金制のケース等がある。

いずれの場合も、相対取引/社内取引の価格水準は、スポット価格の影響を受ける。(相対取引価格等がスポット市場の価格より高ければ、電源が差し替えられる。)

(参考) スポット市場と容量市場の関係

- 容量市場における入札ガイドラインに従えば、発電事業者の入札行動は、「運転維持費」から「他市場収益」を控除して応札するものと考えられ、「スポット市場の価格」と「事業者の容量市場への応札価格」は基本的に逆相関の関係にある。
- 一方で、容量市場には上限価格が設けられており、一定額以上に上昇することは無い。
- したがって、スポット市場の価格の大幅な低下に対しては、引き続きダウンサイドリスクがある。

< 容量市場における入札ガイドライン >

4. 容量市場の活性化
(3) 監視対象行為
(イ) 価格つり上げ

市場支配的事業者が、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札することで、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、価格のつり上げに該当すると考えられる。
この点、市場支配的事業者が、電源を維持することで支払うコストから電源を稼働することで得られる他市場収益を差し引いた額(維持管理コスト)で応札をしている場合には、経済合理的な行動と考えられることから、価格のつり上げには該当しないものとみなされる。

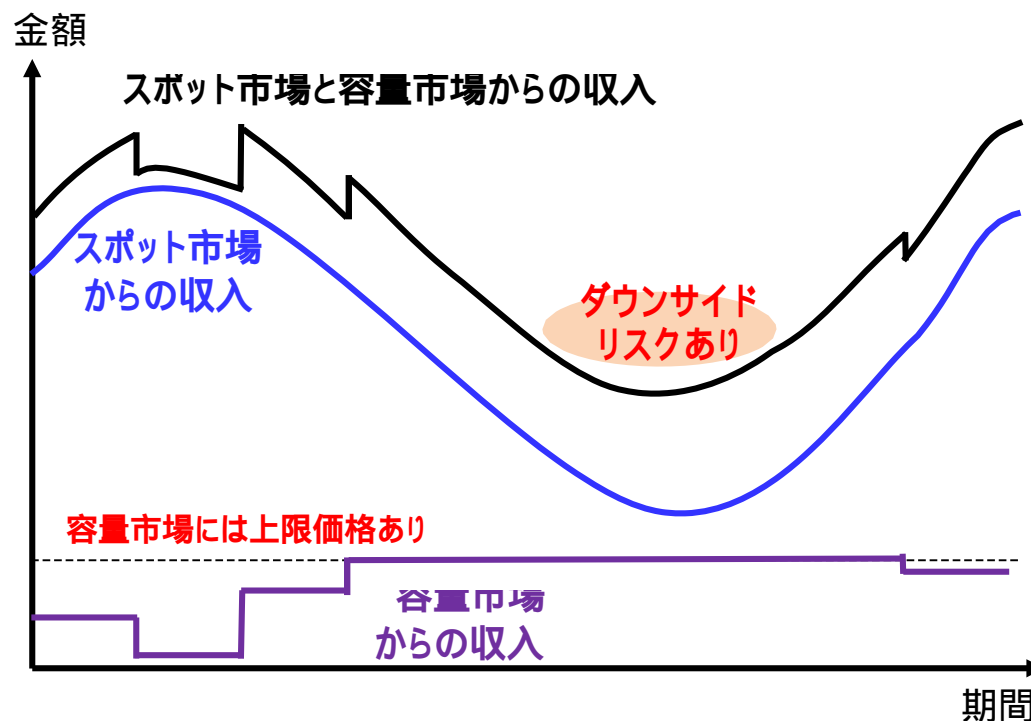
< 容量市場の上限価格 >

$$\text{上限価格} = \text{NetCONE} \times 1.5$$

$$\text{Net CONE} = \text{Gross CONE} - \text{他市場収益}$$

(注) Gross CONE : 新設電源 (CCGT) の固定費
2020年オークションでは14,225円/kW
他市場収益 : スポット市場を含む他市場からの収益

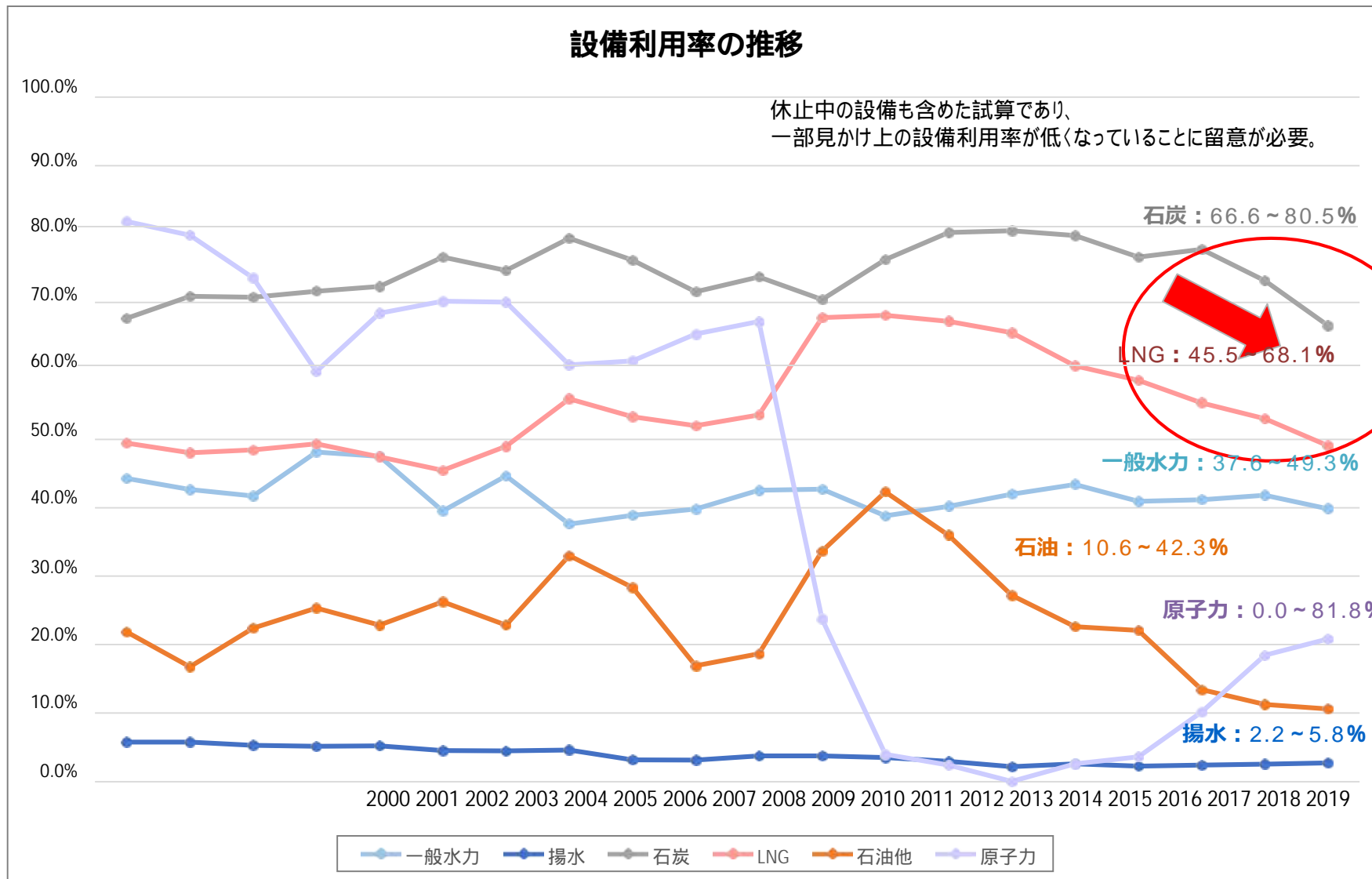
< スポット市場と容量市場の関係 (イメージ) >



実際の容量市場の価格は、発電事業者の入札行動とは別に、供給力の多寡等によっても決まるため、必ずしも上記のような形には限らない。

(参考) 設備利用率の変化

I ここ2,3年、再エネの導入拡大に伴い、火力電源の設備利用率の低下が目立っている。



具体的な方向性（メインオークション/追加オークションにおける調達）

- 4年前には稼働が見通せないが、実需給が近づくと稼働が見通せる電源が存在しうる（例えば、自家発やDR、未稼働の原子力）。
- そのような供給力を確保するためにも、メインオークションでは全量を調達せずに、追加オークションで調達することも考慮すべきといったご意見があった。
- 実需給年度の至近まで、稼働を見通せない電源等にも取引の機会を与えるため、追加オークションでの調達を前提とする案が望ましいのではないか。
- 具体的には、DRの増加が期待されること、自家用発電設備の容量市場への参加や未稼働原子力の稼働などにより、一定の供給力の確保が期待できることを考慮し、来年度オークションにおいては、H3需要の2%分をメインオークションの調達量から減少させた上で、追加オークションで調達することとしてはどうか。
- また、追加オークションでの調達量については、発動指令電源で1%、安定電源で1%を基本としつつ、需要や供給力変動、実需給年度の2年前に実施される発動指令電源の実効性テストの結果等を踏まえた上で、追加オークションで調達する量を決定することとしてはどうか。
- なお、メインオークションで非落札となった電源が追加オークションを待たずに退出するリスクが考えられ、容量市場が実需給年度を迎え、本格的に運用が開始されるまでの電源の退出防止策については、別の委員会とも連携をして、今後具体的な方策に向けて更なる検討を深めていく必要がある。

発動指令電源（DR）の拡充について

- Ⅰ 今後、再生可能エネルギーが更に増加していき、発動指令電源として期待されるDRを含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促すような制度変更が望ましいと考えられる。
- Ⅰ 電源I'の実績と比較して容量市場の初回オークションの発動指令電源の調達量は大きく増加している。
- Ⅰ このような点も踏まえて、発動指令電源の調達上限については、現行の3%から全体として4%に拡充することとしてはどうか。
- Ⅰ また、その場合には、メインオークションでの調達量は初回オークションの調達上限と同様の3%とし（上限に達しなかった場合には他の電源区分の電源を調達）、追加オークションでは拡充分の1%を上限として確保することとしてはどうか。また、追加オークションでの調整係数について検討することとしてはどうか。

供給力の管理・確保 (売り惜しみ防止策の強化－応札の透明性の向上)

- Ⅰ 前回の本部会で、市場支配的事業者については、休廃止の予定の有無にかかわらず、基本的にすべての電源について応札することについてご議論いただいた。
- Ⅰ 実需給年度において、休廃止を予定している電源についても、現時点で稼働しているか、休止している場合でも短期に稼働ができる電源については、容量市場に参加すべきと考えられる。ただし、応札しない事情も一定程度、考慮すべきとも考えられる。
- Ⅰ そのため、市場支配的事業者については、ガイドラインを修正し、以下の基準を満たす電源を除く、すべての電源について応札を要することとしてはどうか。

【応札不要とする電源の基準】

メインオークション応札受付開始時点で休止しており、当該時点で1年以上休止している場合は応札不要である。この基準を満たさない場合でも以下の基準のいずれかを満たす場合には応札不要である。

実需給年度において補修工事等、休廃止以外の理由でリクワイアメントを達成しうる稼働見通しが不確実である場合

メインオークション応札受付開始時点で廃止していないが、当該時点より1年以上前に「実需給年度までに廃止が決定した」旨を公表している場合

実需給年度においてFIT認定を予定している等、入札対象外電源となる見込みがある場合

- Ⅰ なお、当基準のいずれも満たさないものの、個社の判断により応札しない場合に限り、事前に電力・ガス取引監視等委員会の確認を得ることとしてはどうか。

当基準を満たし応札しない電源は、監視委の事後監視を受けることになる。

（１）基準価格

- Ⅰ 前回の本部会では、事前確認対象を決定するための基準価格については、前年度のNetCONEとすることについてご議論いただいた。
- Ⅰ その中で、初回オークションの結果を踏まえて、約定価格の妥当性を確認する必要があり、より幅広く監視するために、基準価格については、NetCONEの半分としてはどうかというご意見があった。
- Ⅰ 初回オークションにおける価格つり上げの監視は、38件であり、その結果をもとに次回オークションでNetCONE以上となる見込みの電源は50件程度と想定されている。また、一定の基準を満たす休止電源についても応札を要することを求めることで議論が進められており、初回オークションと比較して、十分に対象が広がると考えられる。
- Ⅰ また、事後ではなく事前に監視を実施することからも実効性が高まると考えられるため、事前確認対象を決定するための基準価格については、行政コストも考慮した上で、前年度のNetCONEとしてはどうか。

（２）手続

- Ⅰ 前回の本部会では、監視対象の範囲が初回オークションと比べて広がりうることから、事前確認の受付については、入札の2ヶ月前が目安となることについて提示した。
- Ⅰ これについて、事前監視期間中の算定諸元の変動を考慮して、2か月前が締め切りではなく、状況の変化に応じて随時、受付けていただきたいというご意見があった。
- Ⅰ 算定諸元の変動については、監視手続に係る時間も考慮した上で、監視完了の一定期間前までに電力・ガス取引監視等委員会に届け出ることとしてはどうか。（ex.監視完了の2週間前までは特段の事情がある場合の変動を受け付けるなど）
- Ⅰ また、入札価格の事前確認に関して、事業者が電力・ガス取引監視等委員会の指摘に応じない場合や事前監視を受けずに応札する場合は考えられる。
- Ⅰ この場合の応札価格、事前監視の実施状況については、応札後に確認することとし、事前監視の結果と整合しない場合には、応札を取り消すこととしてはどうか。

- Ⅰ これまで、従来の経過措置を廃止した上で、電源等の経過年数に応じた減額と入札内容に応じた減額を併せて適用する方向で整理を行ってきた。
- Ⅰ 今回は、とを踏まえた具体的な減額の規模感について、更なる議論を行っていただきたい。
- Ⅰ については、前回の本部会において、入札価格に応じた減額と調達量に応じた減額の2案を提示し、入札価格に応じた減額を支持するご意見をいただいた。そのため、入札価格に応じた減額を前提として検討を進めることとしてはどうか。
- Ⅰ また、約定価格を2段階とした場合、次頁の斜線部分について、価格をマルチプライスにするということも考えられるが、マルチプライスを一部導入することで約定価格のつり上げにつながる懸念されること、これまでも容量市場の約定価格の決定方法としてシングルプライスを採用してきており、それを前提として、維持管理コストを計算するなど制度設計を行ってきており、一部だけマルチということは必ずしも適切ではないこと、等を踏まえて、次頁の斜線部分については、シングルプライスで約定することとしてはどうか。

なお、激変緩和措置については時限的に支払額を減額するものであり、段階的にその減額を縮減していくもの（2030年には当該措置を終了させる。）と整理している。

激変緩和の措置のシミュレーション（減額の規模感）

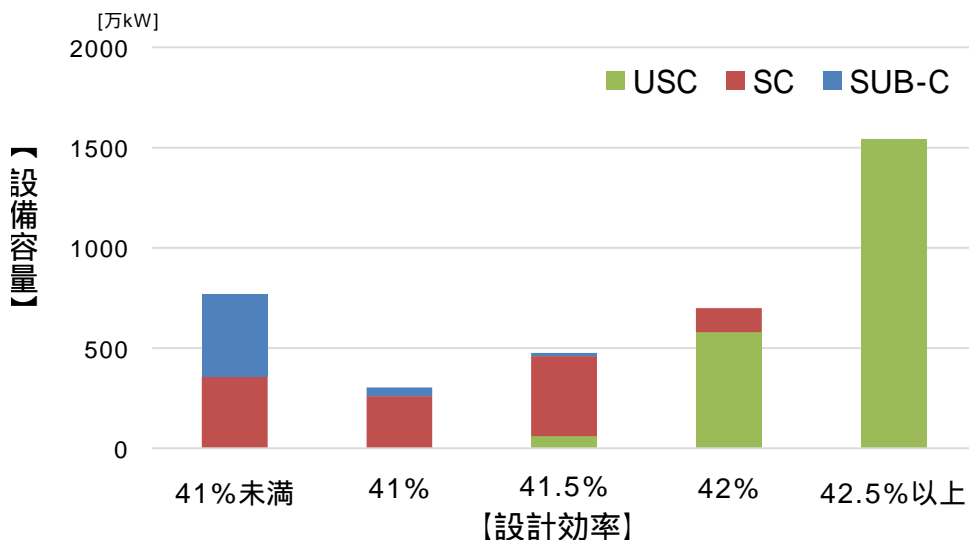
- 前回の本部会において、経過措置の具体的な数字を決めるにあたっては、初回オークションの結果と当初設定した控除率を踏まえて、8%から27%の間で考えていくことについてご議論いただいた。
- 今回の見直し全体において入札行動が変化することが当然に想定されその約定価格への影響を全て考慮することは困難であるが、例えば、追加オークションへの調達量の一部先送りによってもメインオークションの約定価格を引き下げる効果がある。
- また、石炭混焼バイオマスの取扱い、維持管理コストの見直し、約定点において複数の同一価格の札が生じた場合等の扱い、非効率石炭の誘導措置などによっても、約定価格を一定程度引き下げる効果があるものと考えられる。
- これらも踏まえつつ、下記のシミュレーション結果を用いて、電源等の経過年数に応じた減額と入札価格に応じた減額をあわせて20%程度となるように設定してはどうか。
- 電源の維持管理コストを十分に回収できない状況とならないよう、安定供給には配慮をした激変緩和措置を求める意見もあり、逆数入札を無くす観点も踏まえて、来年度については、電源等の経過年数に応じた減額は5%、入札内容に応じた減額は約定価格の8割としてはどうか（この場合の減額規模は約22%となる。）。

減額規模 （約定総額の減少割合）	電源等の経過年数 に応じた減額	入札内容 に応じた減額
15%程度	5%～10%	約定価格×0.95～0.85
20%程度	5%～10%	約定価格×0.90～0.80
25%程度	5%～10%	約定価格×0.80～0.75

対象範囲の基準について

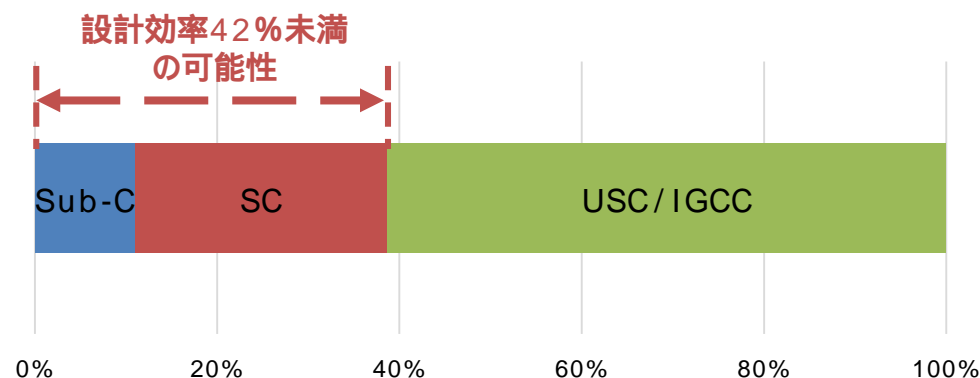
- 1 前回の本部会において、石炭火力の非効率性は発電効率を基準として判断し、特に、制度的な安定性や事業者の予見可能性の観点から、入札時点で定まっている設計効率を基本として検討することとした。
- 1 このとき、設計効率の算出に当たっては、事業者において、実使用を想定した気象条件や炭種等の一定の仮定が置かれているが、毎年変動する混焼率や熱利用分は設計効率の算定外。
- 1 そのうえで、非効率の基準については、現行のエネルギー基本計画における定義等も踏まえ、設計効率は超々臨界（USC）並みの発電効率42%を基準としてはどうか。
このとき、2020年度オークションで約定した石炭火力で設計効率が42%未満となる可能性があるものは、石炭火力全体の設備容量の約4割。

< 石炭火力の設計効率と発電方式 >



大手電力（旧一般電気事業者、電源開発）へのヒアリングをもとに資源エネルギー庁作成。

< 2020年度オークションにおける石炭火力の内訳 >



誘導措置におけるインセンティブ設計について（設備利用率基準）

- Ⅰ 誘導措置においては、設備利用率の高低によって傾斜をつけることを基本として検討することとした。特に前回の作業部会では、基準となる設備利用率について、近年の設備利用率を参照しつつ、需給逼迫時の稼働も勘案しながら、2030年度のエネルギーミックス実現を念頭に具体的な基準を設定していくこととした。
- Ⅰ このとき、足下の設備利用率は約70%で、ここ数年は低下傾向にあり、エネルギーミックスを念頭におくと、**少なくとも足下よりも設備利用率を落としていく必要があること**、**非効率石炭の発電量を着実に削減しつつも、安定供給の観点から夏冬の高需要期のフル稼働も見込んでおくこと**、といった観点を考慮すると、**春秋は停止しつつも夏冬はフル稼働することを想定した設備利用率として、減額の閾値を設備利用率50%としてはどうか**。
 例えば、春秋と夏冬の端境期にTSOからの発電指令により稼働した場合の扱い等についても整理が必要。
- Ⅰ なお、設備利用率については、容量市場の中での措置であることを踏まえて、発電所のもつ定格出力のうち約定容量分（kW）を分母、TSOが把握しているメーター値（送電端kWh）を分子として算出された数値とする。

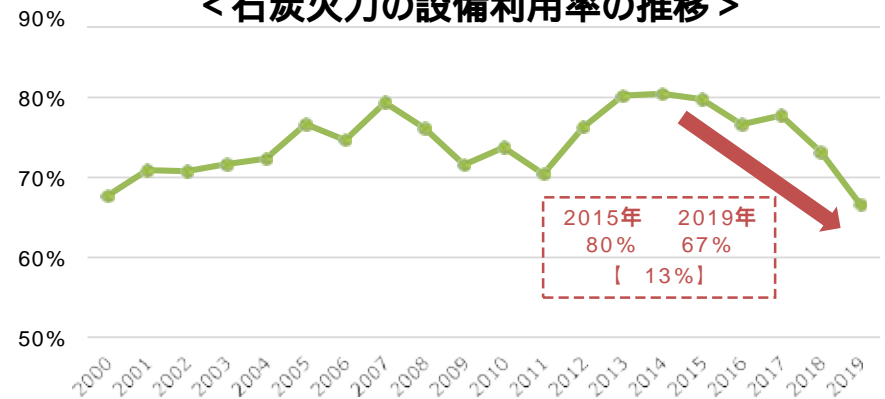
< 設備利用率の考え方 >

一般に使われる、発電端[kWh]と定格出力[kW]ではなく、以下の計算式を使用。

$$\text{年間設備利用率} [\%] = \frac{\text{メーター値 (送電端)} [\text{kWh}]}{\text{約定容量} [\text{kW}] * 8760 [\text{h}]} * 100$$

各発電所のメーター値（送電端）や約定容量については、広域機関で把握する。

< 石炭火力の設備利用率の推移 >

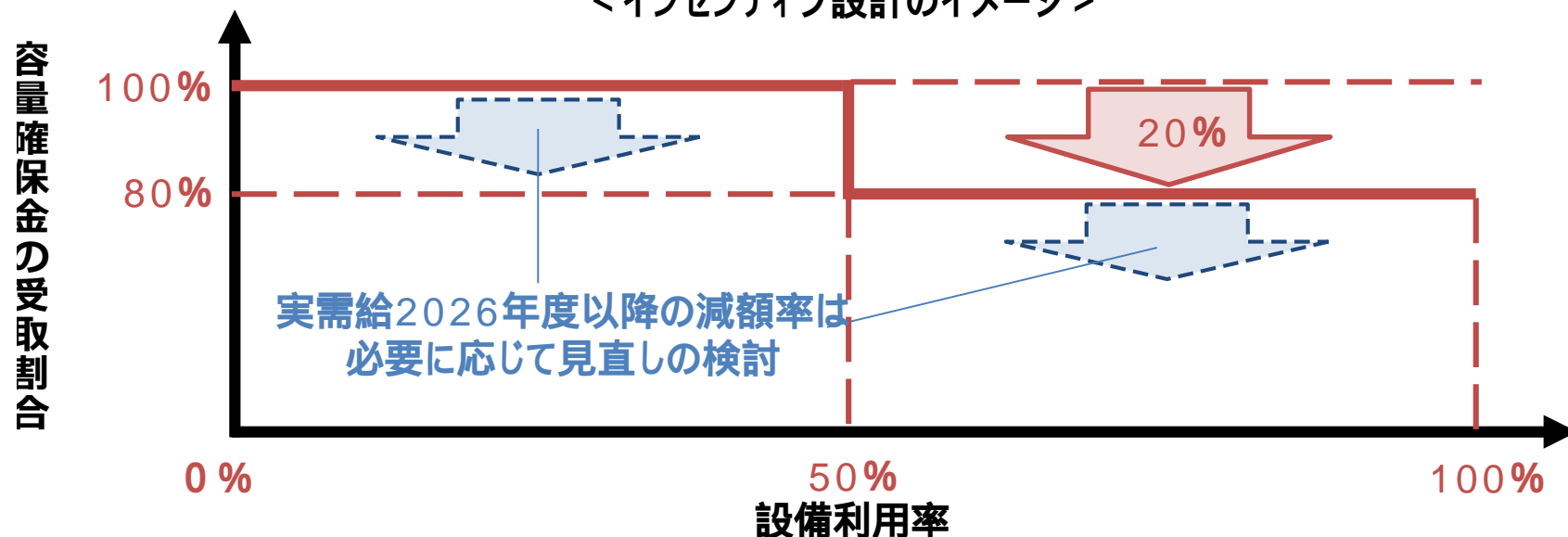


休止中の設備も含めた試算であり、一部見かけ上の設備利用料が低くなっていることに留意が必要。
 (出所) 2012～2015年度：電源開発の概要（資源エネルギー庁）、2017年度以降：供給計画取りまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成

誘導措置におけるインセンティブ設計について（減額率）

- 1 前回の作業部会で、非効率石炭火力の具体的な容量確保金の減額幅については、脱炭素化を進める観点からは強い稼働抑制を求められる一方、足許の供給力が必ずしも十分でないことを踏まえると、**非効率石炭火力の過度な退出を招かないよう留意する必要があること**。インセンティブ強化により退出した非効率石炭火力の再稼働は極めて困難であるが、**非効率石炭火力の退出を促すため、インセンティブを段階的に強化すること**という考えの下で定めていくこととした。
- 1 このとき、足下の平均設備利用率67%から減額の閾値50%まで稼働抑制する場合、約20%分の稼働抑制（収入減少）が発生。その中でも、稼働抑制のインセンティブを付与する観点から、誘導措置においては、50%まで稼働抑制できない場合、20%分の容量確保金の減額措置を講じることが一案。
- 1 係る観点から、**2021年度オークション**においては、急激な減額による事業者の予見性喪失の緩和の観点も含めて、**まずは設備利用率50%超の電源の減額率を20%として、実需給2026年度以降の減額率**については、石炭火力の稼働状況等も踏まえつつ、**必要に応じて見直しを検討すること**としてはどうか。

<インセンティブ設計のイメージ>



(参考) 供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見 (広域機関提出) について (抜粋)

第32回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年3月26日) 資料8

<2017年度取りまとめ>

- 1 (略) 事業者間競争の激しい東京、中部、関西エリア(中央3エリア)において予備率8%を下回る年度あり、その要因を調査したところ、以下のことが明らかになった。

中央3エリアでは、(略)旧一般電気事業者である発電事業者は、経年火力の休廃止を進めることにより保有する供給力を減少させていく予定であること

(略)中小規模の小売電気事業者は、自社で確保する供給力の割合が低いこと

<2018年度取りまとめ>

- 1 昨年度、東京・中部・関西エリア(中央3エリア)において需給バランスが予備率8%を下回る年度があり、その要因について、旧一般電気事業者(小売及び発電部門)は、離脱需要の増に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は、調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少していると分析した。本年の取りまとめでは、中央3エリアに加え、その他のエリア(特に、東北・四国・九州エリア)においてもその傾向がみられ、エリアの予備率が減少していることが分かった。その結果、連系線を活用してエリア間で均平化した需給バランスにおいて、時間帯によっては広範囲のエリアで予備率が8%を下回るという結果となった。

<2019年度取りまとめ>

- 1 (略) 昨年度の供給計画の取りまとめにおいて、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少しており、この傾向が今後も進むものと想定した。2019年度の取りまとめにおいて、この傾向が続いていることが改めて確認された。

- Ⅰ 我が国の容量市場のリクワイアメントについては、米国・PJMにおける事例も参考として検討を行った。
- Ⅰ 容量市場のリクワイアメント（安定電源）には、
 - － 供給力の維持
 - － 発電余力の市場応札
 - － 電気の供給指示への対応などを設定し、**需給逼迫時には、いずれも燃料制約を理由として、市場応札や電気の供給指示への対応が免除されることはない。**
- Ⅰ 事業者には、ペナルティ回避のために、需給逼迫時に備える意識が働く。したがい、燃料制約に起因するkWh不足等には、容量市場のリクワイアメントが一定程度の効果をもたらすと考えられる。

（例）

経済的ペナルティの計算式（電気の供給指示への対応）

$$\text{ペナルティ額} = \frac{\text{容量確保契約金額（円）} \times \text{リクワイアメント未達量（kWh）}}{\text{容量確保契約容量（kW）} \times \text{1年間で需給逼迫の恐れがあると想定される時間（h）}}$$

2024年度は30時間

・なお、ペナルティが発生した場合は容量拠出金が減額されることになる

今冬の需給逼迫の容量市場への影響に関して

- Ⅰ これまでの電力・ガス基本政策小委員会の検証を踏まえると、今般の逼迫において、石油火力を含めた火力発電や水力・揚水発電等が平均を大きく超える高い設備利用率等で運転された。
- Ⅰ また、第一回の容量市場の結果や火力発電の休廃止の推移を踏まえると、近い将来、必要な供給力の確保が難しくなることも十分に考えられる。
 - － 制度的に必要な容量（供給力（kW））をしっかりと確保していくことは重要。
 - － 一方で、今般の逼迫を受けて、容量市場における目標調達量を引き上げることに慎重な意見があった。
- Ⅰ 今回の逼迫については、主な原因としては発電量（kWh）の不足との指摘があった。
- Ⅰ それに関するリクワイアメントについては、現行のものが燃料確保のインセンティブに働き、一定の効果があるとの肯定的な意見があった。また、過度なリクワイアメントについては、コスト上昇につながり、慎重な検討が必要との意見があった。
 - － 今のリクワイアメントを維持しつつ、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていくこととしてはどうか。
 - － なお、電力量（kWh）を確認・確保する体制構築していくのかということの検証や対策が前提にあることにも留意する。