

資源エネルギー庁御説明資料

2021年3月29日

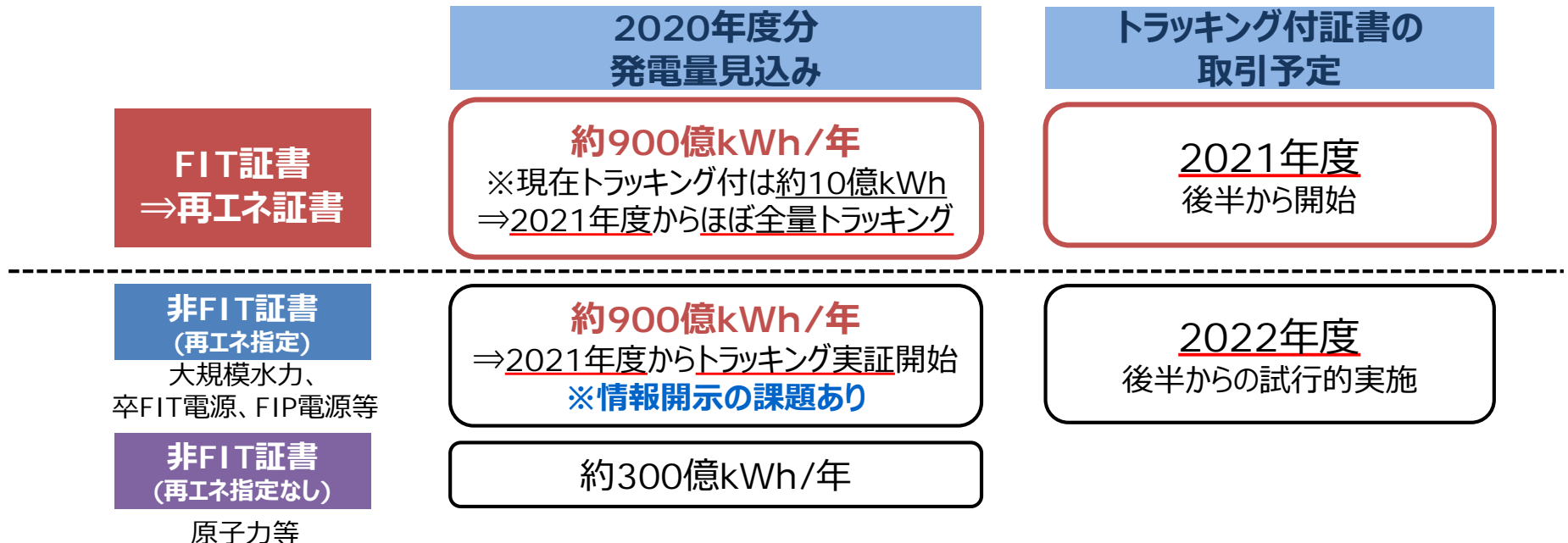
資源エネルギー庁

- 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

再エネ証書制度の創設

- RE100等の再エネ電気への需要家ニーズの高まりに対応するため、高度化法達成のための「非化石証書」から、再エネ価値の取引機能を切り離し、「**再エネ証書**」としてグローバルに通用する形で取引できる市場を創設。
- 従来のFIT証書の再エネ価値を、「**再エネ証書**」として大口需要家等に開放。
 - ✓ 年間約**900億kWh**のトラッキング付き証書を市場取引の対象に。
 - ✓ **価格**(1.3円/kWh)は**大幅に引き下げ**の方向
 - ✓ 購入資格を認定（小売電気事業者 + **大口需要家**等）⇒ **2021年度後半**から**取引を開始**、**2022年度**からの**本格実施**を目指す。

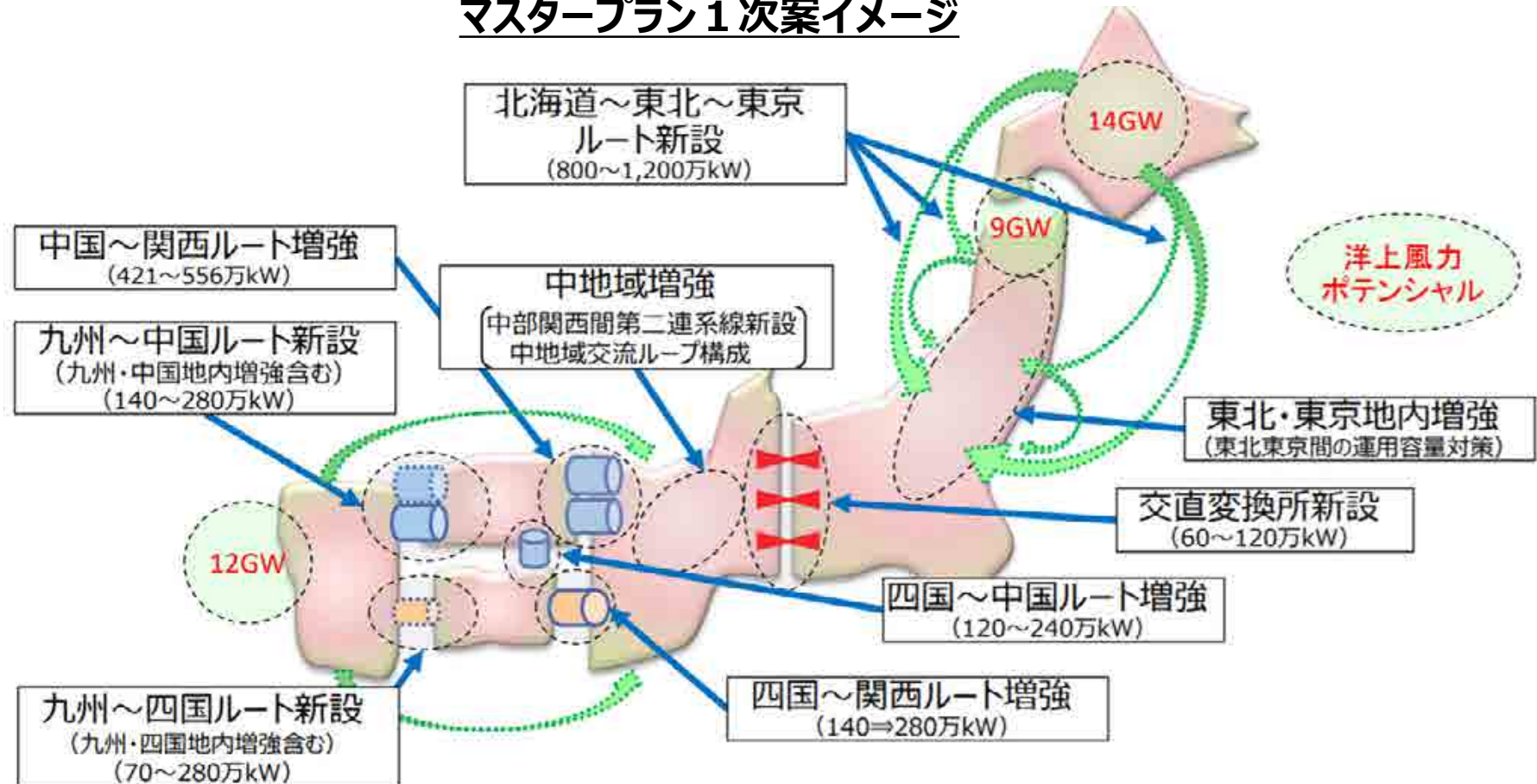
※非FIT証書の再エネ価値の取引については、高度化法上の義務との整理を進め、2022年度後半の試行的実施を目指す。更に、本格実施に向けて、情報開示の制度的措置を含めた対応を今後検討。



再エネ導入拡大に向けた系統マスタープランの検討状況

- 再エネ開発ポテンシャルへの対応、電力融通の円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での基幹系統形成を計画的に進めるため、マスタープランの1次案を今春に策定し、2022年度中を目途に完成を目指す。
- 北海道の風力等を海底直流送電などで大需要地に直接送る検討も開始。

マスタープラン1次案イメージ



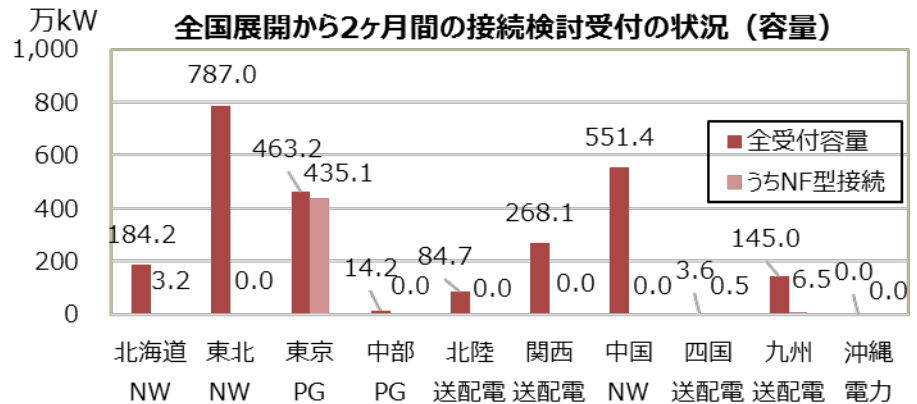
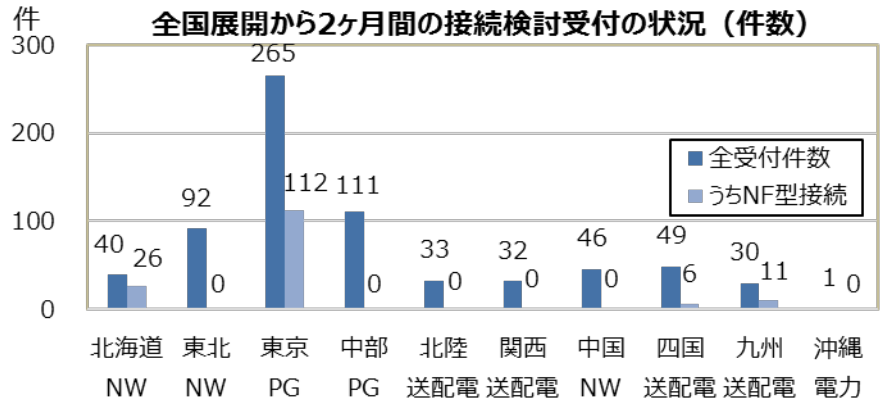
ノンファーム型接続の拡大と展開の方向性

- **基幹系統**において、ノンファーム型接続検討の受付・回答を開始し、2ヶ月の進捗として、**毎月200万kW超のノンファーム型接続検討の受付**を実施。現状では、申込みは東京が多いが、北海道等でも増加。

● **接続検討の受付状況（2021年3月12日時点）**

注 新規連系以外(発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等)の申込、地点重複の申込を含む

受付期間	接続検討受付「件数」			接続検討受付「容量」		
	①全受付件数	②うちノンファーム型接続	割合(②÷①)	③全受付容量	④うちノンファーム型接続	割合(④÷③)
① 2021年1月13日～ 2021年2月12日	344件	77件	22.4%	1293.0万kW	223.1万kW	17.3%
② 2021年2月13日～ 2021年3月12日	355件	78件	22.0%	1208.4万kW	222.3万kW	18.4%



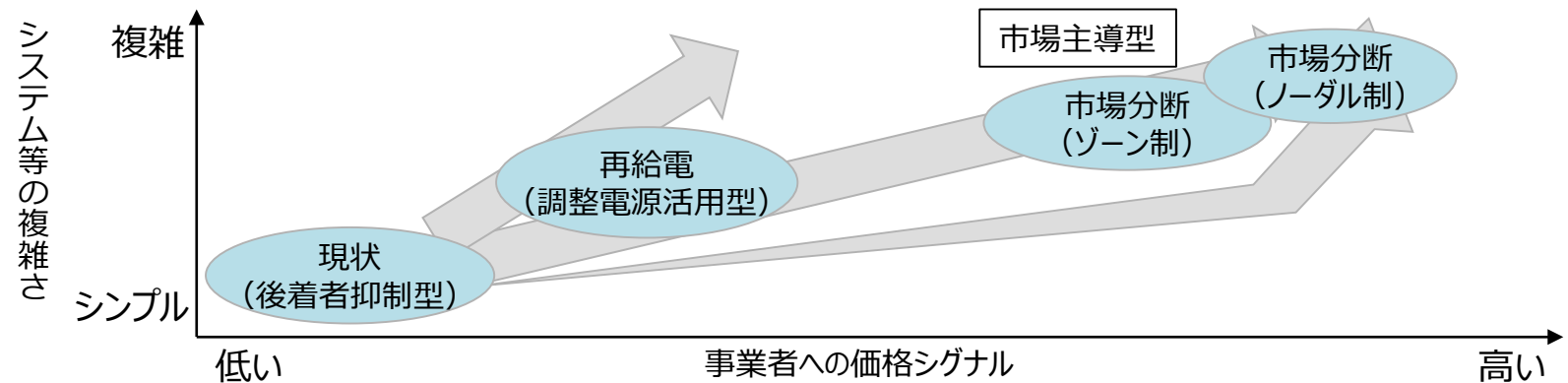
- **ローカル系統**においては、**東電/NEDOによる試行的取組を2021年4月より開始予定**。
- ローカル系統では、平滑化効果の弱さ等から、再エネの出力制御量が大きくなること課題のため、**増強計画の策定**や**再エネを調整電源化していく取組(バランシングメカニズム)**と**一体的に検討を進める**こととし、**2024年のNEDO実証終了の後に、全国展開**。

送電線利用・出力制御ルールの見直しの状況

- **送電線の利用ルールはメリットオーダーを追求していく方針。**市場主導型（ゾーン制・ノード制）は、システム開発等により一定の時間がかかるため、**早期に再エネの出力制御量を減らすため**、メリットオーダーで調整電源を活用する**再給電方式を、2022年中に開始予定。**
- 再給電方式等における出力制御は、調整電源により対応され、調整電源が不足する場合は優先給電ルールに基づくが、**再エネを含む可能な限り全ての電源を調整電源化していく取組（balancing mechanism）の検討を開始。****夏頃までにスケジュールの明確化を目指す。**

代表的な送電線利用の仕組み

	再給電方式	市場分断 (ゾーン制)	市場分断 (ノード制)
抑制方法	TSOが抑制 (調整電源を活用)	市場落札されなかった 電源が抑制	市場落札されなかった 電源が抑制
適用可能系統	基幹系統～ローカル系統	基幹系統 (ある程度のゾーンが限界か)	基幹系統～ローカル系統
類型	ドイツ・イギリスなど	ノルウェーなど	PJMなど



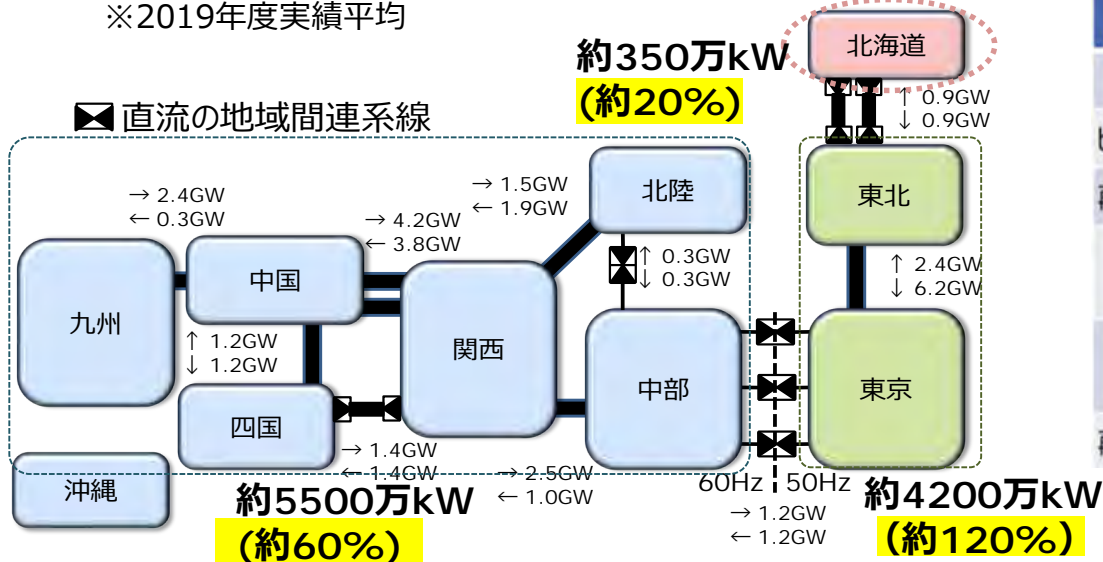
北海道への再エネ導入拡大に向けた調整力不足問題への対応

- 北海道は、本州と直流で繋がる**独立系統**（他地域は、西日本内・東日本内で短期の広域調整が可能）。**需要規模が小さい**中で、変動幅の大きい太陽光発電等の調整が必要となるが、域内に存在するLNG火力等の**調整力が小さい**ため（主力は石炭火力）、再エネの導入には課題が大きい。
※アイルランドは、再エネに占める太陽光の比率が小さいため、瞬間kWh比率は小さい傾向にあり、短期変動の調整に対応しやすい面がある。
- **今後、本州需要地への直流送電による再エネ開発も検討**していくが、当面の再エネ導入拡大を継続するには、蓄電池設置による調整力対応が不可欠。火力・揚水・系統用蓄電池の維持・拡大には、容量市場、投資促進策のインセンティブ機能発揮が必要であり、対応を進めるが、**当面の措置として、蓄電池を共同利用する募集プロセス**を実施。
- 費用負担は、調整力機能の受益割合に応じて設定しており、再エネTFの指摘も踏まえて見直しを行い、北海道エリア全体の**需要家負担（一般負担）の比率**について、**5%から10%へ引き上げ**。

北海道・東日本・西日本の需要規模比較

（需要規模に対するLNG火力のkW比率）

※2019年度実績平均



北海道とアイルランド・日本全体との比較

	アイルランド		日本		北海道
	2020年	2029年	2020年	2029年	2020年
ピーク需要(万kW)	695	809	15,892	15,662	516
再エネ導入量(設備容量)(万kW)	635	1,121	9,117	11,737	-
内、風力 (ピーク需要に対する比率)	560 (81%)	1,012 (125%)	486 (3%)	1,272 (8%)	53 (10%)
内、太陽光 (ピーク需要に対する比率)	30 (4%)	69 (9%)	5,970 (38%)	7,652 (49%)	197 (38%)
再エネ年間kWh比率※	40%	70%	19%	27%	25%

※アイルランド-日本は、電力広域機関 第55回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3より抜粋。
 ※北海道については、北海道電力送配電公表資料より算出。
 ※再エネ年間kWh比率：年間の総発電電力量（kWh）に占める太陽光発電及び風力発電の年間電力量（kWh）の割合

電力ネットワークの次世代化に向けたロードマップ

2021年 2025年 2030年 2050年

新設・増強

★ **マスタープラン1次案を策定** (2021春)

★ **マスタープラン完成** (地域間連系線・基幹系統の増強方針、海底直流送電を含む) (2022~)

→ 具体的な整備計画を順次策定

★ **ローカル・配電系統の整備計画** (2023 (第一期レベニューキャップ期間) ※増強規律と費用負担の在り方を並行して検討)

★ **ローカル・配電系統の整備計画** (2028 (第二期レベニューキャップ期間))

← 増強工事 (10~20年目途) →

(一括検討プロセスでローカル系統を増強)

既存系統の有効利用

★ **ノンファーム型接続の基幹系統への全国展開とローカル系統への試行的適用** (2021春)

[N-1電制本格適用]

★ **システム開発の完了 → 全国展開へ** (2024~ (NEDO実証) (balancingメカニズムと連携))

★ **再給電方式 (調整力の活用) の開始** (2022)

★ **再給電方式 (一定の順序) の開始** (2023)

→ 市場主導型への見直しを検討中 (ゾーン制・ノードル制)

※配電系統への展開はNEDO実証等を踏まえ検討

調整力の確保等

★ **需給調整市場開設** (三次調整力②取引開始、商品ごとに順次拡大) (2021.4)

★ **需給調整市場の全商品取引開始** (全エリア(沖縄除く)での広域調達) (2024)

[グリッドコードの検討]

★ **ゲートクローズ後の余力活用の仕組みが開始** (容量市場の参加者) (2024~)

→ 対象電源を可能な限り全電源に拡大 (balancingメカニズム)

★ **北海道蓄電池募プロの開始** (I期残容量、短期的な対応) (2021)

★ **系統用蓄電池の電気事業法への位置づけ等** → 北海道の要件解除へ (2022~)

透明性・公平性の確保

★ **電力広域機関のアクションプラン策定** (プロパー拡大等の検証WG取りまとめ具体化) (2021春)

★ **第三者が評価できる仕組みなどの取組の強化** (電力広域的運営推進機関セカンドオピニオン) (2022春~)

★ **系統情報の公開・開示の高度化** (需給情報の細分化公開等)

★ **競争発注等を通じた効率化取組施策** (2023)

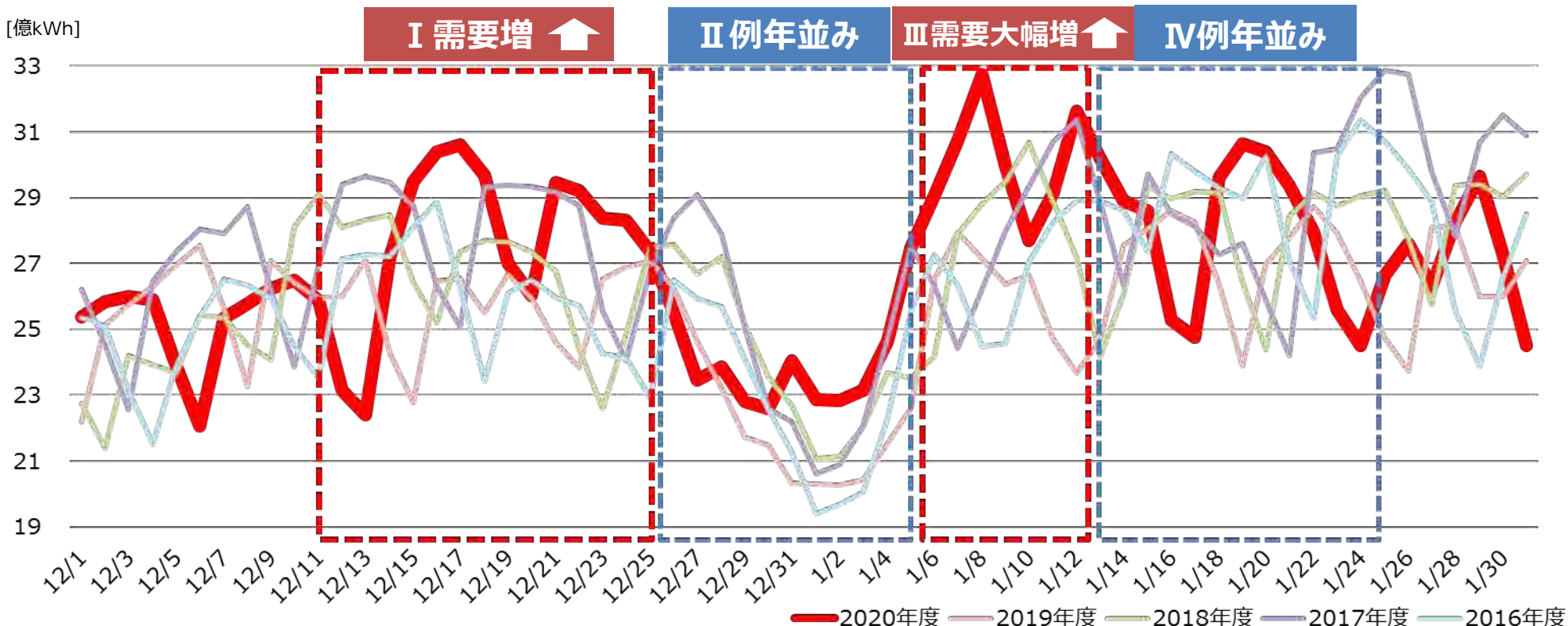
カーボニゼーションを支える強靱な次世代型の電力ネットワークへ

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

今冬の電力需給逼迫の要因 (A) 電力需要の増加

- 厳しい強い寒波の断続的な流入により、全国の平均気温が2℃低下。
- 12月中旬の電力需要はここ5年でも高い水準(Ⅰ)となり、年末年始頃はやや落ち着いた(Ⅱ)ものの、1月上旬は大幅に増加し、ここ5年で最も高い水準(Ⅲ)となった。1月中旬以降は落ち着いた(Ⅳ)。

<日別電力量の推移(沖縄エリア除く)>



<2020年度の電力需要の増加率(過去年度比)>

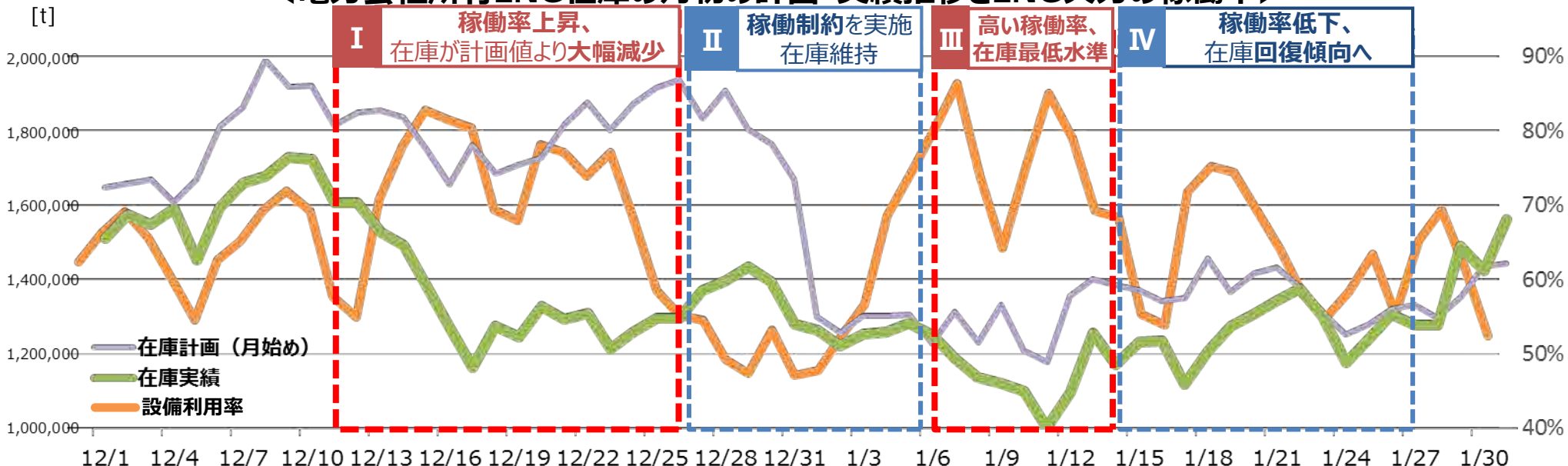
	(Ⅰ) 12/11-25	(Ⅱ) 12/26-1-5	(Ⅲ) 1/6-1/12	(Ⅳ) 1/13-25
2019年度比	+7.4%	+8.4%	+15.3%	+3.5%
2018年度比	+3.2%	▲0.4%	+7.0%	+0.04%
2017年度比	▲0.8%	▲2.9%	+7.4%	▲2.6%
2016年度比	+7.0%	+4.1%	+12.9%	▲4.2%
※過去4年平均比	+4.1%	+2.1%	+10.5%	▲0.9%

※グラフ・表ともに電力広域的運営推進機関系統情報公開システム(速報値)より作成。

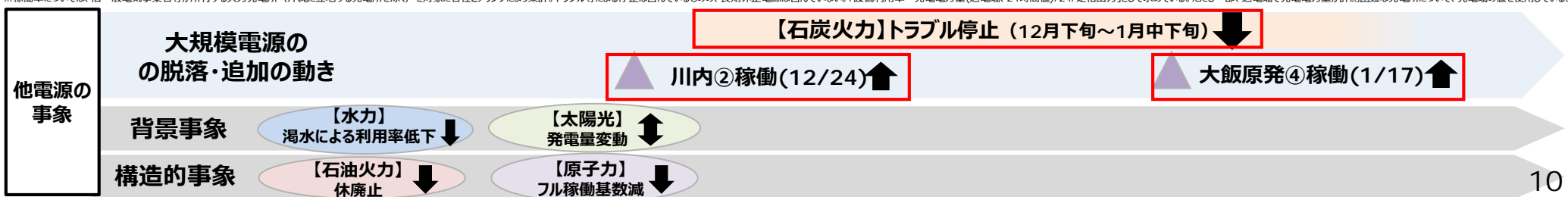
今冬の電力需給逼迫の要因 (B) LNG燃料不足による稼働制約と供給力の低下

- 12月上旬までは、LNG在庫量は全国的に増加傾向だったものの、12月中旬、**稼働率向上と産ガス国の供給設備トラブル**等により、在庫は**大幅下落**。(I)
- 12月下旬、川内2号機の稼働もあったものの、**石炭火力のトラブル停止**も生じ、**稼働抑制を実施**。(II)
- 1月上旬、**LNG含め火力全般で高い稼働率**を記録し、在庫は最低水準へ。(III)
- 1月中旬には、大飯4号機稼働による供給力が増加、また**LNG火力稼働率は低下**。(IV)
- **石油火力の休廃止・原発の停止**等により、**供給力が低下傾向**にあり、**全体的に厳しい供給構造**。

＜電力会社所有LNG在庫の月初め計画・実績推移とLNG火力の稼働率＞



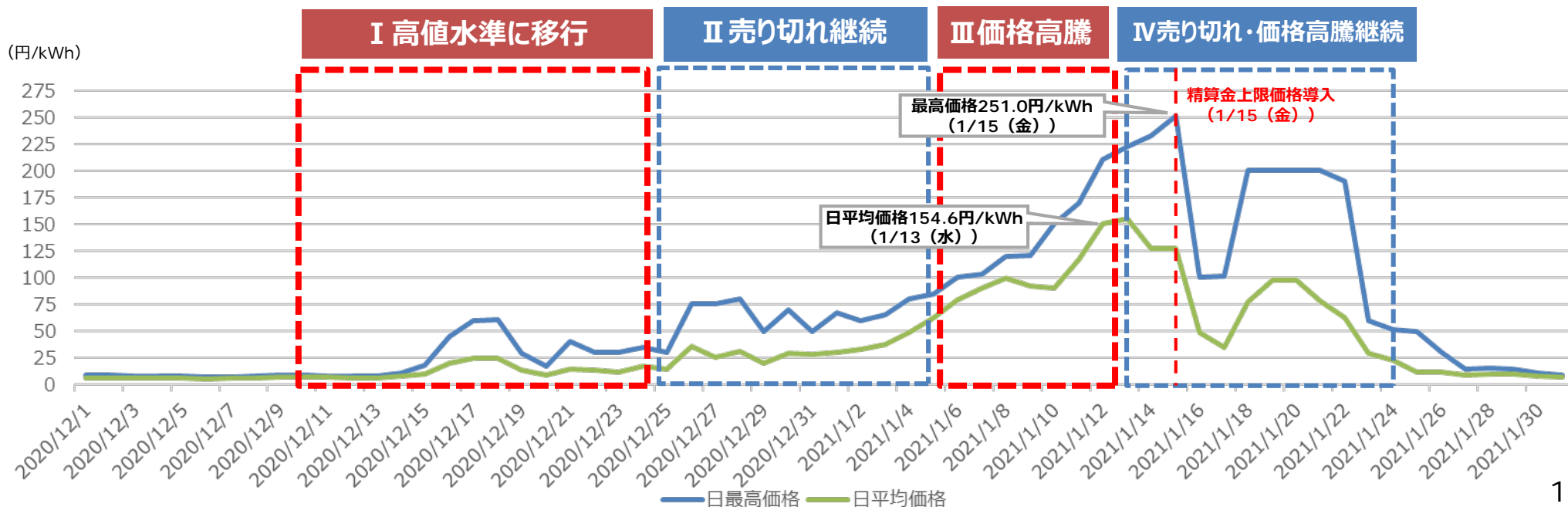
※燃料在庫については、旧一般電気事業者へのヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。在庫計画量は、各社の月初時点の計画していた当該月の在庫計画量。在庫量は、テッド（物理的に汲み上げ不可能な残量）を除いた数量。
 ※稼働率については、旧一般電気事業者等が所有する火力発電所（沖縄に立地する発電所を除く）を対象に各社ヒアリングにより集計。トラブル等による停止は含まれていない。「設備利用率 = 発電電力量(送電端、24時間値)/24/定格出力」として求めている。ただし一部、送電端で発電電力量が計測困難な発電所について、発電端の値を使用している。



今冬の電力スポット市場価格の動向

- I : 12月中旬、市場価格が高値水準に移行。
- II : 12月下旬以降、燃料制約等により市場での売り切れが発生。
- III : 売り切れの継続に伴い、スポット市場価格高騰が進行。
市場価格が100円/kWhを超える日も発生。
- IV : 需給が徐々に緩和した1月中旬以降も売り切れ・価格高騰が継続。
価格高騰への対応として、供給力不足時の精算金の上限を200円/kWhとする措置の前倒し
(1/15発表)、市場関連情報の公開、市場監視等を実施。
こうした対策を通じ、市場価格は、1/25 (月) の週に入り、概ね沈静化。

<スポット市場価格の推移>



今冬の電力需給逼迫状況とスポット市場価格動向の整理

背景

- 石油火力の休廃止や稼働中原発の減少といった供給力低下傾向が構造的に存在。また、渇水による水力の利用率低下、太陽光の発電量変動を補う調整力の重要性向上といった背景があり、火力に依存した供給構造。

I

- 12月中旬は、需要増に伴うLNG火力の稼働増と産ガス国の供給設備トラブル等により、LNG在庫は大幅に下落し、kWh不足リスクが発生。市場価格も高値水準に移行。

II

- 12月下旬は、需要が緩和したものの、石炭火力のトラブル停止の発生や今後の需要増に対する警戒から、LNG火力の稼働を抑制。市場での売り切れ状態が継続し、断続的に市場価格が上昇傾向に。

III

- 1月上旬、在庫回復が間に合わない中で、需要がここ5年の最高水準まで増加。火力のフル稼働等で乗り切るものの、在庫の更なる減少に伴うLNG火力の稼働制約により、kWh・kWh双方の不足リスクが顕在化。市場価格の高騰が急加速。

IV

- 1月中旬以降、需要は例年並まで落ち着き、大飯4号機稼働再開による供給力増加もあり、LNG火力の稼働率も減少。他方、市場での売り切れ状態、価格高騰は継続。精算金上限設定、市場関連情報の公開等により、1/25の週に沈静化。

今冬の需給逼迫・市場価格高騰における主な課題と対応の方向性

- 今冬の事象で顕在化した、**①予防対策**：kWh不足の予見性の向上、**②緊急時対策**：逼迫時の対応強化、**③構造的対策**：脱炭素化、自由化の下での安定供給確保といった課題への対応を包括的に、かつ、迅速に進める。

課題

① 予防対策

- kWh評価の仕組みの不足による、**需給状況の事前予測**や必要な**燃料の事前確保の遅れ**
- 事業者による**ヘッジ市場の活用が限定的**
- (現時点で相場操縦行為は確認されていない中で、) **市場における売り切れ**が発生

② 緊急時対策

- **事業者間の連携対応体制**に関する事前の備えの不足
- kWh逼迫時における**高精度でわかりやすい情報発信**に向けた整備
- 市場価格高騰時における**市場のセーフティネット機能**の整備

③ 構造的対策

- 段階的に**脱炭素化**を図りつつ、**自由化**の下で各事業者が経済合理的な判断をする中での**安定供給の確保**
- **信頼される市場環境の整備**

対応の方向性

- **需給検証**における**更なるリスク評価・kWhの定期的なモニタリング**、燃料ガイドラインの策定

- **ヘッジ市場**の活性化、適切な**市場供出**

- **緊急対応体制構築**、融通円滑化、需要側への働きかけ
- 「**でんき予報**」を活用した**情報発信の高度化**

- kWh不足時の**セーフティネットの導入**

- **容量市場**による供給力確保
- **新規投資促進**に向けた制度措置

- 広域的融通の強化に向けた**系統整備**

- 旧一電の**内外無差別**な卸売の実効性確保、より**実需給に近い市場**を重視した市場設計

今冬の需給逼迫・市場高騰を踏まえた対応について

<供給力の市場供出対策>

- 売り入札の減少により、売り切れ状況が継続。
- ➔ 自社需要予測の精緻化、燃料制約・揚水制約運用の透明化
- ➔ 容量市場（2024年～）応札者のリクワイアメントの整理（供給指示への対応等）

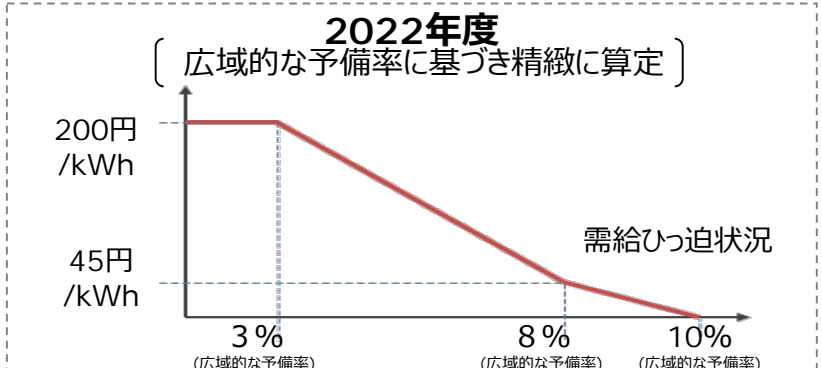
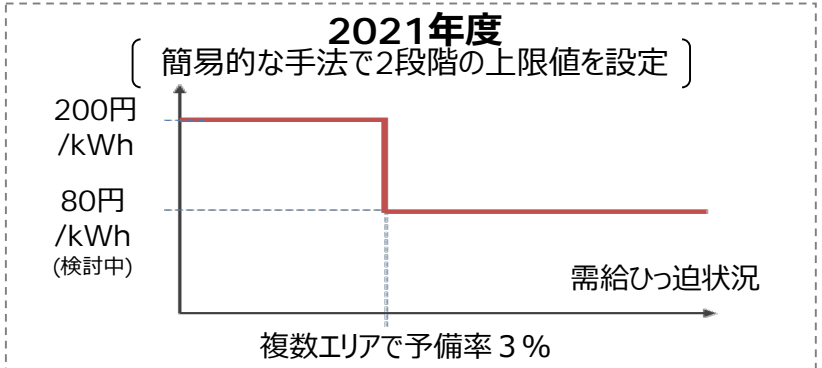
<ヘッジ市場活性化対策>

- スポット市場の価格高騰を受け、ヘッジ市場の活用ニーズが拡大。
- ➔ 先物・先渡市場：ヘッジ取引の機会についての情報発信
- ➔ ベースロード市場：オークション時期の見直し、預託金の引下げ

<kWh不足時のセーフティネットの導入>

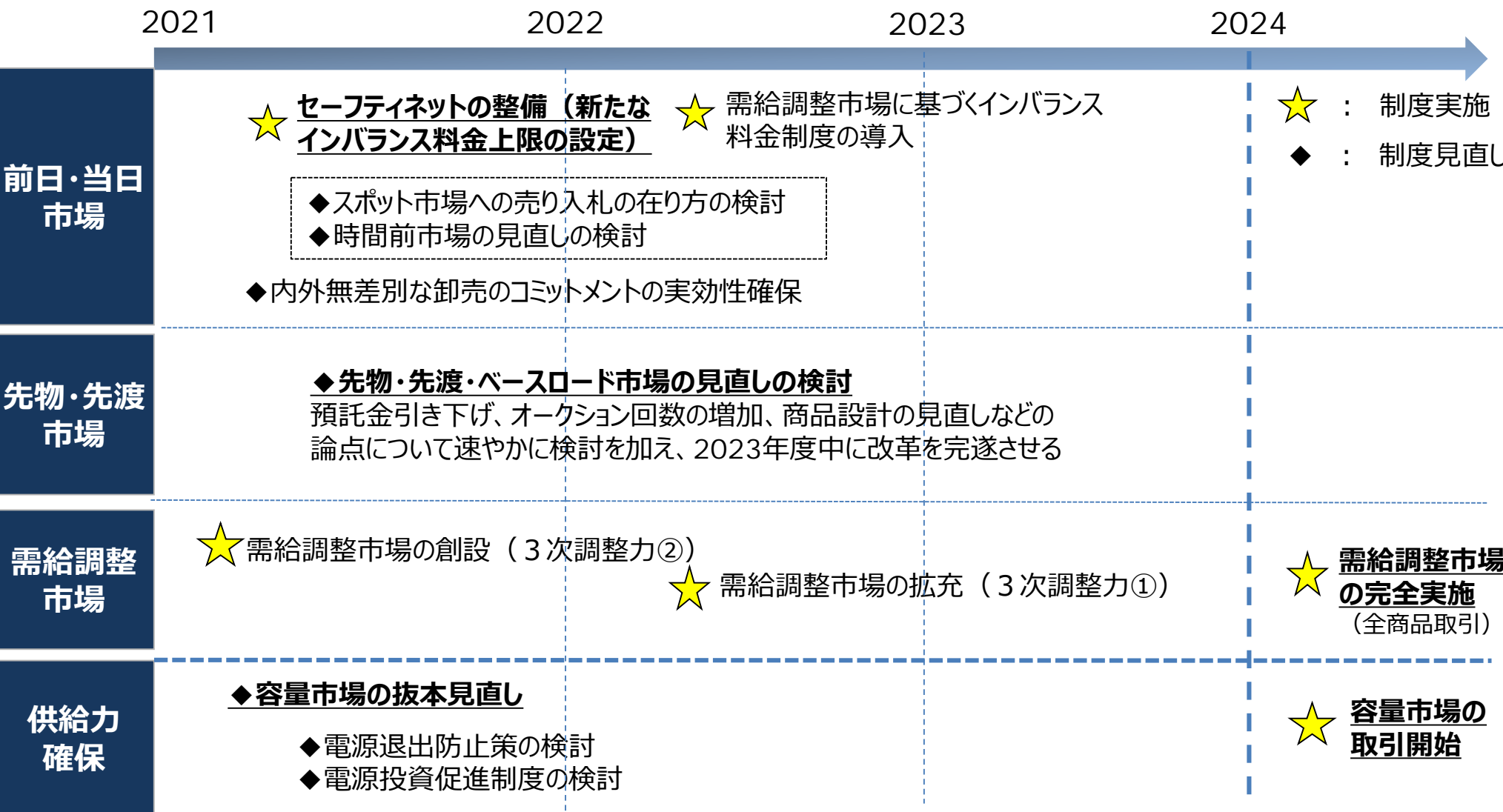
- 今冬の市場価格は、売り札切れにより、一部需給逼迫の状況と異なる動きとなった。今後も同様に価格が高騰する可能性があるところ、市場参加者の予見性確保のため、市場価格が需給逼迫状況等を反映する仕組みが重要。
- ➔ 2022年度以降、供給力不足時の精算金を需給逼迫状況等に基づき算定する仕組みの導入を予定していたが、2021年度中の対策として、簡易に同様の制度を導入すべく 2段階の上限値(セーフティネット)の導入を図る予定。

精算金の算定イメージ



更なる競争環境整備に向けた電力市場整備のロードマップ

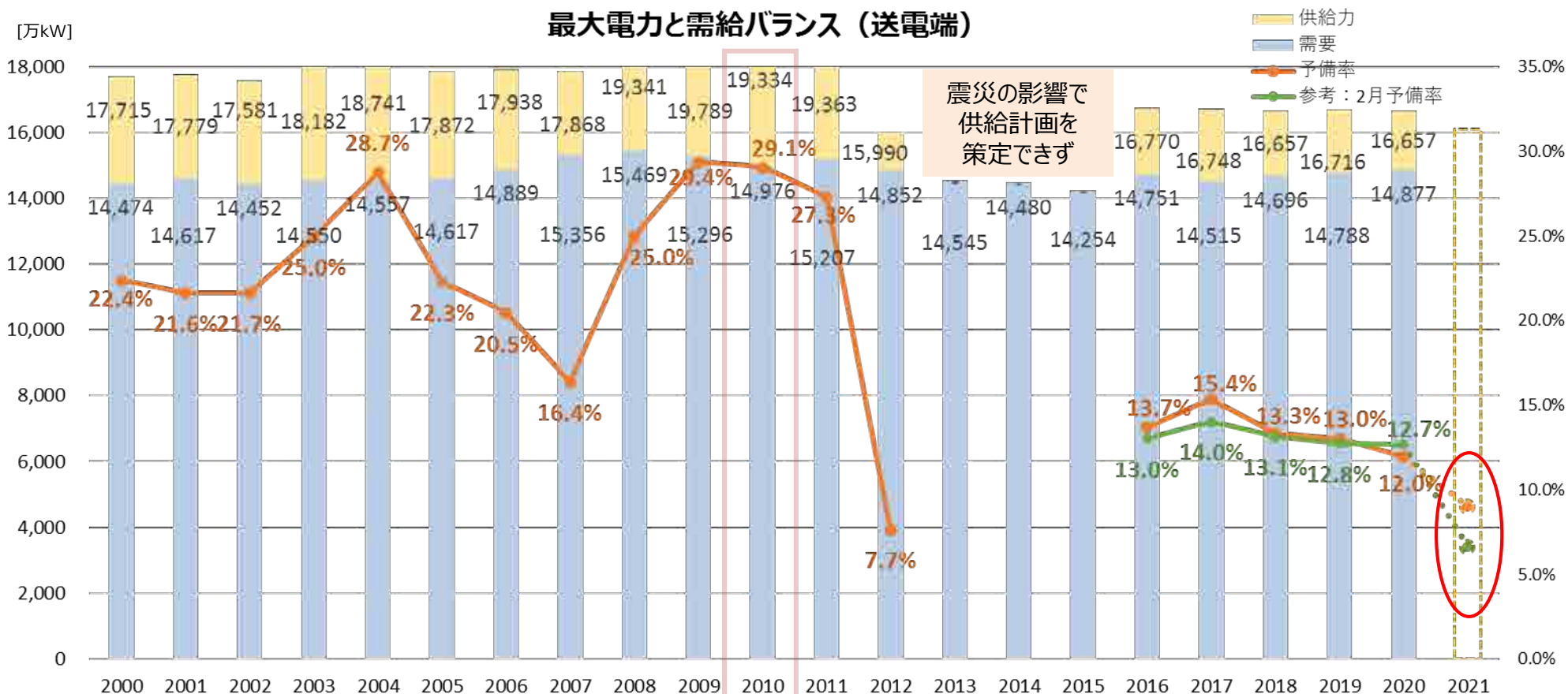
● 2024年の容量市場取引開始までに、前日・当日市場の見直しに集中的に取り組むとともに、新電力のニーズを踏まえて先物・先渡市場の利便性の更なる向上を図り、より一層の公平な競争環境を実現。



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**

冬季の供給予備率の長期推移

- 冬季における需要量は、過去20年間一定の水準で推移。一方で、震災後の供給力の大幅な低下（原子力の停止、火力の廃止の拡大）が急速に進展し、近年、安定供給に必要な水準（予備率8%）近傍まで低下している。
- 2021年度供給計画では、安定供給水準を下回る恐れがある。加えて、事業者による採算性の低い老朽火力を早期退出させる検討が加速している状況。

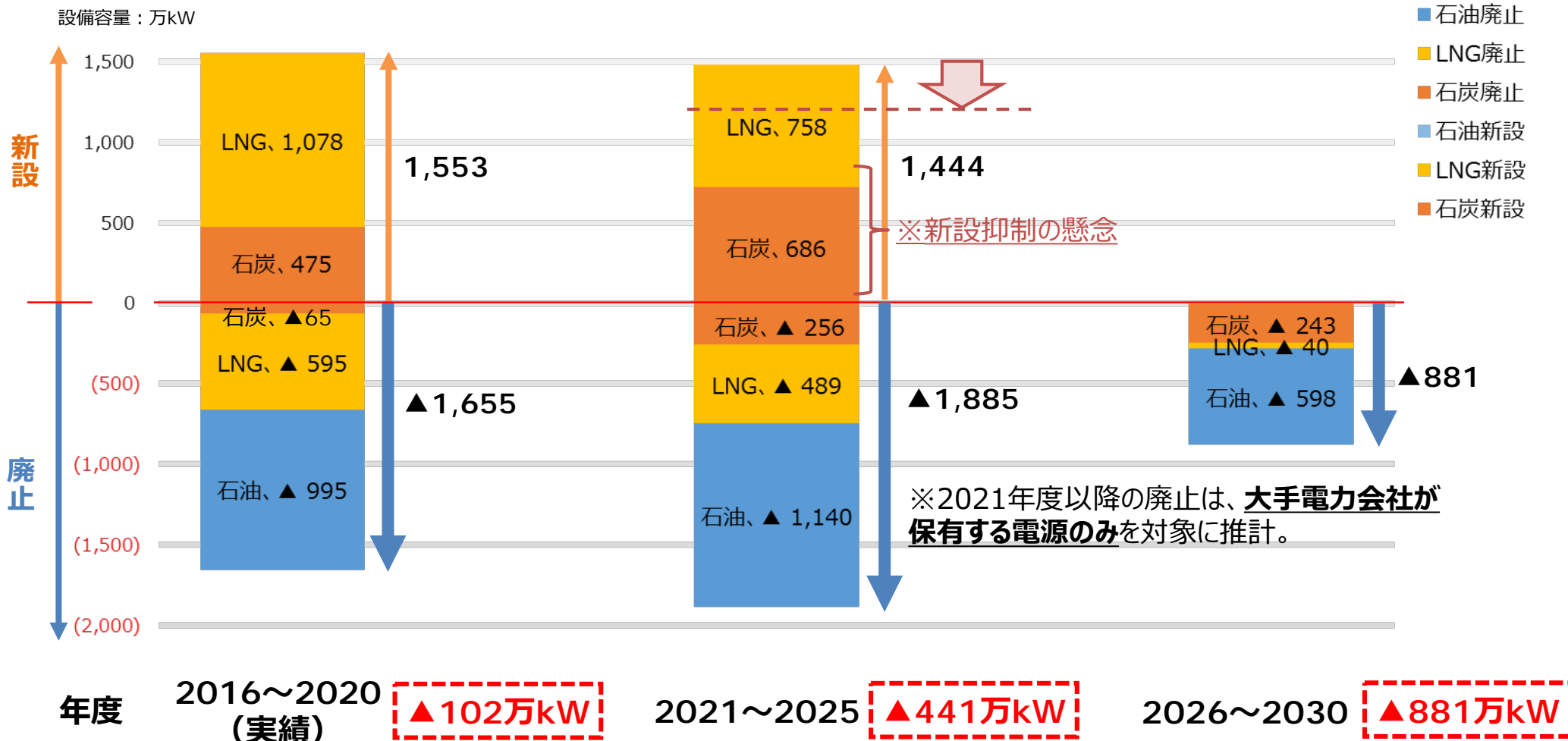


東日本大震災

(出典) 各年度供給計画における1月計画値
(2016年度以降の予備率は2月計画値も併記)

今後10年間の火力供給力（調整力）の増減見通し

- 今後も、主に緊急時に活用されていた石油火力発電設備の廃止が継続する見込み。
- 当面は火力の新設計画も予定されている一方、供給力全体としては減少傾向にあり、稼働率低下や卸電力取引市場の価格の低迷に伴う採算性悪化から、さらに加速する懸念。



注1. 2016~2020年度：新設実績は資源エネルギー庁「石炭火力発電所一覧」および電気事業便覧（2019年版）、廃止実績は各年度供給計画より。

注2. 2021年度以降（新設）：2020年度供給計画とりまとめにおける、2029年度までの火力新設計画より（大手を含む全事業者）

注3. 2021年度以降（廃止）：大手電力が保有する電源のうち、**45年経過した電源＝廃止**と仮定。

供給力減少への対応策

- 経済合理的な事業者判断の一環として、今後も電源の休廃止の加速化が想定される中で、電力の安定供給を確保するための対策（規制・インセンティブ双方）が必要。

1. 電源の退出防止策（短期的）

- 足下では、安定供給に必要な予備率を下回るエリア・時期が発生する見通し。再エネの導入量拡大を背景に、とりわけ冬季において、再エネ供給力の予測誤差が需給バランスに与える影響が増大。
 - 再エネの出力変動に対応する調整電源、供給力不足が見込まれる場合のセーフティネットの重要性が高まっている。
- ⇒ **送配電事業者等が必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組み**の構築

2. 供給力の確保（中期的）

- 自由化に伴う競争激化を背景に、発電事業者は、自社需要（小売との相対契約分等）を上回る供給力は余剰電源と位置づけ。
 - 低迷する市場価格や稼働率の低下により、維持管理の費用回収が困難な余剰電源の休廃止が加速。
- ⇒ **容量市場**の導入

3. 電源の新規投資促進（長期的）

- 建設期間が長く、投資額が大きい電源投資は、長期的な投資回収の見通しが必須。
- ⇒ **新規投資**については、**長期契約**を通じて安定的な収入を確保させる仕組みの導入

容量市場の見直しの方向性

- 昨年9月のオークション結果公表以降、制度導入の意義も含めた抜本的な見直しを実施。審議会（7回分）のほか、審議会関係者以外（オークションの専門家やオブザーバー以外の新電力等）の意見も踏まえて検討。再エネ規制総点検タスクフォースでの指摘事項も考慮し、これを踏まえた見直しを実施。

1. 確実な供給力の確保

⇒ 安定供給に必要な供給力を確保

- 供給力として最大需要の113%相当の設備容量（kW）確保は堅持
- 再エネの活用に資するデマンド・レスポンス（DR）枠を拡大（3→4%）
- 容量拠出金の一般送配電事業者の負担の見直し

2. 価格決定手法の抜本的な見直し （小売負担の抑制）

⇒ 高い水準となった約定価格について、
その決定手法の在り方

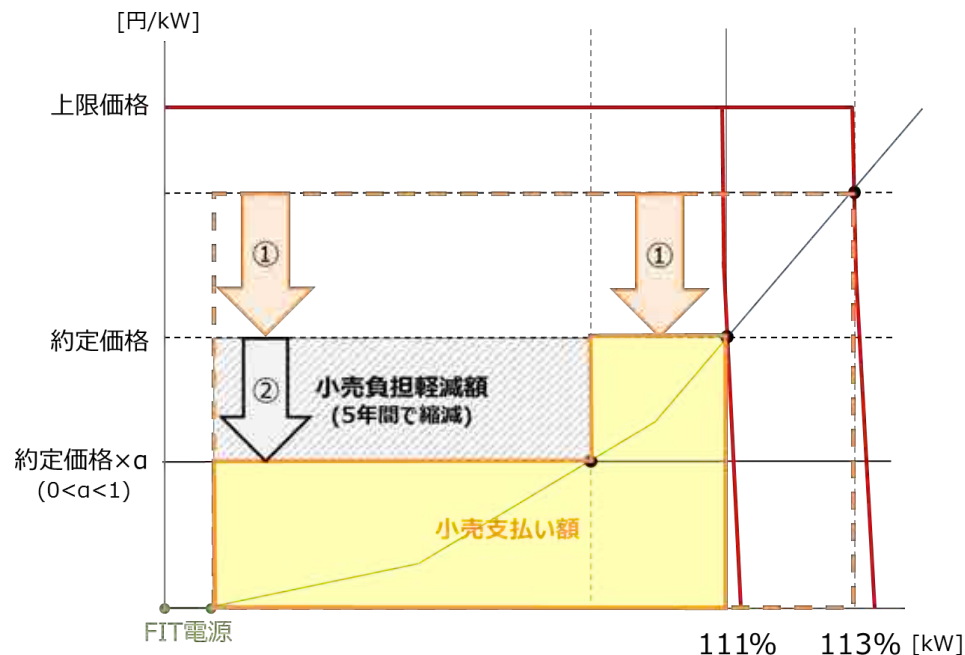
- オークションの2段階化
（実需給の4年前に111%、1年前に2%）・・・①
- 小売事業者の激変緩和（従来の経過措置と逆数入札を廃止し、新たな措置を導入）・・・②
- 電力・ガス取引監視等委員会による、入札価格の事前監視制の導入

3. 2050年カーボンニュートラルとの整合

⇒ 安定供給を前提としつつ、脱炭素化に向けた化石電源の抑制

- 非効率石炭火力については、設備利用率に応じて減額を行うインセンティブ措置を新たに導入

＜オークションの約定イメージ＞



(参考) 容量メカニズムの海外での導入状況

<p>容量市場 (集中型／分散型)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電事業者が保有する容量に対して、小売事業者が、市場メカニズムで決まった価格を容量に応じて支払う制度。 ● 将来の供給力確保に主眼。 	<p>イギリス フランス イタリア ※1 ポーランド ※2 ポルトガル 米PJM 米カリフォルニア州 豪（西部）</p>	<p>小売事業者の供給力確保</p>
<p>容量支払い</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電事業者が保有する容量に対して、公的主体が、予め決めた価格を容量に応じて支払う制度。 		
<p>戦略的予備力</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 公的主体が決定した、緊急時に不足すると見込まれる容量の電源を、系統運用者が予め確保するための制度。 ● 電源の休廃止の阻止に主眼。 	<p>ドイツ ベルギー スウェーデン</p>	<p>系統運用者の調整力確保</p>
<p>価格スパイク</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 供給力が一定値以下になると、予め設定された需要曲線に沿って卸市場価格が高騰する制度。 	<p>米テキサス州 豪（南東部）</p>	<p>市場依存型</p>

※1 イタリアは、2019年より、容量支払い→容量市場に移行

※2 ポーランドは、2018年より、戦略的予備力→容量市場に移行

(出典) ACER/CEER “Annual Report on the results of monitoring the internal electricity markets in 2019”