

本検討会における今後の検討について

2025年2月19日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

本日の議論

- 本検討会では、2023年2月以降、これまで12回にわたり、同時市場の在り方等についての議論を行い、2024年11月に中間取りまとめを公表した。
- この同時市場については、2025年2月18日に閣議決定された第7次エネルギー基本計画において、その導入に向けて本格的に検討を深めていくとの政府方針が示された。また、現在、電力・ガス基本政策小委員会で行われている電力システム改革の検証においても、同様の方針が示される方向である。
- 以上を踏まえ、本検討会においても、議論を再開し、同時市場の導入に向けた検討を本格的に行っていくこととしたい。
- 本日は、本検討会における検討を再開するにあたり、今後の検討の方向性や、制度設計に関する論点、導入準備の進め方について、幅広く御議論をいただきたい。

(参考) 今後の検討の進め方 (中間取りまとめ)

- 本検討会においては、以上のとおり、今後の電力市場のあるべき姿の一つとして、**同時市場の仕組みの具体化**と、**費用便益分析**に関する議論を行ってきた。
- 現在、小委員会において電力システム改革の検証が実施されているところであり、**同時市場の導入の是非については、電力システム全体を俯瞰した議論の中で、同時市場という仕組みの必要性やその位置づけについて、十分な議論が行われることが必要**と考えられる。
- 他方、**変動性再エネの大量導入に対応可能な市場制度の構築は、今後ますます重要な課題**となっていく。本検討会において示された同時市場の意義及び費用便益分析の結果を踏まえれば、本検討会の中間取りまとめとして、**同時市場については、基本的には導入するとの方向性の下、想定される課題については十分に議論を行い、対応していくことが望ましいとし、小委員会に対し、その旨の提案を行うこと**としてはどうか。
- また、小売電気事業者の買い入札の方法、時間前市場の設計、調整力の市場価格の算定方法、市場運営者の在り方等、同時市場の仕組みをより具体化するための各論点については、今後更に検討を深める必要がある。それらの論点については、電力システム改革の検証の状況も踏まえつつ、早急に検討を行うこととしてはどうか。
- なお、本検討会の下に設置した技術検証会については、本検討会の中間取りまとめ後も引き続き検証を継続することとしたい。



1. 同時市場の検討の方向性について

2. 同時市場の制度設計に関する論点について

3. 同時市場の導入準備について

同時市場の必要性

- 現在、卸電力市場、需給調整市場における取引や、一般送配電事業者の需給運用に関し、様々な課題が顕在化している。同時市場は、これらの課題の解決と、再エネ大量導入という将来的な環境変化への対応が可能な市場制度としてその導入が提案され、本検討会ではその在り方等についての検討を重ねてきた。

(参考) 同時市場導入の意義について①

再エネ大量導入に対応可能な市場制度の構築

第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料3から抜粋

- 現行、我が国においては、kWh市場（スポット市場、時間前市場）とΔkW市場（需給調整市場）が分散している市場制度を構築・運用（※）。**これまで経験してきた課題の解決と再エネ大量導入という将来的な環境変化への対応が可能な市場制度を再構築することが必要。**

【※】必要な供給力・調整力の確保という観点からは、卸電力市場（相対取引、先渡市場、ベースロード市場等）、多種多様な市場が存在するが、ここでは、需給調整の1週間程度前以降での取引について記載。

課題 ▶ 環境変化 ▶ 解決策

- **市場価格の高騰・不安定化の緩和**
 - ✓ 2020年度冬期の需給ひっ迫・市場価格高騰、需給調整市場の調達未達・価格高騰
- **供給力・調整力の効率的・安定的な確保・運用**
 - ✓ kWh市場、ΔkW市場それぞれでの部分最適化（ΔkWの過剰調達・調達不足）
- **効率的・安定的な需給・系統運用**
 - ✓ 再エネ出力制御による需給運用の難化、地域内の系統混雑の拡大

変動性再エネの更なる大量導入による上記課題の拡大

同時市場の導入

- kWh市場とΔkW市場の一体化
- 発電機特性を踏まえた市場約定ロジック（Three-Part Offer）の構築
- より精緻な発電・需要計画の策定、情報把握

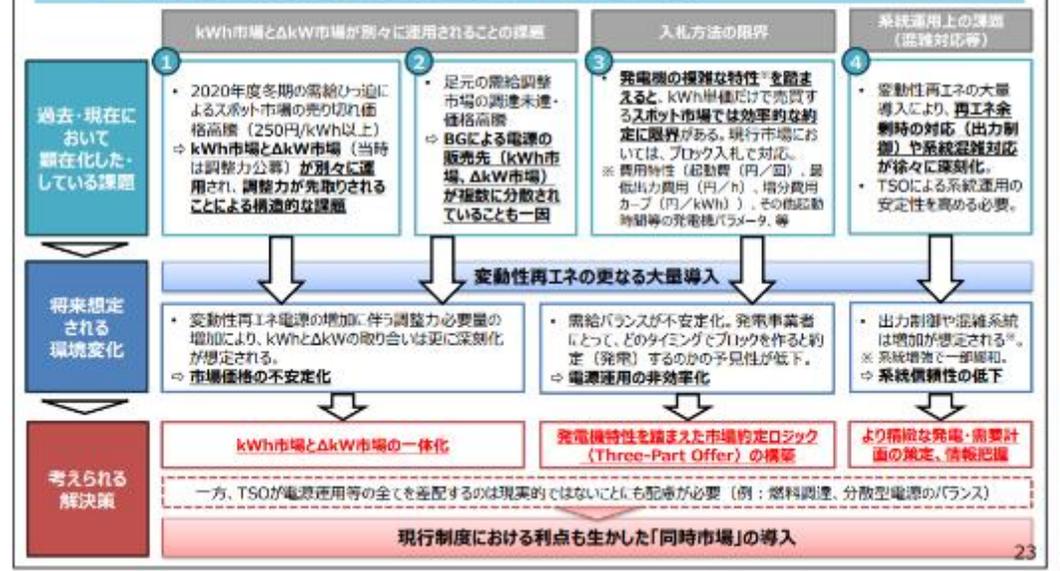
14

(参考) 同時市場導入の意義について②

同時市場の意義

第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料3から抜粋

- 下图のとおり、足元様々な課題が顕在化しており、今後変動性再エネが増加するとこの課題は更に拡大することが想定される。その対応策として、**発電機特性を考慮できるThree-Part Offerを導入し、kWhとΔkWを同時約定する「同時市場」を導入することには大きな意味がある。**

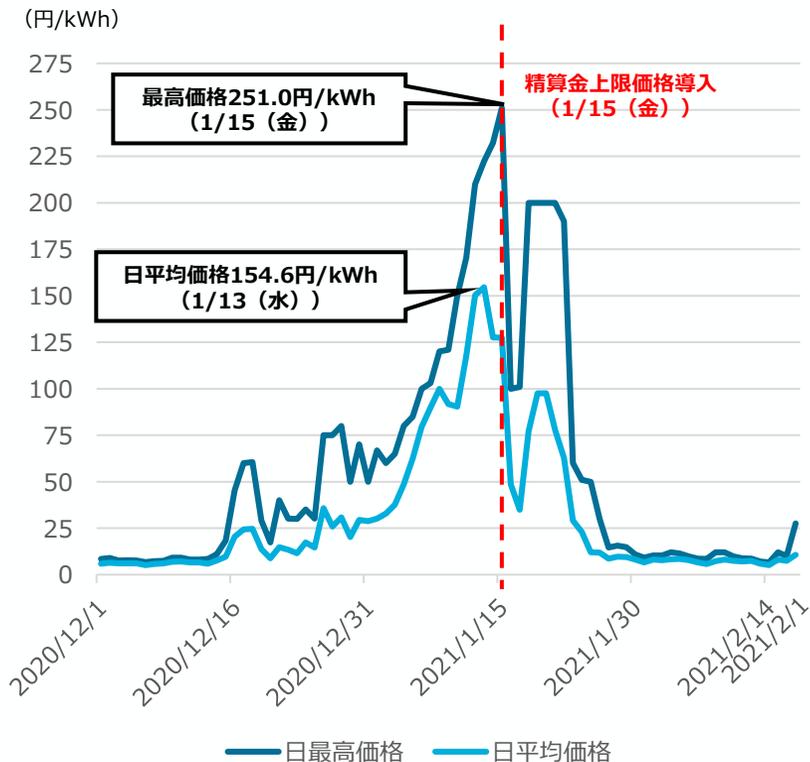


15

課題①：需給ひっ迫・市場価格高騰

- 2021年1月、寒さによる需要増と燃料制約等に起因して、JEPXスポット市場価格が高騰。最高価格は250円/kWh、1日の平均価格は150円/kWhを超える水準まで高騰した。市場連動型料金メニューの需要家の料金高騰、小売事業者の撤退による無契約の需要家の発生、託送料金・インバランス料金の未回収等、社会的にも大きな影響が生じた。

＜スポット市場価格の推移＞



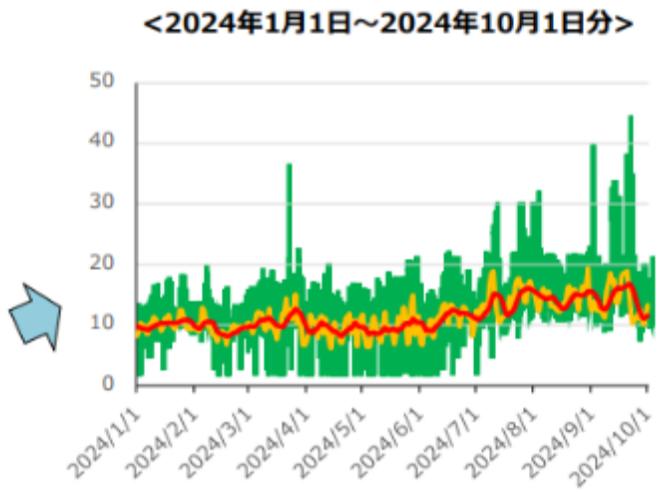
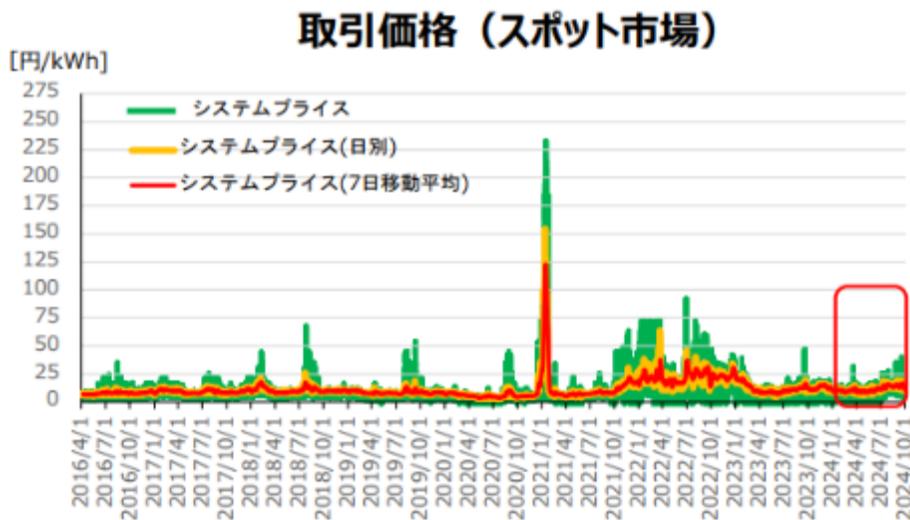
＜2020年度冬期の需給逼迫・市場高騰を巡る時系列整理＞

	①12月中旬	②12月下旬～1月初旬	③1月上旬	④1月中旬
概要	需給が厳しく、LNG消費進む 市場価格は落ち着いて推移	需要低下も、厳しい需給状況 燃料制約で売り切れ常態化	需給が最も厳しい時期 価格高騰	需給緩むものの、市場 売り切れ・価格高騰継続
需要	需要増 ※過去4年平均：4%増 (12/11~12/25)	需要例年並み ※過去4年平均：2%増 (12/26~1/5)	需要増加日が継続 ※全国にわたって厳しい日あり (1/8,12) ※過去4年平均：11%増 (1/6~1/12)	需要落ち着く ※過去4年平均：1%減 (1/13~1/25)
供給力	LNG消費進む 川内②稼働 (12/24)	燃料制約実施 石炭火カトラブル停止	燃料制約継続 石炭火カトラブル停止 ※日によっては太陽光出力低下発生	燃料在庫量増加傾向 大飯④稼働(1/17)
市場	価格は比較的 落ち着いて推移 市場平均価格：13.3円 (12/11~12/25) (2019年度：8.25円)	売り切れ状態常態化 市場平均価格：34.7円 (12/26~1/5) (2019年度：6.8円)	価格高騰 市場平均価格：102.7円 (1/6~1/12) (2019年度：7.9円)	売り切れ・価格高騰継続 市場平均価格：74.6円 (1/13~1/25) (2019年度：8.1円) ※日平均・コマ別最高価格発生、週明けから沈静化
エネ庁・広域 機関対応	関西への融通実施 (12/15,16)	関西(12/27,28) ・東京(1/3,4)への 融通実施	全国的に電力融通指示 ※計162回実施	効率的な使用呼びかけ インバランス料金上限設定

※10月実施の冬期需給検証では、厳気象にも対応できる予備率確保を確認(※kW評価)

(参考) スポット市場価格の推移

- スポット市場の価格は全面自由化以降、年間平均で10円/kWh弱であったが、**2020年度冬期の需給ひっ迫や2021年度後半からの燃料価格の高騰等で価格高騰や変動が発生**。2023年1月以降は、**燃料輸入価格の低下に伴い、市場価格は低下傾向**。
- また、2020年度ごろから**徐々に0.01円/kWhのコマが増加**している。



(出所) JEPXホームページ

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度*
平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.41	10.74	12.11
最高価格 (円/kWh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0	100.0	52.94	45.01
200円/kWh超えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	0.3%	0	0	0	0
100～200円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	1.6%	0	0.04%	0	0
(参考)0.01円/kWhの時間帯*	0	0	0	0	0	0	0.1%	1.5%	1.6%	3.3%	4.7%	3.3%

*2024年度の平均価格は2024年10月1日時点までの価格

(参考) 2020年度冬期の電力需給実績の検証

- 需給ひっ迫、市場高騰時の需給運用に関する広域機関と監視委の検証結果は以下のとおり。特徴として、実需給断面での予備率は確保されていたものの、燃料制約等によりスポット市場で売り切れが生じたことが指摘されている。

(3) 2020年度冬季の電力需給実績の検証のまとめ

9

- 全国最大需要時の実績は15,607万kWであり、予備率は9.0%であった。燃料制約を含む計画外停止は789万kW※1あり、予備率への影響は▲5.1%。なお、全国最大発生日の予備率最小断面の予備率は5.6%であった。
- 需給停止している発電機が無かったことも踏まえると、全国的に厳しい需給状況であった。
- 需要実績は、北海道・東北・中部・関西・中国・九州・沖縄の7エリアで事前に想定した厳寒H1需要を上回ったが、東京エリアでは事前の想定よりも穏やかな気象条件であったことが影響し、全国10エリア合計の冬季最大需要実績は、厳寒H1需要を下回った。
- 四国・九州エリアでは厳寒H1需要を想定する際に前提とした気象条件よりも厳しい気象条件となったため、今後の電力需給検証においては、2020年度冬季の気象条件を反映して想定するよう検討していく。
- なお、新型コロナ感染再拡大に伴い、2度目の緊急事態宣言が発令された2021年1月の全国送電端電力量は、前年同月と比べて3.5%増加しており（速報値：気象補正後）、在宅率の高まりなど緊急事態宣言による影響が一定程度あったと考え得る。

※1 火力発電以外の計画外停止、及び火力の燃料制約を含む

これらを踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会では、市場価格高騰期間の系統運用は、全体として以下のような状況であったと推察している。

- ① 多くの発電事業者において燃料不足となる懸念が発生。これらの事業者は、次の燃料到着まで在庫量を持たせるため、各日の発電電力量を一定以下に抑制することを決定。それにより、スポット市場への売り札が減少し、売り切れが発生。
- ② その結果、多くの新電力が需要に応じた量の電気を調達できなくなり、不足インバランスが発生。
- ③ これらの不足インバランスを解消するため、一般送配電事業者は調整力を用いて上げ調整を行う必要があった。電源Ⅱの余力が限定的であったため、主に電源Ⅰを活用していたが、電源Ⅰも次の燃料到着までの燃料枯渇リスクの懸念があったため、これを可能な限り軽減するため、以下のような工夫を組み合わせ対応していた。

【一般送配電事業者が行った需給対策】

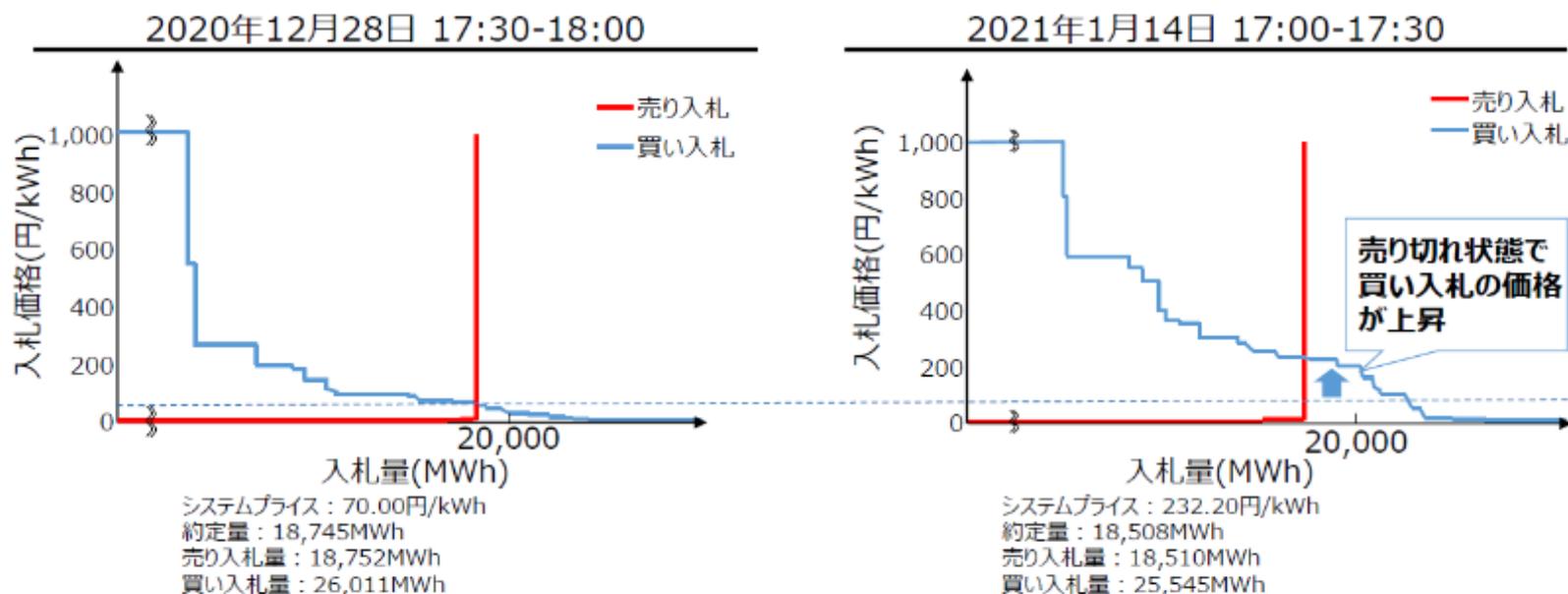
- i. 電源Ⅰ'の活用
- ii. 電源Ⅱのオーバーパワー運転
- iii. 緊急的に、電源Ⅲや自家発電設備の増稼稼働を依頼
- iv. 比較的余裕のある他のエリアの電源Ⅰを活用して融通受電
- v. 発電事業者が燃料不足懸念から抑制していた電源Ⅱの火力電源を活用
- vi. 揚水発電のポンプアップに必要な電気を市場から調達

今冬の事象の特徴は、燃料不足が主要因の一つであったため、燃料到着までに燃料在庫が枯渇するリスクという観点では余力はなかったが、その瞬間だけ(あるいは数時間だけ)乗り切るという観点では十分に余力があったという状況が生じていた点にある。

(参考) 市場高騰のメカニズム

(参考) 今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム

- 今冬の価格高騰期間において売り切れが発生していたコマでは、買い入札価格により約定価格が決定される状況となっていた。売り切れ状態が続く中、買い入札価格が徐々に上昇し、それによって約定価格も上昇。
- 売り切れが発生し不足インバランスとなる状況では、スポット価格が高騰してもインバランス料金よりは安いことから、限られた玉を奪い合う構造となり、スパイラル的な高騰が発生したと考えられる。

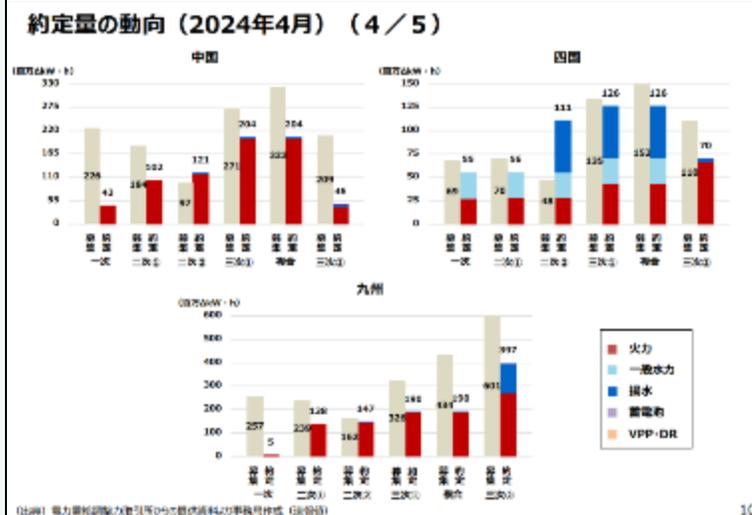
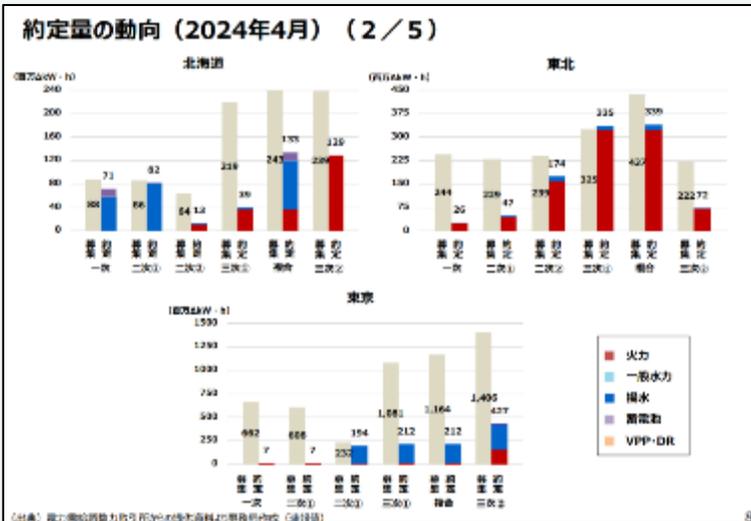
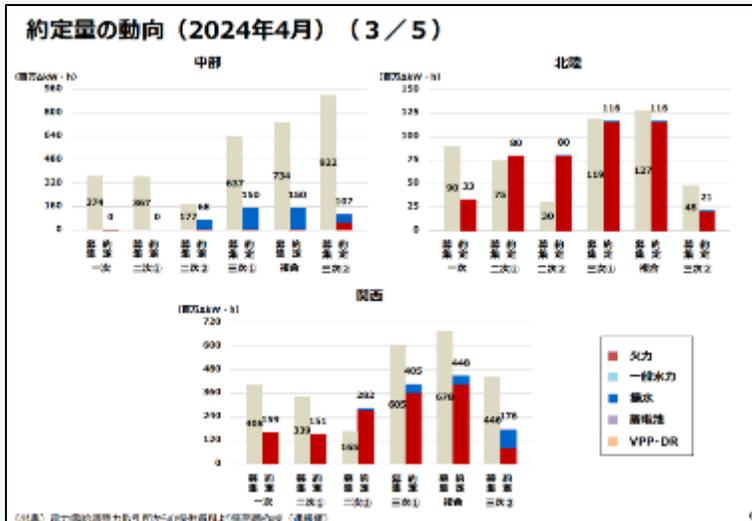


※ 入札量および価格の粒度については調整を実施。

※ 999円部分の買い入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、買いブロック約定分、グロスビディング高値買戻し分等が含まれる。
0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスビディング売り分等が含まれる。

課題②：需給調整市場の応札量

- 需給調整市場では、2024年4月から全5商品の取扱いを開始したが、約定量が募集量を大幅に下回る状況が発生。



約定量の動向 (2024年4月) (5/5)

【商品別の未達率(%)】

	一次	二次①	二次②	二次③	準合	三次②
北海道	19	5	80	82	45	45
東北	89	79	29	8	24	68
東京	99	99	19	80	82	70
中部	100	100	62	76	80	88
北陸	63	4	0	5	9	56
関西	61	56	3	33	34	61
中国	81	45	9	25	37	78
四国	22	21	0	7	17	37
九州	98	48	34	46	56	34
全国	84	71	28	54	56	65

- これにより、市場を通じた調整力の確保について、安定性及び効率性の両面から課題が生じている。

- 現在は、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスなどを考慮した募集量削減をするとともに、2026年度からは全商品の前日取引化等の対応が予定されている。

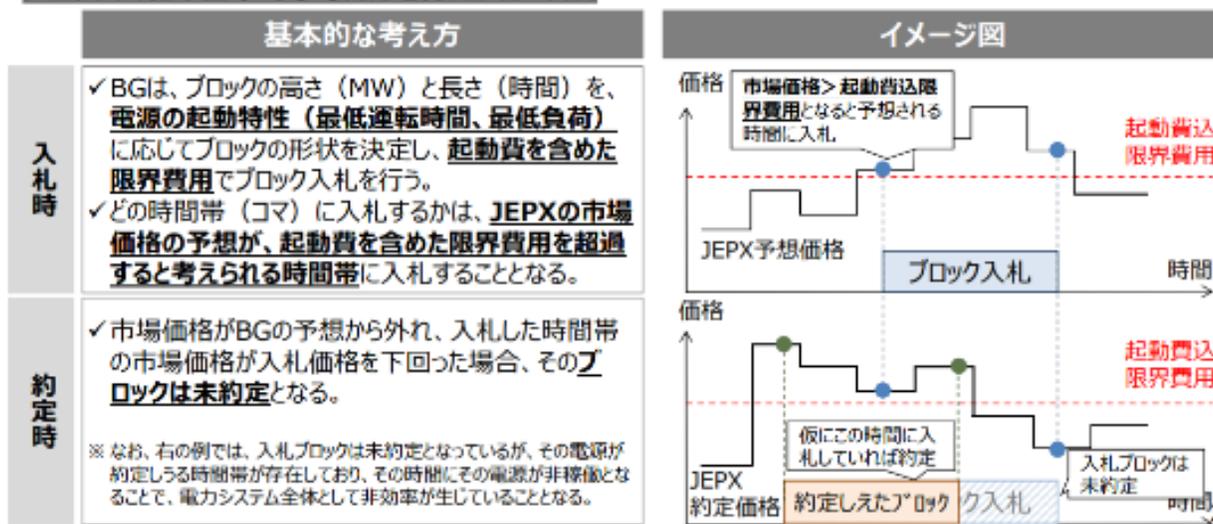
(参考) スポット市場の場合 (ブロック入札)

- スポット市場では、ブロック入札として起動費を織り込む入札 (下記参照) が可能であるが、発電事業者が市場価格を予測して適切にブロックを設定することが必要。発電事業者の予測が外れると、ブロックの全てが不落となり、発電事業者としては収益機会を逃し、社会全体としても電源の有効活用が図れないこととなる。

(参考) ブロック入札の基本的な仕組み

- ブロック入札とは、**複数のコマをまとめて入札**する手法。2 時間以上の時間値を指定し、その時間を通じた価格、量を指定して入札を行う。
- ブロック入札は「**全量約定の制約**」があり、**指定する時間帯を通じて入札量全量が約定する / しないのどちらか**となり、一部の量や時間帯だけが約定することはない。

ブロック入札の基本的な考え方と約定メカニズム



(参考) 需給調整市場の場合 (起動費の割り付け)

- 需給調整市場でも、入札価格への起動費の織込み方法は課題となってきた。入札価格への起動費の過大な算入を防止しつつ、取り漏れを防ぐ観点からは、起動費の全部又は一部を事後精算とすることが考えられる。しかし、その場合、入札価格に起動費が反映されなくなり、相対的に起動費の高い電源が約定してしまうなど、約定電源を入札情報に基づいて適切に選定できない問題が生じうる。
- なお、現在は、以上の点も勘案し、起動費 1 回分のみを入札ブロックに必ず均等に割り付け、取り漏れた分は事後精算とすることが予定されている。

起動費を事後精算とする案

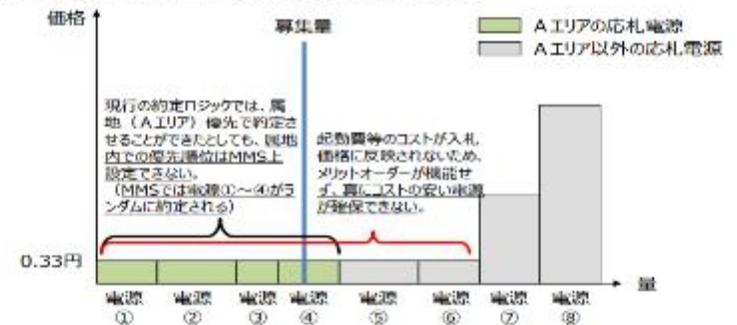
(事務局検討内容)

- 起動費の織込みについては、需給調整市場は競争的な市場であることが望ましいこと、及び、事後精算を前提とした入札が行われることは本来望ましくない、とした上で、調達不足改善の観点から対応を検討したところ。
- 仮に、全てのブロックへの起動費算入を認めた場合、未使用分が返還された場合であっても、返還を前提とした起動費の額が多く ΔkW に算入されれば、適切な ΔkW の価格から大幅にずれる可能性があることから、全てのブロックへの起動費算入を認めることは難しいと考えられる。
- 仮に、全てのブロックへの起動費算入を認めず、全額起動費を事後精算とすれば、 ΔkW に起動費が算入なくなり、起動が必要な電源か不要な電源かが取引の過程で選別できなくなる。
- 仮に、起動費数回分の ΔkW 算入を認めた上で起動費の事後精算を行うとした場合、最終的に取り漏れた起動費の事後精算が行われるのであれば、応札事業者は全てのブロックに起動費を算入しないことが合理的な行動となり、起動が必要な電源か不要な電源かが取引の過程で選別できなくなる。そのため、最終的に取り漏れた起動を事後精算する案を認めることは難しいと考えられる。
- 仮に、起動費数回分の ΔkW 算入を認めた上で、起動費の織込み方法について事業者から事前説明を受けた上で監視し、事後精算を行うとした場合、起動費の織込み方法について事業者の戦略的な行動を認めているところ、合理的な織込み方法の評価が困難であると考えられる。

案 2 において起動供出札0.33円が多数応札することの問題点

- 案 2 を適用した場合、本来は起動費等を考慮して応札価格が形成されるのが望ましいところ、起動費等は事後精算となるため、起動供出札の価格は一定額 (0.33円) が並ぶことが想定される。このため、メリットオーダーが機能しなくなり、市場を通じた効率的な電源等の確保が困難となる。
 - 0.33円の起動供出札が総集量を超えた場合、現在の約定システム (MMS) 上は、どの0.33円の札を落札するかはランダムに決まる。

0.33円の応札が多数発生するイメージ (調達エリアをAエリアとする)



(参考) 需給調整市場の場合 (起動費事後精算)

起動費事後精算案の対応方針について

- 起動費過回収分の返還状況については、2024年4月分については、起動費の過回収は確認されなかった。
- 東京及び中部エリアの発電事業者及び小売事業者による週間取引の応札拡大に向けた取組の対応状況については、応札開始が遅くとも2025年1月中旬とのことで時間を要してはいるものの、一応の目処が立ったことが確認できた。
- 以上を踏まえ、**起動費事後精算案については、実施する方向で進める**こととし、その実施時期は、起動費のシステム登録のタイミングや需給調整市場ガイドラインの改定期間等を勘案しつつ、**2025年度受渡分の取引から実施する**方向で、需給調整市場ガイドラインの改定等の作業を進めることとしてはどうか。

起動費事後精算案のまとめ

- 前回会合で整理した大枠と、今回の個別論点をまとめると以下のとおりとなる。
- この内容で問題なければ、需給調整市場ガイドラインに反映することとしたい。

起動費事後精算案

1. 起動費の精算範囲

「起動費」及び「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」を事後精算の対象範囲とする。ただし、入札の結果、歯抜け約定が発生し、歯抜け約定部分を最低出力で待機させるより、一度停止して、再度起動させる方が経済的であれば、停止・再起動にかかる費用を事後精算の対象とする。

なお、最低出力で待機するか、停止・再起動をかけるかの経済性判断の妥当性については、一般送配電事業者において確認を行い、必要に応じて電力・ガス取引監視等委員会事務局が事後監視を行う。

2. 起動費の計上方法

起動費の入札価格への計上は、1回分までとし、各入札ブロックに約定確率を考慮して按分計上する。

3. 起動費の精算方法

入札の結果、取り漏れが生じた起動費の事後精算額は、需給調整市場システムにおいて、不落ブロックに計上されている起動費を積算した額を基本※とする。

なお、入札価格に起動費を計上していない場合は、事後精算の対象としない。

4. 最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の精算方法

入札の結果、取り漏れが生じた最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の事後精算額は、不落ブロックに計上されている当該差額を積算した額を基本※とする。ただし、事後精算時は卸電力市場価格（予想）には、スポット市場価格の実績を用いる。

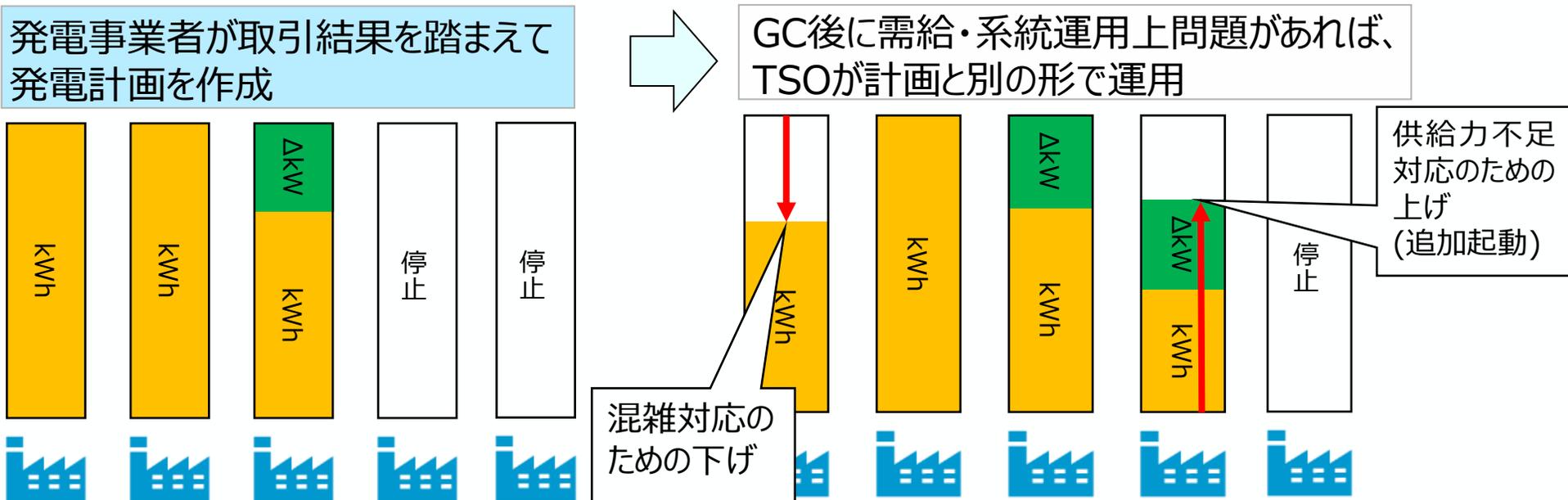
なお、入札価格に当該差額を計上していない場合は、事後精算の対象としない。

※一般送配電事業者と応札事業者とで事後精算額について個別協議を行うことは妨げない。
ΔkW価格に起動費を計上して約定したものの、実需給断面で起動費が発生しなかった場合（例：2日間以上連続で約定し、前日からの連続運転により起動費が生じない場合など）も事後精算の対象とする。

課題④：需給運用の困難化

- 変動性再生エネルギーの大量導入等により、調整力必要量が増加するほか、需給予測の時々刻々の変化も拡大すると考えられる。また、将来的には系統混雑の増加も想定されている。
- このような需給運用・系統運用の困難化が進むと、電源運用が煩雑になり、混雑管理（再給電）費用も増加するなど、安定性・効率性の両面から深刻な問題となりうる。

現行制度（イメージ）

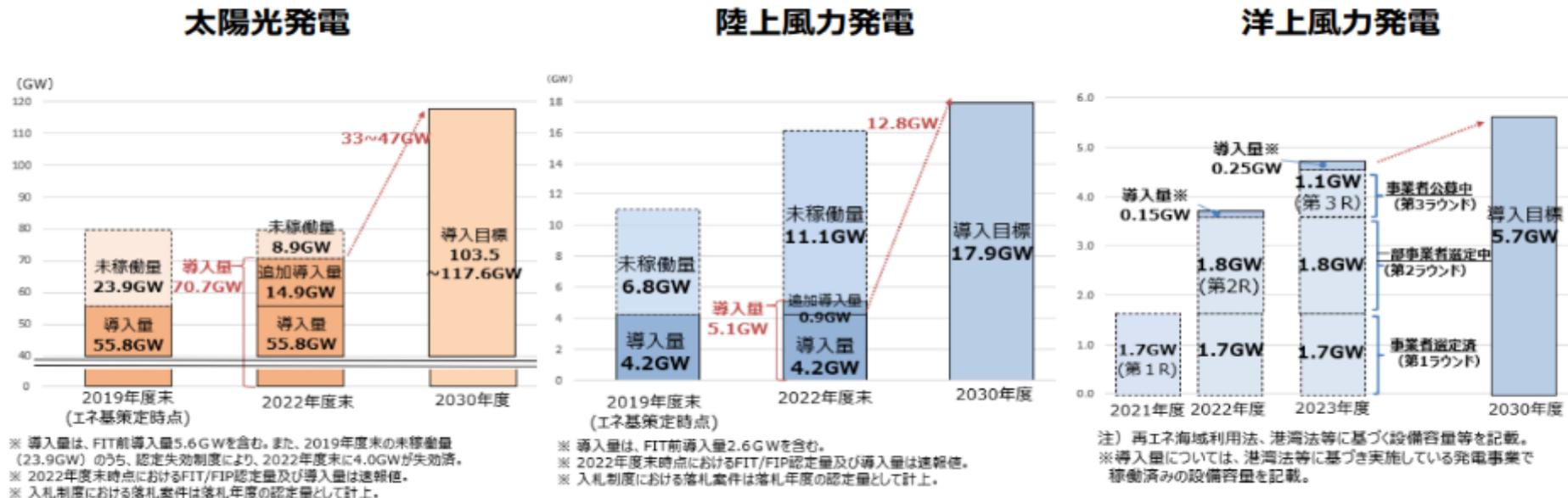


(参考) 調整力必要量の増加

変動性再エネ電源の増加に伴う調整力必要量の増加

- 足元の変動性再エネ（太陽光・風力）の導入量は75.9GW。今後、未稼働分等の追加稼働により、2030年度、ひいては2050年CNに向けて、さらに導入量が拡大することが予想される。
- こうした、変動性再エネの拡大に向けては、市場での調整力の確保も重要となる。

第52回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2023年6月21日）資料1より抜粋（一部修正）

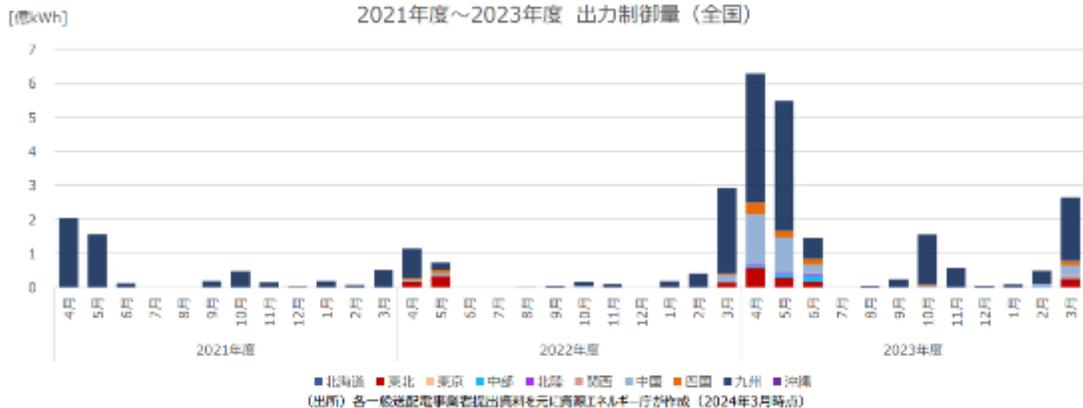


(参考) 変動性再生エネルギー電源導入拡大への対応

- 変動性再生エネルギー電源の導入拡大により、再生エネルギー出力制御量は増加傾向にある。また、供給余剰時における下げ代不足も顕在化し始めており、需給・系統運用は難化しているものと考えられる。

再生エネルギー出力制御の実施状況について

- 再生エネルギーの導入拡大により出力制御エリアは全国に拡大、複数エリアでの同時出力制御の増加による域外送電量の減少や電力需要の減少等もあり、足元の出力制御量は増加傾向。
- 3月～5月は、全国的に出力制御が行われている。九州エリアにおいては、昨年3月に比べ、気温低下による需要の増加と揚水の補修停止の減により制御量は減少。



※ 淡路島南西部地区は四国から電気を供給される関係から、出力制御は四国エリアと同様に行われるが、数字は関西に含む。

3

課題①：連系線を介した供給量の増減（時間前取引）

- 今春、関西エリアでも3月末から再生エネルギーの出力制御が実施されており、下げ代が厳しい状況が続いている。その中で、**時間前市場取引等の影響により、前日の計画と比較して連系線を通じた供給力が増加し、当日のエリア内の下げ代が不足する可能性が生じた。**
- この状況を受けて、関西エリアでは、**時間前取引による連系線増加リスクを想定誤差に織り込み、当日の下げ代不足に備える運用を行っている。**
- 時間前市場取引等の影響による連系線を通じた送電量の増減は、数字の多寡はあるものの、**関西エリアのみならず、他のエリアでも見受けられ、実績を踏まえながら、必要な対策が取られてきている。**

連系線を介した供給量増加実績（関西）



・2024/3/30～5/5のうち関西エリアで再生エネルギー出力制御を実施した日、コマは11:30～12:00
 ・連系線を介した供給量は日計議の確定時点と最終更新時点との差を抽出（広域機関HPより）
 ・関西エリア発電がプラス、関西エリア送電がマイナス

時間前取引による潮流変化が当日指令の一因となった例（北海道）

4. 10/8、13のオンライン自然変動電源の当日指令について
- 前日計画時点では、優先給電ルールに付随して電源Ⅰ・Ⅱの出力抑制で、下げ調整力を確保してきたため、電源Ⅲ抑制、長周期広域間送電調整の申込、バイオマス電源抑制、自然変動電源の抑制は不要と判断。
 - 当日段階で、太陽光出力・風力出力の上昇、時間前取引による連系線の送電量の減少等から、下げ調整力が不足し、当日指令にて自然変動電源の出力抑制を更迭。
 - 当日指令のため、前日指示の必要な電源Ⅲ抑制、長周期広域間送電調整、バイオマス抑制を行えず、やむを得ずオンライン自然変動電源の抑制を更迭。
 - 北海道エリアにおいては2022年度に当日指令が2回あったことから、時間前取引による連系線潮流の変化についても想定誤差に織り込むこととしていたが、今回の変化量は想定を超過していた。

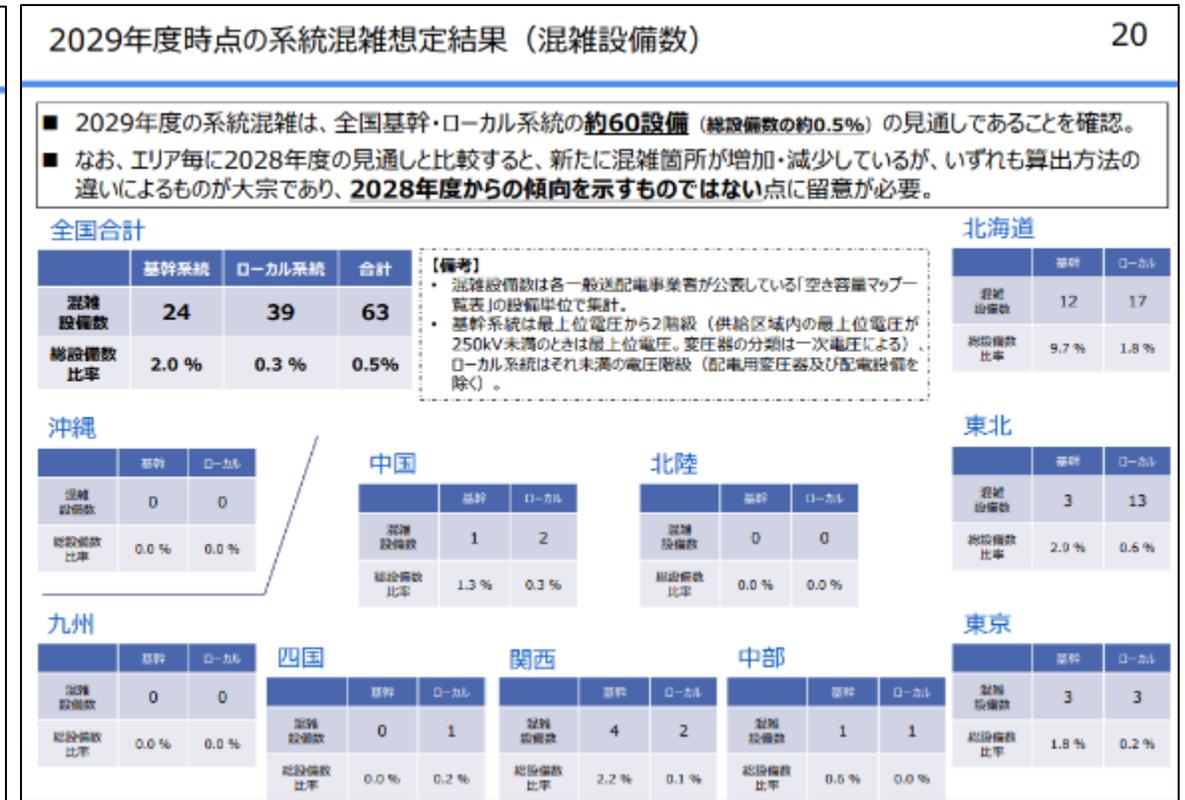
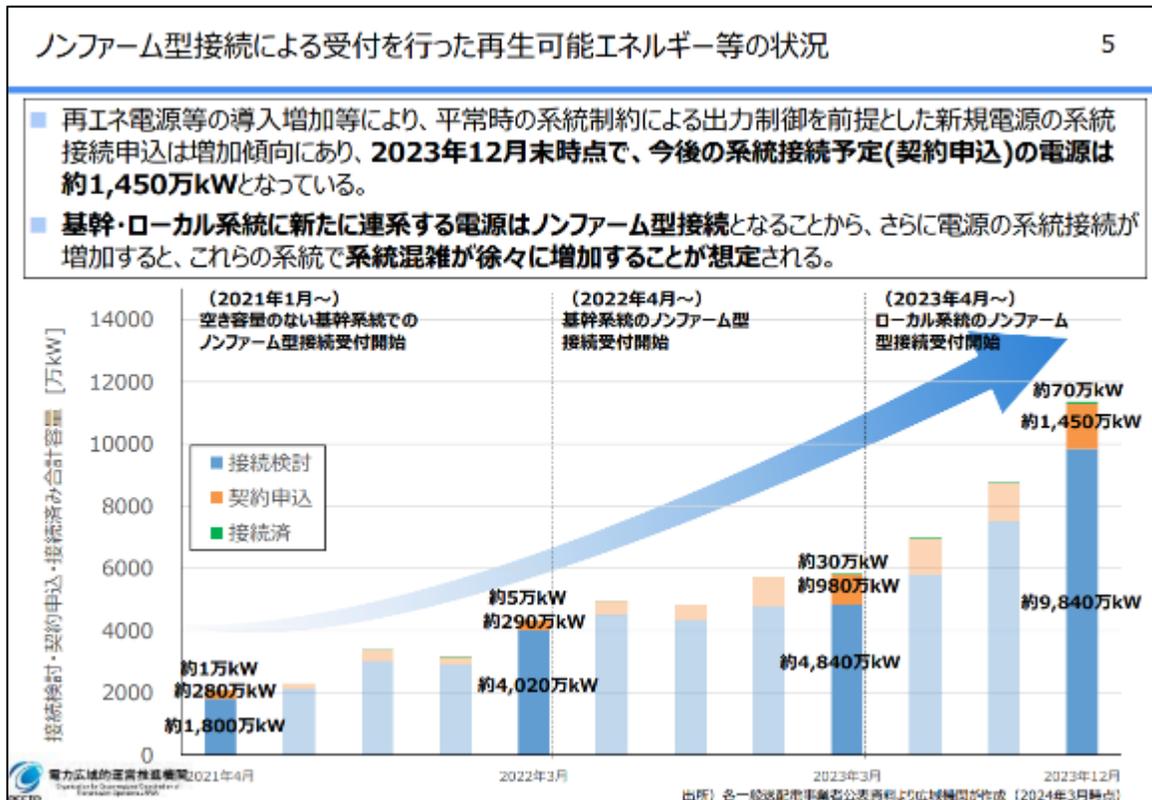
※引き続き、太陽光・風力出力予測および時間前潮流の想定について精度向上検討を要請

【出所】北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果（2023年10月抑制分）（電力広域的運営推進機関）

7

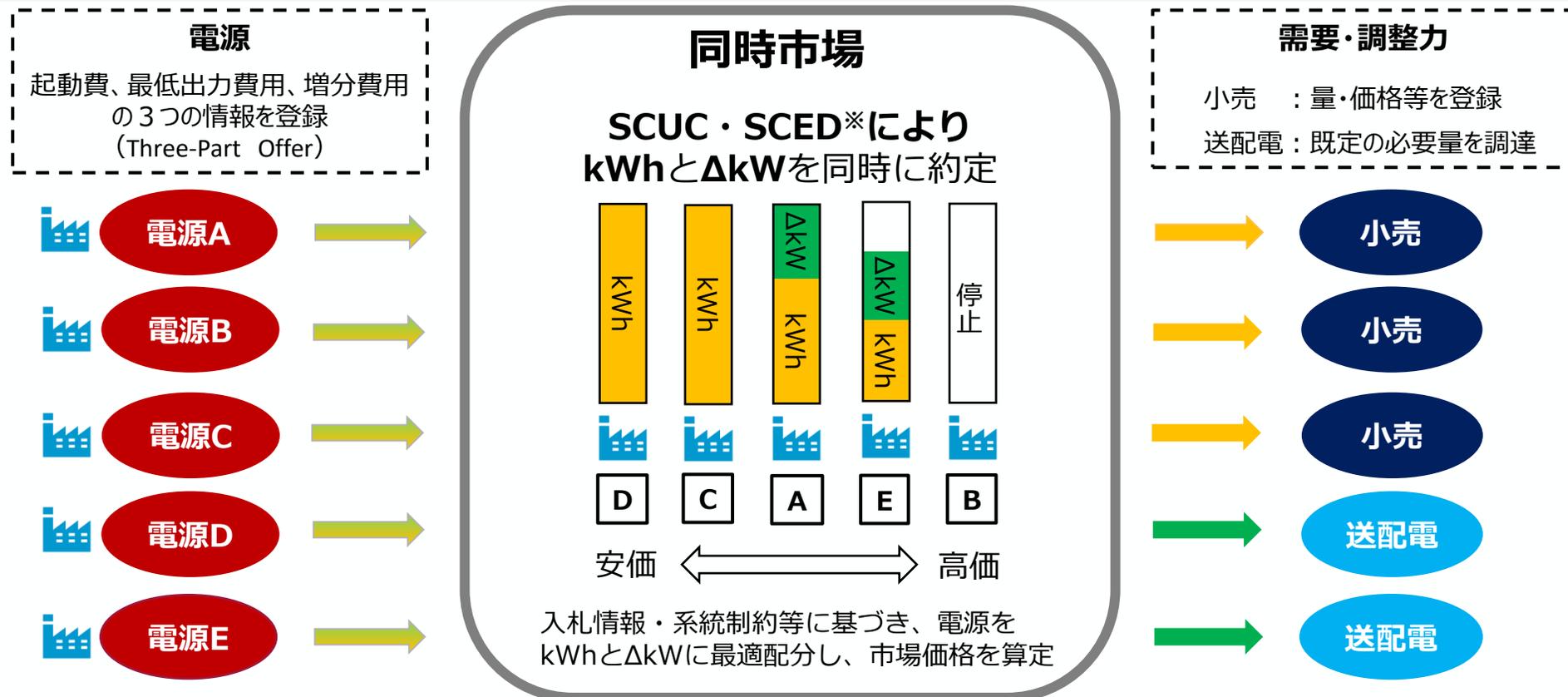
(参考) 混雑系統の増加

- ノンファーム型接続の増加により、系統混雑が徐々に増加することが想定されている。2029年度には、基幹系統においても、24設備で混雑発生の可能性が示されている。



同時市場

- 以上の課題を解決しうる市場制度として提案されたのが同時市場である。同時市場とは、電源の売り入札を起動費、最低出力費用、増分費用カーブの3つの情報を登録する方法（Three-Part Offer）で行い、電力量（kWh）と調整力（ Δ kW）を同時に取引し、約定させる市場をいう。



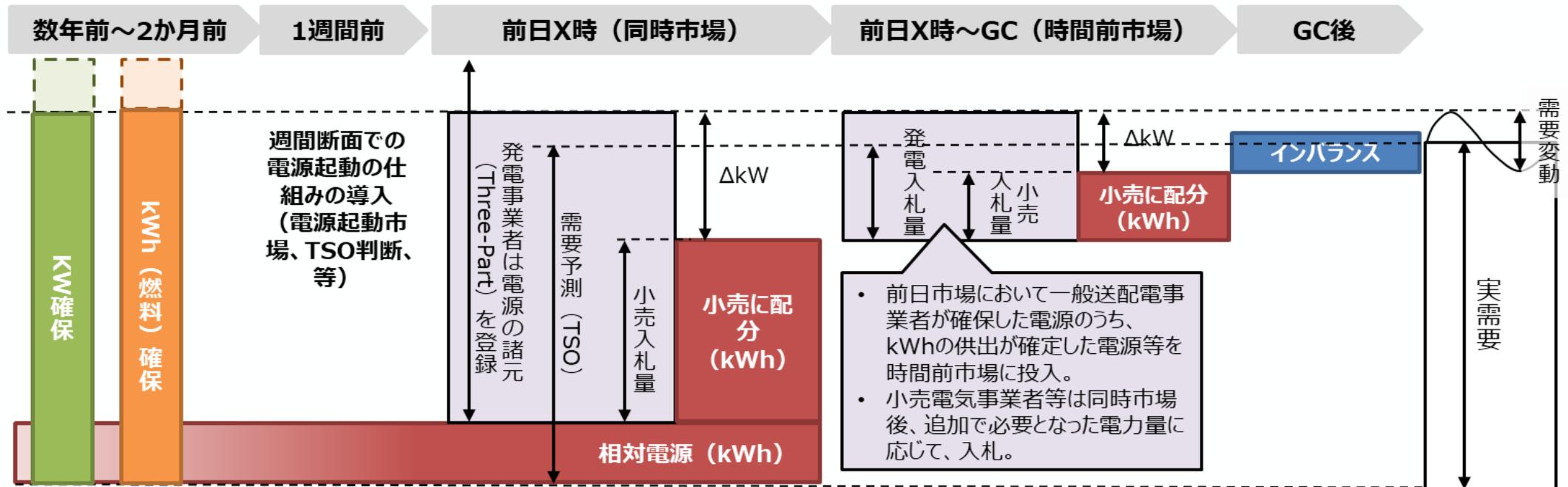
※ SCUC、SCEDとは、Security Constrained Unit Commitment、Security Constrained Economic Dispatchの略。系統制約等を考慮した上で、電源の起動停止計画（UC）、最も経済的な出力配分（ED）を行うことをいう。

(参考) 同時市場の仕組み (勉強会で提案されたイメージ)

具体的な仕組みのイメージ(※)

- 週間断面での電源起動の仕組みを設ける。
- 前日X時にkWhと Δ kWの同時約定市場を設ける。
 - ✓ 発電事業者が電源諸元 (①起動費、②最低出力費用、③限界費用カーブ) を市場に登録 (Three-Part Offer方式)。
 - ✓ 小売電気事業者は買い入札価格・量 (kWh) を入札。
 - ✓ 同時市場において、翌日の需要予測に従って、過不足なく、電源を立ち上げる (kWhと Δ kWを確実に確保)。
- 前日市場において一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWhの供出が確定した電源などを、時間前市場に投入する。小売電気事業者等は実需給に近づくにつれて精緻化される需要予測を元に、**時間前市場で売買を行う。**
- GCまで小売に配分されていない電源は、一般送配電事業者が実需給断面における需給調整に用いる。

(※) 必要なkWh及び Δ kWが確保されていることを前提。



検討中の同時市場

- 本検討会の中間取りまとめで提案された**同時市場の基本的要素**は以下のとおり。このような同時市場を導入することについては、次ページ以降に記載のとおり、多くのメリットがあると考えられる。

1.	同時約定	電力量 (kWh) と調整力 (Δ kW) を同時に取引し、約定させる市場を導入する。
2.	入札義務	発電事業者は、原則として、kWh市場と Δ kW市場の両方に発電余力全量の入札義務を負う。また、需給ひっ迫時等の対応のため、同時市場が電源情報を一元的に把握する仕組みを設ける。
3.	Three-Part Offer	電源の入札を、①起動費、②最低出力費用、③増分費用カーブ（限界費用カーブ）の3つの情報を登録する方法で行い、約定電源は、Three-Part 情報に基づく最適化を行って決定する。
4.	SCUC・SCED	約定電源と出力量は、Three-Part 情報に基づき、系統制約等を考慮して決定する。
5.	自己計画電源	電源の売り入札について、発電BGが自ら電源起動・出力量を確定させる入札方法も原則として選択可能とする。
6.	アップリフト	kWh価格は同時最適結果のシャドウプライス（需給均衡点における限界費用）とし、市場価格において起動費等の回収不足が生じる場合には個別の支払により取り漏れを防止する。
7.	時間前同時市場	時間前同時市場を導入し、前日市場から実需給までの間にSCUCを繰り返して行い、発電・需要BGによる取引を可能とする。

同時市場導入の意義①（同時約定・電源情報の把握）

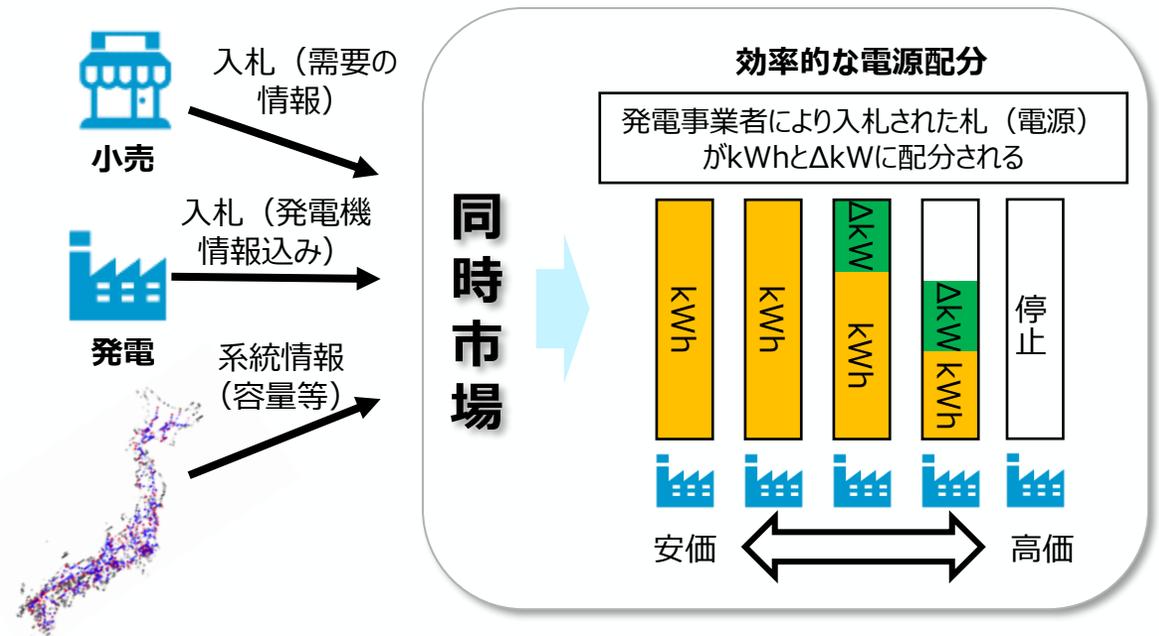
- 同時市場とは、電力量と調整力を同時に取引する市場である。このような市場を導入することで、kWh市場とΔkW市場の電源の取り合いが解消され、**電源をkWhとΔkWに適切に配分**することが可能になり、売り入札不足を原因とする**価格高騰の防止**や、変動性再生電源の増加に対応するための**十分な調整力の確保**等の効果が期待できる。
- 発電BGは、上記の制度趣旨も踏まえ、原則として、**発電余力の全量**をkWh市場とΔkW市場の両方に入札する義務（※）を負う。
※入札義務の根拠（適取GL、容量市場リクワイアメント）や対象電源等については今後の検討事項

（2）市場価格の高騰に係る評価及び電力システム上の課題

①市場価格の高騰に係る評価

今冬の市場価格高騰については、電力・ガス取引監視等委員会において、電気の取引という観点から、下記のとおり評価されている。

今回の高騰に関して、kWに余裕があったにもかかわらず売り切れが継続したことについて、制度の欠陥である、といった指摘もある。しかしながら、何らかの理由により系統全体の供給力が減少し、一般送配電事業者が確保する電源Iを除いた供給力が需要を下回った場合に、スポット市場が売り切れ状態となることはあり得ることである。すなわち、電力市場の運営と系統の運用がそれぞれ別の主体により行われているバランシンググループ型の電力市場では、実需給断面で十分な予備率が確保されていても、この予備率は一般送配電事業者が確保した調整力を含む値であるため、市場に供出可能な供給力は需要量を下回る可能性があることに加え、スポット取引断面でBGが策定した計画と実績との間にずれがある場合、実需給断面で十分な予備率が確保されている場合でも、スポット市場断面では売り札が不足する可能性がある。



同時市場導入の意義①（同時約定・電源情報の把握）

- また、電気事業者等が、入札をするか否かにかかわらず電源情報を提供し、同時市場がこれを一元的に把握・管理する仕組みを設けることにより、需給ひっ迫時等において、より安定的・効率的な対応が可能となると考えられる。

2. 一般送配電事業者が把握している電源等の情報

10

- 一送が把握している代表的な電源等の情報は以下のとおり。
需給調整に活用する電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'は調整単価等多くの情報を把握しています。
- また、一送は調整電源等（電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'）に対し起動・停止の指令が可能であり、2021年度の電源Ⅰ・Ⅱの電気事業者の発電設備出力合計に占める割合は約54%（電源Ⅰ：約4%、電源Ⅱ：約50%）

	電源Ⅰ 一送の専用電源として、 常時確保する電源等	電源Ⅱ 小売の供給力等と一送の調 整力の相乗りとなる電源等	電源Ⅰ' 厳気象III需要における電源 トラブル等に備えた供給力等	電源Ⅲ・自家発 一送からオンラインで 調整ができない電源等
一送が把握している電源等の情報	定格出力	○	○	○※1
	最低出力	○	○	○※1
	運転継続可能時間	○	○	○
	運転制約	○	○	○
	調整単価（V1,V2）	○	○	○
	起動費（V3）	○	○	○
	起動カーブ	○	○	○
	起動時間	○	○	○
	出力変化速度	○	○	○
	一送による起動停止可否	可	可	可
設備量※2	1,111万kW（約4%※3）	13,381万kW（約50%※3）	427万kW※4	-

3.7.3 電源等情報の一元的な把握・管理／長期固定電源等を前提とした制度設計⁷⁸

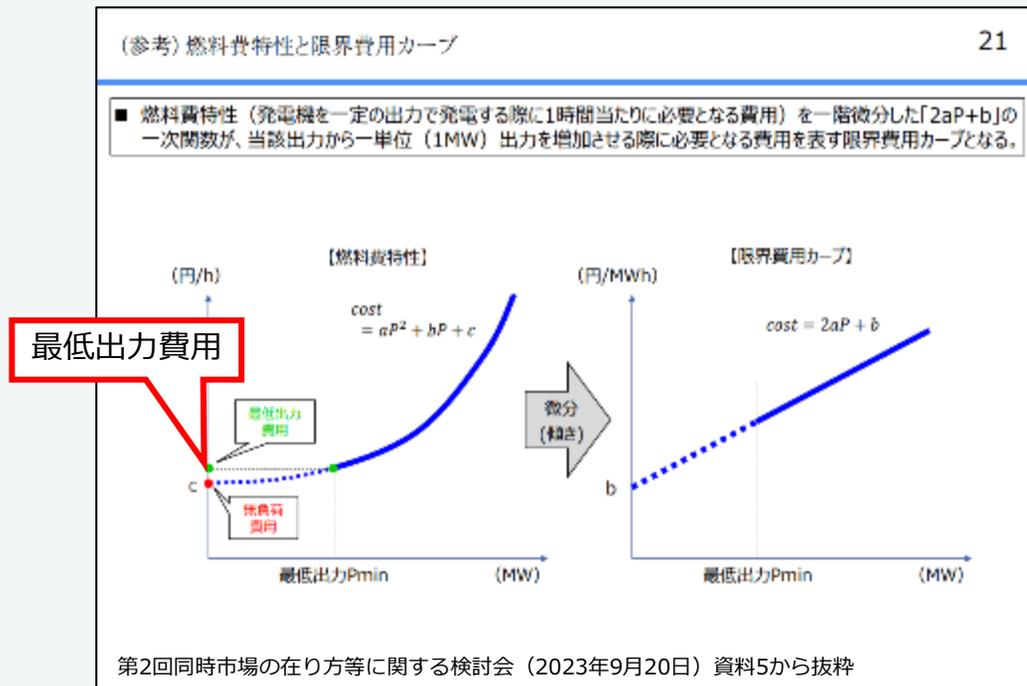
前日同時市場においては、売り手・買い手の入札だけでなく、TSOの想定需要や日本全体の電源の起動状況等も踏まえて約定結果を決めるため、前日段階での全体の需給の状況の把握が必要となる。加えて、系統混雑管理の観点からは、系統運用者が把握しない形で発電計画変更（差し替え）が行われると再混雑発生などに伴う不確実性・非経済性が課題となりうる。また、需給ひっ迫時の対応のため、電源Ⅲの発電余力を把握する⁷⁹等の観点からも市場で一元的に発電情報を収集することは望ましい。このような電源情報の一元的な把握・管理の観点からは、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する仕組みとすることが効率的と考えられる。なお、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する具体的な方法としては、入札情報の一つとして求めるか、前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求めるか、いずれもありうる。

「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」取りまとめ（2023年4月25日）から抜粋

※1 電源の系統連系に伴い取得
 ※2 2021年度向け調整力公募結果（第58回制度設計専門会合 資料6-1参照）
 ※3 電気事業者の発電設備出力の合計27,059万kW（エネルギー庁電力調査統計（2021年9月）参照）に対する該当設備出力の割合
 ※4 DR含みの量

同時市場導入の意義② (Three-Part Offer)

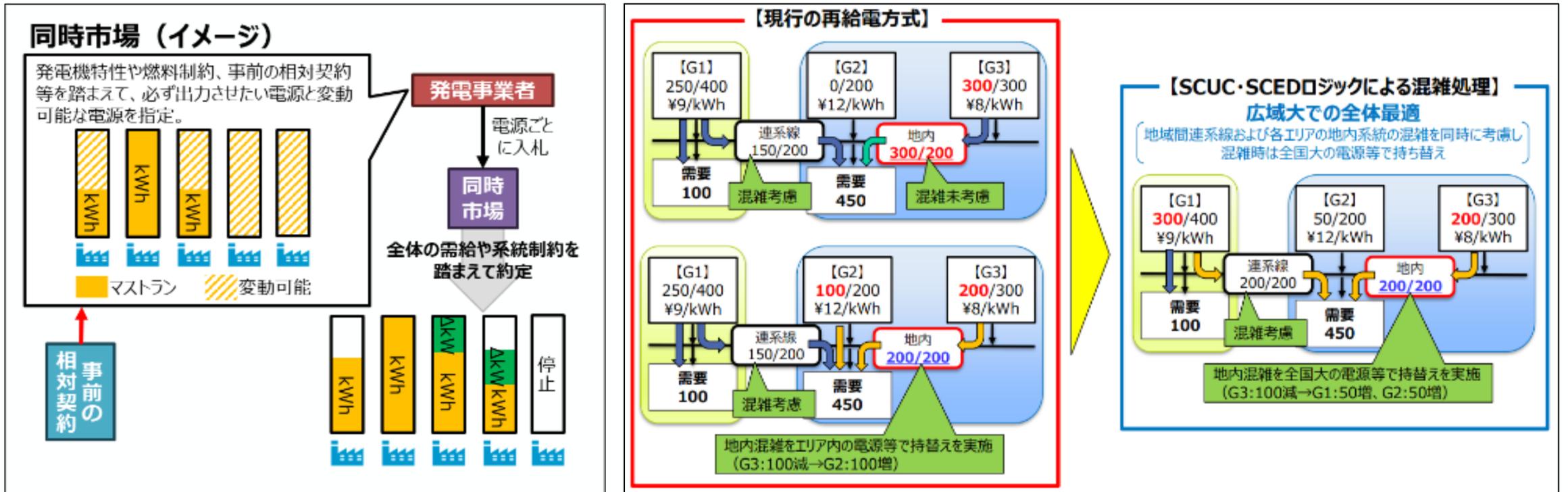
- 前記のとおり、電源の運転費用は、伝統的に、起動費と総燃料費に基づき算出されている。同時市場の基本的な考え方は、これを踏まえ、電源の3つの費用情報（**起動費**と、総燃料費を算出するための**最低出力費用**及び**増分費用カーブ**）に基づいて、入札された電源の**起動費と総燃料費の合計**が最小となるように電源態勢の組合せ最適計算を行うものである。この方法により、運転費用の観点から、最も経済的な電源態勢を求めることが可能となる。
- また、**起動費を考慮した入札・費用回収**の問題についても、Three-Part Offerに基づく約定の仕組みと、市場価格において取り漏れた部分の個別補償（**アップリフト**）の仕組みを設けることにより、解決が可能と考えられる。



- すなわち、前記のとおり、Three-Part情報に基づく最適化を行って約定電源を決定することにより、**起動費を考慮した最も経済的な電源態勢**を組むことが可能になる。
- そして、この電源態勢の限界費用をkWhの市場価格（シングルプライス）とする一方、各電源において市場価格では不足する部分を個別に補償することにより、**電源運用の実態に応じた発電費用の適切な回収**も可能となると考えられる。

同時市場導入の意義③ (SCUC・SCED)

- SCUC (ED) とは、Security Constrained Unit Commitment (Economic Dispatch) の略。系統制約等 (セキュリティ) を考慮した上で、電源の起動停止計画 (UC)、最も経済的な出力配分 (ED) を行うことをいう。
- 広域系統整備委員会の想定では、将来的には、基幹系統においても複数箇所ですべて系統混雑が発生する見通しである。その場合、**約定電源を決定する上で系統制約をあらかじめ考慮することにより、混雑処理費用の低減が可能**となる。



同時市場導入の意義③ (SCUC・SCED)

- 本検討会の費用便益分析では、SCUCの導入により混雑処理費用が959~1,252 [億円/年] 低減可能と試算された。

広域大の混雑処理 (全国メリットオーダーの推進) による費用低減 (2 / 4) 25

■ 現行の再給電方式 (エリア単位の個別最適) における混雑処理 (それに伴う電源感勢) をシミュレーションツール (PROMOD) において模擬するために、以下の通り、2つのステップに分けて分析を行う。

- Step1: 地域間連系線の制約のみを考慮したシミュレーションを実施 (現行の卸電力市場等に該当)
- Step2: Step1の連系線潮流値を設定し、地内制約を考慮したシミュレーションを実施 (再給電方式に該当)

再給電 Step1
 連系線A (制約あり) 連系線B (制約あり)
 エリアA (地内制約なし) → エリアB (地内制約なし) → エリアC (地内制約なし)

再給電 Step2
 連系線A (Step1潮流値) 連系線B (Step1潮流値)
 エリアA (地内制約あり) → エリアB (地内制約あり) → エリアC (地内制約あり)

広域大の混雑処理 (全国メリットオーダーの推進) による費用低減 (3 / 4) 27

■ 同時市場における混雑処理であるSCUC・SCEDロジック (広域大での全体最適) を、シミュレーションツール (PROMOD) において模擬するために、以下の方法で分析を行う。

- 地域間連系線・地内系統ともに制約を考慮したシミュレーションを実施 (同時市場に該当)

SCUC SCED
 連系線A (制約あり) 連系線B (制約あり)
 エリアA (地内制約あり) → エリアB (地内制約あり) → エリアC (地内制約あり)

	再給電方式 (Step1)	再給電方式 (Step2)	SCUC・SCED
模擬対象	現行の卸電力市場	再給電方式	同時市場
制約条件	連系線制約: 運用容量 地内制約: なし	連系線制約: Step1算定値 地内制約: あり	連系線制約: 運用容量 地内制約: あり
総燃料費 [億円/年] (燃料費+CO2対策コスト)	38,234~46,978	39,789~49,072	38,830~47,820

(参考) 本検討会におけるSCUCロジック①

- 本検討会の検証に使用したSCUCロジック（電力中央研究所）の概要は以下のとおり。

R 電力中央研究所

どのようなプログラムか？

◆ 電源運用と系統運用 (送電容量) に関する制約を考慮し、供給力と調整力に対する需要に見合った、最も経済的な需給運用計画 (≒ 電源運用スケジュール) を立案

SCUC: Security Constrained Unit Commitment

- 数理最適化、オペレーションズ・リサーチの技術を活用
- 発電設備の燃料消費特性、最低出力、出力変化速度、ダウンタイム、慣性エネルギーなどの運用スペックを考慮
- 需給バランスの維持を前提に、予備力・調整力の確保、送変電設備の運用容量を考慮
- 対象期間内における燃料費、起動停止費、CO2排出費、系統運用制約に関するペナルティ費用の総和を最小化

© CRIEPI 2019-2023 5

R 電力中央研究所

開発プログラムの概要

--> 入力データ → 出力(制御)データ □ 制御対象

供給力と調整力を確保しつつ
最経済となる需給運用計画を
数理最適化に基づき立案

① 電源起動停止計画(UC)

電源運用の制約を考慮し、対象期間での系統全体の発電コストが最小となる電源運用を算出

② 電力潮流計算

①の需給データを用いて、送変電設備(AC・DC)の有効電力潮流・過負荷量を算出

③ 系統運用制約付きUC

①に系統運用の制約とペナルティコストを加味し、電源運用・有効電力潮流・過負荷量を算出

© CRIEPI 2019-2023 6

(参考) 本検討会におけるSCUCロジック②

- 本検討会のSCUCロジックで考慮可能な制約条件は以下のとおり。

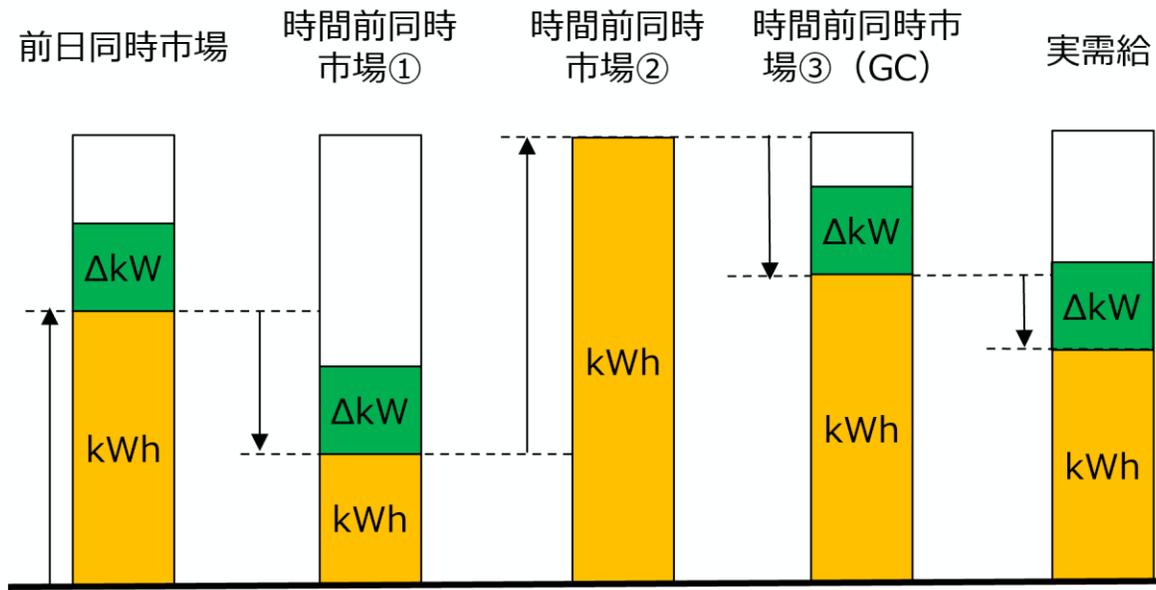
	項目	内容
電源運用制約	出力上下限制約	電源出力 (発電, 充放電) を指定範囲に制限
	出力変化速度制約	直前 (t-1) の時間断面からの出力変化量を指定値以下に制限
	運転継続時間制約	運転継続時間 (MUT) と停止継続時間 (MDT) を指定断面数以上に制限
	日間起動回数制約	日間の起動回数を指定値以下に制限
	サイト運用制約	指定の電源グループに対し、並解列台数・合計出力を指定範囲に制限
	蓄電量上下限制約	充電設備 (揚水, 蓄電池) の電力貯蔵量を指定範囲内に制限
系統運用制約	需給バランス制約	各エリア・各ノードにおいて電力需要と「電源出力合計 + 流入電力」が一致
	予備力制約	各エリアの運転予備力が指定値以上となるように対象電源の上げ代を確保
	調整力制約	各エリアの調整力が指定値以上となるように対象電源の上げ代・下げ代を確保
	ネットワーク潮流制約	各ブランチ (地域間連系線・地内送電線等) の潮流および各フェンス潮流を運用容量の範囲に制限
	系統慣性制約	系統容量に対する系統全体の慣性エネルギーを指定値以上に制限

© CRIEPI 2019-2023 8

同時市場導入の意義④（時間前同時市場）

- 変動性再生電源を更に大量に導入すると、需給予測の時々刻々の変動は一層拡大することが想定される。時間前同時市場を導入し、各時点の予測の変化に応じた柔軟な電源態勢の組替えを可能とすることにより、より安定的かつ効率的な電源運用が可能となると考えられる。

時間前同時市場による個別電源の出力変更（イメージ）



※ 極端な例を示したものである点に注意

- 左図は、時間前同時市場でSCUCを行い、その結果を市場計画電源の約定結果に反映させた場合のイメージ。時間前同時市場②の断面では、他の電源に ΔkW の確保量が割り当てられている。
- 発電BGは、起動時間制約など電源の各種制約を運転パラメータとして登録し、市場計画電源として入札することで、市場価格の動向も踏まえた経済的な電源運用が可能。他方、安定供給に支障がない範囲で、自己計画電源として入札し、発電計画を確定させることもできる。
- 時間前の時点でシングルプライスオークションを導入することによる流動性向上も期待できる。

同時市場導入の意義④（時間前同時市場）

- 広域機関の調整力細分化作業会では、時間前同時市場を導入した場合、TSO予測需要に基づく電源の追加起動が随時可能となりうることを踏まえ、**電源脱落に対応する調整力の一部**（継続的な供給力補填分）と、**前日市場からGCまでの残余需要予測誤差の一部**を確保不要とした。また、同時市場導入に伴い**調整力商品の集約**を行うこととした。これを踏まえ、本検討会の費用便益分析では、調整力確保費用のうち**602～737** [億円/年] が低減可能であるとされた。

(参考) 現在の需給調整市場(領域①)から同時市場(領域②)への必要量の変化割合 38

■ 第56回本作業会で試算した、現行の需給調整市場の必要量(領域①)と、現行の同時市場の必要量(領域②)との関係性から、必要量の変化割合は、下表のとおり0.6となる。
(前日～GCまでの残余需要予測誤差の30%を確保すると整理したことから、予備力として確保する前日～GC予測誤差対応分は1,350MWとした)

対応する事象	第56回本作業会の数値を引用		③→④の試算に必要な数値
	現在の需給調整市場における必要量(①) [MW]	現在の同時市場における必要量(②) [MW]	
時間内変動(短期周期成分)	600(一次)	600(同左)	0.6 =8,600(②)/ 14,200(①)
時間内変動(短周期成分)	400(二次①)	400(同左)	
GC～実需給予測誤差	合計: 2,100(内訳) 2,300(二次②) + 4,800(三次①)	GC～実需給の残余需要予測誤差 3,400	
前日～GC予測誤差	1,900(三次②) ※再エネ予測誤差のみ	前日～GCまでの予測誤差の30% 1,350(=4,500×0.3) (前日～GCまでの予測誤差は4,500)	
電源脱落(瞬時)	2800(内訳) 1,400(一次) + 1,400(二次①)	2,800(同左)	
電源脱落(継続)	1,400	0	
必要量合計	14,200	8,600	

便益①（調整力コスト低減）の分析結果（3 / 3） 10

■ 前頁の調整力必要量の低減効果を踏まえ、シミュレーションした分析結果を下表に示す。
■ 同時市場への移行によって、調整力必要量が需要比で5.9%低減されるため、調整力確保を目的として稼働していた比較的高価な電源の稼働が不要となり、**燃料費・CO₂対策コストは602～737** [億円/年] 低減した。

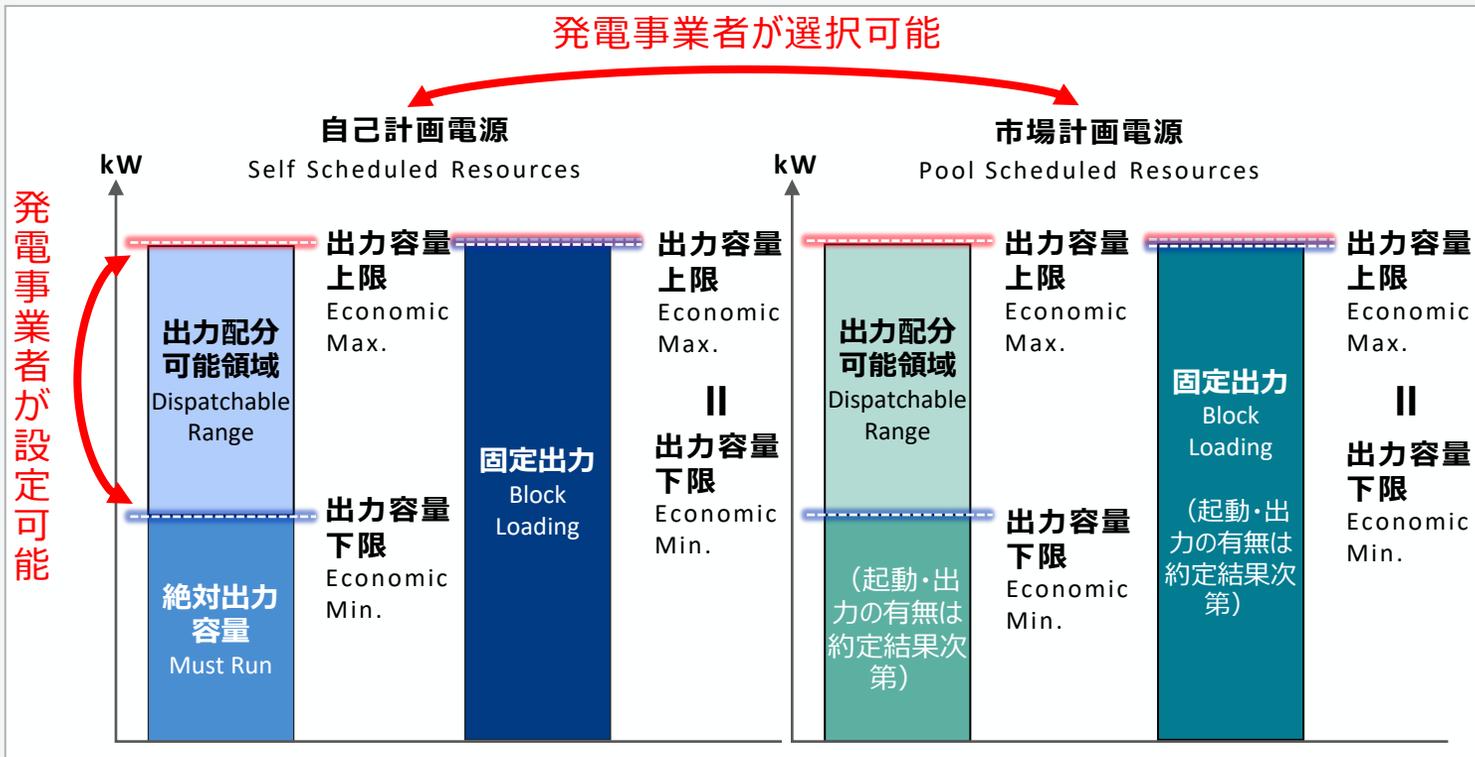
	現行(需給調整市場)	同時市場	差分
確保エリア	エリア単位	エリア単位	---
調整力必要量[%] (エリア需要比率)	14.9%	9.0%	5.9%
総燃料費[億円/年]※ (燃料費+CO ₂ 対策コスト)	38,830～47,820	38,228～47,083	602～737

※ 沖縄を除く9エリアの総燃料費の合計額

電力広域的運営推進機関
DCCO

自己計画電源としての入札（セルフスケジュール）

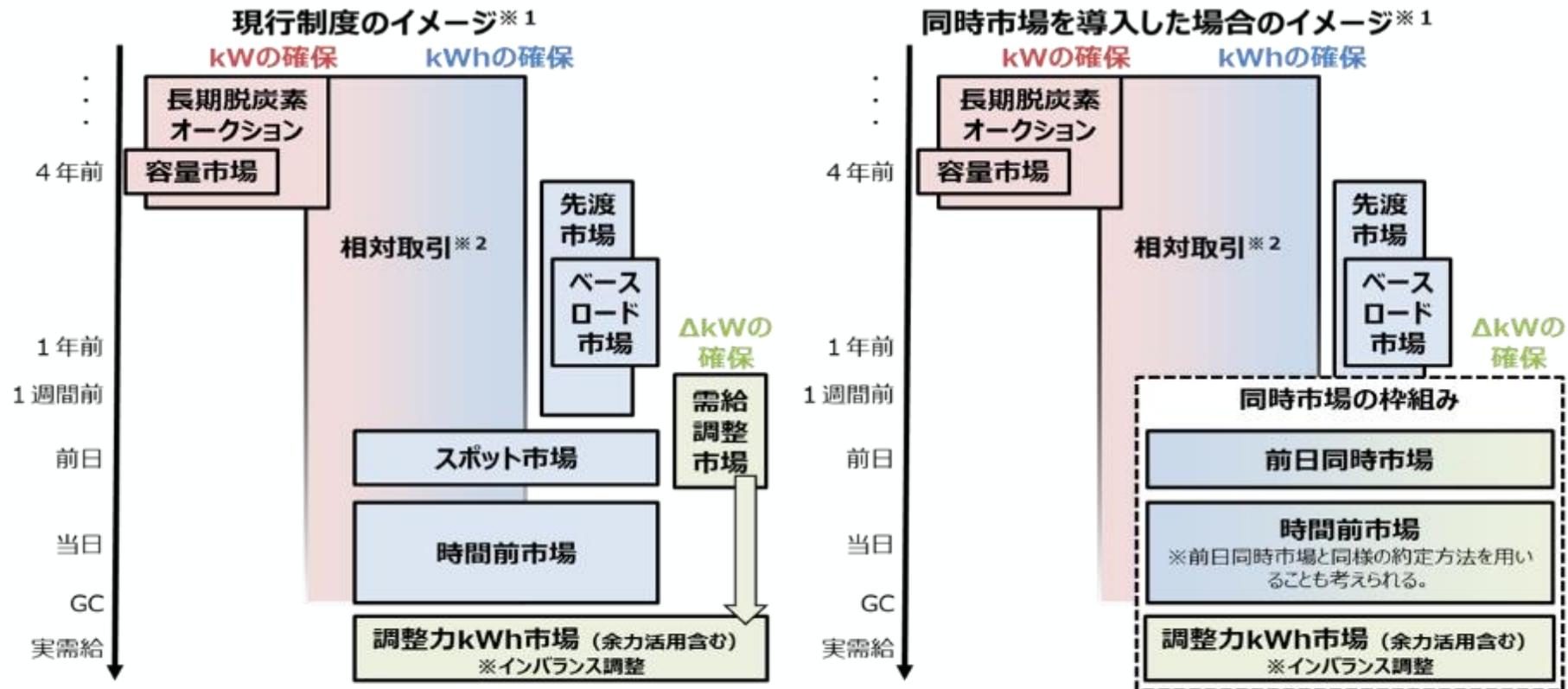
- 以上のとおり、同時市場の仕組みには様々なメリットが認められる一方で、発電事業者の観点からは、Three-Part Offerの導入等により約定結果の見通しが立てにくくなり、**発電事業の予見性が低下**するおそれが指摘された。
- 同時市場は短期的な取引の最適化を図る枠組みであり、**電源の設備投資**や**燃料調達**の観点からは、**中長期的な取引**との整合性も重要である。また、電源の運転制約の中には、現時点ではSCUCロジックでの考慮が難しいものもある。



- これを踏まえ、本検討会では、発電BGは、**自己計画電源**（自ら起動を確定させる電源）としての入札と、**出力容量の上限・下限**を原則として任意に選択・設定可能とされた。これにより、発電BGは、自らの発電計画に基づく運転が可能となる。
- ただし、①**相場操縦等の防止**の観点からの取引規律や監視、②**容量市場リクワイアメント**への対応、③**需給ひっ迫等緊急時**の一般送配電事業者による電源運用、④**再エネ出力制御**や**混雑対応**については引き続き議論が必要である。

(参考) 中長期的な取引との整合性

- 同時市場は、実需給に近い時点で安定的な電源運用とメリットオーダーを追求する枠組みであり、電力の安定供給のためには、中長期的にkW（発電設備投資・維持）とkWh（燃料）を確保することも必要であることから、中長期的な取引との整合性を確保することが重要であるとされた。



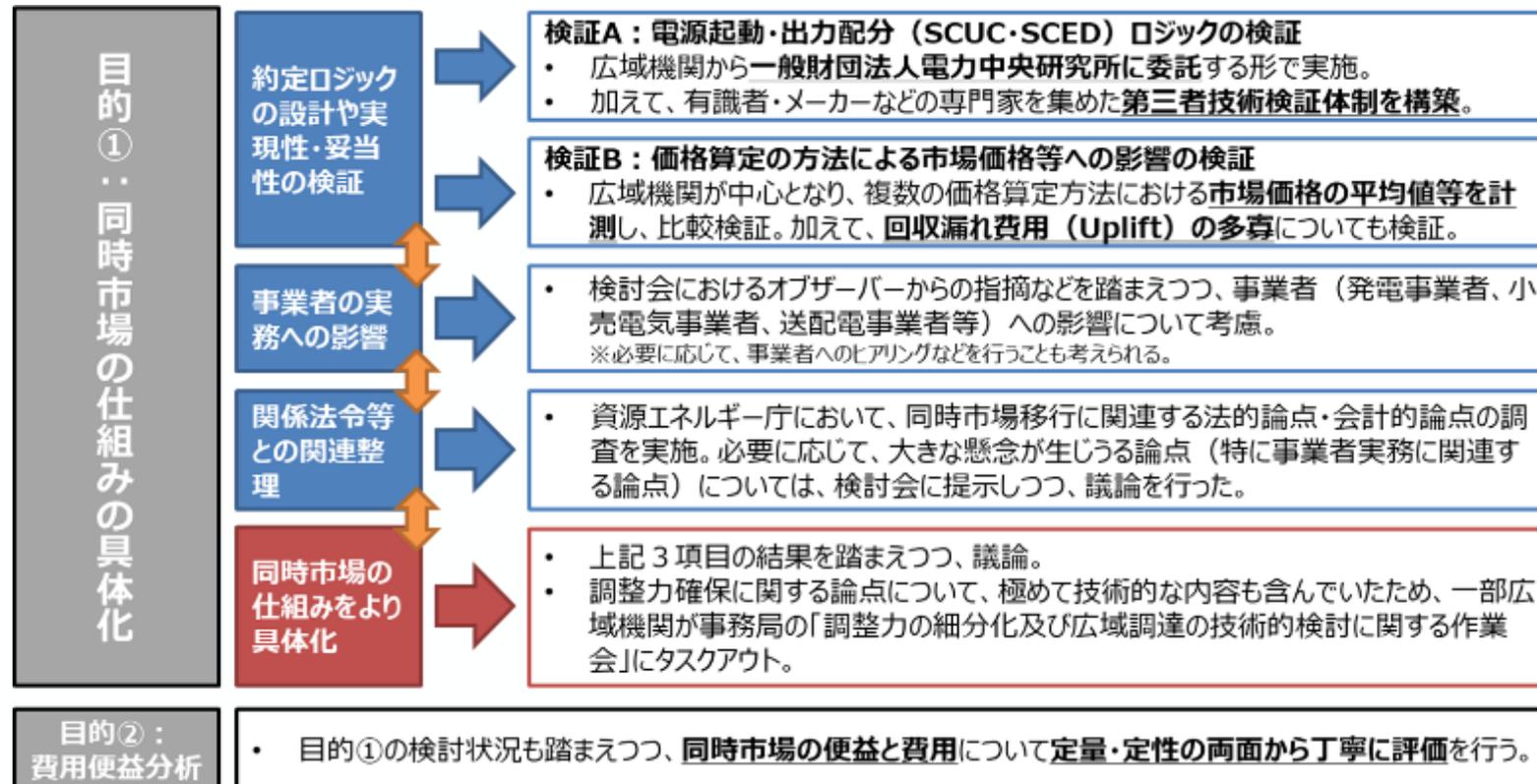
※1：図には代表的な市場・取引について記載。図に書かれていない市場・取引（容量市場の追加オークション等）もあれば、必ずしも価値（kW、kWh、ΔkW）が明確に区別できない場合もあることに注意。
 ※2：相対取引はGC直前までの通告変更や新規の取引も考えられるため、図ではGCまで箱を伸ばしている。一方、相対取引の契約締結のタイミングとしては実需給の数年前から数か月前の流動性が高いものと考えられる。

同時市場の検討の方向性

- 本検討会において検討中の同時市場については、前記のとおり、第7次エネルギー基本計画及び電力システム改革の検証結果の案として、その導入に向け、本格的に検討を深めていく方針が示されている。
- この点について、今後の本検討会における検討の方向性として、中間取りまとめで提案された同時市場の仕組みを前提に、更に必要な検討を行っていく方針でよいか。それとも、現在検討中の同時市場の仕組みには、大きな懸念点や修正すべき点があると考えられるか。
- また、同時市場の導入の是非を判断する上で、更に検討が必要な事項はあるか。

(参考) 本検討会の検討の全体像

- 本検討会の目的は、以下の2点。一部の論点については、検討・調査を委託、タスクアウトした。
 - 目的①：作業部会における提案について、約定ロジックの設計や実現性・妥当性、事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理など更に具体的に検証を行い、**同時市場の仕組みをより具体化すること**。
 - 目的②：上記具体化の結果も踏まえつつ、同時市場の導入の可否の判断に資するため、**費用便益分析を行い、その妥当性について評価すること**。



1. 同時市場の検討の方向性について

2. 同時市場の制度設計に関する論点について

3. 同時市場の導入準備について

中間取りまとめの整理

- 本検討会では、これまで、同時市場の根幹となる入札、約定、精算の在り方に関して、**電源の入札・運用、時間前市場の設計、市場価格算定・費用回収**等の主要論点について議論を行い、あるべき姿の方向性を検討した。また、変動性再生電源、DER、大規模揚水・蓄電池といった電源の同時市場における取扱いや、同時市場導入による他制度・他市場への影響、同時市場運営主体の役割等についても、今後の議論の方向性に関して一定の整理を行った。
- 一方、**小売電気事業者の買い入札の方法、調整力の市場価格の算定方法、時間前市場の詳細設計**等については、電力システム改革の検証の状況も踏まえつつ、早急に検討を行うこととされた。
- 以上も踏まえ、今後の本検討会で取り上げることが必要と考えられる主な論点について整理を行ったので、それらの議論の進め方や、挙げたもの以外に検討が必要な事項がないか等につき、議論いただきたい。

(参考) 本検討会における制度に関する論点

1.3 議論の進め方（制度に関する論点）

- 同時市場の仕組みの具体化のため、検証A、検証Bの検討状況や結果を踏まえながら、主に以下の論点について、議論や海外調査の結果報告を行った。

論点項目	詳細
電源の入札・運用	<ul style="list-style-type: none">● 入札義務● 入札規律● 自己計画電源を選択した場合の入札方法● 自社電源の余力の活用● 電源差替● 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札
時間前市場の設計、調整力の取扱い	<ul style="list-style-type: none">● ①「前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場」と、②「前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返す、実需給を迎える市場」について、どちらが考えられるか（折衷案もあり得る）。● ②の場合の調整力確保の在り方については、詳細な検討を「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会」にタスクアウトした上で検討。
市場価格算定・費用回収	<ul style="list-style-type: none">● kWh価格の算定方法：調整力の考慮の是非、限界費用／平均費用、等● ΔkW価格の算定方法：機会費用・逸失利益等の取扱い、マルチプライス／シングルプライス、等● Uplift：（導入する場合）算定方法（期間、等）、負担者・回収方法、等 ※検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）の結果とも連携。
その他	<ul style="list-style-type: none">● インバランス料金制度、他制度・他市場への影響、同時市場運営主体の役割、等

(参考) 今後の検討の進め方 (再掲)

- 本検討会においては、以上のとおり、今後の電力市場のあるべき姿の一つとして、**同時市場の仕組みの具体化**と、**費用便益分析**に関する議論を行ってきた。
- 現在、小委員会において電力システム改革の検証が実施されているところであり、**同時市場の導入の是非については、電力システム全体を俯瞰した議論の中で、同時市場という仕組みの必要性やその位置づけについて、十分な議論が行われることが必要**と考えられる。
- 他方、**変動性再エネの大量導入に対応可能な市場制度の構築は、今後ますます重要な課題**となっていく。本検討会において示された同時市場の意義及び費用便益分析の結果を踏まえれば、本検討会の中間取りまとめとして、**同時市場については、基本的には導入するとの方向性の下、想定される課題については十分に議論を行い、対応していくことが望ましいとし、小委員会に対し、その旨の提案を行うこと**としてはどうか。
- また、小売電気事業者の買い入札の方法、時間前市場の設計、調整力の市場価格の算定方法、市場運営者の在り方等、同時市場の仕組みをより具体化するための各論点については、今後更に検討を深める必要がある。それらの論点については、電力システム改革の検証の状況も踏まえつつ、早急に検討を行うこととしてはどうか。
- なお、本検討会の下に設置した技術検証会については、本検討会の中間取りまとめ後も引き続き検証を継続することとしたい。

制度設計に関する検討事項

- 同時市場の根幹となる入札・約定・価格算定・精算機能の観点から、同時市場の制度設計に関する主な検討事項を挙げると以下が考えられる。このうち、前日市場以降の論点については、同時市場の導入の是非の判断を行う上で、現時点で特に検討が必要と考えられるため、次ページ以降で論点の整理を行った。

1	週間運用に関する論点		起動時間が長い電源の起動の仕組みの検討
2	前日市場に関する論点	市場制度	開催時間、参加資格、取引単位等
		入札	売り入札義務の在り方、入札方法 買い入札義務の在り方、入札方法
		約定	TSOの想定需要に基づく電源確保の在り方
		価格算定・精算	kWh価格：系統混雑発生時の市場価格の算定方法 ΔkW価格：価格算定方法、シングルプライス化の是非 アップリフト：対象費用、算定方法、負担方法
3	時間前市場に関する論点		時間前同時市場の開催回数、開催タイミング TSOの想定需要に基づく電源確保の在り方 ΔkWの取引の有無、精算方法 前日市場からの入札変更の時間的・内容的限界
4	実需給に関する論点		調整力kWh価格の算定方法 インバランス料金の算定方法

検討事項①（売り入札の義務の在り方・入札方法）

- 売り入札の義務の在り方や入札方法については、中間取りまとめでは、主に以下の論点について、引き続き議論が必要とされており、検討を進めることとしてはどうか。また、以下のほかに検討すべき事項はあるか。
 - **自己計画電源の入札方法**：売り入札の義務・入札方法に関し、中間取りまとめにおいて未整理の論点として、自己計画電源の入札方法（自己計画電源として電源を運用する場合に、同時市場への入札を必須とするかどうか）がある。自己計画電源については、入札と登録のいずれがされても電源態勢は結果として同じになるが、市場入札を行う場合、市場との間で対価のやり取りが発生し、市場外の相対契約が通常は差金決済取引となるため、法律・会計上の扱いも踏まえて検討が必要。
 - **自己計画電源入札が制限される場合の考え方**：自己計画電源としての入札（又は情報登録）を選択することは原則として自由であるが、相場操縦の防止や安定供給の観点から、例外的に、自己計画電源入札や出力容量上下限の設定を制限する必要がある場合について、引き続き議論が必要。
 - **運転パラメータの設定の考え方**：SCUC・SCEDにより電源の起動停止・出力配分を行うためには、Three-Part情報に加え、電源の起動時間、出力容量上下限、起動回数制約、運転時間制約等の運転パラメータを登録する必要がある。この運転パラメータについては、原則としては、電源の仕様・性能に基づいて設定を行うことになると考えられるものの、時間前断面（特に夜間や実需給直前等）での発電事業者の対応負担等の観点から、運転パラメータの設定に一定の裁量を認める必要はないか。
 - **火力電源以外の入札方法等**：再エネ電源等火力以外の電源の入札方法や、相対契約を締結している場合の電源差替の方法についても検討が必要と考えられる。
 - **小売事業者の売り入札の方法**：小売事業者が相対契約で調達した電力を売り入札する場合の入札方法等についても検討が必要。

検討事項②（買入札の義務の在り方・入札方法）

- これまで、同時市場への事業者の参加については、発電事業者による電源の売り入札についての検討を主に行い、小売電気事業者による買入札の方法については、今後の検討とされていた。
- 発電事業者について、自己計画電源の売り入札の義務の有無が問題になるのと同様に、小売電気事業者についても、相対契約に紐づく需要について、買入札を必須とするか、情報登録のみでよいかを整理する必要があると考えられる。
- また、買入札の方法についても、同時市場の仕組みを前提とした場合に想定される事業者のニーズや、SCUC・SCEDにおける技術的な実現可能性、安定供給上の必要性等を考慮した上で、検討を行うこととしてはどうか。

検討事項③（TSO想定需要に基づく電源確保）

- 勉強会及び作業部会では、前日市場における確実な電源起動を確保する観点から、約定の時点で、小売入札需要よりもTSO想定需要の方が大きい場合には、TSO想定需要を基準として電源起動を行うものと整理されていた（反対に、小売入札需要の方が大きい場合には、売り切れになることがないように、小売入札需要で約定処理を行うこととされた）。このTSO想定需要に基づく電源確保の在り方について、以下のとおり、検討を行う必要があると考えられる。
 - TSO想定需要によって追加起動された電源を、作業部会では、kWhや ΔkW と区別するため、 **$\Delta kW-I$** と呼ぶこととしていた。この $\Delta kW-I$ について、作業部会の整理に従い確保することとした場合、その確保の仕方（出力配分するか、並列指示のみとするか等）
 - $\Delta kW-I$ として調達された電源の運転費用の回収方法

検討事項④（市場価格の算定方法）

- 市場価格の算定方法については、主に以下の点について、更なる検討が必要と考えられる。
 - **kWh価格**：中間取りまとめでは、同時最適結果のシャドウプライスとすることが選択されたが、SCUCで電源態勢を決定した場合、**エリア内で系統混雑が発生したときは**、混雑系統と非混雑系統で異なるシャドウプライスが観念できる。その場合の**kWh価格の算定方法**を検討する必要がある。
 - **ΔkW価格**：中間取りまとめでは、Three-Part 情報から市場価格を算出することを前提として、シングルプライス化も検討することとされており、その場合の**ΔkW価格の算定方法**を検討する必要がある。また、この点については、同時市場では、現行制度と異なり、kWhとΔkWを同時に取引可能となることや、アップリフトによる起動費等の取り漏れのない回収が可能となることを踏まえて検討することも重要と考えられる。
 - **アップリフト**：本検討会では、検証Aの結果も踏まえ、どのように市場を設計しても起動費等の取り漏れが生じうることを踏まえ、アップリフトとして確実な回収が必要と整理された。このアップリフトについては、どのような場合に、どのような費用の取り漏れが生じるかを想定した上で、アップリフトとして回収を図るべき**費用項目**、アップリフトの**算定方法**、**負担方法**等を検討する必要があると考えられる。

(参考) kWhの価格算定について

(参考) 案A、案B-1、案B-2

第2回同時市場の在り方等に関する検討会
(2023年9月20日) 資料5より抜粋

ΔkWの考慮有無について (1 / 3)

- 電源起動・出力配分 (SCUC・SCED) ロジックを用いて最適化計算をすることで、kWhとΔkWの同時最適結果が算出されるが、kWh価格を決定するにあたり、ΔkWの考慮有無で複数の決定方法が示されていた。
 - 案A : ΔkWなかりせばの限界費用等カーブ (または平均費用カーブ) の最高価格をkWh約定価格とする案
 - 案B-1 : 同時最適結果の限界費用等カーブ (または平均費用カーブ) の最高価格をkWh約定価格とする案
 - 案B-2 : 同時最適結果に対して、米PJM同様、シャドウプライスを適用した考え方 (次頁以降参照)

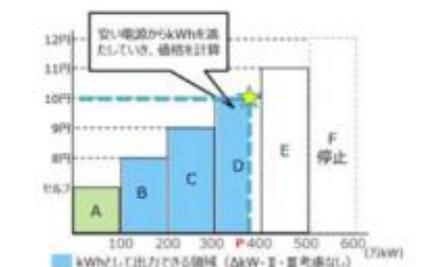


図 31 ΔkW-II・IIIを考慮しない方法 (案A)

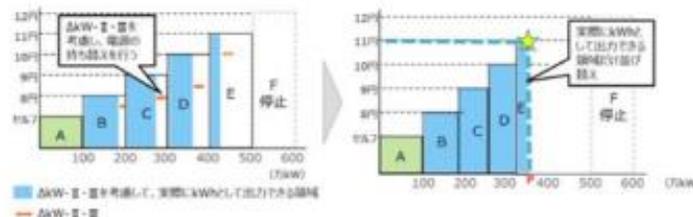


図 32 ΔkW-II・IIIを考慮する方法 (案B-1)

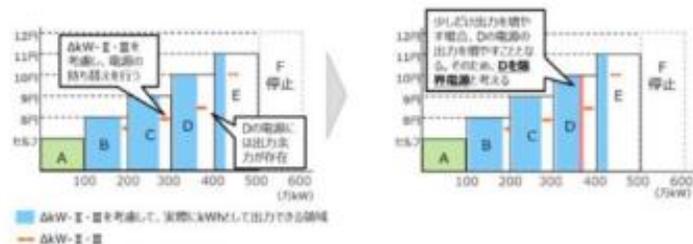


図 33 ΔkW-II・IIIを考慮する方法 (案B-2)

(参考) 同時市場における市場価格の算定方法

5.2 同時市場における価格算定・費用回収 (続き)

- 同時市場における価格算定・費用回収について、本検討会における議論をまとめると以下のとおり。

	前日同時市場		実需給	
	① kWh市場	② ΔkW市場	③ 調整力kWh市場	④ インバランス
入札価格規律	<ul style="list-style-type: none"> ● Three-Part Offerに基づいて kWhと ΔkWを同時最適した電源感勢におけるシャドウプライス（系統全体で+1kWh出力したときの価格）で算定。 ● 価格算定は増分費用カーブを採用。 ● ただし、上記の価格算定は、起動費や最低出力費用を織り込んだ価格算定に比べると、低くなるのが想定されること等を踏まえ、入札価格は、増分費用カーブに一定程度のリスク等（+10%程度）を織り込むことを可能とする。 ● 一部電源については、リスク等を織り込んで、なお、<u>起動費等の取り漏れ（Uplift）</u>が発生しうるため、この費用については、確実に回収できる制度を設ける。（例：全買い約定に均等に配分、全小売電気事業者に均等に配分、インバランスに賦課、等） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点から、容量市場といった他市場の設計も含め、<u>ΔkWの価値（高速な出力調整等）を適切に評価し、調整力供出者が適切な対価を得られる形とすることが重要。</u> ● <u>機会費用・逸失利益は、Three-Part情報を用い、機械的に算出。</u> ● 算出された<u>機会費用・逸失利益をベースにマルチプライスとする案も考えられるが、適切な対価性や事業者の入札行動の変化等総合的な観点から、シングルプライスオークション化（※）や調整力のパフォーマンスに応じた追加報酬、調整力kWhのシングルプライスオークション化（右欄）等も要検討か。</u> ※ 機会費用のシングルプライスオークション化は過剰な調整力調達費用の増加になりうるため、まずは逸失利益だけのシングルプライスオークション化を検討か。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整力kWhに対する対価としては、<u>シングルプライスとマルチプライスの両方が考えられる。</u> ● 入札規律がかかり、より調整力も含めて市場に供出されやすい状況を前提にすれば、<u>シングルプライスの方が望ましいのではないか。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>現行制度と同様の制度設計</u>（調整力kWhの限界価格 + 需給ひっ迫時価格補正）。 ● BGに不足インバランスを回避することを促す観点からは、Upliftの一部を賦課するといった形や、現行制度における需給ひっ迫時価格補正の取扱いの検討などもあり得るか。
価格算定方法	● シングルプライス	● マルチプライス（必要に応じて、シングルプライスも要検討）	● シングルプライスの方が望ましいか。	● シングルプライス（不足インバランスも余剰インバランスも統一の単価で精算）

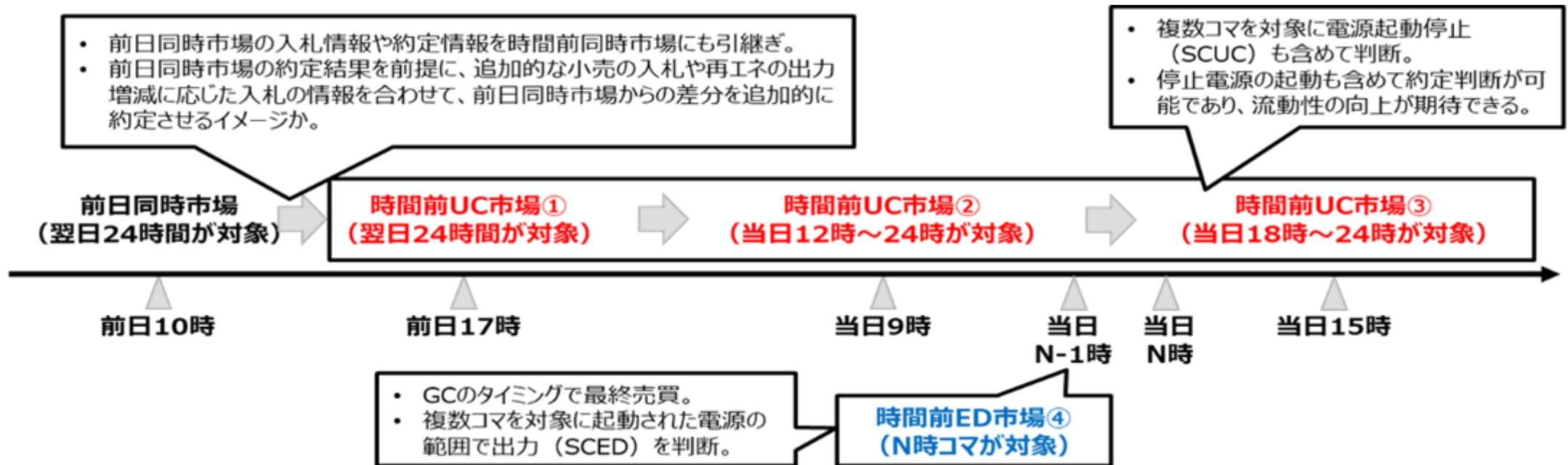
検討事項⑤（時間前同時市場の詳細設計）

- 作業部会や本検討会では、時間前市場の在り方として、現行の時間前市場と同様にザラ場の取引を行う案と、**時間前同時市場を開催する案**が示され、中間取りまとめでは、より効率的な電源運用が可能になる等の理由から、後者を目指すこととされた。
- 他方、時間前同時市場において、**kWhだけでなく Δ kWも取引対象とすべきか**については、取引の煩雑さや理論的な難点もあるため、議論を継続することとなっていた。
- 同時市場の導入の是非を判断する上で、時間前の時点における市場の在り方を具体化することは極めて重要であると考えられる。そこで、今後の本検討会では、時間前同時市場の詳細設計として、①**時間前同時市場の開催タイミング・回数**、②**取引対象**、③**入札内容の変更の考え方**等について、検証Aの結果も踏まえつつ、検討を進めることとしてはどうか。
- また、前記検討事項①記載のとおり、④**起動時間等、入札時の運転パラメータの設定方法**についても、時間前の時点における電源運用に係る論点としても、整理しておく必要があると考えられる。

(参考) 時間前同時市場の開催 (イメージ)

- 時間前同時市場を開催する場合、その回数やタイミングについては、事業者ニーズを踏まえつつ、技術的な観点も考慮した上で検討することが必要と考えられる。

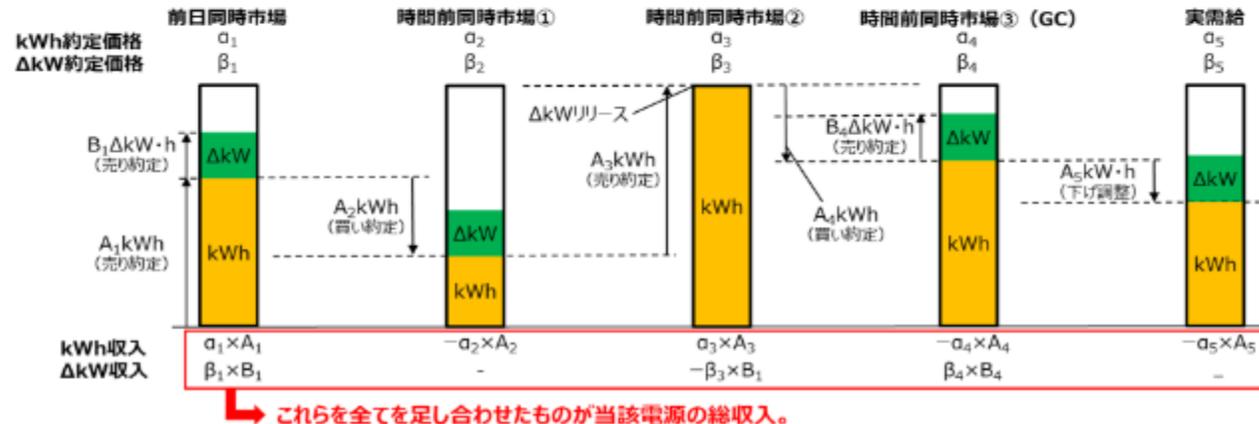
【前日同時市場後のイメージ】



(参考) 時間前同時市場の取引・決済対象

4.3 時間前同時市場における決済対象の取引

- 時間前同時市場を導入する場合、時間前の断面で実際の売買及び決済処理をいかに行うかが問題となる。仮に、時間前市場でkWhも Δ kWも取引を行い、前日市場との差分を決済するとなると、下図のとおり、特に約定点近辺の電源はkWhと Δ kWが頻繁に差し変わるため、決済が非常に煩雑になり、何を取引して、それが何の意味を持つのか、かなり分かりづらい。
- 加えて、検証Bの Δ kW価格のケーススタディのとおり、 Δ kW価格は、時間前同時市場において約定したkWh価格との関係で、価格の構成要素（機会費用と逸失利益）が頻繁に入れ替わる可能性がある。
- このため、時間前同時市場における取引のニーズについて、まずは整理する必要がある。



(参考) 時間前同時市場の取引・決済対象

4.3 時間前同時市場における決済対象の取引 (続き)

- 作業部会取りまとめ (2023年4月25日) では、時間前市場へのニーズは主に以下の3点としており、これらは全てkWhの取引である。
 - 小売電気事業者：需要変動に応じたポジション調整のための売買
 - 変動性再エネ事業者：再エネ変動に応じた売買
 - 発電事業者 (変動性再エネ以外)：電源脱落時等の買い、電源差替のための買い、前日同時市場で約定しなかった電源の売り
- 加えて、時間前同時市場では、起動速度が速い電源を追加調達することも望まれる。
- 以上を踏まえると、kWhについては時間前同時市場において都度売買 (差分決済) を行うことが考えられるが、 Δ kWhについては、都度売買 (差分決済) を行う必要は必ずしもないとも考えられる。その場合、どのタイミングで Δ kWhを認識、決済するかが論点となり、候補としては、前日同時市場、GCのほか、実需給、追加起動の時点などがある。また、様々なタイミングで発生しうる発電事業者の機会費用等についても考慮が必要。
- 一方で、時間前同時市場において、その都度kWhだけでなく Δ kWhも確保される以上、 Δ kWhについてもその都度決済するのが合理的との意見もあった。
- 以上を踏まえ、本論点については、具体的な電源運用の事例等も考慮しつつ、引き続き検討を深める必要があると考えられる。

(参考) 時間前同時市場における入札内容の変更

4.4 時間前同時市場における入札内容の変更

- 時間前同時市場において、入札内容の変更をどの程度可能とするかも論点となる。
- この点については、前日市場における電源情報が時間前断面で大きく変更されることは基本的にないため、**原則としては、前日市場の入札情報や約定結果を引き継ぐ形で、時間前同時市場において、追加の約定処理を行う**ことが考えられる。
- 一方、例えば、発電事業者については、以下のような場合に、入札情報の変更や追加入札が考えられる。
 - 変動性再エネ電源の出力予測に合わせて、追加の売買を行う。
 - 前日市場で約定後に電源トラブルが発生し、出力減となる電源の埋め合わせのため、前日市場で約定しなかった発電余力を自己計画電源として入札（登録）する。
 - 前日で約定しなかった電源について、安い価格で入札しなおし、時間前同時市場での約定可能性を高める。
- 小売電気事業者についても、需要予測の変化に応じて追加の売買をしたり、前日で約定しなかった買い入札の価格を見直し、より高い価格で再入札することが考えられる。
- この点については、米国における規律（次ページ参照）や海外の諸制度も参考にしつつ、**適切な取引規律の設計や監視の在り方の検討**を行うことが必要と考えられる。

検討事項⑥（実需給に関する仕組み）

- 本検討会では、調整力kWhの価格算定やインバランス料金の算定方法等、実需給に係る制度については、今後の検討とされていた。
- 調整力kWhについては、現在は、調整力として確保された電源や、余力活用電源の中から、調整に使用される電源が、発電事業者が登録した単価に基づいてメリットオーダーにより選定され、マルチプライスで精算が行われる仕組みである。この点について、同時市場においては、電源のThree-Part 情報から調整力kWh価格を算出することが可能であり、その算出方法を前提として、シングルプライスとすることも考えられるのではないか。
- インバランス料金についても、現在は、調整力kWhとして使用された電源の限界価格を参照してシングルプライスで料金の算定が行われているところ、同様の考え方でよいか。また、同時市場の仕組みが新たに導入されることを踏まえ、インバランス補給や精算の在り方についても、何らかの変更を要するか等、検討を進めていくこととしてはどうか。

1. 同時市場の検討の方向性について
2. 同時市場の制度設計に関する論点について
- 3. 同時市場の導入準備について**

同時市場の導入に向けた検討

- 同時市場の導入に向けた検討を進めるにあたっては、これまで行ってきた同時市場の仕組みの検討に加え、①**同時市場の運営主体の在り方**と、②**導入準備の進め方**についての検討も必要と考えられる。
- ①**同時市場の運営主体の在り方**については、中間取りまとめにおいて、同時市場の運営者は、強靱かつ安定的な**事業運営能力**、取引参加者の信頼を得られる**中立性・透明性**、高度な**システム開発能力**を有し、ガバナンス、人材、経理的基礎等が確保されていることが必要と整理された。これを踏まえ、今後は、同時市場と、関係する**各機関**や現在開発中の**次期中央給電指令所システム**との関係を整理しつつ、同時市場の運営に必要な業務の検討を行い、求められる役割や機能といった**運営主体の在り方**について議論を進めていくこととしてはどうか。
- ②**同時市場の導入準備の進め方**については、運営主体の在り方に関する議論も踏まえ、市場への参加者等に見通しを示す観点から、現時点において可能な範囲で、**導入に向けたスケジュール**や**作業目標**を検討していくこととしてはどうか。また、同時市場の導入は、市場取引を行う事業者等に対し、**システム改修等の負担**を生じさせるものであることも踏まえ、どのような進め方が望ましいかも併せて検討することとしてはどうか。
- また、以上については電力・ガス基本政策小委員会等に報告し、議論を求めることとしてはどうか。

(参考) 同時市場運営主体の役割について (中間取りまとめ)

6.3 同時市場運営主体の役割

- 同時市場の運営者は、市場参加者（発電事業者、小売電気事業者、DR事業者、一般送配電事業者等）が供給力（kWh）及び調整力（ Δ kW）の取引を行うために、入札情報を受け付け、システムの運用状況や電源の稼働情報・費用情報を把握し、それを元に約定処理を行うとともに、決済、精算、市場監視等を行うことが想定され、取引市場の運営から電力の広域需給・系統運用に関連する業務まで幅広く行うことになると考えられる。加えて、同時市場を導入後も、日本全体の電源構成・電源種・系統状況の変化やテクノロジーの発展、電力市場に求められる社会的・政策的な要請などが随時生じると考えられ、このような環境変化に対して、適切に約定計算等の仕組みを改善していく高度なシステム開発能力も必要と考えられる。
- 取引参加者の利便性の確保、円滑な資金決済、適切な市場監視、安定的な広域需給運用等を実現するため、同時市場の運営者には、強靱かつ安定的な事業運営能力、取引参加者の信頼を得られる中立性・透明性、高度なシステム開発能力を有し、必要なガバナンス、人材、経理的基礎等が確保されていることが求められると考えられる。
- 以上を踏まえつつ、今後、具体的な運営主体について、電気事業法等の関係法令の規律も含め、適切に検討していく必要がある。

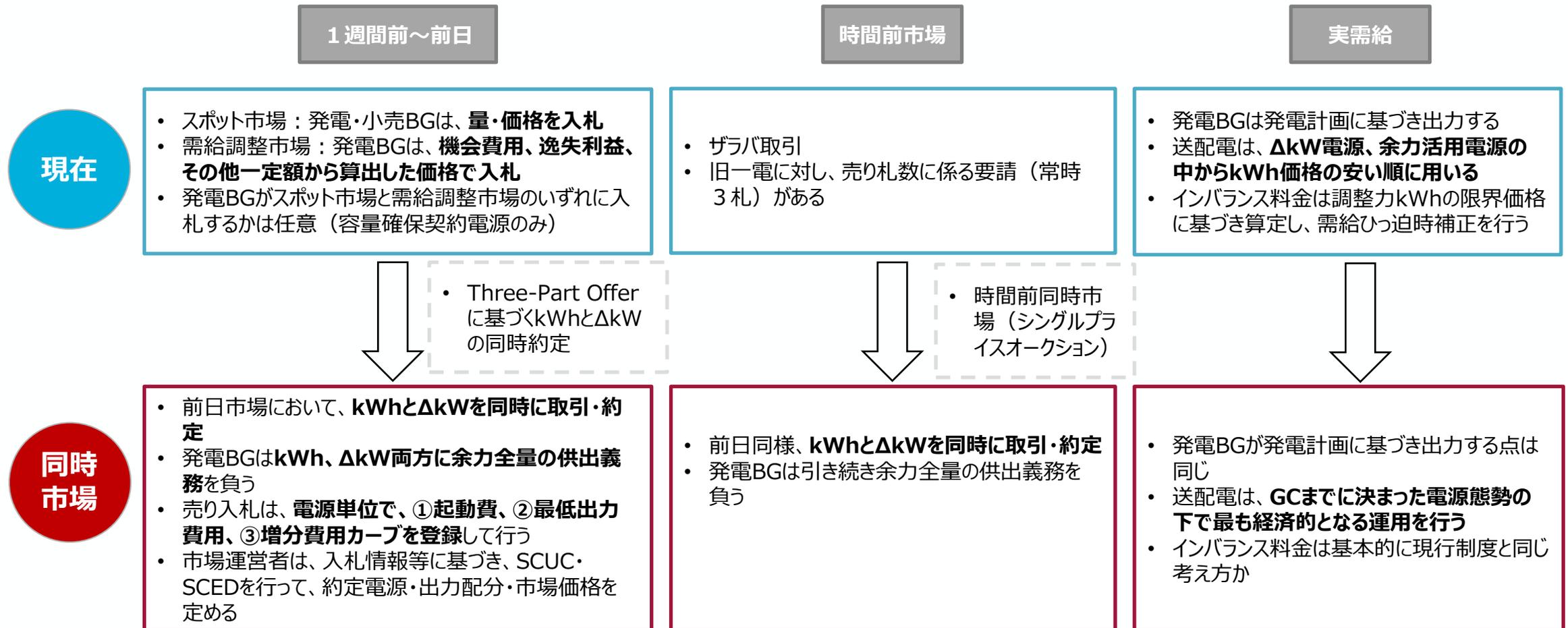
同時市場と現在の制度の比較

- 導入準備の観点から、前掲の同時市場のコンセプトと現在の制度を比較すると以下のとおり。

		同時市場	現在の制度
1.	市場制度	<ul style="list-style-type: none"> kWh市場とΔkW市場を同時に開催・約定 両方の市場への発電余力全量の入札義務 	<ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場と需給調整市場を別に開催 ※2026年から同日 容量確保契約電源については、いずれかの市場への発電余力全量の入札義務
2.	入札方法	<ul style="list-style-type: none"> 電源単位で入札 Three-Part 情報、電源のパラメータを登録 	<ul style="list-style-type: none"> kWh：電源を特定せず、量 (kW) と価格 (円/kWh) を入札 ΔkW：起動費、逸失利益等を考慮し入札価格を設定
3.	約定／ 混雑管理方法	<ul style="list-style-type: none"> SCUC：系統制約等を考慮し約定電源を決定 	<ul style="list-style-type: none"> 系統制約を考慮しないメリットオーダーによる約定 再給電方式
4.	自己計画電源	<ul style="list-style-type: none"> 自己計画電源入札 (量のみ入札) が可能 安定供給上可能な範囲でBG余力の活用可 	<ul style="list-style-type: none"> 最低価格入札により約定可能性を高めることが可能 起動電源・出力量は約定結果を踏まえて発電BGが決定
5.	価格算定／ 費用回収	<ul style="list-style-type: none"> kWh価格：同時最適結果のシャドウプライス ΔkW価格：Three-Part 情報から算出 取り漏れ分は個別に支払 (アップリフト) 	<ul style="list-style-type: none"> kWh価格：限界電源の限界費用 ΔkW価格：入札価格に基づくマルチプライス精算。起動費の事後精算を導入予定
6.	時間前市場	<ul style="list-style-type: none"> 時間前同時市場を開催 シングルプライスオークション複数回を想定 (入札の受付時間は制度設計次第となる) 	<ul style="list-style-type: none"> kWhのザラバの取引 各時間帯の受渡時間の1時間前まで取引可能

(参考) 同時市場と現在の制度の変更点

- 同時市場導入に伴う変更点を市場取引に着目して示すと以下のとおりとなる。



現行制度を踏まえた対応の要否

- 前掲のとおり、同時市場と現在の制度を比較すると、主に以下の点が変更となる。
 - 市場制度 : **kWhとΔkWの同時約定**の導入
 - 入札義務 : 発電BGの**両市場への入札義務**
 - 入札方法 : 電源単位での**Three-Part Offer**の導入
 - 約定方法 : **SCUC・SCED**の導入
 - 価格算定 : ΔkW価格をThree-Part 情報から算定、**アップリフト**による取り漏れの防止
 - 時間前市場 : **時間前同時市場** (シングルプライスオークション) の導入
- 同時市場の導入に向け、各制度の変更の準備を進める上で、どのような点に留意する必要があるか。
- 上記の多くは、部分的に導入してもメリットが得られる仕組みであり、**同時市場への円滑な移行**が可能となる利点もあることから、事業者の**システム改修等の負担**も考慮しつつ、可能な範囲で、**個別制度の段階的、部分的な先行導入**も検討すべきと考えられるか。