

送配電に関する費用回収の在り方について

2022年11月15日
資源エネルギー庁

本日の御議論

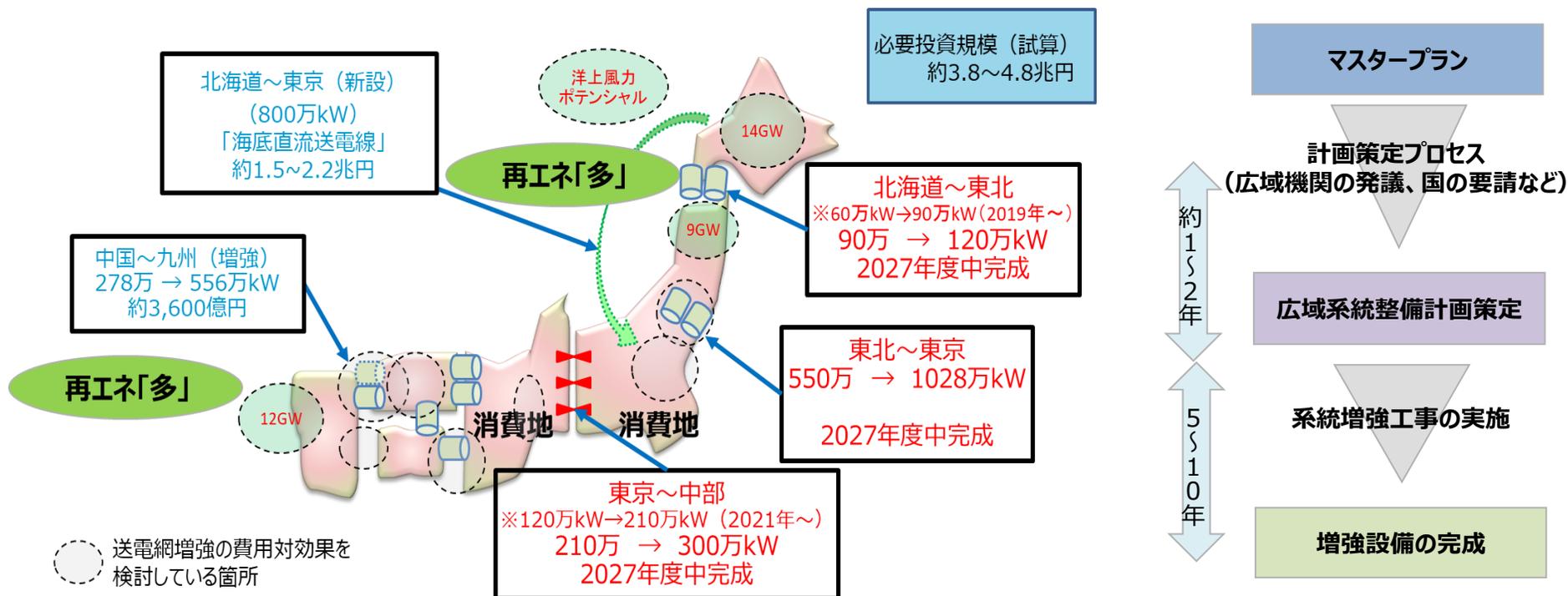
- 2050年のカーボンニュートラル実現に向けて、電力の安定供給確保を大前提としつつ、再エネの大量導入を見据えた電力ネットワークの次世代化を進めていくことが不可欠となっている。
- このため、現在、全国大の送電網の将来の絵姿を示すマスタープランの策定やノンファーム型接続の拡大、系統運用の高度化等を進めている。
- これらを支える送配電事業の費用回収の在り方として、以下の各論点について御議論いただく。
 - 論点① 大規模な系統整備に必要な資金調達等の環境整備
 - 論点② 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保
 - 論点③ 発電側課金

送配電網のバージョンアップ^o（CNを見据えた系統整備）

- 地域偏在がある再エネ（洋上風力など）の導入拡大等に向けては系統の増強、とりわけ、地域と地域を結ぶ「地域間連系線」の増強がカギ。
- 電力広域機関（国の認可法人）が、全国大での広域的な系統整備計画（マスタープラン）を検討中。昨年5月に中間整理を公表、今年度中に最終案を取りまとめ。
- 円滑な系統整備にあたっては、系統投資に必要な資金（数兆円規模）の調達環境の整備、ルート調査や先行利用者との調整、敷設技術の開発などが必要。

主な系統増強（**工事中のもの** + マスタープランで検討中のもの）

送電網増強の流れ（イメージ）



(参考) 次世代ネットワークの構築

第2回GX実行会議(2022年8月)より抜粋

～2023春

～2025

2030年

2050年

【次世代ネットワークの構築】

- 北海道等の再エネポテンシャルを活用するための**北海道～本州間の海底直流送電の整備** (200万kW新設)
- **東西の更なる連系**に向けた50/60Hz変換設備の増強(210→300万kW(2027年度))
- 2022年度中に策定予定の**マスタープランに基づく系統整備** (約3.8～4.8兆円: 中間整理試算)
- 系統投資に必要な**資金(数兆円規模)の調達環境の整備**

【調整力の確保】

- **定置用蓄電池の導入加速**
 - 低コスト化、DRでの活用、接続ルールの整備等
- **長期脱炭素電源オークション**
 - 蓄電池、揚水、水素等の脱炭素電源に対する投資を促す仕組みの早期具体化
- **水素・アンモニアの活用**
 - 国際水素サプライチェーンの構築
 - 余剰再エネ等を活用した水電解装置による国産水素の製造

① **再エネ大量導入に向けた系統整備/調整力の確保**

【イノベーションの加速】

- **国産次世代型太陽電池** (ペロブスカイト/屋根や壁面などの有効活用)
 - 実証(2023～) → 社会実装(2025～) → 早期に大規模活用
- **洋上風力**
 - 浮体式大規模実証(2023～)、セントラル方式導入による案件組成(2025～)

太陽光
2030年:104-118GW

洋上風力案件組成
2030年:10GW
2040年:30-45GW

【国産再エネの最大限導入】

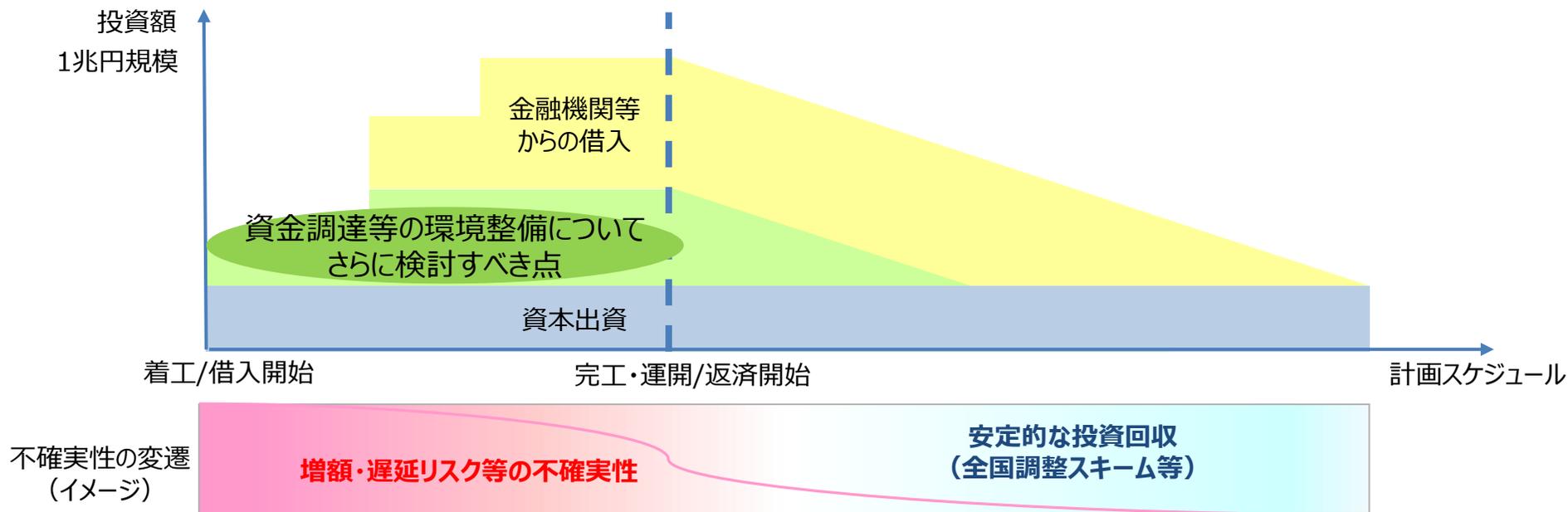
- **事業規律の強化**に向けた制度的措置の強化
- 国民負担軽減も見据え、**入札制度の活用・新制度(FIP)の導入** (2022年～)
(FIT/FIP制度に基づく2022年度再エネ買取見込額: 4.2兆円)
- **地域と共生した再エネの導入拡大**
 - 公共部門の率先実行: 設置可能な建築物等の約50%の導入(6.0GW)
 - 改正温対法に基づく促進区域制度等を通じた地域共生型再エネの推進(8.2GW)
- **既設再エネ(太陽光約60GW)の最大活用**: 増出力・長期運転に向けた追加投資の促進

② 国産再エネの最大限の導入

2030年36～38%実現
(2021年10月閣議決定)

論点① 大規模な系統整備に必要な資金調達等の環境整備

- 再エネの大量導入に必要となる数兆円規模の系統整備を円滑に進めるには、系統投資に必要な資金調達環境の整備が重要である。
- そのため、2020年に再エネ特措法等を改正し、再エネ賦課金やJEPX値差収益の活用を可能とする全国調整スキームを導入するなど、運転開始後の安定的な投資回収を可能とした。
- 一方で、建設から回収の期間にわたり、長期的かつ段階的な資金調達を実施する必要がある。加えて、工事遅延等のリスクが見通しにくいことから、全国調整スキームによる回収の前段階（着工～運転開始）ではリスクプレミアムが上昇、または資金調達自体が困難となることもあり得る。
- 必要な地域間連系線への投資を促し、更なる再エネの利用促進を進めるため、特に着工～運開段階について、民間企業のみでは負担が困難な着工段階におけるリスクに対する国の関与の在り方、全国調整スキームの交付期間の在り方等をどのように考えるか。

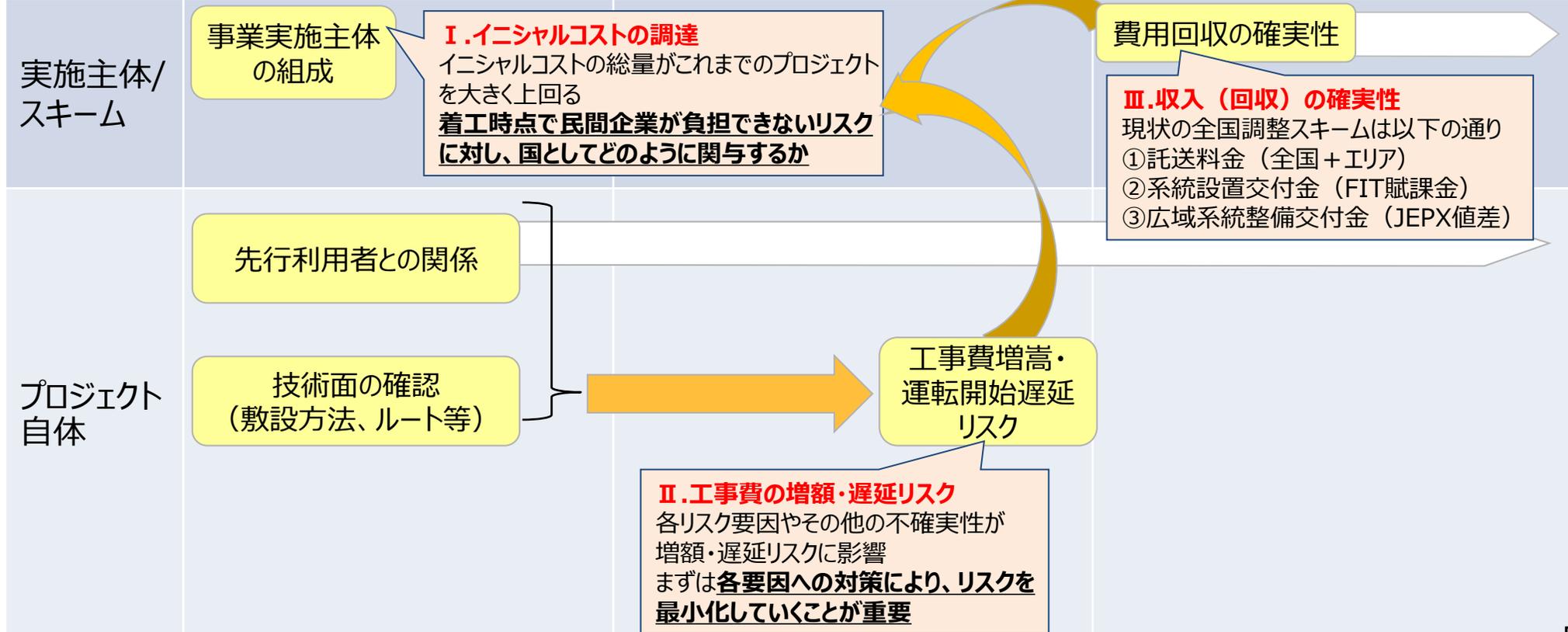


(参考) 大規模な系統整備の早期実現に向けた主な課題

整備計画策定 契約締結 工事着工 運転開始 減価償却



調査・主体決定 建設 運転



(参考) 系統投資に必要な資金の調達環境の整備 (全国調整スキーム)

- 従来、地域間連系線等を増強する場合の費用は、安定供給上の便益などから、その両端のエリアにおいて負担をすることが原則であったため、再エネのポテンシャルが多く存在するエリアほどその増強の負担が大きくなるという構造となっていた。
- このため、地域間連系線等を増強すれば広域で便益が発生することに着目し、将来の電源ポテンシャルを踏まえたプッシュ型のマスタープランを策定した上で、その増強費用を全国で支える仕組みを導入。

○社会的便益 (効果 : 3E)

1. 価格低下
(安価な電力の広域流通)

2. CO2削減

3. 安定供給
(停電率減少)

原則全国負担

各地域負担

全国の託送料金

再エネ特措法の
賦課金方式

各地域の託送料金

(参考) 再エネ特措法上の賦課金方式に係る議論の経緯

- 地域間連系線の増強が行われなければ、需要地に送ることができない場合、安価な再エネの開発が可能なポテンシャルのある地域でも導入が進まない恐れがある。
- そういった系統制約に対応する際、従来の電力ネットワークの費用負担の在り方では、再エネの地域偏在性により、地域間で系統増強にかかる負担格差が生じる。
他方、再エネの導入による環境への負荷低減効果は全国大で需要家に裨益するもの。
- 具体的に、系統制約を抱える地域の地域間連系線を増強することにより、下記のとおり、再エネの導入促進と国民負担の抑制の双方に資する効果が見込まれる。
 - ① 短期的には、系統制約を受けている既存の再エネの稼働率を高め、その最大限の活用が促され再エネの導入量が増加
 - ② 中長期的には、系統制約が解消され限界費用の安い再エネ電源に差し替わることにより、再エネの導入が進み、再エネ特措法に基づく賦課金方式を含む再エネ支援にかかる負担を抑制



地域間連系線等への投資が行われず又は遅れることにより、再エネ特措法の目的である「再エネの利用の促進」が阻害されることのないよう

- ✓ 再エネ特措法により再エネへの支援を継続する限りにおいて、
- ✓ 再エネ導入促進効果が認められる範囲で、

再エネ特措法において、再エネ発電に係る費用に充てるため全国一律の賦課金負担を需要家に課していることを踏まえ、同様の賦課金方式を活用し系統増強などの費用へ交付金を交付することとしてはどうか。

再生可能エネルギー大量導入に向けた次世代型ネットワーク構築加速化事業

令和3年度補正予算額 50.0億円

事業の内容

事業目的・概要

- エネルギー基本計画において、2050年カーボンニュートラル及び2030年度の温室効果ガス排出削減目標の実現を目指し、S+3Eを大前提に、再エネ最優先の原則で再エネの最大限導入に取り組むこととしています。
- その野心的な再エネ目標を達成するためには、電力システムの制約解消の加速化が重要であり、特に、2030年に向けては、洋上風力等のポテンシャルの大きい北海道等から、大需要地まで効率的に送電するための直流送電システムの整備に向けた検討の加速化が不可欠です。
- 本事業では、世界的に類例の乏しい大規模な長距離海底直流送電について、技術や敷設手法の適用可能性を踏まえつつ、計画的・効率的に整備するための調査等を行うことで、国内電力システムにおける円滑な整備計画の立案、海外の整備事業への進出に貢献します。

成果目標

- 本事業を通じてエネルギー基本計画で示された再エネ目標（2030年に36%-38%程度）の実現を目指します。

条件（対象者、対象行為、補助率等）



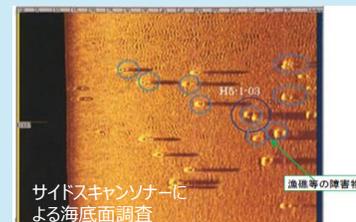
事業イメージ

長距離海底直流送電システム実用化に向けた実地調査

- 直流送電システムの実用化に向けて、ケーブル等の技術や敷設手法の適用可能性を踏まえつつ、以下の実地調査を行います。

① 海底地形調査

海の深さを測定し、海底地形を把握するための調査を実施します。



② 海底地質調査

海底面下の地質構造を把握するための調査を実施します。



③ 気象海象に関する調査

気象（風況）・海象（波浪、海潮流）に関する調査を実施します。

④ 先行利用状況調査

環境影響調査、地元理解促進活動などを実施します。

論点② 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用

- FITインバランス特例制度の下で、再エネの予測誤差については、一般送配電事業者が再エネ事業者に代わり需給調整を行っている。このため、一般送配電事業者に対しては、FIT賦課金を活用し、必要な調整力の確保費用を適切に交付することとしている。
- こうした中で、2021年度は、調達費用と交付金の間に約1,000億円の差額が生じた。2022年度は、必要量低減に向けた一般送配電事業者による取組等の効果もあり、調達量は減少傾向にあるが、燃料価格の高騰の影響等により調達単価が上昇しており、700~800億円規模の差額が生じる可能性がある。
- このような状況を踏まえ、必要額が適切に交付され持続的な制度となるよう、本年8月の本小委員会において、調達見込と実績に一定以上の乖離が生じた場合は、次年度の交付金で対応することとした。
- 一方、需給調整市場における調達単価の上昇については、電取委による要因分析が進められており、機会費用や逸失利益の考え方、持ち下げ供出や起動費の扱い等について、今後、必要に応じ、需給調整市場ガイドラインの改訂や明確化が行われる予定である。
- また、調整力の必要量は、エリア毎に異なる天気の影響や再エネの偏在状況等、一般送配電事業者にとって外生的な要素もある。一方で、事業者自らの取組でも増減する余地があり、電源の有効活用や社会コスト低減の観点から、事業者による調整力必要量の低減に向けた取組が不断に行われるよう、削減に向けて適切なインセンティブが働く必要がある。
- 2023年度の交付金算定にあたっては、これらの点に留意しつつ、電取委において進められている分析結果も踏まえ、検討を行うこととしてはどうか。

(参考) 一般送配電事業者各社の2022年度収支 (第二四半期)

- 一般送配電事業者各社の経常損益は、三次調整力②の差額負担※等の影響もあり、北海道、中部、北陸、関西、中国の5社は現時点で赤字となった。

※ 2022年度再エネ予測誤差に対応する、三次調整力②調達費用とFIT賦課金との差額

(単位：億円)

会社	送配電		(参考) 連結		
	売上高※ ¹	経常損益※ ¹	売上高	経常損益	純損益
北海道	1,692	▲19	3,868	▲10	▲16
東北	5,413	75	13,397	▲1,319	▲1,364
東京	12,413	621	35,053	▲2,388	▲1,433
中部	5,661	▲140	17,792	▲230	▲427
北陸	1,125	▲21	3,749	▲377	▲382
関西	5,844	▲324	17,842	▲1,118	▲763
中国	2,857	▲48 ^{※2}	7,497	▲685	▲560
四国	1,378	90	4,021	173	89
九州	3,499	169	10,106	▲778	▲476
9社計	39,882	403	113,328	▲6,735	▲5,332

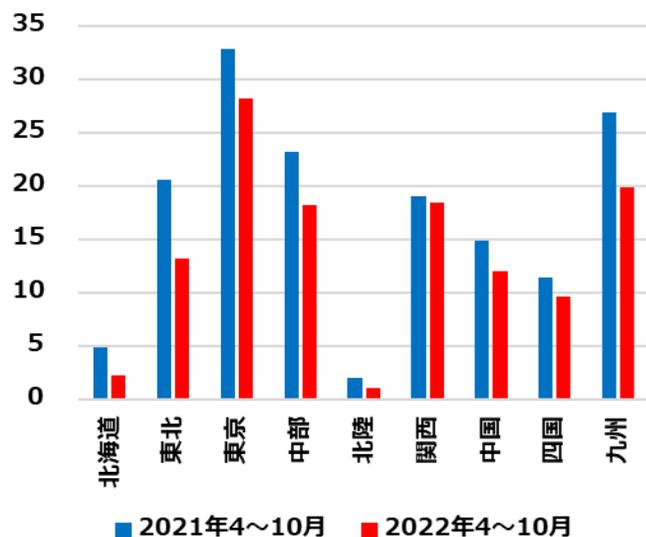
※1 2022年度各社第二四半期決算短信における、送配電事業のセグメント情報を記載

※2 送配電部門の経常損益記載なく、営業損益を記載。

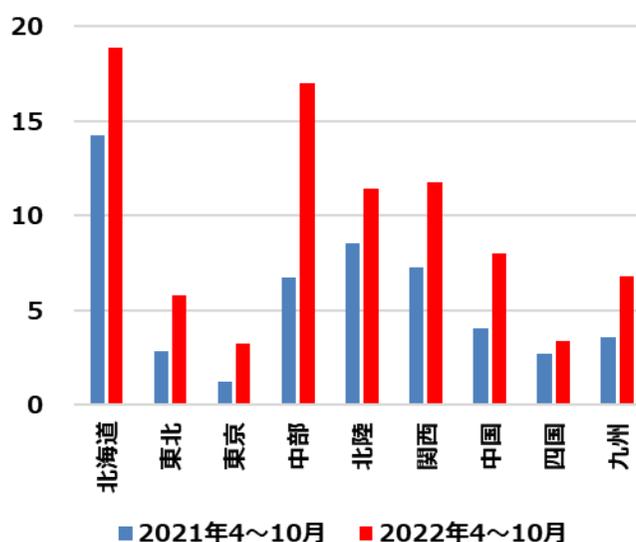
2022年度の三次調整力②調達状況

- 2022年度より、三次調整力②についてはエリア間の共同調達等、必要量低減の取組を行っており、前年同月と比較した場合、三次調整力②の必要量が増加しているエリアもあるが、減少しているエリアも多く、**調整力必要量削減に向けた取組の効果が出ていると考えられる。**
- 一方で、足下の燃料価格高騰等の影響を受け調達単価は上昇しているエリアもあり、調達費用は半数以上のエリアにおいて増加している状況。**2022年4～10月の調達額は全エリア合計で1,000億円を越え、既に2022年度に予定している交付額約800億円を超過した。**

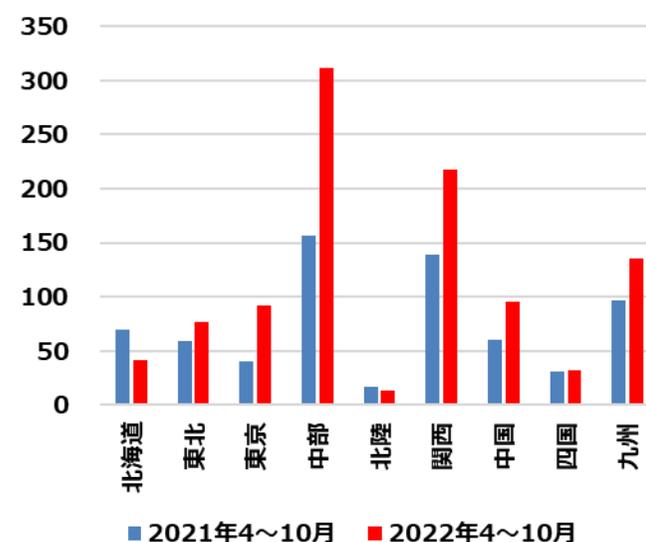
約定量 (億ΔkWh)



平均調達単価 (円/ΔkW・h)



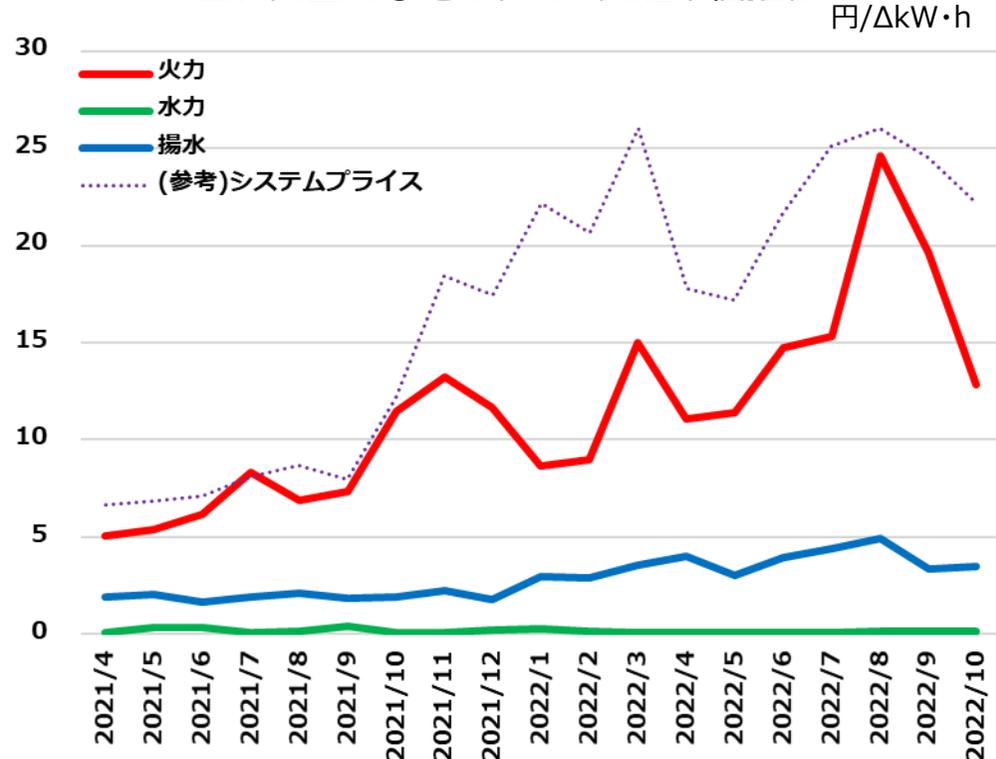
調達費用 (億円)



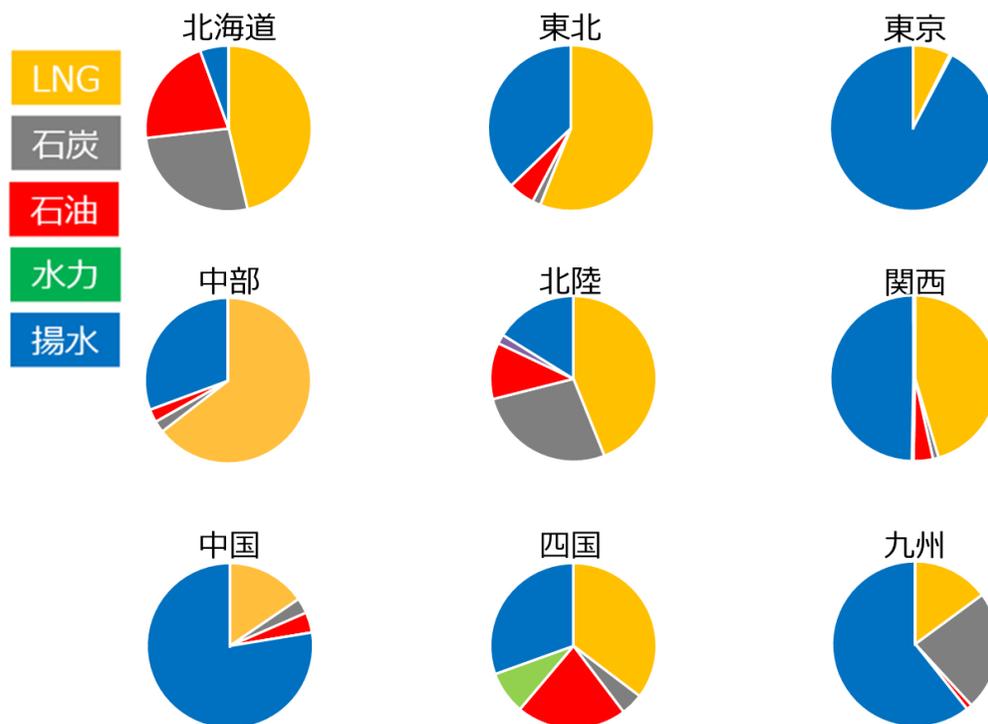
電源種別の調達状況

- 三次調整力②の約定方法においては、広域メリットオーダーに基づき全エリア合計の調達費用が最小化されるよう電源を確保した後、連系線への影響を勘案し自エリア優先で電源の紐付けを実施している。
- そのため、各調整力電源の調達割合はエリア毎に大きく異なり、火力の単価上昇が与える影響もエリア毎に差がある状況。

三次調整力②電源種毎の調達単価推移



三次調整力②エリア毎の電源構成

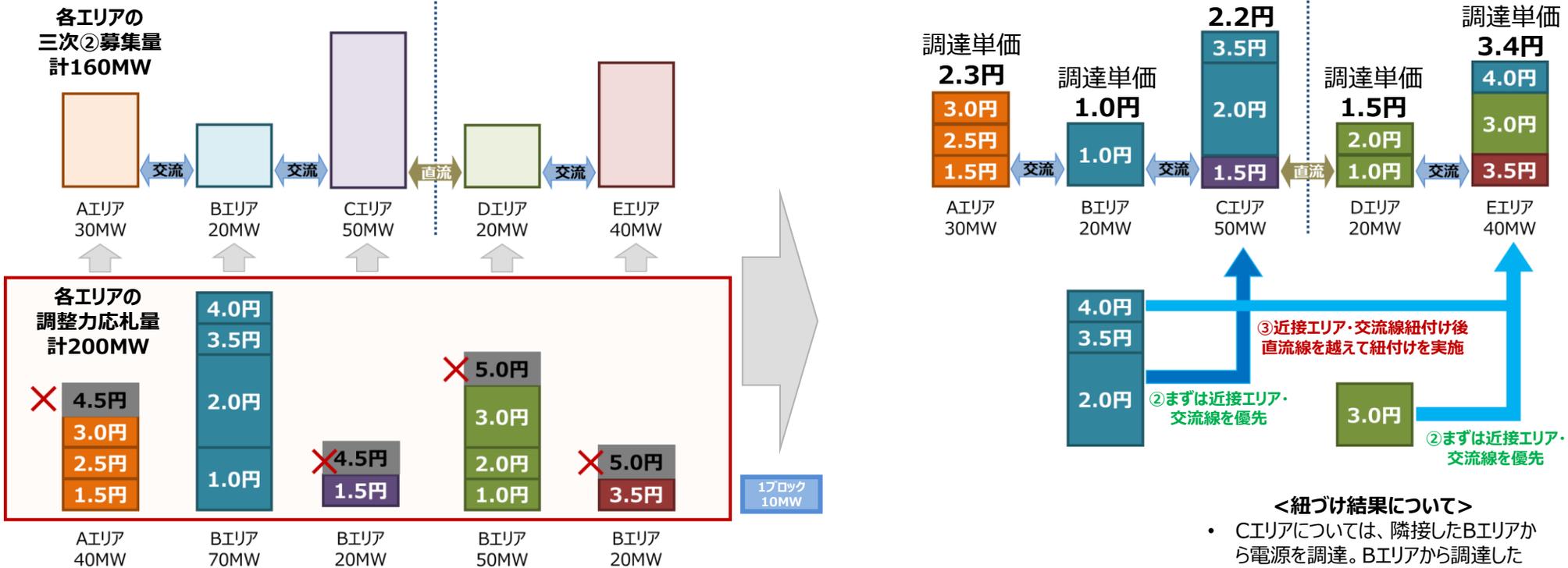


※送配電網協議会提供の情報を元に事務局作成。スポット市場システムプライスについては、月毎の加重平均値を算出。

(参考) 現在の約定方法と調整力電源の紐付けプロセス

- 第69回制度検討作業部会において、最も効率的な調達手法となっているかという観点から、約定方法について検証を行った。その結果、単価差は生じるものの、**エリアを跨いで広域的に調整力を調達することにより、必要な調整力コスト（ΔkW）を低減させるという、市場設計当初に想定していた効率化は実現できていることが確認された。**

<三次②における調整力確保の考え方（イメージ）>



現在の約定ロジック

- ① 自エリアに紐付け
- ② 近接エリア・交流線を優先
- ③ 近接エリア・交流線紐付け後 直流線を越えて紐付けを実施

募集量が160MWであるため、全国規模で安価な調整力から計160MWを確保する。
本事例では、単価が4.5円超の電源は約定しない。

現在の約定ロジック

- ① 自エリアに紐付け
- ② 近接エリア・交流線を優先
- ③ 近接エリア・交流線紐付け後 直流線を越えて紐付けを実施

(参考) 制度設計専門会合における三次調整力②入札価格等に関する分析

- 10月25日に開催された制度設計専門会合において、需給調整市場の三次調整力②に関して分析した結果が報告された。
- 今後、持ち下げ供出や起動費の扱い等について整理し、需給調整市場ガイドラインの改定や明確化を含め、検討が行われる予定。
- こうした見直しによる事業者の入札行動の変化は、今後の取引結果にも影響するところ、次年度以降の交付金算定にあたって、更なる分析・検討結果を考慮するべきではないか。

持ち下げ供出の扱い

- ΔkW を需給調整市場に供出するにあたり、電源の起動並列において、調整力として使用しない最低出力を維持するための電力分を他のユニットの出力を下げることで調整している事業者が確認されたが、そのうち、出力を下げたことにより余力が生じたユニット（以下「持ち下げ供出機」という）を需給調整市場へ入札している事業者が複数確認された。
- 上記余力分を入札する際の事業者の考え方は以下のとおり。なお、事業者Aについては、この際の入札価格は需給調整市場ガイドラインの機会費用の考え方に基かない価格設定であることを事業者は認識していた。

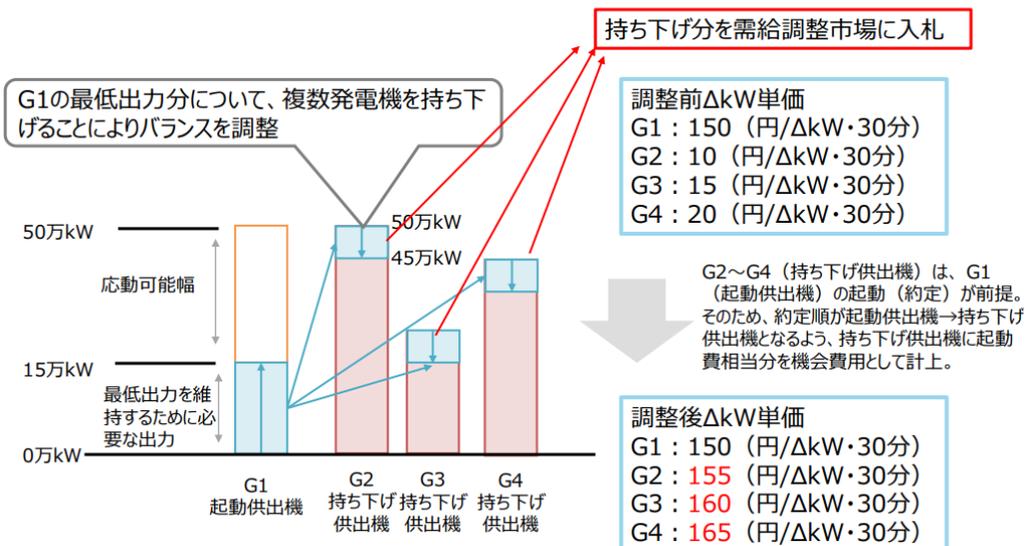
事業者A

- 持ち下げ供出機は、起動供出機の起動（約定）が前提であるため、約定順を「起動供出機→持ち下げ供出機」とする必要がある。そのため、起動供出機の起動費単価を機会費用として計上し、入札価格が「持ち下げ供出機 > 起動供出機」となるようにしている。

事業者B

- 起動供出機が起動するブロックでは、持ち下げのみ行い需給調整市場に供出をしない。起動したブロック以降において、持ち下げ供出機の供出も行う。その際の持ち下げ供出機の入札価格は、起動供出機の価格としている。

事業者Aにおける追加起動供出に伴う発電持ち下げ機の供出のイメージ



(参考) 需給調整市場における分散型リソースの活用について

- 次世代の分散型電力システムに関する検討会では、次世代の分散型電力システムを構築していくため、蓄電池等の分散型リソースを需給調整市場等で最大限活用できるよう、機器個別計測を可能とする評価方法やBG組成の考え方について議論を進めているところ。
- 2022年度内を目処に、個別論点について詳細な議論・検討を進め、各種審議会等と連携しつつ、必要な制度改正等に繋げていく予定。

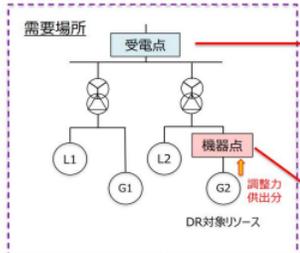
① 需給調整市場における機器個別計測の活用について

(出所) 2022年11月7日
第1回次世代の分散型電力システムに関する検討会 資料7

- 需給調整市場にて、蓄電池等の分散型リソースは受電点計測でのDRとして参加可能。
- 他方で、DRが需給調整市場の各商品要件を満たすためには、需要家構内の他の電力負荷やPV等の発電の変動を、蓄電池等で「しわ取り」することが必要となり、蓄電池の能力（出力規模）全てを需給調整市場で十分に発揮することが困難。そのため、需要規模に対して蓄電池等のサイズが小さい場合には、需給調整市場に参画すること自体が難しい。
- この点、需給調整市場における機器個別計測の活用が可能となれば、分散型リソースが潜在能力を発揮し、調整力として、電力の需給安定に貢献することが期待される。
- 検討の論点：
 - 機器個別計測を可能とするにはどのような評価方法が妥当か
 - 1 需要場所内の複数計量や変圧器を挟んだ差分計量をどう整理するか
 - BG組成の考え方をどう整理するか

受電点計測の課題および機器個別計測の効果

<機器個別計測のイメージ図>



【受電点計測での課題】

- ① 需要規模に対してリソースのDR量が相対的に小さい場合、需要変動の影響を大きく受ける。
- ② 需要場所にPV発電設備が設置されている場合、需要予測に加え、PV出力予測の精度も求められるため、不確実性の要素が大きくなる。

【機器個別計測の効果】

- ① 需要規模によらず、リソースごとに機器点でDR量を供出することが可能である。
- ② 需要場所にPV発電設備が設置されている場合においても、PVの出力変動の影響をほとんど受けることがない。

(参考) 三次調整力②の時間前市場への売り入札について

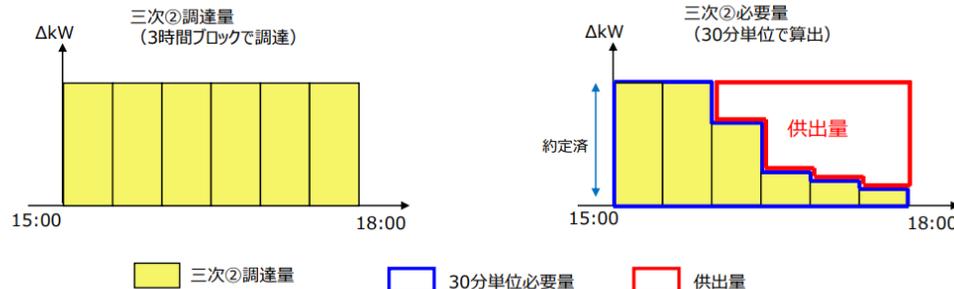
- 電源有効活用や社会コスト低減の観点から、**実需給が近づき余剰となることが明らかになった三次調整力②を時間前市場に供出することを検討**。まずは3時間ブロックで調達することにより、太陽光の上振れ・下振れにかかわらず余剰となる調整力の供出を想定している。
- 2025年度には3時間ブロックでの調達を見直す予定であることから、制度の有効性を担保するためにも、**2023年度早期の開始を念頭に準備を進めている**。将来的にはシステム対応等を目指しつつ、当面の対応として、**主に人間系（マニュアル）で対応することを基本に関係各所と整理を進めているところ**。まずは早期開始を目指しつつ、供出可能量を増やす取組についても引き続き検討を行う予定。

【論点①】供出量の基本的な考え方について（領域a）

（出所）2022年11月2日
第33回需給調整市場検討小委員会 資料2

- 領域aは、3時間ブロック単位で調達していることに伴う、実際には上げ調整力として使用しない領域となる。
- 言い換えると2025年度から30分単位での調達に変更した場合、調達不要となる領域を領域aとすることが、将来の調整力必要量の考え方と整合的である。そのため、調達した調整力と30分単位の必要量との差分を、領域aとして時間前市場へ供出することとしてはどうか。
- また、共同調達時は実施している全エリアの30分単位の必要量を充足することを考慮して、時間前市場への供出量を算出することとする。
- なお、領域bおよび領域cについては、上振れまたは下振れに関するデータ収集やリスクの分析、定量評価が必要な領域であり、引き続き、データ収集やリスクの分析、定量評価を進め、改めて整理することとしたい。

例) ブロックの場合



(参考) 三次調整力②必要量テーブルの見直し

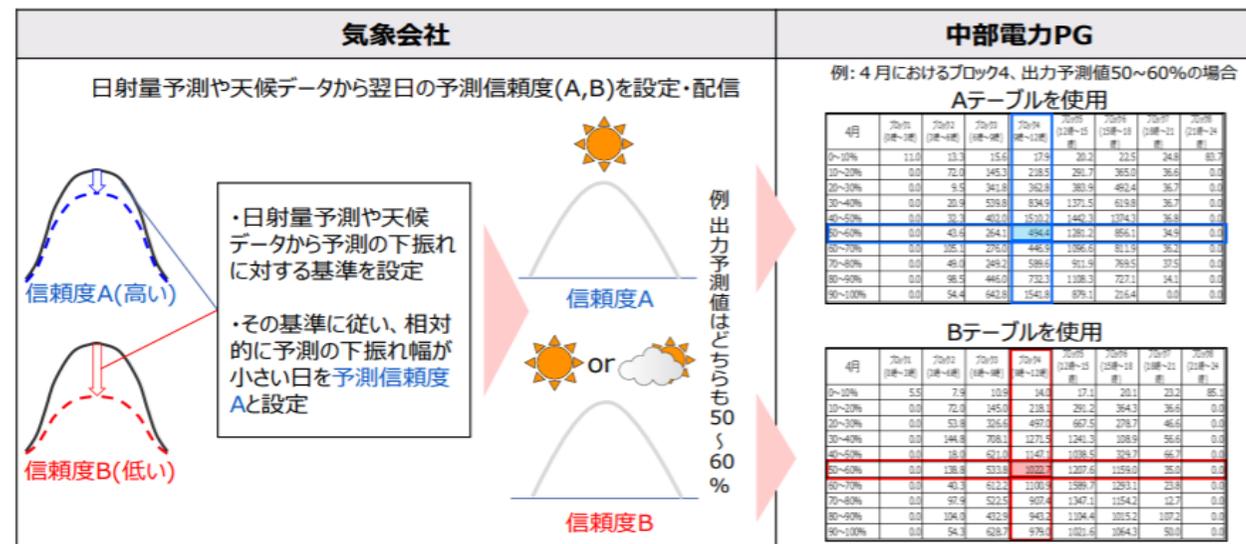
(出所) 2022年8月17日 第44回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料2 一部修正

- 電力広域的運営推進機関と中部電力 P G は、日射量予測精度の信頼度に応じて2つの三次調整力②必要量テーブルを作成し、契約している気象会社が日々想定した信頼度に応じ使い分けて使用することを検討。
- 当該取組は再エネ予測誤差削減に向け一般送配電事業者ができる取組の一部であり、年間で**約20%程度の必要量削減効果が見込まれている**。他方、年度ごとに気象状況は変化し、こうした要因でも再エネ予測後誤差に起因する調整力の必要量は変動するものである。
- 今後は N E D O 事業との連携や気象の専門家を含む関係者の見解等も踏まえ、本事例を中部電力 P G 以外の一般送配電事業者に横展開することを検討している。

今回手法の概要について(1/2)

(参考) 2022年7月13日
第30回需給調整市場検討小委員会資料2

- 他方で、中部電力PGが契約している気象会社から日々入手している気象予測データのうち、日射量予測については、従来より、当該気象会社において、翌日の予測信頼度を高い (A) と低い (B) にランク付けをしている。
- 今回、中部電力PGとともに検討した手法は、信頼度Aの日は下振れの予測誤差が相対的に小さくなる点に着目し、信頼度Aの日に対する必要量テーブル(以下、Aテーブル)を新たに準備し、気象会社が日々想定した信頼度に応じ、信頼度Aの日にはAテーブルを、信頼度Bの日には従来のテーブル(以下、Bテーブル)を使い分けて使用するもの。



(参考) 論点① 対応範囲

(出所) 2022年8月17日 第44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 資料2

- 三次調整力②の調達費用は、調達量と調達単価を乗じて算定される。
- このうち、調達量は一般送配電事業者自らの取組でも増減する余地があり、2022年度においては、共同調達等の事業者の取組の効果により削減効果が生じていることが確認できる※。

※天候の影響等、一般送配電事業者の努力外の要素によっても再エネ予測誤差は変動することがある。

- このため、調達量の増減については次年度に対応する必要はないのではないか。
- 一方、調達単価は一般送配電事業者の取組と無関係に応札事業者の売り札価格により決まり、その増減を一般送配電事業者にそのまま帰属させることは妥当でない。
- このため、**例えば一定以上の調達単価の増減については、次年度に対応することとしてはどうか。**
- なお、実績単価は、2021年度と2022年度はいずれも見込単価を上回っているが、燃料価格が下落するなどすれば、見込単価を下回る可能性がある。その場合、一般送配電事業者に差額利益をとどめおく必要はないことから、原則として、実績単価が見込単価を上回る場合と同様の方法で対応することとしてはどうか。

(参考) 論点② 具体的な対応方法

- 三次調整力②の調達単価について、前年度の見込みと調達実績の間に生じた乖離に対し次年度の交付金算定時に対応する場合、**当該乖離により生じた不足額または余剰額を次年度の交付額に加算または交付額から控除することが考えられる。**
- その際、実績費用を全額精算するという観点から、調達単価に僅かでも乖離が生じた場合には**過不足なく全額調整するという考え方もあり得る**が、そのような全額精算は、募集量削減に向けた検討や、需給調整市場に売入札を行う事業者の参入を促進することによる調達単価の低減等、一般送配電事業者による取組を継続するためのインセンティブを損ねる可能性がある。
- そのため、**前年度の見込みと実績との間の乖離が一定以上の場合のみ、次年度の交付金算定において対応する考え方もあり得るがどう考えるか。**
- 具体的には、交付金の額の算定において前提とした調達費用単価と実績単価との間に、**例えば1～2割以上の乖離が生じた場合など、基準を上回った不足額または余剰額に対応することとしてはどうか。**

論点③ 発電側課金の円滑な導入

- 再エネの導入拡大に伴い、導入が進む地域ほど系統の整備や調整力の確保に要する費用負担が重くなるなど、**地域的な負担の偏りが顕在化**しつつある。こうした中で、本小委員会では、**再エネ導入拡大の便益は特定の事業者やエリアに限られず、全国に及ぶことを踏まえた費用回収の在り方**について、御議論いただいている。
- **発電側課金は**、その負担が適切に需要家に転嫁される場合、**課金相当額を受電地域の需要家が負担**することにより、再エネの大量導入に伴う費用を**地域間で公平に負担する効果**が期待される。また、再エネの導入が特定地域に集中しがちな現状を鑑みれば、発電側課金の有する**立地誘導効果は、今後ますます重要になると見込まれる**。
- 加えて、発電側課金の導入は、本小委員会でも検討されている**既設再エネの有効活用（リパワリング等による稼働率向上）を促す効果**もある。
- 一方で、発電側に新たな負担を求める発電側課金の円滑な導入に向けては、**再エネの最大限の導入を妨げないよう、FIT電源等の取扱いを慎重に検討する必要**がある。
- このため、**発電側課金の導入に伴う緩和策について、以下の方向性について検討を深めることとしてはどうか**。
 - ✓ 新規FIT/FIP：**調達価格等の算定**において考慮
 - ✓ 既認定FIT/FIP：国民負担を考慮しつつ、**賦課金で調整または適用を除外等**
 - ✓ 非FIT/卒FIT：事業者の創意工夫（相対契約等）の促進及び**円滑な転嫁の徹底**
- また、再エネ導入にあたり、**調整力として重要性を増す揚水発電や蓄電池等**については、**対応の必要性も含めて検討**していく。

発電側課金について

- 現在、小売電気事業者が全額負担している送配電網の利用料（託送料金）の一部を新たに発電事業者が負担する発電側課金の導入については、昨年末、送配電関連の費用回収の在り方を検討する中で、2022年中を目途に結論を得ることとされた。
- その後、国際的な燃料価格の高騰やロシアによるウクライナ侵攻、国内における電力需給のひっ迫など、エネルギーを取り巻く内外の情勢は大きく変化し、安定供給の確保が最重要課題となっている。
- こうした中で、中長期的な安定供給確保に向けて、脱炭素電源に対する新規投資を支援する仕組みや、大規模災害等に備えて予備的な電源を確保する仕組みの検討が進められている。
- 2024年度から運用が開始する容量市場はもとより、現在検討中のこれらの新しい仕組みの下では、発電側課金を含め、発電事業において制度上不可避な費用については、基本的に回収が可能となる方向で検討が行われている。
- 一方で、送配電関連の費用回収の在り方については、本年6月以降、本小委員会をはじめとする関係審議会等において、検討が進められている。
- こうした状況を踏まえ、発電側課金については、再エネの導入促進を妨げないよう留意しつつ、2024年度を念頭に、関係審議会等において、年内を目途にFIT電源の扱いなどの導入に向けた検討を進めていくこととしてはどうか。

(3) 発電側基本料金の導入趣旨

- 送配電設備の増強要因の変化にもかかわらず、現行の託送料金制度は、発電事業者が託送料金を負担しない構造。このため、現行の託送料金制度における「起因者及び受益者負担」の原則の考え方に基づき、新たに以下のとおりとする。
 - ① 託送料金の一部について発電事業者に負担を求めることとし、
 - ② システムの整備費用に与える影響の大きさに応じて課金額に差をつける
- これにより、
 - ① 発電事業者にネットワークコストを意識した事業展開を促すことで、送配電設備に要する費用を抑制しつつ、
 - ② 公平かつ回収確実性の高い託送料金制度のもとで、再エネ主力電源化に向けた系統増強を効率的かつ確実にを行い、再エネの導入拡大を実現する。
- あわせて、発電側基本料金の導入を前提に、系統増強のきっかけを作った発電事業者が多額の費用を負担する仕組みを大きく改善し、エリア全体で負担する仕組みとした。

<導入後> 託送料金の一部について発電事業者に負担を求める (託送料金の総額は不変)



基本的方向性

- 電力の安定供給の中核を担い、地域独占を認められた一般送配電事業者の事業に要する費用については、効率化による費用抑制を大前提に、着実に回収できる制度的な仕組みを整える必要がある。
- こうした観点から、2023年度から導入される新たな託送料金制度（レベニューキャップ）においても、必要な投資と効率化の両立を図るためのインセンティブ設計が行われている。
- レベニューキャップ制度の下での今後の料金審査に際しては、より一層の効率化を進める観点から、これまで事業者が取り組んできた仕様の統一等による調達の共通化や、エリアを越えた需給調整等の広域化の取組が、これまで以上に重要となる。
- 同時に、エネルギー政策の観点からは、効率化努力に加えて、レジリエンスの強化や再エネの導入拡大への寄与度を継続的に評価していくことが必要となる。
- こうした取組は、再エネの予測誤差に対応した三次調整力②の費用について、再エネ賦課金を原資とした交付額を決定していく上でも必要なものである。
- このため、今後、資源エネルギー庁において、一般送配電事業者の事業に要する費用を巡る状況及び効率化の取組状況のほか、レジリエンスの強化及び再エネの導入拡大の取組状況について、関係機関と連携しつつ、定期的に確認していくこととしてはどうか。
- 並行して、発電側課金の在り方、再エネ賦課金の活用や最終保障供給の費用など、送配電事業に要する費用の着実な回収の在り方について、年内を目途に検討を進めることとしてはどうか。

(参考) 次世代ネットワークの構築に要する費用の回収方法①

- 次世代ネットワークの構築費用は、送配電網を利用する対価である託送料金を通じて回収されるほか、昨年成立したエネルギー供給強靱化法により、再エネ導入拡大に関連する費用については、再エネ賦課金を活用した交付金を充当することが可能となった。
- 託送料金と再エネ賦課金を活用した交付金の具体的な負担割合は、今後、個別の送配電網増強プロジェクトごとに、費用便益評価を行う中で、燃料費削減効果やCO2削減効果等を踏まえて決定されることとなる。
- そうした中で、託送料金制度については、必要な投資の確保とコスト効率化の両立を目指し、2023年度から、一般送配電事業者が、一定期間ごとに、収入上限（レベニューキャップ）を算定し承認を受ける、新たな制度が導入されることとなっている。
- これにあわせて、これまで小売電気事業者が全額負担してきた託送料金の一部について、発電事業者に一定の負担を求める発電側課金の導入を図るべく、電力・ガス取引監視等委員会において制度の詳細について検討が行われ、具体的な制度見直しについて、2018年6月、経済産業大臣に対する建議が行われた。さらに、基幹送電線利用ルールの抜本的見直しを踏まえ、発電電力量kWhも考慮した課金に見直すなどの工夫も重ねてきたところである。
- その後、なお残る論点として、FIT再エネ電源に対する調整措置の在り方について、本委員会において議論が行われ、既認定案件に対する事後的な負担増や、調整措置を実施した場合の国民負担増を懸念する御意見等をいただいている。

(参考) 次世代ネットワークの構築に要する費用の回収方法②

(出所) 第38回再エネ大量導入
小委 (2021年12月24日) 資料1

- 一方で、昨年来、カーボンニュートラル宣言や2030年度の温室効果ガス46%削減目標等により、エネルギーを取り巻く情勢に以下の変化が生じている。
 - － エネルギー基本計画における再エネ目標の大幅な引上げ
 - － 再エネの導入拡大における非FIT電源の重要性の高まり
 - － 再エネ導入拡大に向けた次世代ネットワークの検討 (マスタープラン中間整理)
- このような情勢変化も踏まえ、本年10月に閣議決定されたエネルギー基本計画において、発電側課金については、その円滑な導入に向けて、「導入の可否を含めて引き続き検討を進める」とされた。
- 今後、エネルギー基本計画に基づき再エネの導入を加速化する中で、太陽光や風力等の再エネに新たな負担を求める発電側課金の円滑な導入に向けては、既設のFIT再エネ電源や非FIT/卒FIT電源に対する発電側課金の在り方や負担調整の在り方等について、エネルギーを取り巻く情勢変化を踏まえてあらためて整理を行う必要がある。
- 同時に、送配電網の増強費用等、再エネの導入拡大に伴い増大する送配電関連費用の安定的かつ確実な回収に向けて、再エネ賦課金を活用する新たな交付金制度を通じた費用回収と、新たな託送料金制度 (レベニューキャップ) を通じた費用回収のあるべき姿について、あらためて検討する必要がある。
- このため、発電側課金を含めた送配電関連の費用回収の在り方については、2024年度を念頭に、できる限り早期の実現に向けて、上記諸課題について関係審議会等において検討を行い、2022年中を目途に結論を得ることとしてはどうか。