

東京エリアにおける 2026年度の揚水随意契約について

2026年3月30日

東京電力パワーグリッド株式会社



25年度の揚水随意契約の概要と実績(10月(10/11~31)~1月分)

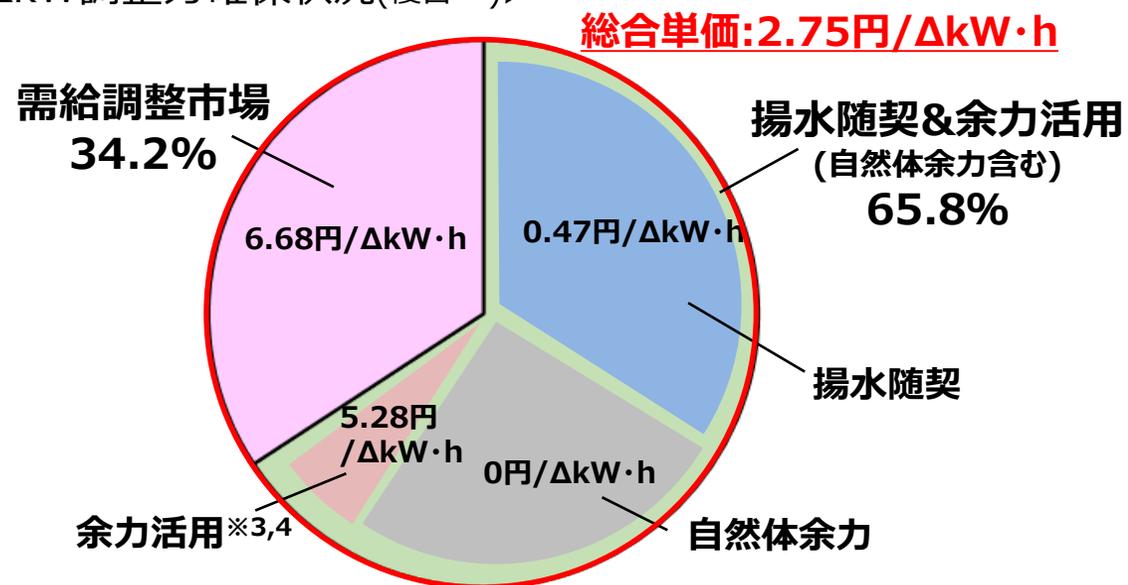
- 東京エリアにおける揚水随意契約(揚水随契)は本会合にて「安定供給」「電源等の参加機会の確保」「コストの適切性・透明性」の観点を踏まえ、契約量60万kW(揚水発電機2台)となった。概要は以下の通り。
- 揚水随契の単価は**0.47円/ΔkW・h**となり、**RC申請単価(2.19円/ΔkW・h^{※1})を下回る水準**となる。
- 複合のΔkW調整力確保状況は以下のとおり調達未達(特に一次)等も踏まえ**市場調達割合は34.2%**。
- また、当該期間の総合的なΔkW調整力確保単価は**2.75円/ΔkW・h**となり、「市場・余力・揚水随契」を組み合わせたメリットオーダー調達により調達単価の低減を行った。

※1 2024~2027年(4年間)の平均値

<契約概要>

項目	内容
契約期間	2025年10月11日~2026年3月31日
契約容量	市場調達率を勘案して、最大60万kW (BS機能契約のある揚水発電機2台)
契約額	TSOへの揚水機貸与に伴い発生するJEPX・EPRX市場取引を基準としたBGの逸失利益相当額を事後精算。
揚水機の運用主体	TSO運用 (池容量においては、BGとTSOで分割して計画・管理)
需給調整市場の調達	発電所運用の制約や市場参加機会の確保なども考慮し、週間商品の募集量から、随契により確保したΔkW分を商品毎に控除(複合商品基準で約3割程度)

<ΔkW調整力確保状況(複合^{※2})>



※2 広域予備率低下時の追加調達分(3σ-1σ分)と特定立地電源分は除く。

※3 1月分は至近3カ月(10~12月)の余力単価(速報値)を加重平均

※4 余力活用単価はΔkW未達対応や持替量等を含む



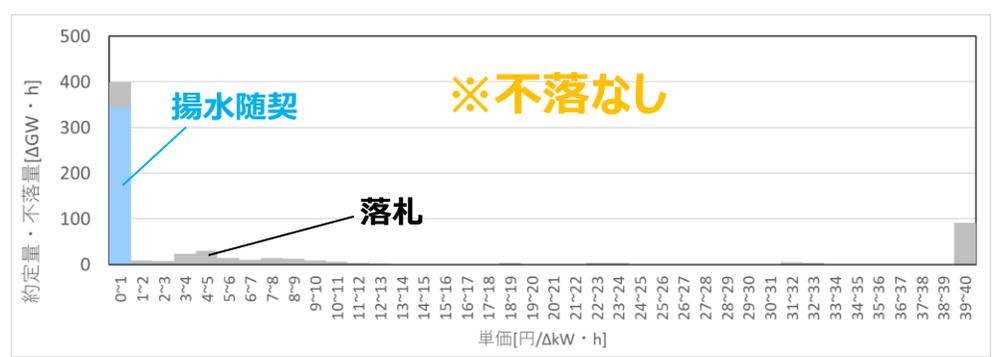
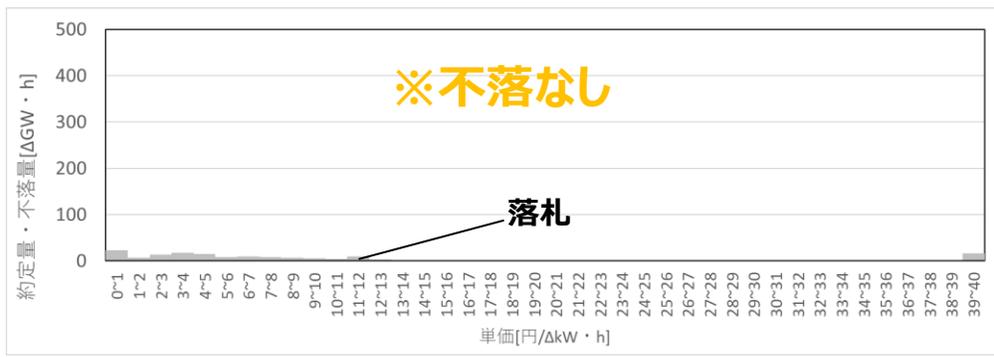
25年度の東京エリアの競争状況分析(実績評価)

- 揚水随契開始前後の落札状況を以下に示す。25年度(随契量(60万kW))において、複合では十分な競争が働いているが、一次は調達未達となり適切な競争が働いていない状況。
- そのため、一次においては未達が継続しているため揚水随契前後において不落札はなし。
- 一方で、複合は一次が未達に伴う全量約定のため、随契前後において一部のRC単価以下の札が不落となっているものの、安価な揚水随契によって高い札(RC単価以上)を不落とすることで費用低減を行う。

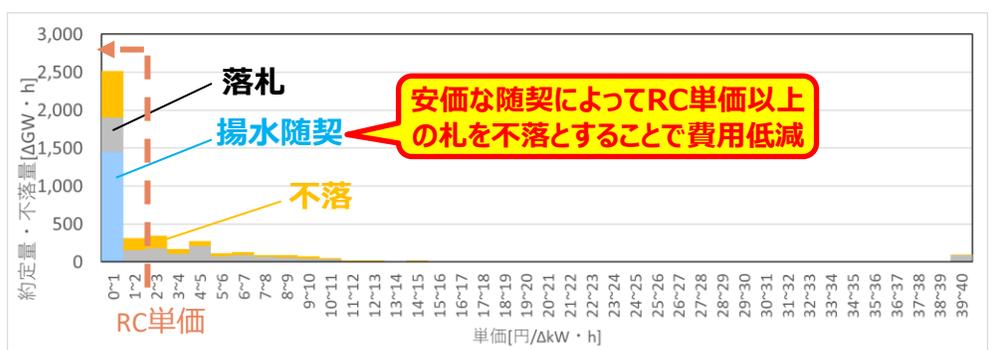
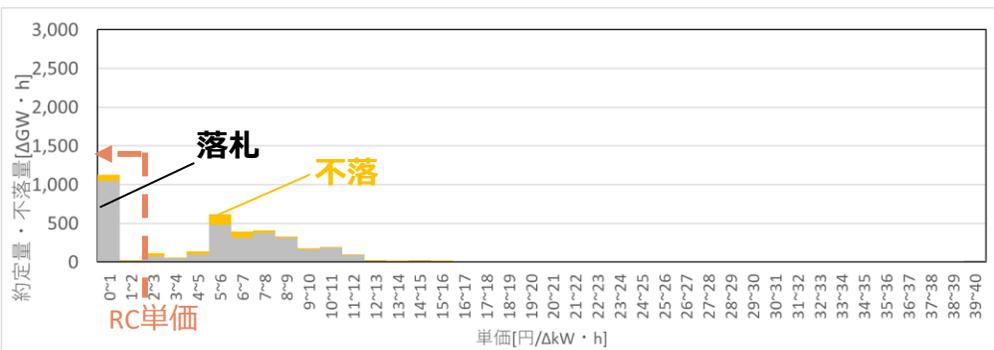
随契前(4/1~10/10)

随契後(10/11~2/28)

一次



複合

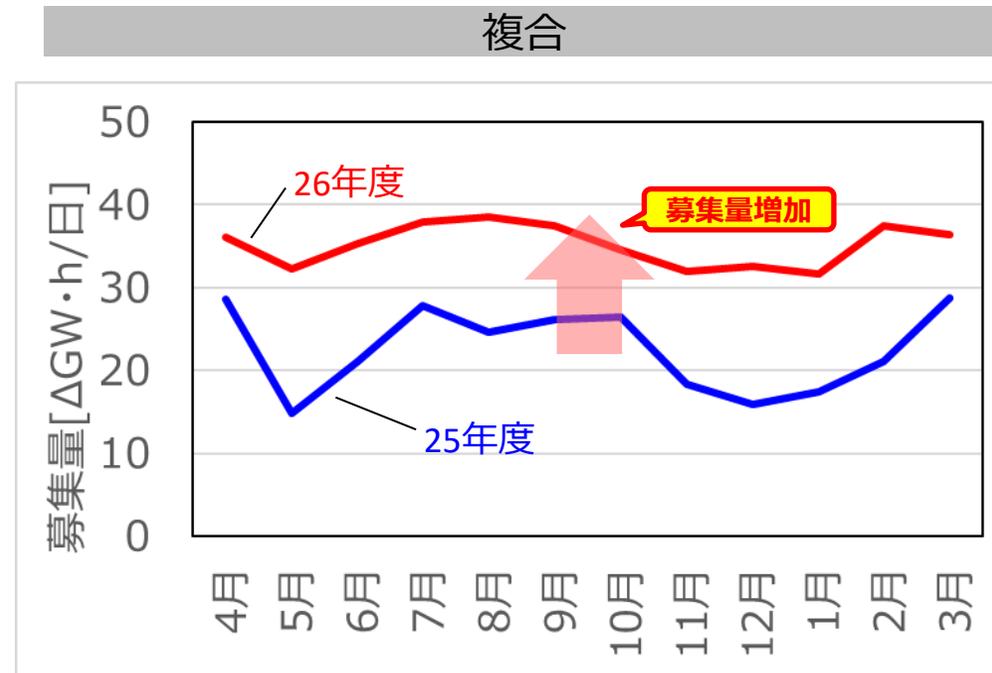
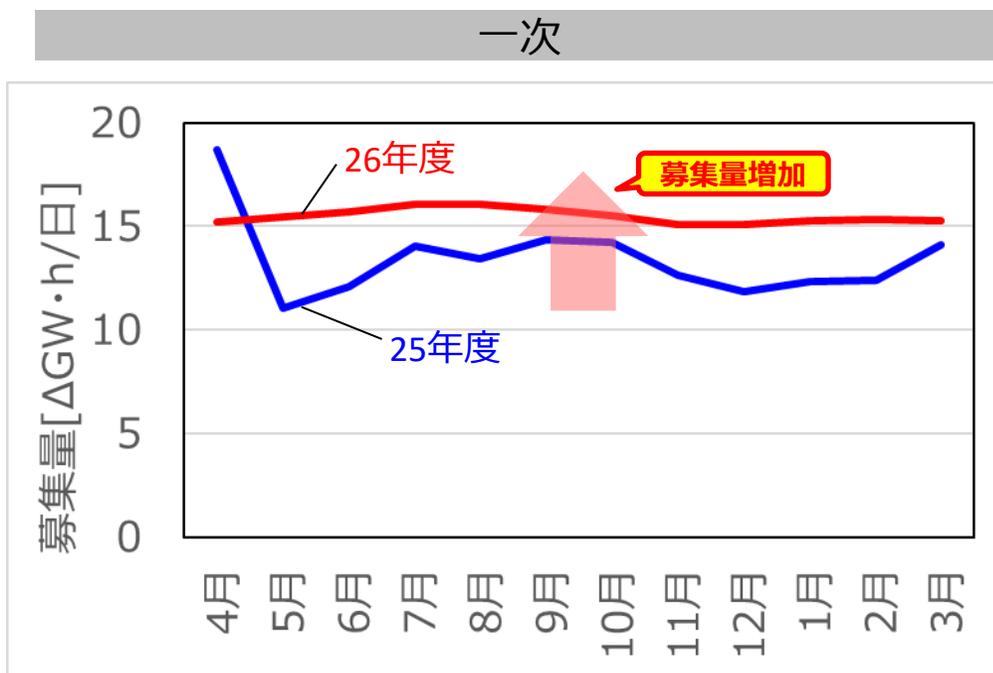


26年度の募集量変化の定量分析

■ 25年度に対し26年度は、以下の制度変更や情勢変化があり、**募集量が増加**。

- 自然体余力の控除終了(募集量**増**)
- 原子力再稼働により必要量が増加(募集量**増**)
- 一次^{※1}の募集量を3σから1σへ見直し(募集量**減**)

■ 随契を考慮(控除)しない場合の募集量を以下に示す^{※2,3}。



※1 二次①も同様

※2 2025年4月に募集量の考え方の変更があったため、2025年5月以降の募集量が減少

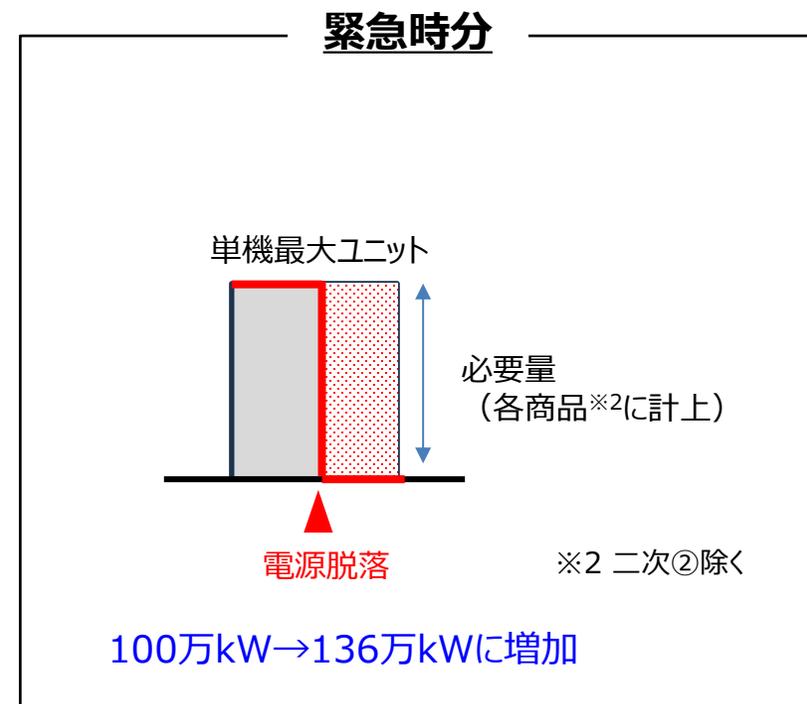
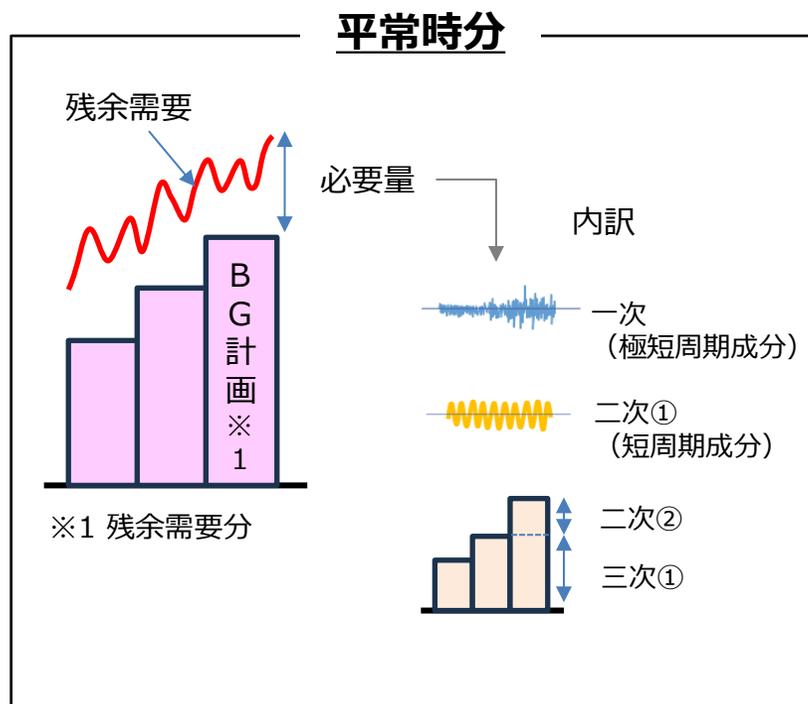
※3 特定立地電源分の控除は除く。3月分実績と2026年度分は原子力再稼働考慮。



(参考) 原子力再稼働による必要量の増加

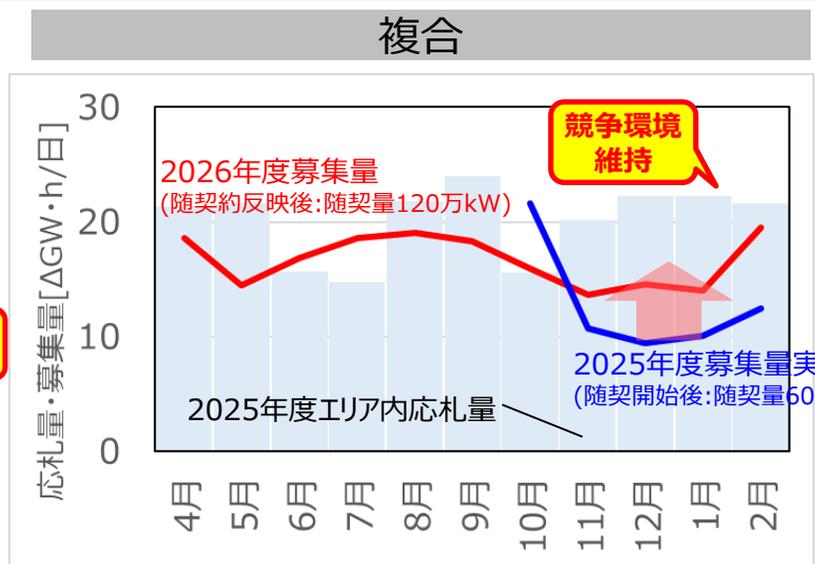
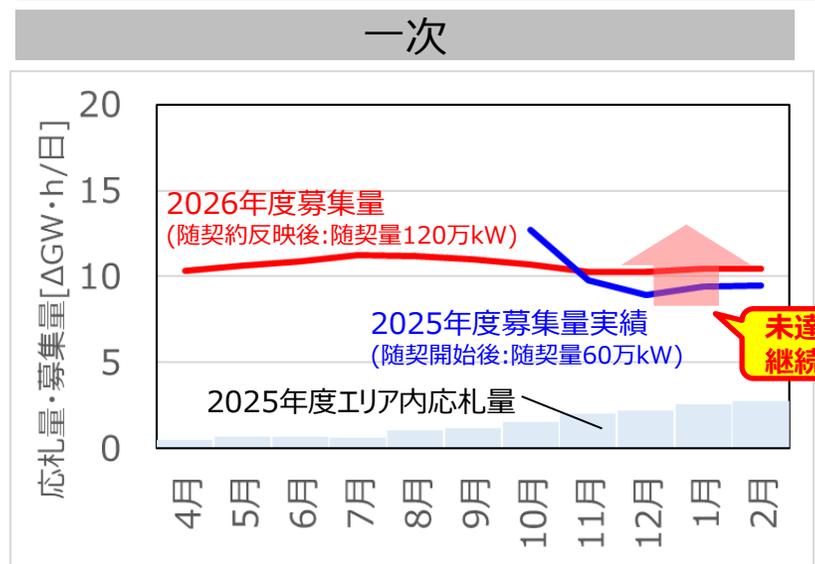
- 調整力必要量は常時の需給変動に対応する「平常時対応の調整力」と、電源脱落に対応する「緊急時対応の調整力(単機最大ユニット容量に相当する量)」の二つの合計で定まる。
- 原子力発電所の再稼働に伴い、単機最大ユニット容量が100万kWから136万kWになったことから、3/7受け渡し分より募集量が増加。

調整力必要量

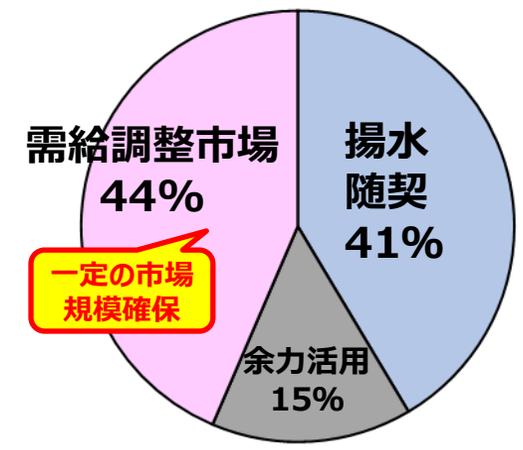


26年度の揚水随意契約の考え方

- 前述の募集量増加に対し、安定供給面や電源等の参加機会の確保、コストの適切性・透明性の観点から26年度の適切な揚水随契量を検討。
- **26年度は随契量を120万kW**(現契約量の2倍)としても、**25年度に比べて募集量は増加**(下図※1,2,3)。
⇒複合市場の取引化以降、東京エリアでは応札量が増加傾向であるが、引き続き一次は大半のコマで未達が継続、複合では25年度と同様に概ね約定率100%以上が維持される。
- そのため、随契量120万kWにより、**25年度と同様に一次は安定的なΔkWの確保**かつ、**市場参加機会の維持**や**費用高騰リスク低減**、複合では**競争環境維持による費用低減**を行うことができる。
- **調達ポートフォリオ(複合)**は右図のとおり、**一定の市場規模を確保しつつバランスのとれた調達**となる。



<調達ポートフォリオ(複合※1,2,3,4)>



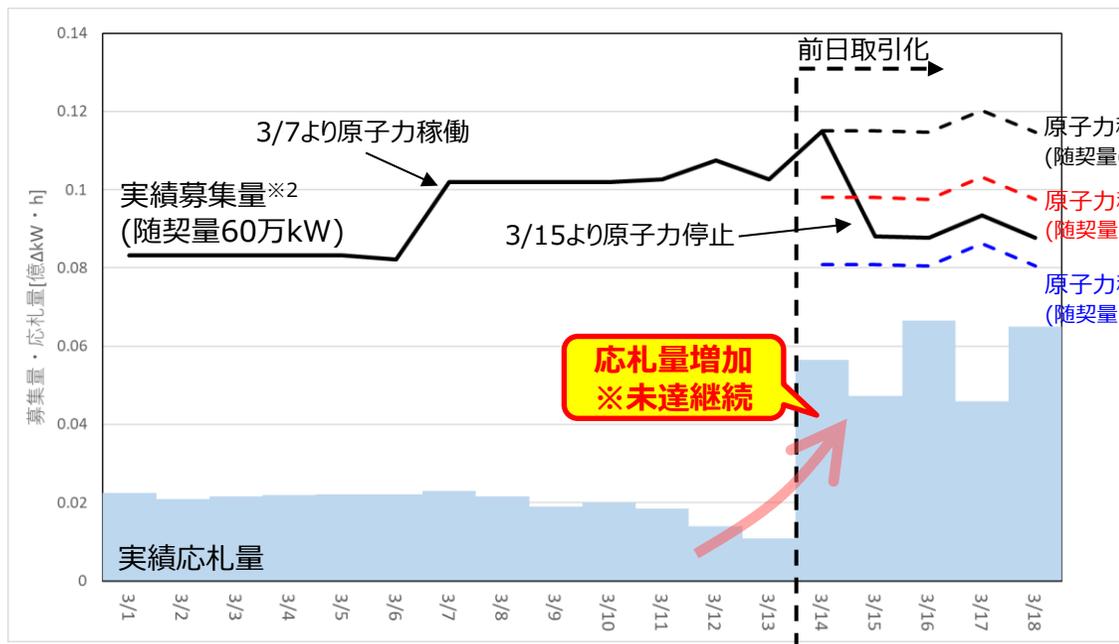
※1 26年度の募集量は随契リソースの作業実績を一律で考慮。
 ※2 特定立地電源分は除く。3月分実績と2026年度分は原子力再稼働考慮。
 ※3 25年度と同等の調整機能を有するリソースと随契を行う前提で想定。
 ※4 広域予備率低下時の追加調達分(3σ-1σ分)を含む。



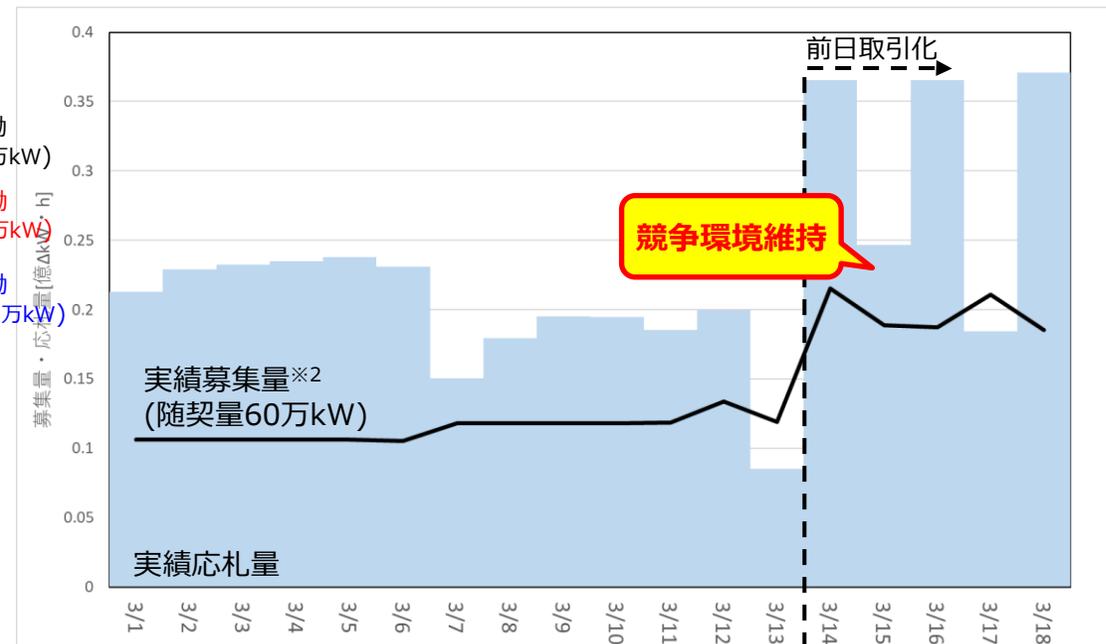
(参考) 複合市場前日取引化前後の取引状況

- 受け渡し日3/14以降(複合市場の前日取引・30分化)は応札量が増加しており、一次は大半のコマで未達継続、複合は引き続き競争環境が維持されている状況※1。(3/15より単機最大ユニット容量停止に伴い募集量減)
- なお、一次において原子力稼働想定で随契量120万kWを考慮(下図青点線)とした場合においても、多くのコマで未達継続の見込み。

一次



複合



※1 EPRXのHPより作成(3/14はエリア内約定)
 ※2 3月は概ね随契発電機は稼働状態。



まとめ

<安定供給について>

- ▶ **一次は随契量120万kWとしても依然として、低い調達率が継続される見込み。**
- ▶ 調達率の低い状況が継続する中、**必要な調整力の一部として需給調整市場とは別に随契で予約確保することは、安定的な需給運用の観点から一定の意義がある。**

<コストの適切性・透明性>

- ▶ 2025年度と同条件で2026年度に揚水随契を実施した場合、一次の**費用高騰リスク低減**や複合の25年度と同様の**競争環境維持による費用低減**が期待される。
- ▶ 引き続き、契約条件等を精査し、準備が整い次第、契約していく。

<電源等の参加機会の確保>

- ▶ 随契量120万kWとしてもなお、**25年度よりも募集量が多いことから電源等の参加機会の確保は一定程度保たれている。**
- ▶ **調整力機会の公平性の観点**からも、取引状況に応じて**随契量や対象リソースの見直し等の検討。**
(例えば一定の条件(RC単価以下等)を設け、**随意契約の問い合わせの窓口開設**や**公募調達の検討**)

26年度は随契量120万kW(現契約の2倍)を行っても、「安定供給」「電源等の参加機会の確保」「コストの適切性・透明性」の観点から有用であると考え、**26年度は揚水随契120万kWで準備を進めていきたい。**



(参考) 3月の東京エリアの競争状況分析(実績評価)

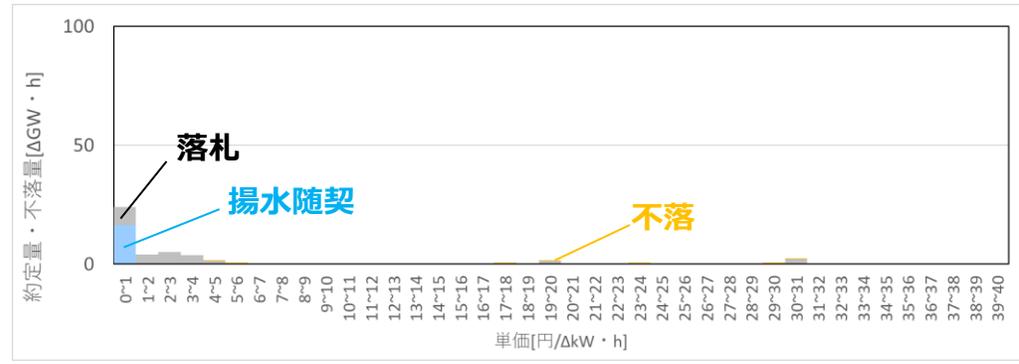
- 複合市場の前日取引化前後の落札状況は以下のとおり。
- 前日取引化後の応札量増加によって、一次において些少なながら不落が発生している。
- 一次・複合にて安価な随契によって高い札(RC単価以上)を不落とすることで費用低減している。

一次

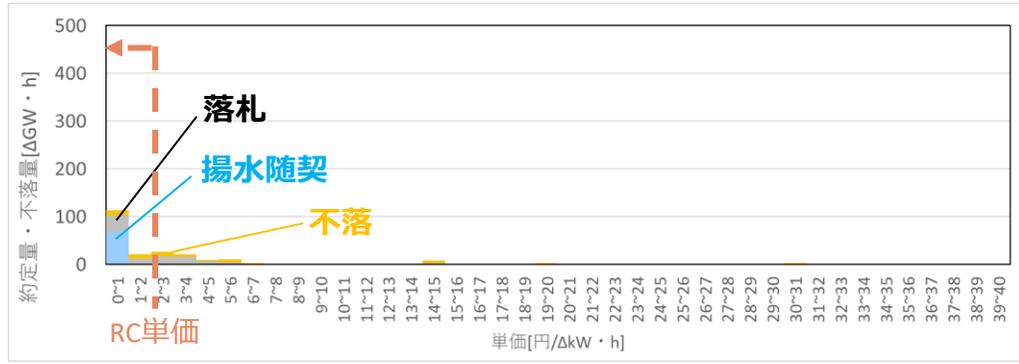
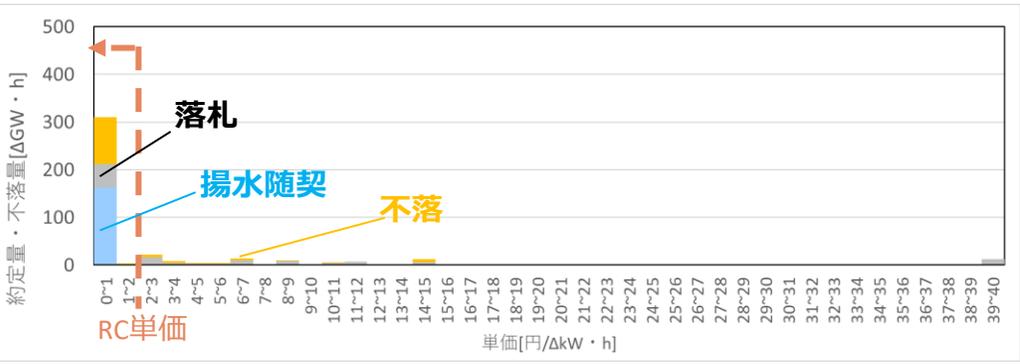
前日取引化前(3/1~3/13)



前日取引化後(3/14~3/18)



複合

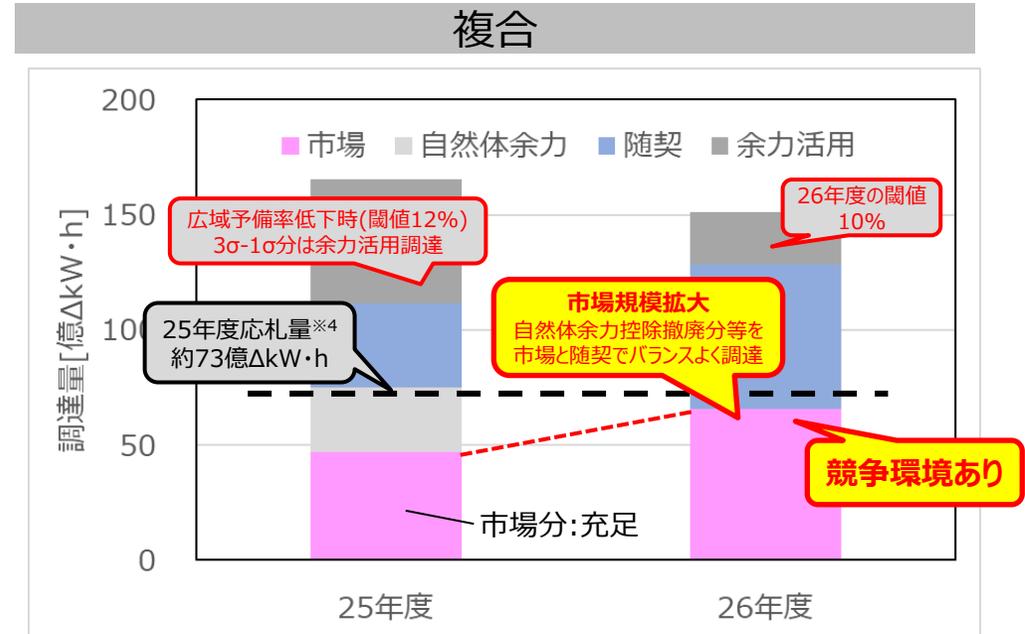
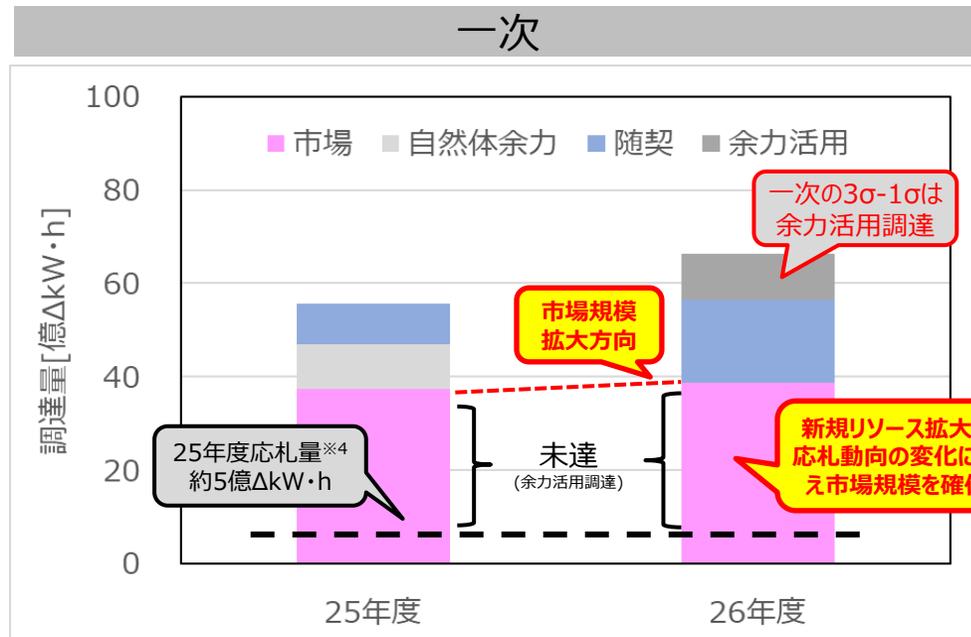


※1 エリア内の落札・不落札実績より作成



(参考) 市場環境(市場規模)の維持

- 随契量を120万kWとした場合の調達量と25年度の調達量を比較したものは下図の通り※1,2,3。
- 25年度(随契量(60万kW))において、複合では一定の競争が働いているが、一次は未達となり適切な競争が働いていない状況。そのため、25年度の水準より、26年度の随契希望量は2倍(120万kW)としたい。
- なお、随契後の一次・複合の市場募集量は25年度以上が確保(市場規模拡大)されるため、新規リソースの市場参加機会の確保や応札動向の変化に備えた市場規模が確保されている。

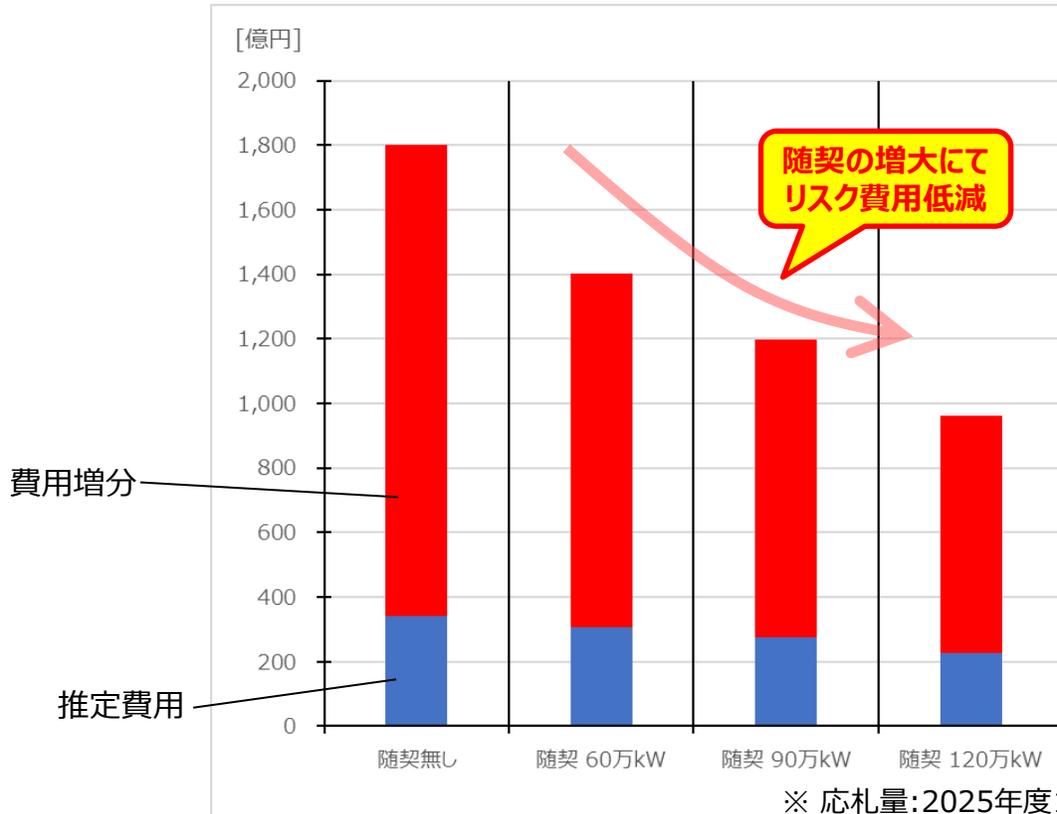


- ※1 調整力必要量は25年度(一次・二次①3σ)の実績(特定立地電源控除未考慮)と26年度の最新値
 ※2 26年度の調整力必要量は自然体余力控除の撤廃、原子力再稼働考慮、特定立地電源控除未考慮
 ※3 25年度と同等の調整機能を有するリソースと随契を行う前提で想定。25年度は10月(10/11)~1月の実績から1年分を算定
 ※4 25年度4月~2月の応札量実績より試算



(参考) 新規リソース拡大によるコスト増リスク

- 一次においては未達が継続しており、競争環境が働いていないことから応札価格に関わらず落札となるため費用高騰リスクを試算※。(新規リソースの拡大状況を考慮した場合でも未達継続)
- 一次の未達量が上限価格(30円/ΔkW・h)で全て約定した場合、随契量が60万kWの場合では約1097億円となるが、120万kWでは約733億円まで低減する。



※ 応札量:2025年度10月~1月の実績より試算
 ※ 一次の未達量が上限価格(30円/ΔkW・h)で全て約定したと仮定
 ※ 10月~1月分の試算結果を1年分に換算



(参考) 随契による調整力不足リスク低減

- 前日取引化・取引単位30分化により応札量の増加が期待される反面、余剰電力の全量スポット応札による応札量の減少や応札振り分け状況による応札の偏りによって、市場未達量増加の可能性。
- また、市場未達量に対して余力活用により対応する場合、前日取引化に伴い、約定結果により市場未達状況を把握してから実需給までの期間が短くなるため、電源によっては、起動並列が間に合わず、十分な余力活用量が確保できない可能性※。
- 以上のような市場未達量の対応として、随契による安定的な調整力の確保が有効と考える。

※前日取引化以降のロング機の起動の仕組み（バックアップ方法）については、調整力不足・供給力不足に対応した余力の特別対応に期待

【論点①】電源の確実な起動・揚水発電の効率的な運用

- 電力・ガス取引監視等委員会の調査によると、**起動指令後18～24時間後には、日次停止・週末停止状態のコンバインド式ガス火力の100%、石油火力・汽力式ガス火力の80%以上が起動可能**という結果が出ている。現行のスポット市場が前日10時であり、当日の需要が上昇し始めるのが朝方であることを考えると、多くの火力電源にとって、起動に必要な時間が確保されていると考えられる。
- 他方、**一部の電源（石炭火力の約半数等）は1日以上**の起動時間がかかる。
- また、**揚水発電について、安定的・効率的な運用を行うためには、週間断面から計画が必要**。
- 特に需給ひっ迫時などに、**このような電源を確実かつ効率的に起動・運用するために、どのような仕組みが考えられるか**。また、**電源の起動・揚水発電の運用の判断は、誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）が行うことが合理的か**。
- なお、現状の整理は以下の通り。
 - 小売電気事業者が確保している**相対電源**については、発電事業者との合意（自社電源は自社の判断）に基づき、必要に応じて**1日以上前から電源の起動の意思決定が行われる**と考えられる。
 - 2024年度以降においては、週間断面で調達がなされる需給調整市場の**1次～3次①**等で**落札した電源**については、電源の性質を踏まえ、必要に応じて**1日以上前から電源の起動を行うこととなる**。
 - **揚水発電について**、2024年度以降（※）は**発電事業者が任意にスポット市場や需給調整市場に入札し、ポンプ・発電を行う運用となる**（ただし、再エネの出力抑制回避や需給ひっ迫時の周波数維持のために、一時的に一般送配電事業者が運用することも認められている）。
 - （※）2024年以前は、揚水発電の運用を一般送配電事業者が行うエリアと調整力提供者が行うエリアが存在し、BG計画の策定の方法などが異なる。
 - その他、緊急時に限定して、需給調整市場において必要なΔkWを確保できていない場合などは、**余力活用契約に基づき、必要な電源の起動が行われる**。

第4回 卸電力市場、需給調整市場及び需給運用在り方勉強会
(2022年4月22日、経済産業省) 資料5抜粋

