

ブラックスタート必要kW・kWh確保に伴う既契約の再協議に関する確認について

第93回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和6年1月30日（火）



1. ブラックスタート必要kW・kWh確保に伴う既契約の再協議に関する確認について

- 2024年度以降、揚水発電の運用主体が一般送配電事業者（以下「TSO」という。）からBGに移行すること（現状は太宗がTSO運用）等に関し、TSOが、2024～2027年度向けのブラックスタート機能公募（以下「BS機能公募」という。）の落札電源に対し、ブラックスタートに必要な常時確保すべきkW・kWh（以下「BS必要kW・kWh」という。）を事後的に通知することとなった。
- この結果、BS機能公募の既契約者（以下「既契約者」という。）は、2024～2026年度実需給向けに発効されている容量確保契約において、BS機能公募との重複部分について部分退出することとなった（2027年度に発効する容量確保契約については、BS必要kW・kWhを考慮して入札されたことから重複は発生しない）。
- 容量市場から部分退出することとなった事業者においては、2024～2026年度における容量市場収入が減少する蓋然性が高く、そのため、第90回会合（2023年10月開催）において、以下のよう議論した。
 - － BS機能公募では、「固定費－他市場収益（※1）」等の価格規律を定めていること、及び、当該容量市場収入の減少は、容量市場及びBS機能公募への応札後に事後的に制度変更によって発生した費用であることから、既契約者にすべての負担を求めることは適当でないと考え、TSOが揚水機にかかるBS必要量を確保することができることを踏まえて、当事者間で費用負担について真摯に協議することを求める。
- このたび、既契約者から協議要請があった5エリア（※2）について、協議状況について報告があったことから、確認を行った。

（※1）第83及び86回会合資料における期待利潤と同意。（※2）協議要請がなかったエリアについては、既契約者がBS必要kW・kWhを確保した上で容量市場に応札していたケース、必要kW・kWhの確保が不要のBS機能電源であったケースがあった。

2-1-②. ブラックスタート機能の公募見直しに伴う対応について② (既契約分の容量市場収入変更分の扱い)

- 2028年度向け以降のブラックスタート機能（以下「BS機能」という。）公募見直しに伴う対応について。
- 第86回制度設計専門会合（2023年6月）において、2024～2027年度向けのBS機能契約（予定含み、以下「既契約案件」という。）に関して、一般送配電事業者がブラックスタートに必要なkW・kWh（以下「必要kW・kWh」）を事後的に決定し通知することに伴い、BS機能電源が、容量市場で契約済みのリクワイアメントを果たせず、ペナルティを課される可能性もあることについて指摘があった。
- この点について、資源エネルギー庁の第85回制度検討作業部会（2023年10月開催）において、対応が整理され、実需給2024～2026年度におけるBS機能公募の落札電源（純揚水等）については、容量市場との重複を認めず、容量市場から退出することとなった（BS機能公募との重複部分のみ）。
- この結果、2024～2026年度BS機能公募の既契約事業者（以下、「既契約事業者」という。）の、2024～2026年度における容量市場収入が減少する可能性がある。
- BS機能公募では、「固定費－他市場収益」等の価格規律を定めているところ。当該容量市場収入の減少は、応札後事後的に制度変更によって発生した費用であることから、応札事業者にすべての負担を求めることは適当でないとする。一般送配電事業者が揚水機にかかるBS必要量を確保することができることを踏まえ、当事者間で費用負担について真摯に協議することを求めることとしてはどうか。
- BS機能確保費用は、レベニューキャップの制御不能費用であり、事後調整の対象費用であることから、既契約事業者の容量市場収入減少分を考慮した見直し額については、レベニューキャップの検証を経て、妥当と認められた範囲で収入の見通し及び託送料金に反映されることとなる。

2-1. 確認結果（協議状況等について）

- 既契約者から既契約額の協議要請があったエリアのTSOについて、既契約電源以外にエリア内にBS機能電源として調達可能な電源がないことから協議に応じている旨報告があった（東京、中部、関西、中国、九州）。
- なお、各社の協議状況については、「追加負担のあり方について社内検討中」、「容量市場部分退出による容量収入減分をTSOが全額追加負担する方向で協議中」との回答があった。

2-2. 確認結果（容量市場の部分退出量の適切性）

- 部分退出量の適切性について、TSOから以下のとおり容量市場の部分退出量の適切性を確認した旨報告及び諸元の提出があった。

（TSOにおける確認内容）

- 既契約者は、TSOから提示されたBS必要kW・kWhに基づき、上池の管理容量及び運転継続時間を減じて、容量市場への応札容量を再算定した。
 - 上池の残容量が必要量と一致することや、一致しない場合においても運用シミュレーション上、必要kW・kWhが確保できていることは、TSOにおいて確認。
- BS電源と非BS電源が上池を共有している場合については、BS必要kW・kWhの確保によってBS機のみならず非BS機にも影響を及ぼす可能性があるが、一部のTSOにおいては、非BS電源を含めた上池を共有する全ユニットの容量市場部分退出分をTSOが負担する方向で調整中。
 - 実運用に沿った計画とすることで退出量を最小にするとともに容量市場の期待容量を最大にすることを確認した。
 - 非BS電源の当初の容量市場供出量を変更しない形で仮想的な算定をした場合、BS電源の運用が大幅に制約される結果、BS電源の更なる出力低下や運転時間の短縮が必要となる場合がある。

2-3. 確認結果（追加負担する根拠文書）

- 容量市場部分退出分の容量収入減少分をTSOが追加負担することについて、根拠となる文書を確認したところ、以下を根拠とし協議している旨回答があった。

（各社回答）

- BS公募要綱の文言、及び、標準契約書（協議事項）を根拠とした。

ブラックスタート機能募集要綱（2026年度向け）抜粋

9. 主な契約条件 主な契約条件は以下のとおりといたします。

(1) 契約期間・契約期間は、ブラックスタート機能契約締結の日から当該契約にもとづくすべての債務の履行が完了した日までといたします。

(2) 料金

・以下の算定式により算出した金額を基本料金としてお支払いいたします。なお、容量市場から支払われる対価相当額は、2026年度向け容量市場の応札有無および落札有無を問わず控除するものといたします。

基本料金＝本募集の入札価格－容量市場から支払われる対価相当額

容量市場から支払われる対価相当額＝期待容量※1×約定価格※2－経過措置控除額※3

※1 電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が公表する「容量市場メインオークション募集要綱（対象実需給年度：2026年度）」（以下「容量市場要綱」という。）に規定する「期待容量」の算定方法に準じて算定した値とします。

※2 容量市場要綱に規定する「約定価格」の決定方法により決定された値とします。

※3 容量市場要綱に規定する「容量確保契約金額の算出に関する経過措置における控除額」の算定方法に準じて算定した値とします。なお、本契約における契約電源等を2026年度向け容量市場へ応札しなかった場合および応札し落選した場合は、0円/kWで応札したものと見做して算定するものとします。

注）上記の基本料金算定式は、現時点で広域機関が公表している「容量市場メインオークション募集要綱（対象実需給年度：2025年度）」の規定を前提としております。今後、国の各審議会、容量市場要綱に関する意見募集等を踏まえて、規定内容が変更となった場合は、変更後の内容に従って算出するものといたします。

標準契約書第28条（協議事項）

（協議事項）第●条 本契約に定めのない事項については、本契約等によるものとする。

2 本契約等により難しい特別な事項については、その都度甲乙誠意をもって協議のうえ定めるものとする。

2-4. 確認結果（追加負担の不可欠性）

- 費用負担の不可欠性について、「容量市場部分退出による容量収入減分をTSOが全額追加負担する方向で協議中」のTSOから、以下の説明があった。

（一部TSO回答）

- BS電源の確保は停電復旧上不可欠。既契約者にとっては、BS電源の容量市場部分退出に伴う減収分をTSOが負担しなければ、BS電源を契約するインセンティブがなくなり、TSOがBS機能を確保できないおそれが発生することから、追加負担することが妥当と考えた。
- BS必要kW・kWhについては、2023年5月の広域機関の委員会（※）で整理されるまで明示的に整理されていなかったことから、既契約の協議時にTSO・BG間で十分な認識あわせが行われなかった。そのため、既契約者に容量市場部分退出に伴う減収分を（少しでも）負担させることは、価格規律や基本料金の考え方に基づき適切でないと考えた。
- 容量市場収入の減額分を負担することについては、BS募集要綱における価格規律にかかる記載を根拠としている。具体的には、BS必要量が整理されたことに伴う容量市場退出・減収は、いわば事後的なルール変更によるもので、2024～2026年度の公募当初からBS必要量が適正に確保されていた場合には、今回の容量市場収入の減額分を全額負担する金額と同等となると認識。

（※）第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

標準契約書（協議事項）

（協議事項）第●条 本契約に定めのない事項については、本契約等によるものとする。

2 本契約等により難しい特別な事項については、その都度甲乙誠意をもって協議のうえ定めるものとする。

3. 個別事案

- 一部エリアから、協議が整っていない旨の報告があったところ、両者の主張は以下の通りであった。

(TSO主張)

- BS公募要綱における入札条件の中で、満たすべき契約電源等の運用として、「ブラックスタート機能については、あらかじめ定める補修停止等の期間を除き、常時、使用可能な状態であることが必要」な旨を規定している。
- BS機能に必要なkWhも含めた全量にて容量市場への応札が行われた点について、上記公募要綱等も踏まえ、当時の協議状況にかかる事実関係や法務面での確認等により、TSOとして支払う合理性があるかの整理を進めているところ。整理結果を踏まえて協議を進めていく予定。
- 部分退出に伴う追加負担額も金額が大きく、仮にTSOとして費用負担に応じる判断に際しては、レベニューキャップの事後調整における整理が必要。

(既契約者主張)

- 容量市場入札においては、これまでも供給計画等においてBS機能に必要なkWhも含めて供給力として扱われており、需給ひっ迫時はBS機能に必要なkWhも活用されることから、①容量市場においては供給力としてkW価値を全量活用可能(純揚水の容量市場のリクワイアメントも達成可能)であること、②BS機能に必要なkWhを差し引くことが募集要綱上、明示されていなかったこと(※1) ③容量市場には売り惜しみの概念があり、BS機能に必要なkWhを差し引くことで売り惜しみに該当(※2)することが懸念されたことから、BS機能に必要なkWhを含めた全量入札を実施した。
- 以上から、容量市場部分退出による容量収入減分をTSOが全額追加負担することが適当と考える。

(※1) 各発電所のBS機能に必要なkWhは落札される電源の組み合わせや停止台数によって異なり、応札事業者が想定することは困難であった。

(※2) 容量市場における入札ガイドラインにおいて、売り惜しみの可能性がある電源については、過去の稼働実績(3カ年分)の提示が求められる旨の記載があり、過去の需給ひっ迫時等においてBS機能に必要なkWhが使われた実績もあることから、BS機能に必要なkWhを差し引くことが売り惜しみに該当することを懸念。

4. 期待容量の登録

(1) 電源等情報の登録が完了した参加登録申請者は、登録した電源等毎に期待容量を登録することができます。なお、これまでのメインオークションに期待容量を登録した場合でも、2026年度向けの期待容量は新たに登録する必要がありますので、以下に従って登録してください。

(2) 期待容量は以下のとおり算定し、登録してください。なお、供給計画に計上する見込みがある電源が登録可能です。（電源等の所有者が発電事業者に該当しない場合等を除く）

容量を提供する電源等の区分 期待容量の算定方法 安定電源 電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン（以下「供計ガイドライン」）に基づき、算定します。変動電源（単独） 同上 変動電源（アグリゲート） 同上 発動指令電源 実績および将来的な計画を踏まえて算定します。

容量を提供する電源等の区分	期待容量の算定方法
安定電源	電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン（以下「供計ガイドライン」）に基づき、算定します。
変動電源（単独）	同上
変動電源（アグリゲート）	同上
発動指令電源	実績および将来的な計画を踏まえて算定します。

3. 供給力（1）供給能力(kW)

「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」抜粋

ア. 一般事項

- ・供給能力は、（発電所及び蓄電所の設備容量）－（大気温及びダム水位低下等の影響による能力減分）－（計画補修等による停止電力）－（最大需要電力発生時に必要となる所内消費電力（自家消費電力がある場合はそれも含む））における1時間平均電力とする。ただし、調整係数により供給能力を算出する電源の場合は、3.（1）イ電源別供給能力の算定方法を参照すること。
- ・計画補修による停止電力は月平均値を基本とする。ただし、需要、出水の月内傾向が明確な月について、月の前半、又は後半の平均値を採用する場合は、各供給区域の一般送配電事業者が行う算定期間に整合させるものとする。
- ・前年度（参考）欄については、一般送配電事業者が指定する月が11月以前の場合は、前年度値とし、12月以降の場合は前々年度の値とする。・電源種別については、表1の区分とする。
- ・発電事業者は、特定発電等用電気工作物のみではなく、発電等用電気工作物にあっては、供給能力に含めて計上すること。・原子力発電所において、供給力を未定とする場合は当該発電所号機の供給能力を、設備容量を未定とする場合は発電設備容量を0として算定する。

イ. 電源別供給能力の算定方法

（ア）水力

- ・水力発電所の供給能力は自流式、貯水池式及び揚水式の可能発電電力の合計から、所内消費電力（自家消費電力がある場合はそれも含む）及び計画補修等による停止電力を差し引いたものとする。
- ・自流式水力の供給能力は、送電端設備量に電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が提示する調整係数（供給区域における単位送電端設備量あたりの供給能力）を乗じて算出した値に調整能力を加算したものとする。
- ・貯水池式水力及び自流分のある揚水式水力の平水年可能発電力は、原則として至近30ヶ年の流入量を基礎とし、貯水池使用計画により算定する。・揚水式水力の供給能力は、送電端設備量に広域機関が提示する調整係数（供給区域における単位送電端設備量あたりの供給能力）を乗じて算出すること。なお、自流分のある揚水式水力については、自流分も考慮のうえ調整係数を決定すること。

(参考) 東京エリアの協議結果の影響

- 東京エリアについては、2024～2026年度向けの公募において複数事業者の応札があったことから、今回の協議が過去の公募結果に影響するか確認を行った。

(東京PG回答)

- 2024、2025及び2026年度向け公募については、募集要綱上、入札価格算定の際に容量市場収入相当を考慮していなかったことから、公募結果に影響しない。
- 2025年度向けの再公募は、容量市場メインオークション約定後に行われたため、募集要綱上、入札価格算定の際に容量市場収入を控除することとなっていた。そのため、当初控除された容量市場収入額より、必要kW・kWh考慮後の容量市場収入額が小さくなり公募結果に影響する可能性が否定できない。
- 一方で、不落となった事業者は、2026年度向け公募において落札後、契約を辞退した事業者であり、その辞退理由は、2027年度以降の公募要綱の変更より今後の落札可能性が著しく低下すると判断し、もともと2026年度向けBS公募で想定していた設備について、今後投資が必要であり、複数年のBS公募による費用回収を想定していたところ、上記の事情に鑑み、当初想定していた設備増強を断念することとしたもの、という事情がある(※)。
- また、必要kW・kWhが容量市場の部分退出量に影響するが、TSOでは当該事業者が容量市場においてどのように応札し、約定しているのか、また、部分退出に伴い容量市場収入がどのように変化するかが把握できないこと等から、TSOにおいてBS公募結果に影響したかの算定は困難。

(※) 第80回制度設計専門会合資料4

4. 事務局の評価

- BS必要kW・kWhを確保する必要性については、広域機関における第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年5月開催）での検討で決まったことから、当事者間で当該事象を協議することは妥当。
- 当事者間で真摯に協議した結果、T S Oが既契約者の容量市場収入減少額を負担したとしても、以下が確認できるのであれば、当該負担を行うことが市場競争に悪影響を及ぼすものとは言えない。
 - ①当該B S電源の確保が停電復旧上不可欠であること
 - ②他に代替電源を調達できないこと
 - ③真摯に協議し、T S Oとして追加負担額をBS確保のために必要な費用に限定したといえること
- 上記①②については、確認したところ。上記③については、契約者がBS電源に公募しながら、容量全量を容量市場に出したことの合理性や経緯などについての確認を、協議の中で行うことが妥当。負担額の適切性の判断は、最終的な負担割合のみをもって行うことは困難であり、それぞれの事案ごとに経緯や協議結果を踏まえ行う必要があると考える。
- その上で、2024年度のBS必要kW・kWh確保に起因する容量市場の退出量が確定しなければ、2024年度4月からの容量拠出金の算定・請求、容量確保契約金額の交付およびアセスメント、2025年度の追加オークションの実施判断に影響を与えることとなる。これらに影響を与えないよう、電力広域的運営推進機関が行う準備期間を考慮し、当事者は2024年2月21日までに結論を得るべく努力すべきである。
- なお、BS機能確保費用は、レベニューキャップの制御不能費用であり、事後調整の対象費用であることから、T S Oの追加負担額については、料金制度専門会合におけるレベニューキャップの検証を経て、妥当と認められた範囲で収入の見通し及び託送料金に反映されることとなる。

(報告) 過去の審議会で期待利潤の再算定を求めた事案等についての確認

- 2026年度向け契約については、第83回会合（2023年3月開催）において整理された期待利潤の考え方に沿って再算定を行うことが求められていたところ、次項H、J～Mについて、揚水発電所の運用について、ポンプアップ原資を市場等から安く調達し、発電分をそれ以上の価格で市場に売電する運用をしたと仮定してシミュレーションを行い算定した期待利潤となっていたことを確認した。
- また、水位「0」まで水を使用したとして期待利潤を算定していた案件は、BS必要kW・kWhの確保に伴う期待利潤の再算定を認める（第86回会合整理）としていたところ。該当する案件は非BS電源と上池を共有する電源であったことから、以下の方法で期待利潤を算定した旨を確認した。なお、2027年度向けBS公募の契約時においても同様の期待利潤再算定が行われる見込みとのこと。

(事業者回答)

BS電源について、BS必要kW・kWhを考慮した上で、期待利潤を算定。非BS電源について、BS必要kW・kWhを「考慮しない場合」と、「考慮した場合」の期待利潤の差から逸失利益を算定。BS電源の期待利潤から非BS電源の逸失利益を控除。

1-4. 今回公募における扱い

- 2026年度向けブラックスタート機能公募の期待利潤の考え方については、前項までの事後確認と検討の結果から、以下の案件については、期待利潤を再算定した上で、一般送配電事業者と契約することを求めることとしてはどうか。
- なお、再算定した期待利潤は、事務局にて事後確認を行う。
 - H：運用シミュレーションをよりきめ細かく行い再算定すること。
 - J～M：揚水発電分の期待利潤について、P10_3ポツ「当該運用」のシミュレーションを基本とし、算定すること。相対契約分についてはP10_5ポツ、需給調整市場のマーヅン収入の考え方についてはP10_2ポツに留意すること。

(注) A～Cは、P10_3ポツに該当すると考えられる。D～Gは、P10_4ポツに該当し、燃料費削減額を期待利潤としていたことから再算定は求めない。Iは、P9_5ポツに該当すると考えられ、再算定は求めない。

(※) 過年度公募において「当該運用」で算定した案件の期待利潤の額（期待利潤額を送電端容量で除して算出）

・2024年度向け公募：約240～400円/kW ・2025年度向け公募：約550～700円/kW

「入札の考え方①」に沿って入札価格を算定した案件の期待利潤の考え方（再掲）

案件	卸市場収入単 位 (円/kW) (※)	相対収入 単 位 (円/kW) (※)	非化石市 場収入 単 位 (円/k W) (※)	算定の考え方
A	約1,100	-	-	(ア) 第三者算定のスポット取引市場価格想定を参照（コマ単位）し、市場価格の安い時にポンプアップ、高い時に発電すると仮定しシミュレーションした。
B	～1,300	-	-	買電・売電とも市場価格想定を用いて算定。
C	-	-	-	第三者算定のスポット取引市場価格想定と過去の運用パターンを参照（コマ単位）し算定した。
D	約500	-	-	期待利潤を「安価な電力をポンプ原資とし、燃料費の高い火力発電機を突き減らした際の燃料費削減額」とし、2022年度供給計画（2026年度想定）等を基に算定した。
E	～900	-	-	「揚水発電機なかりせび」の燃料費削減額を算定
F	-	-	-	
G	-	-	-	
H	約300	-	-	(ア) 自社想定市場単価と過去の運用実績（購入電力量/販売電力量）（月単価）から算定した。（2016年4月～2020年3月の日最高値コマ/安値コマ平均の近似曲線の変化率から算出）
I	0	※2	-	(ウ) 相対見込 ・小売電気事業者との相対契約（2022年実績値を引用）
J	0	※2	※2	(ウ) 相対見込 ・相対：2022年度供給計画（2026年度想定）の発電量（自派分）×2022年度一般水力の実績の単価 ・非化石：2022年度供給計画（2026年度想定）の発電量（自派分）×過去最低単価
K	0	-	-	(エ) 揚水のkWh収支を、揚水機のコマ等の稼働をシミュレーションし、発電した際の発電想定価格と揚水時の費用（ポンプ原資単価+託送費）から試算した結果、利益はなしとなった。
L	0	-	-	
M	0	-	-	

(注) 上記電量は、全て揚水発電所。

(※1) 電量比の比較のため、期待利潤を送電端出力で除して算出した。(※2) 相対契約単価及び相対契約額に関する情報であるため非公表

以下、参考資料

2-3. 過年度の公募案件におけるkW・kWh必要量の扱いについて① (TSO見解)

- 2024～2027年度向け公募（以下「過年度公募」という。）の契約案件（2027年度向けは現在募集中）についてのkW・kWh必要量の取扱いについて、TSOに確認を行った結果、下記回答があった。
 - ✓ これまでは、募集要綱および契約書の運用要件の中で、常時、BS機能を提供可能な状態に維持することを要件としており、現行の揚水発電機の太宗はTSOが運用主体で、BS機能提供可能な状態に維持するために必要なkW・kWhを上池に待機させていることから、kW・kWhの必要性について既契約事業者は理解している認識。しかし、契約書内で具体的なkW・kWh必要量は記載できていなかった。（注）
 - ✓ 揚水発電機については、2024年度以降、池全体の水位運用をBGが管理することとなり、平常時からTSO判断で水位運用できないこと及び余力活用では十分なkWh量を確保できないことから、確実にブラックスタート機能を発動できるよう、既契約事業者と申合せ等にてkW・kWh必要量を定めることとしたい。
 - ✓ なお、2028年度向け公募以降は、要綱においてkW・kWh必要量に関する内容を明示し、契約書や申合せ等にてkW・kWh必要量を定めることとする。

（注）事務局注：契約書内では、具体的な確保方法（BGがBG計画上で確保するのか、従来通り電源Ⅱ（余力活用）の運用の中でTSOが確保するのか）について明記されていなかった。

（参考）ブラックスタート機能募集要綱（別冊）ブラックスタート機能契約書抜粋
（運用要件）

（1）甲は、次条にもとづきあらかじめ定める補修停止等の期間を除き、常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること。

2-3. 過年度の公募案件におけるkW・kWh必要量の扱いについて② (事務局見解)

- BS機能電源におけるkW・kWh確保の必要性の是非については、広域機関の調整力等委員会にて議論される予定であるところ。
- 仮に、BS機能電源におけるkW・kWh確保が必要だとされた場合において、過年度公募における既契約について、事後的に、事業者間の申し合わせでkW・kWh必要量を確保することの適切性について。
 - 過年度公募においては、現行の揚水発電機の運用（太宗はTSO運用）を通してkW・kWh量は確保されるものと、認識されていた。
 - また、募集要綱や契約書の運用要件に、kW・kWh必要量を、BGがBG計画上で確保するのか、従来通り電源Ⅱ（余力活用）の運用の中でTSOが確保するのかについて明記されていなかった。
 - 仮に、広域機関の調整力等委員会にてTSOがブラックスタートを確実に実施するためkW・kWhを確実に確保する必要があると判断されれば、2021年11月の制度設計専門会合の決定に基づき2024年度以降揚水発電機の運用はBGが行う整理となることから、事後的に事業者間の申し合わせを行うことは認めざるを得ないと考えられる。

2-3. 過年度の公募案件におけるkW・kWh必要量の扱いについて③ (事務局見解)

- 過年度公募について、事後的に事業者間の申し合わせでkW・kWh必要量を確保することに伴う影響について。
- 既契約事業者は過年度公募の応札価格算定において、「ブラックスタートのために必要となる上池の水量」を下記のとおり見積もっていた。

ケース①：従来の電源Ⅱの運用等から、ブラックスタートのための上池の水量を想定した

ケース②：上池の水を全てBGが経済運用するとしたため、ブラックスタートのための上池の水量を考慮していない

- 仮に、事後的にTSOから提示される必要kW・kWhが、過年度公募時の「ブラックスタートのために必要となる上池の水量」と比して多かった場合、応札価格が、必要kW・kWhを考慮した場合と比して低くなることから、TSOとの申し合わせで契約額の変更を求めてくる可能性が考えられるところ。
- ケース①については、2028年度以降の公募においてもkW・kWh必要量は応札時には不明であることから、再算定は不要と考える。
- ケース②については、応札価格の算定の際に、期待利潤を既契約書の運用要件「常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること」について、どのように解釈していたかを確認し、判断することとしたい。

3-3. 2028年度向け以降の公募見直しによる対応について

- 広域機関の第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年5月）にて、ブラックスタート電源がkW・kWhを確保する必要性が審議され、2028年度向け以降のブラックスタート機能公募において、ブラックスタート機能に必要なkW・kWhに関する内容を明示することが決定された（※1）。
- 第83回制度設計専門会合（2023年3月）にて、**ブラックスタート機能に必要なkW・kWhに関する内容を明示することになれば、過年度の既契約額（※2）に影響する事業者（※3）（以下「当該事業者」という。）が発生する可能性**をお示したところ。
- 当該事業者は、応札価格の期待利潤の考え方において、上池の水を全てBGが経済運用としており、ブラックスタートのための上池の水量を考慮していなかった。
- 一方で（※4）、既契約書の運用要件には「常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること」とあったことから、当該部分についてどのように解釈していたか聞き取りを行ったところ以下の回答があった。
 - 要件に具体的な池容量確保の記載がなかったことから、必要なkW・kWhは一般送配電事業者が余力活用で確保するものと解釈。
 - 必要なkW・kWhは、余力として空けておく必要はないが、稼働可能な設備能力として確保するものと解釈。
 - 一般送配電事業者に、必要量上池の制約があるのであれば、契約時には要請があるものと考えていたが、既契約において要請がなかったことから上池活用には制約がないものと解釈。

- 本論点は、一般送配電事業者と応札事業者（契約事業者）間で、運用要件「常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること」の捉え方にずれがあったことから生じていることから、運用要件の捉え方によって、契約額の見直しの是非を判断することが困難と考えられる。
- そこで、個々の案件の期待利潤の算定において上池の最低水位の見積もり値等を確認したところ、**過去運用の参照・予備力確保・シミュレーションの結果等から一定の最低池水位を確保している案件**があった。
- この最低池水位は、**ブラックスタートのための最低池水位ではないが、期待利潤の算定においては、使用可能な水量から控除**されており、**実質的に「ブラックスタートのための上池の水量を想定した」と捉えることが可能**と考えられる。
- 以上から、**当該事業者については、応札額から控除される期待利潤の算定において、最低池水位を「0」として想定したことが確認できた契約年度についてのみ、応札額に織り込んだ期待利潤の額の変更を認めることとしてはどうか**（※5）。
- その際、期待利潤の額の算定は、第83回制度設計専門会合で整理した期待利潤の考え方等を基本に行われることが適当と考えられる（※6）。
- ブラックスタート電源確保費用は、レベニューキャップの制御不能費用であり、事後調整の対象費用であることから、変更後の見直し額は、レベニューキャップの検証を経て、妥当と認められた範囲で収入の見通し及び託送料金に反映されることとなる。

（※1）ブラックスタート機能に必要なkW・kWhの通知にあたっては、発電機個々の状況を勘案のうえ、通知要否を検討することとしている。

（※2）2027年度向け公募の契約予定額含む

（※3）第83回制度設計専門会合では、「ケース②」の事業者と整理した（次項参照）。

（※4）一般送配電事業者は、既契約書の運用要件に「常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること」と記載があること、及び、現行の揚水発電機の太宗はT S Oが運用主体で、BS機能提供可能な状態に維持するために必要なkW・kWhを上池に待機させていることから、kW・kWhの必要性について既契約事業者は理解していると認識していた。（※5）期待利潤の額の変更が認められる電源は純揚水であり、応札エリアは、公募時点で複数事業者による応札はなかった。

（※6）2024年度には考慮されていなかった最低保証額の考慮。

1-3. 期待利潤の考え方

- これまで、BS公募の価格規律は、「固定費相当額から、他の市場等から得られる期待利潤を控除した額」と定めているのみであったところ。
- 一方で、BS公募費用が託送料金から回収されることを鑑みれば、①混合揚水機において、相対契約先が容量市場収入で回収できない部分の固定費を負担することなく揚水機を運用するとして、自分流分kWh収入等のみを期待利潤とすること、②コスト削減効果が同一事業者に発生しているにも関わらずBS電源自体に収益が発生しない考え方で期待利潤を算定すること、③需給調整市場のマージン収益を0円と計算して期待利潤を算定し、BS公募の応札価格を設定することは、適切とは言えないのではないか。
- 上記の考え方に基けば、特に、揚水発電所の運用については、ポンプアップ原資を市場等から安く調達し、発電分をそれ以上の価格で市場に売電する運用（以下「当該運用」という。）以上の利益が得られなければ、相対契約や他の運用を行うことは経済合理性がないと考えられることから、基本的に「当該運用」のシミュレーションを行い算定した期待利潤を控除すべきではないか。
- 2027年度向け公募については、来月4月12日が入札締め切りとなっているところ。事務局では、2027年度向け公募結果について、上記に基づいた事後確認（※）を行うこととしたい。なお、「当該運用」のシミュレーションを行わなかった案件については、その理由及び算定根拠を確認することとしたい。（※）算定根拠の確認等含む。
- また、応札電源の前年度収入項目の内訳（額、量等）の提出を求め、相対契約収入がある場合に、「当該運用」のシミュレーションを行い算定した期待利潤が相対契約収入を下回る場合には、理由を確認し必要に応じて指摘することとしたい。
- なお、「固定費相当額から、他の市場等から得られる期待利潤を控除した額」以下の入札価格での応札は妨げない。

（参考）過年度公募において当該運用で算定した案件の期待利潤の額（期待利潤額を送電端容量で除して算出）

・2024年度向け公募：約240～400円/kW ・2025年度向け公募：約550～700円/kW