

東京エリアの2023年度夏季kW公募運用結果 の事後確認等について

第91回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和5年11月27日（月）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

- 1. 東京エリアの2023年度夏季kW公募運用
結果の事後確認について**
2. 需給調整市場の運用について（御報告）

1. 東京エリアの2023年度夏季kW公募の運用結果について

- 東京エリアにおける2023年度夏季kW公募（随意契約によるDRの調達を含む。以下同じ。）に関連して、提供期間（7月1日～8月31日）が終了し、東京電力パワーグリッド（以下「東京PG」という。）から精算結果等について報告があったことから、その内容について事後確認を行った結果を御報告する。
- なお、第86回会合（2023年6月）における当該kW公募の契約金額の事後確認において、起動・確認運転・マストラン運転等が必要となる落札電源の燃料費については、調達側・提供側双方の申し出により事後精算が可能であったことから、燃料変動リスクが応札価格に織り込まれていなかった旨御報告したところ。当該電源については、精算協議において提供事業者から燃料費の実費精算について申し入れがあったことから、その協議結果についても事後確認を行った。
- また、kW公募要綱においては、契約期間外においても協議により供給力の提供を求めているところ、今回、東京PGから提供事業者に対して、6月下旬及び9月下旬に提供期間外の供給力の提供を求めた旨報告があったことから、これに伴う精算結果についても事後確認を行った。

（参考）kW公募の議論の経緯等

2023年3月29日	第60回電力・ガス基本政策小委員会 2023年3月時点における2023年度夏季の電力需給見通しについて、7月の東京エリアは、厳気象H1需要（※）に対し安定供給に必要な予備率が3.0%と、厳しい見通しであったことから、2023年度夏季kW公募の実施を決定、募集対象・要件、市場供出の方法、費用負担の考え方について議論。 （※）10年に一度の厳しい暑さ・寒さを想定した場合の需要
2023年4月19日	東京エリアのkW公募開始、5月10日公募締め切り、5月19日落札結果公表
2023年5月30日	第62回電力・ガス基本政策小委員会 東京エリアの予備率が5月時点において3.1%であったことを受け、kW公募への応札案件のうち要件を満たす札について随意契約により供給力を調達することを決定
2023年6月19～30日	kW公募で調達した供給力の期間外提供
2023年6月26日	東京PGより、随意契約での調達について合意となった旨公表及び事務局に報告があった。
2023年7～8月	kW公募で調達した供給力の提供期間
2023年9月19～30日	kW公募で調達した供給力の期間外提供
2023年9～11月	東京PGより精算結果等について事務局に報告

(参考) kW公募の概要

- 2023年度夏季kW公募概要は以下のとおり。

(主な変更点) 落札者決定方法について、前回までは、最大確保容量を上限に、評価用価格の安価な案件から落札者としていたが、今回は、評価用価格を安価な案件から並べたリストを元に、最低募集容量を下回らない範囲で、最安で必要量を確保する組み合わせの案件を落札案件とした。

公募の概要

	内容
対象設備等	東京エリア管内の電源及びDR。供給力は、供給計画に計上されていないもの対象。
募集容量	30万kW（最大確保容量90万kW）
提供期間	2023年7月1日～8月31日の土日祝日を除く9時～20時
最低入札容量	1,000kW
運転継続時間	1日1回発動の場合は、原則、5時間以上／回 1日2回以上発動の場合は、原則、3時間以上／回
発動回数	1日1回発動の場合は、6回。 1日2回以上発動の場合は、12回。
運用方法	前々日夕方、前日夕方又は当日朝の段階で、広域予備率8%又はエリア予備率が5%を下回ることが見込まれるときに発動指令を行う。 発動指令に基づき、電源等はスポット・時間前市場に原則、限界費用ベースで応札（発動指令時以外の自主的な応札も可）。ただし、DRは、発動指令時に市場に応札するほか、小売事業者との相対契約や小売事業者の自社需要減のための利用も可。 発動指令時に市場に応札し未約定となった場合などゲートクローズ時点でkWに余力があれば、一般送配電事業者の調整力として活用される。
落札者決定方法	落札評価は、電源Ⅰ'と同様の考え方として、kW価格とkWh価格の総合評価を実施。電源において、マストラン運転が必要となる場合は、その費用をkW価格に含める。 <u>評価用価格が安価な案件から並べたリストを元に、最安で必要量を確保する組み合わせの案件を落札案件とする。</u>
費用負担	公募調達の費用負担については、発動指令等に伴い市場へ応札し得られた収益で費用を回収する。不足分については、託送料金の仕組みを利用して、東京エリアの需要家から回収。

2023年度夏季の電力需給見通し（2023年5月末時点）

- 本年3月末時点では、7月の東京エリアの予備率は3.0%となるなど厳しい見通しであったため、東京エリアを対象に追加供給力公募（kW公募）を実施。
- こうした対策や、至近で生じた供給力の変化を踏まえたこの夏の電力需給見通しは、10年に一度の厳しい暑さを想定した電力需要に対し、西日本エリアを中心に概ね10%程度の予備率を確保しているものの、東京エリアにおいては、7月の予備率が3.1%と引き続き厳しい見込み。

厳気象H1需要に対する予備率			
<3月末時点※>			
	7月	8月	9月
北海道	8.6%	10.9%	20.0%
東北			19.3%
東京	3.0%	3.9%	5.3%
中部			11.4%
北陸	11.7%	13.6%	12.9%
関西			
中国			
四国		14.4%	
九州		13.6%	18.5%
沖縄	22.3%	18.7%	21.6%

<現時点>			
	7月	8月	9月
北海道	5.2%	7.6%	15.8%
東北			
東京	3.1%	4.8%	5.3%
中部		11.7%	7.8%
北陸	9.8%		11.3%
関西		11.9%	
中国			
四国		14.4%	
九州	11.2%	11.9%	18.5%
沖縄	22.3%	18.7%	21.6%

（出典）第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料5

kW公募（2023年度夏季向け）の実施に向けた論点①

<実施エリア・実施主体について>

- 2023年度夏季の需給バランスは、西エリアを中心に一定の水準を確保できている。一方、東エリアについては、連系線の空き容量の関係からエリアの分断が生じており、東京エリアの予備率が低く、電力需給は厳しい見込み。
- このため、追加供給力公募の**実施エリアは、東京エリアのみとし、実施主体は、東京電力パワーグリッド**とすることとしてはどうか。

<提供期間について>

- **3.0%と厳しい水準である7月の東京エリアを対象に、追加的な供給力を確保すべく、7月を対象とすることを基本とし、夏季の電力の安定供給に万全を期す観点から、7月だけでなく、同じく予備率3%台の8月についても提供期間の対象とすることとしてはどうか。**
- また、一般的に電力需要が特に高まる7月及び8月に加え、昨年度は6月に異例の高需要となったこともあり、こうした期間の前後にも電力需要が高まる可能性もある。このため、**6月下旬や、9月の供給力の供出について、2022年度冬季に実施したkW公募に倣い、インセンティブを持たせる仕組みとしてはどうか。**

1－1．精算結果

- kW公募の精算結果について、東京PGから報告があった内容について以下を確認したところ、問題となる点は発見されなかった。
 - kW公募契約案件について、発動指令に基づき発動された電力を、卸市場等（※1）に供出して得た利益については、公募要綱に基づき精算が行われていた。
 - マストラン運転の市場供出で得た収益は全額還元された。
 - 発動指令量未達分については、ペナルティとして還元された。
 - kW公募の調達額等約88億円（※2）に対し、還元額は約18億円（約20.3%）であった。

※1 東京PGと需要抑制調整供給契約を締結していない負荷設備によるDR等の供出については、小売電気事業者の供給力とすることを認めている。

※2 従前の公募調達予定費用約66億円に加え、約22億円（調整力活用分（市場供出で不落となったkWh分）の買取費用、事業税、燃料費精算分等）が含まれている。

2023年度夏季kW公募の精算結果（9月分含まず）

	市場供出等で得た利益 （還元額） (a)	発動指令 未達分 ペナルティ (b)	（参考） 調達価格等（※3） (c)	（参考） 還元率 (a/(c-b))	（参考） 契約容量	（参考） 託送回収
案件合計	約18億円(※4)	6千万円	88億円	20.3%	58.1万kW	約70億円

※3 調整力活用分（市場供出で不落となったkWh分）の買取費用及び事業税及び、後述の燃料費精算等を含む。

※4 マストラン運転分（約17.9億円）を含む。

2-1. kW公募の結果及び随意契約の調達について

(公募の結果)

- 募集量30万kW（最大90万kW）に対し、応札量71.2万kW（12件）うちDRは1.6万kW（7件）、落札量は57.6万kW(電源のみ)であった。
- 平均落札価格は11,316円/kW であった。
- なお、電源の中にはマストラン運転を要するものがあり、そうした電源のマストラン費用（燃料費）を除いて加重平均を計算した場合の平均落札価格は3,032円/kWであった。

(随意契約の結果)

- kW公募の落札者決定後に、随意契約での調達となる量は、0.5万kW（DRのみ）であった。いずれの案件も、当初kW公募への応札案件（※）であり、応札価格での契約となる旨を確認した。

（※）落札案件選定プロセスにおける要件（上限価格・追加性等）に合致している案件であった。

- 今回のkW公募の調達費用は、随意契約分を含め約66億円となる。

（事務局注）個社の応札価格が類推される恐れがあるため、一部情報の公開を差し控える。

kW公募平均落札価格

	平均落札価格 (円/kW)	(参考) 過去の平均落札価格 (円/kW)			
		2022年冬季 (東北～東京) (募集量103万kW)	2022年冬季 (中部～九州) (募集量99万kW)	2022年夏季 (東北～九州) (募集量120万kW)	2021年冬季 (東京) (募集量80万kW)
全体	11,316	25,972	6,810	7,761	14,440
全体 (マストラン 除く)	3,032	5,795	5,960	2,811	2,284
電源	11,316	26,214	6,670	7,754	15,530
DR	-	8,408	9,604	10,000	2,323

1 - 2. 入札価格に含まれた燃料費の精算について

- 契約電源のうち起動・確認運転・マストラン運転等に係る燃料費について、応札価格においては、燃料変動リスクは織り込まれていなかったところ、精算協議において、提供事業者から東京PGに対し、燃料費の実費精算について申し入れがあったことから、精算諸元等を確認した結果、燃料費の実費精算については合理的に処理されたと考えられ、問題となる点は発見されなかった。

(確認内容)

- 精算協議の結果、東京PGは、提供事業者に対し、応札時の価格から約 9 億円多く支払うこととなった。
- 精算額の諸元等について、東京PG及び提供事業者に対し、確認を行った結果は以下のとおり。
 - 燃料調達方法：価格固定化等を行わず調達時点の燃料価格等に基づき調達。
 - 燃料の必要量：提供期間外の供出（6 月（※1））によるマストラン必要量、確認運転の追加、及び、発電機の熱効率悪化影響（※2）等により約15.1%増加した。（※1）9月の期間外提供については、後述。（※2）発電機の熱効率悪化(経年劣化により想定より悪化)により、7月の燃料消費量は計画値より実績値は25.5%増となった。8月は計画外停止があったことから消費量は－4.3%減であった。
 - 応札時想定燃料単価の変動（7～8月（※3））
 - 燃料費の変動：応札時より4.8～11.8%、上昇した。
 - 為替の変動：応札時より6.4～6.9%、円安化した。

（※3）多くの燃料が消費された月であり精算額の大部分を構成

（参考 1）応札時の燃料価格の考え方：入札時点における燃料先物市場価格及び 為替レートを基に計上。（参考 2）マストラン供出された電力量分の燃料費に対して、市場供出収益は約31%であった（費用＞収益）。（参考 3）マストラン等に係る燃料の量は、燃料の最低取引量を超えたことから、精算時において最低取引量は勘案されなかった。

3. 入札価格等

(1) 容量価格は、原則として、契約設備を用いて募集概要に応じた追加供給力の供出を行なうために要する、合理的に想定可能な費用相当額（適正利潤を含みます。）としていただきます。ただし、原則として、契約設備が発電設備である場合は、仮に当社との間で本要綱にもとづく2023年度夏季追加供給力契約を締結せず、契約設備を運転しないときであっても発生すると見込まれる費用相当額については容量価格に含めないものといたします。また、容量価格に含まれる費用相当を支出することにより本要綱による提供期間の前後にも運転可能となることで収益（本要綱にもとづく募集および受給の後に、同様の公募等が行なわれ、当該公募に活用される場合も含みます。）が見込まれるときは、当該収益相当額（当該提供期間外の運転に伴う可変費相当は除きます。）は容量価格から控除するものといたします。（予見が困難であるときで、入札後に見込み等が明らかとなった場合等は、精算について協議させていただきます。）

(略)

(4) 落札した契約設備について、契約者または当社が求めた場合には、提供期間の終了までの間において、契約者が(1)に関して実際に要した費用（マストラン等運転に係る燃料費等の可変費に限ります。）について、当社に提示していただき、入札時における容量価格の算定との乖離が生じた場合には、実際に要した費用にもとづく精算について協議を行なうものといたします。この場合、当社が必要と判断したときには、マストラン等運転に係る燃料費等の可変費算定の前提となる燃料価格等に関して、当社に説明や資料の提出等を行っていただくことがあります。

2-2. 価格規律の適用対象となる事業者の入札価格の考え方

2023年6月27日
第86回制度設計専門会合 資料8

- 今回の公募では、Pivotal Supplier（注）となる事業者（以下「当該事業者」という）の応札があった。kW公募におけるPivotal Supplierの入札価格の考え方については、第63回制度設計専門会合（2021年7月）で整理されているところ。当該事業者に対し入札価格の考え方を聴取した結果は以下のとおり。

【事業者の入札価格の考え方】

➤ 燃料費

- ・ 起動・確認運転・マストラン運転等（※1）にかかる燃料について、入札時点における燃料先物市場価格及び為替レートを基に計上（※2）。

（※1）・燃料調達時に最低取引量が設定されていることから、最低取引量までの燃料費が計上されていた。なお最低取引量から起動・確認運転・マストラン運転等を控除した分については、過年度のkWh公募に準じた取扱いとし、市場供出して得た収益を還元することとしている。

・落札電源が、東京PGからの発動指令に要件の時間内に応動するためには、提供期間中最低出力で運転（マストラン運転）する必要がある。

（※2）今回のkW公募の公募要綱では、燃料費の精算について、公募実施者・契約者双方の申出が可能であったことから、**燃料変動リスクは応札価格に織り込まれなかった。**

➤ 固定費

- ・ 第63回制度設計専門会合で整理された費目（人件費、設備工事費（修繕）、廃棄物処理費、消耗品費、委託費等）を計上。なお、減価償却費、燃料基地運営費のいずれの費用も計上しなかった。
- ・ 当該応札電源は、提供期間後も運転する可能性があることから、修繕費については、運転可能期間（※3）のうち提供期間分を按分計上した。

（※3）提供期間後の運転については、未確定事項であるが、当該電源について次回の長期休止時期が明確であること及び重負荷期のみ稼働が期待される電源であることをもとに運転可能期間を想定し按分計上した。

（注）Pivotal Supplierは、その電源がなければ募集容量を満たすことができない存在である事業者のことをいい、当該事業者は、高値入札を行っても確実に落札される（価格支配力を有する）ことから、入札価格のルール設定及び監視が必要となるとして、第63回制度設計専門会合にて入札の考え方が整理された。今回の公募では、募集容量に対し、1事業者の電源の応札容量合計が募集容量を満たす一方、規模の小さい自家発電DRは、すべて合計しても募集容量に達しなかった。以上から、応札量合計が募集容量を満たす事業者をPivotal Supplierとした。

1－3．提供期間外の発動指令に伴う契約及び精算について

- 6月下旬及び9月下旬において、東京PGから提供事業者に対し提供期間外の供給力の提供を求めたことに伴う精算結果について、事後確認（精算諸元の提出含む）を行った（次項及び次々項参照）。
- 確認の結果及び提出された諸元から、以下の観点から契約の経緯・契約内容は合理的でないとは言いきれず、精算結果について問題となる点は発見されなかった。
- 契約経緯：6月・9月とも逼迫の可能性確認後、提供事業者との協議を開始していた。
- 契約条件：
 - ・6月：還元額を、利益の50%（※1）としていたところ、提供期間外の供出インセンティブを確保する観点から、合理的な範囲であったと考えられる。なお、実際の発動指令はなかった。（※1）提供期間中は利益の全額を還元
 - ・9月：上記6月の条件に加えて、発動指令時に調整力として活用するkWh単価（以下、「発動指令時単価」という。）は、緊急的確保自家発の精算に係る参考価格（45円/kWh）とされていたところ。稼働予定がなかった電源を3日後に緊急的に稼働させる対応であったこと、及び、市場価格が逼迫時のインバランス料金単価の水準を超えたコマがあったことを鑑みれば、事後的ではあるが合理的であったと考えられる。
- 精算
 - ・6月：提供期間外の供出については、当初から契約事項に含まれていたことから、必要な燃料費の精算は、当初契約の精算において行われ、本資料1－2において確認をしたとおり、問題となる点は発見されなかった。
 - ・9月：9月の稼働に伴うマストラン費用等が実費を基に精算されていた。また、発動指令分の精算は上記契約条件に沿って行われ、市場供出で得た利益については適切に還元されていた。

・9月分の精算結果

	市場供出等で得た利益 (還元額) (a)	発動指令未達分 ペナルティ (b)	調達価格等（※2） (c)	（参考） 還元率 (a/(c-b))	（参考） 契約容量	（参考） 託送回収
9月	約2億円(※3)	-	7億円	31.2%	57.6万kW	約5億円

□ 6月下旬の提供期間外供出に関する契約の確認結果

● 契約の経緯

- 6月下旬の需給逼迫の可能性を確認したことから、本来の提供期間（7～8月）の契約協議と並行して協議を行った。
- 契約対象の選定は、kW公募に落札して6月下旬の供給力供出が可能であった電源とした。

※随意契約で調達した案件は第62回電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日）で追加調達が整理された後に、提供期間（7～8月）の稼働可否から再度確認して随意契約の協議を行っていた状況であった。

● 契約の内容

- 契約期間：6月19日～30日
- kW分の契約額内訳：マストラン分の燃料費
- 市場供出で得た利益の50%を還元（※）。（※）提供期間は、利益は全額還元。
- 6月は、本来の提供期間開始前であり発電所の整備期間であることから、発動指令に対する未達分のペナルティは契約上免除。
- なお、マストラン費用節減のため、需給ひっ迫が予見される際に前々日等に行われる発動指令をもって運転開始し、そのまま提供期間運転への移行を可能とする運用方法とした。（実際は、6月29日起動完了後以降マストラン運転となった。）

□ 9月下旬の提供期間外供出に関する契約の確認結果

● 契約経緯

- 東京PGにおいて、9月14日（木）に翌週の予備率の低下が確認され、9月19日（火）に9月最終週においての逼迫の可能性が確認されたことから、随時、資源エネルギー庁、広域機関と協議を行い、追加供給力対策の方針を決定し、kW公募電源に対し提供期間外の稼働に関する協議を開始した。
- なお、8月の提供期間が終了する段階では、9月気象予報や想定需要等からも需給ひっ迫可能性が発現しておらず、マストラン運転を継続して燃料費等をはじめ公募調達費用が増大する懸念や、需給ひっ迫時の状況（予備率、発生タイミング等）により一旦停止した電源を稼働する際の条件・費用等も異なってくることも等から、具体的に延長稼働に関する協議をすることが困難な状況であった。
- 契約対象の選定は、想定予備率に対して需給ひっ迫解消に必要かつ最小限の容量で、緊急的に稼働が可能なkW公募に落札した電源とした。

● 契約期間：9月19日～30日

● 契約額内訳

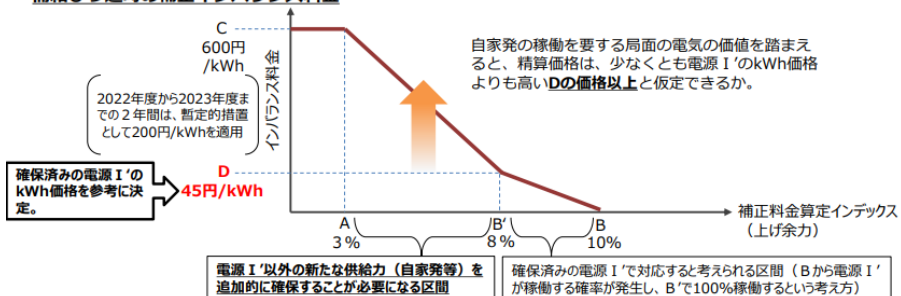
- kW確保費用：マストラン分の燃料費が主であり、再稼働に伴うメンテナンス費用等が発生した。
- 発動指令時単価：
 - 提供事業者の発動指令時単価は、限界費用ではなく、第65回制度設計専門会合にて整理された緊急的確保自家発の精算に係る参考価格（45円/kWh）を参照することとした（利益は50%還元。ペナルティ対象外）。（注）当該電源による供出電力は限界費用ベースで市場入札を実施し、約定すれば、（市場価格-限界費用）×50%還元となる。
 - これは、稼働予定のない電源に対して、申し入れから3日後に稼働を要請する緊急のものであったことから、緊急時確保自家発と同等の扱いとすることは合理的であると考えた。

（参考1）発動コマ26コマ中13コマで還元があった（還元額平均単価は、13.42円/kWh）。（参考2）マストラン供出された電力量分の燃料費に対して、市場供出収益は約39%であった（費用>収益）。

緊急時確保自家発の精算に係る参考価格について①

- 社会全体のコストが最も小さくなるように自家発を活用するという観点からは、一般送配電事業者は、出力増に要する費用の小さい自家発から活用することが望ましい（メリットオーダー）。
- こうしたメリットオーダーによる自家発の運用を実現するためには、各自家発について、出力増に要する費用をベースに精算価格が設定されることが望ましいが、自家発毎に精算価格を設定するためには、一般送配電事業者と自家発保有者との間で、事前に個別の価格交渉が必要となり、時間を要すること。
- 一般的に需給ひっ迫対策として、自家発の稼働を要する局面というのは、電源 I' の稼働を指令しても需給が十分に改善しない見通しとなる場合である。
- したがって、この時点の電気の価値からすると、自家発は電源 I' の kWh 価格よりは高いことが考えられ、例えば、2022年度以降の新たなインバランス料金制度における需給ひっ迫時補正インバランス料金カーブにおいて、少なくとも D の価格以上（C の価格以下）であることが仮定できるのではないか。

需給ひっ迫時の補正インバランス料金



24

緊急時確保自家発の精算に係る参考価格について②

- 前頁までのとおり、緊急時の自家発の精算価格については、一般送配電事業者と自家発保有者との間で協議の上、決定されるべきものであるが、自家発の稼働を要する局面の電気の価値は、電源 I' の kWh 価格よりも高いことが考えられる。
 - したがって、当事者間における価格協議においては、需給ひっ迫時補正インバランス料金の D の価格以上の価格帯を参考価格とすることができると考えられるのではないかと。
- なお、自家発が稼働している時間帯のインバランス料金を精算価格の参考とする方法も、その時間帯の電気の価値を引用するという観点からは可能と考えられる。他方、この場合は、事前の価格協議時点では具体的な金額が明らかとはならないので、事後精算を前提とした調整となる。

25

（参考）公募要綱抜粋（提供期間外供出に関する部分）

（略）

第5章 募集概要

- 募集内容および2023年度夏季追加供給力が満たすべき要件は以下のとおりといたします。

（略）

- 2023年度夏季追加供給力が満たすべき運用要件は原則として以下のとおりといたします。

- (1) 運用要件

（略）

- (2) その他

⑦ 提供期間外における契約設備の供給力提供に関する協議

落札者は、提供期間外である2023年6月および2023年9月において供給力の提供が可能となる見通しがある場合、同期間における供給力の提供に関する事項（運用上および精算上必要な細目等）について、当社との協議に応じいただきます。

（略）

第8章 契約条件

- 主たる契約条件は以下のとおりです。

（略）

- (12) 提供期間外における契約設備の供給力提供に関する協議

落札者は、提供期間外である2023年6月および2023年9月において供給力の提供が可能となる見通しがある場合、同期間における供給力の提供に関する事項（運用上および精算上必要な細目等）について、当社との協議に応じいただきます。

1－4．運用結果

- 東京PGから提出された運用結果は以下のとおりであり、問題となる点は発見されなかった。

（確認結果）

1. 発動指令への対応について

- 発動指令があった案件について、未達度合は、0.40～14.33%(契約案件毎に平均)であった。
(未達理由)
 - ・ 予定どおり自家発電設備稼働等による使用電力抑制を行ったが、ベースラインを低く想定したことにより、契約電力を下回った（DR）。
 - ・ 「光化学スモッグ注意報発令」に伴う燃料使用制限で自家発電設備の稼働が不可となった（DR。ペナルティ対象外）
 - ・ 東京PGからの発動指令が契約時の指令応動時間以降であった（電源。ペナルティ対象外）。

2. 市場入札等について

- 発動指令に対して応動した電力は、市場へ供出、又は、小売電気事業者の供給力として活用（※1）されていた。（※1）東京PGと需要抑制調整供給契約を締結していない負荷設備によるDR等の供出については、小売電気事業者の供給力とすることを認めている。
- 市場入札は、「エリアプライス」と「発動指令時単価（※2）」の高い方で行われており、徒に高値入札が行われた、ということはない。（※2）9月提供分は、限界費用ベースで市場入札を実施。
- 市場で不落となった電力については、調整力として活用され、「発動指令時単価」で精算された。
- 小売電気事業者の供給力として活用される案件については、「発動指令時単価」が回避可能費用単価と比して高値であったことから、公募要綱に従い、東京PGから回避可能費用単価（※3）との差額が支払われた。
(※3) 回避可能費用単価は、30分単位でスポット市場と時間前市場の加重平均単価から算出。

3. マストランを必要とする電源について

- マストラン分の運転による電力は、契約期間中、全コマ全量約定した（電源）。

発動指令量とkW提供事業者の実績計測値・市場入札量等（約2,542万kWh発動）

提供期間/ 期間外の 別	契約量	発動指令の時間帯	発動指令量 (kWh)	実績計測値（マス トラン分含む） (kWh)	実績計測値のうち 発動指令に伴う市 場約定量及び小売 供給力量 (kWh)	実績計測値のうち 発動指令に伴う調 整力活用分 (kWh)	未達度合 (コマ単位)
期間内	58.1万kw	7/10 15:00-20:00	2,880,000	2,886,322	27,950	2,531,872	0%
		7/11 15:00-20:00	2,905,000	2,912,307	24,292	2,561,515	0-12.32%
		7/12 16:00-21:00	2,041,000	2,055,570	582,957	1,244,063	0%
		7/18 15:00-20:00	2,617,000	2,620,246	994,522	1,331,874	0-87.48%
		7/19 13:00-17:00	2,304,000	2,278,973	0	2,017,773	0-10.64%
		8/25 15:00-18:00	1,728,000	1,658,354	0	1,462,454	3.62-4.24%
		8/29 16:00-19:00	1,728,000	1,732,890	0	1,536,990	0%
		8/30 16:00-19:00	1,728,000	1,732,046	0	1,536,146	0%
期間外	57.6万kw	9/19 15:00-19:00	2,304,000	2,306,774	2,002,800	42,774	0%
		9/20 15:30-18:30	1,728,000	1,732,761	1,502,100	34,761	0%
		9/28 14:00-20:00	3,456,000	3,458,353	0	3,066,553	0%

（参考）マストラン供出量：提供期間内130GW h 提供期間外：10GWh

3. まとめ

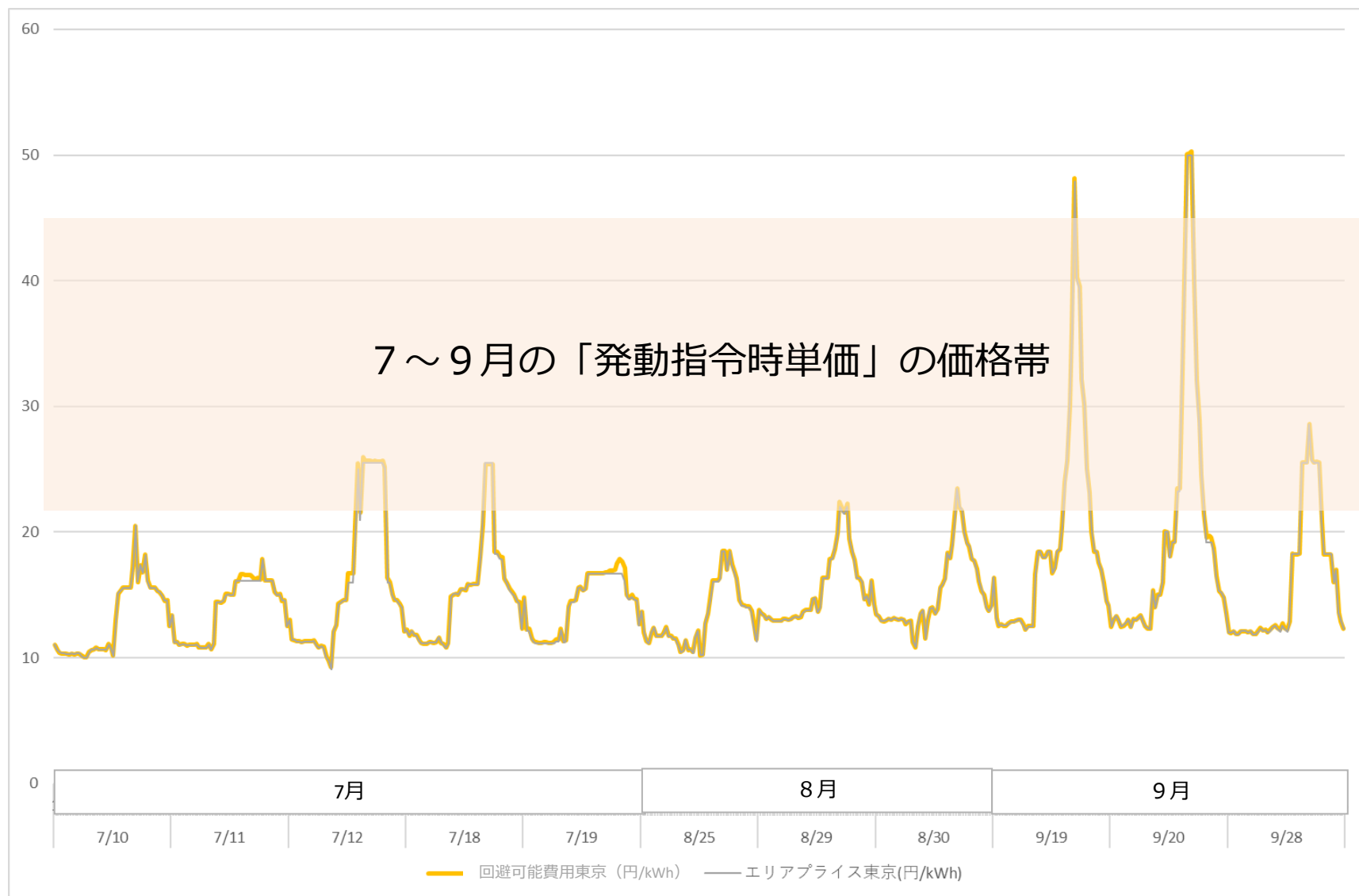
- 今回のkW公募の精算及び運用について、特に問題となる点はなかったと考えられる。
- なお、還元率は約21%（マストラン除くと1.13%）と、2021年度冬季及び2022年度夏季の公募と比して、2022年度冬季の東日本と同程度の低い水準であったところ。
- これは、調達量に対する発動量は過去の公募と比して少なく、「市場約定単価」>「発動指令時単価」となるコマの割合が、2021年度冬季及び2022年度夏季の公募と比して少なく、還元単価も小さかったことが要因と考えられる。

（参考）2021年度冬季kW公募以降の発動指令量等

	2021年度冬（東京）	2022年度夏（東北～九州）	2022年度冬（東日本）	2022年度冬（西日本）	2023年度夏（東京）
発動指令量	4.5千万kWh	7.2千万kWh	6.2千万kWh		2.5千万kWh
市場約定単価>「発動指令時単価」 となったコマの割合（※1）	58%	71%	29%	23%	25%
発動時間帯のシステムプライス単価 （単独エリア実施の場合はエリアプライス）	38.9円	44.7円	26.6円		22.6円
還元単価の平均（※2）	32.1円	39.2円	8.0円	7.0円	8.7円
還元率	38%	42%	26%	0.14%	21%
還元率 （マストラン除く）	29%	20%	1.04%	0.14%	1.13%

（注）期間外提供含む。（※1）還元額ありのコマ数/発動指令コマ数（※2）還元額が0円以上のコマの還元単価の単純平均値

(参考) 発動指令があった日におけるスポット価格と「発動指令時単価」の価格帯 (2023年度夏季)



(参考) DRの「発動指令時単価」について

- DR事業者の「発動指令時単価」について、回避可能費用単価（※）と比して高値となっており還元が行われなかったことから、諸元について聞き取りを行ったところ、以下の回答があり、特段問題となる点はなかったと考えられる。

（※）当該事業者は、東京PGと需要抑制調整供給契約を締結していない負荷設備によるDR等の供出であったことから、発動指令された電力は小売電気事業者の供給力となり、その場合は回避可能費用単価との差額を還元することとなる。回避可能費用単価は、30分単位でスポット市場と時間前市場の加重平均単価から算出される。

(事業者回答)

「発動指令時単価」は、ネガワット調整金と顧客報酬の合計額とした。

(参考) 公募要綱抜粋

第5章 募集概要

(略)

2. 2023年度夏季追加供給力が満たすべき運用要件は原則として以下のとおりといたします。

(1) 運用要件

(2) ト 市場への供出等の義務

原則として、当社からの指示に応じ、日本卸電力取引所のスポット市場または時間前市場（以下、総称して「卸電力取引市場」といいます。）への売り入札を行っていただき、当該入札に係る約定により得られる利益を当社に還元していただきます。

なお、当社との間で需要抑制調整供給契約が締結されていない負荷設備によるDR等で、契約設備を含むバランシンググループ（以下「BG」）からの供出が困難な場合は、当社と協議のうえ、当該DRの契約設備に供給する小売電気事業者の供給力とし、卸電力取引市場への供出等に用いることにより代替できるものといたします。（この場合、当社に還元する利益は、原則として、スポット市場および時間前市場における約定価格の、30分コマごとの売買取引の数量により加重平均して得られる回避可能費用単価〔再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則[平成二十四年七月一日施行]附則第十三条第一項にもとづき算定される回避可能費用単価。以下同じ。〕と、契約者が提出した増出力費用単価のいずれか高い方による収益が得られたものとみなして算定するものといたします。）ただし、この場合、当該小売電気事業者との間で、卸電力取引市場への入札、および当社に対し利益を還元するに際して必要な合意がなされている等、本要綱にもとづく契約の履行に支障をきたさないようにしていただくことが必要です。

参考：2021年度冬季以降の追加kW・kWh公募の精算結果

	kW公募					kWh公募		
	2021年度冬 (東京)	2022年度夏 (東北～九州)	2022年度冬 東日本(※2) (東北、東京)	2022年度冬 西日本 (中部～九州)	2023年度夏 (東京)	2021年度冬 (北海道～九州)	2022年度夏 (北海道～九州)	2022年度冬 (北海道～九州)
募集量	55万kW (最大80万kW)	120万kW (最大140万kW)	103万kW (最大170万kW)	99万kW (最大190万kW)	30万kW (最大90万kW)	3億kWh	10億kWh	20億kWh
契約量	63.1万kW	135.7万kW	103.5万kW	185.6万kW	58.1万kW	4.17億kWh	9.3億kWh	18.6億kWh
電源 最高単価	15,530円/kW	13,718円/kW	30,696円/kW	25,557円/kW	- (※3)	37.61円/kWh	36.95円/kWh	58.11円/kWh
DR 最高単価	2,400円/kW	10,000円/kW	10,000円/kW	10,000円/kW	- (※3)	—	—	—
平均単価	14,400円/kW	7,761円/kW	25,972円/kW	6,810円/kW	11,316円/kW	35.88円/kWh	36.04円/kWh	53.23円/kWh
平均単価 マストラン除く	2,284円/kW	2,811円/kW	5,795円/kW	5,960円/kW	3,032円/kW	—	—	—
調達額 (※1)	約89億円	約112億円	約335億円	約101億円	約95億円	約151億円	337億円	1,099億円
還元額 (※1)	約34億円	約47億円	約88億円	約0.14億円	約20億円	約88億円	208億円	359億円
還元率 (※1)	38%	42%	26%	0.14%	21%	約58%	62%	33%
託送回収額 (※1)	約55億円 約8,800円/kW	約65億円 約4,800円/kW	約247億円 約19,000円/kW	約100億円 約7,600円/kW	約75億円 約12,940円/kW	約64億円 約15円/kWh	129億円 約14円/kWh	740億円 約39.9円/kWh

今回御報告

(※1) 調整力活用分(市場供出で不落となった分)の買取費用及び事業税を含み、不要となった起動費・確認運転費分及びペナルティ戻し分を控除。期間外提供分含む。

(※2) 公募未達分は、『一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方』に基づき調達された。なお、数値は、追加調達(随意契約)をした案件含む。

(※3) 応札価格つり上げ防止の観点から非公表。

1. 東京エリアの2023年度夏季kW公募運用
結果の事後確認について
2. 需給調整市場の運用について（御報告）

(御報告) 需給調整市場における上限価格の設定について

- 第89回会合（2023年9月）において、需給調整市場における上限価格の設定について、上限価格の水準は、不確実性がある週間取引で無理に調達せず、リスクを減らした価格で取引する指標として用いられるものとして、一般送配電事業者の提示案について差し支えないと考える旨提示したところ。
- その際に、安定供給等の観点から関係することから、必要に応じて資源エネルギー庁において議論されるべきと考える旨をお示した。
- その後、資源エネルギー庁第66回電力・ガス基本政策小委員会において、安定供給及び市場調達の機会を徒に損なわない観点から検討がなされ、できる限り市場を通じて必要な調整力を確保する観点からは、多少調達コストが上昇しても、確実に必要量を確保することが重要であることから、以下のとおり商品毎に上限価格を設定する整理となった。
- なお、上限価格については、需給調整市場取引規程（※）にて運用の詳細が規程されることとなる。
（※）パブリックコメントを経て改定される。（同規程パブリックコメント提示案の一例：上限価格を上回る札が約定した場合、上限価格で精算する。）

● 上限価格の水準（電力・ガス基本政策小委員会の整理）

	複合・一次・二次①	二次②・三次①	前日取引 (三次②等)
電力・ガス基本政策小委員会の整理	前日取引の加重平均値 + 3 σ 相当を基本とする（約50円/ Δ kW・h（※1）） （※2）	前日取引の加重平均値 + 1 σ 相当を基本とする（約20円/ Δ kW・h（※1）） （※2）	設定なし
（参考） 一般送配電事業者提出案	前日取引の加重平均値 + 1 σ 相当を基本とする（約20円/ Δ kW・h）		設定なし

（※1）資料は1時間単位の値を記載。需給調整市場システムに登録する単価は30分単位となる。

（※2）実際の取引状況を踏まえ、必要な調整力の確保と調整力コストの抑制の両立を図る観点から、上限価格の水準については、不断に見直すこととし、例として、一定期間（例えば3ヶ月）毎に上限価格の妥当性を確認するとされた。

需給調整市場における上限価格の設定について（1/2）

- 需給調整市場における上限価格については、9月29日の電取委の制度設計専門会合において、一般送配電事業者から、**週間取引商品は「三次②加重平均単価+1σ相当（＝約20円）」を目安とする案**が示された。
- これに対し、同会合では、「上限価格の水準については、**不確実性がある週間取引で無理に調達せず、リスクを減らした価格で取引する指標として用いられるものとして、差し支えない**と考える」とされた。
- 同時に、「安定供給の観点等も関係するところ、必要に応じて、資源エネルギー庁において議論されるべきと考える」とされている。
- 需給調整市場における**上限価格の設定は、市場供給量の減少につながり得るもの**であり、その水準によっては、市場で必要量を調達できなくなる可能性がある。
- 仮に市場で必要量を調達できなかった際は、一般送配電事業者は、発電事業者と締結した**余力活用契約を活用し未達量を調達**する。他方、**余力活用契約による実需給直前の追加的な調整力の調達は、安定供給の観点から不確実性を残すこととなる**。
- また、余力活用契約への過度の依存は、広域的な調整力の調達・運用による調整力コストの低減を目指した需給調整市場設立の趣旨と相容れないものともなりかねない。
- このため、上限価格については、需給調整市場における調達時期や追加調達機会の有無、三次①のこれまでの取引状況等を踏まえ、市場調達の機会を徒に損なわないよう配慮しつつ、**商品毎に設定することが望ましいのでないか**。

36

第89回制度設計専門会合資料7（2023年9月）

1-2-①. 一般送配電事業者からの提案（上限価格の設定について_第88回の続き）

- 第86、88回会合（2023年6、8月）において、事業者等から提案があった上限価格の案について、合理的な点・課題点を示したところ、委員から**上限価格の設定と価格規律とは別の問題である旨指摘**があった。
- 上限価格の水準については、調達主体となる一般送配電事業者から詳細案が提示されたところ（次項）。上限価格の水準については、不確実性がある週間取引で無理に調達せず、リスクを減らした価格で取引する指標として用いられるものとして、差し支えないと考える。
- 他方で、安定供給の観点等も関係するところ、必要に応じて、資源エネルギー庁において議論されるべきと考える（※）。
- 今後、検討を踏まえて内容が変更された場合には改めて報告させていただき、現時点で指摘等があればいただきたい。

（※）資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会（2023年6月27日）において、「2024年度に本格運用が開始する需給調整市場を中心とする調整力確保の在り方については、（略）本年秋頃を目途に全体を取りまとめる」とされている。

（参考）前回会合における委員発言

- 上限価格の設定は、価格規律とは別の問題と考えている。容量市場の上限価格も価格規律ではなく、これより高値であれば、他のより合理的な代替的な方法で調達することを考えるべきだという水準として設定されていると考える。
- 需給調整市場の週間取引の上限価格は、不確実性がある週間取引で無理に調達することは合理的でなく、より実需給に近い断面で取引を行い、リスクを減らして合理的な価格で取引ができる方法に切り替えていく目安となる価格を念頭においていると考える。そして、その発想は間違っていないと考える。
- 週間取引への供出にかかるリスクについては繰り返し指摘され、実際に供出量も少ないことを鑑みれば、今後、システム改修を経て、週間取引から前日取引に切り替えられる過渡期の対応として、しばらく継続せざるを得ない週間取引を将来の姿に近づける真摯な提案であることを頭に入れながら、議論されることを期待する。

11

需給調整市場における上限価格の設定について（2/2）

- 需給調整市場において週間調達される商品のうち、一次及び二次①については、二次②及び三次①と異なり、前日段階で追加的に調達する機会がない。このため、**週間調達で必要な調整力を確保できるよう、上限価格の設定には慎重を期す必要がある**。
- 供給量が必要量を上回り、市場が十分に競争的となれば、**そもそも上限価格を設定する必要性はない**。一方、現在の三次①と同様、週間調達段階では不確実性があるため全体の供給量が抑制され、相対的に高い価格での応札が増える可能性もある。
- その場合、**できる限り市場を通じて必要な調整力を確保する観点からは、多少調達コストが上昇しても、確実に必要量を確保することが重要となる**。
- 従前の三次①の取引では、約定量の約71%が概ね20円以下であった。2024年度以降、一次及び二次①も同等価格での応札がありうると仮定すると、上限価格は、**一般送配電事業者の提案（約20円）より高めに設定することが妥当と考えられる**。
- このため、2024年度当初の**一次及び二次①の上限価格については、「三次②加重平均単価+3σ相当（＝約50円）」**とすることとしてはどうか。 ※全ての複合商品（含む調整力を問わない）も同様
- その上で、実際の取引状況を踏まえ、必要な調整力の確保と調整力コストの抑制の両立を図る観点から、**上限価格の水準については、不断に見直すこと**としてはどうか。
- 具体的には、例えば、一定期間（例えば3ヶ月）毎に上限価格の妥当性を確認し、関係事業者からヒアリングを行うなどした上で、必要に応じ、上限価格の引下げ（または引上げ）を含めた更なる取組の在り方について、検討を行うこととしてはどうか。

38

第89回制度設計専門会合資料7（2023年9月）

（提案の内容）

- 週間取引では、大宗が複合（入札単価が単一）入札と考えられ、入札単価が単一であるため、週間取引における上限価格設定は、商品区分を考慮せず、一次～三次①共通のものとする。
- 上限価格の水準は、以下の点を考慮して、三次②加重平均単価+1σ相当を目安とする。
 - ・市場外調達との関連性を踏まえ、火力の追加起動を概ね妨げない水準
 - ・ΔkW入札価格の指標となるJEPXスポット市場の価格水準や電源1の固定費水準
 - ※市場動向を踏まえ、必要に応じ水準を見直すことも考慮。
- 上限価格の設定見直し頻度は、1週間毎が適当と考える。
- 上限価格を設定した場合でも、安定供給確保の観点から必要な調整力が確実に確保できるよう、調整力の必要量が不足する見込みがあれば、一般送配電事業者が起動指示（起動準備）できる仕組みも必要と考える。

（参考）1週間毎に上限価格を設定した場合の費用削減額と未達増分量について（週間取引_全エリア計）

【単価：円/ΔkW・h、削減額：億円、未達増分量：億ΔkW・h、割合：％】

		2022年度					2023年度(4~6月)						
		上限価格の 平均値	約定平均単価 (上限価格あり)	削減 割合	未達 増分量	未達 増分割合	上限価格の 平均値	約定平均単価 (上限価格あり)	削減 割合	未達 増分量	未達 増分割合		
① 加重 平均 単価	0σ	6.9	2.5	306	84%	14.0	23%	3.3	1.2	208	97%	8.0	31%
	0.5σ	14.1	4.4	237	65%	8.5	14%	11.3	3.1	191	89%	5.7	22%
	1σ	21.3	5.3	196	54%	5.7	9%	19.3	5.3	166	77%	4.1	16%
	1.5σ	28.5	6.1	161	44%	4.1	7%	27.3	7.0	143	67%	3.2	12%
	2σ	35.8	6.6	140	39%	3.3	5%	35.3	8.7	119	55%	2.4	9%
	2.5σ	43.0	7.3	111	31%	2.4	4%	43.3	10.9	86	40%	1.5	6%
	3σ	50.2	7.7	90	25%	1.9	3%	51.3	12.6	58	27%	1.0	4%

※約定平均単価(上限価格設定なし)は、2022年度：9.8円/ΔkWh、2023年度(4~6月)：16.0円/ΔkWh

（注）

上限価格の平均値：週単位で算出した上限価格の期間平均値

約定平均単価（上限価格あり）：仮に3次②の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の約定平均単価

削減額：仮に3次②の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の費用削減額

削減割合：仮に3次②の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の費用削減割合

未達増分量：仮に3次②の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の未達増分量

未達増分割合：仮に3次②の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の未達増分量 / (週間取引の約定量実績値 + 未達量実績値)

12