

東京エリアにおける2021年度冬季の追加 供給力の確保に向けた公募について

第63回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和3年7月30日（金）



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

本日の議論

- 2021年4月、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が行った冬季の需給見通しでは、厳寒H1需要に対し、東京エリアの2022年1月及び2月の予備率が3%を下回る見通しであることが判明した。
- この結果を受けて、資源エネルギー庁では、追加の供給力確保策の一つとして、調整力公募の仕組みを活用した供給力確保方法について検討が行われ、第37回電力・ガス基本政策小委員会（2021年7月）において、公募の概要が整理された。
- 今後、公募が実施された際には、入札価格の妥当性等については、本委員会がこれらの監視を行うこととなる。
- そこで本日は、監視において必要な、公募における入札価格の考え方等について、御議論いただきたい。

第37回電力・ガス基本政策小委員会資料6（抜粋）

2. 募集内容

- 東京電力パワーグリッド（以下、東電PG）が実施主体。
- 募集規模は、これまでの補修調整を反映した冬季の東京エリアの不足量（※）をまかなう容量とし、具体的な手続きや要件については、国や広域機関と連携しつつ、東電PGが検討。
※1月：▲約35万kW、2月：▲約55万kW
※ピーク需要の時間帯（朝・夕）の供給を要件とする方向。
- 公募により価格を決定。事業者の入札価格の妥当性については、事前にとりまとめられた価格規律のルールに則り、電力・ガス取引監視等委員会（以下、監視等委）で確認。

1. 入札価格の基本的な考え方

公募の概要（電力・ガス基本政策小委員会での整理）

- 電力・ガス基本政策小委員会で整理された東京電力PGが実施する公募の概要は以下のとおり。
- 費用負担のあり方については、落札電源は市場に供出し、まずは市場での収入で費用をまかなうことが基本。そのうえで、不足分が生じれば、託送料金の仕組みを利用して、東電PGエリア内の需要家から公平に回収する仕組みとすることを予定している。

第37回電力・ガス基本政策小委員会（2021年7月12日）で整理された事項

整理された論点	内容
対象設備等	対象は、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。
運用要件	運転継続時間が5時間以上、又は3時間以上で1日2回以上の発動が可能であることが基本
市場供出方法	前日夕方又は当日朝の段階で需要最大時の予備率が5%を下回ることが見込まれるときに発動指令を行う。電源は、発動指令時に限らず、常時、スポット・時間前市場に限界費用ベースで応札。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、又は市場応札が困難な場合は、東電PGの調整力として活用される。
落札決定方法	募集容量は55万kWとするが、最大25万kWまでの超過落札を許容する。
公募において評価対象とする価格の範囲	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。評価用価格の総額が低い案件から落札。
精算	発動指令に伴い市場へ応札し得られた利益は全て一般送配電事業者に還元。発動指令以外に市場へ応札し得られた利益は、9割を一般送配電事業者に還元。調整力として稼働した分のkWhコストは、託送料金の仕組みを通じた費用回収の対象外で、インバランス収支として管理。

1. 公募手法

● 調整力公募の追加実施の形式

本来、調整力公募は、各一般送配電事業者が、翌年度分の調整力を調達するための制度。2021年度分はすでに調達済みだが、供給力不足が顕在化したため、年度途中で追加実施するもの。なお、今回追加で調達するのは供給力であり、一般送配電事業者が確保した電源等は、小売電気事業者が公平にアクセスできるよう、運用面での配慮が必要。

※なお、卸電力市場で約定しなかった場合、その余力を調整力として活用することとなる。

2. 募集内容

- 東京電力パワーグリッド（以下、東電PG）が実施主体。
- 募集規模は、これまでの補修調整を反映した冬季の東京エリアの不足量（※）をまかなう容量とし、具体的な手続きや要件については、国や広域機関と連携しつつ、東電PGが検討。

※1月：▲約35万kW、2月：▲約55万kW

※ピーク需要の時間帯（朝・夕）の供給を要件とする方向。

- 公募により価格を決定。事業者の入札価格の妥当性については、事前にとりまとめられた価格規律のルールに則り、電力・ガス取引監視等委員会（以下、監視等委）で確認。

3. 費用負担のあり方

- 落札電源は市場に供出し、まずは市場での収入で費用をまかなうことが基本。そのうえで、不足分が生じれば、託送料金の仕組みを利用して、東電PGエリア内の需要家から公平に回収する仕組みとする。

(参考) 論点④ 落札決定方法

- 落札電源等の決定に際しては、安価なものから順に落札し、合計の調達費用を最小化することが大原則である。したがって、安価な小規模電源やDRの応札量の合計が募集容量に達しない一方、より高価な大規模電源が1つで募集容量を満たす場合、当該大規模電源のみが落札されることとなる。
- 他方、安定供給の観点からは、費用最小化を理由に安価な小規模電源やDRを不落札とはせず、より高価な大規模電源と合わせて一定程度までは募集容量を超えて調達する方が供給安定性を高めることとなる。募集容量55万kWを満たした場合でも、供給予備率は安定供給に最低限必要な3%であることを考えると、少しでも多く供給力を確保しておくことは極めて重要である。
- また、今回の追加的な調整力公募のように、応札可能な電源等が限定的であることがあらかじめ明らかである場合、費用最小化の視点のみ着目すると、そもそも小規模電源やDRの応札可能性が事実上なくなることとなりかねない。

※募集容量55万kWに対し、休止中の電源の1つである姉崎火力（60万kW）は1基で募集容量を満たす一方、規模の小さい自家発やDRは、すべて合計しても募集容量に達しない可能性が高い。
- このため、費用最小化の原則は維持しつつも、供給安定性及び競争性を高める観点から、一定程度まで募集容量の超過を許容することとしてはどうか。
- その際、入札価格の妥当性については、監視等委において事後的に確認することとし、とりわけ約定価格の決定に大きな影響力を行使し得る大規模電源については、同委員会において特に厳格に確認を行うこととしてはどうか。

(参考) 論点④ 落札決定方法 (続き)

- 一定程度の募集容量の超過を認める方法としては、例えば、10万kWまで募集容量の超過を認めることが考えられる。この場合、仮に大規模電源より安価な小規模電源やDRの応札があれば、10万kWまでは落札されることとなる。
- また、容量ではなく費用に着目し、例えば、10億円まで費用超過を認めることが考えられる。この場合、仮に大規模電源の約定価格がkW当たり5千円であれば、それより低い価格で応札した小規模電源やDRが20万kW余り落札されることとなる。
※10億円は、東京電力管内の託送料金の約0.3銭に相当。
- 方法論としてはいずれもあり得るが、応札者の予見可能性確保の観点から、あらかじめ募集容量の超過を認める方法としてはどうか。
- また、具体的な超過量としては、募集容量が55万kWである中、供給安定性を高めつつ、費用負担の増加をできる限り抑制する観点から、最大25万kW（H1需要の約0.5%に相当）を基本とすることとしてはどうか。

(参考) 論点⑤：公募において評価対象とする価格の範囲について

- 電源 I'では、主に、kW価格とkWh価格が評価の対象となる。
- 今回の公募については、電源 I'と同じく、厳気象を想定した調達であることや、kWコストとkWhコストの切り分けが難しいDRが調達対象であることなど、電源 I'に近い性質の公募であるため、評価対象は、電源 I'と同様の考え方を基本としてはどうか。
- 具体的には、
 - kW価格については、電源の稼働又はDRの確保に必要な固定費等（電源においてマストラン運転が必要となる場合には、そのための費用も含む。）を、
 - kWh価格については、市場等への最低供出要件を満たす際に必要となる変動費（下記参照）を、それぞれ応札し、これらの総額の低い案件から順に落札する方式を採用してはどうか。

kWh価格の見積もり

- 電源 I'においては、夏冬併せて想定発動回数を3.6回としているところ、kWh価格の見積もりの際の想定発動回数はその半分の「1.8回」と設定してはどうか。
- また、運用要件として、論点②（5P参照）の通り、「運転継続時間が5時間以上、または、3時間以上で1日2回以上（＝1日6時間以上）の発動が可能であること」を求めているところ、kWh価格の見積もりの際の運転時間は「6時間」と設定してはどうか。

kWh価格 = 1kWhあたりにかかる費用の上限値 × 想定発動回数（1.8回） × 運転時間（6時間）

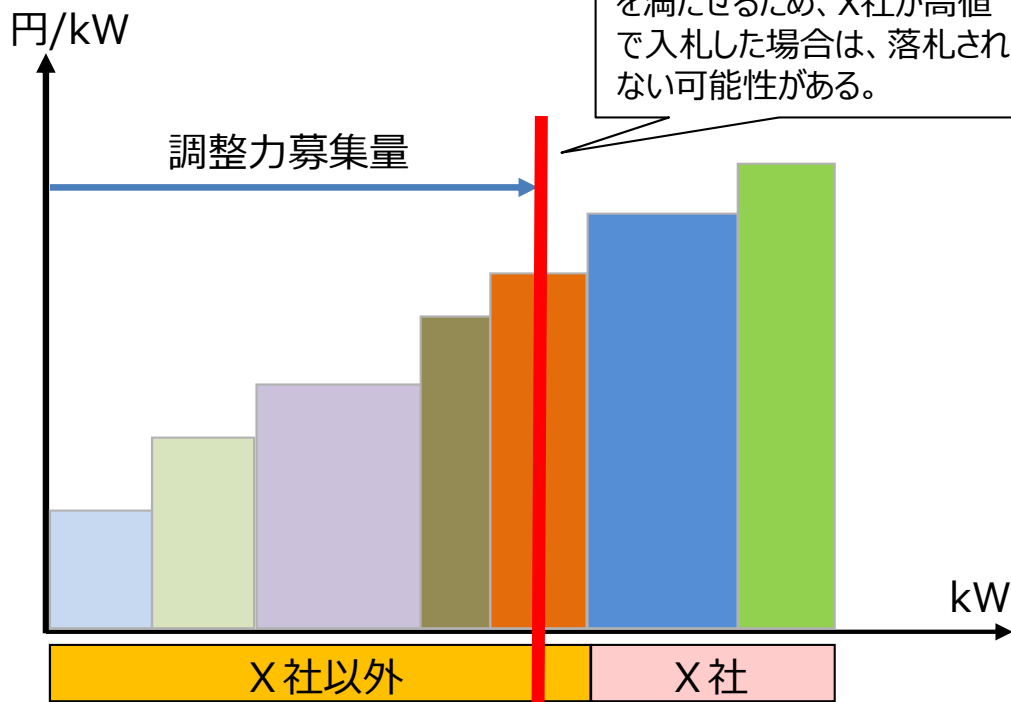
入札価格の規律の必要性

- 電力・ガス基本政策小委員会の議論では、今回の公募について、
 - 募集容量55万kWに対し、休止中の電源の1つである姉崎火力（60万kW）は1基で募集容量を満たす一方、規模の小さい自家発やDRは、すべて合計しても募集容量に達しない可能性が高い。

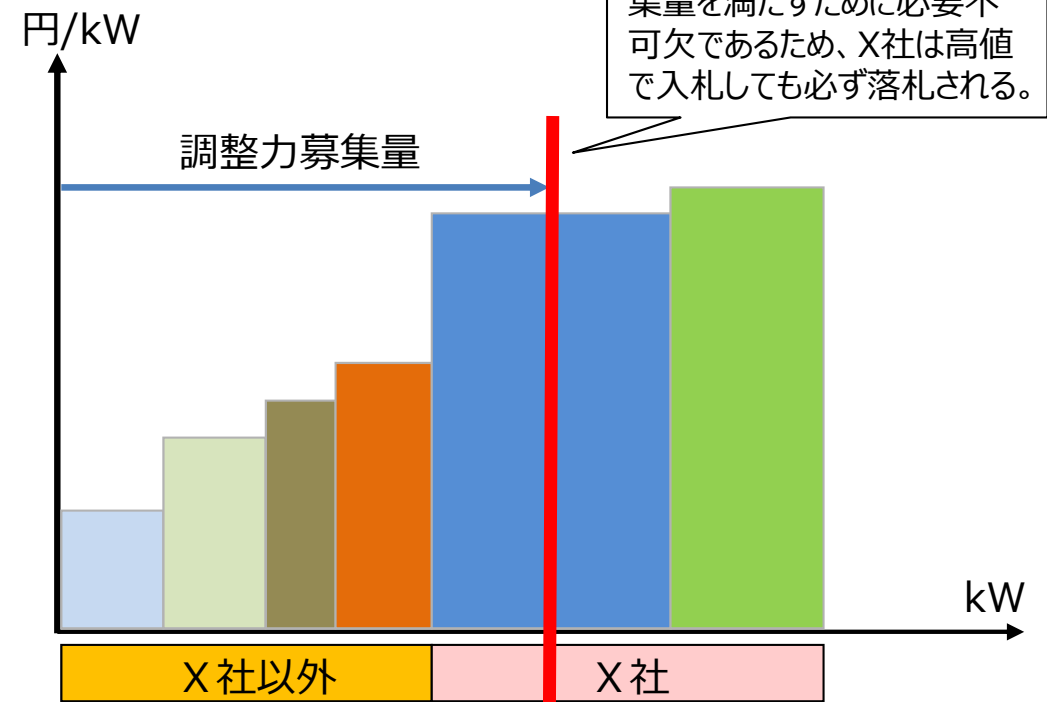
ということが言及されている。これは、すなわち、今回の公募において、姉崎火力を保有する事業者はPivotal Supplier（当該電源がなければ募集容量を満たすことができない存在）であることを示唆しており、当該事業者は高値入札を行っても確実に落札される（価格支配力を有する）。

- したがって、こうした事業者が存在する可能性がある場合、厳格な入札価格のルール設定及び監視が必要となる。

● 市場支配力を行使できない



● 市場支配力を行使可能

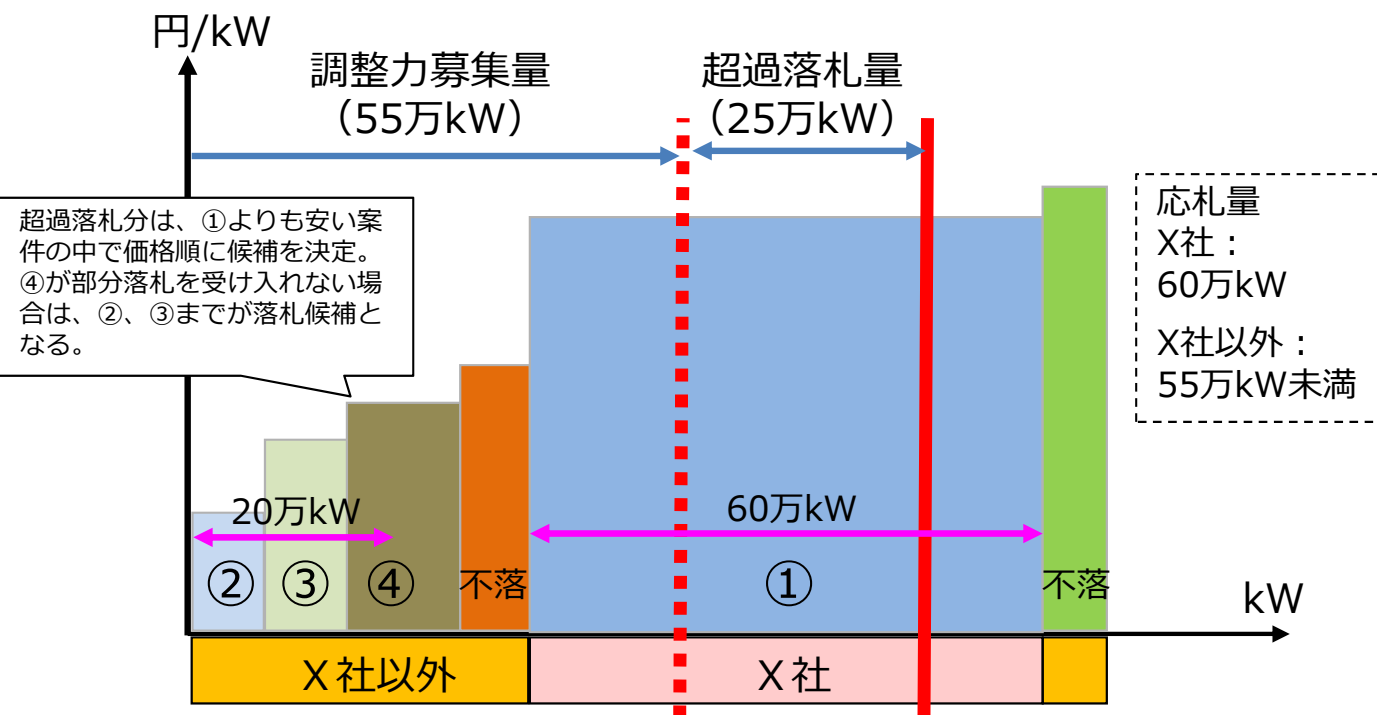


入札価格の規律の対象範囲

- 前頁を踏まえ、市場支配力が行使可能な事業者に対しては、入札価格に対する一定の規律が必要となるが、規律の対象とすべき事業者の範囲をどこまでとすべきか検討した。
- 姉崎火力(60万kW)の場合は、休止電源を再稼働させるために要するコストを確実に回収すべく、応札容量は60万kWで設定するのが合理的な行動となる。このため、今回の公募では、Pivotal Supplierになると考えられるため、入札価格に対する規律の対象※とすべきではないか。
- 姉崎火力以外の電源、DRの場合は、実質的には募集容量超過分の最大25万kW分の落札を巡っての競争となる可能性が高く、Pivotal Supplierとはならないと考えられるため、入札価格に対する規律は不要と考えるがどうか。

落札評価プロセスのイメージ

※姉崎火力が応札せず、別の55万kW以上の電源等が一件応札した場合は、当該電源等が規律の対象となる。



●落札評価プロセスのイメージ

1. X社以外の応札量では、募集量55万kWを満たせないため、X社が落札候補1位（左図①）となる。
2. 残りの落札可能量20万kWの中で、①よりも価格が安い入札案件の中から価格順に落札候補を決定（左図②～④）。
3. 上記2のうち落札候補最下位の電源等（左図④）について、その応札量を全て落札すると20万kWを超過する場合は、応札量未滿で約定（部分約定）が可能か協議。
4. ④が部分約定不可とした回答した場合、当該電源等は不落となる。

入札価格の基本的な考え方

- 市場支配力が行使可能な事業者に対する入札価格の規律については、不合理な価格設定を抑制しつつ、稼働に要するコスト等については、適切に回収されるようなものであるべき。
- 稼働に要するコスト等としては、例えば、以下の費目を基本とした必要最小限のコストを入札価格として設定することとしてはどうか（マストラン費用の必要性は後述）。
 - － 燃料費等の入札時点では不確定な要素については、合理的な予測に基づく価格とすること。
 - － 減価償却費等は、今回応札する電源の稼働において追加的に発生する費用を対象とすること。

<kW費用内訳>

- ・ 人件費
- ・ 管理費
 - － 運転計画、財務管理、システム費用等
- ・ 減価償却費
- ・ 燃料基地運営費
- ・ 設備工事費（修繕、取替等）
- ・ 試運転費用
- ・ 起動費
- ・ 委託費（燃料加工費等）等

- ・ 燃料費等

<kW費用>

固定費※

※適正利潤を含む

マストラン費用

<費用回収>

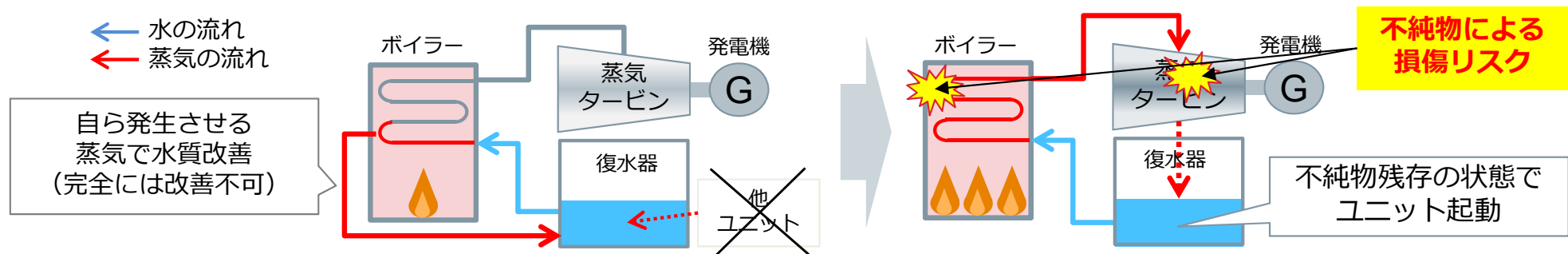
入札価格

スポット市場等での
収益の還元（後述）

精算
価格

マストラン費用の必要性について

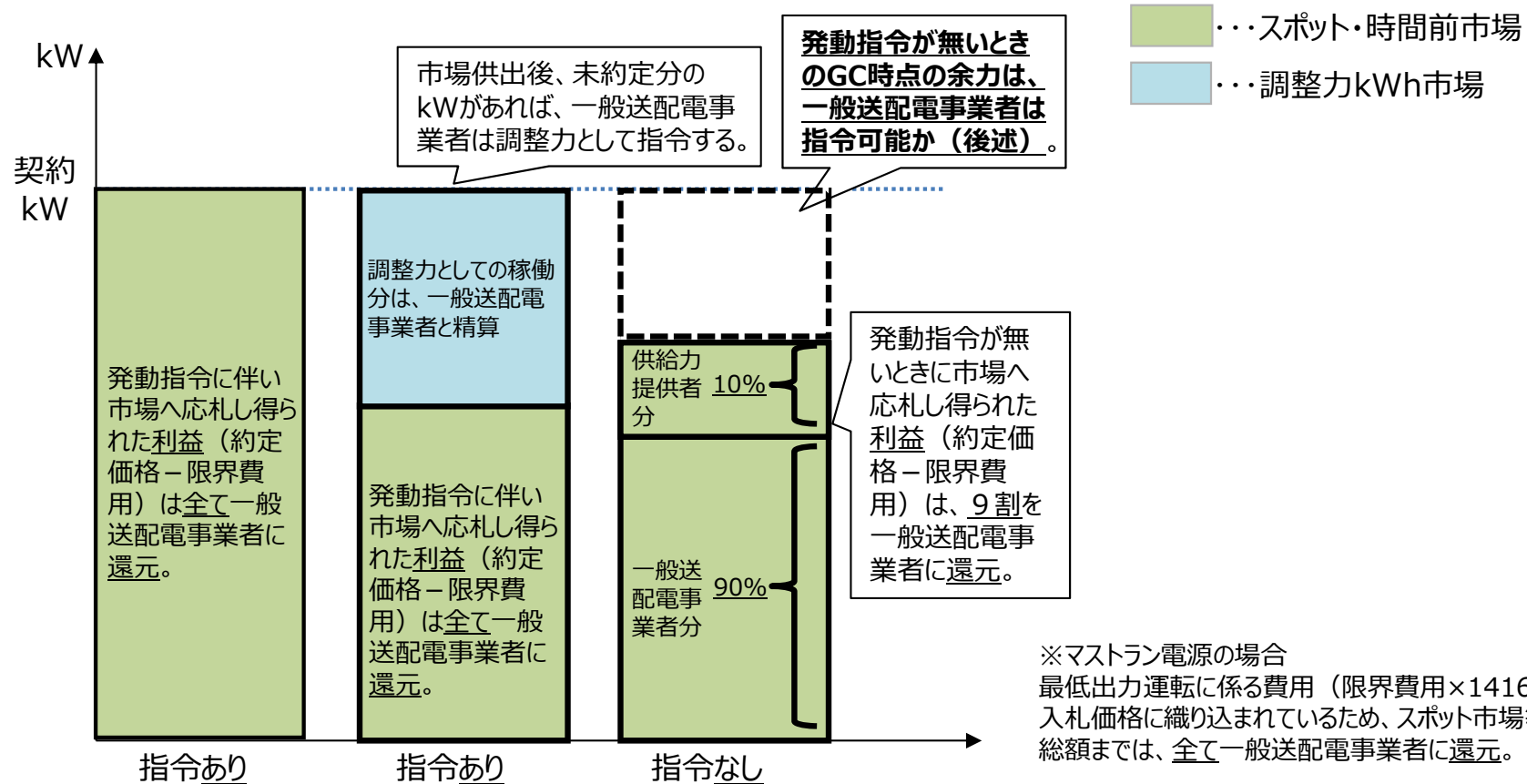
- 今回の公募で応札が検討されている姉崎火力については、マストラン運転が必要となる
とのこと、その必要性について事業者を確認を行った。
- 姉崎火力は設備構造上、不純物によるボイラ・タービン等の損傷を回避するため、本来、
起動には他ユニットから補助蒸気を供給して高純度化した水が必要。しかし、全ユニット
停止中からの1台起動となり、他ユニットからの蒸気供給不可である。このため、2021年
度冬季の起動に当たっては、特殊な方法として、低純度の水のままで自ら発生させる蒸
気を活用し起動を行うとのこと。
- このような水質を犠牲にした起動による設備故障リスクのほか老朽火力機動に伴う起動
失敗リスク等を踏まえると、安定的な運転を確保するためには、起動、停止を極力行わ
ないマストラン運転が必要となるとのことであった。
- こうした事情を踏まえれば、マストラン費用については、稼働に要するコストとして必要と考
えられるのではないかと。



スポット市場等で得られた収益の還元の考え方

- 今回の公募で調達した電源等のコストは、電源等を市場※に供出し、まずは市場での収入で費用をまかなうことが基本。そのうえで、不足分が生じれば、託送料金の仕組みを利用して、東電PGエリア内の需要家から公平に回収する仕組みとすることを予定している。
- スポット市場等で得られた収益を一般送配電事業者へ還元する際の考え方については、電力・ガス基本政策小委員会での整理に基づくと以下のとおりになると考えられる。

スポット市場等で得られた収益の還元の考え方



余力活用について

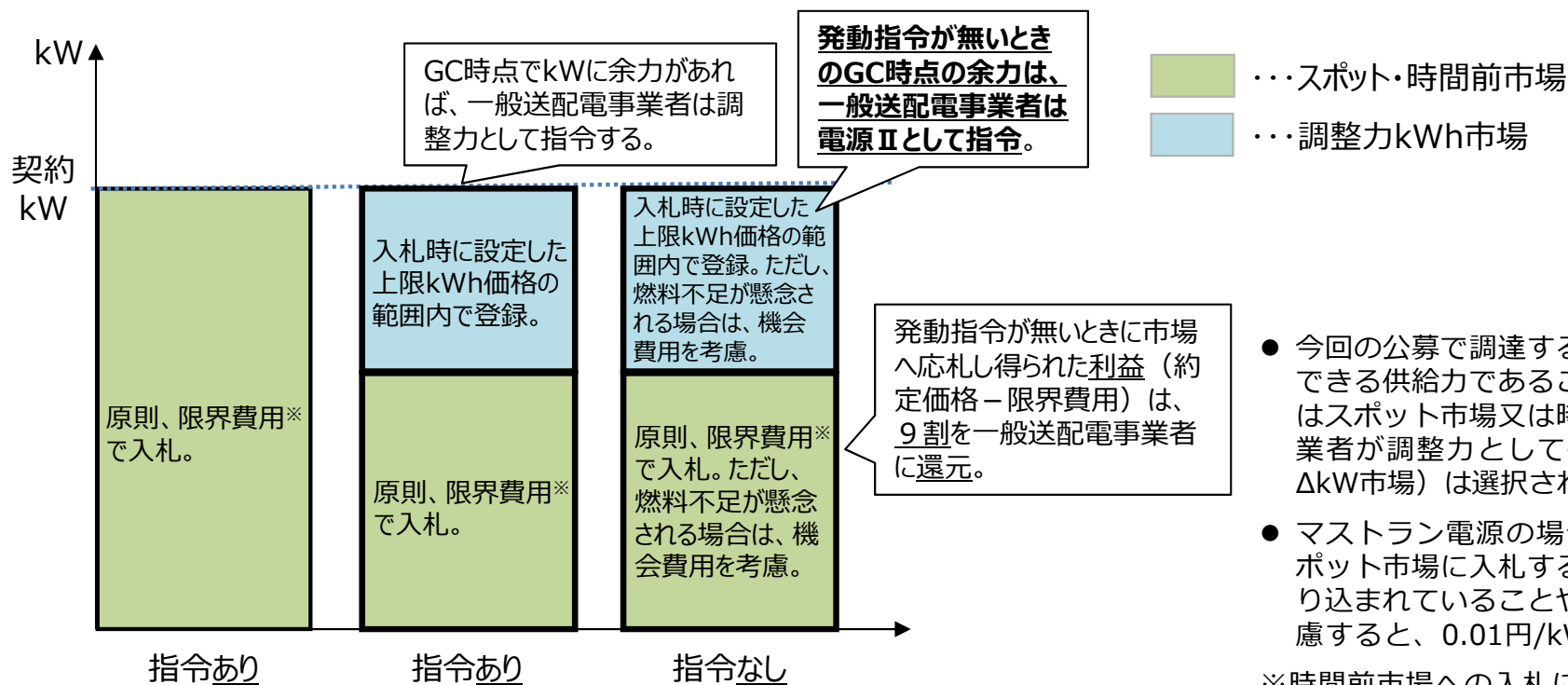
- 電力・ガス基本政策小委員会での整理では、電源は、発動指令時以外においても、スポット市場等への入札を行うこととされている。
- 本来、需給ひっ迫時の供給力として調達する電源であることを踏まえると、少なくとも発動上限回数分の燃料調達が必要となるが、余剰電力を全量市場供出することを前提とした場合、それに応じた燃料調達を事前に行う必要がある。
- しかし、今回の公募で調達する電源は限界費用が高くと考えられ、どの程度スポット市場等で約定するのか見込みがたいこと等を考慮すると、事前に調達すべき燃料確保量については、判断が難しい面がある。
- したがって、発動上限回数分以上の燃料調達及び当該調達に伴う余力の市場供出については、供給力提供者の自主的な判断によることとしてはどうか。更に、燃料不足が懸念される場合、発動指令時以外の余力の市場供出における入札価格については、機会費用を考慮した価格設定を認めることとしてはどうか。
- なお、発動指令時以外のゲートクローズ時点の余力は、一般送配電事業者が電源Ⅱとして活用することとしてはどうか。※

※燃料不足が懸念される場合、スポット市場等への入札価格と同様に、調整力kWh価格は機会費用を考慮した登録価格となる。

(参考) スポット市場等への入札価格 (kWh価格) の考え方

- 前頁の余力活用の整理を踏まえた、スポット市場等への入札価格 (kWh価格) の考え方については、以下のとおりとなる。

スポット市場等への入札価格 (kWh価格) の考え方



- 今回の公募で調達する電源は、小売事業者がアクセスできる供給力であることを踏まえると、市場への応札はスポット市場又は時間前市場となる (一般送配電事業者が調整力として確保する需給調整市場 (調整力ΔkW市場) は選択されない)。
 - マストラン電源の場合、最低出力運転分のkWhをスポット市場に入札する際は、その費用が入札価格に織り込まれていることや、確実に約定させる必要性を考慮すると、0.01円/kWhでの入札になると考えられる。
- ※時間前市場への入札については、落札方法がマルチプライス方式であることから、プライステーカーであれば、市場価格相当での入札も許容すべきではないか。

今後の進め方

- 今回、御議論いただいた入札価格の基本的な考え方を基に、今回の公募に係る監視を適切に実行し、その結果については、落札者選定後の本専門会合において報告することとしたい。

今後のスケジュール（案）

資源エネルギー庁
2021年7月 第37回電力・ガス基本
政策小委員会 資料6

- 本日の審議会における議論を踏まえ、東電PGが主体となって速やかに公募開始に向けた準備を進めていくこととなる。応募を検討する事業者の準備等に鑑み、柔軟性を持たせつつも予見性を確保する観点から、以下を基本として進めることとしてはどうか。
- 7月末日処：公募要綱案の公表
- 8月：意見募集（RFC）及び要綱案の見直し
- 9月：入札募集期間
- 10月：落札者選定

※RFC : Request For Comments

2. その他の論点

発動回数の上限設定について

- 今回の公募で調達する電源等の発動指令要件は、前日夕方又は当日朝時点における需要最大時の予備率が5%を下回る見込みのときとされているが、契約期間中における発動回数の上限については、明確に整理されていない。
- 火力電源の場合、燃料調達には一定のリードタイムを要することから、予め発動回数の上限を設定できる方が、入札予定事業者からすると必要な燃料確保量の見込みがたちやすい。
 - DRも同様に、発動回数の上限回数が明確な方が、需要抑制に協力する需要家を得やすいと考えられる。
- したがって、発動回数の上限設定を設け、上限を超過する発動指令については、電源I'と同様に一般送配電事業者と供給力提供者との協議により決定することを基本としてはどうか。

発動回数の上限設定について

【電源I'の場合】以下、募集要綱の抜粋

二 平日時間における**発動回数が12回以上**

- (イ) 平日時間における発動回数は12回以上とさせていただきますが、制限を設けることを希望される場合応札時に申し出ていただきます。
- (ロ) 平日時間における発動回数が応札時に申し出ていただいた**回数を超過する場合**および平日時間以外の時間においても、**当社から電力の供出を要請する場合があります**。この場合、可能な限り要請に応じていただきます。
- (ハ) 当社からの電力の供出指令および要請は、1日1回を基本としますが、別途協議のうえ、1日に複数回の指令を行なう場合があります。なお、連日の発動となる場合があります。

電源I'は、夏季、冬季の6ヶ月で発動回数12回以上を設定している。今回の公募は、冬季の需給が厳しい1月、2月を契約期間としていることから、**発動回数上限は6回以上（運転継続時間が5時間以上の場合）**※としてはどうか。

※ただし、運転継続時間が3時間以上かつ1日2回以上の場合、発動回数上限は12回以上18

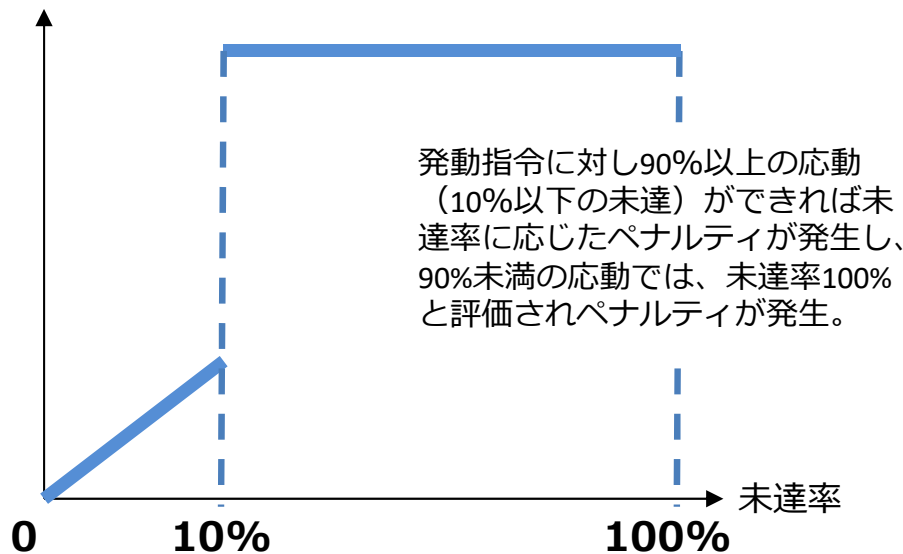
ペナルティの設定について

- 今回の公募で調達する電源等の運転継続時間は、2020年度冬季の需給ひっ迫時のkWh不足も考慮し、5時間以上、又は3時間以上で1日2回以上の発動が可能であることが基本とされている。
- 第61回制度設計専門会合（2021年5月）では、2020年度冬季の需給ひっ迫において電源 I '契約のDR事業者が、1日複数回及び連日発動の指令に対し、完璧に応動することができずペナルティを発生せざるを得ない事象が発生したことを端緒に、公平性の観点から、2022年度からの電源 I 'のペナルティ設定を見直すこととした。
- 今回の公募における運転継続時間の設定からすると、ペナルティの設定については、2022年度以降のペナルティ設定を前倒し運用するのが適切ではないか。

電源 I 'のペナルティの見直し

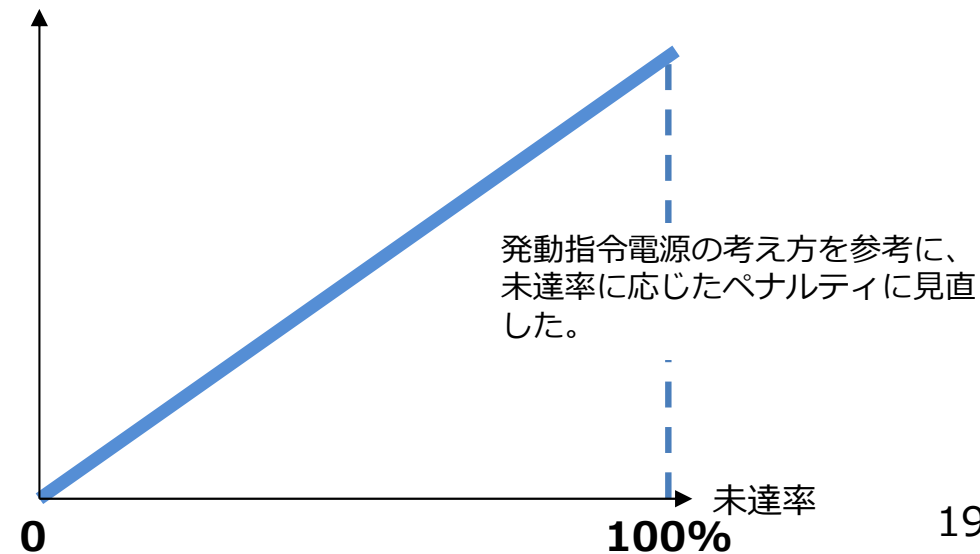
<見直し前>

ペナルティ



<見直し後>

ペナルティ



(参考) 改善事項②：電源 I' のペナルティの見直しについて

- 昨冬の需給ひっ迫対応では、電源 I' は、1日複数回及び連日発動があったが、このような連続的な発動指令に対し、完璧に応動することができずにペナルティを発生せざるを得ないDR事業者が存在した。
- 現行のペナルティ制度では、発動指令に対し90%以上の応動（10%以下の未達）ができれば未達率に応じたペナルティが発生し、90%未満の応動では、未達率100%と評価されペナルティが発生する。
- 例えば、応動が90%と89%では、系統に対する貢献として大きな差異がないことや、昨冬のような継続的なkWh不足下において、90%に届かないまでも供出可能な限りDRを行い、需給に貢献していることを踏まえれば、達成度合いに応じたペナルティ設定の方が公平性の観点で適切ではないか。
- この点については、DR事業者からも改善要望の意見が寄せられており、ペナルティ設定の見直しによって、DRに協力する需要家の獲得にも影響するといった声がある。
- また、2024年度から電源 I' に代わり新たに運用開始される発動指令電源は、発動指令に対する達成度合いに応じたペナルティが設定されることとなっている。したがって、電源 I' のペナルティについても、発動指令電源と同様の考え方によるペナルティ設定とするよう一般送配電事業者において、2022年度から契約内容を見直すこととしてはどうか。

公募のガイドラインについて

- 今回の公募は、追加供給力確保策の一つとして、調整力公募の仕組みを活用したものであることから、厳密には調整力公募とは異なるものの、調達に係る考え方については、「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」（以下「調整力公募ガイドライン」という。）に基づいて実施されることが望ましいのではないかと。
- したがって、電力・ガス基本政策小委員会及び本専門会合での整理を基に今後の調達手続きの具体的な内容は東京電力PGに委ねることとしつつ、現行の調整力公募ガイドラインも準用することとしてはどうか。