

容量オークション結果の検証方法について (容量オークションの市場競争の検証レポート)

2019年5月29日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

1. はじめに
 - (1) 検討の対象
 - (2) 検討の整理方法
2. シナリオ分析について
 - (1) シナリオ分析の目的
 - (2) 想定シナリオの分類
 - (3) 想定シナリオの設定方法
 - (4) まとめ
3. オークション結果の集計・公表
 - (1) はじめに
 - (2) 情報公表ルールについて
 - (3) Monitoring Analytics の集計方法
 - (4-1) 電源等の応札容量
 - (4-2) 応札容量の前年度からの変化
 - (4-3) 応札容量と落札容量
 - (4-4) 落札されなかった電源の期待容量
 - (4-5) 大規模な発電事業者の応札容量
 - (4-6) オークションで確保した供給信頼度
 - (4-7) 容量市場に不参加の電源
 - (4-8) 容量拠出金
 - (4-9) 地域間連系線の運用容量
 - (4-10) メインオークション、追加オークションの想定需要の集計
 - (4-11) 応札価格の加重平均量
 - (4-12) 応札価格の分布
 - (4-13) 応札価格が一定額を超えた範囲の発電種別毎の応札容量
 - (4-14) 需要曲線と供給曲線
 - (5) まとめ
4. まとめ

1. はじめに

(1) 検討の対象

- 第18回検討会において、毎年、容量市場の市場競争の状況を検証し、包括的な検証については、容量受渡初年度の翌年の2025年に遅くとも行うと整理した。
- 本日は、来年度の初回の容量オークションに向けて、具体的な検証項目（容量オークションの市場競争の検証レポート：以下、検証レポート）について整理する。

年度	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
メインオークション対象年度	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
追加オークション対象年度				2024	2025	2026	2027
容量受渡の実績					有	有	有
【毎年】オークション結果の報告	○	○	○	○	○	○	○
定期的な検証							
【毎年】市場競争の状況検証	○	○	○	○	○	○	○
【5年後】包括的な検証						○	

今回の
検討対象

(2) 検討の整理方法

- 国の制度検討作業部会で、PJMの独立監視機関である Monitoring Analytics（以下、MAとする）を参考として、容量オークションの検証項目が整理されている。
- 本日は、広域機関が作成する容量オークションの検証レポートについて、MAの検証内容を参考に
(1) シナリオ分析、(2) オークション結果の集計・公表について整理を行う。
※入札行動の分析は、容量市場以外も含めた市場支配力の行使等の分析であり、広域機関において分析することは困難である。
※情報公表は、容量オークションの検証レポートだけでなく、供給計画や需給検証等の公表のあり方を含めて整理するが、本日は、容量オークションの結果の集計・公表について整理する。

論点③結果 – 検証

- 制度検討作業部会中間取りまとめにおいても「容量市場における参加者の行動や入札結果、容量の増減について確認し、広域機関や監視等委員会とも連携しながら、容量市場が効果的に機能しているかどうかを定期的に検証する」こととされている。
- 具体的には、以下のような分析・検証を行うことが考えられる。
 - オークション結果の集計
 - 入札行動の分析
 - シナリオ分析
- 容量オークション結果の検証については、第18回容量市場検討会においても議論がされているところ、具体的な検証項目・公表内容は諸外国の事例も踏まえて引き続き広域機関において検討を進めることとしてはどうか。

第29回制度検討
作業部会資料より

2. シナリオ分析について

(1) シナリオ分析の目的

- MAは、2021/2022年を対象とした容量オークションの検証レポート（Analysis of the 2021/2022 RPM BRA）において、シナリオ分析を21ケース行っている。
 - MAは、PJMが決定した容量オークションのルール等に対し、市場競争に対する悪影響がある場合、異議を申し立てることがある。
 - そのため、影響の大きいルール等を把握するために、シナリオ分析を行っている。
 - ※ シナリオ分析で、想定シナリオにおける約定価格が実際のオークション結果よりも上がる、下がるといった結果が得られる。
 - ※ ただし、シナリオ分析は市場に与える影響の大きさを把握することが目的であり、シナリオ分析の結果でルール等の評価を行うべきではないとしている。
-
- 我が国においても、シナリオ分析は、容量オークションに対してルール等が与える影響を把握するために実施することとしてはどうか。
 - ※ シナリオ分析の結果として約定価格が上がった、下がったという事でルール等の評価を行わないよう留意が必要。
 - ※ 我が国においても、シナリオ分析結果は、（シナリオ分析を行う）独立した組織が影響の大きいルール等の把握・提言に活用することが考えられる。

2. シナリオ分析について

(2) 想定シナリオの分類

■ MAのシナリオ分析は、以下の3つに大別できる。

1. オークションパラメータに関する約定結果への影響分析

MAの例：エリア間の連系線容量、想定需要、需要曲線の形状（シナリオ1～5）

2. ルール変更による約定結果への影響分析

MAの例：新しい応札カテゴリの設定（DR、EE、マッチングルール、輸入容量）（シナリオ6～19）

3. 応札行動に関するルール等が約定結果に与える影響分析

MAの例：既設入札上限価格の設定（シナリオ20、21）

■ 我が国においても、シナリオ分析は、オークションパラメータ、容量市場ルールの変更、応札行動に関するルール等の影響把握を目的に行うことが考えられるのではないか。

1. オークションパラメータに関する約定結果への影響分析（例：地域間連系線の増強）

2. ルール変更による約定結果への影響分析（例：需要曲線の算定方法の見直し）

3. 応札行動に関するルール等が約定結果に与える影響分析（例：上限価格の設定）

(参考) MAのレポートにおけるシナリオ分析項目

No.	シナリオ名称	シナリオの種別	概要
1	Decrease in the ComEd CTCL	オークションパラメータに関する約定結果への影響分析	ComEdエリアとRTOエリア間の連系容量の影響を、連系線容量を減らした場合の約定結果をもとに検証する。
2	PSEG CTCL Adjustment		PJM外からの輸入量について、送電権 (Firm) の容量を反映し、受電可能量を減らした場合の影響を検証する。
3	Reduce Load Forecast by 5.8 percent		メインオークションと3次追加オークションの間で生じた需要想定との減少 (5カ年平均で5.8%) について、メインオークション時点であらかじめ反映できていた場合の影響を検証する。
4	Inclusion of 1 percent VRR right shift		需要曲線を1%右にずらすとしたPJMのルール変更の影響を検証する。
5	Inclusion of DR/EE Offers	ルール変更による約定結果への影響分析	DRとEE(省エネ設備の導入) の応札が価格にどのように影響を与えたか、それらの応札が無い場合と比較して検証する。
6	Inclusion of EE Offers and EE Add Back		EE (省エネ設備の導入) について、その落札想定量をあらかじめ目標調達量に加えるとした、EE Add back ルールを設けたが、その影響を検証する。
7	Inclusion of Annual DR/EE Offers		シナリオ5について、さらにその区分を、通年型、季節型 (夏または冬のみ) のDR、EEの応札に分け、各型の応札が約定価格にどのように影響を与えたかを検証する。
8	Inclusion of Seasonal DR/EE Offers		
9	Inclusion of Seasonal Products		電源等に季節型 (夏または冬のみ) の応札を認めたことが、約定価格にどのように影響を与えたかを検証する。
10	Inclusion of DR/EE and Seasonal Resources		シナリオ5とシナリオ9を合わせた場合を検証する。

(参考) MAのレポートにおけるシナリオ分析項目

No.	シナリオ名称	シナリオの種別	概要
11	Inclusion of 50 Percent of Offers from Winter Resources	ルール変更による約定結果への影響分析	冬季容量資源の応札量が半分量であった場合を検証する。
12	Inclusion of Seasonal Matching Across LDAs		季節性容量資源のLDAまたぎのマッチングを認めたルール変更の影響を検証する。
13 ~16	Inclusion of 25,50,75,100 Percent of Offers for External Generation		PJM域外からの供給力応札が25%~100%まで、25%刻みごとに減った場合の影響を検証する。
17	Inclusion of DR/EE, Seasonal Capacity and External Generation		シナリオ10とシナリオ16(輸入量100%減)を組み合わせた場合の影響を検証する。
18	Impact of Adjusting the VRR Curve by EE Add Back Amount that Differs from Cleared EE		EE(省エネ設備の導入)について、その落札想定量をあらかじめ目標調達量に加えるとした、EE Add backルールを設けたが、その想定量が実際と異なっている事が与えた影響を検証する。
19	Inclusion of PRD		小売電気事業者によるDRである、Price Responsible Demandの影響を検証する。
20	Impact of nonzero Nuclear Offers	応札行動に関するルール等が約定結果に与える影響分析	今年度から原子力電源の応札価格がゼロ円から変化し、落札されなかった容量が昨年度より約7,000MW増加した。一方、収益性のある原子力電源の割合は昨年度より向上したとの分析結果があり、MAは原子力電源の応札行為の変化を売惜しみと考え、その影響を検証する。
21	Impact of noncompetitive Offers		MAは既存電源に対する上限価格が高すぎるため、価格の吊り上げが行われていると考えている。MAが算定した競争的な価格での応札が行われた場合の約定価格を検証し、既設電源に対する上限価格が高すぎることの影響を検証する。

2. シナリオ分析について

(3) 想定シナリオの設定方法

- MAがシナリオ分析の想定シナリオを設定している。
 - MAの想定シナリオに加え、ステークホルダーの参加する会議で要望を募り、必要と認めた想定シナリオを追加して分析している。
-
- 我が国においては、広域機関がシナリオ分析の想定シナリオを設定することとしてはどうか。
 - また、国の審議会や本検討会等で関係者等からの提案を踏まえて、必要な想定シナリオについてもシナリオ分析を行うこととしてはどうか。
 - なお、2020年度は初回の検証のため、MAの事例から、以下が考えられるのではないかと。
 - (1) 地域間連系線の運用容量が変化した場合の影響（連系線増強の有無の比較等）
 - (2) 想定需要が異なる場合の影響
 - (3) 再エネ電源の想定供給力が異なる場合の影響
 - (4) 発動指令電源（DR・アグリゲート電源）の応札有・無による影響
 - (5) 発動指令電源（DR・アグリゲート電源）の落札容量上限の設定による影響
（供給信頼度への影響を鑑み、発動指令電源には落札容量の上限値を定めている）
 - (6) 応札上限価格を変化させた場合の影響
 - また、実際のオークションでの応札結果を踏まえて、必要に応じて想定シナリオを設定し、分析することとしてはどうか。

(4) まとめ

- シナリオ分析は、容量オークションに対してルール等が与える影響を把握するために、以下の分析を実施する。
 1. オークションパラメータに関する約定結果への影響分析
 2. ルール変更による約定結果への影響分析
 3. 応札行動に関するルール等が約定結果に与える影響分析
- 広域機関がシナリオ分析の想定シナリオを設定することとして、国の審議会や本検討会等で関係者等からの提案を踏まえた必要な想定シナリオについてもシナリオ分析を行う。
- 2020年度の初回オークションの検証は、以下のシナリオ分析を行う。
 - (1) 地域間連系線の運用容量が変化した場合の影響（連系線増強の有無の比較等）
 - (2) 想定需要が異なる場合の影響
 - (3) 再エネ電源の想定供給力が異なる場合の影響
 - (4) 発動指令電源（DR・アグリゲート電源）の応札有・無による影響
 - (5) 発動指令電源（DR・アグリゲート電源）の落札容量上限の設定による影響
（供給信頼度への影響を鑑み、発動指令電源には落札容量の上限値を定めている）
 - (6) 応札上限価格を変化させた場合の影響
- また、実際のオークションでの応札結果を踏まえて、必要に応じて想定シナリオを設定し、分析する。

3. オークション結果の集計・公表

(1) オークション結果の集計・公表の目的

- 検証レポートにおけるオークション結果の集計・公表の目的は、市場競争の状況の検証のためである。
- そのため、市場競争の状況の検証に効果的な項目及び分類とする必要がある。
- また、集計結果の公表は、事業者の経営情報（個別電源の応札価格など）の扱いに留意が必要であるため、公表に適した集計方法についても整理が必要である。
- 本日は、MAが集計・公表している項目・方法を参考として、我が国の検証レポートにおけるオークション結果の集計・公表方法を整理する。

3. オークション結果の集計・公表

(2) 情報公表ルールについて

- MAは、検証レポートの公表にあたり、PJMのマニュアル（manual33、section3）にて定められた方法を遵守している。
- PJMのマニュアルでは、原則、個社の情報が特定されないことが求められている。具体的には、以下のように整理されている。
 - 全ての公表データが3事業者以上で構成されていること。 ※
 - PJMのZone（個別エリア）未満の単位でのカテゴリ分類は行わないこと。
 - ただし、既に公表済みのデータから構成される個社情報を掲載することは問題ではない。

※ MAは、情報公表ルールの範囲で極力多くの情報を公表できるように工夫を行っている。例えば、公表するべきと判断したデータが2社のみのデータで構成されるものであった場合、公表を諦めるのではなく、情報項目の仕分け範囲を広げる等により3社以上のデータとなるよう集計している。

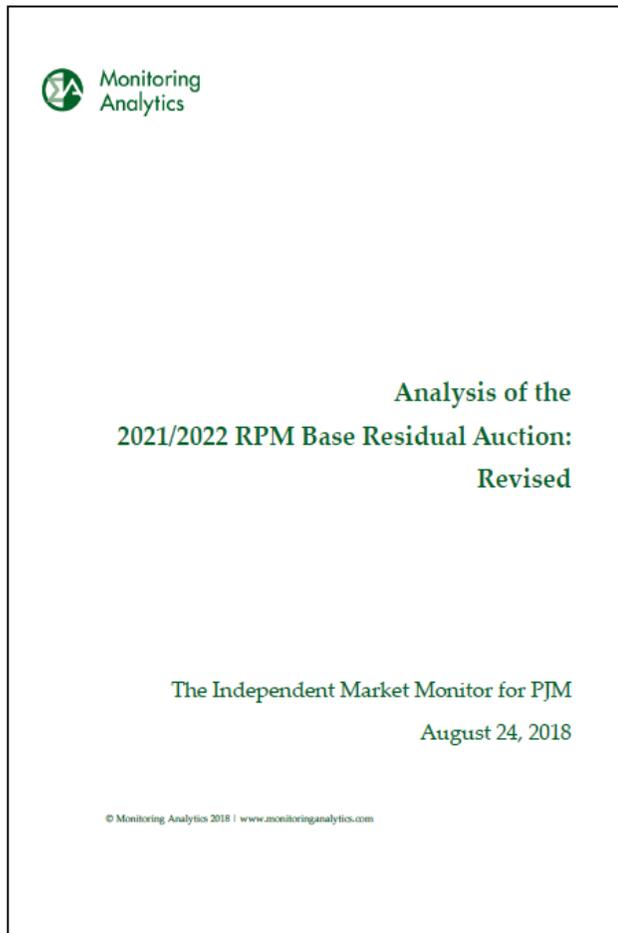
- 我が国においても、MAと同様に、検証レポートの公表は、個社情報が特定されないようにしてはどうか。
 - 全ての公表データが3事業者以上で構成されていること。
 - 個別エリア未満の単位でのカテゴリ分類は行わないこと。
 - ただし、既に公表済みのデータから構成される個社情報を掲載することは問題ではない。

※ 3事業者以上のデータで構成されていても、個社の情報が特定できる場合、情報項目の仕分け範囲の工夫を行う。

3. オークション結果の集計・公表

(3) MAの集計・公表方法

- MAの検証レポートにおける容量オークション結果の集計・公表方法について、我が国の容量市場のルール等に含まれない項目を除くと、14項目に整理できる。
- この14項目を参照し、我が国における容量オークション結果の集計・公表方法を整理する。



MAの容量オークション結果の集計項目（抜粋）

1. 電源等の応札容量
2. 応札容量の前年度からの変化
3. 応札容量と落札容量
4. 落札されなかった電源の期待容量
5. 大規模な発電事業者の応札容量
6. オークションで確保した供給予備力
7. 容量市場に不参加の電源
8. 容量拠出金
9. 地域間連系線の運用容量
10. メインオークション、追加オークションの想定需要の集計
11. 応札価格の加重平均
12. 応札価格の分布
13. 応札価格が一定額を超えた範囲の発電種別毎の応札容量
14. 需要曲線と供給曲線

■ 最新のMAの検証レポートに掲載されている項目は以下の通り。

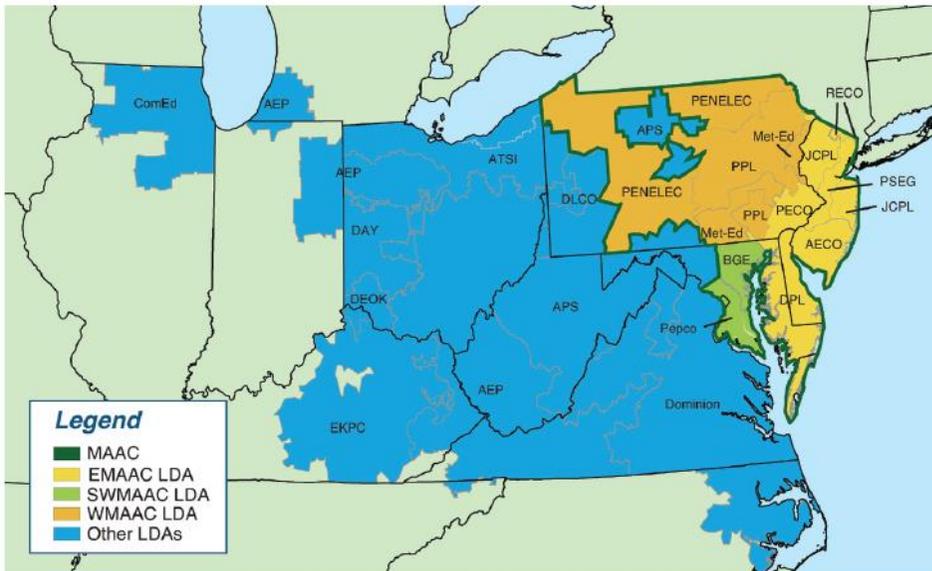
No.	Table Name	内容	関連
1	Scenario summary of RPM revenue	想定シナリオのサマリー、シナリオ毎の容量拠出金の総額変化	—
2	Scenario summary of cleared UCAP	想定シナリオのサマリー、シナリオ毎の落札容量の変化	—
3	Clearing prices and net CONE times B	エリア毎の約定価格と、既設電源の入札価格上限	—
4	RSI results	Residual Supply Index の結果	—
5	Net CONE times B :2020/21 & 2021/22	既設電源に対する上限入札価格規制	—
6	ACR statistics	上限入札価格の適用状況	—
7	MOPR statistics	下限入札価格の適用除外申請の状況	—
8	Generation Capacity Resource deactivation	容量オークションの参加を辞めた電源のリスト	○
9	RTO offer statistics	RTO (PJM全域) の電源、DR、EEの応札量	○
10	Reserve margin	容量オークション結果による供給予備力	○
11	Net excess	供給力の確保状況	○
12	Net load prices	容量拠出金の配賦状況	○
13	Capacity modifications (ICAP)	電源、DR、EEの登録された設備容量の変化	○
14	Capacity modifications (UCAP)	電源、DR、EEの登録された期待容量の変化	○
15	Winter Capacity modifications (ICAP)	冬季の電源、DR、EEの登録された設備容量の変化	—
16	Winter Capacity modifications (UCAP)	冬季の電源、DR、EEの登録された期待容量の変化	—
17	Installed and offered generation capacity by parent company	主要な発電事業者5社の電源の応札状況	○
18	Offered and cleared capacity by LDA, resource type, and season type	市場分断エリア毎の電源、DR、EEの応札容量と、落札容量	○

(参考) MAの検証レポートにおけるオークション結果の集計項目 (2/2)

No.	Table Name	内容	関連
19	Weighted average sell offer prices by LDA, resource type, and season type	市場分断エリア毎の電源、DR、EEそれぞれの加重平均応札価格	○
20	Offered capacity by resource type, season type, and price range as percent of net CONE times B	電源、DR、EEそれぞれの応札価格帯 (既設電源の上限価格 (Net CONE × B) を100%とする。)	○
21	Cleared MW by zone and resource type/fuel source	エリア毎の落札電源等の燃料種ごとの落札容量 (DR、EE、石炭、ガス、水力、原子力、石油、太陽光、ごみ発、風力)	—
22	Uncleared generation offers by technology type and age	応札したが、落札されなかった電源等の燃種、および経年数 (石炭、CCGT、GT、原子力、石油、その他)	○
23	Uncleared generation resources in multiple auctions	3年間のオークションにおける落札されなかった電源等の燃種	○
24	PJM LDA CETL and CETO values	市場分断エリア毎の、他エリアからの受電可能量と連系設備量	○
25	Changes to PJM LDA CETL values	市場分断エリア毎の、他エリアからの受電可能量の前年からの変化	○
26~29	Scenario 1~4	シナリオ分析1~4における、分断エリア毎の落札容量と約定価格	—
30	Offers grater than \$35.00 per MW-day in total RTO supply curve	RTO (PJM全域) エリアの供給曲線について、供給曲線がある程度立ち上がった後 (\$35/MW・日以上)を構成する電源等の種別の割合	○
31	DR and EE statistics by LDA	市場分断エリア毎の、DR、EEの応札容量と落札容量の前年からの変化	○
32~39	Scenario 5~12	シナリオ分析1~12における、分断エリア毎の落札容量と約定価格	—
40	RPM imports:2007/08 through 2021/22 RPM BRA	集中型の容量市場開始以降の、供給力のPJM外からの輸入量	—
41~44	Scenario 13~19	シナリオ分析13~19における、分断エリア毎の落札容量と約定価格	—
45	Peak load forecast history	各年のメインオークションにおける想定需要の変化履歴	○
46~47	Scenario 20~21	シナリオ分析20~21における、分断エリア毎の落札容量と約定価格	—
Fig.1	RTO market supply/demand curves	RTO (PJM全域) の需要曲線とスムージングされた供給曲線	○
48	EMAAC LDA offer statistics	EMAAC (市場分断) エリアの電源、DR、EEそれぞれの応札量	○
Fig.2	EMAAC LDA market supply/demand curves	EMAAC (市場分断) エリアの需要曲線とスムージングされた供給曲線	○
以降	分断エリア (LDA) 毎の電源、DR、EEそれぞれの応札量と、各分断エリア毎の需要曲線とスムージング処理された供給曲線を掲載		○

- PJMでは、設備形成等の理由から託送料金等の異なるエリアを「Zone」として分け、容量オークションにおける市場分断エリアを「LDA」としている。※
- PJMの容量市場における市場分断は、容量オークションを実施する前に、各エリアの他エリアからの受電可能量（CTEL）、及び緊急時の受電期待量（CTEO）を算定して決定している。
 - CETLは一方向の設定であり、受電側を子LDA、送電側を親LDAとしている。
- 我が国において、「Zone」は各一般送配電事業者の供給エリアにあたり、「LDA」は、容量オークションの約定処理において市場分断が発生した際に生じる市場分断エリアにあたりと考えられる。

Figure 5-4 Map of PJM locational deliverability areas



※LDAはオークション前にPJMが毎年決定する

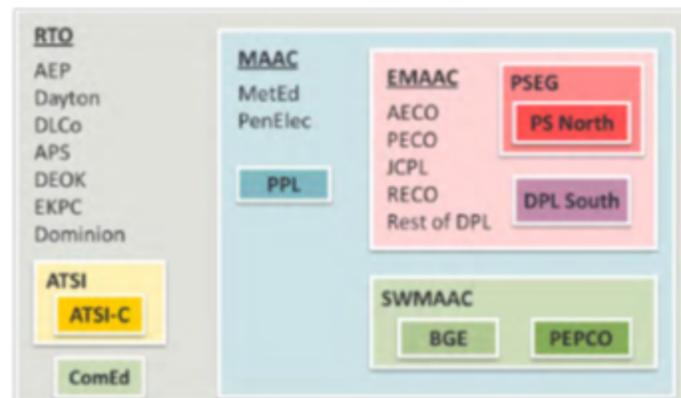
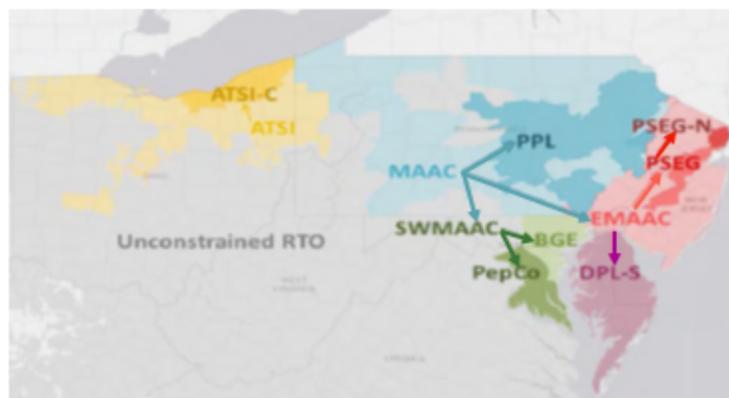
図 PJMのLDA（市場分断エリア）及びZone（個別エリア）の状況

参考：Monitoring Analytics 2018 State of the Market Report for PJM

3. PJMの容量市場における連系線の考慮方法

5

- PJMでは、電源構成と需要のバランスから、エリアの分断箇所と送電線制約の方向をあらかじめ把握。
- オークションを実施する前に、電力需要を満たすために必要な送電能力が不足しているエリアを送電制約エリアとして分離している。(連系線期待量(送電制約)の考え方は運用容量とは異なる)



出所：Third Triennial Review of PJM's Variable Resource Requirement Curve(2014/3/15)矢印加筆

- 送電線制約の方向があらかじめ把握可能で、西側から東側に向かって潮流が流れている
- 囲まれたエリアが送電制約エリアとして分断されており、年度によって送電制約エリアは変わる

- 緊急時送電容量限界値 (CETL※1：連系線期待量) が、緊急時送電容量目標値 (CETO※2) に15%上積みした数値よりも小さければ、送電制約エリアとして事前に分離を行っている。

$$CETL \leq CETO \times 1.15$$

※1 CETLとは、送電側の予備力分や送電線空容量を考慮したそのエリアでの可能な受電量

※2 CETOとは、高需要時において信頼度基準を満たすためにそのエリアに必要な受電量

3. オークション結果の集計・公表

(4-1) 電源等の応札容量

■ MAは、全国大（RTO）、及び、市場分断エリア（LDA）毎に、リソース別（電源、DR※）の設備容量、既設電源の入札義務免除の申請量、及び、応札量を集計・公表している。

※ 実際のMAの分類には、EE（省エネ設備の導入）も含まれるが、我が国には存在しない分類のため、以後も記載を省略する。

- 容量オークションの応札状況を把握するために実施している。
- PJMでは、既設電源に容量市場への応札義務を課しているため、設備容量、既設電源の入札義務免除の申請量を集計・公表している。
- 我が国では容量市場への応札義務は無いため、応札容量が対象となるか。また、リソース別は参加登録区分毎（安定電源、自然変動電源、発動指令電源）となるか。

■ 応札容量は、全国大、および市場分断エリア毎に、参加登録区分毎に集計・公表してはどうか。

※ 供給計画や需給検証の結果等から、需給状況の観点で容量市場に参加しない電源等を含む供給力を集計できないかについても検討していく。

Tables and Figures for RTO Market

Table 9 RTO offer statistics: 2021/2022 RPM Base Residual Auction

	ICAP (MW)	UCAP (MW)	Percent of Available ICAP	Percent of Available UCAP
Generation capacity	198,147.3	189,028.5		
DR capacity	11,641.3	12,686.7		
EE capacity	2,728.9	2,975.2		
Generation winter capacity	534.7	534.7		
Total internal RTO capacity	213,052.2	205,225.1		
FRR	(14,578.3)	(13,702.1)		
Imports	5,214.0	4,911.6		
RPM capacity	203,687.9	196,434.6		

Exports	(1,319.8)	(1,295.0)		
FRR optional	(17.3)	(16.1)		
Excused Existing Generation Capacity Resources	(4,110.3)	(3,017.5)		
Unoffered Planned Generation Capacity Resources	(3,141.2)	(3,005.3)		
Unoffered Intermittent Resources	(1,482.8)	(1,397.6)		
Unoffered Capacity Storage Resources	(580.9)	(574.9)		
Unoffered generation winter capacity	(249.3)	(249.3)		
Unoffered DR and EE	(812.4)	(894.1)		
Available	191,973.9	185,984.8	100.0%	100.0%
Generation offered	178,410.1	171,249.8	92.9%	92.1%
DR offered	10,551.3	11,494.0	5.5%	6.2%
EE offered	2,574.6	2,803.2	1.3%	1.5%
Total offered	191,536.1	185,547.0	99.8%	99.8%
Unoffered Existing Generation Capacity Resources	437.8	437.8	0.2%	0.2%

スペースの都合、本資料では集計表を上下分割して表示している。

参考：Monitoring Analytics Analysis of the 2021/2022 RPM BRA Revised

3. オークション結果の集計・公表 (4-2) 応札容量の前年度からの変化

- MAは、市場分断エリア (LDA) 毎に、リソース別 (電源、DR) の前年度からの応札容量 (= 設備容量 (ICAP)、および期待容量 (UCAP)) の変化を集計・公表している。
 - 容量市場に存在する供給力のポテンシャルの変化を把握するために実施している。
 - PJMは、既設電源に容量市場への応札義務を課しているため、応札容量が市場に存在する供給力のポテンシャルと考えられる。
 - 我が国においては、応札義務は無いが、応札容量の集計・公表は、一定程度の市場の供給力のポテンシャルの傾向を確認できると考えられる。※

※ 供給計画や需給検証の結果等から、需給状況の観点で容量市場に参加しない電源等を含む供給力を集計できないかについても検討していく。

- 応札容量の前年度からの変化は、市場分断エリア毎に、参加登録区分毎に集計・公表してはどうか。

Table 13 Capacity modifications (ICAP): 2021/2022 RPM Base Residual Auction¹³⁸

	ICAP (MW)					
	RTO	EMAAC	PSEG	ATSI	ComEd	BGE
Generation increases	3,403.8	110.4	38.4	24.7	178.7	0.0
Generation decreases	(1,093.2)	(32.5)	(0.6)	(40.7)	(20.8)	0.0
Capacity modifications net increase/(decrease)	2,310.6	77.9	37.8	(16.0)	157.9	0.0
DR increases	2,271.3	262.4	75.0	350.6	199.3	5.6
DR decreases	(1,303.0)	(230.4)	(42.6)	(323.7)	(118.7)	(100.6)
DR net increase/(decrease)	968.3	32.0	32.4	26.9	80.6	(95.0)
EE increases	1,827.1	495.8	196.4	146.4	239.2	30.5
EE decreases	(1,283.0)	(240.5)	(66.6)	(48.3)	(267.2)	(80.6)
EE modifications increase/(decrease)	544.1	255.3	129.8	98.1	(28.0)	(50.1)
Net internal capacity increase/(decrease)	3,823.0	365.2	200.0	109.0	210.5	(145.1)

Table 14 Capacity modifications (UCAP): 2021/2022 RPM Base Residual Auction

	UCAP (MW)					
	RTO	EMAAC	PSEG	ATSI	ComEd	BGE
Generation increases	3,335.0	106.8	35.3	58.3	178.0	0.0
Generation decreases	(868.0)	(27.3)	(0.6)	(39.4)	(20.2)	0.0
Capacity modifications net increase/(decrease)	2,467.0	79.5	34.7	18.9	157.8	0.0
DR increases	2,474.3	286.0	81.7	381.9	217.1	6.1
DR decreases	(1,418.4)	(250.4)	(46.3)	(352.5)	(129.3)	(109.7)
DR net increase/(decrease)	1,055.9	35.6	35.4	29.4	87.8	(103.6)
EE increases	1,990.3	540.2	214.2	159.5	260.4	33.2
EE decreases	(1,395.9)	(261.0)	(72.4)	(52.5)	(291.1)	(87.9)
EE modifications increase/(decrease)	594.4	279.2	141.8	107.0	(30.7)	(54.7)
Net capacity/DR/EE modifications increase/(decrease)	4,117.3	394.3	211.9	155.3	214.9	(158.3)
EFORd effect	(164.6)	226.8	34.2	(235.7)	118.4	55.5
DR and EE effect	9.3	1.1	0.3	1.0	1.8	0.5
Net internal capacity increase/(decrease)	3,962.0	622.2	246.4	(79.4)	335.1	(102.3)

3. オークション結果の集計・公表 (4-3) 応札容量と落札容量

- MAは、市場分断エリア (LDA) 毎に、リソース別 (電源、DR) の応札容量、及び、落札容量を集計・公表している。
 - リソース別の応札容量と落札容量のトレンドから、応札能力の傾向を把握するために実施している。
 - また、MAは、応札容量と落札容量を比較することで、市場分断エリア毎の余剰電源 (落札されなかった電源) を確認できると考えている。

■ 応札容量と落札容量は、市場分断エリア毎に、参加登録区分毎に集計・公表してはどうか。

Table 18 Offered and cleared capacity by LDA, resource type, and season type: 2021/2022 RPM Base Residual Auction

LDA	Resource Type	Offered UCAP (MW)			Cleared UCAP (MW)		
		Annual	Summer	Winter	Annual	Summer	Winter
RTO	GEN	170,841.5	53.5	354.8	149,615.6	27.2	354.8
RTO	DR	11,094.6	399.4	0.0	10,673.5	228.0	0.0
RTO	EE	2,649.0	154.2	0.0	2,622.7	105.5	0.0
EMAAC	GEN	29,931.3	2.9	0.5	27,377.9	0.9	0.5
EMAAC	DR	1,320.9	68.7	0.0	1,315.8	31.8	0.0
EMAAC	EE	605.7	21.5	0.0	593.8	11.7	0.0
PSEG	GEN	5,300.5	1.2	0.5	4,727.9	0.0	0.5
PSEG	DR	408.3	7.6	0.0	407.9	0.0	0.0
PSEG	EE	241.8	8.8	0.0	230.8	4.7	0.0
ATSI	GEN	10,663.6	0.0	0.0	6,723.0	0.0	0.0
ATSI	DR	1,221.2	0.0	0.0	1,142.4	0.0	0.0
ATSI	EE	141.9	5.7	0.0	141.9	3.2	0.0
ComEd	GEN	24,790.1	0.0	136.1	19,589.8	0.0	136.1
ComEd	DR	1,906.0	86.8	0.0	1,837.3	80.9	0.0
ComEd	EE	669.3	59.6	0.0	656.5	57.5	0.0
BGE	GEN	2,989.5	0.0	0.0	1,639.3	0.0	0.0
BGE	DR	216.8	76.9	0.0	194.8	42.4	0.0
BGE	EE	103.6	0.7	0.0	103.6	0.4	0.0

Table 31 DR and EE statistics by LDA: 2020/2021 and 2021/2022 RPM Base Residual Auctions

LDA	Resource Type	2020/2021 BRA			2021/2022 BRA			Offered ICAP		Change Offered UCAP		Cleared UCAP	
		Offered ICAP (MW)	Offered UCAP (MW)	Cleared UCAP (MW)	Offered ICAP (MW)	Offered UCAP (MW)	Cleared UCAP (MW)	MW	Percent	MW	Percent	MW	Percent
		RTO	DR	8,373.2	9,113.0	7,677.1	10,551.3	11,494.0	10,901.5	2,178.1	26.0%	2,380.9	26.1%
RTO	EE	1,877.7	2,042.4	1,659.2	2,574.6	2,803.2	2,728.2	696.9	37.1%	760.7	37.2%	1,069.0	64.4%
MAAC	DR	2,807.8	3,054.4	2,606.4	3,213.4	3,498.6	3,280.7	405.6	14.4%	444.2	14.5%	674.2	25.9%
MAAC	EE	590.0	641.0	526.9	871.6	948.2	914.8	281.6	47.7%	307.2	47.9%	387.9	73.6%
EMAAC	DR	1,097.5	1,193.3	1,085.7	1,276.1	1,389.6	1,347.6	178.6	16.3%	196.2	16.4%	261.9	24.1%
EMAAC	EE	289.5	314.0	288.7	576.5	627.2	605.5	287.0	99.1%	313.2	99.8%	316.8	109.7%
SWMAAC	DR	520.4	566.2	395.0	584.4	635.8	523.4	64.0	12.3%	69.6	12.3%	128.5	32.5%
SWMAAC	EE	199.1	216.8	179.8	189.2	206.1	202.9	(9.8)	(4.9%)	(10.7)	(4.9%)	23.1	12.8%
DPL South	DR	71.1	77.2	72.6	64.3	70.0	66.3	(6.8)	(9.5%)	(7.2)	(9.3%)	(6.3)	(8.7%)
DPL South	EE	7.9	8.6	8.6	13.5	14.5	13.6	5.6	70.9%	5.9	68.6%	5.0	58.1%
PSEG	DR	311.6	338.9	325.9	381.7	415.9	407.9	70.1	22.5%	76.9	22.7%	82.0	25.2%
PSEG	EE	94.5	102.5	92.8	230.0	250.6	235.5	135.5	143.4%	148.0	144.4%	142.7	153.7%
PSEG North	DR	132.9	144.3	141.4	178.5	194.5	188.6	45.7	34.4%	50.2	34.8%	47.2	33.4%
PSEG North	EE	18.9	20.4	17.9	70.3	76.6	71.6	51.5	272.7%	56.3	276.1%	53.7	300.1%
Pepco	DR	235.0	255.7	183.9	314.3	342.1	286.2	79.3	33.7%	86.5	33.8%	103.3	55.6%
Pepco	EE	73.3	79.7	60.8	93.5	101.8	98.9	20.2	27.6%	22.1	27.8%	38.1	62.7%
ATSI	DR	735.8	800.6	688.6	1,120.8	1,221.2	1,142.4	385.0	52.3%	420.6	52.5%	453.8	65.9%
ATSI	EE	45.9	49.8	32.5	135.5	147.6	145.1	89.6	195.0%	97.9	196.6%	112.6	346.3%
ATSI Cleveland	DR	184.6	200.9	168.9	263.6	287.2	272.8	79.0	42.8%	86.3	42.9%	103.9	61.5%
ATSI Cleveland	EE	0.4	0.4	0.4	33.2	36.2	36.2	32.8	8,187.6%	35.8	8,937.6%	38.3	8,937.6%
ComEd	DR	1,485.2	1,617.4	1,468.8	1,828.7	1,992.8	1,918.2	343.5	23.1%	375.4	23.2%	448.5	30.5%
ComEd	EE	665.6	724.7	671.2	668.9	728.9	714.0	3.3	0.5%	4.2	0.6%	42.8	6.4%
BGE	DR	285.4	310.5	211.0	270.1	293.7	237.2	(15.3)	(5.4%)	(16.8)	(5.4%)	26.2	12.4%
BGE	EE	125.8	137.1	119.1	95.8	104.3	104.0	(30.0)	(23.9%)	(32.8)	(23.9%)	(15.0)	(12.6%)
PPL	DR	604.6	658.4	579.9	672.9	732.8	684.7	68.3	11.3%	74.4	11.3%	104.8	18.1%
PPL	EE	49.8	54.2	34.0	66.8	72.6	67.6	17.0	34.1%	18.4	33.9%	33.6	99.1%
DAY	DR	189.2	205.8	164.5	215.9	235.0	227.7	26.7	14.1%	29.2	14.2%	63.2	38.4%
DAY	EE	43.7	47.4	32.9	62.0	67.2	59.5	18.4	42.1%	19.9	41.9%	26.6	81.0%
DEOK	DR	157.0	170.3	145.7	196.8	214.0	201.8	39.8	25.3%	43.7	25.7%	56.1	38.5%
DEOK	EE	61.1	66.4	65.6	82.2	89.6	89.1	21.1	34.6%	23.2	35.0%	23.5	35.9%

3. オークション結果の集計・公表 (4-4) 落札されなかった電源の期待容量

- MAは、全国大（RTO）で、発電種別、及び経年数毎に、容量オークションに応札したが落札されなかった電源の期待容量（UCAP）を集計・公表している。（DR、再エネは対象外）
- また、過去3年間の状況を集計している。
 - 閉鎖されるリスクの有る電源（at risk of retirement）の総量を把握するために実施している。

- 容量オークションで落札されなかった電源の期待容量は、全国大で、発電種別、及び経年数毎に集計・公表してはどうか。

Table 22 Uncleared generation offers by technology type and age: 2021/2022 RPM
Base Residual Auction^{141 142}

Technology Type	Uncleared UCAP (MW)		Total
	Less Than or Equal to 40 Years Old	Greater than 40 Years Old	
Coal Fired	1,684.9	4,321.9	6,006.8
Combined cycle	1,310.1	0.0	1,310.1
Combustion turbine	636.2	219.5	855.7
Nuclear	6,821.4	3,821.3	10,642.7
Oil or gas steam	0.0	1,801.9	1,801.9
Other	143.7	491.4	635.1
Total	10,596.3	10,656.0	21,252.3

Table 23 Uncleared generation resources in multiple auctions^{143 144}

Technology	2021/2022		2020/2021 Results for Same Set of Resources		2019/2020 Results for Same Set of Resources	
	Uncleared UCAP (MW)	Number of Resources	Uncleared UCAP (MW)	Number of Resources	Uncleared UCAP (MW)	Number of Resources
Coal Fired	6,006.8	64	4,370.0	38	2,300.3	27
Combined cycle	1,310.1	48	751.9	10	229.9	8
Combustion turbine	855.7	83	827.7	59	496.9	31
Other	13,079.7	74	1,944.6	30	1,684.4	13
Total	21,252.3	269	7,894.2	137	4,711.5	79

3. オークション結果の集計・公表

(4-5) 大規模な発電事業者の応札容量

- MAは、全国大（RTO）で、大規模な発電事業者5社の応札容量を集計・公表している。
 - 市場支配力を有する企業の存在を把握するために実施している。
 - 集計は、PJMエリアにおいて所有する供給力の規模の大きい企業の上位5社を対象としている。
 - 応札容量は、経営情報となるが、PJMでは応札義務があるため、別途公表されている設備容量データを基に構成することとしている。
 - ✓ なお、設備容量（ICAP）と応札容量（Offerd ICAP）の差は、FRR（自社の小売需要のkWを満たすため、自社電源のkWを用いること）によって生じている。

- 我が国では、容量市場への応札義務がないため、公表されている大規模発電事業者の設備容量は応札容量と同じになるとは限らない。
- そのため、全国大での大規模発電事業者の応札容量は非公表としてはどうか。

Table 17 Installed and offered generation capacity by parent company: 2021/2022 RPM
Base Residual Auction

Parent Company	ICAP (MW)	Percent of Total ICAP	Offered ICAP (MW)	Percent of Total Offered ICAP
Dominion Resources, Inc.	22,866.2	11.2%	22,797.5	12.8%
Exelon Corporation	22,353.0	11.0%	21,337.1	12.0%
American Electric Power Company, Inc.	16,922.3	8.3%	3,039.1	1.7%
NRG Energy, Inc.	15,339.0	7.5%	15,300.6	8.6%
FirstEnergy Corp.	14,857.0	7.3%	13,696.9	7.7%

参考：Monitoring Analytics
Analysis of the 2021/2022 RPM BRA Revised

3. オークション結果の集計・公表 (4-6) オークションで確保した供給予備力

■ MAは、全国大（RTO）、及び市場分断エリア（LDA）毎に、容量オークションで確保した供給力に基づく供給予備力の状況を集計・公表している。

■ 容量オークションで確保した供給力による供給信頼度の状況は、全国大、および、市場分断エリア毎に集計・公表してはどうか。

Table 10 Reserve margin: 2021/2022 RPM Base Residual Auction

Reserve Margin Calculation		
Forecast peak load	152,647.4	A
FRR peak load	12,107.1	B
PRD	510.0	C
IRM	15.8%	D
Pool-wide average EFORd	5.89%	E
Cleared UCAP (generation and DR)	160,795.3	F
Cleared ICAP (generation and DR)	170,858.9	G=F/(1-E)
RPM peak load	140,030.3	H=A-B-C
Reserve margin	22.0%	J=(G/H)-1
Reserve cleared in excess of IRM	6.2%	J-D

Table 11 Net excess: 2021/2022 RPM Base Residual Auction

	UCAP (MW)							
	RTO	EMAAC	PSEG	ATSI	ComEd	BGE		
Cleared generation and DR plus make whole	160,795.3	28,671.5	5,127.5	7,859.1	21,587.6	1,833.3	A	
CETL	NA	9,000.0	6,902.0	8,439.0	5,574.0	6,005.0	B	
Reliability requirement	166,355.1	35,994.0	11,501.0	15,598.0	26,112.0	7,910.0	C	
FRR peak load	12,107.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	D	
PRD	510.0	75.0	0.0	0.0	0.0	240.0	E	
FPR	1.0898	1.0898	1.0898	1.0898	1.0898	1.0898	F	
Reliability requirement adjusted for FRR and PRD	152,605.0	35,912.3	11,501.0	15,598.0	26,112.0	7,648.4	G=C-D*F-E*F	
Net excess/(deficit)	8,190.3	1,759.2	528.5	700.1	1,049.6	189.9	A+B-G	

参考 : Monitoring Analytics Analysis of the 2021/2022 RPM BRA Revised

3. オークション結果の集計・公表 (4-7) 容量市場に不参加の電源

- MAは、全国大（RTO）で、容量市場へ参加しない電源のリストを顕名で集計・公表している。
 - 前年度からの応札容量の変化を把握するために実施している。
 - PJMでは容量市場への参加は義務であり、容量市場に参加しない場合は、その旨をMAに申請し、承認を受ける必要がある。
(Deactivated 電源は、その予定を含めて、PJMのWebサイトで公開される。)
 - 我が国は容量市場への参加は任意であるため、容量市場に参加しない電源を集計する手段は無い。
 - ただし、売り惜しみ行為等により参入ペナルティを適用する場合は、容量市場に参加しなかった電源を公表することが考えられる。
-
- 容量市場に不参加の電源の公表は原則行わない。
 - 売り惜しみ等の市場支配力の行使に対する指導・勧告の一環として不参加の電源を公表することが考えられる。

Table 8 Generation Capacity Resource deactivations

Resource Name	LDA	ICAP (MW)	Date Deactivation Notice Submitted	Projected or Actual Deactivation Date
HARRISBURG 4	PPL	14.0	19-Aug-16	17-Nov-16
ROANOKE VALLEY 1	RTO	165.0	01-Dec-16	01-Mar-17
ROANOKE VALLEY 2	RTO	44.0	01-Dec-16	01-Mar-17
SPRUANCE 1 RICH 1-2	RTO	115.5	18-Apr-17	12-Jan-19
COLVER NUG	MAAC	110.0	22-Nov-17	01-Sep-20
BRUNNER ISLAND DIESELS	PPL	7.5	27-Nov-17	25-Feb-18
DIXON LEE LF	ComEd	3.6	06-Dec-17	10-Jan-18
EVERGREEN	MAAC	25.0	02-Feb-18	01-May-18
MORRIS COGEN	ComEd	1.9	16-Feb-18	31-May-18

参考：Monitoring Analytics
Analysis of the 2021/2022 RPM BRA Revised

3. オークション結果の集計・公表 (4-8) 容量拠出金

■ MAは、市場分断エリア（LDA）毎に、小売電気事業者（LSEs）が負担する Net load price を集計・公表している。

■ 小売電気事業者が負担することとなる容量拠出金はエリア毎の単価を集計・公表してはどうか。
 ※容量オークションの結果から、容量拠出金のエリア毎の単価を算定するため、計算過程を含めて公表してはどうか。
 ※小売電気事業者毎の単価は、前年度ピークkW実績で算定するため、オークション直後の公表は出来ない。
 ※そのため、個別エリア毎のH3需要想定を公表することで、小売電気事業者が自らの容量拠出金が推定できるようにしてはどうか。

Table 12 Net load prices: 2021/2022 RPM Base Residual Auction

	\$ per MW-day					
	RTO	EMAAC	PSEG	ATSI	ComEd	BGE
Resource clearing price	\$140.00	\$165.73	\$204.29	\$171.33	\$195.55	\$200.30
Preliminary zonal capacity price	\$140.02	\$165.75	\$204.31	\$171.35	\$195.57	\$200.32
Adjusted preliminary zonal capacity price	\$140.53	\$166.31	\$204.92	\$171.86	\$196.08	\$203.19
Base zonal CTR credit rate	\$0.00	\$3.23	\$20.88	\$13.87	\$3.40	\$41.57
Preliminary net load price	\$140.53	\$163.08	\$184.03	\$157.99	\$192.69	\$161.62

3. オークション結果の集計・公表 (4-9) 地域間連系線の運用容量

- MAは、市場分断エリア（LDA）毎の、地域間連系線による受電可能量（CTEL）、受電期待量（CTEO）を集計し、昨年度からの変更量を集計・公表している。
 - CETL、CTEOは、容量オークションの結果に大きく影響を与えるために実施している。

- 地域間連系線の運用容量とマージンは、地域間連系線ごとに集計・公表してはどうか。
- また、前年からの変更量も公表してはどうか。

Table 24 PJM LDA CETL and CETO values: 2020/2021 and 2021/2022 RPM Base Residual Auctions

LDA	2020/2021			2021/2022			Change			
	CETO	CTEL	CETL to CETO Ratio	CETO	CTEL	CETL to CETO Ratio	CETO		CETL	
							MW	Percent	MW	Percent
MAAC	(7,000.0)	4,218.0	(60%)	(8,870.0)	4,019.0	(45%)	(1,870.0)	27%	(199.0)	(5%)
EMAAC	3,650.0	8,800.0	241%	2,500.0	9,000.0	360%	(1,150.0)	(32%)	200.0	2%
SWMAAC	2,900.0	9,802.0	338%	2,870.0	9,082.0	316%	(30.0)	(1%)	(720.0)	(7%)
PSEG	5,900.0	8,001.0	136%	5,620.0	6,902.0	123%	(280.0)	(5%)	(1,099.0)	(14%)
PSEG North	2,620.0	4,264.0	163%	2,410.0	3,180.0	132%	(210.0)	(8%)	(1,084.0)	(25%)
DPL South	1,230.0	1,872.0	152%	1,080.0	1,624.0	150%	(150.0)	(12%)	(248.0)	(13%)
Pepco	1,540.0	7,625.0	495%	1,550.0	6,915.0	446%	10.0	1%	(710.0)	(9%)
ATSI	4,660.0	9,889.0	212%	6,020.0	8,439.0	140%	1,360.0	29%	(1,450.0)	(15%)
ATSI Cleveland	3,540.0	5,605.0	158%	4,100.0	5,256.0	128%	560.0	16%	(349.0)	(6%)
ComEd	640.0	4,064.0	635%	(640.0)	5,574.0	(871%)	(1,280.0)	(200%)	1,510.0	37%
BGE	4,410.0	6,244.0	142%	4,470.0	6,005.0	134%	60.0	1%	(239.0)	(4%)
PPL	(1,010.0)	7,084.0	(701%)	(850.0)	6,609.0	(778%)	160.0	(16%)	(475.0)	(7%)
DAY	2,550.0	3,401.0	133%	2,480.0	3,502.0	141%	(70.0)	(3%)	101.0	3%
DEOK	3,650.0	5,072.0	139%	3,110.0	4,959.0	159%	(540.0)	(15%)	(113.0)	(2%)

Table 25 Changes to PJM LDA CETL values

LDA	CETL Values 2020/2021 BRA	Proposed CETL Values (August 2017)	CETL Values 2021/2022 BRA
MAAC	4,218	3,118	4,019
EMAAC	8,800	8,300	9,000
SWMAAC	9,802		9,082
PSEG	8,001	6,474	6,902
PSEG North	4,264	2,955	3,180
DPL South	1,872		1,624
PEPCO	7,625		6,915
ATSI	9,889		8,439
ATSI-Cleveland	5,605		5,256
ComEd	4,064		5,574
BGE	6,244		6,005
PPL	7,084		6,609
DAY	3,401		3,502
DEOK	5,072		4,959

3. オークション結果の集計・公表

(4-10) メインオークション、追加オークションの想定需要

■ MAは、全国大（RTO）で、各年のメインオークション、及び追加オークション（PJMは3回実施）の想定需要を集計している。

■ メインオークションと追加オークションの想定需要を公表してはどうか。

Table 45 Peak load forecast history^{147 148}

	DY	BRA	First IA	Second IA	Third IA	Actual DY Peak Load	Percent Change BRA to 1st	Percent Change BRA to 2nd	Percent Change BRA to 3rd	Percent Change BRA to Actual
Forecast Peak Load	2019/2020	157,188.5	154,510.0							(1.7%)
Installed Reerve Margin		16.5%	16.60%							0.6%
Pool Wide EFORD		6.60%	6.59%							(0.2%)
Forecast Pool Requirement		1.0881	1.0892							0.1%
Reliability Requirement		171,036.8	168,292.3							(1.6%)
Forecast Peak Load	2018/2019	161,418.4	156,141.1	154,179.9	152,407.9		(3.3%)	(4.5%)	(5.6%)	
Installed Reerve Margin		15.7%	16.50%	16.70%	16.1%		5.1%	6.4%	2.5%	
Pool Wide EFORD		6.35%	6.58%	6.59%	6.07%		3.6%	3.8%	(4.4%)	
Forecast Pool Requirement		1.0835	1.0883	1.0901	1.0905		0.4%	0.6%	0.6%	
Reliability Requirement		174,896.8	169,928.4	168,071.5	166,200.8		(2.8%)	(3.9%)	(5.0%)	
Forecast Peak Load	2017/2018	164,478.8	160,092.2	154,377.3	153,230.1	145,635.9	(2.7%)	(6.1%)	(6.8%)	(11.5%)
Installed Reerve Margin		15.7%	15.70%	16.50%	16.60%		0.0%	5.1%	5.7%	
Pool Wide EFORD		5.65%	5.70%	5.93%	5.94%		0.9%	5.0%	5.1%	
Forecast Pool Requirement		1.0916	1.0911	1.0959	1.0967		(0.0%)	0.4%	0.5%	
Reliability Requirement		179,545.1	174,676.6	169,182.1	168,047.5		(2.7%)	(5.8%)	(6.4%)	
Forecast Peak Load	2016/2017	165,412.0	162,749.7	158,193.0	152,356.6	152,176.9	(1.6%)	(4.4%)	(7.9%)	(8.0%)
Installed Reerve Margin		15.6%	15.70%	15.50%	16.40%		0.6%	(0.6%)	5.1%	
Pool Wide EFORD		5.69%	5.64%	5.66%	5.91%		(0.9%)	(0.5%)	3.9%	
Forecast Pool Requirement		1.0902	1.0917	1.0896	1.0952		0.1%	(0.1%)	0.5%	
Reliability Requirement		180,332.2	177,673.8	172,367.1	166,860.9		(1.5%)	(4.4%)	(7.5%)	
Forecast Peak Load	2015/2016	163,168.0	160,325.0	160,538.2	155,823.3	143,696.7	(1.7%)	(1.6%)	(4.5%)	(11.9%)
Installed Reerve Margin		15.4%	15.30%	15.70%	15.60%		(0.6%)	1.9%	1.3%	
Pool Wide EFORD		5.90%	5.91%	5.62%	5.60%		0.2%	(4.7%)	(5.1%)	
Forecast Pool Requirement		1.0859	1.0849	1.092	1.0913		(0.1%)	0.6%	0.5%	
Reliability Requirement		177,184.1	173,936.6	175,307.7	170,050.0		(1.8%)	(1.1%)	(4.0%)	
Forecast Peak Load	2014/2015	164,757.6	159,845.0	156,863.0	157,562.8	143,114.9	(3.0%)	(4.8%)	(4.4%)	(13.1%)
Installed Reerve Margin		15.3%	15.40%	15.90%	16.20%		0.7%	3.9%	5.9%	
Pool Wide EFORD		6.25%	5.89%	6.05%	5.97%		(5.8%)	(3.2%)	(4.5%)	
Forecast Pool Requirement		1.0809	1.086	1.0889	1.0926		0.5%	0.7%	1.1%	
Reliability Requirement		178,086.5	173,591.7	170,808.1	172,153.1		(2.5%)	(4.1%)	(3.3%)	
Forecast Peak Load	2013/2014	160,634.0	156,749.0	150,828.0	148,451.0	157,508.5	(2.4%)	(6.1%)	(7.6%)	(1.9%)
Installed Reerve Margin		15.3%	15.30%	15.40%	15.90%		0.0%	0.7%	3.9%	
Pool Wide EFORD		6.30%	6.25%	5.90%	6.05%		(0.8%)	(6.3%)	(4.0%)	
Forecast Pool Requirement		1.0804	1.0809	1.0859	1.0889		0.0%	0.5%	0.8%	

3. オークション結果の集計・公表 (4-11) 応札価格の加重平均

- MAは、市場分断エリア（LDA）毎に、リソース別（電源、DR）の応札価格の加重平均を集計・公表している。
 - 情報公表ルール の範囲内（個社情報の非開示）で、LDA毎の応札価格の差を把握するために実施している。
- 応札価格は、市場分断エリア毎、参加登録区分毎に、加重平均価格を集計・公表してはどうか。

Table 19 Weighted average sell offer prices by LDA, resource type, and season type:
2021/2022 RPM Base Residual Auction

LDA	Resource Type	Weighted-Average (\$ per MW-day UCAP)		
		Annual	Summer	Winter
RTO	GEN	\$53.21	\$5.03	\$62.11
RTO	DR	\$39.15	\$9.55	
RTO	EE	\$40.51	\$3.54	
EMAAC	GEN	\$56.82	\$58.77	\$60.00
EMAAC	DR	\$44.27	\$12.25	
EMAAC	EE	\$72.73	\$1.50	
PSEG	GEN	\$83.40	\$139.58	\$60.00
PSEG	DR	\$40.45	\$70.23	
PSEG	EE	\$91.49	\$3.69	
ATSI	GEN	\$107.34		
ATSI	DR	\$42.79		
ATSI	EE	\$2.54	\$0.00	
ComEd	GEN	\$80.40		\$32.14
ComEd	DR	\$43.68	\$2.83	
ComEd	EE	\$17.44	\$0.00	
BGE	GEN	\$157.57		
BGE	DR	\$52.06	\$0.00	
BGE	EE	\$0.14	\$0.00	

3. オークション結果の集計・公表 (4-12) 応札価格の分布

- MAは、全国大（RTO）で、リソース別（電源、DR）の応札価格の分布を集計・公表している。
 - 情報公表ルール の範囲内で、応札情報の透明性を高めることを目的に実施している。（市場参加者からの要請）。
 - MAは、PJMの情報公表ルール の範囲（個社情報の非開示）において、情報の透明性を高める方法を検討し、Net CONEを基準とした3区分にて集計・公表している。
 - なお、この集計によって、応札価格ゼロ\$の割合が明らかとなる。

- 応札価格の分布は、全国大で、参加登録区分毎に、Net CONEを基準として、応札価格ゼロ円、Net CONE×0%~50%以下、Net CONE× 50%超の3区分で、集計・公表してはどうか。

Table 20 Offered capacity by resource type, season type and price range as percent of net CONE times B: 2021/2022 RPM Base Residual Auction¹³⁹

Resource Type	Offered UCAP (MW)								
	Annual			Summer			Winter		
	0 Percent	0 to 50 Percent	50 to >100 Percent	0 Percent	0 to 50 Percent	50 to >100 Percent	0 Percent	0 to 50 Percent	50 to >100 Percent
GEN	17,981.2	123,381.1	29,479.2	49.4	3.2	1.0	112.8	167.5	74.5
DR	530.3	9,792.0	772.3	350.6	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0
EE	1,192.1	1,239.3	217.6	146.6	7.3	0.3	0.0	0.0	0.0

3. オークション結果の集計・公表

(4-13) 応札価格が一定額を超えた範囲の発電種別毎の応札容量

- MAは、全国大（RTO）で、発電種別毎（石炭等）に、応札価格が一定額（35.00\$/MW-日）を超えた範囲での応札容量を集計・公表している。
 - ▶ 情報公表ルールの範囲内で、応札情報の透明性を高めることを目的に実施している。
 - ▶ 集計範囲を35.00\$/MW-日以上としている理由は、供給曲線がその価格帯で急峻に立ち上がってくる傾向があるとMAが判断している。（その設定に明確な根拠は無い）
- 応札価格が一定額を超えた範囲の発電種別毎の応札容量は、一定の価格を超えた範囲で集計・公表してはどうか。
- なお、一定の価格は、広域機関において、実際の供給曲線から、急峻に立ち上がっている価格を設定してはどうか。

Table 30 Offers greater than \$35.00 per MW-day in total RTO supply curve: 2021/2022
RPM Base Residual Auction^{145 146}

Technology/Resource Type	Offered UCAP (MW)	Percent of Offers
Coal fired	23,157.3	30.8%
Nuclear	14,987.2	19.9%
Combined cycle	13,586.8	18.1%
Combustion turbine	8,508.6	11.3%
Oil or gas steam	7,297.5	9.7%
Demand Resource	3,824.8	5.1%
Hydro	1,890.8	2.5%
Energy Efficiency Resource	1,123.1	1.5%
Wind	419.4	0.6%
Other generation	235.7	0.3%
Solar	202.7	0.3%
Total	75,234.0	100.0%

3. オークション結果の集計・公表 (4-14) 需要曲線と供給曲線

- MAは、市場分断エリア毎に、需要曲線、及びスムージング処理した供給曲線を作成している。
 - 約定価格の決定プロセスを明確にするために実施している。
 - なお、当初、PJMとMAは、供給曲線にスムージング処理を行わず、階段状の供給曲線を掲載していたが、市場参加者からFERCに苦情があり、2014年以降、スムージング処理を施すこととしている。
 - ✓ MAとしても階段状の供給曲線を掲載したことは間違いであったと考えている。規模の小さなエリアでは個社情報が特定されるおそれが有ったこと、及び、公表情報を目的外の用途（他社の応札価格を推定し、新規電源の投資計画の立案）に用いられた様子もあったようである。
- 需要曲線および供給曲線は、全国大の需要曲線とスムージング処理を行った供給曲線を作成・公表してはどうか。
- なお、需要曲線を全国大で作成し、約定処理において市場分断の判断を供給信頼度をもとに行うため、約定処理による市場分断の状況の説明も公表してはどうか。

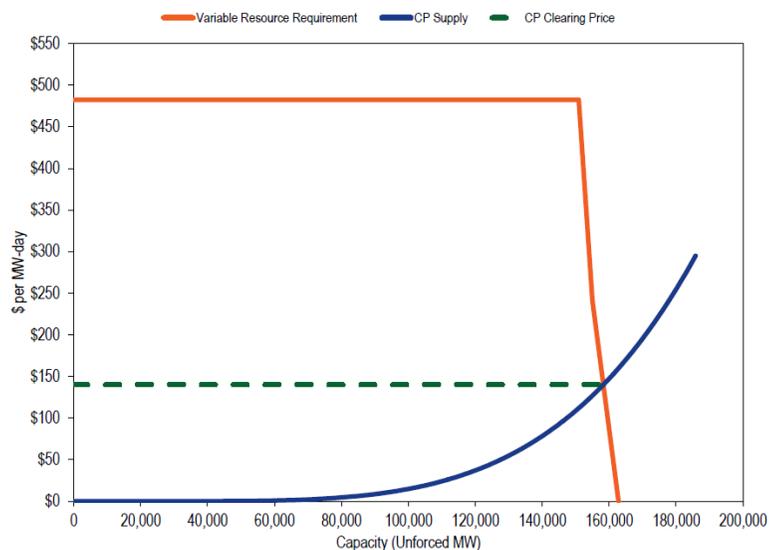
3. オークション結果の集計・公表

(4-14) 需要曲線と供給曲線（供給曲線のスムージング処理）

- MAは、以下のルールによってスムージング処理した供給曲線を作成している。
 - 応札価格の安い順で、0 \$ ではない応札価格が付けられた応札量の左端の点（供給曲線が立ち上がる点）と、容量オークションの約定点（需要曲線との交点）の2点を通る、指数関数による近似曲線を用いる。
 - 約定点よりも左側（需要曲線の内側）の部分で実際の供給曲線と相関の高い近似曲線を決定する。

- 我が国も、MAの手法を参考にして、供給曲線の近似曲線を用いてスムージング処理をしてはどうか。

Figure 1 RTO market supply/demand curves: 2021/2022 RPM Base Residual Auction¹⁴⁹
150



MAにヒアリングを行い、以下のいずれかの関数にて近似曲線を作成していると確認した。

- $y = A \cdot e^x$
- $y = M \cdot x^c$

3. オークション結果の集計・公表 (5) まとめ

■ オークション結果の集計・公表は以下の通りとして、詳細検討を続けることとしてはどうか。

集計対象	エリア分類	仕分け	備考	関連
電源等の応札容量	全国大 および 市場分断エリア毎	参加登録区分別	参加登録区分 ：安定電源、発動指令電源、変動電源	4-1
応札容量の前年からの変化	市場分断エリア毎	参加登録区分別		4-2
応札容量と落札容量	市場分断エリア毎	参加登録区分別		4-3
落札されなかった電源の期待容量	全国大	発電種別 かつ、経年数毎	DR、再エネは対象外とする	4-4
応札容量（大規模な発電事業者）	全国大	事業者別	非公表とする	4-5
オークションで確保した供給予備力	全国大 および 市場分断エリア毎	－		4-6
容量拠出金	市場分断エリア毎	－	個別エリア毎のH3需要想定も併記する	4-8
地域間連系線の運用容量	市場分断エリア毎	－		4-9
想定需要	全国大	メインオークション・ 追加オークション		4-10
応札価格（加重平均）	市場分断エリア毎	参加登録区分別		4-11
応札価格（分布）	全国大	参加登録区分別		4-12
応札容量（応札価格が一定額以上）	全国大	参加登録区分別 かつ 発電種別	応札価格が一定額以上の範囲を集計・公表する （供給曲線が急峻に立ち上がった以降の範囲）	4-13
需要曲線と供給曲線	全国大	－	供給曲線はスムージング処理する。 約定処理の状況を説明する。	4-14

※ いずれのデータも、公表の際は個社情報の特定に至らないように、3社以上のデータで構成されるよう集計する。

- 我が国の容量オークションの検証レポートは、以下の項目として、詳細検討を続けることとしてはどうか。

(1) シナリオ分析

- シナリオ分析は、容量オークションに対してルール等が与える影響を把握するために、以下の分析を実施する。
 1. オークションパラメータに関する約定結果への影響分析
 2. ルール変更による約定結果への影響分析
 3. 応札行動に関するルール等が約定結果に与える影響分析
- 広域機関がシナリオ分析の想定シナリオを設定することとして、国の審議会や本検討会等で関係者等からの提案を踏まえた必要な想定シナリオについてもシナリオ分析を行う。
- 2020年度の初回オークションの検証は、以下のシナリオ分析を行う。
 - (1) 地域間連系線の運用容量が変化した場合の影響（連系線増強の有無の比較等）
 - (2) 想定需要が異なる場合の影響
 - (3) 再エネ電源の想定供給力が異なる場合の影響
 - (4) 発動指令電源（DR・アグリゲート電源）の応札有・無による影響
 - (5) 発動指令電源（DR・アグリゲート電源）の落札容量上限の設定による影響
（供給信頼度への影響を鑑み、発動指令電源には落札容量の上限値を定めている）
 - (6) 応札上限価格を変化させた場合の影響
- また、実際のオークションでの応札結果を踏まえて、必要に応じて想定シナリオを設定し、分析する。

(2) オークション結果の集計・公表

- 容量オークション結果の集計・公表は、今回整理した方法として、詳細検討を継続する。