

PJM 市場における DR プログラム

～PJM の卸電力市場と DR の関係、および収益性の考察～

目次

はじめに	1
1. PJM の概要	2
2. PJM の容量市場	4
3. PJM のアンシラリーサービス市場	6
3.1 アンシラリーサービスとは?	6
3.2 PJM のアンシラリーサービス市場	7
3.3 PJM のアンシラリーサービス市場向け DR プログラム	8
4. PJM での容量市場取引実績と収入計算	10
4.1 PJM の 2013 年度分容量市場取引実績	10
4.2 PJM の容量市場に投入した DR 資源 (LMR) の収入計算	11
5. PJM でのアンシラリーサービス市場向け DR 実績と収入計算	12
5.1 PJM の 2012 年度分アンシラリー市場向け DR 実績	12
5.2 PJM の周波数調整市場での収入計算	15
5.3 PJM の予備力市場での収入計算	16
おわりに	18

チーフリサーチャー:新谷 隆之
インターテックリサーチ株式会社
〒261-0001
千葉県美浜区幸町 1-1-1-1419
TEL/FAX:043-246-0340
E-mail:takayuki.shintani@itrco.jp
URL:http://www.itrco.jp
Blog:http://www.itrco.jp/wordpress

はじめに

DR という用語はスマートグリッドという用語と時を同じくして巷間に広まったので、『DR と言えばスマートメーターを利用し、AMI/MDM のような先進の ICT ソリューションを利用して緊急ピーク時課金 (Critical Peak Price : CPP) のようにダイナミックに電力価格を変化させることにより消費者に電力需要を控えさせて電力需給バランスをとる仕組みである』と捉えられているむきはまだ多い。しかし、2006 年から継続して実施されている FERC の DR 評価レポート (正式名称は、『Assessment of Demand Response & Advanced Metering Staff Report』) ではっきりしていることは、(少なくとも現時点で) 米国のピーク負荷削減に貢献しているのは、CPP のようなダイナミック価格連動の DR ではない。

CPP やリアルタイム料金 (Real-Time Price : RTP) といった目新しいものではなく、料金ベースの DR プログラムなら、現在すでに日本でも主に大口需要家対象に行われている時間帯別料金 (TOU) の方がピーク負荷削減に貢献している。

それよりも、スマートグリッドという用語の出現する以前から米国の電力会社/系統運用機関が利用していた直接負荷制御 (Direct Load Control : DLC) や日本で言うと需給調整契約に相当する契約ベースの DR である遮断可能負荷 (Interruptible Load : IL) や緊急時応答 (Emergency Demand Response : EmDR) の方が、ピーク負荷削減に貢献している。

現状、米国内でも DR 普及に地域差がある。地域ごとに、どの程度発電予備力があるのか、DR 資源を提供する大口ユーザがたくさんいるのか、州規制機関および系統運用者がどれほど電力需給バランスや系統の安定運用に向けて DR 資源を積極的に利用としているかなどの諸条件が DR 利用の地域間格差に影響していると思われ、上記の FERC が作成した DR 評価レポートからは、DR 普及に向けての米国内共通の阻害要因・促進要因を見出すことはできない。ただ、そんな中で、DR をあらゆる場面で活用していこうという系統運用機関 PJM の存在は印象的である。

そこで、自動 DR を含め今後の日本型 DR がどうあるべきかを考える上で、PJM での DR の使われ方を少し詳しく見てみようと思い、今回のレポートをまとめた。

1 章では、まず PJM の概要を紹介し、2 章で PJM の容量市場とそこで用いられている DR プログラムを紹介している。3 章では PJM のアンシラリーサービス市場と、そこで用いられている DR プログラムを紹介している。以上、レポート前半は PJM の卸取引市場における DR に使われ方をまとめた。

後半の 4 章では、2013 年度分容量市場の取引実績と、そこに DR 資源を投入した場合の収入計算を、5 章では、2012 年度アンシラリーサービス市場取引実績と、そこに DR 資源を投入した場合の収入計算をおこなった。

今回、改めて PJM の調査を実施して、PJM は今も進化しているということを実感した。それは、リアルタイムでの同時同量ばかりでなく、将来の同時同量 (将来の電力需要予測に対して DR を含めた電源容量確保) を考慮に入れ、系統運用者としての責務を果たそうと努力している姿であり、日本の電力システム改革においても参考になるものと思われる。

1. PJM の概要

PJM（正式名称：PJM Interconnection, LLC）は、図.1 中、薄紫で示された米國中東部地域の系統運用機関（RTO）である。

PJM の前身は、1927 年からペンシルベニア州とニュージャージー州にあった 3 電力会社によって設立された米国初のパワープール（複数電力会社の電力供給地域全体の需給バランスをとる組織）である。現在は、13 州の全域あるいは一部地域とコロンビア特別区の電力調整を行う RTO として

2002 年 12 月に FERC の認可を受け、地域内の高圧送電線の運用を行うとともに、卸電力市場を運営している。

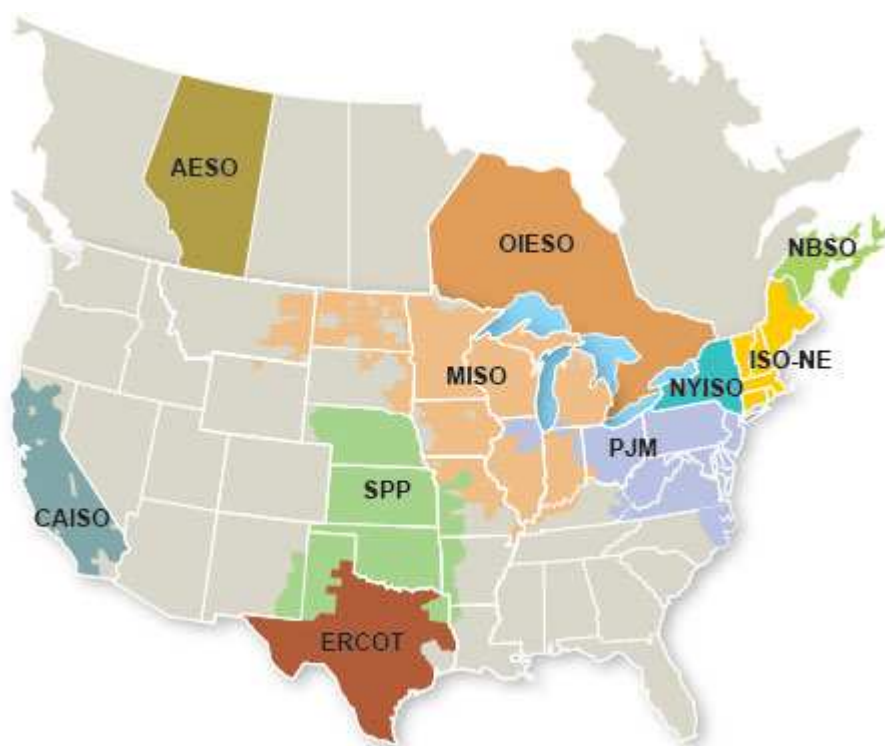


図.1 北米の系統運用機関（RTO/ISO）

出所：AEP 「[RTOs and ISOs](#)」

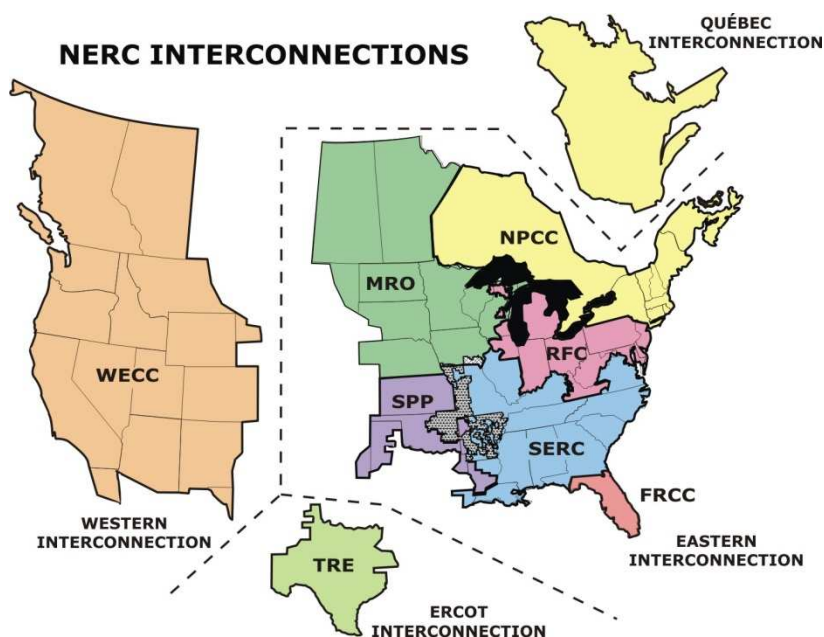


図.2 北米の同期系統と NERC 下部機関

出所：ERCOT ホームページ 「[NERC Interconnection](#)」

なお、米国では系統信頼度の安全基準は NERC に所属する地域信頼度協議会が規定している。PJM の管轄区域は、Reliability First Corporation (RFC) と、Southeastern Electric Reliability Council (SERC) にまたがっているため、周波数制御上は 1 つの制御地域となっているが、予備力確保上 2 つの制御地域に分かれている。以下に、北米の 3 つの同期系統と、NERC に所属する地域信頼度協議会の分布を示す。

PJM が運営する卸電力市場には、以下の 4 種類がある。

- 1) エネルギー市場: 一日前市場とリアルタイム市場があり、電力量(kWh 単位)での取引を行う
- 2) 容量市場: 需給運用に必要な供給力を確保する
- 3) アンシラリーサービス市場: 予備力および周波数調整力を調達する
- 4) 金融的送電権市場: 送電制約発生時に高騰する混雑料金をヘッジする

以下に、FERC の米国電力市場に関するホームページに掲載された PJM の情報を示す。

【PJM の諸元】

☑ 発電・供給

- 2009 年夏の発電設備容量(Generating capacity) :167,454MW
- 2009 年夏の予備設備容量(Capacity reserve) :40,649MW
- 2009 年夏の予備率(Reserve margin) :32%

※ 発電設備だけで予備率が 32%あるにもかかわらず、容量市場、予備力市場で DR 資源調達を行う PJM の DR 資源活用に対する積極性は注目に値する

☑ 需要

- 2006 年夏の最大電力 :144,644MW(過去最大:2006 年 8 月 2 日)
- 2009 年夏の最大電力 :126,805MW

※ 米国では需要は増加傾向にあるといわれているが PJM エリアに関しては、年々減少している

☑ 価格(24 時間年間平均一日前取引価格)

- 2006 年 :\$50.07/MWh
- 2009 年 :\$38.71/MWh

※ PJM エリアに関しては、取引価格も安くなっている

【PJM 管内の電力小売価格】

以下は、米国エネルギー省エネルギー情報局が公開している [Form EIA-826 detailed data](#) の今年 1 月から 5 月までの PJM 管内ペンシルベニア州、ニュージャージー州、メリーランド州の電力小売価格を平均したものである。

☑ ペンシルベニア州

- 一般小売価格 : \$0.12/kWh
- 業務用価格 : \$0.09/kWh
- 産業用価格 : \$0.07/kWh

☑ ニュージャージー州

- 一般小売価格 : \$0.15/kWh
- 業務用価格 : \$0.12/kWh
- 産業用価格 : \$0.10/kWh

☑ メリーランド州

- 一般小売価格 : \$0.13/kWh
- 業務用価格 : \$0.11/kWh
- 産業用価格 : \$0.08/kWh

※こうして見ると、PJM エリアの電気料金(特に一般小売価格)は、日本の電気料金と比べるとかなり安い。ただし、[自由化以前と比べると値上がりしている](#)

2. PJM の容量市場

PJM では、小売事業者に対して将来の安定供給のため十分な容量を確保することを義務付けており、自社保有の発電機や発電事業者との相対取引で容量を確保できない小売事業者は、容量市場で足りない分を調達している。

PJM の容量市場は、当初は利用可能な発電設備、すなわち発電設備容量 (Installed CAPacity) の市場ということで ICAP 市場と呼ばれていた。ICAP 市場は 1998 年 10 月に開設されているが、2007 年 6 月、PJM は信頼度価格モデル (Reliability Pricing Model : RPM) と呼ばれる新たな容量市場を導入。発電機ばかりでなく、DR 資源を含めて、必要な時に必要な場所で容量を確保できる仕組みを導入した。これは今後 3 年間に亘る容量の先渡取引で、6 月 1 日から翌年の 5 月末までの 1 年を単位としてオークション形式で取引が行われている。

具体的には、容量が利用される 3 年前に最初のオークション (Base Residual Auction : BRA) が開催され、その後 3 回補完的なオークション (Incremental Auction : IA) が開催される。2013 年度 (2013 年 6 月 - 2014 年 5 月末) の容量市場を例にとると、2010 年 6 月に BRA が開催され、その後 2011 年 9 月、2012 年 7 月、2013 年 2 月に IA が開催され、必要な容量の確保が行われている。

PJM では、容量市場に入札可能な DR 資源を負荷管理資源 (Load Management Resource : LMR) と呼び、下表のように 3 つの種類がある。

表.1 PJM の容量市場に参加できる DR 資源の種類

条件	LMRの種類 夏季限定DR Limited DR	夏季拡張DR Extended Summer DR	年間DR Annual DR
DR資源提供期間	6月～9月平日	6月～10月と翌年5月	原則通年
DR資源提供回数	10回	無制限	無制限
DR資源提供時間帯	12:00～20:00	10:00～22:00	6月～10月と翌年5月:10:00～22:00 11月～4月:6:00～21:00
DR資源提供継続時間	6時間	10時間	10時間
応答条件	PJMからの通知後2時間以内に負荷削減できることが条件		
計測条件	負荷削減度を計測するためのメーターは、測定誤差2%以下の配電会社の要件を満たすものであれば、電力会社のものでなくても、顧客が用意したメーターでも、CSPが顧客用に用意したもので良い		

出所：PJM ホームページ「PJM Emergency DR (Load Management)」よりインターテックリサーチにて作成

なお、LMR として登録する DR 資源にタイプには、以下の 3 種類がある：

- 1) **直接負荷制御 (DLC)** : CSP が、需要家のエアコンや給湯器等を直接遠隔制御して負荷削減できるもの
- 2) **確定サービスレベル (Firm Service Level : FSL)** : CSP からの通知に基づいて、需要家自身が事前に確約したレベル (MW) まで負荷削減するもの
- 3) **負荷削減保証 (Guaranteed Load Drop : GLD)** : CSP からの通知に基づいて、需要家自身が事前に確約しただけ負荷削減をするもの

オークション開催に当たって、PJM 管内のゾーンごとに、電源の計画外停止率等を考慮した実効容量 (Unforced CAPacity : UCAP) が公開され、オークションでは、各ゾーンに属した入札札が集められて、入札価格 (\$/MW-day) の低い順に必要な量に達するまで容量の確保が行われる。必要な容量に達した時点の入札価格が、当該ゾーンの市場価格 (Resource Clearing Price : RCP) となる。

図.3 は、PJM 管内の 20 のゾーンを示したものである。

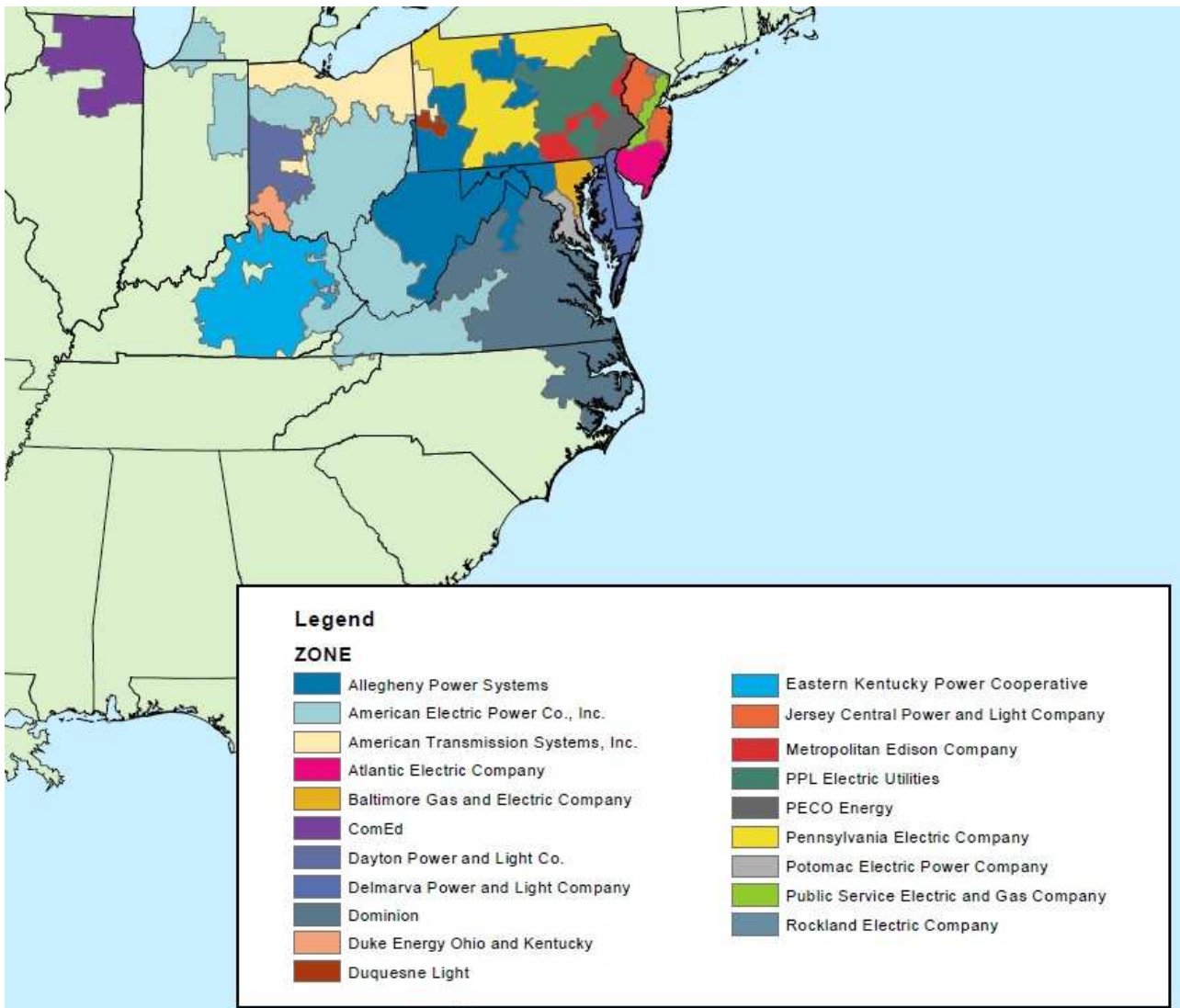


図.3 PJM 管内の 20 のゾーン

出所：PJM ホームページ 「[PJM Zones](#)」

3. PJM のアンシラリーサービス市場

3.1 アンシラリーサービスとは？

アンシラリー (ancillary) というのは、聞きなれない言葉であるが、「補助的な」という意味がある。

電気事業の主たるサービス (プライマリサービス) は、電気エネルギーの供給であるが、それを確実に行うためには、エネルギー供給には直接結びつかないような数多くのサービスが必要とされる。その中で、特に系統運用機関 (ISO/RTO や送電ネットワーク運用者) が発電事業者から調達するものが、主として北米でアンシラリーサービス (補助的なサービス) と呼ばれている。

※出典：電気学会「電力自由化と系統技術」第4章 アンシラリーサービス

アンシラリーサービスに何が含まれるかについても諸説あるが、FERC では以下の6種類に分類している。

- 1) **スケジューリング／系統制御および給電 (scheduling, system control and dispatch services)**
需給バランスや系統信頼度の確保および緊急時の処置に必要な機能全般。
- 2) **発電設備からの無効電力供給および電圧制御 (reactive supply and voltage control from generation sources)**
系統電圧を許容範囲内に調整するために必要となるもの。発電機は有効電力を発生させるだけでなく、系統電圧を維持するための無効電力の供給源としても重要な役割を担っている。
- 3) **周波数制御 (regulation and frequency control)**
時々刻々の負荷変動に対して系統周波数を調整するサービス。
- 4) **電力量偏差調整 (energy imbalance)**
発電事業者による電力供給や需要家の電力消費量が計画通りいかない場合に調整するサービス。
- 5) **瞬動予備力 (spinning reserve) および**
- 6) **運転予備力 (supplemental reserve / non-spinning reserve)**
ともに、発電ユニットの脱落や送電線の事故に対応するためのもの。系統に並列されていて、そのような事故発生時、即時に応動して短時間で出力を上昇させられる発電ユニットが瞬動予備力。停止中 (non-spinning) であるが、短時間で起動し出力を出せるユニットが運転予備力である。

アンシラリーサービスは、そもそも発電事業者が系統運用機関に提供するサービスで、契約に基づくものが多かったが、電力自由化の進展に伴い、電力エネルギーの調達だけでなく、アンシラリーサービスに関しても、できるものから順次市場調達されるようになってきている。また、市場調達先も、発電事業者だけでなく、ネガワットを提供する大口需要家や DR アグリゲータに門戸が広がってきている。自動 DR の出現により、発電機への給電指令相当の DR シグナルで需要家の負荷を遠隔制御できるようになったことと、近年のネットワークインフラの技術革新により低廉な運用コストで高速通信が可能となったことで、より多くのアンシラリーサービスに DR が対応できるようになったのである。

3.2 PJM のアンシラリーサービス市場

上記のとおり、PJM でも電力エネルギーの調達だけでなく、アンシラリーサービスも市場から調達するため、アンシラリーサービス市場を運営している。以下に、PJM のアンシラリーサービス市場について、概要を紹介する。

■ Day-ahead Scheduling Reserve (DASR) Market : 運用予備力調達市場

何らかの事情で需要予測と大幅な差異が発生した場合などに対処するため、2008 年 6 月から導入された市場調達の仕組み。入札できるのは、PJM からの指令に基づき自動または手動で 30 分以内に予備力提供ができる電源あるいは負荷で、指令を受けた時点で系統に接続されている必要はない。

- PJM エリアは、予備力確保上 2 つの制御地域に分かれている。RFC 地域の DASR 予備力確保容量は、RFC 地域 12 時のピーク負荷予測の 6.75%、SERC 地域は、毎年 SERC が確保容量を定める
- 調達に当たっては、入札価格だけで判断するのではなく、DASR 機会コスト、起動・停止コストを勘案した「Merit order price」順に、制御地域ごとに必要量に達するまで入札データからした適用する予備力を選択し、必要量に達した時点の調達単価が、その地域の予備力市場決済価格 (Day-ahead Scheduling Reserve Market Clearing Price : DASRMCP) となる

■ Synchronized Reserve Market : 瞬動予備力調達市場

- 入札できるのは、系統に接続されていて、PJM からの指令に対して自動的に 10 分以内に予備力提供ができる電源あるいは負荷
- 容量市場同様、PJM では小売事業者に、本予備力提供を義務付けており、自前で用意できない場合は、この Synchronized Reserve Market から市場調達する
- PJM エリアは予備力確保上 2 つの制御地域に分かれている。RFC 地域の Synchronized Reserve の予備力確保容量は、RFC 地域内最大の発電ユニット容量で、約 1300MW。SERC 地域は、毎年 SERC が確保する容量を定める。まず Tier 1 (第一段階) として、系統接続されている資源で予備力を提供する余裕がある資源から予備力を確保した後、制御地域ごとに定められた予備力量に達していなければ Tier 2 (第 2 段階) として追加調達する
- 調達に当たっては、入札価格だけで判断するのではなく、発電機会+発電電力量予測コスト、起動・停止コストを勘案した「Merit order price」順に、制御地域ごとに必要量に達するまで Tier 2 入札データから適用する予備力を選択し、必要量に達した時点の調達単価が、その地域の予備力市場決済価格 (Synchronized Reserve Market Clearing Price : SRMCP) となる

■ Regulation Market : 周波数調整市場

- 元来、入札できるのは、AGC (Automatic Generation Control : 自動発電制御) 機能が付いた調整電源のみだった
- PJM からの起動指令 (RegA signal) に対して 5 分以内に立ち上がることが条件
- PJM では小売事業者 (LSE) に、周波数調整力の保持を義務付けており、自前で用意できない場合は、この Regulation Market から市場調達する
- 調達単価は、リアルタイム市場の時間ごとの市場価格 (Regulation Market Clearing Price : RMCP)

- 市場調達する容量は、ピーク時間帯が需要予測のピークの 1%、ノンピーク時間帯が、需要予測の谷底の 1%だったが、2013 年から、それぞれが 0.7%に引き下げられている
- 容量市場と異なり、PJM エリア全体で市場調達が行われる
- 2012 年、FERC オーダー755 に基づき、応答速度の早い電源用の起動指令 (RegD signal) に応じられるフライホイールやバッテリー等の電源に対して、“Pay for Performance Based Regulation” の考え方が導入され、支払われる価格が複雑になっている (詳細は省略)

3.3 PJM のアンシラリーサービス市場向け DR プログラム

PJM の運営する市場は卸売電力市場であるので、本来需要家は参加できないが、100kW 以上の DR 資源を提供できる大口需要家は、DR 資源の卸売事業者という取り扱いでアンシラリーサービス市場への参加が認められていた。また、提供できる DR 資源が 100kW 以下の需要家も、PJM の特別会員として登録された需要削減プロバイダー (Curtaiment Service Provider : CSP) を介して、PJM の市場に参加することができる。

CSP は、需要家の PJM 市場へのネガワット入札を仲介するだけでなく、PJM に代わって DR 実施実績を計測し、実績に応じて PJM から得られた DR 資源提供利益を需要家とシェアする。EnerNOC のような DR アグリゲータだけでなく、Baltimore Gas & Electric のような小売事業者が CSP として登録されている。

PJM の DR プログラムは、大きく以下の 2 つのグループに分類できる：

- 1) 緊急 DR : 供給逼迫時等、緊急に負荷削減が必要となる場合に備えた DR プログラム
- 2) 経済的 DR : 発電資源と DR 資源を同列に並べ経済的な観点から系統運用に利用するための DR プログラム

以下に、それぞれの DR プログラムについて説明する。

■ Emergency Load Response (EmLR) : 緊急 DR

系統に緊急事態発生時に利用する DR プログラムである。

この DR プログラムには、更に以下の 3 つの種類がある：

- 1) **Energy-Only EmLR** : 実際に削減した電力量に応じてインセンティブが支払われるもの
- 2) **Full EmLR** : 実際に削減した電力量に応じてインセンティブが支払われるだけでなく、緊急時に提供可能な容量として登録した MW 数に応じた支払いも行われるもの
- 3) **Capacity-Only EmLR** : 緊急時に提供可能な容量として登録した MW 数に応じた支払いが行われるもの

- DR プログラムへの参加要件：

これらの DR プログラムに参加するには、最低 100kW の削減を行え、2 時間前に通知されれば、2 時間連続して需要を削減する必要がある。

- DR プログラム実施時の清算：

1) **Energy-Only EmLR** : 緊急事態が実際に発生し、負荷削減した場合の報酬は、リアルタイム市場の地点別料金 (Local Marginal Price : LMP) か、入札単価の高い方の価格に削減量を掛けた値が報酬として支払われる

2) **Full EmLR** : 登録した容量に対しては、RPM 市場決済価格をかけた値が報酬として支払われる。更に、緊急事態が実際に発生し負荷削減した場合、リアルタイム市場の地点別料

金 (Local Marginal Price : LMP) と入札単価の高い方の価格に削減量を掛けた値が報酬として支払われる

- 3) Capacity-Only EmLR** : 登録した容量に対して RPM 市場決済価格をかけた値が報酬として支払われる。緊急事態が実際に発生し負荷削減した場合も、削減に応じた対価は払われない

なお、Full または Capacity-Only の EmLR DR プログラム参加者で、緊急事態発生時に登録通りの容量を提供できなかった場合、ペナルティが課される。

※ EnerNOC が産業顧客、業務顧客に対して提供している DemandSMART は、PJM の緊急 DR に対応するものであるが、DemandSMART 経由で DR 資源を提供する顧客は、あらかじめ約束した需要削減を行えなくてもペナルティを支払わなくて良い。EnerNOC は、契約した顧客間で負荷削減量を調整し、それでも調整しきれなかった場合、需要削減を行えなかった顧客に代わって PJM に対してペナルティを支払う。(ペナルティ支払いリスクをかぶることで、EnerNOC は顧客ベースを増やすことに成功した)

■ Economic Load Response (EcLR) : 経済的 DR

需要家は CSP を介して、経済的 DR として PJM が運営する電力取引市場、容量市場、アンシラリーサービス市場への入札に参加することができる。これらは PJM からの信号に基づく需要削減量 (周波数調整市場の場合のみ、需要量のアップ・ダウン量) に対してインセンティブが支払われるものである。

この DR プログラムには、更に以下の種類がある :

1) Demand Response - Day-Ahead Scheduling Reserve Market

DR 資源を運用予備力として活用するもの

2) Demand Response Synchronized Reserve Market

DR 資源を瞬動予備力として活用するもの

3) Demand Response Regulation Market

DR 資源を周波数調整に活用するもの

DR 資源提供者の代行で DR regulation 市場に入札を行う CSP は、同市場に参加する発電事業者相当の市場参入条件を満たしていなければならない。また、CSP には、DR 資源提供者に対して最低 1 分ごとに需要量を検針できるメーターの設置・計測が求められている。

※ PJM が 2013 年 3 月 25 日に公開したばかりの「[2012 Economic Demand Response Performance Report](#)」によると、2012 年度から FERC オーダー745 の効果で経済的 DR に対する支払額が変更されている。FERC オーダー745 が公布されるまでは、卸売価格 (LMP) と発送電価格の差分に基づいてインセンティブ額が定められていたが、同オーダーは、卸売価格が毎月の Net Benefits Threshold (例 : 2013 年 3 月は \$25.60/MWh) を超えた場合、経済的 DR による負荷削減量に対して、100%卸売価格を適用するよう要請。その結果、FERC オーダー745 が施行されて以来、緊急 DR から経済的 DR への移行が発生しており、また、従来は DR 資源提供に関心のなかった需要家も今後経済的 DR に参加する可能性があるとしている。

4. PJM での容量市場取引実績と収入計算

4.1 PJM の 2013 年度分容量市場取引実績

2010 年 6 月に実施された 2013 年度分容量市場の初回オークション (BRA) 結果の詳細を表.2 に、その後開催された 2013 年度分の補完的なオークション結果を、表.3 に示す。

表.2 2013 年度容量市場 (BRA) オークション結果

2013/2014 DY BRA Resource Clearing Results

Resource Clearing Prices			
LDA	System Marginal Price [\$/MW-day]	Locational Price Adder * [\$/MW-day]	Resource Clearing Price [\$/MW-day]
RTO	\$27.73	\$0.00	\$27.73
MAAC	\$27.73	\$198.42	\$226.15
EMAAC	\$27.73	\$18.85	\$245.00
SWMAAC	\$27.73	\$0.00	\$226.15
PS	\$27.73	\$0.00	\$245.00
PSNORTH	\$27.73	\$0.00	\$245.00
DPLSOUTH	\$27.73	\$0.00	\$245.00
PEPCO	\$27.73	\$20.99	\$247.14

* Locational Price Adder is with respect to the immediate higher level LDA.

表.3 2013 年度分補間容量オークション結果

2013/2014 DY 1st Incremental Auction Load Pricing Results

LDA Capacity Price Components			
LDA	Weighted System Marginal Price [\$/MW-day]	Weighted Locational Price Adder* Applicable to LDA [\$/MW-day]	Adjusted LDA Capacity Price [\$/MW-day]
RTO	\$27.86	\$0.00	\$27.86
MAAC	\$27.86	\$199.64	\$227.50
EMAAC	\$27.86	\$219.83	\$247.78
SWMAAC	\$27.86	\$198.25	\$226.11
PEPCO	\$27.86	\$219.71	\$247.57

*Locational Price Adder with respect to RTO

2013/2014 DY 2nd Incremental Auction Load Pricing Results

LDA Capacity Price Components			
LDA	Weighted System Marginal Price [\$/MW-day]	Weighted Locational Price Adder* Applicable to LDA [\$/MW-day]	Adjusted LDA Capacity Price [\$/MW-day]
RTO	\$28.37	\$0.00	\$28.37
MAAC	\$28.37	\$204.28	\$232.65
EMAAC	\$28.37	\$224.23	\$252.69
SWMAAC	\$28.37	\$202.87	\$231.24
PEPCO	\$28.37	\$224.02	\$252.39

* Locational Price Adder is with respect to the immediate higher level LDA.

2013/2014 DY 3rd IA Resource Clearing Results

Resource Clearing Prices			
LDA	System Marginal Price [\$/MW-day]	Locational Price Adder * [\$/MW-day]	Resource Clearing Price [\$/MW-day]
RTO	\$4.05	\$0.00	\$4.05
MAAC	\$4.05	\$25.95	\$30.00
EMAAC	\$4.05	\$158.44	\$188.44
SWMAAC	\$4.05	\$0.00	\$30.00
PS	\$4.05	\$0.00	\$188.44
PSNORTH	\$4.05	\$0.00	\$188.44
DPLSOUTH	\$4.05	\$0.00	\$188.44
PEPCO	\$4.05	\$0.00	\$30.00

* Locational Price Adder is with respect to the immediate higher level LDA.

出所 : PJM ホームページ 「[2013/2014 Auction Results for BRA and All Incremental Auctions](#)」

4.2 PJM の容量市場に投入した DR 資源 (LMR) の収入計算

PJM の容量市場に LMR (PJM における容量市場に適用される DR 資源の呼称) を提供した場合の収入を計算するに当たって、表.2 MAAC (中部大西洋岸地域) の需要家が 100kW の LMR を CSP 経由で PCM の容量市場に入札し、落札した場合を考える。

BRA オークションによる系統限界価格 (System Marginal Price : SMP) は\$27.73/MW・日であるが、MAAC 地域の送電制約等による追加価格 (Locational Price Adder) が\$198.42/MW・日あり、合計\$226.15/MW・日となっている。これは MW・日当たりの額なので、100kW・日当たりの支払額に換算すると、\$22.615/100kW・日となる

したがって、この 100kW の LMR に対して PJM から CSP に支払われる額は以下のとおりとなる。

- 夏季限定 DR の場合は $\$22.615 \times 122$ (4 ヶ月分) = \$2759
- 夏季拡張 DR の場合は $\$22.615 \times 184$ (6 か月分) = \$4161
- 年間 DR の場合は $\$22.615 \times 365$ (1 年間) = \$8254

※3 種類の LMR の定義については、その 2 の [表.1](#) 参照のこと。

※また、実際には、上記の支払われた額を CSP と需要家がシェアすることになる。

5. PJM でのアンシラリーサービス市場向け DR 実績と収入計算

5.1 PJM の 2012 年度分アンシラリー市場向け DR 実績

2013年3月7日付け PJM 資料「[Economic Demand Resource in Energy Market](#)」によると、2012年度（2012年6月～2013年5月）PJM の DR プログラムに参加したサイト数と契約 MW 数は以下のとおりである。

- 緊急 DR : サイト数 : 12,610 契約 MW 数 : 8,548MW
- 経済的 DR : サイト数 : 1,099 契約 MW 数 : 2,243MW

以下に、それぞれの DR プログラムの 2012 年度実績を示す。

■ 緊急 DR の実績

Monitoring Analytics 社が発行している 2012 年度 PJM 市場分析レポート「[2012 State of the Market Report for PJM](#)」の DR 実績の章「[Section 5 - Demand Side Response](#)」によると、2012 年度、緊急 DR の発動は 7 月 17 日と 7 月 18 日の 2 回。緊急対応用容量に対して支払われた金額（Emergency Credits）と、実際に行われた負荷削減量に対して支払われた報酬との総額（Emergency Make Whole Payments）は、表.4 のとおりである。

表.4 2012 年度 PJM で発生した緊急 DR イベントと支払額

Event	Emergency Credits	Emergency Make Whole Payments	Total
17-Jul-12	\$1,010,372.27	\$3,751,680.48	\$4,762,052.75
18-Jul-12	\$592,597.01	\$5,126,683.66	\$5,719,280.67
Total	\$1,602,969.28	\$8,878,364.14	\$10,481,333.42

出所： Monitoring Analytics 社の「2012 State of the Market Report for PJM」

この他に、実際の削減量に応じて対価が支払われる Full EmLR の 2012 年度の RPM オークション結果は、表.5 のとおりである。

表.5 2012 年度の Full EmLR の負荷削減に対する入札単価

Ranges of Strike Prices (\$/MWh)	Registrations	Percent of Total	Nominated MW (ICAP)	Percent of Total
\$0 - \$1	1,047	12.1%	1,051.9	14.9%
\$1.01 - \$200	227	2.6%	205.2	2.9%
\$200 - \$500	520	6.0%	311.6	4.4%
\$500 - \$998	37	0.4%	51.8	0.7%
\$999+	6,827	78.9%	5,417.8	77.0%
Total	8,658	100.0%	7,038.2	100.0%

出所： Monitoring Analytics 社の「[2012 State of the Market Report for PJM](#)」

電力取引市場に DR を導入する効用の 1 つは、発電事業者の市場支配力低減にあると言われている。しかし、RPM オークション市場で落札された札の 80%弱は MWh あたり \$999 以上 (¥100/kWh 以上) であり、Full EmLR が、市場価格を形成する供給曲線を右側にシフトする効果は見られない。それでも PJM は、発電事業者の入札価格上限を \$1000/MWh に制限しているのに対して、負荷削減量に対する入札価格上限を 2012 年度 \$1500/MWh、2013 年度 \$1800/MWh、2014 年度 \$2100/MWh、2015 年度 \$2500/MWh とし、Full EmLR への参加を促している。これにより、需要曲線側の傾きを緩和させることで、市場価格を低減させ、緊急時対応費用削減を狙っているものと思われる。図.4 は、DR の導入による市場取引価格下落の低下を模擬的に示したものである。

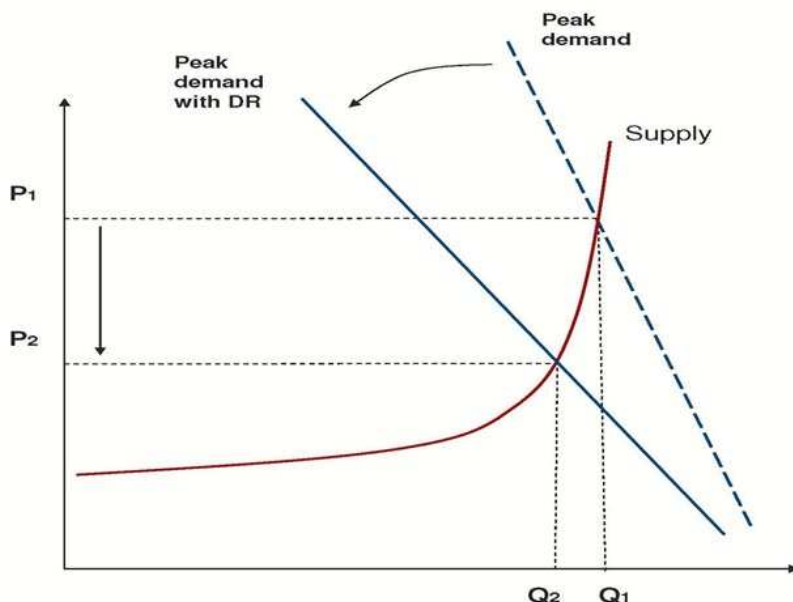


図.4 DR 導入による市場取引価格低減の概念図

出所：Viridity Energy 「[The National Action Plan for Demand Response – The Good, the Ok and What is Left to be Done](#)」

■ 経済的 DR の実績

2013年3月25日付け PJM 資料「2012 Economic Demand Response Performance Report」によると、2012年夏には、2度の緊急 DR 発動の他に、3度「non-emergency peak day」があり、経済的 DR の調達が行われている。

図.5 左は、どの程度の DR 資源提供者から経済的 DR を行ったかを示すもので、図.5 右は、経済的 DR 調達を行った地域を示すものである。

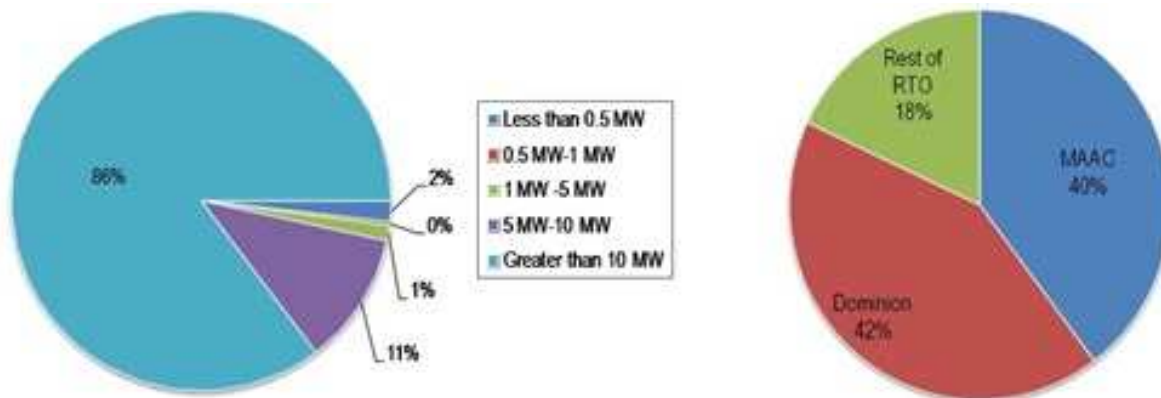


図.5 経済的 DR 調達先の DR 資源規模と地域

出所：PJM 「2012 Economic Demand Response Performance Report」

ここから、経済的 DR 調達先の大部分 (97%) は、5MW 以上の DR 資源が提供可能な大口需要家であることがわかる。

また、地域的に Dominion（バージニア地域）および MAAC（中部大西洋岸地域）で全経済的 DR 調達量の 8 割以上となっていることがわかる。

この 3 つの地域別の 2012 年度の経済的 DR 調達実績を表.6 に示す。

表.6 2012 年度の地域別経済的 DR 調達実績

Area	Capability (MW)	Reduction (MWh)	Credits (\$)	Site Hours	Aggregate Reduction Hours	Average aggregate Reduction per hour (MW)	% of Capability utilized in average aggregate settlement hour	Average Reduction per site per hour (MW)
MAAC	1,643	53,047	3,450,869	23,723	2,817	18.8	1.1%	2.2
Dominion	242	56,358	3,768,808	1,758	864	65.2	27.0%	32.1
Rest of RTO	527	24,062	1,498,020	6,405	1,666	14.4	2.7%	3.8

出所：PJM 「[2012 Economic Demand Response Performance Report](#)」

表.6 右端のサイトごとの平均負荷削減規模（Average Reduction per site per hour）を見ると Dominion 地域が 32.1MW で突出しており、特に大口ユーザが集まっていることがわかる。図.6 は経済的 DR（MWh）の調達先の種類別割合を示しているが、商工業顧客と学校施設で 86% を占めている。また、CPP 等の DR 実証試験では注目を浴びる一般家庭は、経済的 DR 調達実績からすると 3% でしかない。

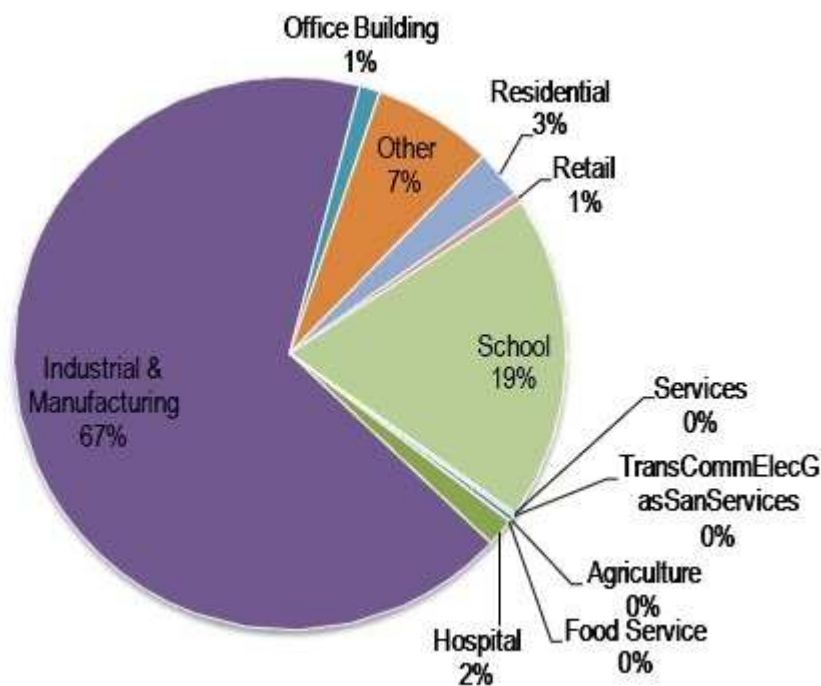


図.6 経済的 DR 調達先

出所：PJM 「[2012 Economic Demand Response Performance Report](#)」

5.2 PJM の周波数調整市場での収入計算

アンシラリーサービス市場の詳細取引情報は、PJM 会員でないと取得できないので、以下には、PJM 市場の監視・報告を行っている Monitoring Analytics 社が 2013 年 3 月 14 日に発行した最新レポート「2012 State of the Market Report for PJM Volume2:Detailed Analysis」から 2012 年の周波数調整市場の平均決済価格 (Weighted Average Regulation Market Clearing Price: RMCP) を示す。

表.7 2012 年度月間平均周波数調整市場調達結果

PJM Regulation Market monthly weighted average market-clearing price, marginal unit opportunity cost and offer price (Dollars per MWh): January through December 2012

Month	Weighted Average Regulation Market Clearing Price	Weighted Average Regulation Marginal Unit Offer	Weighted Average Regulation Marginal Unit LOC
Jan	\$13.41	\$10.58	\$2.70
Feb	\$11.89	\$8.84	\$2.68
Mar	\$12.61	\$8.82	\$3.48
Apr	\$13.01	\$8.63	\$4.07
May	\$17.44	\$6.52	\$9.89
Jun	\$14.91	\$6.21	\$6.94
Jul	\$20.73	\$6.60	\$10.70
Aug	\$15.86	\$6.50	\$7.37
Sep	\$14.42	\$5.46	\$7.16
Oct	\$39.80	\$5.14	\$23.94
Nov	\$42.71	\$5.58	\$32.33
Dec	\$27.39	\$8.50	\$20.19
Average	\$20.35	\$7.28	\$10.95

出所： Monitoring Analytics 社の「[2012 State of the Market Report for PJM](#)」

CPP のような年に数回のピーク削減のために使われる DR 資源よりも、周波数調整用の DR 資源は、利用される機会が多い。ある PJM エリアの需要家が 100kW を周波数調整市場に提供した場合、年間最大収入 (毎月毎時間フルに 100kW の DR 資源が周波数調整に使用された場合) として下記の合計値 \$17,877 を得た。

1 月分：\$1.341 × 24 × 31 = \$998	7 月分：\$2.073 × 24 × 31 = \$1,542
2 月分：\$1.189 × 24 × 28 = \$799	8 月分：\$1.586 × 24 × 31 = \$1,180
3 月分：\$1.261 × 24 × 31 = \$938	9 月分：\$1.442 × 24 × 30 = \$1,038
4 月分：\$1.301 × 24 × 30 = \$937	10 月分：\$3.980 × 24 × 31 = \$2,961
5 月分：\$1.744 × 24 × 31 = \$1,298	11 月分：\$4.271 × 24 × 30 = \$3,075
6 月分：\$1.491 × 24 × 30 = \$1,074	12 月分：\$2.739 × 24 × 31 = \$2,038
年間合計：\$17,877	

- ※ 容量市場と同様、これは PJM が支払う額であり、実際には CSP とこの収入をシェアすることになる。
- ※ 実際には一日 24 時間、絶えず周波数調整が発生する訳ではないので、収入額自体は、上記の値より小さい
- ※ 容量市場に提供する 100kW の LMR の支払額が 4 ケタであるのに対して、周波数調整市場に提供する 100kW の DR 資源への対価は (提供頻度の差もあるが) 5 ケタと、1 ケタ大きいことがわかる

5.3 PJM の予備力市場での収入計算

瞬動予備力市場の実績と収入計算

以下には、Monitoring Analytics 社のレポート「2012 State of the Market Report for PJM Volume2:Detailed Analysis」から中部大西洋岸地域での 2012 年瞬動予備力市場の平均決済価格 (Weighted Synchronized Reserve Market Clearing Price : RMCP) を示す。

表.8 2012 年度月間平均瞬動予備力市場調達結果

Mid-Atlantic Dominion Sub-zone weighted synchronized reserve market clearing prices, credits, and MWs: 2012

Month	Weighted Synchronized Reserve Market Clearing Price	Synchronized Reserve Credits	PJM Scheduled MW	PJM Added MW	Self Scheduled MW
Jan	\$6.25	\$911,823	229,958	12,604	48,393
Feb	\$5.37	\$676,438	165,304	9,255	36,819
Mar	\$6.55	\$827,316	238,999	5,126	43,546
Apr	\$6.62	\$519,409	214,213	4,527	857
May	\$8.24	\$1,323,561	162,029	10,177	32,673
Jun	\$4.25	\$926,120	308,701	8,833	62,627
Jul	\$14.92	\$2,085,816	182,230	24,704	10,497
Aug	\$5.63	\$1,063,661	117,050	22,156	26,030
Sep	\$5.72	\$1,027,975	128,290	3,363	1,175
Oct	\$16.15	\$2,238,592	94,866	NA	7,204
Nov	\$11.44	\$3,719,841	175,093	NA	974
Dec	\$5.06	\$1,034,280	84,734	NA	935
Total	\$8.02	\$16,354,832	2,101,467	100,745	271,730

出所：Monitoring Analytics 社の「[2012 State of the Market Report for PJM](#)」

PJM では、予備力不足となると、まず Tier 1 (第一段階) として、系統接続されている資源で予備力を提供する余裕がある資源から予備力を確保。それでも制御地域ごとに定められた予備力量に達していなければ Tier 2 (第 2 段階) として、この Synchronized Reserve 市場から追加調達されるので、全瞬動予備力調達量に占める割合は 5% 程度ではないかと思われる。

したがって、中部大西洋岸地域のある需要家が 100kW を Synchronized Reserve 市場に投入した場合の収入は、\$350 程度ではないかと思われる。これは、容量市場へ 100kWDR 資源を提供する場合より 1 ケタ小さい数字となっている。

1 月分：\$0.625 × 24 × 31 × 0.05 = \$23	7 月分：\$1.492 × 24 × 31 × 0.05 = \$56
2 月分：\$0.537 × 24 × 28 × 0.05 = \$18	8 月分：\$0.563 × 24 × 31 × 0.05 = \$21
3 月分：\$0.655 × 24 × 31 × 0.05 = \$24	9 月分：\$0.572 × 24 × 30 × 0.05 = \$21
4 月分：\$0.662 × 24 × 30 × 0.05 = \$24	10 月分：\$1.615 × 24 × 31 × 0.05 = \$60
5 月分：\$0.824 × 24 × 31 × 0.05 = \$31	11 月分：\$1.144 × 24 × 30 × 0.05 = \$41
6 月分：\$0.425 × 24 × 30 × 0.05 = \$15	12 月分：\$0.506 × 24 × 31 × 0.05 = \$19
年間合計：\$353	

❑ 運転予備力市場の実績と収入計算

以下には、Monitoring Analytics 社のレポート「2012 State of the Market Report for PJM Volume2:Detailed Analysis」から中部大西洋岸地域での 2012 年運転予備力市場の平均決済価格 (Day-Ahead Scheduling Reserve Weighted Average Clearing Price : DASRMCP) を示す。

表.9 2012 年度月間平均運転予備力市場調達結果

PJM Day-Ahead Scheduling Reserve Market
MW and clearing prices: January through December

Year	Month	Average Required Hourly DASR (MW)	Minimum Clearing Price	Maximum Clearing Price	Weighted Average Clearing Price	Total DASR Credits
2012	Jan	6,944	\$0.00	\$0.02	\$0.00	\$604
2012	Feb	6,777	\$0.00	\$0.02	\$0.00	\$2,037
2012	Mar	6,180	\$0.00	\$0.05	\$0.00	\$5,031
2012	Apr	5,854	\$0.00	\$0.10	\$0.00	\$5,572
2012	May	6,491	\$0.00	\$5.00	\$0.05	\$226,881
2012	Jun	7,454	\$0.00	\$156.29	\$2.39	\$11,422,377
2012	Jul	8,811	\$0.00	\$155.15	\$3.69	\$20,723,970
2012	Aug	8,007	\$0.00	\$55.55	\$0.51	\$2,601,271
2012	Sep	6,656	\$0.00	\$7.80	\$0.12	\$540,586
2012	Oct	6,022	\$0.00	\$0.04	\$0.00	\$5,878
2012	Nov	6,371	\$0.00	\$1.00	\$0.02	\$75,561
2012	Dec	6,526	\$0.00	\$0.05	\$0.00	\$5,975

出所：Monitoring Analytics 社の「[2012 State of the Market Report for PJM](#)」

運転予備力調達価格は、6、7月を除くと\$1/MWh以下で、Synchronized Reserve同様、それほど頻繁に調達されるとは思われないので、収入計算を行うまでもなく、それほど収入は見込めないものと思われる。

おわりに

【DR 資源提供者からみた DR プログラムタイプの優位性】

4 章及び 5 章では、DR 資源提供者の立場に立って、PJM 市場に 100kW の DR 資源を提供した場合、2013 年度の容量市場取引実績及び 2012 年度アンシラリー市場取引実績データを元にどれだけの収入が得られるのか試算した。

収入計算の結果、PJM に DR 資源を提供するなら、周波数調整市場、容量市場、予備力市場の順で考えるのが良いという結論が得られたが、

- DR シグナルを受けてから負荷削減を行えるまでの応答特性、
- 継続して DR 資源を提供できる時間、
- (特に早い応答特性が求められる周波数調整市場に DR 資源を投入する場合は、自動 DR が必須となるので、そのための) システム投資額、
- システム運用者や電力会社から自動 DR 導入に際しての奨励金等が出るのかどうか、
- そして何よりも DR イベントの頻度が需要家の主要業務にもたらす影響度合い

などを勘案して、どの市場に DR 資源を提供するか (しないか) という判断を行うことになるものと思われる。

【日本での系統運用への DR 利用に対する示唆】

2009 年の少し古いデータではあるが、PJM は、発電設備だけで予備率が 32%あるにも関わらず、容量市場、予備力市場で DR 資源調達を行う PJM の DR 資源活用に対する積極性は注目に値するものである。

また、『米国では日本とちがって、今後も電力需要が増え、設備容量が足りなくなるので DR がもてはやされている』という意見もあるが、こと PJM エリアに関していうと、電力需要は減少傾向にあるのもかわらず、DR の利用を伸ばしてきていることに注目すべきである。

容量市場に関しては、今もまだ試行錯誤の中にあるともいえるが、PJM は、発電事業者の入札価格上限を \$1000/MWh に制限しているのに対して、DR 資源提供者の入札価格上限を 2012 年度 \$1500/MWh、2013 年度 \$1800/MWh、2014 年度 \$2100/MWh、2015 年度 \$2500/MWh という、明らかな非対称規制策を実行して DR 資源導入促進を図っている。発送電分離、経済性に基づいた競争環境の導入は、いい面ばかりではない。どのような弊害を予見して、それに対してどのような対策/規制をあらかじめ講じる必要があるのか、まだまだ PJM に学ぶところは大きい。

DR を年数回のピーク負荷削減手段として考えるだけでなく、その他の緊急事態対応やアンシラリーサービス向けの通常運用、更には、将来の電源容量不足とならないための対応に、DR を積極的に使う姿勢は、日本の今後の電力システム改革において十分参考になるものと思われる。

最後に、このような DR の利用用途の変遷のトレンドについてインターテックリサーチでまとめた図を示し、本レポートを終了する。



図.7 DRプログラムの適用に関するトレンド

出所：インターテックリサーチにて作成

おわり