

c. 特徴と課題

デマンドレスポンスは、スマートグリッドの議論が沸き起こって以降、その有効活用が検討されてきており、様々な実証試験の展開がなされてきた。しかし、これまでの取り組みは、基本的に上記に示した北九州スマートコミュニティ実証事業のような、ピーク対応のための需要を抑制するというものであった。

これに対し、本調査で検討すべき、「再生可能エネルギーの需給対策としてデマンドレスポンスを活用する」というコンセプトに基づいた実証試験等は未だ行われていないように見受けられる。このような考え方は、近年研究がなされつつある²⁴が、そのフィージビリティに関する検証を今後行っていく必要があると考えられる。

また、需要家のマニュアル行動によるデマンドレスポンスは、人の意志に関わるために、制御パフォーマンスに関わる不確実性を伴う。再生可能エネルギー出力変動の対策オプションとして活用するためには、従来のピークカットに比べ、必要な時間、規模の予測が難しい中で確実に制御パフォーマンスを得られる必要がある。このため、再生可能エネルギーの変動対策としてデマンドレスポンスを活用するためには、次項に示す「自動制御によるデマンドレスポンス」の優位性は大きい。

2) 自動制御によるデマンドレスポンス

a. 概要

自動制御によるデマンドレスポンスとは、以上に示したデマンドレスポンスについて、機器やシステムの自動制御で対応することでデマンドレスポンスを実現するという技術を目指す。上述の通り、デマンドレスポンスを自動化することで、マニュアル行動によるデマンドレスポンスに比べて、確実性の向上が期待できる。自動制御の方法は様々な方策が考えられる。

一つはデマンドレスポンスの対象となる需要家機器に取り付けられた制御チップなどが、周波数などの電力システムの状態量を検出し、それに応じて制御を行うという方法であり、例えば下図に示す米国 PNNL の「Grid Friendly Appliances Controller™」などが挙げられる(図 2-29)。この制御チップが取り付けられた家電は、電力システムの周波数に応じて消費電力を制御することができる。

²⁴ 例えば高橋：「再生可能エネルギー電源大量連系に対応するアンシラリーサービス型デマンドレスポンスの導入可能性の検討」（電力中央研究所報告）など。

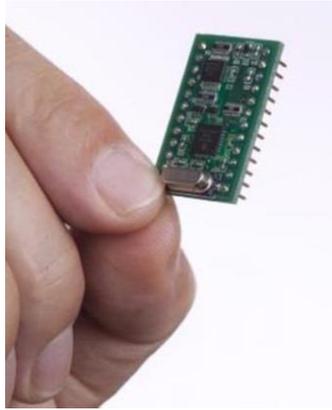


図 2-29 Grid Friendly Appliances Controller™

出所) PNNL ホームページ

自動制御のもう一つの方法は、需要家内のエネルギーマネジメントシステム(家庭:HEMS、ビル:BEMS など)が、それぞれの需要家のニーズを反映した自律的な制御を行う方策である²⁵。HEMS/BEMS のアプリケーションは様々提案されているが、CEMS などの上位システムからの指令に基づいて自動 DR を達成する方策や、電気料金に基づいて、HEMS/BEMS が家庭内/ビル内における需要機器の運転計画を作成する方策などが考えられている(図 2-30)。

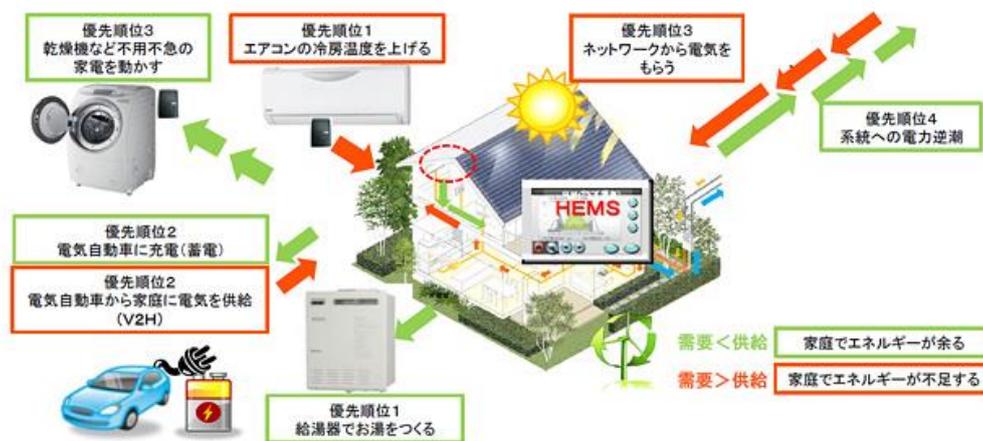


図 2-30 HEMS による自動 DR のコンセプト

出所) 経済産業省スマートハウス標準化検討会資料

自動制御によるデマンドレスポンスの対象機器としては、家庭部門ではヒートポンプ給湯機、エアコン、冷蔵庫、照明などが、産業部門では空調負荷、照明、冷蔵冷凍システム、給水ポンプ等が考えられている²⁶。これらの中でも、特に我が国ではヒートポンプ給湯機な

²⁵ 荻本和彦 ”エネルギーインテグレーション—集中・分散のエネルギーマネジメントの協調。” IEEJ, C 部門大会発表論文集, TC9-7, pp304-309 (2010)

²⁶ この他に、電気自動車 (EV) やプラグインハイブリッド車 (PHEV) といった電動車両も対象と考えられる。これらの電動車両の活用については、次項にて改めて示す。

どが有望なリソースとして、様々な研究、技術実証などが行われている。

b. 対策活用の動向

自動制御によるデマンドレスポンスの取り組み事例は、需要家のマニュアル行動によるデマンドレスポンス同様、実証試験等がなされてきており、家庭部門については、例えば「次世代エネルギー・社会システム実証事業」の横浜のプロジェクト（YSCP: Yokohama Smart City Project）における取り組みが挙げられる。本取り組みでは、CEMS からの節電要請があると、エアコンの温度設定やヒートポンプ給湯機の稼働時間を同マンション内の EMS が自動的に変更するというシステムが実装されており、検証が進められた（図 2-31）。



図 2-31 YSCP の自動 DR 対応エアコンとヒートポンプ給湯機
出所「住民の快適性を損なわない自動節電策を実証へ」（Japan Smart City Portal）

<http://jscp.nepc.or.jp/article/jscp/20121019/327428/index2.shtml>

大口需要家の事例については、読売新聞大阪本社と読売テレビ、関電グループなどが実施している、「SENRITO」という取組が例として挙げられる（図 2-32）。本取組は、関西電力から需要抑制の要請が発動された際に、商業施設における空調設備の設定温度を自動的に調整することにより、テナントの運営に影響を与えない範囲で電力需要の抑制を行うものである。自動 DR の制御機器は、米国の Converge 社の製品を採用するとしている。



図 2-32 「SENRITO よみうり」における自動 DR

出所) 関西電力資料

http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2015/_icsFiles/afiedfile/2015/06/29/0629_2j_02.pdf

c. 特徴と課題

以上のように、欧米、日本を通じて自動制御によるデマンドレスポンスの検討事例は多いが、価格シグナルに基づくもの同様、再生可能エネルギー対策というよりは、ピーク対応などを想定した検討が進められてきている。太陽光発電による余剰電力を、需要家のヒートポンプ給湯機で吸収するために、ヒートポンプ給湯機を昼間に運転させるための方法の検討を行っている論文等がある²⁷が、このようなシステムの実社会への適用が可能かなどの検討が今後必要となろう。

自動制御によるデマンドレスポンスは、マニュアル行動によるデマンドレスポンスに比べて、確実性が高く、またピーク対応といったアプリケーションについては、既に複数の実証試験を通じて展開されてきている。再生可能エネルギーの需給対策としての自動制御によるデマンドレスポンスも、研究レベルでは提案されており、技術的な成熟度は高い

一方で、再生可能エネルギーの需給対策として取り扱っていくためには、デマンドレスポンス特有の課題が見受けられる。以下に考えられる課題を列挙する。

²⁷ 例えば、以下の論文などが挙げられる。

池上貴志,岩船由美子,荻本和彦 “電力需給調整力確保に向けた家庭内機器最適運転計画モデルの開発.”

IEEJ Journal Vol.130-B, No.10_p877-887 (2010)

富田泰志, 小林朗, and 鶴貝満男. "太陽光発電の余剰電力吸収のためのヒートポンプ給湯機群制御方式の開発." 電気学会論文誌. C 133.8 (2013): 1607-1615.

＜デマンドレスポンスを再生可能エネルギーの需給対策として利用する際の主な課題＞

- 実施タイミングの任意性の課題
 - 再生可能エネルギーの需給対策を行う必要のあるタイミングで、その機器を用いる/もしくは電力を下げるということを行わなくてはならないが、常に対応できるかという点についての検討が必要となる。
- 「需要を上げる」という取り組みの難しさ
 - デマンドレスポンスは元来需要を低減するという方向の取り組みであるが、現在課題となっている太陽光発電を始めとする再生可能エネルギーの余剰電力に対しては、需要をシフトあるいは創生することで増加させる取り組みが必要となる。
- 持続時間等についての検討の必要性
 - 長周期の再生可能エネルギー対応ができるかという点については、ヒートポンプ給湯機以外の多様な機器の適用可能性の検討が必要となる。機器側への影響ということも考慮する必要がある。
- 本来の需要家機器の利便性逸失の課題
 - 再生可能エネルギーの需給対策として用いることで、本来の需要家機器としての機能（利便性）を損なわないか、機器の性能に対して影響を与えないかといったことを検討する必要がある。
- マネタイズの仕組みの検討の必要性
 - 自動制御を行うに当たっては、コントローラ、ないし HEMS/BEMS といったシステムが必要となる。この分、導入を行う需要家としてはコスト増となり、このインシヤルコストを踏まえたマネタイズの仕組みの検討が必要となるであろう。

3) 電動車両の充・放電制御活用

a. 概要

電気自動車（EV）等の電動車両に内蔵されている蓄電池の充電のマネジメントを行うことで、電力システムのマネジメントに有効に使うという方策が検討されている。広い意味で捉えれば、先述の「自動制御によるデマンドレスポンス」の一種であるが、電動車両については電力システムに対する放電（いわゆる V2G: Vehicle to Grid）も可能であり、本項にて別に整理を行っている。

電動車両を利用する対策オプションは、図 2-33 のように整理される。EV 内のエネルギー貯蔵を活用するために、早期より再生可能エネルギーの需給対策としての検討がなされてきた。

(EVインフラの現状)

現在では、主要各国の政府および企業は、普通充電器および急速充電器といった充電インフラ(V0G)の構築に注力。将来的には、EVをスマートグリッドの“社会的価値”を高めるために活用する案も検討

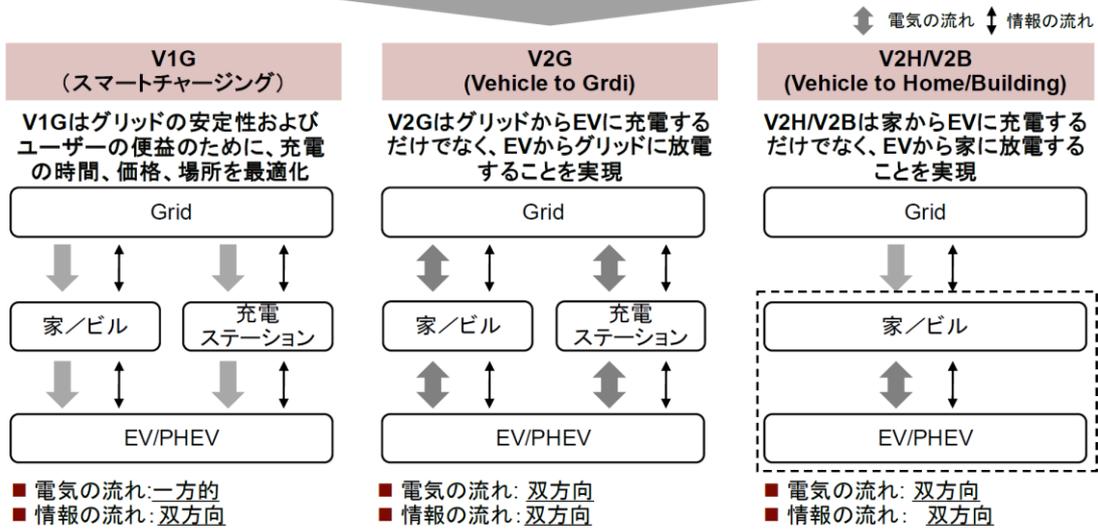


図 2-33 電動車両の活用のイメージ

出所) 平成 22 年度中小企業支援調査(電気自動車・V2G を巡る各国の動向に関する調査) 調査報告書

b. 対策活用の動向

スマートチャージングや V2G、V2H/V2B に関わる実証試験は、先述の「次世代エネルギー・社会システム実証事業」等において実施されてきたが、再生可能エネルギーへの対応というアプリケーションに応用できるような技術に関する検討としては、米国デラウェア大学の研究が有名である。デラウェア大学の研究「A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System」では、PJM の Regulation 市場(周波数調整市場)において、PJM から各発電機に対して送られる制御信号である「AGC (Automatic Generation Control)」を電気自動車が受け取り、その信号通りに制御を行うという実証試験が行われている(図 2-34)。また、同大学の他の研究では、V2G を風力発電の出力変動対策として活用するためのフィージビリティスタディを行っている²⁸。

²⁸ 例えば、以下のペーパーなどにこの研究成果がまとめられている。

<http://www.udel.edu/V2G/docs/KemptonDhanju06-V2G-Wind.pdf>

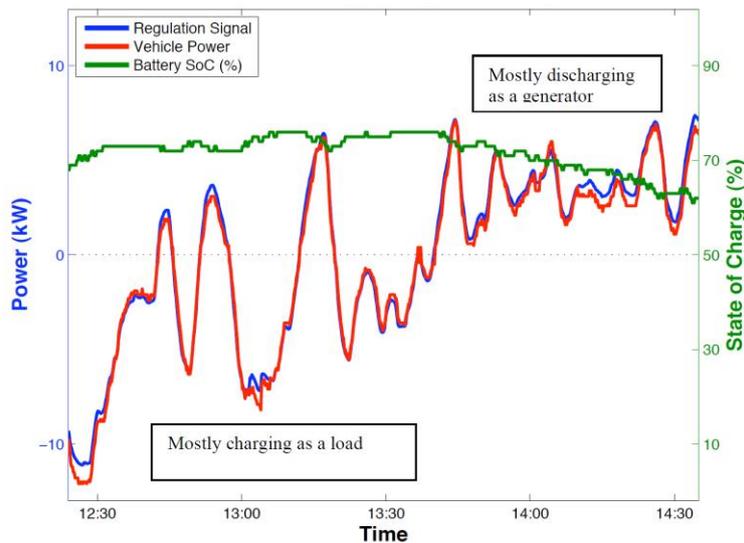


図 2-34 デラウェア大学の V2G に関する研究の成果例

出所) A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System

c. 特徴と課題

以上のような電気車両の活用については、先述の「自動制御によるデマンドレスポンス」の項に示した課題が同様に存在する。

特に電気自動車の場合、移動体であるため、常に充電器に接続されていないという点に留意が必要であり、再生可能エネルギーのイベント時に、どの程度の電気自動車を利用可能か、逆にデマンドレスポンスの適用が車両としての効用を落とさないか、さらには、充放電によるバッテリーの劣化の技術的、制度的対応という点などについて、今後更なる検討が必要となってくるであろう。

また、再生可能エネルギーに対して有効な対策オプションとして位置付けられるためには、ある程度の電気自動車の普及が行われていなければならない。今後の普及の進展具合にも注目していく必要がある。

4) 需要家側エネルギー貯蔵（蓄電池）の活用

a. 概要

電力システム側が蓄電池などのエネルギー貯蔵を導入するという再生可能エネルギー需給対策オプションについては既に「(1)4 系統側エネルギー貯蔵の導入」において述べたが、一方で需要家側にエネルギー貯蔵を導入する選択肢もある。近年、HEMS を備えたスマートハウス、もしくは BEMS を備えたビル等において、エネルギー貯蔵を搭載したソリューションが市場投入される事例が出てきており（図 2-35）、需要家が自身のエネルギーマネジメントのためにエネルギー貯蔵を導入するという考え方も広まりつつある。

米国 TESLA 社が発表した「Power Wall²⁹」は、5 万円/kWh という低価格の水準であり、このような低価格のエネルギー貯蔵装置が今後市場に浸透すれば、需要家のエネルギー貯

²⁹ <https://www.teslamotors.com/jp/powerwall>

蔵利用に対するハードルを下げるのが予想される。

これらの需要側でのエネルギー貯蔵は、需要家が、自身のエネルギーマネジメントのために導入するものであり、自身の電気料金の最適化や、停電時のエネルギー供給継続などの、需要家自身にとって利益となる利用のために導入されているものである。これらのエネルギー貯蔵を、再生可能エネルギーの電力需給対策に利用できれば、有効なソリューションとなりうるであろう。

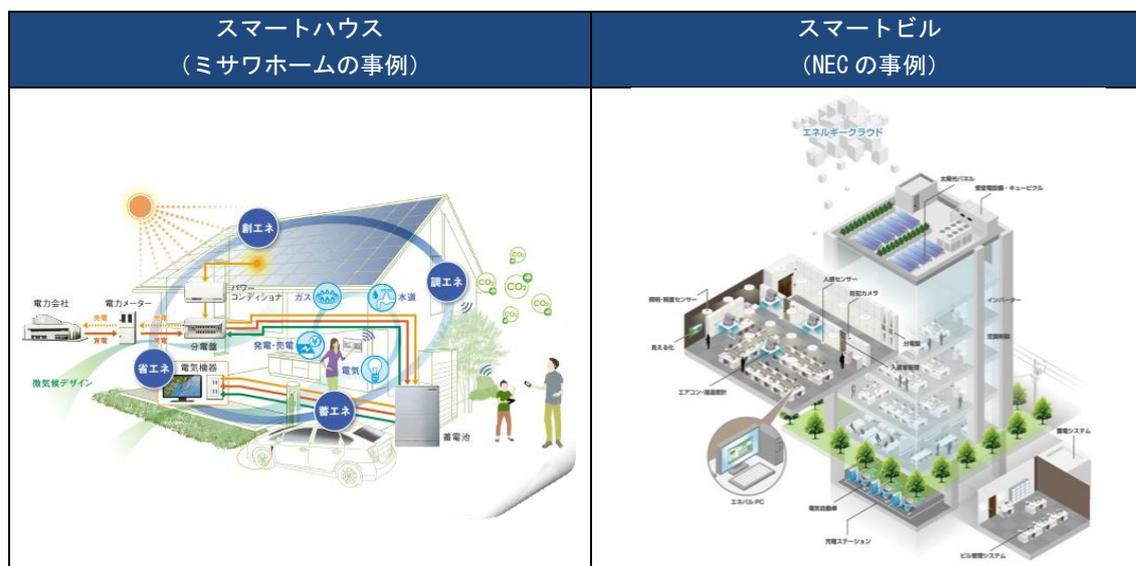


図 2-35 需要側エネルギー貯蔵導入の事例

出所) ミサワホームホームページ (<http://www.misawa.co.jp/smarthouse/tokutyou/index.html>)、及び
NEC ホームページ (<http://jpn.nec.com/energy/building.html>)

b. 特徴と課題

需要側でのエネルギー貯蔵のコンセプトは、これまでも提唱されてきた考え方³⁰であるが、先の通り、需要家がエネルギー貯蔵を導入するのは、需要家にとってメリットがある場合のみである。この点について、需要家を含めた各ステークホルダに対してメリットのある形で、再生可能エネルギー対策として需要側エネルギー貯蔵を有効に活用するために、「リソースアグリゲーション」というビジネスモデルが検討されている(図 2-36)³¹。このモデルは今後も引き続き検討されていくことが想定されるが、需要側エネルギー貯蔵の活用のためには、明確なインセンティブ付けを需要家に対して行うための市場設計や、ビジネススキームを入念に検討する必要がある。

³⁰ 例えば、資源エネルギー庁の「次世代送配電ネットワーク研究会」においても、このような方法が一つのオプションとしてありうるということが明記されている。

³¹ COCN : 「ゼロエミッションの実現を目指すリソースアグリゲーター」

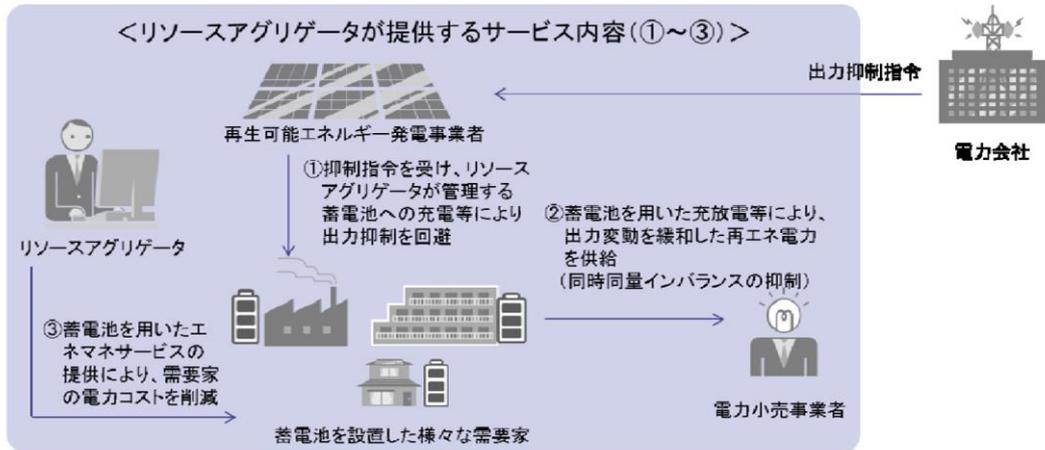


図 2-36 リソースアグリゲーションのビジネススキーム

出所) COCN: 「ゼロエミッションの実現を目指すリソースアグリゲーター」

5) 水素エネルギー貯蔵

a. 特徴

上記のエネルギー貯蔵に関連して、再生可能エネルギーの有効利用のために、一度水素として貯蔵を行うというシステムが近年注目されている。太陽光発電や風力発電で発電した電気を用い、水を電気分解することで発生させた水素をタンクに貯蔵し、水素エネルギーとして利用するというこのコンセプトは、「Power to Gas」と呼ばれており、欧州のドイツやデンマーク等においても実証試験や研究が進められているところである (図 2-37)。

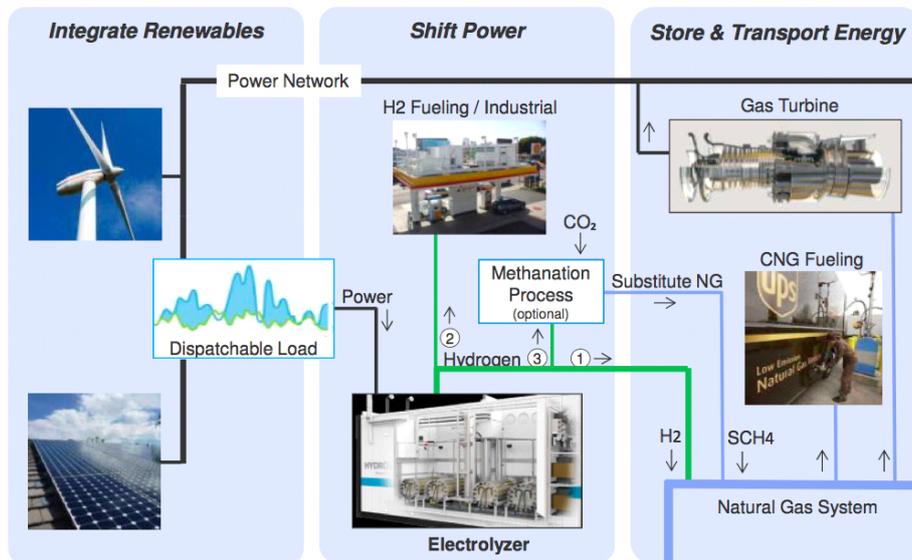


図 2-37 Power to Gas のコンセプト

出所) Smeets, Filip. "Advances in hydrogen water electrolysis for renewable energy storage applications"

b. 対策活用の動向

我が国においても、東芝が再生可能エネルギーと水素を用いた自立型エネルギー供給システム「H₂One™」を提供している（図 2-38）。当該システムは、平常時は通常の電力供給、緊急時は非常用電源という利用シーンが想定されたものであるが、今後再生可能エネルギーの出力マネジメントといったアプリケーションへの活用が期待されている。



図 2-38 東芝の H₂One™

出所) 東芝プレスリリース (http://www.toshiba.co.jp/about/press/2015_04/pr_j2002.htm)

c. 特徴と課題

水素エネルギーの利活用は、水素自動車を始めとして、様々検討がなされている状況にあるが、課題としては、まず再生可能エネルギーの発電電力を一旦水素に変換し、水素として利用するために、エネルギーの損失が大きいこと、および製造、貯蔵設備の資本費が大きく、現状では経済的にペイしないことが挙げられる。将来、(2) 1) 「太陽光発電の出力制御」に示したような再生可能エネルギーの出力制御（特に出力抑制）が大量に行われるようなケースを想定した際、本来抑制されてしまう再生可能エネルギー発電電力を水素エネルギーとして貯蔵するというシナリオが考えられるが、本報告書に示される他の再生可能エネルギー電力需給対策オプションが講じられ、必要となる抑制量が削減される間は、水素エネルギー貯蔵設備は稼働率が低く経済性が成立しないことにも留意が必要である。

その他、エネルギー貯蔵同様、ラウンドトリップの損失低減や、高コストへの対処、有効に利用するための水素エネルギーインフラの構築等、様々な課題に対し、将来にかけて、課題を整理し、解決に向けた検討が望まれる。

2.1.3 対策オプションの整理からの示唆

ここまでに、再生可能エネルギーに起因する電力需給問題の対策オプションとして考えられてきている技術について、その特徴などを整理してきた。これらはいずれも、今後の再生可能エネルギーの電力需給対策のために研究開発、実証試験や実展開が進められているところである。それぞれ今後の展開に向けた課題が存在しており、その課題解決に向けた取組を引き続き行っていくことにより、再生可能エネルギーの電力需給問題の解決に資することが期待されるが、これらの対策オプションを俯瞰することで、以下のような示唆が得られる。

(1) ベースオプションと補償オプション

今後の対応に当たっては、これまでに述べたオプションを部分的に選択するのではなく、社会の便益が最大化される形で、再生可能エネルギー導入の進展に伴う諸課題を見越してこれらのオプションを組み合わせて適用することが必要となってくる。

「再生可能エネルギー出力の予測技術」、「広域運用による出力平滑化」³²の2つは、再生可能エネルギー対応としての調整力の絶対量を低減させる技術であるという点に着目すれば、再生可能エネルギーの電力需給対策オプション上のベースとなるものであると言える。従って、これら2つのオプションを「ベースオプション」と呼ぶこととする。一方で、他のオプション（エネルギー貯蔵や需要側の取り組みなど）は、上記のベースオプションによる対策を講じてもおこぼる需給インバランスを補償する技術として、「補償オプション」と呼ぶことができる。「再生可能エネルギーの出力制御」は、インバランス発生見込み時に抑制を行うというからは補償オプションに区分されるが、同時に再生可能エネルギーの出力変動そのものを減らす効果があるという意味で、ベースオプションの性質も有する。

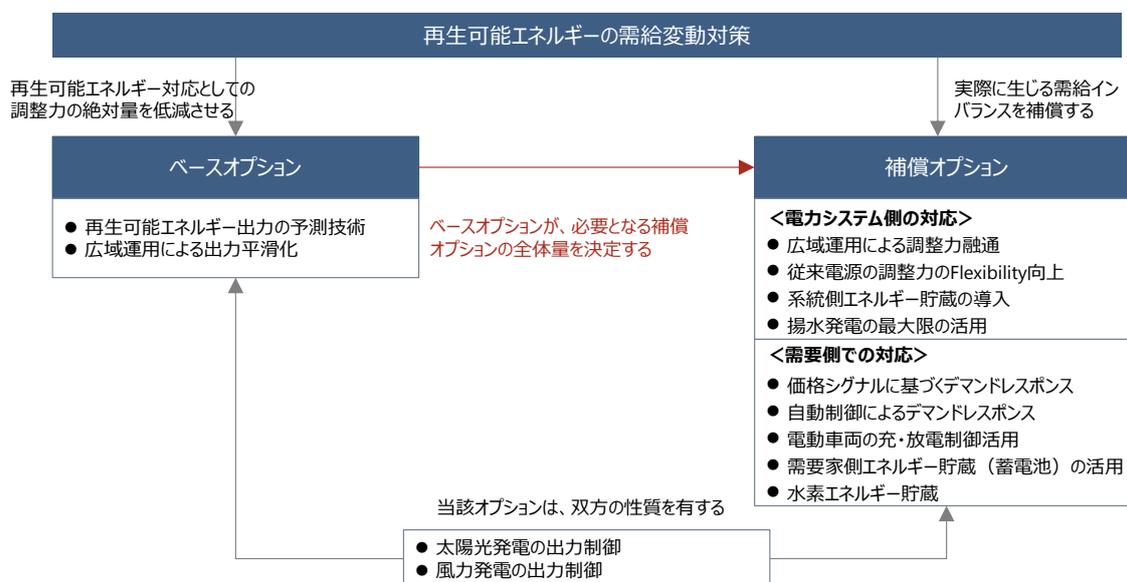


図 2-39 ベースオプションと補償オプション

³² 2.1.2(1)2) のオプションの整理では、「出力平滑化及び調整力融通」という整理を行っているが、ベースオプションに該当するのは、このうち出力平滑化であり、調整力融通は補償オプションに区分される。

ベースオプションは、再生可能エネルギー対応としての調整力の絶対量を低減させるため、社会全体としてのコスト最適化に寄与する技術である。それぞれの項目において示した通り、電力会社や研究機関、メーカー等のステークホルダが、目下これらの技術の更なるブラッシュアップに努めているが、今後も継続して技術開発を行っていくことが望まれる技術であると言える。

しかし、「再生可能エネルギーの出力予測」は、予測誤差が完全になくなることはなく、また、予測精度が向上したとしても、再生可能エネルギーの出力変動には依然として対応する必要がある。「広域運用による出力平滑化」も変動が全て平滑化されるわけではない。「再生可能エネルギーの出力制御」についても、頻繁且つ大量に出力を抑制することは、電力市場における混乱をもたらすであろう。つまり、それぞれのベースオプションについて十分に検討を行い、最大限これらを利用することを想定しても、再生可能エネルギーによる電力需給の課題は完全にはなくなる。再生可能エネルギーの導入が、将来にかけて拡大していくにつれ、その課題は拡大していき、ベースオプションに加えて、補償オプションを活用する必要性が生じると考えられる。

(2) デマンドレスポンスを始めとする需要側取組の位置づけ

図 2-39 に示される通り、電力システム全体としてどの程度の調整力を保有するべきかは、ベースオプションによる対策を講じてもなお残る需給インバランスによって決定される。この全体の調整力のうち、どのオプションがどの程度担うかという点については、表 2-10 に示すそれぞれの補償オプションの特徴に鑑み他、技術成熟度やコスト、利用可能量、社会制度やビジネススキームなどの多面的な検討を行っていくことが必要である。

表 2-10 各補償オプションの特徴

区分	補償オプション	担うことが適切だと考えられる時間領域		特徴
		短周期	長周期	
電力システム側の対応	従来電源の調整力のFlexibility向上	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● Flexibilityが増すことにより、短周期から長周期の対応が可能となる ● 効率に留意する必要がある
	系統側エネルギー貯蔵の導入	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● 技術的に利用可能性が高まりつつある ● コストや、充放電ロス発生その他、大容量については設置個所の検討が必要
	揚水発電の最大限の活用	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● 大規模なエネルギー貯蔵であり、古くから活用されている ● 新たな発電所建設は難しく、ピークシフト対応などの協調が必要
再生可能エネルギーの出力制御 (太陽光発電・風力発電)		←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● 短周期から長周期まで幅広く、柔軟に対応できることが期待される ● 頻繁且つ大量の出力抑制は好ましくなく、一定程度の利用に限定される
需要側での対応	価格シグナルに基づくデマンドレスポンス	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● インシャルコストという観点では最も優れる方法である可能性が高い ● 人のマニュアル行動に依存するために、不履行リスクが大きい
	自動制御によるデマンドレスポンス	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● マニュアルに比べて確実性が高く、ヒートポンプ等の有効な機器が存在する ● 常に発動できるか、需要家の利便性を損なわないかなどの検討が必要
	電動車両の充・放電制御活用	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● マニュアルのデマンドレスポンスに比べて確実性が高い ● 常に電力システムに連系しているわけではない
	需要家側エネルギー貯蔵(蓄電池)の活用	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● インシャルコストは需要家負担のとなる可能性が高い ● 充放電ロス等の他、ビジネススキームを検討する必要がある
	水素エネルギー貯蔵	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● 未来のエネルギーとして期待されているところである ● 経済性に難点の他、貯蔵によるエネルギー損失、インフラが課題である

ここで、先に示したベースオプションについて、「再生可能エネルギーの出力予測技術」は、常に一定の範囲内の予測誤差に収まるというわけではなく、時には予測が大きく外れる可能性がある。このようなベースオプション上のリスクに対処するために、電力システムとしてはある程度の余裕をみた調整力の保有を行う必要がある。上記のような緊急時対応として用意しておく調整力については、電力システムの供給側で設備として常に全量を確保しておくよりは、デマンドレスポンスなどを始めとする需要側リソースを活用することで、社会全体のコストは最小化される可能性がある。これに対し、緊急時には信頼度の高い補償オプションで対応すべきという考え方もあるが、需要側の対応を再生可能エネルギーの需給対策オプションにうまく組み込むことができれば、社会全体として最適なポートフォリオを組める可能性がある。

そのため、再生可能エネルギーの電力需給対策として、デマンドレスポンスなどの需要側の取組を統合していくことについて、今後詳細な検討を行っていくことが重要であると考えられるが、一方でこのようなリソースを対策として組み込むためには、各項目において示したような課題（特に「自動制御によるデマンドレスポンス」の項目を参照）が挙げられる。この点について、デマンドレスポンスなどの市場統合がいち早く進んでいる米国におけるステークホルダの視点を収集するために、本調査では米国現地訪問調査を実施している。次節では、その結果を示している。

2.2 米国の電力市場における需給対策

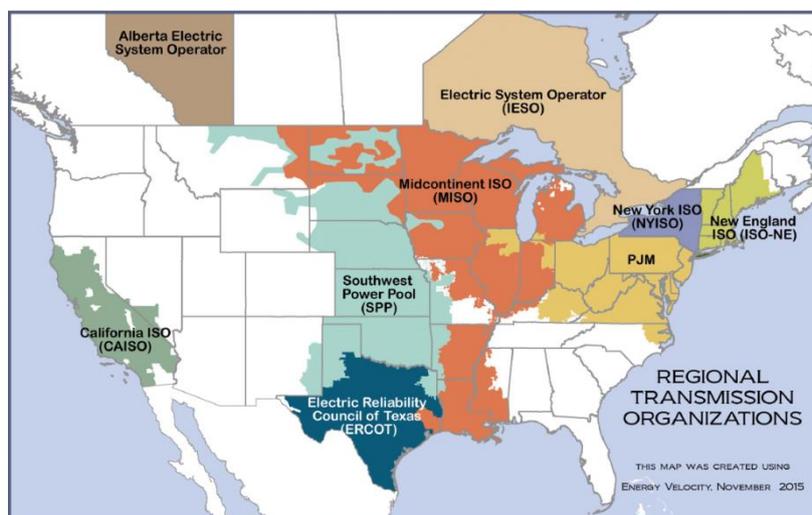
2.2.1 電力市場の概要とデマンドレスポンスプログラム

(1) 電力市場の概要

米国では、1992年のエネルギー政策法施行による卸電力市場の自由化及び米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）のオーダー888による系統へのオープンアクセス化を背景に、独立系統運営機関（以下、ISO）が設立され、卸電力市場参加者による発電分野の競争が促進された。

こうした流れの中で、米国では系統を所有する事業者グループにより複数のISOが設立され、更にFERCオーダー2000において電力会社の広域系統運用機関（以下、RTO）への加入が推進された。

現在、米国の電力システムは、地理的にみると過半数が伝統的な市場構造（垂直統合型）で運用されている。他方、電力負荷で見ると3分の2がISO/RTO地域で提供されている³³。



出所) FERC³⁴

図 2-40 北米における ISO/RTO

米国の卸電力市場は、相対取引をベースとする市場と、ISO または RTO によって組織的な運用がされている市場に大別される。

相対取引をベースとする卸電力市場は Southeast、Southwest 及び Northeast において運営されている（図 2-40 参照）。これら地域の電力システムは電力会社が発電、系統及び発送電システムを運営する垂直統合型であり、産業分野の大口需要家が相対及び電力プール契約で取引を行う。

北米電力信頼度協議会（NERC）が管轄する北米地域（米国及びカナダ）では、9社のISO/RTOが存在する（図 2-40）。ISO/RTOは系統の運用及び系統の公平性確保とそのため先進的なサービスの開発を担う機関である。ISO/RTOが提供しているサービスと運営する

³³ <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>

³⁴ <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto/elec-ovr-rto-map.pdf>

卸電力市場との関係を下表に示す（表 2-11）。

表 2-11 北米 ISO/RTO における卸電力市場の構造

サービス	市場	機能
エネルギー市場	前日エネルギー市場 (Day-Ahead Energy Market)	1 日前価格において前日時点で取引量を確定させる機能を担う。
	リアルタイムエネルギー市場 (Real-Time Energy Market)	前日市場や相対取引における計画量と、当日の実際の需要電力量との差分を調整する機能を担う。
アンシラリー・サービス市場	周波数調整市場 (Regulation)	変動調整としての数秒の応答を担う。
	瞬動予備力市場 (Spinning Reserves)	緊急時における数分間の対応を担う。
	運転予備力市場 (Non-spinning Reserves)	緊急時における約 10 分以内の応答を担う。
容量市場 (Capacity Market)		発電容量確保の機能を担う。
金融的送電権市場 (Financial Transmission Rights Market)		送電混雑料金の負担に係るリスクをヘッジする機能を担う。

出所) NREL³⁵等資料より作成

1) エネルギー市場

エネルギー市場には、需給日の前日に確定する需給計画に沿って電力の取引を行う前日市場 (Day-Ahead Energy Market) と、需給のインバランスを調整するために ISO/RTO が電力供給の 1 時間前等に出す給電指令に基づき取引を行うリアルタイム市場 (Real-Time Energy Market) がある。系統の制約を考慮した経済負荷配分に基づき地点間限界価格 (LMP : Locational Marginal Price) が算出され、kWh 単位での取引やインバランスの清算が行われる。

2) アンシラリー・サービス市場

アンシラリー・サービス市場とは、系統システムの電圧及び周波数の安定性を確保するために、供給の増加もしくは削減のための能力を ISO/RTO が調達する市場である。アンシラリー・サービス市場において提供されるプログラムの具体的な定義や内容は、一般的には NERC や、西部電力調整委員会 (Western Electricity Coordinating Council) 等の地域の Coordinating Council が定める信頼性基準に基づき決定される³⁶。

ISO/RTO がアンシラリー市場において展開するサービスはシグナルへの応答時間に応じて以下のように分類される。

- 周波数調整サービス (Frequency regulation service) : 電力システムの負荷にお

³⁵ <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf>

³⁶ Argonne National Laboratory ‘Survey of U.S. Ancillary Services Markets’ January 2016

(<http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2016/01/124217.pdf>)。米国エネルギー省 (DOE) の助成を受け Argonne National Laboratory が行った調査。

けるランダムな変動の調整を目的として、ISO/RTO のシグナルに対し即時（数秒程度）の応答が求められるサービス。

- 瞬動予備力サービス（Spinning reserve service）：大規模発電事業者や送電線のロス等の緊急時の最初の数分間において、需給のインバランス解消のために需要抑制を行うサービス。
- 運用予備力サービス（Non-Spinning reserve）：瞬動予備力電源の代替もしくは補完を目的に 10 分以内で応答するサービス。

なおエネルギー市場及びアンシラリー・サービス市場での落札は相互に独立しているものの、発電事業者はそれぞれに配分したキャパシティが重複しない限りにおいて、相互に補完することが認められている。

米国の ISO/RTO が提供するアンシラリー・サービスの種類と名称を表 2-12 に示す。

表 2-12 米国 ISO/RTO が提供するアンシラリー・サービス

ISO/RTO	周波数調整	瞬動予備力	運用予備力
CAISO	Regulation-up、Regulation-down, Regulation Mileage-up Regulation Mileage-down	Spinning	Non-Spinning
ERCOT	Regulation-up Regulation-down	Responsive	Non-Spinning
ISO-NE	Regulation	Ten-minute Synchronized	Ten-minute Non-synchronized Thirty-minute Operating
MISO	Regulation	Spinning	Supplemental
NYISO	Regulation	Ten-minute Spinning Thirty-minute Spinning	Ten-minute Non-synchronized Thirty-minute Non-synchronized
PJM	Regulation	Synchronized	Primary
SPP	Regulation-up Regulation-down	Spinning	Supplemental

出所) Argonne National Laboratory ‘Survey of U.S. Ancillary Services Markets’ January 2016

3) 容量市場

容量市場とは、ISO/RTO が、システムの信頼性を（場合によっては向こう数年間にわたって）担保するために、入札によって十分なキャパシティを確保することを目的とした市場である。

システム運営者である ISO/RTO が想定される将来のピーク需要を満たす容量の入札を行う。ピーク時間帯への対応に合意した電源等のリソースは、市場ベースの報酬を受け取り、更に決済時には入札時の価格（US ドル/MW 日、US ドル/kW 月等）で報酬を得る。

4) 金融的送電権市場

金融的送電権市場とは、卸電力市場参加者が系統混雑時に地点間限界価格（LMP）に上乗せして発生する混雑料金の負担をヘッジする送電権³⁷を売買する市場である。参加者は市場において事前にこの権利を取得しておくことで、実際に混雑料金が発生した際に、権利を行使すれば、混雑料金の支払いを回避もしくは負担を軽減することができる。

(2) デマンドレスポンスプログラムの概要

デマンドレスポンス（以下、DR）は、一時的な電力需要のシフトもしくはピーク時需要の抑制によって需要家側の柔軟性を高めることで、わずかな時間の需要を満たすためだけに発生するエネルギー調達コストや設備投資を回避する手段として開発されてきた。

米国では1970年代に中央空調機器の普及を一つのきっかけとして、DRの活用が検討され始めた。当初は、電力会社が提供する時間帯料金等の多様な料金体系や需要抑制への協力に対するインセンティブプログラム等が中心であったが³⁸、その後ISO/RTOの運営する卸電力市場においてDRサービスは多様化していった。

各ISO/RTOにおけるDRプログラムの実施状況の概要を表2-13に示す。なお実際に各ISO/RTOにより提供されるプログラムには、参加可能なDR資源の規模、提供する時間帯、抑制量等の点で多少の違いはある。

³⁷ PJMの場合、市場参加者が送電権を得るために次の4通りの手段を用意している：①長期（1～3年間）の送電権を取得するための入札、②1年間の送電権を取得するための入札、③1か月間の送電権を取得するための入札、及び④他の市場参加者との相対取引。（出所）PJM Market, Jan.2016

³⁸ Synapse Energy Economics, Inc "Demand Response as a Power System Resource – Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States", May 2013

表 2-13 米国の ISO/RTO における DR プログラムの実施状況 (2013 年時点)

DR プログラムの名称	サービス種類
CAISO (California Independent System Operator)	
Proxy Demand Resource Product	エネルギー
Proxy Demand Resource Product	アンシラリー (Reserve)
ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)	
Emergency Response Service -10 分	キャパシティ
Emergency Response Service - 30 minutes	キャパシティ
ERS-10 or ERS-30 (different type of resource)	キャパシティ
Non-Controllable Load Resources providing Responsive Reserve Service - Under Frequency Relay Type	アンシラリー (Reserve)
Controllable Load Resources providing Responsive Reserve Service	アンシラリー (Reserve)
Controllable Load Resources providing Non-Spinning Reserve Service	アンシラリー (Reserve)
Controllable Load Resources providing Regulation Service	アンシラリー (Regulation)
Controllable Load Resources providing Energy via SCED Dispatch	エネルギー
ISO-NE (New England ISO)	
Real Time Demand Response Resource	キャパシティ
FCM: On-Peak Demand Resources	キャパシティ
FCM: Seasonal Peak Demand Resources	キャパシティ
Real Time Emergency Generation Resource	キャパシティ
Dispatchable Asset Related Demand	アンシラリー (Reserve)
Transitional Price Responsive Demand	エネルギー
MISO (Midcontinent ISO)	
Demand Response Resource Type I (Energy)	エネルギー
Demand Response Resource Type-I (Reserve)	アンシラリー (Reserve)
Demand Response Resource Type II (Energy)	エネルギー
Demand Response Resource Type-II (Reserve)	アンシラリー (Reserve)
Demand Response Resource Type-II (Regulation)	アンシラリー (Regulation)
Emergency Demand Response	エネルギー
Load Modifying Resource	キャパシティ
NYISO (New York ISO)	
Day-Ahead Demand Response Program	エネルギー
DSASP-10 : Demand Side Ancillary Services Program	アンシラリー (Reserve)
DSASP-30 : Demand Side Ancillary Services Program	アンシラリー (Reserve)
DSASP-Reg : Demand Side Ancillary Services Program	アンシラリー (Regulation)
Emergency Demand Response Program	エネルギー
Installed Capacity Special Case Resources (Capacity Component)	キャパシティ+エネルギー
PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection)	
Economic Load Response (Energy)	エネルギー
Economic Load Response (Synchronized Reserve)	アンシラリー (Reserve)
Economic Load Response (Day Ahead Scheduling Reserve)	アンシラリー (Reserve)
Economic Load Response (Regulation)	アンシラリー (Regulation)
Emergency Load Response -Energy Only	エネルギー
Full Emergency Load Response (Limited DR - Capacity Component)	キャパシティ
Full Emergency Load Response (Extended Summer DR - Capacity Component)	キャパシティ
Full Emergency Load Response (Annual DR - Capacity Component)	キャパシティ
Full Emergency Load Response (Energy Component)	エネルギー
SPP (South West Power Pool)	
Demand Resource Load	エネルギー
Controllable Load for Reserve	アンシラリー (Reserve)
Controllable Load for Regulation	アンシラリー (Regulation)

出所) IRC,2013 North American Demand Response Characteristics Comparison

(3) DR の需要抑制ポテンシャル

米国内の IST/RTO における 2013 年及び 2014 年の DR プログラムの需要抑制ポテンシャルとピーク需要を表 2-14 に示す。

全体での 2014 年の需要抑制ポテンシャルは前年から 0.5%程度増加し 28,934MW であり、ピーク時の需要に対する割合は 6.2%であった。2009 年以降、卸電力市場における DR の需要抑制ポテンシャルは 6%程度増加したが、ピーク時の需要の増加も同程度であったため、需要に対する抑制ポテンシャルの割合に大きな変化はなかった。

地域別にみると、DR への参加は ISO/RTO7 社の内、5 社 (CAISO、ERCOT、ISO-NE、MISO 及び PJM) で増加した。増加幅が最も大きかったのは MISO (前年比+560MW) で、次いで PJM (同+500MW) となっている。

表 2-14 米国 ISO/RTO の DR プログラムでの需要抑制ポテンシャル (2013-2014 年)

ISO/RTO	2013 年		2014 年	
	MW (注 1)	% (注 2)	MW (注 1)	% (注 2)
CAISO (California Independent System Operator)	2,180	4.8	2,316	5.1
ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)	1,950	2.9	2,100	3.2
ISO-NE (New England ISO)	2,100	7.7	2,487	10.1
MISO (Midcontinent ISO)	9,797	10.2	10,356	9.0
NYISO (New York ISO)	1,307	3.8	1,211	4.1
PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection)	9,901	6.3	10,416	7.4
SPP (South West Power Pool)	1,563	3.5	48	0.1
合計	28,798	6.1	28,934	6.2

(注 1) 容量市場。PJM の場合、負荷応答プログラムの 2012-2013 年分入札への active participant の総量である。2013 年の場合、具体的には緊急時 DR³⁹に登録している容量と、経済的 DR と緊急時 DR の両方に登録している DR から経済的 DR⁴⁰を差し引いた容量が含まれている。

(注 2) ピーク時の需要に対する割合

出所) FERC, 'Demand Response & Advanced Metering Staff Report', December 2015

なお、需要抑制ポテンシャルが最も高いのは PJM であり、この状況は比較可能なデータが公表されている 2009 年以降変わっていない。

以上を踏まえ、多様な DR プログラムを有しかつ市場規模の大きな PJM に注目し、次項では具体的な DR プログラムの実施状況を整理する。

³⁹ 緊急時負荷応答プログラム (Emergency Load Response Program) : 系統の信頼性と安定性の確保を目的とした DR プログラム。需給逼迫時に緊急の負荷調整を行う。

⁴⁰ 経済的負荷応答プログラム (Economic Load Response Program) : 従来型の発電用電源と同様の使途で、系統運用への利用を目的とした DR プログラム。

2.2.2 PJMにおけるDRプログラムの展開

(1) PJMの事業概要

PJM（正式名称はPJM Interconnection）は、1927年にペンシルバニア州とニュージャージー州の電力会社間の電力広域融通を目的として設立された。1956年にメリーランド州の電力会社2社が加わり、現在の名称へと社名が変更された。

1997年にPJMは入札による価格決定の仕組みと地点別料金（LMP）を導入した市場を開設した。更に2001年にはRTOに指定され、現在では米国北東部地域13州とワシントンDCにおける送電システムの信頼性維持及び運用、並びに卸電力市場を運営するISO/RTOとなっている。

PJMの事業規模等の概要を表2-15に示す。

表 2-15 PJMの概要

加盟事業者数（Membership）	約 940 社
発電能力	183,604MW
ピーク時需要	165,492MW
送電網	62,556 マイル
Annual Energy	837,796GWh
Annual Billings	約 500.3 億 US ドル
事業地域	13 州及びワシントン D.C.
電力供給面積	243,417 m ²
電力供給人口	61 万人

出所) PJM2014 年度アニュアルレポート⁴¹

⁴¹ <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2014-annual-report.ashx>

(2) PJM の DR プログラム

1) PJM の卸電力市場と DR プログラムの概要

PJM が提供するエネルギー、キャパシティ及びアンシラリーの各サービスとその調達先及び DR の投入可能性を表 2-16 に示す。

表 2-16 PJM の卸電力市場と DR の投入可能性

サービス		調達先		DR の投入
エネルギー		前日市場（スポット市場、Day-ahead market）		○
		リアルタイム市場（Real time market）		○
キャパシティ		容量市場（Capacity market）		○
アンシラリー	一次 （Primary）	瞬動予備力 （Synchronized）	ティア 1	○
			ティア 2 市場	○
		運転予備力市場（Non-synchronized market）		×
	二次 （Secondary）	前日計画予備力 DASR（Day ahead scheduling reserve）		○
	周波数調整 （Regulation）	周波数調整市場	RegA	○
	RegD		○	

出所) PJM 資料⁴²より三菱総合研究所作成

PJM では、DR 資源は DR に特化した市場があるわけではなく、発電事業者等のリソースと同じ条件で卸電力市場（エネルギー市場、容量市場及びアンシラリー・サービス市場）に参加している。これらの市場に DR が参加する際には、DR サービスプロバイダ（Curtailement Service Provider : CSP）が DR 資源を集約し、PJM のシグナルにもとづき需要抑制を行う役割を果たしている。

エネルギー市場と容量市場に参加可能な DR プログラムとして緊急時／プレ緊急時負荷応答プログラムと経済的負荷応答プログラムの 2 種類がある（表 2-17）⁴³。

- 経済的プログラム：エネルギー市場向けのプログラムで、DR 資源はエネルギー価格変動に反応する。DR プロバイダ収入の 1.0%程度（2015 年実績）を占める。
- 緊急時プログラム：容量市場向けのプログラム⁴⁴。登録された容量に対する支払いのほか、PJM のシグナルに回答した際にエネルギー価格に応じた報酬を受け取る。DR プロバイダ収入の 98.4%（2015 年実績）を占める。また緊急時プログラムに登録されている DR 容量（MW）の 65.3%は DR プロバイダ上位 4 社が占めている。

⁴² Monitoring Analytics, LLC, 'State of the Market Report for PJM 2015', 13/10/2016

http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2015/2015-som-pjm-volume2.pdf

⁴³ Monitoring Analytics, LLC（PJM 市場のモニタリング／評価を行っている機関）が PJM の委託により作成し、PJM のウェブサイト上で公表されている報告書（“State of the Market Report for PJM”）における分類。

⁴⁴ 緊急時プログラムには PJM がイベント発生前に回答可能な資源を対象としたプレ緊急時負荷応答プログラムも含まれる。

表 2-17 PJM のエネルギー市場及び容量市場向け DR プログラムの概要

項目	緊急時/プレ緊急時負荷応答プログラム			経済的負荷応答プログラム
	負荷管理			
市場	容量市場のみ	キャパシティ及びエネルギー市場	エネルギー市場のみ (Energy Only)	エネルギー市場のみ (Energy Only)
応答の要件	抑制義務あり	抑制義務あり	任意の抑制	任意の抑制
ペナルティ	RPM イベントもしくはテスト適合において発生	RPM イベントもしくはテスト適合において発生	適用なし	適用なし
料金	キャパシティ	RPM の決済価格にもとづく	RPM の決済価格にもとづく	適用なし
	エネルギー	支払なし	最低応答価格と LMP のいずれか高い方にもとづく支払。PJM による緊急時イベントの発動に対する義務的抑制に対し支払われる。	最低応答価格と LMP のいずれか高い方にもとづく支払。任意の抑制のみに対し支払われる。
図 2-41 の区分との関連性	Capacity		Energy Emergency	Energy Economic

2008 年から 2015 年までの PJM の市場ごとの DR プログラムでの収入を図 2-41 に示す⁴⁵。容量市場の新たな仕組みとして信頼度価格モデル (RPM) が導入された 2007 年以降は同市場が DR プログラムでの収入の大半を占めるようになってきている。

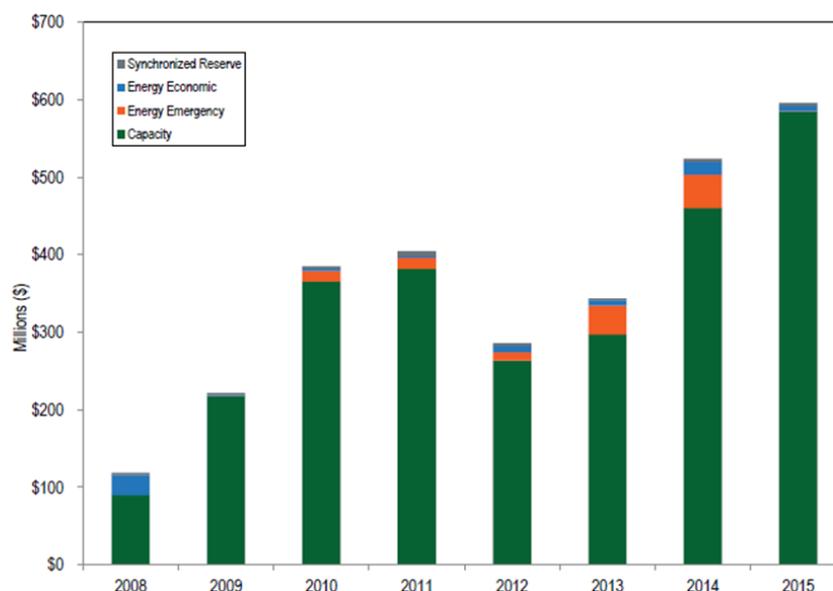


図 2-41 PJM における DR のレベニューと内訳：2008-2015 年 (1-9 月)

出所) Monitoring Analytics, LLC, State of the Market Report for PJM11.12.2015

⁴⁵ 対象となる月は 1 月から 9 月までである。

2) 各市場における DR の利用実態

a. エネルギー市場

PJM のエネルギー市場は前日市場とリアルタイムエネルギー市場の 2 つの市場で構成されている。これらの市場での取引には相対、先物、自己調達 (self-supply) をはじめ、あらゆる種類のエネルギー取引が含まれる。

前日市場及びリアルタイムエネルギー市場の価格は市場参加者にとって、PJM の他の市場の取引の参照となる重要な市場である。

PJM では、2002 年以降、DR 資源がエネルギー市場に参加している。2002 年に最初の DR プログラムが 3 年間の予定で FERC により承認され、その後、更にプログラムの有効期間が 2007 年末までの 3 年分延長された⁴⁶。これら初期の DR プログラムは電力取引価格が 75US ドル/MWh を上回った場合、DR 資源の提供者は市場価格と同額の報酬を受け取れるという仕組みであった (電力市場価格は地点別限界価格 (LMP))。他方、電力取引価格が 75US ドル/MWh を下回った場合には、含まれる発電、系統運用、送電費用相当分を割り引いた金額が適用された。

その後、PJM はエネルギー市場における報酬体系の見直しを FERC に申請し、2008 年に承認された。2008 年以降は LMP (地点別限界価格) から想定される発電費用を割り引いた金額が適用されるようになった。

この報酬体系の見直しを契機に、PJM のエネルギー市場 (前日エネルギー市場及びリアルタイムエネルギー市場) における DR 資源の参加は大幅に減少し、その後も低い水準で推移した (図 2-42 参照)。

更に 2011 年 3 月に出示された DR 資源への支払い方法を規定した FERC オーダー 745 とその後の訴訟問題もエネルギー市場への DR 資源の参加を阻む要因となっていた (表 2-19 参照)。FERC オーダー 745 は、DR 資源に対して電源同様に LMP を適用することを要請するものであるが、訴訟問題へと発展し、2014 年 5 月に高裁で無効判決が下された。その後 2016 年 1 月に、最高裁において同オーダーは FERC に付与された権限の範囲内であるとの結論が得られたところである。この最高裁判決により、エネルギー市場 (前日市場及びリアルタイム市場) に投入される DR 資源については、電源と等価に扱われていくこととなる。

⁴⁶ Synapse Energy Economics Inc., 'Demand Response as a Power System Resource – Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States', May 2013

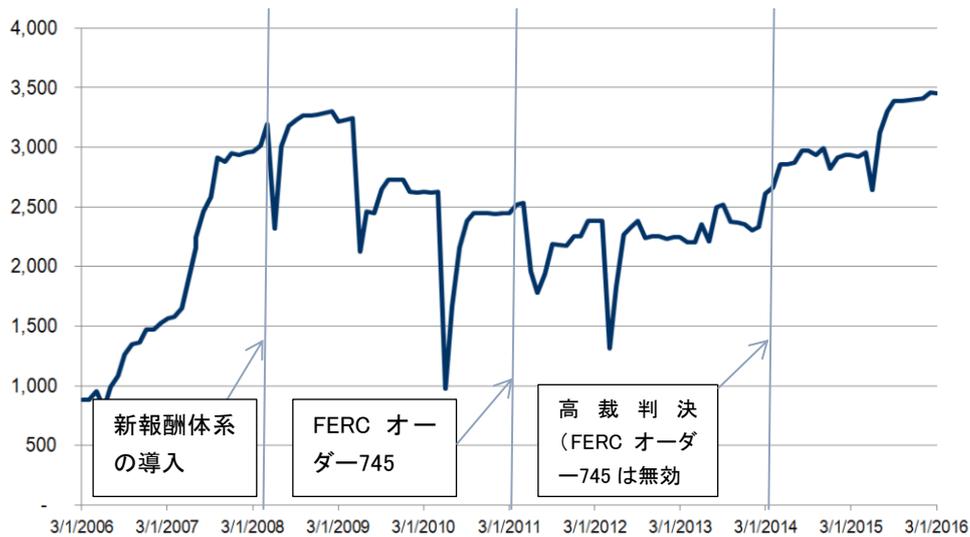


図 2-42 エネルギー市場における DR の参加状況

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

表 2-18 FERC オーダー745 を巡る動向

年月	内容
2011年3月	FERC オーダー745 を制定 (FERC は、ISO/RTO が DR 資源に対して電源同様に LMP を適用するよう要請)。
2014年5月	ワシントン DC の高等裁判所は、FERC オーダー745 は FERC に付与された権限外であるとして、同オーダーは無効と判決。
2016年1月25日	米国連邦最高裁判所はこの高裁判決の再審理を行い、FERC オーダー745 は、連邦電力法 (Federal Power Act) の下で FERC に付与された権限の範囲内であると結論。

出所) 各種資料より作成

表 2-19 PJM のエネルギー市場における Economic プログラムへの DR 登録状況（上表）とゾーンごとの参加状況（下表）

Month	2010		2011		2012		2013		2014		2015	
	Registrations	Registered MW										
Jan	1,841	2,623	1,609	2,432	1,993	2,385	841	2,314	1,180	2,325	1,078	2,960
Feb	1,842	2,624	1,612	2,435	1,995	2,384	843	2,327	1,174	2,330	1,076	2,956
Mar	1,845	2,623	1,612	2,519	1,996	2,356	788	2,284	1,185	2,692	1,075	2,949
Apr	1,849	2,587	1,611	2,534	189	1,318	970	2,346	1,194	2,827	1,076	2,938
May	1,875	2,819	1,687	3,166	371	1,669	1,375	2,414	745	2,511	980	2,846
Jun	813	1,608	1,143	1,912	803	2,347	1,302	2,144	928	2,943	871	2,614
Jul	1,192	2,159	1,228	2,062	942	2,323	1,315	2,443	1,036	3,006	870	2,609
Aug	1,616	2,398	1,987	2,194	1,013	2,373	1,299	2,527	1,080	3,033	869	2,609
Sep	1,609	2,447	1,962	2,183	1,052	2,421	1,280	2,475	1,077	2,919	867	2,608
Oct	1,606	2,444	1,954	2,179	828	2,269	1,210	2,335	1,060	2,943		
Nov	1,605	2,444	1,988	2,255	824	2,267	1,192	2,307	1,063	2,995		
Dec	1,598	2,439	1,992	2,259	846	2,283	1,192	2,311	1,071	2,923		
Avg. (Jan-Sep)	1,609	2,432	1,606	2,382	1,150	2,175	1,113	2,364	1,067	2,732	974	2,788

Zones	Credits			MWh Reductions			Credits per MWh Reduction		
	2014	2015	Percent Change	2014	2015	Percent Change	2014	2015	Percent Change
AECO, JCPL, PECO, Pepco, RECO	\$2,417,455	\$478,687	(80.2%)	9,336	4,417	(52.7%)	\$258.93	\$108.38	(58.1%)
AEP, AP	\$315,236	\$125,561	(60.2%)	3,403	1,767	(48.1%)	\$92.64	\$71.05	(23.3%)
ATSI, ComEd, DAY, DEOK, DLCO, EKPC	\$934,835	\$648,638	(30.6%)	7,933	15,491	95.3%	\$117.84	\$41.87	(64.5%)
BGE, DPL, Met-Ed, PENELEC	\$1,128,016	\$700,797	(37.9%)	10,310	17,277	67.6%	\$109.41	\$40.56	(62.9%)
Dominion	\$9,211,386	\$4,121,876	(55.3%)	74,154	50,717	(31.6%)	\$124.22	\$81.27	(34.6%)
PPL, PSEG	\$2,503,350	\$769,620	(69.3%)	16,130	11,679	(27.6%)	\$155.20	\$65.90	(57.5%)
Total	\$16,510,277	\$6,845,179	(58.5%)	121,266	101,348	(16.4%)	\$136.15	\$67.54	(50.4%)

出所) PJM 資料

b. アンシラリー・サービス市場

ア) 市場の仕組み

PJM において DR 資源が参加可能なアンシラリー・サービス市場は以下のとおりである。

- 前日予備力調達市場 (Day Ahead Scheduling Reserves) : PJM の指令に基づき 30 分以内に予備力を提供することのできる DR 資源が参加可能な市場 (応答時間 30 分以内)。
- 運用予備力調達市場 (Synchronized Reserves Market) : 応答時間10分以内で対応できるDR資源が参加可能な市場。
- 周波数調整 (Regulation) : リアルタイム市場であり、エリアコントロールエラー (ACE) に対して、より迅速に対応するために、2012年10月以降は既存のシグナル RegAに加え、より早いシグナルのRegDが導入された。電源とDE資源ともにどちらのシグナルにも応答することができる⁴⁷。

イ) DR の参加状況

2015 年にアンシラリー市場に参加した DR 資源は、運用予備力調達市場 (Synchronized Reserves Market) では月平均 139 件 (457MW)、周波数調整市場では月平均 294 件 (16MW) であった (表 2-20 及び表 2-21 参照)。

表 2-20 運用予備力市場の DR キャパシティ (2015 年)

Synch Reserves	Zone	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Locations	MAD	138	141	142	143	142	118	121	122	128	132	134	135
	Non-MAD	2	2	3	3	3	8	8	9	10	10	10	10
RTO		140	143	145	146	145	126	129	131	138	142	144	144
Average Number of Unique Participating Locations per Month:		139											
MWs	MAD	344	345	351	351	351	351	354	354	362	373	375	377
	Non-MAD	14	14	24	24	24	73	73	159	198	198	198	198
RTO		358	358	374	375	374	424	427	513	560	571	574	574
Average MWs per Month:		457											

出所) PJM,2015 Load Response Activity Report: January 2016

表 2-21 周波数調整市場の DR キャパシティ (2015 年)

Regulation	Zone	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Locations	RTO	274	274	274	297	298	299	302	304	304	321	286	292
Average Number of Unique Participating Locations per Month:		294											
MWs	RTO	12	12	12	12	13	15	16	18	18	19	21	22
Average MWs per Month:		16											

出所) PJM,2015 Load Response Activity Report: January 2016

電力利用の短期の変動を調整する周波数制御市場 (Regulation Market) では、電気温水

⁴⁷電源及び DR 資源の内訳としては、RegA シグナルに応答するものとして、燃焼タービン (CT)、DR、水力 (Hydro)、汽力発電 (Steam) が挙げられている。他方、RegD については内訳は示されていない。

(出所) State of the Market Report for PJM

器、蓄電池、空調機器等のデバイスが PJM の周波数調整シグナルに応答し、需要サイドのリソースとなっている。

他方、運用予備力市場（Synchronized Reserve Market）では、生産設備（機械）や自家発電が主なリソースとなっている（図 2-43 参照）。

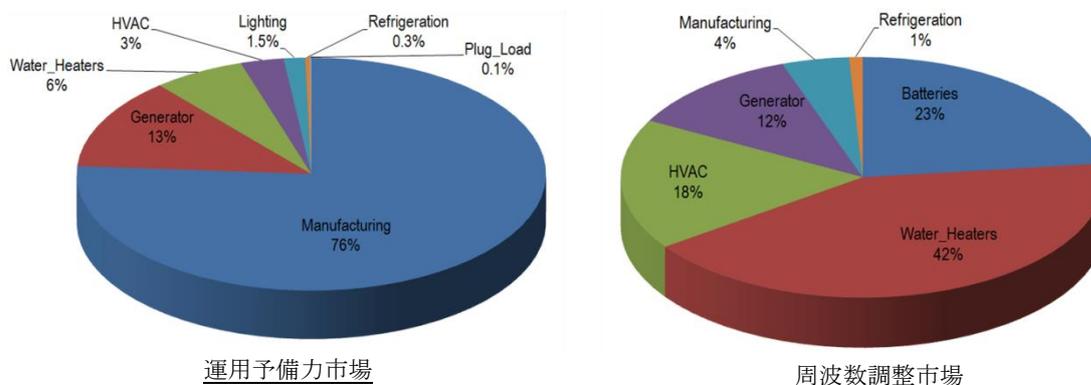


図 2-43 アンシラリー市場の DR 資源

出所) PJM,2015 Load Response Activity Report: January 2016

c. 容量市場

ア) 市場の仕組み

PJM は過去 10 年以上にわたり容量市場の運用を行っており、DR プログラムの導入にも積極的に取り組んでいる。

2007 年 6 月 1 日以降、PJM は容量市場の仕組みとして信頼度価格モデル（RPM）を採用している。RPM では、PJM が市場全体の適正予備率を決定し、すべての小売電気事業者（Load Serving Entity : LSE）に保有すべき義務量を割り当てる（需要規模×[1 + PJM が定める適正予備率]⁴⁸）。対象となるリソースには発電容量、系統の更新、負荷管理（プレ緊急時及び緊急時 DR）及び省エネの 4 種類がある。PJM は実際の運用年までに計 4 回の入札を行い、必要な容量を確保する。入札のスケジュールは、実際の運用年の 3 年前（Annual Base Auction）、20 か月前（First Incremental Auction）、10 か月前（Second Incremental Auction）及び 3 か月前（Third Incremental Auction）となっている。

RPM の入札では、最も安いものから必要量が調達され、最終的には、求められる予備力を自前の発電所や相対契約で調達できない LSE や CSP が PJM から容量を調達するため、調達コストが小売事業者へ転嫁される仕組みとなっている。

<DR 資源の容量市場への参加要件>

PJM は現在、Limited DR、Extended Summer DR 及び Annual DR の 3 種類の要件（表 2-22 左 3 件）が適用されているが、2020 年以降は Base Capacity DR 及び Capacity Performance DR に変更される予定である。導入予定の要件では、ディスパッチは年間を通じて回数に上限はなく、電力供給時間は、夏季（6～10 月と 5 月）は最大 1 日 12 時間、冬

⁴⁸ LSE は割り当てられた義務量を PJM 以外から調達（自己供給もしくは相対契約）により確保することができるが、この方法を選んだ場合、最低 5 年間継続しなければならない。

期は最大 15 時間となる。

表 2-22 容量市場の DR プログラムの概要

要件	Limited DR (~2017/18)	Extended Summer DR (~2017/18)	Annual DR (~2017/18)	Base Capacity DR(2018/19・ 2019/20 のみ)	Capacity Performance DR (2020 以降)
対象期間	6~9 月までの NERC の休日 以外の平日	6~10 月、5 月	運用年であれ ばいつでも	6-9 月	運用年であれば いつでも
最大応答回数	10 回	無制限	無制限	無制限	無制限
応答時間帯	12:00~8:00pm	10am~10pm	6~10 月、5 月: 10am~10pm 11~4 月: 6am~9pm	10am~10pm	6~10 月、5 月: 10am~10pm 11~4 月: 6am~9pm
最長応答時間	6 時間	10 時間	10 時間	10 時間	6~10 月、5 月: 12 時間 11~4 月:15 時間

出所) PJM 資料

PJM では、2014 年 1 月の寒波 (“Polar Vortex”) の際に、負荷が大きく高まり、確約された容量が不足するという事態が発生した。

表 2-23 容量市場のイベントパフォーマンス

Delivery year	Event performance	Test performance
2009/10	No Events	118%
2010/11	100%	111%
2011/12	91%	107%
2012/13	104%	116%
2013/14	94%	129%
2014/15	No Events	144%
2015/16	No Events	133%

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

この事態について、PJM は次のように分析し、結論付けている⁴⁹。

- まず背景要因として、電力業界は、老朽化した多数の石炭火力発電設備を天然ガスや DR といった新たなリソースに代替するという大きな転換点に差し掛かっている。
- 電源構成が変化しているにもかかわらず、天然ガス市場及び州間のパイプライン計画と電力市場との調和はいまだ進んでいないため、PJM は利用可能な DR 資源にアクセスする緊急事態に直面することになった⁵⁰。
- 信頼性の高い電力システム運営を確保するためには、パフォーマンスへのインセンティブ強化と同時に応答しなかったことへのペナルティの強化を図り、キャパシティ商

⁴⁹ PJM, ‘Problem Statement on PJM Capacity Performance Definition’, August 1, 2014

<http://www.pjm.com/~media/documents/reports/20140801-problem-statement-on-pjm-capacity-performance-definition.ashx>

⁵⁰ この要因は発電側にあり、燃料である天然ガスの不足などから発電所の事故停止率 (outage) が 22~24%へと増加した (通常同時期の事故停止率は 7~10%)。天然ガスの不足はその際、緊急の DR を実施し、DR の規模は過去最大の 9,000MW となった。応答義務のない冬季であったにもかかわらず、1 回あたり数千 MW の DR 資源が応答した。PJM ヒアリングより。

品の定義を一層明確化する必要がある。

PJM はこの事態の分析を行ったうえで、DR 資源だけでなく、発電設備も含む容量市場における市場参加者全体のパフォーマンス要件（ディスインセンティブの強化を含む）の見直しを行った。

- パフォーマンス要件：
 - キャパシティ・パフォーマンスへのコミットメントを有するすべての電源を対象に、non-emergency として前日エネルギー市場で提供可能な UCAP（電源の計画外停止率等を考慮した実効容量：Unforced Capacity）を少なくともキャパシティ・パフォーマンスへのコミットメントと同量提供しなければならない。
 - キャパシティ・パフォーマンスプロダクトは、電力システムの信頼性を確保するための電源を年間を通して提供できるようにしなければならない。
- ペナルティ要件：
 - シグナルに対し応答しなかった（パフォーマンスを出さなかった）際のペナルティの計算方法を明確化した（図 2-44）。

$$\text{Hourly Non-Performance Penalty} = \frac{\text{Non-Shortage Hours (Net CONE * 365 days)}}{350 \text{ hours}} + \text{Shortage Hours (\$2,700)}$$

注) Net CONE: 正味新規参入コスト

図 2-44 ペナルティの計算方法

- ペナルティの適用が除外されるのは、PJM のシステムへとつながる送配電設備に不具合が発生した場合、及び PJM 側の都合による場合のみである。

イ) DR の参加状況

PJM の容量市場における DR 資源の参加状況は増加傾向にあるものの、レベニュー全体に占める DR の比率は 6%弱に過ぎない（図 2-45 及び図 2-46）。

他方、価格の推移をみると、PJM の容量市場は価格変動が大きく、こうした流動的な市場を担保に巨額の設備投資費用を伴う投資も難しい状況にある（図 2-47）。これは設備投資の必要性が比較的低い DR 資源には市場参加のインセンティブとなることから、DR の容量の着実な増加につながっていると考えられる。

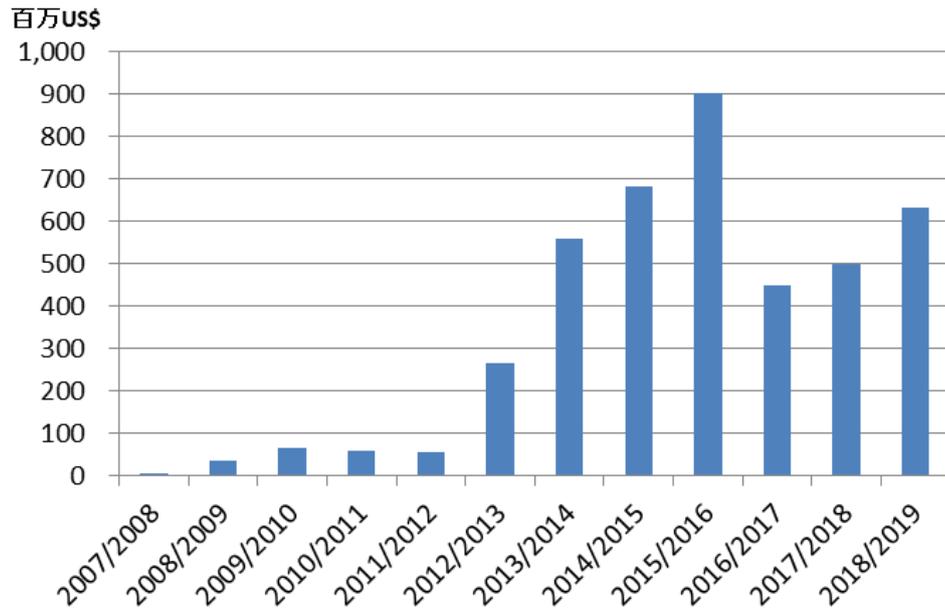


図 2-45 容量市場における DR のレベニュー

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

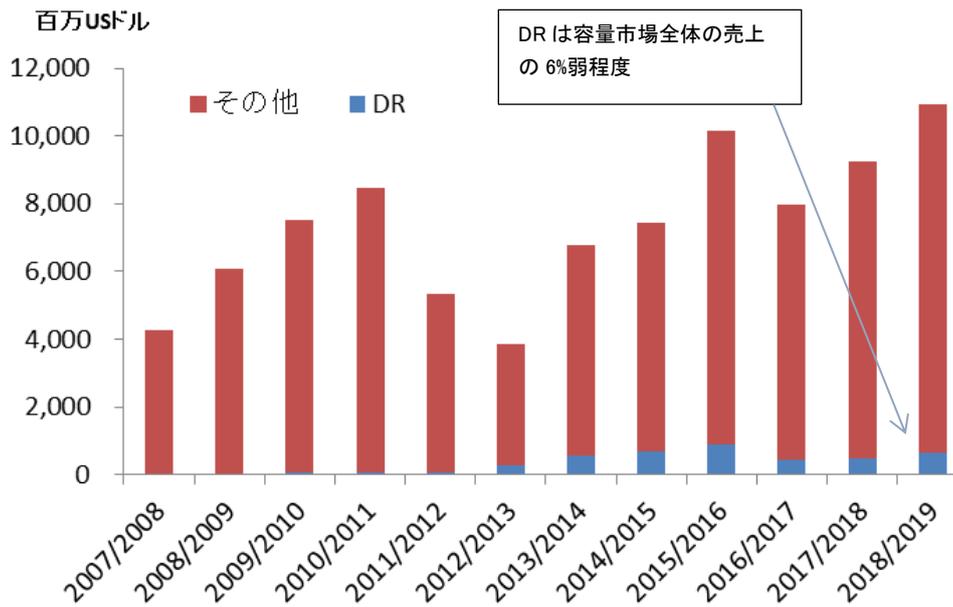


図 2-46 RPM のレベニューと DR 資源の参加状況 (金額ベース)

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

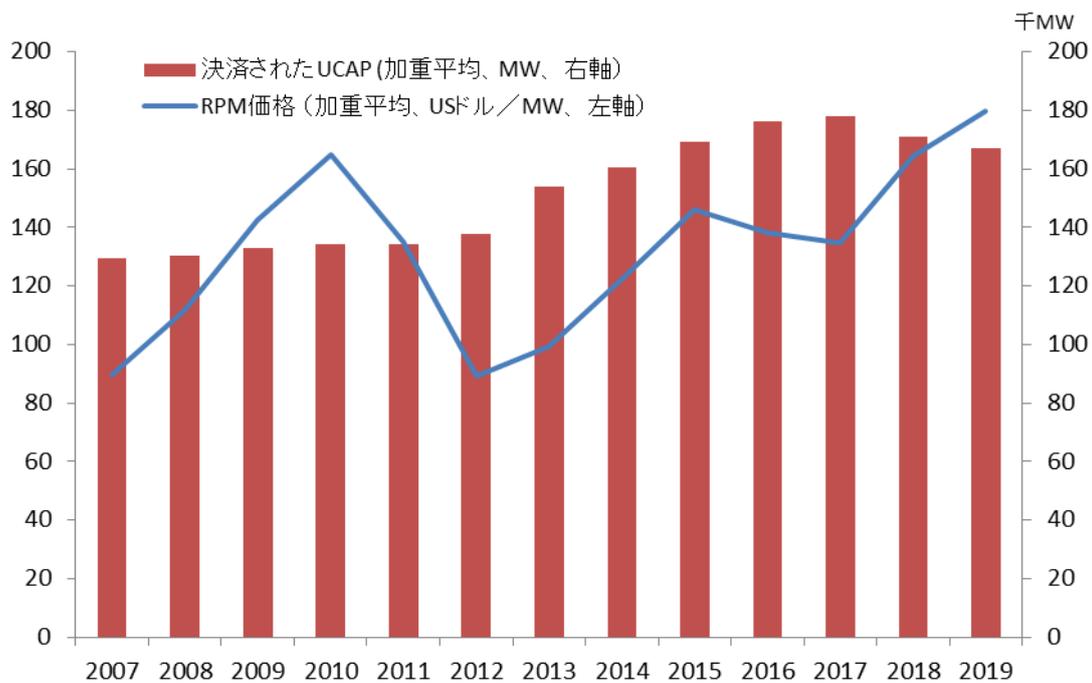


図 2-47 RPM のレベニュー推移

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

<DR プレイヤー>

2007 年以降、PJM では、小売電気事業者 (LSE) と配電会社 (Electric Distribution Company : EDC) だけではなく、従来は LSE や EDC のコントラクターとして間接的に参加していた DR サービスプロバイダ (CSP) も市場に直接参加できるようになった。各プレイヤーの PJM 市場での役割は下表のとおりである (表 2-24 参照)。

表 2-24 PJM の容量市場に参加する DR プレイヤー

プレイヤー(DR 資源提供者)	概要
CSP(Curtailment Service Provider)	PJM のメンバー。PJM の負荷応答プログラムに参加を希望する最終需要家の代理として、PJM からのシグナルへの応答及び報酬の配分を行う。
LSE(Load Serving Entity)	PJM のメンバー。負荷アグリゲータや、最終需要家に配電する小売事業者。
EDC(Electric Distribution Company)	PJM のメンバー。配電設備を所有し、PJM の管理区域で託送サービスを行う事業者。
最終需要家	PJM のメンバーとならない限り、直接的に市場に参加することはできない。CSP 等を通じて PJM に DR を提供する。

出所) PJM 資料

たとえば、PJM のキャパシティ市場では、CSP は DR の容量の 82%を占めている（図 2-48）。PJM は CSP 約 70 社と契約しているものの、取引の大半は EnerNOC や Viridity をはじめとする大手 CSP に集中している（表 2-25）⁵¹。

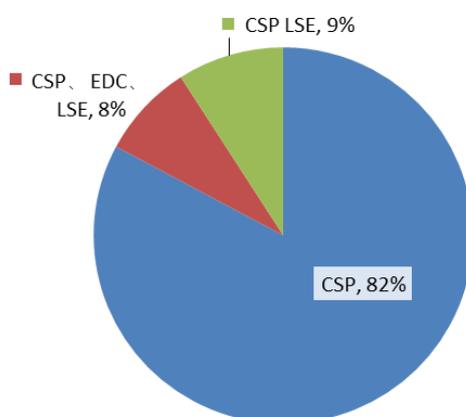


図 2-48 DR のプレイヤー

出所) PJM 資料

表 2-25 地域別/プロダクトごとの DR 登録量 (MW、運用年 2015/16)

Zone	Annual DR	Extended Summer DR	Limited DR	Total
Atlantic City Electric (AECO)		72	58	130
American Electric Power (AEP)	82	84	1571	1737
Allegheny Power (APS)	13	184	550	746
American Transmissions Systems Inc. (ATSI)	52	440	554	1046
Baltimore Gas and Electric (BGE)	5	63	694	762
Commonwealth Edison (COMED)	16	534	1053	1603
Dayton Power & Light (DAY)	15	15	145	175
Duke Energy Ohio & Kentucky (DEOK)		96	210	306
Dominion Virginia Power (DOM)	57	90	740	887
Delmarva Power & Light (DPL)		91	207	298
Duquesne Light (DUQ)	1	34	135	171
East Kentucky Power Cooperative (EKPC)			132	132
Jersey Central Power & Light (JCPL)		48	126	173
Metropolitan Edison (METED)		82	190	271
PECO (PECO)		161	316	476
Pennsylvania Electric Company (PENELEC)		59	228	287
Pepco (PEPCO)		205	330	535
Pennsylvania Power & Light (PPL)	0	240	533	774
Public Service Enterprise Group (PSEG)	24	108	252	384
Rockland Electric Company (RECO)		0	7	7
Total	266	2603	8033	10902

出所) PJM, 'Load Management Performance Report 2015/2016' January 2016

⁵¹ 2015 年 11 月 3 日 PJM ヒアリング。

<DR 資源の内訳>

DRに参加する需要家はコスト削減・利益拡大を目指す大口需要家と、州の補助金プログラムで参加する家庭用が多かったが、2007年以降は商業ビルや小売店（Home Depot）等の商業セクターを含む新たな層の参加が増え、多様化したため、現在は PJM の容量市場における DR 資源は、製造業、オフィスビル、住宅、学校等の空調、発電機、製造機械等が中心である（図 2-49）⁵²。

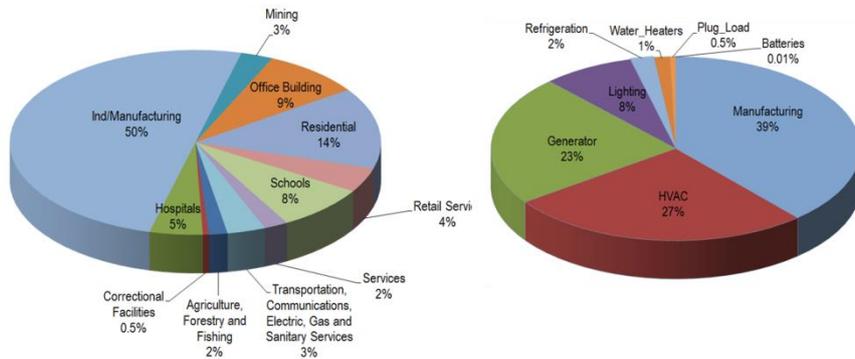


図 2-49 PJM の容量市場における DR 資源

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

⁵² なお、容量市場では、DRに参加する需要家の種類や負荷調整のリソースの内訳等のデータは、アグリゲータ等が調査して PJM に報告している。PJM はこれらのデータを直接確認することはないが、これらのデータ収集と報告は FERC の規定に基づき義務化されているため、一定の信頼性があると考えられている。