

3.5 諸外国におけるデマンドレスポンスの活用状況

本節では、欧州・米国を中心に、諸外国におけるデマンドレスポンスに関する施策及びビジネスの動向を調査し、デマンドレスポンスに関する課題及び今後の展望を検討分析した。

3.5.1 欧州諸国における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況

(1) 欧州諸国における変動電源対策

欧州諸国では太陽光発電や風力発電の導入拡大に伴い、変動する電力供給に対する需給調整方策の検討が必要になりつつある。デマンドレスポンスも含め、主に表 3-73 のような取組みが進められている。

表 3-73 欧州諸国における変動電源対策

対策	概要
系統運用面の対策	<ul style="list-style-type: none"> 出力抑制や再給電によって、再生可能エネルギー電力の影響を軽減する。
需給調整の広域化	<ul style="list-style-type: none"> 国全体、または複数国間で、国際連系線を通じた取引等を実施することにより、需給調整力を調達する。 広域での管理を行うことにより、変動電源の均し効果を得る。
容量メカニズム	<ul style="list-style-type: none"> 供給力確保に資する電源の容量価値を認めることで、電源投資を促進。 確保した供給力によって、需給調整が可能。
デマンドレスポンス	<ul style="list-style-type: none"> 需要抑制/造成を通じ、需給のバランス調整に貢献。 欧州ではまだ市場が開かれている国が少ない。 デマンドレスポンスに加え、再生可能エネルギー電源、蓄電池等、複数のエネルギーリソースを組み合わせたバーチャルパワープラント(VPP)の取組みも一部企業で推進されている。

(2) 欧州諸国におけるデマンドレスポンス活用推進の政策的枠組み

欧州では、デマンドレスポンスの活用推進の枠組みが政策的に策定されている。これらの枠組みの考え方は、以下のような複数の法律やガイドラインの中に明記されている。

1) The Electricity Directive – 2009/72/EC

本指令では、環境性、エネルギーの安定供給、一次エネルギー消費とピークロード削減に資するものとして、エネルギー効率的な需要家側のエネルギーマネジメントのコンセプトを提示した。同指令の中では、送配電網運用者に対して、エネルギーシステム更新の際にデマンドレスポンスとエネルギー利用の効率化を考慮するように求めている。また、加盟各国に対して、エネルギーシステムにおけるデマンドレスポンスの活用可能性を踏まえた長期的な計画策定を要求している。

2) The Energy Efficiency Directive (EED) – 2012/27/EU

本指令では、バランス市場、アンシラリー・サービスへのデマンドレスポンス導入を阻害する要因の除外を求めている。特に、送配電網運用者に対して、デマンドレスポンス活用に向けたインフラ改善を求めるとともに、各国規制機関に対して卸売、小売市場でのデマンドレスポンス活用を求めている。また、送配電システム運用者に対して、バランスサービス、アンシラリー・サービスにおいて、デマンドレスポンスを他と平等的に活用することを指示している。これらの指示も踏まえ、加盟各国がデマンドレスポンスのエネルギー市場への市場参画を促進することを要求している。

3) The Network Codes

Network Codes（ネットワークコード）は、欧州における系統運用者の協議会である欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity）が、EU の規制当局であるエネルギー規制協力庁（ACER: Agency for the cooperation of Energy Regulations）の管理の下で作成したルールである。このルールの目的は欧州電力市場の調和、統合、効率化である。

ネットワークコードには、前述の 2 つの指令で指示されるデマンドレスポンス活用の基盤を生み出すことが期待されている。ネットワークコードのうち、デマンドレスポンスの導入拡大に影響が大きなコードとして、“Demand Connection Code”、“Electricity Balancing Code”、“Emergency & Restoration Code”が挙げられる。これらのコードはデマンドレスポンスが電力市場に参画するための条件について記述している。

4) State aid Guidelines for Energy and Environment

本ガイドラインは 2014 年 4 月に欧州委員会により採択された。このガイドラインの中では、どのような条件下であれば、十分な発電余力の確保に対する国からの助成が実施可能となるかについて言及している。この考え方にに基づき、加盟各国は容量メカニズムの導入を促されている。一方、本ルールでは十分な発電余力を確保するための手段として、容量メカニズムとともにデマンドレスポンスの活用を挙げている。

(3) 欧州諸国における直接的デマンドレスポンス活用の推進状況²⁹

欧州諸国では、大きく分けて間接的デマンドレスポンス（Implicit DR）と直接的デマンドレスポンス（Explicit DR）の 2 つのスキームでデマンドレスポンスが取り組まれている。間接的デマンドレスポンスでは、時間帯別電力料金や、時間帯別送配電網利用料を設けることにより、需要家のインセンティブに基づく需要削減行動をデマンドレスポンス資源として活用する。他方、直接的デマンドレスポンス（Explicit DR）では、卸売市場、バランス市場、容量市場を含む電力市場において、需要制御に基づくデマンドレスポンス資源を供給側のリソースと同様に取引する。

間接的デマンドレスポンス（Implicit DR）では、需要家に対して参加の程度に関する裁量が委ねられている。このため、需要家における選択の柔軟性はあるものの、需給調整にお

²⁹ SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today 2015”, 2015 の内容を参考に記載している。

る精度の高い活用は困難である。他方、直接的デマンドレスポンス（Explicit DR）では、制御に基づくデマンドレスポンス資源が市場を介して取引されるため、需給調整における信頼性の高いリソースとして活用が可能である。

欧州諸国における直接的デマンドレスポンス（Explicit DR）の市場での活用状況は国ごとに段階が異なる。2015年時点における各国の状況は図 3-69 のとおりである。

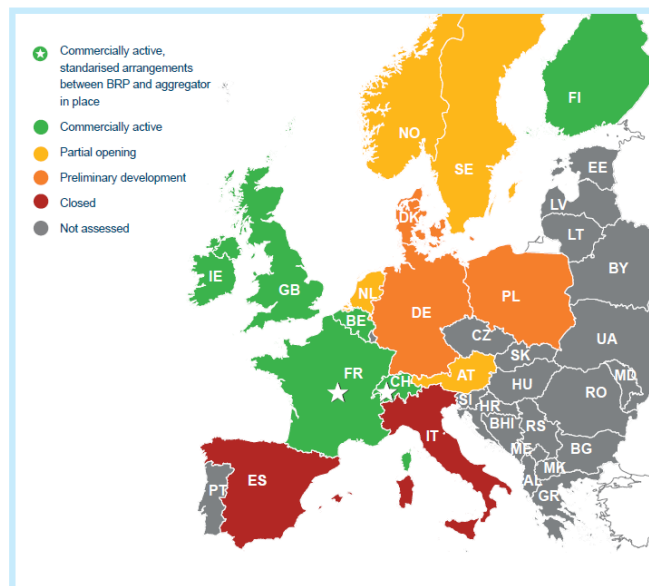


図 3-69 欧州諸国におけるデマンドレスポンスの電力市場での活用状況

出所) SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today 2015”, <http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2015/09/Mapping-Demand-Response-in-Europe-Today-2015.pdf>

アイルランド、英国、ベルギー、フランス、スイス、フィンランドでは、デマンドレスポンスの電力市場参画が進められており、国としての制度枠組みも存在する。制度上の課題はあるものの、商用でのデマンドレスポンス活用が実現されている。特にフランス、スイスでは独立したアグリゲータの参入を可能にするように、市場参加者における役割と義務を再構築しており、最もデマンドレスポンスの市場構築が進んでいる。

スウェーデン、オランダ、オーストリア、ノルウェーでは、デマンドレスポンスに携わる企業は設立されているが、制度的な障壁が存在するために市場の成長が阻害されている。これは市場における各種プログラムが発電側と需要側の双方の市場参加者が存在する状況に適応していないためである。また、市場参加者における役割と義務が明確化されていない点も課題となっている。

ドイツ、ポーランド、スロベニアでは、デマンドレスポンスに対する市場は開放されつつあるものの、厳しい障壁により市場参画が阻害されている。阻害要因の例としては、実効性のある制度枠組みが存在しないこと、サービス提供者間の競争、発電側のみを考慮した市場プログラム、平坦な消費パターンに有利な送配電網利用料が存在することが挙げられる。

イタリア、スペインでは、デマンドレスポンスはほとんどの市場で受け入れられていないか、規制のためにデマンドレスポンスが実行不可能な状況にある。

以下では、デマンドレスポンスに対する市場開放が進んでいるフランスと、特に電源構成に占める再生可能エネルギーの割合が高いドイツ、英国、スペインの状況について詳細をま

とめる。

1) フランスの取組み

a. 概況

フランスではすべてのアンシラリー・サービス市場がデマンドレスポンスおよびサードパーティのアグリゲータに開放されている。この取組みは国内最大の電力会社である EDF によるものである。

2003 年以降、大規模な産業部門の需要家がバランシング市場に参画している。2007 年からは、アグリゲートした家庭の負荷を市場に導入するパイロットプロジェクトが進められている。また、2014 年には、一次調整力 (Primary Reserve)、二次調整力 (Secondary Reserve) の市場に産業部門の需要家が参加可能になった。2014 年には同時に NEBEF 制度³⁰の枠組みの中で、需要抑制の卸売市場への参画が可能になった。当年は冬の気候が穏やかであったことから市場で取引された電力量は 313MWh に留まった。さらに、2017 年には容量市場の開設が予定されており、デマンドレスポンスの市場参画の機会はさらに増加する見通しである。

これらの市場開放の背景には、フランスの送電系統運用者 (TSO: Transmission System Operator) が、市場参画の要件をデマンドレスポンスに適した内容に設計していることが挙げられる。また、アグリゲータと電力供給事業者、BRP (Balance Responsible Party³¹) との関係性について、2013 年に標準化された枠組みが規定されたことも要因の 1 つである。

フランスでは太陽光発電、風力発電の割合が比較的小さいため、まだ変動電源の増加に伴う問題は顕在化していない。しかし、長期的には導入拡大が見込まれることから、再生可能エネルギー電源の変動に対応するための電源の柔軟性が求められるとされている。これらの状況を踏まえて、容量市場の議論がなされており、デマンドレスポンスは対策の 1 つとして挙げられている。

b. 市場環境

フランスではバランシング市場、アンシラリー・サービス市場、卸売市場に対するデマンドレスポンスの参画が認められている。また、アグリゲーションに基づく市場参画も認められている。市場の種別に応じてデマンドレスポンスの参加可能性を整理すると表 3-74 のとおりである。

³⁰ Notification d'Échange de Blocs d'effacement (卸市場における節電電力の自由取引を規定した制度)

³¹ 電力の需給一致の実現を担う主体。

表 3-74 フランス電力市場におけるデマンドレスポンス参加可能性

市場の種別	市場動向	参加可能性
アンシラリーサービス市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ フランスでは、バランシング市場として 3 種類のプログラムに、アンシラリー・サービス市場として 2 種類のプログラムに DR の市場参画が認められている。 ✓ バランシング市場の概要は以下のとおり。発電側と需要側のリソースは平等に扱われている。 <ul style="list-style-type: none"> - Demand Response Call for Tender: 最低容量は 10MW であり、2 時間以内での応答、30 分~2 時間の持続が必要。 - Complementary Reserve: 最低容量は 10MW であり、30 分以内での応答、30 分~2 時間の持続が必要。 - Fast Reserve: 最低容量は 10MW であり、13 分以内での応答、30 分~2 時間の持続が必要。 ✓ アンシラリー・サービス市場の概要は以下のとおり。 <ul style="list-style-type: none"> - Primary Control: 最低容量は 1MW であり、30 秒以内での応答、15 分以内の持続が必要。 - Secondary Control: 最低容量は 1MW であり、15 分以内での応答、最低 15 分の持続が必要。 - Interruptibility³²: 最低容量は 40MW であり、5 秒以内での応答、1 時間の持続が必要。 	○
容量市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 市場開設は 2017 年の見込み。 ✓ DR の市場参画を想定。 	△ 市場開設は 2017 年
卸売市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ NEBEF 制度の下で RTE と契約をすれば、市場参画が可能。 ✓ 市場参画の最低容量は 0.1MW である。 	○

出所) SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today 2015”, 2015 等 より作成

³² 事前の取り決めに従って緊急時に付加の削減、遮断を行う契約（遮断可能負荷契約）。

2) ドイツの取組み

a. 概況

ドイツでは、デマンドレスポンス・プログラムの大半にとって、市場制度が大きな阻害要因となっている（表 3-75）。このため、デマンドレスポンスに資するリソースの多くは未活用の状況にある。この状況を踏まえ、ドイツ政府では制度見直しを開始している。

表 3-75 ドイツにおけるデマンドレスポンス・プログラムに対する阻害要因

✓	運用設備の市場参画に係る要求条件
✓	規模要件
✓	発電設備を中心に設計されたプログラム要件(最小入札規模、適用時間等)
✓	変動の少ないエネルギー消費パターンを優遇する電力系統利用料
✓	サードパーティのアグリゲータに対して、競合となりうる BRP との双方向合意を義務付け
✓	サードパーティのアグリゲータについて、標準化された役割が規定されていない
✓	市場の役割が明確に定義されていない

出所) 三菱総合研究所作成

一方、ドイツ国内では再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、太陽光発電と風力発電による発電量が国内需要を上回る時間帯も発生するなど、電力供給が不安定化している。こうした状況を踏まえ、米国 EnerNOC は、ドイツ国内でデマンドレスポンスに基づくアンシラリー・サービス事業に参入している。

b. 市場環境

ドイツのバランス市場のプログラムでは、デマンドレスポンスとアグリゲーションは法的に認められている。これらを含め、市場の種別に応じてデマンドレスポンスの参加可能性を整理すると表 3-76 のとおりである。

表 3-76 ドイツ電力市場におけるデマンドレスポンスの参加可能性

市場の種別	市場動向	参加可能性
アンシラリーサービス市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ バランシング市場のプログラムに対して DR は参加可能。 ✓ バランシング市場のプログラムは 3 つに分かれるが、以下の参加要件が参入障壁となっている。 <ul style="list-style-type: none"> - 一次予備力 (Primary Control Reserve) : 最低容量は 1MW であり、30 秒以内での応答が必要。市場参入の事前に TSO からの認証が必要。 - 二次予備力 (Secondary Control Reserve) : 最低容量は 5MW であり、5 分以内での応答が必要。市場参加 10 日前に供給可能リソースの見積もりが必要。また、12 時間の継続が必要。 - 三次予備力 (Minute Reserve) : 最低容量は 5MW であり、15 分以内での応答が必要。1 日につき 4 時間の枠 6 つへの入札を実施。また、4 時間の継続が必要。 - 遮断可能負荷 (Interruptible loads) : ドイツでは 2013 年よりプログラムが開始しているが、最低入札容量が 50MW であることから、実質的に DR の市場参画は実質的に不可能な状況。 	△ 参加要件が 参入障壁
容量市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ドイツでは 2015 年 7 月に BMWi (ドイツ連邦経済技術省) から公表されたホワイトペーパーにおいて、容量市場を導入しないことが表明されている。 ✓ 容量市場に代わり、容量リザーブ制度³³が導入されたが、その対象に DR は含まれていない。 	×
卸売市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ドイツでは DR のアグリゲータが卸売市場に参画することはできない。 ✓ 一方、サードパーティのアグリゲータが DR や再生可能エネルギー等を含む分散型リソースを BRP に提供する事例はある。 ✓ ただし、VPP (Virtual Power Plant) を構築する場合、その構成に対して DR が占める割合は小さい。 	△ 相対契約の み可能

出所) SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today 2015”, 2015 等 より作成

³³ 現存する発電設備容量の保存を促す制度

3) 英国の取組み

a. 概況

英国では、すべてのバランシング市場がデマンドレスポンスに対して開放されている。しかしながら、近年ではデマンドレスポンス事業者、エネルギー・気候変動省（DECC: Department of Energy & Climate Change）、電力・ガス市場局（Ofgem: Office of Gas and Electricity Markets）との間で連携の課題から、効率的な市場運営がなされていない。

現状では、手続き上及び運営上の要求事項が需要側エネルギー資源に対して適していないことから、需要側資源の市場参画が減少している。2013～2014年と比較して、2015年は減少傾向にあることから、この傾向が続くのであれば、英国の市場はデマンドレスポンス供給事業者が存立可能なものではなくなる可能性がある。

容量市場は2014年末に設立されたものの、需要側資源に対して発電設備と平等な扱いがなされていない。最初の容量市場オークションにおいて、約15存在する需要側アグリゲータのうち、契約に至ったのは1つである。この市場設計の現状については、欧州司法裁判所において審議中である。

イングランド、ウェールズにおける送電網を運営するNational Gridにおいては、再生可能エネルギーの導入拡大等の影響からデマンドレスポンスの活用機会が増加しつつある。しかしながら、政策立案が進んでおらず、市場デザインの選択肢に乏しいことから十分な機会活用が実現できていない。

b. 市場環境

英国では、すべてのバランシング市場のプログラムがデマンドレスポンスに開放されている。また、アグリゲーションの活用もすべての市場で認められている。これらを含め、市場の種別に応じてデマンドレスポンスの参加可能性を整理すると表 3-77 のとおりである。

表 3-77 英国電力市場におけるデマンドレスポンスの参加可能性

市場の種別	市場動向	参加可能性
アンシラリーサービス市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ すべてのバランシング市場のプログラムに対して DR は参加可能。 ✓ バランシング市場のプログラムは 5 つに分かれる。それぞれの活用状況と特徴は以下のとおり。 <p><Short-term Operating Reserve></p> <ul style="list-style-type: none"> - 過去には DR の市場参画が進んでいたが、市場価格の低下等の要因から現在は DR の参画による利潤獲得が難しい状況。 - 最低容量は 3MW であり、4 時間以内での応答、最低 2 時間の持続が必要。 - 経済性の確保には、1 日 11~13 時間の枠での参加が必要な点が DR にとっての障壁。 <p><Firm Frequency Response></p> <ul style="list-style-type: none"> - 最低容量は 10MW であり、10 秒または 30 秒以内での応答、20 秒または 30 分以内の持続が必要。 - これらの参画要件が DR の参入障壁である。 <p><Fast Reserve Firm Service></p> <ul style="list-style-type: none"> - 最低容量は 50MW であり、2 分以内での応答、最低 15 分の持続が必要。 - 1 日あたり 10~15 回の DR 発動が必要な点が障壁になりうる。 <p><Demand Side Balancing Reserve></p> <ul style="list-style-type: none"> - 2014、2015 年の冬季に実施されたプログラム(有効性がないとの判断から 2016 年冬季は実施しない)。 - 需要家における 16~20 時の電力使用量の削減を活用。 - 最低容量は 0.1MW であり、2 時間以内での応答が必要。 <p><Frequency Control by Demand Management></p> <ul style="list-style-type: none"> - 大規模発電所の突然の停止等、年に数回発生する周波数の急変に対応するためのプログラム。 - 最低容量は 3MW であり、2 秒以内での応答、最低 30 分の持続が必要。 	<p>△ 参加可能 プログラムは 限定的</p>
容量市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 英国では DR が容量市場に参画することは認められている。 ✓ ただし、発電側を意識した市場設計がなされており、DR は不利な立場。 	<p>△ 発電側を 意識した 市場設計</p>
卸売市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 英国では前日市場、当日市場への参画が可能。 	<p>○</p>

出所) SEDC, "Mapping Demand Response in Europe Today 2015", 2015 より作成

4) スペインの取組み

a. 概況

スペインでは水力発電とガス火力発電が需給調整を担っている。今後分散型電源の拡大に伴って需給調整力のニーズが生じることが見込まれている。国内ではスマートグリッドに関するプロジェクトが進められているものの、現状ではデマンドレスポンスの活用は限定的である。

スペインではエネルギーリソースのアグリゲーションは認められておらず、デマンドレスポンスが参画可能な唯一のスキームは遮断可能負荷に関するものに限られる。本スキームには大型の需要家のみが参加可能であり、国内の送配電事業者である Red Eléctrica de España が管轄している。本プログラムでは、電力市場において発電量やバランス能力が不足した際に、緊急的な対応を行う。本プログラムについては、遮断可能負荷プログラムの役割を果たしきれておらず、国内産業に対する金銭的補助をもたらす程度の効果にとどまっているのではないかという疑義が呈されている。

スマートメータの全面的普及が 2018 年に見込まれることから、2016～2018 年にかけてバランスサービス市場に対してデマンドレスポンスを導入するための市場変化が訪れることが見込まれている。

b. 市場環境

スペインでは、遮断可能負荷に関するプログラムのみがデマンドレスポンスに開放されている。その他の市場を含め、市場の種別に応じてデマンドレスポンスの参加可能性を整理すると表 3-78 のとおりである。

表 3-78 スペイン電力市場におけるデマンドレスポンス参加可能性

市場の種別	市場動向	参加可能性
アンシラリーサービス市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ バランシング市場、アンシラリー・サービス市場に対して DR の参加は認められていない。 ✓ 遮断可能負荷に関しては、アグリゲーションは認められておらず、高圧の大規模な産業部門の需要家(鉄鋼、製紙、化学工場等)のみが参画可能。以下の参加要件が存在 <ul style="list-style-type: none"> - 本土: 最低容量 5MW または 90MW のプログラム。プログラムにより「通知なし/15 分以内/2 時間以内」での応答が必要。 - 離島部: 最低容量は 0.8MW であり、即時～2 時間の範囲での応答が必要(5 種のプログラム)。 	△ 参加可能者が限定的
容量市場	✓ 発電設備のみ市場参画が可能。	×
卸売市場	✓ 50MW 以上の発電設備のみが市場参画可能。	×

出所) SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today 2015”, 2015 より作成

5) 欧州における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況のまとめ

以上では、デマンドレスポンスに対する市場開放が進んでいるフランスと、特に電源構成に占める再生可能エネルギーの割合が高いドイツ、英国、スペインの、直接的デマンドレスポンス（Explicit DR）の活用状況について調査した。

フランスでは、国内最大の電力会社である EDF 主導の下、2000 年代前半よりデマンドレスポンスに対する市場開放が進んでいる。フランスでは、太陽光発電、風力発電等の変動電源については、系統運用上の問題が生じる導入量水準ではない。しかしながら、今後の普及拡大を見据えれば、デマンドレスポンスの容量市場参画等の取組みが有効な対策になることが見込まれている。

一方、ドイツ、英国、スペインでは、再生可能エネルギーによる電力需給調整の困難性が増しているものの、デマンドレスポンスの市場参画にはまだ障壁が大きい段階にある。例えば、ドイツの市場ではデマンドレスポンスの市場参画に係る規模要件（最低容量等）や、市場におけるデマンドレスポンスの役割規定の不明確さが障壁となっている。しかしながら、各国とも変動電源対策の重要性への認識等も踏まえ、デマンドレスポンスの市場参画を拡大する方向性での検討が進められている。

(4) 欧州の主要企業のデマンドレスポンスへの取組み

本節では、欧州の主要企業におけるデマンドレスポンスを活用した事業の概要を紹介する。今回の調査対象とした事例は、いずれの企業も、送配電事業者等を対象にアグリゲートしたデマンドレスポンス資源を提供する役割を担う（表 3-79）。

表 3-79 欧州企業のデマンドレスポンスへの取組み

	対象市場	DR 資源の種類
Energy Pool	・ 発電・送配電・小売まであらゆる領域を対象	・ 産業・工業等の大口需要家が中心
Flexitricity	・ バランシング市場 ・ ピークマネジメント ・ CHP 稼働最適化	・ 冷蔵・空調設備 ・ 自家発 ・ CHP
Pearlstone Energy	・ バランシング市場等	・ 業務・産業部門の需要家施設

出所) 三菱総合研究所作成

1) Energy Pool (フランス)

Energy Pool はフランスに本社を置く、欧州最大手のエネルギー・サービス・プロバイダである。2009 年に南フランスのシャンベリーで設立され、翌年にはシュナイダーエレクトリックグループの一員となった。フランス、英国、ベルギー、トルコ、韓国等で事業を展開している。需要家におけるデマンドレスポンス資源をアグリゲートして電力会社に提供することにより、系統安定化等に貢献する形でサービスを実施している。デマンドレスポンスに関する同社の取組みは以下の 4 項目である。

表 3-80 Energy Pool の取組み

取組み	概要
DR Consulting	・ エネルギー産業に関わるあらゆる顧客に対して、DR のポテンシャル評価、DR 導入に関するコンサルティングを実施。
DR Technology	・ 顧客に対して Energy Pool の開発する DR マネジメントシステム (DRMS) を導入する。 ・ DRMS の導入により、顧客側企業では会計管理、需給ギャップ分析、ニーズに合致する技術的・機能的仕様の特定が可能になる。
DR Services	・ 顧客における DR 資源の管理を支援することで、以下の価値を提供。 ✓ Energy Pool のシステムにより DR 活用の最適化が可能になる。 ✓ DR による容量確保の確実性を高め、需要家の DR 資源を顧客の送配電網へ接続する。 ✓ 効率的で競争力を有する、環境性能の高い VPP の活用が可能になる。
DR Operations	・ 顧客の DR 運用を代行することで、以下の価値を提供。 ✓ 安定的かつ効率的な DR の最適運用を可能とする。 ✓ ピークアワーにおける電力使用コストを抑制し、オフピークでの効率的電力仕様を可能にする。 ✓ 効率的エネルギー運用により、温室効果ガスの排出を削減する。

出所) Energy Pool ウェブサイト, <http://www.energy-pool.eu/en/home/> より作成

Energy Pool はフランス国内において仮想発電所として 1,200MW の容量を確保している。これは年間 30 万トンの CO2 排出削減に相当し、そのための投資額 8 億ユーロの節約にもつながっている。

Energy Pool はわが国においても事業展開を進めている。日本国内でも欧州と同様にデマンドレスポンス資源（ネガワット資源）の活用に関するコンサルティング等を踏まえ、デマンドレスポンスのアグリゲート、活用を担うことが見込まれている。

2) Flexitricity（英国）

Flexitricity は英国のデマンドレスポンスサービスプロバイダである。同社は、CHP 及び負荷設備（冷蔵、空調など）、非常用発電機等をアグリゲーションすることで、周波数調整（Frequency Response）、短期予備力（STOR: Short Term Operating Reserve）、Footroom の市場取引を行っている。また、同様にデマンドレスポンスを用いることでピーク需要の削減や CHP の効率的運用に向けた事業を実施している。同社の事業の形式を以下に示す。

表 3-81 Flexitricity の事業分野

事業分野		概要
Balancing Solution	Frequency Response	<ul style="list-style-type: none"> 英国 National Grid の周波数調整メニューに参画可能な規格の DR システムを構築。
	STOR (Short-Term Operating Reserve)	<ul style="list-style-type: none"> STOR を TSO である National Grid に提供。STOR とは以下の要件を満たす調整力である。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 需要抑制または自家発電抑制について通知後 10 分以内に対応。 ✓ 1~2 時間反応を継続。
	Footroom	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電の過剰な発電に対応するためのサービス。 顧客は需要造成、自家発電抑制の依頼に対応することで手数料の取得が可能。
Peak Management	Triad management	<ul style="list-style-type: none"> 国内の需要がピークの際に、負荷削減、発電増加をさせた需要家に、手数料を付与する。
	Distribution network operator	<ul style="list-style-type: none"> DR のアグリゲーションを通じて、配電網に関するプロジェクトに係る費用の抑制に貢献。
	Capacity Market	<ul style="list-style-type: none"> DR を通じて英国の容量市場に参画。
Commercial Solutions	Optimizing CHP generation	<ul style="list-style-type: none"> 24 時間対応の DR 活用を通じ、CHP の稼働最適化を図る。

出所) Flexitricity ウェブサイト, <https://www.flexitricity.com/en-gb/> より作成

3) Pearlstone Energy³⁴（英国）

Pearlstone Energy では Honeywell 社の有する Automated Demand Response（ADR）の技術を活用し、産業、業務等の建物所有者に対して需要制御に関する多様なプログラムへ参画する機会を提供する。Honeywell 社の ADR 技術は米国、ハワイ、中国、インド、英国において系統負荷の管理のために用いられている。

ADR が適用された需要家は稼働の必要性の低い機器を一時的に停止する。または、スタ

³⁴ Pearlstone Energy ウェブサイトより作成

ンバイ状態の発電機を稼働させる。これにより支払いを受けることが可能である。Pearlstone Energy では Open ADR の技術を用いることにより、デマンドレスポンスを標準化、自動化、簡便化された形態としている。これにより、事業者が増加するエネルギー需要に効率的に対応できるようになると同時に、需要家は将来的なエネルギー利用の管理が可能になる。

Pearlstone Energy では、顧客において必要な技術と管理システムを無料で導入可能である。同社では、デマンドレスポンスによる顧客の建物への影響を最小限に抑えると同時に、デマンドレスポンスにより得られたリソースを高価格で市場に販売する。結果として、顧客においてはエネルギー消費を節約すると同時に、デマンドレスポンス参画による報酬の獲得が可能となる。

Pearlstone Energy は需要家から獲得したデマンドレスポンス資源を英国の送電系統運用者 (TSO) である National Grid のバランシング市場プログラム等に提供している。

3.5.2 米国における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況

(1) 米国におけるデマンドレスポンス活用推進の政策的枠組

米国では、連邦エネルギー規制委員会（FERC: Federal Energy Regulatory Commission）においてデマンドレスポンスに係る各種指令や活動が実施されるとともに、政府当局においてデマンドレスポンスに係るプログラムが実施されている。

1) FERC 指令

2011年3月に発令された FERC 指令 745 において、米国のエネルギー市場ではデマンドレスポンス資源に対する支払価格を電源価格と等価とすることが定められた（なお、FERC 指令 745 の合法性については争いがあったが、2016年1月の米国連邦最高裁判所判決において有効性が認められた³⁵⁾）。

その他にも、近時、FERC からはデマンドレスポンスに係る複数の指令が出されており、その概要は表 3-82 のとおりである。

表 3-82 デマンドレスポンスに関する近時の FERC 指令の概要

FERC 指令	概要
150 FERC ¶ 61,007 (2015/1/9)	✓ DR 資源をすべて卸売市場へ統合するという ISO-NE(New England)の提案を承認。
150 FERC ¶ 61,251 (2015/3/31)	✓ DR 資源の容量市場への参画を求める PJM の提案を検討不十分として却下。
152 FERC ¶ 61,064 (2015/7/22)	✓ PJM の容量パフォーマンスイニシアチブにおけるオークションに対して DR が参画できない点に関し、異議を申し立て。

出所) FERC, “Demand Response & Advanced Metering Staff Report, December 2015”,
<https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2015/demand-response.pdf> より作成

2) 大統領令 (Executive Order 13693)

2015年3月19日にオバマ大統領により署名された大統領令である Executive Order 13693: Planning for Federal Sustainability in the Next Decade では、連邦各機関に対して効率と環境性の向上を求めている。本大統領令では建築物のエネルギー性能の向上を要請しており、その方法の1つとして、ライフサイクルで見てコスト効率的なデマンドレスポンス・プログラムへ参加を挙げている。

³⁵ Federal Energy Regulatory Commission v. Electric Power Supply Association et al., 136 S. Ct. 760 (2016).
https://www.supremecourt.gov/opinions/15pdf/14-840_k537.pdf, 2017年3月17日取得

3) デマンドレスポンスに係るプログラム

a. Smart Grid Investment Grant consumer behavior studies

米国エネルギー省（DOE: Department of Energy）は米国の 10 の電気事業者における需要家行動の研究を支援している。本研究では時間別の電力小売料金の適用に対する需要家反応を調査対象とし、その結果は料金メニューの改善や、事業者の戦略立案等に活用される。

b. 米国防衛省の取組み

米国防衛省は、30 万を超える多種多様な建物からなる施設を保有することから、米国内で最もエネルギーを消費する組織である。このため、米国防衛省は省エネ、効率化に係るプロジェクトに参画するのみでなく、2009 年以降 50 を超えるデマンドレスポンス・プログラムに参画している。

また、米国防衛省では環境分野における研究プログラムを推進しており、その中で直接的、間接的にデマンドレスポンスの活用を支援する取組みを実施している。

c. 米国連邦政府一般調達局の取組み

米国連邦政府一般調達局では、9,624 施設（3 億 7 千万平方フィート以上）を所有、貸与している。また、同局のエネルギー部門では、デマンドレスポンスへの参画を含むエネルギーマネジメントに係る政策、ガイドラインを公表するとともに、関連施設の参画が望まれるデマンドレスポンス・プログラムの特定を支援している。これらの取組みの結果 2015 年 4 月時点で NYISO と PJM エリアの 17 の連邦施設がデマンドレスポンス・プログラムに参画している。

d. 米国退役軍人省の取組み

米国退役軍人省では、1,886 の施設を管理しており、その一部は NYISO のデマンドレスポンス・プログラムへ参画している。同省では施設の持続的可能性を踏まえたデザインに関するマニュアルを公表しており、その中でデマンドレスポンスをオプションの 1 つとして記載している。

e. 米国郵便公社の取組み

米国郵便公社では、合計 32,000 の施設を管理しており、そのうち約 50 の施設でデマンドレスポンス・プログラムへ参画している（2014 年時点）。

(2) 米国各地域におけるデマンドレスポンス・プログラム

1) 北米 ISO/RTO におけるデマンドレスポンス・プログラム

北米電力信頼度協議会 (NERC) が管轄する北米地域の独立系統運用機関 (ISO: Independent System Operator) ・地域送電機関 (RTO: Regional Transmission Organization) (図 3-70) では、表 3-83 のとおり、多様なデマンドレスポンス・プログラムが展開されている。

表 3-83 北米 ISO/RTO におけるデマンドレスポンス・プログラム

ISO/RTO	エネルギー	キャパシティ	予備力	調整力
AESO (Alberta Electric System Operator)	○	○	○	
CAISO (California Independent System Operator)	○		○	
ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)	○	○	○	○
IESO (Electric System Operator)	○			○
ISO-NE (New England ISO)	○	○	○	
MISO (Midcontinent ISO)	○	○	○	○
NYISO (New York ISO)	○	○	○	○
PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection)	○	○	○	○
SPP (South West Power Pool)	○		○	○

出所) IRC, 2015 North American Demand Response Characteristics Comparison より作成

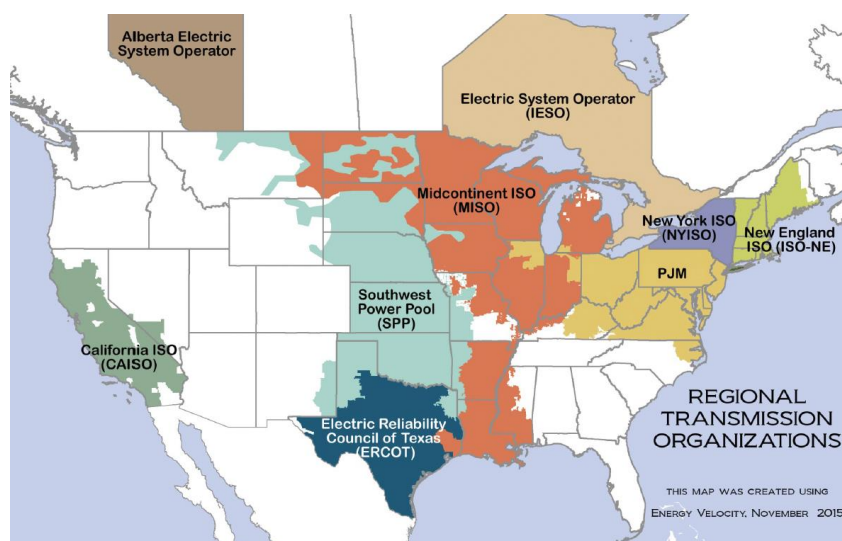


図 3-70 北米 ISO/RTO のエリア

出所) 連邦エネルギー規制委員会 (FERC: Federal Energy Regulatory Commission) ウェブサイト

米国内の ISO/RTO によるデマンドレスポンス・プログラムにおける需要抑制ポテンシャル（2013 年及び 2014 年）は、連邦エネルギー規制委員会（FERC: Federal Energy Regulatory Commission）によると、表 3-84 のとおりである。

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デマンドレスポンス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、デマンドレスポンスへの参加は ISO/RTO 7 社のうち、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 3-84 米国 ISO/RTO のデマンドレスポンス・プログラムでの需要抑制ポテンシャル

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 DR³⁶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 DR³⁷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”,
<https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2015/demand-response.pdf> より作成

2) ハワイ州におけるデマンドレスポンス・プログラム

離島としての特性から電力料金が高く、再生可能エネルギーの利活用が推進されているハワイ州の取組みを以下に示す。

a. 再生可能エネルギーの導入状況

ハワイ州では離島としての特性から石油火力発電が総発電量の 7 割程度が占め、電力料金が米国の他州と比べて 2 倍程度の高額な水準にある。この状況を踏まえ 2008 年にはハワイクリーンエナジーイニシアチブにおいて、石油依存の低減と持続可能なエネルギー資源

³⁶ 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。

³⁷ 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用途で、系統運用への利用を目的とした DR プログラム。

活用への転換が提唱された。2015年には、「2045年までに電力の100%を再生可能エネルギーから供給する」という目標が示され、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの導入が進んでいる。

b. 進行中のプロジェクト

太陽光発電の導入に伴い電力供給や電圧の変動が発生することから、ハワイ州では政府機関と民間企業の協力の下、蓄電池の導入プロジェクトが拡大している。一方、デマンドレスポンスについては州内のスマートグリッドに関わるプロジェクトの中で取り入れられている。概要は表 3-85 のとおりである。

これらの取組みのほか、ハワイ州では2016年3月31日に州最大の電力会社であるハワイ電力工業（HECO: Hawaiian Electric Companies）が公益事業委員会に対して、スマートグリッド基金プロジェクト（SGF Project）による資金拠出に関する申請を行った。SGFでは中長期的に消費者がスマートグリッドによる便益を享受するための基礎を築くことである。SGFの取組みの中には、分散型エネルギー資源の最適統合、デマンドレスポンスの活用、時間大別電力料金、リアルタイム電力料金、配電の自動化を含む。

表 3-85 ハワイ州におけるデマンドレスポンス活用型のスマートグリッドプロジェクト

プロジェクト名	概要	実施エリア
DOE Renewable and Distributed Systems Integration (RDSI) Maui Smart Grid Demonstration Project (HNEI, HECO/MECO, General Electric, First Wind)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 分散型発電設備、エネルギー貯蔵、デマンドレスポンスの技術を統合制御する技術を開発。 ✓ DOE から 700 万ドル、産業セクターより 800 万ドルの資金を拠出。 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Maui Meadows ✓ Wailea ✓ Maui
JUMPSmart Maui Project (NEDO, Hitachi, Mizuho, Cyber-Defense, US DOE, NREL, HECO/MECO, HNEI, MEDB, Maui County & DBEDT)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 系統への再生可能エネルギーの導入を促進するために、EV の充電と DR を自動化するための技術を開発。 ✓ NEDO が 3700 万ドルを投資。 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Kihei ✓ Maui
Honeywell Fast Demand Response (HECO, Honeywell)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ エネルギー需給が逼迫した状況下で、10 分以内の応答時間の範囲で重要性が相対的に低い設備を選定するための産業・商業向けプログラム。 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Oahu

出所) Hawaii State Energy Office, “Hawaii Energy Facts & Figures May 2016”, http://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/FF_May2016_FINAL_5.13.16.pdf より作成

c. HECO のデマンドレスポンス・プログラム

HECO では、家庭向けと法人向けに 5 種類のデマンドレスポンス・プログラムを提供している。各々のプログラムの概要は表 3-86、表 3-87 のとおりである。

HECO ではデマンドレスポンス導入の目的の 1 つとして、系統と家庭、法人における再生可能エネルギー導入の拡大を挙げている。特に Fast DR は変動電源である太陽光発電、風力発電の出力の低下に対して、需要家における需要を短時間削減することで対応することを目的としたプログラムである。また、各々のプログラムの特徴を比較すると表 3-88 のとおりである。

表 3-86 HECO の家庭向けデマンドレスポンス・プログラム

プログラム		概要
家庭	Residential Direct Load Control (RDLC) Water Heater (湯沸かし器の負荷制御)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 家庭の湯沸かし器に無料の制御装置を取り付け、ピーク負荷時に起動停止する。 ✓ 1 回あたりの発動時間は 1 時間以内。 ✓ プログラム参加者は制御発動の有無によらず、毎月 3\$ の報酬を獲得可能。 ✓ 34,000 人以上がプログラムに参加し、合計 15MW 以上のピーク需要のコントロールが可能になっている。
	Residential Direct Load Control (RDLC) Air Conditioner (空調の負荷制御)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 家庭のエアコンに無料の制御装置を取り付ける。 ✓ 1 回あたりの発動時間は 1 時間以内。 ✓ プログラム参加者は制御発動の有無によらず、毎月 5\$ の報酬を獲得可能。 ✓ 4,000 人以上がプログラムに参加し、合計 2.5MW 以上のピーク需要のコントロールが可能になっている。

出所) HECO ウェブサイト, <https://www.hawaiianelectric.com/save-energy-and-money/demand-response/residential-solutions> より作成

表 3-87 HECO の法人向けデマンドレスポンス・プログラム

プログラム		概要
法人	Large Commercial and Industrial Direct Load Control (CIDLC) (大規模需要家向けの負荷制御)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 需要家の指定する負荷設備に対して、負荷抑制のための無料の制御装置を取り付ける。 ✓ 1 回あたりの発動時間は 1 時間以内。 ✓ 50kW~5MW の設備がこれまで申請されている。 ✓ プログラム参加者は制御発動の有無によらず報酬の獲得が可能。1 時間を越える発動イベントがあった場合は追加報酬が支払われる。 ✓ 43 の需要家がプログラムに参加し、合計 18.2MW のピーク需要のコントロールが可能になっている。
	Small Business Direct Load Control Program (SBDLC) (小規模需要家向けの負荷制御)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 湯沸かし器と空調に対して、負荷抑制のための無料の制御装置を取り付ける。 ✓ 1 回あたりの発動時間は 1 時間以内。 ✓ 湯沸かし器 1 台あたりで月 5\$、空調 1 トンあたりで月 5 ドルの報酬の獲得が可能。 ✓ 161 の需要家がプログラムに参加し、合計 1MW のピーク需要のコントロールが可能になっている。
	Fast Demand Response (Fast DR)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 需要家において相対的に重要度の低い設備に対して制御装置を取り付け。 ✓ エネルギー需給の逼迫時に、需要家が電力消費量を削減することで報酬を受け取る。 ✓ DR 発動への参加回数が 40 回のプランの場合は 5\$/kW、80 回のプランの場合は 10\$/kW の報酬が獲得可能。 ✓ 本プログラムは再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電力系統の不安定化への対策として導入された。

出所) HECO ウェブサイト, <https://www.hawaiianelectric.com/save-energy-and-money/demand-response/business-solutions> より作成

表 3-88 HECO の各プログラムの特徴

	家庭向け		法人向け		
	湯沸かし器	空調	直接負荷の制御	小規模向け	Fast DR
時間枠	24 時間 × 365 日				平日午前 7 時 ～午後 9 時
年間発動 時間の上限	なし		300 時間	300 時間	80 時間
発動期間の 上限	なし				1 時間
年間発動 回数の上限	なし				40 回または 80 回
発動方法	オペレータの手動指示(Dispatch)、 または、周波数が 60Hz を大きく下回った場合に自動指示 (UFR:Under Frequency Trip)				オペレータの 手動指示 (Dispatch)
インセン ティブ	3\$ /月	5\$ /月	Dispatch:5\$/kW Dispatch/UFR:10\$ /kW	空調:5\$/ton/月 湯沸かし器: 5\$/kW/month	40 回:5\$/kW 80 回:10\$/kW
発動通知の タイミング	通知なし	通知なし	DR 発動 1 時間前	通知なし	DR 発動 10 分前

出所) HECO ウェブサイト, <https://www.hawaiianelectric.com/save-energy-and-money/demand-response/benefits>
より作成

3) その他の取組み

a. 電力会社によるスマートサーモスタット導入プログラムの事例

米国の電力会社 Kansas City Power & Light (以下 KCP&L) は、ミズーリ州において、電力供給コストの削減のため、需要家にサーモスタットを無料で提供し、冷暖房の省エネ・ピークカットを行ってもらうプログラムを実施している(表 3-89)。

2005年に開始された「エネルギー最適化プログラム(Energy Optimizer Program)」の枠組みでは、Honeywell社製のサーモスタットを提供した。2016年以降は、家庭に対して「KCP&Lサーモスタットプログラム」の枠組みで、Nest社製のサーモスタットを提供している。本プログラム参加者は、「ラッシュアワー報酬(Rush Hour Rewards)」プログラムに参加し、よりスマートな利用によって報酬を得ることもできる³⁸。

表 3-89 電力会社によるスマートサーモスタット導入プログラムの事例

プログラム名	時期	対象	プログラムの概要
エネルギー最適化プログラム	2005～2015	Honeywell Programmable Thermostat	<ul style="list-style-type: none"> 家庭需要家は、Honeywell サーモスタット(希望小売価格\$300)を無料で自宅に設置可能。 Honeywell サーモスタットを設置した家庭は、暖房と冷房のコストの約 20%削減と、6月から9月にかけてピーク時のエネルギー消費量削減が期待される。 3年プログラムの最初の2年間で、目標 13,000台を上回るサーモスタットを設置。
KCP&L サーモスタットプログラム	2016～	Nest Learning Thermostat	<ul style="list-style-type: none"> 家庭需要家は、Nest サーモスタット(希望小売価格\$249)を無料で受け取り、メンテナンスサービスを受けることが可能。 Nest サーモスタットは人工知能で家に人がいる時間帯を学習し、好みの温度になるように調整する機器。 プログラムは3年間であり、終了するまではKCP&LがNest サーモスタットの所有権を持つ。3年後、需要家が毎年プログラムに登録したままにすると、無料でメンテナンスサービスを受け続けることが可能。
ラッシュアワー報酬プログラム			<ul style="list-style-type: none"> 省エネのみでなく、よりスマートに利用することで報酬が得られる。 「エネルギーラッシュアワー」(夏の午後等)のあいだ需要を低下させることで、KCP&Lから年間\$20～\$60の支払いが期待される。 Nest サーモスタットが事前に自動的に自宅を冷やすことによって、需要家はラッシュアワー期間にエネルギーの使用を避けることができる。需要家が自宅にいるとき、Nestは数度以上の温度上昇をさせないように制御する。一方で、需要家はいつでも気温設定を変更することができる。

出所) KCP&L ウェブサイト, <https://kcpl.com/save-energy-and-money/for-home/upgrade-your-home/thermostat> 及び nest ウェブサイト, <https://nest.com/legal/energy-partner/kcpl/>より作成

³⁸ P178 の Nest 社の取組みも参照。

b. Community Choice Aggregation とデマンドレスポンス

ア) Community Choice Aggregation の概要

米国の Community Choice Aggregation (CCA) は、市郡（地方自治体等）が代表して地域内の家庭やビジネス、公共施設用の電力需要を購入する仕組みである。マサチューセッツ州、ニューヨーク州、オハイオ州、カリフォルニア州、ニュージャージー州、ロードアイランド州、イリノイ州で、CCA を認める州法が採択された。

CCA の主体となるのは、市郡によって設立された非営利の電力事業者である Marin Clean Energy の CCA 事例を図 3-71 に示す。CCA は地域の電力需要を束ね、電力会社に対する交渉力を高めることによる電気料金の削減だけでなく、デマンドレスポンス・プログラムを提供する場合もある。コミュニティ構成員の希望に応じて再生可能エネルギー発電による電力を選択するといった動きも見られる。

CCA 管轄内にある全ての家庭は、明示的に拒否しない限り、自動的に CCA プログラムに登録されてサービスを受けなければならない。なお、CCA は CCA 管轄内の非家庭需要家にサービスを提供することもできる。

また、カリフォルニアにおける CCA と民間電力会社の役割を表 3-90 に示す。CCA は発電の役割を担い、民間電力会社と連携して電力供給を行う。

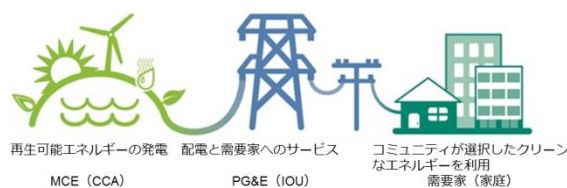


図 3-71 Marin Clean Energy の CCA 事例

出所) Marin Clean Energy ウェブサイト, <https://www.mcecleanenergy.org/rates/>より作成

表 3-90 CCA と民間電力会社 (IOU) の役割・担当

役割	担当	プログラムの概要
発電	CCA	<ul style="list-style-type: none"> CCA 自ら発電又は発電事業者等と電力購入契約を結ぶ。
送電	IOU (CAISO)	<ul style="list-style-type: none"> IOU は送電機能の所有・維持を行う。 運営管理は CAISO に移譲されている。
配電	IOU CCA	<ul style="list-style-type: none"> IOU は配電線の所有及び運営を継続し、需要家に確実・安全に電力を供給する責任がある。 以下の役割については IOU が担当する。 メータリングサービス メータの読み取りとデータ収集サービス 請求及び支払サービス 需要家対応及びアカウントメンテナンス 電力供給については IOU・CCA が連携して行う。

出所) SCE, "The CCA Handbook, A Guide to Conducting business with Southern California Edison under Community Choice Aggregation", 2015 より作成

イ) CCA におけるデマンドレスポンスへの取組

カリフォルニアにおける 6 つの代表的な CCA について、デマンドレスポンス (DR) への取組の有無を、表 3-91 に示す。CCA の主体として示される以下 6 つは、カリフォルニア CCA と呼ばれる非営利事業者団体を構成している。Sonoma Clean Power、Lancaster Choice Energy、Clean Power San Francisco、Silicon Valley Clean Energy はデマンドレスポンス・プログラムの活用に積極的である。民間電力会社によるデマンドレスポンス・プログラムに加え、Sonoma Clean Power と Silicon Valley Clean Energy は独自のデマンドレスポンス・プログラムを持ち、参加者を募集している。

表 3-91 CCA によるデマンドレスポンスへの取組

CCA の主体	設立年	サービスエリア	対応する 民間電力会社	DR への取組み
Marin Clean Energy (MCE)	2010 年	マリン郡、ナパ郡、コントラコスタ郡とソラノ郡の一部	PG&E	・ MCE の需要家は PG&E のプログラムに参加する資格があるにもかかわらず、DR プログラムを管理しない。
Sonoma Clean Power (SCP)	2014 年	ソノマ郡	PG&E	・ 従来のエネルギー効率化プログラムよりも、スマートグリッドの DR やマイクログリッド活動に着目。 ・ PG&E の DR プログラムだけでなく SCP 独自の DR プログラムがあり、参加者を募集している。
Lancaster Choice Energy (LCE)	2015 年	ランカスター郡	SCE	・ 電力使用量を管理し、費用を削減する意欲を示す需要家に対し、SCE の DR プログラムを展開する予定。
Clean Power San Francisco (GPSF)	2016 年	サンフランシスコ郡	PG&E	・ エネルギー効率化と DR のパイロットプログラム開発を開始する。
Peninsula Clean Energy	2016 年	サンマテオ郡	PG&E	・ 不明
Silicon Valley Clean Energy (SVCE)	2017 年	サンタクララ郡	PG&E	・ 従来の供給オプションに加え、需要側のエネルギー効率化、分散電源、DR プログラムを最大限活用することに注力。 ・ PG&E の DR プログラムだけでなく SVCE 独自の DR プログラムがあり、参加者を募集している。

出所) Sonoma Clean Power, “Sonoma Clean Power Community Choice Aggregation Implementation Plan and State of Intent (Second Revised and updated)”, 2016 及び Lean Energy, “The potential for Community Choice Energy in the heart of Silicon Valley”, 2015, Lancaster Community Choice Aggregation, “Community Choice Aggregation Implementation Plan”, 2014 及び Peninsula Clean Energy, <http://www.peninsulacleanenergy.com/> 及び Silicon Valley Clean Energy, “Community Choice Aggregation Implementation Plan and State of Intent”, 2016 より作成

3.5.3 米国カリフォルニア州における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況

本項では、再生可能エネルギーの普及が進むカリフォルニア州に特に注目し、再生可能エネルギー大量導入時における系統対策オプションとしてのデマンドレスポンスやエネルギー貯蔵の可能性等について検証した。

特に、カリフォルニア州のデマンドレスポンスやエネルギー貯蔵に関連する制度やビジネスの実態を調査することで、再生可能エネルギー大量導入時の系統対策オプションとして有効に機能しているかを検証し、今後我が国における制度設計の検討を行っていく上で有益な示唆を得ることを目的として、2017年1月に海外訪問調査を実施したため、当該訪問調査の結果も踏まえた考察を行った。

海外訪問調査の訪問先は、規制機関、系統運用者、電力会社、デマンドレスポンス事業者・関連インフラメーカー、需要家、研究機関といった各ステークホルダーより、表 3-92 のとおり 11 件を選定した。なお、各ステークホルダーおよび訪問先の関係は図 3-72 に示すとおりである。

表 3-92 海外訪問調査訪問先一覧

属性	訪問先
規制機関	カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC: California Public Utilities Commission)
系統運用者	California Independent System Operator (CAISO)
電力会社	San Diego Gas & Electric (SDG&E)
DR 事業者、 関連インフラメーカー	OhmConnect: エアコン等家電制御、住宅向け EcoFactor: エアコン等家電制御、住宅向け Nest: エアコン等家電制御、住宅向け Stem: 蓄電池制御、非住宅向け SolarCity: PV・蓄電池等制御、住宅向け eMotorWerks: EV 充電器制御
需要家	Eastern Municipal Water District (EMWD)
研究機関	ローレンス・バークレー国立研究所 (LBNL: Lawrence Berkeley National Laboratory)

出所) 三菱総合研究所作成

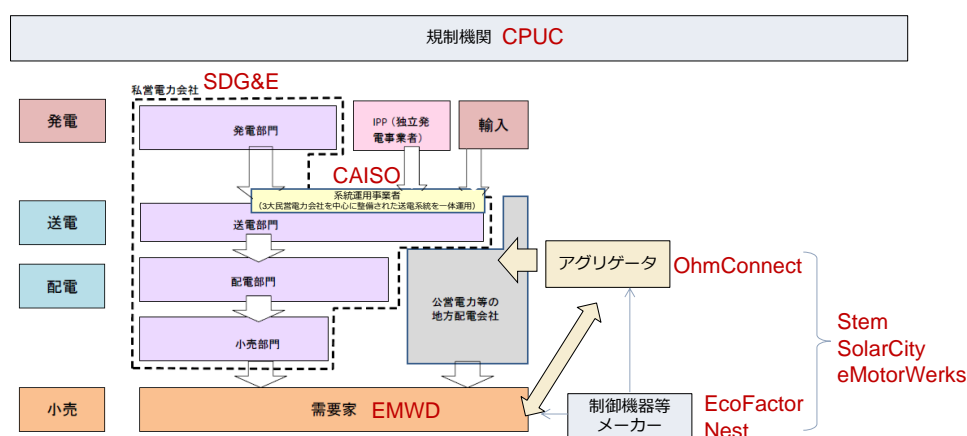


図 3-72 各ステークホルダー・訪問先の関係図

出所) 三菱総合研究所作成

(1) 米国カリフォルニア州におけるデマンドレスポンス関連政策の動向

1) カリフォルニア州における電力供給の概要

a. 電力会社と系統運用機関

カリフォルニア州には、主な民間電力会社（IOU: Investor Owned Utilities）として、Pacific Gas & Electric (PG&E)、Southern California Edison (SCE)、San Diego Gas & Electric (SDG&E) の3社が存在する（以下、総称して3大民間電力会社という）。各社のサービスエリアを図 3-73 に示す。また、独立系統運用機関である California Independent System Operator (CAISO) が、カリフォルニア州の約 8 割およびネバダ州の一部地域の系統運用を担う。CAISO の管轄エリアを図 3-73 に示す。



図 3-73 カリフォルニア州における電力会社のサービスエリア

出所) California Energy Commission ウェブサイト,

http://www.energy.ca.gov/maps/serviceareas/Electric_Service_Areas.pdf より作成



- 電源容量：60GW
- 最大需要：50GW
- 送電線延長：2.6 万マイル（4.2 万 km）
- 年間電力量：260TWh/年

図 3-74 CAISO の管轄エリア

出所) CAISO”The ISO grid”および FERC”Electric Power Markets: California (CAISO)”,

<https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/california.asp> より作成

b. 電源構成

カリフォルニア州の電源構成は図 3-75、図 3-76 のとおりであり、天然ガス火力が電源構成の中心である。近年では、大規模水力を除く再生可能電源の成長が著しく、特に風力発電と太陽光発電が急増しており、2015 年における再生可能電源のシェアは発電電力量比で約 30%に達している。

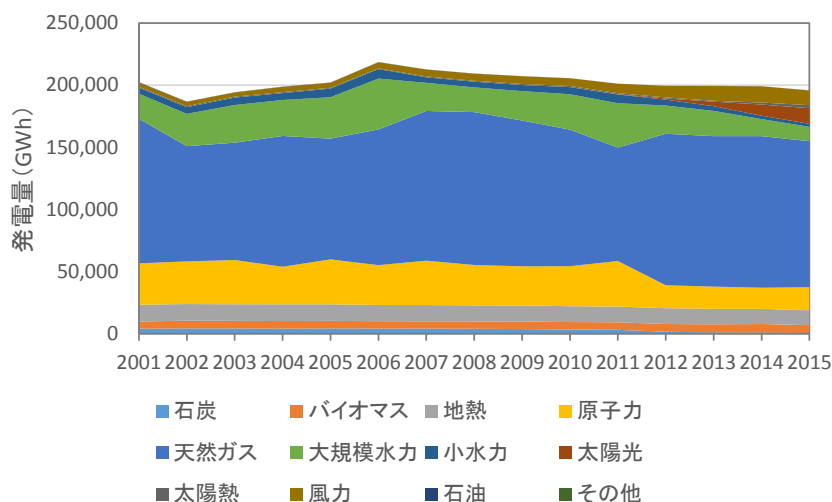


図 3-75 カリフォルニア州の発電電力量構成

注) 1MW 未満の電源（屋根置き太陽光発電、小規模分散型電源等）は含まず。また、州内の発電に限る。

出所) カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC: California Energy Commission）統計，
http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/ より作成

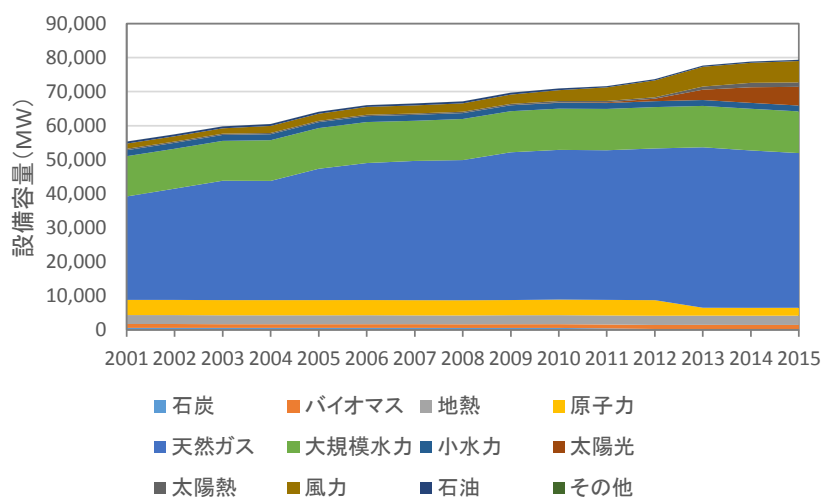


図 3-76 カリフォルニア州の設備容量構成

注) 1MW 未満の電源（屋根置き太陽光発電、小規模分散型電源等）は含まず。また、州内の設備に限る。

出所) カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC: California Energy Commission）統計，
http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/より作成

c. 再生可能エネルギー導入状況

カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準（RPS: Renewable Portfolio Standard）における再生可能電源の導入目標と、目標に向けた民間電力会社の導入量の見通しを図 3-77 に示す。カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）は、RPS の達成状況として、2016 年後半に民間電力小売業者の 2016 年の再生可能エネルギー導入 25%の達成を見込んでおり、さらに、2020 年に導入 33%も達成可能と予測している。

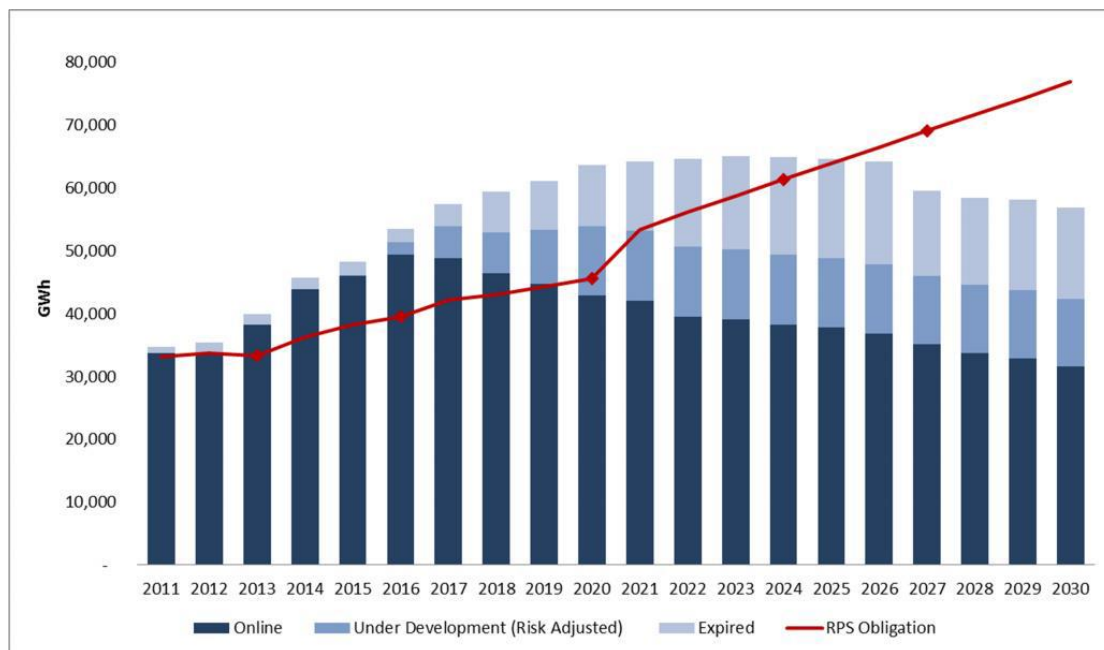


図 3-77 カリフォルニア州民間電力会社の再生可能エネルギー導入推移及び予測値

出所) カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）, “RPS Quarterly Report/ 4th Quarter 2016”, 2016 より作成

2) カリフォルニア州における再生可能エネルギーの系統インテグレーション対策

カリフォルニア州では、再生可能エネルギー利用割合基準（RPS: Renewable Portfolio Standard）によって、州内の電力販売量に占める再生可能エネルギーの比率目標が 2020 年までに 33%、2030 年までに 50%と設定されている。

再生可能エネルギーの普及拡大に伴う課題および対策に関して、例えば以下のような分析が行われている。

a. 2020 年スタディー（CAISO）

CAISO が実施した 2020 年までの分析によると、太陽光発電等の再生可能エネルギーの更なる普及拡大に伴い、「ダックカーブ」の出現が見込まれている。ダックカーブとは、系統負荷が朝方から日中にかけて落ち込み、その後夕方から日没にかけて急増する現象である。

負荷曲線がアヒル（Duck）の姿に見えることから、ダックカーブ（Duck Curve）と呼ばれている（図 3-78）。

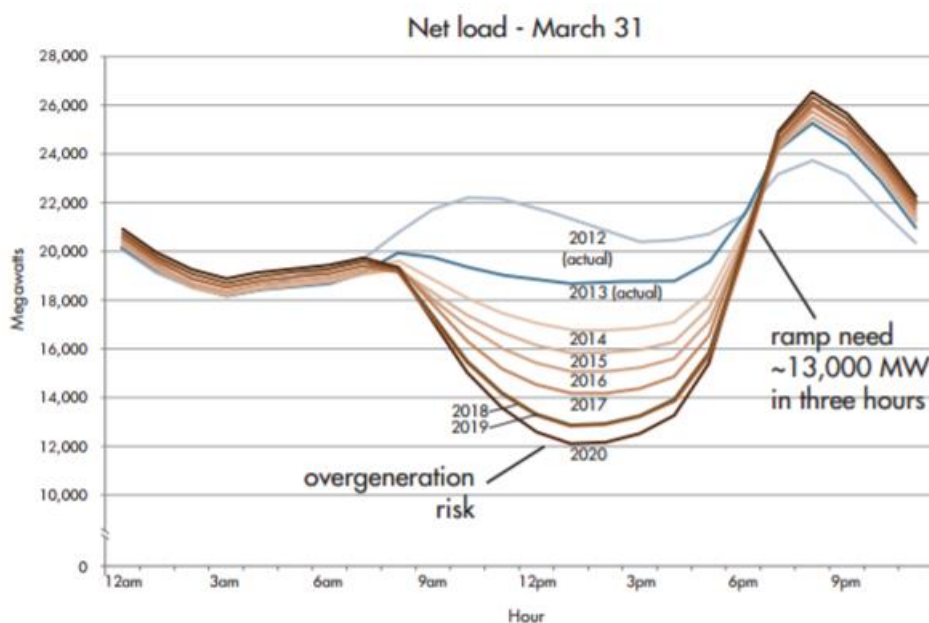


図 3-78 ダックカーブの発生推移及び予測値

出所) CAISO, “FAST FACTS : What the duck curve tells us about managing a green grid”,
https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf, 2016

これに伴い、朝夕における系統負荷の急峻な増減（ランプ変動）、昼間の軽負荷時における過剰発電、自動周波数調整能力の減少等の課題が見込まれ、それらへの対応として、例えば以下の機能を有する柔軟な資源が重要とされている。

- 増加方向もしくは減少方向のランプ変動の維持
- 一定期間の応答継続
- ランプ方向の素早い変更
- エネルギー貯蔵もしくは使用変更
- 迅速な反応および運用レベルの確実性
- ゼロもしくは低負荷領域からの通知後短時間での動作開始
- 日内での複数回の動作開始・停止
- 動作能力の正確な予測

b. 2024年40%スタディー（CAISO）

CAISO では、2024年に再生可能エネルギー比率40%を実現するためのシナリオ分析「No Renewable Curtailment Sensitivity Cases Studies」を2015年に実施している。

本分析によると、柔軟性のあるエネルギー資源の増加のみでは安定的な系統運用を行うことは困難であり、表 3-93 に示すような対策オプションの検討が必要とされている。

表 3-93 再生可能エネルギー比率 40%実現に向けて必要となる対策オプション

分野	解決策
負荷の変更	<ul style="list-style-type: none"> ・ 時間帯別料金の改善 ・ エネルギー効率の目標 ・ 輸送燃料の脱炭素化 ・ デマンドレスポンス
供給の変更	<ul style="list-style-type: none"> ・ エネルギー貯蔵 ・ 再生可能エネルギーの多様化したポートフォリオ ・ 再生可能エネルギーの経済的ディスパッチ ・ 柔軟性向上のための既存発電所の改良
地域的な協力	<ul style="list-style-type: none"> ・ CAISO のインバランス市場への他地域の電力需給調整機関の参加および CAISO の事業規模拡大による地域協力の深化

出所) CAISO, “Report of the No Renewable Curtailment Sensitivity Cases Studies”, 2015 より作成

c. 2030 年 50%スタディー (CAISO) ³⁹

再生可能エネルギーの割合を 2030 年までに 50%に引き上げる等の目標を定めた州法 (Senate Bill No. 350) による要求を受けて、CAISO では同州法が市場に与える影響分析「Senate Bill 350 Study」を 2016 年に実施している。

本分析では、CAISO のシステムをロッキー山脈東部の北米西部連系系統である WECC (Western Electricity Coordinating Council) 全域に広げ、再生可能エネルギーを広域で導入・活用することで、目標を達成できる可能性が示されている。

d. 電力システムの柔軟性向上スタディー (NREL)

国立再生可能エネルギー研究所 (NREL: The National Renewable Energy Laboratory) では、米国のカリフォルニア州、フロリダ州、SPP (Southwest Power Pool)を対象として、出力の変動する再生可能エネルギーの導入に対する電力システムの柔軟性向上策に係る分析「Impact of Flexibility Options on Grid Economic Carrying Capacity of Solar and Wind: Three Case Studies」を 2016 年に実施している。

同分析では、電力システムの柔軟性を向上する選択肢の便益を、経済的供給容量および電力システムコストで定量化している。予測改善および電力システムの運用改善は既存のオプションとしつつ、柔軟性向上に係るオプションとして、以下の要素が扱われている。

- デマンドレスポンス：いわゆるデマンドレスポンスと需要シフト
- エネルギー貯蔵：蓄電池の充放電による需要シフト、運用予備力
- 太陽光発電もしくは風力発電からのリザーブ供給：従来電源によるスピニング・リザーブを低減して下げ代を大きくするための太陽光発電、風力発電の出力抑制運用
- ガス複合火力および石炭火力の最低負荷の低減
- 連系エリア間の運用高度化：連系運用のための最小価格差の撤廃および集中型の運用予備力最適化
- 電力のエリア外輸出：抑制せざるを得ない電力の現行送電容量内での域外輸出

³⁹ CAISO, “Senate Bill 350 Study: The Impacts of a Regional ISO-Operated Power Market on California”, 2016; “SB 350 Study: The Impacts of a Regional ISO-Operated Power Market on California-Analysis and Results”, 2016

- 出力の変動する再生可能エネルギーのエリア間配置と送電線増強

カリフォルニア州を分析対象とした、ガス価格\$5.2/MMBTU、炭素価格\$50/ton の場合における太陽光発電とデマンドレスポンスの価値に係る分析結果を図 3-79、図 3-80 に示す。

太陽光発電の価値は、太陽光発電のシェア拡大に伴い低下する。現状趨勢ケース（図中 Base）では、太陽光発電のシェアが 17%となった時点で、太陽光発電の価値は\$50/MWh（2020年時点の太陽光発電の推定コスト）を下回る。これに対して、2020年までにカリフォルニア州で計画されている柔軟性向上に係る取組みを加味したケース（図中 Increased Operational Flexibility）では、経済的供給容量は大きく増加し、カリフォルニア州における電力システムコストは大幅に低下する。

デマンドレスポンスの更なる展開は、中間期におけるシフト可能な需要の量が限られるため、経済的供給容量の大幅な増加にはつながらないが、電力システムコストの大幅な低減に寄与する。

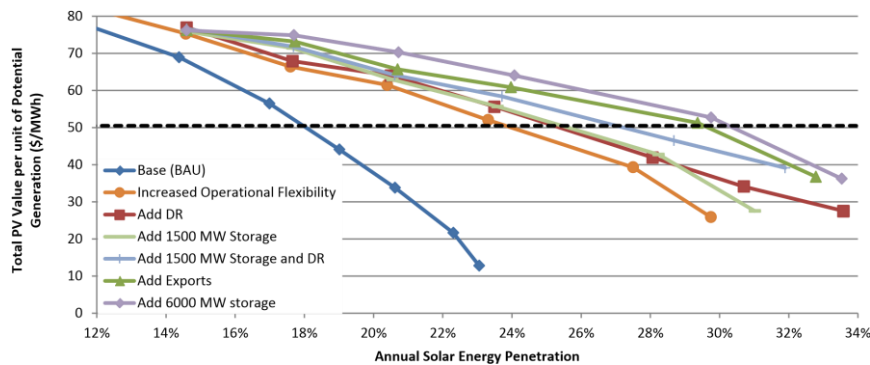


図 3-79 太陽光発電のシェアと価値との関係

出所) NREL, "Impact of Flexibility Options on Grid Economic Carrying Capacity of Solar and Wind: Three Case Studies", 2016

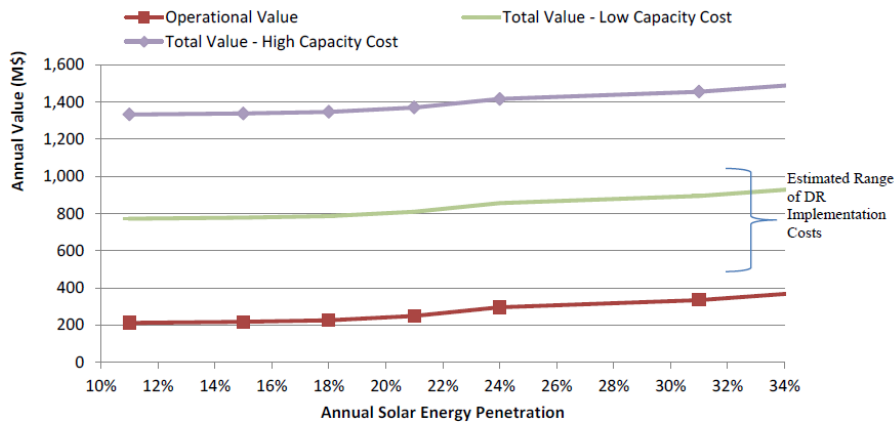


図 3-80 太陽光発電のシェアとデマンドレスポンスの価値との関係

出所) NREL, "Impact of Flexibility Options on Grid Economic Carrying Capacity of Solar and Wind: Three Case Studies", 2016

3) カリフォルニア州におけるデマンドレスポンスに関する政策

a. カリフォルニア州におけるデマンドレスポンスに係る政策の歴史

ア) 3 大民間電力会社による従来型のデマンドレスポンス

カリフォルニア州では、異常気象の増加や 2000 年～2001 年に起こった電力危機を契機に、CO₂ 排出削減とともに電力供給安定性が重視され、「エネルギー行動計画 2003」が策定された。この中で、電源の優先順位 (loading order) が定められており、デマンドレスポンスと省エネルギーは優先的資源 (preferred resources) とされている。また、カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) は、3 大民間電力会社のピーク需要削減に資するデマンドレスポンスの割合として、2007 年に 5% という目標を掲げた。

このように、デマンドレスポンスは需要増加に対する電源増強への代替策として CPUC に認識されていたが、2006 年の熱波によりさらに様々な促進策が強化された。CPUC は、2006～2008 年のデマンドレスポンス・プログラムとして総額 2 億 6,200 万ドルを認可し、熱波による緊急時に発動する緊急・信頼性プログラムや、価格や気温に応じて需要を削減する価格連動プログラム等が実施された。また、自動デマンドレスポンス (Auto DR)、持続的負荷シフト (Permanent Load Shifting: PLS)、アグリゲータを活用した長期デマンドレスポンス契約等のプログラムが行われた。

また、ピーク需要の主要因である夏期の空調需要対策として、PG&E によるエアコン・サイクリング・プログラムの導入や、SCE による既存のエアコン・サイクリング・プログラムの倍増等が進められた。同時に、CPUC は、3 大民間電力会社に対して、短時間ごとの需要を把握できる高機能な電力メータを、全ての家庭および小規模商業需要家に導入するためのビジネスケースを開発することを認めた。

これらのデマンドレスポンス・プログラムを進めるため、CPUC は以下に示すようなルールを策定した⁴⁰。

- 様々なデマンドレスポンス・プログラムにおける需要削減評価のプロトコル開発 (Decision 08-04-050 : 2008 年 4 月)
- デマンドレスポンス・プログラムの費用対効果を評価するプロトコル開発 (Decision 10-12-024 : 2010 年 12 月)
- 緊急時発動プログラムから価格連動プログラムへの移行のための合意 (Decision 10-06-034 : 2010 年 6 月)

イ) CAISO 市場へのデマンドレスポンスの直接参画

連邦では 2008 年に連邦エネルギー規制委員会 (FERC: Federal Energy Regulatory Commission) が、ISO の市場へのデマンドレスポンスの直接参画を可能にするために料金メニューを改編するよう、FERC 指令 719 を発令した。

これを受けてカリフォルニア州では、2010 年に CPUC が Decision 10-06-002 を発出し、CAISO の卸売市場にデマンドレスポンスが直接参加するためのルール策定を開始した。需

⁴⁰ 参照) ORA California ウェブサイト, <http://www.ora.ca.gov/general.aspx?id=1422>, 2017 年 1 月 11 日取得

要家の保護や財務責任等の問題を解決するために関係者間でワークショップを行い、Rule 24/Rule 32⁴¹が策定され、2012年にDecision 12-11-025で採択された。

他方、CAISOはFERC指令719に準拠するため、2つの卸売市場向けプロダクト、Proxy Demand Resource (PDR)とReliability Demand Response Resource (RDRR)を開発した。PDRは2010年にFERCの承認が得られ、CAISOのエネルギー市場およびアンシラリー・サービス市場にデマンドレスポンスが直接参加できるようになった。また、従前よりParticipating Loadというプロダクトもあり、こちらもCAISOのエネルギー市場およびアンシラリー・サービス市場に直接参加可能なデマンドレスポンスである。この二者の主な違いは、Participating Loadは需要を削減する主体が直接参加するが、PDRはデマンドレスポンス・プロバイダーが仲介する点である。また、PDRはFERC指令745に準拠するデマンドレスポンスの純便益テスト⁴²の対象となっている。CAISOの2015年アニュアルレポートによれば、2015年にCAISO市場へ参加したParticipating Loadはカリフォルニア州水資源省(California Department of Water Resources)のみであったとのことである。

ウ) 3大民間電力会社中心モデルからの転換

上記のとおり、デマンドレスポンスはCAISO市場へ直接参加可能になったものの、その大部分は3大民間電力会社のプログラムによるもので、サードパーティが直接参加する割合は非常に小さかった。

2013年5月、CPUCのスタッフはレポートを発表し、3大民間電力会社のうちのSCEとSDG&Eが2012年夏期に行ったデマンドレスポンス・プログラムの運用や成果について、問題提起した。SCEやSDG&Eは、ピーク需要対応にデマンドレスポンス・プログラムよりも火力発電プラントを活用しており、デマンドレスポンス・プログラムを十分に利用していないとの内容であった。これは、電力会社の需要家からの料金に含まれているプログラム資金が無駄に使われていることを意味する。

このような動きから、3大民間電力会社を中心のモデルから、サードパーティが直接参画するモデルへの転換が求められるようになった。

b. カリフォルニア州における現在のデマンドレスポンスに係る政策

2013年9月、CPUCは、州の資源計画ニーズと運用要件を満たすためのデマンドレスポンスの役割強化を図るために、規則策定命令(OIR: Order Instituting Rulemaking) Rulemaking 13-09-011を発令した。これは、既存のデマンドレスポンス・プログラムを2種類に分けて、CAISOの卸売市場への参画拡大を目指すものであり、以下の5つを目的としている。

- (1). 既存のデマンドレスポンス・プログラムを、需要側資源(需要家に焦点を当てたプログラムおよび料金制度)と供給側資源(システム計画と運用要件を満たすような、信頼性があり柔軟なデマンドレスポンス)に分類するためのレビューおよび分析
- (2). 供給側デマンドレスポンス資源を適切な競争条件で調達するためのメカニズム創出

⁴¹ Rule 24はPG&EとSCEが対象、Rule 32はSDG&Eが対象となっている。

⁴² デマンドレスポンスの便益が費用を上回る閾値を、毎月、CAISOが前年の実績データに基づき決定し、FERCへ提出する。この閾値を上回ると、デマンドレスポンス資源への支払価格が電源価格と等価となる。

- (3). プログラムの認可と予算のサイクルの決定
- (4). 移行期間のためのガイダンスの提供
- (5). カリフォルニア州における将来のデマンドレスポンス戦略のために、他の法令との調整や他機関との協調を目的とするロードマップの開発および認可

上記の手続きを進めるため、2013年11月にCPUCのコミッショナーと行政法審判官が発出した文書（Ruling and Scoping Memo）によって、以下に示す4つのフェーズが設置され、各種の検討が進められている。

ア) フェーズ1：2015～2016年のデマンドレスポンス・プログラム

デマンドレスポンス・プログラムに対する資金提供は3年サイクルで行われているが、CPUCでは2017年のサイクルを承認するのに先立って、デマンドレスポンス・プログラムの設計改善に係る取組みが行われた。

2014年1月、CPUCはDecision 14-01-004において、3大民間電力会社が運営する2015～2016年のデマンドレスポンス・プログラム向けのつなぎ資金の継続を保証する一方で、CPUCはそのレビューと分析を行い、カリフォルニアの資源計画ニーズと運用要件を満たすためにデマンドレスポンスの役割を強化することとした。同2014年1月、CPUCは電力会社に対して、2015～2016年のデマンドレスポンス・プログラムの改善提案について、以下の要件を示した。

- デマンドレスポンス・プログラムのパフォーマンスまたは利用可能性または柔軟性を改善すること。
- デマンドレスポンス・プログラムの改善提案は、設計機能、運用、調整、通信に係る取組みに焦点を絞ることはできるが、データに基づく論拠を含めること。
- 予算上限は2013～2014年の予算に制限される。
- 費用対効果分析の算定条件に何らかの変更を加える場合、Decision 12-04-045に基づき改訂された費用対効果の分析を含めること。
- デマンドレスポンス・プログラムの変更は、90日以内に実施可能であり、2014年12月31日までに実施すること。

その後、2014年5月に、CPUCが発行したDecision 14-05-025によって、3大民間電力会社が運営する2015～2016年のデマンドレスポンス・プログラムが承認された。各社の予算は表3-94のとおりである。

表 3-94 2015～2016年における3大民間電力会社のデマンドレスポンス予算

電気事業者	予算
SCE	172,307,062ドル
PG&E	100,673,133ドル
SDG&E	39,872,607ドル

出所) CPUC, "Decision 14-05-025", 2014年より作成

イ) フェーズ2：政策指針

フェーズ2では、下記の事項を含む基本的な政策課題に対する取組みが行われた。

- デマンドレスポンスに係る戦略を、需要側資源と供給側資源に分岐することの要否の判断
- 供給側デマンドレスポンス資源に対する競争的な調達メカニズムの作成
- プログラムおよび資金循環の承認
- 移行期間に係る指針の提供
- CPUC の他の手続きおよび州機関と連携した戦略的ロードマップの作成

2014年3月、CPUCはDecision 14-03-026において、CPUCの規制下にあるデマンドレスポンス・プログラムを、負荷修正資源（Load Modifying Resources）と供給側資源（Supply Resources）へと分岐することを決定した（表 3-95）。これにより、デマンドレスポンスの効率を向上させ、全てのデマンドレスポンス・プログラムの利用を増やすことを目指しており、2017年のデマンドレスポンス・プログラムより分岐を開始するとの予定が示された。

同 Decision では、表 3-95 に示すとおり、既存のデマンドレスポンス・プログラムを分類する提案もなされた。しかしながら確定には至らず、表 3-95 の分類を出発点として将来的に議論していくこととされた。

表 3-95 デマンドレスポンス・プログラムの分類

	負荷修正資源 (Load Modifying Resources)	供給側資源 (Supply Resources)
概要	負荷曲線の形状変化(reshape)または削減を行うもの。	供給側資源: CAISO エネルギー市場に統合されるもの。
該当する既存のデマンドレスポンス・プログラム(提案)	Critical Peak Pricing (GPP) Time of Use (TOU) Rates Permanent Load Shifting (PLS) Real Time Pricing (RTP) Peak Time Rebate (PTR)	Aggregator Managed Programs (AMP) Demand Bidding Program (DBP) Capacity Bidding Program (CBP) Air Conditioner (AC) Cycling Agricultural Pumping Interruptible(API) Base Interruptible Program (BIP)

出所) CPUC, "Decision 14-03-026", 2014 より作成

2014年4月には、3大民間電力会社が運営するデマンドレスポンス・プログラムの原資の配分・回収、化石燃料焼き非常用発電機のデマンドレスポンス資源としての扱い、デマンドレスポンス・プログラムの費用対効果といった、未解決である基礎的な課題に対処するためのルール(Decision 14-12-024)がCPUCより発表され、本ルールにおいて、Demand Response Auction Mechanism (DRAM) の創設が提案された。

その後、2014年12月にCPUCはDecision 14-12-024において、デマンドレスポンス・プログラムの原資、化石燃料焼き非常用発電機の扱いについて、以下のとおり決定した。

- 全需要家が利用可能なデマンドレスポンス・プログラムについては全需要家が負担し、自由化対象需要家のみが利用可能なプログラムについては自由化対象需要家のみが負担する。
- 化石燃料焼きの非常用発電機は、小売事業者に対する供給力確保義務である Resource Adequacy (RA)⁴³を目的としたデマンドレスポンス・プログラムにおいてはデマンドレスポンス資源として認めるべきではない。

⁴³ 小売事業者に対して、自社想定需要の115%相当の供給力確保を義務付ける制度。必要量の90%を前年までに、さらに必要量の100%を前月までに確保する必要がある。

ウ) フェーズ3：プログラム設計

CPUCにおいて、Resource Adequacy (RA)、CAISOの市場統合コスト、供給側リソースおよび負荷修正リソース、将来のデマンドレスポンス・プログラム予算に関連する目標が検討されている。

エ) フェーズ4：デマンドレスポンス・ロードマップ

フェーズ3に係る課題が解決された後に、CPUCの他の手続きおよび州機関と連携してデマンドレスポンスに係るロードマップを作成する予定となっている。

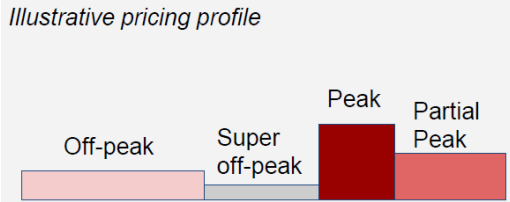
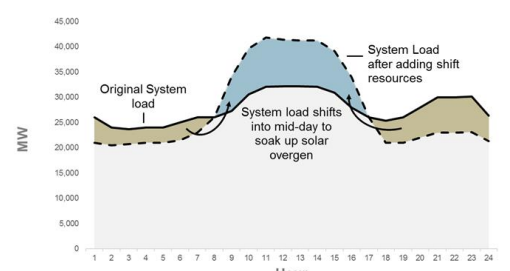
4) カリフォルニア州におけるデマンドレスポンス・ポテンシャルの分析

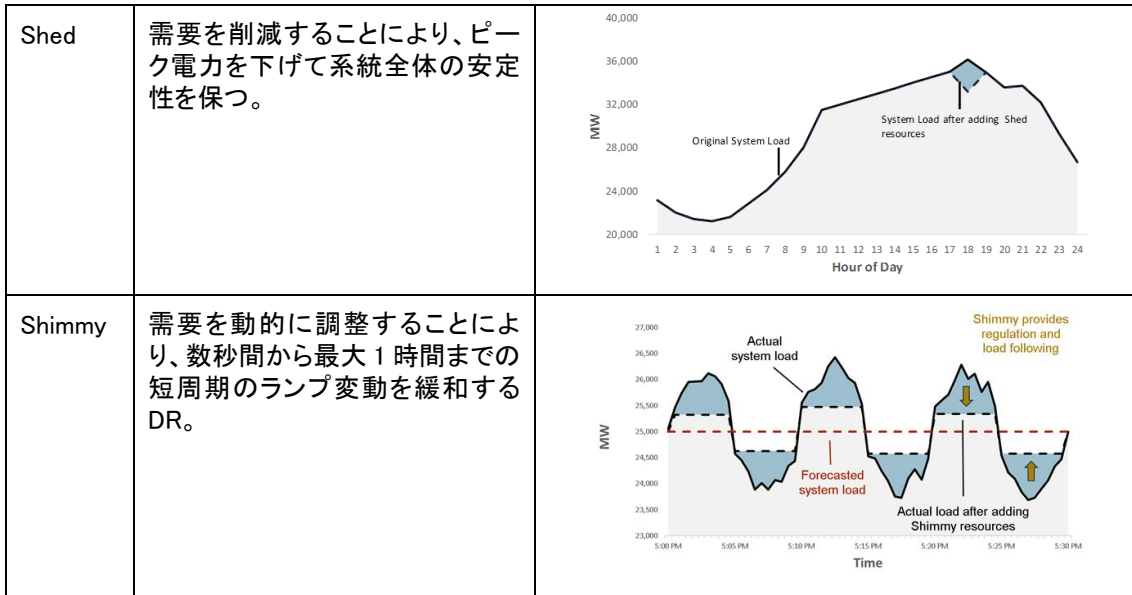
デマンドレスポンスの拡大のための基礎研究として、CPUCはLawrence Berkeley National Laboratory (LBNL)とともに、カリフォルニア州におけるデマンドレスポンス・ポテンシャルの評価に関する研究を行っている。これは2年間に亘り実施されているが、そのフェーズ2の結果を以下に述べる。

a. デマンドレスポンスの分類

この研究では、カリフォルニアの将来のデマンドレスポンス資源のコスト及びポテンシャル規模を推計している。この分析において、デマンドレスポンスは表 3-96 に示す4種類に分類されている。

表 3-96 デマンドレスポンスの4つのタイプ

Shape	<p>プライスレスポンスや節電キャンペーン等によって、需要パターンの形を変える“load-modifying DR”。</p>	 <p><i>Illustrative pricing profile</i></p>
Shift	<p>太陽光発電の余剰電力が発生する昼間に需要をシフトさせることにより、ランプ変動を緩和する。</p>	



出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017 および “2015 California Demand Response Potential Study - Final Draft Study Results”, Nov. 2016 より作成

これら4種類のデマンドレスポンスのうち、Shape と Shed は既存の系統サービスに含まれるが、Shift 及び Shimmy は将来の系統ニーズを満たすためのものである。これら4種類のデマンドレスポンスが対応する系統ニーズおよびタイムスパンを図 3-81 に示す。

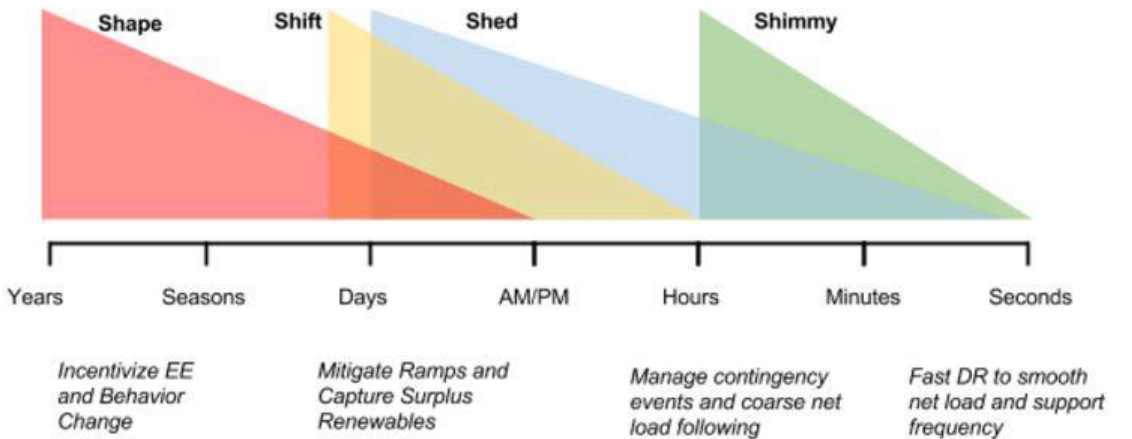


図 3-81 4種類のデマンドレスポンスのタイムスパン

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017

本分析では、Shape は、時間帯別料金 (TOU) とピーク時変動料金 (CPP) の料金制度の効果を表しており、明示的なモデル化はなされていないが、その効果は Shed と Shift の合算

として推計されている（表 3-97）。

なお、評価対象は実績データのあるデマンドレスポンスであり、実績データのない自動デマンドレスポンス等は分析対象外である。

表 3-97 本分析においてモデル化したデマンドレスポンスの種類

種類	意味	システムサービス／ 関連語	分析単位	Shape (TOU/CPP*)の 分析に含むか
Shift	需要のタイミング をシフト (日常的)	Flexible ramping DR (avoid/reduce ramps), Energy market price smoothing	kWh-year	含む
Shed	ピーク需要低減 (時々)	CAISO Proxy Demand Resource (PDR) / Reliability DR Resources (RDRR), Local Capacity DR, Distribution System DR, RA Capacity, Operating Reserves	kW-year	含む
Shimmy	急速な DR	Regulation, load following, ancillary services	kW-year	含まない

* TOU : time-of-use、CPP : critical peak pricing

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017 より作成

b. ポテンシャル分析の対象

本分析で考慮された制御設備とその制御方法は表 3-98 のとおりである。電気自動車、需要家側の蓄電池、空調、産業プロセス・ポンプ等が分析対象とされている。

表 3-98 制御対象設備とその制御方法

部門	制御対象設備	制御方法
全て	電気自動車、 プラグインハイブリッド自動車	普通充電の中断
	需要家側の蓄電池	自動デマンドレスポンス
家庭	エアコン	直接負荷制御、スマート通信サーモスタット
	プールのポンプ	直接負荷制御
業務	空調機器	自動デマンドレスポンス、直接負荷制御、スマート通信サーモスタット(規模やエネルギー管理システムによる)
	照明	照度調整、ゾーン別消灯、標準のコントロール方法
	冷蔵倉庫	自動デマンドレスポンス
産業	産業プロセス・大規模工場	自動・手動の負荷低減、プロセス中断
	農業用ポンプ	手動、直接負荷制御、自動デマンドレスポンス
	データセンター	手動デマンドレスポンス
	下水処理・ポンプ	自動・手動デマンドレスポンス

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017 より作成

c. ポテンシャル分析結果

分析結果の概要を表 3-99 に示す。4 タイプのデマンドレスポンスのうち大きな可能性を有するものは Shift 型デマンドレスポンスであり、10~20GWh（負荷の2~5%）を費用効率よく Shift できると算定されている。残りの3タイプのデマンドレスポンスについては、Shape 型デマンドレスポンスでは、TOU や CPP 等の料金体系により、追加コストなしで1GWの Shed および2GWhの Shift が可能と算定されている。Shed 型デマンドレスポンスについては、将来的には昼間の余剰発電が増えた局面ではシステムレベルでの Shed の必要性はなくなるが、局所的な Shed として2~10GWのポテンシャルがあると算定されている。Shimmy 型デマンドレスポンスでは、300MWの負荷追従が可能と算定されている。

表 3-99 2025 年のデマンドレスポンス・ポテンシャル分析結果

DR タイプ	ポテンシャル	条件
Shape	1 GW (Shed) 及び 2 GWh (Shift)	0 cost.
Shed	2~10 GW	\$200/kW
Shift	10~20 GWh	日負荷の2~5%をシフト
Shimmy	300MW(負荷追従)	\$50/kW-yr で競争力あり
	300MW(周波数制御)	\$85/kW で競争力あり

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017 および “2015 California Demand Response Potential Study - Final Draft Study Results”, Nov. 2016 より作成

2025 年における実現手段別の Shift DR ポテンシャルを図 3-82 に示す。産業プロセスが大きな割合を占めており、PG&E では4GWh-year、SCE では5GWh-year程度となっている。農業用ポンプは、PG&E で1.7GWh-year、SCE では0.5GWh-yearのShift DRポテンシャルを有する。業務用エアコンの寄与率も大きく、3大民間電力会社で合計5GWh-year以上になる。この結果は\$50/kWhの価格帯の場合であるが、\$100/kWhの場合は家庭用蓄電池がかなりの割合を占めることとなる。

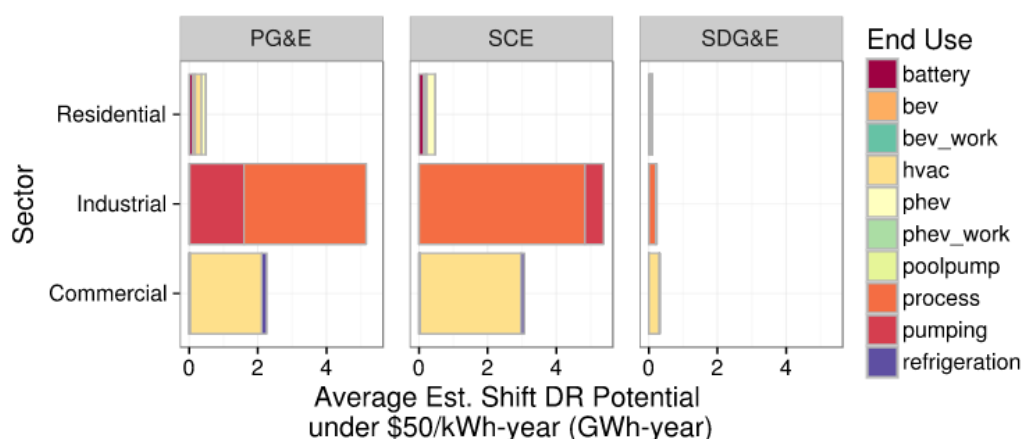


図 3-82 2025 年の Shift DR ポテンシャル (\$50/kWh 以下)

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017

d. 分析に係る CPUC の見解

上記のデマンドレスポンス・ポテンシャルを発現するためには、制度的環境整備、市場設計、技術的進展が不可欠である。CPUC への訪問調査においては、Shift DR および Shimmy DR を実施していく上での課題として、以下の点が挙げられた。

- Shift Load DR を実施していく上での課題
 - ✓ CAISO 市場に、Shift をサポートするような市場の仕組みがない。
 - ✓ 現行の電気料金体系は、昼間の価格が高いなど、再エネ普及時に必要となる Shift を妨げる形になっている。
 - ✓ 従来ベースラインの考え方が使えない。
- Shimmy Load DR (アンシラリー・サービスの領域を含む) を実施していく上での課題
 - ✓ リアルタイムでの測定やより高度な制御が必要となり、追加費用を要する。
 - ✓ アンシラリー・サービス市場の規模が限定的であり、かつ報酬が変動する。

5) 分散型エネルギー資源に係る動向

カリフォルニア州では、デマンドレスポンスも含めた分散型エネルギー資源の利用拡大に向けた取組みを行っている。以下では、分散型エネルギー資源に係るロードマップの策定状況および主要な分散型エネルギー資源であるエネルギー貯蔵システム、電気自動車に係る概況を示す。

a. デマンドレスポンス・省エネロードマップ（CAISO）

CAISO では、デマンドレスポンスとエネルギーの効率的利用に関するロードマップ（以降、「デマンドレスポンス・省エネロードマップ」）⁴⁴を 2013 年に作成している。本ロードマップはデマンドレスポンスとエネルギーの効率的利用が統合され、信頼性が高く、予測可能なエネルギー資源となることで、確実かつ環境面で持続可能な電力システムの運営に活用されることを目指して作成された。

本ロードマップ作成の背景には、分散型エネルギー資源の利用拡大に伴って電力システムの運用面での不確実性（規模、種別、タイミング、予測、空間的配置）が生じるという課題が存在する。これらの課題は明確な目標を設定し、主要な政策主体、州機関、市場参加者が協力することにより、信頼性を損ねることなく解決可能とされている。ロードマップで掲げられる目標は表 3-100 のとおりである。

表 3-100 デマンドレスポンス・省エネロードマップの目標

- | |
|---|
| <ol style="list-style-type: none">1. ISO、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC）、カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）が、各々の計画と調達プロセスにおいて一貫した前提を置くこと。2. 負荷調整プログラムの結果、負荷形状が改善されること。これにより、エネルギー資源調達の必要性の減少、過剰な発電の抑制、急激な需要変動の緩和がもたらされること。3. ISO が系統運用の要件と最適に設計されたデマンドレスポンスとエネルギーの効率的利用を結びつけ、運用計画上のニーズが最も効率的に満たされること。4. 調達されたデマンドレスポンス、エネルギー効率利用の資源が系統の容量面、タイミング面、地点面でのニーズを満たすこと。5. ISO の市場におけるデマンドレスポンス・プログラムへの参画が、運用面での経験の増加と、プログラム・政策の改善に向けたフィードバックをもたらすこと。 |
|---|

出所) CAISO, “Demand response and energy efficiency roadmap”, 2013 年より作成

これらの目標を達成するために、本ロードマップでは 2013～2020 年に向けた 4 つの方向性を提示している（表 3-101）。これらの方向性は州機関と市場参加者の協力の下で達成されるべき活動の特性が示されている。

⁴⁴ CAISO, “Demand response and energy efficiency roadmap”, 2013 年

表 3-101 デマンドレスポンス・省エネロードマップの目標達成に向けた方向性

方向性	概要
負荷形状の改善 (Load reshaping)	負荷形状の改善のために DR とエネルギーの効率的利用に向けたポテンシャルを最大化する。特定エリア、及び ISO のシステム全体において負荷形状を平準化することにより、需要のピークと谷をなだらかにする。
十分なりソース (Resource Sufficiency)	最適な形で運用可能な形態の供給側エネルギー資源が、適切な場所、時間で十分に確保できるようにする。必要となるエネルギー資源の特性を特定するとともに、DR となりうる供給側資源の調達方針を規定する政策を実施する。
運用 (Operations)	系統計画とバランシングシステムを担う系統運用者の視点に立ち、ISO における供給側 DR 資源の活用を最大化する。ISO の方針の修正や、新たな市場商品の開発、DR の卸市場参画を阻害する技術的・手続き的課題の解決を行う。
モニタリング (Monitoring)	上記 3 つの方向性におけるフィードバックを統合管理する。各ステージにおける活動の経験を把握、記録することにより、DR 資源の能力、DR・エネルギー効率化プログラムの効果をシステム全体及び局所レベルで理解する。

出所) CAISO, “Demand response and energy efficiency roadmap”, 2013 年より作成

表 3-101 に示した 4 つの方向性について、カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC)、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会 (CEC)、CAISO、3 大民間電力会社のそれぞれの役割がロードマップに定められている。

b. 分散型エネルギー資源アクションプラン (CPUC)

CPUC は、分散型電源、省エネ、エネルギー貯蔵、電気自動車、デマンドレスポンスといった分散型エネルギー資源 (DER: Distributed energy resources) のアクションプランを策定した。同アクションプランでは、分散型エネルギー資源およびその支援政策に係る長期ビジョンの作成、長期ビジョンを支援するための継続的な取組みの特定、ビジョン支援に必要な短期的な行動の評価、DER 運営委員会の設置を目的としている。

挙げられたビジョンの要素は表 3-102 のとおりである。

表 3-102 分散型エネルギー資源アクションプランの概要

項目	ビジョンの要素
料金	<ul style="list-style-type: none"> ● 多様な料金オプションを選択でき、また需要家はオプション選択のための教育を受けていること。 ● 時变的な限界費用を反映した料金であること。 ● 柔軟でタイムリーな革新的な料金であること。 ● DER のコスト構造と便益を反映した料金であること。 ● 非 DER の需要家にとっても手頃な料金であること。
配電計画、インフラ、相互接続、調達	<ul style="list-style-type: none"> ● 透明かつ途切れない DER の計画と調達により配電網のニーズを確保し、DER の普及、系統の信頼性向上・コスト低減につながる。 ● 配電投資機会に影響されず、民間電気事業者は DER 導入支援に意欲的であること。 ● DER の調達メカニズムは、中立的技術でありかつ競争力を有するように再構築されること。市場変革またはその他政策目標の達成が必要な場合、電力会社または関連会社による DER の所有も考慮されること。 ● 費用効率性と評価の枠組みには、全ての系統サービス、再生可能エネルギーの統合、DER の GHG 価値を正確かつ公平に反映すること。 ● DER 容量推定の改善、コストの確実性向上、電力会社の適用業務の合理化、争議解決の早期化により、相互接続を促進すること。 ● DER の容量拡大投資と需要家便益を確実にするため、DER 成長シナリオは定期的に更新すること。 ● データ通信とサイバーセキュリティの要件によって、配電サービスの市場を可能とすること。
DER 市場統合、相互接続	<ul style="list-style-type: none"> ● 卸売市場運用における DER の可視性、実行性、収益性の向上を通じて、系統資源として DER は参加すること。 ● 卸売市場、配電系統、需要家といった複数の主体から、DER 収益を確保できること。 ● 卸売市場ルールおよび相互接続料金は需要家側設置の DER を支援すること。 ● 電気自動車の充電システム、運転行動等は、系統運用において予測、監視可能であること。

出所) CPUC, “California’s Distributed Energy Resources Action Plan: Aligning Vision and Action”, 2016 年より作成

c. エネルギー貯蔵システム

GTM Research 社と Energy Storage Association の報告⁴⁵⁾によると、2015 年において 221MW (161MWh) 分のエネルギー貯蔵システムが全米で設置されたとのことである (2014 年度と比較して 243%増)。全プロジェクトのうち 85%は電力会社側に設置されたエネルギー貯蔵システムであり、多くは PJM 管轄地域内に設置され、そのうち 160MW は 2015 年に稼働を開始している。

2015 年に、需要家サイトに設置されたエネルギー貯蔵システムの容量は 405%増の成長となった。商業部門で最も設置容量が大きかったのはカリフォルニア州であり、家庭部門で最も設置容量が大きかったのはハワイ州であった。

2014 年においてエネルギー貯蔵システムに関する政策が実施されたのは 10 州であったが、2015 年は 20 州に増加している。

⁴⁵⁾ Energy Storage Association, <http://energystorage.org/news/esa-news/us-energy-storage-market-grew-243-2015-largest-year-record>, 2017 年 3 月 13 日取得

カリフォルニアでは、2010年9月にエネルギー貯蔵システムの設置を推進するエネルギー貯蔵法（Assembly Bill No. 2514: AB 2514）が承認された。カリフォルニア州では、再生可能エネルギー利用割合基準（RPS）により販売電力量の33%を再生可能エネルギーとすることを定めているが、同法の狙いは、再生可能エネルギーのより一層の導入のため、エネルギー貯蔵システムの容量にも目標を設定するものである。

同法の下でCPUCが貯蔵容量などを検討し、2013年6月に、3大民間電力会社に対して、表3-103に示す容量のエネルギー貯蔵システムの調達を指示している。3社合計で2020年までに、1,325MWのエネルギー貯蔵システムを送電系統、配電系統、需要家側へ分散して設置することが求められている。なお、エネルギー貯蔵を機械的（mechanical）、化学的（chemical）、熱的（thermal）プロセスで実施するものであればよいとしており、貯蔵システムの種別は事業者が決定できる。

なお、2013年のSan Onofre原子力発電所閉鎖に伴い、2022年までにSCEは500～700MW、SDG&Eは500～800MWのRA（Local Capacity）リソースの追加調達が必要な状況となっている。SCEでは、競争入札の結果、261MWのエネルギー貯蔵システムが落札した。

表 3-103 カリフォルニア州におけるエネルギー貯蔵システムの調達目標

Use case category, by utility	2014	2016	2018	2020	Total
Southern California Edison					
Transmission	50	65	85	110	310
Distribution	30	40	50	65	185
Customer	10	15	25	35	85
Subtotal SCE	90	120	160	210	580
Pacific Gas and Electric					
Transmission	50	65	85	110	310
Distribution	30	40	50	65	185
Customer	10	15	25	35	85
Subtotal PG&E	90	120	160	210	580
San Diego Gas & Electric					
Transmission	10	15	22	33	80
Distribution	7	10	15	23	55
Customer	3	5	8	14	30
Subtotal SDG&E	20	30	45	70	165
Total - all 3 utilities	200	270	365	490	1,325

出所) CPUC, “Assigned Commissioner’s Ruling Proposing Storage Procurement Targets and Mechanism and Noticing All-party Meeting”, 2013

d. 電気自動車

米国連邦レベルでは、米国エネルギー省が EV Everywhere Workplace Charging Challenge⁴⁶、米国環境保護庁が Electric Vehicle Charging & Solar Initiative - Additional Resources⁴⁷というプログラムを展開しており、それぞれ職場での充電の普及を目指している。

カリフォルニア州では、2025年までにゼロ・エミッション・ビークル（ZEV）の普及台数150万台との目標が掲げられている。同目標の達成に向けたアクションプランとして、「ZEV Action Plan」が2013年に策定、2016年に改訂され、技術開発、インフラ整備、消費者啓発等に係る方向性が提示されている。

充電インフラ普及に関しては、各種の充電ステーション設置パイロット事業が行われている。CPUCの許可の下で、PG&Eでは7,500台、SDG&Eでは3,500台、SCEでは1,500台の充電ステーション設置事業が展開されている。

6) 時間帯別料金（TOU）に関する動向

カリフォルニア州では、デマンドレスポンスを推進する最も強力なオプションとして、家庭向けに時間帯別料金（TOU）を標準設定する措置（「デフォルト」化）が進められている。対象者から許諾を得ない限り実施しない「オプトイン」よりも、標準で予め設定されている「デフォルト」のTOUの方が、需要家の参加が早期に進むためである。

a. 検討の経緯

図 3-83 に、カリフォルニア州における TOU デフォルト化に向けた検討のタイムラインを示す。

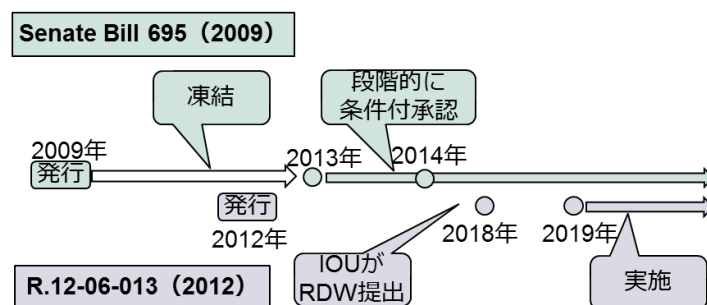


図 3-83 時間帯別料金（TOU）デフォルト化のタイムライン

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, CPUC ウェブサイト, <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12154> より作成

⁴⁶ 米国エネルギー省, <https://www.energy.gov/eere/vehicles/ev-everywhere-workplace-charging-challenge>, 2017年3月13日取得

⁴⁷ 米国環境保護庁, <https://www.epa.gov/cati/workplace-electric-vehicle-charging-stations-californias-south-coast>, 2017年3月13日取得

2009年に、CPUCは、カリフォルニア州法（Senate Bill 695）において、家庭需要家に対する時間帯別料金（TOU）やピーク時変動料金（CPP）のデフォルト化を2012年末まで凍結とする一方で、2013年以降段階的に認めるスケジュールを規定した。

<Senate Bill 695>

- ・ 2013年以降、CPUCは料金負担保全措置（Bill Protection）の提供を条件に、電力会社によるTOU・CPPのデフォルト化を認めることができる。
- ・ 2014年以降、CPUCは電力会社が以下の条件を満たせばTOU又はCPPのデフォルト化を認めることができる。
 - ✓ 一律料金の選択に当たって需要家に追加的な費用負担を求めない。
 - ✓ TOU・CPP料金適用前に、当該需要家の過去の時間帯別電力使用量のデータを最低1年分提供し、必要な需要家教育を行う。
 - ✓ TOU・CPP料金を需要家に適用後、最低1年間は料金負担保全措置を提供する
 - ✓ 一定の要件を満たす社会的弱者は、TOU・CPP料金デフォルト化の対象外とする。

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf> より作成

2012年にCPUCはRulemaking 12-06-013において、TOUのデフォルト化を2019年に実施する意向を表明した。2018年には各民間電力会社に対して家庭用料金設計（Rate Design Window; RDW）申請書を提出することを要求した。

2014年にCPUCはAssembly Bill 327（以下AB 327）において、より公平な電気料金設定を発表した。

<Assembly Bill 327>

- ・ 4段階制料金のうち、下の2段階料金構造を修正し、上の2段階を廃止する。
- ・ 基本月額料金について、CPUCは家庭需要家に対して最大\$10まで、低所得世帯に対して最大\$5までの基本月額料金を設定できる。全ての家庭需要家は電気メータや月額請求サービスのような固定コストの一部を支払う。
- ・ 低所得需要家を保護する料金設定を継続する。
- ・ 2019年にTOUが自動的にデフォルト化されたあとも、需要家が希望すれば従来の料金体系を選択することもできる。

出所) CPUC ウェブサイト, <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12154> より作成

また、3大民間電力会社は2015年～2017年に向けたPhase 1 Proposalを提出した。本提案内容には、基本料金の変化、段階制料金の段階統合に伴う段階数や段階間の差の削減、全ての家庭料金構造における変化に必要とされる各種割引プログラム、関連費用に関する概要を含む。なお、関連費用をどの範囲と明示しているかは、事業者によって見解が異なる（SCE：アウトリーチ費用や時間帯別料金（TOU）オプトイン料金、PG&E：アウトリーチ費用、SDG&E：アウトリーチ費用やTOUパイロット費用）。

3大民間電力会社の提案に対応して、2014年4月にCPUCは民間電力会社に対して“ The Third Amended Scoping Memo ”を発表し、TOU料金設計の論点に関する情報を提供した（表3-104）。

表 3-104 時間帯別料金（TOU）のデフォルト化に向けた論点の内容

論点	論点の内容
料金	<ul style="list-style-type: none"> ・ 段階制料金の段階統合：フラット化や段階数の削減は RDP (Rate Design Principle; 料金設計指針) や市民の趣向に適合しているか。2 段階最小設定はオプションまたはデフォルトの TOU に適用するのか。 ・ 基本料金：委員会が採用すべきか。電気事業者の提案は合理的か。RDP と適合しているか。 ・ TOU の時間帯・季節の設定：委員会が評価するのはどのようなタイプか。
ベースライン量	<ul style="list-style-type: none"> ・ ベースライン量削減は合理的か。
電気料金収入	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電気料金収入不足は異なる料金の需要家グループ間でどのように扱われるべきか。
パイロットプログラム	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電気事業者の提案したオプトイン料金と段階化されていないパイロットプログラムは合理的か。法律や RDP と適合しているか。
需要家教育	<ul style="list-style-type: none"> ・ アウトリーチプログラムの設定条件はどうあるべきか。
実施ステップ	<ul style="list-style-type: none"> ・ AB 327 で許可された段階構造への変化の観点から、どんな実施ステップが必要とされるのか。 ・ 温室効果ガス (GHG) コストを D. 12-12-033 の指針に沿って家庭用料金に含めるには、どんな実施段階が必要か。
各民間電力会社の提案内容	<ul style="list-style-type: none"> ・ 法律や RDP との合理性はあるか。
SDG&E による TOU デフォルト前の評価	<ul style="list-style-type: none"> ・ 解決すべき他の事実上の問題はありますか。 ・ 料金評価のためにどういった既存・新しいデータ、メトリクス、リソースを使用する必要があるか。 ・ 満たさねばならない特定の条件 (需要家教育やアウトリーチの最低要件の達成等) はありますか。

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf> より作成

2015 年 7 月に CPUC は Decision 15.07-001 において、3 大民間電力会社が家庭用電気料金設計の構造改定を進める手順を示した。段階制料金の段階統合を進め、基本月額料金を採用しないこと、TOU パイロットプログラムや需要家教育を実施すること等が記載されている (表 3-105)。

表 3-105 時間帯別料金（TOU）料金設計の方針

論点	論点の内容
料金	<ul style="list-style-type: none"> ・ 規定の TOU と、オプションの 2 段階料金になることを想定する。 ・ 基本月額料金をやめ、迅速に以下の措置を取る。 ・ 段階制料金の段階の統合を継続し、カリフォルニア州代替エネルギー料金（CARE）⁴⁸及び家族電気料金補助（FERA）⁴⁹の調整を行う。 ・ 2015 年中に電気事業者が需要家に請求できる最低料金（minimum bill）を決定する。 ・ この請求は毎月の使用料が配送及び請求関連費用を支えるために必要な金額を下回る需要家にのみ適用される。 ・ 現在の最低料金は、\$10 又は CARE 需要家\$5 である。
パイロットプログラム	<ul style="list-style-type: none"> ・ TOU パイロット（オプトイン及びデフォルト）の設計プロセスを早期に開始する。
需要家教育	<ul style="list-style-type: none"> ・ 需要家教育を実施し、エネルギー料金に対する理解を深める。 ・ 無償または低コストで、低所得層の需要家を教育するための特別なアウトリーチプログラムを実施する。 ・ 料金比較ツールや教材の改善プロセスを早急に開始し、需要家がエネルギー料金をより簡単に理解できるようにする。

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf> より作成

Decision 15.07-001 には、2019 年に TOU をデフォルトとするために 3 大民間電力会社が実施すべきことが、以下のとおり記載されている。

<p><Decision.15.07-001></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 3 大民間電力会社は今後数年間に、以下を実施する必要がある。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ TOU の普及に備えて、オプトイン及びパイロット TOU を評価する。 ✓ 2019 年に TOU 料金をデフォルトとするために、遅くとも 2018 年 1 月 1 日までに家庭用料金設計（Rate Design Window; RDW）を提案する。 ✓ IOU は年次更新、定期的なワークショップ、及び四半期報告の発表を含む手段によって、料金改定及び家庭用 RDW の進捗状況に関する定期的な最新情報を提供する必要がある。 ✓ 特定の条件が満たされた後にのみ、民間電力会社が基本月額料金を新たに請求することを許可する。

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf> より作成

⁴⁸ CARE：エネルギー価格高騰から 2001 年に導入された、低所得世帯に対するエネルギー料金の月額割引のプログラム

⁴⁹ FERA：3 人以上の低所得世帯に対して電気料金の月額割引を提供するプログラム

b. 新しい家庭向け時間帯別料金（TOU）における時間帯の設計

3大民間電力会社はCPUCよりTOUデフォルト化の要請を受け、時間帯の設計を検討している（表3-106）。SDG&Eは民間電力会社の中でも比較的検討が進んでいる。

各民間電力会社が提案するTOUの時間帯は、表3-107のとおりである。SDG&EのTOUの時間帯案が3つの民間電力会社のうちで最も複雑である。需要家は簡単な料金設計を好むものの、TOUパイロットの目的は需要家の受容性と対応を検討することであるため、3つ以上の時間設定も受け入れられるだろうとしている。

表 3-106 3大民間電力会社による時間帯別料金（TOU）の時間帯検討

IOU	提案
SDG&E	<ul style="list-style-type: none"> 2015年に家庭用料金設計(RDW)にてパイロット用のTOUの時間帯を提案した。 現在定めているオフピーク期間を、EVのみで利用可能な超オフピーク期間に変更する提案をした。 複雑な設定を有するが、TOUパイロットの目的としては受け入れられるだろうとしている。
SCE	<ul style="list-style-type: none"> 家庭向けの新しいTOUとして、「TOU-D」を2015年に有効とした。 季節別でない3期間(ピーク/超オフピーク/オフピーク)というシンプルな設定である。 SCEは2015年にTOUパイロットのオプトインを提案しなかったため、CPUCはPG&E及びSDG&Eの提案パイロットと同様の条件に基づくTOUパイロットを開発するよう指示した。
PG&E	<ul style="list-style-type: none"> 一般家庭/CARE世帯向け新しいオプトインTOUとして、「E-TOU」を提案した。 2季節(夏:5/1~10/31、冬:11/1~4/30)のあいだで2期間(ピーク/オフピーク)というシンプルな設定である。 より正確な価格設定、負荷シフトによりインセンティブを与え、需要家理解を得やすいものにしたいと考えている。

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf> より作成

表 3-107 3大民間電力会社による時間帯別料金（TOU）の時間帯案

時期	時間帯	SDG&E (2015RDW)	SCE (TOU-D)	PG&E (E-TOU)
夏期	ピーク時	平日 14 時～21 時	平日 14 時～20 時	平日 13 時～19 時
	セミピーク時	その他の時間	—	—
	オフピーク時	—	その他の時間	その他の時間
	超オフピーク時	毎日 0 時～6 時	22 時～8 時	—
冬期	ピーク時	平日 17 時～21 時	夏期と同様	平日 17 時～20 時
	セミピーク時	その他の時間		—
	オフピーク時	—		その他の時間
	超オフピーク時	毎日 0 時～6 時		—

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf>;
SDGE, “San Diego Gas & Electric GRC Phase 2 Workshop”, <https://www.sdge.com/sites/default/files/regulatory/GRC%20P2%20Workshop%2022-16%20Final.pdf> より作成

さらに、SDG&Eは2016年の料金審査手続（General Rate Case）のPhase 2（2016 GRC P2）において、最新のTOUを提案している。これは図3-84のような電力不足発生時間帯の予測に基づくものであり、表3-108に示す時間帯が提案されている。14時～18時は予備力のみが必要となるためCritical Peak Pricing（CPP）時間帯、16時～21時は予備力とランプ対応力を必要とするためTOUのピーク時間帯とされている。

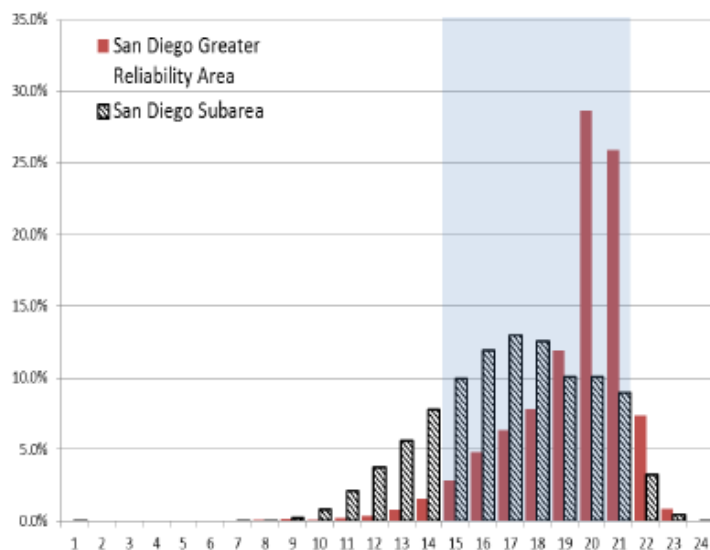


図 3-84 電力不足発生時間の予測

出所) SDGE, "San Diego Gas & Electric GRC Phase 2 Workshop", 2016

表 3-108 San Diego Gas & Electric (SDG&E) の最新検討

時期	TOU 時間	SDG&E (2016 GRC P2 提案)
夏期	ピーク時	毎日 16 時～21 時
	セミピーク時	—
	オフピーク時	その他の時間
	超オフピーク時	週末・休日 0 時～14 時、平日 0 時～6 時
冬期	ピーク時	夏期と同様
	セミピーク時	
	オフピーク時	
	超オフピーク時	
CPP 時間		CPP 時間を 4 時間に短縮(年中 14 時～18 時)

出所) SDGE, Sempra Energy utility, "San Diego Gas & Electric GRC Phase 2 Workshop", 2016 より作成

7) カリフォルニア州で実施されているデマンドレスポンス・プログラムの概要

a. 3 大民間電力会社によるデマンドレスポンス・プログラム

ア) 3 大民間電力会社によるデマンドレスポンス・プログラムの一覧

現在、3 大民間電力会社では、負荷の削減要請や時間帯別料金といったデマンドレスポンスのプログラムが実施されている。各社が実施する DR プログラムの一覧を表 3-109～表 3-111 に示す。

表 3-109 PG&E のデマンドレスポンス・プログラム実施状況（2016 年 10 月時点）

プログラム	需要家数	事後評価 (Ex-Ante) [MW]	事前評価 (Ex-Post) [MW]
Interruptible/Reliability	156,054	333.6	371.5
Base Interruptible Program – Day Of	249	305.1	300.5
Optional Bidding Mandatory Curtailment	18	0.0	0.0
Scheduled Load Reduction	0	–	–
Smart AC™ – Commercial	4,027	1.2	1.2
Smart AC™ – Residential	151,760	27.3	69.8
Price Response	350,019	162.8	202.2
Aggregator Managed Portfolio – Day Of	1,302	80.1	87.6
Capacity Bidding Program – Day Ahead	30	3.4	2.4
Capacity Bidding Program – Day Of	334	6.6	11.6
Demand Bidding Program	451	22.9	17.1
PDP (200 kW or above)	2,014	27.1	28.6
PDP (above 20 kW & below 200 kW)	34,426	5.2	7.9
PDP (20 kW or below)	165,176	0.0	1.7
Smart Rate™ – Residential	146,286	17.6	45.3

出所) CPUC ウェブサイト (Demand Response Monthly Reports) より作成

表 3-110 SCE のデマンドレスポンス・プログラム実施状況 (2016 年 10 月時点)

プログラム	需要家数	事後評価 (Ex-Ante) [MW]	事前評価 (Ex-Post) [MW]
Interruptible/Reliability	1,793	719.5	719.2
Base Interruptible Program – 15 Minute Option	58	139.4	140.4
Base Interruptible Program – 30 Minute option	534	519.0	523.9
Optional Binding Mandatory Curtailment	10	14.5	15.2
Agricultural Pumping Interruptible	1,191	46.6	39.7
Price Response	667,516	462.3	525.5
Summer Discount Plan – Residential	268,767	164.9	188.1
Summer Discount Plan – Commercial	11,311	28.3	47.5
Summer Advantage Incentive	3,712	37.2	41.2
Demand Bidding Program	782	78.2	98.2
Capacity Bidding Program Day Ahead	45	1.9	0.8
Capacity Bidding Program Day Of	228	8.5	5.6
AMP Contracts / DR Contracts	1,577	116.7	99.4
Real Time Pricing	151	0.0	14.2
Save Power Day	380,943	26.7	30.5
Scheduled Load Reduction Program	0	-	-

出所) CPUC ウェブサイト (Demand Response Monthly Reports) より作成

表 3-111 SDG&E のデマンドレスポンス・プログラム実施状況 (2016 年 10 月時点)

プログラム	需要家数	事後評価 (Ex-Ante) [MW]	事前評価 (Ex-Post) [MW]
Interruptible/Reliability	7	2.0	2.2
Base Interruptible Program – 30 Minute Option	7	2.0	2.2
Price Response	259,571	50.4	61.3
Critical Peak Pricing	13,691	18.5	24.5
Summer Saver – Residential	24,957	8.1	10.0
Summer Saver – Commercial	10,791	2.8	1.8
Capacity Bidding Program – Day-Ahead	71	4.5	4.7
Capacity Bidding Program – Day-Of	137	2.9	3.6
Peak Time Rebate – Residential	79,424	3.2	5.1
Small Customer Technology Incentives – Residential	10,200	2.7	4.7
Small Customer Technology Incentives – Commercial	3,114	2.0	7.1
Demand Bidding Program	9	3.4	-
TOU-A-P Small Commercial	117,177	2.3	-
Permanent Load Shifting	0	-	-

出所) CPUC ウェブサイト (Demand Response Monthly Reports) より作成

イ) SDG&E におけるデマンドレスポンス・プログラムの見直し状況

SDG&E は、PG&E や SCE とは異なり、大規模産業需要家の数が極端に少なく、小規模商業や家庭の需要家が中心となっている。消費電力量は家庭と商業産業がほぼ同程度であるが、需要家数は 400 万件のうち約 90%を家庭（小規模商業を含む）が占め、残り 10%が商業産業の需要家である。

デマンドレスポンスを行うにも、小規模需要家の場合は、情報周知、啓発、アウトリーチ（需要家への働きかけ）が非効率となり、またデマンドレスポンスにより需要家が得られる料金削減メリットも少ない。このような背景から、結果的にデマンドレスポンスの活用状況も少ない状況となっている。

SDG&E における主なデマンドレスポンス・プログラムの要件等を表 3-112 に示す。現在はプログラムの変革期にあり、Summer Saver プログラムについては、2016 年には、制御対象の時間帯を限定したり、イベント発生時における需要家によるキャンセルを許容したりといった見直しが行われた。また、従来のように SDG&E が調達した制御機器を用いた仕組みではなく、今後は需要家が自らサーモスタットを選択して調達する BYOD（Bring Your Own Device）方式へとプログラムは見直される予定となっている。

表 3-112 SDG&E 社のデマンドレスポンスの概要

プログラム	時期	報酬	リスク	事前通知時間	イベント回数	備考
Base Interruptible Program (BIP)	通年	・月額\$12/kW 月(5月～10月)、\$2/kW 月(11～4月) ・負荷遮断試験を無償実施	超過分あたり \$7.80/kWh (5～10月)、 \$1.2/kWh (11～4月)	当日、 30分前まで	・最大 120 時間/年 ・最大 10 回/月	・削減幅 100kW 以上かつ最大需要の 15%以上削減を約束できる場合はインセンティブあり
Capacity Bidding Program (CBP)	5～10月	・SDG&E からの要請に応えた需要家へ報酬 ・前日通知プログラムより当日通知プログラムの方が高報酬	削減に失敗した場合罰金	前日、 15時以前 当日、 9時以前	・最大 44 時間/月 ・最大 1 回/日	・11～19 時に一定量の削減ができる場合はインセンティブあり ・アグリゲータ経由での契約
Critical Peak Pricing (CPP-D)	通年	・時間帯別料金(危険イベント期間中は高料金)	イベント中に削減できない場合は結果的に高額となる	前日 15時まで	・最大 18 回/年 ・最大 7 時間/日	
Summer Saver	5～10月	・エアコン出力 30%削減オプション: \$9/請求書 ・エアコン出力 50%削減オプション: \$15/請求書	イベント日にはエアコンの動作時間が制御される	エアコンの出力制御による通知	・最大 120 時間/年もしくは 15 回/年 ・最大 40 時間/月 ・最大 3 日/週 ・2～4 時間/日	

出所) SDG&E ウェブサイト (Demand Response Overview) より作成

b. デマンドレスポンス・アグリゲータ

デマンドレスポンス・アグリゲータは、デマンドレスポンスを実施する複数の主体と契約し、それらを束ねて CAISO の卸売市場に入札する。卸売市場に入札する際のアグリゲータは、Demand Response Provider (DRP) と呼ばれる。

デマンドレスポンスのアグリゲータ/DRP は、カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) に対して登録する必要がある。登録済みのデマンドレスポンス・アグリゲータを下表に示す。

表 3-113 CPUC に登録済のデマンドレスポンス・アグリゲータ (2017 年 2 月時点)

DR アグリゲータ	家庭需要家もしくは 小規模商業需要家	地域		
		PG&E	SCE	SDGE
EnerNOC, Inc.	×	○	○	-
EnergyHub, Inc.	○	○	○	-
OhmConnect, Inc.	○	○	○	○
EnergyConnect, Inc.	×	○	○	-
Stem, Inc.	×	○	○	○
IP Keys Power Partners, LLC	×	-	○	-
Olivine, Inc	○	○	○	○
Green Charge Networks, LLC	×	-	○	○
Chai, Inc	○	-	○	-
eMotorWerks, Inc	○	○	-	○
AutoGrid Systems, Inc.	○	○	○	○
Advanced Microgrid Solutions, Inc.	×	-	○	-

出所) CPUC ウェブサイト, <http://www.cpuc.ca.gov/general.aspx?id=6306> より作成

c. Demand Response Auction Mechanism (DRAM)

ア) Demand Response Auction Mechanism (DRAM) の仕組み

カリフォルニア州では 2015 年より、小売事業者 (LSE) に対する供給力確保義務である Resource Adequacy (RA) 調達先の 1 つとしてのデマンドレスポンスの活用、およびデマンドレスポンス・アグリゲータの積極活用を目的に、入札制度である Demand Response Auction Mechanism (DRAM) において、制度整備および市場拡大に向けた実証が行われている。

DRAM のスキームを図 3-85 に示す。DRAM では、カリフォルニア州の 3 大民間電力会社が、Resource Adequacy (RA) を調達するために、デマンドレスポンス・アグリゲータが確保したデマンドレスポンス資源のみを対象としたオークションを実施する。デマンドレスポンス資源の提供主体 (売手) は、契約容量を CAISO のエネルギー市場に入札する。これによって、オークションの落札者は、Scheduling Coordinator (SC) を介して、直接 CAISO のエネルギー市場を活用するデマンドレスポンスが可能となっている。

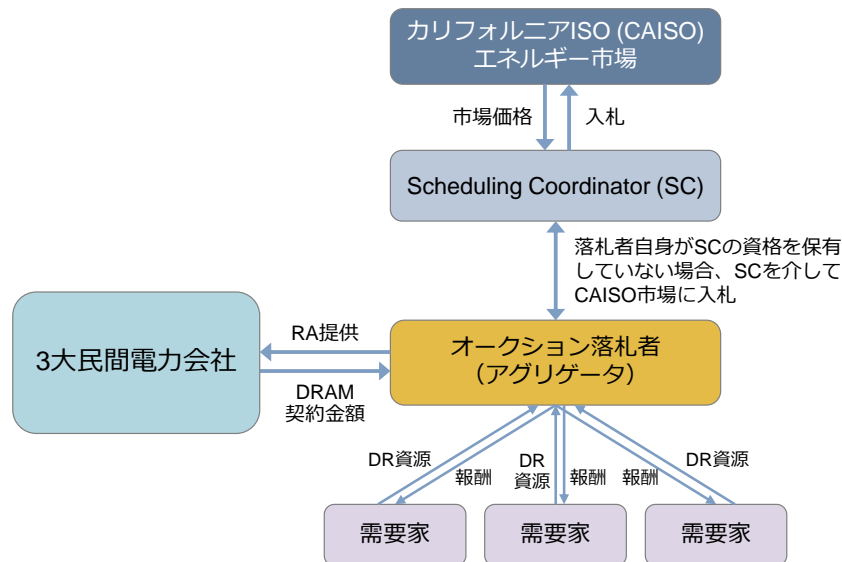


図 3-85 Demand Response Auction Mechanism (DRAM) のスキーム

出所) 三菱総合研究所作成

DRAM の予算は、カリフォルニアの 3 大民間電力会社から提供されており、CPUC は予算の認証機関である。デマンドレスポンス資源を提供するオークション落札者に対して、Resource Adequacy (RA) の対価を支払っているのは各電力会社である。各電力会社の DRAM への支払原資は、需要家からの電気料金の徴収を通じて賄われている。

DRAM の予算は、主に Resource Adequacy (RA) 調達のための DRAM の落札者との契約 (capacity contracts) に用いられる (RA 調達のための対価として支払われる)。その他、一部は、各電力会社の DRAM のオークション運営費用 (例えば、各電力会社が雇用する、オークション過程の公平性の確保を評価する独立評価者 (Independent Evaluator) への支払い) に充てられる。

なお、制度の目的上、デマンドレスポンス資源の提供主体はアグリゲータに限られており、3 大民間電力会社自身はデマンドレスポンス資源を提供することはできない。

イ) Demand Response Auction Mechanism (DRAM) 実施結果

カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) は、3 大民間電力会社に対して DRAM による RA 調達量等の実施目標を設定し、これまでに、2015 年と 2016 年において 2 回の入札の実証を行った。

初年である 2016 年度分 (2016 DRAM) は、2015 年に入札が行われ、2016 年 6 月～12 月にデマンドレスポンス資源が提供された。最低 22MW の調達を 3 大民間電力会社に課しており (PG&E と SCE には 10MW 以上、SDG&E には 2MW 以上)、またそのうち最低 20% は家庭用エネルギー資源から調達する必要がある。オークション方式でデマンドレスポンスの供給者を決定することで、2016 年 6 月からアグリゲーションによる 100kW 以上のリソースによって、デマンドレスポンスを提供することが可能となる。

2 年目の DRAM (以下、2017 DRAM) は 2017 年をデマンドレスポンス提供期間とし、2016 年 4 月に入札が行われ 7 月に契約が締結されている。

2017 DRAM は 1 年目 (2016 DRAM) よりも拡張され、デマンドレスポンス資源として

PDR (100kW 以上) に加え、RDRR (500kW 以上) も対象となっている。提供されるデマンドレスポンス資源は PDR 又は RDRR、若しくはその混合で構成される。落札者 (Seller) は PDR 又は RDRR から System Capacity 及び Local Capacity を、PDR からのみ Flexible Capacity を提供できる。また、前日市場のみならずリアルタイム市場でも取引可能となっている。

2016 DRAM と 2017 DRAM の違いを表 3-114 に示す。また、2017 DRAM のオークション結果は表 3-115 のとおりである。

表 3-114 2016 DRAM と 2017 DRAM の違い

		2016 DRAM	2017 DRAM		
CAISO 市場	プロダクト	PDR (Proxy Demand Resource)	PDR		RDRR (Reliability Demand Response Resource)
	市場	前日エネルギー市場	前日・当日エネルギー市場		当日エネルギー市場
	最低容量	最低容量 100kW	最低容量 100kW		最低容量 500kW
RA	タイプ	System	System、Local	Flexible	System、Local
	RA の提供義務	<ul style="list-style-type: none"> ・ディスパッチあたり最低 4 時間 ・最低 24 時間/月 ・最低 3 日連続 	<ul style="list-style-type: none"> ・ディスパッチあたり最低 4 時間 ・最低 24 時間/月 ・最低 3 日連続 	<ul style="list-style-type: none"> ・5 時間 ・12～17 時(5～9 月) 15～20 時(その他月) ・毎日(Category2) 平日(Category3) ・最低 1 回/月開始 (Category2) 最低 5 回/月開始 (Category3) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ディスパッチあたり最低 4 時間 ・最低 24 時間/月 ・最低 3 日連続
運用期間		2016 年 6 月～12 月	2017 年 1 月～12 月		

出所) 三菱総合研究所作成

表 3-115 2017 DRAM の要件及び結果

IOU	項目	要件	結果(第 1 回目入札)
SDG&E	調達目標 ¹	2MW 以上	4MW
	家庭からの調達割合 ¹	20%以上	68%
	予算	150 万 \$ 以下	適合(金額は秘匿)
	需要家登録数	7,000 以下	6,832
SCE	調達目標 ¹	10MW 以上	56.20MW
	家庭からの調達割合 ¹	20%以上	20.7%
	予算	600 万 \$ 以下	適合(金額は秘匿)
	需要家登録数	42,000 以下	42,000 以下
PG&E	調達目標 ¹	10MW 以上	21.4MW
	家庭からの調達割合 ¹	20%以上	52%
	予算	600 万 \$ 以下	適合(金額は秘匿)
	需要家登録数	20,000 以下 ²	-

注 1) 8 月における値

注 2) Rule 24 では累積 40,000 と定められており、2016 DRAM で約 5,000 登録。2017 DRAM では追加分を 20,000 と設定。

出所) 各社の DRAM 結果を記した Advice Letter より作成

SCE :CPUC, “Subject: Staff Disposition of: SCE AL 3442-E-Southern California Edison Company’s 2017 Demand Response Auction Mechanism Pilot Solicitation Results”, August 25, 2016

SDG&E: CPUC, “Subject: 2017 Demand Response Auction Mechanism (DRAM) Results”, October 14, 2016

PG&E: CPUC, “Subject: PG&E 2017 Demand Response Auction Mechanism Purchase Agreements”, October 14, 2016

表 3-116 3 大民間電力会社の 2017 DRAM 契約

IOU	契約先	容量 (MW)	リソース種類	契約期間	Capacity タイプ
SCE	Advanced Microgrid Solutions, Inc.	0.80	非家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	Advanced Microgrid Solutions, Inc.	0.40	非家庭	2017/6/1 - 9/30	D3-LAB Flex 3
	AutoGrid Systems, Inc.	0.50	家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	Chai Inc.	9.32	家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	Earth Networks, Inc.	1.83	家庭	2017/3/1 - 11/30	A-System
	EnerNOC, Inc.	40.00	非家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	OhmConnect, Inc.	1.50	非家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	OhmConnect, Inc.	1.50	非家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	Stem DRAM, LLC	0.35	非家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
SDG&E			家庭は約 2.7MW		2MW が Local
	AutoGrid Systems, Inc.	0.50	—	2017/1/1 - 12/31	—
	Chai, Inc.	1.063	—	2017/1/1 - 12/31	—
	OhmConnect, Inc	1.00	—	2017/1/1 - 12/31	—
	Stem DRAM, LLC	2.75	—	2017/1/1 - 12/31	—
	AutoGrid Systems, Inc.	5.00	—	2017/1/1 - 12/31	—
	Earth Networks DBA WeatherBug Home	6.60	—	2017/1/1 - 10/31	—
PG&E			家庭は約 2.7MW	9ヶ月又は 12ヶ月	
	Chai, Inc.	—	—	—	System
	Earth Networks, Inc.	—	—	—	System
	Electric Motor Werks, Inc.	—	—	—	System
	EnerNOC, Inc.	—	—	—	System
	Stem, Inc.	—	—	—	System

出所) 各社の DRAM 結果を記した Advice Letter より作成。「-」は不明を示す。

SCE :CPUC, “Subject: Staff Disposition of: SCE AL 3442-E-Southern California Edison Company’s 2017 Demand Response Auction Mechanism Pilot Solicitation Results”, August 25, 2016

SDG&E: CPUC, “Subject: 2017 Demand Response Auction Mechanism (DRAM) Results”, October 14, 2016

PG&E: CPUC, “Subject: PG&E 2017 Demand Response Auction Mechanism Purchase Agreements”, October 14, 2016

ウ) Demand Response Auction Mechanism (DRAM) の評価

今後、CPUC では、実証結果に基づき、デマンドレスポンス・アグリゲータのプレイヤー拡大への寄与度、他のリソースと比較した CAISO 市場での競争力、Resource Adequacy (RA) 容量の達成度等の評価が行われ、2018 年に結果が取りまとめられる予定である。

また、当該評価結果に基づき、DRAM をフルプログラムへと拡張するかどうかの検討が行われる予定である。

(2) 米国カリフォルニア州におけるデマンドレスポンス関連ビジネスの動向

以下では、海外訪問調査で実際に訪問したデマンドレスポンス関連のビジネスに携わる事業者について、そのビジネスの概要をまとめた。訪問調査の対象とした事業者の一覧は表 3-117 のとおりである。

表 3-117 海外訪問調査 対象事業者一覧

	OhmConnect	EcoFactor	Nest	Stem	SolarCity	eMotorWerks
設立年	2013 年	2006 年	2010 年	2009 年	2006 年	2010 年
対象 需要家	家庭、 小規模商業	家庭	家庭	業務	家庭	家庭、 業務施設等
制御方法	間接制御が 主体(直接制 御も実施)	直接制御	直接制御	直接制御	直接制御	直接制御
制御対象 機器	直接制御で はエアコン	エアコン	エアコン(そ の他冷蔵庫、 洗濯機等)	蓄電池	太陽光発電 パワコン、 蓄電池	電気自動車 の充電器
DRAM 参加状況	2016 年、 2017 年に参 加	なし	2016 年、 2017 年の参 加事業者に 対して機器提 供	2016 年、 2017 年に参 加	なし	2016 年、 2017 年に参 加

出所) 三菱総合研究所作成

1) OhmConnect⁵⁰

a. 企業概要

2013 年に設立。家庭および小規模商業需要家向けのエネルギーマネジメントビジネスを展開しているデマンドレスポンス・アグリゲータである。現在の契約需要家数は約 1 万件、デマンドレスポンス資源の容量は 15～20MW 程度である。事業エリアはカリフォルニア州である。

ソーシャルメディアを活用して顧客属性情報を取得しており、天候、季節、世帯数、年齢、収入等のデータを指標として用いている。

b. 現在のデマンドレスポンスに関するビジネスの内容

テキストメッセージ発信による間接制御型デマンドレスポンスと、サーモスタットによ

⁵⁰ 海外訪問調査ヒアリングおよび OhmConnect ウェブサイト, <https://www.ohmconnect.com/>, 2017 年 3 月 17 日取得

る直接制御型デマンドレスポンスを実施しているが、間接制御が中心となっている。

間接制御型デマンドレスポンスでは、“Save Energy. Get Paid.” のコンセプトのもと、電力需給逼迫による価格高騰時に、需要家に対して節電を呼びかけ、削減時間帯を“**Ohm Hour**”と呼称している。このイベントの発生頻度は週あたり約2~3回である。

直接制御型デマンドレスポンスでは、Nest 製等のスマートサーモスタットを保有している需要家に対して、スマートサーモスタットと連携して、**OhmConnect** 側から機器を直接的に自動制御している。

デマンドレスポンス・アグリゲータとして、**CAISO** のエネルギー市場（前日市場）に参加している。また、**Demand Response Auction Mechanism (DRAM)** への参画を通じて、電力会社の **Resource Adequacy (RA)** 調達に資するように、デマンドレスポンス資源をアグリゲートして提供している。

OhmConnect は、市場からの収入の20%を手数料として受け取り、残り80%を需要家へ還元している。個々の需要家に対しては、**Ohm Hour** における節電度合いに応じて、換金可能なポイントとして報酬を提供している（図 3-86）。需要家あたりの平均年間報酬額は、1年あたり約100~300ドルである。

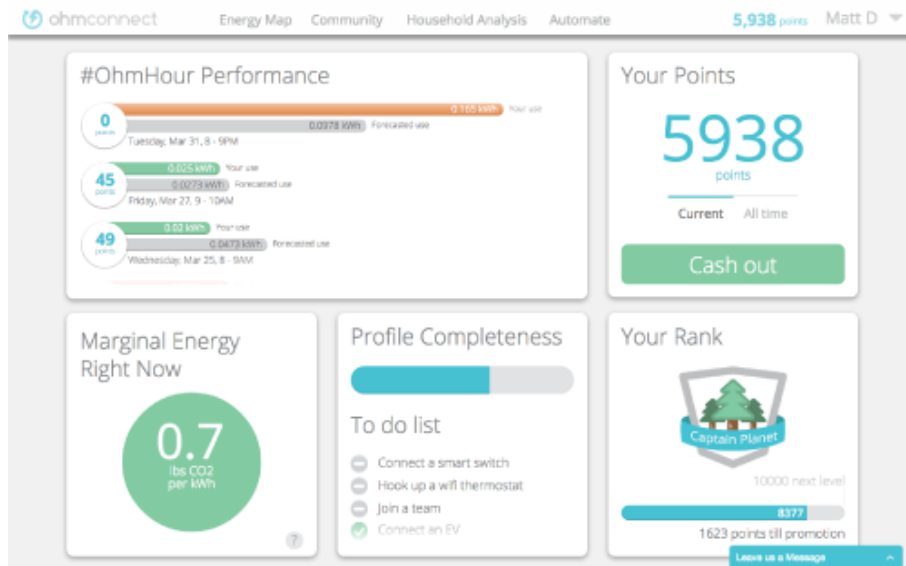


図 3-86 OhmConnect の需要家プラットフォーム

出所) OhmConnect ウェブサイト, <https://www.ohmconnect.com/home-social-form>, 2017年3月13日取得

c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

2016年および2017年の Demand Response Auction Mechanism (DRAM) に参画している。DRAM はデマンドレスポンス普及拡大に貢献していると考えている。

CPUC によって2018年にDRAM の評価が行われる予定である。信頼性、費用対効果、達成度、容量等が評価項目となるが、OhmConnect は、信頼性と費用対効果の高さには自信を持っている。

2) EcoFactor⁵¹

a. 企業概要

2006年に設立。電力会社の需要家に対して、サーモスタットを中心に、データ分析を活用した独自のプラットフォーム⁵²を用いて、節電の自動化サービスによってソリューションを提供している。需要家向けのエネルギーマネジメント、機器性能モニタリング、電力会社向けのデマンドレスポンス、顧客対応等を一貫して手がけている。

b. 現在のデマンドレスポンスに関するビジネスの内容

家庭を対象に、サーモスタットを用いたエアコンの直接制御型のデマンドレスポンスサービスを展開している。

家庭属性、気象データ、在宅状況、需要家の個々のパフォーマンス等に基づき、プレクーリング等を実施している。個人の温度快適性の検証、連日のデマンドレスポンス実施の回避、0.1℃単位での温度調整等の工夫により、89%という高い需要家満足度を下げずに電力負荷の削減を両立している（図 3-87）。

具体的には、電力会社1社につき、2年間で54回のデマンドレスポンスの発動実績がある。また、電力削減量は1世帯・1イベントあたり最大3.1kW、空調用電力の10～15%の削減実績がある。

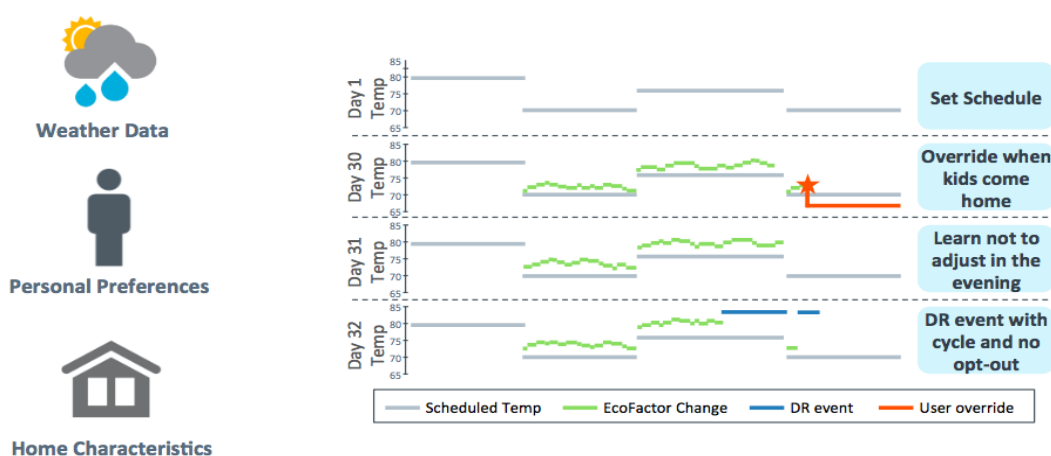


図 3-87 需要家の効率最適化の様子

出所) EcoFactor 提供資料, 2017

ディープラーニングを用いたアルゴリズムを用いて、デマンドレスポンス実施前の学習期間として、約2～4週間ほどの間で、個々の家庭のデータ解析・学習に基づきベースラインを算定している。

近年、電力会社向けに、100ドルを下回る廉価なサーモスタットの販売を開始した。デバ

⁵¹ 海外訪問調査ヒアリングおよび EcoFactor ウェブサイト, <http://www.ecofactor.com/>, 2017年3月17日取得

⁵² EcoFactor ウェブサイト, <http://www.ecofactor.com/platform/>, 2017年3月17日取得

イス自体は機能を持たない単純な構造とし、知能をクラウド側に持たせることで低価格を実現した。

c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

Demand Response Auction Mechanism (DRAM) は現在は市場規模が小さいが、対象となる電力容量が 1GW という規模になれば十分参入する価値があると考えている。

3) Nest⁵³

a. 企業概要

2010 年設立。スマートホーム実現のためのデバイスとなる、サーモスタット、カメラ、煙検知器を製造しており、顧客の 9 割以上は家庭需要家（持家が中心）である。

Nest 製サーモスタット（図 3-88）の特徴は以下のとおりである。

- 人工知能が組み込まれており、自動学習に基づくエアコンの自動スケジューリング、不在時自動制御等が可能である。
- 温度センサー、湿度センサー、光センサー、在宅状況確認用のモーションセンサー（近距離センサーと遠距離センサーの 2 タイプ）の機能を有する。
- Wi-fi を用いて、取得データを少なくとも 1 日 1 回クラウドへ送信する。
- Zigbee（近距離無線通信規格の 1 つ）と同様の通信プロトコルを使用し、Wi-fi が通じなくても、通信機能のある機器（冷蔵庫、洗濯機、乾燥機、電気自動車等）の制御が可能である。
- 家庭需要家のパソコン・タブレット・スマートフォン等と接続することができ、直接制御することも可能である。
- 需要家の省エネ意識の向上のためにも、省エネが達成されているときにはサーモスタット上に緑の葉のサインを表示する。



図 3-88 NEST 製サーモスタットの外観

出所) Nest ウェブサイト, <https://nest.com/>, 2017 年 3 月 13 日取得

b. 現在のデマンドレスポンスに関するビジネスの内容

パートナー企業のプログラムとして、需給逼迫等のイベント発生時に需要家のエアコンを自動制御し、需要家に報酬を与えるデマンドレスポンス・プログラムである Rush Hour

⁵³ 海外訪問調査ヒアリングおよび Nest ウェブサイト, <https://nest.com/>, 2017 年 3 月 17 日取得

Rewards を実施している。提供パートナーは以下の表 3-118 のとおりである。

表 3-118 Rush Hour Rewards を提供しているパートナー企業

● Austin Energy	● Vectren
● Southern California Edison	● United CS
● Reliant	● CoServ
● ComEd	● Georgia Power
● CPS Energy	● National Grid
● Con Ed	● Nolin RECC
● Direct Energy	● IPL
● Orange & Rockland	● PG&E
● PGE	● SRP
● Kansas City Power & Light	● SDG&E
● EnergyHub	● PSEG Long Island

出所) Nest ウェブサイトより作成

イベントの時間帯は、イベントの前日に通知する。イベント発生 の 1 時間半～2 時間前から自動でプレクーリングを実施し、住宅断熱性や需要家の選好等も考慮した上で最適制御を行う。パートナー企業を問わず、イベント発生回数はシーズン毎に最大 15 回である。デマンドレスポンスの指令どおりに制御ができずに未達成となった場合のペナルティは特にない。

需要家への報酬はパートナー企業によって異なるが、概ね 1 ドル/kWh 程度である。また、需要家募集にあたっては、想定削減コストを提示してイベント毎に報酬を付与した事例よりは、需要家を募集した時に、一括で報酬を付与した事例の方が、多くの需要家の応募があった。

実績として、数千人の実施対象者のうち、需要家の受容率は 85% である（残りの需要家は空調設定を変更した）。1 台あたり 1.2kW の削減、空調負荷の 55% 削減を達成した（図 3-89）。

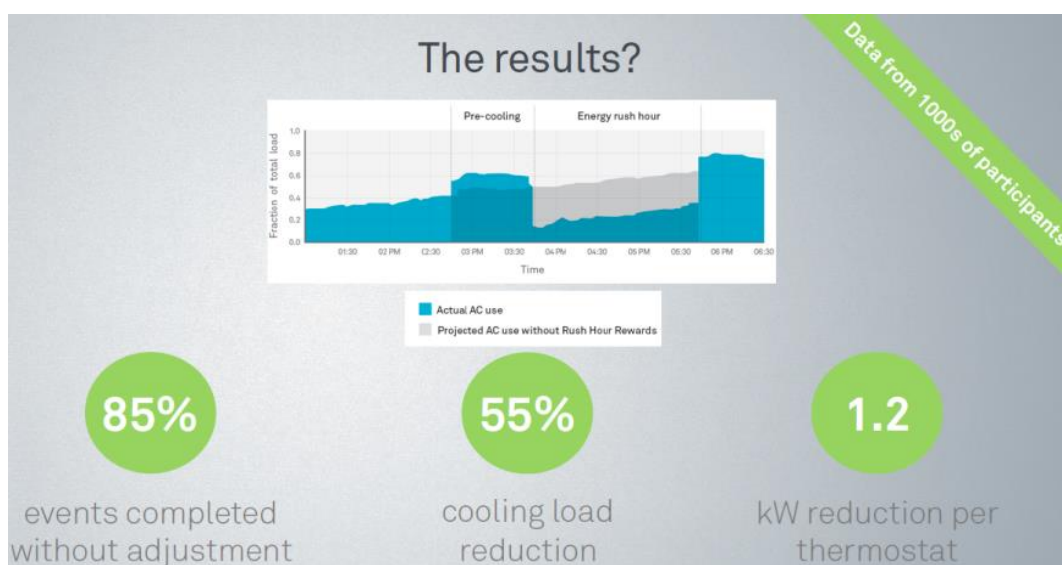


図 3-89 Rush Hour Rewards の結果

出所) Nest 提供資料, 2017

その他に、需要のピーク時にエアコンの電源を切るデマンドレスポンス・プログラムとして、**Rapid Rush Hour** も実施している。事前通知時間はイベントの 10 分前までであり、イベント継続時間は 30 分間、イベント回数は 1 日あたり最大 2 回、1 週あたり最大 3 回である。

c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

Demand Response Auction Mechanism (DRAM) については、2016 年、2017 年の参加事業者に対して家庭用エネルギーマネジメンソフトウェアを提供している。

CAISO によって定められたベースラインの算定方法は、必ずしも家庭用空調負荷の状況が的確に反映されていないと思われる。当社ではこれまでに家庭の負荷に係る研究を重ねてきており、当社による家庭の電力消費量の予測の正確性は高い。

4) Stem⁵⁴

a. 企業概要

2009 年設立。業務需要家向けのエネルギーマネジメントビジネスや、電力会社等を対象としたデマンドレスポンス・アグリゲータとしてのビジネスを展開している。

Behind the Meter といわれる需要家側に設置される蓄電池や、蓄電池の制御・診断プラットフォームを提供している（図 3-90）。Stem が蓄電池を所有しながら、蓄電池と制御・診断プラットフォーム等を合わせたシステムを需要家に対してリースし、需要家はシステム導入によって得られた電気代金の削減分の一部を Stem に支払うというビジネスモデルをとっている。

事業エリアは、カリフォルニア、ハワイ等の電気料金が割高な州が中心である。

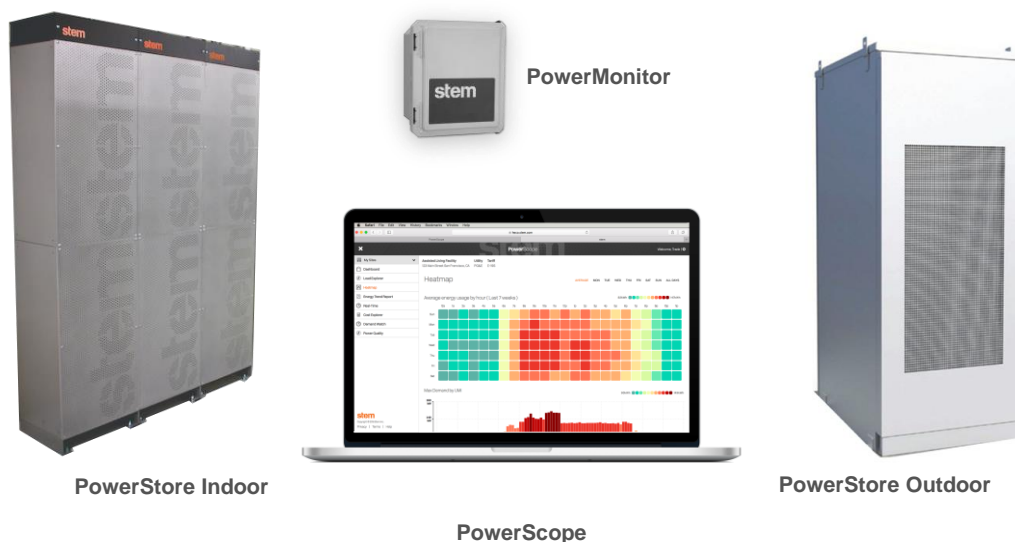


図 3-90 Stem の主な製品およびサービス

出所) Stem 提供資料, 2017

⁵⁴ 海外訪問調査ヒアリングおよび Stem ウェブサイト, <http://www.stem.com/>, 2017 年 3 月 17 日取得

b. 現在のデマンドレスポンスに関するビジネスの内容

2015年9月以降、PG&Eの実証プログラムである Supply-Side Pilot (SSP) を通じて、CAISO のエネルギー市場に参加し、蓄電池のアグリゲートによってデマンドレスポンス資源を供給している。

Stem の強みは、需要家間の蓄電池の連系制御にある。個々の需要家の蓄電池の蓄電状況を踏まえて最適な運用ポートフォリオを構築し、蓄電池の自動制御を実施している。需要家の電気料金削減のための蓄電池活用と、市場のための活用の最適化を行っている。

一般的なデマンドレスポンスと比較すると、蓄電池によるデマンドレスポンスは、即応性、信頼性に優れていると考えている。

c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

2016年および2017年の Demand Response Auction Mechanism (DRAM) に参画している。

負荷削減量の算定時における蓄電池設置需要家のベースライン算定の考え方が不十分であり、需要家側設置の蓄電池を用いたアグリゲート型デマンドレスポンスを十分に活かすための制度が整っていないと考えている。

5) SolarCity⁵⁵

a. 企業概要

2006年設立。米国国内の需要家（一般家庭向け、商工業顧客向け、政府機関向け）に対する太陽光発電設備の設計・製造・設置・維持・監視・リース・販売、太陽光エネルギーシステム、太陽光リースおよび電力購入契約のファイナンス、太陽光パネル設置器具および関連ソフトウェアを提供している。2016年11月、Teslaによる買収手続きが完了した。

b. デマンドレスポンスに向けたパイロットプロジェクトの内容

ア) Smart Energy Home in Hawaii

2016年にハワイ州で開始されたプロジェクトである。ハワイ州のネットメータリング廃止を受けて、太陽光発電の自家消費システムの構築のために、太陽電池と家庭内の様々な負荷をネットワーク化したものであり、制御可能な負荷は、例えば、給湯器、スマートサーモスタット、Tesla製の蓄電池（Power Wall 2を使用）がある。これまでに約150世帯と契約を締結済みである。

イ) 50 Smart Energy Home Pilot Project

SCEエリアでのパイロットプロジェクトである。SCE、SunSpec Allianceと共に、太陽光発電、蓄電池、スマートインバータを組み合わせたスマートホームの実証を50戸の家庭で

⁵⁵ 海外訪問調査ヒアリングおよびSolarCityウェブサイト、<http://www.solarcity.com/>, 2017年3月17日取得

実施する予定で、現在は設備導入を終えた段階である。

最初は、配電網のサポートサービスを SCE に対して提供し、さらに次の段階では、Proxy Demand Resource (PDR)⁵⁶として CAISO 卸売市場へ提供していく予定である。50 戸それぞれの給電線上のアセットを全てアグリゲートし、電圧や無効電力、周波数などを最適化する(図 3-91)。

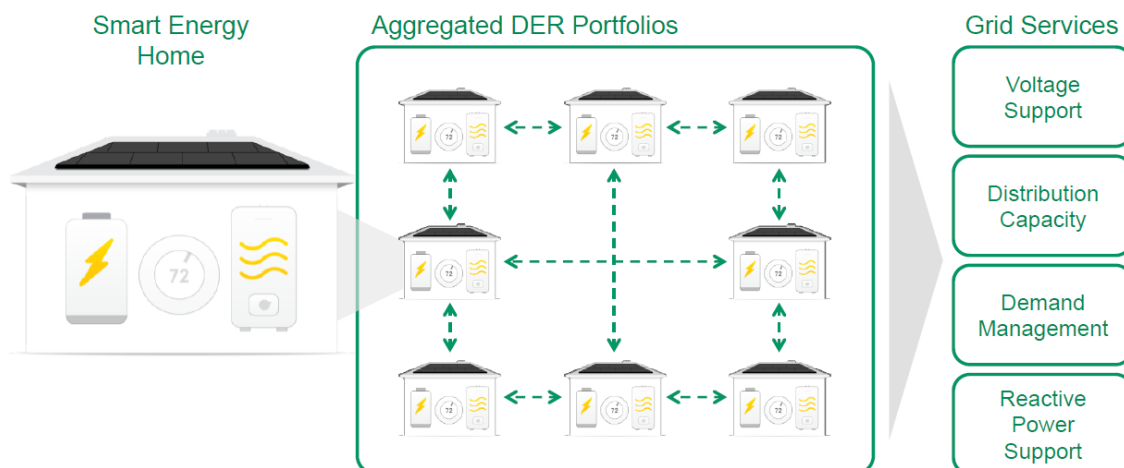


図 3-91 分散型エネルギー資源の統合による系統サービス提供イメージ

出所) SolarCity, “SunSpec Alliance Annual Meeting Case Study – Smart Energy Homes”, <http://sunspec.org/wp-content/uploads/2016/03/KevinJoyceSolarCity-CaseStudy.pdf>, 2016

c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

太陽光発電事業者としては、十分な負荷がないため、一定期間中、毎日エネルギー市場に入札を行う必要がある **Must Offer Obligation** に従うことが難しいことから、現在 **Demand Response Auction Mechanism (DRAM)** には参加していない。

家庭用デマンドチャージについては、導入反対の立場である。家庭用デマンドチャージが導入されると、相殺出来る電力料金が 5~6 セント/kWh となり、太陽光発電が経済的に見合わなくなるためである。

ダイナミックプライシングは、投機的なゲーミング (Gaming) の対象となってしまう危険もあり、需要家にリスクが生じることから、導入反対の立場をとっている。

6) eMotorWerks⁵⁷

a. 企業概要

2010 年設立。電気自動車充電器の販売および充電サービスに係るプラットフォームを提

⁵⁶ PDR (Proxy Demand Resource) とは、CAISO が提供するデマンドレスポンス用のプロダクトの 1 つである。前日・リアルタイムエネルギー市場、前日・リアルタイム Non-Spinning Reserve 市場、5 分リアルタイムエネルギーへの入札が可能である。

⁵⁷ 海外訪問調査ヒアリングおよび eMotorWerks ウェブサイト, <https://emotorwerks.com/>, 2017 年 3 月 17 日取得

供している。

2014年より、電気自動車充電器 Juice Box を主に家庭向けに販売しており、累積販売台数は14,000台以上である。また、既設の給電口にアダプターとして接続することで、あらゆる普通充電器⁵⁸の制御が可能となる製品 Juice Plug（価格は200ドル程度）を近日販売開始予定である。

また、他社との協業で、ソフトウェアプラットフォーム Juice Net も提供している(図 3-92)。

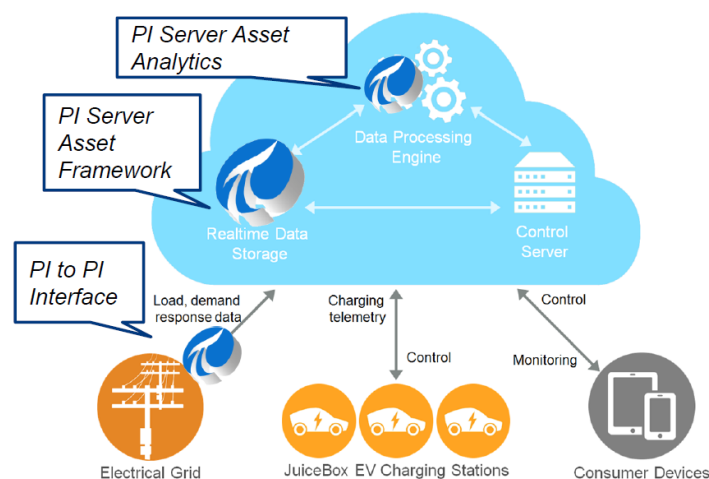


図 3-92 JuiceNet の概要

出所) OSISOFT ウェブサイト, “eMotorWerks-The JuiceBox™ Charging Solution Leverages Data from Connected EV Network for Smart Charging and Grid Optimization”, http://www.osisoft.com/enterprise-intelligence/downloads/cb_emotorwerks_lt_en.pdf, 2015

b. 現在のデマンドレスポンスに関するビジネスの内容

充電時間をずらしたことによる電気料金の節約分をポイントとしてドライバーに還元するリワードプログラム (Reward program) を実施している。登録は約 500～600 件である。

また、2016年11月より、カリフォルニア州ソノマ郡において、家庭への電気自動車充電装置1,000件の無償提供およびリワードプログラム参加者への250ドルの報酬付与の実証を開始した。これまでの60日間に300世帯以上が参加し、うち約9割がリワードプログラムに登録している。

c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

2016年、2017年実施の Demand Response Auction Mechanism (DRAM) にはすでに参加しているが、現時点では、最低入札容量⁵⁹を満たすために十分な容量を確保することが容易ではない。

⁵⁸ 米国における充電器の3区分のうち、レベル1・2に対応しており、急速充電であるレベル3は非対応である。

⁵⁹ 最低入札容量は、CAISOが提供するデマンドレスポンス用のプロダクトのうち、Proxy Demand Resource (PDR) では100kW以上、Reliability Demand Response Resource (RDRR) は500kW以上である。

(3) 米国カリフォルニア州におけるデマンドレスポンスに参画する需要家の取組み

「3.3 国内のデマンドレスポンスのポテンシャル」で分析したとおり、水道事業のデマンドレスポンス資源の活用可能性は高いと考えられている。ここでは、米国カリフォルニア州における公益水道事業者の Eastern Municipal Water District を取り上げ、デマンドレスポンスに参画する需要家の取組みの様子を詳述する。なお、カリフォルニア州では、Eastern Municipal Water District のほかにも、Rancho Cucamonga 市の水道局もデマンドレスポンスに参画している。

1) Eastern Municipal Water District⁶⁰

a. 企業概要

非営利の公益水道事業者であり、従業員数は約 600 人、年間予算 300 百万ドルである。

水道サービス提供地域はロサンゼルスから 120km ほど東の地域 (555 平方マイル)、対象人口は約 79.5 万人である。事業領域は上下水道・汚水処理・リサイクル事業にわたり、水道局としては水に関するすべてのサービスを提供するユニークな存在である。主な水源は、コロラド川からの流入および北カリフォルニアが 6 割を占め、残りは井戸水と地下水等である。

電力契約先は SCE であり、契約口数は約 250 件である。年間の電力使用料金は約 1,300 万～1,400 万ドル、最大電力は約 30MW である。

b. 現在のデマンドレスポンスの参画状況

以下のとおり、電力会社である SCE のデマンドレスポンス・プログラムと、デマンドレスポンス・アグリゲータである EnerNOC のデマンドレスポンス・プログラムに参画している。両プログラムによる合計のピーク需要の削減量は 12.2MW であり、ピーク需要の 33% 削減、年間 600,000 ドルの節約に成功している。1 日あたりのピーク需要の削減の推移は図 3-93 のとおりである。

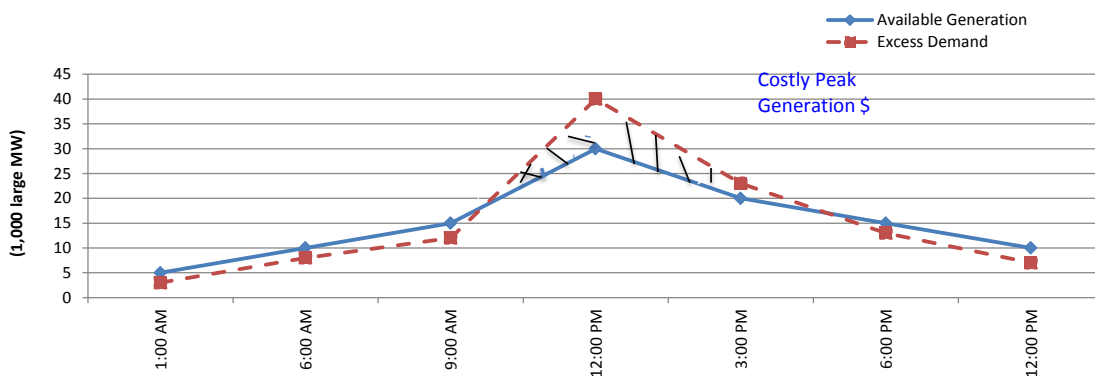


図 3-93 Eastern Municipal Water District のピーク需要の削減推移

出所) Eastern Municipal Water District 提供資料, 2017

⁶⁰ 海外訪問調査ヒアリングおよび Eastern Municipal Water District ウェブサイト, <https://www.emwd.org/>, 2017 年 3 月 17 日取得

ア) SCE のデマンドレスポンス・プログラム

約 30 年前から実施している。現在は 3 つの施設で実施しており、容量は 6MW である。

負荷削減のイベント発生 15 分前に停止指示通知を受け、事業所の責任者が制御対象とする施設の制御を確認する。デマンドレスポンスの指令どおりに制御できずに未達成となった場合には、その分の電力料金が非常に高額となる結果、これが実質上のペナルティとして機能している。

このプログラムによるピーク需要の削減実績は 12～15% である。

イ) EnerNOC のデマンドレスポンス・プログラム

約 10 年弱前から実施している。現在は 16 の施設で実施しており、容量 3.7MW である。

EnerNOC からのデマンドレスポンスの指令の通知は、制御の約 2～4 時間前に受ける（なお、契約上は最低 30 分～1 時間前である）。指令を受けて、制御対象とする施設を運転員が判断し、自動デマンドレスポンス（Automated Demand Response）により、遠隔操作でポンプ等の負荷を制御する。

指令の頻度は年間数回程度であり、年間の約 20,000 ドルの削減実績がある。



図 3-94 Eastern Municipal Water District におけるデマンドレスポンスへの取組みの様子
出所) Eastern Municipal Water District 提供資料, 2017

c. デマンドレスポンスへの見解等

Eastern Municipal Water District がデマンドレスポンスに取り組むのは、水道需要家に対して少しでも水道料金を安く提供するためである。非営利の公益法人であるため、水道料金を低減する努力が望まれており、節約分は需要家へ還元している。また、カリフォルニア州では、温室効果ガス排出量削減を目指して太陽光発電等の導入拡大やその一環としてリアルタイムプライシングの導入等を行おうとしているが、これらの取組みにも協力意向がある。その中で水道料金の削減にも寄与できるなら望ましい。

電気料金は、電力システムの老朽化対策費用の増加、再生可能エネルギーの導入増加から、今後も上昇する傾向にある。このため、水管理には、エネルギーマネジメントがますます大事になってくる。

水道事業は、水の安定供給のためにシステムに冗長性を組み込んでおり、また、運用の柔軟性も高いため、デマンドレスポンスに特に適している。

蓄電池による電力貯蔵への取組みは時期尚早であり、今後の課題である。

(4) 米国カリフォルニア州におけるデマンドレスポンスの現状と今後の展望

これまで述べてきた、カリフォルニア州におけるデマンドレスポンスに関する現状の政策・ビジネスの動向、今後の展望や課題は、以下のようにまとめることができる。これらは、日本国内における系統対策オプションとしてのデマンドレスポンスの可能性を検討する際に、重要な視点となる。

1) 系統インテグレーションの重要性の認識

再生可能エネルギーの普及拡大に伴い、再生可能エネルギーの系統インテグレーションの重要性は高まっている。

2) デマンドレスポンスの政策的位置付け

再生可能エネルギーの系統インテグレーションの対策のひとつとして、デマンドレスポンスを積極活用していくという方向性はあるものの、現時点では、制度設計、実際の市場整備の観点のいずれにおいても、発展途上段階にある。

従来実施されてきた民間電力会社の運営によるピーク削減型デマンドレスポンスについては、確実性や経済性、普及不足の課題が指摘されている。

現在は、デマンドレスポンス・アグリゲータの積極活用を図るため、2016年からパイロットプログラムとして始まった Demand Response Auction Mechanism (DRAM) により、制度整備と市場拡大に向けた取組みが検証されている。今後、デマンドレスポンス・アグリゲータのプレイヤー拡大への寄与度、デマンドレスポンスの市場競争力、Resource Adequacy (RA) 容量の達成度等の評価を行い、DRAM を正式なプログラムとして継続していくかが検討される予定である。

3) デマンドレスポンスに関連するビジネスの動向と今後の展望

デマンドレスポンスに対応するビジネスとして、家庭向けのサーモスタットを用いたエアコンのきめ細やかな自動制御、商業需要家向けの蓄電池を用いた自動制御、電気自動車の充電制御といった技術を用いた様々なサービスが展開されている。

4) デマンドレスポンスの今後の発展可能性

現在、中長期的にみてピークシフトや調整力確保のためにデマンドレスポンスを活用する方策も検討が進められている。

例えば、ローレンス・バークレー国立研究所 (LBNL) では、シフト型デマンドレスポンスの重要性、アンシラリー型デマンドレスポンスの可能性といった、デマンドレスポンスの政策的意義の検証が進められている。また、3大民間電力会社は、カリフォルニア州公益事

業委員会（CPUC）の指示の下で、2019年より家庭向けに時間帯別料金（TOU）をデフォルトで適用する予定である（ただしオプトアウトは可能）。

現状は、需要家側は負荷管理、卸市場側はピーク削減型デマンドレスポンスが中心であるが、将来は、制度整備の進展により、シフト型デマンドレスポンスやアンシラリー型デマンドレスポンスへの展開が期待されている。

3.6 デマンドレスポンス資源の定着のために必要な施策

本節では、以上で検討してきた我が国におけるデマンドレスポンスの利用可能性をまとめた上で、デマンドレスポンス資源を活用するにあたっての課題と、それに対する施策を検討した。

3.6.1 我が国におけるデマンドレスポンスの利用の方向性

(1) 我が国におけるデマンドレスポンスの利用可能性

以上で検討してきた我が国におけるデマンドレスポンスの利用可能性について、表 3-119 にまとめた。

既に、導入されている昼夜間・季節間の電気料金差により、料金の安い時間帯への需要シフトが行われている状況は、一種のデマンドレスポンスである。また、大規模需要家は、需給調整契約等を通じて、運転予備力としてデマンドレスポンス資源を提供していると言える。

再生可能エネルギーの導入が拡大するにつれて、九州等の太陽光発電導入量が大きいエリアでは、カリフォルニア州でも直面しているダックカーブ問題（余剰電力の発生、夕刻の需給逼迫）が現実的に発生しつつある。これに対応するため、デマンドレスポンス資源を需給調整に活用していくことは有用である。このようなデマンドレスポンスは、電気料金による誘導が効果的である。

将来的には、ヒートポンプ式給湯機や電気自動車等、柔軟性が高く応答性時間が短い資源を、運転予備力や LFC 調整力等として活用することも考えられる。これらの資源は今後の普及拡大が見込まれ、総量としては大きなポテンシャルを持つ可能性がある。一方で、調整力の供給において今後実際にクリティカルな影響が生じるのか、デマンドレスポンス資源を需給調整に用いたほうがよいか調整力として用いたほうがよいかについては、引き続き検討を行う必要がある。また、これら有望な資源の 1 台あたりの容量は小さいため、調整力として活用するためには、通信にかかる技術的課題の解決、アグリゲーション等を通じた応答の確実性の担保、アグリゲーション事業のビジネスモデルの確立などの課題を解決していく必要がある。

さらに、ローカルな電力システムの制約も、再生可能エネルギーの系統接続において顕在化しつつある。現在は接続保留によって電力システムへの悪影響を予め抑制しているが、再生可能エネルギーの接続量拡大のために、フィーダ（送配電線）単位でのデマンドレスポンスによる需給調整を行うことも考えられる。制約が発現する時間が前もって予測可能であれば、全系に対する需給調整と同じように、電気料金による誘導で実現できる可能性がある。確実かつ柔軟な調整を求める際には、運転予備力や LFC 調整力等としての活用の際と同じ課題に対応する必要がある。

なお、いずれのアプリケーションについても、デマンドレスポンス資源の活用のみで問題のすべてが解決するものではなく、連系線や揚水発電・火力発電の柔軟な運用等との組み合わせが必須である。

表 3-119 我が国におけるデマンドレスポンスの利用可能性

アプリケーション		適性のあるデマンドレスポンスの特徴	ポテンシャルが大きい資源例	活用に必要な技術	デマンドレスポンス利用の価値	経済的インセンティブ例	カリフォルニア州の取組
エネルギー(需給調整)	事前スケジューリングによる需要の昼間シフト	双方向	HP 給湯機 将来の EV 産業需要・上下水道等	スケジューリング機能 (HP 給湯機等の場合)	あり	再生可能エネルギー対応の時間帯別料金(TOU)制度	・家庭での TOU デフォルト化に向けた検討
	1 時間後～翌日の需給予測に合わせた需要調整	柔軟性あり、 双方向	HP 給湯機 将来の EV	シグナル受信・制御機能		ダイナミックプライシング	・スマートサーモスタット等を活用したビジネス進展
アンシラリー	全系	運転予備力 (30 分コマ平均でのインバランスの調整)	柔軟性あり、 抑制方向	HP 給湯機 将来の EV 空調(短時間)	通信制御、応答の信頼度確保 (アグリゲーション)	未評価	<ul style="list-style-type: none"> ・DRAM 制度によるアグリゲータの活用推進 (ピーク削減に利用) ・EV 含む蓄電池活用は市場参加の制度化済み ・政策的意義を研究機関にて検証中
		LFC 制御等 (30 分コマ内での周波数調整)	柔軟性あり、 応答時間短い	HP 給湯機 将来の EV	同上	未評価	
	ローカル	線路過負荷・電圧変動・バンク逆潮流等対応	柔軟性あり、 双方向	地域による	特定地域のみ の制御	未評価	

(2) 我が国におけるデマンドレスポンスの利用の方向性

以上を踏まえて、我が国におけるデマンドレスポンスの利用の方向性について、表 3-120 のようにまとめた。デマンドレスポンスを起こすためのメカニズムとしては、IEA(2016)等の整理にならい、「電力価格反応型」「発電機型」で区分した⁶¹。

短中期的に導入検討を進めるべきと考えられる需給調整目的のデマンドレスポンスは、再生可能エネルギーの出力の時間帯に合わせた需要シフトを推進するものであるが、「発電機型」で前提とされるベースラインの設定は困難であることから「電力価格反応型」としての誘導が必要である。

一方で、中長期的に可能性のある運転予備力・LFC 制御等は、応答の確実性が求められることから、デマンドレスポンス資源を必要に応じてアグリゲーションを行った上で、応答に責任のある発電機として扱う「発電機型」での活用が適切となる。

表 3-120 デマンドレスポンス資源の活用時期

アプリケーション		導入時期	デマンドレスポンスのメカニズム
エネルギー (需給調整)	事前スケジューリングによる 需要の昼間シフト	短中期的	電力価格反応型
	1 時間後～翌日の需給予測に合 わせた需要調整	短中期的	電力価格反応型
アンシラリー	全系	大規模資源：既に導入済 み 小規模資源：中長期的	発電機型
		LFC 制御等 (30 分コマ内での 周波数調整)	中長期的
	ローカル	線路過負荷・電圧変動・バンク 逆潮流等対応	電力価格反応型 ／発電機型

注) 「デマンドレスポンスのメカニズム」については P273 表 3-3 も参照。

3.6.2 デマンドレスポンス資源活用にあたっての技術的・制度的課題と施策例

デマンドレスポンス資源を活用するにあたっての課題と、それに対する施策例を表 3-121 に示す。このうち、短中期的に導入検討を進めるべきと考えられる、需給調整目的のデマンドレスポンスを実現するための、課題解決に向けた施策例として、表中①～④で記したものについて詳細を検討した。

特に、需給調整目的のデマンドレスポンスは「電力価格反応型」で実現するものであり、ヒートポンプ式給湯機や電気自動車にそのポテンシャルが大きいことから、家庭向けの電気料金設計が重要である。一方で、カリフォルニア州が家庭向け時間帯別料金のデフォルト導入を 5 年以上かけて検討しているように、需要家の受容可能性の点からは丁寧な議論と啓発が必要であり、早めに検討を開始する必要がある。

⁶¹ 本区分については P269 の表 3-3 を参照のこと。

表 3-121 デマンドレスポンス資源活用にあたっての課題と施策例

	現状の課題	施策例		
		A:全系の需給調整としての活用に向けた施策	B:ローカルな需給調整としての活用に向けた施策	C:予備力・調整力としての活用に向けた施策
情動的課題 (受容性)	需要家にとって、再生可能エネルギー対応デマンドレスポンスへの理解が不十分	<ul style="list-style-type: none"> 家庭への普及啓発 産業等に対する既存の省エネ等ガイドラインでの言及 	<ul style="list-style-type: none"> Aに加え、自治体と連携した普及啓発 	<ul style="list-style-type: none"> Aに同じ
	需要家にとって、再生可能エネルギー対応デマンドレスポンスへの参加による影響がわからない	<ul style="list-style-type: none"> ①需要家のデマンドレスポンスの対応可能性の実証 需要家のデマンドレスポンスの対応可能性検討支援（ガイドライン提示、検討への補助等） 	<ul style="list-style-type: none"> Aに同じ 	<ul style="list-style-type: none"> Aに同じ（ただし対象となる需要家の種類は異なる）
経済的課題	再生可能エネルギー対応のデマンドレスポンスを誘導する経済的インセンティブがない	<ul style="list-style-type: none"> ②小売事業者に対する再生可能エネルギー対応の時間帯別料金やダイナミックプライシング制度の導入支援 	<ul style="list-style-type: none"> Aに同じ 	<ul style="list-style-type: none"> デマンドレスポンスが参加できる電力市場の設計 アグリゲーションビジネスの支援
技術的課題	デマンドレスポンス資源に、価格もしくは量シグナルに対して需給調整を行う機能が一般的でない	<ul style="list-style-type: none"> ③時間帯別料金やダイナミックプライシングに反応する技術実証 	<ul style="list-style-type: none"> Aに同じ 	<ul style="list-style-type: none"> Aに加え、系統運用者（アグリゲータ）からの指令に反応する技術実証
	対象となるデマンドレスポンス資源の数が増えるほど通信の確実性が低下する	<ul style="list-style-type: none"> （課題が該当せず） 	<ul style="list-style-type: none"> （課題が該当せず） 	<ul style="list-style-type: none"> デマンドレスポンス資源との通信手段・方法の確立、標準化
	需要家の受容性または技術的不具合によりがどの程度の反応が見込めるか不明	<ul style="list-style-type: none"> （課題が該当せず） 	<ul style="list-style-type: none"> デマンドレスポンス応答の予測技術の向上 	<ul style="list-style-type: none"> デマンドレスポンス応答の予測技術の向上
制度的課題	既存制度が再生可能エネルギー対応のデマンドレスポンスを想定していない	<ul style="list-style-type: none"> （課題が該当せず） 	<ul style="list-style-type: none"> ローカルに需給調整を行うことに対する系統接続や出力制御ルール整備 	<ul style="list-style-type: none"> デマンドレスポンスが参加できる電力市場の設計 アグリゲーションビジネスの支援
その他	ローカルな需給調整に資するほどのデマンドレスポンス資源が集まるか不明	<ul style="list-style-type: none"> （課題が該当せず） 	<ul style="list-style-type: none"> ④フィーダ単位でのデマンドレスポンスの集中利用による効果の実証 	<ul style="list-style-type: none"> （課題が該当せず）

(1) 需要家のデマンドレスポンス対応可能性の実証

施策の背景	再生可能エネルギーに対応するデマンドレスポンスのうち、1 時間後～翌日の需給予測に対応した需要調整や、調整力としての需要調整への対応可能性は、従来の夏季ピークカットとは求められる動作が大きく異なるため、需要家自身にも判断しにくい。
施策の目的	製造業や上下水道、家庭等の各部門・業種の需要家に対してデマンドレスポンス対応への実証を行うことにより、製品・提供サービスまたは生活の質への影響とその受容性や、需要家の応答の確実性を把握する。
施策の導入時期	短期的～
施策の具体化に向けて必要な検討	想定するデマンドレスポンスのアプリケーションの決定 実証主体の募集
他の施策との連携	後述する「時間帯別料金等に反応するデマンドレスポンスの技術実証」と組み合わせることも考えられる。 ここでの成果を踏まえ、部門別・業種のデマンドレスポンス対応ガイドライン等を作成する。

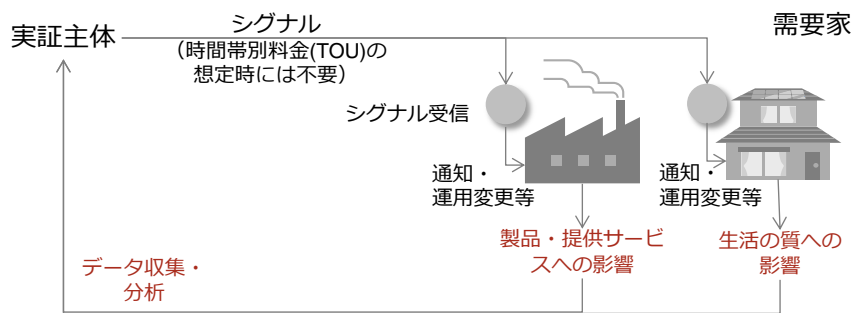


図 3-95 需要家のデマンドレスポンス対応可能性の実証のイメージ

(2) 小売事業者に対する再生可能エネルギー対応時間帯別料金等の導入支援

施策の背景	再生可能エネルギーの大量導入時に発生する余剰電力問題への対応として、需要を夜間や夕方から昼間にシフトさせることが有効である。時間帯別料金を導入することで、このシフトを自発的かつ持続的に誘発することができる。また、ダイナミックプライシングではそれをより機動的に行うことができる。
施策の目的	小売事業者が時間帯別料金やダイナミックプライシングといった料金制度を導入するための、必要な検討事項や導入手順をガイドラインとして示す。
施策の導入時期	2020 年ごろ～
施策の具体化に向けて必要な検討	ガイドラインへの掲載項目の検討 実際の小売事業者に対するケーススタディ（料金設計変更による収支への影響等）、 パイロットプログラムの実施
他の施策との連携	—
参考	カリフォルニア州での家庭用 TOU デフォルト化に向けた議論

(3) 時間帯別料金等に反応するデマンドレスポンスの技術実証

施策の背景	前述のように、再生可能エネルギーの大量導入時に発生する余剰電力問題への対応としての需要シフトを、時間帯別料金やダイナミックプライシングといった価格シグナルで誘発することができる。 その効果を強めるためには、機器自体に価格シグナルに応じた自動制御機能を持たせることが有効と考えられる。
施策の目的	デマンドレスポンス資源としてのポテンシャルが大きい技術（ヒートポンプ式給湯機等の汎用機器）について、価格シグナルに応じた自動制御機能の実証を通じて、その実用化を支援する。
施策の導入時期	短期的～
施策の具体化にあたって必要な検討	実証主体としての技術提供者の募集
他の施策との連携	前述した「需要家のデマンドレスポンス対応可能性の実証」と組み合わせることも考えられる。

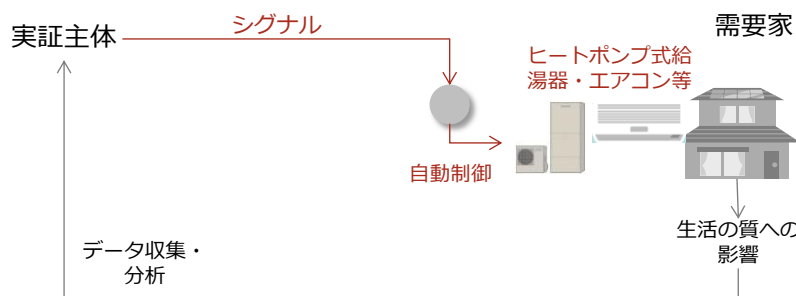


図 3-96 時間帯別料金等に反応するデマンドレスポンスの技術実証のイメージ

注) 画像出典：<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/gel/ghg-guideline/house/>

(4) フィーダ単位でのデマンドレスポンスの集中利用による効果の実証

施策の背景	離島などをはじめ、再生可能エネルギーの接続・出力に関して、ローカルな電力システムの制約が顕在化している地域が増えつつある。
施策の目的	ローカルな電力システムの制約が顕在化している地域について、自治体等の主導によりデマンドレスポンス資源の集中利用を進めたときに、どの程度の効果が見込まれるかを実証する。
施策の導入時期	短期的～
施策の具体化にあたって必要な検討	実証主体としての自治体・地域新電力等の募集
他の施策との連携	前述した「需要家のデマンドレスポンス対応可能性の実証」「時間帯別料金等に反応するデマンドレスポンスの技術実証」と組み合わせることも考えられる。

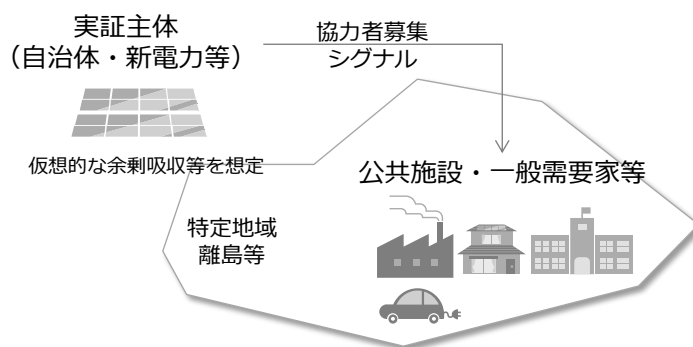


図 3-97 フィーダ単位でのデマンドレスポンスの集中利用による効果の実証

3.7 再生可能エネルギーの導入に伴う効果・影響分析

本項では、日本における再生可能エネルギーの導入に伴う経済波及効果を産業連関分析の手法に基づいて試算する。試算にあたっては、再生可能エネルギー技術・事業・政策などの効果や影響を分析することを目的に作成された再生可能エネルギー部門拡張産業連関表⁶²（REFIO：Renewable Energy-Focused Input-Output Table（以下、「REFIO」という。））を用いた。また、日本における再生可能エネルギーの導入見込量は、平成 26 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務をベースに、2013 年、2014-2020 年、2021-2030 年を対象に推計した。なお、導入見込量推計の区分は REFIO の技術区分と異なるため、一定の仮定を置いて対応させている。

(1) REFIO を用いた産業連関分析の概要

波及効果の計測に当たっては、経済波及効果計測においてスタンダードな手法となっている産業連関分析モデルを活用する（図 3-98）。

推計に用いる産業連関表は、現時点で最新となる REFIO Ver.1.0 を用いる。REFIO Ver.1.0 は、「平成 23 年（2011 年）産業連関表」をベースとしながら、再生可能エネルギー関連部門を対象とし、全国各地の再生可能エネルギー施設や関連事業所などから得た膨大なデータを活用して推計されているものである。なお、REFIO Ver.1.0 は「固定価格買取制度（FIT）導入後の状況を反映した分析の実施」及び「小規模地熱発電など、2011 年時点ではまだ導入されていない技術を表に組み込む」ことを目的に 2013 年を対象として作成された。

⁶²森泉 由恵,本藤祐樹,中野 諭, 再生可能エネルギー部門拡張産業連関表の開発と応用, 日本エネルギー学会誌, Vol. 94 (2015) No. 12 p. 1397-1413 ,<https://www.jstage.jst.go.jp/article/jie/94/12/94_1397/pdf>

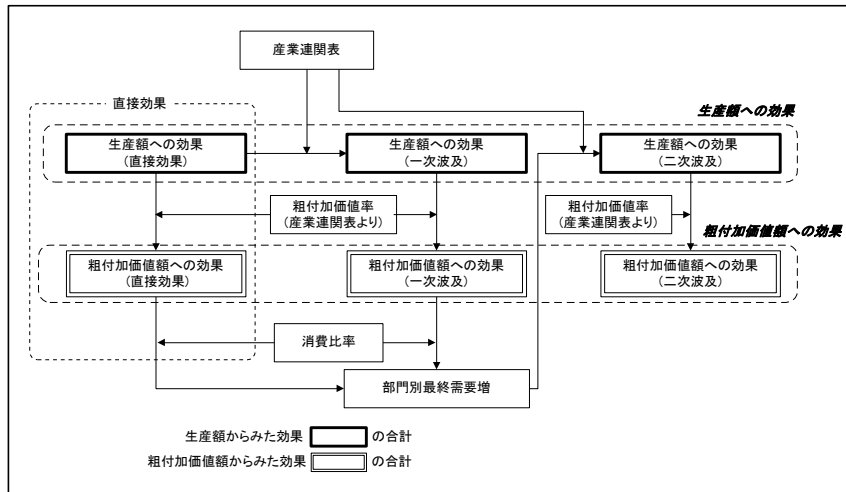


図 3-98 波及効果の経済フロー

(2) 本分析の方法

本分析は、次項に示す再生可能エネルギー技術を対象に 2013 年から 2030 年の最終需要増加額を推計し、REFIO に金額を与えることで経済波及効果を分析した。なお、推計した最終需要増加額は、輸移入分を除き国内で生じる最終需要増加額とした。

1) 対象技術

本分析で対象とする技術区分を表 3-122 に示す。

太陽光発電（メガソーラー）は、REFIO において「大規模産業用太陽光発電（屋根設置）」と「大規模産業用太陽光発電（地上設置）」の 2 部門があるが、本分析においては全量を地上設置と仮定し、「大規模産業用太陽光発電（地上設置）」に部門格付けした。洋上風力発電、地熱発電（温泉）は、REFIO に対応部門がないため比較的近い構造である「風力発電」、「小規模地熱発電」にそれぞれ部門格付けした。また、バイオマス発電は、本業務において区分を一括計上し推計したことから、本項においては REFIO の部門に対応させて、バイオマス発電（木質）、バイオマス発電（下水汚泥）、バイオマス発電（家畜排せつ物）、バイオマス発電（食品廃棄物）に分割した。

表 3-122 本分析における技術区分

NO.	本分析における技術区分	本業務において推計した技術区分	REFIO Ver.1.0における技術区分(部門)
1	太陽光発電(住宅)	太陽光発電(住宅)	住宅用太陽光発電
2	太陽光発電(非住宅)	太陽光発電(非住宅)	小規模産業用太陽光発電(屋根設置)
3	太陽光発電(メガソーラー)	太陽光発電(メガソーラー)	大規模産業用太陽光発電(地上設置)
4	風力発電(陸上)	陸上風力発電	風力発電
5	風力発電(着床洋上)	洋上風力発電(着床)	風力発電
6	風力発電(浮体洋上)	洋上風力発電(浮体)	風力発電
7	水力発電(中小水力)	中小水力発電	小水力発電
8	地熱発電(大規模)	地熱発電(大規模)	大規模地熱発電
9	地熱発電(小規模)	地熱発電(小規模)	小規模地熱発電
10	地熱発電(温泉)	地熱発電(温泉)	小規模地熱発電
11	バイオマス発電(木質)	バイオマス発電	木質バイオマス専焼発電
12	バイオマス発電(下水汚泥)	バイオマス発電	メタン醗酵ガス化発電(下水汚泥)
13	バイオマス発電(家畜排せつ物)	バイオマス発電	メタン醗酵ガス化発電(家畜排せつ物)
14	バイオマス発電(食品廃棄物)	バイオマス発電	メタン醗酵ガス化発電(食品廃棄物)

2) 最終需要増加額の推計

再生可能エネルギーの導入に伴う最終需要増加額は、REFIO の構造に合わせて施設建設と施設運用に分けて導入見込量や経済産業省の調達価格等算定委員会の情報から推計を行った。

施設建設における最終需要増加額は、各年の導入見込量の出力フローに対し各技術の出力当たりの施設建設単価を乗じて推計した。施設運用は、各年の発電量に対し各技術の該当年の買取価格を乗じて推計した FIT による売電収入を最終需要増加額とみなした。なお、施設運用に伴う最終需要増加額は、該当年に FIT による売電収入を得ている施設を対象とし、FIT 認定期間が終了した施設は評価対象から除いた。

3) 輸入係数の作成

現段階で REFIO における再生可能エネルギー部門の輸入係数は公表されていない。そのため、別途報告書⁶³や論文⁶⁴から各再生可能エネルギーの輸入係数を設定した。

輸入係数を用いた推計方法は、各再生可能エネルギー部門に需要が生じた際に、該当設備の投入係数に輸入係数を乗じることとした。

4) 本分析の前提条件

本分析においては、現状導入されている施設からの情報取得の限界や将来予測の困難な産業を対象とすることから、以下のような前提条件を設定している。そのため、分析結果が実態から乖離する可能性がある。

⁶³ 一般社団法人太陽光発電協会、日本における太陽電池出荷統計

⁶⁴ 松本、本藤、拡張産業連関表を利用した再生可能エネルギー導入の雇用効果分析、日本エネルギー学会誌、Vol.90 (2011) No. 3 p. 258-267, https://www.jstage.jst.go.jp/article/jie/90/3/90_3_258/_pdf

全体に関する前提条件

- 2014年以降の産業構造は、2013年の産業構造から大きく変わらないと仮定し、REFIOの産業構造を固定して推計する
- 最終需要増加額及び生産誘発額がマイナス計上される場合は、波及が生じない(=0円)として再計上する
- FIT認定年と再生可能エネルギー導入年の遅れは0年(認定年に導入される)と仮定し、施設運用時のFITによる売電収入を推計する

各発電技術に関する前提条件

- 太陽光発電(非住宅)と太陽光発電(メガソーラー)は出力抑制装置の導入に必要な金額を含めて推計する
- メタン醗酵ガス化発電は、既存の廃棄物処理施設を利用すると仮定する(再生可能エネルギーのために廃棄物処理施設を新規建設しないと仮定する)