

2.2.3 デマンドレスポンスに関する取組事例

PJM エリアを中心に、米国の主要事業者の DR に関する取組み事例の調査を行った（表 2-26 参照）。

表 2-26 米国における DR サービスの事例

事業者・サービス		BGE		Viridity Energy	EnerNOC
		Peak Rewards	Smart Energy Rewards		
仕 組 み	主なサービス	● キャパシティ	● キャパシティ	● アンシラリー ● エネルギー	● キャパシティ
	対象需要家、機器	● 家庭需要家 ● セントラルエアコン、電気温水器	● 家庭需要家	● 大口産業・業務需要家	● 大口産業・業務需要家
	制御方法	● 直接制御	● 間接制御	● 直接制御	● 直接制御、間接制御
	報酬	● 発動回数によらず定額 ● エアコン：50～100ドル/年 ● 電気温水器：25ドル/年	● 削減実績に応じて1.25ドル/kWh		
	その他	● 非緊急時イベントに対しては2回/年までの拒否権			● 削減目標未達の場合 EnerNOC がペナルティ支払い
利用実績		● 登録需要家 32 万件 (2015 年)	● 登録需要家 110 万件 (2015 年) ● 削減需要家 7～9 割 (2015 年) ● 削減率約 3 割 (2015 年)	● 周波数調整市場でのパフォーマンス 70～90% (SEPTA 蓄電池プロジェクト 2014 年)	

出所) 各社資料より作成

(1) Baltimore Gas & Electric (BGE)

1) BGE の概要

BGE は 1816 年にガス会社として創業したメリーランド州最大のユーティリティであり、同州内に電力とガスを供給している (図 2-50 参照)。現在は Exelon Corporation の傘下にある。顧客数は電力が約 120 万件、ガスは約 65 万件である。

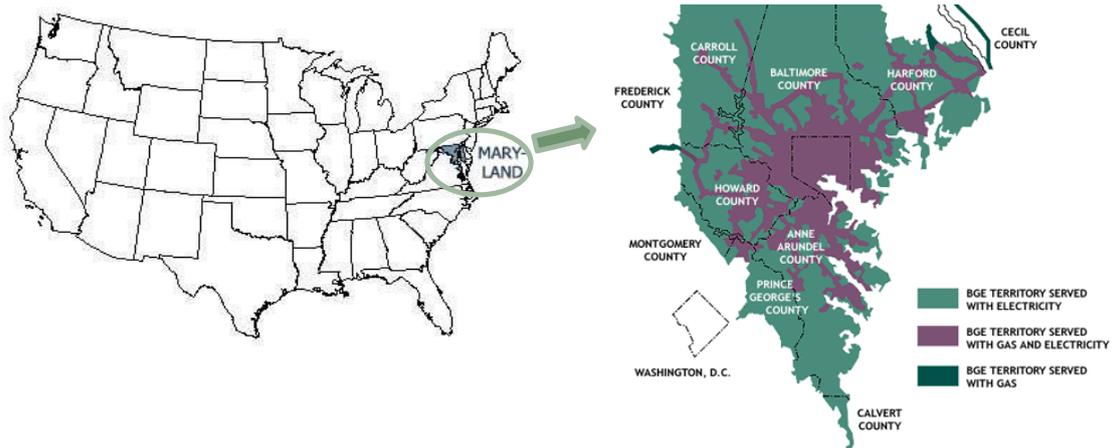


図 2-50 BGE の供給エリア

出所) BGE 資料より作成

2) 家庭用 DR の導入事例

BGE では、セントラルエアコンや電気温水器を制御する直接制御型の DR プログラム「Peak Rewards」および、情報提供に基づき需要家の行動変容を促す間接制御型の DR プログラム「BGE Smart Energy Rewards」が展開されている。また、顧客による自主的な節電への取組みを促す取組みとして、電力使用量の実績や各種省エネ情報等を記載したレポートをフィードバックする取組み「Smart Energy Manager」も実施されている (図 2-51)。

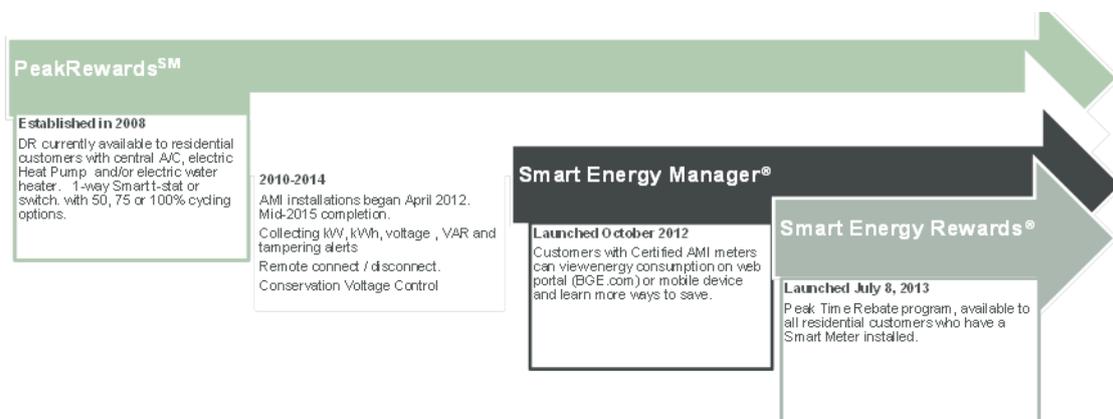


図 2-51 BGE における DR サービスの変遷

出所) BGE 資料

a. Peak Rewards 型 DR サービス（直接制御）

BGE では、サービスを提供するボルティモア地域周辺の気候条件（夏の高温多湿）から、平年で 60 時間程度（夏季）はこの時期以外のピーク時の負荷を 2000MW 以上も超えるピークが発生する。そのため、主に夏季ピーク時の需要抑制を目的に、20 年前から給湯器とエアコンのサーモスタットやスイッチの集中管理による DR を実施している。これは Peak Rewards SM という中部大西洋地区における電力需要のピーク緩和のために設計された直接負荷制御プログラムであり、省エネ、節約及び環境保護を目的とした同社の BGE Smart Energy Savers Program の一部である。

2008 年以降、住宅顧客向けにセントラルエアコンと給湯器を対象に単方向通信可能なスマートサーモスタットもしくは屋外スイッチを無償で設置している（図 2-52）。2012 年の新型サーモスタット導入により参加者は増加傾向にあり、2015 年現在の参加世帯は 31.8 万件で、BGE の住宅顧客（約 100 万件）の約 3 割となっている。

今後は、電力価格等の情報を各家庭に送信し、スマート家電が自動で反応する（冷蔵庫で氷を作らない、霜取り機能を使わないなどの反応）といったサービスの展開の可能性もあるとしている。



(a) サーモスタット

(b) スイッチ

図 2-52 BGE の Peak Rewards で用いられるデバイス

出所) BGE ウェブサイト

ア) エアコンプログラム

PeakRewards プログラムにおけるセントラルエアコンを対象とした制御内容及び報酬の体系を表 2-27 に示す。

このプログラムは、家庭のセントラルエアコンを制御対象としており、主に夏期の負荷抑制を狙ったものである。非緊急時イベント（Non-emergency cycling event）と緊急時イベント（emergency cycling event）の 2 種類のイベントで発動し、15 分間隔で対象機器の ON/OFF を制御することで負荷を調整する。

非緊急時イベントは、卸売価格の急騰時やローカル系統の信頼性維持のために発動されるイベントであり、イベント発生時には対象機器は最大 50%の稼働へと抑制される。プログラム参加者はひと夏につき 2 回まで抑制指令を無効にすることができ、不参加日・期間等はスマートフォンや PC で簡単に登録することができる。実際にこのオプションを利用する人は少ないが、消費者は参加を拒否できる選択肢が与えられていることで安心するため、

BGE はマーケティング戦略としては非常に有用と評価している。

緊急時イベントは、電力供給の逼迫による停電や輪番停電などを防ぐために PJM からの要請に従って実施されるもので、需要家が予め選択した需要抑制率（50% Cycling、75% Cycling、100% Cycling）に応じて負荷抑制が実施される。緊急時及びその後の回復期間において、参加者は抑制指令を無効にすることはできない。

同プログラムに参加する需要家は、DR 実施の有無や回数に関わらず、選択した需要抑制率のオプションに応じて定額で年間 50～100 ドルの報酬（1 年目はその 2 倍）を受け取る。

表 2-27 BGE の PeakRewards の制御内容、報酬：エアコンプログラム

項目	内容			
	50% Cycling の場合	75% Cycling の場合	100% Cycling の場合	
制御対象	家庭のセントラルエアコン			
制御方法	直接制御（サーモスタット、スイッチ）			
制御量	非緊急イベント時	上限 50%		
	緊急イベント時	上限 50%	上限 25% 停止	
拒否権	非緊急イベント時	2 回/夏まで無効化可能		
	緊急イベント時	無効化不可		
報酬	初年度	\$25.00/月（6～9 月）	\$37.50/月（6～9 月）	\$50.00/月（6～9 月）
	2 年目以降	\$12.50/月（6～9 月）	\$18.75/月（6～9 月）	\$25.00/月（6～9 月）

出所) BGE ウェブサイトより作成

イ) 電気温水器プログラム

PeakRewards プログラムにおける電気温水器を対象とした制御内容及び報酬の体系を表 2-28 に示す。

家庭の電気温水器を制御対象としており、主に夏期と冬期の負荷抑制を狙ったプログラムである。非緊急時イベント（Non-emergency cycling event）と緊急時イベント（emergency cycling event）の 2 種類のイベントで発動し、対象機器を一定時間 OFF にすることで負荷を調整する。

緊急時、非緊急時ともに、イベント発生時には対象機器は停止する。エアコンプログラムと同様に、非緊急時イベントについては年間 2 回まで抑制指令を無効にすることができるが、緊急時イベントについては抑制指令を無効化することはできない。

同プログラムに参加する需要家は、DR 実施の有無や回数に関わらず、定額で年間 25 ドルの報酬（1 年目はその 2 倍）を受け取る。

表 2-28 BGE の PeakRewards の制御内容、報酬：電気温水器プログラム

項目	内容	
制御対象	家庭の電気温水器	
制御方法	直接制御（スイッチ）	
制御量	非緊急イベント時	停止
	緊急イベント時	停止
拒否権	非緊急イベント時	2 回/夏まで無効化可能
	緊急イベント時	無効化不可
報酬	初年度	\$6.25/月（11～2 月） + \$25.00/年
	2 年目以降	\$6.25/月（11～2 月）

出所) BGE ウェブサイトより作成

b. BGE Smart Energy Rewards (間接制御)

ア) 仕組み

参加者による自主的な行動変容による夏期の需要抑制を目的とした家庭向けのプログラムであり、事前通知されたイベント発生日 (Energy Savings Day) の需要抑制実績に応じて報酬を払う仕組みとなっている (図 2-53)。本プログラムでは、Opower 社のソリューションが利用されている。

2013 年に開始され、参加者数は 2013 年の 31.5 万件から 2014 年は 85 万件、2015 年は BGE の住宅顧客の総数に相当する 110 万件へと急増している。



図 2-53 BGE Smart Energy Rewards の仕組み

出所) BGE 資料

市場状況に基づき DR が起動し、3 時間以内にすべての需要家に対して需要抑制に関する通知を行う。通常は前日午後 5 時までに通知される。通知手段は、メール、電話、SMS、ウェブから各需要家が選択する。最も多くの人を選択している手段は電子メールであるが、最も積極的な参加がみられ、媒体として効果が高いのは SMS である。

イベント当日には、需要家は、例えば洗濯乾燥機、食洗機、アイロン等の使用を控えるなどの負荷削減行動を実施する。

報酬は、イベント発生日のピーク時間帯 (午後 1 時～7 時) における需要削減実績に応じて支払われる。削減実績の算定根拠となるベースラインは、各需要家の過去 14 日間の平日の同じ時間帯に最も多く電力を使用した 3 日間の平均値としており、実施前日の夜に算定される。報酬単価は 1.25 ドル/kWh であり、これは通常時の電力料金 (0.14 ドル/kWh) の 10 倍程度の単価水準となっている。

需要削減実績は、イベント発生から 2 日以内に通知することとなっており、現在は概ね翌日に通知している。

これらのシステムには Opower 社のシステムを利用している。

イ) 利用実績

実績の推移を表 2-29 に示す。イベント発生日数は年間数回程度であり、ベースラインより需要を削減し報酬を獲得した需要家はプログラム登録需要家の 7~9 割程度、ベースラインからの削減率は 3 割程度である。低所得者層も他の所得層と同等レベルの参加状況であった。

表 2-29 BGE の Smart Energy Rewards の利用実績

	2013 年	2014 年	2015 年
イベント発生日数	4 回 (7/10、7/17、7/18、 9/11)	2 回 (7/23、9/5)	4 回 (6/23、7/21、7/29、 9/3)
登録需要家数	31.5 万件	86.7 万件	100 万件以上
削減需要家数	75~93%	76%	平均 78% (7/29 は 91%)
報酬額	\$8.00/イベント ~\$11.00/イベント	\$6.55/イベント	\$6.00/イベント ~\$7.60/イベント
削減率 (Peak Rewards 以外の需要家)	低所得者層：30%削減 それ以外：30%削減	低所得者層：32%削減 それ以外：31%削減	低所得者層：32%削減 それ以外：33%削減

出所) BGE ウェブサイトより作成

3) 実証プログラム

a. Smart Grid Initiative

BGE は、米国再生・再投資法 (ARRA) に基づく DOE プログラム「Smart Grid Grant」から 2 億ドルの助成金を獲得し、2013 年からスマートグリッド導入プロジェクト「スマートグリッドイニシアチブ」を実施している (同プロジェクトの予算は 4 億 9,900 万ドル)。

ピーク時の負荷抑制プログラムと、年間の使用電力削減を目標とするプログラムの 2 種類を実施しており、500MW のピークカット、2013 年から 2015 年にかけて累積 250 万 MW 時の電力使用量を削減した。

BEG が展開するスマートグリッド設備の概要と経緯は以下のとおりである。

- 190 万件のガス/電力用 AMI を導入 (現在 170 万件導入済み)
- 双方向の無線ネットワーク (900MHz) 整備 (Silver Spring Network 社の技術を採用)
- ベライゾンの光ファイバー通信網をバックボーンに活用
- Meter Data Management (MDM) システム導入
- BGE Smart Energy Manager (SEM) の導入：年間を通じた自主的な電力消費の削減を促進するためのプログラム。Opower 社のソリューションを採用。
- Data Analytics Solution の導入

なお、スマートメーターの導入は 2013 年から開始され、2015 年 9 月までにほぼ完了している。導入したスマートグリッドを活用し、以下のような多様なサービスや機能の実現が可

能となった。

- スマート街灯 (Smart Street Lights) : 点灯/消灯状況で地域の停電状況がわかるほか、無線通信の基地局として使用可能。従来より高い位置から通信できるため、カバー範囲が広がると期待されている。
- 料金前払い制度 (Pre-pay billing) : 低所得者向けの施策で、加入時の条件である2か月分の一時金の支払いが不要になり、電力サービスを受けやすくなる。
- Conservation Voltage Reduction (CVR) の拡張 : リアルタイムでの電圧モニターによる効率化 (詳細後述)。
- データ分析の拡張

b. Wi-Fi 機能付きサーモスタットを利用した Peak Rewards プログラム

現状の Peak Rewards プログラムは単方向通信のサーモスタットを利用しているが、その発展形として、新たに Wi-Fi 機能付き双方向通信のサーモスタットで Peak Rewards に参加できるようにするパイロットプログラムを2015年から実施している。利用するサーモスタットは Ecobee と Honeywell の製品であるが、Bring Your Own Thermostat (BYOT) オプションも提供している。

双方向通信付きのサーモスタットでは、対象機器の運転状況が把握できるほか、DR 実施時以外の時にも、ユーザーが用途に合わせて省エネに利用することも可能となる。

現在は、約1,000件が参加しているが、DR のコントロールを BGE が行うか需要家が自ら行うか選択できるようにしたところ、参加需要家のうち90~92%は、BGE による制御を選択しており、緊急時イベントの需要抑制率オプションは50%が選択されている。

(2) Viridity Energy

1) Viridity Energy の概要

2008年に設立されたエネルギーマネジメントシステムのソフトウェアベンダーである。同社は、デマンドレスポンス、分散電源、蓄電池など顧客の経済価値に変換が可能な柔軟性負荷の活用方法と市場投入方法を特定することで、価値の最大化を図ることを目的とし、電力市場価格や需要ピークなどの予測、電力の使用方法が与える影響の可視化を行い、消費電力の節減や経済価値の拡大につながる行動を促すためのソフトウェアの開発およびサービス提供を行っている。

事業エリアはPJMが中心であるが、米国内ではERCOT(テキサス)、NYISO(ニューヨーク)、CAISO(カリフォルニア)、ISO-NE(ニューイングランド)の市場にも参加しており、またオーストラリアなど米国外でも事業展開を行っている。

2) DR 事業の概要、顧客層

一般にデマンドレスポンスはキャパシティサービスの提供が中心となっているが、Viridity Energyは主にアンシラリー・サービスの提供に注力している(表 2-30)。デマンドレスポンスは、いつ何をどれだけ削減するかという点で高い選択の自由があり、どのような効果があるかが見えることが重要と考え、高度で複雑な制御が可能なサービスを提供している(図 2-54)。

表 2-30 Viridity Energy が対象とするデマンドレスポンスのサービス (PJM の例)

	"Traditional" DR		Viridity			
	Capacity	PLC Management	Utility Demand Management (UDM)	Economic	Synchronized Reserve	Regulation
Notification Time	2 hours	1 week	30 minute intervals or up to day/week ahead	Up to previous day	< 10 minutes	< 5 minutes
Duration	Up to 6-10 hours	1-3 hours	15-30 minutes	Typically 1-3 hours; determined by customer & market	< 30 minutes	Continuous, if available
Frequency	Up to 6-10 times/yr, potentially unlimited	5-10 times/yr	1-5 times/day	Determined by customer	~35 times/yr	As many hours as possible
Automation	Low-Medium	Low-Medium	High	Low-Medium	High	Very high
Gross Financial Benefit Potential*	*\$54,000-\$65,000/MW/yr	*\$54,000-\$65,000/MW/yr	*\$25,000-150,000/MW/yr	*\$45,000/MW/yr	*\$45,000/MW/yr	*\$300,000/MW/yr
P&L Risk	Timing of curtailment determined by outside party	Low – voluntary savings strategy	Low – attached to asset that can vary its load while still completing operational goals	Low – voluntary market	Low – voluntary market	Low – attached to asset that can vary its load while still completing operational goals

出所) Viridity Energy 資料

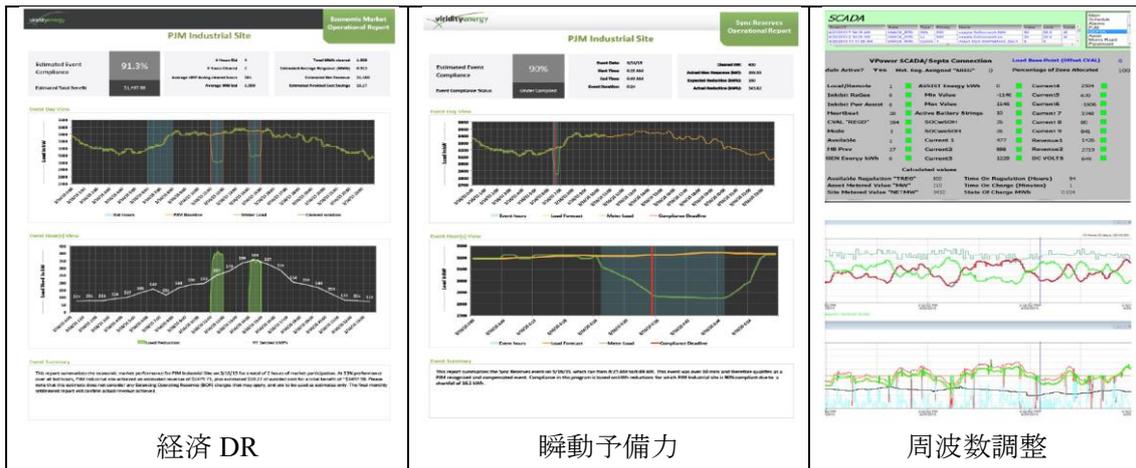


図 2-54 Viridity Energy のソフトウェアのイメージ

出所) Viridity Energy 資料より作成

主なサービスの提供方法は、エンドユーザーと直接契約して機器の制御まで行う場合と、GDF SUEZ Energy、ConEdison Solutions、CPower 等の CSP や電力会社と契約する場合に大別される。

制御対象となる主な需要家は、産業、軍隊、大規模ビル・商業施設、研究所・大学等の大口需要家である。産業部門で高い DR 効果が期待されるのは、金属精錬、リサイクル、製紙などである。

3) 製品、サービス

Viridity は大口顧客向けの需要管理ツールである VPower 「Deeper Diver Support」及び全顧客セグメントを対象とする価格アラートや需給の収斂 (Supply Demand Convergence) などを予測するツールである「Low Touch」を提供している。これらは VPower Dashboard という同社のフロントエンド・ソフトウェアで統合されている。

制御対象機器は多様で、冷却器、ファン、ポンプ、ドライヤ、冷蔵庫、自家発電機など、顧客である需要家側の優先順位に応じて設定している。製造業の場合は、製造過程に直接の影響のないファンや炉といったものを利用するが多い。

通常は、顧客との間で柔軟性負荷の利用戦略について合意し、これをもとに必要なタイミングで自動的に需要制御を実行している。主な特徴は以下のとおり。

- 負荷の自動制御が可能
- ON/OFF だけではなく、「50%」「60%」などの中間の稼働が可能
- 冷蔵庫の予備冷却による負荷シフトなどスケジューリングが可能
- 蓄電池や自家発電も含めた制御が可能
- 緊急時予備力として使用されることの多い ON/OFF のみの DR と異なり、年間を通して頻繁に DR を起動できる

4) Regulation 市場における蓄電池利用

ピーク時の負荷削減を行う容量市場では、実際の発動回数は夏季の数日間に限られるのに対して、周波数調整市場 (Regulation 市場) の場合単価は安いものの年間を通して 150～

250 時間にわたり実施される。PJM では周波数調整サービスの単価が高い水準にあるため、周波数調整市場での活用を主目的として蓄電池を導入する事例も出てきている。

フィラデルフィアの公共交通機関 SEPTA(Southeastern Pennsylvania Transportation Authority)の鉄道システムの事例では、電車の回生ブレーキによって発生する余剰電力を蓄電池に充電し、PJM の周波数調整市場に提供するシステムを 2012 年に構築し、実運用を行っている (図 2-55 及び表 2-31)。

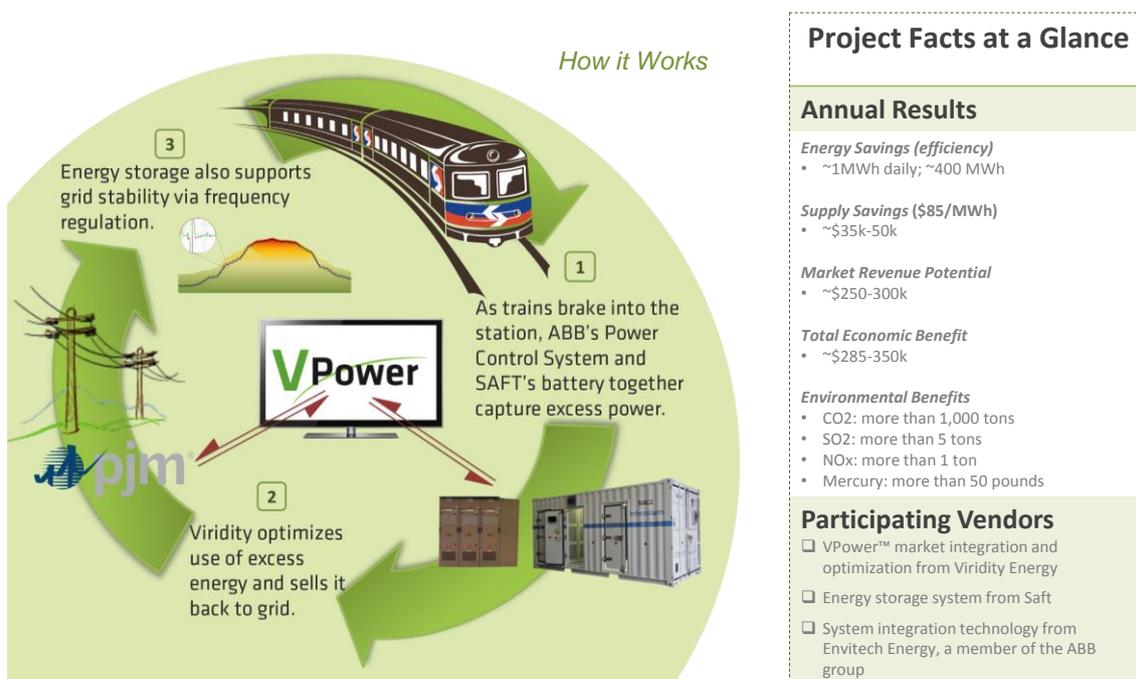


図 2-55 SEPTA 蓄電池プロジェクトの概要

出所) Viridity Energy 資料

表 2-31 SEPA 蓄電池プロジェクトのスケジュール

年	内容	サイト数	蓄電池容量
2012	Letterly 変電所への蓄電池の導入、PJM 周波数市場への提供	1 ヶ所	0.8MW
2015	Griscom 変電所への蓄電池の導入、PJM 周波数市場への提供	1 ヶ所	1.0MW
2016	新システム導入予定	7 ヶ所	8.8MW
合計		9 ヶ所	10.6MW

出所) Viridity Energy 資料より作成

同プロジェクトにおける周波数市場での利用実績の例を図 2-56 に示す。鉄道が休止している深夜時間帯では回生ブレーキによる充電が存在しないため、市場投入は 100kW 程度の水準であるが、5~23 時頃では平日は 800kW 程度、休日は 500kW 程度の水準である。パフォーマンスは概ね 70~90%程度である。

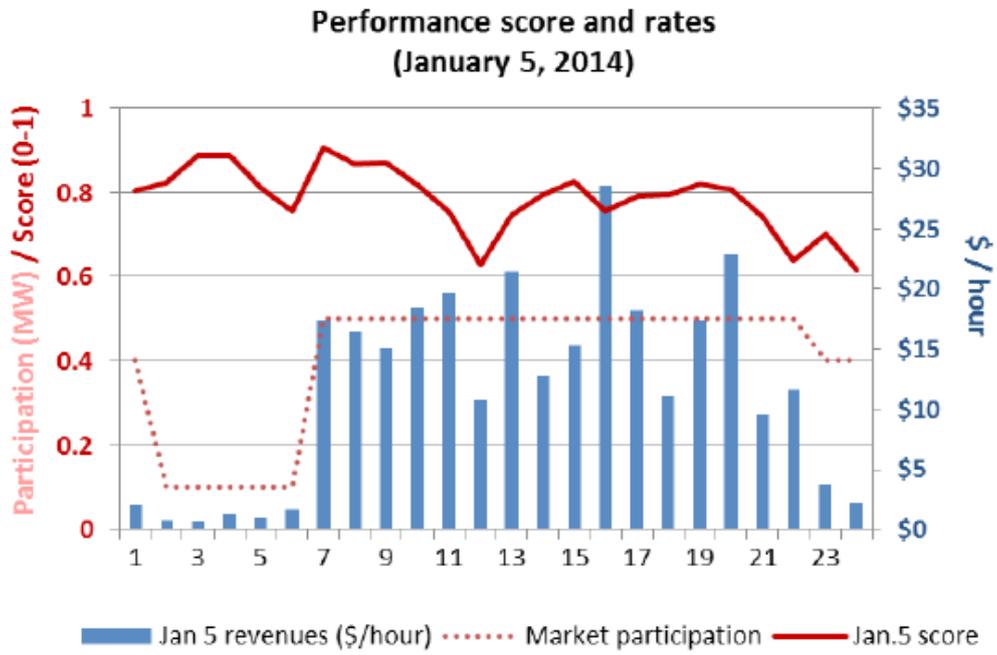


図 2-56 SEPA 蓄電池プロジェクトの周波数市場での利用実績 (2014 年 1 月 5 日の例)
 出所) White paper: SEPTA's (Southeastern Pennsylvania Transit Authority) Wayside Energy Storage Project

(3) EnerNOC

1) EnerNOC の概要

DR サービスプロバイダであり、2003 年の DR サービス開始の後、現在は系統運用事業者やユーティリティ向けの DR ソリューションを、北米、欧州、豪州、アジア等 12 ヶ国で展開している。

米国では、電力会社や ISO など 20 機関に対して DR を提供しており、PJM 市場が MW 規模ベースで最も取引量が多い。PJM 市場では、容量、エネルギー、アンシラリーの各市場に参加しているが、取引価格が比較的高い容量市場への参加が中心となっている。

2) DR の仕組み

多種多様な需要家を組み合わせることで DR 資源のポートフォリオを組み立て、DR サービスを提供している (図 2-57)。DR の契約需要家は、産業部門および業務部門の需要家である。

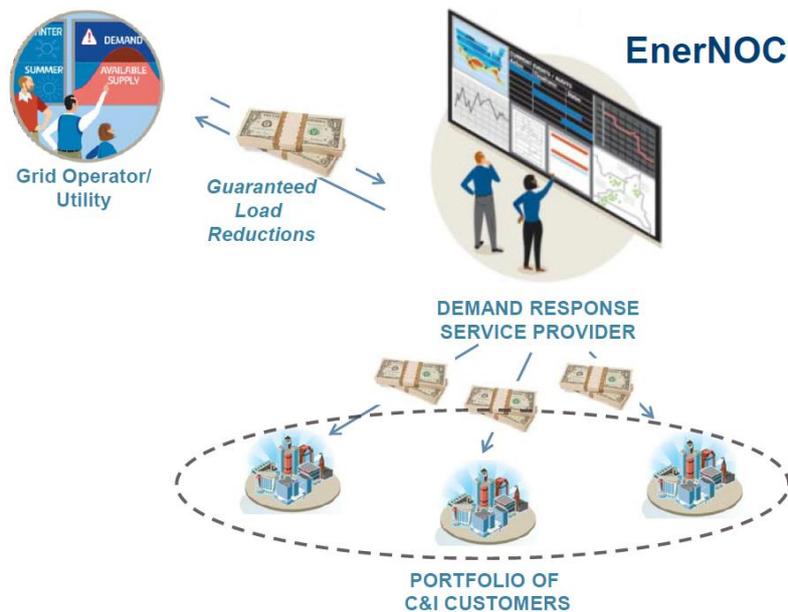


図 2-57 EnerNOC のステークホルダー

出所) EnerNOC 資料

3) 制御方法

需要家の電力消費量データのリアルタイム送信および負荷制御の機能を有する専用デバイスを需要家施設に設置している。

オペレーションセンターにてネットワーク状況や需要家施設の負荷を常時監視しており、DR が発動されると、必要とされるネガワットを提供できる需要家施設を選択して制御を行う。主には、オペレーションセンターからの直接制御と間接制御 (シグナルに基づく需要家によるマニュアルでの制御) の組合せが中心となっている (表 2-32)。

ポートフォリオが削減目標値に到達していない場合、パフォーマンスが良くない需要家に対して積極的に連絡を取り、必要に応じて既に削減している需要家から追加容量の供給を要請し、需要家間で負荷削減量を調整する。削減目標値に到達しない場合は EnerNOC がペナルティ支払リスクを負い、個々の DR 契約需要家は予め約束した需要削減を行えなくてもペナルティを支払わなくてよい仕組みとしている（図 2-58）。

表 2-32 EnerNOC の主な需要家、設備

	直接制御	間接制御
応答速度	～10分	30分～
主な需要家	事務所、宿泊施設、小売店、冷凍倉庫、福祉施設、食料品店、学校	軽工業、製造業、冷凍倉庫、化学、水道
主な DR 資源	BEMS 制御対象負荷、照明、空調、冷凍システム	プロセスライン、製造装置、モーター、ポンプ

出所) EnerNOC 資料より作成

Performance Through Portfolio Management



図 2-58 EnerNOC のポートフォリオ管理のイメージ

出所) EnerNOC 資料

(4) Sacramento Municipal Utility District (SMUD)

1) SMUD の概要

SMUD は、カリフォルニア州サクラメントに拠点を構える公営電気事業者であり、同州の PG&E、SCE、SDG&E などのカリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) の管轄下にある投資家所有電力会社 (IOU) とは異なり、SMUD はサービスエリアの顧客 (一般市民) が所有し、住民が選出した 7 名の理事会 (Board of Directors) によって運営されている。また、料金構造も IOU とは異なり、理事会の決定や初期投資 (capital investment) のコスト回収に基づき設定されるのではなく、市政府が予算配分に応じて決定する。

SMUD は現在、約 60 万件の顧客を有し、ピーク負荷は 3,300MW である。CAISO には属しておらず、地域内の需給調整を自ら行っている。SMUD は、周辺地域の系統を管理し、5,000MW の電源を有する北部カリフォルニア需給調整機関 (Balancing Authority of Northern California: BANC) に参加している。

SMUD は再生可能エネルギー資源の導入、炭素排出削減、省エネ促進に積極的に取り組んでいる。

● 再生可能エネルギー資源の導入

- ✓ カリフォルニア州では再生可能ポートフォリオ基準 (Renewable Portfolio Standard: RPS) が設定されており、SMUD は現時点で全発電源に占める再生可能エネルギーの割合は 27% に達している。再生可能エネルギー資源の割合 27% の内訳は、メタンガスや埋立地ガスなどのバイオガスが 14%、太陽光や風力などの出力変動する発電源である。
- ✓ 同社は、カリフォルニア州の PRS 到達目標である、2020 年までに 33%、2050 年までに 50% を達成させる取り組みをしている。
- ✓ 垂直統合型電力会社である SMUD は、水力発電 (680MW) などのクリーンエネルギー源を有しているが、カリフォルニア州の RPS では、30MW 以上の水力発電は対象外であることから、SMUD はそれ以外の再生可能エネルギー源の導入を積極的に進めている。再生可能エネルギー源のうち半数は、バイオガスなどの出力が安定した発電で整備することを目指している。
- ✓ SMUD は、顧客側へ設置するルーフトップ PV の導入促進を目的として、フィードインタリフ (FIT) 制度を導入している。しかし、同サービスエリアで顧客側に導入されている PV は 9,000 台、80MW と少ないのが状況である。新規 PV 導入申請件数は月当たりわずか 350 件程度、10MW 程度にとどまる。サクラメント地域でルーフトップ PV の導入量が少ない理由として、他の民間投資電力会社と比較して SMUD の電力料金は約 3 割低く (夏場の平均電気料金は平均 18 セント/kWh)、経済性が低いことが挙げられる。

● 炭素排出量の削減

- ✓ カリフォルニア州では、州指令 (executive order) により、2050 年までに 1990 年比 80% の炭素排出量の削減が義務付けられている。
- ✓ SMUD は、同目標値を 10% 上回る目標を立て、炭素排出削減に積極的に取り組んでいる。

- 省エネ促進

- ✓ カリフォルニア州では、エネルギー消費量の削減として、2007年から2016年までの10年間で合計10%（1年に1%減）の負荷削減の目標が設定されている。
- ✓ SMUDは、過去5年間で同目標値を上回る年間1.5%の負荷削減を省エネにより達成するなど、エネルギー消費量の削減に取り組んでいる。

2) 時間帯別（TOU）料金への移行

SMUDの家庭用電気料金は、従量料金制から時間帯別料金制度（Time-of-Use: TOU）へと移行する。2年間のパイロットプログラムの結果、2017年までに家庭用顧客に対してTOUを選択制で提供し、2018年までに同料金をデフォルト料金として提供することが決定された。時間帯別料金への移行に向けて、クリティカルピーク価格、ピーク価格、オフピーク価格の3種類の時間帯別料金を提供することが提示されている（図 2-59 参照）。

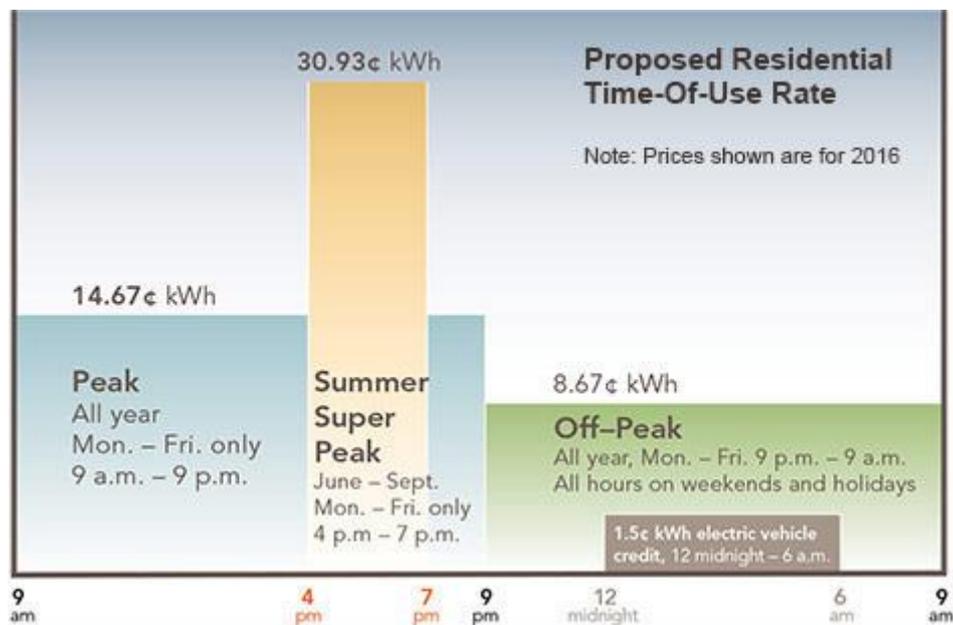


図 2-59 SMUD の時間帯別電気料金

出所) SMUD ウェブサイト

3) DR に係る動向

SMUD は家庭用顧客及び商業用顧客の双方に対し、ピークシフト及びピークカットを主な目的としてDRプログラムを提供してきた。例えば、家庭用顧客向けのDRプログラムには、エアコンの負荷制御などがあるが、従来はシグナルの送信を通じて、エアコンの電源をオン・オフにするなどの基本的な操作に留まり、プレクーリングなどの高度なDR機能は使用してこなかった。

近年の技術進展に伴い高度なDRサービス提供が可能となり、DRサービスを一つのリソース（供給源）として活用するといった、DRサービスの新たな利用方法を検討中である。

a. Energy-Smart Community Project

SMUD は Sunverge と共同で、家庭を対象としたネット・ゼロ・エネルギー・プロジェクト「Energy-Smart Community Project」を展開している。本プロジェクトでは、サクラメント市繁華街に、2.5kW の太陽光発電と蓄電システム、デマンドレスポンス対応サーモスタット等を導入したスマートホームが 34 軒建設されている。

プロジェクトの実施目的は、多様な技術を統合、デマンドレスポンスを提供し、ピークシェイピングや再生可能エネルギー源の出力調整など、様々なユースケースやテストシナリオに基づき、統合された技術の性能・能力や価値を検証することである。

その一例として、蓄電システムを活用した周波数調整の実験、検証が行われ、結果として、デバイス間の統合に成功し、4 秒毎の周波数調整に反応するなど、蓄電システムを活用した周波数調整に潜在能力があるとの結論が得られた。蓄電システムの導入コストは現時点で高額であるものの、今後コストが低減すれば、同システムを活用した周波数調整や瞬時予備力（Spinning reserve）などのアンシラリー・サービスの活用がより高まるものと SMUD は捉えている。デマンドレスポンスを再生可能エネルギー源の出力変動へ活用できれば、電力会社と顧客の双方に利益をもたらすものとして期待が寄せられている。

SMUD は、電気温水器やプールポンプを利用した周波数調整の実験も行っているが、信頼性の観点で、プールポンプは電気温水器ほどの効果はないとしている。

なお、ヒートポンプ給湯機を対象とした周波数調整の実験は実施していない。その理由として、ヒートポンプ給湯機は、エネルギー削減の観点から技術的には優れているものの、既に省エネ効果が高いことから、DR による電力消費量の大幅な削減能力は限定的とみており、周波数調整に同デバイスを活用することは効果が少ないと捉えている。

b. その他の実証プロジェクト

DR に関する最近のパイロットプロジェクトとしては、商業用顧客を対象とした Open ADR を利用した負荷制御や、数時間にわたるサーモスタットの操作による温度調整などが挙げられる。

また、時間帯別料金等のダイナミックプライシングの提供を含めた DR 実証プログラムも実施している。同プログラムでは、電力需要が最も高い日にクリティカルピークプライシングを適用し（年間最大 12 日）、75 セント/kWh（通常料金の 10 倍高額）の電気料金を設定し、クリティカルピークプライシングの実施開始 24 時間前に顧客へ通知する仕組みとし、サーモスタットによる制御も実施した。

その他に、SMUD は 2015 年夏、DR を信頼性の高いリソースとして利用することを検証するために、顧客が DR プログラムから「オプトアウト」することを妨げる実証プログラムを実施した。通常の DR プログラムでは、IPO/RTO からのシグナルに対する DR 資源の応答は任意であり、応答しない「オプトアウト」を選ぶことも可能であるが、実証プログラムでは、DR 資源リソースの信頼性・確実性の確保を目的として、顧客による「オプトアウト」を阻止すべく、「オプトアウト」した場合には電力料金を引き上げるといった電力料金で差別化を図ることの影響などの実験を行っている。

将来的な DR の活用に向けては、以下のような技術的及び経済的課題があると認識されて

いる。

- 技術的課題
 - ✓ デバイス間で同一の通信プロトコルが使用されていないなど、通信規格の互換性などの技術的課題が存在する。
 - ✓ SMUD がピークシフトを目的として提供するデマンドレスポンス管理システムは、シグナル送信後の機器の状態や顧客側の配電系統の状況が把握できない。高度かつ価値の高い DR を提供するためには、DR シグナル送付後の可視化や詳細な制御を行う機能など、更に高度なデマンドレスポンス管理システムが必要である。
- 経済的課題
 - ✓ DR の潜在的活用に関して、DR の価値が認識されていない。

4) EV の活用検討

SMUD は、電気自動車への充電を、太陽光発電の導入拡大に伴う収入源の損失を補填する手段のみならず、負荷シフトやダックカーブの解決手段の一つとして位置づけている。過去に、サービスエリアにおいて、電気自動車の普及台数に応じた、様々なシナリオを策定し、負荷シフトやダックカーブの解決における潜在的利用を検証した。その結果、夜間に発電量が増える風力発電源の出力調整に電気自動車を活用できると結論付けた。

ただし、電気自動車を系統運用に利用することによる蓄電池の劣化への懸念の声もある。SMUD は、自動車メーカーとのパートナーシップを通じて、電気自動車の蓄電池の活用を検証している。

5) 電力貯蔵システムの実証

カリフォルニア州では蓄電システムの導入を促進しており、民間投資会社（IOU）3社に対して2020年までに合計1,325MWの蓄電導入が義務付けられている。

SMUD は、送配電系統と顧客側の双方への導入を対象として電力貯蔵の実証プロジェクトを過去5年間にわたり実施している。同社では、ピーク負荷削減、電圧支援、再生可能エネルギー源の出力調整といった、様々な用途に応じたユースケースを検証している段階であり、現時点で合計50件に及ぶ電力貯蔵実証プロジェクトを有している。

例えば、3MWのPVシステムへの500kWの蓄電池併設システムや、400MWの揚水発電、枯渇ガス田を利用した圧縮エネルギー貯蔵システム（Compressed Air Energy Storage）などが挙げられる。また直近では、ルーフトップPVが設置された一般住宅への蓄電池システムの統合や大容量のPVが設置されている大規模の商業用顧客への蓄電池システムの統合など、需要家側設置蓄電池プロジェクトに係る様々な実証プロジェクトを実施している。

蓄電システムを統合する上では、通信プロトコルの標準化にかかる問題や高額なコスト等の課題が指摘されている。

2.2.4 再生可能エネルギーの導入量増加に伴う DR の活用ポテンシャル

東海岸を中心とした米国における DR は、ピークカットが主目的となっているが、再エネ対応を目的とした DR は実施されていないものの、今後の可能性として以下のような見解を得た。

(1) 再エネ対応としての DR の要件

現在の主な DR の利用先である容量市場においては、DR の稼働は年間 6~7 回程度と多くないが、再生可能エネルギー対応となればもっと頻繁に稼働する必要が出てくる。

(2) 再エネ対応としての DR 適用の可能性

現時点では各種アンシラリー市場における DR の活用実績は少ないが、今後再生可能エネルギー対応としてはこの活用が重要であり、自動化された DR であれば対応できると思われる。

既に、多くの需要家を集めてポートフォリオ化し、常にモニタリングした上で需要家の状況に応じて最適に DR を稼働するビジネスも登場している。自動化によって、回数や時間など DR の確実性を確保することにより、頻繁な DR 稼働と管理を効率的に行うことができると思われる。

再生可能エネルギーの種類によって、DR による対応の適性が異なる。風力発電に対しては、瞬間的な制御機能が求められるため、給湯器などが利用可能である。また、蓄電池も利用可能であることが多い。一方、太陽光発電に対しては、ランプ特性への対応や余剰電力吸収としての何時間継続する抑制が数日間にわたり必要になるため、給湯器や蓄電池での対応は現実的ではない。変動性の高い再生可能エネルギーの増加によって、より早い変化に対応していく必要がある。現在蓄電池が様々なところで試されているが、まだ価格が高い。今後、価格が下がり、手ごろな価格で十分な電力を蓄える蓄電池が登場すれば、既存の技術を応用してこのような対応をするための手段になりうる。

2.2.5 我が国への示唆

米国現地調査及び文献調査の結果、DRの活用可能性に関しては以下のような示唆が得られた。

- 東海岸を中心とした米国におけるDRは、ピークカットを目的とした大口向けのDRが大半を占めるが、予備力や周波数制御を目的としたDR、家庭用の自動DRも実ビジネスとして実施されている。
 - ✓ 産業・業務では、複数の需要家を束ねて、産業プロセス機器、空調、自家発電等の直接制御を行うことで、予備力や周波数制御を実施している事業者が存在する。
 - ✓ 家庭では、空調、電気式蓄熱給湯等の直接制御により、ピークカットの実績を挙げている事業者も存在する。例えば、OnOffではない部分負荷制御の実施、需要家への対応拒否権の付与（拒否回数は限定）、経済インセンティブの付与等の工夫によって参加需要家を拡大している。
- 他方、再生可能エネルギーの普及が進むカリフォルニア州においては、ダックカーブ対策としての電気自動車の活用を見据えた取り組み等も行われつつある。
- 今後必要となる再エネ対応用DRのコンセプトは理解されており、再エネ対応用DRの実現に向けた素地がある。具体的なニーズと市場が出てくれば、再エネ対応用DRを実現できると思われる。

米国でのDRの利用実態を踏まえると、DRは、将来の再生可能エネルギー大量導入時の系統対策として機能しうると言える。

- 再生可能エネルギー大量導入時には需給調整やアンリラリーへのニーズが高まる。
- 現時点では、ピークカットや、高い信頼性が要求される周波数制御において、DRは成果を上げている。調整力市場には資本費を伴う蓄電池等が参加しているが、緊急時対応としてはDRも有効となる可能性がある。
- 下げ代不足対策としての需要創出のためのDRは、ニーズが顕在化しておらず実施されていないが、将来的には、制御対象や制御方法の工夫（例：電気自動車の充電制御等）により、下げ代不足への対応としてもDRは活用できるのではないかと。

そのためには、再エネ対応用DRのモデル検討及び受容性の検証が必要となる。

- 再生可能エネルギー大量導入時には、電力需給バランス確保やLFC調整力確保が必要とされる時間帯や継続時間が日々変化する可能性がある。
- これに対応できる柔軟性の高い再エネ対応用DRの仕組みを実現するためには、制御対象や制御方法等の工夫が必要となる。例えば、複数の需要家を束ねた負荷の自動制御が有用ではないか。
- 再エネ対応用DRのモデルを検討する上では、再エネ対応用DRに対する需要家の受容性に対する検証も必要ではないか。

また、米国ではDR資源の参加可能な複数の市場が存在するが、信頼性担保等の観点からは、試行錯誤で市場整備が進められている状況である。特にDRをマネタイズするための市場の検討が重要である。

- 柔軟性を高める市場設計

- ✓ 異なる周波数領域ごとにアンシラリーや需給調整に対応できるような市場設計が必要ではないか。その中で、DR を市場に統合していくことが重要である。また、需要削減に加えて需要創出も対象とした市場設計が必要ではないか。
- DR の経済価値に関する評価
 - ✓ DR は経済合理性の観点から、どの時間領域に活用するのが適切か。蓄電池等のオプションとの比較を踏まえ検討すべきである。
 - ✓ DR の経済価値をどのように評価すべきか。

2.3 我が国における再生可能エネルギー大量導入時の電力需給分析

2.3.1 分析の狙い

(1) 分析の目的

2.1 項において、再生可能エネルギー電力の大量導入時の電力需給対策オプションを整理したが、ここで述べたように、各対策オプションの役割は、その技術の特性、技術成熟度やコスト、利用可能量、市場を始めとする社会制度やビジネススキームなどの多面的な検討を行っていくことが必要である。

本節では、対策オプションの役割について、電力需給の物理的側面からの評価を行うことを検討した。具体的には、複数の対策オプションを含めた電力需給を模擬する計算機モデル（「電力需給評価モデル」と呼ぶ）を構築し、解析を実施した。

一般に、このような電力需給モデルを用いることで、どのような特性のある対策オプションが選択されるのか、どのような季節・時間帯にその必要性が高まるのか、対策オプションの活用により燃料費や CO2 排出の低減にどの程度貢献するのか、といったことを、定量的に評価できる。

(2) 既存の類似研究

再生可能エネルギーの大量導入時の電力需給の課題に関する対策オプションの評価について、既往文献の調査を行った。調査対象の文献は、「日本を対象とした分析を行っていること」「電力需給を少なくとも 1 時間単位で分析していること」を条件とした。

対象となった文献を表 2-33 に示す。各文献における評価対象やモデルの特徴、扱われている対策オプション等を表 2-34 にまとめる。

表 2-33 再生可能エネルギーの大量導入時の電力需給対策の評価事例の文献

番号	タイトル	著者、論文誌等
1-1	再生可能エネルギーの大量導入が電源の設備量運転モードに及ぼす影響評価-揚水式水力の精緻化と全国大での試算-	山本・矢部他, 電中研報告書, 2014.12
2-1	太陽光、風力発電の出力変動と地域間電力融通を考慮した最適電源構成に関する分析	小宮山・柴田他, 2012 電気学会論文誌 B, Vol.133.No3, pp263-270
2-2	日本の電源構成の展望と電気自動車, プラグインハイブリッド自動車の省エネ, CO2 削減効果に関する分析	小宮山・藤井, 2012 電気学会論文誌 B, Vol.133 No1, pp10-18
2-3	再生可能エネルギー余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源構成の検討	小宮山・大槻他, 2014 電気学会論文誌 B, Vol.134 No10, pp885-895
3-1	長期エネルギー需給見通しに基づく我が国の 2030 年の電力需給解析	荻本・片岡・占部・斉藤, エネルギー・資源学会, 第 32 回コンファレンス講演論文集 1-2, 2016
3-2	太陽光発電の予測誤差が需給運用と発電コストに与える影響	宇田川・荻本・池上・大関・福留, 2013 電気学会新エネルギー・環境メタボリズム社会・環境システム合同研究会資料, pp85-95
4-1	電源構成モデルによる再生可能エネルギー大量導入時の電力需給運用評価	高尾, 東京大学修士論文, 2013

表 2-34 再生可能エネルギーの大量導入時の電力需給対策の評価事例

番号・年		1-1・2014	2-1・2012	2-2・2012	2-3・2014	3-1・2013	3-2・2013	4-1・2013
論文誌・所属等 著者		電中研報告書 山本・矢部 他	電気学会論文誌 小宮山・柴田他	電気学会論文誌 小宮山・藤井	電気学会論文誌 小宮山・大槻他	エネルギー資源学 会コンファレンス 荻本他	電気学会研究会 宇田川・荻本他	東京大学修論 高尾
目的		・再エネ大量導入によるコスト増分の概略把握 ・周波数調整力不足と発電余剰の発生を考慮した評価	・太陽光風力の大量導入の可能性を分析し、それに伴う地域間の需給バランスを巨視的視点で把握	・EV・PhEV の導入が、日本の省エネ・CO2 排出量に与える影響分析	・再エネ余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源モデルを構築し、水素貯蔵の導入可能性を検討	・再エネ大量導入下での蓄電、DR、を含めた分析 ・連系線運用が経済性と再エネ出力抑制に与える影響に着目した解析	・太陽光の予測誤差が需給運用と発電コストに与える影響の分析	・再エネ大量導入における安定した需給運用を、周波数調整力を考慮して評価 ・高効率火力発電の導入効果を検討
対象	地域	全国（沖縄除く） 東日本・西日本に分割し個別計算	全国（沖縄除く） 事業エリアで9分割	全国 一地域モデル	北海道	全国 10 地域モデル	東京	全国 一地域モデル
	期間	2020・2030	明示なし	2005・2030・2050	明示なし	2030年	2030年	2030年
	時間解像度	1時間	10分	10分	10分	1時間	30分	15分
モデル化の方法		線形計画 コスト最小化	線形計画 コスト最小化	線形計画 コスト最小化	線形計画 コスト最小化	混合整数線形計画 運用費最小化	混合整数線形計画 コスト最小化	線形計画 コスト最小化
分散型・系統電源の前提	再エネ容量	・太陽光・風力（外生） ・大規模水力（外生）	・太陽光・風力（内生） ・大規模水力・地熱・バイオマス（外生）	・太陽光・風力（内生） ・大規模水力・地熱（外生）	・太陽光・風力（内生） ・大規模水力・地熱・バイオマス（外生）	・太陽光・風力（外生） ・大規模水力（外生） ・地熱、バイオマス	・太陽光・風力（外生） ・大規模水力（外生）	・太陽光・風力（外生） ・大規模水力・地熱・バイオマス・海洋（外生）
	火力発電の新設	新設考慮 ・設備容量の上下限値は資源エネルギー庁、電源開発の概要及び電力会社資料から作成	考慮しない ・各地域の火力発電の設備容量は現状値を外生値として固定	既報告（小宮山・柴田他（2011）電学論 C 及び小宮山・藤井（2012）電学論 B）に従い設定	考慮しない ・石炭火力、石油火力の発電設備は現状値で固定して計算	考慮しない ・火力発電は、供給計画、エネルギー長期需給見通しなどから想定	考慮しない ・火力発電は供給計画、エネルギー長期需給見通しなどから想定	新設考慮 ・2030年政府シナリオ（原発ゼロシナリオ追加対策前）から設定
	火力発電の起動停止	「運転モード」を導入して近似	—	—	—	ユニット単位の起動・停止をモデル化	ユニット単位の起動・停止をモデル化	—

番号・年		1-1・2014	2-1・2012	2-2・2012	2-3・2014	3-1・2013	3-2・2013	4-1・2013
	再エネ出力の想定	太陽光風力ともに全国794の2010年アメダスデータから8760時間の出力パターン作成	全国686の2007年アメダスデータから各地域365日10分間隔での出力パターン作成	全国686の2007年アメダスデータから各地域365日10分間隔での出力パターン作成	2007年アメダスデータから365日10分間隔での出力パターン作成	・太陽光出力の予測値は高島・萩本の1時間値 ・風力出力の予測値は萩本他の1時間値	・太陽光：エリア内気象官署データから作成	浮島太陽光発電所の曲線を東京換算設備量に適用し、2030年の全国の太陽光出力パターンを天候ごとに作成
	出力予測誤差	—	—	—	—	— 太陽光風力の出力予測誤差は間接的に考慮	考慮 太陽光の出力予測誤差を考慮	考慮 太陽光風力の出力予測誤差を考慮した短周期の周波数調整力を評価
需給対策オプション	電力システム側	従来電源による調整	考慮	考慮	考慮	考慮	考慮	考慮
		揚水発電の活用	考慮	考慮	考慮	考慮	考慮	考慮
		広域連系線運用	— (東・西を独立に計算)	考慮	— (一地域モデルのため)	— (一地域モデルのため)	考慮	— (一地域モデルのため)
	再生可能エネルギーの出力抑制	考慮	考慮	考慮せず	考慮 ケース設定	考慮	考慮	—
	需要側	デマンドレスポンス	—	—	考慮(電気駆動自動車)	—	考慮(HP 給湯、EV)	—
需要側エネルギー貯蔵		—	—	—	・定置用蓄電池 ・余剰電力での水素製造・貯蔵	考慮	—	—
その他	CO2	—	CO2 制約	CO2 制約	CO2 制約	—	—	CO2 制約

出所) 各文献から作成

(3) モデル構築の方針

1) モデルで扱う問題の範囲

a. 設備計画と運用計画

電力システムにおいては従来、電力会社による最小費用分析に基づいて、短期の運用計画や長期の設備計画が行われてきた。電力自由化後においては電力システムの計画を担う主体が様々になるが、社会全体としては「社会費用」（詳細後述）が最小となることが望ましいことには変わりはない。

ただし、再生可能エネルギーに係る問題を従来の長期の最小費用需給計画（設備計画）で考慮するには、計算量・解析時間等の制約があると同時に、低炭素化のオプションが当面経済性が劣ることで最小費用計画問題になじまないという問題がある。一方で、再生可能エネルギーの大量導入に対応するための火力発電の運用は、ユニット単位で火力発電の部分負荷における効率低下などを考慮しなければ、現実との乖離が大きくなる。

このため、電力システムに対する分析においては、長期の設備計画（発電設備容量、その他需給対策の設備量）についてはシナリオとしての評価が行われることが多く、その上で、火力発電所の短期の運用計画（起動停止計画：Unit Commitment）を詳細に扱うことが主流となっている。

そこで、ここで構築する電力需給モデルは、電源ユニットの起動停止計画を含む、設備の運用計画に特化したものとした。再生可能エネルギーを含む発電設備容量やその他需給対策の設備量、また電力需要については、評価の対象とせず、既存の計画や見通しを参考に設定した。

b. 再生可能エネルギー出力の変動性と不確定性

また、再生可能エネルギーを大量に電力システムに導入するためには、その出力の変動性・不確定性から、様々な時間領域における調整力の確保の制約、各種予測のタイミングと組み合わせたシステム運用プロセスの確立、さらには実運用を可能にするための市場設計・価値のマネタイズの検討が必要となる。

ここで構築するモデルでは、まず、再生可能エネルギーの出力変動に対する LFC（負荷周波数制御時間帯）調整力の確保制約に着目することとした。

すなわち、今回のモデルでは、これ以外の時間帯での調整力や緊急時対応の予備力の確保については考慮しなかった。また、再生可能エネルギーの出力は既知であるものとして取り扱った。さらに、電力システム内の全ての主体（デマンドレスポンスに参加しない需要家を除く）は系統運用者からの指示に確実に従うものとし、その運用を実現するための市場・対価等のメカニズムについては考慮しなかった。

c. モデルで扱う問題の範囲

以上より、本モデルでは、再生可能エネルギーが大量導入された電力システムにおいて、

その出力変動に対する LFC 調整力の確保を制約とし、電力需給に関する対策オプションの選択を含めた電力システムの運用計画を取り扱うこととした。

2) 社会費用について

電力システムの運用にあたっては、生産される電力の価値⁵³には差がないため、その「社会費用」が可能な限り小さいことが望ましい。ここで、「社会費用」とは、『対策を導入することによって、社会が負担することになる「機会費用」の合計』⁵⁴である。なお、「機会費用」とは、『対策を行うために社会が資源を費やしたことで、もしその対策がなかったならば別の有益な用途に使っていたものが使えなくなることによって失われる価値』⁵⁵である。

具体的には、電力システムの運用に対する資源（燃料、労働・手間等）の投下は、別の有益な生産活動への資源の投下量を減少させる。このときの機会費用の単価は、燃料費単価・人件費単価等に顕れているものと考えることが適当であり、すなわち電力システムの運用における社会費用とは、運用に係る燃料費・人件費等にほかならない。また、発電により排出される二酸化炭素への対応も電力システムの運用の範囲に含まれていると考えられるが、このときの機会費用単価は CO2 価格に顕れていると考えれば、CO2 費用も社会費用の一部と見ることができる。

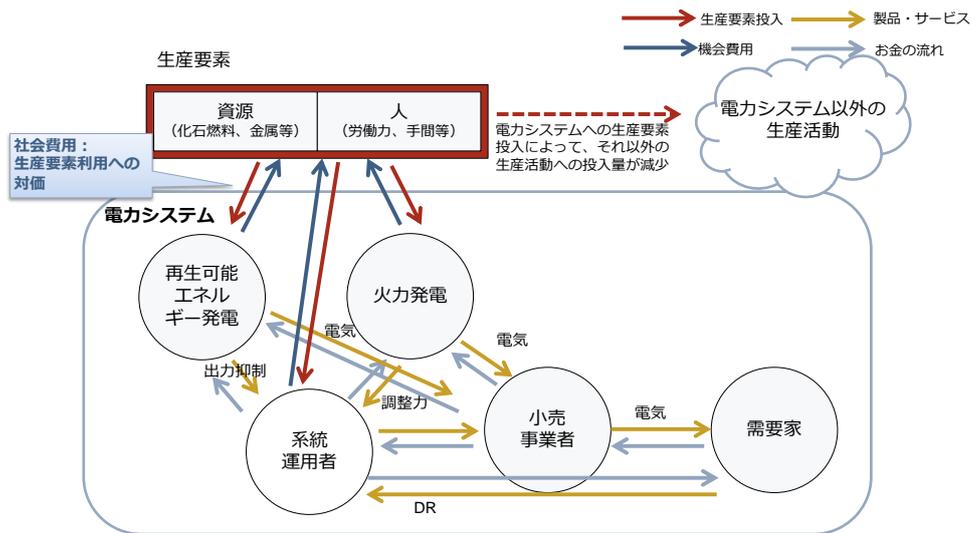
一方、社会費用には、社会内部での所得移転を含まない。例えば、再生可能エネルギーの出力抑制において、現在は一定の範囲内で系統運用者から発電事業者へ補償費が支払われるが、補償費は、資源を費やしたことに対する機会費用ではないため、社会費用に含まれない（補償費支払に関する事務人件費等は、社会費用である）。同様に、アンシラリー・サービスを提供する火力発電への対価の支払い、デマンドレスポンスを行う需要家に対する協力金の支払い等も、社会費用に含まれない（アンシラリー・サービスを提供するために必要な追加燃料費・人件費等、デマンドレスポンスに必要な通信費等は社会費用である）。

これらの費用の関係のイメージを、図 2-60 に示す。

⁵³ 電力の消費により需要家に生じる効用のことを指す。産業波及効果・地域振興効果等は含まない。

⁵⁴ 産業技術研究所 安全科学研究部門「社会経済分析ガイドライン」

⁵⁵ 脚注 54 と同じ。



イメージを示したものであり、電力システム中の活動を全て図示したものではありません。

図 2-60 電力システムにおける社会費用

社会費用は、電力システム内での金銭のやり取りには何ら影響しないため、社会費用が最小化された電力システムの運用の姿を、どのようにして実現するかという市場設計・マネタイズの問題は、別途の議論が必要である。

なお、多くの労働の投下が必要であることは雇用創出効果が大きいことでもあるから、必ずしも社会費用が小さい電力システムが社会的に望ましいとは限らないとの解釈もあることには、留意が必要である。ただし、そのような労働は、電力システムによる電力生産よりも価値のある生産活動に対して投下すべきであるとも言える。

2.3.2 電力需給評価モデル構築

(1) モデルの基本構造

1) モデルの特徴

以上のように、構築した電力需給評価モデルは、電力システムの設備の運用計画を取り扱うものである。構築したモデルの特徴を、表 2-35 にまとめる。なお、表の表側は表 2-34 と整合している。

評価の目的や計算量・解析時間の制約を鑑み、日本の 10 電力エリアを同時に扱うものとし、エリア間の連系線による電力授受を考慮した。また、評価対象を特定の 1 年とし、時間解像度を 1 時間とした。1 週間毎に運用計画を行い、これを 53 週分繰り返すこととした。

社会費用が可能な限り小さい運用計画を求めるために、「最適化問題」という数学的手法を用いている。最適化問題では、電力システムに関する「制約式」（設備容量以下の出力しかできない等の物理的な条件）を満たす範囲内で、「目的関数」（運用に関する社会費用）が最も小さくなる運用を計算する。制約式や目的関数については詳細を後述する。本モデルが解く問題は、最適化問題の中の「混合整数線形計画」という種類になっており、表 2-34 の事例でも使用例が多かった「線形計画」では扱えない火力発電の起動停止・部分負荷運転な

どの要素を取り扱うことができる⁵⁶。

上述したように、再生可能エネルギーや火力発電等の設備容量は、運用計画の対象外である。なお、大規模水力発電や原子力発電については、その発電量についても運用計画の対象外とした。太陽光発電・風力発電の出力パターンはアメダスデータを用いて設定している。

火力発電の運転を含めて、各需給対策オプションを、いつどのように使用するかが、運用計画の範囲の事項である。火力発電の運転調整、揚水発電の活用、広域連系線による他エリアとの電力量融通、再生可能エネルギーの出力抑制、デマンドレスポンス等がこれに含まれる。

表 2-35 構築するモデルの特徴

観点		本モデル	
対象	地域	全国 10 エリア（各エリア内は同様であるとし、送配電系統等は考慮しない）	
	期間	1 年（1 週間単位の逐次計算）	
	時間解像度	1 時間	
モデル化の方法		混合整数線形計画 運用に関する社会費用最小化	
分散型・ 系 統 電 源 の 前 提	再エネ等容量	太陽光・風力・大規模水力（外生）	
	火力発電の新設	新設考慮（各種計画・報道等より積み上げ）	
	火力発電の起動停止	ユニット単位の起動・停止をモデル化	
	再エネ出力の想定	太陽光・風力ともに都道府県別代表地のアメダスデータから 8760 時間の出力パターン作成	
	出力予測誤差	考慮しない	
需 給 対 策 オ プ シ ョ ン	電力シ ス テ ム 側	従来電源による調整	考慮
		揚水発電の活用	考慮（可変速機は調整能力あり）
		広域連系線運用	考慮（電力量の融通のみ、調整力の融通は考慮しない）
	再生可能エネルギーの出力抑制	考慮	
	需要側	デマンドレスポンス	考慮（家庭用ヒートポンプ式給湯機、電気自動車）
		需要側エネルギー貯蔵	考慮（需要側蓄電池。ただし評価対象としない）
その他	CO2	炭素税	

2) モデルの入出力データ

モデルにおける入出力データの概要を図 2-61 に示す。

⁵⁶ 「線形計画」は、全ての変数が連続値であり、またそれらの間の関係が一次関数であることを想定している。例えば、燃料消費量は発電量に比例するといった関係である。しかし、部分負荷による効率低下は、例えば燃料消費量＝ $A \times \text{発電量} + B$ （ A 、 B は定数）と近似できたとしても（切片 B の分だけ、発電量が小さいほど燃料消費量が相対的に大きい（＝部分負荷による効率低下）が表現されている）、発電量が 0 のときの燃料消費量は 0 であることが表現できない。このような関係を近似的に表現するために、発電量が 0 のときに 0、そうでないときに 1 を取る整数変数（この場合は二値のためバイナリ変数とも呼ぶ）を導入し、燃料消費量＝ $A \times \text{発電量} + B \times \text{整数変数}$ とすれば、発電量が 0 のときも燃料消費量が 0 であることが表現できる。このように変数の中に整数変数を含むが、変数間の関係が一次関数であることを想定しているものを、「混合整数線形計画」と呼ぶ。

各発電種類別（火力発電はユニット別）の容量や効率等パラメータ、1時間毎の太陽光発電・風力発電の出力（出力抑制前）需要が、モデルへの入力データ（これを「外生」という）となる。

モデルで社会費用が最小になるよう運用計画を作成することで、毎時の、火力発電の出力や揚水発電の運用、エリア間の連系線潮流、太陽光発電・風力発電の出力抑制量やデマンドレスポンス量が得られる。

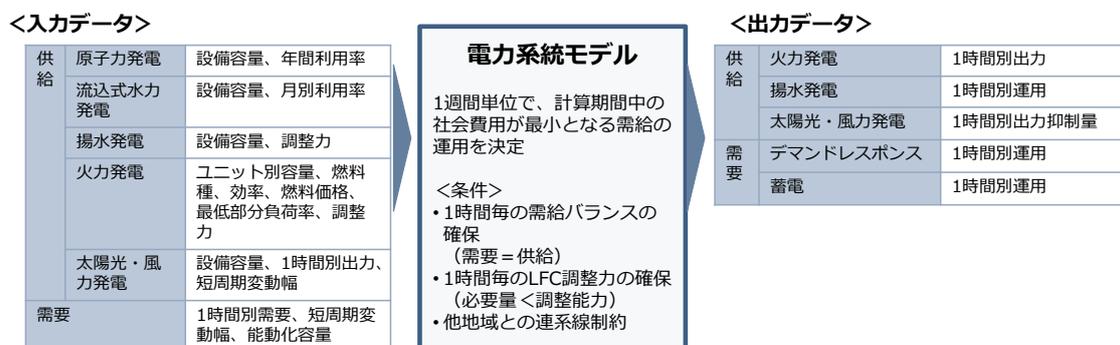


図 2-61 モデルの入出力

3) 目的関数

本モデルの目的関数は、運用に関する社会費用であり、これを最小化することとしている。社会費用は、燃料費と CO2 費用の和とした。運用に関する人件費等は、運用に依存して可変的に発生する部分は小さいと見なして含めなかった。

なお、電力需給バランスや LFC 調整力確保を前提としているが、万一これが満たされなかった時には、十分高額のパナルティが発生するものとしてこれを目的関数に加えた⁵⁷。

4) 制約式

本モデルで使用している主な制約式を表 2-36 に示す。主要な制約式に関しては、(2) 以降で詳述する。

⁵⁷ これは主に最適化問題を解く上でのテクニカルな措置である。なお、これを正しく評価するためには、電力需給バランスや LFC 調整力確保が行えなかった結果発生する停電による、経済的損失・効用損失を評価して計上すべきであるが、その評価方法自体に不確実性が高いため、この考え方は採用しなかった。

表 2-36 主な制約式の種類

制約式の種類		式のイメージ
電力需給バランス		電力供給=電力需要
LFC 確保制約		LFC 調整能力>LFC 必要量
再生可能エネルギー 出力抑制	出力抑制上限	出力抑制量<出力抑制量上限
揚水・蓄電設備	蓄電量バランス	蓄電量=前時間の蓄電量+充電量×効率-放電量
	蓄電量上限	蓄電量<kWh 容量
	充放電量上限	充電量+放電量<kW 容量
地域間連系	容量	地域間送電量<送電線容量
デマンドレスポンス	需要増加量上限	需要増加量<需要増加量上限
	需要減少量上限	需要減少量<需要減少量上限
	需要バランス	Σ 需要減少量= Σ 需要増加量
火力発電	発電用燃料消費	発電用燃料消費=発電量×係数+運転中フラグ×係数
	起動用燃料消費	起動用燃料消費=起動フラグ×係数
	最低出力	発電量>最低出力
	容量	発電量<設備容量
	稼働率上限	期間中稼働率<期間中稼働率上限

5) モデルでの考慮事項

平成 26 年度までの環境省委託事業「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」で検討された「電力システム影響分析モデル」は、電力システムに関する物理的状況の表現において、いくつかの課題が指摘されていた。これらの課題のうち、本モデルで考慮した事項、依然考慮していない事項について、表 2-37 にまとめた。

表 2-37 本モデルで考慮している事項

課題	課題を考慮することの重要性	考慮	備考
地域間連系線の容量制約	各エリア内のみで考慮すると再生可能エネルギー導入によるバランス確保を過度に困難に見積もることになり、容量制約を考えずに全国一体であるとする再生可能エネルギー導入によるバランス確保を過度に容易に見積もることになる	考慮	系統の安定度も考慮した使用可能な容量をどう設定するかは今後の課題
火力発電の部分負荷効率	火力発電は部分負荷運転の際に効率が低下するため、これを考慮しなければ、再生可能エネルギーの導入による化石燃料代替効果を過大に見積もることになる	考慮	パラメータ精査は今後の課題
火力発電の最低出力	火力発電には最低出力や LFC 最低出力（LFC を供給するための最低出力）があり、これを考慮しなければ、再生可能エネルギーの導入による火力発電の運用を楽観的に見積もることになる	考慮	同上
火力発電の LFC 最低出力	火力発電には最低出力や LFC 最低出力（LFC を供給するための最低出力）があり、これを考慮しなければ、再生可能エネルギーの導入による火力発電の運用を楽観的に見積もることになる	考慮していない	計算時間の制約で今回は適用を見送った
火力発電の起動コスト	火力発電はいったん停止させると予熱のための燃料が必要となるため、これを考慮しなければ、再生可能エネルギーの導入による化石燃料代替効果を過大に見積もることになる	考慮	パラメータ精査は今後の課題
予測誤差	需要や再生可能エネルギー発電量の予測が外れたときのために、一般に火力発電等が部分負荷運転で待機しており、これを考慮しなければ再生可能エネルギーの導入効果を過大に見積もることになる	考慮していない	近似的に考慮できる可能性がある
設備計画	運転費のみを考慮していると、運転費が安価であっても、設備投資自体が過剰になっている可能性がある	考慮していない	上記を全て考慮した上での設備計画は、計算機資源的に非常に困難であり、設備容量は外生として扱う

(2) 電力需給バランス確保と LFC 調整力確保のモデル化とパラメータ設定

1) 電力需給バランスのモデル化

本モデルでは、1 時間毎の電力需給バランスを確保することを前提としている。電力需給バランスはエリア毎に確保する必要があるが、系統連系線が使用できる範囲においてエリア間での電力授受も可能である。

電力需給の要素を表 2-35 に示す。

表 2-38 電力需給バランス

需要	供給
一般需要	原子力・大規模水力発電出力
デマンドレスポンス対象機器の需要基本パターン	火力発電出力
デマンドレスポンスによる需要の増加	太陽光・風力発電出力（出力抑制前）
揚水・蓄電設備への充電	揚水・蓄電設備からの放電
太陽光・風力発電の出力抑制	デマンドレスポンスによる需要減少

2) LFC 調整力確保のモデル化

本モデルでは、エリア毎に、再生可能エネルギーの出力変動に対する LFC（負荷周波数制御）調整力の確保を行うことを前提としている。

LFC 調整力とは、数分～十数分程度の短周期の需給不均衡に起因する周波数変動を感知し、需給不均衡を解消するために給電システムからの自動的な発電機出力を制御する機能のことであるが、本モデルの時間解像度は 1 時間であり、LFC 調整力は以下に述べるように近似的に扱っている。

なお、本モデルでは、LFC 調整力のエリア間での融通は未考慮である。

a. 調整力の必要量

短周期の需給不均衡には、太陽光発電・風力発電の出力変動に加え、電力需要の変動も影響する。短周期で生じる変動の大きさを、表 2-39 のように近似した。

これらの出力変動が独立に生じるとすれば、出力変動の合成はベクトル和（各出力変動の二乗を合計し平方根をとったもの）になる。ただし、ベクトル和を取り扱うことは、モデルとしての計算量を増加させるため、今回の設定では単純合計であるとしたが、これは、調整力の必要量を過大に見積もっていることになる。なお、計算量を大幅に増加させない方法として、ベクトル和を一次式で近似する方法も考えられる。

また、太陽光発電・風力発電の出力変動の大きさについては、まだ十分な知見が得られていない。導入量が増えるに従って、出力平滑化効果も生じてくるためである。今後の学術研究等の成果を注視する必要がある。

表 2-39 調整力の必要量

	考え方	使用した比例係数
需要	当該時刻（1 時間単位）の需要に比例 （デマンドレスポンスで需要が増減した分も考慮する。）	3%
太陽光発電	当該時刻（1 時間単位）の出力に比例	10%
風力発電	系統に連系されている容量に比例 （出力抑制は解列と考え、出力抑制量に比例して容量が減少すると見なす。）	10%

出所) K. Ogimoto etc. (2014). Impacts of variable renewable energy source integration into power system operation and implications for Japan's future power market. CIGRE2014.

b. 調整能力

短周期の需要・再生可能エネルギー出力変動に対して、火力発電等の出力を調整することで、需給の不均衡を解消することができる。短周期での出力調整可能性を、表 2-40 のように近似した。

運転中の火力発電は、定格容量に比例する調整能力を持つとしている。このため、発電電力量が同じでも、負荷率を下げた運転中の火力発電の台数を増やすことで、調整能力を増やすことができる。ただし、火力発電の台数を増やそうとすると低効率のものも運転させることになり、また部分負荷運転を行うことはそれぞれの発電効率の低下にもつながる。このため、発電電力量が同じでも、必要な調整能力が大きくなれば、燃料使用量や CO2 排出量が増加する場合がある（ただし、石炭火力が部分負荷運転になりガス火力の出力が増えるなどで、CO2 排出量は減少する場合もある）。

本モデルでは、需要側機器やエネルギー貯蔵設備の LFC 調整能力としての活用は未考慮である。

表 2-40 調整能力

	考え方	使用した比例係数
火力 (石炭、天然ガス、石油)	運転中に限り、定格容量に比例 (最低負荷率は考慮するが、LFC 最低負荷率の考慮は省略した。)	5%
揚水	当該時刻 (1 時間単位) の発電時出力に比例	16.5%
揚水 (可変速機)	当該時刻 (1 時間単位) の揚水時消費電力に比例	10%
流達水力、原子力	調整力なし	—

出所) K. Ogimoto etc. (2014). Impacts of variable renewable energy source integration into power system operation and implications for Japan's future power market. CIGRE2014 を参考に設定

3) 需要と再生可能エネルギー出力の設定

電力需要と再生可能エネルギー出力は、いずれも天候に依存する部分があるため、整合した数値をおく必要がある。そこで、2014 年度 (2014 年 4 月 1 日～2015 年 3 月 31 日) を対象として、電力需要と再生可能エネルギー出力のデータを統合的に設定することとした。

a. 電力需要

電力需要については、一般電気事業者各社がウェブサイトで時刻別のデータを公開している。この状況を表 2-41 に示す。一部の事業者については休日のデータが得られなかったため 2010 年のデータで代用した。

ただし、2014 年度の電力会社のデータを用いることは、東日本震災後の節電実績が反映されている反面、普及が拡大した太陽光発電の自家消費分が不明である、一般電気事業者以外から電力供給を受けている需要家の需要が含まれていないといった点で、電力需要を正確に反映しているとは言えない。前者については自家消費分を推計する研究事例もあるこ

と、後者については電力広域的運営推進機関が需要実績データを保有していること⁵⁸から、データの補正が考えられる。さらに、本来は、本モデルが対象としている将来において、生じる負荷曲線の変形についても考慮しなければならない。これらについては今後の検討事項である。

表 2-41 電力需要実績の公開状況

事業者	URL	データ開始日	備考
北海道電力	http://denkiyoho.hepco.co.jp/download.html	2012.1.1	
東北電力	http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/download.html	2008.4.1	
東京電力	http://www.tepco.co.jp/forecast/html/download-j.html	2008.1.1	
中部電力	http://denki-yoho.chuden.jp/	2010.4.1	
北陸電力	http://www.rikuden.co.jp/denki-yoho/csv/juyo-rikuden-2012.csv	2012.7.2	休日のデータ無し
関西電力	http://www.kepco.co.jp/corporate/energy/supply/denkiyoho/download.html	2011.6.30	
中国電力	http://www.energia.co.jp/jukyuu/sys/juyo-2014.csv	2012.4.2	休日のデータ無し
四国電力	http://www.yonden.co.jp/denkiyoho/download.html	2012.7.2	
九州電力	http://www.kyuden.co.jp/power_usages/history201111.html	2011.11.30	
沖縄電力	http://www.okiden.co.jp/denki/index.html	2015.4.1	

b. 再生可能エネルギー出力

気象庁のアメダスデータを用いて、太陽光発電・風力発電 1kW 導入に対する時刻区別の出力推計を行った。

太陽光発電出力は全天日射量に比例、風力発電出力は風速の3乗に比例（ただしカットイン・カットアウト風速を考慮）するとして、都道府県庁所在地で代表させた都道府県別の日射量・風速を取得し、全国単純平均の稼働率が太陽光発電は約 13%、風力発電は約 23%となるよう、比例定数を設定した。これらをエリア別に単純平均してエリア別の出力としたデータを用いた。推計結果の例を図 2-62 に示す。このような推計方法であるため、出力のならし効果、風速の局所性等の要素は反映されていない。

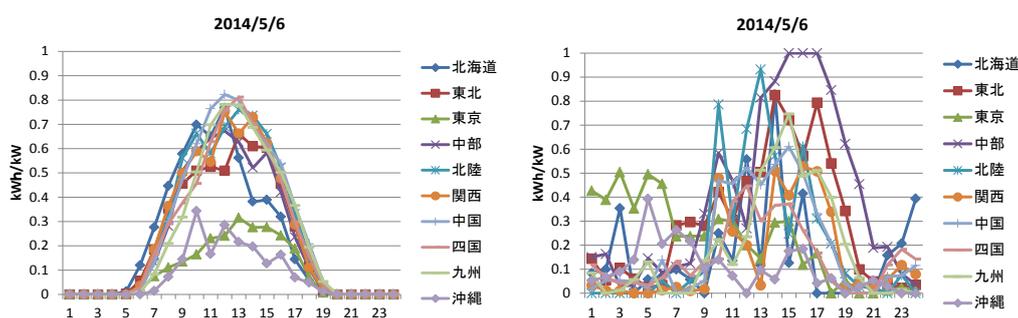


図 2-62 推計した再生可能エネルギー出力の例
(左図：太陽光発電 2014/5/6、右図：風力発電 2014/5/6)

⁵⁸ ただし、2016年3月時点での需要に関する公開情報は、9エリア合計の5分毎総需要と、エリア毎の日別の最大電力・日需要合計のみである。

4) 電源の想定

一般電気事業者、卸電気事業者における現状設備に加え、その他 IPP や PPS の電源、今後の新設計画等を、各種資料等をもとに想定した。なお、原子力発電は全国での発電電力量比が約 2 割になるよう、エリア別に想定を置いた。

大規模水力と、太陽光・風力発電以外の再生可能エネルギーについては、今回想定をおいていない。

(3) 需給対策オプションのモデル化とパラメータ設定

1) 従来電源による調整

従来電源の出力調整を表現する場合には、火力発電の部分負荷運転による効率低下や、起動コストを考慮することが重要である。火力発電は部分負荷運転の際に効率が低下し、またいったん停止させると予熱のための燃料が必要となるため、するため、これらを考慮しなければ、再生可能エネルギーの導入による化石燃料代替効果を過大に見積もることになるためである。

a. 部分負荷運転による効率低下

火力原子力発電技術協会資料による火力の部分負荷効率の値（図 2-63）をもとにパラメータを設定した。

負荷率と燃料消費量の関係に置き換えてみると、これらはほぼ一次関数の関係にあるが、負荷率がゼロのときには燃料消費量はゼロになるべきであるから、単純な一次関数では表現できないことになる。このため、1 か 0 かをとる「運転中フラグ」を導入した上で、負荷率（発電量に比例）と燃料消費量の関係を式で表した。

図 2-63 では、LNG 複合発電と、その他の発電で部分負荷による効率低下の様相が異なることが示されているが、ここでは共通のパラメータとして、負荷率と燃料消費量の関係式において、切片 0.1、傾き 0.9 を用いることとした。この設定については、今後精査が必要である。

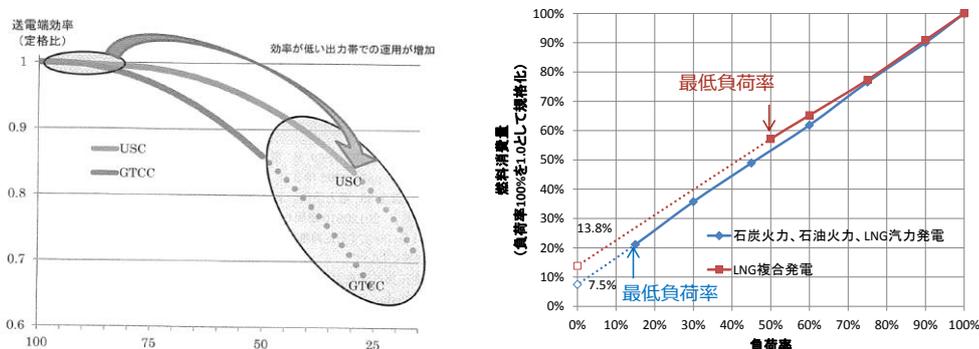


図 2-63 部分負荷効率

出所) 左図：一般社団法人火力原子力発電技術協会「再生可能エネルギー時代の火力発電」新たな役割と価値」2014年7月、右図：左図より作成

b. 起動コスト

電力中央研究所の電力システムモデルに関する研究⁵⁹で使用されていたパラメータを参照した。同研究では、火力発電の運転を図 2-64 に示すようなモード間の状態遷移として表現しており、電力を出力していない、バンキング、ホットスタートプレヒーティング、コールドスタートプレヒーティングの際にも燃料の消費が行われるとして、その燃料消費量を表 2-42 のように想定している。

本モデルでは、再生可能エネルギーの出力変動に合わせた発電所の起動停止は短時間でされるものとし、ホットスタートに相当する燃料消費量を考慮した（バンキングの燃料消費は考慮していない）。すなわち本モデルでは、いったん停止した火力発電は、起動時には定格発電量（ジュール熱換算）の 76% に相当する燃料が必要となると設定している。この設定については、今後精査が必要である。

表 2-42 火力発電の起動時等の燃料消費

モード	燃料消費率 (1時間の定格発電量（ジュール熱換算）に対する比率)
バンキング	2.4%/時間
ホットスタート	76%
コールドスタート	190%
停止	0

出所) 山本博巳（電力中央研究所）他「再生可能エネルギーの大量導入が電源の設備量と運転モードに及ぼす影響評価－揚水式水力の精緻化と全国大での試算－」電中研報告 Y14002

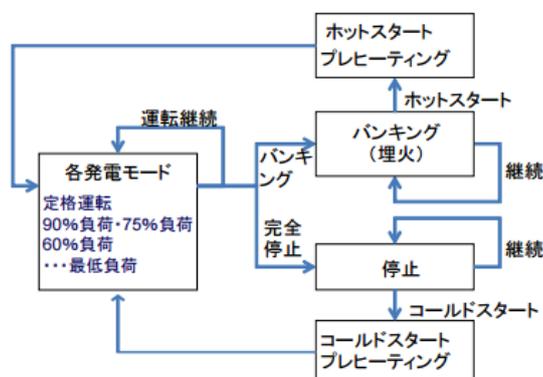


図 2-64 火力発電のモード遷移図

原注) バンキングとは、埋火（まいか）とも呼ばれ、火力ユニットを停止後、あまり時間がたたないうちに再起動するためにボイラ・タービンを加温し続ける状態である。ホットスタートプレヒーティングとは、バンキング状態からボイラ点火して並列に至るまでの状態と定義する。コールドスタートプレヒーティングとは、冷機状態からボイラ点火して並列に至るまでの状態と定義する。

出所) 山本博巳（電力中央研究所）他「再生可能エネルギーの大量導入が電源の設備量と運転モードに及ぼす影響評価－揚水式水力の精緻化と全国大での試算－」電中研報告 Y14002

⁵⁹ 脚注エラー! ブックマークが定義されていません。と同じ。

2) 広域運用

広域運用の考慮においては、エリア間の連系線の容量制約を考慮する必要がある。電力需給バランスや LFC 調整力確保は、各エリア内のみで考慮すると再生可能エネルギー導入による影響を過度に困難に見積もることになり、一方で連系線容量を考えずに全国一体であるとする再生可能エネルギー導入による影響を過度に容易に見積もることになるためである。ただし本モデルでは、連系線による融通は電力量のみを考慮し、LFC 調整力については未考慮である。

系統連系線容量は、今回の分析においては、2030 年を対象としているため、既存連系線の送電容量(図 2-65)に加えて、「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書(平成 24 年 4 月)」に記載されている、以下 2 つの増強計画を追加した。その上で、これらの熱容量のうち 50%は予備とし、残り 50%までを利用可能と想定した。

- ・ FC(周波数変換)容量: 2020 年度を目標に 210 万 kW(90 万 kW 増強)、それ以降、デマンドレスポンスの普及状況等も見つつ、できるだけ早期に 300 万 kW まで増強する
- ・ 北本連系線: 現行の増強計画(既設 60 万 kW から 90 万 kW への増強)については、可能な限り早期に実現する

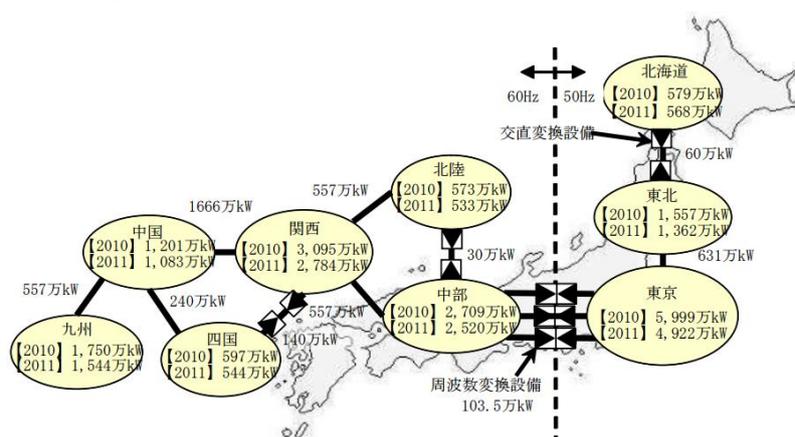


図 2-65 各エリアの需要規模と地域間連系線の送電容量

原注) 送電容量の数値は、会社間連系設備としての設計上の送電能力を表したものの、実際の系統運用における送電可能量(運用容量)は、設備故障を考慮した通過電流制約、安定度制約等により制約され得る。

出所) 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書(平成 24 年 4 月)

この設定については、今後精査が必要である。

まず、電力広域的運営推進機関(OCCTO)「広域系統長期方針中間報告書」(平成 28 年 3 月)では、「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書」には含まれない増強計画として、電気供給事業者より提起を受けて東北東京間連系線の増強が計画している。7~11 年程度の工期を目標として、550 万 kW を増強して 1120 万 kW とすることが示されている。なお、「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書」で示された 2 つの増強計画については、北本連系線の増強は平成 31 年(2019 年)3 月運転開始予定であること、東京中部間の周波数変換容量も、10 年程度の工期を目標として、300 万 kW まで増強することが示されている。

また、送電容量のうち、系統の安定度も考慮した上で実際に使用可能な量(運用容量)に

については、同じく電力広域的運営推進機関が平成 28 年 3 月に、平成 30～37 年（2018 年～2025 年）度分についての長期計画を公表している（表 2-43）。このような値を踏まえて設定を行う必要がある。

表 2-43 地域間連系線の送電容量と運用計画

	送電容量		運用計画（2025 年）	
	現在	増強完了後	←左のエリア向	→右のエリア向
北海道－本州	60	90	90	90
東北－東京	631	1120	66 【51】	573 【380】
東京－中部	103.5	300	210	210
中部－関西	557	557	250 【200】	192 【118】
中部－北陸	30	30	30	30
北陸－関西	557	557	130 【60】	162
関西－中国	1666	1666	405	278
関西－四国	140	140	140	140
中国－四国	240	240	120	120
中国－九州	557	557	278 【174】	54 【37】

原注) 【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。

出所) 電力広域的運営推進機関「長期計画（平成 30 年度～37 年度）の連系線の運用容量の値」平成 28 年 3 月より作成

3) 再生可能エネルギーの出力抑制

再生可能エネルギーの出力抑制については様々なルールが存在するが、出力抑制を行うこと自体が運用上の大きな社会費用を発生させるものでもない。

ここでは、再生可能エネルギーは、社会費用なしで、無制限に出力抑制できるものとする⁶⁰。これによる補償費支払もしくはその他の措置による再生可能エネルギー発電事業者への配慮は基本的には社会費用ではなく、別途に適切に行われるとする。

4) デマンドレスポンス

デマンドレスポンスの対象機器として、家庭用ヒートポンプ給湯機と電気自動車（EV、PHEV）を想定した。これら 1 台あたりの消費電力と消費電力量の想定を、表 2-44 に示す。

このうち「デマンドレスポンス」に参加する機器は、電力システムからの指令に従って貯湯タイミングや蓄電タイミングを変更し、電力システムにとって望ましい適切な時間帯に電力需要を発生する。このタイミングの変更は、需要家に不便を来さないよう、各機器が待機している時間中に行われるものとする。

表 2-44 デマンドレスポンスの対象機器

	消費電力	消費電力量
家庭用ヒートポンプ式給湯機	0.9kW	4.5kWh/日
電気自動車	3kW・1.5kW（平均 1.9kW）	平均 8.7kWh/日

⁶⁰ ただし後に述べるように、感度分析として、出力抑制に関する社会的制約を、費用の形で表現して目的関数に加えた場合の結果を示す。

a. ヒートポンプ式給湯機のモデル化

図 2-66 に、家庭用ヒートポンプ式給湯機についての電力需要発生条件を示す。この図は、特定の 1 台の機器に対するものではなく、使用時刻や貯湯時刻について 3 パターンを想定した上での 1 台あたりの期待値を示したものである。

まず、デマンドレスポンスに参加しない機器の負荷の「基本パターン」として、0 時から 6 時までの間で順次貯湯が行われると想定した。一方、給湯機の待機時間は、0 時から 15 時まで続く想定した。このため、デマンドレスポンスに参加する給湯機は、0 時から 15 時の間に貯湯時刻をシフトさせることができる。同図には、デマンドレスポンスの参加率別に、シフト後の電力需要の下限と上限についても示しており、これらと基本パターンとの差が、各時刻における基本パターンからの電力需要減少・電力需要増加の上限となる。さらになお当然、一定の時間範囲では、基本パターンからの需要減少・需要増加の合計は等しくならなければならない。

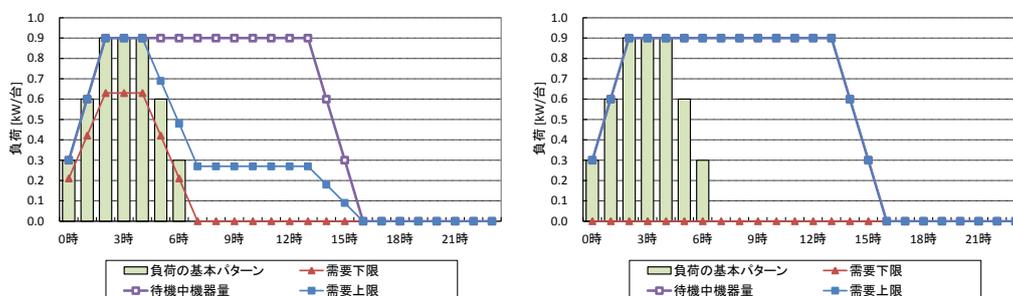


図 2-66 家庭用ヒートポンプ式給湯機の負荷の基本パターンと需要上限・下限
(左図：参加率 30%、右図：参加率 100%)

出所)「負荷の基本パターン」は「低炭素電力供給システムに関する研究会 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」第 2 回資料 4、資源エネルギー庁「電気自動車及びヒートポンプ式給湯機の導入による需要創出の効果について」(平成 20 年 10 月)より。「待機中機器量」は想定。需要上限・下限は、これらと参加率の想定から計算したもの。

b. 電気自動車のモデル化

電気自動車についても同様に、図 2-67 に、電力需要発生条件を示す。この図は、特定の 1 台の機器に対するものではなく、走行時刻や充電時刻について 9 パターンを想定した上での 1 台あたりの期待値を示したものである。負荷の「基本パターン」では、電気自動車の充電は 0 時から 7 時までの間で順次行われると想定した。また、24 時間いつでも、待機している自動車がある比率で存在すると想定した。

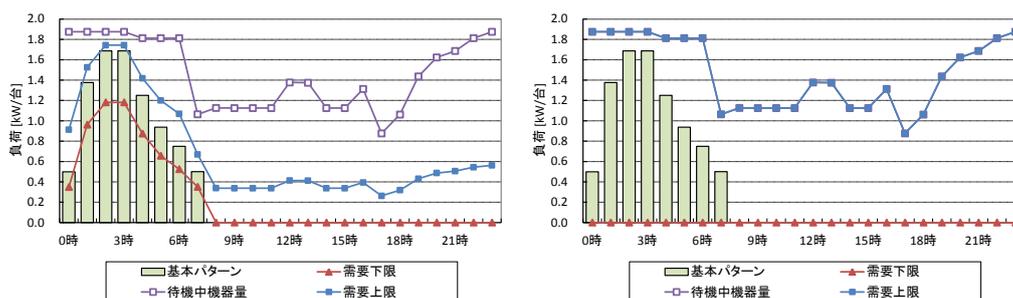


図 2-67 電気自動車の負荷の基本パターンと需要上限・下限
(左図：参加率 30%、右図：参加率 100%)

出所) 同上

c. 導入量の想定

2030 年におけるヒートポンプ式給湯機・電気自動車の台数は、長期エネルギー需給見通しを参考に、それぞれ 1400 万台、960 万台と想定した。表 2-44 で想定した 1 台あたりの消費電力、消費電力量を乗じた、全体の消費電力と消費電力量と合わせて表 2-45 に示す。

表 2-45 デマンドレスポンスの対象機器の台数想定

	台数	消費電力 [万 kW]	消費電力量 [億 kWh/年]
家庭用ヒートポンプ式給湯機	1400 万	1260	230
電気自動車	960 万	1632	305

出所) 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」(2015)より作成

(4) モデルの挙動の確認

以下の主要前提のもと、モデルの挙動を確認した。

表 2-46 モデル挙動の確認における想定

再生可能エネルギー 導入見込量	「長期エネルギー需給見通し」より、太陽光 64GW、風力 10GW 2015 年 10 月現在の設備認定量で地域へ配分
CO2 単価	\$40/tCO2 (発電コスト等検証委員会では、WEO2014 における 2030 年見通しの約\$38/tCO2 を利用)
デマンドレスポンス	家庭用ヒートポンプ式給湯機、電気自動車の 30%が参加
需要側エネルギー貯 蔵	なし

図 2-68 に、モデルの計算結果としての設備運用の例を示す。このように、1 時間別の、火力発電所の出力や揚水発電の運用、エリア間の電力量授受、出力抑制量やデマンドレスポンス量が得られる。

また、表 2-47 に、全国の発電電力量の年間構成比を、長期エネルギー需給見通しと比較する。

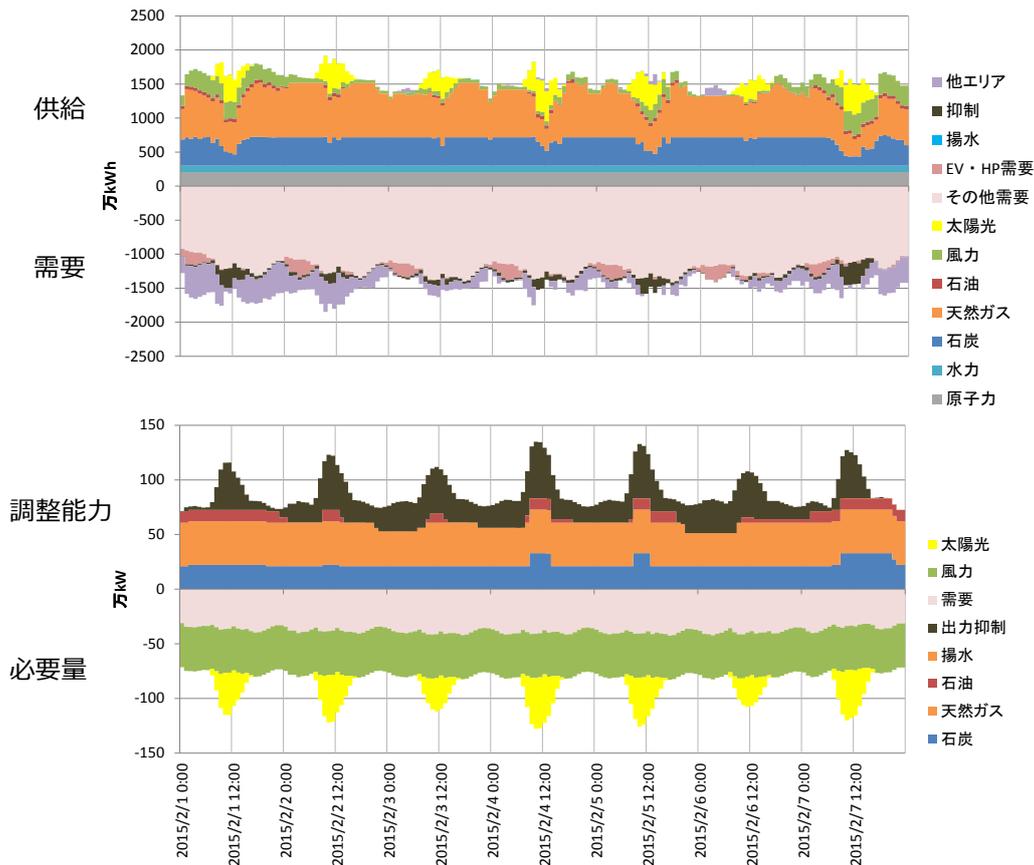


図 2-68 あるエリアの電力需給評価モデルの出力例（上図：電力量、下図：調整力）
 注) EV：電気自動車、HP：ヒートポンプ式給湯機。
 太陽光・風力は、出力抑制が行われる前の出力・調整力必要量と、抑制後の減少量を分けて示している。

表 2-47 発電電力量構成

	原子力	水力	石炭	ガス	石油	風力	太陽光	その他
計算結果	20%	5%	30%	37%	0%	1%	6%	0%
長期エネルギー需給見通し(2015)	22～20%	9%	26%	27%	3%	1.7%	7.0%	5%

2.3.3 デマンドレスポンスに関する分析

(1) 主要な想定

2030 年を想定し、デマンドレスポンスを中心とした電力需給の対策オプションの役割について評価を行った。

評価における主要な想定を表 2-48 に示す。対象年や再生可能エネルギーの導入量、CO2 単価の想定は、表 2-46 に示したものと同一である。

デマンドレスポンスへの家庭用ヒートポンプ式給湯機、電気自動車の参加率を、0%（デマンドレスポンスなし）、30%、100%と変化させており、これらの結果を比較することで、

デマンドレスポンスによる影響を分析した。

また再生可能エネルギーの出力抑制については、上述したとおり、基本は社会費用は生じないと置くが、出力抑制が受け入れられにくい状態を反映して、1kWh 抑制あたり仮に 30 円の費用が発生するケースについても計算を行った。

なお、系統側対策である、従来電源による調整や揚水発電の活用、広域連系線運用、いずれも考慮しており、これらや再生可能エネルギーの出力抑制、デマンドレスポンスの組み合わせの中から、最も社会費用が小さくなる対策が選択される。需要側エネルギー貯蔵については、今回はデマンドレスポンスに着目したため、導入を考慮していない。

表 2-48 デマンドレスポンスに関する分析における想定

再生可能エネルギー 導入見込量	「長期エネルギー需給見通し」より、太陽光 64GW、風力 10GW 2015 年 10 月現在の設備認定量で地域へ配分
CO2 単価	\$40/tCO2
出力抑制による費用	なし/30 円/kWh
デマンドレスポンス	家庭用ヒートポンプ式給湯機、電気自動車の 0%/30%/100%が参加
需要側エネルギー貯蔵	なし

(2) 結果

1) デマンドレスポンスの導入による効果

デマンドレスポンスの対策が全くとられない場合（参加率 0%）を基準として、再生可能エネルギーの出力抑制率、CO2 排出量、燃料費の差を表 2-49 に示す。再生可能エネルギーの出力抑制率はいずれもほぼ変化がなかったが、その中でも、デマンドレスポンスへの参加率が高いほど、CO2 排出量や燃料費が小さくなる結果となった。

出力抑制が受け入れられにくい状態を反映して 1kWh 抑制あたり仮に 30 円の費用が発生するとした場合の、同様の比較を表 2-50 に示す。ここでは、デマンドレスポンスの参加率が高いほど、再生可能エネルギーの出力抑制率、CO2 排出量や燃料費が小さくなる結果となった。なお、出力抑制の社会費用を勘案しない表 2-49 と比較すると、燃料費の絶対額は大きくなる。

デマンドレスポンスへの参加率が高いほど燃料費が小さくなるのは、電力供給側から望ましい形で需要を発生させることで、火力発電の起動停止や部分負荷運転といった発電効率が低下する運転が回避できたためである。CO2 排出量は、今回の試算ではデマンドレスポンスへの参加率が高いほど小さくなるという結果になったが、条件が異なれば需要の平準化による石炭火力稼働率の増加につながる場合もあると考えられ、別途適切な CO2 排出抑制施策が必要である。

表 2-49 デマンドレスポンスに関する分析結果（出力抑制による費用なし）

デマンドレスポンス参加率	再生可能エネルギーの出力抑制率	CO2 排出量の差	燃料費の差
0%	11.5%	—	—
30%	11.5%	−39 万 tCO2	−140 億円
100%	11.5%	−51 万 tCO2	−206 億円

注) 再生可能エネルギーの出力抑制率：電力系統における制約がなければ発電していたであろう年間の電力量に対する、電力系統における制約のために抑制された年間電力量の比率。

表 2-50 デマンドレスポンスに関する分析結果（出力抑制による費用 30 円/kWh）

デマンドレスポンス参加率	再生可能エネルギーの出力抑制率	CO2 排出量の差	燃料費の差
0%	4.5%	—	—
30%	4.4%	−36 万 tCO2	−139 億円
100%	4.4%	−51 万 tCO2	−202 億円

注) 同上

2) デマンドレスポンスの活用状況

出力抑制による費用が生じず、またデマンドレスポンスの参加率を 30%としたケースについて、デマンドレスポンスの活用状況の詳細を見た。

図 2-69、図 2-70 にはそれぞれ、デマンドレスポンス対象となった家庭用ヒートポンプ式給湯機、電気自動車の負荷の発生状況（全国）を、月別に示す。

デマンドレスポンスに参加していない 70%の機器は、想定した負荷の基本パターン（図 2-66、図 2-67 参照）に従って深夜時間帯に負荷を発生させるが、デマンドレスポンスに参加する機器も、一部はこれらを補完するように、真夜中 0 時付近や早朝 5 時ごろに稼働していた。また、太陽光発電の出力を吸収するために、日中への稼働シフトも生じているが、正午付近の時刻は、需要自体の増加や再生可能エネルギーの出力抑制もあるために、これらの機器も稼働していなかった。ヒートポンプ式給湯機は、電気自動車の接続率が低い朝や昼間の時間帯に活用され、電気自動車は、ヒートポンプ式給湯機が利用中である夕方や夜間に活用されていた。季節によって再生可能エネルギー発電の出力や負荷の形状が異なるため、デマンドレスポンス対象機器の稼働にも違いが見られた。

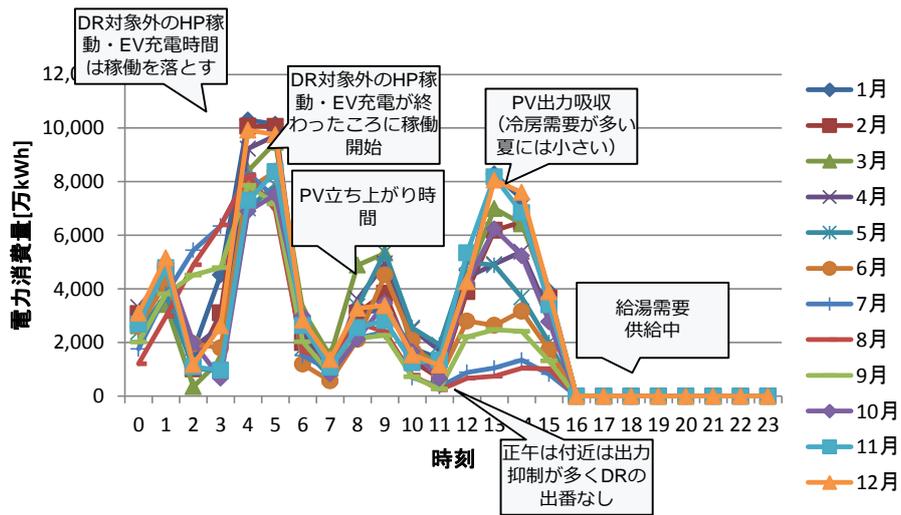


図 2-69 デマンドレスポンス参加の家庭用ヒートポンプ式給湯機の負荷

注) DR : デマンドレスポンス、EV : 電気自動車、HP : ヒートポンプ式給湯機。

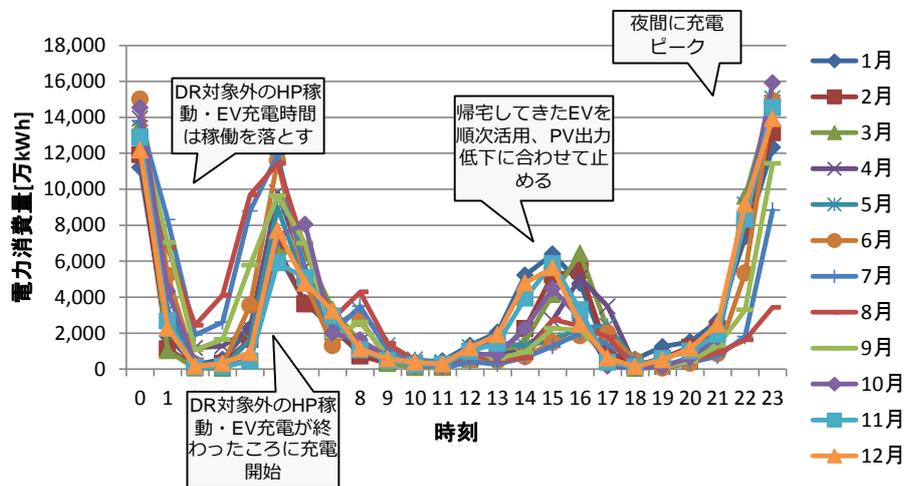


図 2-70 デマンドレスポンス参加の電気自動車の負荷

注) 同上

図 2-71 には、1 月と 5 月について、時刻別の家庭用ヒートポンプ式給湯機・電気自動車の需要と、その他の電力需要から太陽光発電・風力発電出力を差し引いた需要（ダックカーブに相当するもの）を示す。想定した家庭用ヒートポンプ式給湯機・電気自動車の導入量は、年間の電力需要約 1 兆 kWh に対して、表 2-45 に示したように 600 億 kWh 弱であるため、その 30% のデマンドレスポンスでは負荷形状に大きな影響を与えるものではない。

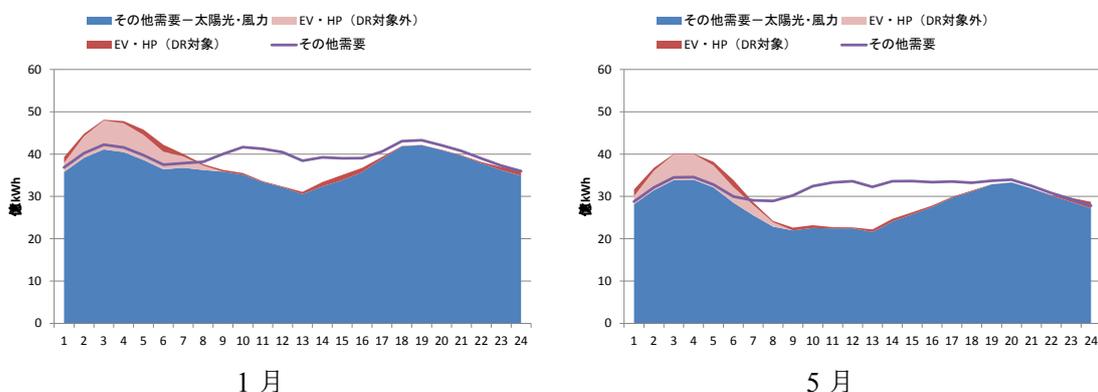


図 2-71 一般の需要とデマンドレスポンス対象機器の需要

注) 同上

2.3.4 定量評価における今後の課題

本項では、電力需給対策オプションの役割について、電力システムの物理的側面からの評価を行うための、計算機モデル（「電力需給評価モデル」）を構築した。また、将来を対象にシミュレーションを実施し、デマンドレスポンスに着目した分析を行った。

本モデルの構造については概ね挙動の確認を行ったが、用いている様々なデータについては精査の余地がある。本文中で述べたことも含め、以下に列挙する。

- ・ データの精査
 - 電力需要
 - ◇ 自家消費分、一般電気事業者供給分以外の考慮
 - ◇ 将来の需要の想定方法
 - 再生可能エネルギー
 - ◇ 実測データに基づく出力の設定
 - ◇ 出力抑制の特性の考慮
 - ◇ 太陽光発電・風力発電以外の設定
 - ◇ 太陽光発電、風力発電の変動特性に基づく必要な調整力の再検討
 - その他設備
 - ◇ 最新の新設計画、原子力発電の再稼働状況等の反映
 - ◇ 火力発電、揚水発電のユニット模擬
 - ◇ 水力発電の模擬
 - 系統側対策
 - ◇ 火力発電の部分負荷効率、起動コストの設定値の精査
 - ◇ 連系線制約の見直し

- 需要側対策
 - ◇ デマンドレスポンス対象機器の動作の精査
 - ◇ 需要側エネルギー貯蔵の考慮
- モデル挙動の確認・比較
 - 他の分析結果・研究事例等との比較
 - 結果に大きな影響を与えない要素の省略、計算時間の短縮

2.4 まとめと今後の課題

2.4.1 まとめ

再生可能エネルギー大量導入時に必要となる対策オプションを俯瞰的に整理し、ベースオプションと補償オプションに分類した。ベースオプション（出力予測、広域運用）は再エネ対応としての調整力の絶対量低減に寄与するものである。補償オプションは、ベースオプションによる対策を講じてもお生じる需給インバランスを補償する技術であるが、ベースオプションが有効に機能しないケース（予測が外れる、連系線が十分に利用できない等）では、設備投資の不要なデマンドレスポンス等の需要側リソースの活用が、社会費用の削減に資する可能性があると考えられた。ただし、需要側対策を有効なオプションとして捉えるには、様々な課題が想定されるため、デマンドレスポンスの電力市場統合が進んでいる米国の情報収集を行った。

米国ではピークカット目的のデマンドレスポンスを行っている事例が多いが、予備力や周波数制御を目的としたデマンドレスポンスが存在し、実ビジネスとして成立している。デマンドレスポンス（特に Auto DR）は、将来の再生可能エネルギー大量導入時の需給対策として機能しうる可能性が高いと考えられた。ただし、デマンドレスポンスを再生可能エネルギー対策として有効に機能させるためには、需要の柔軟性を高める市場設計、デマンドレスポンスの経済価値評価が必要であり、また、実証試験等を通じて、デマンドレスポンスの技術的信頼性及び需要家からの信用性を検証する必要がある。

デマンドレスポンスを含む補償オプションが果たしうる役割を、電力需給評価モデルにより定量評価を行った。社会的費用最小化のもとでは、需要側対策として、家庭のヒートポンプ式給湯機や電気自動車を活用される結果となった。また、同じ再生可能エネルギーの出力抑制率の中で、デマンドレスポンス対象の需要が増加すると、燃料費や CO2 排出量の低減に繋がる可能性が確認された。

2.4.2 今後の課題

(1) ベースオプションの重要性

今回ベースオプションとして整理した、出力予測の精度向上、広域運用による調整力融通について、海外を含めた動向を調査する必要がある。また、電力需給評価モデルによる評価において、これらのベースオプションの効果の反映、定量化が可能か検討する必要がある。

(2) 補償オプションにおけるデマンドレスポンスの位置づけ

デマンドレスポンスによる需要側リソースの活用により、社会費用が低減できる可能性が示唆されたが、今後、デマンドレスポンスによる需要シフトポテンシャルをより詳細に把握する必要がある。このとき、デマンドレスポンスに対する需要家の受容性・信用性、緊急時における対応の信頼性についても検討する必要がある。また、電力需給評価モデルへ反映し、評価を行う必要がある。

(3) デマンドレスポンスの有効性と必要な条件

再生可能エネルギー大量導入時のデマンドレスポンスが有効である場合には、その実現に向けて、需要家の効用を下げない範囲の特定や、機器の自動制御の有効性の確認のため、家庭を対象とした実証等を通じた検討が必要である。なお、大口の場合は需給調整契約の活用がオプションの1つとなると考えられる。

引き続き国内外の情報を調査し、デマンドレスポンスの電力市場への統合に関して、今後の我が国における展開に向けた検討を行う必要がある。