

# 電力中央研究所報告

米国における需要反応プログラムの実態と課題

調査報告：Y05028

平成18年5月

財団法人 電力中央研究所

**R** **CRIEPI**



# 米国における需要反応プログラムの実態と課題

山口 順之\*<sup>1</sup> 今中 健雄\*<sup>1</sup> 浅野 浩志\*<sup>2</sup>

キーワード：需要反応プログラム  
リアルタイム料金  
デマンドサイドマネジメント  
価格スパイク  
ベースライン負荷

Key Words : Demand Response Program  
Real-Time Pricing  
Demand-Side Management  
Price Spike  
Customer Baseline Load

## Current Status and Issues of Demand Response Program in US

by Nobuyuki Yamaguchi, Takeo Imanaka and Hiroshi Asano

### Abstract

Some regions in U.S. have introduced a mechanism called Demand Response Program (DRP) from about 2000. DRP, which adjusts customer's electricity demand using price elasticity, is expected to improve reliability of power systems and to mitigate price spikes occurred in wholesale electricity market. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) has placed Demand Response Program in long-term resource planning as well as power plants and transmission grid. In Japan, meanwhile, from April 2005, electricity have been traded in day-ahead market of Japan Electric Power Exchange (JEPX). Prices contracted at JEPX are expected to become reference prices so as to invest in power plants and to manage specific risks. It is hoped to verify whether DRP contributes better reliability in Japan.

In this report, institutional issues in DRP are clarified from experiences of US where DRP has been implemented earlier. First, we survey the status quo of DRP in New York ISO, PJM, and ISO New England. After that, we classify the discussions about institutional issues in DRP. Main issues are represented as follows:

- In order to introduce DRP, conventional mechanisms like Demand Side Management (DSM) should be re-arranged properly with DRP. DSM and DRP have often same objectives which designate to reduce peak demand, to secure long-term adequacy and to exploit price elasticity of demand. On the other hand, DRP focuses on wholesale market which is out of the scope of DSM.
- It is discussed that adequacy would not be well maintained because a Load Serving Entity can stand in lack of capacity by paying penalty when incentives for procurement of capacity is insufficient.
- Because calculation of Customer Baseline Load differs among ISOs, their validities should be investigated carefully.
- So as to justify application of DRP, the following issues should be assessed: improvement of social welfare, load reduction value as capacity reserves, and risk due to uncertainty of demand-supply.

(Socio-economic Research Center, Rep.No.Y05028)

(平成 18 年 3 月 24 日 承認)

\*<sup>1</sup> 社会経済研究所 主任研究員

\*<sup>2</sup> 社会経済研究所 上席研究員, 東京大学大学院 工学系研究科 教授

## 背 景

米国の一部の地域では、2000年以降から需要反応プログラム(DRP)と呼ばれる制度が導入されつつある。DRPは、需要の価格弾力性を活用することで、需要を抑制するものであり、従来のデマンドサイドマネジメント(DSM)とは、主に卸電力市場の存在を前提にしている点で異なっている。そのため、卸電力市場における価格スパイクの抑制や供給信頼度の向上などの効果が期待されている。連邦エネルギー規制委員会(FERC)は、DRPを電源や送電設備と同様に、長期的な供給力と位置付けている。

日本卸電力取引所による電力取引が開始されたわが国においても、DRPのような枠組みにより需要家が卸電力価格にアクセスし、価格スパイクの抑制や供給信頼度の向上に寄与するかを評価することが望まれる。その検討のためには、DRPの先行事例を分析し、課題を明らかにすることが重要である。

## 目 的

米国で採用されている各種需要反応プログラムの実態を整理し、その特徴点をまとめると共に、課題を明らかにする。

## 主な成果

1. DRPの実態を整理し、その特徴点を明らかにした。主な知見を以下に示す。
  - 卸電力市場の需要反応プログラムは、需給逼迫時に独立系統運用者(ISO)が需要削減を要請する「緊急プログラム」と、市場価格に応じて需要家が負荷削減を行なう「経済プログラム」に分類することができる(表1)。DRPの導入が先行している米国ニューヨークISOとPJM, ISOニューイングランドが提供する経済プログラムの中で、負荷削減量が際立っているのは、PJMのリアルタイムオプションである。本プログラムでは、実際の負荷削減後に参加申請を行なえばよく、負荷削減が実施できなかった際の違約金もないことから参加しやすい。
  - 小売電力市場においても、リアルタイム料金制や緊急ピーク時間帯料金制などを、DRPとして需要家に提供している供給事業者がみられた。
2. DRPの課題を整理した。主な課題は以下のとおりである。
  - DRPには、既存の制度との整合性が必要である。DSMとDRPを比較すると、ピーク時の負荷削減などのように共通な目的もあるが、市場支配力の緩和などの相違も見られた(表2)。PJMでは、DRP導入以前からDSMを実施しており、DRPとDSMは並存しているが、今後、DRPとDSMの重複している部分を整理し、全体としてより効率的な制度とすることを検討する必要がある。
  - DRPへの参加インセンティブが不十分で、供給力確保がコスト的に困難な場合、供給力不足を違約金の支払いで解決してしまう結果、十分な供給力が満たせなくなるものの可能性も指摘されている。
  - 負荷削減量の推計では、ベースライン負荷(基準となる日負荷曲線)が用い

られるが、その計算方法は各 ISO で異なっている。DRP 導入にあたっては、適切な計算方法を定める必要がある。

- DRP 導入の是非を判断するためには、社会厚生を増加を示すことに加え、負荷削減の予備力としての価値や、非常用電源の排ガス対策などの環境面の問題、需給要因の不確実性を取り込んだリスクなどを分析することが重要である。

## 今後の展開

わが国においても DRP のような枠組みにより、市場支配力の緩和や供給信頼度の向上などの効果が期待できるか検討を行なう。

表 1. ISO における需要反応プログラムの実施状況

ISO/プログラム名	プログラムの種類	負荷削減実績 (2004 年) (MWh)	登録容量 (MW)	2004 年のピーク 需要に対する 登録容量の割合
ニューヨーク ISO				
Day-Ahead Demand Response Program	経済プログラム	3535	377	1.3%
ICAP Special Case Resources	緊急プログラム	(発動なし)	981	3.5%
Emergency Demand Response Program	緊急プログラム	(発動なし)	581	2.0%
PJM				
Economic Load Response Program	経済プログラム	48622	724	0.7%
Day-Ahead Option	経済プログラム	179	-	-
Real-Time Option	経済プログラム	46561	-	-
Nonhourly Metered Program	経済プログラム	1881	-	-
Emergency Load Response Program	緊急プログラム	(発動なし)	1385	1.3%
Active Load Management	緊急プログラム	(発動なし)	1806	1.7%
ISO ニューイングランド				
Real-Time Price Response Program	経済プログラム	9216	108	0.4%
Real-Time Demand Response Program	緊急プログラム	(発動なし)	165	0.7%
Real-Time Profiled Response Program	緊急プログラム	(発動なし)	83	0.3%

出所) FERC: "2004 State of The Markets Report", (2005)を参考に作成

表 2. デマンドサイドマネジメント (DSM) と需要反応プログラム (DRP) における目的の比較

目的	DSM	DRP
ピーク時の負荷削減	○	○
長期的な需給の安定	○	○
需要家の価格弾力性の活用	○	○
環境問題	○	×
需要増加 (戦略的, ボトム時間帯)	○	×
供給コストの最小化	○	×
新技術の投入*	○	×
需要家の選択肢の拡大	×	○
卸電力市場の考慮	×	○
市場支配力の緩和	×	○

「○」: 直接的な目的の範囲に含まれる, 「×」: 直接的な目的の範囲に含まれない (直接的な目的とはなっていないが, 結果として効果が得られることは十分に考えられる)

\* ここでは, コージェネレーション設備, 再生可能エネルギー, エネルギー貯蔵などを指す

# 目 次

1. はじめに	1
2. 需要反応プログラムの現状	2
2.1. ISO の提供する需要反応プログラム	2
2.1.1. ニューヨーク ISO の需要反応プログラム	2
2.1.2. PJM の負荷反応プログラム	3
2.1.3. ISO ニューイングランドの負荷反応プログラム	5
2.1.4. 需要反応プログラムへの登録量の比較	6
2.2. 小売事業者の需要反応プログラム	6
2.2.1. 需要反応プログラムにおける小売事業者の役割	6
2.2.2. 小売事業者の提供する料金メニュー	7
3. 需要反応プログラムの課題	9
3.1. 需要反応プログラムの設計における課題	10
3.1.1. 現状からの移行における問題	10
3.1.2. インセンティブの設計	12
3.1.3. 負荷削減量の推計	14
3.2. 経済価値評価における課題	14
3.3. 環境面における課題	17
4. おわりに	18
参考文献	19
付録 A : 各 ISO の需要反応プログラムの総括表	21
付録 B : 各 ISO のベースライン負荷の計算方法	26
B.1. ニューヨーク ISO	26
B.2. PJM	27
B.3. ISO ニューイングランド	28

## 1. はじめに

卸電力取引所の開設が先行している米国においては、卸電力価格が平常時の数十倍にもなるという価格スパイクの発生や、卸電力価格の高止まりなどの問題が少なからず生じてきた。価格スパイクの発生や価格の高止まりの理由には、様々な要因による需給の逼迫や市場支配力の行使の他に、需要の価格弾力性が低いことも指摘されている。

現状の従量料金では、需要家は電力会社と契約した料金で電気を使用するため、卸電力価格には反応しえない。しかし、何らかの形で需要家の料金に卸電力価格を反映させることができれば、適切な需要削減が促進され、価格スパイクの抑制や電力価格の高止まりを解消することが期待できる。

米国の一部の地域では、2000年以降から需要反応プログラムと呼ばれる制度が導入されつつある。需要反応プログラムは、需要の価格弾力性を活用することで需要を抑制するものである。連邦エネルギー規制委員会(FERC)は、需要反応プログラムを電源や送電設備と同様に設備計画における長期的な供給力と位置付けている(FERC, 2002)。

日本卸電力取引所による電力取引が開始されたわが国においても、DRPのような枠組みにより需要家が卸電力価格にアクセスし、価格スパイクの抑制や供給信頼度の向上に寄与するかを評価することが望まれる。その検討のためには、DRPの先行事例を分析し、課題を明らかにすることが重要である。

電気の安定供給に責任を持つ一般電気事業者にとって需要反応プログラムは、ピーク時間帯の先鋭的な負荷を抑制し、供給信頼度を高めると共に、設備利用率を向上させ、より経済的な電力供給を実現するというメリットがある。実際、こうしたメリットは、従来より活用されて

きた需給調整契約の導入理由の一つとなっている。

小売事業者にとっては、卸電力価格に応じて需要削減を実施することができれば、電力系統全体の信頼度の維持に貢献することに留まらず、価格スパイクが生じている場合などでは、卸電力調達コストと小売電気料金との間の逆ザヤ状態を回避することもできる。

以上から、わが国においても需要反応プログラムの導入評価をすることが望まれる。

需要反応プログラムの導入を検討するためには、まず先行事例を分析し、制度上の課題を明らかにすることが重要である。そこで本報告では、米国のISOの中でも、需要反応プログラムが先行して導入されているニューヨークISO, PJM, ならびにISOニューイングランドについて、その現状を整理する。また、小売事業者も需要反応プログラムを実施していることから、これもあわせて調査する。さらに、先行研究調査より、需要反応プログラムの課題を明らかにする。

## 2. 需要反応プログラムの現状

### 2.1. ISO の提供する需要反応プログラム

需要反応プログラムの導入で先行する米国北東部では前日エネルギー市場およびリアルタイム市場が開設されており、これらの市場価格を活用した需要反応プログラムが設計されている。現段階ではわが国の場合、前日市場しかないため、その市場構造に適合したプログラムの設計が求められる。この章では、米国東部の ISO (Independent System Operator, 独立系統運用者) である、ニューヨーク ISO, PJM<sup>1</sup>ならびに ISO ニューイングランドにおける需要反応プログラムについて説明する。

#### 2.1.1. ニューヨーク ISO の需要反応プログラム

米国ニューヨーク ISO(NYISO)では、2001 年より「需要反応プログラム(Demand Response Program)」を実施している。需要反応プログラムは、系統状態に応じて ISO が発動し、需要家が反応するという「信頼度プログラム(Reliability Program)」と、市場が決定する卸電力価格に対して需要家が反応する「経済プログラム(Economic Program)」に大別することができる。

信頼度プログラムは、100kW 以上の反応が可能な遮断可能負荷と予備電源が対象となっており、運転予備力が不足する場合に発動される。信頼度プログラムには、ICAP Special Case Resources Program (ICAP/SCR)と、Emergency Demand Response Program (EDRP)がある。

ICAP/SCR における需要反応（負荷削減ある

<sup>1</sup> PJM は地域送電機関(Regional Transmission Organization; RTO)である。RTO は ISO と同様の役割を持つ機関であるが、地理的なスケールが大きく、送電システムの運用・計画を行なう必要がある(FERC, 2005)。本報告の内容は、ISO と RTO の差異に影響を受けないことから、ISO も RTO もあわせて ISO と表記する。

いは予備電源)の容量は、小売事業者が確保しなければならない発電容量として ICAP 市場<sup>2</sup>で取引される。すなわち ICAP/SCR が実際に発動されなくても、登録容量に対して、収入が得られる。ただし、発動に応じることができなければ、その分の不足違約金が課せられるばかりでなく、電源の事故の扱いとなり ICAP 市場で取引できる容量が一定期間制限される。

EDRP は自主的なプログラムであり、事前に登録した負荷まで削減しなくともペナルティは課されない。ただし、EDRP が発動されない限り収入は得られない。

ICAP/SCR と EDRP のいずれにおいても、削減した電力量に対してリアルタイム市場価格か、\$500/MWh の高いほうを報酬の単価として適用される。また、支払いの最低額の保証という意味で、発動時間が 4 時間未満であっても、4 時間分の報酬が NYISO から支払われる。NYISO は、報酬支払いの費用を、緊急事態が緩和した地域の供給事業者(Load Serving Entity; LSE)<sup>3</sup>に負荷量に応じて比例配分し、回収する。

一方、経済プログラム(Economic Program)としては、遮断可能負荷<sup>4</sup>が対象となる Day-Ahead Demand Response Program (DADRP)が用意されている。DADRP には、LSE が、通常の買入札と同時に負荷削減分を需要削減入札(Demand Reduction Bids)をする形で参加する。需要削減入札は、前日市場のオークションにおいて、発電事業者の入札と同じように供給力として取り扱われる。需要削減が落札された場合

<sup>2</sup> 供給事業者はピーク負荷に応じた ICAP を確保する義務がある。一方、発電事業者は保有電源に応じた ICAP を販売することができる。ICAP を販売した場合、卸電力市場に参加するか相対取引を行う義務が生じる。

<sup>3</sup> 需要反応プログラムに参加している小売事業者やアグリゲータを Curtailment Service Provider と呼ぶ場合がある。

<sup>4</sup> 2003 年からプログラムが変更され、以前まで認められていた分散型電源の参加は認められなくなった。



表 1. 米国 NYISO における  
信頼度プログラムの発動記録  
Table 1. Records of Reliability Programs  
in NYISO

	参加者/ 容量	発生 時間	負荷 削減量	支払額
2001	292/ 712 MW	州北部: 17 時間 州南部: 23 時間	425 MW	420 万 ドル
2002	1711/ 1481 MW	州北部: 17 時間 州南部: 22 時間	668 MW	330 万 ドル
2003	1536/ 1708MW	22 時間	700 MW	700 万 ドル

出所) Breidenbaugh (2005)

には、前日市場の需要入札量に対して、実際の需要量が小さくなり、その分支払いが超過する。この超過分は NYISO からリベートとして払い戻される。リベートの原資は、地域の需要量と混雑発生状況を考慮して、LSE に割り振られる（高橋，2002）。

削減可能負荷が報酬を受け取る際に計上される負荷削減量は、ベースライン負荷（至近 10 日のうちの上位 5 日分の平均値）と実績値の差分であると定義されている<sup>5</sup>。負荷を計測するために、需要家側に 1 時間のインターバルメータを設置することが、プログラムへの参加要件の一つとなっている。電力需要は気象条件により左右されることを考慮して、ベースラインは気象条件に依存して計算する方法も選択できる。

表 1 は、NYISO における信頼度プログラムの発動実績をまとめたものである。2003 年の実績では、1536 の需要家（1708MW）が登録しており、年間 22 時間の発動時間で最大 700MW の需要削減がなされた。需要家への支払い額は 2003 年 8 月のニューヨーク大停電時の緊急時プログラムでは 700 万ドルを超えた。なお、NYISO のピーク需要は約 3100 万 kW である。

<sup>5</sup> 各 ISO のベースライン負荷の計算方法は付録 B にまとめている。

過去 3 年の実績より、信頼度プログラムは一年当たり 1 日未満の発動時間となっており、最大で最大需要の 2% 程度の需要削減が行われたことがわかる。2004 年には信頼度プログラムは発動されなかった。

2005 年時点で約 2300 軒の産業用・業務用需要家が需要反応プログラムに参加している。

### 2.1.2. PJM の負荷反応プログラム

PJM では 2002 年より「負荷反応プログラム (Load Response Program, LRP)」が施行されている。負荷反応プログラムには、緊急時に負荷削減を行なった最終需要家への補償手段を定めた「緊急プログラム(Emergency Load Response Program)」と、需要家に負荷削減のインセンティブを与える目的の「経済プログラム (Economic Load Response Program; ELRP)」が用意されている。いずれのプログラムも 1 時間のインターバルメータを備えたオンサイト電源と負荷削減が対象である。

緊急プログラムは、PJM の通知に反応するための自発的な負荷削減プログラムである。PJM は、負荷削減の協力報酬として、地点別料金 (Locational Marginal Price; LMP) が \$500/MWh の高い方の価格を支払う (PJM, 2002a)。協力報酬の原資は、エネルギー市場からの購入量に比例して、市場参加者に割り当てられる (PJM, 2005b)。負荷削減量は、バックアップ電源の出力や、実際に削減した需要量により決定する。従って、ベースライン負荷との比較は行なわない。

経済プログラムには、「リアルタイムオプション (Real-Time Option)」と「前日オプション (Day-Ahead Option)」がある。リアルタイムオプションでは、負荷削減量に対してリアルタイム市場の LMP を乗じた報酬が得られる。小売事業者は、事前に LMP に対する負荷削減量を届け出ておき、実際に負荷削減を行なう場合には、負荷削減開始の一時間以内に PJM に通知

すればよい。実際の負荷削減量が登録量に達しない場合の違約金はない。前日オプションは、前日市場のLMPに基づく報酬を得るものである。負荷削減を行なう小売事業者は、負荷削減量を「需要削減入札(Demand Reduction Bid)」として市場に投入する。ISOは前日の需給計画において、需要削減入札を需要側の入札として処理する。リアルタイムオプション、前日オプションとも、それぞれのLMPが\$75/MWhより安い場合には、発送電<sup>6</sup>に関する課金を差引いた上でLMPが支払われる<sup>7</sup>。負荷削減ができなかった場合の違約金は、リアルタイム市場か前日市場のどちらか高いほうのLMPと負荷削減未達量の積である。

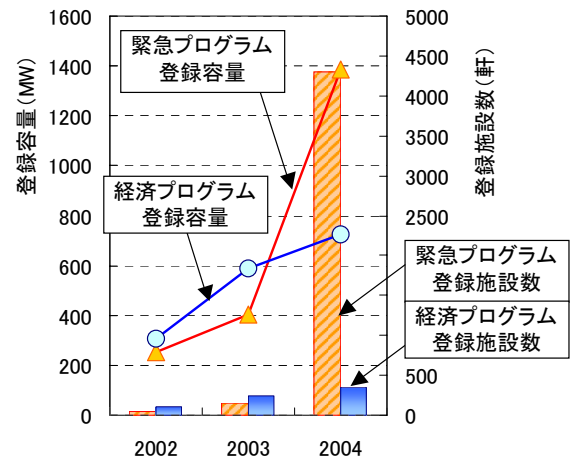
リアルタイムオプションにおける支払いと、前日オプションでの発送電に関する支払いの原資は、PJMが用意している。準備総額には、経済プログラム全体で年間1750万ドルの予算制約がある(PJM, 2002b)。負荷削減量には、ベースライン負荷と実績値との差分を用いる。ただし、バックアップ電源については出力の実績値を用いている。また、天候の変化に応じてベースライン負荷を調節する Weather-Sensitive Adjustment というルールも選択することができる。1時間のインターバルメータを持っていない小口需要家に対する試験的なプログラムも実施されている(Nonhourly Metered Program)。参加要件は、25MW未満の需要家(アグリゲートされた需要家も含む)である。削減量の計測はケースバイケースでLSEが決定する。

PJM管内は、需要反応プログラムに登録している負荷削減量として全米で最大規模であり、供給事業者によるプログラム<sup>8</sup>と合わせて、

<sup>6</sup> LSEは、最終需要家から小売料金として、平均的な発電と送電に関する費用を徴収している。

<sup>7</sup> LMPが\$75/MWhと安い時間帯には、経済プログラムへの参加に対するインセンティブを小さくしている。

<sup>8</sup> PJMと小売事業者間の負荷反応プログラムではなく、小売事業者と需要家間の需要反応プログラムである。小売事業者の提供する需要反応プログラムについて



出所) PJM(2005a)より作成

図 1. PJMにおける需要反応プログラムの登録  
Fig.1. Enrolled Sites and Capacity in the Load Response Program

2004年夏季でピーク需要(1.3億kW)の15%に達する(Heffner et al, 2005)。供給事業者の経済プログラム参加者(346施設, 1109MW登録容量)への総支払額は149万ドルに上った。2004年の緊急プログラムの発動はなかったものの、緊急プログラムへの登録数は着実に増してきており、増加が続いている経済プログラムの登録者数をはるかに凌いでいる(PJM, 2004)。特に2004年の登録施設数の伸びは著しい。

PJMでは、負荷反応プログラムを実施する以前から、信頼度確保の一手段としてデマンドサイドマネジメント(Demand Side Management: DSM)を行ってきた。これは1991年から実施されているActive Load Management(以下ALM)と呼ばれる制度で、負荷反応プログラムの施行後も併合されることなく運営されている。ALMの登録容量は1806MWであり、PJMの給電指令に応じて需要を削減する。この登録容量は、緊急プログラムに参加している容量の1.3倍以上にのぼる。FERCが需要反応プログラムの登録量を計算する場合には、ALMは需要反応プログラムの一制度として扱われている(FERC, 2005)。ALMと負荷反応プログラムの

ては2.2節で説明する。

並存問題については、第3章にて取り上げる。

### 2.1.3. ISO ニューイングランドの負荷反応プログラム

ISO ニューイングランド(ISO-NE)は、2001年から「負荷反応プログラム(Load Response Program; LRP)」を実施している。負荷反応プログラムには、ISO が系統状態を判断し、その判断に需要家が反応する「需要プログラム(Demand Program)」と、市場が決定する卸電力価格に対して需要家が反応する「価格プログラム(Price Program)」がある。100kW以上の遮断可能負荷と予備電源が参加することができる。NYISO と PJM では、1時間のインターバルメータが必要であったが、ISO-NE では15分のインターバルメータが必要となっている。

需要プログラムは、事前通知から実際の反応までの時間的猶予の違いにより、「リアルタイム30分需要反応プログラム(Real-Time 30 Minute Demand Response Program)」と「リアルタイム2時間需要反応プログラム(Real-Time 2 Hour Demand Response Program)」の2種類のプログラムが用意されている。前者は事前通知から30分以内で負荷削減を完了しなければならないが、後者は2時間以内で完了すればよい。

インセンティブはICAP市場価格<sup>9</sup>に基づく月ごとの容量支払いと卸価格に連動している従量支払いである。具体的な削減量はベースラインとの差であり、Real-Time市場の卸電力価格か最低保証価格の高いほうが報酬として支払われる。最低保証価格は、30分で削減する場合は\$500/MWh、2時間で削減する場合は\$350/MWhである。

インターバルメータを持たない需要家も負荷反応プログラムに参加できる制度として、Real-Time Profiled Response Program が試験的に実施されている。参加要件は200kW以上の

負荷削減が可能な需要家でグループであり、プールのポンプや分散型電源が具体的な対象になっている。ベースライン負荷による削減量の推計ができないため、予め策定した計測・立証計画(Measurement and Verification Plan)に基づいて削減量を推計する。

2004年からの4年間でコネチカットを中心に300MW相当の参加を計画している。2004年8月の実績では、負荷調整よりバックアップ発電設備の投入が大きかった。

一方、価格プログラムは、前夜か当日の朝に、リアルタイム市場価格が\$100/MWhを超えるると予測された場合にISOにより通知されるプログラムである。協力報酬は、Real-Time市場の卸電力価格か最低保証価格\$100/MWhの高いほうが支払われる。価格プログラムは、NYISO や PJM の経済プログラム(DADRP, ELRP)と似ているが、大きく2つの点で異なる。1つには、ISO-NEの価格プログラムはリアルタイム市場の約定価格を受け入れるという点である。NYISO, PJMの経済プログラムは、前日市場への参加であり、指値注文を行なう。2つ目は、ISO-NEの価格プログラムでは、ISOが\$100/MWhを越える予想をし、通知を行なうことによって、はじめて参加できるという点である。NYISO, PJMの経済プログラムでは、登録されていればいつでも参加することが可能である。

価格プログラムは、2004年に59日発動され、1764万kWh削減された。総支払い額は192万ドルであり、平均単価は約13円/kWh(為替を115円/ドルとすると\$113/MWh)とピーク時間帯価格を反映している。

これまで見てきたように、ISO-NEの負荷削減プログラム自体はリアルタイム市場を対象にしている。前日市場へは、負荷反応プログラムの参加者の希望者に前日市場参加オプションを与えることで対応する。精算は注文価格(Bid

<sup>9</sup> 2005年の平均価格は\$223.64/MWである。

表 2. ISO における需要反応プログラムの実施状況<sup>10</sup>  
Table 2. Aspect of Demand Response Program Each ISO.

ISO/プログラム名	プログラムの種類	負荷削減実績 (2004年) (MWh)	登録容量 (MW)	2004年のピーク 需要に対する 登録容量の割合
ニューヨーク ISO				
Day-Ahead Demand Response Program	経済プログラム	3535	377	1.3%
ICAP Special Case Resources	緊急プログラム	(発動なし)	981	3.5%
Emergency Demand Response Program	緊急プログラム	(発動なし)	581	2.0%
PJM				
Economic Load Response Program	経済プログラム	48622	724	0.7%
Day-Ahead Option	経済プログラム	179	-	-
Real-Time Option	経済プログラム	46561	-	-
Nonhourly Metered Program	経済プログラム	1881	-	-
Emergency Load Response Program	緊急プログラム	(発動なし)	1385	1.3%
Active Load Management	緊急プログラム	(発動なし)	1806	1.7%
ISO ニューイングランド				
Real-Time Price Response Program	経済プログラム	9216	108	0.4%
Real-Time Demand Response Program	緊急プログラム	(発動なし)	165	0.7%
Real-Time Profiled Response Program	緊急プログラム	(発動なし)	83	0.3%

出所) FREC(2005)を参考に作成

Price)か一日前市場の市場清算価格で行われる。負荷に偏差が生じた場合にはリアルタイム市場価格で精算される(Laurita, 2005)。

#### 2.1.4. 需要反応プログラムへの登録量の比較

表 2 は、上述の需要反応プログラムを比較したものである<sup>10</sup>。プログラムの種類については、電力需給が逼迫している場合に ISO が発動するものを「緊急プログラム」とし、それ以外を「経済プログラム」と分類した。

米国北東部の 3 つの ISO の中で、負荷削減量が際立っているのは、PJM 経済プログラムのリアルタイムオプションである。このプログラムでは、違約金がなく、実際に負荷削減を行なった上で、負荷削減を申請すればよいため、参加しやすい。NYISO の経済プログラムの登録量は、ピーク需要に対する割合(1.3%)は、PJM の経済プログラム(0.7%)や、ISO-NE の価格プログラム(0.4%)よりも多い。ISO-NE の負荷削減プログラムの登録容量は、それぞれが 1%未満と少ない。その理由の一つとして、ISO-NE の

価格プログラムに\$100/MWh という発動条件がついているためと考えられる。

## 2.2. 小売事業者の需要反応プログラム

上述の需要反応プログラムは、卸電力市場における制度で、小売事業者<sup>11</sup>が、需要反応プログラムをふまえて、最終需要家とどのような契約を結ぶかについては制度の範囲外となっている。

しかしながら、いくつかの先行研究では、需要反応プログラムに関する議論の中で、小売事業者の料金制度も取り扱っている(GAO (2004), Heffner, et. al. (2005), RRI (2005), Schwarts (2003))。そこで本報告では、需要反応プログラムにおける小売事業者の役割と課題を整理し、その後、個々の料金制を説明する。

### 2.2.1. 需要反応プログラムにおける小売事業者の役割

実際に需要家に電力を供給している小売事業

<sup>10</sup> 詳細については付録 A の総括表にまとめている。

<sup>11</sup> 需要反応プログラムに参加している供給事業者やアグリゲータを負荷削減サービス提供者(Curtailment Service Provider)と呼ぶ場合がある。

者は、料金制度によって卸電力取引の価格変動リスクを需要家に移転する、あるいは、リスクプレミアムを上乗せしてリスクを引き受けている。さらに小売事業者は、需要家と小売事業者自身が、需要反応プログラムを用いてどのようにビジネスに活用するか検討する必要がある。

DEFG and CAEM(2005)は、小売事業者の役割として、需要反応を引き出すためには、変更が繰返される規制の枠組や、異なる通信規約や手段、社会基盤としての電力の安全の重要性の増大に対応しなければならないとしている。垂直統合されている場合には、需要反応プログラムの実装はそれほど困難ではない。意思決定プロセスは中央集権型で、通信方法も一定なためである。利益は需要家と小売事業者に分配される。規制機関は費用回収と、場合によっては需要反応への投資に繋がる収入の可能性を保証することにより特定のプログラムのリスク管理を支援する。利益の配分の公平性に関する複雑な問題は、市場に基づくプロセスではなく、管理部門によって決定される。一方、規制が緩和された状態では、発送配電のバリュー／サプライ・チェーンは分離されている。意思決定も分断され、通信方法も多様化する。需要家は、様々な供給者から多様な需要反応プログラムの選択肢を提示される。複数のプログラムや供給者の選択肢は、市場も混乱させる恐れもある。

### 2.2.2. 小売事業者の提供する料金メニュー

料金メニューは、需要反応プログラムをどのように需要家まで連携するかという点で重要である。

卸電力市場価格の変動の様子に応じて変化する動的な料金制には、リアルタイム料金と、緊急ピーク時間帯料金がある。

#### (1) リアルタイム料金(Real-Time Pricing; RTP)

時々刻々と変化する電力価格や電力需給に連動させて、需要家の従量単価も変化させる制度

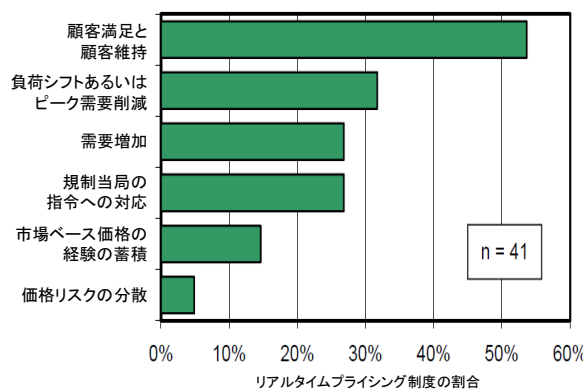
である。典型的な時間幅は1時間である。制度によって異なるが、一日前や数時間前などに電力価格が通知される。従量単価は、実際の卸電力市場や、市場予測の統計モデル、回避された発電コストなどに基づいている。

例えば米国の電力会社である Georgia Power では、1990年より大口需要家が RTP を選択できるようになっている(Schwartz, 2003)。いくつかある RTP のうち、一日前通知の2部料金制が最も人気がある。料金説明書には、ベースラインに対して収入の中立性が明記されており、負荷削減の失敗に対するペナルティはない。2003年では、1700軒5000MWの大口需要家が参加しており、系統の最大需要の5%に相当する1000MWの需要削減が達成された(OECD/IEA, 2003)。

米国においては、2003年時点で、49の電気事業者が選択的な RTP を提供している(Barbose et.al., 2004, Goldman et.al. 2005)。一般に、RTPは、ピーク電源の運転や設備投資を抑制することで、発電コストの低減(電力価格の低減)をもたらすと考えられているが、これらの調査によると、電気事業者が RTP を提供する動機は、ピーク需要の削減よりも顧客満足や顧客維持の方が大きくなっている(図2)。電力自由化に伴い、潜在的な競争相手が、市場ベースの料金によって大口需要家を奪い、そして、多くの電気事業者は、潜在的な競争相手を打ち負かすために市場ベースの価格に「早くアクセスする」ことを大口需要家へ提供する方法として RTP を開発し対抗していると考えられている。

#### (2) 緊急ピーク時間帯料金(Critical-Peak Pricing; CPP)

米国の電力会社である Gulf Power では、1日を3つの期間(ピーク、オフピーク、ミッドピーク)に分けた従来型の時間帯別料金に加え、需給が特に逼迫しているピーク時間帯に事前通知によって予め定められた高い料金を適用



出所) Barbose et al.(2004)

**図 2. 米国 Utility がリアルタイムプライシングを提供している主な動機**  
**Fig.2. Primary Utility Motivations For Offering RTP**

するという CPP が用意されている(GAO, 2004)。Gulf Power の CPP では、需給がタイトなときに電力会社が発動することができるが、年間 88 時間までという制限がある。2003 年には一度も発動されなかったが、2002 年には 11 回、総時間 12 時間の発動があった。実際の負荷削減では、電力会社から 4 つの電気機器を自動的に停止させる革新的なコントローラが提供され、これらが CPP 発動時に効果をあげた。

CPP 料金は各電力会社で異なっている。例えば、SDG&E(2005)が 200kW 以上の需要家に設定しているデフォルトの CPP 料金は 94.3 ドル/MWh (13 日で 1 日 7 時間まで)である。また、SCE(2005)は、正午から午後 6 時までの電力使用料(kWh)を、夏季ピーク料金の 14 倍としている。

参加要件としては、例えば SDG&E(2005)では、既に TOU 料金を選択していることや、インターバルメータを使用していること、月間の平均最大需要が 20kW 以上であることなどがある。

次に、従来型の時間帯別料金(Time-Of-Use Pricing ; TOU)について述べたい。TOU は、時間帯やシーズンによって価格が変化するもので、デマンドサイドマネジメント(Demand Side Management; DSM)として既に広く活用されて

いる。DRP と DSM の違いについては、第 3 章で述べることとして、ここでは単に TOU について説明をしたい。

わが国においては、業務用電力、高圧電力および特別高圧電力に該当する電力を対象に、選択約款として「季節別時間帯別電力」という契約種別が用意されている。この制度の特徴は、料金原価をきめ細かく料金単価に反映できることから、負担の公平性に優れている点にある。主たる目的は、価格誘導効果により重負荷時間帯の負荷を移行し、需要家の料金負担軽減と電力会社の設備利用率の向上、ならびに追加的設備投資の抑制を行なうことである(電気事業講座編集幹事会, 1997)。

従来型の TOU は、熱波や電源の計画外停止などによる供給力の突然の喪失などによって需要が相対的に増加した場合のように、予期せぬイベントに対しては効果を発揮することは困難である(GAO, 2004)。

この他に、需要家の負荷削減に対し報酬を支払う買戻し(Buyback)制度もみられる。

### (3) 需要買戻し(Demand Buyback)

需要買戻しは、電力会社からの特定の時間帯と価格における需要削減の要求に応じて、需要家が需要を削減するものである。買戻しの際の価格は、卸電力取引所の価格などに基づいて、電力会社側の需要削減に対する支払意思額として契約されるため、電力価格が上昇すれば、需要削減に貢献できるようになる(Schwartz, 2003)。

ボンヌビル電力管理局(Bonneville Power Administration; BPA)<sup>12</sup>は、2000 年から 2001 年にかけての供給力不足時に、200MW 以上の負荷削減を実現している。また PGE は 2001 年に、122 回計 1728 時間の需要買戻しを行なってい

<sup>12</sup>米国エネルギー省下の連邦局で、オレゴン州に本部がある。北米太平洋側北西部地域の約半分の需要(電力会社や大口需要家)に対して卸電力を供給している。

る。8 需要家が参加し、支払い総額は 1130 万ドルで、支払平均は\$129/MWhであった。一方、電力側のコストの削減は正味 2620 万ドルとなった。

#### (4) 長期買戻し(Long-term Buyback)

長期買戻しは、数ヶ月かそれ以上の長期間に渡り、需要削減に同意した需要家に対する契約である(Schwartz, 2003)。電力危機時に一時的な契約として実施された。

BPA と近隣の電力会社は協力して、2001 年夏に 1500MW の需要削減契約を産業需要家と交わしている。この他にも、PacifiCorp は 2001 年に灌漑削減プログラム(Irrigation Curtailment Program)を実施している(Schwartz, 2003)。さらに PacifiCorp は同年に、住宅の需要削減プログラムも実施している。前年の月次の電力需要に比べ、10%の需要削減が達成されれば、10%の料金割引が、20%の需要削減には 20%の料金割引が適用されるというものである。本プログラムは、登録も特別なメータの設置も行なわれなかった。結果として、27%の需要家が参加し、平均としてはピーク時間帯で 19MW の需要が削減された(Schwartz, 2003)。

### 3. 需要反応プログラムの課題

需要反応プログラムを実施するためには、負荷削減の頻度、期間、事前告知時間などの仕様を決定する必要がある。このときには、リアルタイム料金制など価格に対する需要反応プログラム (PJM 経済プログラムなど) とするか、負荷制御など数量ベースの需要反応プログラム (PJM 緊急プログラムなど) とするかという点も明確にする必要がある。また、予約段階での事前支払い (コールオプションプレミアム) か実績に基づく支払いかという点もプログラムを特徴づける要因となっている。Sezgen et.al.(2005)は、金融工学的なアプローチで需要反応プログラムのオプション価値を計算している。このオプション価値の計算では、需要家の反応を、需要の削減、負荷移行 (シフト)、分散型電源の短期的な運転としている。さらに最近では、自動的にリアルタイム料金制に登録されるか、需要家自身が選択してはじめてリアルタイム料金制が適用されるかという議論が政策的に注目されている(Barbose et.al., 2005)。参加要件の緩和も、需要反応プログラムへの参加容量を増加させる要因として期待できる。東京電力では、平成 15 年度限りとして、需給調整契約の調整時間を通常の 1 時間から 30 分とし、業務用需要の参加を促している(電気新聞, 平成 15 年 6 月 24 日)。

こうした需要反応プログラムの仕様は重要であるが、これ以外にもいくつかの課題が指摘されている。以下では、需要反応プログラムに関する課題を、需要反応プログラムの設計と、経済価値評価、ならびに環境面に分類して説明する。

### 3.1. 需要反応プログラムの設計における課題

#### 3.1.1. 現状からの移行

米国やわが国では、既に DSM を実施してきていることから、さらに追加的に DRP を導入することの意味を確認すべきであろう。以下では、DSM と DRP の相違と類似点について説明し、それぞれの位置付けを整理したい。

DSM は、米国において 80 年代から 90 年代初めにかけて拡大した。実施された主な理由は、地球温暖化や酸性雨に代表される環境問題に対する意識の高まりである。DSM は省エネルギーと環境問題の解決の双方に貢献すると考えられた(矢島, 1997)。

EPRI は 1980 年代初めに、DSM は、電力系統の計画を考慮した 6 つの「負荷形状目標(Load Shape Objective)」<sup>13</sup>に取り組むものとした。電力会社(utility)が、消費や負荷管理、コジェネレーション設備、再生可能エネルギー、ピーク需要料金、エネルギー貯蔵技術を注意深く検討することで、コスト最小計画を実施することが求められた。

わが国においても、長期的な需給と料金の安定を確保していくために、ピーク電力を抑制し、需要家と協調して負荷平準化や省エネルギーを達成していく活動として DSM が積極的に取り組まれた(小野, 1997)。季時別料金制度や需給調整契約などのインセンティブによって、エコアイス、電気温水器など蓄熱システムの普及や、産業用需要の負荷調整/移行などの需要家行動を引き出し、成果を挙げている。

一方、需要反応プログラムには、卸電力取引所を前提としている制度である点に特徴が見

<sup>13</sup> 6 つの負荷形状目標とは、「戦略的な負荷削減(strategic conservation)」「ピーク需要の抑制(peak clipping)」「負荷移行(load shifting)」「ボトム時需要創生(valley filling)」「戦略的な負荷成長(strategic load growth)」「柔軟な負荷形状(flexible load shape)」である。

表 3. デマンドサイドマネジメント(DSM)と需要反応プログラムにおける目的の比較

Table 3. Comparison of Objectives between DSM and DRP

目的	DSM	需要反応プログラム
ピーク需要の負荷削減	○	○
長期的な需給の安定	○	○
需要家の価格弾力性の活用	○	○
環境問題	○	×
需要増加(戦略的, ボトム時間帯)	○	×
供給コストの最小化	○	×
新技術の投入※	○	×
需要家の選択肢の拡大	×	○
卸電力市場の考慮	×	○
市場支配力の緩和	×	○

「○」: 直接的な目的の範囲に含まれる  
「×」: 直接的な目的の範囲に含まれない(直接的な目的とはなっていないが、結果として効果が得られることは十分に考えられる)

※ ここでは、コジェネレーション設備、再生可能エネルギー、エネルギー貯蔵など

られる。

USDRCC(2006)は、需要反応を「電気の顧客が、電力消費の削減と移行に応じることのできる選択肢を提供すること」と定義している<sup>14</sup>。ただしここでの「電力消費の削減と移行」は、需要の変更がプライシング、信頼度、緊急反応、運用、計画、延期のような問題に関係するピーク時間帯を対象としている。また「選択肢」は、動的あるいは時間帯別料金や、何らかのインセンティブを指す。

FERC は、2002 年に「標準市場設計規則案の公示(SMD NOPR)」を発表した(FERC, 2002)。

<sup>14</sup> United States Demand Response Coordinating Committee(USDRCC)は、米国における需要反応の知識の増進と、実務家と政策策定者間の情報交換の促進のために、2004 年に設立された非営利団体である。米国エネルギー省(DOE)より、国際エネルギー機関(IEA)需要反応プロジェクトの代表組織に指定されている。会員は以下の 15 組織となっている: American Electric Power (AEP), Demand Response Research Center (DRRC), ISO New England, Mid-West ISO, National Grid, Ameren, Tennessee Valley Authority, MidAmerican Energy, NYSEERDA, Pacific Gas & Electric, PJM Interconnection, Salt River Project (SRC), Southern California Edison, San Diego Gas & Electric, Southern Company.



この中で需要反応プログラムは、大規模電源や分散型電源と同様に、長期的な供給力として扱われている。

表3は、これら DSM と需要反応プログラムの相違と類似点を制度の目的の観点からまとめたものである。卸電力市場の考慮の面などで相違も見られるが、ピーク需要の負荷削減、長期的な需給の安定ならびに需要家の価格弾力性の活用という共通な目的も見られる。

DSM が導入されている状態で、さらに需要反応プログラムを導入した具体例として、PJM における事例を紹介する。PJM では、LRP を実施する以前から、信頼度確保の一手段としてデマンドサイドマネジメント(Demand Side Management; DSM)を行ってきた。これは1991年から実施されている Active Load Management (ALM)と呼ばれる制度で、LRPの施行後も併合されることなく運営されている。ALMに参加している LSE は PJM 全体で1255MWの容量があり、PJMの給電指令に応じて需要を削減する。ALMの種類には、LSEの通信により直接需要制御することができる Direct Load Control (DLC)や、LSEの通知により需要を予め定めた水準へ削減する Firm Service Level (FSL)、LSEの通知により予め定めた負荷削減量を達成させる Guaranteed Load Drop (GLD)がある。ALMには、年間10回まで負荷遮断回数制約や、平日正午から夜8時までの負荷遮断は6時間まで、一回の負荷遮断は2時間以内などの特徴がある。

PJM(2004)は、ALMとELRPの2つの制度を設計時期や目的が部分的に異なるため、冗長な面もあるが制度として尊重されてきた。今後、これらを一つに統合すれば、互いの制度の長所を残しつつ、冗長かつ非効率な面を削除できると考えている。ALMとELRPの主要な違いは、容量クレジット(Capacity Credit)の有無である。ALMプログラムへの参加により、需要を持つ

LSEは、自身の容量確保義務量に割り当てるか、容量クレジット市場に販売することができる容量クレジットを受け取る。ELRPはエネルギーだけのプログラムであるため、負荷削減時のLMPに基づく報酬が得られる。ALMの参加者はエネルギーに対する支払いを得ることができず、一方、ELRPの参加者は容量クレジットが得られない。

PJMにおける需要反応プログラムとALMの登録容量のピーク需要に対する比率は、それぞれ2.0%（経済プログラムと緊急プログラムの合計）と1.7%であり、このことから、DSMの存在により需要反応プログラムが不要ということにはならず、両制度の並存あるいは統合が可能であることがわかる。

需要反応プログラムへの移行に関して、DSMとの併存以外の問題としては、Costello(2004)は、リアルタイム料金制が普及しない理由を以下のように整理している。

- 規制の障害：1) 電気料金は、過去に発生したコストに基づいて州に認可される。このことが変動する価格の適用を阻害している。2) 規制当局としては、需要家がピーク時間帯に負荷移行できずに、結果として支払いが増すと考える。3) たとえ負荷移行が出来たとしても、メータリングやその他のコストが増し、利益を損ねることを恐れる。4) また、負荷削減か支払いの増加により、需要パターンを変化させることは不公平とさえ考える規制者も存在する。あるいは、リアルタイム料金制の導入に対して、受益する者とその程度を明確に特定することが難しくみえる面も積極性を阻む傾向がある。
- 電力会社の抵抗：リアルタイム料金制により、効率改善や潜在的な収入向上は需要家側にシフトし、電力会社にとっては何ら金銭的なインセンティブが生じない

と考える電力会社もある。その他にも、リアルタイム料金制の導入に関連して、メータリングやその他の電力会社の負担が増加することも懸念されている。最後に、電力会社が、卸電力市場に供給者として参加している場合には、需要家が価格弾力性を持つことで、潜在的に収入が低下することも問題となる。

- 需要家の慣性：まず最も基本的な部分として、需要家が時々刻々と変化するリアルタイム料金と向き合い、一時的に消費パターンを変化させることで混乱することが考えられる。ほとんどの需要家は自分がどのように電力を消費しているか把握していない。さらに、価格情報にアクセスしたり、反応したりするという、電力に関連する「取引コスト」の増加に対しても抵抗する傾向がある。また、需要家の選好として静的な料金を望む場合もある。

Braithwait(2003)は、需要反応プログラムが実施された場合でも、小売事業者によるコストのコントロールと価格リスクの管理のための相対契約の一般的な慣習により、卸電力価格が低い時間帯においても、電気料金の支払いの低下には結びつきにくいとしている。

このように、需要反応プログラムの導入は、規制機関、電力会社、需要家という広範囲に影響を与えるが、それぞれに需要反応プログラムの導入に消極的となる理由も指摘される。また需要反応プログラムの成果が直ちに需要家に行き渡りにくいという懸念は、検討すべき課題と言える。

### 3.1.2. インセンティブの設計

需要反応プログラム普及の評価基準には参加需要家数、登録容量、負荷削減量などがあるが、もっとも重要なのは需要家が受けとるインセンティブ総額(market turnover)である。これが、

回避された資源(回避可能発電・送電費用)の価値に対応する。

現在、NYISO, PJM, ISO-NE では十分な予備力があり、ISO 管轄地域の拡大とともに参加者も増加傾向にある。そのため、ここ数年は電力価格は安定し、ボラティリティも小さくなることが予測され、需要反応プログラム導入へのインセンティブは減少すると見込まれる。従って、需要反応プログラムを成長させるのは難しい。ただし、新しいエネルギー政策法は、各州での需要反応プログラム整備状況を報告させ、インターバルメータの設置を促すため、需要反応プログラムを活性化する方向にある。

参考として NYISO, PJM と日本卸電力取引所(Japan Electric Power Exchange; JEPX)の価格スパイクを、価格の持続曲線を用いて比較してみよう。価格スパイクは、一時的に電力取引価格が高騰し、その後価格が元の水準まで下がるという現象である。持続曲線を描くことで、価格スパイクの頻度と水準を知ることができる。インセンティブ総量は、頻度と価格と量からなるため、需要反応プログラム普及の予備的な検討に資するものと考えられる。

図3に、ピーク時間帯の平均価格の持続曲線を示す。JEPX と比較するため、価格には、午後1時から4時までの3時間の平均値を使用している。さらに図4はこのピーク時間帯の平均価格持続曲線を価格の高いほうから上位33日分をプロットしたものである。

図からも明らかなように海外の卸電力取引所の価格は、非常に先鋭性が高い。PJM, NYISO とも、緊急プログラム協力に対する報酬の最低保証料金を\$500/MWh としていることから、この金額の発生頻度が、緊急プログラムの発生頻度の目安と考えられる。\$500/MWh を超える時間帯は非常に少ない。図は3時間の平均値であ

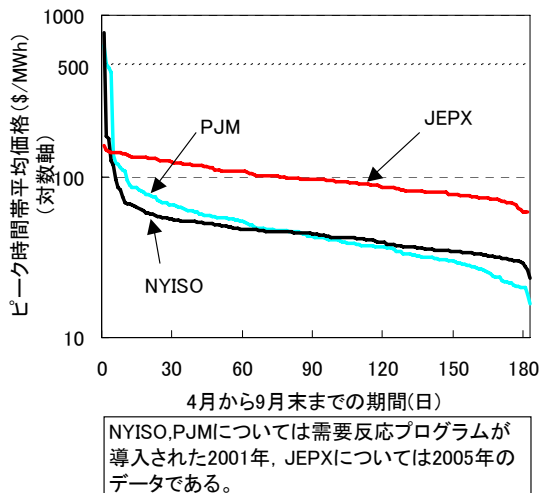


図3. 国内外卸電力取引所におけるピーク時間帯の平均価格持続曲線 (4月1日から9月30日まで)

Fig. 3. Duration curves of average of market clearing price in peak hour at each electricity wholesale market

るが、1時間ごとの価格で考えても同様の傾向が見られる。具体的には、2000年から2004年の4月1日から9月30日までの期間(述べ48ヶ月間)で、PJM全体の価格の加重平均を示す基準価格が\$500/MWhを超えるのは、全体で9時間(約0.041%)である。また、NYISOでは、3時間(約0.014%)である<sup>16</sup>。なお、ISO-NEにおいては\$100/MWhを超える卸電力価格が予想される場合には価格プログラムにより負荷削減が通知されるが、この\$100/MWhを超える期間は、PJMで218時間(約0.993%)、NYISOで137時間(約0.649%)である。

一方JEPXは、まだ運営の日が浅いとはいえ、海外の卸電力取引所と比較すると先鋭性が小さいと見てよさそうである。JEPXについては時間帯ごとの価格ではなくピーク時間帯平均価格が公開されているが、このピーク時間帯平均価格が\$500/MWhを超えた日はない。最大は\$156/MWh(為替110円/ドル)であり、\$100/MWhを超えた日は76日(182日中)で

<sup>16</sup> NYISOについては、全48ヶ月のうち1ヵ月程度のデータの欠損がある

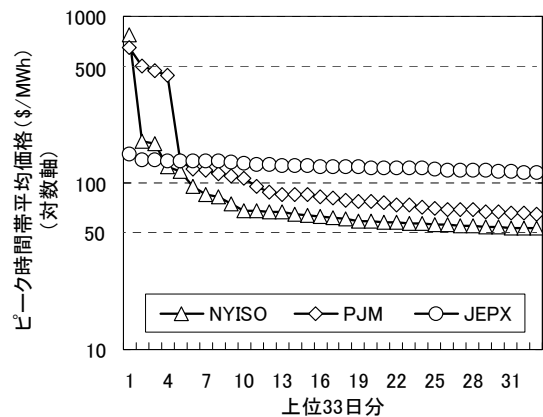


図4. 国内外卸電力取引所におけるピーク時間帯の平均価格持続曲線(上位33日分)  
Fig. 4. Duration curves of average of market clearing price in peak hour at each electricity wholesale market (Top 33days)

ある。従って、わが国においては、JEPXの価格の先鋭性による需要反応の誘因も、海外と比較すると小さくなると推測される。

ただし、ここでは地域全体の参照価格を用いているが、送電混雑などの発生により、地域ごとの価格の先鋭性はこれよりも大きくなると思われる。そのため、需要反応の誘因がより高まることが考えられる。さらに、需要反応プログラムの市場価値は、プライスパイクの有無、あるいは、平均価格とピーク価格の比のみならず、ピーク価格の水準も要因と考えられる。従って、ピーク価格の水準の面からも需要反応プログラムの意義を検討する必要がある。

インセンティブ総額以外にも、インセンティブに関する問題は残っている。

Braithwait(2003)は、補助金なしの状態では、市場ベースの需要反応プログラムとダイナミック料金が生み出すコスト削減の利益を明らかにすると共に、補助のついた需要反応インセンティブの支払いは、卸電力価格を下げ、追加的なコスト削減を導くという主張は誤りであることを主張している。

先にも述べた様に、需要反応プログラムには、長期的な需給の安定という目的もある。供給信

頼度を確保するためには、小売事業者が自社の需要に対応するよう供給力を確保する必要がある。しかし、緊急プログラムに設けられた罰則によっては、こうした供給力確保の努力を回避することが可能となる(佐藤, 2004)。すなわち、電源を確保し、費用を長期回収するよりも、実施できない負荷削減量を登録し、時々発生する緊急プログラムのペナルティを支払うことも可能となってしまう。例えば、PJM では、2001年7月1日から2002年6月30日までに92時間に平均して高い電力価格\$320/MWhを経験した。内燃力発電所の年間維持費用は約\$60,000/MWである一方で、PJMがこの92時間で供給力不足のLSEへ課す費用は\$29,400/MWとなる。これは、内燃力の維持費用の半分になる。このように、LSEは長期的な供給力を購入せず短期的な罰金の支払いを選択する可能性がある。

インセンティブに係る問題としては、緊急プログラムの者が希望する協力報酬の単価と、PJMが支払う報酬の単価の間にリンクがない点も指摘されている(PJM, 2004)。緊急プログラムの登録者は価格を提示することができないため、全か無か(all-or-nothing)のブロック型の負荷削減が行なわれる。これにより過剰な負荷削減を招き、緊急プログラムの協力報酬が大きくなる傾向がある。この問題を解決する一方策に、全てのELRP参加者に価格の提示を要求し、そして緊急時に給電指令を出すことを挙げている。

これらのインセンティブの問題は、インセンティブ総額が十分か、供給力確保に寄与する制度となっているか、ならびに緊急時の給電指令と価格の関係をどのように考えるか、という形に整理することができる。

### 3.1.3. 負荷削減量の推計

多くの需要反応プログラムでは、需要の削減量を推定するために、ベースライン負荷を用い

ている。

佐藤(2004)は、負荷削減の実施量は一般的に申告された容量よりも小さくなる傾向があるため、負荷削減量を需給計画に組み込む場合には、申告量から実施量を推計する必要があるとしている。

GAO(2004)も、負荷削減量の推定について問題を指摘している。一般に、負荷遮断プログラムでは、数年に渡り電気料金を安く押さえることができる一方で、負荷遮断そのものはめったに発生しないため、負荷削減できない病院や学校なども登録してしまい、その結果、プログラムの効果が薄れてしまっている。需要削減量を計算するためには、ベースライン負荷から、実際の需要量を減じる必要がある。一般に、電力需要は季節や個々の事情により変化することから、このベースライン負荷を正確に推定することは簡単ではない。

このように、系統全体の削減量の推定と、個々の需要家のベースライン負荷の推定で問題が生じている。

## 3.2. 経済価値評価における課題

需要反応プログラムは、競争的な電力市場に需要側の参加を促すものである。需要家はリアルタイムプライシングなどの動的な料金制を適用することで、オフピーク時間帯に需要をシフトしたり、長期的には、エネルギー効率の向上、あるいは自家発電設備の導入などを行ない、高価格な電力購入を避けようとする。また、こうした需要家の行動が、卸電力市場における価格スパイクや価格の高止まりを抑制するというフィードバックもある。全体として、需給の逼迫や、市場支配力を緩和し、供給信頼度の向上や経済的な利益を生み出すことが期待できる(OECD/IEA, 2003)。

GAO(2004)は、需要反応プログラムの潜在的な経済価値の先行研究を、1)過去のイベントに対して、需要反応プログラムを想定した場合

表 3. 需要反応の潜在的な利益の先行研究  
Table 3. Studies of Potential Benefits of Demand-Response

先行研究	試算結果/結論
過去のイベントに対して、需要反応プログラムを想定した場合の経済価値	
“Financial and Physical Insurance Benefits of Price-Responsive Demand”, Hirst, May 2002.	1999年カリフォルニア州電力需要の20%がリアルタイム料金を利用できれば、州の電力コストは4%（2億2千万ドル）減少する。2000年には電力価格は4倍となり、ボラティリティも高まったため、コスト削減効果は約12%（25億ドル）と大きくなる。
“Getting Out of the Dark: Market-based pricing could prevent future crisis”, Faruqi, et. al., 2001.	カリフォルニア州の2000年夏季の電力危機において、リアルタイム料金があれば、ピーク需要を193MW減少させ、ピーク価格も\$750/MWhから\$512/MWh減少させることができる。
“Mitigating Price Spikes in Wholesale Market-Based Pricing in Retail Markets”, Caves, Eakin and Faruqi, 2000.	1999年7月ミッドウエストでは、卸電力市場で\$10,000/MWhの価格スパイクが発生した。需要が10%減少する反応があれば、\$2,700/MWhまでの上昇に抑えられる（73%の低下）。
将来、需要反応プログラムが導入された場合の経済価値	
Power System Economics: Designing Markets for Electricity, Stoft, 2002.	概算では、リアルタイム料金の正味の価値は、総電力需要の2%にのぼり、2003年の米国では約45億ドルとなる。推計は長期的に負荷移行を行うもので、消費される電力量は一定としている。停電やその他サービス停止をすることによる利益は含まれていない。
“Economic Assessment of RTO Policy”, ICF Consulting for FERC, 2002.	米国でリアルタイム料金を導入した場合、需要反応の容量と分散型電源の活用を低く見積もっても、2010年には年間75億ドルの利益がある。効果は初年度から表れる。
“White Paper: The Benefits of Demand-Side Management and Dynamic Pricing Programs”, McKinsey and Company, 2001.	米国の需要が5~8%負荷移行を実施し、ピーク時間帯で4~7%の負荷削減を行った場合には、100億~150億ドルの利益が得られる。また、ピーク電源を31,250MW分抑制できる。これは、12万5千kWの発電所の250基分、もしくは160億ドル分の新設電源投資に相当する。加えて、約193m <sup>3</sup> の天然ガス消費と3万1千トンの一酸化窒素の排出を抑制する。
“The Western States Power Crisis: Imperatives and Opportunities”, EPRI White Paper, 2001.	需要反応プログラムが全米で実施されれば、ベースライン負荷のピーク6%にあたる45,000MWの需要削減が見込める。カリフォルニア州では、需要が8.7%が削減し、新規電源建設は、将来の数年の需要増の57%削減により相殺される。
“The Choice Not to Buy: Energy Saving and Policy Alternatives for Demand Response”, Braithwait and Faruqi, 2001.	現在の電力会社のリアルタイム料金と2000年夏のカリフォルニア州のデータに基づく推計では、市場ベースのリアルタイム料金による需要反応は、夏季ピーク時間帯で1000~2000MWの需要削減と6~19%需要削減、3億から12億ドルのエネルギーコストの節約をもたらす。
“The Feasibility of Implementing Dynamic Pricing”, California Energy Commission, 2003.	すべての非農業需要家に対して、動的な料金制とリアルタイムメータを導入することにより、カリフォルニア州では、10年で5~24%のピーク需要を削減することができる。

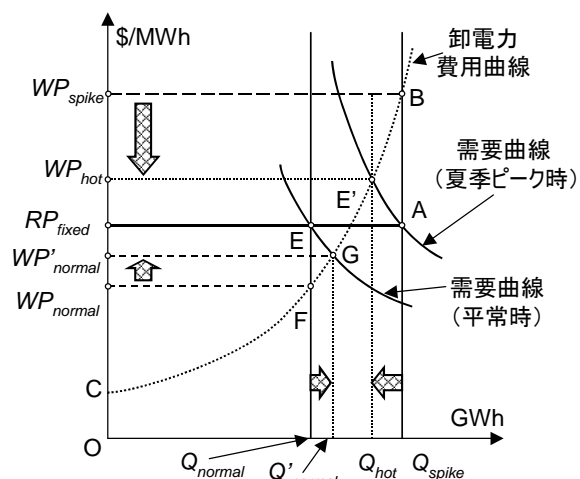
出所) GAO(2004)

の経済価値、という視点と、2) 将来、需要反応プログラムが導入された場合の経済価値、という視点に分けて整理している(表4)。過去のイベントに対しては、カリフォルニア州における2000年夏季の電力危機における推計として、電力コストが2億2千万~25億ドル削減されることや、ピーク価格も\$750/MWhから\$512/MWh減少することが示されている。また将来見通しとしては、全米で45億~150億ド

ルの利益が得られるとの推計が示されている。このように需要反応プログラムは、電力需給に大きな影響を与えることが主張されている。

O'Sheasy(2003)は、平均費用料金の規制慣習のため、需要の短期価格弾力性がないことを指摘し、さらに動的な料金と需要反応による経済効果の仕組みを説明している。まず、電力需要の短期価格弾力性がないことを、「分断された(disconnected)」電力市場と呼び、価格スパイク

の発生メカニズムを説明している。図5は、需要の価格弾力性と卸電力市場の価格シグナル、卸電力価格ならびに小売電力価格の関係についてまとめたものである。分断された（非弾力的な）電力市場では、小売料金は需要に関わらず一定( $RP_{fixed}$ )であり、電力需要は価格と無関係であるため、需要曲線は垂直となる。しかし、卸電力費用は、需要の増加に応じて上昇していくため、平常時のならびに夏季ピーク時の電力需要を  $Q_{normal}$  ならびに  $Q_{spike}$  とすると、それぞれの時点の卸電力費用は  $WP_{normal}$  ならびに  $WP_{spike}$  となる（図中 F 点、B 点）。もし、電力小売料金が需給に応じて変化するような動的な料金制を適用した場合には、価格の低下に対して需要は増加する。動的な料金制を適用した場合でも、適用しなかった場合の需要量に対しては料金が変わらないとすると、夏季ピーク時の需要曲線と平常時の需要曲線は、それぞれ点 E ならびに点 A で交わる。こうしたことから、動的な料金制の導入により、夏季ピーク時には、価格は  $WP_{spike}$  から  $WP_{hot}$  と低下し、需要も  $Q_{spike}$  から  $Q_{hot}$  と低下する (E' 点)。一方平常時には、需要が  $Q_{normal}$  から  $Q'_{normal}$  へと増加することも期待できる。このように、動的な料金制を適用することで、価格プライスが押さえられ、ピーク時間帯の需要も押さええることができる。この動的な料金制とは、上述のリアルタイム料金制や危機的ピーク料金制などの需要反応プログラムを指す。ところで、TOU に対しても、図5のように需要曲線がシフトすることによって経済効果が生じるとする説明もなされる場合がある。TOU では、予めピーク時間帯が定められていて、なおかつその頻度も、シーズン中を通じて適用されるという様に多い。そのため、より頻度の少ない夏季ピーク時の高需要時間帯に対しては、リアルタイム料金制の適用の方がより大きい経済効果を期待することができる。



出所) O'Sheasy(2003)を参考に作成

図5. 動的料金と需要反応の経済効果  
Fig.5. Financial Effects of Dynamic Pricing and Demand Response

リアルタイム料金制がもたらす長期的な社会厚生の上昇のポテンシャルについては、Borenstein(2005a)が推計を行っている。推計モデルでは、リアルタイム料金制により、ピーク電源の資本コストと運転を抑制することができるとしている。価格弾力性(-0.025 から-0.5)とリアルタイム料金制を導入している需要が総需要に占める割合(0.33 から 0.99)の感度解析の結果、カリフォルニア州の年間の社会厚生の上昇は 11 億~110 億ドルとなった。また、時間帯別料金制との定量的な比較も行っている。時間帯別料金制は、リアルタイム料金制の約 20%しか社会厚生を高めることができない。従って、時間帯別料金制はリアルタイム料金制の代替にはならないことを主張している。

ただし、これらの分析の枠組みは、十分に需要反応プログラムの持つ需給面の影響を捉えているわけではない。Braithwait(2003)は、これまでの議論には、以下のような問題があることを指摘している。1) 価格だけ変化させて、実際の需要を減らさない需要反応プログラム(需要削減が出来ない場合にペナルティを支払うことに相当)では、経済資源のコストが実際に

削減される代わりに、ある経済主体から別の経済主体へ富の移転を行なうだけで、社会厚生は改善しない。2) 卸電力の価格スパイクの短期の減少が先物契約の価格を下げるという主張は、発電事業者の投資行動が価格に対する期待の動的な効果を見逃している(発電事業者にとってスパイクの減少は、売値の低下を意味するため、投資が控えられ、その結果供給力が不足し、価格が上昇することも考えられる)。

リアルタイム料金制の富の移転については、Borenstein(2005b)が636軒の産業用ならびに業務用需要家のデータを用いて検証している。リアルタイム料金制への移行に伴う富の移転は、現状の料金制がリアルタイム料金制ほどには小売価格を反映していないために生じる。ここでの現状の料金制は、季時別料金制と使用時間帯に関わらずフラットな料金制を指している。現状の料金制の下では、卸電力価格の上昇以上に電力需要が増加する需要家は、卸電力価格の上昇に対して電力需要が少ない需要家から補助を受けることになる。このような需要家の富の移転は社会厚生改善の妨げになる。

需要反応の価値評価手法の実務上も課題も残されている。現在は1980年代のカリフォルニア州公益事業規制委員会(California Public Utility Commission)の作成したDSMの費用便益手法Standard Practice Manual(回避可能原価をベースとする考えかた)がいまだ基礎であり(CPUC, 2002)、競争市場における資源の便益とリスクを理論的かつ包括的に扱った手法はなく、規制当局、配電会社とも問題視している。実際、カリフォルニア州では、電力各社がそれぞれ独自の前提条件と手法で需要反応プログラムを申請している。需要反応を資源計画のオプションとして普及、定着させるにはその便益の評価手法を確立する必要がある。

カリフォルニア州需要反応研究センター(Demand Response Research Center; DRRC)では

需要反応の価値評価手法の新しい標準マニュアルを作成するプロジェクトをスタートさせることである。サンフランシスコのEnergy and Environmental Economics, Inc.を中心にNeenan Associate等と共同で実施予定である。経済価値評価手法の研究課題としては以下のような項目が挙げられている。

- 運用予備力としての価値評価
- 系統緊急時の供給不足低減のための給電可能な資源としての価値
- 市場悪化あるいは容量不足時にDR容量を増加させる能力
- 価格変動の激しいときの価格のスパイクを平準化する価値
- 消費者便益の増加
- 需要家の反応が資源計画におけるコスト・リスクに与える影響

### 3.3. 環境面における課題

需要反応プログラムにおける需要家の資源としては、負荷削減のほかに、オンサイト電源の出力も考えられる。PJMやISO-NEでは、オンサイト電源の出力は、実測値で測定され、負荷削減として計算される。

オンサイト電源には、平常時から使用されている自家発電やコジェネレーション設備の他にも非常用電源も含まれると考えられる。佐藤(2004)は、米国の需要反応プログラムのサーベイの結果の一つとして、非常用電源は、汚染物質の排出量が多く、環境面から問題があることを指摘している。

平成15年の関東圏電力危機の例から、非常用電源の環境面の問題は、わが国においても同様であると考えられる。

非常用自家発電機あるいは蓄電池の設置は、消防法上、延べ床面積1000m<sup>2</sup>以上の施設に設置が義務付けられており、東京電力管内では300万kWの非常用電源が設置されている。東京電力は電力危機の際に、一部のビルや工場、

公共施設にある非常用の自家発電電気を活用する方針を固め、一部の企業に打診し、協力する返事を得ている（朝日新聞，平成 15 年 6 月 13 日）。また，経済産業省原子力安全・保安院も，非常用予備発電装置を電力需給逼迫時のピークカット用として一時的に使用することに問題ないとの見解も示している（電気新聞，平成 15 年 7 月 7 日）。しかし，一般に非常用電源には排ガス処理設備が備えられていない。例えば，東京都の場合，都内の浄水場，下水処理場の非常用電源 3 万 2500kW の緊急時の活用を決めたが，これらの電源を 1 日 3 時間運転すると，約 3 トンの NOx を排出するとの試算を得た。これは，都内を走る自動車は 1 日に排出する量の約 3.4% に相当する（読売新聞，平成 15 年 6 月 30 日）。

## 4. おわりに

本報告では，米国で導入されつつある需要反応プログラムの現状を整理し，課題を明らかにした。

まず，ISO の提供する需要反応プログラムとして，先行して導入されている NYISO と PJM, ISO-NE の制度の詳細と現状をまとめた。米国北東部の 3 つの ISO の中で，負荷削減量が際立っているのは，違約金がなく，実際に負荷削減を行なった上で負荷削減を申請すればよい PJM 経済プログラムのリアルタイムオプションである。本プログラムでは，実際の負荷削減後に参加申請を行なえばよく，負荷削減不実施時の違約金もないことから参加しやすい。近年，テキサス電力信頼度協議会(Electric Reliability Council of Texas; ERCOT)や，ミッドウエスト ISO(Midwest ISO; MISO)，カリフォルニア ISO(California ISO; CAISO)でも需要反応プログラムが実施されてきている。また，米国以外にも，北欧やオーストラリアなどでも需要反応プログラムは期待されており，事例分析に当たっては，今後の運用実績の蓄積が待たれる。

次に，需要反応プログラムの課題を明らかにした。インセンティブについては，供給力確保に寄与する制度となるようプログラムを設計しなければならない。負荷削減量の推定に必要なベースライン負荷の計算においては，需要構造の分析による計算手法の比較・開発への展望も見出せよう。需要反応プログラムの導入を正当化するためには，社会厚生の上昇が一つの目安となる。そのための経済価値評価手法の開発では，今後，需要反応による需給逼迫の緩和（予備力価値）や，不確実な要因を取り込んだリスク分析などが焦点となろう。環境面の問題としては，非常用電源の排ガス対策が重要である。

このように，需要反応プログラムの導入にあたっては，いくつかの検討すべき課題が残され



ている。しかし、電力需給の逼迫時における需要家の協力体制を整備するという観点に立てば、需要反応プログラム導入への道程も見出せるのではないかと考えられる。例えば平成 15 年の関東圏電力危機の際には、エネットやイーレックスでも、猛暑の際に電力使用を抑えてもらうかわりに、料金を割り引く制度を限定的に導入している（日経産業新聞、平成 15 年 6 月 19 日、7 月 2 日）。こうした契約は、小売事業者による需要反応プログラムの一種と捉えられるものであり、競争環境においても、電力需給の逼迫緩和は利害関係を越えた協力体制を確立する可能性を示唆するものと言える。

こうしたことから、わが国においても需要反応プログラムのような枠組みにより、市場支配力の緩和や供給信頼度の向上などの効果が期待できるか検討を行なうと共に、気温変動、渇水、燃料価格変動に伴う電力価格の変化などのリスクに対する需要反応プログラムの効果を明らかにすることも重要と考えられる。

## 参考文献

- Barbose, G., Goldman, C., Neenan, B., 2004: “A Survey of Utility Experience with Real Time Pricing”, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-54238.
- Barbose, G., Goldman, C., Bharvirkar, R., Hopper, N., Ting, M., Neenan, B., 2005: “Real Time Pricing as a Default or Optional Service for C&I Customers: A Comparative Analysis of Eight Case Studies”, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-57661.
- Borenstein, S., 2005a: “The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing”, *The Energy Journal*, Vol. 26, No. 3., pp.93-116.
- Borenstein, S., 2005b: “Wealth Transfer From Implementing Real-Time Retail Electricity Pricing”, Working Paper 11594, National Bureau of Economic Research.
- Braithwait, S.D., 2003: “Demand Response Is Important — But Let’s Not Oversell (or Over-Price) It”, *The Electricity Journal*, Volume 16, Issue 5, pp.52-64.
- Breidenbaugh, A., 2005 : “NYISO’s Demand Response Programs-Reduce Energy and Get Paid 2005”, NYISO web site.
- Costello, K., 2004: “An Observation on Real-Time Pricing: Why Practice Lags Theory”, *The Electricity Journal*, January/February, pp.21-25.
- CPUC, 2002: “California Standard Practice Manual: Economic Analysis of Demand-Side Programs and Project”, July, 2002.
- DEFG and CAEM, 2005: “A Critical Examination of Demand Response Programs at the ISO Level: End Goals, Implementation and Equity”, Distributed Energy Financial Group, LLC, and the Center for the Advancement of Energy Markets, Washington, DC.
- USDRCC, アクセス日 2006 : <http://www.demandresponseinfo.org/index.htm> , United States Demand Response Coordinating Committee.
- FERC, 2002: “Notice of Proposed Rulemaking”.
- FERC, 2005: “2004 State of The Markets Report”, Staff Report by the Office of Market Oversight and Investigations, June 2005.
- GAO, 2004: “Electricity Markets: Consumers Could Benefit from Demand Programs, but Challenges Remain”, United States Government Accountability Office, GAO-04-844.
- Heffner, G. and F. Sullivan, 2005 : “A Critical Examination of ISO-Sponsored Demand Response Programs”, Center for the Advancement of Energy Markets (CAEM) and Distributed Energy Financial Group, LLC (DEFG) , August, 2005.
- ISO New England Inc., 2006: “Load Response Program Manual”, Rev. 8.
- Laurita, R., 2005: “ISO New England’s Demand Response Programs”, Presented to Massachusetts Water Resources Authority Deer Island Treatment Plant.

- NYISO, 2006: “Installed Capacity Manual”.
- OECD/IEA, 2003 : “The Power To Choose”.
- O’Sheasy, M., 2003, “Demand Response: Not Just Rhetoric, It Can Truly Be the Silver Bullet”, The Electricity Journal, Vol. 16, Issue 10, pp.48-60.
- Pareto Associates, 2004: “A Demand Side Response Facility for the National Electricity Market”, Energy Users Association of Australia.
- PG&E (Pacific Gas and Electric Company), 2006 (アクセス日) : [http://www.pge.com/biz/demand\\_response/](http://www.pge.com/biz/demand_response/).
- PJM, 2002a: “Tariff Revisions: PJM Emergency Load Response Program”.
- PJM, 2002b: “Tariff Revisions: PJM Economic Load Response Program”.
- PJM, 2004: “Interaction of PJM Emergency Load Response Programs: Active Load Management and the Emergency LRP”.
- PJM, 2005a: “PJM State of the Market Report 2004”.
- PJM, 2005b: “PJM Load Response Programs- Business Rules”, Revision #4: Revised Nov. 4, 2005.
- RRI, 2005: “Demand Response Program: 4<sup>th</sup> Edition”, Research Reports International.
- SCE (Southern California Edison), アクセス日 2005 : <http://www.sce.com/RebatesandSavings/LargeBusiness/DemandResponse/>.
- SDG&E (Sun Diego Gas & Electric), アクセス日 2005 : [http://www.sdge.com/business/drp\\_index.shtml](http://www.sdge.com/business/drp_index.shtml).
- Schwartz, L., 2003: “Demand Response Programs for Oregon Utilities”, the Oregon Public Utility Commission.
- Sezgen, O., Goldman, C.A., and Krishnarao, P., 2005: “Option Value of Electricity Demand Response”, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory , LBNL-56170.
- 小野洋一郎, 1997 : 「解説 : 電力における DSM (需要方策) への取組み状況」, 電学論 B, 117 巻 8 号, pp.1087-1090, 平成 9 年.
- 経済産業省, 2004, 総合資源エネルギー調査会需給部会 : 「2030 年のエネルギー需給見通し」.
- 佐藤恵一, 2004: 「需要反応プログラムの効果と課題(米国)」, 海外電力, 1 月号, pp.4-16.
- 高橋直子, 2002 : 「NYISO の需要反応プログラムの概要と評価 (米国)」, 海外電力, 7 月号, pp.37-44.
- 東京電力, 2003 : 「当面の電力供給見通しについて」, 平成 15 年 7 月 8 日.
- 電気事業講座編集幹事会, 1997 : 「電気事業事典」, 電力新報社.
- 矢島正之, 1997 : 「特集解説 : 電力規制緩和と DSM」, 電学論 B, 117 巻 1 号, pp.2-5, 平成 9 年.

付録 A: 各 ISO の需要反応プログラムの総括表

付表 1. 各 ISO の需要反応プログラムの総括表  
App. 1. Summary of Demand Response Programs.

ISO プログラム名	NYISO			PJM			ISO NE			
	Day-Ahead Demand Response Program (DADRP)	ICAP Special Case Resources (ICAP/SCR)	Emergency Demand Response Program (EDRP)	Economic Load Response Program (ELRP)		Emergency Load Response Program (Emergency)	(Active Load Management (ALM))	Real-Time Price Response Program (RTPR)	Real-Time Demand Response (RTDR)	Real-Time Profiled Response Program (Profile)
プログラムの種類	経済プログラム: 入札価格提示	緊急プログラム: 契約に基づく	緊急プログラム: 緊急時	経済プログラム: 入札価格提示	Real-Time Option (ELRP-RT)	Nonhourly, Metered Program (Pilot)	緊急プログラム: 緊急時	経済プログラム: 約定価格受け入れ	緊急プログラム: 緊急時, 契約に基づく	緊急プログラム: 緊急時, 契約に基づく
達成された負荷削減量	3535MWh	発動なし	発動なし	179MW	46561MW	1881MW	発動なし	9216MWh	発動なし	発動なし
登録容量	377MW	981MW	581MW	724MW			1806MW	108MW	165MW	83MW
ピーク需要に対する登録容量	1.3%	3.5%	2.0%	0.7%			1.7%	0.4%	0.7%	0.3%
参加要件	1MW 以上の負荷削減が可能 (需要削減のみが対象で, 電源は含ま	100kW 以上の負荷削減が可能 (1時間のインターバルメーター	100kW 以上の負荷削減が可能 (1時間のインターバルメーター	オンサイト電源と負荷削減 (1時間のインターバルメーター	25MW 未満の需要家, もしくは, 25MW アグリゲートされた需要	オンサイト電源と負荷削減 (1時間のインターバルメーター		100kW 以上の負荷削減が可能な個別企業またはグループ (15分毎インターバルメーター		200kW 以上の負荷削減が可能 (インターバルメーターを持たないグループ (需要家, プールのボン

発動理由	ない） 1時間のインターネット	電力系統の緊急時にはなく、市場参加者の経済的な判断により発動される）	電力系統の緊急時にはなく、市場参加者の経済的な判断により発動される）	電力系統の緊急時にはなく、市場参加者の経済的な判断により発動される）	最大緊急発電 (Maximum Emergency Generation)の宣言後に発動	リアルタイム市場価格が\$100/MWhを越えたと予想された場合	供給力が想定需要と運転予備力必要量の合計を下回ったとき	ブ、分散型電源 など)
		（電力系統の緊急時にはなく、市場参加者の経済的な判断により発動される）	（電力系統の緊急時にはなく、市場参加者の経済的な判断により発動される）	（電力系統の緊急時にはなく、市場参加者の経済的な判断により発動される）				
事前通知時間	-	21時間前に通知	-	-	最大緊急発電 (Maximum Emergency Generation)の宣言後に発動される。ALMステップ1, 2よりも優先される。	前夜か当日の朝	30分前に通知するプログラム (30-Minute Demand Response Program)と2時間に数値するプログラム (2-Hour Demand Response Program)の2種類のプログラムが用意されている。	2時間前に通知
		4時間まで	（自身の入場での入）	（自身の入場での入）	最大緊急発電 (Maximum Emergency Generation)の宣言後に発動される。	前夜か当日の朝	30分前に通知するプログラム (30-Minute Demand Response Program)と2時間に数値するプログラム (2-Hour Demand Response Program)の2種類のプログラムが用意されている。	2時間前に通知
持続時間	（自身の入場での入）	4時間まで	（自身の入場での入）	（自身の入場での入）	最大緊急発電 (Maximum Emergency Generation)の宣言後に発動される。	午前7時～午後7時までの任意の	2時間以上の負荷遮断持続時間	2時間以上の負荷遮断持続時間
持続時間	（自身の入場での入）	4時間まで	（自身の入場での入）	（自身の入場での入）	最大緊急発電 (Maximum Emergency Generation)の宣言後に発動される。	午前7時～午後7時までの任意の	2時間以上の負荷遮断持続時間	2時間以上の負荷遮断持続時間

測定方法	ベースライン負荷(CBL)と実績値との差 Optional weather-sensitive CBL も利用できる	定結果による)	ベースライン負荷(CBL)と実績値との差 Weather-Sensitive Adjustment も利用できる バックアップ電源の出力については実績値	か ELRP-RT と同じ)	バックアップ電源の出力や、実際に削減した需要量 (CBL の計算は行わない)	年間10回まで で 正午から夜8時までの負荷遮断は合計で6時間まで	継続時間 15分毎の電力消費を測定 ベースライン負荷との差分 オンサイト電源は実測値	ベースライン負荷との差分 オンサイト電源は実測値	予め策定した計画 (Measurement and Verification Plan : M&V Plan)に基づいて計算
札の約定結果による)	ベースライン負荷(CBL)と実績値との差 Optional weather-sensitive CBL も利用できる	定結果による)	ベースライン負荷(CBL)と実績値との差 Weather-Sensitive Adjustment も利用できる バックアップ電源の出力については実績値	か ELRP-RT と同じ)	バックアップ電源の出力や、実際に削減した需要量 (CBL の計算は行わない)	年間10回まで で 正午から夜8時までの負荷遮断は合計で6時間まで	継続時間 15分毎の電力消費を測定 ベースライン負荷との差分 オンサイト電源は実測値	ベースライン負荷との差分 オンサイト電源は実測値	予め策定した計画 (Measurement and Verification Plan : M&V Plan)に基づいて計算
協力報酬	発電入札と同様に評価・落札される	前日市場 LMP が \$75/MWh より高ければ前日市場 LMP を支払う。前日市場 LMP が \$75/MWh より安い場合は、発送電に関する課金引いた LMP が支払われる。	前日市場 LMP が \$75/MWh より高ければ前日市場 LMP を支払う。前日市場 LMP が \$75/MWh より安い場合は、発送電に関する課金引いた LMP が支払われる。	(メーターリング以外は ELRP-DA か ELRP-RT と同じ)	LMP が \$500/MWh の高いほうを支払う	Capacity Credit を受け取る。エネルギーに対しては支払いはない	リアルトラム市場の価格が \$100/MWh の高いほうを負荷削減した支払いが行なわれる。	リアルトラム市場の価格が \$100/MWh の高いほうを負荷削減した支払いが行なわれる。	リアルトラム市場の価格が \$100/MWh の高いほうを負荷削減した支払いが行なわれる。 負荷削減継続2時間分の支払いが保証されている。
協力報酬	発電入札と同様に評価・落札される	前日市場 LMP が \$75/MWh より高ければ前日市場 LMP を支払う。前日市場 LMP が \$75/MWh より安い場合は、発送電に関する課金引いた LMP が支払われる。	前日市場 LMP が \$75/MWh より高ければ前日市場 LMP を支払う。前日市場 LMP が \$75/MWh より安い場合は、発送電に関する課金引いた LMP が支払われる。	(メーターリング以外は ELRP-DA か ELRP-RT と同じ)	LMP が \$500/MWh の高いほうを支払う	Capacity Credit を受け取る。エネルギーに対しては支払いはない	リアルトラム市場の価格が \$100/MWh の高いほうを負荷削減した支払いが行なわれる。	リアルトラム市場の価格が \$100/MWh の高いほうを負荷削減した支払いが行なわれる。	リアルトラム市場の価格が \$100/MWh の高いほうを負荷削減した支払いが行なわれる。 負荷削減継続2時間分の支払いが保証されている。 最低保証価格：30分プログラムの場合は \$500/MWh, 2時間プロ

協力報酬の原資	LSE が支払う。地域の需要量と混雑を生かして、地域ごとに割られる。	緊急状態が緩和された地域の LSE が支払う。				エネルギー市場からの購入量に比例して、LSE に割り当てる。			グラムの場合は、\$350 /MWh である。	
違約金	一日前市場がリアルタイム市場のどちらから高いほうの LBMP (地点別価格)	不足分違約金 (Deficiency Penalty) が課せられる。(発動できなかった SCR は事故とみなされ、以後の容量認定で容量が割り引かれる。)	なし	なし	前日市場 LMP がリアルタイム市場 LMP の高いほうの価格 × 未達電力量 + 調整運用準備料	なし	なし	なし	なし	(ICAP 市場において負荷削減容量が割り引かれて扱われる)
その他	需要削減 (Demand Reduction Bids) を行う。需要削減入札は発電入札と同様に供給力として	SCR : 平常時には負荷配分をされていない電源で、ISO の指示に従って、環境面での制約がなければ、毎日連続 4 時間以上運	送発電に関する課金の補填総額には、経済プログラム全体で、年間 1750 万ドルの予算制約がある。	1 時間ごとのインターバルを持っていない小口の需要家に対する試験的なプログラム。送発電に関する課金の	25MW 未満の需要家、もしくは、25MW アグリゲートされた需要家に対するパイロットプログラムである。Non-hourly	Load Response Program と ALM の両方に登録している容量は 317MW である。Capacity Credit : 自身の容量確保	ICAP と認定されるオプションとして Day-Ahead Load Response Program (DALRP) に参加できる。	ICAP と認定される	ICAP と認定される	

	<p>ークションに組み込まれる</p>	<p>転でできる電源</p>			<p>補填総額には、経済プログラム全体で、年間1750万ドルの予算制約がある。</p>	<p><b>Metered Customer Pilot</b> もある。最大緊急発電は、一定の時間内で機器に損害を与えなくすることが可能な最大の電力</p>	<p>義務量に割り当てられる容量のうち、レジック市場に販売するところがある</p>	<p><b>DALRP</b> は、前日に宣言した負荷削減分に対して前日市場価格を適用した支払いを受ける制度である。前日と実際の偏差についてはリアルタイム価格で精算される。</p>	
--	---------------------	----------------	--	--	---	---	---	--	--

## 付録 B: 各 ISO のベースライン負荷の計算方法

### B.1. ニューヨーク ISO

ベースライン負荷(Customer Baseline Load; CBL)を計算するために、負荷削減事業者(Curtailment Service Provider; CSP)は、EDRPに登録している需要家ならびに自家発電使用者に、過去の運転データを提供しなければならない。

遮断可能負荷、ならびに遮断可能負荷と自家発電設備の双方を有する場合に適用される。

まず「平均的なベースライン負荷(Average Day CBL)」を計算する。計算方法は平日と休日異なるが、ここでは平日の計算方法を説明する。

ステップ 1: CBL 窓(CBL Window)を作成する。参加者の典型的な電力消費を代表する日の集合を決定する。

- 過去 30 日か、需要データファイルによってカバーされている期間の時次のピーク需要の小さいほうを決定する。この値が平均的なイベント期間の使用水準の初期値となる。
- イベントの 2 日前の平日から、以下の検討を行なう
  - (※) NYISO の指定する休日を除く
  - NYISO が EDRP を発動し、当該の参加者が負荷削減を行い報酬を得た日を除く
  - 当該の参加者が一日前市場において DADRP の入札を行い、約定した日を除く (実際に負荷削減ができたかどうかには関わらない)
  - CBL が策定されるイベントを定義する期間の当該参加者の実際の電力需要の単純平均として定義され

る、その日の「平均的な日次イベント期間の電力需要(average daily event period usage)」を作成する。

- 需要の低い日を除く。もし「平均的な日次イベント期間の電力需要」が、「平均的なイベント期間の電力需要(average event period usage)」水準の 25%未満であれば、その日を除く。
- もしその日が除外されなければ、その日を「平均的な日次イベント期間の電力需要」に加えて、「平均的なイベント期間の電力需要」水準を更新する。もしこれが CBL 窓に加えられる始めての日であれば、「平均的なイベント期間の電力需要」水準(初期値)を、「平均的な日次イベント期間の電力需要の平均値」に置き換える。この日を CBL 窓に加える。
- 1 日前に遡る。ベースライン負荷窓に入る日が 10 日未満であれば、※まで戻る。

ステップ 2: CBL 基準(CBL Basis)を作る。CBL 窓に含まれる 10 日分のデータの中から、イベント中の各時間帯の CBL の値を計算するための 5 日分のデータを特定する。

- CBL 窓の 10 日を「平均的な日次イベント期間の電力需要」水準の順に並べ、「平均的な日次イベント期間の電力需要」が小さい 5 日分のデータを削除する
- 残った 5 日分のデータで CBL 基準を作る

ステップ 3: イベント中の「平均的なベースライン負荷(Average Day CBL)」の値を計算する

- イベント中のそれぞれの時間帯に対し



て、CBLは、CBL基準を形成する5日分のデータの、その時間帯の平均電力需要である。

(休日は至近の3日分の休日データから、需要の多い2日分のデータでCBL窓を作り、あとは同様の計算を行い、各時間帯の平均電力需要を求める)

次に、「天候依存型ベースライン負荷(Weather-Sensitive CBL)」の計算方法を説明する。

ステップ1: 「平均的なベースライン負荷」と同様の計算を行い、それぞれの時間帯の平均電力需要を計算する。

ステップ2: 「最終調整係数(Final Adjustment Factor)」を計算する。この係数は、「平均的なベースライン負荷」の各時間帯に適用される。

○ 「調整基準平均ベースライン負荷(Adjustment Basis Average CBL)」の計算

➤ 「調整期間(adjustment period)」を決定する。「調整期間」は、イベントの開始の4時間前の時間から始まる2時間の期間である。

➤ 「調整基準平均ベースライン負荷」を計算する。

◇ 平均的なCBL基準内で使用するための5日分のデータを用いて、「調整期間」の時間がイベント期間へ続く2時間であるものとして、上述の「平均的なベースライン負荷」を調整期間の時間に適用する(※2)。

◇ 「調整基準平均ベースライン負荷」である、※2で求めた2つの電力需要の値の平均値を計算する。

➤ 「調整基準平均電力需要(Adjustment Basis Average Usage)」

を計算する。

◇ 調整基準平均電力需要は、イベント日における2時間の「調整期間」における参加者の電力需要の単純平均である。

➤ 「総調整係数(gross adjustment factor)」を計算する。

◇ 「総調整係数」は、「調整基準平均電力需要」を「調整基準平均ベースライン負荷」で割ったものに等しい。

➤ 「最終調整係数」を決定する。

◇ 「総調整係数」が1.00より大きければ、「最終調整係数」は1.20か、「総調整係数」よりも小さい値となる

◇ 「総調整係数」が1.00より小さければ、「最終調整係数」は0.8か、「総調整係数」よりも大きい値となる

◇ 「総調整係数」が1.00であれば、「最終調整係数」も1.00とする。

ステップ3: 「調整ベースライン負荷(Adjusted CBL)」の値を計算する。

○ イベント期間中の各時間帯の「調整ベースライン負荷」の値は、「最終調整係数」と各時間帯の「平均ベースライン負荷」の値の平均値となる。

これらの計算方法の選択は、参加者がLSEもしくはCSP(Curtailment Service Provider)に参加登録を行なうときにあわせて行なう。また、夏季(5月1日~10月31日)における計算方法を変更したい場合には、その年の4月1日までに届け出る必要がある。冬季(11月1日~翌4月30日)の変更は、10月1日までに行なう。

## B.2. PJM

CBL の計算方法には、平日用と休日用がある。また、予め天候によって調整することを定めることも可能である。

平日の CBL の計算は以下のように行なう。まず、負荷削減を実施する 2 日前の日から遡る平日の 10 日間からなる「CBL Basis Window」を作成する。CBL Basis Window の 10 日間の電力需要から、「平均日次負荷削減期間電力需要 (Average Daily Event Period Usage)」を計算する。これは、CBL Basis Window 内のそれぞれの 1 日における 1 時間毎の電力需要を単純平均したものである。さらに、「平均負荷削減期間電力消費 (Average Event Period Usage)」を作成する。これは、10 の平均日次負荷削減電力需要量の単純平均である。ここで、CBL Basis Window の 10 日間から、平均日次負荷削減期間電力需要が平均負荷削減期間電力消費の 75%未満の日を除去する。このとき、CBL Basis Window は 10 日に満たなくなるので、さらに CBL Basis Window に他の日を加え 10 日とし、75%未満の日がなくなるまで繰り返し計算を行なう。75%未満の日がなくなった後、CBL Basis Window から更に平均日次負荷削減電力需要量が少ない 5 日を削除し、残りの 5 日分の時次の電力消費量を平均して CBL とする。

休日の場合には、休日の 3 日分の需要データから 2 日分の需要データを用いるという点以外は、平日の CBL の計算と同様である。

通常の CBL の計算では、天候による需要の増減を考慮することはできない。天候感度調整制度 (Weather-Sensitive Adjustment; WSA) は、天候により CBL を増減させる係数であり、ある時間の調整済み CBL は以下のように計算される。

#### 調整済み CBL(kW)

$$= \text{WSA} \times \text{調整前 CBL(kW)} \dots\dots(1)$$

季節ごとに需要のオンピーク (午前 8 時から午後 8 時まで) の負荷に対して温度-湿度指標

(temperature-humidity index; THI) を説明変数とする単回帰分析を行なう。回帰分析における傾きを  $m(\text{kW}/\text{THI})$ 、切片を  $b(\text{kW})$  とすると、WSA は以下のように計算される。

$$\text{WSA} = \frac{m \times \text{THI}_{\text{event day}} + b}{m \times \text{THI}_{\text{CBL days}} + b} \dots\dots\dots(2)$$

ここで  $\text{THI}_{\text{CBL days}}$  は、CBL の計算で用いた 5 日間のオンピーク時間の THI の平均値、 $\text{THI}_{\text{event day}}$  は負荷削減日の THI である。

また、THI は以下の式で計算される。

$$\text{THI} = T - 0.55 \left( 1 - \frac{H}{100} \right) \cdot (T - 58) \quad (3)$$

ここで、 $T$  は温度 (華氏)、 $H$  は湿度 (%) である。なお、PJM は域内 6 箇所の日次 THI をウェブサイトに掲載している。

WSA は、夏季 (5 月~10 月) と冬季 (11 月~翌 4 月)、ならびに両期間で適用することを選択できる。しかし、選択は年に 1 度しか変更できない。

### B.3. ISO ニューイングランド

ベースライン (Customer Baseline; CB) の計算は、1 日 24 時間の各時間帯における平均電力需要である。

ベースラインは、適用可能な平日からなる。適用可能な平日は、休日や負荷削減が行なわれた日を除いた平日を指す。ベースラインは負荷削減量を計算する場合に使用されるが、オンサイト電源や計測・立証計画 “Measurement and Verification Plan (M&V Plan)” がある Profiled Response に対しては適用されない。

- 新しくベースラインが計算される場合
  - メータが設置されてから、はじめの 5 営業日のデータを使って CB を計算する。

- データの欠損分は 0 として計算する。
- 6 営業日目のベースライン  $CB_6$  は以下のように表される。

$$CB_6 = \frac{\text{対象となる時間帯の電力需要}}{5} \quad (4)$$

○ 既にベースラインが計算されていて、これを更新する場合

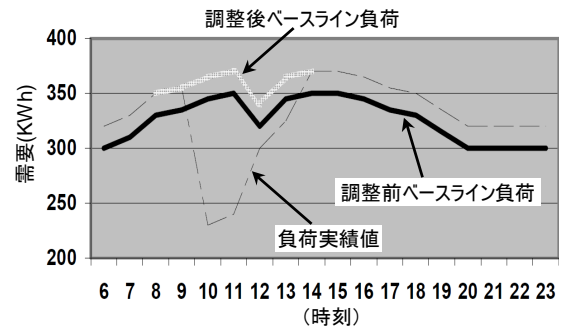
- ベースラインは、前日のベースラインから計算される。
- もし計算の対象となる日が、需要反応が発動される当日であれば、この対象日のベースラインは前日の  $CB$  と同じである。
- もし対象日が、需要反応が発動される当日であれば、この対象日の  $CB$  は単に翌日の  $CB$  を決定するために計算される。

$$CB_{\text{対象日}} = CB_{\text{前日}} \dots\dots\dots (5)$$

- もし対象日が需要反応が発動される日でなければ、この日の電力需要と前日の  $CB$  を加重平均したものがこの日の  $CB$  となる。

$$CB_{\text{対象日}} = 0.9 \cdot CB_{\text{前日}} + \text{電力需要}_{\text{対象日}} \quad (6)$$

○ 実際の負荷削減量を計算する場合には、負荷削減の始まる 2 時間前の実際の電力需要を反映して、 $CB$  を調整する。調整前と比較して、負荷削減量が小さくなってしまう場合には、調整は行なわない。



出所) ISO New England Inc. (2006)

付図.1. 負荷実績を反映したベースラインの調整  
App. Fig. 1. Baseline Adjustment to Reflect Actual Load

---

電力中央研究所報告

[不許複製]

編集・発行人 財団法人 電力中央研究所  
社会経済研究所  
東京都狛江市岩戸北 2-11-1  
電話 03 (3480) 2111 (代)  
e-mail src-rr-ml@criepi.denken.or.jp



---

発行所 財団法人 電力中央研究所  
東京都千代田区大手町 1-6-1  
電話 03 (3201) 6601 (代)

---

印刷所 株式会社 ユウワビジネス  
東京都千代田区神田須田町 1-1  
電話 03 (3258) 9380

---

ISBN:4-86216-287-8

