



スマートグリッドのモデル化とシミュレーション技術

電力需要を調整して 供給を効率化するデマンドレスポンス

電力中央研究所 社会経済研究所

主任研究員 山口 順之

平成14年度 明治大学先端数理科学インスティテュートMIMS

文部科学省拠点事業「現象数理学研究拠点」研究集会

2014年10月23日

 電力中央研究所

内容

- ◆ デマンドレスポンスの定義と役割
- ◆ 業務・産業需要の市場ポテンシャル評価
- ◆ 需要抑制量推定のための需要家の類型化
- ◆ ネガワット取引のための需要家ベースライン

デマンドレスポンスの定義と役割

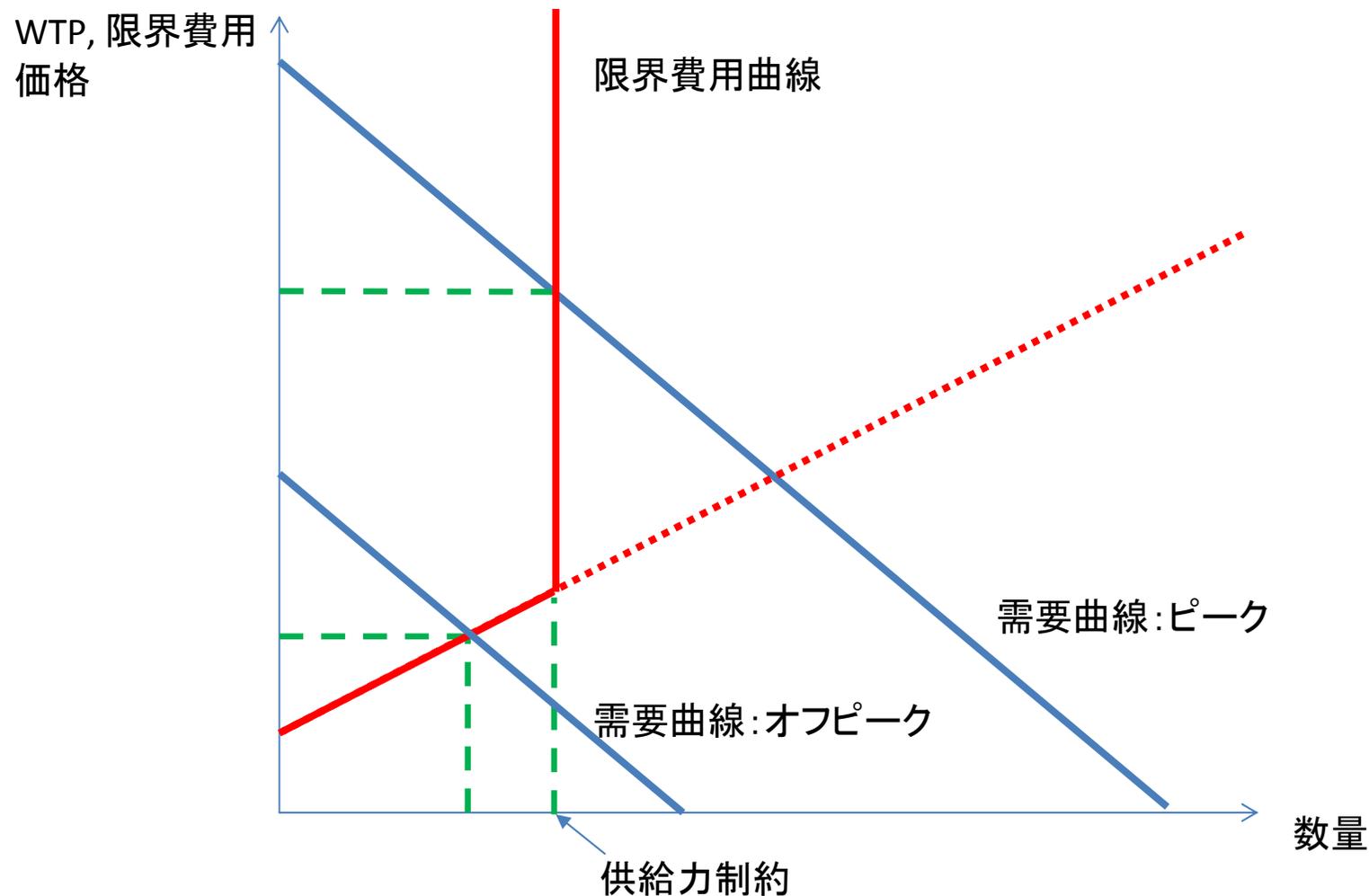
限られた資源を割り当てる方法

- ◆ 駐車場, ドラフト会議, おやつ, 予算, オークション など
- ◆ 割り当て方法により割り当て結果は変わる
 - 先着優先, くじ引き, じゃんけん, 均等配分, 声の大きい順, 中央計画, 市場取引 など
- ◆ 割り当て結果に対して個々は満足する・不満を持つ
 - 全員大満足となるのは極めて稀
- ◆ 割り当て結果に対して全体としての適切さがあると考えられている
- ◆ 低い価格を受け入れる売り手と高い価格を受け入れる買い手から順に割り当てることが最適という考え方がある (市場取引)

ピークロードプライシング (Peak Load Pricing)

- ◆ 公共的なサービスの価格を時間帯で調整することで、需給の量を調整する
 - 鉄道 (繁忙期, 閑散期の料金の違い)
 - タクシー (深夜割増)
 - ガス, 電話 (季節別, 深夜割引)
 - 航空
 - 駐車場 (コインパーキングは昼と夜で料金が異なる)
 - 道路 (ロードプライシング, Road Pricing)
- など

ピークロードプライシングの理論



出所) 松川勇, ピークロード料金の経済分析-理論・実証・政策, 日本評論社, 2003年を修正

ロードプライシング：ストックホルム市

Traffic effects

Every 4th car disappeared!



S. Algers, The Stockholm Congestion Charging Trial, WSP Analysis & Strategy/ Royal Inst. Of Technology, Member of the Trial Evaluation Expert Group. 発表資料より引用

米国のDR関連事項の歴史

- ◆ 80年代: DSM
 - 蓄熱, 省エネ機器などの使用
 - 時間帯別料金, 季節別料金, 省エネ機器リベート
 - 統合資源計画(Integrated Resource Planning, IRP)
- ◆ 90年代: 電力自由化
 - 発・送・小売の分割
 - プライス・スパイクが問題に
- ◆ 2000年代
 - PJM, NY-ISO, ISO-NEにDRプログラム誕生
 - カリフォルニア州, 米国北東部大停電
- ◆ 2003年: 米エネルギー省「Grid 2030」
- ◆ 2005年: EAct(エネルギー政策法), スマートメータ
- ◆ 2007年: EISA(エネルギー自立安全保障法), デマンドレスポンス
- ◆ 2009年: ARRA(米国再生・再投資法), スマートグリッド
- ◆ 2010年: DR行動計画の発表
- ◆ 2011年: FERC Order 745

わが国の電気料金

- ◆ 1995年以前
 - 電気事業法第21条ただし書き：季節別時間帯別料金制度・需給調整契約制度など
- ◆ 1995年電気事業法第19条第3～5項
 - 一般電気事業者の用に供する設備の効率的な使用に資すると見込まれる料金メニューについては、選択約款として届け出制で設定・変更できる
- ◆ 1999年電気事業法第19条第6項
 - 「設備の効率的な使用」+「その他の効率的な事業運営（口座振替割引など）」
- ◆ 2000年以降
 - 自由化対象需要家に対しては、選択約款は対象外（料金メニューの届出や認可がなくなったため）
 - 季節別時間帯別料金制度・需給調整契約制度などは継続

DRの定義：米国エネルギー省（DOE）

- ◆ 時間的に変化する電力価格，もしくは卸電力価格高騰時や需給逼迫時に電力使用を減らすように設計された報酬に反応して，最終需要家自らが通常の電力消費パターンから電力使用を変化させること

DOE. 2006. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them, U.S. Department of Energy.

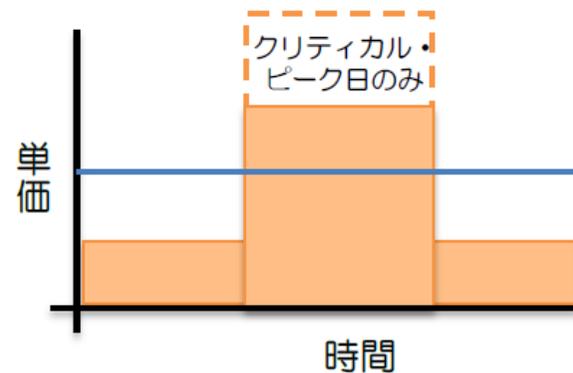
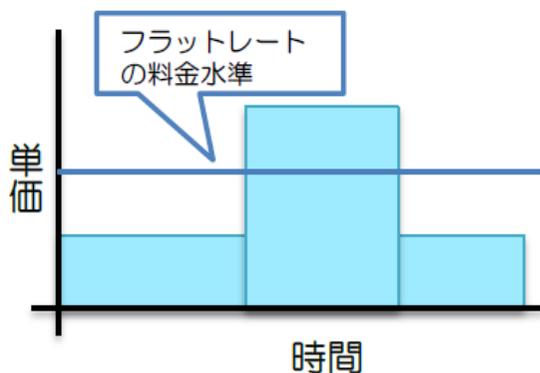
- ◆ Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.

NERCによるDR(料金メニュー)の整理

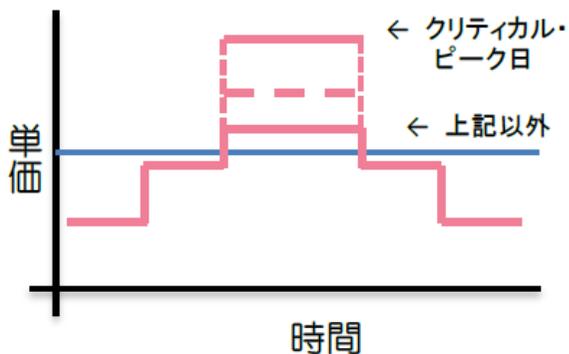
DRプログラム	
信頼度維持のためのDRプログラム (Reliability)	Direct Load Control (直接負荷制御)
	Interruptible Demand (遮断可能電力)
	Critical Peak Pricing with Control (制御を伴う緊急ピーク料金)
	Spinning Reserves (同期予備力)
	Emergency (緊急時)
需要家の経済的な判断によるDRプログラム (Economic)	Demand Bidding & Buyback (需要側入札と需要買い戻し)
時間によって電気料金が異なるDRプログラム (Time-Sensitive)	Time-of-Use (時間帯別料金)
	Critical Peak Pricing (緊急ピーク料金)
	Real Time Pricing (リアルタイム料金)
	Peak Time Rebate (ピークタイムリベート)

NERC, 2007. Data Collection for Demand-Side Management for Quantifying Influence on Reliability- Results and Recommendations, North American Electric Reliability Corporation, December. に加筆修正

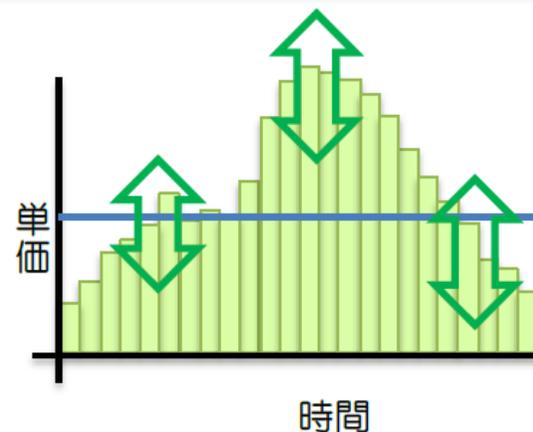
DR料金の例



①時間帯別料金(TOU: Time of Use)



②ピーク別料金(CPP: Critical Peak Pricing)

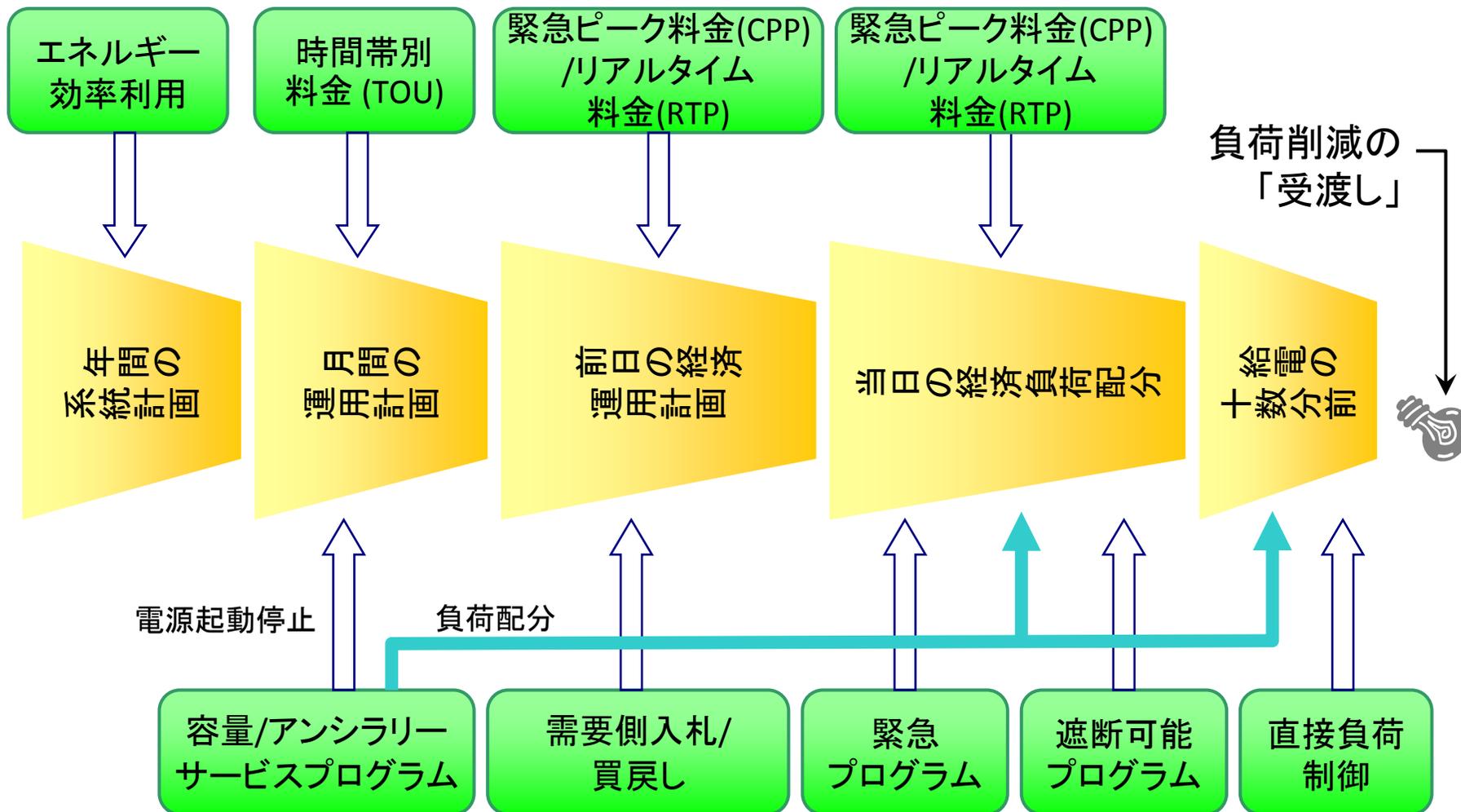


③ピーク日料金(PDP: Peak Day Pricing)

④リアルタイム料金(RTP: Real Time Pricing)

出所)電力システム改革専門委員会,「電力システム改革の基本方針」,平成24年7月

電力系統計画・運用とデマンドレスポンス



DOE, 2006: "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them" より作成

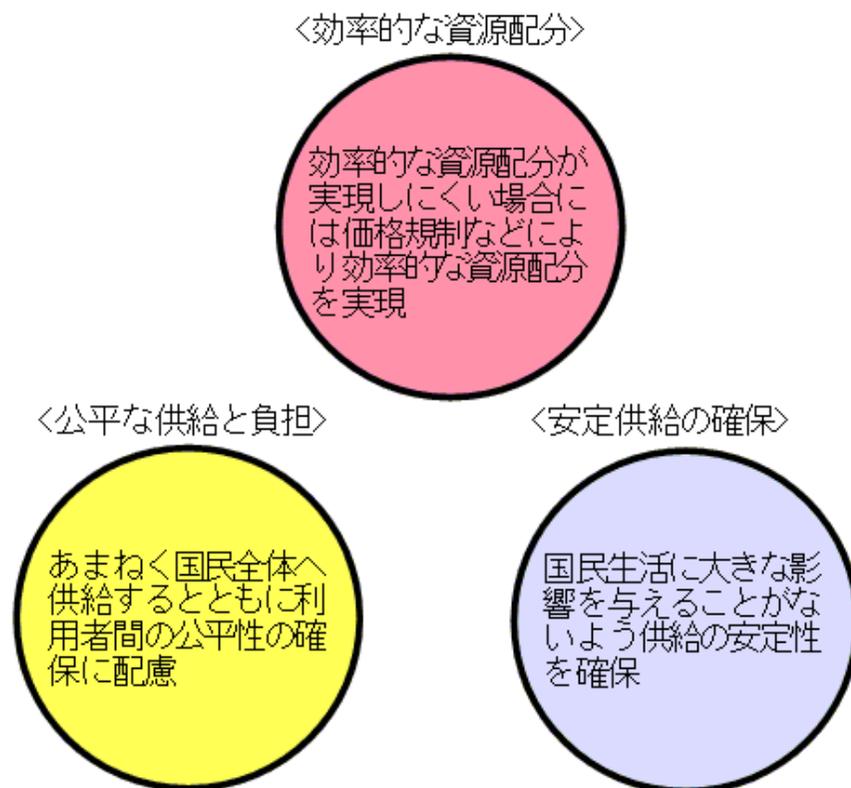
多様なステークホルダーからの視点

テスト	主な視点	便益	費用
総資源 費用テスト	資源の効率性は改善されているか	・供給側回避費用 (Avoided Cost)	・プログラム費用(電力会社・需要)
参加者 テスト	参加者にとってよりよいか	・電気料金支払い削減 ・需要家インセンティブ	・プログラム費用(需要家) ・参加料
公共料金 支払者への 影響	公共料金は下がるか	・供給者側回避費用 ・参加料	・インセンティブによる収入の減少 (電力会社)
プログラム 施行費用 テスト	必要経費は下がるか	・供給者側回避費用	・プログラム費用(電力会社) ・インセンティブ

“California Standard Practice Manual: Economic Analysis of Demand-side Programs and Projects” (2002)

公共料金政策とピークロードプライシング

◆公共料金政策の目的



出所) 消費者庁, 公共料金の窓(ウェブサイト), 2010.

◆ピークロードプライシングの課題

- 技術面: 時間帯別に課金することができるか
 - ICTの進展と費用低下に依存か
- 受容性: 単なる値上げと受けとめられてしまう
 - 利用者にどれだけ選択肢があるか(通勤ラッシュに対する時差通勤など)
 - 低コスト化達成のタイムラグ

出所) 松川勇, 「ピークロード料金の経済分析」(2003) 他を参考に作成

業務・産業需要のポテンシャル評価

出所) 電力中央研究所報告, 研究報告:Y10020

ポテンシャルの定義

技術的なポテンシャル

プログラム・ポテンシャル(市場ポテンシャル)

事前通知はいつまでにすべき

か

発動回数は年間で何回までがよい

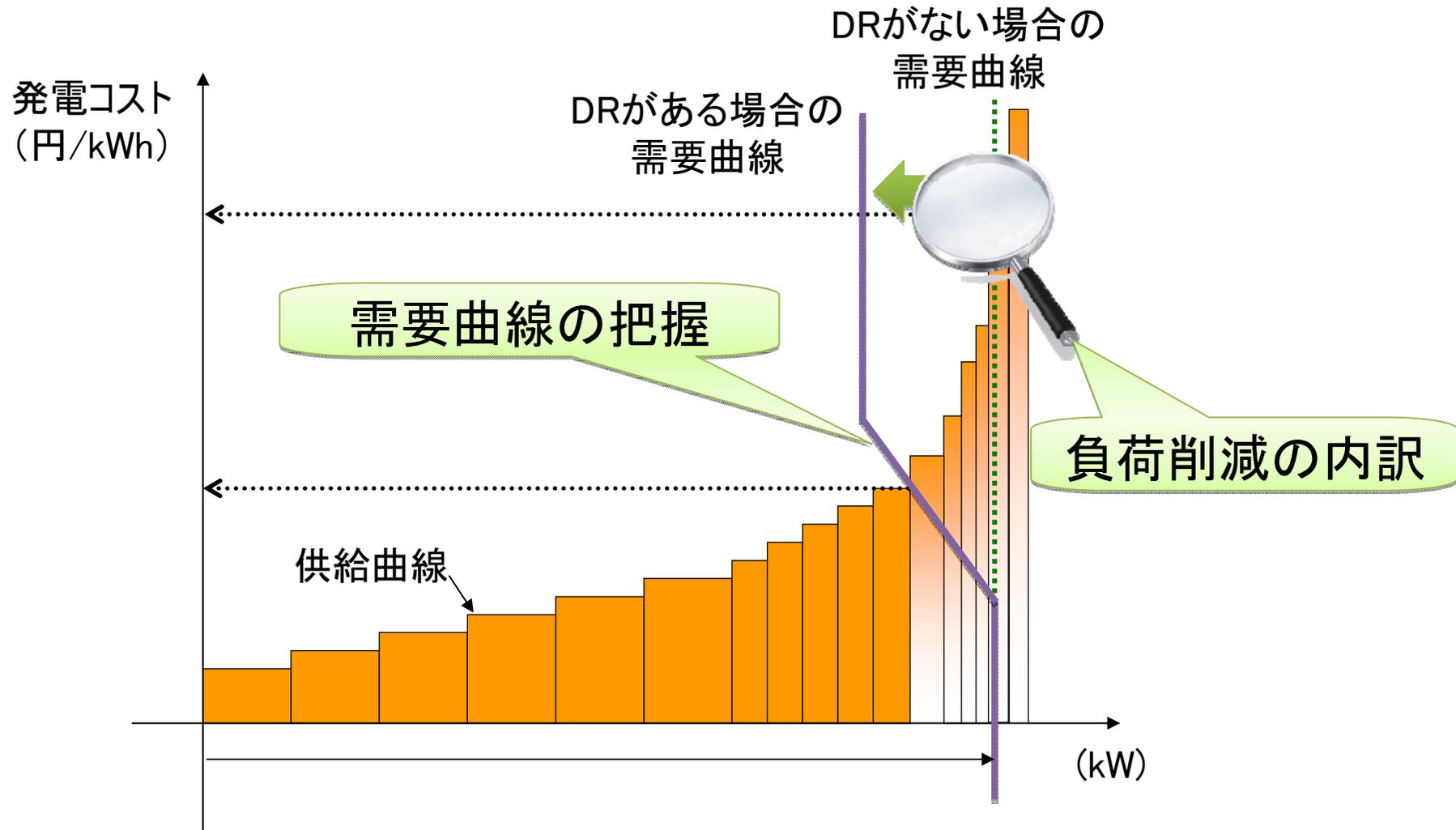
か

インセンティブ/ペナル
ティ

参加できない理由はなに
か

図: M. Rufo, and F. Coito: "California Statewide Commercial Sector Energy Efficiency Potential Study: Final Report", XENERGY, Study ID: #SW039A, (2002).

負荷削減量とインセンティブの両面を把握



郵送調査の概要

- ◆ 業務・産業需要家，従業員数50名以上
- ◆ 2009年10月に実施
- ◆ 送付: 14,406, 有効回答: 1,116
- ◆ 対象地域: 関東地方
 - 人口: 約4100万人
 - 事業所数: 約40万事業所
 - 東京電力の地域とほぼ同じ(最大需要約56GW)
 - 本調査では静岡の一部と山梨県が含まれていない



受け入れられうるDRプログラムは？

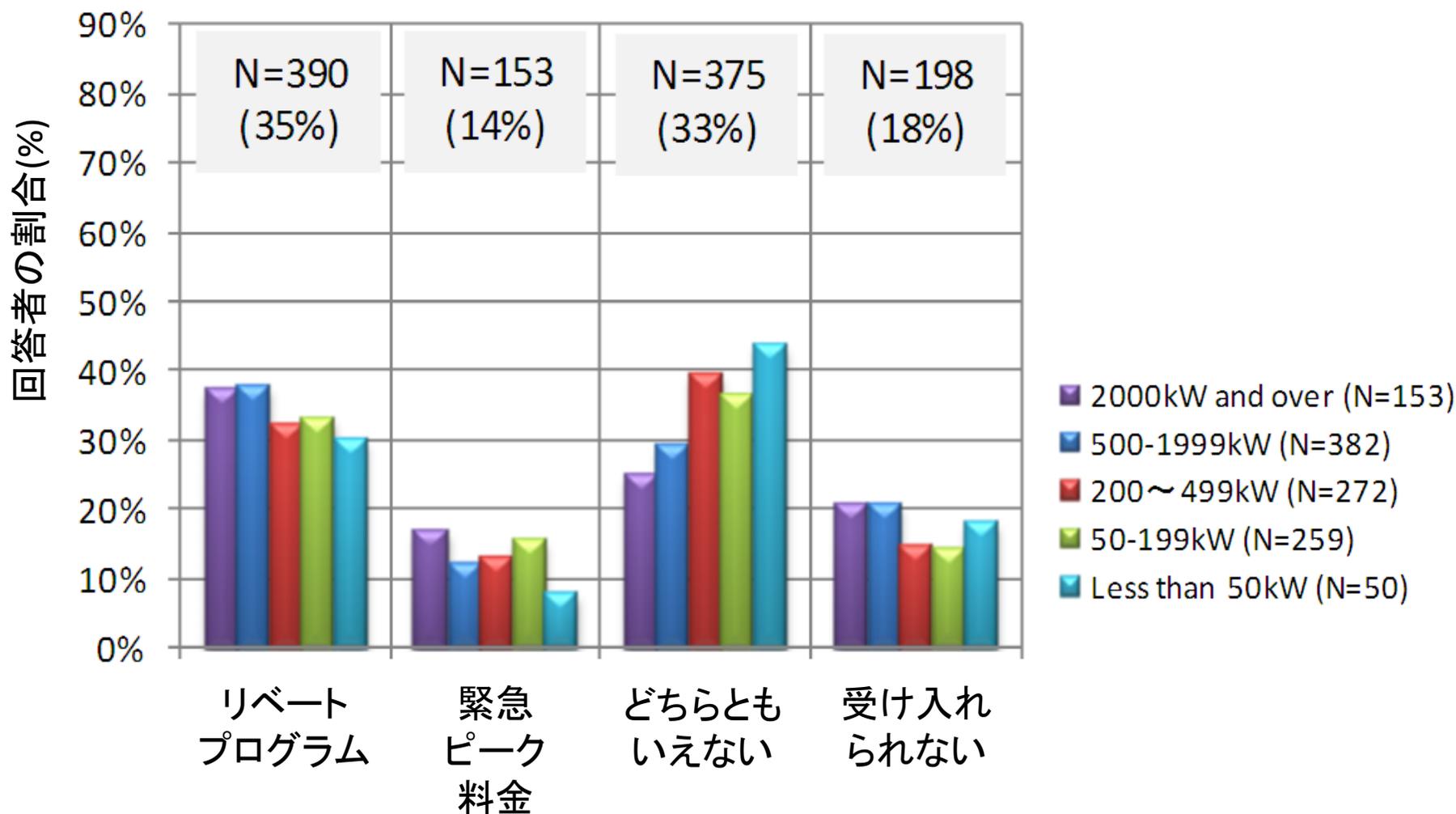
ピークタイムリベート(PTR)

- 通常日
 - 割引・割増なし
- イベント日
 - ピーク時間帯の負荷削減量に応じた報酬

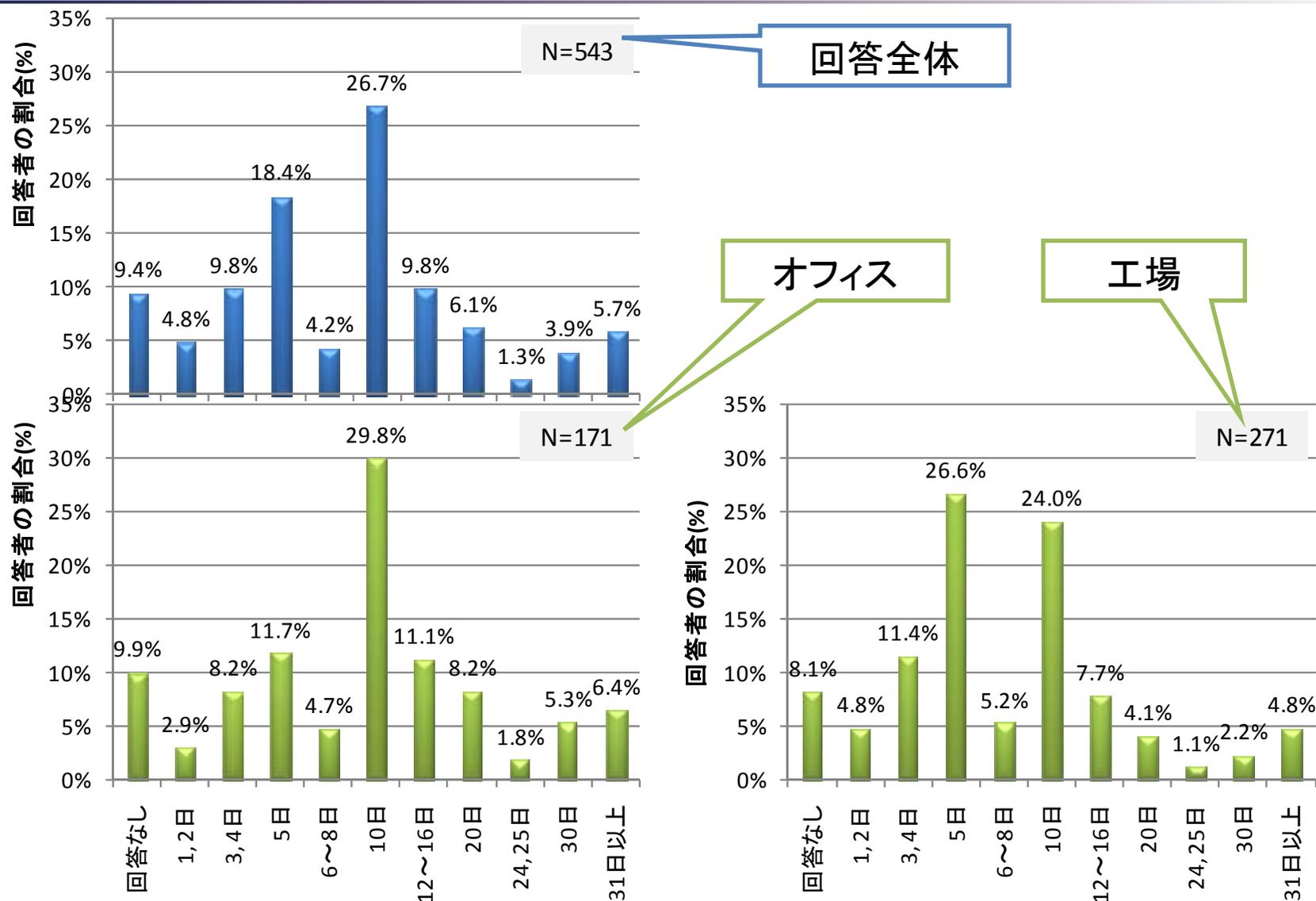
緊急ピーク料金(CPP)

- 通常日
 - 割引料金適用
- イベント日
 - ピーク時間帯に割増料金適用

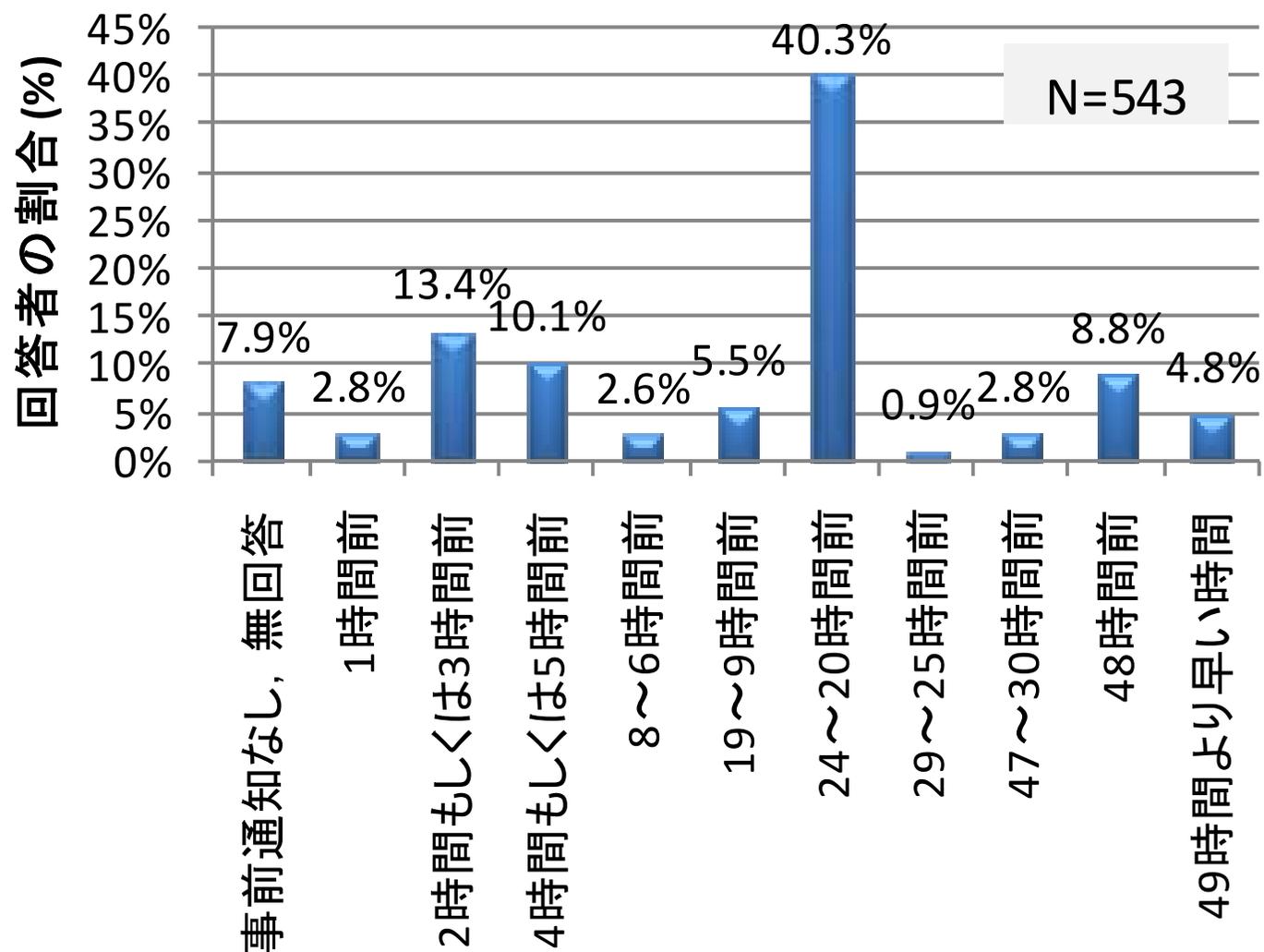
受け入れ可能なDRプログラム集計結果



イベント日は何日受け入れられるか

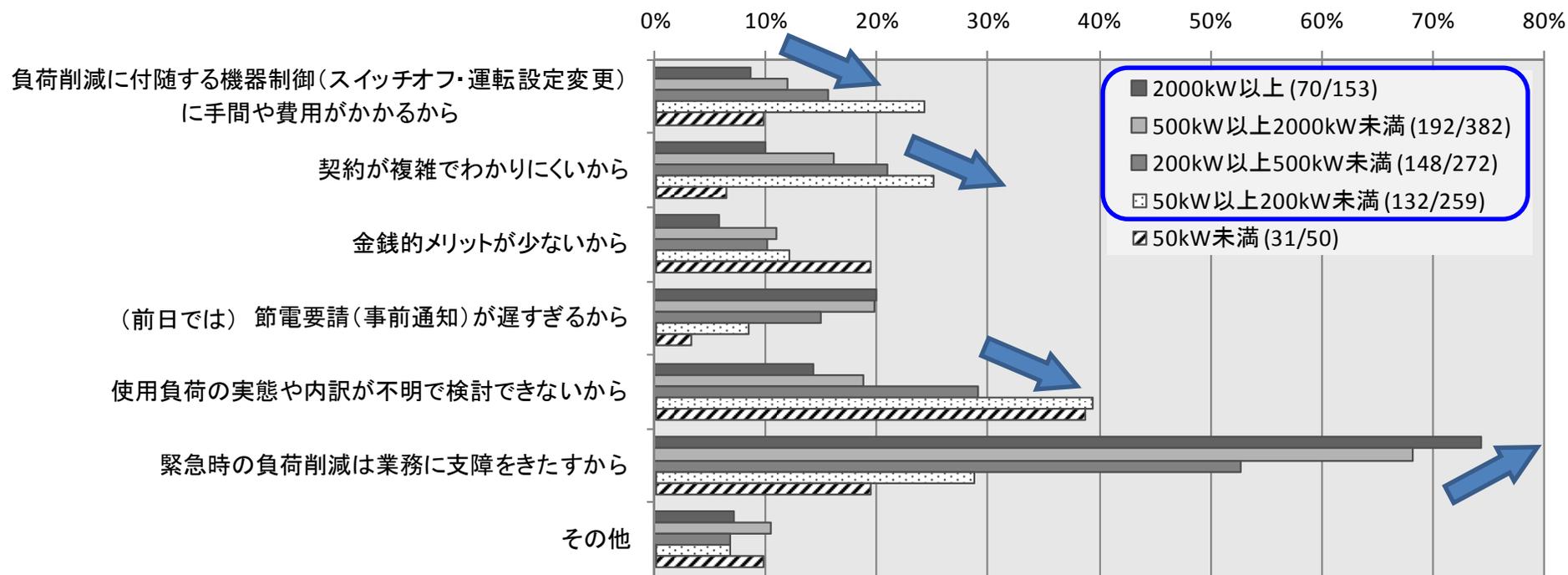


事前通知は何時間前がよいか

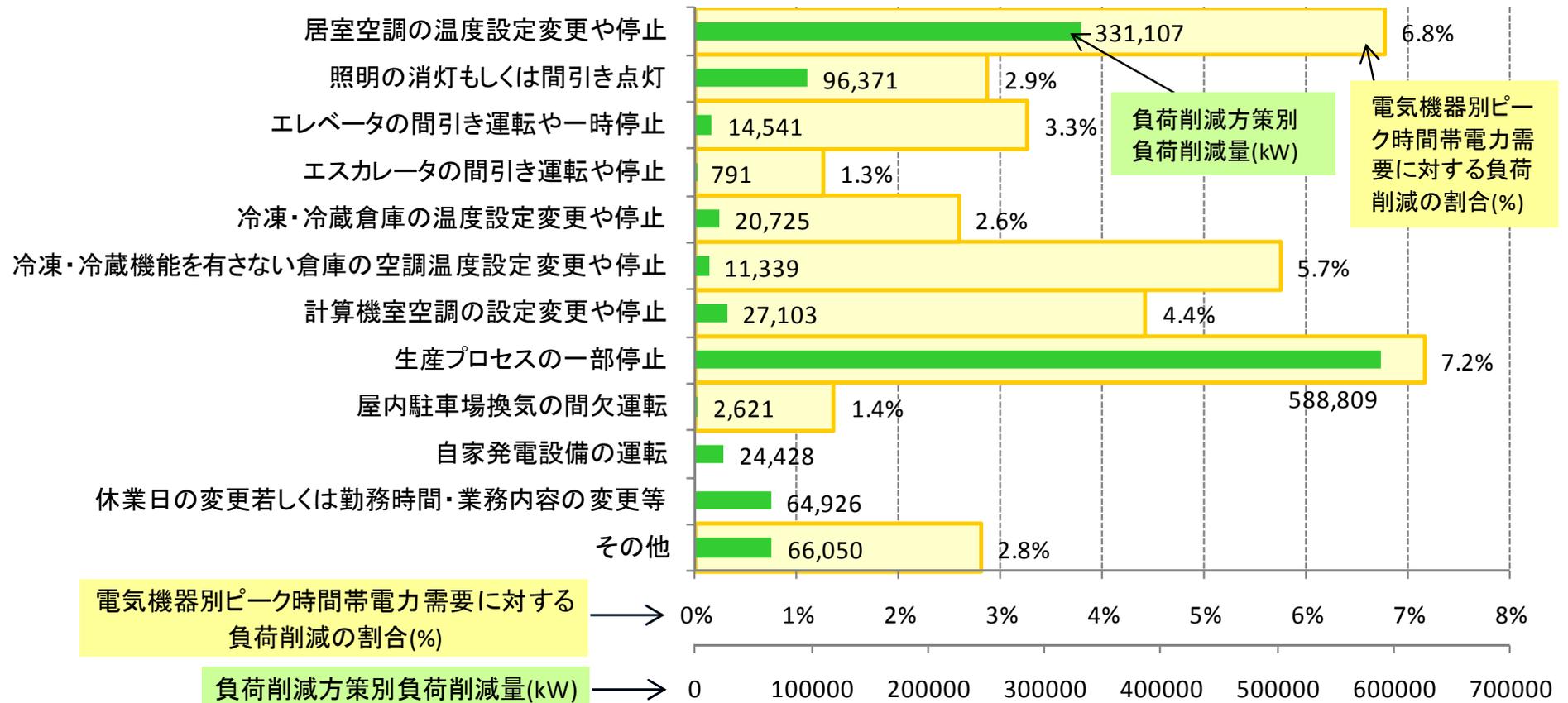


DRプログラムを選択しない理由

(契約電力規模別)



方策別負荷削減量と電気機器別の需要



関東圏全体の値を推計

インセンティブの水準を尋ねる

◆ PacifiCorp(2007)の例

- Q17 平日に約5日間, 一日あたり6時間, あなたの事業所の電力負荷を10%抑制するためには, 一年間の電気料金のうち, どのくらいの割合のインセンティブが必要でしょうか?
- Q18 それでは20%削減する場合はどうですか?

◆ 電中研 設問

Q 3 7 Q 3 4 で選択した電気料金メニューにより、電気料金の支払い総額が従来よりも安くなります。

(a) 節電要請日に削減可能と思われる負荷削減量 (kW) はどのくらいですか。

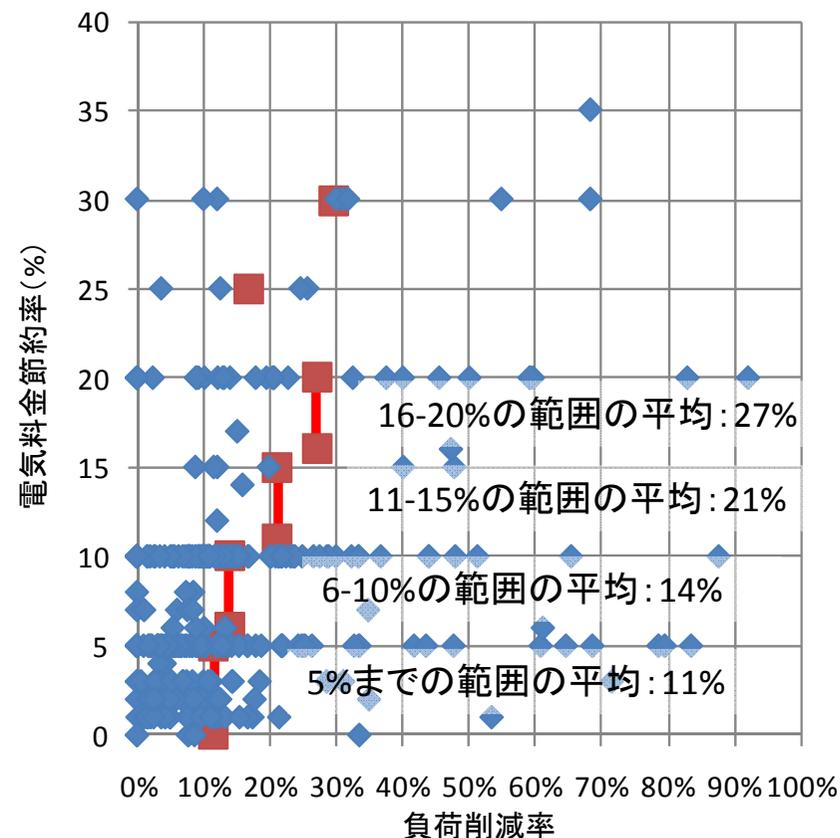
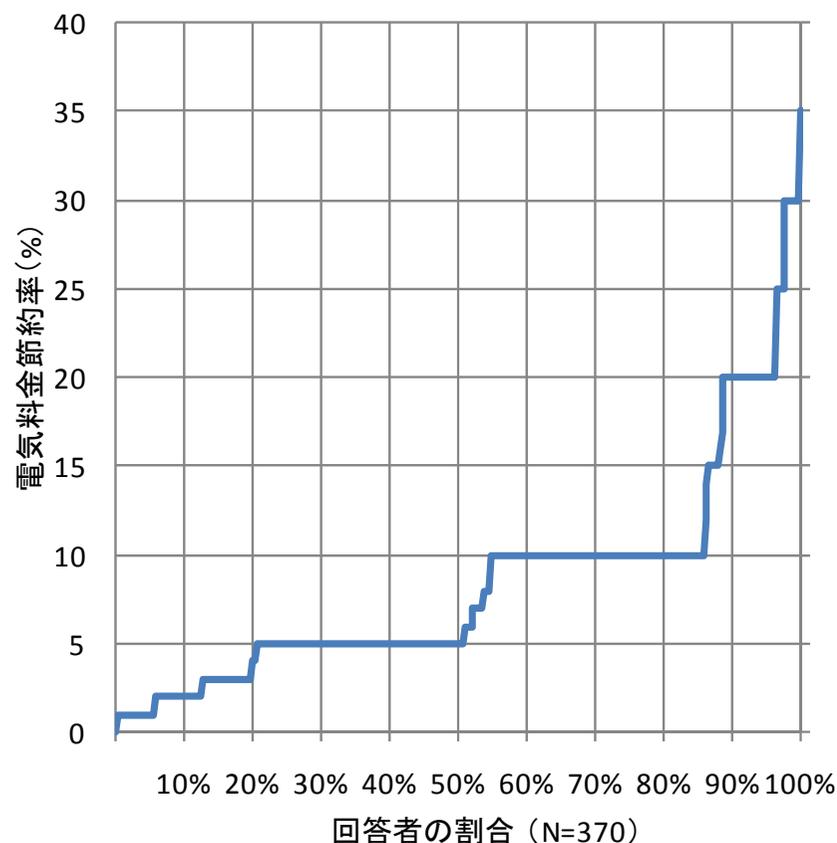
(b) また、その結果、現在と比較して電気料金の支払い総額を月に何%くらい削減したいですか。

節約要請日のピーク負荷時には

(a) kW 程度の負荷を削減するので、従来より

(b) 月に %削減したい。

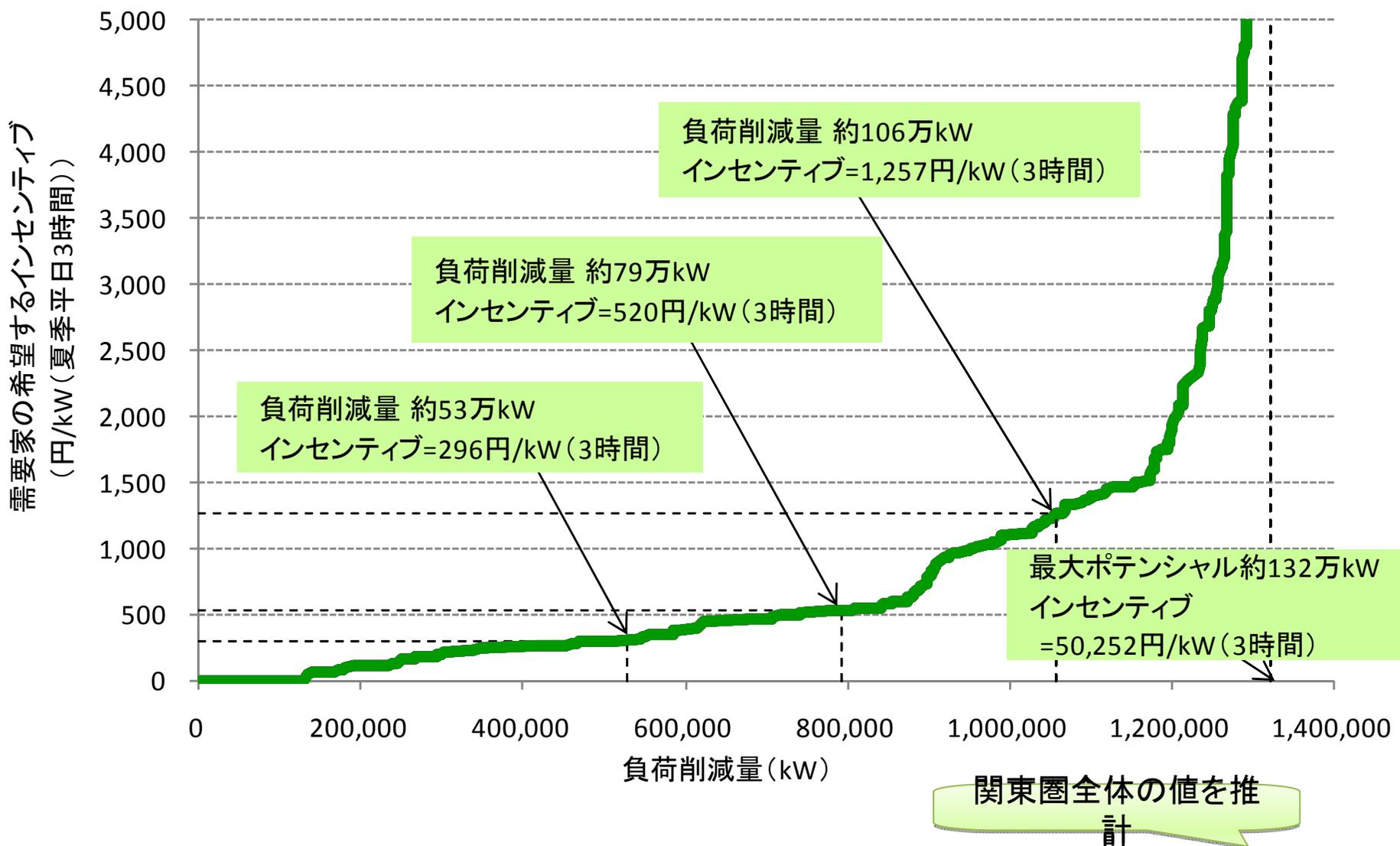
希望する電気料金節約率



$$\text{負荷削減報酬 (円/kW)} = \frac{\text{電気料金支払い (3ヶ月・円)} \times \text{節約率}}{\text{負荷削減量 (kW)} \times \text{発動回数 (回)}}$$

(夏季ピーク時間帯3時間)

需要抑制量と需要家希望インセンティブ



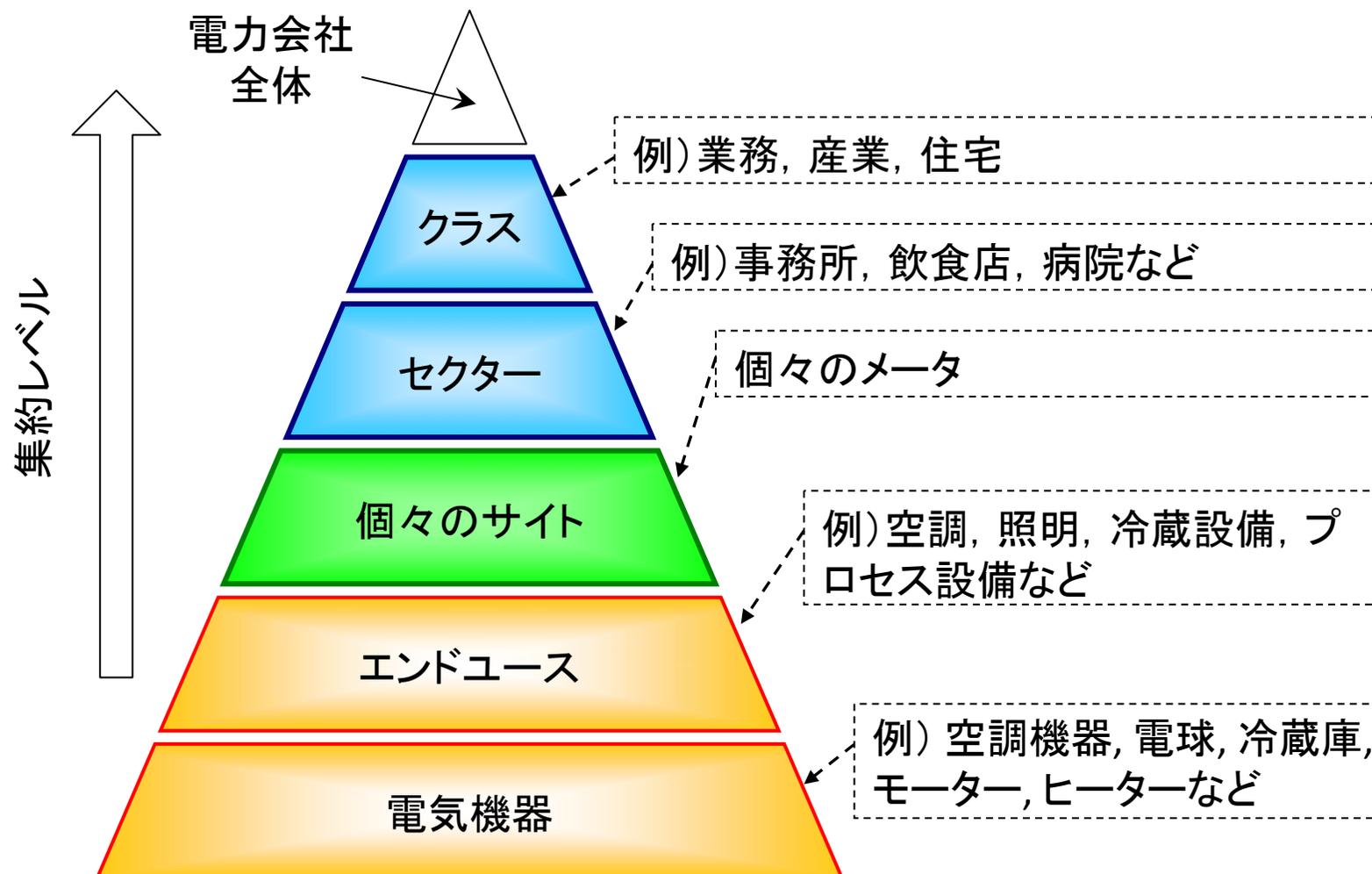
市場ポテンシャル推計のまとめ

- ◆リベート型のプログラムの方が受け入れやすい
- ◆DRプログラムを受け入れられない理由は需要家規模によって異なる。小規模な需要家の方が操作の手間や負荷実態が不明といった理由が多くなる
- ◆受け入れ可能な発動日数はオフィス・事業所で10日、工場で5日が最も多い
- ◆事前通知時間は前日の正午までならば対応可能と答えた事業所が約75%である
- ◆生産プロセス・空調・照明は有望な負荷削減方策
- ◆1257円/kW・平日3時間のインセンティブで約100万kWの負荷削減が期待できる

需要抑制量推定のための 需要家の類型化

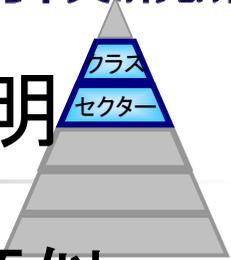
出所) N. Yamaguchi, J. Han, G. Ghatikar, S. Kiliccote, M. A. Piette, H. Asano, "Regression Models for Demand Reduction based on Cluster Analysis of Load Profiles", IEEE-PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy, IEEE, Session 9-1, Oct., 2009.

DR実績から需要抑制量を推計できないか



D. W. Schrock, 1997, Load Shape Development, PennWell Books, Revised by N.
Yamaguchi

クラス・セクターによる負荷削減量の説明



クラス
セクター

- ◆ クラス・セクターごとに電力使用状況が類似していると考える
- ◆ 実際の分類は難しい
 - 個々の事業所の業務内容の情報を入手するのは困難な場合がある
 - 企業の事業内容と個々の事業所の業務内容は異なる
 - 異なる事業でも似たような電気機器を使っている

負荷削減のエンドユース要因

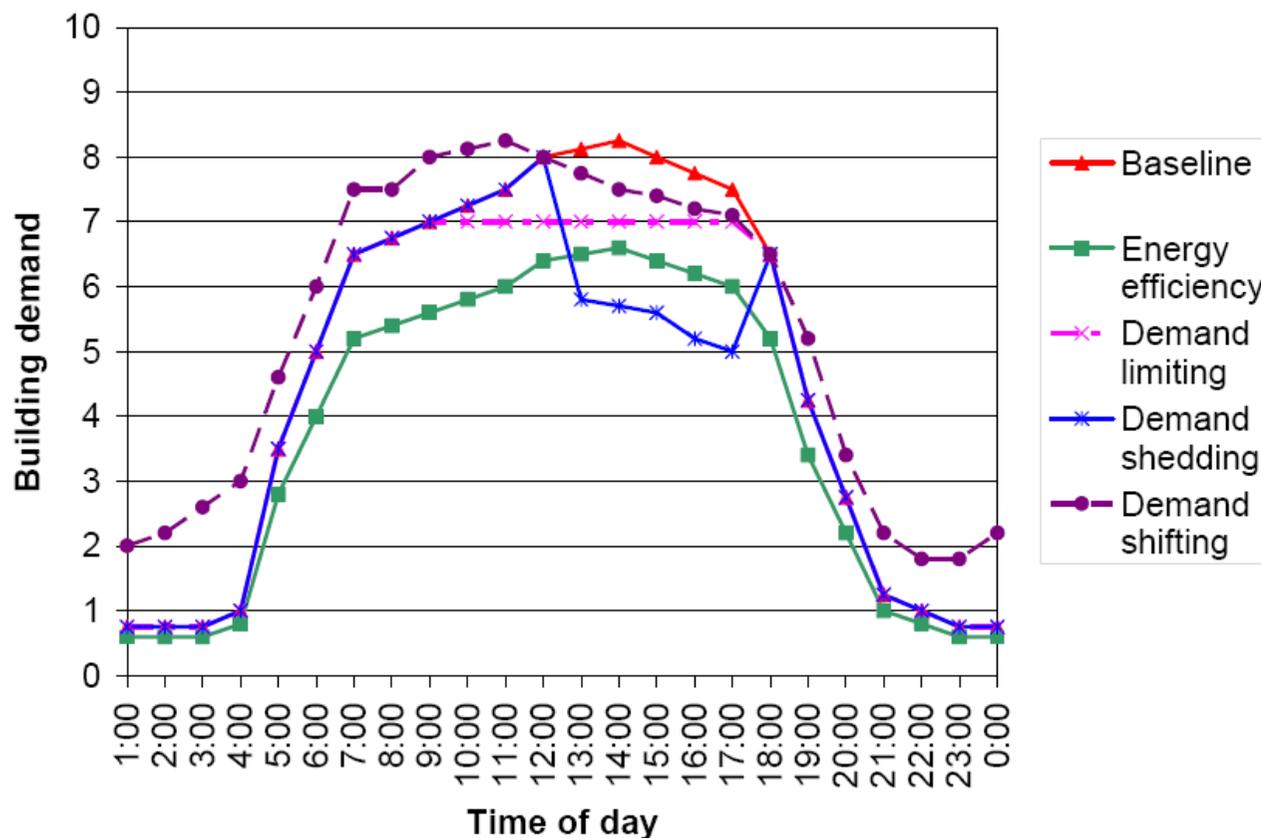


建物の要因	システムの要因	方策の要因	天候要因
建物用途 建物サイズ 構造種別 稼動レベル	HVACタイプ 効率 制御タイプ コミッショニング	負荷削減容量 制御可能箇所範囲 負荷削減持続時間	外気温 外気湿度 日射

N. Motegi, M.A. Piette, D.S. Watson, and S. Kiliccote, P. Xu, 2007, "Introduction to Commercial Building Control Strategies and Techniques for Demand Response", LBNL 59975. より作成

- ◆ エンドユースの情報に基づいており理解しやすい
- ◆ 費用がかかる
- ◆ 需要家の状態は日々変わっている

日負荷曲線から分かること



◆ どのようなDR方策が採られているか分かる

◆ ただし、複数のDR方策が組み合わさったもの

◆ 実際のデータを遅れることなく活用

◆ データが膨大

* This chart is conceptual; the data are not from actual measurements.

Figure 1. Examples of load shapes

N. Motegi, M.A. Piette, D.S. Watson, and S. Kiliccote, P. Xu, 2007, "Introduction to Commercial Building Control Strategies and Techniques for Demand Response", LBNL 59975.

実証分析：対象と手法

◆対象

- 2008年夏期 米国電力会社PG&E CPP (Critical Peak Pricing: 緊急ピーク料金)
- 自動化デマンドレスポンス(Auto-DR)プログラムの有無

◆電力需要の類型化の実証分析の方針

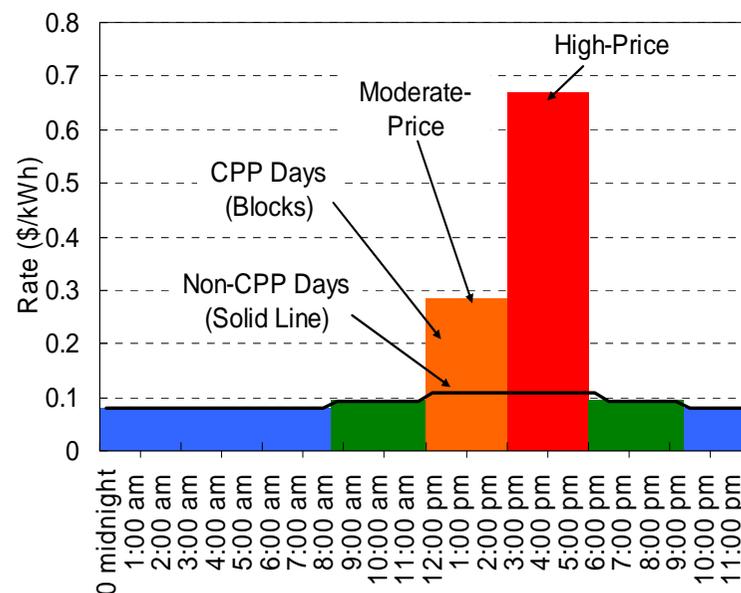
- 実際のサイトごとの日負荷曲線を用いた負荷削減量の推定手法を開発する
- 個々の需要家の情報(業種やエンドユース)に頼らない

◆手法

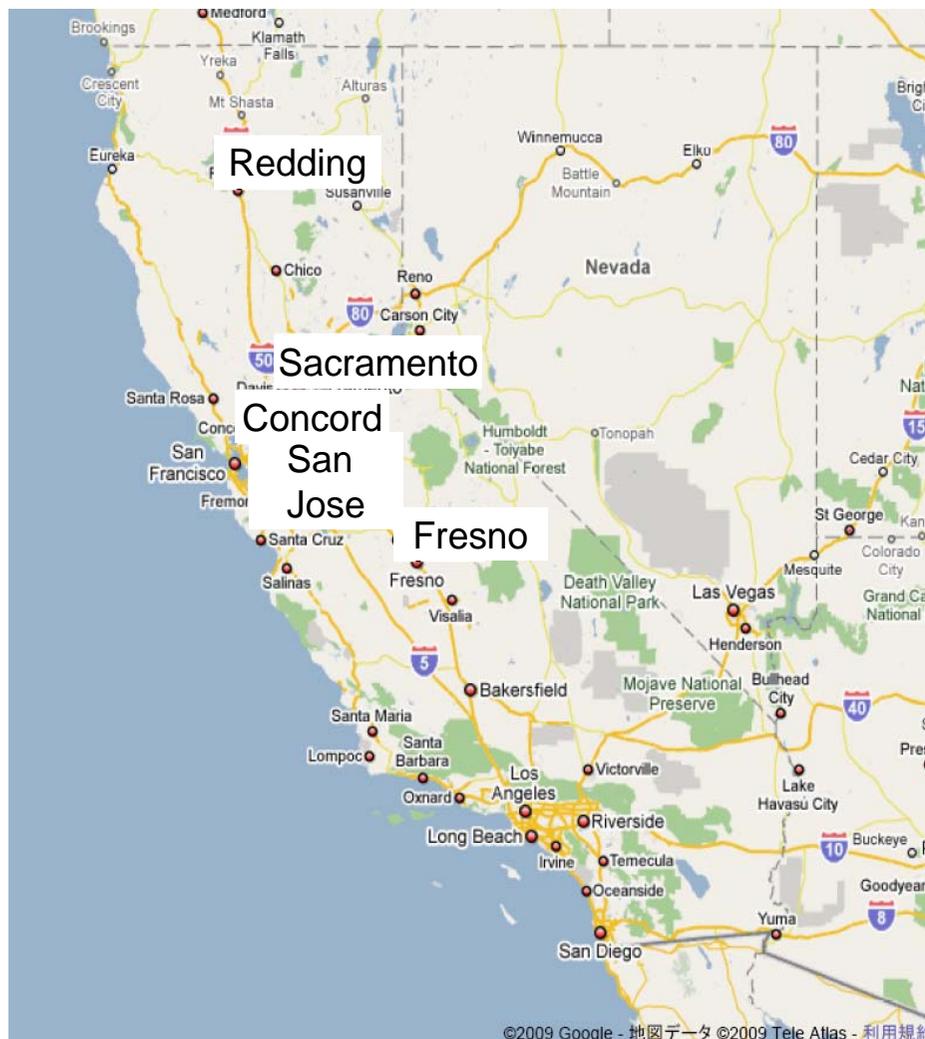
- 回帰モデル
- 説明変数
 - 外気温に対する需要感度
 - 個々の需要家のイベント日の日負荷曲線: クラスタ分析

米国電力会社PG&Eの実施するCPP

- ◆ 需要家規模200kW以上，業務・産業需要家
- ◆ 域内5地点の予想最高気温の平均値が閾値を越えると発動
- ◆ CAISOの特別警報でも発動
- ◆ 年間12回まで発動，夏期（5月1日から10月31日）平日のみ
- ◆ 前日正午に通知
- ◆ 緊急ピーク価格
 - Moderate-Price Period (MPP)
 - 正午から午後3時まで
 - 標準料金（部分ピーク）の3倍
 - High-Price Period (HPP)
 - 午後3時から6時まで
 - 標準料金（ピーク）の5倍
- ◆ 平常時は終日割引
 - 部分ピークで\$0.006～0.016/kWh
 - ピークで約\$0.019～0.036/kWh



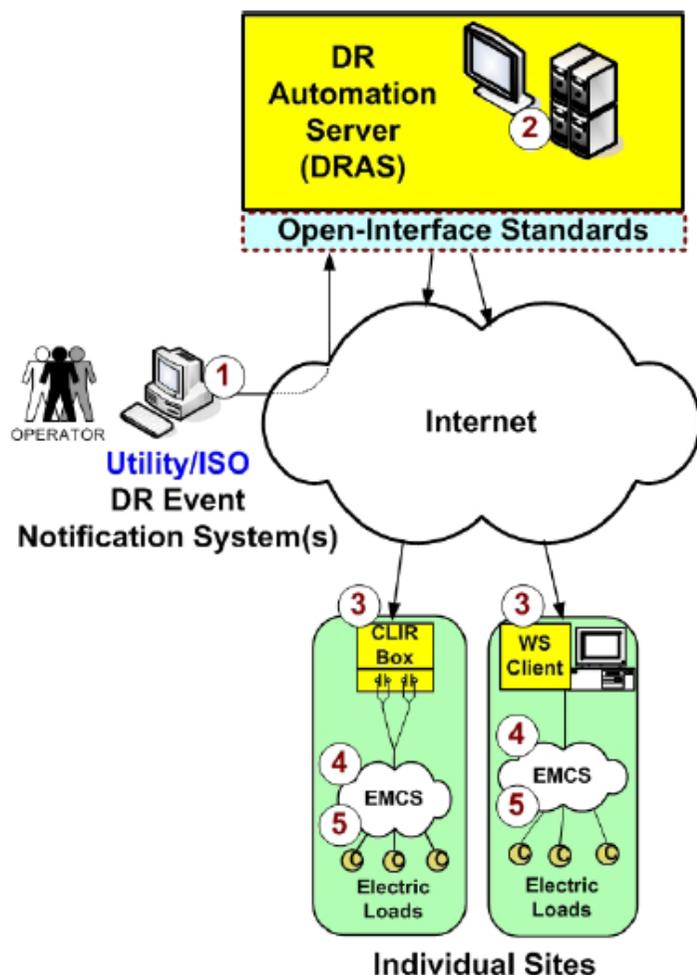
気温を測定する地点



- ◆ San Jose, Concord, Redding, Sacramento, Fresnoの日中の最高気温を予測し、平均したものが閾値を超えるときがCPPイベント日となる
- ◆ 気温閾値
 - 8月15日までは華氏98度 (36.7°C)
 - 8月16日以降は華氏94度 (34.4°C)
 - PG&Eは、この閾値を毎月1日と15日に変化させることができる
 - ただし上げ幅は一回の改訂で華氏2度まで

自動化デマンドレスポンス (Auto-DR)

Figure 4. Automated Demand Response Architecture



- ◆ 米国ローレンス・バークレー国立研究所 デマンド・レスポンス研究センター(LBL DRRC)
- ◆ 研究目的
 - 今日の技術で実現可能か？
 - 共通の信号を受信し続けることができるか？
 - 負荷削減方策は？
- ◆ 2002年に研究開始
- ◆ 2005年にPG&Eで実証試験
- ◆ 2007年より商業化
- ◆ 2009年 OpenADR1.0 規格化

M.A. Piette, S. Kiliccote, G. Ghatikar, 2007, "Design and Implementation of an Open, Interoperable Automated Demand Response Infrastructure", Grid Interop Forum, LBNL-63665

負荷削減率の定義

$$\text{あるイベント日の負荷削減率 (MPP or HPP)} = \frac{\text{ベースライン負荷 (CBL)} - \text{実需要}}{\text{2008年夏期における最大需要}}$$

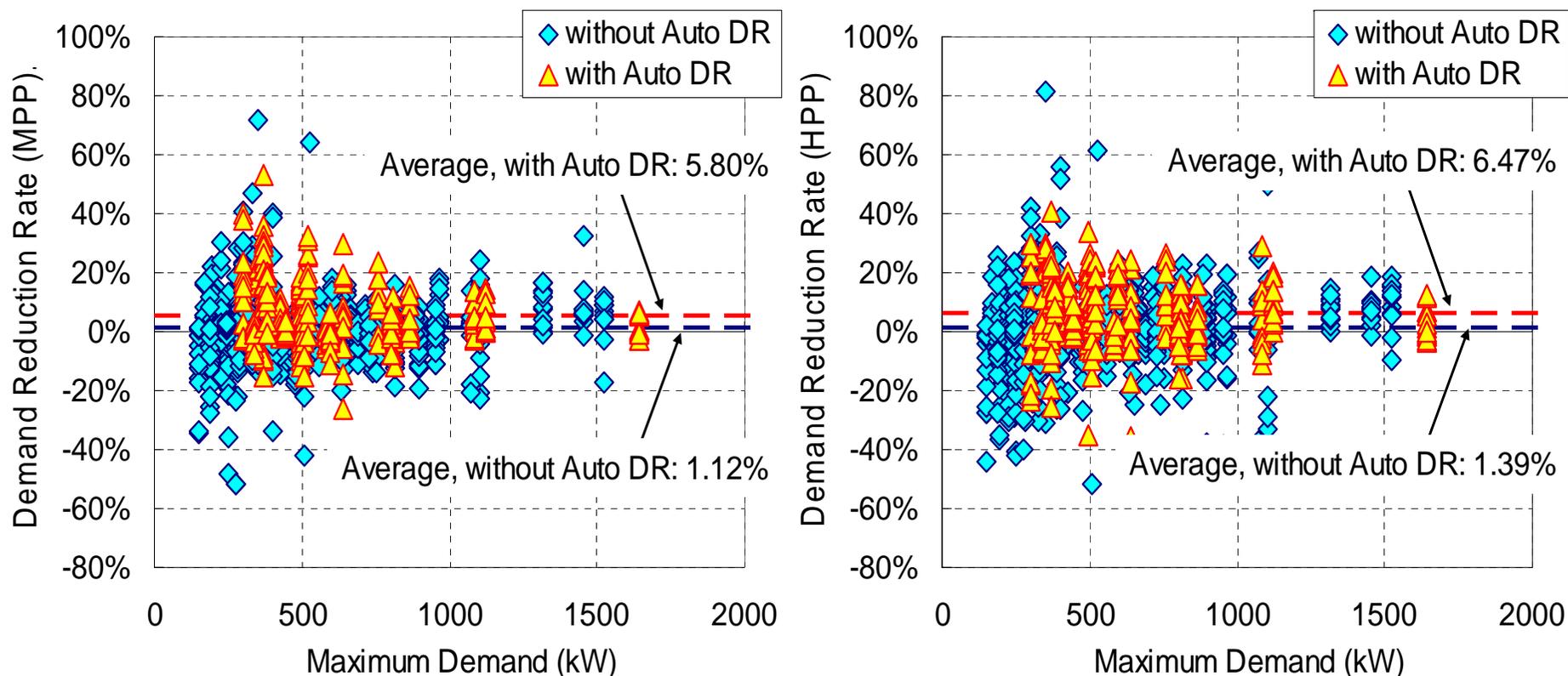
◆ ベースライン負荷(Customer Baseline Load, CBL)

- 最近の10営業日のうち、需要の大きかった3日の平均値
- 外気温での回帰モデル(最近の10営業日)
- 午前調整あり
- その他いろいろな方法

K. Coughlin, M.A. Piette, C. Goldman, and S. Kiliccote, 2008, "Estimating Demand Response Load Impacts: Evaluation of Baseline Load Models for Non-Residential Buildings in California", LBNL 63728.

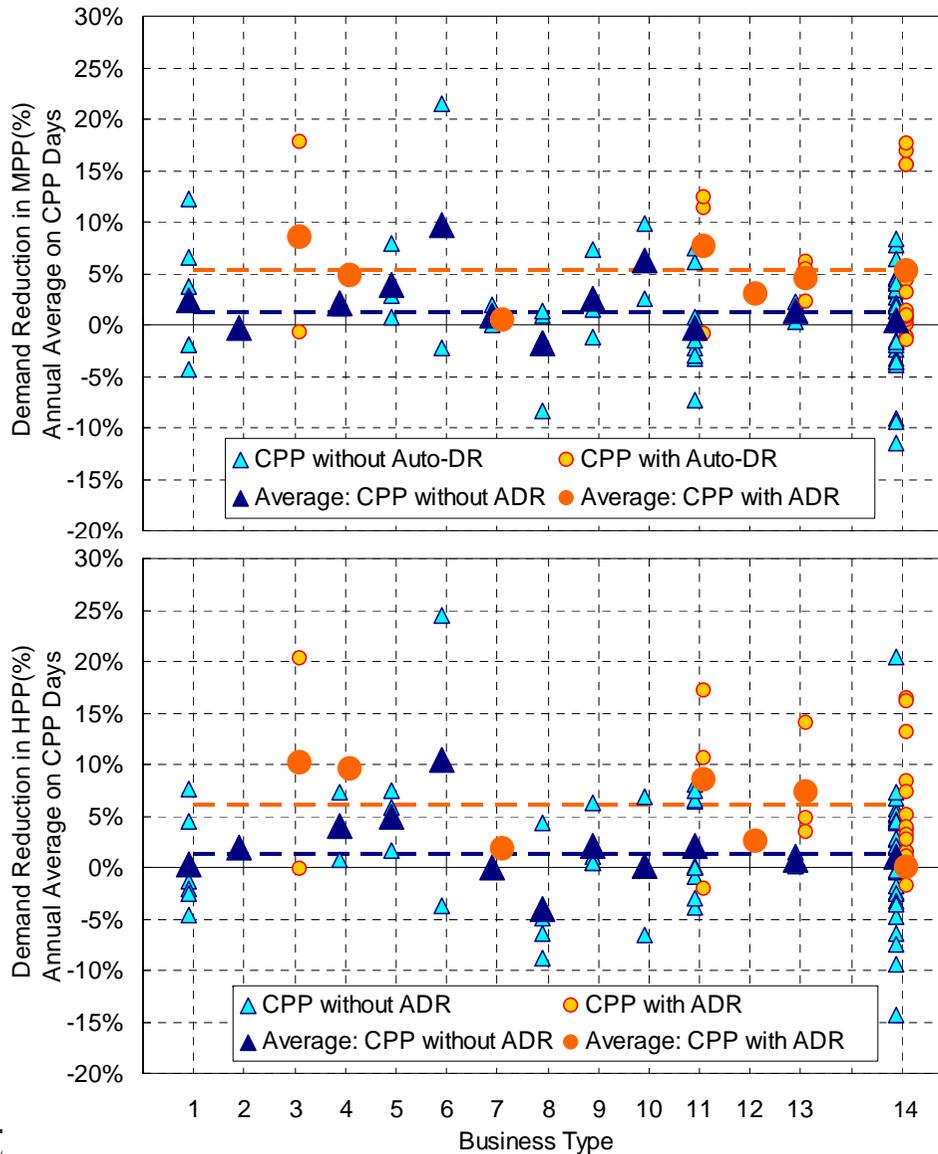
J. Han, M.A. Piette, and S. Kiliccote, 2008, "Field Test Results of Automated Demand Response in a Large Office Building", The Proceedings of the 8th International Conference on EcoBalance, Tokyo, Japan, LBNL 1131E .

最大需要 対 負荷削減率



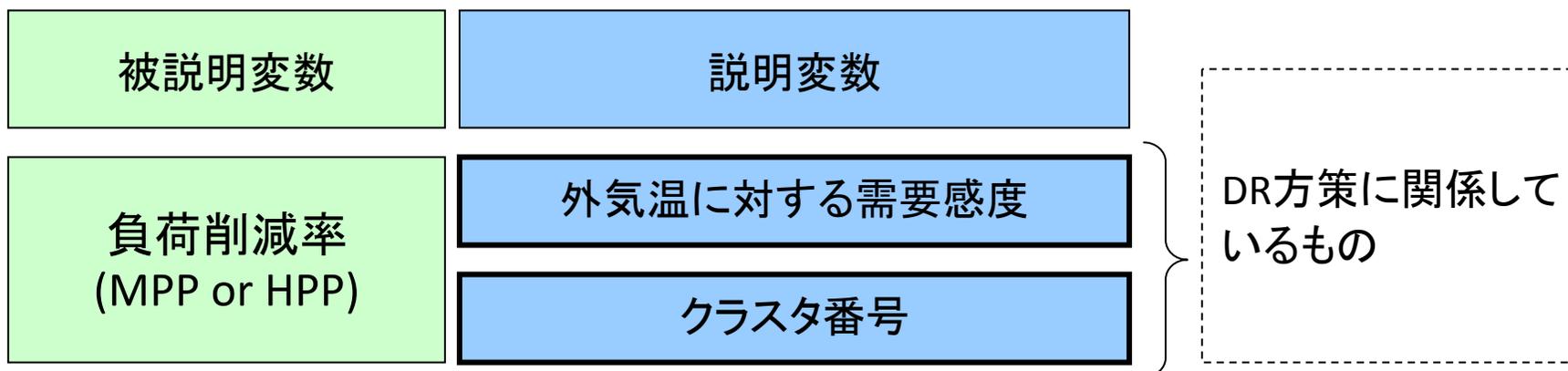
- ◆ Auto DRを採用しているサイトの方が負荷削減率大きい
- ◆ 需要家規模はあまり関係ない
- ◆ サイトごとの負荷削減目標値が入手できないので、ばらつきを論じるのは難しい

業種 対 負荷削減率



1. Support Activities for Crop Production
2. Utilities
3. Food Manufacturing, Wineries
4. Computer and Electronic Product Manufacturing
5. Wholesale Trade, Retail Trade,
6. Warehousing and Storage
7. Internet Service Providers, Web Search Portals, and Data Processing Services
8. Lessors of Nonresidential Buildings (except Miniwarehouses)
9. Professional, Scientific, and Technical Services
10. Corporate, Subsidiary, and Regional Managing Offices
11. Educational Services
12. Health Care and Social Assistance
13. Public Administration
14. Others or Unknown

負荷削減率の回帰モデル



◆ 標本数: 1182 (=12日 x 99サイト - 6欠損)

◆ モデル: クラスタ番号と外気温に対する需要感度

$$R_{i,d,xPP} = C + \sum_{k=1}^8 \beta_k \cdot (1 - D_{AutoDR,i}) \cdot \alpha_i \cdot D_{k,i} + \sum_{k=1}^8 \gamma_k \cdot D_{AutoDR,i} \cdot \alpha_i \cdot D_{k,i} + \varepsilon_i$$

日負荷曲線のクラスタ分析

- ◆ 日負荷曲線は、負荷率や不等時性、夏期ピークに対する需要など需要の特徴の全てを含んでいる
- ◆ 日負荷曲線の特徴ベクトル = ベースライン負荷 (MAなし)
 - 最大需要で正規化, 一時間毎
- ◆ 個々のデータ(あるいはクラスタの「中心」)間の距離を定義する関数
 - [ユークリッド平方距離](#)
 - 市街地距離
 - [相関係数](#)
- ◆ クラスタリング方法
 - Modified follow-the leader
 - Hierarchical clustering
 - [K-means](#)
 - Fuzzy K-means
 - Kohonen self-organizing map

$$d(z, \mu) = \sqrt{\frac{1}{H} \sum_{h=1}^H (z_h - \mu_h)^2}$$

※ 標準的な方法

$$d(z, \mu) = \frac{\sum_{h=1}^H (z_h - \bar{z}_h)(\mu_h - \bar{\mu}_h)}{\sqrt{\sum_{h=1}^H (z_h - \bar{z}_h)^2} \sqrt{\sum_{h=1}^H (\mu_h - \bar{\mu}_h)^2}}$$

※ 負荷形状の等時性に着目

K-means クラスタリング アルゴリズム

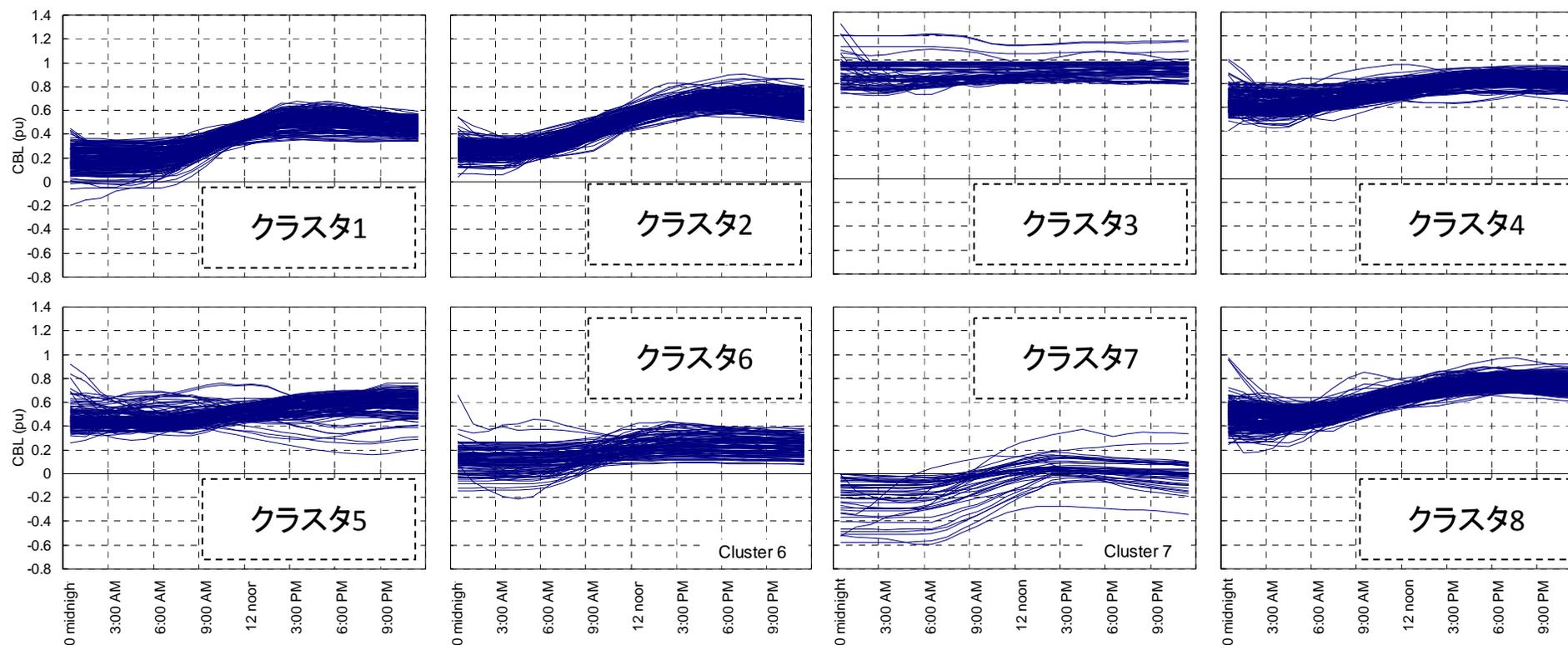
◆ クラスタの数 K を予め決めておく

1. それぞれの標本をランダムにクラスタ $k=1, 2, \dots, K$ のどこかに割り当てる.
2. 各々のクラスタの平均値 (centroid) を計算する:

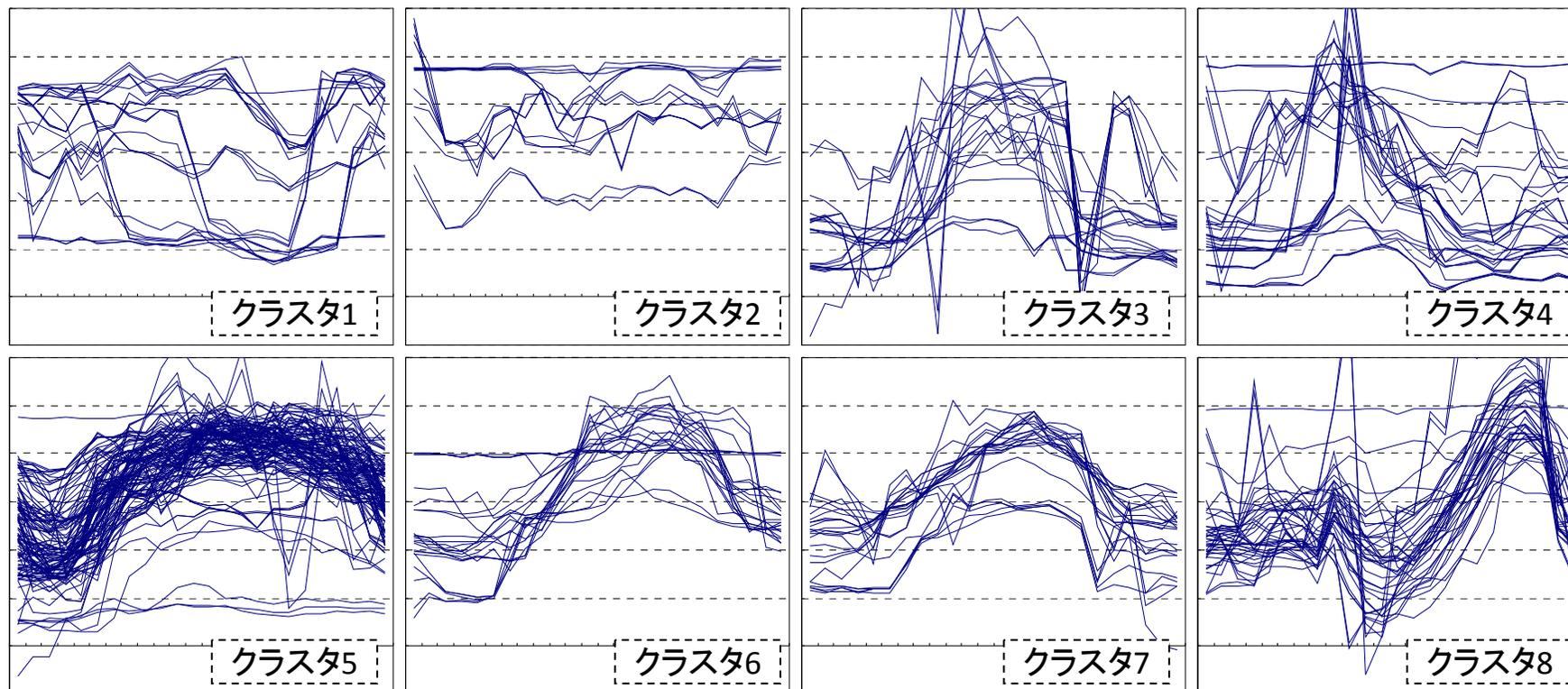
$$\mu_k = \frac{1}{N_k} \sum_{z_i \in C_k} z_i$$

3. Centroidに最も近いクラスタに, 標本 z_i を再配置する
4. 距離の総和が極小値に達したら終了
5. 2に戻る

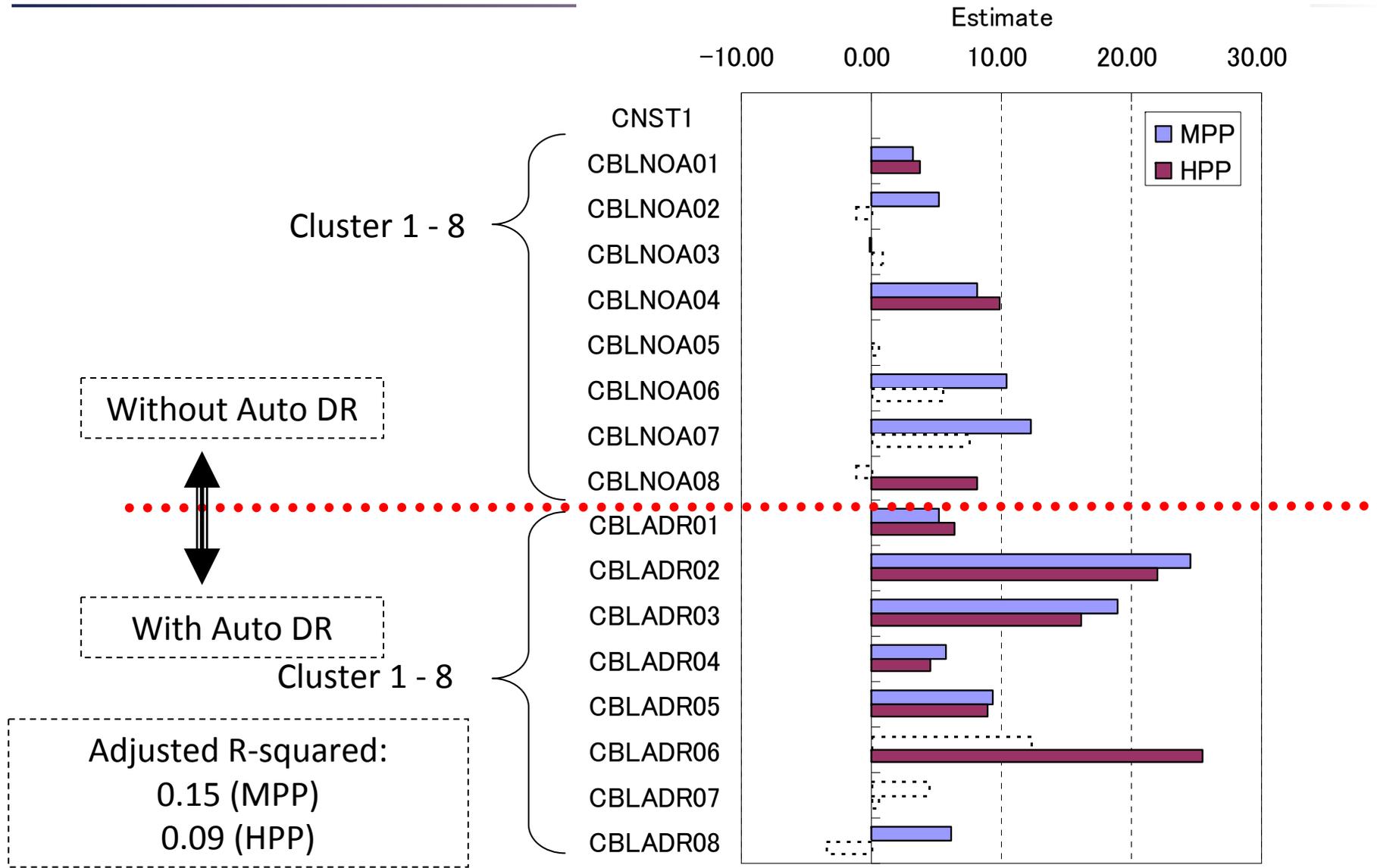
クラスタ数 $K=8$ のときの各CBL (ユークリッド平方距離)



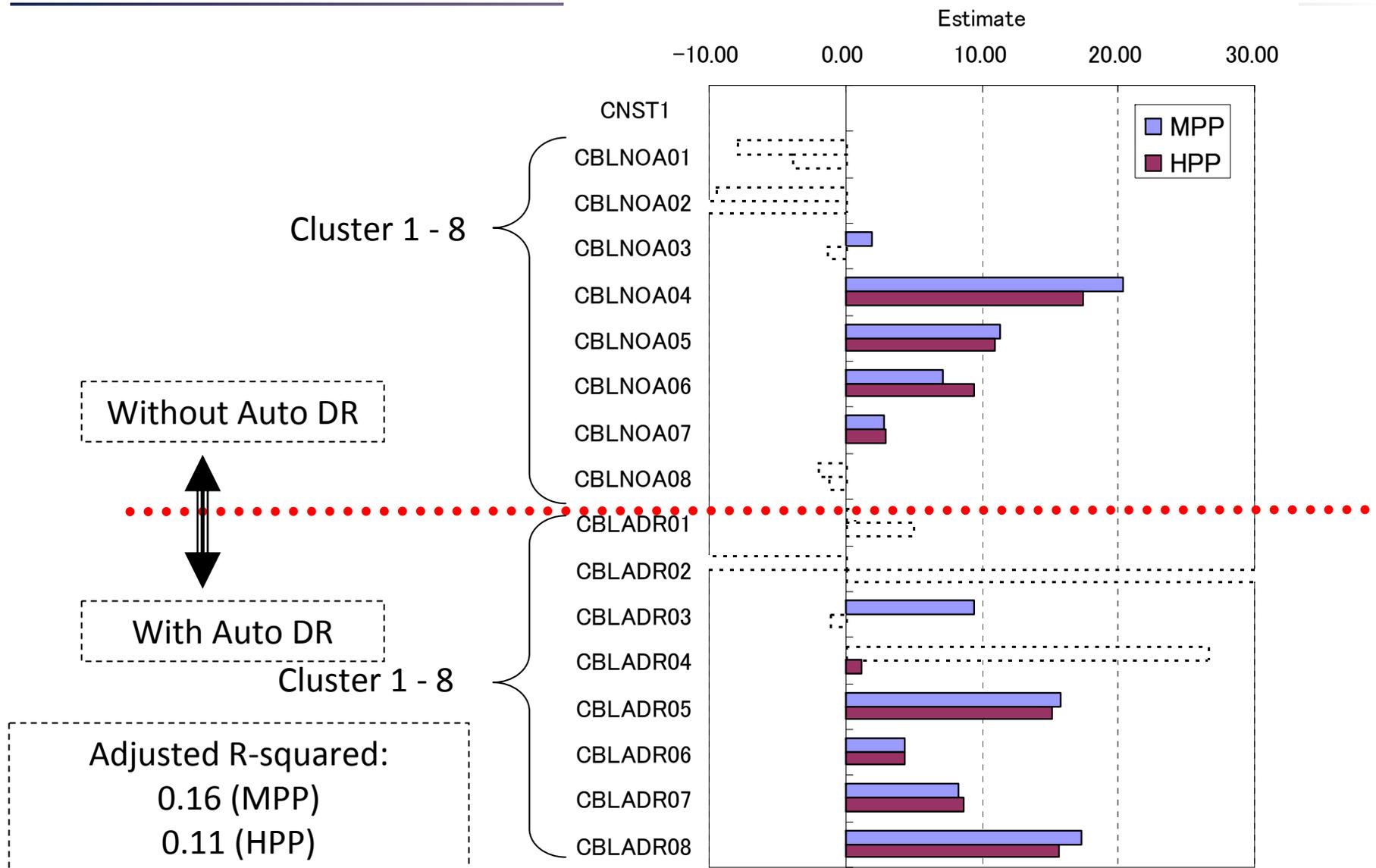
クラスタ数 $K=8$ のときの各CBL (相関関数)



推定結果：ユークリッド平方距離



推定結果：相関係数



まとめ

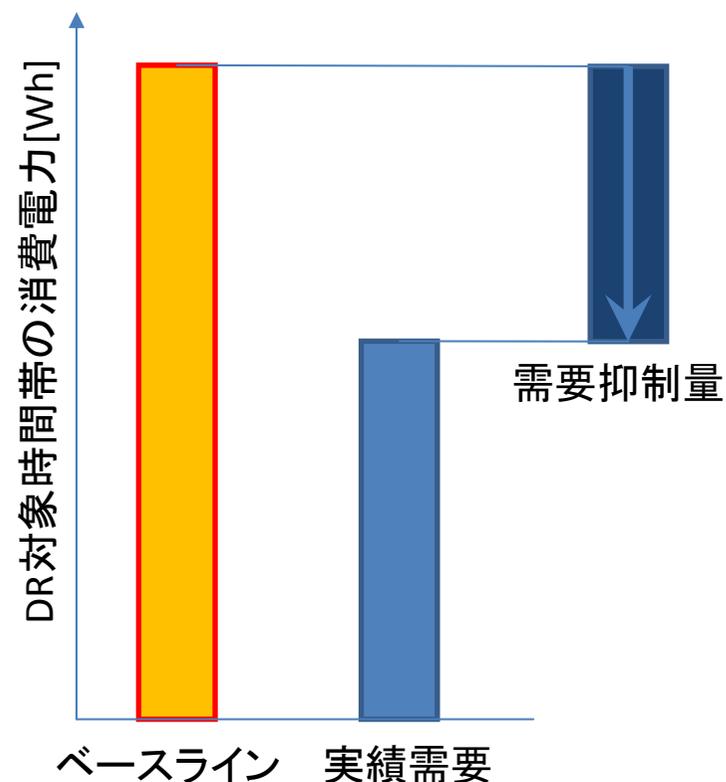
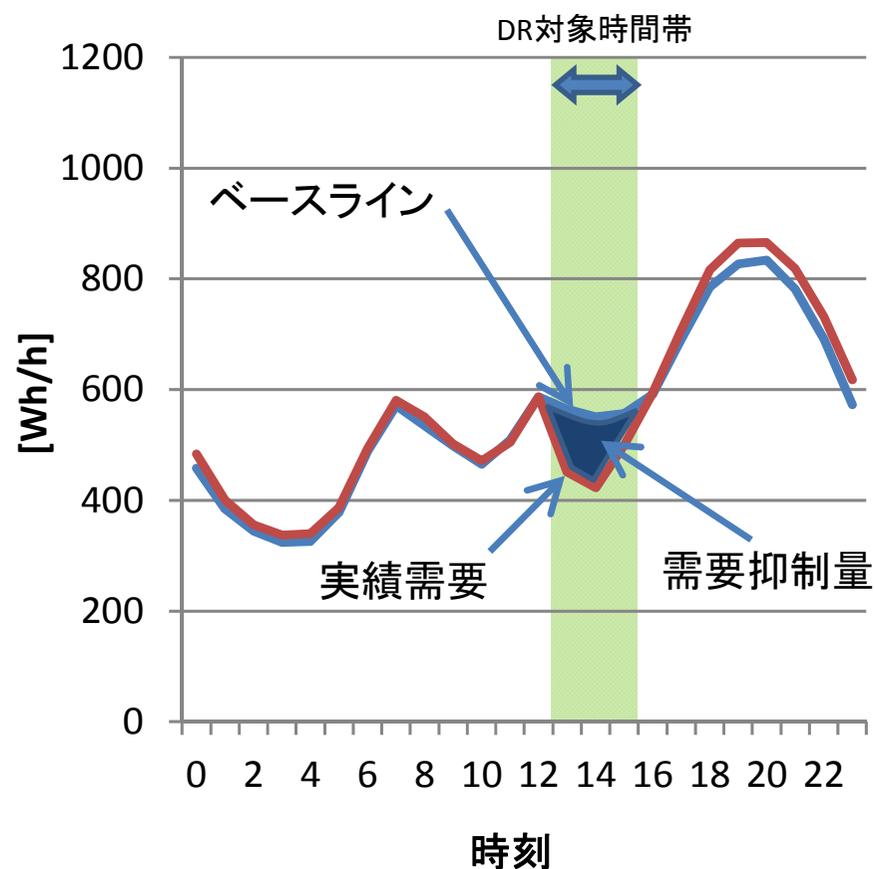
- ◆ Auto-DRは負荷削減に有効
- ◆ 外気温に対する需要感度とクラスタ分析は負荷削減率の推定に有効である可能性がある
 - 特に業種など需要家の情報が得られない場合にはクラスタ分析は有効(説明変数が優位)
 - ユークリッド平方距離よりも相関係数のほうが良い場合もある
 - 回帰モデルの良さは不十分

ネガワット取引のための 需要家ベースライン

出所)電力中央研究所報告, 研究報告:Y12021

デマンドレスポンス需要家ベースライン

- ◆ 個々の需要家の需要抑制量の計算には、需要抑制がされなかった場合の各需要家の電力需要＝需要家ベースライン(Customer Base Line, CBL)が必要
- ◆ 一般的な定義：需要抑制量＝需要家ベースライン－実際の需要



適切なCBLの定義のために

- ◆ 複数あるCBL計算方法の比較・評価方法を明らかにすると共に、問題点を抽出する

- ◆ 海外で先行している議論の分析
 - 複数あるCBLの計算方法
 - CBL計算方法の評価方法

需要家ベースラインの類型

需要家ベースライン類型	概要
ベースライン類型I (平均を用いるベースライン) Baseline Type I	個々の事業所のインターバルメータの履歴を使用して、ベースラインを計算する。
最大基準負荷 Maximum Base Load	DR実施時間帯において、実際の需要が、この最大基準負荷を下回るような需要抑制を行うというDRメニューにて適用されるCBLである。例えばPJMでは、至近45日間において、イベント時間帯の需要が最も少ない平日5日間の平均値を最大基準負荷としている。
事前・事後計測 Meter Before-Meter After	事前と事後での需要の計測を行う。DR発動前後での需要の変化がDRの実績になる。
ベースライン類型II (インターバルメータなし) Baseline Type II	個々の需要家のインターバルメータのデータが使用できないとき、代替として、統計的なサンプリングにより、需要家のポートフォリオとしてのベースラインを計算する。
発電機計測 Generation	自家用発電設備に設置した子メータの計測値が需要抑制量となる。この場合、ベースラインは0である。

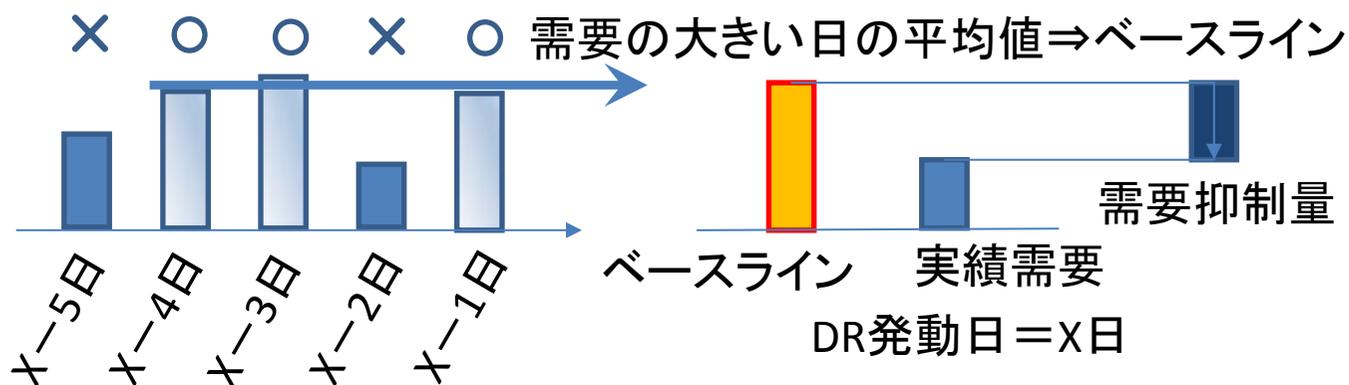
※ 上記の他、最近でも、新しい需要家ベースラインの計算方法が開発・実運用されている。

出所) EnerNOC, 2011, The Demand Response Baseline, White Paper., 電中研報告Y12021を加筆修正

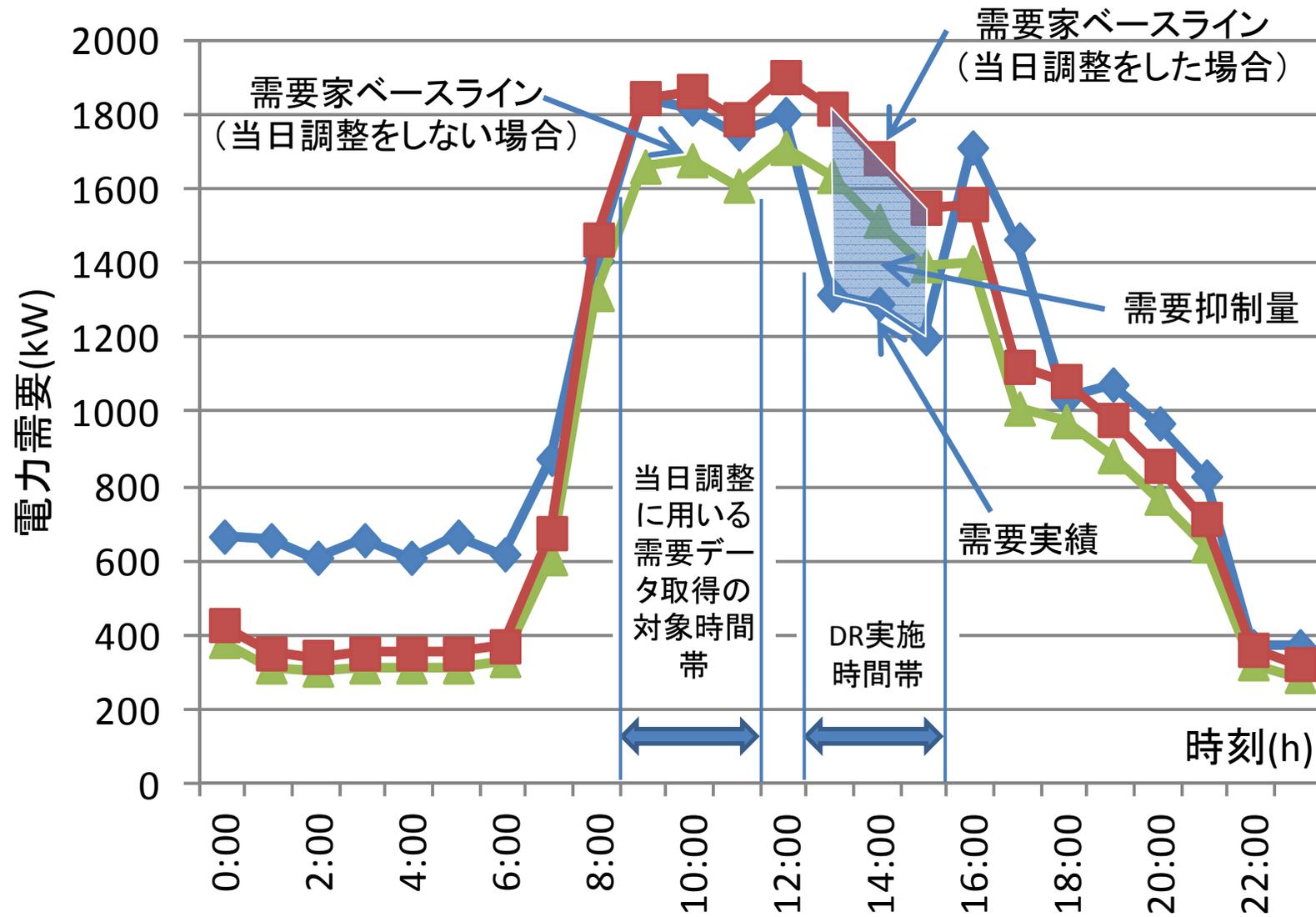
平均値を用いるベースラインのバリエーション

計算方法	内容
3日平均法 (3 Avg)	DR発動日以前の至近の <u>3営業日</u> の1時から4時までの電力量を平均し、DR発動日のベースラインとする
5日平均法 (5 Avg)	DR発動日以前の至近の <u>5営業日</u> の1時から4時までの電力量を平均し、DR発動日のベースラインとする
10日平均法 (10 Avg)	DR発動日以前の至近の <u>10営業日</u> の1時から4時までの電力量を平均し、DR発動日のベースラインとする
5日のうち3日平均法 (3 of 5)	DR発動日以前の至近の <u>5営業日</u> の1時から4時までの電力量を日ごとに計算し、この値が大きい <u>3日分</u> を平均し、DR発動日のベースラインとする
10日のうち3日平均法 (3 of 10)	DR発動日以前の至近の <u>10営業日</u> の1時から4時までの電力量を日ごとに計算し、この値が大きい <u>3日分</u> を平均し、DR発動日のベースラインとする

例) 5日のうち
3日平均法



需要家ベースラインと当日調整の概念図



CBL例1: 米国電力会社SCEの当日調整係数

(Southern California Edison)

ステップ 1

- DR実施日のDR時間帯の前の電力需要の平均値を計算

イベント前 4時間	時間 1	時間 2	時間 3	時間 4
イベント日 当該時間帯消費電力量(kWh)	5664	5760	5472	(直前時間は未使用)

DR実施日
事前時間帯
平均値=5632

ステップ 2

- 至近10営業日の同一時間帯の電力需要の平均値を計算

至近 10営業日	時間 1	時間 2	時間 3	時間 4
1日目	5712	5808	5856	(未使用)
2日目	5808	5760	5808	(未使用)
...	(未使用)
10日目	4992	5184	4944	(未使用)
10日平均	5227	5266	5256	(未使用)

至近10営業日
事前時間帯
平均値=5250

ステップ 3

- 当日調整係数の計算

$$\text{調整比} = \frac{\text{DR実施日}=5632}{\text{至近10営業日}=5250} = 1.0728$$

CBL例2: ISO-NE Load Response Program

- ◆ CBLは単なる平均値(気温の回帰モデルなどではない)であり, 需要抑制のパフォーマンス計測に用いる
 - 但し, 自家発であれば, 出力をパフォーマンスとする。事前に認証された計測・評価手法がある場合にはそれを用いる。
 - 新設備では, はじめの5日分はLoad Response Programには参加できず, 営業日6日目から参加する。
 - 営業日6日目のCBL(CB6)は以下のように定義される
 - $CB6 = (\text{当該5日分の該当時間の消費電力量}) / 5$
 - 但し, 当該5日分とは, 6日目から至近の過去5営業日(DRが発動されていない祝日と土日を除外した日)
 - 既存設備の場合は以下のように定義される
 - $CB_n = 0.9 \times CB_{n-1} + 0.1 \times \text{消費量 } n$ (非イベント日)
 - $CB_n = CB_{n-1}$ (イベント日)

出所) ISO New England, ISO New England Load Response Program Manual, 2007.

CBL例3: CBL計算手法の比較報告書(1)

Coughlin et al, LBNL-63728, 2008.

番号	計算方法
BLP1	単純な10日平均ベースライン。午前調整(Morning Adjustment, MA)を行う。
BLP2	至近20日の加重平均。MAを行う。
BLP3	10日のうち需要の大きい3日の単純平均(3 of 10)。MAを行う。
BLP3n	10日のうち需要の大きい3日の単純平均。MAは行わない。
BLP4	10日のうち需要の大きい5日の単純平均。MAを行う。
BLP5	シーズン期間における気温回帰モデル。MAを行う。
BLP6	10日間の気温回帰モデル。MAを行う。
BLP7	限定されたシーズン期間における気温回帰モデル。MAを行う。

Figure 5-3: Error magnitude for model BLP3 without and with adjustment

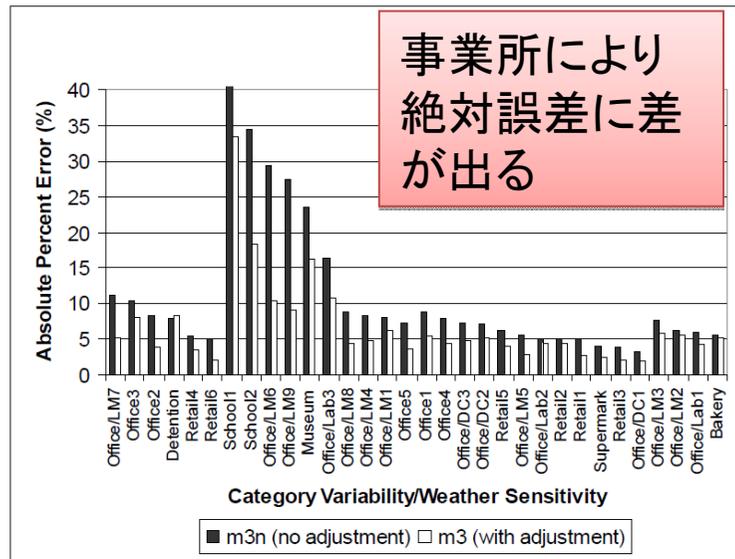
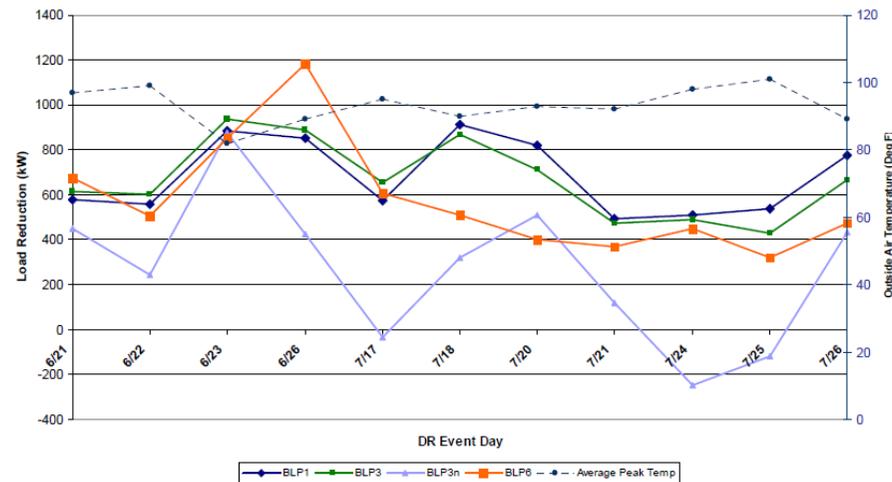


Figure 6: Aggregate estimated load reduction by baseline model



計算方法や実施日によって差が出る

CBL例4: CBL計算手法の比較報告書(2)

KEMA, 2011,
for PJM.

#	Source	CBL Protocol	Data Selection				Adjustments					
			時間枠	最終選 択	除外	方法	None	Additive	Ratio	Alt. WSA	Reg. WSA	
1	PJM	PJM Economic CBL ¹	45 most recent calendar days preceding event, extended up to 15 additional to replace excluded days	Weekday Events: High 4 of 5 most recent qualifying days. Weekend/holiday Events: High 2 of 3 most recent qualifying like days.	Weekend Events: weekends, low-usage days. Weekend/holiday Events: weekdays, low-usage days	Average	X	X	X	X		
2	PJM	CAISO Standard CBL ²	Recent 10	10		Average	X	X				
3	MMU	ERCOT middle 8 of 10 ³	Recent 10	8	Highest, lowest kWh consumption days	Average		X				
4	MMU	Middle 4 of 6 ⁴	Recent 6	4	Highest, lowest kWh consumption days	Average	X					
5	PJM	NYISO Standard CBL ⁵	Weekdays: 10 recent weekdays starting 2 days before event day. Weekends: 3 recent like (Saturday or Sunday) weekend days. No exclusions for holidays or event days	Weekdays: High 5 of 10 Weekends: High 2 of 3	Low -usage days	Average	X	X				
6	PJM	ISONE Standard CBL ⁶	Prior day baseline and current day meter data	0.9*baseline + 0.1*meter		Average	X	X				
7	PJM	PJM emergency GLD comparable day (non-weather sensitive) ⁷	Closest weekday (before or after event), excluding event days and holidays.	1 day	Weekends/ holidays	Matching	X	X				
8	PJM	PJM emergency GLD comparable day (weather sensitive) ⁸	Season	1 day -- SSE of THI	Weekends/ holidays	Matching	X	X				
9	MMU	ERCOT matching day pair ⁹	Previous Year	10 similar matching ERC pairs -- SSE of previous 24 hours' load	Day-pairs that include an event	Matching -- Average over 10 similar day-pairs	X	X				
10	PJM	PJM emergency GLD same day ¹⁰	Day of event	Hours pre- and post-event		Average	X	X				
11	PJM	PJM emergency energy settlement ¹¹	Hour before			Flat	X					
12	PJM	ERCOT regression CBL ¹²	Previous year	365+		Regression	X	X				
13	KEMA	Alternative regression CBL ¹³	Previous 20 like days	20		Regression	X	X				

当日分の調整

データの選択

CBL例5: CBL計算手法の比較報告書(3)

Freeman, Sullivan & Co., 2012, for PG&E, SCE, SDGE.

No.	Days Used to Develop Baseline	Aggregation	Adjustment Option	Adjustment Cap					
				Name	Lower Bound	Upper Bound			
1	すべての条件で10日平均法を使用	Individual The baseline is calculated for each individual customer, and the i	Aggregator Choice The aggregator decides prior to events whether or not to apply same-day adjustments to the baseline.	Unadjusted	100%	100%			
2				± 20%	80%	120%			
3				± 30%	70%	130%			
4				± 35%	65%	135%			
5				± 40%	60%	140%			
6				± 50%	50%	150%			
7				2x ⁷	50%	200%			
8				Unlimited	-	-			
9				10-in-10 Baseline is based on the same-hour average of the 10 weekdays immediately preceding the curtailment event in question, excluding other event days and holidays.	個々の需要家レベルでベースラインを計算 portfolio.	Universal The same-day adjustment is applied to all customers and settlement portfolios.	Unadjusted	100%	100%
10							20%	80%	120%
11	30%	70%	130%						
12	35%	65%	135%						
13	40%	60%	140%						
14	50%	50%	150%						
15	2x	50%	200%						
16	Unlimited	-	-						
17	Aggregate Customer loads are first aggregated for each settlement portfolio. The baseline is then calculated using the aggregated loads. Caps are applied using the aggregated loads.	アグリゲータ単位でベースラインを計算	Aggregator Choice The aggregator decides prior to events whether or not to apply same-day adjustments to the baseline.				Unadjusted	100%	100%
18							20%	80%	120%
19				30%	70%	130%			
20				35%	65%	135%			
21				40%	60%	140%			
22				50%	50%	150%			
23				2x	50%	200%			
24				Unlimited	-	-			
25				Universal The same-day adjustment is applied to all customers and settlement portfolios.	必ず当日調整を行う	Universal	Unadjusted	100%	100%
26							35%	65%	135%
27	40%	60%	140%						
28	50%	50%	150%						
29	2x	50%	200%						
30	Unlimited	-	-						
31	Unlimited	-	-						
32									

条件番号

すべての条件で10日平均法を使用

個々の需要家レベルでベースラインを計算

アグリゲータ単位でベースラインを計算

当日調整の係数の制限値について感度分析

アグリゲータがイベント前に当日調整を行うか否かを判断

必ず当日調整を行う

CBLの評価方法

- ◆ 需要抑制要請を出していない日の需要実績とCBLを比較して、違いが小さいほど良いCBLと考える
- ◆ CBLを比較する数値は以下の2つが一般的
 - 偏り(bias): 誤差(実績とCBLの差)の平均値
 - 正確さ(accuracy): 絶対誤差 等
 - (他, 公平さ(fairness): 誤差の分布等)

分析例1:カリフォルニア州・事業所

Coughlin et al, 2008, LBNL-63728.

◆ 主な分析内容

➤ 需要家ベースライン(CBL)そのものについて

- 需要家を, 気温感度(気温と需要の相関係数, 閾値0.7)と需要の変動程度(偏差平均値, 閾値15%)の2軸で整理(A)
- 需要家毎, CBL毎に絶対誤差を計算
- 需要家毎に, 誤差が5%未満となる確率を, 午前調整の有無で比較
- 偏り(bias, 誤差平均)と正確さ(accuracy, 絶対誤差平均)の2軸とCBLを評価(B)
- 上記(A)と(B)の対応について考察

➤ DRイベント日の需要抑制量について

- CBLによる違い×日ごとの違い

分析例1: 主な結論と政策的含意

Coughlin et al, 2008, LBNL-63728.

◆ 主な結論

- CBL(3 of 10)の正確さは、気温感度の高い需要家に対して午前調整をすると改善する。
- 午前調整は分析に用いたすべてのCBLで、正確さと偏りを改善する。
- 変動が少ない需要家に対しては、分析に用いたすべてのCBLで、正確さにおいて妥当である。
- 変動の大きい需要家に対しては、正確さにおいて平均を用いる方法が良いが、偏りで十分でない。

◆ 政策的含意

- 需要家のタイプによって柔軟で複数のCBLのオプションを用意する
- 気温感度の高い需要家には気温を明示的に取り込んだCBLのオプションを用意する
- 変動の大きい需要家に対しては、CBLの設定が難しいので、確実な需要抑制を求めるDRプログラムに参加してもらう
- 適切なCBLを設定するために、気温感度と負荷変動のスクリーニング条件を検討する

分析例2: カリフォルニア州・アグリゲータ

Freeman, Sullivan & Co., 2012, for PG&E, SCE, SDGE.

◆ 主な分析内容

- カリフォルニア州3大電力会社で実施されている、州大容量入札プログラム(Statewide Capacity Bidding Program, CBP), PG&E Aggregator Managed Portfolio (AMP), SCE Demand Response Resource Contract (DRRC)(これらのプログラムをアグリゲータ・プログラムと呼ぶ)に参加している需要家のベースラインを計算する
- 10日平均のベースラインについて、以下の視点での分析を行う
 - 個々の需要家毎に当日調整を行ってから集計をするか、アグリゲータ毎に当日調整を行うか
 - 必ず同日調整を行うか、アグリゲータに事前に実施の有無を決定させるか
 - 調整係数に上下限值をつけて、変化させるとどうか

分析例2: 主な結論と政策的含意

Freeman, Sullivan & Co., 2012, for PG&E, SCE, SDGE.

◆ 主な結論

- 当日調整は正確さを改善する
- 個別に当日調整を行ってもアグリゲータ毎に当日調整をしても偏りは変わらないが、アグリゲータ毎の方が調整係数が小さくなる
- 上下限を緩和すると、正確さは改善される

◆ 政策的含意

- 従来アグリゲータの当日調整の採用は選択制であったが、デフォルトにすべきである
- 調整係数の上下限値は±20%であったが、±30%に緩和すべきである

CBLのまとめ

◆ 複数あるCBLの計算方法

- 特段高度な計算を要しない
- 使用するデータ収集の負担についての考慮が必要

◆ CBL計算方法の評価方法

- 偏りと正確さを統計的に評価する
- 考慮できない需要家行動もある
 - イベント通知が来た後に電力使用を増やすことでベースラインを大きくし、イベント日の需要抑制量を大きく見せるなどのゲーミング的な行為(需要抑制の面では本来望ましくない行為)
 - 午後の需要抑制のための事前冷房(プレクーリング)や午前中からの終日生産ライン停止等の行為(需要抑制の面では本来適切な行為)

お問い合わせ：n-yama@criepi.denken.or.jp

ご清聴ありがとうございます

質疑応答

