



RIETI Discussion Paper Series 07-J-044

最適電源構成モデルを用いた卸電力取引市場の 経済厚生の評価分析

戒能 一成
経済産業研究所



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

<http://www.rieti.go.jp/jp/>

最適電源構成モデルを用いた卸電力取引市場の経済厚生の評価分析

2007年 10月

戒能 一成 (C)*

要 旨

2000年度からの電気事業制度に関する制度改革により産業用電力について小売が部分自由化され、2005年4月からは日本卸電力取引所での取引が開始されているところである。

当該卸電力取引所は、卸電力取引の指標価格の形成、販売・調達手段の充実を目的として任意市場の形で設立されたが、同所での取引を含めた卸電力取引市場での競争が活性化され経済厚生が維持向上されているか否かについては、定量的・客観的にこれを評価分析し必要があれば卸電力取引に関する制度のあり方を見直していくことが必要である。

また、我が国の地域間連系送電系統のうち東日本(50Hz)/西日本(60Hz)地域間の周波数変換設備の容量は他の送電系統と比べ非常に小さいため、「東西市場分断」による卸電力取引の経済厚生上の影響が懸念されているところである。

こうした問題を評価分析する一つの手法として、本稿では一般電気事業者の財務諸表や日本貿易統計などに基づき電源別・時間帯別の発電費用を推定する最適電源構成モデルを構築し、同所での約定数量・価格実績から推計した時間帯別電力需要曲線を推計して地域別・時間帯別の限界費用などの費用・価格指標を推計して卸電力取引所での取引実績値と比較することにより、卸電力取引の経済厚生と「東西市場分断」の影響の分析・評価を試みた。

2005・2006年度の2年間の評価分析の結果、卸電力取引市場は厳寒・豪雪であった2005年度冬期を除いて極めて競争的で買手が優位な環境にあったと評価された。当該期間を通じて売手側の固定費用は約65%程度しか回収されておらず、卸電力市場のうち常時バックアップ制度などの廉価な相対取引制度が取引価格に大きな影響を及ぼしているものと推察された。

また、卸電力取引の「東西市場分断」については、明らかに市場分断の影響が観察されたが、現状では当該分断による影響額は非常に小さいと評価された。

今後、卸電力取引市場では売手側の固定費用回収のため発電設備容量の下方調整が予想され、相対取引制度の改善と経済厚生の監視を引続き進める必要があると考えられる。

キーワード: 電気事業、最適電源構成モデル、価格評価シミュレーション

JEL Classification: Q41, C31, C53

* 本資料中の分析・試算結果等は筆者個人の見解を示すものであって、筆者が現在所属する独立行政法人経済産業研究所、大阪大学などの組織の見解を示すものではないことに注意ありたい。

本資料の作成にあたっては、経済産業省資源エネルギー庁電力ガス事業部電力市場整備課・電力需給政策企画室、有限責任中間法人日本卸電力取引所などの関係者に御協力を頂いたことに感謝する。また、東京大学金本良嗣教授・政策大学院大学八田達夫教授を始め経済産業研究所「小規模マイクロモデル」「電力自由化」両研究会の参加者から有益な指導助言を頂いたことに感謝する。

目次

要旨

目次

本文

1. 電気事業制度改革と卸電力取引市場の現状と問題点

- 1-1. 電気事業制度改革の概要と卸電力取引
- 1-2. 日本卸電力取引所における卸電力取引
- 1-3. 地域間連系送電システムの現状と「東西市場分断」問題
- 1-4. 本稿の目的 -卸電力取引市場の経済厚生と「東西市場分断」問題の定量的評価分析-

2. 評価分析手法と前提条件

- 2-1. 評価分析の基本的考え方
- 2-2. 現実の卸電力取引市場の価格形成と具体的評価分析手法
- 2-3. 時間帯別一般電力需要と卸電力取引需要曲線の推計
- 2-4. 最適電源構成モデルを用いた時間帯別発電費用の推計

3. 卸電力取引市場の経済厚生分析・評価

- 3-1. 春期(3～5月・低需要期)の分析・評価結果
- 3-2. 夏期(6～8月・高需要期)の分析・評価結果
- 3-3. 秋期(9～11月・低需要期)の分析・評価結果
- 3-4. 冬期(12～2月・高需要期)の分析・評価結果

4. 「東西市場分断」問題の分析・評価

- 4-1. 春期(3～5月・低需要期)の分析・評価結果
- 4-2. 夏期(6～8月・高需要期)の分析・評価結果
- 4-3. 秋期(9～11月・低需要期)の分析・評価結果
- 4-4. 冬期(12～2月・高需要期)の分析・評価結果

5. 考察と結論

- 5-1. 卸電力取引市場の経済厚生分析・評価結果と提言
- 5-2. 「東西市場分断」問題の分析・評価結果と提言
- 5-3. 本手法による分析・評価の今後の課題
 - 卸電力取引市場監視システムの整備に向けて -

別掲図表

補論

- 補論1: 最適電源構成モデル(「戒能モデル」)について
- 補論2: 卸電力取引実績からの需要曲線・売手独占価格などの推計について
- 補論3: インバランス料金水準の妥当性について
- 補論4: ラーナー指数を用いた評価と独占力指数を用いた評価の比較について

参考文献

1. 電気事業制度改革と卸電力取引市場の現状と問題点

1-1. 電気事業制度改革の概要と卸電力取引

1-1-1. 電気事業制度改革と電力小売の部分自由化

1997年に閣議決定された「経済構造の変革と創造のための行動計画」においては、政府目標として「電気事業については平成13年(2001年)迄に国際的に遜色のないコスト水準を目指し、わが国の電気事業のあり方全般について見直しを行う」旨決定が行われた。

当該決定を受け、競争原理に基づくコストの低下を企図して、1999年5月に電気事業法が改正され、2000年3月から一定規模^{*1}以上の特別高圧電力(「特定規模需要」)に関し電力小売が部分的に自由化された。さらに、2004年4月、2005年4月の2回にわたって部分自由化範囲が高圧電力の中規模需要に迄拡大され、2005年8月実績で一般電気事業者の総電力需要 80.1百万kWhのうち約60%強に相当する 50.3百万kWhが自由化範囲となっている。

一連の部分自由化された電力需要については、従来の参入規制、供給義務規制及び料金規制は全て撤廃され、競争を促進する目的から新規参入者に対する送変配電施設の公平・公正な利用を確保するための制度整備が開始された。

1-1-2. 部分自由化市場での競争促進に関する制度整備(平成17年制度改正)

1999年5月改正・2000年3月施行の電気事業法(「平成12年制度改正」)においては、部分自由化された需要に対する送電は各地域の一般電気事業者毎の託送供給料金制度に従うものとされ、地域を跨ぐ送電においては「振替供給料金制度」により地域を跨ぐたびに託送料金が必要であるなど、なお改善すべき点が残るものとなっていた。

このため、2004年6月改正・2005年4月施行の電気事業法(「平成17年制度改正」)においては、以下のような制度整備を行い、部分自由化された電力市場についての一層の競争促進策が導入された。

- 1) 全国的系統利用の促進・「振替供給料金制度」の廃止(法的措置)
 - ・地域を跨ぐ送電に対する「振替供給料金制度」を廃止し、供給区域の内外にかかわらず託送供給料金を一本化。
- 2) 送配電系統(ネットワーク)部門の公平性・中立性の確保(法的措置)
 - ・系統運用情報の目的外利用、内部補助、差別的取扱いの禁止を法的に措置。
 - ・系統運用に関するルール策定・監視及び紛争時の斡旋・調停のため、学識経験者等からなる中立機関「電力系統利用協議会」を創設。
- 3) 卸電力取引市場の創設(法律外事項)
 - ・日本卸電力取引所(任意市場)を創設し、卸電力取引を活性化。

1-1-3. 日本卸電力取引所の位置づけ

1-1-2. での卸電力取引市場(「日本卸電力取引所」)については、一般電気事業者、卸電気事業者、新規参入発電事業者(PPS)などの間での卸電力の取引を円滑化すべく、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会による政策提言に基づいて設立されたものである。

卸電力取引市場の創設の主なねらいは、以下の2つとされている。

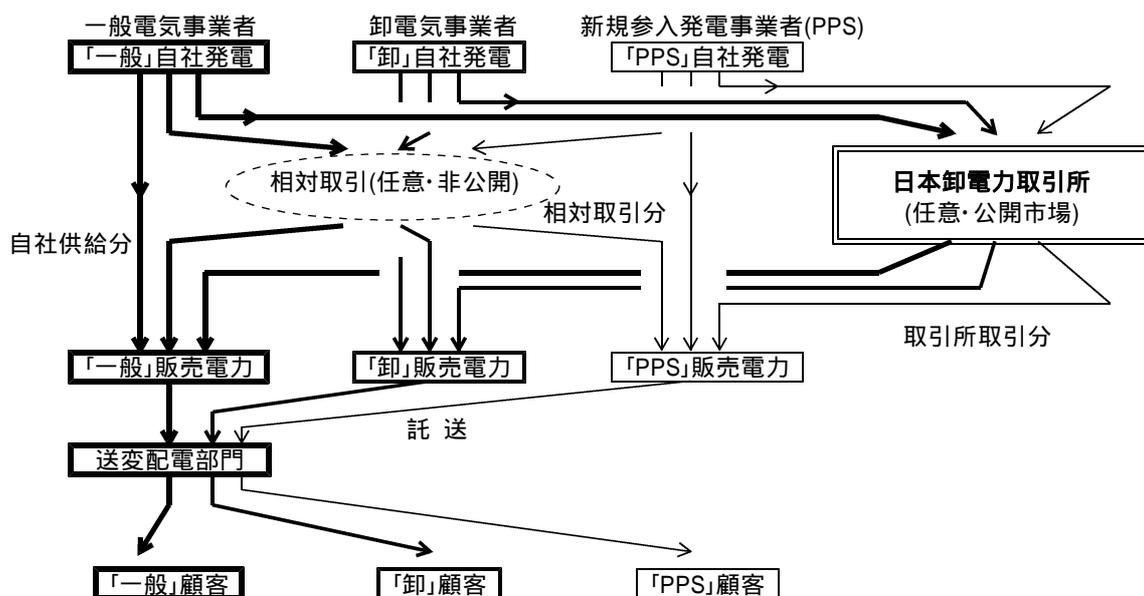
*1 2000年3月の自由化対象範囲は、受電電圧20,000V以上の特別高圧需要であって、電力使用規模2000kW以上と設定された。但し、沖縄においては送電系統の構造が特殊であることから電圧60,000V、電力20,000kW以上とされた。

さらに、2004年4月からは電力使用規模500kW以上の高圧需要、2005年4月からは電力使用規模50kW以上の高圧需要が部分自由化されている。

- a. 発電設備の投資リスクの判断の一助となる指標価格の形成
- b. 需給ミスマッチ時の販売・調達手段の提供

日本卸電力取引所は電気事業法には直接の根拠を持たず、会員制で設立された任意市場であるため、関係者である一般電気事業者、卸電気事業者、新規参入発電事業者(PPS)などは、当該市場を利用するか否かは自由であり、当該市場を介さずに直接相対取引を行うことや、各社が発電を自給自足的に賄い取引自体を行わないことも自由である。

[図1-1-3-1. 自由化部門の電力市場における日本卸電力取引所の位置づけ]



1-2. 日本卸電力取引所における卸電力取引

1-2-1. 日本卸電力取引所(JEPX)の概要

有限責任中間法人日本卸電力取引所(JEPX)は、2003年11月に会員制の任意取引市場として設立され、2005年4月から全国規模での卸電力取引を開始している。

卸電力取引所の取引会員の資格は、各種電気事業者など電気の現物を扱える者又はその代理人であって、1,000万円以上の純資産を有する者^{*2}となっている。

2007年10月現在の卸電力取引所の取引会員は、一般電気事業者9社(沖縄電力を除く)、大阪瓦斯・ダイヤモンドパワー他新規参入事業者(PPS)など合計35社で構成されている。

卸電力取引所の運営は、会費収入と取引手数料などの収入により運営されている。

卸電力取引所での公正かつ円滑な取引を確保するため、内部組織として市場取引監視委員会、紛争処理委員会などの委員会が設置され、その円滑な運営を支援している。

1-2-2. 日本卸電力取引所での取引形態と取引内容

卸電力取引所での取引は以下の3種類の構成となっている。

このうち、卸電力取引所での代表的な取引類型は、1) スポット取引と 2) 先渡定型取引であり、3) 掲示板取引は基本的には相対取引の一種であると考えられる。

*2 実際に参加するためには、日本卸電力取引所による要件審査後、入会金10万円と年会費50万円の支払、取引会員信託金100万円の預託、さらに売手の場合求償預託金、買手の場合には決済預託金などの預託が必要である。

1) スポット取引

類 型 : 任意の日の30分単位の卸電力供給(24時間/30分=48種類)を、前日³⁾に取引するもの。

取引対象: 当該30分間に供給される電力の大きさを 500kWh単位で取引。

約定方式: シングルプライスオークション(「板寄せ: Uniform Price Auction」による自動約定)方式により48種類毎に処理する。

需要曲線・供給曲線が複数の交点を持つ場合、最も価格の低い交点または最も量が多い交点を優先して約定処理する。

決済方式: 取引所を介して電力の託送供給手続と代金決済を行う。

2) 先渡定型取引

類 型

a. 「24時間型」 任意の1ヶ月間⁴⁾の24時間を通じた卸電力供給を、前年同月1日から当該月の9日前迄に取引するもの(各月分12種類)。

b. 「昼間型」 任意の1ヶ月間の毎日午前8:00～午後10:00迄の14時間の卸電力供給を、前年同月1日から当該月の9日前迄に取引するもの(各月分12種類)。

取引対象: 30分刻みで500kWh単位で取引。

約定方式: a., b. 合計24種類毎にザラバ方式(価格順・注文順処理)により処理する。

決済方式: 約定成立後、当事者間の契約により電力受渡・代金決済を行う。

3) 掲示板取引

類 型 : 1), 2)に該当しない取引で、売手買手が取引条件を日本卸電力取引所が提供する掲示板に自由に掲示することで取引するもの。

約定や決済は、当事者間での交渉・契約・受渡・決済による。

1-2-3. 送電容量制約による「市場分断処理」

卸電力取引所でのスポット取引や先渡定型取引において、各地域を跨る取引が電力系統利用協議会⁵⁾により設定される地域間連系送電の空き容量を超過してしまう場合、当該空き容量を制約条件として以下の処理を行うこととなっている。

当該処理を「市場分断処理」という。

1) スポット取引の「市場分断処理」

スポット取引の地域を跨る約定量については、特定の経路の地域間連系系統の空き容量を超過し一部が「託送不可能」となってしまう場合、当該経路の空き容量を制約条件として、各地域毎に再度シングルプライスオークションによる約定処理を行う。

2) 先渡定型取引の「市場分断処理」

先渡定型取引の地域を跨る約定量については、取引毎に託送可能性を照会し、取引対象期間内に途中経路の地域間連系系統の空き容量を一部でも超過し電力系統利用協議会が「託送不可能」と回答した経路が生じた場合については、当該時点以降の回答のあった日1日の取引について、当該経路は託送不可能としてこれを經由する取引を約定しない⁶⁾こととする。

*3 前日が土・日・祝日など休日の場合、直近の平日に取引が行われる。入札への応募は5日前から可能となっている。

*4 2006年7月から、従来の1ヶ月先渡しに加えて1週間先渡し取引が追加されている。

*5 有限責任中間法人電力系統利用協議会(ESCJ) (後出)

*6 先渡定型取引での地域間での託送可能性を照会・判定している時間については、取引を一時停止し、託送可能と判定した範囲内で取引を約定させ、必要があれば「市場分断処理」をした後直ちに取引を再開する手順となっている。

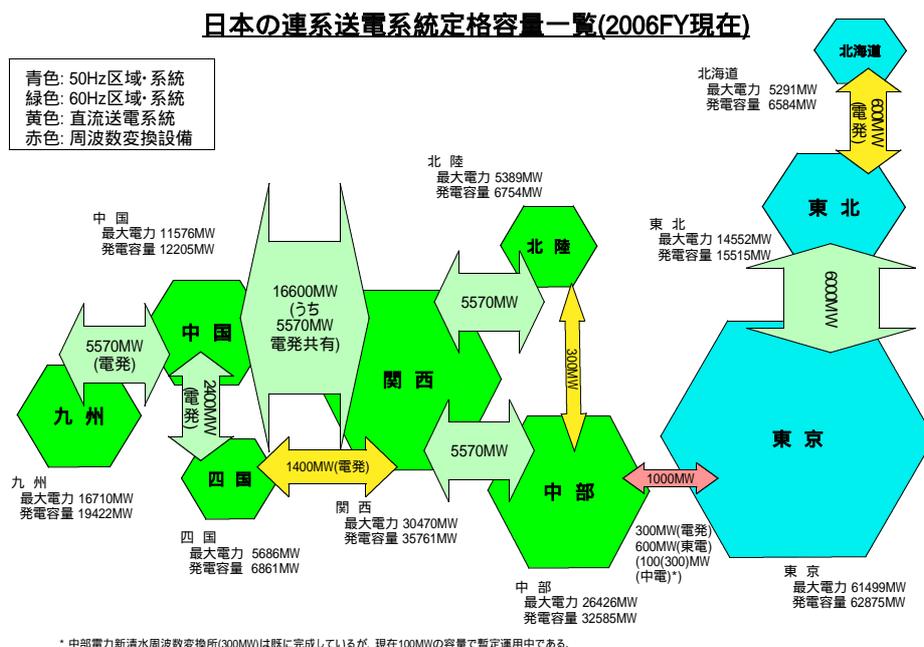
1-3. 地域間連系送電システムの現状と「東西市場分断」問題

1-3-1. 地域間連系送電システムの現状

日本の地域間連系送電システムの定格容量構成を示す。

50Hz地域では東京-東北間、60Hz地域では中部～九州各社間で極めて大容量の送電システムで接続されているのに対して、周波数変換設備を必要とする東京(50Hz)-中部(60Hz)間の容量が際立って小さいことがわかる。

[図1-3-1-1. 地域間連系送電システム定格容量一覧(2006年度)]



1-3-2. 有限責任法人電力系統利用協議会による系統運用

日本の地域間連系送電システムの運用については、送電システムの利用における公平性・透明性を担保するため、電気事業法第93条の規定に基づき中立機関として設立された有限責任中間法人電力系統利用協議会が運用を行っている。

電力系統利用協議会は、地域間連系送電システムの運用に関し詳細な「電力系統利用協議会ルール」を定め、地域間連系送電システムの運用・監視・紛争処理にあたる他、地域間連系送電システムの空き容量の情報提供などの関連業務を実施している。

地域間連系送電システムについては、毎年度設定された運用容量を基準に、系統安全性・安定性上の確保容量・制約容量(マージン)が控除され、さらに予め同ルールに従い協議会に認定を受けた原子力発電・水力発電(揚水式発電を除く)・地熱発電などの長期固定契約に関する容量や既に過去に成立している託送契約分など(計画潮流)が控除され、その残余が空き容量として情報提供されている。

当該空き容量は、卸電力取引所におけるスポット取引や直接相対取引による地域間を跨ぐ広域的取引による託送需要に応じ「先着優先」「空おさえの禁止」の考え方に従って供用されている。

また、事故・災害による緊急事態など想定外の混雑が発生した場合には、予め同ルールに定められた「抑制順位」に従い混雑処理が行われることとなっている。

1-3-3. 50Hz-60Hz周波数変換設備と「東西市場分断」問題

周波数変換設備(FC: Frequency Converter)を必要とする東京(50Hz)-中部(60Hz)間の容量については、他の地域間連系送電系統と比較した場合非常に小さいため、当該経路を経由する託送供給が制約されている。

具体的には、2007年2月現在の定格容量が1000MWしかない上に、60→50Hz方向送電では東京電力の系統容量の1.5%相当、50→60Hz方向送電では中部・関西電力の系統容量合計の1.5%相当が緊急時のマージンとして確保・設定されているため、空き容量が少ない状況となっている。

1-2-3. で述べた送電容量制約による「市場分断処理」については、殆どの場合当該東京(50Hz)-中部(60Hz)間の「東西」分断処理に関するものである⁷ことが知られている。

1-4. 本稿の目的 -卸電力取引市場の経済厚生と「東西市場分断」問題の定量的評価分析-

1-4-1. 卸電力取引市場の経済厚生の評価分析

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会によれば、卸電力取引市場の創設のねらいは以下の2つであるとされている。

- a. 発電設備の投資リスクの判断の一助となる指標価格の形成
- b. 需給ミスマッチ時の販売・調達手段の提供

ここで b. については取引実績が存在すれば「手段を提供」したこととなると評価できるため、既に実績が証明済であると考えられる。

従って、主に a. の価格指標論について評価分析を加えることを考える。

卸電力取引所を含めた卸取引市場が、仮に卸電力取引市場での競争を活性化し経済厚生を高めているのならば、卸取引市場で観察される価格推移は各時点の電力需給と発電費用を適正に反映した状態で推移していると考えられる。

逆に、卸取引市場が市場の競争条件に問題を生じているのならば、その価格推移が限界費用から大幅に乖離した独占価格の近傍で推移し、年間を通じた卸電力収入が平均発電費用を大幅に超えて推移していると考えられ、新規設備投資による参入を促進すべきあるいは別の競争促進施策を講じるべき旨の「シグナル」を発しているものと考えられる。

本稿では、このような視点から、一般電気事業者などの過去の発電設備運用実績を基礎に時間帯別の電力需要を推計し、最適電源構成モデルを用いることにより、電力需給と発電費用・独占価格などの費用・価格指標を推計し、これを卸電力取引所のスポット市場の価格の実績値と比較し、卸電力市場の経済厚生 of 定量的分析を行うことを試みた。

1-4-2. 卸電力取引市場の「東西市場分断」問題の評価分析

卸電力取引市場での大きな問題として、50Hz-60Hz周波数変換設備の容量と技術的制約に伴う「東西市場分断」問題が指摘されている。

当該問題が実際に卸電力取引市場を東西に分断しているのであれば、実際の卸電力取引市場価格が分断がない場合と比べて顕著な差異を持っているものと考えられる。

このため、最適電源構成モデルを用いて、東西間での託送に何の制約もない場合の発電費用を試算し、実際の東西各地域の卸電力取引市場価格とその価格差の定量的評価を実施することによって、「東西市場分断」問題の影響を検証することを試みた。

*7 国内の地域間連系送電網の容量分布と利用状況は、戒能「日本の地域間連系送電網の経済的分析」(2005) を参照りたい。

2. 評価分析手法と前提条件

2-1. 評価分析の基本的考え方

2-1-1. 卸電力取引市場の経済厚生評価の基本的構図

現在の電気事業法における制度上では、卸電力取引所は任意取引市場であり、電力の取引において売手・買手の電気事業者は

相対取引

卸電力取引所取引

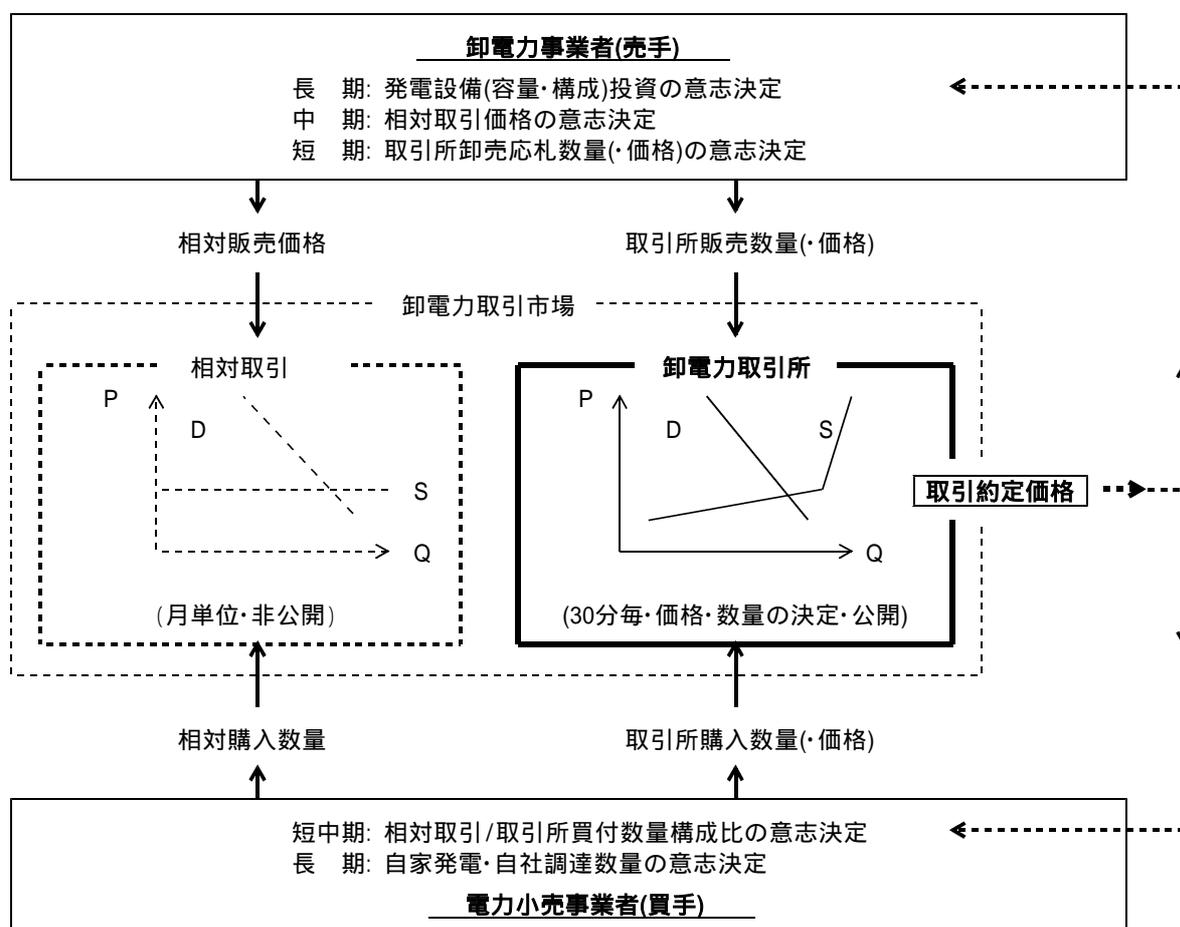
の双方を任意に利用することができる。

しかし、卸電力取引所における地域別の卸電力取引の価格・数量などに関する情報は卸電力取引所において有償で一般公開されているが、相対取引に関する取引価格・数量に関する情報は原則として一般には公開されていない。

従って、卸電力取引の経済厚生を客観的に評価分析するためには、卸電力取引市場での取引価格・数量などに関する情報から、相対取引を含めた月別・時間帯別の卸電力取引全体の取引価格・数量の推移を推定し、全体としての経済厚生の状態を推定することが必要である。

ここで、長期的に見た場合には売手・買手とも発電設備などへの投資により自己の取引条件を改善することが可能であるが、本稿では短・中期的問題のみを扱うものとする。

[図2-1-1-1. 卸電力取引市場の経済厚生評価の基本的構図]



2-1-2. 相対取引による電力取引（常時バックアップ契約制度など）

相対取引については、一般電気事業者など多くの売手側の発電事業者が標準的な電力料金を提示し、小売事業者や最終需要家がこれに個別に契約を申し込んで取引が行われている。

相対取引の多くは、自家発電設備を保有する発電事業者から小売事業者への供給であるが、特に一般電気事業者から小売事業者への供給の大部分は「常時バックアップ契約制度」^{*8}と呼ばれる契約により供給が行われている。

相対取引の電力料金には様々な種類があるが、大きく分けると「季節別・時間帯別電力料金」または「季節別電力料金」の2種類に分類できる。

季節別・時間帯別電力料金:

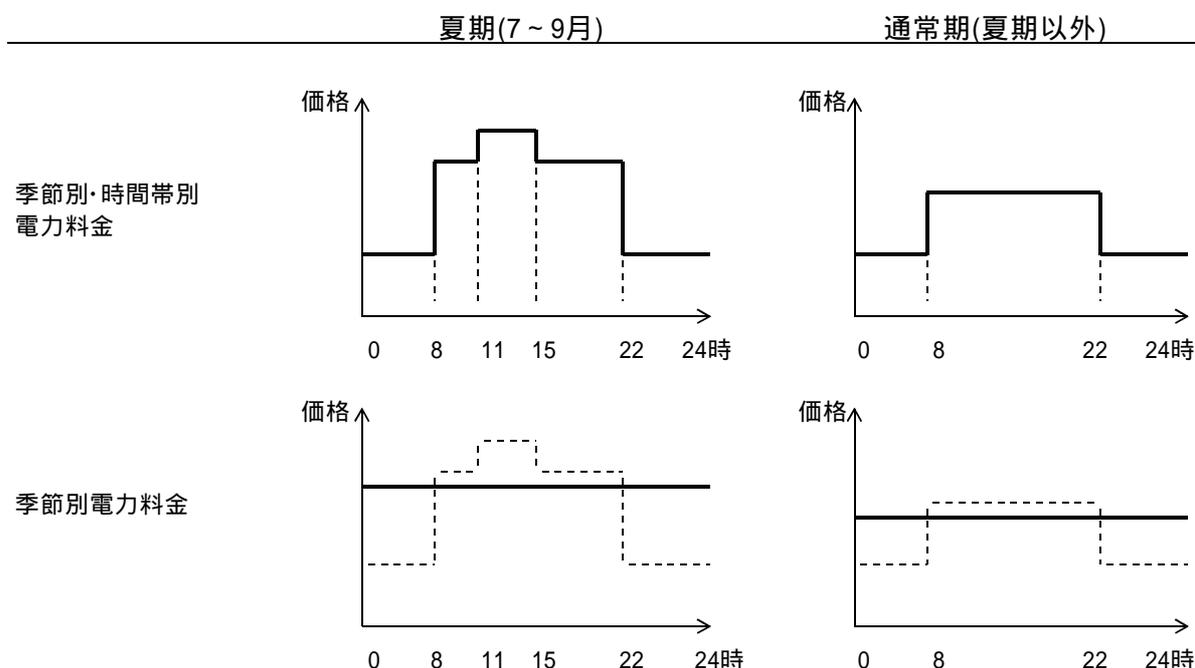
高需要期である夏期とそれ以外の季節別に、1日のうちの昼間(ピーク・それ以外)と夜間の時間帯区別に価格を設定し、各時間帯区分内の単価を月単位で一定とするもの。

季節別電力料金

高需要期である夏期とそれ以外の季節別に 1日のうちの時間帯と無関係に単価を月単位で一定とするもの。

相対取引での価格は、厳密には各需要家の契約容量や力率などで決まる基本料金と毎月の燃料費を基礎に補正され使用電力量に比例して決まる変動料金の2部料金により毎月改定されているが、卸電力取引所での30分毎の価格形成と異なり、基本的に昼夜別の2つの時間帯区分での固定的な単価で取引されているものと考えることができる。

[図2-1-2-1. 相対取引による電力取引の種類と時間帯別単価の類型]



(図注) 夏期に該当する月や昼間に該当する時間の定義については会社別に差異があり一定しないことに注意。

*8 「常時バックアップ取引」については、基本的に規制対象外の相対取引制度であるが、公正取引委員会・経済産業省「適正な電力取引についての指針」(2006.12)において競争制限的行為の禁止などの規定が設けられている。表2-1-2-1. を参照ありたい。

2-1-3. 相対取引・取引所取引を通じた売手・買手の行動 -1 短期的行動

卸電力取引所での取引については、1-2-2. で見たとおり各日30分毎のシングルプライス・オークションにより価格・数量が決定され取引が行われている。

一方、相対取引については、2-1-2. で見たとおり、基本的に月単位で昼夜別の2つの時間帯区分での固定的な単価で取引が行われている。

仮に、特定の月の特定の時間において相対取引と卸電力取引所の価格の間に大きな価格差が生じた場合、翌月以降の売手・買手は価格差に応じてこれを裁定すべく行動を変化させることとなる。

(買手の短期的行動)

買手側においては、相対取引においては契約容量の範囲内であれば任意の購入量を選択でき、卸電力取引所へは日単位で任意の数量・価格で応札することができる。

このため、買手側は相対取引の月単位での価格と卸電力取引所では日単位での価格を比較して、費用の最小化のために短期的に以下の行動をとることとなる。

顧客需要が多く自社発電設備・相対契約容量範囲を超える場合 (E)

- 卸電力取引所価格が相対取引価格より恒常的に高ければ、取引所への応札量を減少させて必要最小限の数量とし、相対取引を限度一杯迄利用する。
- 逆の場合には、価格差が 0 になるまで取引所への応札量を増加させて相対取引量を (0まで)減少させる。

顧客需要が少なく自社発電設備・相対契約容量範囲未満の場合 (S)

- 卸電力取引所価格が相対取引価格より恒常的に高ければ、取引所への応札を 0 として相対取引のみを利用する。
- 逆の場合には、価格差が 0 になるまで取引所への応札量を増加させて相対取引量を (0まで)減少させる。

(売手の短期的行動)

売手側においては、相対取引は月単位でしか価格が改定できないため短期的には所与であるが、卸電力取引所へは日単位で任意の数量・価格で応札することができる。

このため、売手側は相対取引の月単位での価格と卸電力取引所では日単位での価格を比較して、収益の最大化のために短期的に以下の行動をとることとなる。

相対需要が多く自社発電設備容量を超える場合 (L)

- 卸電力取引所価格・相対取引価格と無関係に、取引所に殆ど応札できない。

相対需要が少なく自社発電設備容量範囲未満の場合

- 卸電力取引所価格が相対取引価格より恒常的に高ければ、以下の2つのいずれかとなる。
 - ・ 発電事業者が競争的環境にない場合 (戦略的供給抑制) (N)
収入を最大化すべく取引所への応札量を意図的に抑制し減少させる。
 - ・ 発電事業者が競争的環境にある場合 (C)
価格差が 0 になるまで取引所への応札を増加させる。
- 逆の場合には、以下の2つのいずれかとなる。
 - ・ 発電事業者が競争的環境にない場合 (戦略的供給抑制) (N)
収入を最大化すべく取引所への応札量を意図的に抑制し減少させる。
 - ・ 発電事業者が競争的環境にある場合 (C)
価格が操業停止費用に下落するまで取引所への応札を増加させる。

参考図表 表2-1-3-1. 卸電力取引市場(相対取引・卸電力取引所)を通じた価格・数量変化 -1 短期的変化

2-1-4. 相対取引・取引所取引を通じた売手・買手の行動 -2 中期的行動

2-1-3. の結果から、さらに十分な時間が経過し、売手が相対取引について月単位で設定する価格を変更する場合を考える。

但し、この状態においても売手の発電設備容量は不変であると仮定する。

(買手の中期的行動(=短期的行動))

買手の中期的行動は短期的行動と全く同じであり、買手は費用の最小化のため、購入が可能である限り価格が低い方の取引でなるべく多く購入することとなる。

(売手の中期的行動)

売手側においては、相対取引は月単位で価格を改定できる。

従って、売手側は 2-1-3. の結果を観察した上で、相対取引の価格を変更して収益の最大化を図るために以下の行動をとることとなる。

卸電力取引所価格が相対取引価格を恒常的に超える場合 (M)

- 買手の発電事業者の需要が発電容量と比較して大きい場合 (E)
 - ・ 相対需要が発電容量と等しい程度に大きく供給に余裕がない場合 (MEL) 又は
 - ・ 相対需要が発電容量より小さいが市場が競争的環境にない場合 (MEN)

卸電力取引所での価格が高騰しており、かつ供給が制約されているため、売手は収益が最大化される点まで相対取引価格を徐々に上げることができる。

売手が卸電力取引所の価格を超えて相対取引の価格を上げると、「OEL」又は「OEN」の状態に転移することとなる。

- ・ 相対需要が発電容量より小さいが市場が競争的環境にある場合 (MEC)

卸電力取引所での価格は相対取引価格の近傍まで下落しているが、発電容量に若干の余裕があるため、売手は相対取引価格を卸電力取引所での価格水準まで上げるか据置くこととなる。

売手が卸電力取引所の価格を超えて相対取引の価格を上げると、「OEC」の状態に転移することとなる。

- 買手の発電事業者の需要が発電容量と比較して小さい場合 (S)
 - ・ 相対需要が発電容量と等しい程度に大きく供給に余裕がない場合 (MSL) 又は
 - ・ 相対需要が発電容量より小さいが市場が競争的環境にない場合 (MSN)

卸電力取引所での取引が殆ど行われておらず、かつ供給が制約されているため、売手は相対取引需要が減少しても収益が最大化される点までは相対取引価格を徐々に引上ることができる。

売手が卸電力取引所の価格を超えて相対取引の価格を上げると、「OSL」又は「OSN」の状態に転移することとなる。

- ・ 相対需要が発電容量より小さいが市場が競争的環境にある場合 (MSC)

卸電力取引所での価格は相対取引価格の近傍まで下落しているが、発電容量に余裕があるため、売手は相対取引価格を据置くこととなる。

卸電力取引所価格が相対取引価格を恒常的に下回る場合 (O)

- 買手の発電事業者の需要が発電容量と比較して大きい場合 (E)
 - ・ 相対需要が発電容量と等しい程度に大きく供給に余裕がない場合 (OEL) 又は
 - ・ 相対需要が発電容量より小さいが市場が競争的環境にない場合 (OEN)

卸電力取引所での価格が高騰し相対取引価格の近傍にあり、かつ供給が制約されているため、売手は相対取引需要が減少しても収益が最大化される点

まで相対取引価格を徐々に引上げることができる。

- ・ 相対需要が発電容量より小さいが市場が競争的環境にある場合 (OEC)

卸電力取引所での価格は相対取引価格の近傍まで上昇しているが、発電容量に若干の余裕があるため、売手は相対取引価格を据置か卸電力取引所での価格水準まで引下げることとなる。

売手が卸電力取引所の価格を下回って相対取引の価格を下げると、「MEC」の状態に転移することとなる。
- 買手の発電事業者の需要が発電容量と比較して小さい場合 (S)
 - ・ 相対需要が発電容量と等しい程度に大きく供給に余裕がない場合 (OSL) 又は
 - ・ 相対需要が発電容量より小さいが市場が競争的環境にない場合 (OSN)

卸電力取引所での価格が高騰しており、かつ供給が制約されているため、相対取引需要が減少しても売手はさらに相対取引価格を引上げることができる。
 - ・ 相対需要が発電容量より小さいが市場が競争的環境にある場合 (OSC)

卸電力取引所での価格は相対取引価格の近傍まで上昇しているが、発電容量に余裕があるため、売手は相対取引価格を引下げることとなる。

[表2-1-4-1. 卸電力取引市場(相対取引・卸電力取引所)を通じた価格・数量変化 -2 中期的変化]

価格差・買手の動向	売手の短期動向(卸取引所)	卸取引所での短期変化	売手の中期動向(相対取引)
M 取引所 > 相対			
E 顧客需要大 相対取引調達増加 取引所応札最小化	L 相対需要大(余裕なし)/	MEL・MEN 取引停滞・価格高騰 (高値安定・縮小均衡)	MEL・MEN 相対価格引上げ (OEL・OENへ転移)
	N 相対需要小-非競争的 相対取引供給抑制 取引所応札抑制		
	C 相対需要小-競争的 相対取引供給増加 取引所応札増加	MEC 取引減少・価格下落 (OECと均衡)	MEC 相対価格卸取引水準 迄引上げ・据置き
S 顧客需要小 相対取引調達増加 取引所応札 ほぼ0	L 相対需要大(余裕なし)/	MSL・MSN 取引急減・消滅	MSL・MSN 相対価格引上げ (OSL・OSNへ転移)
	N 相対需要小-非競争的 相対取引供給抑制 取引所応札抑制		
	C 相対需要小-競争的 相対取引供給増加 取引所応札増加	MSC 取引急減・価格暴落 (OSCと均衡)	MSC 相対価格据置き
O 取引所 < 相対			
E 顧客需要大 相対取引調達抑制 取引所応札最大化	L 相対需要大(余裕なし)/	OEL・OEN 取引増加・価格高騰 (MEL・MENへ転移)	OEL・OEN 相対価格引上げ (MEL・MENへ転移)
	N 相対需要小-非競争的 相対取引抑制 取引所応札抑制		
	C 相対需要小-競争的 相対取引減少 取引所応札急増	OEC 取引急増・価格上昇 (MECと均衡)	OEC 相対価格卸取引水準 迄引下げ・据置き
S 顧客需要小 相対取引調達最小化 取引所応札最大化	L 相対需要大(余裕なし)/	OSL・OSN 取引増加・価格上昇 (MSL・MSNへ転移)	OSL・OSN 相対価格引上げ (MSL・MSNへ転移)
	N 相対需要小-非競争的 相対取引抑制 取引所応札抑制		
	C 相対需要小-競争的 相対取引減少 取引所応札急増	OSC 取引急増・価格上昇 (MSCと均衡)	OSC 相対価格卸取引水準 迄引下げ

2-1-5. 相対取引・取引所取引を通じた売手・買手の行動と卸電力取引所での変化

2-1-3.-4 の結果から、現状での相対取引・卸電力取引所取引の制度と関係者の挙動を前提とした場合、卸電力取引所で観察される取引価格・数量の変化については、短・中期的に以下のような挙動が観察されることが予想される。

- 売手の発電事業者の発電設備容量に余裕がない場合と、売手の発電事業者が競争的環境にない場合については、卸電力取引所での取引価格・数量の変化は相対取引の価格変化に応じ月単位で段階的に取引数量の停滞・減少と価格高騰を繰返していくものと予想される。
- 売手の発電事業者の発電設備容量に余裕がない場合と、売手の発電事業者が競争的環境にない場合については、卸電力取引所での取引価格・数量の変化は殆ど同じであり、これを直接的に識別することは困難である。
(両者を識別するためには別途売手の発電設備の稼働率を個々に観察する必要がある。)
- 売手の発電事業者が競争的環境にある場合については、卸電力取引所での取引価格・数量の変化は最終需要家の需要の動向と相対取引の価格変化などを反映し、月単位で緩やかに変動しながら推移していくものと考えられる。

2-1-6. 卸電力市場の経済厚生と卸電力取引所での変化

- 発電事業者の非競争的行為の判断条件 -

2-1-5 の考察から、相対取引・卸電力取引所取引を通じた卸電力取引市場における競争的環境の状態について、以下のような2つの現象が同時に観察された場合には、明らかに卸電力取引市場における競争的環境に問題を生じ経済厚生が損なわれている状態と推定することができる。

卸電力取引所取引の価格・数量

卸電力取引所での取引が月単位で段階的に取引数量の停滞・減少と価格高騰を繰返していること。

発電事業者の発電設備稼働率

上記期間を通じて、発電事業者の発電設備稼働率に常態的に余裕が観察されること。

見方を変えれば、卸電力取引所での取引数量の停滞・減少や価格高騰が再三観察されても、発電事業者の発電設備稼働率が非常に高ければ、発電設備容量が需要に対し不足を生じており長期的に発電設備容量への投資による調整が行われている過程を見ているに過ぎないこととなる。

また、発電事業者の発電設備稼働率に常態的な余裕が観察されても、卸電力取引所での取引数量の停滞・減少や価格高騰が観察されなければ、発電事業者の発電設備容量が需要に対して余剰であり、長期的に発電設備容量の休廃止による調整が行われている過程を見ているに過ぎないこととなる。

以上のような基本的な考え方の下に、次節以下において実際の卸電力取引所取引において公開されている取引数量・価格の時系列でのデータから、具体的にどのようにしてこうした卸電力市場の経済厚生上の問題の発生を識別するかという点について詳しく考察することとする。

2-2. 現実の卸電力取引市場の価格形成と具体的評価分析手法

2-2-1. 卸電力取引所取引の数量・価格変動の判断基準の必要性

2-1. においては、卸電力取引市場での売手・買手の行動がもたらす中・短期的な価格変動と卸電力取引市場の競争環境の関係について概念的に考察したところである。

次に、実際に観察される卸電力取引所取引の価格から、卸電力市場の経済厚生をどのように具体的・定量的に評価分析するかという点について検討を加えることとする。

一般に、卸電力取引の需給においては、競争的環境に問題を生じているか否かと無関係に、燃料価格の変動や発電設備の事故故障など供給側の要因や、猛暑・厳寒などの需要側の要因によって、相対取引及び卸電力取引所取引の取引数量・価格は随時変動して推移している。

2-1. において「卸電力取引所での取引が月単位で段階的に取引数量の停滞・減少と価格高騰を繰返していること。」が、卸電力取引市場における競争的環境に問題を生じている状態を示す1つの条件であることを述べたが、では随時変動する取引数量・価格が具体的にどのような状態になれば数量の停滞・減少と価格高騰と判断できるかを考察する。

2-2-2. 卸電力取引所取引の価格形成と短期限界費用

1) 短期限界費用による価格形成

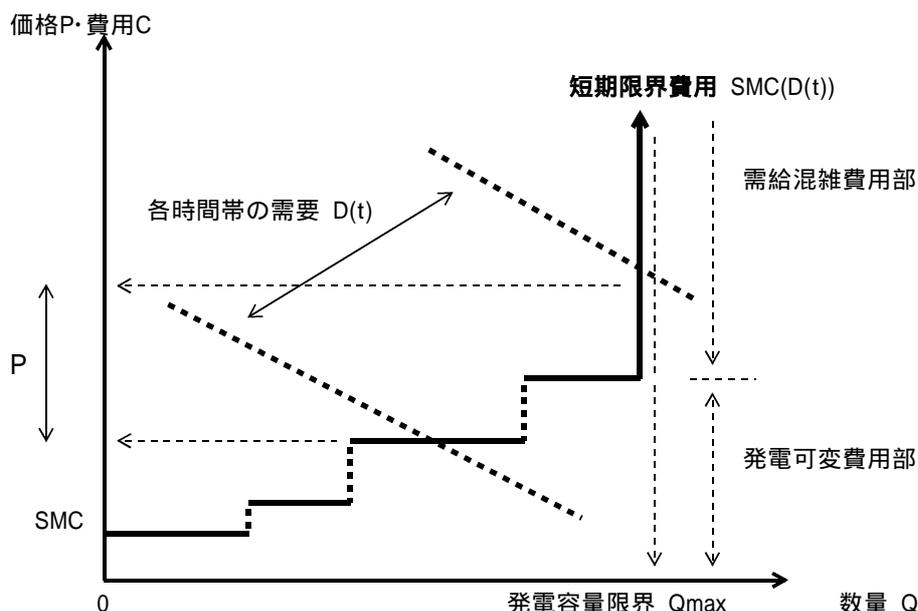
卸電力取引所取引での価格については、市場が完全競争状態にあり、かつ 2-1. で考察したような相対取引との裁定がないと仮定した場合には、各時間帯の需要に対応した短期限界費用で需給均衡が成立すると考えられる。

短期限界費用とは、卸電力取引市場においては発電時の可変費用(燃料費、廃棄物・排煙処理などの操業可変費)と需給逼迫時の混雑費用の合計で構成される。

発電時の可変費用については、石炭火力発電・LNG複合火力発電など各種の発電技術毎に燃料費や操業可変費が異なるため、各時間帯において廉価な順に整理すると右上がりの階段状の曲線として表現される。

需給逼迫時の混雑費用については、各時間帯に利用可能な発電容量の上限近傍においてほぼ垂直に立った直線として表現される。

[図2-2-2-1. 卸電力取引所取引の価格形成と短期限界費用]



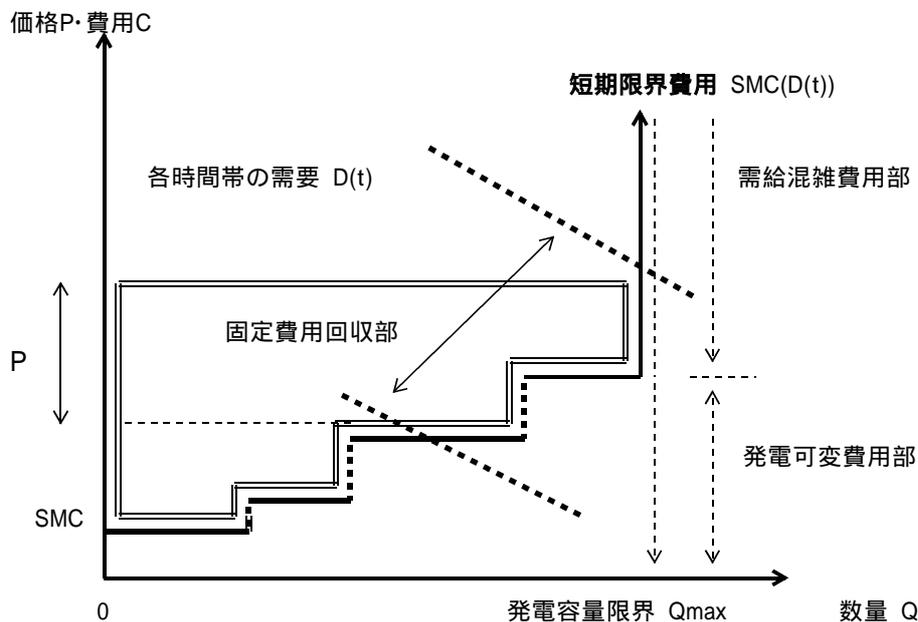
2) 短期限界費用による価格形成と固定費回収

短期限界費用は基本的に発電費用のうち可変費用だけが対象であるため、減価償却費、帰属利払費や修繕費など発電費用のうち固定費用については賄えないように見えるが、実際には各時間帯での需要に対応する価格と当該価格より低い発電設備の短期限界費用の差分が存在するため、当該差分の収入で固定費用が回収されることとなる。

仮に当該固定費用部分の収入が実際の発電に必要であった固定費用を上回る場合には、長期的に発電設備への追加投資や発電事業への新規参入が促進され、発電容量限界が増加し短期限界費用が低下して調整がなされることとなる。

逆に当該固定費用部分の収入が実際の発電に必要であった固定費用を賄えない場合には、長期的に発電設備の休廃止や発電事業からの撤退により発電容量が減少し、混雑費用が発生するなど短期限界費用が増加することにより調整がなされることとなる。

[図2-2-2-2. 卸電力取引所取引の短期限界費用による価格形成と固定費用回収]



2-2-3. 相対取引の価格形成と長期限界費用

相対取引での価格については、市場が完全競争状態にあり、かつ 2-1. で考察したような卸電力取引所取引との裁定がないと仮定した場合には、発電事業者が昼間・夜間の需要に対応した長期限界費用を基礎に価格を設定し、需給均衡が成立すると考えられる。

長期限界費用は、各時間帯の需要に対応した発電時の可変費用と当該需要を賄うために最小限必要な固定費用の合計であり、最小平均費用と考えることができる。

相対取引において発電事業者が卸電力取引所取引のように短期限界費用を用いて価格を設定しない理由は以下の2つであり、いずれも需要量や時間帯の影響を受けない固定的価格を取引に先立って予め設定しなければならないことに起因している。

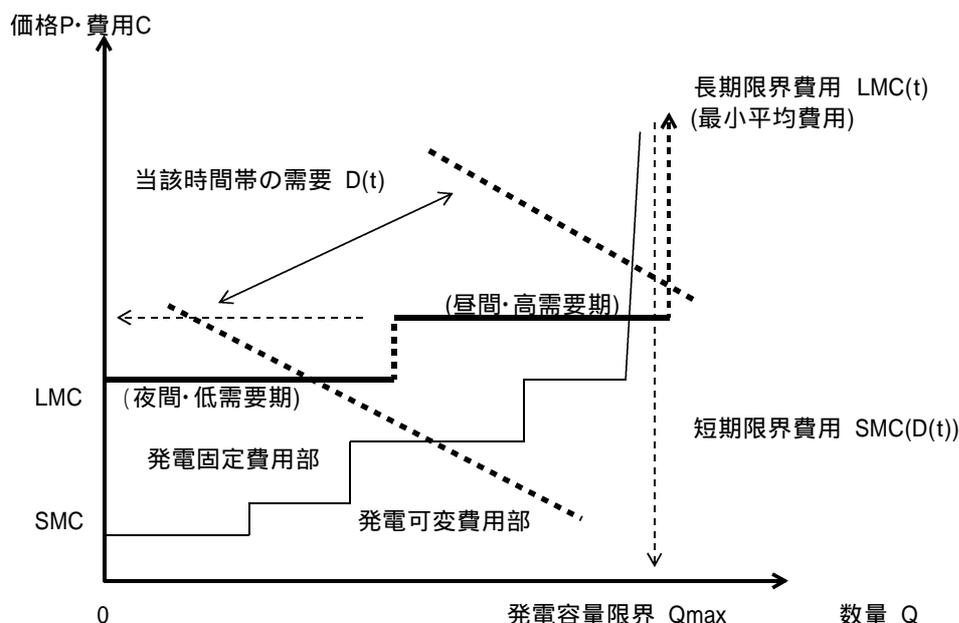
- 相対取引においては、時間帯別の需要量に応じて事後的に価格を変化させることは不可能であり、買手に対して予め提示した価格で電力を提供しなければならないこと
- 相対取引においては、需要量変化による短期限界費用の増減を利用して固定費用の回収を行うことが困難であること

この結果、相対取引において発電事業者は発電に必要な限界費用と最小の固定費用を

予め見積もって長期限界費用を推定し、これに基づく取引価格を月単位で予め提示することによって買手を募集することとなる。

通常、相対取引契約には契約電力容量に上限が定められているため、相対取引契約によって発電容量限界付近の需要に対応することはなく、契約電力容量に達した場合にはそれ以上の供給は打切られることとなる。見方を変えれば、発電容量限界部分で長期限界費用線が垂直に立っていると考えることができる。

[図2-2-3-1. 相対取引の価格形成と長期限界費用]



2-2-4. 相対取引と取引所取引の価格裁定と現実の卸電力取引所価格

日本の卸電力需要については、四季の変化と空調用電力需要の関係から、夏期が大需要期、次いで冬期が需要期であり、春期・秋期は低需要期となっている。

また、事務所や工場などの操業時間の関係から、いずれの季節においても正午を挟む昼間の数時間の時間帯に需要が極めて集中しており、また夜間のうち深夜帯は相対的に需要が極めて小さい状況にある。

このため、昼夜別の長期限界費用(最小平均費用)を基準とする相対取引と、各時間帯別の短期限界費用を基準とする卸電力取引所取引においては、以下のような潜在的な価格差が存在しており、これが裁定された結果が現実の卸電力取引所の取引価格であると考えることができる。

昼間: 短期限界費用 > 長期限界費用(最小平均費用)

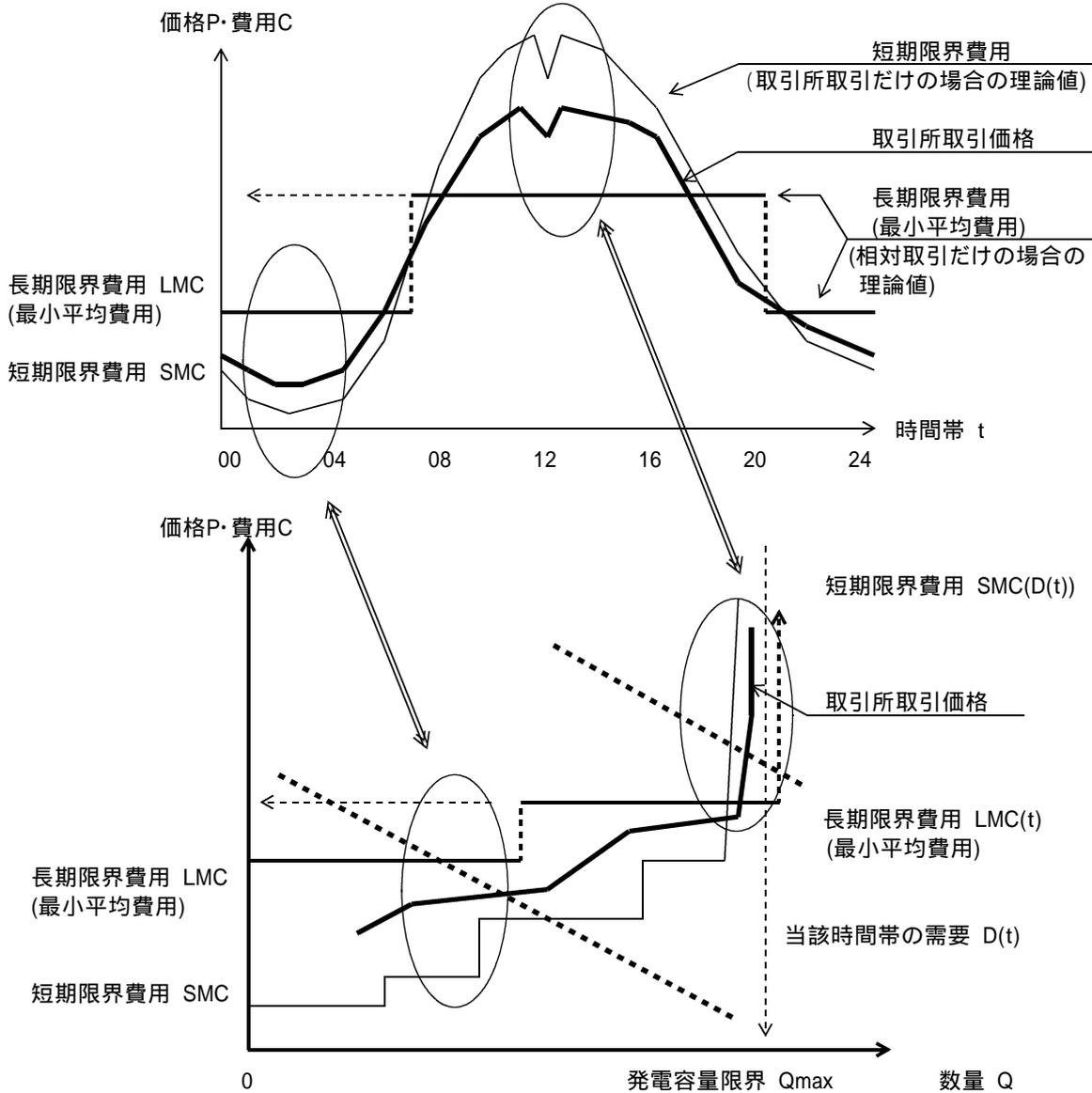
夜間: 短期限界費用 < 長期限界費用(最小平均費用)

従って、両者が裁定された結果である卸電力取引所取引の価格推移は、卸電力取引市場が競争的環境にあるならば、各時点において推計される短期限界費用と長期限界費用の間やその近傍を変動しながら推移するものと考えられる。

この場合、卸電力取引市場価格は常に短期限界費用・長期限界費用のいずれか高い方と低い方の間にあることとなる。

このため、売手である発電事業者は必ずしも確実に固定費を回収できるとは限らず、2-2-2. 2) 同様に、各時点での価格と短期限界費用の関係から固定費の回収水準が決まり、当該固定費の回収の程度に応じて長期的に発電設備容量が調整されていくと考えられる。

[図2-2-4-1. 短期限界費用・長期限界費用と卸電力取引所価格の時間変化]
(競争的環境にある場合)



2-2-5. 卸電力取引市場における売手独占と卸電力取引所価格

1) 売手独占企業の行動と「売手独占利益最大化価格」

2-2-4. の場合と反対に、何らかの理由で競争的環境が損なわれて売手が1社だけになり、新規参入者が現れない状態になった場合を考える。

2-1. で見たとおり、当該売手(「売手独占企業」)は、売手独占企業は市場への供給量を意図的に減少させることによって相対取引価格や卸電力取引所取引価格を徐々に上昇させ、利益を増加させることができる。

最終的に、売手独占企業は利益が最大化される数量及び価格を選択し続けるはずであり、当該数量及び価格は需要曲線と短期限界費用が与えられれば一意に定まる。

従って、当該売手独占企業の利益最大化条件を満たす価格(「売手独占利益最大化価格」)は、需要曲線・短期限界費用が試算できれば容易に推計することができる。

2) インバランス料金制度による「売手独占価格」の上限

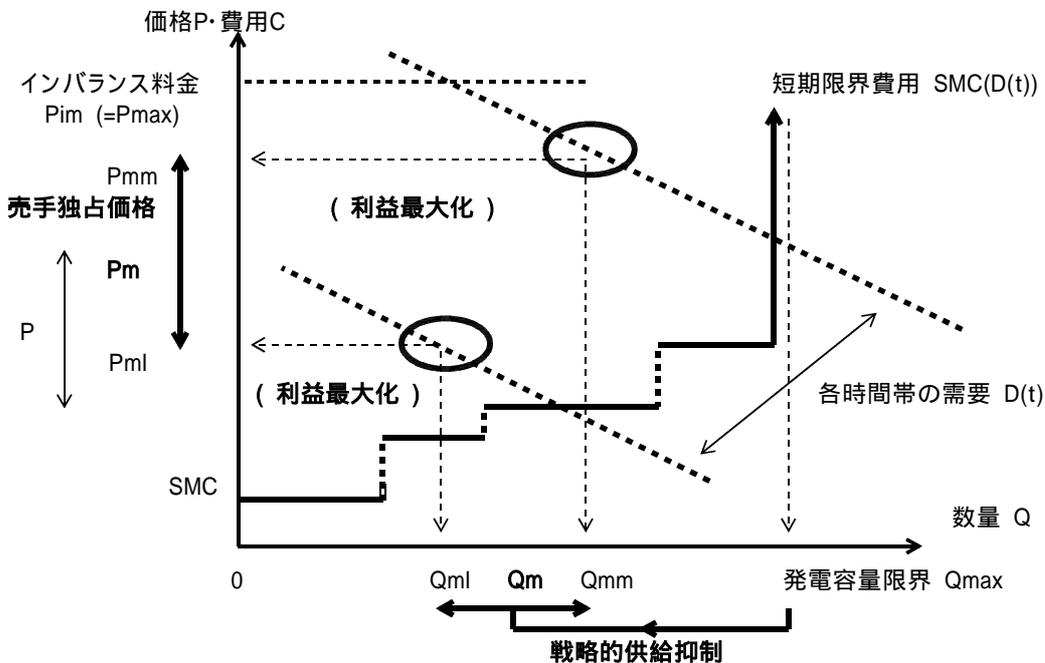
現在の電気事業制度では、大規模停電防止と需要家保護の観点から、何らかの理由で新規参入発電事業者(PPS)などが系統に自らの供給分見合いの電力を入力できなかった場合、一般電気事業者がこれを「肩代り」供給し、料金を新規参入発電事業者(PPS)に請求する「インバランス料金制度⁹⁾」が設けられている。

当該インバランス料金水準は一般電気事業者毎に異なるが、2007年度現在夏季で¥70～90/kWh程度の水準にある。

仮に特定の時間帯で卸電力取引市場価格がインバランス料金を超えてしまうと推定される場合、新規参入発電事業者(PPS)などは意図的に電力を調達せず、一般電気事業者にインバランス料金制度で代理供給してもらう方が合理的となる。

このため、「売手独占価格」は、1) での売手独占利益最大化価格とインバランス料金の低い方を上限とした価格水準になるものと考えられる。

[図2-2-5-1. 卸電力取引所取引における売手独占]



3) 売手寡占の場合

卸電力取引市場の競争的環境が損なわれた場合としては、1)、2) の売手独占状態の他に売手寡占状態が考えられる。

売手が2社以上存在する場合の売手寡占状態としては、クールノー均衡、シュタッケルベルグ均衡などが知られているが、厳密な均衡解を求めるためには売手の企業数を与件としたモデルによる評価¹⁰⁾が必要である。

ここで、売手寡占状態においては、売手企業数が多くなると独占状態に近い状態から完全競争状態に近い方向へと均衡が移動することが知られているため、本稿においては卸電

*9 厳密には、一般電気事業者の供給区域内での「接続供給インバランス料金制度」と、複数の事業者の供給区域を跨いだ場合の「振替供給インバランス料金制度」があるが、これらの料金水準はほぼ同じである。補論3. を参照ありたい。

*10 寡占均衡を前提とした卸電力取引モデルの例としては、参考文献 M. Tanaka "Oligopolistic Competition in the Japanese Wholesale Electricity Market: A Linear Complementary Approach" (2007) RIETI-DP-07-E-023 を参照。

力取引所取引価格を売手独占状態と完全競争状態の間の連続的な指数を用いて評価し、寡占状態を含めてどの程度売手の独占力が働いているかを評価分析するものとする。

2-2-6. 卸電力市場の経済厚生推計のための評価分析指標

2-2-4., -5 の考察をまとめると、卸電力取引所取引価格の推移と卸電力市場に関する各種費用の推計値などを用い、卸電力市場全体の経済厚生について以下のような2つの指数を用いた評価分析を行うことが考えられる。

- 独占力指数 M^{11} - 個別時間帯の状態

各月・各時間帯において推計された売手独占価格を100、長期限界費用・短期限界費用の低い方を 0 とし、現在の卸電力取引所取引価格が両者の間のどの付近にあるかを示すことにより、各時間帯においてどの程度独占力が働いているかを表現する指数。

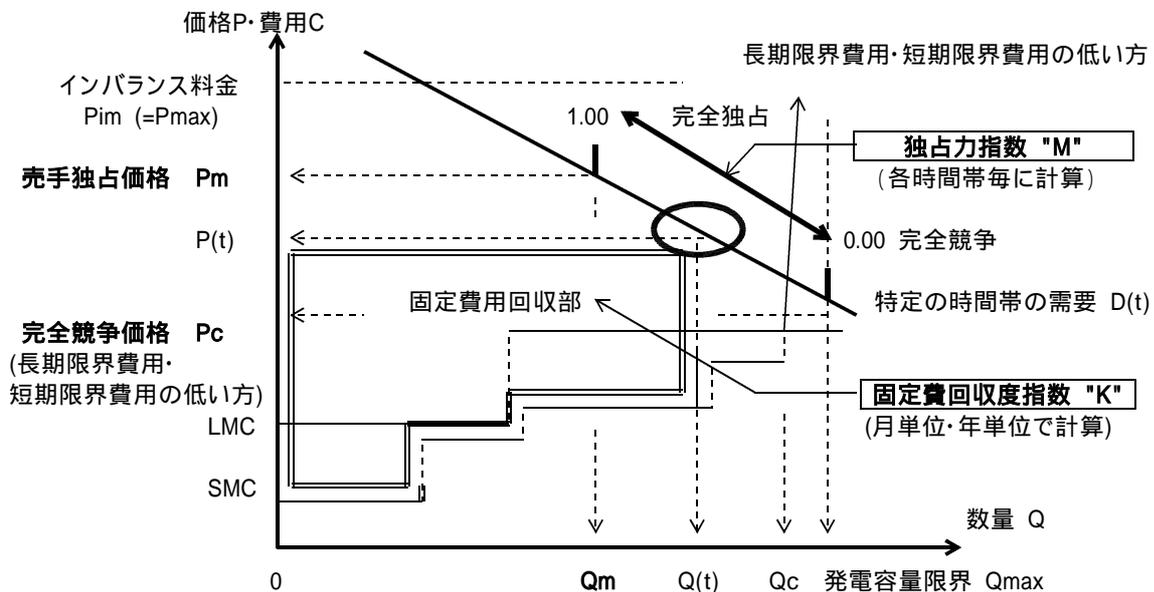
指数が0 近傍で停滞している場合には、現在の卸電力取引市場がほぼ完全競争状態にあり、100に近い値となっている場合には完全独占状態にあると考えられる。

- 固定費回収度指数 K - 月単位・年単位での状態

各季節・各月において推計された発電のための固定費用が、現実の卸電力取引所取引価格の推移によってどの程度回収されたかを示す指数。

指数が100未満である場合には固定費が回収できていないため、長期的に設備容量が減少し価格が上昇して調整が進む状態を示し、指数が100を大きく超える場合には固定費が完全に回収されており、新規参入促進などの競争的環境の整備が必要である状態を示していると推定することができる。

[図2-2-6-1. 卸電力取引の経済厚生推計のための評価分析指標]



*11 一般に、独占力の程度を示す指標としては Lerner Index (現状価格の短期限界費用からの乖離分を現状価格で除した指数) などが用いられるが、卸電力取引所においては需給実績から需要曲線と売手独占価格を直接的に推計できるため、本手法を用いる方が適切であると考えられる。参考のため、本文中の2指数に加えて各期の Lerner Index を計算し参考図表に添付する。

補論4. 「ラーナー指数を用いた評価と独占力指数を用いた評価の比較について」を参照ありたい。

2-2-7. 卸電力市場の経済厚生推計のための指標推計手法

2-2-6. での指数を用いた比較分析を行うため、具体的に本稿で用いた手法について概要を説明する。

特に費用・価格指標の推計手法については、さらに次節以降で詳細に説明する。

1) 卸取引価格の集計整理

卸取引価格の実績値については、同取引所の協力により入手したスポット取引のデータを以下のとおり全部で 2304データ(= 24時間 * 24ヶ月 * 2曜日(平/休日) * 2地域)に整理集計し、各時間帯別に別の財として扱い分析を行うこととする。

a. 試算期間と曜日・地域区分

試算期間については、日本卸電力取引所での取引が開始された2005年4月から、最適電源構成モデルによる試算の外生変数が全て入手可能な2007年3月迄の24ヶ月間とした。

曜日区分については、月別に月～金の平日と土日祝の休日の2区分を設定した。

地域区分については、東(50Hz)地域、西(60Hz)地域の2区分で整理した。

b. 時間帯別月平均処理

スポット価格推移の実績値は、30分毎の価格であること、日単位の入札結果により数値のばらつきが比較的大きいことから、これを24時間別に月単位・平日(月～金曜)/土日祝日単位・地域単位で区分して平均値を計算し、最適電源構成モデルの各種試算結果などと比較可能なよう整理した。

2) 卸電力需要曲線の試算による売手独占価格の推計

各時点での売手独占価格については、スポット取引の価格・数量の時系列推移から、月別・時間帯別の卸電力の需要曲線を推定し、当該需要曲線から売手独占価格を推定して分析を行うこととする。

売手独占価格については、1社の独占利益最大化価格を試算して推計する。

3) 最適電源構成モデルの試算による発電費用の推計

各時点の発電費用については、各時点の電力需要から費用最小化の仮定の下で供給を行った際の固定費用・長期限界費用・短期限界費用を推計する「最適電源構成モデル」を構築しシミュレーションによる分析を行うこととする。

固定費用については、企業財務上の費用から計算された短期での平均費用^{*12}と、全ての電源を新設・再取得し続けると仮定した際の長期での平均費用が考えられるが、本稿では長期での固定費用を指標として比較分析を行うこととする。

長期限界費用については、各地域で稼働している電源を廉価な平均費用(固定費用と可変費用の合計)順に稼働させた場合の最小の平均発電費用を推計し、当該費用を昼間・夜間別に加重平均した値を用いることとする。

短期限界費用については、各地域で稼働している電源を廉価な可変費用順に稼働させた場合の限界発電費用を用いることとする。

各発電費用については、各地域での揚水式水力発電所がその容量一杯迄無制限に利用可能であると仮定した試算値と、揚水式水力発電所が濁水などの技術的制約や企業間の利害相反などにより全く利用できなかったと仮定した試算値^{*13}が考えられるが、卸電力価

*12 電気事業者の企業財務から計算した短期での平均費用においては、既に償却の終了した発電設備が寿命を迎えて新設を要する場合などに平均費用が変動してしまう問題があるため、比較の基準として好ましくないと考えられる。

*13 補論1.「最適電源構成モデル(戒能モデル)の解説」3-3. を参照ありたい。

格との比較の便宜上、これらの試算値を平均した単一の発電費用推移を推計して比較分析を行うこととする。

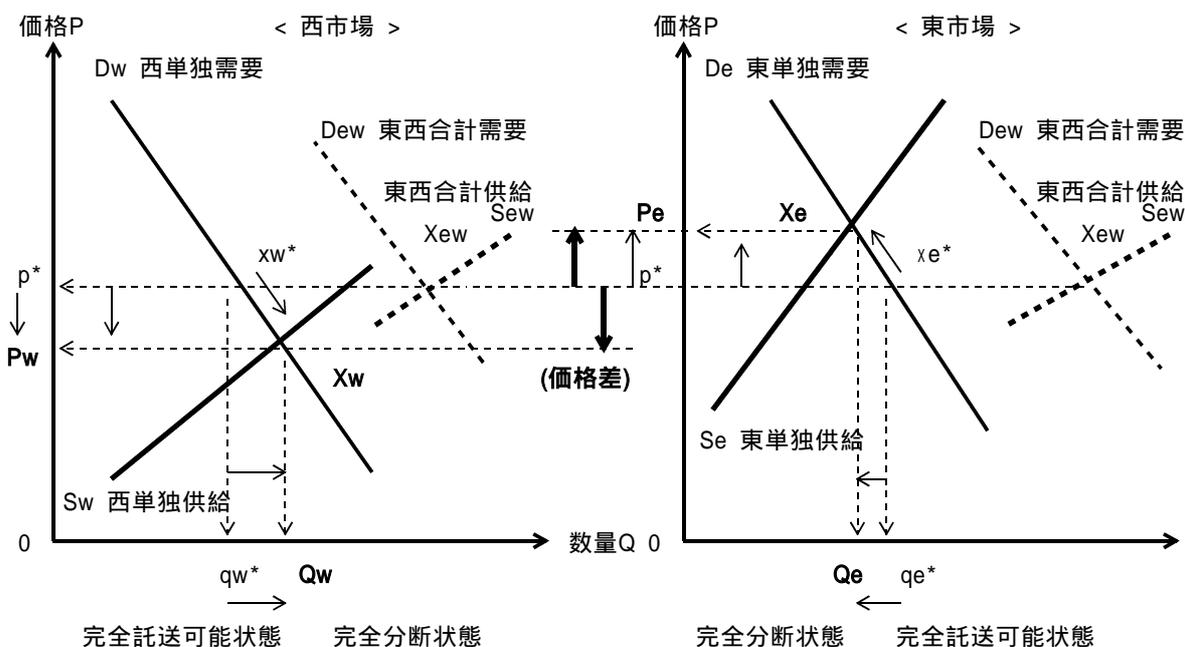
2-2-8. 「東西市場分断」による東西価格差の試算と比較分析手法

仮に託送費用や託送容量・損失に関する制約を考えないものとして、東(50Hz)市場・西(60Hz)市場での託送に何の制約もない状態(「完全託送可能状態」)では、両地域の需要曲線・供給曲線に大きな格差が存在する場合であっても、託送量に制限がないので両地域の需給はともに均衡価格・数量に収束するはずである。

当該「完全託送可能状態」から、東西間の託送容量が徐々に制約されて各地域での供給がそれぞれの単独での需給供給に近づいて行くのならば、制約の大きさに応じ地域毎に価格・数量がそれぞれ変化し、最終的に両市場間の託送量が 0 となった状態(「完全分断状態」)では価格・数量は各地域毎に個別に均衡し、価格に明確な差異が生じるはずである。

従って、最適電源構成モデルを用いた数値シミュレーションにより、「完全託送可能状態」での長期限界発電費用を試算しておき、これを実際の各地域の卸電力価格と比較すれば、東西市場分断の影響を一定の精度^{*14}で評価分析することができると考えられる。

[図2-2-8-1. 「東西市場分断」による影響の評価手法の概念図]



*14 現実の東西間託送においては最低送電容量問題などの電力技術上の問題が存在するため、試算結果との乖離を生じることにご注意いただきたい。

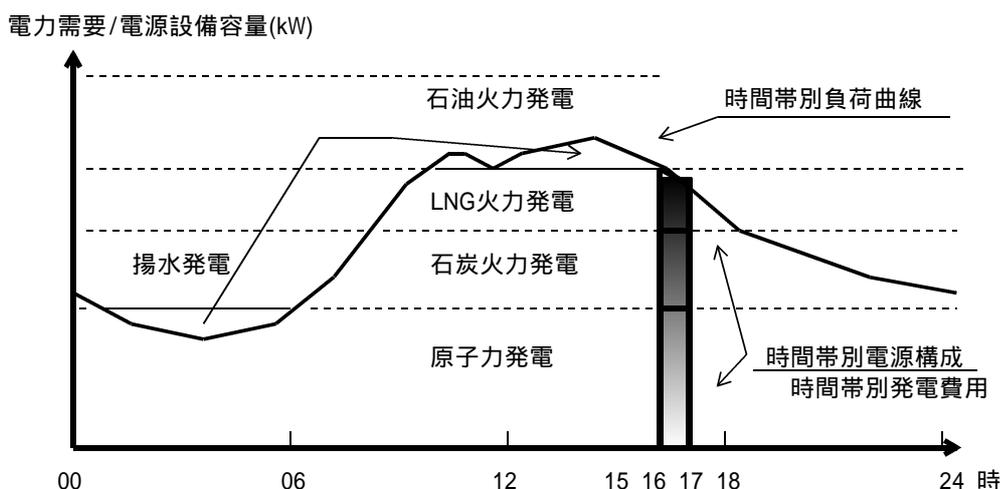
2-3. 時間帯別一般電力需要と卸電力取引需要曲線の推計

2-3-1. 電力の季節別・曜日別・時間帯別負荷曲線の非公開

電力需要は季節別・曜日別・時間帯別に大きく変動しており、各時間帯の発電費用を知るためには、電源設備容量のうちどの電源が稼働していたのかを知る必要上、試算期間内での電力需要の時間帯別負荷曲線の推移を知ることが不可欠である。

しかし、電力の時間帯別負荷曲線の実績値については、有限責任中間法人電力系統利用協議会が経済産業省など省庁での利用を除いて原則非公開としており、これを正確に知ることはできない。

[図2-3-1-1. 電力の時間帯別負荷曲線と発電費用の概念図]



2-3-2. 電力の季節別・曜日別・時間帯別負荷曲線の推計手法

電力の時間帯別負荷曲線に関連する情報としては、電力調査統計において一般電気事業者に関する月別の月間最大電力、最大3日平均電力、電力量需要実績、電源別発電設備利用率などの統計値が公開されている。

仮に、毎月内の全ての平日と全ての土日祝日の時間帯別負荷曲線がそれぞれ同じであると考え、最大3日平均電力は平日平均の最大電力とほぼ等しいものと考えられる。

ここで、平日の最大電力と最小電力の差を100として、平日の他の時間帯や土日祝日の時間帯の需要を指数で推計しておけば、月間の最大3日平均電力と電力量需要実績から平日・土日祝日の全時間帯の電力需要を推計することができる。

このため、各種公開資料などを参考に、6～8月の夏期とそれ以外の通常期、平日・土日祝日の4通りについて各時間帯別の電力負荷指数を推定し、電力調査統計による最大3日平均電力と電力量需要実績から月別・曜日別・地域別の時間帯別負荷曲線を推計した。

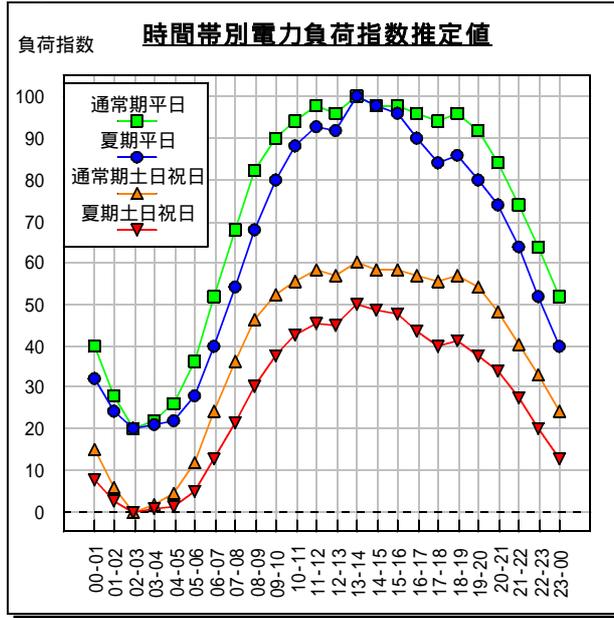
[式2-3-2-1. 電力の季節別・曜日別・時間帯別負荷曲線の推計]

$$WH_m = \int_0^{24} D_{dm}(t) dt$$

$$D_{dm}(t) = (D_{minm} + (D_{maxm} - D_{minm}) * SW(t,c,s))$$

- WH_m : m月の電力量需要 (kWh) / 電力調査統計により地域別に既知
- D_{dm}(t) : m月1日0時から月末日24時迄の時間帯tの電力量需要 (kW)
- D_{maxm} : m月の最大3日平均電力 (kW) / 電力調査統計により地域別に既知
- D_{minm} : m月の最小電力 (目的変数)
- SW(t,c,s) : 時間帯t, 曜日c(平日・土日祝), 季節s(夏/通常)の推定時間帯電力負荷指数(0 < SW < 1)

[図2-3-2-1. 時間帯別電力負荷指数の推定値]



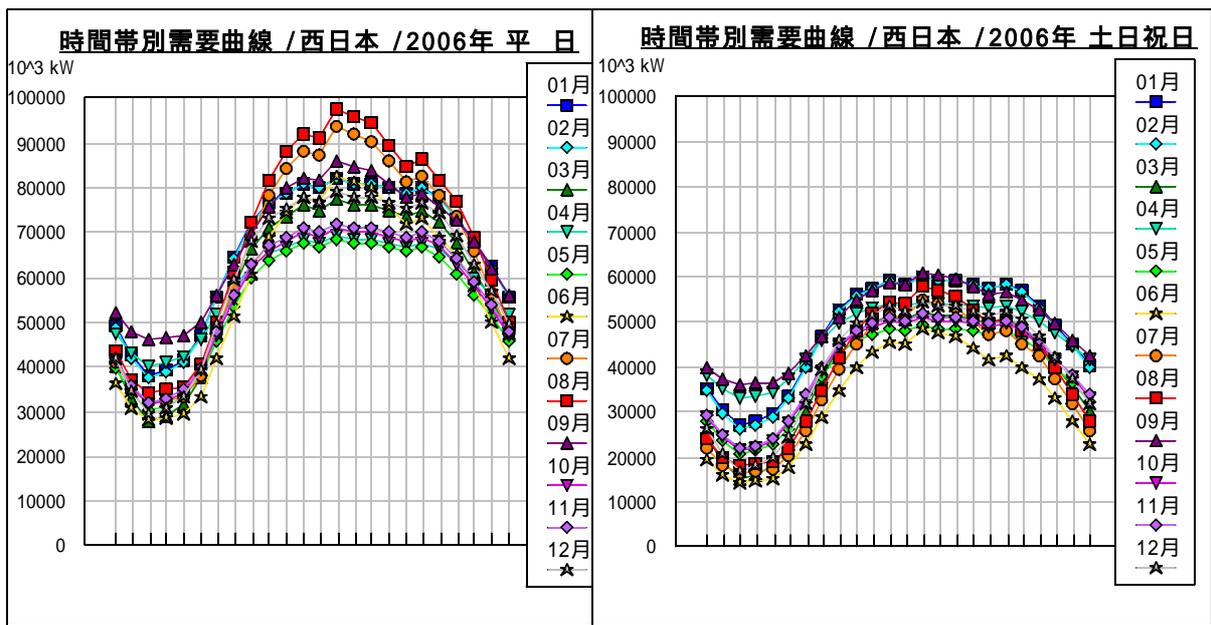
2-3-3. 電力の季節別・曜日別・時間帯別負荷曲線の推計結果と誤差の取扱い

2-3-2. の方法を用いて、2005年4月から2007年3月迄の24ヶ月間の電力の負荷曲線を、地域別・曜日別に推計した。

当該推計結果において、最大3日平均電力と月間総電力量は実績値と一致しているため、筆者が推定した時間帯別の電力負荷指数が個々の時間帯について相当程度の誤差を持つ場合でも、3時間単位で馴染らして見た平均値においては一定の精度を有しているものと考えられる。

従って、次節で解説する最適電源構成モデルなどの試算においては試算を時間帯単位で表示するが、結果の評価は3時間単位での平均値で行い、推定に伴う潜在的誤差の影響を緩和して評価を行うことが適当であると考えられる。

[図2-3-3-3.4 時間帯別電力負荷指数の推定例(2006年・西日本・平日/土日祝日)]



2-3-4. 卸電力取引所取引の約定実績値と時間帯別需要曲線の推定

1) 卸電力取引所取引における約定数量・価格の概況

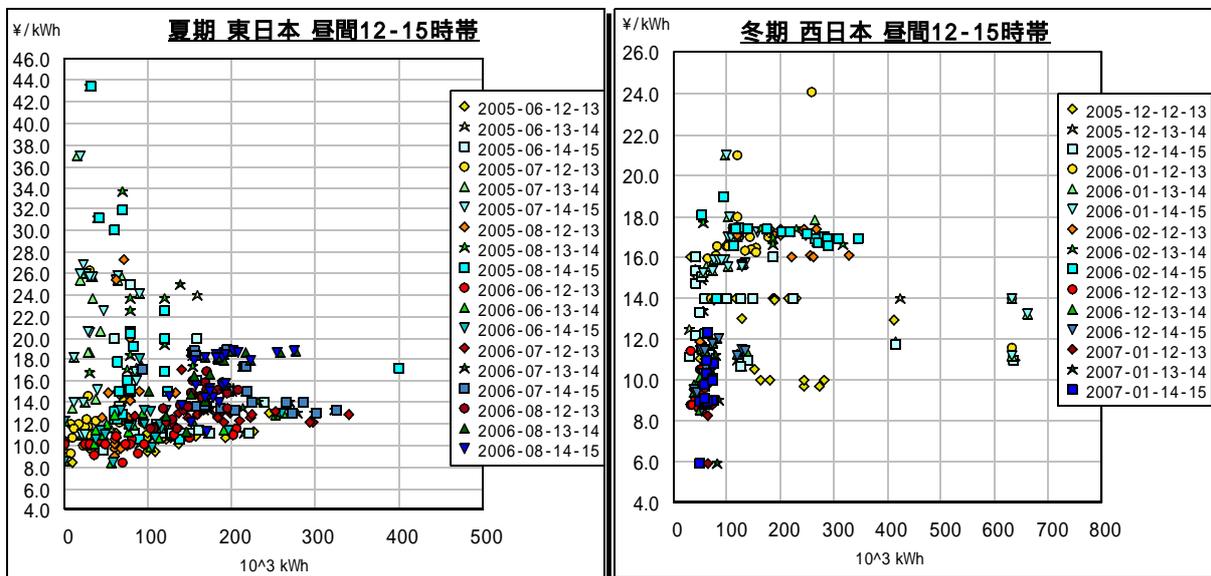
卸電力取引所取引における約定数量・価格については、地域別・季節別・時間帯別の時々々々需給の状況に応じて非常にばらついた分布を示している。

同取引所が創設された2005年4月から2007年3月迄の24ヶ月間でのスポット取引実績値の概況は以下のとおり。

- 最高値	東 ¥ 43.51/kWh (2005年 8月 2日)	西 ¥ 27.59/kWh (2006年 1月27日)
- 最安値	東 ¥ 3.30/kWh (2006年 5月 6日)	西 ¥ 3.50/kWh (2006年 5月 7日)
- 平均約定価格	平日月-金 東 ¥ 9.88/kWh	平日月-金 西 ¥ 10.01/kWh
	土日祝日 東 ¥ 8.03/kWh	土日祝日 西 ¥ 8.80/kWh
- 平均約定数量	平日月-金 東 85.87 MWh / h	平日月-金 西 144.85 MWh / h
	土日祝日 東 86.68 MWh / h	土日祝日 西 163.58 MWh / h

参考迄に最高値を記録した東西各地域の該当時間帯の約定数量・価格^{*15}分布を示す。

[図2-3-4-1.,-2 東西地域別卸電力取引約定数量・価格実績の例]



2) 時間帯別需要曲線の推定手法

卸電力取引市場における売手独占価格を知る上では、卸電力市場における約定数量・価格の実績から時間帯別需要曲線を推定することが不可欠である。

このため、2005年4月から2007年3月迄の24ヶ月間の日本卸電力取引所のスポット取引価格及び数量のうち、「市場分断処理」後の価格・数量を1時間単位で東西地域毎・時間帯毎・曜日毎に整理することにより、地域別時間帯別需要曲線の推計を試みた。

詳細な推定手法・結果は補論2. に譲るが、概略以下の手順により卸電力取引市場の約定数量・価格を分析し、時間帯別の価格弾性値や需要曲線の形状を推計した。

- a. 東西各地域別の卸電力取引市場の約定数量を季節別・時間帯別に集計し、約定価格、当該月の最大3日平均電力で対数線形回帰によりパネルデータ分析する。
- b. a. の結果のうち、価格弾性値が有意に負で需要線を示しているものを、地域別・季節別・時間帯別に抽出し、有意な値が観測されなかった部分を補間・補外する。

*15 図は1時間平均値であるため30分平均値の最高値とは一致しない。

2-4. 最適電源構成モデルを用いた時間帯別発電費用の推計

2-4-1. 電力需給の特殊性と供給費用最小化問題

電力の需給については、電力の技術的特性から大規模・長期間の電力貯蔵が困難であり、需要量に見合った発電容量が常時稼働し供給を行わなければ停電や電圧・周波数異常を引起し甚大な経済的被害が発生してしまうという特殊な性質(「同時同量性」)が存在する。

このような性質がない一般の財サービスでは、供給在庫の保持や顧客の待機により短期的な需給調整が容易であり、設備容量制約の問題は通常は顕在化しないため、供給費用の最小化の問題は、平均費用が最も廉価な供給設備を投資・整備し、限界費用に応じて高い稼働率で順に運用せよという単純な結果に帰結する。

ところが、電力需給については、季節・曜日・時間帯により変動する電力需要に対して供給設備の容量制約の下で同時同量的に供給を行わなければならない、また稼働率に応じた電源別の費用特性が大きく異なることから、供給費用の最小化の問題は、各時点での電力需要を与件とし、以下の2つの問題別に経路依存性を考慮した上で解くことが必要である。

- a. 長期的視点からの発電設備投資に関する「平均費用の最小化」問題
- b. 過去の a. に基づく投資決定の結果構築された発電設備容量について、短期的視点からの設備別運用に関する「限界費用の最小化」問題

2-4-2. 一般の電力発送電モデルの問題点

一般の電力の地域間発送電モデルでは、短期限界費用を燃料費のみとし、原子力発電や水力発電の出力を一定に固定して火力発電の燃料費のみを廉価な順に整理した"Merit order" を供給曲線と見なして需給均衡解を求める方法が多く用いられている。

この方法は、相対価格に基づく発送電の状況をシミュレーションするには便利な近似法ではあるが、本問題のように実際の電力取引における市場価格の妥当性を評価する際には、以下のような問題点があり不適切であると考えられる。

1) 短期限界費用の水準の問題

火力発電における短期限界費用については、燃料費に加えて、廃棄物処理費、廃水処理費、排煙処理費などの操業可変費を考慮しなければならない、燃料費のみを短期限界費用と見なすことは、価格水準と比較する際には適切ではないこと。

また、原子力発電や水力発電においても、廃棄物処理費や薬品・油脂・消耗品費などの操業可変費が存在しており、短期限界費用がないと見なすことは誤りであること。

2) 原子力発電・流下式水力発電の出力変化の問題

原子力発電・流下式水力発電は、現実には定期検査や補修、降水量などの影響を受けて季節単位・月単位で稼働率が変化しており、出力を一定に固定した状態での試算は不正確であること。

3) 揚水式・貯水式水力発電の運転形態の問題

揚水式・貯水式水力発電のように、一日のうちで負荷率の高い特定の時間帯にのみ発電し負荷率の低い時間帯に揚水用電力を消費するといった非線形的な稼働を行う電源の存在を無視したり、これらの電源の出力を一定に固定して試算した場合、本来揚水式・貯水式水力発電が担当しているはずの負荷率の高い時間帯の電源として実際には動いていない火力発電を選択してしまうなど、日最大需要・日最低需要付近についての試算結果が著しく不正確となってしまうこと。

2-4-3. 最適電源構成モデルの試算に必要な初期条件と外生変数

2-4-3-1. のような電力需給の特殊性を考慮した上で、各時点での電力需要の時間的推移と各種電源設備の技術的諸元値を与件とし、長期的視点からの平均費用の最小化、短期的視点での限界費用の最小化という2つの条件を満たす発電設備投資と各時間帯の設備別運用を解として与える数値シミュレーションモデルが最適電源構成モデルである。

最適電源構成モデルには財団法人電力中央研究所長期電源構成モデル("OPTIGEN")などが存在するが、ここでは最も単純なモデルである筆者作成の「戒能モデル」^{*16}を用いて評価分析を行う。

最適電源構成モデルを用いた数値シミュレーションにより、電力需給から各種費用の試算を行う際には、各種の初期条件と外生変数を与える必要がある。

[表2-4-3-1. 最適電源構成モデルの試算に必要な初期条件と外生変数]

- 1) 初期条件
 - a. 試算期間と曜日・地域区分設定
 - b. 試算開始時点での発電設備種類別容量構成
 - c. 発電設備種類別操業可変費
- 2) 外生変数
 - d. 各時点での電力需要推移
 - e. 各時点での発電設備別補修・検査・湯水停止状態推移
 - f. 各時点での種類別エネルギー源価格推移

2-4-4. 最適電源構成モデルの初期条件

1) 最適電源構成モデルでの試算期間と曜日・時間帯・地域区分設定

試算期間については、日本卸電力取引所での取引が開始された2005年4月から2ヶ年経過後の2007年3月末迄とした。

曜日区分については、月別に月～金の平日と土日祝の休日の2区分^{*17}を設定し、時間帯については1時間単位で設定した。

地域区分については、東日本(50Hz)地域、西日本(60Hz)地域及び全国の3地域区分で試算した。設定した各地域区分内での送電制約は考慮していない。

2) 試算開始時点での発電設備種類別容量構成

試算開始時点での地域別発電設備種類別容量構成については、電力調査統計月報・電力需給の概要における一般電気事業者・卸電気事業者等の2003年度末時点^{*18}で稼働中の主要な設備容量を以下の区分で地域別に分類し容量構成として使用した。

- a. 火力発電: 石油火力発電、LNG在来火力発電、LNG複合火力発電、石炭火力発電、他火力発電(鉄鋼系ガス・製油所ガスなど)
- b. 原子力発電
- c. 水力発電: 揚水式発電、貯水式発電、流下式発電

*16 最適電源構成モデルの試算原理や「戒能モデル」自体の詳細な説明は補論を参照ありたい。

*17 各月の曜日別別電力需要については、月曜～金曜の平日がほぼ同じパターンで時間推移し、日曜・祝日がほぼ同じパターンで時間推移し土曜日が両者の中間的傾向を示すことが知られており、月～金曜日の平日と土日祝の休日の2区分で試算を行っている。

*18 一般電気事業者・卸電気事業者等の発電所別運用状況に関する情報は、2005年4以降電力調査統計において会社別運用状況に変更され発電所別には公開されなくなったため、試算期間の実数値は利用できない。

地熱発電・風力発電・ガスタービン・内燃力発電などの電源は全体に占める発電容量の構成比が非常に小さいため捨象した。

新規参入発電事業者(PPS)については、電力調査統計月報において事業者が保有する発電所について2004年4月から調査が開始されているが、新規参入発電事業者の電力供給の大部分を占める外部からの購入電力について発電容量・所在地域・使用燃料・稼働実績・発電効率などの諸元が全く不明であるため試算から除外した。

3) 発電設備種類別操業可変費

操業可変費については、火力発電については一般電気事業者10社の1989～2003年度財務諸表上の費用から各社発電種類別発電電力量実績などの説明変数を用いた重回帰分析により推計した。

原子力発電・水力発電については総合資源エネルギー調査会試算値や各種文献による実勢値を参考に推定した。

2-4-5. 最適電源構成モデルの外生変数

1) 各時点での電力需要推移

試算期間の時間帯・曜日・地域区別の電力需要実績については、電力調査統計における地域別の最大電力需要、3日最大電力の実績値から推計した 2-3. の数値を用いる。

2) 各時点での発電設備別補修・検査・湯水停止状態推移

試算期間での発電設備別補修・検査停止については、以下のとおり推計した。

- a. 火力発電 : 補修・検査停止は各発電所が稼働していない季節・曜日・時間帯に随時実施されているものと仮定した。
- b. 原子力発電: 各月の電力調査統計による発電電力量実績値から、運転中の原子力発電所の稼働率が100%であるとして補修・検査停止中の発電容量を推計した。
- c. 水力発電 : 揚水式発電・貯水式発電については火力発電同様に仮定し、流下式発電については原子力発電同様に発電電力量実績から補修・検査・湯水停止中の発電容量を推計した。

3) 各時点での種類別エネルギー源価格推移

火力発電の種類別エネルギー源価格については、日本貿易統計(通関統計)による月別エネルギー別平均輸入価格と石油石炭税など各種公租公課の税率から各月の名目価格を推計し、2003年度の発電所別在庫水準実績から石油火力発電については在庫2ヶ月、LNG・石炭火力発電については在庫1ヶ月として先入先出法により消費されていくものと仮定して価格を推計した。

ここで、各エネルギー源の港湾から発電所迄の輸送費や、商社やコールセンターから調達した際の各種手数料などは考慮していない。

原子力発電・流下式水力発電のエネルギー源価格は操業可変費の内数と見なしている。

揚水式発電については、揚水用動力として使用する夜間電力の電源構成と各電源の限界発電費用から加重平均により揚水用動力費用を推定し、これを揚水式発電の総合効率で除してエネルギー源価格と見なしている。

3. 卸電力取引市場の経済厚生分析・評価

3-1. 春期(3～5月・低需要期)の分析・評価結果

3-1-1. 春期・平日(月～金曜)の卸電力取引市場

春期・平日は典型的な低需要期にあたり、東・西いずれの地域においても卸電力取引所での平均的な取引数量は 2005年4～5月で 5万kWh/h未満、2006年3～5月で 5～15万kWh/h程度となっており、市場規模が非常に小さい状況で推移している。

春期・平日の卸電力取引所取引価格推移から独占力指数などを推計したところ、東・西いずれの地域においても独占力指数は +0.1～+0.2程度、固定費回収度指数は 0.5～0.8程度で推移しており、春期平日の卸取引市場は競争的な状態であったと推定される。

[表3-1-1-2. 春期・平日(月～金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移 (抄)]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
独占力指数	0.14	0.14	0.11	0.13	0.22	0.12	0.16	0.10	0.12	0.18	0.19	0.12
昼間(06-18)	0.12	0.12	0.10	0.13	0.22	0.11	0.13	0.09	0.09	0.18	0.22	0.10
夜間(18-06)	0.15	0.17	0.13	0.13	0.18	0.12	0.18	0.13	0.16	0.16	0.16	0.14
固定費回収	0.58	0.56	0.61	0.64	0.71	0.63	0.61	0.53	0.65	0.73	0.77	0.67

参考図表

- 図3-1-1- 1.～ 6. 春期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)
- 図3-1-1- 7.～ 12. 春期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)
- 図3-1-1-13.～ 18. 春期・平日の卸電力取引市場独占力指数推移
- 表3-1-1-1. 春期・平日の(月～金曜)の卸電力取引概況
- 表3-1-1-2. 春期・平日(月～金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移

3-1-2. 春期・土日祝日の卸電力取引市場

春期・土日祝日は 1年のうち需要が最低水準となる期間・曜日である。

卸電力取引所での平均的な取引数量は、東・西地域とも2005年4～5月では 5万kWh/h未満であったが、2006年3～5月では西地域で需要が徐々に増加し 30万kWh/h程度となっている。

春期・平日の卸電力取引所取引価格推移から独占力指数などを推計したところ、東・西いずれの地域においても独占力指数は +0.1程度、固定費回収度指数は 0.6～0.8程度で推移しており、春期土日祝日の卸取引市場は競争的な状態であったと推定される。

[表3-1-2-2. 春期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移 (抄)]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
独占力指数	0.11	0.10	0.10	0.09	0.11	0.11	0.09	0.09	0.10	0.08	0.08	0.12
昼間(06-18)	0.11	0.09	0.10	0.08	0.11	0.10	0.09	0.06	0.09	0.08	0.07	0.12
夜間(18-06)	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.12	0.09	0.13	0.11	0.09	0.09	0.12
固定費回収	0.62	0.61	0.68	0.66	0.70	0.71	0.65	0.59	0.74	0.70	0.77	0.78

参考図表	図3-1-2- 1. ~ - 6. 春期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)
	図3-1-2- 7. ~ -12. 春期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)
	図3-1-2-13. ~ -17. 春期・土日祝日の卸電力取引市場独占力指数推移
表3-1-2-1.	春期・土日祝日の卸電力取引概況
表3-1-2-2.	春期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移

3-2. 夏期(6~8月・高需要期)の分析・評価結果

3-2-1. 夏期・平日(月~金曜)の卸電力取引市場

夏期・平日は 1年中で需要が最大となる期間・曜日であるが、東・西いずれの地域においても卸電力取引所での平均的な取引数量は2005年6~8月で 5万kWh/h程度であったものは、2006年6~8月で 20~30万kWh/h程度の規模に拡大している。

夏期・平日の卸電力取引所取引価格推移から独占力指数などを推計したところ、東・西いずれの地域においても独占力指数は +0.1以下と非常に低く、固定費回収度指数は 0.2~0.6程度で推移しており、夏期平日の卸取引市場は「ほぼ完全競争状態」に近い極端に競争的な状態であったと推定される。

特に、幾つかの時間帯で独占力指数がわずかに負となっており、卸電力取引所での取引価格が短期限界費用の前後で変動しながら推移していた点が注目される。

[表3-2-1-2. 夏期・平日(月~金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移(抄)]

時間帯 k-index	東日本						西日本					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
独占力指数	0.05	0.10	0.05	0.06	0.04	0.04	0.01	0.01	0.03	0.11	-0.01	0.02
昼間(06-18)	0.04	0.09	0.06	0.05	0.04	0.05	-0.00	0.00	0.03	0.08	-0.03	-0.00
夜間(18-06)	0.07	0.01	-0.02	0.09	0.03	0.04	0.07	0.02	0.02	0.15	0.05	0.05
固定費回収	0.55	0.60	0.47	0.59	0.62	0.64	0.23	0.23	0.26	0.59	0.45	0.44

参考図表	図3-2-1- 1. ~ - 6. 夏期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)
	図3-2-1- 7. ~ -12. 夏期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)
	図3-2-1-13. ~ -18. 夏期・平日の卸電力取引市場独占力指数推移
表3-2-1-1.	夏期・平日(月~金曜)の卸電力取引概況
表3-2-1-2.	夏期・平日(月~金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移

3-2-2. 夏期・土日祝日の卸電力取引市場

夏期・土日祝日の卸電力取引所での平均的な取引数量は平日とほぼ同様の傾向にあり、2005年6~8月で 5~10万kWh/h程度であったものが、2006年6~8月で 20~30万kWh/h程度に拡大している。

夏期・土日祝日の卸電力取引所取引価格推移から独占力指数などを推計したところ、東・西いずれの地域においても独占力指数は +0.1前後であり、固定費回収度指数は 0.6~0.7程度で推移しており、夏期土日祝日の卸取引市場は競争的な状態であったと推定される。

夏期・平日と比較して土日祝日の固定費回収度指数が高い理由は、土日祝日においては日負荷曲線の変動が急峻ではなく、固定費の高い低稼働の石油火力発電などが投入されていないためと推察される。

[表3-2-2-2. 夏期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移(抄)]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
独占力指数	0.13	0.15	0.08	0.09	0.09	0.09	0.11	0.14	0.13	0.12	0.07	0.08
昼間(06-18)	0.13	0.18	0.10	0.09	0.11	0.09	0.11	0.16	0.15	0.12	0.07	0.09
夜間(18-06)	0.11	0.07	0.05	0.10	0.08	0.08	0.11	0.08	0.08	0.11	0.08	0.08
固定費回収	0.66	0.64	0.57	0.62	0.68	0.62	0.68	0.69	0.58	0.69	0.72	0.66

参考図表 図3-2-2- 1. ~ - 6. 夏期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)
 図3-2-2- 7. ~ -12. 夏期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)
 図3-2-2-13. ~ -18. 夏期・土日祝日の卸電力取引市場独占力指数推移
 表3-2-2-1. 夏期・土日祝日の卸電力取引概況
 表3-2-2-2. 夏期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移

3-3. 秋期(9～11月・低需要期)の分析・評価結果

3-3-1. 秋期・平日(月～金曜)の卸電力取引市場の独占力指数

秋期・平日は典型的な低需要期にあたり、東・西いずれの地域においても卸電力取引所での平均的な取引数量は 2005年4～5月で 10～20万kWh/h程度、2006年3～5月で 5～15万kWh/h程度となっており、市場規模が非常に小さい状況にある。

秋期・平日の卸電力取引所取引価格推移から独占力指数などを推計したところ、東・西いずれの地域においても独占力指数は +0.1～0.2前後、固定費回収度指数は 0.6～0.8程度で推移しており、秋期平日の卸取引市場は競争的な状態であったと推定される。

[表3-3-1-2. 秋期・平日(月～金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611
独占力指数	0.19	0.15	0.11	0.13	0.11	0.14	0.13	0.15	0.15	0.15	0.18	0.17
昼間(06-18)	0.23	0.14	0.10	0.17	0.11	0.14	0.14	0.13	0.11	0.19	0.20	0.18
夜間(18-06)	0.12	0.14	0.12	0.06	0.08	0.13	0.08	0.16	0.20	0.08	0.13	0.16
固定費回収	0.72	0.61	0.58	0.67	0.66	0.69	0.71	0.64	0.65	0.71	0.73	0.77

参考図表 図3-3-1- 1. ~ - 6. 秋期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)
 図3-3-1- 7. ~ -12. 秋期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)
 図3-3-1-13. ~ -18. 秋期・平日の卸電力取引市場独占力指数推移
 表3-3-1-1. 秋期・平日(月～金曜)の卸電力取引概況
 表3-3-1-2. 秋期・平日(月～金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移

3-3-2. 秋期・土日祝日の卸電力取引市場の独占力指数

秋期・土日祝日は典型的な低需要期にあたるが、卸電力取引所での平均的な約定数量は、東・西地域とも 10～20万kWh/h程度の需要規模で推移している。

秋期・平日の卸電力取引所取引価格推移から独占力指数などを推計したところ、東・西いずれの地域においても独占力指数は +0.1前後、固定費回収度指数は 0.6～0.8程度で推移しており、秋期土日祝日の卸取引市場は競争的な状態であったと推定される。

[表3-3-2-2. 秋期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611
独占力指数	0.09	0.11	0.12	0.07	0.10	0.10	0.11	0.10	0.12	0.08	0.10	0.11
昼間(06-18)	0.11	0.12	0.12	0.09	0.10	0.11	0.13	0.10	0.12	0.10	0.11	0.12
夜間(18-06)	0.07	0.10	0.11	0.06	0.10	0.10	0.06	0.10	0.12	0.06	0.10	0.10
固定費回収	0.59	0.65	0.71	0.58	0.69	0.70	0.63	0.72	0.77	0.63	0.74	0.74

参考図表 図3-3-2- 1.～ 6. 秋期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)
 図3-3-2- 7.～ 12. 秋期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)
 図3-3-2-13.～ 18. 秋期・土日祝日の卸電力取引市場独占力指数推移
 表3-3-2-1. 秋期・土日祝日の卸電力取引概況
 表3-3-2-2. 秋期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移

3-4. 冬期(12～2月・高需要期)の分析・評価結果

3-4-1. 冬期・平日(月～金曜)の卸電力取引市場の独占力指数

冬期・平日は典型的な高需要期であるが、特に2005年12月～2006年2月は甲信越地方を中心に記録的な厳寒・豪雪となり、電力需要が特異的に増加した。一方、2006年12月～2007年1月は暖冬であり、東・西日本とも電力需要は特異的に低調であった。

卸電力取引においてもこのような気象条件の影響を受け、2005年12月～2006年2月の西日本では 30～35万kWh/hの規模で取引が行われたが、2006年12月～2007年1月の期間での平均的な約定数量は東日本・西日本とも 10万kWh/h程度に止まっている。

1) 2005年度冬期

2005年度冬期・平日の卸電力取引所取引価格推移から独占力指数などを推計したところ、東・西いずれの地域においても独占力指数は +0.2～0.4前後、固定費回収度指数は 0.7～1.1程度で推移しており、卸取引市場においては電力需要の特異的な増加を背景に、売手が非常に優位な状態であったものと推定される。

さらに時間帯別に見た場合、東日本においては昼間において独占力指数が0.4に達しているのみであるが、西日本においては夜間に独占力指数が0.7程度と非常に高い値となっていたことが注目される。

当該期間において発電容量の限界による供給制約が生じたのか、あるいは売手が独占力を行使して供給制限を行ったのかという点については、厳密には設備稼働率の状況が不明であるために、直接的に判断することは困難である。

2) 2006年度冬期

2006年度冬期・平日の卸電力取引所取引価格推移から独占力指数などを推計したところ、東・西いずれの地域においても独占力指数は +0.1以下と非常に低く、固定費回収度指数は 0.5～0.6程度で推移しており、前年度と正反対に、卸取引市場は「ほぼ完全競争状態」に近い極端に競争的な状態であったと推定される。

[表3-4-1-2. 冬期・平日(月～金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702
独占力指数												
M												
月～金・平日	0.12	0.28	0.26	-0.02	0.01	0.03	0.18	0.42	0.42	0.03	0.05	0.07
昼間(06-18)	0.14	0.34	0.29	-0.03	0.00	0.04	0.07	0.36	0.37	0.01	0.03	0.07
夜間(18-06)	0.10	0.19	0.16	0.00	0.02	0.01	0.28	0.50	0.49	0.07	0.08	0.07
00-03時帯	0.22	0.26	0.18	0.08	0.06	0.01	0.38	0.53	0.43	0.13	0.13	0.09
03-06時帯	0.19	0.21	0.15	0.08	0.06	0.02	0.41	0.55	0.47	0.17	0.16	0.09
06-09時帯	0.08	0.23	0.17	-0.09	-0.04	-0.01	0.15	0.47	0.45	-0.02	0.02	0.05
09-12時帯	0.14	0.41	0.40	-0.01	0.02	0.07	0.05	0.36	0.37	0.03	0.04	0.09
12-15時帯	0.14	0.27	0.25	-0.02	-0.00	0.04	0.04	0.33	0.37	0.01	0.02	0.07
15-18時帯	0.15	0.34	0.27	-0.02	0.01	0.04	0.05	0.35	0.37	0.03	0.04	0.07
18-21時帯	0.05	0.16	0.18	-0.05	-0.01	0.02	0.07	0.40	0.44	-0.03	0.01	0.06
21-24時帯	0.07	0.15	0.12	-0.05	-0.02	-0.00	0.25	0.58	0.65	-0.01	0.02	0.06
固定費回収												
度指数 K												
	0.77	1.06	0.97	0.46	0.46	0.53	0.70	1.07	1.01	0.51	0.51	0.59

- 参考図表
- 図3-4-1-1. ～ 6. 冬期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)
 - 図3-4-1-7. ～ 10. 冬期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)
 - 図3-4-1-9. ～ 13. 冬期・平日の卸電力取引市場独占力指数推移
 - 表3-4-1-1. 冬期・平日(月～金曜)の卸電力取引概況
 - 表3-4-1-2. 冬期・平日(月～金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移

3-4-2. 冬期・土日祝日の卸電力取引市場の独占力指数

冬期・土日祝日は平日同様に2005年12月～2006年2月は電力需要が特異的に増加して推移したが、2006年12月～2007年1月は特異的に低調であった。

卸電力取引所においても、2005年12月～2006年2月の西日本では30～50万kWh/hの規模で取引が行われたが、2006年12月～2007年1月の期間では平均的な約定数量は東日本・西日本とも5～10万kWh/h程度に止まっている。

1) 2005年度冬期

2005年度冬期・土日祝日の卸電力取引所取引価格推移から独占力指数などを推計したところ、東・西いずれの地域においても独占力指数は+0.1～0.3前後、固定費回収度指数は0.9～1.1程度で推移しており、卸取引市場においては電力需要の特異的な増加を背景に、売手が非常に優位な状態であったものと推定される。

時間帯別に見た場合、東・西いずれの地域においても昼夜を問わず独占力指数がほぼ一定で推移していることが注目される。

平日同様、当該期間において発電容量の限界による供給制約が生じたのか、あるいは売手が独占力を行使して供給制限を行ったのかという点については、厳密には設備稼働率の状況が不明であるため、直接的に判断することは困難である。

2) 2006年度冬期

2006年度冬期・土日祝日の卸電力取引所取引価格推移から独占力指数などを推計したところ、東・西いずれの地域においても独占力指数は+0.1以下と非常に低く、固定費回収

度指数は 0.5～0.6程度で推移しており、前年度と正反対に、卸取引市場は「ほぼ完全競争状態」に近い極端に競争的な状態であったと推定される。

[表3-4-2-2. 冬期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702
独占力指数 M												
土日祝日	0.13	0.15	0.18	0.07	0.07	0.05	0.18	0.25	0.24	0.08	0.09	0.08
昼間(06-18)	0.12	0.16	0.20	0.05	0.06	0.04	0.16	0.25	0.26	0.07	0.09	0.08
夜間(18-06)	0.15	0.15	0.15	0.08	0.07	0.05	0.19	0.25	0.22	0.09	0.08	0.07
00-06時帯	0.17	0.14	0.12	0.10	0.09	0.06	0.20	0.24	0.20	0.10	0.09	0.08
06-12時帯	0.12	0.15	0.15	0.05	0.06	0.04	0.17	0.25	0.25	0.07	0.09	0.08
12-18時帯	0.12	0.16	0.22	0.06	0.07	0.05	0.16	0.26	0.29	0.07	0.10	0.09
18-24時帯	0.13	0.15	0.16	0.05	0.06	0.04	0.18	0.26	0.25	0.07	0.08	0.07
固定費回収 度指数 K												
	0.85	0.91	0.97	0.55	0.57	0.56	0.92	0.97	1.07	0.61	0.63	0.64

- 参考図表
- 図3-4-2- 1.～ 6 冬期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)
 - 図3-4-2- 7.～ 10. 冬期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)
 - 図3-4-2- 9.～ 13. 冬期・土日祝日の卸電力取引市場独占力指数推移
 - 表3-4-2-1. 冬期・土日祝日の卸電力取引概況
 - 表3-4-2-2. 冬期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移

4. 「東西市場分断」問題の分析・評価

4-1. 春期(3～ 5月・低需要期)の分析・評価結果

4-1-1. 春期の「東西市場分断」の分析・評価結果

春期の東日本・西日本それぞれの約定価格について、3時間単位で平均した東西価格差、当該価格差の「完全託送可能状態」での長期限界費用に対する比率、当該価格差の影響額とその総取引高に対する比率を推計した。

春期・平日においては東西価格差は ¥0～0.5/kWh程度の「東高」で推移しており、その影響額は総取引高に対してほぼ 2%前後、最大でも1日当150万円程度と非常に小さい水準であると評価される。

一方、春期・土日祝日においては東西価格差は ¥0.3～1.0/kWhの「東高」で推移しており、その影響額は総取引高に対して3～13%と不安定であり、最大で1日当750万円に上る場合があることが観察される。

[表4-1-1-1. 春期・平日の「東西市場分断」の分析・評価 (抄)]

時間帯	影響額 ¥10 ³ -/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
月～金・平日	181	272	459	652	1345	28	1.8	2.1	1.3	1.5	2.0	0.2
昼間(06-18)	163	129	318	238	345	18	2.1	1.4	1.6	0.9	0.8	0.2
夜間(18-06)	18	143	141	414	1000	10	0.8	4.2	1.0	2.5	4.7	0.2

[表4-1-1-2. 春期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価 (抄)]

時間帯	影響額 ¥10 ³ -/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
土日祝日	320	1343	923	1966	7542	74	4.7	11.1	2.9	4.8	12.9	0.5
昼間(06-18)	287	987	631	1300	5179	58	6.1	12.1	3.6	5.9	16.8	0.7
夜間(18-06)	33	356	292	666	2363	16	1.6	8.9	2.0	3.5	8.6	0.1

参考図表	表4-1-1-1.	春期・平日の「東西市場分断」の分析・評価
	表4-1-1-2.	春期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価
	図4-1-1- 1.～ 5.	春期・平日の発電費用-卸電力取引所価格比較
	図4-1-1- 6.～ 10.	春期・土日祝日の発電費用-卸電力取引所価格比較

4-2. 夏期(6～ 8月・高需要期)の分析・評価結果

4-2-1. 夏期の「東西市場分断」の分析・評価結果

夏期・平日においては東西価格差は大きく変動して推移しており、恒常的に東西のいずれかが高いという傾向は見られない。影響額は総取引高に対して 1～11%となっており、1日当 60～410万円程度と変動して推移している。

夏期・土日祝日においても東西価格差は大きく変動して推移しており、その影響額は総取引高に対して 1～11%と不安定であり、最大で1日当730万円に上る場合があることが観察される。

[表4-2-1-1. 夏期・平日の「東西市場分断」の分析・評価 (抄)]

時間帯	影響額 ¥10 ³ -/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
月～金・平日	649	1562	1793	1555	4090	634	3.2	11.5	6.5	2.4	4.0	0.7
昼間(06-18)	410	1461	1375	476	2993	428	2.5	13.1	6.5	1.3	4.6	0.8
夜間(18-06)	239	101	418	1079	1097	207	5.3	4.1	6.4	3.7	3.1	0.5

[表4-2-1-2. 夏期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価 (抄)]

時間帯	影響額 ¥10 ³ -/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
土日祝日	837	510	982	1365	7277	896	5.4	5.0	5.2	2.3	10.7	1.1
昼間(06-18)	592	407	463	454	5142	680	4.9	4.9	3.7	1.5	14.1	1.9
夜間(18-06)	245	103	518	911	2135	216	6.8	5.4	8.0	3.1	6.7	0.5

- 参考図表
- 表4-2-1-1. 夏期・平日の「東西市場分断」の分析・評価
 - 表4-2-1-2. 夏期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価
 - 図4-2-1- 1. ～ 6. 夏期・平日の発電費用-卸電力取引所価格比較
 - 図4-2-1- 7. ～ 12. 夏期・土日祝日の発電費用-卸電力取引所価格比較

4-3. 秋期(9～11月・低需要期)の分析・評価結果

4-3-1. 秋期の「東西市場分断」の分析・評価結果

秋期・平日においては東西価格差は大きく変動して推移しており、恒常的に東西のいずれかが高いという傾向は見られない。影響額は総取引高に対して 1～10%となっており、1日当 30～390万円程度と変動して推移している。

秋期・土日祝日においては東西価格差は非常に小さく¥ 0.4/kWh程度で推移している。影響額は総取引高に対して 1～5%程度であり、最大で1日当210万円程度と非常に小さいことが観察される。

[表4-3-1-1. 秋期・平日の「東西市場分断」の分析・評価 (抄)]

時間帯	影響額 ¥10 ³ -/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611
月～金・平日	3878	1219	2002	270	762	654	9.5	2.3	3.3	0.8	1.8	1.2
昼間(06-18)	3476	842	1416	186	658	437	12.5	2.8	4.6	0.9	2.2	1.2
夜間(18-06)	402	377	587	84	104	217	3.1	1.7	2.0	0.7	0.8	1.1

[表4-3-1-2. 秋期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価 (抄)]

時間帯	影響額 ¥10 ³ -/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611
土日祝日	1589	2115	1576	306	878	380	4.8	3.7	1.8	1.2	2.9	0.9
昼間(06-18)	1358	1402	1133	179	387	208	5.9	3.8	2.2	1.3	2.3	0.9
夜間(18-06)	232	712	443	127	492	171	2.4	3.5	1.3	1.1	3.7	1.0

参考図表	表4-3-1-1.	秋期・平日の「東西市場分断」の分析・評価
	表4-3-1-2.	秋期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価
	図4-3-1- 1. ~ - 6.	秋期・平日の発電費用-卸電力取引所価格比較
	図4-3-1- 7. ~ -12.	秋期・土日祝日の発電費用-卸電力取引所価格比較

4-4. 冬期(12 ~ 2月・高需要期)の分析・評価結果

4-3-1. 冬期の「東西市場分断」の分析・評価結果

冬期・平日においては東西価格差は変動して推移しているが、2006年1~2月期は ¥1.0 ~ 2.0/kWhの「西高」となっている。影響額は総取引高に対して 0 ~ 4%となっており、1日当 2 ~ 530万円程度と大きく変動して推移している。

冬期・土日祝日においては東西価格差は¥ 0.0 ~ 2.4/kWh程度の「西高」で推移している。影響額は総取引高に対して 0 ~ 4%程度であるが、最大で1日当610万円程度となっている。

[表4-4-1-1. 冬期・平日の「東西市場分断」の分析・評価 (抄)]

時間帯	影響額 ¥10 ⁴ -/日					影響額対総取引高比率 %				
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701
月 ~ 金・平日	4595	5304	2966	17	305	4.1	3.7	2.6	0.0	0.8
昼間(06-18)	3749	3290	1561	8	287	7.5	4.9	2.7	0.0	1.5
夜間(18-06)	846	2014	1405	9	18	1.3	2.6	2.4	0.1	0.1

[表4-4-1-2. 冬期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価 (抄)]

時間帯	影響額 ¥10 ⁴ -/日					影響額対総取引高比率 %				
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701
土日祝日	1260	6068	3965	63	99	0.9	3.9	3.8	0.3	0.4
昼間(06-18)	682	2532	2016	46	84	0.9	3.2	3.7	0.4	0.7
夜間(18-06)	577	3536	1949	17	15	0.8	4.5	3.8	0.2	0.1

参考図表	表4-4-1-1.	冬期・平日の「東西市場分断」の分析・評価
	表4-4-1-2.	冬期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価
	図4-4-1- 1. ~ - 5.	冬期・平日の発電費用-卸電力取引所価格比較
	図4-4-1- 6. ~ -10.	冬期・土日祝日の発電費用-卸電力取引所価格比較

5. 考察と結論

5-1. 卸電力取引市場の経済厚生分析・評価結果と提言

5-1-1. 卸電力取引市場の独占力指数・固定費回収度指数推移

3. の結果を、地域・年度・季節・曜日別に再整理すると以下ようになる。

独占力指数については、厳寒・豪雪であった2005年度冬期以外の全ての高需要期において独占力指数が 0.1以下という「ほぼ完全競争状態」となるなど、2年間の評価分析期間を通じて見れば買手にとって非常に優位な市場であったものと評価される。

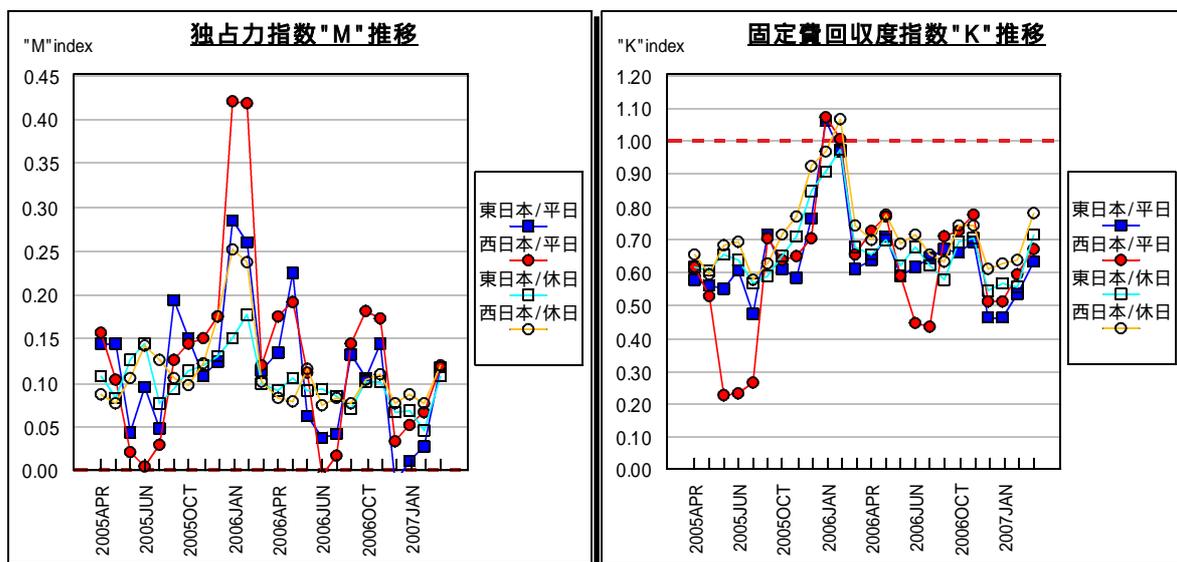
固定費回収度指数についても、2005年度冬期の一部の月において 1.0を超えたのみで、それ以外の殆どの期間においては 0.5～0.8で推移したため固定費用が十分回収できておらず、売手にとっては非常に厳しい市場であったと評価される。

また、これらの指数が月単位で段階的に上昇し、取引数量の停滞・減少と価格高騰を繰り返している状況がなく、売手側の競争的環境に問題を生じた形跡はないと考えられる。

[表5-1-1-1. 卸電力取引市場の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"の平均値推移]

時間帯	東日本				西日本			
	平日(月～金)		土日祝日		平日(月～金)		土日祝日	
	独占力 M	固定費 K	独占力 M	固定費 K	独占力 M	固定費 K	独占力 M	固定費 K
2005年度								
春期	0.144	0.571	0.094	0.611	0.131	0.574	0.081	0.621
夏期	0.062	0.540	0.119	0.623	0.020	0.242	0.127	0.655
秋期	0.151	0.637	0.109	0.648	0.140	0.664	0.109	0.705
冬期	0.224	0.934	0.151	0.902	0.339	0.929	0.220	0.977
2006年度								
春期	0.156	0.654	0.099	0.677	0.161	0.715	0.088	0.739
夏期	0.047	0.616	0.091	0.642	0.042	0.491	0.090	0.691
秋期	0.127	0.674	0.092	0.658	0.167	0.736	0.098	0.705
冬期	0.007	0.485	0.062	0.558	0.051	0.539	0.081	0.625

[図5-1-1-1.-2. 卸電力取引市場の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"の推移]



5-1-2. 卸電力取引市場の通年固定費回収度の低迷とその要因

ここで、卸電力取引市場での取引価格によって年間での程度売手側の固定費用が回収されていたかを試算した。その結果、東・西地域とも 2年間平均で約65%程度しか固定費用が回収されていないものと推定された。

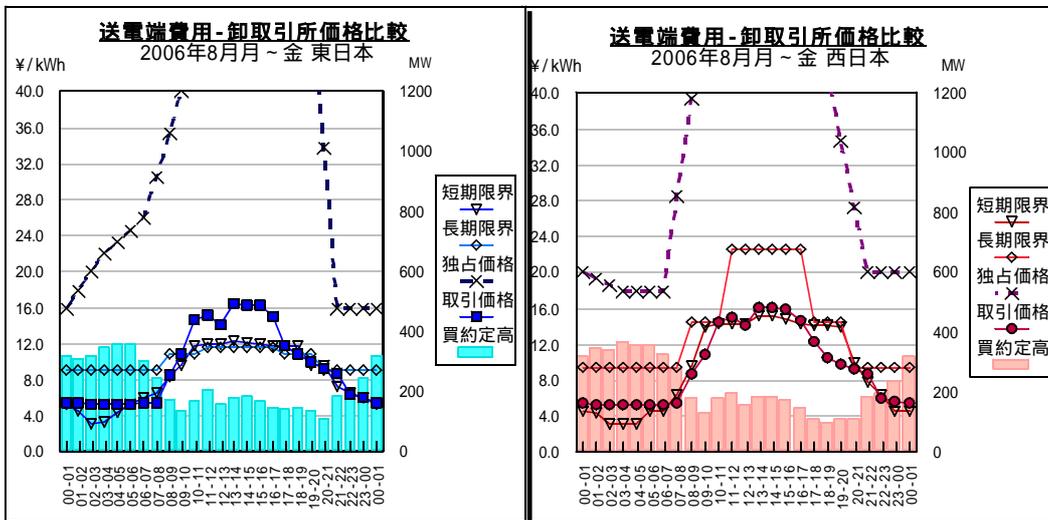
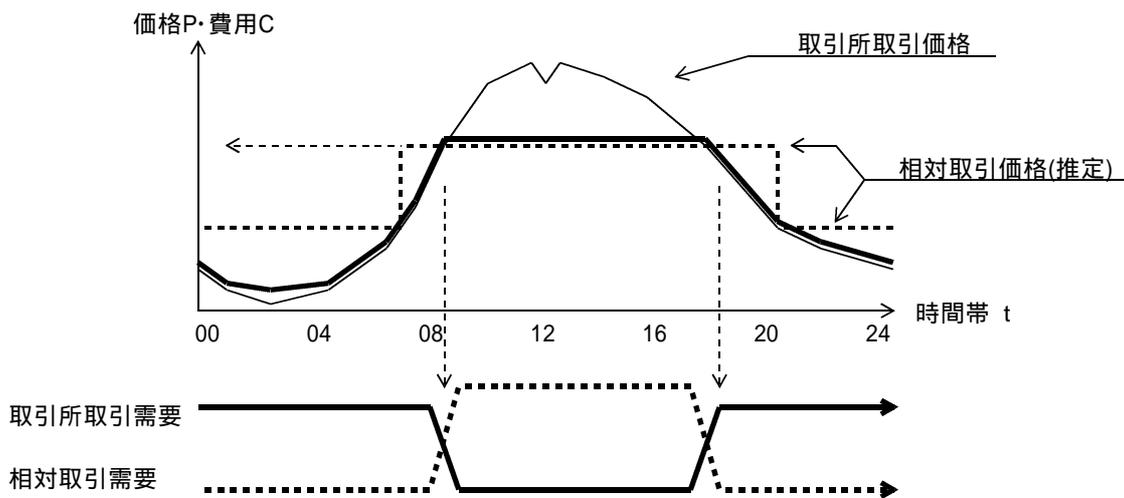
このような結果となった原因の一つは、卸電力取引所が開設されてから日が浅いため、売手側の卸電力所取引と相対取引の間での価格裁定への対応が不十分で、昼間は相対的に廉価な常時バックアップなどの相対取引へ需要が殺到し、夜間はその逆となっていたことが主要な原因として推察される。

実際に、2006年8月においては、東・西日本の各地域ともに夜間需要が昼間需要を大きく上回っていることが観察され、このような推察を裏付けているものと考えられる。

[表5-1-2-1. 卸電力取引市場の通年固定費回収度指数推移]

	東日本	西日本
2005年度 年間総固定費回収度指数	0.681	0.650
2005年度 年間総固定費回収度指数	0.617	0.643
2005～2006年度 平均固定費回収度指数	0.649	0.646

[図5-1-2-1. 卸電力取引市場の通年固定費回収度指数の低迷とその要因]



5-1-3. PPSの電力調達行動と常時バックアップ契約制度

本来ならば、5-1-2. のような現象により、昼間に相対取引の側に需要が集中した場合、相対取引の価格が上昇して裁定が行われ、卸電力取引所取引に再度需要が戻ってくるはずである。

しかし、経済産業省総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度改革評価小委員会報告(2006)によれば、特定規模電気事業者(PPS)の電力調達のうち、卸電力取引所は 2%程度を占めるに過ぎず、大部分の電力は自家発電余剰と一般電気事業者からの常時バックアップ契約制度による供給などにより調達され、当該比率はさらに大幅に増加していると報告^{*19}されている。

常時バックアップ契約制度の価格設定は本来自由であるが、「適正な電力取引についての指針」(2006.12 公正取引委員会・経済産業省)においては、以下のように料金水準についての制限を課しており、事実上原価に近い価格での供給を強いている状況にある。

[表2-1-2-1. 公正取引委員会・経済産業省「適正な電力取引についての指針」(2006年) (抄)]

適正な電力取引についての指針

(2) 新規参入者への卸売

ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為 (略)

イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為 (~ 略)

常時バックアップ

卸電力市場は、卸電力取引所における取引量がまだまだ多くないなど、十分に整備されているとはいえない。常時バックアップは、現状では、新規参入者にとって引き続き主要な電源調達手段となっており、卸電力取引所での取引等によってこれを代替できるような状況にはない。(中略)

このような状況において、一般電気事業者に供給余力が十分にあり、他の一般電気事業者との間では卸売を行っている一方で、新規参入者に対しては常時バックアップの供給を拒否し、正当な理由なく供給量を制限し又は不当な料金を設定する行為は、新規参入者の事業活動を困難にさせるおそれがあることから、例えば、以下の場合には、独占禁止法上違法となるおそれがある(取引拒絶、差別的取扱い等)。

新規参入者に対して、常時バックアップの供給を拒否し、又は正当な理由なくその供給量を制限すること。

同様の需要形態を有する需要家に対する小売料金に比べて高い料金(注)を設定すること。

(注)常時バックアップ料金の不当性の判断においては、常時バックアップにおいては発生しない需要家の供給に係る託送費用や営業費用を減じないなど、費用の増減を適正に考慮しているかどうかを含めて評価することとなる。

一方、このような需給となった原因について、PPSにおいては卸電力取引市場には「厚み」がなく、価格変動が大きいことが問題であるとの意見がある^{*20}。

つまり、「適正な電力取引における指針」における価格制限を背景に、PPS自身が高需要期に価格変動を嫌って一般電気事業者からの常時バックアップ契約制度による供給を優先して調達しているために、いつまで経っても卸電力取引市場に「厚み」が出ず、明らかに買

*19 経済産業省資源エネルギー庁によれば、2006年4月から2007年1月迄の期間では PPSの供給力のうち常時バックアップ契約分がさらに拡大し約58億kWh、構成比で約 38%に達している。参考文献 5) 参照。

*20 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度改革評価小委員会 第6回委員会資料参照。

手が優位な市場となっているにもかかわらず、なお利用が増加せず「厚み」が出ないという悪循環に陥っているものと考えられる。

[表5-1-3-1. 2005年度のPPSの電力調達状況]

自社発電	48 億kWh	29.3 %
自家発電余剰購入	66 億kWh	40.2 %
一般電気事業者からの常時バックアップ契約	44 億kWh	26.8 %
卸電力取引所からの購入	3.6 億kWh	2.2 %
IPP等からの卸相対契約による購入	2.4 億kWh	1.5 %
合 計	164 億kWh	100.0 %

出典：総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度改革評価小委員会資料(2006)

5-1-4. 常時バックアップ契約制度と卸電力取引所の関係

常時バックアップ契約制度は、本来はPPSの新規参入時の供給源確保や大規模な新規電源の着工から整備完了迄の一時的な「中継ぎ」の際、これをバックアップできる者が事実上一般電気事業者以外に存在しないことから、公正取引委員会・経済産業省「適正な電力取引についての指針(電力適正取引ガイドライン)」の趣旨に従って一般電気事業者が設けている民間制度である。

従って、当該制度は明らかに電力部分自由化の制度変更に伴い臨時暫定に設けられた措置であって、現在の状況下では制度の必要性は否定できないものの、本来は卸電力取引所への移行が図られるべきものとされている。事実、当該指針の中でも、明確に卸電力取引所への移行が望ましい旨明記されており、そのためには同所での取引量の増加と市場監視が必要性であると述べられているところである。

しかし、5-1-1., -2. で見たとおり、明らかに PPSによる常時バックアップ契約制度を用いた卸電力取引所の迂回が観察される状態となっており、卸電力取引所での取引停滞と常時バックアップ契約制度の利用拡大が悪循環に陥っていることが観察され、現状の制度のまま様子を見ても問題の解決を期待できない状況にあると考えられる。

[表2-1-2-1. 公正取引委員会・経済産業省「適正な電力取引についての指針」(2006年) (抄)]

第二部 適正な電力取引についての指針

2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為

(2) 新規参入者への卸売

(常時バックアップ)については、電気事業法上規制をされていない。新規参入者があまりに過度に相当の長期間にわたって常時バックアップに依存することは望ましくなく、卸電力取引所の創設に伴い、今後は、取引所に移行していくことが期待されている。ただし、そのためには、卸電力取引所における取引が十分に厚みのあるものであること及び市場監視が十分になされることなどの条件が整うことが必要となる。

5-1-5. 卸電力取引市場の現状を放置するとどうなるか

仮に、現状の常時バックアップ契約制度を放置し、卸電力取引市場での取引価格によって年間平均で約65%程度しか固定費が回収できない状態が継続した場合、どのような問題が生じるかを考察してみる。

買手側においては、夜間は卸電力取引所取引、昼間は常時バックアップ契約制度などの

相対取引を利用することによって、当面の間は非常に廉価な電力を引続き調達することができ、需要は堅調に増加するものと考えられる。

一方、売手側は十分な固定費用が回収できないため、設備投資を抑制したり、あるいは老朽発電設備を除却したりすることにより、発電設備容量が需要に対し不足を生じる水準迄下方調整を行い、相対取引と卸電力取引所取引の両方で需給逼迫によって価格が上昇し不足した分を含めた固定費用の回収を期待せざるを得ないものと考えられる。

その結果、近い将来において極端な発電設備容量の下方調整によって正常な発電設備形成への取組みが阻害され供給安定性が阻害される懸念があり、また、卸電力取引所取引と相対取引での価格が裁定されある程度の固定費が回収された場合と比べ、発電設備容量の再調整期間の長期化が生じる懸念があると考えられる。

5-1-6. 卸電力取引市場の問題点を是正し活性化するための提言

- 常時バックアップ契約制度の利用上限設定 -

以上の評価分析から、現状での卸電力取引市場が競争的環境にあることは評価できるものの、売手側の固定費の回収に慢性的な不足を生じており、将来の正常な発電設備形成に大きな問題を生じる懸念があることが明らかとなった。

その原因は、卸電力取引市場におけるPPSなどの買手が価格変動を嫌い相対的に廉価な一般電気事業者の常時バックアップ契約制度を利用して卸電力取引所取引を迂回してしまっており、卸電力取引所の取引に「厚み」が出ず固定費用の回収が困難な価格水準が継続するという悪循環にあると考えられる。

そもそも、一般電気事業者からの常時バックアップ契約制度は、PPSの新規参入時の供給源確保や大規模な新規電源の着工から整備完了迄の一時的な「中継ぎ」の際にこれをバックアップするために設けられた臨時暫定の制度であり、それがPPSの電力調達量の30%を超えること自体が異常であると考えられる。

従って、卸電力取引市場を活性化するためには、常時バックアップ契約制度を以下のように改め、その利用を真に新規参入・大規模電源整備に必要な場合に制限すべきであると考えられる。

1) 常時バックアップ制度の利用上限設定

1. 常時バックアップ契約制度の利用をPPSの新規参入・大規模電源整備などの場合に限定し、卸電力取引市場を活性化するため、当該制度の運用を以下のとおりとする。
 - a. 参入2年目以降のPPS各社については、常時バックアップ契約制度の利用上限量を「前年度の供給電力量の10%と建設中の新規電源の最大供給電力量の大きい方」迄とする。
 - b. 参入2年目以降のPPS各社については、毎年度の建設中の新規電源の設備容量・運用開始予定年月・整備予定地点などの情報と、毎年度の常時バックアップ契約制度の利用実績を次年度の6月末迄に情報公開しなければならない。
 - c. 新たに参入し取引を開始したPPSについては、初年度の常時バックアップ契約制度の利用について a. の量的制限を設けず、また b. の情報公開を要しない。
2. 一般電気事業者は、PPS各社の前年度の常時バックアップ契約制度の利用が 1 a. の上限を超えている場合や、1. b. の新規電源や利用実績についての情報公開がなされていない場合、当該PPSに対し常時バックアップ契約制度の利用を断ることができる。
3. 一般電気事業者においては、自社供給区域内でのPPS複数社間でのインバランス供

給の融通を認めるなど、PPS間での弾力的な相互扶助を認めるものとする。

当該措置を講じた後 2年以上経過してもなお卸電力取引市場の取引高が 100万kWh/h 程度の「厚み」が出ない場合には、常時バックアップ契約制度を廃止することが適当であると考えられる。

2) 卸電力取引所の市場監視の常設化・定量化・公開化

1) の措置に伴って、卸電力需要の移行先となる卸電力取引市場での経済厚生を確保するため、本稿で用いたような卸電力取引所での取引の経済厚生を定量的に監視するシステムを整備し、これを常時運用するとともに、監視結果を四半期毎に情報公開する。

5-2. 「東西市場分断」問題の分析・評価結果と提言

5-2-1. 「東西市場分断」による影響額と総取引額に対する比率

4 の「東西市場分断」による影響額とその総取引額に対する比率を地域・年度・季節・曜日に再整理すると以下となり、「東西市場分断」の影響額は 1日当 10万円、総取引額の 1%以下の水準から 750万円、13%の水準迄大きく変動して推移しているが、明らかに周波数変換設備の容量制約などによる「東西市場分断」の影響が観察される。

[表5-2-1-1. 卸電力取引市場の「東西市場分断」による影響額と総取引高に対する比率]

	平日(月～金)		土日祝日	
	影響額	対取引比率	影響額	対取引比率
2005年度				
春期	272	2.1 %	1343	11.1 %
夏期	1793	11.5 %	982	5.2 %
秋期	3878	9.5 %	2115	4.8 %
冬期	5304	4.1 %	6098	3.9 %
2006年度				
春期	1345	2.0 %	7542	12.9 %
夏期	4090	4.0 %	7277	10.7 %
秋期	762	1.8 %	878	2.9 %
冬期	305	0.8 %	99	0.4 %

表注) 影響額・対取引比率とも各期の最大値を示す。

5-2-2. 「東西市場分断」の影響額と設備投資換算額

仮に「東西市場分断」の影響により卸電力取引市場で 1日当 750万円の影響が出続けたと仮定した場合、これを解消するための設備投資はどの程度の大きさであるかを試算してみる。

仮に何らかの設備投資により価格差が解消した場合、1日当 375万円の利得が得られることとなるため、典型的な機械設備の法定耐用年数である15年間の累積利得額を割引率 3%で現在価値換算すると約 164億円となる。

これは、本格的な周波数変換設備や附帯する送電系統の設備投資額が 30万kW級の設備で 1000億円規模であることと比べると、あまり大きくない結果と考えられる。

これは、5-1. で見たような問題点から、現状での卸電力取引市場での取引高は、東西各地域の平均で 9～16万kWh/h しかないために、「東西市場分断」の影響は明確に存在する

ものの、設備投資額に換算すると大きな値とならないためと考えられる。

また、仮に東日本・西日本に火力発電設備を新たに整備することを考えた場合、通常の火力発電設備は最低でも 30～60万kWの容量があるため、現状のような規模での問題を解決するために火力発電設備を新たに整備することは著しく不合理なものになってしまう。

従って、卸電力取引市場における「東西市場分断」を解消するための設備投資を検討するにあたっては、まず 5-1. の諸問題が解決され卸電力取引市場の取引高が平均して 100万kWh/h の桁となり、上記の設備投資換算額が 1000億円程度になった段階でなければ本格的な検討を行う合理性・必然性がないものと考えられる。

5-3. 本手法による分析・評価の今後の課題

- 卸電力取引市場監視システムの整備に向けて -

5-3-1. 本手法の問題点と今後の課題

本稿においては、日本卸電力取引所(JEPX)の協力により、最適電源構成モデル(「戒能モデル」)を用いた卸電力市場の評価を実施し、卸電力取引市場の経済厚生を分析評価することを試みた。

当該分析評価はモデルを用いたシミュレーションであるため、その精度には自ずと限界があるが、現状では精度上の大きな問題点が以下のように 3点存在している。

このうち、3) についてはモデル側の問題であって筆者が一層の努力を為すべき問題であるが、1)、2) については制度的問題であり、今後関係当局における善処が為されることを期待するものである。

1) 電力の日負荷曲線の推定の問題

本稿においては、「電力調査統計月報」などの限られた情報から電力の日負荷曲線を推定したが、当該推定では特に朝・夕の負荷急変時の需要推移を正しく再現できていない問題があり、推計が不正確である可能性がある。

このため、有限責任中間法人電力系統利用協議会に対して、毎日の日負荷曲線の開示は商業機密の保持上不可能であるとして、守秘義務を前提とした上で、月単位で平日・休日別に集計した日負荷曲線についての情報開示を強く要請するものである。

2) 特定規模電気事業者(PPS)の発電情報の非開示の問題

本稿においては、「電力需給の概要」各年度版から一般電気事業者・卸電気事業者などの発電容量・発電効率・燃料種別などの実績値を用いたが、新規参入発電事業者(PPS)の発電諸元についてはごく一部の情報が開示されているに過ぎないため、特に高需要期の試算が不正確である可能性がある。

このため、卸電力市場全体での分析評価の精度向上の観点から、新規参入発電事業者(PPS)に対しては、守秘義務を前提とした上で、自らが確保した設備の発電容量・発電効率・燃料種別などの諸元について十分な情報開示を要請するものである。

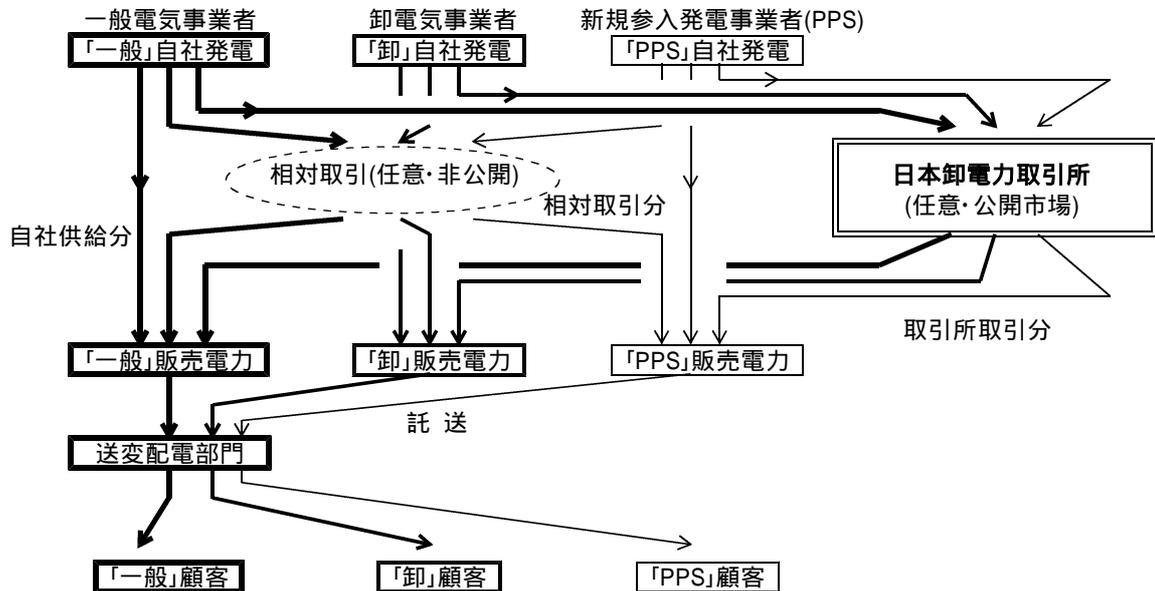
3) 発電設備の起動・停止に関する技術的制約の問題

本稿においては、簡略化のため各電源の起動停止順序を短期限界発電費用順とするなどの簡略化を行っているが、現実の各電源の起動停止に関する技術的制約の存在や起動停止費用などを考慮していない問題がある。

今後、モデルの精緻化を図っていく上では、発電設備の起動・停止に関する問題を取扱っていくことが必要であり、筆者自身が最適電源構成モデルの改善と精度向上のため一層の努力を図るべきものと考えられる。

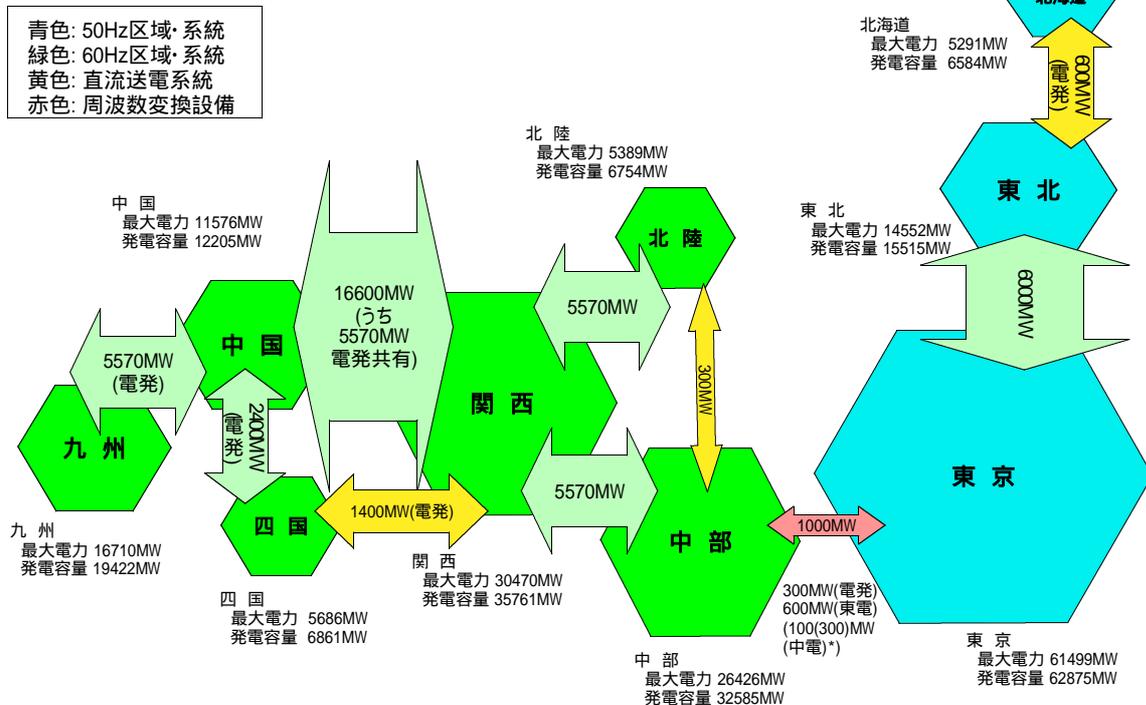
[別掲図表]

[図1-1-3-1. 自由化部門の電力市場における日本卸電力取引所の位置づけ]



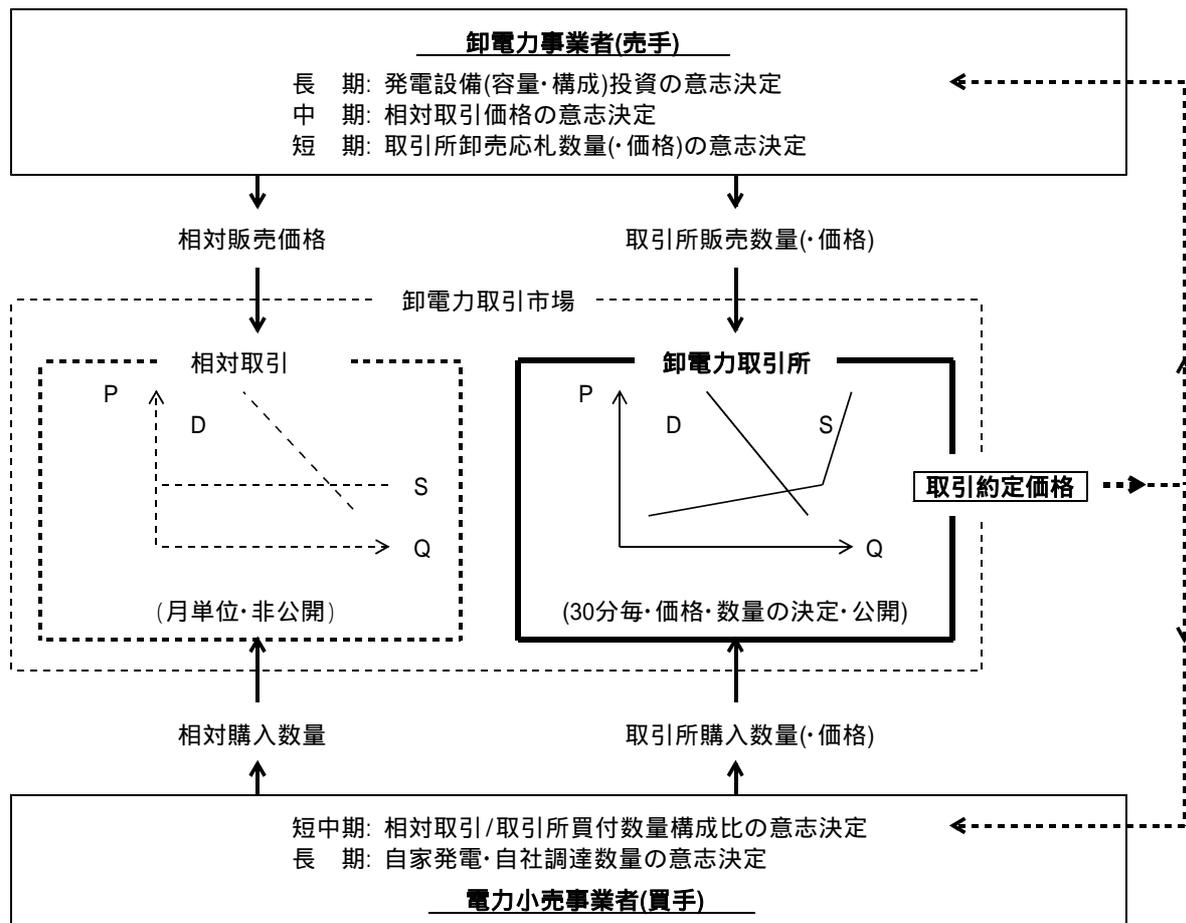
[図1-3-1-1. 地域間連系送電系統定格容量一覧(2006年度)]

日本の連系送電系統定格容量一覧(2006FY現在)

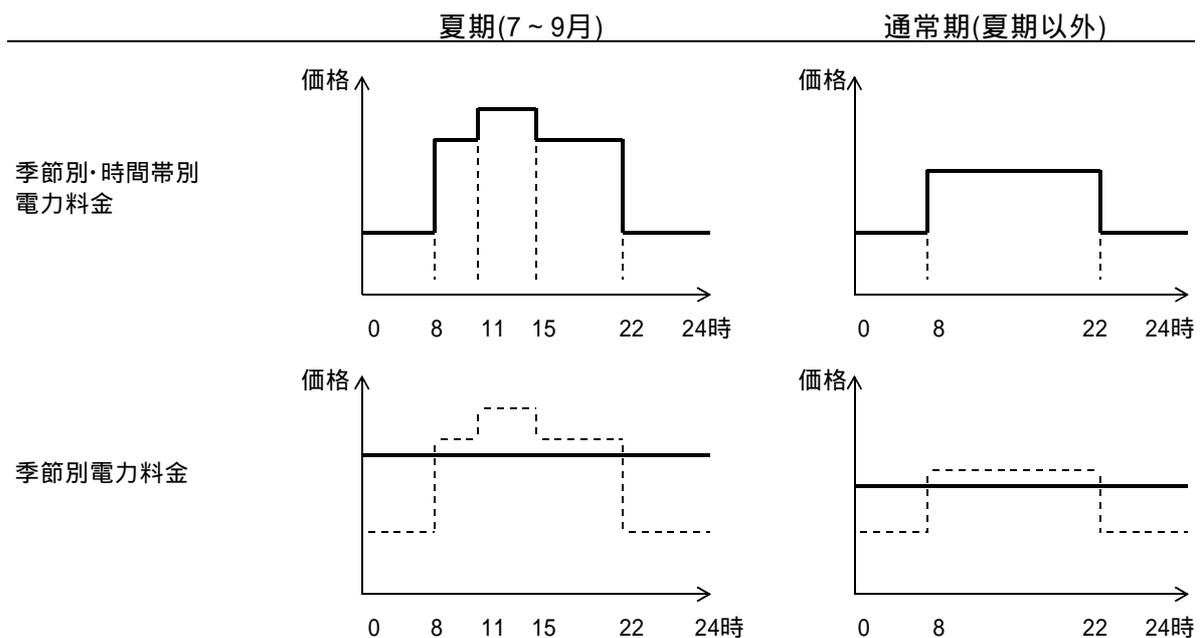


* 中部電力新清水周波数変換所(300MW)は既に完成しているが、現在100MWの容量で暫定運用中である。

[図2-1-1-1. 卸電力取引市場の経済厚生評価の基本的構図]



[図2-1-2-1. 相対取引による電力取引の種類と時間帯別単価の類型]



(図注) 夏期に該当する月や昼間に該当する時間の定義については会社別に差異があり一定しないことに注意。

[表2-1-2-1. 適正な電力取引についての指針 (2006.12 公正取引委員会・経済産業省)(抄)]

適正な電力取引についての指針

(2) 新規参入者への卸売

一般電気事業者による新規参入者への卸売については、3%以内の同時同量未達分の卸売(第一変動範囲内「しわとり」バックアップ(注1))、3~10%の選択制の第二変動範囲内の同時同量未達分の卸売(第二変動範囲内バックアップ)、変動範囲を超過する(注2)同時同量未達分の卸売(変動範囲外バックアップ)などのインバランス対応のバックアップ及び、それ以外の継続的な卸売(常時バックアップ)がある。

(中略(～の説明))

については、電気事業法上規制をされていない。新規参入者があまりに過度に相当の長期間にわたって常時バックアップに依存することは望ましくなく、卸電力取引所の創設に伴い、今後は、取引所に移行していくことが期待されている。ただし、そのためには、卸電力取引所における取引が十分に厚みのあるものであること及び市場監視が十分になされることなどの条件が整うことが必要となる。

(注1)「しわとり」とは、一般電気事業者が、新規参入者による需要家への供給における需要量に対する発電量の不足分を補うことをいう。

(注2)3~10%の第二変動範囲を選択しなかった場合は3%を超過することを指し、第二変動範囲を選択した場合は当該選択した変動範囲を超過することを指す。

ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為(略)

イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為(～略)

常時バックアップ

卸電力市場は、卸電力取引所における取引量がまだまだ多くないなど、十分に整備されているとはいえない。常時バックアップは、現状では、新規参入者にとって引き続き主要な電源調達手段となっており、卸電力取引所での取引等によってこれを代替できるような状況にはない。

また、一般電気事業者が新規参入者及び需要家に供給し得る発電設備の大半を確保し、かつ既存の一般電気事業者の供給区域を越えて競争がほとんど行われていない状況においては、新規参入者が常時バックアップの供給元を一般電気事業者以外に見いだすことが困難であることから、ほとんどの新規参入者は、常時バックアップを既存の一般電気事業者に依存せざるを得ない状況にある。

このような状況において、一般電気事業者に供給余力が十分にあり、他の一般電気事業者との間では卸売を行っている一方で、新規参入者に対しては常時バックアップの供給を拒否し、正当な理由なく供給量を制限し又は不当な料金を設定する行為は、新規参入者の事業活動を困難にさせるおそれがあることから、例えば、以下の場合には、独占禁止法上違法となるおそれがある(取引拒絶、差別的取扱い等)。

(注) 取引拒絶等に該当するかどうかは卸電力取引所等の電力の卸売市場の動向等を踏まえて、個々の取引における一般電気事業者の行為が不当に新規参入者の事業活動を困難にさせるおそれがあるかどうかにより判断されることになる。

新規参入者に対して、常時バックアップの供給を拒否し、又は正当な理由なくその供給量を制限すること。同様の需要形態を有する需要家に対する小売料金に比べて高い料金(注)を設定すること。

(注)常時バックアップ料金の不当性の判断においては、常時バックアップにおいては発生しない需要家の供給に係る託送費用や営業費用を減じないなど、費用の増減を適正に考慮しているかどうかを含めて評価することとなる。

複数の需要家へ供給している新規参入者に対する常時バックアップ供給について、新規参入者が当該常時バックアップ契約を一本化するか別建てにするかを選択できないようにすること。

複数の需要家へ供給する新規参入者に対する常時バックアップ供給について、新規参入者が常時バックアップ契約の別建てを求めているにもかかわらず、一般電気事業者が一本化しか認めず、期限付きの需要の終了に伴い契約電力を減少させた場合に新規参入者に対し精算金を課すこと。

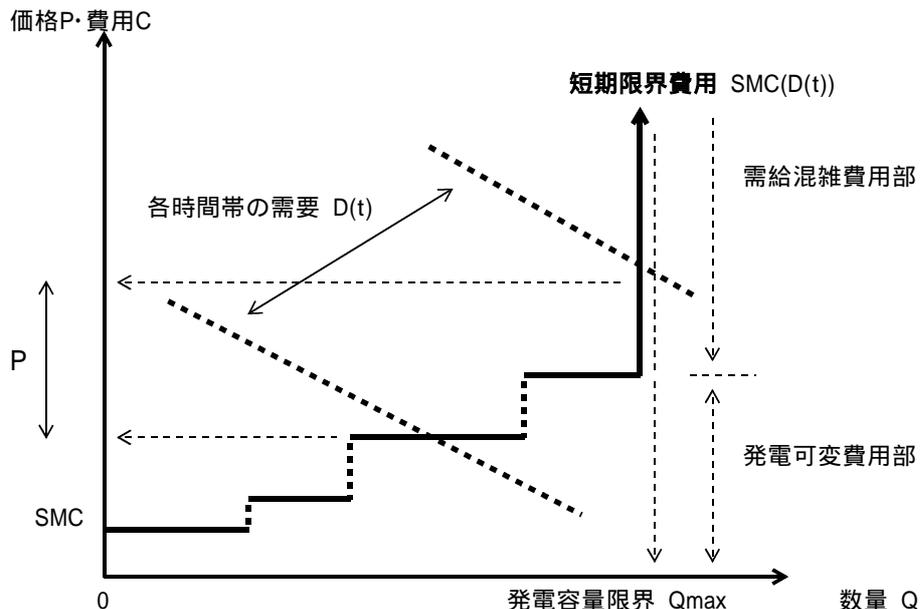
[表2-1-3-1. 卸電力取引市場(相対取引・卸電力取引所)を通じた価格・数量変化 -1 短期的変化]

価格差の方向	買手(小売業者)の動向	売手(発電業者)の動向	卸電力取引所での変化
M 取引所 > 相対			
	E 顧客需要大 相対取引調達増加 取引所応札最小化	L 相対需要大(余裕なし) 相対取引供給抑制 取引所応札 ほぼ0	MEL 取引停滞・価格高騰 (高値安定・縮小均衡)
		N 相対需要小-非競争的 相対取引供給抑制 取引所応札抑制	MEN 取引減少・価格上昇 (高値安定・縮小均衡)
		C 相対需要小-競争的 相対取引供給増加 取引所応札増加	MEC 取引減少・価格下落 (OECと均衡)
	S 顧客需要小 相対取引調達増加 取引所応札 ほぼ0	L 相対需要大(余裕なし) 相対取引供給抑制 取引所応札 ほぼ0	MSL 取引急減・消滅
		N 相対需要小-非競争的 相対取引供給抑制 取引所応札抑制	MSN 取引急減・消滅
		C 相対需要小-競争的 相対取引供給増加 取引所応札増加	MSC 取引急減・価格暴落 (OSCと均衡)
O 取引所 < 相対			
	E 顧客需要大 相対取引調達抑制 取引所応札最大化	L 相対需要大(余裕なし) 相対取引減少 取引所応札順増	OEL 取引増加・価格高騰 (MELへ転移)
		N 相対需要小-非競争的 相対取引抑制 取引所応札抑制	OEN 取引減少・価格上昇 (MENへ転移)
		C 相対需要小-競争的 相対取引減少 取引所応札急増	OEC 取引急増・価格上昇 (MECと均衡)
	S 顧客需要小 相対取引調達最小化 取引所応札最大化	L 相対需要大(余裕なし) 相対取引減少 取引所応札順増	OSL 取引増加・価格上昇 (MSLへ転移)
		N 相対需要小-非競争的 相対取引抑制 取引所応札抑制	OSN 取引縮小・価格上昇 (MSNへ転移)
		C 相対需要小-競争的 相対取引減少 取引所応札急増	OSC 取引急増・価格上昇 (MSCと均衡)

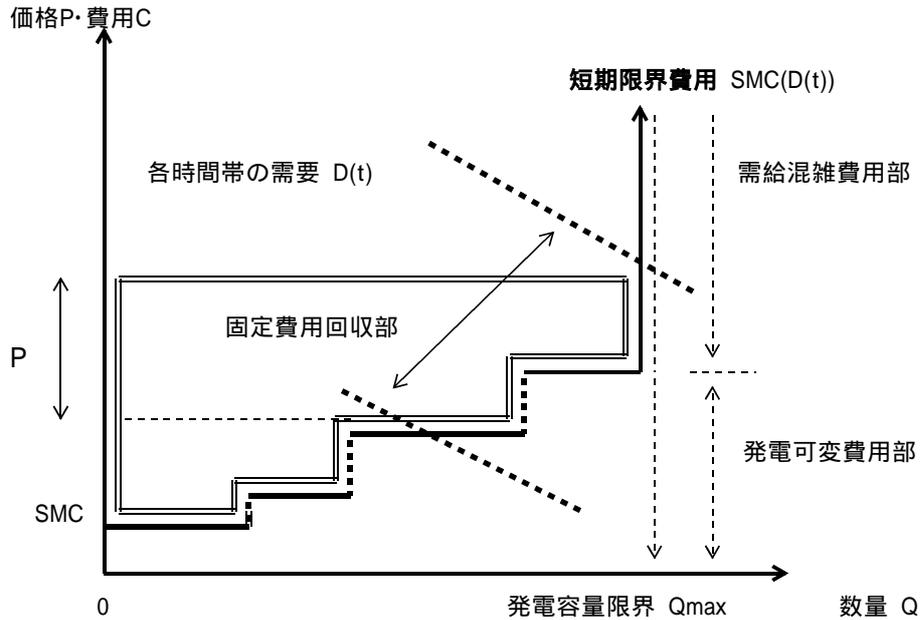
[表2-1-4-1. 卸電力取引市場(相対取引・卸電力取引所)を通じた価格・数量変化 -2 中期的変化]

価格差・買手の動向	売手の短期動向(卸取引所)	卸取引所での短期変化	売手の中期動向(相対取引)
M 取引所 > 相対			
E 顧客需要大 相対取引調達増加 取引所応札最小化	L 相対需要大(余裕なし)/ N 相対需要小-非競争的 相対取引供給抑制 取引所応札抑制	MEL・MEN 取引停滞・価格高騰 (高値安定・縮小均衡)	MEL・MEN 相対価格引上げ (OEL・OENへ転移)
	C 相対需要小-競争的 相対取引供給増加 取引所応札増加	MEC 取引減少・価格下落 (OECと均衡)	MEC 相対価格卸取引水準 迄引上げ・据置き
S 顧客需要小 相対取引調達増加 取引所応札 ほぼ0	L 相対需要大(余裕なし)/ N 相対需要小-非競争的 相対取引供給抑制 取引所応札抑制	MSL・MSN 取引急減・消滅	MSL・MSN 相対価格引上げ (OSL・OSNへ転移)
	C 相対需要小-競争的 相対取引供給増加 取引所応札増加	MSC 取引急減・価格暴落 (OSCと均衡)	MSC 相対価格据置き
O 取引所 < 相対			
E 顧客需要大 相対取引調達抑制 取引所応札最大化	L 相対需要大(余裕なし)/ N 相対需要小-非競争的 相対取引抑制 取引所応札抑制	OEL・OEN 取引増加・価格高騰 (MEL・MENへ転移)	OEL・OEN 相対価格引上げ (MEL・MENへ転移)
	C 相対需要小-競争的 相対取引減少 取引所応札急増	OEC 取引急増・価格上昇 (MECと均衡)	OEC 相対価格卸取引水準 迄引下げ・据置き
S 顧客需要小 相対取引調達最小化 取引所応札最大化	L 相対需要大(余裕なし)/ N 相対需要小-非競争的 相対取引抑制 取引所応札抑制	OSL・OSN 取引増加・価格上昇 (MSL・MSNへ転移)	OSL・OSN 相対価格引上げ (MSL・MSNへ転移)
	C 相対需要小-競争的 相対取引減少 取引所応札急増	OSC 取引急増・価格上昇 (MSCと均衡)	OSC 相対価格卸取引水準 迄引下げ

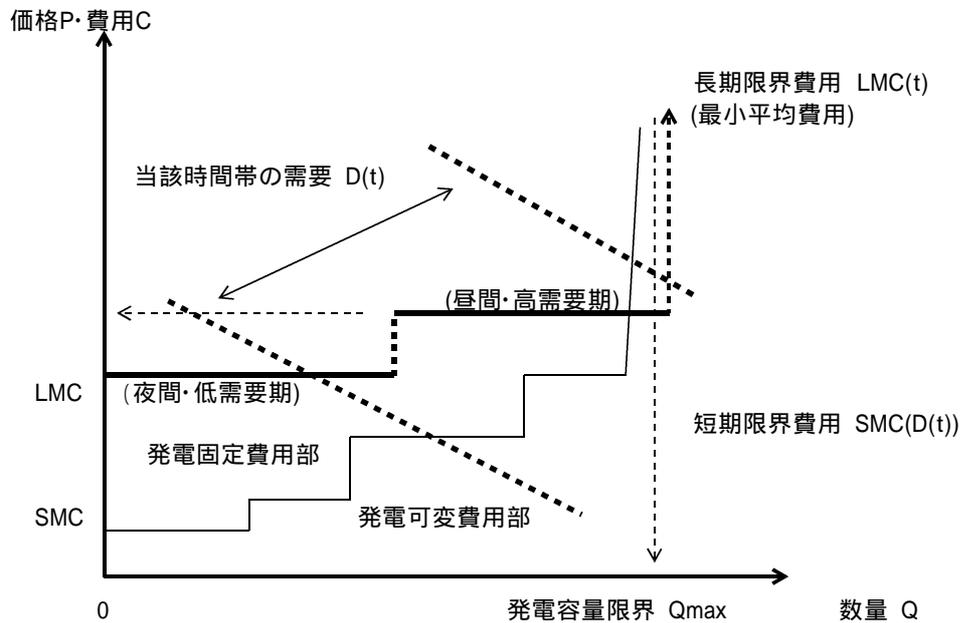
[図2-2-2-1. 卸電力取引所取引の価格形成と短期限界費用]



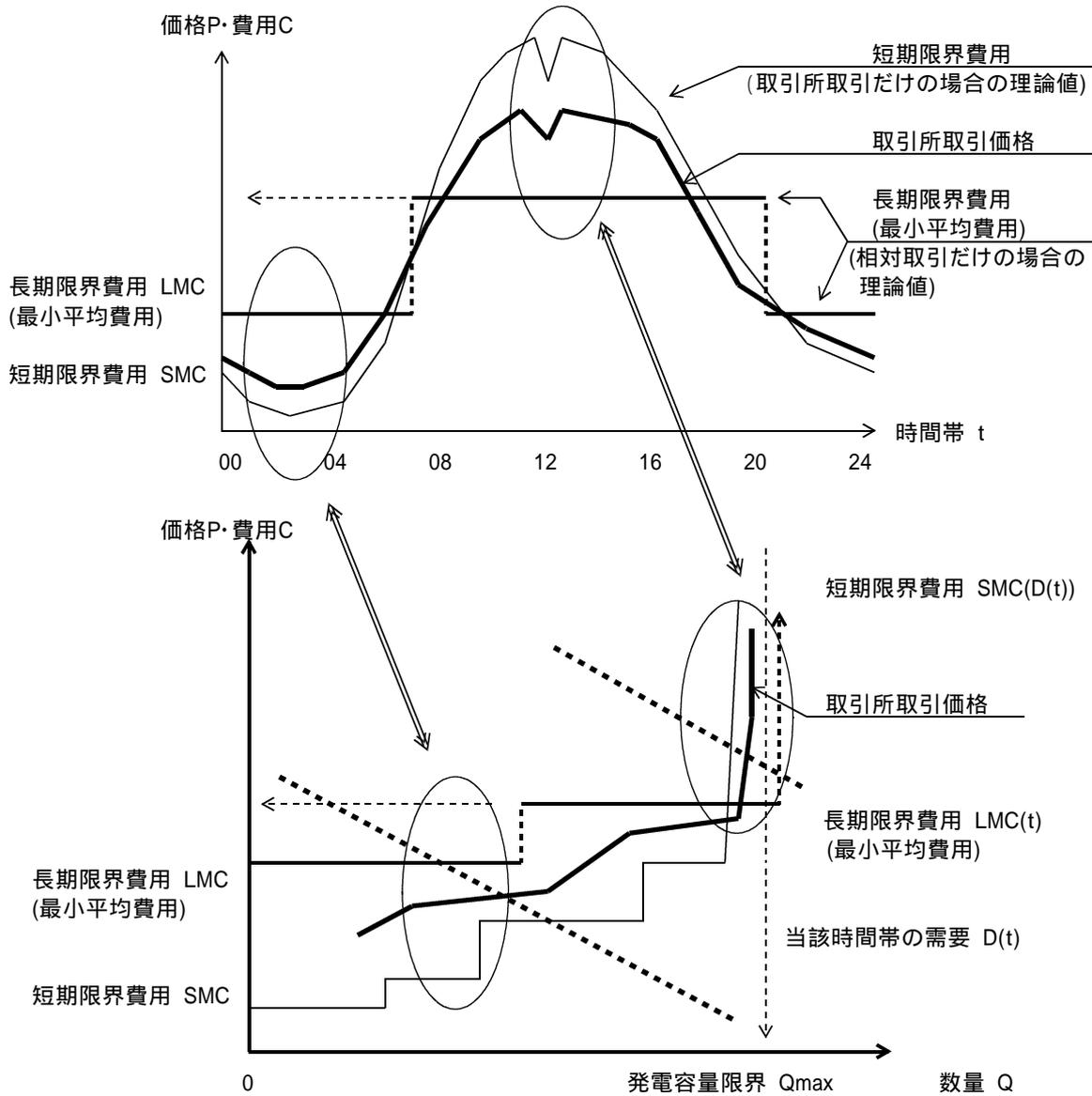
[図2-2-2-2. 卸電力取引所取引の短期限界費用による価格形成と固定費用回収]



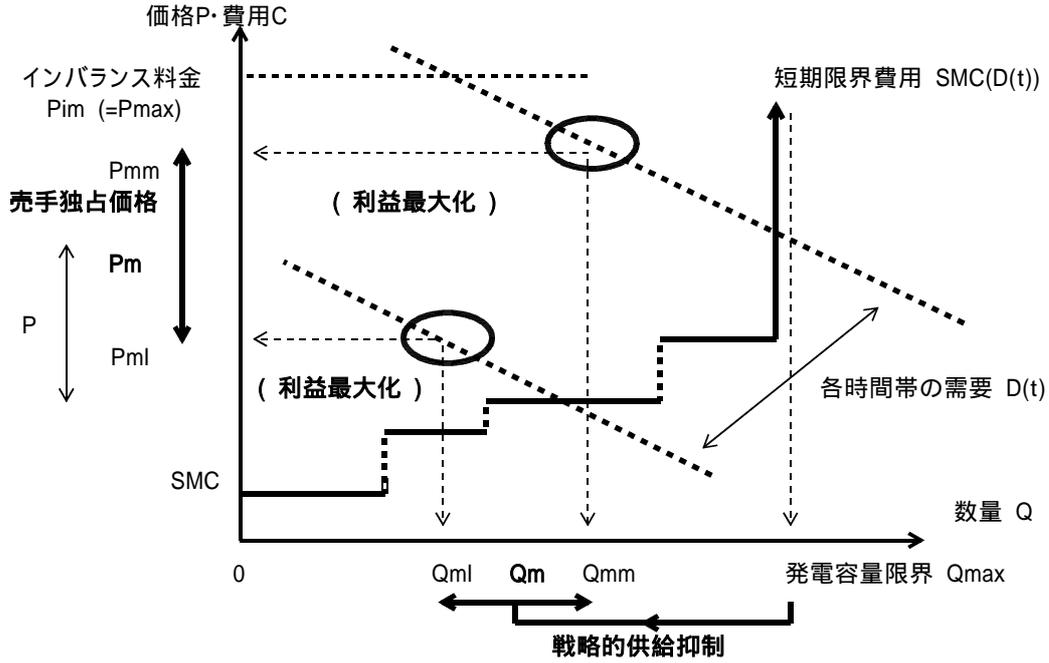
[図2-2-3-1. 相対取引の価格形成と長期限界費用]



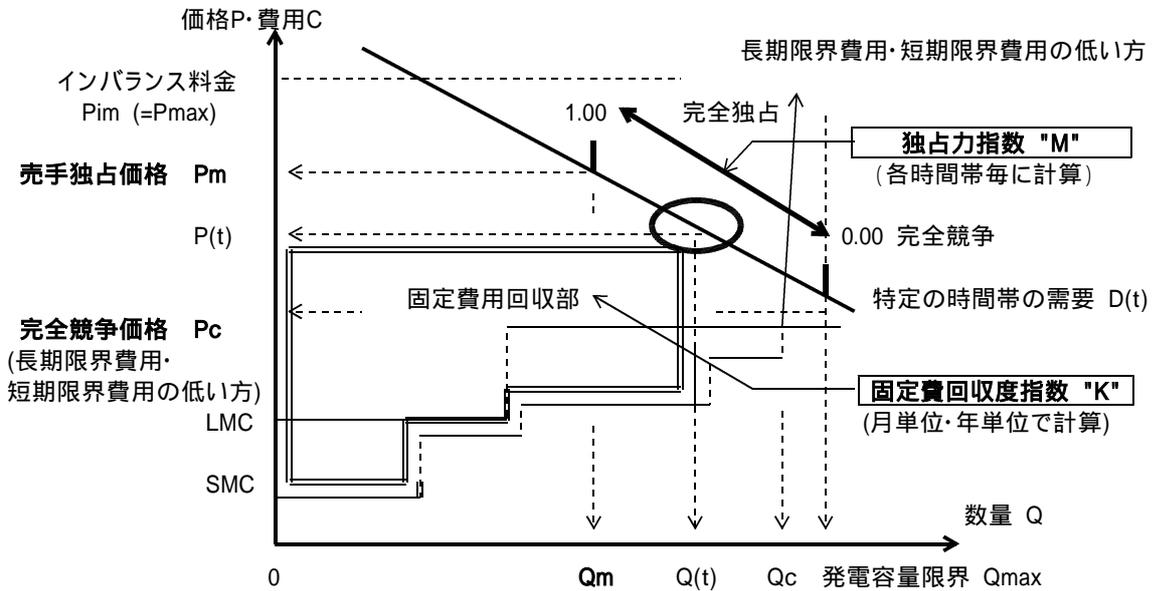
[図2-2-4-1. 短期限界費用・長期限界費用と卸電力取引所価格の時間変化]
(競争的環境にある場合)



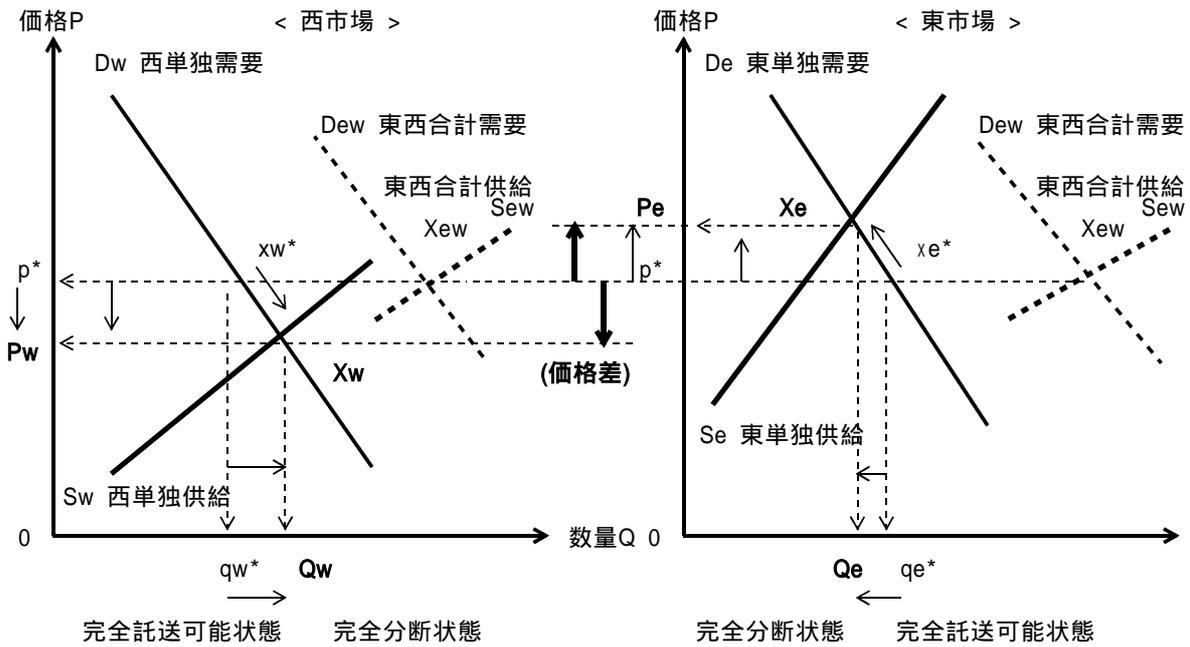
[図2-2-5-1. 卸電力取引所取引における売手独占]



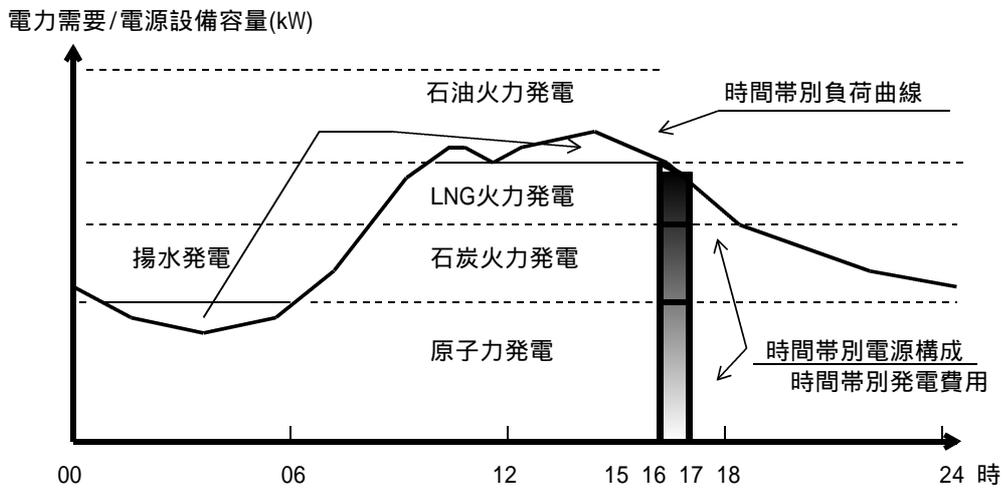
[図2-2-6-1. 卸電力取引の経済厚生推計のための評価分析指標]



[図2-2-8-1. 「東西市場分断」による影響の評価手法の概念図]



[図2-3-1-1. 電力の時間帯別負荷曲線と発電費用の概念図]



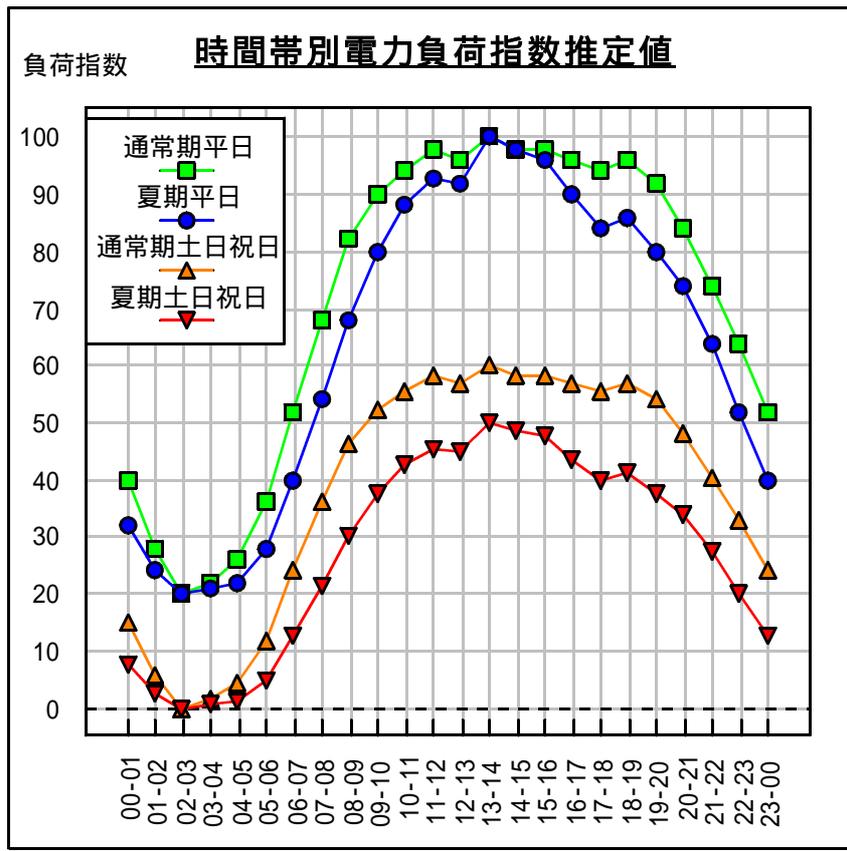
[式2-3-2-1. 電力の季節別・曜日別・時間帯別負荷曲線の推計]

$$WH_m = \int_0^{24} D_{dm}(t) dt$$

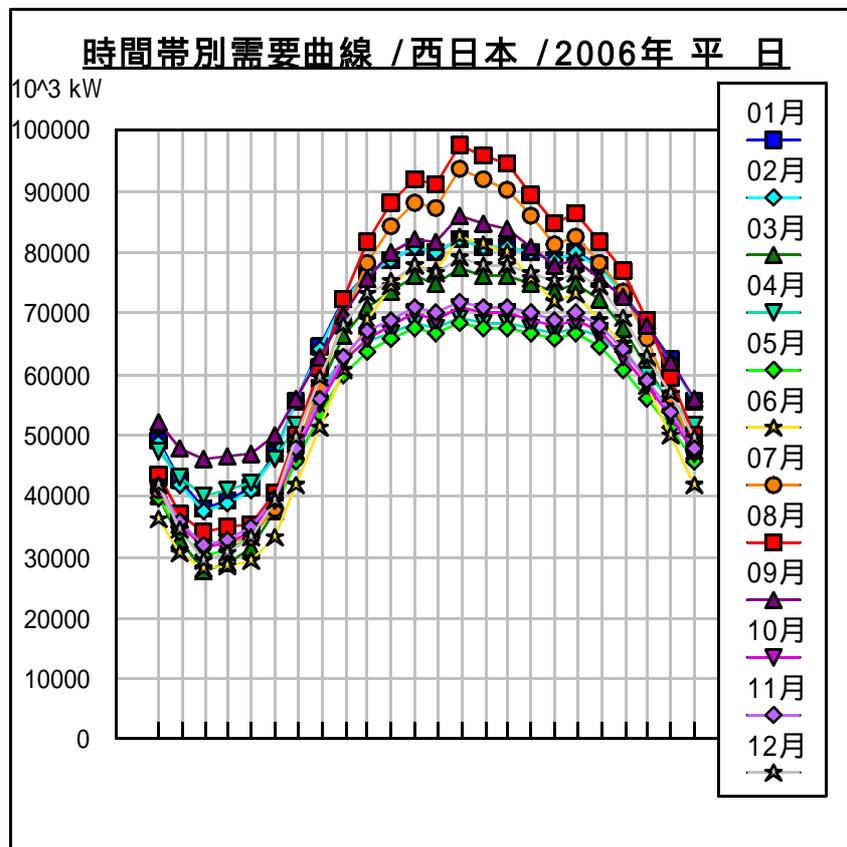
$$D_{dm}(t) = (D_{minm} + (D_{maxm} - D_{minm}) * SW(t,c,s))$$

- WH_m : m月の電力量需要 (kWh) / 電力調査統計により地域別に既知
- D_{dm}(t) : m月1日0時から月末日24時迄の時間帯tの電力量需要 (kW)
- D_{maxm} : m月の最大3日平均電力 (kW) / 電力調査統計により地域別に既知
- D_{minm} : m月の最小電力 (目的変数)
- SW(t,c,s) : 時間帯t, 曜日c(平日・土日祝), 季節s(夏/通常)の推定時間帯電力負荷指数 (0 < SW < 1)

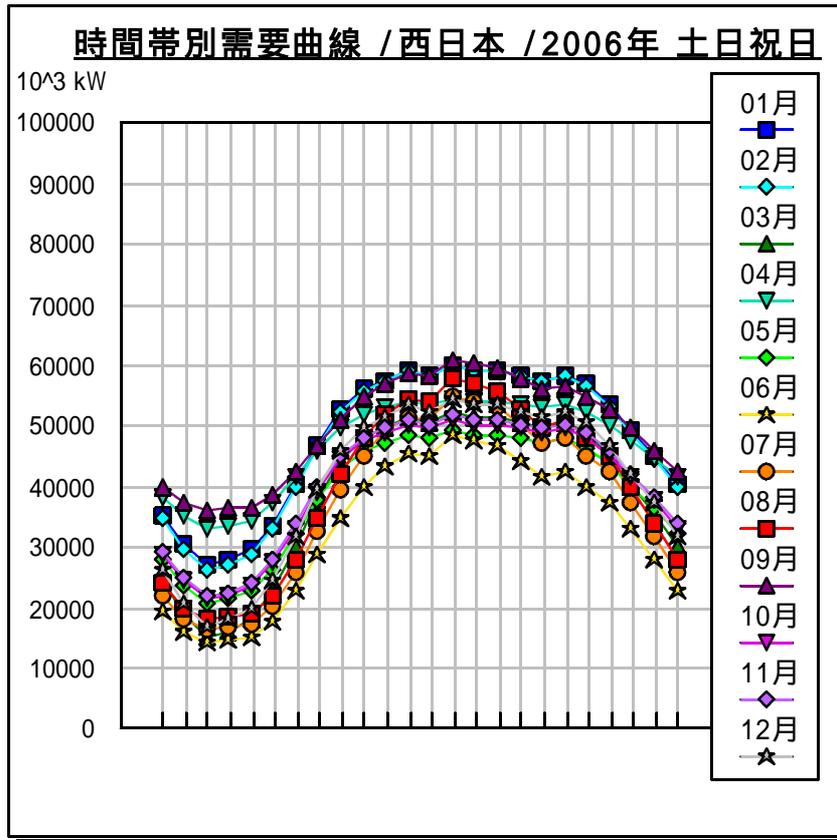
[図2-3-2-1. 時間帯別電力負荷指数の推定値]



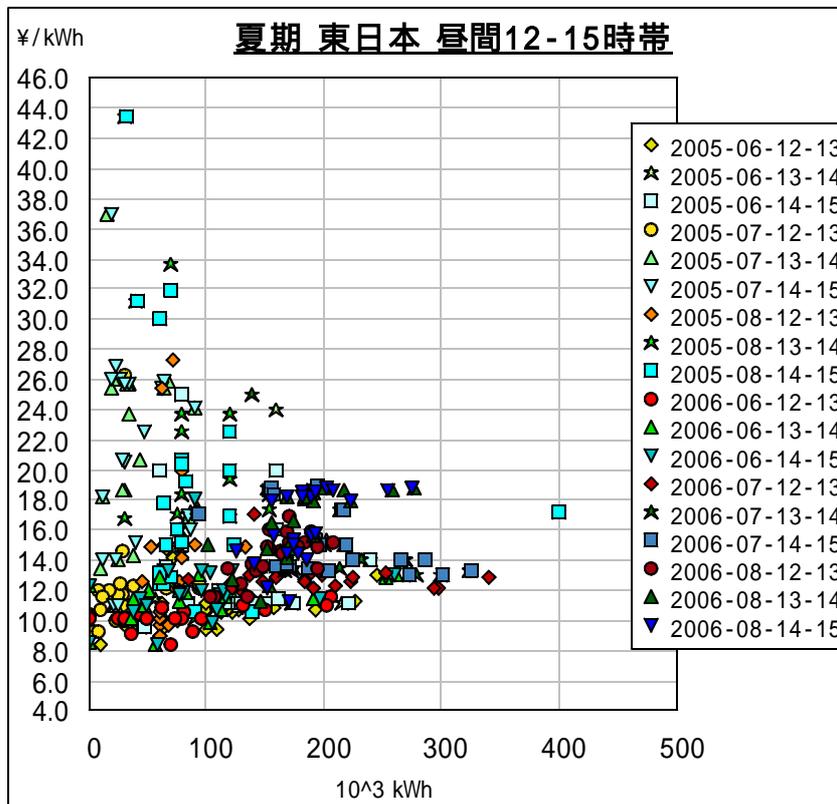
[図2-3-3-3. 時間帯別電力負荷指数の推定例(2006年・西日本・平日)]



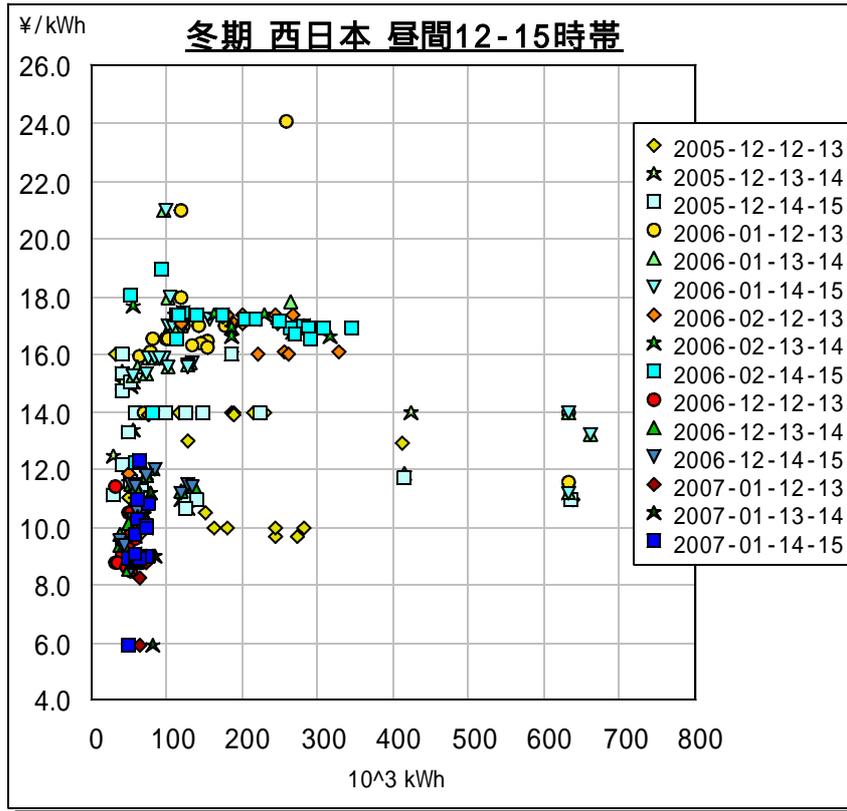
[図2-3-3-4. 時間帯別電力負荷指数の推定例(2006年・西日本・土日祝日)]



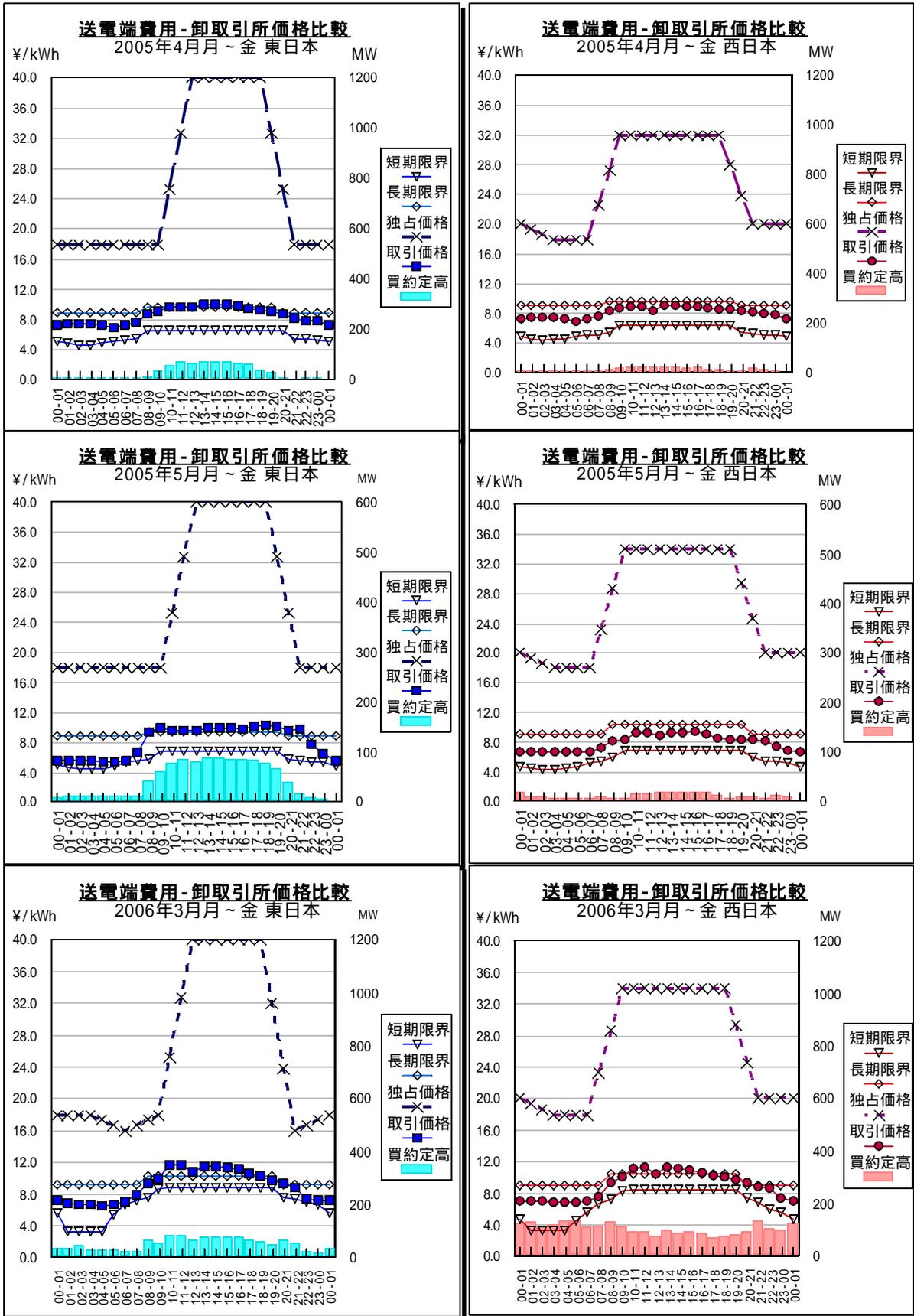
[図2-3-4-1. 東西地域別卸電力取引約定数量・価格実績の例(夏期・東日本昼間12-15時帯)]



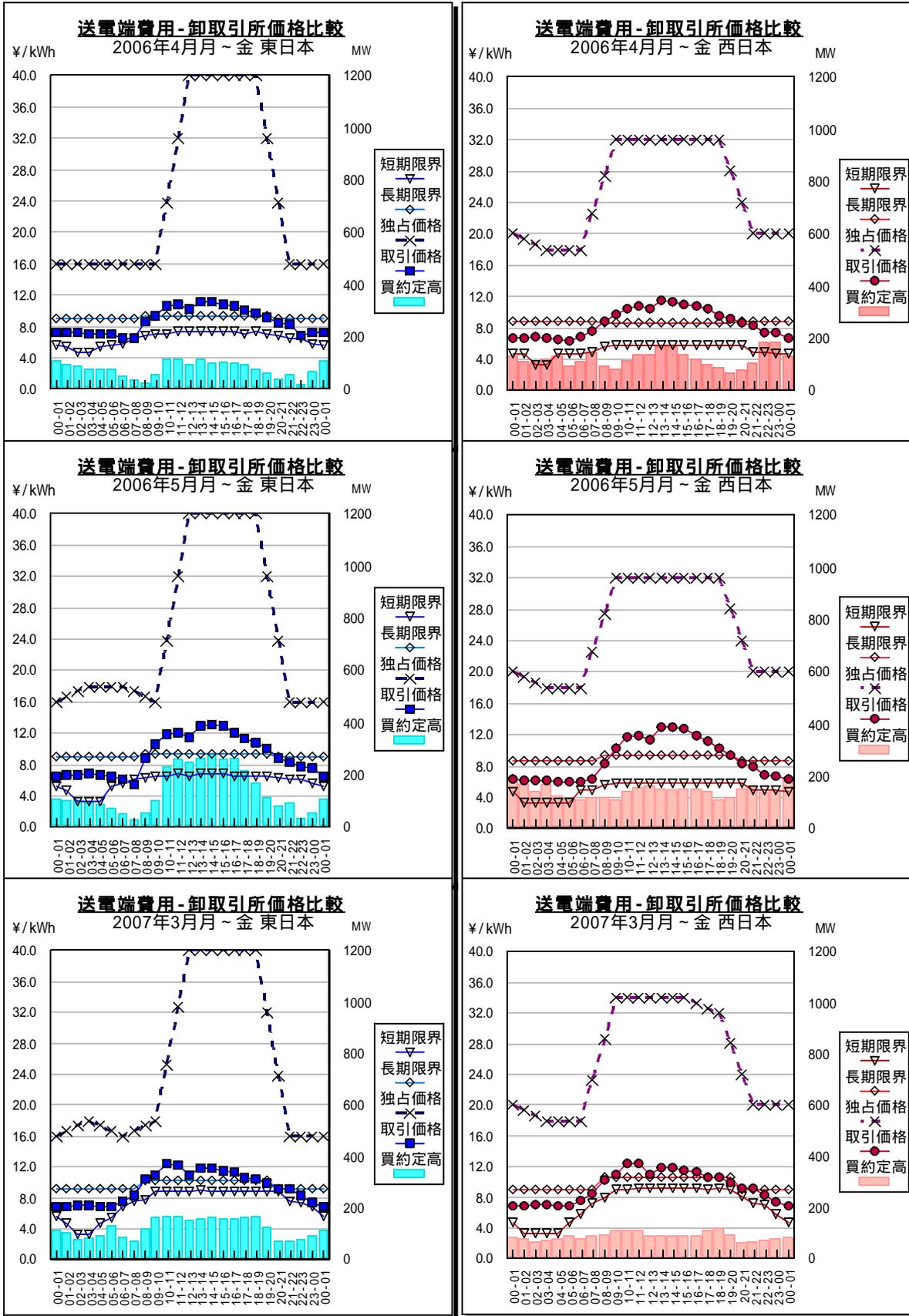
[図2-3-4-2. 東西地域別卸電力取引約定数量・価格実績の例(冬期・西日本・昼間12-15時帯)]



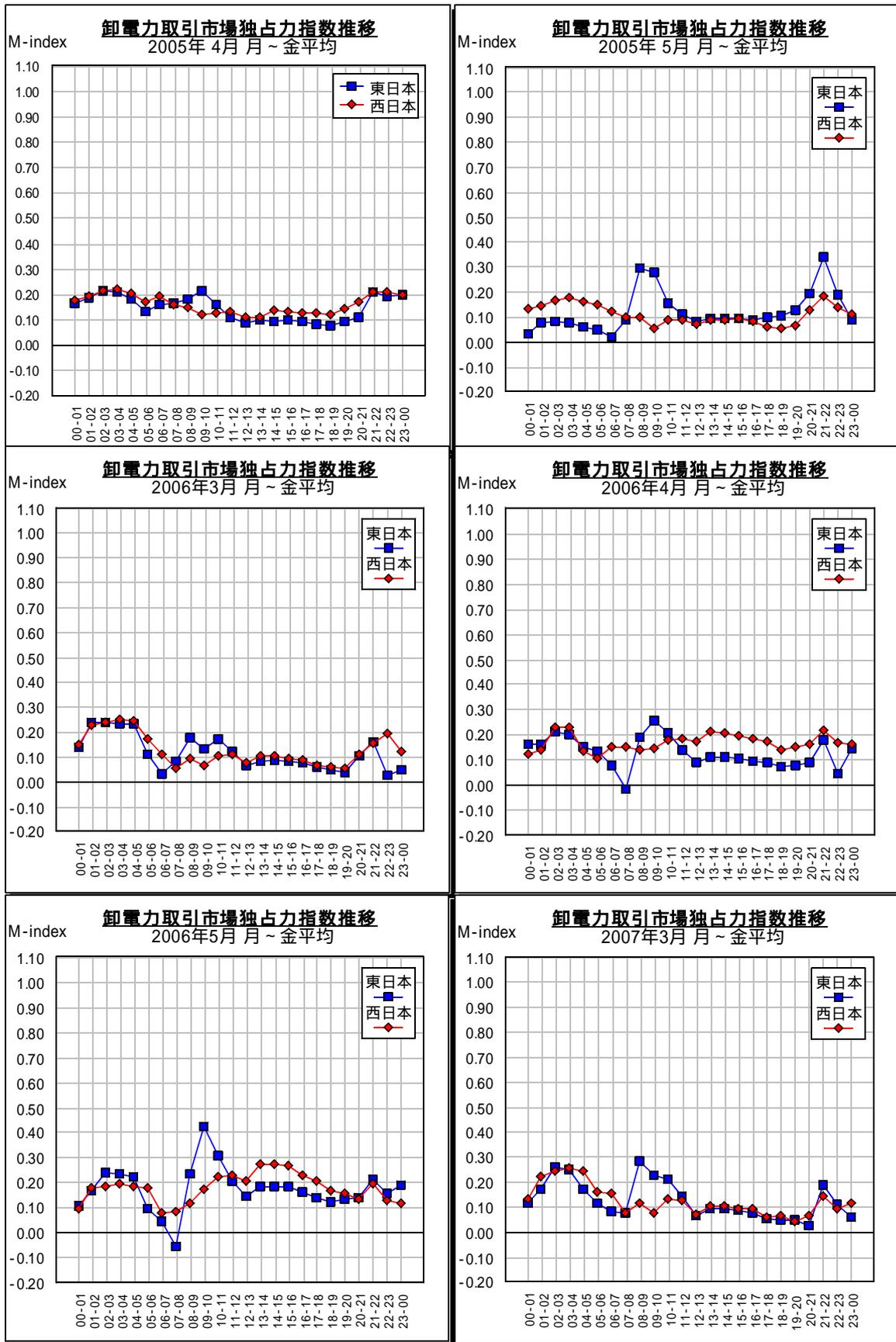
[図3-1-1-1. ~ -6. 春期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)]



[図3-1-1-7. ~ -12. 春期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)]



[図3-1-1-13.~17. 春期・平日の卸電力取引市場独占力指数推移]



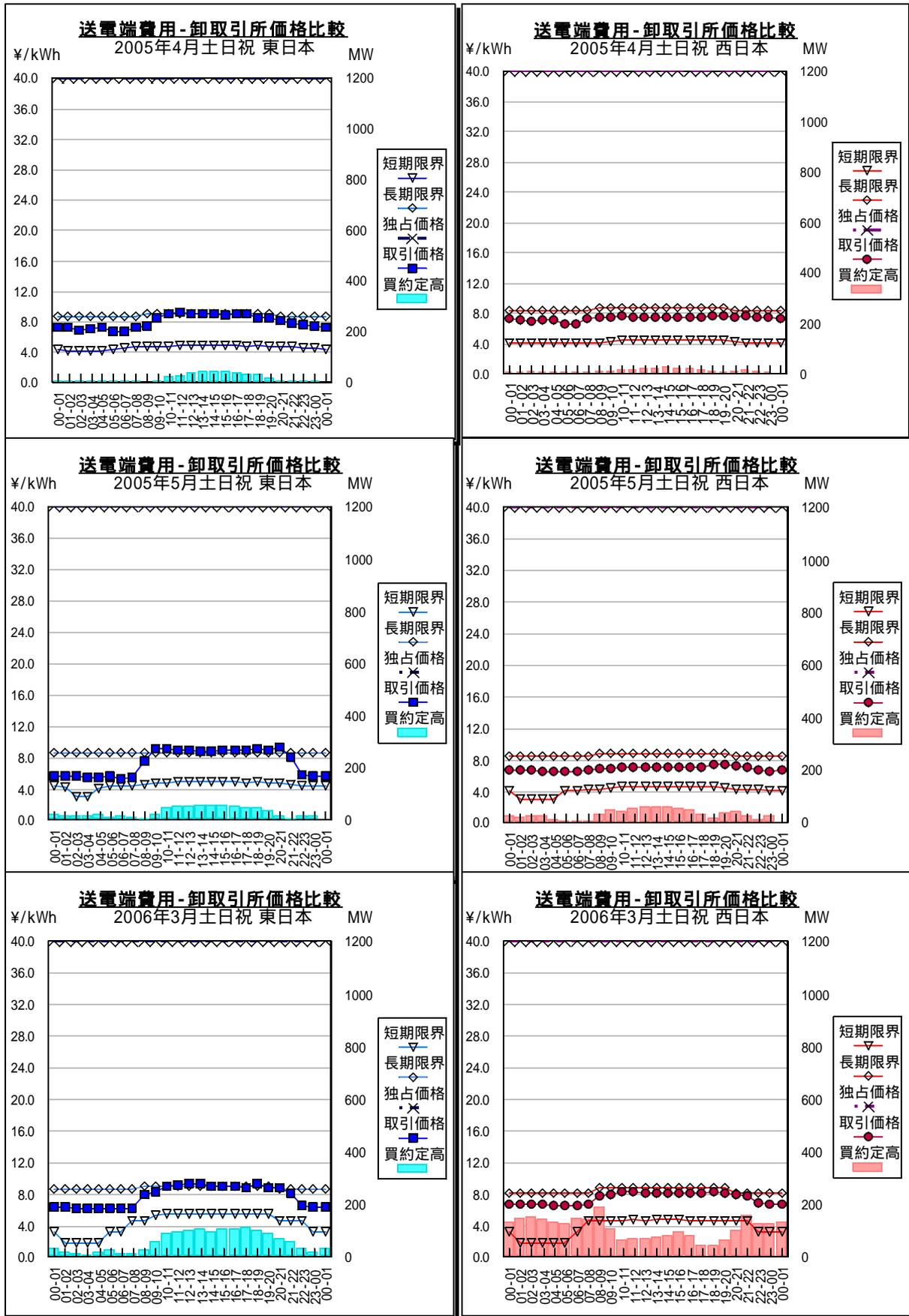
[表3-1-1-1. 春期・平日(月～金曜)の卸電力取引概況]

時間帯 ¥/kWh	東日本						西日本					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
(平均価格)												
月～金・平日	8.55	8.22	9.09	8.72	9.27	9.42	8.20	7.95	9.04	8.75	8.91	9.45
昼間(06-18)	9.22	9.19	10.39	9.71	10.76	10.85	8.60	8.62	10.11	9.98	10.64	10.88
夜間(18-06)	7.88	7.25	7.80	7.73	7.78	7.99	7.98	7.29	7.98	7.52	7.18	8.02
00-03時帯	7.39	5.57	6.95	7.24	6.66	6.87	7.39	6.70	6.98	6.74	6.22	6.90
03-06時帯	7.21	5.44	6.65	7.04	6.67	6.89	7.21	6.68	6.92	6.48	6.08	6.93
06-09時帯	7.89	7.19	8.14	7.24	6.83	8.80	7.79	7.37	8.04	7.75	6.87	8.82
09-12時帯	9.43	9.76	11.11	10.28	11.51	11.90	8.86	8.94	10.82	10.33	11.30	11.98
12-15時帯	9.83	9.86	11.25	10.84	12.56	11.55	8.87	9.14	10.96	11.12	12.42	11.56
15-18時帯	9.72	9.96	11.06	10.49	12.14	11.16	8.89	9.01	10.62	10.71	11.97	11.16
18-21時帯	9.00	9.96	9.79	9.14	9.93	9.93	8.57	8.32	9.68	9.19	9.28	9.93
21-24時帯	7.93	8.02	7.80	7.49	7.84	8.28	7.98	7.46	8.32	7.67	7.16	8.30
(最大3日平均電力・平均約定取引高(10 ³ kWh/h))												
最大3日平均	58593	55195	65310	59052	56887	64544	66405	66324	77403	69110	68571	78233
平均約定数量	31	46	52	77	142	123	14	11	105	122	142	88

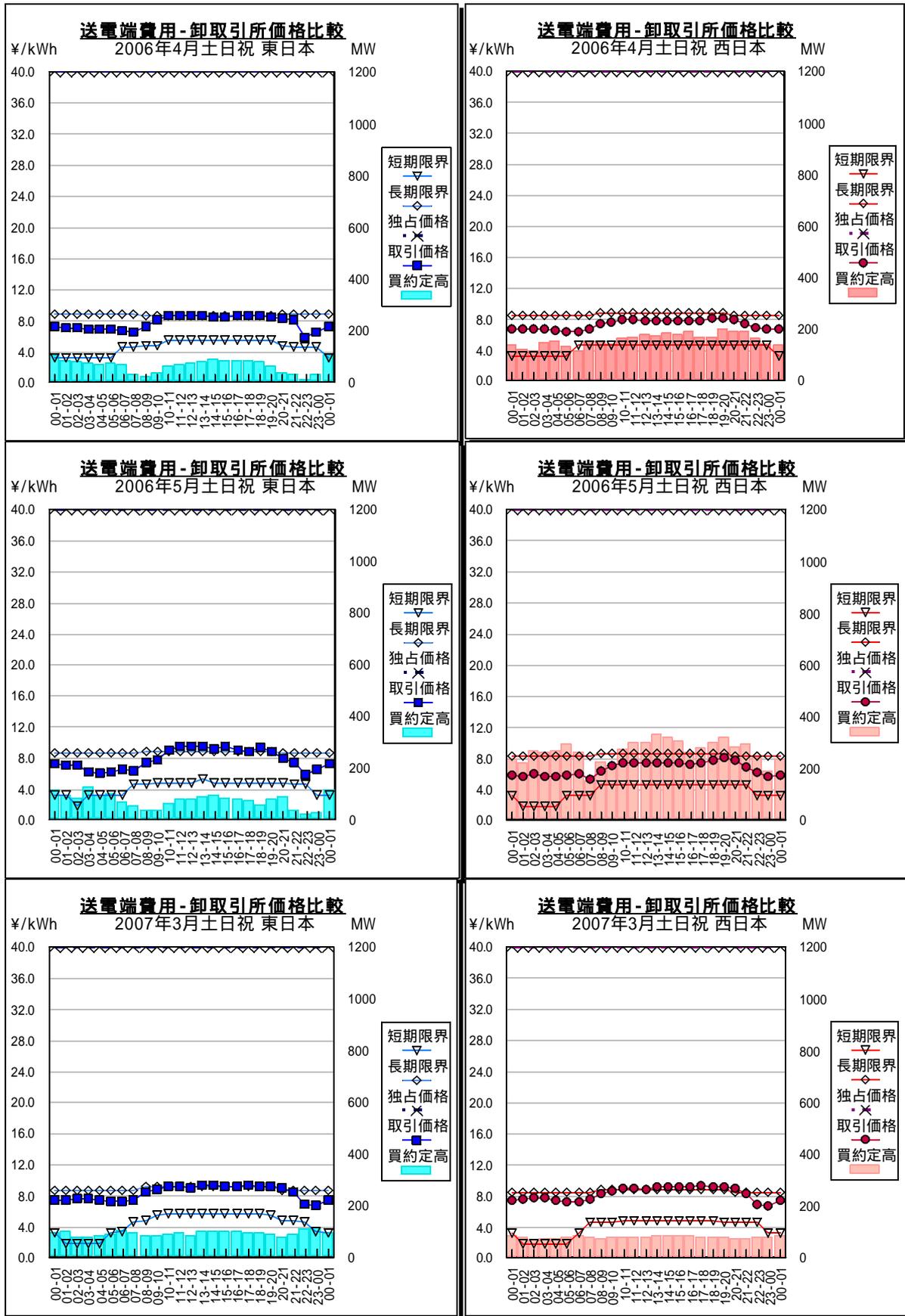
[表3-1-1-2. 春期・平日(月～金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
独占力指数												
M												
月～金・平日	0.14	0.14	0.11	0.13	0.22	0.12	0.16	0.10	0.12	0.18	0.19	0.12
昼間(06-18)	0.12	0.12	0.10	0.13	0.22	0.11	0.13	0.09	0.09	0.18	0.22	0.10
夜間(18-06)	0.15	0.17	0.13	0.13	0.18	0.12	0.18	0.13	0.16	0.16	0.16	0.14
00-03時帯	0.19	0.07	0.21	0.18	0.18	0.18	0.20	0.15	0.21	0.16	0.15	0.20
03-06時帯	0.18	0.06	0.20	0.16	0.20	0.17	0.20	0.17	0.22	0.16	0.19	0.22
06-09時帯	0.17	0.21	0.13	0.07	0.10	0.17	0.17	0.10	0.09	0.15	0.10	0.11
09-12時帯	0.15	0.16	0.15	0.19	0.29	0.18	0.13	0.08	0.09	0.17	0.21	0.11
12-15時帯	0.10	0.09	0.08	0.11	0.18	0.08	0.12	0.08	0.10	0.20	0.25	0.10
15-18時帯	0.09	0.09	0.07	0.10	0.17	0.07	0.13	0.08	0.08	0.19	0.24	0.08
18-21時帯	0.10	0.13	0.06	0.09	0.14	0.05	0.14	0.08	0.07	0.15	0.15	0.06
21-24時帯	0.20	0.24	0.10	0.15	0.19	0.11	0.21	0.14	0.16	0.18	0.15	0.12
固定費回収												
度指数 K	0.58	0.56	0.61	0.64	0.71	0.63	0.61	0.53	0.65	0.73	0.77	0.67
レーナ-指数												
L	0.34	0.36	0.23	0.29	0.48	0.23	0.39	0.27	0.26	0.41	0.44	0.24

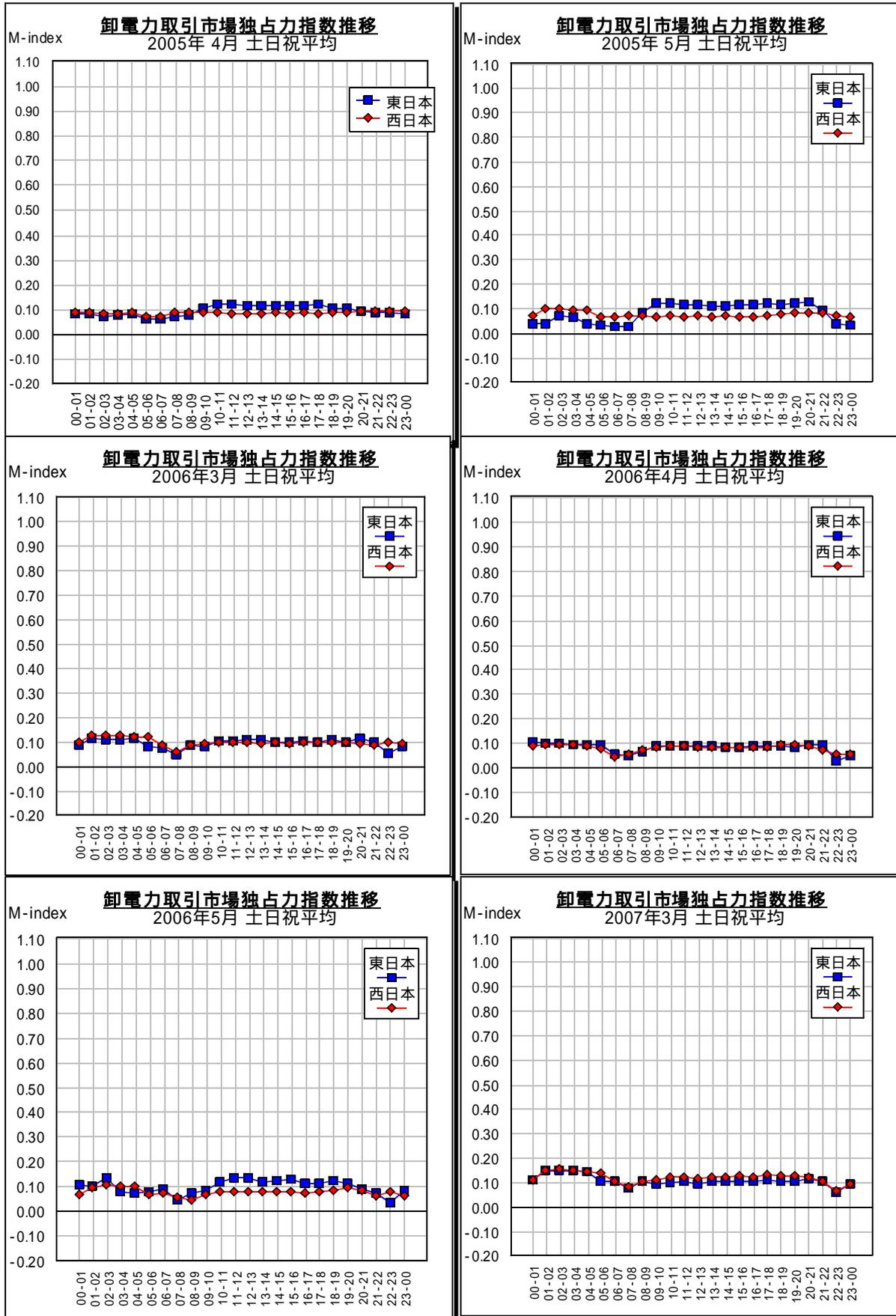
[図3-1-2-1. ~ -6. 春期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)]



[図3-1-2-7. ~ -12. 春期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)]



[図3-1-2-13.~18. 春期・土日祝日の卸電力取引市場独占力指数推移]



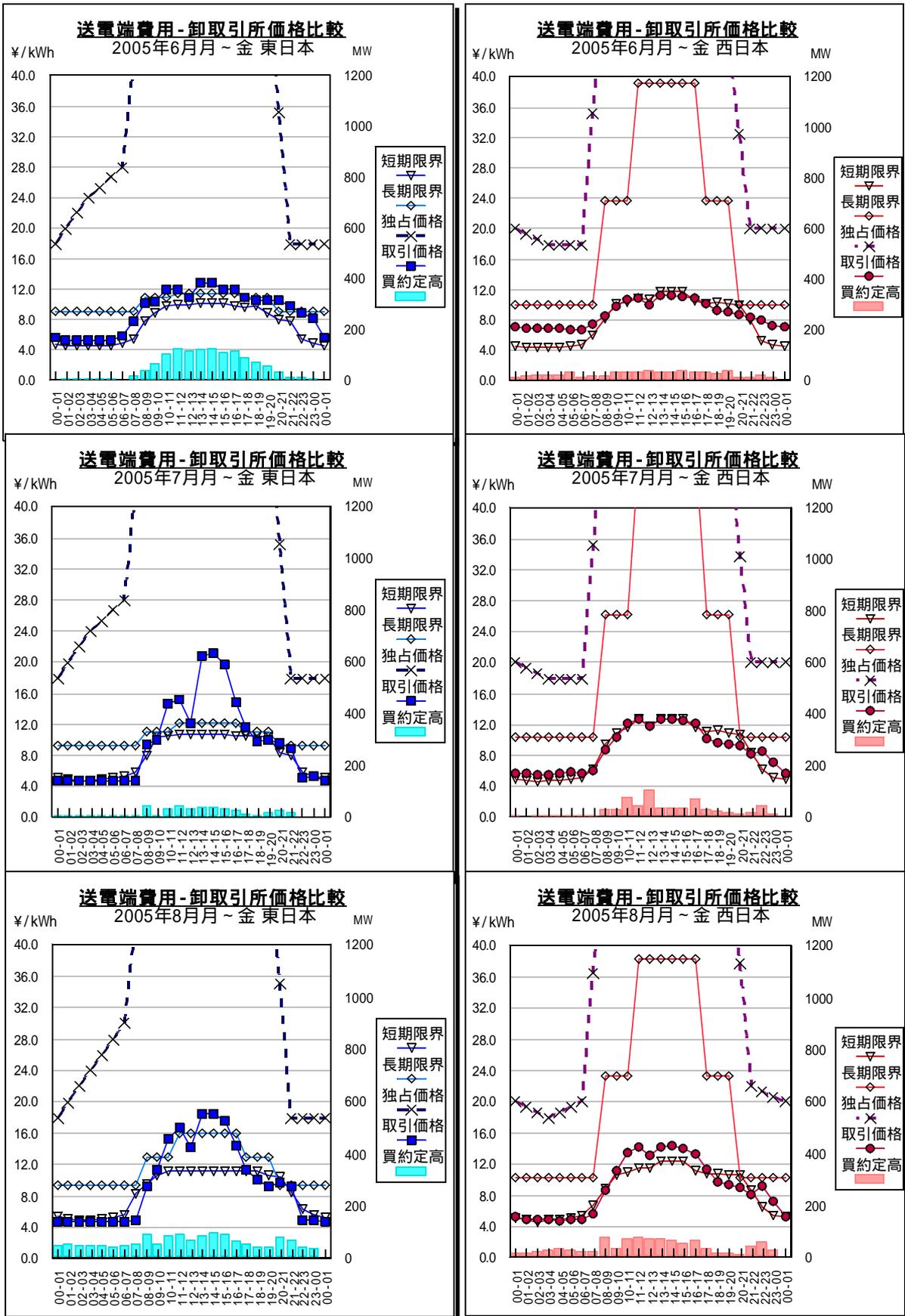
[表3-1-2-1. 春期・土日祝日の卸電力取引概況]

時間帯 ¥/kWh	東日本						西日本					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
(平均価格)												
土日祝日	8.08	7.50	7.80	7.72	7.85	8.36	7.42	6.91	7.51	7.31	6.73	8.30
昼間(06-18)	8.57	8.30	8.46	8.13	8.56	8.85	7.49	6.95	7.86	7.54	7.04	8.73
夜間(18-06)	7.59	6.71	7.13	7.32	7.14	7.88	7.36	6.87	7.16	7.09	6.42	7.88
00-06時帯	7.10	5.61	6.26	6.99	6.64	7.49	7.11	6.63	6.69	6.66	5.79	7.51
06-12時帯	8.09	7.64	7.81	7.64	7.81	8.43	7.40	6.84	7.59	7.35	6.63	8.30
12-18時帯	9.05	8.95	9.12	8.62	9.30	9.27	7.57	7.05	8.13	7.73	7.44	9.15
18-24時帯	8.08	7.82	8.00	7.65	7.64	8.27	7.62	7.11	7.64	7.52	7.06	8.24
(最大3日平均電力・平均約定取引高(10 ³ kWh/h))												
最大3日平均	58593	55195	65310	59052	56887	64544	66405	66324	77403	69110	68571	78233
平均約定数量	20	32	60	66	75	95	15	34	110	161	269	82

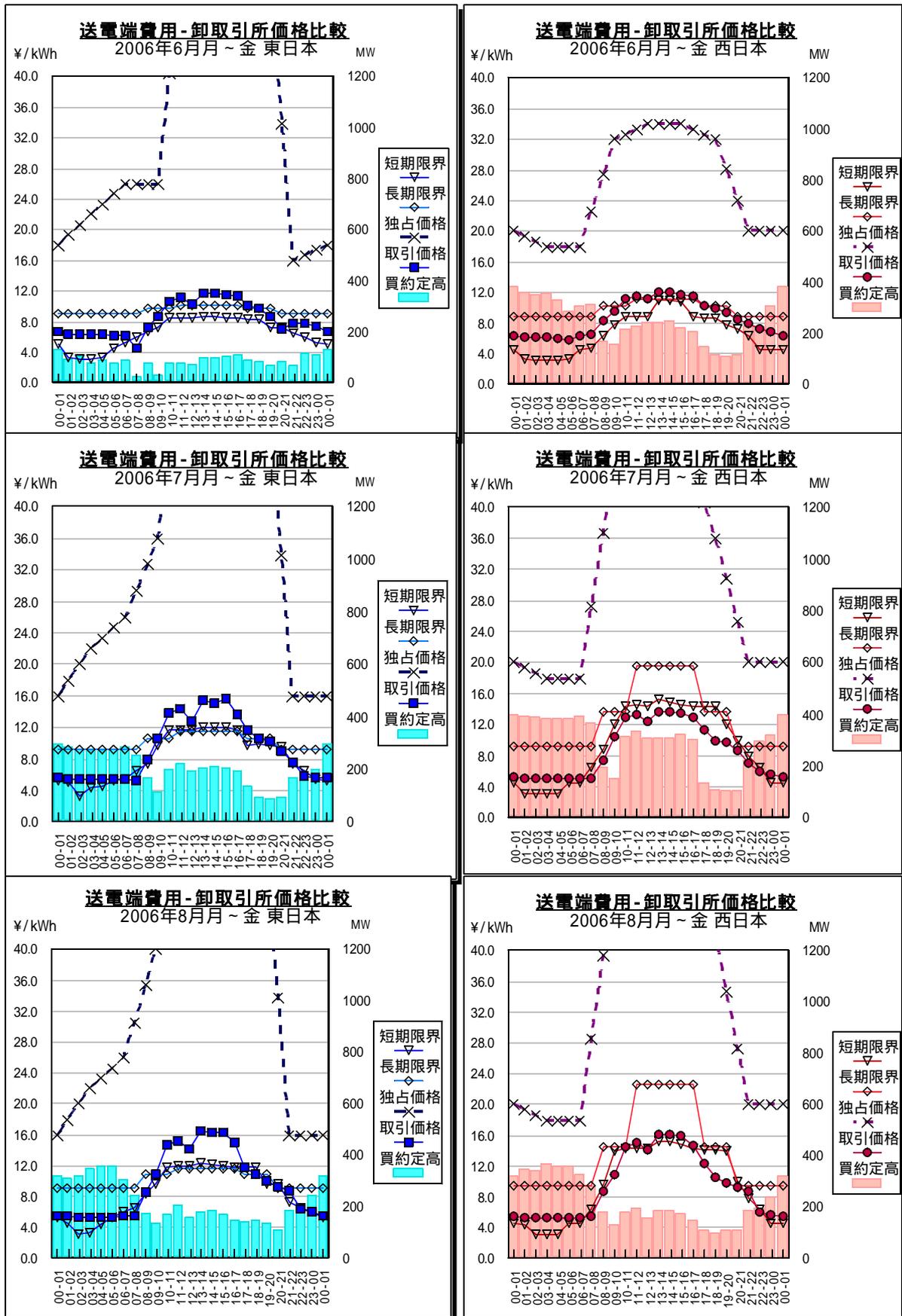
[表3-1-2-2. 春期・土日祝日の独占力指数"M"・固定回収土指数"K"推移]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
独占力指数												
M												
土日祝日	0.11	0.10	0.10	0.09	0.11	0.11	0.09	0.09	0.10	0.08	0.08	0.12
昼間(06-18)	0.11	0.09	0.10	0.08	0.11	0.10	0.09	0.06	0.09	0.08	0.07	0.12
夜間(18-06)	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.12	0.09	0.13	0.11	0.09	0.09	0.12
00-06時帯	0.08	0.08	0.10	0.10	0.10	0.14	0.08	0.09	0.12	0.09	0.09	0.14
06-12時帯	0.09	0.09	0.09	0.08	0.09	0.10	0.09	0.07	0.09	0.08	0.07	0.11
12-18時帯	0.12	0.08	0.10	0.09	0.12	0.10	0.09	0.07	0.10	0.09	0.08	0.12
18-24時帯	0.09	0.11	0.09	0.08	0.09	0.10	0.09	0.08	0.10	0.08	0.08	0.11
固定費回収												
度指数 K												
	0.62	0.61	0.68	0.66	0.70	0.71	0.65	0.59	0.74	0.70	0.77	0.78
ラーナ-指数												
L												
	0.47	0.49	0.46	0.41	0.48	0.46	0.42	0.46	0.49	0.41	0.43	0.52

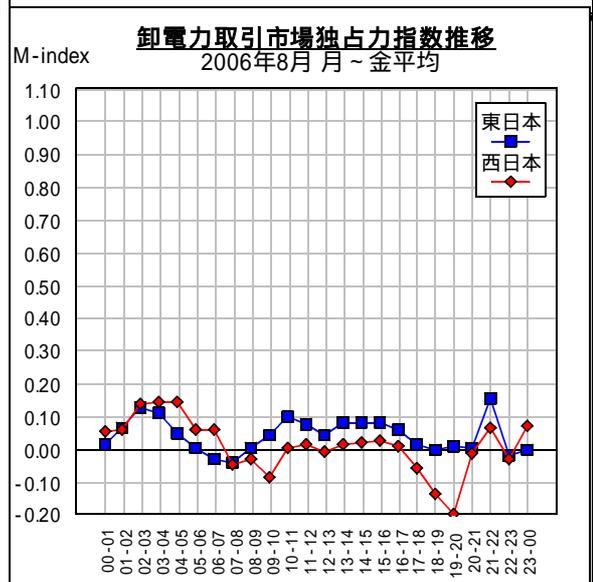
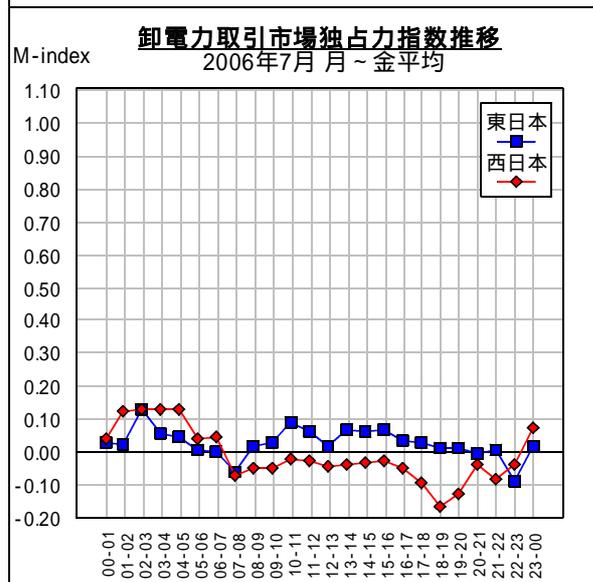
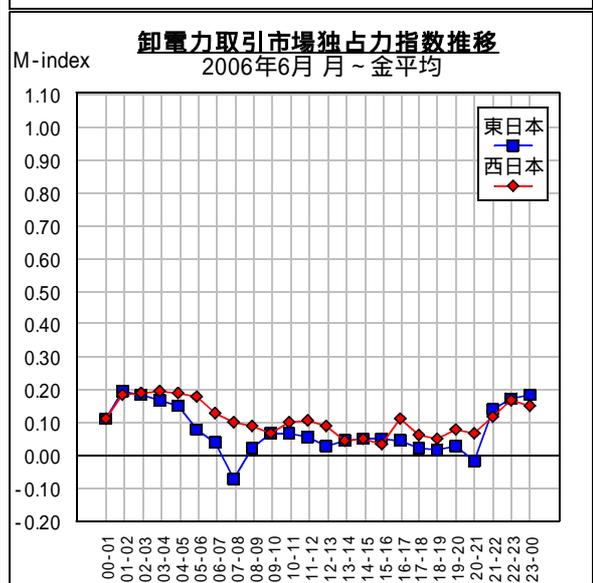
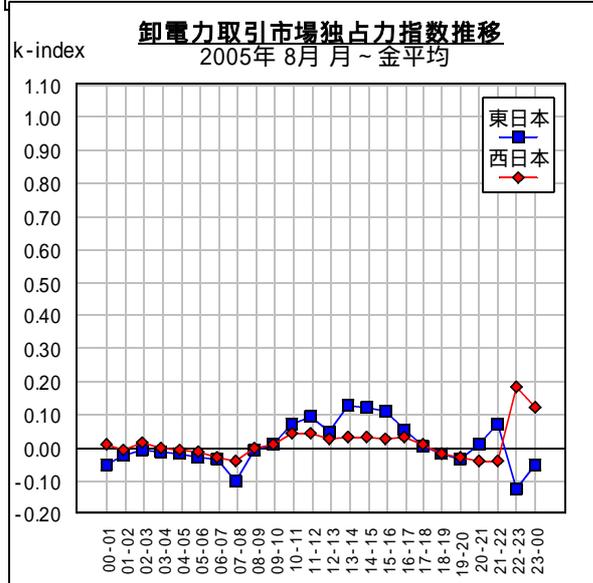
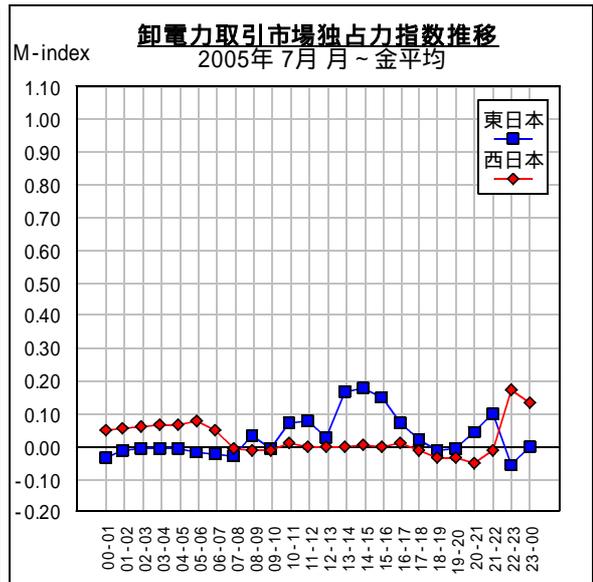
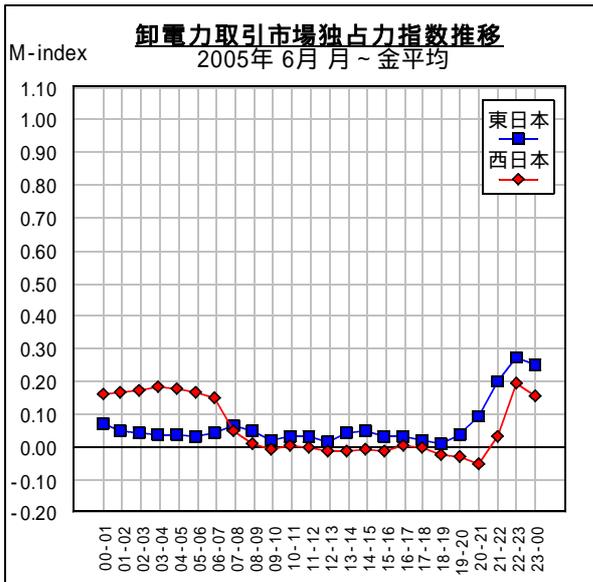
[図3-2-1-1. ~ -6. 夏期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)]



[図3-2-1-7. ~ -12. 夏期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)]



[図3-2-1-13. ~ 18. 夏期・平日の卸電力取引市場独占力指数推移]



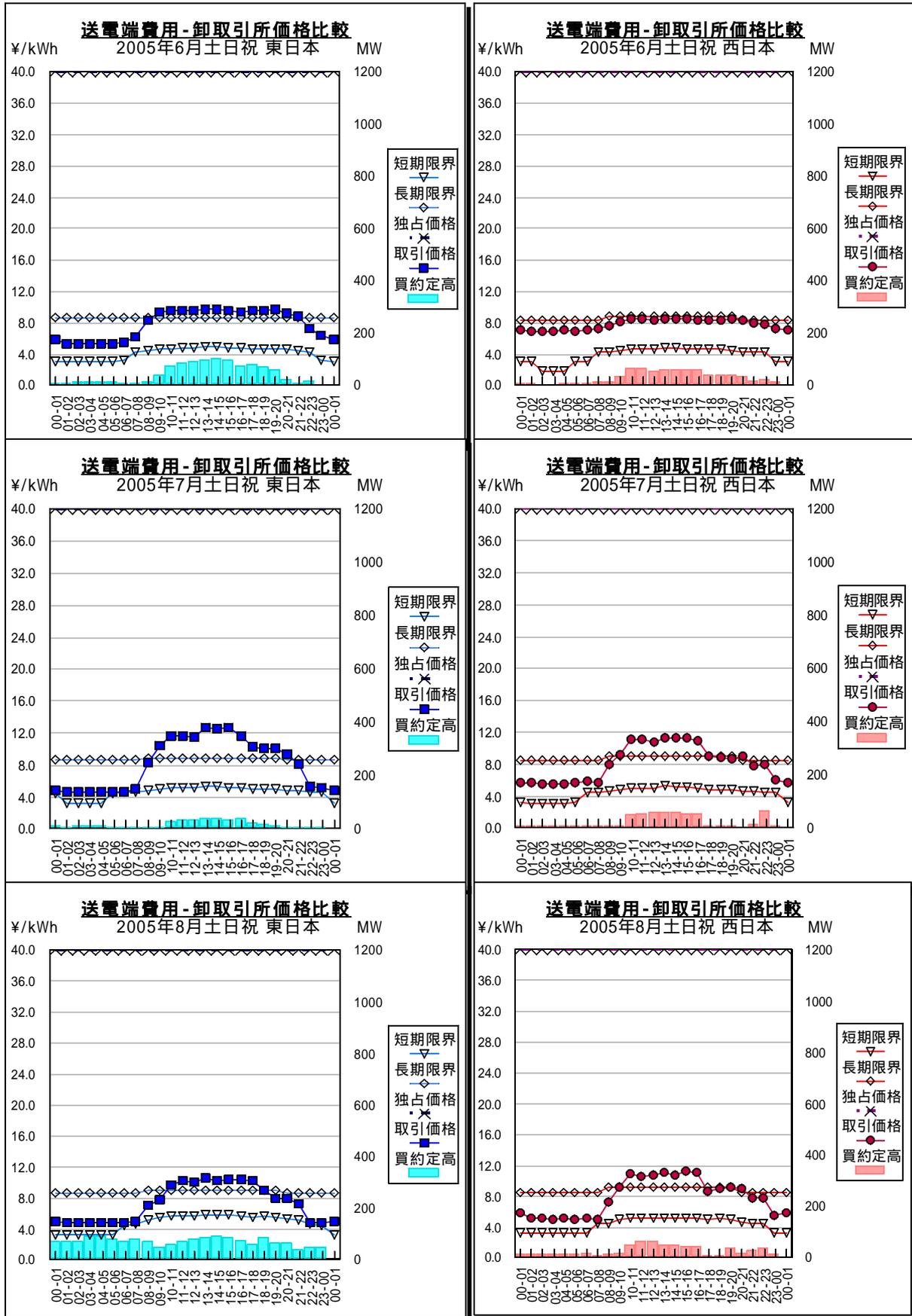
[表3-2-1-1. 夏期・平日(月～金曜)の卸電力取引概況]

時間帯	東日本						西日本					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
¥/kWh												
(平均価格)												
月～金・平日	9.20	9.86	9.70	8.40	9.32	9.75	8.79	8.92	9.19	8.71	8.76	9.66
昼間(06-18)	10.81	13.29	13.04	9.57	11.83	12.54	9.90	10.67	11.52	10.20	11.01	12.46
夜間(18-06)	7.58	6.43	6.36	7.23	6.82	6.95	7.69	7.18	6.85	7.22	6.51	6.85
00-03時帯	5.46	4.75	4.77	6.49	5.52	5.41	6.97	5.60	4.98	6.21	5.17	5.39
03-06時帯	5.34	4.73	4.74	6.31	5.44	5.36	6.86	5.70	4.83	6.02	5.13	5.35
06-09時帯	7.98	6.32	6.25	5.96	6.24	6.52	7.64	6.87	6.41	7.05	5.92	6.51
09-12時帯	11.43	13.36	14.43	10.12	12.97	13.62	10.47	11.71	12.92	10.75	12.24	13.51
12-15時帯	12.23	18.05	17.04	11.22	14.44	15.66	10.84	12.45	13.88	11.80	13.26	15.48
15-18時帯	11.60	15.42	14.43	11.00	13.66	14.35	10.64	11.64	12.89	11.21	12.61	14.35
18-21時帯	10.55	9.77	9.63	8.43	10.01	10.04	9.05	9.47	9.38	9.25	9.51	9.83
21-24時帯	8.97	6.46	6.31	7.71	6.30	7.00	7.89	7.96	8.21	7.40	6.24	6.84
(最大3日平均電力・平均約定取引高(10 ³ kWh/h))												
最大3日平均	69050	71115	78533	66268	72666	76372	87148	92711	95479	82679	93578	97627
平均約定数量	54	20	65	86	205	220	28	28	43	245	289	222

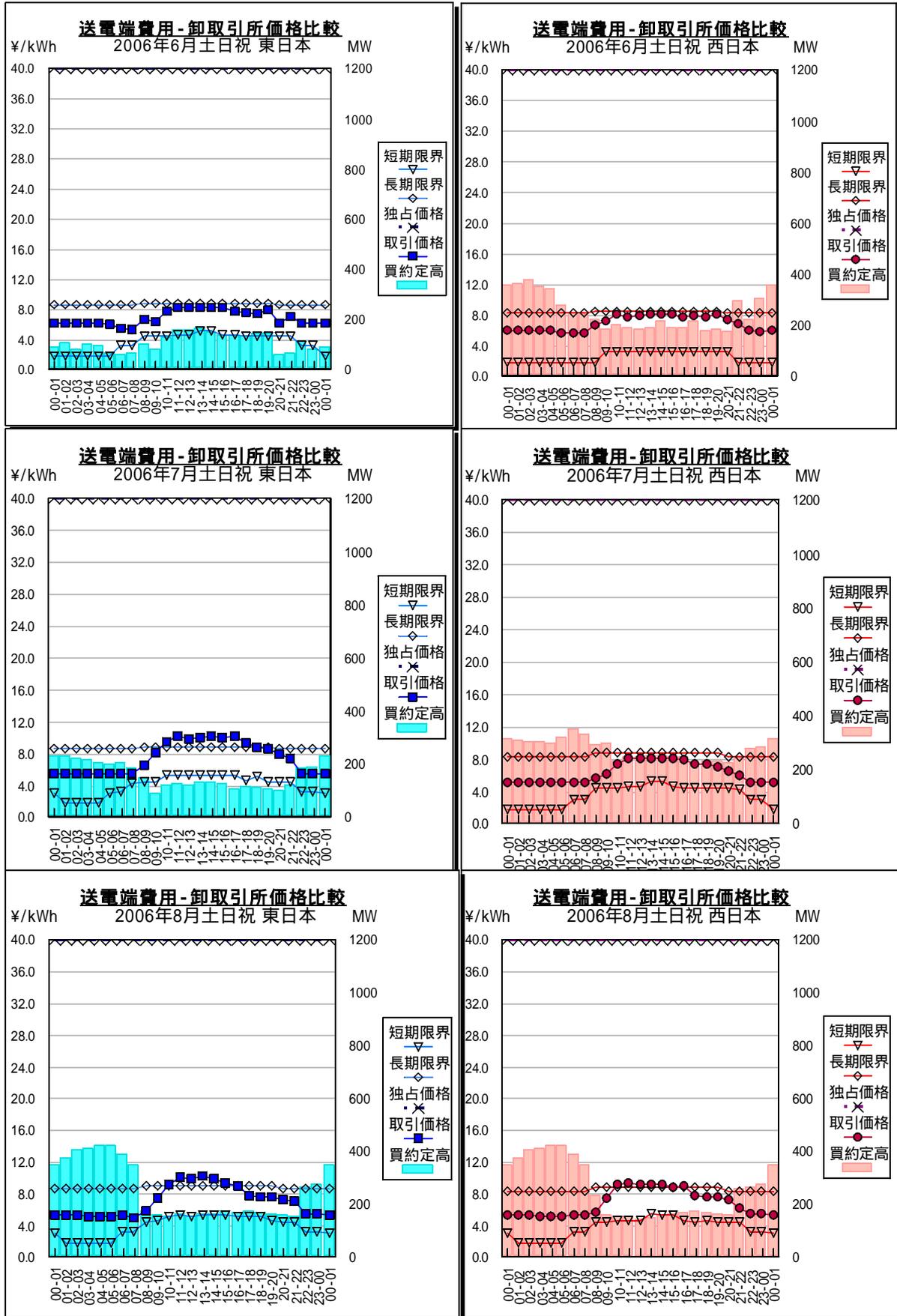
[表3-2-1-2. 夏期・平日(月～金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯	東日本						西日本					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
k-index												
独占力指数												
M												
月～金・平日	0.05	0.10	0.05	0.06	0.04	0.04	0.01	0.01	0.03	0.11	-0.01	0.02
昼間(06-18)	0.04	0.09	0.06	0.05	0.04	0.05	-0.00	0.00	0.03	0.08	-0.03	-0.00
夜間(18-06)	0.07	0.01	-0.02	0.09	0.03	0.04	0.07	0.02	0.02	0.15	0.05	0.05
00-03時帯	0.05	-0.02	-0.03	0.16	0.07	0.08	0.17	0.06	0.01	0.16	0.10	0.09
03-06時帯	0.04	-0.01	-0.02	0.13	0.04	0.05	0.17	0.07	-0.01	0.19	0.10	0.12
06-09時帯	0.06	0.02	-0.04	0.02	-0.01	-0.02	0.04	-0.01	-0.01	0.10	-0.03	-0.01
09-12時帯	0.03	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.00	0.00	0.04	0.10	-0.03	-0.01
12-15時帯	0.04	0.12	0.10	0.04	0.05	0.07	-0.01	0.00	0.03	0.06	-0.04	0.01
15-18時帯	0.03	0.10	0.06	0.04	0.05	0.05	-0.01	0.00	0.03	0.07	-0.05	0.00
18-21時帯	0.03	0.01	-0.01	0.02	0.01	0.00	-0.03	-0.04	-0.03	0.06	-0.12	-0.12
21-24時帯	0.24	0.05	-0.03	0.18	-0.02	0.03	0.15	0.12	0.10	0.15	0.00	0.04
固定費回収												
度指数 K												
	0.55	0.60	0.47	0.59	0.62	0.64	0.23	0.23	0.26	0.59	0.45	0.44
レーナ-指数												
L												
	0.21	0.37	0.19	0.25	0.13	0.14	0.06	0.02	0.12	0.25	-0.02	0.05

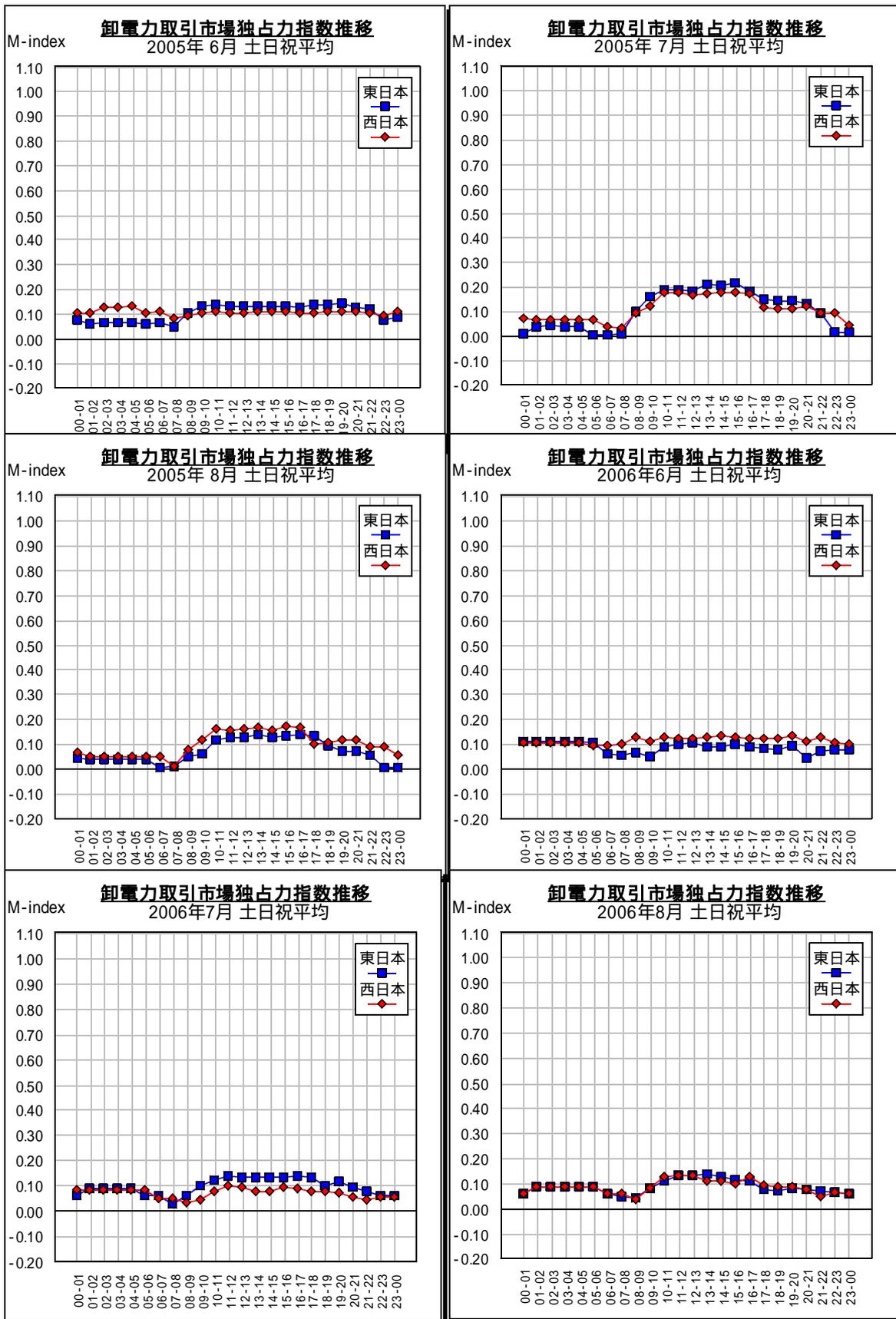
[図3-2-2-1. ~ -6. 夏期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)]



[図3-2-2-7. ~ -12. 夏期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)]



[図3-2-2-13. ~ -18. 夏期・土日祝日の卸電力取引市場独占力指数推移]



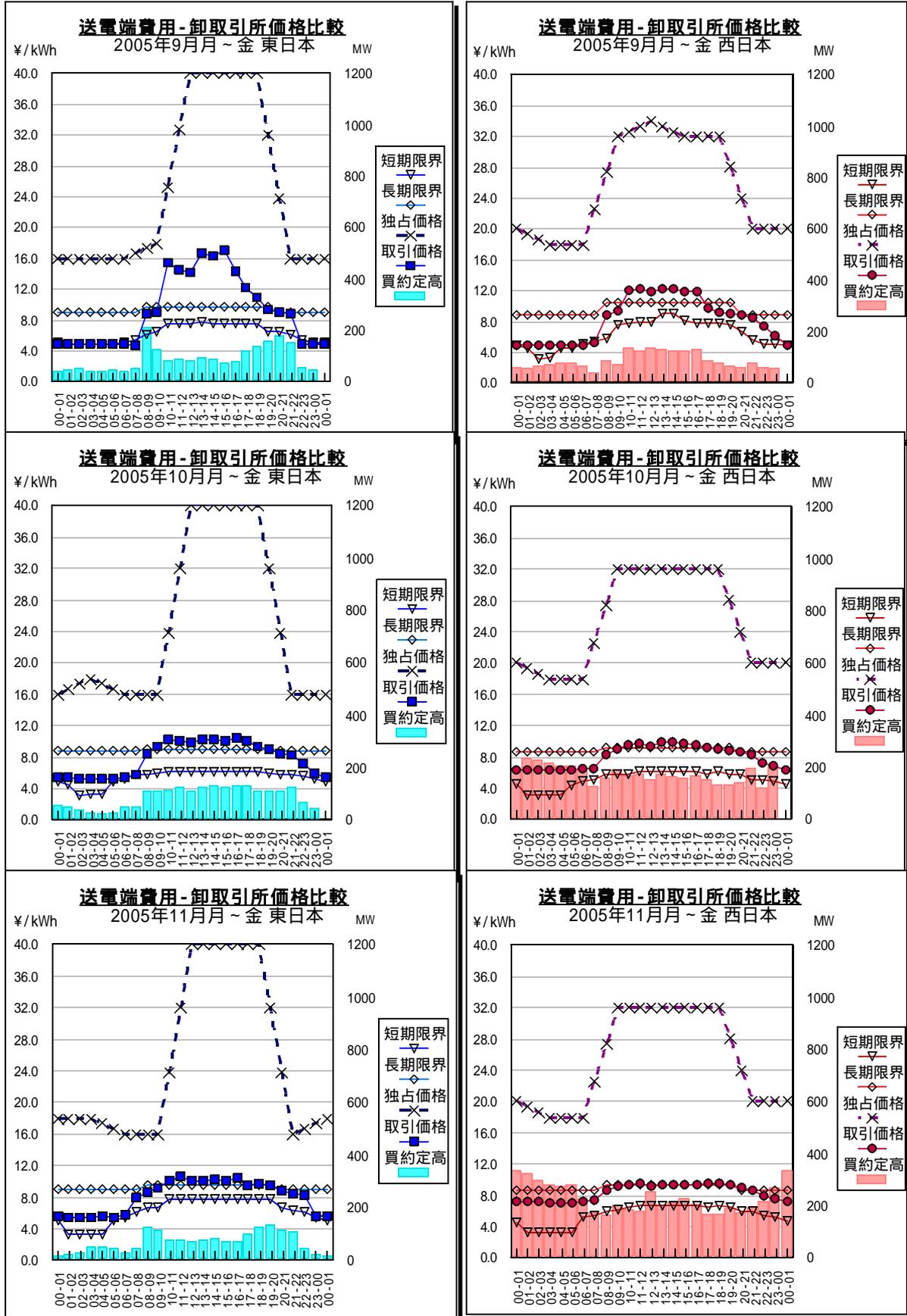
[表3-2-2-1. 夏期・土日祝日の卸電力取引概況]

時間帯	東日本						西日本					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
¥/kWh												
(平均価格)												
土日祝日	7.90	8.31	7.39	6.95	7.58	7.16	7.83	8.25	7.95	6.94	6.40	6.98
昼間(06-18)	8.83	10.25	8.88	7.38	8.78	8.27	8.17	9.65	9.29	7.43	7.11	7.99
夜間(18-06)	6.98	6.38	5.90	6.51	6.39	6.04	7.49	6.85	6.62	6.46	5.69	5.97
00-06時帯	5.49	4.75	4.84	6.21	5.47	5.30	6.95	5.63	5.21	5.92	5.13	5.30
06-12時帯	8.08	8.63	7.42	6.68	7.59	7.16	7.86	8.49	7.98	6.89	6.26	7.06
12-18時帯	9.58	11.86	10.33	8.08	9.97	9.38	8.47	10.82	10.59	7.98	7.96	8.92
18-24時帯	8.47	8.00	6.97	6.82	7.30	6.79	8.03	8.06	8.02	6.99	6.24	6.65
(最大3日平均電力・平均約定取引高(10 ³ kWh/h))												
最大3日平均	69050	71115	78533	66268	72666	76372	87148	92711	95479	82679	93578	97627
平均約定数量	43	18	72	110	157	250	31	25	28	247	276	255

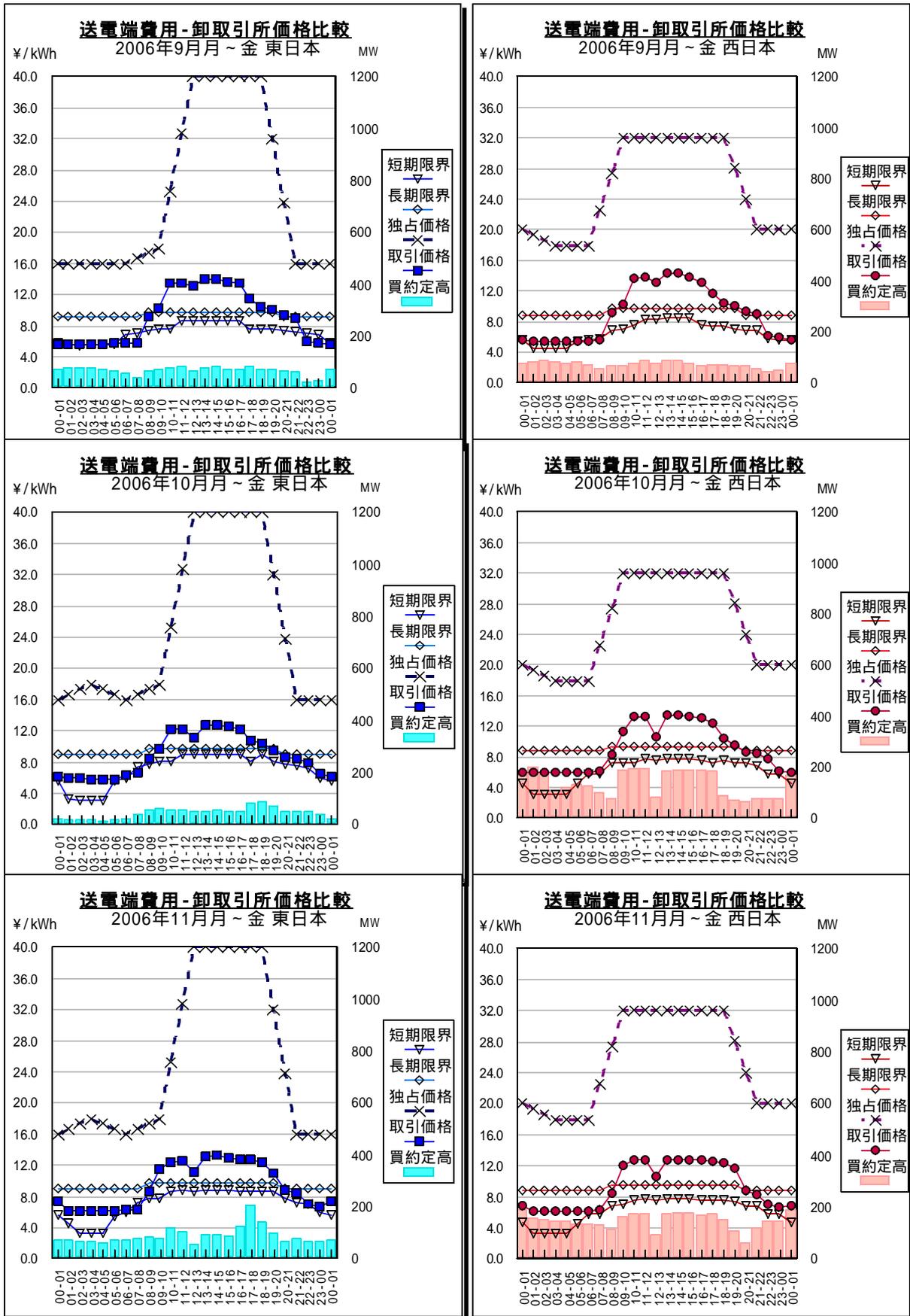
[表3-2-2-2. 夏期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯	東日本						西日本					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
index												
独占力指数												
M												
土日祝日	0.13	0.15	0.08	0.09	0.09	0.09	0.11	0.14	0.13	0.12	0.07	0.08
昼間(06-18)	0.13	0.18	0.10	0.09	0.11	0.09	0.11	0.16	0.15	0.12	0.07	0.09
夜間(18-06)	0.11	0.07	0.05	0.10	0.08	0.08	0.11	0.08	0.08	0.11	0.08	0.08
00-06時帯	0.07	0.03	0.04	0.11	0.08	0.08	0.12	0.07	0.05	0.11	0.09	0.08
06-12時帯	0.10	0.11	0.07	0.07	0.09	0.08	0.10	0.11	0.10	0.12	0.06	0.08
12-18時帯	0.13	0.19	0.14	0.09	0.14	0.12	0.11	0.16	0.16	0.11	0.09	0.11
18-24時帯	0.12	0.09	0.05	0.08	0.09	0.07	0.11	0.10	0.10	0.12	0.06	0.07
固定費回収												
度指数 K												
	0.66	0.64	0.57	0.62	0.68	0.62	0.68	0.69	0.58	0.69	0.72	0.66
ラ-ナ-指数												
L												
	0.57	0.62	0.37	0.48	0.45	0.43	0.49	0.61	0.57	0.63	0.42	0.44

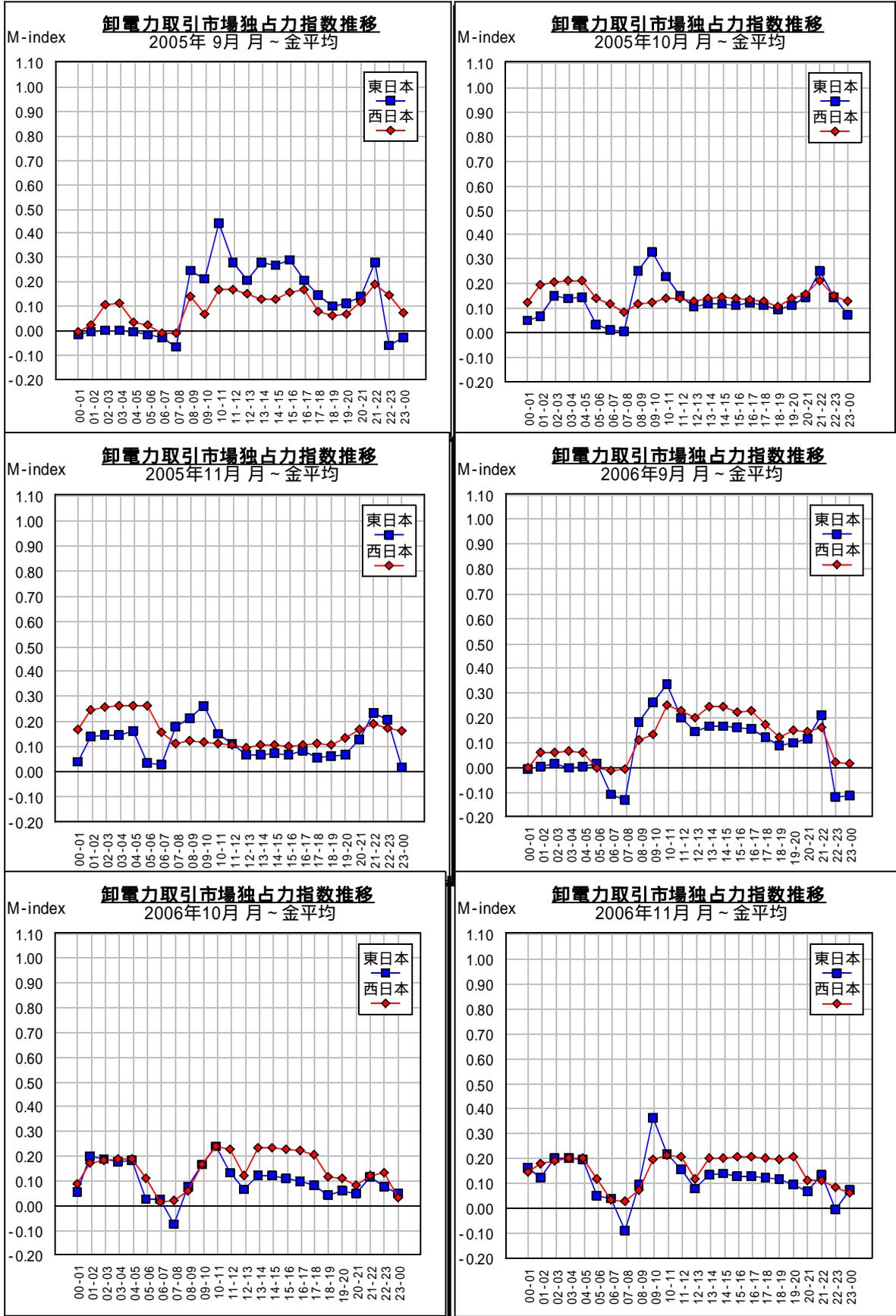
[図3-3-1-1. ~ -6. 秋期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)]



[図3-3-1-7. ~ -12. 秋期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)]



[図3-3-1-13. ~ -18. 秋期・平日の卸電力取引市場独占力指数推移]



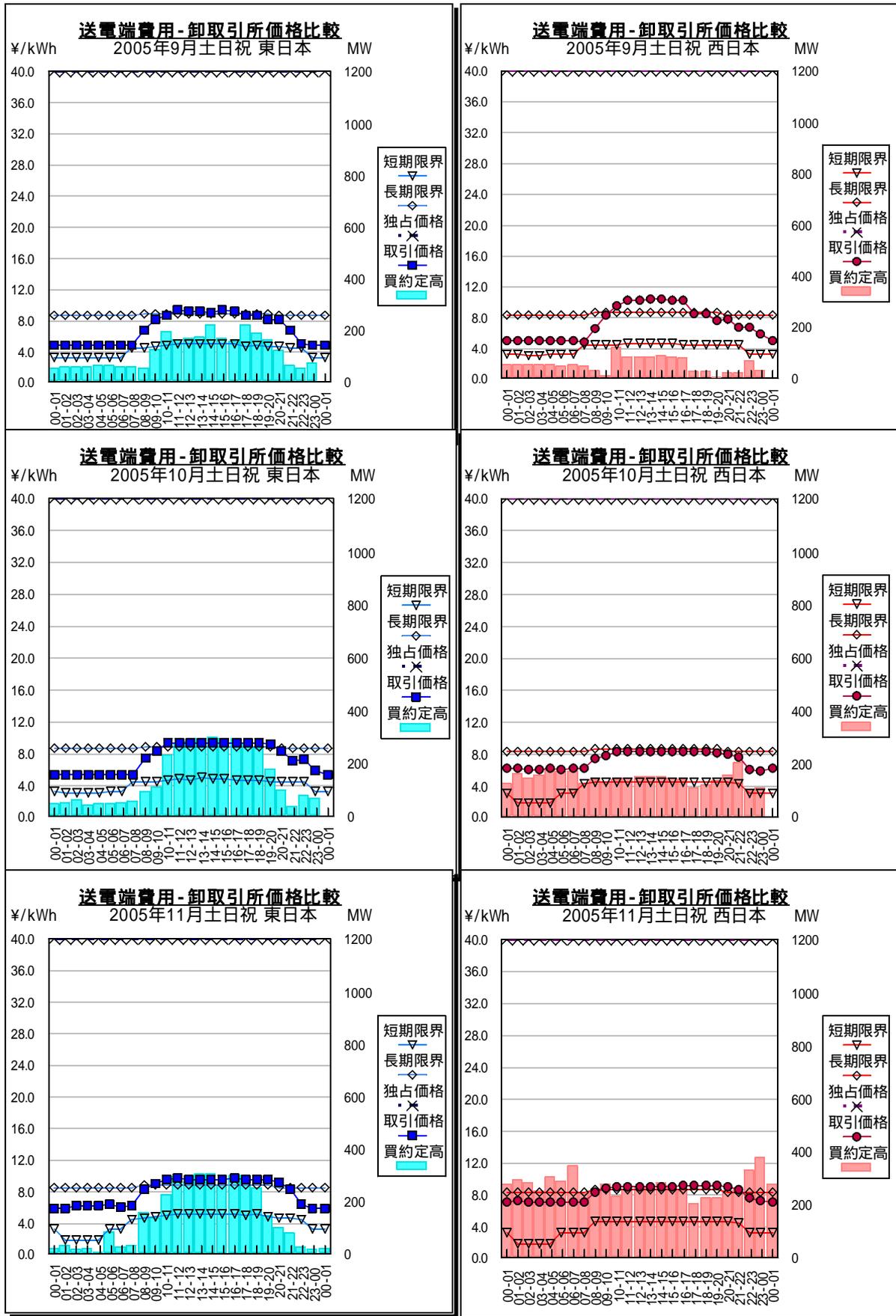
[表3-3-1-1. 秋期・平日(月～金曜)の卸電力取引概況]

時間帯	東日本						西日本					
	¥/kWh	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610
(平均価格)												
月～金・平日	9.41	7.95	8.19	9.27	8.97	9.43	8.38	8.12	8.47	9.27	9.25	9.39
昼間(06-18)	12.39	9.18	9.41	11.51	10.68	11.16	10.20	8.97	8.99	11.55	11.24	11.05
夜間(18-06)	6.42	6.73	6.96	7.04	7.26	7.70	6.56	7.28	7.95	6.99	7.25	7.73
00-03時帯	4.85	5.41	5.48	5.63	6.01	6.50	4.93	6.38	7.24	5.51	5.99	6.41
03-06時帯	4.86	5.33	5.47	5.64	5.83	6.13	4.93	6.37	7.14	5.49	5.99	6.20
06-09時帯	6.20	6.52	7.47	6.95	7.18	7.12	6.37	7.15	7.80	6.79	6.86	7.03
09-12時帯	13.01	9.91	9.97	12.45	11.39	12.17	11.20	9.44	9.39	12.59	12.67	12.50
12-15時帯	15.79	10.10	10.13	13.71	12.28	12.54	12.06	9.73	9.34	13.91	12.50	11.98
15-18時帯	14.56	10.17	10.07	12.92	11.87	12.82	11.18	9.55	9.44	12.90	12.93	12.69
18-21時帯	9.75	9.00	9.37	9.96	9.53	10.77	9.04	8.83	9.32	9.97	9.54	10.99
21-24時帯	6.23	7.17	7.53	6.92	7.67	7.39	7.33	7.54	8.09	7.00	7.49	7.34
(最大3日平均電力・平均約定取引高(10 ³ kWh/h))												
最大3日平均	73259	58373	62040	68499	59879	63356	90993	73081	71060	85843	70988	71977
平均約定数量	88	88	72	68	46	89	87	174	225	73	137	147

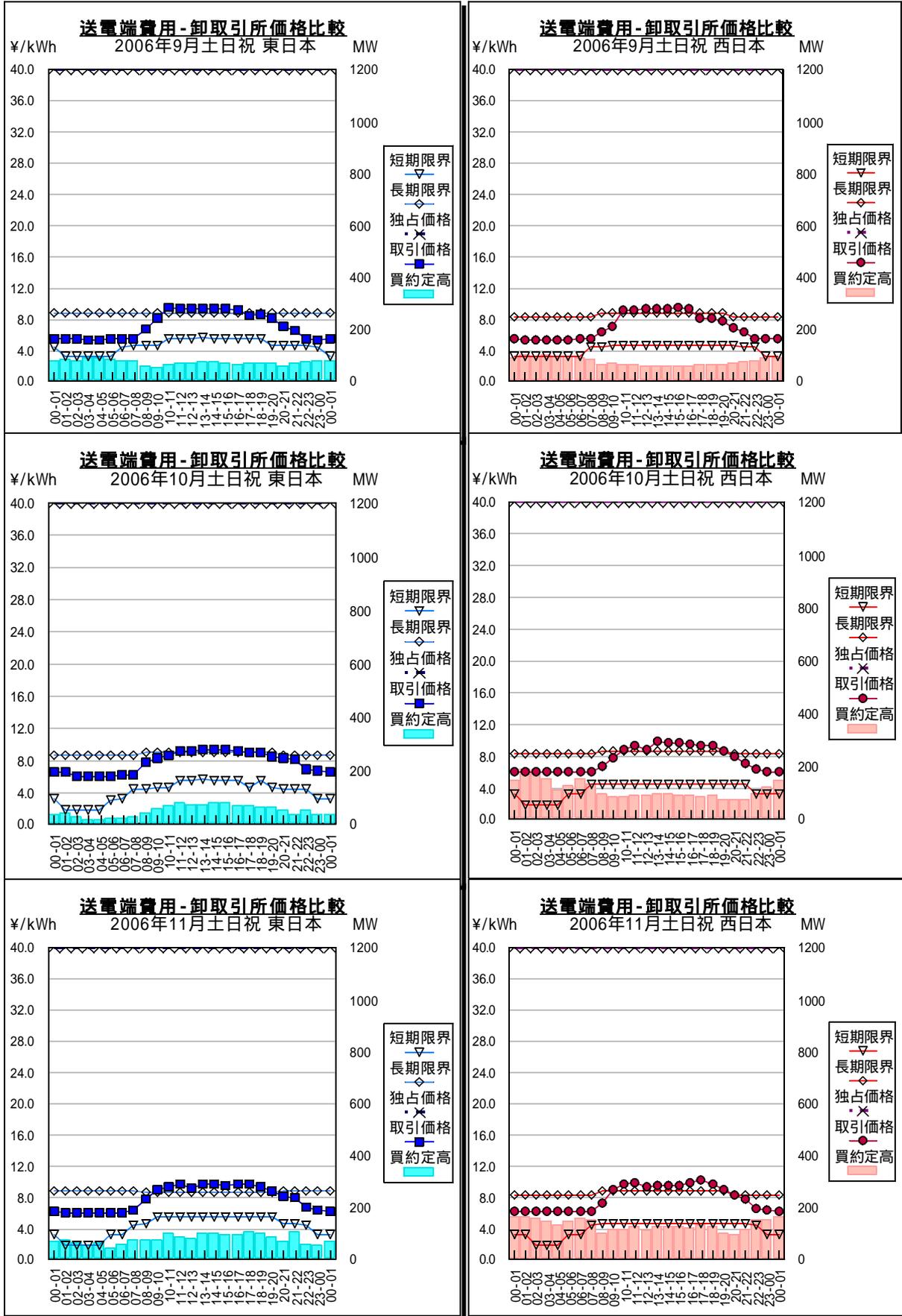
[表3-3-1-2. 秋期・平日(月～金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯	東日本						西日本					
	index	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610
独占力指数												
M												
月～金・平日	0.19	0.15	0.11	0.13	0.11	0.14	0.13	0.15	0.15	0.15	0.18	0.17
昼間(06-18)	0.23	0.14	0.10	0.17	0.11	0.14	0.14	0.13	0.11	0.19	0.20	0.18
夜間(18-06)	0.12	0.14	0.12	0.06	0.08	0.13	0.08	0.16	0.20	0.08	0.13	0.16
00-03時帯	-0.00	0.09	0.12	0.00	0.15	0.16	0.05	0.18	0.22	0.04	0.15	0.17
03-06時帯	-0.00	0.11	0.12	0.01	0.14	0.15	0.06	0.19	0.26	0.04	0.16	0.18
06-09時帯	0.16	0.13	0.17	0.01	0.02	0.02	0.08	0.11	0.13	0.04	0.03	0.05
09-12時帯	0.29	0.21	0.15	0.26	0.17	0.22	0.15	0.14	0.11	0.21	0.21	0.21
12-15時帯	0.25	0.12	0.07	0.16	0.10	0.13	0.14	0.14	0.10	0.23	0.21	0.19
15-18時帯	0.20	0.12	0.07	0.14	0.10	0.13	0.14	0.14	0.11	0.21	0.22	0.21
18-21時帯	0.11	0.11	0.08	0.10	0.05	0.11	0.08	0.13	0.14	0.14	0.11	0.20
21-24時帯	0.14	0.19	0.19	0.06	0.08	0.02	0.14	0.17	0.18	0.07	0.09	0.08
固定費回収度指数 K												
月～金・平日	0.72	0.61	0.58	0.67	0.66	0.69	0.71	0.64	0.65	0.71	0.73	0.77
ラーナ-指数												
L	0.39	0.37	0.25	0.26	0.22	0.28	0.29	0.36	0.35	0.30	0.38	0.36

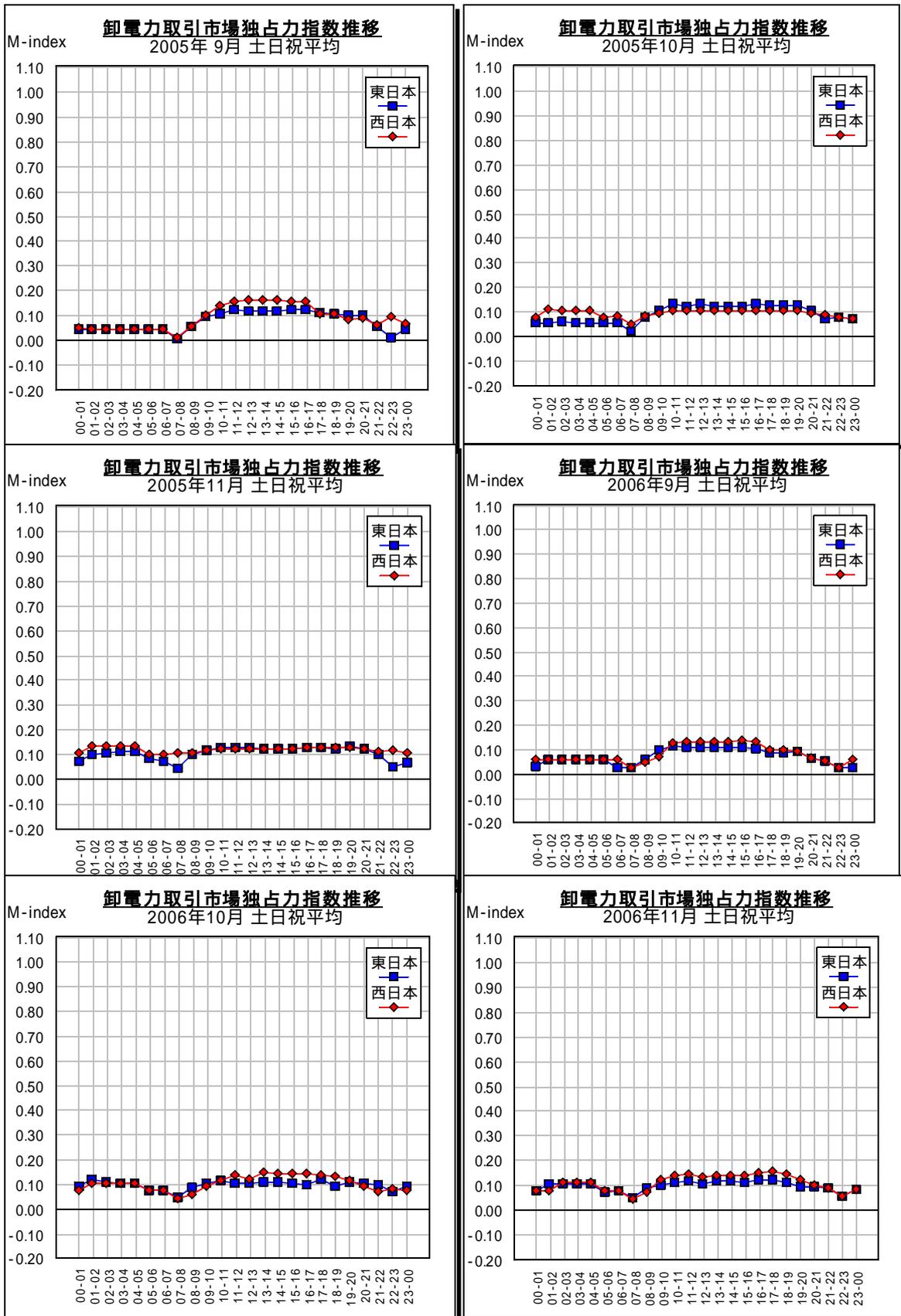
[図3-3-2-1. ~ -6. 秋期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)]



[図3-3-2-7. ~ -12. 秋期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)]



[図3-3-2-13. ~ -18. 秋期・土日祝日の卸電力取引市場独占力指数推移]



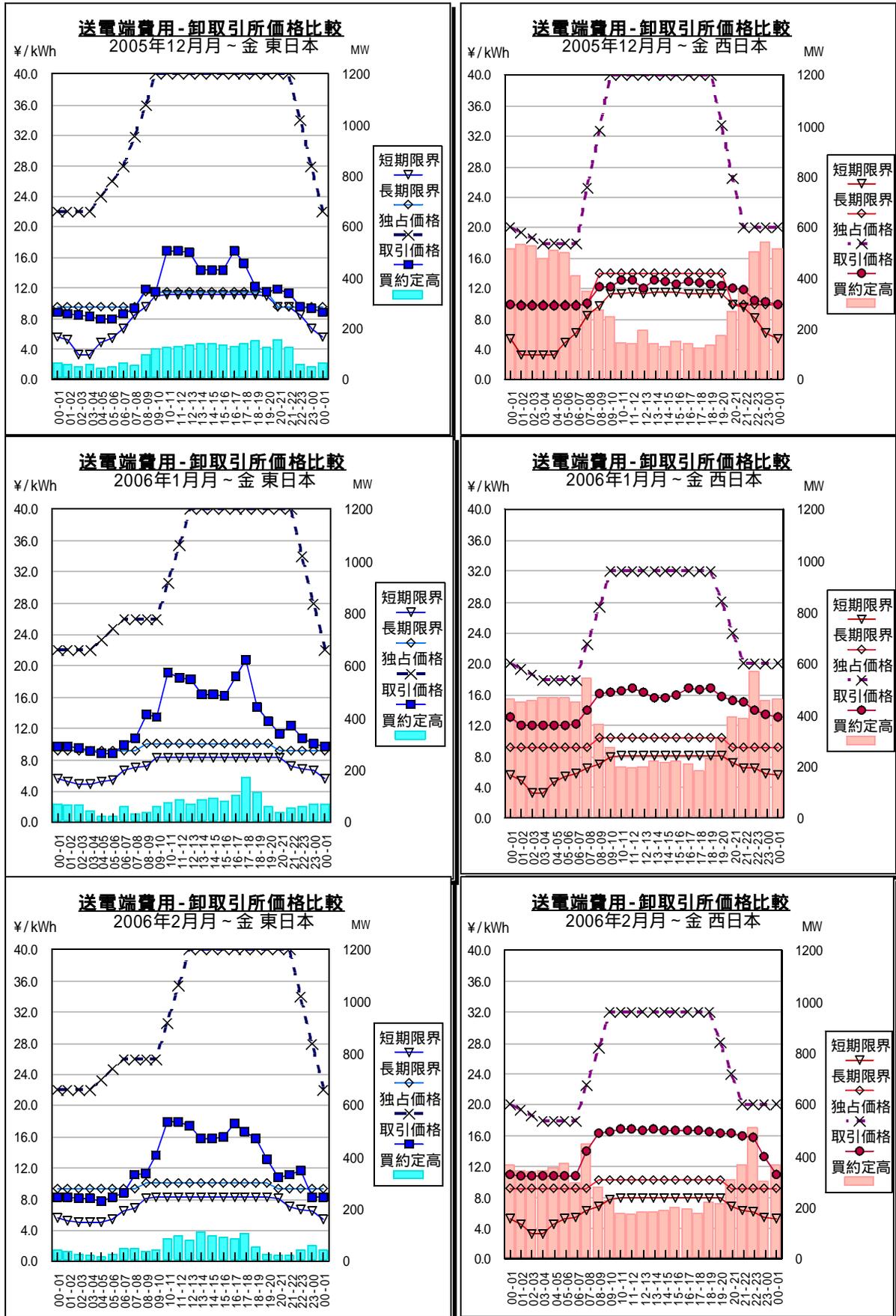
[表3-3-2-1. 秋期・土日祝日の卸電力取引概況]

時間帯 ¥/kWh	東日本						西日本					
	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611
(平均価格)												
土日祝日	6.97	7.49	7.95	7.25	7.75	7.90	7.36	7.27	8.23	7.09	7.62	7.99
昼間(06-18)	8.08	8.41	8.84	8.34	8.46	8.81	8.68	7.82	8.66	8.15	8.48	8.81
夜間(18-06)	5.87	6.57	7.07	6.16	7.03	6.99	6.05	6.71	7.79	6.04	6.77	6.99
00-06時帯	4.85	5.31	6.06	5.45	6.18	6.10	4.85	6.10	7.10	5.38	5.99	6.10
06-12時帯	7.05	7.50	8.12	7.48	7.71	8.04	7.05	7.38	8.24	7.12	7.44	8.04
12-18時帯	9.10	9.33	9.56	9.20	9.21	9.58	9.10	8.27	9.08	9.17	9.52	9.58
18-24時帯	6.89	7.83	8.08	6.87	7.88	7.87	6.89	7.32	8.48	6.69	7.55	7.87
(最大3日平均電力・平均約定取引高(10 ³ kWh/h))												
最大3日平均	73259	58373	62040	68499	59879	63356	90993	73081	71060	85843	70988	71977
平均約定数量	118	152	145	75	53	80	56	148	274	77	111	134

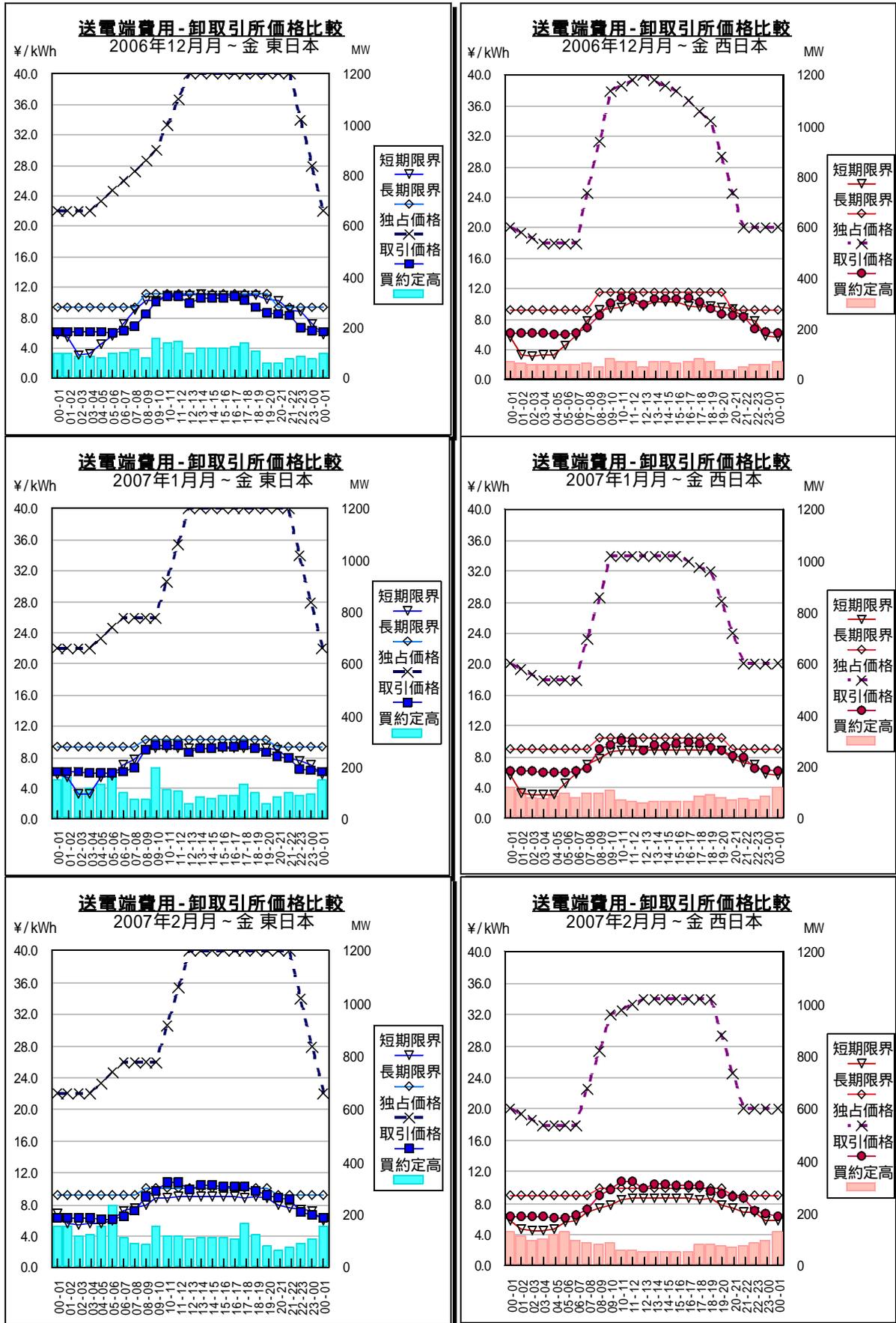
[表3-3-2-2. 秋期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611
独占力指数 M												
土日祝日	0.09	0.11	0.12	0.07	0.10	0.10	0.11	0.10	0.12	0.08	0.10	0.11
昼間(06-18)	0.11	0.12	0.12	0.09	0.10	0.11	0.13	0.10	0.12	0.10	0.11	0.12
夜間(18-06)	0.07	0.10	0.11	0.06	0.10	0.10	0.06	0.10	0.12	0.06	0.10	0.10
00-06時帯	0.05	0.06	0.10	0.06	0.10	0.10	0.05	0.10	0.13	0.06	0.10	0.10
06-12時帯	0.07	0.09	0.10	0.07	0.09	0.09	0.09	0.09	0.11	0.08	0.09	0.10
12-18時帯	0.12	0.13	0.13	0.11	0.11	0.12	0.15	0.11	0.13	0.13	0.14	0.15
18-24時帯	0.07	0.10	0.10	0.06	0.10	0.09	0.09	0.09	0.12	0.07	0.10	0.10
固定費回収度指数 K												
	0.59	0.65	0.71	0.58	0.69	0.70	0.63	0.72	0.77	0.63	0.74	0.74
ラーナ-指数 L												
	0.48	0.55	0.54	0.35	0.47	0.46	0.52	0.49	0.54	0.39	0.49	0.50

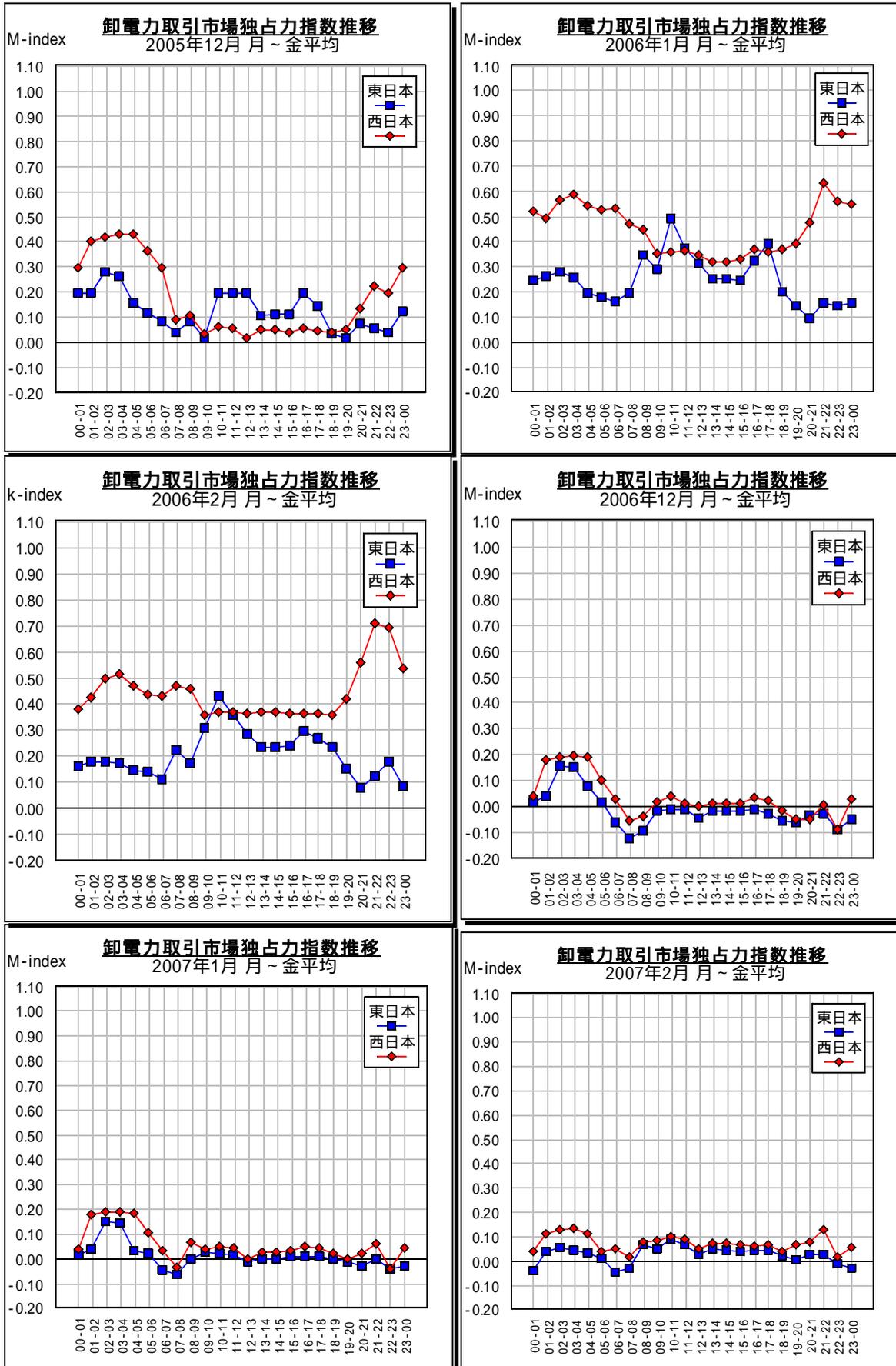
[図3-4-1-1. ~ -6. 冬期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)]



[図3-4-1-7. ~ -12. 冬期・平日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)]



[図3-4-1-9. ~ -13. 冬期・平日の卸電力取引市場独占力指数推移]



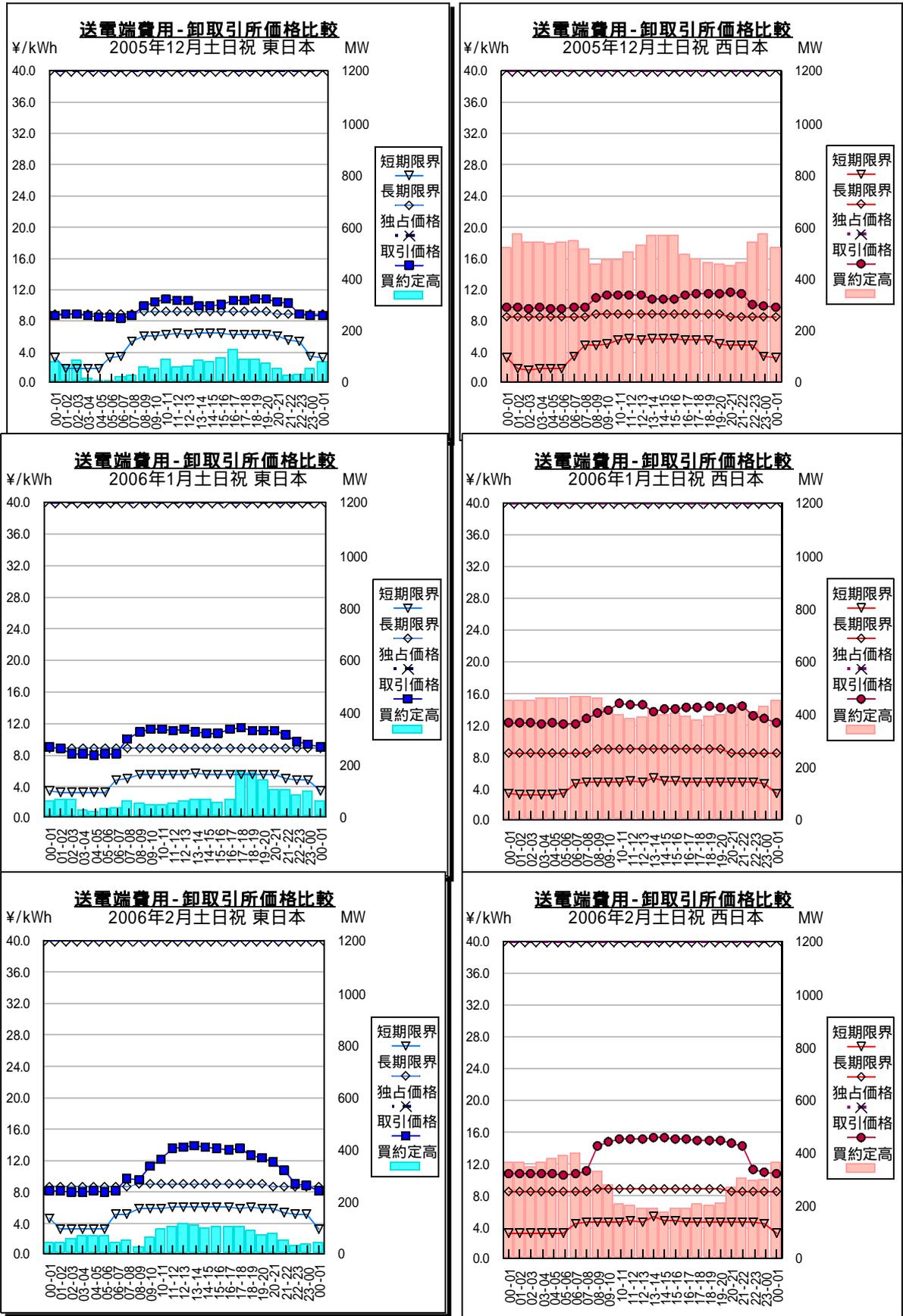
[表3-4-1-1. 冬期・平日(月～金曜)の卸電力取引概況]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702
(平均価格)												
月～金・平日	11.79	13.35	12.50	8.37	7.87	8.47	11.46	14.71	14.64	8.36	7.99	8.46
昼間(06-18)	13.92	16.03	15.01	9.69	8.82	9.64	12.24	15.79	15.98	9.68	9.05	9.63
夜間(18-06)	9.67	10.67	9.98	7.05	6.92	7.30	10.68	13.63	13.30	7.04	6.93	7.29
00-03時帯	8.68	9.66	8.27	6.15	6.09	6.32	9.79	12.37	10.88	6.14	6.10	6.33
03-06時帯	8.04	8.96	8.04	6.08	5.98	6.21	9.68	11.98	10.84	6.07	5.99	6.21
06-09時帯	9.94	11.47	10.44	7.21	7.27	7.56	10.64	14.15	13.71	7.20	7.29	7.55
09-12時帯	15.03	17.12	16.54	10.55	9.55	10.47	12.89	16.58	16.73	10.54	9.83	10.46
12-15時帯	15.19	16.98	16.28	10.42	9.04	10.27	12.65	15.93	16.74	10.41	9.27	10.26
15-18時帯	15.52	18.55	16.80	10.57	9.43	10.26	12.80	16.51	16.73	10.56	9.82	10.22
18-21時帯	11.87	12.99	13.19	8.87	8.64	9.21	12.37	15.95	16.46	8.86	8.69	9.15
21-24時帯	10.09	11.07	10.41	7.11	6.95	7.45	10.89	14.21	15.03	7.10	6.94	7.45
(最大3日平均電力・平均約定取引高(10 ³ kWh/h))												
最大3日平均	70164	71566	70661	68639	68661	66917	84346	82124	77403	79244	80543	80456
平均約定数量	102	70	58	104	111	123	313	352	283	64	84	85

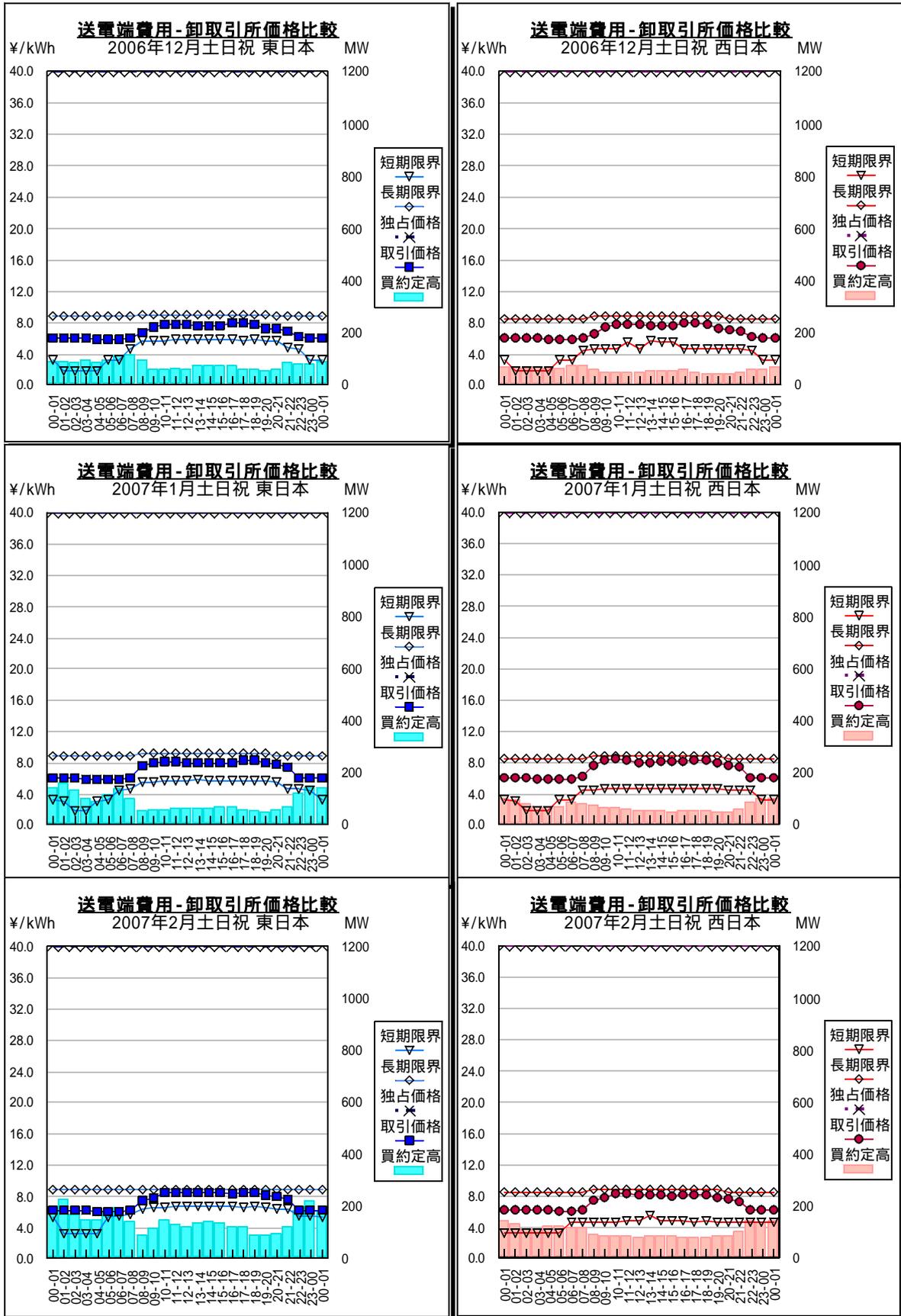
[表3-4-1-2. 冬期・平日(月～金曜)の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702
独占力指数												
M												
月～金・平日	0.12	0.28	0.26	-0.02	0.01	0.03	0.18	0.42	0.42	0.03	0.05	0.07
昼間(06-18)	0.14	0.34	0.29	-0.03	0.00	0.04	0.07	0.36	0.37	0.01	0.03	0.07
夜間(18-06)	0.10	0.19	0.16	0.00	0.02	0.01	0.28	0.50	0.49	0.07	0.08	0.07
00-03時帯	0.22	0.26	0.18	0.08	0.06	0.01	0.38	0.53	0.43	0.13	0.13	0.09
03-06時帯	0.19	0.21	0.15	0.08	0.06	0.02	0.41	0.55	0.47	0.17	0.16	0.09
06-09時帯	0.08	0.23	0.17	-0.09	-0.04	-0.01	0.15	0.47	0.45	-0.02	0.02	0.05
09-12時帯	0.14	0.41	0.40	-0.01	0.02	0.07	0.05	0.36	0.37	0.03	0.04	0.09
12-15時帯	0.14	0.27	0.25	-0.02	-0.00	0.04	0.04	0.33	0.37	0.01	0.02	0.07
15-18時帯	0.15	0.34	0.27	-0.02	0.01	0.04	0.05	0.35	0.37	0.03	0.04	0.07
18-21時帯	0.05	0.16	0.18	-0.05	-0.01	0.02	0.07	0.40	0.44	-0.03	0.01	0.06
21-24時帯	0.07	0.15	0.12	-0.05	-0.02	-0.00	0.25	0.58	0.65	-0.01	0.02	0.06
固定費回収												
度指数 K												
	0.77	1.06	0.97	0.46	0.46	0.53	0.70	1.07	1.01	0.51	0.51	0.59
レーナ-指数												
L												
	0.27	0.53	0.52	-0.04	0.04	0.08	0.32	0.54	0.54	0.08	0.13	0.15

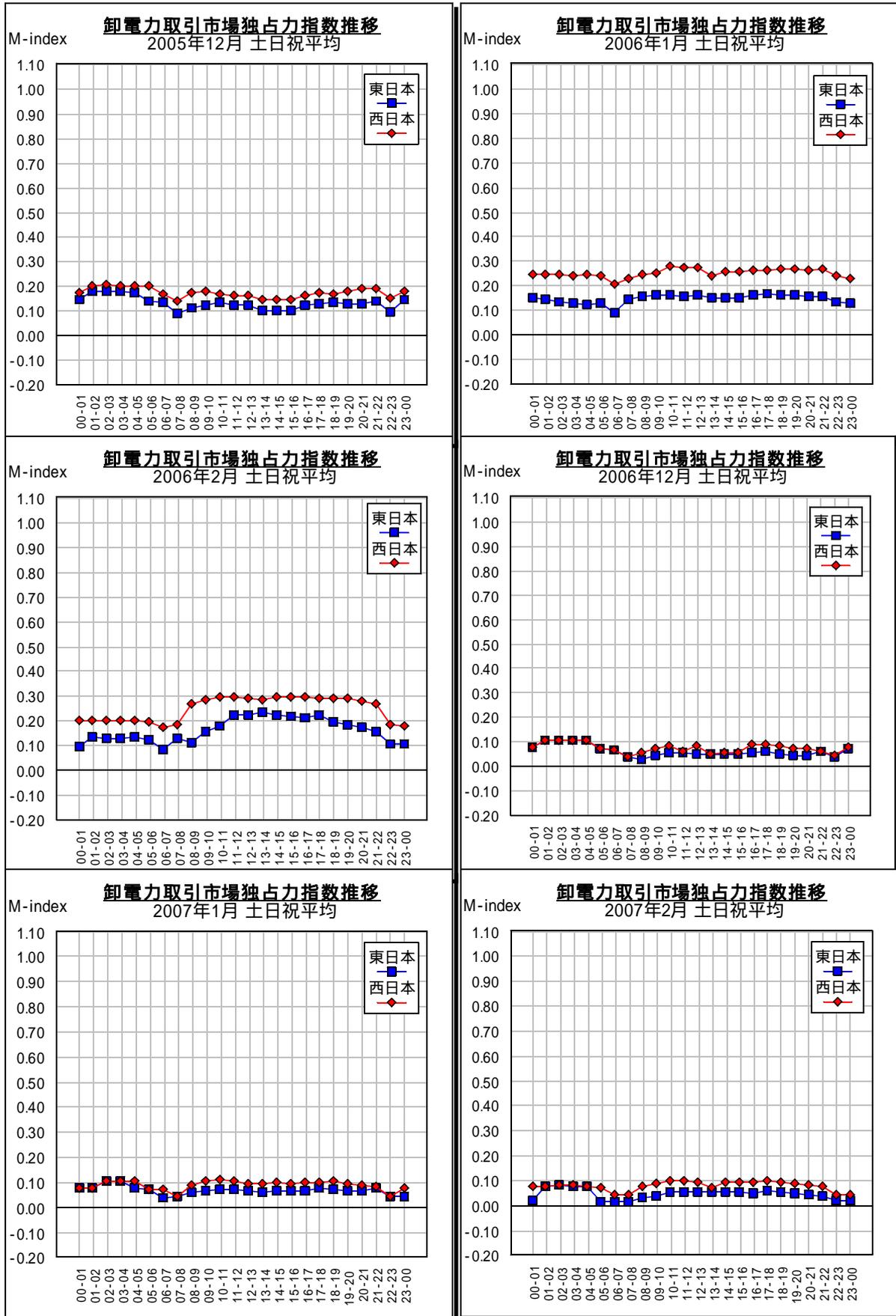
[図3-4-2-1. ~ -6. 冬期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その1)]



[図3-4-2-7. ~ -10. 冬期・土日祝日の卸電力取引価格と発電費用・独占価格(その2)]



[図3-4-2-9. ~ -13. 冬期・土日祝日の卸電力市場独占力指数推移]



[表3-4-2-1. 冬期・土日祝日の卸電力取引概況]

時間帯 ¥/kWh	東日本						西日本					
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702
(平均価格)												
土日祝日	9.64	10.09	10.82	6.91	7.14	7.37	10.57	13.47	13.19	6.86	7.17	7.20
昼間(06-18)	9.99	10.76	12.18	7.36	7.68	7.94	10.84	13.87	14.32	7.29	7.76	7.72
夜間(18-06)	9.30	9.43	9.46	6.46	6.61	6.79	10.30	13.07	12.07	6.44	6.59	6.67
00-06時帯	8.65	8.36	8.03	6.01	5.95	6.13	9.62	12.29	10.65	6.01	5.94	6.14
06-12時帯	9.74	10.45	10.74	6.95	7.31	7.44	10.68	13.60	13.49	6.89	7.44	7.35
12-18時帯	10.24	11.07	13.63	7.77	8.04	8.45	11.01	14.14	15.14	7.70	8.08	8.09
18-24時帯	9.94	10.50	10.89	6.92	7.28	7.44	10.98	13.86	13.49	6.87	7.24	7.21
(最大3日平均電力・平均約定取引高(10 ³ kWh/h))												
最大3日平均	70164	71566	70661	68639	68661	66917	84346	82124	77403	79244	80543	80456
平均約定数量	62	77	75	79	89	146	517	427	279	58	68	104

[表3-4-2-2. 冬期・土日祝日の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"推移]

時間帯 index	東日本						西日本					
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702
独占力指数												
M												
土日祝日	0.13	0.15	0.18	0.07	0.07	0.05	0.18	0.25	0.24	0.08	0.09	0.08
昼間(06-18)	0.12	0.16	0.20	0.05	0.06	0.04	0.16	0.25	0.26	0.07	0.09	0.08
夜間(18-06)	0.15	0.15	0.15	0.08	0.07	0.05	0.19	0.25	0.22	0.09	0.08	0.07
00-06時帯	0.17	0.14	0.12	0.10	0.09	0.06	0.20	0.24	0.20	0.10	0.09	0.08
06-12時帯	0.12	0.15	0.15	0.05	0.06	0.04	0.17	0.25	0.25	0.07	0.09	0.08
12-18時帯	0.12	0.16	0.22	0.06	0.07	0.05	0.16	0.26	0.29	0.07	0.10	0.09
18-24時帯	0.13	0.15	0.16	0.05	0.06	0.04	0.18	0.26	0.25	0.07	0.08	0.07
固定費回収												
度指数 K												
	0.85	0.91	0.97	0.55	0.57	0.56	0.92	0.97	1.07	0.61	0.63	0.64
ラーナ-指数												
L												
	0.48	0.53	0.57	0.35	0.34	0.22	0.60	0.67	0.64	0.41	0.44	0.38

[表4-1-1-1. 春期・平日の「東西市場分断」の分析・評価]

時間帯	価格差 ¥/kWh +東高/-西高						価格差対長期限界費用比率 %					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
月～金・平日	+0.35	+0.27	+0.05	-0.03	+0.36	-0.03	5.5	1.9	-0.4	0.1	7.2	-0.5
昼間(06-18)	+0.61	+0.58	+0.28	-0.26	+0.12	-0.03	9.6	8.1	3.2	-4.0	1.7	-0.4
夜間(18-06)	+0.09	-0.04	-0.18	+0.21	+0.59	-0.02	1.5	-4.2	-4.1	4.3	12.7	-0.6
00-03時帯	0.00	-1.14	-0.04	+0.50	+0.44	-0.03	0.0	-24.9	-2.3	9.9	12.5	-0.8
03-06時帯	0.00	-1.23	-0.27	+0.56	+0.59	-0.04	0.0	-27.0	-7.5	11.1	16.1	-1.2
06-09時帯	+0.09	-0.18	+0.09	-0.51	-0.04	-0.03	1.7	-4.1	1.3	-8.1	-1.1	-0.4
09-12時帯	+0.58	+0.83	+0.29	-0.04	+0.21	-0.08	9.0	12.1	3.3	-0.7	3.2	-0.9
12-15時帯	+0.96	+0.72	+0.29	-0.28	+0.13	-0.00	14.8	10.4	3.3	-4.0	2.0	-0.1
15-18時帯	+0.83	+0.94	+0.44	-0.22	+0.18	-0.00	12.8	13.8	5.0	-3.2	2.7	-0.0
18-21時帯	+0.43	+1.64	+0.11	-0.04	+0.65	-0.00	6.8	25.0	1.3	-0.7	10.2	-0.0
21-24時帯	-0.05	+0.56	-0.53	-0.18	+0.68	-0.02	-0.9	9.9	-7.7	-3.2	12.2	-0.3

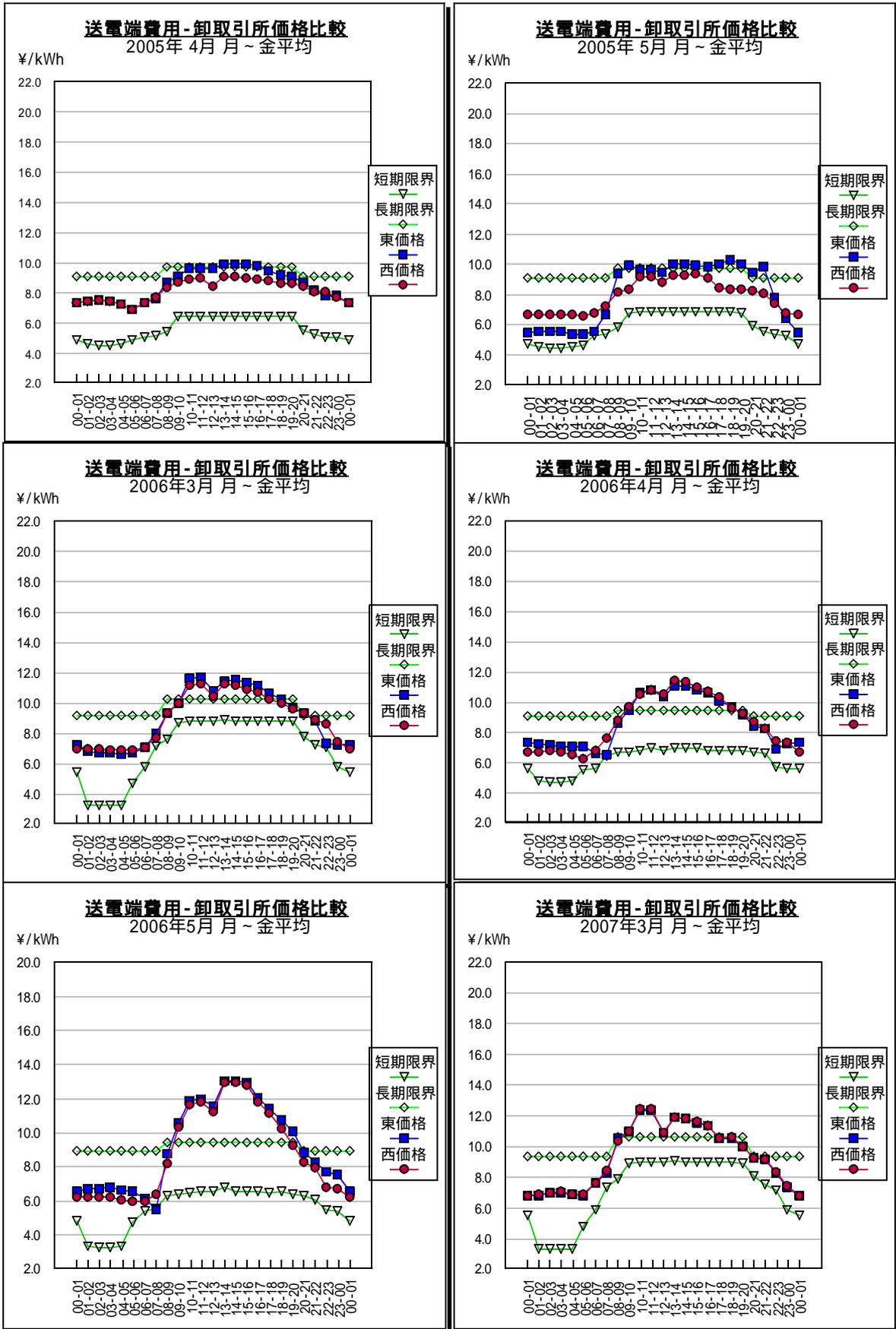
時間帯	影響額 ¥10^3-/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
月～金・平日	181	272	459	652	1345	28	1.8	2.1	1.3	1.5	2.0	0.2
昼間(06-18)	163	129	318	238	345	18	2.1	1.4	1.6	0.9	0.8	0.2
夜間(18-06)	18	143	141	414	1000	10	0.8	4.2	1.0	2.5	4.7	0.2
00-03時帯	0	39	53	179	216	2	0.0	8.6	1.6	4.0	4.1	0.2
03-06時帯	0	45	24	188	243	2	0.0	13.4	0.7	4.8	5.8	0.3
06-09時帯	5	26	37	57	119	9	1.3	3.7	1.0	1.6	3.5	0.8
09-12時帯	40	25	92	29	84	7	1.8	1.0	1.6	0.5	0.7	0.3
12-15時帯	65	37	76	89	64	1	2.4	1.2	1.4	1.0	0.4	0.0
15-18時帯	53	41	113	63	78	2	2.1	1.4	2.2	0.9	0.5	0.1
18-21時帯	15	41	26	30	253	4	1.5	2.0	0.6	0.8	3.5	0.2
21-24時帯	3	18	38	17	293	1	0.6	3.3	1.0	0.4	6.3	0.1

[表4-1-1-2. 春期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価]

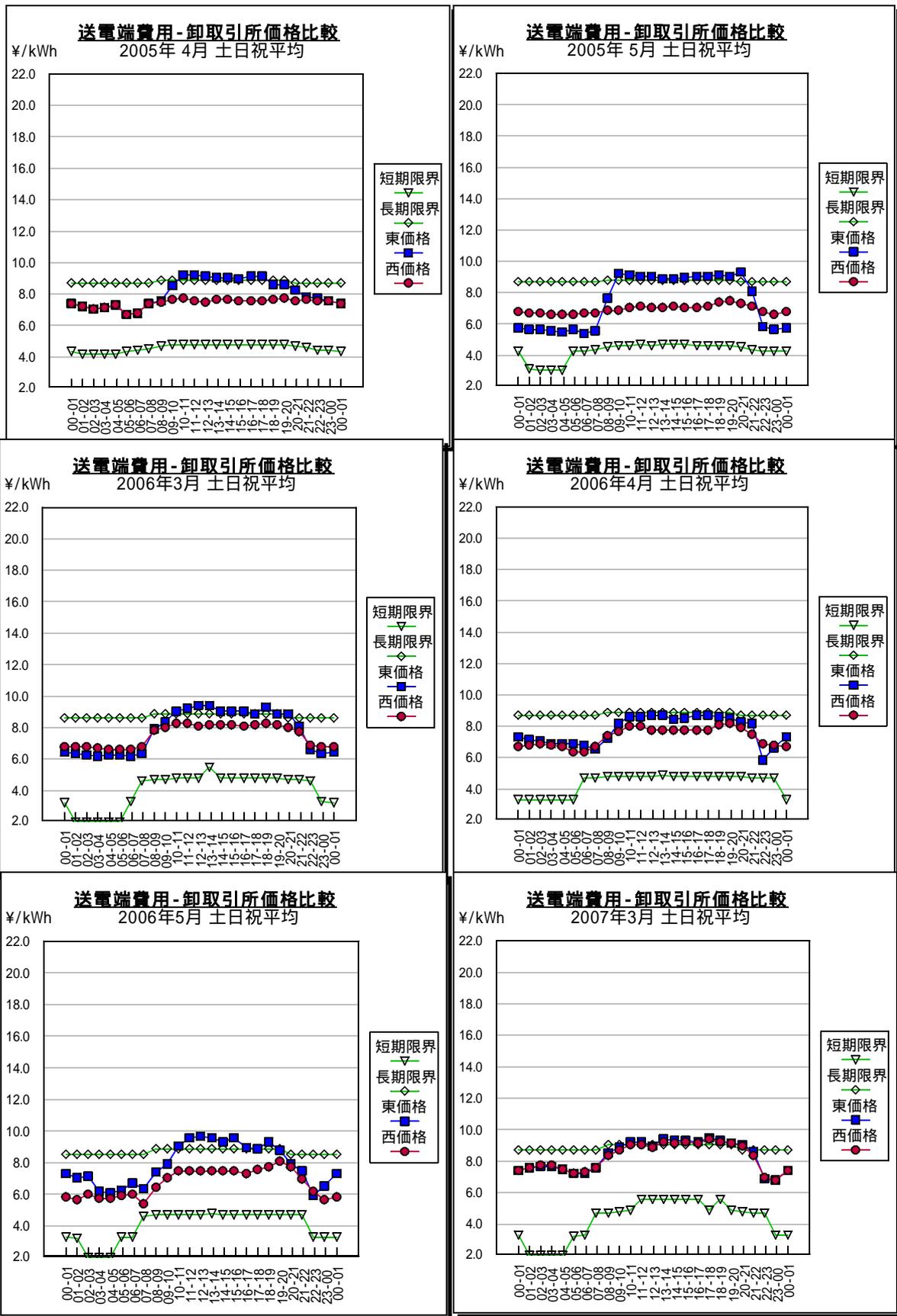
時間帯	価格差 ¥/kWh +東高/-西高						価格差対長期限界費用比率 %					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
土日祝日	+0.66	+0.60	+0.29	+0.41	+1.12	+0.06	13.9	10.5	2.4	9.4	28.1	1.0
昼間(06-18)	+1.09	+1.35	+0.60	+0.59	+1.52	+0.12	23.0	28.7	12.1	12.3	32.9	2.3
夜間(18-06)	+0.23	-0.16	-0.03	+0.23	+0.72	+0.00	4.9	-7.8	-7.2	6.5	23.2	-0.1
00-06時帯	-0.00	-1.03	-0.43	+0.33	+0.85	-0.02	-0.1	-30.7	-21.6	10.2	33.1	-1.1
06-12時帯	+0.69	+0.80	+0.22	+0.29	+1.18	+0.12	14.5	16.7	3.9	6.1	26.2	2.5
12-18時帯	+1.48	+1.90	+0.99	+0.89	+1.86	+0.11	31.4	40.8	20.2	18.5	39.6	2.1
18-24時帯	+0.46	+0.71	+0.37	+0.13	+0.58	+0.03	9.9	15.2	7.1	2.8	13.3	0.6

時間帯	影響額 ¥10^3-/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703	'0504	'0505	'0603	'0604	'0605	'0703
土日祝日	320	1343	923	1966	7542	74	4.7	11.1	2.9	4.8	12.9	0.5
昼間(06-18)	287	987	631	1300	5179	58	6.1	12.1	3.6	5.9	16.8	0.7
夜間(18-06)	33	356	292	666	2363	16	1.6	8.9	2.0	3.5	8.6	0.1
00-06時帯	0	121	47	271	1284	5	0.0	7.9	0.7	3.0	9.7	0.1
06-12時帯	77	381	180	339	1788	30	5.7	13.4	2.3	3.7	14.3	0.7
12-18時帯	210	606	451	961	3391	27	6.2	11.4	4.7	7.5	18.6	0.6
18-24時帯	33	236	245	394	1079	11	2.5	9.6	3.1	3.9	7.5	0.3

[図4-1-1-1. ~ 5. 春期・平日の発電費用-卸取引所価格比較]



[図4-1-1-6.~10. 春期・土日祝日の発電費用-卸取引所価格比較]



[表4-2-1-1. 夏期・平日の「東西市場分断」の分析・評価]

時間帯	価格差 ¥/kWh +東高/-西高						価格差対長期限界費用比率 %					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
月～金・平日	+0.40	+0.93	+0.51	-0.31	+0.56	+0.09	0.1	2.1	1.4	-3.1	6.5	1.0
昼間(06-18)	+0.91	+2.62	+1.51	-0.63	+0.82	+0.07	8.3	20.2	11.8	-9.3	7.3	0.5
夜間(18-06)	-0.11	-0.75	-0.49	+0.01	+0.30	+0.10	-8.2	-15.9	-9.0	3.1	5.6	1.4
00-03時帯	-1.51	-0.85	-0.21	+0.28	+0.35	+0.02	-33.2	-17.7	-4.0	7.5	8.7	0.6
03-06時帯	-1.51	-0.97	-0.09	+0.29	+0.31	+0.01	-33.4	-20.3	-1.8	8.9	8.8	0.2
06-09時帯	+0.34	-0.54	-0.16	-1.09	+0.32	+0.00	2.4	-10.9	-2.6	-20.8	5.2	0.2
09-12時帯	+0.96	+1.65	+1.51	-0.63	+0.73	+0.10	9.4	14.8	12.5	-7.8	6.0	0.7
12-15時帯	+1.39	+5.61	+3.16	-0.57	+1.18	+0.19	12.2	45.0	25.2	-6.1	9.5	1.3
15-18時帯	+0.96	+3.78	+1.54	-0.21	+1.05	-0.00	9.3	31.9	12.3	-2.4	8.5	-0.0
18-21時帯	+1.50	+0.30	+0.25	-0.82	+0.50	+0.21	16.3	2.8	2.3	-10.9	4.7	1.7
21-24時帯	+1.08	-1.49	-1.90	+0.31	+0.06	+0.16	17.7	-28.4	-32.6	+7.0	0.4	3.0

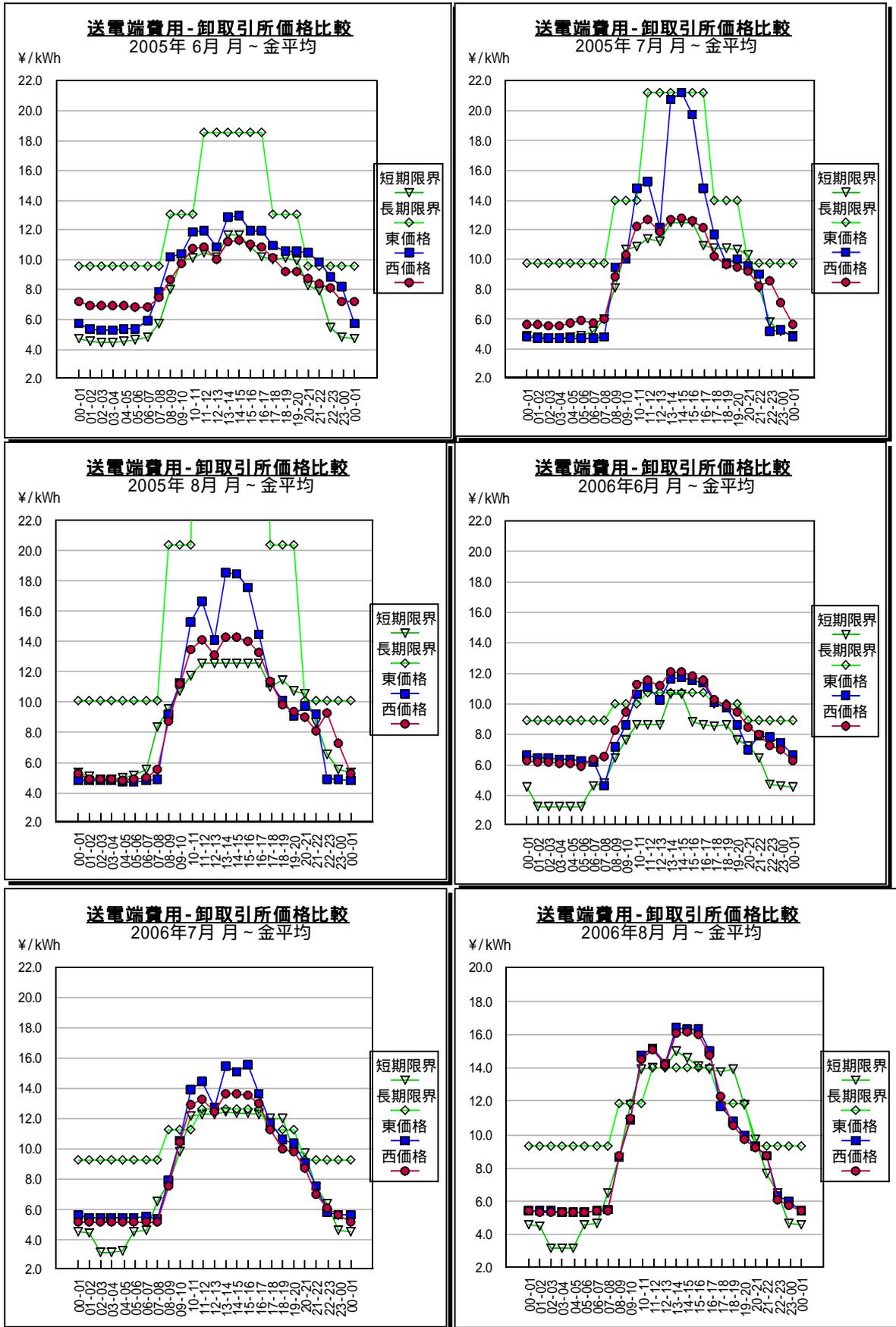
時間帯	影響額 ¥10 ³ -/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
月～金・平日	649	1562	1793	1555	4090	634	3.2	11.5	6.5	2.4	4.0	0.7
昼間(06-18)	410	1461	1375	476	2993	428	2.5	13.1	6.5	1.3	4.6	0.8
夜間(18-06)	239	101	418	1079	1097	207	5.3	4.1	6.4	3.7	3.1	0.5
00-03時帯	28	22	33	304	412	25	5.6	10.2	3.0	3.4	3.8	0.2
03-06時帯	42	27	13	278	359	8	5.8	11.4	1.2	3.7	3.5	0.1
06-09時帯	45	36	81	160	280	58	4.7	4.5	3.5	2.4	2.9	0.6
09-12時帯	103	315	338	106	695	78	2.2	10.1	5.6	1.2	4.0	0.5
12-15時帯	160	633	661	147	1095	102	2.8	14.7	8.8	1.2	5.2	0.6
15-18時帯	102	477	294	63	924	189	2.1	16.4	5.5	0.6	5.3	1.4
18-21時帯	115	16	25	192	161	66	4.6	1.5	1.2	3.7	2.8	0.9
21-24時帯	54	35	347	305	164	107	7.0	4.1	15.6	3.9	1.9	1.2

[表4-2-1-2. 夏期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価]

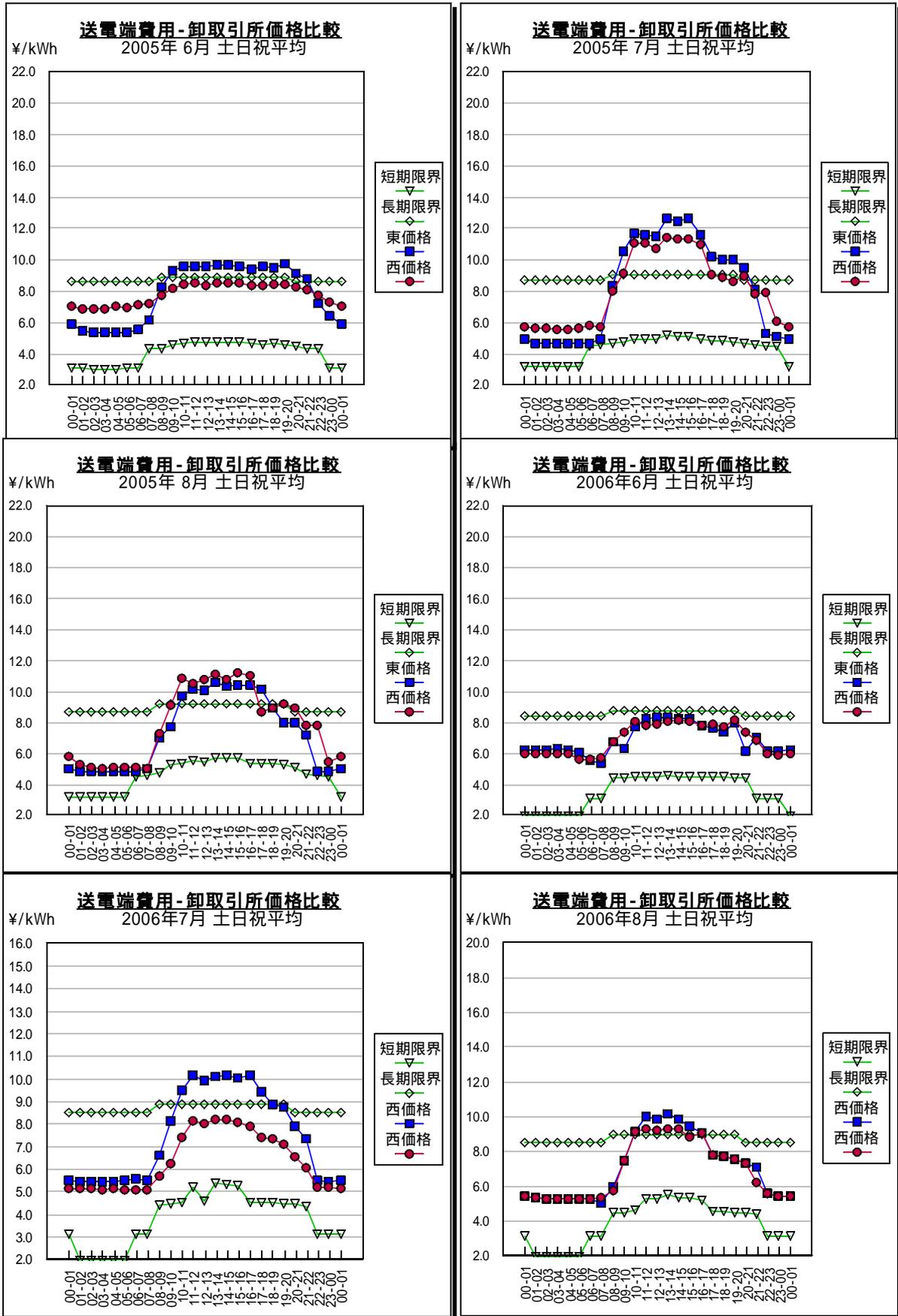
時間帯	価格差 ¥/kWh +東高/-西高						価格差対長期限界費用比率 %					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
土日祝日	+0.08	+0.06	-0.56	+0.00	+1.18	+0.18	-3.6	-1.7	-12.2	2.3	28.0	3.3
昼間(06-18)	+0.66	+0.60	-0.41	-0.05	+1.66	+0.28	12.5	11.6	-7.6	-1.5	35.4	5.0
夜間(18-06)	-0.51	-0.47	-0.71	+0.06	+0.70	+0.07	-19.8	-15.0	-16.9	6.1	20.6	1.6
00-06時帯	-1.46	-0.88	-0.37	+0.29	+0.34	+0.00	-47.7	-28.0	-11.7	15.1	16.8	0.0
06-12時帯	+0.21	+0.14	-0.56	-0.21	+1.32	+0.10	1.5	2.5	-10.7	-5.3	29.8	1.5
12-18時帯	+1.11	+1.05	-0.26	+0.10	+2.00	+0.46	23.6	20.8	-4.5	+2.3	40.9	8.5
18-24時帯	+0.44	-0.06	-1.05	-0.17	+1.05	+0.14	8.1	-2.0	-22.1	-2.9	24.4	3.1

時間帯	影響額 ¥10 ³ -/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608	'0506	'0507	'0508	'0606	'0607	'0608
土日祝日	837	510	982	1365	7277	896	5.4	5.0	5.2	2.3	10.7	1.1
昼間(06-18)	592	407	463	454	5142	680	4.9	4.9	3.7	1.5	14.1	1.9
夜間(18-06)	245	103	518	911	2135	216	6.8	5.4	8.0	3.1	6.7	0.5
00-06時帯	92	56	172	584	633	0	16.2	9.6	6.3	3.7	3.8	0.0
06-12時帯	218	89	198	237	2177	257	5.8	3.8	4.3	1.8	12.7	1.4
12-18時帯	374	318	265	217	2965	423	4.6	5.4	3.3	1.3	15.5	2.3
18-24時帯	153	47	347	327	1502	216	5.0	3.5	9.2	2.4	10.0	1.3

[図4-2-1-1. ~ -6. 夏期・平日の発電費用-卸電力取引所価格推移]



[図4-2-1-7. ~ -12. 夏期・土日祝日の発電費用-卸電力取引所価格推移]



[表4-3-1-1. 秋期・平日の「東西市場分断」の分析・評価]

時間帯	価格差 ¥/kWh +東高/-西高						価格差対長期限界費用比率 %					
	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611
月～金・平日	+1.03	-0.17	-0.28	+0.00	-0.28	+0.04	11.9	-6.2	-10.6	0.3	-3.7	0.3
昼間(06-18)	+2.19	+0.21	+0.42	-0.04	-0.56	+0.11	27.5	2.9	5.1	-0.3	-6.8	1.4
夜間(18-06)	-0.14	+0.55	-0.98	+0.05	+0.01	-0.04	-3.7	-15.3	-26.3	0.9	-0.6	-0.8
00-03時帯	-0.08	-0.97	-1.76	+0.12	+0.02	+0.10	-1.7	-27.3	-49.1	2.1	-0.5	1.1
03-06時帯	-0.07	-1.04	-1.66	+0.16	-0.16	-0.07	-1.5	-29.4	-46.1	2.8	-4.6	-2.0
06-09時帯	-0.17	-0.63	-0.32	+0.16	+0.33	+0.09	-3.1	-12.1	-6.4	2.7	4.8	1.3
09-12時帯	+1.81	+0.47	+0.57	-0.14	-1.28	-0.32	23.4	7.7	7.9	-1.7	-16.2	-4.3
12-15時帯	+3.73	+0.37	+0.79	-0.21	-0.22	+0.56	45.8	5.9	10.4	-2.4	-2.5	6.8
15-18時帯	+3.38	+0.62	+0.63	+0.02	-1.07	+0.13	44.1	10.1	8.4	0.1	-13.4	1.6
18-21時帯	+0.70	+0.18	+0.05	-0.01	-0.01	-0.22	9.5	2.9	0.6	-0.1	-0.1	-2.9
21-24時帯	-1.10	-0.37	-0.56	-0.08	+0.19	+0.05	-21.0	-7.3	-10.6	-1.3	2.9	0.8

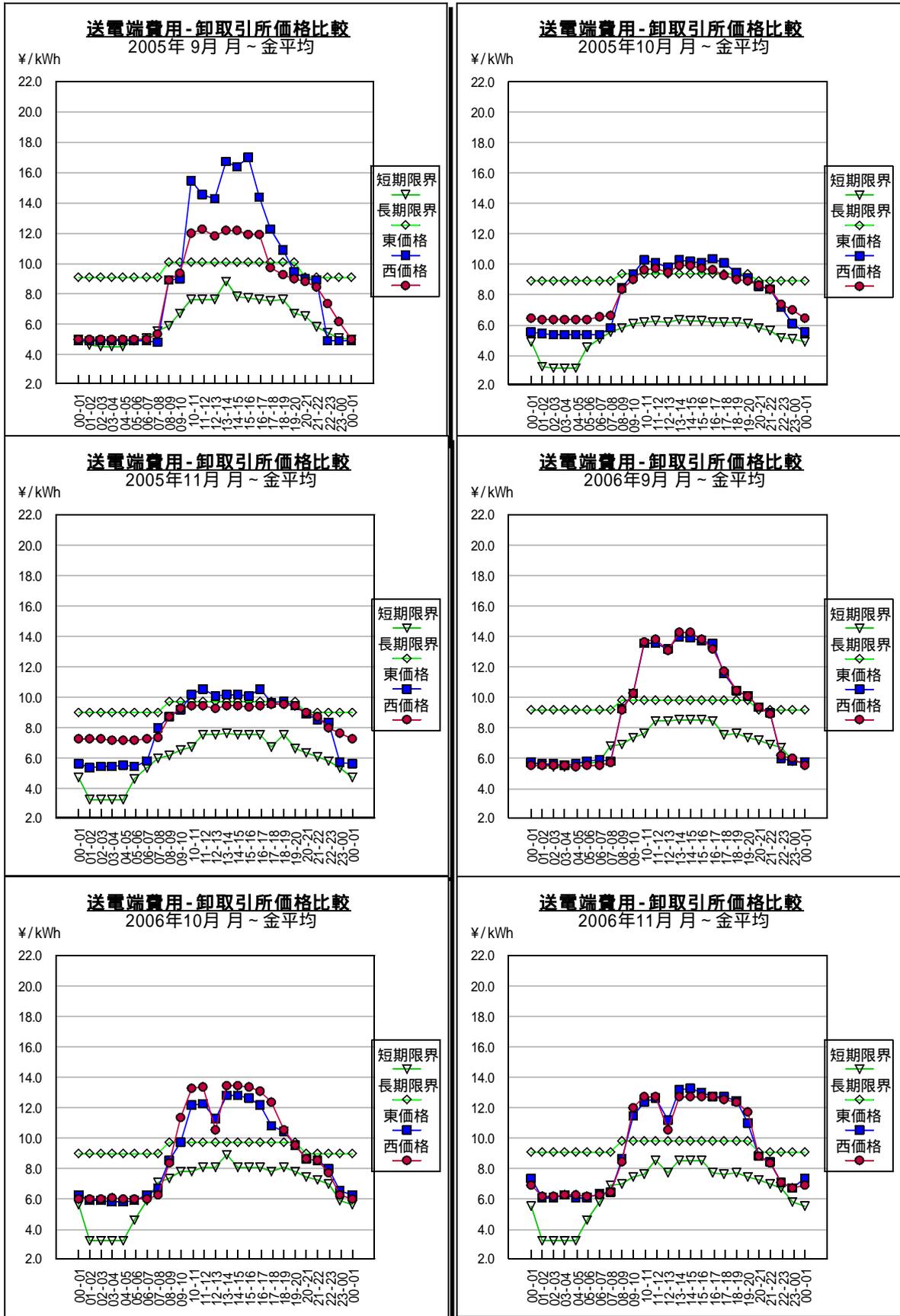
時間帯	影響額 ¥10^3-/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611
月～金・平日	3878	1219	2002	270	762	654	9.5	2.3	3.3	0.8	1.8	1.2
昼間(06-18)	3476	842	1416	186	658	437	12.5	2.8	4.6	0.9	2.2	1.2
夜間(18-06)	402	377	587	84	104	217	3.1	1.7	2.0	0.7	0.8	1.1
00-03時帯	11	142	129	30	41	95	0.7	2.8	1.8	1.1	1.1	2.1
03-06時帯	9	84	241	38	8	15	0.5	1.9	3.6	1.5	0.3	0.4
06-09時帯	32	111	144	33	100	33	0.9	2.3	2.4	1.3	3.4	0.8
09-12時帯	816	250	338	43	221	92	10.8	2.9	4.3	0.7	2.4	0.9
12-15時帯	1447	182	529	67	128	243	16.3	2.2	6.2	1.0	1.6	2.8
15-18時帯	1182	300	405	43	209	69	15.3	3.5	5.0	0.7	2.2	0.6
18-21時帯	155	92	66	3	11	88	2.4	1.4	0.8	0.1	0.3	1.2
21-24時帯	227	59	151	13	44	20	6.9	1.0	2.2	0.6	1.5	0.4

[表4-3-1-2. 秋期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価]

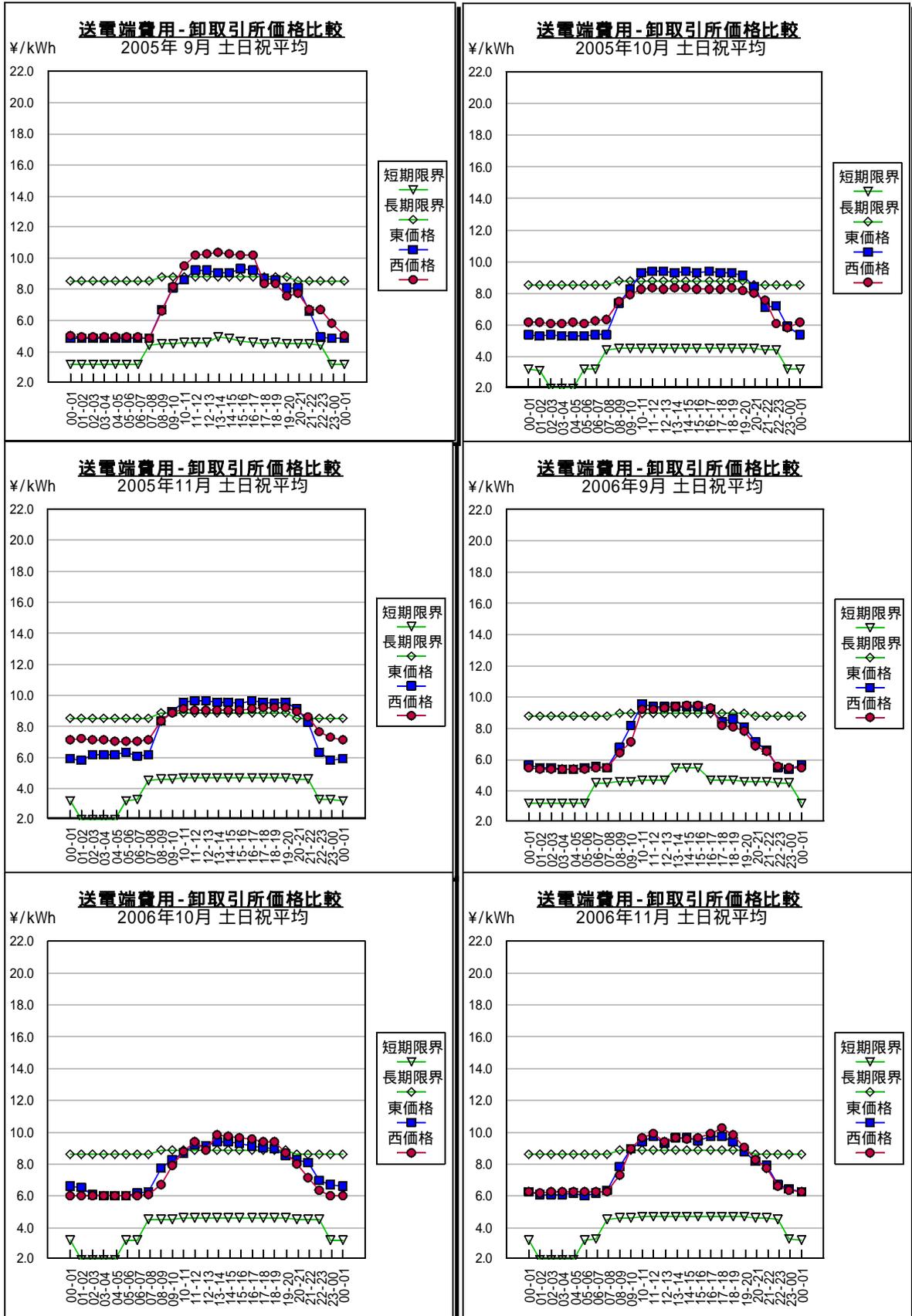
時間帯	価格差 ¥/kWh +東高/-西高						価格差対長期限界費用比率 %					
	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611
土日祝日	-0.39	+0.23	-0.27	+0.16	+0.12	-0.09	-9.1	0.8	-13.8	3.6	4.0	-2.7
昼間(06-18)	-0.60	+0.59	+0.18	+0.19	-0.02	-0.08	-12.9	12.3	3.0	4.1	-0.2	-1.7
夜間(18-06)	-0.18	-0.14	-0.72	+0.12	+0.26	-0.10	-5.2	-10.8	-30.5	3.0	8.3	-3.8
00-06時帯	-0.10	-0.79	-1.04	+0.07	+0.19	-0.12	-3.2	-33.2	-48.0	2.2	8.1	-6.0
06-12時帯	-0.35	+0.12	-0.12	+0.36	+0.27	-0.00	-7.7	1.2	-4.3	7.7	6.3	-0.2
12-18時帯	-0.86	+1.06	+0.48	+0.02	-0.31	-0.15	-18.1	23.5	10.2	0.6	-6.7	-3.2
18-24時帯	-0.26	+0.51	-0.40	+0.17	+0.33	-0.08	-7.2	11.6	-13.1	3.8	8.4	-1.6

時間帯	影響額 ¥10^3-/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611	'0509	'0510	'0511	'0609	'0610	'0611
土日祝日	1589	2115	1576	306	878	380	4.8	3.7	1.8	1.2	2.9	0.9
昼間(06-18)	1358	1402	1133	179	387	208	5.9	3.8	2.2	1.3	2.3	0.9
夜間(18-06)	232	712	443	127	492	171	2.4	3.5	1.3	1.1	3.7	1.0
00-06時帯	37	251	189	42	204	53	1.1	3.3	1.4	0.7	3.1	0.7
06-12時帯	359	481	379	147	207	103	4.4	3.6	1.8	2.4	2.9	1.0
12-18時帯	998	922	754	31	179	105	6.7	3.9	2.4	0.4	1.9	0.8
18-24時帯	195	461	254	86	287	118	3.1	3.7	1.3	1.5	4.4	1.2

[図4-3-1- 1. ~ 6. 秋期・平日の発電費用-卸電力取引所価格比較]



[図4-3-1- 7.~ -12. 秋期・土日祝日の発電費用-卸電力取引所価格比較]



[表4-4-1-1. 冬期・平日の「東西市場分断」の分析・評価]

時間帯	価格差 ¥/kWh +東高/-西高						価格差対長期限界費用比率 %					
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702
月～金・平日	+0.33	-1.36	-2.14	+0.01	-0.12	+0.01	-3.8	-25.7	-35.9	0.1	-1.4	+0.1
昼間(06-18)	+1.67	+0.24	-0.97	+0.01	-0.23	+0.01	14.1	0.6	-13.9	0.1	-2.5	+0.2
夜間(18-06)	-1.01	-2.96	-3.32	+0.01	-0.02	+0.01	-21.6	-51.9	-58.0	0.2	-0.2	+0.1
00-03時帯	-1.11	-2.71	-2.60	+0.00	-0.01	-0.01	-29.3	-60.1	-60.7	0.0	-0.1	-0.3
03-06時帯	-1.64	-3.02	-2.80	+0.01	-0.01	-0.01	-42.5	-60.7	-58.1	0.4	-0.1	-0.1
06-09時帯	-0.70	-2.68	-3.28	+0.01	-0.02	0.00	-9.1	-40.8	-48.3	0.1	-0.2	+0.0
09-12時帯	+2.14	+0.53	-0.19	+0.01	-0.28	+0.01	19.0	6.2	-2.4	0.1	-3.0	+0.1
12-15時帯	+2.53	+1.05	-0.46	+0.01	-0.23	0.00	22.5	12.5	-5.6	0.1	-2.5	+0.0
15-18時帯	+2.72	+2.04	+0.07	+0.01	-0.39	+0.04	24.2	24.4	0.8	0.1	-4.3	+0.5
18-21時帯	-0.50	-2.96	-3.26	+0.01	-0.05	+0.07	-4.6	-37.5	-42.9	0.1	-0.5	+0.7
21-24時帯	-0.81	-3.15	-4.62	+0.01	-0.01	-0.00	-10.2	-49.4	-70.3	0.1	-0.1	-0.0

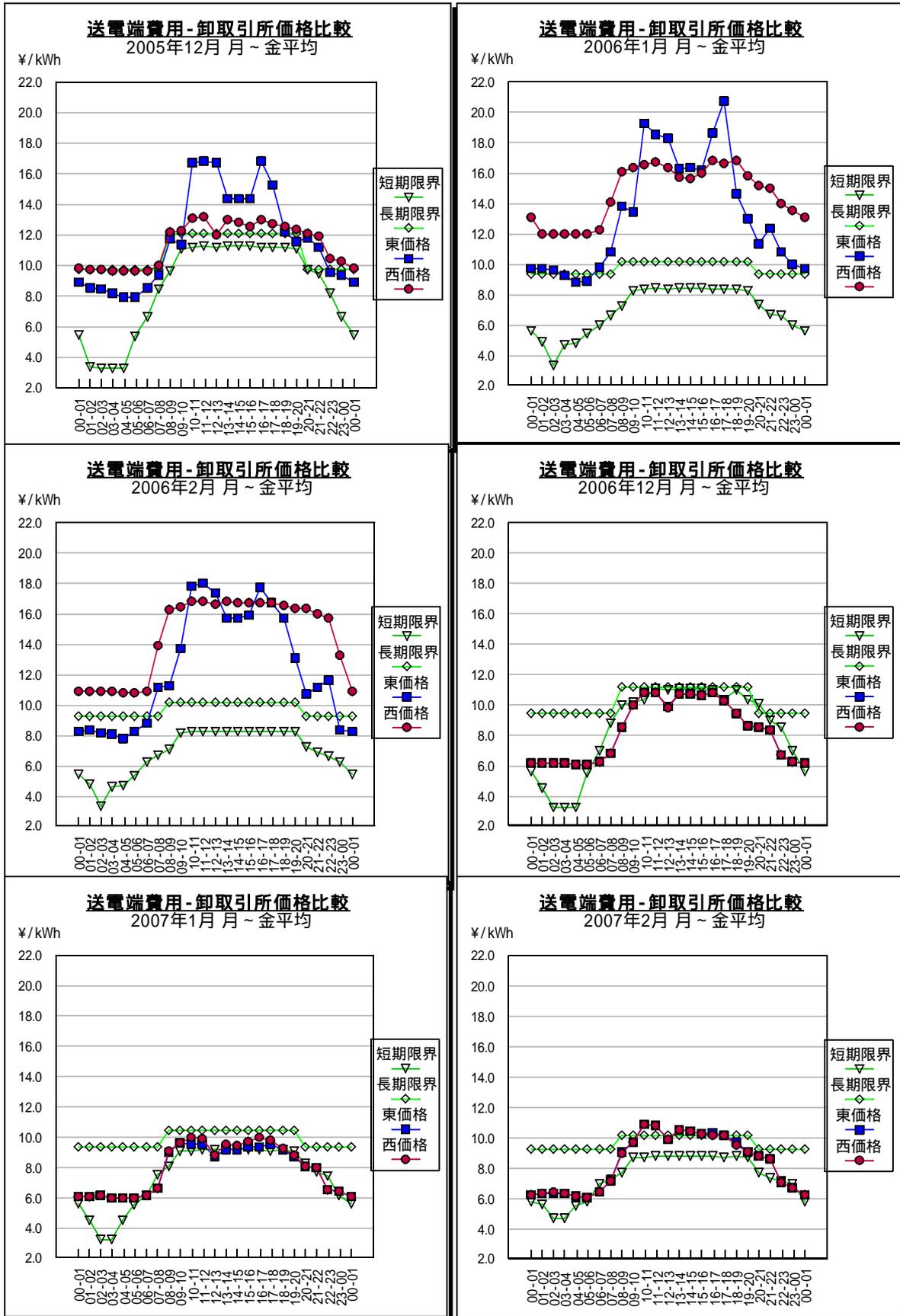
時間帯	影響額 ¥10^3-/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702
月～金・平日	4595	5304	2966	17	305	14	4.1	3.7	2.6	0.0	0.8	0.1
昼間(06-18)	3749	3290	1561	8	287	6	7.5	4.9	2.7	0.0	1.5	0.1
夜間(18-06)	846	2014	1405	9	18	8	1.3	2.6	2.4	0.1	0.1	0.2
00-03時帯	200	550	298	1	2	1	1.2	2.9	2.4	0.0	0.0	0.1
03-06時帯	258	293	198	3	2	0	1.6	1.6	1.6	0.1	0.1	0.0
06-09時帯	148	368	426	1	10	1	1.1	1.8	2.8	0.0	0.3	0.1
09-12時帯	1159	1061	519	2	96	1	9.2	7.0	3.8	0.0	1.5	0.0
12-15時帯	1317	661	352	2	58	0	10.7	4.6	2.5	0.0	1.5	0.0
15-18時帯	1125	1200	264	3	122	4	9.6	7.0	1.8	0.0	2.3	0.2
18-21時帯	206	569	288	2	11	7	1.7	3.2	2.1	0.1	0.3	0.3
21-24時帯	182	602	621	3	2	0	1.0	2.7	3.2	0.1	0.1	0.0

[表4-4-1-2. 冬期・土日祝日の「東西市場分断」の分析・評価]

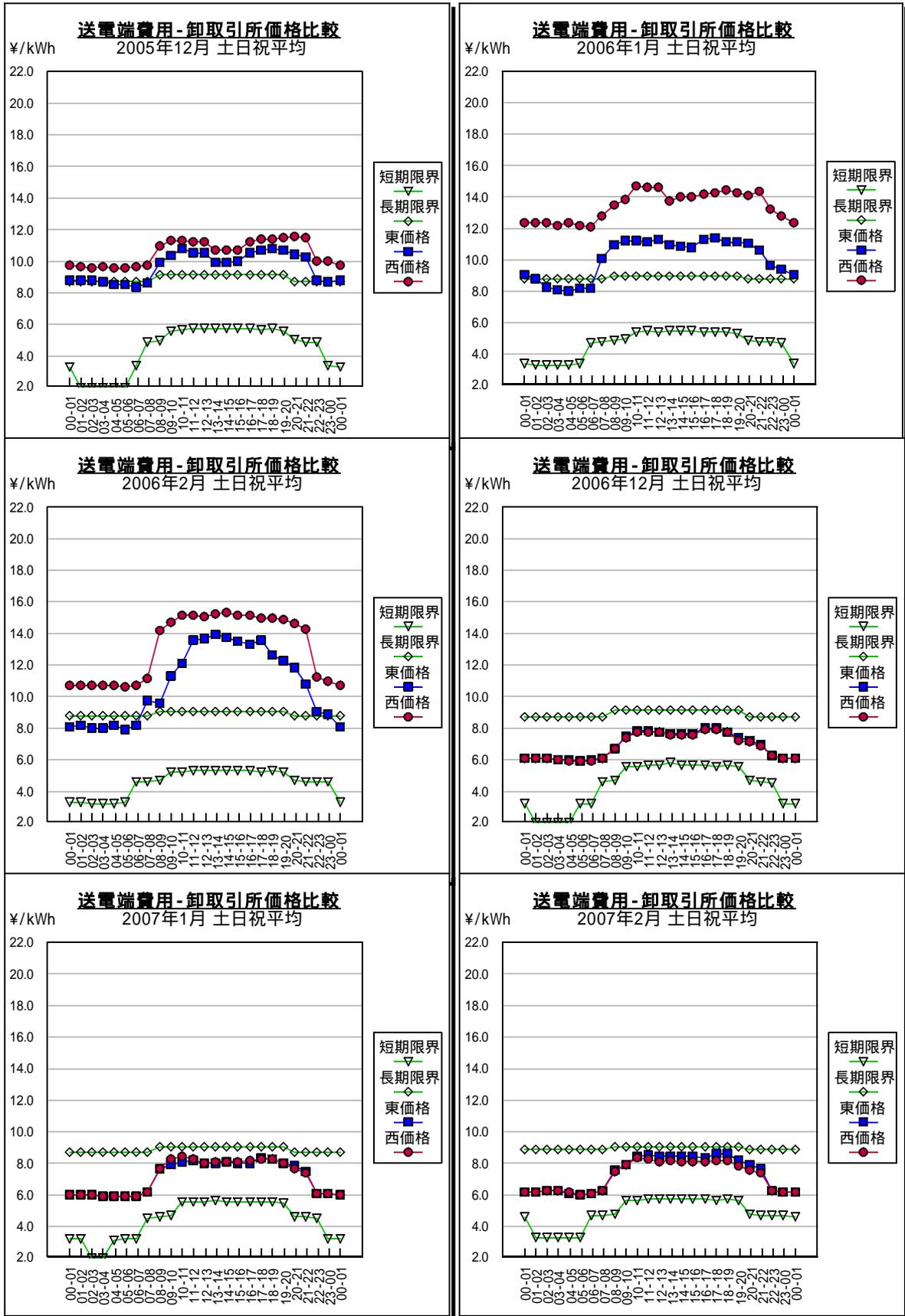
時間帯	価格差 ¥/kWh +東高/-西高						価格差対長期限界費用比率 %					
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702
土日祝日	-0.93	-3.38	-2.37	+0.05	-0.03	+0.17	-25.9	-76.9	-55.1	0.9	-0.6	3.1
昼間(06-18)	-0.85	-3.11	-2.13	+0.07	-0.08	+0.22	-16.9	-60.0	-42.4	1.3	-1.6	4.0
夜間(18-06)	-1.00	-3.64	-2.61	+0.03	+0.02	+0.12	-35.0	-93.8	-67.9	0.5	0.5	2.2
00-06時帯	-0.96	-3.93	-2.62	+0.00	+0.00	-0.01	-47.4	-119.4	-81.5	0.0	0.2	-0.1
06-12時帯	-0.94	-3.15	-2.75	+0.06	-0.12	+0.08	-20.3	-63.1	-56.0	1.3	-2.4	1.5
12-18時帯	-0.76	-3.07	-1.52	+0.08	-0.04	+0.36	-13.5	-56.9	-28.7	1.4	-0.8	6.4
18-24時帯	-1.04	-3.36	-2.60	+0.05	+0.04	+0.24	-22.5	-68.1	-54.2	1.0	0.8	4.6

時間帯	影響額 ¥10^3-/日						影響額対総取引高比率 %					
	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702	'0512	'0601	'0602	'0612	'0701	'0702
土日祝日	1260	6068	3965	63	99	168	0.9	3.9	3.8	0.3	0.4	1.2
昼間(06-18)	682	2532	2016	46	84	108	0.9	3.2	3.7	0.4	0.7	1.4
夜間(18-06)	577	3536	1949	17	15	60	0.8	4.5	3.8	0.2	0.1	0.9
00-06時帯	257	1127	954	2	2	2	0.8	3.1	3.6	0.0	0.0	0.1
06-12時帯	267	965	1019	21	55	20	0.8	2.5	3.7	0.4	0.8	0.6
12-18時帯	415	1567	997	25	29	87	1.0	4.9	3.8	0.4	0.5	2.2
18-24時帯	320	2410	996	15	13	58	0.9	5.7	3.9	0.3	0.2	1.6

[図4-4-1- 1. ~ 5. 冬期・平日の発電費用-卸電力取引所価格比較]



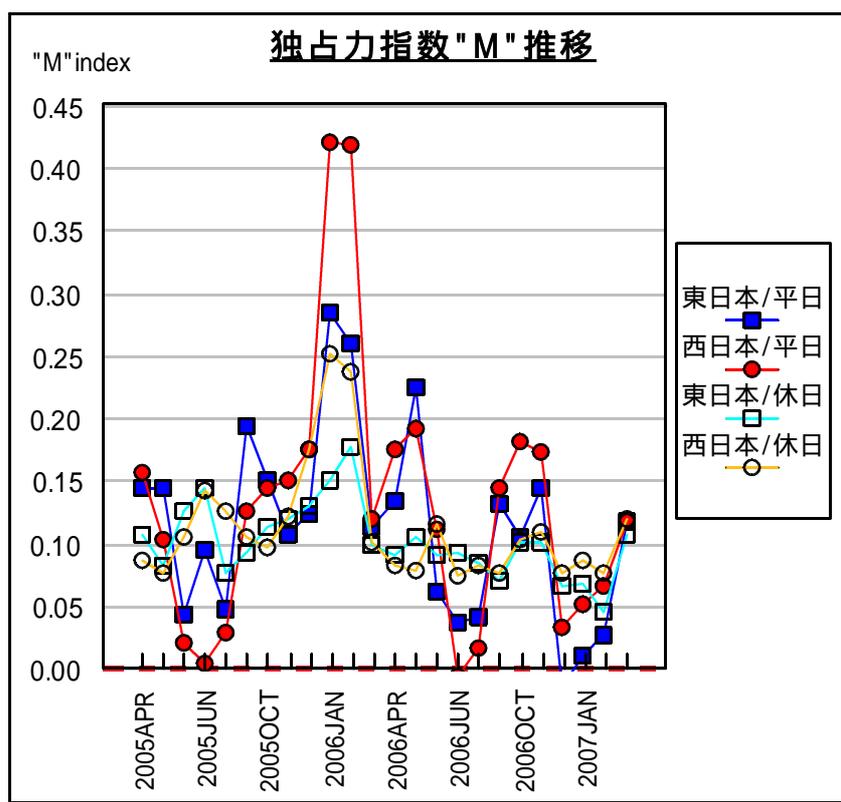
[図4-4-1- 6. ~ -10. 冬期・土日祝日の発電費用-卸電力取引所価格比較]



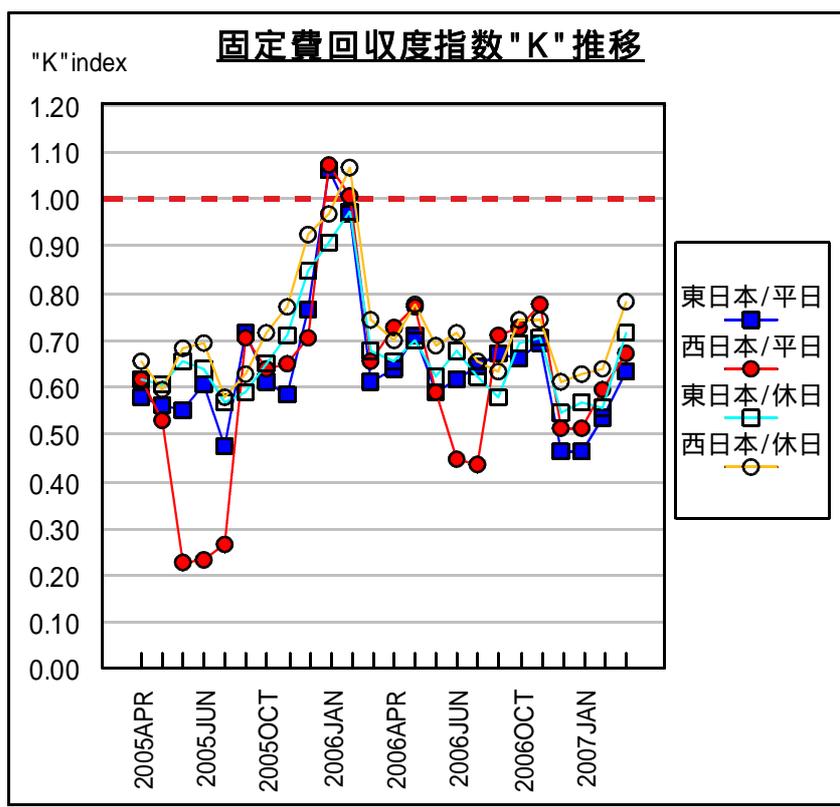
[表5-1-1-1. 卸電力取引市場の独占力指数"M"・固定費回収度指数"K"の平均値推移]

時間帯	東日本				西日本			
	平日(月～金)		土日祝日		平日(月～金)		土日祝日	
	独占力 M	固定費 K	独占力 M	固定費 K	独占力 M	固定費 K	独占力 M	固定費 K
2005年度								
春期	0.144	0.571	0.094	0.611	0.131	0.574	0.081	0.621
夏期	0.062	0.540	0.119	0.623	0.020	0.242	0.127	0.655
秋期	0.151	0.637	0.109	0.648	0.140	0.664	0.109	0.705
冬期	0.224	0.934	0.151	0.902	0.339	0.929	0.220	0.977
2006年度								
春期	0.156	0.654	0.099	0.677	0.161	0.715	0.088	0.739
夏期	0.047	0.616	0.091	0.642	0.042	0.491	0.090	0.691
秋期	0.127	0.674	0.092	0.658	0.167	0.736	0.098	0.705
冬期	0.007	0.485	0.062	0.558	0.051	0.539	0.081	0.625

[図5-1-1-1. 卸電力取引市場の独占力指数"M"の推移]



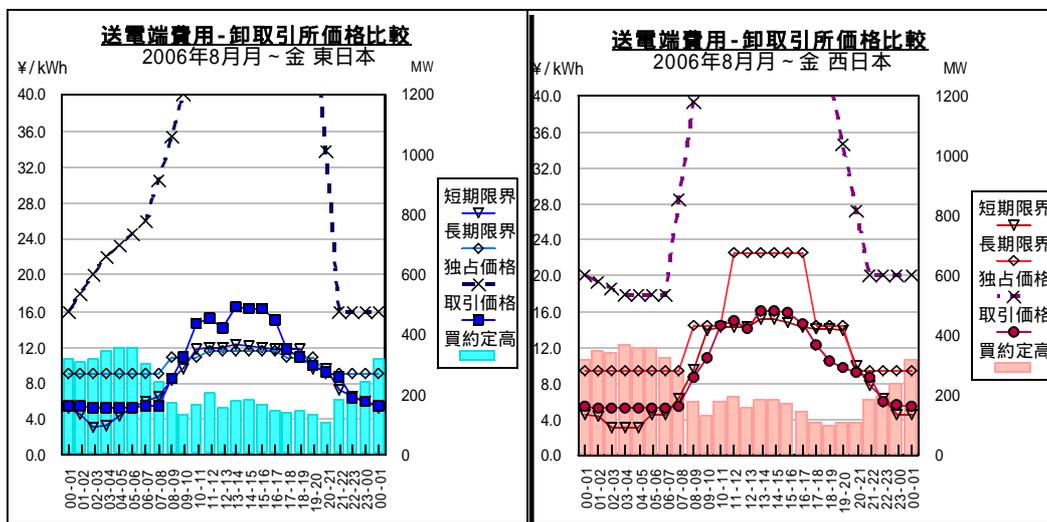
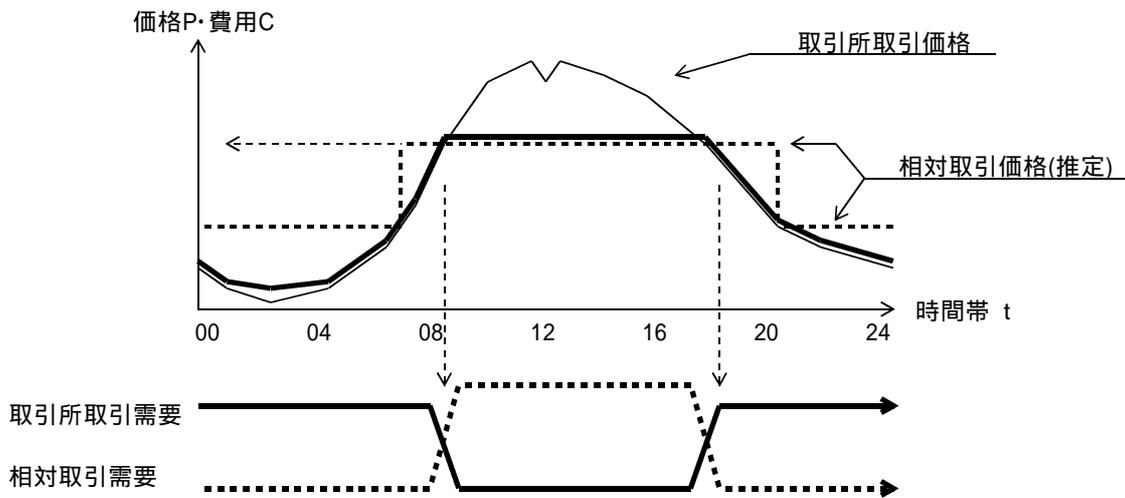
[図5-1-1-2. 卸電力取引市場の固定費回収度指数 "K" の推移]



[表5-1-2-1. 卸電力取引市場の通年固定費回収度指数推移]

	東日本	西日本
2005年度 年間総固定費回収度指数	0.681	0.650
2005年度 年間総固定費回収度指数	0.617	0.643
2005～2006年度 平均固定費回収度指数	0.649	0.646

[図5-1-2-1. 卸電力取引市場の通年固定費回収度指数の低迷とその要因]



[表5-1-3-1. 2005年度のPPSの電力調達状況]

自社発電	48 億kWh	29.3 %
自家発電余剰購入	66 億kWh	40.2 %
一般電気事業者からの常時バックアップ供給	44 億kWh	26.8 %
卸電力取引所からの購入	3.6 億kWh	2.2 %
IPP等からの卸相対契約による購入	2.4 億kWh	1.5 %
合計	164 億kWh	100.0 %

出典: 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度改革評価小委員会資料(2006)

[表5-2-1-1. 卸電力取引市場の「東西市場分断」による影響額と総取引高に対する比率]

(千円,%)	平日(月～金)		土日祝日	
	影響額	対取引比率	影響額	対取引比率
2005年度				
春期	272	2.1 %	1343	11.1 %
夏期	1793	11.5 %	982	5.2 %
秋期	3878	9.5 %	2115	4.8 %
冬期	5304	4.1 %	6098	3.9 %
2006年度				
春期	1345	2.0 %	7542	12.9 %
夏期	4090	4.0 %	7277	10.7 %
秋期	762	1.8 %	878	2.9 %
冬期	305	0.8 %	99	0.4 %

表注) 影響額・対取引比率とも各期の最大値を示す。

[補 論]

補論1. 最適電源構成モデル(「戒能モデル」)について

1. 最適電源構成モデルとは

電気事業で用いられている主要な電源の平均発電費用・限界発電費用については、電源種類毎に主要電源別諸元および燃料価格について一定の仮定を設けることにより、以下の手順に従いモデルを用いて近似的に試算できる。

また、当該試算結果から、長期的な費用最小化仮定の下での最適な電源設備の投資の意志決定や、短期的な既存電源の運用の意志決定の内容を推定することができる。

但し、本モデルでは簡略化のため、電源別の負荷変動追従性や起動停止特性による制約、送電系統の周波数・電圧安定性制約、供給予備力確保のための部分負荷運転制約、各発電所の電源立地に伴う制約などの影響は考慮していない。

同様の原理に基づくモデルとして、電源別の負荷変動追従性の影響を考慮した財団法人電力中央研究所長期電源構成モデル("OPTIGEN")などがあり、より精緻な結果が得られる。

2. 発電所建設時点 - 最廉価平均発電費用(長期限界費用)による投資判断 -

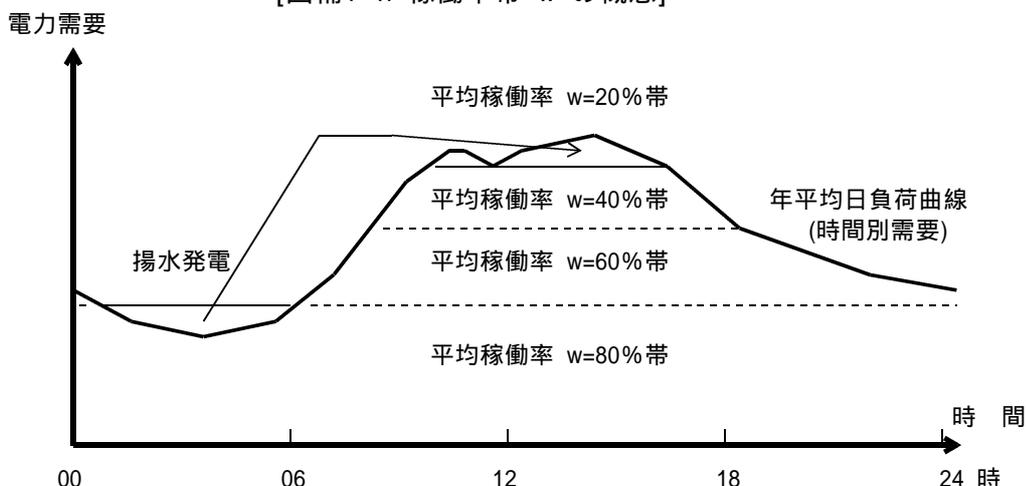
2-1. 最廉価平均発電単価モデルの理論と稼働率 "w"

将来に向けて発電所建設を進めている段階では、当該発電所の耐用年数内に想定される電力需要を、いわゆる「ベース」「ミドル」「ピーク」などの稼働率帯別にどの電源で賄うことが最廉価となるか、ということが電源整備の基本的命題となる。

この場合、電力需要に対応する稼働率帯別に、電源種類毎の建設費、燃料費、操業経費の全経費を考慮した耐用年数内の平均発電単価を新設・増設別に試算し、平均発電単価が最も廉価な電源から各稼働率帯別に順次整備すべき電源を決定し投資していけば、長期的な発電費用の極小化が達成されていくものと考えられる。

従って、ある時点で1kW需要が増加した際にどの電源を新規に建設すべきか、という問題は、その時点で想定される将来の電力需要に対して、稼働率wを変数とした各電源別の現在価値換算した平均発電単価を試算・比較し、発電費用の最小化が図られるような電源の組み合わせを新規に建設・整備すればよい、ということに帰着することがわかる。

[図補1-1. 稼働率帯 "w" の概念]



2-2. 電源別平均発電費用の試算

電源別の諸元値を一般電気事業者の財務諸表から分析した新設・増設別の電源別前提

諸元値(建設費、建設附帯費)と仮定し、各時点のエネルギー価格や操業費が将来にわたり実質一定であると仮定し、稼働率"ω"を変数として、定率法償却を採用した場合の1990,2003年度運転開始電源の電源別平均発電費用を試算した。

当該試算結果は、1990年代前半においては原子力発電やLNG複合火力発電の電源整備が進められたが、1990年代後半から一転して石炭火力発電の電源整備が進められた事実を各電源の平均費用の推移から整合的に説明しており、モデルの近似精度を定性的に確認することができる。

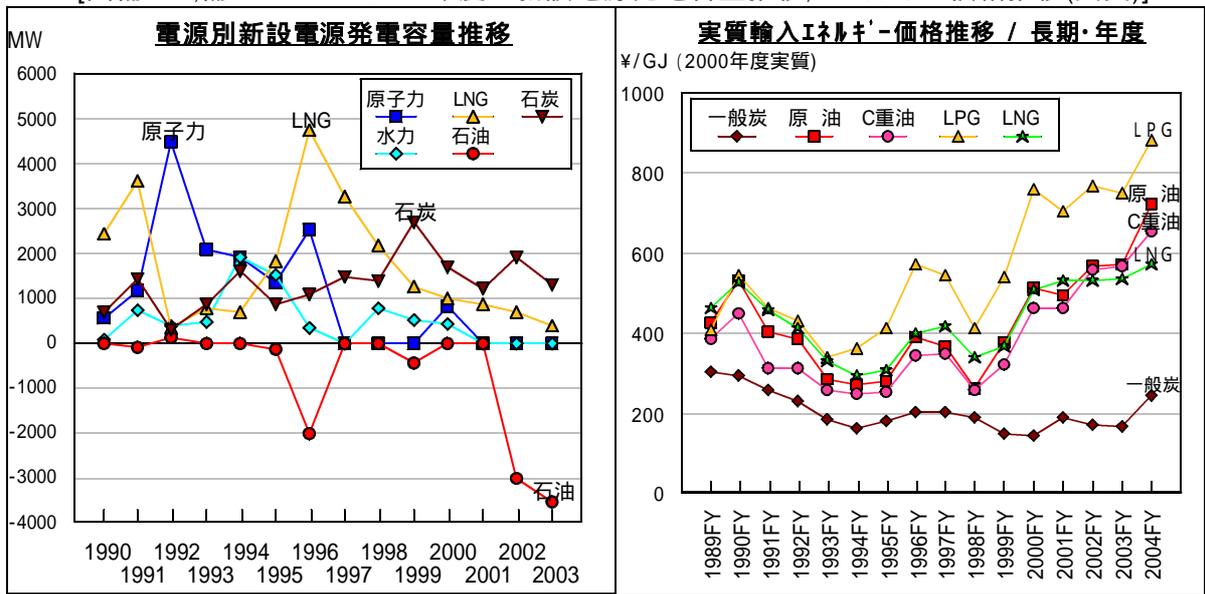
勿論、現実の電源別発電所設備投資は、各電力会社の電源別立地状況や既設発電所の残存寿命、稼働率帯別の長期需要想定などの経営計画により影響を受けることとなる。

[式補1-1; 電源別平均発電費用の計算]

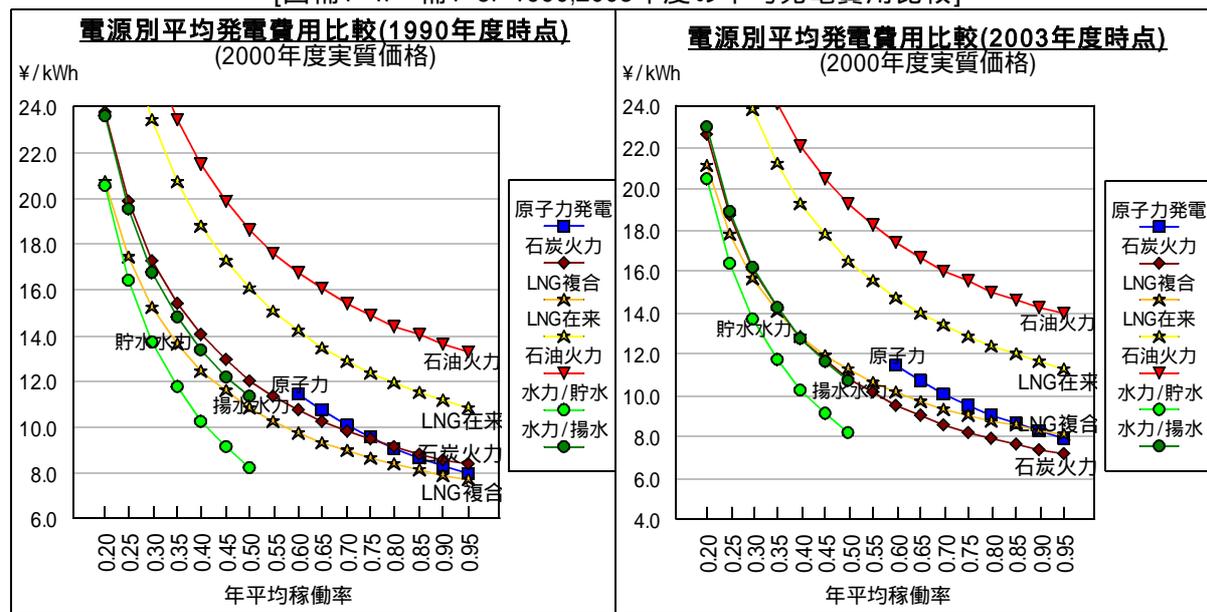
$$\begin{aligned}
 Ca(w) &= (Cv(w) + Cf.) / Gi(w) \\
 Cv(w) &= \sum_t (E * H * w * ((Fi(t) * j / ei) + Li) * (1+r)^{-ti}) \\
 Cf. &= E * Pi / tl * (1+r)^{-tl} \\
 Gi(w) &= E * H * w \\
 Ca(w) &= \sum_t (((Fi(t) * j / ei) + Li) * (1+r)^{-ti}) \\
 &+ Pi / (tl * H * w) * (1+r)^{-tl}
 \end{aligned}$$

- Ca(w) ; 電源i の稼働率 ω 時の計画時点換算平均発電費用(円/kWh)
- Cv(w) ; 電源i の稼働率 ω 時の換算可変費(燃料費,操業可変費)(円)
- Cf. ; 電源i の換算固定費(資本費) (円)
- Gi(w) ; 電源i の稼働率 ω 下での発電電力量 (kWh)
- w ; 当該電源の年平均稼働率 (0<ω<1)
- E ; 当該電源の発電容量 (kW)
- H ; 年間時間数 (365.2422day*24hour/年(定数))
- r ; 長期割引率 (=3.0%(前提条件))
- j ; 換算係数 (MJ/kWh: =3.6(定数))
- Pi ; 電源i の固定費 (円/kW) (電源毎に一定)
- Fi(t) ; 電源i の時点 tの燃料費 (円/MJ) (公租公課込、外生変数)
- ei ; 電源i の発電効率 (0<ei<1) (電源毎に一定)
- Li ; 電源i の操業可変費 (円/kWh) (電源毎に一定)
- ti ; 電源i の実耐用年数 (年) (電源毎に一定)
- tl ; 電源i の法定耐用年数 (年) (電源毎に一定)

[図補1-2.,補1-3.: 1990-2003年度の発電容量推移,エネルギー価格推移(実質)]



[図補1-4. ~ 補1-5. 1990,2003年度の平均発電費用比較]



[表補1-1. 電源別諸元一覧(2000年度実質価格)]

	原子力発電	石炭火力	LNG複合	LNG在来	石油火力	水力(揚水)
固定費(万円/kW)	366.3	200.3	175.5	294.3	294.3	329.8
設備費(万円/kW)	353.8	196.9	162.9	287.0	287.0	327.0
付随費(万円/kW)	12.5	3.4	12.6	7.3	7.3	2.8
可変費(円/kWh)	1.90	3.99	4.96	7.87	9.62	0.06 ()
燃料費(円/kWh)	--	2.47	4.79	5.67	7.42	--
発電効率(HHV)	--	0.40	0.45	0.38	0.38	-- (0.750)
燃料単価(円/MJ)	--	0.27	0.60	0.60	0.78	-- ()
操業可変費(円/kWh)	1.90	1.52	0.17	2.20	2.20	0.06
所内率	0.045	0.070	0.030	0.050	0.050	0.005
法定耐用年数(年)	16	15	15	15	15	40
実質耐用年数(年)	60	50	50	50	50	60

表注)

- 固定費は新設・増設の平均値であり、各一般電気事業者財務諸表の分析により筆者推計。
- 燃料費は2004年4月の日本貿易統計による価格と石油石炭税等の公租公課の合計。
- 原子力発電の操業可変費(核燃料費・廃棄物処理処分費等)は資源エネルギー庁試算値などから推計。
- 揚水発電の燃料費は、揚水時に稼働している電源の限界費用の平均値を揚水効率で除した値となる()。
- 各火力発電の発電効率については、本稿中の試算では発電所毎の実績値を用いている。
- 上記諸元値は各種の関連工事費や補償・地元対策費など(付随費)を含めた実勢からの推計値であるため、資源エネルギー庁などによる耐用年発電原価試算よりかなり高めの数値となっており、数値は一致しない。

3. 発電所落成時点以降 - 短期限界発電費用による最適運用 -

3-1. 短期限界発電費用モデルの理論

発電所が落成した後では、固定費部分は当該企業全体の負債の一部となり、電源種類毎や発電所毎に管理する意味はないため、個別発電所の運用において考慮すべき要素は短期限界費用(可変費)のみとなる。

電源種類毎の短期限界発電費用Cmiの式から明らかとなり、落成時点以降の電源種

類毎の発電所の運用は、稼働率 w と無関係に、エネルギー価格と発電効率に従った燃料費と、排煙処理費や廃棄物処理費などの操業可変費の単価のみから決定される。

従って、原理的には、需要形態と負荷追従限度の制約の範囲内で短期限界発電費用が最も小さい電源から順に最大容量限度まで高い稼働率で運転させていくことが、発電費用の極小化の要件を満たす最適な運用となる。

ここで、貯水式水力発電・揚水式水力発電については、これらが利用可能な場合には、日負荷の集中する時間帯に発電し、夜間の低負荷時間帯に揚水・貯水する運用を行うことで、短期限界費用の高い電源をなるべく使わないよう運用される(次節参照)。

現実には、出力上昇/降下速度限界など各電源の負荷追従運転には技術的に制約があること、電力の日負荷曲線は時間毎に複雑に変化していること、系統安定性上の調整の必要があることなどの理由から、より複雑な運用が行われていることに注意が必要である。

[式補1-2. 電源別短期限界発電費用の計算]

$$\begin{aligned}
 C_m(w,t) &= C_v(w,t) / G_i(w) \\
 &= d (C_v(w) + C_{f.i.}) / dw * dw/dG_i \\
 C_v(w,t) &= E * H * w * (F_i(t) * j / e_i) + L_i \\
 G_i(w) &= E * H * w \\
 dC_v(w)/dw &= E * H * ((F_i(t) * j / e_i) + L_i) \\
 dw/dG_i &= 1 / (E * H) \\
 C_m(w,t) &= d (C_v(w) + C_{f.i.}) / dw * dw/dG_i \\
 &= (F_i(t) * j / e_i) + L_i \\
 C_m(t) &= (F_i(t) * j / e_i) + L_i
 \end{aligned}$$

- $C_m(t)$; 時点 t の電源 i の短期限界発電費用 (円/kWh)
- j ; 換算係数 (MJ/kWh: =3.6(定数))
- $F_i(t)$; 電源 i の燃料費 (円/MJ) (公租公課込、外生変数)
- e_i ; 電源 i の発電効率 ($0 < e_i < 1$) (電源毎に一定)
- L_i ; 電源 i の操業可変費 (円/kWh) (電源毎に一定)

3-2. 貯水式水力発電・揚水式水力発電の存在下での電源運用

1) 貯水式発電の運用

貯水式水力発電の運用は、日負荷の集中する昼間の時間帯に発電を行い、夜間の低負荷時間帯には発電を止めて貯水する方法で行われる。

貯水式発電の稼働率実績は、豊水期では概ね40～60%であり、ほぼ12時間貯水し12時間最大出力で発電している状態に相当することが知られている。

このことから、貯水式発電については、各月の稼働実績に従い、最大12時間を限度として日負荷の大きな時間帯順に発電し、稼働率に従い停止する(貯水する)運用を行っているものとして試算を行う。

2) 揚水式発電の運用

揚水式水力発電の運用は、通常は落差のある貯水池を2つ使い、日負荷の集中する昼間の時間帯には上池から下池に放水し発電を行うが、夜間の低負荷時間帯に他の電源からの電力を揚水動力として用いて下池から上池に水を補充(「揚水」)する方法で行われる。

揚水式発電による他の電源からの電力による揚水と、放水による発電の正味の効率(=電力貯蔵効率)は約65%であるが、上池に天然の降水も流入するよう工夫された「混合揚水」発電では、2002～2004年度実績値で約75%程度の総合効率で運用されている。

揚水式発電は、短期限界発電費用の相対的に廉価な夜間の電力(原子力発電・石炭火

力発電)を用いて揚水を行い、短期限界発電費用の高価な昼間の時間帯の石油火力発電などを代替することにより、総発電原価を低減させるべく運用されるが、以下のような場合には発電が制約されることとなる。

- 土曜・日曜・祝日など、揚水発電の発電出力と比較して昼間・夜間の負荷に十分な差がなく、夜間に揚水用動力が十分得られない場合
- 昼間の負荷が非常に小さく、夜間の限界発電費用と揚水効率を加味した揚水発電の限界発電費用が、昼間に代替しようとする電源の限界発電費用より大きくなってしまう場合

3) 揚水式発電・貯水式発電以外の電源の運用

揚水式発電・貯水式発電以外の電源については、時間帯別負荷(需要)から、揚水式発電・貯水式発電の出力を控除し揚水動力を加算した出力について、限界費用の低い順に運用することが最適な運用となる。

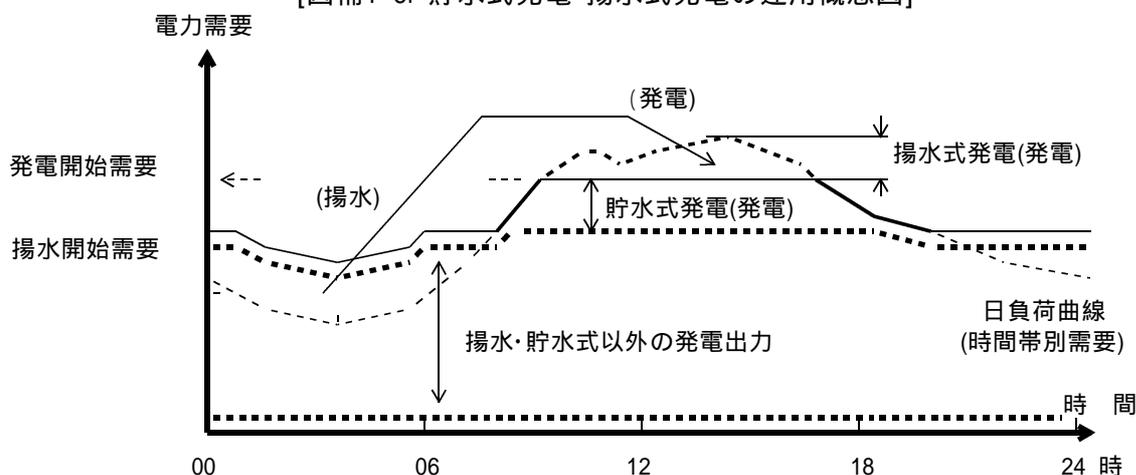
[式補1-3. 揚水式水力発電の運用]

$$\begin{aligned}
 Pp(d) &= \text{MIN}(Cp , (Dmax(d)-Dmin(d)) * 0.5) \\
 Dpo(d) &= Dmax(d) - Pp(d) \\
 Soutp(d) &= \int (D(d,t) - Dpo(d)) * t \quad (D(d,t) > Dpo(d)) \\
 Sinp(d) &= Soutp(d) / Efp \\
 &= \int (\text{MIN}(Cp, (Dpi(d) - D(d,t)) * t) dt \quad (D(d,t) < Dpi(d), Dpi(d) < Dpo(d)) \\
 MCp(t) &= (MCi(t) * Pi(t)) / (Pi(t) * Efp) \quad (MCp(t) < MCo(t))
 \end{aligned}$$

- Pp(d,t) d日の揚水式発電の最大出力 (MW)
- Cp 当該地域の揚水式発電の設備最大出力 (MW)
- Dmax(d),Dmin(d) d日の時間帯別最大負荷,時間帯別最小負荷 (MW) *
- Dpo(d) d日の発電開始需要(負荷) (MW) *
- Soutp(d) d日の揚水発電総出力 (MWh)
- D(d,t) d日 t時間帯の電力需要(負荷) (MW) *
- Sinp(d) d日の揚水発電総動力消費 (MWh)
- Efp 揚水発電効率 (= 0.75)
- Dpi(d) d日の揚水開始需要(負荷) (MW) (= 上の積分方程式の解) *
- MCp(t) t時間帯の揚水発電の短期限界発電費用 (¥/kWh)
- MCi(t) t時間帯の揚水動力となる電源の短期限界発電費用 (¥/kWh)
- Pi(t) t時間帯の揚水動力となる電源の出力 (MW)
- MCo(t) t時間帯に揚水式発電が代替する電源の短期限界発電費用 (¥/kWh)

式注) * 印の出力は、貯水式発電の出力を考慮した上で決定されることに注意。

[図補1-6. 貯水式発電・揚水式発電の運用概念図]



3-3. 「有水」条件と「無水」条件

揚水式発電・貯水式発電は、降水量の多寡や点検修理の都合、あるいは企業間の利害相反などから完全には利用できない場合があり、利用する・しないによって負荷率の高い昼間と負荷率の低い深夜の発電費用の試算結果が大きく異なることとなる。

揚水式発電・貯水式発電が最大出力容量迄制約なく利用可能であると仮定して試算した発電費用(「有水」条件という。)と、揚水式発電・貯水式発電を全く使わず火力発電・原子力発電などだけで需要を賄ったと仮定して試算した発電費用(「無水」条件という。)の間に、現実の発電費用が推移していると考えられる。

本稿では試算の便宜上、各発電費用を「有水」と「無水」の平均値としている。

3-4. 現実の電源別年間平均稼働率実績推移による検証

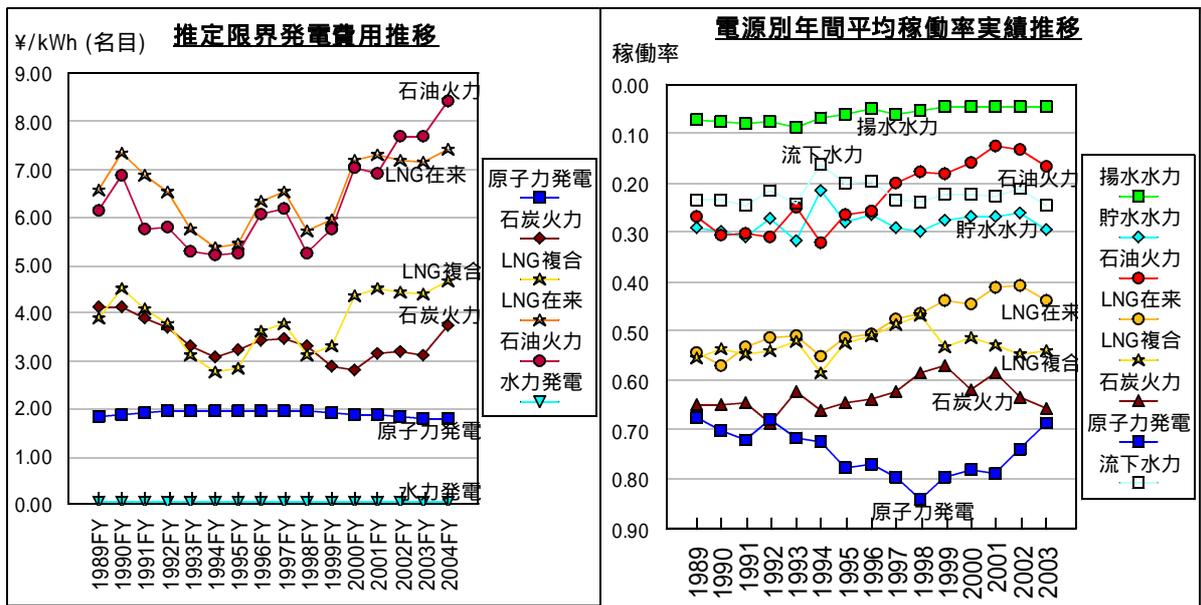
3-1. に従い 1989～2003年度の日本貿易統計による輸入エネルギー価格と石油石炭税など公租公課の推移に基づいて時系列での短期限界発電費用を試算し、これを現実の一般電気事業者・卸電気事業者の電源別年間平均稼働率実績と比較した。

比較の結果、原子力発電、石炭火力発電、LNG複合火力発電については、ほぼ短期限界発電費用が廉価な順に稼働率が高くなっており、現実の短期限界発電費用序列に従った運用がなされていることが理解され、本モデルが一定の精度で現実の電源運用を近似していることが確認される。

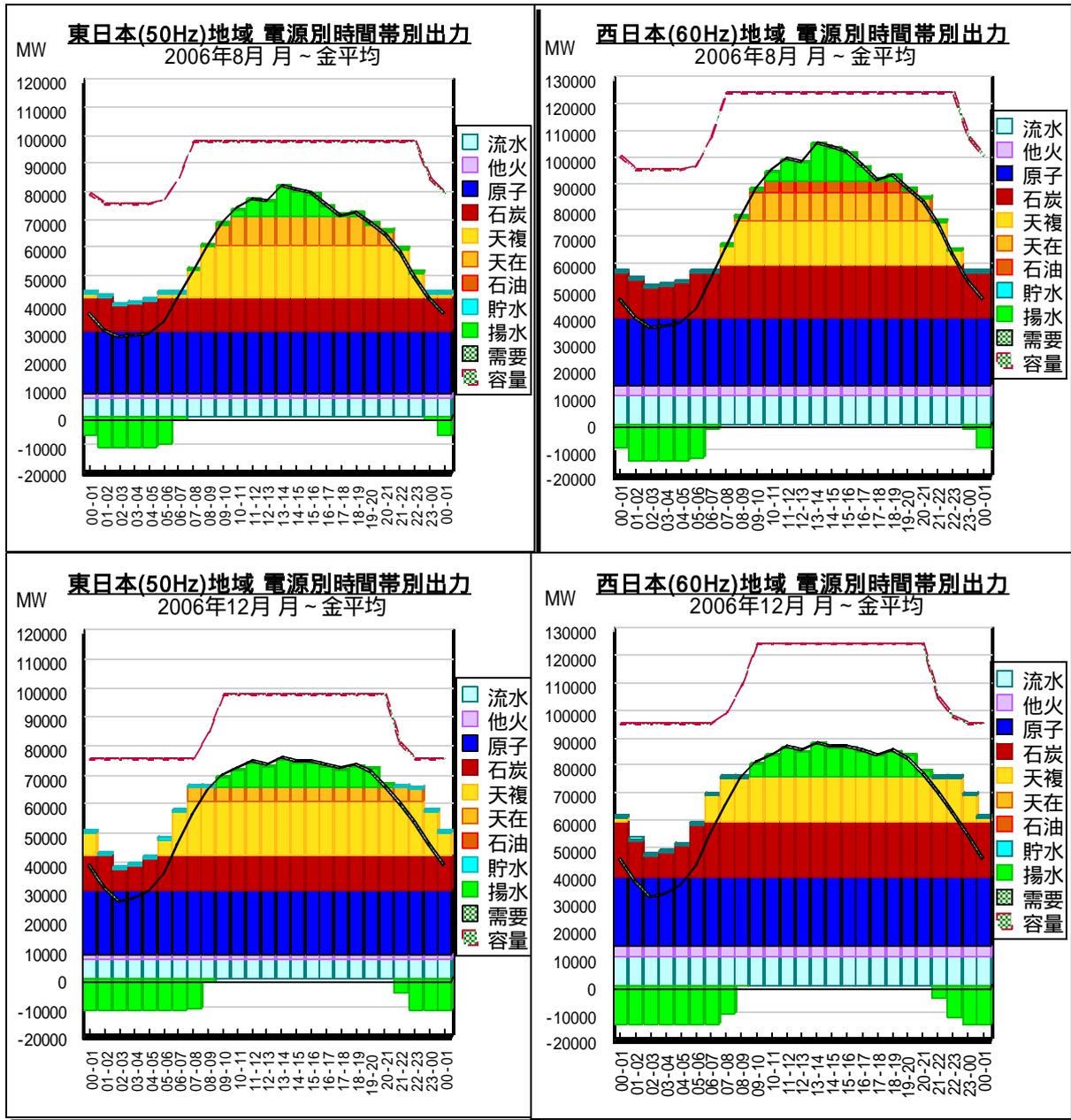
LNG在来火力発電と石油火力発電については、短期限界発電費用がほぼ同じであるのにLNG在来火力発電が優先的に運用されているように見えるが、当該事実は石油火力発電のうち相当量の旧式設備が予備用の休止電源として存置されており稼働率を「押下げて」いること、LNG貿易の商慣行として一般に"Take-or-pay"条項が存在し年間契約量を引取らないと違約金を生じるため優先的に消費される場合が多いことなどから説明される。

各水力発電については、短期限界発電費用が最廉価であるにもかかわらず稼働率が低い状態で運用されているが、当該事実は、流下式水力発電・貯水式水力発電では季節毎の降水量変化の影響を受け稼働率が変動すること、揚水式水力発電・貯水式水力発電は3-2. で論じたように昼夜の負荷格差変動を埋めるために負荷率の高い昼間のみ運用されており稼働率が制約されていることなどから説明される。

[図補1-7.,-8. 電源別推定短期限界発電費用推移、電源別年間平均稼働率実績推移]



[図補1-9. ~ 1-12. 最適電源構成モデルの試算結果例(2006年8月,12月月 ~ 金平日)]



(略号説明)

- 流水 : 流下式水力発電
- 他火 : 他火力発電(鉄鋼ガス、廃棄物発電など)
- 原子 : 原子力発電
- 石炭 : 石炭火力発電
- 天複 : 天然ガス複合火力発電
- 天在 : 天然ガス在来型火力発電
- 石油 : 石油火力発電
- 貯水 : 貯水式水力発電
- 揚水 : 揚水式水力発電
- 需要 : 地域別推定電力需要
- 容量 : 時間帯別投入可能発電設備容量

補論2: 卸電力取引実績からの需要曲線・売手独占価格などの推計について

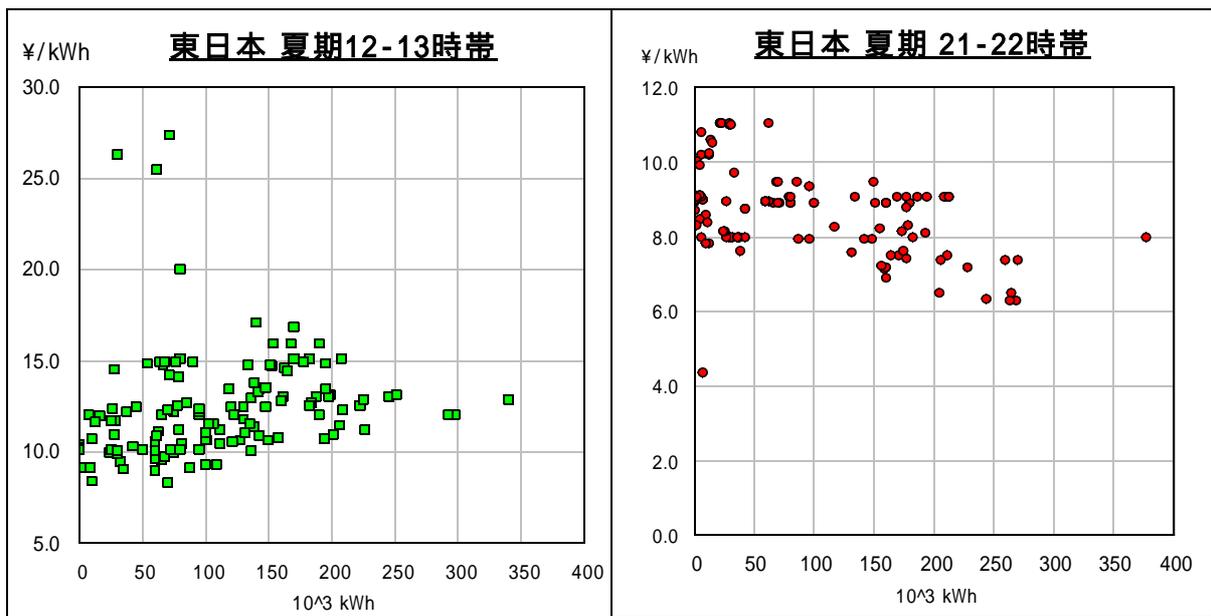
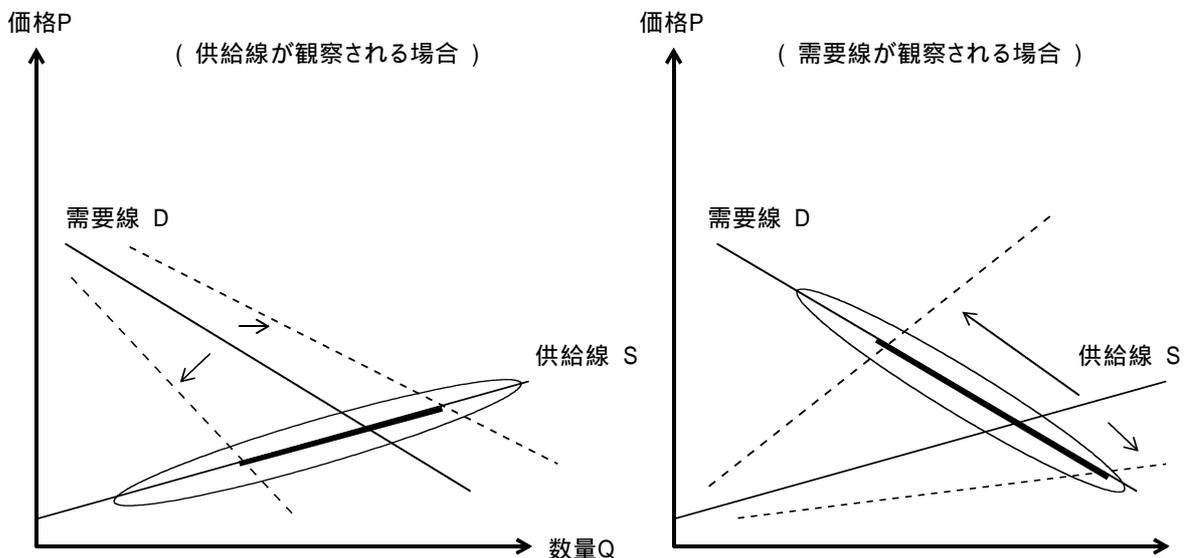
1. 卸電力取引実績分析の考え方

日本卸電力取引所(JEPX)におけるスポット卸電力取引においては、30分単位のシングルブライソオークション(「板寄せ」)により各時点での卸電力需給を反映した約定価格・数量が決定されている。各時点の約定価格・数量は、応札された売札と買札を廉価な順に整理した供給線・需要線を描き、その交点を求めることにより決定されている。

ここで、ある特定の季節・時間帯の供給線・需要線は、日々の需給状況などに応じ毎日変化するが、その交点の軌跡は以下のような4通りの挙動を示すものと考えられる。

- a. 供給線・需要線とも安定的に推移する場合、点状～塊状に分布する。
- b. 供給線が安定的で需要線が変化する場合、供給線に従い線状に分布する。(下図左)
- c. 供給線が変化し需要線が安定的である場合、需要線に従い線状に分布する。(下図右)
- d. 供給線・需要線とも大きく変化する場合、広く面状に分布する。

[図補2-1～-4. 卸電力取引市場の実際の約定状況と供給線・需要線の交点の挙動]



2 卸電力取引実績からの需要曲線の推計手法

1. の考え方に従い、日本卸電力取引所(JEPX)における2005年4月～2007年1月の22ヶ月間の卸電力取引の約定価格・数量の実績値を地域別・季節別に1時間単位に整理し、数量を価格と各地域・各月の最大3日平均電力の対数線形関数と見なしパネルデータ分析を行った。

当該分析により、有意な正の価格弾性値が観察される場合が 1. における b. で供給線の一部が観察される場合に該当し、逆に有意な負の価格弾性値が観察される場合 c. であり需要線の一部が観察される場合に該当すると考えられる。そのどちらでもない場合には a. か d. の場合に相当するものと考えられる。

従って、全ての季節・時間帯の約定数量を、約定価格と最大3日平均電力の関数として価格弾性値を計測しておき、そのうち有意な負の価格弾性値が観察される場合のみを抽出していけば、近似的な需要曲線を推計することができると考えられる。

[式補2-1. 卸電力取引実績からの需要曲線などの推定式]

$$\ln Q_{is}(t) = a_1 * \ln P_{is}(t) + a_2 * \ln D_{mis}(m) + a_0 + u$$

i	地域 (東日本(50Hz)、西日本(60Hz))
s	季節 (春期3～5月、夏期6～8月、秋期9～11月、冬期12～2月)
m	月 (m s)
t	時間帯 (00-01～23-24)
Q _{is} (t)	i地域,s季節,t時間帯の約定数量 (10 ³ kWh)
P _{is} (t)	i地域,s季節,t時間帯の約定価格 (¥/kWh)
D _{mis} (m)	i地域,m月(m s)の最大3日電力需要 (10 ³ kW)
a ₀ ～a ₂	定数 (うち a ₁ は価格弾性値) u 誤差項

3 卸電力取引実績からの需要曲線・売手独占価格などの推計結果

2. の手法により、日本卸電力取引所(JEPX)における2005年4月～2007年1月の22ヶ月間の卸電力取引の価格・数量の実績値を地域別・季節別・曜日別・時間帯別に分析した。

参考迄に、各時間帯のパネルデータ分析結果については表補2-4.～-8. に示す。

但し曜日別については、月～金曜日の平日は地域別・季節別・時間帯別に全て、土日休日についてはサンプル数を確保するため地域別・季節別に3時間帯毎に分析した。

分析数は全部で 256 ((月～金・平日 24時間帯x4季節 + 土日祝日 8時間帯x4季節) x 東西2地域) である。

1) 供給曲線・需要曲線の識別(価格弾性値の有意性・符号分布)

東西各地域について、全分析数 128のうち価格弾性値の有意性と符号分布の内訳は表補2-1. のとおりである。

60～80%の殆どの時間帯で価格弾性値が有意な正の値となり、1. b に従い供給線の一部が観察される結果となった。

10～30%程度の時間帯で価格弾性値が有意でなく、1. a. or 1. d. の場合と推定された。

10%前後の時間帯で価格弾性値が負となり、1. c. に従い需要線の一部が観察される結果となった。

当該結果は、分析期間の卸電力市場において需要の変動が頻繁に生じており、供給が相対的に安定的であったことを示唆しているものと考えられる。

2) 負の価格弾性値の値と需要曲線

価格弾性値が有意な負の値をとる場合について、地域別・時間帯別に観察された値の分布は表補2-2. のとおりである。

1) で見たとおり、全体の10%程度の時間帯でのみ負の価格弾性値が観察されているに過ぎないため、欠測した時間帯の価格弾性値を補間・補外して元の需要曲線を推定することが必要である。

このため、以下の方法で補間・補外を行い、各時間帯の需要曲線を推定した。

- a 価格弾性値が複数得られる場合、価格弾性値・最大3日平均電力に関する係数がともに有意であり、かつ小さい方の価格弾性値を与える分析式を用いる
- b 季節については、高需要期(夏期・冬期)、低需要期(春期・秋期)の同一時間帯の価格弾性値を与える分析式を用いる
- c 時間帯については、3時間帯区分とし、数値が得られない場合隣接する時間帯の価格弾性値のうち小さい方を与える分析式を用いる
- d 上の a~c を行ってもなお値が得られない場合、東日本・西日本の同一季節・同一時間帯の分析式を用いる

3) 需要曲線の補間推定結果と売手独占価格の推定結果

当該手法により補間・補外された時間帯別需要曲線の推定結果を表補2-3. に示す。

また、参考迄に当該需要曲線と各地域・各時間帯の平均発電費用、インバランス料金から推定される売手独占価格の代表的な結果例を表補2-4. に示す。

土日祝日については全ての時間帯で推定された売手独占価格がインバランス料金水準を大きく上回ったため、平日(月～金)についてのみ示す。

[表補2-1. 卸電力取引実績からの価格弾性値の分析結果-1 有意性・符号分布]

時間帯	東日本					西日本				
	春 期	夏 期	秋 期	冬 期	合 計	春 期	夏 期	秋 期	冬 期	合 計
月～金・平日										
弾性値有意	21	20	12	14	67	21	21	13	24	79
正	21	17	10	6	54	21	17	12	24	74
負	0	3	2	8	13	0	4	1	0	5
非有意	3	4	12	10	29	3	3	11	0	17
土日休日	24	24	24	24	96	24	24	24	24	96
弾性値有意	8	7	6	3	24	5	3	7	8	23
正	8	6	4	2	20	5	3	7	8	23
負	0	1	2	1	4	0	0	0	0	0
非有意	0	1	2	5	8	3	5	1	0	9
合 計	8	8	8	8	32	8	8	8	8	32
弾性値有意	29	27	18	17	91	26	24	20	32	102
正	29	23	14	8	74	26	20	19	32	97
負	0	4	4	9	17	0	4	1	0	5
非有意	3	5	14	15	37	6	8	12	0	26
	32	32	32	32	128	32	32	32	32	128

[表補2-2. 卸電力取引実績からの価格弾性値の分析結果-2 負の価格弾性値分布]

時間帯	東日本				西日本			
	春期	夏期	秋期	冬期	春期	夏期	秋期	冬期
月～金・平日								
00-03時帯	--	--	--	-2.64,-2.86,-2.51	--	--	--	--
03-06時帯	--	--	--	-2.39,-3.03	--	--	--	--
06-09時帯	--	--	-4.28	-2.00	--	-4.14,-3.96	--	--
09-12時帯	--	--	--	--	--	--	--	--
12-15時帯	--	-0.71	--	--	--	--	-1.68	--
15-18時帯	--	-0.60	--	--	--	--	--	--
18-21時帯	--	--	--	--	--	--	--	--
21-24時帯	--	-4.60	-4.58	-1.36,-2.06	--	-4.78,-3.02	--	--
土日祝日								
00-06時帯	--	--	-0.01,-0.02	-0.03	--	--	--	--
06-12時帯	--	--	--	--	--	--	--	--
12-18時帯	--	-0.12	--	--	--	--	--	--
18-24時帯	--	--	--	--	--	--	--	--

(表注) 下線は価格弾性値・最大3日平均電力とも有意なものを示す。

[表補2-3. 卸電力取引実績からの価格弾性値の推定結果]

時間帯	東日本				西日本			
	春期	夏期	秋期	冬期	春期	夏期	秋期	冬期
月～金・平日								
00-03時帯	-4.58	-4.60	-4.58	-2.51	-3.02	-3.02	-3.02	-3.02
03-06時帯	-4.28	-2.39	-4.28	-2.39	-3.96	-3.96	-3.96	-3.96
06-09時帯	-4.28	-2.00	-4.28	-2.00	-3.96	-3.96	-3.96	-3.96
09-12時帯	-4.28	-2.00	-4.28	-2.00	-1.68	-1.68	-1.68	-1.68
12-15時帯	-0.71	-0.71	-0.71	-0.71	-1.68	-1.68	-1.68	-1.68
15-18時帯	-0.60	-0.60	-0.60	-0.60	-1.68	-1.68	-1.68	-1.68
18-21時帯	-0.60	-0.60	-0.60	-0.60	-1.68	-1.68	-1.68	-1.68
21-24時帯	-4.58	-4.60	-4.58	-1.36	-3.02	-3.02	-3.02	-3.02
土日祝日								
00-06時帯	-0.01	-0.03	-0.01	-0.03	-0.01	-0.03	-0.01	-0.03
06-12時帯	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12
12-18時帯	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12
18-24時帯	-0.01	-0.03	-0.01	-0.03	-0.01	-0.03	-0.01	-0.03

[表補2-4. 卸電力取引実績からの売手完全独占価格の推計結果例(単位 ¥/kWh)]

季節・時間帯	東日本				西日本			
	春期	夏期	秋期	冬期	春期	夏期	秋期	冬期
	'06年4月	'06年7月	'06年10月	'07年1月	'06年4月	'06年7月	'06年10月	'07年1月
平日 (月～金)								
00-03時	20	20	20	26	20	22	22	22
03-06時	20	26	20	26	18	20	20	20
06-09時	18	28	20	28	20	18	18	18
09-12時	18	30	20	30	34	IBS	34	36
12-15時	IBS	IBS	IBS	IBS	34	IBS	34	36
15-18時	IBS	IBS	IBS	IBS	34	IBS	34	36
18-21時	IBS	IBS	IBS	IBS	34	68	34	36
21-24時	18	18	18	IBS	22	22	22	20

(表注) "IBS"は推定値がインバランス料金(夏期 ¥70/kWh, 他昼間 ¥50/kWh,夜間¥40/kWh)を上回ることを示す。

[表補2-5. 卸電力取引実績からの需要曲線などの推計結果-1]
(春 期 - 月 ~ 金・平日)

季節・時間帯	東日本				西日本			
	a1(価格弾性値)	a2(最大需要)	a0	R ²	a1(価格弾性値)	a2(最大需要)	a0	R ²
春期(n=100)								
00-01時帯	+1.87(4.56)	+0.15(0.06)x	-1.89(1.33)x	0.19	+1.29(3.27)	+13.0(5.74)	-143.(110.)	0.35
01-02時帯	+1.75(4.18)	-0.09(0.04)x	+0.93(0.63)x	0.16	+1.18(2.98)	+14.9(6.57)	-164.(126.)	0.38
02-03時帯	+1.68(3.98)	+1.15(0.45)x	-12.6(8.61)	0.15	+1.14(2.98)	+14.7(6.65)	-162.(128.)	0.39
春期(n=100)								
03-04時帯	+1.67(4.38)	-2.53(0.98)x	+27.7(18.7)	0.17	+1.25(3.45)	+14.5(6.10)	-160.(117.)	0.37
04-05時帯	+1.65(3.88)	-0.95(0.37)x	+10.5(7.11)	0.13	+1.00(2.38)	+16.0(6.66)	-177.(128.)	0.37
05-06時帯	+1.72(4.54)	-2.10(0.83)x	+22.8(15.8)	0.18	+1.02(2.87)	+16.2(7.09)	-179.(138.)	0.42
春期(n=100)								
06-07時帯	+1.49(4.78)	-2.01(0.86)x	+22.1(16.7)	0.19	+1.09(3.43)	+14.6(7.00)	-162.(135.)	0.43
07-08時帯	+0.80(3.47)	+1.85(0.99)x	-19.3(18.1)	0.14	+1.13(3.31)	+13.8(6.56)	-152.(127.)	0.40
08-09時帯	+5.68(2.88)	+1.68(0.71)x	-27.9(20.5)	0.09	-0.02(0.01)x	+16.4(6.55)	-180.(142.)	0.37
春期(n=100)								
09-10時帯	+2.38(6.82)	-0.33(0.23)x	+2.09(2.47)	0.32	+2.02(4.30)	+12.7(6.32)	-142.(126.)	0.45
10-11時帯	+7.32(9.68)	-3.52(2.01)	+25.7(26.4)	0.49	+3.49(4.63)	+5.85(3.27)	-69.4(74.4)	0.37
11-12時帯	+6.90(9.10)	-4.71(2.71)	+39.8(41.7)	0.46	+3.41(4.41)	+5.49(2.91)	-65.2(66.0)	0.33
春期(n=100)								
12-13時帯	+8.14(10.8)	-3.78(2.62)	+26.7(32.5)	0.55	+3.28(4.22)	+5.28(2.75)	-62.4(59.8)	0.29
13-14時帯	+6.91(10.3)	-2.05(1.31)x	+10.3(11.4)	0.52	+3.08(5.13)	+6.90(3.96)	-80.2(83.1)	0.38
14-15時帯	+6.51(10.2)	-2.24(1.44)x	+13.4(14.8)	0.52	+3.14(4.83)	+6.43(3.48)	-75.2(73.0)	0.34
春期(n=100)								
15-16時帯	+6.23(9.85)	-1.79(1.15)x	+9.08(10.1)	0.50	+2.57(3.89)	+7.99(4.36)	-91.3(88.5)	0.32
16-17時帯	+7.22(9.97)	-3.27(2.14)	+23.2(26.5)	0.51	+3.32(4.48)	+6.13(3.42)	-72.1(73.1)	0.32
17-18時帯	+6.13(7.73)	-2.95(2.09)	+22.4(27.4)	0.39	+4.50(5.03)	+7.56(3.61)	-91.0(79.2)	0.37
春期(n=100)								
18-19時帯	+4.72(5.39)	-3.45(2.48)	+31.3(38.6)	0.27	+3.98(3.21)	+9.26(3.74)	-109.(83.3)	0.30
19-20時帯	+4.03(4.34)	-2.53(1.94)x	+22.6(30.2)	0.21	+3.32(2.08)	+11.0(4.27)	-127.(93.1)	0.27
20-21時帯	+3.55(1.92)x	+0.51(0.21)x	-10.2(7.30)	0.04	-1.94(1.09)x	+15.3(5.30)	-163.(106.)	0.23
春期(n=100)								
21-22時帯	+0.81(1.16)x	+2.83(1.02)x	-29.8(18.6)	0.02	+0.93(1.39)	+15.9(6.16)	-176.(120.)	0.32
22-23時帯	+1.05(1.99)x	+0.25(0.10)x	-2.57(1.86)	0.04	+0.36(0.69)x	+9.52(4.55)	-103.(87.7)	0.20
23-24時帯	+1.27(2.88)	-1.05(0.42)x	+11.8(8.24)	0.08	+1.31(2.84)	+11.9(5.23)	-132.(101.)	0.30

(係数後の()内はt値, xは95%有意でないものを示す)

[表補2-6. 卸電力取引実績からの需要曲線などの推計結果-2]
(夏期 - 月～金・平日)

季節・時間帯	東日本				西日本			
	a1(価格弾性値)	a2(最大需要)	a0	R ²	a1(価格弾性値)	a2(最大需要)	a0	R ²
夏期(n=130)								
00-01時帯	+2.26(5.32)	+11.3(3.99)	-127.(67.1)	0.24	+1.94(4.20)	-0.15(0.05)x	+2.33(1.14)x	0.12
01-02時帯	+2.82(5.13)	+12.2(4.56)	-138.(77.7)	0.24	+1.80(2.71)	+1.17(0.35)x	-12.6(5.87)	0.06
02-03時帯	+2.67(5.65)	+10.8(4.21)	-122.(71.5)	0.26	+1.94(3.33)	+1.66(0.50)x	-18.4(8.71)	0.08
夏期(n=130)								
03-04時帯	+2.51(6.02)	+11.2(4.50)	-125.(76.1)	0.29	+1.99(3.82)	+2.63(0.82)x	-29.4(14.2)	0.10
04-05時帯	+2.63(4.91)	+11.9(4.57)	-134.(77.9)	0.23	+1.67(2.61)	+2.44(0.76)x	-26.7(12.9)	0.05
05-06時帯	+2.52(5.41)	+11.3(4.49)	-126.(76.0)	0.26	+1.66(2.92)	+2.55(0.79)x	-28.0(13.5)	0.06
夏期(n=130)								
06-07時帯	+2.38(3.72)	+14.6(5.04)	-164.(85.9)	0.21	+1.32(1.71)x	+2.62(0.77)x	-28.4(13.4)	0.02
07-08時帯	+0.97(2.36)	+13.6(5.78)	-150.(95.7)	0.23	-4.14 (3.18)	-7.17(1.98)x	+93.2(48.8)	0.07
08-09時帯	+0.38(0.84)x	+8.53(4.25)	-92.2(70.8)	0.15	-3.96 (3.57)	+3.54(2.10)	-27.8(25.2)	0.11
夏期(n=130)								
09-10時帯	+1.02(2.00)	+10.5(4.25)	-116.(74.3)	0.19	+2.05(2.65)	-2.80(1.84)x	+31.3(35.7)	0.06
10-11時帯	+0.69(1.62)	+4.38(2.54)	-46.4(45.8)	0.12	+2.54(3.51)	-2.67(1.53)x	+28.7(34.1)	0.10
11-12時帯	+0.11(0.26)x	+4.53(2.54)	-46.4(47.3)	0.08	+2.73(3.76)	-3.12(1.66)x	+33.3(36.9)	0.11
夏期(n=130)								
12-13時帯	+1.08(2.09)	+2.79(1.55)x	-29.5(29.4)	0.10	+4.35(6.45)	-6.25(3.97)	+65.3(87.4)	0.25
13-14時帯	-0.51(1.77)x	+4.67(3.06)	-46.4(50.8)	0.07	+3.07(4.92)	-4.37(2.47)	+46.5(50.7)	0.16
14-15時帯	-0.71 (2.53)	+5.15(3.52)	-51.1(57.6)	0.10	+3.02(4.83)	-4.84(2.72)	+52.0(55.8)	0.16
夏期(n=130)								
15-16時帯	-0.60 (2.24)	+3.68(2.68)	-35.0(42.3)	0.06	+3.05(4.47)	-5.17(2.65)	+55.7(56.4)	0.14
16-17時帯	+0.37(1.02)x	+0.31(0.21)x	-0.06(0.06)x	0.01	+2.53(3.68)	-2.64(1.57)x	+28.3(32.8)	0.10
17-18時帯	+2.38(3.18)	+3.32(1.64)x	-38.9(29.4)	0.11	+3.59(5.36)	-5.17(3.64)	+54.6(66.0)	0.19
夏期(n=130)								
18-19時帯	+5.47(4.81)	+1.21(0.55)x	-22.5(15.4)	0.16	+4.66(4.62)	-3.86(2.53)	+37.2(38.0)	0.16
19-20時帯	+2.00(4.48)	-0.24(0.11)x	+1.84(1.23)	0.14	+5.20(3.69)	-2.60(1.32)x	+21.6(16.8)	0.10
20-21時帯	+0.33(0.79)x	+5.33(2.82)	-56.6(47.3)	0.08	-1.73(0.83)x	-0.40(0.17)x	+11.7(8.14)	0.01
夏期(n=130)								
21-22時帯	-4.60 (4.46)	+10.1(4.23)	-99.1(63.1)	0.20	-4.78 (3.06)	+2.22(0.92)x	-11.4(7.22)	0.07
22-23時帯	+2.93(3.80)	+13.6(4.08)	-154.(87.8)	0.13	-3.02 (7.53)	+1.03(0.78)x	-1.19(1.39)x	0.32
23-24時帯	+2.11(3.30)	+11.3(3.78)	-127.(71.2)	0.12	-0.67(0.94)x	+1.67(0.62)x	-13.8(7.94)	0.01

(係数後の()内はt値, xは95%有意でないものを示す)

[表補2-7. 卸電力取引実績からの需要曲線などの推計結果-3]
(秋期 - 月～金・平日)

季節・時間帯	東日本				西日本			
	a1(価格弾性値)	a2(最大需要)	a0	R ²	a1(価格弾性値)	a2(最大需要)	a0	R ²
秋期(n=121)								
00-01時帯	+1.14(1.33)x	+2.99(2.54)	-31.5(35.0)	0.05	+1.80(2.67)	-4.04(4.40)	+47.1(67.8)	0.44
01-02時帯	+1.70(1.53)x	+3.71(3.10)	-40.5(44.6)	0.08	+1.99(3.04)	-3.99(4.37)	+46.2(67.1)	0.46
02-03時帯	+0.61(0.52)x	+4.80(3.78)	-50.8(51.9)	0.12	+1.89(2.67)	-3.25(3.34)	+38.0(53.8)	0.38
秋期(n=121)								
03-04時帯	+3.11(2.48)	+5.24(3.45)	-60.0(50.2)	0.10	+2.42(3.33)	-1.72(1.75)x	+19.7(28.3)	0.32
04-05時帯	+2.97(2.21)	+6.27(4.17)	-71.2(60.0)	0.13	+2.04(2.75)	-2.38(2.35)	+27.9(37.8)	0.31
05-06時帯	+1.33(1.22)x	+4.61(3.66)	-49.9(49.6)	0.10	+2.20(3.17)	-1.94(2.11)	+22.7(33.6)	0.32
秋期(n=121)								
06-07時帯	+0.25(0.35)x	+1.55(1.53)x	-14.0(17.7)	0.02	+1.08(1.79)x	-3.18(3.86)	+38.5(65.5)	0.36
07-08時帯	-0.32(0.77)x	-0.96(1.07)x	+14.9(23.8)	0.01	-0.15(0.25)x	-5.95(7.68)	+71.6(118.)	0.48
08-09時帯	-4.28 (2.86)	+4.30(5.51)	-33.8(63.9)	0.21	+0.73(0.59)x	-2.97(4.86)	+36.3(64.2)	0.20
秋期(n=121)								
09-10時帯	-0.54(1.18)x	+0.94(1.33)x	-4.75(7.82)	0.03	+0.79(2.15)	-3.93(7.08)	+47.1(79.1)	0.35
10-11時帯	+1.12(3.82)	-1.55(1.92)x	+18.7(30.9)	0.11	+0.01(0.02)x	-1.66(2.91)	+23.5(39.3)	0.07
11-12時帯	+1.12(3.80)	-1.24(1.65)x	+15.2(26.1)	0.11	-0.02(0.05)x	-1.45(2.45)	+21.2(34.7)	0.06
秋期(n=121)								
12-13時帯	+1.03(4.70)	-1.49(2.44)	+18.2(38.7)	0.16	-1.68 (3.33)	+0.95(1.33)x	-1.98(3.45)	0.10
13-14時帯	+0.74(3.21)	-0.53(0.73)x	+8.28(15.0)	0.08	+0.16(0.46)	-1.48(2.38)	+21.1(32.7)	0.05
14-15時帯	+0.67(2.94)	-0.78(1.11)x	+11.3(20.6)	0.07	+0.23(0.68)x	-1.90(3.07)	+25.6(40.0)	0.07
秋期(n=121)								
15-16時帯	+0.78(3.63)	-1.59(2.18)	+19.9(35.0)	0.10	+0.16(0.47)x	-2.30(3.83)	+30.4(47.8)	0.11
16-17時帯	+1.31(4.06)	-2.68(3.13)	+30.6(44.3)	0.14	+0.06(0.18)x	-1.96(3.28)	+26.8(42.3)	0.09
17-18時帯	+0.49(1.41)x	-0.30(0.38)x	+6.71(10.4)	0.02	+0.54(1.39)x	-2.88(4.56)	+35.7(52.1)	0.17
秋期(n=121)								
18-19時帯	+0.23(0.84)x	+0.29(0.54)x	+0.92(2.03)	0.01	+0.47(1.07)x	-2.90(4.94)	+35.9(57.1)	0.20
19-20時帯	+0.17(0.45)x	+0.80(1.47)x	-4.68(10.0)	0.02	+1.08(2.06)	-3.71(5.69)	+43.6(61.6)	0.26
20-21時帯	-2.90(1.84)x	+3.11(3.92)	-23.7(42.3)	0.12	+3.65(2.06)	-4.82(6.06)	+50.5(60.5)	0.24
秋期(n=121)								
21-22時帯	-4.58 (2.18)	+3.33(3.21)	-22.7(33.2)	0.08	+0.13(0.09)x	-4.73(7.12)	+57.5(79.5)	0.30
22-23時帯	+0.37(0.66)x	-1.73(1.23)x	+22.1(29.7)	0.07	+0.98(2.92)	-3.59(7.60)	+43.0(88.9)	0.45
23-24時帯	+0.99(1.83)x	-0.14(0.16)x	+3.38(5.34)	0.04	+1.07(2.27)	-4.23(7.05)	+50.2(85.0)	0.42

(係数後の()内はt値, xは95%有意でないものを示す)

[表補2-8. 卸電力取引実績からの需要曲線などの推計結果-4]
(冬期 - 月～金・平日)

季節・時間帯	東日本				西日本			
	a1(価格弾性値)	a2(最大需要)	a0	R ²	a1(価格弾性値)	a2(最大需要)	a0	R ²
冬期(n=103)								
00-01時帯	-2.64(2.71)	-11.1(1.59)x	+132.(78.1)	0.22	+1.31(7.14)	+14.6(7.13)	-162.(371.)	0.76
01-02時帯	-2.86(2.93)	-14.9(2.07)	+175.(97.4)	0.26	+1.63(8.23)	+13.9(6.74)	-155.(365.)	0.79
02-03時帯	-2.51(2.81)	-18.3(2.75)	+212.(122.)	0.28	+1.95(9.83)	+12.6(6.18)	-142.(333.)	0.81
冬期(n=103)								
03-04時帯	-2.39(2.77)	-23.1(3.56)	+265.(149.)	0.31	+2.00(11.1)	+11.9(6.29)	-133.(337.)	0.83
04-05時帯	-1.17(1.96)x	-34.8(6.10)	+393.(226.)	0.37	+1.73(9.45)	+14.3(7.37)	-161.(396.)	0.83
05-06時帯	-3.03(3.75)	-25.6(4.22)	+294.(176.)	0.41	+1.71(9.17)	+13.9(7.00)	-156.(378.)	0.82
冬期(n=103)								
06-07時帯	-2.00(2.22)	-16.3(2.55)	+189.(119.)	0.25	+2.07(10.0)	+7.81(3.64)	-87.5(190.)	0.75
07-08時帯	-0.27(0.47)x	-16.5(4.03)	+189.(220.)	0.32	+1.98(13.4)	+7.73(4.34)	-86.5(207.)	0.80
08-09時帯	-1.05(1.15)x	-17.7(3.03)	+203.(143.)	0.22	+1.49(8.57)	+11.7(6.47)	-131.(315.)	0.75
冬期(n=103)								
09-10時帯	+0.17(0.38)x	+13.2(4.73)	+151.(195.)	0.22	+0.97(4.95)	+10.0(5.55)	-111.(240.)	0.52
10-11時帯	+0.23(1.53)x	-6.94(4.36)	+81.3(204.)	0.18	+0.85(3.07)	+4.02(1.68)x	-43.0(70.4)	0.18
11-12時帯	+0.43(2.88)	-6.89(4.52)	+80.3(207.)	0.17	+0.73(2.66)	+3.78(1.55)x	-40.0(63.9)	0.15
冬期(n=103)								
12-13時帯	+0.60(3.88)	-6.18(3.62)	+71.7(172.)	0.14	+0.66(3.11)	+12.1(5.72)	-134.(245.)	0.43
13-14時帯	+0.34(1.75)x	-2.84(1.66)x	+35.4(76.7)	0.04	+0.85(2.91)	+4.12(1.62)x	-44.2(67.7)	0.17
14-15時帯	+0.41(2.18)	-2.95(1.80)x	+36.5(82.2)	0.05	+1.00(3.47)	+3.39(1.36)x	-36.3(56.4)	0.19
冬期(n=103)								
15-16時帯	+0.28(1.44)x	-3.54(2.06)	+43.2(94.6)	0.04	+0.99(3.41)	+5.44(2.13)	+59.3(89.1)	0.22
16-17時帯	+0.38(2.07)	-4.51(2.41)	-53.8(113.)	0.06	+1.11(3.83)	+3.01(1.18)x	-32.3(49.0)	0.21
17-18時帯	+0.63(3.15)	-3.95(1.82)x	+47.2(90.9)	0.09	+0.81(2.89)	-0.58(0.23)x	+9.16(14.5)	0.10
冬期(n=103)								
18-19時帯	+0.45(1.67)x	-4.31(1.84)x	+51.4(82.4)	0.04	+1.31(4.87)	+0.19(0.07)x	-0.73(1.13)x	0.26
19-20時帯	-0.08(0.14)x	-5.51(1.34)x	+65.5(64.3)	0.04	+1.67(7.23)	+8.23(3.44)	-92.4(169.)	0.61
20-21時帯	-1.27(1.36)x	-9.61(1.79)x	+114.(82.8)	0.12	+1.75(12.5)	+14.6(9.73)	-164.(468.)	0.86
冬期(n=103)								
21-22時帯	-1.34(1.24)x	-19.3(2.75)	+221.(127.)	0.19	+1.62(10.4)	+14.6(8.75)	-163.(422.)	0.82
22-23時帯	-1.36(2.53)	-5.67(1.33)x	+70.0(79.8)	0.25	+1.74(12.7)	+14.4(8.08)	-162.(397.)	0.85
23-24時帯	-2.06(2.76)	-3.53(0.67)x	+47.3(37.3)	0.17	+1.17(6.68)	+17.6(8.24)	-197.(424.)	0.77

(係数後の()内はt値, xは95%有意でないものを示す)

[表補2-9. 卸電力取引実績からの需要曲線などの推計結果-5]
(土日祝日)

季節・時間帯	東日本				西日本			
	a1(価格弾性値)	a2(最大需要)	a0	R ²	a1(価格弾性値)	a2(最大需要)	a0	R ²
春期(n=156)								
00-03時帯	+0.08(5.42)	+0.54(1.38)x	-4.38(16.0)	0.17	+0.03(1.76)x	+0.07(0.15)x	+0.95(3.44)	0.03
03-06時帯	+0.14(6.80)	+2.40(3.86)	-25.0(58.6)	0.27	+0.12(5.65)	-0.40(0.53)x	+5.75(13.1)	0.21
06-09時帯	+0.17(7.34)	+2.70(3.93)	-28.4(59.9)	0.30	+0.16(6.37)	-0.77(0.88)x	+9.78(20.3)	0.26
09-12時帯	+0.12(6.67)	-0.46(0.96)x	+6.76(20.6)	0.23	+0.05(3.25)	+0.92(1.83)x	-8.43(26.3)	0.11
12-15時帯	+0.05(5.75)	+0.02(0.16)x	+1.73(16.2)	0.18	-0.01(1.68)x	+0.77(4.99)	-6.50(63.7)	0.14
15-18時帯	+0.04(4.45)	-0.17(1.01)x	+3.86(34.4)	0.12	-0.01(1.63)x	+0.74(5.00)	-6.21(63.7)	0.14
18-21時帯	+0.08(5.57)	-0.48(1.26)x	+7.10(27.9)	0.17	+0.03(2.54)	+0.55(1.51)x	-4.16(17.8)	0.08
21-24時帯	+0.07(3.66)	+0.41(0.77)x	-2.78(7.62)	0.08	+0.08(4.31)	-0.29(0.50)x	+4.76(14.2)	0.13
夏期(n=159)								
00-03時帯	+0.10(7.65)	-1.55(3.26)	+18.6(59.9)	0.28	+0.05(3.89)	-0.93(1.76)x	+12.0(33.4)	0.10
03-06時帯	+0.09(7.32)	-1.63(3.92)	+19.5(72.7)	0.26	+0.04(2.90)	-1.24(2.71)	+15.7(50.2)	0.09
06-09時帯	+0.05(3.27)	-0.69(1.37)x	+9.21(29.3)	0.06	+0.01(1.10)x	-0.75(1.74)x	+10.2(34.8)	0.03
09-12時帯	+0.06(2.28)	+0.71(1.32)x	+5.96(16.6)	0.05	+0.02(1.19)x	+0.46(1.13)x	-3.22(11.6)	0.02
12-15時帯	-0.12 (4.95)	+0.99(2.82)	-8.19(34.3)	0.24	-0.02(1.32)x	+0.89(3.09)	-7.96(40.3)	0.07
15-18時帯	+0.00(0.11)x	+1.09(2.46)	-9.93(33.5)	0.04	-0.01(0.81)x	+0.57(1.94)x	-4.34(21.7)	0.03
18-21時帯	+0.06(2.68)	-0.28(0.48)x	+5.02(12.6)	0.04	+0.02(1.26)x	-0.45(0.93)x	+7.12(21.4)	0.02
21-24時帯	+0.04(2.27)	-0.58(1.01)x	+8.16(21.3)	0.03	+0.04(2.29)	-0.19(0.35)x	+3.77(10.3)	0.03
秋期(n=183)								
00-03時帯	-0.01 (2.03)	-0.62(7.08)	+8.67(94.3)	0.26	+0.02(2.92)	-0.78(9.27)	+10.5(111.)	0.50
03-06時帯	-0.02 (3.71)	-0.52(6.02)	+7.50(87.5)	0.29	+0.04(5.43)	-0.75(10.3)	+10.1(120.)	0.60
06-09時帯	+0.04(2.88)	-0.66(4.38)	+8.88(56.6)	0.11	+0.03(2.14)	-0.71(5.29)	+9.64(68.3)	0.30
09-12時帯	+0.07(4.01)	-0.33(1.91)x	+5.51(30.1)	0.11	+0.07(4.14)	+0.10(0.60)x	+0.63(3.20)	0.10
12-15時帯	+0.01(0.72)x	-0.15(1.01)x	+3.82(24.9)	0.01	+0.08(3.53)	+0.28(1.63)x	-1.37(6.82)	0.06
15-18時帯	+0.02(1.19)x	-0.23(1.54)x	+4.64(30.5)	0.03	+0.06(3.19)	-0.00(0.02)x	+1.94(10.3)	0.08
18-21時帯	+0.05(3.59)	-0.89(5.62)	+11.7(69.7)	0.20	+0.01(0.51)x	-0.71(4.13)	+10.0(63.4)	0.19
21-24時帯	+0.03(2.21)	-1.27(8.09)	+15.8(95.4)	0.27	+0.05(3.14)	-0.31(2.22)	+5.17(34.2)	0.17
冬期(n=144)								
00-03時帯	-0.01(0.85)x	+8.53(10.8)	-93.1(640.)	0.51	+0.29(11.6)	-0.44(0.40)x	+5.60(34.9)	0.74
03-06時帯	-0.03 (3.54)	+6.44(7.21)	-69.8(468.)	0.48	+0.30(13.4)	-1.39(1.33)x	+16.3(109.)	0.78
06-09時帯	-0.02(1.99)x	+9.33(9.75)	-102.(614.)	0.52	+0.27(9.08)	+0.49(0.38)x	-4.82(24.7)	0.64
09-12時帯	+0.01(0.43)x	+10.1(12.9)	-111.(720.)	0.55	+0.24(7.56)	-0.72(0.48)x	+9.30(44.1)	0.55
12-15時帯	+0.06(2.84)	+10.7(12.6)	-117.(696.)	0.54	+0.16(4.65)	+1.53(0.87)x	-15.8(65.9)	0.42
15-18時帯	+0.04(2.28)	+10.0(12.2)	-110.(673.)	0.53	+0.17(5.35)	+1.27(0.81)x	-12.9(56.8)	0.45
18-21時帯	-0.02(1.94)x	+11.2(16.2)	-122.(895.)	0.67	+0.23(8.46)	+0.30(0.22)x	-2.26(11.3)	0.62
21-24時帯	-0.01(1.24)x	+10.8(12.2)	+118.(724.)	0.57	+0.27(8.63)	+0.14(0.09)x	-0.76(3.77)	0.65

補論3: インバランス料金水準の妥当性について

1. インバランス料金とは

インバランス料金とは、電力の託送取引において売手側が発電機の事故などにより「30分同時同量供給」の技術的要件を満たせなかった場合に、停電を防止するため一般電気事業者が不足分を代理供給した場合の電力料金をいう。

インバランス料金には、単一の一般電気事業者の供給区域内における「接続インバランス料金」、複数の一般電気事業者の供給区域を跨ぐ場合の「振替インバランス料金」が存在するが、多くの一般電気事業者では両者ともほぼ同じ料金水準である。

インバランス料金の水準は一般電気事業者毎に異なるが、2007年2月現在概ね夏季昼間は¥60～90/kWh、夏季以外の昼間¥50～60/kWh・夜間(夏季・それ以外とも)¥40～60/kWh程度の水準にある。

本論 2-2-1. では、売手独占価格が「売手独占利益最大化価格」と「インバランス料金」のいずれか低い方となる旨を示したが、ここでは当該「インバランス料金」の妥当性を吟味する。

2. インバランス料金の現状

2006年の公正取引委員会「電力市場における競争状況と今後の課題について」に収録された電気事業者等アンケート調査において、インバランス料金について以下のように現状調査が行われている。

当該調査によれば、インバランス料金の支払額がPPSの料金収入に占める割合は減少傾向にあるが、単一の一般電気事業者の供給区域内における「接続インバランス料金」が大幅に減少する反面、複数の一般電気事業者の供給区域を跨ぐ場合の「振替インバランス料金」が徐々に増加していることが観察される。

では何故料金収入の1%にも満たない事故時の料金が問題とされるのであろうか？

[表補3-1. インバランス料金支払額がPPSの料金収入に占める割合]

%	2000FY	2001FY	2002FY	2003FY	2004FY	2005FY
接続インバランス料金	11	5	3	2	1	< 1
振替インバランス料金	0	0.03	0.015	0.02	0.03	0.06
合計	11	5	3	2	1	< 1

出典: 公正取引委員会「電力市場における競争状況と今後の課題について」(2006) より作表

3. インバランス料金が特に問題とされる背景

卸電力取引のスポット市場は、託送制度の「30分同時同量」^{*21}に合わせて30分単位でのシングルプライスオークション(「板寄せ」)を採用している。

このため、供給側の発電事業者はどの時間帯で落札できるかを予見できず、卸電力取引市場での競争が活発化してくると、わずかな値差で落札できたりできなかったりするようになり、発電事業者は徐々に30分単位の「バーコード型」の供給を強いられるようになる。

ここで、技術的に30分以内に1万kW級の供給を開始したり停止したりできる電源は揚水式水力発電やガスタービン発電などの特殊な電源か、あるいは大型石油火力発電のガバナ調整運転など一定の調整能力を持つ電源の調整可能部分(両者をまとめて「調整電源」という)に

*21 2007年5月現在、米国・北欧は60分同時同量、ドイツは15分同時同量、イギリス・フランスは30分同時同量となっている。

限定される。

従って、30分単位の「バーコード型」の需要に対応している最中に自社が保有・調達した調整電源に故障や能力不足を生じた場合、供給側の発電事業者は需要を賄うことができないためインバランス料金を支払わなければならない。

2. で見たように、新規参入した発電事業者の接続インバランス料金が減少し振替インバランス料金が増加している背景には、PPSにとって当面必要な調整電源が確保されたため接続インバランス料金が大幅に減少したが、2005年度からの振替供給料金制度の廃止(いわゆるパンケーキ問題の解消)や卸電力取引市場の開設などにより、供給区域を跨いだ送電量が増加したために振替インバランス料金が徐々に増加しているものと考えられる。

4. インバランス料金の妥当性の評価手法

ここで、一般電気事業者のインバランス料金の妥当性について最適電源構成モデルの試算結果を基に検討を試みる。

一般電気事業者・卸電気事業者の保有する典型的な調整電源は揚水式水力発電と石油火力発電のガバナ調整であり、調整電源として運用した場合の暦時間稼働率は年 1～10%程度であることが知られている。

暦時間稼働率が年 1%以下の場合、合計運用時間が年 3日以下となるため夏期の最大電力時においても調整電源としての機能を果たしていないこととなり、事故・故障や休止などにより停止していた電源と考えられる。逆に10%以上の場合合計運用時間が1ヶ月以上となるため、調整電源ではなく基幹電源として運用されていたと考えられるためである。

ここで、揚水式水力発電と石油火力発電については、電気事業者の過去の財務諸表における発電資産額推移や発電履歴の実績値から、最適電源構成モデルを用いて一定の精度で平均費用を計算することが可能である。一方、ガスタービンなどその他の調整電源については設備規模が小さいためその費用を試算することが非常に困難である。

このため、一般電気事業者・卸電気事業者の保有する揚水式水力発電と石油火力発電のうち、暦時間稼働率が 1～10%のものについて1999～2003年度の5年間の平均発電費用を試算し、これをインバランス料金水準と比較して評価を行うこととする。

厳密には、調整電源をインバランス向けに供用することによる「非自由化部門」での調整容量の不足リスクや起動・停止費用などの評価が必要であり、単なる平均発電費用での評価は過小評価である可能性があるが、ここではこうした問題は捨象して評価を行う。

5. インバランス料金の妥当性の評価結果

4. の考え方に従い、最適電源構成モデルを用いて一般電気事業者・卸電気事業者の保有する揚水式水力発電と石油火力発電のうち、調整電源として運用されているものの1999～2003年度の5年間の平均発電費用を試算したところ、¥90～130/kWh という結果となった。

従って、現行のインバランス料金は夏季においても妥当なものであり、起動・停止費用などを考慮すれば夏季以外において過度に廉価な料金となっている可能性が示唆された。

[表補3-2. 調整電源として運用される揚水式水力発電・石油火力発電の平均発電費用]

(¥/kWh)	東日本						西日本					
	1999	2000	2001	2002	2003	平均	1999	2000	2001	2002	2003	平均
揚水発電	89.5	77.0	98.9	85.1	113.9	93.0	94.4	91.0	88.0	93.7	77.8	89.0
石油火力	101.2	192.1	96.4	72.7	77.7	93.4	190.9	147.3	161.8	172.2	224.0	178.7
平均	89.7	79.0	98.4	84.3	111.6	93.0	127.6	117.7	129.6	133.7	154.8	133.2

補論4: ラーナー指数を用いた評価と独占力指数を用いた評価の比較について

1. ラーナー指数とは

ラーナー指数とは、市場支配力を表現するために以下で定義される指数である。

$$L = (P - MC) / P$$

L: ラーナー指数 ($0 < L < 1$)
 P: 各時点の価格
 MC: 当該時点での限界費用

ラーナー指数は、各時点の価格と限界費用が判明すれば、限界費用と価格の関係から完全競争状態からの乖離度を簡単に評価できる便利な指数であるが、独占価格や固定費回収率などの他の市場環境に関する情報を用いていない単純な指数であるために、以下のような問題が存在する。

- a.- 指数の絶対的な値に直接の意味がないこと
 例えば、指数が非常に低くても独占価格となっている場合が起こりえる。
- b.- 限界費用が時系列で大きく変動する場合には指数も大きく変動し、時系列比較が困難な場合があること
 例えば、価格が安定的で限界費用が大きく変動している場合には、ラーナー指数は市場支配力の実態と無関係な変動を示すことがある。

2. ラーナー指数と独占力指数の比較

実際に、2005年4月から2007年3月迄の24ヶ月間について、ラーナー指数と独占力指数を計算し、固定費回収率指数との比較を試みた。

固定費回収率指数を、独占力指数とラーナー指数でそれぞれ時系列回帰分析をした際のt値、決定係数を比較した場合、固定費回収率指数に対しては独占力指数の相関の方がラーナー指数との相関よりも高く、係数についてのt値も決定係数(R²)も独占力指数を用いた方が高くなっていることがわかる。

卸電力取引においては、限界費用の季節変化・時間変化が非常に大きいため、上の b. で述べたようなラーナー指数の単純性による問題が顕在化したものと考えられる。

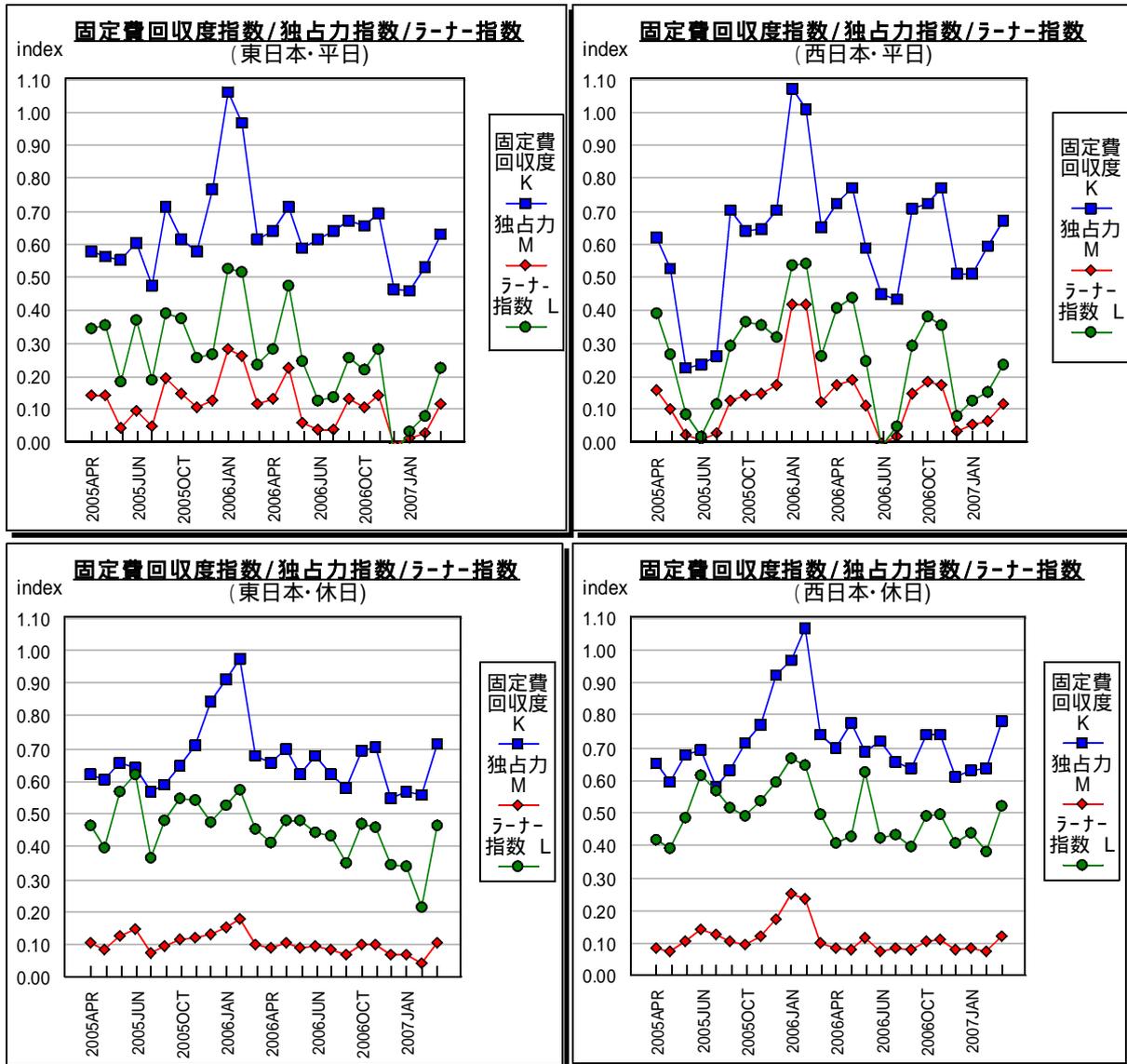
[表補4-1. 固定費回収率指数に対する独占力指数・ラーナー指数の時系列相関]

$$K(t) = a1 * M(t) \text{ or } L(t) + a0 + u$$

K(t): 固定費回収率指数
 M(t): 独占力指数
 L(t): ラーナー指数
 a1: 係数 a0: 定数項 u: 誤差

	独占力指数		ラーナー指数	
	a1 (t値)	R ²	a1 (t値)	R ²
東日本 平日	1.569 (7.417)	0.7143	0.732 (5.275)	0.5585
西日本 平日	1.720 (10.216)	0.8259	1.151 (8.540)	0.7683
東日本 休日	2.992 (7.014)	0.6910	0.677 (3.234)	0.3222
西日本 休日	2.065 (6.869)	0.6820	0.879 (3.910)	0.4100

[図補4-1~4. 固定費回収度指数・独占力指数とラーナー指数の比較]



[参考文献] (敬称略)

- 1) 経済産業省資源エネルギー庁「電力調査統計月報」(各月版) (社)日本電気協会
- 2) 経済産業省資源エネルギー庁「電力需給の概要」(各年度版)
- 3) 経済産業省総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度改革評価小委員会報告・同参考資料 (2006) 経済産業省資源エネルギー庁HP
- 4) 経済産業省資源エネルギー庁「電気事業制度改革の実効性分析報告書」(2006)
- 5) 経済産業省資源エネルギー庁「我が国における電気事業を巡る現状」(2007)
- 6) 公正取引委員会調整課「電力市場における競争状況と今後の課題について」(2006)
- 7) 公正取引委員会・経済産業省「適正な電力取引についての指針」(2006)
- 8) 電気事業連合会統計委員会「電気事業便覧」(各年度版) (社)日本電気協会
- 9) 有限責任中間法人日本卸電力取引所 各種規程 (2005) 同所HP
- 10) 有限責任中間法人日本卸電力取引所「卸電力取引所における公正競争確保策」(2004)
- 11) 有限責任中間法人電力系統利用協議会「電力系統利用協議会運用ルール」(2005)
- 12) 有限責任中間法人電力系統利用協議会「電力系統利用に関する技術資料」(2006)
- 13) 有限責任中間法人電力系統利用協議会「連系線整備(建設・増強)に関する勉強会とりまとめ報告書」(2007)
- 14) 財団法人電力中央研究所経済社会研究所「電源構成モデルについて」(2001) 経済産業省総合資源エネルギー調査会総合部会需給部会資料
- 15) 東京電力株式会社「大学生のためのインターネット電力講座」(2005) 東京電力HP
- 16) 高橋,浅野,永田「生産習熟効果を考慮した統合型資源計画モデルによる蓄熱式空調機の普及規模と費用対効果の分析」(1999) 電気学会論文誌 Vol119-B No2
- 17) 高橋,浅野「電源構成モデルによる長期事業収支とD S Mニーズの分析」(2002) 電気学会電力・エネルギー部門誌 Vol122-B
- 18) 八田・田中「電力自由化の経済学」(2004) 東洋経済新報社
- 19) 熊谷・服部「電力市場における市場支配力の理論と実際」(2004)(参考文献 18) 第2章)
- 20) 八田・田中「規制改革の経済分析 -電力自由化のケーススタディ-」(2007) 日本経済新聞社
- 21) 服部「米国卸電力市場における市場支配力の経済分析 - 理論的基礎と実証研究及び政策オプションの展望 -」(2002) 電力中央研究所報告Y01008
- 22) 穴山「電力産業の経済学」(2004) NTT出版
- 23) 蓮池・金本「寡占市場に関する政策評価 - 卸電力取引市場の評価 -」(2005) RIETI-DP-05-J-024
- 24) Tanaka "Oligopolistic Competition in the Japanese Wholesale Electricity Market: A Linear Complementary Approach" (2007) RIETI-DP-07-E-022
- 25) 戒能「電気事業に関する政策制度変更の定量的影響分析」(2005) 内閣府
- 26) 戒能「日本の地域間連系送電網の経済的分析」(2005) RIETI-DPS 05-J-033