東京大学 大学院新領域創成科学研究科
基盤科学研究系
先端エネルギー工学専攻

平成 20 年度

修士論文

自律分散型市場によって構成される
革新的電力流通システムの提案

2009 年 2 月提出
指導教員　藤井　康正　准教授

076217　細川　智弘

目次

第 1 章 序章 1
1.1 研究背景 1
1.1.1 電力事業の自由化 1
1.1.2 分散電源の普及 6
1.1.3 電力貯蔵設備 7
1.2 分散電源普及時の課題 9
1.2.1 余剰電力の運用 9
1.2.2 配電制約 10
1.3 本研究の目的 11
第 2 章 分散型市場 12
2.1 分散型市場とは 12
2.1.1 市場の構成 12
2.1.2 電力システム全体の様子 16
2.1.3 配電回路 17
2.2 取引のモデル化 19
2.2.1 東京穀物商品取引所における商品売買方法について 19
2.2.2 本研究における電力売買方法について 22
2.3 市場参加者の行動決定方法 23
2.3.1 確率動的計画法[7] 23
2.3.2 定式化 24
2.3.3 市場参加者の行動決定手順 27
2.4 大規模発電事業者の市場への参入 31
第 3 章 分散型市場を用いた単一市場内での取引 32
3.1 予備検討 32
3.1.1 電力の過不足の時間帯が異なるケース 32

3.1.2 各市場の電力の過不足が異なるケース 39
3.2 実需要に即した市場参加者のいるケース 41
3.2.1 諸条件 41
3.2.2 結果(大規模発電事業者なし) 44
第 4 章 市場間の接続 53
4.1 送電事業者 53
4.2 送電事業者による影響 54
4.2.1 諸条件 54
4.2.2 シミュレーション結果 55
4.3 送電事業者間の競争 57
4.3.1 送電事業者による流通経路の独占 57
第 5 章 結論 63
5.1 本研究の成果 63
5.2 今後の課題 63
謝辞 65
参考文献 66
発表実績 67

第1章 序章

1.1 研究背景

1.1.1 電力事業の自由化

<u>電力自由化とは</u>

日本の電力会社は株式会社であるが、世界の国々の多くは 1990 年代に入るまで国家機関や地方政府が電気事業を行っていた。株式会社形態をとっていたのは米国、日本、ドイツの一部ぐらいであった。しかしながら、日本の電力会社が普通の株式会社と違うのは、本来政府が果たすべき国民への責務を代行するため、公益事業特権が与えられてきたことである。電気事業が規制産業であった理由として、

1. 普通の企業ではとても出来ないような巨額の設備投資が事業の性質上求められる。それを可能にするために、総括原価方式を取り入れ、必要な費用を全て消費者に転嫁し、適正利潤を上乗せさせることで、安心して事業展開ができる環境が構築されている。
2. 電気事業の最大の特徴である送配電設備は、複数の会社が争って作りあうよりも、地域独占とするほうが断然効率がいい
3. 独占供給となる以上、政府が業務規制を行い、独占の弊害を出さないよう努めている。

といったことがあげられ、これらを既定したのが電気事業法で、この制度のお陰で戦後の復興、そして高度成長期の間を通じて日本国民は電気に困ることなく、経済発展に邁進することができた。

このように日本の発展に貢献してきた日本の電気事業制度も、制定から数十年もたつと制度疲労を起こし始めた。安定供給とユニバーサルサービスは世界随一のレベルを有するに至ったものの、”出来るだけ廉価な電気を国民に提供する”という肝心なことがおろそかになってしまい、先進国では一番高い電気となっていしまったのである。そこで、上記の規制を緩和し、民間の参入を促進させることで競争原理を働かせれば値段が下がるのではないかという議論が起こった。さらに、発電技術の進歩により比較的中小規模の電源でも比較的安価に発電できるようになったということ、そしてコージェネレーションシステムなどの総合効率のよい比較的中小規模の電源を需要地近接型の電源として活用する可能性が出てきたことなどから、発電部門でも新規参入の可能性が高まっている。そのような背景が合わさって日本の電気事業は自由化を行っていく流れが起こった。

<u>電気事業の自由化の変遷</u>[1]

電気事業は自然独占性を有する事業として、他国と同様に日本でも図 1-1 に示すような発送配電一貫経営の電気事業者が地域独占の下で安定供給の責任を担うといった体制が従来とられてきた。1990 年代に入り、経済の高コスト構造・内外価格差の是正を目的に電気事

業改革が進められることになった。

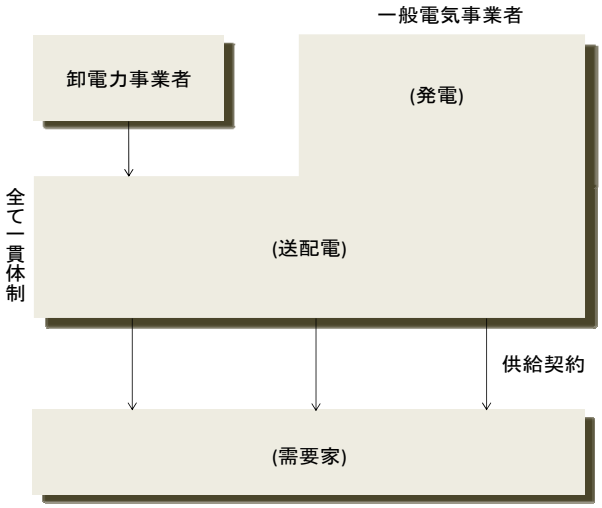


図 1-1　一貫体制（1994 年まで）

以下にこれまでの主な制度改革を述べる。

（1）　第 1 次制度改革（1995 年電気事業法改正）

1995 年の大きな制度改革は、「発電部門への新規参入の拡大」であった。改正電気事業法では、一般電気事業者に電気を供給することを目的とする卸電力事業者について、発電設備の出力の合計が一定規模（200 万 kW）を超えるものに限定していた。その一方で、その規模に達しないものは卸電気事業の許可が不要となり、電気事業としての諸規制を受けずに卸電力者として自由に発電市場に参入できるようになったのである。いわゆる IPP（Independent Power Producer）による発電事業への参入促進である。

また、コージェネレーションなど分散型電源の普及可能性の高まりとともに、限定された地点内需要に応じて責任を持って電気を供給する「特定電気事業」という新たな事業形態が創設された。これは当該地点で発電した電力を直接需要家に電力を供給する形態であり、現行の一般電気事業者のネットワークを補完するサブシステムとして位置づけられている。図 1-2 は、従来の電気事業運営体制に新たに IPP と特定電気事業者が組み込まれた新たな電気事業運営体制を示す。当時 IPP は画期的であったが、発電した電力は全て既存の電力会社が買い上げてしまうため、一般消費者からは具体的な値下げが見えるものではなかった。

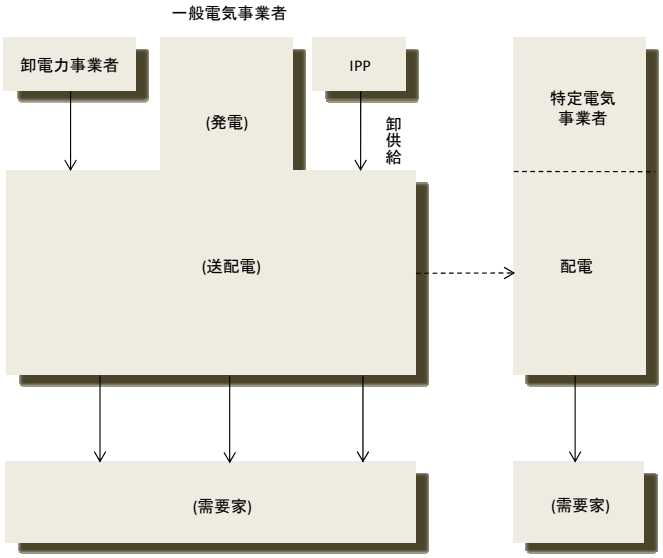


図 1-2　第一次電気事業制度改革

（2）　第 2 次制度改革（1999 年電気事業法改正）

第 2 次制度改革では、電気事業の高コスト構造の是正に向けて、競争を活用した効率化を有効に実現させるという観点から制度改革の検討を行うことになった。以下の 4 点を軸に制度改革を行うことになった。

① 大口需要家（特定需要規模）を対象に小売供給の自由化を実施
② 小売自由化を支える託送制度（接続供給制度）を整備
③ 料金選択の多様化や料金引き下げの迅速化により、効率化の成果を非自由化対象需要家にも還元
④ 競争を有効に進めるために、独占禁止法とも整合性のとれた適正な電力取引のあり方を整理

具体的な制度改革は次の通りである。

①小売の自由化

小売の自由化として、供給電圧 2 万 V 以上（特別高圧受電）、契約電力 2000kW 以上の大口需要家を対象に実施された。これにより新規参入する小売事業者（PPS: Power Producer and Supplier）は、電力会社が提供する送電サービスを利用して電力小売を行うことができるようになった。

②託送制度

電力の小売自由化に際しては、電力会社が保有する送電ネットワークを新規参入者が利用するための公正・公平かつ透明なルールの整備が事業者間の有効かつ対等な競争の実現には不可欠である。わが国では安定供給に適した発送電一貫体制の下で新規参入者との競

争を通じた効率化が可能ということから、第三者アクセスモデルが導入されることになった。具体的には、送伝ネットワークの利用は「接続供給」として電気事業法上に位置づけられ、電力会社は料金その他の供給条件について託送約款の設定・届け出を行い、その上で電力会社と送電線利用者との間で託送契約を締結することになる。

（3） 第 3 次制度改革（2003 年電気事業法改正）

第 2 次制度改革では、小売部分自由化が導入されたわけだが、実際には部分自由化開始から 1 年あまりを経過した 2001 年 11 月から早速議論が開始されることになった。

具体的な制度改革の概要は以下の通りである。

① 小売自由化範囲の拡大
② 送配電部門の調整機能の確保
③ 全国規模の電力流通の拡大
④ 電源開発投資環境の整備
⑤ 系統利用ルールの再設定（同時同量制度の見直し）

①に関しては 2004 年に小売自由化の範囲が 500kW 以上に、2005 年には 50kW 以上に引き下げられた。この後完全自由化を求める声も少なからずあったが、より進んだ自由化体制を選んだカリフォルニア州の電力崩壊や、エンロンの倒産を目の当たりにして、2007 年に「全面自由化について検討を開始する」ということで先送りとなり、2007 年には一定期間が経過した段階で再び自由化拡大の是非について検討を行うべき、とされている。

また、④に関して言及すると、全国規模の卸電力取引所を整備する議論され、2003 年 11 月に任意参加型の民間の取引所として日本卸電力取引所（JEPX: Japan Electric Power Exchange）が発足し、2005 年 4 月より市場が開設した。

それらを踏まえた現在の電気事業運営体制は、図 1-3 のようになっている。

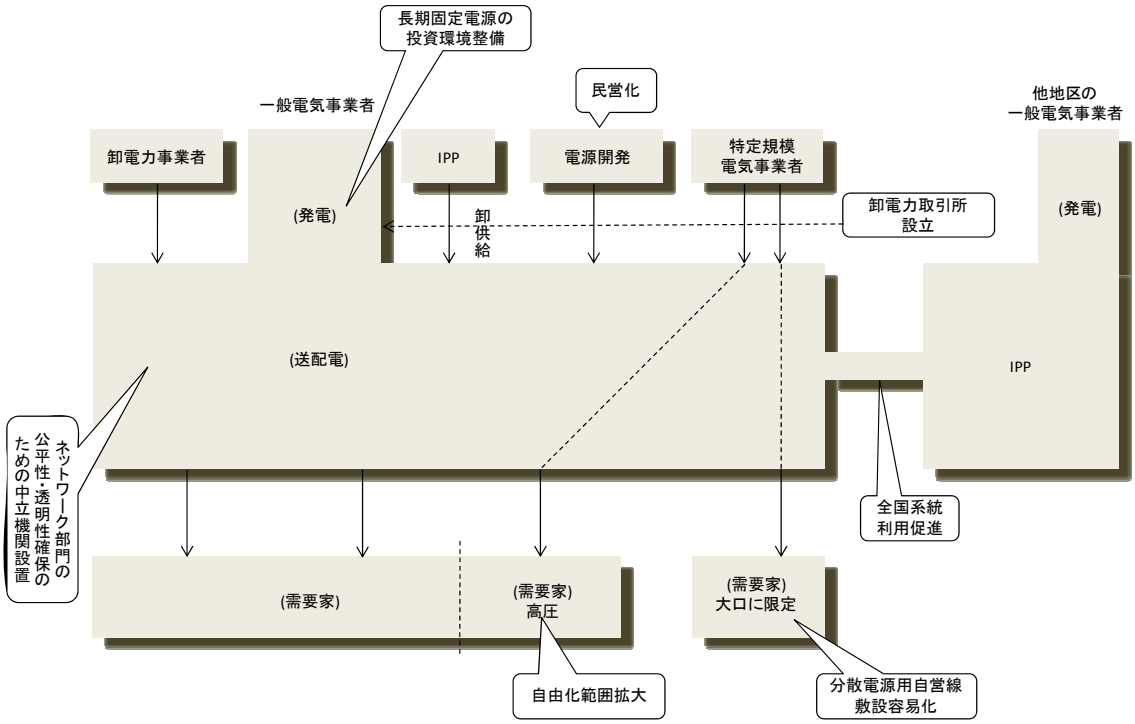

長期固定電源の
投資環境整備
一般電気事業者
民営化
他地区の
一般電気事業者
卸電力事業者
IPP
電源開発
特定規模
電気事業者
(発電)
卸
供
給
卸電力取引所
設立
(発電)
(送配電)
IPP
ネットワーク部門の
公平性・透明性確保の
ための中立機関設置
全国系統
利用促進
(需要家)
(需要家)
高圧
(需要家)
大口に限定
自由化範囲拡大
分散電源用自営線
敷設容易化

図 1-3　現体制

1.1.2 分散電源の普及

上記のような電力市場の自由化の流れの中で、発電部門の自由化の形の一形態として分散電源が注目を浴びつつある。

分散電源は既存の他の電源と比較して以下のようなメリットがある。

① オンサイト型電源を設置することにより電気料金を低減可能
② 自身で発電できることによる供給信頼性の向上
③ 投資回収年数およびリードタイムが短い
④ 需要者側までの送電距離が短いため送電ロスが少ない

そのような分散電源の中で特に普及が期待されているのが再生可能エネルギーである。再生可能エネルギーは、運用時にほぼ恒久的に利用できる自然現象に基づくエネルギーを利用するために温暖化問題・資源の枯渇問題に対する解決策として注目されている。

中でも太陽電池(以下 PV)は近年、研究開発による技術の向上に伴った変換効率の向上・生産コストの低減化が進み、次世代のエネルギー源として注目されている。一方で行政もこれらの電源を普及すべく RPS 法の制定など様々な施策を行っている。

1.1.3 電力貯蔵設備

電力貯蔵システムの特性

電力貯蔵とは夜間などのオフピーク時にベース電源の電気でエネルギーを貯蔵し、昼間のピーク負荷時にそれを電気に変換する、いわゆる負荷の移行によって平準化をおこなうものである。それは燃料コストが安価な大型電源のオフピーク時の稼働率を高めることによって、連続運転による大型電源の信頼性を向上させることができる。また、分散電源、なかでも太陽光発電などの自然の影響を受けやすく出力の変動が激しい電源が広範に普及すると、周波数維持だけでなく原子力・火力発電などの大規模電源の運用にも支障をきたす。そこで電力貯蔵装置によって出力を平準化する必要も生じてくる。

一方、電力を運用する側の利点としては、発電量・需要・価格等の将来の不確実性に対応できるという利点もある。

電力貯蔵システムの展望

電力貯蔵技術には、既に商用化している揚水発電の他に、圧縮空気、バッテリー、フライホイール、超電導などがある。

エネルギー密度と貯蔵効率が大きい電力貯蔵ほど、設備をコンパクトにすることができる。表 1-1[2]は、各種貯蔵技術を貯蔵、運転、経済性で比較したものである。バッテリーとフライホイールは、貯蔵密度が大きく装置が小型になるだけでなく、起動停止と負荷応答性といったシステムの運用にも優れている。しかし、問題は装置の寿命と経済性である。貯蔵密度と運用特性を高めるために装置を精密にしているため、その分は寿命が短くかつ単位エネルギーあたりの貯蔵設備費も高くなっている。

異なる電力貯蔵技術を運用性と経済性から比較すると、化学や運動エネルギーで貯えるバッテリーとフライホイールは小型の貯蔵設備として優れており、圧力や位置エネルギーで貯える圧縮空気と揚水発電は大型に向いており、超電導ではその中間に位置づけられることになる。

表 1-1 電力貯蔵技術の比較

		揚水	圧縮空気	バッテリー	超伝導	フライホイール
貯蔵特性	規模	中～大	中	小～中	小～中	小
	[万kWh]	50～1000	50～250	～80	～10	～1
	密度[kWh/m³]	～1	8	100	10	50
	貯蔵効率[%]	70	75～80	70～75	80～90	～70
運転特性	起動・停止	1分程度	20～30分	瞬時	瞬時	瞬時
	負荷追従性	大	中	大	大	大
	信頼性	有	有	有	確立中	確立中
	寿命	40年以上	20年以上	10年以上	30年以上	10年以上
建設費	発電部[万円/kW]	14	14	4*	4*	4*
	貯蔵部[万円/kWh]	1	0.5～1.5*	2～3*	2～3*	15以上*
建設期間[年]		8～12	2～6	1～3	2～5	1～2

＊：技術進歩を見込んだ商用時のコスト

1.2 分散電源普及時の課題

1.2.1 余剰電力の運用

将来において分散電源が広範に普及し、それによって各家庭の電力需要を各家庭の発電量で賄うことができるようになった時、各家庭・各時点において電力の余剰が生じる場合が起こる。その余剰電力を運用するには貯蔵と売電の二つの手段がある。1.1 で述べた通り、現在の制度では各家庭が行うような小規模な売電は電力市場に参入できない。現在の制度では余剰電力は各電力会社に電力会社の提案する価格で売電するほかない。各家庭に余剰電力が発生するようになり、家庭の売電に適正な市場価格を適応させようという動きが起こると、現在先送りとなっている完全自由化の可能性が出てくる。

家庭のような小規模な市場参入者が現れた場合に、現在のような市場(JEPX)に参入することは必ずしも望ましいとは言えない。例えば、現行の市場のように単一の市場では遠方の家庭と取引を行う場合が生じてくる。もし取引が近郊であるなら送電のロスによる価格の上昇がなく取引が行えるが、遠方との取引ではロスによって余分な価格の上昇が生じ、買い手にとって効用の損失が起こる。また、小規模な参入者が一定の市場支配力を持つことも、市場がローカルなものであると可能になる。

1.2.2 配電制約

分散電源、中でも PV のような電源は、天気(日照量)等の地理的要因によって出力が不安定であるため局所的な電力の過不足が生じる。局所的な過不足を持って 1.2.1 で述べたように完全自由化が行われると、送電線だけでなく配電線のような細かい規模の混雑という問題も生じてくる。

<u>地域別限界価格(LMP：Locational Marginal Price)[3]</u>

PJM のような電力自由化が先行する欧米諸国の卸電力市場の中には取引される電力が送電制約を考慮した、地域別限界価格(LMP：Locational Marginal Price)で生産される地域もある。LMP とは送電に制限を受ける前提でその地点の需要を満たす最も効率的な発電設備の組み合わせを割り出し、利用される発電設備のうち最も高い限界費用がその地点の LMP となる。LMP は下記の様に分解され、エネルギー市場における価格決定と同時に、PJM 等の区間内の送電を行う際に生ずる送電混雑料金を決定するために用いられる。

LMP=(発電限界費用)+(送電混雑費用)+(限界損失費用)

具体的には送電線混雑が生じない場合すべてのノードの LMP は均一となり、混雑費用は発生しない。送電線混雑が発生すると、ノーダルプライシング(Nodal Pricing)と呼ばれる複雑な計算方法によって地点ごとに LMP の価格差が生じ、その地点間の差額が送電線混雑費用である。この混雑費用が上乗せされることにより、混雑が派生している送電線を利用して送電を行うことが経済的に見合わなくなり、他の電源からの送電に振り替えられ、混雑が調節される。

このような手法を配電の分野にまで押し下げることによって前述のような分散電源による局所的な電力の過不足による配電線の混雑を解消できないだろうか。

1.3 本研究の目的

PV のような電源が広範に普及すると各家庭の余剰電力を運用が可能になるが、1.2 で述べたような課題も生じてくる。

そこで本研究ではそれらの問題点を解消するような市場制度や電力系統の構成を設計し、シミュレーションによってその動作を評価する。具体的には、市場をモデル化し、家庭規模の市場参加者に入札を行わせ取引を模擬する。ここで市場参加者はそれぞれが自らの利得を最大化する行動を取るべく、確率動的計画法という手法を用いて入札等の行動を決定する。また、送電によって利得を得る送電事業者や大規模電源をもつ電力会社のモデリングも行い、本研究で想定する電力システムでの位置づけについても模擬する。

そして、経済性の観点から見て当該システムが将来的には機能しうることをシミュレーションによって示し、かつこのような電力システムの構成形態が有効であるということを示すことが本研究の目的である。

第2章 分散型市場

2.1 分散型市場とは

1.2 で述べたような課題の解決には以下の二点を満たすような市場が求められる。

① ローカルなやり取りが可能

② 各地点で価格が形成される

そこで、本研究ではそれを実現するために分散型市場というものを提案する。以下に分散型市場と分散型市場によって構成される電力系統の説明を行う。

2.1.1 市場の構成

図 2-1 のように一つの分散型市場は数軒の家庭から構成されている。本研究では 4,5 軒程度を想定している。各市場参加者は発電機・バッテリーをもち、現在の自分の電力需要・発電量・充電量等から自らの利得を最大化するべく入札を行うため、各市場の入札にはその地域の電力の需給バランスが反映され、市場の約定価格が市場の電力の過不足を表している。このような限界費用・限界効用が反映された市場の価格形成機能により、1.2.2 で述べた LMP の考え方を配電レベルに導入できると考えられる。

また、各市場参加者は複数の市場につながっており、各市場は各家庭の仲介を経て実質上つながっている。2 市場間に電力の過不足に差があり価格差が生じると、両市場につながる市場参加者の価格が低い市場(電力余剰地域)から電力を調達し、価格の高い市場(電力不足地域)へ売り抜けて利得を得ようとする行動によって両市場間の電力の過不足の差はならされる。

さらに市場参加者が複数の市場に接続することにより、ある市場が何らかの要因で機能しなくなった場合にもバックアップとなるような経路が残されているため、事故の起こった系統との接続を切断することが可能である。こういった機能も中央集中型の市場にはない。

図 2-1 で想定している市場の構成要素の説明を以下に述べる。

◆ 市場

数軒に一つずつの規模で置かれる市場は、2.2 に述べる規則に従って対当する入札を約定していく。ここで、市場自体を管理する意志をもった主体は存在しない。また、市場の内部の情報は外部には公開せず、入札者の知ることが可能な市場の情報は前回の約定価格のみである。本システムは入札者の数が小規模なため、市場の情報を制限することで特定の他者の行動を保護する役割を担っている。

同様の分散型のシステムとしてマイクログリッドが検討されているが、マイクログリッドと本システムの相違点を以下に述べる。

マイクログリッド

マイクログロッドは各人の負荷を数軒単位で情報通信網を利用してネットワーク構築し、一つのグリッドとして管理する概念である。各グリッドで電力または熱が不足した場合には他のグリッド等から補充し、電力および熱に余裕がある場合には他のグリッドに売電するような自律分散制御が可能である。マイクログリッドにおける各グリッドは以下のような構成を持つ。

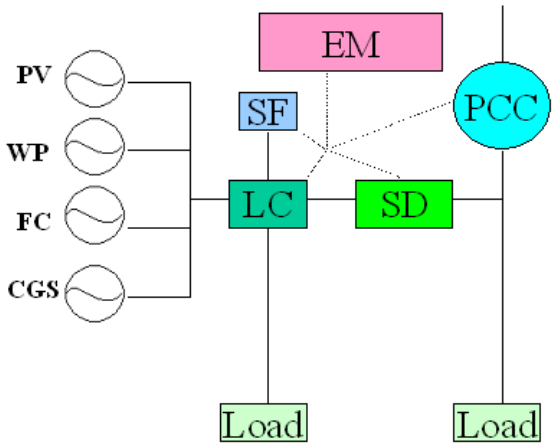


図 2-1 マイクログリッドにおける各グリッドの構成[4]

ただし上記の図において PCC：Point of Common Coupling、SD：Separation Device、LC：Local Controller、SF：Storage Facility、EM：Energy Manager である。

相違点

① マイクログリッドはこの構成上それ自体に地域特性を考慮した価格構成機能はないが、本システムは価格によって電力フローを制御しようというものである。

② マイクログリッドは電力フローを集中制御する行動主体が存在するが、本システムはあくまで入札者の自律的な行動により電力フローが形成される。

マイクログリッドとの上記のような相違点をふまえると、本システムのような系統は自律分散系統と言えるだろう。

◆　一般市場参加者(家庭・商業施設等)

家庭や商業施設のような一般市場参加者は需要を持ち、電力の過不足分によって市場への入札と自身の持つバッテリーの運用を行う。バッテリーを持たないと市場で与えられるその時点での電気料金に対して自身の行動を決定されてしまう。よって、今回想定する一般市場参加者は必ずバッテリーを持ち、その時点の電力価格に囚われない自律的で戦略的な行動が可能なものとする。

また、分散電源を持つ一般市場参加者の場合は電源の運用も行う。

◆　貯蔵事業者

バッテリーのみをもち電力を運用することで利益を得ようとする行動主体。家庭も需要や発電機を持つ一種の貯蔵事業者とみなすこともできるが、需要を持たずにあくまで電力を投機の対象としているという点で、ここでは別の種類の主体という扱いをした。

◆　送電事業者

両市場間の価格差を利用して利得を得る行動主体。貯蔵などの運用を行うのではなく接続する 2 市場間の価格をもとに当該時点の電力融通のみを行う、電力を投機の対象としている主体の中ではもっとも簡易なモデルであり、本研究でも第 4 章でモデル化を行っている。

◆　大規模発電事業者

既存の一般電気事業者のような大規模な発電事業者も、2.1.2 で説明するように分散型市場に入札を行う。

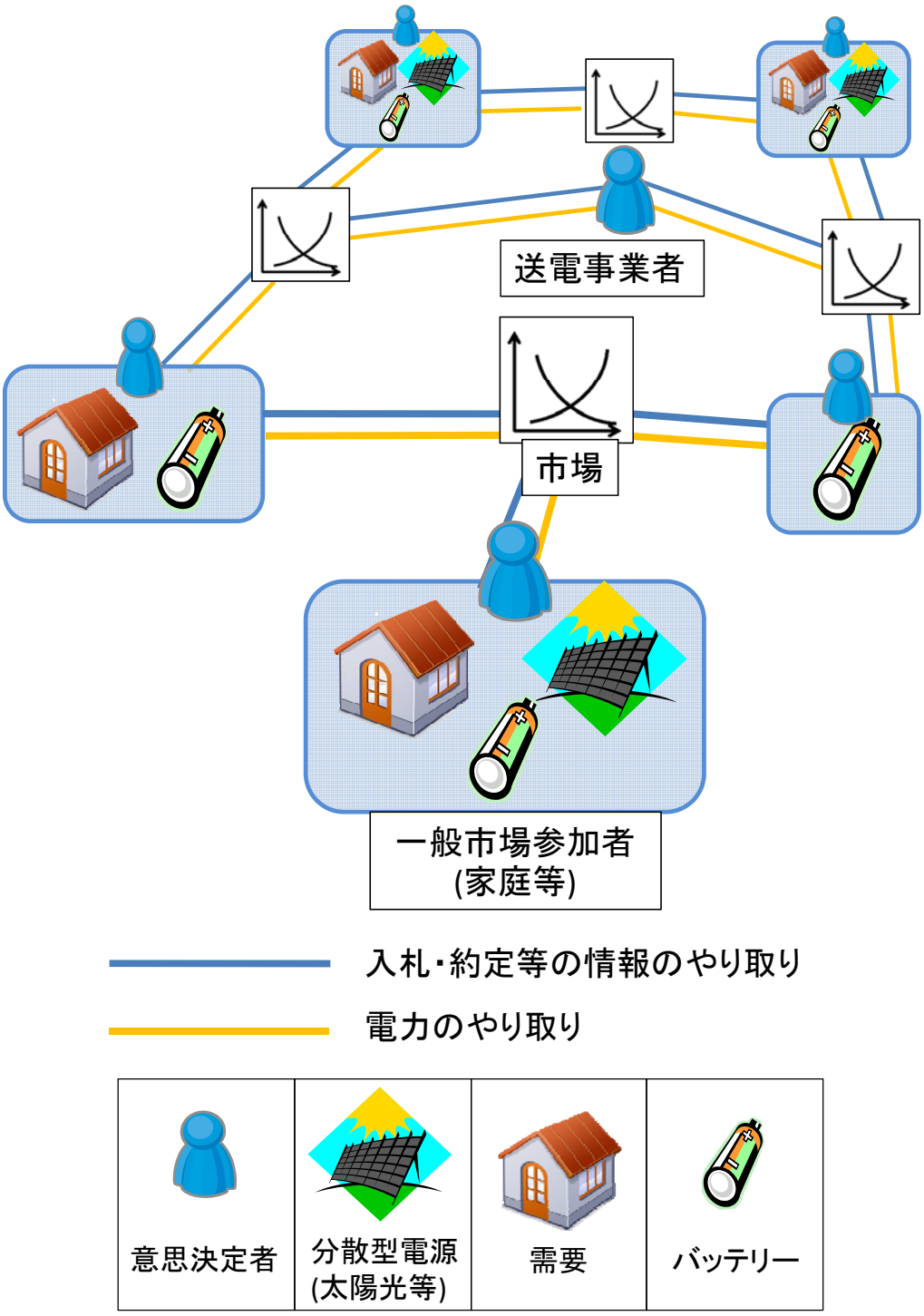

送電事業者
市場
一般市場参加者
(家庭等)
入札・約定等の情報のやり取り
電力のやり取り
意思決定者
分散型電源
(太陽光等)
需要
バッテリー

図 2-2　市場の構成

2.1.2 電力システム全体の様子

ここでは既存の三相交流による電力系統と本システムがどのように接続しているかを述べる。電力会社や PPS(以下ではまとめて大規模発電事業者と呼ぶ)が保有する大規模電源(大型火力、原子力等)や産業用の大規模需要家間をつないでいる大規模送電には三相交流が用いられている。一方、本システムで想定している小規模な電力のやり取りは三相交流である必要はなく、2.1.3 で述べるようなパケット上の電力のやり取りを想定している。本システムでは価格による電力フローを想定しているため、大規模送電系統が何らかの変換により、価格をもって自律分散系統に参加する必要がある。そこで図 2-3 に示すように一定地域に一つ置かれるインターフェイスによって小規模な電力に変換し、一般家庭と同様に接続する市場の価格を参考に入札を行うものとする。

大規模発電事業者側から見れば、自社の電源の発電量と大規模需要家への供給量をもとにその電力の過不足分をインターフェイスで運用することで補完する。これは 2.1.1 で分散型市場に家庭が行った運用と類似している。また、自律分散型系統に対しては無尽蔵な電力をもつ市場参加者として参加することになる。

自律分散系統側から見ると、大規模発電事業者は無尽蔵な発電能力を持つ市場参加者として映り、地域全体の電力不足時の電力調達先として存在している。

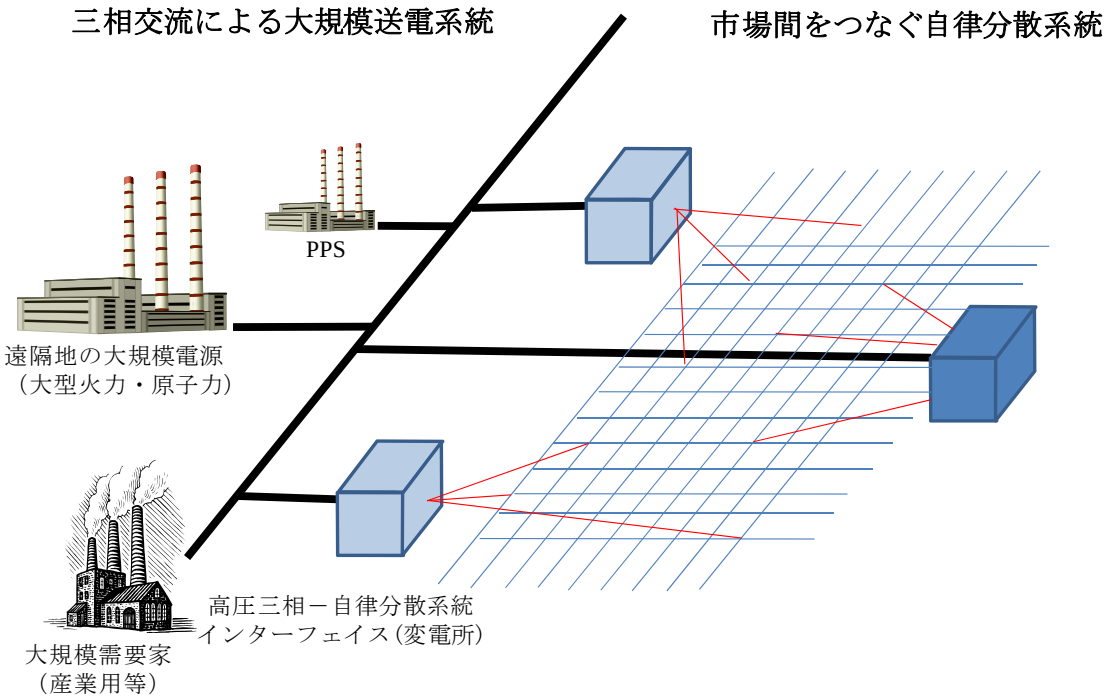


図 2-3　電力系統全体の構成

2.1.3 配電回路

本研究で想定している配電の回路は図 2-4、図 2-5 のようになっている。市場での取引が一定の単位を基準とする取引になるため、回路もパケット状の電力を送る仕組みになっている。以下に簡単に家庭が送電する際の手順を示す。

① 送りたい電力に相当するエネルギーがコイルに溜まるとスイッチを切り、バッファに溜める。
② 溜まった電力を変圧器を介し、高圧にして市場へ送る。
③ 市場は昇圧チョッパを介して一度バッテリーへ貯蔵し、売り手へスイッチを切り替えて送電を行う。

下図の電力のフローの矢印は家庭から見た充放電を示しているが、市場側と家庭側ではそれらが対称になるように回路が組まれている。

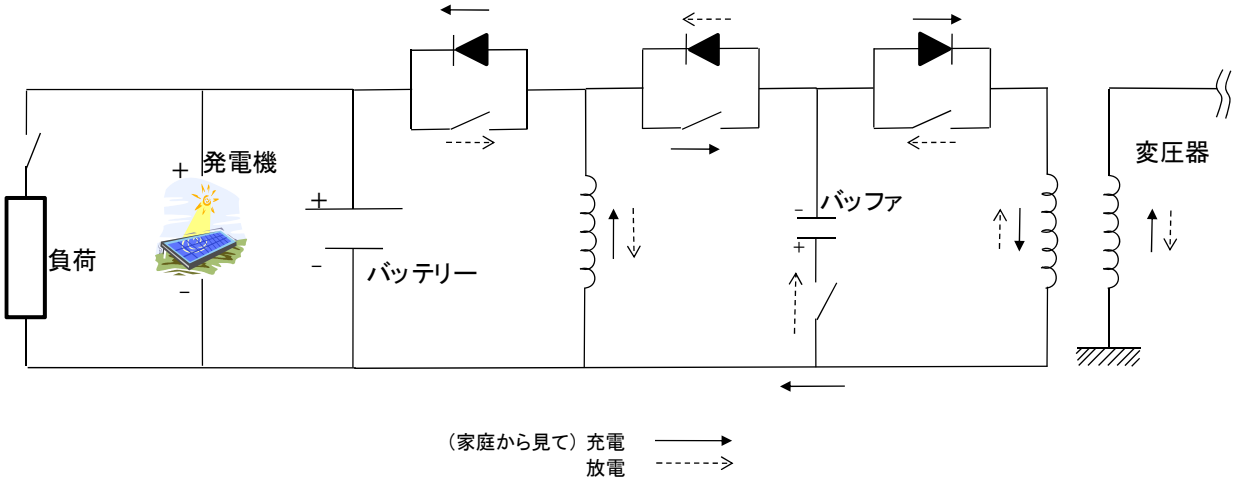


図 2-4　配電回路(家庭)

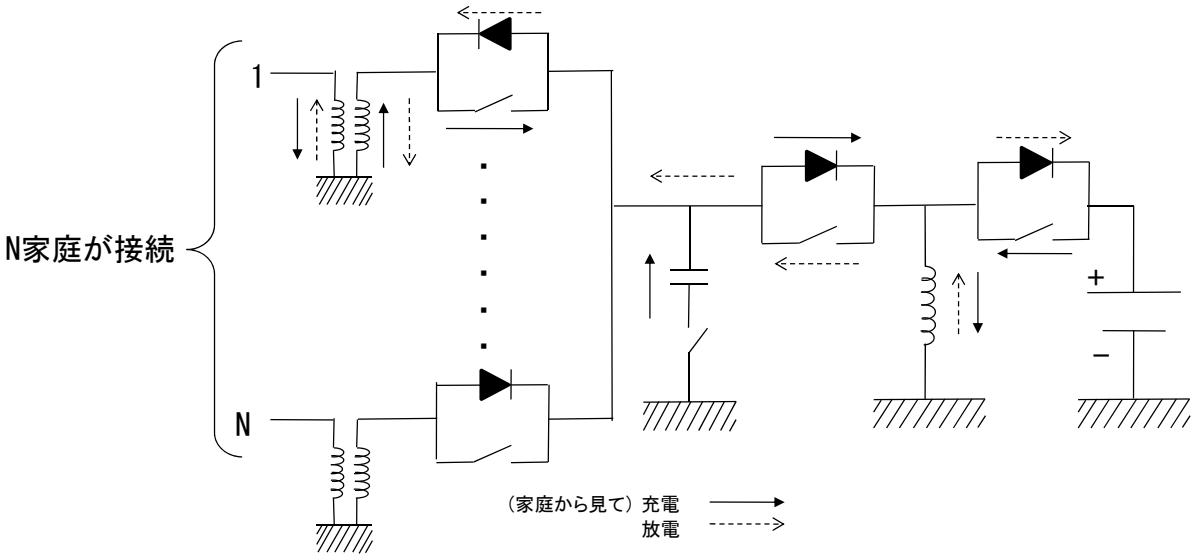


図 2-5　配電回路(市場)

2.2 取引のモデル化

2.2.1 東京穀物商品取引所における商品売買方法について

本研究で用いる市場のアルゴリズムは「ザラバシステム売買の付合わせについて」[5]を参考にしている。以下で「ザラバシステム売買の付合わせについて」のうち、今回参考にする箇所の特徴を簡単に述べる

<u>板合わせ仕法とザラバ仕法</u>

板寄せ仕法は板寄せを行う時刻の前までにあらかじめ市場参加者から注文を受け付けて蓄積しておき、板寄せ時刻になるとその注文を約定していく仕法である。そのため板寄せ仕法の場合、その板寄せ時刻にのみ前回の板寄せ時刻から今回の板寄せ時刻までの間に蓄積された注文について約定を行っていく。現在電力取引が行われている JEPX 市場ではこの仕法を採用している。

一方ザラバ仕法は板寄せ仕法と異なりリアルタイムで間欠的に約定を行っていくものである。この場合においても入札された注文は市場内に蓄積されるが、板寄せ仕法と異なり、全時刻において約定が可能である。なお、東京穀物商品取引所では前場（午前の取引）のはじめ、後場（午後の取引）の始めについては板寄せ仕法で取引が行われている一方、それ以外の時間の取引はザラバ仕法で行われている。

ザラバ仕法の利点としては

① 立ち合いが継続的に行われるために、取引機会が増大する。
② 市況に影響を与える要因に対して市場が直ちに反応できる

などが挙げられるが、反対に売買条件が合致すれば瞬時に約定が行われるため、相場動向や注文状況によっては価格が短時間に大きく動くことがある。といった誤発注に対する注意が必要になる。

<u>価格優先・時間優先</u>

取引における原則である。価格優先とは安い値段の売り注文は高い値段の売り注文に優先され、高い値段の買い注文は安い値段の買い注文より優先されて取引がおこなわれる規則である。ここで同一値段の注文があった場合に採用される規則が時間優先の規則であり、先に受け付けられた注文が後に受け付けられた注文より優先される。

<u>指値注文と成行注文</u>

指値注文は各注文における注文価格および注文量を指定し、その注文を価格優先・時間優先の原則のもとに約定していく注文方式である。約定は、売指値注文は指定値段以上、買指値注文は指定値段以下の値段となる。一方、成行注文は注文量のみを指定して行う注

文である。すなわち、売成行注文であればその時点で最も値段の高い買い注文と約定し、買成行注文であればその時点で一番安い売り注文と約定する。

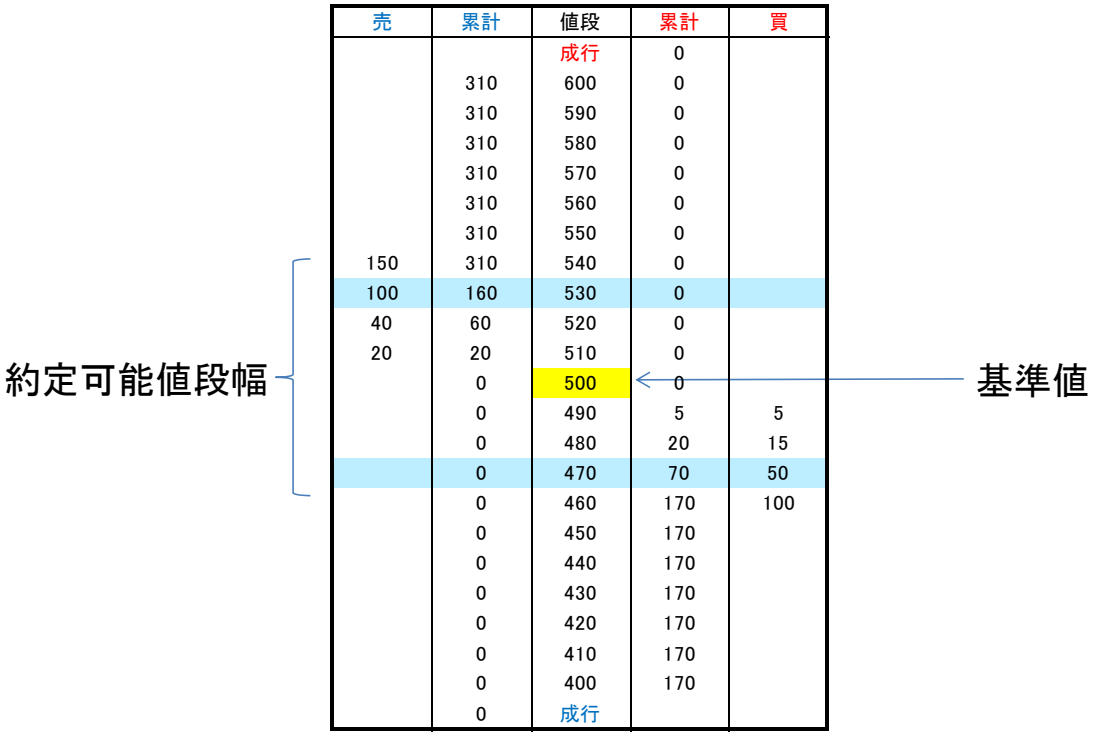
約定可能値段幅と特別気配

東京穀物商品取引所では価格の連続性を維持するために、約定値段決定の目安となる基準値を設け、その基準値を中心として約定可能値段幅を設定し、当該約定可能値段幅内の対当する注文においてのみ取引を成立させることとしている。

逆に、約定可能値段幅外の値段で対当する場合には特別気配と呼ばれる状態になる。(図2-7)特別気配状態の場合即時には約定せず、新たな発注または 10 秒ごとに行われる基準値の自動更新により約定可能値段幅内で売り注文と買い注文が対当した時に約定する。

約定価格

約定価格については対当する二つの注文のうち受け付け時刻の早い注文の価格が優先される。その注文が約定可能価格幅内であれば注文価格が約定価格となり、約定可能価格幅外であれば受け付け時刻の早い方の注文が売り注文の場合は約定可能価格幅のうち最も安い値段が、買い注文の場合は約定可能価格幅のうち最も高い値段が約定価格となる



売	累計	値段	累計	買
		成行	0	
	310	600	0	
	310	590	0	
	310	580	0	
	310	570	0	
	310	560	0	
	310	550	0	
150	310	540	0	
100	160	530	0	
40	60	520	0	
20	20	510	0	
	0	500	0	
	0	490	5	5
	0	480	20	15
	0	470	70	50
	0	460	170	100
	0	450	170	
	0	440	170	
	0	430	170	
	0	420	170	
	0	410	170	
	0	400	170	
	0	成行		

図 2-6　注文控え板の様子(東京穀物商品取引所)

売	値段	買
	成行	
	570	
	560	
	550	
①10	540	②10
	530	
	520	
	510	
	500	
	490	
	480	
	470	
	460	
	成行	

10秒後

売	値段	買
	成行	
	570	
	560	
	550	
①10	540	②10
	530	
	520	
	510	
	500	
	490	
	480	
	470	
	460	
	成行	

図 2-7 特別気配

2.2.2 本研究における電力売買方法について

本研究では2.2.1で述べた東京穀物商品取引所のアルゴリズムに以下の変更を加えたものを用いるものとする。

まず、基本原則である価格優先・時間優先で約定を行うものとする。

さらに、本研究では各家庭の自律的で戦略的な入札によって市場価格に当該地域の電力の過不足が反映され、その価格によって電力フローが形成されるという特徴を持つ。よって市場もザラバ仕法のように瞬時に入札を市場価格に反映するシステムが適すると考えられるため、本研究ではザラバ仕法のみを採用する。

また本研究の市場規模は4,5軒程度と小規模なため、約定が連続的に起こることは難しい。よって、価格を連続的に移動させることも難しいので約定可能価格帯幅というのは特に設けない。その代わりに極端な価格変動も想定されるので成行注文は設けず、指値注文のみを採用し、成行注文のような注文をしたいのであれば、買注文なら最高価格、売注文なら最低価格で注文をするような注文方法を選択するものとする。

市場が外部に公開する情報としては基準値のみを前回約定価格として公開する。

2.3 市場参加者の行動決定方法

市場参加者は得られる情報を基に自身の利得を最大化することを目的に行動を決定する。

ここで市場参加者が得られる情報とは、自身の需要・電源の動作・入札量・貯蔵量と市場の前回の約定価格である。これらを基に入札量・充電量・電源の動作といった行動を決定していく。ここで行動は自身の利得が最大化する行動を選択する。本研究では自分が入札した注文のうちどれだけが約定するかは不確実である。そこで、その不確実性を考慮した行動決定の手法として、以下に紹介する確率動的計画法を用いる。

2.3.1 確率動的計画法[6]

動的計画法は時間的または空間的に多段階の最適問題を取り扱う手法である。入札量・充電量・電源の動作の決定は多段決定過程であり、動的計画法は本研究で対象とする問題を解くのに適する。

時点tにおける将来のコストをV_tとするとその値はその時の状態量の行列$\boldsymbol{s}_t$に対して決定される。すなわち、$V_t(\boldsymbol{s}_t)$と書ける。また、時点$t+1$以降のコストV_{t+1}を用いると時点tでの動作$action$は式(2.1)で求まる。ここで、$action$によるコストを$C(action)$とする。

$$V_t(\boldsymbol{s}_t) = \min_{action}[C(action) + V_t(\boldsymbol{s}_t)] \qquad \text{式(2.1)}$$

この時の$\boldsymbol{s}_t$は$action$によって変化するので式(2.2)のように書ける。

$$\boldsymbol{s}_{t+1} = f(\boldsymbol{s}_t, action) \qquad \text{式(2.2)}$$

しかし、将来の状態量は不確実性ωが含まれることが多い。(式(2.3))

$$\boldsymbol{s}_{t+1} = f(\boldsymbol{s}_t, action, \omega_{t+1}) \qquad \text{式(2.3)}$$

そこで、$\boldsymbol{s}_{t+1}$が$action$に対して確率的に変化すると仮定する。そうすると時点tでの行動は式(2.4)を解くことで求まる。

$$V_t(\boldsymbol{s}_t) = \min_{action}[C(action) + E(V_{t+1}(\boldsymbol{s}_{t+1}))] \qquad \text{式(2.4)}$$

さらに満期時(T)の境界条件を定めておくと、式(2.5)の$V_T(\boldsymbol{s}_T)$は定数と考えられるので$T-1$時点のすべての状態量$\boldsymbol{s}_{T-1}$に対して最適な行動が決定する。

$$V_{T-1}(\boldsymbol{s}_{T-1}) = \min_{action}[C(action) + V_T(\boldsymbol{s}_T)] \qquad \text{式(2.5)}$$

同様にして後進的に解いていくことでt時点での最適な行動が決定する。

2.3.2 定式化

2.3.1 で紹介した確率動的計画法を用いると、各市場参加者の行動は式(2.6),(2.7)によって決定される。

式(2.6)で当該時点での取引にかかる費用、燃料費、不足に対するペナルティの費用、そして次時点以降の評価値の期待値の合計が最小になる動作を決定している。

式(2.7)は取引にかかる費用を求める式である。ここでは約定価格の遷移が確率的に起こり、その遷移の幅内にある注文はすべて約定するとして費用を計算している。

$$V_k^n(S_k^n, \boldsymbol{B}_k^n, \boldsymbol{m}_k^n)$$
$$= \min_{\Delta \boldsymbol{B}_k^n, G_k^n, charge_k^n}[Deal_k^n + Fuel_k^n + Shortage_k^n \times Pe_k^n + E(V_{k+1}^n(S_{k+1}^n, \boldsymbol{B}_{k+1}^n, \boldsymbol{m}_{k+1}^n))] \quad \text{式(2.6)}$$

$$Deal_k^n = \sum_l \sum_{\boldsymbol{m}_{k+1}} \left\{ P(\boldsymbol{m}_{k+1} : \boldsymbol{m}_k) \times \sum_{i=\boldsymbol{m}_k}^{\boldsymbol{m}_{k+1}} \left(i \times \left(b_{i,l,k}^n + \Delta b_{i,l,k}^n \right) \right) \right\} \quad \text{式(2.7)}$$

n : エージェントの番号

$k_n(t)$: エージェントnにおける意思決定のタイミング
同じ時刻tに対して、エージェントによって異なるkを持つ

S_k^n : エージェントnの時点kでの電力貯蔵量(kWh)

$\boldsymbol{B}_k^n$: エージェントnの時点kでの入札量の行列(市場, 価格)

$\boldsymbol{m}_k(t)$: 時点tにおける各市場の約定価格ベクトル

$\Delta \boldsymbol{B}_k^n$: エージェントnの時点kでの入札量の変化分の行列(市場, 価格)

G_k^n : エージェントnの時点kでの電源の動作

$Charge_k^n$: エージェントnが時点kで充電する電力量(kWh)

$Deal_k^n$: エージェントnが時点kの取引で支払った金額(円)

$Fuel_k^n$: エージェントnの時点kでの電源の燃料費(円)

$shortage_k^n$: エージェントnの時点kでの電力不足分(kWh)

Pe_k^n : エージェントnが時点kで不足した時に失う効用(円/kWh)

l : 市場の番号

$P_l(\boldsymbol{m}_{k+1} : \boldsymbol{m}_k)$: 市場lの約定価格が$\boldsymbol{m}_k$から$\boldsymbol{m}_{k+1}$に遷移する確率

$b_{i,l,k}^n$: 行列$\boldsymbol{B}_k^n$の市場l, 価格iの成分

また、各エージェントは式(2.8), (2.9), (2.10)の制約条件式を満たしながら電力を運用していく。

$$G_k - D_k + Trade_k + Shortage_k = x_k \qquad \text{式(2.8)}$$

$$x_k = Charge_k - Discharge_k \qquad \text{式(2.9)}$$

$$\frac{S_{k+1}}{\delta_1} = S_k + \delta_2 \times Charge_k - \frac{Discharge_k}{\delta_3} \qquad \text{式(2.10)}$$

G_k:時点kにおける発電量 (kWh)

D_k:時点kにおける需要 (kWh)

$Trade_k$:時点kでの取引で得た電力量(kWh)

$Charge_k$:時点kで充電を行う電力量 (kWh)

$Discharge_k$:時点kで放電を行う電力量 (kWh)

δ_1:自然効率

δ_2: 充電時の効率

δ_3: 放電時の効率

式(2.8)は全体の電力の収支の式である。式(2.9)は充放電のいずれを行っているかを表しており、*Charge* と *Discharge* のうち片方は常に 0 である。式(2.10)は充放電の効率を表現している。

<u>目的関数の簡易化</u>

式(2.6)が、市場参加者が行動を確率動的計画法によって決定するための一般的な式である。しかし式(2.6)に含まれる状態変数・最適化の対象の場合の数は多く、計算する評価値が膨大になってしまう。ここで本研究では以下の簡易化を持って状態変数・最適化の対象を減らし、計算を行っていく。

① 接続する市場の数

確率動的計画法によって行動を決定する市場参加者は、1 市場にのみ接続しているものとする。複数市場に接続する市場参加者は第 4 章で述べるような送電事業者によって表現されるものとする。

② 電源の動作

本研究では PV が広範に普及した社会を想定しているので、各市場参加者が持つ電源は PV のような動作を仮定する。出力は時刻によって異なるが、制御は不可能であると

する。

③　入札について

毎回入札する直前に前回の注文の未約定分を取り下げるものとする。

以上の設定によって式(2.6),(2.7)は式(2.11),(2.12)のように簡略化される。

$$V_k^n(S_k^n, m_k^n)$$
$$= \min_{\boldsymbol{B}_k^n, charge_k^n}[Deal_k^n + Fuel_k^n + Shortage_k^n \times Pe_k^n + E(V_{k+1}^n(S_{k+1}^n, m_{k+1}^n))] \qquad \text{式(2.11)}$$

$$Deal_k^n = \sum_l \sum_{m_{k+1}} \left\{ P(m_{k+1} : m_k) \times \sum_{i=m_k}^{m_{k+1}} \left(i \times b_{i,l,k}^n \right) \right\} \qquad \text{式(2.12)}$$

<u>入札パターンの簡略化</u>

さらに計算の簡易化をするために入札パターンを設定する。一般的な需給曲線(図 2-8)に見られるように、買電時は安い価格ほど多く、売電時は高い価格ほど多く注文すると考えられる。よって、本研究でもこれに倣い三角形のような入札を行うことにする。入札パターンを売り買い(0,1)、底辺の長さ、高さ、最も低い入札価格の 4 種類(i ,j ,k ,l)で表現する。ここで $j < k$ とする。

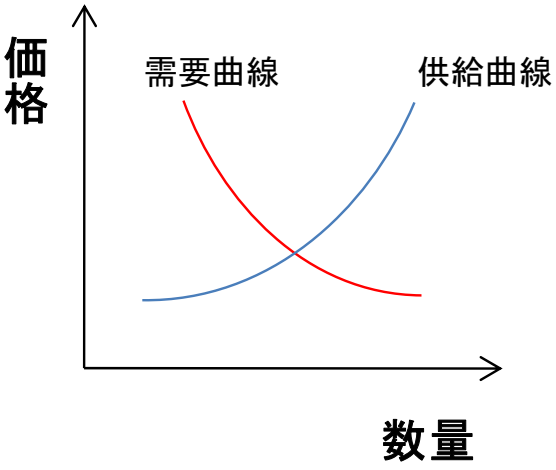


図 2-8　一般的な需給曲線

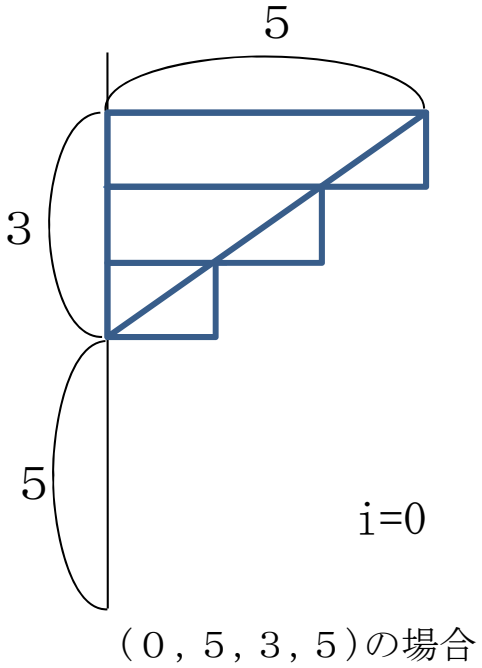


図 2-9　入札パターン例

2.3.3 市場参加者の行動決定手順

市場参加者は図 2-10 のフローチャートに従って行動する。

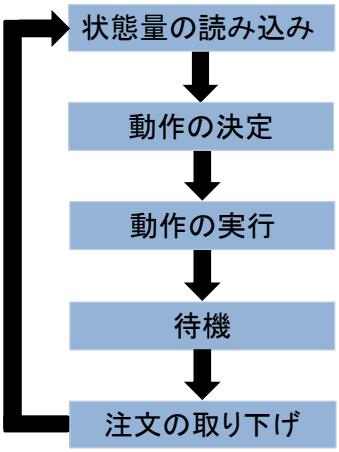


図 2-10　行動手順

<u>状態量の読み込み</u>

市場参加者は自身の充電量と接続する市場の約定価格を読み取る。ここで毎回の約定価格の遷移を記録し、学習していく。1 日を 24 の時間ステップに分け、ある時間ステップで約定価格を観測した際の前回の観測値からの遷移を学習していく。

遷移確率の初期値は学習の蓄積がないので、式(2-13)表 2-1 のように約定価格が遷移しないものが 1 回分ずつ学習されているものしている。

$$N_0(p_1,p_2)=\begin{cases}0 & (p_1\neq p_2)\\ 1 & (p_1=p_2)\end{cases} \qquad \text{式(2-13)}$$

$N_k(p_1,p_2)$: k回の学習の後にp_1からp_2へ遷移した回数の合計

表 2-1 約定価格遷移回数表の初期値

		今回観測した約定価格帯									
前回観測した 約定価格帯		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	7	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
	8	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

ここで、短期間分の学習からより現実性の高い約定価格の遷移回数を得るために、ここで得られた約定価格の遷移回数を適当な分散を持った正規分布で補間する。2 次元の正規分布の式は式(2.14) の様に表現される。初期値に対して式(2.14)で補間した遷移回数を現したのが表 2-2 である。ここで、1 回の遷移の影響度は行方向と列方向で異なると考えられるので分散を異なる値(σ_1, σ_2)にしている。(ここではσ_1=3, σ_2=1.5 とした。)

$$n_k(p_1, p_2) = \exp\left[-\left\{\frac{(p_1 - p_1')^2}{2\sigma_1{}^2} + \frac{(p_2 - p_2')^2}{2\sigma_2{}^2}\right\}\right] \qquad \text{式(2.14)}$$

$n_k(p_1, p_2)$: k回目の学習において得られるp_1からp_2に遷移する回数

p_1': k回目の学習時での遷移前の約定価格

p_2': k回目の学習時での遷移後の約定価格

σ_1, σ_2: 行方向、列方向の分散

表 2-2 正規分布補間後の約定価格遷移回数表の初期値

	今回観測した約定価格帯										
前回観測した 約定価格帯		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0	1.00	0.80	0.41	0.14	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	1	0.80	1.00	0.80	0.41	0.14	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00
	2	0.41	0.80	1.00	0.80	0.41	0.14	0.03	0.00	0.00	0.00
	3	0.14	0.41	0.80	1.00	0.80	0.41	0.14	0.03	0.00	0.00
	4	0.03	0.14	0.41	0.80	1.00	0.80	0.41	0.14	0.03	0.00
	5	0.00	0.03	0.14	0.41	0.80	1.00	0.80	0.41	0.14	0.03
	6	0.00	0.00	0.03	0.14	0.41	0.80	1.00	0.80	0.41	0.14
	7	0.00	0.00	0.00	0.03	0.14	0.41	0.80	1.00	0.80	0.41
	8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.14	0.41	0.80	1.00	0.80
	9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.14	0.41	0.80	1.00

ある時間ステップTにおいて観測された約定価格帯が 4,前回観測された約定価格帯が 5 であった時、遷移表はまず 4 行 5 列に 1 回の遷移が加算され、式(2.14)によって正規分布の補間が行われる。その結果が表 2-3 である。

表 2-3 正規分布による補間

	今回観測した約定価格帯										
前回観測した 約定価格帯		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0	0.00	0.01	0.06	0.17	0.33	0.41	0.33	0.17	0.06	0.01
	1	0.00	0.02	0.08	0.25	0.49	0.61	0.49	0.25	0.08	0.02
	2	0.00	0.02	0.11	0.33	0.64	0.80	0.64	0.33	0.11	0.02
	3	0.00	0.03	0.13	0.39	0.76	0.95	0.76	0.39	0.13	0.03
	4	0.00	0.03	0.14	0.41	0.80	1.00	0.80	0.41	0.14	0.03
	5	0.00	0.03	0.13	0.39	0.76	0.95	0.76	0.39	0.13	0.03
	6	0.00	0.02	0.11	0.33	0.64	0.80	0.64	0.33	0.11	0.02
	7	0.00	0.02	0.08	0.25	0.49	0.61	0.49	0.25	0.08	0.02
	8	0.00	0.01	0.06	0.17	0.33	0.41	0.33	0.17	0.06	0.01
	9	0.00	0.01	0.03	0.10	0.20	0.25	0.20	0.10	0.03	0.01

さらに式(2.15)に従って学習前の遷移回数に足した様子が表 2-4 である。

$$N_k(p_1,p_2)=N_{k-1}(p_1,p_2)+n_{k-1}(p_1,p_2) \qquad \text{式(2.15)}$$

表 2-4 学習後の約定価格遷移回数表

前回観測した約定価格帯	今回観測した約定価格帯									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1.00	0.81	0.47	0.30	0.36	0.41	0.33	0.17	0.06	0.01
1	0.80	1.02	0.88	0.66	0.62	0.64	0.49	0.25	0.08	0.02
2	0.41	0.82	1.11	1.13	1.05	0.94	0.67	0.33	0.11	0.02
3	0.14	0.44	0.93	1.39	1.56	1.36	0.89	0.42	0.13	0.03
4	0.03	0.16	0.55	1.21	1.80	1.80	1.21	0.55	0.16	0.03
5	0.01	0.06	0.26	0.80	1.56	1.95	1.56	0.80	0.26	0.06
6	0.00	0.03	0.14	0.46	1.05	1.60	1.64	1.13	0.52	0.16
7	0.00	0.02	0.09	0.28	0.62	1.02	1.29	1.25	0.88	0.43
8	0.00	0.01	0.06	0.17	0.36	0.55	0.74	0.97	1.06	0.81
9	0.00	0.01	0.03	0.10	0.20	0.28	0.34	0.51	0.83	1.01

最後に、この約定価格遷移回数表より、約定価格遷移確率表を作成する。約定価格遷移確率は式(2.16)に従って導出する。

$$P_k(p_1,p_2)=\frac{N_k(p_1,p_2)}{\sum_i N_k(p_1,i)} \qquad \text{式(2.16)}$$

得られた約定価格遷移確率表を表 2-4 に示す。

表 2-4　約定価格遷移確率表

前回観測した約定価格帯	今回観測した約定価格帯									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0.26	0.21	0.12	0.08	0.09	0.11	0.08	0.04	0.01	0.00
1	0.15	0.19	0.16	0.12	0.11	0.12	0.09	0.05	0.02	0.00
2	0.06	0.12	0.17	0.17	0.16	0.14	0.10	0.05	0.02	0.00
3	0.02	0.06	0.13	0.19	0.21	0.19	0.12	0.06	0.02	0.00
4	0.00	0.02	0.07	0.16	0.24	0.24	0.16	0.07	0.02	0.00
5	0.00	0.01	0.04	0.11	0.21	0.27	0.21	0.11	0.04	0.01
6	0.00	0.00	0.02	0.07	0.16	0.24	0.24	0.17	0.08	0.02
7	0.00	0.00	0.01	0.05	0.11	0.17	0.22	0.21	0.15	0.07
8	0.00	0.00	0.01	0.04	0.08	0.12	0.16	0.21	0.22	0.17
9	0.00	0.00	0.01	0.03	0.06	0.08	0.10	0.15	0.25	0.30

<u>動作の決定</u>

読み込んだ状態量から、2.3.2 の確率動的計画法を用いて各動作を決定する。

<u>動作の実行</u>

決定した動作を実行する。本研究の場合では、各市場への入札を行う。

待機

次の意思決定のタイミングまで、入札した注文の約定への対応を行う。本研究では市場との約定までのやり取りは図 2-11 のようになっている。

対当する注文があった際に注文を保持するのは、注文の約定に対して安全性を与える意味がある。例えば送電事業者のように一方で買った電力を他方で売る場合には両市場での約定が確保できることが送電の必要条件である。そのため、両市場での注文が約定したときのみ取引を行うことが可能になる。その他のエージェントにとっても望ましい取引が正しく行われるために、保持の段階が必要であると考えられる。

注文の取り下げ

本研究では前回までの注文の未約定分を状態量として持たないために、意思決定のタイミングが訪れると未約定分をすべてキャンセルする。

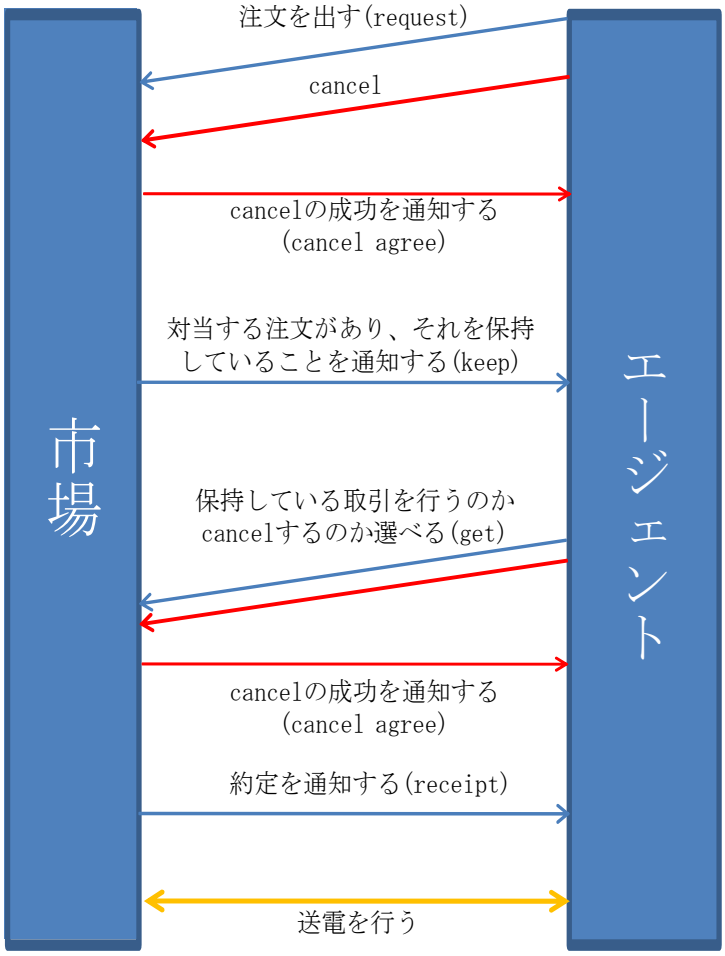


図 2-11　注文から約定までの手順

2.4 大規模発電事業者の市場への参入

2.1.2 でも触れたが、既存の電力会社のような大規模電源をもつ事業者も、本システムではインターフェイスを介して 1 つのエージェントとして各家庭と同等に市場に入札する。本節ではそのような大規模電源を所有する事業者の入札についてモデル化を行う。

分散型市場に参加する大規模発電事業者は、各家庭にとって無限ともいえる発電量と貯蔵量を持っているように映る。つまり分散型電源のような小規模の市場において、大規模発電事業者は無限の発電量・貯蔵量を持っているかのように振舞うと考えられる。

具体的な入札としては、大規模発電事業者は自身の全体の電力の過不足を考慮しつつ、分散型市場の中では比較的高価格での売電と比較的低価格の買電を行うと考えられる。

このような入札を家庭のような小規模な市場参加者からみると、悪条件でも必ず売買電を行いたい場合の取引相手として大規模発電事業者は存在しているように映り、バックアップのような役割を果たすと考えられる。

本来は大規模発電事業者の分散型電源への入札も大規模発電事業者の最適化の結果、戦略的に行われるはずである。しかし、上記の理由から本研究では大規模発電議場者は高価格の売電と低価格の買電を常に入札し続けるエージェントとする。

第3章 分散型市場を用いた単一市場内での取引

本研究では各人が自身の利得を最大化する行動を取ると想定している。それぞれの市場参加者が個々に異なる意思決定を行うことを表現するために、本研究では一つのプログラムで一人の市場参加者をシミュレートする。また、一つの市場も単一のプログラムとすることで、市場の市場参加者との独立性・情報の機密性を表現している。具体的な入札の方法は、それぞれの市場参加者を模擬するプログラムが入札値をファイルに書き込んだものを、市場を模擬するプログラムが読み取り、注文を処理している。以下の章の結果は市場参加者・市場のプログラムを並列に動作させたものである。

3.1 予備検討

2 章でモデル化を行った市場・市場参加者が正しく動作していることを確かめる。まず、各家庭の電力の過不足に対して適切な入札を行っていることを 3.1.1 で確認し、3.1.2 では市場全体の電力の過不足に対して価格を形成することを確かめる。

なお本節以降、市場・各エージェントの特性は表 3-1 のようになっている。

表 3-1　市場・各エージェントの特性

市場の特性	入札価格帯	10
	最低入札価格	5円/kWh
	最高入札価格	23円/kWh
	入札単位電力量	100Wh
各エージェントの特性	バッテリーの容量	2kWh
	自然放電効率δ_1	0.99(%/hour)
	充電効率δ_2	0.95(%/1回)
	放電効率δ_3	0.95(%/1回)
	入札間隔	ランダム(平均30分,分散1分)
	最大入札数	5単位
	ペナルティコスト	30円/kWh
	学習の分散(σ_1,σ_2)	5,2.5

3.1.1 電力の過不足の時間帯が異なるケース

本ケースでは過不足のピークの時刻のみ異なる 4 軒のエージェントが、一つの市場に参加している場合を想定している。各エージェントの需要・発電量を図 3-1 のように設定することで電力の過不足の時間帯を1/4日ずつずらしている。

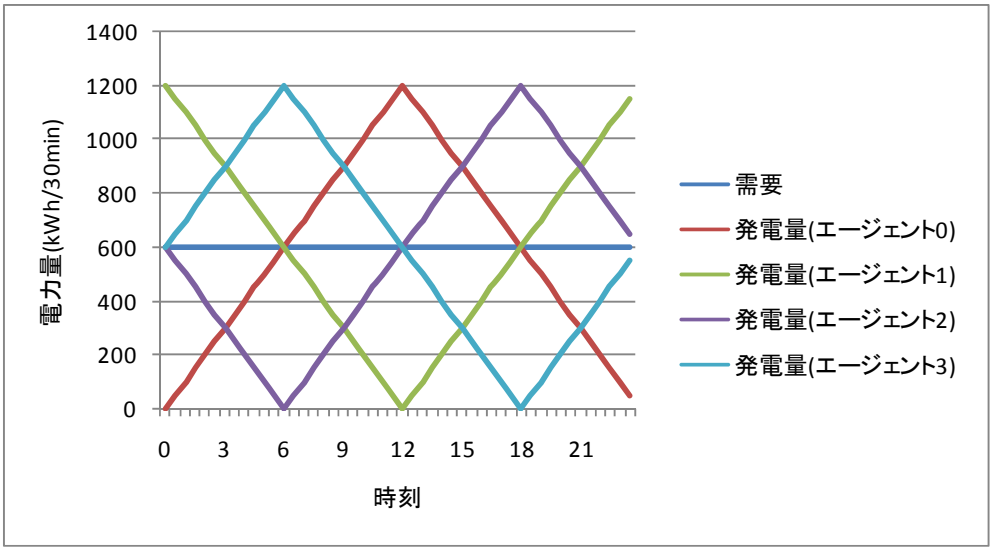


図 3-1　各エージェントの需要と発電量

これらのデータを用いて単一の分散型市場内での取引についてシミュレーションを行った。その結果、以下のような結果が得られた。なお、ここで用いた結果はモデルの学習の様子を検討するために 100 日間分のやり取りを計算させたものである。

図 3-2,3-3,3-4,3-5 は各エージェントが 100 日目に行った入札の様子である。それぞれの過不足の時刻にずれを補正するため、エージェント 1 を 1/2 日、エージェント 2 を 1/4 日、エージェント 3 を 3/4 日分時刻を早めて表記している。なお、入札数は正が売り注文、負が買い注文としている。

以下ではエージェント 0 の時刻に合わせて考察を行うこととする。

どのエージェントも電力不足が深刻になる 0 時頃に高値で買い注文を行っている。その後、電力不足が緩和されるに従って買い注文の値段が安値に変化していき、電力の余剰が現れる 6 時に若干遅れて(8,9 時頃)入札は最高値での売電になる。これは不足時のペナルティコストを考慮して、バッテリーにある程度電力を貯蔵している状態が入札の切り替わるになっているものと考えられる。さらに余剰電力が蓄えられていくと、売電価格は安値の方に移動していくが、17 時～18 時頃には高値のみの買電に切り替わる。そして、再び電力が不足し始める 19 時ごろから安値での買い注文を入札し行い始め、24 時に向かって入札額は上がっていく。これは各エージェントに共通してみられる入札パターンであり、電力の過不足に適した行動であるといえる。

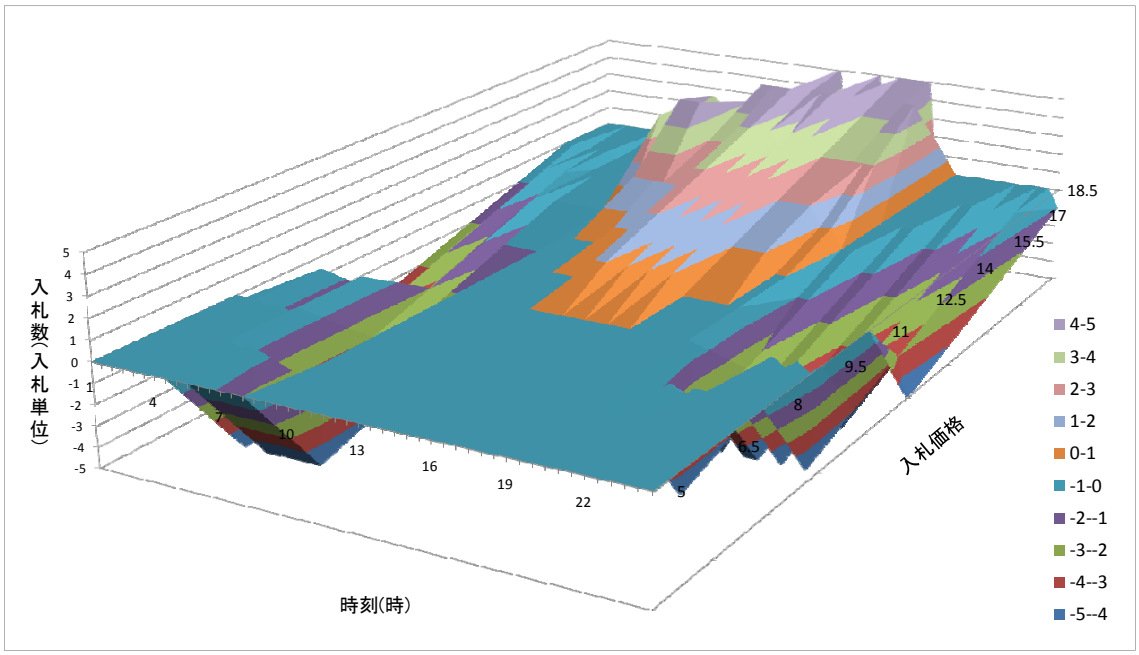


図 3-2 エージェント 0 の入札の様子(100 日目)

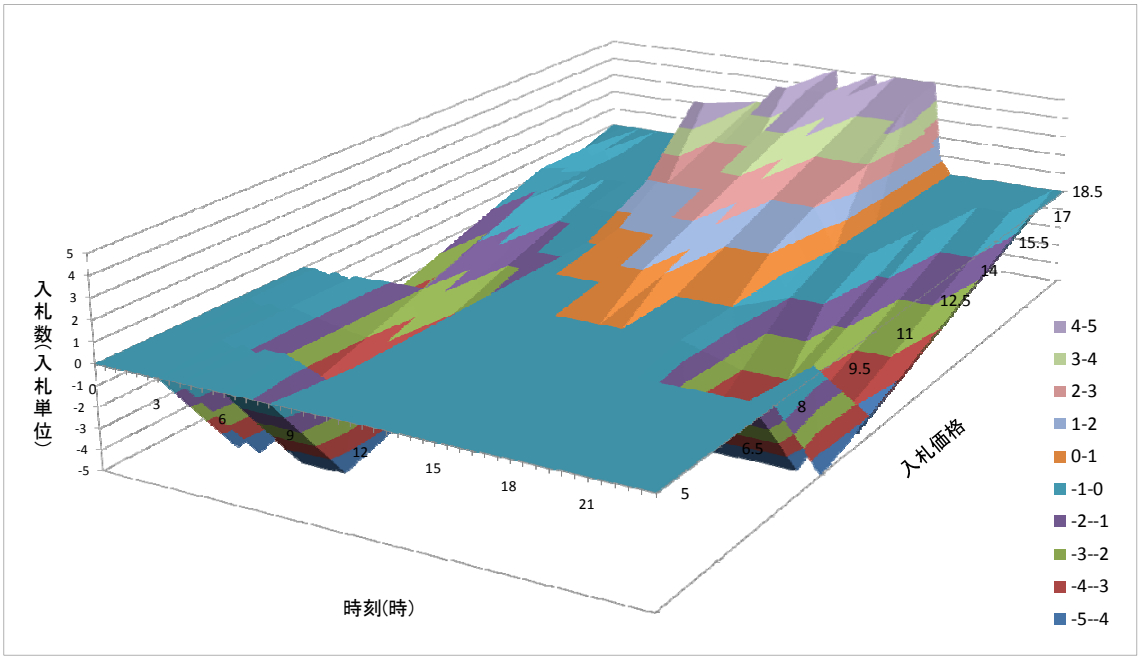


図 3-3 エージェント 1 の入札の様子(100 日目)

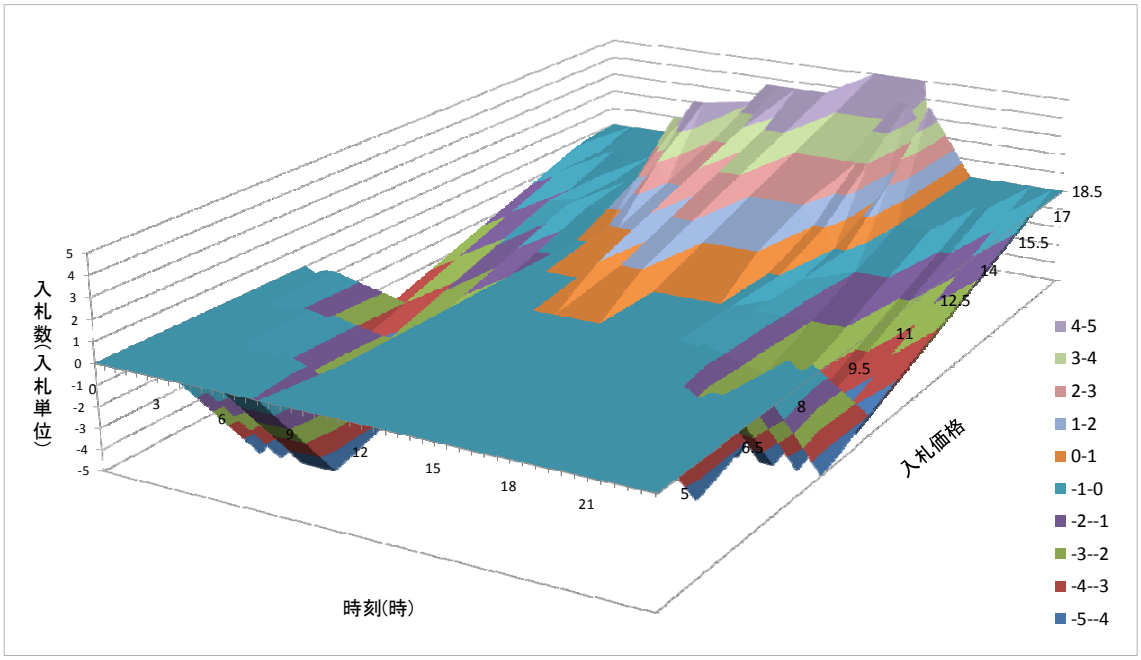


図 3-4 エージェント 2 の入札の様子(100 日目)

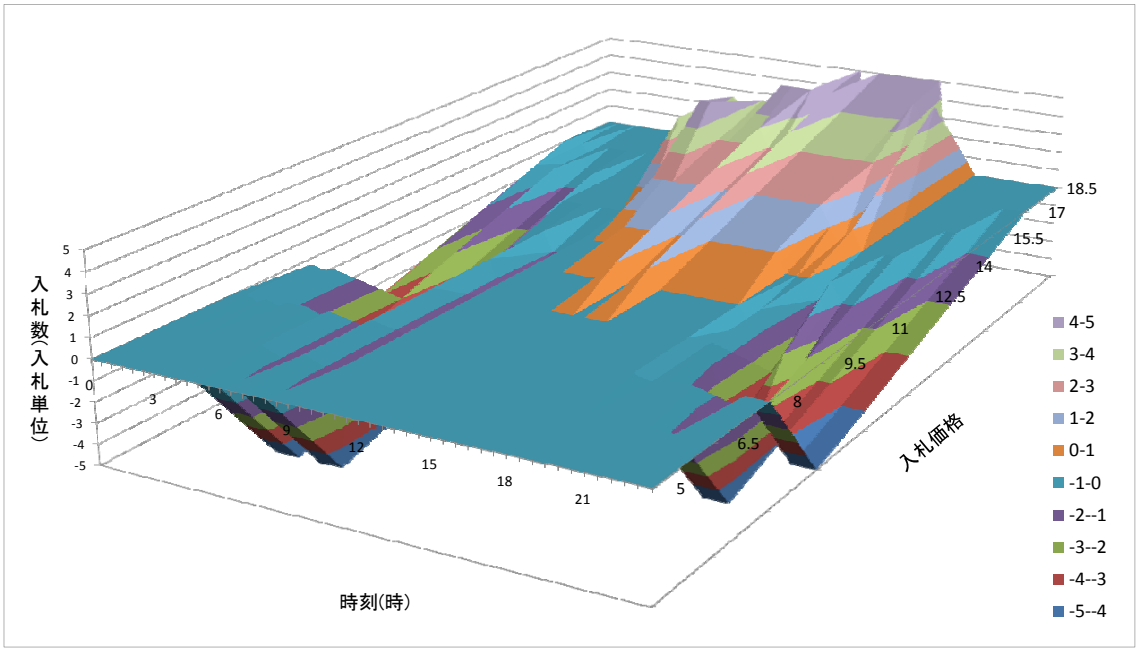


図 3-5 エージェント 3 の入札の様子(100 日目)

また、各エージェントの時刻あたりのコストを示したものが図 3-6 である。ここでも、時刻はエージェント 0 の電力の過不足に合うように補正してある。

ほぼ似たようなコスト分布になっており、昼間の売電時には取引がなされている。

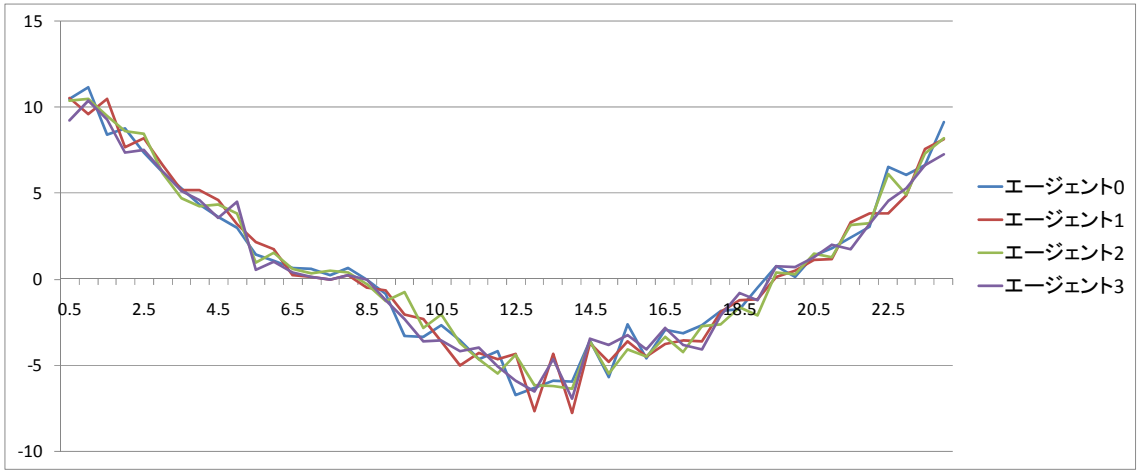


図 3-6　各エージェントの時刻あたりのコスト

エージェント 0 の 0 時台における約定価格遷移確率表が学習されていく様子を図 3-7,3-8,3-9 に示す。

初回は 15.5 円から変わらなかったという学習を行ったので、高価格間の遷移確率の方が高くなるように学習が行われているのが図 3-7 より分かる。また、図 3-7,3-8,3-9 を比較すると、徐々に 12.5 円~15.5 円に遷移する確率が高まっていくのが分かる。

以上のように、各エージェントは約定価格の遷移確率について学習を行い、自身の電力の過不足に対して同じような行動をとることが示された。これにより各エージェントの行動決定は電力の過不足に対して妥当な行動をとっているといえる。

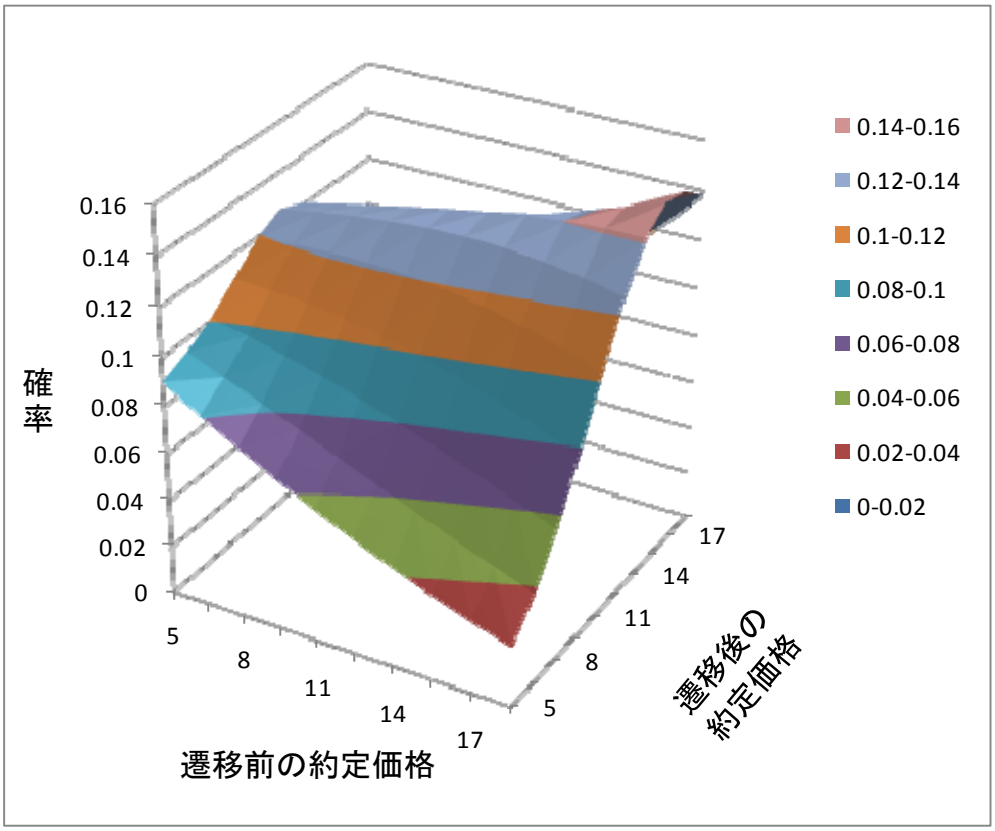


図 3-7　1 日目の学習後の約定価格遷移確率(0 時台)

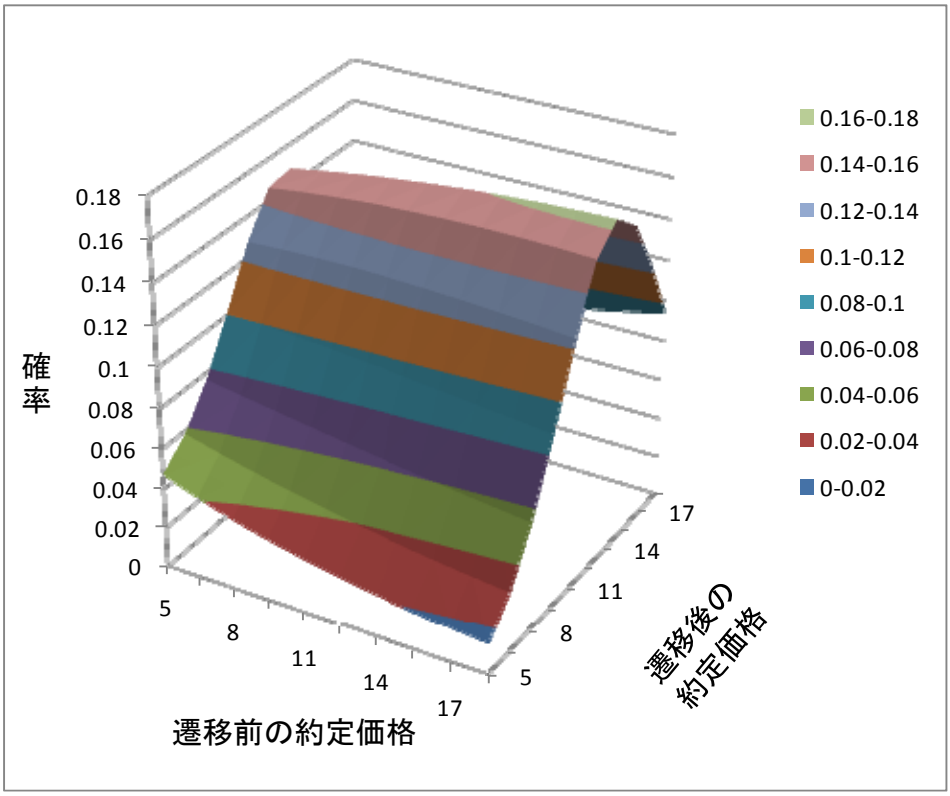


図 3-8　5 日目の学習後の約定価格遷移確率(0 時台)

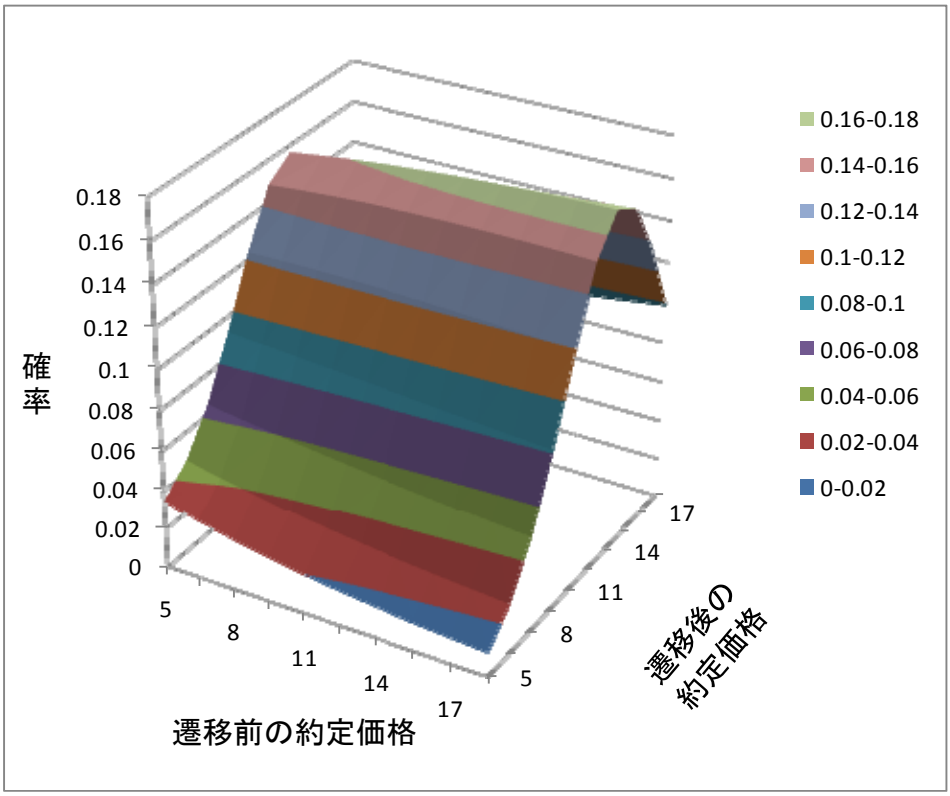


図 3-9　10 日目の学習後の約定価格遷移確率(0 時台)

3.1.2 各市場の電力の過不足が異なるケース

本ケースでは全体として余剰が生まれる市場と不足が起こる市場を比較し妥当な市場価格が形成されていることを確かめる。

エージェント 0,1 が市場 0 へ、エージェント 2,3 が市場 1 へ接続している。図 3-10,3-11 は各エージェントの需要と発電量である

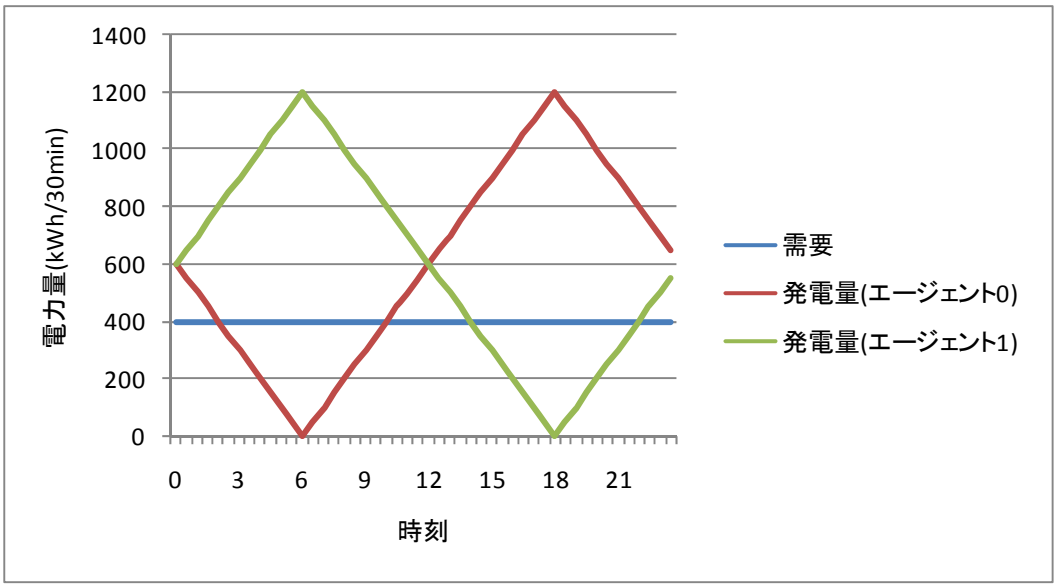


図 3-10　市場 0 へ接続しているエージェントの需要と発電量

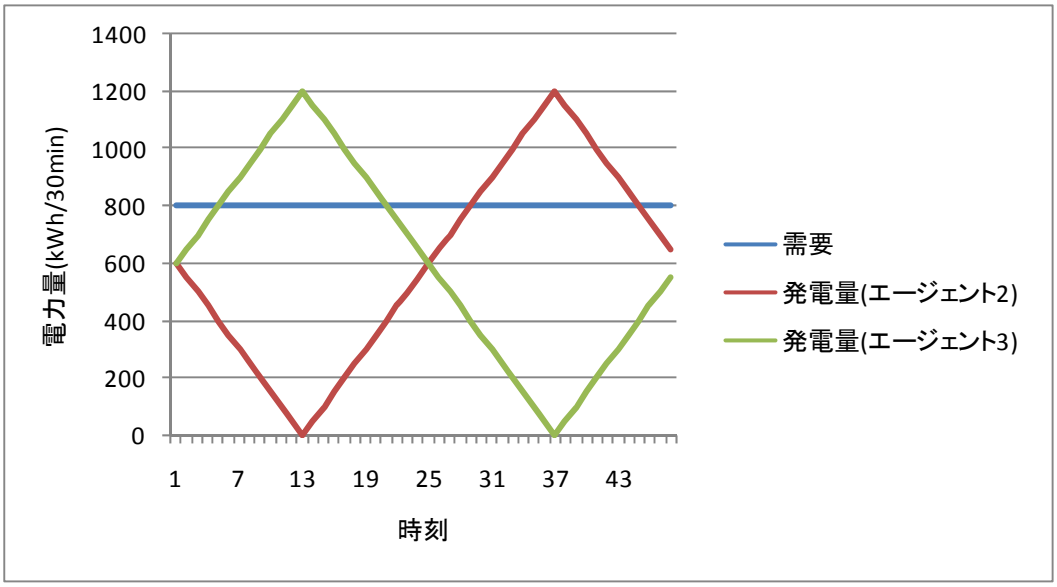


図 3-11　市場 1 へ接続しているエージェントの需要と発電量

これらの条件を用いてそれぞれの市場で 10 日間の取引を行わせた。

図 3-12 は市場 0 の約定価格,図 3-13 は市場 1 の約定価格を表し、約定が行われた時点のみ値をとっている。

まず、どちらの市場も電力余剰の起こる 6 時と 18 時の付近で取引が行われている。そして、全体に電力余剰が生まれやすい市場 0 では低価格で、全体に電力が不足がちな市場 1 では高価格で約定が起こっていることが分かる。

このことから、本研究でモデル化を行った分散型市場と自己の利益の最大化に努める市場参加者によって市場は電力の過不足を反映した価格形成機能を有する事が示された。

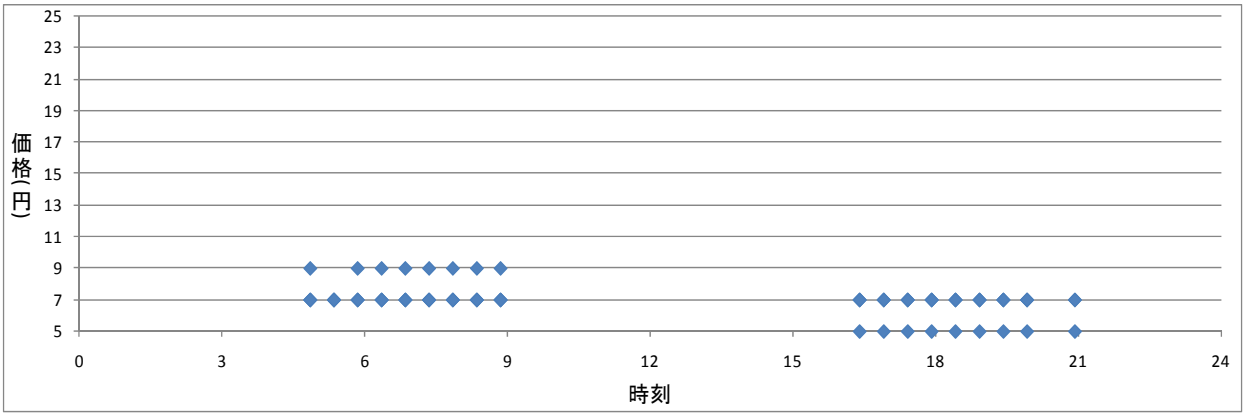


図 3-12 市場 0 の約定価格

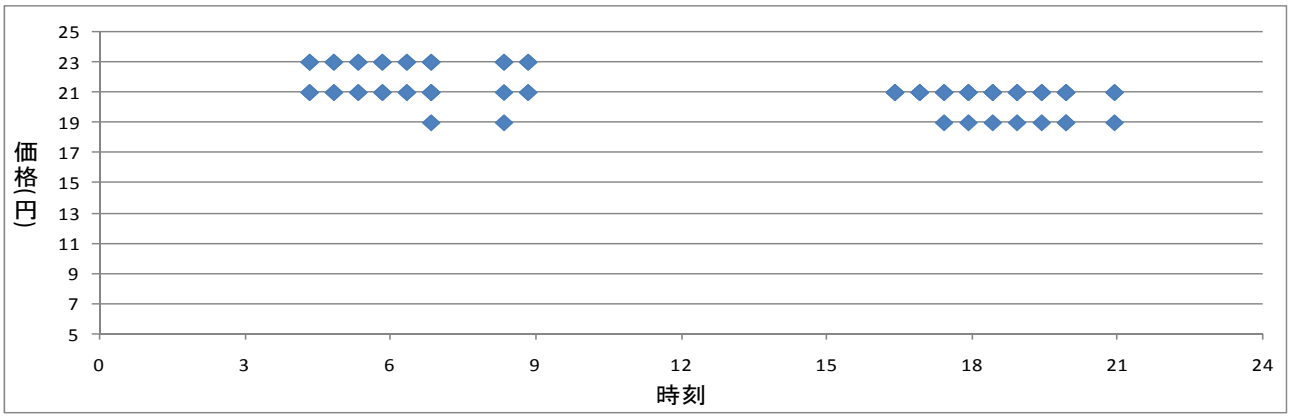


図 3-13 市場 1 の約定価格

3.2 実需要に即した市場参加者のいるケース

3.1 では、本研究でモデル化した市場参加エージェントと分散型市場が価格形成機能を有することを示した。次に、電力需要が時々刻々と変化する家庭が分散型市場に接続している場合のシミュレーションを行う。今回は 4 人の市場参加者エージェントが 1 つの市場に参加しているとした。

3.2.1 諸条件

<u>需要</u>

本研究では、社団法人日本建築学会『住宅におけるエネルギー消費量データベース』[7][7]の関東地方のデータをもとに、1 日当たりの需要の総量の近い需要 20 パターンを用いた。図 3-14 に今回用いた 30 分ごとの負荷曲線を示す。一日の中では似通った負荷の傾向を持つものの、各時間帯での負荷は大きく異なる。各家庭はそれぞれが図 3-14 の中から毎日 1 本の負荷曲線をランダムで選び、その負荷を満たすために行動を決定していく。なお、これらの需要の一日の総量は約 14kWh/day である。

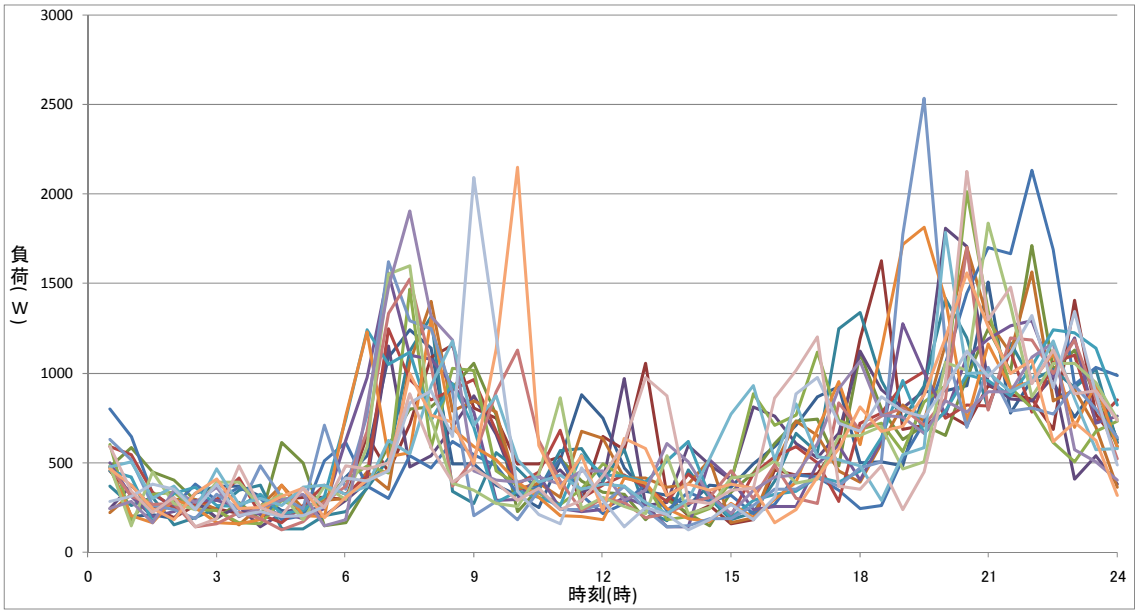


図 3-14　負荷曲線(30 分毎)

発電量

本研究では分散型電源の中でも特に PV に注目している。よって、ここでは PV の一日での発電パターンを用いることにする。本研究室では過去にアメダスのデータより PV の発電量の算出を行った。(2002 年度米津卒業論文[8])このうち、関東の夏季最大出力のものを PV の発電効率として利用している。図 3-15 は各時刻における発電効率であり、これに PV の設備容量をかけたものが出力となる。本節では市場全体の PV の普及度に対して 2 通り想定する。PV の設備容量をそれぞれ表 3-2 のように設定し、市場 0 の方が市場 1 よりもそれぞれのエージェントの設備容量が高く、全体として普及が進んでいる市場を模擬している。

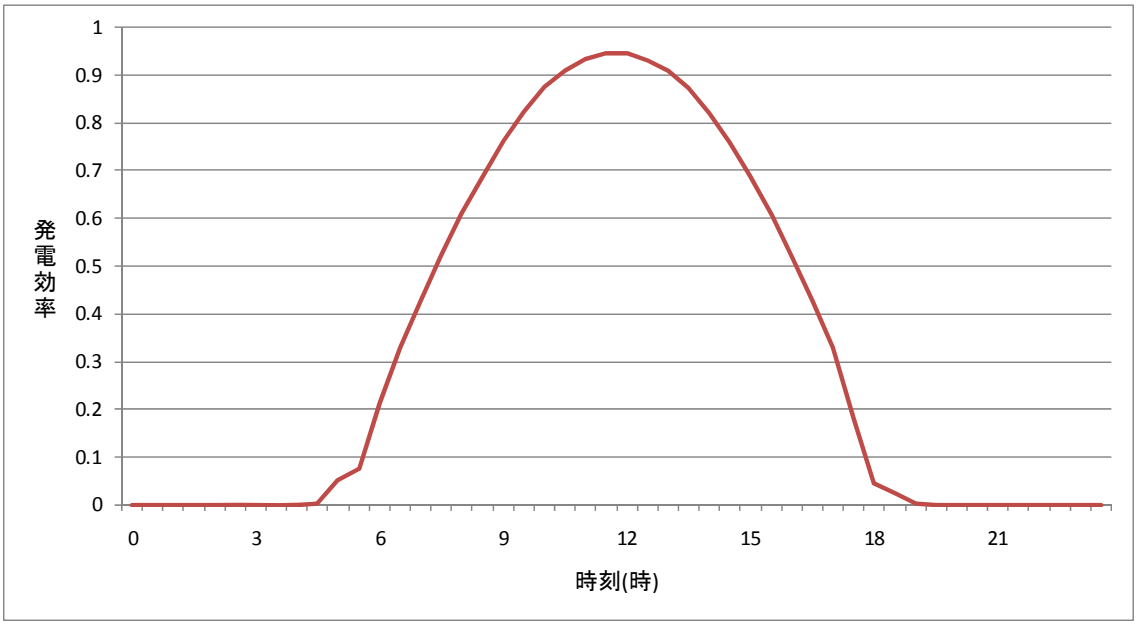


図 3-15　PV の発電効率(夏季最大)

表 3-2　市場 0,1 の各エージェントの PV の設備容量

	設備容量(kW)	
	市場0	市場1
エージェント0	3.5	1.5
エージェント1	2.5	1
エージェント2	1.5	0.5
エージェント3	0.5	0

大規模発電事業者

本節ではより現実に即した場合を想定するため、大規模発電議場者の入札についても考察を行う。2.1.2 のように大規模発電事業者は、実際には大規模需要家への電力供給を含めた自身の電力の最適運用の結果として分散型市場への入札額を決定する。しかし、2.4 で述べたように、分散型市場における大規模発電事業者は背景に無限の発電機を持ったエージェントを考えられる。よって、本研究では低価格の買電と高価格の売電を入札し続けるエージェントとして存在させる。

一日を大きく日中と夜間にわけ、それぞれの入札額を以下のように設定する。

表 3-3　大規模発電事業者の時間帯別入札額

	日中 (7時～23時)	夜間 (～7時,23時～)
売電価格	23円	11円
買電価格	7円	5円

3.2.2 結果（大規模発電事業者なし）

大規模発電事業者が接続してない場合の結果は以下のようになった。

まず、それぞれの市場の約定価格は図 3-16,3-17 の様に推移した。なお、以下では平均値とあるもの以外は取引開始 10 日後のものである。

図 3-16 ではエージェントの発電機の容量の違いによって余剰と不足の違いが出る時間帯である、7 時から 9 時の辺りと 16 時付近で約定が起こる。7 時以前と 17 時以降は全体に電力不足、10 時から 15 時の時間帯は全体に電力過多であるため、本研究での分散電源の価格帯では価格がつかない。この事は例えば、10 時から 15 時の時間帯での電力は、全エージェントにとって 5 円より低い価値を持つことを示している。

図 3-17 では 9 時以前と 18 時以降では電力不足により約定は起こらないが、9 時ころから余剰電力が市場に出回り始める。市場 1 では全時刻を通じて不足しているエージェントが存在するために、あるエージェントに電力余剰が起こる時は約定が起こるが、14 時近辺を底に約定価格が低下している。この事は、電力が不足しているエージェントにとって 14 時の近辺では電力に余裕があるため、9 時や 18 時の時点程は電力の価値が高まっていないためだと考えられる。この事を図 3-18,3-19 で示す。

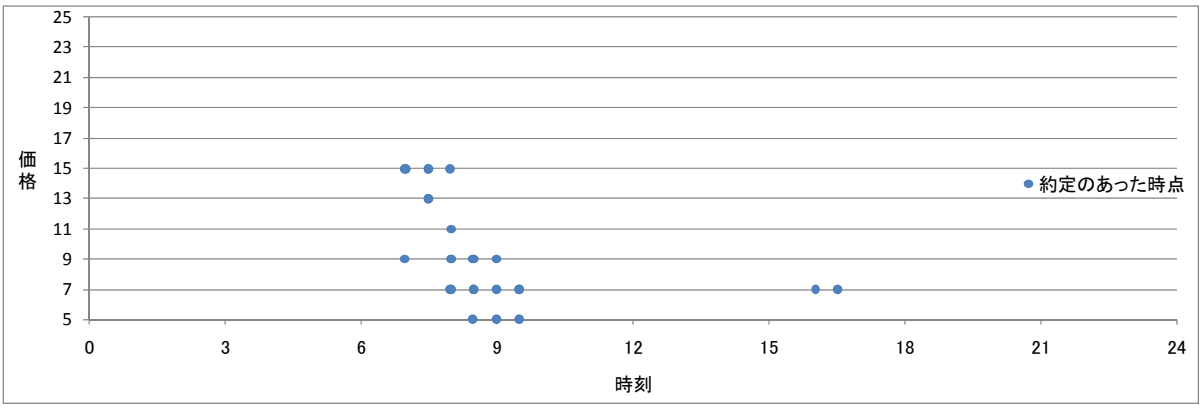


図 3-16 市場 0 の約定価格の推移

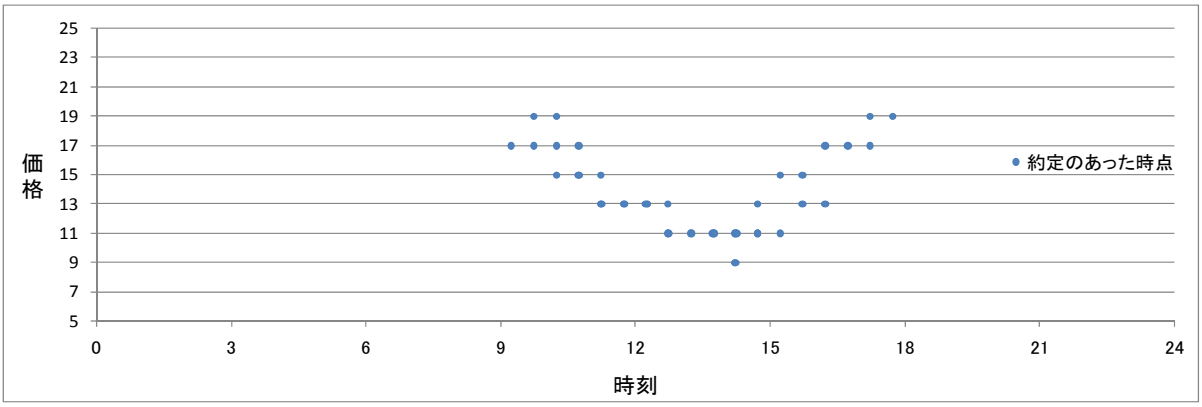


図 3-17 市場 1 の約定価格の推移

図 3-18, 3-19 は各エージェントの充電量と需要に対する未調達量を表している。

図 3-18 では 9 時を過ぎた辺りからどのエージェント 1,2,3 のバッテリーは満たされている。さらに、エージェント 3 も図 3-16 と比較すると購入せずとも 14 時頃にバッテリーが満たされることが分かっているため、9 時を過ぎたところで買電を止めている。反対に 16 時付近では、買電を行っていない 12 時頃と充電量は変わらないのにもかかわらず、この後の電力不足に備えて買電を行っている。つまりエージェント 3 にとって電力の価値は、9 時過ぎの時点で 5 円を下回り、16 時の時点で 5 円を超えたという意味である。

図 3-19 ではエージェント 0,1 は一日の中でバッテリーを満たす時間帯があるが、エージェント 2,3 に関しては現れない。これが昼間でも絶え間なく買い注文があり、約定が起こった原因と考えられる。図 3-17 と比較すると約定価格の底値が現れる 14 時頃にエージェント 2,3 の充電量が最大を迎えている。この事からも、図 3-17 の考察で述べたようにエージェント 2,3 にとって 14 時頃に電力の価値が最も下がっていたことが示された。

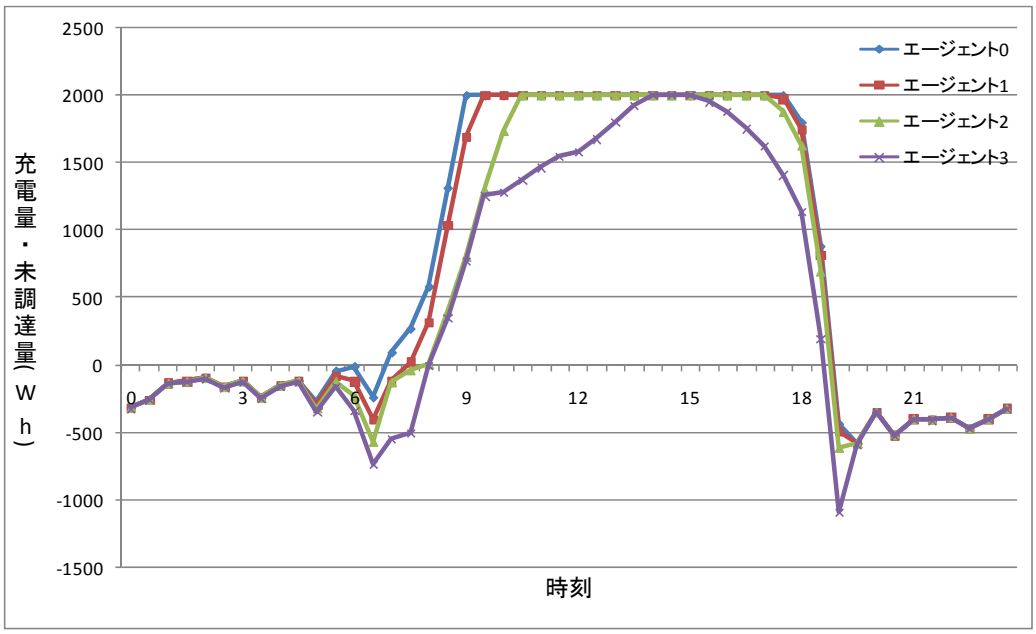


図 3-18　市場 0 の各エージェントの充電量・未調達量

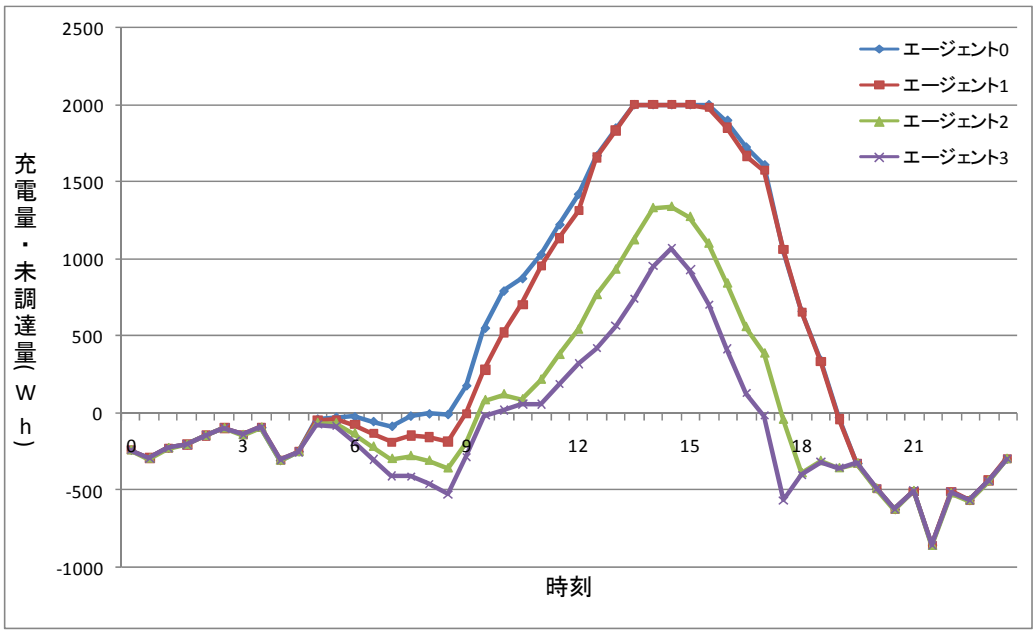


図 3-19　市場 1 の各エージェントの充電量・未調達量

次に図 3-20,3-21,表 3-4,3-5 に各エージェントの一日のコストの 10 日間の平均を示す。エージェント 1,2,3 では市場 1 での方のコストが高くなっている。

エージェント 1 を比較すると、取引で得られる利得は増大しているのに全体のコストは高くなっている。この事から、市場 1 では市場 0 に比べてエージェント 1,2,3 では発電容量が需要に対して十分ではなく、ペナルティコストが多くかかっていると考えられる。

また、エージェント 0 ではコストは削減されている。これは市場 1 の方が他のエージェントの電力不足が多く、エージェント 0 による他のエージェントへの売電が行われている結果だと考えられる。そのため、エージェント 0 の充電量は市場 1 の方が多く(図 3-18,3-19)、ペナルティコストは市場 1 での方が余分にかかっている。

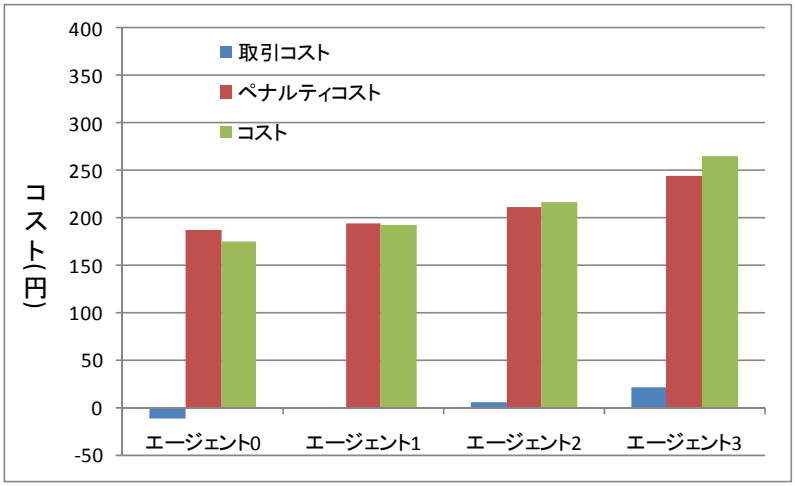


図 3-20　各エージェントのコスト(市場 0)

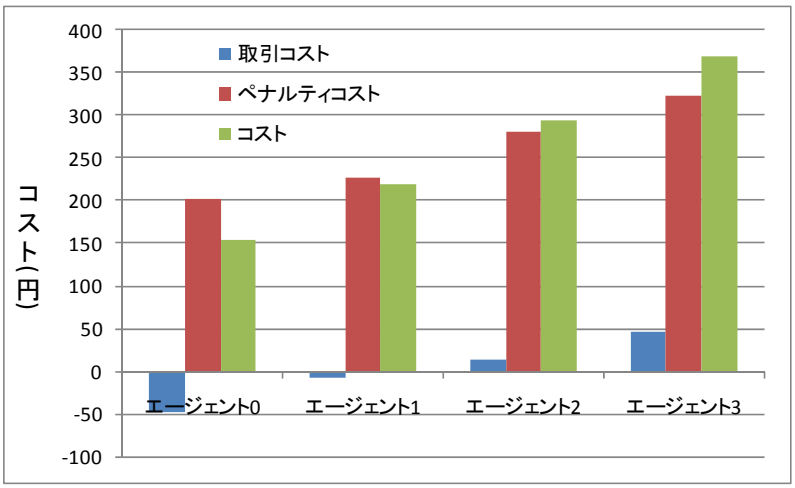


図 3-21　各エージェントのコスト(市場 1)

表 3-4　各エージェントのコスト(市場 0)

	取引コスト	ペナルティコスト	コスト
エージェント0	−12.2	186.5	174.2
エージェント1	−2.1	194.3	192.2
エージェント2	4.6	212.0	216.6
エージェント3	21.3	244.0	265.4

表 3-5　各エージェントのコスト(市場 1)

	取引コスト	ペナルティコスト	コスト
エージェント0	−48.4	202.5	154.1
エージェント1	−6.9	227.0	220.1
エージェント2	13.9	280.5	294.4
エージェント3	45.5	323.5	369.0

3.2.3 結果（大規模発電事業者あり）

大規模発電事業者により表 3-3 のような入札を行わせた。

図 3-22 は市場 0 に参加するエージェントの取引開始 10 日後の充電量･未調達量，図 3-23, 3-24 は大規模発電議場者の約定量とコストである。なお、約定量は正が売電とする。

図 3-18 と図 3-22 を比較すると、深夜の時間帯にバッテリーに充電が行われている。これは図 3-23 より深夜の安い電力を買うためと考えられる。買電は 20 時頃に需要のピークでは行われず、料金体制の変更のある 23 時から行われている。また、発電能力の低いエージェントの方が深夜の買電をより行っている。これは将来訪れる電力不足に備えての行動だと考えられる。

また、昼間に余った電気を大規模発電事業者に売電を行っているが、一日のコストは-55.4 円となり、利益を得ている。しかし、のちに述べるような電力が不足する市場での利益に比べるとはるかに小さい値となっている。

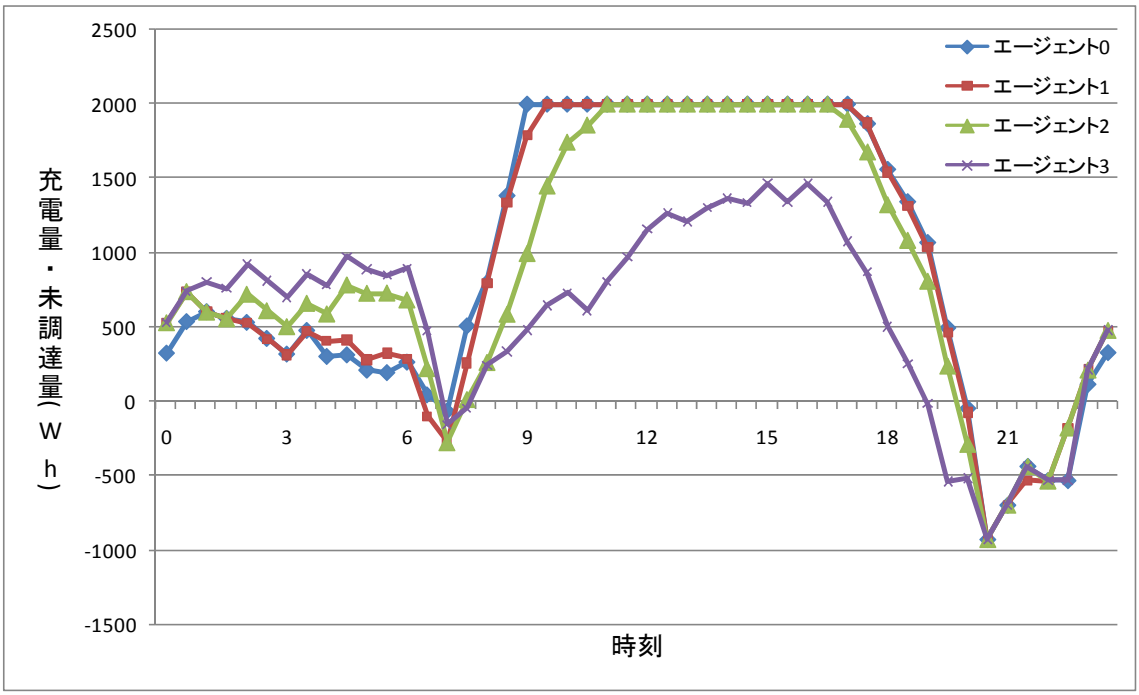


図 3-22　各エージェントの充電量・未調達量(市場 0)

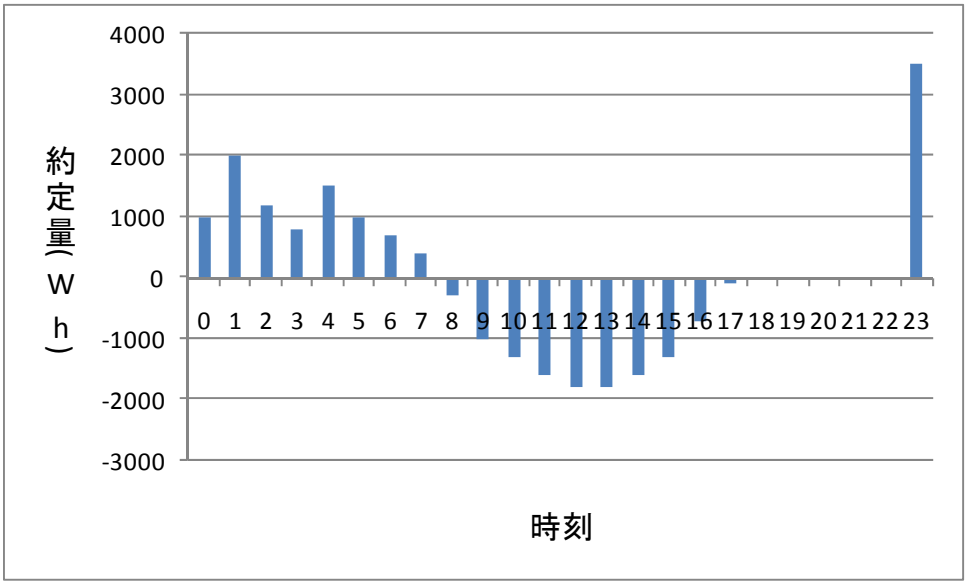


図 3-23　大規模発電事業者の約定量(市場 0)

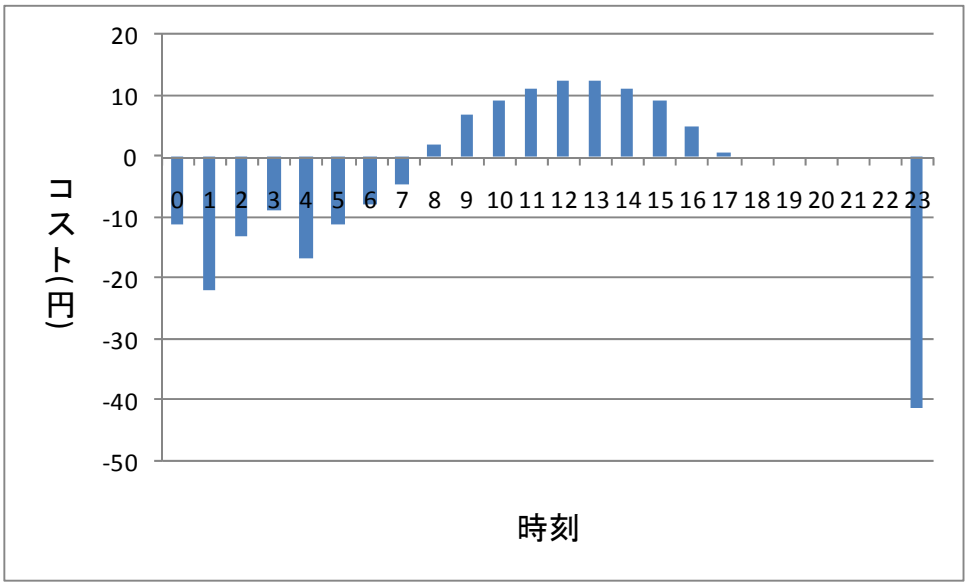


図 3-23　大規模発電事業者のコスト（市場 0)

一方、市場 1 について得た結果が図 3-24,3-25,3-26 である。

やはり、図 3-24 により 23 時からの買電により朝方の電力不足は解消されているのがわかる。

また、大規模発電事業者の約定についてみてみると、市場 0 と違い買電は行っておらず、コストも-264.2 円と利益を上げている。このことからも、市場の需給バランスによって、大規模事業者は分散型市場に参入することで得られる利益は大きく異なると考えられる。

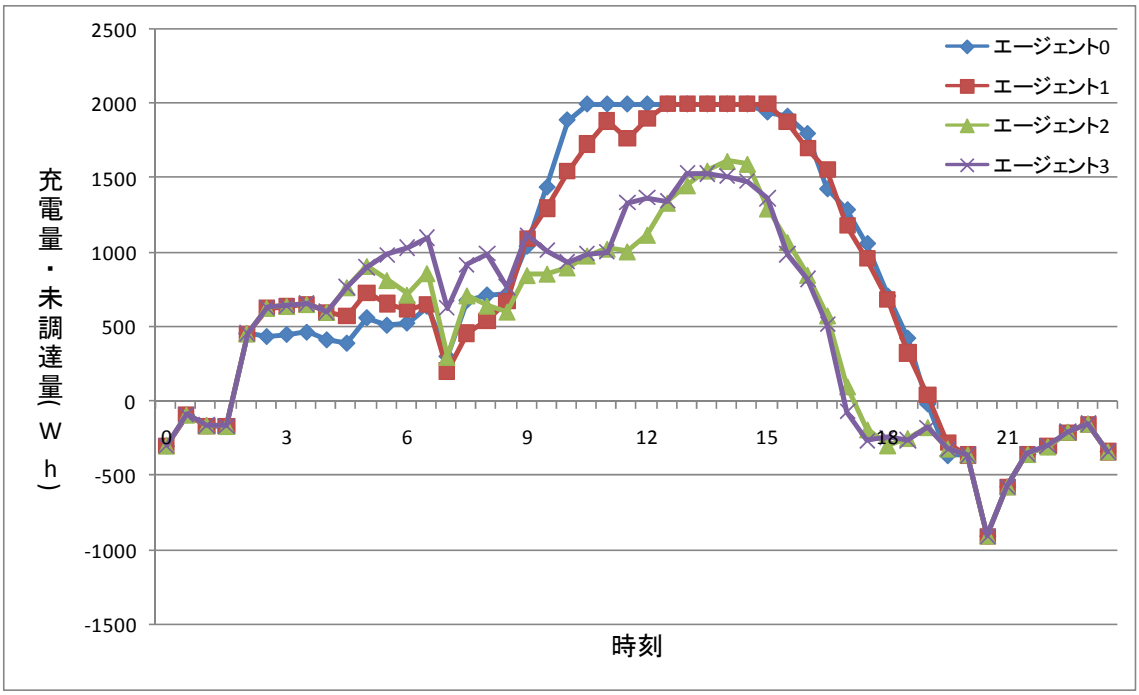


図 3-24　各エージェントの充電量・未調達量(市場 1)

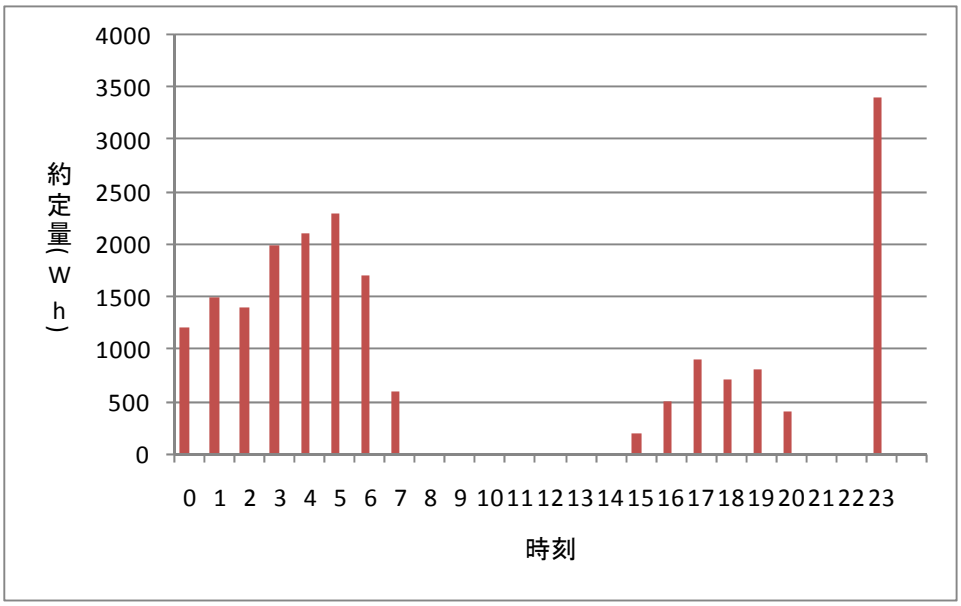


図 3-25　大規模発電事業者の約定量(市場 1)

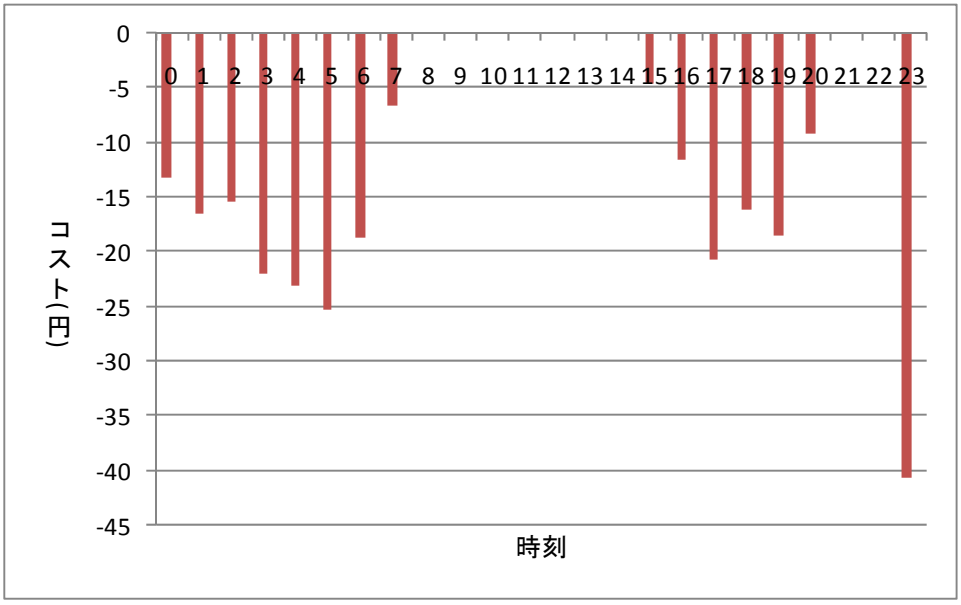


図 3-26　大規模発電事業者のコスト（市場 1）

大規模発電事業者の一日のコストを表 3-5,図 3-27 にまとめた。

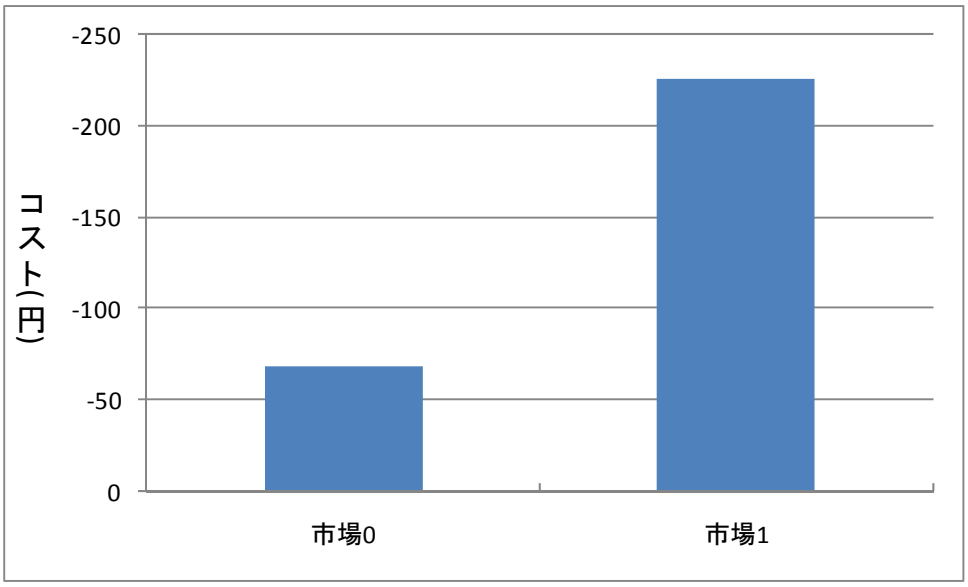
市場 1 では大きな利益を得ることができたが、分散電源が多く入り、電力余剰が多い市場 0 とは相性が悪い結果になった。また、日々のコストを比べると比較的バラツキがあり、市場 0 では損益分岐点をまたぐこともあった。よって、需要や本研究では考慮しなかったが、日々異なる発電量によっても一日のコストは大きく変化すると考えられる。

ただ、本システムにおいてはその地域の電力の過不足については知ることができず、市場価格のみを参考にして入札戦略を決める必要がある。また、大規模発電事業者は産業用等の大規模な需要家に対して昼間に大量に電力を送電する必要があるため、それらや他の接続している分散型電源を含めた全体で自身の利得が最大になるように最適化を行えばよい。そのような最適化の形を探っていくのも今後の課題と言える。

表 3-5　大規模発電事業者のコスト

	1日目	2日目	3日目	4日目	5日目	6日目	7日目	8日目	9日目	10日目	平均
市場0	−78.5	−63.2	−71.2	−104.2	−52.6	−73.1	−86.4	−53.9	−53.5	−55.4	−69.2
市場1	−184.3	−182.2	−250.3	−223.2	−236.7	−258.4	−251.9	−200	−211.5	−264.2	−226.27

図 3-27　大規模発電事業者のコスト



第4章 市場間の接続

4.1 送電事業者

本研究では2.2.1で述べたように一つのエージェントが複数の市場に参加することで全体の電力系統が形成されていく。エージェントは自身の利得を高めるためだけに行動を行うと考えられるので、あるエージェントが複数の市場に参加しているのも利得を最大化するための行動だと考えられる。そこで本章では複数の市場に参加することで自身の利得を高めるエージェントのうち最も簡単なエージェントとして送電事業者の動作をシミュレートする。

ここでいう送電事業者とは、市場に参加するにあたって発電機やバッテリーを持たずに両市場の価格差をみて低価格の市場から調達した電気をそのまま高価格の市場の流すことで利益を得るエージェントを想定している。実際にはバッファなどの機器が必要だと考えられるが、ここでは簡単のために両市場で価格差のある約定を行った場合に送電が可能であるとする。

また、今回モデル化する送電エージェントはその性質上必ず両方の約定を得るものとし、片方のみの約定しか得られない場合は、それが買電ならば買った電力は捨て、売電ならばペナルティコストを払うものとする。

4.2 送電事業者による影響

4.2.1 諸条件

本節では送電事業者による取引への影響を見るために、図 4-1, 4-2 のような二つのモデルを想定する。

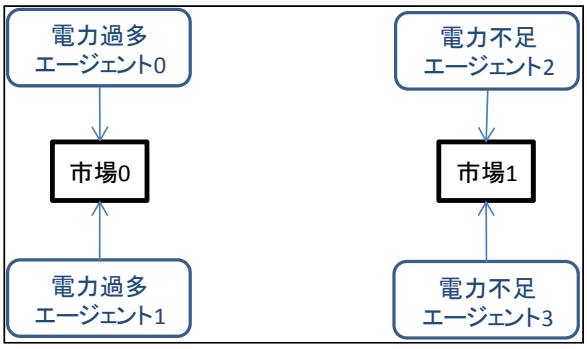


図 4-1　モデル(接続なし)

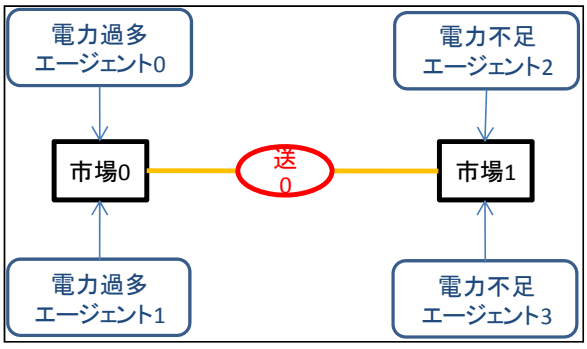


図 4-2　モデル(接続あり)

ここで、各エージェントの需要と発電量は図 3-10,3-11 のものを用いる。

4.2.2 シミュレーション結果

図 4-1 の結果に関しては 3.1.2 で行ったシミュレーションと同じである。

まず、両市場の取引開始 10 日後の約定価格を比べる。送電エージェントがない場合とある場合、両市場の約定価格は図 4-3,4-4 のようになった。

3.1.2 で示したように約定価格は電力が余剰傾向にある市場 0 では低価格に、電力が不足しがちな市場 1 では高価格になる傾向がある。そこで、両市場間の価格差を利用して送電エージェントが両市場に接続すると、市場 0 の約定価格は若干高めに推移し、反対に市場 1 の約定価格は低めに推移する。これは系統全体の電力の流れをみると市場 0 から市場 1 へ電気が流れ、資金の流れをみると市場 1 から市場 0 に流れている。さらに、そのことで電力の需給のバランスと市場価格がならされている。つまり、送電エージェントの自身の利得を追求する行為によって、資金の流れと反対に電気を流し、この電力システムを成り立たせている。

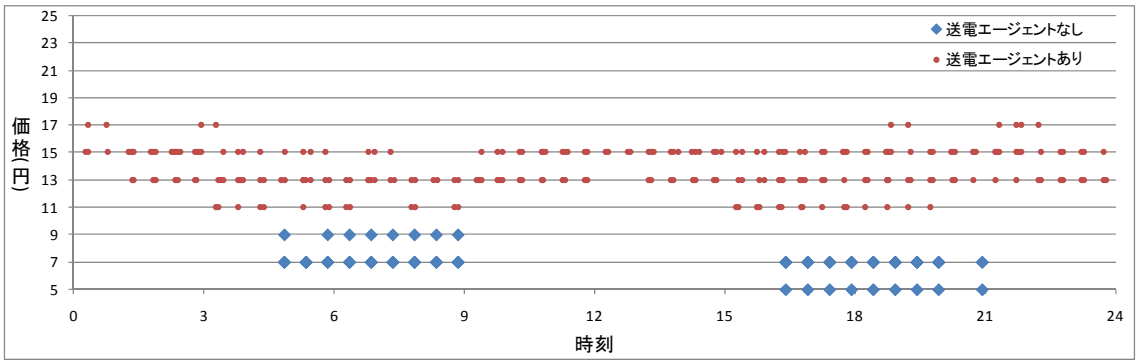


図 4-3　市場 0 の約定価格の様子

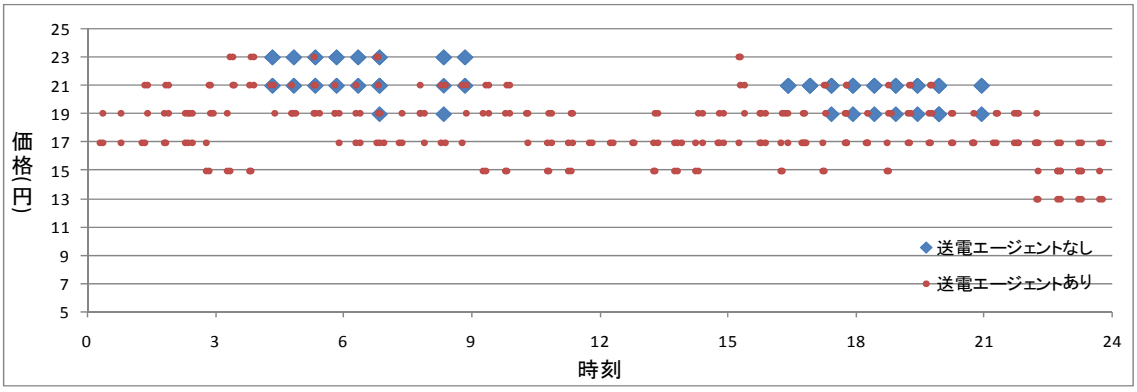


図 4-4　市場 1 の約定価格の様子

次に、各エージェントのコストの 10 日間の平均値を示す。

表 4-1,図 4-5 より、送電エージェントが入ることで各エージェントは利得を得ている。もちろん、送電エージェント自身も利得を得ている。このことからも、送電エージェントの自己の利得を最大化する行動が、本システムの成立要因であり、全体の効用を高める要素となっていることが示された。

表 4-1　各エージェントのコスト

送電エージェントの有無	無し	有り
エージェント0	1.24	−116.48
エージェント1	−0.52	−105.12
エージェント2	297.8663	214.19
エージェント3	302.6362	206.2891
送電エージェント		−61.19

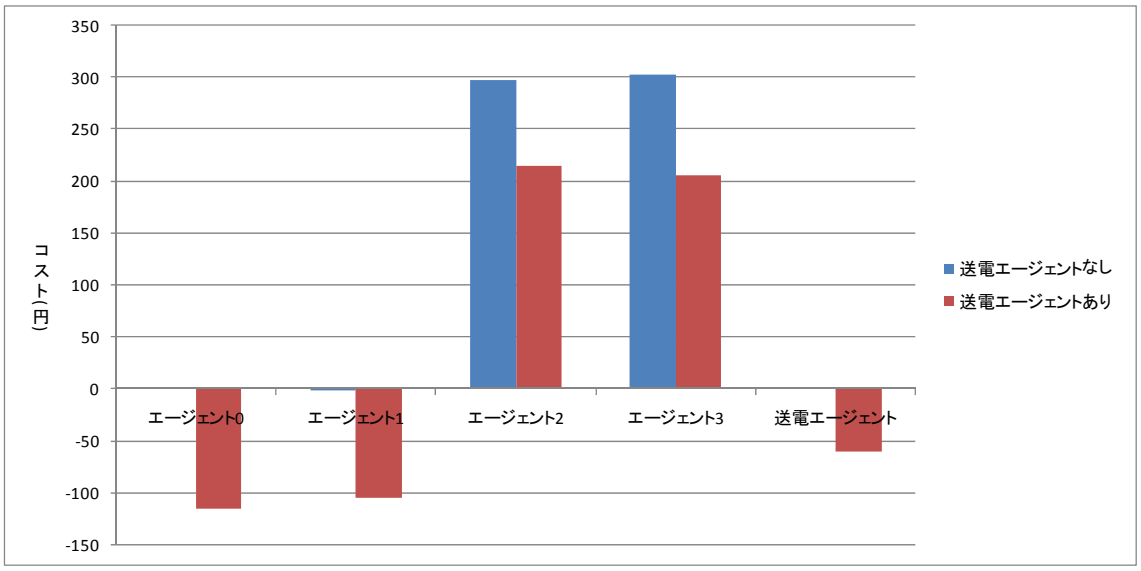


図 4-5　各エージェントのコスト

4.3 送電事業者間の競争

4.3.1 送電事業者による流通経路の独占

図 4-6 のような独立した系統が存在するとする。ここで、送電エージェント 0 はエージェント 1 の電力不足から生じる高値の買い注文や、それに対当するエージェント 0 の売り注文に対して戦略的に入札を操作することができる。例えば、価格差が少ないうちは入札を見送って、エージェントが高値に吊り上げたら入札を行うことで自身の利得を高めることが出来る。このような価格差のつり上げを、ある価格差以内の送電は行わないという送電エージェントの簡単な戦略によってシミュレートしてみた。この「ある価格差」のことを戦略的価格差と呼ぶことにする。

エージェント 0, 1 の需要、発電量は図 4-7,4-8 とした。

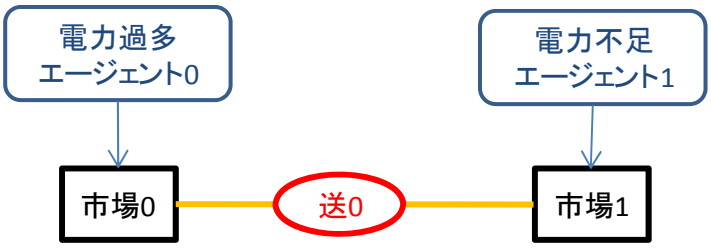


図 4-6　送電エージェントによる流通通路の独占

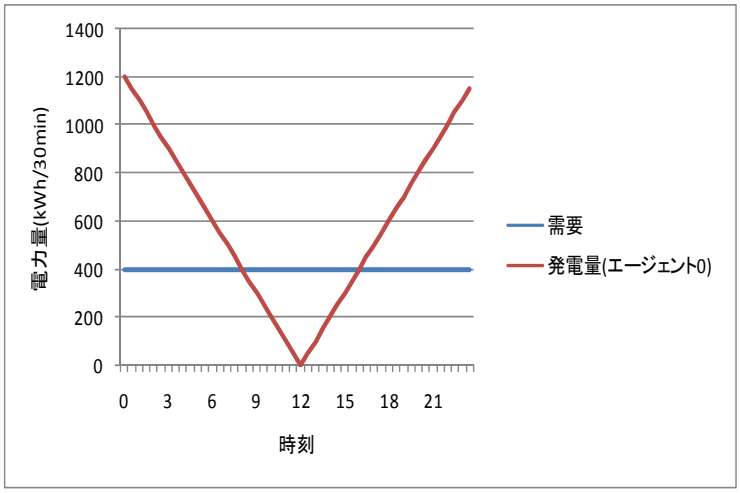


図 4-7　エージェント 0 の需要・発電量

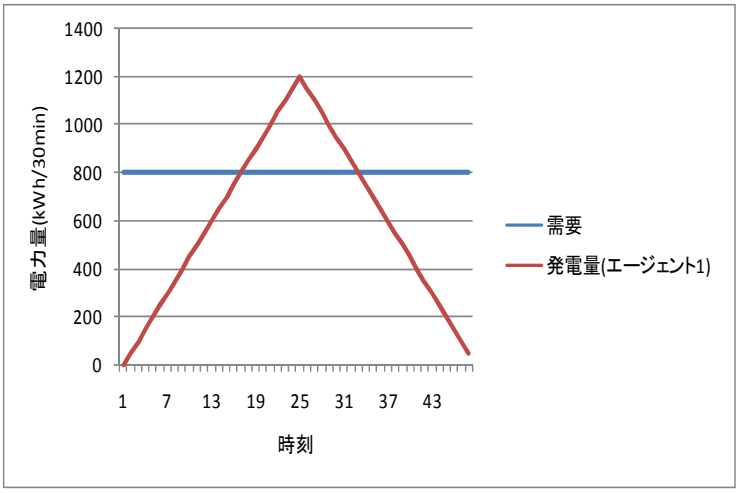


図 4-8　エージェント 0 の需要・発電量

上記の条件でシミュレーションを行い送電エージェント 0 のコストを示したものが図 4-7 である。初めは売り渋りを強めるほど利得が増えていき、戦略的価格差が 8 円になると利得が減った。これは送り渋りが過ぎて、取引の量そのものが減ったためと考えられる。この様に経路が 1 つだと流通経路を独占することができ、売り渋り、買い渋り等により独占による不当なつり上げの可能性が生じる。

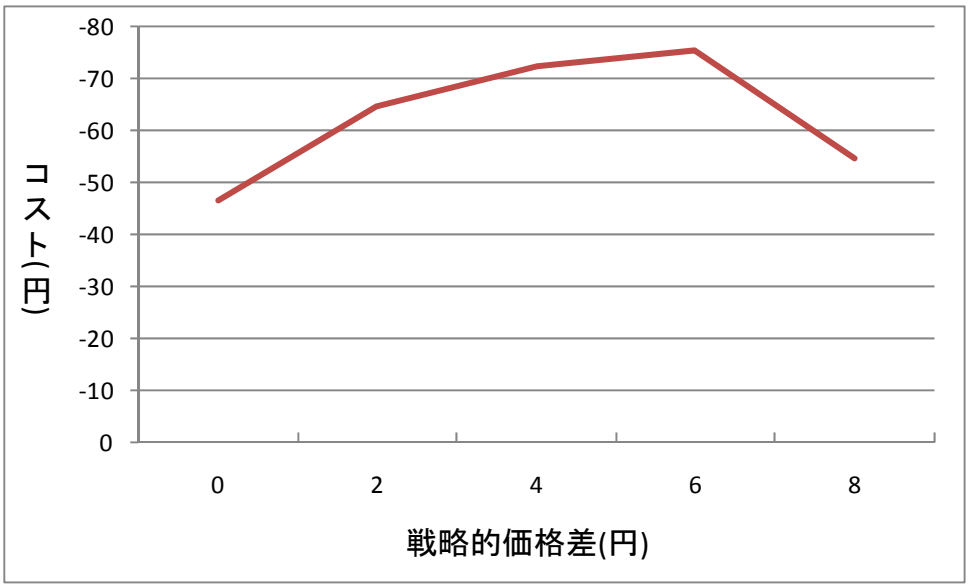


図 4-9　戦略的価格差による送電エージェントの効用

また、各エージェントのコストは図 4-10 のようになった。各エージェントの効用が送電エージェント 0 の戦略によって減少している。

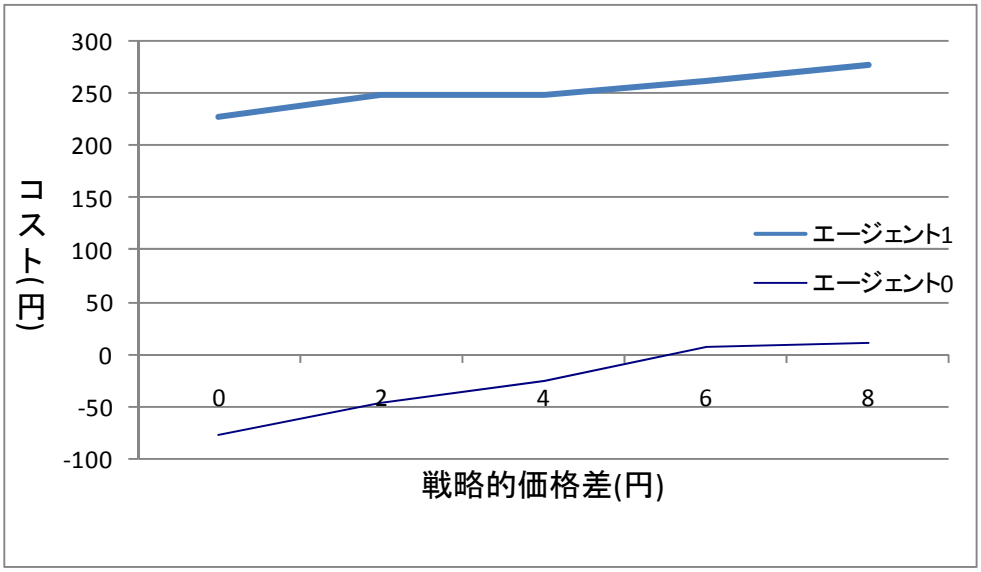


図 4-10　戦略的価格差に対する各エージェントのコスト

4.3.2 送電事業者間の競合

4.3.1 で示したような送電エージェントの流通経路の独占は、ある 2 市場間に異なる流通経路が存在すると解消されると考えられる。図 4-11 では図 4-6 の系統にエージェント 2,3, 送電エージェント 2,1,市場 2 を加えている。これにより送電エージェント 0 に独占されていた市場 0,1 間の流通に異なる経路を設けている。ここで、エージェント 2,3 の需要と発電量は図 4-12 のように設定し、市場 2 内では需要と発電量のバランスがとれているものとした。

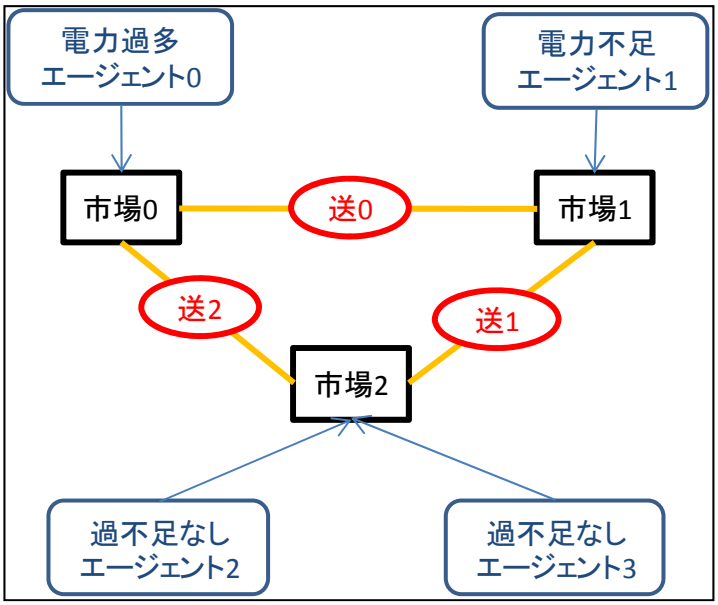


図 4-11　異なる流通経路のある場合

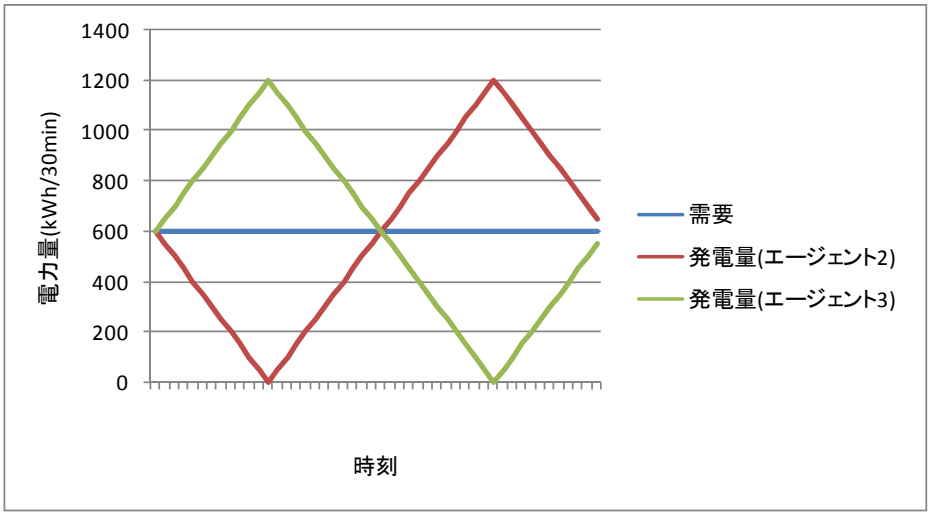


図 4-12　エージェント 2,3 の需要と発電量

上記の設定でシミュレーションを行った結果は以下のようになった。
まず、送電エージェントのコストの比較は図 4-13 である。比較対象として独占状態時の送電エージェント 0 のコストを記した。

送電エージェント 0 について比較すると、競合がある場合は全体に利得が減っている。これは他の送電エージェントとの競合の結果と考えられる。また、戦略的価格差の上昇に対する利得の増大も競合がある時は少なくなくなっている。これは送り渋りを強めると市場 2 を通る経路から電力が流通するためだと考えられる。

他の送電エージェントの利得は、送電エージェント 0 が戦略的価格差を釣り上げるほど増大している。この事からも戦略的価格差を増した時に市場 2 を通る経路で電力が流通していることが示された。

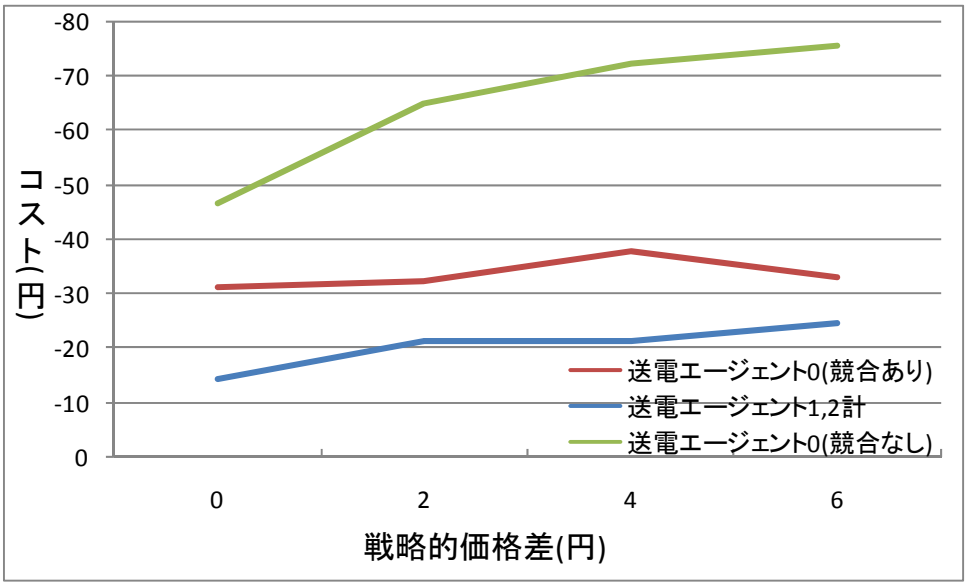


図 4-13　戦略的価格差による送電エージェントの効用

各エージェントの戦略的価格差に対するコストは図 4-14 のようになった。図 4-10 と比較しても、戦略的価格差の増大に対してエージェント 0,1 のコストがそこまで増えていない。この事から市場 2 を回る流通経路からエージェント 1 は電力を調達していることが分かる。

さらに、エージェント 2,3 をみると送電エージェント 0 の送り渋りが厳しくなる程コストが減少している。つまりこれらのエージェントは、電力の不足している市場 1 に送電エージェント 1 を介して電力を送ることで利得を得ていると考えられる。この事からも、流通経路の独占に対して異なる経路を持つことが、市場参加者に対して不当な送り渋りを防ぐことができると分かる。

本研究で想定しているシステムは、無数の市場参加者が複数の市場に参加することで無数の市場が接続している。よってこのようなメッシュ状の回路は流通経路の独占を防ぐ役割も持っていること示された。

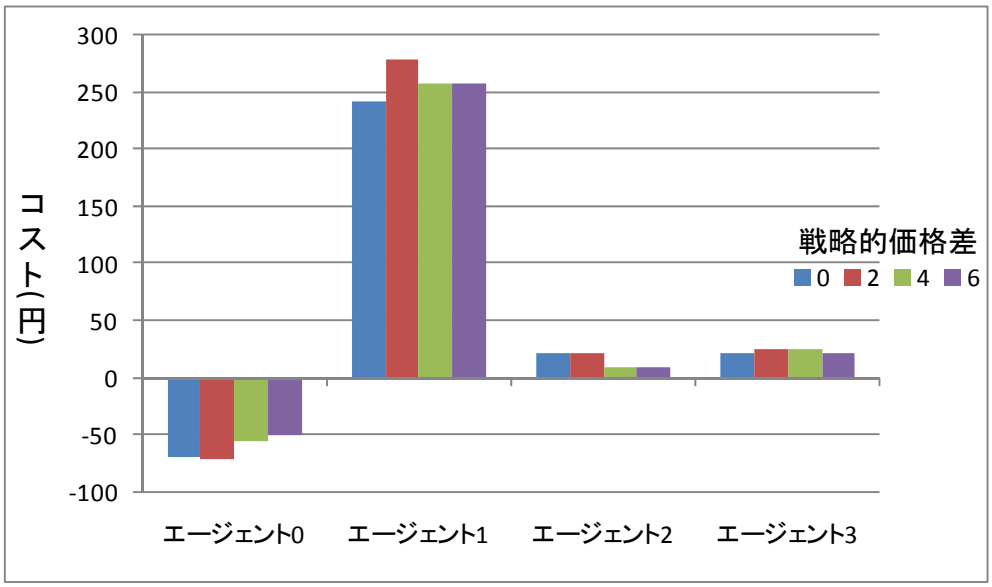


図 4-14　戦略的価格差に対する各エージェントのコスト

第5章 結論

5.1 本研究の成果

本研究においては分散電源、特に PV が広範に普及した未来において配電制約・望ましい取引の形を考える上で、分散型市場を基本単位として構成される電力系統・市場制度を提案した。さらに、自己の利得を最大化するエージェントを確率動的計画法によりモデル化し市場に参加させることで本システムについて様々な角度から検証した。以下にその結果を列挙する。

- コスト最小化を目的として電力の運用を行うと仮定すると、分散型市場がその地域の電力の過不足を反映した価格形成機能を持つことが示された。分散型市場のそのような価格形成は配電制約を解消すると考えられる。
- 実重要をもつ家庭・大規模発電事業者の分散型市場への参加により日中の余剰電力を有効に使うことができた。また、そのような事業者の入札により PV のみではまかなえない夜間の電力不足を解消することができた。大規模発電事業者は複数の分散型市場や大規模需要家への売電も含めた全体のコスト最小化を目的としつつ、特定の分散型市場の需給のバランスに対する入札戦略を決定していかなければならない。
- 送電事業者の様な市場間を結ぶエージェントの自己の利益を最大化する行動によって電力系統全体の電力の流通が行われる。これは市場に参加するエージェント皆の効用を増大させるものであった。一方、流通経路が独占される場合、利益最大化を認める故に不当な流通になりうる危険性もはらむが、本システムのような無数の市場とそれをつなぐ無数の市場参加者が存在することによって、電力の流通経路は複数確保できる。

特に、市場原理を実現することによって、各人が自己の利益を最大化することで、広範な PV 普及時に想定される配電制約や余剰電力の運用法、売電時の適正な価格設定などの問題を解決しうるシステムを提案したのが本研究の成果である。

5.2 今後の課題

本研究では従来にはない電力システムの在り方を提案したが、このシステムの妥当性・有用性を示し、実際に運用するにはいくつかの課題がある。

- 日中に需要のピークをもつ需要家(商業施設等)を参加させたシミュレートの必要がある。これにより家庭等で生じる PV の余剰電力により価値を持たせられる可能性もある。
- 大規模発電事業者の入札については分散型市場の内部だけではなく、全体の最適化を行っているため、今後考察の必要がある。大規模発電事業者から購入する側の視点に立てば、バッテリーの性能が高まるならば、PV・バッテリーの導入コストと大規模発電事業者の売電価格の競争になるのではないかと考えられる。
- 本研究でも簡単な配電回路を提案したが、実際に小規模な電力のやり取りを実験等で模擬し、スイッチング等ハード面の考察も必要となる。

謝辞

本研究を進めるにあたり、多くの方にご指導、ご協力をいただきました。この場を借りて厚く御礼申し上げます。

藤井康正准教授には、テーマ設定から研究の進め方に至るまで丁寧にご指導いただきました。なかでもご指導の延長でなされる雑談のなかで先生の興味の広さと深さに感動しました。先生のお話は分かりやすく、自分の研究の意義を自分なりに噛み砕き研究のモチベーションとすることができました。先生とのお話は本当にかけがえのない時間だったと思います。さらに研究室の移動や研究を進める際の計算環境の整備など、私たち学生の研究生活のサポートもしていただき、厚く御礼申し上げます。

先輩の横山直規さんには研究のアドバイスだけでなく、私が学部四年の時から面倒を見ていただき本当にありがとうございます。

同輩の笠松隼樹君、向山峻介君とは、研究については互いに議論し合い切磋琢磨しつつ、それだけでなく日々の学生生活を共に楽しく過ごさせていただきました。このような最高の仲間と共に時間を過ごすことができたことに深く感謝いたします。

修士一年の井上淳君、学部四年の細谷佳文君、中村洋祐君には、様々な角度から学生生活をサポートしていただきました。本当にありがとうございます。

最後に、長期に渡る学生生活を経済面、精神面から支え、暖かく応援してくれた家族と、日々の学生生活を豊かなものにしてくれた友人たちに心より感謝し、謝辞として締めさせていただきます。

2009 年 2 月

細川　智弘

参考文献

[1] 電気事業の経営　電気事業講座編集委員会　2007 年エネルギーフォーラム

[2] 丹羽弘善：“電力市場における電力貯蔵システムの運用戦略”、東京大学大学院新領域創成科学研究科先端エネルギー工学専攻修士論文、2005

[3] 小笠原潤一、森田雅紀「海外における電力自由化動向～PJM と Nord Pool を中心として～」IEEJ(2001 年 5 月)

[4] Y.Zoka,N.Yorino,K.Kawahara,C.C.Liu ：”An Interaction Problem of Distributed Generators Installed in a Micro Grid”、IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies、April.2004

[5] 東京穀物商品取引所「ザラバシステム売買の付合わせについて」
http://www.tge.or.jp/japanese/whats/news/pdf/matchingrule20081021.pdf

[6] 東京大学出版会『経済学のための最適化理論入門』　西村清彦（1990）

[7] 社団法人日本建築学会『住宅におけるエネルギー消費量データベース』
http://tkkankyo.eng.niigata-u.ac.jp/HP/HP/database/index.htm

[8] 米津武則：“全国気象データに基づく家庭用太陽光発電のポテンシャル評価”、東京大学工学部電気工学科卒業論文、2002

発表実績

細川智弘, 藤井康正,“分散電源の普及時を想定した分散型市場の可能性と革新的運用方法の考察”, 電気学会電力技術電力系統技術合同研究会, 2008 年 8 月

細川智弘, 藤井康正,“分散電源の普及時を想定した分散型市場の設計”, 第 25 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2009 年 1 月

細川智弘, 藤井康正, “電力の小規模取引に基づく革新的流通システムの提案”, 電気学会全国大会, 2009 年 3 月予定