



FRI 研究レポート

No.80 May 2000

電力自由化の動向とその課題

主任研究員 武石 礼司

電力自由化の動向とその課題

主任研究員 武石 礼司

【 要 旨 】

1. 電気事業法の改正が行われ 2000 年 3 月 21 日より大口需要家（総電力需要の 27% を占める）に対する小売り自由化が導入された。この法律改正は、1995 年に実施された 31 年ぶりの電気事業法の改正に続いて実施されたもので、国際的に割高であると見なされる日本の電気料金を、電力産業内での競争を促すことで引下げることが目的としているが、この自由化の効果は限定的である。
2. 2000 年 3 月 21 日から導入された大口需要家向けの託送制度は、託送料金が高いとの批判が出されている。大手電力会社（一般電力会社）の送電コストの計算に基づいて託送料金が設定されたものの、新規参入を目指す企業にとっては、一般電力会社が負担している送電コストがそもそも大きな参入障壁となってしまう。
3. それでも、今後、卸発電（IPP）入札に参加し、落札できなかった余剰電力を保有する素材系を中心とした企業が、特定規模電気事業に徐々に参入してくると思われる。参入を促進するためには、託送価格の面での見直しを行うとともに、自由化範囲も 1 万ボルト以上の高圧受電者とするという見直しを、3 年後に予定している自由化範囲の見直しを先取りして、できるだけ早い時期に実施する必要性が生じている。
4. 現在の託送価格でも、電力の供給者が登場すれば、例えば、東京電力管内で特定規模電気事業者により、あるいは、東北電力管内から東京電力管内へ、託送を行うことにより、自由化された大口需要家にとって 1 割前後の電力コスト節減が可能となる。産業用に比べると割高な電力価格が設定されている業務用の大口需要家は、一般電力会社から次第に離脱すると予測できる。
5. 将来的には、ガスをパイプラインにより輸入するプロジェクトの実施を図るべきで、実施に向けて交渉を行うことで、割高に設定されている LNG の輸入価格の引下げを図ることが可能となると考えられる。このインフラ整備も進めることで、現行の価格よりも 2 割程度の電力価格の引下げを目指すことが可能となると考えられる。

【 目 次 】

はじめに	1
I . 今回の自由化の動機と内容	3
1 . 電力自由化の動機付け	3
2 . 新しい電力供給システム	4
3 . 電力需要構成と自由化範囲	5
4 . 自由化対象事業所数	7
II . 供給安定性の確保	9
1 . 需要量の変動と供給安定性	9
2 . 電力 9 社の設備投資額の推移	10
3 . 電力の質の確保メカニズム	12
III . 料金予測	15
1 . 電気料金の国際比較	15
2 . 電力融通	16
3 . 託送料金比較	19
4 . 電気料金の節減可能性	20
5 . 電力価格の予測	22
IV . 燃料選択とエネルギーグリッド	27
1 . 発電コストの比較	27
2 . 日本向けガスパイプライン計画	29
3 . 日本向けガスパイプライン・プロジェクトの採算	31
4 . 日本向け化石燃料輸入の炭素排出量	36
5 . アジアとのエネルギー連系の必要性	37
V . 電力市場自由化への対応	38
1 . 電力価格引き下げとガス利用拡大	38
2 . 電力市場自由化への対応	39
参照文献	42

参考資料:

「2000年3月21日実施の電力自由化に伴う新メニュー」(中部電力、関西電力、東京電力、九州電力)

はじめに

電気事業法が 99 年 5 月に改正され、この改正を受けて 2000 年 3 月 21 日以降、大口需要家に対する小売りが自由化された。電気事業法の改正は、31 年ぶりに改正が行われた 95 年 12 月に次ぐもので、この 95 年に導入された卸発電としての IPP (Independent Power Producer) の成果を受け継いで再度自由化が行われることになった。今回、2000 年の改正において自由化の対象となり小売自由化が認められた大口需要家の範囲は、特別高圧の需要家 (契約電力 2,000kW 以上、受電電圧 2 万ボルト以上) である。特別高圧の産業用および特別高圧の業務用の需要量は、合計すると全需要量の 27%を占めている。

本稿では、これらの大口需要家に対する電力小売り自由化が、どのような効果を持つと考えられるか、短期・中期的に改革はどこまで進めるべきかを検討するとともに、将来的な望ましい制度作りに資するインフラ整備が行われることが期待されるとの提言を行っている。

95 年の改正では、一般電力会社が計画する発電施設のうち、短期電源 (開発期間 7 年程度) に対して卸発電による新規参入が可能となった。この 95 年の制度改正を受けて、96 ~ 98 年の 3 年間に IPP として全国で 566 万 kW の募集が行われ、この卸発電の募集に対して総発電量として 2,583 万 kW の応募があり、募集容量である 566 万 kW を 104 万 kW 上回る 670 万 kW の落札が行われている。

今回の 99 年 5 月の電気事業法改正により、長期電源 (開発期間 10 年を超えるもの) に対しても、一般電力会社は入札を行うよう義務づけがなされ、2000 年以降に新規火力発電所の建設に関しては全面的に入札にかけられることになった。ということは、一般電気事業者も自社が利用する電源であっても入札を経て落札した後でないと、新規火力発電所の建設が行えなくなったということの意味している。こうして、一般電力会社が、電源開発 (株)等の卸発電会社および 96 年以降出現した IPP と競争する仕組みが成立することになった。

先に見たように、IPP に応募しながら落札できなかった電力量が 1,900 万 kW (応募総量 2,583 万 kW、マイナス、落札総量 670 万 kW より算出) あることからわかるように、今後、安価に発電できる火力を設置できる可能性が存在している。現在は景気回復が遅れていることを反映してピーク電力需要の停滞が続いており、新規電源の開発も多くが先延ばしされている状況にある。しかも、IPP へ応募し落札できなかった事業者の発電余剰能力分を含めた特定規模電気事業としての電力供給が、今後、2000 年から導入された大口需要に対する小売り自由化に対応して、徐々に開始すると考えられる。このため、今後当分の間は、よりいっそう、一般電力会社が新規に火力発電所を建設することは少なくなる可能性が高いと判断される。また、火力発電所を建設する場合には、競争入札により、安価な IPP が落札する可能性が大きくなると判断される。

今回の改正に引き続いて、3 年後の 2003 年には、自由化範囲の再検討が行われる予定と

なっており、今回の自由化の成果が大きいと判断された場合には、その成果を踏まえてより進んだ自由化が実施される見込みである。また、今回の自由化により 3 年後に成果が見られない場合には、自由化に向けた制度の設計に問題があったとして、再度、より広い範囲での自由化が行われると見られている。このようによりいっそう自由化が進むことは必至の情勢となっており、さらに加えて、2000 年 3 月 21 日より行われた大口需要家に対する託送料金が高すぎるために新規参入に踏み切ることができないとの批判が現在出されている。従って、託送料金を引き下げるとともに、2003 年の制度の見直しを待たずにもう一段の自由化を進めるべきだとの意見も出されているのが現状である。

以下では、今回の電気事業法改正の内容を検討するとともに、事業法の改正後、電力供給の安定性は確保できているか、さらに、電力料金は今後どう変わっていくと考えられるかを検討する。次いで、電力料金を引き下げるとともに、電力供給量を確保し、しかも環境面に配慮するためには、天然ガスをパイプラインで輸入することが有効である点を確認する。最後に、電力自由化の導入とともに、需要家、一般電力会社、新規参入者等はいかに対処すべきであるかを検討する。

I. 今回の自由化の動機と内容

1. 電力自由化の動機付け

今回の電力自由化導入の決定が行われた要因としては、以下の 5 点を指摘することができる。

電気料金の国際比較

電気料金が国際的に見て割高であり、産業競争力を損なっているとの認識があった。このため、電力産業内で競争を促すことで価格の引下げが可能であると考えられた。

大手電力会社の戦略

既存の大手電力会社（以下、一般電力会社と呼ぶ）は、一貫操業を否定されて、発電・送電・配電とに分離され、さらに、プールシステムと呼ばれる電力入札制度が導入されることを絶対に避けたい立場にあった。

需要者の電力ニーズの多様化

需要者が多様な料金メニューを求めるようになってきている点を指摘できる。電力需要者の需要パターンは多彩であり、各自のパターンに応じた割引等の価格インセンティブが設定されることが望まれている。しかも、一般電力会社の負荷率平準化はコスト負担の軽減に結びつき、負荷率の 1% 向上は、電力会社の売上高の合計が年間 15 兆円あることから、1,500 億円のコスト削減効果があると見積もることができる。従って、省エネ努力が正当に評価されると、電力使用量の軽減が可能となり、また、一般電力会社の投資が抑制できることからこれら電力会社の経営効率化にも役立つと考えられる。

社会的資源（発電施設）の有効利用

ガス、鉄鋼、紙パルプ、セメント、石油精製、化学といったエネルギー関連の産業あるいは素材産業であって大規模な自家発電設備を保有する企業においては、既に存在している発電施設を増強し、最大限生かすことが社会的に見ても有益であると判断できる。

96 年から 98 年の間に、566 万 kW の卸発電の募集がなされ、これに対して 5 倍弱の 2,583 万 kW の応募があり、最終的には 670 万 kW が落札されている。従って、応募しながら落札できなかった潜在的な供給能力として 1,900 万 kW が存在していることになる。

小規模高効率発電の出現

マイクロガスタービン、および、燃料電池が実用化間近となっており、コージェネ設備も含めて、電気のみでなく、熱の有効利用も図ることでエネルギーの使用効率を飛躍的に高めることが可能となってきている。一方、従来型の遠隔地に大規模発電所（高効率な発

電設備は 50%を超える) を建設し、長距離の送電を大都市に向けて行う場合には、送電ロスが 10%程度生じることもあり、最終的なエネルギー効率は、小規模分散型発電により熱の利用を図ることで得られる 70~80%といった効率と比べると明らかに劣ってしまっている。

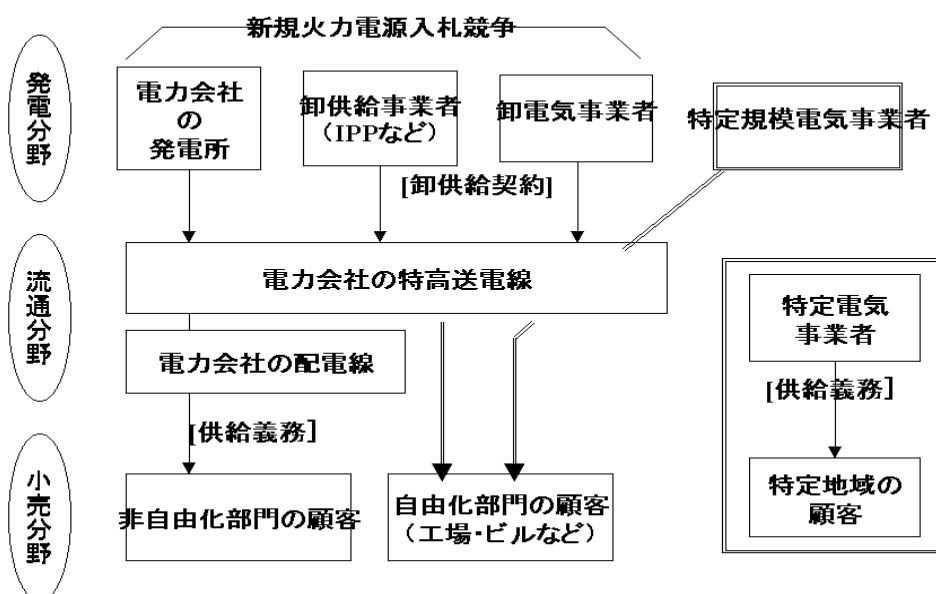
しかも、95年の電気事業法の改正により、10kW未満の内燃力発電設備は一般用電気工作物となり、電気主任技術者が常駐する必要がなくなった。このため 10kW を切るパッケージ化されたマイクロコージェネ・システムが開発され、系統分離、系統連系のいずれにも対応できる装置であることから、現在までに 100 台以上の導入が日本で進んでおり、今後も普及がさらに進むと見られている。

以上の ~ の要因が存在したことで、今回の大口電力への小売り制度導入が決定されたと考えることができる。

2. 新しい電力供給システム

2000年3月以降に導入された制度は特定規模電気事業者であり、自家発電を含めた新たな電気事業者は、一般電力会社の送電線を、利用料を払うことで利用することができ、大口の需要家に直接電力を販売することが可能となった。

図1 2000年3月の電力自由化以降の電力供給構造



特定規模電気事業者としては、発電設備を持つか、あるいは今後、設置することが可能な立地条件を満たす企業が名乗りをあげている。

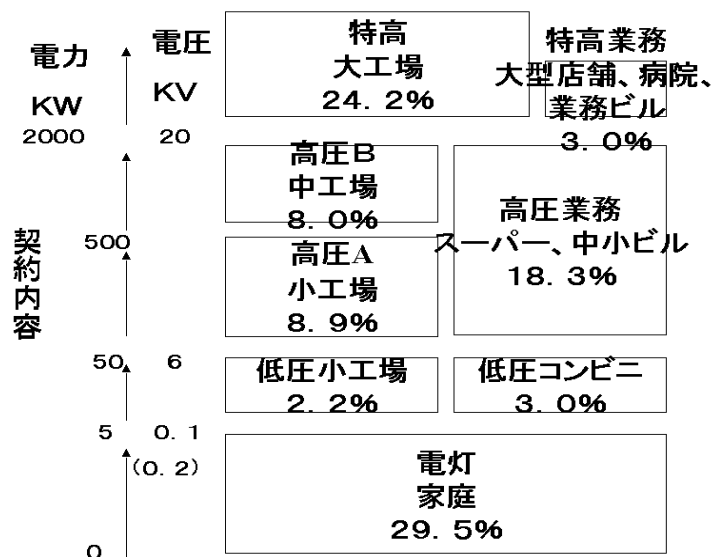
新規参入者として候補にあがるのは、ガス会社、鉄鋼、紙パルプ、セメント、石油精製、化学といった企業群であり、特に、東京ガス、大阪ガスおよび NTT の 3 社は特定電気事業を実施するために共同して会社を設立する予定であり、大口電力需要家である NTT が大手ガス会社と組んだことで、電力会社にとって大きなライバルが出現したことになる。その他、電源開発(株)(3年後に民営化の予定)も新規参入を目指している。さらに、三菱商事(ダイヤモンドパワー社)、丸紅(米国サイスエナジ - 社との合弁)等の商社、エンロンを始めとした外資企業も新規参入を目指している。エンロンは日本法人のイーパワー社およびエンコム社を設立し、さらに、オリックスと提携して発電所買収、電力小売りを実施する体制を整えている。

大口顧客は電力価格に関して、自由に契約することができるようになっており、従来から言われてきた、電力の顧客ごとに差別が生じないように認可された公平な価格を適用するユニバーサルサービスを広く電力消費者に及ぼすべきとの考え方は、合計 27%に達する今回自由化された大口顧客には当てはまらなくなっている。

3 . 電力需要構成と自由化範囲

今回の電力自由化の範囲を図 2 で確認する。小売り自由化が行われたのは、受電電圧 2 万ボルト、契約電力 2000 kW 以上の大口需要家が対象となっており、全需要に対する比率では 2 万ボルト以上で受電する特別高圧の産業向け(大工場)が 24.2%を占め、また、特別高圧の業務向け(大型店舗、病院、業務用大規模ビル)が 3.0%を占めており、合計で 27.2%となっており、電力需要量の 3 割弱を占める大手の電力需要家が、従来から受電してきた一般電力会社 1 社のみからでなく、可能であれば競争入札を行ったり、^{あいたい}相対契約を締結することで従来から電力供給を受けてきた電力会社以外から電力供給を受けることが出来る可能性を得たことは、日本全体における電力価格の引下げの可能性を間違いなく増大させることになった。

図2 電力自由化範囲



ただし、2000年4月現在、一般電力会社が99年末に設定し公表した託送料金の負担が報道された標準価格よりも実際には高く、参入余地が狭まってしまったとの批判が、新規参入を目指す企業からあがってきている。3月21日の自由化開始とともに新規参入が行われなかったのも、時間的に新規参入者の準備が間に合わなかったという点とともに、託送料金の負担が一般電力会社の約款を詳しく検討していくと実際には高く、採算の点から見て、実施に踏み切れる事業者が限られる状況が生じているということの意味している。

今後、2003年に小売自由化の範囲に関して見直しが行われる予定となっており、最低でも、500kWの高圧Bにあたる中工場（全需要の17%）と、高圧業務（全需要の19%を占める高圧業務の内の半量程度）が自由化されると見られている。ただし、2000年3月21日から実施された自由化において、託送料金が高目に設定され過ぎているとの批判があるために、2003年より早い時期に、託送料金を再度見直すとともに、小売り自由化範囲を拡大すべきであるという議論が行われている。

大口需要家がどの程度の電気代を払っているかに関しては、日本最大の電力需要家のNTTが年間500億円を超えている。また、スーパーのイトーヨーカドーは年間200億円弱となっており、1スーパー当りで見ると1億円超となっている（電気事業審議会資料より）。

一方、コンビニエンスストアのセブンイレブンは年間200億円を超えている。ただし、コンビニ1軒の支払う電気代は300万円超となっており、電力自由化による恩恵が広く消費者に及ぶためには、コンビニも含めた形で自由化が進むことが価格破壊の可能性を高め

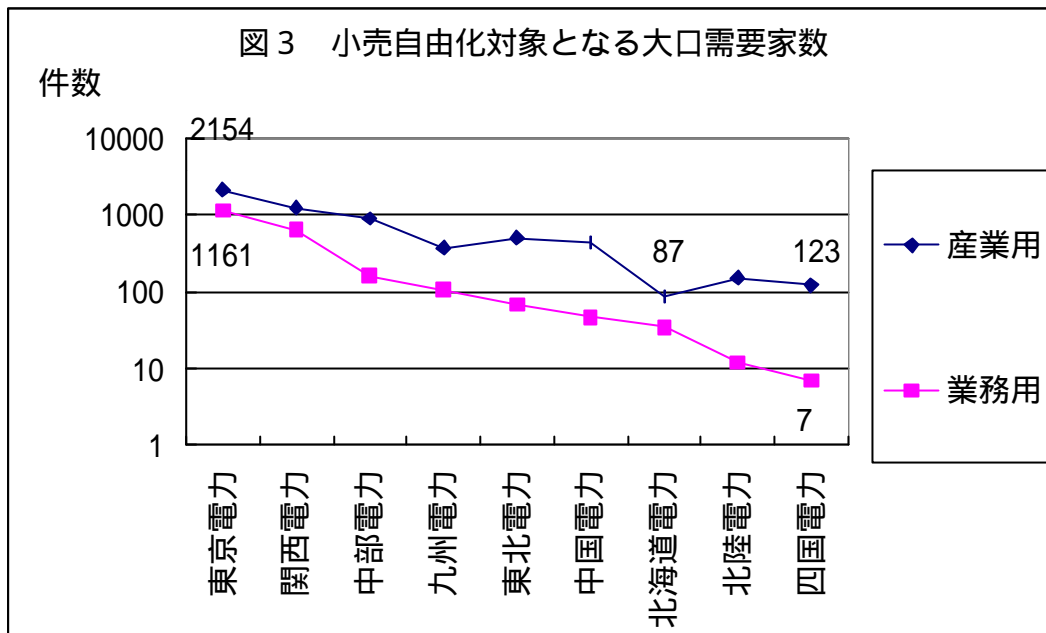
ることになり、従って、図2で示す高圧業務（6,000 ボルト以上、20,000 ボルト以下で、50KW 以上 2,000KW 以下）の自由化が行われ、さらに、低圧業務（100 ボルト以上、6,000 ボルト以下で、5KW 以上 50KW 以下）に関しても自由化が行われることが望ましいことがわかる。

なお、大工場に分類される特別高圧（2 万ボルト以上）で受電する工場では、自家発電が既に導入されているケースが多くなっている。自家発電施設はその9割が火力で、しかもそのうちの9割は電気と熱を併給するコージェネ施設となっている。このために、一般電力会社の発電効率を上回る効率を自家発電は達成している。しかも、発電の燃料・熱源としてその約40%が生産工程から出る副生燃料と回収エネルギーを利用している。このように産業用では、エネルギー利用効率の向上が早くから目指されてきており、そのために電力自由化によって即座に既存電力会社からの供給より離脱するケースは、業務用の離脱の比率と比べると少ないと予測できる。

ただし、製造業の各工場において、本業の製品製造、あるいは、組み立てといった業務と直接関係ない発電部門は、企業が利益を生まない部門であるとしてそれぞれの工場から分離する可能性がある。現在、発電分野への新規参入者は、こうした産業向けの発電設備を買収、あるいは発電設備の操業を請け負うことで、各所からの発電量をまとめてバーゲニングパワーを獲得し、その一方、電力の販売先としては、購入先を自由に選べ価格の設定も自由となった大口の電力需要先に向けて販売することを目指しているところである。

4．自由化対象事業所数

図2および表1で自由化対象となる大口需要家数を産業向け、業務向けの別に、一般電力会社別に見ると、電力会社により対象となる契約件数に大きな差が生じていることがわかる。



(資料) 電気事業便覧 平成 11 年版

表1 小売り自由化対象となる大口需要家数
(単位：件数)

	産業用	業務用
東京電力	2154	1161
関西電力	1252	647
中部電力	910	164
九州電力	375	106
東北電力	505	68
中国電力	446	47
北海道電力	87	35
北陸電力	151	12
四国電力	123	7

(資料) 電気事業便覧 平成 11 年版

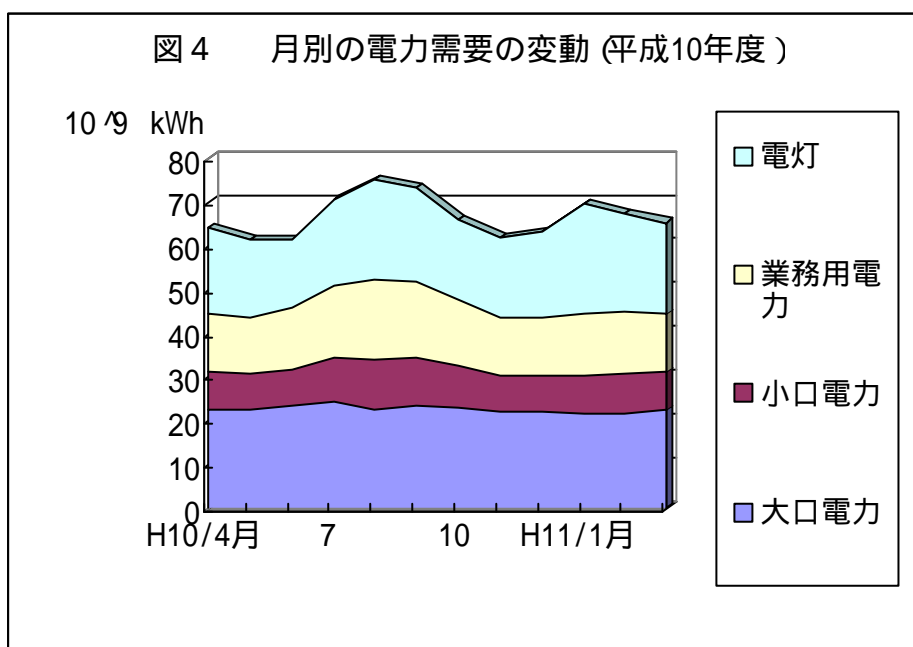
産業用を見ると東京電力管内が 2,154 件であり、次いで関西電力管内が 1,252 件、中部電力管内が 910 件と続いており、一方、少ない方は、北海道電力が 87 件のみとなっているほか、四国電力は 123 件、北陸電力は 151 件となっている。

業務用について見ると、さらに電力会社ごとの格差は顕著で、東京電力管内が 1,161 件である一方、少ない方では四国電力が 7 件、北陸電力が 12 件となっており、その動向が完全に把握することが可能な件数となっている。

II 供給安定性の確保

1. 需要量の変動と供給安定性

電力需要は、時間で見ても、日別で見ても、また、月別で見ても大きく変動しており、需要形態別に変動のパターンは大きく異なっている。図4は月別の電力需要の変動を示しているが、大口需要先である大口電力においては、ベースの電力需要として負荷率を平準化する努力がなされて安定的な値を維持していることがわかる。一方、業務用電力および家庭用の需要である電灯需要の量は大きく振れていることがわかる。年間で見ると、大口需要がベース需要を形成しており、一方、業務用がミドル需要、電灯がピーク需要を形成していることになる。



(資料) 電力需給の概要 平成11年度版より作成

(注) 大口電力は、図2の特別高圧(大工場)と高圧B(中工場)を含む。

小口電力は、図2の高圧A(小工場)と低圧(小工場)、低圧(コンビニ)を含む。

業務用は、図2で、特別高圧業務(大型店舗、スーパー、中小ビル)、高圧業務(スーパー、中小ビル)を含む。

上記図4の数値を、以下の表2で再掲する。

表2 日本の月別電力需要の変動（98年）

（単位：10⁹ kWh）

	大口電力	小口電力	業務用電力	電灯
H10/4月	22.6	8.7	13.2	19.8
5月	22.6	8.1	13	17.8
6月	23.4	8.5	14	15.6
7月	24.2	10.3	16.3	19.6
8月	22.5	11.6	18	23
9月	23.4	11.1	17.3	21.3
10月	23.2	9.6	15.1	18
11月	22	8.4	13.3	18.3
12月	22	8.4	13.3	19.4
H11/1月	21.6	8.9	13.9	25.3
2月	21.5	9.2	14.3	22.2
3月	22.6	8.6	13.4	20.7

（資料）電力需給の概要 平成11年度版より作成

注目されるのは、業務用の大口需要が小売り自由化の導入とともに、既存の電力会社から他の供給者に移る場合に、ミドル需要に見合った供給の義務を免れること（「離脱」と呼ぶ）は、一般電力会社にとって、短期的に見ると、負荷率を向上させるというメリットがあるという点である。したがって、離脱が即、一般電力会社にとって損となるわけではなく、むしろ、一定程度の離脱は、離脱者がその後、一般電力会社の送電線を経由して電力供給を受けるために、託送料金を徴収でき、また、一般電力会社が自社で発電設備を持つ負担を明らかに減少させることから、この点ではメリットがある。デマンドサイドマネジメント（DSM）として、電力需要のピークを引き下げる働きを、ミドル需要の離脱は果たすことになる。

なお、離脱率は、特高産業が15%程度、特高業務は70%程度に達するとの推測がなされている（特定規模電気事業への参入を計画中の企業からのヒヤリングによる。2000年4月）。

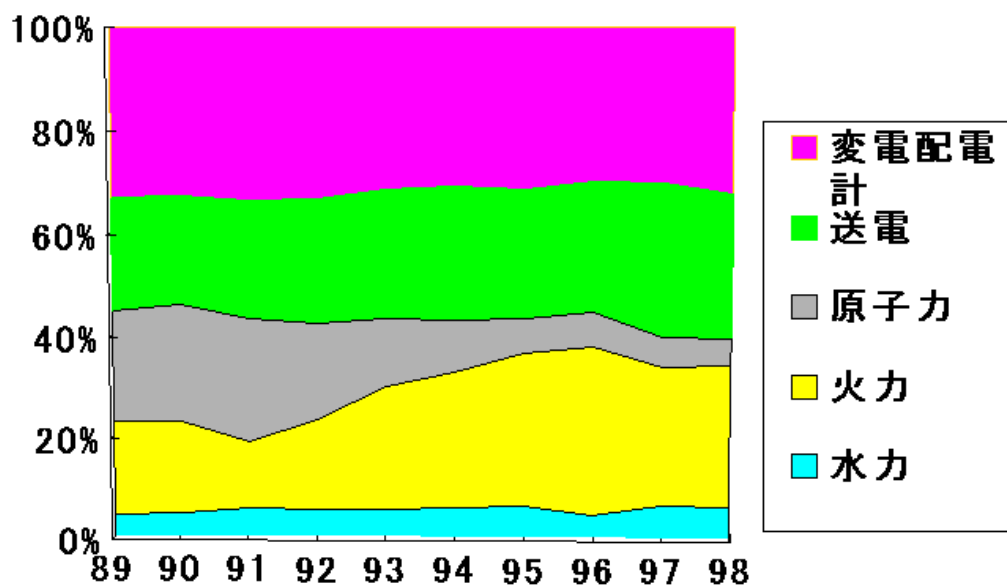
2. 電力9社の設備投資額の推移

続いて図5で9電力会社の設備投資額の比率推移を検討する。発電向けの投資額としては90年代はじめまでは原子力が火力を上回っていたが、その後、原子力の投資比率は大幅に減少し、火力、特にLNG火力への投資が急増してきた。

さらに、注目されるのは、送電および変電配電の合計が占める比率がそれぞれ上昇している点で、投資額の約6割がこれら送電および変電配電の合計により占められるまでに至っている。

表3は図5の比率を算出する元となった投資額の数値である。

図5 一般電力会社9社の設備投資額の比率推移（単位：パーセント）



（資料）電気事業便覧より作成

表3 一般電力会社9社の設備投資額の推移

（単位：億円）

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
電源拡充										
水力	884	1,137	1,602	1,687	1,757	1,740	1,763	1,305	1,648	1,336
火力	4,153	4,622	3,786	5,553	7,839	8,143	8,586	9,612	6,969	6,095
原子力	4,869	5,827	6,994	5,897	4,336	3,105	1,933	1,996	1,490	1,114
計	9,906	11,586	12,382	13,137	13,932	12,988	12,282	12,913	10,107	8,545
拡充工事										
送電	4,878	5,371	6,680	7,559	8,110	7,849	7,174	7,372	7,660	6,096
変電	2,462	2,917	4,147	4,205	4,314	3,922	3,700	3,600	2,942	2,958
配電	3,944	4,370	4,451	4,698	4,689	4,490	4,345	4,114	3,937	3,339
給電等	870	878	1,020	1,407	1,065	794	775	833	671	643
計	12,154	13,536	16,298	17,869	18,178	17,055	15,994	15,919	15,210	13,036
改良工事	9,420	9,512	9,678	10,721	12,602	12,570	12,061	10,475	10,102	8,975
上記計	31,480	34,634	38,358	41,727	44,712	42,613	40,337	39,307	35,419	30,556

（資料）電気事業便覧

表3に示すように、現在では、電力会社の投資の重点は、従来の発電部門から、送電・変電・配電部門へ移っており、明らかに構造転換が起こっていると考えられる。しかも、例えば東京電力について見ると、新規送電線のうち大規模なものは計画された建設が終了しているとされる。このため、送電・変電・配電部門への投資と言ったときに、変圧器とかスイッチといったハードウェアよりも、情報制御技術のようなソフトウェアへの支出が上回るに至っているのが現状である。

ただし、送電線への投資額が抑制されていると言っても、2000年以降も、電力需要は民生用と業務用を中心に伸びつづけると予測でき、伸び率は、年率1～2%程度は維持すると想定されている。このため、全く需要増がないとの前提で電力市場の自由化への取り組みを行っている英国、フランスといった欧州諸国と、日本は異なり、日本全体で見れば着実に発電設備を増強し、送電設備も設置していく必要が生じている。

なお、停電が起きるかどうかは、送電設備ではなく配電被覆があるかどうか大きく依存しているとの報告があり（電気事業審議会基本政策部会第6回、平成10年2月25日議事録）、停電のレベルを変えずに送電のコストを大幅に引き下げる可能性が示唆されており、電力需要の伸びが見られない国では、より顕著に配電部門への投資が重視されるべき状況が生まれていると考えられる。

3．電力の質の確保メカニズム

電力自由化を実施する際に、電力の質を維持できるのだろうかと言う点が大きな論点となる。電力の質が維持できる上に、電力価格を引き下げることができるのであれば、自由化に踏み切ることには何の問題も無いと考えられるからである。

電力供給において必要とされるのは「系統安定」であり、送電ネットワークとの連携を取ることができなくなった状態である単独運転の回避であるとされる。特に、単独運転は安全上絶対避ける必要があるとされる。しかも、発電部分への参入が自由化され、大口向けの小売りが自由化されても、送電と系統運用サービスは、発電/小売市場の参入者全員に公平に提供される必要があると考えられた。ということは、送電部分にかかる費用をどのように分配するかを明確化する必要性を生じさせ、この点はABC会計（Activity Based Costing：活動基準原価計算方式）により、一般電力会社が負担する送電関連の費用を、新規参入者も公平に負担することが求められることになった。

では技術面から見て電力の質の確保が可能となるシステムが、今回の自由化に伴って導入されているかを見ることにする。電力の質確保のために設定されているメカニズムとし

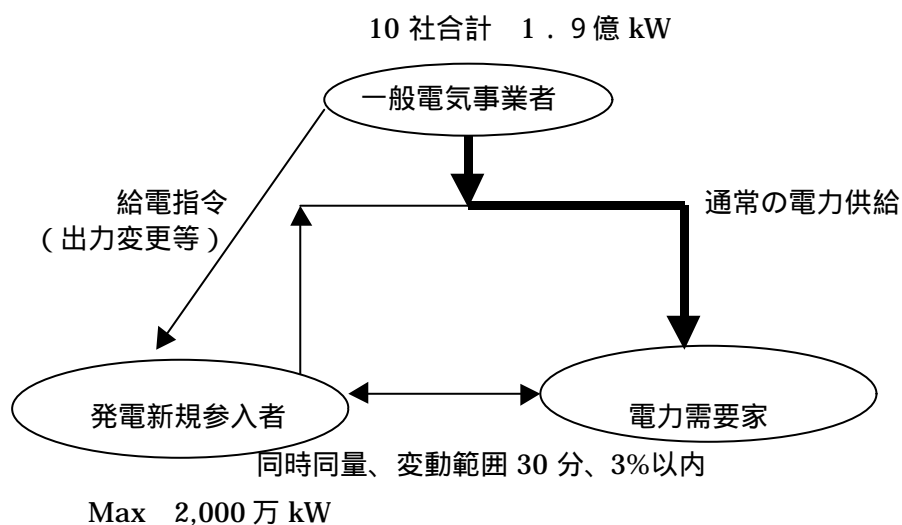
ては給電指令をあげることができる。

電力流通ネットワークへの新規参入者は 9 電力会社から給電指令を受けて発電設備の運転を行うことになる。特に、同期はずれ（脱調）、周波数異常、電圧異常といった事態に対処するには、新規参入者の発電施設が、9 電力の中央指令所からの給電指令に従うことが必要となる。

さらに緊急時には、送電線を管理・運営する中央指令所から出力変更等を指令する体制が整えられており、特定規模電気事業者として電力市場への新規参入者は、この指令に従うことになっている。現在は、中央監視装置の連携により、大規模な発電設備を持つ新規参入者の発電設備に対しては直接制御を実施する体制が整えられている。

この給電指令が適切に出されているかを確認することができれば、電力供給に対する信頼性はいっそう高まると考えられるが、米国では、既にこの点を確認するために給電指令の信頼性を検証するためのコンピューターソフトが広く用いられている（電気事業審議会、基本政策部会・料金制度部会 合同小委員会 第 1 回、平成 11 年 3 月 26 日）とされる。

図 6 電力供給の概念



既存の 9 電力の発電能力が、新規参入者と比べると格段に大きい点も、技術的な問題が生じる可能性を大きく減少させている。

図 6 で示すように、電力供給において、9 電力の発電能力は 1.9 億 kW に達しているが、一方、2000 年 3 月の自由化により参入を検討中の新規事業者の発電能力は、今後の増強、土地保有の可能性から見ても、2,000 万 kW 程度に止まると見られている。通産省の調査によっても、今後可能性のある発電余力、および、発電機設置の可能性を、既に土地を保有

しているか等を含めて 120 社以上につき調査した報告において、発電設備の増強可能性は最大で 3,500 万 kW と評価されている（電気事業審議会議事録より）。

従って現在までに IPP として電力会社と卸供給を行う契約を締結した約 600 万 kW と合わせても、9 電力会社に対する比率としては 1：9 あるいは 1：8 程度に止まるとみなくてはならない。

なお、図 6 で示す発電新規参入者と電力需要家との間での供給において必要とされる「同時同量」は、30 分間に 3%以内に供給量と需要量を一致させるとの決まりであり、達成できない場合には「負荷変動対応電力」の供給に対するサービス料金を一般電力会社に、新規参入者は支払う必要が生じる。ただし、新規参入者からは、この同時同量の要件をもっと緩めても、一般電力会社が供給する電力量が圧倒的に大きい中では問題は生じないはずで、例えば 30 分という要件をより伸ばすといった検討が必要であるとの意見が聞かれる。

以上のようにして、電力の品質がこの給電指令に従うことで確保されるとされることになる。ただし、将来的には、特別高圧の需要家ばかりでなく、高圧の需要家に対しても、自由化が行われるべきであるという点に関しては、電気事業審議会でも合意が出来ていると判断できる（電気事業審議会資料より）。電力会社 1 社で 1 万あるいは 2 万本あると言われる高圧送電線を全て管理し、緊急時に備えるソフトウェアの作成も、現状ではコストが高く付きたいへん難しいといわれるものの、将来的には可能となると考えられ、高圧の需要家に対する小売り自由化を行って、送電線の管理が出来る状態が生み出せれば、自由化を進めることに対する障害はなくなると判断される。

さらに、配電部門の情報化技術が進歩することで、顧客側が電力の質を選んで電力を購入していくことができる可能性が出てきている（例えば、北海道大学長谷川教授のフレンズ・モデル）。従って、技術的にも、9 電力会社の側で給電指令により大規模需要家に個別に対応する一方で、需給動向を見つつ発電設備の運転と停止により供給側よりマクロに対応するとともに、需要側からも電力の質・価格も含めた選択を行い、こうした需要側からの需要の変動が電力供給ネットワークを混乱させないで済む管理プログラムを作成し、分権化されたシステムを構成していくことは、将来的には充分可能であると考えられる。

以上のようにシステムの技術面での課題が解決できるのであれば、いずれは、発電・送電・配電が分離されて、プールシステムが導入され、発電事業者と電力の顧客が直接契約を行って相対で電力の購入を行い、また、電力の取引市場が生まれ、また、発電事業者および電力消費者がそれぞれ、電力取引市場を利用してスポット取引、先物取引等を行っていくことが日本でも可能となると考えられる。

続いては、料金が今後どう振れると考えられるか、その動向を検討する。

III. 料金予測

1. 電気料金の国際比較

電気事業審議会は、1997年に2001年までに電気料金2割引下を目指すとしたが、15兆円に達する電力9社の売上高の2割分は、年間3兆円に達する。こうした引下げが審議会で唱えられた理由としては、表4および図7で示すように、電力価格の内外価格差が依然として存在しているとの分析がなされているためである。OECDの国際エネルギー機関(IEA)資料(1998年の数値)より算定すると、日本の家庭用が21.7円/kWh、産業用が15.3円/kWhという価格となっている一方、米国の家庭用が8.6円/kWh、産業用が4.2円/kWhとなり、欧米主要国と比べて、日本が割高であると言わざるを得ないのが現状である(1USドルを105円で換算)。

その他、セブンイレブンが日米のコンビニに関して調査した例によれば、日本7,000店、米国5,400店の同社のコンビニで比較すると、日本が23.14円/kWhに対して、米国が8.84円/kWhとなっていると報告されており、日本は米国より3倍高いとの数字が出ている(電気事業審議会基本政策部会議事録、第2回、平成9年9月17日)。

また、経済企画庁調査「公共料金の内外価格差に関する調査」(1995年11月)においても、対米、対欧州ともに、日本の電気料金は大幅に高いとの報告がなされている(280kWh使用時の月額を比較している)。(資料:「新公共料金読本」(財)くらしのリサーチセンター発行1997年より)

以上のようにほとんど全ての発表資料が、日本の電力料金は高いと評価しているのが現状である。

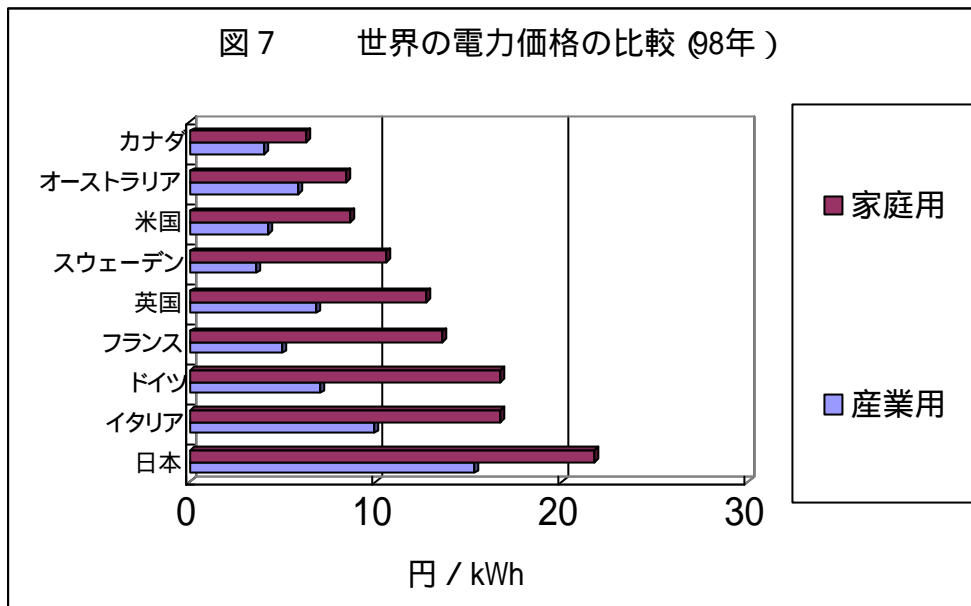
表4 世界の電力料金の比較(98年)

(単位:円/kWh)

	産業用	家庭用
日本	15.3	21.7
イタリア	10.0	16.7
ドイツ	7.0	16.7
フランス	4.9	13.5
英国	6.8	12.7
スウェーデン	3.6	10.6
米国	4.2	8.6
オーストラリア	5.9	8.4
カナダ	4.0	6.3

(資料) IEA "Energy Prices and Taxes"より作成

1USドルを、105円で換算



(資料) IEA "Energy Prices and Taxes" より作成

1US ドルを、105 円で換算

日本の電力価格が高いことが確認できたが、では次に、日本の中では、9 電力会社間においてどのような電力のやり取りが行われているか、どの地域で需要量と発電能力のギャップが生じているかを確認しておくことにする。電力供給と需要の過不足は、料金水準と密接な関係があると考えられるからである。

2. 電力融通

各電力会社の電力系統は連絡送電線で関係されており、電力会社間では従来から電力の相互融通が行われてきた。その目的は、発電能力に余剰がある電力会社から、不足する電力会社へ供給を行うためである。また、緊急時にはバックアップする体制が整えられてきている。

図7で示すように、98年度の融通量は、中国電力から関西電力に11.1GWhの融通が行われており、次いで、東北電力から東京電力に10.7GWhの供給が行われている。その他、北陸電力から関西電力に6.1GWh、関西電力から中部電力に5.3GWh、四国電力から中国電力に4.7GWhとなっている。

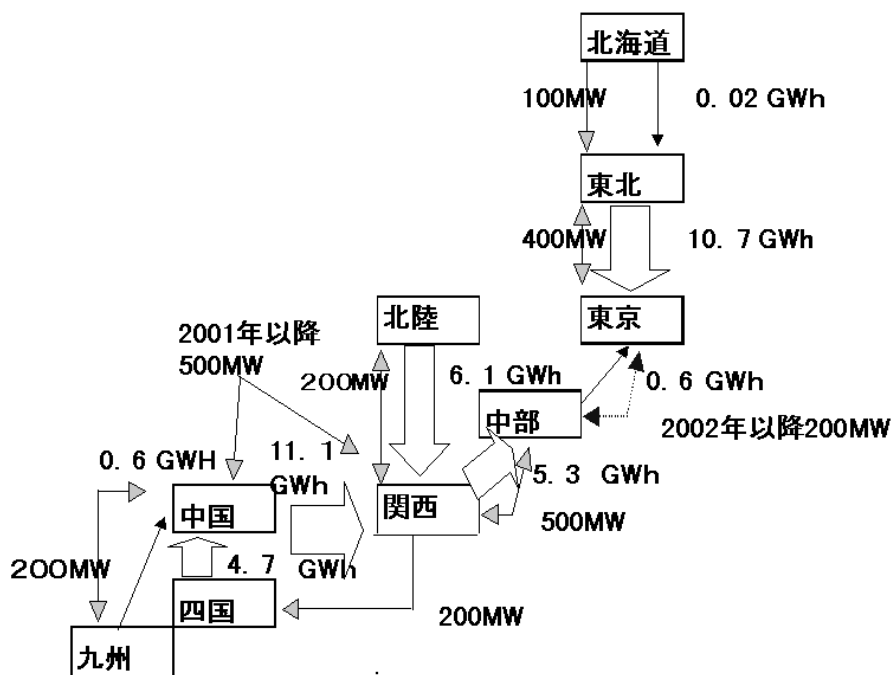
一方、北海道電力と東北電力の間には、北本融通線により緊急時のためのラインが確保されており、平常時には殆ど流れがない。また、50kHzと60kHzの境目となる東京電力と

中部電力間の融通量もネットでは 0.6GWh と少なくなっている。その他、九州電力も中国電力との間の融通量が少なく、独立した供給を行っている。

従って、不足する量が多い順に並べると、関西>東京>中部の順となっており、関西電力が最も不足し、他の電力会社から融通を受けており、次いで、東京、中部の順で不足しており、他の電力会社からの供給に頼っているのが現状である。

東京電力と中部電力との間での電力融通量は、50 ヘルツと 60 ヘルツの周波数の違いがあるために限定的となっている。今後、2002 年以降に 200MW の融通が可能となる計画であり、この融通線の完成に伴い、現状の 0.626GWh の中部電力から東京電力向けの送電量が若干増大可能となる。

図 8 9 電力による電力融通量 (1998 年度)(融通量は GWh 単位で表示)



(資料) 電気事業便覧 平成 11 年版

融通線の拡張の計画はあるものの、図 8 で明らかなように、現状では、東北電力から東京電力へという大きな流れと、関西電力および中部電力に向けて、北陸電力、四国電力、中部電力が供給を行うという形態が目立っている。

このような電力の潮流があるということは、融通を多く受けている中部電力、関西電力、東京電力の管内でそれぞれの地域へ供給できる IPP あるいは特定規模電気事業者が出現すると、その事業者に対して、価格面で比較的有利な割引が行われる可能性が高いことを意味している。電力の潮流を改善して安定供給をもたらすからである。このため、こうした場合には「近接性評価」が行われて、託送料金を割り引く制度が導入されている。

また、融通が多く行われてきた方向とは逆に、東京電力管内から東北電力管内へ供給を行い、あるいは、関西電力管内から中国電力管内へ向けて供給を行うことは、系統を安定化させる効果があり望ましい。そのために、価格面で有利となる割引が一般電力会社から提供されている。

図 8 で示した融通量の詳細を表 5 で数値で示す。

図 8 でも示したように、関西電力が受電する量がネットでは最も大きく 11,837 百万 kWh となっており、次いで、東京電力が東北電力から受け取る量が大きく、中部電力が次いでいることがわかる。

表5 電力各社の電力融通量(平成10年度)

(単位:百万 kWh, %)

	受電計 (1)	送電計 (2)	差引 (1) - (2)	発電受電 計 (3)	比率(%) (1+2) / 3
北海道	43	45	-2	30,734	0.3%
東北	12,514	23,213	-10,699	76,556	46.7%
東京	23,993	12,666	11,327	292,390	12.5%
中部	7,816	3,132	4,684	129,197	8.5%
北陸	283	6,334	-6,051	26,287	25.2%
関西	15,687	3,850	11,837	152,572	12.8%
中国	86	5,843	-5,757	57,401	10.3%
四国	19	4,742	-4,723	28,112	16.9%
九州	15	630	-615	79,590	0.8%
合計	60,456	60,455	1	872,839	13.9%

(資料) 電気事業便覧 平成 11 年版

以上のように融通電力として電力会社間でやり取りされる量が、部分的には送電能力の制約もあって限定的にとどまるために、託送料金が設定されても、その設定された通りに融通が可能でない場合があり得る。しかも、電力会社別に見ると、原子力発電の占める比率が昼間で 40～50%に達しており、夜間では 80%に達するところもあり、従って、稼働中の既存の原子力発電所により発電される電力以外の、限られた部分の発電設備を代替する以外に、新規の参入者が電力を販売できる余地が存在しないケースが生じている。

その上に、図 3 および表 1 で見たように、小売り自由化が行われた大口の需要家数は東

京電力、関西電力、中部電力の管内に極端に偏って存在しており、このため、ターゲットを絞った相手に、新規参入者は電力供給を行うようにアプローチするとともに、限られた数の電力需要家に電力の販売を持ちかけることを行わざるを得なくなっているのが、今回の電力部分自由化後の状況である。

3. 託送料金比較

今回の自由化に伴い、一般電力会社 10 社から発表された送電サービス料金の概略を、表 6 で示す。この表のうち平均単価として表中で示されているのが、99 年末に大きく報道されて話題になり、東北、東京、中部、関西、九州の主要な電力会社管内で、2 円台 / kWh で託送が可能となると言われた数値である。

表6 電力各社の託送料金(平成 12 年 3 月)

(基本料金のみ円 / kW、他は円 / kWh)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
標準送電サービス										
基本料金	460	510	565	490	485	500	465	580	530	480
電力量料金	1.78	1.68	1.88	1.82	1.37	1.73	1.51	1.29	1.52	1.25
時間帯別送電(選択性)										
昼間	2.73	1.86	2.06	2.02	1.50	1.90	1.77	1.64	1.67	1.31
夜間	0.55	1.30	1.64	1.53	1.20	1.52	1.17	0.82	1.32	1.07
近接性評価割引	-0.11	-0.10	-0.16	-0.10	-0.01	-0.16	-0.06	-0.03	-0.05	-0.06
平均単価	1.485	2.16	2.87	2.64	1.76	2.54	1.99	1.81	2.1	0.94
電源開発促進税	0.445	0.445	0.445	0.445	0.445	0.445	0.445	0.445	0.445	0.445
電促税込平均単価	1.93	2.60	3.315	3.085	2.20	2.98	2.43	2.25	2.50	1.38
振替供給料金*	0.40	0.49	0.38	0.29	0.24	0.33	0.42	0.40	0.36	N/A

(出所) 電力各社資料より

(注) 時間帯別送電サービスには基本料金が別途必要で、金額は各社とも標準送電サービスの基本料金と同額とされる。

振替供給料金*は、新規参入者が電源地点の電力会社のエリアを越えて供給する場合に適用される。表中の振替供給料金*に加えて、北海道は「北本連系設備」の使用料 1.68 円、四国は「本四連系設備」の使用料 0.84 円が別途必要となる。

ただし、その後、プレス発表された託送料金の数値は平均単価であり、送電サービス料金は実際には、負荷率等を考慮すると 4 円前後 / kWh となり、その他、電源開発促進税

0.445 円 / kWh と、定修および事故時に備えた補給契約により 1.5 円前後 / kWh がかかると算出されることが判明し、実際には合計すると 6 円 / kWh の託送料金が必要となっており、託送料が高いとの批判が出されることになった（エネルギーフォーラム誌、2000 年 3 月、p.44 等）。

確かに表 7 で見るように、今回 2000 年 3 月よりの電力自由化が開始される前に自己託送を実施する場合の託送料金は 3 円台 / kWh であり、実質は値上げとなってしまったとの声も聞かれる。

表 7 自己託送料金

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
(単位: 円 / kWh)	3.13	3.25	3.67	3.59	3.05	3.61	3.40	3.70	3.30

(出所) 電力各社資料より

ただし、送電線利用を一般電力会社に原則として拒否させないことができ、しかも、小売り自由化対象となった需要家を総電力供給量の 3 割近くまで獲得でき、それら需要家に対しては自由に料金設定ができるとの条件が生まれた以上、この新規に導入された制度の中で、何とか早く地歩を築き、電力マーケットの中でシェアを獲得するように努めることが新規参入者にとっては重要となっていると考えられる。

従って、次に、現在の託送料金の下で、新規参入を計画することはメリットがあるのかにつき検討する。

4. 電気料金の節減可能性

受電価格は、使用実態により負荷率が大きく異なり、また、受電電圧の設定次第でも価格が異なってくる。このため、いくつもの前提条件を設定しないと比較は困難であり、5 千 kW、2 万 MWh の業務用大口需要家への託送を実施するケースを設定して検討してみることとする。あくまで、参考例として計算を行い提示することにご理解いただきたい。

設定条件として、電力需要家は東京電力の管内に所在するとし、従来通り東京電力からの供給を受ける場合と、東北電力の管内から託送を受ける場合、さらに東京電力の管内で特定規模電気事業者が出現して電力供給を行う場合を比較検討する。

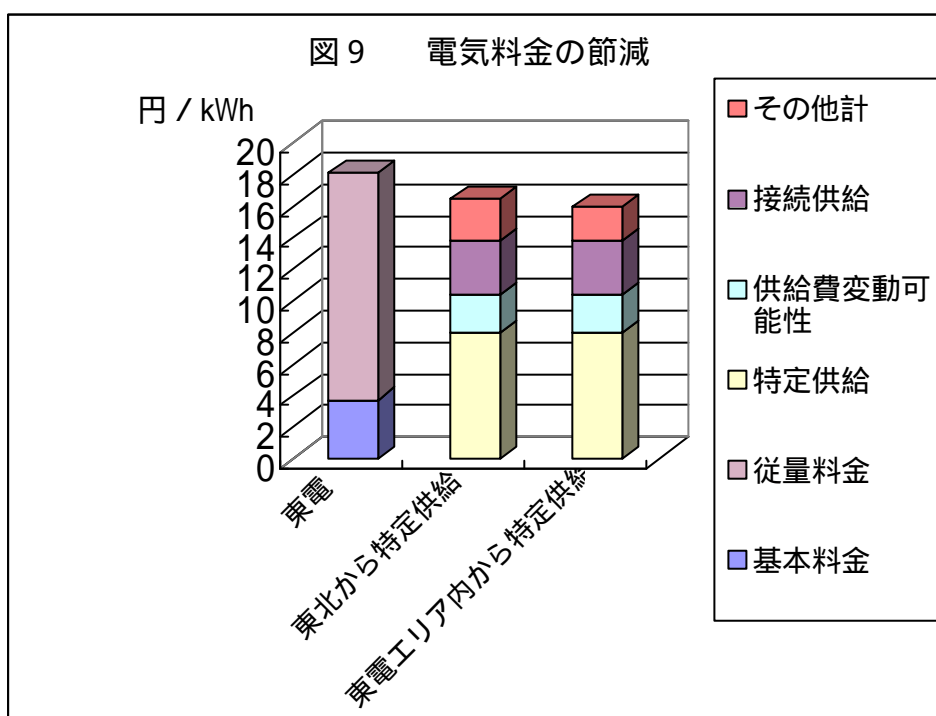
その他、前提条件は以下の通りである。

(1) 月別電力需要量の設定作業：1年間の電力需要量を12ヶ月のうちの各月に割り振る。発電機の定修日数を年間のうちの特定月に設定する。定修日数分の電力補給量を算出する。日曜日、祭日、休日、平日別の電力需要量を設定する。

(2) 時刻別電力需要量の設定：1日24時間のうち、夏季、冬季、中間期の電力需要率を設定する。また、夏季のピーク需要量比率を設定する。

以上の前提に基づき検討した結果を、図9および表8に示す。

特定供給として安価な供給元を確保できれば、特定供給が従来的一般電力会社から供給を受けるよりも有利となるとの結論が出る。また、特定規模電気事業からの買電の利益は、安価な電気供給先を確保することが可能であれば、利益を出すことができると考えられる。



(資料) 本稿試算

上記図9で示した数値を表8で確認する。

東京電力から東京電力管内で電力供給を受ける場合に、本稿で設定した前提に基づくと、基本料金が3.725円/kWhとなり、従量料金が14.415円/kWhとなり、合計で18.14円/kWhとなる。

一方、東北電力管内で特定規模電気事業を8円/kWhプラス供給費変動可能性2.39円/kWhとなると見込むと、その他に、接続供給が3.455円/kWh、その他計が2.645円/kWhと算出できることから、合計で16.49円/kWhとなり、従って、18.14円と算出できた東京電力より受電するよりも、1.65円/kWh節減することが可能となる。

特定規模電気事業において、8円/kWhから11円/kWhを下回る程度の供給価格は、IPPへの入札結果から見ても充分に実現可能な値であり、従って、今後、託送料金が高く設定されている現状においても、東京電力の管内に向けて特定規模電気事業者として名乗りを上げてくる事業者が東北地方から出てくる可能性があることを、この数字は示唆している。

以上に加えて、図9の右端の棒グラフ、および表8右端の数値列では、東京電力の供給区域内で特定規模電気事業が実施される場合を検討した結果を示している。東京電力の管内で供給する場合には、振替供給が必要ないためにその部分の費用が安くなり、特定規模電気事業として東北で発電するケースと同額と置いても、結果として2.16円/kWhの費用節減が可能であると算出できる。このように、東北で発電する場合の1.65円/kWhよりも、0.51円/kWh安いことは、大きなメリットであり、東京電力の管内で何社が電力供給が可能であるかの検討が、新規参入を目指す企業により進められているところである。

表8 電力供給料金の試算例(東京電力管内での/向けの供給)
(円/kWh)

	東京電力より供給を受ける	東北から特定供給	東電エリア内で特定供給
基本料金	3.725		
従量料金	14.415		
特定規模電力供給		8.0	8.0
供給費変動可能性		2.39	2.39
接続供給		3.455	3.46
その他計		2.645	2.125
費用節減		1.65	2.16

(資料)本稿試算

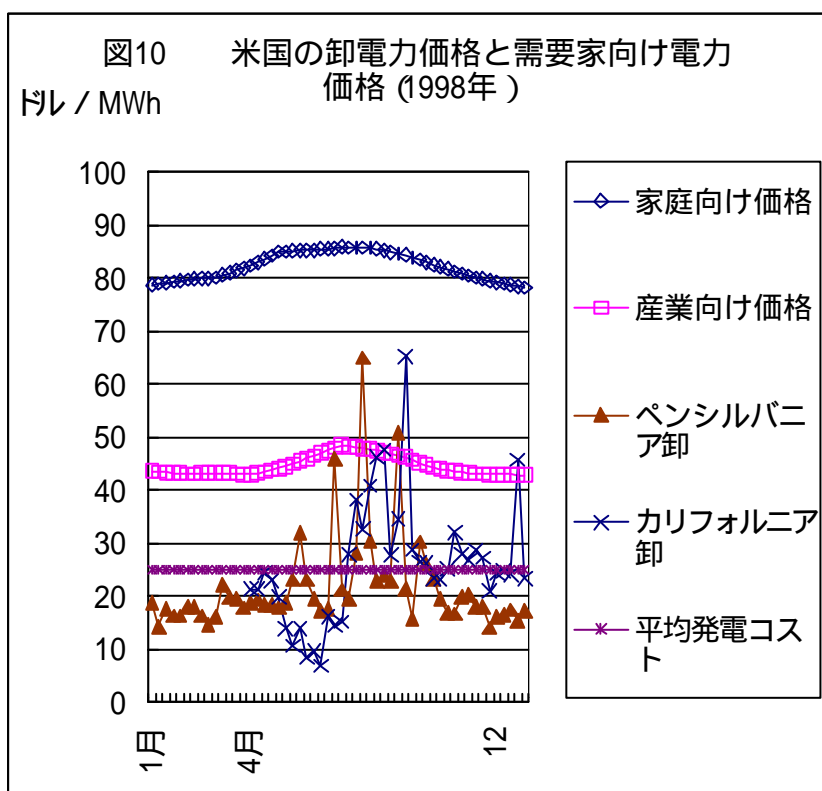
(注)その他計には、補給、損失、振替供給 電源開発促進税を含む。

以上の試算結果から見ても、託送料金は高く設定されたものの、決して参入できない企業ばかりではなく、IPPに応募して落札できなかった企業のように、設備の増強が可能であり、比較的安く、先の試算例であれば、11円/kWhを切る金額で電力供給を実施できる場合には、新規に特定規模電気事業者として電力市場へ参入することが可能となっている。

5 . 電力価格の予測

米国の消費者（需要家）向けおよび卸電力の価格動向を図示すると図 10 のようになっている（98 年）。

図中、ペンシルバニア卸とあるのは、ペンシルバニア・ニュージャージー・メリーランドの独立系統運用者（PNS ISO : Pennsylvania - New Jersey - Maryland Independent System Operator）を示し、カリフォルニア卸とあるのはカリフォルニア州で設立されている取引所（California Power Exchange）を示している。どちらも 1998 年の毎週のスポット卸価格の平均値の推移を示している。平均値であってもこのようにたいへん激しく変動している点が特徴である。瞬間的な高値としては、PNS ISO では 8 月後半に 999 ドル / MWh を記録しており、一方、カリフォルニアでは 8 月後半に 190.94 ドル / MWh を記録している。図中、平均発電コストは 25 ドル / MWh と米国エネルギー省等の各種資料を参照して設定してある。



(資料) US DOE, Electric Power Annual 1998 より作成

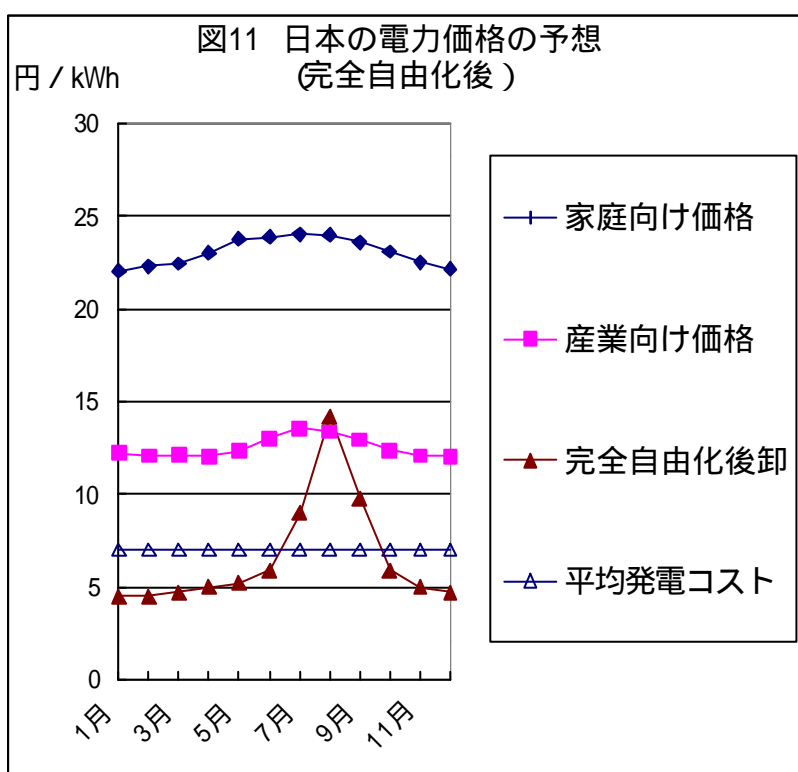
(注) 平均発電コストは各種資料より 25 ドル / MW と設定。

注目されるのは、夏季の卸電力価格が高くなる傾向が顕著であるという点で、一方、夏季以外の時期においては平均発電コストを下回る場合が多くなっているという点である。

従って、電力の卸の部門においては、夏季にいかに高く売って利益を確保するかが重要となる。

次に、消費者向けの価格について見ると、卸価格と同じく、家庭向けも、産業向けも共に夏季が高くなる傾向が生じている。ただし、家庭向けが 80 ドル/MWh 台であるのに対して、産業向けは 40 ドル/MWh 台と約半額で推移しており、このように家庭向けと産業向けの格差が電力市場の自由化後も維持されているという点が特徴として指摘できる。

以上の米国の電力価格動向を参考にして、日本の電力価格が米国と同じように完全自由化された場合にはどのような価格をつけることになるかと考えられるかを検討してみる。



(筆者作成)

図 11 で示すように、電力市場にプール制度を導入して発電・送電・配電の分離を行い、完全自由化を行った場合には、日本でも、米国の例と同じく、卸電力市場では、夏季のみ利益が出るという現象が生まれてしまう可能性があると考えられる。卸発電への参加者は、この夏季の高い価格をできるだけ享受できるように販売を試みると共に、冬季の原価割れの販売を行わなければならない事態を、ヘッジ等の手段を用いて回避する必要性が生じる。

また、産業向けの価格は、米国の価格と近似させた場合には、若干低下すると予測することができるが、一方、家庭向けの価格は、現状のままか、あるいは、現状よりも若干上

昇する可能性がある点を指摘することができる。

需要曲線が異なった産業向けと家庭向けにおいては、家庭向けが高値のまま推移せざるを得なくなる可能性があり、小口の家庭向けをできるだけまとめた形で電力販売を試みるマーケットが出現しないと、家庭向け電力販売価格の引下げは難しいことがわかる。

表9は図11の基となる数値を示す。

表9 日本の電力価格の予測(完全自由化が実施された後)

(単位: 円/kWh)

	家庭向け 価格	産業向け 価格	完全自由 化後卸	平均発電コ スト
1月	22.036	12.208	4.5	7.0
2月	22.316	12.068	4.5	7.0
3月	22.428	12.124	4.7	7.0
4月	23.044	12.040	5.0	7.0
5月	23.772	12.348	5.2	7.0
6月	23.884	13.020	5.9	7.0
7月	24.024	13.580	9.0	7.0
8月	23.996	13.384	14.2	7.0
9月	23.604	12.936	9.8	7.0
10月	23.100	12.376	5.9	7.0
11月	22.512	12.096	5.0	7.0
12月	22.176	12.040	4.7	7.0

(注) 上記数値は、家庭向け価格および産業向け価格は、米国の98年における平均発電コストに対する、家庭向け価格および産業向け価格を近似させて作成。日本の平均発電コストは、ヒヤリングに基づき7円/kWhと設定。完全自由化後の卸電力価格は、新規水力発電の限界コストとされる13円/kWhを超えるように、14円/kWhでピークを形成するよう設定。

次に、参考までに表10で新エネルギー導入促進のために設定されている電力購入の優遇価格を見ておくことにする。これらの価格が、完全自由化を目指したときに成立するであろう価格と比べてどの程度の価格となっているかを見るためである。

表10 余剰電力購入価格 (単位: 円/kWh)

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
コージェネ・ 廃棄物発電・ 燃料電池 等の 自家用発電	安 定 的 電 源	(1)平日昼間	9.9	10.0	12.5	10.7	9.7	11.0	10.3	9.6	10.8	10.0
		(2)その他	4.4	4.4	4.2	4.5	4.2	4.5	4.5	4.1	4.7	4.7
	そ の 他	(3)平日昼間	6.5	6.3	6.6	6.9	6.2	6.4	6.1	5.9	6.2	6.4
		(4)その他	4.4	4.4	4.2	4.5	4.2	4.5	4.5	4.1	4.7	4.7
太陽光・ 風力	家庭用 電灯料金 (従量電灯内)	28.06	25.28	26.32 23.85 17.80	24.79 22.54 16.59		24.25	20.22	24.84	23.79	27.40 24.90 18.73	25.34
	その他	販売電力量料金見合いの購入価格										

(資料) 通産省ほか(91年以降発表された価格)

(1)は、余剰電力購入により軽減される火力発電コスト(固定費プラス変動費)

(2)(3)(4)は、余剰電力購入により軽減される火力発電コスト(変動費)

平日昼間とは、日曜、祝日等を除く日の8時～22時(沖縄のみ9時～23時)

「安定的電源」とは、(1)昼間の時間帯において余剰電力の平均が1000kw または変動率が20%以内で、かつ、(2)3年以上の供給が保証される施設。

現在までの検討により、図9および表8で示したように、託送を実施することで1割程度の電気料金の低下が期待できる可能性があることが確認できた。

ただし、政府が閣議決定した方針は、2001年までに電気料金の2割引下げを目指すという内容であり、1割程度の削減ではまだ引下げ額が不足している。ではどうすれば2割までの電力価格引下げが可能となるのであろうか。

この点に関する回答として、燃料選択という点から次に検討してみることにする。

III . 燃料選択とエネルギーグリッド

1 . 発電コストの比較

発電コストを、資本費、燃料費、操業・修理費に分けて比較したのが図 12 である（参考資料：平成 6 年 6 月電気事業審議会需給部会中間報告）。この表から明らかなように、ガス輸入価格の低下によりガスコンバインド発電が安価となる可能性が大きい。東京電力が千葉の発電所で設置を行っている最新式のガスコンバインド発電の発電コスト（GE 社製、2003 年運開予定）は 7 円 / kWh を切ることが可能と見積もられている。

一方、原子力および石炭火力は、資本費が大きく、建設に時間を要することもある。コストの削減が難しいと考えられる。先に、図 5 および表 3 で確認したように、発電部門の投資の重点は既にガス火力に移っており、原子力に対する投資額は大幅に減少している。しかも、ガス火力においては急速な技術進歩があり、発電コストの大幅な低下が見込める状況が生まれている。

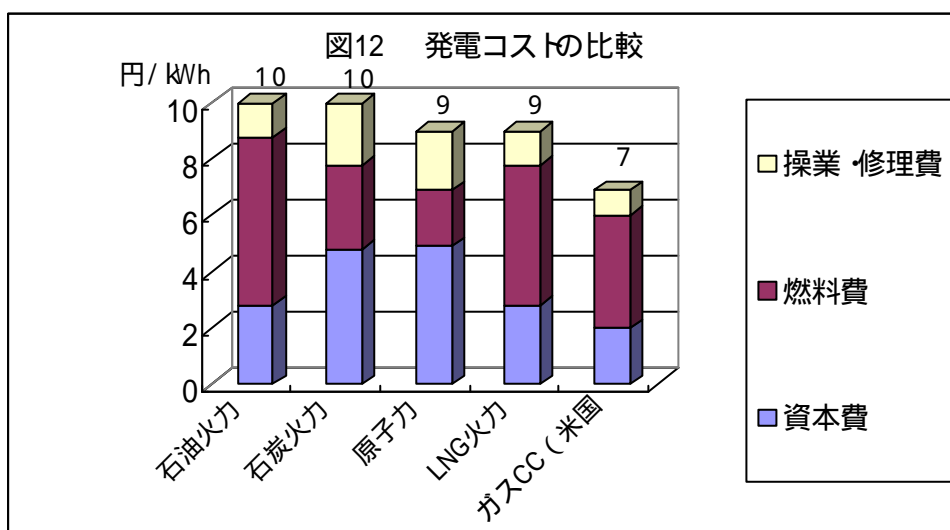


表11 発電コストの比較

(単位: 円 / kWh)

	資本費	燃料費	操業・修理費	合計
石油火力	2.8	6	1.2	10
石炭火力	4.8	3	2.2	10
原子力	4.9	2	2.1	9
LNG火力	2.8	5	1.2	9
ガスCC(米国)	2	4	0.9	6.9

(資料) 図 12 および表 11 は、電力会社、エンジニアリング会社等からのヒヤリングに基づき作成

では、次に、発電燃料の選択がどのように行われていくと考えられるか、を検討する。

特定規模電気事業が導入されたことで、まず、IPP として応募して落札できなかった潜在的な供給者が、新規の電力供給者として、小売り自由化の対象となった大口の電力需要家に向けて供給を行うことになると考えられる。ただし、これらの新規参入者は、石油の残渣油、あるいは石炭といった、環境面から見ると問題がある燃料を使用して発電を行うケースが多くなっている。こうした供給者が供給可能な発電量は、先に見たように、最大でも 3,500 万 kW 程度に止まると見積もられており、従って、これらの安価な電力の供給が可能な事業者が概ね供給を開始した後は、新たに、環境に配慮した燃料を使った供給が行える状況を作り出すことが必要となる。

しかも、業務用および産業用の大口需要家が一般電力会社から離脱した場合、その電力需要の減少に対して、一般電力会社は火力発電所、特に LNG 火力の停止で当面は対応せざるを得ない。なぜなら、各社において原子力発電が発電量全体に占める比率が上昇してきており、しかも、原子力発電の発電量の変動は困難であり、ベース電源となっている原子力を停止させることはできないからである。従って、まず、一般電力会社から需要離脱が生じ、自家発電事業者による 7 円 / kWh を切るような安価な発電コストでの発電が実施され、その一方、一般電力会社の火力発電、特に LNG 火力は一時的に停止せざるを得ない状況が、近未来においては生じる可能性がある。なお、石油火力はピーク対応で運転されており、しかも石油利用量を少なくする方針が取られてきており、これ以上石油使用量を絞るのは困難なほど、石油の利用量は減少してきている。

一方、石炭火力は、燃料費が安価であり、価格が石油とは別途決定されているというメリットがあり、LNG とは異なって、原油価格の乱高下の影響を受けていない。ただし、原子力発電と同じく資本費が大きな負担となる。

なお、次の表 12 は、東京電力が平成 11 年度電力卸供給入札募集要項に、電源タイプ別の価格例として記載した例であるが、ベース電源でも 80% の利用率であると 7.5 円 / kWh と安価であるが、ピーク需要に対応した供給者に対しては、特に 10% の利用率では 27.3 円 / kWh と 80% の場合の 4 倍強となる価格が提示されている。

表 12 電源タイプ別の価格例

利用率	ベース			ミドル			ピーク	
	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%
上限価格 (円/kWh)	7.5	8.2	9.0	9.9	11.4	13.8	16.7	27.3

(資料) 東京電力平成 11 年度電力卸供給入札募集要項より

(注) 上限価格は、発電原価 + 連係コストで算出されている。

2. 日本向けガスパイプライン計画

日本は発電用も含めた燃料価格が、欧米地域向けと比べると高くなっており、日本向け原油も1~2ドル欧米向の同種原油よりも高いという状態が何度も生じてきている。また、LNGの発電所の炉前価格を欧米向けと比べると、日本の方が高くなっている。スポット輸入の比率が日本より高い欧米諸国のLNGの方が、長期購入契約により輸入している日本より高くなっている点に関しては、輸入契約における原油との連動の比率を落として、原油価格の乱高下の影響を低減する契約上の工夫が是非とも必要であると考えられる。

ただし、LNG基地は日本のみでも20個所に達しており、今後は、日本においても仕向け地を選べるLNGスポット契約がより広く結ばれていくべきとの意見も聞かれる。スポット契約の余地が広がれば、市況を反映して需給が変動することも可能であり、価格競争が供給者間で生じると、LNG供給価格の引き下げが達成できる可能性が生じる。

日本において問題なのは、基本的なインフラとして当然設置されていることが望ましいガスパイプラインの敷設が、一部の地点を除いては、進んでいないという点である。

従って、日本向けガスパイプラインが現在検討されているサハリンガスパイプライン計画について、以下で検討する。

表13は、日本に向けてパイプラインでガス輸出が可能なプロジェクトの進捗状況である。

表13 日本周辺地域におけるガス輸出計画(含むパイプライン)の概要

	サハリン1	サハリン2	東シベリア
パイプライン距離	パイプライン輸出を検討中 2,000km サハリン南端から敦賀	LNG輸出を計画中 600km サハリン南端LNG基地まで	パイプライン輸出 4,700km イルクーツから北京3,500km 北京から日本は1,800km
ガス埋蔵量	14兆cf	13兆cf	30兆cf
ピーク生産量	750~1,000MMcfd (LNGで580万トン超)	1,000~1,500MMcfd (LNGで800万トン超)	2,000MMcfd超
ガス生産開始年	2005年	2003年	北京までは建設開始へ 2004年(目標)

(出所) 各種資料より作成

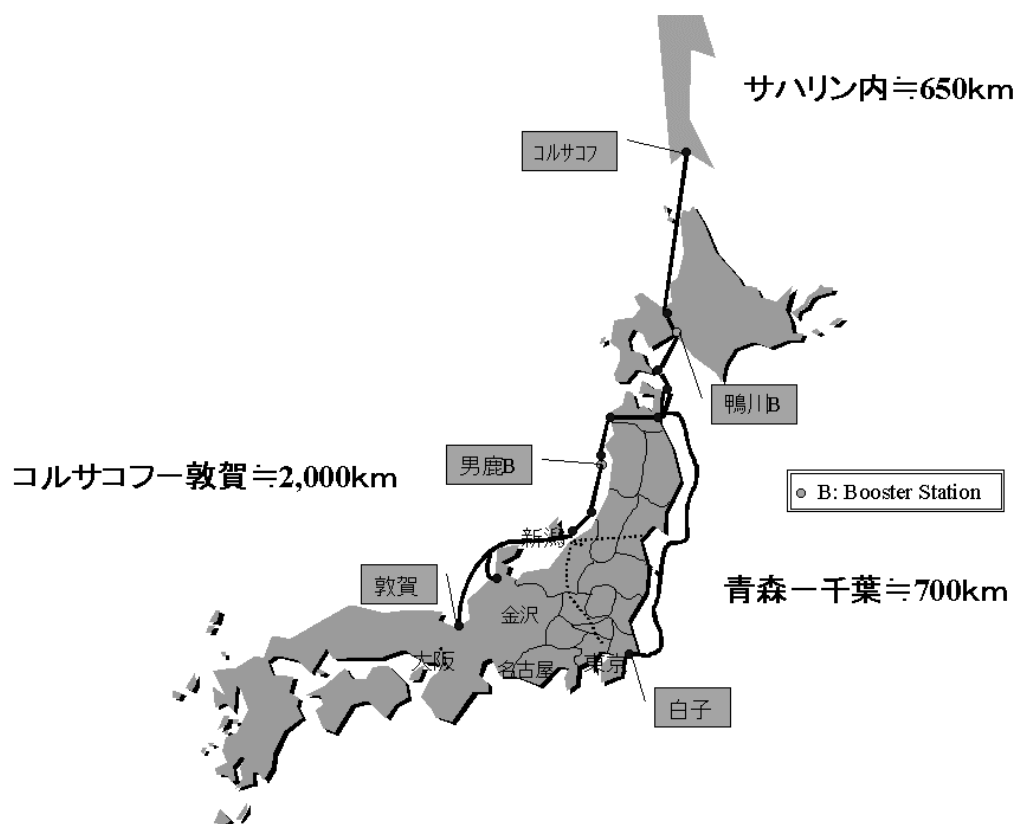
このサハリンガスパイプライン計画は、サハリン北部の沖合いで発見された天然ガスをパイプラインで日本へ送ること目指しており、現在ガス生産を開始する計画があるサハリン1およびサハリン2の2つのガス生産計画中、サハリン1においてパイプライン敷設のFSが行われている。

一方、サハリン2では、現在のところLNGにより、日本を始めとして、韓国、台湾等に

輸出する計画が先行している。ただし、日本でのガス販売先が確保でき、パイプライン完成とともに需要が確実に立ち上がるのであれば、このガスパイプライン計画に参加する可能性もあると予測されている。問題は、パイプラインを敷設する場合に、完成とともに供給できることになるガスに対して需要が十分に見込むことが出来るかという点にある。

サハリンガスパイプラインの概要は、表 13 に示すように、サハリン 1 およびサハリン 2 のどちらの計画でも、サハリン北部の油・ガス田からサハリン南端のコルサコフまで約 650km のパイプラインでガスを運んだ後、パイプライン計画としては、コルサコフから敦賀まで、北海道と東北の青森を経由した後、東北地方の日本海側沖合いの海底を新潟まで送り、さらに新潟から敦賀までパイプラインを敷設し、合計で 2,000km にわたりパイプラインを敷設することが検討されている。この日本海側へのガス供給量は、計画では 600 万トン/年とされる。日本海側に加えて、太平洋側でも需要が見込めるときには、ガスの送付量を増大させて最大では 1,200 万トン/年とする案が作成されている。

図 1 3 サハリンより日本向けのガスパイプライン計画



3. 日本向けガスパイプライン・プロジェクトの採算

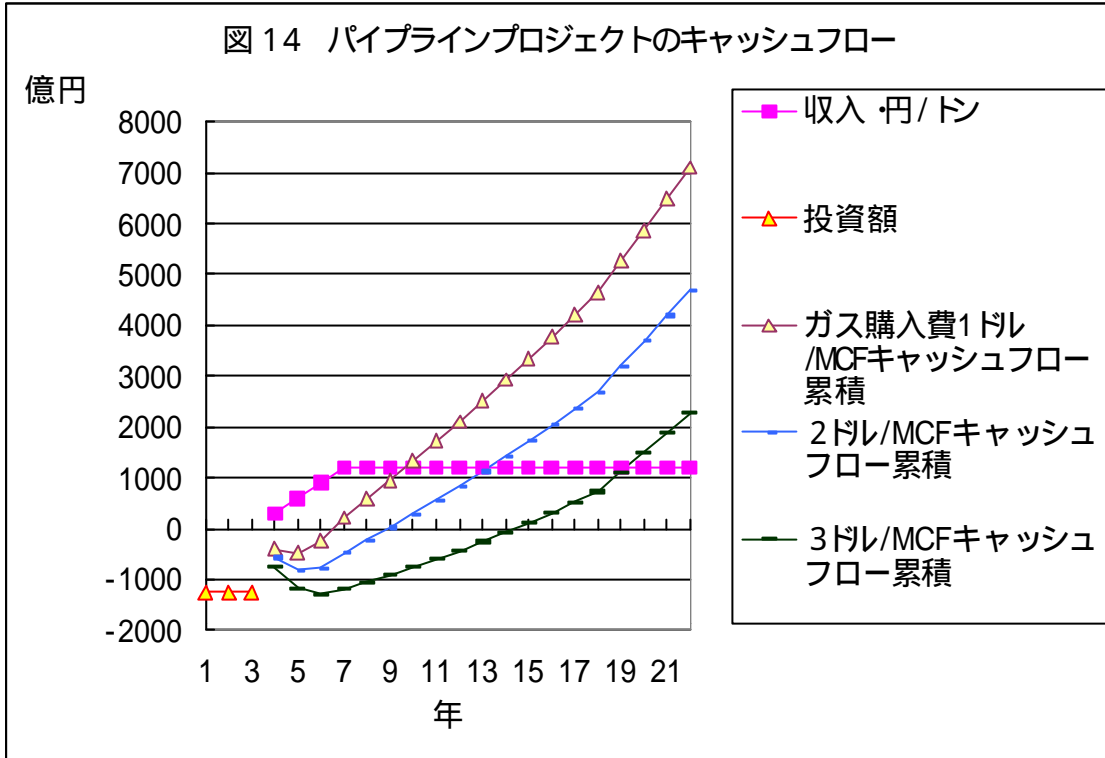
現在、日本向け LNG 価格は為替の影響があるために毎年大きく振れているが、概略、1 トン CIF が約 2 万円となっており、高値安定した状態が続いてきている。仮に、LNG によるガス供給価格よりも、ガスパイプラインによりより安く天然ガスが供給されるのであれば、ガスパイプラインの敷設を急ぐことが採算上から見て望ましい。今から見るように、サハリンガスパイプラインの敷設は、ガス需要が確保できればとの条件付きであるが、短期に資金回収が可能となっている。従って、LNG で運ぶよりもコスト的に有利である点から考えて、パイプラインの敷設は大きな効果を生むと評価できる。

2000 年から一般電力会社の分も含めて、長期電力に対する入札が実施される。10 年先にどれほどの電力需要があるかですら不確実であると言わざるを得ないが、さらに、その 10 年後という時点で、発電所に供給するためにどのような燃料を選択すべきか、しかもコストがいくらで供給できると見積もるかという点はよりいっそう困難である。

ただし、コスト面から見て、3,000km、あるいは 5,000km 以遠であると LNG の方が、ガスパイプラインの敷設より有利となると見積もることができ、しかも、サハリン南端と北海道の北端との距離はわずかに 40km である点から見て、ガスパイプライン敷設が採算に合うのであれば、エネルギー不足の日本としては、当然、パイプラインを選択し、今後のパイプラインの拡充・展開を図るのが望ましいプロジェクトの進め方であると考えられる。

ガス送付量 LNG 換算 600 万トン/年の計画における採算を計算したのが図 14 および表 14 であり、LNG 価格が CIF で 2 万円弱程度に高止まりしているために、LNG 価格の 2 割引きでガスを販売するとの前提に立っても、なお、生産サイド（サハリンの井戸元）での供給価格を 2.5 ドル/千立方フィートに設定してもなお採算がとれ、年程度で資金回収が可能であるとの試算が成り立つことを示している。

LNG1 トン = 20,000 円ケース



(出所) 本稿試算

試算の前提は、パイプライン建設費を 3,750 億円と見積もり、LNG 換算で年間 600 万トンの天然ガスをサハリン南端から日本海側の新潟および敦賀まで、このパイプラインで運搬するものである。パイプライン建設に投下される 3,750 億円は、3 年間の建設期間中に均等に配分し、各年 1,250 万円を支出すると設定する。この投資額をガスの販売収入で回収するキャッシュフローを、図 14 および表 14 は示している。プロジェクトの収入は、ガスを販売することで成り立ち、LNG 価格と等価 (1 トン 2 万円) で販売できるとした場合に何年で投資額の回収が可能かを図 14 は示している。

ガス販売収入は、販売を開始した初年度がフル生産の 4 分の 1、2 年目が 2 分の 1、3 年目が 4 分の 3 と設定し、4 年目にフル生産、および、フル販売額に達すると予定している。

その他、操業費は 80 億円 / 年とし、金利は 5% を設定して、投資額の償却に合わせて、返済を行うものとしている。ガスは生産者から購入するものとして、1 ドル / MCF (千立方フィート)、2 ドル / MCF、3 ドル / MCF、の 3 ケースを設定した。

なお、以上の前提の設定にあたっては、この分野で著名なコンサルタント企業である Gaffney, Cline & Associates の検討事例を参考とした。

以上の前提の下、ガス購入費の異なる毎に累積キャッシュフローを計算し、税支払いを行いつつ投資額と金利分の返済を行った際に、何年を経てキャッシュフローがプラスとなるか、つまりプロジェクトの返済が終了するかを見ると、1ドル/MCFのガス購入費では生産開始後4年、2ドル/MCFでは生産開始後5年目、3ドル/MCFでは8年目という試算が成り立つ。1ドル/MCFは、世界的に一般的な井戸元でのガス受け渡し価格であり、2.5ドル/MCFは、欧州等の消費国へロシア等の遠距離パイプラインを経由して最終的な受け渡しを行う段階での、パイプライン輸送費を含めた価格である。従って、いかにサハリンの氷海での生産にコストがかかる場合でも、3ドル/MCFまでガス購入費が上昇することは考えられない。この3ドル/MCFでも8年目に投資額が回収できるということは、LNGによるガスの輸入価格(1トン=2万円)が高価格となっているかを示している。

表14 ガスパイプラインプロジェクトのキャッシュフロー(600万トンケース)
LNG1トン=20,000円での販売ケース

(単位:億円)

	収入	投資額	1ドル /MCF ガス購入費	1ドル /MCF キャッシュフロー- 累積額	2ドル /MCF ガス購入費	2ドル /MCF キャッシュフロー- 累積額	3ドル /MCF ガス購入費	3ドル /MCF キャッシュフロー- 累積額
1		- 1,250						
2		- 1,251						
3		- 1,251						
4	300		- 44	- 282	- 88	- 325	- 132	- 369
5	600		- 88	- 294	- 176	- 426	- 264	- 558
6	900		- 132	- 39	- 263	- 302	- 395	- 566
7	1,200		- 176	408	- 351	- 31	- 527	- 471
8	1,200		- 176	757	- 351	203	- 527	- 350
9	1,200		- 176	1,113	- 351	446	- 527	- 221
10	1,200		- 176	1,479	- 351	697	- 527	- 85
11	1,200		- 176	1,852	- 351	956	- 527	60
12	1,200		- 176	2,233	- 351	1,223	- 527	213
13	1,200		- 176	2,623	- 351	1,499	- 527	374
14	1,200		- 176	3,020	- 351	1,782	- 527	544
15	1,200		- 176	3,426	- 351	2,074	- 527	721
16	1,200		- 176	3,840	- 351	2,374	- 527	906
17	1,200		- 176	4,262	- 351	2,681	- 527	1,100
18	1,200		- 176	4,692	- 351	2,997	- 527	1,302
19	1,200		- 176	5,293	- 351	3,484	- 527	1,674
20	1,200		- 176	5,894	- 351	3,971	- 527	2,047
21	1,200		- 176	6,494	- 351	4,457	- 527	2,419
22	1,200		- 176	7,095	- 351	4,944	- 527	2,792
計	21000							

(本稿調査)

このように、サハリンガスパイプライン計画は、600万トンの供給量でも実施できれば、LNG に比べて安価なガス供給が可能となり、しかも、ガスの揚げ地となる北海道、青森、新潟、敦賀等の各所において、ガス供給が可能となり、既設の陸上ガス供給ラインにつながることで、新潟から東京に向けた供給（帝国石油が保有）、新潟から仙台に向けた供給（株・石油資源開発が保有）を行うことができる。

この場合、ガスのままの形で東京等の大需要地に送るか、あるいは、発電所で電気にした後に需要地に向けて送電するかを選択が必要となる。また、ガスの揚げ地におけるガス需要を喚起して、ガスに依存したコンビナ - トを形成する可能性も生じさせることができ、パイプラインによりガス供給が実施されることで、選択肢が増え、石油に依存したコ - ジェネを導入してきた工場等にも、ガス・コ - ジェネの導入が可能となり、環境負荷を軽減できるというメリットが生じることになる。

日本では平成 10 年度で 3,500 万トンの LNG が発電用に輸入されている。新たに 600 万トンあるいは最大では 1,200 万トンの LNG 輸入を受け入れることは、短期的にはたいへん難しいことは確かである。LNG 年間 100 万トンの輸入により、100 万 kW の発電所の運転（稼働率 70%）が可能であり、従って 600 万トンの LNG 供給により 600 万 kW の発電所の稼働が可能となる。

次に、LNG と等価格で輸入できたのみではガスパイプラインを敷設する経済効果は、まだ少ないと考え、LNG よりも 2 割安い値段（2 万円×0.8=1 万 6 千円）でガスを販売するとした際に、プロジェクトの採算が成り立つかという点を検討する。図 15 が、このガス販売価格を 2 割引した際の累積キャッシュフロ - の推移を示している。

LNG1 トン = 16,000 円ケ - ス

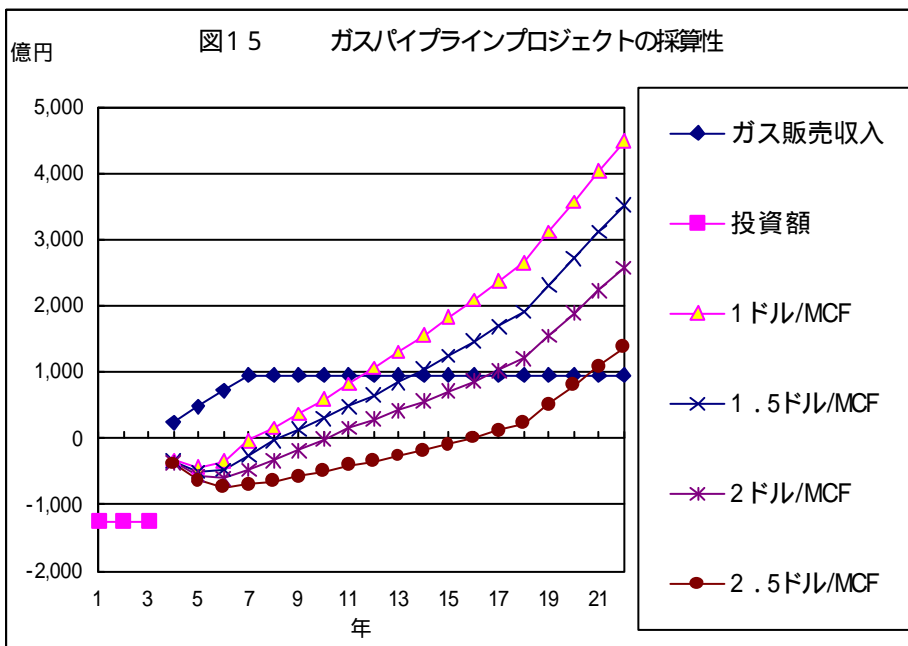


表15 ガスパイプラインプロジェクトのキャッシュフロ - (600万トンケ - ス)(単位:億円)

	ガス販売収入	投資額	1ドル/MCF	1.5ドル/MCF	2ドル/MCF	2.5ドル/MCF
1		-				
		1,250				
2		-				
		1,251				
3		-				
		1,251				
4	240		- 322	- 343	- 365	- 387
5	480		- 434	- 500	- 566	- 632
6	720		- 339	- 471	- 602	- 734
7	960		- 35	- 254	- 474	- 693
8	960		159	- 25	- 333	- 640
9	960		373	140	- 179	- 574
10	960		595	305	- 13	- 496
11	960		825	478	166	- 405
12	960		1,064	660	290	- 338
13	960		1,310	849	422	- 263
14	960		1,565	1,047	563	- 179
15	960		1,827	1,252	711	- 88
16	960		2,098	1,466	868	12
17	960		2,377	1,688	1,033	120
18	960		2,664	1,918	1,206	235
19	960		3,121	2,317	1,548	521
20	960		3,579	2,718	1,892	807
21	960		4,036	3,119	2,235	1,094
22	960		4,494	3,519	2,579	1,380
合計		-				
		3,752				

(作成) 筆者

(注) 投資額合計は 3,752 億円、LNG600 万トン / 年供給ケ - ス

ガス販売価格は LNG より約 2 割安の 16,000 円 / トンと設定。

MCF は 1000 立方フィ - トを意味し、1 ドル/MCF は、1 ドルで 1000 立方フィ - トのガスを販売したときに得られる税引き後 (税率 35%) のキャッシュフロ - の累積額 (名目) を示す。

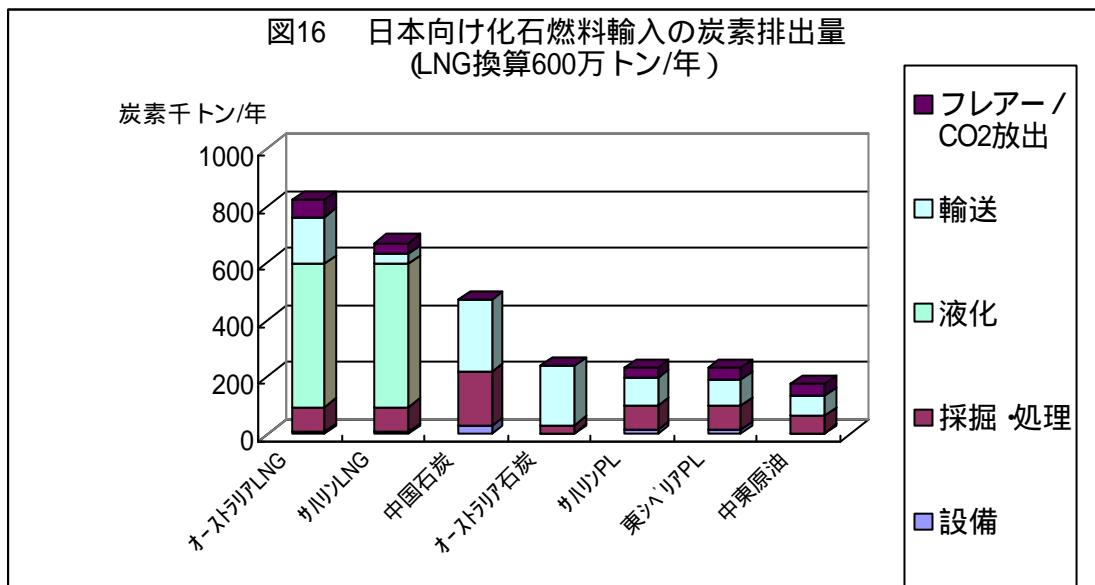
以上の図 15 および表 15 から明らかに読み取れるように、投資額の回収年数は、1 ドル / MCF のガス購入費では生産開始後 5 年、1.5 ドル / MCF では生産開始後 6 年目、2 ドル / MCF では生産開始後 8 年目、3 ドル / MCF では 13 年目という試算が成り立つ。

このようにプロジェクトとして見て、ガスパイプラインの敷設は、ガスの需要が確保できればとの前提はつくものの、十分に魅力的な計画となっていると考えられる。

4. 日本向け化石燃料輸入の炭素排出量

環境面から見ても、ガスパイプライン計画に取り組む価値は大きい。

日本向け化石燃料輸入にかかわる海外における炭素排出量を比較すると、図 16 で見るように、サハリン LNG は年間 67.1 万 C トン、サハリン・パイプラインは 23.5 万 C トンの炭素は移出量であり、LNG プロジェクトはパイプライン・プロジェクトの 3 倍の炭素を出すことになる。



(筆者作成)

図 18 の数値を詳述するのが表 16 であるが、LNG プロジェクトに係る炭素排出量が 50 万トン/年と格段に大きいことがわかる。

表 16 日本向け化石燃料輸入の炭素排出量

(炭素千トン/年)

	オーストラリア LNG	サハリン LNG	中国石炭	オーストラリア石炭	サハリン PL	東シベリア PL	中東原油
設備	11	11	29	4	15	15	5
採掘・処理	85	85	189	29	85	85	62
液化	502	502	-	-	-	-	-
輸送	165	34	253	209	96	93	69
フレア - / CO ₂ 放出	62	39	-	-	39	39	44
合計	825	671	471	242	235	232	180

(筆者作成)

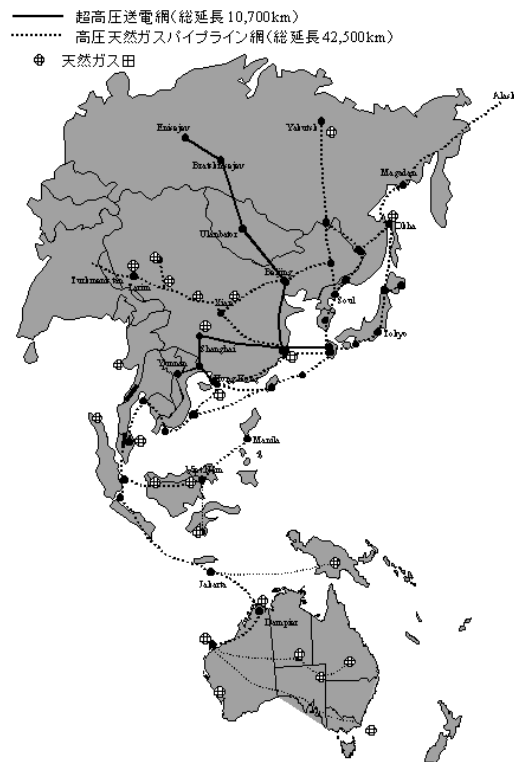
(注) 各プロジェクトとも LNG 換算 600 万トン/年で試算

5 . アジアとのエネルギー - 連携の必要性

日本を取り巻くエネルギー - 利用の高度化の要請が生まれていることを、確認しておく必要がある。広範囲な地域を、エネルギー - グリッドとしてのガスパイプラインおよび高圧送電線網で覆うことで、地域の経済・社会安全保障を担うとともに、経済格差の是正、産業の広域的な発展を目指すことが可能となると考えられるようになってきているからである。図 17 はそうした考え方を強く主張するアジア・太平洋エネルギー - 共同体構想の図であるが、高圧天然ガスパイプライン網が日本に達している他、高圧送電線網も日本を取り込んでい

る。このように将来的には、エネルギー - の相互依存関係の強化により、新技術としての水素利用の拡大に取り組むことも容易となると考えられる。基本的なインフラの不足により、欧州および米国とはまったく異なった技術コンセプトで、エネルギー - 利用を、おそらく割高な価格で図らなければならない可能性が、現在日本では生じているが、この可能性を低減できるのが、この天然ガスのパイプライン構想であると考えられる

図17 アジア・太平洋エネルギー - 共同体構想



(出所) 平田賢 (1994)

IV . 電力市場自由化への対応

1 . 電力価格引き下げとガス利用拡大

電力自由化の第一の目的は、電力供給において競争を作り出すことで、電力の安定供給を維持しつつ、価格の低下の効果を生み出すことにあったと考えられる。2000年3月21日以降の大口需要家に対する小売り自由化の導入により、既に、これら電力価格を自由に設定できる対象となる需要家に対しては、一般電力会社からも顧客つなぎ止めのために、一部値引き交渉が行われており、5%程度の電力価格に対する値引きが行われているとの話を聞くことができる（各所ヒヤリングによる）。

さらに、本稿において検討したように、2,000万kW程度の発電への新規参入が可能な事業者が存在している。一般電力会社の電力供給量は1.9億kWに達しており、その内3割分にあたる大口電力需要者向けが自由化されたと言うことは、可能性としては、既に6,000万kW程度までの供給量が電力契約に関するフリ - ハンド（価格設定に関する自由化）を持ったということを意味している。このうち、最大では、2,000万kW程度までの供給を受けることができる事業者は、託送が実施されると、本稿で行った試算から見て、1割程度の価格引き下げという恩恵を受けることができる可能性があると考えられる。ただし、より興味深いのは、仮に既存の一般電力会社どうしでの託送が相互に実施され、顧客を奪い合う事態が生じると、この1割程度の電力価格引き下げの恩恵が自由化された大口需要家のほとんどに及ぶ可能性が生じるという点である。

電力契約におけるフリ - ハンドを得る事業者の比率が、自由化が進むに連れて増大すると、電力卸市場の創設という点も重要な課題となる、本稿で見たように、自由化の程度が進めば進むほど、電力の卸販売価格は乱高下し、かつ、需要期である夏季に大幅な上昇を生じ、その一方で、不需要期には原価割れを生じる可能性が高まるからである。発電事業者、大口の電力顧客、さらに仲介事業を行うパウ - マ - ケッタ - といった参加者を得て、電力価格ヘッジを可能とする電力取り引き市場の形成が、日本でも、自由化が進み、価格契約を自由に行える範囲が増大するに連れて、将来的には必要となっていくと考えられる。

政府は閣議決定により、欧米諸国と遜色無い電力価格として2割引き下げを目指すとしているが、電力の供給安定性を維持しつつ、価格引き下げを迫るための有力なツ - ルとしてガスパイプラインの敷設計画をあげることができる。

サハリンが現状では第一の候補としてあげられているが、その他、バイカル湖北方から北京へ向けて敷設計画が進められているガスパイプラインを、将来的には日本に向けて延長できる可能性が存在している。また、日本国内の大規模需要地を結ぶ、国内幹線ガスパイプラインの敷設が行われると、発電部門への新規参入を促進させ、環境負荷が低いガス火力をパイプラインの沿線に設置し、熱の利用も図るという高効率の利用を目指すことができる。発電部門への新規参入を促進することは、競争が生まれることによる電力価格の

低下を期待できる状況が生じることを意味している。

さらに、ガスパイプラインは、クリーン燃料であると言われてきた LNG よりも、さらに環境に配慮した燃料選択を行っていることを意味しており、可能であれば、積極的に推進すべきプロジェクトであるということができる。

また、ガス利用面で見ると、多くの技術革新が生まれていることに注目する必要がある。ガスコンバインドサイクルの高効率化は、さらに一段と進みつつあり、マイクロガスタビン、燃料電池の利用拡大にも、ガスパイプラインの敷設が行われていることはたいへんに有利となる。このように技術革新の恩恵を享受するためにも、ガスパイプラインの敷設は、基礎的インフラの整備として有用である。

注目されるのは、このようなガスパイプライン・プロジェクトによりもたらされるガス供給価格が、多大な資金を投下して液化され、運搬される LNG と比べると安価に提供できる可能性が高いという点である。しかも、日本の近隣に、従来から価格が高止まりしていると言われてきた LNG と比べると、安価に天然ガスを輸入できるプロジェクトの実施可能性が存在していることは、LNG 価格引き下げのための有力なツルとなる。あくまで、ガスパイプライン敷設の可能性を探る一方で、LNG 価格の引き下げも目指し、この恩恵を受けて発電価格の引き下げも目指すことが大切であると考える。

2．電力市場自由化への対応

電力自由化の進展に伴い、電力取り引きへの参加者は各々いかに対応する必要があるかを確認しておくことにする。

(1) 電力需要家

電力需要家にとって大切となるのは、エネルギー・負荷特性の把握と改善である。自己のエネルギー・需要がどのような傾向を持っており、将来的にはどう変化すると考えられるかを検討した上で、受電契約を締結していくことが必要である。特に、料金規制が外された大口需要家にとって重要となるのは料金情報の収集である。料金決定は、従来のユニバーサルサービスから、個別に、^{あいたい}相対契約で自由に設定できる立場に、小売り自由化された大口需要家は置かれたのであり、従って自己に有利な受電契約を締結するためには、料金情報の収集と、課金制度の詳細を把握することが必要となる。

また、自社のプロフィットセンターでない発電部門を含めたユティリティ部門は、合理化するとともに、場合によっては分離、あるいは操業を外部委託する場合も増えてくるものと考えられる。その一方、全国的に展開している工場を持ち、自家発電を実施して

いる企業は、全国の工場を一括して管理し、相互に託送を行うことで電力コストの軽減を図ることが可能となる。

(2) 発電・売電部門新規参入者

今回の自由化で生まれた特定規模電気事業者においては、スケールメリットを追求することが何よりも重要となると考えられる。今後、産業用・業務用大口需要家は、受電価格の低減を目指してエネルギー部門の分社化、あるいは、エネルギー部門の運営を外部へ委託する例が増えていくと考えられ、こうした請負を行うことで、発電量、売電量を増大させ、市場シェアの拡大と、利益の増大を図ることができる。その他、省エネを進める ESCO 事業、あるいはメタリング事業への参入を図ることも必要となると考えられる。メタリング事業は、ワンストップサービスと言われるように、電気、ガスを含めたエネルギー全般と、水道、通信、セキュリティ、介護等、顧客のニーズを満たす業務を兼営し、かつ顧客の電気製品の直接制御による省エネを実施していくことが可能であり、将来性がたいへん大きい。

(3) 一般電力会社

9 電力会社（一般電力会社）は、自由化が進められる中、競争力の維持と効率化に努める必要が生じている。そのためには、分社化により発電所相互を競争させることが必要となっており、また、機動的な会社運営を行える体制作りが欠かせない。今後は、ガス供給も実施するとともに、地域によっては石油コージェネも含めて、総合エネルギー産業化することが必要であり、さらに、より付加価値の大きい部門である情報産業化、メタリング事業への進出の道を探ることが不可欠となっていると考えられる。

(4) パワーマケター、エネルギーブローカー

電力取引引きにおいて仲介役を果たすパワーマケター、あるいは、エネルギーブローカーと呼ばれる人々の役割は、今後、飛躍的に重要となると考えられる。これらの仲介者は、電力取引引きにおいて裁定（アビトラージ）の機会を追求し、電力需要家、および、発電事業者、一般電力会社に対して迅速な情報提供を行っていく役割を果たすことが求められている。

以上の(1)から(4)の電力取引引きへの参加者のいずれにおいても、環境配慮の燃料選択を行うように促すことは重要である。

また、ガスと電気というようにエネルギー間の競合がますます高まると予測できることから、制度面からの見直しを進めることも重要である。

一例をあげれば、都市ガス会社により実施されている都市ガスに対する熱量調整を指摘

することができる。

日本に輸入されるガスは、特にメタンリッチなアラスカからの LNG 以外は、メタン量は 90%程度とほぼ横並びである。従って、13A と呼ばれる都市ガスの規格に合致するように現在都市ガス会社で行われている熱量調整を行わないことにすると、電力会社が容易に都市ガス事業に参入できるとともに、ガス導管を利用した末端消費者へのガス供給を実施するとともに、燃料電池、あるいはマイクロガスタ - ピンを用いたコ - ジェネによる熱と電気を合わせた供給を実施することが、いっそう現実味を帯びることになる。

このように今までの電力、ガスというように個別の産業別における縦割りの状態から、総合エネルギー - 産業としての競争が行われるようになっていくに連れて、既存の制度を柔軟に見直ししていくことが必要となっていくと考えられ、自由化の成果を検証しながら、制度の見直しを進めていくことが極めて重要となっている。

【参考文献】

- 石黒正康（1999）「電力自由化」日刊工業
- 植草益編（1995）「講座・公的規制と産業 1 電力」NTT 出版
- 茅陽一ほか（1995）「地球時代の電気エネルギー - 」日経サイエンス社
- ジョナサン・スタン（2000）「エネルギー - 市場の競争条件」白桃書房
- 通産省資源エネルギー - 庁公益事業部（1998）「電源開発の概要、その計画と基礎資料」奥村印刷
- 電気事業連合会統計委員会編「電気事業便覧・各年版」
- 電気事業講座編集委員会編纂（1996）「電気事業講座 6 電気料金」電力新報社
- 電気事業講座編集委員会編纂（1996）「電気事業講座 7 電力系統」電力新報社
- 電気事業講座編集委員会編纂（1996）「電気事業講座 8 電源設備」電力新報社
- 電気事業講座編集委員会編纂（1996）「電気事業講座 6 電力流通設備」電力新報社
- 電気料金研究会編著（1996）「市民の電気料金」電力新報社
- 電力中央研究所 経済社会研究所（2000）「電力経済研究」No. 43、2000.3
- 東京電力（1999）「数表で見る東京電力」
- 東京電力（1998）「電気供給約款」および同細則
- 日本ガス協会（1999）「ガス事業便覧」
- 平田賢（1994）「省エネルギー - 論」オ - ム社
- モルガン・スタンレー・ディ - ン・ウィッタ - （2000）「電力市場セミナー - 、自由化とリスク」資料、2000 年 1 月 20 日
- 矢島正之（1998）「電力改革」東洋経済新報社
- 矢島正之（1999）「世界の電力ビッグバン」東洋経済新報社
- 電気新聞、エネルギー - フォ - ラム、日本エネルギー - 経済研究所「エネルギー - 経済」各号
- 日本エネルギー - 経済研究所（2000）「エネルギー - 経済統計要覧」（財）省エネルギー - センタ -
- 通産省資源エネルギー - 庁（1997～2000）「電気事業審議会議事録」平成 9 年から平成 12 年

參考資料

2000年3月21日実施の電力自由化に伴う新メニュー

<目次>

中部電力	1
大口客向け	1
業務用電力	1
特別高圧電力	1
その他のメニューの概要	2
小売託送希望の客向け	3
接続供給約款関連料金表	3
振替供給約款料金表	3
関西電力	5
A. 電力部分自由化の概要	
a. 自由化の範囲	6
b. 自由化分野の制度内容	7
c. 託送制度の設定	7
接続供給約款	7
振替供給約款	7
d. 規制分野の主な制度変更点	7
B. 自由化分野のお客さまの電気料金	
a. 料金メニュー一覧	9
b. 料金単価表	10
基準メニュー	10
特定メニュー	12
c. 標準メニューの概要	14
d. オプションメニューの概要	15
e. 最終保障約款の概要	16
f. その他の約款内容	17

東京電力	18
1. 一部自由化以前の電気料金制度.....	19
2. 新しい料金メニュー（選択約款）.....	19
3. 新しいサービス.....	19
4. 一部自由化に伴って出来た新サービス一覧.....	21
低圧のお客様向け.....	21
高圧のお客様向け.....	22
その他の新サービス.....	22
九州電力	23
一部自由化に伴った新サービス概要.....	24
新サービス一覧.....	24
業務用のお客さま.....	24
産業用のお客さま.....	25
接続供給約款の概要.....	26
接続供給サービスに係る料金一覧.....	27
送電サービス.....	27
不足供給.....	27
振替供給の概要.....	28
電気最終保証約款の概要.....	29
契約種別及び料金一覧.....	29

中部電力

< 目次 >

大口客向け	1
業務用電力	1
特別高圧電力	1
その他のメニューの概要	2
小売託送希望の客向け	3
接続供給約款関連料金表	3
振替供給約款料金表	3

A . 大口客向け

業務用電力、特別高圧電力ともに、使用電力量および電力量料金単価を3時間帯（重負荷時間、昼間時間、夜間時間）に区分する第1種（現行の季節別時間帯別料金と同様の区分）および2季節（夏季・その他季）に区分する第2種（現行の電気供給約款料金と同様の区分）を設定。

さらに、第1種、第2種ともに、基本料金単価と電力量料金単価の組み合わせにより、プランA・B・Cの3種類の料金プランを設定いたしました。プランAは現行電気供給約款および季節別時間帯別電力の料金単価とし、プランBは、プランAに比べ基本料金単価を引き上げ、電力量料金単価を引き下げたものです。プランCはそれを一層進めたものです。

このように、業務用電力、特別高圧電力それぞれ6種類のメニューを用意することにより、お客さま毎の電気の夜間使用比率や利用率（契約電力に対する平均電力の割合）などに応じ、お客さまにとって最適なメニューをご選択いただくことを可能にした。

（1）業務用電力

契約種別	料金メニュー
業務用電力	第1種（季時別）プランA（低利用率向け）
	プランB（中利用率向け）
	プランC（高利用率向け）
	第2種（季節別）プランA（低利用率向け）
	プランB（中利用率向け）
	プランC（高利用率向け）

（2）特別高圧電力

契約種別	料金メニュー
特別高圧電力	第1種（季時別）プランA（低利用率向け）
	プランB（中利用率向け）
	プランC（高利用率向け）
	第2種（季節別）プランA（低利用率向け）
	プランB（中利用率向け）
	プランC（高利用率向け）

(注)利用率は、契約電力に対する平均電力の比率。

（3）その他のメニューの概要

上記基本メニューの付帯メニューとして、以下のメニューを用意した。

蓄熱調整契約	蓄熱式空調システムを利用して蓄熱運転を行い、昼間使用する電力を夜間に移行できるお客さまを対象とする契約です。
ピーク時間調整契約	当社の指定する期間に、蓄熱槽を活用したり、お昼休みをずらしていただくことにより、電力需要のピーク時における電力の使用を調整していただく契約です。
夏季操業調整契約	当社の指定する期間に、生産設備の定期点検や補修等を変更、もしくは新たに設定していただくことにより、電力の使用を調整していただく契約です。
夏季休日契約	当社の指定する期間に、お客さまの休日を変更、もしくは新たに設定していただくことにより、電力の使用を調整していただく契約です。

は特別高圧電力のお客さまのみを対象とした付帯メニューです。

B . 小売託送希望の客向け

1 . 接続供給約款関連料金表

		基本料金(1kW当たり1ヶ月につき)	電力量料金(1kWhあたり)	
			昼間	夜間
送電サービス	標準料金	490	1.82円	1.53円
	時間帯別料金	490	2.02円	
臨時送電サービス		標準料金の20%増し	標準料金の20%増し	
予備送電サービス	A	標準料金の15%	—————	
	B	標準料金の25%		
負荷変動対応電力		—————	10.26円	
事故時補給電力	使用月	1,235円	15.30円	
	不使用月	使用月の30%		
定期検査時補給電力	使用月	1,235円	12.24円	
	不使用月	使用月の30%		

* 昼間時間とは、毎日午前8時から午後10時までの時間(ただし日祝日・年末年始等を除きます。)をいいます。夜間時間とは、昼間時間以外の時間をいいます。

* エリア評価割引額：受電地点が長野県にある場合のその受電電力量1kWhにつき0.10円を送電サービス料金から割引いたします。

* 最大の供給電力が夜間に発生する場合の基本料金：送電サービス契約電力が昼間時間送電サービス契約電力を上回る部分について当該料金の30%を適用いたします。

* 負荷変動対応電力、事故時補給電力、定期検査時補給電力については、燃料費調整を行いません。

* 余剰電力購入：別途公表の余剰電力購入単価のうちコジェネ等の料金を適用いたしません。

2 . 振替供給約款料金表

振替供給料金		0.29円
周波数変換設備の加算料金(1kWhあたり)	東清水周波数変換設備の営業運転開始日の前日まで	1.14円
	東清水周波数変換設備の営業運転開始日以降	1.97円
南福光連系設備の加算料金(1kWhあたり)		1.69円

関西電力

< 目次 >

A . 電力部分自由化の概要	
a. 自由化の範囲	6
b. 自由化分野の制度内容	6
c. 託送制度の設定	7
接続供給約款	7
振替供給約款	7
d. 規制分野の主な制度変更点	7
B . 自由化分野のお客さまの電気料金	
a. 料金メニュー一覧	9
b. 料金単価表	10
基準メニュー	10
特定メニュー	12
c. 標準メニューの概要	14
d. オプションメニューの概要	15
e. 最終保障約款の概要	16
f. その他の約款内容	17

A . 電力部分自由化の概要

a. 自由化の範囲

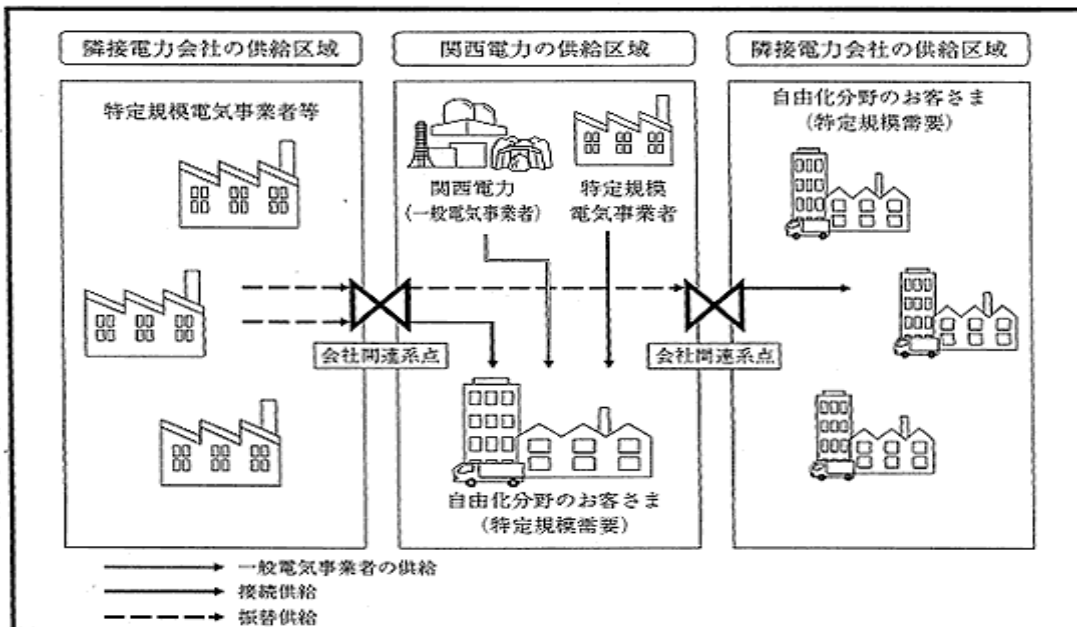
自由化対象は、特別高圧（20,000V以上の電圧）で受電され、使用最大電力が原則として2,000kW以上のお客さま（特定規模需要）です。

	受電電圧	電灯・灯力併用	電 力	
自由化分野 規制分野	20,000V以上	業務用電力	特別高圧電力	自由化対象範囲 (特定規模需要)
	6,000V		高圧電力B 高圧電力A	
	200～ 100V	従量電灯B 従量電灯A	低 圧 電 力	

※自由化対象範囲については現行電気供給約款に規定された契約種別を元に記載しています。

b. 自由化分野の制度内容

- ・自由化分野のお客さまは、電気事業者（一般電気事業者（注1）および特定規模電気事業者（注2））を選択することができます。
- ・お客さまと電気事業者との電気の需給契約は、当事者間の協議で決めることになります。いずれの電気事業者とも協議が成立しない当社の供給区域内のお客さまには、当社が最終保障義務に基づき、最終保障約款を適用いたします。



c. 託送制度の設定

特定規模電気事業者および当社以外の一般電気事業者が、当社の送電ネットワークを利用して、自由化分野のお客さまに電気を送られる場合、当該電気事業者と当社は、接続供給約款および振替供給約款に基づいて託送契約を締結いたします。

接続供給

特定規模電気事業者から電気を受電し、同時に同量の電気をその顧客である特定規模需要に対して供給するとともに、その特定規模需要の負荷の変動や特定規模電気事業者の発電設備の事故時等に不足する電気を供給することをいいます。

振替供給

一般電気事業者あるいは特定規模電気事業者から電気を受電し、同時に同量の電気を他の一般電気事業者との連系点まで託送することをいいます。

* 規制分野への悪影響の防止

当社は自由化分野と規制分野のコストを明確に区分し、規制分野に悪影響を及ぼさないようにいたします。

d. 規制分野の主な制度変更点

- ・ 料金引き下げ時には、届出制による料金改定が可能となり、手続きの迅速化が図られました。

・ 選択約款は負荷平準化に資する場合に加えて、効率的な事業運営に資すると見込まれる場合にも設定することができるようになりました。

(注1) 一般電気事業者とは、一般の需要に応じ電気を供給する事業を営むことについて通商産業大臣の許可を受けた者をいいます。当社は一般電気事業者です。

(注2) 特定規模電気事業者とは、特定規模需要に応じ電気を供給する事業を営むことについて通商産業大臣に届け出をした者をいいます。

B. 自由化分野のお客様の電気料金

a. 料金メニュー一覧

【基準メニュー】

料金表種類	契約種別
主契約	季節別時間帯別電力A
	特別高圧電力A
	自家発補給電力A
予備契約	予備電力A
主契約	臨時電力A

【特定メニュー】

料金表種類	契約種別
主契約	季節別時間帯別電力B
	特別高圧電力B
	自家発補給電力B
予備契約	予備電力B
主契約	臨時電力B

【オプションメニュー】

料金表種類	契約種別
主契約	時間帯別調整契約
	季節別時間帯別電力A-WE
	季節別時間帯別電力B-WE
	深夜電力 第2深夜電力
特約	蓄熱調整特約A
	蓄熱調整特約B
	夏季休日特約
	長期夏季休日特約
	夏季操業調整特約
	長期夏季操業調整特約
	ピーク時間調整特約
	長期ピーク時間調整特約
	新增設基本料金特約
	増分電力量料金特約

【併合可能な料金表組み合わせ】

主契約・予備契約・特約料金表	自家発補給電力A	自家発補給電力B	予備電力A	予備電力B	蓄熱調整特約A	蓄熱調整特約B	夏季休日特約	長期夏季休日特約	夏季操業調整特約	長期夏季操業調整特約	ピーク時間調整特約	長期ピーク時間調整特約	新增設基本料金特約	増分電力量料金特約
季節別時間帯別電力A	○	×	○	×	○	×	×	×	×	×	○	○	○	○
特別高圧電力A	○	×	○	×	○	×	×	×	×	×	○	○	○	○
季節別時間帯別電力B	×	○	×	○	×	○	×	×	○	○	○	○	○	○
特別高圧電力B	×	○	×	○	×	○	○	○	○	○	○	○	○	○
時間帯別調整契約	×	○	×	○	×	×	×	×	○	○	×	×	×	×
季節別時間帯別電力A-WE	○	×	○	×	○	×	×	×	×	×	○	○	○	○
季節別時間帯別電力B-WE	×	○	×	○	×	○	×	×	○	○	○	○	○	○

b. 料金単価表

基準メニュー

契約種別		料金単価			
季節別時間 帯別電力A	20,000V または 30,000V 供給	基本料金 (円/kW)	1,620.00		
		電力量料金 (円/kWh)	重負荷時間	22.22	
			昼間時間	15.33	
	夜間時間		6.10		
	70,000V 供給	基本料金 (円/kW)	1,580.00		
		電力量料金 (円/kWh)	重負荷時間	21.71	
昼間時間			14.97		
夜間時間	5.89				
特別高圧 電力A	20,000V または 30,000V 供給	基本料金 (円/kW)	1,620.00		
		電力量料金 (円/kWh)	夏季料金(7~9月)	13.81	
			その他季料金	12.55	
	70,000V 供給	基本料金 (円/kW)	1,580.00		
		電力量料金 (円/kWh)	夏季料金(7~9月)	13.46	
			その他季料金	12.24	
自家発補給 電力A	20,000V または 30,000V 供給	基本料金 (円/kW)	1,782.00		
		電力量料金 (円/kWh)	定検・補修の 場合	夏季料金(7~9月)	15.19
				その他季料金	13.81
		電力量料金 (円/kWh)	その他の場合	夏季料金(7~9月)	18.99
	その他季料金			17.26	
	70,000V 供給	基本料金 (円/kW)	1,738.00		
		電力量料金 (円/kWh)	定検・補修の 場合	夏季料金(7~9月)	14.81
				その他季料金	13.46
電力量料金 (円/kWh)		その他の場合	夏季料金(7~9月)	18.51	
	その他季料金		16.83		

予備電力A	常時供給分の標準電圧が20,000Vまたは30,000V	基本料金 (円/kW)	予備線	81.00	
			予備電源	162.00	
	常時供給分の標準電圧が70,000V	電力量料金 (円/kWh)	常時供給分の該当料金		
			基本料金 (円/kW)	予備線	79.00
	常時供給分の標準電圧が70,000V	電力量料金 (円/kWh)	予備電源	158.00	
			常時供給分の該当料金		
臨時電力A	20,000Vまたは30,000V供給	基本料金 (円/kW)	19,440.00		
			電力量料金 (円/kWh)	夏季料金(7~9月)	16.57
				その他季料金	15.06
	70,000V供給	基本料金 (円/kW)	1,896.00		
			電力量料金 (円/kWh)	夏季料金(7~9月)	16.16
				その他季料金	14.69

特定メニュー

契約種別	料 金 単 価				
季節別時間 帯別電力 B	20,000V または 30,000V供給	基本料金 (円/kW)	1,740.00		
		電力量料金 (円/kWh)	重負荷時間	15.78	
			昼間時間	10.88	
	夜間時間		6.10		
	70,000V供給	基本料金 (円/kW)	1,700.00		
		電力量料金 (円/kWh)	重負荷時間	15.23	
昼間時間			10.51		
夜間時間	5.89				
特別高圧 電力B	20,000V または 30,000V供給	基本料金 (円/kW)	1,740.00		
		電力量料金 (円/kWh)	夏季料金(7~9月)	8.89	
			その他季料金	8.99	
	70,000V供給	基本料金 (円/kW)	1,700.00		
		電力量料金 (円/kWh)	夏季料金(7~9月)	9.55	
			その他季料金	8.68	
自家発補 給 電力B	20,000V または 30,000V供給	基本料金 (円/kW)	1,914.00		
		電力量料金 (円/kWh)	定検・補修の場合	夏季料金(7~9月)	10.88
				その他季料金	9.89
		その他の場合	夏季料金(7~9月)	13.6	
	その他季料金		12.36		
	70,000V供給	基本料金 (円/kW)	1,870.00		
		電力量料金 (円/kWh)	定検・補修の場合	夏季料金(7~9月)	10.51
				その他季料金	9.55
その他の場合		夏季料金(7~9月)	13.13		
	その他季料金	11.94			

予備電力 B	常時供給分の標準電圧が20,000V または 30,000V	基本料金 (円/kW)	予備線	87.00
			予備電源	174.00
		電力量料金 (円/kWh)	常時供給分の該当料金	
	常時供給分の標準電圧が70,000V	基本料金 (円/kW)	予備線	85.00
		予備電源	170.00	
		電力量料金 (円/kWh)	常時供給分の該当料金	
臨時電力 B	20,000V または 30,000V供給	基本料金 (円/kW)	2,088.00	
		電力量料金 (円/kWh)	夏季料金(7~9月)	11.87
	その他季料金		10.79	
	70,000V供給	基本料金 (円/kW)	2,040.00	
電力量料金 (円/kWh)		夏季料金(7~9月)	11.46	
	その他季料金	10.42		

c. 標準メニューの概要

基準メニュー： 自由化分野のお客さまにご利用いただける基準となるメニューです。

季節別時間帯別電力 A 電灯もしくは小型機器、または電灯もしくは小型機器と動力とをあわせて使用され、季節別時間帯別に設定された料金によって、より電力需要の少ない時間帯への負荷移行に協力していただけるお客さまの料金（2季節3時間帯別料金）

特別高圧電力 A 電灯もしくは小型機器、または電灯もしくは小型機器と動力とをあわせて使用されるお客さまの料金（夏季・その他季の2季節別料金）

自家発補給電力 A 電灯もしくは小型機器、または電灯もしくは小型機器と動力とをあわせて使用されるお客さまで、お客さまの発電設備の検査、補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受ける場合の料金

予備電力 A 電灯もしくは小型機器、または電灯もしくは小型機器と動力とをあわせて使用されるお客さまで、常時供給設備等の補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるため、予備電線路により電気の供給を受ける場合の料金

臨時電力 A 電灯もしくは小型機器、または電灯もしくは小型機器と動力とをあわせて使用され、契約ご使用期間が1年未満のお客さまの料金

特定メニュー： 自由化分野のお客さまのうち、動力を使用されるお客さまにご利用いただけるメニューです。

季節別時間帯別電力 B 動力（付帯電灯を含みます）を使用され、季節別時間帯別に設定された料金によって、より電力需要の少ない時間帯への負荷移行に協力していただけるお客さまの料金（2季節3時間帯別料金）

特別高圧電力 B 動力（付帯電灯を含みます）を使用されるお客さまの料金（夏季・その他季の2季節別料金）

自家発補給電力 B 動力（付帯電灯を含みます）を使用されるお客さまで、お客さまの発電設備の検査、補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受ける場合の料金

予備電力 B 動力（付帯電灯を含みます）を使用されるお客さまで、常時供給設備等の補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるため、予備電線路により電気の供給を受ける場合の料金

臨時電力 B 動力（付帯電灯を含みます）を使用され、契約ご使用期間が1年未満のお客さまの料金

d . オプションメニューの概要

自由化分野のお客さまに、選択いただけるメニューです。

契約種別		メニュー概要
深夜電力		午後11時から翌日の午前7時までの時間を限り、動力を使用されるお客さまの料金
第2深夜電力		午前1時から午前6時までの時間を限り、動力を使用されるお客さまの料金
蓄熱調整特約	A	季節別時間帯別電力A、同一WEまたは特別高圧電力Aの供給を受け、蓄熱槽を有する負荷等の蓄熱式運転により昼間時間から夜間時間へ電気のご使用量を移行させることができるお客さまの料金
	B	季節別時間帯別電力B、同一WEまたは特別高圧電力Bの供給を受け、蓄熱槽を有する負荷等の蓄熱式運転により昼間時間から夜間時間へ電気のご使用量を移行させることができるお客さまの料金
計画調整特約	デイリープラン	特別高圧電力Bの供給を受け、当社が指定する期間において新たに休日を設定することによって、電気のご使用量を調整することができるお客さまの割引料金
	夏季休日特約 長期夏季休日特約	
調整特約	ライクラープラン	季節別時間帯別電力B、同一WE、特別高圧電力Bまたは時間帯別調整契約の供給を受け、長期休日の設定やプラントの計画的な補修により、電気のご使用量を週単位で大幅に調整することができるお客さまの割引料金
	夏季操業調整特約 長期夏季操業調整特約	
調整特約	タイムリープラン	季節別時間帯別電力A、B、同一WE、特別高圧電力AまたはBの供給を受け、当社が指定する期間において、空調の制御等により毎日30分を単位として電気のご使用量を大幅に調整することができるお客さまの割引料金
	ピーク時間調整特約 長期ピーク時間調整特約	
時間帯別調整契約		昼間および尖頭時時間から夜間時間への負荷移行、ならびに需給ひっ迫時の負荷の調整とあわせて負荷造成に協力していただくことにより当社の電力供給設備の合理的かつ効率的運用が可能なお客さまの料金
季節別時間帯別電力A-WE		電灯もしくは小型機器、または電灯もしくは小型機器と動力とをあわせて使用され、季節別時間帯別に設定された料金によって、土・日・祝日等軽負荷日への負荷移行に協力していただけるお客さまの料金
季節別時間帯別電力B-WE		動力(付帯電灯を含みます)を使用され、季節別時間帯別に設定された料金によって、土・日・祝日等軽負荷日への負荷移行に協力していただけるお客さまの料金
新增設基本料金特約		季節別時間帯別電力A、B、同一WE、特別高圧電力AまたはBの供給を受け、契約電力の大幅な増加が見込まれるお客さまの割引料金
増分電力量料金特約		季節別時間帯別電力A、B、同一WE、特別高圧電力AまたはBの供給を受け、電力量の大幅な増加が見込まれるお客さまの割引料金

e. 最終保障約款の概要

自由化分野のお客さまで、いずれの電気事業者とも交渉が成立しないお客さまや、いったん特定規模電気事業者と契約したものの、その後当社からの供給をご希望され交渉成立に至らなかったお客さまにつきましては、最終保障義務に基づき最終保障約款を適用いたします。その際の契約種別および料金は以下のとおりです。

契約種別	メニュー概要	料 金 単 価		
最終保障 電力A	電灯もしくは小型機器、または電灯もしくは小型機器と動力とを合わせて使用されるお客さまの料金	20,000Vまたは 30,000V供給	基本料金(円/kW)	1,944.00
			電力量料金(円/kWh)	夏季料金(7-9月) 16.57 その他季料金 15.06
		70,000V供給	基本料金(円/kW)	1,896.00
			電力量料金(円/kWh)	夏季料金(7-9月) 16.16 その他季料金 14.69
最終保障予備 電力A	最終保障電力Aのお客さまが、常時供給設備等の補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるため、予備電線路により電気の供給を受ける場合の料金	常時供給分の標準 電圧が20,000V または30,000V	基本料金(円/kW)	予備線 97.00 予備電源 194.00
			電力量料金(円/kWh)	常時供給分の該当料金
		常時供給分の標準 電圧が70,000V	基本料金(円/kW)	予備線 95.00 予備電源 190.00
			電力量料金(円/kWh)	常時供給分の該当料金
最終保障 電力B	動力（付帯電灯を含みます）を使用されるお客さまの料金	20,000Vまたは 30,000V供給	基本料金(円/kW)	2,088.00
			電力量料金(円/kWh)	夏季料金(7-9月) 11.87 その他季料金 10.79
		70,000V供給	基本料金(円/kW)	2,040.00
			電力量料金(円/kWh)	夏季料金(7-9月) 11.46 その他季料金 10.42
最終保障予備 電力B	最終保障電力Bのお客さまが、常時供給設備等の補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるため、予備電線路により電気の供給を受ける場合の料金	常時供給分の標準 電圧が20,000V または30,000V	基本料金(円/kW)	予備線 104.00 予備電源 209.00
			電力量料金(円/kWh)	常時供給分の該当料金
		常時供給分の標準 電圧が70,000V	基本料金(円/kW)	予備線 102.00 予備電源 204.00
			電力量料金(円/kWh)	常時供給分の該当料金

f. その他の主なメニューおよび約款内容

アンシラリーサービス料について

当社のネットワークと並列して自家発を使用されるお客さまに、接続供給の場合と同様に品質維持コストをご負担いただくために、「アンシラリーサービス料」を設定いたしました。

燃料費調整制度について

現行電気供給約款の基準燃料価格、基準単価を引き続き適用いたします。

工事費負担金制度について

お客さまが新たに電気を使用し、または契約電力を増加される場合で、これに伴い新たに配電設備を新設される場合の工事費につきましては、現行電気供給約款の取扱いを引き続き適用いたします。

自由化移行手続きについて

平成 12 年 3 月 21 日以降も、契約期間満了までの間は、特段の事情がない限り、現行電気供給約款のご契約内容を継続して適用いたします。

東京電力

< 目次 >

1. 一部自由化以前の電気料金制度	19
2. 新しい料金メニュー（選択約款）	19
3. 新しいサービス	19
4. 一部自由化に伴って出来た新サービス一覧	21
低圧のお客様向け	21
高圧のお客様向け	22
その他の新サービス	22

1. 一部自由化以前の電気料金制度

需要区分	契約種別	
電灯需要	定額電灯	
	従量電灯	A
		B
		C
	臨時電灯	A
		B
		C
	公衆街路灯	A
		B
電灯電力併用需要	業務用電力	
電力需要	低圧電力	
	高圧電力	A
		B
	特別高圧電力	
	臨時電力	
	農事用電力	
	自家発補給電力	A
		B
予備電力		

2. 新しい料金メニュー（選択約款）

（1）低圧のお客さま向け

- 1) 「おトクなナイト 10」(「時間帯別電灯 [夜間 10 時間型]」)
- 2) 「電化上手」(「季節別時間帯別電灯」)

（2）高圧のお客さま向け

- 1) 「業務用電力 2 型」
- 2) 「高圧電力 2 型」
- 3) 「業務用季節別時間帯別電力 2 型」
- 4) 「季節別時間帯別電力 2 型」
- 5) 「業務用休日高負荷電力」
- 6) 「休日高負荷電力」

3. 新しいサービス

（1）低圧のお客さま向け

- 1) 「インターネットによるお申し込み受付サービス」
- 2) 「でんこちゃんホームコンサルト」

(2) 特別高圧・高圧のお客さま向け

- 1) 「エコパック(蓄熱受託)サービス」
- 2) 「情報提供サービス」
- 3) 「雷情報提供サービス」
- 4) 「エネルギー診断サービス」
- 5) 「テナント検針・料金計算サービス」
- 6) 「複数契約一括料金請求サービス」

当社は、今後も「お客さま本位の経営」を徹底し、お客さまのニーズに、よりきめ細かくお応えできるメニューとサービスの拡充に取り組み、「エネルギーはやっぱり東京電力」といわれるように、お客さまに選ばれる「総合エネルギーサービス企業」を目指してまいります。

以 上

4. 一部自由化に伴って出来た新サービス一覧

低圧のお客様向け		
サービス名	メニューの特長	詳細情報
おトクなナイト10	夜がトクいだったり、電気温水器など蓄熱式機器をお持ちのお客さま向けのメニューです。	(時間帯別電灯[夜間10時間型]) 夜間時間・・・午後10時から翌朝の午前8時まで 昼間時間・・・午前8時から午後10時まで
電化上手(季節別時間帯別電灯)	夜間蓄熱式機器をお持ちで、キッチンも電化というお客さま向けのメニューです。 夜間時間に加え、ご利用いただきやすい朝晩時間を設定しました。 熱効率の高い電化キッチンを朝晩時間で使用したり、昼間お使いになる電気を夜間時間や朝晩時間へ移してご使用いただくなど、電気の使い方の工夫により、電気料金がおトクになるメニューです。	「電化上手」では、電力量料金単価を2つの季節と3つの時間帯に分けて設定しています。 (1) 季節区分 夏 季・・・毎年7月1日から9月30日 その他季・・・毎年10月1日から翌年6月30日 (2) 時間帯区分 昼間時間・・・午前10時から午後5時まで 朝晩時間・・・午前7時から午前10時までと午後5時から午後11時まで 夜間時間・・・午後11時から翌朝の午前7時まで* 昼間時間の料金単価は季節により異なります。
インターネットによるお申し込み受け付けサービス(3月から実施)	インターネットにより各種お申し込みを承ります。お引越に伴う電気料金の精算や使用開始のご連絡、契約アンペアの変更など、インターネットでお申し込みいただけるサービスです。	
でんこちゃんホームコンサルト	わが家の電気安全チェック	お客さまの屋内配線などを、電気のプロが測定器を使って診断します。このサービスは有料となります。
	わが家のアンペアチェック	ご家庭の電気機器の容量を測定し、ご使用状況に適した契約アンペアをご提案します

高圧のお客様向け	
サービス名	メニューの特長
業務用電力2型 高圧電力2型	負荷を移行することで電気の使い方の格差を小さくしていただくなど、使い方の工夫により電気料金がおトクになるメニューです。
業務用季節別時間帯別電力2型 季節別時間帯別電力2型	ピーク時間から夜間や日曜・祝日などに負荷を移行することで電気の使い方の格差を小さくしていただくなど、使い方の工夫により電気料金がおトクになるメニューです。
業務用休日高負荷電力 休日高負荷電力	負荷を移行していただくほど、電気料金がおトクになるメニューです。 契約電力500kW以上のお客さまに限りです。

その他の新サービス	
エコパック(蓄熱受託)サービス	当社が熱源設備を購入・設置し、運転・メンテナンスまでの一切をお引き受けします。このサービスは有料となります。
情報提供サービス	省エネ・環境保全・新技術・法規制などの情報をインターネットを通じてタイムリーにご提供します。
雷情報提供サービス	雷雲の発生状況がわかる画像情報を、インターネットを通じてタイムリーにご提供します。このサービスは有料となります。
エネルギー診断サービス	測定・詳細診断にもとづき、エネルギーの有効利用に向けたアドバイスやご提案を行います。このサービスは有料となります。
テナント検針・料金計算サービス	当社がテナントビルの子メーター(電気・ガス・水道など)の検針や料金計算、ご請求を代行します。このサービスは有料となります。
複数契約一括料金請求サービス	当社サービス区域内に複数の工場・事業所などをお持ちのお客さまについて、毎月の電気料金をご指定のあて先に一括してご請求します。

< 目次 >

一部自由化に伴った新サービス概要	24
新サービス一覧	24
業務用のお客さま	24
産業用のお客さま	25
接続供給約款の概要	26
接続供給サービスに係る料金一覧	27
送電サービス	27
不足供給	27
振替供給の概要	28
電気最終保証約款の概要	29
契約種別及び料金一覧	29

< 自由化に伴った新サービス概要 >

自由化対象のお客さまは、当社または新規参入の会社のなかから電気の購入先を自由に選択することができます。当社は、現在契約中のお客さまにつきましては、原則として現行の取扱いを継続いたしますが、新しい料金メニューとして業務用季時別電力B、産業用季時別電力Bを設定いたしました。

ご契約の締結にあたってはきめ細かなコンサルティングを実施いたしますので、ご検討のうえ引き続き当社からのご購入をお願いいたします。

現行どおり1年間といたしますが、自動延伸条項は設けず、毎年契約を締結いたします。

< 新サービス一覧 >

業務用のお客さま

種 別	制度の概要
業務用電力A	・ 電気供給約款の業務用電力に同じです。
業務用季時別電力A	・ 夜間へ負荷移行が期待できるお客さま向けの料金メニューです。 ・ ピーク時間と昼間時間は高めの、夜間時間は低めの電気料金を設定しています。
業務用季時別電力B (新メニュー)	・ 業務用季時別電力Aと同じ季節、時間帯区分で、特に稼働率の高いお客さま向けの料金メニューです。
業務用蓄熱調整契約	・ 蓄熱機器により空調用などの冷温熱を夜間につくり、貯蔵されるお客さま向けの料金メニューです。 ・ 夜間に蓄熱機器でご使用になった電気の料金を割り引きます。
ピーク時間調整契約	・ 夏季平日の13時～16時(ピーク時間帯)に、毎日30分以上継続して電力負荷を契約電力の10%以上抑制していただき、電気料金を割引く料金メニューです。
臨時電力、自家発補給電力、予備電力につきましても、電気供給約款の取扱いを継続いたします。	

産業用のお客さま

種 別	制度の概要	
産業用電力A	・ 電気供給約款の特別高圧電力に同じです。	
産業用季時別電力B (新メニュー)	・ 産業用季時別電力Aと同じ季節，時間帯区分で，特に稼働率の高いお客さま向けの料金メニューです。	
産業用蓄熱調整契約	・ 蓄熱機器により空調用などの冷温熱を夜間につくり，貯蔵されるお客さま向けの料金メニューです。 ・ 夜間に蓄熱機器でご使用になった電気の料金を割り引きます。	
夏季計画調整契約	・ 夏季の平日に計画的に電力負荷を抑制していただき，電気料金を割り引く料金メニューです。	
夏季計画調整契約	夏季休日契約 (1年型，3年型)	・ 夏季重負荷期の平日に休日を設定し，電力負荷を最低保安電力まで抑制していただき，電気料金を割り引く料金メニューです。 ・ 単年契約(1年型)と更にお得な3年契約(3年型)から選択できます。
	夏季操業調整契約	・ 夏季重負荷期の平日に，生産調整等により連続2日以上電力負荷を契約電力の50%以上抑制していただき，電気料金を割り引く料金メニューです。
	ピーク時間調整契約	・ 夏季平日の13時～16時(ピーク時間帯)に，毎日30分以上継続して電力負荷を契約電力の10%以上抑制していただき，電気料金を割り引く料金メニューです。
<p>臨時電力，自家発補給電力，予備電力につきましても，電気供給約款の取扱いを継続いたします。</p> <p>「新メニュー」は 平成12年4月1日から実施致します。</p>		

< 接続供給約款の概要 >

接続供給とは。。

接続供給とは、当社区域内の自由化対象のお客さまに電気を供給する新規参入の会社を対象として以下のサービスを実施することをいいます。

当社の実施するサービス。。

1 送電サービス

新規参入の会社の発電する電力を受電し、当社の送電線路を利用して、同時に別の場所の自由化対象のお客さまに託送いたします。

2 不足供給

A 参入の会社の発電とそのお客さまの需要の間で、その需要の変動により不可避免的に生じる電力の不足分を供給いたします。

B 新規参入の会社の発電機の事故や、連系電線路の事故などにより生じる電力の不足分を供給いたします。

C 新規参入の会社の発電機の定期検査や、定期補修時の電力の不足分については、お申出により協議のうえ供給いたします。

接続供給を行うにあたっての主な要件。。

接続供給とは、当社区域内の自由化対象のお客さまに電気を供給する新規参入の会社を対象として以下のサービスを実施することをいいます。

1 新規参入の会社は、そのお客さまの需要の変動に合わせて電気を供給していただきます。

2 新規参入の会社は、当社の送電線路に連系するにあたっては、接続供給約款別冊「系統連系技術要件」を遵守していただきます。

3 新規参入の会社は、当社の給電指令に従っていただきます。

給電指令の実施

以下のような場合には、当社から新規参入の会社に給電指令を発動し、新規参入の会社の発電機の停止や、その出力の抑制などを指令することがあります。また、それによって不足する電力については当社から供給いたします。

- a 当社の送電線路に事故が発生したとき
- b 当社の送電線路の工事等やむを得ないとき
- c 原子力発電所、水力発電所等の安定運転の確保が必要なとき
- d その他電気の需給上または保安上必要があるとき

契約期間

1年間とし、契約内容に変更がない場合は、自動延伸いたします。

電力量の計量など

当社が新規参入の会社から受電する受電電力量および自由化対象のお客さまへ供給する供給電力量は、受電地点および供給地点に当社が取り付けた計量器で計量します。

なお、受電地点の計量器の取付け、取替え等の費用については、新規参入の会社から申し受けます。

< 接続供給に係る料金一覧 >

送電サービス (消費税等相当額は含みません。)

種別	基本料金 (円/kW)	電力量料金 (円/kWh)		備考
標準送電サービス	530	1.52		基本料金 : 供給地点ごとの契約電力に適用
時間帯別送電サービス	530	昼間時間	1.67	電力量料金 : 供給電力量に適用
		夜間時間	1.32	昼間時間 : 8時~22時(日祝日等を除く) 夜間時間 : 昼間時間以外の時間
種別	内容			
近接性評価割引	新規参入の会社からの受電地点が、福岡県、熊本県および宮崎県の場合には、電力量料金単価を0.05円/kWh割り引きます。			
ピークシフト割引	昼間から夜間へ負荷移行した結果、1年を通じての最大電力が夜間に発生する場合、昼間の最大電力を上回る電力について450円/kW割り引きます。			

不足供給

種別	供給の対象	料金	
		基本料金 (円/kW)	電力量料金 (円/kWh)
負荷変動対応電力	送電サービス契約電力の3%以内の不足分		9.99
事故時補給電力	新規参入の会社の発電機や、連系電線路等の事故時不足分	1,280.00	15.83
定期検査時補給電力	新規参入の会社の発電機や、連系電線路等の定期検査(補修)時不足分	1,280.00	14.84
その他の不足供給	別途協議させていただきます。		

工事および工事費負担金

当社の送電線路に連系するための工事は原則として当社で実施し、設備は当社の資産といたします。

また、工事費は受電地点および供給地点ごとに算定し、あらかじめ定めた当社負担限度額をこえるときには、その超過額に消費税等相当額を加えた金額を工事費負担金として申し受けます。

実施時期

平成12年3月21日から実施いたします。

< 振替供給の概要 >

振替供給とは
振替供給とは、新規参入の会社が当社区域外の自由化対象のお客さまに電気を供給する場合に、当社の送電線路を利用して中国電力株式会社との連系点まで、送電サービスを行うことをいいます。

振替供給を行うにあたっての主な要件
接続供給を行うにあたっての主な要件に同じです。

契約期間
1年間とし、契約内容に変更がない場合は、自動延伸いたします。

料 金
料金は以下のとおりといたします。(消費税等相当額は含みません。)
振替供給電力量 1 kWhあたり 0.36 円

工事および工事費負担金
当社の送電線路に連系するための工事は原則として当社で実施し、設備は当社の資産といたします。
また、工事費の全額に消費税等相当額を加えた金額を工事費負担金として申し受けます。

実施時期
平成12年3月21日から実施いたします。

< 電気最終保障約款の概要 >

最終保障とは

最終保障とは、自由化対象のお客さまのうち、当社または新規参入の会社のいずれとも電気の需給契約についての交渉が成立しないお客さまに対し、最終的に以下の条件で当社が電気を供給することをいいます。

なお、これにより自由化対象外のお客さまの利益を阻害するおそれがある場合には、電気の供給をお断りすることがあります。

契約期間

1年以内といたします。

契約種別および料金

種 別	基本料金 (円/kW)	電力量料金 (円/kWh)	
		夏 季	その他季
最終保障電力A (2万V供給) * 業務用のお客さま	1,380.00	19.8	18
最終保障電力B (6万V供給) * 産業用のお客さま	2,472.00	11.16	10.14
最終保障予備 電力	予備線	常時供給分の該当 料金の5%	常時供給分の 該当料金
	予備電源	常時供給分の該当 料金の10%	

実施時期

平成12年3月21日から実施いたします。