電力システム全体の発電コストからみた 独立系発電事業者（IPP）参入の経済的評価

正員 早川 直 樹 (名古屋大学)
准員 堀 部 浩 (名古屋大学)
正員 加 藤 丈 佳 (名古屋大学)

正員 鈴 置 保 雄 (名古屋大学)
正員 茅 陽 一 (名古屋大学)

Economic Evaluation of Independent Power Producers (IPP's) Viewed from Total Generating Costs of Electric Power Systems.

Naoki Hayakawa, Member, Hiroshi Horibe, Associate, Takeyoshi Kato, Member,
Yasuo Suzuoki, Member, Yoichi Kaya, Member (Nagoya University)

In Japan, electric power utilities purchase the electricity of independent power producers (IPP's) through competitive bidding, where the evaluation of IPP is based on the avoided costs of corresponding generators of utilities. In this evaluation, however, non-pricing factors such as power flow constraints in the electric power system cannot be considered.

In this paper, we propose a new approach to evaluate economical impacts of IPP, where the electricity of IPP is priced on the basis of total generating costs of the electric power utilities. Such a price to purchase the electricity of IPP is referred to as "breakeven cost". The main results are summarized as follows:

- 1) breakeven cost depends upon not only the power flow constraints in the system, but also various factors of IPP such as generating pattern, location and capacity,
- 2) breakeven cost for the base-type IPP is higher than the avoided cost of corresponding utility generator, because IPP located on demand sides can reduce the transmission power loss in the electric power system,
- 3) breakeven cost is affected by available capacity of utility generators, especially for the peak-type IPP generating during only peak demand periods.

キーワード：独立系発電事業者 (IPP), 一般電気事業者, 電力システム, 発電コスト, 電源計画, breakeven cost

1. まえがき

近年の規制緩和に伴い、電力システムでは発電部門の自由化が進展し、独立系発電事業者 (IPP) による電力の卸供給が可能になった。一般電気事業者 (utility) が競争入札によって IPP から安価な電力を購入することにより、電力市場が活性化され、電力システム全体の効率改善や経済性の向上が期待されている⁽¹⁾。

このような電気事業の変化に対応して、わが国においても、IPP が系統にアクセスするための適切なルールや料金設定手法など、IPP に関して様々な研究が行われてる⁽²⁾⁻⁽⁴⁾。しかし、今後の IPP の参入拡大を考慮すると、utility からみた IPP の経済的価値自身についても十分な検討が必要であると考えられる。

現状の競争入札においては、utility は発電機ごとの回避可能原価を基準として IPP 電力の上限価格を決定している⁽⁵⁾。すなわち、現在のところ、utility は、系統アクセスコストを含む IPP 発電機の発電コストと utility 発電機の発電コストとの比較によって IPP の経済的価値を評価している。しかしながら、将来的に地点や規模などが異なる様々な形

態で IPP が参入する場合、電力システム全体の潮流分布や送電損失などに与える影響は IPP ごとに異なることが予想される。この場合、発電機ごとの回避可能原価では、上記の要因を考慮して IPP の経済的価値を適切に評価することは困難であると考えられる。また、utility は原子力、石炭火力、LNG 火力等、発電機の燃料バランスのとれた電源開発を計画しており⁽⁶⁾、安価で豊富な輸入炭を利用できる石炭火力やクリーンな LNG 火力の出力が増加する傾向にある。最近では、COP3 で日本に課せられた温室効果ガスの削減目標の達成のために、LNG 火力がベース・ミドル電源として位置づけられる可能性がでてきた⁽⁷⁾。したがって、utility によっては、今後、ベース電源を主体として設備増設する可能性もある。このような場合、utility のピーク電源の回避可能原価を基準とするのでは、ピーク型 IPP の経済的価値を適切に評価できない可能性もある。

これらの点を考慮すると、utility からみた IPP の経済的価値を算定する場合、単に発電機単体のコスト比較だけでなく、IPP の参入が電力システム全体の運用および電源計画に与える様々な影響を評価する必要があると考えられる。本論文では、そのような検討の第一段階として、utility か

らみた IPP の経済的価値を電力システム全体の発電コストの観点から評価することを試みた。上述のような観点から、発電パターンや参入地点が異なる様々な IPP の参入形態に対し、utility にとっての経済的価値を評価した。

2. breakeven cost からみた IPP の経済的価値

電力システム全体の発電コストからみた IPP の経済的価値として、本論文では、以下に示すような IPP 電力購入の上限価格を評価基準とした。

y 年次における utility の年間発電コストを C_y とする。IPP の参入により、年間発電コストが C'_y に削減される場合、utility が発電コストの削減額 $C_y - C'_y$ で IPP の年間発電電力量を購入すれば、同一の電力需要に対する utility の電力供給コストは IPP 参入前後で変化しない。すなわち、 $C_y - C'_y$ は utility における IPP 電力購入の上限コストと考えられる。本論文では、次式に示すように、このような上限コストを IPP の kWh あたりの価格として評価するものとし、これを breakeven cost と呼ぶこととする。

$$\text{breakeven cost} = \frac{C_y - C'_y}{\sum_t P_{lyt} T_t} \quad (\text{円/kWh}) \quad (1)$$

P_{lyt} : y 年次 t 時間帯の IPP の有効電力出力 (kW)
 T_t : t 時間帯の時間数 (時間)

すなわち、breakeven cost が高いということは、utility からみた IPP の経済的価値が高いことを意味する。utility の発電コスト C_y の算定方法は次章で示す。

なお、本論文では、utility からみた IPP の経済的価値を評価するものであり、発電燃料や発電コストなど IPP の具体的な内部構造については考慮していない。また、IPP が系統に接続するためのコストも考慮していない。

3. モデル系統および計算方法

(3.1) モデル系統の構成 検討に用いたモデル系統を図 1 に示す。本モデル系統は、電源構成、負荷の分布、母線の位置、送電線の電圧階級・距離など、わが国における系統構成の実態をある程度模擬している。

本モデル系統において、utility の各発電所は母線 #1～#5 に位置しており、基準年次 (0 年次) の全設備容量は 24,200MW である。表 1 に各母線の発電機の種類および基準年次の設備容量を示す。また、発電機ごとの固定費および可変費を表 2 に示す⁽⁸⁾。なお、本論文では、各発電機のスケールメリット、リードタイムおよび負荷追従率などは考慮していない。また、電力需要については、一年を夏期、中間期、冬の 3 季節帯 (各 4 ヶ月)、一日をピーク時 (6 時間)、ミドル時 (8 時間)、オフピーク時 (10 時間) の 3 時間帯とし、合計 9 時間帯の需要を想定した。最大電力需要は夏期ピーク時において 22,000MW である。このような需要が 2%/年の割合で 10 年間継続して増加する場合を想定した。

なお、本モデル系統は 500kV および 275kV の基幹系統部分のみを対象としているため、モデル系統全体の送電損

図 1 モデル系統

Fig.1. Electric power system model.

表 1 基準年次 (0 年次) における utility 発電機の設備容量

Table 1. Capacity of utility generators in 0th year.

発電機 番号 n	発電機 種別	母線 番号 i	設備容量 (MW)
No.1	原子力	#1	3,600
No.2	石炭	#2	2,400
No.3	石油	#2	4,200
No.4	LNG	#3	3,500
No.5	石油	#3	2,500
No.6	LNG	#4	2,600
No.7	石油	#4	4,400
No.8	揚水	#5	1,000

表 2 utility 発電機の固定費・可変費

Table 2. Fixed and variable costs of utility generators.

発電機 種別	固定費 (円/kW・年)	可変費 (円/kWh)
原子力	65,000	5.0
石炭	45,000	8.0
LNG	40,000	10.0
石油	35,000	15.0
揚水	20,000	—

失はピーク負荷時においても 1%程度と非常に小さい。これに対し、本論文では、後述するように、参入地点や参入容量による IPP の経済的価値の違いを系統全体の送電損失に反映して評価している。このため、系統全体の送電損失を正確に評価する必要がある。そこで、本モデル系統では、図 1 の右下に示すように、154kV 以下の下位系統部分の送電線路を定インピーダンス負荷として扱った。また、IPP は下位系統の末端に参入するものとした。

(3.2) utility 発電コストの計算方法 前節で示したモデル系統を用いて utility の発電コストを算定するため、非線形計画問題として定式化した⁽⁹⁾。定数、変数、目的関

数および制約条件を以下に示す。

添字

- i : 母線番号 (#1 ~ #11)
 n : 発電機番号 (No.1 ~ No.8)
 y : 年次 (1 年次 ~ 10 年次)
 t : 時間帯 (9 時間帯)

定数

- f_n : n 発電機の固定費 (円/kW・年)
 v_n : n 発電機の可変費 (円/kWh)
 K_{ny} : n 発電機 y 年次の既設設備容量 (kW)
 T_t : t 時間帯の時間数 (時間)
 D_{pity} : i 母線 y 年次 t 時間帯の有効電力需要 (kW)
 D_{qity} : i 母線 y 年次 t 時間帯の無効電力需要 (kVar)

変数

- C_y : y 年次の utility 年間発電コスト (円/年)
 A_{ny} : n 発電機 y 年次の増設設備容量 (kW)
 P_{nyt} : n 発電機 y 年次 t 時間帯の有効電力出力 (kW)
 Q_{nyt} : n 発電機 y 年次 t 時間帯の無効電力出力 (kVar)
 V_{iyt} : i 母線 y 年次 t 時間帯の母線電圧 (pu)
 Q_{iyt} : i 母線 y 年次 t 時間帯の無効電力出力 (kVar)

目的関数

utility は 10 年間の計画期間における総発電コストを最小化するように各発電機の増設容量および出力を決定する。

$$\sum_{y=1}^{10} C_y \Rightarrow \min. \quad (2)$$

ただし,

$$C_y = \sum_{n=1}^8 f_n (K_{ny} + A_{ny}) + \sum_{t=1}^9 \sum_{n=1}^8 v_n P_{nyt} T_t \quad (\text{円/年}) \quad (3)$$

なお, (2) 式の最小化には, 汎用プログラムの GAMS (General Algebraic Modeling System) を用いた。

制約条件

- 潮流制約, 発電機出力制約など
 潮流制約については, 交流フロー法に基づき定式化した⁽⁹⁾。発電機の有効・無効電力出力, 母線電圧などに関する制約を表 3 にまとめて示す。
- utility の設備増設
 次式に示すように, 最大有効電力需要 $D_{iy\max}$ に対し予備力 10% を維持するように, 原子力および揚水以外の発電機を増設する。

$$\sum_{n=1}^8 (K_{ny} + A_{ny}) = \sum_{i=1}^{11} D_{iy\max} \times 1.1 \quad (4)$$

IPP が参入する場合も, 潮流制約, 発電機出力制約などは上記の通りである。ただし, IPP 参入時の utility 発電機の設備増設については, 次式に示すように, utility は IPP の参入容量 K_{IPP} 分の $\alpha\%$ 分の増設容量を削減できるものとした。

表 3 系統条件

Table 3. Constraints on model system.

母線電圧上下限	0.97~1.03pu
有効電力出力下限	原子力: 3.6pu その他: 0pu
無効電力出力制限	設備容量の $\pm 50\%$
設備利用可能率	1.0 (年間一定)
揚水出力	発電: ピーク時 需要: ミドル時, オフピーク時
揚水効率	67.5%
揚水需要時の力率	0.8
負荷力率	0.95
調相設備容量	有効電力負荷の 50% (進相, 遅相とも) (母線電圧が下限値以下になる場合, 下限値を維持できるように増設可)

$$(P_{\text{base}} = 1,000 \text{MVA}, V_{\text{base}} = 500 \text{kV})$$

$$\sum_{n=1}^8 (K'_{ny} + A'_{ny}) + \alpha K_{IPP} = \sum_{i=1}^{11} D_{iy\max} \times 1.1 \quad (5)$$

- K'_{ny} : IPP 参入時の n 発電機 y 年次の既設設備容量 (kW)
 A'_{ny} : IPP 参入時の n 発電機 y 年次の増設設備容量 (kW)
 K_{IPP} : IPP 参入容量 (kW)
 α : IPP 参入容量に対する utility の増設設備削減割合

なお, 本論文では, 固定費や可変費の年次変化および現在価値換算は考慮していない。これは, 本論文の目的が utility からみた IPP の経済的価値を様々な IPP の参入形態に対して定性的に評価することであり, 計算で得られた数値自身を議論するものではないためである。また, 発電コストの現在価値換算を行ったとしても, 本論文で議論しているような 10 年程度の期間では, 石炭や石油などの燃料種別ごとの燃料価格の上下関係は維持されると考えられるため, 定性的には同様の評価となる。しかも, 発電コストの現在価値換算などを行わないことにより, utility 発電機の出力構成, 系統全体の送電損失などが breakeven cost の年次変化に与える影響を明確化することができると考えられる。

(3.3) IPP が参入しない場合の utility の運用形態

IPP が参入しない場合について, 各時間帯における utility 発電機の有効電力出力および各年次における増設設備容量を算定した。図 2 に 1 年次における各時間帯の utility 発電機出力を示す。また, 10 年間の計画期間における utility 発電設備の累積増設容量を図 3 に示す。本モデル系統の場合, 需要の増加に対して発電コストが最も安価な石炭火力が増設される。

次章以降では, utility が上述のように発電設備を増設する場合について, IPP 参入に対する breakeven cost を算定し, utility からみた IPP の経済的評価を行う。

4. IPP 参入に対する breakeven cost

IPP の参入形態として, 年間を通じて 24 時間運転するベース型 IPP と, 年間を通じてピーク時間帯の 6 時間のみ

図2 1年次における各時間帯の utility 発電機出力
Fig.2. Outputs of utility generators in each demand period in 1st year.

図3 utility 発電設備の累積増設容量
Fig.3. Cumulative capacity of incremental utility generators.

運転するピーク型 IPP とを想定する。IPP の参入母線は #3, 参入容量は 1 年次に 100MW 参入し, その後 10 年間は新規参入せず, 容量は一定とする。また, (5) 式において $\alpha = 100\%$, すなわち, 電力システム全体として, IPP の設備容量 K_{IPP} を含めて 10% の予備力が維持されるものとする。

このような IPP の参入形態を基準ケースとする。本章において基準ケースでの IPP 参入に対する breakeven cost を算定し, 次章以降において IPP の参入形態や utility の運用形態が breakeven cost に与える影響について検討する。

(4.1) ベース型 IPP の場合 設備容量 100MW のベース型 IPP の参入に対する breakeven cost の年次変化を図 4 に破線で示す。ベース型 IPP の参入による utility の発電コスト削減額は, 1 年次において 120 億円 (固定費分 45 億円, 可変費分 75 億円) に達する。したがって, breakeven cost はとしては, 次式に示すように 13.8 円/kWh となる。

$$\text{breakeven cost} = \frac{(45 + 75) \times 10^8}{100 \times 10^3 \times 24 \times 365} \approx 13.8 \text{ (円/kWh)} \quad (6)$$

ところで, 本モデルシステムのベース電源である石炭火力の発電コストは, 年間の設備利用率を 100% とする場合, 固定費と可変費との合計として, 次式に示すように 13.1 円/kWh

図4 ベース型およびピーク型 IPP に対する breakeven cost の年次変化
Fig.4. Breakeven cost for base-type and peak-type IPP.

図5 ベース型 IPP の参入による utility の各発電機における発電コスト削減額
Fig.5. Reduction of generating cost of utility by base-type IPP.

となる。

$$\begin{aligned} \text{石炭火力発電コスト} &= \frac{45,000}{24 \times 365} + 8.0 \approx 13.1 \text{ (円/kWh)} \quad (7) \end{aligned}$$

上述の石炭火力発電コストは, 従来のように回避可能原価によって評価する場合の IPP の経済的価値に相当する。すなわち, utility が需要増加に対してベース電源を増設する場合, utility からみたベース型 IPP の経済的価値は, 回避可能原価による評価よりも高くなる。

図 5 に utility の発電機別に発電コストの削減額を示す。設備容量 100MW の IPP 参入により, 図 3 に示した utility の石炭火力の増設容量は, 1 年次において 484MW から 384MW に縮小でき, 年間 45 億円の固定費が削減される。また, IPP が年間を通じて 100MW を発電するため, utility は設備増設を縮小した石炭火力 100MW 分の可変費を削減することができる。回避可能原価による評価は, ここまでのコスト削減分を考慮していることになる。

一方, 本論文では, 図 1 右下に示したように, IPP は下位系統末端に参入することを想定しているため, IPP の参入によって系統全体の潮流が緩和され, 特に夏期ピーク時な

ど需要の多い時間帯における送電損失が低減される。これにより、utility としては、可変費の高価な石油火力や LNG 火力の出力を低減できる。すなわち、ベース型 IPP が参入する場合、utility においては単にベース電源の石炭火力だけでなく、ピーク電源の石油火力などにおいても発電コストを削減することが可能となる。以上の解釈により、ベース型 IPP に対する breakeven cost が、utility のベース電源（石炭火力）における回避可能原価よりも高く評価されたことを説明することができる。このような IPP 参入の経済的価値は、対応する utility 発電機とのコスト比較ではなく、系統全体の総発電コストの視点からもたらされるものである。

なお、図 4 に示すように、ベース型 IPP に対する breakeven cost は、需要の増加に伴って毎年約 0.03 円/kWh ずつ上昇する。これは、本モデル系統では需要増加に伴って送電損失も増加するため、同一容量の IPP 参入でも送電損失の低減効果が相対的に大きくなることによる。

〈4.2〉 ピーク型 IPP の場合 ピーク電源の増設を計画している utility にピーク型 IPP が参入する場合、utility からみた経済的価値は、ベース型 IPP の場合と同様に、回避可能原価分と送電損失削減分の発電コストとの和に相当する。しかしながら、utility の電源計画によっては、石炭火力や LNG 火力などのベース電源を主として増設する場合も考えられる。このような状況においてピーク型 IPP が参入する場合についても、その経済的価値を適切に評価する必要がある。そこで、本論文では、第 3 章に示したように、コスト最小化の観点から石炭火力のみを増設する utility にピーク型 IPP が参入する場合について、utility の総発電コストの視点からピーク型 IPP の経済的価値を検討する。

ピーク型 IPP に対する breakeven cost を図 4 に実線で示す。同図に示すように、breakeven cost は 1 年次において 19.4 円/kWh となった。ここで、utility のピーク電源である石油火力が各季節帯においてピーク時間帯（6 時間）のみ発電する場合、発電コストは固定費と可変費との合計と

して、次式に示すように 31.0 円/kWh となる。

$$\begin{aligned} & \text{石油火力発電コスト} \\ &= \frac{35,000}{6 \times 365} + 15.0 \approx 31.0 \text{ (円/kWh)} \end{aligned} \quad (8)$$

したがって、発電コスト最小化を目的としてベース電源の石炭火力を増設する utility に対し、ピーク型 IPP が参入する場合には、現状の回避可能原価による評価よりも系統全体の発電コストによる評価の方が IPP の経済的価値が低く見積もられることになる。これは以下の理由による。

utility がベース電源を増設する状況でピーク型 IPP が参入する場合、utility はピーク電源（石油火力）よりも固定費が高いベース電源（石炭火力）の設備増設を削減できるが、これは同時に可変費が安価な石炭火力の出力を減少させることになる。ピーク時間帯においては IPP の発電によって utility は可変費を削減できるが、ミドル時など IPP が発電しない時間帯においては、石炭火力よりも可変費が高い LNG 火力や石油火力によって石炭火力の出力減少分を補う必要がある。このため、図 6 に示すように、石油火力や LNG 火力の可変費はピーク型 IPP の参入によってむしろ上昇し、utility 全体での年間の可変費も約 3 億円高くなる。以上の解釈により、石炭火力を増設する utility におけるピーク型 IPP の経済的価値を breakeven cost で評価する場合、回避可能原価による評価よりも低くなることが説明できる。

なお、ピーク型 IPP の breakeven cost (19.4 円/kWh) は、ベース型 IPP の breakeven cost (13.8 円/kWh) よりも 5.6 円/kWh 高くなった。これは、両タイプの IPP 参入において、固定費削減効果 (45 億円) は等しいが、発電時間が短いピーク型 IPP の方が発電電力量あたりの固定費削減効果が大きいことによる。

また、図 4 において、ベース型 IPP の breakeven cost は 10 年間で 6% 程度しか上昇しないのに対し、ピーク型 IPP の場合には 10 年間で約 33% 増加する。特に 2 年次から 3 年次にかけて 1.1 円/kWh、4 年次から 5 年次にかけて 2.3 円/kWh と大きく上昇している。4 年次から 5 年次にかけて breakeven cost が上昇する理由について、図 7 に示す冬期ミドル時における utility 発電機の出力構成の年次変化から考察する。同図において、実線は IPP が参入する場合、破線は IPP が参入しない場合である。本モデル系統の場合、夏期ピーク時の需要にあわせて、年次ごとに石炭火力が増設される。このため、冬期ミドル時における石炭火力の出力は年次ごとに大きくなり、逆に可変費が高価な石油火力の出力は徐々に減少する。5 年次において、冬期ミドル時の石油火力の出力は零となり、それ以降においては LNG 火力の出力が減少する。このように、ピーク型 IPP が発電しない時間帯における utility 発電機の出力構成の変化により、utility 石炭火力の新設設備容量の削減分 (100MW) を代替する発電機が、4 年次から 5 年次にかけて石油火力よりも可変費が安価な LNG 火力に移行する。これは、ピーク型 IPP が発電しない時間帯における utility の代替発電コスト

図 6 ピーク型 IPP の参入による utility 発電機の発電コスト削減額

Fig.6. Reduction of generating cost of utility by peak-type IPP.

図7 冬期ミドル時における utility 発電機の出力構成の年次変化

Fig.7. Output of utility generators in middle period of winter season.

が緩和されることを意味する。これにより、4年次から5年次にかけてピーク型IPPに対するbreakeven costが大きく上昇する。同様に、2年次から3年次にかけてのbreakeven costの上昇も、中間期オフピーク時におけるutility発電機出力構成の変化に起因する。このように、電力システムの電源計画を考慮する場合、需要の増加に伴うutility発電機出力構成の変化により、ピーク型IPPに対するbreakeven costは大きく変化することがわかった。

5. IPP 参入形態による breakeven cost の相違

(5.1) 参入地点 母線#3以外へピーク型IPPが参入する場合を想定し、前章と同様の検討を行った。ただし、揚水発電機が設置された母線#5については、揚水発電機の運転パターンの制約上、IPPの参入を想定していない。各母線へのピーク型IPP参入に対するbreakeven costの10

図8 参入母線によるピーク型IPPのbreakeven costの相違

Fig.8. Difference of breakeven cost for peak-type IPP by location.

図9 参入容量が逐次増加する場合のピーク型IPPに対するbreakeven costの年次変化
Fig.9. Breakeven cost for peak-type IPP's with and without annual increase in capacity.

年間の平均値を図8に示す。同図に示すように、参入地点による送電損失削減量の違いにより、breakeven costに0.8円/kWh程度の差が生じた。特に、utilityの電源から遠隔に位置する母線#6へIPPが参入する場合には、系統全体の送電損失の低減効果が大きいため、10年間平均のbreakeven costが22.9円/kWhと最も高くなった。

(5.2) 参入容量 前節までは、IPPの参入容量を100MWで10年間一定としてきた。ここでは、ピーク型IPPの参入容量が年次ごとに100MWずつ逐次増加し、10年次に1,000MWになる場合を想定して同様の検討を行った。参入地点を母線#3とした場合の結果を図9に示す。同図において、実線はIPP参入容量が100MWで一定の場合、破線はIPP参入容量が逐次増加する場合である。逐次増加する場合のbreakeven costは、参入容量一定の場合と比較して若干小さくなり、その差は年々拡大する。これは以下の理由による。図1に示したように、本モデル系統ではIPPは系統末端に参入することを想定しているため、IPPの参入はutility発電機から見れば等価的に負荷の減少になる。しかし、送電損失は負荷のほぼ二乗に比例すると考えられるため、IPPの参入容量の逐次増加に対して、IPPの単位発電電力量あたりの送電損失削減量は減少することになり、breakeven costも低下する。また、容量一定のピーク型IPP参入の場合において4年次~5年次にかけて生じていたbreakeven costの大幅な上昇は、IPPの参入容量とutility発電機の増設容量との関係から、4年次以降において緩やかに生じるようになった。

6. utility の運用形態による breakeven cost の相違

(6.1) IPP 参入容量に対する utility の設備削減容量

これまでの検討では、IPP参入によるutility発電機の増設制約は、(5)式において $\alpha = 100\%$ 、すなわち、IPP参入容量分だけ削減できるものとしてきた。ここでは、IPP発電電力に対するutilityのバックアップ体制により、IPPが参入してもutilityの増設設備は変化しない場合(0%削減)、

図 10 IPP 参入による utility 設備増設の削減量による break-even cost の相違

Fig.10. Difference of break-even cost for peak-type IPP by reduced capacity of incremental utility generators.

IPP 設備容量の 50% 分だけ削減できる場合を想定し、ピーク型 IPP 参入に対する break-even cost を算定した。結果を図 10 に示す。同図に示すように、IPP 参入時の utility 設備増設の削減量が縮小すると、utility における固定費の削減効果が小さくなるため break-even cost も低下する。特に、0% 削減の場合には、2 年次から 4 年次にかけて break-even cost が低下する。これは以下の理由による。1 年次および 2 年次の中間期ピーク時間帯では、utility はオフピーク時間帯の揚水動力を LNG 火力で賄う。ピーク型 IPP の出力により、utility は揚水発電機の出力を減少できるため、オフピーク時における LNG 火力の可変費を削減できる。しかし、需要増加による石炭火力の増設に伴い、3 年次には、石炭火力で夜間の揚水動力を賄うことができる。このため、ピーク型 IPP は LNG 火力よりも可変費が安価な石炭火力の可変費を削減することになり、その経済的価値が減少したと考えられる。

(6-2) utility 発電機の設備利用可能率 これまでの検討では、IPP 参入に対する break-even cost の算定において、各季節帯における utility 発電機の利用可能率を 100% としてきた。しかし、中間期や冬期においては、点検・補修などによって設備の利用可能率が低下することが考えられる。そこで本節では、各季節帯において利用可能な utility 発電機の容量が IPP 参入に対する break-even cost に与える影響について検討を行った。想定した季節帯ごとの設備利用可能率を表 4 に示す。なお、同表のケース A は、前章までの検討で想定したものである。結果を図 11 に示す。

表 4 utility 発電機の設備利用可能率
Table 4. Rate of available utility generator.

季節帯	設備利用可能率		
	夏期	中間期	冬期
ケース A	100%	100%	100%
ケース B	100%	60%	80%

図 11 utility 発電機の設備利用可能率を考慮した break-even cost の年次変化

Fig.11. Effect of capacity of available utility generators to break-even cost.

(a) ベース型 IPP の場合 ケース A の場合、いずれの季節帯においても、IPP 参入の有無による utility 発電機容量の差は、増設が縮小された石炭火力 100MW 分に相当する。これに対しケース B では、中間期のように utility 発電機の設備利用可能率が 60% に低下すると、IPP の有無による石炭火力の容量差は 60MW に縮小する。このため、容量 100MW の IPP は、中間期においては石炭火力 60MW だけでなく、可変費が石炭火力よりも高価な LNG 火力や石油火力の出力が代替できる。したがって、図 11 に示すように、ケース B の方が IPP 参入による発電コストの削減額が大きくなり、break-even cost も上昇する。すなわち、発電予備力の小さい utility に対しては、IPP の経済的価値が高くなると考えられる。

(b) ピーク型 IPP の場合 ピーク型 IPP の場合、IPP が発電する時間帯については、ベース型 IPP の場合と同様の理由により、ケース B の方が発電コストの削減額が大きくなる。一方、IPP が発電しない時間帯では、石炭火力の容量差分だけ可変費が高価な石油火力などの出力を増やさなければならない。しかし、ケース B では、IPP の有無による石炭火力の容量差が縮小される。このため、石油火力などの出力増加も少なく済み、発電コストの削減額も大きくなる。これらの理由により、図 11 に示すように、1 ～ 2 年次の break-even cost はケース B の方が高くなる。

しかし、5 年次以降では、ケース B の break-even cost は逆に小さくなる。これは以下の理由による。ケース A では、IPP が発電しない時間帯における utility 発電機の出力代替が、石油火力から可変費が安価な LNG 火力に移行するため、4 ～ 5 年次にかけて break-even cost は大きく上昇した。しかし、ケース B では LNG 火力の利用可能容量自身も縮小されるため、ケース A のような出力代替の移行は先送りされ、検討期間内で break-even cost の大幅な上昇は見られなくなる。

7. あとがき

本論文では、utility の総発電コストの視点からみた IPP の経済的価値について、IPP 電力購入の breakeven cost による評価を試みた。その結果、以下の知見を得た。

1. 電力需要の増加に対し、utility が発電コスト最小化を目的としてベース電源の石炭火力を増設する場合、ベース型 IPP に対する breakeven cost は、utility の回避可能原価に加え、系統全体の送電損失の削減効果を含めた値となる。逆に、同じ utility にピーク型 IPP が参入する場合には、IPP が発電しない時間帯において utility の可変費が増加するため、breakeven cost はピーク電源（石油火力）の回避可能原価よりも低くなる。
2. ベース型 IPP とピーク型 IPP との breakeven cost を比較すると、ピーク型 IPP の方が高くなる。これは、IPP の発電電力量あたりでは、ピーク型 IPP の方が utility 固定費の削減効果が大きいためである。また、ピーク型 IPP の breakeven cost は、ミドル時間帯やオフピーク時間帯など、ピーク型 IPP が発電しない時間帯における utility 発電機の出力構成に依存する。
3. 電力システムにおける IPP の参入地点、参入容量などにより、システム全体の潮流分布、送電損失の低減効果などが異なる。これらの違いを反映して IPP 参入に対する breakeven cost が決まる。

今後は、経済的視点からの IPP 評価に加えて、その参入が電力システム全体の省エネルギー化などに与える影響を考慮し、IPP の参入を考慮した utility 発電機の最適電源計画や保守点検計画について検討を行う予定である。これにより、電力システムにおける IPP と utility とのベストミックスを明らかにするとともに、IPP 最適参入形態の総合的な評価をめざす。

本研究の一部は、平成 9 年度文部省科学研究費補助金奨励研究 (A) (No.9750315)、日本学術振興会未来開拓学術研究推進事業「アジア地域の環境保全」(No.97I00G04) の補助を受けた。

(平成 9 年 7 月 28 日受付、同 10 年 3 月 25 日再受付)

文 献

- (1) 浅野：「電力自由市場下での需給マネジメントのモデル化」、電学論 B, **115**, No.3, pp.101-104 (1995)
- (2) 平野, 山地：「動学的モデルによる長期限界費用に基づく託送料金の評価」、電学論 B, **117**, No.1, pp.33-40 (1997)
- (3) 浅野, 岡田：「地域別送電線使用料金の算定手法」、電学論 B, **117**, No.1, pp.61-67 (1997)
- (4) 岡田, 浅野, 久保川, 佐々木, 横山：「系統運用補助サービスとしての予備力供給システム」、第 14 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文, 15-3, pp.337-342 (1998)
- (5) 通産省資源エネルギー庁公益事業部編：「電源開発の概要」、pp.217-229 (1996)
- (6) (財)日本エネルギー経済研究所エネルギー計量分析センター：「エネルギー・経済統計要覧 1997 年版」、pp.272-273, 財団法人省エネルギーセンター (1997)
- (7) 電気新聞記事, 平成 10 年 2 月 9 日
- (8) 田辺, 安田, 横山：「電源の固定費・可変費の不確実さを考慮した電源ロバストミックス決定手法」、電学論 B, **112**, No.4, pp.331-338 (1992)

(9) 関根：「電力系統解析理論」、電気書院, pp.181-194 (1975)

早川 直樹 (正員) 1962 年 9 月 9 日生。90 年 3 月名古屋大学大学院工学研究科博士課程後期課程満了。同年 4 月同大学工学部助手, 96 年 4 月名古屋大学理工科学総合研究センター助教授, 98 年 4 月名古屋大学大学院工学研究科助教授, 現在に至る。工学博士。超電導送電, 環境調和型エネルギーシステムに関する研究に従事。96 年電気学会論文賞。IEEE, エネルギー・資源学会会員。

堀部 浩 1973 年 12 月 3 日生まれ。96 年 3 月千葉大学工学部電気工学科卒業, 98 年 3 月名古屋大学大学院工学研究科博士課程前期課程修了, 同年 4 月日本電信電話株式会社入社, 現在に至る。電力経済, エネルギーシステムに関する研究に従事。

加藤 文佳 (正員) 1968 年 5 月 7 日生。96 年 3 月名古屋大学大学院工学研究科博士課程後期課程修了。同年 4 月名古屋大学理工科学総合研究センター助手, 現在に至る。工学博士。超伝導電力システム, エネルギーシステムに関する研究に従事。エネルギー・資源学会会員。

鈴置 保雄 (正員) 1950 年 5 月 26 日生。78 年 3 月名古屋大学大学院工学研究科博士課程後期課程修了。同年 4 月同大学工学部助手, 87 年同講師, 89 年同助教授, 95 年 4 月名古屋大学理工科学総合研究センター教授, 現在に至る。工学博士。主として、電気電子材料, エネルギーシステムに関する研究に従事。IEEE, 応用物理学会, 高分子学会, エネルギー・資源学会会員。

茅 陽一 (正員) 1934 年 5 月 18 日生。62 年 3 月東京大学大学院電気工学専攻博士課程修了。同年 4 月大学工学部講師, 63 年同助教授, 78 年同教授。95 年 4 月慶應義塾大学大学院政策・メディア研究科教授, 96 年 4 月名古屋大学理工科学総合研究センター客員教授, 98 年 4 月地球環境産業技術研究所以長, 現在に至る。工学博士。システム制御工学, エネルギー・電力システムの計画・分析, および地球温暖化対策の評価に関する研究に従事。電子情報通信学会, 計測自動制御学会, エネルギー・資源学会, IEEE 会員。