

((((技術・行政情報))))

電気事業の費用最小化計画

1. 電気事業の不確実性問題

石油危機以降、電気事業を取巻く社会環境が大きく変わりつつある。エネルギー需要と石油価格の変動、エネルギー間競合、原子力の安全性問題や地球規模の環境問題等、これからの中長期的なエネルギー源と技術の選択、それに電源計画は多様な不確実性を考慮し決めていかなければならぬ。

不確実性は外部要因と内部要因とに分けることができる。外部要因とは、電気事業が制御できない要因で、それらは電力需要の伸び、インフレーション率、規制の変化、燃料価格などである。内部要因は、少なくとも部分的に制御できる要因で、プラントの建設期間や設備利用率、省エネルギーなどである。電力需要の伸びは、電源計画を行なう上で中心的な課題である。需要が予想以上に増加すれば、電気事業は他から電力をプレミアム付で購入しなければならない。また予想に反し需要が伸びなければ、設備過剰となり、需要家や規制当局に大きな影響を与えることになる。

不確実性に対処するための行動にはいくつかある。最も簡単なものは、不確実性の存在を無視することであろう。すなわち基本ケースの情報に従って計画を策定することになる。そして長期の計画を心配せずに1、2年の短期の行動に焦点を絞ることである。第2の方法は、できるだけ決定を遅らせることである。それにより不確実性を減らす新たな情報を入手できるかもしれない。例えば石炭ガス化複合発電を導入する計画で、最初にガスタービンで燃料に石油かガスを使い、需要の伸びをみて、その後でガス化装置と蒸気タービンを導入する方法である。他の供給者にリスクを分担して貢うことも不確実性の対処になる。電力大口需要家に夏期ピーク時の遮断契約を行ない、ピーク需要の軽減を図るのもその1つである。どの様な偶発事象にも対応できるように、多くの対応策を用意するのも不確実性に対処することになる。ただし、この戦略はやり直しのきかない対応をした場合、特に長期的な影響をもつものについては問題がある。最後の戦略は、柔軟な政策をとることである。その主な狙いは、低コストで容易に変更できる対応策を選ぶことになる。

最近、こういった不確実性を考慮した費用最小化計画が米国で発展している。

2. 費用最小化計画

費用最小化計画（LCP：Least cost planning）は特に新しい概念ではない。それは1979年に米国のRoger SantとAmory Lovinsが提唱した概念で、あらゆる部門でのエネルギーの効率的利用を意味したものである。LCPは、1980年代初期に供給側での電源計画において、電力需要の増加に見合う設備の建設と燃料の購入を費用が最小になるように決めるのに数多く使われてきた。しかし、近年、電気事業を取巻く環境が大きく変わり始めた。電力需要や燃料価格の不確実性、設備資金の調達問題、季時別電気料金、負荷率の悪化、需要家側の電気利用技術の進歩など、電気事業の経営は単に供給側の問題だけでなく需要側、すなわち社会のニーズに対してより重きをおく必要がでてきた。それに伴いLCPの目標も、従来の発電コストを最小にする設備の選択から需要家の満足を最大にするという、広義に解釈されるようになった。すなわち、最近の費用最小化計画は、不確実性とリスクを考慮しながら供給と需要の両面から総合的に費用を最小化し、社会へのエネルギー安定供給を確保する分析へと変わっている。

3. 費用最小化計画の手法

電気事業者にとっての費用最小化計画は、リスクと信頼性の制約下で、供給と需要に関する総合的な方策を評価することになる。電気事業の費用最小化計画は、主に米国でその開発が進んでいる。それらをシステム分析の手法から分類すると以下のようになる。

(1) システムダイナミックス計画／最適化／シミュレーションモデル

自己矛盾のないシナリオを作成し、それに基づいて系統計画や需要家プログラムをシミュレートあるいは最適計算するものである。この手法は、ある所与の外部条件と制約の基に特定の計画を分析するもので、最も多く使われている。不確実性の取扱は、複数のシナリオを作成し検討する場合が多い。

((((((技術・行政情報))))))

表 費用最小化計画のモデルの特徴

(出典:文献1)

	CPAM	EGEAS	ELFIN	IPM	LMSTM	MIDAS	OGP/FSP	PROSCREEN	UPLAN
全 体									
対象	省電力	○	○	○	○	○	○	○	○
オプション	DSM	○	○	○	○	○	○	○	○
IPPからの購入	○	○	○	○	○	○	○	○	○
発電設備建設	○	○	○	○	○	○	○	○	○
需給側と供給側の同時最適化	×	○	×	○	○	×	×	×	×
利用資格と費用	なし	EPR1会員 300 \$	年間4,000 ~17,000 \$	クライアント に限る	EPR1会員 300 \$	EPR1会員 300 \$	40,000 \$	モジュール毎 の価格	モジュール毎 の価格
コンピューター									
システム	コンピューター DEC VAX Pname	可 可	○ ○	○ ○	○ ○	○ ○	×	○ ○	×
IBMマイクロフレーム	可	○	○	○	○	○	×	○ ○	×
CDC	○	○	○	×	○	○	○	×	×
パソコン	○	○	○	○	ワークステーション は不可	IBM XT, AT, PS 2	開発中	○	IBM XT, AT, 3270 AT, PS/2
オペレーティングシステム	640K DOS	3 MB, 8 MB, PC	標準, 640K	IBM, 512K	標準	640K, 8087MC	標準	可変 ○	640K, 8087MC
他のモデルとの互換性	○	○	ローカスは不可	×	×	×	MASP	○	
実行方式	相互作用	バッチ, 2モジュール	バッチ, 2モジュール	バッチ	バッチ, 6モジュール	バッチ	バッチ	バッチか相互作用	バッチか相互作用
負荷形状									
計画期間	無制限	30年+延長期間	100年	無制限	25年	30年	30年	無期限	30年
データ形式	最大・最小電力	毎時間からLDC	典型的週	典型的週	16種類の日	典型的日	毎時間	典型的週日	毎時間からLDC
将来の負荷の予測	○	○	○	○	○	○	○	○	○
負荷データの扱い	期間	30期間まで可	サブピリオド	典型的日	典型的日	典型的日	期間	12期間	40の負荷形状 ○, 典型的12週
年次	○	○	○	○	○	○	○	○	○
月次	○	○	○	×	×	○	○	○	○
毎日	×	○	○	○	3季節のみ	4季節のみ	○	典型的日	○
季節毎	○	○	○	○	○	○	○	○	○
負荷の表現	8760時間	8736時間 COMPASSによる	典型的12週	3季節	16日	8760時間	8760時間	典型的・実績週	典型的12週
需要側									
市場浸透	外生	COMPASSによる	×	市場規模の入力	市場の熟知	○	○	市場浸透率	○
需要側の評価	毎時間	×	○	○	○	○	○	○	○
ピークカット	○	○	○	○	○	○	○	○	○
ボトムアップ	○	○	○	○	○	○	○	○	○
負荷移行	×	○	○	○	○	○	○	○	○
供給側									
固定費	資本費 O&M費	○ ○	○ ○	×	○ ○	○ ○	○ ○	○ ○	○ ○
可変費									
燃料費の上昇	年次 月次	○ ×	○ ×	○ ×	○ ×	○ ×	○ ×	○ ○	○ ○
燃料の使用制約	×	○	×	○	×	○	×	○	上限のみ
燃料の種類	統合	無制限	無制限	無制限	無制限	20	無制限	無制限	
既存供給設備	水力 自然・需要側 揚水 他の貯蔵施設 火力・原子力	○ ○, 最適化なし ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○	○, 3基のみ ○, 外生 ○, 4プロック	○ ○, 最適化あり ○, 制約あり ○, 制約あり ○, 制約あり ○	2種類 × ○, 制約あり ○, 制約あり ○, 制約あり ○, 4プロック	○ ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○	○ ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○	○ ○, 4プロック	○ ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○, 最適化あり ○
新設供給設備	前もって特定	すべて	前もって特定	自然・需要側 以外すべて	×	最適化	○	自然・需要側 以外すべて	すべて
発電コスト計算	確率論的 決定論的	×	○ (オプション)	○ (オプション)	○ ○	モンテカルロ法 ×	○ ○ (オプション)	○ ○	○ ○
負荷分配	○, 指数関数 負荷持続曲線 実時間順	○ ×	○, 積み上げ 一部, 残りはLDC	直線で細分化 一部, 残りはLDC	×	○ ○, 16日	○ ○ ×	○ ○ -	○ ○, 一部, 残りはLDC ○, 2プロック
運転制約	Must Run 駆動予備力 ランダム	×	○	○	○	○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○
計画外停止	未熟による停止 緊急停止	可 ○	○ ○	×	○	○	○ ○ ○	○ ○ ○	○ ○ ○
部分停止	×	○	○	○	○	○	○ ○ ○	○ ○ ○	平均日数 月当たりの日数
メンテナンス停止	メンテナンス停止	出力制御運転	1年間	日/年	○	制約あり	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○
電力融通	オフピック時 ピーク時 計画融通 計画外融通	外生 外生 外生	○ ○ ○	購入のシミュレーション 購入のシミュレーション 購入のシミュレーション	○ ○ ○	○ ○ ○	○ ○ ○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○ ○ ○
信頼性	供給予備率 LOLP 停電電力量	○ ×	○, 最適化 ○, 最適化 ○, 最適化	○ ○ ○	○ ×	○ ○ ○	○ ○ ○	○, 1つのみ ○ ○	○ ○ ○
最適化	線形 非線形 ダイナミクス 反復過程	×	期間全体か各年	×	期間全体か各年	×	各年, 決定樹木	×	期間全体か各年 期間全体か各年
財務									
財務計算書	所要収入 建設費 貸借対照表	○ ○ ○	○ (STAFF) (STAFF)	○ (STAFF) (STAFF)	○ ○	OEUFMによる ○ ○	○ ×	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○
損益計算書	○ 資金調達と使途	○ ○	○ (STAFF) (STAFF)	○ ○	○ ○	○ ○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○
予算作成									
財務の最適化	フィードバック 平均コスト 財務比率	×	×	×	×	×	×	×	×
需要家別収入	○	○, 外生	×	×	○	○	○ ○	○ ○	○ ○
財務比率	○	○ (STAFF)	○	○	○	○	○ ○	○ ○	○ ○
リスク									
リスク分析	決定樹木 Describing関数	可 ×	シナリオ分析 ×	×	決定樹木	可 ○	複数のシナリオ分析 ×	○	○, 毎時間
情報の価値	×	×	×	×	○	○	×	×	○
多目的分析	×	×	×	×	○	○	×	×	×
その他									
限界費用	可	○, サブピリオド	○	○, 毎時間	×	○	○	○	○, 毎時間
DSMの費用対効果比	○	COMPASSによる	×	×	○	○	×	×	○
多地域分析	経済融通 子備力の共有	3地域 ×	○ ○	○ ○	○ ○	○ ○	×	○ ○	特定地域間のみ コスト
サービスコスト	卸売価格	COMPASSによる	×	×	○	○	×	○ ○	○
経済要因(雇用、人口等)	外生	×	○	×	×	×	×	○ ○	×
システムダイナミクス	○	設備計画のみ	×	×	料金モデル	価格のみ	×	価格のみ	×
価格弾力性	可	COMPASSによる	×	×	○	○	○	○	×
環境制約	×	○	○	○	○	○	×	×	排出量 ×
最適化	×	×	×	○	○	○	×	×	

((((技術・行政情報)))))

(2)確率論的手法

将来の計画の不確実性を考慮し、その意思決定を決定樹木で表示し分析する手法である。意思決定の判断は、所要収入、資本費、負荷損失確率（LOLP）など複数属性の加重平均で作られる目的関数で、その目的関数を最小化する決定が模索される。

(3)ベクトル最適化法

電気事業経営の多目標問題をベクトルで表示し、それぞれのトレードオフ関係を決定論的に分析して最適解を求める。具体的な費用最小化計画モデルは、米国で数多く開発されている。それらは需要と供給の分析だけでなく財務分析も行なえるもので、主なものとして以下に示すモデルがある¹⁾。

- CPAM (Conservation Policy Assessment Model)
- EGEAS (Electric Generation Expansion Analysis System)
- ELFIN (Electric Utility Financial and Production Simulation Model)
- IPM (Integrated Planning Model)
- LMSTM (Load Management Strategy Testing Model)
- MIDAS (Multiobjective Integrated Decision Analysis System)
- OGP/FSP (Optimized Generation Planning /Financial Simulation Planning)
- PROSCREEN II
- UPLAN III

上にあげたモデルは、それぞれ長所と短所をもち、研究目的に合せて使い分けるのが望ましい。表1はモデルの特徴を比較したものである。プログラム利用者の立場にたってそれぞれの性質について各種モデルを順位付けると以下のようになる。

a. 需要側と供給側の代替案を同時決定する

- ①EGEAS ②PROVIEW ③IPM

b. 需要側プログラムの時刻別評価

- ①LMSTM ②EGEAS, OGP ③IPM, MIDAS, PROSCREEN, UPLAN, ELFIN

c. 電力節約と需要家とのフィードバック機構

- ①CAPM ②PROSCREEN, EGES, LMSTM, MIDAS

d. 供給側代替案の最適化

- ①EGEAS ②PROVIEW ③UPLAN, OGP, IPM

e. 財務の最適化

- ①EGEAS

f. 財務の分析精度

- ①PROSCREEN, STAFF ②他のモデル

g. リスク分析

- ①MIDAS ②EGEAS, UPLAN, OGP, MIDAS, LMSTM ③IPM, ELFIN, CPAM

h. 利用者の支援システムとソフトウェア管理

- ①PROSCREEN ②EGEAS, UPLAN, OGP, MIDAS, LMSTM ③IPM, ELFIN, CPAM

4. 米国における費用最小化計画の現状

3節に述べたモデルが米国の電気事業で実際にどのように使われているか調査した報告がある²⁾。調査は、1990年に全米50州とコロンビア特別区を含めた51の地域についておこなわれた。それによると、少なくとも42の州がLCPに関わっており、そのうち23州がLCPを完全に実施しており、8州が実施中、4州が開発中、そして残りの7州が検討中である。この結果は、前回の調査（1986年）でLCPに関わっている州が27州（既に実施した州は8州）であったのに比べると、その数が着実に増えていることが分かる。LCPを取り入れることになった理由は様々で、需要側負荷管理（DSM）の必要性が高まっているためと答えた州が最も多く29州もある。次に多いのが設備過剰によるもので11州が挙げられている。設備不足が原因と逆に答えた州は6州である。また発電プラントの建設費が高騰し料金値上げが問題でLCPを推進したと答えた州は13州であった。最近話題になっている環境問題に関しては、その影響を定量的に評価するのが難しいため、関心はあるが手がつけられない状態である。

引用文献

1) Methods to Integrate Demand and Supply Options and an Evaluation of Least Cost Planning Models, DOE/CE/27478-T2(Apr. 1989)

2) Least-Cost Planning in the United States : 1990, EPRI CU-6966 (Sep. 1990)

(財)電力中央研究所 経済研究所経済部

エネルギー研究室専門役 内山 洋司)