Benders 分解法による連系系統の 最適電源開発計画

正 員 陳 洛 南	(開発計算センター)	非会員 境 武 久	(電源開発)
非会員 池 田 和 彦	(開発計算センター)	非会員 中 村 滋	(電源開発)
非会員 東 仁	(開発計算センター)	正 員 鈴 木 昭 男	(電源開発)
正 員 石 関 光 男	(開発計算センター)	正 員 荻 本 和 彦	(電源開発)

Optimal Electric Generation Planning for Interconnected Systems by Benders Decomposition

Luonan Chen, Member, Kazuhiko Ikeda, Non-member, Hitoshi Azuma, Non-member, Mitsuo Ishizeki, Member (Kaihatsu Computing Service Center Ltd.), Takehisa Sakai, Non-member, Shigeru Nakamura, Non-member, Akio Suzuki, Member, Kazuhiko Ogimoto, Member (Electric Power Development Co.)

This paper describes a new approach for electric generation expansion planning of interconnected systems. The proposed approach is based on the Benders Decomposition technique. That is, the large scale generation expansion planning is divided into one master problem which is constituted by general Economic Load Dispatch (ELD) problem, and several subproblems which are composed of smaller scale isolated system generation expansion planning. Power exchanges between each system are calculated by using Linear Programming in master problem. On the other side, generation expansion plans are determined by the conventional approach in subproblems. Since the large scale interconnected system planning is decomposed into several smaller scale isolated system planning, both computation time and memory can be largely saved. In addition, the generation capacity installation and the fuel cost can be also expected to reduce by regulating the power exchanges and sharing common reserve of the interconnected system.

キーワード：電源計画，Benders 分解，連系系統，独立系統，電力融通，時系列負荷，等価負荷持続曲線

1. 基本 概 念

近年，世界各国において電源開発計画の策定にあたっては，その当事国にとって最適とされる信頼度を確保しつつ，開発される電源設備の建設費と，その運転維持費および燃料費の合計額が最小となるような手法⁽¹⁾⁽²⁾を用い検討されている。この種の代表的な手法としては，WASP⁽³⁾，EGEAS⁽⁴⁾，WIGPLAN などが

ある。しかし，これらの既存手法は各系統の負荷相関性を無視し，すべて電源と負荷が送電容量の制限なしに，理想的に結ばれているモデル（シングルバスモデル）を前提条件としており，この方法では連系系統，特に国際連系，島間連系など複数のネットワークをもつ電力系統の電源開発計画には十分適用することができない。また，もし電源開発計画にネットワーク制約と負荷の不等時性を考慮すれば，この問題は更に複雑

になる。また、この種の問題の解法が必要となる場合として、近年の発展途上国における電力系統の拡大に伴い、地域間、国間の連系線の構想が検討され、連系線の有無が電源計画に大きな影響を与えるケース（例えば、東南アジア、南米）が実際に生じている。しかし、連系系統の電源開発計画問題は複雑な大規模問題で、これまでにこの問題を解決する有力な手法はまだ開発されていない。これに対して本研究では、Benders 分解法⁽⁵⁾により連系系統の電源開発計画を処理しやすい2レベル問題に分解し、各系統の負荷相関性と送電容量制約をとともに考慮し、実用的な最適電源開発計画を求める手法を提案する⁽⁶⁾。

Benders 分解法とは対象問題を切除平面により、上位問題と下位問題に分解し、上位問題と下位問題の最適計算により最適解を求める手法である。上位問題が原問題の外側線形化問題で、下位問題は原問題より簡単な部分問題から構成される。Benders 分解法による単地域電源開発計画⁽⁴⁾⁽⁹⁾、あるいは最適潮流⁽¹⁰⁾などの手法は既に幾つか提案されているが、本論文ではBenders 分解法を用いて、従来手法で処理できないネットワーク制約と負荷の不等時性を考慮した連系系統電源開発計画について新しい手法を提案する。提案の最適計画の新しい点は図1に示したようにBenders 分解法により連系系統の電源開発計画を2レベル問題に分割し、下位レベルが各系統の単独電源開発計画（非線形）から構成され、上位レベルが各系統間の融通計画から構成される。そして、開発計画と融通計画

との反復計算により最適な連系系統電源開発計画を求めることができる。提案手法の特徴としては、各系統間の負荷相関性を考慮するため時系列負荷曲線を用いた系統間の融通計画と等価負荷持続曲線を用いた各系統の単地域電源開発計画とを対応づけて、各地域の時系列負荷の再配分により負荷相関性を処理し（あるいは時系列負荷を電力融通により平準化し）最適計算を行うことである。

本論文では、連系系統電源開発計画に対して、新しい効率的な手法を提案し、更に実規模系統の試算例により提案手法の有効性について示す。本論文は第6章から構成され、第2章が連系系統電源開発計画の一般的な定式化で、第3章が提案手法の定式化と詳細な説明である。第4章では提案手法のアルゴリズムとBenders 分解法の流れを示し、第5章ではモデル系統によるシミュレーション解析を実施し、提案手法の有効性を示している。最後の第6章は本論文のまとめである。

2. 定式化

全考察期間の総コスト T_{cost} を最小にするため、一般的に連系系統の電源開発計画は以下のように非線形混合整数計画問題として定式化できる。

$$\min T_{cost} = \sum_{i=1}^N \sum_{h=1}^H [F_{i,h}(G_{i,h}) + V_{i,h}(P_{i,h}, T_{i,h}) + U_{i,h}(P_{i,h}, T_{i,h}, \pi_{i,h})] \quad \cdots (1)$$

$$\text{s. t.} \quad T_{i,h} \min \leq T_{i,h} \leq T_{i,h} \max \quad \cdots (2)$$

$$EU E_{i,h}(P_{i,h}, T_{i,h}) \leq EEU E_{i,h} \quad \cdots (3)$$

$$LOLP_{i,h}(P_{i,h}, T_{i,h}) \leq ELOLP_{i,h} \quad \cdots (4)$$

$$G_{i,h} \min \leq G_{i,h} \leq G_{i,h} \max \quad \cdots (5)$$

$$0 \leq P_{i,h} \leq G_{i,h} \quad \cdots (6)$$

$$(i=1, \dots, N; h=1, \dots, H)$$

$$\text{各地域, 各期間の供給予備力制約} \quad \cdots (7)$$

$$\text{各地域, 各期間の運転予備力制約} \quad \cdots (8)$$

$$\text{各地域, 各期間の開発可能ユニット数制約} \quad \cdots (9)$$

$$\text{各地域, 各期間の確定した開発・廃止あるいは運用するユニット制約} \quad \cdots (10)$$

$$\text{各地域, 各期間の発電機エネルギー制約 (例えば, 水力)} \quad \cdots (11)$$

$$\text{各地域, 各期間の補修計画制約} \quad \cdots (12)$$

ただし、 T_{cost} : 全考察期間の総コスト、 i : 地域の番号、 N : 地域の数、 h : 期間の番号、 H : 考察期間の数（例えば、1年を12期間とし、計画年が30年の場合、 $H=30 \times$

図1 Benders 分解法による連系系統の最適電源開発計画

Fig. 1. Optimal electric generation planning for interconnected systems based on Benders decomposition.

12 期間), $F_{i,h}$: 固定費で, 設備投資コストと O & M 費 (運転と補修) の固定部分の現在価値合計(\$), $V_{i,h}$: 可変費で, 燃料費と O & M 費の可変部分の現在価値合計(\$), $G_{i,h}$: 発電機容量 (MW) でベクトル, $P_{i,h}$: 発電機出力 (MW) でベクトル, $T_{i,h}$: i 地域と他の地域間の融通電力 (MW) でベクトル, $U_{i,h} (= \pi_{i,h} UE_{i,h})$ 供給不能エネルギーコスト, $\pi_{i,h}$: ペナルティコストの現在価値(\$/MWH), $EU_{i,h}$: 供給不能エネルギー (EUE) (MWH), $EEU_{i,h}$: 供給不能エネルギー許容上限値 (MWH), $ELOLP_{i,h}$: LOLP の許容上限値 (日/年), $G_{i,h \min}, G_{i,h \max}, T_{i,h \min}, T_{i,h \max}$: 建設可能な発電機容量と送電容量の上下限 (MW)

ここで, 本研究では各地域間の負荷相関を考慮するため, 可変費 (燃料費と O & M 費可変部の現在価値合計で, 以後では単に燃料費と呼ぶ) と融通電力を計算するときに, 時間単位 (Hour) で計算を行っている。信頼度指標として LOLP (供給不能時間: Loss Of Load Probability) と EUE (供給不能エネルギー: Expected Unserved Energy) の両方を使っている。

従って, 連系系統の最適電源開発計画とは, (2) ~ (12) 式のすべての制約条件を満足し, 総コストが最小となるように, 電源の開発計画案, 運用計画案と系統間の融通案を決定する大規模非線形問題である。

3. Benders 分解法

Benders 分解法は複雑な大規模問題を, 切除平面により処理しやすい 2 レベル問題に変更し, 反復計算を行い最適解に収束させる手法である。すなわち, 1 回の反復計算で一つの切除平面が生成され, 生成された切除平面が非線形問題の近似となり, 反復計算により多数の切除平面が生成される。この多数の切除平面が原非線形問題において十分な近似値となるとときに最適解が得られて, 計算が終了する。本研究では, Benders 分解法を用いて, 大規模で複雑な連系系統の電源開発計画問題を規模が小さな各系統の電源開発計画 (下位問題) と簡単な線形融通問題 (上位問題) に分解し, 実用的な手法を提案する。

〈3・1〉 下位問題 連系系統の電源開発計画において, 下位問題は (13), (14) 式に示すように, 系統間の融通を固定したときの各系統での単独の電源開発計画問題となり, 非線形混合整数計画の部分問題として構成される。

〔下位問題〕 (部分問題 i ; $i=1, \dots, N$; $T_{i,h}$: 固定)

$$\min \sum_{h=1}^H [F_{i,h}(G_{i,h}) + V_{i,h}(P_{i,h}, T_{i,h}^k) + U_{i,h}(P_{i,h}, T_{i,h}^k, \pi_{i,h})] \dots\dots\dots (13)$$

$$\text{s. t.} \quad (3) \sim (12) \text{ 式} \dots\dots\dots (14)$$

ここで, $T_{i,h}^k$: k 回目の上位問題の計算により得られ, 下位問題で固定する融通電力 (MWH)

明らかに下位問題は規模が小さく, 各系統の電源開発計画 ($G_{i,h}$) と運用計画案 ($P_{i,h}$) を決定するシングルバスモデルとなり, 既存の手法が適用できる。例えば, 図 1 に示す下位問題の部分問題 2 に対して, 系統間の融通が固定されるため, 第 k 回目, h 期間で計算された融通電力 (T_{12}^k, T_{23}^k) と仮想負荷 ED_2^k から $k+1$ 回目の仮想負荷 (ED_2^{k+1}) を合成することにより, 図 2 に示したように系統 2 のシングルバス電源開発計画となる。ここで, 仮想負荷とはその地域の実負荷と融通の合成によって作られた等価的な負荷である。そこで, 下位問題では地域間の負荷相関と融通を考慮する必要がなく, 等価負荷持続曲線を使った従来手法が使える。本研究では動的計画法 (DP) を用いて, 下位問題を解いている。

〈3・2〉 上位問題 一方, 上位問題は (15) ~ (17) 式のように, 系統の電源開発計画, 運用計画を固定したときの連系系統の融通計画である。すなわち, Benders 分解法による原問題の外側線形化問題 (切除平面) である。

〔上位問題〕 ($G_{i,h}, P_{i,h}, \pi_{i,h}$: 固定)

$$\min \quad z \dots\dots\dots (15)$$

$$\text{s. t.} \quad z \geq \sum_{i=1}^N \sum_{h=1}^H [F_{i,h}(G_{i,h}^K) + V_{i,h}(P_{i,h}^K, T_{i,h}^K) + U_{i,h}(P_{i,h}^K, T_{i,h}^K, \pi_{i,h}^K)] \\ (K=1, 2, \dots, k) \dots\dots\dots (16)$$

(図 1 の下位問題・部分問題 2) ED_2^k = 系統 2 の仮想負荷
 D_2 = 系統 2 の負荷

図 2 下位問題の等価変換
Fig. 2. Equivalent reformation for subproblems.

$$T_{i,h} \min \leq T_{i,h} \leq T_{i,h} \max \quad \dots\dots\dots (17)$$

ただし、 K : K 回目の反復計算、 k : 反復回数、 $G_{i,h}^k, P_{i,h}^k, \pi_{i,h}^k$: K 回目の下位問題で計算した結果（上位問題ではこの結果を固定する）、 z : 補助変数、上位問題の総コスト

ここで、(16)式は k 個の不等式から構成されている。すなわち、(16)式は原問題の目標関数（総コスト）の外側線形化で、1 回の反復計算で 1 個の不等式が追加される。

従って、(15)～(17)式により、連系系統の融通電力 ($T_{i,h}$) を計算することができる。負荷相関性の考慮、(16)式の線形化と上位問題の基本的な解法は次節に述べる。

3・3 解 法

(1) 下位問題の解法 下位問題の各部分問題では系統間の融通を固定しているので、融通により負荷が修正され、図 1 の下位問題に示すようにシングルバスモデルとなる。そこで、下位問題では新たな手法を開発する必要がなく、既存の電源開発計画手法などが活用でき解決することができる。本研究では動的計画法 (DP) を用いて、下位問題を計算している。求めた開発計画案 ($G_{i,h}$)、運用計画案 ($P_{i,h}$) と供給不能エネルギーの単価 ($\pi_{i,h}$) を上位問題へわたす。 $\pi_{i,h}$ は供給不能エネルギーに対するペナルティコストの単価であり、その設定は一般的に運転している発電機中でいちばん高い燃料費としている⁹⁾。本研究では $\pi_{i,h}$ は i 地域、 h 期間に運転している発電機中で、いちばん高い燃料費を $\pi_{i,h}$ としている。また、運用コストの計算において、燃料費により各発電機の優先順位を付けている。

(2) 上位問題の解法 上位問題では、開発計画案 ($G_{i,h}$)、運用計画案 ($P_{i,h}$) と $\pi_{i,h}$ が固定されて、系統間の融通電力を求める問題である。各系統間の負荷の相関性と融通による運転維持費を考慮するため、上位問題では 1 期間を更に時間単位に分割し時系列負荷（あるいは時系列仮想負荷）を用いている。

例えば、検討対象年数が 30 年間の場合では、1 年間の 12 期間に分割し、総期間数が $H=30 \times 12$ 期間となる。更に 1 期間を 1 日の代表日とし、24 時間の時系列負荷（各時刻の負荷が確定量である）で表現することにより、1 期間が $T=24$ 時間に分割される。そして、図 3 (a) に示したように各時点の仮想負荷（確率量）と発電機の故障率により各時点 t の等価仮想負荷持続曲線を作成することができる。(a) 図は i 系統 h 期間の等価仮想負荷持続曲線ではなく、 i 系統 h 期

図 3 上位問題の時系列仮想負荷持続曲線と下位問題等価仮想負荷持続曲線の対応関係
 Fig.3. Relation between load curve of Master problem and load duration curve of Subproblem.

間の各時刻 t での等価仮想負荷持続曲線を時系列に並べている曲線である。すなわち、各時刻の仮想負荷とその時刻で運用する発電機の故障量からその時刻における等価仮想負荷持続曲線が合成される。ここで、一つの時点での等価仮想負荷持続曲線が 1 単位（1 時間）の等価負荷持続曲線に相当する。(a) 図に各時刻の等価仮想持続負荷は確率密度関数として表現される。(b) 図は i 系統 h 期間の等価仮想負荷持続曲線と下位問題で計算された発電機の運用案である。図 3 の上部の斜線部分が供給力を超える負荷であるため、その部分の負荷が供給不能エネルギー（EUE）となる。

各地域の発生電力は故障率があるために確率値となり、これに対して各時点の負荷は確定値となる。そこで、本論文では、複雑な確率計算を避けるため、各地域の確率発生電力を配分する代わりに連系線は各地域の各時刻の確定負荷を配分する。すなわち、負荷相関性の考慮と融通の計算が各地域の負荷を再配分することにより行われる。 $cost_{i,h,t}$ を i 系統、 h 期間の t 時刻での連系線融通による運転維持費の変化の期待値（燃料費＋供給不能エネルギーコスト）とし、図 3 に示す各時点の等価負荷と下位問題の運用計画案によりその運転維持費の変化が次のように計算される。

$$cost_{i,h,t} = \sum_{l=m}^{NG} FC_{i,h}^l (1 - q_{i,h}^l) p^l + \pi_{i,h} \left(1.0 - \sum_{l=m}^{NG} p^l \right) \quad \dots\dots\dots (18)$$

ただし、 $FC_{i,h}^l$: 発電機 l の燃料費 (\$/MWH)、 $q_{i,h}^l$: 発電機 l の故障率、 p^l : 等価負荷の確率、 l : 発電機番号、 m : t 時刻の負荷の変化に対応し運転する発電機番号、 NG : 運転発電機の総数

(18)式は i 系統に対して他系統からの融通が 1 MWH 増えた場合、 i 系統の運転維持費の減少量の期待値 (\$) を表している。(18)式において右辺の第 1 項が t 時点でのすべての可能負荷に対して燃料費の減少量期待値で、第 2 項が供給不能エネルギーのコストの減少量期待値である。上位問題では連系線の融通量を求めるために各地域の負荷不等時性を考慮しなければならない。 $\text{cost}_{i,h,t}$ の導入により各連系線の融通と負荷の相関性を考慮することができる。計算を簡略化するために、本論文では各反復計算で各地域間の電力融通による運用維持費の変化を連系線につながる両地域だけの負荷と発電出力調整により処理する。すなわち、 $\Delta \text{cost}_{i-j,h,t}$ を t 時刻での $i-j$ 送電線の融通量変化による運用維持費の増分とすると、

$$\begin{aligned} \Delta \text{cost}_{i-j,h,t} &= f(ED_{i,t}, \dots, ED_{i,t}, \dots, ED_{j,t}, \dots, ED_{N,t}) \\ &\approx f(ED_{i,t}, ED_{j,t}) \\ &= (\text{cost}_{i,h,t} - \text{cost}_{j,h,t}) T_{i-j,h,t} p_{i-j} \\ &\dots\dots\dots (19) \end{aligned}$$

ただし、 $ED_{i,t}$: i 地域 t 時刻の仮想負荷 (記述を簡単にするため、サフィックス h を省略した)、 $i-j$: i 地域と j 地域間の連系線のサフィックス、 p_{i-j} : $i-j$ 送電線の運転可能率 (1.0 から故障率と補修率を差し引いた値)、 $T_{i-j,h,t}$: $i-j$ 送電線の融通電力の増分 (あるいは再配分された負荷の増分)

例えば、 $(\text{cost}_{i,h,t} - \text{cost}_{j,h,t})$ は i 地域、 t 時刻の仮想負荷 $ED_{i,t}$ と j 地域、 t 時刻の仮想負荷 $ED_{j,t}$ に対して $i-j$ 送電線の 1 MWH 融通量変化における運用コストの変化の期待値を表している。すなわち、同じ連系線につながる両地域の t 時刻の負荷相関によって連系線潮流の変化に対する運用コストの増分を計算し、同時に i 地域と j 地域の負荷不等時性も反映されている。

そこで、(15)～(17)式に示す上位問題は次のように近似することができ、線形計画問題となる。

上位問題：

$$\begin{aligned} \min \quad & z \\ \text{s. t.} \quad & z \geq T_{\text{cost}}^k + \sum_{i-j} \sum_{h=1}^H \sum_{t=1}^{TH} (\text{cost}_{i,h,t}^k \\ & - \text{cost}_{j,h,t}^k) T_{i-j,h,t} p_{i-j} \\ & (k=1, \dots, K) \dots\dots\dots (20) \\ & T_{i-j,h,t} \min \leq T_{i-j,h,t} \leq T_{i-j,h,t} \max \\ & (i=1, \dots, N; h=1, \dots, H; t=1, \dots, TH) \\ & \dots\dots\dots (21) \end{aligned}$$

ただし、 T_{cost}^k : k 回目の下位問題で計算された総コスト [(1)式]、 TH : 1 期間に対して更に分割された時刻の数、 $\text{cost}_{i,h,t}^k - \text{cost}_{j,h,t}^k$: $i-j$ 送電線の融通変化における運用コストの期待変化分 (\$))

(20)、(21)式に示す上位問題は(21)式の上・下限と k 個の不等式のみという特徴がある。そこで、線形計画の上限方法⁽⁷⁾を使えば、連系融通の増分 $T_{i-j,h,t}$ がかなり高速に計算できる。従って(20)、(21)式により求めた融通電力を下位問題へわたし、下位問題はこの融通電力により増設と運用案を再計算する。上位問題で計算された総コスト (z) と下位問題で計算された総コスト (T_{cost}) が等しくなるときに計算が終了し、最適解が得られる。このように提案手法は時系列負荷を用いた上位問題と等価負荷持続曲線を用いた下位問題とを結合するため、各系統間の負荷相関性を考慮した融通電力を計算することができる。本論文では、負荷相関性の計算で多少の近似を行っているが、上位下位問題の反復計算による融通量決定により全系での負荷不等時性の影響が徐々に反映されるため、近似誤差はかなり解消できる。なお、現状のプログラムでは送電設備計画の最適化を考慮していないため、送電設備の計画と補修が事前に指定されている。

従って、下位問題にわたす t 時点の $i-j$ 送電線の融通電力の増分は次のようになる。

$$\left. \begin{array}{ll} T_{i-j,h,t} : & \text{確率} : p_{i-j} \\ 0 : & \text{確率} : 1 - p_{i-j} \end{array} \right\} \dots\dots\dots (22)$$

4. 連系系統の電源開発のアルゴリズム

提案したアルゴリズムを図 4 に示す。

提案の Benders 分解法の計算流れを図 5 に示す。

決定変数は電源の開発計画案、運用計画案と融通案の集合で、 T_{cost}^k は k 回目反復計算の下位問題の総コストで、 z^k は上位問題の総コストである。もし問題が凸であれば、最小コスト T_{cost}^* は z^k と T_{cost}^k の間にある。

$$z^k \leq T_{\text{cost}}^* \leq T_{\text{cost}}^k \dots\dots\dots (23)$$

下位問題の初期解に対する総コストが T_{cost}^0 で、1 回の反復計算で上位問題においては一つの切除平面が追加されて、原非線形問題の線形近似となる。このとき、上位問題の解に対する総コストは z^1 である。そして、下位問題の計算により、 T_{cost}^1 が得られる。このように反復回数が増えるとともに、 z^k と T_{cost}^k が近づく。 z^k と T_{cost}^k が等しくなるとき、最適解が得られる。

図 4 提案の連系システムの最適電源開発計画アルゴリズム

Fig. 4. Algorithm of the proposed method.

図 5 Benders 分解法の計算流れ

Fig. 5. Configuration of Benders decomposition.

提案手法の効果としては、電力融通により連系システムの信頼性と経済性を向上させることができる。すなわち、融通電力により負荷が平準化され、燃料コストと開発設備が節約される。信頼性の面でも互いの信頼性融通により、供給予備力と LOLP などの信頼性指標が改善される。

5. モデルシステムによるシミュレーション解析

提案手法を用いて、図 6 の三つのモデルに対して 5 年間と 30 年間の電源開発計画について試算を行った。既存電源が 120 機で、導入電源のタイプが 6 種類ある。ここでは送電損失を省略する。

〈5・1〉 検討対象年数が 5 年間の場合

5 年間の電源計画で本手法の有効性を検証するために導入候補電源の建設期間は、すべてのプラントについて 2 年とし、物価上昇率は 3%、割引率は年 8%とした。表 1、表 2 にそれぞれ既存火力・原子力、水力に関するプラ

図 6 モデルシステムの設定

Fig. 6. Systems for the simulation.

表 1 既存火力・原子力発電所に関するプラント定数

Table 1. Existing fossiled and nuclear plants parameters.

地域	項目	原子力	石炭	石油	コンバインドサイクル	G/T
A 地域	定格発電電力 (MW)	600	600	200	100	50
	ベース発電電力 (MW)	600	300	100	50	25
	ユニット数	1	4	13	11	10
	事故停止率 (%)	1.5	4	4	5	5
	瞬動予備力率 (%)	0	20	20	20	30
	年間補修停止日数 (日)	25	22	15	15	7
	補修クラス (MW)	600	600	200	100	50
	ベース発電時のヒートレート (kcal/KWh)	2,606	2,688	2,529	2,324	3,906
	平均増分ヒートレート (kcal/KWh)	—	1,998	2,024	1,861	2,606
	燃料費 (¢/10 ⁹ kcal)	538	1,077	1,496	1,604	1,604
	O&M 費(固定分) (\$/KW・月)	9.58	7.5	4.83	2.33	1.17
	O&M 費(変動分) (\$/MWh)	0.5	5	1	1	1
B 地域	定格発電電力 (MW)	600	250	200	100	50
	ベース発電電力 (MW)	600	125	100	50	25
	ユニット数	0	8	16	4	18
	事故停止率 (%)	1.5	4	4	5	5
	瞬動予備力率 (%)	0	20	20	20	30
	年間補修停止日数 (日)	25	20	15	15	7
	補修クラス (MW)	600	250	200	100	50
	ベース発電時のヒートレート (kcal/KWh)	2,606	2,867	2,774	2,324	3,909
	平均増分ヒートレート (kcal/KWh)	—	2,092	2,097	1,861	2,606
	燃料費 (¢/10 ⁹ kcal)	538	1,077	1,469	1,604	1,604
	O&M 費(固定分) (\$/KW・月)	9.58	8.33	5.33	2.33	1.17
	O&M 費(変動分) (\$/KWh)	0.5	6	6	1	1
C 地域	定格発電電力 (MW)	600	200	100	100	20
	ベース発電電力 (MW)	600	100	50	50	10
	ユニット数	0	9	8	0	15
	事故停止率 (%)	1.5	4	4	5	5
	瞬動予備力率 (%)	0	20	20	20	30
	年間補修停止日数 (日)	50	30	21	30	14
	補修クラス (MW)	600	200	100	100	20
	ベース発電時のヒートレート (kcal/KWh)	2,606	2,966	2,688	2,324	3,909
	平均増分ヒートレート (kcal/KWh)	—	2,197	2,044	1,861	2,606
	燃料費 (¢/10 ⁹ kcal)	538	1,077	1,469	1,604	1,604
	O&M 費(固定分) (\$/KW・月)	9.58	8.75	5.58	2.33	1.25
	O&M 費(変動分) (\$/KWh)	0.5	6	1	1	1

ント定数を、表 3 に導入候補電源の建設に関する資本コストを示す。

各年の負荷を四つの期間に分割し表現した。検討対

表 2 水力発電所に関するプラント定数
Table 2. Hydro power plant parameters.

地域	項 目	プラント定数			
A 地 域	最大発電電力 (MW)	970 (50 ^{MW} × 5 + 60 ^{MW} × 12)			
	最小発電電力 (MW)	250			
	年間期待発生電力量 (GWh)	2,343.6			
		期間 1	期間 2	期間 3	期間 4
	期間別最大発電電力 (MW)	460	605	945	605
	期間別最小発電電力 (MW)	100	125	225	125
B 地 域	年間別発生電力量 (GWh)	410.4	529.2	874.8	529.2
	最大発電電力 (MW)	460 (50 ^{MW} × 2 + 30 ^{MW} × 12)			
	最小発電電力 (MW)	100			
	年間期待発生電力量 (GWh)	1,047.6			
		期間 1	期間 2	期間 3	期間 4
	期間別最大発電電力 (MW)	220	290	450	290
C 地 域	期間別最小発電電力 (MW)	40	50	90	50
	年間別発生電力量 (GWh)	183.6	237.6	388.8	237.6
	最大発電電力 (MW)	390 (30 ^{MW} × 3 + 25 ^{MW} × 12)			
	最小発電電力 (MW)	90			
	年間期待発生電力量 (GWh)	1,166.4			
		期間 1	期間 2	期間 3	期間 4
C 地 域	期間別最大発電電力 (MW)	240	315	390	315
	期間別最小発電電力 (MW)	60	75	75	75
	年間別発生電力量 (GWh)	226.8	291.6	356.4	291.6

表 3 導入計画候補電源の資本コスト
Table 3. Investment parameter for candidate plants.

地域	プラント種別	償却可能資本費 (\$/KW)		プラントの寿命 (年)	建中利子 (%)	建設期間 * (年)	資本費の物価上昇率 (%/年)	
		内貨分	外貨分				内貨分	外貨分
A 地 域	原子力	460	1,840	25	5	8	8	8
	石炭	360	1,440	25	5	5	8	8
	石油	288	1,152	25	5	5	8	8
	コンバインド	140	560	25	5	5	8	8
	ガスタービン	90	360	10	5	2	8	8
	水力	—	—	—	—	—	—	—
B 地 域	原子力	460	1,840	25	5	8	8	8
	石炭	400	1,600	25	5	5	8	8
	石油	320	1,280	25	5	5	8	8
	コンバインド	140	560	25	5	5	8	8
	ガスタービン	90	360	10	5	2	8	8
	水力	—	—	—	—	—	—	—
C 地 域	原子力	460	1,840	25	5	8	8	8
	石炭	400	1,600	25	5	5	8	8
	石油	320	1,280	25	5	5	8	8
	コンバインド	140	560	25	5	5	8	8
	ガスタービン	90	360	10	5	2	8	8
	水力	600	2,400	40	5	8	8	8

* 建設期間は、検討対象年数が 30 年の場合

象期間における各分割期間の最大負荷を表 4 に、検討開始年における分割期間 1 の負荷曲線を図 7 に示す。

表 5 はシミュレーション条件を変えた九つのケース検討の計算結果で、その中で CASE 5, 8, 10 は同一ケースである。

CASE 1 は図 6 (a) に示すように、すべての電源と負荷が送電線の制約なしに理想的に結ばれているモデルであり、検討ケースのなかで総コストが最小となっている。

CASE 2 は三つの地域に連系線がない各々独立したモデルである。各地域単独での電源開発計画の策定を行っているため、このケースの総コストは、連系したケースより高くなっている。

表 4 各分割期間の最大負荷
Table 4. Peak load of every period.

地域	年	各分割期間の最大負荷 (MW)			
		期間 1	期間 2	期間 3	期間 4
A	1991	5,870	5,597	6,825	5,324
	1992	6,163	5,876	7,166	5,590
	1993	6,471	6,170	7,525	5,869
	1994	6,795	6,479	7,901	6,163
	1995	7,134	6,803	8,296	6,471
B	1991	5,024	4,851	5,775	4,678
	1992	5,275	5,094	6,064	4,912
	1993	5,539	5,348	6,367	5,157
	1994	5,816	5,616	6,685	5,415
	1995	6,107	5,896	7,020	5,686
C	1991	2,295	2,160	2,700	2,025
	1992	2,479	2,333	2,916	2,187
	1993	2,677	2,519	3,149	2,362
	1994	2,891	2,721	3,401	2,551
	1995	3,122	2,939	3,673	2,755

図 7 開始年の分割期間 1 の負荷曲線
Fig. 7. Load curve of period-1 for 1991.

表 5 5年検討ケースの計算結果
Table 5. Calculation results for 5 years planning.

CASE No.	検討内容 (モデル系統)	連系容量 (MW)	LOLP (日/年)	総コスト(K\$)			
				A地域	B地域	C地域	合計
1	シングルバスモデル	—	2	—	—	—	17,207,050
2	3地域独立系統	0	2	7,504,419	7,381,461	4,610,964	19,496,844
3	連系容量の影響 (3地域ループモデル)	100	2	7,632,581	6,840,531	4,410,656	18,883,768
4		300	2	7,950,435	5,988,398	4,075,961	18,014,812
5		500	2	8,166,807	5,667,979	3,856,934	17,691,729
6		700	2	8,210,377	5,598,739	3,830,847	17,639,963
7	信頼度基準の影響 (3地域ループモデル)	500	0.2	9,662,427	6,743,407	4,552,496	20,958,330
8		500	2	8,166,807	5,667,979	3,856,934	17,691,720
9		500	20	7,416,032	5,704,871	3,673,596	16,794,500
10	系統構成の影響 (3地域ループモデル)	500	2	8,166,807	5,667,979	3,856,934	17,691,720
11		500	2	7,963,658	6,295,326	4,225,563	18,486,546

表 6 各地域における融通前と融通後の
年間最大負荷
Table 6. Peak load before and after electric
power exchange in each system.

検討年	融通前の年間最大 負荷 [MW]			融通後の年間期待最大負荷 [MW]								
	3地域独立系統(CASE2)			連系容量100 MW(CASE3)			連系容量500 MW(CASE5)					
	A地域	B地域	C地域	A地域	B地域	C地域	A地域	B地域	C地域	A地域	B地域	C地域
1991	6,825	5,775	2,700	6,813	5,572	2,663	6,796	5,513	2,644			
1992	7,166	6,064	2,916	7,113	5,870	2,830	7,058	5,941	2,782			
1993	7,525	6,367	3,149	7,493	6,184	3,118	7,443	6,148	3,068			
1994	7,901	6,685	3,401	7,896	6,508	3,396	7,785	6,316	3,385			
1995	8,296	7,020	3,673	8,281	6,840	3,659	8,274	6,641	3,651			

表 7 各地における各年の導入電源ユニット
Table 7. Generation expansion scheduling for each system.

地域	検討年	3地域独立系統 (CASE 2)						連系線容量 100 MW (CASE 3)						連系線容量 500 MW (CASE 5)					
		原子力	石炭	石油	COMB	C/T	水力	原子力	石炭	石油	COMB	C/T	水力	原子力	石炭	石油	COMB	C/T	水力
A地域	1991	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／
	1992	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／
	1993	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／
	1994	0	0	1	1	1	／	0	0	1	1	0	／	0	0	0	2	0	／
	1995	0	0	2	3	1	／	0	0	2	3	0	／	0	0	2	3	0	／
B地域	1991	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／
	1992	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／
	1993	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／	0	0	0	0	0	／
	1994	0	0	1	0	1	／	0	0	0	0	1	／	0	0	0	0	0	／
	1995	0	1	1	1	1	／	0	1	0	1	1	／	0	0	0	0	0	／
C地域	1991	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1993	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1994	0	1	1	2	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	1	2	0	0
	1995	0	1	3	2	1	1	0	1	2	2	1	1	0	0	3	2	0	0
合 計		0	2	6	6	3	1	0	2	4	6	2	1	0	0	5	5	0	0

CASE 3～6は図 6 (b) の 3 地域ループモデルを用い、連系容量の影響について検討を行った。明らかに連系線容量の増加とともに経済と信頼性融通により運用コストと投資コストが下がり総コストが安くなっていることがわかる。

CASE 7～9 は図 6 (b) のモデルを用い信頼度基準の影響について検討を行った。計算結果により信頼度基準を低く設定すると運用と投資コストが下がり総コストが安くなることがわかる。

CASE 10～11 は系統構成の影響の検討である。CASE 11 は、図 6 (c) に示すように 3 地域串形モデルで CASE 10 がループモデルである。この二つのケースを比較すると、CASE 11 は連系線が串形のため電力融通が少なく総コストが高くなっていることがわかる。

表 6 に各地域における融通前と融通後の年間最大負荷を示す。この表から連系線の容量が大きくなると各地域の年間最大負荷は、小さくなっていることがわかる。これは、電力融通により負荷が平準化され、燃料コストと設備投資が節減されたためである。

表 7 に各年における導入電源の開発ユニット数を示す。この表に示している数値は、検討開始年からの累積の開発ユニット数である。各ケースの結果を比較すると、連系線容量を考慮した電源計画 (CASE 5) は 3 地域独立系統電源計画 (CASE 2) より石炭、石油、コンバインドサイクル、ガスタービン、水力についてそれぞれ 2 機、1 機、1 機、3 機、1 機が節減でき、総コストが 9.2% 減少したことがわかる。

表 8 30 年検討ケースの計算結果
Table 8. Calculation results for 30 years planning.

項目	単位	3 地域独立系統	3 地域ループモデル
総コスト	K\$	158,083,603	151,252,256
資本費	K\$	50,058,572	44,727,120
運転費	K\$	55,147,992	55,242,256
O&M 費	K\$	52,877,039	51,282,880
LOLP	日/年	1.159	0.913

なお、本研究で使われた計算機は FACOM M 770/30 で、CASE 5 の計算では 5 回で収束し、計算時間は 22 分間であった。

〈5・2〉 検討対象年数が 30 年間の場合 提案手法を検討するため、30 年間のケースについて計算を行った。モデル系統は、図 6 (b) のモデルを採用し、プラント定数は、表 1～表 3 を用いた。プラントの建設期間は表 3 に示したように 2～10 年間である。表 8 が各種コストと LOLP の検討結果である。

3 地域独立系統と比較すると、連系系統の場合は地域間の電力融通により総コストが安くなっている。これは、融通電力により負荷が平準化され設備投資（資本費）が節減され信頼性も高くなっていることによる。

以上の計算結果により、提案手法がかなり実用的で、有効であることがわかる。

6. ま と め

本論文では複雑な連系系統の電源開発計画に対して効率的で実用的な手法を提案し、試算例により提案手法の有効性を検証した。提案手法に次の特徴がある。

- (1) 複雑な大規模連系系統の電源増設計画を 2 レベル問題に分割し扱うことにより処理が単純化されるため、計算が大幅に簡略化された。
- (2) 各系統における負荷の相関性と送電線容量制約、更に送電線の故障率を考慮することができる。
- (3) 下位問題の解決方法として既存の電源開発計画手法などをそのまま活用できる。
- (4) 各部分問題の計算は並列計算処理に適合している。

本プログラムは上位と下位問題との反復計算により、大規模問題を処理しているため、かなりの計算時間が必要となるが、下位問題の並列性を考えると、今後並列処理の導入により計算時間の大幅な短縮効果が期待でき、今後の課題としたい。また、より実務的な観点から様々な連系融通の契約内容と個々の経営主体に着目した費用の整理（便益配分問題）などを本プロ

グラムに取り込む必要があるが、この点については文献(11)、(12)に示すように別途提案中であり、将来に統合することを考えている。また、多地域連系をよりの確に反映する観点から、送電線計画最適化と多地域補修計画⁽⁸⁾などを含めた連系系統電源開発計画の検討を行う予定である。

（平成 4 年 5 月 18 日受付，同 5 年 2 月 17 日再受付）

文 献

- (1) K. D. Le & J. T. Day: "A New Optimization Technique for Generation Expansion Studies," *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.*, PAS-101, No. 9 (1982)
- (2) R. Tanaba, K. Yasuda, R. Yokoyama & H. Sasaki: "Flexible Generation Mix Under Multi Objectives and Uncertainties," IEEE PES Winter Meeting 92 WM 153-7 PWRs, New York (1992)
- (3) R. T. Jenkins & D. S. Joy: "Wien Automatic System Planning Package (WASP)," ORNL-4945, Oak Ridge National Laboratory (1974)
- (4) "Electric Generation Expansion Analysis System," EPRI, RP1 1529-2 (1989)
- (5) A. M. Geoffrion: "Generalized Benders Decomposition," *J. Opt. Theory & Applic.*, 10, No. 4, 237 (1972)
- (6) 陳・池田・東・石関・境・中村・鈴木・荻本: 「連系系統の最適電源開発計画」, 平 4 電気学会全大, No. 1055
- (7) 今野: 線形計画法 (昭 62) 日科技連
- (8) L. Chen & J. Toyoda: "Optimal Generating Unit Maintenance Scheduling for Multi-Area System with Network Constraints," *IEEE Trans. PWRs*, 6, No. 3, 1168 (1991)
- (9) J. A. Bloom: "Long-Range Generation Planning Using Decomposition and Probabilistic Simulation," *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.*, PAS-101, No. 4, 797 (1982)
- (10) Y. Y. Hong, D. I. Sun, S. Y. Lin & C. J. Lin: "Multi-Year Multi-Case Optimal Var Planning," *IEEE Trans. PWRs*, 5, No. 4, 1294 (1990)
- (11) 陳・池田・東・石関・萩原・境: 「連系系統の便益コスト配分」, 電気学会電力技術研資, PE-91-103 (平 3)
- (12) L. Chen, H. Azuma, M. Ishizeki, T. Sakai, K. Ogimoto & A. Suzuki: "Cost Benefit Allocation Based on Cooperative Game Theory," UNIPED, Conference on the Development and Operation of Large Interconnected Systems, Tunis 3-5 (1993)

陳 洛 南 (正員)

昭和 37 年 12 月 8 日生。平成 2 年 3 月東北大学大学院修士課程修了。同年 4 月(株)開発計算センター入社。工学博士。

主として、電力系統計画、運用、信頼性および最適化に関する研究に従事。

池 田 和 彦 (非会員)

昭和 39 年 11 月 4 日生。62 年 3 月神奈川大学電気工学科卒業。同 4 月(株)開発計算センター入社。以来、電源開発計画、新エネルギー発電の解析業務に従事。

東 仁 (非会員)

に従事。

昭和42年4月15日生。平成2年3月東海大学工学部電気工学科卒業。同4月(株)開発計算センター入社。以来、電源開発計画、新エネルギー発電の解析業務

中 村 滋 (非会員)

昭和29年10月24日生。53年3月東京農工大学農業生産工学科卒業。同4月電源開発入社。主として、水力電源開発計画業務に従事。

石 関 光 男 (正員)

解析業務に従事。

昭和26年1月14日生。49年3月神奈川大学電気工学科卒業。同4月(株)開発計算センター入社。以来、電力需給計画、電源開発計画、新エネルギー発電の

鈴木 昭 男 (正員)

昭和25年11月21日生。51年3月成蹊大学大学院工学研究科修士課程修了。同4月電源開発入社。電力系統計画、解析業務に従事。IEEE 会員。

境 武 久 (非会員)

昭和27年10月3日生。40年和歌山高専電気工学科卒業。同4月電源開発入社。国内電力連系プロジェクト、海外電力開発計画業務に従事。

荻 本 和 彦 (正員)

研究に従事。

昭和31年9月3日生。54年3月東京大学工学部電子工学科卒業。同4月電源開発入社。主として、電力系統の計画、解析を経て、現在電源計画、SMESの