不確実性を伴う需要成長下における分散型電源の配置に関する検討

正員 今中 健雄 (電力中央研究所)

正員 山地 憲治 (東京大学)

A Study on Locational Configuration of Distributed Generators
Under Uncertain Demand Growth

Takeo Imanaka, Member (CRIEPI), Kenji Yamaji, Member (University of Tokyo)

Distributed generator(DG) has several advantages over the large-scale power plant and is expected to complement the power system. In this paper, we focused on the locational flexibility and short lead time as advantages of DG, and examined the influence of uncertainty of demand growth on the optimal locational configuration of DGs in the transmission network and on the amount of installed DG.

The results indicate that the total capacity of installed DGs is greater under uncertain demand growth than under certain growth. And it is also indicated that under the uncertainty, the installed DG capacity is distributed generally in proportion to the growth of the local loads. The latter finding suggests that the expected load growth at each point could be a useful indicator for screening candidates of locational configurations of DGs.

キーワード : 分散型電源, 配置, 電力輸送コスト, リードタイム, 最適設備計画, 需要成長の不確実性

1. はじめに

近年, 電力需要の増大に伴って電力系統が巨大化する一方で, 大規模電源の立地は困難になっており, 電源の遠隔化・偏在化による電力輸送コストの上昇が懸念されている。また大規模電源は計画の策定から運転開始までに要する期間(リードタイム)が長く, 需要の変化に柔軟に対応できないといった問題点も指摘されている。

このような背景のもと, 大規模電源を補完する役割を持つものとして中小規模分散型電源が注目されており, 電力系統への連系が進められている。分散型電源は規模が小さいことから配置の自由度が高く, 需要地に近接した設置が可能で, (1) 電力輸送設備に関するコストの削減, (2) 送電ロスの低減, (3) 発電に伴う排熱の利用が容易, (4) リードタイムが短い, といった利点を持つ。

しかし, 一般に分散型電源の発電原価は大規模電源に比べて高いため, 上記の利点を生かし, 効率的な電力系統を構築するためには, 的確な導入方策, 特に導入地点の的確な選定が不可欠である。一方で電力需要成長は本来不確実性を伴うものであり, 分散型電源の導入地点・導入量の決定にも影響を及ぼすことが予想される。

そこで本研究では, 特に電気事業者が設置する電力供給設備としての分散型電源を評価することを目的として, 上記の利点 (1) および (4) に注目し, 需要成長の不確

実性が分散型電源の導入量, および配置に与える影響について検討を行った。

2. 検討の枠組み

本研究では, 電力需要成長の不確実性を考慮した送電系統を含む最適設備計画モデルを構築し, 分散型電源の評価・検討を行う。

(2-1) 最適設備計画モデルに関する諸設定

- (1) 最適設備計画の対象設備は各種電源および送電線。一方電力需要は電力系統内の各ノードに接続されており, 電力需要成長モデル(後述)に基づいて与えられる。
- (2) 最適設備計画における目的関数は電力システムのトータルコストの“期待値”の最小化。トータルコストは考察期間内の電源の固定費, 燃料費, および送電線固定費の現在価値換算の総和である。
- (3) 電源の立地制約として, 大規模電源に関しては同種の既存電源が存在するノードでのみ新・増設が可能とする一方, 分散型電源についてはすべてのノードで導入可能とする。なお, 送電線は既存の送電ルートの増強のみ可能とする。
- (4) 各電源, 送電線とも建設リードタイムが設定される(後述)。また各種設備とも考察期間中に廃棄される設備はないものとする。

〈2・2〉 電力需要成長モデルとリードタイム 本研究では、設備計画を開始する時点で実現する可能性のある需要成長経路（以下、シナリオと呼ぶ）が有限個（ $s = 1, \dots, S$ ）に特定されており、どのシナリオが実現することになるかは確率（ $p_s, \sum_s p_s = 1$ ）に従うものとして、電力需要成長をモデル化する。シナリオ間の関係は図1のように表される。

図1 不確実性のある電力需要モデル
Fig. 1. Modeling of uncertain demand growth.

この樹形図の根（計画を開始する第0期）から葉（計画が終了する第T期）に至る個々の経路が各シナリオにあたる。各期複数存在している節点（図中○）にはそれぞれ電力需要が与えられており、各シナリオの各期の電力需要は、各期に經由する節点により定められる。

需要成長が不確実性を伴う場合、いかなる時点においても、その時点より先に実現する電力需要成長経路は不明である。つまり、図から分かるように各期の各節点は複数のシナリオの経路となっているが、その節点を経路とするいずれのシナリオが実現することになるかは、事前には知り得ない（ただし実現確率は知り得るとする）。

従って、各時点（節点）における決定はその節点を經由する複数のシナリオごとに定められるものではなく、唯一つに定められなければならない。逆に、各シナリオにおける決定という観点で言い換えると、あるシナリオにおいてある期（第t期）に行う意志決定の内容（設備の建設着工量など）は、第t期に經由する節点をそのシナリオと共有する他のすべてシナリオにおける第t期の意思決定の内容と同一でなくてはならない。

以下、上記の設定の状況を“不確実ケース”と呼び、どの電力需要成長のシナリオが実現されるかが既知である状況を“確実ケース”とよぶ。

一方各種設備のリードタイムについて、本研究では大規模電源および送電設備については2期、一方分散型電源については1期とする。

従って、第t期に運開する大規模電源および送電設備については第t-2期に意志決定しなければならない。そのため第t期における各設備の運開（新設）容量は第t-2期の節点を経路として共有するすべてのシナリオで同一の値をとらなくてはならない。同様に第t期の分散型電源新設容量はt-1期の節点を共有するすべてのシナリ

オについて同一の値をとる必要がある。

3. 最適設備計画モデルの定式化

〈3・1〉 諸仮定 本検討では計算の簡略化のため、以下のように仮定をおいた。

- 各種設備の増設容量、特に送電線の増設容量は本来離散的な値をとるが、ここでは連続的な容量で増設が可能であるとする。
- 送電線インピーダンスは、抵抗分を無視しリアクタンス成分のみで構成されるものとし、送電潮流は直流法により計算する。また送電線容量が変化してもリアクタンスの値は変化しないものとする。

〈3・2〉 確実ケースにおける最適設備計画モデル

1. 潮流方程式（直流法） ブランチ $b (= 1, \dots, B)$ における電力潮流 F_b （時間に関する添字は省略）は、式（1）、式（2）から求められる。

$$[F_1, \dots, F_b, \dots, F_B]^t = A [P_1, \dots, P_n, \dots, P_{N-1}]^t \quad (1)$$

$$\sum_{n=1}^N P_n = \sum_{n=1}^N \left(\sum_{g=1}^G go_{n,g} - D_n \right) = 0 \quad (2)$$

P_n : ノード n ($n = 1, \dots, N$) の電力
 $go_{n,g}$: ノード n の電源種 g ($g = 1, \dots, G$) の出力
 D_n : ノード n における電力需要
 A : 潮流分係数行列 ($B \times (N-1)$ 次元)

2. 電源出力に関する制約

$$0 \leq go_{n,g,t,h} \leq \gamma_g \cdot gc_{n,g,t} \quad (\text{for all } n, g, t, h) \quad (3)$$

$$gc_{n,g,t} = bgc_{n,g} + \sum_{t'=1}^t ngc_{n,g,t'} \quad (4)$$

h, t : 時間帯 ($1, \dots, H$) および期 ($0, \dots, T$) の添字
 $gc_{n,g,t}$: t期におけるノード n の電源種 g の容量
 $bgc_{n,g}$: ノード n の電源種 g の既設容量
 $ngc_{n,g,t}$: ノード n の電源種 g のt期の拡張容量
 γ_g : 電源の設備利用率の上限値

3. 電源の新設容量に関する制約

$$GLC_{n,g} \leq ngc_{n,g,t} \leq GUC_{n,g} \quad (\text{for all } n, g, t) \quad (5)$$

$GUC_{n,g}$: ノード n の電源種 g の拡張容量上限
 $GLC_{n,g}$: ノード n の電源種 g の拡張容量下限

4. 送電潮流の容量制約

$$|F_{b,t,h}| \leq \gamma_b \cdot BC_{b,t} \quad (6)$$

$$BC_{b,t} = bbc_b + \sum_{t'=1}^t nbc_{b,t'} \quad (7)$$

$BC_{b,t}$: t期における、ブランチ b の容量
 $nbc_{b,t}$: t期における、ブランチ b の新設容量
 bbc_b : ブランチ b の既設容量
 γ_b : ブランチの設備利用率の上限値

5. 目的関数 目的関数は前述の通り、対象期間中の電源の燃料費 FC 、同固定費 CC 、送電線固定費 NC の現在価値換算の総和 TC の最小化である。

$$TC = FC + CC + NC \rightarrow \min \quad \dots\dots\dots (8)$$

$$FC = \sum_{n=1}^N \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T \sigma_t \sum_{h=1}^H Ho_h \cdot fc_g \cdot go_{n,g,t,h} \quad (9)$$

$$CC = \sum_{n=1}^N \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T \sigma_t \sum_{t'=1}^t \alpha_g \cdot gcc_g \cdot ngc_{n,g,t'} \quad (10)$$

$$NC = \sum_{b=1}^B \sum_{t=1}^T \sigma_t \sum_{t'=1}^t \beta \cdot bcc_b \cdot nbc_{b,t'} \quad \dots\dots\dots (11)$$

なお、 σ_t は各期のコストを現在価値換算する係数である。

$$\sigma_t = \left(\frac{1}{1+r} \right)^{\tau(t-1)} \sum_{y=1}^{\tau} \left(\frac{1}{1+r} \right)^{y-1} \quad \dots\dots\dots (12)$$

Ho_h, τ : 時間帯 h および期の幅
 fc_g, gcc_g : 電源種 g の燃料単価および建設単価
 α_g, β : 電源種 g , および送電線の年経費率
 bcc_b : 送電線 b の建設単価
 r : 割引率 (0.05)

以上のように、シナリオ別の最適設備計画問題は線形計画問題として定式化される。

〈3・3〉 不確実ケースにおける最適設備計画モデル
 前節で説明したシナリオ別の最適計画問題を

$$TC^s(x^s) \rightarrow \min \quad \dots\dots\dots (13)$$

$$\text{subject to } x^s \in C^s \quad \dots\dots\dots (14)$$

TC^s : シナリオ s のトータルコスト
 C^s : シナリオ s の制約条件により生成されるシナリオ s の最適化問題の可能領域
 x^s : シナリオ s における決定変数の集合

と表すと、不確実ケースにおける最適設備計画モデルの目的関数、制約条件は前述の設定により次のようになる。

目的関数

$$J = \sum_s p_s TC^s \rightarrow \min \quad \dots\dots\dots (15)$$

制約条件 まず、不確実ケースの解は当然各シナリオ別の最適計画問題の可能解でなければならないため、以下の条件が課される。

$$x^s \in C^s \quad \text{for all } s = 1, \dots, S \quad \dots\dots\dots (16)$$

また前述のように、不確実ケースの解は各決定変数の意志決定時点で区別できないシナリオについて同一の値

を持たなければならない。

本研究の枠組では 2 期間のリードタイムを持つ大規模電源 (電源種 $g \in G_L$) および送電線の場合、第 t 期に運開する増設容量は第 $t-2$ 期の節点を共有するすべてのシナリオの組合せ (s, s') について、

$$ngc_{n,g,t}^s = ngc_{n,g,t}^{s'} \quad \text{for } g \in G_L \quad \dots\dots\dots (17)$$

$$nbc_{b,t}^s = nbc_{b,t}^{s'} \quad \dots\dots\dots (18)$$

を満たさなければならない。

同様に 1 期間のリードタイムを持つ分散型電源 (電源種 $g = G_D$) の場合、第 t 期に運開する増設容量は第 $t-1$ 期の節点を共有するすべてのシナリオの組合せ (s, s') について、以下の制約条件が与えられる。

$$ngc_{n,g,t}^s = ngc_{n,g,t}^{s'} \quad \text{for } g = G_D \quad \dots\dots\dots (19)$$

また各時点での設備運用に関する決定変数は、その時点で節点を共有するシナリオ間で同一の値をとる必要があるが、本モデルの枠組みではこの制約は最適化により自動的に満たされるので省略する。以上、不確実ケースにおける最適設備計画も線形計画問題として定式化される。

4. 数値計算

〈4・1〉 数値計算に関する諸設定

〈4・1・1〉 系統構成 本検討では電力系統モデルとして図 2 のような 13 ノード 15 ブランチの系統を想定する。本系統のブランチは 500kV 送電線からなる。大規模電源はノード 1, 11 に原子力プラント、ノード 10 に石炭火力プラント、ノード 9, 13 に LNG 火力プラント、ノード 6, 12 に石油火力プラントが接続され、電力需要はノード 3 ~ 10, 12, 13 に存在する。

なお送電線インピーダンスは前述の通りリアクタンス成分のみで構成され、その値は基準電力 1000MVA とし、1 回線、100km あたり 0.10p.u とする⁽¹⁾。

〈4・1・2〉 電力需要 電力需要家の種類としては電灯、業務用電力、その他 (小口、大口電力他) の 3 種を想定し、これらの各需要家がそれぞれのノードに分布して存在する (表 1)。また各需要種の負荷については、1 年間をピーク期 (120 日)、オフピーク期 (245 日) の 2 期に分け、各期について 1 日 12 時間帯の日負荷曲線を与える ($H = 2 \times 12 = 24$)。なお、負荷持続曲線ではなく、日負荷曲線を用いるのは送電線の時間別潮流を考慮するためである。図 3 にピーク期の規格化 (各需要種の一日の電力需要量 (kWh) = 1) した日負荷曲線を示す。

また初期状態 ($t = 0$) における電力需要量として、ピーク期、オフピーク期の 1 日の系統内全電力需要量と、その内各需要種が占める割合を表 2 に示す。

需要成長については、各シナリオで第 t 期 (第 1 期以降) に実現する電力需要を、第 $t-1$ 期の電力需要に対する伸び率で与える。本研究では各期各節点で高成長 (成長率 10 %/期, 生起確率 30 %), 低成長 (成長率 6 %/

図2 電力システムモデル
Fig. 2. Electric power system model.

表1 需要分布

Table 1. Distribution of demands.

ノード	電灯	業務	大口他	ノード	電灯	業務	大口他
3	0.05	0.05	0.05	9	0.1	0.4	0.1
4	0.2	0.2	0.05	10	0.1	0.05	0.1
5	0.2	0.0	0.1	12	0.1	0.05	0.1
6	0.0	0.0	0.2	13	0.0	0.0	0.2
7	0.05	0.05	0.05				
8	0.2	0.2	0.05	計	1.0	1.0	1.0

図3 日負荷曲線の例 (ピーク)
Fig. 3. An example of daily load curve (normalized).

表2 系統内全電力需要量とその内訳

Table 2. Total daily energy demand and its specifications.

	電灯	業務	大口他	需要量 (MWh/day)
オフピーク	0.29	0.24	0.47	671565.1
ピーク	0.24	0.35	0.41	913530.0

期, 生起確率 70 %) の 2 通りに分岐するものとした。なお, 需要が成長しても負荷曲線の形状は変化せず, 各時間帯の需要が成長率に従って伸びるものとする。

また計画期間については, $T = 3$, $\tau = 5$ 年とした。以上の設定から導出されるシナリオ数は 8 シナリオとなる。表 3 に, 各シナリオの需要成長経路, および実現確率を示す。以下, 全ての期で高成長となるシナリオ (表 3 中, 1) を高成長シナリオ (生起確率 2.7 %), 逆に全ての期で低成長となるシナリオ (表 3 中, 8) を低成長シナリオ (生起確率 34.3 %) とよぶ。

表3 シナリオ番号表

Table 3. Senarios.

シナリオ	第1期	第2期	第3期	生起率
1	高	高	高	2.7
2	高	高	低	6.3
3	高	低	高	6.3
4	高	低	低	14.7
5	低	高	高	6.3
6	低	高	低	14.7
7	低	低	高	14.7
8	低	低	低	34.3

〈4・1・3〉 各種設備のコスト特性 表 4 に各種電源のコスト特性を示す⁽²⁾。また, 電源の年経費率 α_g はすべて 17 %, 設備利用率の上限 γ_g はすべて 85 % とする。なお分散型電源の価格設定についてはシミュレーションのために与えた仮定であるが, 想定している分散型電源は地域供給系統に連系される燃料電池, あるいはマイクロガスタービンである。

一方送電線の拡張コストは多くの要因に依存するため算定が非常に難しいが, ここでは単純に容量と長さ按比例すると仮定し, 建設単価を 750 千円/MVA/km (2 回線相当) と与え⁽³⁾, 年経費率 β は 11 % とした。また送電線の利用率に関しては, 2 回線並列の送電線において, そのうち 1 回線分の容量が最大容量となることを考慮して, 上限 $\gamma_b = 0.5$ とした。

表4 各種電源のコスト特性

Table 4. Fixed and variable costs of generators.

電源種	建設単価 (¥/kW)	燃料単価 (¥/kWh)
原子力	310000	1.8
石炭	300000	3.0
LNG	200000	4.5
石油	190000	6.0
分散型 (高コスト)	250000	7.0
(低コスト)	220000	6.0

〈4・1・4〉 その他諸設定 前述のように, 本モデルでは各種設備にリードタイムを設定しており, 考察期間中に策定する計画によって大規模電源と送電設備の運用が実現するのは第 2 期以降となる。一方分散型電源については第 1 期からの運用が可能だが, 本計算では考察期間以前の計画においては分散型電源の導入は想定されていなかったものと仮定。第 1 期の運用設備についてはこの期に生じる最大の電力需要を満たす必要十分な各種設

備の増設が計画済みであるとし、外生的に与えた（この計画には分散型電源は含まれていない）。

なお初期状態（ $t = 0$ ）の各種設備容量については、すべての電源設備、送電線設備の設備利用率が何れかの時間帯で上限に達している状況を仮定して設定した。表5に初期状態での各ノードに接続されている電源の容量を示す。なお誌面の都合上、初期状態における送電線容量の記載は省略する。

表5 初期状態での電源容量
Table 5. Initial capacity of generators

node	電源種	容量 (MW)	node	電源種	容量 (MW)
1	原子力	8300	11	原子力	12300
6	石油	4000	12	石油	6500
9	LNG	5300	13	LNG	16631
10	石炭	6000	合計		59031

〈4・2〉 結果

〈4・2・1〉 分散型電源導入量とコスト 図4に、不確実ケースにおける電力設備計画のトータルコストの期待値およびその内訳を示す。なお値は分散型電源が想定されていない場合を基準とし、正の値はコストの増加量、負の値は削減量を示す。分散型電源が想定されていないケースのトータルコストの絶対値は $7.899E+12$ (¥)。

図4 不確実ケースにおける電力設備計画のトータルコストの期待値とその内訳（基準：分散型電源が想定されていない不確実ケース）
Fig. 4. Expected total cost and its specifications of uncertain cases. (Difference from without-DG & uncertain case.)

図4から、分散型電源を計画対象設備に含むことにより、設備拡張計画が経済的に有利になることがわかる。ただし、この結果は分散型電源の導入によって電力設備コストを低減できることを示すものではない。確実ケースでは、分散型電源が高コストの場合は何れの需要成長シナリオにおいても、最適解として分散型電源が導入されることはなかったのである。つまりこれらの結果は、需要成長が不確実性を伴うという条件を考慮する

と、分散型電源の経済的価値が高まるということを示している。

その要因を示すものとして、図5に各ケースの低成長シナリオにおいて計画期間中に増設した電源の総容量の内訳を示す。なお、項目軸の上段の“－”，“高”，“低”はそれぞれ，“分散型電源が想定されていない場合”，“分散型電源が高コストの場合”，“同，低コストの場合”を指す（以下の図でも同様）。

図5 各ケースの低成長シナリオにおける最終期の電源容量

Fig. 5. Constructed capacity of generators under slow-growth scenario.

図から明らかなように、不確実ケースにおける増設容量はいずれの場合も確実ケースに比べ大きく、これら不確実ケースと確実ケースとの増設容量の差は余剰設備となる。この設備余剰は設備増強にリードタイムが存在することにより生じるものである。リードタイムが存在する場合、設備増強計画を決定する時点では運開時の需要を特定できず、不確実性を伴って想定される需要に対応できる計画としなくてはならない。基本的には需要が高位に推移した場合に対応して増設容量を決定するため、低位に推移した場合には余剰設備が発生することになる。

一方不確実ケース間で比較すると、リードタイムの短い分散型電源が想定されている場合の方が増設容量が小さい。リードタイムの短い設備増強手段があれば、対応しなければならない想定需要の幅が狭まるため、需要が低位に推移した場合の設備余剰を低減し、コストを削減することができるからである。

以上のことから、需要成長が不確実性を伴う場合は、リードタイムの短い分散型電源を選択肢として持つと、経済的に有利であることがわかる。このため確実ケースでは経済性を持ち得なかった高コストの分散型電源も不確実性下ではシナリオによっては導入される結果となった。

例として図6に各ケースの低成長シナリオにおける各種コスト（低成長シナリオ確実ケースで分散型電源の導

入がない場合に対する差)を示すが、不確実ケース間で比べた場合、電源固定費(分散型+大規模)の差が大きいことがわかる。

図6 各ケースの低成長シナリオにおける各種コスト(基準:分散型電源なし・確実ケース)

Fig. 6. Total cost and its specifications under slow-growth senario. (Difference from certain & without-DG case.)

一方で需要が高位に推移した場合は、分散型電源を建設して供給力を確保することになる。例として図7に各ケースの高成長シナリオでの最終期の電源容量の内訳を示すが、確実ケースでは導入されていない高コストの分散型電源が不確実ケースのもとでは導入されている。また分散型電源が低コストの場合も不確実ケースでの導入量の方が大きい。

図7 各ケースの高成長シナリオにおける最終期の電源容量

Fig. 7. Capacity of generators under fast-growth scenario.

一方コストに関しては、分散型電源の導入量の増大によって送電線固定費は削減されるものの、燃料費、電源固定費ともに増大し、高コスト、低コストの場合ともそれぞれに対応する確実ケースに比べてトータルコストは増大する。図8に、各ケースの高成長シナリオでのトータルコストとその内訳を示す(高成長シナリオ確実ケースで分散型電源の導入がない場合に対する差)。

また不確実ケース間で比較すると、分散型電源が高コストの場合は、分散型電源を想定していないケースに比べコスト高になっている。つまり、分散型電源を計画対象設備としたことによって、コストが増加したことになる。しかし図4に示したように、トータルコストの期待値は分散型電源をオプションとして持つことによって抑えられており、他のシナリオが実現する可能性を考慮に入れた場合の計画として妥当なことがわかる。

図8 各ケースの高成長シナリオにおける各種コスト(基準:分散型電源なし・確実ケース)

Fig. 8. Total cost and its specifications under fast-growth senario. (Difference from certain & without-DG case.)

〈4・2・2〉分散型電源の配置 分散型電源の配置に関して、各ケース、各シナリオごとに分散型電源が導入されたノードと導入容量を図9に示す。

いずれのケースでもノード8への大規模導入がみられるが、不確実ケースと確実ケースで比較すると不確実ケースの場合の方が多くのノードに分散して導入されていることがわかる。また不確実ケースの場合、確実ケースに比べ分散型電源の全導入量が増加している一方、ノード8への導入量は確実ケースに比べ減少している。つまりこれらの結果は、不確実ケースの場合、送電線増設コストを考慮した分散型電源の配置としては、系統全体に分散した導入が望ましいということを示している。これは主に、大規模電源の増設が確実ケースに比べ減少することによると考えられる。

図9 各ケースにおける分散型電源導入量

Fig. 9. Installed DGs at each node.

本研究で設定した系統内の電力需要の成長はノードごとに差はあるものの、全体的に増加するものである。したがって仮に送電線の増設を抑えることだけを目的とするなら、当然ながら各ノードに増分需要に応じて電源を導入し、各ブランチの潮流を抑えればよい。しかし電力システム全体のトータルコストの最小化を目的とする以上、大規模電源に比べて発電原価の高い分散型電源の導入は限定的になる。一方発電原価の低い大規模電源を導入することが可能なノードは限定され、また偏りがある。そのために分散型電源の導入地点も影響を受け、偏りが生ずるわけである。本数値計算ではノード8に集中して導入されている。

しかし、電力需要成長が不確実性を伴う場合、前述のようにリードタイムの長い大規模電源の導入量は減少し、結果的に電源導入地点の偏りが緩和される。そのために分散型電源がより分散的に導入されたと考えられる。導入量が増えたノード4、5などはノード8と同規模の大きな需要が存在し、需要増に対応した結果であることが読

み取れる。

電力需要成長が本来不確実性を伴うものであることを考慮すると、分散型電源の導入地点の選定基準として、各地点における需要成長の規模が参考になる可能性が示されたと言える。

〈4・3〉 まとめ 本研究では需要成長の不確実性を考慮した最適電力設備計画モデルを構築し、分散型電源の導入量、配置に関して検討を行なった。その結果をまとめると次のようになる。

- 需要成長の不確実性を考慮すると、分散型電源はリードタイムが短いために大規模電源に比べ経済的に有利となる。そのため、確実ケースでは導入されない発電原価の高い分散型電源が導入されることがありうる。
- 不確実性下では分散型電源の配置は確実ケースに比べてより分散し、各地点の需要の伸びに応じて導入される。

特に後者は、分散型電源の導入によって電力輸送コスト削減を図る場合、各地の需要成長規模が導入地点の概略検討の基準になりうることを示唆する結果であるといえる。

(平成11年1月13日受付, 同11年5月18日再受付)

文 献

- (1) 新田目：電力系統技術計算の基礎，電気書院
- (2) 総合エネルギー統計（平成8年度版），資源エネルギー庁長官官房企画調査課編
- (3) 平野，山地：「限界費用に基づく電力託送料金の設定に関する研究」，電気学会論文誌B，Vol.117-B，No.1，pp.33-40，1997
- (4) 喜多，手塚，西川，中野：「不確実な需要下での小規模電源の可能性について」，第7回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集，pp.171-176，1991

今中 健雄（正員） 1973年8月31日生まれ。1998年東京大学大学院工学系研究科修士課程修了（電気工学専攻）。同年4月より（財）電力中央研究所研究員。エネルギーシステムを対象とした研究に従事。エネルギー・資源学会会員。

山地 憲治（正員） 1950年2月25日生まれ。1972年東京大学工学部原子力工学科卒業。1977年東京大学大学院工学系研究科修士課程修了。同年（財）電力中央研究所入所，その後，米国電力研究所（EPRI）客員研究員，電力中央研究所・エネルギー研究室長等を経て，現在，東京大学教授（新領域創成科学研究科先端エネルギー工学専攻）。エネルギー分析，技術評価に関する研究に従事。エネルギー・資源学会，日本原子力学会，国際エネルギー経済学会会員。工学博士。