経済性の観点に基づく電力系統内分散型電源の 最適導入計画

正員 西谷 健一 (北海道工大)
 正員 北 裕 幸 (北海道大)
 正員 長谷川 淳 (北海道大)
 正員 芳賀 善 浩 (JR北海道)
 正員 皆川 和 志 (北海道電力)
 非会員 島津 謙 二 (北海道電力)
 非会員 中村 英 男 (北海道電力)

Optimal Planning for Introducing Dispersed Generating Sources in Power Systems Based on an Economical Point of View

Ken-ichi Nishiya, Member (Hokkaido Institute of Technology), Hiroyuki Kita, Member, Jun Hasegawa, Member (Hokkaido University), Yoshihiro Haga, Member (Hokkaido Railway Co.), Kazushi Minagawa, Member, Kenji Simazu, Non-member, Hideo Nakamura, Non-member (Hokkaido Electric Power Co.)

This paper discusses optimal planning problems for dispersed generating sources so as to give a guideline of their introduction to power systems. First, a recursive method is developed from the viewpoint of supplying electric power only, in which solutions for one unit are superposed. The computational loads are decreased by selecting alternatives of busses based on the so-called penalty factor. However, for effective utilization of dispersed generating sources, it is indispensable to consider their thermal merits in addition to electric power. After applying the Khun-Tucker theory to the optimal dispatching problem including boiler fuel costs, thermal values of the dispersed generating units are evaluated quantitatively. Finally, the above-mentioned technique for the optimal planning is also effective basically and is extended into this case. The validity of the proposed algorithms are demonstrated using a real-scale model system.

キーワード：電力系統，分散型電源，熱電併給，最適導入計画，経済負荷配分

1. ま え が き

近年の電力系統においては，負荷率の悪化に伴う設備利用率の低下傾向が続いており，一方，化石燃料の使用増加が地球環境に及ぼす影響も世界的に関心を集めている。これらの問題を解決するためには，省エネルギーも同時に実現しうる太陽電池，燃料電池などの分散型電源，および新型二次電池，SMESなどの電力貯蔵設備の電力系統への導入が有効であり，様々な側面からの研究が各方面で行われている⁽¹⁾⁽²⁾。しかしそれらの無秩序な導入は，系統設備の運用や計画の障害となり，結局省エネルギー効果，更には系統全体の経済性をも損なう結果となりかねない。効率的な電力システム構成のためには，計画段階における配置・運用に関する検討が重要な課題である。

本論文では，分散型電源に着目した最適導入計画を検討，評価することを目的とし，まず第2章において，電力供給のみを対象とした分散型電源配置計画問題について論述する。また，燃料電池のような熱・電併給分散型電源の導入を考える場合には，電気エネルギー供給によるメリットに加え，熱エネルギー供給の価値を何らかのかたちで評価したうえで，配置点を決定する必要がある。そこで，第3章では電力供給に加え，熱供給をも考慮した最適導入計画について詳述する。第4章では，提案手法を実規模モデル系統に適用し，分散型電源導入に対する経済性の評価を行っている。

2. 電力供給の観点からの配置点の決定

〈2・1〉 提案手法の概要 分散型電源は一般に負荷端

に導入・設備されるが、その際、負荷率の改善、安定度および信頼度の向上など、導入に期待するメリットにより最適な配置方策は異なる。本研究では、現運用システムに分散型電源を導入した際の経済評価、また平常運用状態での経済評価の観点に立ち、燃料費の抑制、送電損失の軽減を定量的に考慮したうえで、分散型電源導入に指針を与える手法を開発している。提案手法は、既に検討がなされている電力貯蔵システムを対象としたアルゴリズム⁽³⁾と同様、1台ずつ逐次配置を決定する近似解法である。

いま、計画問題ではあるが他の諸設備の計画は確定しているものとして、それらの軽減費用を考えなければ、最適配置の決定は、火力発電所の総燃料費、および分散型電源費用の最小化問題と考えることができる。更に、ある時間帯において、各発電所分担負荷が等 λ 則に基づき経済配分され、発電機母線での増分送電損失を一定と仮定できれば、導入により総燃料費を最小にすることは、総発電量を最小（送電損失を最小）とすることにほかならない。結局、分散型電源1台の最適配置点は、系統内の全母線に各々配置した場合の、対象期間内における総コストを算定、比較し、その値が最小となる母線を決定すればよいこととなる。

複数台の導入を考える際には、導入するユニットすべてを同時に配置した場合の導入効果を評価すべきであるが、配置パターンの組合せの数は、母線数の増加に伴い指数関数的に増大する（導入台数 x 台、母線数 n の場合で n^x 通り）。従って、すべてのパターンに対するコスト計算は実用的ではない。本手法では、複数台の分散型電源導入を対象とした問題に対し、ユニットを1台ずつ導入し、既に導入されているユニットの出力は固定して考えるという近似手法を用いることとした。従って、複数台の導入を1台ずつの逐次計算の重ね合せとすることが可能となり、計算回数も負荷が一定であれば、導入台数と同じ回数でよいことになる。具体的なアルゴリズムを、図1に示している。系統総燃料費は、経済性を追求することを目的とした送電損失を含む経済負荷配分手法⁽⁴⁾に基づき、火力発電所の出力を等 λ 法で決定することにより算定している。ただし、導入した分散型電源が必ず運用されるとは限らず、ここでは、高負荷時間帯から計算を実行し、分散電源出力が下限値に一致する時間帯まで運用することとしている。また、本手法では配置候補母線を選択し計算負担の軽減を図っているが、この点については次節に詳述する。

〈2・2〉配置候補母線の選択⁽⁵⁾ 前節に提案したアルゴリズムで最適配置点を決定する際、厳密には全地点への配置に対しコストを算定しなければならないが、その場合、配置対象地点数と同じ回数のコスト計算が必要となる。実系統では配置の対象となる母線は数多く存在し、全時間帯ですべての母線を考慮することは、かなりの計算負担となる。

ここで、分散型電源の任意の運用状態、ある時間断面を考える。分散型電源の出力が $\Delta P_c(>0)$ だけ増加し、これ

図1 電力供給の観点からの導入決定手法
Fig. 1. An algorithm to decide the introduction.

表1 記号の定義
Table 1. List of symbols.

L_c, L_{Ti} : 燃料電池配置候補母線、発電機母線におけるペナルティ・ファクタ
f_{Ti}, P_{Ti} : 各火力機の燃料費、出力
$P_{Ti \max}, P_{Ti \min}$: 各火力機出力の上限値、下限値
f_{ci}, P_{ci}, H_{ci} : 母線 i に導入された燃料電池の燃料費、電氣的出力、熱出力
$P_{ci \max}, P_{ci \min}$: 各燃料電池出力の上限値、下限値
f_{bi}, H_{bi} : 母線 i のボイラ燃料費、熱出力
NG, NC : 発電機および燃料電池総数
P_L : 送電損失, H_D : 熱負荷, P_D : 電力需要
λ : 電力需給バランスに対するラグランジュ乗数 (系統増分費)
μ : 熱需給バランスに対するラグランジュ乗数

に伴い各発電機の出力が $\Delta P_{Ti}(>0)$ だけ減少するものとする、需給平衡条件より次式が成立する。

$$\Delta P_c = L_c \sum (\Delta P_{Ti} / L_{Ti}) \quad (1)$$

次に、分散型電源の出力増加にメリットがあるのは、次式が満たされる場合である。

$$\sum \Delta P_{Ti} \frac{df_{Ti}}{dP_{Ti}} > \frac{df_c}{dP_c} \Delta P_c \quad (2)$$

発電機出力が経済負荷配分されているならば、上式は等 λ 則、および(1)式より以下のように変形される〔具体的な導出過程は、後で述べる(18)式のそれと同様であり、詳細は付録を参照されたい〕。

$$(\lambda / L_c) > (df_c / dP_c) \quad (3)$$

結局、上式が成立するときのみ分散型電源の運転にメリットが生じることから、(3)式を運用成立条件式と呼ぶ。同式において λ 、および右辺の値は母線によらず一定である。従って、 L_c の値が小さいほど、運用成立条件式が満

足されやすく、運転のメリットが大きいことになる。本手法では、ペナルティファクタの値が小さい順に母線に優先順位を与えることで検討対象をあらかじめ限定し、選択された母線に対してのみコスト計算を行うこととする。優先順位決定の際には、導入メリットが最大と考えられる年負荷ピーク時のペナルティファクタの値を用いている。実際には、各時間断面において負荷レベルや系統状態が変化するため、ペナルティファクタによる優先順位も異なるはずである。しかし提案アルゴリズムでは、優先順位に基づき導入メリットが明らかに小さい母線を検討対象から除外するだけであり、実際の配置点は、コストを算定、比較することで決定している。以上により、実規模系統において最適配置点を少ない計算負担で決定することが可能となった。

3. 熱・電供給分散型電源の最適導入計画

〈3・1〉 熱供給を考慮した最適運用方策 燃料電池のような熱・電供給分散型電源を対象とする場合、熱供給の価値を何らかのかたちで評価しなければならない。そこで、熱供給を考慮する場合の配置決定に先立ち、本節では運用問題に関して、総燃料費最小化問題の定式化を行い検討を加える。ボイラは熱供給システムを構成するという立場から、燃料電池の熱出力でまかなえない容量分を補うものである。このような最適化問題は、次式で定式化される。

$$\begin{aligned} \text{Min } F = & \sum_{j=1}^{NG} f_{Tj}(P_{Tj}) + \sum_{i=1}^{NC} f_{ci}(P_{ci}) + \sum_{i=1}^{NC} f_{Bi}(H_{Bi}) \\ \text{subj. to } & \left. \begin{aligned} P_D + P_L - \sum_{j=1}^{NG} P_{Tj} - \sum_{i=1}^{NC} P_{ci} &= 0 \\ H_{ci}(P_{ci}) + H_{Bi} - H_{Di} &\geq 0 \quad (i=1, \dots, NC) \\ P_{Tj\min} \leq P_{Tj} \leq P_{Tj\max} &\quad (j=1, \dots, NG) \\ P_{ci\min} \leq P_{ci} \leq P_{ci\max} &\quad (i=1, \dots, NC) \\ H_{Bi} &\geq 0 \quad (i=1, \dots, NC) \end{aligned} \right\} \end{aligned} \quad (4)$$

上式中、制約条件の最初の2本は、それぞれ、電力需給バランスと熱供給制約条件である。熱供給に関しては、他地域間の熱エネルギー融通を考えず、また各地点において燃料電池からの熱出力が熱負荷を上回ることも許している。

さて、上述の問題に対してラグランジェ関数を構成し、Kuhn-Tucker条件を適用する(ただし、上下限制約に関する項は省略)と、最適解は次の一連の式を満足しなければならない。

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Tj}} = \frac{df_{Tj}}{dP_{Tj}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Tj}} \right) = 0 \quad (5)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{ci}} = \frac{df_{ci}}{dP_{ci}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{ci}} \right) - \mu_i \frac{dH_{ci}}{dP_{ci}} = 0 \quad (6)$$

$$\frac{\partial L}{\partial H_{Bi}} = \frac{df_{Bi}}{dH_{Bi}} - \mu_i \geq 0 \quad (7)$$

$$\left(\frac{df_{Bi}}{dH_{Bi}} - \mu_i \right) H_{Bi} = 0 \quad (8)$$

$$H_{Di} - H_{ci}(P_{ci}) - H_{Bi} \leq 0 \quad (9)$$

$$\mu_i (H_{Di} - H_{ci}(P_{ci}) - H_{Bi}) = 0 \quad (10)$$

$$\left. \begin{aligned} \mu_i &\geq 0, H_{Bi} \geq 0 \\ P_{ci\max} &\geq P_{ci} \geq P_{ci\min} \\ P_{Tj\max} &\geq P_{Tj} \geq P_{Tj\min} \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

ここで、(5)式および(6)式から次式が得られる。

$$\lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Tj}} \right) = \frac{df_{Tj}}{dP_{Tj}} \quad (12)$$

$$\begin{aligned} \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{ci}} \right) &= \frac{df_{ci}}{dP_{ci}} - \mu_i \frac{dH_{ci}}{dP_{ci}} \\ &= \frac{d}{dP_{ci}} (f_{ci} - \mu_i H_{ci}) \quad (13) \end{aligned}$$

(12)式と(13)式を比較すると、(13)式の $(f_{ci} - \mu_i H_{ci})$ が f_{Tj} (円/h)と同じ単位をもっていることが理解され、同式の()内を“熱等価換算コスト”と定義する。熱等価換算コストは、電力発生のためのコストを意味する第1項から、第2項の熱メリットを減じた形となっている。更に、 $\mu_i H_{ci}$ が〔円/h〕の単位をもつことから、 μ_i の単位が〔円/Mcalh〕であることがわかる。 μ_i は燃料電池の各運用状態における排熱の価値を表しているの、この係数は“熱等価換算係数”と定義される。また、(7)、(11)式から μ_i の値は、

$$0 \leq \mu_i \leq (df_{Bi}/dH_{Bi}) \quad (14)$$

となるが、 μ_i の値の物理的意味は、(5)～(11)式から得られる以下の三つの最適運用状態で説明される。

(1) 熱需給バランスがとれている場合 燃料電池からの熱出力とボイラで熱需要をまかなう場合である。この場合、熱等価換算係数 μ_i の値は

$$\mu_i = df_{Bi}/dH_{Bi} \quad (15)$$

となる。(14)式より μ_i の値が最大、つまり熱メリットが最大となっていることがわかる。燃料電池の増分燃料費は、(13)式右辺のように熱等価換算係数を含むかたちで表され、燃料電池出力はこの修正増分燃料費を用い、火力機とともに等 λ 則により決定される。燃料電池の熱出力は、熱需要よりも小さくならなければならない。

(2) 燃料電池からの熱出力が熱需要に一致する場合 燃料電池の熱出力が熱需要に一致することから、ボイラ出力は零である。このケースにおいても(5)、(6)式から、等 λ 則に基づき燃料電池の電氣的出力が算出されるが、その結果燃料電池の熱出力が熱需要と一致するように熱等価換算係数 μ_i が決定される。

(3) 燃料電池からの発生熱が熱需要を上回る場合 燃料電池からの熱出力が熱需要を超える運転のケースであり、ボイラは運転されず熱等価換算係数 μ_i の値は零となる。つまり、熱的メリットのない状態である。各発電機、燃料電池の出力は、従来どおりの等増分燃料費則により決定される。

〈3・2〉 熱供給を考慮した最適配置点決定手法 第2章と同様、分散型電源の配置は年間の様々な負荷パターンを考慮し決定されなければならない。各時間帯で、前節で導出した熱供給分散型電源の最適運用方策に基づき、各ユ

ニットの出力を決定することができれば、年間の系統総燃料費が算定可能となる。ここで、各火力機、および燃料電池の出力は、(12)式および(13)式で示される増分燃料費を用い決定されるが、この場合、(13)式に含まれている熱等価換算係数 μ_i の値が必要となる。しかし、 μ_i の値は前節の(1)～(3)項に分類されるように燃料電池の運用状態によって異なるため、各々の時間帯における最適運用状態を決定しなければ求められない。従って、配置決定時には未知であり正確な μ_i の値を用いた出力配分はできない。

前節(1)項のように、熱負荷が燃料電池の熱供給量よりも大きければ熱価値が最大($\mu = df_{Bi}/dH_{Bi}$)となることから、熱負荷が大きいほど、熱価値最大の状態で運転できる可能性も高いと予想される。図2は、4通りの熱負荷(実線)に対し燃料電池出力値に対応する μ の値を示したものである。 H_{cmax} が最大熱出力値であり、燃料電池出力にかかわらず、同図(1)では μ_i が零となり(4)では μ_i が最大となる。(2)、(3)を比較すると、系統の影響により簡単には判断できないが、(3)のほうが熱メリットが大きくなる可能性が高いことが容易に予想できる。そこで配置決定の際には、

$$\mu_i = \frac{(\text{熱負荷})}{(\text{燃料電池最大熱出力})} \times \alpha \dots\dots\dots (16)$$

と近似して出力を決定するものとする。ただし、上式における(熱負荷)は燃料電池で供給可能な熱負荷、 α は μ_i の最大値($\alpha = df_{Bi}/dH_{Bi}$)である。熱併給を考慮した分散型電源の最適導入計画決定アルゴリズムを図3に示す。基本的には、第2章で述べた決定手法と同様、経済負荷配分により総コストを算定・比較しコスト最小となる母線を選定し、更に複数台の導入に対しても前章における手法と同様に扱っている。また、次節に詳述するとおり、候補母線の選択により計算負担の軽減を図っている。なお、〈3・1〉節の定式化も分散電源の並解列を決めるものではなく、その出力が下限値に一致した時間帯では、次のユニットが同じ母線に配置されたとしても運用しないものとしている。

〈3・3〉 配置候補母線の選択法 燃料電池の運用成立条件を考えると、その出力増加にメリットが存在するの

図2 分散型電源最適運用状態
Fig. 2. Optimal operating condition.

は、次式が成立する場合である。

$$\sum_{j=1}^{NG} \Delta P_{Tj} \frac{df_{Tj}}{dP_{Tj}} > \frac{df_c}{dP_c} \Delta P_c - \frac{df_B}{dH_B} \Delta H_B \dots\dots\dots (17)$$

また(17)式は等 λ 則、および電力需給平衡式により、次式のように変形される(付録参照)。

$$\beta = \frac{\lambda}{L_c} + \mu_i \frac{dH_c}{dP_c} > \frac{df_c}{dP_c} \dots\dots\dots (18)$$

上式が成立する場合のみ燃料電池の運転にメリットがあり、前章同様、この式を熱供給を考慮した場合の、運用成立条件式と呼ぶことにする。 β の第1項が電気的メリット、第2項が熱的メリットを意味している。 dH_c/dP_c 、 df_c/dP_c の値は、導入する燃料電池の仕様によって決定される値であり、定数と考えると左辺の値が大きいほど、運用成立条件を満たす可能性が高く、また運転メリットも大きいと考えられる。従って、この β の値を指標として各地点の優先順位を決定し、評価対象母線を限定することが可能となる。

ところで β 算定の際には、 μ_i の値が必要となる。ここで最適運用方策を考えると、図4に示すとおり①の面積が大きいほど、全時間帯にわたり熱価値の高い状態で運転できる可能性が高いこととなる。そこで②の高さ H_{cmax} の長方形の面積として、①/②の値を各地点での“熱有効利用期待値 η ”とし、更に μ の最大値 α を乗じた値 μ_i を、“各地点における熱等価換算係数”と定義することとする。 β 算定の際には、 λ 、 L_c については、導入メリットが最大となると思われるピーク時の値を、 μ の値としては各地点における μ_i の値を用いることとする。

〈3・4〉 ボイラ固定費の考慮 燃料電池導入に際し、

図3 熱・電併給分散型電源の最適導入計画
Fig. 3. Optimal planning for introduction of cogenerating units.

図 4 熱有効利用期待値
Fig. 4. Expected value of thermal utilization.

より現実的な経済性評価を行うためには熱供給代替手段となるボイラの固定費を考慮する必要がある。しかし、この固定費は年間を通して決定される値であり、各時間帯での運用定式化に含めることはできない。本研究においては、ボイラ固定費を

(ボイラ固定費)

$$= [\text{ボイラが負担する年間最大熱負荷 (Mcal)}] \\ \times [\text{単位当たりのボイラ固定費 (円/Mcal} \cdot \text{年)}]$$

として算出する。このように考えると、燃料電池出力がボイラ固定費に影響することになる。

ところで、提案手法では配置候補母線を選択し、その母線に対してのみコスト算定を行っている。しかし、優先順位決定の際に用いた β にボイラ固定費は考慮されておらず、この値を加えた後の総コストの順位が優先順位と同様の結果になる保証はない。熱負荷ピーク時間帯で燃料電池が部分負荷となる母線が存在する場合には、ボイラ固定費の抑制分が小さく、他の選択されない母線で熱負荷ピーク時間帯の燃料電池出力が最大値となっていれば、そちらの母線が有利な場合も考えられる。この問題に対しては、分散型電源の容量は比較的小さく影響も少ないと考えられることから、設定した選択母線数を増やすことで対応している。

4. モデル系統への適用

開発した電力供給の観点からの配置決定手法、および熱・電併給分散型電源を対象とした導入計画手法を、図 5 に示す 9 機 46 母線実規模モデル系統に適用し、その有効性を検討する。各地点では各々異なる負荷パターンを想定している。更に、負荷パターンは 1 年間で 4 季節、1 日を 4 時間帯に分割した計 16 時間断面を考え、各断面内の負荷は一定とした。また、配置対象母線は、18, 24, 31, 37 の二次変電所より負荷側とし、その部分の最大合計負荷は約 670 MW である。分散型電源としては燃料電池を対象とし、燃料電池、ボイラの諸元を表 2 に示している。なお燃料電池の燃料費は、100 kW 定格程度のデータから出力の二次関数とし、それらの並列接続によりユニットの総容量を想定した。

図 5 9 機 46 母線モデル系統
Fig. 5. 9-machines and 46-nodes model system.

表 2 使用したデータ

Table 2. Used data.

燃料電池	固 定 費	672.5 万円/100 kW・年
	燃 料 費	20 円/kg
	電気・熱出力エネルギー比	$\frac{H_c}{P_c} = 1$
ボイラ	使 用 燃 料	メタノール
	固 定 費	58,000 円/Mcal・年
	燃 料 費	10 円/Mcal

表 3 数値計算結果

Table 3. Results of calculation.

優先順位	母線番号	節約率 (%)
1	43	-0.5741
2	40	-0.5743
3	42	-0.5742
4	41	-0.5743
5	39	-0.5742
6	44	-0.5742
7	38	-0.5743
8	45	-0.5744
9	37	-0.5744
10	35	-0.5762

〈4・1〉 配置母線の決定に関する試算結果

(1) 電力供給の観点からの配置点の試算 第 2 章で提案したアルゴリズムを、上述のモデルに適用した結果を表 3 に示すが、優先順位と節約率 (燃料電池導入により節約されたコスト/導入前の総コスト) の大小関係はほぼ一致している。従って、優先順位に基づき数母線を選択すれば、その中に最適配置点が含まれている可能性が非常に高く、提案手法が有効であることがわかる。しかしこの系統では、節約率が負となり、つまり電氣的メリットのみでは分散型電源の導入が逆に総コストを引き上げてしまい、熱的価値をも考慮しなければ導入が現実的とはならない結果となった。

(2) 熱併給を考慮した場合の試算 熱・電併給分散型電源の配置決定に際し、熱負荷が存在する地点は、図 5

表 4 熱併給を考慮した優先順位と節約率
Table 4. Priority and saving rates considering thermal merits.

優先順位	母線番号	固定費考慮なし節約率 (%)	固定費考慮節約率 (%)
1	42	-0.2062 (2)	0.0339 (2)
2	41	-0.2063 (3)	0.0338 (3)
3	44	-0.2061 (1)	0.0339 (1)
4	38	-0.2064 (4)	0.0336 (4)
5	45	-0.2066 (5)	0.0334 (5)
6	39	-0.2110 (6)	0.0068 (11)
7	22	-0.2140 (7)	0.0249 (6)
8	34	-0.2145 (11)	0.0242 (10)
9	20	-0.2141 (8)	0.0248 (7)
10	23	-0.2142 (9)	0.0247 (8)
11	19	-0.2143 (10)	0.0245 (9)
12	35	-0.2172 (12)	-0.0003 (12)
13	36	-0.2176 (13)	-0.0009 (13)
14	25	-0.2186 (14)	-0.0020 (14)
15	33	-0.2640 (16)	-0.0469 (16)
16	27	-0.2638 (15)	-0.0466 (15)
17	30	-0.2641 (17)	-0.0470 (17)
18	26	-0.2641 (18)	-0.0470 (18)
19	29	-0.2642 (19)	-0.0470 (19)
20	28	-0.2642 (20)	-0.0470 (20)

() 内の数字は節約率の順位

中の丸印で示す 20 地点とした。また、熱負荷パターンとしては、恒常的な熱負荷をもつ住宅地域、昼間負荷が大きく夜間の負荷が小さい商業地域、この二つのパターンの中間的負荷を有する混在地域、の三つを想定した。表 4 は、表 3 と同様に、提案手法を用いて得られる配置母線の優先順位と、その母線に燃料電池(ユニット容量: 3 MW)を 1 台導入したことによる実際の節約率(順位)とを、上位の母線に対して表したものである。節約率は、ボイラ固定費を考慮する場合としない場合に対して結果を示している。ボイラ固定費を考慮しない場合、優先順位と実際の節約率順位との間には、若干の相違が見られるもののかなり強い相関があることがわかる。このことは、〈3・3〉節の指標 β が熱的メリットをも組み入れた配置母線の選択に有効であることを意味している。実際のユニット設置母線の決定は、総コストの算定に基づいており、上位 5 母線程度を対象とすれば 1 台目の導入に問題はない。また、ボイラ固定費を考慮した場合においても、節約率の値そのものは異なっているものの、節約率による順位はそれほど大きく変わらない。特に、上位 5 母線については、考慮しない場合の結果と全く同じ順位になっている。このことから、固定費を考慮したことが候補母線選択法に与える影響は小さいものと考えられ、〈3・4〉節で述べたような選択台数に融通性をもたせる手法が有効と考えられる。

〈4・2〉 パラメータ解析に基づく導入可能性評価

簡便な手法による配置点の決定により、パラメータ変更に伴う経済性評価が可能となったが、次に、熱負荷の大きさおよび燃料電池燃料費をパラメータとした場合の試算結果を示す。配置母線は経済的メリットが最も大きい母線を

図 6 熱負荷の大きさを変化させた試算結果
Fig. 6. Saving rates versus thermal load.

図 7 燃料電池燃料費を変化させた試算結果
Fig. 7. Saving rates versus fuel cost.

選択している。

最初に図 6 は、熱負荷の形状は変えずに大きさだけを変更した場合の節約率の推移を示したものである。燃料電池のユニット容量によらず、第 3 章で定義した熱有効利用期待値 η がある程度の値 (約 0.83) にならなければ、導入による経済的メリットがないと判断されている。

次に図 7 は、燃料電池の燃料費をパラメータとして試算した結果を示している。燃料費が 1 MW ユニットで 22 円/kg, 3 MW ユニットで約 21 円/kg, 5 MW ユニットで約 19 円/kg の場合それぞれ節約率が零となっている。従って、想定した燃料電池およびボイラの固定費の下で、このモデル系統への導入を考える際には、これらの燃料電池燃料費よりも安くならなければ導入は難しいと推測される。また、ユニット容量が変わると、燃料費の変更に伴う節約率の変化の傾きが異なることがわかる。このことは、燃料電池燃料費によって、導入が有利な (節約率が大きい) ユニット容量が異なることを意味している。想定したデータにおいては、燃料電池燃料費が 21~22 円/kg の場合には 1 MW, 16~21 円/kg の場合には 3 MW, 16 円/kg 以下では 5 MW ユニットの導入が最も有利であることが予想される。

表 5 容量変更に伴う最適配置の結果

Table 5. Results of optimal allocation.

母線番号	1 MW(台)	2 MW(台)	3 MW(台)	4 MW(台)
19. 住宅地域	2	1	1	1
20. 住宅地域	2	1	1	1
22. 住宅地域	2	1	1	1
23. 住宅地域	2	1	1	1
25. 混在地域	2	1	1	0
26. 商業地域	1	1	0	0
27. 商業地域	1	1	0	0
28. 商業地域	1	1	0	0
29. 商業地域	1	1	0	0
30. 商業地域	1	1	0	0
33. 商業地域	1	1	0	0
34. 住宅地域	2	1	1	1
35. 混在地域	2	1	1	0
36. 混在地域	2	1	1	0
38. 住宅地域	3	1	1	1
39. 混在地域	2	1	1	1
41. 住宅地域	3	1	1	1
42. 住宅地域	3	1	1	1
44. 住宅地域	2	1	1	1
45. 住宅地域	4	1	1	1
合計導入台数(台)	39(39 MW)	20(40 MW)	14(44 MW)	11(44 MW)
合計節約率(%)	0.747	0.618	0.559	0.297

〈4・3〉 複数台配置に基づく総導入容量の試算

燃料

電池ユニットの総容量を、1~4 MW と変化させた場合の総導入台数を表5に示す。ただし、燃料電池がより導入されやすい状況下で試算を行うために、表2における燃料電池およびボイラの固定費を、各々538.0万円/100 kW・年および46,500円/Mcal・年に変更している。いずれの場合も、総導入容量は40 MW程度であるが、合計の節約率には変化が見られ、ユニット容量の決定には十分な配慮が必要であろう。熱負荷パターンについては、前述のように三つのタイプを考えたが、恒常的負荷を有する住宅地域に多く導入されており、この結果からも開発アルゴリズムの妥当性が理解される。

5. あとがき

本論文では、分散型電源の電力系統における導入傾向、および導入効果の詳細な解析を最終的な目的とし、最適導入計画決定手法について検討を加えた。電力供給の立場からの配置決定手法に関する結果は、以下のとおりである。

(1) ペナルティファクタを指標とした優先順位決定法による計算負担の軽減が妥当なことが、シミュレーションにより確認された。

(2) しかし、電力供給のメリットのみでは、必ずしも総コストを抑制できない場合がある。

次に、熱併給を考慮した導入計画決定手法を提案したが、その特徴、および試算結果をまとめると次のとおりである。

(i) 熱等価換算係数を定義し、その値を用いたコスト算定法を提案した。なおボイラ固定費については、燃料費計算の後その値を算定し加えており、必ずしも全体の厳密

な最適化とはなっていない。

(ii) 熱有効利用期待値と、ピーク時のペナルティファクタの値を用いた候補母線選択により、計算負担軽減が可能となった。

(iii) 熱負荷の大きさについては、ユニット容量によらず熱有効利用期待値がある程度大きくなければ、導入の経済的メリットは減少することとなる。

今後、更に多くの試算により詳細な検討を加え、また多数のパラメータ変更を想定したシミュレーションを実行し、系統への分散型電源導入に対する指針を与えうるデータを構築していきたい。(平成6年2月28日受付)

文 献

- (1) 豊田淳一・河野道信：「貯蔵設備を含む電源ベストミックスの決定とその特徴」, 電学論 B, 106, 279 (昭 61-3)
- (2) 安田恵一郎・西谷健一・長谷川 淳：「電力貯蔵システムを含む各種電源のベストミックスならびに最適導入手順の決定」, 電学論 B, 108, 569 (昭 63-12)
- (3) 諸住 哲・西谷健一・長谷川 淳・藤原 一：「電力系統におけるエネルギー貯蔵装置の最適配置に関する研究—経済運用からみた配置決定法—」, 電気学会電力技術研資, PE-83-22(昭 58)
- (4) O. I. Elgerd: ELECTRIC ENERGY SYSTEMS THEORY (1982) McGraw-Hill company
- (5) 芳賀善浩・北 裕幸・西谷健一・長谷川 淳・島津謙二・高橋広文：「電力系統における分散型電源配置・運用計画に関する基礎的検討」, 電気学会電力技術研資, PE-91-100 (平 3)

付 録

熱併給電源運用成立条件(18)式の導出

ある i 番目の分散電源の出力が $\Delta P_c(>0)$ だけ増加し、これに伴い対応するボイラの熱出力が ΔH_B だけ、更に各発電機の出力が $\Delta P_{Tj}(>0)$ だけ減少するものとする。このときの需給バランス条件は、

$$\Delta P_c - \sum_{j=1}^{NG} \Delta P_{Tj} - \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_c} \Delta P_c - \sum_{j=1}^{NG} \frac{\partial P_L}{\partial P_{Tj}} \Delta P_{Tj} \right) = 0 \quad \dots\dots\dots (付 1)$$

となり、これを整理すると、次式が得られる。

$$\Delta P_c \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_c} \right) = \sum_{j=1}^{NG} \Delta P_{Tj} \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Tj}} \right) \quad \dots\dots\dots (付 2)$$

また、分散電源の出力増加にメリットがあるのは、コスト減分がコスト増分を上回る、つまり次式が成立する場合であるが、これは(17)式である。

$$\sum_{j=1}^{NG} \Delta P_{Tj} \frac{df_{Tj}}{dP_{Tj}} > \frac{df_c}{dP_c} \Delta P_c - \frac{df_B}{dH_B} \Delta H_B \quad \dots\dots\dots (付 3)$$

いま、火力機は等 λ 配分されており(12)式が満足されているものとする、上式左辺は

$$(\text{左辺}) = \lambda \sum_{j=1}^{NG} \Delta P_{Tj} \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Tj}} \right) \quad \dots\dots\dots (付 4)$$

となる。一方(付3)式の右辺は、分散電源が熱的なメリットを有しているのは $H_B > 0$ の場合であるから $\Delta H_B = \Delta H_c$ 、および(15)式を用い、次のとおりとなる。

$$\begin{aligned} (\text{右辺}) &= \frac{df_c}{dP_c} \Delta P_c - \mu_i \Delta H_c \\ &= \frac{df_c}{dP_c} \Delta P_c - \mu_i \frac{dH_c}{dP_c} \Delta P_c \quad \dots\dots\dots (付 5) \end{aligned}$$

(付4)式に(付2)式を代入し、結局、運用成立条件は次

式で与えられる。

$$\beta = \frac{\lambda}{L_c} + \mu_i \frac{dH_c}{dP_c} > \frac{df_c}{dP_c} \dots\dots\dots (付6)$$

ここで、 L_c は分散電源が接続されている母線のペナルティファクタである。上式が等式で成立するとき最適条件が得られることとなり、これが(13)式となる。また、熱的メリットを考慮しない場合は $\mu_i=0$ であり、直ちに本文(3)式も理解される。

西谷 健一 (正員) 1947年2月11日生。1969年3月北海道大学理学部物理学科卒業。同年4月同大学工学部電気工学科助手、同助教授を経て、1991年4月北海道工業大学電気工学科教授、現在に至る。工学博士。電力系統工学、特に電力系統状態推定、解析および運用・計画に関する研究に従事。システム制御情報学会、エネルギー・資源学会会員。

北 裕幸 (正員) 1963年5月7日生。1988年3月北海道大学大学院工学研究科電気工学専攻修士課程修了。同年4月同博士課程進学。1989年4月同大学工学部電気工学科助手、現在に至る。工学博士。主として、電力系統の解析・制御に関する研究に従事。

長谷川 淳 (正員) 1943年12月13日生。1971年3月北海道大学大学院工学研究科電気工学専攻博士課程修了。同年4月同大学工学部講師、同助教授を経て、1985年4月同教授、現在に至る。工学博士。主として、電力系統の計画・運用・制御・解析、およびエネルギー貯蔵に関する研究に従事。IEEE、日本OR学会、照明学会、エネルギー・資源学会、低温工学協会会員。

芳賀 善浩 (正員) 1968年3月23日生。1992年3月北海道大学大学院工学研究科電気工学専攻修士課程修了。同年4月北海道旅客鉄道(株)入社、現在に至る。在学中、主として電力系統運用・計画に関する研究に従事。

皆川 和志 (正員) 1985年3月北海道大学大学院工学研究科電気工学専攻修士課程修了。同年4月北海道電力(株)入社。電力系統運用・解析業務を経て、現在、同社総合研究所研究企画グループ。

島津 謙二 (非会員) 1980年3月武蔵工業大学機械工学科卒業。同年4月北海道電力(株)入社。火力発電所の運転・保守業務を経て燃料電池の研究開発に従事。現在、同社総合研究所新エネ・新素材グループ主査研究員。

中村 英男 (非会員) 1972年3月北海道大学工学部機械工学第二学科卒業。同年4月北海道電力(株)入社。火力部門の計画・運用業務、新エネ・新素材の研究開発業務を経て、現在、同社火力部火力運営グループリーダー。