スマートグリッドのための直線探索付き反復勾配法を用いた分散制御 *

祓川 悠 *1, 加藤 太一郎 *1, 滑川 徹 *2

Distributed Control for Smart Grid based on Iterative Gradient Methods with Line Search

Yu HARAIKAWA*1 and Taichiro KATO*1 and Toru NAMERIKAWA*2

*1 Graduate School of Science and Technology, Keio University
3-14-1 Hiyoshi, Kohoku-ku, Yokohama
*2 Faculty of Science and Technology, Keio University
3-14-1 Hiyoshi, Kohoku-ku, Yokohama

This paper deals with a distributed control based on gradient methods for load frequency of power networks including distributed generations, batteries, and renewable energies. In recent years, energy problems and global warming have become the hottest worldwide social problems. Therefore, a lot of distributed generations such as the photo voltaic and wind power generations, the biomass power generations, and the co-generations, are going to be installed in large scale power network systems from viewpoints of energy conservation and the cost reduction. At the same time, it is well-known that they have adverse affects on system frequency and fluctuation of voltage in power systems. Hence, it is necessary to explicitly control every generation cooperatively and optimally and ensure safety. The control objective is to minimize the cost function of load frequency control problem of power networks and to operate power systems optimally by means of distributed control based on gradient methods with Armijo and Wolfe type line search. Finally, simulation results of power networks including distributed generations show the effectiveness of the load frequency control.

Key Words : Distributed Control, Line Search, Load Frequency Control, Distributed Generator, Power Networks, Gradient Methods

1. は　じ　め　に

エネルギー問題や地球温暖化が世界的に大きな問題となっており, CO_2 削減, コスト削減の観点から太陽光発電や風力発電などの分散型電源が電力系統に多く連係されるようになっている. しかしその影響で, 電力系統に周波数変動や電圧変動が生じる可能性が増大する. それ故, 変動を抑えるために各発電機を適切に協調させ, 最適な発電を行う必要がある. このため大規模, 分散システムに対する制御法の需要が高まっている.

分散制御は 1950 年代の後半以降, 不確実性の下の異なる情報を用いる意思決定問題が研究されてきた. 代表的なものとしてはゲーム問題やチーム問題が挙げられる. 現代制御理論が成熟の時期を迎えた 1970 年代には, 分散制御の研究が盛んに行われた(1) (2). 協調制御に関する研究の関心の高まりや, センサネットワーク, MEMS, 生体システム, 電力システムなどに代表される分散制御理論を応用できる新たな大規模システムが多数出現したため, 分散制御への関心が再び高まっている(3) (4).

電力システムへの最適制御の運用は以前から行われている(5). 最近では風力発電や太陽光発電, 大容量蓄電池, ヒートポンプを導入した系統の周波数制御に関しても研究が盛んに行われており(6) (7), 理論的な分散予測制御を電力システムに応用した研究もおこなわれている(8) (9). 文献（9）では分散型電源を導入した電力ネットワークに対して, 反復勾配法に基づく分散制御(3)を用いた系統周波数制御法を提案している. しかし文献（9）ではフィードバッ

* 原稿受付　2012 年 6 月 30 日
*1 慶應義塾大学大学院理工学研究科 （〒 223-8522 横浜市港北区日吉 3-14-1）
*2 正員, 慶應義塾大学理工学部 （〒 223-8522 横浜市港北区日吉 3-14-1）
Email: yu@nl.sd.keio.ac.jp, namerikawa@sd.keio.ac.jp

クゲインの更新を行うため, アルゴリズムの更新の際に情報交換を行う情報量が多くなるという問題と, ステップ幅の更新を固定としていたため, 収束性を証明していないという問題があった.

それに対し, 本稿では制御入力を逐次的に更新する直線探索付き反復勾配法による分散制御を用いた電力ネットワークの系統周波数制御を提案する. 本稿の提案制御側は文献（9）と比較し, 制御入力を直接的に勾配法を用いて更新するため, 情報を交換するデータを抑えることができる. そして直線探索を行っているため, 収束性を保証する事ができる.

最後に風力発電, 蓄電池群, ヒートポンプ群等の分散型電源を導入した電力ネットワークの周波数制御に対して提案手法を適用し, 従来法と比較をおこなう. そして提案制御側の有効性をシミュレーションで示す. 本稿では以下の表記を用いる. $\mathbb{Z}_+$ は非負の整数の集合である. $\mathbb{R}^n$ は n 次元の実数空間を表す. 行列 Q に対して $Q>0(Q\geq 0)$ は Q が（半）正定値行列であることを表わす.

2. 状態空間表現と制御目的

本稿では複数の系統からなる電力ネットワークを考える. ここで全ての系統の数を $N(\geq 2)$ とすると, 全体の電力系統は (1) 式の LTI システムで表される.

$$x(k+1)=Ax(k)+Bu(k) \tag{1}$$

ここで, 時刻 $k\in\mathbb{Z}_+$, 状態 $x(k)=[x_1^T,\cdots,x_N^T]^T\in\mathbb{R}^{n_x}$, $A\in\mathbb{R}^{n_x\times n_x}$, 入力 $u(k)=[u_1^T,\cdots,u_N^T]^T\in\mathbb{R}^{n_u}$, $B=\mathrm{diag}[B_1,\cdots,B_N]\in\mathbb{R}^{n_x\times n_u}$ である.

電力系統の i と j が連携線で結ばれているときは $(i,j)\in\mathscr{N}$ と表記する. また i に接続されている系統の集合を $\mathscr{N}_i$ と表現する. すると i 番目 $(i=1,\cdots,N)$ の電力系統は次式のように表現できる.

$$x_i(k+1)=A_{ii}x_i(k)+B_iu_i(k)+z_i(k) \tag{2}$$

$$z_i(k)=\sum_{j\in\mathscr{N}_i}A_{ij}x_j(k) \tag{3}$$

ただし, 時刻 $k\in\mathbb{Z}_+$, 状態 $x_i(k)\in\mathbb{R}^{n_{xi}}$, 接続された系統からの干渉 $z_i(k)\in\mathbb{R}^{n_{zi}}$, $A_{ii}\in\mathbb{R}^{n_{xi}\times n_{xi}}$, 入力 $u_i(k)\in\mathbb{R}^{n_{ui}}$, $B_i(k)\in\mathbb{R}^{n_{xi}\times n_{ui}}$ である.

次にステージコスト $\ell(x(k),u(k))$ を

$$\ell(x(k),u(k))=x^T(k)Qx(k)+u^T(k)Ru(k) \tag{4}$$

とし, コスト関数 J を次式のように定義する.

$$J(x(0),u)=\sum_{k=0}^{\infty}\ell(x(k),u(k))=\sum_{k=0}^{\infty}(x(k)^TQx(k)+u(k)^TRu(k)) \tag{5}$$

ここで $Q=\mathrm{diag}[Q_1,\cdots,Q_N]\geq 0$, $R=\mathrm{diag}[R_1,\cdots,R_N]>0$ と仮定すると, 分散的なコスト関数表現は次式で与えられる.

$$J(x(0),u)=\sum_{i=1}^{N}J_i(x_i(0),u_i(k))=\sum_{k=0}^{\infty}\sum_{i=1}^{N}(x_i(k)^TQ_ix_i(k)+u_i^T(k)R_iu_i(k)) \tag{6}$$

最終的に, 本稿の制御問題を次式で与える.

$$\mathbb{P}_{\mathrm{d}}:=\min_u\sum_{k=0}^{\infty}\sum_{i=1}^{N}J_i(x_i(0),u_i(k)) \tag{7}$$

3. 直線探索付き反復勾配法による制御

ここで系統 i は接続された系統からの干渉 (3) 式を知ることができる状態を仮定し, 隣接するコントローラとは状態更新される前に情報を数回交換できる状況を考える. 式 (2) と式 (3) より次式が成り立つ.

$$x_i(k+1) = A_{ii}x_i(k) + \sum_{j\in\mathcal{N}_i} A_{ij}x_j(k) + B_iu_i(k) \tag{8}$$

ここで, ラグランジュ関数を導入すると次式のようにあらわすことができる.

$$\begin{aligned} L(x,u,p) &= \sum_{i=1}^{N} L_i(x_i,u_i,p_i) \\ &= \sum_{i=1}^{N}[x_i(k)^TQ_ix_i(k) + u_i^T(k)R_iu_i(k) + p_i(k+1)^T\{A_{ii}x_i(k) + B_iu_i(k) + \sum_{j\in\mathcal{N}_i} A_{ij}x_j(k) - x_i(k+1)\}] \end{aligned} \tag{9}$$

ハミルトン関数は次式のように定義する.

$$\begin{aligned} H(x,u,p) &= \sum_{i=1}^{N} H_i(x_i,u_i,p_i) \\ &= \sum_{i=1}^{N}[x_i(k)^TQ_ix_i(k) + u_i^T(k)R_iu_i(k) + p_i(k+1)^T\{A_{ii}x_i(k) + B_iu_i(k) + \sum_{j\in\mathcal{N}_i} A_{ij}x_j(k)\}] \end{aligned} \tag{10}$$

このとき次式より最適性条件が得られる.

$$\frac{\partial H}{\partial x_i(k)} = p_i(k) = A_{ii}^Tp_i(k+1) + \sum_{j\in\mathcal{N}_i} A_{ji}^Tp_j(k+1) + 2Q_ix_i(k) \tag{11}$$

$$\frac{\partial H}{\partial p_i(k+1)} = x_i(k+1) = A_{ii}x_i(k) + \sum_{j\in\mathcal{N}_i} A_{ij}x_j(k) + B_iu_i(k) \tag{12}$$

$$\nabla_{u_i}J = \frac{\partial H}{\partial u_i(k)} = 2R_iu_i(k) + B_i^Tp_i(k+1) = 0 \tag{13}$$

評価関数の勾配は次式で与えられる.

$$\nabla_{u_i}J = 2R_iu_i(k) + B_i^Tp_i(k+1) \tag{14}$$

この時以下のアルゴリズムを考える.

アルゴリズム 1

系統 i の時刻 k の状態を $x_i(k)$, 随伴状態を $p_i(k)$ とし, 予測区間を n とする.

1) 時刻 k にて, $k,\dots,k+n$ の間の状態 x_i を次式で予測する.

$$x_i(k+1) = A_{ii}x_i + \sum_{j\in\mathcal{N}_i} A_{ij}x_j(k) + B_iu_i(k) \tag{15}$$

2) 時刻 k にて, $k,\dots,k+n$ の間の状態 p_i を次式で計算する.

$$p_i(k) = A_{ii}^Tp_i(k+1) + \sum_{j\in\mathcal{N}_i} A_{ji}^Tp_j(k+1) + 2Q_ix_i(k) \tag{16}$$

3) 勾配を次式で計算する.

$$\nabla J(u_i^k) = 2R_iu_i(k) + B_i^Tp_i(k+1) \tag{17}$$

4) $\nabla J(u_i^k) = 0$ の時はストップする.

5) $\xi\in(0,1)$, $\mu\in(0,1)$ で $0<\xi<\mu<1$ を満たす定数とした時に, 以下の Armijo と Wolfe の規準を満たす a_i^k を求める.

$$J(u_i^k - a_i^k\nabla J(u_i^k)) - J(u_i^k) \leq -\xi\|\nabla J(u_i^k)\|^2a_i^k \tag{18}$$

$$-\mu\|\nabla J(u_i^k)\|^2 \leq -\nabla J(u_i^k - a_i^k\nabla J(u_i^k))^T\cdot\nabla J(u_i^k) \tag{19}$$

6) 制御入力 u_i は次式のように更新する.

$$u_i(k+1) = u_i(k) - a_i^k \nabla J(u_i^k) \tag{20}$$

7) k を $k+1$ としてステップ 1 に戻る.

4. アルミホとウルフによる収束性解析

本章では前章で提案したアルゴリズムの収束性解析を行う. 評価関数が仮定 1, 2 を満たす時, アルゴリズム 1 は以下の定理を満たす.

定理 1. 初期点 $u_i^0 \in S$ の準位集合 $LC = \{u_i \in R^n | J(u_i) \leq J(u_i^0)\}$ の近傍で連続微分可能で, $\nabla J(u_i)$ はその近傍で Lipschitz 連続とすると, アルゴリズム 1 は大域的収束性をもつ.

証明: u_i^k における探索ベクトルを d_i^k とする. アルゴリズム 1 は step 5) で Armijo と Wolfe の規準を満たしている. 従って Armijo の規準より, $\{u_i^k\}_{k=0}^{\infty}$ は準位集合に含まれる. また Wolfe の規準より

$$(1-\mu)\|\nabla J(u_i^k)\|^2 \leq -(\nabla J(u_i^{k+1}) - \nabla J(u_i^k))^T \cdot \nabla J(u_i^k) \tag{21}$$

が成り立つ. 一方, $\nabla J(u_i)$ が Lipschitz 連続であることから, ある $M > 0$ に対して

$$-(\nabla J(u_i^{k+1}) - \nabla J(u_i^k))^T \cdot \nabla J(u_i^k) \leq M\|u_i^{k+1} - u_i^k\| \cdot \|\nabla J(u_i^k)\| = a_i M \|\nabla J(u_i^k)\|^2 \tag{22}$$

が成立する. これらの式より

$$\frac{1-\mu}{M} \leq \frac{-(\nabla J(u_i^{k+1}) - \nabla J(u_i^k))^T \nabla J(u_i^k)}{M\|\nabla J(u_i^k)\|^2} \leq a_i \tag{23}$$

を得る. この式を Armijo の規準に代入すると

$$J(u_i^{k+1}) - J(u_i^k) \leq -\xi \|\nabla J(u_i^k)\|^2 a_i^k \tag{24}$$

$$\leq -\xi \|\nabla J(u_i^k)\|^2 \frac{1-\mu}{M} \tag{25}$$

となる. 従って

$$J(u_i^{m+1}) \leq J(u_i^0) - \xi \frac{1-\mu}{M} \sum_{k=0}^{m} \|\nabla J(u_i^k)\|^2 \tag{26}$$

$$\Leftrightarrow \xi \frac{1-\mu}{M} \sum_{k=0}^{m} \|\nabla J(u_i^k)\|^2 \leq J(u_i^0) - J(u_i^{m+1}) \tag{27}$$

が成り立つ. コスト関数 J は下に凸であるため, 下に有界であり, (28) 式が成り立つ.

$$\sum_{k=0}^{\infty} \|\nabla J(u_i^k)\|^2 < \infty \tag{28}$$

そして次式が成立する.

$$\lim_{k\to\infty} \nabla J(u_i^k) = 0 \tag{29}$$

従って, アルゴリズム 1 は大域収束性を持つ. □

ここで以下の注意 1, 注意 2 に留意されたい.

注意 1. (Lipschitz 連続の定義) 関数 $f : R^n \supset S \to R^m$ が Lipschitz 連続であるとは, 任意の $x, y \in S$ に対して,

$$\|f(x) - f(y)\| \leq M\|x - y\| \tag{30}$$

を満たす, ある $M > 0$ が存在する事である.

注意 2. (29) 式は $J(u^k)$ の停留点である事を意味しており, 最適化法の理論においては大域的収束性の条件として広く受け入れられている.

5. 系統周波数制御への適用

5·1 電力系統モデル

想定する電力ネットワークを以下の図 1 とする. 2 つの電力系統の構成は同じと仮定し, 系統内にはガスタービン発電機, 風力発電があり, これらの発電設備により電力需要に対して電力供給を行う. 電力系統の周波数制御として TBC 方式を用い, 他系統との潮流を考慮し系統周波数の周波数変動 Δf を零に近づけるようにガスタービン発電機出力を制御する. Δf は系統内で発生した供給誤差より計算できる. 図 1 ではエリアごとの発電機がすべて完全同期運転を行われていると仮定する. 本稿では一つの系統容量を 40MW として, 単位法における基準値としている.

図 1 の $\Delta P_{gi}, \Delta x_{gi}, \Delta P_{W_i}, \Delta P_{Li}, \Delta P_{Ei}, \Delta P_{Hi}, \Delta P_{tie_i}$ はそれぞれエリア i のガスタービン発電機の出力電力, ガスタービンのガバナー入力, 風力発電出力電力, 可制御負荷以外の全ての負荷消費電力, 蓄電池システム群の充放電の電力, ヒートポンプ群の消費電力, 連系線潮流の変動とする. 次式の ΔP_i はエリア i の発電電力と消費電力の差を表す.

$$\Delta P_i = \Delta P_{gi} + \Delta P_{Wi} - \Delta P_{Li} + \Delta P_{tie\ i} + \Delta P_{Ei} - \Delta P_{Hi} \tag{31}$$

エリア i の潮流変動は隣接するエリアを j とすると, $\Delta \dot{P}_{tie_i} = T_{ij}(\Delta f_j - \Delta f_i)$ と表わされ, 地域要求量 (AR) は $AR_i = \Delta P_{tie_i} - B_i \Delta f_i$ で表わされるものとする. $U_{AR_i} = K_i \int AR_i\, dt$ と定義し, 各発電機の比率で振り分けるようにした. また, 本稿では需要側に分散配置された大容量負荷は消費電力制御を行うため可制御とみなし, 可制御負荷として電気温水器（ヒートポンプ等）及び蓄電池（電気自動車等）を用いる. それぞれ系統容量の 5%, 15% とする. また本稿ではヒートポンプ群, 電気蓄電池群を 1 次遅れ系で模擬し, ヒートポンプ群及び蓄電池群の容量に関しては考えないものとする. また全ての可制御群が一定の特性の動作をするものと考える. a_g, a_E, a_H はそれぞれガスタービン, 蓄電池群, ヒートポンプ群の系統容量の比率とし $a_g + a_E + a_H = 1$ を満たす. ここで B_i, T_{ij}, R_g はそれぞれ周波数バイアス, 同期化係数, 速度調定率とする.

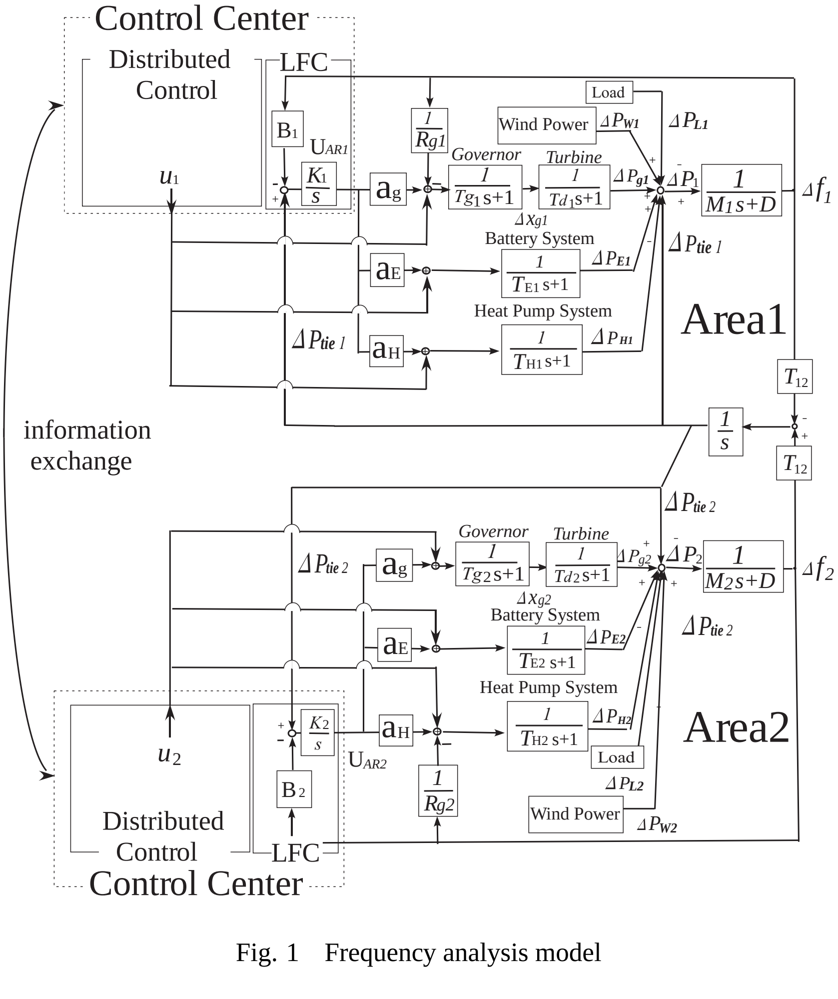

Fig. 1 Frequency analysis model

5·2 電力ネットワークの状態空間表現

N 系統 $(1 \leq i \leq N)$ からなる電力系統を状態空間表現すると (32) 式のようになる.

$$\dot{x} = A_c x(t) + B_c u(t) \tag{32}$$

ここで $x_c(t) = [x_1^T(t), \cdots, x_N^T(t)]^T \in R^{7N}$, $u_c(t) = [u_1^T(t), \cdots, u_N^T(t)]^T \in R^{7N}$, $A_c = \begin{bmatrix} A_{11} & \cdots & A_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{N1} & \cdots & A_{NN} \end{bmatrix}$, $B_c = \mathrm{diag}[B_{11}, \cdots, B_{NN}]$ とする. 状態は $x_i = [\Delta P_{tie_i}, \Delta f_i, \Delta P_{g_i}, \Delta x_{vg_i}, \Delta P_{E_i}, \Delta P_{H_i}, U_{AR_i}]^T$ であり, 各行列要素の構成は以下で与えられる.

$$A_{ii} = \begin{bmatrix} 0 & -\sum_{j\in E_i} T_{ij} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{M_i} & -\frac{D}{M_i} & \frac{1}{M_i} & 0 & \frac{1}{M_i} & -\frac{1}{M_i} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_{di}} & \frac{1}{T_{di}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_{gi}R_{gi}} & 0 & -\frac{1}{T_{gi}} & 0 & 0 & \frac{a_g}{T_{gi}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{Ei}} & 0 & \frac{a_E}{T_{Ei}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{Hi}} & \frac{a_H}{T_{Hi}} \\ K_i & -B_i K_i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{ii} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_{gi}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_{Ei}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_{Hi}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \tag{33}$$

$$A_{ij} = A_{ji} = \begin{bmatrix} 0 & T_{ij} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \ \text{if} \ \ (i,j) \in \mathscr{N}, \quad A_{ij} = 0 \ \text{if} \ \ (i,j) \notin \mathscr{N} \tag{34}$$

ここで, A_{ij} は他系統との干渉項となっている. この電力ネットワークにアルゴリズム 1 に基づく反復勾配法の分散制御を応用するため (32) 式を離散時間で表現した. ただし, サンプリング時間 $T_s = 0.1$[s] とし $A = \exp(A_c T_s)$, $B = \int_0^{T_s} \exp(A\tau) d\tau \cdot B_c$ として変換した.

$$x(k+1) = Ax(k) + Bu(k) \tag{35}$$

制御目的は次式の評価関数を最小化することを目的とする.

$$\mathbb{P}_{\mathrm{d}} := \min_u \sum_{k=0}^{\infty} \sum_{i=1}^{N} J_i(x_i(0), u_i(k)) \tag{36}$$

$Q = 0.2 \times I$ とし, $R = \mathrm{diag}[R_{11}, \cdots, R_{NN}]$, $R_{ii} = \mathrm{diag}[1,\ 5,\ 0.5,\ 1,\ 0.5,\ 0.5,\ 1]$ として設計した. また, 本稿では図 1 のモデルを用いているため, $N = 2$ としてシミュレーションを行っている.

Table 1 Parameters of Power Networks

Parameters	Symbol	Value	Unit
inertia constant	M	0.20	p.u. MW· s/Hz
damping constant	D	0.22	p.u. MW/Hz
governer time constant	T_g	0.20	s
gas turbine constant	T_d	5.0	s
BESS time constant	T_E	0.20	s
HP time constant	T_H	4.5	s
Regulation constant	R_g	2.5	Hz/p.u. · MW
Synchronising coefficient	T_{ij}	0.50	p.u. · MW

5·3　シミュレーション検証

本節では提案アルゴリズムと文献（9）のアルゴリズムの比較を行う. ここで外乱変動として風力発電出力変動を考慮する. 各系統に 8[MW] の風力発電の導入を考えており, Fig. 2 のようなランダム関数として扱った. また負荷変動として $t = 5$ で大きさ 0.1 のステップ外乱を与えたシミュレーションを行う. 文献（9）におけるフィードバックゲイン更新のステップ幅が $a = 0.1$ と $a = 0.01$ の場合とを比較した.
Fig.3 はコスト関数の時間平均を表わしており, コストを低く抑えているという意味で提案法の有効性を示している. この事は毎時刻ステップ幅をアルミホとウルフの規準に従って最適化している事に起因すると考えられる. また Fig.4 はエリア 1 における周波数偏差, Fig.5 はエリア 2 における周波数偏差を表している. これらの図より提案制御則を用いたほうが, 負荷変動が起きた後の周波数変動が小さくなっていることが分かる.

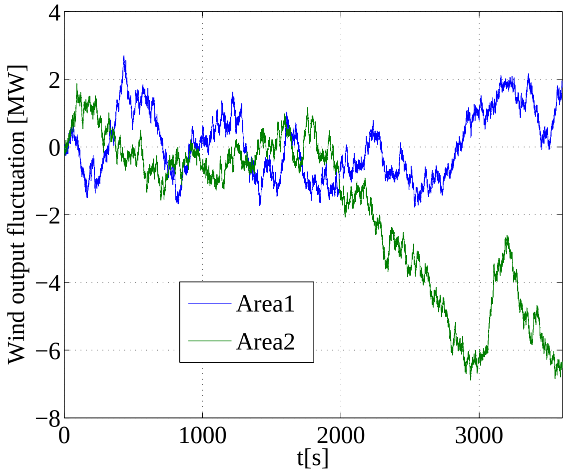

Fig. 2　Fluctuation of wind output

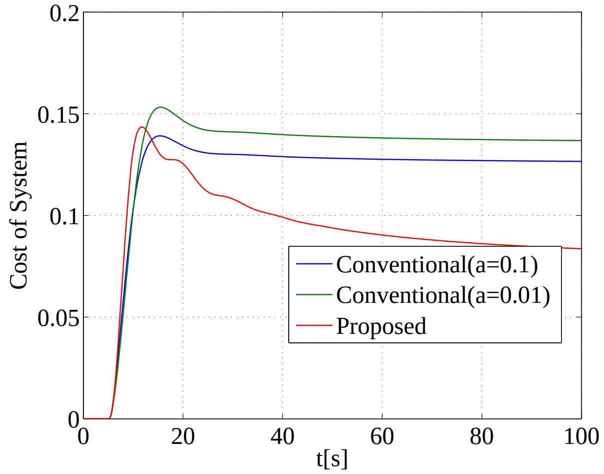

Fig. 3　Time average of cost function

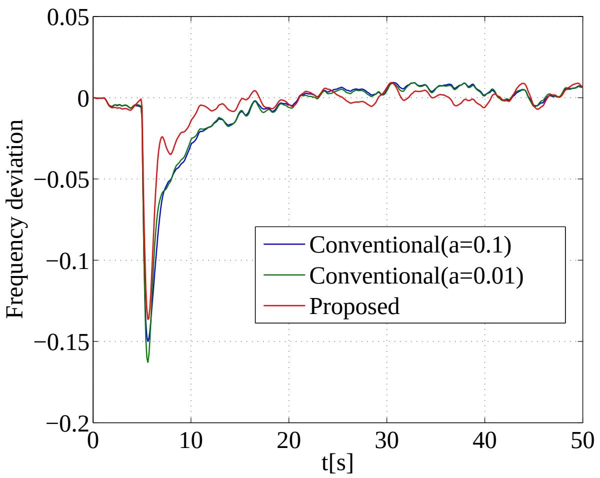

Fig. 4　Frequency deviation in Area1

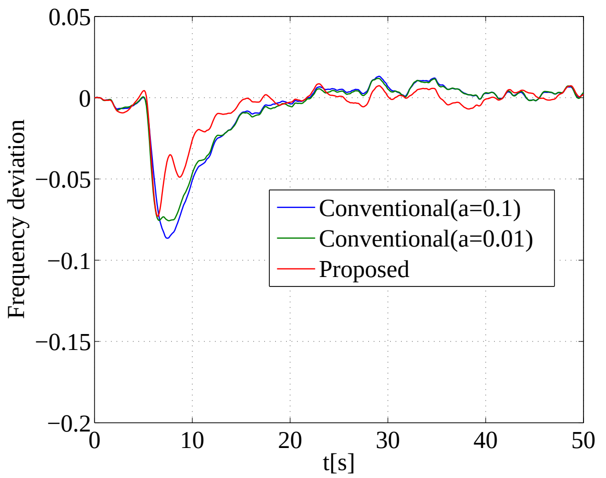

Fig. 5　Frequency deviation in Area2

以下の Fig. 6 から Fig. 9 はシステムの応答となっている. Fig.6 はガスタービン出力変動, Fig.7 は HP の出力変動を, Fig.8 は BESS の出力変動表わしている. Fig.9 は地域要求量を表わしている. コストを低く抑えられている理由としては二つ考えられ, 一つ目はフィードバックゲインを更新するよりも制御入力を更新する方法の方が良いという事, そして二つ目はステップ幅を毎時刻最適化する事で低く抑えられているという事が考えられる.

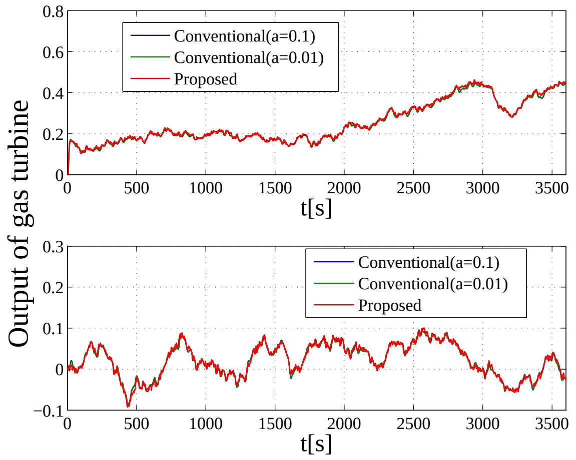

Fig. 6　Out put of gasturbine

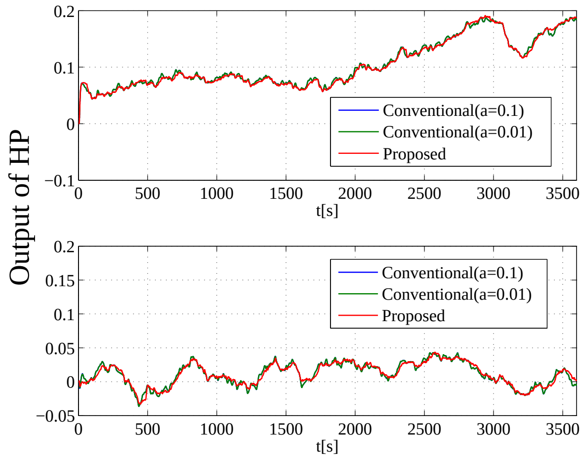

Fig. 7　Output of HP

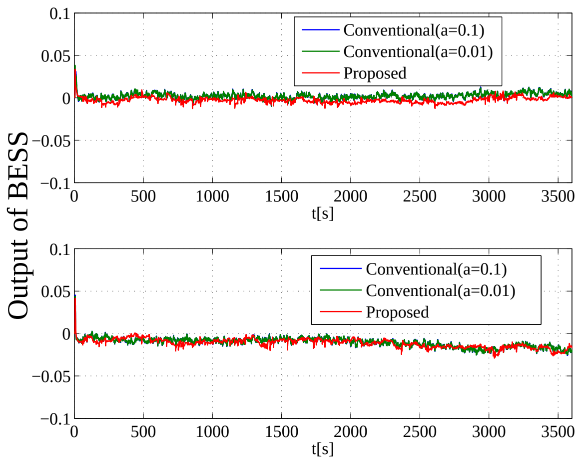

Fig. 8　Output of BESS

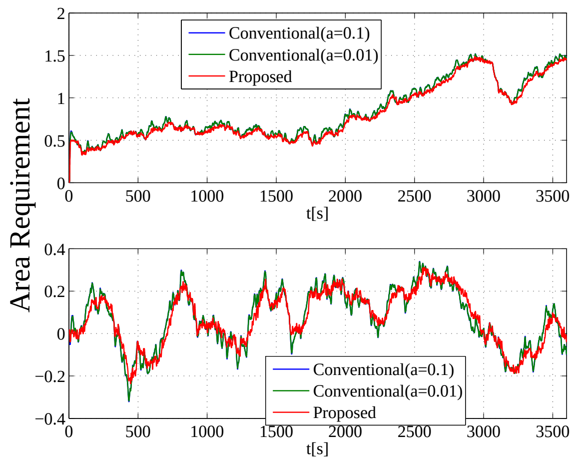

Fig. 9　Area requirement

6. お　わ　り　に

本稿は, 分散型電源を導入した電力ネットワークシステムに対して, 直線探索付き勾配法に基づく分散制御を用いた系統周波数制御の適用し, その有効性を検証した. 扱う電力ネットワークは蓄電池群, ヒートポンプ群, 風力発電などの分散電源が導入された系統を想定している. そのような状況において発生する問題には, 分散電源による逆潮流と不規則な太陽光発電, 風力発電の出力が原因となる周波数変動や電圧変動がある. 本稿では特に, 負荷変動, 風力発電の出力変動の影響を受ける場合の周波数問題を扱った.

適用したアルゴリズムの特徴は各系統が隣接する系統と情報交換を行う事で随伴状態と状態の推定を行い, それに基づき評価関数を小さくするように勾配を求め, 各系統の制御入力を更新する点にある. また, 制御入力を直接勾配法を用いて更新するため, 文献（9）と比較して情報交換するデータを抑える事ができる. そして, ステップ幅をアルミホとウルフの規準に従い, 直線探索を行う事によって収束性を保証した. 加えて従来の集中型の最適制御の場合, 系統を新たに加える場合に全ての情報を測定した上でコントローラを再設計しなくてはならなかったのに対し, 適用したアルゴリズムの利点は, 加えた系統に隣接する系統のコントローラの変更のみで良い. これによって既

存のネットワークへの分散電源を含む小規模系統を加えた場合にも準最適運用が行えると考えられる. さらに本稿ではシミュレーションによりその有効性を検証した.

文 献

(1) Yu-Chi Ho and Kai-Ching Chu, Team decision theory and information structures in optimal control problems-Part 1, *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 17, No.1, 15/22, 1972.

(2) Nils R. Sandle and Michael Athans, Solution of some nonclassical LQG stochastic decision problems, *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 19, No. 2, 108/116, 1974.

(3) Karl Martensson and Anders Rantzer, Gradient methods for iterative distributed control synthesis, *Proceeding of* 48*th IEEE CDC and 28th Chinese Control Conference*, 549/554, 2009 .

(4) M.Rotkowitz and S.Lall, A Characterization of Convex Problems in Decentralized Control, *IEEE Transaction on Automatic Control*, Vol. 51, No. 2, 274/286, 2006.

(5) Charles E. Fosha e Olle I.Elgerd, The Megawatt-Frequency Control Problem: A New Approach Via Optimal Control Theory, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-89, No. 4, 563/577, 1970.

(6) 入江 寛, 横山 明彦, 多田 泰之, 大容量風力発電導入時における需要家ヒートポンプ給湯器と蓄電池の協調による系統周波数制御, 電気学会論文誌 B, Vol. 130, No. 3, 338/346, 2010.

(7) 千住 智信, 徳留 元樹, 興那 篤史, 船橋 俊久, 小規模系統び分散配置された可制御負荷による系統周波数制御法, 電気学会論文誌 B, Vol. 129, No. 9, 1074/1080, 2009.

(8) R.M.Hermans, M.Lazar, A.Jokic, Distributed Predictive Control of 7-Machine CIGRE Power System, *Proceedings of American Control Conference*, 5225/5230, 2011.

(9) Taichiro Kato and Toru Namerikawa, Distributed Control for Load Frequency of Power Networks based on Iterative Gradient Methods, *Proc. of SICE Annual Conference 2011*, pp. 1384/1389, 2011.

(10) P.Kunder, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.