

Многоуровневая система распределенного управления интеллектуальными энергосетями

*В.Х. Пищопов, М.Ю. Медведев, В.А. Шевченко, А.А. Мазалов,
И.А. Тибейко*

*Южный федеральный университет, институт радиотехнических систем и
управления, Таганрог*

Аннотация: В последнее время актуальной становится проблема управления распределенным процессом производства, передачи и потребления энергии. Данный факт связан с появлением значительного числа генераторов и возможность реализации первичного регулирования на всех элементах энергосети. В этой связи в работе предлагается трехуровневая система распределенного управления энергосетью, которая включает в себя верхний уровень сегментации сети, средний уровень распределенного управления частотой и мощностью и нижний уровень первичного регулирования. Рассмотрены методы управления для каждого из описанных уровней, приводятся результаты моделирования.

Ключевые слова: интеллектуальная энергосеть, система управления, распределенное управление, регулирование частоты и мощности.

Введение

Для традиционных систем электроэнергетики характерно наличие относительно небольшого числа электростанций, большая часть которых не задействована в первичном регулировании частоты [1]. В качестве регулирующих станций, обычно используются относительно маломощные гидроэлектростанции.

В первую очередь следует отметить, что современный уровень развития средств автоматизации и автоматического управления энергосистем позволяет осуществлять первичное регулирование на всех элементах энергосети, как генераторах, так и потребителях. Согласно (Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и потоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам // Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России», Москва, 2007. 20 с) основной целью первичного регулирования

является надежная отработка заданий по обмену мощностями, поступающих от центрального диспетчерского управления. При этом все элементы энергосети должны участвовать в регулировании частоты не только по заданию от центрального диспетчерского пункта. Предписывается также самостоятельное выявление небаланса мощности.

Во-вторых, в современных энергосетях увеличивается число генерирующих и потребляющих элементов, в том числе, за счет таких источников, как солнечные батареи [2], ветряные электростанции [3, 4], генераторы на биологическом топливе [6].

В этой связи многие страны перестраивают свои системы управления электроснабжением, что обусловлено усложнением процессов, протекающих в энергосетях, изменением их параметров и структуры и современными техническими возможностями. Указанная перестройка в мире получила распространение как построение «умных сетей» (Smart Grid) [7 – 8]. Следует отметить, что указанная перестройка заключается, прежде всего, в техническом переоснащении элементами управления, связи и обработки информации, которое позволит всем элементам сети участвовать в поддержании заданной частоты и баланса мощностей.

Вместе с тем, следует отметить, что строящаяся система, с точки зрения теории автоматического управления, представляет собой объект, требующий развития методов распределенного или децентрализованного управления [9].

В данной работе для решения задачи синтеза системы управления используется метод позиционно-траекторного управления [10 – 13], успешно применяющийся в системах управления роботами (в том числе группами) воздушного [14 – 17], морского [18 – 20] и наземного базирования [21]. На основе данного метода строятся алгоритмы регулирования частоты и мощности генерируемой энергии.

На втором уровне системы управления формируются задания по мощности для каждого элемента сегмента энергосети. Для формирования заданий применяется алгоритм распределения, обеспечивающий минимум СКО текущего баланса мощностей. Указанный алгоритм реализуется с помощью псевдообратной матрицы [22].

Верхний уровень системы управления формирует сегменты. Как правило, сегментация сети происходит по географическому признаку. В данной статье алгоритмы распределения сети на сегменты не рассматриваются.

Общая структура системы управления энергосетью представлена на рис. 1.



Рис. 1 – Структура системы управления

Алгоритмы системы управления сегментом энергосети

Сегмент энергосети представляет собой ряд генерирующих источников и потребителей, связанных между собой. Связи между сегментами представляются внешними источниками или потребителями энергии.

В общем случае от одного генератора питаются несколько потребителей. Каждый потребитель энергии также может быть подключен к

нескольким источникам, например, потребители первой и второй категории. Таким образом, сегмент может быть представлен двумерным графом со связями «многие ко многим».

Уравнения баланса мощностей для отдельного потребителя имеют вид

$$P_{pi} = \sum_{j=1}^m \alpha_{ij} P_{gj}, \quad i = \overline{1, n}, \quad (1)$$

где P_{pi} – мощность, необходимая i -му потребителю; P_{gj} – мощность, вырабатываемая j -м генерирующим источником; α_{ij} – коэффициент потребления мощности i -го потребителя от j -го генератора; n – число потребителей; j – число генераторов.

Систему уравнений (1) перепишем в матричном виде

$$P_p = AP_g, \quad (2)$$

где матрица коэффициентов A имеет вид

$$A = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \dots & \alpha_{1m} \\ \dots & \dots & \dots \\ \alpha_{n1} & \dots & \alpha_{nm} \end{bmatrix}, \quad (3)$$

Таким образом, задача распределения потребляемой мощности между генераторами сводится к решению линейной системы алгебраических уравнений. В частном случае, когда количество потребителей равно количеству генераторов, а матрица A неособенная, решение имеет вид

$$P_g = A^{-1}P_p, \quad (4)$$

В общем случае матрица A является прямоугольной, поэтому для решения системы уравнений (2) можно использовать псевдообратную матрицу A^+ , в данной работе вычисляемую в соответствии с [22]:

$$P_g = A^+P_p, \quad (5)$$

Если псевдообратная матрица A^+ вычислена по [22], то решение (5) является наилучшим с точки зрения минимума СКО решением (2) с предельным вариантом регуляризации.

Решение системы уравнений (5) дает требуемые мощности для каждого генератора сети. Однако постановка задачи не включает в себя ограничения на мощности генераторов. Указанные ограничения могут быть введены в виде дополнительных логических условий, однако при этом не гарантируется, что найденное решение будет лежать в заданной области.

Введение ограничений мощности генераторов возможно путем постановки задачи как проблемы математического программирования. В этом случае формулируется следующая оптимизационная задача

$$P^* = \min_p (\text{norm}(F_u - UP)), \quad (6)$$

$$[P_{g1} < P_{g1}^{\max}; P_{g2} < P_{g2}^{\max}; \dots; P_{gm} < P_{gm}^{\max}], \quad (7)$$

где $P_{g1}^{\max}, P_{g2}^{\max}, \dots, P_{gm}^{\max}$ – максимальные значения мощностей, производимых генераторами энергосистемы.

Таким образом, задача (6), (7) является задачей линейного математического программирования, для решения которой существует большое количество методов [23].

Алгоритмы локального уровня управления

На нижнем уровне управления энергосетью происходит отработка заданий, полученных в результате решения системы уравнений (2). В этой связи рассмотрим локальную систему управления как систему первичного регулирования частоты и мощности.

Рассмотрим систему дифференциальных уравнений, описывающую математическую модель синхронного генератора [1].

$$\begin{aligned}\dot{\delta} &= \omega - 1, \\ \dot{\omega} &= -\frac{L_d}{3\tau_j} I_q I_d - \frac{kM_F}{3\tau_j} I_q I_F + \frac{L_q}{3\tau_j} I_q I_d - \frac{D}{\tau_j} (\omega - 1) + \frac{M_{mx}}{\tau_j}, \\ \dot{i}_d &= -\frac{L_F(r_s + r_e)}{L} I_d - \omega \frac{L_F(L_q + L_e)}{L} I_q + \frac{kM_F r_F}{L} I_F - \frac{kM_F}{L} u_F + \frac{L_F U_\infty \sqrt{3}}{L} \sin \delta, \\ \dot{i}_F &= \frac{kM_F(r_s + r_e)}{L} I_d - \frac{L_d + L_q}{L} r_F I_F + \omega \frac{kM_F(L_d + L_q)}{L} I_q + \frac{L_d + L_q}{L} u_F - \frac{kM_F U_\infty \sqrt{3}}{L} \sin \delta, \\ \dot{i}_q &= \frac{L_d + L_e}{L_q + L_e} \omega I_d + \frac{kM_F}{L_q + L_e} \omega I_F - \frac{r_s + r_e}{L_q + L_e} I_q - \frac{U_\infty \sqrt{3}}{L_q + L_e} \cos \delta,\end{aligned}\tag{8}$$

где $L = L_F(L_d + L_e) - kM_F^2$; L_d, L_q, L_F – собственные индуктивности обмоток статора по продольной d и поперечной q оси, обмотки возбуждения ротора; M_F – взаимная индуктивность обмоток статора и ротора; r_s, r_F, r_e – активные сопротивления обмоток статора, обмотки возбуждения ротора и линии электропередачи, U_∞, u_F – напряжения шины бесконечной мощности (действующее значение) и обмотки возбуждения ротора, k – постоянная Парка, τ_j – механическая постоянная времени. Все параметры модели, включая токи, напряжения и время, представлены в относительных единицах. Предположение о не учете демпферных обмоток для рассматриваемых ЭТК с СГ небольшой мощности является допустимым.

Синтез алгоритма управления синхронным генератором производится по двум целям. Регулятор должен обеспечивать заданную частоту тока и необходимый уровень вырабатываемой мощности генератора, задаваемый соответствующим элементом матрицы P_g . Ошибки регулирования задаются в виде

$$\begin{aligned}e_{1j} &= P_{gj} - P_{gj}^0, \\ e_{2j} &= \omega_j - \omega_j^0,\end{aligned}\tag{9}$$

где P_{gj}, ω_j – текущие мощности и частоты генераторов; P_{gj}^0, ω_j^0 – заданные значения мощностей и частот.

В соответствии с методом позиционно-траекторного управления [10 – 13] потребуем, чтобы ошибки (9) подчинялись дифференциальным уравнениям, обеспечивающим экспоненциальную устойчивость относительно требуемого состояния:

$$\begin{aligned} \dot{e}_{1j} + a_{1j}e_{1j} &= 0, \\ \dot{e}_{2j} + a_{2j}e_{2j} &= 0, \end{aligned} \quad (10)$$

где a_1 и a_2 – коэффициенты, определяющие быстродействие регулятора.

Далее опустим индекс j и рассмотрим пример синтеза регулятора на одном из генераторов.

Выразим мощность генератора через переменные состояния, входящие в математическую модель синхронного генератора (8):

$$P_g = 3U(I_q \cos \delta + I_d \sin \delta), \quad (11)$$

где U – фазное напряжение генератора.

Предположим, что нагрузка генератора является активной, тогда выражение фазное напряжение описывается выражением

$$U = \sqrt{3}R_n(I_q \cos \delta - I_d \sin \delta), \quad (12)$$

С учетом (12) выражение (11) принимает вид

$$P_g = 3\sqrt{3}R_n \left((I_q \cos \delta)^2 + (I_d \sin \delta)^2 \right), \quad (13)$$

Продифференцируем выражением (13) в силу уравнений объекта (8):

$$\dot{P}_g = 6\sqrt{3}R_n \left(f_1 - f_2 + \frac{kM_F}{L} u_F \sin \delta \right), \quad (14)$$

где

$$f_1 = f_{iq} \cos \delta - f_{id} \sin \delta,$$

$$f_2 = (I_q \sin \delta + I_d \cos \delta)(\omega - 1),$$

$$f_{iq} = \frac{L_d + L_e}{L_q + L_e} \omega I_d + \frac{kM_F}{L_q + L_e} \omega I_F - \frac{r_s + r_e}{L_q + L_e} I_q - \frac{U_\infty \sqrt{3}}{L_q + L_e} \cos \delta,$$

$$f_{id} = -\frac{L_F(r_s + r_e)}{L} I_d - \omega \frac{L_F(L_q + L_e)}{L} I_q + \frac{kM_F r_F}{L} I_F + \frac{L_F U_\infty \sqrt{3}}{L} \sin \delta,$$

Управляющими воздействиями синхронного генератора являются механический момент M_{mx} и напряжение возбуждения u_F . Механическим моментом регулируется частота, а напряжением возбуждения – мощность. Решая систему (10) с учетом (8), (9) и (13), (14) получим:

$$u_F = \frac{a_1(P_g^0 - P_g) - 6\sqrt{3}R_n(f_1 - f_2)}{6\sqrt{3}R_n \sin \delta \frac{kM_F}{L}}, \quad (15)$$

$$M_{MX} = (a_2(\omega^0 - \omega) - f_\omega) \tau_j, \quad (16)$$

$$\text{где } f_\omega = -\frac{L_d}{3\tau_j} I_q I_d - \frac{kM_F}{3\tau_j} I_q I_F + \frac{L_q}{3\tau_j} I_d I_q - \frac{D}{\tau_j} (\omega - 1).$$

Уравнения (15), (16) представляют собой базовый регулятор, который может быть дополнен уравнениями оценивания возмущений, синтезируемыми в соответствии с работами [24 – 29].

Пример

Рассмотрим сегмент энергосети, представленный на рис. 2.

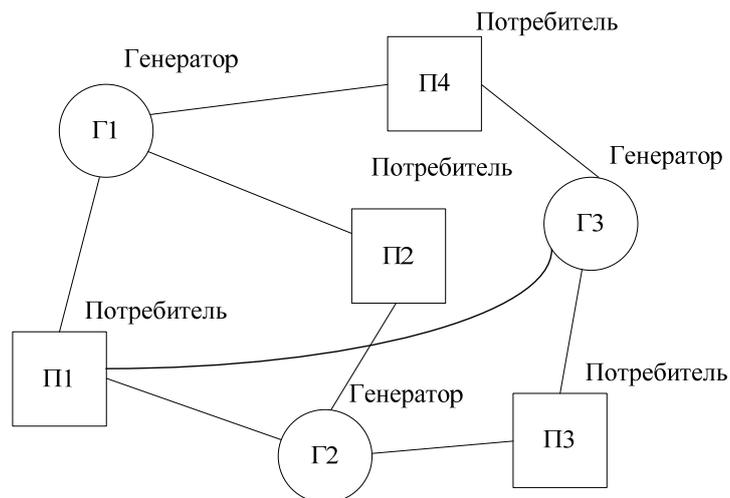


Рисунок 2 – Сегмент энергосети

На рис. 1: Г1, Г2, Г3 – генераторы электроэнергии; П1, П2, П3, П4 – потребители электроэнергии.

Запишем уравнения баланса мощностей для каждого связей для каждого потребителя:

$$\begin{aligned} P_{p1} &= \alpha_{11}P_{g1} + \alpha_{12}P_{g2} + \alpha_{13}P_{g3}, \\ P_{p2} &= \alpha_{21}P_{g1} + \alpha_{22}P_{g2}, \\ P_{p3} &= \alpha_{32}P_{g2} + \alpha_{33}P_{g3}, \\ P_{p4} &= \alpha_{41}P_{g1} + \alpha_{43}P_{g3}, \end{aligned} \quad (17)$$

где P_{pi} – мощность необходимая i -му потребителю; P_{gj} – мощность, вырабатываемая j -м генерирующим источником, α_{ij} – коэффициенты потребления мощности i -го потребителя от j -го генератора.

Для данного примера матрица (3) принимает вид

$$A = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \alpha_{13} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & 0 \\ 0 & \alpha_{32} & \alpha_{33} \\ \alpha_{41} & 0 & \alpha_{43} \end{bmatrix}. \quad (18)$$

На уровне управления сегментом, представленным на рис. 2, применяется алгоритм распределения мощностей (5), (18). В качестве локальных регуляторов генераторов используются алгоритмы управления (15), (16).

Для каждого потребителя имеется суточный график потребления мощности. Например, первый потребитель сегмента, представленного на рис. 3, имеет суточный график потребления мощности, показанный на рис. 3. По графику видно, что с 0 до 5 часов потребление составляет 20% от максимальной мощности, потребляемой в течение дня, с 5 до 9 часов потребляется 70%, с 9 до 16 потребляется 40%, с 16 до 19 –80%, с 19 до 22 – 100%, с 22 до 24 часов потребляется 20%.

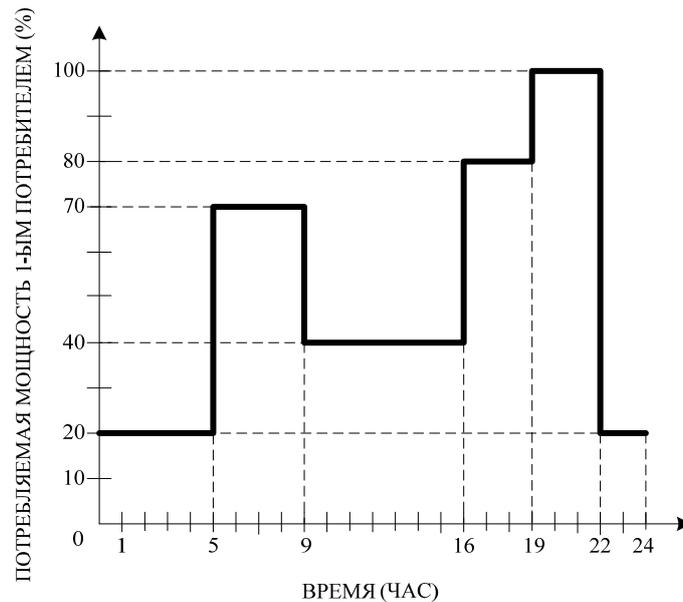


Рисунок 3 – Суточный график потребления мощности 1-ым потребителем

Предполагается, что суточный график потребления каждого из потребителей состоит из кусочно-постоянных функций, разделить которые можно на соответствующие рис. 3 временные участки. Таким образом, можно записать матрицы значений P_p для каждого участка времени:

$$\begin{cases} P_p = [20; 22; 19; 17;] \text{ если } 0 < t \leq 5 \\ P_p = [70; 65; 68; 71;] \text{ если } 5 < t \leq 9 \\ P_p = [40; 36; 44; 40;] \text{ если } 9 < t \leq 16 \\ P_p = [80; 75; 79; 73;] \text{ если } 16 < t \leq 19 \\ P_p = [100; 100; 100; 100;] \text{ если } 19 < t \leq 22 \\ P_p = [20; 22; 19; 17;] \text{ если } 22 < t \leq 24 \end{cases} \quad (19)$$

На рис. 4 и 5 представлены результаты моделирования системы управления рассматриваемым сегментом энергосети. Система управления решает задачу обеспечения потребителей с суточным графиком потребления, заданным системой (19), достаточным уровнем генерируемой мощности. На рис. 4 и 5 представлены графики суточной генерации энергетических мощностей каждым из генераторов.

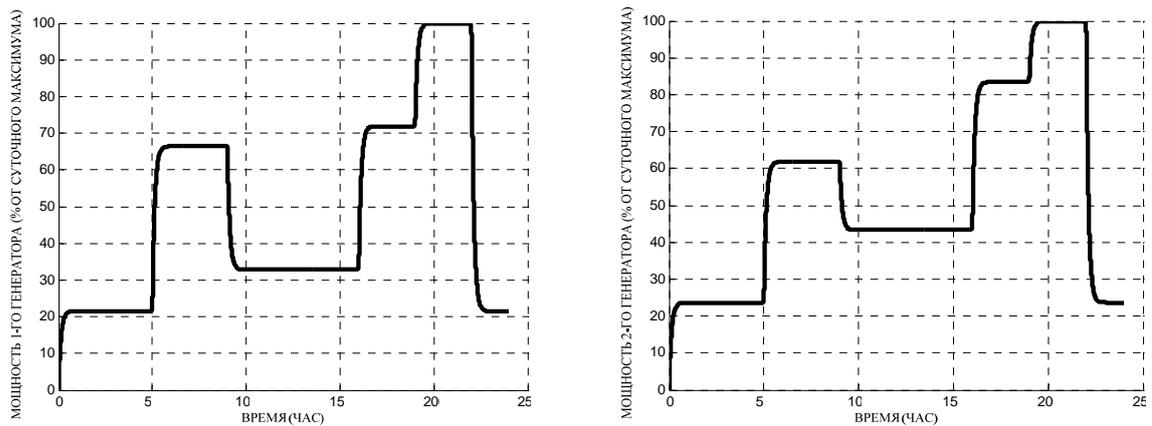


Рисунок 4 – График суточной генерации мощностей 1-м и 2-м генератором

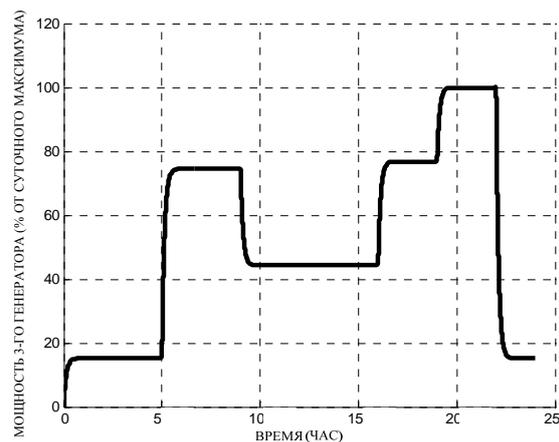


Рисунок 5 – График суточной генерации энергетических мощностей 3-им генератором

Результаты моделирования подтвердили эффективность предложенных алгоритмов для управления энергосетями.

Заключение

В работе представлена многоуровневая система управления энергосетью. Верхний уровень системы предназначен для сегментации сети. На этом уровне осуществляется назначение коэффициентов α_{ij} , вычисление которых может базироваться на потерях электроэнергии (пропорциональны длине линий) и пропускной способности имеющихся линий передач.

Уровень управления сегментом осуществляет распределение потребляемой мощности между генераторами энергии. В рамках концепции «умной энергосети» возможен мониторинг потребляемой в сегменте каждой подстанцией энергии и выполнение алгоритмов (5) или (6), (7) непосредственно в системе управления каждого генератора без использования графиков суточного потребления. В такой системе выпадение генерирующего источника из системы не является критичным, если потребитель связан с еще хотя бы одним генерирующим источником, и этот источник имеет резервы мощности, как это требуется рядом документов (Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и потоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам // Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России», Москва, 2007. 20 с).

В алгоритмах первичного регулирования сделано допущение об активном характере нагрузки. Наличие реактивной составляющей может быть учтено введением дополнительных динамических уравнений в систему (8). Следует отметить, что наличие процедур оценивания позволяет системе управления адаптироваться к изменяющейся нагрузке.

Работа выполнена при поддержке ЮФУ (грант «Теория и методы энергосберегающего управления распределенными системами генерации, транспортировки и потребления электроэнергии»), гранта Президента РФ НШ-3437.2014.10, гранта Президента РФ МД-1098.2013.10, гранта РФФИ 13-08-00315-а, гранта Российского научного фонда 14-19-01533.

Литература

1. Астахов Ю.Н., Веников В.А., Горский Ю.М., Карасев Д.Д., Маркович И.М. Электрические системы. Кибернетика электрических систем.

Под ред. Веникова В.А. Учебное пособие для электроэнергетических вузов. М.: Высшая школа, 1974. 328 с.

2. Крюченко Ю.В., Саченко А.В., Бобыль А.В., Костылев В.П., Соколовский И.О., Теруков Е.И., Вербицкий В.Н., Николаев Ю.А. Годовые зависимости генерируемой мощности и электроэнергии для солнечных элементов на основе А-Si:H // Журнал технической физики. 2013. Т. 83. № 11. С. 86-91.

3. Медведев М.Ю., Борзов В.И., Пшихопов В.Х., Вершинин Г.Ф. Автономные управляемые ветроэнергетические установки. // Известия ТРТУ. 2006, № 3. С. 202 – 207.

4. Марченко О.В., Соломин С.В. Вероятностный анализ эффективности ветроэнергетических установок // Известия Российской академии наук. Энергетика. 1997. № 3. С. 52-60.

5. Мусин А. Компьютерная модель для расчета оптимальных параметров электростанций, работающих на биомассе // Инженерно-техническое обеспечение АПК. Реферативный журнал. 2000. № 1. С. 21.

6. Córdova Geirdal, C.A. , Gudjonsdottir, M.S., Jensson, P. Economic comparison of a well-head geothermal power plant and a traditional one // Geothermics, Volume 53, January 2015, Pages 1-13.

7. Sancho-Asensio, A., Navarro, J., Arrieta-Salinas, I., Armendáriz-Íñigo, J.E., Jiménez-Ruano, V., Zaballos, A., Golobardes, E. Improving data partition schemes in Smart Grids via clustering data streams // Expert Systems with Applications, Volume 41, Issue 13, 1 October 2014, Pages 5832-5842 .

8. Kayastha, N., Niyato, D., Hossain, E., Han, Z. Smart grid sensor data collection, communication, and networking: A tutorial // Wireless Communications and Mobile Computing, Volume 14, Issue 11, 10 August 2014, Pages 1055-1087.



9. Миркин Б.М. Адаптивное децентрализованное управление с модельной координацией // Автоматика и телемеханика. 1999. № 1. С. 90-100.

10. Пшихопов В.Х., Медведев М.Ю. Управление подвижными объектами в определенных и неопределенных средах. М.: Наука, 2011. 350 с.

11. Пшихопов В.Х., Медведев М.Ю. Оценивание и управление в сложных динамических системах. М.: Физматлит, 2009. С. 295.

12. Пшихопов В.Х. Управление подвижными объектами в априори неформализованных средах // Известия Южного федерального университета. Технические науки. 2008. Т. 89. № 12. С. 6-19.

13. Пшихопов В.Х., Медведев М.Ю. Структурный синтез автопилотов подвижных объектов с оцениванием возмущений // М., Информационно-измерительные и управляющие системы. 2006. №1. С.103-109.

14. Пшихопов В.Х. Дирижабли: Перспективы использования в робототехнике // Мехатроника, автоматизация, управление. 2004. № 5. С. 15 – 20.

15. Пшихопов В.Х., Медведев М.Ю., Сиротенко М.Ю., Носко О.Э., Юрченко А.С. Проектирование систем управления роботизированных воздухоплавательных комплексов на базе дирижаблей. // Известия ТРТУ. 2006, № 3 (58). С. 160 – 167.

16. Пшихопов В.Х., Медведев М.Ю., Гайдук А.Р., Нейдорф Р.А., Беляев В.Е., Федоренко Р.В., Костюков В.А., Крухмалев В.А. Система позиционно-траекторного управления роботизированной воздухоплавательной платформой: математическая модель // Мехатроника, автоматизация и управление. 2013, № 6. С. 14 – 21.

17. Пшихопов В.Х., Медведев М.Ю., Гайдук А.Р., Нейдорф Р.А., Беляев В.Е., Федоренко Р.В., Костюков В.А., Крухмалев В.А. Система позиционно-траекторного управления роботизированной

воздухоплавательной платформой: алгоритмы управления // Мехатроника, автоматизация и управление. 2013, № 7. С. 13 – 20.

18. Пшихопов В.Х., Суконкин С.Я., Нагучев Д.Ш., Стракович В.В., Медведев М.Ю., Гуренко Б.В., Костюков В.А., Волощенко Ю.П. Автономный подводный аппарат «Скат» для решения задач поиска и обнаружения затонувших объектов // Известия ЮФУ. Технические науки. – 2010. № 3(104). С. 153 – 162.

19. Пшихопов В.Х., Медведев М.Ю. Синтез систем управления подводными аппаратами с нелинейными характеристиками исполнительных органов // Известия ЮФУ. Технические науки. 2011. № 3(116). С. 147 – 156.

20. Пшихопов В.Х., Чернухин Ю.В., Федотов А.А., Гузик В.Ф., Медведев М.Ю., Гуренко Б.В., Пьявченко А.О., Сапрыкин Р.В., Переверзев В.А., Приемко А.А. Разработка интеллектуальной системы управления автономного подводного аппарата // Известия ЮФУ. Технические науки. 2014. № 3(152). С. 87 – 101.

21. Пшихопов В.Х., Гайдук А.Р., Медведев М.Ю., Беляев В.Е., Полуянович Н.К., Волощенко Ю.П. Энергосберегающее управление тяговыми приводами электроподвижного состава // Известия ЮФУ. Технические науки. 2013. № 2(139). С. 192 – 200.

22. Гантмахер Ф.Р. Теория матриц. – 5-е изд. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2004. 560 с.

23. Coleman, T.F. and Y. Li, "An Interior, Trust Region Approach for Nonlinear Minimization Subject to Bounds," SIAM Journal on Optimization, Vol. 6, pp. 418-445, 1996.

24. Медведев М.Ю. Алгоритмы адаптивного управления исполнительными приводами. // Мехатроника, автоматизация и управление. 2006, № 6. С. 17 – 22.

25. Медведев М.Ю. Структура и алгоритмическое обеспечение нелинейного наблюдателя производных в условиях действия случайных шумов // Известия ЮФУ. Технические науки. № 12. 2008. С. 20 – 25.

26. Пшихопов В.Х., Медведев М.Ю. Синтез адаптивных систем управления летательными аппаратами // Известия ЮФУ. Технические науки. 2010. № 3(104). С. 187 – 196.

27. Пшихопов В.Х., Медведев М.Ю. Алгоритмическое обеспечение робастных асимптотических наблюдателей производных // Инженерный вестник Дона. 2011, № 2, URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2011/431.

29. Пшихопов В.Х., Медведев М.Ю. Алгоритмы оценивания в системе управления автономного роботизированного дирижабля // Известия ЮФУ. Технические науки. 2013. № 2(139). С. 200 – 207.

29. М.Ю. Медведев, В.А. Шевченко Оценка возмущений в процессе автоматического регулирования синхронного генератора // Инженерный вестник Дона, №4, 2013, URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2013/1930.

References

1. Astakhov Yu.N., Venikov V.A., Gorskiy Yu.M., Karasev D.D., Markovich I.M. Elektricheskie sistemy. Kibernetika elektricheskikh sistem. [Electric systems. Cybernetics electrical systems.] Pod red. Venikova V.A. Uchebnoe posobie dlya elektroenergeticheskikh vuzov. M.: Vysshaya shkola, 1974.

2. Kryuchenko Yu.V., Sachenko A.V., Bobyl' A.V., Kostylev V.P., Sokolovskiy I.O., Terukov E.I., Verbitskiy V.N., Nikolaev Yu.A. Zhurnal tekhnicheskoy fiziki. 2013. T. 83.№ 11. pp. 86-91.

3. Medvedev M.Yu., Borzov V.I., Pshikhopov V.Kh., Vershinin G.F. Avtonomnye upravlyaemye vetroenergeticheskie ustanovki. Izvestiya TRTU. 2006, № 3. pp. 202 – 207.



4. Marchenko O.V., Solomin S.V. Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Energetika. 1997. № 3. pp. 52-60.
 5. Musin A. Inzhenerno-tehnicheskoe obespechenie APK. Referativnyy zhurnal. 2000. № 1. p. 21.
 6. Córdova Geirdal, C.A. , Gudjonsdottir, M.S., Jensson, P. Economic comparison of a well-head geothermal power plant and a traditional one // Geothermics, Volume 53, January 2015, Pages 1-13.
 7. Sancho-Asensio, A., Navarro, J., Arrieta-Salinas, I., Armendáriz-Íñigo, J.E., Jiménez-Ruano, V., Zaballos, A., Golobardes, E. Improving data partition schemes in Smart Grids via clustering data streams // Expert Systems with Applications, Volume 41, Issue 13, 1 October 2014, Pages 5832-5842 .
 8. Kayastha, N., Niyato, D., Hossain, E., Han, Z. Smart grid sensor data collection, communication, and networking: A tutorial // Wireless Communications and Mobile Computing, Volume 14, Issue 11, 10 August 2014, Pages 1055-1087.
 9. Mirkin B.M. Avtomatika i telemekhanika. 1999. № 1. pp. 90-100.
 10. Pshikhopov V.Kh., Medvedev M.Yu. Upravlenie podvizhnymi ob"ektami v opredelennykh i neopredelennykh sredakh. [Managing moving objects in certain and uncertain environments] M.: Nauka, 2011. 350 p.
 11. Pshikhopov V.Kh., Medvedev M.Yu. Otsenivanie i upravlenie v slozhnykh dinamicheskikh sistemakh. [Estimation and control in complex dynamic systems] M.: Fizmatlit, 2009. p. 295.
 12. Pshikhopov V.Kh. Izvestiya Yuzhnogo federal'nogo universiteta. Tekhnicheskie nauki. 2008. T. 89. № 12. pp. 6-19.
 13. Pshikhopov V.Kh., Medvedev M.Yu. Informatsionno-izmeritel'nye i upravlyayushchie sistemy. 2006. №1. pp.103-109.
 14. Pshikhopov V.Kh. Mekhatronika, avtomatizatsiya, upravlenie. 2004. № 5. pp. 15 – 20.
-



15. Pshikhopov V.Kh., Medvedev M.Yu., Sirotenko M.Yu., Nosko O.E., Yurchenko A.S. Izvestiya TRTU. 2006, № 3 (58). pp. 160 – 167.
 16. Pshikhopov V.Kh., Medvedev M.Yu., Gayduk A.R., Neydorf R.A., Belyaev V.E., Fedorenko R.V., Kostyukov V.A., Krukhmalev V.A. Mekhatronika, avtomatizatsiya i upravlenie. 2013, № 6. pp 14 – 21.
 17. Pshikhopov V.Kh., Medvedev M.Yu., Gayduk A.R., Neydorf R.A., Belyaev V.E., Fedorenko R.V., Kostyukov V.A., Krukhmalev V.A. Mekhatronika, avtomatizatsiya i upravlenie. 2013, № 7. pp. 13 – 20.
 18. Pshikhopov V.Kh., Sukonkin S.Ya., Naguchev D.Sh., Strakovich V.V., Medvedev M.Yu., Gurenko B.V., Kostyukov V.A., Voloshchenko Yu.P. Izvestiya YuFU. Tekhnicheskie nauki. 2010, № 3(104). pp. 153 – 162.
 19. Pshikhopov V.Kh., Medvedev M.Yu. Sintez sistem upravleniya podvodnymi apparatami s nelineynymi kharakteristikami ispolnitel'nykh organov Izvesti YuFU. Tekhnicheskie nauki, 2011, № 3(116). pp. 147 – 156.
 20. Pshikhopov V.Kh., Chernukhin Yu.V., Fedotov A.A., Guzik V.F., Medvedev M.Yu., Gurenko B.V., P'yavchenko A.O., Saprykin R.V., Pereverzev V.A., Priemko A.A. Izvestiya YuFU. Tekhnicheskie nauki. 2014. № 3(152). pp. 87 – 101.
 21. Pshikhopov V.Kh., Gayduk A.R., Medvedev M.Yu., Belyaev V.E., Poluyanovich N.K., Voloshchenko Yu.P. Izvestiya YuFU. Tekhnicheskie nauki. 2013. № 2(139). pp. 192 – 200.
 22. Gantmakher F.R. Teoriya matrits.[Theory of Matrices] – 5-e izd. M.: FIZMATLIT, 2004. 560 s.
 23. Coleman, T.F. and Y. Li, "An Interior, Trust Region Approach for Nonlinear Minimization Subject to Bounds," SIAM Journal on Optimization, Vol. 6, pp. 418-445, 1996.
 24. Medvedev M.Yu. Mekhatronika, avtomatizatsiya i upravlenie. 2006, № 6. pp. 17 – 22.
-



25. Medvedev M.Yu. Izvestiya YuFU. Tekhnicheskie nauki. № 12. 2008. pp. 20 – 25.
26. Pshikhopov V.Kh., Medvedev M.Yu. Izvestiya YuFU. Tekhnicheskie nauki. 2010. № 3(104). pp. 187 – 196.
27. Pshikhopov V.Kh., Medvedev M.Yu. Inženernyj vestnik Dona (Rus), 2011. № 2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2011/431.
28. Pshikhopov V.Kh., Medvedev M.Yu. Izvestiya YuFU. Tekhnicheskie nauki. 2013. № 2(139). pp. 200 – 207.
29. M.Yu. Medvedev, V.A. Shevchenko Inženernyj vestnik Dona (Rus), №4, 2013, URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2013/1930.