

ПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ СИНТЕЗ РЕГУЛЯТОРА ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ УГЛОВОЙ СКОРОСТИ ВРАЩЕНИЯ РОТОРА ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ АВТОНОМНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Ю.П. Корнюшин

Д.А. Акименко

П.Ю. Корнюшин

theroland@yandex.ru

akimdmtr@gmail.com

kornyushin.petr@gmail.com

Калужский филиал МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Калуга, Российская Федерация

Аннотация

Рассмотрены вопросы расчета параметров регулятора для стабилизации угловой скорости ротора паровой турбины при работе турбоагрегата в сетях изолированных энергосистем (автономная нагрузка). В штатную систему регулирования, ориентированную на сети большой мощности, в цепь датчика угловой скорости введен простой ПИД-регулятор, меняя параметры которого можно вернуться к прежней системе. Параметры регулятора рассчитаны исходя из условия протекания процессов, близких к желаемым, как на выходе (поддержание заданного закона изменения частоты вращения ротора турбины), так и в основных элементах турбины. Для расчета параметров регулятора предложен алгоритм, использующий аппарат численных методов интегрирования дифференциальных уравнений как основу итерационного процесса параметрического синтеза. В схеме численного интегрирования уравнений математической модели турбины с дополнительным регулятором фазовые переменные заменены эталонными (известными), и на каждом шаге условного интегрирования имеет место система алгебраических уравнений относительно искомых параметров. Решением системы уравнений служат искомые параметры регулятора. Приведены результаты, по которым выполнено сравнение работы скорректированной системы с эталонным процессом, и графики изменения искомых параметров регулятора в процессе настройки их на значения, близкие к оптимальным

Ключевые слова

Турбина, система регулирования, угловая скорость, параметры, синтез

Поступила в редакцию 20.12.2016

© МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2018

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Калужской области (грант № 16-41-400701)

Введение. Улучшение энергоэффективности производства и распределения электроэнергии в России и за рубежом в последние годы связывают, прежде всего, с инновационной деятельностью всех участников данного процесса, с повышением уровня энергосбережения и экономией энергетических ресурсов, экологией.

Одним из целевых ориентиров в этой области является распределенная генерация электроэнергии [1–3]. Как отмечалось в [4], переход на распределенную генерацию связан со значительными потерями в магистральных и распределительных сетях; с высокой долей устаревшего оборудования; высокими удельными операционными и капитальными затратами; длительным восстановлением передачи электроэнергии после прекращения ее подачи. Использование автономных источников генерации, как правило, связано с меньшими затратами для потребителей, чем их подключение к централизованной энергосистеме.

К системам распределенной генерации относят электрические станции малой и средней мощности, потребляемая энергия которых используется вблизи мест ее производства. Вырабатываемый данными станциями излишек электроэнергии направляется в общую сеть. Поэтому требования к качеству электрической энергии в системах электроснабжения, к которым относятся единая энергетическая система (ЕЭС) и изолированно работающие энергосистемы, являются практически близкими и определены ГОСТ 32144–2013 [5]. Первым и одним из основных показателей качества электроэнергии является номинальное значение частоты электропитания.

Если для станций малой мощности в распределенной генерации обычно используются газопоршневые двигатели, то для станций средней мощности — газотурбинные, парогазовые и паротурбинные установки. В ЕЭС России в сетях большой мощности используется генерирующее оборудование, построенное на базе паровых турбин.

Турбины, выпускаемые, например, Калужским турбинным заводом (КТЗ) [6], первоначально были предназначены для работы в сетях большой мощности. Соответственно системы регулирования скорости вращения ротора были спроектированы именно для этих целей. В настоящее время они по-прежнему широко используются. В то же время введение дополнительного регулятора может обеспечить работу турбоагрегата и в изолированных энергосистемах — для региональных производителей тепловой и электрической энергии.

В работе [7] предложен алгоритм синтеза дополнительного регулятора для стабилизации угловой скорости ротора паровой турбины, а также обозначено место его включения в общий контур регулирования. Регулятор является алгоритмическим, т. е. алгоритм его функционирования определен. Соответственно он может быть реализован только на ЭВМ.

Также в работе [7] показано, что без использования дополнительного регулятора при работе в изолированно работающих энергосистемах штатная система регулирования частоты вращения ротора не обеспечивает ее стабилизацию. Например, при сбросе нагрузки на 50 % отклонение частоты электрического тока составляет 50,75 Гц, что выходит за нормы требований к качеству регулирования [8].

В настоящей работе предложен алгоритм параметрического синтеза дополнительного регулятора для решения задачи стабилизации угловой скорости ротора турбины (на примере турбины ПТ-25/30-90/10М номинальной мощностью 25 МВт), работающей в составе турбогенератора в изолированных энерго-

системах. Алгоритм основан на использовании численных методов интегрирования дифференциальных уравнений, составляющих сущность итерационного процесса синтеза.

Необходимо отметить, что неоднократно указывается на актуальность и перспективность исследований, направленных на совершенствование систем автоматического управления и регулирования теплоэнергетических установок [9, 10].

Цель исследования и постановка задачи. Турбина и используемая при работе в сети большой мощности исполнительная часть ее системы регулирования частоты вращения ротора являются объектом управления. Математическая модель объекта (энергетическая турбина ПТ-25/30-90/10М производства КТЗ) описывается уравнениями вида [10]:

$$\begin{cases} T_{\varphi} \frac{d\varphi}{dt} = (1-\theta)(\xi-\lambda) - \theta\varphi; \\ T_{\xi} \frac{d\xi}{dt} = \pi_0\mu - \xi; \\ T_{\mu} \frac{d\mu}{dt} = \begin{cases} 0,5 \frac{z^2}{\Delta z_0} \operatorname{sign} z & \text{при } |z| \leq \Delta z_0; \\ z - 0,5\Delta z_0 \operatorname{sign} z & \text{при } |z| > \Delta z_0; \end{cases} \\ T_z \frac{dz}{dt} + z = (-\varphi / \delta - \mu), \end{cases} \quad (1)$$

где φ , ξ , μ , z , λ — относительные изменения частоты вращения ротора турбины, расхода пара турбины, отклонения поршня сервомотора, поршня золотника и электрической нагрузки генератора соответственно; θ — эквивалентный коэффициент самовыравнивания турбины; T_{φ} , T_{ξ} , T_{μ} , T_z — постоянные времени (соответственно ротора, паровой камеры, сервомотора, отсечного золотника сервомотора); π_0 — относительное изменение давления свежего пара; δ — степень неравномерности системы регулирования. Уравнения описывают динамику объекта в относительных единицах.

Первое уравнение системы (1) описывает движение ротора турбины, второе — изменение расхода пара в проточной части паровой камеры, третье — динамику сервомотора, открывающего клапан в проточную часть паровой камеры. Нелинейная зависимость в третьем уравнении обусловлена тем, что на рабочих кромках средних поршней отсечного золотника выполнены треугольные зубцы, которые, перекрывая прямоугольные окна, обеспечивают плавный выпуск масла в сервомотор при самых малых отклонениях отсечного золотника от среднего положения. Тем самым исключается нечувствительность сервомотора, которая возникла бы при обычной перекрыше. Четвертое уравнение системы (1) описывает динамику золотника сервомотора.

Структурная схема системы регулирования, соответствующая системе уравнений (1), показана на рис. 1, а. Для работы в изолированной энергосистеме предлагается вводить дополнительный регулятор в цепь датчика частоты вращения ротора турбины (рис. 1, б).

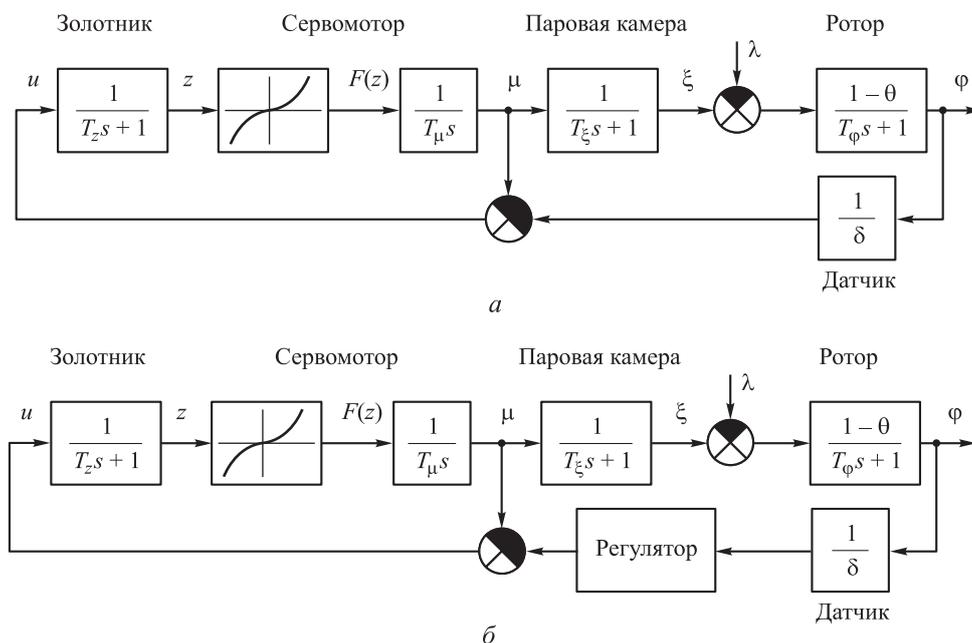


Рис. 1. Структурные схемы системы регулирования турбины ПТ-25/30-90/10М без дополнительного (а) и с дополнительным (б) регулятором

В качестве регулятора предлагается использовать простой ПИД-регулятор. Требуется определить его параметры, при которых в системе обеспечивается протекание процессов, близких к желаемым (эталонным), как на выходе (поддержание заданного закона изменения относительной частоты), так и в основных ее элементах — расход пара, отклонение поршня золотника, отклонение поршня сервомотора.

Отметим также, что если коэффициенты передачи дифференциальной и интегральной составляющих регулятора равны нулю, а коэффициент пропорциональной части равен единице, то система с регулированием на автономную нагрузку переходит в систему с регулированием на сеть.

Предлагается алгоритм расчета параметров регуляторов, не требующий определения выходного сигнала системы в аналитическом или численном виде. Для этого используются численные методы интегрирования дифференциальных уравнений, в которых в неявном виде применяется указанная операция.

Алгоритм расчета. Полагаем, что объект и его система управления описываются системой дифференциальных уравнений вида

$$\begin{aligned} X'(t) &= F(X, t, P), \quad X(0) = X^0; \\ X_B(t) &= CX(t), \end{aligned} \tag{2}$$

где $X(t) = [x_1(t), \dots, x_n(t)]^T$ — вектор состояния; $X_B(t) = [x_1^B(t), \dots, x_l^B(t)]^T$ — вектор выхода; P — вектор параметров регулятора, подлежащий определению.

Желаемый процесс задается в виде сеточной функции $H^{\exists} = \{x_{ik}^{\exists}\}$, где $x_{ik}^{\exists} = x_i^{\exists}(t_k) : k = 0, 1, 2, \dots; i = \overline{1, n}$. Обязательным условием является равенство порядка дифференциальных уравнений (2) и размерности вектора $H^{\exists} = \{x_{ik}^{\exists}\}$.

Динамика объекта и его система управления определяются правой частью уравнений (2), в которую входят параметры регулятора. Изменяя их, можно получать различные решения. Обратной задачей является определение параметров регулятора, при которых обеспечивается близость траекторий движения системы реального и эталонного процессов.

Например, при использовании метода Эйлера решение дифференциальных уравнений (2) определяется схемой

$$x_i^{k+1} = x_i^k + hf_i(x_1^k, \dots, x_n^k, t_k, P), \quad x_i^0 = x_i(0), \quad i = \overline{1, n}, \quad k = \overline{0, N}, \quad N = \frac{T}{h}, \quad (3)$$

где h — шаг интегрирования; T — время протекания эталонного процесса.

Выполняя замену переменных x_i^k на x_{ik}^{\exists} , условие близости реальной траектории движения системы и эталонного процесса можно записать в виде

$$x_{i,k+1}^{\exists} = x_{i,k}^{\exists} + hf_i(x_{1k}^{\exists}, \dots, x_{nk}^{\exists}, t_k, P), \quad i = \overline{1, n}, \quad k = \overline{0, N}, \quad N = \frac{T}{h}. \quad (4)$$

Выражение (4) по отношению к вектору P есть система алгебраических уравнений. На каждом шаге $k = \overline{0, N}$ (условного интегрирования) имеем набор искомых значений вектора P , которые в определенной мере обеспечивают решение поставленной задачи, т. е. близость реальных фазовых и эталонных координат.

Отметим, что наиболее вероятным случаем является несовместность системы уравнений (4). В случае несовместности системы уравнений (4) ее решение можно найти, например, методом наименьших квадратов.

На конечном шаге интегрирования желаемые значения параметров регулятора можно определить, например, как средневзвешенные за весь период интегрирования или как некоторые предельные значения.

В предложенном алгоритме в качестве критерия оптимальности в неявном виде выступает норма разности между x_{ik}^{\exists} и $x_i^k(P)$ в пространстве сходящихся числовых последовательностей:

$$J = \min_{k=0, N} |x_{ik}^{\exists} - x_i^k(P)|, \quad (5)$$

поскольку на каждом шаге интегрирования находят параметры регулятора, которые обеспечивают близость эталонного и реального процессов и определены правой частью системы уравнений (2).

В качестве методов численного интегрирования дифференциальных уравнений целесообразно использовать многошаговые методы, поскольку они имеют большую глубинную память и позволяют получать более точные решения.

Выбор эталонных фазовых координат, реализация метода. Регулирование частоты для турбоагрегатов, работающих в сети и в изолированных энергосистемах, определено в [8]. Требования к качеству регулирования частоты в первой синхронной зоне ЕЭС России определены статьей 4.3 [8]: «...должно быть обеспечено поддержание квазиустановившихся значений частоты в пределах $(50,00 \pm 0,05)$ Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц с восстановлением частоты до уровня $(50,00 \pm 0,05)$ Гц за время не более 15 мин...».

Для технологически изолированных энергосистем в статье 4.4 [8] отмечено: «...должно быть обеспечено поддержание квазиустановившихся значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц не менее 95 % времени суток ...». Как видно, требования к нормам стабилизации разные. Однако учитывая тенденцию широкого перехода к распределенной генерации энергии [11], можно предположить приближение норм квазиустановившихся значений частоты для изолированных энергосистем к нормам для первой синхронной зоны ЕЭС. Поэтому целесообразно при расчете параметров регулятора исходить из требований, установленных для первой синхронной зоны ЕЭС.

Поскольку основным отслеживаемым сигналом является частота вращения ротора, то выбираем ее эталон $\varphi_{\text{эт}}(t)$, исходя из следующих условий. Уравнения (1) записаны в относительных единицах, и их начальные условия являются нулевыми. Решается задача стабилизации частоты вращения, т. е. должно выполняться требование $\varphi_{\text{эт}}(t)|_{t \rightarrow \infty} \rightarrow 0$. В наибольшей степени отвечает этим условиям функция вида $\varphi_{\text{эт}}(t) = ate^{-\alpha t}$.

Параметры a и α найдем, исходя из требований [8]. Статья 5.2.1 предписывает «... — статизм первичного регулирования должен находиться в пределах от 4,0 до 5,0 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами...». В статье 5.2.6.1 указано, что «...При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться: реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 15 с...».

Принимаем величину статизма (коэффициента, определяющего зависимость изменения активной мощности генерирующего оборудования под воздействием регулятора частоты вращения турбины от изменения частоты [8]), равной 0,05 (5,0 %), получаем на половинной мощности частоту вращения ротора турбины 3067,5 об/мин (51,125 Гц). Отсюда имеем максимальное значение эталона $\varphi_{\text{эт}}(t) = 0,0125$. Если положить, что за 15 с $\varphi_{\text{эт}}(t)$ составит 1 % своего максимального значения, имеем следующие значения параметров: $a = 0,0173$, $\alpha = 0,51$.

Эталонными фазовыми координатами являются также $\xi_{\text{эт}}(t)$ и $\mu_{\text{эт}}(t)$ — расход пара и отклонение поршня сервомотора.

Введение ПИД-регулятора повышает порядок системы уравнений, описывающих объект управления с регулятором. Кроме относительной частоты

$\varphi_{\text{эт}}(t)$ и указанных ранее двух фазовых координат, появляются две новые координаты, которые могут быть определены из последнего уравнения системы (1) с учетом введенного ПИД-регулятора:

$$T_z \frac{d^2 z}{dt^2} + \frac{dz}{dt} = - \left(\frac{Kd}{\delta} \frac{d^2 \varphi}{dt^2} + \frac{Kp}{\delta} \frac{d\varphi}{dt} + \frac{Ki}{\delta} \varphi \right) - \frac{d\mu}{dt}.$$

Соответственно имеем систему уравнений для этих координат:

$$\begin{cases} x_1' = x_2 + f_1 \varphi; \\ x_2' = -a_2 x_1 - a_1 x_2 + f_2 \varphi - \mu'; \end{cases} \quad (6)$$

$$z = x_1 + f_0 \varphi,$$

где $f_0 = b_0$, $f_1 = b_1 - a_1 f_0$, $f_2 = b_2 - a_2 f_0 - a_1 f_1$

$$a_2 = 0; \quad a_1 = \frac{1}{T_z}; \quad b_0 = -\frac{Kd}{T_z \delta}; \quad b_1 = -\frac{Kp}{T_z \delta}; \quad b_2 = -\frac{Ki}{T_z \delta}.$$

Эталонные значения $\xi_{\text{эт}}(t)$ и $\mu_{\text{эт}}(t)$ можно последовательно найти из системы уравнений (1): из первого уравнения — $\xi_{\text{эт}}(t)$, из второго уравнения — $\mu_{\text{эт}}(t)$, две дополнительные фазовые координаты $x_{1\text{эт}}(t)$ и $x_{2\text{эт}}(t)$ — из системы уравнений (6).

Параметры математической модели энергетической турбины ПТ-25/30-90/10М определены заводом-изготовителем и имеют следующие численные значения: $T_z = 0,03$; $T_\mu = 0,1$; $T_\xi = 0,12$; $T_\varphi = 6$; $\Delta z_0 = 0,3$; $\delta = 0,03$; $\theta = 0,05$; $\pi_0 = 1$.

Поскольку эталонные процессы определены, реализуется алгоритм, определенный основной формулой вида (4).

Результаты вычислений:

$Kp = 5,668832e-01$, $Ki = 1,821852e-01$, $Kd = 5,608351e-03$ — значения параметров на последней итерации (пропорционального, интегрального и дифференциального коэффициентов регулирования (ПИД-коэффициентов) соответственно);

$Kp = 5,493264e-01$, $Ki = 1,832203e-01$, $Kd = 7,805390e-03$ — средние значения параметров на последней трети итерационного процесса;

$Kp = 5,027387e-01$, $Ki = 1,648979e-01$, $Kd = 3,796934e-02$ — средние значения параметров.

На рис. 2 приведен график реакции нескорректированной системы для $\lambda = -0,5$ — половины требуемой первичной мощности.

Видно, что после достаточно быстрого переходного процесса установившееся значение относительной угловой скорости составляет 0,015 у. е. в абсолютных величинах, это соответствует частоте 50,75 Гц. Стабилизации частоты в пределах, установленных ГОСТ, не происходит. На рис. 3 приведены графики изменения искомых параметров в процессе интегрирования Kd , Ki и Kp .

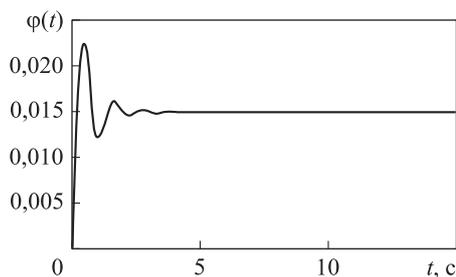


Рис. 2. График изменения $\varphi(t)$ нескорректированной системы

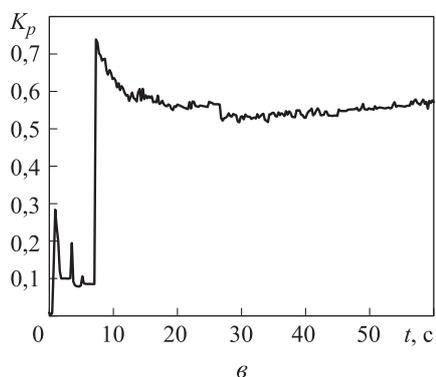
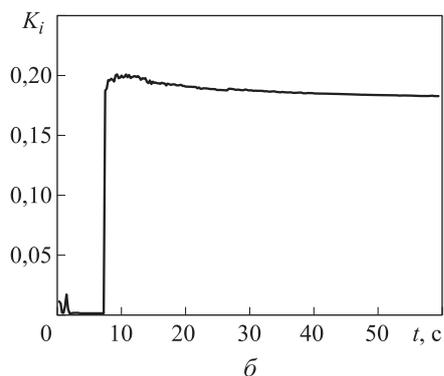
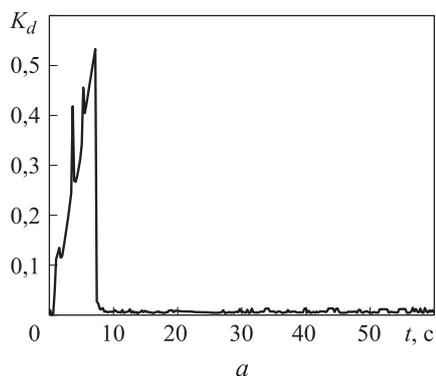


Рис. 3. Графики изменения параметров K_d (а), K_i (б) и K_p (в) регулятора в процессе интегрирования

Для расчета параметров регулятора использовался численный метод решения дифференциальных уравнений по схеме Адамса второго порядка, шаг интегрирования $h = 0,1172$ с.

В качестве оптимальных приняты средние значения параметров на последней трети итерационного процесса.

На рис. 4 показаны выходные сигналы эталонной и скорректированной систем, на рис. 5 — остальные основные фазовые координаты системы: $\xi(t)$, $\mu(t)$, $z(t)$ по отношению к процессам, заданным как их эталоны, и управление $u(t)$, подаваемое на золотник.

Анализ результатов. Из графиков (см. рис. 3.) следует, что вначале происходит настройка значений параметров регулятора с «явным накоплением» ин-

Рис. 4. Выходные сигналы эталонной (штриховая) и скорректированной (сплошная) систем $\varphi_{\text{эт}}(t)$ и $\varphi(t)$

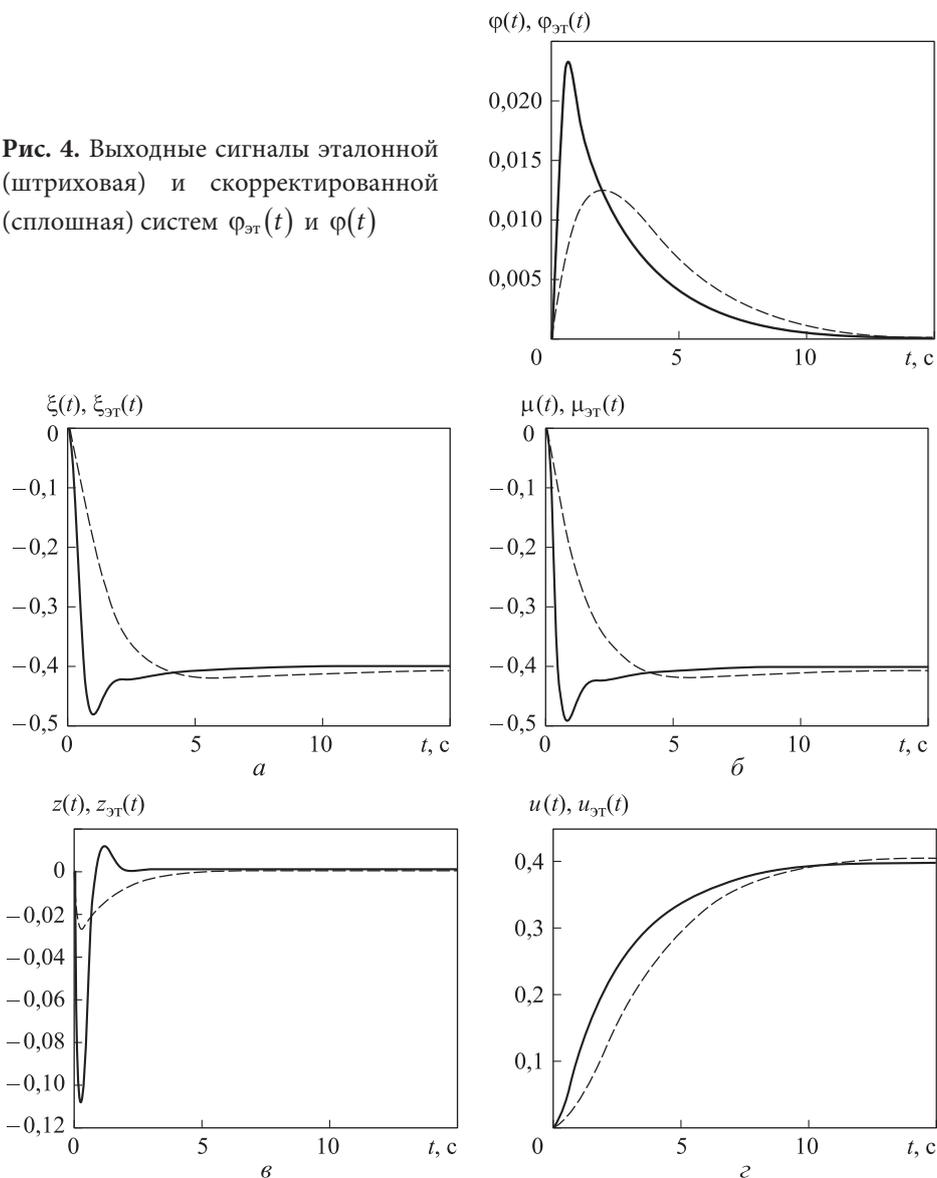


Рис. 5. Графики изменения фазовых $\xi(t)$, $\mu(t)$, $z(t)$ (а-в) (сплошная) и эталонных $\xi_{\text{эт}}(t)$, $\mu_{\text{эт}}(t)$, $z_{\text{эт}}(t)$ (а-в) (штриховая) координат, управления $u(t)$ (г) (сплошная), подаваемого на золотник, и эталонного управления $u_{\text{эт}}(t)$ (г) (штриховая)

формации о ходе протекания желаемых (эталонных) процессов во всех частях системы. Когда основная информация о них получена, происходит настройка параметров регулятора на значения, близкие к оптимальным, обеспечивающим близость выходных сигналов эталонной и корректируемой систем. Это подтверждается результатами моделирования (см. рис. 4 и 5). Реальные процессы во всех частях системы соответствуют [8], где не указано, как должны проходить переходные процессы восстановления частоты.

В ходе моделирования было проверено, что при использовании для оптимизации параметров регулятора квадратичного критерия вида $J = \int_0^T [\varphi(t) - \varphi_{\text{эт}}(t)]^2 dt$ достигается близость только одной фазовой координаты $\varphi(t)$. Остальные фазовые координаты носят явно выраженный колебательный характер. Если для синтеза использовать данный критерий, то для стабилизации частоты клапаны, регулирующие поступление пара в турбину, будут открываться и закрываться с частотой ~1,5 Гц. Учитывая, что давление пара чуть меньше 9 МПа, температура пара более 500 °С, такой режим работы породит усталостные микроразрушения в материале элементов конструкции клапана. После сравнительно непродолжительной наработки микроразрушения приведут к усталостному разрушению штока регулирующего клапана. Надежность системы будет снижаться.

Заключение. Предложен алгоритм расчета ПИД-параметров (синтеза) регулятора для стабилизации угловой скорости вращения ротора паровой турбины, работающей на автономную нагрузку. Параметры ПИД-регулятора выбираются из условия обеспечения протекания процессов в различных частях турбины близкими к эталонным. Для реализации алгоритма не требуется знание необходимых сигналов в аналитическом виде. Задаются в явном виде только желаемые процессы. Результаты моделирования подтвердили применимость предложенного алгоритма для решения задачи. Причем начальные динамики эталонной и корректируемой систем могут существенно различаться. Это свидетельствует о том, что при вариациях параметров объекта и элементов его системы управления будет обеспечиваться необходимое качество. Возможны и другие варианты решения задачи. В результате моделирования выявлена возможность применения данного алгоритма и при решении аналогичных задач для других нелинейных систем управления, если в них в явном виде выделены объект и его устройство управления.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Распоряжение* Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года». URL: http://energoeducation.ru/wp-content/uploads/2015/11/LAW94054_0_20151002_142857_54007.pdf (дата обращения: 16.09.2017).
2. *Воропай Н.И., Подковальников С.В., Стенников В.А., Труфанов В.В.* Инновационные направления развития электроэнергетики России // *Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность*. 2011. № 4. С. 13–18.
3. *Dursun I., Karaosmanoglu F., Umurkan N.* Reconfiguration of actual distribution network with optimum power flow for loss reduction // *International Journal of Electronics and Electrical Engineering*. 2016. Vol. 4. No. 1. P. 56–60. DOI: 10.18178/ijeee.4.1.56-60
URL: <http://www.ijeee.net/uploadfile/2015/0911/20150911053026917.pdf>
4. *Политика* инновационного развития энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Россети» (Утверждено Советом директоров ОАО «Россети», протокол № 138 от 23.10.2014).
URL: http://www.rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/policy.pdf (дата обращения: 17.09.2017).

5. ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014. 19 с.
6. Кирюхин В.И., Тараненко Н.М., Огурцова Е.П. Паровые турбины малой мощности КТЗ. М.: Энергоатомиздат, 1987. 216 с.
7. Корнюшин Ю.П., Мельников Д.В., Егунов Н.Д., Корнюшин П.Ю. Синтез дополнительного регулятора для стабилизации угловой скорости ротора паровой турбины // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Естественные науки. 2015. № 5. С. 100–112.
DOI: 10.18698/1812-3368-2015-5-100-112
8. ГОСТ Р 55890–2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014. 18 с.
9. Марков В.А., Шатров В.И. Перспективные направления совершенствования систем автоматического управления и регулирования теплоэнергетических установок // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. 2017. № 4. С. 121–141.
DOI: 10.18698/0236-3941-2017-4-121-141
10. Калашиников А.А. Динамика регулирования турбин. М.: Энергоатомиздат, 1999. 328 с.
11. Стенников В.А., Вороний Н.И. Централизованная и распределенная генерация — не альтернатива, а интеграция // ИСЭМ СО РАН: вебсайт.
URL: http://www.energystrategy.ru/projects/Energy_21/4-2.pdf (дата обращения: 14.09.2017).

Корнюшин Юрий Петрович — д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Системы автоматического управления» Калужского филиала МГТУ им. Н.Э. Баумана (Российская Федерация, 248600, г. Калуга, ул. Баженова, д. 2).

Акименко Дмитрий Андреевич — канд. техн. наук, доцент кафедры «Системы автоматического управления» Калужского филиала МГТУ им. Н.Э. Баумана (Российская Федерация, 248600, г. Калуга, ул. Баженова, д. 2).

Корнюшин Петр Юрьевич — аспирант кафедры «Системы автоматического управления» Калужского филиала МГТУ им. Н.Э. Баумана (Российская Федерация, 248600, г. Калуга, ул. Баженова, д. 2).

Просьба ссылаться на эту статью следующим образом:

Корнюшин Ю.П., Акименко Д.А., Корнюшин П.Ю. Параметрический синтез регулятора для стабилизации угловой скорости вращения ротора паровой турбины автономной системы электроснабжения // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. 2018. № 3. С. 111–123. DOI: 10.18698/0236-3941-2018-3-111-123

PARAMETRIC SYNTHESIS OF A CONTROLLER FOR STABILISING ROTOR ANGULAR VELOCITY IN A STEAM TURBINE FOR AN AUTONOMOUS POWER SUPPLY SYSTEM

Yu.P. Korniyushin
D.A. Akimenko
P.Yu. Korniyushin

theroland@yandex.ru
akimdmtr@gmail.com
korniyushin.petr@gmail.com

Kaluga Branch, Bauman Moscow State Technical University, Kaluga, Russian Federation

Abstract

The study deals with the issues of computing controller parameters for stabilising rotor angular velocity in a steam turbine when the turbine set operates for a self-contained power system (autonomous load). To achieve this, we introduce a simple PID controller into the angular velocity sensor circuit found in a regular control system designed for high-power electric grids. Changing the parameters of this controller makes it possible to return to the previous system. Controller parameters should be computed so as to ensure that those processes that are closest to the ones desired take place both at the output (sustaining the preset pattern of variation in the turbine rotor rotation frequency) and in the main turbine components. We propose an algorithm for calculating controller parameters that uses methods of numerical integration of differential equations as the basis for the iterative process employed in the parametric synthesis. We replace phase variables by reference variables (which are known) in the numerical integration scheme used for equations forming the mathematical model of the turbine with an extra controller; as a result, at every step of formal integration there appears a system of algebraic equations in the parameters sought. These controller parameters form the solution for the system. We supply the results comparing the operation of the finetuned system to a reference process, as well as plots showing how the controller parameters sought vary in the process of tuning them to values close to optimum

Keywords

Turbine, control system, angular velocity, parameters, synthesis

Received 20.12.2016

© BMSTU, 2018

The study was supported by RFBR and the Government of the Kaluga Region (grant no. 16-41-400701)

REFERENCES

- [1] Rasporyazhenie Pravitel'stva RF ot 13 noyabrya 2009 g. No. 1715-r «Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2030 goda» [RF Government Resolution of 13.11.2009. No. 1715-r "RF energy strategy in period before 2030"]. Available at: http://energoeducation.ru/wp-content/uploads/2015/11/LAW94054_0_20151002_142857_54007.pdf (accessed: 16.09.2017).
- [2] Voropay N.I., Podkoyal'nikov C.B., Stennikov V.A., Trufanov V.V. Innovation directions of electric-power industry development in Russia. *Elektro. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotekhnicheskaya promyshlennost'* [Elektro. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotekhnicheskaya promyshlennost'], 2011, no. 4, pp. 13–18 (in Russ.).
- [3] Dursun I., Karaosmanoglu F., Umurkan N. Reconfiguration of actual distribution network with optimum power flow for loss reduction. *International Journal of Electronics and Electrical Engineering*, 2016, vol. 4, no. 1, pp. 56–60 (in Russ.). DOI: 10.18178/ijeee.4.1.56-60 Available at: <http://www.ijeee.net/uploadfile/2015/0911/20150911053026917.pdf>
- [4] Politika innovatsionnogo razvitiya energosberezheniya i povysheniya energeticheskoy effektivnosti OAO «Rosseti» (Utverzhdeno Sovetom direktorov OAO «Rosseti», protokol

№ 138 от 23.10.2014) [Innovation development politics of energy saving and efficiency raising of OAO "Rosseti" (Proved by board of OAO "Rosseti", minutes no. 138 of 23.10.2014)].

Available at: http://www.rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/policy.pdf (accessed: 17.09.2017).

[5] GOST 32144–2013. Elektricheskaya energiya. Sovmestimost' tekhnicheskikh sredstv elektromagnitnaya. Normy kachestva elektricheskoy energii v sistemakh elektrosnabzheniya obshchego naznacheniya [State standard 32144–2013. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems]. Moscow, Standartinform Publ., 2014. 19 p.

[6] Kiryukhin V.I., Taranenko N.M., Ogurtsova E.P. Parovye turbiny maloy moshchnosti KTZ [Low-power steam turbines of KTZ]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1987. 216 p.

[7] Korniyushin Yu.P., Mel'nikov D.V., Egupov N.D., Korniyushin P.Yu. Synthesis of an additional controller for stabilization of angular velocity of the steam turbine rotor. *Vestn. Mosk. Gos. Tekh. Univ. im. N.E. Baumana, Estestv. Nauki* [Herald of the Bauman Moscow State Tech. Univ., Nat. Sci.], 2015, no. 5, pp. 100–112 (in Russ.). DOI: 10.18698/1812-3368-2015-5-100-112

[8] GOST R 55890–2013. Edinaya energeticheskaya sistema i izolirovanno rabotayushchie energosistemy. Operativno-dispetcherskoe upravlenie. Regulirovanie chastoty i peretokov aktivnoy moshchnosti. Normy i trebovaniya [State standard R 55890–2013. United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management. Frequency control and control of active power. Norms and requirements]. Moscow, Standartinform Publ., 2014. 18 p.

[9] Markov V.A., Shatrov V.I. Promising directions for improving automated control and adjustment systems in thermal power plants. *Vestn. Mosk. Gos. Tekh. Univ. im. N.E. Baumana, Mashinostr.* [Herald of the Bauman Moscow State Tech. Univ., Mechan. Eng.], 2017, no. 4, pp. 121–141 (in Russ.). DOI: 10.18698/0236-3941-2017-4-121-141

[10] Kalashnikov A.A. Dinamika regulirovaniya turbin [Turbines adjustment dynamics]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1999. 328 p.

[11] Stennikov V.A., Voropay N.I. Tsentralizovannaya i raspredelennaya generatsiya — ne al'ternativa, a integratsiya [Centralized and distributed generation — not alternative but integration]. ISEM SO RAN: website.

Available at: http://www.energystrategy.ru/projects/Energy_21/4-2.pdf (accessed: 14.09.2017).

Korniyushin Yu.P. — Dr. Sc. (Eng.), Professor, Head of Department of Automatic Control Systems, Kaluga Branch, Bauman Moscow State Technical University (Bazhenova ul. 2, Kaluga, 248600 Russian Federation).

Akimenko D.A. — Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Professor, Department of Automatic Control Systems, Kaluga Branch, Bauman Moscow State Technical University (Bazhenova ul. 2, Kaluga, 248600 Russian Federation).

Korniyushin P.Yu. — post-graduate student, Department of Automatic Control Systems, Kaluga Branch, Bauman Moscow State Technical University (Bazhenova ul. 2, Kaluga, 248600 Russian Federation).

Please cite this article in English as:

Korniyushin Yu.P., Akimenko D.A., Korniyushin P.Yu. Parametric Synthesis of a Controller for Stabilising Rotor Angular Velocity in a Steam Turbine for an Autonomous Power Supply System. *Vestn. Mosk. Gos. Tekh. Univ. im. N.E. Baumana, Mashinostr.* [Herald of the Bauman Moscow State Tech. Univ., Mech. Eng.], 2018, no. 3, pp. 111–123 (in Russ.).

DOI: 10.18698/0236-3941-2018-3-111-123