

Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. Т. 61, № 5 (2018), с. 451–462
Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc. V. 61, No 5 (2018), pp. 451–462 451

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-451-462>

УДК 62.5

Параметрическая оптимизация системы автоматического управления мощностью энергоблоков 300 МВт в режиме постоянного давления пара перед турбиной

Г. Т. Кулаков¹⁾, А. Т. Кулаков¹⁾, К. И. Артёменко¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (г. Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2018
Belarusian National Technical University, 2018

Реферат. Рассмотрен вопрос параметрической оптимизации систем автоматического управления мощностью энергоблоков (САУМБ) 300 МВт Лукомльской ГРЭС в режиме постоянного давления перегретого пара перед турбиной. В течение 1974–1979 гг. на восьми энергоблоках Лукомльской ГРЭС были внедрены САУМБ с ведущим котельным регулятором мощности, которые будут вынуждены работать в широком диапазоне изменения нагрузок в связи с планируемым вводом двух энергоблоков Белорусской АЭС: первого – в 2019 г., второго – в 2020 г. Суммарная мощность Белорусской АЭС составит 2400 МВт. Кроме того, ужесточились современные требования к регулированию частоты и перетоков активной электрической мощности в энергосистеме: время достижения половинного значения необходимого изменения мощности должно составлять 10 с в пределах нормального и аварийного резервов; время достижения полного значения необходимого изменения мощности должно составлять 30 с в пределах нормального резерва и 2 мин – в пределах аварийного. В связи с этим актуальной становится задача повышения эффективности работы энергоблоков, работающих в переменной части графика электрических нагрузок, за счет использования современных методов расчета параметров динамической настройки регулирующих устройств САУМБ. Приведена методика параметрической оптимизации типовой САУМБ, позволяющая улучшить качество регулирования мощности и давления перегретого пара перед турбиной. Описанная методика иллюстрируется результатами компьютерного моделирования переходных процессов в системе при обработке задания и внутренних возмущений, которые подтверждают правильность предлагаемой методики по сравнению с известными методами оптимизации типовых САУМБ.

Ключевые слова: автоматическое управление, электрическая мощность, режим постоянного давления пара, параметрическая оптимизация системы

Для цитирования: Кулаков, Г. Т. Параметрическая оптимизация системы автоматического управления мощностью энергоблоков 300 МВт в режиме постоянного давления пара перед турбиной / Г. Т. Кулаков, А. Т. Кулаков, К. И. Артёменко // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 451–462. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-451-462>

Адрес для переписки

Кулаков Геннадий Тихонович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 293-91-45
tes_bntu@tut.by

Address for correspondence

Kulakov Gennady T.
Belarusian National Technical University
65/2 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 293-91-45
tes_bntu@tut.by

Parametric Optimization for Automatic Control System of 300 MW Power Units at a Constant Steam Pressure Upstream of the Turbine

G. T. Kulakov¹⁾, A. T. Kulakov¹⁾, K. I. Artsiomenka¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The problem of parametric optimization of automatic control systems of power units (ACSPU) of 300 MW at the Lukoml'skaya GRES (Lukoml Condensing Power Plant) at a constant superheated steam pressure upstream of the turbine is under consideration. During 1974–1979, eight units of the Lukoml'skaya GRES implemented ACSPU with a leading boiler power control, which will be forced to work in a wide range of loads due to the planned commissioning of two power units of the Belarusian NPP: the first one – in 2019, and the second one – in 2020. The total capacity of the Belarusian Nuclear Power Plant will amount to 2400 MW. In addition, modern requirements for the regulation of the frequency and flows of active electric power in the power system have been tightened: the time to reach the half value of the required power alteration should be 10 seconds within the normal and emergency reserves; the time to reach the full value of the required power alteration should be 30 seconds within the range of the normal reserve and 2 minutes – within the range of the emergency reserve. With this regard, increasing the efficiency of the units operating in the variable part of the electric load schedule by the use of modern methods of calculation of parameters of the dynamic adjustment of the regulating devices of ACSPU becomes an urgent problem. The methodology of parametric optimization of the typical ACSPU that make it possible to improve the quality of power regulation and the pressure of the superheated steam upstream of the turbine is presented. The described technique is illustrated by the results of computer simulation of transient processes in the system when the task and internal disturbances are worked out, which confirm the correctness of the proposed technique in comparison with the known methods of optimization of the typical ACSPU.

Keywords: automatic control, electric power, constant steam pressure regime, system's parametric optimization

For citation: Kulakov G. T., Kulakov A. T., Artsiomenka K. I. (2018) Parametric Optimization for Automatic Control System of 300 MW Power Units at a Constant Steam Pressure Upstream of the Turbine. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 61 (5) 451–462. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-451-462> (in Russian)

Введение

Вопросам автоматического регулирования перетоков активной мощности и частоты энергообъединения посвящено большое количество публикаций [1–14], исследующих системы автоматического управления мощностью энергоблоков [1, 4, 7–11], системы общестанционной части автоматического управления мощностью станции [5], способы управления энергоблоком в аварийных режимах энергосистемы [6], алгоритмы работы систем автоматического регулирования перетоков мощности энергосистемы [2, 3], анализ динамических характеристик энергоблоков в широком диапазоне изменения нагрузок энергоблоков [9, 11, 12].

В настоящее время существенно ужесточились требования к качеству поддержания мощности и частоты энергообъединения: время достижения половинного значения необходимого изменения мощности должно составлять 10 с в пределах нормального и аварийного резервов; время вхождения в зону $\pm 1\%$ номинальной мощности энергоблока $N_{\text{ном}}$ требуемого значения нагрузки: 30 с – в пределах нормального; 2 мин – в пределах аварийного резерва [12].

Вместе с тем повышение качества поддержания требуемой мощности энергоблоков обычно достигается увеличением степени форсировки котла в 1,5 раза, для дубль-блока мощностью 300 МВт с котлом ТГМП-114 и для моноблока с котлом ТГМП-314 она возрастает до 1,6 раза [12]. Решение этого противоречия приводит к существенному усложнению схем управления и методов их оптимизации в широком диапазоне изменения нагрузок энергоблока. Особенно актуальна эта проблема для Белорусской энергосистемы в связи с планируемым вводом двух энергоблоков Белорусской АЭС суммарной мощностью 2400 МВт, которые будут работать в базовой части графика электрических нагрузок энергосистемы.

Особенности структурно-параметрической оптимизации предлагаемых систем управления мощностью энергоблоков

Структурная схема моделирования переходных процессов типовой системы автоматического управления мощностью энергоблоков с форсированием сигнала задания по мощности и ведущим котельным регулятором при постоянном давлении пара перед турбиной приведена на рис. 1.

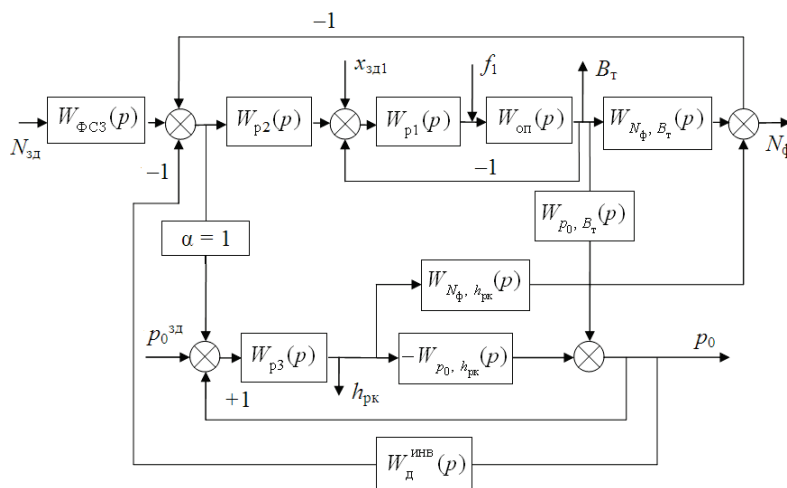


Рис. 1. Структурная схема моделирования переходных процессов типовой системы автоматического управления мощностью энергоблоков с форсированием сигнала задания по мощности

Fig. 1. The block-diagram of a typical ACSPU transient simulation with power signal forcing

На рис. 1 использованы следующие обозначения: $N_{зд}$ – заданное значение мощности энергоблока; N_{Φ} – фактическая электрическая мощность энергоблока; f_1 – внутреннее возмущение; $x_{зд1}$ – задание регулятору топлива; α – доля ошибки регулирования по мощности с выхода измерительного блока котельного регулятора мощности (КРМ) на вход турбинного регулятора мощности (ТРМ); B_{τ} – изменение расхода топлива; $p_0^{зд}$, p_0 – соответственно заданное и текущее значения давления перегретого пара перед турбиной; $h_{рк}$ – перемещение регулирующих клапанов турбины.

Исходные данные для расчета параметров динамической настройки типовой САУМБ при моделировании переходных процессов энергоблока 300 МВт Лукомльской ГРЭС приведены в [14].

Передаточная функция опережающего участка по расходу топлива (газа)

$$W_{\text{оп}}(p) = W_{B_T, h_{\text{ро}}}(p) = \frac{K_{\text{оп}}}{(T_{\text{оп}}p + 1)(\sigma_{\text{оп}}p + 1)} = \frac{1,2}{(7p + 1)(0,7p + 1)}, \quad (1)$$

где $K_{\text{оп}}$ – коэффициент передачи; $h_{\text{ро}}$ – перемещение регулирующего органа подачи топлива; $T_{\text{оп}}$, $\sigma_{\text{оп}}$ – большая и меньшая постоянные времени передаточной функции опережающего участка по расходу топлива (газа), с.

Передаточная функция по электрической мощности при скачкообразном изменении задания котельному регулятору нагрузки

$$W_{N_{\Phi}, B_T}(p) = \frac{K_1 e^{-\tau_1 p}}{(T_1 p + 1)(\sigma_1 p + 1)} = \frac{1,6e^{-11,2p}}{(101p + 1)(19p + 1)}, \quad (2)$$

где K_1 – коэффициент передачи; T_1 , σ_1 – большая и меньшая постоянные времени передаточной функции по мощности при изменении расхода топлива, с; τ_1 – время запаздывания по каналу регулирующего воздействия, с.

Передаточная функция по давлению перегретого пара перед турбиной при скачкообразном изменении задания котельному регулятору нагрузки

$$W_{p_0, B_T}(p) = \frac{K_2 e^{-\tau_2 p}}{(T_2 p + 1)(\sigma_2 p + 1)} = \frac{1,6e^{-19p}}{(56p + 1)(14p + 1)}, \quad (3)$$

где K_2 – коэффициент передачи; T_2 , σ_2 – большая и меньшая постоянные времени передаточной функции по давлению пара перед турбиной при изменении расхода топлива, с; τ_2 – время запаздывания по каналу регулирующего воздействия, с.

Передаточная функция по электрической мощности при скачкообразном перемещении регулирующих клапанов турбины

$$W_{N_{\Phi}, h_{\text{рк}}}(p) = \frac{T_0 p (T_3 p + 1)}{(T_4 p + 1)(T_5 p + 1)} = \frac{169,8p(2,3p + 1)}{(168p + 1)(48p + 1)}, \quad (4)$$

где T_0 , T_3 , T_4 , T_5 – постоянные времени передаточной функции по мощности при возмущении регулируемыми клапанами турбины, с.

Передаточная функция по давлению перегретого пара перед турбиной при скачкообразном перемещении регулирующих клапанов турбины

$$W_{p_0, h_{pk}}(p) = \frac{K_3(T_6 p + 1)}{T_7 p + 1} = \frac{-0,25(4,6 p + 1)}{90 p + 1}, \quad (5)$$

где K_3 – коэффициент передачи; T_6, T_7 – постоянные времени передаточной функции по давлению перегретого пара перед турбиной при возмущении регулируемыми клапанами турбины, с.

Котельный регулятор мощности и регулятор топлива (РТ) представляют собой каскадную систему автоматического регулирования, в которой стабилизирующий ПИ-регулятор топлива настраивают на оптимальную отработку внутреннего возмущения, а корректирующий котельный ПИ-регулятор – на оптимальную отработку задающего сигнала.

Регулятор топлива (рис. 1, передаточная функция W_{p1}) настраивают по передаточной функции опережающего участка (1) по методу частичной компенсации [13]. Вначале рассчитывают относительное значение коэффициента передачи стабилизирующего регулятора K

$$K = K_{p1} K_{оп} = 0,7395T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^2 - 1, \quad (6)$$

где T – относительная постоянная времени передаточной функции опережающего участка (1), равная

$$T = \frac{T_{оп}}{\sigma_{оп}}; \quad (7)$$

K_{p1} – коэффициент передачи стабилизирующего регулятора.

Затем с учетом (6) и (7) находят абсолютное значение K_{p1}

$$K_{p1} = \frac{K}{K_{оп}}. \quad (8)$$

Относительное значение времени интегрирования стабилизирующего регулятора I рассчитывают с учетом (6) и (7) по формуле

$$I = \frac{T_{и1}}{\sigma_{оп}} = \frac{6,3K}{T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^3}. \quad (9)$$

Затем находят абсолютное значение времени интегрирования $T_{и1}$

$$T_{и1} = I \sigma_{оп}. \quad (10)$$

Котельный ПИ-регулятор мощности с передаточной функцией W_{p2} настраивают по передаточной функции объекта (2) при возмущении расходом топлива, используя метод полной компенсации в частном виде [13].

Время интегрирования КРМ

$$T_{и2} = T_1 + \sigma_1, \tag{11}$$

а коэффициент передачи

$$K_{p2} = \frac{T_1 + \sigma_1}{4\xi^2 K_1 \tau_1}, \tag{12}$$

где ξ – коэффициент демпфирования, равный единице, позволяющий устранить перерегулирование при отработке скачка задания.

Структуру ТРМ формируем на основе передаточной функции оптимального регулятора с использованием передаточной функции (5) по давлению пара перед турбиной при возмущении перемещением регулирующих клапанов турбины [14]

$$W_{p3}(p) = W_{ТРМ}(p) = [W_{p0}, h_{pk}(p)]^{-1} W_{зд1}^{pc(n=1)}(p), \tag{13}$$

где $W_{зд1}^{pc(n=1)}(p)$ – передаточная функция разомкнутой системы в виде идеального интегрирующего звена,

$$W_{зд1}^{pc(n=1)}(p) = \frac{1}{T_{зд1} p}; \tag{14}$$

$T_{зд1}$ – единственный расчетный параметр динамической настройки ТРМ.

С учетом передаточных функций (5), (13) и (14) передаточная функция ТРМ примет вид реального ПИ-регулятора

$$W_{ТРМ}(p) = \frac{T_7 p + 1}{K_3 (T_6 p + 1) T_{зд1} p}. \tag{15}$$

Численное значение $T_{зд1}$ рассчитывают по формуле

$$T_{зд1} = 0,618 T_7. \tag{16}$$

Расчет параметров динамической настройки дифференциатора инвариантности осуществляют с учетом передаточных функций (4) и (5) из условия

$$W_{д}^{инв}(p) = \frac{K_{д}^{и} T_{д}^{и} p}{T_{д}^{и} p + 1} = \frac{W_4(p)}{T_3(p)} = \frac{T_0 p (T_3 p + 1) (T_7 p + 1)}{(T_4 p + 1) (T_5 p + 1) K_3 (T_6 p + 1)}, \tag{17}$$

откуда численное значение времени дифференцирования

$$T_{д}^{и} = T_4 + T_5 + T_6 - T_7 - T_3, \tag{18}$$

а коэффициент передачи $K_{д}^{и}$ принимают равным единице.

Передаточную функцию формирователя сигнала задания (ФСЗ) представляют в виде звена быстрого реагирования

$$W_{\text{ФСЗ}}(p) = 1 + W_{\text{д}}^{\text{зд}} = 1 + \frac{K_{\text{д}}^{\text{зд}} T_{\text{д}}^{\text{зд}} p}{T_{\text{д}}^{\text{зд}} p + 1} = \frac{(1 + K_{\text{д}}^{\text{зд}}) T_{\text{д}}^{\text{зд}} p + 1}{T_{\text{д}}^{\text{зд}} p + 1} = \frac{T_1^{\text{зд}} p + 1}{T_{\text{д}}^{\text{зд}} p + 1}. \quad (19)$$

Постоянную времени передаточной функции (19) с учетом (4) рассчитывают по формуле

$$T_{\text{д}}^{\text{зд}} = 3,09(T_4 + T_5). \quad (20)$$

Численное значение постоянной времени числителя передаточной функции ФСЗ (19) определяют также с учетом ряда чисел правила «золотого сечения», приняв за целое три

$$T_1^{\text{зд}} = 3,382(T_4 + T_5). \quad (21)$$

Анализ результатов переходных процессов предлагаемых систем

Графики переходных процессов САУМБ с использованием пакета Simulink MatLab при отработке скачка задания по мощности для трех вариантов оптимизации параметров динамической настройки систем приведены на рис. 2–5.

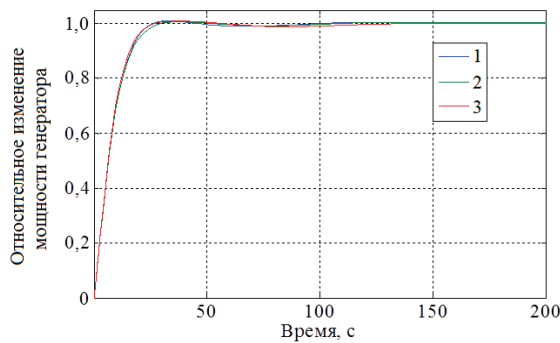


Рис. 2. Фактическая мощность при отработке скачка задания

Fig. 2. Available power in the process of response to input step

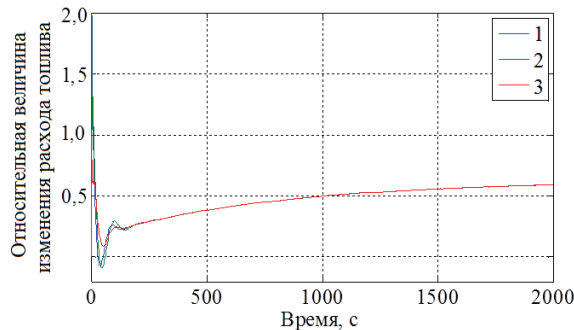


Рис. 3. Расход топлива при отработке скачка задания

Fig. 3. Flow of fuel in the process of response to input step

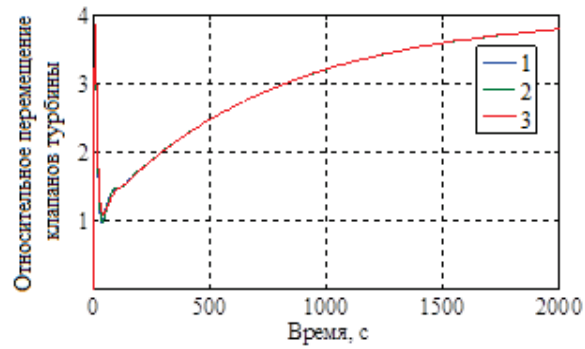


Рис. 4. Перемещение регулирующих клапанов турбины при отработке скачка задания
 Fig. 4. Turbine regulation valve motion in the process of response to input step

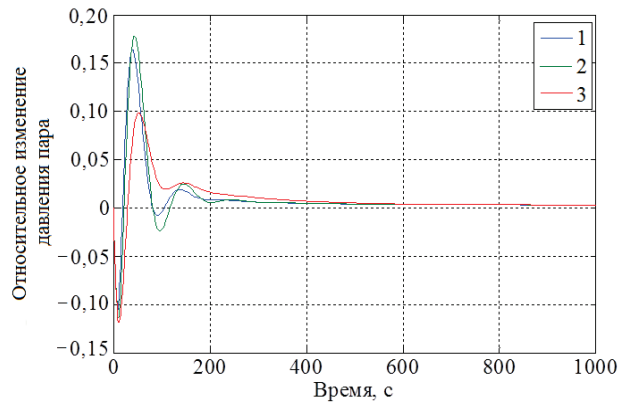


Рис. 5. Давление перегретого пара перед турбиной при отработке скачка задания
 Fig. 5. Over-heated steam pressure upstream of the turbine in the process of response to input step

Графики переходных процессов при внутреннем возмущении изображены на рис. 6–9.

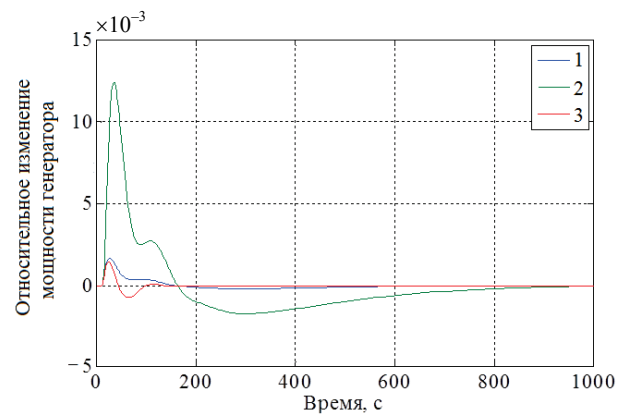


Рис. 6. Фактическая мощность при внутреннем возмущении
 Fig. 6. Available power in the process of response to internal disturbance

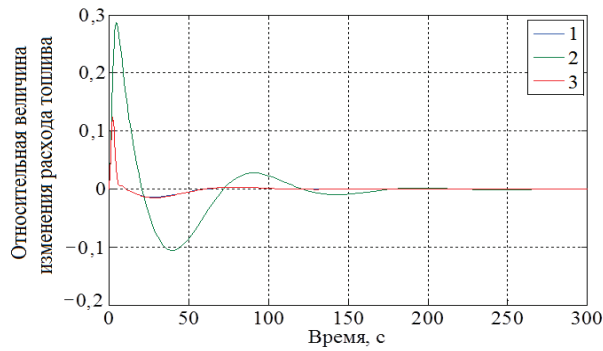


Рис. 7. Расход топлива при внутреннем возмущении

Fig. 7. Flow of fuel in the process of response to internal disturbance

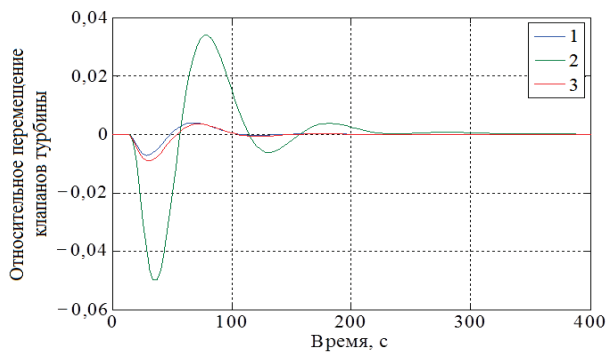


Рис. 8. Перемещение регулирующих клапанов турбины при внутреннем возмущении

Fig. 8. Turbine regulation valve motion in the process of response to internal disturbance

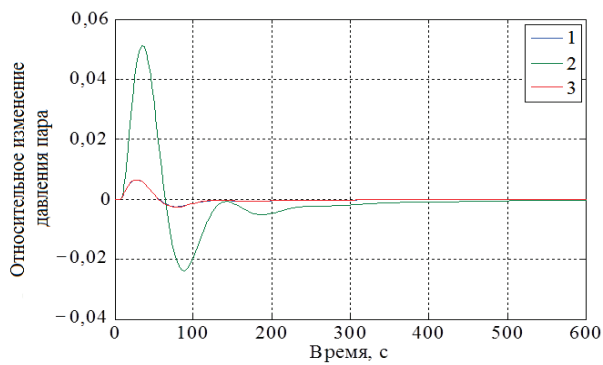


Рис. 9. Давление перегретого пара перед турбиной при внутреннем возмущении

Fig. 9. Over-heated steam pressure upstream of the turbine in the process of response to internal disturbance

На рис. 2–9 кривые 1 соответствуют схеме САУМБ (рис. 1, вариант I), оптимизированной по описанной выше методике, кривые 2 – варианту II и отличаются тем, что регулятор топлива настроен с учетом передаточной функции (1) по методу симметричного оптимума [15] с уменьшенным в два раза коэффициентом передачи:

$$T_{и1} = 4\sigma_{оп}; \quad (22)$$

$$K_{p1} = \frac{T_1}{4K_1\sigma_{оп}}. \quad (23)$$

Кривые 3 соответствуют варианту III и отличаются от варианта I тем, что, во-первых, дифференциатор инвариантности превращен в пропорциональное звено с коэффициентом передачи, равным единице, во-вторых, на входе КРМ, оптимизированного по методу полной компенсации в частном виде, установлен ограничитель ($\pm 0,618$), который уменьшает корректирующий сигнал на входе в РТ, что приводит к уменьшению максимального изменения расхода топлива при обработке задания.

Прямые показатели качества при обработке задания $N_{зд}$ и внутреннего возмущения f_1 сведены в табл. 1.

Таблица 1

Прямые показатели качества переходных процессов сравниваемых вариантов систем автоматического управления мощностью энергоблоков
Direct indicators of the quality of transients of the compared variants of systems of automatic control of power units

Вариант	Вид возмущения	t_p, c	ΔB_r^u	$\Delta h_{рк}^u$	Δh_0^u	$\Delta N_{ф,м}^{f1}$
I	$N_{зд}$	25	3,500	1,000	+0,1630	–
	f_1	900	0,125	0,007	+0,0065	0,00150
II	$N_{зд}$	25	2,130	0,950	+0,1750	–
	f_1	900	0,280	0,050	0,0510	0,01250
III	$N_{зд}$	25	1,100	1,000	0,1200	–
	f_1	250	0,122	0,009	0,0065	0,00135

Обозначения в табл. 1: t_p – полное время регулирования; ΔB_r^u – относительное максимальное изменение расхода топлива; $\Delta h_{рк}^u$ – относительное максимальное изменение положения регулирующих клапанов турбины; Δh_0^u – максимальное отклонение давления перегретого пара перед турбиной; $\Delta N_{ф,м}^{f1}$ – максимальное отклонение фактической мощности при внутреннем возмущении.

Из анализа прямых показателей качества сравнительных вариантов САУМБ следует, что лучшие характеристики при обработке скачка задания и внутреннего возмущения обеспечивает вариант III системы с ограничением корректирующего сигнала на выходе из КРМ и подающий на вход последнего сигнал по давлению перегретого пара перед турбиной в диапазоне от 100 до 70 % номинальной мощности энергоблока.

ВЫВОДЫ

1. Предложена система автоматического управления мощностью энергоблоков (вариант III), отличающаяся от типовой наличием ограничителя корректирующего сигнала на выходе котельного регулятора мощности и заменой дифференциатора инвариантности на сигнал по давлению пере-

гретого пара перед турбиной, подаваемого на вход котельного регулятора мощности в режиме постоянного давления пара перед турбиной, при повышенном качестве управления с минимальными отклонениями расхода топлива и перемещения регулирующих клапанов турбины.

2. Результаты моделирования переходных процессов предлагаемой системы автоматического управления мощностью энергоблоков по сравнению с такими же типовыми системами, настроенными по современным методам параметрической оптимизации, показали существенное улучшение качества управления: при обработке скачка задания $N_{зд}$ полное время регулирования t_p во всех вариантах составляет 25 с. Однако при этом максимальное отклонение давления перегретого пара перед турбиной в третьем варианте уменьшилось на 35,8 % по сравнению с первым вариантом и на 45,8 % – по сравнению со вторым. Кроме того, в предлагаемом варианте системы автоматического управления мощностью энергоблоков максимальное изменение расхода топлива сократилось по сравнению со вторым в 1,94 раза, а по сравнению с первым – в 3,18 раза. Причем как максимальное изменение расхода топлива, так и перемещение регулирующих клапанов турбины оказались меньше лучших зарубежных аналогов [11].

3. При обработке внутреннего возмущения f_1 время регулирования t_p сократилось в 3,6 раза по сравнению с двумя первыми вариантами при примерно одинаковых других показателях качества.

ЛИТЕРАТУРА

1. Система регулирования энергоблока: а. с. 657179 СССР: МПК F 01 K 13/02 / Г. Т. Кулаков, М. Н. Терешко, В. И. Литвинец [и др.]; дата публ. 15.04.1979.
2. Способ автоматического регулирования перетоков активной мощности и частоты энергообъединения: а. с. 864427 СССР: МПК H 02 J 3/06 / Ю. М. Терезов, Г. Т. Кулаков, В. В. Гуренко; дата публ. 15.09.1981.
3. Устройство для автоматического регулирования перетока мощности между двумя частями энергосистемы: а. с. 864426 СССР: МПК H 02 J 3/06 / Ю. М. Терезов, Г. Т. Кулаков, Л. М. Плахов, В. И. Литвинец; дата публ. 15.09.1981.
4. Система автоматического регулирования мощностью энергоблока: а. с. 877091 СССР: МПК F 01 K 13/02 / Г. Т. Кулаков, А. А. Москаленко, И. Ю. Костив, Н. В. Молотков; дата публ. 30.10.1981.
5. Система группового автоматического управления мощностью энергоблоков тепловой электростанции: а. с. 1053221 СССР: МПК H 02 J 3/46 / Г. Т. Кулаков, А. А. Москаленко, А. Д. Качан; дата публ. 07.11.1983.
6. Способ управления энергоблоком в аварийных режимах энергосистемы: а. с. 881356 СССР: МПК F 01 K 13/02 / Г. Т. Кулаков, И. Ю. Костив; дата публ. 15.11.1981.
7. Система автоматического регулирования частоты и мощности блочных ТЭС с прямоточными котлами / Н. И. Давыдов [и др.] // Теплоэнергетика. 1979. № 8. С. 2–6.
8. Система автоматического управления энергоблоком сверхкритических параметров / В. И. Литвинец [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений. 1980. № 8. С. 40–45.
9. Экспериментальное определение и анализ динамических свойств энергоблоков мощностью 300 МВт / Г. Т. Кулаков [и др.] // Энергомашиностроение. 1984. № 1. С. 9–11.
10. Система автоматического регулирования мощностью энергоблока паровой котел – турбина: пат. 2315871 Рос. Федерации: МПК F 01 K 13/02 / Н. И. Давыдов; дата публ. 27.01.2008.
10. Система автоматического регулирования мощностью энергоблока паровой котел – турбина: пат. 2315871 Рос. Федерации: МПК F 01 K 13/02 / Н. И. Давыдов; заявитель и патентообладатель Москва, ВТИ. № 2006121529/06; заявл. 20.06.2006; опубл. 27.01.2008, Бюл. № 3. 7 с.

11. Зорченко, Н. В. Исследование влияния формирующих сигналов в системе автоматического управления мощностью энергоблока на его приемистость / Н. В. Зорченко, Н. И. Давыдов, А. А. Григоренко // Теплоэнергетика. 2006. Т. 53, № 10. С. 810–818.
12. Разработка и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков / В. А. Биленко [и др.] // Теплоэнергетика. 2008. Т. 55, № 10. С. 824–837.
13. Кулаков, Г. Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем / Г. Т. Кулаков. Минск: Вышэйш. шк., 1984. 192 с.
14. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами / Г. Т. Кулаков [и др.]; под общ. ред. Г. Т. Кулакова. Минск: Вышэйш. шк., 2017. 238 с.
15. Фрер, Ф. Введение в электронную технику регулирования / Ф. Фрер, Ф. Орттенбургер. М.: Энергия, 1973. 192 с.

Поступила 12.04.2018 Подписана в печать 27.06.2018 Опубликовано онлайн 28.09.2018

REFERENCES

1. Kulakov G. T., Tereshko M. N., Litvinets V. I., Volnyanko M. G., Pirogov V. G., Kurilin L. A., Manuilov V. K. (1979) *Power Unit Regulating System*. USSR Author's Certificate No 657179 (in Russian).
2. Terezhov Yu. M., Kulakov G. T., Gurenko V. V. (1981) *Method for Automatic Control of Active Power Transfers and Power Pool Frequency*. USSR Author's Certificate No 864427 (in Russian).
3. Terezhov Yu. M., Kulakov G. T., Plakhov L. M., Litvinets V. I. (1981) *Device for Automatic Control of Power Transfers between Two Parts of Power System*. USSR Author's Certificate No 864426 (in Russian).
4. Kulakov G. T., Moskalenko A. A., Kostiv I. Yu., Molotkov N. V. (1981) *The Automatic Control System for a Power Unit Capacity Regulation*. USSR Author's Certificate No 877091 (in Russian).
5. Kulakov G. T., Moskalenko A. A., Kachan A. D. (1983) *System of Automatic Regulation of Thermal Power Units' Group Capacity*. USSR Author's Certificate No 1053221 (in Russian).
6. Kulakov G. T., Kostiv I. Yu. (1981) *Method of Power Unit Control in Emergency Modes of Power System*. USSR Author's Certificate No 881356 (in Russian).
7. Davydov N. I., Malamed A. D., Trakhtenberg M. D., Fotin L. P. (1979) The System of Automatic Regulation of Frequency and Power of Block-Type Thermal Power Plants with Straight-Through Boilers. *Teploenergetika = Thermal Engineering*, (8), 2–6 (in Russian).
8. Litvinets V. I., Kulakov G. T., Molev V. V., Red'ko I. I., Polishchuk S. I. (1980) Automatic Control System of Power Unit with Supercritical Parameters. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Energetika* [Proceedings of CIS Higher Education Institutions. Energetika], (8), 40–45 (in Russian).
9. Kulakov G. T. (1984) Experimental Determination and Analysis of Dynamic Properties for 300 MW Power Units. *Energomashinostroenie* [Power Plant Engineering], (1), 9–11 (in Russian).
10. Davydov N. I. (2006) *System of Automatic Control of Power of Steam Boiler-Turbine Power Unit*. Russian Federation Patent No 2315871 (in Russian).
11. Zorchenko N. V., Davydov N. I., Grigorenko A. A. (2006). Investigating the Effect of Forcing Signals in a System for Automatically Controlling the Output of a Power Unit on its Pickup Capability. *Thermal Engineering*, 53 (10), 810–818. <https://doi.org/10.1134/s0040601506100107>.
12. Bilenko V. A., Melamed A. D., Mikushevich E. E., Nikol'skii D. Y., Rogachev R. L., Romanov N. A. (2008) Development and Application of Automatic Frequency and Power Control Systems for Large Power Units. *Thermal Engineering*, 55 (10), 824–837. <https://doi.org/10.1134/s0040601508100030>.
13. Kulakov G. T. (1984) *Engineering Proximate Methods of Design Calculation for Industrial Systems*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 192 (in Russian).
14. Kulakov G. T., Kulakov A. T., Kravchenko V. V., Kuchorenko A. N., Artsiomenka K. I., Kovrigo Yu. M., Golinko I. M., Bagan T.G., Bunke A. S. (2017) *Automatic Control Theory for Thermal Power Processes*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 238 (in Russian).
15. Frer F., Ortttenburger F. (1973) *Introduction to Regulating Electronic Technology*. Moscow: Energiya Publ. 192 (in Russian).

Received: 12 April 2018

Accepted: 27 June 2018

Published online: 28 September 2018