

УДК 681.51.01

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ИНВАРИАНТНЫХ САУ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА ПАРОВЫХ КОТЛОВ

КУЛАКОВ Г. Т., КАРНИЦКИЙ Н. Б., КРАВЧЕНКО В. В.

Белорусский национальный технический университет,
(Минск, Республика Беларусь)

Аннотация. Предложена инвариантная система автоматического управления теплоэнергетическими процессами с измененными динамическими характеристиками, реализованная для регулирования температуры перегретого пара на котлах ТГМП-114 энергоблоков Лукомльской ГРЭС с помощью первого и второго впрысков. Показана высокая эффективность предлагаемой системы в сравнении с типовой системой автоматического регулирования с дифференциатором при штатных параметрах динамической настройки.

Ключевые слова: Инвариантная система автоматического регулирования, параметры регулирования, перегретый пар, дисперсия, эффективность.

ESTIMATION OF ECONOMIC EFFICIENCY OF IMPLEMENTATION OF INVARIANT ACS OF SUPERHEATED STEAM TEMPERATURE OF STEAM BOILERS

HENADZI KULAKOU, MIKALAI KARNITSKI, ULADZIMIR KRAUCHANKA

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

Abstract. An invariant system for automatic control of heat and power processes with modified dynamic characteristics is proposed, implemented to control the temperature of superheated steam on TGMP-114 boilers of power units of Lukoml SDPP using the first and second injections. The high efficiency of the proposed system is shown in comparison with a typical automatic control system with a differentiator with standard dynamic tuning parameters.

Keywords: Invariant automatic control system, control parameters, superheated steam, dispersion, efficiency.

Введение

Актуальность проблемы создания высококачественных систем автоматического управления (САУ) теплоэнергетическими процессами с измененными динамическими характеристиками и взаимосвязанными параметрами возросла в условиях современности, в том числе после ввода в эксплуатацию первого и планируемом в 2022 году вводом второго энергоблока Белорусской АЭС. Это связано с изменением традиционных подходов к резервированию электрических мощностей в энергосистеме, в том числе привлечению для этих целей энергоблоков, ранее эксплуатируемых в базовой части графике электрических нагрузок. В частности, идет речь об энергоблоках 300 МВт с котлами ТГМП-114 Лукомльской ГРЭС. В связи с этим актуальной становится задача оценки эффективности внедрения инвариантных САУ как при отработке наиболее опасных измеренных внутренних возмущений, так и неизмеренных внешних.

Методика проведения эксперимента

Промышленные испытания разработанных БНТУ инвариантных САУ температуры перегретого пара первых и вторых впрысков пароохладителей проводились на паровых котлах ТГМП-114 Лукомльской ГРЭС с использованием разработанных аналитических экспресс-методов структурно-параметрической оптимизации динамических систем теплоэнергетических процессов [1-6] и традиционных методов тепловых испытаний котлов [7].

Испытания проводились в рабочем диапазоне изменения нагрузки от 100 до 40 % номинального значения и предварительные результаты показали, что на первом этапе внедрение таких систем позволяет улучшить показатели качества регулирования (время регулирования, модуль площади ошибки регулирования при внутренних и внешних возмущениях, среднее значение дисперсии изменения температуры перегретого пара) в два раза по сравнению с типовой САУ с дифференциатором при штатных параметрах динамической настройки системы.

Точность поддержания заданного значения температуры перегретого пара на выходе из котла существенно влияет на экономичность, надежность и долговечность его работы. Так, повышение температуры пара на 1,0 °С снижает долговечность пароперегревателя из стали 12Х1МФ на 3 %, что при проектном ресурсе металла в 240000 часов составляет 7200 часов [6].

Автоматическая система регулирования температуры перегретого пара должна гарантировать в регулировочном диапазоне изменения нагрузок котла: устойчивую работу автоматических регуляторов впрысков (отсутствие автоколебаний) и ограниченную частоту их включения; протекание переходных процессов, вызываемых скачкообразным изменением нагрузки на 10 % (при исходной номинальной нагрузке), с максимальным отклонением температуры свежего пара на выходе из котла на 8 °С, для промежуточного пара – 10 °С и значениями интегрального квадратичного критерия соответственно 5000 и 10000 (°С)² · с [8]. Вместе с тем повышение температуры перегретого пара перед турбиной повышает располагаемый теплоперепад, увеличивает экономичность работы турбины.

Внедрение модернизированных инвариантных регуляторов впрысков уменьшает среднегодовые максимальные отклонения температур перегретого пара от заданных значений примерно в 2 раза. Это позволяет повысить среднегодовую температуру перегретого пара перед турбиной на 1°С (с 540 °С до 541 °С).

Определим следующие показатели работы энергоблока:

Повышение $\eta_{\text{энергоблока}}$ ($\eta_{\text{эб}}$) при вышеуказанных условиях определится как:

$$\eta_{\text{эб}} = \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot \eta_{\text{ку}} \cdot \eta_{\text{тп}}, \quad (1)$$

где η_t - термический КПД при определенных p и t ; η_{oi} - внутренний относительный КПД турбины; η_m - механический КПД; η_g - КПД генератора; $\eta_{\text{ку}}$ - КПД котельной установки; $\eta_{\text{тп}}$ - КПД, учитывающий потери теплоты в трубопроводах. За исключением η_t остальные пять позиций по КПД примем на основании литературных данных [8]: $\eta_{oi} = 0,9$; $\eta_m = 0,985$; $\eta_g = 0,985$ (при водородном охлаждении); $\eta_{\text{ку}} = 0,94$ (при работе на природном газе); $\eta_{\text{тп}} = 0,975$.

Поскольку в сравниваемых случаях эти пять КПД остаются неизменными, то основное внимание уделим термическому КПД, определяемому по *DiagramHS* по известным p и t .

Соответственно, в исходном варианте (вариант А) при $p_0 = 23,54$ МПа и $t_0 = 540$ °С с учетом потери давления в регулирующих клапанах 5% [8] определим параметры пара при $p'_0 = 22,36$ МПа и $t'_0 = 535,5066$ °С. Значение $h_0 = 3324,357$ кДж/кг.

После внедрения нового регулятора впрысков параметры пара (вариант В) составят при $p_0 = 23,54$ МПа, $t_0 = 541$ °С, $p'_0 = 22,36$ МПа и $t'_0 = 536,5202$ °С. Значение $h_0 = 3327,572$ кДж/кг.

Прирост срабатываемого теплоперепада при повышении температуры t_0 на 1°С составил:

$$\Delta H = h_{0(\text{вариантВ})} - h_{0(\text{вариантА})} = 3,215 \text{ кДж/кг}. \quad (2)$$

Проведем определение термического КПД с использованием графика зависимости его от температуры острого пара. По данным [8] определим теоретическое его значение: $\eta_t^A = 0,4575$ (при $p'_0 = 22,36$ МПа, $t'_0 = 535,5066$ °С). Затем найдем срабатываемый перепад по h, S -диаграмме, предварительно рассчитав тепловую схему энергоблока 300 МВт при стандартных условиях с $p_k = 0,0034$ МПа. Учитывая тот факт, что подвод теплоты на участке « h'_k » - « $h_{\text{тп}}$ » остается величиной постоянной, в дальнейшем будем рассматривать изменения, касающиеся только процессов, связанных с паром. Сравним увеличение срабатываемого

теплоперепада двух вариантов и учетом повышение η_t за счет регенеративного подогрева питательной воды, на величину 10% [8].

Результаты и их обсуждение

1. Относительное увеличение теплоперепада:

$$K_{\Delta H} = \frac{\Delta H_B}{\Delta H_A} = \frac{(h_0 - h_{\text{тп}}' + h_{\text{тп}}'' - h_{\text{к}})_B}{(h_0 - h_{\text{тп}}' + h_{\text{тп}}'' - h_{\text{к}})_A} = \frac{3327,575 - 2926,8 + 3540,5 - 2282}{3324,357 - 2926,8 + 3540,5 - 2282} = 1,002. \quad (3)$$

Таким образом, мы получим повышающий коэффициент $K_{\Delta H} = 1,002$, который учитывает некоторый рост энтальпии пара в варианте с установкой нового регулятора впрысков.

$$\text{Тогда } \eta_t^B = \eta_t^A \cdot K_{\Delta H} = 0,4575 \cdot 1,002 = 0,4584. \quad (4)$$

Таким образом, повышение КПД энергоблока составит с учетом всех шести составляющих:

$$\begin{aligned} \Delta \eta_{\text{бл}} &= \eta_{\text{бл}}^B - \eta_{\text{бл}}^A = (\eta_t^B - \eta_t^A) \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{кы}} \cdot \eta_{\text{тп}} = \\ &= (0,4584 - 0,4575) \cdot 0,9 \cdot 0,985 \cdot 0,985 \cdot 0,94 \cdot 0,975 = 0,00072. \end{aligned} \quad (5)$$

2. Уменьшение расхода топлива на энергоблок.

В общем случае удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч электроэнергии определяется:

$$b_{\text{зз}} = \frac{123}{\eta_{\text{бл}}} \text{ г у.т./кВт} \cdot \text{ч}. \quad (6)$$

С учетом регенеративного подогрева питательной воды $\eta_{\text{зб}} = \eta_{\text{бл}} \cdot 1,1$, где 1,1 – коэффициент, учитывающий наличие регенерации. Учетом и коэффициенты $\eta_{oi}, \eta_m, \eta_{\Gamma}, \eta_{\text{кы}}, \eta_{\text{тп}}$:

$$\eta_{\text{зб}}^A = 0,4575 \cdot 1,1 \cdot 0,9 \cdot 0,985 \cdot 0,985 \cdot 0,94 \cdot 0,975 = 0,4027;$$

$$\eta_{\text{зб}}^B = 0,4584 \cdot 1,1 \cdot 0,9 \cdot 0,985 \cdot 0,985 \cdot 0,94 \cdot 0,975 = 0,4035.$$

3. Экономия топлива при выработке 1 кВт·ч электроэнергии:

$$\Delta b_{\text{зз}} = \frac{123}{\eta_{\text{зб}}^A} - \frac{123}{\eta_{\text{зб}}^B} = 0,6056 \text{ г у.т./кВт} \cdot \text{ч} = 0,6056 \cdot 10^{-6} \text{ т у.т./кВт} \cdot \text{ч}. \quad (7)$$

Найдем экономию топлива при работе энергоблока 16 часов в сутки (2/3 суток) при максимальной нагрузке $N_3 = 300$ МВт и постоянном давлении

$$\Delta B_{2/3} = \Delta b_{\text{зз}} \cdot N_3 \cdot 16 = 0,6056 \cdot 10^{-6} \cdot 300 \cdot 10^3 \cdot 16 = 0,6056 \cdot 0,3 \cdot 16 = 2,907 \text{ т у.т.} \quad (8)$$

Учитывая стоимость ($\Pi_{\text{у.т.}}$) 1 т у. т. в ГПО «Белэнерго» в 2021 году, равной 210 долл., получим экономию топлива в денежном выражении:

$$\Delta \mathcal{E}_{2/3} = \Delta B_{2/3} \cdot \Pi_{\text{у.т.}} = 2,907 \text{ т у.т.} \cdot 210 \text{ долл} = 610,47 \text{ долл.} \quad (9)$$

4. При скользящем давлении пара ($p_0 = var$) при частичной нагрузке (в данном случае 120 МВт) энтальпия пара возрастает, тогда как при постоянном давлении энтальпия перед первой ступенью равна энтальпии при номинальной нагрузке. При скользящем давлении температура пара перед первой ступенью поддерживается постоянной. В нашем случае при установке нового регулятора впрысков она равна 541°C .

Рассмотрим версию с установкой новых регуляторов впрыска и сравним вариант работы блока с этими регуляторами при постоянном давлении $p_0 = 23,54$ МПа и $t_0 = 541^\circ\text{C}$ и вариант с переходом на скользящее давление и $t_0 = 541^\circ\text{C} (const)$. В первом случае энтальпия

пара на входе в турбину с учетом 5% потери в клапанах и снижении температуры с 541°C до $536,5202^\circ\text{C}$ при давлении $p_0 = 22,36\text{МПа}$, составит $h_0 = h_0' = 3327,572\text{кДж/кг}$, как уже отмечалось ранее. Таким образом, $h_0 = h_0' = 3327,572\text{кДж/кг}$ и является величиной постоянной.

Во втором случае процессы происходят иначе. При исходных параметрах пара $p_0 = 23,54\text{МПа}$ и $t_0 = 541^\circ\text{C}$ энтальпия пара составляет $h_0 = 3327,572\text{кДж/кг}$. Далее при постоянной температуре $t_0 = 541^\circ\text{C}$ происходит «скольжение» давления в привязке к изотерме, равной 541°C , и при частичной нагрузке (в данном случае $N_3 = 120\text{МВт}$) это давление несколько возрастает, что ведет к росту энтальпии пара на входе в турбину. Определяем этот прирост по h, S -диаграмме при перемещении из точки 0 ($p_0 = 23,54\text{МПа}, t_0 = 541^\circ\text{C}$) в точку 0' ($p_0' = 22,36\text{МПа}, t_0 = 541^\circ\text{C}$). Энтальпия в этой точке составит: $h_0' = 3341,7\text{кДж/кг}$.

5. Прирост энтальпии, а следовательно располагаемого теплоперепада после перехода на скользящее давление составит:

$$\Delta h = h_0' - h_0 = 3341,7 - 3327,572 = 14,128\text{кДж/кг}. \quad (10)$$

Располагаемый теплоперепад при постоянном давлении острого пара был определен ранее и составил $\Delta H_B = 1659,275\text{кДж/кг}$.

Располагаемый теплоперепад при переходе на скользящее давление острого пара возрос и составил $\Delta H_{B(CD)} = 1673,403\text{кДж/кг}$.

Тогда относительное повышение теплоперепада для установки нового регулятора впрысков при сравнении режимов постоянного и скользящего давлений определится как:

$$K_{\Delta H(CD)} = \frac{\Delta H_{B(CD)}}{\Delta H_B} = \frac{1673,403}{1659,275} = 1,0085. \quad (11)$$

6. С учетом повышающего коэффициента КПД энергоблока составит:

$$\eta_{36(CD)}^B = \eta_{36}^B \cdot K_{\Delta H(CD)} = 0,4035 \cdot 1,0085 = 0,4069. \quad (12)$$

Экономия топлива при выработке 1 кВт·ч электроэнергии

$$\Delta b_{36(CD)} = \frac{123}{\eta_{36}^B} - \frac{123}{\eta_{36(CD)}^B} = 2,5471\text{г у.т./кВт} \cdot \text{ч} = 2,5471 \cdot 10^{-6}\text{ т у.т./кВт} \cdot \text{ч}. \quad (13)$$

7. Определим экономию топлива при работе энергоблока 8 часов в сутки (1/3 суток) при минимальной нагрузке $N_3 = 120\text{МВт}$ и скользящем давлении и получим экономию топлива в денежном выражении

$$\Delta \mathcal{E}_{1/3(CD)} = 35,21\text{т у.т.} \cdot 210\text{долл} = 7394,1\text{долл}.$$

По данным ПТО ЛГРЭС наработка котлов энергоблока №2 в 2020 году в среднем составила 7789,2 часов или 324,6 суток.

Примем, что 2/3 в сутки энергоблок работает при максимальной нагрузке и постоянным давлением пара перед турбиной (216,4 суток), 1/3 в сутки – при минимальной нагрузке и переменном давлении пара перед турбиной (108,2 сутки).

В результате годовая экономия условного топлива при постоянном давлении пара перед турбиной составит:

$$\Delta B_{2/3}^{\text{год}} = 2,907 \cdot \frac{16}{24} \cdot 216,4 = 419,4\text{т у.т.},$$

а при переменном давлении –

$$\Delta B_{1/3}^{\text{год}} = 35,21 \cdot \frac{8}{24} \cdot 108,2 = 1269,9\text{т у.т.}$$

При этом годовая экономия условного топлива составит:

$$\Delta B^{\text{год}} = 419,4 + 1269,9 = 1689,3 \text{ т у.т.}$$

При стоимости 1 т у.т. в 210 долл. в денежном выражении годовая экономия будет:

$$\mathcal{E}_1^{\text{год}} = 210 \cdot 1689,3 = 354753 \text{ долл. или } 2,6 \cdot 354753 = 922357,8 \text{ руб. (1 долл. = 2,6 руб.)}$$

Заключение

Вместе с тем по данным [6] уменьшение среднегодовой дисперсии изменения температуры пара приводит по минимальным оценкам к увеличению срока службы металла пароперегревателя на 1,56 года или 13665,8 часов. При этом повышение среднегодового значения температуры пара перед турбиной на 1 °С уменьшает срок службы только на 7200 часов. С учетом этих факторов годовой экономический эффект от модернизации всех впрысков котлов

ТГМП-114 ЛГРЭС в денежном выражении можно рассчитать по формуле:

$$\mathcal{E}_1^{\text{год}} = 922357,8 \text{ руб.} \cdot \frac{7200}{13665,8} = 485956 \text{ руб.}$$

Несмотря на уменьшение суммарного экономического эффекта с учетом дополнительных инвестиций на модернизацию регуляторов впрысков, срок окупаемости последних не будет превышать три года. Это доказывает экономическую целесообразность модернизации штатных САР температуры перегретого пара паровых котлов с внедрением инвариантных регуляторов впрысков.

Список литературы

1. Кулаков, Г. Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования: Спр. пособие / Г. Т. Кулаков. – Мн.: Выш. шк., 1984. – 192 с.
2. Кузьмицкий, И. Ф. Теория автоматического управления: учебник для ВУЗов / И. Ф. Кузьмицкий. – Минск: БГТУ, 2010. – 574 с.
3. Теория автоматического управления: учебно-методическое пособие для студентов специальностей 1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами», 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций», 1-53 01 01 «Автоматизация технологических процессов и производств» / Г. Т. Кулаков [и др.]; под общ. ред. Г. Т. Кулакова. – Минск: БНТУ, 2017. – 133 с.
4. Кулаков, Г. Т. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами: учебное пособие / Г. Т. Кулаков [и др.]; под ред. Г. Т. Кулакова. – Минск: «Вышэйшая школа», - 2017. – 238 с.
5. Кулаков, Г. Т. Структурно-параметрическая оптимизация динамических систем теплоэнергетических процессов ТЭС и АЭС // Доклады БГУИР. 2015. № 2 (88).
6. Кулаков, Г. Т. Исследование влияния качества регулирования температуры перегретого пара на срок службы металла пароперегревателя котлов / Г. Т. Кулаков, М. Л. Горельшева // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ – Энергетика: научно-технический производственный журнал. – 2009. - № 4. – С. 62-69.
7. Трёмбовля, В. И. Теплотехнические испытания котельных установок / В. И. Трёмбовля, Е. Д. Фингер, А. А. Авдеева. – М.: Энергоиздат, 1991. – 416 с.
8. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов по специальности «Тепловые электрические станции». Изд. 2-е. перераб. и доп. – М.: «Энергия», 1976. – 448 с.