

Энергетика

УДК 519.854

ОПТИМИЗАЦИЯ ПОЭТАПНОГО ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

А.А. Бодягина¹, И.А. Данилушкин², С.А. Колпащиков², В.Е. Серенков²

¹ ЗАО «Стратегические Бизнес-Системы»
Россия, 443071, г. Самара, Волжский пр-т, 8

² Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
E-mail: idanilushkin@mail.ru

Рассматривается задача оптимального планирования мероприятий по внедрению автоматизированной измерительной системы технологических параметров с учетом ограничений на финансирование каждого этапа. В результате решения задачи достигается максимальное повышение точности расчета технико-экономических показателей работы оборудования на каждом этапе. Постановка задачи учитывает текущее состояние измерительной системы для расчета технико-экономических показателей, погрешности измерения существующих и вновь устанавливаемых приборов, стоимость внедряемой системы, стоимость обслуживания существующей и внедряемой систем. Приведен пример решения задачи оптимизации поэтапного внедрения автоматизированной измерительной системы для расчета технико-экономических показателей энергоблока.

Ключевые слова: оптимальное планирование, автоматизированная измерительная система, поэтапное внедрение, технико-экономические показатели, энергетический комплекс, энергоблок.

Введение

Перспективным направлением повышения качества управления сложными производственными комплексами является внедрение интеллектуальных систем управления [1]. Подобные системы могут применяться при управлении режимом энергетических комплексов [2–4], при этом входящие в состав комплекса генерирующие станции рассматриваются как многоуровневые объекты управления. Оценка эффективности функционирования электростанций осуществляется с помощью специализированных методик расчета технико-экономических показателей (ТЭП) работы оборудования и станции в целом. Для оперативной оценки

Антонина Александровна Бодягина, ведущий специалист отдела бизнес-приложений.

Иван Александрович Данилушкин (к.т.н.), доцент кафедры «Автоматика и управление в технических системах».

Сергей Александрович Колпащиков (к.т.н.), доцент кафедры «Автоматика и управление в технических системах».

Виктор Евгеньевич Серенков (к.т.н.), доцент кафедры «Управление и системный анализ в теплоэнергетике».

показателей на станциях осуществляется внедрение автоматизированных систем расчета ТЭП. Алгоритмы расчета ТЭП требуют больших вычислительных затрат, поэтому на первом этапе автоматизации расчета осуществляется приобретение и адаптация специализированных программных пакетов расчета. В то же время точность получаемых результатов и периодичность их обновления зависят главным образом от состояния информационно-измерительной системы станции: класса точности датчиков и периодичности сбора информации. Поэтому обязательным этапом внедрения систем автоматического расчета ТЭП должна быть модернизация автоматической измерительной системы технологических параметров (АИС ТП), использующихся для расчета ТЭП.

Идеальным решением задачи модернизации АИС ТП является ввод в эксплуатацию всего программно-технического комплекса системы одним этапом. Однако такой подход чаще всего сталкивается с финансовыми ограничениями. В статье предлагается подход к решению задачи оптимального распределения финансирования при поэтапном внедрении АИС ТП. В качестве критерия оптимизации используется критерий максимального повышения точности расчета ТЭП на каждом этапе.

Состояние измерительных систем тепловых электростанций

Для большинства электростанций типична следующая ситуация [5]:

- часть технологических параметров измеряется автоматически. Это параметры, измеряемые автоматическими системами коммерческого и технического учета электрической и тепловой энергии, а также параметры, использующиеся в автоматических системах управления режимами работы оборудования. При этом разнородность используемых автоматических измерительных систем иногда не позволяет организовать автоматическое формирование единой базы данных значений технологических параметров, из-за чего усредненные значения технологических параметров формируются отдельными системами, а затем в печатном виде передаются в планово-технический отдел для ручного внесения в программу расчета ТЭП;

- часть измерительной информации формируется в процессе обработки данных диаграммных лент вторичных приборов. В зависимости от уровня автоматизации планово-технического отдела диаграммы обрабатываются вручную или с помощью автоматизированных систем на базе дигитайзеров;

- оставшиеся параметры оцениваются по мгновенным значениям из сменных и суточных ведомостей, заполняемых вручную персоналом станции с периодичностью один раз в два или четыре часа.

При внедрении АИС ТП необходимо выполнение следующих этапов:

- создание системы автоматического сбора измерительной информации на базе средств промышленной автоматизации (контроллеры, SCADA-система) для непрерывного измерения технологических параметров, необходимых для расчета ТЭП;

- установка датчиков технологических параметров, измерение которых не осуществляется, и подключение их к системе автоматического сбора измерительной информации;

- замена показывающих приборов на датчики с унифицированным выходом и подключение их к системе автоматического сбора;

- замена регистрирующих приборов на датчики с унифицированным выходом и подключение их к системе автоматического сбора;

– замена морально устаревших датчиков, а также датчиков с низким классом точности, сбор измерительной информации от которых уже автоматизирован.

Оценка точности расчета ТЭП

Точность расчета ТЭП на любом этапе существования АИС ТП может быть оценена исходя из класса точности датчика технологического параметра с учетом его вклада в рассчитываемый параметр [6].

В общем виде расчет любого параметра может быть представлен как функциональная зависимость

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (1)$$

где n – количество измеряемых параметров, участвующих в расчете параметра y .

Поведение рассчитываемого параметра исходя из представления (1) может быть линеаризовано путем разложения в ряд Тейлора в окрестности точки $(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0)$ с отбрасыванием членов ряда со степенями выше первой:

$$y = f(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \frac{\partial f(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0)}{\partial x_1} (x_1 - x_1^0) + \\ + \frac{\partial f(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0)}{\partial x_2} (x_2 - x_2^0) + \dots + \frac{\partial f(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0)}{\partial x_n} (x_n - x_n^0). \quad (2)$$

Разность $\Delta_i^M = (x_i - x_i^0)$, $i \in \{1, 2, \dots, n\}$ – величина абсолютной погрешности измерения i -того параметра x_i . Значение частной производной в точке $(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0)$ по каждому из параметров x_i выступает в роли весового коэффициента, который определяет вклад измеряемого параметра x_i в расчетный параметр y .

Поскольку при расчете ТЭП используются усредненные значения параметров [7], то помимо абсолютной погрешности измерения Δ_i^M на точность расчета влияет периодичность измерения. Погрешность Δ_i^T , возникающая из-за периодичности измерения, может быть оценена лишь статистически. Она возрастает при расчете ТЭП в переходных режимах, соответствующих смене производительности оборудования, и уменьшается для стационарных режимов работы оборудования. В наихудших ситуациях погрешность периодичности измерения Δ_i^T превышает абсолютную погрешность Δ_i^M , определяемую классом точности датчиков.

Погрешность расчета ТЭП может быть вычислена как

$$A = \sum_{i=1}^N w_i \cdot \Delta_i, \quad (3)$$

где w_i – суммарный весовой коэффициент i -того измеряемого параметра, определяющий его вклад в значения расчетных параметров; Δ_i – суммарная погрешность измерения параметра, $\Delta_i = \Delta_i^M + \Delta_i^T$; N – общее количество измеряемых параметров системы.

Постановка задачи повышения точности расчета ТЭП

Задача максимального повышения точности расчета ТЭП при очередном этапе внедрения АИС ТП может быть сформулирована следующим образом [6]: необходимо добиться минимальной погрешности расчета ТЭП с учетом ограничений на стоимость этапа внедрения. Другими словами, из всех датчиков, подлежащих замене, необходимо выбрать те, которые обеспечат максимальное повышение точности расчета, и при этом суммарная стоимость этапа внедрения не будет превышать выделенных средств.

Стоимость модернизации одного измерительного канала складывается из стоимости датчика и работ по его установке, C_i , а также стоимости обслуживания нового датчика, C_i^{new} . При этом высвобождаются средства C_i^{old} , затрачиваемые на обслуживание старого датчика. Суммарная погрешность измерения параметра до и после модернизации будет обозначаться соответственно Δ_i^{old} и Δ_i^{new} . Принципиальная возможность модернизации i -того измерительного канала на этапе внедрения определяется значением параметра $E_i \in \{0, 1\}$, решение о модернизации измерительного канала на данном этапе определяется значением варьируемого параметра $M_i \in \{0, 1\}$. Если принять, что на очередном этапе внедрения выделяется некоторая сумма S на его проведение, то задача оптимизации может быть записана следующим образом:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N w_i \cdot \Delta_i^{old} \cdot (1 - E_i M_i) + \sum_{i=1}^N w_i \cdot \Delta_i^{new} \cdot E_i M_i \rightarrow \min_{M_i}, \\ \sum_{i=1}^N (C_i + C_i^{new} - C_i^{old}) \cdot E_i M_i \leq S, \\ M_i \in \{0, 1\}, \quad i = \overline{1, N}. \end{cases} \quad (4)$$

В результате решения задачи целочисленного программирования (4) формируется список измерительных каналов, автоматизация которых наиболее эффективна с точки зрения повышения точности расчета ТЭП на данном этапе при ограниченных средствах, выделенных на внедрение АИС ТП.

Таким образом, при подготовке к проведению очередного этапа внедрения:

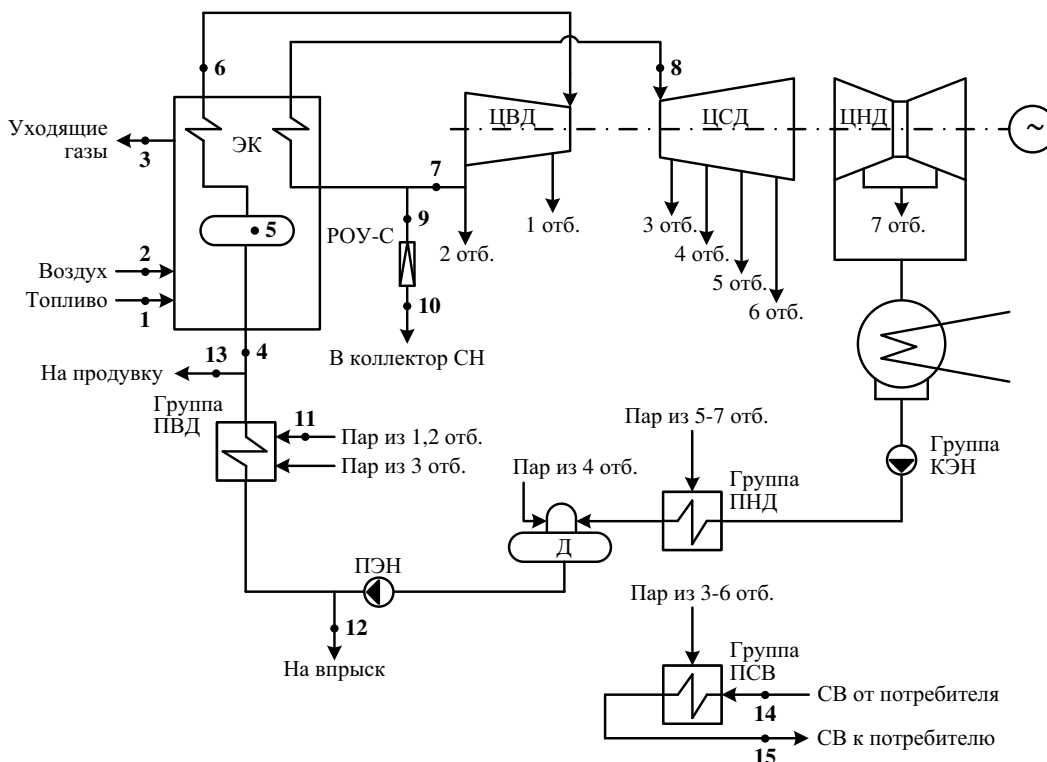
- 1) определяется текущая суммарная погрешность измерения для каждого параметра Δ_i^{old} ;
- 2) определяется возможность проведения модернизации для каждого измерительного канала и стоимость ее проведения E_i , C_i , C_i^{new} , C_i^{old} ;
- 3) определяется суммарная погрешность для каждого измеряемого параметра после замены датчика Δ_i^{new} ;
- 4) выполняется решение задачи (4).

При необходимости в уравнение ограничений (4) могут быть введены дополнительные слагаемые. Например, на первом этапе – затраты на создание системы автоматического сбора измерительной информации; на последующих этапах – затраты на расширение системы автоматического сбора: приобретение и монтаж дополнительных модулей ввода измерительных сигналов и т. п. Кроме того, постановка задачи может быть расширена для учета нескольких возможных

вариантов модернизации по каждому измерительному каналу – использование датчиков разной стоимости и разного класса точности. Еще один путь развития постановки задачи – модификация целевой функции таким образом, чтобы обеспечить максимальное повышение скорости обновления измерительной информации на каждом этапе внедрения АИС ТП [8].

Пример оптимизации поэтапного внедрения АИС ТП

В качестве примера рассматривается задача планирования поэтапного внедрения АИС ТП энергетического блока, состоящего из энергетического котла ТГМЕ-206 и турбоагрегата К-210-130 ЛМЗ. Бойлерная группа энергоблока состоит из двух подогревателей сетевой воды ПСВ-125-7-15 и двух подогревателей ПСВ-200-7-15, обогреваемых паром нерегулируемых отборов турбоагрегатов. Принципиальная схема энергоблока представлена на рисунке. Питательная вода (ПВ) подается питательными электронасосами (ПЭН) через группу подогревателей высокого давления (ПВД) на вход энергетического котла (ЭК). Острый пар (ОП) с выхода котла по двум паропроводам подаются на вход цилиндра высокого давления (ЦВД) турбины. С выхода ЦВД пар по двум ниткам возвращается в котел для промежуточного перегрева (ПП), а затем поступает на вход цилиндра среднего давления (ЦСД) турбины. Далее пар поступает в цилиндр низкого давления (ЦНД) и на конденсатор. Конденсированный пар прокачивается конденсационными электронасосами (КЭН) через подогреватели низкого давления (ПНД) и поступает на деаэратор (Д), откуда – на вход ПЭН. Часть пара после ЦВД поступает на редукционно-охладительную установку собственных нужд (РОУ-С). Сетевая вода (СВ) теплосети станции подогревается за счет прохождения через подогреватели сетевой воды (ПСВ).



Принципиальная тепловая схема энергетического блока

Перечень параметров, используемых для расчета ТЭП энергоблока, приведен в табл. 1. Номер точки соответствует точке установки датчика на тепловой схеме энергетического блока. В качестве номинальных значений приведены среднесуточные значения параметров работы энергоблока в установившемся режиме.

Таблица 1

Перечень измеряемых параметров для расчета технико-экономических показателей энергоблока

№ точки	Обозначение параметра	Номинальное значение	Описание параметра
1	B	55	Расход топлива, ТУТ/час
2	t_{XB}	15	Температура холодного воздуха, °С
3	$t_{YГ}$	127	Температура уходящих газов, °С
3	O_2	1	Содержание кислорода в режимном сечении, %
4	$G_{ПВ}$	377	Расход питательной воды через ПВД, т/час
4	$t_{ПВ}$	230	Температура питательной воды, °С
4	$P_{ПВ}$	180	Давление питательной воды, кгс/см ²
5	P_B	158	Давление пара в барабане котла, кгс/см ²
6	$G_{ОП}$	437	Расход острого пара на ЦВД турбогенератора блока, т/час
6	$t_{ОП}$	545	Температура острого пара, °С
6	$P_{ОП}$	140	Давление острого пара, кгс/см ²
7	$t_{ЦВД}$	327	Температура пара на выходе из ЦВД, °С
7	$P_{ЦВД}$	26,5	Давление пара на выходе из ЦВД, кгс/см ²
8	$t_{ЦСД}$	545	Температура пара на входе в ЦСД, °С
8	$P_{ЦСД}$	24,5	Давление пара на входе в ЦСД, кгс/см ²
9	G_{CH}	30	Расход пара на РОУ-С, т/час
10	t_{CH}	280	Температура пара после РОУ-С, °С
10	P_{CH}	13	Давление пара после РОУ-С, кгс/см ²
11	$G_{ПВД}$	76	Расход пара на группу ПВД из 1, 2 отборов, т/час
12	$G_{впр}$	60	Расход питательной воды на впрыск, т/час
12	$t_{впр}$	160	Температура питательной воды на впрыск, °С
12	$P_{впр}$	180	Давление питательной воды на впрыск, кгс/см ²
13	$G_{нпр}$	4	Расход питательной воды на непрерывную продувку, т/час
14	$t_{обр}$	54	Температура обратной сетевой воды, °С
15	G_{CB}	520	Расход сетевой воды через ПСВ, т/час
15	$t_{нр}$	87	Температура прямой сетевой воды, °С
отс.	$t_{исх}$	10	Температура исходной воды, °С

Расчет фактических ТЭП энергетического блока определяется следующими выражениями [7].

1. Удельный расход тепла на выработку электроэнергии турбоагрегатом энергоблока $q_{\mathcal{E}}$ рассчитывается по формуле

$$q_{\mathcal{E}} = \frac{Q_{\mathcal{E}} \cdot 10^3}{N}, \frac{\text{ккал}}{\text{кВт/час}}, \quad (5)$$

где N – средняя мощность турбоагрегата за расчетный период, МВт (технический учет); $Q_{\mathcal{E}}$ – расход тепла на выработку электроэнергии турбоагрегата энергоблока, Гкал/час, определяется следующим образом:

$$Q_{\mathcal{E}} = (G_{\text{ОП}} H_{\text{ОП}} + G_{\text{ПП}} (H_{\text{ЦСД}} - H_{\text{ЦВД}}) + G_{\text{впр}} (H_{\text{ЦСД}} - H_{\text{впр}}) - G_{\text{ПВ}} H_{\text{ПВ}}) \cdot 10^{-3} - Q_T^{\text{омб}}. \quad (6)$$

В (6) и далее символом H обозначена энтальпия пара или воды в соответствующей точке измерения, ккал/кг. Она рассчитывается как функция двух параметров – температуры и давления пара или воды. $G_{\text{ПП}}$ – расход пара после промежуточного перегрева, т/час; $Q_T^{\text{омб}}$ – отпуск тепла из отборов турбогенератора, Гкал/час.

Расход пара $G_{\text{ПП}}$ рассчитывается по формуле

$$G_{\text{ПП}} = G_{\text{ОП}} - G_{\text{СН}} - G_{\text{ПВД}}. \quad (7)$$

Отпуск тепла с горячей водой $Q_T^{\text{омб}}$ определяется как сумма отпуска тепла подогревателями сетевой воды и редуционно-охладительной установкой собственных нужд:

$$Q_T^{\text{омб}} = G_{\text{СВ}} (t_{\text{нр}} - t_{\text{обр}}) \cdot 10^{-3} + G_{\text{СН}} (H_{\text{СН}} - t_{\text{исх}}) \cdot 10^{-3}. \quad (8)$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетического котла на производство рассчитывается как

$$K_{\mathcal{E}} = \frac{Q_{\mathcal{E}} + Q_T^{\text{СН}} + \Delta Q_{\mathcal{E}}}{Q_{\mathcal{E}} + Q_T^{\text{СН}} + \Delta Q_{\mathcal{E}} + Q^{\text{омп}}}, \quad (9)$$

где $Q_T^{\text{СН}}$ – расход тепла на собственные нужды (СН) турбогенератора, Гкал/час (расчетный параметр); $\Delta Q_{\mathcal{E}}$ – увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов, Гкал/час (расчетный параметр); $Q^{\text{омп}}$ – отпуск тепла горячей водой внешним потребителям отработанным паром блока, Гкал/час, рассчитывается пропорционально вкладу всех энергоблоков в суммарный отпуск тепла станцией. Для иллюстрации расчета принято, что $Q^{\text{омп}} = 420$ Гкал/час.

2. Расход топлива на отпуск электроэнергии энергоблоком определяется следующим образом:

$$B_{\mathcal{E}} = K_{\mathcal{E}} \cdot B \cdot \frac{\mathcal{E}^{\text{омн}}}{\mathcal{E} - \mathcal{E}^{\text{СН}}}, \quad (10)$$

где $\mathcal{E}$ – выработка электроэнергии энергоблоком, тыс. кВт/час (технический учет); $\mathcal{E}^{\text{омн}}$ – отпуск электроэнергии энергоблоком, тыс. кВт/час (коммерческий учет); $\mathcal{E}^{\text{СН}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды энергоблока на выработку электроэнергии, тыс. кВт/час, рассчитывается как сумма расходов элек-

троэнергии на собственные нужды энергетического котла $\mathcal{E}_K^{CH}$ (технический учет) с учетом весового коэффициента $K_{\mathcal{E}}$ и на собственные нужды турбогенератора $\mathcal{E}_T^{CH}$ (технический учет):

$$\mathcal{E}^{CH} = \mathcal{E}_K^{CH} \cdot K_{\mathcal{E}} + \mathcal{E}_T^{CH}. \quad (11)$$

3. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии энергоблоком:

$$b_{\mathcal{E}} = \frac{B_{\mathcal{E}} \cdot 10^3}{\mathcal{E}^{omn}}. \quad (12)$$

4. Расход топлива на отпуск тепла энергоблоком:

$$B_Q = B - B_{\mathcal{E}}. \quad (13)$$

5. Удельный расход топлива на отпуск тепла энергоблоком:

$$b_Q = \frac{B_Q \cdot 10^3}{Q^{omr}}. \quad (14)$$

Выработка тепла энергетическим котлом определяется по формуле

$$Q_K = (G_{OP}(H_{OP} - H_{ПВ}) + G_{ПП}(H_{ЦСД} - H_{ЦВД}) + G_{нпр}(H_B - H_{ПВ}) + G_{впр}(H_{ЦСД} - H_{впр})) \cdot 10^{-3}. \quad (15)$$

6. КПД брутто по прямому балансу

$$\eta_{бр}^{пр} = \frac{Q_K \cdot 100}{B \cdot 7}, \quad (16)$$

где 7 – теплотворная способность условного топлива.

7. КПД брутто по обратному балансу

$$\eta_{бр}^{обр} = 100 - q_2 - q_5 - q_6, \quad (17)$$

где q_2 – потери с уходящими газами; q_5 – потери от химического недожога; q_6 – потери от наружного охлаждения.

Параметры q_5 , q_6 являются расчетными и определяются по результатам периодических химических анализов, не подлежащих автоматизации. Параметр q_2 определяется как

$$q_2 = (K \cdot \alpha_{yT} + C) \left(t_{yT} - \frac{\alpha_{yT}}{\alpha_{yT} + b} t_{XB} \right) (0,9805 + 0,00013 \cdot t_{yT}) \cdot 10^{-2}, \quad (18)$$

где $K = 3,5$; $C = 0,6$; $b = 0,18$, значения коэффициентов K , C , b приведены для режима работы котла на газе; α_{yT} – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах,

$$\alpha_{yT} = \alpha_{PC} + \Delta_{прис}, \quad (19)$$

где α_{PC} – коэффициент избытка воздуха в режимном сечении; $\Delta_{прис}$ – коэффициент присоса воздуха на участке от режимного сечения до дымососов, определяется расчетным путем,

$$\alpha_{PC} = \frac{21}{21 - O_2}. \quad (20)$$

Исходное состояние автоматизированной системы измерения и регистрации технологических параметров энергоблока: все параметры, приведенные в табл. 1, измеряются с помощью автоматических регистраторов.

В табл. 2 приведены типы первичных и вторичных приборов, диапазоны измерения параметров, класс точности измерительных приборов. В колонке «Количество датчиков» указано, сколько датчиков используется для измерения параметра. Два датчика используется в случае, когда пар или другая среда транспортируется по двух ниткам. Этот коэффициент учитывается и при оценке весового коэффициента каждого из параметров: для температур и давлений весовой коэффициент делился на количество датчиков. Абсолютная погрешность для каждого датчика рассчитана исходя из класса точности прибора и диапазона измерения параметра.

Весовые коэффициенты рассчитывались согласно (2) путем дифференцирования по каждому из исходных параметров выражений (6)–(20). В случае, когда исходный параметр входил в несколько несвязанных выражений, в качестве весового коэффициента выбирался максимальный. Погрешность Δ_i^T , вносимая за счет периодичности сбора информации, для всех параметров принята равной нулю. Это можно сделать в данном случае, поскольку все параметры измеряются однотипно. Для параметра «Расход топлива» при расчете весового коэффициента сразу был учтен коэффициент перевода объемного газа в ТУТ. Вычисление весовых коэффициентов по температуре и давлению в тех выражениях, где они используются для расчета энтальпии, выполнялось по правилу дифференцирования сложной функции

$$\frac{dF(u(x))}{dx} = \frac{dF}{du} \cdot \frac{du}{dx}. \quad (21)$$

Результаты дифференцирования функции энтальпии приведены в табл. 3.

Таблица 2

Характеристики датчиков существующей системы

Параметр	Датчик	Диапазон	Класс точности	Количество датчиков	Абсолютная погрешность Δ_i^{old}	Весовой коэффициент w_i
B	ДМ/КСД2	0...63 тыс.м ³ /час	1,5	1	0,945 тыс.м ³ /час	1,643
t_{XB}	ТСП/КПМ1	-50...100 °С	0,5	2	0,5 °С	0,022
$t_{УГ}$	ТСП/КСМ2	0...300 °С	0,5	1	1,5 °С	0,037
O_2	МН/КСМ2	0...5 %	1,5	2	0,075 %	0,027
$G_{ПВ}$	ДМ/КСД2	0...800 т/час	1,5	1	12 т/час	0,237
$t_{ПВ}$	ТСП/КСМ2	0...300 °С	0,5	1	1,5 °С	0,481
$P_{ПВ}$	МЭД/КСД2	0...250 кгс/см ²	1,5	1	3,75 кгс/см ²	0,004
P_B	МЭД/КСД2	0...250 кгс/см ²	1,5	1	3,75 кгс/см ²	0,004
$G_{ОП}$	ДМ/КСД2	0...400 т/ч	1,5	2	6 т/час	0,942
$t_{ОП}$	ТП ХА/КСП2	0...600 °С	0,5	2	3 °С	0,071

Параметр	Датчик	Диапазон	Класс точности	Количество датчиков	Абсолютная погрешность Δ_i^{old}	Весовой коэффициент w_i
P_{OP}	МЭД/КСД2	0...250 кгс/см ²	1,5	2	3,75 кгс/см ²	0,057
$t_{ЦВД}$	ТП ХА/КСП2	0...600 °С	0,5	2	3 °С	0,095
$P_{ЦВД}$	МЭД/КСД2	0...25 кгс/см ²	1,5	2	0,375 кгс/см ²	0,096
$t_{ЦСД}$	ТП ХА/КСП2	0...600 °С	0,5	2	3 °С	0,104
$P_{ЦСД}$	МЭД/КСД2	0...25 кгс/см ²	1,5	2	0,375 кгс/см ²	0,043
G_{CH}	ДМ/КСД2	0...40 т/час	1,0	1	0,4 т/час	0,825
t_{CH}	ТП ХА/КПП1	0...400 °С	0,5	1	2 °С	0,016
P_{CH}	МЭД/КСД2	0...16 кгс/см ²	1,0	1	0,16 кгс/см ²	0,025
$G_{ПВД}$	ДМ/КСД2	0...100 т/час	1,5	1	1,5 т/час	0,119
$G_{впр}$	ДМ/КСД1	0...80 т/час	1,5	1	1,2 т/час	0,687
$t_{впр}$	ТСП/КСМ2	0...300 °С	0,5	1	1,5 °С	0,062
$P_{впр}$	МЭД/КСД2	0...250 кгс/см ²	1,5	1	3,75 кгс/см ²	0,001
$G_{инр}$	ДМ/КСД2	0...6,3 т/час	1,5	1	0,095 т/час	0,389
$t_{обр}$	ТСП/КПП1	-50...100 °С	0,5	1	0,5 °С	0,520
G_{CB}	ДМ/КСД2	0...630 т/час	1,5	1	9,45 т/час	0,033
t_{np}	ТСП/КПП1	-50...100 °С	0,5	1	0,5 °С	0,520
$t_{исх}$	ТСП/КПП1	-50...100 °С	0,5	1	0,5 °С	0,030

Таблица 3

Значения производных энтальпии в точках контроля

№ точки	Обозначение параметра	Значение	$\frac{\partial H}{\partial t}$	$\frac{\partial H}{\partial P}$
4	$H_{ПВ}$	237,4	1,09	0,01
5	H_B	622,1	0	-1
6	H_{OP}	823,1	0,62	-0,26
7	$H_{ЦВД}$	732,2	0,57	-0,58
8	$H_{ЦСД}$	851,1	0,53	-0,22
10	H_{CH}	715,6	0,52	-0,78
12	$H_{впр}$	163,8	1,03	0,02

В табл. 4 приведены характеристики датчиков, выбранных для модернизации системы. Все датчики имеют унифицированный токовый выход и могут использоваться для подключения к современной АИИС ТП. Цены датчиков указаны ориентировочные, стоимость монтажных работ в представленном расчете не учитывалась. Стоимость работ по обслуживанию датчиков существующей и модернизируемой системы принята неизменной до и после модернизации.

Таблица 4

Характеристики датчиков для модернизации системы

Пара-метр	Датчик	Диапазон	Основная приведенная погрешность	Абсолютная погрешность Δ_i^{new}	Цена датчика, тыс. руб.
B	Сапфир-22Р-ДД	0...63 тыс.м ³ /час	0,25	0,158 тыс. м ³ /час	47,5
t_{XB}	ТСМУ Метран-274	-50...100 °С	0,25	0,375 °С	2,3
t_{Yr}	ТСПУ Метран-276	0...300 °С	0,25	0,75 °С	3,1
O_2	ENDA-5000	0...5 %	1,0	0,05 %	120
$G_{ПВ}$	Сапфир-22Р-ДД	0...800 т/час	0,25	2 т/час	47,5
$t_{ПВ}$	ТСПУ Метран-276	0...300 °С	0,25	0,75 °С	3,1
$P_{ПВ}$	Метран-150TG5	16...250 кгс/см ²	0,2	0,468 кгс/см ²	35,7
P_B	Метран-150TG5	16...250 кгс/см ²	0,2	0,468 кгс/см ²	35,7
$G_{ОП}$	Сапфир-22Р-ДД	0...400 т/час	0,25	1 т/час	47,5
$t_{ОП}$	ТХАУ Метран-271	0...600 °С	0,5	3 °С	4,2
$P_{ОП}$	Метран-150TG5	16...250 кгс/см ²	0,2	0,468 кгс/см ²	35,7
$t_{ЦВД}$	ТХАУ Метран-271	0...600 °С	0,5	3 °С	4,2
$P_{ЦВД}$	Метран-150TG4	5...25 кгс/см ²	0,075	0,015 кгс/см ²	29,3
$t_{ЦСД}$	ТХАУ Метран-271	0...600 °С	0,5	3 °С	4,2
$P_{ЦСД}$	Метран-150TG4	5...25 кгс/см ²	0,075	0,015 кгс/см ²	29,3
$G_{СН}$	Сапфир-22Р-ДД	0...40 т/час	0,25	0,1 т/час	47,5
$t_{СН}$	ТСПУ Метран-276	0...400 °С	0,25	1 °С	3,1
$P_{СН}$	Метран-150TG4	5...16 кгс/см ²	0,075	0,008 кгс/см ²	29,3
$G_{ПВД}$	Сапфир-22Р-ДД	0...100 т/час	0,25	0,25 т/час	47,5
$G_{впр}$	Сапфир-22Р-ДД	0...80 т/час	0,25	0,2 т/час	47,5
$t_{впр}$	ТСПУ Метран-276	0...300 °С	0,25	0,75 °С	3,1
$P_{впр}$	Метран-150TG5	16...250 кгс/см ²	0,2	0,468 кгс/см ²	35,7
$G_{нпр}$	Сапфир-22Р-ДД	0...6,3 т/час	0,25	0,016 т/час	47,5
$t_{обр}$	ТСМУ Метран-274	-50...100 °С	0,25	0,375 °С	2,3
$G_{СВ}$	Сапфир-22Р-ДД	0...630 т/час	0,25	1,575 т/час	47,5
$t_{нр}$	ТСМУ Метран-274	-50...100 °С	0,25	0,375 °С	2,3
$t_{исх}$	ТСМУ Метран-274	-50...100 °С	0,25	0,375 °С	2,3

Результаты решения задачи целочисленного программирования (4) представлены в табл. 5. Расчет проводился исходя из условий, что на первом этапе выделено 350 тыс. рублей (потрачено 349,5 тыс. рублей); на втором этапе выделено 400 тыс. рублей (потрачено 399,6 тыс. рублей). На третьем этапе задача уже не решалась: было принято решение заменить оставшиеся датчики (потрачено 292,5 тыс. рублей).

Таблица 5

**Этапы модернизации автоматизированной измерительной
системы технологических параметров**

Параметр	Описание параметра	№ этапа
B	Расход топлива, ТУТ/час	1
$t_{УГ}$	Температура уходящих газов, °С	1
$G_{ПВ}$	Расход питательной воды через ПВД, т/час	1
$t_{ПВ}$	Температура питательной воды, °С	1
$G_{ОП}$	Расход острого пара на ЦВД турбогенератора блока, т/час	1
$G_{СН}$	Расход пара на РОУ-С, т/час	1
$t_{СН}$	Температура пара после РОУ-С, °С	1
$G_{впр}$	Расход питательной воды на впрыск, т/час	1
$t_{впр}$	Температура питательной воды на впрыск, °С	1
$t_{обр}$	Температура обратной сетевой воды, °С	1
$G_{СВ}$	Расход сетевой воды через ПСВ, т/час	1
$t_{пр}$	Температура прямой сетевой воды, °С	1
$t_{ХВ}$	Температура холодного воздуха, °С	2
$P_{ПВ}$	Давление питательной воды, кгс/см ²	2
P_B	Давление пара в барабане котла, кгс/см ²	2
$t_{ОП}$	Температура острого пара, °С	2
$P_{ОП}$	Давление острого пара, кгс/см ²	2
$P_{ЦВД}$	Давление пара на выходе из ЦВД, кгс/см ²	2
$P_{ЦСД}$	Давление пара на входе в ЦСД, кгс/см ²	2
$P_{СН}$	Давление пара после РОУ-С, кгс/см ²	2
$G_{ПВД}$	Расход пара на группу ПВД из 1, 2 отборов, т/час	2
$G_{нпр}$	Расход питательной воды на непрерывную продувку, т/час	2
$t_{исх}$	Температура исходной воды, °С	2
O_2	Содержание кислорода в режимном сечении, %	3
$t_{ЦВД}$	Температура пара на выходе из ЦВД, °С	3
$t_{ЦСД}$	Температура пара на входе в ЦСД, °С	3
$P_{впр}$	Давление питательной воды на впрыск, кгс/см ²	3

Заключение

Предлагаемая методика может использоваться как при поэтапном внедрении АИС ТП, так и при решении более широкого класса проблем внедрения и модернизации программно-технических комплексов, направленных на решение сложных вычислительных задач в режиме реального времени и предусматривающих возможность поэтапного перехода на новые программно-аппаратные средства реализации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Интеллектуальные системы автоматического управления / Под ред. И.М. Макарова,

- В.М. Лохина. – М.: Физматлит, 2001. – 576 с.
2. Ядыкин И.Б. Адаптивное интеллектуальное управление режимами крупных энергообъединений ЕС и России // Управление в технических системах: Мат. конф. (UTC-2010). – СПб.: Концерн «ЦНИИ «Электроприбор», 2010. – С. 108-119.
 3. Охтилев М.Ю., Соколов Б.В. Теоретические и прикладные проблемы разработки и применения автоматизированных систем мониторинга состояния сложных технических объектов // Труды СПИИРАН. Вып. 1, том 1. – СПб: СПИИРАН, 2002. – С. 167-180.
 4. Петров Ю.А., Шлимович Е.Л., Ирюпин Ю.В. и др. Комплексная автоматизация управления предприятием. – М.: Финансы и статистика, 2001.
 5. Бодягина А.А. Решение задач автоматизации обработки и анализа технико-экономических показателей работы оборудования электростанций // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. – 2010. – № 7(28). – С. 118-122.
 6. Бодягина А.А., Данилушкин И.А., Колпашиков С.А., Серенков В.Е. Оптимальное планирование внедрения и модернизации автоматизированных измерительных систем в энергетических комплексах // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2013): Мат. VII Междунар. конф. 30 сент. – 2 окт. 2013 г., Москва: в 2 т. / Ин-т проблем упр. им. В.А. Трапезникова Рос. акад. наук; под общ. ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. – Т. 1. Пленарные доклады, секции 1-3. – М.: ИПУ РАН, 2013. – С. 161-163.
 7. РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. – М.: Служба передового опыта ОРГРЭС, 1995.
 8. Бодягина А.А., Данилушкин И.А. Моделирование процесса сбора информации для расчета технико-экономических показателей генерирующих станций // Математическое моделирование и краевые задачи: Тр. VIII Всеросс. науч. конф. с междунар. участием. Ч. 2: Моделирование и оптимизация динамических систем и систем с распределенными параметрами. Информационные технологии в математическом моделировании. – Самара: СамГТУ, 2011. – С. 29-31.

Статья поступила в редакцию 14 марта 2014 г.

OPTIMIZATION OF THE PHASED INTRODUCTION OF AUTOMATIC MEASURING SYSTEMS

A.A. Bodyagina¹, I.A. Danilushkin², S.A. Kolpaschikov², V.E. Serenkov²

¹ Strategic Business Systems
8, Volgskiy pr., Samara, 443071, Russian Federation

² Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

The problem of optimal planning for introduction of the automatic measuring system of technological parameters taking into account restrictions on funding of each phase is discussed. As a result of solving the problem it is achieved the maximum accuracy of the calculation of technical and economic indicators of equipment at each stage. The setting of the problem takes into account the current state of the measuring system for the calculation of technical and economic indicators, the measurement error of existing and newly installed devices, the cost of the introduced system, the cost of maintenance of the existing system and the new system. An example is given of solving the problem of optimizing for the phased introduction of the automatic measuring system for the calculation of technical and economic indicators of power-generating unit.

Keywords: *optimal planning, automatic measuring system, phased introduction, technical and economic indicators, energy economy, power-generating unit*

*Antonina A. Bodyagina, Senior Specialist.
Ivan A. Danilushkin (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.
Sergey A. Kolpaschikov (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.
Viktor E. Serenkov (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.*