

Фролова Елена Михайловна, Фролов Алексей Александрович
(Самарский государственный технический университет)
Frolova Elena Mikhailovna¹, Frolov Alexey Aleksandrovich² (Samara State
Technical University)

Научный руководитель
Котова Евгения Валериевна (Самарский государственный технический
университет)
Kotova Evgeniya Valerievna (Samara State Technical University)

ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ И МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ (ПГУ)

Аннотация

В данной статье рассмотрены обеспечение надежной и безаварийной работы парогазовой установки (ПГУ) путем разработки и верификации системы автоматики безопасности на основе инженерных расчетов и имитационного моделирования.

Ключевые слова

ПГУ, инженерный расчет, надежность, аварийные остановки.

Annotation

This article discusses ensuring reliable and accident-free operation of a combined-cycle gas turbine (CCGT) by developing and verifying a safety automation system based on engineering calculations and simulation modeling.

Keywords

PGU, engineering calculations, reliability, and emergency shutdowns

Технологические параметры котельного оборудования и тепловой схемы ПГУ как база данных информационной системы

Для построения распределенной информационной системы контроля аварий и предиктивного мониторинга Центральной отопительной котельной

Самарского филиала ПАО «Т+» необходимо формализовать технологический объект как упорядоченную структуру данных. В рамках технического перевооружения теплотехническая схема трансформируется в единый контур утилизации тепла, состоящий из сопряженных блоков газовой турбины, проектируемого котла-утилизатора и паротурбинной установки. С позиций автоматизации верхнего уровня каждый элемент этой схемы рассматривается как виртуальный объект контроля, непрерывно поставляющий векторы телеметрии в базу данных временных рядов (Time-Series).

Основными узлами интеграции измерительных каналов КИПиА и алгоритмов предиктивного анализа определены следующие проектируемые агрегаты:

1. Котел-утилизатор КУП-110. Данный агрегат отечественной постройки обладает номинальной паропроизводительностью 110 тонн в час. Конструктивная особенность заключается в генерации перегретого пара двух давлений: высокого давления 9 МПа и низкого давления 0,7 МПа. Котлы-утилизаторы технологически изолированы друг от друга, и к каждому из них подводится высокотемпературный поток уходящих газов от выхлопного патрубка индивидуальной газовой турбины General Electric типа PG6111FA.

2. Котел-утилизатор КУП-110 отечественной постройки паропроизводительностью 110 т/ч с генерацией перегретого пара высокого давления – 9 МПа и низкого давления – 0,7 МПа. Котлы-утилизаторы не взаимосвязаны между собой. К каждому котлу подводится газ от выхлопного патрубка одной газовой турбине.

В информационной системе котел-утилизатор КУП-110 параметризуется как многомерный динамический объект. Поверхности нагрева - пароперегреватель высокого давления (ППВД), испаритель высокого давления (ИВД), экономайзер высокого давления (ЭКВД), а также пароперегреватель низкого давления (ППНД), испаритель низкого давления (ИНД) и газовый подогреватель конденсата (ГПК) - оснащаются датчиками температуры и давления среды для вычисления локальных тепловых балансов в режиме реального времени.

3. Паровая турбина К-100-90. Конденсационная двухцилиндровая турбина номинальной мощностью 100 МВт представляет собой современную модификацию энергетических машин серии ЛМЗ. Паротурбинная установка имеет следующие нормативные проектные параметры, закладываемые в память контроллеров автоматики безопасности в качестве базовых констант:

- номинальная электрическая мощность - 100 МВт (максимальная пиковая - 115 МВт);

- начальные параметры перегретого пара перед клапанами цилиндра высокого давления (ЦВД): давление - 8,8 МПа, температура - 555 градусов Цельсия;
- геометрическая характеристика: длина рабочей части лопатки последней ступени составляет 1,2 метра;
- параметры конденсаторной установки: номинальная температура охлаждающей воды на входе - 10 градусов Цельсия, номинальный расход циркуляционной воды через конденсатор - 8000 кубических метров в час при гидравлическом сопротивлении водяного тракта 0,035 МПа.

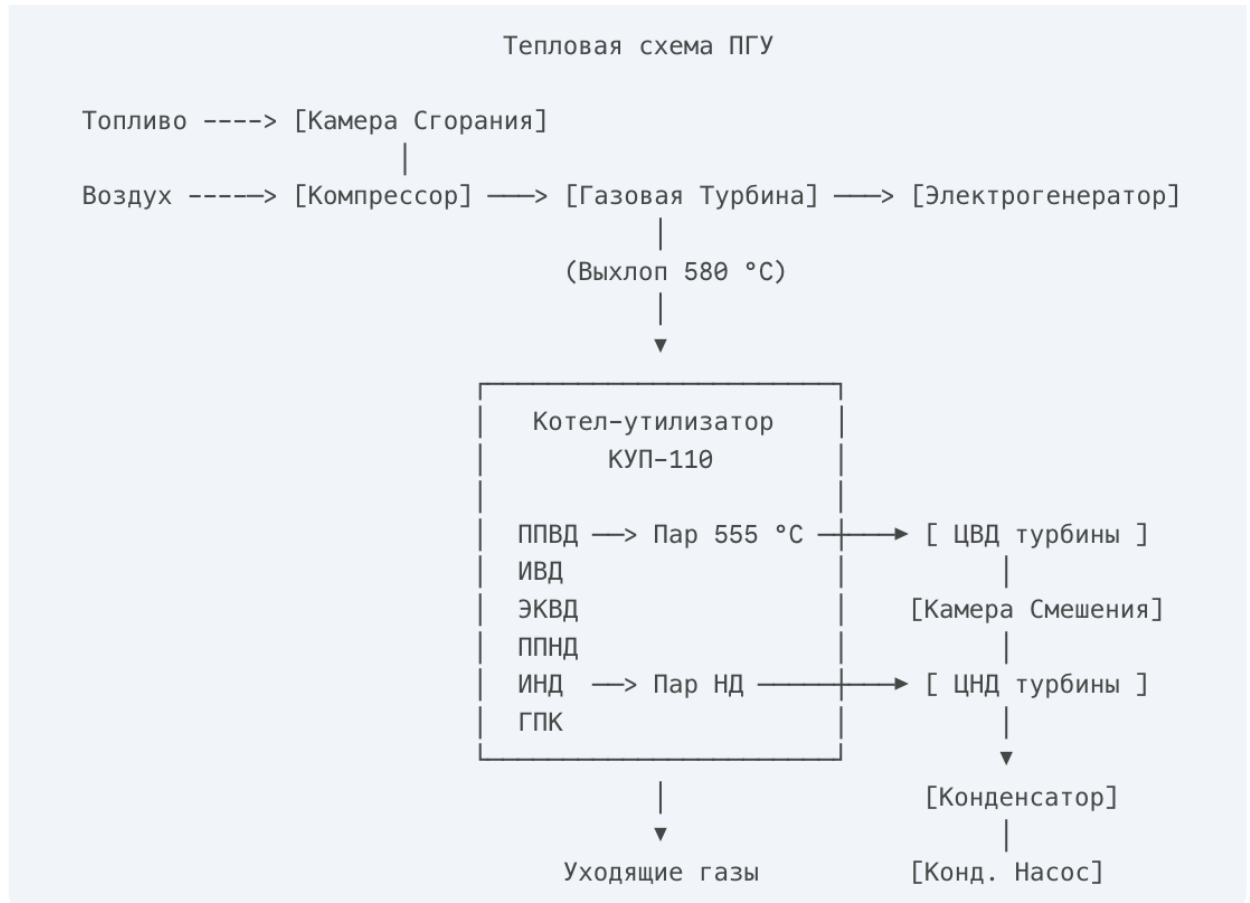


Рис. 1. Структурно-логическая схема сопряжения оборудования ПГУ и точек съема параметров информационной системой

Принципиальная тепловая схема утилизационной парогазовой установки ПГУ (рис. 1.1.) интегрируется в графический интерфейс диспетчера котельной. Система предиктивного мониторинга преобразует эту статическую схему в динамический цифровой аналог. Физические законы сохранения энергии и уравнения тепловых балансов, связывающие элементы схемы, переводятся в программный код информационной системы верхнего уровня. Это позволяет непрерывно рассчитывать математическое ожидание энтальпии и расходов среды в каждой реперной точке контура, формируя массив для поиска латентных микроотклонений.

Результаты расчётов проектируемой системы автоматики безопасности ПГУ и формирования векторов оптимальной работы оборудования

Для того чтобы информационная система предиктивного контроля могла своевременно идентифицировать зарождающиеся дефекты и предотвращать экстренные остановки энергоблока, в ее алгоритмическое обеспечение интегрируются результаты аналитических теплотехнических расчетов. Численные значения термодинамических параметров, полученные в ходе проектирования ПГУ, выступают в качестве цифрового эталона или векторов нормального состояния для климатических режимов работы котельной.

Процесс расширения пара в турбине К-100-90 параметризуется в базе данных информационной системы на основе следующих расчетных зависимостей и термодинамических реперных точек:

Начальные параметры острого пара перед стопорными клапанами цилиндра высокого давления (ЦВД) составляют: давление $p_0 = 8,8$ МПа, температура $t_0 = 555$ градусов Цельсия, что соответствует начальной энтальпии $h_0 = 3524,3$ кДж/кг. Принимая потерю давления в стопорно-регулирующих клапанах в размере 3 %, информационная система рассчитывает давление пара перед проточной частью ЦВД турбины:

$$p_{0вд} = (1 - 0,03) * 9 = 8,73 \text{ МПа}$$

По давлению $p_{0вд}$ и энтальпии $h_{0вд}$ определяются все параметры пара перед проточной частью ЦВД: температура $t = 553,97$ градусов Цельсия, удельный объем $v = 0,04144$ кубических метров на килограмм, энтропия $S = 6,8446$ кДж/(кг*К). Построение процесса расширения пара в $h-s$ диаграмме автоматизируется в программном модуле информационной системы.

На основе изоэнтальпийного процесса расширения пара от начального давления перед соплами первой ступени до конечного давления за ЦВД, равного 0,735 МПа, программный модуль вычисляет конечную теоретическую энтальпию пара. Данное значение фиксируется в памяти системы на отметке 2761,9 кДж/кг. Располагаемый (изоэнтальпийный) теплоперепад ЦВД рассчитывается системой как разность начальной энтальпии пара и конечной теоретической энтальпии:

$$H_{0цвд} = 3522,0 - 2761,9 = 760,1 \text{ кДж/кг}$$

С учетом внутренних потерь энергии в сопловых и рабочих решетках, а также потерь от утечек через уплотнения, действительный теплоперепад ЦВД составляет 630,9 кДж/кг. На основе этого информационная система вычисляет эталонное значение внутреннего относительного коэффициента полезного

действия цилиндра высокого давления, которое используется как базовый критерий исправности механической части:

$$\text{оиКПДцвд} = 630,9 / 760,1 = 0,83$$

Действительная энтальпия пара на выходе из ЦВД рассчитывается как разность начальной энтальпии и действительного теплоперепада. Данный параметр вносится в матрицу нормального состояния информационной системы как ключевой маркер:

$$h_{\text{выхцвд}} = 3522,0 - 630,9 = 2891,1 \text{ кДж/кг}$$

При математическом моделировании контура автоматики безопасности информационная система использует систему уравнений внутренней мощности цилиндров турбины и энтальпий потоков пара. На основе расчетной методики ЛМЗ, в программных модулях верхнего уровня реализуются уравнения определения внутренних мощностей отсеков турбоагрегата:

Внутренняя мощность первого отсека ЧВД турбины рассчитывается при изоэнтропическом адиабатном процессе расширения пара до давления в поворотной камере $p_{\text{ПК}} = 1,8 \text{ МПа}$, где энтальпия в конце процесса составляет $h_{\text{ПК}} = 3041,4 \text{ кДж/кг}$, а изоэнтропический теплоперепад равен $482,9 \text{ кДж/кг}$:

$$N_{i1} = 3 * D_{\text{ВД}} * h_{i1} = 3 * 26,85 * 423,98 = 34151,59 \text{ кВт}$$

где $D_{\text{ВД}} = 26,85 \text{ кг/с}$ - расчетный расход пара высокого давления от одного котла-утилизатора, а использованный теплоперепад первого отсека ЧВД составляет $423,98 \text{ кДж/кг}$. Энтальпия пара в поворотной камере фиксируется на уровне $h_{\text{ПК}} = 3100,02 \text{ кДж/кг}$.

Внутренняя мощность второго отсека определяется по изоэнтропийному процессу расширения пара до давления в камере смешения $p_{\text{см}} = 0,679 \text{ МПа}$. Использованный теплоперепад второго отсека составляет $208,2 \text{ кДж/кг}$, а его мощность равна:

$$N_{i2} = D_{\text{ВД}} * h_{i2} = 26,85 * 208,2 = 5590,17 \text{ кВт}$$

Энтальпия пара в камере смешения из второго отсека составляет $h_{\text{КВД}} = 2891,82 \text{ кДж/кг}$. С учетом смешения с паром низкого давления из контура НД котла-утилизатора (расход $D_{\text{НД}} = 7,4 \text{ кг/с}$, энтальпия $h_{\text{НД}} = 2900,7 \text{ кДж/кг}$), результирующая энтальпия перед ЧНД составляет $h_{\text{см}} = 2893,62 \text{ кДж/кг}$.

Внутренняя мощность третьего отсека (перед ЦНД) рассчитывается для расхода пара $D_3 = 101,05 \text{ кг/с}$ при расширении до давления $p_{\text{ЦНД}} = 0,16 \text{ МПа}$. Использованный теплоперепад равен $246,33 \text{ кДж/кг}$, а мощность отсека составляет:

$$N_{i3} = D_3 * h_{i3} = 101,05 * 246,33 = 24891,65 \text{ кВт}$$

Энтальпия пара на выходе из ЦВД фиксируется на уровне $h_{\text{ЦНД}} = 2647,29 \text{ кДж/кг}$.

Полная внутренняя мощность цилиндра высокого давления (ЦВД) агрегируется системой как сумма мощностей трех ступеней расширения:

$$N_{\text{цвд}} = N_{i1} + N_{i2} + N_{i3} = 34151,59 + 5590,17 + 24891,65 = 64633,4 \text{ кВт}$$

Внутренняя мощность цилиндра низкого давления (ЦНД, отсек 4) определяется с учетом расширения до давления в конденсаторе $p_k = 3,5 \text{ кПа}$. Изовариантный теплоперепад четвертого отсека составляет $440,36 \text{ кДж/кг}$, а энтальпия пара на выходе из ЦНД равна $h_k = 2116,1 \text{ кДж/кг}$ при влажности $u_k = 0,18$:

$$N_{\text{цнд}} = D_3 * h_{i4} = 101,05 * 440,36 = 44498,37 \text{ кВт}$$

Полная внутренняя мощность всей паровой турбины аккумулируется в информационной системе по формуле:

$$N_{\text{пт}} = N_{\text{цвд}} + N_{\text{цнд}} = 64633,4 + 44498,37 = 109131,78 \text{ кВт}$$

Итоговый расчет электрической мощности генератора, отдаваемой в энергосистему Самарского региона, производится с учетом механического КПД и КПД электрогенератора паровой турбины:

$$N_{\text{эпт}} = N_{\text{пт}} * \eta_{\text{мех}} * \eta_{\text{эг}} = 109131,78 * 0,98 * 0,99 = 105879,65 \text{ кВт}$$

Полученное значение $105,88 \text{ МВт}$ закладывается в информационную матрицу как верхний предел номинальной электрической нагрузки генератора при расчетных параметрах пара. Информационная система непрерывно решает данные уравнения в реальном времени. Снижение расчетных значений мощностей или нелинейное изменение промежуточных энтальпий интерпретируется алгоритмом как скрытая техническая аномалия, что позволяет выдать предупреждение оператору задолго до срабатывания аварийных отсечек нижнего уровня SCADA.

Моделирование критических параметров для предотвращения аварийных остановок

Главная аналитическая функция модернизируемой информационной системы заключается в непрерывном математическом моделировании и вычислении функции невязки, то есть ошибки рассогласования, между реальными эксплуатационными данными датчиков КИПиА и полученными теоретическими расчетами векторов нормального состояния.

В качестве базового расчетного значения берется вектор эталонных параметров парогазовой установки из технологической матрицы. Сюда относятся расчетное давление пара высокого давления 9 МПа , номинальная электрическая мощность турбины $105879,65 \text{ кВт}$ или полная тепловая мощность котла-утилизатора $110763,95 \text{ кВт}$. В качестве фактического значения выступает массив реальных потоковых сигналов, поступающих с датчиков нижнего уровня автоматизации с дискретностью в одну секунду.

Алгоритм информационной системы в режиме реального времени вычисляет текущую относительную невязку параметров по следующему правилу: значение невязки равно модулю разности между фактическим и расчетным параметрами, деленному на расчетный параметр, и умноженному на сто процентов.



Рис. 2. Блок-схема алгоритма вычисления невязок технологических параметров ПГУ верхнего уровня информационной системы

Для условий эксплуатации Центральной отопительной котельной Самарского филиала ПАО «Т+» устанавливаются следующие предиктивные критерии автоматизированного анализа:

А. При невязке менее или равной 1,5 % состояние технологического узла классифицируется информационной системой как абсолютно стабильное и полностью соответствующее норме. На рисунке диспетчера данный узел подсвечивается зеленым цветом.

Б. При невязке от 1,5 % до 3,0 % алгоритм фиксирует появление латентной, то есть скрытой аномалии в работе оборудования котельной. Информационная система автоматически формирует предупреждающий сигнал в электронном журнале дефектов и запускает модуль непрерывного вычисления скорости нарастания ошибки. Скорость нарастания невязки вычисляется в системе как производная ошибки по времени. Если эта производная положительна, информационная система сигнализирует оператору о развитии опасного аварийного тренда, такого как свищ в трубах испарителя, занос лопаток солями или деградация подшипников турбоагрегата. Это происходит задолго до того, как параметры достигнут физических границ аварийных уставок защиты.

В. При невязке более 3,0 % состояние технологического узла признается предаварийным. Система мгновенно выдает звуковой сигнал и текстовое предписание диспетчеру на изменение работы. Параллельно софт подготавливает контуры противоаварийной автоматики нижнего уровня к контролируемому изменению нагрузки для защиты обслуживающего персонала и сохранения целостности дорогостоящего оборудования.

Исходя из изложенного выше следует отметить, что перевод классических теплотехнических уравнений котла и турбины в алгоритмическую форму динамических матриц позволяет информационной системе верхнего уровня осуществлять непрерывный проактивный контроль промышленной безопасности опасного производственного объекта и сводить к минимуму риски внеплановых остановок котельной.

Список литературы

1. Егоров, М. В. Разработка веб-ориентированных дашбордов для диспетчерского персонала тепловых электростанций / М. В. Егоров, К. С. Федоров // Программные продукты и системы. – 2023. – № 4. – С. 552–559.
2. Жуков, Ю. В. Архитектура баз данных временных рядов (Time-Series DB) для хранения телеметрии с датчиков ОПО / Ю. В. Жуков // Системы управления и информационные технологии. – 2024. – № 1. – С. 34–40.
3. Зайцев, А. В. Оценка надежности программного обеспечения систем противоаварийной защиты (ПАЗ) на опасных объектах / А. В. Зайцев // Надежность. – 2023. – Т. 23, № 2. – С. 18–25.
4. Иванов, О. А. Теоретические основы построения распределенных систем мониторинга сложных инженерных объектов / О. А. Иванов. – Санкт-Петербург : Лань, 2024. – 245 с.
5. Ильин, И. В. Снижение регуляторной нагрузки на бизнес за счет интеграции корпоративных систем мониторинга с ИС Ростехнадзора / И. В. Ильин // Реформа надзорной деятельности. – 2024. – № 7. – С. 12–19.
6. Козлов, С. П. Алгоритмическое обеспечение фильтрации шумов при сборе данных с датчиков давления АСУ ТП ТЭЦ / С. П. Козлов, Н. А. Новиков // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2023. – № 10. – С. 29–35.
7. Колесникова, Т. А. Оптимизация процессов технического перевооружения ПГУ на основе цифровых моделей данных / Т. А. Колесникова // Энергосбережение и водоподготовка. – 2024. – № 5. – С. 48–53.
8. Королев, Д. Е. Методы предиктивного анализа состояния оборудования котельных цехов на основе нейросетевых моделей / Д. Е. Королев // Теплоэнергетика. – 2024. – № 8. – С. 59–67.

