

ИНФОРМАТИКА,
ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА
И УПРАВЛЕНИЕ

INFORMATICS,
COMPPUTER ENGINEERING
AND MANAGEMENT

УДК 51.74+621.165

DOI: 10.17212/1814-1196-2019-3-57-76

Повышение точности идентификации параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования*

А.М. КЛЕР^а, В.Э. АЛЕКСЕЮК^б

664033, РФ, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук

^а kler@isem.irk.ru ^б alexeyuk.vitaliy@yandex.ru

Известно, что фактическое состояние теплоэнергетического оборудования тепловых электрических станций меняется в ходе эксплуатации. Таким образом, при оперативном управлении режимами работы станции важной является задача оценивания состояния основного теплоэнергетического оборудования. Современные теплоэнергетические установки, такие как котельные агрегаты и паровые турбины, представляют собой технические системы, обладающие весьма сложными технологическими схемами, разнообразными элементом составом и режимами функционирования. Ввиду этого основными инструментами исследования теплоэнергетического оборудования являются методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации. Задачи оценивания состояния режимов работы теплоэнергетических систем и идентификации параметров математических моделей теплоэнергетического оборудования практически не нашли приемлемого решения из-за сложности объектов исследования и их математических моделей, а также в связи с отсутствием эффективных методов, алгоритмов и компьютерных программ решения необходимых математических задач. Результаты решения вышеперечисленных задач имеют важное самостоятельное значение и играют важную роль для качественного решения проблем управления теплоэнергетическими установками, например, для оптимального распределения нагрузок между агрегатами тепловых электрических станций и оптимального управления режимами работы теплоэнергетического оборудования. В данной работе приводится описание усовершенствованной методики идентификации (настройки) параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования. Данная методика позволяет более эффективно выявлять грубые погрешности измерений контрольных параметров, используемых для идентификации математической модели исследуемого оборудования, оценивать корректность и исправлять ошибки построения самой математической модели и повысить точность идентификации. Кроме прочего, в статье обсуждается вопрос оценки точности идентификации параметров математических моделей теплоэнергетического оборудования, зависящей от точности измерений контрольных парамет-

* Статья получена 30 января 2019 г.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания 17.4.4 (регистрационный № АААА-А17-117030310449-7) фундаментальных исследований СО РАН.

ров, используемых для настройки модели, а также от корректности построения самой математической модели и используемой расчетной методики.

Ключевые слова: идентификация параметров, математическое моделирование, критерии точности, измеряемые контрольные параметры, настройка модели, оперативное управление, относительные невязки, режим работы, оценивание состояния, угольный энергоблок

ВВЕДЕНИЕ

Значительная часть электроэнергии производится и будет производиться в обозримом будущем путем преобразования в нее теплоты сгорания органического топлива. Из всех видов органического топлива уголь остается в мире основным энергоносителем для производства тепловой и электрической энергии, так как его мировые запасы преобладают над запасами других энергоресурсов. Таким образом, следует, что задачи повышения энергетической и экономической эффективности эксплуатации основного оборудования тепловых электрических станций (ТЭС), работающих на сжигаемом топливе, являются одними из самых актуальных и заслуживающих внимания.

Важно отметить, что эффективность работы теплоэнергетических установок (ТЭУ) напрямую зависит от режимов эксплуатации и оперативного управления оборудованием. В свою очередь, для повышения эффективности управления основным оборудованием электростанции оперативному персоналу нужно иметь «обратную связь», другими словами – отслеживать, как изменяются параметры оборудования и его показатели, которые трудно или невозможно измерить (расход сжигаемого топлива, КПД энергоблока, удельный расход топлива и др.) при изменении управляющих воздействий.

Кроме того, фактическое состояние теплоэнергетического оборудования меняется в ходе эксплуатации. Так, может происходить занос солями проточной части турбины, загрязнение теплообменных поверхностей котла, регенеративных подогревателей и другие изменения, оказывающие влияние на режим работы оборудования и его эффективность. Таким образом, при оперативном управлении режимами работы ТЭУ важными являются задачи оценивания состояния основного теплоэнергетического оборудования ТЭС и идентификация (настройка, корректировка) математических моделей элементов ТЭУ.

Важно отметить, что проблемы идентификации параметров, оценивание состояния и оптимизации режимов работы сложных теплоэнергетических систем, таких как современные угольные энергоблоки, газотурбинные и парогазовые установки и другие агрегаты ТЭС, практически не нашли приемлемого решения из-за сложности объектов исследования и их математических моделей, а также в связи с отсутствием эффективных методов, алгоритмов и компьютерных программ решения необходимых математических задач. Результаты решения вышеперечисленных задач имеют важное самостоятельное значение и играют существенную роль для качественного решения проблем управления ТЭУ, например, для более эффективного распределения нагрузок между агрегатами ТЭС и оптимального управления режимами работы ТЭУ.

Современные теплоэнергетические установки, такие как угольные энергоблоки и входящие в их состав котельные агрегаты, паровые турбины и другое вспомогательное оборудование, представляют собой технические системы, обладающие весьма сложными технологическими схемами, разнообраз-

ными элементарным составом и режимами функционирования. Ввиду этого основными инструментами исследования теплоэнергетического оборудования ТЭС являются методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации.

Труды Г.В. Ноздренко и Ю.В. Овчинниковой [1, 2], а также Г.Д. Крохина и М.Я. Супруненко [3], выполненные в НГТУ, являются первыми, где поднималась проблема идентификации и оценивания состояния математических моделей теплоэнергетического оборудования. Авторами предлагалась оригинальная методика согласования уравнений теплового и энергетического балансов. Однако стоит отметить, что данный подход не решил всех проблем диагностики оборудования. В частности, в постановке задачи оценивания состояния отсутствовали постоянные коэффициенты, определяющие фактическое состояние оборудования и не поддающиеся прямому измерению. Более того, не была учтена взаимосвязь между погрешностью приборов, использованных для получения контрольных замеров, и погрешностью измерений параметров.

В области электроэнергетического оборудования вопросы оценивания состояния и идентификации с учетом погрешности измерений изучались в ИСЭМ СО РАН А.З. Гаммом и его коллегами, начиная с 70-х годов прошлого столетия [4–6]. Задачи оценивания состояния и идентификации в системах диспетчерского управления ЭЭС решаются на основе идеологии контрольных уравнений. В работе авторов [5] описывается подход, позволяющий выявлять так называемые «плохие» замеры контрольных параметров. Однако, подход в целом носит эвристический характер, и успех анализа корректности измерений зачастую зависит от правильного распределения исходной системы уравнений на базисную и небазисную, а также от того, каким способом была сформирована линейная комбинация контрольных уравнений и выбраны переменные, исключаемые из состава контрольных уравнений.

Оценивание состояния и идентификация параметров математических моделей выполняются и при исследовании трубопроводных систем. Одним из примеров решения таких задач являются работы Н.Н. Новицкого и его коллег [7–9]. В данной работе автор представил комплексный подход к решению широкого круга задач и методов оценивания состояния гидравлических и трубопроводных систем. Следует отметить, что в работе значительное внимание было уделено вопросам детектирования ошибочной информации в измерениях [9].

В отделе теплосиловых систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева накоплен богатый опыт исследования сложных теплоэнергетических установок и тепловых электрических станций. Среди ранних работ выделяются труды А.М. Клера и Н.П. Декановой [10, 11], в которых рассматриваются подходы к оптимизации математических моделей ТЭУ при оперативном управлении режимами ТЭЦ. В работе А.В. Михеева предлагается согласованная методика диагностики исследуемого оборудования, основанная на совместном решении экстремальных оптимизационных задач оценивания состояния и идентификации характеристик ТЭУ [12]. Более того, в работе [13] предложен подход к повышению качества исходной информации за счет исключения погрешностей в измеренных параметрах. Исследования А.М. Клера, А.С. Максимова и Е.Л. Степановой [14–17] являются одними из последних работ, посвященных данной тематике. В них рассматривается разработка «высокоскоростных» математических моделей основного оборудования ТЭС, позво-

ляющих выполнять сложные оптимизационные расчеты режимов работы агрегатов ТЭЦ, а также описывается методика настройки математических моделей под реальное состояние исследуемого оборудования. Данная методика позволяет настроить коэффициенты математической модели таким образом, чтобы результаты, получаемые с помощью математической модели, как можно более точно соответствовали фактическому состоянию оборудования, что обеспечивает обоснованность оптимизационных решений.

Среди современных зарубежных работ можно отметить исследование, выполненное в Испании [18]. В данной работе приводится подход, заключающийся в мультимодальной оптимизации (вычисления в различных режимах работы оборудования) как основа для калибровки математической модели. Методика основана на генетическом алгоритме и посвящена настройке динамических нелинейных систем, таких как модели биологического роста и модели эффективного управления для увеличения прибыли. В работе [19] исследуется проблема обнаружения и диагностики неисправностей промышленного оборудования на примере электростанции. Работа [20], выполненная в одном из университетов Пекина, описывает методику оперативного контроля за производительностью паровой турбины, основанную на более точном измерении потоков теплоносителей и разработанном методе согласования полученных данных.

Исследование вышеизложенных методик выявило присущие им недостатки, оказывающие негативное влияние на точность и корректность идентификации параметров математических моделей существующего оборудования на его фактическое состояние. Во-первых, задача идентификации решается успешно, когда среди замеренных параметров отсутствуют грубые ошибки измерения. Но если среди замеров присутствуют «плохие» с грубыми ошибками измерения в каком-либо из рассматриваемых режимов работы, то такие ошибки перераспределяются между различными замеряемыми параметрами в одном режиме работы и, что важнее, между различными режимами. Такое перераспределение не позволяет однозначно определить ошибочный замер и приводит к неверным решениям. Во-вторых, вышеизложенные методики не учитывают погрешности непосредственно самой математической модели исследуемого оборудования. С другой стороны, математические модели основного теплоэнергетического оборудования ТЭС основаны на нормативных методах расчета и не всегда описывают реальные процессы с достаточной точностью. Это вносит дополнительные погрешности, которые должны быть учтены при решении задачи идентификации.

Более того, в большинстве вышеизложенных методик и подходов других авторов не исследуется вопрос оценки точности выполненной идентификации математических моделей ТЭУ. В связи с этим возникает необходимость разработки критериев точности методики идентификации и выполняемых с ее помощью расчетов по настройке математических моделей исследуемого оборудования на фактическое его состояние по результатам опытных испытаний и замеров.

В настоящей работе предлагается разработать новую усовершенствованную методику идентификации параметров математических моделей ТЭУ. Суть идеи заключается в следующем: разбить данную сложную оптимизационную задачу на две более простые задачи с разными целевыми функциями,

решаемые поэтапно, что позволит преодолеть вышеизложенные проблемы и повысить точность настройки математических моделей исследуемого оборудования ТЭС с учетом его фактического состояния.

1. ПЕРВЫЙ ЭТАП УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТЭУ

Состав параметров математической модели задачи идентификации можно условно разделить следующим образом: параметры, измеряемые на исследуемой установке и являющиеся информационно-входными (задаваемыми) для математической модели (x_3); измеряемые параметры, являющиеся информационно-выходными (вычисляемыми) для математической модели (y_3), и параметры, которые не измеряются на реальной установке, но являются информационно-входными (задаваемыми) для модели (x_H). Состав массива настраиваемых коэффициентов (θ) математической модели подбирается индивидуально для каждой модели. Они необходимы для влияния на физические процессы, происходящие в элементах математической модели. Обычно используются такие параметры, как коэффициенты тепловой эффективности поверхностей теплообмена котла, гидравлические сопротивления теплообменников, внутренние относительные коэффициенты отсеков турбины и другие.

На первом этапе решения задачи идентификации параметров математической модели предлагается выявлять и исключать из дальнейшего расчета неточные замеры контрольных параметров. Неточными являются значения тех измеренных параметров, которые находятся за пределами заявленной точности средств измерений, использованных во время испытаний. Для выявления таких замеров предлагается решать задачу минимизации вспомогательного коэффициента ψ , который соответствует значению максимального относительного отклонения (невязки) среди всех измеряемых контрольных параметров. Относительная невязка измеряемых контрольных параметров – это разница между рассчитанным на построенной математической модели значением контрольного параметра и значением, измеренным на реальном оборудовании при его испытании, отнесенная к дисперсии погрешности датчика, используемого для получения данного замера. Математическая постановка первого этапа идентификации имеет следующий вид:

$$\min_{x_H^i, x_3^i, \theta, \psi} \psi \quad (1)$$

при условиях:

$$H(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) = 0; \quad (2)$$

$$G(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) \geq 0; \quad (3)$$

$$x_{3j}^i - \psi \sigma_{xj} \leq \overline{x_{3j}^i} \leq x_{3j}^i + \psi \sigma_{xj}; \quad (4)$$

$$y_{3k}^i - \psi \sigma_{yk} \leq \overline{y_{3k}^i} \leq y_{3k}^i + \psi \sigma_{yk}; \quad (5)$$

$$\sigma = (S\alpha)/3, \quad (6)$$

где H – функция ограничений равенств, включающая в себя все уравнения математической модели и входящих в ее состав элементов (уравнения теплопередачи, теплового баланса, уравнения расчета гидравлических сопротивлений и др.); G – функция ограничений неравенств, учитывающая физические и режимные ограничения на работу реального оборудования; ψ – коэффициент, равный модулю максимального относительного отклонения параметров (с верхней чертой – параметры, рассчитываемые с помощью математической модели; без черты – параметры, полученные при измерении на реальном оборудовании); σ_x, σ_y – дисперсия погрешности замера соответственно вектора x_3 и вектора y_3 ; S – верхний предел измерения датчика (шкала датчика); α – класс точности датчика; i – индекс, указывающий на порядковый номер режима работы оборудования.

Для определения ошибочных замеров необходимо найти активные ограничения на отклонение значения замеряемого на установке параметра от вычисляемого в результате расчета математической модели ТЭУ. Значение замера, входящего в это ограничение, может быть помечено как ошибочное и быть исключенным из дальнейшего рассмотрения. Расчеты показали, что такой подход позволяет более эффективно находить ошибки измерения и минимизирует перераспределение ошибочных измерений между параметрами в различных режимах.

Кроме того, исследования показали, что решения оптимизационной задачи на первом этапе идентификации (1) позволяют проверить построенную математическую модель ТЭУ на предмет ошибок моделирования и указывает на «узкие» места в расчетной схеме модели. Если в результате решения данной оптимизационной задачи имеются параметры, отклонение которых от замеров в разных режимах работы оборудования значительно отличается, то это говорит об отсутствии необходимого коэффициента в списке настраиваемых или свидетельствует о неточности построения самой математической модели. Кроме того, незначительные потоки теплоносителей, которыми пренебрегли во время построения математической модели исследуемого оборудования, могут внести дополнительную погрешность при идентификации. Поэтому на данном этапе расчетов есть возможность внести необходимые изменения в структуру модели, описывая особенности исследуемого теплоэнергетического оборудования.

Результатом решения оптимизационной задачи на первом этапе усовершенствованной методики идентификации параметров математических моделей ТЭУ является значение минимизируемой максимальной относительной невязки замеряемых контрольных параметров во всех рассматриваемых режимах работы оборудования. Также составляется список тех замеряемых контрольных параметров, значения которых выходят за рамки заявленной точности датчиков. Такие замеры помечаются как ошибочные и исключаются из оптимизационной задачи, решаемой на следующем этапе идентификации.

2. ВТОРОЙ ЭТАП УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТЭУ

На втором этапе усовершенствованной методики идентификации параметров математической модели решается оптимизационная задача, которая имеет следующий вид:

$$\min_{X_H^i, X_3^i, \theta} \sum_{i=1}^R \left[\sum_{j=1}^N \frac{(x_{3j}^i - \overline{x_{3j}^i})^2}{\sigma_{xj}^2} + \sum_{k=1}^M \frac{(y_{3k}^i - \overline{y_{3k}^i})^2}{\sigma_{yk}^2} \right] \quad (7)$$

при условиях:

$$H(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) = 0; \quad (8)$$

$$G(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) \geq 0; \quad (9)$$

$$x_{3j}^i - \psi \sigma_{xj} \leq \overline{x_{3j}^i} \leq x_{3j}^i + \psi \sigma_{xj}; \quad (10)$$

$$y_{3k}^i - \psi \sigma_{yk} \leq \overline{y_{3k}^i} \leq y_{3k}^i + \psi \sigma_{yk}; \quad (11)$$

$$\sigma = (S\alpha)/3, \quad (12)$$

где R – количество рассматриваемых режимов; N – размерность векторов x_3 ; M – размерность векторов y_3 , остальные обозначения те же, что и в выражениях (1)–(6).

Второй этап идентификации необходим, чтобы добиться максимально возможного сближения работы реального оборудования и расчетов математической модели. Целевая функция оптимизационной задачи на данном этапе идентификации (8), в отличие от значения максимальной относительной невязки (1), представляет собой сумму квадратов всех относительных невязок контролируемых параметров во всех рассматриваемых режимах работы оборудования. Следовательно, на втором этапе идентификации можно добиться снижения всех относительных невязок измеряемых контрольных параметров, а не только максимальной относительной невязки, как на первом этапе. Важно подчеркнуть, что значение максимальной относительной невязки контрольных параметров (ψ) фиксируется и убирается из оптимизационной задачи второго этапа идентификации. Данная операция необходима для того, чтобы исключить увеличение максимальной невязки при решении оптимизационной задачи второго этапа идентификации параметров математической модели исследуемой ТЭУ.

После завершения второго этапа идентификации значения настраиваемых коэффициентов математической модели θ фиксируются и не подлежат дальнейшим изменениям, а математическая модель считается настроенной на фактическое состояние оборудования.

3. УЧЕТ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ТЭУ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕМЕНТОВ ЕЕ МОДЕЛИ

Важно отметить, что среди массива настраиваемых коэффициентов математической модели теплоэнергетического оборудования могут оказаться те, которые не являются постоянными, но меняют свое значение в зависимости от режима работы исследуемого оборудования. Таким образом, при идентификации математических моделей ТЭУ важной является задача учета влияния режима работы на изменение эффективности в некоторых элементах расчетной схемы модели.

Например, известно, что внутренний относительный КПД отсеков турбины не является постоянной величиной, а меняет свое значение в зависимости от нагрузки турбины. Так, в режимах работы, близких к номинальным, он будет выше, чем в режимах с низкой нагрузкой. Такая особенность исследовалась в работе [21], в которой рассматривалась точность общеизвестной методики определения параметров в математических моделях отсеков турбоустановки. В настоящей статье делается вывод, что при снижении нагрузки турбины ошибка вычислений по формуле Стодолы–Флюгеля может достигать 3...5 % в зависимости от режима работы.

В отличие от всех предыдущих работ, где настраивались постоянные внутренние относительные коэффициенты эффективности каждого из отсеков турбины, в настоящей работе предлагается модернизировать математическую модель данного элемента. С целью учета влияния изменения режима работы на эффективность выработки механической мощности отсеком турбоустановки предлагается использовать квадратичные функции, в которых в качестве переменной выступает отношение фактического расхода пара через отсек (G) к номинальному расходу (G^*). Коэффициенты A , B , C уравнения (7) являются общими для каждого из цилиндров турбины (ЦВД, ЦСД, ЦНД), но коэффициенты η_i определяются для каждого отсека в зависимости от нагрузки турбины в разных режимах работы:

$$\eta_i = A \left(\frac{G}{G^*} \right)^2 + B \left(\frac{G}{G^*} \right) + C. \quad (13)$$

Подобный подход можно использовать при моделировании не только отсеков паровой турбины, но и других элементов ТЭУ, где наблюдается влияние изменяющегося режима работы на его эффективность. Например, во многих технологических схемах турбоустановок предусмотрен деаэратор, предназначенный для удаления кислорода и других коррозионно-агрессивных газов из основного конденсата турбины. При этом на некоторых ТЭУ давление в деаэраторе с изменением нагрузки изменяется нелинейно, что необходимо учесть при моделировании этого элемента или идентификации его параметров.

Пусть коэффициент дросселирования пара на входе в деаэратор из отбора турбины k_d является одним из настраиваемых коэффициентов математической модели энергоблока. Вместо его использования как оптимизируемой величины задачи идентификации можно заменить его квадратичной функцией вида

$$k_d = Ax^2 + Bx + C, \quad (14)$$

где x – расход питательной воды в деаэраторе, характеризующий режим работы турбины; A, B, C – новые оптимизируемые коэффициенты.

Такое изменение хотя и немного увеличит размерность решаемой идентификационной задачи, но в то же время позволит настроить математическую модель деаэратора с учетом влияния изменения мощности турбины в различных режимах работы, что улучшит точность идентификации модели всего энергоблока.

3. ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ВЫПОЛНЕННОЙ НАСТРОЙКИ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТЭУ НА ЕЕ ФАКТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ

Очевидно, при идентификации параметров каждой математической модели, построенной для реально существующих агрегатов ТЭС, необходимо удостовериться в достаточной точности настройки математической модели исследуемого оборудования на фактическое его состояние. Более того, оценка точности выполненной идентификации позволит косвенно оценить корректность и точность самой методики. Таким образом, существует необходимость в разработке критериев точности, позволяющих оценить, как точность сближения каждого рассчитываемого на математической модели параметра с его замером (с учетом класса точности датчиков, использованных во время испытаний агрегата), так и общую точность решения задачи идентификации.

В качестве критерия точности в данной работе предлагается использовать модули относительных невязок контрольных параметров (с верхней чертой – параметры, замеряемые на оборудовании, без черты – вычисляемые на модели), рассчитываемых по формулам:

$$k_x^i = \frac{|x_3^i - \overline{x_3^i}|}{\sigma_x}; \quad (15)$$

$$k_y^i = \frac{|y_3^i - \overline{y_3^i}|}{\sigma_y}; \quad (16)$$

$$\sigma = (S\alpha)/3, \quad (17)$$

где x_3 – замеряемые параметры, являющиеся информационно-входными (задаваемыми) для математической модели; y_3 – замеряемые параметры, являющиеся информационно-выходными (вычисляемыми) для математической модели; σ – дисперсии погрешностей датчиков, используемых для получения замеренного значения контрольного параметра, зависящего от класса точности прибора (α) и верхнего значения шкалы прибора (S); i – индекс, указывающий на порядковый номер режима работы оборудования.

Общую точность решения задачи идентификации параметров математической модели ТЭУ можно получить, вычислив сумму модулей относитель-

ных невязок контрольных параметров во всех рассматриваемых режимах, по формуле

$$k = \sum_{i=1}^R \left[\sum_{j=1}^N \frac{|x_{3j}^i - \overline{x_{3j}^i}|}{\sigma_{xj}} + \sum_{k=1}^M \frac{|y_{3k}^i - \overline{y_{3k}^i}|}{\sigma_{yk}} \right], \quad (18)$$

где R – количество рассчитываемых режимов; N – размерность векторов x_3 ; M – размерность векторов y_3 .

Критерий точности k очень удобно использовать в качестве количественной оценки выполненной идентификации параметров математической модели исследуемой ТЭУ. Кроме того, данный критерий помогает оценить увеличение точности настройки математической модели, ставшее доступной благодаря настоящей усовершенствованной методике идентификации. Например, вычислив значение критерия после первого и второго этапов идентификации, можно увидеть, на сколько процентов снизилась суммарная относительная невязка параметров благодаря минимизации целевой функции, выполненной на втором этапе идентификации.

Стоит отметить, что в настоящей работе используется так называемое правило «трех сигм», так как доверительная вероятность в данном случае равняется 0,997 [22, 23]. Это позволяет с достаточным основанием утверждать, что все возможные случайные погрешности измерения, распределенные по нормальному закону распределения погрешностей, практически не превышают по абсолютному значению трех сигм. В уравнениях, рассчитывающих границы вычисляемых на модели измеряемых контролируемых параметров (4) и (5), вместо множителя 3 используется минимизируемый вспомогательный коэффициент ψ , изначально задаваемый большим числом 50–100. Это необходимо для того, чтобы учесть как погрешности используемых средств измерений и ошибочные замеры, так и несовершенство методики расчета и ошибки в математических моделях. В процессе оптимизационного расчета на первом этапе идентификации (1) этот коэффициент стремится к значению 3, но на практике он зачастую принимает несколько большее значение. Таким образом, в предлагаемой методике мы можем оценить, какую дополнительную погрешность привносит в расчет несовершенство нормативных методов расчета и упрощения, закладываемых в математическую модель исследуемой ТЭУ.

4. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ЭНЕРГОБЛОКА МОЩНОСТЬЮ 225 МВт

В данной работе в качестве прототипа для математической модели был выбран современный энергоблок, установленный на Харанорской ГРЭС (п. Ясногорск, Забайкальский край). В его состав входит паровая турбоустановка К-225-12,8-3Р мощностью 225 МВт и котельный агрегат высокого давления с промежуточным перегревом пара ЕП-630-13,8-565 БТ паропроизводительностью 630 т/ч. Более подробное описание технологических схем и математических моделей турбоустановки и котельного агрегата приводится в статьях [24, 25].

Математическая модель энергоблока была построена автором с помощью программно-вычислительного комплекса (ПВК) «Система машинного построения программ», разработанного в ИСЭМ СО РАН [26]. Расчетная схема энергоблока состоит из 100 элементов и 169 связей между ними. Полученная математическая модель содержит 1153 информационно-входных и 1388 информационно-выходных параметров, из которых 56 параметров являются итерационно-вычисляемыми и требуют задания начального приближения.

Необходимые для идентификации параметров математической модели энергоблока значения контрольных измеряемых параметров в различных точках расчетной схемы энергоблока были взяты из предоставленной инженерным персоналом электростанции выгрузки показаний датчиков. Класс точности использованных средств измерения составляет: для приборов, измеряющих электрическую нагрузку, – 1 %, давление – 1,5 %, температуру воды и пара – 2 %, расхода воды и пара – 3 %, температуру газов – 5 %.

Для выполнения идентификации параметров математической модели энергоблока были отобраны три установившихся режима работы энергоблока (минимальная нагрузка 125 МВт, нагрузка 227 МВт и максимальная нагрузка 235 МВт). Разница во времени между рассматриваемыми режимами работы энергоблока была минимальной; это необходимо для того, чтобы считать настраиваемые коэффициенты математической модели энергоблока постоянными и минимизировать влияние загрязнений поверхностей нагрева и других факторов на точность выполненной идентификации. Каждый из рассматриваемых режимов работы энергоблока включал в себя 60 замеренных значений контрольных параметров в различных точках технологической схемы, из которых пять измеряемых параметров являются информационно-входными (задаваемыми) для математической модели (x_3) и 55 параметров являются информационно-выходными (вычисляемыми) при расчете математической модели (y_3).

На первом этапе идентификации была сформирована оптимизационная задача (1)–(6), в которой количество оптимизируемых параметров для всех рассматриваемых режимов работы совместно составило 111, а суммарное количество ограничений-неравенств – 951. В качестве целевой функции выступал вспомогательный коэффициент, представляющий собой максимальную относительную невязку среди всех измеряемых контрольных параметров во всех рассматриваемых режимах работы энергоблока.

Массив оптимизируемых параметров состоял из 59 настраиваемых коэффициентов математической модели; $12 \cdot 3 = 36$ не измеряемых на энергоблоке режимных параметров, среди которых присутствовали расход сжигаемого в котле топлива, коэффициент избытка воздуха в топке, впрыски в 4 ступени пароохладителей, напоры основных насосов тракта основного конденсата, регуляторы температуры перегретого пара; $5 \cdot 3 = 15$ замеров контрольных параметров, являющихся информационно-входными (задаваемыми) для математической модели; один минимизируемый вспомогательный коэффициент, представляющий собой максимальную относительную невязку контрольных параметров.

Массив ограничений-неравенств состоял из $120 \cdot 3 = 360$ ограничений на минимальное и максимальное значение рассчитываемых значений кон-

трольных параметров с учетом точности датчиков (4), (5); $192 \cdot 3 = 576$ физических ограничений, включающих в себя неотрицательность расходов теплоносителей во всех элементах модели, ограничения на температурный напор, температурную и механическую прочность элементов котельного агрегата и ряд других; $5 \cdot 3 = 15$ режимных ограничений: на температуру первичного и вторичного пара, мощность турбоустановки, давление в конденсаторе и температуру уходящих газов.

Расчеты, выполненные на первом этапе решения задачи идентификации, выявили ряд замеров контрольных параметров, мешающих снизить значение максимальной относительной невязки. Среди замеров, вызывающих сомнения в своей точности, были отмечены значения давлений на входе в некоторые отсеки турбоустановки, расход пара на входе в конденсатор и значение температуры газов за одним из конвективных пароперегревателей котельного агрегата.

Замеры давления пара, поступающего в 7-й и 9-й отсеки турбины, отсутствовали, также отсутствовал замер температуры на входе в 9-й отсек, так как в данных точках технологической схемы установки не были установлены датчики давления и температуры соответственно, поэтому значения замеров данных параметров были заданы приближенно и были исключены из дальнейших расчетов. Для каждого из рассматриваемых режимов работы энергоблока были построены диаграммы расширения пара в h,s -координатах. Значения давлений и температур для построения данных диаграмм были взяты из выгрузки показаний датчиков, предоставленных с электростанции. Замеры давления на входе во 2-й и 5-й отсеки турбины, как показал инженерный анализ, содержали грубые погрешности измерений, поэтому данные замеры были исключены. Также было принято решение исключить из состава измеряемых параметров расход воды на выходе из конденсатора по причине большого расхождения значений данного параметра в двух режимах. Последний замер, который был исключен из дальнейших расчетов, – замер температуры горячих газов в точке за второй ступенью конвективного пароперегревателя вторичного пара, так как данный замер имел большое расхождение во всех рассматриваемых режимах.

Таким образом, массив измеряемых контрольных параметров после первого этапа идентификации параметров математической модели энергоблока был уменьшен на семь замеров: четыре параметра содержат грубую погрешность измерения, для трех других отсутствуют датчики измерения соответствующих параметров. Решение оптимизационной задачи на втором этапе идентификации позволило минимизировать целевую функцию. Полученное значение целевой функции, равное 3,83, полностью устраивает, так как оно близко к идеальному с точки зрения точности значению 3,0. Максимальная относительная невязка, равная 3,0 или меньше, полностью объясняется заявленной точностью датчиков, использованных для получения замеров. Дополнительную погрешность, равную в данном случае 0,83, можно объяснить несовершенством нормативных методов расчета котельного агрегата и турбоустановки, а также необходимыми допущениями, сделанными в математической модели энергоблока.

Для получения значения критерия точности (17) были просуммированы модули всех относительных невязок измеряемых контрольных параметров во

всех рассматриваемых режимах работы энергоблока. Величина критерия точности после первого этапа идентификации составила 511.

На втором этапе решения задачи идентификации была сформирована оптимизационная задача (8)–(13), в которой количество оптимизируемых параметров составило 110, а суммарное количество ограничений-неравенств – 867. В качестве целевой функции выступала сумма квадратов относительных невязок среди всех параметров во всех рассматриваемых режимах работы исследуемого энергоблока (18).

Массив оптимизируемых параметров состоял из 59 настраиваемых коэффициентов математической модели; $12 \cdot 3 = 36$ не измеряемых на энергоблоке режимных параметров; $5 \cdot 3 = 15$ замеров контрольных параметров, являющихся задаваемыми для математической модели. Массив ограничений-неравенств состоял из $106 \cdot 3 = 318$ ограничений на минимальное и максимальное значение рассчитываемых значений измеряемых контрольных параметров с учетом точности датчиков (11), (12); $178 \cdot 3 = 534$ физических ограничений; $5 \cdot 3 = 15$ режимных ограничений.

Оптимизируемый на первом этапе идентификации вспомогательный коэффициент ψ был исключен из списка оптимизируемых и зафиксирован на значении 3,90. На втором этапе минимизировалась сумма модулей всех относительных невязок во всех рассматриваемых режимах работы энергоблока (8). Это позволило добиться как можно более тесного сближения расчетов, выполняемых на математической модели, и замеров, выполненных на реальном оборудовании, не увеличивая при этом значение максимальной относительной невязки. После минимизации суммы квадратов относительных невязок на третьем этапе значение критерия точности (17) значительно уменьшилось и стало равным 333. Таким образом, суммарная относительная невязка контрольных параметров уменьшилась практически на 35 % (по сравнению с минимизацией только максимальной относительной невязки измеряемых параметров на первом этапе идентификации математической модели энергоблока), что позволило еще более точно настроить математическую модель с учетом реального состояния энергоблока. После завершения третьего этапа идентификации значения настраиваемых коэффициентов математической модели (θ) были зафиксированы, а математическая модель рассматривалась как настроенная на фактическое состояние исследуемого оборудования. Массив коэффициентов состоял из 59 настраиваемых параметров математической модели энергоблока.

В таблице приводятся значения всех контрольных параметров (сверху находится рассчитанное на математической модели значение, снизу – замеренное на энергоблоке). Справа от значений параметров приводятся величины критериев точности для каждого из параметров в трех рассматриваемых режимах работы энергоблока (15), (16), характеризующего, насколько близко рассчитанное значение приблизилось к замеренному. Чем ближе эта величина к нулю, тем меньше относительная невязка соответствующего замера. Заливкой в таблице выделены те параметры, замеры которых отсутствуют (и были заданы приближенно) или были исключены на первом этапе идентификации математической модели энергоблока. Данные замеры не участвовали в оптимизационных вычислениях на втором этапе идентификации.

Результаты расчета, замеры контрольных параметров и значения критериев точности для трех режимов работы исследуемого энергоблока

Calculation results, measurements of control parameters and accuracy criteria values for three operating modes of the power unit under study

№	Название параметра, единица измерения	1-й режим	k_i	2-й режим	k_i	3-й режим	k_i
1	Температура циркуляционной воды перед конденсатором	22,23 22,05	0,536	22,34 21,65	2,063	21,07 21,25	0,526
2	Расход циркуляционной воды перед конденсатором	10253 10211	0,278	10872 10979	0,712	10211 10143	0,451
3	Температура подпиточной воды перед конденсатором	32,2 32,0	0,602	31,0 30,9	0,159	32,3 32,2	0,159
4	Температура воздуха перед трубчатым воздухоподогревателем первой ступени	48,5 46,1	0,747	47,0 48,7	0,493	46,0 49,5	1,026
5	Давление пара после второго отсека турбины	32,75 32,91	0,794	19,38 19,32	0,293	34,12 34,07	0,292
6	Давление пара перед первым отсеком турбины	127,26 128,16	0,723	74,52 70,44	3,262	133,56 132,75	0,700
7	Давление пара перед вторым отсеком турбины	47,48 46,39	3,360	27,73 26,99	2,276	49,45 49,50	0,151
8	Давление пара перед третьим отсеком турбины	27,896 28,590	3,469	16,12 16,00	0,596	28,98 29,69	3,787
9	Давление пара перед четвертым отсеком турбины	15,81 15,82	0,119	9,09 9,17	0,623	16,42 16,41	0,110
10	Давление пара перед пятым отсеком турбины	9,46 9,25	4,118	5,46 4,64	16,42	9,83 9,60	4,856
11	Давление пара перед шестым отсеком турбины	3,85 3,89	2,018	2,26 2,30	2,154	4,01 4,01	0,139
12	Давление пара перед седьмым отсеком турбины	1,25 1,20	3,603	0,73 0,70	2,475	1,31 1,50	13,84
13	Давление пара перед восьмым отсеком турбины	0,92 0,91	1,164	0,54 0,58	3,696	0,96 0,93	3,692
14	Давление пара перед девятым отсеком турбины	0,214 0,170	8,726	0,132 0,100	6,340	0,221 0,160	13,05
15	Давление пара перед конденсатором турбины	0,0686 0,0590	1,912	0,0470 0,0335	2,697	0,0668 0,0575	2,002
16	Температура пара после первого отсека турбины	407,1 411,9	0,904	398,2 400,3	0,395	407,3 412,0	0,884
17	Температура пара после второго отсека турбины	358,7 359,3	0,157	351,0 349,6	0,359	358,4 359,8	0,355
18	Температура пара после третьего отсека турбины	493,3 491,1	0,404	488,9 495,4	1,216	491,4 490,3	0,197
19	Температура пара после четвертого отсека турбины	419,7 435,3	3,899	416,6 432,2	3,899	417,8 415,0	0,698
20	Температура пара после пятого отсека турбины	305,6 298,1	1,866	304,5 307,3	0,696	304,1 301,5	0,656
21	Температура пара после шестого отсека турбины	185,5 177,2	3,114	185,4 175,3	3,798	184,4 187,6	1,182
22	Температура пара после седьмого отсека турбины	162,5 156,9	2,117	162,8 166,8	1,517	161,5 154,8	2,511
23	Температура пара после восьмого отсека турбины	69,9 70,0	0,055	73,3 70,0	2,493	68,6 75,0	4,799
24	Температура пара после девятого отсека турбины	37,8 38,5	0,533	31,4 29,3	1,571	37,4 38,2	0,530
25	Температура циркуляционной воды после конденсатора	29,37 30,20	1,248	26,43 26,35	0,126	28,52 29,5	1,464
26	Температура конденсата после конденсатора	37,2 38,8	2,432	31,1 29,6	2,241	36,8 38,2	2,112
27	Температура основного конденсата после первого подогревателя низкого давления	54,5 55,7	0,895	41,3 46,4	3,861	55,3 55,3	0,027

Продолжение таблицы

Table continuation

№	Название параметра, единица измерения	1-й режим	k_i	2-й режим	k_i	3-й режим	k_i
28	Температура основного конденсата после второго подогревателя низкого давления	96,3 95,4	0,706	82,5 83,9	1,043	97,48 95,7	1,334
29	Температура основного конденсата после третьего подогревателя низкого давления	137,6 139,4	1,368	119,3 122,5	2,391	138,9 139,9	0,719
30	Температура основного конденсата после деаэрата турбины	165,6 164,4	0,901	144,8 148,5	2,763	167,2 164,5	2,052
31	Температура питательной воды после четвертого подогревателя высокого давления	194,7 198,7	1,991	172,7 175,3	1,301	196,1 200,4	2,142
32	Температура питательной воды после пятого подогревателя высокого давления	233,0 236,6	1,800	208,2 209,6	0,720	234,8 238,8	2,013
33	Температура питательной воды после шестого подогревателя высокого давления	255,1 261,9	3,411	227,1 230,5	1,719	257,4 264,3	3,471
34	Электрическая мощность, вырабатываемая на клеммах электрогенератора турбины	225,09 227,09	2,398	128,16 124,98	3,820	235,12 235,73	0,730
35	Температура питательной воды после охладителя собственного конденсата котла	273,7 269,6	2,067	255,1 249,0	3,061	270,7 263,9	3,413
36	Температура пара после водяного экономайзера высокого давления	337,3 332,7	1,738	324,3 332,7	3,152	337,3 327,4	3,713
37	Давление насыщенного пара после барабана котла	167,75 166,95	0,636	146,20 144,17	1,623	172,7 172,2	0,435
38	Температура пара перед радиационным пароперегревателем	358,2 358,2	0,012	352,5 360,1	2,286	359,3 358,1	0,351
39	Температура пара после радиационного пароперегревателя	417,1 413,3	1,138	438,8 436,3	0,738	410,2 407,6	0,782
40	Температура пара после впрыска в пароохладитель первой ступени	397,7 399,2	0,376	400,1 401,5	0,358	399,3 405,6	1,568
41	Температура пара после первого ряда среднего ширмового пароперегревателя	447,1 444,6	0,623	457,2 454,4	0,698	446,7 446,5	0,060
42	Температура пара после первого ряда крайнего ширмового пароперегревателя	498,4 494,3	1,019	513,0 506,6	1,602	496,2 492,8	0,859
43	Температура пара после впрыска в пароохладитель второй ступени	483,7 483,7	0,012	492,9 493,7	0,189	484,0 488,9	1,224
44	Температура пара после второго ряда среднего ширмового пароперегревателя	503,2 501,3	0,483	511,9 512,5	0,140	503,0 504,9	0,464
45	Температура пара после второго ряда крайнего ширмового пароперегревателя	524,5 518,4	1,516	532,9 528,4	1,135	523,7 522,7	0,261
46	Температура пара после впрыска в пароохладитель третьей ступени	508,2 509,5	0,334	520,8 519,4	0,341	508,3 512,1	0,943
47	Температура пара после конвекционного пароперегревателя	565,4 566,3	0,222	566,8 566,9	0,036	565,5 566,8	0,322
48	Температура пара после первой ступени промежуточного перегрева пара	478,1 481,3	0,801	480,6 485,8	1,297	477,2 476,8	0,094
49	Температура пара после впрыска в пароохладитель низкого давления	404,4 410,6	1,543	440,7 441,7	0,254	410,9 417,4	1,618
50	Температура пара после второй ступени промежуточного перегрева пара	516,9 514,2	0,669	531,4 528,9	0,630	522,5 515,2	1,822
51	Температура пара после третьей ступени промежуточного перегрева пара	584,1 568,5	3,888	578,0 568,7	2,327	582,2 567,6	3,656
52	Температура пара после водяного экономайзера низкого давления	111,1 109,2	1,420	98,9 101,3	1,785	112,1 107,9	3,134
53	Температура газов после трубчатого воздухоподогревателя первой ступени	155,1 149,3	1,767	131,8 139,9	2,417	156,0 146,1	2,983
54	Температура воздуха после трубчатого воздухоподогревателя второй ступени	324,9 328,1	0,588	289,0 304,0	2,804	328,4 321,0	1,400
55	Расход первичного пара после котла	175,7 184,2	3,398	102,21 101,96	0,099	184,76 186,61	0,740
56	Расход смеси конденсата и подпиточной воды после конденсатора	134,40 154,07	9,838	79,00 77,74	0,629	140,14 161,17	10,52

Окончание таблицы

End of table

№	Название параметра, единица измерения	1-й режим	k_i	2-й режим	k_i	3-й режим	k_i
57	Температура газов после конвективного пароперегревателя высокого давления	775,4 696,7	1,218	661,3 650,1	0,269	753,1 703,4	1,244
58	Температура газов после пароперегревателя промперегрева второй ступени	545,6 458,5	2,614	488,1 447,1	1,231	557,5 457,1	3,014
59	Температура газов после пароперегревателя промперегрева первой ступени	382,0 339,6	1,590	338,7 313,3	0,954	386,2 332,4	2,018
60	Температура газов после водяного экономайзера высокого давления	219,2 207,0	0,613	188,1 192,5	0,217	221,4 202,4	0,952

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье было приведено описание разработанной авторами усовершенствованной методики идентификации параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования по результатам испытаний и замеров контрольных параметров. Данная методика, как показали расчеты, позволяет более эффективно а) выявлять грубые погрешности измерений контрольных параметров, используемых для идентификации математической модели исследуемого оборудования; б) оценивать корректность и исправлять ошибки построения самой математической модели и в) повысить точность решения задачи идентификации. Также был предложен подход к учету влияния изменения режима работы ТЭУ на эффективность отдельных элементов математической модели при ее идентификации.

Кроме того, в статье было приведено описание критериев, позволяющих оценить точность решения задачи идентификации математических моделей как для отдельных замеров контрольных параметров, так и для суммарной невязки всех параметров во всех рассматриваемых режимах работы. Предлагаемая методика позволяет оценить, какую дополнительную погрешность привносит несовершенство нормативных методов расчета и допущения, выполненные в математической модели исследуемой ТЭУ в дополнение к погрешностям, обусловленным точностью датчиков, использованных во время испытаний оборудования.

Усовершенствованная методика идентификации математических моделей ТЭУ была апробирована на построенной автором подробной математической модели современного энергоблока мощностью 225 МВт. В статье были приведены результаты решения задачи идентификации математической модели энергоблока с указанием замеренных и рассчитанных значений контрольных параметров в трех режимах работы энергоблока и достигнутой точности настройки данной модели на его фактическое состояние.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ноздренко Г.В., Овчинникова Ю.В., Алтухов И.М. Согласование энергобалансов для уточнения исходной информации по ТЭУ // Управление режимами и развитием ЭС в условиях АСУ: сборник трудов. – Новосибирск, 1980. – С. 151–159.

2. Ноздренко Г.В., Овчинникова Ю.В. Оптимизация внутростанционных режимов ТЭЦ в системе АСУ ТП // Задачи и методы управления ЭС: сборник трудов. – Новосибирск, 1982. – С. 21–27.

3. Крохин Г.Д., Супруненко М.Я. Диагностика состояния энергоустановок ТЭС (постановка экспериментов) // Труды третьей международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы электронного приборостроения АПЭП-96». – Новосибирск, 1996. – Т. 5. – С. 105–111.
4. Оценивание состояния в электроэнергетике / А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб, Ю.А. Гришин, И.Н. Колосок. – М.: Наука, 1983. – 302 с.
5. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение плохих данных в телеизмерениях для АСДУ ЭЭС на основе контрольных уравнений / Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. – Препринт. – Иркутск, 1998. – 49 с.
6. Оценивание состояния электроэнергетической системы: алгоритмы и примеры решения линеаризованных задач / Л.А. Гурина, В.И. Зоркальцев, И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, И.В. Мокрый. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. – 37 с.
7. Новицкий Н.Н. Оценивание параметров гидравлических цепей. – Новосибирск: Наука, 1998. – 214 с.
8. Трубопроводные системы энергетики. Методы математического моделирования и оптимизации / Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН ; отв. ред. Н.Н. Новицкий. – Новосибирск: Наука, 2007. – 258 с.
9. Новицкий П.В., Зограф И.А. Оценка погрешностей результатов измерений. – 2-е изд., испр. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1991. – 303 с.
10. Деканова Н.П., Клер А.М. Проблемы оптимизации при исследовании теплоэнергетических установок // Приближенные методы анализа и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1989. – С. 22–43.
11. Клер А.М., Деканова Н.П., Михеев А.В. Задачи оптимизации при оперативном управлении режимами работы ТЭЦ // Методы оптимизации и их приложения: тезисы докладов 10-й Байкальской школы семинара. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1995. – С. 80–84.
12. Михеев А.В. Оценивание состояния и идентификация параметров парового котла ТП-81 (ТЭЦ-9) // Системные исследования в энергетике: труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1999. – Вып. 29. – С. 143–148.
13. Деканова Н.П., Михеев А.В. Обнаружение плохих измерений параметров функционирования ТЭЦ // Методы оптимизации и их приложения: материалы 11-й Байкальской школы семинара. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1998. – С. 79–82.
14. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. Методика построения быстродействующих математических моделей турбин для задач оперативной оптимизации режимов работы ТЭЦ // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты / под ред. В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – Вып. 9. – С. 85–99.
15. Kler A.M., Maximov A.S., Stepanova E.L. High-speed mathematical models of cogeneration steam turbines: optimization of operation in heat and power plants // Thermophysics and Aeromechanics. – 2006. – Vol. 13, N 1. – P. 143–150.
16. Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭС / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова, П.В. Жарков // Электрические станции. – 2011. – № 4. – С. 2–6.
17. Kler A.M., Maximov A.S., Stepanova E.L. Optimizing the operating modes of cogeneration stations taking actual state of main equipment into account // Thermal Engineering. – 2009. – Vol. 56, N 6. – P. 500–505.
18. Multimodal optimization: an effective framework for model calibration / M. Chica, J. Barranquero, T. Kajdanowicz, S. Damas, Ó. Cordón // Information Sciences. – 2017. – Vol. 375. – P. 79–97. – DOI: 10.1016/j.ins.2016.09.048.
19. Salahshoor K., Khoshro M.S., Kordestani M. Fault detection and diagnosis of an industrial steam turbine using a distributed configuration of adaptive neuro-fuzzy inference systems // Simulation Modelling Practice and Theory. – 2011. – Vol. 19, iss. 5. – P. 1280–1293.
20. Jiang X., Liu P., Li Z. Data reconciliation for steam turbine on-line performance monitoring // Applied Thermal Engineering. – 2014. – Vol. 70, iss. 1. – P. 122–130. – DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2014.05.007.
21. Liu J., Yan S., Zeng D. A new measurement model for main steam flow of power plants // Procedia Environmental Sciences. – 2011. – Vol. 11. – P. 18–24. – DOI: 10.1016/j.proenv.2011.12.004.
22. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.
23. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика: для инженеров и научных работников. – 2-е изд., испр. – М.: Физматлит, 2012. – 816 с.
24. Алексеюк В.Э. Разработка математической модели котлоагрегата ТПЕ-216М с применением метода Ньютона // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, 19–22 апреля 2016 г. – Иркутск, 2016. – С. 324–328.

25. Алексеюк В.Э. Усовершенствование методики идентификации математических моделей по результатам испытаний на примере конденсационной турбоустановки // Системные исследования в энергетике: труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – Вып. 47. – С. 42–55.

26. Kler A.M., Mai V.A., Skripkin S.K. A system for computer-based creation of static and dynamic mathematical models of thermal power plants // Expert systems and computer simulation in energy engineering: selected papers from the second international forum. – Erlangen, Germany, 1992. – P. 22-4-1–22-4-3.

Клер Александр Матвеевич, заведующий отделом теплосиловых систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, доктор технических наук, профессор. Основное направление научных исследований – математическое моделирование и оптимизация теплосиловых установок. E-mail: kler@isem.irk.ru

Алексеюк Виталий Эдуардович, аспирант, инженер отдела теплосиловых систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. Основное направление научных исследований – математическое моделирование и идентификация математических моделей теплоэнергетического оборудования. E-mail: alexeyuk.vitaliy@yandex.ru

Kler Alexander Matveevich, head of the department of heat power systems in the Institute of Energy Systems named after L.A., Melentyeva, SB RAS, D.Sc. (Eng.), professor. The main field of his scientific research is mathematical modeling and optimization of heat power plants. E-mail: kler@isem.irk.ru

Alekseyuk Vitaliy Eduardovich, a graduate student, an engineer at the department of heat power systems of the Institute of Energy Systems named after L.A., Melentyeva, SB RAS. The main field of his scientific research is mathematical modeling and identification of mathematical models of heat power equipment. E-mail: alexeyuk.vitaliy@yandex.ru

DOI: 10.17212/1814-1196-2019-3-57-76

Improving the accuracy of identifying mathematical model parameters of the existing thermal power equipment*

A.M. KLER^a, V.E. ALEKSEYUK^b

Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 130 Lermontov Street, Irkutsk, 664033, Russian Federation

^a kler@isem.irk.ru ^b alexeyuk.vitaliy@yandex.ru

Abstract

A real state of thermal power equipment at thermal power plants is known to change in the process of operation. Thus, the task of the estimation of main thermal power equipment state is important in the on-line control of power plant operating conditions. Modern thermal power units, such as boiler units and steam turbines, are engineering systems with rather complex engineering flow diagrams, diverse elemental compositions and operation conditions. Hence, the main instruments to study thermal power equipment are the methods of mathematical modeling and optimization of its schemes and parameters. The problems of estimating the thermal power system operating condition and identification of mathematical model parameters have not been properly solved due to the complexity of objects of studies and their mathematical models, and the lack of effective methods, algorithms and computer programs to solve the required mathematical tasks. The results of solving the above problems are of importance by themselves and play a large part in the qualitative solution to thermal power units' control problems, e.g., the tasks of optimal load distribution among the thermal power plant units and optimal control of thermal power unit operating conditions. The paper describes an improved technique for identification (adjustment) of mathematical models for modern main thermal power equipment. The technique allows us to reveal

* Received 30 January 2019.

The research was carried out under State Assignment, Project 17.1.4 (registration no. AAAA-A17-117030310449-7) of the Fundamental Research of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

more effectively the gross errors in measurements of control parameters used to identify the mathematical model of the equipment under study, to evaluate the correctness and correct the errors in constructing the mathematical model itself and improve the accuracy of identification. Among other things, the paper discusses the issue of assessing the accuracy of identifying the parameters of mathematical models of heat and power equipment, depending on the accuracy of measurements of control parameters used to set up the model, as well as on the correctness of the construction of the mathematical model itself and the calculation method used.

Keywords: Identification of parameters, mathematical modeling, accuracy criterion, measured control parameters, model adjustment, real-time control, relative discrepancies, operating conditions, state estimation, coal-fired generating unit

REFERENCES

1. Nozdrenko G.V., Ovchinnikova Yu.V., Altukhov I.M. Soglasovanie energobalansov dlya utochneniya iskhodnoi informatsii po TEU [Coordination of energy balances to clarify the initial information on the thermal power plant]. *Upravlenie rezhimami i razvitiem ES v usloviyakh ASU* [Management of modes and development of the electrical system in an automatic control system]. Novosibirsk, 1980, pp. 151–159.
2. Nozdrenko G.V., Ovchinnikova Yu.V. Optimizatsiya vnutristantsionnykh rezhimov TETs v sisteme ASU TP [Optimization of CHPP in-plant modes in the automated process control system]. *Zadachi i metody upravleniya ES* [Problems and methods of power plant control]. Novosibirsk, 1982, pp. 21–27.
3. Krokhin G.D., Suprunenko M.Ya. [Diagnostics of TPP power facility condition (experiment set up)]. *Trudy tret'ei mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii "Aktual'nye problemy elektronnoy priborostroeniya APEP-96"* [Proceedings of Third international scientific-technical conference "Actual problems of electronic instrument engineering" APEIE-96], Novosibirsk, 1996, vol. 5, pp. 105–111. (In Russian).
4. Gamm A.Z., Gerasimov L.N., Golub I.I., Grishin Yu.A., Kolosok I.N. *Otsenivanie sostoyaniya v elektroenergetike* [Evaluation of the state of the power industry]. Moscow, Nauka Publ., 1983. 302 p.
5. Gamm A.Z., Kolosok I.N. *Obnaruzhenie plokhikh dannykh v teleizmereniyakh dlya ASDU EES na osnove kontrol'nykh uravnenii* [Bad data detection in telemetry for automated dispatch control system of electric power system based on control equations]. Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS. Irkutsk, 1998. 49 p.
6. Gurina L.A., Zorkal'tsev V.I., Kolosok I.N., E.S. Korkina, I.V. Mokryi. *Otsenivanie sostoyaniya elektroenergeticheskoi sistemy: algoritmy i primery resheniya linearizovannykh zadach* [Evaluation of the state of the electric power system: algorithms and examples of solving linearized problems]. Irkutsk, Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS Publ., 2016. 37 p.
7. Novitskii N.N. *Otsenivanie parametrov gidravlicheskikh tsepei* [Estimation of hydraulic circuit parameters]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1998. 215 p.
8. Novitskii N.N., ed. *Truboprovodnye sistemy energetiki. Metody matematicheskogo modelirovaniya i optimizatsii* [Pipeline energy systems. Methods of mathematical modeling and optimization]. Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS. Novosibirsk, Nauka Publ., 2007. 258 p.
9. Novitskii P.V., Zograf I.A. *Otsenka pogreshnostei rezul'tatov izmerenii* [Estimation of measurement errors]. 2nd ed. Leningrad, Energoatomizdat Publ., 1991. 303 p.
10. Dekanova N.P., Kler A.M. Problemy optimizatsii pri issledovanii teploenergeticheskikh ustanovok [Optimization problems in the study of thermal power plants]. *Priblizhennyye metody analiza i ikh prilozheniya* [Approximate analysis methods and their applications]. Irkutsk, Siberian Energy Institute Publ., 1989, pp. 22–43.
11. Kler A.M., Dekanova N.P., Mikheev A.V. [Optimization tasks at dispatching control of CHP operation modes]. *Metody optimizatsii i ikh prilozheniya: tezisy dokladov 10-i Baikalskoi shkoly seminarov* [Optimization methods and their uses: abstracts of the 10th Baikal school workshop]. Irkutsk, 1995, pp. 80–84. (In Russian).
12. Mikheev A.V. Otsenivanie sostoyaniya i identifikatsiya parametrov parovogo kotla TP-81 (TETs-9) [State estimation and parameter identification of the steam boiler TP-81 (CHP-9)]. *Sistemnyye issledovaniya v energetike: trudy molodykh uchenykh ISEM SO RAN* [Systems researches in the energy sector. Works of young scholars of ESI SB RAS]. Irkutsk, 1999, iss. 29, pp. 143–148.
13. Dekanova N.P., Mikheev A.V. [Detection of bad measurements of CHP operation parameters]. *Metody optimizatsii i ikh prilozheniya: materialy 11-i Baikalskoi shkoly seminarov* [Optimization methods and their uses. Materials of 11th Baikal school workshop]. Irkutsk, 1998, pp. 79–82. (In Russian).

14. Kler A.M., Maksimov A.S., Stepanova E.L. Metodika postroeniya bystrodeistvuyushchikh matematicheskikh modelei turbin dlya zadach operativnoi optimizatsii rezhimov raboty TETs [The method of constructing high-speed mathematical models of turbines for problems of operational optimization of operating modes of CHP]. *Energosistemy, elektrostantsii i ikh agregaty* [Power systems, power plants and their units]. Novosibirsk, 2005, vol. 9, pp. 85–99.
15. Kler A.M., Maximov A.S., Stepanova E.L. High-speed mathematical models of cogeneration steam turbines: optimization of operation in heat and power plants. *Thermophysics and Aeromechanics*, 2006, vol. 13, no. 1, pp. 143–150.
16. Kler A.M., Maximov A.S., Stepanova E.L., Zharkov P.V. Operativnaya otsenka sostoyaniya osnovnogo oborudovaniya TES [Operational assessment of the condition of the main equipment of thermal power plants]. *Elektricheskie stantsii – Power Plants*, 2011, vol. 4, pp. 2–6.
17. Kler A.M., Maximov A.S., Stepanova E.L. Optimizing the operating modes of cogeneration stations taking actual state of main equipment into account. *Thermal Engineering*, 2009, vol. 56, no. 6, pp. 500–505.
18. Chica M., Barranquero J., Kajdanowicz T., Damas S., Cordon Ó. Multimodal optimization: an effective framework for model calibration. *Information Sciences*. 2017, vol. 375, pp. 79–97. DOI: 10.1016/j.ins.2016.09.048.
19. Salahshoor K., Khoshro M.S., Kordestani M. Fault detection and diagnosis of an industrial steam turbine using a distributed configuration of adaptive neuro-fuzzy inference systems. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 2011, vol. 19, iss. 5, pp. 1280–1293.
20. Jiang X., Liu P., Li Z. Data reconciliation for steam turbine on-line performance monitoring. *Applied Thermal Engineering*, 2014, vol. 70, iss. 1, pp. 122–130. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2014.05.007.
21. Liu J., Yan S., Zeng D. A new measurement model for main steam flow of power plants. *Procedia Environmental Sciences*, 2011, vol. 11, pp. 18–24. DOI: 10.1016/j.proenv.2011.12.004.
22. Gamm A.Z. *Statisticheskie metody otsenivaniya sostoyaniya elektroenergeticheskikh sistem* [Statistical methods for assessing the state of electric power systems]. Moscow, Nauka Publ., 1976. 220 p.
23. Kobzar' A.I. *Prikladnaya matematicheskaya statistika* [Applied mathematical statistics]. Moscow Fizmatlit Publ., 2012. 816 p.
24. Alekseiuk V.E. [Development of a mathematical model of the boiler TPE-216M using the Newton method]. *Povyshenie effektivnosti proizvodstva i ispol'zovaniya energii v usloviyakh Sibiri: materialy Vserossiyskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Materials of the All-Russian scientific-practical conference with international participation "Improving the efficiency of production and use of energy in Siberia"], Irkutsk, 19–22 April 2016, pp. 324–328. (In Russian).
25. Alekseiuk V.E. Usovershenstvovanie metodiki identifikatsii matematicheskikh modelei po rezul'tatam ispytaniy na primere kondensatsionnoi turbostanovki [Improving identification methods of mathematical models based on the test results of a condensing turbine unit]. *Sistemnye issledovaniya v energetike: trudy molodykh uchenykh ISEM SO RAN* [Systems researches in the energy sector. Works of young scholars of ESI SB RAS]. Irkutsk, 2017, iss. 47, pp. 42–55.
26. Kler A.M., Mai V.A., Skripkin S.K. A system for computer-based creation of static and dynamic mathematical models of thermal power plants. *Expert systems and computer simulation in energy engineering: selected papers from the second international forum*, Erlangen, Germany, 1992, pp. 22-4-1–22-4-3.

Для цитирования:

Клер А.М., Алексеюк В.Э. Повышение точности идентификации параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования // Научный вестник НГТУ. – 2019. – № 3 (76). – С. 57–76. – DOI: 10.17212/1814-1196-2019-3-57-76.

For citation:

Kler A.M., Alekseyuk V.E. Povyshenie tochnosti identifikatsii parametrov matematicheskikh modelei sushchestvuyushchego teploenergeticheskogo oborudovaniya [Improving the accuracy of identifying mathematical model parameters of the existing thermal power equipment]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta – Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, 2019, no. 3 (76), pp. 57–76. DOI: 10.17212/1814-1196-2019-3-57-76.