

УДК 51.74

А.М. Клер, В.Э. Алексеюк

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения
Российской академии наук, Иркутск, Российская Федерация

ЭФФЕКТИВНАЯ МЕТОДИКА НАСТРОЙКИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ЕГО ФАКТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ

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 существенную 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. Современные теплоэнергетические установки, такие как котельные агрегаты и паровые турбины, представляют собой технические системы, обладающие весьма сложными технологическими схемами, разнообразными элементарным составом и режимами функционирования. Ввиду этого основными инструментами исследования теплоэнергетического оборудования являются методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации. 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 параметров, 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, относительные невязки, режим работы, тепловые электрические станции, теплоэнергетическое оборудование.

A.M. Kler, V.E. Alekseiuk

Institute of Energy Systems named after L.A. Melentyev Siberian Branch
of the Russian Academy of Sciences, Russian Federation

EFFECTIVE ADJUSTMENT TECHNIQUE OF MATHEMATICAL MODELS OF THERMAL POWER EQUIPMENT ON ITS ACTUAL CONDITION

The problems of state estimation of thermal power system operation and identification of mathematical model parameters have not been acceptably 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 indicated problems are of importance in 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 plants units and optimal control of thermal power units operating conditions. The current thermal power units, such as boiler units and steam turbines, are technical systems with rather complex engineering flow diagrams, diverse elemental composition 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 paper describes a description of an improved technique for identification (adjustment) of mathematical models for current main thermal power equipment. The technique allows us to reveal more effectively the gross errors in measurements of control parameters used to identify the mathematical model of the equipment under study, evaluate the correctness and correct the errors in constructing the mathematical model itself and improve the accuracy of identification. Among other things, the article discusses the issue of assessing the accuracy of identification of 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, relative discrepancies, operation conditions, thermal power plants, thermal power equipment.

Введение. Значительная часть электроэнергии производится и будет производиться в обозримом будущем путём преобразования в неё теплоты сгорания органического топлива. Из всех видов топлива уголь остаётся 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 фактическое состояние теплоэнергетического оборудования меняется в ходе эксплуатации. Так, может происходить загрязнение теплообменных поверхностей котла, занос солями

проточной части турбины, регенеративных подогревателей и другие изменения, оказывающие влияние на режим работы оборудования и его эффективность. Таким образом, при оперативном управлении режимами работы теплоэнергетическими установками (ТЭУ) важными являются задачи оценивания состояния основного теплоэнергетического оборудования ТЭС и идентификация (настройка) параметров математических моделей существующего.

Исследование работ по данной тематике показывает, что задачи идентификации параметров, оценивания 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.

Первыми работами, где поднимались вышеперечисленные проблемы при исследовании теплоэнергетического оборудования, являются труды Г.В. Ноздренко, Ю.В. Овчинниковой [1, 2] и Г.Д. Крохина, М.Я. Супруненко [3], выполненные в НГТУ. Авторами предлагалась оригинальная методика согласования уравнений теплового и энергетического балансов. Однако стоит отметить, что данный подход не решил всех проблем диагностики оборудования, в частности, 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 гг. 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. Оценивание состояния и иден-

тификация параметров математических моделей выполняются и при исследовании трубопроводных систем. Одним из примеров решения таких задач является работы Н.Н. Новицкого и его коллег [7–9]. В данных трудах 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 СО РАН накоплен богатый опыт исследования сложных теплоэнергетических установок и тепловых электрических станций. Среди ранних работ можно выделить 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] находятся среди последних работ, посвященных данной тематике. В них рассматривается разработка математических моделей основного оборудования ТЭС, позволяющих выполнять сложные оптимизационные расчеты режимов работы агрегатов ТЭЦ, а также описывается методика настройки математических моделей под реальное состояние исследуемого оборудования.

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 основы 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 выполнения идентификации параметров математических моделей существующего оборудования ТЭС, 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 данные ошибки перераспределяются между различными замеряемыми параметрами в одном режиме работы и, что важнее, между различными режимами, что приводит к неверным решениям. Во-вторых, вышеизложенные методики не учитывают погрешности непосредственно самой математической модели исследуемого оборудования. 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.

1. Первый этап идентификации параметров математической модели ТЭУ. Состав параметров математической модели задачи иденти-

фикации 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:

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

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

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

$$y_{zk}^i - \psi \cdot \sigma_{yk} \leq \overline{y_{zk}^i} \leq y_{zk}^i + \psi \cdot \sigma_{yk}, \quad (5)$$

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

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_z и вектора y_z , 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. Если оптимальное значение коэффициента ψ намного превышает значение, равное 3 (т.е. максимальная разница между замером и расчетом контрольного параметра намного больше 3σ), то либо мы имеем дело с ошибочным замером, либо с неточной математической моделью. Анализ замеров, для которых отклонение от расчетов близко к оптимальному значению ψ , позволяет выявить «плохие» замеры или неточности в зависимостях математических моделей. 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 указывают 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 свидетельствует об от-

сутствии 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 измеряемых контрольных параметров во всех рассматриваемых режимах работы оборудования. Также составляется список тех измеряемых 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 идентификации параметров математической модели 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:

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

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

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

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

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

где R – количество рассчитываемых режимов; N – размерность векторов x_3 ; M – размерность векторов y_3 , остальные обозначения те же, что и в (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), полученной на первом этапе расчетов, фиксируется и вводится как константа в ограничения измеряемых контрольных параметров (10), (11). 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. Критерии точности идентификации параметров математических моделей ТЭУ. 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 математической модели теплоэнергетической установки. 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 идентификации.

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

$$k_x^i = \left| \frac{x_3^i - \overline{x_3^i}}{\sigma_x} \right|, \quad (13)$$

$$k_y^i = \left| \frac{y_3^i - \overline{y_3^i}}{\sigma_y} \right|, \quad (14)$$

$$\sigma = (S \cdot \alpha) / 3, \quad (15)$$

где x_3 – измеряемые параметры, являющиеся информационно-входными (задаваемыми) для математической модели; y_3 – измеряемые параметры, являющиеся информационно-выходными (вычисляемыми) для математической модели; σ – дисперсии погрешностей датчиков, используемых для получения измеренного 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 относительных невязок контрольных параметров во всех рассматриваемых режимах по формуле:

$$k = \sum_{i=1}^R \left[\sum_{j=1}^N \frac{|x_{3j}^i - \overline{x_{3j}^i}|}{\sigma_{xj}} + \sum_{k=1}^M \frac{|y_{3k}^i - \overline{y_{3k}^i}|}{\sigma_{yk}} \right], \quad (16)$$

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 то 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 данной работе используется так называемое правило «трех сигм», так как доверительная вероятность в данном случае равняется 0,997 [21]. Это позволяет с достаточным основанием утверждать, что все возможные случайные погрешности измерения, распределенные по нормальному закону распределения погрешностей, практически не превышают по абсолютному значению 3 сигм. В уравнениях, рассчитывающих границы вычисляемых на модели измеряемых контролируемых параметров (4), (5), вместо множителя, равного 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) для идеальной математической модели этот коэффициент стремится к значению 3, но на практике он принимает большее значение. Таким образом, в предлагаемой методике мы можем оценить, какую дополнительную погрешность привносит в расчет несовершенство нормативных методов расчета и упрощения, закладываемые в математическую модель исследуемой ТЭУ.

4. Учет влияния изменения режима работы теплоэнергетической установки на эффективность элементов ее математической 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. Например, такая особенность исследовалась в работе [22], в которой рассматривалась точность общеизвестной методики определения параметров в математических моделях отсеков турбоустановки. В дан-

ной 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 данной 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:

$$\eta_i = A \cdot \left(\frac{G}{G^*} \right)^2 + B \cdot \left(\frac{G}{G^*} \right) + C. \quad (17)$$

В качестве примера данного подхода можно привести полученную зависимость внутренних относительных КПД двух первых отсеков турбоустановки, математическая модель которой описывается в подразделе 5 настоящей статьи. На рис. 1 изображены графики, построенные с учетом зависимости эффективности ЦВД турбины от режима работы.

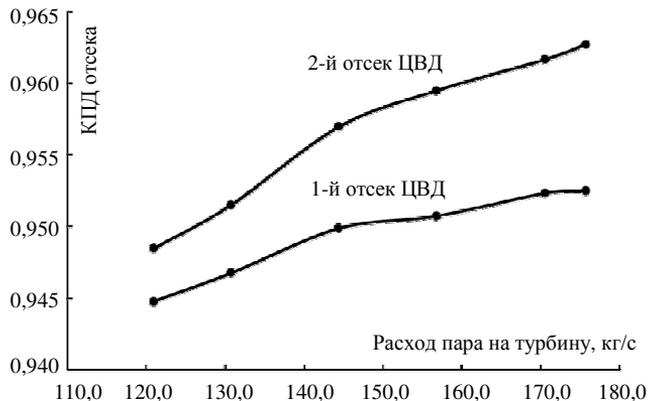


Рис. 1. Зависимость внутренних относительных КПД двух первых отсеков турбоустановки от её нагрузки

Наблюдается увеличение внутреннего относительного КПД каждого из отсеков с увеличением нагрузки турбины вплоть до номинального значения.

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 из основного конденсата турбины кислорода и других коррозионно-агрессивных газов. 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:

$$k_d = A \cdot x^2 + B \cdot x + C, \quad (18)$$

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.

5. Идентификация параметров математической модели угольного энергоблока. В данной работе в качестве прототипа для математической модели был выбран современный энергоблок, установленный на Харанорской ГРЭС (п. Ясногорск, Забайкальский край). В его состав входят 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. Математическая модель энергоблока была построена с помощью программно-вычислительного комплекса (ПВК), разработанного в ИСЭМ СО РАН, «Система машинного построения программ». Принципиальная расчетная схема энергоблока приведена на рис. 2, на кото-

ром указаны потоки и направления движения воды и пара. Сплошной линией отображаются потоки основного конденсата и питательной воды, штриховая линия представляет потоки дренажей подогревателей, штрихпунктирная линия иллюстрирует потоки пара из отборов турбины. Каждому элементу расчетной схемы энергоблока присвоена соответствующая математическая модель, состоящая из ряда уравнений, описывающих происходящие в них процессы. Хотя котельный агрегат представлен на рисунке одним элементом, расчетная схема его математической модели также составлена из различных элементов, моделирующих агрегаты его технологической схемы, таких как топка, барабан, экранные трубы, ширмовые и конвективные пароперегреватели, водяные экономайзеры, воздухоподогреватели и ряд других.

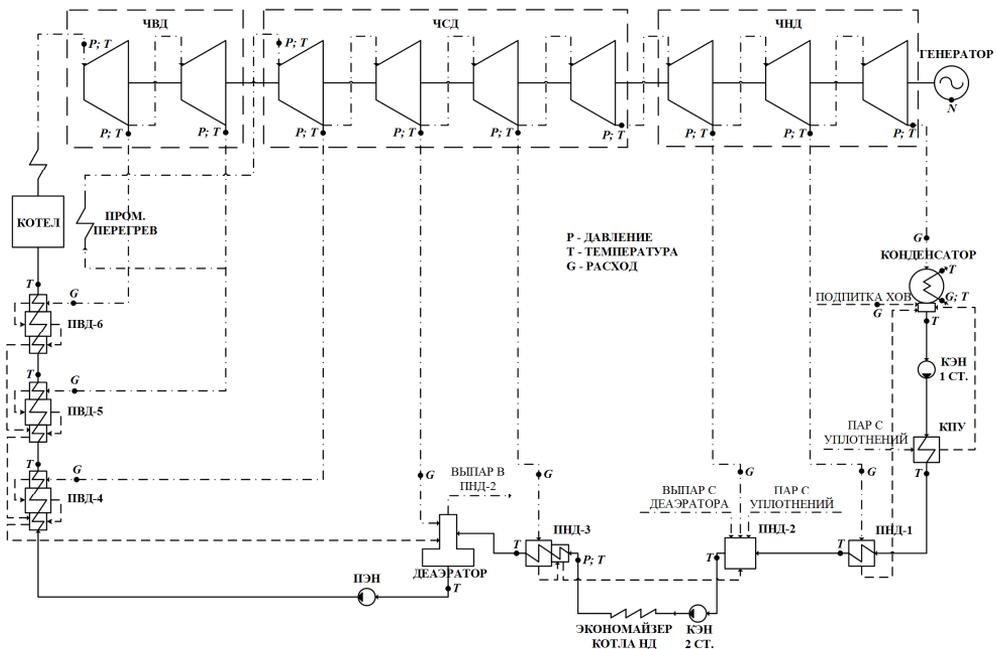


Рис. 2. Расчетная схема энергоблока: ЧВД – часть высокого давления; ЧСД – часть среднего давления; ЧНД – часть низкого давления; ХОВ – химически очищенная вода; КЭН 1–2 ст. – электронасосы основного конденсата; КПУ – конденсатор пара уплотнений; ПНД-1–4 – подогреватели низкого давления; ПЭН – электронасос питательной воды; ПВД – подогреватели высокого давления

Необходимые для идентификации параметров математической модели энергоблока значения контрольных замеряемых параметров в различных точках расчетной схемы энергоблока были взяты из пре-

доставленного инженерным персоналом электростанции выгрузки показаний датчиков. Класс точности использованных средств измерения составляет: для приборов, измеряющих электрическую нагрузку, – 1 %, давление – 1,5 %, температуры воды и пара – 2 %, расход воды и пара – 3 %, температура 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). Каждый из рассматриваемых режимов работы энергоблока включал в себя 60 замеренных значений контрольных параметров в различных точках технологической схемы.

На первом этапе идентификации была сформирована оптимизационная задача (1)–(6), в которой количество оптимизируемых параметров для всех рассматриваемых режимов работы вместе составило 111, а суммарное количество ограничений-неравенств – 951. Расчеты, выполненные на первом этапе решения задачи идентификации, выявили ряд замеров контрольных параметров, мешающих снизить значение максимальной относительной невязки до нужного значения.

В качестве объективной проверки корректности значений замеров в отсеках турбины, предоставленных персоналом электростанции, для каждого из рассматриваемых режимов работы энергоблока были построены диаграммы расширения пара в h,s -координатах, приведенные на рис. 3. Значения давлений и температур для построения данных диаграмм были взяты из выгрузки показаний датчиков, предоставленных с электростанции. Значения энтальпии и энтропии для каждой из точек были рассчитаны с помощью подпрограммы расчета свойств воды и водяного пара. Цифры на графиках указывают на номер отсека турбины, на входе в который замерялось давление пара (ХПП – пар, поступающий в холодную нитку промежуточного перегрева пара после расширения в цилиндре высокого давления, ГПП – пар, поступающий в цилиндр среднего давления из горячей нитки промперегрева, К – конденсатор турбоустановки). Очевидно, что термодинамически невозможно получить внутренний относительный КПД отсека турбины больше 100 % (наклон графика расширения пара в сторону уменьшения энтропии). Следовательно, давления на входе во 2, 5 и 7-й отсеки турбины, как показывает инженерный анализ, содержат грубые погрешности измерений, поэтому данные замеры в каждом из режимов работы были исключены.

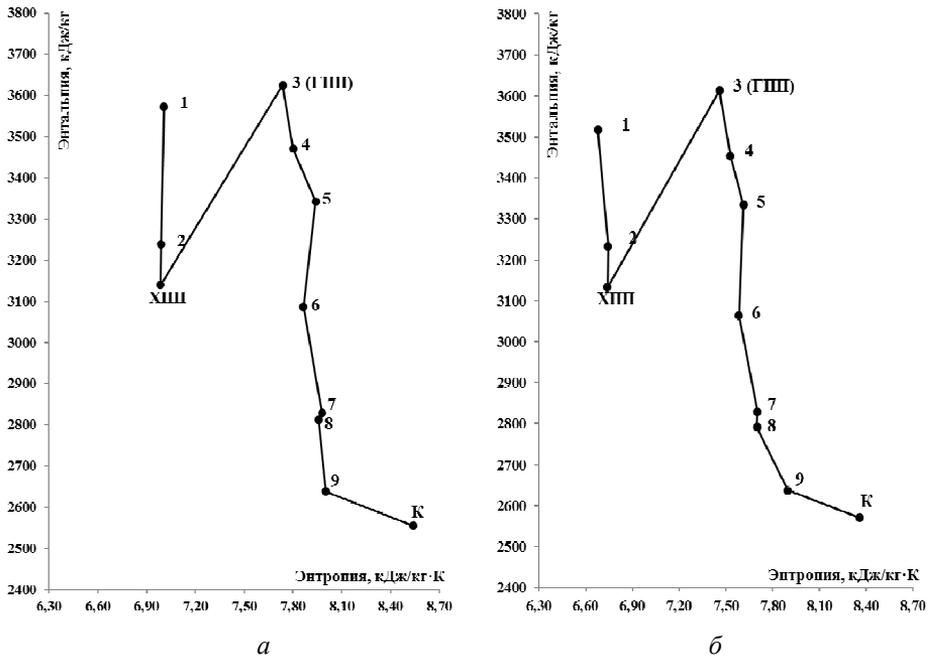


Рис. 3. Процесс расширения пара в турбоустановке для первого (а) и второго режимов (б)

Также было принято решение исключить из состава измеряемых параметров расход воды на выходе из конденсатора и замер температуры горячих газов в точке за второй ступенью конвективного пароперегревателя вторичного пара по причине большого расхождения значений данных параметров в одном или нескольких режимах.

Решение оптимизационной задачи на первом этапе идентификации позволило минимизировать целевую функцию до значения, равного 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. Величина критерия точности (18) после первого этапа идентификации составила 511.

На втором этапе минимизировалась сумма модулей всех относительных невязок во всех рассматриваемых режимах работы энергоблока

(8). При этом оптимизируемый на первом этапе идентификации вспомогательный коэффициент ψ был исключен из списка оптимизируемых и зафиксирован на значении 3,90. 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 целевой функции на третьем этапе идентификации значение критерия точности (18) значительно уменьшилось и стало равным 333. Таким образом, суммарная относительная невязка контрольных параметров уменьшилась примерно на 35 % (по сравнению с минимизацией только максимальной относительной невязки замеряемых параметров на первом этапе идентификации математической модели энергоблока), что позволило еще более точно настроить математическую модель с учетом реального состояния энергоблока.

Выводы. В данной статье было приведено описание разработанной авторами усовершенствованной методики идентификации параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования по результатам испытаний и замеров контрольных параметров. Данная методика 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, 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. Также предлагаемая методика позволяет оценить, какую дополнительную погрешность привносит несовершенство нормативных методов расчета и допущения, выполненные в математической модели исследуемого теплоэнергетического оборудования в дополнение к погрешностям, обусловленным точностью датчиков, использованных во время испытаний оборудования.

Работа выполнена в рамках научного проекта Ш.17.1.1. программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310433-6

Библиографический список

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: сб. 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: сб. трудов. – Новосибирск, 1982. – С. 21–27.

3. Крохин Г.Д., Супруненко М.Я. Диагностика состояния энергоустановок ТЭС (постановка экспериментов) // Актуальные проблемы электронного приборостроения АПЭП-96: тр. Третьей Междунар. науч.-техн. конф.: Т. 5. – С. 105–111.

4. Оценивание состояния в электроэнергетике / А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб [и др.]. – М.: Наука, 1983. – 302 с.

5. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение плохих данных в телеизмерениях для АСДУ ЭЭС на основе контрольных уравнений: препринт / Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. – Иркутск, 1998. – 49 с.

6. Оценивание состояния электроэнергетической системы: алгоритмы и примеры решения линеаризованных задач / Л.А. Гурина, В.И. Зоркальцев, И.Н. Колосок [и др.] / ИСЭМ СО РАН. – Иркутск, 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; Ленинград. отд-ние, 1991. – 303 с.

10. Деканова Н.П., Клер А.М. Проблемы оптимизации при исследовании теплоэнергетических установок // Приближенные методы анализа и их приложения / СЭИ СО АН СССР. – Иркутск, 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: тез. докл. 10-й Байкальской школы-семинара / СЭИ СО РАН. – Иркутск, 1995. – С. 80–84.

12. Михеев А.В. Оценивание состояния и идентификация параметров парового котла ТП-81 (ТЭЦ-9) // Системные исследования в энергетике: тр. молод. ученых / ИСЭМ СО РАН. Вып. 29. – Иркутск, 1999. – 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, 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: сб. науч. трудов / под ред. акад. РАН 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, № 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. – № 6. – P. 500–505.

18. Manuel Chica, José Barranquero, Tomasz Kajdanowicz. Multi-modal optimization: An effective framework for model calibration // Information Sciences. – 1 January 2017. – Vol. 375. – P. 79–97. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.ins.2016.09.048>.

19. Karim Salahshoor, Majid Soleimani Khoshro, Mojtaba Kordestani. Fault detection and diagnosis of an industrial steam turbine us-

ing a distributed configuration of adaptive neuro-fuzzy inference systems // Simulation Modelling Practice and Theory. – May 2011. – Vol. 19, Iss. 5. – P. 1280–1293.

20. Xiaolong Jiang, Pei Liu, Zheng Li. Data reconciliation for steam turbine on-line performance monitoring // Applied Thermal Engineering. – September 2014. – Vol. 70, Iss. 1, 5. – P. 122–130. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.05.007>.

21. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников. – 2-е изд., испр. – М.: Физматлит, 2012. – 816 с.

22. Jizhen Liu, Shu Yan, Deliang Zeng. A New Measurement Model for Main Steam Flow of Power Plants // Procedia Environmental Sciences. – 2011. – Vol. 11, Part A. – P. 18–24. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.proenv.2011.12.004>

References

1. Nozdrenko G.V., Ovchinnikova Iu.V., Altukhov I.M. Soglasovanie energobalansov dlia utochneniia iskhodnoi informatsii po TEU [Optimization of CHPP in-plant modes in the automated process control system]. *Upravlenie rezhimami i razvitiem ES v usloviakh ASU: sbornik trudov*. Novosibirsk, 1980, pp. 151-159.

2. Nozdrenko G.V., Ovchinnikova Iu.V. Optimizatsiia vnutristantsionnykh rezhimov TETs v sisteme ASU TP [Coordination of energy balances to clarify the initial information on the thermal power plant]. *Zadachi i metody upravleniia ES: sbornik trudov*. Novosibirsk, 1982, pp. 21-27.

3. Krokhin G.D., Suprunenko M.Ia. Diagnostika sostoianii energoustanovok TES (postanovka eksperimentov) [Diagnostics of TPP power facility condition (experiment set up)]. *Aktual'nye problemy elektronnoy priborostroeniia APEP-96. Trudy Tret'ei Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*, vol. 5, pp. 105-111.

4. Gamm A.Z., Gerasimov L.N., Golub I.I. [et al.]. Otsenivanie sostoianii v elektroenergetike [Evaluation of the state of the power industry]. Moscow: Nauka, 1983. 302 p.

5. Gamm A.Z., Kolosok I.N. Obnaruzhenie plokhikh dannykh v teleizmereniakh dlia avtomatizirovannoi sistemy dispetcherskogo upravleniia EES na osnove kontrol'nykh uravnenii: preprint [Bad data detection in telemetry for automated dispatch control system of electric power system based

on control equations]. Irkutsk: Institut sistem energetiki im. L.A. Melent'eva Sibirskogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk, 1998. 49 p.

6. Gurina L.A., Zorkal'tsev V.I., Kolosok I.N. [et al.]. Otsenivanie sostoianiia elektroenergeticheskoi sistemy: algoritmy i primery resheniia linearizovannykh zadach [Evaluation of the state of the electric power system: algorithms and examples of solving linearized problems]. Irkutsk: Institut sistem energetiki im. L.A. Melent'eva Sibirskogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk, 2016. 37 p.

7. Novitskii N.N. Otsenivanie parametrov gidravlicheskikh tsepei [Estimation of hydraulic circuit parameters]. Novosibirsk: Nauka, 1998. 214 p.

8. Truboprovodnye sistemy energetiki. Metody matematicheskogo modelirovaniia i optimizatsii [Pipeline energy systems. Methods of mathematical modeling and optimization]. Institut sistem energetiki im. L.A. Melent'eva Sibirskogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk. Ed. N.N. Novitskii. Novosibirsk: Nauka, 2007. 258 p.

9. Novitskii P.V., Zograf I.A. Otsenka pogreshnostei rezul'tatov izmerenii [Estimation of measurement errors]. 2nd ed. Leningrad: Energoatomizdat; Leningradskoe otdelenie, 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 prilozheniia*. Irkutsk: Sibirskii energeticheskii institut imeni L.A. Melent'eva SO AN SSSR, 1989, pp. 22-43.

11. Kler A.M., Dekanova N.P., Mikheev A.V. Zadachi optimizatsii pri operativnom upravlenii rezhimami raboty TETs [Optimization tasks at dispatching control of CHP operation modes]. *Metody optimizatsii i ikh prilozheniia. Tezisy dokladov 10-i Baikalskoi shkoly-seminara*. Irkutsk: Sibirskii energeticheskii institut imeni L.A. Melent'eva SO RAN 1995, pp. 80-84.

12. Mikheev A.V. Otsenivanie sostoianiia i identifikatsiia parametrov parovogo kotla TP-81 (TETs-9) [State estimation and parameter identification of the steam boiler TP-81 (CHP-9)]. *Sistemnye issledovaniia v energetike. Trudy molodykh uchenykh*. Irkutsk: Institut sistem energetiki imeni L.A. Melent'eva Sibirskogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk, 1999, iss. 29, pp. 143-148.

13. Dekanova N.P., Mikheev A.V. Obnaruzhenie plokhikh izmerenii parametrov funktsionirovaniia TETs [Detection of bad measurements of CHP operation parameters]. *Metody optimizatsii i ikh prilozheniia. Materialy 11-i Baikalskoi shkoly-seminara*. Irkutsk, 1998, pp. 79-82.

14. Kler A.M., Maksimov A.S., Stepanova E.L. Metodika postroeniia bystrodeistvuiushchikh matematicheskikh modelei turbin dlia 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. Sbornik nauchnykh trudov*. Ed. V.E. Nakoriakov. Novosibirsk: Novosibirskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2005, iss. 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., Maksimov A.S., Stepanova E.L., Zharkov P.V. Operativnaia otsenka sostoianiia osnovnogo oborudovaniia TES [Operational assessment of the condition of the main equipment of thermal power plant]. *Elektricheskie stantsii*, 2011, no. 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. Manuel Chica, José Barranquero, Tomasz Kajdanowicz. Multimodal optimization: An effective framework for model calibration. *Information Sciences*, 1 January 2017, vol. 375, pp. 79-97. available at: <https://doi.org/10.1016/j.ins.2016.09.048>.

19. Karim Salahshoor, Majid Soleimani Khoshro, Mojtaba Kordestani. Fault detection and diagnosis of an industrial steam turbine using a distributed configuration of adaptive neuro-fuzzy inference systems. *Simulation Modelling Practice and Theory*, May 2011, vol. 19, iss. 5, pp. 1280-1293.

20. Xiaolong Jiang, Pei Liu, Zheng Li. Data reconciliation for steam turbine on-line performance monitoring. *Applied Thermal Engineering*, September 2014, vol. 70, iss. 1, 5, pp. 122-130. available at: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.05.007>.

21. Kobzar' A.I. Prikladnaia matematicheskaia statistika. Dlia inzhenerov i nauchnykh rabotnikov [Applied mathematical statistics for engineers and scientists]. 2nd ed. Moscow: Fizmatlit, 2012. 816 p.

22. Jizhen Liu, Shu Yan, Deliang Zeng. A New Measurement Model for Main Steam Flow of Power Plants. *Procedia Environmental Sciences*, 2011, vol. 11, part A, pp. 18-24, available at: <https://doi.org/10.1016/j.proenv.2011.12.004>

Сведения об авторах

Клер Александр Матвеевич (Иркутск, Россия) – доктор технических наук, профессор, заведующий отделом Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130, e-mail: kler@isem.irk.ru).

Алексеюк Виталий Эдуардович (Иркутск, Россия) – аспирант, инженер Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130, e-mail: alexeyuk.vitaliy@yandex.ru).

About the authors

Kler Aleksandr Matveevich (Irkutsk, Russian Federation) is a Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department, Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (664033, Irkutsk, 130, Lermontov str., e-mail: kler@isem.irk.ru).

Alekseiuk Vitalii Eduardovich (Irkutsk, Russian Federation) is a Graduate Student, Engineer Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (664033, Irkutsk, 130, Lermontov str., e-mail: alexeyuk.vitaliy@yandex.ru).

Получено 17.07.2019