

УДК 621.165

**Кирилл Николаевич Бубнов**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», аспирант кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-13, e-mail: kirill.bubnov.96@mail.ru

**Владимир Павлович Жуков**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой прикладной математики, адрес: Россия, Иваново, телефон (4932) 26-97-45, e-mail: zhukov-home@yandex.ru

**Антон Владимирович Голубев**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент, зав. кафедрой систем управления, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-97-57, e-mail: gol-ant@su.ispu.ru

**Евгений Витальевич Барочкин**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доктор технических наук, профессор кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-13, e-mail: bar@ivenser.com

**Сергей Ильич Шувалов**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доктор технических наук, профессор кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, e-mail: admin@tes.ispu.ru

## **Система непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики паровой турбины**

### **Авторское резюме**

**Состояние вопроса.** Во время работы энергетического оборудования происходит его износ, который становится причиной снижения надежности и эффективности, неплановых остановов и аварий. На данный момент одним из перспективных направлений, позволяющих контролировать и анализировать техническое состояние энергетического оборудования, является предиктивная аналитика. В рамках предиктивной аналитики последовательно решаются задачи локализации отклонений технологических параметров и идентификации аномалий в эксплуатации энергетического оборудования. Эти задачи решаются путем статистического моделирования и с помощью методов классификации на основании группы известных прецедентов соответственно. Однако локализация отклонений и идентификация аномалий, имеющих медленно текущий характер, для паровых турбин является сложной задачей. В связи с этим заслуживает внимания разработка метода непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики на основе математической модели расходной характеристики отдельных отсеков паровой турбины, позволяющей учесть влияние изменения проходного сечения отсеков турбины на распределение давления по проточной части.

**Материалы и методы.** В рамках методологии матричной формализации в разработанной модели паровой турбины система линейных и нелинейных уравнений решается методами вычислительной математики. Решение оптимизационных задач диагностики состояния проточной части осуществляется методами математического программирования.

**Результаты.** Разработаны математическая модель теплофикационной паровой турбины Т-250/305-23.5-ДБ и метод непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики паровой турбины, отличающийся возможностью локализации отклонения и идентификации аномалии путем восстановления по распределению давления по проточной части проходных сечений отсеков паровой турбины.

**Выводы.** По результатам статистического анализа разработанная математическая модель теплофикационной паровой турбины Т-250/305-23.5-ДБ признана адекватной, а метод непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики паровой турбины продемонстрировал непротиворечивость получаемых результатов и пригодность для решения задач диагностики на практике. Разработанные модель и метод могут быть использованы в качестве модуля при разработке программного комплекса предиктивной аналитики энергетического оборудования.

**Ключевые слова:** теплофикационная паровая турбина, диагностика паровой турбины, метод непрерывного мониторинга, математическая модель расходной характеристики отсеков паровой турбины, предиктивная аналитика

**Kirill Nikolaevich Bubnov**

Ivanovo State Power Engineering University, Postgraduate Student of Thermal Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-13, e-mail: kirill.bubnov.96@mail.ru

**Vladimir Pavlovich Zhukov**

Ivanovo State Power Engineering University, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Applied Mathematics Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-97-45, e-mail: zhukov-home@yandex.ru

**Anton Vladimirovich Golubev**

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, Head of Control Systems Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-97-57, e-mail: gol-ant@yandex.ru

**Evgeniy Vitalievich Barochkin**

Ivanovo State Power Engineering University, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Thermal Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-13, e-mail: bar@ivenser.com

**Sergey Ilyich Shuvalov**

Ivanovo State Power Engineering University, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Heat Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

## System for continuous monitoring of technical condition and maintenance diagnostics of steam turbine

### Abstract

**Background.** Power equipment deterioration occurs during operation, it causes loss in reliability and efficiency, unscheduled shutdowns, and accidents. Now predictive analytics is one of the promising directions in the field of power engineering which allows to control and analyze the technical condition of power equipment. The problems of localization of deviation of technological parameters and detection of anomaly in the operation of power equipment are consistently solved in the framework of predictive analytics. The problems of deviations localization and anomalies detection are solved by the methods of statistical modeling and the classification algorithms respectively. However, for steam turbines the localization of deviation and the detection of anomalies having slow-flowing character are a difficult problem. Therefore, the issue of development of a method for continuous monitoring of technical condition and maintenance diagnostics based on a mathematical model of the steam turbine section flow characteristics is worth noticing. The method allows us to consider the effect of changes in the open flow area of the individual sections of a steam turbine on the pressure distribution over the steam flow path.

**Materials and methods.** The model of a steam turbine has been developed within the matrix formalization methodology. The solution of the system of linear and nonlinear equations is carried out by methods of computational mathematics. The solution of the optimization problems of the steam flow path diagnostics is carried out by methods of mathematical programming.

**Results.** A mathematical model of the cogeneration steam turbine T-250/305-23.5-DB and a method for continuous condition monitoring and maintenance diagnostics of steam turbine have been developed. It allows us to localize deviation and detect anomaly by recovery of the open flow area of the individual sections of a steam turbine based on the pressure distribution over the steam flow path.

**Conclusions.** The results of the statistical analysis prove that a mathematical model of the cogeneration steam turbine T-250/305-23.5-DB has been recognized adequate. The method for continuous condition monitoring and maintenance diagnostics of steam turbine has demonstrated consistency of the obtained results and ability to solve diagnostic problems in practice. The developed model and method can be used as a module in the development of a software package for predictive analytics of power equipment.

**Key words:** cogeneration steam turbine, steam turbine diagnostics, continuous monitoring method, mathematical model of flow characteristics of steam turbine compartments, predictive analytics

DOI: 10.17588/2072-2672.2023.4.085-093

**Введение.** Во время работы энергетического оборудования происходит его износ, который приводит не только к снижению надежности и эффективности, но и к неплановым остановам и аварийным ситуациям. В ходе эксплуатации паротурбинной установки (ПТУ), представляющей совокупность функциональных узлов и систем, а также вспомогательного оборудования техническое состояние непосредственно паровой турбины ухудшается вследствие низкого качества ремонта и монтажа, длительной эксплуатации деталей, несоблюдения обслуживающим персоналом электростанции требований норма-

тивных документов и т.д. [1]. Кроме того, причинами снижения эффективности и надежности паровой турбины, а также ухудшения характеристик маневренности, как указывают результаты прямых и косвенных испытаний, являются медленнотекущие процессы эрозивно-абразивного износа [2–4] и образования отложения солей и окислов [5, 6], выявление которых на ранних стадиях является сложной задачей.

В течение эксплуатации энергетического оборудования обслуживающий персонал контролирует и поддерживает техническое состояние оборудования путем оперативного диагностирования (например, контроль за эксплуатационными

показателями, вибрационным состоянием ротора, тепловыми расширениями цилиндров и т.д.) и диагностирования при ремонтах и регламентных проверках (например, внешний и внутренний осмотр, контроль линейных размеров, количественный и качественный анализ рабочих жидкостей вспомогательных систем, тепловые испытания [7] и т.д.) [8]. Ухудшение технического состояния ПТУ, в частности элементов проточной части паровой турбины, в процессе эксплуатации фиксируется путем систематического анализа возникшего несоответствия между значениями номинальных (нормативных) и фактических показателей, например экономичности паровой турбины<sup>2</sup>. Как правило, основным источником данных для этого выступают результаты экспресс-испытаний, проводимых один раз в 3–4 месяца<sup>3</sup>.

Для повышения эффективности обслуживания энергетического оборудования существуют системы и методы диагностики отдельных элементов, узлов и систем паровой турбины, например: проточной части [9–13]; системы тепловых расширений цилиндров турбины [14, 15]; валопровода турбоагрегата [16]; системы автоматического регулирования турбины [17, 18] и т.п. Эти методы диагностики различаются подходами к вопросу выбора контролируемых параметров и факторов, оказывающих непосредственное воздействие на техническое состояние отдельных функциональных узлов и систем, а также турбины в целом [10, 19, 20]. В свою очередь, диагностика проточной части паровой турбины осуществляется на основании расчета КПД отсеков паровой турбины, работающих на перегретом паре [9, 10], сигналов, получаемых от индукционных датчиков, устанавливаемых в проточной части над рабочими лопатками [11, 12], и результатов оптического контроля [13].

На данный момент одним из перспективных направлений развития обслуживания энергетического оборудования в топливно-энергетическом комплексе является предиктивная аналитика. Суть предиктивной аналитики заключается в интеллектуальном анализе данных, получаемых от контрольно-измерительных приборов и характеризующих техническое состояние оборудования, в целях обнаружения отклонений в эксплуатации оборудования с последующей их локализацией, идентификацией аномалий и выдачей прогноза по времени и соответствующих рекомендаций обслуживающему персоналу по их устранению [21–23].

В рамках предиктивной аналитики последовательно решаются задачи локализации отклонений технологических параметров и идентификации аномалий в эксплуатации энергетического

оборудования. Задачи локализации отклонений и идентификации аномалий решаются путем статистического моделирования и с помощью методов классификации на основании группы известных прецедентов соответственно [22, 23].

Однако локализовать отклонения и произвести идентификацию аномалий, имеющих медленнотекущий характер, для паровых турбин является сложной задачей. В связи с этим заслуживает внимания разработка метода непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики на основе математической модели расходной характеристики отдельных отсеков паровой турбины, позволяющей учесть влияние изменения проходного сечения отсеков турбины на распределение давления по проточной части.

Объектом данного исследования является теплофикационная паровая турбина Т-250/305-23.5-ДБ. Предмет исследования – непрерывный мониторинг технического состояния и оперативная диагностика паровой турбины. Целью исследования является разработка системы непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики паровой турбины по показаниям штатных контрольно-измерительных приборов.

**Методы исследования.** Ранее [24] для моделирования режимов работы паровой турбины (ПТУ К-300-240 ЛМЗ) была разработана матричная математическая модель и продемонстрирована ее адекватность. С помощью данной модели было осуществлено моделирование абразивного износа и заноса солями и окислами проходного сечения проточной части отдельных отсеков паровой турбины. Результаты численного моделирования [24] показали значимое изменение распределения давления по проточной части паровой турбины.

В целях разработки системы непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики на основе математической модели расходных характеристик отсеков паровой турбины была выбрана теплофикационная паровая турбина Т-250/305-23.5-ДБ, общий вид принципиальной тепловой схемы которой представлен на рис. 1.

Согласно единой методологии матричной формализации [25], математическая модель турбины Т-250/305-23.5-ДБ представляет собой совокупность линейных (уравнения материального и энергетического балансов) и нелинейных (зависимость Стодолы-Флюгеля) уравнений. Решение получившейся системы линейных и нелинейных уравнений выполняется методом итераций согласно предложенному ранее алгоритму [24].

<sup>2</sup> РД 34.20.581-96. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами: разработ. АО «Фирма ОРГРЭС»: утв. РАО «ЕЭС России» 30.12.1996: введ в действие с 01.01.1998 г.

<sup>3</sup> РД 153-34.1-30.311-96 (СО 34.30.311-96). Методические указания по проведению экспресс-испытаний паровых турбин ТЭС: разработ. АО «Фирма ОРГРЭС»: утв. РАО «ЕЭС России» 30.12.1996: введ в действие с 01.08.2001 г.



$$F(\Phi) = \sum_{j=1}^J [p_j^{рас}(D_0^{экс}; p_{ТО}^{экс}; p_{К-р}^{экс}; D_{ПСГ}^{экс}, \Phi) - p_j^{экс}]^2 \Rightarrow \min_{\Phi} \quad (3)$$

при ограничениях:

$$\begin{aligned} D_0^{min} &\leq D_0^{экс} \leq D_0^{max}, \\ p_{ТО}^{min} &\leq p_{ТО}^{экс} \leq p_{ТО}^{max}, \\ p_{К-р}^{min} &\leq p_{К-р}^{экс} \leq p_{К-р}^{max}, \\ D_{ПСГ}^{min} &\leq D_{ПСГ}^{экс} \leq D_{ПСГ}^{max}, \end{aligned} \quad (4)$$

где  $\Phi = \{\varphi_j\}$  – вектор значений эффективной площади проходных сечений отсеков паровой турбины, б/р;  $p_j^{рас}$  – расчетное значение давления пара на входе в  $j$ -й отсек, кгс/см<sup>2</sup>;  $D_0^{min}$  и  $D_0^{max}$  – минимальное и максимальное значения расхода свежего пара на турбину, кг/с;  $p_{ТО}^{min}$  и  $p_{ТО}^{max}$  – минимальное и максимальное абсолютные значения давления пара в камере теплофикационного отбора, кгс/см<sup>2</sup>;  $p_{К-р}^{min}$  и  $p_{К-р}^{max}$  – минимальное и максимальное абсолютные значения вакуума в конденсаторе, кгс/см<sup>2</sup>;  $D_{ПСГ}^{min}$  и  $D_{ПСГ}^{max}$  – минимальное и максимальное значения расхода конденсата греющего пара, сливаемого из сетевых подогревателей, кг/с; индексы:  $j$  – номер отсека;  $J$  – общее количество отсеков.

Основным критерием окончания процесса нахождения минимума целевой функции (3) методом покоординатного спуска [27] является условие  $|\Phi^k - \Phi^{k+1}| \leq \varepsilon$ , (5)

где  $k$  – номер итерации, б/р;  $\varepsilon$  – заданная точность расчета, б/р.

4. После определения эффективной площади проходных сечений отсеков паровой турбины для каждого отсека осуществляется диагностика состояния ее проточной части:

- увеличение площади проходного сечения отсека и/или увеличение зазора в диафрагменных и надбандажных уплотнениях, что является следствием абразивного износа и/или износа уплотнений соответственно ( $\varphi_j > 1$ );

- нормальное состояние, что свидетельствует о неизменности проходных сечений отсеков паровой турбины ( $\varphi_j = 1$ );

- уменьшение площади проходного сечения отсека, что является следствием заноса солями и окислами ( $\varphi_j < 1$ ).

**Результаты.** Результаты расчетного анализа, выполненного для проверки предложенного метода непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики паровой турбины, на примере теплофикационной турбины Т-250/305-23.5-ДБ представлены на рис. 2, 3. В качестве экспериментальных данных использованы данные из архива АСУ ТП вышеуказанной турбины за период с 20.10. по 1.11.2007 г.

Для параметрической идентификации математической модели турбины Т-250/305-23.5-ДБ использованы данные по установившимся режимам ее работы за период с 20.10. по 29.10.2007 г., за который было найдено 304 режима. При этом диапазон изменения активной мощности составил от 197,59 до 253,36 МВт, диапазон изменения расхода свежего пара – от 734,0 до 933,7 т/ч, диапазон изменения давления пара в камере верхнего теплофикационного отбора – от 0,660 до 1,223 кгс/см<sup>2</sup>; диапазон изменения вакуума в конденсаторе – от 0,056 до 0,078 кгс/см<sup>2</sup>; диапазон изменения расхода конденсата греющего пара, сливаемого из сетевых подогревателей, – от 234,6 до 333,6 т/ч.

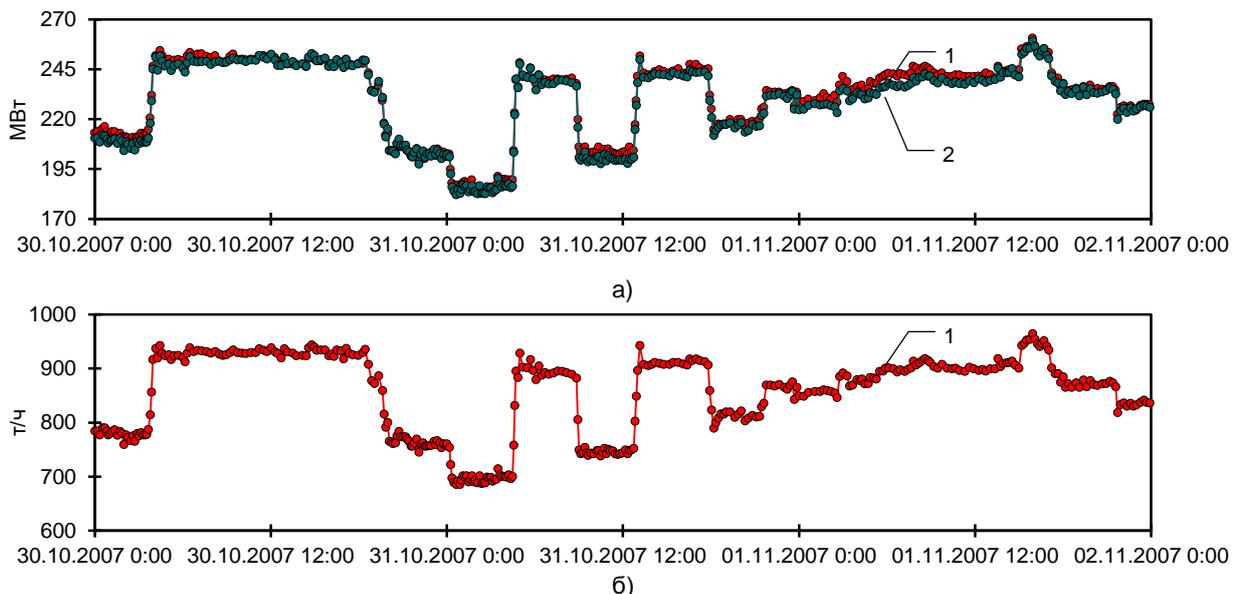


Рис. 2. Графики изменения: а – активной мощности; б – расхода свежего пара; 1 – реальный тренд из архива АСУ ТП; 2 – математическая модель

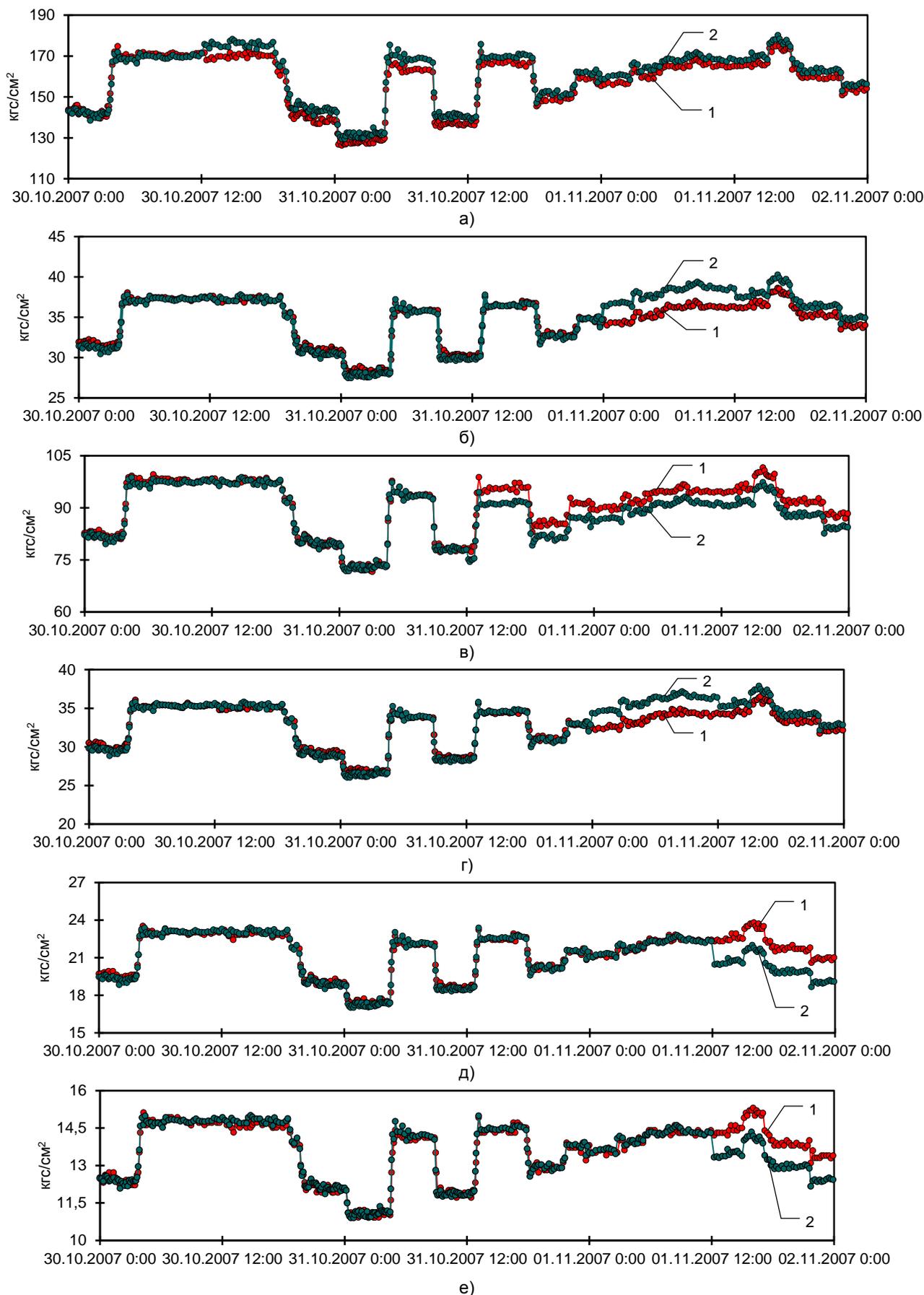


Рис. 3. Графики изменения давления пара: а – в камере регулирующей ступени; б – после 6-й ступени; в – в камере II-го отбора; г – на входе в ЦСД-I; д – в камере III-го отбора; е – в камере IV-го отбора; 1 – реальный тренд из архива АСУ ТП; 2 – математическая модель

В свою очередь, данные за 27.10 и 29.10.2007 г. (68 установившихся режимов работы) использованы для верификации математической модели. В данном случае диапазон изменения активной мощности составил от 198,98 до 249,76 МВт, диапазон изменения расхода свежего пара – от 741,8 до 926,5 т/ч, диапазон изменения давления пара в камере верхнего теплофикационного отбора – от 0,686 до 1,020 кгс/см<sup>2</sup>; диапазон изменения вакуума в конденсаторе – от 0,071 до 0,077 кгс/см<sup>2</sup>; диапазон изменения расхода конденсата греющего пара, сливаемого из сетевых подогревателей, – от 271,8 до 321,9 т/ч.

В качестве критериев выбора установившегося режима работы выбраны следующие пределы [7]:

- максимально допустимое отклонение от среднего значения активной мощности  $\pm 1$  %;
- максимально допустимое отклонение от среднего значения расхода свежего пара  $\pm 1$  %;
- максимально допустимая разница расходов питательной воды и свежего пара  $\pm 5$  %;
- максимально допустимое отклонение от среднего значения начального давления пара  $\pm 2$  %;
- максимально допустимое отклонение от среднего значения начальной температуры пара  $\pm 6$  °С;
- максимально допустимое отклонение от среднего значения температуры пара после промежуточного перегрева  $\pm 6$  °С;
- максимально допустимое отклонение от среднего значения давления пара в камере регулируемого отбора  $\pm 2$  %;
- максимально допустимое отклонение от среднего значения давления отработавшего пара  $\pm 5$  %;
- максимально допустимое отклонение от среднего значения коэффициента мощности  $\pm 0,05$ .

Количественной оценкой адекватности математической модели служат величины относительной ошибки прогноза и среднеквадратичного отклонения результатов расчета, выполненного по модели паровой турбины, от экспериментальных данных. В свою очередь, проведенный статистический анализ [28] полученных данных показал, что математическая модель ПТУ Т-250/305-23.5-ДБ во всем рассматриваемом диапазоне изменения расхода свежего пара позволяет определить активную мощность, давление пара в камере регулирующей ступени, после 6-й ступени, в камерах II, III и IV отборов и на входе в ЦСД-I с относительной ошибкой 0,83; 0,51; 0,66; 0,77; 0,64; 0,42 и 0,75 % соответственно, а также со среднеквадратичным отклонением 2,19 МВт; 0,82; 0,60; 0,32; 0,17; 0,07 и 0,31 кгс/см<sup>2</sup> соответственно. Таким образом, математическая модель паровой турбины при-

знана адекватной, так как она позволяет определить активную мощность, давление пара в камере регулирующей ступени, после 6-й ступени, в камерах II, III и IV отборов турбины и на входе в ЦСД-I с приемлемой для инженерных расчетов точностью.

Для проверки работоспособности метода диагностики технического состояния проточной части паровой турбины проведен численный эксперимент. В различные моменты времени с интервалом в 12 часов в период с 30.10 по 1.11.2007 г. вносятся следующие тестовые модельные возмущения (рис. 2, 3):

- занос солями и окислами отсека между камерой регулирующей ступени и после 6-й ступени ЦВД ( $\varphi_1 = 0,95$ );
- абразивный износ и/или увеличение зазора в диафрагменных и надбандажных уплотнениях отсека между 7-й ступенью ЦВД и камерой I-го отбора ( $\varphi_2 = 1,06$ );
- нормальное состояние отсека между камерами I-го и II-го отборов ( $\varphi_3 = 1,00$ );
- занос солями и окислами отсека между входом в ЦСД-I и камерой III -го отбора ( $\varphi_4 = 0,90$ );
- абразивный износ и/или увеличение зазора в диафрагменных и надбандажных уплотнениях отсеков между камерами III-го и IV-го отборов ( $\varphi_5 = 1,10$ ) и между камерами IV-го и V-го отборов ( $\varphi_6 = 1,07$ ).

Анализ результатов показал, что предложенный метод диагностики технического состояния проточной части позволяет на всем рассматриваемом промежутке времени определить эффективную площадь проходных сечений отсеков паровой турбины с относительной погрешностью 3,1 %. После внесения всех вышеуказанных тестовых возмущений в ходе решения оптимизационной задачи (3) в момент времени 20:00 за 1.11.2007 г. были определены следующие значения компонентов вектора  $\Phi$ :  $\varphi_1 = 0,9489$ ;  $\varphi_2 = 1,0614$ ;  $\varphi_3 = 1,0017$ ;  $\varphi_4 = 0,9059$ ;  $\varphi_5 = 1,1044$ ;  $\varphi_6 = 1,0689$ .

**Выводы.** Разработанные математическая модель теплофикационной паровой турбины Т-250/305-23.5-ДБ и метод непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики паровой турбины позволяют локализовать отклонения и идентифицировать аномалии путем восстановления по заданному распределению давления по проточной части проходных сечений отсеков парой турбины. Кроме того, приведенные результаты статистического анализа моделирования продемонстрировали адекватность разработанной модели турбины и перспективность ее использования. Метод оперативной диагностики проточной части паровой турбины продемонстрировал непротиворечивость получаемых результатов и пригодность для решения задач диагностики на практике.

Таким образом, разработанный метод непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики паровой турбины по изменению распределения давления по ее проточной части может быть использован для анализа технического состояния действующего энергетического оборудования в условиях его промышленной эксплуатации. Кроме того, модель и метод могут быть использованы в качестве модуля при создании программного комплекса предиктивной аналитики энергетического оборудования.

### Список литературы

1. **Стратегия** ремонтов паровых турбин на основе анализа надежности их узлов / Б.Е. Мурманский, Ю.М. Бродов, В.В. Лебедев, С.В. Васенин // Надежность и безопасность энергетики. – 2014. – № 4(27). – С. 58–63.
2. **Снижение** абразивной эрозии турбинных ступеней перегретого пара / В.Г. Орлик, Н.В. Аверкина, А.А. Азнабаев и др. // Электрические станции. – 2008. – № 12. – С. 33–41.
3. **Модернизация** первой ступени ЦСД турбины К-300-240 ЛМЗ с целью уменьшения эрозионно-абразивного износа проточной части / В.А. Хаимов, Ю.А. Воропаев, А.И. Левченко, Л.В. Федорова // Электрические станции. – 2011. – № 9. – С. 8–16.
4. **Хаимов В.А., Качуринер Ю.Я., Воропаев Ю.А.** Эрозионный износ твердыми частицами проточной части ЦСД-1 Т-250/300-240 // Электрические станции. – 2004. – № 4. – С. 14–20.
5. **Отработка** режима химической промывки турбин К-300-240 ХТГЗ под нагрузкой / Н.Г. Клейменов, В.М. Андрияшин, Е.Н. Коржов, А.В. Агапова // Теплоэнергетика. – 1977. – № 1. – С. 52–55.
6. **Влияние** водного режима работы паровых турбин сверхкритических параметров / Т.Х. Маргулова, Б.М. Трояновский, Г.С. Самойлович и др. // Теплоэнергетика. – 1977. – № 2. – С. 40–43.
7. **Сахаров А.М.** Тепловые испытания паровых турбин. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 238 с.
8. **Технические** средства диагностирования: Справочник / В.В. Клюев, П.П. Пархоменко, В.Е. Абрамчук и др.; под общ. ред. В.В. Клюева. – М.: Машиностроение, 1989. – 672 с.
9. **Перминов И.А., Орлик В.Г.** Диагностика технического состояния проточной части ЦВД и ЦСД по эксплуатационным измерениям давлений и температур пара в турбине // Электрические станции. – 2003. – № 6. – С. 38–41.
10. **Эксплуатационная** диагностика теплового состояния и экономичности паровых турбин ТЭС и АЭС / В.В. Божко, А.Н. Коваленко, В.М. Ляпунов, Л.А. Хоменко // Теплоэнергетика. – 2016. – № 5. – С. 45–50.
11. **Развитие** и совершенствование систем эксплуатационной диагностики производства ОАО НПО ЦКТИ турбоагрегатов ТЭС и АЭС / И.А. Ковалев, В.Г. Раковский, Н.Ю. Исаков, А.В. Сандовский // Теплоэнергетика. – 2016. – № 3. – С. 15–20.
12. **Опыт** эксплуатации системы диагностики рабочих лопаток ЦНД турбины К-210 ст. №2 Шатурской ГРЭС-5 / В.М. Гвоздев, А.И. Поляков, Н.Ю. Исаков, Э.С. Мандрыка // Электрические станции. – 2001. – № 8. – С. 16–18.
13. **Хаимов В.А.** Оптическая диагностика проточной части паровых турбин // Электрические станции. – 2014. – № 2. – С. 7–15.

14. **Дон Э.А., Тарадай Д.В., Буглаев К.Е.** Система диагностики температурных расширений турбоагрегатов // Электрические станции. – 2012. – № 9. – С. 42–47.
15. **Буглаев К.Е., Дон Э.А., Тарадай Д.В.** Применение системы СДАРТ для диагностики температурных расширений турбоагрегата // Теплоэнергетика. – 2005. – № 6. – С. 23–28.
16. **Актуальность** и проблема реализации мониторинга крутильных колебаний валопроводов турбоагрегатов на электростанциях / М.А. Биялт, П.Е. Черненко, Е.В. Бочкарев и др. // Электрические станции. – 2013. – № 8. – С. 50–57.
17. **Калашников А.А.** Некоторые вопросы развития автоматической диагностики систем регулирования турбоагрегатов // Теплоэнергетика. – 1988. – № 10. – С. 25–28.
18. **Беликов Н.В., Занимонец Ю.М., Козлов Е.Г.** Автоматизированная система для испытаний, контроля и диагностики паровых турбин всех типов // Теплоэнергетика. – 2000. – № 11. – С. 39–41.
19. **Ковалев И.А., Исаков Н.Ю., Божков В.В.** Комплексная диагностика как необходимое средство обеспечения эксплуатационной надежности турбоагрегата // Теплоэнергетика. – 2012. – № 3. – С. 12–17.
20. **Разработка** элементов системы мониторинга технического состояния турбоагрегатов ТЭС и АЭС / С.Н. Бойченко, В.Н. Костоков, Н.Ю. Кузьминых и др. // Теплоэнергетика. – 2017. – № 8. – С. 14–23.
21. **Коршикова А.А., Идзон О.М.** Модель раннего обнаружения аварийных ситуаций на оборудовании электростанций на основе метода наименьших потенциалов // Теплоэнергетика. – 2021. – № 10. – С. 37–44.
22. **Опыт** использования удаленного доступа и предсказательной аналитики состояния энергетического оборудования / С.А. Наумов, А.В. Крымский, М.А. Липатов, Д.Н. Скрабатун // Теплоэнергетика. – 2018. – № 4. – С. 21–33.
23. **Опыт** создания системы автоматического распознавания аномалий в работе энергетического оборудования / Д.Н. Немирович-Скрабатун, А.А. Персяев // Электрические станции. – 2022. – № 1. – С. 49–56.
24. **Математическая** модель расходных характеристик паротурбинных установок / К.Н. Бубнов, В.П. Жуков, С.Д. Горшенин, Е.В. Барочкин // Вестник ИГЭУ. – 2022. – Вып. 5. – С. 72–79.
25. **Жуков В.П., Барочкин Е.В.** Системный анализ энергетических теплообменных установок. – Иваново, 2009. – 176 с.
26. **Биргер И.А.** Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978. – 239 с.
27. **Амосов А.А., Дубинский Ю.А., Копчева Н.В.** Вычислительные методы для инженеров. – М.: Высш. шк., 1994. – 544 с.
28. **Гмурман В.Е.** Теория вероятностей и математическая статистика. – М.: Высш. шк., 2003. – 479 с.

### References

1. Murmanskii, B.E., Brodov, Yu.M., Lebedev, V.V., Vasenin, S.L. Strategiya remontov parovykh turbin na osnove analiza nadezhnosti ikh uzlov [Steam turbine repair strategy based on reliability analysis of their components]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki*, 2014, no. 4(27), pp. 58–63.
2. Orlik, V.G., Averkina, N.V., Aznabaev, A.A., Kachuriner, Yu.Ya., Nosovitskiy, I.A., Filaretov, M.A., Chervonnyy, V.F. Snizhenie abrazivnoy erozii turbinykh

stupeney peregretoogo para [Reduction of abrasive erosion of superheated steam turbine stages]. *Elektricheskije stantsii*, 2008, no. 12, pp. 33–41.

3. Khaimov, V.A., Voropaev, Yu.A., Levchenko, A.I., Fedorova, L.V. Modernizatsiya pervoy stupeni TsSD turbiny K-300-240 LMZ s tsel'yu umen'sheniya erozionno-abrazivnogo iznosa protochnoy chasti [Modernization of the first stage of the IPC of the K-300-240 LMZ turbine in order to reduce the erosion-abrasive wear of the flow path]. *Elektricheskije stantsii*, 2011, no. 9, pp. 8–16.

4. Khaimov, V.A., Kachuriner, Yu.Ya., Voropaev, Yu.A. Eroziionnyy iznos tverdymi chastitsami protochnoy chasti TsSD-1 T-250/300-240 [Erosion wear by solid particles of the flow part of the IPC-1 T-250/300-240]. *Elektricheskije stantsii*, 2004, no. 4, pp. 14–20.

5. Klymenov, N.G., Andryushin, V.M., Korzhov, E.N., Agapova, A.V. Otrabotka rezhima khimicheskoy promytki turbin K-300-240 KhTGZ pod nagruzkoy [Development of chemical washing of turbines K-300-240 KhTGZ under load]. *Teploenergetika*, 1977, no. 1, pp. 52–55.

6. Margulova, T.Kh., Troyanovskiy, B.M., Samoylevich, G.S., Razumovskaya, E.D., Kuz'micheva, L.V. Vliyanie vodnogo rezhima raboty parovykh turbin sverkhkriticheskikh parametrov [Influence of water mode of operation of supercritical steam turbines]. *Teploenergetika*, 1977, no. 2, pp. 40–43.

7. Sakharov, A.M. *Teplovyie ispytaniya parovykh turbin* [Thermal tests of steam turbines]. Moscow: Energoatomizdat, 1990. 238 p.

8. Klyuev, V.V., Parkhomenko, P.P., Abramchuk, V.E. *Tekhnicheskije sredstva diagnostirovaniya* [Diagnostic hardware]. Moscow: Mashinostroenie, 1989. 672 p.

9. Perminov, I.A., Orlik, V.G. Diagnostika tekhnicheskogo sostoyaniya protochnoy chasti TsVD i TsSD po ekspluatatsionnym izmereniyam davleniy i temperatur para v turbine [Diagnostics of the technical condition of the HPC and IPC flow part by operational measurements of pressure and temperature of steam in the turbine]. *Elektricheskije stantsii*, 2003, no. 6, pp. 38–41.

10. Bozhko, V.V., Kovalenko, A.N., Lyapunov, V.M., Khomenko, L.A. Ekspluatatsionnaya diagnostika teplovogo sostoyaniya i ekonomichnosti parovykh turbin TES i AES [Operational diagnostics of thermal state and efficiency of steam turbines of TPP and NPP]. *Teploenergetika*, 2016, no. 5, pp. 45–50.

11. Kovalev, I.A., Rakovskiy, V.G., Isakov, N.Yu., Sandovskiy, A.V. Razvitie i sovershenstvovanie sistem ekspluatatsionnoy diagnostiki proizvodstva OAO NPO TsKTI turboagregatov TES i AES [Development and improvement of the operating diagnostics systems of NPO CKTI works for turbine units of TPP and NPP]. *Teploenergetika*, 2016, no. 3, pp. 15–20.

12. Gvozdev, V.M., Polyakov, A.I., Isakov, N.Yu., Mandryka, E.S. Opyt ekspluatatsii sistemy diagnostiki rabochikh lopatok TsND turbiny K-210 st. №2 Shaturskoy GRES-5 [Experience in operation of the diagnostics system for LPC turbine rotor blades K-210 st. No. 2 of Shaturskaya GRES-5]. *Elektricheskije stantsii*, 2001, no. 8, pp. 16–18.

13. Khaimov, V.A. Opticheskaya diagnostika protochnoy chasti parovykh turbin [Optical diagnostics of the steam turbine flow path]. *Elektricheskije stantsii*, 2014, no. 2, pp. 7–15.

14. Don, E.A., Taraday, D.V., Buglaev, K.E. Sistema diagnostiki temperaturnykh rasshireniy turboagregatov [Turbine unit temperature expansion diagnostics system]. *Elektricheskije stantsii*, 2012, no. 9, pp. 42–47.

15. Buglaev, K.E., Don, E.A., Taraday, D.V. Primenenie sistemy SDART dlya diagnostiki temperaturnykh

rasshireniy turboagregata [Application of SDART system for diagnostics of turbine unit temperature expansions]. *Teploenergetika*, 2005, no. 6, pp. 23–28.

16. Biyalt, M.A., Chernenok, P.E., Bochkarev, E.V., Ur'ev, E.V. Aktual'nost' i problema realizatsii monitoringa krutil'nykh kolebaniy valoprovodov turboagregatov na elektrostantsiyakh [Relevance and problem of implementation of torsional oscillations monitoring of turbine unit shaft lines at power plants]. *Elektricheskije stantsii*, 2013, no. 8, pp. 50–57.

17. Kalashnikov, A.A. Nekotorye voprosy razvitiya avtomaticheskoy diagnostiki sistem regulirovaniya turboagregatov [Some issues of development of automatic diagnostics of turbine control systems]. *Teploenergetika*, 1988, no. 10, pp. 25–28.

18. Belikov, N.V., Zanimonets, Yu.M., Kozlov, E.G. Avtomatizirovannaya sistema dlya ispytaniy, kontrolya i diagnostiki parovykh turbin vseh tipov [Automated system for testing, monitoring and diagnostics of steam turbines of all types]. *Teploenergetika*, 2000, no. 11, pp. 39–41.

19. Kovalev, I.A., Isakov, N.Yu., Bozhkov, V.V. Kompleksnaya diagnostika kak neobkhodimoe sredstvo obespecheniya ekspluatatsionnoy nadezhnosti turboagregata [Comprehensive diagnostics as a necessary tool for ensuring operational reliability of turbine units]. *Teploenergetika*, 2012, no. 3, pp. 12–17.

20. Boychenko, S.N., Kostyukov, V.N., Kuz'minykh, N.Yu., Kumenko, A.I., Timin, A.V. Razrabotka elementov sistemy monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya turboagregatov TES i AES [Development of elements of the condition monitoring system of turbine units of TPP and NPP]. *Teploenergetika*, 2017, no. 8, pp. 14–23.

21. Korshikova, A.A., Idzon, O.M. Model' rannego obnaruzheniya avariynykh situatsiy na oborudovanii elektrostantsiy na osnove metoda naimen'shikh potentsialov [Model of early detection of emergencies on power plant equipment based on the least potential method]. *Teploenergetika*, 2021, no. 10, pp. 37–44.

22. Naumov, S.A., Krymskiy, A.V., Lipatov, M.A., Skrabatun, D.N. Opyt ispol'zovaniya udalennogo dostupa i predskazatel'noy analitiki sostoyaniya energeticheskogo oborudovaniya [Experience in use of remote access and predictive analytics of the state of power equipment]. *Teploenergetika*, 2018, no. 4, pp. 21–33.

23. Nemirovich-Skrabatun, D.N., Persyaev, A.A. Opyt sozdaniya sistemy avtomaticheskogo raspoznavaniya anomalii v rabote energeticheskogo oborudovaniya [Experience in creating an automatic anomaly recognition system in the operation of power equipment]. *Elektricheskije stantsii*, 2022, no. 1, pp. 49–56.

24. Bubnov, K.N., Zhukov, V.P., Gorshenin, S.D., Barochkin, E.V. Matematicheskaya model' raskhodnykh kharakteristik paroturbinykh ustanovok [Mathematical model of flow characteristics of steam turbine plant]. *Vestnik IGEU*, 2022, issue 5, pp. 72–79.

25. Zhukov, V.P., Barochkin, E.V. *Sistemnyy analiz energeticheskikh teplomassoobmennykh ustanovok* [System analysis of energy heat and mass exchange plants]. Ivanovo, 2009. 176 p.

26. Birger, I.A. *Tekhnicheskaya diagnostika* [Technical diagnostics]. Moscow: Mashinostroenie, 1978. 239 p.

27. Amosov, A.A., Dubinskiy, Yu.A., Kopchenova, N.V. *Vychislitel'nye metody dlya inzhenerov* [Computational methods for engineers]. Moscow: Vysshaya shkola, 1994. 544 p.

28. Gmurman, V.E. *Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika* [Probability theory and mathematical statistics]. Moscow: Vysshaya shkola, 2003. 479 p.