

## ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

---

---

УДК 621.311.22

**Дмитрий Сергеевич Федоров**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», аспирант кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

**Григорий Васильевич Ледуховский**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доктор технических наук, ректор, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-99, e-mail: lgv@ispu.ru

### **Разработка математической модели энергоблока ПГУ-120 на основе нормативных энергетических характеристик с двухуровневой идентификацией по данным эксплуатационных наблюдений**

#### **Авторское резюме**

**Состояние вопроса.** При решении задач прогнозирования технико-экономических показателей, планирования и оптимизации режимов работы энергоблоков требуются их математические модели, обладающие приемлемой адекватностью во всем регулировочном диапазоне нагрузок оборудования. Разработка математических моделей на основе поверочного теплового расчета элементов энергоблока и балансового расчета тепловой схемы не только весьма трудоемка, но и не позволяет в большинстве случаев достичь требуемой точности при описании реальных режимов эксплуатации оборудования. В случае использования для разработки математических моделей специализированного программного обеспечения эти недостатки могут быть частично преодолены, однако такие модели затруднительно использовать при решении задач режимной оптимизации в реальном времени и в тех случаях, когда требуется интеграция модели в программно-технический комплекс более высокого уровня. В связи с этим на практике в большинстве случаев применяются математические модели, основанные на нормативных энергетических характеристиках оборудования. Для обеспечения требуемых показателей точности таких моделей необходима разработка соответствующих методов их идентификации по данным технического учета и контроля эксплуатируемой энергетической установки.

**Материалы и методы.** Разработка математической модели энергоблока ПГУ-120 выполнена на основе нормативных энергетических характеристик оборудования. Поправки к основным и промежуточным показателям тепловой экономичности определены методом множественной линейной регрессии на основе данных эксплуатационных наблюдений. Идентификация модели дополнительно проведена на основе результатов расчета составляющих резерва тепловой экономичности.

**Результаты.** Разработана математическая модель энергоблока ПГУ-120, основу которой составляют нормативные энергетические характеристики оборудования, а для обеспечения требуемых показателей точности результатов расчета используется двухуровневая идентификация подмоделей элементов ПГУ с использованием данных эксплуатационных наблюдений. Проведена апробация разработанной модели применительно к эксплуатируемому энергоблоку.

**Выводы.** Результаты апробации разработанной математической модели подтверждают возможность ее использования для прогнозирования технико-экономических показателей с приемлемой точностью. Предложенный подход к разработке математических моделей может быть рекомендован к применению при разработке прикладных программных средств, предназначенных для планирования и оптимизации режимов работы парогазовых установок ТЭС.

**Ключевые слова:** тепловая электрическая станция, парогазовая установка, тепловая экономичность оборудования, энергетические характеристики, множественная линейная регрессия, математическое моделирование

**Dmitry Sergeevich Fedorov**

Ivanovo State Power Engineering University, Postgraduate Student of Thermal Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

**Grigory Vasilievich Ledukhovskiy**

Ivanovo State Power Engineering University, Doctor of Engineering Sciences, Rector, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-99, e-mail: lgv@ispu.ru

## Development of a mathematical model of CCGT-120 power unit based on standard energy characteristics with two-level identification based on operational observation data

### Abstract

**Background.** When solving problems of forecasting technical and economic performance, planning, and enhancement of the operating modes of power units, their mathematical models are required that exhibit acceptable adequacy across the entire adjustment range of equipment load. Development of mathematical models based on verification of thermal calculations of power unit components and heat-and-mass balance calculation is not only labor-intensive but also, in most cases, does not allow achieving the required accuracy when describing real time modes of equipment operation. In the case of using specialized software to develop mathematical models, these shortcomings can be partially overcome. However, such models are difficult to use when solving real-time optimization problems and in cases where model integration into a higher-level software and hardware system is required. Therefore, in practical work, mathematical models based on standard energy characteristics of equipment are most often used. To ensure the required accuracy of such models, it is necessary to develop appropriate methods for their identification based on technical accounting and control data of the operating power plant.

**Materials and methods.** The mathematical model of the CCGT-120 power unit is developed based on the standard energy characteristics of the equipment. The adjustments to the main and intermediate thermal efficiency indicators have been determined using multiple linear regression based on data of operation observation. Model identification is further conducted based on the results of calculating the components of the thermal efficiency reserve.

**Results.** A mathematical model of the CCGT-120 power unit has been developed, based on the standard energy characteristics of the equipment. To ensure the required accuracy of the calculation results, a two-level identification of the CCGT unit component submodels is used, using operational observation data. The developed model has been tested on an operating power unit.

**Conclusions.** The results of testing the developed mathematical model confirm its applicability for forecasting technical and economic performance with acceptable accuracy. The proposed approach to development of mathematical models can be recommended when developing software applications designed for planning and optimizing the operating modes of combined-cycle gas turbines at thermal power plants.

**Key words:** thermal power plant, combined cycle plant, thermal efficiency of equipment, energy characteristics, multiple linear regression, mathematical modeling

**DOI:** 10.17588/2072-2672.2026.3.005-017

**Введение.** При эксплуатации ТЭС возникают задачи прогнозирования технико-экономических показателей, планирования и оптимизации режимов работы оборудования, для решения которых необходимо располагать соответствующими математическими моделями, с приемлемой точностью описывающими показатели работы агрегатов и установок во всем регулировочном диапазоне их нагрузок [1–3]. Такие математические модели могут быть разработаны на основе поверочного теплового расчета элементов энергетической установки и балансового расчета тепловой схемы, в том числе с использованием специализированного программного обеспечения (Thermoflow [4, 5], Thermolib [6], United Cycle [7] и др.). Однако в этом случае разработка математической модели оказывается весьма трудоемкой задачей и зачастую не позволяет достичь требуемой точности при описании реальных режимов эксплуатации оборудования. Кроме того, математические модели, разработанные средствами спе-

циализированного программного обеспечения, затруднительно использовать для режимной оптимизации оборудования в реальном времени и в тех случаях, когда требуется интеграция модели в программно-технический комплекс более высокого уровня.

С учетом изложенного на практике в большинстве случаев применяются математические модели, основанные на нормативных энергетических характеристиках оборудования<sup>1</sup> [1, 8], которые, в соответствии с действующими руководящими документами<sup>2</sup> энергетической отрасли, разрабатываются для ТЭС установленной

<sup>1</sup> РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: разработ. СПО ОРГРЭС.

<sup>2</sup> Приказ Министерства энергетики РФ №323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии»; РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: разработ. АО «Фирма ОРГРЭС».

электрической мощностью 10 МВт и более и пересматриваются (актуализируются) каждые пять лет. Энергетические характеристики разрабатываются, как правило, на основе результатов тепловых (балансовых) испытаний оборудования по первой категории сложности<sup>3</sup> и должны в полной мере охватывать регулировочные диапазоны изменения параметров энергетической установки. Опыт показывает [1], что в случае если нормативно-техническая документация по топливоиспользованию (НТД по ТИ), в состав которой входят нормативные энергетические характеристики оборудования, разработана качественно и в соответствии с установленными требованиями, то она позволяет достаточно точно прогнозировать показатели работы оборудования в заданных режимах эксплуатации.

Нормативные энергетические характеристики, по определению, устанавливают показатели работы оборудования при его нормативном техническом состоянии, которое далеко не всегда обеспечивается. Кроме того, в период срока действия НТД по ТИ (от одного ее пересмотра до другого) техническое состояние оборудования меняется, могут иметь место недостатки эксплуатации, ведения режимов работы оборудования. В связи с этим для обеспечения требуемых показателей точности математических моделей агрегатов и установок ТЭС, основанных на нормативных энергетических характеристиках оборудования, необходима разработка соответствующих методов их идентификации по данным технического учета и контроля эксплуатируемых энергетических установок.

В рамках настоящего исследования разрабатывается математическая модель энергоблока ПГУ-120, основанная на нормативных энергетических характеристиках оборудования данного энергоблока, с двухуровневой идентификацией подмоделей элементов ПГУ по данным эксплуатационных наблюдений (технического учета и контроля).

Энергоблок ПГУ-120 включает: две газотурбинные установки (ГТУ) типа SGT-800 номинальной электрической мощностью по 45 МВт; два паровых котла-утилизатора (КУ) типа HRSG двух давлений номинальной паропроизводительностью контура высокого давления по 58,97 т/ч, номинальной паропроизводительностью контура низкого давления по 14,22 т/ч с подогревателями сетевой воды (ВВТО); паровую турбину (ПТ) с противодавлением типа SST-700 (VAX MP16-DH) производства SIEMENS номинальной электрической мощностью 30 МВт с нерегулируемыми отборами пара: производственным – на собственные нужды; двухступенчатым теплофикационным – на сетевые подогреватели НПСГ (нижний) и

ВПСГ (верхний). Независимое регулирование электрической и тепловой нагрузок энергоблока осуществляется с помощью суховоздушных градирен (СВГ), в которых отводится избыточная теплота от потока сетевой воды, а также пикового водогрейного котла (ПВК) типа КВГМ-151,2-150, обеспечивающего дополнительный подогрев сетевой воды в случае недостаточности мощности теплофикационной установки энергоблока. Расчетная тепловая схема энергоблока представлена на рис. 1.

**Методы исследования.** Для рассматриваемого энергоблока ПГУ-120 первоначально разработана математическая модель, основанная на утвержденных нормативных энергетических характеристиках оборудования, включающая подмодели ГТУ, КУ, ПТ и ПВК, а также блоки расчета затрат тепловой и электрической энергии на собственные нужды и удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии.

**1. Подмодель каждой из ГТУ** включает расчетные зависимости для определения следующих основных показателей:

1) исходно-номинальных значений  $i$ -х показателей тепловой экономичности ГТУ:

$$\Pi_i^{(ин)} = f_{\text{ЭХ}, i}(N_{\text{ГТУ}}), \quad (1)$$

где  $\Pi_i^{(ин)}$  – исходно-номинальное значение  $i$ -го показателя тепловой экономичности;  $N_{\text{ГТУ}}$  – заданное значение электрической мощности ГТУ, МВт;  $f_{\text{ЭХ}, i}$  обозначает определение показателя по соответствующей нормативной энергетической характеристике (для обеспечения возможности использования в расчетах графики энергетических характеристик оборудования должны быть предварительно оцифрованы);

2) исходно-номинальных (фиксированных) значений  $j$ -х факторов, принятых при разработке нормативных энергетических характеристик ГТУ:

$$\Phi_j^{(ин)} = f_{\text{ЭХ}, j}(N_{\text{ГТУ}}), \quad (2)$$

где  $\Phi_j^{(ин)}$  – исходно-номинальное (фиксированное) значение  $j$ -го фактора.

3) номинальных значений  $i$ -х показателей тепловой экономичности ГТУ:

$$\Pi_i^{(н)} = \Pi_i^{(ин)} + \sum_{j=1}^m \Delta \Pi_{i,j}, \quad (3)$$

где  $\Delta \Pi_{i,j}$  – поправка к рассматриваемому  $i$ -у показателю, учитывающая его отклонение при изменении  $j$ -го влияющего фактора от его исходно-номинального значения  $\Phi_j^{(ин)}$  до заданного значения  $\Phi_j$  (соответствующего рассматриваемому режиму работы оборудования);  $m$  – количество факторов, влияние которых учитывается при определении показателя  $\Pi_i$ :

$$\Delta \Pi_{i,j} = f_{\text{ЭХ}, j}(\Delta \Phi_j = \Phi_j - \Phi_j^{(ин)}; N_{\text{ГТУ}}). \quad (4)$$

<sup>3</sup> РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: разработ. СПО ОРГРЭС.

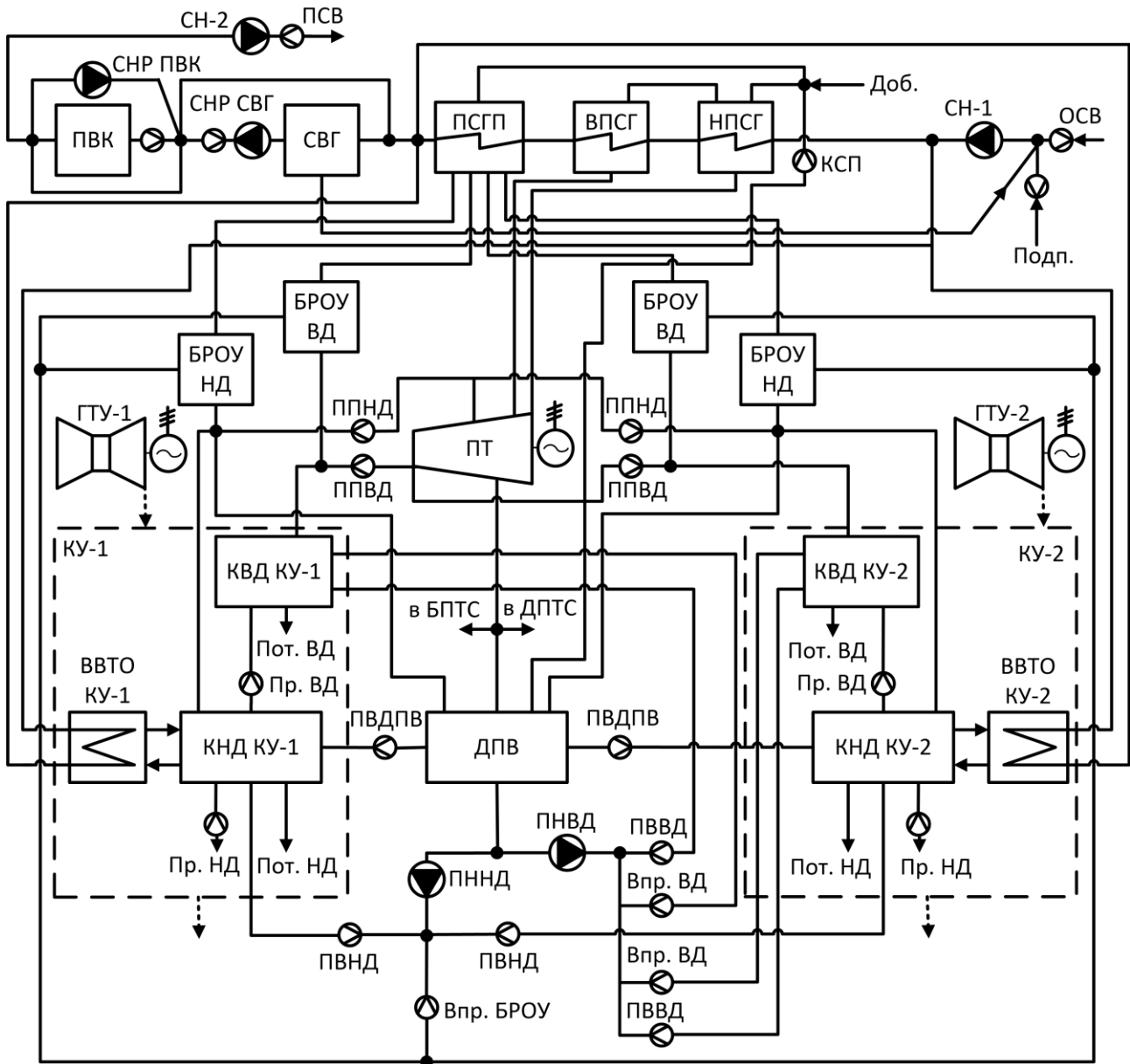


Рис. 1. Расчетная тепловая схема энергоблока ПГУ-120: Доб. – ввод добавочной воды; НПСГ, ВПСГ и ПСПП – сетевые подогреватели нижний, верхний и пиковый соответственно; КСП – конденсат сетевых подогревателей; БРОУ ВД и БРОУ НД – быстродействующие редукционно-охлаждающие установки контуров высокого и низкого давления соответственно; ГТУ-1 и ГТУ-2 – газотурбинные установки №1 и №2 соответственно; ПТ – паровая турбина; ППВД и ППНД – перегретый пар контуров высокого и низкого давления соответственно; КВД и КНД – тракты высокого и низкого давления КУ соответственно; КУ-1 и КУ-2 – котлы-утилизаторы № 1 и № 2 соответственно; в БПТС – в бак подпитки теплосети (на паровую подушку); ДПТС – деаэрактор подпитки теплосети; Пот. ВД и Пот. НД – потери теплоносителя из пробоотборных точек КУ по контурам высокого и низкого давления соответственно; Пр. ВД и Пр. НД – продувка контуров высокого и низкого давления КУ соответственно; ДПВ – деаэрактор питательной воды; ПВДПВ – подвод греющей воды в ДПВ; ПНВД и ПННД – питательные насосы высокого и низкого давления соответственно; ПВВД и ПВНД – питательная вода контуров высокого и низкого давления КУ соответственно; Впр. ВД и Впр. БРОУ – впрыск питательной воды в пароперегреватель высокого давления и БРОУ соответственно; ВВТО – водо-водяной теплообменник для нагрева сетевой воды; ПВК – пиковый водогрейный котел; СН-1, 2 – сетевые насосы первого и второго подъема соответственно; СНР – сетевой насос рециркуляции; СВГ – суховоздушная градирня; ПСВ и ОСВ – прямая и обратная сетевая вода соответственно; Подп. – подпитка теплосети;  $\odot$  – средство измерения расхода

В рассматриваемом случае (ПГУ-120 с ГТУ типа SGT-800) в качестве  $\Phi_j$  учитываются: температура воздуха на входе в компрессор ГТУ  $t_{1к}$ , °С, и его относительная влажность  $\varphi_{1к}$ , %; приведенная высота над уровнем моря

$H_{ур}^{прив}$ , м (через этот фактор учитывается влияние барометрического давления  $V_{бар}$ , мм рт. ст.); перепад давлений на входе в компрессор ГТУ  $\Delta P_{1к}$ , кПа, и на выходе ГТУ  $\Delta P_{2т}$ , кПа; коэффициент мощности турбогенератора  $\cos(\varphi)$ , ед.;

состав сжигаемого топливного газа (через отношение массовых долей углерода и водорода  $\Delta(C/H)_{\text{топл}}$ , %, и массовую долю азота  $\Delta N_{\text{топл}}$ , %); отдельно определяются также поправки на пуски ГТУ  $n_{\text{пуск}}^{\text{ГТУ}}$ , ед., и на отработанный ресурс ГТУ  $\tau_{\text{рес}}^{\text{ГТУ}}$ , ч.

В соответствии с (1)–(4) определяются значения следующих показателей тепловой экономичности  $\Pi_i^{(H)}$ : тепловой мощности, подведенной к камере сгорания ГТУ,  $Q_{\text{КС}}^{(H)}$ , МВт; тепловой мощности потока продуктов сгорания на выходе из ГТУ  $Q_{2T}^{(H)}$ , МВт, их расхода  $G_{2T}^{(H)}$ , кг/с, и температуры  $t_{2T}^{(H)}$ , °С; коэффициента избытка воздуха в дымовых газах на выходе из ГТУ  $\alpha_{2T}^{(H)}$ , ед.

Номинальное значение КПД брутто ГТУ составляет

$$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр (H)}} = \frac{100 \cdot N_{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{КС}}^{(H)}}. \quad (5)$$

Номинальное значение расхода топлива в камеру сгорания ГТУ в условном исчислении, т у.т/ч, составляет

$$B_{\text{КС}}^{(H)} = \frac{Q_{\text{КС}}^{(H)} \cdot 3600 \cdot 1000}{7000 \cdot 4186,8} = \frac{Q_{\text{КС}}^{(H)} \cdot 0,1228}{1 + \frac{\rho_{\text{топл}} h_{\text{топл}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}}}, \quad (6)$$

где 3600 с/ч, 1000 кг/т, 4186,8 Дж/ккал – перевод единиц измерения времени, массы, энергии соответственно; 7000 ккал/кг – удельная теплота сгорания на рабочую массу условного топлива;  $\rho_{\text{топл}}$ , кг/м<sup>3</sup> и  $h_{\text{топл}}$ , ккал/кг – плотность при нормальных условиях и энтальпия топливного газа, поступающего в камеру сгорания ГТУ соответственно;  $Q_{\text{H}}^{\text{P}}$  – низшая удельная теплота сгорания на рабочую массу топливного газа, поступающего в камеру сгорания ГТУ, ккал/м<sup>3</sup>.

Отметим, что использование внесистемных единиц измерения ряда параметров здесь и далее соответствует практике проведения расчетов на ТЭС.

Номинальное значение расхода топлива в камеру сгорания ГТУ в натуральном исчислении, кг/с, составляет

$$G_{\text{КС}}^{(H)} = \frac{B_{\text{КС}}^{(H)} \rho_{\text{топл}} \cdot 7000 \cdot 1000}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot 3600} = \frac{B_{\text{КС}}^{(H)} \rho_{\text{топл}} \cdot 1944,4}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}}. \quad (7)$$

Номинальное значение расхода воздуха на входе в компрессор ГТУ, кг/с, рассчитывается как

$$G_{\text{К}}^{(H)} = G_{2T}^{(H)} - G_{\text{КС}}^{(H)}. \quad (8)$$

**II. Подмодель каждого из КУ** включает расчетные зависимости для определения следующих основных показателей:

1) исходно-номинальных значений выработки тепловой энергии брутто КУ  $Q_{\text{КУ}}^{\text{бр (ин)}}$ , МВт, и тепловой мощности ВВТО  $Q_{\text{ВВТО}}^{\text{(ин)}}$ , МВт, по  $Q_{2T}^{(H)}$  соответствующей ГТУ:

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{бр (ин)}} = f_{\text{ЭХ}}(Q_{2T}^{(H)}); \quad (9)$$

$$Q_{\text{ВВТО}}^{\text{(ин)}} = f_{\text{ЭХ}}(Q_{2T}^{(H)}); \quad (10)$$

2) номинального значения выработки тепловой энергии брутто КУ, МВт:

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{бр (H)}} = Q_{\text{КУ}}^{\text{бр (ин)}} - Q_{\text{ВВТО}}^{\text{(ин)}} + Q_{\text{ВВТО}}. \quad (11)$$

где  $Q_{\text{ВВТО}}$  – заданное значение тепловой нагрузки ВВТО, МВт;

3) исходно-номинальных значений  $i$ -х показателей тепловой экономичности КУ:

$$\Pi_i^{\text{(ин)}} = f_{\text{ЭХ}, i}(Q_{\text{КУ}}^{\text{бр (H)}}). \quad (12)$$

В соответствии с (12) определяются исходно-номинальные значения: относительных потерь тепловой энергии КУ с уходящими газами  $q_{2, \text{КУ}}^{\text{(ин)}}$ , %, и от наружного охлаждения  $q_{5, \text{КУ}}^{\text{(ин)}}$ , %; температуры уходящих газов КУ  $t_{2, \text{КУ}}^{\text{(ин)}}$ , °С; расходов  $D_{\text{ВД, КУ}}^{\text{(ин)}}$  и  $D_{\text{НД, КУ}}^{\text{(ин)}}$ , т/ч; давления  $P_{\text{ВД, КУ}}^{\text{(ин)}}$  и  $P_{\text{НД, КУ}}^{\text{(ин)}}$ , МПа; температуры  $t_{\text{ВД, КУ}}^{\text{(ин)}}$  и  $t_{\text{НД, КУ}}^{\text{(ин)}}$ , °С, пара контуров высокого и низкого давления КУ соответственно;

4) исходно-номинальных (фиксированных) значений  $j$ -х факторов, принятых при разработке нормативных энергетических характеристик КУ:

$$\Phi_j^{\text{(ин)}} = f_{\text{ЭХ}, j}(Q_{\text{КУ}}^{\text{бр (H)}}); \quad (13)$$

5) номинальных значений  $i$ -х показателей тепловой экономичности КУ – аналогично (3), где соответствующие  $\Delta \Pi_{i,j}$  определяются как

$$\Delta \Pi_{i,j} = f_{\text{ЭХ}, j}(\Delta \Phi_j = \Phi_j - \Phi_j^{\text{(ин)}}; Q_{\text{КУ}}^{\text{бр (H)}}). \quad (14)$$

Для рассматриваемого случая (ПГУ-120 с КУ типа HRSG) в качестве  $\Phi_j$  учитываются:

– температура наружного воздуха  $t_{\text{нв}}$ , °С, и тепловая нагрузка ВВТО  $Q_{\text{ВВТО}}$ , МВт, – при расчете номинальных значений относительных потерь тепловой энергии КУ с уходящими газами  $q_{2, \text{КУ}}^{\text{(H)}}$ , %, и температуры уходящих газов КУ  $t_{2, \text{КУ}}^{\text{(H)}}$ , °С; при этом отдельно определяется и учитывается поправка на отработанный ресурс КУ  $\tau_{\text{рес}}^{\text{КУ}}$ , ч;

– температуры питательной воды  $t_{\text{пв, ВД}}$ , °С, и  $t_{\text{пв, НД}}$ , °С, контуров высокого и низкого давления КУ – при расчете номинальных значений расходов  $D_{\text{ВД, КУ}}^{\text{(H)}}$  и  $D_{\text{НД, КУ}}^{\text{(H)}}$ , т/ч, пара контуров высокого и низкого давления КУ.

При расчете номинальных значений относительных потерь тепловой энергии КУ от наружного охлаждения  $q_{5, \text{КУ}}^{\text{(H)}}$ , %, а также давления  $P_{\text{ВД, КУ}}^{\text{(H)}}$  и  $P_{\text{НД, КУ}}^{\text{(H)}}$ , МПа, и температуры  $t_{\text{ВД, КУ}}^{\text{(H)}}$  и  $t_{\text{НД, КУ}}^{\text{(H)}}$ , °С, пара контуров высокого и низкого давления КУ  $\Delta \Pi_{i,j} = 0$ .

Номинальное значение КПД брутто КУ, %, составляет

$$\eta_{\text{КУ}}^{\text{бр (H)}} = 100 - q_{2, \text{КУ}}^{\text{бр (H)}} - q_{5, \text{КУ}}^{\text{бр (H)}}. \quad (15)$$

**III. Подмодель ПТ** включает расчетные зависимости для определения следующих основных показателей:

1) номинальных значений расходов пара контуров высокого  $D_{ВД, ПТ}^{(H)}$  и низкого  $D_{НД, ПТ}^{(H)}$  давления на входе в ПТ, т/ч:

$$D_{ВД, ПТ}^{(H)} = D_{ВД, КУ}^{(H)} - D_{БРОУВД}; \quad (16)$$

$$D_{НД, ПТ}^{(H)} = D_{НД, КУ}^{(H)} - D_{БРОУНД} - D_{КУ, ДПВ}, \quad (17)$$

где  $D_{БРОУВД}$ ,  $D_{БРОУНД}$  и  $D_{КУ, ДПВ}$  – расходы пара по горячей стороне БРОУ ВД и БРОУ НД и греющего ДПВ из контура низкого давления КУ, т/ч, соответственно;

2) номинальных значений давления  $P_{ВД, ПТ}^{(H)}$  и  $P_{НД, ПТ}^{(H)}$ , МПа, и температуры  $t_{ВД, ПТ}^{(H)}$  и  $t_{НД, ПТ}^{(H)}$ , °С, пара контуров высокого и низкого давления на входе в ПТ:

$$P_{ВД, ПТ}^{(H)} = P_{ВД, КУ}^{(H)} - \Delta P_{ВД}^{(H)}; \quad (18)$$

$$P_{НД, ПТ}^{(H)} = P_{НД, КУ}^{(H)} - \Delta P_{НД}^{(H)}; \quad (19)$$

$$t_{ВД, ПТ}^{(H)} = t_{ВД, КУ}^{(H)} - \Delta t_{ВД}^{(H)}; \quad (20)$$

$$t_{НД, ПТ}^{(H)} = t_{НД, КУ}^{(H)} - \Delta t_{НД}^{(H)}; \quad (21)$$

где номинальные значения потерь давления  $\Delta P_{ВД}^{(H)}$  и  $\Delta P_{НД}^{(H)}$ , МПа, и температуры  $\Delta t_{ВД}^{(H)}$  и  $\Delta t_{НД}^{(H)}$ , °С, по контурам высокого и низкого давления определяются по энергетическим характеристикам оборудования:

$$\Delta P_{ВД}^{(H)} = f_{ЭХ, i}(D_{ВД, ПТ}^{(H)}); \quad \Delta t_{ВД}^{(H)} = f_{ЭХ, i}(D_{ВД, ПТ}^{(H)}); \quad (22)$$

$$\Delta P_{НД}^{(H)} = f_{ЭХ, i}(D_{НД, ПТ}^{(H)}); \quad \Delta t_{НД}^{(H)} = f_{ЭХ, i}(D_{НД, ПТ}^{(H)}); \quad (23)$$

3) исходно-номинальных (фиксированных) значений  $j$ -х факторов, принятых при разработке нормативных энергетических характеристик ПТ:

– электрической мощности  $N_{ПТ}^{(ИН)}$ , МВт, давления  $P_{ВД, ПТ}^{(ИН)}$ , МПа, и температуры  $t_{ВД, ПТ}^{(ИН)}$ , °С, пара контура высокого давления ПТ:

$$П_j^{(ИН)} = f_{ЭХ, i}(P_{ВД, ПТ}^{(ИН)}); \quad (24)$$

– расхода  $D_{НД, ПТ}^{(ИН)}$ , т/ч, давления  $P_{НД, ПТ}^{(ИН)}$ , МПа, и температуры  $t_{НД, ПТ}^{(ИН)}$ , °С, пара контура низкого давления ПТ:

$$П_j^{(ИН)} = f_{ЭХ, i}(N_{ПТ}^{(ИН)}); \quad (25)$$

– расхода пара из нерегулируемых отборов ПТ в коллектор собственных нужд  $D_{СН, ПТ}^{(ИН)}$ , т/ч, и в ВПСГ  $D_{ВПСГ, ПТ}^{(ИН)}$ , т/ч, а также давления пара ВПСГ  $P_{ВПСГ, ПТ}^{(ИН)}$ , МПа, и НПСГ  $P_{НПСГ, ПТ}^{(ИН)}$ , МПа:

$$П_j^{(ИН)} = f_{ЭХ, i}(N_{ПТ}^{(ИН)}); \quad (26)$$

4) номинального значения электрической мощности ПТ  $N_{ПТ}^{(H)}$ , МВт, – аналогично (3), где поправки на отклонение  $j$ -х влияющих факторов определяются следующим образом:

$$\Delta П_{i, j} = f_{ЭХ, j}(\Delta \Phi_j = \Phi_j - \Phi_j^{(ИН)}). \quad (27)$$

В рассматриваемом случае (ПГУ-120 с ПТ типа SST-700) в качестве  $\Phi_j$  учитываются:  $P_{ВД, ПТ}$ ,  $t_{ВД, ПТ}$ ,  $t_{НД, ПТ}$ ,  $D_{НД, ПТ}$ ,  $D_{СН, ПТ}$ ,  $D_{ВПСГ, ПТ}$ ,  $P_{ВПСГ, ПТ}$  и  $P_{НПСГ, ПТ}$ ;

5) удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии ПТ, ккал/(кВт·ч):

– исходно-номинального значения

$$q_{ПТ}^{бр(ИН)} = f_{ЭХ, i}(N_{ПТ}^{(H)}); \quad (28)$$

– номинального значения – аналогично

(3), где в качестве поправок  $\Delta П_{i, j}$  учитываются поправки на отклонение следующих факторов: тепловой мощности, отводимой от сетевой воды в СВГ  $Q_{СВГ}$ , Гкал/ч; числа пусков ПТ  $n_{пуск}^{ПТ}$ , ед.; отработанного ресурса ПТ  $\tau_{рес}^{ПТ}$ , ч.

**IV. Подмодель ПВК** включает расчетные зависимости для определения следующих основных показателей:

1) исходно-номинальных значений  $i$ -х показателей тепловой экономичности ПВК:

$$П_i^{(ИН)} = f_{ЭХ, i}(Q_{ПВК}^{бр}), \quad (29)$$

где  $Q_{ПВК}^{бр}$  – тепловая нагрузка ПВК, Гкал/ч.

В соответствии с (29) определяются исходно-номинальные значения: температуры уходящих газов  $t_{yx}^{(ИН)}$ , °С; коэффициента избытка воздуха в уходящих газах  $\alpha_{yx}^{(ИН)}$ , ед.; относительных потерь тепловой энергии от наружного охлаждения  $q_{2, ПВК}^{(ИН)}$ , %;

2) исходно-номинальных (фиксированных) значений  $j$ -х факторов, принятых при разработке нормативных энергетических характеристик ПВК:

$$\Phi_j^{(ИН)} = f_{ЭХ, j}(Q_{ПВК}^{бр}). \quad (30)$$

В соответствии с (30) определяются исходно-номинальные значения температуры сетевой воды на входе в ПВК  $t_{bx}^{(ИН)}$ , °С, и расхода сетевой воды через котел  $G_{ПВК}^{(ИН)}$ , т/ч;

3) номинальных значений  $i$ -х показателей тепловой экономичности ПВК – аналогично (3), где соответствующие  $\Delta П_{i, j}$  определяются как

$$\Delta П_{i, j} = f_{ЭХ, j}(\Delta \Phi_j = \Phi_j - \Phi_j^{(ИН)}; Q_{ПВК}^{бр}). \quad (31)$$

В качестве  $\Phi_j$  при расчете номинального значения температуры уходящих газов  $t_{yx}^{(H)}$  учитываются  $t_{bx}$  и  $G_{ПВК}$ . При расчете номинальных значений коэффициента избытка воздуха в уходящих газах  $\alpha_{yx}^{(H)}$ , ед., и относительных потерь тепловой энергии от наружного охлаждения  $q_{5, ПВК}^{(H)}$ , %, принимается  $\Delta П_{i, j} = 0$ .

Номинальное значение относительных потерь тепловой энергии с уходящими газами ПВК [1, 9–11], %, составляет

$$q_{2, ПВК}^{(H)} = \left( K \alpha_{yx}^{(H)} + C \right) \cdot \left( t_{yx}^{(H)} - \frac{\alpha_{yx}^{(H)} t_{xb}}{\alpha_{yx}^{(H)} + b} \right) \times \times (0,9805 + 0,00013 t_{yx}^{(H)}) \cdot 10^{-2}, \quad (32)$$

где  $K = 3,53$ ,  $C = 0,6$ ,  $b = 0,18$  – константы топлива при сжигании природного газа;  $t_{хв}$  – температура холодного воздуха ПВК, °С.

Номинальное значение КПД брутто ПВК  $\eta_{ПВК}^{бр(Н)}$ , %, определяется аналогично (15).

Номинальное значение расхода топлива ПВК в условном исчислении, т у.т./ч, составляет

$$B_{ПВК}^{(Н)} = \frac{Q_{ПВК}^{бр} \cdot 100}{\eta_{ПВК}^{бр(Н)} \cdot 7} \quad (33)$$

**V. Блок расчета затрат тепловой и электрической энергии на собственные нужды** разработан в соответствии с энергетическими характеристиками оборудования. По результатам расчетов определяются номинальные значения затрат электрической энергии на собственные нужды по энергоблоку в целом, МВт: на нужды ГТУ  $N_{CH}^{ГТУ(Н)}$ , КУ  $N_{CH}^{КУ(Н)}$ , ПТ  $N_{CH}^{ПТ(Н)}$ , а также теплофикационной установки (включая ПВК)  $N_{CH}^{ТФУ(Н)}$ . Аналогично определяются номинальные значения затрат тепловой энергии на собственные нужды, Гкал/ч:  $Q_{CH}^{ГТУ(Н)}$ ,  $Q_{CH}^{КУ(Н)}$ ,  $Q_{CH}^{ПТ(Н)}$ , а также технологические потери тепловой энергии, связанные с ее отпуском потребителям  $Q_{от}^{пот(Н)}$ .

При этом в качестве нормообразующих показателей используются номинальные значения  $\Pi_i^{(Н)}$  показателей тепловой экономичности ГТУ, КУ, ПТ, ПВК.

**VI. Блок расчета удельных расходов условного топлива** разработан в соответствии с физическим методом отнесения затрат топлива на отпуск электрической и тепловой энергии при их комбинированном производстве [1].

Номинальные значения удельных расходов условного топлива составляют:

– на отпуск электроэнергии, г у.т/(кВт·ч),

$$b_3^{(Н)} = \frac{\left( B_{КС, бл}^{(Н)} - \frac{Q_{от} - Q_{от}^{ПВК}}{7000 \cdot 10^{-3}} \cdot \left( 1 + \frac{Q_{от}^{пот(Н)}}{Q_{от}} \right) \right) \cdot 10^3}{N_{ГТУ, бл}^{(Н)} + N_{ПТ}^{(Н)} - N_{CH}^{ЭЭ(Н)}}, \quad (34)$$

где

$$N_{CH}^{ЭЭ(Н)} = N_{CH}^{ГТУ(Н)} + N_{CH}^{КУ(Н)} + N_{CH}^{ПТ(Н)};$$

– на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал,

$$b_{т3}^{(Н)} = \frac{\left( B_{ПВК}^{(Н)} + \frac{Q_{от} - Q_{от}^{ПВК}}{7000 \cdot 10^{-3}} \cdot \left( 1 + \frac{Q_{от}^{пот(Н)}}{Q_{от}} \right) \right) \cdot 10^3}{Q_{от}} + \frac{N_{CH}^{ТФУ(Н)} b_3^{(Н)}}{Q_{от}}, \quad (35)$$

где  $B_{КС, бл}^{(Н)}$  – номинальное значение суммарного расхода топлива в камеры сгорания обеих ГТУ энергоблока в условном исчислении, т у.т./ч;  $N_{ГТУ, бл}^{(Н)}$  – суммарная электрическая мощность обеих ГТУ энергоблока, МВт;  $Q_{от}$ ,  $Q_{от}^{ПВК}$  – тепловая мощность, отпускаемая внешним потребите-

лям с коллекторов энергоблока, соответственно всего по энергоблоку и от ПВК, Гкал/ч;  $N_{CH}^{ЭЭ(Н)}$  – затраты электрической энергии на собственные нужды по энергоблоку в целом, относимые на производство электроэнергии, МВт.

На рис. 2 приведена схема информационных потоков, соответствующая разработанной исходной математической модели (без идентификации).

На следующем этапе исследований разрабатываются процедуры двухуровневой идентификации полученной математической модели энергоблока.

**VII. Первый уровень идентификации математической модели** связан с определением поправок  $\Delta \Pi_{i,j}$  к  $i$ -м показателям тепловой экономичности оборудования, учитывающих их отклонение при изменении  $j$ -го влияющего фактора.

Комплект нормативных энергетических характеристик оборудования должен включать поправки  $\Delta \Pi_{i,j}$  к основным и промежуточным показателям тепловой экономичности [1]. В общем случае поправки  $\Delta \Pi_{i,j}$  могут быть линейными или нелинейными.

Для ПТ порядок расчета поправок регламентирован нормативными документами<sup>4</sup>. Методики расчета поправок для ПВК также глубоко проработаны и регламентированы [1, 11].

Для ГТУ состав поправок, т. е. перечень влияющих факторов  $\Phi_i$ , как правило, определен заводом-изготовителем, однако методики обоснованного определения поправок отсутствуют. Аналогичная ситуация отчасти характерна и для КУ; отличие состоит в существенно меньшем количестве учитываемых  $\Phi_i$ . При этом для ГТУ и КУ большинство поправок  $\Delta \Pi_{i,j}$  в первом приближении можно считать линейными:

$$\Delta \Pi_{i,j} = K_{i,j} (\Phi_j - \Phi_j^{(ИН)}), \quad (36)$$

где  $K_{i,j}$  – числовой коэффициент, учитывающий отклонение  $i$ -го показателя при изменении  $j$ -го влияющего фактора.

Исключение составляют поправки на отработанный ресурс и на количество пусков оборудования. Эти поправки определяются по специальным методикам [1].

Приближение (36) с учетом (3) позволяет свести задачу определения коэффициентов  $K_{i,j}$  и, следовательно, поправок  $\Delta \Pi_{i,j}$  к задаче минимизации отклонения  $(\Pi_j^{(Н)} - \Pi_j^{(ИН)})$  с использованием модели множественной линейной регрессии [12–15] по данным эксплуатационных наблюдений (технического учета и контроля, в

<sup>4</sup> МТ 34-70-027-86. Методика расчета поправок к мощности, расходу свежего пара и удельному расходу теплоты на отклонение параметров и условий от номинальных для турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара: разработ. СПО Союзтехэнерго, с изм. № 1: разработ. СПО ОРГРЭС; Методические указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами: разработ. СПО Союзтехэнерго.

том числе АСУ ТП) за некоторый период работы оборудования. При этом вместо  $\Pi_j^{(H)}$  используются фактические значения соответствующе-

го показателя тепловой экономичности  $\Pi_j^{(\Phi)}$ . Этот подход успешно апробирован нами ранее применительно к ГТУ типа SGT-800 в [16].

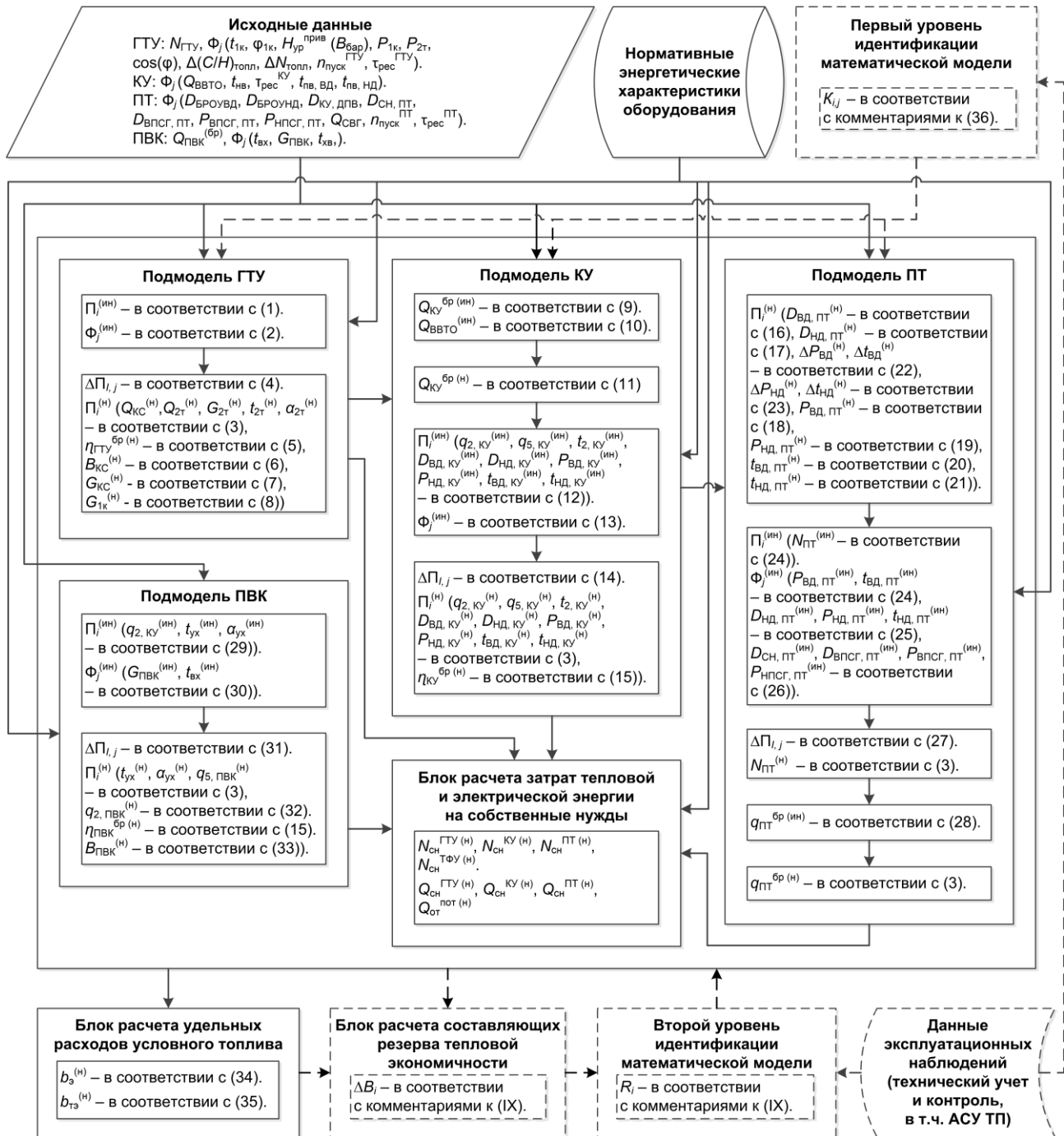


Рис. 2. Схема информационных потоков, соответствующая разработанной математической модели энергоблока ПГУ-120: сплошными линиями границ обозначены подмодели и блоки расчета, относящиеся к исходной математической модели (без идентификации), сплошными линиями стрелок – направления информационных потоков в ней; пунктирные линии границ и стрелок соответствуют процедурам идентификации математической модели

Предложенный подход может быть использован также при определении поправок к показателям работы ПТ (как правило, при отсутствии части исходных данных, требуемых для определения этих поправок в соответствии с указанными выше нормативными методиками).

Таким образом, первый уровень идентификации математической модели энергоблока предусматривает определение  $K_{i,j}$  в (36) для ГТУ, КУ и в некоторых случаях ПТ на основе анализа массива данных эксплуатационных наблюдений (рис. 2).

Отметим, что опыт практических расчетов показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС [1] показывает, что поправки  $\Delta\Pi_{ij}$  в большинстве случаев мало меняются в процессе эксплуатации оборудования. Как правило, достаточной является их актуализация при регламентных пересмотрах НТД по ТИ, т. е. один раз в пять лет. С учетом этого массив данных эксплуатационных наблюдений, используемый для определения поправок, также может быть весьма большим, охватывающим период до нескольких лет эксплуатации оборудования.

**VIII. Второй уровень идентификации математической модели** предусматривает введение поправочных коэффициентов к исходно-номинальным значениям показателей тепловой экономичности  $\Pi_i^{(ин)}$ , определяемым по нормативным энергетическим характеристикам оборудования, на основе анализа составляющих резерва тепловой экономичности (РТЭ).

РТЭ отражает максимальный уровень уменьшения расхода топлива, который может быть достигнут за счет ликвидации устранимых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования, недостатков его эксплуатационного и ремонтного обслуживания [1]. Составляющие РТЭ  $\Delta B_i$  рассчитываются по отдельным  $i$ -м показателям тепловой экономичности  $\Pi_i$  и отражают перерасход ( $\Delta B_i > 0$ ) или экономию ( $\Delta B_i < 0$ ) топлива, возникающие ввиду отклонения фактического значения показателя  $\Pi_i^{(ф)}$  от его номинального значения  $\Pi_i^{(н)}$ . Таким образом, при  $\Delta B_i = 0$  фактическое и номинальное значения показателя равны. Это означает, что корректировка номинального значения показателя  $\Pi_i^{(н)}$  за счет соответствующего изменения исходно-номинального значения  $\Pi_i^{(ин)}$  по условию  $\Delta B_i = 0$  может рассматриваться как идентификация математической модели оборудования, основанной на его нормативных энергетических характеристиках.

Задачу в указанной постановке предлагается решать путем введения к исходно-

номинальным значениям  $i$ -х показателей тепловой экономичности  $\Pi_i^{(ин)}$  в подмоделях I–IV и блоке расчета  $V$  поправочных коэффициентов  $R_i$  с их определением по условию  $\Delta B_i = 0$  по данным технического учета и контроля за выбранный период эксплуатации оборудования (рис. 2). При такой постановке задача определения каждого  $R_i$  сводится к задаче однопараметрической оптимизации и решается любым из известных способов [12, 13].

Методики расчета составляющих РТЭ для паросиловых энергоблоков детально проработаны и закреплены нормативными документами [1]. Для энергоблоков ПГУ методика расчета составляющих РТЭ разработана и апробирована нами ранее [17].

**Результаты исследования.** Рассмотрим результаты апробации предложенной методики построения математической модели на примере энергоблока ПГУ-120.

Исходные данные для расчетов представлены осредненными на восьмичасовых интервалах значениями контролируемых параметров, хранящимися в АСУ ТП. Массив данных включает 536 точек (режимов) и охватывает один год эксплуатации энергоблока. Данные АСУ ТП предварительно подвергнуты процедуре сведения материального и энергетического балансов с использованием ранее разработанной методики [18].

**В рамках первого уровня идентификации математической модели** определяют поправки  $\Delta\Pi_{ij}$  к  $i$ -м показателям тепловой экономичности оборудования, учитывающие их отклонение при изменении  $j$ -го влияющего фактора. При этом поправки по ПТ и ПВК в данном случае определялись с использованием известных методов [1]. Порядок проведения и результаты расчетов по определению  $K_{ij}$  в (36) для ГТУ подробно изложены в [16] (табл. 1). Для КУ выполнены аналогичные расчеты, результаты которых сведены в табл. 2.

Таблица 1. Результаты расчетов в рамках первого уровня идентификации математической модели по ГТУ

Фактор $\Phi_j$ , единица измерения	Исходно-номинальное значение фактора $\Phi_j^{(ин)}$	Значения коэффициента $K_{ij}$ , учитывающего влияние фактора $\Phi_j$ на параметры $\Pi_i$				
		$\alpha_{2Т}$	$t_{2Т}$	$G_{2Т}$	$Q_{КС}$	$Q_{2Т}$
$t_{1к}$ , °С	15,5	$2,34 \cdot 10^{-4}$	$5,78 \cdot 10^{-2}$	$2,26 \cdot 10^{-2}$	$3,48 \cdot 10^{-3}$	$4,55 \cdot 10^{-2}$
$\varphi_{1к}$ , %	60	$-4,68 \cdot 10^{-4}$	$-5,53 \cdot 10^{-3}$	$-2,13 \cdot 10^{-2}$	$-3,45 \cdot 10^{-5}$	$2,39 \cdot 10^{-3}$
$H_{ур\text{прив}}$ , м	0	$-4,52 \cdot 10^{-5}$	$-3,73 \cdot 10^{-3}$	$-4,05 \cdot 10^{-3}$	$-2,00 \cdot 10^{-3}$	$1,74 \cdot 10^{-3}$
$\Delta P_{1к}$ , кПа	$\Delta P_{1к}^{(ин)} = f_{ЭХ}(N_{ГТУ})$	$4,62 \cdot 10^{-2}$	-4,149	3,444	1,753	1,514
$\Delta P_{2Т}$ , кПа	$\Delta P_{2Т}^{(ин)} = f_{ЭХ}(N_{ГТУ})$	$7,77 \cdot 10^{-2}$	-4,785	5,195	1,541	1,674
$\cos(\varphi)$ , ед.	0,99	–	–	–	$-1,38 \cdot 10^{-1}$	-1,237
$\Delta(C/H)_{\text{топл}}$ , ед.	3,066	–	–	–	31,959	–
$\Delta N_{\text{топл}}$ , ед.	0,981	–	–	–	0,597	–
$\tau_{\text{рес}}^{\text{ГТУ}}$ , тыс. ч	70,8	–	$-1,39 \cdot 10^{-1}$	$-3,44 \cdot 10^{-2}$	$f_{ЭХ}(\tau_{\text{рес}}^{\text{ГТУ}})$	$-2,09 \cdot 10^{-2}$

Таблица 2. Результаты расчетов в рамках первого уровня идентификации математической модели по КУ

Фактор $\Phi_j$ , единица измерения	Исходно-номинальное значение фактора $\Phi_j^{(ин)}$	Значения коэффициента $K_{i,j}$ , учитывающего влияние фактора $\Phi_j$ на параметры $\Pi_i$			
		$q_2, \text{КУ}$	$t_2, \text{КУ}$	$D_{ВД}, \text{КУ}$	$D_{НД}, \text{КУ}$
$t_{нв}, \text{°C}$	15	-0,179	-0,113	-	-
$Q_{ВВТО}, \text{МВт}$	$Q_{ВВТО}^{(ин)} = f_{ЭХ}(Q_{2Г}^{(ин)})$	-1,619	-11,037	-	-
$\tau_{рес}^{КУ}, \text{тыс. ч}$	109,95	$f_{ЭХ}(\tau_{рес}^{КУ})$	$f_{ЭХ}(\tau_{рес}^{КУ})$	-	-
$t_{пв}, \text{ВД}, \text{°C}$	87,9	-	-	$4,10 \cdot 10^{-2}$	-
$t_{пв}, \text{НД}, \text{°C}$	85,9	-	-	-	$1,05 \cdot 10^{-2}$

На рис. 3 приведены фактические значения  $\Pi_i^{(\Phi)}$  ряда параметров КУ и значения этих параметров  $\Pi_{i,p}^{(ин)}$ , вычисленные по (3) с учетом полученных значений поправок:

$$\Pi_{i,p}^{(ин)} = \Pi_i^{(\Phi)} - \sum_{j=1}^m \Delta \Pi_{i,j}. \quad (37)$$

Анализ данных, представленных на рис. 3, показывает, что для КУ, как и в случае с

ГТУ [16], значения  $\Pi_{i,p}^{(ин)}$  располагаются существенно ближе к соответствующим исходно-номинальным зависимостям, т.е. к  $\Pi_i^{(ин)}$ , чем фактические значения  $\Pi_i^{(\Phi)}$ . Это доказывает эффективность предложенной методики определения поправок  $\Delta \Pi_{i,j}$  по данным эксплуатационных наблюдений.

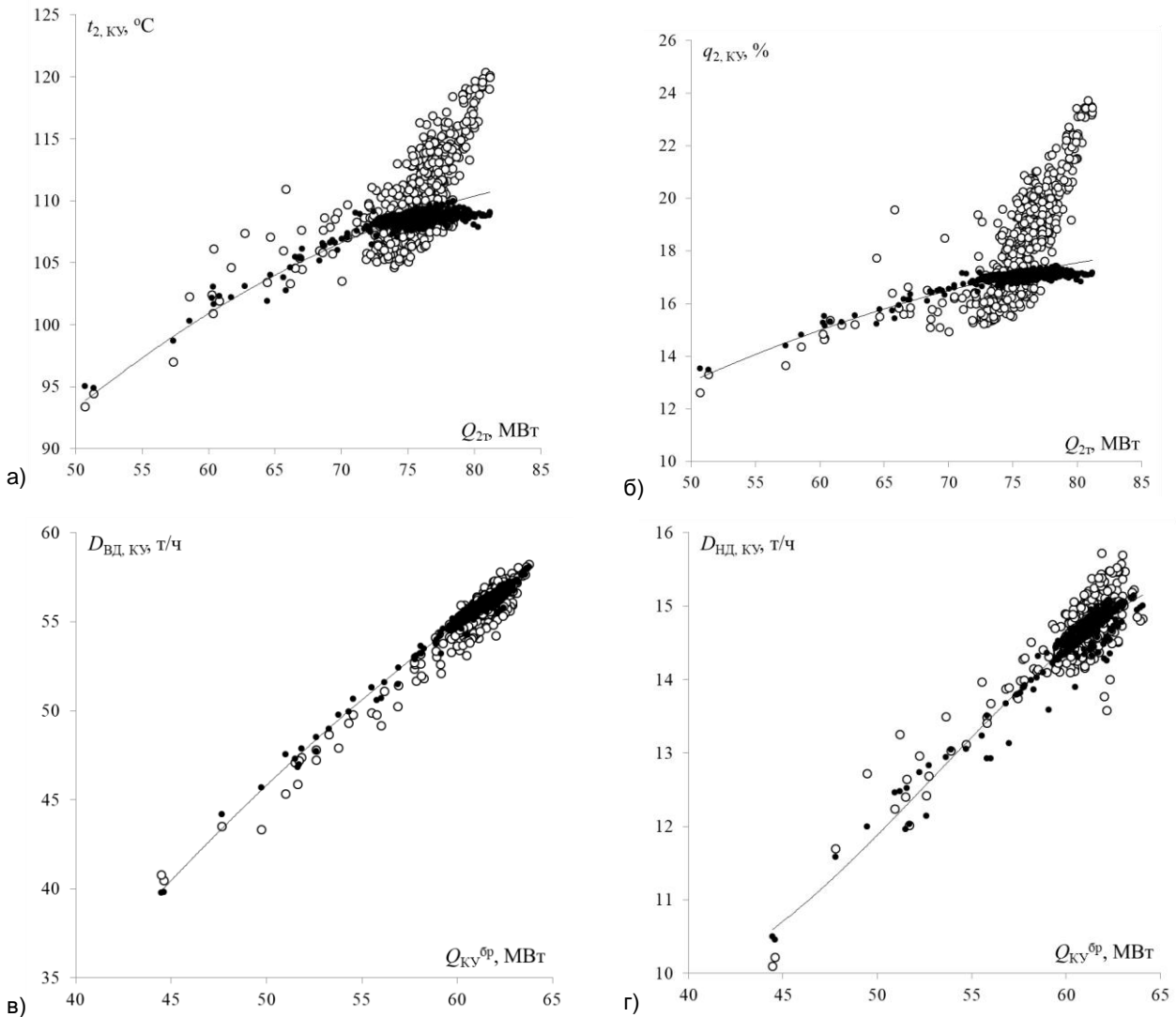


Рис. 3. Графическая интерпретация точности найденных значений поправок к показателям тепловой экономичности КУ: незакрашенные точки – значения  $\Pi_i^{(\Phi)}$ ; закрашенные точки – значения  $\Pi_{i,p}^{(ин)}$ ; линии –  $\Pi_i^{(ин)}$  (обозначения параметров приведены в тексте)

**В рамках второго уровня идентификации математической модели** определены составляющие РТЭ за один зимний месяц (декабрь) эксплуатации энергоблока. Расчеты выполнены по методике [17], основные результа-

ты сведены в табл. 3. По полученным данным, в соответствии с методикой, изложенной в VIII, определены значения множителя  $R_i$  для соответствующих  $\Pi_i^{(ин)}$  (табл. 3).

Таблица 3. Результаты расчета РТЭ по ПГУ-120 по данным за декабрь

№ п/п	Составляющая РТЭ	Значение, т у.т/мес.	Значение $R_i$ , ед. ( $\Pi_i^{(ин)}$ )
1.	По ГТУ-1, всего	<b>78</b>	–
	в том числе:		
	по $\Delta P_{1к}$	44	1,098 ( $\Delta P_{1к}^{(ин)}$ )
	$\Delta P_{2т}$	23	0,819 ( $\Delta P_{2т}^{(ин)}$ )
	$\eta_{ГТУ}^{бр}$	11	1,014 ( $Q_{КК}^{(ин)}$ )
2.	По ГТУ-2, всего	<b>127</b>	–
	в том числе:		
	по $\Delta P_{1к}$	36	1,092 ( $\Delta P_{1к}^{(ин)}$ )
	$\Delta P_{2т}$	25	0,846 ( $\Delta P_{2т}^{(ин)}$ )
	$\eta_{ГТУ}^{бр}$	66	1,016 ( $Q_{КК}^{(ин)}$ )
3.	По КУ-1, всего	<b>-14</b>	–
	в том числе:		
	по $q_5, ку$	-2	0,956 ( $q_5, ку^{(ин)}$ )
	$q_2, ку$ , всего	-12	1,004 ( $q_2, ку^{(ин)}$ )
	в том числе:		
	по $t_{ух, ку}$	0	1,011 ( $t_{ух, ку}^{(ин)}$ )
4.	По КУ-2, всего	<b>-13</b>	–
	в том числе:		
	по $q_5, ку$	-3	0,942 ( $q_5, ку^{(ин)}$ )
	$q_2, ку$ , всего	-10	1,002 ( $q_2, ку^{(ин)}$ )
	в том числе:		
	по $t_{ух, ку}$	2	1,013 ( $t_{ух, ку}^{(ин)}$ )
5.	По ПТ, всего	<b>8</b>	1,001 ( $q_{ПТ}^{бр (ин)}$ )
	в том числе:		
	по $P_{вд, пт}$	6	1,244 ( $\Delta P_{вд}^{(ин)}$ )
	$t_{вд, пт}$	1	1,077 ( $\Delta t_{вд}^{(ин)}$ )
	$t_{нд, пт}$	5	1,091 ( $\Delta t_{нд}^{(ин)}$ )
	$P_{нпсг, пт}$	4	1,012 ( $P_{нпсг, пт}^{(ин)}$ )
	$P_{впсг, пт}$	2	1,003 ( $P_{впсг, пт}^{(ин)}$ )
6.	По ПВК, всего	<b>44</b>	–
	в том числе:		
	по $q_5, пвк$	0	1,000 ( $q_5, пвк^{(ин)}$ )
	$q_2, пвк$ , всего	44	–
в том числе:			
по $t_{ух, пвк}$	9	1,037 ( $t_{ух}^{(ин)}$ )	
	$\alpha_{ух, пвк}$	33	1,160 ( $\alpha_{ух}^{(ин)}$ )
7.	По затратам электроэнергии на собственные нужды, всего	<b>16</b>	–
	в том числе:		
	по $N_{сч}^{ГТУ}$ , всего	24	0,911 ( $N_{проч}^{сч ГТУ (ин) **}$ )
	в том числе:		
	по затратам на газодожимные компрессоры $N_{ГДК}$	29	1,075 ( $N_{ГДК}^{(ин)}$ )
	$N_{сч}^{КУ}$ , всего	-2	0,944 ( $N_{проч}^{сч КУ (ин) **}$ )
	в том числе:		
	по затратам на питательные насосы высокого давления $N_{пнвд}$	0	1,000 ( $N_{пнвд}^{(ин)}$ )
	на питательные насосы контура низкого давления $N_{пннд}$	0	1,000 ( $N_{пннд}^{(ин)}$ )
$N_{сч}^{ПТ}$ , всего	-3	0,999 ( $N_{проч}^{сч ПТ (ин) **}$ )	
в том числе:			
по затратам на нужды СВГ $N_{свг}$	-3	0,152 ( $N_{свг}^{(ин)}$ )	
$N_{сч}^{ТФУ}$ , всего	-3	1,011 ( $N_{проч}^{сч ТФУ (ин) **}$ )	
в том числе:			
по затратам на сетевые насосы $N_{сет}$	1	1,038 ( $N_{сет}^{(ин)}$ )	
8.	По затратам тепловой энергии на собственные нужды, всего	<b>0</b>	–
	в том числе:		
	по $Q_{сч}^{ГТУ}$	0	1,000 ( $Q_{сч}^{ГТУ (ин)}$ )
	$Q_{сч}^{КУ}$	0	1,000 ( $Q_{сч}^{КУ (ин)}$ )
	$Q_{сч}^{ПТ}$	0	1,000 ( $Q_{сч}^{ПТ (ин)}$ )
$Q_{от}^{пот}$	0	1,000 ( $Q_{от}^{пот (ин)}$ )	
	Суммарный РТЭ по ПГУ-120 $\Delta B_{\Sigma}$	<b>239</b>	–
	Сумма составляющих РТЭ $\Sigma \Delta B_i^*$	<b>246</b>	–

Примечания: \* сумма составляющих по пп.1–8 таблицы; \*\*  $N_{проч}^{сч ГТУ (ин)}$ ,  $N_{проч}^{сч КУ (ин)}$ ,  $N_{проч}^{сч ПТ (ин)}$  и  $N_{проч}^{сч ТФУ (ин)}$  – исходно-номинальные значения мощности прочих механизмов собственных нужд ГТУ, КУ, ПТ и ТФУ соответственно

**На завершающем этапе исследования выполнена апробация полученной математической модели** с учетом результатов ее идентификации в рамках первого и второго уровней применительно к условиям эксплуатации энергоблока за месяц, следующий за рассмотренным при определении  $R_i$ , т. е. за январь. Расчеты выполнены для двух вариантов:

1) вариант №1 – при  $\Pi_i^{(ин)}$ , соответствующих нормативным энергетическим характеристикам (без введения  $R_i$ );

2) вариант №2 – при введении найденных в рамках второго уровня идентификации модели  $R_i$  к соответствующим  $\Pi_i^{(ин)}$ .

Основные результаты расчетов сведены в табл. 4.

Таблица 4. Результаты апробации математической модели ПГУ-120 по данным за январь

№ п/п	Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя		
		факт	модель	
			вариант №1	вариант №2
1.	Электрическая мощность ГТУ-1 / ГТУ-2, МВт	44,164 / 44,155	44,164 / 44,155	44,164 / 44,155
2.	Расход тепла в камеру сгорания ГТУ-1 / ГТУ-2, МВт	127,20 / 127,29	125,93 / 125,90	127,18 / 127,25
3.	КПД брутто ГТУ-1 / ГТУ-2, %	34,72 / 34,69	35,07 / 35,07	34,73 / 34,70
4.	Коэффициент избытка воздуха в дымовых газах за ГТУ-1 / ГТУ-2, ед.	2,950 / 2,957	2,971 / 2,973	2,922 / 2,929
5.	Температура уходящих газов за ГТУ-1 / ГТУ-2, °С	539,0 / 539,3	537,6 / 538,6	539,5 / 540,3
6.	Выработка тепловой энергии брутто КУ-1 / КУ-2, МВт	63,50 / 63,60	63,66 / 63,24	63,45 / 63,10
7.	Температура уходящих газов КУ-1 / КУ-2, °С	104,8 / 107,2	106,9 / 107,7	104,8 / 106,9
8.	КПД брутто КУ-1 / КУ-2, %	79,54 / 79,56	79,47 / 79,50	79,54 / 79,58
9.	Электрическая мощность ПТ, МВт	27,46	28,15	27,47
10.	Расход пара высокого давления на входе в ПТ, т/ч	112,52	113,46	113,21
11.	Расход пара низкого давления на входе в ПТ, т/ч	23,97	25,87	23,81
12.	Удельный расход тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии ПТ, ккал/(кВт·ч)	1205,2	1197,7	1205,2
13.	Тепловая нагрузка ПВК, Гкал/ч	19,25	19,25	19,25
14.	Температура уходящих газов ПВК, °С	81,6	92,3	82,0
15.	КПД брутто ПВК, %	76,99	83,18	77,13
16.	Отпуск электрической мощности с шин ПГУ, МВт	110,60	110,62	110,59
17.	Отпуск тепловой мощности с коллекторов ПГУ, Гкал/ч	75,53	75,53	75,53
18.	Электрическая мощность, затрачиваемая на собственные нужды ПГУ, МВт	5,18	5,85	5,20
19.	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии ПГУ, г у.т/(кВт·ч)	185,76	183,66	185,94
20.	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии ПГУ, кг у.т/Гкал	146,56	145,79	146,73
21.	Полный расход условного топлива ПГУ, т у.т/мес.	23521	23308	23545
22.	Суммарный РТЭ по ПГУ-120, т у.т/мес.	–	213	–24
23.	Сумма составляющих РТЭ, т у.т/мес.	–	266	8

**Выводы.** В рассмотренном примере отклонение результатов расчета от фактических значений по основным показателям работы оборудования составило: по ГТУ – в среднем 0,16 % (по КПД брутто – 0,03 %); по КУ – в среднем 0,19 % (по КПД брутто – 0,02 %); по ПТ – в среднем менее 0,01 % (по электрической мощности – 0,04 %, по удельному расходу тепловой энергии на выработку электроэнергии – менее 0,01 %); по ПВК – в среднем 0,22 % (по КПД брутто – 0,18 %); по отпуску электроэнергии с шин ПГУ – 0,01%; по затратам электроэнергии на собственные нужды – 0,39 %; по удельным расходам условного топлива и полному расходу топлива ПГУ – 0,11 %. При этом идентификация математической модели по результатам расчета составляющих РТЭ – второй уровень идентификации – позволила повысить точность модели в среднем в 13,4 раза.

Полученные результаты доказывают, что предложенная методика построения математи-

ческой модели энергоблока ПГУ с двухуровневой идентификацией по данным эксплуатационных наблюдений обеспечивает возможность решения задачи прогнозирования технико-экономических показателей энергетического оборудования с приемлемой точностью. Предложенный подход быть рекомендован к применению при разработке прикладных программных средств, предназначенных для планирования и оптимизации режимов работы парогазовых установок ТЭС.

#### Список литературы

1. Ледуховский Г.В., Поспелов А.А. Расчет и нормирование показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС. – Иваново, 2015. – 468 с.

2. Optimal generation and transmission of energy in heat and electric networks / V.P. Zhukov, E.V. Barochkin, D.A. Ulanov, et al. // Thermal Engineering. – 2011. – Vol. 58, No. 8. – С. 629–633.

3. **Arakelyan E.K., Minasyan S.A., Agababyan G.E.** Methodical principles of multicriterial optimization of daily operating conditions of power equipment at thermal power stations // *Thermal Engineering*. – 2006. – Vol. 53, No. 10. – С. 767–771.

4. **El-Masri M.A.** Gascan on Interactive Code for Thermal Analysis of Gas Turbine Systems // *ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. – 1988. – Vol. 110. – P. 201–207.

5. **Modeling** and analysis of thermodynamic performance of 6F unit based on Thermoflow / W. Pan, T. Zhang, L. Liu, H. Wang. // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2022. – Vol. 2378, No. 1. – P. 012013.

6. **Usov S.V., Kudinov A.A.** Development of the CCP-200 mathematical model for Syzran CHPP using the Thermolib software package // *Thermal Engineering*. – 2016. – Vol. 63, No. 4. – P. 253–259.

7. **Тарасов Е.В., Жинов А.А.** Оптимизация бездеаэрационной тепловой схемы паротурбинной установки с теплообменными аппаратами смешивающего типа // *Электронный журнал: наука, техника и образование*. – 2017. – № 2(12). – С. 56–63.

8. **Урин В.Д., Кутлер П.П.** Энергетические характеристики для оптимизации режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергия, 1974. – 136 с.

9. **Горшков А.С.** Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974. – 240 с.

10. **Резников М.И., Липов Ю.М.** Паровые котлы тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 240 с.

11. **Тепловой расчет** котлов / под ред. Г.М. Кагана. – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. – 260 с.

12. **Корн Г.** Справочник по математике. Для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1973. – 832 с.

13. **Таха Х.** Введение в исследование операций. – М.: Вильямс, 2005. – 901 с.

14. **Дрейпер Н., Смит Г.** Прикладной регрессионный анализ. В 2 кн. Кн. 1: пер. с англ. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 366 с.

15. **Дрейпер Н., Смит Г.** Прикладной регрессионный анализ. В 2 кн. Кн. 2: пер. с англ. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 352 с.

16. **Федоров Д.С., Зиновьева А.С., Ледуховский Г.В.** Определение поправок к показателям тепловой экономичности ГТУ при разработке нормативных энергетических характеристик по данным эксплуатационных наблюдений // *Вестник ИГЭУ*. – 2025. – Вып. 2. – С. 5–11.

17. **Разработка** методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности парогазовых установок / А.С. Зиновьева, Г.В. Ледуховский, Е.В. Зиновьева и др. // *Вестник ИГЭУ*. – 2024. – Вып. 5. – С. 5–13.

18. **Алгоритмы** сведения материальных и энергетических балансов при расчетах технико-экономических показателей оборудования ТЭС на основе метода регуляризации некорректных задач / Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин и др. //

*Теплоэнергетика*. – 2015. – № 8. – С. 72–80. DOI: 10.1134/S0040363615080032.

## References

1. Ledukhovskiy, G.V., Pospelov, A.A. *Raschet i normirovanie pokazateley teplovooy ekonomichnosti oborudovaniya TES* [Calculation and normalization of indicators of thermal efficiency of the TPP equipment]. Ivanovo, 2015. 468 p.

2. Zhukov, V.P., Barochkin, E.V., Ulanov, D.A., Ledukhovskiy, G.V., Zubanov, A.A. *Thermal Engineering*, 2011, vol. 58, no. 8, pp. 629–633.

3. Arakelyan, E.K., Minasyan, S.A., Agababyan, G.E. *Thermal Engineering*, 2006, vol. 53, no. 10, pp. 767–771.

4. El-Masri, M.A. *ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 1988, vol. 110, pp. 201–207.

5. Pan, W., Zhang, T., Liu, L., Wang, H. *Journal of Physics: Conference Series*, 2022, vol. 2378, no. 1, p. 012013.

6. Usov, S.V., Kudinov, A.A. *Thermal Engineering*, 2016, vol. 63, no. 4, pp. 253–259.

7. Tarasov, E.V., Zhinov, A.A. *Elektronnyy zhurnal: nauka, tekhnika i obrazovanie*, 2017, no. 2(12), pp. 56–63.

8. Urin, V.D., Kutler, P.P. *Energeticheskie kharakteristiki dlya optimizatsii rezhimov elektrostantsiy i energosistem* [Energy characteristics for optimizing the regimes of power plants and power systems]. Moscow: Energiya, 1974. 136 p.

9. Gorshkov, A.S. *Tekhniko-ekonomicheskie pokazateli teplovykh elektrostantsiy* [Technical and economic indicators of thermal power plants]. Moscow: Energiya, 1974. 240 p.

10. Reznikov, M.I., Lipov, Yu.M. *Parovye kotly teplovykh elektrostantsiy* [Steam boilers of thermal power stations]. Moscow: Energoatomizdat, 1981. 240 p.

11. Kagan, G.M. *Teplovooy raschet kotlov* [Thermal calculation of boilers]. Saint-Petersburg: NPO TSKTI, 1998. 260 p.

12. Korn, G. *Spravochnik po matematike* [Handbook of Mathematics]. Moscow: Nauka, 1973. 832 p.

13. Takha, Kh. *Vvedenie v issledovanie operatsiy* [Introduction to operations research]. Moscow: Vil'yams, 2005. 901 p.

14. Dreyper, N., Smit, G. *Prikladnoy regres-sionnyy analiz. V 2 kn., kn. 1* [Applied Regression Analysis. In 2 books, book 1]. Moscow: Finansy i statistika, 1986. 366 p.

15. Dreyper, N., Smit, G. *Prikladnoy regres-sionnyy analiz. V 2 kn., kn. 2* [Applied Regression Analysis. In 2 books, book 2]. Moscow: Finansy i statistika, 1986. 352 p.

16. Fedorov, D.S., Zinov'eva, A.S., Ledukhovskiy, G.V. *Vestnik IGEU*, 2025, issue 2, pp. 5–11.

17. Zinov'eva, A.S., Ledukhovskiy, G.V., Zinov'eva, E.V., Gorshenin, S.D., Borisov, A.A. *Vestnik IGEU*, 2024, issue 5, pp. 5–13.

18. Ledukhovskiy, G.V., Zhukov, V.P., Barochkin, E.V., Zimin, A.P., Razinkov, A.A. *Teploenergetika*, 2015, no. 8, pp. 72–80. DOI: 10.1134/S0040363615080032.