

## Повышение точности определения параметров эффективности турбоустановок с применением нейронных сетей

В.А. Горбунов, Н.А. Лоншаков, О.Ю. Нагорная, А.А. Беляков  
ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И.Ленина»,  
г. Иваново, Российская Федерация  
E-mail: gorbynov.w@mai.ru, nik-lon@mail.ru, olmagornaya@yandex.ru, bel@aes.ispu.ru

### Авторское резюме

**Состояние вопроса:** В русле общемировой тенденции оптимизации работы тепломеханического оборудования и снижения эксплуатационных затрат приобрела актуальность проблема повышения эффективности его работы. В настоящее время для оценки эффективности тепломеханического оборудования используют такие показатели, как удельные затраты энергии, коэффициент полезного действия, мощность. Однако для расчета этих параметров используются инженерные методики, погрешность которых достигает 20 % при требуемой максимальной погрешности 5 % для решения задач оптимизации и прогнозирования режимов эксплуатации. В связи с этим необходима разработка методики повышения точности определения показателей эффективности тепломеханического оборудования.

**Материалы и методы:** Предлагается использовать аппарат нейронных сетей, обученных на данных из архивов штатных контрольно-измерительных приборов. Выбор нейронных сетей обусловлен тем, что они, по сравнению с другими статистическими методами, не требуют знания характера зависимостей показателей эффективности от входных параметров. Для демонстрации возможностей данного метода использованы эксплуатационные данные, снятые в процессе работы газовой утилизационной бескомпрессорной турбины и турбопитательного насоса.

**Результаты:** Построены нейросетевые модели для определения показателей эффективности, анализ которых показал, что для газовой утилизационной бескомпрессорной турбины наибольшее влияние на мощность, удельный расход энергии и КПД брутто доменной печи оказывает расход доменного газа, например при изменении расхода от 678000 до 988000 м<sup>3</sup>/ч прирост электрической мощности составит от 0,02 до 0,75 МВт, а для турбопитательного насоса наибольшее влияние на развиваемую мощность оказывает давление и расход пара на работу приводной турбины, изменение которых в исследуемом диапазоне может привести к увеличению мощности на 2,02 МВт.

**Выводы:** Достоверность полученных результатов подтверждается верификацией нейронных сетей по данным, не участвовавшим в процессе обучения. Погрешность определения показателей эффективности не превышает 3 %. Полученные результаты используются в процессе эксплуатации для анализа эффективности установок, составления режимных карт работы, получения технически обоснованных норм расхода энергии, повышения точности расчета параметров эффективности турбоустановок.

**Ключевые слова:** турбина, турбоустановка, показатели энергоэффективности, газовая турбина, коэффициент использования установленной мощности, нейросетевые технологии, показатели эффективности турбин, повышение эффективности турбоустановок, увеличение выработки электроэнергии, турбопитательный насос.

## Improving the accuracy of turbine plant efficiency assessment by neural networks

V.A. Gorbunov, N.A. Lonshakov, O.Y. Nagornaya, A.A. Belyakov  
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation  
E-mail: gorbynov.w@mai.ru, nik-lon@mail.ru, olmagornaya@yandex.ru, bel@aes.ispu.ru

### Abstract

**Background:** Improving the efficiency of thermal mechanical equipment is now part of the global trend towards optimization and lowering operating costs. At present, the efficiency of thermal mechanical equipment is assessed by several indicators such as specific power consumption, performance, and power. However, the error of the engineering methods used to calculate these parameters amounts to 20 %, with the required maximum error for solving optimization problems and predicting operating conditions being 5 %. That is why the goal of this study is to develop techniques of improving the accuracy of assessing performance indicators of thermal mechanical equipment.

**Materials and methods:** We propose to use the apparatus of neural networks trained on standard instrumentation archives data. The choice of neural networks is due to the fact that, in comparison with other statistical methods, they do not require knowledge of the dependences of performance indicators on input parameters. To demonstrate the capabilities of this method, we use operational data taken during the operation of the top-pressure recovery turbine (TPRT) and the turbine feed water pump (TFP).

**Results:** We have constructed neural network models for efficiency indicator assessment and by analyzing them shown that for TPRT the greatest influence on the power, specific energy consumption and efficiency of the gross blast furnace is exerted by the flow of blast furnace gas. For example, with a change in the flow rate from 678,000 to 988,000 m<sup>3</sup>/h, the increase in electric power is from 0,02 to 0,75 MW. The greatest effect on the developed power is made by pressure and steam flow to the drive turbine, a change in which within the investigated range can lead to an increase in power by 2,02 MW.

**Conclusions:** The reliability of the results received is confirmed by the verification of neural networks based on data not participating in the learning process. The error in assessing the performance indicators does not exceed 3 %. The obtained results are used in the process of operation for analysing the efficiency of plants, for the compilation of parameter tables, for

obtaining technically justified norms of energy consumption, for improving the accuracy of turbine efficiency parameter calculation.

**Key words:** turbine, turbine plant, energy efficiency indicators, gas turbine, installed capacity utilization factor, neural network technologies, turbine efficiency indicators, turbine efficiency increase, increased power generation, turbine feed pump.

DOI: 10.17588/2072-2672.2017.4.005-012

**Введение.** Одним из основных показателей эффективности работы ТЭС и АЭС является КИУМ (коэффициент использования установленной мощности). На рост КИУМ влияют станционные (обеспечивающие) и внешние (ограничивающие) факторы. К первым относятся: эффективный КПД энергоблока, продолжительность ремонтных и топливных кампаний и др. К ограничивающим факторам относятся: возможные с ростом КИУМ изменения затрат в оперативный и ремонтный резервы, сложившийся реальный баланс маневренных мощностей в регионе и системе и предельные режимные требования к данной энергосистеме [1]. Учитывая специфику эксплуатации отечественных АЭС, а именно работу преимущественно в базовом режиме с минимальным вовлечением в процесс регулирования нагрузки энергосистемы, влияние на КИУМ внешних факторов минимизируется. Таким образом, коэффициент использования установленной мощности можно считать непосредственным показателем эффективности эксплуатации энергоблока АЭС.

Повышение эффективности перевода первичной энергии топлива в электрическую энергию прямым образом повлияет на КИУМ в сторону его повышения. Потери на каждом этапе перевода энергии от ядерного реактора или котла до электрогенератора отражаются в ряде коэффициентов полезного действия. КПД реакторной установки для АЭС составляет 90–99 %. Он отражает потери на рассеивание энергии в окружающую среду и потери, связанные с очисткой теплоносителя. КПД котельной установки для ТЭС составляет 88–95 %. Он в основном отражает потери с уходящими газами и ряд других потерь, связанных с работой котельной установки. Транспортный КПД составляет 95–98 %. Этот КПД связан с потерями при транспортировке рабочего тела/теплоносителя в трубопроводах. КПД парогенератора для АЭС (98–99 %) отражает потери при теплообмене.

КПД турбоустановки включает в себя термический КПД, относительный внутренний КПД турбины, механический КПД, КПД электрогенератора. Суммарное значение КПД турбоустановки с учетом соответствующих потерь составляет около 35 % для АЭС и около 40 % для ТЭС:

$$\frac{N_{эл}}{Q_T} \cdot 100\% = \eta_y \eta_{тр} \eta_{пг} \eta_{ту}, \quad (1)$$

где  $N_{эл}$  – электрическая мощность, развиваемая генератором, МВт;  $Q_T$  – энергия первичного топлива, МВт;  $\eta_y$  – КПД ядерного реактора для

АЭС или котельной установки для ТЭС;  $\eta_{тр}$  – КПД транспортировки теплоносителя в трубопроводах;  $\eta_{пг}$  – КПД парогенератора для АЭС;  $\eta_{ту}$  – КПД турбоустановки.

Наибольшее влияние на КПД электрической станции оказывает КПД турбоустановки, учитывающий основную потерю теплоты в цикле производства электроэнергии. КПД турбоустановки определяется ее паспортными характеристиками, которые были получены при ее проектировании и подтверждены при испытаниях. Но зачастую при определении КПД турбоустановки не учитываются некоторые параметры, например температура окружающей среды. На изменение КПД турбоустановки оказывает влияние качество проведенных ремонтов, износ основных конструктивных элементов и рабочих поверхностей. Турбины даже одной марки могут отличаться друг от друга за счет разных модификаций, условий сборки и т. д. При определении КПД турбоустановки не учитывается время ее эксплуатации на станции.

В связи с этим необходима разработка инструмента для определения эффективности работы турбоустановок электрических станций и с его помощью оценка параметров, влияющих на энергетическую эффективность ее эксплуатации.

**Методы исследования.** В последнее время появилось много инструментов для моделирования работы турбоустановок [2].

1. *Поверочный расчет турбины, разработанный на основе инженерных методик.* Он позволяет быстро добиваться результатов, нагляден, имеет четкую формализацию, но не обладает достаточной точностью и не учитывает индивидуальных особенностей машины.

2. *Трехмерное моделирование турбины на основе CFD и CAE пакетов.* Представляет собой сложную задачу, требующую больших вычислительных и временных ресурсов. Полученные результаты отличаются достаточно высокой точностью. Основным недостатком этого инструмента является достаточно большое время выполнения и сложность в разработке моделей [4].

3. *Моделирование работы турбин на основе статистического анализа.* Преимуществом этого моделирования является довольно точное описание явлений, происходящих в реальной конкретной установке, но при моделировании теряется физический смысл работы объекта. Моделирование турбины может осуществляться с помощью пассивного промышленного

эксперимента на основе линейного множественного регрессионного анализа. В качестве недостатка можно отметить невозможность аппроксимации по экспериментальным данным любых сколь угодно сложных нелинейных зависимостей произвольного и заранее неизвестного вида. Результаты моделирования могут быть достоверны в таких моделях только в узком диапазоне варьирования экспериментальных данных. Эти модели, в отличие от других, не требуют верификации, так как они получены в результате обработки экспериментальных данных [5]. В последнее время появился новый инструмент создания статистических моделей на основе экспериментальных данных – *нейросетевое моделирование*. Преимущество его перед регрессионным анализом заключается в следующем. Заранее не надо думать о виде аппроксимационной зависимости искомой функции. Исследования показали [6], что точность результатов при использовании нейросетевых технологий несколько выше, чем при регрессионном анализе. В качестве недостатка этого метода можно назвать полное отсутствие физического смысла моделей, они представляяют собой «черный ящик».

Нейросетевое моделирование предлагается использовать для определения эффективности работы турбоустановок электрических станций и оценки параметров, влияющих на энергетическую эффективность ее эксплуатации.

Также данная технология применима для повышения эффективности эксплуатации широкого спектра электрического и тепломеханического оборудования тепловых и атомных электрических станций: циркуляционные и питательные электронасосы, оборудование системы теплоснабжения, маслоснабжения, вентиляции и др. Кроме того, применение нейронных сетей дает возможность оценить качество проводимого на оборудовании ремонта, проследить динамику износа теплообменных поверхностей, рабочих колес насосов, лабиринтовых уплотнений, сопловых и рабочих лопаток паровых и газовых турбин [7].

**Результаты исследования.** Для доказательства эффективности этого подхода можно рассмотреть в качестве объекта исследования газовую, бескомпрессорную, утилизационную турбину (ГУБТ-25), установленную в газовом цехе ОАО «Северсталь» г. Череповец. Турбина изготовлена на АОО «Невский завод» г. Санкт-Петербург, состоит из одного двухпоточного цилиндра. Турбоагрегат введен в промышленную эксплуатацию в 2002 году.

Корпус турбины сварно-литой конструкции. На входе в проточную часть установлены поворотные и неподвижные сопловые лопатки.

На роторе турбины закреплены два барабана, на которых расположены рабочие лопатки. В качестве уплотняющего газа концевых уплотнений лабиринтового типа используется

азот. Ротор турбины соединен с валом электрогенератора через жесткую муфту. Валопровод опирается на опорные подшипники скольжения.

Для исследования влияния режимных параметров на эффективность эксплуатации турбины собирались статистические данные работы за период с 2.06.03 по 1.09.04: расход доменного газа в голову турбины; давление и температура газа до и после турбины; мощность, вырабатываемая электрогенератором, а также степени открытия регулирующих лопаток и перепускного клапана.

В ходе проведенного анализа выявлено влияние следующих эксплуатационных параметров на выработку электроэнергии турбиной: расход доменного газа, проходящего через турбину; давление и температура доменного газа до и после турбины; степень открытия поворотных направляющих лопаток; температура окружающей среды и степень открытия перепускного клапана перед дроссельной группой.

В процессе замеров эксплуатационных параметров турбины выявлено, что диапазон колебания давления доменного газа в голову турбины за время сбора статистических данных имеет незначительное отличие от проектных данных и изменяется от 0,28 до 0,308 МПа (проектные – от 0,29 до 0,306). В результате анализа выявлено влияние изменения давления доменного газа непосредственно перед турбиной на прирост электрической мощности, составляющий 0,4–0,5 МВт, при остальных усредненных параметрах.

Еще одним эксплуатационным параметром, оказывающим влияние на мощность турбины, является расход доменного газа, поступающего к турбине. За исследуемый промежуток времени расход доменного газа на турбину изменялся в диапазоне от 678000 до 988000 м<sup>3</sup>(н)/ч. Зависимость электрической мощности, вырабатываемой турбиной, от расхода доменного газа через турбину сложная. При повышении давления газа под колошником доменной печи выше 0,29 МПа (по снимаемым статистическим данным) открывается перепускной клапан перед дроссельной группой. Данное явление наблюдается при увеличении расхода газа выше пропускной способности проточной части ГУБТ. Изменение расхода доменного газа через турбину оказывает наибольшее влияние на выработку электрической энергии с учетом влияния прочих эксплуатационных параметров. Прирост электрической мощности за счет изменения расхода доменного газа варьировался в диапазоне от 0,02 до 0,75 МВт при прочих равных параметрах.

В процессе исследования оборудования выявлены различия в степени открытия регулирующих лопаток разных потоков проточной части: степень открытия лопаток правого потока изменялась от 27,3 до 94,0 %, левого – от 26,7 до 92,9 %. При изменении степени открытия регулирующих лопаток правого потока от

минимального до максимального значения мощность турбины увеличивалась на 4,68 МВт, а для левого потока – на 3,47 МВт (при максимальном расходе доменного газа на турбину). При минимальном расходе газа мощность турбины увеличивалась для правого потока на 3,08 МВт, а для левого на 1,1 МВт.

Проектное значение температуры доменного газа на входе в турбину составляет 40 °С. При увеличении температуры газа выше проектного значения происходит увеличение объемного расхода и влажности доменного газа, что также оказывает влияние на мощность турбины. Таким образом, мощность турбины зависит от давления, температуры газа после газоочистки доменной печи и значения температуры газа на входе в ГУБТ. Температура доменного газа зависит от режима работы систем газоочистки и оборотной подачи воды. Влажность газа после газоочистки составляла 100 %. Вода для системы оборотного водоснабжения после охлаждения в градирне поступала на скруббер с расходом 2600 м<sup>3</sup>/ч, предназначенный для охлаждения и очистки доменного газа перед дроссельной группой и турбиной. Вода системы оборотного водоснабжения также проступала на три трубы Вентури, включенные параллельно, с расходом 110 м<sup>3</sup>/ч на каждую и частично на каплеуловители циклонного типа, предназначенные для тонкой очистки газа. В ходе проведения статистических замеров выявлено, что температура доменного газа на выходе из печи находилась в диапазоне 170–260 °С, после прохождения через систему газовой очистки доменный газ охлаждался до 41,7–61,6 °С. По мере прохождения через проточную часть турбины доменный газ расширялся, трансформируя энергию давления в механическую энергию вращений ротора. При понижении давления происходило охлаждение рабочей среды, пар, находящийся в газе, частично конденсировался и выделялся в виде капель влаги, которая удалялась через конденсатоотводчики по мере движения доменного газа внутри турбины и в трубопроводах за ней. В ходе анализа полученных данных установлено влияние температуры доменного газа перед турбиной на вырабатываемую мощность: при максимальном 988000 м<sup>3</sup>(н)/ч расходе газа повышение температуры на 15 °С влечет за собой повышение мощности турбины на 0,1 МВт, а при минимальном 678000 м<sup>3</sup>(н)/ч – на 0,2 МВт.

На выработку электроэнергии турбиной также оказывает влияние давление доменного газа за турбоустановкой, которое, согласно проекту, должно быть 0,008 МПа избыточного давления. Диапазон колебания этого показателя во время сбора данных составил от 0,0048 до 0,01344 МПа. Данное колебание давления газа в указанном диапазоне влияет на изменение мощности электрогенератора турбины до 1 МВт.

На эффективность работы турбины оказывает заметное влияние температура окружаю-

щей среды. В зимний период, когда средняя температура воздуха составляла –12 °С, мощность ГУБТ была на 0,34 МВт больше, чем в летний период при средней температуре воздуха 25 °С для максимального расхода газа при прочих равных параметрах. При минимальном расходе доменного газа разница в мощности в летний и зимний период составила 0,56 МВт.

Эффективность работы турбины во многом зависит от значения эксплуатационных параметров доменной печи. Система регулирования и защиты ориентирована на поддержание постоянного давления доменного газа под колошником печи.

При увеличении расхода доменного газа выше расчетной пропускной способности турбины, а также при повышении давления газа под колошником печи на 1,5 % сверх задания открывается перепускной клапан перед дроссельной группой, что ведет за собой снижение мощности ГУБТ на 0,3 МВт при открытии перепускного клапана на 15 %.

Доменный газ, помимо того, что является вторичным топливом, обладает внутренней энергией и потенциальной энергией давления. Доменный газ в процессе работы печи охлаждается водой, поступающей из градирни в аппараты газовой очистки. Из-за непосредственного контакта газа и воды в аппаратах газовой очистки относительная влажность газа перед ГУБТ составляет 100 %. В процессе газоочистки вода частично испаряется в доменный газ, снижая этим его температуру. На снижение температуры газа оказывает влияние и температура воды, поступающей с градирни в аппараты газоочистки. Повышение температуры доменного газа на входе в турбину возможно за счет уменьшения подачи воды на газоочистку и увеличения температуры воды путем отключения градирни.

Как было отмечено выше, повышение температуры доменного газа перед турбоустановкой обеспечит увеличение мощности, развиваемой турбиной, но при этом влажность газа на входе в ГУБТ в любом случае будет составлять 100 %, что повлечет за собой увеличение забалластиванности доменного газа мелкодисперсной влагой после турбины и снижение его теплотворной способности. При этом возникает необходимость понижать температуру доменного газа при транспортировке его к потребителю. Излишки влаги забираются в конденсатоотводчики, расположенные в трубопроводах газовой сети.

Уменьшение давления газа за турбоустановкой приведет к увеличению перепада давления в проточной части турбины, что позволит увеличить мощность. Газовая сеть транспортирует доменный газ от четырех доменных печей к различным потребителям газа. Одним из важных показателей работы газовой сети является поддержание заданного давления газа у потребителей. Существует возможность оптимизации

давления за турбоустановкой за счет увеличения эффективности режимов работы газовой сети. Для этого необходима оптимизация работы газовой сети с регулированием давления газа за ГУБТ-25.

Математическая модель по эксплуатации ГУБТ-25, построенная с привлечением нейросетевой технологии, должна давать возможность количественно оценивать зависимость мощности турбоустановки от параметров, оказывающих на нее непосредственное влияние. Построенная модель также должна определять удельные показатели эффективности использования энергоносителя на расширительную газотурбинную станцию (ГТРС) и позволять производить оценку эффективности организации технических мероприятий по использованию энергии доменного газа.

В соответствии с методическими указаниями по прогнозированию удельных расходов топлива, при обосновании тарифов определение объемов топлива (энергоносителя), расходующегося электростанциями на технологические нужды, должно производиться на основании норм удельных расходов топлива (энергоносителя) при производстве электрической энергии. Они рассчитываются на базе утвержденных в установленном порядке нормативных характеристик энергетического оборудования и планируемых режимов и условий его эксплуатации.

Удельные расходы топлива на отпускаемую электростанцией электроэнергию при тарифном прогнозировании рассчитываются в последовательности, регламентированной макетом расчета номинальных и нормативных показателей, входящих в состав утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию (энергоиспользованию).

Исходными данными для расчета служат энергетические характеристики турбины, получаемые на основании статистических замеров в течение нескольких лет.

Созданная статистическая модель работы турбины основана на информации, полученной непосредственно в процессе эксплуатации оборудования. С помощью этой модели разработаны наиболее оптимальные режимы работы турбины.

Моделирование режимов работы ГУБТ-25 проводилось в целях определения нормативных значений расходов доменного газа на выработку электрической энергии.

Основной задачей нормирования затрат энергии является выявление причин нерационального использования энергоносителя и осуществление режима его экономии. Технической базой для нормирования затрат энергоносителя являются энергетические характеристики турбины.

Нормирование расходов энергоносителя на ГТРС осуществляется на основе нормативно-

технической документации по использованию энергоносителя.

Для котельных установок основным показателем эффективности является КПД брутто. По аналогии, в качестве показателя эффективности использования энергоносителя после доменной печи вводится КПД брутто, когда необходимо оценить эффективность утилизации энергии доменного газа для производства электрической энергии в процессе доставки его от доменных печей до потребителя. Он равен отношению электрической энергии, полученной на электрогенераторе газовой утилизационной бескомпрессорной турбины, к сумме потерь энергий (потенциальной, внутренней и химической) при прохождении доменного газа от доменной печи через газоочистку и турбину к потребителю [3]:

$$\eta^{бр} = \frac{N_{эл}}{Q_n + Q_{вн} + Q_x} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где  $N_{эл}$  – мощность электрической энергии, полученная на клеммах генератора газовой утилизационной бескомпрессорной турбины ГУБТ-25, МВт;  $Q_n$  – потери потенциальной энергии давления доменного газа, МВт [3];

$$Q_n = 2,778 \cdot 10^{-7} \times \left[ G_{дг}' \cdot \frac{P_{дг(ГО)}' (273 + t_{дг(ГО)}')}{273} - G_{дг}'' \cdot \frac{P_{дг(Т)}'' (273 + t_{дг(Т)}'')}{273} \right], \quad (3)$$

где  $G_{дг}'$  – расход доменного газа перед газоочисткой с учетом водяных паров,  $m^3(n)/ч$ ;  $P_{дг(ГО)}'$  – давление доменного газа перед газоочисткой, кПа;  $t_{дг(ГО)}'$  – температура доменного газа перед газоочисткой, °C;  $G_{дг}''$  – расход влажного доменного газа после турбины,  $m^3(n)/ч$ ;  $P_{дг(Т)}''$  – давление доменного газа за турбиной, кПа;  $t_{дг(Т)}''$  – температура доменного газа на выходе из турбины, °C;  $Q_n$  – потери с внутренней энергией доменного газа, МВт [3];

$$Q_{вн} = 2,778 \cdot 10^{-7} \left[ G_{дг}' c_{дг} t_{дг(ГО)}' \rho_{дг(ГО)}' - G_{дг}'' c_{дг} t_{дг(Т)}'' \rho_{дг(Т)}'' \right], \quad (4)$$

где  $c_{дг}$  – удельная теплоемкость доменного газа,  $kJ/(kg \cdot ^\circ C)$ ;  $\rho_{дг(ГО)}'$  – плотность доменного газа на входе в газоочистку с учетом водяных паров,  $kg/m^3$ ;  $\rho_{дг(Т)}''$  – плотность влажного доменного газа на выходе из турбины,  $kg/m^3$ ;  $Q_{вн}$  – потери с химической энергией доменного газа, МВт [3];

$$Q_x = \frac{1}{3600} \left( Q_n^p G_{дг}' - Q_n^p G_{дг}'' \right), \quad (5)$$

где  $Q_n^p$  и  $Q_n^p$  – теплотворная способность доменного газа до газоочистки и после турбины соответственно, МДж/м(н)<sup>3</sup>.

Для различных режимов работы турбины, так как при принятой схеме химическая энергия доменного газа не используется, КПД брутто равен от 1,2 до 1,6 %. Существует возможность его повышения за счет оптимизации режимов работы ГУБТ-25. По этому показателю можно оценивать эффективность тепловых схем по утилизации доменного газа.

Для нормирования энергетических характеристик турбины (аналогия с гидравлическими турбинами [4]) необходимо контролировать количество доменного газа, которое затрачивается на выработку одного кВт·ч электроэнергии.

Удельный расход энергоносителя на производство электрической энергии в математической модели определяется по следующей формуле:

$$q_{уд}^э = \frac{G_{дг} \rho_{дг}^{нУ}}{N_{эл}}, \quad (6)$$

где  $G_{дг}$  – расход сухого доменного газа перед турбиной м<sup>3</sup>(н)/с;  $\rho_{дг}^{нУ}$  – плотность доменного газа без учета водяных паров при нормальных физических условиях, кг/м<sup>3</sup>.

При прогнозировании работы турбины должны определяться следующие показатели эффективности работы ГУБТ-25: мощность электрической энергии  $N_{эл}$ , полученной на генераторе турбины; КПД брутто  $\eta^{бр}$ ; удельный расход энергоносителя на производство электрической энергии  $q_{уд}^э$ .

В качестве метода моделирования работы турбины был выбран метод моделирования с применением нейронных сетей. С помощью нейросетей была составлена математическая модель, положенная в основу компьютерной программы.

С ее использованием были разработаны режимные карты работы турбины. По режимной карте машинист турбины может спрогнозировать электрическую мощность, вырабатываемую генератором турбины, при различных давлениях доменного газа за турбиной ( $P_{дг(Т)}'' = 48–134,4$  мбар) и температурах доменного газа до турбины ( $t_{дг(ГО)}' = 41,7–61,6$  °С). Для существующих на данный период времени расхода и давления доменного газа перед турбиной находим из режимной карты значение мощности.

В результате можно сделать следующий вывод: суммарный эффект от снижения давления доменного газа за турбиной с 134,4 до 48 мбар и повышения температуры доменного газа перед

турбиной с 41,7 до 61,6 °С при расходе доменного газа через турбину 810 тыс. м<sup>3</sup>(н)/ч может привести к получению дополнительной электрической мощности турбины до 1,9 МВт.

Еще одним примером, наглядно демонстрирующим целесообразность применения предложенной технологии, являются исследования по повышению эффективности работы турбопитательного насоса АЭС на основе нейросетевого моделирования.

Данный агрегат состоит: из приводной турбины ОК-12А, рабочей средой которой является пар, получаемый из отборов основной (энергетической) турбины; питательного насоса, расположенного на валу приводной турбины; предвключенного (бустерного) насоса, соединенного с валом приводной турбины через понижающий редуктор. Расход пара на приводную турбину определяется положением штока стопорно-регулирующего клапана.

Были получены значения тепломеханических параметров работы ТПН, снимаемые в процессе одного года эксплуатации энергоблока: давление питательной воды на входе в бустерный насос; расход пара на приводную турбину; температура охлаждающей воды на входе в конденсатор приводной турбины и т.д.

Полученные данные подвергались первичной обработке и анализу. В ходе анализа было выявлено изменение коэффициента полезного действия работы насоса в диапазоне от 9,81 до 16,03 %. В данном случае под КПД насоса понимается отношение энергии, получаемой питательной водой от ТПН, к тепловой энергии пара, затрачиваемой на работу насоса:

$$\eta = \frac{G(P_2 - P_1)}{D(h_1 - ct_k)} \cdot 100\%, \quad (7)$$

где  $\eta$  – коэффициент полезного действия ТПН;  $G$  – расход питательной воды за турбопитательным насосом, м<sup>3</sup>/с;  $P_2$  – давление питательной воды за турбопитательным насосом, Па;  $P_1$  – давление питательной воды перед турбопитательным насосом, Па;  $D$  – расход пара на приводную турбину, кг/с;  $h_1$  – энтальпия пара, подводимого к паровой турбине, Дж/кг;  $ct_k$  – энтальпия конденсата, отводимого из конденсатора приводной турбины, Дж/кг.

Данный показатель удобен тем, что отражает в себе эффективность работы приводной турбины, эффективность работы конденсатора приводной турбины, потери энергии при трении в подшипниках вала приводной турбины, эффективность работы понижающего редуктора Р-2, эффективность перекачки питательной воды бустерным и питательным насосами. При имеющемся наборе исходных данных определение отдельно каждого из вышеперечисленных показателей невозможно, однако данная технология позволяет с достаточно высокой точностью определить изменение результирующего

КПД при изменении основных тепломеханических параметров работы ТПН.

В ходе предварительного анализа также выявлено изменение затрат тепловой энергии на перекачку 1000 кубометров питательной воды в диапазоне от 48,53 (11,60 Гкал) до 73,43 ГДж (17,55 Гкал).

Затраты тепловой энергии собственных нужд, отпускаемые на работу ТПН, определялись по следующей формуле:

$$q_{\text{пер}} = \frac{D (h_1 - ct_k)}{G}, \quad (8)$$

где  $q_{\text{пер}}$  – затраты тепловой энергии на перекачку питательной воды, Дж/м<sup>3</sup>.

На основе обработанных исходных данных создана математическая модель работы турбопитательного насоса, имеющая максимальную погрешность вычислений не более 3 %.

Далее проводился подробный анализ работы ТПН в течение года. Определялась эффективность работы насоса и затраты тепловой энергии, отпускаемой на привод насоса каждые 6 часов за исключением времени простоя энергоблока.

В процессе анализа грубо определены затраты отпускаемой на работу насоса тепловой энергии – 1 066 920 ГДж/год (255 000 Гкал/год). Использование данной технологии позволило определить технически обоснованные нормы расхода тепловой энергии для каждого исследуемого режима работы. За счет разницы между реальными затратами тепловой энергии, отпускаемой на ТПН, и определенными технически обоснованными нормами расхода тепловой энергии выявлена возможность экономии до 54392 ГДж/год (13 000 Гкал/год) тепловой энергии, отпускаемой на ТПН. Использование данной энергии пара в последующих ступенях энергетической турбины позволило бы увеличить электрическую мощность энергоблока в среднем на 0,5 МВт [8].

За исследуемый промежуток времени наблюдались как режимы работы турбопитательного насоса с наименьшими возможными затратами тепловой энергии (наибольшей эффективностью работы), так и режимы, при которых существовала возможность экономии тепловой мощности подводимого пара до 9,90 МВт. Это соответствует снижению расхода отбираемого пара на 3,61 кг/с (13,0 т/ч), что позволяет увеличить электрическую мощность турбоустановки на 2,02 МВт.

**Выводы.** Модель турбины на основе нейросетевой технологии с использованием статистических данных может помочь в определении эффективных показателей турбоустановки: мощности электрической энергии  $N_{\text{эл}}$ ; КПД брутто  $\eta^{\text{бр}}$ ; удельного расхода энергоносителя на производство электрической энергии  $q_{\text{уд}}^{\text{э}}$ . Модель может использоваться для тарифного

прогнозирования в качестве макета работы турбины.

Использование результатов, полученных на основе нейросетевого инструментария, позволяет экономить тепловую энергию собственных нужд до 13 000 Гкал в год с одного турбопитательного насоса. Использование тепловой энергии пара для цилиндров среднего и низкого давления основной турбины приведет к среднему росту электрической мощности блока на 0,5 МВт (0,05 %  $N_{\text{ном}}$ ).

Нейросетевой подход при моделировании режимов работы турбин ТЭС и АЭС может являться одним из направлений повышения эффективной эксплуатации станций.

#### Список литературы

1. **Ипатов П.Л.** Региональные аспекты оценки экономической эффективности АЭС // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2008. – № 4. – С. 3–11.
2. **Исмагилов Т.С.** Методы решения задачи прогнозирования в энергетике // Вестник УГАТУ. – 2010. – № 4. – С. 93–96.
3. **Горбунов В.А.** Использование нейросетевых технологий для повышения энергетической эффективности теплотехнологических установок. – Иваново, 2011. – 475 с.
4. **Карташев А.Л., Мартынов А.А.** Математическое моделирование и оптимизация структуры течения в ступени радиально-осевой турбины микрогазотурбинной установки // Вестник ЮУрГУ. Сер. Машиностроение. – 2015. – Т. 15, № 3. – С. 28–36.
5. **Santoso N.I., Tan O.T.** Neural net based real-time control of capacitors installed on distribution systems // IEEE Trans. Power. Deliv. – 1990. – № 1. – P. 266–272.
6. **Нагорная О.Ю., Горбунов В.А.** Использование нейросетевого подхода для получения режимных карт работы турбины ГУБТ-25 // Вестник ИГЭУ. – 2006. – Вып. 4. – С. 64–66.
7. **Пономарев В.С., Финаев В.И.** Применение адаптивных регуляторов на основе нейронных сетей в энергетике // Известия ЮФУ. Технические науки. – 2008. – № 7. – С. 164–169.
8. **Дунаев В.А., Лоншаков Н.А., Горбунов В.А.** К вопросу о повышении эффективности и безопасности эксплуатации тепломеханического оборудования АЭС // Глобальная ядерная безопасность. – 2015. – № 2(15). – С. 63–70.

#### References

1. Ipatov, P.L. Regional'nye aspekty otsenki ekonomicheskoy effektivnosti AES [Regional aspects of nuclear power plant economic efficiency assessment]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Energetika*, 2008, no. 4, pp. 3–11.
2. Ismagilov, T.S. Metody resheniya zadachi prognozirovaniya v energetike [Methods for solving the forecasting problem in the energy sector]. *Vestnik UGATU*, 2010, no. 4, pp. 93–96.
3. Gorbunov, V.A. *Ispol'zovanie neyrosetevykh tekhnologiy dlya povysheniya energeticheskoy effektivnosti teplotekhnologicheskikh ustanovok* [Use of neural network technologies to increase power efficiency of thermal power units]. Ivanovo, 2011. 475 p. (in Russian).
4. Kartashev, A.L., Martynov, A.A. Matematicheskoe modelirovanie i optimizatsiya struktury techeniya v stupeni radial'no-osevoy turbiny mikrogaoturbinnoy ustanovki [Mathematical Modeling and Optimization of Flow Structure in Francis Turbine Stage of Microturbine Power Plant]. *Vestnik YuUrGU. Ser. Mashinostroenie*, 2015, vol. 15, no. 3, pp. 28–36.
5. Santoso, N.I., Tan, O.T. Neural net based real-time control of capacitors installed on distribution systems. *IEEE Trans. Power. Deliv*, 1990, no. 1, pp. 266–272.

6. Nagornaya, O.Yu., Gorbunov, V.A. Ispol'zovanie neyrosetevogo podkhoda dlya polucheniya rezhimnykh kart raboty turbiny GUBT-25 [The use of the neural network approach for obtaining parameter tables of the GUBT-25 turbine]. *Vestnik IGEU*, 2006, issue 4, pp. 64–66.

7. Ponomarev, V.S., Finayev, V.I. Primenenie adaptivnykh regulyatorov na osnove neyronnykh setey v energetike [Application of adaptive regulators based on neural networks in

power engineering]. *Izvestiya YuFU. Tekhnicheskie nauki*, 2008, no. 7, pp. 164–169.

8. Dunaev, V.A., Lonshakov, N.A., Gorbunov, V.A. K voprosu o povyshenii effektivnosti i bezopasnosti ekspluatatsii teplomekhanicheskogo oborudovaniya AES [On the issue of improving the efficiency and safety of operation of thermal mechanical equipment of NPPs]. *Global'naya yadernaya bezopasnost'*, 2015, no. 2(15), pp. 63–70.

*Горбунов Владимир Александрович,*

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,

доктор технических наук, зав. кафедрой атомных электрических станций,

e-mail: gorbunov.w@mai.ru

*Gorbunov Vladimir Aleksandrovich,*

Ivanovo State Power Engineering University,

Doctor of Engineering Sciences (Postdoctoral degree), Head of the Department of Nuclear Power Stations,

e-mail: gorbunov.w@mai.ru

*Лоншаков Никита Андреевич,*

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,

аспирант кафедры атомных электрических станций,

e-mail: nik-lon@mail.ru

*Lonshakov Nikita Andreyevich,*

Ivanovo State Power Engineering University,

2<sup>nd</sup> Year Post Graduate Student of the Department of Nuclear Power Stations,

e-mail: nik-lon@mail.ru

*Нагорная Ольга Юрьевна,*

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,

старший преподаватель кафедры энергетики теплотехнологии и газоснабжения,

e-mail: olnagornaya@yandex.ru

*Nagornaya Olga Yuryevna,*

Ivanovo State Power Engineering University,

Senior Lecturer of the Department of Thermal Technologies and Gas Supply,

e-mail: olnagornaya@yandex.ru

*Беляков Андрей Александрович,*

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,

кандидат технических наук, доцент кафедры атомных электрических станций,

e-mail: bel@aes.ispu.ru

*Belyakov Andrei Aleksandrovich,*

Ivanovo State Power Engineering University,

Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of Nuclear Power Stations,

e-mail: bel@aes.ispu.ru