

УДК 621.165.51-58; 621.486

В.А. Горбунов, Н.А. Лоншаков

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ЭНЕРГИИ ТУРБОПИТАТЕЛЬНЫХ НАСОСОВ БЛОКА АЭС НЕЙРОСЕТЕВЫМИ МЕТОДАМИ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина

Представлены результаты анализа параллельной работы двух турбопитательных насосов (ТПН) энергоблока атомной электрической станции с реакторов типа ВВЭР-1000 на основе эксплуатационных данных. Используя методы статистического анализа с привлечением нейросетевой технологии, построена математическая модель работы насоса на основе эксплуатационных данных, с помощью которой определены удельные затраты тепловой энергии на работу ТПН, а также выявлены возможные снижения затрат энергии, отпускаемой на работу приводной турбины питательного насоса с учетом специфики эксплуатации каждого отдельного ТПН.

Ключевые слова: турбопитательный насос, паровая турбина, нейронные сети, энергия собственных нужд, повышение мощности, эффективность эксплуатации.

В условиях рыночных отношений в энергетической отрасли важной задачей становится четкое проведение технологических мероприятий, направленных на оптимизацию работы оборудования и систем, что позволит увеличить выработку электрической энергии при сохранении или снижении уровня эксплуатационных затрат, отпускаемых на работу энергетического предприятия.

Основными потребителями энергии собственных нужд на АЭС с реакторными установками ВВЭР-1000 являются: питательные турбонасосы (1,5–2,0% от общей выработки электроэнергии энергоблока), главные циркуляционные насосы (1,25%), насосы системы циркуляционного водоснабжения (0,75%), конденсатные электронасосы (0,2%) [1]. С учетом современной тенденции по увеличению единичной мощности энергоблока до 107-110% от номинальной оптимизация затрат энергии на работу оборудования является одной из важнейших задач. Повышение единичной мощности энергоблока также влечет за собой проблему сдвига рабочих характеристик оборудования из расчетных областей, определенных заводом-изготовителем при проектировании агрегатов. Таким образом, оптимизация работы оборудования должна проходить с учетом факторов, оказывающих влияние на качество и надежность работы оборудования в нерасчетных режимах с учетом специфики эксплуатации каждого конкретного агрегата.

В качестве объекта исследования был выбран питательный турбонасос, установленный на блоке атомной электрической станции с реактором ВВЭР-1000 проекта В-338. Данный агрегат включает в себя приводную паровую турбину ОК-12А «Калужского турбинного завода», спроектированную в 60-х годах прошлого века на номинальное давление пара перед турбиной $9,9 \text{ кгс/см}^2$ (0,97 МПа) и температуру 248°C , на мощность 11680 кВт. Турбина ОК-12А работает на переменных параметрах пара, отбираемого из нитки за сепаратором-пароперегревателем, а при малых нагрузках или аварийном режиме от быстродействующей редуцированной установки коллектора собственных нужд (БРУ-СН). Предполагается, что суммарная наработка турбины при питании ее от БРУ-СН не должна превышать 20% общего времени ее эксплуатации. Работая с переменной частотой вращения, паровая турбина обеспечивает необходимую для привода питательного и предвключенного насосов мощность [2].

Питательный насос ПТ-3750-75 мощностью 9130 кВт предназначен для подачи питательной воды от деаэратора к парогенератору и в дальнейшем для создания давления питательной воды, достаточного для прохождения пара после парогенератора через проточную

часть паровой турбины К-1000-60/1000 вплоть до конденсаторов. Насос ПТ-3750-75 рассчитан на подачу 3760 м³/ч питательной воды с напором 80,8 кгс/см²(0,79 МПа).

Предвключенный насос 400-QHD-spec (БН-3800-20) мощностью 2378 кВт предназначен для создания дополнительного подпора на входе в питательный насос для снижения вероятности возникновения кавитации на рабочих колесах питательного насоса. Привод предвключенного насоса осуществляется с вала приводной турбины через понижающий редуктор Р-2.

На энергоблоке АЭС с реактором ВВЭР установлено два ТПН, работающих параллельно при нормальных условиях эксплуатации. Отказ одного турбопитательного насоса влечет за собой снижение мощности блока до 50% от номинальной мощности. При отказе обоих ТПН энергоблока его мощность разгружается до 5% от номинальной мощности.

Исходными данными для проведения исследования являлись эксплуатационные данные, полученные в ходе параллельной работы двух ТПН на одном энергоблоке в течение 287 суток с 1 декабря 2016 г. по 13 сентября 2017 г. с интервалом между измерениями в 1 ч. За весь период наблюдения блок АЭС не был остановлен вследствие аварии или мероприятий по плановому техническому обслуживанию, при этом мощность энергоблока варьировалась от 240 МВт до 1083,6 МВт (от 24 до 108% от номинальной мощности). Для каждого турбопитательного насоса был снят следующий комплекс параметров:

- давление питательной воды до и после ТПН;
- температура питательной воды после ТПН;
- расход пара, отпускаемого на работу приводной турбины;
- давление пара в отборе на ТПН, давление пара до и после регулирующего клапана ТПН;
- температура пара в конденсаторе приводной турбины;
- температура охлаждающей воды на входе и выходе из конденсатора ТПН;
- мощность энергоблока в конкретный момент времени, параметры системы регулирования и смазки ТПН и т.д.

Таким образом, для проведения исследования для каждого ТПН получены более 200 000 значений различных эксплуатационных параметров.

Для определения эффективности работы турбопитательных насосов выбран термодинамический метод определения КПД агрегата в целом. Данный подход не требует отдельного нахождения гидравлического, объемного и механического коэффициентов полезного действия составных элементов ТПН. В соответствии с термодинамическим методом [3], эффективность работы турбопитательного насоса определялась по формуле

$$\eta = \frac{Q \cdot (p_2 - p_1)}{G \cdot (h_1 - h_2)} \cdot 100\% \quad (1)$$

где Q – объемный расход питательной воды через ТПН, м³/с; p_1 и p_2 – давление питательной воды на входе и выходе из ТПН соответственно, кПа; G – массовый расход пара, отпускаемый на работу приводной турбины, кг/с; h_1 и h_2 – энтальпия пара на входе в приводную турбину и энтальпия конденсата на выходе из конденсатора приводной турбины соответственно, кДж/кг.

Преимуществом данного метода является достаточность значений параметров, полученных со штатных контрольно-измерительных приборов (КИП) энергоблока АЭС, для оценки эффективности работы оборудования, что снижает количество точек измерений, не требует затрат, связанных с приобретением и установкой дополнительных КИП на исследуемое оборудование, способствует оперативному и эффективному анализу работы оборудования [4].

В ходе предварительного анализа работы ТПН №1 и №2 энергоблока АЭС установлен диапазон изменения КПД по формуле (1) за исследуемый промежуток времени. Эффективность работы турбопитательного насоса №1 варьировалась от 4,13 до 9,08%, эффективность турбопитательного насоса №2 изменялась от 0,64 до 8,99% (рис. 1).

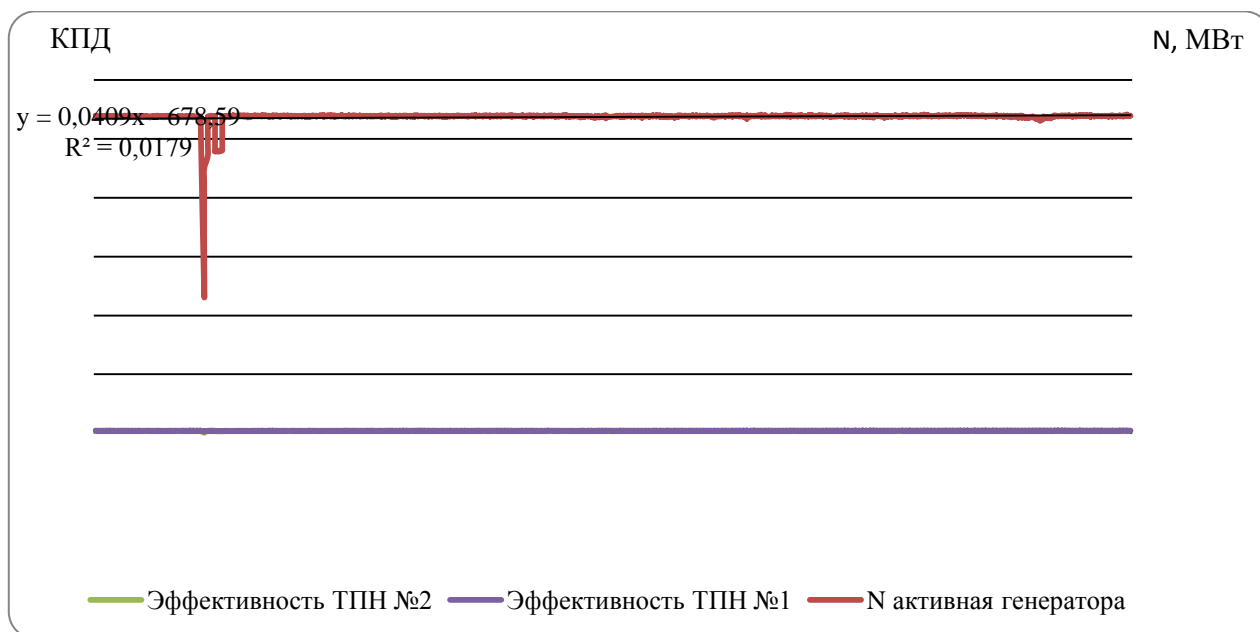


Рис. 1. Изменение эффективности работы ТПН за исследуемый период

Также были определены затраты энергии на работу каждого насоса в течение 287 суток, которые составили 386 183 Гкал (1 614 632 ГДж) и 382 606 Гкал (1 600 825 ГДж) для ТПН №1 и ТПН №2 соответственно (рис. 2).

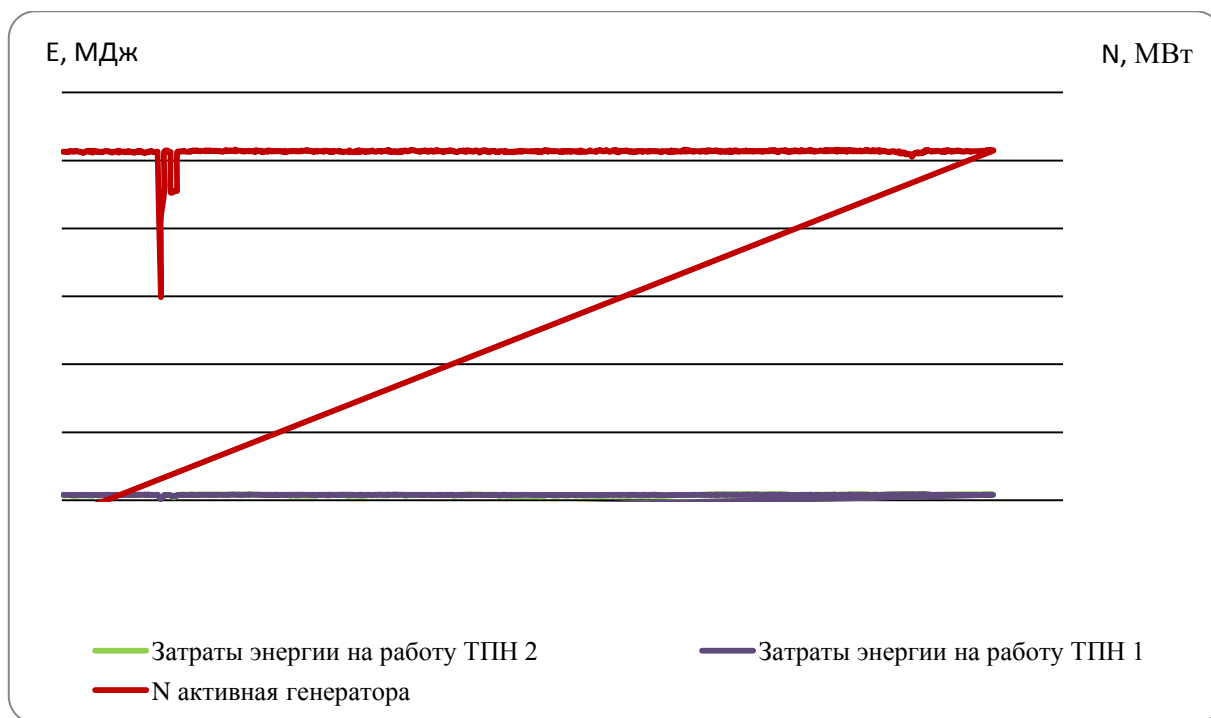


Рис. 2. Затраты энергии на работу ТПН №1 и ТПН №2 за исследуемый период

Далее на основе полученных данных строились математические модели с привлечением нейросетевой технологии для каждого ТПН. Входными параметрами для каждой модели являлись эксплуатационные данные, отражающие работу турбопитательного насоса со стороны систем питательной воды, паропроводов собственных нужд энергоблока и системы циркуляционного водоснабжения конденсаторов ТПН №1 (табл. 1) и ТПН №2 (табл. 2).

Таблица 1

Диапазон изменения входных параметров для математической модели ТПН 1

Наименование параметра	Диапазон изменения
Расход пара на работу приводной турбины, т/ч (кг/с)	67,2 – 87,8 (18,7 – 24,4)
Давление пара до стопорного клапана приводной турбины, кгс/см ² (МПа)	8,4 – 9,8 (0,82 – 0,96)
Температура пара перед главной паровой задвижкой ТПН, С°	177,1 – 245,4
Давление пара за регулирующим клапаном ТПН, кгс/см ² (МПа)	2,37 – 5,71 (0,23 – 0,56)
Температура пара в конденсаторе приводной турбины, С°	20,3 – 37,1
Температура охлаждающей воды до конденсатора ТПН, С°	7,7 – 28,2
Температура охлаждающей воды за конденсатором ТПН, С°	13,7 – 34,3
Давление питательной воды на подводе к бустерному насосу ТПН, кгс/см ² (МПа)	19,5 – 23,2 (1,9 – 2,3)
Давление питательной воды на напоре питательного насоса ТПН, кгс/см ² (МПа)	66,75 – 82,5 (6,5 – 8,1)
Температура пара на выхлопе приводной турбины, С°	23,1 – 39,4
Расход питательной воды от ТПН, м ³ /ч	1570 – 3830
Давление в конденсаторе приводной турбины, кПа	3,26 – 10,12
Коэффициент полезного действия	4,13 – 9,08
Удельные затраты энергии на перекачку 1000 т питательной воды, ГДж	58,63 – 114,81

Таблица 2

Диапазон изменения входных параметров для математической модели ТПН 2

Наименование параметра	Диапазон изменения
Расход пара на работу приводной турбины, т/ч (кг/с)	66,6 – 90,2 (18,5 – 25,1)
Давление пара до стопорного клапана приводной турбины, кгс/см ² (МПа)	8,1 – 9,5 (0,79 – 0,93)
Температура пара перед главной паровой задвижкой ТПН, С°	176,7 – 246,3
Давление пара за регулирующим клапаном ТПН, кгс/см ² (МПа)	1,62 – 5,39 (0,16 – 0,53)
Температура пара в конденсаторе приводной турбины, С°	20,9 – 37,2
Температура охлаждающей воды до конденсатора ТПН, С°	7,6 – 28,5
Температура охлаждающей воды за конденсатором ТПН, С°	13,1 – 34
Давление питательной воды на подводе к бустерному насосу ТПН, кгс/см ² (МПа)	19,9 – 23,9 (1,9 – 2,3)
Давление питательной воды на напоре питательного насоса ТПН, кгс/см ² (МПа)	66,5 – 84,1 (6,5 – 8,2)
Температура пара на выхлопе приводной турбины, С°	23,1 – 39,1
Расход питательной воды от ТПН, м ³ /ч	240 – 3620
Давление в конденсаторе приводной турбины, кПа	3,26 – 9,14
Коэффициент полезного действия	0,64 – 8,99
Удельные затраты энергии на перекачку 1000 т питательной воды, ГДж	64,09 – 712,17

Целевой функцией для каждой модели являлась эффективность работы насоса, определяемая по формуле (1).

Отдельно были созданы математические модели работы ТПН, предназначенные для определения удельных затрат тепловой энергии собственных нужд, необходимых на перекачку питательной воды каждым ТПН при заданном комплексе исходных параметров по формуле (2).

$$\eta = \frac{G \cdot (h_1 - h_2)}{Q} \cdot 1000 \quad (2)$$

Удельные затраты тепловой энергии на перекачку 1000 т питательной воды варьировались в диапазоне от 14,01 Гкал (58,63 ГДж) до 27,44 Гкал (114,81 ГДж) для турбопитательного насоса №1, от 15,32 Гкал (64,09 ГДж) до 170,21 Гкал (712,17 ГДж) для турбопитатель-

ного насоса №2. Большие удельные затраты энергии для ТПН №2 связаны с его активным вовлечением в регулирование подачи при переходных режимах, в том числе в режимах пуска и останова энергоблока АЭС.

Преимущество применения нейросетевой технологии по сравнению с другими методами статистического анализа заключается в возможности нахождения сколь угодно сложной зависимости без необходимости задания вида исходной функции [5,6].

Погрешность работы полученных математических моделей не превышала 3% в заданном диапазоне изменения параметров, используемых при ее построении.

На основе полученных моделей с учетом особенностей эксплуатации исследуемых ТПН проводилась оптимизация работы насосов за счет поиска комбинации варьируемых параметров, обеспечивающей максимальный КПД работы установки в конкретных эксплуатационных условиях. В качестве варьируемых параметров приняты физические величины, на которые оператор энергоблока может непосредственно воздействовать в процессе эксплуатации: расход пара на работу приводной турбины, давление пара после стопорно-регулирующего клапана приводной турбины, глубина вакуума в конденсаторе приводной турбины.

В ходе оптимизации работы турбопитательного насоса №1 выявлена возможность снижения затрат энергии собственных нужд, отпускаемой на работу приводной турбины ТПН №1 на 5 242 Гкал (21 917 ГДж) за 287 суток работы насоса (рис. 3). При этом расход пара на работу ТПН №1 снижается в среднем на 1,3 т/ч (0,36 кг/с).

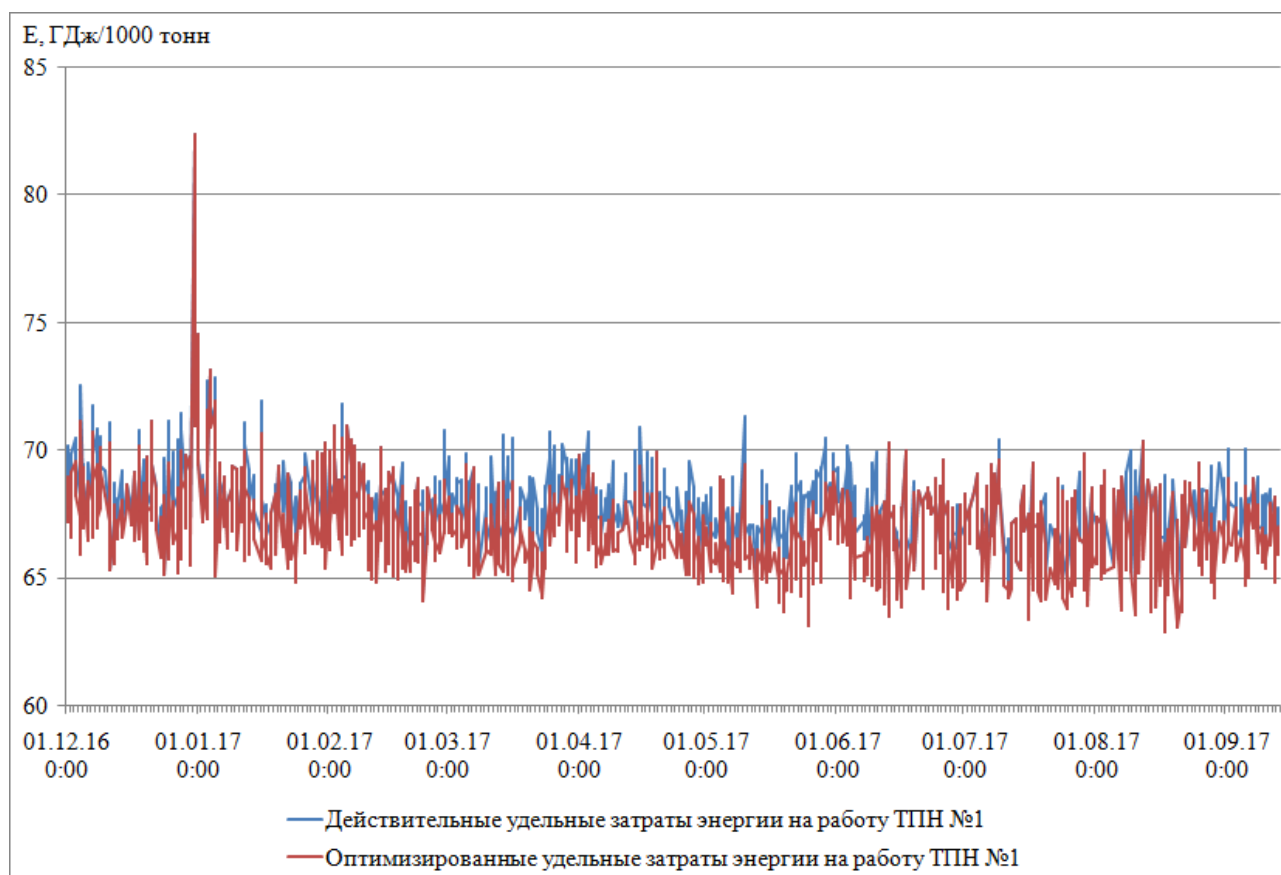


Рис. 3. Оптимизированные удельные затраты энергии на работу ТПН №1

Аналогичная работа проведена с турбопитательным насосом №2, работающим параллельно с первым на протяжении всего периода исследования. Возможность снижения затрат энергии собственных нужд, отпускаемой на работу приводной турбины ТПН №2, составила 14 274 Гкал (59 680 ГДж) (рис. 4). Расход пара в среднем снижается на 3,1 т/ч (0,86 кг/с).

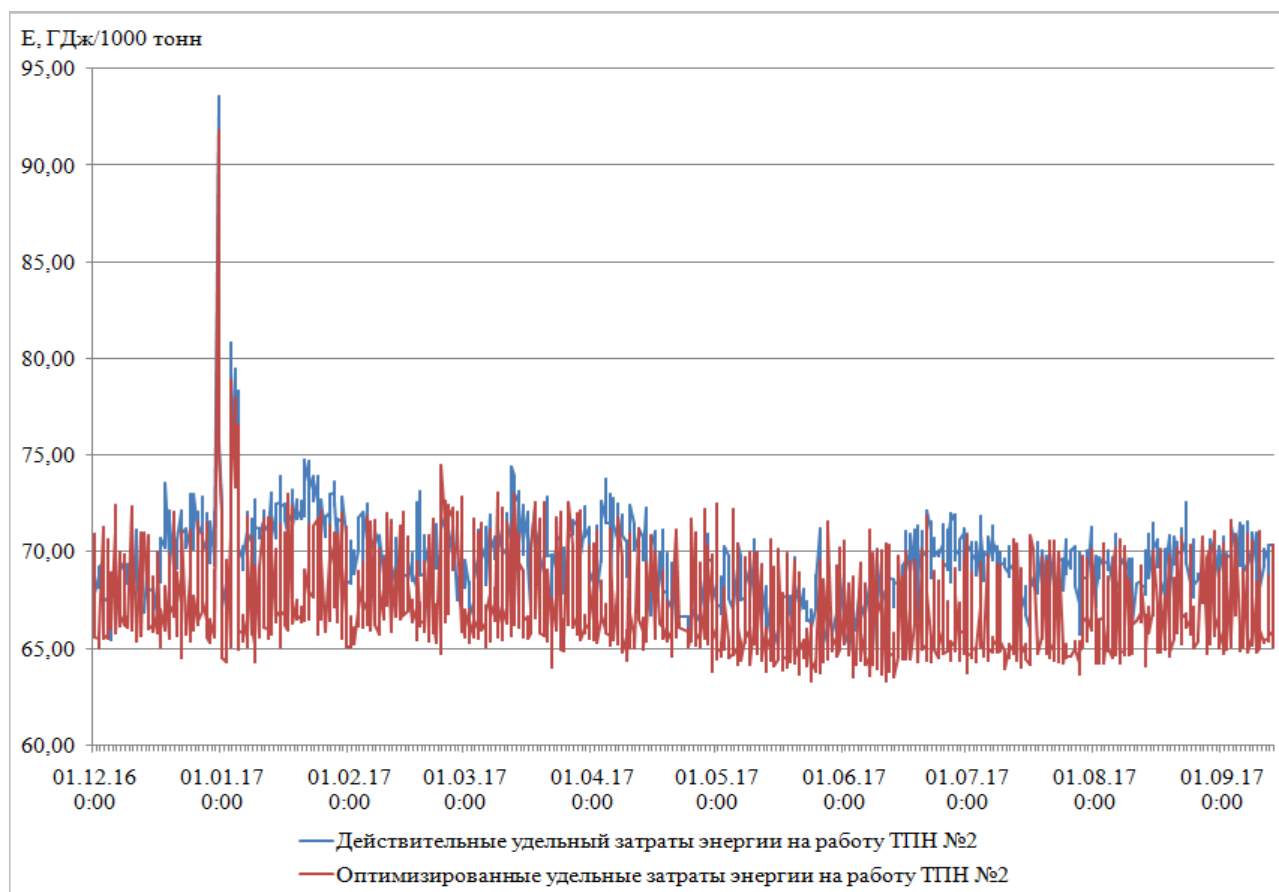


Рис. 4. Оптимизированные удельные затраты энергии на работу ТПН №2

Выводы

В ранее проведенной работе по анализу эффективности эксплуатации одного турбопитательного насоса аналогичного энергоблока АЭС получены схожие результаты с представленными в рамках данной статьи [7, 8].

Проведенный анализ параллельно работающих турбопитательных насосов энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР–1000 с привлечением статистических методов, основанных на нейросетевой технологии, охватывает весь основной тракт питательной воды энергоблока и показывает возможность снижения затрат энергии собственных нужд, отпускаемых на работу приводных турбин питательных насосов, на 19 516 Гкал (81 597 ГДж) в течение 287 работы пары ТПН, что приведет к повышению электрической мощности энергоблока в среднем на 1 МВт.

С помощью построенных математических моделей определены удельные затраты тепловой энергии каждого питательного турбонасоса исходя из конкретных условий эксплуатации и получены технически обоснованные нормы расхода энергии на привод ТПН.

Результаты моделирования работы энергетических установок на основе нейросетевых технологий имеют широкий спектр применения для диагностирования эффективности работы оборудования и систем, для прогнозирования развития технологических процессов в условиях недостаточной информационной обеспеченности.

Библиографический список

1. **Маргулова, Т. Х.** Атомные электрические станции: учеб. для вузов / Т. Х. Маргулова. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во АТ, 1994. – 289 с.
2. **Пак, П.Н.** Насосное оборудование атомных станций / П. Н. Пак, А. Я. Белоусов, С. П. Пак. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 450 с.

3. **Васильев, В.А.** Определение КПД турбопитательной насосной установки термодинамическим способом // Вестник ЮУрГУ. – 2005. – №1. – С. 162–167.
4. An artificial - neural network Method for the identification of Saturated Turbogenerator Parameters dased on a coupled Finite-Element/State-Space Computational algorithnm / S.R. Chaudhry [et al.] // IEEE Trans. on Energy Conversion. – 1995. – V. 10. – № 4.
5. **Горбунов, В.А.** Использование нейросетевых технологий для повышения энергетической эффективности теплотехнологических установок / В.А. Горбунов. – Иваново: ИГЭУ им. В.И. Ленина, 2011. – 475 с.
6. Screening power system contingencies using a backpropagation trained multiperceptron. / M.E. Aggoune [et al.] // ISCAS.89 (486-489).-5654. Artificial neural networks for power system static security assessment. – 1989. – P. 490–494.
7. **Дунаев, В.А.** К вопросу о повышении эффективности и безопасности эксплуатации тепломеханического оборудования АЭС / В.А. Дунаев, Н.А. Лоншаков, В.А. Горбунов // Глобальная ядерная безопасность. – 2015. – № 2(15). – С. 63–70.
8. **Горбунов, В.А.** Повышение точности определения параметров эффективности турбоустановок с применением нейронных сетей / В.А. Горбунов [и др.] // Вестник ИГЭУ. – 2017. – №. 4. – С. 5–12.

*Дата поступления
в редакцию 15.06.2018*

V. A. Gorbunov, N. A. Lonshakov

COST OPTIMIZATION OF ENERGY TURBINE DRIVE FEED WATER PUMPS OF NUCLEAR POWER PLANT UNIT USING NEURAL NETWORK MODELING TECHNIQUES

Ivanovo state power engineering university n. a. V. I. Lenin

Background: improving the efficiency of equipment operation is one of the most urgent problems in the global trend of optimization and reduction of operating costs. The measures aimed at solving this problem are based on the methods of statistical and deterministic modeling of equipment behavior, as well as engineering methods with low accuracy for optimization and forecasting tasks. In this regard, the most urgent task is to optimize the operating modes of the equipment with the involvement of innovative technologies.

Materials and methods: the paper used archival data obtained from the regular information and computing system of the NPP power unit, reflecting its work for 287 days, were used for the construction and training of mathematical models based on neural network technology. Neural networks, in comparison with other statistical methods, do not require knowledge of the nature of the dependence of performance indicators on the input parameters. Mathematical models are configured to determining the specific cost of thermal energy and efficiency turbine drive feed water pumps (TPN) under various conditions of operation.

Results: the result was construction of four neural network models for determination of efficiency and unit cost of energy to operate each of TPNs. The possibility of reducing the energy costs for the operation of the turbine drive of TPN № 1 and № 2 by 5,242 Gcal and 14,274 Gcal, respectively, was revealed, which in turn increases the power of the power unit by an average of 1 MW.

Conclusions: the reliability of the results is confirmed by the verification of neural network models from data not involved in the process of their construction. The error in determining the performance does not exceed 3%. The results obtained are used in the process of operation to analyze the efficiency of the plants, to determine technically sound energy consumption rates.

Key words: turbine drive feed water pump, steam turbine, neural network, energy needs, increasing capacity, efficiency of operation.