

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-541-553>

УДК 621.019

Внутренний бенчмаркинг тепловых электростанций электроэнергетических систем

Э. М. Фархадзаде¹⁾, А. З. Мурадалиев¹⁾, Ю. З. Фарзалиев¹⁾, У. К. Ашурова¹⁾

¹⁾Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики (Баку, Азербайджанская Республика)

© Белорусский национальный технический университет, 2020
Belarusian National Technical University, 2020

Реферат. Повышение оперативной эффективности работы (ОЭР) тепловых электростанций относится к числу важнейших проблем электроэнергетических систем (ЭЭС). Эффективность работы, согласно современным представлениям, – это одновременный учет трех свойств объектов: экономичности, надежности и безопасности. Методология их совместной оценки предполагает, что срок службы основного оборудования не превышает нормативного значения, однако данному условию сегодня отвечают менее половины производственных предприятий многих ЭЭС. Чтобы повысить ОЭР, необходимо, в первую очередь, научиться объективно сравнивать эффективность работы объектов, как однотипных – в заданном интервале времени, так и уникальных – в смежных интервалах. Существующие методы расчета интегральных показателей эффективности работы недостаточно полно учитывают случайный характер технико-экономических показателей (ТЭП). В статье приводится новый метод сравнения ОЭР объектов ЭЭС, суть которого сводится к переходу от совместного рассмотрения ТЭП к анализу их относительного изменения по сравнению с заводским (номинальным) значением. Относительные значения показателей характеризуют величину износа или остаточного ресурса. При этом, например, среднее арифметическое значение относительных величин ТЭП определяет среднюю величину износа объекта. Такое физическое представление оживляет интегральные показатели, а их сравнение и ранжирование перестает быть наукоёмким. Предлагается учесть и степень разброса относительных отклонений (износа), которая адекватна разрегулировке объекта. Она проявляется в существенном изменении (ухудшении) одного или реже двух относительных значений ТЭП в расчетном интервале времени (месяце) и характеризуется такими статистическими показателями, как среднее геометрическое значение и коэффициент вариации относительных отклонений. Заметим, что если среднее арифметическое значение износа объекта восстанавливается при капитальном ремонте, то разрегулировка устраняется гораздо быстрее – при текущем ремонте. Необходимым условием целесообразности применения тех или иных интегральных показателей является их функциональная и статистическая независимость. Результаты исследований методом имитационного моделирования позволили установить, что наименьшая корреляционная взаимосвязь имеет место между интегральным показателем, вычисляемым как среднее арифметическое значение случайных величин, и интегральным показателем,

Адрес для переписки

Фархадзаде Эльмар Мехтиевич
Азербайджанский научно-исследовательский
и проектно-изыскательский институт энергетики
просп. Г. Зардаби, 94,
Аз1012, г. Баку, Азербайджанская Республика
Тел.: +99 412 431-64-07
elmeht@rambler.ru

Address for correspondence

Farhadzadeh Elmar M.
Azerbaijan Scientific-Research and Design-
Prospecting Power Engineering Institute
94, G. Zardabi Ave.,
Az1012, Baku, Republic of Azerbaijan
Tel.: +99 412 431-64-07
elmeht@rambler.ru

вычисляемым как коэффициент вариации тех же случайных величин. Сопоставление корреляционных полей наглядно подтверждает эти выводы.

Ключевые слова: внутренний бенчмаркинг, интегральный показатель, эффективность работы, экономичность, безопасность, метод, риск ошибочного решения

Для цитирования: Внутренний бенчмаркинг тепловых электростанций электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63, № 6. С. 541–553. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-541-553>

Internal Benchmarking of Thermal Power Plants of Electric Power Systems

E. M. Farhadzadeh¹, A. Z. Muradaliyev¹, Y. Z. Farzaliyev¹, U. K. Ashurova¹

¹Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Power Engineering Institute (Baku, Republic of Azerbaijan)

Abstract. Improving the operational efficiency (OE) of thermal power plants is one of the most important problems of electric power systems (EPS). According to modern concepts, efficiency is the simultaneous consideration of three properties of objects, viz. economy, reliability and safety. The methodology of their joint assessment assumes that the service life of the main equipment does not exceed the standard value, but this condition is now met by less than half of the production enterprises of a lot of EPS. In order to increase OE, it is necessary, first of all, to learn how to objectively compare the performance of objects both of the same type – in a given time interval, and unique ones – in adjacent intervals. Existing methods for calculating integrated performance indicators do not fully take into account the random nature of technical and economic indicators (TEI). The article presents a new method for comparing the OE of EPS objects, the essence of which is to switch from joint consideration of TEI to analysis of their relative changes in comparison with the factory default value (nominal value). Relative values of indicators characterize the amount of wear or residual life. In this case, for example, the arithmetic mean of the relative values of the TEI determines the average wear of the object. This physical representation enlivens integral indicators, and their comparison and ranking ceases to be science-intensive. It is proposed to take into account also the degree of variation of relative deviations (wear), which is adequate to the object's misalignment. It manifests itself in a significant change (deterioration) of one or (less often) two relative values of the TEI in the calculated time interval (month) and is characterized by such statistical indicators as the geometric mean and the coefficient of variation of relative deviations. Herewith, if the arithmetic mean value of the object's wear is restored during major repairs, then the misalignment is eliminated much faster – during current repairs. A necessary condition for the feasibility of using these or those integral indicators is their functional and statistical independence. The results of the studies performed using the simulation method made it possible to establish that the smallest correlation occurs between the integral indicator calculated as the arithmetic mean of random variables and the integral indicator calculated as the coefficient of variation of the same random variables. Comparison of correlation fields clearly confirms these conclusions.

Keywords: internal benchmarking, integrated indicator, operational efficiency, economy, safety, method, risk of the erroneous decision

For citation: Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Farzaliyev Y. Z., Ashurova U. K. (2020) Internal Benchmarking of Thermal Power Plants of Electric Power Systems. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 63 (6), 541–553. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-541-553> (in Russian)

Введение

Расчет объективной оценки оперативной эффективности работы объектов электроэнергетических систем относится к числу наиболее актуальных и трудных задач [1]. Сложность решения вытекает из многомерности понятия «эффективность работы». В современном представлении эффективность – это интегральное свойство объектов, состоящее из трех комплекс-

ных свойств: экономичности, надежности и безопасности. Они, в свою очередь, состоят из множества единичных свойств, степень проявления каждого из которых определяется технико-экономическими показателями. Некоторые из них, прежде всего показатели безопасности работы, определяются лишь качественной оценкой [2].

Методология расчета интегрального показателя ОЭР объектов ЭЭС, в котором были бы учтены все единичные показатели, отсутствует. На практике оценка и сравнение ОЭР сводятся к использованию одного из среднемесячных значений показателя экономичности, выбранного по тем или иным соображениям (например, удельный расход условного топлива и потери электроэнергии), и интуитивного учета надежности и безопасности. Такая методология во многом себя оправдывает при условии, что срок службы основного оборудования не превышает нормативного значения, поскольку тогда она основывается на гарантиях завода-изготовителя о соответствии надежности и безопасности работы оборудования предъявляемым требованиям. Однако когда гарантии завода-изготовителя уже не действуют, значимость указанных свойств резко возрастает. Недостаточный учет надежности и безопасности работы приводит к недопустимым последствиям, которые проявляются в травмировании и гибели персонала, нарушении экологии, больших материальных затратах. А поскольку доля основного оборудования объектов ЭЭС, срок службы которого превышает нормативное значение, составляет часто не менее 60 %, актуальность объективной оценки интегрального показателя, отражающего экономичность, надежность и безопасность ОЭР, очевидна.

Говоря о значимости интегрального показателя, стоит подчеркнуть, что он необходим для перехода от интуитивного (качественного) сравнения ОЭР к количественному (объективному) сравнению. Этот подход именуется бенчмаркингом и позволяет существенно снизить риск ошибочного решения при распределении нагрузки, организации технического обслуживания и ремонта. Заметим, что отсутствие методологии оценки ОЭР объектов, срок службы которых превышает нормативное значение, еще не означает отсутствие методов расчета. В частности, методы расчета интегральных показателей экономической эффективности рассмотрены во многих научных статьях [3].

Суть рекомендуемых методов оценки интегрального показателя I_p эффективности работы при этом сводится к двум подходам:

- к формированию линейного уравнения регрессии, т. е.
$$I_p = \sum_{i=1}^m a_i \Pi_i,$$

где a_i – постоянный коэффициент при ТЭП Π_i ; $i = 1, m$; m – число показателей;

- к суммированию произведений относительных значений реализаций технико-экономических показателей $\varepsilon \Pi_i = \left| \Pi_i - M^*(\Pi_i) \right| / M^*(\Pi_i)$ на

коэффициенты значимости b_i , т. е.
$$I_p = \sum_{i=1}^m b_i \varepsilon \Pi_i,$$
 где $M^*(\Pi_i)$ – среднее арифметическое возможных реализаций Π_i .

Коэффициенты b_i с $i = 1, m$ определяются экспертно и поэтому во многом субъективны. Кроме того, эти интегральные показатели не имеют фи-

зического смысла, что обуславливает трудность их понимания при сравнении и практическом использовании. Для предотвращения возникновения недопустимых последствий рекомендуется [4] усилиями отраслевых научно-исследовательских и проектно-изыскательных институтов разработать:

- проекты модернизации производственных предприятий ЭЭС. Масштабная концентрация финансовых и иных ресурсов для замены объектов, срок службы которых превышает нормативное значение, далеко не всегда доступна даже экономически развитым странам, тем более что использование этих объектов при определенных условиях не только возможно, но и целесообразно;

- методы и интеллектуальные алгоритмы оперативного анализа и контроля технического состояния объектов ЭЭС с целью совершенствования их эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

В основе интеллектуального управления должны находиться:

- недопустимость превышения предельных значений ТЭП эффективности работы;
- непосредственная взаимосвязь технического состояния узлов основного оборудования с периодичностью их диагностики;
- формирование стратегии восстановления износа, обеспечивающей максимальное увеличение ОЭР предприятий ЭЭС [5];
- система дистанционной переподготовки персонала для оперативного управления объектами, срок службы которых превышает нормативное значение.

Совершенствование метода расчета интегральных показателей ОЭР

В [6] был предложен новый метод расчета интегрального показателя. Его принципиальное отличие от существующих методов состоит в переходе к сложению относительных отклонений ТЭП $\{P_i\}_m$ от нормативных значений $\{\delta P_i\}_m$, где P_i – условное обозначение i -го ТЭП; $i = 1, m$; m – число ТЭП. Расчеты δP_i в зависимости от направленности изменения P_i проводятся по формуле $\delta P_i = [P_i - \underline{P}_i^{\phi}] / \Delta P_i^{\phi}$ или $\delta P_i = [\overline{P}_i^{\phi} - P_i] / \Delta P_i^{\phi}$, где \underline{P}_i^{ϕ} и \overline{P}_i^{ϕ} – соответственно нижние и верхние граничные значения фидуциального интервала; $\Delta P_i^{\phi} = (\overline{P}_i^{\phi} - \underline{P}_i^{\phi})$ – ширина фидуциального интервала.

Относительное отклонение от номинального (заводского) значения (т. е. от \underline{P}_i^{ϕ} или \overline{P}_i^{ϕ}) аналогично модели износа [7], а среднее значение реализаций $\{\delta P_i\}_m$ характеризует среднюю величину износа. Таким образом, ОЭР определяется средней величиной износа объекта: чем он меньше, тем выше эффективность работы.

Опыт сравнения эффективности работы основного оборудования тепловых электростанций (ТЭС) свидетельствует о том, что риск ошибочного решения существенно зависит от степени разброса реализаций ТЭП. В частности, установлено, что риск ошибочного решения при сравнении средних арифметических значений относительных отклонений ТЭП неприемлем при существенном расхождении реализаций ТЭП.

В качестве иллюстрации рассмотрим пример, упрощение которого преследовало лишь цель снижения громоздкости. Предположим, что необхо-

димсо сопоставить эффективность работы двух объектов, относительные значения комплексных показателей экономичности (δW) и надежности (δR) которых составляют: для первого объекта $\delta W_1 = 0,16$ и $\delta R_1 = 0,81$, для второго объекта $\delta W_2 = 0,48$ и $\delta R_2 = 0,49$. Интегральный показатель ОЭР определяем как среднее арифметическое комплексных показателей δW и δR . Для первого объекта $I_{p1} = 0,485$, для второго объекта $I_{p2} = 0,485$, т. е. $I_{p1} = I_{p2}$. Следовательно:

- если сопоставить объекты по экономичности (например, по удельному расходу условного топлива) и пренебречь надежностью, то, поскольку $\delta W_1 \ll \delta W_2$, предпочтение отдается первому объекту;
- если сопоставить лишь надежность объектов (например, вероятность отказа), то у первого она существенно выше, чем у второго, и предпочтение по ОЭР отдается второму объекту;
- если сопоставить интегральные показатели, то, поскольку $I_{p1} = I_{p2}$, получается, что ОЭР у объектов одна и та же.

Подобная неоднозначность объясняется тем, что среднее арифметическое значение не учитывает, что разброс реализаций ТЭП у первого объекта существенно больше, чем у второго. Таким образом, чтобы устранить разрегулировку ТЭП, на ремонт нужно вывести первый объект.

Определим теперь интегральный показатель как среднее геометрическое δW и δR . В частности, математика при расчете среднего значения многомерных величин рекомендует использовать не среднее арифметическое, а среднее геометрическое значение. Имеем: $I_{p1} = \sqrt{\delta W_1 \delta R_1} = \sqrt{0,16 \cdot 0,81} = 0,36$; $I_{p2} = \sqrt{\delta W_2 \delta R_2} \cong 0,494$. Поскольку величина износа первого объекта значительно меньше аналогичной величины второго объекта, ОЭР первого объекта оказывается больше, чем второго. Таким образом, мы получили результат, обратный ожидаемому. Причиной такого казуса является механическое использование формул среднего геометрического. Дело в том, что среднее геометрическое значение, в соответствии с теоремой Коши [8], не больше среднего арифметического. Иначе говоря, необходимо выбирать объекты не с минимальным износом, а с минимальным остаточным ресурсом. А интегральные показатели вычислять по формулам: $I_{p1} = \sqrt{(1 - \delta W_1)(1 - \delta R_1)}$; $I_{p2} = \sqrt{(1 - \delta W_2)(1 - \delta R_2)}$. Расчеты показывают: $I_{p1} = 0,40$; $I_{p2} = 0,51$, т. е. $I_{p1} < I_{p2}$ и первый объект имеет меньшую ОЭР, что полностью соответствует интуитивному анализу реализаций комплексных показателей. К недостаткам оценки интегральных показателей, вычисляемых как среднее геометрическое случайных величин, следует отнести усложнение алгоритма, громоздкость и трудоемкость ручного счета.

Известно [9], что сравнения двух выборок случайных величин по среднему арифметическому значению реализаций выборок далеко недостаточно для заключения о случайном характере их расхождения. Значительное влияние оказывает и величина их фидуциального интервала. Если согласиться с тем, что нормированные значения реализаций ТЭП относятся к выборке случайных величин, то их сопоставление с аналогичными выборками по величине среднего арифметического значения $M^*(\delta\Pi)$ будет недостаточным для обеспечения достоверности решения. Необходимо при-

нять во внимание как минимум характер их разброса от среднего значения, т. е. величину среднего квадратического отклонения σ^* ($\delta\Pi$). А учитывая вероятные различия средних значений, следует привлечь величину коэффициента вариации: чем он больше, тем больше и разрегулировка ТЭП.

Пример оценки и ранжирования интегральных показателей ОЭР

Для снижения громоздкости вычислений сопоставляемых интегральных показателей ОЭР проведем оценку на примере котельных установок энергоблоков 300 МВт на газомазутном топливе. В табл. 1 указаны данные относительных отклонений ряда ТЭП, последовательность расчета которых приведена в [10].

Таблица 1

Реализации относительных отклонений среднемесячных значений ТЭП котельной установки энергоблока 300 МВт на газомазутном топливе
Implementation of relative deviations of the average monthly values of the TEI of the boiler plant of the 300 MW power unit that runs on gas-and-oil fuel

i	Условное обозначение ТЭП	Диспетчерский номер энергоблока							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	$\delta T_{\text{п}}$	0,145	0,09	Блок № 3 в ремонте	0,087	0,128	0,099	0,109	0,041
2	$\delta T_{\text{в}}$	0,327	0,134		0,302	0,141	0,230	0,233	0,245
3	$\delta T_{\text{уг}}$	0,304	0,686		0,390	0,782	0,207	0,150	0,232
4	$\delta K_{\text{в}}$	0,372	0,142		0,252	0,329	0,372	0,367	0,252
5	$\delta \Delta S$	0,603	0,500		0,532	0,385	0,532	0,449	0,500
6	$\delta \eta_{\text{б}}$	0,632	0,645		0,649	0,653	0,686	0,214	0,612
7	$\delta \mathcal{E}_{\text{э}}$	0,105	0,098		0,16	0,089	0,188	0,050	0,098
8	$\delta \mathcal{E}_{\text{т}}$	0,071	0,092		0,094	0,099	0,129	0,079	0,076
9	$\delta \eta_{\text{н}}$	0,232	0,235		0,280	0,235	0,322	0,192	0,221
10	$\delta b_{\text{т}}$	0,034	0,125		0,118	0,089	0,135	0,039	0,016

Примечания: $T_{\text{п}}$ – температура питательной воды; $T_{\text{в}}$ – температура воздуха после РВП; $T_{\text{уг}}$ – температура уходящих газов; $K_{\text{в}}$ – коэффициент избытка воздуха; ΔS – присосы воздуха на тракте; $\eta_{\text{б}}$ – КПД брутто; $\mathcal{E}_{\text{э}}$ – расход электроэнергии в системе собственных нужд КУ; $\mathcal{E}_{\text{т}}$ – расход тепловой энергии в системе собственных нужд КУ; $\eta_{\text{н}}$ – КПД нетто; $b_{\text{т}}$ – удельный расход условного топлива.

По данным табл. 1 проведены расчеты оценок:

- средних арифметических значений ТЭП, характеризующих степень отклонения от нормативного (заводского) значения, т. е. величину износа $M_{\text{н}}^*(t_j)$ и величину остаточного ресурса $M_{\text{п}}^*(t_j)$;
- средних геометрических значений ТЭП $G_{\text{н}}^*(t_j)$ и $G_{\text{п}}^*(t_j)$ соответственно;
- коэффициентов вариаций значений ТЭП $K_{\text{вн}}^*(t_j)$ и $K_{\text{вп}}^*(t_j)$ соответственно.

Интегральные показатели ОЭР классифицированы по котельным установкам энергоблоков ТЭС и по ТЭП всех энергоблоков ТЭС. Интегральные показатели по ТЭП котельных установок, по сути, характеризуют зна-

чимось ТЭП. Результаты расчетов интегральных показателей ОЭР и их ранжирование представлены следующим образом:

- $M_n^*(t_j)$, $G_n^*(t_j)$, $K_{Vn}^*(t_j)$ для котельных установок энергоблоков приведены в табл. 2, а для характеристики значимости ТЭП – в табл. 3;
- $M_p^*(t_j)$, $G_p^*(t_j)$, $K_{Vp}^*(t_j)$ для котельных установок энергоблоков приведены в табл. 4, а для характеристики значимости – в табл. 5.

Следует отметить, что выборки данных для расчета интегральных показателей ОЭР котельных установок и для характеристики значимости ТЭП принципиально отличаются. Например, интегральный показатель ОЭР

r -й котельной установки вычисляется по формуле $M_r^*(t_j) = 0,1 \sum_{i=1}^{10} \delta\Pi_{i,r}$,

а для характеристики значимости конкретного ТЭП – по формуле $M_r^*(t_j) = 7^{-1} \sum_{r=1}^7 \delta\Pi_{i,r}$.

Таким образом, первая выборка – это реализация десяти ТЭП конкретного i -го энергоблока, а вторая – реализация одного ТЭП, но для всех энергоблоков.

Таблица 2

Результаты расчетов и ранжирования среднемесячных значений интегральных показателей ОЭР энергоблоков 300 МВт по величине износа
Results of calculations and ranking of average monthly values of integrated indicators of the OE of 300 MW power units by wear value

Тип интегрального показателя ТЭП	Характеристика	Диспетчерский номер энергоблока							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Среднее арифметическое	Оценка	0,283	0,250	Р	0,275	0,293	0,321	0,188	0,199
	Номер в ранжированном ряду	5	3	Е	4	6	7	1	2
Среднее геометрическое	Оценка	0,203	0,180	М	0,219	0,215	0,272	0,145	0,128
	Номер в ранжированном ряду	4	3	О	6	5	7	2	1
Коэффициент вариации	Оценка	0,741	0,962	Н	0,720	0,846	0,625	0,717	0,907
	Номер в ранжированном ряду	4	7	Т	3	5	1	2	6

Таблица 3

Результаты расчетов и ранжирования среднемесячных значений интегральных показателей ОЭР ТЭП энергоблоков 300 МВт по степени отклонения
Results of calculations and ranking of the average monthly values of integrated indicators of the OE of the TEI of 300 MW power units by the degree of deviation

Тип I_p	Характеристика	Порядковый номер ТЭП									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$M_n^*(t_j)$	Оценка	0,100	0,231	0,394	0,298	0,500	0,584	0,113	0,091	0,245	0,079
	Номер в ранжированном ряду	3	5	8	7	9	10	4	2	6	1
$G_n^*(t_j)$	Оценка	0,093	0,218	0,325	0,285	0,494	0,552	0,104	0,090	0,242	0,063
	Номер в ранжированном ряду	3	5	8	7	9	10	4	2	6	1
$K_{Vn}^*(t_j)$	Оценка	0,364	0,348	0,686	0,291	0,169	0,282	0,412	0,214	0,174	0,618
	Номер в ранжированном ряду	7	6	10	5	1	4	8	3	2	9

Таблица 4

**Результаты расчетов и ранжирования среднемесячных значений
интегральных показателей ОЭР энергоблоков 300 МВт
по величине остаточного ресурса**
**Results of calculations and ranking of monthly average values
of integrated indicators of 300 MW power units by the value
of the residual resource**

Тип I_p	Характеристика	Диспетчерский номер энергоблока							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$M_p^*(t_j)$	Оценка	0,717	0,750	Р	0,725	0,707	0,679	0,812	0,801
	Номер в ранжированном ряду	5	3	Е	4	6	7	1	2
$G_p^*(t_j)$	Оценка	0,685	0,702	М	0,695	0,649	0,646	0,801	0,777
	Номер в ранжированном ряду	4	3	О	6	5	7	1	2
$K_{ip}^*(t_j)$	Оценка	4,292	0,320	Н	0,273	0,350	0,296	0,166	0,225
	Номер в ранжированном ряду	4	6	Т	3	7	5	1	2

Таблица 5

**Результаты расчетов и ранжирования среднемесячных значений
интегральных показателей ОЭР ТЭП энергоблоков 300 МВт по остаточному ресурсу**
**Results of calculations and ranking of the average monthly values
of integrated indicators of the OI of the TEI of 300 MW power units by residual resource**

Тип I_p	Характеристика	Порядковый номер ТЭП									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$M_p^*(t_j)$	Оценка	0,900	0,769	0,606	0,694	0,541	0,415	0,887	0,908	0,755	0,920
	Номер в ранжированном ряду	3	5	8	7	9	10	4	2	6	1
$G_p^*(t_j)$	Оценка	0,899	0,766	0,539	0,689	0,529	0,396	0,886	0,908	0,754	0,919
	Номер в ранжированном ряду	3	5	8	7	9	10	4	2	6	1
$K_{ip}^*(t_j)$	Оценка	0,040	0,104	0,445	0,133	0,233	0,397	0,052	0,021	0,056	0,053
	Номер в ранжированном ряду	2	6	10	7	8	9	3	1	5	4

Анализ таблиц позволяет сделать следующие заключения.

1. Результаты ранжирования интегральных показателей $M_n^*(t_j)$, $G_n^*(t_j)$, $K_{in}^*(t_j)$ можно считать различными. Например, ОЭР котельной установки наилучшая по данным $M_n^*(t_j)$ у седьмого энергоблока, по данным $G_n^*(t_j)$ – у восьмого энергоблока, а по данным $K_{in}^*(t_j)$ – у шестого энергоблока (табл. 2).

2. Результаты ранжирования интегральных показателей $M_p^*(t_j)$, $G_p^*(t_j)$, $K_{ip}^*(t_j)$ свидетельствуют о неизменности результата для $M_p^*(t_j)$ по сравнению с $M_n^*(t_j)$. Ранжировка $G_p^*(t_j)$ изменилась по сравнению с $G_n^*(t_j)$ и стала более походить на ранжировку $M_p^*(t_j)$. Ранжировка $K_{ip}^*(t_j)$ существенно изменилась по сравнению с $K_{in}^*(t_j)$.

3. Если исходить из положения, что показатель $M_p^*(t_j)$ характеризует общее техническое состояние котельной установки энергоблока, а показатель $K_{vp}^*(t_j)$ – наличие одного или двух ТЭП с резко возросшим в интервале t_j относительным отклонением, то можно предположить, что показатель $M_p^*(t_j)$ выявляет котельные установки энергоблоков, где требуется существенное восстановление износа большей части узлов, т. е. энергоблоки, подлежащие капитальному ремонту. По данным табл. 4, это котельная установка шестого энергоблока. Показатель $K_{vp}^*(t_j)$ определяет котельные установки энергоблоков, подлежащие текущему ремонту, в течение которого должны быть восстановлены износ одного или двух узлов. По данным табл. 4, это котельная установка пятого энергоблока.

4. Данные табл. 3 и 5 позволяют заключить, что ранжирование интегральных показателей $M_n^*(t_j)$, $M_p^*(t_j)$, $G_n^*(t_j)$, $G_p^*(t_j)$ идентично и достаточно вычислить лишь показатель $M_p^*(t_j)$. Как следует из этих таблиц, наименьшее относительное отклонение от предельно допустимого значения наблюдается для КПД (брутто) и присосов воздуха в котельной установке, на что необходимо обратить внимание при капитальном ремонте шестого энергоблока. При текущем ремонте котельной установки пятого энергоблока основное внимание следует уделить снижению разброса такого ТЭП, как температура уходящих газов.

Анализ взаимосвязи интегральных показателей эффективности работы объектов ЭЭС

Несмотря на отмеченные преимущества коэффициента вариации $K_v^*(t_j)$ по сравнению со средним геометрическим значением $G^*(t_j)$ в части контрастности отображения разброса нормированных значений ТЭП, простоты вычисления и ясного физического смысла, вопрос об использовании при сопоставлении всех трех интегральных показателей объективно не решен. В [11] при анализе ряда показателей разброса в качестве критерия принятия решения было выбрано условие минимума коэффициента корреляции взаимосвязи реализаций показателей разброса. И это естественно, так как взаимосвязь интегральных показателей приводит к большому риску ошибочного решения. Для оценки взаимосвязи показателей $M^*(t_j)$, $G^*(t_j)$, $K_v^*(t_j)$ был выполнен следующий эксперимент [12].

1. Стандартной программой RANDU моделировалось случайное число ξ с равномерным распределением в интервале $[0, 1]$.

2. Для случайного числа ξ по фидуциальному распределению (по статистической функции распределения) фактических реализаций нормированных значений ТЭП вычислялась соответствующая величина нормированной реализации.

3. Пункты 1 и 2 повторялись n раз, где n – число реализаций ТЭП, по которым вычисляется интегральный показатель.

4. Для выборки из n нормированных реализаций по известным формулам вычислялись три интегральных показателя $M^*(t_j)$, $G^*(t_j)$, $K_V^*(t_j)$.

5. Пункты 1–3 повторялись N раз, где N – число моделируемых реализаций выборок. Результаты расчета выборок интегральных показателей $M^*(t_j)$, $G^*(t_j)$, $K_V^*(t_j)$ приведены в табл. 6.

6. Симметричный характер распределения $F^*[M^*(t_j)]$, $F^*[G^*(t_j)]$, $F^*[K_V^*(t_j)]$ и достаточно большое число реализаций N позволяли применить методологию расчета коэффициента корреляции Пирсона [13]. Результаты расчетов приведены в табл. 7.

Как следует из табл. 7, наименьшая и практически незначимая взаимосвязь наблюдается для интегральных показателей $M^*(\xi)$ и $K_V^*(\xi)$, что подтверждает целесообразность определения эффективности работы объектов ЭЭС путем сопоставления $M^*(t_j)$ и $K_V^*(t_j)$. В иллюстративных целях на рис. 1–3 приведены корреляционные поля, характеризующие взаимосвязь интегральных показателей.

Таблица 6

Реализации интегральных показателей для выборок с $n = 5$

Implementations of integral indicators for samples with $n = 5$

№ пп	$M^*(t_j)$	$G^*(t_j)$	$K_V^*(t_j)$
1	0,176	0,088	1,224
2	0,210	0,175	0,637
3	0,233	0,108	1,173
4	0,252	0,109	1,529
5	0,269	0,213	0,783
6	0,284	0,206	0,913
7	0,299	0,265	0,454
8	0,312	0,224	0,851
9	0,325	0,292	0,538
10	0,337	0,132	0,919
11	0,351	0,315	0,400
12	0,354	0,357	0,223
13	0,379	0,297	0,702
14	0,393	0,318	0,738
15	0,409	0,357	0,655
16	0,426	0,394	0,458
17	0,446	0,293	0,622
18	0,471	0,404	0,515
19	0,507	0,372	0,706
20	0,691	0,674	0,258

Таблица 7

Коэффициенты корреляции Пирсона между интегральными показателями табл. 6

Pearson correlation coefficients between integral indicators of Tab. 6

№ пп	Интегральный показатель		Коэффициент корреляции
1	$M^*(t_j)$	$G^*(t_j)$	0,925
2	$M^*(t_j)$	$K_V^*(t_j)$	-0,603
3	$G^*(t_j)$	$K_V^*(t_j)$	-0,778

При сопоставлении рисунков нетрудно заметить, что наибольший разброс взаимосвязи наблюдается между интегральными показателями $M^*(\xi)$ и $K_V^*(\xi)$. Следовательно, именно эти два показателя целесообразно использовать для снижения риска ошибочного решения при сравнении эффективности работы объектов ЭЭС.

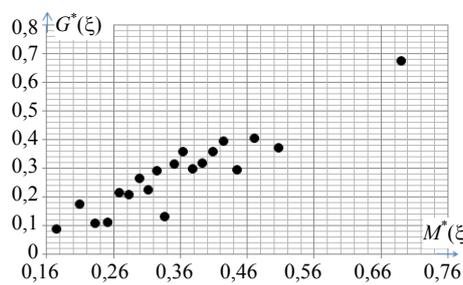


Рис. 1. Взаимосвязь интегральных показателей $M^*(\xi)$ и $G^*(\xi)$
Fig. 1. Relationship of integral indicators $M^*(\xi)$ and $G^*(\xi)$

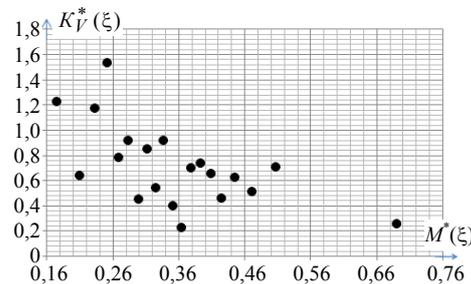


Рис. 2. Взаимосвязь интегральных показателей $M^*(\xi)$ и $K_V^*(\xi)$
Fig. 2. Relationship of integral indicators $M^*(\xi)$ and $K_V^*(\xi)$

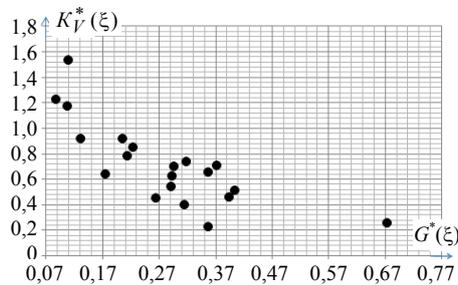


Рис. 3. Взаимосвязь интегральных показателей $G^*(\xi)$ и $K_V^*(\xi)$
Fig. 3. Relationship of integral indicators $G^*(\xi)$ and $K_V^*(\xi)$

ВЫВОДЫ

1. Чтобы восстановить, сохранить или даже повысить эффективность работы объектов электроэнергетических систем, необходимо при организации их эксплуатации, диагностике технического состояния, планировании проведения текущего и капитального ремонта принимать решения на основе не интуитивного подхода, а сопоставления интегральных показателей оперативной эффективности работы.

2. Громоздкость расчетов, наукоемкость современных методов количественной оценки интегральных показателей, риск грубых ошибок, нарушение условия оперативности в процессе подготовки рекомендаций при ручном счете требуют выполнения бенчмаркинга на основе компьютерных технологий.

3. Отсутствие физического смысла у интегрального показателя эффективности работы в существующих методах его расчета, субъективный характер коэффициентов значимости в уравнении взаимосвязи интегрального показателя и технико-экономических показателей объекта, недостаточный учет разброса нормированных значений реализаций технико-экономических показателей являются основными факторами риска ошибочного решения, а следовательно, и ошибочных рекомендаций по повышению эффективности работы.

4. В основе расчета интегральных показателей оперативной эффективности работы рекомендуемым методом находится средняя величина оста-

точного ресурса свойств объекта, характеризующих технико-экономическими показателями. Сведения об остаточном ресурсе необходимы, прежде всего, для прогнозирования времени проведения капитального ремонта. Коэффициент вариации нормированных значений остаточного ресурса определяет степень разрегулирования объекта и позволяет выявить узлы, требующие непрерывной диагностики технического состояния, планировать время проведения текущего ремонта.

5. Следует рассматривать автоматизированные рекомендации по повышению эффективности работы объектов электроэнергетических систем лишь как обоснованную методическую поддержку для лиц, принимающих решения. Со временем перечень технико-экономических показателей, необходимых для принятия решения, может существенно корректироваться, охватывая все новые факторы, определяющие эффективность работы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Н. И. Воропай [и др.]. М.: Энергия, 2013. 304 с.
2. Количественная оценка пожарной опасности объектов электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Энергетик. 2019. № 8. С. 10–15.
3. Васильева, Л. В. Анализ методических подходов к построению интегральных экономических показателей [Электронный ресурс] / Л. В. Васильева // Экономические исследования и разработки. 2017. № 12. Режим доступа: <http://edrj.ru/article/18-12-17>.
4. Дьяков, А. Ф. Проблемы и пути повышения надежности ЕЭС России / А. Ф. Дьяков, Я. Ш. Исамухаммедов, В. В. Молодюк // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики / отв. ред. Н. И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. Вып. 64. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. С. 8–16.
5. Фархадзаде, Э. М. Оценка качества восстановления износа энергоблоков ТЭС / Э. М. Фархадзаде, А. З. Мурадалиев, Ю. З. Фарзалиев // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2016. Т. 59, № 1. С. 14–24. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2016-59-1-14-24>.
6. Метод и алгоритм сравнения эффективности работы газопоршневых электростанций электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Известия РАН. Энергетика. 2019. № 2. С. 106–117.
7. Методы и алгоритмы сравнения и ранжирования надежности и экономичности работы объектов ЭЭС по разнотипным данным / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Электричество. 2017. № 8. С. 4–13. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2017-8-4-13>.
8. Фалин, Г. Н. Неравенство для средних / Г. Н. Фалин, А. Л. Фалин // Математика. 2006. № 10. С. 25–36.
9. Гнеденко, Б. В. Математические методы в теории надежности: основные характеристики надежности и их статистический анализ / Б. В. Гнеденко, Ю. К. Беляев, А. Д. Соловьев. Изд. 3, стереотип. М.: URSS, 2019. 584 с.
10. Повышение эффективности работы энергоблоков тепловых электростанций / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Электрические станции. 2019. № 8. С. 14–17.
11. Фархадзаде, Э. М. Распределение выборки непрерывной случайной величины / Э. М. Фархадзаде, А. З. Мурадалиев, Ю. З. Фарзалиев // Электронное моделирование. 2015. № 6. С. 69–82.
12. Минимизация риска ошибочного решения при оценке значимости статистических связей технико-экономических показателей объектов электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 3. С. 193–206. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-61-3-193-206>.

13. Кендалл, М. Г. Статистические выводы и связи / М. Г. Кендалл, А. Стьюарт. Пер. с англ. М.: Наука, 1973. 900 с.

Поступила 18.03.2020 Подписана в печать 26.05.2020 Опубликована онлайн 30.11.2020

REFERENCES

1. Voropai N. I. et al. (2013) *The Concept of Ensuring Reliability in the Electric Power Engineering*. Moscow, Energiya Publ., 2013. 304 (in Russian).
2. Farkhadzade E. M., Muradaliyev A. Z., Ismailova S. M., Yusufli R. F. (2019) Quantitative Assessment of Fire Hazard of Electric Power System Objects. *Energetik*, (8), 10–15 (in Russian).
3. Vasilieva L. (2017) Analysis of Methodical Approaches to the Development of Integral Economic Indicators. *Ekonomicheskie Issledovaniya i Razrabotki = Economic Development Research Journal*, (12). Available at: <http://edrj.ru/article/18-12-17> (in Russian).
4. D'yakov A. F., Isamukhammedov Ya. Sh., Molodyuk V. V. (2014) Problems and Ways to Improve the Reliability of the UES of Russia. *Metodicheskie Voprosy Issledovaniya Nadezhnosti Bol'shikh Sistem Energetiki. Vyp. 64. Nadezhnost' Sistem Energetiki: Dostizheniya, Problemy, Perspektivy* [Methodological Problems in Reliability of Large Energy System. Is. 64. Reliability of Energy Systems: Achievements, Problems, Prospects]. Irkutsk: ISEM SB RAS, 8–16 (in Russian).
5. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Farzaliyev Yu. Z. (2016) Quality Evaluation of the TPP Power Generating Units Wear Reconditioning. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 59 (1), 14–24. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2016-59-1-14-24> (in Russian).
6. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Calaqova E. I., Abdullayeva S. A. (2019) Method and Algorithm of Comparison Efficiency of Gas and Piston Power Stations of the Electro Power Systems. *Izvestiya Rossiiskoi Akademii Nauk. Energetika* [Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering], (2), 106–117 (in Russian).
7. Farhadzadeh E. M., Farzaliyev Yu. Z., Muradaliyev A. Z., Ismailova S. M. (2017) Methods and Algorithms for Comparing and Ranking the Reliability and Efficiency of EPS Facilities Based on Different Types of Data. *Elektrichestvo*, (8), 4–13. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2017-8-4-13> (in Russian).
8. Falin G. N., Falin A. L. (2006) Inequality for Averages. *Matematika* [Mathematics], (10), 25–36 (in Russian).
9. Gnedenko B. V., Belyaev Yu. K., Solov'ev A. D. (2019) *Mathematical Methods in Reliability Theory: Basic Characteristics of Reliability and their Statistical Analysis*. 3rd ed. Moscow, URSS Publ. 584 (in Russian).
10. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Rafieva T. K., Rustamova A. A. (2019) Improving the Operational Efficiency of Thermal Power Plant Units. *Elektricheskie Stantsii = Electrical Stations*, (8), 14–17 (in Russian).
11. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Farzaliyev Yu. Z. (2015) Distribution of a Continuous Random Variable Sample. *Elektronnoe Modelirovanie = Electronic Modeling*, (6), 69–82 (in Russian).
12. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Farzaliyev Yu. Z., Rafiyeva T. K., Abdullayeva S. A. (2018) Minimization of Risk of the Erroneous Decision in the Assessment of the Importance of Statistical Relations of Technical and Economic Indicators of the Objects of Electric Power Systems. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (3), 193–206. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-61-3-193-206> (in Russian).
13. Kendall M. G., Stuart A. (1968) *The Advanced Theory of Statistics*. In 3 volumes. 2nd ed. New York, Hafner Publ. Co. 557.

Received: 18 March 2020

Accepted: 26 May 2020

Published online: 30 November 2020