

**ПАРОВЫЕ КОТЛЫ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО,
ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА
И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КОТЛОВ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ РАБОТЫ УНИКАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

© 2021 г. Э. М. Фархадзаде^а, *, А. З. Мурадалиев^а, Т. К. Рафиева^а, У. К. Ашурова^а

^аАзербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики,
ул. Г. Зардаби, д. 94, г. Баку, Аз1012 Азербайджан

*e-mail: elmeht@rambler.ru

Поступила в редакцию 30.05.2020 г.

После доработки 07.10.2020 г.

Принята к публикации 23.12.2020 г.

Обеспечение эффективности работы объектов, срок службы которых превышает нормативное значение, — это одна из наиболее значимых и сложных задач современных электроэнергетических систем. Актуальность этой задачи обусловлена систематическим увеличением доли таких объектов, которая к настоящему времени в общем их числе достигает уже 60%. Трудности ее решения вызваны необходимостью создания методов и алгоритмов количественной оценки оперативной эффективности работы (ОЭР). Предлагаются метод и алгоритм количественной оценки интегрального показателя ОЭР уникальных объектов, т.е. объектов, у которых отсутствуют аналоги для заданного сочетания разновидностей признаков. Обеспечивается не только безошибочность технико-экономических показателей (ТЭП), но и, что главное, физическая интерпретация интегрального показателя. Многомерность среднемесячных значений ТЭП и неслучайность выборки из совокупности ТЭП создают серьезные ограничения для применения классических критериев проверки гипотез. Разработан новый критерий, успешно преодолевающий эти препятствия. Критические значения интегральных показателей в этом критерии определяются имитационным моделированием возможных реализаций интегральных показателей. Достигнуто снижение риска ошибочного решения по техническому обслуживанию уникальных объектов, что обеспечивает достоверность оперативной методической поддержки руководства предприятия. Приведена иллюстрация последовательности расчетов для конденсационной электростанции (КЭС) мощностью 2400 МВт на газомазутном топливе. Чтобы уменьшить громоздкость преобразования данных и одновременно сохранить возможность сравнения их с результатами количественной оценки ОЭР однотипных объектов, расчеты проводятся лишь для некоторых усредненных среднемесячных значений ТЭП котельных установок энергоблоков КЭС. Среднемесячные значения ТЭП уникальных энергетических стартеров (УЭС) позволяют осуществлять оперативный контроль их изменения во времени, а переход от фактических значений к нормированным — оценку изменения технического состояния УЭС по среднему износу и степени его разрегулированности.

Ключевые слова: оперативное управление, эффективность работы, уникальный объект, интегральный показатель, метод, алгоритм, бенчмаркинг, случайный характер, стартер, ранжирование, экономичность, надежность, опасность

DOI: 10.1134/S0040363621080038

Повышение эффективности работы объектов электроэнергетических систем (ЭЭС) — одна из первоочередных задач настоящего времени [1]. В современном понимании эффективность — это интегральное свойство, отражающее экономичность, надежность и безопасность технических объектов [2]. Важность этой задачи обусловлена монотонным увеличением относительного числа единиц основного оборудования, устройств и установок, срок службы которых

превышает нормативный [далее они называются “стартерами” (СТ)]. На сегодняшний день оно составляет уже 60% их общего количества [3].

Превышение срока службы нормативного значения означает, прежде всего, что *время, когда надежность работы и безопасность обслуживания были гарантированы, закончилось*. Предусмотренный нормативными документами в ЭЭС контроль эффективности работы объектов проводится, но

по-прежнему сводится к контролю лишь экономической эффективности, в частности – прибыли.

Такой контроль, конечно, важен, но применительно к стартехам ЭЭС уже недостаточен. Последствия от систематического снижения надежности и повышение опасности обслуживания СТ становятся столь значительными, что делают их использование недопустимым [4].

В отличие от экономичности, оперативная количественная оценка надежности работы и опасности обслуживания объектов ЭЭС не проводится. Широко используемые при проектировании методы и алгоритмы количественной оценки надежности объектов ЭЭС в условиях эксплуатации неприемлемы, так как они и не предназначены для оперативной оценки степени соответствия технического состояния объекта предъявляемым требованиям [5].

Еще бóльшие трудности необходимо преодолеть при оперативной количественной оценке опасности технического обслуживания [6]. В дальнейшем можно исходить из того, что обеспечивается безопасность, а рассчитывается количественная оценка опасности (но не безопасности, поскольку безопасность не изменяется).

Эффективность работы ЭЭС во многом определяют блочные конденсационные электростанции с энергоблоками мощностью 300 МВт и более. Оперативное (среднемесячное) управление эффективностью работы энергоблоков КЭС проводится по среднемесячным значениям множества ТЭП [7], а сравнение ОЭР энергоблоков – по значению лишь одного ТЭП, а именно удельного расхода условного топлива.

Управление ОЭР сложных систем в экономике получило наименование оперативный бенчмаркинг [8]. Оно основано на сравнении показателей, характеризующих многочисленные разновидности признаков сопоставляемых систем, выявлении наиболее значимых (по экономической эффективности) показателей и формировании рекомендаций по повышению эффективности работы системы. Повышение ОЭР энергоблоков КЭС осуществляется примерно аналогично и согласно установленной терминологии соответствует внутреннему оперативному бенчмаркингу.

Методы и алгоритмы совершенствования анализа ТЭП однотипных СТ (однотипных электростанций, энергоблоков ТЭС, паротурбинных и котельных установок) рассмотрены авторами ранее в [9–13]. От существующего подхода их принципиально отличает возможность сравнения и ранжирования однотипных СТ не только по экономической работности, но и по ее надежности и обеспечению безопасности. Этот результат достигнут путем

перехода от сравнений множества ТЭП к сравнению интегральных показателей ОЭР стартехов. Метод и алгоритм количественной оценки оперативной опасности СТ приведены в [6].

В настоящей статье рассматривается оперативный внутренний бенчмаркинг уникальных энергетических стартехов (УЭС). Под “уникальными” далее будут пониматься объекты, которые не имеют аналогов по заданным сочетаниям разновидностей признаков.

Кажущаяся простота количественной оценки ОЭР УЭС обманчива. И не только потому, что совокупность статистических данных, характеризующих техническое состояние УЭС, будет в несколько раз (по числу однотипных объектов) меньше, чем для характеристики технического состояния однотипных объектов. Но и потому, что требуется оперативно представлять руководству объективную информацию об УЭС. Кроме того, методическая поддержка должна быть не только объективной и оперативной, но и *безошибочной, физически понятной и реально исполнимой*.

Иллюстрация последовательности расчетов проводится для КЭС мощностью 2400 МВт на газомазутном топливе. Чтобы уменьшить громоздкость преобразования данных и одновременно сохранить возможность сравнения с результатами количественной оценки ОЭР однотипных объектов [9], расчеты выполняются лишь для некоторых усредненных среднемесячных значений ТЭП котельных установок энергоблоков КЭС. Среднемесячные значения ТЭП УЭС позволяют проводить оперативный контроль их изменения во времени, а переход от фактических значений к нормированным значениям – оценку изменения технического состояния УЭС по среднему износу и степени его разрегулированности [13].

Внедрение рекомендуемого подхода к оценке ОЭР УЭС предусматривает прохождение следующих трех этапов:

на первом этапе определяются интервалы изменения фактических значений ТЭП УЭС, позволяющих применить интервальный метод обеспечения безошибочности среднемесячных реализаций ТЭП;

на втором этапе формируется алгоритм автоматизированной системы синтеза интегрального показателя, который характеризует техническое состояние УЭС и вычисляется по нормированным реализациям ТЭП УЭС;

на третьем этапе производится формирование алгоритма бенчмаркинга УЭС и согласование формы представления расчетных данных и рекомендаций по изменению его технического состо-

Таблица 1. Коэффициенты линейной корреляции Пирсона технико-экономических показателей энергоблоков и конденсационных электростанций

ТЭП энергоблоков	ТЭП КЭС					
	t_B	$t_{y.g}$	ΔS	$t_{п.в}$	η_H	Θ_3
t_B	*	-0.190	-0.263	0.200	0.111	-0.205
$t_{y.g}$	-0.266	*	0.049	-0.297	-0.201	-0.002
ΔS	-0.358	0.292	*	-0.253	0.103	0.007
$t_{п.в}$	0.737	-0.712	-0.407	*	0.278	-0.030
η_H	0.194	-0.290	0.196	0.554	*	-0.693
Θ_3	-0.2690	-0.004	0.009	-0.426	-0.762	*

Примечание. t_B – температура воздуха после регенеративного воздухоподогревателя; $t_{y.g}$ – температура уходящих газов; ΔS – присосы воздуха на тракте; $t_{п.в}$ – температура питательной воды; η_H – КПД нетто; Θ_3 – расход электроэнергии на собственные нужды.

яния. Рекомендации включают в себя не только проведение дополнительной диагностики технического состояния отдельных узлов УЭС и устранение износа при текущих и капитальных ремонтах, но и повышение квалификации персонала в части оперативного управления УЭС.

ОЦЕНКА ИНТЕРВАЛОВ ИЗМЕНЕНИЯ ФАКТИЧЕСКИХ ЗНАЧЕНИЙ ТЭП

Различные аспекты оценки граничных значений интервалов изменения реализаций ТЭП энергоблоков достаточно подробно изложены в [12–14]. При неизменности общей методологии оценка граничных значений интервалов изменения ТЭП ТЭС, представляющих собой усредненные реализации ТЭП энергоблоков ТЭС, требует контроля безошибочности.

Выявление ошибочных реализаций предлагается проводить интервальным методом [14]. Суть его заключается в сравнении реализаций ТЭП с соответствующими граничными значениями интервала их изменения [15].

Совокупность анализируемых ТЭП КЭС формируется из расчетных ТЭП. Под расчетными имеются в виду независимые ТЭП. Свойство независимости является основным при оценке интегральных показателей ОЭР.

Поскольку наличие взаимосвязи ТЭП искажает результаты бенчмаркинга энергоблоков и их основного оборудования, то представляет интерес следующий вопрос: как изменяются коэффициенты корреляции между ТЭП КЭС по сравнению с коэффициентами корреляции независимых аналогичных ТЭП энергоблоков? Иначе говоря, могут ли независимые ТЭП энергоблоков при усреднении стать зависимыми для КЭС? Результаты расчетов коэффициентов линейной корреляции Пирсона для некоторых ТЭП котельных уста-

новок (КУ) приведены в табл. 1. Чтобы усложнить задачу, сопоставляли коэффициенты корреляции реализаций ТЭП энергоблоков в конкретном месяце и реализации ТЭП КЭС в различных месяцах года. Справа от диагонали матрицы приведены коэффициенты корреляции ТЭП ТЭС, а слева – коэффициенты корреляции ТЭП энергоблоков [16].

Сравнение коэффициентов корреляции позволяет заключить, что:

- усреднение ТЭП не стимулирует появления взаимосвязи;

- более того, усреднение ТЭП ведет к уменьшению коэффициента корреляции;

- следовательно, нет необходимости проверять наличие взаимосвязи для ТЭП КЭС, если очевидна их независимость для ТЭП энергоблоков.

Метод и алгоритм изъятия из совокупности усредненных реализаций ТЭП КЭС ошибочных и неоднородных значений аналогичен изъятию их из совокупности среднемесячных значений ТЭП энергоблоков. В иллюстративных целях на рис. 1 представлены статистические функции распределения усредненных реализаций некоторых ТЭП КЭС до $F^*(\Pi_i)$ и после $F_6^*(\Pi_i)$ изъятия ошибочных усредненных реализаций ТЭП.

В табл. 2 в соответствии с [13] приведена последовательность распознавания безошибочной (индекс “б”) статистической функции $F_6^*(t_{п.в i})$ распределения усредненных среднемесячных значений реализаций температуры питательной воды $t_{п.в}$ энергоблоков КЭС. Усредненные значения $M_c^*(\Pi_i)$ вычислялись методом скользящей средней с интервалом группирования $d = 3$.

В табл. 3 представлены результаты анализа и сравнения статистических функций распределения $F_6^*(\Pi_i)$, где Π_i – условное обозначение

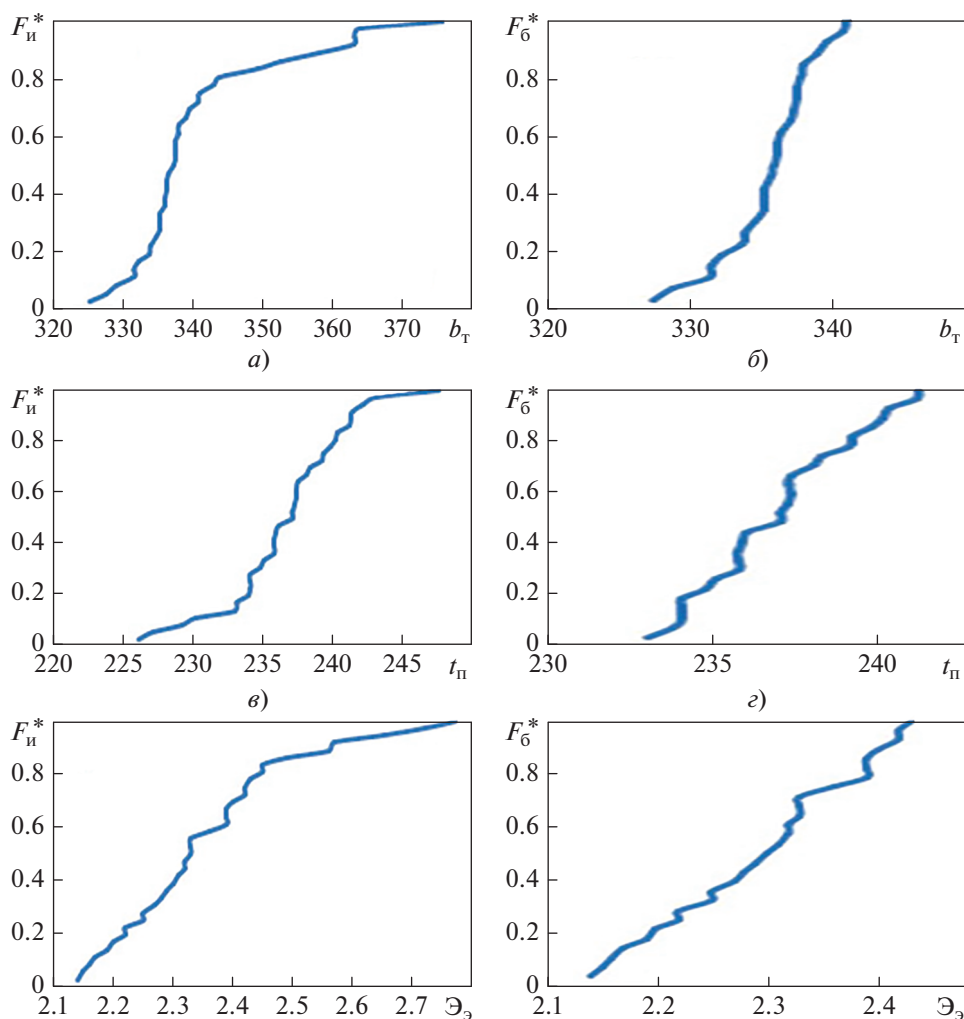


Рис. 1. Исходные (индекс “и”) и безошибочные (индекс “б”) статистические функции распределения таких ТЭП КЭС, как удельный расход условного топлива b_T (а, б), $t_{П.В}$ (в, г) и \mathcal{E}_3 (д, е)

i -го ТЭП. Поскольку $F_6^*(\Pi_i)$ – это статистическая функция распределения экспериментальных (индекс “э”) многомерных статистических данных, то:

граничные значения ее аргумента обозначены как $\underline{\Pi}_i^{\text{э}}$ и $\overline{\Pi}_i^{\text{э}}$ и соответствуют нижней и верхней границам интервала;

протяженность интервала обозначена как $\Delta\Pi_i^{\text{э}}$ и равна $\Delta\Pi_i^{\text{э}} = \overline{\Pi}_i^{\text{э}} - \underline{\Pi}_i^{\text{э}}$;

отношение $\Delta\Pi_i^{\text{э}}$ ТЭП энергоблоков к $\Delta\Pi_i^{\text{э}}$ ТЭП КЭС обозначено как $\varepsilon\Pi_i^{\text{э}}$.

Таким образом, переход к безошибочным реализациям позволяет существенно снизить протяженность интервалов. Например, как следует из табл. 2 и 3, интервал изменения возможных реа-

лизаций температуры питательной воды $t_{П.В}$ ТЭС равен [226.0; 247.5], т.е. $\Delta t_{П.В} = 21.5^\circ\text{C}$, безошибочный интервал равен 8.2°C , т.е. в 2.62 раза меньше, а для коэффициента избытка воздуха – в 1.63 раза. В среднем, значение $\varepsilon\Pi_i^{\text{э}}$ равно двум и свидетельствует о целесообразности уточнения интервалов изменения ТЭП ТЭС.

На этом анализ особенностей формирования автоматизированной системы синтеза ТЭП и оперативного бенчмаркинга УЭС можно считать завершенным.

СИНТЕЗ ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УЭС

В этом разделе рассматриваются некоторые вопросы оценки интегральных показателей ОЭР

Таблица 2. Автоматизированная оценка статистической функции распределения $F_{\delta}^*(t_{п.в})$

№ ТЭП (<i>i</i>)	Исходные $t_{п.в i}$	Ранжированные $t_{п.в i}$	$F_{\Pi}^*(t_{п.в i})$	$M_c^*(t_{п.в i})$	$\Delta M_c^*(t_{п.в i})$	$t_{п.в i}$	$F_{\delta}^*(t_{п.в i})$
1	240.1	226.0	0.0278	227.33		233.0	0.0370
2	237.3	227.0	0.0556	228.67	1.3333	233.8	0.0741
3	234.0	229.0	0.0833	230.60	1.9333	234.0	0.1111
4	232.8	230.0	0.1111	231.93	1.3333	234.0	0.1481
5	237.4	232.8	0.1389	233.20	1.2667	234.0	0.1852
6	241.3	233.0	0.1667	233.60	0.4000	234.7	0.2222
7	241.1	233.8	0.1944	233.93	0.3333	235.0	0.2593
8	247.5	234.0	0.2222	234.00	0.0667	235.7	0.2963
...
26	240.3	239.1	0.7222	239.33	0.4667	241.1	0.9630
27	235.7	238.2	0.7500	239.67	0.3333	241.2	1.0000
28	234.7	239.7	0.7778	240.03	0.3667		
29	235.8	240.1	0.8056	240.50	0.4667		
30	239.7	240.3	0.8333	240.87	0.3667		
31	237.3	241.1	0.8611	241.20	0.3333		
32	239.1	241.2	0.8889	241.53	0.3333		
33	239.2	241.3	0.9167	242.13	0.6000		
34	238.3	242.1	0.9444	244.20	2.0667		
35	235.7	243.0	0.9722	245.25	1.0500		
36	235.7	247.5	1.000	247.50	2.2500		

Примечание. $\Delta M_c^*(t_{п.в i})$ – расхождение смежных значений реализаций $M_c^*(t_{п.в i})$. Пустые графы обусловлены удалением ошибочных реализаций, устранение которых снижает общее число реализаций.

Таблица 3. Анализ статистических функций распределения возможных реализаций технико-экономических показателей

<i>i</i>	ТЭП	Статистические показатели распределения			
		$\underline{\Pi}_i^{\circ}$	$\overline{\Pi}_i^{\circ}$	$\Delta \Pi_i^{\circ}$	$\epsilon \Pi_i^{\circ}$
1	$t_{в}, ^\circ\text{C}$	227.000	242.700	15.700	1.54
2	$t_{у.г}, ^\circ\text{C}$	111.300	119.200	7.900	2.77
3	$K_{в}, \text{о.е.}$	1.099	1.196	0.097	1.63
4	$\Delta S, \%$	37.200	42.100	3.900	2.49
5	$\eta_{б}, \%$	90.960	92.520	1.560	0.97
6	$\eta_{н}, \%$	84.470	86.140	1.677	1.34
7	$\mathcal{E}_{з}, \%$	2.140	2.430	0.290	3.31
8	$\mathcal{E}_{т}, \%$	1.020	1.570	0.550	1.42
9	$t_{п}, ^\circ\text{C}$	233.000	241.200	8.200	2.62
10	$b_{т}, \text{Г/(кВт} \cdot \text{ч)}$	327.470	340.860	13.390	1.94

Примечание. $K_{в}$ – коэффициент вариации; $\eta_{б}$ – КПД брутто; $\mathcal{E}_{т}$ – расход тепловой энергии в системе собственных нужд; $b_{т}$ – удельный расход условного топлива.

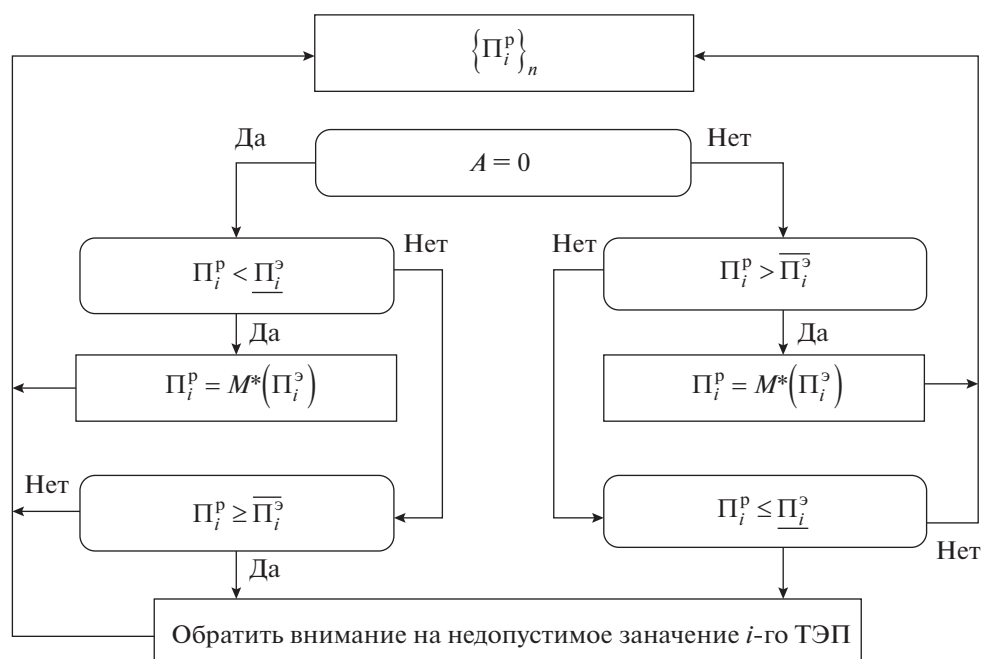


Рис. 2. Структурная схема алгоритма контроля безошибочности технико-экономических показателей уникальных энергетических стартехов

уникального энергетического СТ в целом, а также его установок и узлов. Совокупность ТЭП УЭС в расчетном (индекс “р”) месяце можно обозначить $\{Pi^p\}_n$, где n – число ТЭП. Эта совокупность может быть представлена двумя группами. В первой группе находятся ТЭП, увеличение которых приводит к снижению эффективности работы УЭС. Например, эффективность работы уменьшается с увеличением удельного расхода условного топлива и температуры уходящих газов. Индикатор A для этой группы принимается равным нулю.

Во второй группе находятся ТЭП, уменьшение которых приводит к снижению эффективности работы УЭС. Наглядным примером ТЭП второй группы служит коэффициент полезного действия. Индикатор A для этой группы можно принять равным единице. Укрупненная схема алгоритма контроля безошибочности ТЭП показана на рис. 2. Для этого алгоритма характерны следующие особенности:

для объектов, срок службы которых превышает нормативное значение (стартехи), возможные реализации ТЭП должны быть не лучше номинальных (исходных, заводских) значений. Если при $A = 0$ выполняется соотношение $Pi^p < \underline{Pi}^o$ (например, удельный расход условного топлива меньше номинального значения) или $Pi^p > \bar{Pi}^o$ при $A = 1$ (например, коэффициент полезного действия СТ

больше номинального), то с большой вероятностью реализация Pi ошибочна. Поскольку, как правило, нет времени для уточнения Pi^p , то возможны два варианта:

считать, что сведения о Pi^p отсутствуют;

принять Pi^p равным среднему значению возможных реализаций i -го ТЭП $M^*(Pi)$.

Второй вариант предпочтителен, так как, во-первых, он не искажает интегральный показатель, а во-вторых, при неизменном числе ТЭП (n) алгоритм синтеза ТЭП существенно проще;

когда $Pi^p \geq \bar{Pi}^o$ при $A = 0$, а $Pi^p \leq \underline{Pi}^o$ при $A = 1$, то, если это не ошибка, необходимо уточнить Pi^p , поскольку работа УЭС при таких условиях недопустима. Безошибочная совокупность Pi^p ТЭП УЭС пригодна для последующего преобразования.

Для контроля безошибочности интегральных показателей ОЭР УЭС прежде всего следует устранить трудности, обусловленные различием размерности единиц измерения и масштаба ТЭП УЭС. Кроме того, необходимо обеспечить физическую сущность интегрального показателя. Что можно сказать о показателе, который вычисляется суммированием температуры, коэффициента полезного действия и расхода топлива, представленных даже в относительных единицах? Ведь физическая сущность интегрального показателя служит

Таблица 4. Оценка интегрального показателя оперативной эффективности работы котельных установок ТЭС

ТЭП			Фактические значения ТЭП по месяцам			
i	Π _i	A _i	абсолютные		нормированные	
			j = 1	j = 2	j = 1	j = 2
1	t _в , °С	1	281.20	285.20	0.141	0.159
2	t _{у.г} , °С	0	111.80	112.70	0.063	0.127
3	K _в , о.е.	0	1.156	1.068	0.588	0.501
4	ΔS, %	0	39.10	38.20	0.487	0.256
5	η _б , %	1	90.97	91.12	0.993	0.897
6	η _н , %	1	84.82	85.01	0.800	0.684
7	Э _э , %	0	2.25	2.22	0.379	0.276
8	Э _т , %	0	1.49	1.48	0.854	0.836
9	t _{п.в} , °С	1	237.00	240.30	0.512	0.110
10	b _т , г/(кВт · ч)	0	327.47	328.50	0.0001	0.075
Интегральные показатели ОЭР			M* [Iz(Π _i)]		0.509	0.392
			K _v [Iz(Π _i)]		0.631	0.798

Примечание. j – номер месяца в году.

важнейшим условием сравнения и ранжирования объектов, выполнения бенчмаркинга.

Преодоление этих сложностей достигается нормированием. Существуют различные способы нормирования, т.е. перехода к измерению ТЭП в относительных единицах (например, в процентах). Предлагается нормирование ТЭП проводить по формулам, аналогичным оценке износа (Iz). При этом под износом следует понимать относительную часть использованного ресурса. Количественно наиболее важные свойства ОЭР УЭС задаются расчетными ТЭП и изменяются от исходного (номинального) до предельно допустимого значения.

Алгоритм расчета износа i-го свойства УЭС имеет следующий вид:

если A = 0, тогда Π_i^p изменяется от Π_i^э до Π_i^з, а износ рассчитывается по формуле

$$Iz(\Pi_i^p) = \delta(\Pi_i^p) = \frac{\Pi_i - \underline{\Pi}_i^э}{\bar{\Pi}_i^э - \underline{\Pi}_i^э};$$

если же A = 1, то Π_i^p изменяется от Π_i^з до Π_i^э, следовательно,

$$Iz(\Pi_i^p) = \delta(\Pi_i^p) = \frac{\bar{\Pi}_i^э - \Pi_i}{\bar{\Pi}_i^э - \underline{\Pi}_i^э}.$$

Нетрудно заметить, что 0 ≤ Iz(Π_i^p) ≤ 1 с i = 1, n.

Средний износ УЭС определяется по выражению

$$M^* [Iz(\Pi^p)] = n^{-1} \sum_{i=1}^n Iz(\Pi_i^p),$$

а коэффициент вариации, который характеризует разброс реализаций Iz(Π_i^p), по формуле

$$K_v [Iz(\Pi^p)] = \frac{\sigma^* [Iz(\Pi^p)]}{M^* [Iz(\Pi^p)]},$$

где

$$\sigma^* [Iz(\Pi^p)] = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \{Iz(\Pi_i^p) M^* [Iz(\Pi^p)]\}^2}{n - 1}}.$$

Результаты оценки интегральных показателей ОЭР котельных установок энергоблоков 300 МВт на газомазутном топливе приведены в табл. 4.

Далее рассматриваются возможные выводы и рекомендации (скорее, какая-то их часть), которые вытекают из сравнения отдельных ТЭП и интегральных показателей.

Таблица 5. Расчет интегральных показателей оперативной эффективности работы узлов котельных установок конденсационных электростанций

Узлы КУ				Месяцы года	
№	Обозначение	Число ТЭП	Показатель	$j = 1$	$j = 2$
1	ГВТ	3	$M^* [Iz(\Pi_i)]$	0.379	0.295
			$K_V [Iz(\Pi_i)]$	0.736	0.308
2	Система СН	2	$M^* [Iz(\Pi_i)]$	0.617	0.556
			$K_V [Iz(\Pi_i)]$	0.542	0.504

Анализ ТЭП (см. табл. 4) позволяет сделать такие заключения:

в связи с тем что интегральный показатель $M^* [Iz(\Pi^p)]$ изменяется в интервале $[0; 1]$ по пятибалльной системе исчисления с шагом 0.2, техническое состояние УЭС определяется следующими качественными характеристиками: в интервалах $[0-0.2]$ – как новое, $[0.2-0.4]$ – хорошее, $[0.4-0.6]$ – среднее, $[0.6-0.8]$ – неудовлетворительное, $[0.8-1.0]$ – недопустимое. Следовательно, техническое состояние КУ КЭС в первом зимнем месяце ($j = 1$) оценивается как удовлетворительное $\{0.4 < M_c^* [Iz(\Pi_1)] \leq 0.682\}$, а во втором ($j = 2$) – как хорошее $\{0.2 < M_c^* [Iz(\Pi_2)] \leq 0.4\}$;

сравнение отдельных ТЭП КЭС по $Iz(\Pi_i^p)$ с $i = 1, 10$ показывает, что наибольшие значения износа $Iz(\Pi_i^p)$ характерны для коэффициентов полезного действия брутто η_b и нетто η_n и расхода тепловой энергии в системе собственных нужд Θ_r . Нахождение этих показателей в интервале, граничащем с предельно допустимым значением, свидетельствует о целесообразности улучшения технического состояния КУ;

обращает на себя внимание соотношение $Iz(\eta_b)$, $Iz(\eta_n)$ и $Iz(b_r)$, т.е. соотношение коэффициентов полезного действия и удельного расхода условного топлива: неравенство $Iz(\eta_b) > Iz(\eta_n)$ естественно, а соотношение $Iz(\eta_n) \gg Iz(b_r)$ необычно. Анализ соотношений $Iz(\eta_b)$ и $Iz(b_r)$ показывает, что с не меньшей вероятностью проявляются реализации η_b и b_r , для которых $Iz(\eta_b) \gg Iz(b_r)$ и $Iz(\eta_b) \cong Iz(b_r)$. Эта неопределенность обусловлена, видимо, изменением теплоты сгорания газа.

Наряду с возможностью оценки интегральных показателей ОЭР основных объектов ТЭС не менее важны оценки интегральных показателей технического состояния узлов установок энергоблоков. Рассматриваемые в качестве примера ТЭП котельных установок энергоблоков КЭС мощностью 2400 МВт могут быть классифицированы по некоторым узлам, из которых далее представлены два: газоздушный тракт (ГВТ) и система собственных нужд (СН). Техническое состояние первого узла характеризуют такие технико-экономические показатели, как $t_{y,r}$, коэффициент вариации K_v и ΔS , а второго узла – Θ_s и Θ_r . В табл. 5 приведены результаты расчетов интегральных показателей ОЭР этих узлов.

Если теперь сопоставить эти данные с интегральными показателями ОЭР котельных установок КЭС, представленных в табл. 4, то можно прийти к выводу о том, что из двух рассматриваемых узлов наибольшее влияние на снижение ОЭР котельных установок КЭС оказывает система собственных нужд, в которой наиболее значимый ТЭП – расход тепловой энергии в системе СН (Θ_r). Это заключение полностью совпадает с результатами анализа ТЭП котельных установок КЭС, хотя такое совпадение и необязательно [9].

Таким образом, чтобы повысить эффективность работы КУ КЭС, необходимо снизить расходы тепловой энергии в системе СН. Следует заметить, что такой вывод позволяет повысить ОЭР для ТЭС в целом и совсем не обязательно совпадает с рекомендациями по повышению ОЭР отдельных энергоблоков КЭС.

УЧЕТ СЛУЧАЙНОГО ХАРАКТЕРА ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В настоящем разделе рассмотрена наиболее важная, трудная и наукоемкая задача, которая в существующих разработках освещена в наимень-

Таблица 6. Оценка наибольшего относительного отклонения

№ ТЭП (v)	Функция и квантили распределения			Относительное отклонение	
	$F^* [Iz(\Pi_{v,j})]$	$Iz(\Pi_{v1})$	$Iz(\Pi_{v2})$	ΔF_{v1}^*	ΔF_{v2}^*
1	0.1	0.0001	0.075	0.100	0.025
2	0.2	0.063	0.110	0.137	0.190
3	0.3	0.141	0.127	0.159	0.173
4	0.4	0.379	0.159	0.021	0.241
5	0.5	0.487	0.256	0.013	0.244
6	0.6	0.512	0.276	0.088	0.324
7	0.7	0.588	0.501	0.112	0.199
8	0.8	0.800	0.684	0.000	0.116
9	0.9	0.854	0.836	0.046	0.064
10	1.0	0.999	0.894	0.007	0.103
Наибольшее отклонение $\Delta F_{\max, j}^*$				0.159	0.324
Критическое значение $\Delta F_{k, 0.9}^*$				0.314	

шей степени. Суть ее заключается в том, что среднемесячные значения таких ТЭП, как износ и интегральные показатели узлов, устройств, установок, объектов, по своей природе случайны. А это означает, что и наблюдаемые расхождения интегральных показателей ОЭР могут быть случайными и весьма велик риск ошибочного решения. Вопросам сопоставления единичных и комплексных показателей посвящены многочисленные исследования, в результате которых разработаны критерии сравнений. Известна и их зависимость от числа реализаций, а именно с его увеличением ширина интервала возможных реализаций показателей уменьшается. Но кажущаяся простота решаемой задачи обманчива. Дело в том, что в классических методах статистического анализа предполагается, что случайные реализации выборок однородны, а сами выборки представительны. Интегральные показатели вычисляются по выборкам, которые получены в результате классификации совокупности данных по заданной разновидности признака и потому неслучайны. Например, техническое состояние УЭС ТЭС мощностью 2400 МВт характеризуется десятками ТЭП, а КУ ТЭС – около десяти ТЭП. И при необходимости расчета интегрального показателя КУ эти 10 ТЭП выбираются, конечно же, из десятков ТЭП не случайно, а преднамеренно. Именно поэтому нередко оказывается, что ширина интервала возможных реализаций интегрального показателя ОЭР некото-

рого узла УЭС может быть существенно меньше размеров интервала возможных реализаций интегрального показателя ОЭР УЭС в целом. Поэтому здесь неприемлемо применение классических методов проверки предположений о неслучайном расхождении интегральных показателей совокупности ТЭП и неслучайной выборки из этой совокупности.

Не менее трудной оказывается и задача сравнения интегральных критериев с учетом ошибок не только первого, но и второго рода. Решение аналогичных задач было рассмотрено авторами в [16].

Прежде всего требуется ответить на вопрос: предположение о том, что наблюдаемое расхождение (см. табл. 4) оценок интегральных показателей $M^* [Iz(\Pi_i)]$ и $K_v [Iz(\Pi_i)]$ котельных установок КЭС по месяцам года отражает изменение технического состояния этих установок, соответствует действительности или обусловлено их случайным разбросом?

Для выяснения этого нужно выполнить такой алгоритм:

разместить в порядке возрастания совокупность среднемесячных нормированных реализаций ТЭП КУ в расчетном (j -м) месяце $\{Iz(\Pi_{i,j})\}_n$ с $i = 1, n$;

сопоставить вероятности $F^* [Iz(\Pi_{v,j})] = v/n$ каждой v -й реализации полученного вариационного ряда ТЭП с $v = 1, n$;

определить n реализаций абсолютного отклонения $\Delta F_{v,j}^* = |F[Iz(\Pi_{v,j})] - Iz(\Pi_{v,j})|_{v=1,n}$;

вычислить максимальное абсолютное отклонение $\Delta F_{\max,j}^* = \max \left\{ \Delta F_{v,j}^* \right\}_n$;

по данным [16] рассчитать критическое значение наибольшего абсолютного отклонения $\Delta F_{k,\alpha}^*$ с заданным уровнем значимости α .

В иллюстративных целях в табл. 6 приведены результаты оценки значимости расхождения интегральных показателей ОЭР котельных установок КЭС в двух зимних месяцах года.

Для $n = 10$ и $\alpha = 0.90$ критическое значение $(\Delta F_{k,0.9}^*) = 0.314$.

Поскольку реализация $\Delta F_{\max 1}$ в первом зимнем месяце ($j = 1$) не превышает критического значения, а $\Delta F_{\max 2} > F_{k,0.9}^*$, то весьма высока вероятность того, что статистические функции распределения $F^*[Iz(\Pi_{v,1})]$ и $F^*[Iz(\Pi_{v,2})]$ будут различны.

Следовательно, наблюдаемое расхождение технического состояния КУ в первом и втором месяцах может быть принято неслучайным.

Ценность рассмотренных алгоритма и критерия заключается в следующем очевидном правиле: *случайный характер различия распределений обуславливает случайное значение хотя бы одного из основных статистических параметров.*

Этот алгоритм и критерий с успехом могут быть использованы при классификации совокупности данных о ТЭП по разновидностям внешних факторов, когда структура объекта остается неизменной. Но в эксплуатации не менее актуальна задача распознавания узлов и элементов, снижающих эффективность работы, т.е. определение “слабых звеньев”.

Можно предположить, что по располагаемым данным среднемесячных реализаций ТЭП КЭС установлено, что эффективность работы КЭС во многом определяется КУ. Это важно, но недостаточно. Вывести в ремонт все энергоблоки для устранения износа КУ не только невозможно, но и нелогично, так как вряд ли все КУ требуют ремонта. Более того, не может быть, чтобы все узлы КУ были одинаково изношены. Поэтому важно автоматически установить, какие узлы (индекс “у”) котельных установок нуждаются в ремонте.

Для решения этой задачи пригодны уже описанные алгоритм и критерий, с той только разницей, что сопоставляются статистическая функция

распределения нормированных значений ТЭП КУ в расчетном месяце $F_{КУ}^*[Iz(\Pi_{v,j})]$ и статистические функции распределения нормированных значений ТЭП основных узлов котельных установок $F_{y(m)}^*[Iz(\Pi_{v,j})]$ с $m = 1, z$, где z – число основных узлов КУ; $v = 1, n_k$; k – число ТЭП m -го узла КУ.

Таким образом, систематическое увеличение относительного числа объектов электроэнергетических систем, срок службы основного оборудования и устройств которых превышает нормативное значение, приводит к необходимости совершенствовать оперативное управление эффективностью их работы. Возникновение недопустимых последствий системных аварий, приводящих к гибели и травмированию персонала, нарушению экологии и большим материальным затратам, обусловлено, прежде всего, сохранением для такого оборудования (стартеров) неизменной качественной оценки оперативной надежности работы и опасности обслуживания.

ВЫВОДЫ

1. Безошибочность реализаций технико-экономических показателей уникальных объектов ЭЭС следует обеспечить интервальным методом на основе априорной информации. Граничные значения интервалов рассчитывать с помощью рекомендуемого метода и алгоритма, которые основаны на сопоставлении скорости изменения ранжированных реализаций ТЭП.

2. Физическую сущность интегрального показателя эффективности работы предлагается обеспечить путем перехода от фактических значений ТЭП к их относительному изменению в интервале от исходных до предельно допустимых значений. Если этот интервал представить как “ресурс”, то относительное использование ресурса будет эквивалентно понятию износ. Оставшаяся часть интервала эквивалентна понятию “остаточный ресурс”. Среднее арифметическое износ свойств уникальных энергетических стартеров будет характеризовать средний износ УЭС. Степень разброса реализаций износа свойств УЭС характеризует “разрегулированность” и оценивается коэффициентом вариации.

3. Необходимо учитывать, что реализации износа происходят случайным образом. Случайностью также определяются значения интегральных показателей износа и расхождение между ними.

4. При оценке особенностей расхождения интегральных показателей уникальных энергетических стартеров нежелательно применять методы проверки статистических гипотез для одномерных

данных, так как совокупность реализации износа свойств УЭС представляет собой множество многомерных случайных величин, изменяющихся в интервале [0; 1]. Нужно учитывать, что при классификации этой совокупности износов по заданным разновидностям признаков выборки будут неслучайными.

5. Предлагается пользоваться новым методом и алгоритмом сравнения интегральных показателей ОЭР УЭС. Этот метод также основан на сравнении фактического и критического значений интегрального показателя, но критические значения вычисляются на основе имитационного моделирования возможных реализаций интегральных показателей.

6. Необходимо учитывать, что количественная оценка оперативной надежности и безопасности совместно с экономичностью существенно снижает риск ошибочного решения по повышению оперативной эффективности работы уникальных энергетических стартеров по сравнению с традиционным подходом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Концепция** обеспечения надежности в электроэнергетике / отв. ред. Н.И. Воропай, Г.Ф. Ковалев. М.: ООО ИД “Энергия”, 2013.
2. **Солодкая М.С.** Надежность, эффективность, качество систем управления. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://quality.eup.ru/MATERIALY10/qsm.htm>
3. **Пожары** и пожарная безопасность в 2005–2015 гг.: статист. сб. Статистика пожаров и их последствия / под ред. А.В. Матюшкина. М.: ВНИИПО МЧС России, 2016.
4. **Дьяков А.Ф., Исамухаммедов Я.Ш., Молодюк Б.Д.** Проблемы и пути повышения надежности ЭЭС России: докл. на конф. “Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики”. Санкт-Петербург, 30 июля–04 авг. 2014 г. // Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. Вып. 64. С. 8–19.
5. **Сравнительный** анализ методов расчета интегральных показателей, характеризующих эффективность работы объектов ЭЭС / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, Ю.З. Фарзалиев, Т.К. Рафиева // Электронное моделирование. 2017. Т. 39. № 2. С. 75–89. [Киев.]
6. **Метод** и алгоритм прогнозирования опасности технического состояния объектов электроэнергетических систем / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, С.М. Исмаилова, Р.Ф. Юсифли // Электричество. 2019. № 4. С. 12–18. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2019-4-12-18>
7. **РД 34.09.454.** Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей конденсационных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт. Утв. Главным науч.-техн. управлением энергетики и электрификации СССР 20.02.1990. М.: ВТИ; Союзтехэнерго, 2017.
8. **Оперативный** бенчмаркинг ТЭС – технология интеллектуальных систем / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, С.А. Абдуллаева, У.К. Назирова // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2020. № 4. С. 3–10.
9. **Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Фарзалиев Ю.З.** Метод и алгоритм ранжирования котельных установок блочных электростанций по критерию надежности и экономичности работы // Теплоэнергетика. 2015. № 10. С. 22–29. <https://doi.org/10.1134/S0040363615080019>
10. **Сравнение** и ранжирование паротурбинных установок энергоблоков ТЭС по эффективности работы / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, Ю.З. Фарзалиев, С.А. Абдуллаева // Теплоэнергетика. 2018. № 10. С. 41–49. <https://doi.org/10.1134/S0040363618100028>
11. **Метод** и алгоритм сравнения эффективности работы газопоршневых электростанций электроэнергетических систем / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, Э.И. Джалалова, С.А. Абдуллаева // Изв. РАН. Энергетика. 2019. № 2. С. 106–117. <https://doi.org/10.1134/S0002331019020067>
12. **Повышение** эффективности работы энергоблоков тепловых электростанций / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, Т.К. Рафиева, А.А. Рустамова // Электрические станции. 2019. № 8. С. 14–17. <https://doi.org/10.34831/EP.2019.1057.44206>
13. **Бенчмаркинг** энергоблоков тепловых электростанций / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, Т.К. Рафиева, А.А. Рустамова // Электронное моделирование. 2020. № 4. С. 91–107. [Киев.] <https://doi.org/10.15407/emodel.42.02.091>
14. **Обеспечение** безошибочности данных при автоматизированном анализе технико-экономических показателей котельных установок энергоблоков / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, Т.К. Рафиева, А.А. Рустамова // Теплоэнергетика. 2020. № 7. С. 69–78. <https://doi.org/10.1134/S0040363620070012>
15. **Фидуциальный** подход в обеспечении однородных технико-экономических показателей / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, Т.К. Рафиева, С.А. Абдуллаева // Электронное моделирование. 2020. Т. 42. № 1. С. 13–23. [Киев.] <https://doi.org/10.15407/emodel.42.01.013>
16. **Фархадзаде Э.М., Фарзалиев Ю.З., Мурадалиев А.З.** Оценка целесообразности классификации многомерных данных по заданному признаку // Электронное моделирование. 2015. Т. 37. № 2. С. 77–85. [Киев.] <http://dspace.nbu.gov.ua/handle/123456789/101104>

Perfecting the Operative Management in the Performance Efficiency of Electric Power System's Unique Facilities

E. M. Farhadzadeh^{a,*}, A. Z. Muradaliyev^a, T. K. Rafiyeva^a, and U. K. Ashurova^a

^a Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Power Engineering Institute, Baku, Az1012 Azerbaijan

*e-mail: elmeht@rambler.ru

Abstract—Maintaining efficient operation of facilities that have been in operation in excess of their standard service life is among the most significant and complex problems faced in modern electric power systems. The urgency of this problem stems from the systematically growing fraction of such facilities, which has reached as high as 60% by now. The difficulties of solving it are caused by the necessity to develop methods and algorithms for quantitatively evaluating the operative performance efficiency (OPE). A method and an algorithm are proposed for quantitatively estimating the integral OPE indicator for unique facilities, i.e., facilities that do not have analogs for the specified combination of attribute varieties. By using the proposed approach, it becomes possible to obtain not only error-free estimates of technical and economic indicators (TEIs) but also, what is most important, a physical interpretation of the integral indicator. The multidimensional nature of the monthly average values of TEIs and nonrandom nature of samples from the totality of TEIs are factors that pose serious limitations to the application of the classic hypothesis tests. A new criterion that successfully overcomes these obstacles is developed. The critical values of integral indicators appearing in this criterion are determined by simulating possible realizations of the integral indicators. A smaller risk of obtaining an erroneous solution on the maintenance of unique facilities is achieved, due to which reliable methodical support for the enterprise management staff is ensured. The sequence of calculations carried out for a gas- and oil-fired 2400-MW condensing thermal power plant (CTPP) is illustrated. To make the data transformation manipulations more compact with concurrently retaining the possibility to compare them with the results from a quantitative estimation of the OPEs for facilities of the same type, the calculations are carried out only for certain leveled monthly average TEI values of the CTPP power unit boiler plants. By using the monthly average values of unique old power facilities, so-called oldtechs (UPOTs), it becomes possible to perform operative monitoring of their variation with time, and the changeover from actual to normalized values makes it possible to estimate the change in the UPOT technical state from the average wear and the degree of its maladjustment.

Keywords: operative management, performance efficiency, unique facility, integral indicator, method, algorithm, benchmarking, randomness, “oldtech,” ranking, economic efficiency, reliability, hazard