

УДК 621.019

ПОВЫШЕНИЕ ОПЕРАТИВНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

© 2021 г. Э. М. Фархадзаде^{1, *}, А. З. Мурадалиев¹, С. А. Абдуллаева¹, У. К. Ашурова¹

¹Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский
Институт Энергетики, Баку, Азербайджан

*e-mail: elmeht@rambler.ru

Поступила в редакцию 19.10.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Снижение риска ошибочного решения при организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергоблоков мощных конденсационных электростанций, срок службы которых превышает нормативное значение, относится к наиболее важным и трудным проблемам электроэнергетических систем. Важность решения этой проблемы обусловлена опасностью возникновения недопустимых последствий, что наглядно подтверждает мировой опыт эксплуатации этих электростанций. А трудность ее решения обусловлена необходимостью перехода от качественной характеристики эффективности работы к количественной. При этом под “оперативной” будем понимать оценки интегрального показателя в течение одной смены, суток или месяца. Под эффективностью работы – одновременный учет экономичности, надежности и безопасности. Традиционно оперативная эффективность работы количественно оценивается ее экономической составляющей. Надежность и безопасность гарантируются изготовителем и характеризуются интуитивно. Если в пределах нормативного срока службы это естественно, то в последующем периоде работы этот подход недопустим. Но методология количественной оценки оперативной эффективности работы отсутствует. В статье приводится метод и алгоритм оценки интегрального показателя оперативной эффективности работы на примере паротурбинных энергоблоков 300 МВт на газомазутном топливе. Отмечается, что существующие методы оценки интегральных показателей имеют ряд существенных недостатков, таких как неопределенность физической сущности, субъективность коэффициентов значимости, недостаточный учет многомерного характера технико-экономических показателей.

Ключевые слова: оперативная эффективность, конденсационные электростанции, энергоблоки, экономичность, надежность, безопасность, интегральный показатель, методы расчета

DOI: 10.31857/S0002331021010052

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Повышение оперативной эффективности работы (далее – ОЭР) конденсационных электростанций (далее – КЭС) электроэнергетических систем (далее – ЭЭС) относится к основным проблемам национальной безопасности [1]. Столь высокая значимость этих электростанций обусловила изменение содержания понятия “эффективность работы”. Под “эффективностью работы” КЭС сегодня понимается интегральное свойство, включающее экономичность, надежность и безопасность. Каждое из этих

свойств хорошо известно, как и предъявляемые к ним требования. В пределах нормативного срока службы основного оборудования энергоблоков КЭС, необходимое при организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта сопоставление ОЭР энергоблоков проводится по расчетной величине удельного расхода условного топлива. Оперативные показатели надежности и безопасности работы основного оборудования при этом не рассчитываются, т.к. гарантируются их изготовителем. При завершении нормативного срока службы гарантии изготовителей на надежность и безопасность работы также завершаются. Поэтому сопоставление ОЭР энергоблоков необходимо уже проводить на основе интегральных показателей ОЭР, отражающих не только свойства экономичности, но и надежности и безопасности. Невыполнение этого требования приводит к авариям, к гибели и травматизму персонала, нарушениям экологии, к большому ущербу.

Но методология расчета и сравнения интегральных показателей ОЭР энергоблоков КЭС отсутствует. Оказалось, что мы также не умеем рассчитывать и оперативные интегральные показатели надежности, а тем более безопасности работы. Оперативные показатели надежности и безопасности должны рассчитываться на небольших интервалах времени, например, по статистическим данным в течение смены, суток, недели или месяца. Показатели надежности, используемые при проектировании КЭС, традиционно основываются на таких понятиях, как отказ, длительность простоя в аварийном ремонте и аварийно-опасные дефекты. Напомним, что аварийно-опасные дефекты [2] это состояния, при которых диагностические показатели вышли за предельно допустимые значения, но повреждения или разрушения основного оборудования еще не произошло.

Очевидно, что сопоставить надежность энергоблоков КЭС на двух столь малых интервалах времени с помощью этих показателей невозможно. Еще более сложным оказался вопрос о количественной оценке оперативной безопасности работы. Наиболее известные количественные показатели безопасности характеризуют удельное число погибшего или травмированного персонала в течение года. Если даже оставить в стороне вопрос этичности этих показателей, то сама возможность периодического определения их в столь малые интервалы времени исключается.

Конечно, нельзя не отметить ряд публикаций, в которых предлагаются методы расчета интегральных показателей эффективности работы. Но у всех у них есть ряд недостатков, таких как отсутствие физического смысла интегрального показателя, субъективность коэффициентов значимости отдельных свойств, пренебрежение случайным характером оценок интегральных показателей и ряд других. Наглядными примерами служат метод оценки интегрального показателя эффективности работы Харрингтона [3] и метод оценки интегрального показателя в паспорте программы инновационного развития [4].

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГБЛОКОВ

Оценка интегральных показателей ОЭР энергоблоков КЭС, прежде всего, предусматривает возможность классификации технико-экономических показателей (далее – ТЭП) основного оборудования по трем разновидностям признака “свойства” – экономичность, надежность и безопасность. Среднемесячные значения ТЭП в энергосистемах заносятся в ряд отчетных форм, одной из которых является форма 3-ТЕХ (энерго) [5]. В этой форме ТЭП классифицированы на три группы – ТЭП энергоблока, ТЭП паротурбинной и котельной установок (далее – КУ). Если взять, например, ТЭП КУ и вычислить по ним интегральный показатель, то, во-первых, это не просто, а во-вторых, конечно, с некоторым приближением этот интегральный показатель будет характеризовать ОЭР КУ [6]. Но именно “в первом приближении”, поскольку отсутствует уверенность в том, что полноценно учтены все свойства эффективности работы КУ энергоблоков КЭС ЭЭС. Очевидно, что методология расчета интегральных

показателей не зависит от числа ТЭП. Число ТЭП увеличивает громоздкость расчетов, устраняемую применением автоматизированных систем вычислений. Для повышения достоверности необходимо обеспечить полное отражение свойств ОЭР энергоблока, т.е. добавить необходимые для этого ТЭП. Кажущаяся простота решения обманчива, о чем свидетельствуют отмеченные выше особенности количественной оценки оперативной экономичности, надежности и безопасности работы.

Нельзя не отметить еще одну особенность. ТЭП относятся к показателям непрерывной диагностики, которая далеко не всегда охватывает все свойства элементов и узлов основного оборудования энергоблоков КЭС. Дискретная диагностика проводится, например, в соответствии с [7] и практически не дублирует ТЭП.

3. ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ РАСЧЕТА ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОПЕРАТИВНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ

Различие наименований, единиц измерения, масштаба и направленности изменения показателей ТЭП, характеризующих техническое состояние основного оборудования энергоблоков КЭС, обуславливают трудности и во многом субъективный характер результата традиционного сопоставления ОЭР энергоблоков [8]. Переход к интегральным показателям ОЭР безусловно предпочтителен, но требует преодоления этих трудностей.

Ниже приводятся рекомендуемые методы расчета интегральных показателей, характеризующих экономичность, надежность и безопасность ОЭР энергоблоков КЭС.

3.1. Интегральные показатели экономической эффективности работы энергоблоков ТЭС

В соответствии с [7] основными показателями оперативной экономической эффективности энергоблоков 300 МВт КЭС на газомазутном топливе являются: КПД брутто (η_b), КПД нетто (η_n), расход электроэнергии на собственные нужды (далее СН, $\mathcal{E}_{сн}$) расход тепловой энергии на СН ($Q_{сн}$), удельный расход условного топлива (b_m). Для преодоления различия единиц измерения, масштаба и направленности и, главное, обеспечения физической сущности интегрального показателя разработан алгоритм нормирования ТЭП [9].

Алгоритм нормирования ТЭП и расчета интегральных показателей ОЭР основного оборудования энергоблоков КЭС имеет вид:

❖ если фактическое (ϕ) среднемесячное значение i -го ТЭП с $i = 1, m_n$ и m_n — число ТЭП, размещается в интервале возможных безошибочных реализаций i -го ТЭП, то нормированное значение, характеризующее величину относительного изменения (износа), рассчитывается по формуле:

** если с увеличением Π_i^ϕ эффективность работы снижается, то:

$$\left. \begin{aligned} I_z(\Pi_i^\phi) &= \frac{\Pi_i^\phi - \underline{\Pi}_i^*}{\underline{\Pi}_i^* - \underline{\Pi}_i^*} \\ & \text{** иначе, — по формуле:} \\ I_z(\Pi_i^\phi) &= \frac{\underline{\Pi}_i^* - \Pi_i^\phi}{\underline{\Pi}_i^* - \underline{\Pi}_i^*} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где $\underline{\Pi}_i^*$ и $\underline{\Pi}_i^*$ — соответственно нижнее и верхнее граничные значения интервала изменения безошибочных реализаций Π_i^ϕ .

Таблица 1. Нормированные значения интегральных показателей оперативной экономической эффективности энергоблоков 300 МВт КЭС

N	Наименование нормированных ТЭП	Усл. обозн.	Дисп. номер ЭБ	
			1	2
1	КПД (брутто)	$I_z^*(\eta_b)$	0.632	0.214
2	КПД (нетто)	$I_z^*(\eta_n)$	0.105	0.050
3	Расход ЭЭ в системе СН	$I_z^*(\Theta_{сн})$	0.071	0.779
4	Расход ТЭ в системе СН	$I_z^*(Q_{сн})$	0.232	0.192
5	Уд расход условного топлива	$I_z^*(b_m)$	0.034	0.039
	Интегральный показатель	$M^*[I_z(\Pi)]$	0.214	0.615

И, если сопоставить этот показатель с относительным значением срока службы, можно ответить на вопрос о соответствии ТЭП возрасту энергоблока;

❖ интегральный показатель, характеризующий среднюю величину изменения (износа) технического состояния энергоблоков КЭС, определяется по формуле:

$$M^*[I_z(\Pi^\Phi)] = m_n^{-1} \sum_{i=1}^{m_n} I_z(\Pi_i^\Phi). \quad (2)$$

Результаты расчета $I_z(\Pi_i^\Phi)$ с $i = 1, 5$ и $M^*[I_z(\Pi^\Phi)]$, характеризующих оперативную экономическую эффективность работы двух энергоблоков приведены в табл. 1.

Результаты расчетов позволяют сопоставить решения, принимаемые при сравнении удельных расходов условного топлива КУ энергоблоков и интегральных показателей экономической эффективности. Как следует из табл. 1, удельные расходы условного топлива КУ энергоблоков примерно равны, а интегральные показатели различаются почти в два раза, т.е. техническое состояние КУ первого энергоблока намного хуже технического состояния второго энергоблока.

Ели учесть, что срок службы рассматриваемых энергоблоков примерно равен нормативному, то возможности этих энергоблоков, конечно впечатляют. При этом не стоит забывать и об условном характере приведенных ТЭП.

Следует отметить, что в целом ряде случаев при нормировании ТЭП возникают трудности в нахождении исходных энергетических характеристик (далее – ЭХ) энергоблоков. Ниже предлагается метод их расчета. Необходимым условием для восстановления ЭХ является наличие данных ежемесячной статистической отчетности по форме 3-ТЕХ (энерго), желательно за два года в первые пять лет эксплуатации. Двухлетний период обеспечивает снижение значимости изъята реализаций и данных, соответствующих режиму остановки энергоблока в начале месяца на ремонт и пуск энергоблока после ремонта в конце месяца. Нестационарные режимы работы могут быть исключены из рассмотрения при продолжительности работы энергоблока меньшей 150 ч.

На рисунке 1 показана форма таблицы для систематизации нормативных значений ряда ТЭП энергоблоков 300 МВт ТЭС на газомазутном топливе на примере КУ.

Здесь наряду с условными обозначениями ряда ТЭП табл. 1 используются следующие условные обозначения: Δt – продолжительность технического использования энергоблока в j -м месяце; T_{yt}^H – температура уходящих газов; ΔS^H – присосы воздуха на тракте; $P_{ср}$ – среднемесячная нагрузка энергоблока.

$N(j)$	$P_{ср, j}$	Δt_j	$T_{уг, j}^H$	$\eta_{н, j}^{КУ}$	ΔS_j^H	$\mathcal{E}_{сн, j}^H$	$Q_{сн, j}^H$	$b_{m, j}^H$
1	264	675	138	81.4	29.4	3.64	4.72	344.4
2	183	415	118	85.5	35.2	5.01	4.46	355.2

Рис. 1. Форма таблицы данных для распознавания энергетических характеристик КУ энергоблоков 300 МВт на газомазутном топливе.

По данным этой таблицы строятся и аппроксимируются зависимости нормативных значений ТЭП от $P_{ср}$.

В итоге заметим, что ТЭП, характеризующие экономическую эффективность работы, имеют комплексный характер, т.е. рассчитываются по ряду фактических реализаций ТЭП.

3.2. Интегральные показатели оперативной надежности энергоблоков КЭС

Как известно, надежность технических систем характеризуется безотказностью, долговечностью, ремонтпригодностью и сохраняемостью. Оперативная надежность характеризуется лишь долговечностью, поскольку продолжительность оперативного интервала времени намного меньше, чем средняя длительность безотказной работы. Основным количественным показателем долговечности технических систем является величина износа $[Iz(\Pi)]$ (использованного ресурса) и остаточного ресурса $Re(\Pi) = 1 - Iz(\Pi)$. Величина износа может быть вычислена по формуле (1), а интегральный показатель надежности энергоблока – по формуле (2).

В таблице 2 приведены результаты расчета интегрального показателя оперативной надежности КУ двух энергоблоков (аналогичных энергоблокам в таблице 1) 300 МВт КЭС на газомазутном топливе.

Как следует из табл. 2, износ КУ первого энергоблока в среднем больше, чем второго, что согласуется с данными табл. 1.

Однако на этом оценка интегрального показателя оперативной надежности энергоблоков КЭС не может считаться завершенной, т.к. далеко не все свойства узлов и элементов объектов основного оборудования энергоблоков учтены. Отмеченные свойства, как правило, диагностируются до и после капитальных ремонтов, завершении нормативного срока службы, а также и в межремонтный период. Результаты измерения этих показателей, как и их исходное и предельно допустимые значения, как пра-

Таблица 2. Оценка оперативной надежности КУ энергоблоков 300 МВт КЭС

N	Наименование нормированных ТЭП	Усл. обозн.	Дисп. номер ЭБ	
			1	2
1	Температура питательной воды	$Iz^*(T_n)$	0.145	0.109
2	Температура воздуха после РВП	$Iz^*(T_B)$	0.327	0.233
3	Коэффициент избытка воздуха	$Iz^*(K_B)$	0.372	0.367
4	Присосы воздуха на тракте	$Iz^*(\Delta S)$	0.608	0.449
	Интегральный показатель	$M^*[Iz(\Pi)]$	0.363	0.290

вило, известны и систематизированы. Требуется лишь оценить нормативное значение ТЭП при завершении расчетного интервала времени Δt_j . Такой прогноз может быть выполнен по величине скорости изменения износа $v[Iz(\Pi_i)]$ по формуле [10]:

$$Iz[\Pi_i(t_p)] = v[Iz(\Pi_i)](t_p - t_{из}) + Iz[\Pi_i(t_{из})], \quad (3)$$

где: t_p – дата завершения оперативного интервала; $t_{из}$ – дата измерения ТЭП при дискретной диагностике.

Перечень анализируемых показателей технического состояния объектов формализован в соответствующих руководящих указаниях и методических рекомендациях. Например, электрические испытания приведены в [11].

3.3. Интегральные показатели оперативной безопасности энергоблоков КЭС

Уточним некоторые понятия и определения. Прежде всего напомним, что безопасность отличается от надежности последствиями нарушения технического состояния. Упрощенно это означает, что последствия нарушения безопасности недопустимы, т.к. они связаны с угрозами жизни и здоровья персонала, а в ряде случаев и населения, нарушениями экологии, огромными материальными издержками.

Из этого вытекает главное заключение – *методология количественной оценки степени опасности при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте энергоблоков КЭС во многом аналогична количественной оценке их долговечности.*

По аналогии со свойствами надежности различают следующие разновидности опасности: пожарная опасность, опасность нарушения экологии, опасность жизнедеятельности и др. Нельзя не согласиться с тем, что *теория безопасности КЭС отвечает на вопросы о способах предотвращения опасности, а не способах устранения последствий аварий*, что подтверждает содержание Правил пожарной безопасности. В соответствии с [7] основными условиями обеспечения безопасной эксплуатации КЭС являются:

- выполнение требований технического регламента, правил, стандартов, инструкций;
- непрерывный контроль соответствия ряда ТЭП энергоблоков предъявляемым требованиям;
- проведение регулярной диагностики технического состояния оборудования и устройств;
- техническое диагностирование энергоблоков.

Вот по этой информации необходимо оценить интегральный показатель оперативной безопасности работы КЭС, энергоблоков, их основного оборудования и узлов. И именно поэтому на КЭС традиционно вычисляется лишь экономическая составляющая оперативной эффективности работы.

3.3.1. Количественная оценка пожарной опасности персонала КЭС

Одним из основных свойств безопасности объектов ЭЭС является пожарная безопасность (далее – ПБ). ПБ, как и все остальные свойства безопасности, традиционно контролируется выполнением Правил ПБ выборочным методом.

Традиционное применение одной и той же выборки для ежегодного контроля ПБ однотипных предприятий, недостаточная компетентность инспекторов по ряду разделов этих Правил и ряд других особенностей обуславливают субъективный характер контроля, а непредставительность выборок – его односторонний характер.

Перечисленные недостатки полностью устраняются рекомендуемым методом формирования контрольных выборок, индивидуальных для каждого объекта [12]. Суть метода сводится к представлению Правил пожарной безопасности в виде последовательности номеров глав, разделов и самих Правил. На основе полученного распределения моделируются представительные выборки. Критерием представительности яв-

ляется пропорциональное участие Правил каждого раздела. Блочный принцип реализуется методом статистического моделирования. Повышение достоверности контроля обеспечивается вводом системы документального подтверждения выполнения Правил в сочетании с визуальным контролем. Размещение подтверждающих документов в базе данных ЭВМ исключает возможность несоответствия при контроле.

Разработан и метод количественной оценки пожарной опасности энергетических объектов. [13]. Метод основывается на признании, что *пожарная опасность состояния объекта изменяется от безопасного уровня до недопустимого*. Нарушение правил ведет к пожарной опасности. Чем нарушений больше, тем пожарная опасность выше. Безопасность обеспечивается выполнением всех Правил ПБ.

Количественная оценка пожарной опасности позволяет сопоставить и ранжировать установки, предприятия, Управления и ЭЭС. Эта возможность получена впервые. Громоздкость и трудоемкость статистического анализа нарушений Правил ПБ вследствие их многомерного характера обусловили целесообразность разработки автоматизированной системы анализа. Выходные формы с результатами анализа обеспечивают руководителей предприятий ЭЭС необходимой информационной и методической поддержкой.

Количественная оценка опасности нарушения охраны труда, экологии, опасности жизнедеятельности и других свойств безопасности, также как и формирование случайных выборок для контроля, проводятся аналогично анализу пожарной опасности с той разницей, что меняется содержание регламентирующих обеспечение безопасности руководящих документов.

3.3.2. Непрерывный и дискретный контроль возможности возникновения аварийно опасных дефектов

По аналогии с ТЭП, характеризующих экономичность и надежность, контроль изменения ТЭП, определяющих возможность возникновения опасности объектов, осуществляется рекомендуемым методом, достаточно подробно изложенным в 3.1. и 3.2.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

4.1. Пагубность ориентации бизнеса лишь на экономическую эффективность (прибыль) со временем становится все более безусловной. Более того, в [14] отмечается, что переход к интегральным показателям, отражающим не только экономичность, но и надежность и экологическую безопасность, становится гарантом от возможного банкротства.

4.2. В электроэнергетических системах в этом аспекте основной проблемой является повышение оперативной эффективности работы объектов, срок службы которых превышает нормативный. Но эта проблема не новая. Так почему же она не решена? Ответ прост: отсутствует методология оценки интегрального показателя оперативной эффективности работы. Более того, отсутствует методология оценки интегрального показателя оперативной надежности и безопасности. Например, в течении смены, суток, недели или месяца.

4.3. Необходимость количественной оценки интегральных показателей оперативной надежности и безопасности объектов электроэнергетических систем требовала преодоления целого ряда трудностей, обусловленных многомерным характером оценок фактических значений технико-экономических показателей.

4.4. Разработаны методы и алгоритмы оценки интегральных показателей оперативной эффективности работы на примере энергоблоков 300 МВт. Показано:

– физический смысл интегрального показателя оперативной эффективности работы энергоблоков мощных КЭС обеспечивается при нормировании технико-экономи-

ческих показателей по формуле (1), отражающей фактический износ технического состояния энергоблоков;

– сравнение оперативной эффективности работы энергоблоков лишь по одному технико-экономическому показателю, вместо сравнения интегральных показателей, приводит к увеличению риска ошибочного решения;

– сравнение физического и временного ресурса эффективности работы энергоблоков свидетельствует о больших резервах ресурса;

– исходные энергетические характеристики энергоблоков, при необходимости, могут быть получены рекомендуемым методом экстраполяции взаимосвязи средней нагрузки и нормативных значений технико-экономических показателей;

– снижение риска ошибочного решения достигается путем привлечения результатов предшествующей дискретной диагностики технического состояния. Коррекция изменения результата дискретной диагностики во времени предлагается проводить по величине скорости изменения износа;

– поскольку понятие надежности и безотказности различаются лишь последствиями возможных отказов, методы расчета их интегральных показателей аналогичны;

– количественная оценка безопасности энергоблоков пропорциональна степени исполнения соответствующих Правил.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Воропай Н.И., Ковалев Г.Ф. и др.* Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. М. ООО ИД “Энергия”, 2013, 304 с.
2. СТО 70238424.27.100.018-2009 Тепловые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. М: ЦСРЭС, 2010.
3. *Самохвалов Ю.Я., Бурба О.И.* Оценка эффективности научных и научно-технических проектов на основе обобщенной функции Харрингтона // Математические модели и методы. 2018. № 4. С. 77–85.
4. Паспорт программы инновационного развития ПАО “ИнтерРАО” до 2020 года с перспективой до 2025 года (актуализированный по итогам 2018 года) М.: ОАО “Интер РАО ЕЭС” 2018, 320 с.
5. РД.34.09.454 Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей конденсационных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт. Часть 1. ВТИ, Союзтехэнерго. 2017.
6. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Джалагова Э.И., Абдуллаева С.А.* Метод и алгоритм сравнения эффективности работы газопоршневых электростанций электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика. 2019. № 2. С. 106–117.
7. СТО 70238424.27.100.021-2008 Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования. М. ИНВЕЛ, 2008.
8. *Фархадзаде Э.М., Фарзалиев Ю.З., Мурадалиев А.З.* Оценка целесообразности классификации многомерных данных по заданному признаку // Электронное моделирование. 2015. № 2. С. 77–85.
9. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Рафиева Т.К., Рустамова А.А.* Повышение эффективности работы энергоблоков тепловых электростанций // Электрические станции. 2019. № 8. С. 14–17.
10. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Рафиева Т.К., Исмаилова С.М.* Вероятностная оценка скорости изменения диагностических показателей трансформаторов // Электронное моделирование. 2012. № 1. 69–79 с.
11. СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытания электрооборудования. М. ПАО “Россети”.
12. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Исмаилова С.М., Юсифли Р.Ф.* Формирование выборки для контроля исполнения Правил пожарной безопасности объектов ЭЭС // Безопасность жизнедеятельности. 2019. № 9. С. 10–17.
13. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Исмаилова С.М., Юсифли Р.Ф.* Количественная оценка пожарной опасности объектов электроэнергетических систем // Энергетик. 2019. № 8. С. 10–15.
14. Онлайн-конференция. Ответственный бизнес в решении глобальных задач. – РБК Тренды. <https://trends.rbc.ru/trends/green/5ee8a4689a794786afdf8ea61>

Improving the Operating Efficiency of Condensing Power Plants

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

^aAzerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetic, Baku, Azerbaijan

**e-mail: elmeht@rambler.ru*

Reducing the risk of erroneous decisions, when organizing the operation, maintenance and repair of power units of powerful condensing power plants, the service life of which exceeds the standard value, is one of the most important and difficult problems of electric power systems. The importance of solving this problem is due to the danger of unacceptable consequences, which clearly confirmed by the world experience of operating these power plants. And the difficulty in solving it is due to the need to move from a qualitative characteristic of work efficiency to a quantitative one. At the same time, by “operational” we mean the assessment of the integral indicator during one shift, day or month. Efficiency of work is the simultaneous consideration of economy, reliability and safety. Traditionally, operational efficiency is quantified by its economic component. Reliability and safety guaranteed by the manufacturer and intuitively characterized. If this is natural within the standard service life, then in the subsequent period of operation this approach is unacceptable. But there is no methodology for quantifying operational performance. The article presents a method and an algorithm for assessing the integral indicator of operational efficiency using the example of 300 MW steam turbine power units running on gas-oil fuel. It is noted that the existing methods for assessing integral indicators have a number of significant drawbacks, such as the uncertainty of the physical essence, the subjectivity of the significance coefficients, and insufficient consideration of the multidimensional nature of technical and economic indicators.

Keywords: operational efficiency, condensing power plants, power units, efficiency, reliability, safety, integral indicator, calculation methods