

УДК 621.019

МЕТОД И АЛГОРИТМ СРАВНЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

© 2019 г. Э. М. Фархадзаде^{1, *}, А. З. Мурадалиев¹,
Э. И. Джалагова¹, С. А. Абдуллаева¹

¹Азербайджанский научно-исследовательский
и проектно-изыскательский институт энергетики,
Баку, Азербайджанская Республика
*e-mail: elmeht@rambler.ru

Поступила в редакцию 07.10.2018 г.

После доработки 08.04.2019 г.

Принята к публикации 16.04.2019 г.

Повышение эффективности работы тепловых электростанций относится к наиболее важной и актуальной проблеме. Значимость этой проблемы обуславливается как систематическим увеличением стоимости топлива, так и увеличением парка оборудования, срок службы которого превышает расчетный. В этих условиях традиционные методы обеспечения эффективности работы требуют совершенствования. Наглядным примером тому служат рекомендация правил технической эксплуатации сроки и объем планового ремонта основного стареющего оборудования устанавливать, не исходя из заданной периодичности, а в соответствии с техническим состоянием. При этом существенно возрастает значимость результатов измерения их диагностических показателей и целесообразности перехода к показателям долговечности оборудования. Интенсивное старение приводит к интенсивному изменению энергетических характеристик энергоблоков и росту риска ошибочного решения задач, связанных с нагрузкой энергоблоков. Совершенствование методов количественной оценки эффективности работы непосредственно связано со стремлением снизить риск ошибочного решения. Ряд эксплуатационных задач сегодня по-прежнему решается на качественном уровне. К ним относятся: выявление значимых разновидностей признаков, т.е. воздействующих на эффективность работы значимых факторов; оценка показателей индивидуальной надежности, т.е. конкретного оборудования; ранжирование однотипного оборудования по эффективности работы; оценка качества ремонта и ряд других. Совершенствование методов их решения, снижая риск ошибочного решения, в конечном счете приводит к снижению эксплуатационных затрат и к повышению эффективности работы. Одним из наиболее важных объектов электроэнергетических систем являются газопоршневые электростанции. К их несомненным преимуществам относятся мобильность, экологичность, надежность и экономичность работы. Сведения об опыте их эксплуатации практически отсутствуют, так же как и методы сравнения эффективности их работы. Приводится метод и алгоритм периодического (ежемесячного) сравнения эффективности работы мощных газопоршневых электростанций производства Wartsila (Финляндия) путем расчета интегрального показателя значимости реализаций среднемесячных значений технико-экономических показателей. В итоге Руководству этих электростанций и Руководству энергосистемы предоставляются результаты анализа технико-экономических показателей, а в качестве методической поддержки – рекомендации по повышению эффективности работы.

Ключевые слова: метод, алгоритм, периодичность, сравнение, эффективность, надежность, экономичность, газопоршневые, электростанции, методическая поддержка, рекомендации

DOI: 10.1134/S0002331019020067

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В современных условиях, характеризующихся возрастанием парка стареющего основного оборудования электроэнергетических систем и увеличением стоимости топлива, актуальность проблемы повышения эффективности работы тепловых электростанций (ЭС) существенно возрастает [1].

Известные методы принципиального решения этой проблемы требуют немалых дополнительных затрат, которые не всегда доступны [2]. Значительные успехи здесь могут быть достигнуты как за счет перехода от качественных оценок эффективности решения эксплуатационных задач (по организации управления технического обслуживания и восстановления износа) к количественным оценкам, так и совершенствованием методов сравнения эффективности работы тепловых электростанций (ТЭС).

Традиционно такое сравнение проводится на основе одного из перечня основных технико-экономических показателей (ТЭП). Как правило, это фактическое значение или расхождение расчетного и фактического значений удельного расхода условного топлива. Однако, этот способ недостаточно учитывает надежность работы ЭС. И именно поэтому риск ошибочного решения эксплуатационных задач может быть значительным. Учет надежности работы требует привлечения к сравнению соответствующих ТЭП. При этом мы сталкиваемся с трудностями одновременного учета нескольких ТЭП. Преодоление этих трудностей достигается расчетом интегрального показателя.

2. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ИНТЕГРАЛЬНОГО ПОКАЗАТЕЛЯ

К основным трудностям оценки интегрального показателя относятся:

- Различие единиц измерения ТЭП. Не могут быть просуммированы удельный расход условного топлива, который измеряется в г/кВтч, и выработка электроэнергии (в МВтч);

- Различие масштаба измерения ТЭП. Бесполезно суммирование длительности вынужденного простоя ($\tau_{ав}$), измеряемой в часах, и срока службы ($T_{сл}$), измеряемого в годах. Перевод измерения $T_{сл}$ в часы не решает вопроса, т.к. $T_{сл} \gg \tau_{ав}$. Различие масштаба измерения ТЭП наблюдается и для относительных величин. Например, относительная величина расхода электроэнергии в системе СН исчисляется в единицах процента, а коэффициент использования установленной мощности – в десятках процентов;

- Различие направленности измерения ТЭП. Увеличение коэффициента использования установленной мощности свидетельствует о повышении эффективности работы ЭС, а увеличение расхода в системе собственных нужд – к ее снижению;

- Взаимосвязь изменения ряда ТЭП. Например, увеличение выработки электроэнергии в заданном интервале времени ведет к снижению удельного расхода условного топлива, а увеличение коэффициента использования установленной мощности к увеличению условного числа часов работы с номинальной мощностью. Наличие взаимосвязанных ТЭП приводит к погрешностям оценки интегрального показателя;

- Малая продолжительность интервала, на котором измеряются сопоставляемые ТЭП (месяц, квартал, неделя, смена). Чем интервал времени, на котором осуществляется сравнение эффективности работы ТЭС, меньше, тем эффект от снижения риска ошибочного решения выше. Однако малые интервалы контроля не только снижают точность оценок ТЭП, но и исключают возможность применения отдельных показателей. Даже для месячного интервала не могут быть вычислены такие показатели надежности, как коэффициент готовности, коэффициент технического использования, вероятность отказа при пуске энергоблока и др.;

– Возможное различие технологических процессов приводит к различию характеризующих их ТЭП, а следовательно, и к уменьшению числа ТЭП одновременно характеризующих сопоставляемые ЭС;

– Различная значимость абсолютных величин ТЭП. Например, значимости различия удельного расхода условного топлива и расхода электроэнергии на собственные нужды существенно разнятся;

– Существенное расхождение нижних и (или) верхних возможных значений ТЭП. Использование ТЭП “выработка электроэнергии” для характеристики сопоставляемых ЭС с различной номинальной мощностью, приводит к большому риску ошибочного решения;

– Используемые ТЭП должны характеризовать эффективность работы всех сопоставляемых ЭС. При сопоставлении эффективности работы ТЭС и ГЭС использование ТЭП “удельный расход условного топлива” для выработки электроэнергии недопустимо;

– Незначительный разброс значений отдельных ТЭП сопоставляемых ЭС. При практически одновременном вводе в эксплуатацию ряда ЭС, применение для сравнения эффективности работы ТЭП “срок службы” нецелесообразно.

Ранжирование ЭС в порядке снижения эффективности их работы позволяет установить наиболее надежные и экономичные ЭС, узнать “слабые звенья”, установить последовательность использования резервной мощности, а ранжирование разновидностей признаков – выявить наиболее значимые факторы.

3. ЦЕЛЬ РАБОТЫ

В настоящей статье приводится метод количественной оценки и объективного сравнения эффективности работы газопоршневых электростанций (ГПЭС) с простым циклом, работающих в полупиковом режиме. Некоторым аналогом решения проблемы сравнения эффективности работы ГПЭС является сравнение эффективности работы однотипных энергоблоков мощностью 300 МВт паротурбинных электростанций (ПТЭС) на газомазутном топливе [3], сравнение эффективности работы их котельных установок [4] и паровых турбин [5]. Показано, что лишь за счет перехода от интуитивного распределения нагрузок между энергоблоками к рекомендуемому методу среднегодовое снижение расхода условного топлива колеблется в пределах от 0.25 до 0.45%. [6] Напомним, что это относится к энергоблокам, срок службы которых существенно превышает расчетный, скорость изменения энергетических характеристик значительна, а поэтому использование стандартных методов расчета оптимальной нагрузки энергоблоков связано с большим риском ошибочного решения.

4. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ТЭП ГПЭС

Как известно, [7] ГПЭС по сравнению с остальными ТЭС имеют высокий КПД, низкий уровень выбросов вредных веществ, надежны в эксплуатации, способны длительное время работать при частичных нагрузках без ущерба для технического состояния и без снижения КПД. Удельный расход газа составляет 256 г/кВтч электроэнергии, а межремонтный период – 12 лет.

Эти особенности характеризует ряд среднемесячных значений ТЭП, основными из которых являются: удельный расход условного топлива (Y_T), расход электроэнергии на собственные нужды (W_{CH}), фактическая величина выработки электроэнергии (W_{Σ}^{Φ}), коэффициент использования установленной мощности ($K_{И} = W_{\Sigma}^{\Phi} / W_{\Sigma}^{\text{НОМ}}$, где $W_{\Sigma}^{\text{НОМ}} = P_{\text{СТ}} T_{\text{мес}}$, $P_{\text{СТ}}$ – номинальная мощность ГПЭС, $T_{\text{мес}}$ – продолжительность месяца,

Таблица 1. Некоторые паспортные данные и среднемесячные значения ТЭП ГПЭС

ТЭП	Усл. обозн.	Единица измерения	Газопоршневые электростанции					
			ЭС1	ЭС2	ЭС3	ЭС4	ЭС5	ЭС6
Год ввода	$t_{уст}$	лет	2006	2006	2006	2007	2008	2009
Номинальная мощность и число ГПУ	$P_y n_y$	МВт	8.7×10	8.7×10	8.7×10	8.7×12	16.6×18	8.7×12
Выработка эл. энергии	W_{Σ}^{ϕ}	тыс. МВтч	17.526	20.542	21.176	42.224	95.477	33.373
Расход эл. энергии на с.н.	$W_{сн}$	тыс. кВтч	280.8	370.9	428.6	652.5	1.175.2	411.2
Уд. расход условн. топлива	U_T	г/кВт.ч	292.3	281.3	274.0	267.0	272.1	276.9
Число ГПУ откл. на авар. ремонт	$n_{ав}$	шт.	3	1	1	1	4	1

$T_{мес} = 730$ ч), число газопоршневых установок (ГПУ), отключенных на аварийный ремонт ($n_{ав}$) [8].

При расчетах ТЭП оказываются необходимыми и некоторые паспортные данные ЭС. А именно: номинальная мощность и число ГПУ ЭС (P_y и n_y), год ввода ЭС в эксплуатацию ($t_{уст}$). В иллюстративных целях в табл. 1 приведены количественные оценки основных среднемесячных значений ТЭП ГПЭС совместно с P_y , n_y и $t_{уст}$.

Как было отмечено выше, к основным условиям оценки интегрального показателя относятся наличие взаимосвязи ТЭП с эффективностью работы ГПЭС, идентичность единиц измерения и масштаба ТЭП.

Среди отмеченных и заданных в табл. 1 среднемесячных значений ТЭП, величины $t_{уст}$, W_{Σ}^{ϕ} , $W_{сн}$, P_y , n_y и $n_{ав}$ не характеризуют эффективность работы ГПЭС. Так, эффективность работы ГПЭС определяется не годом ввода ЭС в эксплуатацию, а сроком службы, который вычисляется как $\Delta t_{сл} = (t_T - t_{уст})$, где t_T – текущий год эксплуатации ГПЭС. Величина $W_{сн}$ определяется, прежде всего, мощностью ЭС и не может быть использована для сравнения эффективности работы ЭС. Возможность использования изменяется при переводе абсолютных значений $W_{сн}$ в относительные по формуле $\delta W_{сн} = W_{сн} / W_{\Sigma}^{\phi}$.

Наряду с коэффициентом использования установленной мощности для характеристики эффективности работы ГПЭС может быть использован ТЭП – среднемесячное число часов использования установленной мощности ($T_{и}$), а для более полной характеристики надежности ЭС – коэффициент простоя ГПУ в аварийном ремонте $K_{ав} = n_{ав} / n_y$, где n_y – число газопоршневых установок (ГПУ), $n_{ав}$ – число ГПУ, отключенных на аварийный ремонт. Таким образом, эффективность работы ГПЭС характеризуется следующими ТЭП: $\Delta t_{сл}$, U_T , $\delta W_{сн}$, $T_{и}$, $K_{и}$ и $K_{ав}$. Результаты их количественной оценки по данным табл. 1 приведены в табл. 2.

В [4] предлагается два метода преодоления различия размерности и масштаба, одновременно учитываемых при сравнении ТЭП. Это метод, основанный на переходе к относительным величинам отклонения ТЭП от своего исходного значения и интервальный метод.

В табл. 3 приведены сведения о направленности изменения ТЭП относительно изменения эффективности работы ГПЭС, о минимальных и максимальных значениях реализаций ТЭП, о длине единичного интервала, расчетные величины граничных

Таблица 2. Среднемесячные количественные оценки ТЭП, характеризующих эффективность работы ГПЭС

ТЭП	Усл. обоз.	Ед. изм.	Газопоршневые электростанции					
			ЭС1	ЭС2	ЭС3	ЭС4	ЭС5	ЭС6
Срок службы	$T_{сл}$	лет	12	12	12	11	10	9
Расход эл. энергии на с.н.	$\delta W_{сн}$	%	1.60	1.81	2.02	1.55	1.23	1.23
Уд. расход условного топлива	$У_T$	г/кВт ч	292.2	281.3	274.5	267.0	272.1	276.9
Условное число часов работы с ном. нагрузкой	$T_{и}$	ч	201	236	243	404	320	319
Коэф. исполыз. устан. мощности	$K_{и}$	%	27.5	32.3	33.3	55.3	43.8	43.7
Коэф. простоя в аварийном ремонте	$K_{ав}$	%	30	10	10	8.3	22.2	8.3

Таблица 3. Сведения о расчетных ТЭП ГПЭС

№	Наименование показателя	Усл. обозн.	Ед. изм.	Направление изменения	Реализации		Длина единичного интервала	Интервалы изменения	Значимость интервала	Формула расчета относит. отклонения
					мин	макс				
1	Срок службы	$T_{сл}$	лет	Противоположное	0	35	7	≤ 7 $8-14$ $15-21$ $22-28$ >29	5 4 3 2 1	$\sigma T_{сл} = \frac{T_{сл}^{\phi} - T_{сл}^{\min}}{T_{сл}^{\max} - T_{сл}^{\min}}$
2	Расход электр. энергии на с.н.	$\delta W_{сн}$	%	Противоположное	1.0	3.3	0.5	≤ 1.50 $1.51-2.00$ $2.01-2.50$ $2.51-3.00$ >3.01	5 4 3 2 1	$\sigma \delta W_{сн} = \frac{\delta W_{сн}^{\phi} - \delta W_{сн}^{\min}}{\delta W_{сн}^{\max} - \delta W_{сн}^{\min}}$
3	Удельный расход условного топлива	$У_T$	г/кВт.ч	Противоположное	260	300	8	≤ 268 $269-276$ $277-284$ $285-294$ >295	5 4 3 2 1	$\sigma У_T = \frac{У_T^{\phi} - У_T^{\min}}{У_T^{\max} - У_T^{\min}}$
4	Коэффициент использования установленной мощности	$K_{и}$	о.е.	Совпадает	0.23	0.70	0.1	≤ 0.33 $0.34-0.43$ $0.44-0.53$ $0.54-0.63$ >0.64	1 2 3 4 5	$\sigma K_{и} = \frac{K_{и}^{\max} - K_{и}^{\phi}}{K_{и}^{\max} - K_{и}^{\min}}$
5	Коэффициент простоя в аварийном ремонте	$K_{ав}$	о.е.	Противоположное	0	0.5	0.1	≤ 0.10 $0.11-0.20$ $0.21-0.30$ $0.31-0.40$ >0.41	5 4 3 2 1	$\sigma K_{ав} = \frac{K_{ав}^{\phi} - K_{ав}^{\min}}{K_{ав}^{\max} - K_{ав}^{\min}}$

значений пяти интервалов размаха ТЭП (принята пятибалльная система оценки значимости фактического значения ТЭП) и, совпадающие с порядковыми номерами интервалов размаха, значимости (балл) ТЭП с учетом направленности их изменения, формулы для расчета величин относительного отклонения ТЭП.

Учитывая различие среднемесячных значений размаха изменения ТЭП рассматриваемых ГПЭС по месяцам года, результирующий размах ТЭП выбирается по минимальной и максимальной величинам ТЭП в течение предшествующего года для всех рассматриваемых ГПЭС. Именно для этого размаха вычисляется длина единичного интервала и граничные значения интервалов размаха. В иллюстративных целях на

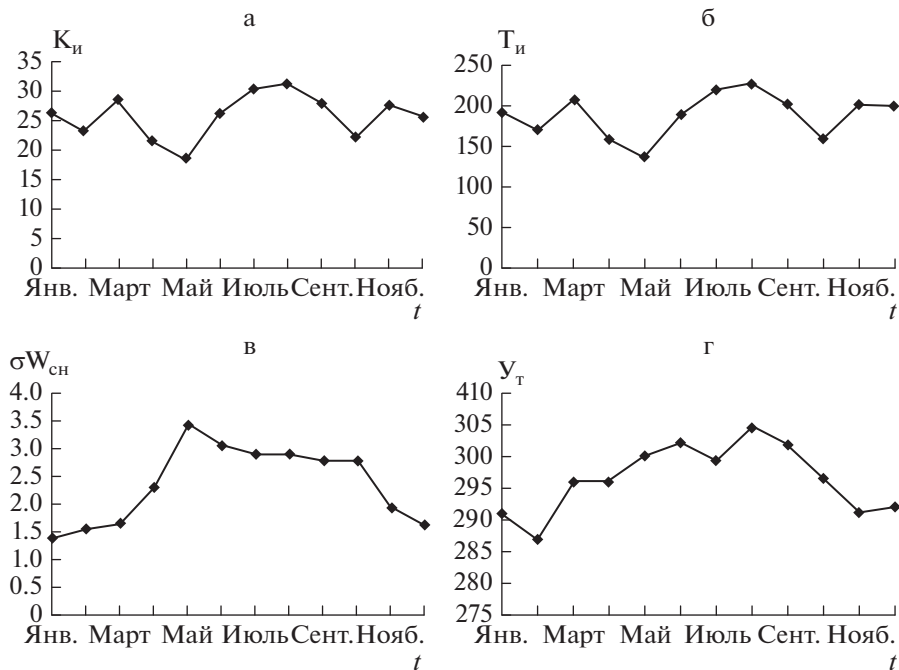


Рис. 1. Динамика изменения ТЭП по месяцам года.

рис. 1а–г приведены закономерности изменения $K_{и}$, $T_{и}$, $\delta W_{сн}$ и $Y_{т}$ по месяцам года. Обращает внимание идентичность закономерностей изменения $K_{и}$ и $T_{и}$, некоторый рост оценок $Y_{т}$ и $\delta W_{сн}$ в летние месяцы и уменьшение в зимние месяцы.

Рассмотрим вопрос о взаимосвязи этих ТЭП. Необходимым условием объективной оценки интегрального показателя является независимость ТЭП [5].

В таблице 4 приведены результаты расчета коэффициента корреляции Пирсона (по данным табл. 5) и Спирмена (по данным табл. 6). Учитывая, что для числа реализаций выборок ТЭП равном 6 критическое значение коэффициентов корреляции для критериев Пирсона и Спирмена одинаковое и равно 0.989, можно с уровнем значимости 0.05 [9] утверждать, что среди анализируемых ТЭП взаимосвязь значима лишь для $K_{и}$ и $T_{и}$,

Таблица 4. Результаты оценки коэффициентов корреляции реализаций ТЭП

№	Критерии	Порядковый номер ТЭП					
		1	2	3	4	5	6
1	$T_{сл}$	//////////	—	—	—	—	—
2	$\delta W_{сн}$	0.877	//////////	0.571	0.557	0.571	0.657
3	$Y_{т}$	0.401	0.165	//////////	0.214	0.600	-0.029
4	$T_{и}$	-0.530	-0.505	-0.849	//////////	0.843	0.557
5	$K_{и}$	-0.581	-0.505	-0.849	1	//////////	0.314
6	$K_{и}$	0.194	-0.212	0.634	-0.464	-0.465	//////////

Таблица 5. Результаты расчета среднемесячных относительных отклонений ТЭП ГПЭС

Параметры	Газопоршневые электростанции					
	ЭС1	ЭС2	ЭС3	ЭС4	ЭС5	ЭС6
Срок службы	0.343	0.343	0.343	0.314	0.288	0.257
Расход эл. энергии на с.н.	0.261	0.352	0.443	0.239	0.100	0.100
Удельный расход условного топлива	0.805	0.533	0.363	0.175	0.300	0.425
Коэффициент использования установленной мощности	0.904	0.802	0.761	0.313	0.557	0.560
Коэффициент простоя в аварийном ремонте	0.600	0.200	0.200	0.166	0.444	0.166
Интегральный показатель значимости износа	2.913	2.210	2.210	1.207	1.589	1.508
Интегральный показатель износа ЭС	0.583	0.442	0.424	0.242	0.318	0.302
Порядковый номер ЭС в ранжированном ряду	6	5	4	1	3	2
Эффективность работы ЭС	удов	удов	удов	хор	хор	хор

Таблица 6. Среднемесячная эффективность работы ГПЭС

Параметры	Газопоршневые электростанции						Итого
	ЭС1	ЭС2	ЭС3	ЭС4	ЭС5	ЭС6	
Срок службы	4	4	4	4	4	4	24
Расход эл. энергии на СН	4	4	3	4	5	5	25
Удельный расход условного топлива	2	3	4	5	4	4	22
Коэффициент использования установленной мощности	2	2	2	4	3	3	16
Коэффициент простоя в аварийном ремонте	3	5	5	5	3	5	26
Интегральный показатель значимости ТЭП	11	14	14	18	15	17	89
Порядковый номер ЭС в ранжированном ряду	6	4–5	4–5	1	3	2	
Эффективность работы	удов	удов	удов	хор	хор	хор	хор

что подтверждается рис. 1 и формулами их расчета. Этот метод анализа называется методом решения “обратной задачи”, когда известен заранее результат одного из сравнений, и если он подтверждается, то можно доверять и остальным аналогичным вычислениям алгоритма расчета. Вышеизложенное свидетельствует о нецелесообразности совместного использования $K_{и}$ и $T_{и}$ для расчета интегрального показателя.

Таким образом, последующему преобразованию подлежат следующие независимые ТЭП: $\Delta t_{сл}$, U_T , $\delta W_{сн}$, $K_{и}$ и $K_{ав}$.

5. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ

В таблице 5 приведены результаты расчета относительных значений ТЭП по формулам, приведенным в табл. 3. Поскольку возможное отклонение ТЭП рассчитывается относительно размаха их изменения, то эти отклонения, по сути, характеризуют величину износа ЭС. Чем величина интегральной значимости износа ($In(Iz)$) больше, тем эффективность работы ЭС ниже. Среднее арифметическое относительного износа характеризует показатель износа ($Iz(ЭС)$) в целом. Очевидно, что как $In(Iz)$ так и $Iz(ЭС)$ позволяют ранжировать сопоставляемые ГПЭС и оценить эффективность работы ЭС.

Таблица 7. Среднее квадратическое отклонение и коэффициент вариации среднемесячных оценок ТЭП

Параметры	Усл. обозн.	Един. измер.	Elektrik stansiyası					
			ЭС1	ЭС2	ЭС3	ЭС4	ЭС5	ЭС6
Расход эл. энергии на СН	$\sigma^*[\delta W_{\text{СН}}]$	%	0.67	0.67	0.42	0.39	0.25	0.37
	$r_{\text{СН}}$	о.е.	0.28	0.27	0.18	0.2	0.18	0.23
Удельный расход условного топлива	$\sigma^*[Y_{\text{T}}]$	г/кВт.ч	4.97	6.60	5.78	3.43	2.88	6.94
	r_{T}	о.е.	0.015	0.022	0.02	0.013	0.01	0.024
Коэф. использования установленной мощности	$\sigma^*[K_{\text{и}}]$	о.е.	3.61	2.80	4.88	3.62	4.41	5.34
	$r_{\text{и}}$	о.е.	0.13	0.099	0.15	0.066	0.097	0.127
Порядковый номер ЭС в ранжир. ряду			5–6	3–4	3–4	1–2	1–2	5–6

В табл. 6 приведены результаты расчета интервальным методом оценок интегрального показателя значимости ТЭП, порядкового номера сопоставляемых ЭС в ранжированном ряду и оценок эффективности работы рассматриваемых ГПЭС газопоршневых электростанций в целом.

В [4] было показано, что результаты ранжирования ЭС в обоих способах различаются: за счет преобразования в интервальном методе непрерывных оценок ТЭП в дискретные; результаты ранжирования интегральных показателей значимости дискретных ТЭП при малом числе ТЭП бывают несколько укрупнены. Это различие наблюдается и при сравнении табл. 5 и 6.

К большим преимуществам ТЭП с дискретной шкалой измерения относится возможность совместного использования ТЭП с качественной шкалой измерения.

Классификация ГПЭС может быть выполнена и по величине размаха интегрального показателя ряда среднемесячных значений. В табл. 7 приведены значения среднего квадратического отклонения $\sigma^*[\delta W_{\text{СН}}]$, $\sigma^*[Y_{\text{T}}]$ и $\sigma^*[K_{\text{и}}]$ и коэффициента вариации среднемесячных значений ТЭП $r_{\text{СН}} = \sigma^*[\delta W_{\text{СН}}]/\delta W_{\text{СН}}$, $r_{\text{T}} = \sigma^*[Y_{\text{T}}]/Y_{\text{T}}$ и $r_{\text{и}} = \sigma^*[K_{\text{и}}]/K_{\text{и}}$ в течение года работы. По этим данным проведено ранжирование рассматриваемых ЭС. И, несмотря на то, что ранее мы рассматривали сравнение эффективности работы ЭС в течение прошедшего месяца работы и на основе этого сравнения рекомендовали пути повышения эффективности работы этих ЭС, результаты расчета по данным разброса ТЭП в течение года практически полностью совпадают. Это подтверждает положение, в соответствии с которым снижение эффективности работы ЭС ведет к увеличению разброса ТЭП. По данным табл. 7 наибольший разброс наблюдается на ЭС1 и ЭС6, средний разброс – на ЭС2 и ЭС3, а незначительный – на ЭС4 и ЭС5.

Конечно, эксплуатационному и оперативному персоналу ЭС, как и руководству ЭС и энергосистемой знать особенности расчетов интегральных показателей нет никакой необходимости. Желательна методическая поддержка, суть которой сводится к оценке технического состояния ЭС, результатов ее сравнения с эффективностью работы других аналогичных ЭС, сведения о “слабых звеньях” и им подобные сведения.

В то же время, эти сведения, особенно при малом числе ТЭП нельзя абсолютизировать. Принимаемые решения отражают лишь рассматриваемые ТЭП. Например, в перечне ТЭП отсутствуют сведения о финансовых возможностях и обеспеченности ремонтных работ. Хотя не всегда ЭС и энергосистема располагают необходимыми средствами для восстановления износа, или отсутствуют необходимые для проведения ремонта узлы и материалы. В ряде случаев, Руководство полностью согласно с рекомендациями, но вынуждено решать поставленную эксплуатационную задачу несколь-

ко иначе. Это согласие в большей части случаев совпадает с интуитивным результатом решения, что дает основание верить этим рекомендациям и при отсутствии специалистов, способных рекомендовать объективное решение эксплуатационных задач.

Ниже приводится образец результатов автоматизированного анализа среднемесячных значений ТЭП. Как и сами ТЭП, приведенные рекомендации включают и подготовленные соответствующими отделами Управлений предложения. Со временем или при переходе к другой энергосистеме они могут уточняться.

Эти результаты могут служить основополагающим документом при проведении рекомендуемого Правилами технической эксплуатации ежемесячного обсуждения данных ТЭП и методической поддержкой принимаемых решений. Они (результаты) ежемесячно представляются Главному инженеру энергосистемы и Начальнику управления по выработке электроэнергии.

6. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ЭС

6.1. Заключение

1. Исходные данные ТЭП расчетного месяца

Параметры	Единица измерения	Газопоршневые электростанции					
		ЭС1	ЭС2	ЭС3	ЭС4	ЭС5	ЭС6
Год ввода	лет	2006	2006	2006	2007	2008	2009
Номинальная мощность	МВт	87	87	87	104.4	299.25	104.4
Выработка эл. энергии	тыс. кВтч.	17526028	20542000	21176000	42224000	95477100	33373700
Расход эл. энергии на с.н.	тыс. кВтч. %	280.8 (1.60)	370.9 (1.81)	428.6 (2.02)	652.5 (1.55)	1.175.2 (1.23)	411.2 (1.23)
Уд. расход условного топлива	г/кВтч	292.17	281.28	274.51	267.02	272.14	276.91
Число ГПУ откл. на авар. ремонт	шт.	3	1	1	1	4	1

2. Исходные данные ТЭП для предшествующего месяца

Параметры	Единица измерения	Газопоршневые электростанции					
		ЭС1	ЭС2	ЭС3	ЭС4	ЭС5	ЭС6
Выработка эл. энергии	тыс. кВтч.	17739485	18570000	20741000	38088000	94146400	33083600
Расход эл. энергии на с.н., %	тыс. кВтч. %	335.544 (1.89)	413.731 (2.31)	457.865 (2.21)	735.610 (1.93)	1.220.530 (1.30)	413.024 (1.25)
Уд. расход условного топлива	г/кВтч	293.33	291.21	285.06	269.88	273.25	286.88
Число ГПУ откл. на авар. ремонт	шт.	3	2	1	2	4	1

3. Результаты ранжирования ЭС по эффективности работы

Наименование показателя	Месяц	Газопоршневые электростанции					
		ЭС1	ЭС2	ЭС3	ЭС4	ЭС5	ЭС6
Порядковый номер при ранжировании ЭС по данным	Р	6	5	4	1	3	2
	П	4	5	6	3	1	2
Эффективность работы по данным	Р	удов	удов	удов	хор	хор	хор
	П	удов	удов	неудов	удов	удов	удов
Изменение эффективности работы	Р → П	БИ	БИ	ПВ	ПВ	ПВ	ПВ

Примечание: Р и П – соответственно расчетный и предшествующий месяцы; (ПВ), (СЖ) и (БИ) – соответственно повышение, снижение эффективности работы или без изменения; Р → П – расчетный относительно предшествующего.

4. В расчетном (р) месяце:

- к ГПЭС с неудовлетворительной эффективностью работы относятся – *нет*
- к ГПЭС с удовлетворительной эффективностью работы относятся – *ЭС1, ЭС2 и ЭС3*
- к ГПЭС с хорошей и отличной работой в расчетном месяце относятся – *ЭС4, ЭС5 и ЭС6*
- в среднем эффективность работы дизельных ЭС оценивается как *хорошая*.

5. Основными ТЭП, ограничивающих эффективность работы ГПЭС являются **коэффициент использования установленной мощности**

6. Результаты ранжирования ГПЭС по эффективности работы за расчетный и предшествующий месяцы свидетельствует об их **различии**

7. Эффективность работы дизельных ГПЭС в расчетном периоде:

- возросла для *ЭС3, ЭС4, ЭС5 и ЭС5*
- не изменилась для – *ЭС1 и ЭС2*

8. В среднем эффективность работы дизельных ГПЭС в расчетном месяце **возросла**.

6.2. Рекомендации по повышению эффективности работы ГПЭС

К общим рекомендациям относится:

- обеспечить условия для использования тепловой энергии выхлопных газов;
- проводить ежемесячный контроль изменения диагностических показателей оборудования ГПЭС с формированием рекомендаций по повышению надежности работы ГПУ;
- проводить ежемесячный анализ ТЭП ГПЭС с формированием рекомендаций по повышению эффективности работы ГПЭС;
- снижение скорости износа оборудования достигается в том числе и организацией повышения квалификации персонала;
- заочная система повышения квалификации с сохранением очной системы контроля соответствия квалификации персонала предъявляемым требованиям обуславливают целесообразность контроля наличия установленного перечня нормативно-технических материалов;

К частным рекомендациям относятся:

- провести **анализ скорости изменения износа** ГПУ, возникающего вследствие некачественного оперативного управления;
- улучшить величину ТЭП **коэффициент использования установленной мощности**, путем выполнения требований Правил технической эксплуатации;

- обеспечить качественное восстановление износа 4-ой ГПУ ЭС1, 2-ой ГПУ ЭС4, 7-ой ГПУ ЭС6;
- обеспечить соответствие применяемых на ГПЭС моторных масел предъявляемым требованиям.

ВЫВОДЫ

1. Разработан метод и алгоритм оценки интегрального показателя эффективности работы газопоршневых электростанций;
2. Интегральный показатель позволяет:
 - ранжировать сопоставляемые газопоршневые электростанции по эффективности работы, отражающих их надежность и экономичность;
 - оценить в пятибалльной системе эффективность работы газопоршневых электростанций;
 - разработан механизм практического использования этого метода.
3. Повышение эффективности работы газопоршневых электростанций достигается ежемесячным уведомлением Руководства энергосистемы и электростанций результатами анализа технико-экономических показателей, что обеспечивает необходимую методическую поддержку при решении эксплуатационных задач;
4. Наряду со среднемесячными значениями технико-экономических показателей важную роль играют величины размаха этих показателей. Равенство среднемесячных значений технико-экономических показателей еще не означает равенства эффективности работы электростанций. Чем размах больше, тем техническое состояние хуже. Снижение размаха приводит к повышению эффективности работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Воропай Н.И.* Концепция SMART-GRID и надежность электроэнергетических систем. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 62. Иваново, ПресСто, 2011. С. 321–325
2. *Дьяков А.Ф., Исамухаммедов Я.Ш.* Современное состояние электроэнергетики России и факторы снижения надежности электроснабжения. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 63, Баку, АзНИИПИИЭ, 2013. С. 7–13.
3. *Фархадзаде Э.М., Фарзалиев Ю.З., Мурадалиев А.З.* Оценка качества восстановления износа энергоблоков ТЭС. Минск., Энергетика № 1, 2016. 14–24 с.
4. *Фархадзаде Э.М., Фарзалиев Ю.З., Мурадалиев А.З.* Метод и алгоритм ранжирования котельных установок блочных электростанций по критерию надёжности и экономичности работы М., Теплоэнергетика № 10, 2015. С. 22–29.
5. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Фарзалиев Ю.З., Абдуллаева С.А.* Сравнение и ранжирование паротурбинных установок энергоблоков ТЭС по эффективности работы. М.: Теплоэнергетика № 10, 2018. С. 41–49.
6. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Фарзалиев Ю.З.* Ранжирование энергоблоков электростанций по надежности и экономичности их работы. Баку, Проблемы Энергетики № 2, 2014. С. 8–16.
7. *Никитин А., Вуоринек А.* Пиковые и резервные ГПЭС. Опыт применения в США. Зарубежный опыт. Турбины и дизель. С. 22–26
8. РД 34.09.454. Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей конденсационных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт. ВТИ 1990
9. *Орлов А.И.* Прикладная статистика. М.: Экзамен, 2006. 672 с.
10. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Фарзалиев Ю.З., Рафиева Т.К., Абдуллаева С.А.* Минимизация риска ошибочного решения при оценке значимости статистических связей технико-экономических показателей объектов электроэнергетических систем. Минск, Энергетика Том 61. № 3. 2018. С. 193–206
11. *Орлов А.И.* Нечисловая статистика. Наука и технология в России. 1994. № 3(5). С. 7–8.

Method and Algorithm a Comparison Efficiency of Gas and Piston Power Stations of the Electro Power Systems

E. M. Farhadzadeh^{a, #}, A. Z. Muradaliyev^a, E. I. Calaqova^a, and S. A. Abdullayeva^a

^a*Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetic, Baku, Republic of Azerbaijan*

[#]*e-mail: elmeht@rambler.ru*

Increase of an overall performance of thermal power stations concerns to the most important and actual problem. The importance of this problem is caused both regular increase in cost of fuel, and increase in park of the equipment which service life exceeds settlement. In these conditions, traditional methods of maintenance of an overall performance demand perfection. As a bright example for that, terms and volume of scheduled repair of the basic growing old equipment serve the recommendation of rules of technical operation to establish, not proceeding from the set periodicity, and according to a technical condition. Thus, the importance of results of measurement of their diagnostic parameters and expediency of transition to parameters of durability of the equipment essentially increases. Intensive ageing leads to intensive change of power characteristics of power units and growth of risk of the erroneous decision of the problems connected with loading of power units. Perfection of methods of a quantitative estimation of an overall performance directly connected with aspiration to lower risk of the erroneous decision. A number of operational problems today still is solved at a qualitative level. To them concern: revealing of significant versions of attributes, i.e. significant factors influencing an overall performance; an estimation of parameters of individual reliability, i.e. the concrete equipment; ranging of the same equipment on an overall performance; an estimation of quality of repair and a number of others. Perfection of methods of their decision, reducing risk of the erroneous decision finally leads to decrease in operational expenses and to increase of an overall performance. One of the most important objects of electro power systems are gas and piston of power station. Mobility, ecological compatibility, reliability and profitability of work concern to their doubtless advantages. Data on experience of their operation practically are absent, as well as methods of comparison of efficiency of their work. The method and algorithm of periodic (monthly) comparison of an overall performance powerful gas and piston of power stations manufactures Wartsila (Finland) by calculation of an integrated parameter of the importance of realizations of monthly average values of technical and economic parameters is resulted. As a result to the Management of these power stations and the Management of a power supply system results of the analysis of technical and economic parameters, and as methodical support – given to the recommendation on increase of an overall performance.

Keywords: A method, algorithm, periodicity, comparison, efficiency, reliability, profitability, gas and piston of power station, methodical support, recommendations