

УДК 620.98

*О.В. Высокоморная, В.С. Высокоморный, П.А. Стрижак*

## **АНАЛИЗ ИНТЕГРАЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

*O.V. Vysokomornaja, V.S. Vysokomorny, P.A. Strizhak*

## **ANALYSIS OF THE INTEGRAL CHARACTERISTICS OF THE RELIABILITY OF AUTONOMOUS ENERGY SOURCES REMOTE LINEAR OBJECT UGSS**

Выполнен анализ интегральных характеристик надежности работы автономных источников энергоснабжения, эксплуатируемых на газопроводах России. Выделены причины наиболее частых отказов. Сформулированы рекомендации по повышению интегральных показателей надежности автономных источников энергоснабжения.

ГАЗОПРОВОДЫ. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ. АВТОНОМНОСТЬ. НАДЕЖНОСТЬ. АВАРИЯ. ОТКАЗЫ.

The analysis of integral reliability characteristics for autonomous energy sources in gas pipelines of Russia is carried out. The reasons of the most frequent failures are determined. Recommendations for increase of integral reliability characteristics for autonomous energy sources are formulated.

NATURAL GAS PIPELINES. POWER. AUTONOMY. RELIABILITY. TROUBLE. FAILURE.

Надежность и безаварийность работы оборудования, обеспечивающего выработку электрической и тепловой энергий, определяют стабильность протекания технологических процессов промышленных предприятий. Особое значение уделяется этим вопросам на предприятиях, имеющих удаленные от централизованной энергосистемы объекты (например, нефте- и газопроводы большой протяженности). Как правило, единственно возможный способ подачи энергии на такие объекты — автономные источники энергоснабжения.

Системы автономного энергоснабжения реализуются с применением разных видов источников [1–8]: мини-ТЭЦ, тепловых двигателей внутреннего и внешнего сгорания, топливных элементов, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Для снабжения энергией линейных объектов систем транспорта газа в качестве автономных источников целесообразно выбирать такие энергетические установки, основу которых составляет двигатель, использующий в качестве топлива транспортируемое сырье. Кроме того,

источники энергоснабжения, работающие в режиме когенерации, предпочтительны для снабжения потребителей не только электрической, но и тепловой энергией [8–10]. Автономные энергоустановки (рис. 1), отвечающие этим требованиям, характеризуются высокими



Рис. 1. Фото автономного источника энергоснабжения на магистральном газопроводе Дальнего Востока России

коэффициентами полезного действия и использования топлива, а также достаточно длительным периодом между плановыми ремонтами [8–10]. Несмотря на это, предприятия, эксплуатирующие автономные источники энергоснабжения, нередко сталкиваются с различными техническими отказами в работе оборудования.

Цели настоящей работы — вычислить интегральные характеристики надежности работы автономных энергоустановок, используемых для энергоснабжения линейных объектов на магистральных газопроводах, определить причины отказов и разработать рекомендации, направленные на увеличение надежности работы рассматриваемых энергоустановок.

### Объект исследования

Для энергообеспечения удаленных объектов нефте- и газопроводов России, как правило, используются [8–10] преобразователи энергии, представляющие собой турбогенератор с замк-

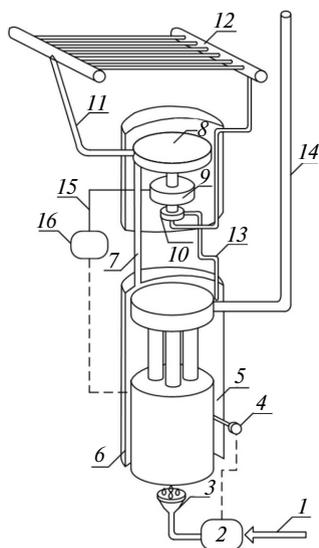


Рис. 2. Схема энергоустановки, работающей по замкнутому циклу пара:

1 — подвод топлива; 2 — панель управления подачей горючего; 3 — горелка; 4 — термостат; 5 — органическая жидкость; 6 — парогенератор; 7 — пар; 8 — турбина; 9 — генератор переменного тока; 10 — насос; 11 — подача пара в конденсатор; 12 — конденсатор; 13 — вывод конденсата; 14 — дымовая труба; 15 — кабели входа переменного тока к выпрямителю; 16 — электрический щит

нутым циклом пара, автономный силовой блок, базирующийся на цикле Ренкина и состоящий из системы сгорания, парогенератора, турбогенератора переменного тока, конденсатора с воздушным охлаждением, шкафа электропитания и управления. Для эксплуатации в разные времена года энергоустановка снабжена системой отопления и вентиляции блок-контейнера. Встроенная система пожаротушения предназначена для локализации возможного возгорания. На рис. 2 приведена схема типичной энергоустановки.

Цикл работы энергоустановки предполагает следующие этапы. Главная горелка нагревает органическую рабочую жидкость в парогенераторе. Часть жидкости испаряется, и пар, расширяясь, приводит во вращение колесо турбины и соединенный с ним ротор генератора. Затем пар поступает в конденсатор, где он охлаждается и конденсируется. Полученная жидкость возвращается насосом в парогенератор, охлаждая электрогенератор и смазывая подшипники. Цикл повторяется непрерывно до тех пор, пока происходит нагрев парогенератора. Корпус из нержавеющей стали для пара и жидкости герметичен. Никаких потерь рабочей жидкости не происходит. Турбогенератором вырабатывается трехфазный переменный ток, который затем выпрямляется (преобразуется в постоянный) и фильтруется от пульсаций. Постоянный ток на выходе регулируется в зависимости от нагрузки энергоустановки за счет автоматического изменения количества топлива, подаваемого на систему зажигания [10].

В связи с тем, что энергоустановки располагаются в непосредственной близости от магистральных газопроводов, основным топливом служит природный газ.

Газоснабжение осуществляется через редуцирующий пункт (часть энергоустановки, но расположенная в отдельном помещении), основным назначением которого является снижение давления газа с 100 бар (давление может меняться в зависимости от удаленности источника) до выходного значения 1 бар. Подача газа производится двумя потоками (через два отдельных 50-микронных фильтра твердых частиц), объединяющимися в общий поток, поступающий в электрический нагреватель. В электрическом нагревателе происходит подогрев газа до

температуры выше  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  (в силу эффекта Джоуля — Томпсона при уменьшении давления температура газа понижается на  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Выходная температура поддерживается равной  $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ , чтобы в случае наличия в газе конденсата не образовывался лед. На выходе из электрического нагревателя поток газа снова разделяется на две части, и каждый проходит через свой редукционный клапан. Далее газ подается в систему зажигания энергоустановки, состоящую из главной и запальной горелок, защитного выключателя, системы ручного и повторного зажигания. Главная горелка выполняет функции источника тепла для парогенератора (работой горелки в зависимости от нагрузки на энергоустановку управляет автоматическая система). Запальная горелка используется для многократного воспламенения главной горелки. Защитный выключатель управляет электромагнитным клапаном подачи газа и приводит в действие термопару, реагирующую на пламя запальной горелки (защитный выключатель обеспечивает поток газа к запальной и главной горелкам только при наличии пламени на запальной горелке). Ручная система зажигания вырабатывает искру для воспламенения запальной горелки (при пуске энергоустановки). Система автоматического повторного зажигания приводится в действие датчиком ионизации; вырабатывает искру для повторного воспламенения запальной горелки, если во время работы пламя по какой-либо причине погасло.

Управление работой всех систем энергоустановки, в том числе и системы газоснабжения, с учетом различных экологических условий в соответствии с запрограммированными алгоритмами выполнения логических операций обеспечивает цифровой блок управления турбиной.

Несмотря на многоуровневые защиты, при эксплуатации рассматриваемых энергоустановок ежегодно фиксируются десятки технических происшествий, приводящих к нерегламентированным остановам этих устройств.

### Статистический анализ работы энергоустановок

В таблице представлена статистическая информация по 12 энергоустановкам, эксплуатируемым на магистральных газопроводах Дальнего Востока Российской Федерации (выборка наиболее типичных аварийных техни-

ческих происшествий сделана из статистики по 101 энергоустановке).

Статистический анализ информации, представленной в таблице, позволил установить, что тремя основными причинами аварийных технических происшествий на рассматриваемых энергоустановках (рис. 3) являются обрыв пламени горелочного устройства, механическая неисправность турбоагрегата и предельно высокая температура в конденсаторе.

При достижении предельно высокой температуры в конденсаторе характеристики его работы, как правило, существенно превышают нормативные. Энергоустановка не может функционировать длительное время в таких условиях. Но объект не остается полностью без энергообеспечения. Времени, при котором энергоустановка будет работать в таком режиме, достаточно на выезд аварийной группы специалистов для устранения выявленной неисправности.

Механическая неисправность турбоагрегата — причина, по которой происходит до 25 % всех аварийных остановов (см. рис. 3) рассматриваемых энергоустановок. В результате данного технического происшествия энергоустановка выходит из строя, и энергообеспечение объекта ставится под угрозу. Появление этой причины, как правило, связано с неисправностью подшипников скольжения турбоагрегата (по заключению экспертов завода-изготовителя энергоустановок).

Третьим основным техническим происшествием, приводящим к нерегламентированным режимам работы или выходу из строя энергоустановок, является обрыв пламени горелочного устройства. В 80 % случаев данное техническое происшествие происходит в первый год эксплуатации энергоустановок, в момент проведения пуско-наладочных работ и настройки энергоустановки в целом. При этом данное техническое происшествие приводит к останову энергоустановки. Одними из основных причин происшествия являются нестабильность подачи топлива и меняющийся компонентный состав (качество) топлива.

На основании полученных статистических данных (см. таблицу) выполнен расчет основных интегральных характеристик надежности и безаварийности (интенсивность и поток отказов, наработка на отказ) работы энергоустановок.

**Статистика по техническим происшествиям, произошедшим на паротурбогенераторах с замкнутым циклом мощностью 4 кВт, работающих на природном газе.**

№ п/п	Год ввода в эксплуатацию	Время наработки, ч	Причины технических происшествий при работе энергоустановок							
			Обрыв пламени горелочного устройства	Механическая неисправность турбоагрегата	Нестабильное напряжение на аккумуляторных батареях	Некорректная работа КИПиА	Предельно высокая температура в конденсаторе	Останов вследствие неустойчивой работы турбоагрегата	Неисправность системы пожаротушения	Другие технические происшествия
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	2011	2800	14.10.11 16.10.11 17.10.11	–	–	23.01.12	–	–	–	–
2	2011	7100	19.10.11 22.11.11 26.11.11 03.12.11 06.12.11	23.06.12	–	–	–	–	–	–
3	2011	8200	17.10.11 19.10.11 16.11.11 22.11.11 28.11.11 06.12.11	–	–	–	–	–	–	–
4	2011	6732	17.11.11 06.12.11	26.08.12	09.10.11 19.10.11	–	–	–	–	–
5	2008	24480	–	–	–	02.03.11	–	14.05.11	27.02.11	04.02.12
6	2008	32232	04.06.11	–	–	26.03.11 19.02.11 28.01.11	–	–	–	29.05.11
7	2008	28896	20.11.11	19.12.11	–	–	–	–	–	05.01.12
8	2011	15072	–	–	–	–	03.07.12	–	–	06.07.12
9	2008	30408	–	22.02.12	–	–	08.07.11	–	–	–
10	2010	17376	–	–	–	–	12.07.11 11.06.11 19.06.11 27.03.11 30.03.11 15.03.11 27.03.11 14.02.11 10.01.11 21.01.11 30.01.11	–	–	–
11	2008	22488	–	22.03.11	–	–	12.08.11	–	–	02.01.11
12	2008	27072	–	15.01.10 06.10.10 03.10.11	–	–	05.08.11 03.07.11 11.06.11 19.06.11 26.06.11	–	–	–

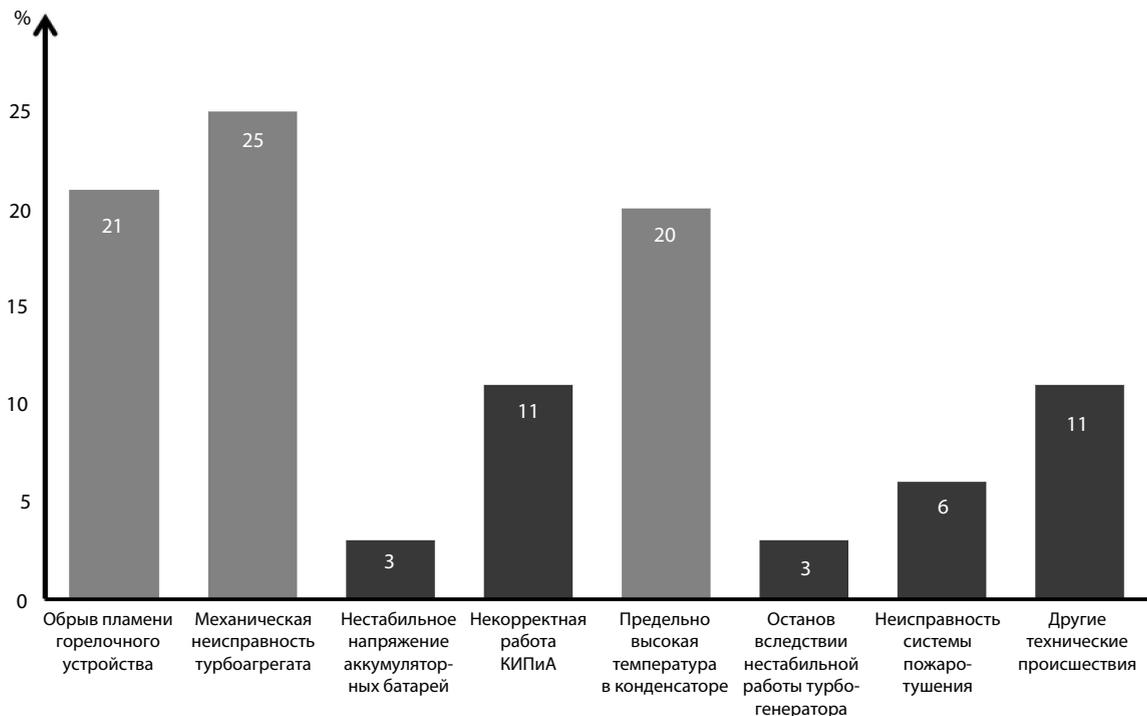


Рис. 3. Статистика наиболее типичных аварийных технических происшествий

Выделена группа отказов, после которых возможно восстановление работоспособного состояния установок. Также определены отказы, которые не позволяют выполнить ремонт автономного источника энергии.

Интенсивность отказов  $\lambda(t)$  характеризует [11] отношение числа отказавших объектов в единицу времени к среднему числу объектов, исправно работающих в данный отрезок времени (при условии, что отказавшие объекты не восстанавливаются и не заменяются исправными).

Для вычисления  $\lambda(t)$  используется следующее выражение [11]:

$$\lambda(t) = \frac{n(t)}{N_{\text{ср}} \Delta t} = \frac{n(t)}{[N - n(t) \Delta t]} = \frac{f(t)}{P(t)},$$

где  $N_{\text{ср}}$  — среднее число исправно работающих образцов в интервале времени  $\Delta t$ ,  $N_{\text{ср}} = \frac{N_i + N_{i+1}}{2}$ ;  $N_i$  — число исправно работающих образцов в начале интервала;  $N_{i+1}$  — число исправно работающих образцов в конце интервала  $\Delta t$ ;  $\Delta t$  — интервал времени;  $N$  — общее число рассматриваемых изделий;  $f(t)$  — частота отказов узлов (деталей);  $P(t)$  — вероятность безотказной рабо-

ты;  $n(t)$  — число отказавших образцов в интервале времени от  $t - \Delta t/2$  до  $t + \Delta t/2$ .

Значение показателя интенсивности отказов, произошедших в результате механической неисправности турбоагрегата (МНТ) до первого технического обслуживания ТО-1 (наработка до 8000 час), составляет

$$\lambda_{\text{ТО-1 МНТ}} = \frac{16}{(101-16) \cdot 8000} = 2,35 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Для интервала времени, соответствующего второму техническому обслуживанию ТО-2 (наработка до 16000 час), параметр  $\lambda(t)$  равен

$$\lambda_{\text{ТО-2 МНТ}} = \frac{22}{(101-22) \cdot 16000} = 1,74 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Значение показателя интенсивности отказов, произошедших в результате обрыва пламени горелочного устройства и технической неисправности турбоагрегата в период эксплуатации с 2008 по 2012 годы, составляет

$$\lambda_{2008-2012} = \frac{54}{(101-54) \cdot (5 \cdot 365 \cdot 24)} = 2,62 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Для оценки установленных значений  $\lambda(t)$  выполнено их сопоставление с аналогичными па-

раметрами для энергоблоков с паротурбинными установками различной мощности [12, 13], а также транзисторами, как наиболее типичными электронными компонентами [14]. Установлено, что полученные значения  $\lambda(t)$  для рассматриваемых энергоустановок существенно превышают значения  $\lambda(t)$  для типичных транзисторов ( $\lambda(t) = 5 \cdot 10^{-7}$  1/час) и несколько меньше  $\lambda(t)$  для паротурбинных установок ( $\lambda(t) = 6,5 \cdot 10^{-4}$  1/час). Это хорошо соответствует основным положениям современной теории надежности [15] и иллюстрирует высокие значения  $\lambda(t)$  для рассматриваемых энергоустановок исходя из анализа их конструкции, составных элементов и принципов действия (рис. 2).

При анализе технических происшествий, которые устраняются в условиях эксплуатации (например, замена быстро изнашиваемых элементов механизмов на запасные) и не приводят к каким-либо значительным последствиям, используется параметр потока отказов [11]

$$\omega(t) = \frac{n(t + \Delta t) - n(t)}{N_0 \Delta t} = \frac{n(\Delta t)}{N_0 \Delta t} = \frac{\Omega(t + \Delta t) - \Omega(t)}{\Delta t},$$

где  $n(t + \Delta t)$ ,  $n(t)$  — количество отказов, возникших соответственно до моментов  $t + \Delta t$  и  $t$ ;  $N_0$  — общее количество объектов под наблюдением;  $n(\Delta t)$  — количество отказов за промежуток времени  $\Delta t$ ;  $\Omega(t)$  — функция потока отказов.

Для отказов, произошедших в результате обрыва пламени горелочного устройства (ОПГУ) энергоустановки до ТО–1 (наработка до 8000 час), параметр  $\omega(t)$  составляет

$$\omega_{\text{ТО-1 ОПГУ}} = \frac{16}{101 \cdot 8000} = 1,98 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Для отказов, произошедших в результате обрыва пламени горелочного устройства энергоустановки до ТО–2 (наработка до 16000 час), параметр  $\omega(t)$  равен

$$\omega_{\text{ТО-2 ОПГУ}} = \frac{28}{101 \cdot 16000} = 1,73 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Расчет показателя потока отказов, произошедших в результате обрыва пламени горелочного устройства и технической неисправности турбоагрегата в период эксплуатации с 2008 по 2012 годы, позволил установить:

$$\omega_{2008-2012} = \frac{34}{101 \cdot (5 \cdot 365 \cdot 24)} = 0,77 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Полученные значения  $\omega(t)$  и  $\lambda(t)$  для автономных энергоустановок (рис. 2) соответствуют реально возможным диапазонам исходя из анализа [12–14].

При отсутствии опубликованных нормативных данных о допустимых  $\omega(t)$  и  $\lambda(t)$  для рассматриваемых источников автономного энергоснабжения можно рекомендовать использовать вычисленные значения  $\omega(t)$  и  $\lambda(t)$  в качестве справочной информации при анализе надежности подобных (по мощности, принципу действия, условиям и режимам эксплуатации, топливу и т. д.) энергоустановок.

Параметр наработки на отказ  $T_0$  характеризует среднюю продолжительность предстоящей безотказной работы и определяется как отношение суммарной наработки агрегатов к числу отказов в течение этой наработки [11]:

$$T_0 = \frac{1}{r} \sum_{i=1}^N T_{pi},$$

где  $T_{pi}$  — суммарная наработка  $i$ -го агрегата за отчетный период эксплуатации, час;  $N$  — число эксплуатируемых агрегатов;  $r$  — суммарное число отказов агрегатов за отчетный период.

Для отказов, произошедших в результате обрыва пламени горелочного устройства, механической неисправности турбоагрегата, предельно высокой температуры в конденсаторе, некорректной работы контрольно-измерительной системы управления, нестабильной работы турбоагрегата в период эксплуатации с 2008 по 2012 годы, согласно табл. 1 можно вычислить

$$T_0 = \frac{1}{179} \cdot 1395312 = 7795 \text{ ч.}$$

Для отказов, произошедших в результате механической неисправности турбоагрегата в период эксплуатации с 2008 по 2012 годы, наработка на отказ составляет

$$T_0 = \frac{1}{54} \cdot 1399572 = 25918 \text{ ч.}$$

Полученные в результате расчета данные о наработках на отказ сопоставлены с нормативными данными заводов-изготовителей рассматриваемых энергоустановок [10]. Нарботка на отказ энергоустановки в комплексе составляет 8000 часов, а в результате расчета получено

7795 часов. Нарботка на отказ турбоагрегата составляет 30000 часов, в результате расчета получено 25918 часов. Можно отметить снижение значений  $T_0$  (до 13,5 %) по сравнению с заявленными заводами-изготовителями. Анализ показывает, что установленные отклонения  $T_0$ , полученные в результате вычислений, являются, скорее всего, следствием неприспособленности энергоустановок к климатическим условиям эксплуатации, меняющимся характеристикам топлива и другим факторам.

Анализ причин технических происшествий (см. рис. 3) позволил выделить группу факторов, которым целесообразно уделить особое внимание при выборе, запуске и последующей эксплуатации автономных энергоустановок. Это:

- 1) климатические условия эксплуатации;
- 2) максимальные и минимальные электрические и тепловые нагрузки;
- 3) компонентный состав топлива;
- 4) качество проведения пуско-наладочных работ;
- 5) качество и периодичность проведения технического обслуживания.

При учете вышеперечисленных факторов возможно увеличить надежность работы энергоустановок (обеспечение соответствия значениям  $\lambda(t)$ ,  $\omega(t)$  и  $T_0$ , предписанным заводами-изготовителями) и обеспечить бесперебойное электроснабжения удаленных линейных объектов магистральных нефте- и газопроводов России.

Так, например, по результатам выполненного статистического анализа можно рекомендовать следующее: предусмотреть более эффективную комплексную систему очистки и высушивания поступающего в редуцирующий пункт установки

природного газа и изменить конструктивные параметры установки свечей зажигания с целью снижения числа отказов по причине погасания пламени. Для уменьшения числа отказов вследствие выхода из строя контрольно-измерительной техники — предусмотреть дополнительные защитные гильзы и проводить периодические операции поверки и калибровки. Выполнение этих процедур позволит также снизить число отказов, зарегистрированных по причинам нерегламентированной работы систем повторного зажигания.

Произведен статистический анализ технических происшествий, возникающих в процессе работы автономных источников энергоснабжения линейных объектов эксплуатируемых на магистральных газопроводах РФ.

Определены основные причины технических происшествий, влияющих на бесперебойную работу автономных источников энергоснабжения.

На основе статистического анализа рассчитаны интегральные характеристики надежности и безаварийности работы автономных источников энергоснабжения линейных объектов (интенсивность отказов  $\lambda(t)$ , поток отказов  $\omega(t)$  и наработка на отказ  $T_0$ ). Показано, что значения основных характеристик надежности выходят за пределы допустимых.

Сформулированы рекомендации для повышения интегральных характеристик безотказной работы автономных источников энергоснабжения на нефте- и газопроводах России.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (госконтракт 2.80.2012).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кононенко, П.И. Малая энергетика— первооснова больших свершений [Текст] / П.И. Кононенко, В.Г. Михайлуц, А.Е. Беззубцев-Кондаков // Энергетик.— 2007.— № 3.— С. 43–44.
2. Фокин, Г.А. Проблемы энергообеспечения линейных потребителей магистральных газопроводов и газораспределительных станций [Текст] / Г.А. Фокин // Научно-технические ведомости СПбГПУ.— 2009.— № 4(89), Т. 1.— С. 121–131;
3. Ковалев, Л.И. Эффективность газодвигательных мини-ТЭЦ [Текст] / Л.И. Ковалев // Энергетик.— 2009.— № 3.— С. 26–29;
4. Фокин, Г.А. Применение автономных химических и нетрадиционных источников электрической энергии для энергообеспечения линейных потребителей магистральных газопроводов и газораспределительных станций [Текст] / Г.А. Фокин // Научно-технические ведомости СПбГПУ.— 2009.— № 4(89), Т. 1.— С. 131–141.
5. Беседин, С.Н. Автономные газотурбинные установки малой мощности [Текст] / С.Н. Беседин // Научно-технические ведомости СПбГПУ.— 2009.— № 4(89), Т. 1.— С. 153–166.

6. **Ливинский, А.П.** Пути решения проблем автономного энергоснабжения потребителей удаленных регионов России [Текст] / А.П. Ливинский, И.Я. Редько, В.М. Филин // Энергетик.— 2010. № 4.— С. 22–26.

7. **Рассохин, В.А.** Основные направления развития микротурбинных технологий в России и за рубежом [Текст] / В.А. Рассохин, Н.А. Забелин, Ю.В. Матвеев // Научно-технические ведомости СПбГПУ.— 2011. № (4)135.— С. 41–51;

8. **Высокоморный, В.С.** Повышение надежности энергообеспечения удаленных объектов транспорта нефти и газа путем использования автономных источников энергоснабжения [Текст] / В.С. Высокоморный // Энергетическое обследование как первый этап реализации концепции энергосбережения: Матер. междунар. молодежной конференции.— г. Томск, 3–4 декабря 2012.— Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.— С. 190–192;

9. **Высокоморный, В.С.** Реализация инновационных технологий энергообеспечения автономных объектов газотранспортной системы [Текст] / В.С. Высокомор-

ный, Б.А. Сярг // Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи: Сборник трудов XX международного технологического конгресса.— Иркутск, 23–26 августа 2011.— М.: Изд-во Академии технологических наук РФ, 2012.— С. 164–168;

10. **ГОСТ 27–002–2009.** Надежность в технике. Термины и определения [Текст].— М., 2011.

11. **Терентьев, А.Н.** Надежность газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом [Текст] / А.Н. Терентьев, З.С. Седых, В.Г. Дубинский.— М.: Недра, 1979.— 207 с.

12. **РД 34.20.574.** Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками [Текст] / ПО «Союзтехэнерго».— 1984 г.— 8с.;

13. **Баскаков, С.И.** Радиотехнические цепи и сигналы [Текст] / С.И. Баскаков.— М.: Высшая школа, 2000.— 462 с.

14. **Дейнеко, С.В.** Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа [Текст] / С.В. Дейнеко.— М.: Техника, ТУМА ГРУПП, 2011.— 176 с.

## REFERENCES

1. **Kononenko P.I., Mikhailuts V.G., Bezzutsev-Kondakov A.J.** Malaja energetika— pervoosnova bol'shikh svershenij [Текст] // Energetik.— 2007. №3.— P. 43–44 (rus.).

2. **Fokin G.A.** Problemy energoobespechenija linejnyh potrebitelej magistralnyh gazoprovodov i gazoraspredeletelnyh stantsij [Текст] // Nauchno-tehnicheskije vedomosti SPbGPU.— 2009. № 4(89), Vol. 1.— P. 121–131 (rus).

3. **Kovaljov L.I.** Effektivnost' gazodvigatelnyh mini-TEs [Текст] // Energetik.— 2009.— № 3.— P. 26–29 (rus).

4. **Fokin G.A.** Primenenije avtonomnyh khimicheskikh i netraditsionnyh istochnikov elektricheskoi energii dlja energoobespechenija linejnyh potrebitelej magistralnyh gazoprovodov i gazoraspredeletelnyh stantsij [Текст] // Nauchno-tehnicheskije vedomosti SPbGPU.— 2009.— № 4(89), Vol. 1.— P. 131–141 (rus).

5. **Besedin S.N.** Avtonomnyje gazoturbinyje ustanovki maloj moshnosti [Текст] // Nauchno-tehnicheskije vedomosti SPbGPU.— 2009.— № 4(89), Vol. 1.— P. 153–166 (rus).

6. **Livinskij A.P., Red'ko I.J., Filin V.M.** Puti resh-enija problem avtonomnogo energosnabzhenija potrebitelej udaljonnyh regionov Rossii [Текст] // Energetik.— 2010. №4.— P. 22–26 (rus.).

7. **Rassokhin V.A., Zabelin N.A., Matveev Ju.V.** Os-novnyje napravlenija razvitija mикroturbinyh tehnologij v Rossii i za rubezhom [Текст] // Nauchno-tehnicheskije vedomosti SPbGPU.— 2011.— № (4)135.— P. 41–51 (rus).

8. **Vysokomorny V.S.** Povyshenije nadjozhnosti ener-goobespechenija udaljonnyh objektov transporta nefiti i

gaza putjom ispolzovanija avtonomnyh istochnikov energosnabzhenija [Текст] // Energeticheskije obsledovanije kak pervyj etap realizatsii kontseptsii energosberezhenija.— Tomsk, 3–4 December 2012.— Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publ., 2012.— P. 190–192 (rus).

9. **Vysokomorny V.S., Sjarg B.A.** Realizatsija innovatsionnyh tehnologij energoobespechenija avtonomnyh objektov gazotransportnoj sistemy [Текст] // Novyje tehnologii gazovoj, neftjanoy promyshlennosti, energetiki i svjazi.— Irkutsk, 23–26 August, 2011.— М.: Academy of Technological Sciences RF Publ., 2012.— p. 164–168 (rus.).

10. Eps operation & maintenance manual (powered by CCVT) [Текст] // This document contains information that is proprietary to ORMAT SYSTEMS LTD.— 2006. Part 2.— 600 p.

11. **GOST 27–002–2009.** Nadjozhnost' v tehnikе [Текст].— М., 2011.— 28 p. (rus.).

12. **Terentjev A.N., Sedych Z.S., Dubinskij V.G.** Nadjozhnost' gazoperekachivajushih agregatov s gazoturbinyym privodom [Текст].— М., Nedra Publ.— 1979.— 207 p. (rus.).

13. **RD 34.20.574.** Ukazanija po primeneniju pokazatelej nadjozhnosti elementov energosistem i raboty energoblokov s paroturbinyymi ustanovkami. PO «Sojuztehenergo» [Текст] / 1984.— 8p. (rus.).

14. **Baskakov S.I.** Radiotehnicheskije tsepi i signaly [Текст] / М.: Vysshaja shkola Publ., 2000.— 462p. (rus.).

15. **Dejneko S.V.** Obespechenije nadjozhnosti sistem truboprovodnogo transporta nefiti i gaza [Текст].— М.: Tehnika Publ., TUMA GRUPP, 2011.— 176 p. (rus.).

**СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / AUTHORS**

**ВЫСОКОМОРНАЯ Ольга Валерьевна** — старший преподаватель кафедры теоретической и промышленной теплотехники Национального исследовательского Томского политехнического университета; 634050, пр. Ленина, 30, Томск, Россия; e-mail: vysokomornaja@tpu.ru.

**VYSOKOMORNAJA Olga V.** — National Research Tomsk Polytechnic University; 634050, Lenina Str., Tomsk, Russia; e-mail: vysokomornaja@tpu.ru

**ВЫСОКОМОРНЫЙ Владимир Сергеевич** — аспирант кафедры теоретической и промышленной теплотехники Национального исследовательского Томского политехнического университета; 634050, пр. Ленина, 30, Томск, Россия; e-mail: vysokomornyy@yandex.ru.

**VYSOKOMORNY Vladimir S.** — National Research Tomsk Polytechnic University; 634050, Lenina Str., Tomsk, Russia; e-mail: vysokomornyy@yandex.ru

**СТРИЖАК Павел Александрович** — профессор кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов Национального исследовательского Томского политехнического университета; 634050, пр. Ленина, 30, Томск, Россия; e-mail: pavelspa@tpu.ru.

**STRIZHAK Pavel A.** — National Research Tomsk Polytechnic University; 634050, Lenina Str., Tomsk, Russia; e-mail: pavelspa@tpu.ru