

Анализ возможности повышения эффективности топливных элементов за счет модификации технологической схемы

В. М. Масленников и В. Я. Штеренберг

Объединенный институт высоких температур РАН, Ижорская ул., 13, стр.2, Москва 125412, Россия

E-mail: vshter@mail.ru

Статья поступила в редакцию 2 апреля 2019 г.

Аннотация. В работе приведены результаты сравнения тепловой экономичности различных технологических схем энергетических установок с топливными элементами. При сравнении принято, что все установки в качестве исходного топлива используют природный газ, а получение смеси газовых компонентов, необходимых для работы топливного элемента, производится внутри технологической схемы установки. Предложена перспективная схема газотурбинной установки (ГТУ), производящей смесь горючих газов, и топливного элемента, работающего на этих газах. Показано, что в этом варианте тепловая экономичность суммарного производства энергии увеличивается на 7–10% (абс.) по отношению к традиционным вариантам схемы ГТУ с топливным элементом. Проанализированы причины снижения удельных капитальных затрат на сооружение установки по предлагаемой схеме по сравнению с традиционными вариантами. <https://doi.org/10.33849/2019113>

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наблюдается постоянное повышение внимания общества к экологическим проблемам. При этом на первый план выдвигаются глобальные аспекты проблемы, среди которых ведущее место занимает необходимость значительного снижения антропогенных выбросов CO_2 в атмосферу Земли. Одним из наиболее привлекательных способов решения этой задачи в области энергетики на ископаемом топливе является использование новых высокоэффективных методов генерации энергии, в результате чего величина выбросов может быть снижена без привлечения каких-либо дополнительных технологий, за счет пропорционального уменьшения удельного расхода топлива. В этой связи становится понятным новый всплеск интереса к различным схемам топливных элементов (ТЭ). В условиях ужесточившегося экологического контроля топливные элементы в силу своей потенциально более высокой тепловой экономичности получают дополнительные финансовые преимущества в конкуренции с традиционными методами производства энергии из органических топлив. Мировые мощности по производству электроэнергии на базе ТЭ растут быстрыми темпами; только за один год (с 2016 по 2017 гг.) они увеличились на 34% [1]. Анализ прибыли, полученной крупнейшими производителями ТЭ за период 2016–2018 гг., показывает, что в настоящее время в этой области лидирует технология *SOFC* (расшифровку аббревиатур см. далее таблицу 1), на долю которой приходится немногим более 60% суммарной прибыли, следующее место занимает технология *PEMFC* (менее 26%) [1]. Однако следует отметить, что в ближайшей перспективе ожидается наибольшая скорость прироста установленных мощностей именно в технологии *PEMFC* [2], при этом в области стационарных энергетических установок преобладающие технологии *SOFC*, по-видимому, сохранятся. С этой точки зрения целесообразно сосредоточить анализ на показателях топливных элементов типа *SOFC*, которые на сегодняшний день обещают возможность достижения наиболее высокого КПД среди других схем топливных элементов. Кроме того, важным преимуществом топ-

ливного элемента *SOFC* является возможность работы на смеси газов ($\text{CO} + \text{H}_2$) широкого диапазона концентраций, получение которой значительно проще и экономически выгоднее, чем чистого водорода.

2. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

В настоящее время для производства электроэнергии могут использоваться следующие основные типы ТЭ (см. таблицу 1).

3. ВИДЫ ТОПЛИВА ДЛЯ РАБОТЫ СОБСТВЕННО ТОПЛИВНОГО ЭЛЕМЕНТА

Большинство ТЭ в качестве топлива потребляют H_2 либо смесь газов ($\text{CO} + \text{H}_2$); использование других газов весьма ограничено и в работе рассматривается поверхностно.

3.1. Топливный элемент, потребляющий в качестве топлива метанол

Некоторые типы топливных элементов (*DMFC*, *MCFC*) могут использовать в качестве топлива метанол, являющийся продуктом определенных технологий синтеза. В основных современных технологиях при производстве метанола расходуется около 40% тепловой энергии исходного топлива, главным образом, природного газа. С этой точки зрения для типового потребителя энергии при использовании топливного элемента, работающего на метаноле, с учетом полной цепочки процессов, начиная с получения метанола:

природный газ \Rightarrow метанол \Rightarrow топливный элемент \Rightarrow электроэнергия
теряется главная привлекательная черта топливного элемента — высокая тепловая экономичность. В этой связи схемы ТЭ, работающих на метаноле, исключены из дальнейшего рассмотрения, поскольку имеют очень ограниченную сферу применения и неконкурентоспособны с традиционными источниками энергии по тепловой экономичности.

Таблица 1. Основные типы топливных элементов.

Тип топливного элемента	Температура (°C)	Мощность (кВт)	КПД (%)	Примечание
<i>PEMFC</i> — Proton-exchange membrane fuel cell — ТЭ с протонно-обменной мембраной	50–200, наиболее часто 80	1–100, max — 300	30–35	Быстрый запуск. Практически невозможно использовать тепло уходящих газов.
<i>DMFC</i> — Direct methanol fuel cell — ТЭ с прямым окислением метанола				Исключена из рассмотрения.
<i>AFC</i> — Alkaline fuel cell — щелочной ТЭ	75–200	10–100	до 50–55	В качестве топлива требуется чистый H_2 . Необходима очистка от CO_2 .
<i>PAFC</i> — Phosphoric-acid fuel cell — ТЭ на основе ортофосфорной кислоты	150–200	до 100	37–42	Одна из наиболее подготовленных технологий. Требует дорогостоящих катализаторов.
<i>MCFC</i> — Molten-carbonate fuel cell — ТЭ на основе расплавленного карбоната	600–700	до 300	45–55	Низкая плотность производимой энергии на единицу рабочей поверхности ТЭ. Практически не в состоянии обеспечить переменный режим нагрузки.
<i>SOFc</i> — Solid-oxide fuel cell — твердооксидный ТЭ	650–1000	до 2000	50–60	Наиболее высокая плотность производимой энергии на единицу рабочей поверхности ТЭ среди всех рассматриваемых схем. При использовании H_2 или смеси газов ($CO + H_2$) демонстрирует самый длительный ресурс работы. ^a

^a Литературные данные по этому вопросу довольно противоречивы. Так, по [3] наибольшим ресурсом обладают *PAFC* и *MCFC*.

3.2. Топливный элемент, потребляющий в качестве топлива метан

Использование метана в качестве топлива ТЭ является весьма привлекательной задачей, поскольку позволит избежать многих трудностей в подготовке топлива, рассматриваемых в данной работе, и радикально упростить и удешевить общую технологическую схему энергетической установки. В конечном счете будет достигнут очень высокий КПД не только непосредственно топливного элемента, но и всей энергетической установки в целом. В принципе топливный элемент *SOFc* может использовать метан в качестве топлива и информация об исследовательских работах в этом направлении представлена в литературе. Однако при длительной работе топливного элемента на метане возникает ряд тяжёлых и пока нерешенных проблем, основная из которых заключается в накоплении продуктов пиролиза метана на раскаленной твердой поверхности элемента. Поскольку длительный ресурс работы является необходимым условием для энергетической установки общего назначения — это многообещающее направление пока приходится исключить из рассмотрения. Тем не менее, в случае серьезного прогресса в решении этой проблемы, топливный элемент *SOFc* на метане сможет значительно укрепить свои позиции в секторе производства электроэнергии на базе топливных элементов. При непосредственном использовании смеси метана и водяного пара для ТЭ *SOFc* рассматривается как вариант с т. н. внешним паровым риформингом, когда реакция получения H_2 и CO из смеси природного газа и водяного пара проводится вне топливного элемента, а тепло для ее протекания передается через стенку (т. е. в принципе, схема получения топливного газа не отличается от хорошо известной схемы парового риформинга метана в трубчатой печи с внешним обогревом), так и вариант внутрен-

него риформинга, когда реакция разложения смеси метана и H_2O происходит непосредственно в пределах топливного элемента с эффективным использованием тепла, выделяющегося в процессе его работы. Второй вариант процесса представляется весьма перспективным с термодинамической точки зрения. В литературных источниках имеются подтверждения о развитии работ в этом направлении, однако говорить о практической реализации подобных решений еще слишком рано.

4. ПОЛУЧЕНИЕ ТОПЛИВА ДЛЯ ТОПЛИВНОГО ЭЛЕМЕНТА

Обычно в большинстве литературных источников при рассмотрении показателей работы и конструкции топливных элементов подразумевается, что их топливо (водород или смесь $H_2 + CO$) поступают извне, а способы получения этого топлива и работа топливных элементов не увязываются в единую технологическую схему. На рисунке 1 представлен типичный пример расчетной схемы ТЭ, приводимый в литературных источниках [4].

Для определения интегральных технико-экономических показателей топливных элементов в условиях их работы в качестве энергетической установки такой подход является неприемлемым, поскольку для подавляющего числа современных энергетических установок на базе топливных элементов в качестве исходного топлива будет использоваться природный газ. По этой причине высокая эффективность ТЭ, продемонстрированная в экспериментах, в большинстве случаев не может быть реализована при сооружении полномасштабной энергетической установки, работающей по полной технологической схеме на типовом топливе — природном газе.

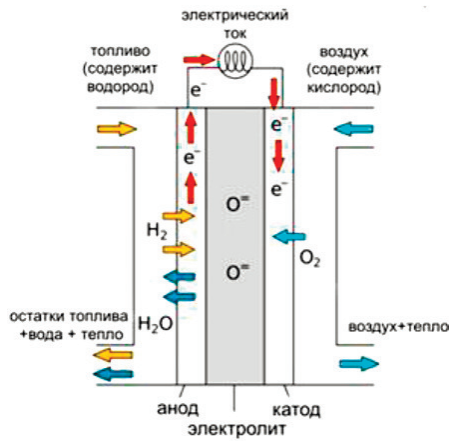


Рисунок 1. Типовая схема топливного элемента [4].

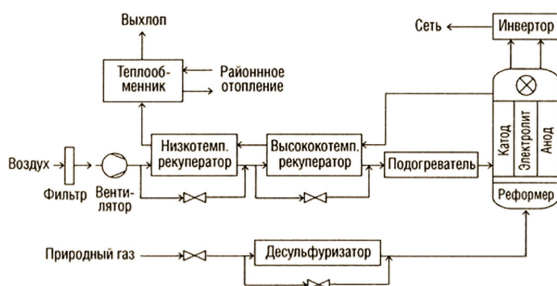


Рисунок 2. Типовая расчетная схема топливного элемента [5].

4.1. Подготовка топлива в случае использования природного газа

Даже при включении схемы подготовки из природного газа топлива для ТЭ в общую технологическую схему энергетической установки, схема подготовки обычно приводится в сильно упрощенном виде [5].

Так, на рисунке 2 процесс риформинга природного газа максимально формализован и упрощен до одной позиции на схеме, при этом подача водяного пара и тепла, необходимая для протекания реакции, отсутствует. Также отсутствует и вся цепочка процессов, связанная с получением водяного пара необходимых параметров. Для задач расчета интегральных показателей энергетической установки с ТЭ схема более детализирована и модернизирована (см. рисунок 3).

В рассматриваемой схеме процесс парового риформинга заменён более интенсивным процессом частичного окисления природного газа. Помимо высокой интенсивности и относительной простоты конструктивной реализации процесса (подвод тепла через стенку заменён на теплообмен в объеме), веским аргументом в пользу этого решения служит радикально меньшая потребность в водяном паре (а в некоторых случаях — ее полное отсутствие), что весьма важно для снижения удельной стоимости энергетических установок малой мощности.

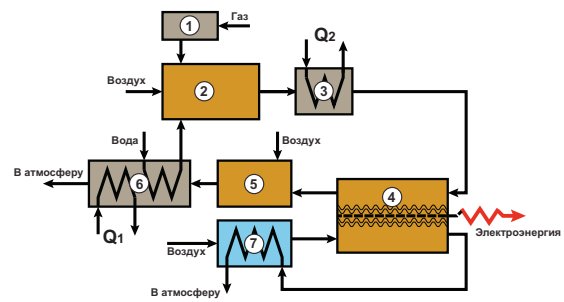


Рисунок 3. Принятая расчетная схема топливного элемента.

1 — блок каталитической очистки, 2 — реактор частичного окисления, 3 — газоохладитель, 4 — топливный элемент *SOFC*, 5 — блок каталитического дожигания, 6 — теплообменник, 7 — воздухоподогреватель.

5. РАССМАТРИВАЕМЫЕ СХЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ТЭ

Одним из наиболее очевидных способов обеспечения ТЭ подходящим топливом состоит в объединении ТЭ в одну технологическую схему с газотурбинной установкой, что позволяет использовать тепло уходящих газов ГТУ для проведения процесса частичного окисления природного газа. Типовая схема подобной установки приведена на рисунке 4. Продукты сгорания на выходе из обычной газовой турбины служат источником тепла и кислорода для проведения реакции частичного окисления природного газа. С этой целью в выхлопные газы ГТУ добавляется природный газ и, в некоторых случаях, небольшое количество водяного пара. Полученная смесь, состоящая, в основном, из N_2 , H_2 , CO , H_2O и CO_2 , используется в качестве топлива ТЭ. В проведенных расчетах принято, что процесс частичного окисления протекает в автотермическом режиме при температуре $1200\text{ }^\circ\text{C}$. Расчётный термодинамически равновесный состав газа приведен в таблице 2. Избыточное тепло газов, выходящих после топливного элемента и дожигания остаточных горючих компонентов, используется для подогрева воздуха, поступающего в ТЭ. Наиболее экономически оправданный способ использования избыточного тепла этих газов для установок малого масштаба — направление его на нужды теплоснабжения. Основным недостатком приведенной схемы является большое количество неиспользованного тепла как после реактора частичного окисления, так и после топливного элемента. Поскольку это тепло обладает достаточно высоким температурным потенциалом, его использование с термодинамической точки зрения не вызывает затруднений, что может быть сделано с помощью существующих энергетических циклов, прежде всего, паротурбинного. Однако, учитывая малую ожидаемую единичную мощность энергетической установки с ТЭ, потребные удельные капитальные затраты для реализации подобного цикла наверняка окажутся слишком высокими и сделают установку сложного цикла в типовых условиях эконо-

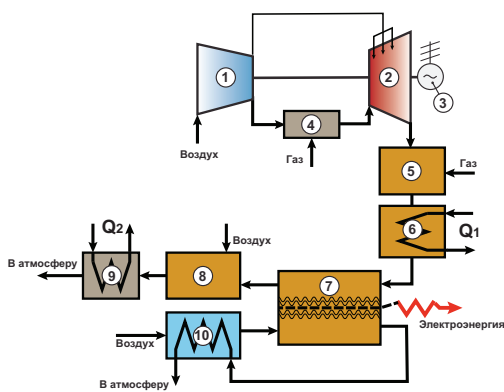


Рисунок 4. Типовая схема топливного элемента с газотурбинной установкой.

1 — воздушный компрессор, 2 — газовая турбина, 3 — электрический генератор, 4 — камера сгорания, 5 — реактор частичного окисления, 6 — газоохладитель, 7 — топливный элемент, 8 — блок каталитического дожигания, 9 — теплообменник, 10 — воздухоподогреватель.

мически неконкурентоспособной по сравнению с более простыми альтернативными вариантами. Проблема использования избыточного тепла в той или иной степени стоит перед всеми установками с ТЭ *SOFC*, но малая единичная мощность позволяет реально рассматривать только самый простой вариант использования этого тепла — на нужды теплоснабжения.

6. ПРЕДЛАГАЕМАЯ СХЕМА

Значительно более высокой тепловой экономичностью обладает предлагаемый вариант схемы, в котором газовая турбина расположена по ходу газов перед ТЭ и работает на продуктах частичного окисления природного газа, основную часть которых составляют азот, водяной пар и горючие газы (CO и H_2). При этом температура процесса частичного окисления поддерживается на уровне расчетной температуры рабочего тела на входе в газовую турбину. Такая технология была разработана в ОИВТ РАН в 90-х годах прошлого века при поддержке фонда Макартуров и фирмы Вестингауз (США) для модернизации действующих паротурбинных блоков и позволила получить дополнительную электроэнергию с КПД до 80% [6]. Схема установки приведена на рисунке 5. Термодинамически равновесный состав газов для рассматриваемого варианта приведен в таблице 2.

В современной энергетике многими ведущими фирмами уже прорабатывалась с различной степенью детализации конструкция газовой турбины на смеси горючих газов. Анализ показал, что использование в системе охлаждения подобной турбины водяного пара вместо воздуха позволяет ограничиться минимальными конструктивными изменениями агрегата, при этом из-за повышения эффективности парового охлаждения облегчаются условия работы высокотемпературных элементов лопаточного аппарата по сравнению с условиями типовой турбины.

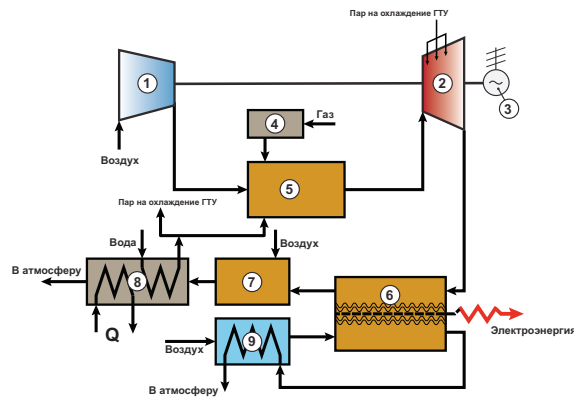


Рисунок 5. Предлагаемая схема топливного элемента с газотурбинной надстройкой.

1 — воздушный компрессор, 2 — газовая турбина, 3 — электрический генератор, 4 — блок каталитической очистки, 5 — реактор частичного окисления, 6 — топливный элемент, 7 — блок каталитического дожигания, 8 — теплообменник, 9 — воздухоподогреватель.

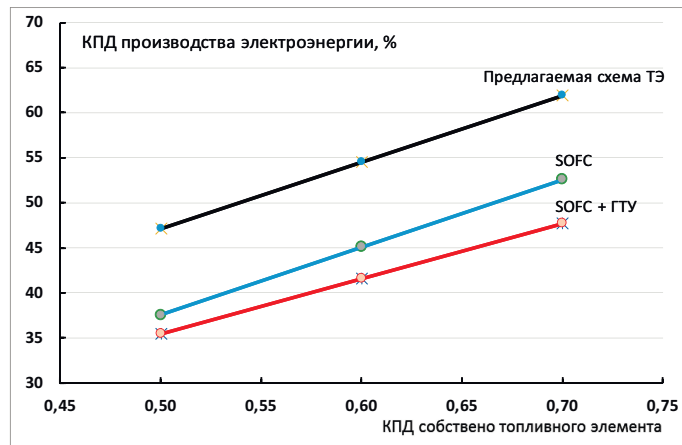


Рисунок 6. КПД производства электроэнергии для рассматриваемых вариантов схемы ТЭ.

SOFC — только топливный элемент *SOFC* (рисунок 3); *SOFC* + ГТУ — топливный элемент *SOFC* совместно с ГТУ (рисунок 4); Предлагаемая схема ТЭ — предлагаемая схема (рисунок 5).

7. РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СУММАРНОЙ ТЕПЛОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАССМАТРИВАЕМЫХ СХЕМ

На рисунках 6 и 7 приведены результаты сравнения основных показателей суммарной тепловой экономичности и полезной мощности рассматриваемых схем.

8. ВЫВОДЫ

1. Для обеспечения квалифицированным топливом топливного элемента, работающего в составе типовой энергетической установки, требуется включение в технологическую схему специальной системы подготовки топлива (в рассматриваемом случае для топливного элемента *SOFC* — получение смеси $\text{H}_2 + \text{CO}$). Для всех анализируемых схем энергетических установок встраива-

Таблица 2. Термодинамически равновесные составы рабочих сред на входе в ТЭ для рассматриваемых вариантов энергетических установок.

Компонент	Объемная концентрация, %			
	ТЭ, рис. 3 вход в ТЭ	Схема 1, рис. 4 вход в ТЭ	Схема 2 (предлагаемая), рис. 5 выход из конвертера вход в ТЭ	
N ₂	47.3	56.5	48.5	44.7
H ₂	23.6	16.5	23.1	21.3
H ₂ O	13.8	12.7	13.1	19.9
CO	12.4	10.7	12.5	11.5
CO ₂	2.9	3.6	2.8	2.6

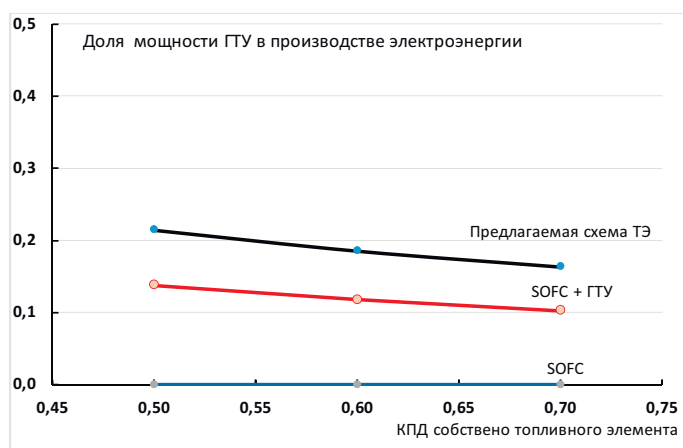


Рисунок 7. Доля мощности ГТУ в производстве электроэнергии для рассматриваемых вариантов схемы ТЭ. *SOFC* — только топливный элемент *SOFC* (рисунок 3); *SOFC + ГТУ* — топливный элемент *SOFC* совместно с ГТУ (рисунок 4); Предлагаемая схема ТЭ — предлагаемая схема (рисунок 5).

ние подобной системы приводит к значительному снижению тепловой экономичности энергетической установки.

2. Как на наиболее привлекательном варианте в условиях малой единичной мощности установки рассмотрение сосредоточено на процессе частичного окисления природного газа. По сравнению с другими процессами получения смеси H₂ + CO из природного газа этот процесс имеет то преимущество, что высокоскоростные реакции частичного окисления протекают в объеме при высокой температуре и не требуют использования катализатора. При этом исключаются дорогостоящие конструкции, связанные с подводом тепла через стенку. Важным достоинством этого процесса является малое потребление водяного пара, а в некоторых случаях — и полный отказ от его использования, а также значительное уменьшение размеров и металлоемкости подогревателя воздуха, подающегося на реакцию неполного окисления. Всё это делает технико-экономические показатели процесса частичного окисления предпочтительными по сравнению с альтернативными вариантами, особенно в условиях малой и средней мощности энергетической установки.

3. В традиционной схеме ГТУ + ТЭ (см. рисунок 4) КПД производства электроэнергии ниже, чем при использовании только ТЭ, поскольку из-за малых единичных мощностей установки усложнение тепловой схемы с целью утилизации сбросного тепла и повышения эконо-

мичности явно убыточно. В предлагаемом варианте (см. рисунок 5) с ГТУ, работающей на продуктах частичного окисления природного газа, наблюдается значительное повышение тепловой экономичности установки. Увеличение КПД достигает 7–10% (абс.), что делает эту схему наиболее перспективной для ближайшего будущего.

4. Предлагаемая надстройка топливного элемента газотурбинной установкой с частичным окислением природного газа позволит не только повысить КПД всей технологической схемы, но и существенно снизить удельные капитальные затраты на сооружение установки по следующим причинам:

- Удельная полезная мощность используемой ГТУ растет более чем в 2 раза за счет существенного снижения расхода воздуха через компрессор, т.к. в камеру сгорания ГТУ подается не более 45% воздуха, необходимого для полного окисления метана топлива.
- Генерация синтез-газа, необходимого для работы топливного элемента, происходит непосредственно в камере сгорания ГТУ, тогда как в альтернативных схемах (см. рисунок 4) требуется дополнительный реактор и утилизация избыточного тепловыделения.
- Низкие капитальные затраты в ГТУ-надстройку топливного элемента позволят уменьшить общую стоимость технологии и повысить ее конкурентоспособность.

БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена при поддержке Российского Фонда Фундаментальных Исследований (грант № 18-08-00101).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Wesoff E 2018 Fuel cell industry financials in 2018 URL <https://www.greentechmedia.com/articles/read/stationary-fuel-cell-industry-financials-2018-in-brief#gs.uMUDdFL4>
2. M K 2017 Fuel cells in 2017 are where solar was in 2002 URL https://www.greentechmedia.com/articles/read/fuel-cells-in-2017-are-where-solar-was-in-2002?_ga=2.206925011.1968045927.1546713475-1982949640.1546713475#gs.CANULeXs
3. Giorgi L and Leccese F 2013 *The Open Fuel Cells Journal* **6** 1–20
4. Giorgi L и Leccese F 2015 Твердоокисленные топливные элементы: проблемы, пути решения, перспективы развития и коммерциализации *Аналитический обзор* 21 (Москва: ФБГНУ, Научно-исследовательский институт - Республиканский исследовательский научно-консультационный центр экспертизы, Министерство образования и науки

- РФ)
5. Захаренков Е А и Буров В Д 2006 *Турбины и дизели* 4
40–43
6. Масленников В М, Батенин В М и Штеренберг В Я 2018
ТВТ **56** 461–68