СОДЕРЖАНИЕ

Многокритериальная оптимизация при планировании развития энергосистем <i>Н. А. Беляев, Н. В. Коровкин, В. С. Чудный</i>	3
Конкурентный отбор мощности: особенности, нормативное и информационное обеспечение Ю. Я. Чукреев, М. Ю. Чукреев	12
Новый способ повышения эффективности газотурбиных установок посредством использования отрицательных температур окружающей среды А. А. Белоглазов, П. П. Иванов	25
Моделирование функционирования ТЭК при определении критически важных отраслевых объектов для надежного энергоснабжения <i>Н. М. Береснева, Н. И. Пяткова</i>	39
Применение метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования П. Ю. Губин, В. П. Обоскалов	50
Оценка удельной стоимости доставки полезного груза с Земли на геостационарную орбиту с использованием ядерного ракетного двигателя В. А. Павшук, А. Н. Писарев, А. Б. Сенявин	65
К расчету собственных чисел в задаче нестационарной теплопроводности плоского тела при несимметричных граничных условиях третьего рода Ю. В. Видин, В. С. Злобин	75
Совершенствование режимных параметров эксплуатации котла E-160 при сжигании ирша-бородинского угля <i>О. Г. Шишканов</i>	82
Теоретическое обобщение и развитие математического аппарата неизотермической кинетики <i>Е. А. Бойко, А. В. Страшников</i>	97
Поиск направлений минимизации дефицита газа у потребителей при чрезвычайных ситуациях на важнейших объектах газовой отрасли С. В. Воробьев, С. М. Сендеров, А. В. Еделев	119
Термодинамические характеристики сложных циклов микрогазотурбинных двигателей с интегрированным фокусирующим солнечным коллектором <i>А. В. Дологлонян, В. Т. Матвеенко, И. Н. Стаценко</i>	128
Сравнение материального баланса и экономики различных сценариев развития инновационных ЯТЦ	
А. А. Каширский	151

Multi-Criteria Approaches to Electric Power System Development N. A. Belyaev, N. V. Korovkin, and V. S. Chudny	3
Competitive Power Take-Off: Features, Regulatory and Information Support Yu. Iy. Chukreev and M. Yu. Chukreev	12
New Method of Improving the Efficiency of Gas Turbine Power Plant Using Negative Environment Temperatures <i>A. A. Beloglazov and P. P. Ivanov</i>	25
Modeling the FEC Functioning in Determining Critical Important Facilities for Reliable Energy Supply <i>N. M. Beresneva and N. I. Pyatkova</i>	39
Differential Evolution Method for Generation Maintenance Scheduling P. Y. Gubin and V. P. Oboskalov	50
Estimation of the Specific Cost of Payload Delivery to a Geostationary Orbit Using a Nuclear Rocket Engine V. A. Pavshuk, A. N. Pisarev, and A. B. Senyavin	65
Calculation of Eigenvalues in the Problem of Nonstationary Thermal Conductivity of a Flat Body Under Unsymmetric Boundary Conditions of the Third Kind <i>Yu. V. Vidin and V. S. Zlobin</i>	75
Improving the Operating Parameters of the E-160 Boiler When Burning Irsha-Borodino Coal O. G. Shishkanov	82
Theoretical Generalization and Development of the Mathematical Apparatus of Non-Isothermal Kinetics <i>E. A. Boiko and A. V. Strashnikov</i>	97
 Search for Directions for Minimizing Gas Deficiency in Consumers in Emergency Situations at the Most Important Objects of the Gas Industry S. V. Vorobev, S. M. Senderov, and A. V. Edelev 	119
Thermodynamic Characteristics of Complex Cycles of Micro-Gas Turbine Engines with Integrated Concentrating Solar Collector <i>A. V. Dologlonyan, V. T. Matviienko, and I. N. Stacenko</i>	128
Economic Performance and Mass Balance Comparative Assessment of Innovative NFC	
A. A. Kasnirsky	151

УДК 621.311

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

© 2021 г. Н. А. Беляев^{1, *}, Н. В. Коровкин², В. С. Чудный²

¹АО "Техническая инспекция ЕЭС", Москва, Россия

²ФГАОУ ВО Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия

*e-mail: Belyaev.NA@yandex.ru

Поступила в редакцию 14.01.2021 г. После доработки 15.02.2021 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

Статья посвящена многокритериальным подходам к планированию развития электроэнергетических систем (далее – ЭЭС). На примере двухкритериальной задачи показаны преимущества таких подходов в сравнении с классической постановкой задачи обоснования развития ЭЭС. Рассмотрены возможные критерии обоснования развития ЭЭС. Представлено решение задачи оптимизации структуры генерирующих мощностей в ЭЭС по четырем критериям, выполнен анализ полученных результатов.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, планирование развития, многокритериальная оптимизация, генетический алгоритм

DOI: 10.31857/S0002331021020047

ВВЕДЕНИЕ

Развитие электроэнергетики в современных условиях характеризуется возрастающими требованиями к надежности и качеству электроснабжения потребителей, что обусловлено как экономически обоснованными тенденциями углубления электрификации экономики и домашних хозяйств, так и ростом социальной и экономической значимости надежного электроснабжения, особенно в крупных городах и мегаполисах. При этом развитие электроэнергетики ограничивается ценовыми и тарифными последствиями принимаемых инвестиционных решений, также обусловленными социально-экономическими факторами, которые выражаются в необходимости ограничения роста цен на электрическую энергию и мощность для конечных потребителей.

В условиях необходимости обеспечения надежного функционирования ЭЭС и иных обязательных требований, включая требования к энергетической безопасности, ограничению воздействия на окружающую среду и другие, при минимизации затрат на обеспечение растущего спроса на электрическую энергию и мощность, возникает проблема повышения эффективности планирования развития электроэнергетики. Одним из перспективных направлений совершенствования методов планирования развития ЭЭС является применение многокритериальной оптимизации.

ОБОСНОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЭС: КЛАССИЧЕСКИЙ И МНОГОКРИТЕРИАЛЬНЫЙ ПОДХОДЫ

Классическая постановка задачи обоснования развития ЭЭС сводится к минимизации суммарных приведенных затрат *C* на электроснабжение потребителей [1]:

$$C(\mathbf{x}) = \sum_{t} \left(C_t^{\mathrm{K}}(\mathbf{x}) + C_t^{\mathrm{O}}(\mathbf{x}) \right) (1+d)^{-t} \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \ \mathbf{x} \in \mathbf{R},$$
(1)

где C_t^K , C_t^O – капитальные и операционные затраты в году *t* соответственно; *d* – ставка дисконтирования. Переменными **x** в задаче (1) являются мероприятия по развитию систем производства, передачи и распределения электрической энергии. Каждое мероприятие характеризуется технико-экономическими показателями, включая величину капитальных и операционных затрат. Область ограничений *R* определяется требованиями к надежности и безопасности ЭЭС, влияющими на выбор отдельных мероприятий или их сочетаний. К таким ограничениям относятся как технологические ограничения на режимы работы оборудования ЭЭС, так и ограничения на функционирование ЭЭС в целом. Постановка (1) отражает принцип минимизации затрат на электроснабжение потребителей при соблюдении обязательных требований к функционированию ЭЭС.

Одной из проблем постановки (1) является сложность описания области ограничений *R*. Если ограничения, связанные с режимами работы оборудования ЭЭС, определяются, как правило, однозначно, то ограничения, накладываемые на функционирование ЭЭС в целом, в ряде случаев объективно сложно задать фиксированными значениями соответствующих показателей. К таким ограничениям, например, относится требуемый уровень надежности ЭЭС. Теоретически требуемый уровень надежности ЭЭС обосновывается с учетом затрат на обеспечение надежности (резервирование) и на компенсацию ущерба от ненадежности (перерывы электроснабжения и недоотпуск электрической энергии) [2]. Практически такой подход нереализуем в связи с многообразием потребителей ЭЭС и отсутствием однозначных оценок указанного ущерба. Аналогично трудно однозначно определить ограничения по воздействию ЭЭС на окружающую среду, поскольку такие ограничения задаются для промышленности в целом, а не только для объектов электроэнергетики. В связи с этим часть ограничений, формирующих область R в задаче (1), целесообразно перевести в дополнительные функционалы. Таким образом, постановка (1) преобразуется в многокритериальную задачу.

На примере задачи, рассмотренной в работе [3], могут быть показаны преимущества такого подхода. Для ЭЭС выполнена оптимизация структуры генерирующих мощностей по двум критериям: минимизации суммарных затрат и минимизации вероятности J_D дефицита мощности:

$$C(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \ J_D(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \ \mathbf{x} \in R.$$
 (2)

В задаче рассмотрены различные типы генерирующего оборудования, включая атомные и гидроэлектростанции, агрегаты тепловых электростанций различного типа и единичной мощности. Технико-экономические показатели и показатели надежности генерирующего оборудования приняты по справочным данным. Результаты решения (2) представлены на рис. 1.

На рисунке 1 по осям отложены значения целевых функций (2): по оси абсцисс – вероятность дефицита мощности, по оси ординат – суммарные затраты, отнесенные к годовому объему потребления электрической энергии. Точками отмечены полученные решения. Общее количество полученных решений составило 375.

Для рассматриваемой задачи в постановке (1) при нормативном ограничении $J_D \le \le 0.004$ [2] было бы получено решение, соответствующее минимальным затратам



Рис. 1. Результаты оптимизации структуры генерирующих мощностей по двум критериям.

при выполнении такого ограничения, которое выделено меткой на рис. 1 (C = 1.73 руб./кВт · ч, $J_D = 0.0037$). Но такой вариант оказывается неоптимальным, если рассмотреть иные представленные на рис. 1 решения. Так, незначительное увеличение цены в пределах 1 коп./кВт · ч позволяет снизить J_D до уровня 0.00226, а при увеличении цены на 5% по сравнению с отмеченным на рис. 1 решением (до 1.81 руб./кВт · ч, показано горизонтальным пунктиром), позволяет снизить J_D до уровня 0.00016, т.е. более чем на порядок.

В результате можно отметить, что введение второго критерия в (2) по сравнению с постановкой (1) позволяет не только учесть нормативные требования к значению J_D , но и выбрать оптимальное его значение исходя из оценки прироста затрат на его обеспечение с учетом структуры конкретной ЭЭС и возможных технических решений.

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВИТИЯ ЭЭС: ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассмотрим задачу оптимизации структуры генерирующих мощностей ЭЭС по четырем критериям:

$$C(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad J_D(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad W_F(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad R_{MAX}(\mathbf{x}) \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad \mathbf{x} \in R,$$
(3)

где W_F — доля электроэнергии, вырабатываемой на тепловых электростанциях; P_{MAX} — максимальная доля одного вида генерирующих мощностей в структуре установленной мощности. Таким образом, первый критерий в (3) отражает принцип минимизации затрат, второй критерий соответствует максимизации надежности, третий критерий — минимизации экологического воздействия, четвертый критерий можно отнести к критериям энергетической безопасности.

В данной задаче переменными являются дискретные неотрицательные величины $x_{k,i} \in \mathbf{x}$, соответствующие количеству агрегатов (энергоблоков) электростанций вида k в узле *i*. Рассматриваемые варианты агрегатов (энергоблоков) электростанций пред-

Тип	Название	Располагаемая (максимальная) мощность, МВт	Технологический минимум, МВт	Удельные капитальные затраты, тыс. руб./кВт	Удельные операционные затраты, руб./кВт · ч
ТЭЦ	T-100	60	50	60	0.70
КЭС	K-600	600	360	50	0.60
КЭС	ПГУ-150	150	60	60	0.77
КЭС	ПГУ-450	450	180	50	0.73
КЭС	ПГУ-800	800	240	40	0.69
КЭС	ГТ-100	100	0	60	1.17
ГЭС	ГА-100	100	15	170	—
ГЭС	ГА-300	300	30	140	—
АЭС	ВВЭР-1200	1200	1200	110	—
ВЭС	ВЭС-50	*	*	150	—

Таблица 1. Варианты агрегатов (энергоблоков) электростанций

* задается как ряд распределения вероятностей.

ставлены в табл. 1. Для каждого из них заданы необходимые для вычисления целевых функций технико-экономические показатели (располагаемая мощность, технологический минимум, проектный коэффициент использования установленной мощности, величина капитальных и операционных затрат, относительная длительность плановых простоев, вероятность аварийных простоев), принимаемые по справочным и проектным данным. Также в качестве исходных данных должны быть заданы параметры спроса на электроэнергию в ЭЭС: прогнозные электропотребление, максимум и график электрической нагрузки, показатели нерегулярных отклонений нагрузки с детализацией по отдельным узлам ЭЭС.

Область *R* описывается следующими ограничениями:

максимально или минимально возможное (с учетом существующей структуры ЭЭС и принятых к реализации решений) количество ($\underline{x}_{k,i}$, $\overline{x}_{k,i}$) агрегатов (энергоблоков) каждого вида:

$$\underline{x}_{k,i} \le x_{k,i} \le \overline{x}_{k,i},$$

необходимый по величине максимальной электрической нагрузки N_{max} суммарный объем генерирующих мощностей:

$$\sum_{i}\sum_{k}P_{k}x_{k,i}\geq N_{\max},$$

где P_k – располагаемая мощность агрегата (энергоблока) вида k,

технические ограничения суммарной мощности ($\underline{P}_{k,i}$, $\overline{P}_{k,i}$) отдельных видов электростанций: по технологическому минимуму, поставкам топлива, по требуемому объему отпуска тепловой энергии (для ТЭЦ) и др.:

$$\underline{P}_{k,i} \leq P_k x_{k,i} \leq \overline{P}_{k,i}.$$

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВИТИЯ ЭЭС: РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ

Методы многокритериальной оптимизации, применяемые для решения соответствующих задач, в том числе в электроэнергетике, известны [4]. С позиций формализации решения мультикритериальной задачи интерес представляет ранжирование полученного по результатам оптимизации множества Парето-оптимальных решений и выбор конкретных из них для их последующей реализации. В настоящее время применяемые для этого подходы [5] так или иначе базируются на экспертных оценках, с использованием которых выполняется ранжирование критериев по значимости либо

Для решения задач обоснования развития ЭЭС интерес представляют современные эволюционные алгоритмы оптимизации, например генетический алгоритм, ABC или BAT алгоритмы, широко применяемые для решения дискретных задач глобальной оптимизации в смежных отраслях [6]. Данные алгоритмы используют направленный перебор и поэтому хорошо сочетаются с вероятностными методами планирования развития ЭЭС, которые в настоящее время используют случайный перебор (методы Монте-Карло). Ожидается, что использование указанных алгоритмов значительно повысит эффективность обоснования развития ЭЭС [7].

назначение для них весовых коэффициентов.

Решение задачи (3) предлагается выполнить с использованием генетического алгоритма, основные положения которого применительно к отраслевым задачам представлены в [4]. Расчет целевых функций на каждом шаге алгоритма производится с использованием метода Монте-Карло в следующем порядке:

1. Для каждого сформированного варианта решения с использованием генератора случайных чисел разыгрывается множество случайных состояний ЭЭС с учетом плановых и неплановых ремонтов оборудования ЭЭС, регулярных и нерегулярных изменений нагрузки, изменений располагаемой мощности электростанций сезонного и стохастического (для ВИЭ) характера на основе заданных в составе исходных данных показателей. Для каждого разыгранного состояния определяются: рабочая мощность электростанций в узлах, нагрузка потребителей в узлах, пропускная способность связей между узлами. Также могут учитываться отклонения технико-экономических показателей от ожидаемых (прогнозных) значений.

2. Для каждого случайного состояния решаются задачи минимизации дефицита мощности и минимизации операционных затрат (путем оптимизации баланса мощности) в порядке, представленном в работе [3]. В первую очередь решается задача минимизации дефицита мощности как наиболее приоритетная с позиций обеспечения надежного электроснабжения потребителей. Для полученных по результатам решения данной задачи значений нагрузки потребителей выполняется оптимизация нагрузки электростанций в соответствии с их удельными операционными затратами.

3. По результатам рассмотрения всех случайных состояний определяются значения целевых функций (3) для сформированного варианта решения:

$$J_D = \frac{S_D}{S},$$

где S_D – число случайных состояний с дефицитом мощности; S – общее число случайных состояний;

$$C = \frac{\sum_{t} \left(C_{t}^{\mathrm{K}} + \frac{1}{S} \sum_{s} C_{t,s}^{\mathrm{O}} \right) (1+d)^{-t}}{\sum_{t} W_{t} (1+d)^{-t}},$$

где $C_{t,s}^{0}$ – операционные затраты в случайном состоянии *s* для года *t*; W_t – потребление электроэнергии в году *t*;

$$W_F = \frac{1}{S} \sum_{s} \frac{P_{\mathrm{H}F,s}}{P_{\mathrm{H}s}},$$



Рис. 2. Результаты расчетов.

где $P_{HF,s}$ — нагрузка тепловых электростанций в случайном состоянии *s*; P_{Hs} — суммарная нагрузка электростанций в случайном состоянии *s*;

$$P_{\text{MAX}} = \max_{k} \left(\frac{P_k}{\sum_{k} P_k} \right).$$

Количество расчетных случайных состояний должно обеспечивать как приемлемую точность расчета целевых функций, прежде всего J_D , так и в целом сходимость генетического алгоритма. Как показано в [3], для получения решения подобных задач необходимо выполнить оценку ~10¹¹ случайных состояний ЭЭС. По результатам оптимизации в задаче (3) определяется множество Парето-оптимальных решений.

Расчеты выполнены для ЭЭС с максимальной электрической нагрузкой, равной 12.87 ГВт (коэффициент неравномерности графика нагрузки 0.77, коэффициент заполнения – 0.92). Для выполнения расчетов возможные варианты агрегатов (энергоблоков) электростанций приняты по данным табл. 1, показатели надежности генерирующего оборудования, включая показатели планового и аварийного простоя, – по данным [8]. Полученные результаты представлены на рис. 2.

На рисунке 2 по оси абсцисс отложена величина суммарных затрат C, отнесенная к годовому объему потребления электрической энергии, по оси ординат — величина J_D (черный маркер), по дополнительной оси ординат — значения W_F и P_{MAX} (зеленый и красный маркеры соответственно).

Результаты, представленные на рис. 2, показывают, что минимальный уровень вероятности дефицита мощности достигается при затратах на уровне 2 руб./кВт · ч. При этом решения с уровнем затрат в пределах 2 руб./кВт · ч характеризуются конфликтом двух других критериев: так называемые "экологичные" решения (со значением W_F ме-

№ группы	1	2	3	4	5	6
		Значения	я функциона	ЛОВ		
J_D	$8 \times 10^{-5} - 10^{-4}$	$7 \times 10^{-5} - 3 \times 10^{-4}$	$2 \times 10^{-4} - 6 \times 10^{-4}$	$9 \times 10^{-5} - 4 \times 10^{-4}$	$6 \times 10^{-5} - 7 \times 10^{-5}$	$6 \times 10^{-5} - 3 \times 10^{-4}$
C, руб./к B т · ч	1.83-1.93	1.98-2.12	1.73-1.75	1.84-1.91	1.94-2.23	2.09-2.37
W_F	0.06-0.1	0.32-0.36	0.33	0.15-0.39	0.08-0.32	0.2-0.31
P _{MAX}	0.51-0.53	0.26-0.31	0.43-0.44	0.29-0.46	0.33-0.5	0.23-0.36
	Co	став генерир	ующих мощн	юстей, шт.		
T-100	0-3	2-3	2	2-3	1-3	1-3
K-600	0	4-5	2	1-5	0-4	1-7
ПГУ-150	0-1	0-2	1-3	0-1	0-3	0-3
ПГУ-450	2-3	2—4	4	2-3	2-4	2-4
ПГУ-800	1-3	4	4-5	2-4	1-7	2-5
ГТ-100	3-4	1-3	6-13	2-8	3-47	2-36
ГА-100	10; 15; 20	10; 15	10	5; 10; 15	5; 10; 15; 20	5; 10; 15
ГА-300	10	10	0	10	0;10	10
ВВЭР-1200	7	4	6	4-6	5-7	4-6
ВЭС-50	6-7	5-35	5-6	6-11	3-28	4-53
Суммарная установленная мощность, ГВт	15.9–16.55	17.25-18.55	16.45–16.6	15.8-17.05	16.65-22.45	18.1-22.65

Таблица 2. Группы решений

нее 0.2) имеют высокие значения P_{MAX} , что обусловлено высокой долей атомных электростанций в структуре генерирующих мощностей. Наоборот, решения с относительно низкими значениями P_{MAX} характеризуются высокими значениями W_F (на уровне 0.3–0.5). Для получения более благоприятного сочетания значений этих критериев необходимо рассматривать решения с более высоким уровнем затрат, в которых предусматривается строительство ветровых и гидроэлектростанций. Это означает, что в случае задания в задаче (3) последних двух критериев в качестве ограничений, в зависимости от выбора их значений, решения в области низких затрат могут оказаться отсечены и исключены из рассмотрения.

Представленное на рис. 2 количество решений составляет 197, что затрудняет анализ полученных результатов. С использованием известных алгоритмов кластеризации [9] близкие по значениям целевых функций решения могут быть сгруппированы. Представленные на рис. 2 решения разбиты на шесть групп, информация о которых сведена в табл. 2.

Далее проанализируем полученные группы решений. Группа 1, очевидно, является "экологичными" ("зелеными") и при этом незатратными решениями. Значения W_F для них не превышает 0.1, значения C – не выше 1.93 руб./кВт · ч. При этом низкие значения W_F обеспечиваются главным образом за счет большой доли (>50%) атомных электростанций в структуре установленной мощности (7 энергоблоков, 8400 МВт). Это приводит к высоким значениям критерия P_{MAX} . Суммарная установленная мощность для данной группы решений по сравнению с другими минимальна, при этом обеспечиваются относительно невысокие значения J_D (не более 10⁻⁴).

Группа 2 характеризуется снижением количества энергоблоков атомных электростанций и более значительным увеличением количества агрегатов тепловых электростанций по сравнению с группой 1. Это обусловливает заметное увеличение значений C (до 1.98–2.12 руб./кВт · ч). Группа 2 характеризуется лучшими по сравнению с группой 1 значениями критерия P_{MAX} , но худшими значениями W_F , что объясняется увеличением доли тепловых станций в структуре установленной мощности. Следует отметить в рассматриваемой группе решений значительный разброс количества агрегатов ветровых станций, которые используются для повышения доли нетопливных электростанций в балансе электроэнергии, что, однако, приводит к увеличению C, но не приводит к значительному снижению W_F и P_{MAX} .

Группа 3 представляет собой экономичные, характеризующиеся минимальными значениями *C* и относительно высокими значениями остальных критериев решения. Структура генерирующих мощностей характеризуется преобладанием тепловых электростанций.

Группу 4 можно рассматривать как "компромиссные" решения. При аналогичных группе 1 значениях C наблюдается сближение значений W_F и P_{MAX} , но увеличение J_D . Данную группу решений можно рассматривать как промежуточную между группами 1 и 2.

Группы 5 и 6 являются затратными решениями с максимальными значениями C, которые характеризуются более благоприятным сочетанием других критериев. Решения группы 5 обеспечивают максимальную надежность (минимальные значения J_D), а решения группы 6 — оптимальное сочетание значений W_F и P_{MAX} . Обе группы решений характеризуются значительным разбросом количества газотурбинных установок, которые используются как резервные мощности для снижения J_D , и агрегатов ветровых станций, используемых для снижения W_F

В связи с заданными ограничениями по фиксированному количеству агрегатов для гидроэлектростанций во всех решениях количество агрегатов гидроэлектростанций принимает значения, кратные 5 для гидроагрегатов по 100 МВт и кратные 10 для гидроагрегатов по 300 МВт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Многокритериальные постановки задач обоснования развития ЭЭС позволяют не только учесть обязательные требования к функционированию и развитию ЭЭС, но и сопоставить по результатам решения различные варианты развития с позиций достижения целей, заданных в качестве критериев. При принятии решений о развитии ЭЭС появляется возможность оценки всего спектра сценариев развития и выбора сценария, наиболее отвечающего внешним условиям. Например, для рассмотренной в данной статье задачи при жестких ценовых ограничениях целесообразен выбор решения из группы 3, а в случае приоритета экологических требований – из группы 1. При несопоставимости критериев планирования проведение подобного анализа для традиционной однокритериальной задачи обоснования развития ЭЭС невозможно.

Постановка рассмотренной задачи (3) может быть расширена путем включения в нее дополнительных критериев, целесообразных при обосновании развития ЭЭС. Такими критериями могут выступать минимизация недоотпуска электроэнергии, маржинальных затрат, небаланса мощности отдельных узлов ЭЭС и другие.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1981. 322 с.
- 2. Крупенев Д.С., Лебедева Л.М., Ковалев Г.Ф., Беляев Н.А., Егоров А.Е., Громов Р.Е. К оценке уровня резервирования генерирующей мощности в Единой энергосистеме России // Энергетическая политика, 2018. № 1. С. 33–44.

- Belyaev N., Egorov A., Korovkin N., Chudny V. Allowance for capacity adequacy criterion in optimizing the prospective structure of electric power system // E3S Web Conf., Volume 139. 01004. 2019.
- 4. *Korovkin N.V., Odintsov M.V., Frolov O.V.* Operational planning in power systems based on multiobjective optimization // Power Technology and Engineering, 2016. № 1. C. 75–78.
- 5. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В. и др. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с.
- Solovyeva E. Cellular neural network as a non-linear filter of impulse noise // 20th Conference of Open Innovations Association FRUCT (FRUCT20), St. Petersburg, Russia. 2017. P. 420–426.
- Belyaev N., Egorov A., Korovkin N., Chudny V. Development of energy systems planning methods // E3S Web Conf., Volume 209. 02005. 2020.
- Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем. М.: Изд-во журнала "Электроэнергия. Передача и распределение", 2013. 196 с.
- 9. Дюран Б., Оделл П. Кластерный анализ. М.: Статистика, 1977. 128 с.

Multi-Criteria Approaches to Electric Power System Development

N. A. Belyaev^a, *, N. V. Korovkin^b, and V. S. Chudny^b

^aJSC "Technical Inspection UES", Moscow, Russia ^bPeter the Great St.Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia *e-mail: Belyaev.NA@yandex.ru

The paper considers the issues of multi-criteria optimization procedure when planning the development of electric power systems (hereinafter - EPS). The advantages of multi-criteria approach as compared to the standard statement of a problem dealing with the justification for EPS development and feasible criteria for such a development have been examined. The problem of optimization of the structure of generating capacities within the power system has been stated and solved on the basis of four criteria; the analysis of obtained results has been carried out.

Keywords: electric power system, development planning, multi-criteria optimization, genetic algorithm

УДК 621.311.019.3

КОНКУРЕНТНЫЙ ОТБОР МОЩНОСТИ: ОСОБЕННОСТИ, НОРМАТИВНОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

© 2021 г. Ю. Я. Чукреев^{1, *}, М. Ю. Чукреев¹

¹Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, Россия

*e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru

Поступила в редакцию 16.12.2020 г. После доработки 15.02.2021 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

Приводится анализ нормативных документов, применяемых для обоснования величины спроса на мощность и одной из ее составляющих — нормативного резерва мощности. Для ценовых зон ЕЭС России выполнен сравнительный анализ ретроспективной информации о прогнозных значениях максимумов нагрузки и производства электроэнергии на гидроэлектростанциях с их фактическими значениями. Приводятся практические результаты влияния выявленных несоответствий в нормативных документах и отклонений прогнозируемых параметров максимальных нагрузок и производства электроэнергии на гидроэлектростанциях от фактических значений на величины спроса на мощность и обоснование генерирующих источников для его покрытия при реализации процедуры конкурентного отбора мощности.

Ключевые слова: конкурентный отбор мощности, баланс мощности, нормативный резерв мощности, спрос на мощность, показатели балансовой надежности, нормативнотехнические документы

DOI: 10.31857/S0002331021020072

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние электроэнергетической отрасли характеризуется наличием значительного избытка генерирующей мощности, что существенно снижает эффективность отрасли и не способствует ее развитию в аспекте сооружения новых генерирующих источников. В настоящее время обоснование ввода новых генерирующих источников в какой-то мере предусмотрено при проведении процедуры конкурентного отбора мощности (КОМ) в рамках механизма долгосрочных договоров на поставку мощности (ДПМ). Следует отметить, что такой подход требует для потребителей постоянного увеличения платы за мощность. Обоснование роста платы за мощность достигается различными способами, но в основном за счет увеличения различными способами прогнозируемых параметров спроса на мощность в ее балансе и использовании достаточно устаревших нормативно-технических документов о планируемых величинах резервной мощности при управлении развитием ЕЭС России.

1. БАЛАНС МОЩНОСТИ В ЕЭС РОССИИ

Планирование развития электроэнергетической отрасли во все времена было сопряжено с формированием балансов мощности и электроэнергии ЕЭС страны. В со-



Рис. 1. Структура прогнозируемого баланса мощности.

ответствии с постановлением Правительства РФ № 823¹ с 2010 г. силами АО "СО ЕЭС" и ПАО "ФСК ЕЭС" ежегодно выполняется и выставляется в открытый доступ работа "Схема и программа развития ЕЭС страны на 7-летний период" (далее – СиПР ЕЭС), в которой приводится информация о перспективных балансах мощности (рис. 1). В них, как и в любых балансах, имеется приходная и расходная части. В сбалансированном варианте покрытие спроса приходной части должно соответствовать спросу на мощность расходной части баланса мощности.

Приходная часть баланса определяется установленной мощностью генераторов электростанций за вычетом различного рода ограничений мощности на максимум нагрузки, вводов мощности после прохождения максимума, не выдаваемой (запертой)

¹ Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823.

мощности. Расходная часть баланса определяется спросом на мощность и включает в себя три составляющие: планируемый максимум нагрузки, экспорт/импорт мощности и нормативный резерв мощности. Планируемый максимум нагрузки формируется на основе прогноза потребления мощности по территориям субъектов РФ с учетом среднемноголетних температур наружного воздуха в них. Нормативный (полный) резерв мощности включает в себя составляющие оперативного (в последнее время названного компенсационным), ремонтного и стратегического резервов мощности. Определение последних двух составляющих в большей степени базируется на обработке статистической информации и применении достаточно простых математических моделей и в статье не рассматривается. Составляющая оперативного резерва мощности зависит от множества факторов, в том числе и случайно обусловленных, и всегда являлась наиболее сложной для понимания как потребителей, так и поставщиков мощности и электроэнергии.

2. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ

Процедура КОМ проводится с 2010 г. на площадке АО "СО ЕЭС" и определяет оплачиваемую мощность на оптовом рынке из ее существующего избыточно объема. Тем самым она направлена на выявление неэффективных генераторов с целью снижения существующих избытков мощности в ЕЭС России. Участвующие в КОМ и не прошедшие отбор генерирующие источники не оплачиваются и, следовательно, должны, при условии согласования с Минэнерго РФ, подвергаться демонтажу. При этом в соответствии с нормативно-техническими документами, утвержденными Постановлениями Правительства РФ № 1172² от 27 декабря 2010 г. (далее – "Правила оптового рынка") и № 893³ от 27 августа 2015 г. при проведении процедуры КОМ обязательной оплате подлежит мощность:

 – по договорам о предоставлении мощности новыми генераторами электростанций КОМ НГО (далее – НДПМ);

 – генерирующих объектов, работа которых необходима для поддержания технологических режимов работы энергосистемы или поставок тепловой энергии (вынужденные режимы – BP).

Отбор эффективных генераторов электростанций при проведении процедуры КОМ осуществляется на основе стоимостных зависимостей предложения генерирующих мощностей и объема спроса на мощность (рис. 2). Зависимость спроса на мощность представляет собой отрезок прямой, проходящей через две точки (на рис. 2 точки 1 и 2). В первой точке спрос на мощность определяется Приказом, утвержденным Минэнер-го РФ⁴ (далее – Приказ № 431). Во второй – он увеличивается на 12%. При этом цена мощности в выделенных точках не может быть изменена и устанавливается Правительством РФ, исходя из цены 2017 г., проиндексированной в соответствии с индек-

 ² Постановление Правительства РФ № 1172 от 27.12.2010 (ред. от 19.01.2018) "Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности".
 ³ Постановление Правительства РФ № 893 от 27.08.2015 "Об изменении и о признании утратившими силу

³ Постановление Правительства РФ № 893 от 27.08.2015 "Об изменении и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности, а также проведения долгосрочных конкурентных отборов мощности".

⁴ электрической энергии и мощности, а также проведения долгосрочных конкурентных отборов мощности".
⁴ Положение о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности), утвержденное Приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 431 (ред. от 17.08.2017).



Рис. 2. К пояснению процедуры коммерческого отбора мощности.

сом потребительских цен и возможным увеличением, утверждаемым Минэнерго РФ, на величину до 20%.

Изменение цены мощности, полученной при реализации процедуры КОМ, от величины спроса на мощность показано на рис. 2. Для понимания, каким образом изменяется цена, на рис. 2 помимо основной зависимости спроса (сплошная жирная линия 1–2), представлены еще две (пунктирные линии 1а–2а и 16–26), построенные для уменьшенных на 8% величин спроса на мощность. Видно, что наиболее приемлемым способом улучшения инвестиционной привлекательности для реализации НДПМ является увеличение составляющей спроса на мощность. Второй подход – это изменение цены на мощность во второй точке, но это требует согласования с Правительством РФ. Характеристика предложения (серая ломанная линия) определяется энергетическими компаниями и в принципе не должна зависеть от заявленной величины спроса на мощность и ее цены. На самом деле, при проведении процедуры КОМ величина спроса на мощность является заданной величиной, а цены в точках 1 и 2 прогнозируемые с достаточной степенью достоверности.

3. НОРМАТИВНЫЙ РЕЗЕРВ МОЩНОСТИ В ИНФОРМАЦИОННЫХ ДОКУМЕНТАХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПРОЦЕДУРЫ КОМ

Следует отметить, что методика обоснования нормативного резерва мощности для компенсации вывода генерирующего оборудования во внеплановые (аварийные) ремонты остается неизменной. В современных условиях, к сожалению, нет научно обоснованных положений по применению критериев принятия решений по обеспечению того или иного уровня надежности. Здесь можно ориентироваться либо на нормативные показатели стран западной Европы (*LOLH* = 3-8 ч/сут), либо Северной Америки (*LOLE* = 0.1 раз в год), либо на отечественный норматив для территориальных зон [1–3] ($J_{\pi} = 0.004$).

Важным для всех перечисленных показателей балансовой надежности является примерно одинаковая методическая основа их получения и совершенно разная информационная составляющая, особенно в части учета режимов электропотребления [3]. Европейский норматив к показателям балансовой надежности ориентирован на учет почасовых графиков потребления электроэнергии для всех 8760 часов года, Североамериканский предусматривает учет нагрузки только максимального часа суток года (365 значений). Отечественный норматив к показателям балансовой надежности ориентирован на учет только одного среднечасового суточного графика декабря месяца в предположении его действия в течение всех рабочих дней года. Сравнение этих показателей, с точки зрения их влияния на обоснование средств резервирование, мероприятие достаточно сложное. В работе [3] для определенных условий проведены такие исследования, которые показали приемлемое совпадение результатов по обоснованию величины оперативной составляющей нормативного резерва мощности.

В соответствии с Приказом № 431 величины нормативного резерва мощности для выделенных ценовых зон рынка электроэнергии и мощности определяются плановыми коэффициентами резервирования, утверждаемыми Минэнерго РФ. Их величина определяется суммой коэффициента 1.17, коэффициента прогнозного недоиспользования мощности и коэффициента, учитывающего экспорт электрической энергии. По последнему коэффициенту вопросов не возникает, экспорт электрической энергии представлен в балансе мощности (рис. 1). Необходимо отметить, что численные значения коэффициента 1.17 основываются на устаревших материалах методических рекомендаций (МР) по проектированию развития энергосистем. Последняя редакция таких МР была выполнена в конце 90-х годов прошлого столетия [4] с учетом рекомендаций [1]. Правда, Минэнерго России, эта редакция была утверждена только в 2003 г. Методические разработки, направленные на обоснование величины нормативного резерва мощности и использованные при разработке МР 2003 г. [1], были ориентированы на наличие дефицитов мощности в ЕЭС России и необходимость сооружения новых генерирующих источников. В современных условиях задача должна рассматриваться совершенно в другой плоскости — в большей степени связанной не с вводом нового генерирующего оборудования, а с его демонтажем.

Из текста упомянутого выше Приказа № 431 можно догадаться, что коэффициент 1.17 соответствует 17% нормативного резерва мощности от планируемого совмещенного максимума нагрузки, приведенного в утвержденных Минэнерго РФ МР 2003 г. для Европейской части ЕЭС России (первая ценовая зона). Для ОЭС Сибири (вторая ценовая зона) этот процент в МР 2003 г. составляет величину 12% от планируемого совмещенного максимума нагрузки. В Приказе № 431 коэффициент 1.17 по необъясненным причинам распространен на ЕЭС России в целом, т.е. и на вторую ценовую зону. Приведенная в Приказе № 431 добавка к коэффициенту 1.17 коэффициента прогнозного недоиспользования мощности, учитывающего снижение мощности, обусловленное проведением внеплановых ремонтов генерирующего оборудования, объяснению не поддается. При разработке МР 2003 г., как и МР более ранних выпусков, внеплановые ремонты всегда являлись основой обоснования коэффициента резервирования (1.17 или 17% от совмещенного максимума нагрузки).

Совершенно очевидно, что MP 2003 г. требуют актуализации. Следует отметить, что она была предпринята еще в 2011 г., т.е. практически сразу после начала работ по ежегодному выполнению работы СиПР ЕЭС. По заданию АО "СО ЕЭС" специалистами ОАО "Институт ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ" с привлечением специалистов научно-исследовательских институтов была выполнена новая редакция MP с учетом изменившихся условий функционирования и развития ЕЭС страны⁵. На наш взгляд, в этой работе по инициативе АО "СО ЕЭС" были существенно завышены значения нормативного резерва мощности с 17% (MP 2003 г.) до 20.5% для ЕЭС России в целом и с 12 до 22% – для ОЭС Сибири. Увеличение коснулось в первую очередь составляющей

⁵ Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем/ОАО "Институт "Энергосетьпроект", 2012 г. (одобрены НП "НТС ЕЭС", секция "Техническое регулирование в электроэнергетике" в июле 2012 г.

резерва мощности на проведение плановых ремонтов оборудования. Например, по отношению к редакции MP 2003 г. в Европейской части ЕЭС произошло двукратное увеличение ремонтной составляющей (с 4-5% до 9-10%), а в ОЭС Сибири и вовсе к трехкратному (с 4% до 12%). Можно предположить, что по этой причине они не были утверждены Минэнерго РФ. Вопросы обоснования ремонтной составляющей нормативного резерва мощности частично рассмотрены в работе [5] и в данной статье не рассматриваются.

Обоснование средств обеспечения надежности сопряжено с разработкой моделей оценки показателей балансовой надежности (ПБН), в которых учитываются как информация, детализирующая баланс мощности в выделенных территориальных зонах, определяемых расчетную схему ЕЭС России, так и ряд случайных факторов, вызванных ненадежностью оборудования и неопределенностью прогнозируемых параметров. Не вызывает никакого сомнения, что модель расчетной схемы ЕЭС России, вероятностная информация и применяемые нормативные показатели балансовой надежности должны быть актуализированы под современные реалии развития электроэнергетической отрасли.

В качестве расчетной схемы ЕЭС России при разработке MP 2003 г. выступали объединенные энергосистемы (ОЭС). Применение в качестве территориальных зон ОЭС в современных условиях может быть оправдано тем обстоятельством, что процедура проведения конкурентного отбора мощности в настоящее время ориентирована только на две ценовые зоны – Европейская часть, включая ОЭС Урала, и Сибирь. Следует отметить, что современное программное обеспечение [3, 6] предусматривает дробление ОЭС на более мелкие территориальные зоны. Однако, в силу сложности информационного наполнения, такое дробление целесообразно только в случаях значительного влияния ограниченности пропускной способности между выделенными внутри ОЭС территориальными зонами.

Величина оперативной составляющей нормативного резерва мощности зависит от двух случайных факторов: внеплановых выводов в ремонт генерирующего оборудования и случайных колебаний нагрузки, вызванных влиянием температурного фактора. Влияние первого фактора получило название аварийной составляющей оперативного резерва мощности, второго — нагрузочной. Исследования показали [7], что при использовании информации (нормы внепланового аварийного вывода в ремонт генерирующего оборудования и среднеквадратичные отклонения нагрузки), применяемой при разработке MP 2003 г., величина нагрузочного резерва составляет более 40% от оперативного резерва мощности или более 4% от совмещенного максимума нагрузки. Другими словами, в MP 2003 г. при обосновании оперативной составляющей нормативного резерва мощности осуществлялся учет влияния температурного фактора. Этот учет привел как минимум к 4-х процентному увеличению величины нормативного резерва мощности по отношению к совмещенному максимуму нагрузки.

При проведении процедуры КОМ в соответствии с Приказом № 431 планируемый совмещенный максимум нагрузки определяется ее прогнозом, представленным в работе СиПР ЕЭС (см. раздел 4), увеличенным на повышающий коэффициент, вызванный влиянием температуры. Значение этого коэффициента при формировании информации для проведения процедуры КОМ на 2022–2024 гг. и на 2025 г. для обеих ценовых зон в соответствии с информацией "Конкурентный отбор мощности"⁶ с сайта АО "СО ЕЭС" (далее – сайт АО "СО ЕЭС") превышает 4.2% от совмещенного максимума. Тем самым можно констатировать, что в Приказе № 431 при определении вели-

⁶ Сайт АО "СО ЕЭС" "Конкурентный отбор мощности", monitor.so-ups.ru.

чины спроса на мощность наблюдается двойной учет одного и того же фактора. Это приводит к увеличению величины спроса на мощность как минимум на 4% от совмещенного максимума нагрузки.

Приведенные существенные разногласия в рассмотренных двух нормативно-технических документах, на наш взгляд, связаны либо с некомпетентностью специалистов, готовивших Приказ № 431, либо намеренными действиями. К его подготовке в 2010 г. и последующей редакции в 2017 г. не привлекались специалисты академической и вузовской науки, а также отраслевых Институтов, владеющие вопросами обеспечения балансовой надежности ЭЭС и сумевшими устранить недочеты в Приказе № 431.

Еще один важный момент, связанный с принимаемыми в Приказе № 431 значениями планового расчетного коэффициента резервирования, приведен в п. 107 "Правил оптового рынка". В нем его значение для второй ценовой зоны оптового рынка увеличено на 8.55% и в информационных материалах для проведения процедуры конкурентного отбора мощности на 2022–2024 гг., представленных на сайте АО "СО ЕЭС", доведено до значения 26.55%. Обоснование такого увеличения в открытой печати не приведено. Понятно, что в условиях имеющихся избытков мощности при проведении процедуры КОМ должны отбираться наиболее эффективные из существующих агрегатов электростанций. При наличии избыточных мощностей в энергосистеме в экономическом аспекте производство электроэнергии на гидроэлектростанциях привлекательнее, чем на тепловых и атомных, в силу меньших эксплуатационных издержек (отсутствие топливной составляющей). В то же время режимы их работы зависят от погодных условий (маловодные годы), и эти аспекты (экономичность и энергообеспеченность) в современных условиях наличия избытков мощности должны учитываться при обосновании средств резервирования.

4. АНАЛИЗ ПРОГНОЗА ПОТРЕБЛЕНИЯ МОЩНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Выполненный в 2019 г. отчет СиПР ЕЭС 2019–2025 гг. является 10-м с начала их формирования в 2010 г. Это позволяет на основе ретроспективной информации подвести определенные итоги и сравнить планируемые максимальные нагрузки и производство электроэнергии на ГЭС с их фактическими значениями. Приведенное ниже сравнение проведено для периода с 2016 по 2019 гг. на период упреждения от одного года до семи лет. Рассмотрение времени раньше 2016 г. не представлялось возможным из-за отсутствия информации в работах СиПР ЕЭС, первая из которых дает прогноз на 7 лет только для 2016 г. Рассмотрение позже 2019 г. невозможно из-за отсутствия информации по фактическим параметрам потребления мощности.

Прогнозирование максимума нагрузки. Величина планируемого максимума нагрузки составляет основу спроса на мощность расходной части баланса мощности (рис. 1). Из этого следует, что ошибки при планировании этой величины в значительной степени влияют на обоснование генерирующих мощностей участвующих в покрытии расходной части баланса мощности. Учитывая эти обстоятельства, в АО "СО ЕЭС" создана единая система прогнозирования производства и потребления электроэнергии и мощности на перспективу до 7 лет⁷. Прогноз по потреблению мощности разрабатывается на час максимума декабря месяца для среднесуточных температур прохождения максимума, усредненных за 10 лет, предшествующих осенне-зимнему периоду. При этом учитываются показатели фактических балансов мощности за предыдущие пери-

⁷ Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные ПП РФ от 13.08.2018 № 937.



Рис. 3. Отклонения прогнозируемых нагрузок от фактических значений для ЕЭС России без ОЭС Дальнего Востока и Сибири (из десяти выпусков работы СиПР ЕЭС с 2010–2016 по 2019–2025 годы).

оды, планы по технологическому присоединению объектов, макроэкономические показатели в соответствии со сценариями социально-экономического развития страны.

Совершенно очевидно, что на величину планируемого максимума нагрузки влияет период упреждения прогноза (от 1 до 7 лет). Анализ показывает, что этот период при проведении процедуры обоснования генерирующих мощностей участвующих в покрытии спроса на мощности (процедура КОМ) неуклонно растет. До 2015 г. КОМ проводился только на один год вперед. В 2015 г. КОМ проводился на 2016–2019 гг. С 2016 г. по 2018 г. – на год, наступающий через три календарных года. В 2018 г. КОМ проводился сразу на три года (с 2022 по 2024 гг.), т.е. для 2024 г. упреждение составило пять лет. И, наконец, в начале 2019 г. КОМ проводился на 2025 г., в 2020 г. будет проводиться на 2026 г. и т.д. Таким образом, период упреждения прогнозной информации с одного года вырос до предельного для работы СиПР ЕЭС 7-летнего значения.

На рисунке 3 для 2016–2019 гг. приведена информация о процентных отклонениях прогнозируемых параметров максимальной нагрузки (из работ СиПР ЕЭС) от фактических значений для ценовых зон европейской части ЕЭС России и Сибири. На рисунке 3 пунктирные линии: 2 – средние значения отклонений за рассматриваемый 4-х летний ретроспективный период от фактических величин, более тонкие 3 – их максимальные и минимальные огибающие. При этом следует отметить, что для обеих ценовых зон за период с 2013 по 2019 гг. наблюдается практическое отсутствие роста фактических величин максимумов нагрузки от их среднего значения (на рис. 2 зависимость 1 – жирная линия).

Видно, что для обеих ценовых зон при увеличении периода прогнозирования отклонения прогнозных величин от их фактических значений растут и достаточно значительно. Для прогноза на один год средние значения отклонений для обеих ценовых зон составляет порядка 3-х %, для семилетнего периода более 15.5% для 1-й ценовой зоны и 25% для 2-й. Объяснений столь больших отклонений при прогнозировании максимального потребления на один год не находится. Значительный рост прогнозных параметров максимумов нагрузки над фактическими величинами для анализируемого 4-хлетнего периода можно объяснить заложенными в первых работах СиПР ЕЭС 2010–2016 – 2012–2018 гг. трендами увеличения потребления от года к году, что



Рис. 4. Отклонения прогнозируемых параметров производства электроэнергии гидроэлектростанций ОЭС Сибири от фактических величин на 7-летний период.

не делает чести разработчикам баланса мощности. Следует отметить, что в последующих работах СиПР ЕЭС этот тренд снижается до разумных пределов. Например, в работе СиПР ЕЭС на 2011–2017 гг. разрыв между планируемой величиной максимума нагрузки для первого и седьмого года составил: для европейской части ЕЭС России 17.65%, для ОЭС Сибири – 17.56%. В работе, выполненной через 8 лет, на горизонт планирования 2019–2025 гг. разрыв значительно снизился и составил 5.7% (в 3 раза) и 8.53% (в 2 раза) соответственно. При этом систематическая ошибка прогнозирования на первый год (от 2 до 3%, рис. 3) остается. Исходя из приведенного анализа при проведении процедуры эффективного отбора генерирующих мощностей в процедуре КОМ, отклонения прогнозируемых для 7-летнего периода упреждения параметров максимальных нагрузок с учетом систематического отклонения на один год планирования от их фактических величин, должно составить:

 – для первой ценовой зоны от 6 до 8%, а с учетом систематического отклонения для прогнозирования на один год – 5%;

– для 2-й ценовой зоны от 11 до 13%, а с учетом систематического отклонения для прогнозирования на один год – 10%.

Прогноз производства электроэнергии на гидроэлектростанциях ОЭС Сибири. При планировании балансов электроэнергии в работе СиПР ЕЭС объем производства электроэнергии на ГЭС для территориальных зон в виде ОЭС приводится для наиболее вероятного по водной обеспеченности сценария. Для ОЭС Сибири и Дальнего Востока, где доля производства электроэнергии на ГЭС значительна (от 35% и выше), начиная с 2012 г., баланс электроэнергии приводится и для маловодного года. На рисунке 4 по аналогии с рис. 3 приведена информация о процентных отклонениях прогнозируемых параметров производства электроэнергии от фактических значений для 7-летнего периода применительно к ГЭС Сибири и изменении фактического

производства электроэнергии для периода с 2013 по 2019 гг. от среднего за эти годы значения (сплошная жирная линия – 1).

Обращают на себя внимание значительные средние (10% — на рис. 4, зависимость 2) и максимальные (15%, — зависимость 4) отклонения прогнозируемых значений вероятного производства электроэнергии на ГЭС от фактических величин для всех прогнозных периодов. Для маловодного года эти прогнозы, как и следовало ожидать, немного ниже фактических величин производства электроэнергии (средние за 4 года порядка 7%, максимально возможные от 11 до 15%, зависимости 3 и 4 соответственно). В тоже время планируемые на предстоящий год значения производства электроэнергии для наиболее вероятного и маловодного года совпадают. Объяснения этому явлению, как и факта резкого увеличения за рассматриваемый период с 2016 по 2019 гг. средних значений производства электроэнергии на ГЭС для наиболее вероятного сценария и резкого снижения для маловодного года на период прогнозирования от 2-х и более лет, не находится (пунктирные линии 2 и 3).

Приведенная на рис. 4 зависимость отклонений фактических значений производства электроэнергии от среднего значения за период 2013–2019 годов (линия 1) для ГЭС ОЭС Сибири имеет достаточно сильную флуктуацию. Максимальное снижение производства электроэнергии составило 9.2% (2015 г.). Если же рассматривать отклонения величин средних прогнозируемых параметров производства электроэнергии для маловодного года от их фактических значений для периода упреждения от 2 до 7 лет, то они колеблются в пределах 7% (зависимость 3). При этом максимально возможные отклонения, наблюдаемые в одном из 4-х рассматриваемых годов ретроспективного периода, колеблются в диапазоне от 12 до 15% (тонкая пунктирная линия 4 на рис. 4).

Увеличение нормативного резерва в ОЭС Сибири на 8.55% возможно при достижении разницы в 16.7% между планируемым значением производства электроэнергии на ГЭС и значением для маловодного года. На основании представленного на рис. 4 анализа ретроспективной информации это можно обеспечить только при рассмотрении максимальных отклонений прогнозируемых параметров производства электроэнергии для вероятного сценария и для маловодного года (пунктирные линии 4). Рассматривая средние значения (зависимости 2 и 3), можно обеспечить только 14%. При рассмотрении прогнозируемых параметров производства электроэнергии для наиболее вероятного и маловодного года получается интересная картина. Чем больше в прогнозах производства электроэнергии на ГЭС разрыв между ними, тем большей может быть добавка к величине нормативного резерва. При этом ретроспективная информация о соотношении фактического производства электроэнергии на ГЭС с его прогнозируемыми величинами совершенно не принимается во внимание. Тем самым из рассмотрения выпадает наиболее важный параметр фактического производства электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири. На наш взгляд, при обосновании резерва мощности необходимо рассматривать риски от недопроизводства электроэнергии на ГЭС в маловодных годах, отталкиваясь от средних значений его фактического производства с учетом динамики его изменения для прогнозируемого периода, основываясь в том числе и на анализе ретроспективной информации по данным параметрам. В этом случае, в соответствии с характеристиками, приведенными на рис. 4, снижение производства электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири в маловодные годы не должно превышать в среднем 7.0% (зависимость 3), а с учетом фактических отклонений 9.2% (зависимость 1, для 2015 г.). Это соответствует добавке к нормативному резерву мощности не 8.55%, принятых в "Правилах оптового рынка", а от 3.58 до 4.72%.

Номер	Прогнозиру потреб.	озируемый максимальный объем Плановый коэффициент резервирования, %		овый ициент ования, %	Выработка Спрос			
ценовой зоны	из работы СиПР ЕЭС на 2019– 2025 гг.	с учетом совмеще- ния	м с учетом температурного расчетный прим- фактора		применя- емый	розничной генерации	на мощность, МВт/%	
Исходная информация								
1	132441	127547	133011	18.4	18.4	7143	150342/100	
2	34704	33845	35283	18.0	26.55	1311	43339/100	
Итого	167145	161392	168294	_	_	8454	193681/100	
		C	корректированн	ая информ	ация	1	1	
1	127806	123083	123083	19.05	19.05	7143	139387/92.71	
2	31192	31984	31984	12.73	17.45	1311	36254/83.65	
Итого	158998	155067	155067	_	—	8454	175641/90.68	

Таблица 1. Исходная и скорректированная информации для проведения процедуры конкурентного отбора мощности на 2025 г.

5. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И НЕКОТОРЫЕ ВЫВОДЫ

В начале 2020 г. была проведена процедура КОМ на 2025 г. Информация, необходимая для его проведения, представлена на сайте АО "СО ЕЭС" "Конкурентный отбор мощности" и представлена разделом "Исходная информация" в табл. 1. На основе представленных в статье противоречий к формированию величины спроса на мощность в разделе "Скорректированная информация" приведены получаемые на основе представленного анализа значения, влияющих на итоговое значение величины спроса на мощность.

Спрос на мощность определяется величиной совмещенного максимума нагрузки и величиной планового коэффициента резервирования. Ошибка прогнозирования совмещенного максимума в очень большой степени зависит от периода прогнозирования. При проведении процедуры КОМ он постоянно растет и сегодня достиг своего порогового значения в 7 лет. Анализ, приведенный в разд. 4, наглядно это характеризует. С большой долей вероятности можно констатировать, что увеличение периода упреждения с трехлетнего, используемого в 2016 г. (всего три года назад) на 7-летний приводит как минимум к увеличению максимальной нагрузки на 3.5% в первой ценовой зоне и на 5.5% во второй ценовой зоне ЕЭС России.

В соответствии с Приказом № 431 учет температурного фактора холодного периода года осуществляется увеличением совмещенного максимума нагрузки некоторый процент. При этом не учитывается, что действие этого фактора учитывается при обосновании нормативного резерва мощности в и МР 2003 г. (коэффициента 1.17 в Приказе № 431). Двойной учет одного и того же случайного фактора приводит как минимум к 4-х процентному увеличению величины спроса на мощность.

При проведении процедуры КОМ в 2020 г. на 2025 г. для второй ценовой зоны в соответствие с "Правилами оптового рынка" был принят плановый коэффициент резервирования 26.55% от совмещенного максимума нагрузки. Он учитывал добавку 8.55%, компенсирующую возможные ограничения мощности ГЭС, вызванных маловодным годом. Выявленные в разделе 4 несоответствия при оценке влияния недоиспользования ГЭС второй ценовой зоны в маловодные годы позволяет обоснованно снизить принятую в "Правилах оптового рынка" добавку к нормативному резерву мощности с 8.55% до 4.72%.

Из таблицы 1 видно, что величина спроса на мощность для обоснования генерирующих источников ее покрытия в скорректированном варианте значительно сокращается — чуть менее 8% в первой и более 16% во второй ценовых зонах. Приведенный рис. 2 наглядно показывает, что необоснованное увеличение величины спроса на мощность (на рис. 2 - 8%) приводит к увеличению прибыли генерирующих компаний и инвестиционной привлекательности для ввода нового оборудования. Это положительный момент. Отрицательных моментов значительно больше, в частности: для крупных потребителей электроэнергии увеличивается цена за мощность, происходит наращиванию объемов избыточной мощности, неоплачиваемой потребителями и требующей дополнительных затрат на ее обслуживание.

В соответствии с п. 107 "Правил оптового рынка" цена за мощность определяется на основе линейной функции спроса задаваемой двумя точками (рис. 2). Цены для точек спроса на мощность жестко определены ценой, установленной Правительством РФ в 2017 г. С учетом индексации в первой и второй ценовых зонах на 2025 г. они составили соответственно 209051.27 и 292415.27 руб./МВт для первой точки спроса. Анализ проведенных процедур КОМ показывает, что итоговая цена за мощность не более чем на 10% отличается от начальной цены первой точки спроса. Например, для 2025 г. цена за мощность после поведения процедуры КОМ составила для первой ценовой зоны 193157.87, для второй – 303191.67 руб./МВт. Это позволяет с 10-ти процентной погрешностью определить экономическую составляющую снижения стоимости покупки мощность опотребителями при учете выявленных выше противоречий. Для первой ценовой зоны она составит величину (150342-139387) × 193157.87 = 2116044.5 тыс. руб./мес., для второй – (43339-36254) × 303191.67 = 2148113 тыс. руб./мес. Годовое снижение платы за мощность крупными потребителями обеих ценовых зон составит достаточно большую величину – более 50 млрд руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат. 1981. 320 с.
- 2. *Billinton R*. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition / R. Billinton, R.N. Allan. N.Y. and London: Plenum Press, 1996. 509 p.
- 3. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.* Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. 207 с.
- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). М.: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118-2003.
- Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю., Степсков А.И. Обоснование нормативных требований к надежности обеспечения потребителей в условиях перспективного планирования ЕЭС России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 69. Иркутск: Надежность развивающихся систем энергетики – ИСЭМ СО РАН, 2018. С. 247–256.
- 6. *Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М.* Надежность систем электроэнергетики. Новосибирск: Наука. 2015. 224 с.
- 7. *Чукреев Ю.Я*. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН. 1995. 176 с.

Competitive Power Take-Off: Features, Regulatory and Information Support

Yu. Iy. Chukreev^a, * and M. Yu. Chukreev^a

^aInstitute of Socio-Economic and Energy Problems of the North, FRC Komi Scientific Center, Ural Branch of RAS, Syktyvkar, Russia *e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru

An analysis is made of the regulatory documents used to justify the capacity demand and one of its components – the normative capacity reserve. For the price zones of the UES Russia, retrospective information on the forecast values of maximum loads and power generation at hydroelectric power stations has been compared with their actual values. The article gives the practical results of influence of the identified regulatory documents inconsistencies and deviations of the maximum load forecasts and hydroelectric power generation from the actual power demand values and the justification of the generating sources to cover it under a competitive power selection procedure.

Keywords: competitive capacity selection, capacity balance, normative capacity reserve, capacity demand, balance reliability indicators, regulatory and technical documents

УДК 621.438

НОВЫЙ СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК ПОСРЕДСТВОМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

© 2021 г. А. А. Белоглазов^{1, *}, П. П. Иванов^{1, **}

¹Объединенный институт высоких температур РАН, Москва, Россия *e-mail: beloglazov.38@mail.ru **e-mail: peter-p-ivanov@yandex.ru

> Поступила в редакцию 13.12.2020 г. После доработки 15.02.2021 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

Показана возможность повышения КПД и мощности газотурбинной установки (ГТУ) с регенерацией тепла и контактным безыспарительным промежуточным охлаждением сжатого воздуха распыленным антифризом. При температуре окружающей среды –50°С, характерной для зимнего периода Арктики, получен КПД ГТУ равный 61.43%, что на 6.7% превышает КПД той же ГТУ при температуре окружающей среды +15°С (ISO). Прирост удельной мощности при этом составляет 14.4%. Для тех же параметров, обеспечивающих одинаковые температурные условия регенератора тепла уходящих газов, проведены расчеты ГТУ с регенерацией тепла, но без охлаждения сжатого воздуха, показывающие существенное ухудшение эффективности по сравнению с ГТУ, где используется контактное охлаждение. Проведена оценка затрат мощности на прокачку антифриза с завышенной вязкостью в контактные охладители. Для оценки использовались экспериментальные данные для безыспарительного контактного охлаждения сжатого воздуха. Показано, что максимально возможные потери не превышают 1% от вырабатываемой мощности.

Ключевые слова: газотурбинная установка, контактное безыспарительное охлаждение, антифриз, регенерация тепла, способ повышения КПД и мощности ГТУ, климат Арктики, охладитель сжатого воздуха

DOI: 10.31857/S0002331021020035

Повышение экономичности и экологичности преобразователей тепла в механическую и электрическую энергию всегда была и остается актуальной задачей. Растущая потребность в топливно-энергетических ресурсах наряду с их ограниченностью и тенденцией к удорожанию побуждает к необходимости их рационального использования. Энергетической стратегией России на период до 2030 г., утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р, предусмотрено максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов, а также последовательное снижение теплового и экологического воздействия на климат окружающей среды.

В настоящее время основным источником получения электрической энергии во всем мире является органическое топливо (природный газ, уголь, нефть, биотопливо), при сжигании которого получают тепловую энергию, а тепловая энергия затем с существенными потерями преобразуется в электрическую. Тепловые потери зависят от термодинамического цикла, степень совершенства которого в основном определяется

термическим КПД цикла. Наиболее удобным для анализа КПД термодинамических циклов произвольной формы, при допущении о постоянстве теплоемкости рабочего тела, является его выражение через средне-интегральные (по энтропии S в T-S диаграмме) температуры подвода и отвода тепла в цикле. Их принято называть средне-термодинамическими [1]. Тогда КПД сложного или простого цикла можно записать в виде:

$$\eta = \frac{\langle T_{\Pi} \rangle_{\rm cp} - \langle T_{\rm O} \rangle_{\rm cp}}{\langle T_{\Pi} \rangle_{\rm cp}} \quad или \quad \eta = \frac{T_{\Pi} - T_{\rm O}}{T_{\Pi}},$$

где T_{Π} – средне-термодинамическая температура подвода тепла; T_{O} – средне-термодинамическая температура отвода тепла. Из приведенного выражения видно, что чем выше T_{Π} и чем ниже T_{O} , тем выше КПД цикла.

В данной работе рассматривается возможность повышения КПД энергоустановок на основе наиболее перспективных и наиболее используемых в настоящее время в энергетике газотурбинных двигателей. Резерв повышения КПД за счет увеличения температуры подвода тепла, которая к настоящему времени достигает 1400-1500°С, практически исчерпан [2]. Резерв же повышения КПД и удельной мощности за счет расширения термодинамического цикла вниз в сторону снижения температуры отвода тепла из цикла недоиспользован, резерв снижения в сторону отрицательных температур по Цельсию на сегодняшний день в энергетике остается невостребованным. Такое состояние дел по использованию низких температур окружающей среды в энергетике объясняется повсеместным применением воды в качестве теплоносителя для отвода тепла из цикла, которая затвердевает при нуле градусов Цельсия. А применению незамерзающих теплоносителей вместо воды, например, для охлаждения сжатого воздуха в компрессорах при использовании традиционных рекуперативных теплообменников препятствует процесс образования твердой фазы воды на внешних поверхностях труб, контактирующих со сжатым воздухом, из-за наличия в воздухе влаги. Такое осаждение воды в твердой фазе для непрерывного режима работы энергетического оборудования неприемлемо, т.к. осажденная на трубах ледяная шуба ухудшала бы теплообмен, а при наличии вращающихся частей создало бы аварийную ситуацию.

Режим же работы теплообменников с паузами для размораживания ледяной шубы применяется в холодильной технике, но в энергетике, особенно для больших мощностей, такое применение едва ли возможно.

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ И ЦЕЛИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Применительно к газотурбинным установкам эффективное использование низких температур для повышения их КПД и удельной мощности особенно актуально. На привод компрессора, являющегося неотъемлемой частью ГТУ, тратится в среднем (в зависимости от схемы и параметров ГТУ) около 40-80% полезной мощности, вырабатываемой газовой турбиной. Поэтому высокие затраты полезной мощности на сжатие воздуха указывают на необходимость проведения исследовательских работ по их уменьшению. Снижения затрат на сжатие добиваются за счет охлаждения сжатого воздуха. Доминирующим охлаждением в энергетике является промежуточное охлаждение охладителями поверхностного типа с водяным теплоносителем, установленными между секциями осевых или центробежных компрессоров. Несмотря на широкое применение воздухоохладителей поверхностного типа они обладают рядом недостатков. Основной их недостаток — это осуществление теплообмена между воздухом и водой через разделительную стенку, обычно из стали, обладающую конечной величиной теплопроводности. Кроме того, стенка подвержена окислению, загрязнению и накипеобразованию, что приводит к увеличению потребления электроэнергии на привод турбокомпрессора в основном из-за недоохлаждения воздуха. Они также не обеспечивают высокую глубину охлаждения. Обычно температура охлажденного воздуха превышает температуру 35°С, а в наихудшем случае достигает 90°С.

Тем не менее такой тип охладителя обеспечивает охлаждение воздуха до температуры ниже точки росы, к тому же достоинством является его стабильная работа и освоенность технологии изготовления.

Другой более простой и неметаллоемкий метод охлаждения сжатого воздуха, находящий применение особенно в странах, где сухой (с малым влагосодержанием воздуха ~50%) и жаркий климат, основан на испарении распыленной воды непосредственно в рабочем пространстве турбокомпрессора. Применение для климата европейской части России испарительного охлаждения имеет значительные ограничения как по относительной влажности, так и по температуре окружающей среды, несмотря на использование улучшенного способа распыления перегретой (метастабильной) воды. Улучшенный способ распыления все равно не снимает проблемы неполного испарения капель воды [3]. Неиспарившиеся капли воды могут приводить к эрозии лопаток компрессора, а испарившаяся часть даже химически очищенной воды приводит к отложению накипи на поверхностях газодинамического тракта ГТУ. Для уменьшения отложений должны быть значительно повышены требования к химической очистке воды. С тем чтобы не терять саму воду и ее теплоту парообразования требуется значительное усложнение тепловой схемы ГТУ, что понижает кажущуюся простоту данного способа охлаждения. Кроме того, испарительный способ охлаждения уступает по глубине охлаждения поверхностному способу из-за невозможности охлаждения сжатого воздуха ниже точки росы. Испарительный способ, как и поверхностный, также не работоспособен при отрицательной температуре по Цельсию.

Наиболее подходящим для энергетики в летний период представляется экспериментально опробованный безыспарительный контактный способ охлаждения сжатого воздуха распыленной водой в охладителе без разделительных стенок между водой и сжатым воздухом. Охладитель устанавливается между секциями турбокомпрессора.

Промышленные испытания проведены в г. Кривой Рог (Украина) с использованием серийно изготовленного турбокомпрессора. Установка смонтирована в камере воздухоохладителя турбокомпрессора № 7 типа К-500-61-5 компрессорной станции КСЦВ-4 РУ им. Кирова (КГГМК).

Охлаждение сжатого воздуха осуществляется за счет непосредственного (без какихлибо стенок) контакта капель воды и сжатого воздуха при их смешении в трубе Вентури. После охлаждения сжатого воздуха капельная вода отделяется в сепараторе, далее осушенный воздух поступает для дальнейшего сжатия в следующую секцию или к потребителю для использования в пневмодвигателях горных машин [4]. Так как для указанного потребителя важно, чтобы охлажденный воздух имел достаточную осушенность (малое влагосодержание), то начальное и конечное влагосодержание фиксировались. Проведенные эксперименты показали приемлемые результаты как по охлаждению сжатого воздуха, так и по его осушке. Степень осушки зависит, как показали эксперименты, от соотношения расхода воздуха и расхода воды.

Таким образом экспериментально показана возможность достижения безыспарительного контактного охлаждения сжатого воздуха. Безыспарительный способ охлаждения лишен недостатков, присущих поверхностному и испарительному способам, а основным его преимуществом является глубина охлаждения до температуры ниже точки росы. В настоящее время появился интерес к использованию низких температур окружающей среды для повышения эффективности атомных и геотермальных электростанций [5], но практического решения указанной проблемы не найдено из-за трудностей в создании рабочего тела с необходимыми теплофизическими свойствами. В области газотурбинной энергетики указанная задача также злободневна, но практические пути к решению этой проблемы найдены [6–8]. В указанных технических решениях контактное охлаждение сжатого воздуха осуществляется не водой, как в [4], а

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	
-47.5	-43.3	-32.8	-15.2	+1.2	+11.1	
Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
+13.6	+10.3	+1.8	-16.3	-37.3	-45.6	-16.7

Таблица 1. Среднемесячная и годовая температура (°С) для г. Оймякон

каплями антифриза, непосредственно контактирующими с сжатым воздухом, что позволяет осуществлять отвод тепла от охлаждаемого сжатого воздуха при любой температуре окружающей среды как плюсовой летней, так и наинизшей зимней, характерной для климата Арктики. Однако получение максимального положительного эффекта от использования низких температур окружающей среды не входило в технические решения [6–8], тогда как именно получение максимального положительного эффекта является основной целью данной работы. Для достижения поставленной цели был проведен анализ теплофизических свойств существующих антифризов и отбор из них с наилучшими свойствами. К таким антифризам можно отнести водные растворы на основе этилкарбитола [9, 10] (экосолы). Однако их теплофизические свойства, приведенные и в других источниках, ограничиваются температурой минус 28°С. Применительно к климату Арктики в ОИВТ РАН разработан антифриз на основе водного раствора хлорида лития. В работе [11] приведены результаты разработки. В состав этого антифриза входят: хлорид лития – 29%, мочевина – 12%, пенообразователь – 20%. Пенообразователь может быть исключен и замещен водным раствором хлорида лития. Добавление мочевины блокирует образование нерастворимых кристаллогидратов хлоридов лития. Основным преимуществом данного антифриза перед другими является наинизшая температура замерзания минус 67.8°С и низкая кинематическая вязкость при данной температуре, равная $3.05 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{c}$. Теплофизические свойства растворов хлорида лития исследовались также в работе [12]. С учетом ориентации применения ГТУ для арктического климата и приемлемых для этих условий теплофизических свойств антифриза предпочтение отдается разработке ОИВТ РАН [11]. Среднемесячные и среднегодовые температуры Российской Федерации приведены в [13]. Характерные температуры, например для г. Оймякон Республики Саха (Якутия), откуда проложен газопровод "Сила Сибири", приведены в таблице 1. Имеющиеся значительные запасы углеводородного топлива и суровый климат Арктики требуют поиска новых, наиболее приемлемых вариантов как по добыче, так и по транспортировке энергоресурсов. Одним из таких вариантов является предложенное академиком Е.П. Велиховым в 90-х годах техническое решение, заключающееся в преобразовании химической энергии природного газа в электрическую. В качестве преобразователя энергии были предложены мощные МГД-газотурбинные (бинарные) электростанции с КПД = 50%, располагаемые на ограниченных площадках, например, на морских газодобывающих платформах в Арктике. Это предложение получило высокую оценку в ОАО "Газпром". Однако МГД-электростанции с КПД = 50% оказались не в состоянии конкурировать с современными бинарными с КПД = 60%. Целью данной работы также является максимально эффективное использование низких температур Арктики на базе относительно простой схемы ГТУ и, на основе концепции Е.П. Велихова, осуществление выработки электроэнергии в местах добычи газа с более высоким КПД.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Поставленная задача состоит:

1) в выявлении резервов повышения КПД и мощности энергетической установки на основе оптимизационных численных исследований режимов работы ГТУ с регене-

Technic 2 Fasarung und and an MS 0001 C during CE

гаолица 2. Газотуройнный двигатель MIS 90010 фирмы GE	аолица 2. Газотуроинный двигатель №3 90010 фирмы ОС				
Мощность ISO MBт	282				
КПД %	39.5				
Степень повышения давления компрессора	23.2				
Расход рабочего тела на выхлопе ГТУ кг/с	685				
Начальная температура перед рабочими лопатками 1 ст. $^\circ\mathrm{C}$	1427				
Температура рабочего тела на выхлопе °С	583				

рацией тепла и контактным безыспарительным промежуточным охлаждением сжатого воздуха применительно к климату Арктики (температурный напор между температурой на выходе из контактных теплообменников и температурой окружающей среды принимается равным 5 град);

2) в сравнении полученных расчетных результатов с результатами расчета такой же ГТУ с теми же заданными параметрами, но без охлаждения сжатого воздуха (для сравниваемых схем ГТУ принят один и тот же газотурбинный двигатель фирмы GE модель MS 9001 G, серийно выпускаемый для большой энергетики, используемое топливо – природный газ);

3) в определении расхода антифриза для обеспечения безыспарительного режима охлаждения сжатого воздуха и затрат энергии на прокачку антифриза в контактные теплообменники.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО АНАЛИЗА РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ГТУ С ОХЛАЖДЕНИЕМ СЖАТОГО ВОЗДУХА И БЕЗ ОХЛАЖДЕНИЯ

Основные параметры базового газотурбинного двигателя MS 9001 фирмы GE представлены в табл. 2. Для получения достоверных результатов исследуемых ГТУ предварительно была проведена численная реконструкция приведенных в табл. 2 параметров. Применительно к оцифрованной схеме ГТУ без регенерации тепла, изображенной на рис. 1, с использованием стандартов [15, 16] и теплофизических свойств веществ из базы данных ИВТАНТЕРМО [17] получены численные результаты, представленные в табл. 3. Расчет КПД ГТУ проводился по отношению к теплотворной

жающей ереды плюе 15 С		n		
Позиция на рисунке	<i>р</i> , МПа	<i>Т</i> , К	h, кДж/кг	<i>G</i> , кг/с
1	0.6	288.2	-3551	13.55
2	2.35	411.9	-3258	13.55
3	0.1013	288.2	290.6	671.5
4	2.35	804.7	833.3	671.5
5	2.35	804.7	833.3	564.0
6	2.35	1700	737.3	577.6
7	0.1022	856.0	-148.9	685.0
8	0.1022	350.0	-710.2	685.0

Таблица 3. Параметры рабочих тел в оцифрованных точках	схемы рис. l	l при температуре окру	<i>y</i> -
жающей среды плюс 15°С			



Рис. 1. Расчетная схема ГТУ.

способности топлива (метана) 50130 кДж/кг с использованием КПД компрессора 0.85, КПД турбины – 0.9394 и коэффициента 0.94321 к выходной мощности для учета прочих потерь. Реальные значения мощности и КПД газотурбинного двигателя, приведенные в табл. 2, не отличаются от численно воспроизведенных значений. Совпадают также и остальные параметры, приведенные в табл. 2, с расчетными (окрашены темным цветом), приведенными в табл. 3. Мощность в табл. 2 обозначена сочетанием букв ISO, это означает, что температура окружающей среды 15°С, а давление 0.1013 МПа. Влияние промежуточного многоступенчатого охлаждения сжатого воздуха на характеристики ГТУ исследуется на основе схемы, представленной на рис. 2. Для анализа влияния температуры окружающей среды на характеристики ГТУ приняты температуры арктического района Республики Саха (Якутия) г. Оймякон, табл. 1. На основе приведенных среднемесячных и годовых температур за максимальную температуру принята температура плюс 15°С (совпадает с ISO), за минимальную – минус 50°С и среднегодовую – минус 16.7°С. Регенеративный подогрев компримированного воздуха на участке 4–5 осуществляется выхлопными газами турбины на участке 7–8. Температура подогрева воздуха на выходе из регенератора (позиция 5) определяется из принятого требования, что минимальный температурный напор между T-Q диаграммами источника и стока тепла составляет величину 35К.

Результаты численного анализа схемы рис. 2 представлены в графическом виде на рис. 3 и 4, а также в табличном виде в табл. 4 и 5. На рисунке 3 представлены три кривых зависимости КПД ГТУ от степени сжатия воздуха при трех значениях температуры окружающей среды: -50° С, -16.7° С и $+15^{\circ}$ С с охлаждением сжатого воздуха в контактных теплообменниках без разделительных стенок между воздухом и жидким теплоносителем и две кривые, помеченные буквой А, с использованием поверхностных теплообменников с разделительными стенками, для которых температурный напор между температурой охлажденного воздуха на выходе из поверхностного теплообменника и температурой окружающей среды принят равным 35 К. Принятый температурный напор между температурой окружающей среды принят равным 35 К. Принятый температурный напор з5 К соответствует чистым не загрязненным поверхностям стенок, в действительности из-за различного рода отложений он может достигать 80 К и более [4]. Кривая А: -50° С, изображенная на графике для температуры окружающей среды минус 50° С, демонстрирует лишь теоретическую возможность эффективности охлаждения



Рис. 2. Расчетная схема ГТУ с регенерацией тепла и промежуточным охлаждением сжатого воздуха.



Рис. 3. Расчетные зависимости КПД от степени сжатия при трех значениях температуры окружающей среды для схемы ГТУ рис. 2 (обозначения: А – для поверхностных охладителей; В – без регенерации).



Рис. 4. Расчетные зависимости удельной мощности от степени сжатия при трех значениях температуры окружающей среды для схемы ГТУ рис. 2.

Позиция на рисунке	<i>р</i> , МПа	<i>Т</i> , К	h, кДж/кг	<i>G</i> , кг/с
1	0.6	288.2	-3551	14.86
2	2.35	411.9	-3258	14.86
3	0.1013	288.2	290.6	670.4
4	2.35	381.5	385.1	670.4
5	2.35	785.7	812.3	606.7
6	2.35	1700	715	621.6
7	0.1022	820.7	-290.5	685.3
8	0.1022	350	-812.7	685.3
9	0.2223	375	378.5	670.4
10	0.2223	293.2	295.7	670.4
11	0.4879	381.5	385.1	670.4
12	0.4879	293.2	295.7	670.4
13	1.071	381.5	385.1	670.4
14	1.071	293.2	295.7	670.4

Таблица 4. Параметры рабочих тел в оцифрованных точках схемы рис. 2 при температуре окружающей среды плюс $15^{\circ}C$

Позиция на рисунке	<i>р</i> , МПа	<i>Т</i> , К	<i>h</i> , кДж/кг	<i>G</i> , кг/с
1	0.6	223.2	-3696	15.03
2	2.35	324.3	-3470	15.03
3	0.1013	223.2	224.8	670.4
4	2.35	296.9	299.5	670.4
5	2.35	779	804.9	606.7
6	2.35	1700	701.5	621.7
7	0.1022	814	-311.3	685.4
8	0.1022	350	-825.9	685.4
9	0.2223	290.4	292.9	670.4
10	0.2223	228.2	229.9	670.4
11	0.4879	296.9	299.5	670.4
12	0.4879	228.2	229.9	670.4
13	1.071	296.9	299.5	670.4
14	1.071	228.2	229.9	670.4

Таблица 5. Параметры рабочих тел в оцифрованных точках схемы рис. 2 при температуре окружающей среды минус 50°C

сжатого воздуха. Охлажденная незамерзающая жидкость, циркулирующая во внутреннем объеме теплообменника с отрицательной температурой, охлаждает и внешнюю поверхность стенок теплообменника, контактирующих с охлажденным воздухом, также до минусовой температуры, что ведет из-за наличия влаги в воздухе к образованию снежной шубы. Таким образом, при низких арктических температурах окружающей среды возможен только контактный метод охлаждения сжатого воздуха с применением антифризов. Из приведенного графика видно, что даже если бы поверхностные теплообменники были работоспособны при отрицательных температурах, то для степени сжатия 23.2 (кривая A: -50°C) имели бы КПД на 2.29% меньше, чем ГТУ с контактными теплообменниками (кривая – 50°С). Подобное снижение КПД ГТУ демонстрируется и при положительной температуре окружающей среды плюс 15°С (кривая А: 15°С и кривая 15°С), снижение составляет 3.29%. Для температуры окружающей среды минус 50°C при контактном охлаждении сжатого воздуха по сравнению с поверхностным (традиционным) охлаждением при температуре плюс 15°С и с той же степенью сжатия, снижение КПД составит 9.11%, а по сравнению со среднегодовой температурой минус 16.7°C снижение КПД также составляет значительную величину – 5.81%.

Глубокое охлаждение сжатого воздуха расширяет располагаемый для регенерации температурный диапазон. На рисунке 3 представлены для сравнения кривые КПД без регенерации, помеченные как В: 15°С и В: -50°С. Промежуток между ними по КПД значительно уже, чем между кривыми 15°С и -50°С.

На рисунке 4 представлена зависимость удельной мощности ГТУ с контактным охлаждением от степени сжатия при температурах окружающей среды минус 50°С, минус 16.7°С и плюс 15°С (ISO). График демонстрирует также положительное влияние отрицательных температур окружающей среды, в сочетании с повышением степени сжатия, на характеристики ГТУ. Снижение, например, для степени сжатия 23.2,

Температура окружающей среды, К	223.2	256.5	288.2
Температура после компрессора, К	632.6	721.1	803.2
Температура подогрева воздуха, К	806.1	813.4	820.4
Температура после турбины, К	841.1	848.4	855.4
КПД установки	0.5023	0.4512	0.4021
Удельная мощность, кВт/кг	569	506	446.6

Таблица 6. Основные расчетные характеристики для схемы рис. 1 при степени сжатия 23.2 и максимальной температуры цикла 1700 К для трех значений температуры окружающей среды

температуры окружающей среды с $+15^{\circ}$ C (ISO) до минус 16.7°C увеличивает удельную мощность на 6%, а снижение с плюс 15°C до минус 50°C — на 14.39%.

Параметры рабочих тел в соответствии с оцифрованной схемой ГТУ рис. 2 для температуры окружающей среды плюс 15°С и минус 50°С представлены в табл. 4-5. Степень сжатия 23.2 соответствует номинальному режиму работы выбранного газотурбинного двигателя MS 9001G и соответствует высоким показателям по КПД, удельной мошности и особенно важному показателю – температуре выхлопа из газовой турбины. От указанной температуры непосредственно зависит ресурс работы регенератора тепла уходящих дымовых газов. Ресурсные показатели особенно важны для стационарных, работающих десятилетиями, энергетических установок большой энергетики. Величина температуры выхлопа из газовой турбины для температуры окружающей среды плюс 15°C приведена в табл. 4 (поз. 7) и составляет 547.7°C, а для температуры окружающей среды минус 50°С – 541°С (табл. 5 поз. 7). Повышение температуры выхлопа из газовой турбины достигается уменьшением степени сжатия. Графики рис. 3 рассчитаны с учетом ограничения температуры выхлопа до величины 762°С, что считается возможным пределом жаростойкости материалов регенератора тепла ГТУ. На кривых точки излома объясняются достижением указанной температуры. В точке излома для температур окружающей среды плюс 15°С, минус 16.7°С и минус 50°С соответственно, КПД равен 54.6% при степени сжатия 7.844, 57% при степени сжатия 8.343 и 59.3% при степени сжатия 8.125. Режимы работы ГТУ при сниженной степени сжатия, кроме нежелательного фактора повышенной температуры выхлопа, характеризуются еще уменьшенной удельной мощностью (рис. 4). Проведенные сравнения режимов работы ГТУ с контактным охлаждением сжатого воздуха показали, что наилучшим из них является режим со степенью сжатия 23.2, совпадающий с номинальным режимом газотурбинного двигателя MS 9001G фирмы GE. Второй задачей данной работы является сравнение термодинамических показателей схемы ГТУ с контактным охлаждением сжатого воздуха со схемой ГТУ с регенерацией тепла, но без охлаждения при тех же температурах окружающей среды характерных для арктического климата. Сравнение проводится для тех же параметров базового газотурбинного двигателя при степени сжатия 23.2. Схема ГТУ без охлаждения сжатого воздуха представлена на рис. 1. Основные расчетные характеристики для схемы рис. 1 при степени сжатия 23.2 и максимальной температуре цикла 1700 К приведены в табл. 6. Полученные величины температур выхлопа из турбины, ответственные за ресурсные характеристики регенератора тепла уходящих газов, близкие к величинам для схемы ГТУ с контактным охлаждением, позволяют корректно сравнить результаты расчетов обеих схем. Сравнение показывает, что КПД при температуре окружающей среды минус 50° С для схемы без охлаждения ниже на 11.2%, удельная мощность ниже на 24.63%. Те же величины для температуры окружающей среды плюс 15°C снижаются соответственно на 14.49% и 32.33%. Из сравнения двух схем ГТУ видно, что ГТУ с контактным охлаждением сжатого воздуха как по величине КПД, так и удельной мощности значительно превосходит ГТУ с регенерацией тепла уходящих газов, но без охлаждения сжатого воздуха.

ОЦЕНКА ЗАТРАТ МОЩНОСТИ НА ПРОКАЧКУ АНТИФРИЗА В КОНТАКТНЫЕ БЕЗЫСПАРИТЕЛЬНЫЕ ОХЛАДИТЕЛИ СЖАТОГО ВОЗДУХА

Благодаря наличию экспериментальных данных, полученных на промышленном компрессоре с промежуточным многоступенчатым контактным безыспарительным охлаждением сжатого воздуха распыленной водой [4], можно, не проводя сложных экспериментов или математических расчетов, определить затраты мощности на процесс контактного безыспарительного охлаждения сжатого воздуха для другого теплоносителя, зная его теплофизические свойства. Для выбранного антифриза на основе раствора хлорида лития принимаем величину теплоемкости 2.89 кДж/кг гр, плотности – 1180 кг/м³ и максимальную величину кинематической вязкости при температуре минус 67.8°C равную $3.05 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ [11]. Оценку будем проводить для простейших по конструкции полых или насадочных теплообменников, для которых при капельном контактном охлаждении воздуха водой достаточно избыточного давления перед форсунками 0.1 МПа [14]. В эксперименте [4] для охлаждения сжатого воздуха использовалась распыленная с помощью форсунок вода. Расход воды для охлаждения на 1°С сжатого воздуха при обеспечении безыспарительного режима работы теплообменника составил 0.016 кг на 0.01 кг воздуха. Безыспарительность процесса подтверждалась определением влагосодержания на начальном участке охлаждения и в конце участка после сепарации капель воды. Процесс охлаждения проходил с уменьшением влагосодержания, т.е. не только безыспарительно, но и с уменьшением влагосодержания (осушкой) охлажденного воздуха. При применении воды для охлаждения сжатого воздуха на 68°С потребовался бы расход воды равный 670.4 × 1.088 = 729.39 кг/с. Расход антифриза за счет меньшей величины теплоемкости в сравнении с водой для обеспечения безыспарительного режима охлаждения составил 729.39 × 4.185/2.89 = 1070 кг/с. Кинематическая вязкость антифриза при низкой температуре значительно больше, чем воды при плюсовой температуре. Для воды при температуре плюс 20°С она равна 1.006 × $\times 10^{-6}$ м²/с, а для антифриза при температуре минус 67.8°C – 3.05 $\times 10^{-6}$ м²/с, т.е. в 3.03 раза больше. Потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений зависят линейно от кинематической вязкости (формула Пуазейля), поэтому при одной и той же геометрии форсунок и одинаковых расходах воды и антифриза потери давления антифриза увеличиваются в 3.03 раза, поэтому избыточное давление антифриза перед форсунками для выбранной конструкции контактных теплообменников будет составлять 0.1 Мпа $\times 3.03 = 0.303$ МПа. Полученные значения расхода антифриза и необходимого избыточного давления по преодолению гидравлического сопротивления в форсунках контактных теплообменников использовались для определения необходимой мощности на прокачку антифриза в трех, показанных на схеме рис. 2, контактных тепло-

$$\frac{G}{O}(P+\Delta P)\times 10^6$$

обменниках. Мощность определялась по формуле: $N = \frac{\rho}{\eta} \times 10^{-3}$, где $N - \eta$ мощность питательного насоса, кВт; G – расход антифриза, кг/с; ρ – плотность антифриза, кг/м³; P – давление в контактном теплообменнике, Па; ΔP – потери давления в форсунках, Па. Мощности насосов для контактных теплообменников по приведен-

для первого — 0.596 Мвт, для второго — 0.8956 Мвт, для третьего — 1.556 Мвт.

ной формуле составили:

КПД питательных насосов η принят равным 0.8. Общая мощность питательных насосов будет равна 3.0476 MBт, что составляет от общей вырабатываемой мощности ГТУ – 0.6737%. Полученная величина мощности питательных насосов определена с запасом, т.к. температура антифриза перед форсунками принималась равной минус 67.8°C вместо минус (45–50°C).

выводы

1. Проведено обоснование имеющихся резервов повышения КПД и удельной мощности в энергетических установках, использующих газотурбинные двигатели для преобразования тепловой энергии в механическую или электрическую.

2. Проведенный анализ различных способов охлаждения сжатого воздуха в компрессоре позволил обосновать предпочтительность безыспарительного способа охлаждения с использованием водных растворов, не замерзающих при отрицательных температурах и работоспособных при плюсовых температурах.

3. Для обеспечения безыспарительного охлаждения сжатого воздуха рекомендован разработанный в ОИВТ РАН применительно к климату Арктики безопасный маловязкий водный раствор на основе хлорида лития.

4. Проведен расчетный анализ нового способа повышения КПД и удельной мощности ГТУ посредством высокоэффективного использования низких температур окружающей среды. Схема ГТУ с регенерацией тепла и с контактным охлаждением сжатого воздуха имеет существенные преимущества перед всеми рассмотренными в данной работе схемами ГТУ. Расчетные значения КПД и удельной мощности при среднегодовой арктической температуре, равной минус 16.7°С, сравниваются со значениями КПД и удельной мощности рассмотренных известных схем ГТУ при среднегодовой температуре европейской части России (плюс 15°С [ISO]). ГТУ простого цикла с базовым газотурбинным двигателем (степень сжатия его в номинальном режиме 23.2) имеет снижение КПД на 18.6%, а удельной мощности на 41.1%. ГТУ с регенерацией тепла без охлаждения сжатого воздуха – КПД на 17.89%, а удельной мощности – на 36.2%. ГТУ с регенерацией тепла и поверхностными традиционными охладителями сжатого воздуха – КПД на 5.81%.

5. Кроме экономии топлива на выработку 1 кВт.ч электроэнергии, полученное повышение позволяет улучшить экологию среды за счет меньшего выброса дымовых газов и, следовательно, меньшего выброса вредных веществ, содержащихся в дымовых газах. Помимо этого применение рассмотренного способа охлаждения сжатого воздуха, позволяющего производить отвод тепла при сниженных температурах, дает возможность снизить выбросы тепла в атмосферу.

6. Термодинамические расчеты ГТУ с регенерацией тепла и с промежуточным охлаждением сжатого воздуха показали, что максимальный КПД и максимальная мощность достигаются при использовании 3-х охладителей сжатого воздуха. Однако при практическом внедрении ГТУ в промышленную энергетику на стадии проектирования и экономического обоснования возможна коррекция числа секций компрессоров и промежуточных охладителей сжатого воздуха.

7. Основой для проведения данной работы является предложенное академиком Велиховым Е.П. в 90-х годах техническое решение о передаче электрической энергии из газодобывающих районов Арктики в другие районы. В качестве преобразователей энергии были предложены мощные бинарные МГД-газотурбинные электростанции с КПД 50%, располагаемые в том числе на морских газодобывающих платформах в Арктике. Это предложение получило высокую оценку в ОАО "Газпром". Приведенные результаты для сравнительно простой (не бинарной) схемы ГТУ с более высокими термодинамическими показателями, полученными за счет высокоэффективного использования низких арктических температур, также могут представлять интерес для
электрогенерирующих, электросетевых, газодобывающих и газотранспортных организаций. В связи с имеющейся закольцованностью высоковольтной электросетью территории бывшего Советского Союза транспорт электрической энергии может быть вполне конкурентоспособным перед газотрубопроводным.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Андрющенко А.И. Основы термодинамики циклов термодинамических установок. М.: Высшая школа, 1968. 288 с.
- 2. Фаворский О.Н., Полищук В.Л. Выбор тепловой схемы и профиля отечественной энергетической ГТУ нового поколения и ПГУ на ее основе // Теплоэнергетика. 2010. № 2. С. 2–6.
- 3. Фаворский О.Н. и др. Экспериментальное исследование характеристик газотурбинной установки ТВЗ-117 при впрыске перегретой воды в компрессор // Теплоэнергетика, 2014. № 5. С. 60–68.
- 4. Замыцкий О.В. Контактное охлаждение сжатого воздуха в турбокомпрессорах // Горный информационно-аналитический бюллетень. Изд. МГТУ. 2005. № 2. С. 283–288.
- 5. *Бродянский В.М.* Повышение эффективности атомных и геотермальных электростанций посредством использования низких температур окружающей среды // Теплоэнергетика. 2006. № 3. С. 36–41.
- 6. Пат. РФ 138283. Газотурбинная установка // Белоглазов А.А., Ночевник М.Н. // 2014. Бюл. № 7.
- 7. Пат. РФ 2490489. Способ повышения эффективности работы газотурбинной установки // Белоглазов А.А., Ночевник М.Н. // 2015. Бюл. № 8.
- 8. Пат. РФ 2545261. Газотурбинная установка повышенной эффективности // Белоглазов А.А., Ночевник М.Н. // 2015. Бюл. № 16.
- Ермачков А.С. Разработка и исследование экологически безопасного теплоносителя (антифриза) на основе этилового эфира диэтиленгликоля // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук, МПУ, Москва, 2000 г.
- 10. Баранник В.В., Маринюк В.Т., Овчаренко В.С., Афонский В.П. Новый хладоноситель, особенности и перспективы применения // Холодильный бизнес. 2001. № 1. С. 20–23.
- 11. Ковалёв К.Л., Душкин А.Л., Афанасьев А.А. Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН). Использование тонкораспыленной жидкости для пожаротушения в Арктике // Поисковые фундаментальные научные исследования в интересах развития арктической зоны Российской Федерации на 2014 год. Раздел 3.3. С. 1–14.
- 12. Лезина Н.М. Исследование растворов хлорида лития как экологически чистого компонента низкотемпературных жидкостей-носителей тепла и холода. // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук, МПУ, Москва 1997 г.
- 13. СНиП 23-01-99. Строительные нормы и правила Российской Федерации. Строительная климатология BUILDING CLIMATOLOGY. Дата введения 2000-01-01.
- 14. *Гаубман Е.И., Горнев В.А., Мельцер В.Л. и др.* Контактные теплообменники. М.: Химия, 1987. С. 256.
- 15. *Иванов П.П.* Термодинамическое моделирование энергетических установок с твердооксидным топливным элементом. Теплофизика высоких температур, 2011. Т. 49. № 4. С. 1–7.
- 16. Иванов П.П. Термодинамическая эффективность использования воды в газотурбинном цикле. Теплофизика высоких температур. 2013. Т. 51. № 4. С. 592–597.
- 17. Белов Г.В., Иориш В.С., Юнгман В.С. Моделирование равновесных состояний термодинамических систем с использованием ИВТАНТЕРМО для Windows // Теплофизика высоких температур, 2000. Т. 38. № 2. С. 209.

New Method of Improving the Efficiency of Gas Turbine Power Plant Using Negative Environment Temperatures

A. A. Beloglazov^{*a*}, * and P. P. Ivanov^{*a*}, **

^aJoint Institute for High Temperatures RAS, Moscow, Russia *e-mail: beloglazov.38@mail.ru **e-mail: peter-p-ivanov@vandex.ru

A way to increase the efficiency and power output of gas turbine with heat regeneration using the contact nonvaporizing intercooling of the compressed air by means of antifreeze is demon-

strated. For the environmental temperature -50° C, which is usual for Arctic's winter, the gas turbine efficiency 61.43% is obtained, by 6.7% greater compared with the case of environmental temperature $+15^{\circ}$ C (ISO). Simultaneous increase of specific power amounts to 14.4%. Options with heat regeneration without intercooling show poor efficiency compared with contact intercooling. Power expenditure to pumping the over-viscose antifreeze into the contact intercooler is evaluated. Available experimental data concerning the contact non-vaporizing cooling of the compressed air were used in these calculations. Maximum loss of generated power shown to be less than 1%.

Keywords: gas turbine plant, contact nonvaporizing cooling, antifreeze, heat regeneration, method of improving the efficiency and power of gas turbine, climate of Arctic, compressed air cooling

УДК 620.9.002.5

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТЭК ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОТРАСЛЕВЫХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ НАДЕЖНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

© 2021 г. Н. М. Береснева^{1, *}, Н. И. Пяткова^{1, **}

¹Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева Сибирского отделения РАН, Иркутск, Россия *e-mail: beresneva@isem.irk.ru **e-mail: nata@isem.irk.ru

> Поступила в редакцию 07.12.2020 г. После доработки 15.02.2021 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

Для решения задачи выявления критически важных для ТЭК отраслевых объектов (КВО ТЭК) предложен вариант разработки необходимых для этого моделей функционирования ТЭК с детализированными расчетными отраслевыми схемами. Актуальность выявления таких объектов обосновывается требованием обеспечения надежного топливо- и энергоснабжения потребителей в нормальных и нештатных ситуациях в энергетике. Использование территориально-производственных моделей ТЭК для проведения подобных исследований обосновывается необходимостью учета взаимосогласованной работы систем энергетики, имеющихся механизмов структурной избыточности. Рассмотрен вариант разработки модели для выбора КВО ТЭК на базе разноуровневых исследовательских моделей. Уникальность данной разработки состоит в интеграции в модель ТЭК схемы Единой системы газоснабжения России. Данная особенность объясняется целью проводимых исследований – необходимостью определения критически важных объектов газовой отрасли в условиях совместного функционирования отраслей. Результаты апробации созданной модели функционирования ТЭК приведены по федеральным округам России на уровне количественных и качественных оценок критичности анализируемых объектов газовой отрасли. Апробация показала значительное влияние эффекта взаимосогласованного функционирования отраслей на топливо- и энергообеспечение потребителей, выявила различия в приоритетности критических объектов газовой отрасли и объектов ТЭК.

Ключевые слова: критически важные объекты, модель функционирования ТЭК, системы энергетики, показатель значимости элементов **DOI:** 10.31857/S0002331021020059

введение

Задача поиска КВО ТЭК [1, 2] актуализировалась в последние несколько лет, стала логическим продолжением задачи выбора критически важных отраслевых объектов [3–6]. Основная идея этой задачи – подтверждение критичности отраслевых объектов в условиях совместной работы всех отраслей и существующих механизмов обеспечения потребителей необходимыми энергоресурсами. В основу реализации этой задачи была положена двухэтапная схема исследований, на первом этапе которой на уровне отдельных отраслей определялись критические отраслевые объекты, а на втором этапе в рамках общеэнергетических исследований подтверждалась их значимость для ТЭК в целом. Такая схема исследований опиралась на двухуровневую систему моделей,

включающую отраслевые модели исследования и территориально-производственные модели ТЭК [7–9].

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КВО ТЭК

Методологически задача определения КВО ТЭК была формализована на уровне общеэнергетических исследований и имела следующую краткую постановку.

Необходимо в рамках сценарных исследований функционирования ТЭК на базе складывающихся у различных категорий потребителей дефицитов ТЭР дать оценку критичности отраслевых объектов для отдельных территорий или их групп при условии, что:

 перечень отраслевых объектов представлен найденными на отраслевой модели критически важными отраслевыми объектами;

 – расчетные сценарии – ситуации неработоспособности заданных отраслевых объектов (задаются отключения отдельных объектов, либо их групп);

— оценка критичности каждого отраслевого объекта для ТЭК в целом — обобщенная оценка относительных дефицитов по всем ресурсам у всех категорий потребителей;

- выбор КВО ТЭК осуществляется с учетом степени сработки возможностей структурной избыточности в отраслях.

Данная постановка задачи предполагала получение количественных, качественных и экспертных оценок критичности анализируемых отраслевых объектов, требовала предварительной проработки установок проводимых исследований. В основу анализа был положен показатель значимости объекта, комплексно характеризующий изменения анализируемых модельных показателей в случае неработоспособности элемента. Данный показатель определялся по всему множеству расчетных состояний с различными комбинациями его отключений:

$$ZO_i = \sum_{j=1}^{J} \left[\sum_{k=1}^{K} ZO_i^{j,k} ZC^j \right], \quad ZO_i^{j,k} = \sum_{r=1}^{R} ZS_r^{j,k} / R,$$

где ZO_i – значимость *i*-го элемента ТЭК; $ZO_i^{j,k}$ – значимость *i*-го элемента по *j*-ому показателю в расчетах с группами отключений мощности *k* (мощность – количество одновременно отключаемых элементов); $ZS_r^{j,k}$ – оценки состояний по *j*-ому показателю в расчетах с включением *i*-го элемента в группы отключений мощности *k*; *R* – число оцененных по *j*-ому показателю состояний с включением *i*-го элемента в группы отключений мощности *k*; ZC^j – значимость (удельный вес) *j*-ого показателя; *K* – максимальная мощность групп отключений в оптимизационных расчетах; *J* – количество анализируемых показателей; *I* – множество отключаемых элементов ТЭК, *i* \in *I*.

Важнейшей качественной оценкой важности объекта стала его категория критичности, идентифицирующая группы объектов с близкими оценками их проблематичности для ТЭК в целом. Формализация идентификации категории критичности элементов (наиболее критичной считается первая категория) была представлена следующими соотношениями:

$$\begin{split} CAT_i^w &= f\left(ZO_i^w, N\right), \quad N = \{n_l\}, \quad l = \overline{1, L}, \quad n_l = \left\{n_l^{low}, n_l^{up}\right\}, \quad l = \overline{1, L}, \\ CAT_l^w &= \begin{cases} l, &\text{если} \quad \left(ZO_i^{\max} \times n_l^{low}\right) \leq ZO_i^w < \left(ZO_i^{\max} \times n_l^{up}\right), \quad l = \overline{2, L}, \\ 1, &\text{если} \quad ZO_i^w \geq \left(ZO_i^{\max} \times n_l^{low}\right), \quad l = 1 \end{cases} \\ ZO_i^{\max} &= \max\left(ZO_i^w\right), \quad w = \overline{1, W}, \quad \text{гдe} \end{split}$$



Рис. 1. Концептуальная схема решения задачи определения КВО ТЭК.

 CAT_i^w – категория критичности *i*-ого элемента для территории *w*; ZO_i^w – коэффициент значимости *i*-ого элемента для территории *w*; ZO_i^{max} – максимальное значение значимости *i*-го элемента по всем рассматриваемым территориям; N – множество заданных категорий критичности n_l (L – число заданных категорий критичности элементов); n_l^{low} , n_l^{up} – экспертно заданные в процентном выражении нижняя и верхняя границы категории критичности *l*; I – множество отключаемых элементов ТЭК; W – число рассматриваемых территориальных единиц.

Решение поставленной задачи методологически было разбито на три этапа (рис. 1):

 – этап формирования стратегии выбора КВО ТЭК (задание целевых установок задачи, проработка базового варианта модели);

– этап проведения оптимизационных расчетов на базовом варианте модели;

– этап формирования перечня КВО ТЭК на основе количественных и качественных оценок критичности отраслевых объектов.

Инструментальная поддержка такого решения строилась вокруг работы с моделью функционирования ТЭК, важнейшими требованиями к которой стали максимальная проработка существующих механизмов структурной избыточности, адекватное представление анализируемых отраслевых объектов в территориально-производственной структуре ТЭК. Следствием этого стала необходимость разработки новых версий модели функционирования ТЭК с достоверным углубленным детализированным представлением анализируемых отраслевых структур. Пример разработки и апробации та-



Рис. 2. Технология модернизации модели для решения задачи выбора КВО ТЭК.

кой версии модели для случая выбора критически важных для ТЭК объектов газовой отрасли рассмотрен в следующем разделе статьи.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МОДЕЛЕЙ ТЭК ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОТРАСЛЕВЫХ КРИТИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Для решения задачи поиска КВО ТЭК была разработана новая версия модели функционирования ТЭК. Разработка этой версии проводилась на базе двух разноуровневых моделей: общеэнергетической территориально-производственной модели ТЭК и отраслевой модели Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России. Выбор этих моделей обосновывался постановкой решаемой задачи — задачи определения наиболее критичных для ТЭК объектов газовой отрасли в условиях совместного функционирования энергетических отраслей. Использовалась полученная модель для оценки критичности объектов газовой отрасли, выделенных в рамках отдельных модельных исследований ЕСГ России.

Разработка модели ТЭК проводилась в соответствии со схемой модификации моделей, представленной в [10]. Особенностью этой схемы является совместное рассмотрение

 структурной составляющей базовых моделей (моделей, на основе которых проводится разработка новой модели);

2) информационной составляющей базовых моделей;

3) спецификой решаемых задач.

Взаимосвязь этих составляющих в случае модернизации общеэнергетической модели для решения задачи выбора КВО ТЭК приведена на рис. 2.

Приоритетными в данной схеме модификации моделей являются задачи исследования, так как именно они определяют территориально-производственную структуру моделируемого объекта (отрасли или ТЭК), задают требования к самой модели. Также решаемые задачи влияют на состав и степень детализации информации, на выбор источников данных, формируют набор алгоритмов для верификации и преобразования этих данных в модельные. Получаемая в этом случае модель включает характеристики базовых моделей, может приобретать новые, не свойственные базовым моделям характеристики, необходимые для решения поставленных задач. Применение такой технологии модификации моделей для решения задачи поиска КВО ТЭК:

 не противоречит двухэтапной схеме определения критически важных для ТЭК отраслевых объектов, на первом этапе которой определяются критические отраслевые объекты, на втором доказывается их критичность для ТЭК в целом;

 позволяет получить модель исследования ТЭК для второго этапа определения КВО с необходимой степенью детализации отраслевых объектов;

 поддерживает возможность моделирования механизмов резервирования и взаимозаменяемости ресурсов в модели функционирования ТЭК;

 позволяет учитывать особенности существующей информационной составляющей, ее состав и степень ее согласованности.

В случае определения критически важных для ТЭК объектов газовой отрасли применение данной технологии позволило добиться идентичности расчетной схемы ЕСГ страны в моделях обоих уровней, позволило напрямую формировать сценарии неработоспособности анализируемых отраслевых объектов. Совместное использование отраслевой и общеэнергетической информации с разной степенью ее детализации было достигнуто без дополнительной подготовки данных по объектам газовой отрасли. Важнейшим результатом модификации модели ТЭК стала корректировка режимов функционирования объектов электро- и теплоэнергетики.

Соотношение базовых и результирующей моделей исследования по ключевым аспектам функционирования отраслей представлено в табл. 1.

Особенностями новой версии модели функционирования ТЭК для определения критически важных для ТЭК объектов газовой отрасли стали:

 интеграция расчетной схемы ЕСГ России из отраслевой модели в общеэнергетическую;

 моделирование режима резервной работы объектов генерации электроэнергии и тепла;

– формирование блока коэффициентов сезонной неравномерности, блока удельных стоимостных и штрафных коэффициентов.

Интеграция расчетной схемы ЕСГ России в модель функционирования ТЭК была выполнена со следующими допущениями:

1. В схеме ЕСГ для территорий из зоны влияния ЕСГ допускалась замена потребителей газа на объекты из модели ТЭК. Таким образом сохранилась принятая в модели ТЭК категорированность потребителей, было соблюдено взаимодействие газовой отрасли, электро- и теплоэнергетики.

2. Для территорий, находящихся в зоне влияния ЕСГ, неизменными остались заданный в отраслевой модели состав источников, компрессорных станций, ПХГ, газопроводов. При этом было соблюдено соответствие объемов добычи газа в обеих моделях по данным территориям.

3. Для территорий, не входящих в зону влияния ЕСГ, были актуализированы данные модели ТЭК по добыче и потреблению газа. При наличии транспортной инфраструктуры вне ЕСГ (например, на Дальнем Востоке) в модель ТЭК были дополнительно включены соответствующие укрупненные транспортные схемы.

Расчеты на модели ТЭК с такой детализированной схемой газовой отрасли России показали наличие запертых источников газа в случае привязки последних к потребителям, схематично не связанными с территориями их размещения. Другим следствием различного представления потребителей в разноуровневых моделях стала необходимость верификации характеристик газопроводов. В целом, полученные на преобразованной отраслевой схеме ЕСГ результаты функционирования ТЭК были признаны адекватными с позиций взаимосвязанной работы отраслей.

Моделирование резервного режима функционирования ТЭС и котельных было выполнено с учетом дополнительного отпуска электроэнергии и тепла в случае возрос-

	Базовые в	модели	Модель ТЭК для определения КВО	
	модель ТЭК	модель ЕСГ	ТЭК	
Временной ас- пект технологи- ческих процессов	Год, сутки	Сутки	Сутки	
Состав ресурсов	Газ, мазут топоч- ный, уголь (камен- ный, бурый), ПВТ, тепло, электро- энергия	Газ	Газ, мазут топочный, дизельное топ- ливо, уголь (каменный, бурый), ПВТ, тепло, электроэнергия	
Особенности представления технологических процессов топ- ливных отраслей	Агрегировано по различным типам отраслевых объек- тов, по субъектам РФ	Технологиче- ские узлы ЕСГ России: источ- ники, ПХГ, ком- прессорные станции, потре- бители (районы, города, крупней- шие ГРЭС), нит- ки газопроводов	Газовая отрасль: 1. В зоне влияния ЕСГ: – источники, ПХГ, компрессорные станции, нитки газопроводов; – закрепленные за субъектами группы ТЭС, группы котельных, прочие по- требители; – страны-импортеры. 2. Вне зоны влияния ЕСГ субъекты- источники, субъекты-потребители <i>IIo другим отраслям</i> : источники, объ- екты хранения, агрегированная же- лезнодорожная сеть, обязательные потребности регионов, страны-им- портеры, страны-экспортеры	
Особенности представления технологических процессов в электро- и тепло- энергетике	АЭС, ГЭС, ТЭС; ВЭС, СЭС, ГеоЭС, ГАЭС, котельные, закрепленные за субъектами РФ. Транспортная ин- фраструктура – аг- регированная сеть ЛЭП. Страны-экс- портеры, страны- импортеры элек- троэнергии		Агрегировано по станциям (АЭС, ГЭС, ТЭС, мелкие КЭС, ВЭС, СЭС, ГеоЭС, ГАЭС) и котельным, закреп- ленным за субъектами РФ. Транс- портная инфраструктура – агрегиро- ванная сеть ЛЭП. Страны-экспорте- ры, страны-импортеры электроэнергии	
Структурная избыточность	Запасы топлива в субъектах на нача- ло расчетного пе- риода, взаимозаме- няемость газа и ма- зута на ТЭС и в котельных в обыч- ном режиме их экс- плуатации	Максимальный суточный отбор газа из ПХГ	В топливных отраслях (кроме газо- вой) запасы ресурсов в субъектах на начало расчетного периода. В газовой отрасли максимальный суточный от- бор газа из ПХГ. В электро- и тепло- энергетике задание дополнительных генерирующих возможностей ТЭС и котельных, поддержка взаимозаменя- емости газа и мазута при эксплуата- ции данных объектов	

T 🐔 1	т	7					
Габлица		К пючевые уа	nakte	пистики	использ	VEMLIX	молепеи
таолица т		who lebble Au	parte	pricingi	nenombs	yowidin	модолон

ших потребностей в этих ресурсах в отопительный период. Для этого использовалась и согласовывалась информация из двух источников:

- из статистической отчетности по производственным характеристикам ТЭС и котельных в отчетном году;

 из информационно-аналитического доклада ФКБУ "РЭА" Минэнерго России "Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России", ежемесячной отчетности системного оператора Единой энергетической системы.



Рис. 3. Технологическая структура модели функционирования ТЭК для определения критически важных для ТЭК объектов газовой отрасли.

Необходимость согласования этих источников обосновывалась:

 встречающейся в статотчетности некорректностью данных по производственным возможностям ТЭС и котельных;

- узкой специализацией используемой информационно-аналитической отчетности.

Определялись резервные возможности отпуска тепла и электроэнергии ТЭС и котельными по следующей схеме:

 определение пиковых суточных потребностей в электроэнергии и тепле из используемой информационно-аналитической отчетности;

- определение резервных возможностей отпуска электроэнергии и тепла ТЭС и котельными для заданных производственных возможностей этих объектов;

 проверка покрытия пиковых суточных потребностей в электроэнергии и тепле с учетом резервных возможностей ТЭС и котельных;

– дополнительная корректировка заданных резервных возможностей ТЭС и котельных с учетом структуры отпуска электроэнергии и тепла, структуры расхода топлива, особенностей обеспечения территорий котельно-печным топливом. Также дополнительно учитывалось снижение выработки электроэнергии ГЭС в зимний период.

Результатом модификации исследовательских моделей стала новая версия модели функционирования ТЭК с отраслевой структурой, концептуально представленной на рис. 3. В расчетах при определении КВО ТЭК в качестве базового использовался суточный вариант максимума нагрузки объектов энергетики, учитывающий резервные



Рис. 4. Относительный дефицит энергоресурсов при отключении критических элементов газовой системы, доля ед.

возможности генерирующих возможностей станций. Выбор KBO осуществлялся из множества возмущенных вариантов отключения отраслевых критических элементов при максимальной загруженности объектов.

АПРОБАЦИЯ МОДЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТЭК

Новая версия модели функционирования ТЭК представлена 80 субъектами федерации, агрегированными по 8 федеральным округам. Технологически она включает ключевые топливные отрасли (газовую, угольную, нефтеперерабатывающую), электро- и теплоэнергетику (рис. 3). Газовая отрасль в модели представлена расчетной схемой ЕСГ России, дополненной изолированными газодобывающими районами. Расчетная схема ЕСГ состоит из 378 узлов (источников и потребителей газа, подземных хранилищ газа, узловых компрессорных станций), 486 дуг (магистральных газопроводов и отводов на распределительные газовые сети). Электро- и теплоэнергетика включает тепловые станции и котельные, для которых смоделирован резервный режим работы оборудования, предусмотрена взаимозаменяемость газа и мазута.

С использованием разработанной модели было проведено исследование влияния отключений критических объектов газовой отрасли (61 элемент) на функционирование ТЭК в целом. Результатом поочередного отключения этих объектов стало снижение производства рассматриваемых в модели энергоресурсов, появление дефицитов у различных категорий потребителей. Анализ результатов расчетов показал следующую картину.

В целом по стране при отключении критических объектов газовой отрасли сложились дефициты энергоресурсов, вынесенные на рис. 4. Согласно экспертным установкам, анализ критичности объектов проводился только для случаев значительных суммарных дефицитов (свыше 5%) хотя бы по одному энергоресурсу. При этом список отраслевых критических объектов сократился до 25 элементов. Такое резкое сокращение списка было вызвано влиянием эффекта системного взаимодействия отраслей. Расчет и анализ показателя критичности оставшихся объектов газовой отрасли показал изменение их исходной приоритетности (рис. 5), полученной в рамках отдельных модельных исследований ЕСГ страны. Связано это было с учетом в данном показателе



Рис. 5. Показатели значимости критических элементов газовой системы.

сработки запасов топлива, величины диверсификации топлива на электростанциях, имеющих двойную топливоподачу.

Анализ влияния отключений этих объектов на энергоснабжение федеральных округов показал различия в ранжировании этих объектов по отдельным округам и по России в целом.

Качественный анализ критичности объектов газовой отрасли был проведен по трем категориям критичности с порогами 30% и 70%. Наиболее критичной считалась первая категория с суммарными относительными дефицитами свыше 70%. Количество критических элементов по этим группам по федеральным округам распределилось следующим образом (табл. 2). Значительный дефицит был получен на территориях, чей топливно-энергетический баланс ориентирован на использование природного газа. Это Северо-Кавказский, Приволжский, Центральный и Южный округа, где количество критических элементов первой категории составило 12–14 объектов.

· · · · · · · · ·			
Федеральный округ	1 кат. (100-70%)	2 кат. (69-30%)	3 кат. (29-0%)
Центральный	14	_	11
Северо-Западный	10	3	12
Южный	12	11	2
Северо-Кавказский	14	_	11
Приволжский	14	-	11
Уральский	6	14	5
Сибирский	7	7	11
Дальневосточный	13	_	12

Таблица 2. Классификация критических элементов газовой отрасли по влиянию на энергоснабжение потребителей

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлены основные особенности построения моделей ТЭК для проведения исследований по определению критически важных отраслевых объектов. Эти особенности связаны:

- с учетом временного аспекта технологических процессов в отраслях ТЭК;

 с представлением технологических процессов в топливных отраслях и особенно в электро- и теплоэнергетике;

 с выделением средств структурной избыточности для снижения воздействия аварийных ситуаций при отключении критически важных элементов отраслевых систем.

Рассмотрена модель функционирования ТЭК с детализированным представлением ЕСГ России. Приведены результаты экспериментальных расчетов по определению КВО ТЭК с использованием новой версии модели. Представлены результаты анализа по величине относительных дефицитов, по показателям значимости критических элементов газовой отрасли по стране и федеральным округам.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке гранта РФФИ № 20-08-00367.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Beresneva N.M., Pyatkova N.I. Choosing of the FEC critical objects in model researches of energy security problems and its features // Rudenko International Conference "Methodological problems in reliability study of large energy systems" (RSES 2018). 2018. V. 58. https://doi.org/10.1051/e3sconf/20185803004
- 2. Пяткова Н.И., Береснева Н.М. Определение критических элементов топливно-энергетического комплекса с позиций надежного энергоснабжения // Известия РАН. Энергетика. 2020. № 1.
- 3. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Еделев А.В. Особенности формирования перечня критических объектов газотранспортной сети России, подлежащих энергетической безопасности, и возможные меры по минимизации негативных последствий чрезвычайных ситуаций на таких объектах // Труды Российской академии наук. Энергия. 2016. № 3.
- 4. Senderov S.M., Vorobev S.V. Approaches to the identification of critical facilities and critical combinations of facilities in the gas industry in terms of its operability // Reliability Engineering & System Safety. 2020. V. 203.
- 5. Воробьев С.В., Еделев А.В. Применение метода определения критических элементов в сетях технических инфраструктур для поиска критически важных объектов газотранспортной сети России // Энергетическая политика. 2018. № 1.
- 6. *Senderov S., Edelev A.* Formation of a list of critical facilities in the gas transportation system of Russia in terms of energy security // Energy. 2019. V. 184. P. 105–112.
- Иерархическое моделирование систем энергетики / под ред. Воропая Н.И., Стенникова В.А. Новосибирск: Академическое изд-во "Гео". 2020.
- Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ / Отв. ред. Воропай. Н.И. Новосибирск: Наука, 2010.
- 9. Дьяков А.Ф., Стенников В.А., Сендеров С.М. и др. Надежность систем энергетики: Проблемы, модели и методы их решения. Новосибирск: Наука, 2014.
- 10. Береснева Н.М. Методические вопросы модификации экономико-математических моделей в исследованиях энергетической безопасности России // Известия РАН. Энергетика. 2015. № 2.

Modeling the FEC Functioning in Determining Critical Important Facilities for Reliable Energy Supply

N. M. Beresneva^{*a*, *} and N. I. Pyatkova^{*a*, **}

^aMelentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia *e-mail: beresneva@isem.irk.ru **e-mail: nata@isem.irk.ru

In order to solve the problem of identifying critical for the fuel and energy complex facilities (CF FEC), a variant of developing the functioning of the fuel and energy complex models with detailed calculate industry schemes is proposed. The relevance of identifying such ob-

jects is justified by the requirement to ensure reliable fuel and energy supply to consumers in normal and emergency situations in the energy sector. The use of the fuel and energy complex territorial production models for conducting such studies is justified by the need to take into account the mutually consistent operation of energy systems, the existing mechanisms of structural redundancy. The article considers the option of developing a model for the selection of the critical facilities fuel and energy complex on the basis of multilevel research models. The uniqueness of this development lies in the integration of the scheme of the Russia Unified Gas Supply System into the fuel and energy complex model. This feature is explained by the purpose of the research being carried out – the need to identify the critical facilities of the gas industry in the context of the joint functioning of the industries. The results of the created model approbation are given for the federal districts of Russia at the level of quantitative and qualitative assessments for the criticality of the analyzed the gas industry objects. The approbation showed a significant effect of the industries mutually coordinated functioning on the fuel and energy supply of consumers, revealed differences in the priority of critical facilities in the gas industry and fuel and energy complex facilities.

Keywords: critical facilities, a model of functioning of the fuel and energy complex, energy systems, an indicator of the importance of elements

УДК 621.315+621.313.12

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЭВОЛЮЦИИ В ЗАДАЧЕ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТОВ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

© 2021 г. П. Ю. Губин^{1, *}, В. П. Обоскалов^{1, 2}

¹ФГАОУ ВО УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина Уральский энергетический институт, Екатеринбург, Россия ²ФГБУН Научно-инженерный центр "Надежность и ресурс больших систем и машин" Уральского отделения Российской академии наук, Екатеринбург, Россия *e-mail: p-tul@yandex.ru

> Поступила в редакцию 01.11.2020 г. После доработки 15.02.2021 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

Задача планирования ремонтов основного оборудования энергосистем в целом и генерирующих агрегатов в частности сегодня не теряет актуальности и требует своего развития. Важным становится анализ эффективности существующих, а также новых методов и алгоритмов для оценки перспективности их использования в расширенной постановке задачи с учетом новых ограничений и требований. В рамках указанной проблемы рассмотрены возможность использования, реализация и апробация эвристического метода дифференциальной эволюции в приложении к энергосистеме с сильными связями; его сопоставление с группой методов направленного поиска. Показана целесообразность применения данного метода для практических расчетов энергосистем большой размерности, а также перспективы его использования для учета сложных функциональных ограничений.

Ключевые слова: электроэнергетическая система (ЭЭС), планирование ремонтов генераторов, метод дифференциальной эволюции, метод покоординатной оптимизации **DOI:** 10.31857/S0002331021020096

введение

В энергосистемах мира по-прежнему преобладает подход к планированию ремонтов основного генерирующего и сетевого оборудования, при котором сроки вывода агрегатов в ремонт определяются, в основном, методом экспертных оценок согласно опыту работы инженерного персонала энергосистем, что указывает на то, что задача планирования ремонтов оборудования энергосистем и, в частности, генерирующих агрегатов, будучи сформулированной более века назад, во-первых, не потеряла своей актуальности и сегодня и, во-вторых, требует своего развития для автоматизированного учета заявок на ремонт оборудования [1–4]. Связано это не только с неполным учетом режимных ограничений в условиях большой неопределенности данных, но и с ограниченной возможностью существующих методов планирования ремонтов, особенно в вероятностной постановке задачи. Появление новых подходов к управлению энергосистемами [5] и развитие новых технологий [6] требует модификации и совершенствования существующих механизмов планирования ремонтов.

В качестве критериев, характеризующих оптимальный план ремонтов, как правило, фигурируют: минимум затрат на производство электроэнергии за плановый пе-

риод [5–11], интегрально-оптимальный резерв мощности [7, 8], минимум длительности простоя оборудования [12] и др. Учет режимных ограничений осуществляется в упрощенном виде, в частности, в виде ограничений на перетоки активной мощности по связям [13].

Говоря о критериях и существующих методах планирования ремонтов, нельзя оставить без внимания подход, в соответствии с которым осуществляется планирование ремонтов основного оборудования энергосистем структурой АО "СО ЕЭС". Во главу угла при формировании ремонтных графиков сегодня ставится не оптимизация по некоторому экономическому критерию (например, минимум затрат топлива на станциях) или с точки зрения надежности (максимум индекса надежности, минимум математического ожидания недоотпуска электроэнергии и пр.), на что фактически указывают авторы [3, 4], описывающие перспективную автоматизированную систему экспертной оценки графиков вывода оборудования в ремонт. Графики вывода в ремонт элементов ЭЭС формируются по критерию совместимости ремонтов: отсутствие недопустимых комбинаций одновременно ремонтируемых элементов, недопустимость чрезмерного "ослабления" контролируемых сечений, необходимость совмещения ремонтов линий электропередачи, обеспечивающих выдачу мощности электростанций, с ремонтами энергоблоков этих станций и др. Отсюда процедура планирования ремонтов сводится не к оптимизации графика ремонтов по заданному критерию, а к поиску наиболее приемлемого сочетания ремонтных интервалов. При этом допустимость одновременности ремонтов определяется технологом в виде адаптируемого набора ограничений. Критерий минимизации переключений при выводе оборудования в ремонт [4], по существу, дополняет набор ограничений.

Данный подход в большей степени приемлем при планировании ремонтов сетевого оборудования, в то время как ремонт генерирующего оборудования электростанций характеризуется существенным влиянием плана ремонтов на функционирование ЭЭС в целом, и здесь на первый план выдвигается задача обеспечении требуемого уровня надежности функционирования ЭЭС [15]. Отсюда задачи планирования ремонтов основного генерирующего и сетевого оборудования целесообразно рассматривать как иерархически разделенные, требующие своего математического аппарата. На первом этапе выполняется планирование основного генерирующего, а на втором — сетевого оборудования.

В предлагаемой работе рассматривается первая задача, где в качестве критерия оптимизации принимается минимум ожидаемого недоотпуска электроэнергии при вероятностном характере нагрузки и состояний энергоблоков — акцент делается на задаче обеспечения надежности электроснабжения потребителей в период плановых ремонтов.

Упомянутый критерий не устраняет проблему многоэкстремальности целевой функции (ЦФ) в многомерном дискретном пространстве состояний агрегатов. Дискретный характер переменных (моменты вывода агрегатов в состояние ремонтного обслуживания), как правило, предопределяет многоэкстремальность и выбор математического метода оптимизации. При этом простой перебор планов ремонта практически невозможен. В частности, число возможных комбинаций моментов вывода в ремонт, например, 20 энергоблоков на годовом периоде с дискретностью в 1 нед., ориентировочно составляет 1.1×10^{32} . В действительности число планируемых для ремонтного обслуживания агрегатов значительно больше. Таким образом, с учетом необходимых для оценки каждого из вариантов вычислительных затрат, которые могут только возрастать по мере усложнения постановки задачи планирования, полный перебор состояний ЭЭС оказывается неприемым.

Здесь важно отметить, что несмотря на большое число экстремумов, соответствующие им значения Ц Φ варьируются в сравнительно узких пределах, что позволяет отказаться от поиска глобального оптимума и ограничиться поиском квазиоптимального плана ремонтов. Поиск лучшего решения в пространстве квазиоптимальных состояний связан с многократными расчетами при варьировании начальных планов, изменении последовательностей варьирования переменных, путем учета дополнительных значимых факторов и использованием отличающихся своей сущностью математических процедур оптимального планирования.

Представленная специфика задачи предопределяет спектр методов, используемых для ее решения. Основные методы, применяемые для решения задачи планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС, описаны в [14]. Достаточно эффективным показал себя алгоритм, где оптимальный план ремонтов формируется при решении более общей задачи оптимизации резервов мощности в ЭЭС [15, 16]. В Уральском политехническом институте (ныне – УрФУ) разработан метод направленного поиска (МНП) [17], являющийся разновидностью методов покоординатной оптимизации [8–10, 18] и развитием метода покоординатного спуска. Метод показал высокую эффективность в задаче планирования ремонтов на дискретном множестве моментов вывода агрегатов в ремонт. Следует заметить, что в класс методов покоординатной оптимизации входят не только метод покоординатного спуска, но и ряд других методов с выбором координаты варьирования переменной (методы релаксации, Розенброка, Пауэлла и др.).

Как альтернатива существующим методам оптимизации выступают малочувствительные к дискретности переменных эвристические алгоритмы, среди которых можно отметить: генетические алгоритмы [19], муравьиные алгоритмы [20], метод роя частиц [21, 22], методы симуляции отжига [13, 23–25] и пр. При этом обеспечивающий более высокую (среди методов покоординатной оптимизации) точность метод направленного поиска может рассматриваться в качестве базового при оценке эффективности предлагаемых новых методов и алгоритмов.

Эвристические алгоритмы характеризуются тем, что на текущем шаге оптимизации просматривается большое число возможных направлений движения к оптимуму, что приводит к большим временным затратам. При оценке оптимальности плана ремонтов необходим учет сложных функциональных ограничений, таких как: допустимость токовой загрузки линий, уровней напряжений в узлах, перетоков мощности по сечениям и др. Все это на этапе анализа каждого дискретного состояния ЭЭС требует решения систем нелинейных уравнений, многократно увеличивающих объем вычислений. В результате фактор быстродействия является значимым при выборе математического метода оптимизации. Даже относительно небольшой прирост быстродействия позволяет увеличить число рассматриваемых за допустимое расчетное время планов ремонтов, а следовательно и улучшить качество решения. В данной работе длительность расчетов рассматривается как один из критериев эффективности. В частности, с этой позиции проанализирована эффективность предлагаемой реализации метода дифференциальной эволюции (МДЭ). Первоначально предложенный Метрополисом (N. Metropolis) [26] и в последствии развитый Сторном (R. Storn) [27] МДЭ является разновидностью генетических алгоритмов. Его отличительная особенность заключается в использовании векторных операций сложения и вычитания в рамках процедуры скрещивания элементов, что успешно соотносится с задачей планирования ремонтов основного энергетического оборудования ЭЭС.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТОВ

Задача. Определить план ремонтов основного оборудования ЭЭС, удовлетворяющий заданному критерию оптимизации.

Критерий. Минимум математического ожидания (MO) недоотпуска электроэнергии за расчетный период T (год) при вероятностном характере нагрузки. *Математический метод.* За основу принят эвристический метод дифференциальной эволюции [27]. В качестве базового для оценки эффективности принят метод направленного поиска [18].

Варьируемые переменные: — моменты вывода в ремонт генерирующих агрегатов, $\bar{x} = \{x_1, x_2, ..., x_n, x_i \in \mathbb{N}\}.$

Горизонт планирования. Период времени T, в рамках которого должны быть выполнены все ремонтные работы, принимается равным одному году. Интервал дискретности принимается равным одной неделе (T=52).

Ограничение: — выполнение в расчетный период всех плановых ремонтов длительностью $\{\tau_i, i = 1, ..., n\}, (x_i \leq 52 - \tau_i).$

Допущения: ЭЭС рассматривается как система с сильными связями (не учитываются ограничения по пропускной способности связей). На элементарном отрезке времени (неделя) параметры нагрузки и генерации считаются неизменными. Нагрузка описывается нормальным распределением с понедельно заданными математическими ожиданиями (MO) и дисперсиями. Текущие ремонты оборудования выполняются во время недельного спада нагрузки и в данной задаче учитываются опосредованно, через параметры генерации на недельном интервале. Не учитываются как режимные, так и эксплуатационные ограничения: на интервал вывода генераторов в ремонт; на одновременный ремонт нескольких видов энергоблоков; на число ремонтных бригад и др. Необходимо отметить, что неучет эксплуатационных ограничений недопустим при реальном планировании ремонтов оборудования. Однако целью настоящей работы является анализ приемлемости МДЭ на этапе оптимизации плана ремонтов и здесь дополнительное множество ограничений лишь усиливает вычислительную нагрузку без влияния на сопоставительную сущность метода. Отсюда сделанные допущения можно считать приемлемыми.

Целевая функция: согласно критерию оптимизации в качестве ЦФ рассматривается минимум суммарного за расчетный период МО недоотпуска электроэнергии. Поскольку, как было указано выше, в исследовательской постановке система рассматривается как концентрированная, возникновение недоотпуска электроэнергии обуславливается исключительно превышением нагрузкой величины располагаемой генерации. Отсюда ЦФ представляется в виде:

$$\varphi = \sum_{w=1}^{52} \sum_{t=1}^{168} M(D_{t,w}) \to \min,$$
(1)

где МО дефицита мощности, $M(\sigma_{t,w})$ согласно [28]:

$$M(D_{t,w}) = (m_{L,t,w} - G_w) (1 - F_L(G_w, m_{L,t,w}, \sigma_{L,t,w})) + (\sigma_{L,t,w})^2 f_L(G_w, m_{L,t,w}, \sigma_{L,t,w});$$
(2)

 $m_{L,t,w}$, $\sigma_{L,t,w}$, G_w – соответственно: МО и среднеквадратичное отклонение (СКО) мощности нагрузки, и располагаемая мощность генерации в час *t* недели *w*; $F_L(x, m, \sigma)$ и $f_L(x, m, \sigma)$ – соответственно функция распределения и плотность вероятности мощности нагрузки.

В выражении (2) фигурируют $m_{L,t,w}$ и $\sigma_{L,t,w}$. Оценка данных величин затруднительна, хотя и возможна при прогнозировании нагрузки на предстоящий (годовой) период. При этом неопределенность их прогноза достаточно велика. Значительно меньшую относительную погрешность имеют интегральные величины, например, среднее за неделю электропотребление или максимальная на недельном периоде мощность нагрузки, $L_{\max,w}$. Именно поэтому в задаче планирования ремонтов в качестве базовой рассматривается мощность $L_{\max,w}$, а не текущая $L_{r,w}$. Дополнительно следует заметить, что при неизменности состава генерации большей мощности нагрузки соответствует большее МО дефицита мощности. Отсюда МО недельного недоотпуска электроэнергии может быть рассчитано следующим образом:

$$\varphi_{w} = \sum_{t=1}^{168} M(D_{t,w}) = \tau_{w} M(D_{\max,w}), \qquad (3)$$

где τ_w – число часов недельного максимума дефицита мощности; $D_{\max,w}$ – дефицит мощности, соответствующий максимальной недельной нагрузке $L_{\max,w}$.

В общем случае τ_w меняется от недели к неделе, и, исходя из этого, ЦФ планирования может быть переписана в виде:

$$\varphi = \sum_{w=1}^{52} \tau_w M\left(D_{\max,w}\right) \to \min.$$
(4)

В то же время здесь следует учесть два обстоятельства. Во-первых, неопределенности нагрузки и генерации в задаче планирования ремонтов достаточно велики. Вовторых, ремонтные мероприятия преимущественно выпадают на период с середины весны до середины осени, т.е. на сравнительно теплое время года, и разница между недельными графиками потребления в данный период оказывается несущественной. Это позволяет сделать допущение о неизменности конфигурации суточного и недельного графиков нагрузки, и принять $\tau_w = \tau = \text{const.}$ Решение задачи (оптимальный план ремонтов) не изменится при масштабировании ЦФ. Это позволяет исключить τ из ЦФ:

$$\varphi = \sum_{w=1}^{52} M\left(D_w^{\max}\right) \to \min.$$
(5)

При этом:

$$M(D_{w}) = (m_{L\max,w} - G_{w})(1 - F_{L}(G_{w}, m_{L\max,w}, \sigma_{L,w})) + \sigma_{L,w}^{2}f_{L}(G_{w}, m_{L\max,w}, \sigma_{L,w}).$$
(6)

В следующих разделах описываются применяемые в исследовании методы планирования ремонтов.

АЛГОРИТМ НАПРАВЛЕННОГО ПОИСКА В ЗАДАЧЕ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТОВ

Алгоритм метода направленного поиска может быть представлен в виде следующей последовательности шагов [9, 10, 17, 18]:

1. сортировка списка подлежащих ремонту энергоблоков по убыванию критерия (6):

$$A_i = P_i \tau_i p_{fi}, \tag{7}$$

где τ_i – плановая продолжительность ремонта *i*-го блока, нед.; p_{fi} – вероятность отказа *i*-го блока, о.е.; P_i – установленная мощность *i*-го блока, MBT;

2. назначается исходное состояние системы (ремонты энергоблоков отсутствуют);

3. для первых двух генераторов списка из всех возможных сочетаний моментов их вывода в ремонт, при условии, что все остальные генераторы находятся в работе, выбирается тот план (оптимальная комбинация моментов x_1^*, x_2^*), которому соответствует наименьшее значение целевой функции (4);

4. исходя из найденного оптимального сочетания моментов, фиксируется момент вывода в ремонт первого (из двух рассмотренных) генератора, $x_1 = x_1^*$;

5. аналогичным образом, попарно (второй и третий, третий и четвертый и т.д.), при условии фиксированного плана предыдущих агрегатов рассматриваются все последующие сочетания генераторов списка;

6. последовательность 3–5 повторяется до сходимости итерационного процесса (состояние системы не меняется).

Представленная последовательность соответствует алгоритму МНП 2-го порядка, где порядок определяется числом генераторов, для которых рассматриваются все возможные комбинации моментов вывода агрегатов в ремонт. Заметим, что МНП первого порядка представляет реализацию простого покоординатного спуска.

Как показывают тестовые расчеты, предварительная сортировка, а также комбинированный перебор списка позволяют находить решения лучшие по сравнению с простым методом покоординатного спуска, что без сомнения является преимуществом рассматриваемого алгоритма. В [18] предложена и апробирована модификация МНП, заключающаяся в расширении области перебора возможных сочетаний моментов вывода в ремонт с 2-х генераторов на каждом шаге до m, иными словами — дано развитие МНП 2-го порядка до МНП m-го порядка. Нами выполнена реализация МНП на случай более высоких порядков. За счет увеличения объема вычислений удается повысить вероятность достижения лучшего решения поставленной задачи.

АЛГОРИТМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЭВОЛЮЦИИ В ЗАДАЧЕ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТОВ

Являясь разновидностью генетического алгоритма, метод дифференциальной эволюции предлагает механизм реализации поиска решения в векторном пространстве, что позволяет исключить привычные для генетических алгоритмов методы кроссинговера на основе двоичных преобразований элементов популяции.

Принимая во внимание, что в качестве варьируемых переменных рассматривается вектор моментов вывода энергоблоков в ремонт, $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, ..., x_n\}$, алгоритм поиска решения с применением эволюционного метода выглядит следующим образом:

1. Для получения начального приближения \mathbf{x}_0 выполняется планирование ремонтов методом направленного поиска, например, первого или 2-го порядков.

Создается популяция — матрица P_0 , составленная из векторов-столбцов \mathbf{x}_0 (на первом шаге все столбцы матрицы P_0 одинаковы):

$$P_{0} = \begin{bmatrix} x_{1,1} & \cdots & x_{1,s} \\ \cdots & x_{i,j} & \cdots \\ x_{n,1} & \cdots & x_{n,s} \end{bmatrix},$$
(8)

где n – число генераторов подлежащих ремонту; s – величина популяции – число входящих в нее векторов; $x_{i,j}$ – момент вывода в ремонт *i*-го генератора согласно *j*-му варианту плана ремонтов.

2. На базе матрицы P_0 формируется начальная популяция P_1 согласно следующему преобразованию:

$$P_{1} = \begin{bmatrix} x_{1,1} + \Delta x_{1,1} & \cdots & x_{1,s} + \Delta x_{1,s} \\ \cdots & x_{i,j} + \Delta x_{i,j} & \cdots \\ x_{n,1} + \Delta x_{n,1} & \cdots & x_{n,0} + \Delta x_{n,s} \end{bmatrix},$$
(9)

где $\Delta x_{i,j}$ — псевдослучайное отклонение момента вывода в ремонт генератора *i* вектора популяции *j*, сгенерированное согласно нормальному вероятностному распределению (6) с нулевым МО:



Рис. 1. Схема заполнения элемента-потомка.

$$f\left(\Delta x_{i,j}\right) = \frac{1}{\sigma_i \sqrt{2\pi}} e^{-\left(\frac{\Delta x_{i,j}}{\sqrt{2}\sigma_i}\right)^2},\tag{10}$$

где $\sigma_i = \frac{1}{6}\tau_i$ – среднеквадратичное отклонение момента вывода в ремонт *i*-го генератора. Поскольку после задания отклонений $\{\Delta x_{i,j}\}$ моменты $\{x_{i,j} + \Delta x_{i,j}\}$ вывода в ремонт могут оказаться ненатуральными числами $\{x_{i,j} \notin \mathbb{N}\}$, значения в матрице популяции P_i округляются до ближайших целых значений. Величина σ_i выбрана таким образом, чтобы случайное отклонение не превышало половины ремонтного периода.

3. На каждой итерации поиска решения *k* для популяции *P_k* выполняется следующая последовательность действий:

3.1. Для каждого вектора-столбца \mathbf{x}_j матрицы-популяции P_k выбираются два случайных вектора-столбца элемента популяции \mathbf{x}_a и \mathbf{x}_b , $a \neq b \neq j$. Для этой триады вычисляется вектор **v**:

$$\mathbf{v} = \begin{bmatrix} v_1 \\ \dots \\ v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{1,j} \\ \dots \\ x_{n,j} \end{bmatrix} + F \begin{bmatrix} x_{1,a} \\ \dots \\ x_{n,a} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x_{1,b} \\ \dots \\ x_{n,b} \end{bmatrix} \end{bmatrix},$$
(11)

где F — коэффициент скрещивания, в качестве которого может рассматриваться как число, так и диагональная матрица. В последнем случае это позволит создать индивидуальную настройку векторов пространства \mathbb{R}^{n} .

3.2. На основании полученного вектора **v** и вектора-родителя $\mathbf{x}_{\mathbf{j}}$ согласно схеме, представленной на рис. 1, формируется вектор-потомок **u**. Случайным образом из диапазона от 1 до *n* выбираются значения *h* и $g \ge h$, первое из которых служит в качестве индекса начала, а второе – конца интервала замещения полей вектора $\mathbf{x}_{\mathbf{i}}$.

	Тестовая с	истема TS1	Тестовая система TS2		
Установленная мощность генератора, МВт	генераторы, генераторы, подлежащие подлежащие капитальному промежуточному ремонту (8 нед.)		генераторы, подлежащие капитальному ремонту (8 нед.)	генераторы, подлежащие промежуточному ремонту (4 нед.)	
12	2	1	4	1	
20	1	1	1	3	
50	1	2	2	4	
76	1	1	1	3	
80	1	1	1	2	
95	1	1	1	2	
155	1	1	1	3	
350	0	1	0	1	
400	1	0	2	0	

Таблица 1. Параметры выводимых в ремонт генераторов

3.3. Производится оценка индекса полезности для текущих векторов x_j и **u**. Индексом полезности в рассматриваемой постановке задачи является определяемое по формуле (2) МО суммарного недоотпуска электроэнергии, соответствующее плану **v**. Если вектор-потомок **u** лучше родителя (меньше соответствующая ЦФ), то он замещает последнего в матрице-популяции, иначе потомок отбрасывается, а родитель x_j остается без изменений.

3.4. После того, как процедура скрещивания выполнена для всех элементов \mathbf{x}_{j} , j = 1, ..., s популяции P_k , определяются величины минимального для популяции индексов полезности особей, которые используются в ходе проверки выполнения критерия окончания расчетов, в качестве которого рассматривается неизменность минимального индекса полезности популяции на протяжении заданного числа k_{liml} итераций. Дополнительным критерием окончания расчета является максимальное число итераций k_{lim2} .

4. После выполнения одного из критериев остановки расчета, результатом планирования ремонтов является элемент последнего поколения, которому соответствует лучший индекс полезности – наименьшее значение ЦФ.

Важным фактором, влияющим на эффективность использования метода дифференциальной эволюции, становится выбор коэффициента скрещивания F и размерности s матрицы-популяции.

ПРОГРАММА ЭКСПЕРИМЕНТОВ И ТЕСТОВАЯ МОДЕЛЬ

Для апробирования предложенного метода планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС рассмотрены одинарная (TS1) и сдвоенная (TS2) тестовые схемы IEEE RTS с исходными данными по электрической сети и нагрузкам, представленными в [29].

Предполагается, что в ремонт в течение года должна быть выведена половина генерирующих агрегатов системы (капитальные и средние ремонты, табл. 1).

График максимальных недельных нагрузок и располагаемой мощности генерации отображен на рис. 2 и представлен в виде набора точек в табл. 2. Используемый про-



Рис. 2. График максимальных недельных нагрузок установленной мощности и величины оперативного резерва для системы TS2.

филь является модифицированной версией графика, предлагаемого в качестве тестового в упомянутой выше работе [29]. Обоснование для модификации следующее: в указанной работе предлагается траектория потребления, при которой потенциальная площадка ремонтов оказывается настолько велика, что результаты планирования ремонтов с точки зрения балансовой надежности фактически не зависят от выбранного метода. Для наглядности дальнейших расчетов площадка ремонтов была уменьшена за счет повышения пикового потребления в каждую из недель года, но сохранила свою конфигурацию.

Номер недели	Нагрузка, o.e.	Номер недели	Нагрузка, o.e.	Номер недели	Нагрузка, o.e.	Номер недели	Нагрузка, o.e.
1	0.912	14	0.800	27	0.840	40	0.800
2	0.950	15	0.792	28	0.866	41	0.793
3	0.926	16	0.850	29	0.851	42	0.810
4	0.884	17	0.804	30	0.930	43	0.850
5	0.930	18	0.887	31	0.830	44	0.931
6	0.891	19	0.920	32	0.826	45	0.935
7	0.882	20	0.930	33	0.850	46	0.959
8	0.856	21	0.906	34	0.810	47	0.990
9	0.850	22	0.861	35	0.820	48	0.940
10	0.870	23	0.950	36	0.830	49	0.992
11	0.880	24	0.937	37	0.870	50	1.020
12	0.840	25	0.946	38	0.820	51	1.050
13	0.860	26	0.911	39	0.774	52	1.002

Таблица 2. Величина пикового недельного потребления тестовых систем относительно их годового максимума нагрузки*

* Годовой максимум потребления для TS1 составляет 2850 MBт, для TS2 – 5700 MBт.

	Тестовая	Метод дифференциальной эволюции	Методы направленного поиска		
	Cherema	s = 50 F = 0.25	1-го порядка	2-го порядка	3-го порядка
Результирующее значение $\varphi(\overline{x})$, MBT	TS1	37.763	41.667	37.070	37.384
Результирующее значение $\varphi(\overline{x})$, o.e.		1.018	1.124	1.000	1.008
Средняя длительность рас- чета, мин		5.243	0.014	0.254	4.536
Результирующее значение $\varphi(\bar{x})$, MBT	TS2	54.597	56.421	55.605	54.556
Результирующее значение $\phi(\bar{x})$, o.e.		1.001	1.034	1.019	1.000
Средняя длительность рас- чета, мин		21.174	0.026	0.832	26.624

Таблица 3. Результаты планирования ремонтов для TS1 и TS2

Следует обратить внимание на то, что, поскольку используемая тестовая модель является отображением зарубежной энергосистемы, график потребления отличен от траектории электропотребления традиционной для отечественной электроэнергетики: по форме близкой к синусоидальной с максимальным потреблением в начале и конце года (зимний максимум) и снижением в середине (летний минимум). Тем не менее, представленный на рис. 2 профиль с характерным летним пиком нагрузки и, как следствие, особенной формой площадки ремонтов не меняет сути решаемой задачи.

Для оценки эффективности применения метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования выполнены следующие расчетные эксперименты:

1. Определение оптимального плана ремонтов генерирующего оборудования методами направленного поиска (МНП) 1–3-го порядков и методом дифференциальной эволюции для тестовых систем TS1 и TS2.

2. Выполнение серии расчетов плана ремонтов методом дифференциальной эволюции с постоянным коэффициентом скрещивания F = const для варьируемой величины популяции (число столбцов матрицы P_k , s = 20-90). На основе данного эксперимента получена оценка зависимости результатов планирования (целевая функция и конфигурация плана ремонтов) от величины популяций.

3. Выполнение серии расчетов плана ремонтов при постоянстве размерности популяции s = const и варьировании коэффициента скрещивания F, равномерно распределенного на отрезке [0–1].

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

В таблице 3 представлены результаты планирования ремонтов для двух тестовых систем, анонсированных в предыдущем разделе, с применением МДЭ и МНП 1–3-го порядков. В частности, в таблицах представлены: результирующее значение ЦФ $\varphi(\bar{x})$ в именованных и относительных единицах (в качестве базовой величины берется наи-



Рис. 3. Коробчатые диаграммы для результирующего значения ЦФ $\phi(\overline{x})$ при различных величинах популяции *s*.

меньший среди рассмотренных подходов результат), а также средняя длительность расчета в минутах.

На основании данных, приведенных в табл. 3, можно заключить, что с точки зрения вычислительных затрат МДЭ сопоставим с МНП 3-го порядка. При этом его решение практически совпадает с лучшим (для систем малой размерности это МНП 2-го, а для схем относительно большой размерности 3-го порядка). Следует заметить, что с увеличением размерности темпы роста длительности расчетов у МДЭ ниже по сравнению с МНП – уже для TS2 длительность расчетов у МДЭ меньше, нежели у МНП 3-го порядка. Эффективность МДЭ относительно МНП растет по мере увеличения размерности электрической сети.

Следует заметить, что по сравнению с МНП, требующего разделения процедуры планирования генерирующего и сетевого оборудования, МДЭ более адаптирован к совмещению ремонтов в рамках единой расчетной процедуры. МДЭ оказывается более гибким при учете ограничений любого вида, в том числе режимных и функциональных, которые могут быть учтены при формировании ЦФ, например, в виде штрафа при недопустимых режимах или дополнительных затратах при управляющих воздействиях (перераспределение потоков мощности) в случае нарушения режимных ограничений.

Таким образом, МДЭ, хотя и не всегда обеспечивает лучшее по сравнению с МНП решение, может рассматриваться как более перспективный для практического использования подход.

На рисунках 3 и 4 представлены результаты вычислительных экспериментов, направленных на демонстрацию зависимости результатов планирования от величины популяции и коэффициента скрещивания. Во всех расчетах для перевода целевой функции в относительные единицы величина ЦФ в абсолютных единицах делится на значение, полученное для текущей тестовой системы с помощью МНП 2-го порядка.

На рисунке 3 представлены диаграммы распределений индекса полезности конечного плана ремонтов для двух тестовых систем при различной величине популяции. Как можно видеть, увеличение размерности матрицы популяции позволяет получить в среднем лучшее решение. Тем не менее, начиная с некоторой величины популяции,



Рис. 4. Результирующие значения ЦФ $\phi(\overline{x})$ при различных коэффициентах скрещивания *F*.

ее дальнейшее увеличение мало влияет на рассеяние результатов и ожидаемую величину результирующей ЦФ. В частности, для случая TS1 размерность популяции, принадлежащая открытому интервалу $s \ge 50$, приводит к практически идентичным результатам. При этом увеличение популяции приводит к пропорциональному увеличению вычислительных затрат.

Таким образом, можно заключить, что к выбору величины популяции следует подходить скорее с позиции вычислительных затрат, поскольку даже сравнительно небольшая размерность матрицы P (20–40 элементов) может обеспечить приемлемое решение. В таком случае более привлекательным может оказаться сценарий, когда производится несколько последовательных расчетов с малой популяцией, а не один продолжительный расчет. Это несколько противоречит выводам [30], где указывается, что в случае реальных инженерных задач для гарантированного получения приемлемого решения необходимо работать с матрицей популяции, превосходящей в 20 раз число контролируемых переменных.

Рисунок 4 показывает два набора точек, соответствующих результатам выбора плана ремонтов при случайной величине коэффициента скрещивания $F \in [0.0; 1.0]$ для двух тестовых систем. Вычислительный эксперимент показывает, что несмотря на очевидное влияние коэффициента на результаты планирования, главным, что необходимо сделать при настройке метода, является отстройка от границ диапазона возможных значений. В частности, использование коэффициента скрещивания, лежащего на границах диапазона возможных значений [0.0; 1.0], нежелательно: — при близкой к нулю величине F изменение варьируемых переменных при скрешивании будет слишком мало, и процесс поиска не сможет достаточно удалиться от начального состояния матрицы популяции P_i . В случае, когда коэффициент скрещивания F = 1.0, расчет будет выполняться достаточно грубо и фактически сведется к случайному перебору вариантов в широком диапазоне. Таким образом, $F \in (0.4-0.6)$ представляется оптимальным подходом. Здесь важно подчеркнуть, что такое поведение метода фактически обуславливает возможность настройки параметров метода путем экспертной оценки расчетной эффективности алгоритма. С этой точки зрения МДЭ представляется в выгодном свете, поскольку, например, метод симуляции отжига, даже при тщательной

предварительной настройке может вообще не получить ни одной точки в пространстве решений, лучше изначальной.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе показана возможность применения метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования, произведен анализ влияния настроечных параметров метода на результаты моделирования, сопоставлена эффективность данного подхода с применяемыми методами направленного поиска.

Проведенное исследование показало, что в задаче оптимального планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС в качестве уточняющего метода целесообразно использовать МДЭ. При этом в качестве исходного (уточняемого) целесообразно взять решение МНП-2. При сопоставлении с МНП-3 метод дифференциальной эволюции не всегда дает лучший результат. Однако разница в результатах не существенна, а по длительности расчетов МДЭ более эффективен. Дополнительным положительным в пользу МДЭ фактором является его гибкость и приспособленность к разнотипному составу оборудования, возможность учета сложных функциональных ограничений. В результате метод дифференциальной эволюции рекомендуется к практическому применению на этапе уточнения решения, полученного более простыми методами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Jie C., Shuyu G., Shuang L., Xing C., Shihong M., Yaowang L. Optimization Model of Key Equipment Maintenance Scheduling for an AC/DC Hybrid Transmission Network Based on Mixed Integer Linear Programming. In Energies. 2020. V. 13.
- 2. Слаутин Ю.А, Полевщиков И.С. Моделирование и автоматизация процесса построения графиков планово-предупредительных ремонтов / Ю.А. Слаутин, И.С. Полевщиков // Инновационная наука. 2015. № 2. С. 73–76.
- 3. Принципы построения автоматизированной системы годового планирования ремонтов электросетевого оборудования / Ю.С. Авагимова, В.А. Дьячков, Ю.Я. Любарский, Е.В. Рубцова // Электричество. 2009. № 3. С. 10–19.
- 4. *Аваеимова Ю.С.* Организация автоматизированного планирования ремонтов электросетевого оборудования / Ю.С. Авагимова // Вестник МЭИ. 2010. № 1. С. 28–31.
- Hyung-Chul J., Rakkyung K., Sung-Kwan J. Generator Maintenance Scheduling Method Using Transformation of Mixed Integer Polynomial Programming in a Power System Incorporating Demand Response. In Energies. 2019. V. 12.
- 6. Sadeghian O., Moradzadeh A., Mohammadi-Ivatloo B., Abapour M., Marquez F.P.G. Generation Units Maintenance in Combined Heat and Power Integrated Systems Using the Mixed Integer Quadratic Programming Approach. In Energies. 2020. V. 13.
- 7. Воропай Н.И., Федотова Г.А. Планирование ремонтов электрогенерирующего оборудования в рыночной среде с учетом надежности / Н.И. Воропай, Г.А. Федотова // Автоматика и телемеханика. 2010. № 7. С. 179–184.
- Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах / М.А. Дубицкий, Ю.Н. Руденко, М.Б. Чельцов. М.: Энергоатомиздат., 1988. 272 с.
- 9. Нестеренков В.П., Обоскалов В.П. К вопросу оптимального планирования капитальных ремонтов основных агрегатов станций энергосистем / В.П. Нестеренков, В.П. Обоскалов // Вопросы оптимизации развития и эксплуатации энергосистем. 1966. С. 83–90.
- 10. Арзамасцев Д.А., Обоскалов В.П. Определение плана капитальных ремонтов основного оборудования энергосистем методом покоординатной оптимизации / Д.А. Арзамасцев, В.П. Обоскалов // Известия ВУЗов. Энергетика. 1970. № 8. С. 106–110.
- Александров О.И. Дискретизация плана ремонтов основного оборудования в электроэнергетической системе / О.И. Александров // Энергетика. Известия ВУЗов и энергетических объединений СНГ. 2017. № 4. С. 320–333.
- 12. Беляев С.В., Малафеев А.В., Омельченко Е.Я. Разработка оптимальных графиков ремонта оборудования электрических сетей с целью повышения надежности их функционирования // Электротехнические системы и комплексы. 2019. № 2. С. 4–11.

- Saraiva J. T., Pereira M.L., Mendes V.T., Sousa J.C. A Simulated Annealing based approach to solve the generator maintenance scheduling problem. In Electric Power Systems Research. 2011. V. 81. P. 1283–1291.
- 14. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник в 4 т. / Под общей ред. Ю.Н. Руденко. Т.2. Надежность электроэнергетических систем. Справочник / Под ред. М.Н. Розанова. М.: Энергоатомиздат, 2000. 568 с.
- 15. *Федотова Г.А.* Методика комплексной оптимизации надежности электроснабжения потребителей в энергообъединении со слабыми связями / Г.А. Федотова // Оперативное управление в электроэнергетике. 2020. № 2. С. 5–14.
- 16. *Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б.* Надежность и резервирование в энергосистемах. Новосибирск: Наука, 1974.
- 17. Арзамасцев Д.А., Жукова А.П., Обоскалов В.П. Применение методов направленного поиска для планирования капитальных ремонтов основного оборудования энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.П. Жукова, В.П. Обоскалов // Применение математических методов и вычислительной техники в энергетике. 1973. С. 3–7.
- Gubin P.Y., Oboskalov V., Mahnitko A., Varfolomejeva R. An Investigation into the Effectiveness of the Directed Search Method for Optimal Generating Equipment Maintenance by EENS Criteria. Proceeding of the IEEE RTUCON 2019, Riga, Latvia, October 2019.
- 19. Volkanovski A., Mavko B., Bosevski T., Causevski A., Cepin, M. Genetic algorithm optimization of the maintenance scheduling of generating units in a power system. In Reliability Engineering and System Safety. 2008. V. 93. P. 757–767.
- Foong W.K., Simpson A.R., Holger R.M., Stolp S. Ant colony optimization for power plant maintenance scheduling optimization – a five-station hydropower system. In Annals of Operations Research. 2008. V. 159. P. 433–450.
- Suresh K., Kumarappan N. Hybrid improved binary particle swarm optimization approach for generation maintenance scheduling problem. In Swarm and Evolutionary Computation. 2013. V. 9. P. 69–89.
- Saber A.Y., Senjyu T., Yona A., Funabashi T. Unit commitment computation by fuzzy adaptive particle swarm optimization. In IET Generation, Transmission and Distribution. 2007. V. 1. P. 456–465.
- Satoh T., Nara K. Maintenance Scheduling by Using Simulated Annealing Method. In IEEE Transactions on Power Systems. 1991. V. 6. P. 850–857.
- Saber A. Y., Senjyu T., Miyagi T., Urasaki N., Funabashi T. Fuzzy unit commitment scheduling using absolutely stochastic simulated annealing. In IEEE Transactions on Power Systems. 2006. V. 21. P. 955–964.
- 25. *Gubin P.Y., Oboskalov V.P.* An Investigation into the Effectiveness of the Very Fast Simulated Annealing Method for Optimal Generating Units Maintenance by EENS Criteria. Proceeding of the IEEE URALCON 2020, Chelyabinsk, Russia, September 2020.
- 26. *Metropolis N., Rosenbluth A.W., Rosenbluth M.N.* Equation of State Calculations by Fast Computer Machines. In Chemical Physics. 1953. V. 21. P. 1087–1092.
- Storn R., Price K. Differential Evolution A Simple and Efficient Adaptive Scheme for Global Optimization over Continuous Spaces. In Journal of Global Optimization. 1997. V. 11. P. 341–359.
- 28. Обоскалов В.П., Кокин С.Е., Кирпикова И.Л. Применение вероятностно-статистических методов и теории графов в электроэнергетике. Екатеринбург: 2016. 271 с.
- 29. *Grigg C., Wong P.* The IEEE reliability test system 1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. In IEEE Transactions on Power Systems. 1999. V. 14. P. 1010–1020.
- 30. Corne D., Dorigo M., Glover F. New Ideas in Optimization, London, U.K.: McGraw-Hill Education. 1999. P. 102.

Differential Evolution Method for Generation Maintenance Scheduling

P. Y. Gubin^{*a*, *} and V. P. Oboskalov^{*a*, *b*}

^a Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education "Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin", Ural Power Engineering Institute, Yekaterinburg, Russia ^bSEC "Reliability and Safety of Large Systems and Machines", Yekaterinburg, Russia *e-mail: p-tul@yandex.ru

Today, there is a considerable interest to repair planning of permanent equipment as a whole and generation maintenance scheduling in particular. These procedures are not a merely a matter of scientific society interest, but seem to be vital in industrial application and require pains for further development. On this occasion, significant attention is being paid to effectiveness of existing and new developed methods from point of their application perspectivity in terms of complicated mathematical formulation of the scheduling problem taking into account additional complex constraints and requirements. As a response for questions described, a possibility of the heuristic differential evolution method application, its implementation and approbation are considered in case of a strongly interconnected test system. In addition, comprehensive comparison is provided between the method mentioned and group of directed search approach modifications. The research demonstrates feasibility to apply the differential evolution method in practice for maintenance scheduling in large-scale power systems as well as perspectivity of assessment of complex functional constraints using approach considered.

Keywords: electrical power system, generation maintenance scheduling, differential evolution method, directed search method

УДК 621.039.578

ОЦЕНКА УДЕЛЬНОЙ СТОИМОСТИ ДОСТАВКИ ПОЛЕЗНОГО ГРУЗА С ЗЕМЛИ НА ГЕОСТАЦИОНАРНУЮ ОРБИТУ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЯДЕРНОГО РАКЕТНОГО ДВИГАТЕЛЯ

© 2021 г. В. А. Павшук¹, А. Н. Писарев^{1, *}, А. Б. Сенявин¹

¹Национальный исследовательский центр "Курчатовский институт", Москва, Россия *e-mail: a.n.pisarev93@gmail.com

> Поступила в редакцию 06.10.2020 г. После доработки 01.12.2020 г. Принята к публикации 04.12.2020 г.

Рассмотрен алгоритм оценки удельной стоимости доставки полезного груза (ПГ) с Земли на геостационарную орбиту (ГСО) с помощью ракетоносителей (РН) и ядерного ракетного двигателя (ЯРД). Проведено сравнение с применяемыми в настоящее время разгонными блоками (РБ) на основе жидкостных ракетных двигателей (ЖРД). Использование РБ на основе ЯРД с водородом позволяет при сопоставимых затратах на выведение на орбиту и полезного груза снизить удельную стоимость доставки примерно в 2 раза. Определены параметры многоразового РБ на основе ЯРД, использующего в качестве рабочего тела (РТ) воду, которые позволяют обеспечить простоту в эксплуатации и экономическую выгоду по сравнению с РБ на основе ЖРД в 1.2 раза.

Ключевые слова: ядерный ракетный двигатель, полезный груз, геостационарная орбита, разгонный блок

DOI: 10.31857/S000233102101012X

ВВЕДЕНИЕ

В результате увеличения потребной мощности и массы перспективных космических аппаратов (КА), функционирующих на ГСО, геопереходных (ГПО) орбит, орбит для полетов к Луне и Марсу и других энергоемких орбитах, необходимо значительно увеличить эффективность средств межорбитальной транспортировки, осуществляющих выведение КА на энергоемкие рабочие орбиты с опорной орбиты.

В связи с развитием Интернета, мобильной связи, средств позиционирования, мировой рынок космических услуг за последние 10 лет вырос в пять раз и сегодня превышает 500 млрд \$ в год [1]. Общая масса спутников, доставленных на ГСО приблизительно равна 8000 т, в количестве более 1000 штук (США – 578; КНР – 181; Россия – 140; прочие – 522), из них работает менее 500 штук.

Лунные программы СССР и США потребовали 76 пусков на лунную орбиту до 1998 года. Из них в США – 40, СССР – 32, прочие – 4. Общая масса этих КА на низкой опорной орбите (НОО) была 553.7 тонны. В дальний космос с 1958 г. по 2019 г. запущено 244 аппарата. Как видно, потребность в РБ в мире имеется и постоянно возрастает.

Одной из прорывных технологий, предусмотренных стратегией развития космической деятельности России до 2030 года и на дальнейшую перспективу, является разработка космических ядерных энергоустановок и их ключевых элементов. К этому направлению относится создание ЯРД и РБ на их основе [2].



Рис. 1. ЯРД 11Б91 (РД-0410) разработан в КБХА (СССР).

В Советском Союзе по инициативе И.В. Курчатова и С.П. Королёва осуществлялась отработка реакторных узлов ЯРД: ТВС, отражателя, замедлителя, органов регулирования и др. Были разработаны проекты ЯРД мощностью 200 МВт и тягой до 4 тонн (рис. 1) и более. Полученные результаты позволили оценить эффективность применения ЯРД с РТ – водородом, в том числе и по сравнению с самыми перспективными ЖРД на кислородно-водородном рабочем теле.

Целесообразность дальнейшей разработки ЯРД требует создания методики выбора наиболее эффективного варианта для первоочередного создания и внедрения конкретного варианта.

В качестве показателя эффективности могут быть рассмотрены следующие параметры:

- удельная тяга РБ, т.е. отношение тяги к его массе (кг/кг);
- капитальные затраты на создание РБ с ЯРД (млн \$);
- удельный импульс ЯРД (с).

Наиболее информативным и комплексным будет критерий удельной стоимости доставки ПГ на заданную орбиту (\$/кг). Этот критерий ориентирован не только на разработчика и изготовителя, но и на конечного потребителя услуг РБ. Этот критерий дает основание судить о том, выгодно или нет применять РБ с ЯРД по сравнению с традиционными РБ на ЖРД, и какого типа ЯРД будет выгоднее. Критерий удельной стоимости включает в себя и техническую и экономическую составляющую эффективности в применении к конкретным задачам освоения космоса.

В данной статье проведена оценка экономической эффективности транспортной системы, использующей в качестве двигательной установки ядерный ракетный двигатель. Проведена оценка удельной стоимости доставки единицы массы ПГ с поверхности Земли через радиационно-безопасную орбиту (РБО) на целевую орбиту (ГСО). В качестве основы была выбрана методика РКК "Энергия", изложенная в [3].

СОСТАВ И СХЕМА РАЗВЕРТЫВАНИЯ ТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

В состав космической транспортной системы входят одноразовые тяжелые ракетыносители, одноразовые разгонные блоки для перевода составляющих с НОО на стартовую РБО высотой около 800 км и РБ на основе ЯРД. В статье рассмотрено два типа ЯРД в зависимости от применяемого РТ, водород и вода, и от продолжительности работы – одноразовые и многоразовые. Транспортный комплекс представляет собой KA, который на орбите собирается из двух модулей — энергетического (ЭМ) и грузового (ГМ).

В состав ЭМ входят:

 – ЯРД, включающий ядерный реактор, систему управления реактором, систему многократного запуска, систему охлаждения реактора;

 приборно-агрегатный отсек (ПАО), где размещаются следующие служебные системы: электроника систем управления движением и навигации, аппаратура и агрегаты системы стыковки, система управления бортовым комплексом, система радиосвязи, телеметрии и т.д.;

– стыковочный узел, необходимый для стыковки модулей на околоземной орбите.
 ГМ включает:

 – грузовой контейнер с ПГ, представляющий собой отдельный отсек, предназначенный для размещения и транспортировки ПГ, а также отсек для хранения и перевозки РТ на РБО;

– узел разделения ПГ и РБ с ЯРД.

Первым пуском PH выводится на HOO энергетический модуль. Затем он доставляется с помощью PБ на PБO, где проводится отделение PБ от ЭМ. ЭМ функционирует на орбите автономно до стыковки с ГМ.

Вторым пуском грузовые модули с ПГ и с РТ доставляются на РБО посредством тяжелой РН. На РБО производится стыковка модулей, тестирование всех систем, запуск ЯРД, и осуществляется перелет с РБО на ГСО. Здесь ГМ, содержащий ПГ, отделяется от ЭМ, который возвращается обратно на РБО за очередным ГМ с ПГ. Количество перелетов определяется ресурсом ЯРД. Последний рейс осуществляется только в одну сторону, т.е. на целевую орбиту, после чего РБ с ЯРД уводится на орбиту захоронения. В расчетах должен быть учтен дополнительный запас РТ на увод РБ на орбиту захоронения по истечении ресурса ЯРД.

ОЦЕНОЧНАЯ МОДЕЛЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ НА ДОСТАВКУ ПГ НА ГСО

Полные финансовые затраты, связанные с изготовлением, подготовкой к старту и доставкой ПГ на целевую орбиту с помощью транспортной системы с использованием РБ с ЯРД могут быть представлены в виде

$$C = C_{_{\mathrm{H}\mathrm{S}\mathrm{\Gamma}}}^{^{\mathrm{S}\mathrm{M}}} + nC_{_{\mathrm{H}\mathrm{S}\mathrm{\Gamma}}}^{^{\mathrm{T}\mathrm{M}}} + C_{_{\mathrm{Z}}}^{^{\mathrm{S}\mathrm{M}}} + nC_{_{\mathrm{Z}}}^{^{\mathrm{T}\mathrm{M}}} + nC_{_{\mathrm{J}}\mathrm{p}}^{^{\mathrm{p}\mathrm{f}}} + nC_{_{\mathrm{J}}}^{^{\mathrm{T}\mathrm{p}}}, \qquad (1)$$

где $C_{\mu_{3\Gamma}}^{3M}$ – стоимость изготовления ЭМ; $C_{\mu_{3\Gamma}}^{\Gamma M}$ – стоимость изготовления ГМ; C_{μ}^{3M} и $C_{\mu}^{\Gamma M}$ – стоимости доставки ЭМ и ГМ соответственно на РБО; $C_{ynp}^{p\delta}$ – затраты на управление полетом и контроль РБ с ЯРД; C^{T} – стоимость топлива; n – количество рейсов, выполняемых за срок эксплуатации РБ с ЯРД.

В выражении (1) не учитываются затраты на разработку и испытания (НИОКР), капитальные затраты на создание необходимой инфраструктуры производственных и исследовательских комплексов, а также не учитывается стоимость ПГ.

Стоимость доставки ГМ на РБО, затраты на управление РБ в полете и стоимость РТ выражаются через удельные стоимости и технические характеристики РБ с ЯРД:

$$C_{\rm d}^{\rm \tiny FM} = C_{\rm d}^{\rm \tiny PH} m_{\rm \tiny FM}; \tag{2}$$

$$C_{\rm ynp}^{\rm p6} = \overline{C_{\rm ynp}^{\rm p6}} t_{\rm p6}; \tag{3}$$

$$C^{\mathrm{T}} = \overline{C^{\mathrm{T}}} m_{\mathrm{T}}; \tag{4}$$

$$C_{\rm M3\Gamma}^{\rm rm} = C_{\rm yd,M3\Gamma}^{\rm rm} m_{\rm rm};$$
⁽⁵⁾

		1	
Параметр, размерность	Обозначение	ЯРД с Н ₂ О	ЯРД с Н ₂
Максимальная температура РТ, К	Т	3000	3000
Масса ЭМ, т	т _{эм}	3.4	4.3
Масса ЭМ при возврате, т	$m_{_{\rm PM}}^{ m o f p}$	2.0	2.0
Тепловая мощность реактора, Вт	N	200×10^{6}	200×10^{6}
Удельный импульс, м/с	$I_{y\partial}$	3883	9123
Тяга, кН	F	47.18	35.17

Таблица 1. Технические параметры

где $C_{\rm g}^{\rm ph}$ – удельная стоимость выведения ПГ на РБО (зависит от типа PH); $\overline{C_{\rm ynp}^{\rm p6}}$ – удельная стоимость услуг по управлению и контролю РБ с ЯРД в полете; $\overline{C}^{\rm T}$ – удельная стоимость PT; $m_{\rm TM}$, $m_{\rm 3M}$, $m_{\rm T}$ – массы ГМ, ЭМ, PT соответственно; $t_{\rm p6}$ – ресурс РБ в годах.

Удельная стоимость доставки единицы массы ПГ с поверхности Земли на орбиту назначения за весь срок эксплуатации РБ с ЯРД, определяется следующим выражением:

$$\bar{C} = \frac{C}{nm_{\rm IIF}}.$$
(6)

Масса ЭМ, исходя из массы аналога 11Б-91 и вспомогательного оборудования [2], не превысит 3.4 тонн (для ЯРД на воде), поэтому выведение ЭМ на РБО возможно с помощью РН грузоподъемностью класса "Союз", стоимость запуска которой составляет ~48.5 млн \$ [4]. Выведение ГМ осуществляется с помощью РН класса "Ангара-А5", стоимость запуска которой составляет ~140 млн \$ [4]. Для ЯРД на водороде выведение ЭМ и ГМ осуществляется одним пуском РН класса "Ангара-А5". Стоимости пусков указанных классов РН известны, поэтому в расчетах может использоваться не удельный

показатель C_{μ}^{ph} , а полная стоимость пуска PH (вне зависимости от массы выводимого груза). В данной работе для конкретизации расчетов принято, что грузоподъемность PH на PEO составляет 85% от грузоподъемности на HOO [3], а подготовка и запуск ЭМ и ГМ осуществляется с космодрома "Восточный".

Принятые технические и стоимостные параметры для РБ с ЯРД на водороде типа 11Б-91, РБ с ЯРД на воде (неоптимизированный прототип) представлены в табл. 1 и 2.

Стоимость изготовления ЭМ $C_{_{ИЗГ}}^{_{9M}}$ принята 90 млн \$, как в работе [5], согласно проекту № 335 МНТЦ [6]. Удельная стоимость выведения ГМ на РБО рассчитана согласно эмпирической формуле (8), полученной в работе [3].

С помощью описанной модели выполнен анализ удельной стоимости доставки ПГ с Земли на ГСО без учета капитальных затрат и затрат на НИОКР по ЭМ на текущий момент времени. Эти затраты учитывались в стоимости самого ЯРД (с учетом амортизационных отчислений) при расчетах.

В таблице 3 представлены результаты, полученные для одноразового РБ с ЯРД на водороде и воде при принятых исходных данных (табл. 1 и 2) в сравнении с РБ типа "Бриз-М".

Из приведенных результатов следует, что применение РБ с ЯРД позволяет увеличить массу ПГ при выведении на ГСО в сравнении с РБ на ЖРД. Удельная стоимость доставки ПГ для РБ с ЯРД на водороде примерно в 2 раза меньше, чем у РБ с ЖРД. Несмотря на бо́льшую массу, доставляемого ПГ РБ с ЯРД на воде (5921 кг) по сравнению с РБ на ЖРД (4600 кг), удельная стоимость доставки его больше, в связи с большой стоимостью изготовления ЭМ.

Параметр, размерность	Обозначение	ЯРД с H ₂ O	ЯРД с H ₂
Удельная стоимость РТ, млн \$/т	$\overline{C^{\mathrm{T}}}$	376×10^{-6}	560×10^{-5}
Удельная стоимость услуг по управлению и контролю РБ, млн \$/г	$\overline{C_{ m ynp}^{ m p6}}$	5	5
Удельная стоимость изготовления ГМ, млн $/т$	$C_{ m y g. u 3 r}^{ m rm}$	526×10^{-6}	0.067
Стоимость выведения ЭМ на РБО, млн \$	$C_{ m g}^{ m _{M}}$	40	_
Стоимость изготовления ЭМ, млн \$	$C_{_{\rm H3\Gamma}}^{_{ m SM}}$	90	90
Удельная стоимость выведения ГМ на РБО, млн $/\tau$	$C^{ m ph}_{ m g}$	4	4

Таблица 2. Ценовые параметры, экспертные оценки

Таблица 3. Сравнение эффективности транспортной системы с РБ на ЖРД и ЯРД

Тип РБ	Удельный импульс, м/с	Тяга, кН	Масса РБ, кг	Масса ПГ на ГСО, кг	Стоимость доставки ПГ на ГСО, \$/кг
РБ типа "Бриз-М"	3227	19.62	2370	4600	30434
ЯРД с Н ₂	9123	35.17	4500	9559	18280
ЯРД с H ₂ O	3883	47.18	3400	5921	36029

На рисунке 2 показана зависимость удельной стоимости доставки ПГ от стоимости ЭМ для одноразовых РБ с ЯРД на воде и на водороде в сравнении с удельной стоимостью выведения для ЖРД с РБ типа "Бриз-М".

Как видно, если стоимость одноразового ЯРД на воде будет меньше ~55 млн \$, то он станет экономически выгоднее, чем РБ с ЖРД. Одноразовый ЯРД на водороде, даже при достаточно больших стоимостях ЭМ, остается экономически выгоднее РБ на основе ЖРД. Поэтому дальнейшие расчеты в основном проводились для ЯРД на воде с целью определения его параметров, при которых он стал бы экономически выгоднее РБ с ЖРД.

На рисунке 3 представлена зависимость удельной стоимости выведения ПГ от количества рейсов для многоразового РБ с ЯРД на воде, при всех принятых исходных данных из табл. 1 и 2, но при различных стоимостях ЭМ. Для сравнения различных ЯРДов на этом же рисунке (кривая 6), представлен многоразовый ЯРД с водородом при стоимости ЭМ 90 млн \$.

Многоразовый РБ с ЯРД на воде становится экономически выгоднее одноразового РБ с ЯРД на воде после совершения определенного количества рейсов в зависимости от стоимости ЭМ. Чем меньше стоимость ЭМ, тем меньше количество рейсов необходимо совершить, чтобы многоразовый РБ стал выгоднее одноразового. Однако выгоды по сравнению с ЖРД не удается добиться даже при устремлении количества рейсов к бесконечности. Это объясняется тем, что масса ПГ доставляемого многоразовым РБ с ЯРД на воде равна 2.728 т, что в 2.2 раза меньше массы ПГ доставляемого тем же одноразовым ЯРДом. Объясняется это тем, что требуется запас топлива на возврат (с ГСО на РБО). Поэтому затраты на выведение и прочие расходы растут быстрее, чем увеличивается суммарная масса ПГ, доставляемого на ГСО многоразовым РБ с ЯРД на воде. Что касается многоразового ЯРД с водородом, то его удельная стоимость, после совершения 5 рейсов, уменьшается в 2 раза по сравнению с таким же одноразовым ЯРДом, а затем практически остается неизменной при увеличении количества рейсов.

Одним из параметров, который весьма влияет на массу доставляемого ПГ и, следовательно, на удельную стоимость доставки ПГ, является масса ЭМ. На рисунке 4 показана зависимость удельной стоимости доставки ПГ от массы ЭМ для одноразового РБ с ЯРД на воде. Как видно, уменьшение сухой массы ЯРД до 1 т или, что тоже са-



Рис. 2. Зависимость удельной стоимости доставки ПГ от стоимости ЭМ для: 2 – ЯРД на воде; 3 – ЯРД на водороде; *I* – удельная стоимость доставки ПГ для ЖРД.



Рис. 3. Зависимость удельной стоимости доставки ПГ от количества рейсов для многоразового РБ с ЯРД на воде при различных стоимостях ЭМ: I - 90 млн \$; 2 - 70 млн \$; 3 - 50 млн \$; 4 - 30 млн \$; 5 - удельная сто-имость доставки ПГ для ЖРД; 6 - для многоразового РБ с ЯРД на водороде при стоимости ЭМ 90 млн \$.



Рис. 4. Зависимость удельной стоимости доставки ПГ от массы ЭМ для одноразового РБ с ЯРД на воде – *1*; 2 – удельная стоимость доставки ПГ для ЖРД.



Рис. 5. Зависимость удельной стоимости доставки ПГ от количества рейсов для многоразового РБ с ЯРД на воде при различных массах ЭМ: *1* – 2 т; *2* – 1.5 т; *3* – 1 т; *4* – удельная стоимость доставки ПГ для ЖРД.



Рис. 6. Зависимость удельной стоимости доставки ПГ от массы ЭМ для одноразового РБ с ЯРД на воде.

мое, массы ЭМ до 2.4 т, не делает одноразовый РБ с ЯРД на воде экономически выгоднее РБ с ЖРД.

Иначе дело обстоит с многоразовым РБ с ЯРД на воде. На рисунке 5 представлена зависимость удельной стоимости доставки ПГ от количества рейсов при всех принятых данных из табл. 1 и 2, но при различных массах ЭМ.

Если сухая масса ЯРД составит ~1.5 т (соответственно масса ЭМ ~2.9 т), то многоразовый РБ станет экономически выгоднее РБ с ЖРД после осуществления определенного числа рейсов (чем меньше масса ЯРД, тем меньшее количество рейсов необходимо для достижения той же стоимости, что и у ЖРД).

Для одноразового ЯРД с водородом снижение массы ЭМ на 1 т приводит всего лишь к уменьшению удельной стоимости доставки ПГ с 18280 \$/кг до 16500 \$/кг (рис. 6).

Незначительное снижение удельной стоимости доставки ПГ при уменьшении массы ЭМ наблюдается и для многоразового ЯРД с водородом (рис. 7). Увеличение количества рейсов приводит к наибольшему снижению удельной стоимости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С помощью представленной в статье методики были оценены затраты на доставку ПГ на ГСО различными транспортными системами с различными параметрами для одноразового и многоразового РБ с ЯРД.

Из полученных результатов следует, что применение одноразовых РБ с ЯРД позволяет увеличить массу ПГ при выведении на ГСО в сравнении с РБ на ЖРД. По сравнению с применяемыми РБ на основе ЖРД, одноразовый РБ с ЯРД на водороде позволяет снизить удельную стоимость доставки ПГ почти в 2 раза практически при любой стоимости ЯРД. Использование многоразового ЯРД с водородом позволит еще в 2 раза снизить удельную стоимость при совершении не менее 5 рейсов.


Рис. 7. Зависимость удельной стоимости доставки ПГ от количества рейсов для многоразового РБ с ЯРД на водороде при различных массах ЭМ: 1 - 2 т; 2 - 1.5 т; 3 - 1 т.

Одноразовый РБ с ЯРД на воде по сравнению с РБ на основе ЖРД, становится выгодным при стоимости ЭМ менее 55 млн \$. Масса многоразового ЯРД имеет решающее значение для его экономической эффективности. Поэтому для достижения экономической выгоды РБ с ЯРД на воде по сравнению с РБ на основе ЖРД необходимо снизить стоимость изготовления ЭМ для одноразовых РБ или уменьшить массу ЭМ (массу ЯРД) для многоразовых РБ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Давыдов В.А. Прогнозирование объемов финансирования космической отрасли и основные макроэкономические показатели развития экономики России // Оборонная техника, 2012. № 9. С. 43–49.
- 2. Конюхов Г.В., Каминский А.С., Гордеев Э.Г., Конюхов В.Г., Павшук В.А. Высокотемпературные газоохлаждаемые ядерные реакторы в космической энергетике. Изд. Янус-К, 2017. С. 223.
- 3. Косенко А.Б., Синявский В.В. Оценка удельной стоимости доставки полезного груза с поверхности Земли на орбиту назначения транспортной системой с многоразовым электроракетным буксиром // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 3. С. 53–64.
- 4. Сравнительная стоимость запуска полезного груза в космос на разных РН. Журнал "Все о космосе", 2016.
- 5. Коротеев А.С., Акимов В.Н., Архангельский Н.И., Кувшинова Е.Ю., Музыченко Е.И. Ядерные ракетные двигатели: состояние разработки и перспективы применения. "Атомная энергия", 2018. Т. 124. №. 4. С. 206–211.
- 6. Концептуальный проект ядерного ракетного двигателя для задач освоения космического пространства. Проект № 335. Т. 1. Концептуальный проект ЯРД для лунного буксира. МНТЦ 335-96, 1997.

Estimation of the Specific Cost of Payload Delivery to a Geostationary Orbit Using a Nuclear Rocket Engine

V. A. Pavshuk^a, A. N. Pisarev^a, *, and A. B. Senyavin^a

^aNational Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia *e-mail: a.n.pisarev93@gmail.com

An algorithm for estimating the unit cost of delivering a payload from the Earth to a geostationary orbit using launch vehicles and a nuclear rocket engine is considered. A comparison is made with the currently used upper stages based on liquid propellant rocket engines. The use of an upper stage based on a nuclear rocket engine with hydrogen makes it possible, with comparable costs for launching into orbit and of a payload, to reduce the unit cost of delivery by about 2 times. The parameters of a reusable upper stage based on a nuclear rocket engine using water as a working fluid have been determined, which make it possible to ensure ease of operation and economic benefit in comparison with the upper stage based on liquid propellant rocket engines by 1.2 times.

Keywords: nuclear rocket engine, payload, geostationary orbit, transfer orbit stage

УДК 536.24

К РАСЧЕТУ СОБСТВЕННЫХ ЧИСЕЛ В ЗАДАЧЕ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ПЛОСКОГО ТЕЛА ПРИ НЕСИММЕТРИЧНЫХ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ТРЕТЬЕГО РОДА

© 2021 г. Ю. В. Видин¹, В. С. Злобин^{1, *}

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия *e-mail: zlobinsfu@mail.ru

> Поступила в редакцию 25.09.2020 г. После доработки 01.12.2020 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

В практике расчетов теплового состояния конструкций наиболее часто встречаются задачи нагрева (охлаждения) при несимметричных граничных условиях третьего рода. Решение таких задач является сложным и трудоемким процессом. Громоздкость и трудоемкость процесса возрастает особенно при расчете начальной стадии прогрева. При этом для определения собственных чисел необходимо решать трансцендентное уравнение, содержащее числа Био, характеризующие интенсивность теплообмена на поверхностях плоского тела. В статье предлагается относительно несложный приближенный метод определения наименьшего и наибольшего значения собственных чисел, с последующим уточнением этого интервала. В процессе выполнения итераций интервал быстро сужается и приближается к истинному значению искомого собственного числа. Также приведена методика аналитического определения первого собственного числа.

Ключевые слова: аналитическое решение, несимметричный нагрев, характеристическое уравнение, числа Био, собственные числа, наименьшее собственное число, наибольшее собственное число

DOI: 10.31857/S0002331021010179

Процесс несимметричного прогрева однородного плоского тела при граничных условиях третьего рода весьма часто встречается в инженерной практике [1]. В связи с этим исследованию данного теплового явления посвящено значительное количество теоретических работ, например [2–4]. Так, в частности, в монографии сравнительно ограниченного объема [3] приведено аналитическое решение в безразмерной форме задачи нестационарного несимметричного переноса тепла в однослойной пластине при линейных граничных условиях третьего рода [3]

$$\vartheta(X, Fo) = \frac{Bi_1(1 + Bi_0 X)}{Bi_0 + Bi_1 + Bi_0 Bi_1} - \sum_{n=1}^{\infty} A_n \left[\cos(\mu_n X) + \frac{Bi_0}{\mu_n} \sin(\mu_n X) \right] \exp(-\mu_n^2 Fo).$$
(1)

Здесь первое слагаемое в правой части соответствует стационарному температурному полю тела, т.е., когда Fo $\rightarrow \infty$, а Bi₀ и Bi₁ – безразмерные числа подобия (числа Био) на внешних поверхностях изделия (X = 0 и X = 1), коэффициенты ряда A_n рассчитываются по соотношению

$$A_{n} = \left[\left(1 + \frac{Bi_{0}}{Bi_{1}} \right) \frac{\mu_{n} + \sin \mu_{n} \cos \mu_{n}}{2 \sin \mu_{n}} + \frac{Bi_{0}}{\mu_{n}} \sin \mu_{n} \right]^{-1},$$
(2)

а собственные числа µ_n являются корнями характеристического уравнения

$$ctg\mu = \frac{\mu^2 - Bi_0 Bi_1}{\mu (Bi_0 + Bi_1)},$$
(3)

в котором Bi₀ и Bi₁ присутствуют на совершенно равноправных условиях.

Очевидно, что в случае, когда $Bi_0 = 0$ (односторонний подвод тепла к пластине), задача становится симметричной и зависимости (1)–(3) принимают существенно более простой вид. В такой постановке она детально исследована в классической литературе по теплопроводности академиком А.В. Лыковым [5]. Однако необходимо отметить, что, если число $Bi_0 \neq 0$, то аналитический расчет несимметричного температурного поля по (1) сопряжен с определенными трудностями. При этом основная сложность определения искомого температурного поля связана с вычислениями собственных значений μ_n согласно зависимости (3). Громоздкость и трудоемкость расчетов особенно возрастает при исследовании начальной стадии переноса тепла в теле, т.е. когда Fo является малой величиной и, следовательно, приходится учитывать большое число первых слагаемых ряда (1).

Автор монографии [3] выполнил весьма полезную работу по составлению большого количества таблиц первых шести корней μ_n и коэффициентов A_n для многочисленных комбинаций между величинами Bi_0 и Bi_1 . При этом числовые расчеты проведены с очень высокой точностью (пять значащих цифр после запятой). Необходимо подчеркнуть, что автор данной книги проявил высокую добросовестность и ответственность и полученные им результаты следует признать в качестве эталонных.

Аналогичные таблицы расчета для первых шести собственных чисел μ_n с тремя значащими цифрами после запятой, но несколько позднее, были опубликованы авторами работы [4]. Здесь же, в несколько более расширенном варианте, чем в [5], приведены табличные значения μ_n в частном случае уравнения (3), когда (Bi₀ = 0). Однако, несмотря на то, что, как уже указано, имеются широко известные материалы по характеристическому уравнению (3), по-видимому, целесообразно дополнительно к названным вспомогательным таблицам разработать аналитические методы определения корней μ_n при любых возможных комбинациях между числами подобия Bi₀ и Bi₁. Это направление исследования является особенно актуальным в связи с тем, что теплофизических задач, опирающихся на уравнение (3) и ему подобных, в инженерной практике встречается очень много.

Очевидно, что предложить единый аналитический подход расчета чисел μ_n , удовлетворяющих зависимости (3), сравнительно сложно. Поэтому, по нашему мнению, эффективнее будет поэтапный подход. На первой стадии, наверное, целесообразнее установить возможные границы для искомых чисел μ_n . В частности, это удается относительно просто указать, если принять, что числитель в правой части (3) равен нулю, т.е.

$$\mu^2 - Bi_0 Bi_1 = 0. \tag{4}$$

В этом случае, очевидно, имеем

$$\mu_n = \frac{(2n-1)}{2}\pi,\tag{5}$$

где *n* = 1, 2, 3,...

Условие (5) соблюдается, если имеет место равенство

$$Bi_0 Bi_1 = \frac{(2n-1)^2}{4} \pi^2.$$
 (6)

Следовательно, когда

$$\operatorname{Bi}_{0}\operatorname{Bi}_{1} \leq \frac{(2n-1)^{2}}{4}\pi^{2},$$
(7)

то

$$(n-1)\pi \le \mu_n \le \frac{2n-1}{2}\pi.$$
(8)

Если же

$$\operatorname{Bi}_{0}\operatorname{Bi}_{1} \ge \frac{(2n-1)^{2}}{4}\pi^{2},$$
(9)

то тогда

$$\frac{2n-1}{2}\pi \le \mu_n \le n\pi. \tag{10}$$

Проиллюстрируем сказанное на конкретном числовом примере. Допустим $Bi_0 = 1$, a $Bi_1 = 2$, т.е. $Bi_0Bi_1 = 2$. Это произведение меньше, чем $\frac{\pi^2}{4} = 2.4674$. Следовательно, первое собственное число μ_1 для данной комбинации между Bi_0 и Bi_1 находится в интервале $0 < \mu_1 < \frac{\pi}{2}$. Для следующих чисел μ_n более высокого порядка *n* будут иметь место соотношения

$$\pi < \mu_2 < \frac{3}{2}\pi,$$

 $2\pi < \mu_3 < \frac{5}{2}\pi,$

и т.д.

Если же рассмотреть вариант $Bi_0 = 1$, а $Bi_1 = 3$, т.е. $Bi_0Bi_1 = 3$, то тогда $\frac{\pi}{2} < \mu_1 < \pi$, а для последующих значений n(n = 1, 2, 3, ...) останутся справедливыми предыдущие неравенства.

Таким образом, достаточно просто удается установить первоначальную "вилку", в которой располагается искомый корень µ_n.

Следующий шаг по уменьшению интервала, в котором предположительно должно находиться истинное значение μ_n заключается в использовании решения для частного случая общего уравнения (3). Для этого нужно принять $Bi_0 = 0$, т.е. предположить, что происходит односторонний подвод (отвод) тепла к исследуемому телу, и задача вырождается в симметричную, для которой выражение (3) существенно упрощается и принимает вид [4, 5]

$$\operatorname{ctg} \mu = \frac{\mu}{\operatorname{Bi}_1},\tag{11}$$

первые числа корней которого хорошо изучены и рассмотрены во многих классических работах по аналитической теории теплопроводности.

Нетрудно показать, что собственные значения μ_n уравнения (11) могут служить нижней оценкой для корней μ_n выражения (3) при Bi₀ > 0. Например, для рассмотренного ранее варианта Bi₀ = 1 и Bi₁ = 2 зона, где располагается фактически μ_1 существенно сузится, а именно будет [4, 5] 1.0769 < $\mu_1 < \frac{\pi}{2}$. Подобное сужение "вилки" будет распространяться и на последующие числа μ_n , а конкретно получим

$$\begin{aligned} & 3.6436 < \mu_2 < \frac{3}{2}\pi, \\ & 6.5783 < \mu_3 < \frac{5}{2}\pi, \end{aligned}$$

И Т.П.

В результате удается достигнуть с помощью наиболее простых математических операций наименьший интервал для характеристического числа μ_n . Так, в частности, для μ_1 может быть применен следующий подход. Вводим некоторое условное число Био

$$\mathbf{Bi}^* = \sqrt{\mathbf{Bi}_0 \mathbf{Bi}_1}.\tag{12}$$

Естественно, если $Bi_0 = Bi_1$, то

$$\mathbf{B}\mathbf{i}^* = \mathbf{B}\mathbf{i}_0 = \mathbf{B}\mathbf{i}_1. \tag{13}$$

По величине $\frac{\text{Bi}^*}{2}$ на основе несложного уравнения

$$\operatorname{ctg}\beta = \frac{2\beta}{\mathrm{Bi}^*} \tag{14}$$

определяем β_1 , а далее

$$\mu_1 = 2\beta_1. \tag{15}$$

Допустим, что $Bi_0 = Bi_1 = 2$, и значит $Bi^* = 2$. Тогда, исходя из зависимости (14), имеем $\beta_1 = 0.8603$ и далее получим $\mu_1 = 2\beta_1 = 2 \times 0.8603 = 1.7206$, что строго соответствует табличному значению [4]. Итак, в тех вариантах, в которых $Bi_0 = Bi_1$ вместо уравнения (3) может быть использовано существенно более простое (11) или (14). Если же $Bi_0 \neq Bi_1$, то в первом приближении также можно воспользоваться предложенным способом. В качестве примера вернемся к рассмотренному выше варианту $Bi_0 = 1$, а $Bi_1 = 2$. Тогда получим $Bi^* = \sqrt{Bi_0Bi_1} = \sqrt{1 \times 2} = 1.4142$, т.е. $\frac{Bi^*}{2} = 0.7071$, следовательно на основе (14) будет $\beta_1 = 0.7535$. Окончательно имеем $\mu_1 = 2\beta_1 = 2 \times 0.7535 = 1.5070$. Данное рассчитанное число и является оценкой μ_1 снизу для принятого варианта $Bi_0 = 1$ и $Bi_1 = 2$. Таким образом, новые границы для μ_1 при заданных величинах Bi_0 и Bi_1 оказываются $1.5070 < \mu_1 < \frac{\pi}{2}$ очень близкими.

Нужно отметить, что этот способ дает возможность получить нижнюю оценку первого собственного числа уравнения (3). Располагая близкими граничными величина-

x	arctg x	x	arctg x	x	arctg x
0	0.00000000	1.1	0.83298127	2.2	1.14416880
0.1	0.09966865	1.2	0.87605805	2.3	1.16066900
0.2	0.19739556	1.3	0.91510070	2.4	1.17600520
0.3	0.29145679	1.4	0.95054684	2.5	1.19028990
0.4	0.38050638	1.5	0.98279372	2.6	1.20362250
0.5	0.46364761	1.6	1.01219700	2.7	1.21609070
0.6	0.54041950	1.7	1.03907230	2.8	1.22777240
0.7	0.61072596	1.8	1.06369780	2.9	1.23873690
0.8	0.67474094	1.9	1.08631840	3.0	1.24904580
0.9	0.73281510	2.0	1.10714870	4.0	1.32581766
1.0	0.78539816	2.1	1.12637710	5.0	1.37340077

Таблица 1. Главные значения функции arctg x

ми для фактических чисел μ_n , удается с помощью несложной итерационной процедуры получить близкие к истинным значения μ_n . Для этого нужно использовать следующую схему вычислений

$$tg\mu_{max} = \frac{\mu_{min} (Bi_0 + Bi_1)}{\mu_{min}^2 - Bi_0 \cdot Bi_1}.$$
 (16)

Покажем ее применение на том же варианте $Bi_0 = 1$, $Bi_1 = 2$.

$$tg\mu_{1max} = \frac{\mu_{1min} (Bi_0 + Bi_1)}{\mu_{1min}^2 - Bi_0 \cdot Bi_1} = \frac{1.5070(1+2)}{1.5070^2 - 1 \times 2} = \frac{4.521}{0.27105} = 16.6796.$$

Как следует из справочника [6] $\mu_{1 max}$ = arctg16.6796 = 1.5109, т.е. получили окончательные пределы для μ_1

$$1.5070 < \mu_1 < 1.5109$$

Эталонное значение μ_1 для принятых $Bi_0 = 1$ и $Bi_1 = 2$ согласно [4] равняется

$$\mu_1 = 1.5094$$

Формула вида (16) может быть использована также наоборот для расчета μ_{min} по известной величине μ_{max} . Для упрощения перехода по (16) от μ_{min} к μ_{max} (или наоборот) целесообразно использовать приведенную в работе табл. 1 для функции arctg *x*.

В заключение остановимся на аналитической методике определения первого собственного значения μ_1 уравнения (3), являющегося наиболее важным при расчете нестационарного температурного поля на регулярной стадии процесса. Предлагаемый способ основан на представлении функции ctg μ в форме усеченного степенного ряда [6]

$$\operatorname{ctg} \mu = \frac{1}{\mu} - \left(\frac{\mu}{3} + \frac{\mu^3}{45}\right). \tag{17}$$

Данная аппроксимация вполне приемлема при ограничении $\mu < \frac{\pi}{2}$. Подставляя (17) в зависимость (3), получим биквадратное алгебраическое уравнение

$$\mu^{4} + 15 \left(1 + \frac{3}{Bi_{0} + Bi_{1}} \right) \mu^{2} - 45 \left(1 + \frac{Bi_{0} \cdot Bi_{1}}{Bi_{0} + Bi_{1}} \right) = 0.$$
(18)

Отсюда следует [6]

$$\mu_{1}^{2} = 7.5 \left(1 + \frac{3}{Bi_{0} + Bi_{1}} \right) \left[\sqrt{1 + 0.8 \frac{(Bi_{0} + Bi_{1} + Bi_{0}Bi_{1})}{(Bi_{0} + Bi_{1} + 3)^{2}} (Bi_{0} + Bi_{1})} - 1 \right].$$
 (19)

Используя (19), находим μ_1 для случая $Bi_0 = 1$ и $Bi_1 = 2$.

$$\mu_1^2 = 7.5 \times 2 \left[\sqrt{1 + 0.8 \times \frac{5 \times 3}{6^2}} - 1 \right] = 2.3205,$$

$$\mu_1 = \sqrt{2.3205} = 1.5233.$$

Таким образом, аналитическое решение (19) дает несколько завышенное значение μ_1 . При умеренных величинах Bi_0 и Bi_1 расхождение между рассчитанным корнем μ_1 по (19) и действительным сокращается. Очевидно, что формула (19) применима для плоских тел сравнительно умеренной термической массивности. Рекомендуемый метод может быть усилен за счет учета в разложении (17) следующих слагаемых более высоких степеней. Естественно, это потребует решения алгебраического уравнения третьей или даже четвертой степени. На основе значения μ_1 , полученного по зависимости (19), легко определить противоположную оценку по выражению аналогичному (16).

Нужно также еще отметить, что изложенные в статье рекомендации применимы не только для плоских систем, но и для криволинейных, например, для цилиндрических и сферических, имеющих сравнительно небольшую кривизну. Кроме этого, является также важным то обстоятельство, что рекомендуемые подходы могут быть полезны при анализе характеристических уравнений еще более сложных, чем зависимость (3). Так, в частности, представляет большой технический интерес неустановившийся процесс распространения энергии в однородной конструкции, имеющей внешнюю оболочку из материала с другими теплофизическими свойствами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Видин Ю.В. Исследование несимметричного прогрева тел под действием радиации. Автореф. дисс. на соискание ученой степени кандидата техн. наук. Томский политехн. ин-т им. С.М. Кирова. Томск: Изд-во Томского гос. ун-та. 1964.
- 2. Видин Ю.В. Инженерные методы теплопроводности. Красноярск. Изд-во КГТУ. 1992, 96 с.
- 3. Михайлов М.Д. Нестационарные температурные поля в оболочках. М.: Энергия, 1967, 120 с.
- 4. Григорьев Л.Я., Маньковский О.Н. Инженерные задачи нестационарного теплообмена. Л.: Энергия. 1968. 83 с.
- 5. Лыков А.В. Теория теплопроводности. М.: Высшая школа, 1967. 600 с.
- 6. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике. М.: Гос изд-во физ-мат. лит., 1962. 608 с.

Calculation of Eigenvalues in the Problem of Nonstationary Thermal Conductivity of a Flat Body Under Unsymmetric Boundary Conditions of the Third Kind

Yu. V. Vidin^{*a*} and V. S. Zlobin^{*a*}, *

^aSiberian federal University, Krasnoyarsk, Russia *e-mail: zlobinsfu@mail.ru

In the practice of calculating the thermal state of structures, the most common problems are heating (cooling) under asymmetric boundary conditions of the third kind. Solving such prob-

lems is a complex and time-consuming process. The bulkiness and complexity of the process increases especially when calculating the initial stage of warming up. In this case, to determine the eigenvalues, it is necessary to solve a transcendental equation containing the Bio numbers that characterize the intensity of heat exchange on the surfaces of a flat body. The article offers a relatively simple approximate method for determining the smallest and largest values of eigenvalues, with subsequent refinement of this interval. In the process of execution of iterations, the interval is shrinking rapidly and approaching the true value of the sought eigenvalues. The method of analytical determination of the first eigenvalue is also given.

Keyword: analytical solution, asymmetric heating, characteristic equation, Bio numbers, eigenvalue, the smallest eigenvalue, the largest proper number

УДК 621.181.01:536.25(0.43.3)

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЛА Е-160 ПРИ СЖИГАНИИ ИРША-БОРОДИНСКОГО УГЛЯ

© 2021 г. О.Г.Шишканов*

Национальный исследовательский университет "МЭИ", Москва, Россия *e-mail: shishkanovoleg@yandex.ru

> Поступила в редакцию 16.11.2020 г. После доработки 01.12.2020 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

В статье представлены результаты экспериментальных измерений и зонального математического моделирования теплообмена в топочной камере котла E-160 при факельном тангенциальном сжигании ирша-бородинского угля. Выявлен высокий уровень тепловых неравномерностей как по высоте, так и в сечениях топочной камеры. Кроме того, установлено, что содержание оксидов азота в дымовых газах превышает нормативные требования. Для совершенствования режимных параметров эксплуатации котла в части обеспечения бесшлаковочных условий несения номинальной нагрузки и предотвращения роста внутритрубных отложений в экранных поверхностях нагрева автором предложены рациональные схемы распределения топлива между ярусами горелок, а также по блокам горелок при отключении одной из индивидуальных пылесистем прямого вдувания.

Ключевые слова: паровой котел E-160, тангенциальная топочная камера, горелки, индивидуальные пылесистемы, экспериментальные измерения, зональная математическая модель теплообмена, оксиды азота

DOI: 10.31857/S0002331021010143

введение

Повышение экономических, экологических и других показателей работы энергетического оборудования за счет совершенствования конструкции устройства или режимов его эксплуатации осуществляется наиболее эффективно, когда разрабатываемые технические решения обоснованы результатами как экспериментальных, так и расчетных исследований [1–8]. При этом преимуществом экспериментальных измерений является выявление особенностей протекающих процессов, а также установление причин их возникновения. Это важно, поскольку ряд параметров работы элементов основного и вспомогательного котельного оборудования напрямую не диагностируется штатной системой контроля и остаются без своевременного оперативного воздействия эксплуатационного персонала. В свою очередь, применение численных методов с учетом экспериментальных данных позволяет оценить как отдельное, так и взаимное влияние различных факторов (например, характеристик режима сжигания), а также выбрать наиболее рациональные их сочетания. Таким образом, уменьшается риск при внедрении разработанных технических предложений, а также обеспечивается значительное сокращение затрат времени и средств на последующую наладку и ввод в эксплуатацию.

С целью совершенствования режимных параметров при энергетическом сжигании угля Ирша-Бородинского разреза проводился комплекс экспериментальных и расчетных исследований теплообмена в топке котла E-160-1.4-250 БТ (далее — котел E-160) Железногорской ТЭЦ. Этот котлоагрегат с естественной циркуляцией и твердым шлакоудалением предназначен для получения пара среднего давления при сжигании бурых канско-ачинских углей. Введен в эксплуатацию во второй половине 2012 года и спроектирован для работы со следующими параметрами:

- номинальная производительность по пару 160 т/ч;
- рабочее давление пара в барабане 1.9 МПа;
- номинальное давление пара 1.4 МПа.
- номинальная температура пара 250°С;
- номинальная температура питательной воды 104°С.

Котельный агрегат Е-160 П-образной компоновки имеет топочную камеру (рис. 1a) обычной призматической формы с размерами в плане 6600 × 7040 мм (по осям труб), которая оборудована восьмью угловыми прямоточными щелевыми горелками, расположенными в два яруса по высоте. Оси угловых горелок направлены по касательной к условной окружности с диаметром 900 мм, за счет чего в центре топки формируется тангенциальное вихревое движение газовых потоков. Номинальная нагрузка котла в процессе эксплуатации обеспечивается, как правило, работой трех из четырех индивидуальных пылесистем прямого вдувания, оборудованных мельницами-вентиляторами. Подготовленная в мельнице-вентиляторе аэросмесь через пыледелитель поступает в соответствующий блок горелок. При отключении мельницы-вентилятора в блок горелок подается только вторичный воздух для его охлаждения.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В ходе экспериментов исследовалось влияние схем включения индивидуальных пылесистем котла, что соответствует сочетанию работы блоков горелок, на распределение плотности падающих радиационных потоков на экранные поверхности топочной камеры. Другие показатели тепловой работы котлоагрегата фиксировались штатной системой оперативного управления. Кроме того, при проведении опытов измерялся состав дымовых газов. Подробнее об условиях проведения экспериментов и используемом измерительном оборудовании изложено в [9].

Отметим, что эксплуатация котла на трех пылесистемах является штатной ситуацией, поскольку, как правило, одна из пылесистем находится в ремонте или резерве. Работа котла в таких режимах составляет ~90% от общего времени эксплуатации.

Всего было проведено 5 опытов с сочетанием работающих пылесистем: АБВ (опыт 1), АБГ (опыт 2), БВГ (опыт 3), АВГ (опыт 4), АБВГ (опыт 5). Эксплуатационные показатели работы котлоагрегата во время экспериментов представлены в табл. 1. Общее число точек измерения в каждом опыте составляло 28, по числу доступных смотровых лючков топочной камеры.

Из представленных данных (табл. 1) видно, что в первом опыте нагрузка котла по пару составила $D = 0.93D_{H}$, во втором $D = 0.88D_{H}$. В опытах 3 и 4 нагрузка составляла 0.85 номинала. В опыте 5 ее значение $-0.94D_{H}$, что наиболее близко к номинальной производительности (D_{H}).

Наряду с проведением натурных экспериментов в исследованиях применялись численные методы. В качестве последнего, как наиболее перспективного и обеспечивающего хорошую разрешающую способность получаемых результатов, использовался зональный метод, а именно, разработанная на его основе трехмерная многозонная математическая модель теплообмена [10].

Для зонального моделирования сложного теплообмена объем топочной камеры котла E-160 разбивался на 11 расчетных ярусов по высоте. Из них: объем холодной во-

83



Рис. 1. Конструкция топочной камеры котла E-160 с обозначением пылесистем (А–Б–В–Г) (а) и схема разбиения ее на расчетные зоны (б).

Номер опыта	Нагруз- ка кот- ла, т/ч	Характеристики пара							Дымовые	
		в бара- бане	за котлом		Сочета- ние ра- ботаю-	Сочета- ние ра- ботаю-		Кисло- род О ₂ ,	перед электро- фильтром	
		давле- ние, МПа	темпера- тура, °С	давле- ние, МПа	лесистем	давле- ние, МПа	темпера- тура, °С	%	темпера- тура, °С	
1	149	1.73	250	1.26	А, Б, В	3.01	101	2.3/1.7	165	
2	140	1.76	250	1.30	А, Б, Г	3.09	103	4.4/3.3	164	
3	136	1.71	250	1.24	Б, В, Г	3.00	103	4.9/5.1	163	
4	134	1.73	250	1.27	Α, Β, Γ	3.01	103	4.8/4.5	162	
5	152	1.78	250	1.34	А, Б, В, Г	3.09	106	5.4/5.9	165	

Таблица 1. Эксплуатационные показатели работы котла Е-160-1.4-250 БТ во время проведения измерений

Режимные параметры	Значение	Размерность
Паропроизводительность	160	т/ч
Температура рабочей среды в экранах	200	°C
Температура горячего воздуха	356	°C
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	1.2	—
Доля газов рециркуляции	0.12	—
Температура газов рециркуляции	158	°C
Доля воздуха от теоретически необходимого на сопла нижнего дутья	0.2	—
Расход топлива	7.35	кг/с
Теплота сгорания топлива	3930	ккал/кг

Таб	лица 2	. Данные	эксплуатацион	нного режима,	принятого	при моделиро	вании
-----	--------	----------	---------------	---------------	-----------	--------------	-------

Таблица 3. Выгорание топлива и коэффициенты поглощения топочной средой в объемных зонах

Параметр	Номера объемных зон модели										
	1	2-4	5-13	14-22	23-31	32-40	41-49	50	51	52	53
Доля выгорания топлива	-	_	_	0.463	0.486	0.023	_	_	_	-	_
Коэффициенты поглощения, м ⁻¹	0.30	0.27	0.24–0.35	0.21-0.27	0.21-0.26	0.17-0.27	0.19–0.29	0.22	0.23	0.24	0.25

ронки — 2 яруса, пространство под зоной активного горения — 1 ярус, зона активного горения — 2 яруса, зона догорания топлива — 3 яруса и пространство, примыкающее к выходному окну топки — 3 яруса. В сечении расчетного яруса выделялось 8 объемных пристенных зон (из них четыре — угловые) и 1 центральная зона. Такая разбивка позволяет учесть в расчетах температурную неравномерность, возникающую вследствие отключения индивидуальной пылесистемы прямого вдувания, а вместе с ней и соответствующего блока горелок.

Общее число зон математической модели составило 123, из них 53 — объемные, остальные — поверхностные (рис. 16). Характеристики основного режима эксплуатации при моделировании представлены в табл. 2.

Массообмен угольной пыли, воздуха и других компонентов топочной среды в ярусах областей горения и дожигания топлива между зонами пристенного и центрального слоев математической модели определялся по результатам изотермического моделирования различных схем включения горелочных блоков [11]. С учетом распределения скоростей вычислялся расход компонентов топочной среды, участвующих во вращательном движении, через вертикальное сечение яруса. Найденный расход распределялся между зонами, входящими в этот ярус, в виде взаимных перетоков воздуха и продуктов сгорания пропорционально величинам расхода газов через вертикальные сечения объемных зон по ходу движения газов.

Выгорание топлива в объемных зонах топки задавалось в соответствии с результатами экспериментальных исследований горения пыли ирша-бородинского угля. Значения коэффициентов поглощения топочной средой рассчитывались в соответствии с рекомендациями Нормативного метода [12]. Результаты представлены в табл. 3.



Рис. 2. Распределение плотности падающих радиационных потоков (опыт N_{2} – откл. В).

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Полученные в ходе экспериментов плотности падающих на экраны топочной камеры радиационных потоков представлены на рис. 2 и 3 для условий работы котла на трех пылесистемах (соответственно АБГ и БВГ). Следует отметить, что при других схемах включения пылесистем картина распределения измеренных радиационных характеристик существенно не менялась. Характерное изменение зарегистрировано только тогда, когда в работе находились все четыре пылесистемы котла, то есть топливно-воздушная смесь подавалась во все четыре блока горелок в опыте 5 (рис. 4).

Как видно из построенных на основании экспериментальных данных изорад (рис. 2–4), наибольшие величины плотности падающих радиационных потоков зафиксированы на высоте верхнего яруса горелок. Максимум 266 кВт/м² был зафиксирован на фронтовом экране в опыте 1 с показателями режима: $D = 0.93D_{\rm H}$, $\alpha = 1.2$ и с отключением пылесистемы Г.

В других опытах максимум плотности падающих радиационных потоков находился в диапазоне: $232-256 \text{ kBt/m}^2$ и его местоположение на соответствующей экранной поверхности менялось в зависимости от того, какой горелочный блок находился в резерве. В случае работы всех пылесистем котла – $q_{max} = 210-229 \text{ kBt/m}^2$.

Отметим, что зафиксированный в экспериментах уровень падающего на стены топочной камеры излучения не приводил к появлению в отложениях золы жидкой фазы при сжигании ирша-бородинского угля. Шлакование экранов и ширм в ходе экспериментов не наблюдалось. Снижению шлакующих свойств частиц золы способствовало наличие в топочной камере во время опытов окислительной атмосферы и уменьшение



Рис. 3. Распределение плотности падающих радиационных потоков (опыт № 3 – откл. А).

температур газов за счет подачи для сжигания угольной пыли избыточного воздуха ($\alpha = 1.31 - 1.45$).

Однако, в условиях увеличения паропроизводительности работы котла до номинальных значений (160 т/ч), а также при выдерживании эксплуатационных параметров сжигания до рекомендованных режимными картами ($\alpha = 1.2$), следует ожидать повышение температурного уровня в топке и, как следствие, рост значений плотности падающих радиационных потоков до 275–285 кВт/м². А это уже достаточно близко к нижней границы значений (~290–300 кВт/м²), при которых наблюдается появление шлакозоловых отложений на экранных поверхностях при энергетическом сжигании угля Ирша-Бородинского разреза [13].

В опытах зафиксирована значительная тепловая неравномерность не только по высоте топочной камеры (превышение максимума над средним значением на высоте второго яруса горелок составило: $q_{max} = 1.27 - 1.61 q_{cpeg}$), но и в горизонтальных сечениях — 64—84 кВт/м². Последнее определялось как разница между максимальным и минимальным показателями плотности падающих радиационных потоков, зарегистрированных в центральных лючках экранов.

Наличие тепловой неравномерности между экранными поверхностями вызвано соответствующим смещением факела относительно центра в сторону стен, что, в свою очередь, является следствием отключения одной из четырех пылесистем котла и прекращением подачи топливно-воздушной смеси в блок горелок. При включении четырех пылесистем положение тангенциального факела относительно центра симметрично и поэтому температурная неравномерность сокращается до минимальных значе-



Рис. 4. Распределение плотности падающих радиационных потоков (опыт № 5 – в работе все пылесистемы).

ний — $11-19 \text{ кBr/m}^2$ (рис. 4). Также отметим, что при работе четырех пылесистем зафиксировано, что максимальный уровень плотности радиационных потоков, за счет их выравнивания, значительно ниже ($221-229 \text{ кBr/m}^2$), чем в опытах при отключении пылесистемы. И это несмотря на то, что в опыте 5 производительность котла по пару была наиболее высокой ($D = 0.94D_{\text{H}}$).

Как уже отмечалось, наличие тепловых неравномерностей в наиболее теплонапряженных горизонтальных сечениях топочной камеры может привести (при эксплуатации котла на номинальных по пару нагрузках) к появлению очагов шлакования и ухудшению из-за этого условий теплопередачи от продуктов сгорания к рабочему телу. Другим негативным следствием температурных неравномерностей является появление локальных максимальных радиационных потоков, которые превышают средний уровень на 16–20% в сечениях и до 61% по высоте. Вследствие этого резко интенсифицируется рост внутритрубных отложений в экранных поверхностях нагрева [14], что также ухудшает условия теплопередачи.

Наряду с характеристиками теплообмена в ходе экспериментальных измерений исследовался также состав уходящих из котла дымовых газов. Выявлено, что, несмотря на газовую сушку топлива и работу котла на нагрузках ниже номинальной, уровень вредных выбросов, зафиксированный в опытах, значительно превышает нормативный, который для этого класса котлов установлен в ГОСТ Р55173-2012 ниже 300 мг/м³. Так, зарегистрированные опытные величины концентрации оксидов азота составляют 522–888 мг/м³. Отметим, что полученный в экспериментах минимальный уровень NO_x обусловлен наименьшим расходом воздуха для горения ($\alpha = 1.2$), относительно



Рис. 5. Сопоставление расчетных и экспериментальных данных плотности падающих радиационных потоков по высоте фронтового экрана при работе трех АБГ (а) и четырех АБВГ (б) пылесистем котла.

других опытов. В свою очередь, максимальная концентрация $C_{NO_x} = 888.2 \text{ мг/m}^3$ зарегистрирована в опыте 3, когда процесс сжигания производился в условиях наибольшего избытка воздуха ($\alpha = 1.45$). Результаты экспериментальных измерений состава дымовых газов приведены в табл. 4.

Таким образом, полученные в ходе экспериментальных измерений данные о значительных тепловых неравномерностях топочной камеры котла E-160 (по высоте и в сечениях) при различном сочетании работающих пылесистем, а также неудовлетворительные экологические показатели являлись основанием для проведения зональных исследований теплообмена для разработки мероприятий, направленных на совершенствование режимов энергетического сжигания.

На начальном этапе зонального исследования для возможной адаптации математической модели проводилось сопоставление расчетных и экспериментальных данных. Для этого исходные данные для моделирования в части расходов топлива и воздуха соответствовали режимным параметрам эксплуатации во время проведения экспериментов. Результаты сопоставления показаны на рис. 5, где экспериментальные точки — это данные плотности падающих радиационных потоков, измеренные в лючках на оси фронтового экрана.

Из представленных на рис. 5 данных видно, что результаты моделирования показателей теплообмена удовлетворительно коррелируют с опытными данными. Абсолютная погрешность расчетных величин не превышает 3.1%, что находится в пределах погрешности проведенных измерений.

Номер опыта	Состав дымовых газов в точках отбора перед электрофильтрами								
	O ₂ , %	α	CO, ppm	CO ₂ , %	NO _{<i>x</i>} , мг/нм ³				
1	3.1	1.2	10.8	10.1	521.8				
2	5.9	1.39	8.0	8.6	801.7				
3	6.5	1.45	12.0	8.2	888.2				
4	5.9	1.39	8.0	8.5	821.2				
5	4.9	1.31	10.3	9.1	831.6				

Таблица 4. Результаты измерений состава уходящих газов при работе котла Е-160-1.4-250 БТ

Зональное исследование температурных полей внутри топочного пространства, а также распределение плотности падающих на экраны радиационных потоков проводилось как при работе топки без отключения, так и при сочетании работающих пылесистем АБГ (отключена пылесистема В). Последнее, как уже отмечалось, приводит к прекращению работы соответствующего блока горелок, в который для охлаждения горелочных устройств подают только 10% от общего объема воздуха. Топливо, воздух и газы рециркуляции при отключении направляются в равных долях в работающие блоки горелок.

Для снижения выявленных в ходе проведенных экспериментов тепловых неравномерностей исследовалось возможность рационального распределение топливно-воздушной смеси как по ярусам горелок, так и по отдельным горелочным блокам. Изменить в этом случае режимные параметры сжигания на действующем котле достаточно несложно за счет соответствующей настройки пыледелителя при распределении топливно-воздушной смеси по ярусам или за счет изменения токовой нагрузки на двигатель мельницы вентилятора индивидуальной системы пылеприготовления при изменении расхода топлива по работающим горелочным блокам.

Для анализа предлагаемых режимных изменений использовалась разработанная многозонная математическая модель теплообмена в топке котла E-160. Так, при зональном моделировании исследовались поля температур и тепловых потоков при следующих распределениях топлива и воздуха между ярусами горелок, а именно, с большей загрузкой горелок нижнего (первого яруса горелок): 1 вариант (базовый) — 50 на 50%; 2 вариант — 40 на 60%; 3 вариант — 30 на 70%. Дальнейшая загрузка топливом горелок нижнего яруса нецелесообразна из-за возможной сепарации угольных частиц в низ и на скаты холодной воронки, несмотря на организацию нижнего дутья. При этом рассматривался режим сжигания с параметрами (табл. 2) и работой четырех пылесистем. Распределение показателей теплообмена для трех вариантов расчета представлено на рис. 6.

Необходимо отметить, что при зональном математическом моделировании теплообмена производился также расчет концентрации оксидов азота в дымовых газах. Для этого использовался подход, изложенный в [15].

Как видно из кривых, на рис. 6 для базового варианта расчета (вариант 1) в соответствии с принятыми при моделировании режимными параметрами сжигания (D = 160 т/ч, $\alpha = 1.2$), за счет повышения расхода топлива и уменьшения количества воздуха, направляемого в топочную камеру, по сравнению с режимом, установленным на котле во время проведения опытов (D = $0.94D_{\rm H}$, $\alpha = 1.31$), при росте общего температурного уровня газов, максимальное значение плотности падающих радиационных потоков возросло с 224 кВт/м² (рис. 56) до 240 кВт/м². Температура газов в центре на уровне второго яруса горелок при этом составила 1384°С. Приведение в соответствие с требованиями режимных карт значений избытка воздуха вызвало, как и ожидалось, снижение расчетного значения концентрации оксидов азота в дымовых газах до уровня С_{NO_x} = 607.2 мг/м³, что значительно превышает нормативные требования, но на ~27% меньше величины, зафиксированной в экспериментах (опыт 5).

При сравнении показателей теплообмена, полученных для трех вариантов расчета распределения топливно-воздушной смеси между нижним и верхним ярусами горелок, можно отметить следующее. Наиболее благоприятным, с точки зрения сокращения тепловых неравномерностей по высоте, является вариант 2, когда распределение топлива между ярусами составило: 60% (нижний) и 40% (верхний). В этом случае зафиксировано снижение максимальной плотности радиационного потока до 225 кВт/м². Также отмечено и более равномерное заполнение газами зоны активного горения, температура которых выравнивается со снижением максимума на 49°С. Суммарные характеристики теплообмена при этом практически не изменились. Например, температура

91



Рис. 6. Распределение показателей теплообмена по высоте топочной камеры для трех вариантов расчета распределения топлива между ярусами горелок.

газов на выходе из топки (на входе в ширмовый пароперегреватель) для вариантов расчета 1 и 2 составила соответственно 1002°С и 998°С.

Из результатов моделирования видно (рис. 6), что дальнейшее увеличение загрузки топливом горелок нижнего яруса (вариант 3) приводит к появлению уже на этом уровне по высоте максимальных значений показателей теплообмена, а именно: температуры газов — 1379°С и плотности падающего радиационного потока — 242 кВт/м². Поэтому такое распределение топлива в качестве режимных параметров сжигания не может быть рекомендовано к применению в реальных условиях эксплуатации котла E-160.

Сопоставление показателей теплообмена для симметричного положения факела относительно центра (в работе четыре пылесистемы) и при его смещении представлено на рис. 7.

Из сопоставления результатов зонального моделирования (рис. 6) видно, что температуры газов в центральном слое в случае отключения блока горелок особенно в зоне активного горения заметно ниже ~ $65-70^{\circ}$ С, чем при работе котла без отключения. Это вызвано тем, что при прекращении подачи топлива и воздуха в блок горелок происходит смещение факела в его сторону. В опытах это проиллюстрировано распределением плотности падающих радиационных потоков. На рисунке 6 это отчетливо видно на примере распределения температур газов в пристенных слоях, примыкающих к соответствующему экрану. Так, максимальные температуры газов зафиксированы, помимо центральной зоны, где располагается ядро горения, и в пристенных зонах, примыкающих к блоку горелок перед отключенным против направления кругового движения дымовых газов. В моделируемом случае с отключением блока горелок В это зоны пристенного слоя фронтового экрана и левого бокового экрана топки. Минимальные значения зафиксированы в пристенных зонах правого бокового и тылового



Рис. 7. Расчетное распределение температур газов по высоте топки при отключении пылесистемы В (а) и при работе всех пылесистем (б) в зонах центрального слоя и в зонах пристенного слоя, примыкающих к соответствующему экрану.

экранов. В случае работы топки без отключения температуры в пристенных зонах экранов практически не отличаются, что характеризует симметричного положение высокотемпературного факела.

При моделировании тепловой работы топочной камеры с отключением блока горелок получено, что концентрация оксидов азота в дымовых газах в этом случае заметно ниже $C_{NO_x} = 547.1 \text{ мг/m}^3$, чем при рассмотренном ранее – без отключения. Последнее объясняется не только некоторым снижением максимальных температур, но и, главное, тем что воздух для сжигания подается как в работающие, так и в неработающие горелки для их охлаждения. Тогда, с учетом воздуха нижнего дутья, коэффициент избытка воздуха в горелках снижается с $\alpha_r = 1.10-1.15$ (режим без отключения) до $\alpha_r = 0.95-1.01$ (режим с отключением). Такое изменение подачи воздуха обеспечивает ступенчатость сжигания угольной пыли и пониженное содержание оксидов азота в дымовых газах. Кроме того, при режиме с отключением, количество газов рециркуляции, направляемых в блоки горелок, увеличивается, поскольку в отключенные горелки они не подаются, что также оказывает воздействие на снижение C_{NO_x} .

Для сокращения тепловых неравномерностей в пределах зоны активного горения топлива, где происходит формирование высокотемпературного тангенциального вихревого движения газовых потоков, рассматривались варианты по перераспределению топлива между работающими блоками горелок в случае отключения одного из них. В настоящее время в условиях эксплуатации котла E-160 топливно-воздушная смесь по работающим блокам горелок распределяется в равных долях.

Расходы топлива по горелочным блокам несложно оперативно изменять в ходе управления работой котлоагрегата путем регулирования токовой нагрузкой на привод



Рис. 8. Распределение плотности падающих радиационных потоков по экранам топочной камеры при равной подаче топлива (а) и при его распределении по блокам горелок (б).

двигателя мельницы-вентилятора, которыми оборудованы индивидуальные пылесистемы прямого вдувания. При этом наиболее рациональным будет снижение расхода топлива в блок горелок, расположенный перед отключенным против кругового хода движения газового потока, и, соответственно, увеличение расхода топлива, направляемого в следующий от отключенного по ходу движения газов блок горелок. Для обеспечения суммарного тепловыделения в топочной камере общий расход топлива на котел остается постоянным.

Результаты многовариантных расчетов при зональном моделировании теплообмена для предложенного распределения топлива по работающим горелочным блокам для котла мощностью 500 т/ч представлены в [16]. В настоящем исследовании при моделировании использовались представленные там расчетные соотношения. Так, устанавливались следующие расходы топлива по горелочным блокам при схеме включения АБГ (отключена В) в работу пылесистем котла E-160. При общем расходе топлива 7.35 кг/с, по блокам горелок: $\Gamma - 3.025$ кг/с; A - 2.408 кг/с; B - 1.917 кг/с. Расчетное распределение плотности падающих радиационных потоков для указанного распределения топлива и для случая равной подачи представлено на рис. 8.

Анализ результатов зонального моделирования теплообмена показал следующее. При отключении одной из пылесистем котла и равной подаче топливно-воздушной смеси в блоки горелок наблюдается высокая тепловая неравномерность. Так, разница между максимальными значениями плотности падающих радиационных потоков на фронтовом и правом экранах топочной камеры (рис. 8а) при отключении блока горелок В составила 82 кВт/м². В экспериментальных измерениях (опыт 2) зафиксирована разница 84 кВт/м². При этом наибольшие значения плотности падающих радиацион-

ных потоков отмечены на фронтовом экране, а наименьшие – на правом боковом. На тыловом и левом боковом экранах величины радиационных потоков примерно одинаковы.

Принятое при зональном моделировании распределение топлива по горелочным блокам позволило резко уменьшить тепловую неравномерность между экранами в зоне активного горения до 29 кВт/м². При этом максимальная плотность падающих на фронтовой экран радиационных потоков снизилась с 264 до 248 кВт/м². Суммарные показатели теплообмена, такие как температура дымовых газов на выходе из топки и общее тепловосприятие экранов, остались без изменения.

Другим положительным моментом, помимо сокращения тепловой неравномерности, полученное при моделировании ситуации с отключением блока горелок В и с принятым распределением топливно-воздушной смеси в работающие блоки горелок, явилось снижение в этом случае концентрации оксидов азота в уходящих газах. Так, зафиксированное в расчетах значение составило: $C_{NO_x} = 502.7 \text{ мг/м}^3$. Последнее объясняется тем, что в этом случае происходит выравнивание температурного поля в горизонтальных сечениях зоны активного горения.

выводы

1. В ходе проведенных экспериментальных измерений в топке котла Е-160 Железногорской ТЭЦ при вихревом тангенциальном сжигании ирша-бородинского угля выявлены следующие негативные особенности протекания топочных процессов. Установлено наличие по высоте топки тепловых неравномерностей с зафиксированными максимумами плотности падающих радиационных потоков на уровне верхнего яруса горелок – 258–266 кВт/м². Также зафиксированы тепловые неравномерности в горизонтальных сечениях топки – 64–84 кВт/м², причиной возникновения которых является эксплуатация котла на трех индивидуальных пылесистемах прямого вдувания. Кроме того, в ходе опытов получено, что эксплуатация котла с избытками воздуха в топке $\alpha = 1.31-1.45$ приводит к повышенным концентрациям оксидов азота в уходящих газах: 801.7–888.2 мг/м³.

2. Для разработки технических предложений, направленных на сокращение выявленных при экспериментах негативных особенностей тепловой работы топки, использовалась 123-зоннная математическая модель теплообмена. При моделировании радиационного и сложного теплообмена проводился также расчет концентрации оксидов азота в дымовых газах. Сопоставление расчетных и опытных данных в части распределения плотности падающих на экраны радиационных потоков выявило их удовлетворительную сходимость.

3. Из результатов зонального моделирования теплообмена получено, что распределение топлива между ярусами горелок с загрузкой нижнего яруса в количестве 60% от общего расхода топлива, направляемого для сжигания при номинальной производительности котла, позволяет значительно сократить тепловую неравномерность по высоте топки. Так, превышение максимума плотности падающих радиационных потоков на уровне второго яруса горелок над средним их значением снизилось с 1.51 до 1.41.

4. Для сокращения тепловых неравномерностей в горизонтальных сечениях зоны активного горения проводилось зональное моделирование теплообмена с разной загрузкой топливно-воздушной смесью блоков горелок в зависимости от схемы работы пылесистем котла. В результате проведенных зональных исследований теплообмена получено, что предлагаемое распределение топливно-воздушной смеси между работающими горелочными блоками позволяет воздействовать на положение высокотемпературного тангенциального факела. Это сокращает тепловые неравномерности между экранами топки с 82 до 29 кВт/м². 5. Предложенные технические мероприятия по сокращению тепловых неравномерностей позволят обеспечить бесшлаковочные условия эксплуатации котла E-160 при номинальной паровой нагрузки, а также воздействовать на предотвращение образования внутритрубных отложений в экранных поверхностях нагрева. Другим положительным аспектом является снижение выбросов оксидов азота на 8–10%, хотя и в этом случае их значения превышают нормативный уровень.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. *Gu Mingyan, Wang Mingming, Chen Xue et al.* Numerical study on the effect of separated over-fire air ratio on combustion characteristics and NOx emission in a 1000 MW supercritical CO₂ boiler, Wang Jimin, Lin Yuyu, Chu Huaqiang // Energy. 2019. 175. P. 593–603.
- 2. Luo Kun, Zhao Chunguang, Wen Xu et al. A priori study of an extended flamelet/progress variable model for NO prediction in pulverized coal flames // Energy. 2019. 175. P. 768–780.
- Tian Dengfeng, Zhong Lijin, Tan Peng et al. Influence of vertical burner tilt angle on the gas temperature deviation in a 700 MW low NO_x tangentially fired pulverised-coal boiler // Fuel Processing Technology. 2015. 138. P. 616–628.
- 4. Peterseim J., Hellwig U. Increasing availability and minimising fouling in waste-to-energy plants Innovative boiler design options // VGB PowerTech. 2015. 95. № 10. P. 49–52.
- 5. Zhao Huirong, Shen Jiong, Li Yiguo et al. Coal-fired utility boiler modelling for advanced economical low-NOx combustion controller design // Control Engineering Practice. 2017. 58. P. 127–141.
- 6. *Du Yongbo, Wang Changan, Lv Qiang et al.* CFD investigation on combustion and NOx emission characteristics in a 600 MW wall-fired boiler under high temperature and strong reducing atmosphere // Applied Thermal Engineering. 2017. 126. P. 407–418.
- 7. Chen Shinan, He Boshu, He Di et al. Numerical investigations on different tangential arrangements of burners for a 600 MW utility boiler // Energy. 2017. 122. P. 287–300.
- 8. *Иваницкий М.С.* Влияние режимных характеристик топочной камеры пылеугольного котла на выход токсичных соединений // Энергобезопасность и энергосбережение. 2017. № 1. С. 5–9.
- 9. Шишканов О.Г. Экспериментальное исследование тепловых неравномерностей в тангенциальной топке котла Е-160-1,4-250 БТ Железногорской ТЭЦ // Материалы IX Всероссийской конференции с международным участием "Горение топлива: теория, эксперимент, приложения"; 16–18 ноября 2015. Новосибирск; 2015. Доступно по: http://www.itp.nsc.ru/ conferences/gt-2015/. Ссылка активна на 03 ноября 2020.
- 10. Блох А.Г., Журавлев Ю.А., Рыжов Л.Н. Теплообмен излучением. Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1991. 432 с.
- Алексеенко С.В., Срывков С.В., Процайло М.Я. и др. Экспериментальное исследование закрученного потока в камере квадратного сечения // Межвуз. сб. науч. трудов: Моделирование теплофизических процессов. Красноярск: Изд-во Красн. ун-та, 1989. С. 33–53.
- 12. Кузнецов Н.В., Митор В.В. и др. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). М.: Энергия, 1973. 295 с.
- 13. Алехнович А.Н. О выборе характеристик пылеугольной топки с позиций шлакования // Электрические станции. 2016. № 12. С. 2–11.
- 14. Петрова Т.И., Кашинский В.И., Макрушин В.Н. и др. Влияние теплового потока на скорость образования отложений продуктов коррозии железа и меди в котлах // Теплоэнергетика. 2008. № 7. С. 2–5.
- 15. Шишканов О.Г., Андруняк И.В. Учет генерации оксидов азота при зональном моделировании теплообмена в пылеугольных топках // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2009. № 3(84). С. 36–42.
- 16. Шишканов О.Г., Андруняк И.В. Снижение температурных неравномерностей в объеме тангенциальной топки котла E-500 // Электрические станции. 2008. № 3. С. 23–28.

Improving the Operating Parameters of the E-160 Boiler When Burning Irsha-Borodino Coal

O. G. Shishkanov*

National research University "MPEI", Moscow, Russia *e-mail: shishkanovoleg@yandex.ru

The article presents the results of experimental measurements and zonal mathematical modeling of heat transfer in the furnace chamber of the E-160 boiler during the torchlight tangential combustion of Irsha-Borodino coal. A high level of thermal irregularities both in height and in the sections of the furnace chamber was revealed. In addition, it was found that the content of nitrogen oxides in flue gases exceeds the regulatory requirements. To improve the operating parameters of the boiler, in terms of ensuring slagging-free conditions for carrying the nominal load and preventing the growth of in-line deposits in the heating screen surfaces, the author proposed rational fuel distribution schemes between the tiers of burners, as well as for the burner blocks when one of the individual direct injection pulverized-coal systems is disabled.

Keywords: E-160 steam boiler, tangential combustion chamber, burners, individual pulverized-coal systems, experimental measurements, zonal mathematical model of heat transfer, nitrogen oxides УДК 662.6/.9

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОБЩЕНИЕ И РАЗВИТИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО АППАРАТА НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ КИНЕТИКИ

© 2021 г. Е. А. Бойко^{1, *}, А. В. Страшников^{1, **}

¹ΦГАОУ ВО "Сибирский федеральный университет", Красноярск, Россия *e-mail: EBoiko@sfu-kras.ru **e-mail: savtr@mail.ru

> Поступила в редакцию 01.12.2020 г. После доработки 15.02.2021 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена применимость математического аппарата неизотермической кинетики для оценки реакционной способности энергетических углей и разработаны практические рекомендации по его использованию для экстраполяции результатов комплексного термического анализа на условия реальных теплотехнологических процессов и установок. Получено решение обобщенного уравнения неизотермической кинетики в интегральной форме, позволяющее теоретически оценить скорость реакции различных стадий термохимического превращения угля произвольного порядка в зависимости от температуры процесса при скорости нагрева угольных частиц в широком диапазоне от 10^{-2} до 10^4 град/мин.

Ключевые слова: твердое органическое топливо, комплексный термический анализ, математический аппарат, неизотермическая кинетика, термическая деструкция, горение коксовой основы

DOI: 10.31857/S0002331021020060

ВВЕДЕНИЕ

При определении кинетических параметров процесса горения твердого органического топлива с дифференцированной оценкой процессов испарения влаги, термического разложения, а также выгорания и газификации коксовой основы, целесообразнее всего использовать единый комплекс методов термического анализа, позволяющий получить исчерпывающую информацию при исследовании образца. Многочисленными работами [1–4] предлагается использовать низкотемпературную (менее 900°С) область в качестве рабочей зоны при определении кинетических параметров в условиях непрерывного подъема температуры с линейной скоростью нагрева. Тем самым исключается влияние внешней диффузии при подводе окислителя к поверхности горения.

Непрерывная оценка скорости протекания основных процессов термохимического превращения твердого топлива и тем более их отдельных составляющих при высоких скоростях нагрева, присущих условиям реальных энерготехнологических установок по переработке твердого органического топлива, на существующем уровне экспериментальной техники не осуществима. В связи с этим рассматривается подход расчета длительности протекания основных процессов термохимической обработки топлива (сушки, термической деструкции с раздельной оценкой смоловыделения и выхода индивидуальных парогазовых компонентов, выгорания и газификации коксовой (нелетучей) основы, термохимического превращения минеральной части) по результатам определения кинетических характеристик при медленном нагреве с использованием математического аппарата неизотермической кинетики. Обоснование правомочности реализации данного подхода базируется на закономерностях влияния скорости нагревания на процесс термохимического превращения твердых органических топлив и на доказательстве правомочности использования для описания данного процесса теоретических основ неизотермической кинетики [2].

ОСОБЕННОСТЬ ПРОТЕКАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ПРЕВРАЩЕНИЯ ТОПЛИВА В УСЛОВИЯХ РЕАЛЬНЫХ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗУЮЩИХ УСТАНОВОК

Термохимическое превращение угольного вещества связано с независимым протеканием большого числа реакций и образованием радикалов ароматической природы [3]. Возможной рекомбинацией радикалов обусловлены процессы синтеза (поликонденсации) осколков, идущие одновременно с деструкцией и ответственные за формирование коксовой структуры [4].

Образование жидких и газообразных продуктов термической деструкции является следствием отщепления структурных групп и низкомолекулярных соединений, входящих в состав элементарных структурных единиц, и их дальнейших преобразований [5]. Можно предположить, что каждый из продуктов деструкции твердого органического топлива обязан своим отщеплением одной или нескольким реакциям, для которых характерны различные, но изменяющиеся в узких пределах, значения энергии активации. Зависимость между количеством реакционных групп данного типа и прочностью их связи подчиняется статистическому закону гауссового распределения. Замена узкого распределения реакций с близкими кинетическими параметрами одной индивидуальной реакцией с усредненным значением энергии активации, впервые рассмотренная в работе Б.В. Нелюбина [6], близка к концепции "реакционного комплекса" с узким распределением *E* и k_0 Г. Юнтгена [7]. Гипотеза об узком распределении энергии связей позволяет обоснованно выделить индивидуальные последовательно-параллельные реакции образования паро- и газообразных компонентов по мере подъема температуры и уточнить характер выделения летучих соединений в зависимости от молекулярного строения угольного вещества [8].

С другой стороны, термическое разложение угольного вещества необходимо рассматривать как развитие конкурирующих процессов – деструкции и поликонденсации [9]. Паро- и газообразные продукты термического разложения являются результатом участия элементарных структурных единиц угольного вещества в указанных процессах (в противоположность точки зрения С. Драйдена о возможном точном соответствии летучих веществ алифатическим структурам [10]). Особенно отчетливо это проявляется при анализе выделения углеводородных газов. По Х. Ойлерту [11] лишь начальный период выделения метана в первом приближении коррелирует с отщеплением СН₃-групп исходного угля. Основная же его доля выделяется не за счет отщепления реакционных СН-групп, а в результате участия водорода в промежуточных реакционных актах. Для большинства твердых горючих ископаемых характерно выделение углеводородных газов (этана, этилена, пропана, пропилена) с порядком реакции больше единицы (n > 1) и со смещением максимума скорости в сторону более высоких температур по сравнению с T_{max} основного периода выделения летучих веществ [12]. Значения *n* > 1 указывают на многоступенчатый характер образования углеводородных газов, который в значительной степени объясняется тем, что выделение углеводородных газов обусловлено не непосредственной деструкцией боковых цепей структурных единиц, а является результатом разложения промежуточных продуктов в период смолообразования [13]. Это предположение подтверждается и увеличенными значениями температуры максимума скорости

99

выхода углеводородных газов по сравнению с положением температурного максимума основного периода выделения летучих веществ [14].

Основной период термического разложения, характеризующийся максимальной скоростью процесса, обусловлен главным образом выделением смол [2]. Если образование и выделение газообразных продуктов CO, CO_2 , H_2 , CH_4 , а также пирогенетической влаги, является следствием множества последовательно-параллельных реакций, то смоловыделение в большей мере отражает статистический характер разрыва молекулярных связей с узким интервалом распределения энергий активации и описывается, в первом приближении, одной реакцией первого порядка. Следует отметить, что анализ работ К. Крюгера [15] и Ван-Кревелена [16], которыми охватывается круг вопросов, связанный с термическим разложением отдельных петрографических микрокомпонентов каменных углей различной степени метаморфизма, показал, что основное отличие между микрокомпонентами в период выделения летучих веществ заключается в динамике выделения и составе углеводородных соединений, главным образом смол. Этот вывод подтвержден неоднократно Г.П. Алаевым как на отобранных из пласта петрографических разновидностях, так и на фракциях, обогащенных отдельными микрокомпонентами [17]. Суммарное выделение углеводородных соединений снижается в ряду "липтинит-витринит" $(L_t - V_t)$ [18].

Приведенные выше данные относятся к результатам термического разложения угольного вешества с низкими скоростями нагрева (менее 20 град/мин). Однако известно, что при горении пылевидного твердого топлива в топочных условиях процесс выделения летучих веществ необходимо рассматривать как комплекс первичных деструктивных изменений органической массы угольного вещества и вторичных взаимодействий продуктов термического разложения с твердой фазой (коксовой основой). С уменьшением скорости нагрева роль вторичных процессов возрастает. Даже в интервале 2-20 град/мин при исследовании Кузбасских углей (марки Г) это отчетливо наблюдается на примере выделения водорода Н₂ [18]. Следует отметить, что увеличение смоловыделения при высокоскоростном нагреве разных марок углей отмечалось в работах [19–21]. По данным В. Петерса [20], на углях средней стадии метаморфизма смоловыделение в 1.6–1.8 раз выше, чем при стандартном полукоксовании в реторте Фишера. Причем основная доля повышенного выделения смол приходится на пековую составляющую. По данным П. Агарвала [19], содержание смол при высокоскоростном разложении угля с $V^{daf} \approx 33\%$ возрастает до 27% (вместо 16% при медленном нагреве). Увеличение скорости нагрева до ~10⁶ град/с радиационный нагрев угольных частиц размером 3-5 мкм [21] приводит к смещению максимума скорости выделения жидких продуктов в область температур более 1000°С.

При медленном нагреве вторичный крекинг смол обуславливает снижение их суммарного выделения; одновременно возрастает выход газа (и искажается его компонентный состав), а также интенсифицируется коксообразование. Очень быстрый отвод летучих продуктов в условиях высокоскоростного нагрева снижает до минимума их вторичные преобразования. Изложенное выше позволяет сделать важное предположение, что изменение количества и состава летучих веществ в зависимости от скорости нагрева связано с протеканием вторичных процессов, а не с изменением механизма деструкции угольного вещества. Механизм образования отдельных парогазовых компонентов летучих веществ, в конечном счете, определяется физикохимическим молекулярным строением исходного угольного вещества.

В условиях высокоскоростного нагрева индивидуальные реакции газовыделения с узким распределением кинетических параметров протекают практически единовременно, а выделение основной массы продуктов деструкции смещается в область повышенных температур. Выдвинутая 3.Ф. Чухановым схема последовательно-параллельных реакций предполагает возможность разделения выхода отдельных компонентов летучих веществ по температуре процесса [22].

Схожесть механизма термического разложения угольного вещества при экстремально различных скоростях нагрева может быть строго подтвержден неизменностью кинетических характеристик смоловыделения и индивидуальных реакций деструкции. Выполненные Г.П. Алаевым экспериментальные исследования [18] показали, что кинетические характеристики E и k_0 смоловыделения Кузбасского газового угля в интервале скоростей нагрева 2–24 град/мин не изменяют своих значений. Соотношение же между реакциями деструкции и синтеза, вследствие различия констант их скоростей, изменяется на этом интервале существенно.

Известно, что выделение низкомолекулярных газообразных продуктов термической деструкции при медленном нагреве связано с протеканием последовательных по температуре и частично налагающихся друг на друга индивидуальных реакций. Так, в работе [2] показано, что выделение метана СН₄ является следствием 6-ти реакций с различными кинетическими параметрами. Выделение CO₂, CO и H₂O протекает по 4-м "единичным" реакциям. И только дифференциальные кривые углеводородных газов C_nH_m, выделение которых связано с образованием смол, могут быть описаны одной реакцией. Экспериментами Г. Юнтгена и его сотрудников [7] были подтверждены практически неизменные значения *E* и k_0 для углеводородных газов при скоростях нагрева угля от 10⁻² до 10⁴ град/мин.

К этому следует добавить, что прецизионный анализ выделения углеводородных газов (до C_{10}) при термическом разложении широкой гаммы углей, выполненный Ж. Элдером [23], показал неизменность механизма их образования и для различных по степени метаморфизма топлив (в интервале $C^{daf} = 70-90\%$ температура максимума скорости их выхода меняется незначительно).

В настоящей работе в качестве возможного варианта рассматривается неизменный механизм термической деструкции угольного вещества при переходе от медленного (эксперимент, $\sim 5-20$ град/мин) к высокоскоростному (например, топочные условия, $\sim 10^4-10^6$ град/с) нагреву. Учитывая невозможность осуществления непрерывной оценки скорости выделения летучих веществ при высокоскоростном нагреве при проведении прямого эксперимента, целесообразно использовать расчетное определение длительности периода выделения летучих веществ по результатам кинетической оценки экспериментальных данных с медленным нагревом. Необходимым условием такого расчета является максимальное приближение к непрерывному анализу и использование математического аппарата неизотермической кинетики.

Выделившиеся горючие газообразные летучие компоненты при достижении достаточной концентрации стехиометрической смеси реагируют в газовой фазе с кислородом воздуха до получения конечных продуктов CO_2 и H_2O [24]. Смолы при недостатке окислителя могут повторно деструктировать, образуя вторичные продукты, в частности, ацетилен, бензол, водород и сажу, которые, в свою очередь, также вступают в реакцию с кислородом воздуха, генерируя продукты полного (CO_2 и H_2O) и неполного горения (например, CO) с последующим их догоранием [25].

В процессе выделения летучих веществ и их последующего горения происходит нагрев угольной частицы, сопровождающийся инициализацией процесса горения ее нелетучей (коксовой) основы. Реакция протекает на поверхности угольной частицы, в результате которой из газового объема кислород воздуха адсорбируется на поверхности углерода. На ней атомы кислорода вступают в химическую реакцию, образуя сложные углерод-кислородные комплексы $C_x O_y$ [24]. Последние затем распадаются с получением продуктов полного CO₂ и неполного CO горения. Водяные пары H_2O и углекислый газ CO_2 , образующиеся в результате протекания процессов сушки, возгонки балластных летучих, горения горючих летучих и коксовой основы топлива, а также в результате догорания неполных продуктов сгорания могут реагировать с твердой фазой, образуя CO и H_2 . Эти реакции протекают по радикально-цепному механизму при непосредственном участии гидроксилов как промежуточных соединений с появлением комплекса HCOH, а затем и валентных донорно-акцепторных связей с атомарным углеродом [2]. Вследствие соударения атомов и молекул с вакантными местами и благодаря наличию валентных сил на активных местах поверхности образуются промежуточные комплексы. Последние стимулируют электронный перенос, обеспечивая хемосорбцию газообразных компонентов на поверхность коксовой основы.

Получающийся в результате вторичных реакций водород может вступать в химические реакции: с углеродом до образования неполного продукта горения CH_4 и кислородом до H_2O [14]. Метан в газовой фазе окисляется до CO_2 и H_2O . Продукты полного H_2O и неполного CO горения могут взаимодействовать между собой, образуя CO_2 и H_2 [27].

НЕИЗОТЕРМИЧЕСКАЯ КИНЕТИКА ПРОЦЕССА ТЕРМИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ ТВЕРДЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ТОПЛИВ

Классическая кинетика при описании термохимических превращений веществ раздельно рассматривает влияние температуры и концентрации реагирующих веществ на скорость процесса. При этом не учитывается изменение концентрации в зависимости от температуры. Неизотермическая кинетика лишена этого недостатка [28].

Полагаем, что процесс термического разложения (деструкции) твердых горючих ископаемых протекает как гомогенная мономолекулярная реакция. Механизм мономолекулярного разложения обусловлен образованием активированной молекулы A^+ с последующим ее разложением и дезактивацией:

$$1.A + M \leftrightarrow A^{+} + M,$$

$$2. A^{+} \rightarrow B + C.$$
 (1)

Скорость процесса, представляющая собой первую производную концентрации разлагающегося вещества по времени, описывается уравнением:

$$W = -\frac{dC_{A^{+}}}{d\tau} = kC_{A^{+}}^{n},$$
(2)

где k — константа скорости реакции; C_{A^+} — доля непрореагировавшего к данному моменту времени вещества (остаточная концентрация реагирующего вещества); τ — продолжительность (время) реакции; n — порядок реакции.

Следует отметить, что возможность протекания мономолекулярной реакции по 1-му порядку не очевидна [29]. При достаточно большой концентрации реагирующего вещества между активированными (за счет флуктуаций энергии колебания — комплекс *M* в уравнении (1)) и неактивированными молекулами существует статическое равновесие, т.е. процессы активации и дезактивации протекают с почти равными скоростями. Вследствие этого концентрация активных молекул, а, следовательно, и скорость реакции, пропорциональна общей концентрации реагирующих молекул. В таком случае будем иметь 1-й порядок реагирования.

С уменьшением концентрации реагирующего вещества, сопровождающееся увеличением интервала между актами активации, активированные молекулы успевают прореагировать, что приближает реакцию ко 2-му порядку. Можно полагать, что видимый порядок реакции термической деструкции (а также отдельных ее стадий) находится в диапазоне $1 \le n \le 2$. В частности, выделение паро- и газообразных продуктов СО, СО₂, H₂O при термической деструкции карбоновых кислот и их ангидридов протекает по 1-му порядку относительно концентрации реакционноспособных групп в твердой фазе [30]. Найденные при этом значения энергии активации *E* и предъэкспоненциального множителя k_0 указывают на то, что разрыв химических связей (т.е. деструкция основных молекул) является определяющим фактором процесса.

Принимая температурную зависимость константы скорости k, по уравнению Аррениуса [18], можно констатировать, что скорость реакции, описываемая по уравнению (2), определяется двумя величинами: температурой и концентрацией реагирующего вещества. Классическая кинетика, как уже отмечалось, предполагает первоначально оценивать влияние одного из них – концентрации – при T = const, а затем из опытов с различной температурой определяется влияние второго параметра – температуры процесса. В соответствии с этой схемой интегральный метод анализа уравнения (2) сводится к следующему:

а) замена параметра C_{A^+} на ($C_0 - C$), где C_0 – начальная концентрация реагирующего вещества, а C – его разложившаяся к моменту времени τ часть;

б) преобразование уравнения (2) до вида

$$\frac{dC}{d\tau} = k \left(C_0 - C \right)^n \tag{3}$$

с последующим его анализом.

Разделив переменные и проинтегрировав, получим

$$\frac{1}{n-1} \left[\frac{1}{\left(C_0 - C\right)^{n-1}} - \frac{1}{C_0^{n-1}} \right] = k\tau$$
(4)

или в более удобном виде

$$(C_0 - C)^{n-1} = \frac{C_0^{n-1}}{1 + (n-1)C_0^{n-1}k\tau}.$$
(5)

Для реакции 1-го порядка имеем экспоненту

$$(C_0 - C) = C_0 \exp(-k\tau),$$
 (6)

и, следовательно, после подстановки в уравнение (3) получим

$$\frac{dC}{d\tau} = kC_0 \exp\left(-k\tau\right). \tag{7}$$

Уравнением (7) описывается скорость реакции при n = 1 в зависимости от ее длительности τ при постоянной температуре T = const.

В уравнении (6) при решении его относительно текущей концентрации прореагировавшего вещества имеем

$$C = C_0 \left(1 - \exp\left(-k\tau\right) \right). \tag{8}$$

Значение C из уравнения (8) при оценке термического разложения приравнивается суммарному количеству летучих веществ, выделившихся к моменту времени τ . Учитывая, что в образовании летучих участвует не одна, а несколько групп реакций [31], предлагается для изотермических условий использовать следующее выражение:

$$V = \sum_{i=1}^{m} (C_0)_i (1 - \exp(-k_i \tau)),$$
(9)

где V – текущий выход летучих веществ; m – количество групп реакций, которое учитывается при описании процесса; $(C_0)_i$ – количественная характеристика *i*-ой группы реакции; k_i – константа скорости *i*-ой группы реакции.

Уравнением (9) суммарная кинетика процесса термического разложения учитывается не однокомпонентной, многокомпонентной схемой расчета. Если температура является функцией времени, то уравнение (9) нередко решается в виде [32]

$$C = C_0 \left(1 - \exp\left(-\frac{\tau}{\int_0^\tau} k_0 \exp\left(-\frac{E}{RT(\tau)}\right) d\tau\right) \right).$$
(10)

Интеграл в показателе степени этого уравнения вычисляется М. Девидом [33] для случая линейного закона изменения температуры по времени.

Использование уравнения (10) для оценки температурной зависимости текущей концентрации C некорректно. В условиях непрерывного нагрева изменяется не только константа скорости, но и, собственно, концентрация реагирующего вещества.

При обращении к неизотермической кинетике введем обозначение скорости нагре-

ва (темп нагрева)
$$\beta = \frac{dT}{d\tau}$$
.

Преобразуем уравнение (3) до вида

$$\frac{dC}{dT} = \frac{k_0}{\beta} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) (C_0 - C)^n.$$
(11)

Уравнение (11) является обобщенным уравнением неизотермической кинетики. Для большинства мономолекулярных реакций предэкспоненциальный множитель (частотный или вероятностный фактор) k_0 имеет близкое к средней частоте колебания молекул (10¹³–10¹⁴, 1/c). Объяснимо и более высокое значение k_0 – до 10¹⁷ 1/c – в предположении, что определенные группы молекул в активизированных комплексах имеют вращательную степень свободы (преимущественно для реакций со свободными радикалами).

Из уравнения (11) следует, что скорость реакции, отнесенная к одному градусу, обратно пропорциональна скорости нагрева β. Следствием этого является сдвиг реакции в область повышенных температур с увеличением скорости нагрева. Одновременно расширяется температурная область протекания реакции и снижается максимальная скорость процесса [34].

Для определения основных кинетических параметров (n, E, k_0) в процессе нагрева топлива с постоянной скоростью разделим переменные в уравнении (11):

$$\frac{dC}{\left(C_{0}-C\right)^{n}} = \frac{k_{0}}{\beta} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT.$$
(12)

Проинтегрировав уравнение (12), получим [2]:

$$\int_{0}^{C} \frac{dC}{(C_0 - C)^n} = \frac{k_0}{\beta} \int_{0}^{T} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT.$$
(13)

Значение интеграла в левой части уравнения (13) зависит от порядка реакции

при
$$n = 1: \int_{0}^{C} \frac{dC}{(C_0 - C)^n} = \ln \frac{C_0}{C_0 - C},$$
 (14)

при
$$n = 2$$
: $\int_{0}^{C} \frac{dC}{(C_0 - C)^n} = \frac{C}{C_0 (C_0 - C)}.$ (15)

В общем случае,

при
$$n \neq 1$$
: $\int_{0}^{C} \frac{dC}{(C_0 - C)^n} = \frac{1}{n-1} \frac{C_0^{n-1} - (C_0 - C)^{n-1}}{\left[C_0 \left(C_0 - C\right)\right]^{n-1}}.$ (16)

Значение интеграла в правой части уравнения (16) не зависит от порядка реакции, но и не может быть получено в элементарных функциях. Приближенное значение $\int_0^T \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT$ вычислялось Ван-Кревеленом [16] в предположении, что период основного процесса термического разложения ограничен узким температурным интервалом вблизи температуры, соответствующей максимальной скорости процесса T_{max} , а именно – в интервале от 0.8 до 1.3 T_{max} . При этом использовалось следующее последовательное приближение:

$$\exp\left(-\frac{E}{RT}\right) \approx \left(\exp\left(-\frac{T_{\max}}{T}\right)\right)^{\frac{E}{RT_{\max}}} \approx \left(x\frac{T}{T_{\max}}\right)^{\frac{E}{RT_{\max}}}.$$
(17)

Константа *х* определяется по тангенсу угла наклона прямой в координатах $\exp\left(-\frac{1}{T}\right) = f(T)$ и численно равна 0.368, а интеграл $\int_0^T \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT$ может быть решен в виде

$$\int_{0}^{T} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT = \int_{0}^{T} \left(x\frac{T}{T_{\max}}\right)^{\frac{E}{RT_{\max}}} dT = \int_{0}^{T} \left(\frac{x}{T_{\max}}\right)^{\frac{E}{RT_{\max}}} T^{\frac{E}{RT_{\max}}} dT = \left(\frac{x}{T_{\max}}\right)^{\frac{E}{RT_{\max}}} \frac{T^{\frac{E}{RT_{\max}}+1}}{\frac{E}{RT_{\max}}}.$$
 (18)

Порядок реакции, описываемой уравнением (16), может быть найден из зависимости $\ln \int_0^C \frac{dC}{(C_0 - C)^n} = f(\ln T).$

Прямая линия в этих координатах отвечает истинному порядку реакции. Однако для оценки *n* можно использовать и приближенное аналитическое решение [16].

В общем случае, при *n* ≠ 1:

$$\ln \int_{0}^{C} \frac{dC}{(C_0 - C)^n} \approx \ln \left(\frac{1 - (C_0 - C)^{1-n}}{1 - n} \right)$$
(19)

И

$$\ln\left(\frac{1 - (C_0 - C)^{1-n}}{1 - n}\right) = \left(\frac{E}{RT_{\max}} + 1\right) \ln\frac{T}{T_{\max}}.$$
 (20)

По данным Ван-Кревелена, экспериментальная оценка термического разложения каменного угля с $V^{daf} = 25\%$ в температурном интервале 300–500°С при скорости нагрева 2 град/мин – использовался термогравиметрический анализ с графическим дифференцированием суммарной кривой потери веса – показала, что основной период термического разложения (смоловыделение) подчиняется реакции 1-го порядка: в координатах $\ln \int_0^C \frac{dC}{(C_0 - C)^n} = f(\ln T)$ этот процесс представлен прямой линией.

Значение интеграла $\int_0^T \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT$ в правой части уравнения (13) может быть найдено также путем использования вспомогательной переменной $j = \frac{E}{RT}$ и интегрирования его по частям [35]:

$$\int_{0}^{T} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT = T \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) + \frac{E}{R} \xi_{i} \left(-\frac{E}{RT}\right).$$
(21)

Здесь $\xi_i \left(-\frac{E}{RT}\right) = \xi_i \left(-j\right)$ – интегральная показательная функция, которая может быть представлена в виде ряда

$$\xi_i(-j) = -\frac{\exp(-j)}{j} \left(1 - \frac{1!}{j} + \frac{2!}{j^2} - \frac{3!}{j^3} + \dots \right).$$
(22)

В работе [36] на примере термодеструкции полимеров показано, что точность значений ξ_i — функций, приведенных в различных пособиях по численным методам [37], достаточна для кинетических расчетов. Это же было подтверждено и авторами работы [38] при исследовании кинетики термического разложения углей.

Опыт практических вычислений показал, что в уравнении (22) можно пренебречь всеми членами в скобках, кроме двух первых

$$\xi_i(-j) = -\frac{\exp(-j)}{j} \left(1 - \frac{1!}{j} + \frac{2!}{j^2} \right).$$
(23)

С учетом уравнения (3.23) получим:

$$\int_{0}^{T} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT \approx \frac{RT^{2}}{E} \left(1 - \frac{2RT}{E}\right) \exp\left(-\frac{E}{RT}\right).$$
(24)

При больших значениях *ј* можно оставить только первый член в скобках, тогда выражение (24) упростится до вида

$$\int_{0}^{T} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT \approx \frac{RT^{2}}{E} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right).$$
(25)

В отличие от уравнения (18) значение интеграла $\int_0^T \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT$, найденное по уравнениям (24) или (25), не связано с температурой максимума дифференциальной кривой и носит более обобщенный характер [39].

Решение обобщенного уравнения неизотермической кинетики в интегральной форме (уравнение 13) позволяет теоретически оценить скорость реакции термической деструкции любого порядка в зависимости от температуры процесса. Найденное по уравнению (13) значение C – текущей концентрации разложившегося вещества при температуре T – после подстановки в исходное уравнение (11) позволяет представить обобщенное уравнение неизотермической кинетики в окончательном виде. С учетом уравнений (14—16) и (24) получим:

при
$$n = 0$$
: $\frac{dC}{dT} = \frac{k_0}{\beta} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right),$ (26)

при
$$n = 1$$
: $\frac{dC}{dT} = \frac{k_0}{\beta} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) C_0 \exp\left(-\frac{k_0}{\beta} \int_0^T \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT\right) =$
= $\frac{k_0 C_0}{\beta} \exp\left\{-\left(\frac{E}{RT} + \frac{k_0}{\beta} \frac{RT^2}{E} \left(1 - \frac{2RT}{E}\right) \exp\left(-\frac{E}{RT}\right)\right)\right\},$ (27)

при
$$n = 2$$
: $\frac{dC}{dT} = \frac{k_0}{\beta} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) \frac{1}{\left(\frac{1}{C_0} + \frac{k_0}{\beta} \int_0^T \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT\right)^2} =$
$$= \frac{k_0 C_0^2}{\beta} \frac{\exp\left(-\frac{E}{RT}\right)}{\left[1 + \frac{k_0 C_0}{\beta} \frac{RT^2}{E} \left(1 - \frac{2RT}{E}\right) \exp\left(-\frac{E}{RT}\right)\right]^2}.$$
(28)

В общем случае,

при
$$n \neq 1$$
: $\frac{dC}{dT} = \frac{k_0}{\beta} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) \frac{C_0^n}{\left[1 + (n-1)\frac{k_0 C_0^{n-1}}{\beta} \frac{RT^2}{E} \left(1 - \frac{2RT}{E}\right) \exp\left(-\frac{E}{RT}\right)\right]^{\frac{n}{n-1}}}.$ (29)

При любом порядке реакции ее скорость определяется температурой. Из уравнений (26–29) следует, что во всех случаях имеется сомножитель $\frac{k_0}{\beta} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right)$, учитывающий температурную зависимость скорости реакции по уравнению Аррениуса. С увеличением температуры его величина возрастает от нуля до предельного значения $\frac{k_0}{\beta}$ при условии, что $T \to \infty$. Остальные члены этих уравнений (кроме, разумеется, уравнения нулевого порядка) представляют собой 2-ой сомножитель, отражающий зависимость скорости процесса от концентрации, которая к тому же сама является функцией температуры. Именно это обстоятельство не учитывает формальное уравнение (10), полученное на основе описания изотермического процесса. Влияние этого сомножителя в значительной мере определяется порядком реакции. Оно тем меньше, чем выше значение *n*, но все-

гда отлично от нуля, поскольку при
$$T \to \infty$$
 и $\int_0^T \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT \to \infty$.

Во всех случаях, кроме n = 0, скорость процесса в зависимости от температуры имеет максимум; при n = 0 она изменяется по экспоненте. Этот случай нетипичен для термической деструкции, вследствие чего реакции нулевого порядка можно в дальнейшем исключить из рассмотрения. Детальный анализ уравнений (26–29) позволяет выявить влияние параметров n, E, k_0 , β на характер изменения скорости реакции в неизотермических условиях. В работах [2, 40] показано, что с увеличением скорости нагрева, β , возрастает и скорость реакции при неизменных k_0 , E и n. Никакого изменения концентрации разлагающегося вещества при изменении скорости нагрева не наблюдается, происходит лишь смещение реакции в область повышенных температур. При этом температура, соответствующая максимальной скорости выделения летучих веществ, возрастает. На рисунке 1 приведена зависимость $T_{max} = f(lg(\beta))$ применительно к выделению различных газовых компонентов с индивидуальными значениями кинетических характеристик с различными скоростями нагрева.



Рис. 1. Температурное положение максимума скорости выделения газообразных компонентов с индивидуальными кинетическими параметрами при термическом разложении угля в зависимости от скорости нагрева: $\bigcirc -E = 180 \text{ кДж/моль}, k_0 = 10^9 \text{ 1/c}; \square - E = 75 \text{ кДж/моль}, k_0 = 10^3 \text{ 1/c}; \Delta - E = 25 \text{ кДж/моль}, k_0 = 1.5 \text{ 1/c}.$

Изменение E, k_0 и β однотипно отражается на дифференциальных кривых термической деструкции — максимум кривой $\left(\frac{dC}{dT}\right)_{max}$ смещается в сторону более высоких температур с увеличением E и β и с уменьшением k_0 , при одновременном снижении абсолютных значений максимума и увеличении ширины профиля скорости процесса (независимо от значений порядка реакции, n). Изменения температуры максимума, T_{max} и абсолютной величины максимума дифференциальной кривой при постоянных E, k_0

и n = 1 связаны прямолинейной зависимостью в координатах $lg\left(\frac{dC}{dT}\right)_{max} = f\left(lgT_{max}\right)$.

Наклон же прямой определяется значениями E и k_0 . В связи с этим сопоставление реакций 1-го порядка с различными кинетическими параметрами в указанной зависимости несколько затруднено. Иначе обстоит дело, если преобразовать ее до вида $lg\left(\frac{dC}{d\tau}\right)_{max} = f\left(lg \tau_{max}\right)$, тем самым учитывая непосредственно скорость нагрева, β .

Действительно, $\frac{dC}{d\tau} = \frac{dC}{dT}\beta$ и $\tau_{max} = \frac{T_{max}}{\beta}$, где τ_{max} – время, длительность нагрева от

0°С до T_{max} . В координатах $\lg \left(\frac{dC}{d\tau}\right)_{\text{max}} = f \left(\lg \tau_{\text{max}}\right)$ изменение кинетических характеристик *E* и k_0 приводит лишь к параллельному смещению прямой, не меняя ее накло-

на, который при одинаковой масштабности абсциссы и ординаты графика, всегда остается равным 45° (рис. 2). На данном рисунке приводятся результаты обработки гипотетических реакций выделения летучих веществ с различными кинетическими характеристиками при n = 1 и $\beta = var$.

Зависимость $lg\left(\frac{dC}{d\tau}\right)_{max} = f\left(lg\tau_{max}\right)$ является весьма важной. Так с ее помощью можно сделать вывод о том, что в случае реакции 1-го порядка максимальная скорость $\left(\frac{dC}{d\tau}\right)_{max}$ меняется в зависимости от времени нагрева до T_{max} по гиперболе. Появляется



Рис. 2. Зависимость максимальной скорости реакции 1-го порядка от времени нагрева до значений T_{max} : $\bigcirc -E = 160 \text{ кДж/моль}, k_0 = 10^9 \text{ 1/c}; \Delta - E = 200 \text{ кДж/моль}, k_0 = 10^8 \text{ 1/c}.$

возможность определения абсолютных значений $\left(\frac{dC}{d\tau}\right)_{max}$ при любых скоростях нагрева, следующих линейному закону, по одной единственной экспериментальной точке при условии реагирования по 1-му порядку и постоянства кинетических параметров [41].

Этот вывод действителен именно для максимальной скорости реакции, так как в связи с увеличением ширины профиля дифференциальной кривой и увеличением ее асимметричности с ростом скорости нагрева β , промежуточные значения на ее крыльях отклоняются от гиперболического закона.

Способов оценки порядка реакции в практике используется достаточно много, однако, на наш взгляд, предпочтение следует отдать методу определения *n*, исходя из предположения о связи порядка реакции с остаточной концентрацией непрореагировавшего вещества в точке максимума дифференциальной кривой [42].

Исходное уравнение неизотермической кинетики – уравнение (11) после интегрирования можно представить в виде

$$\frac{\left(\frac{C_0 - C}{C_0}\right)^{1-n} - 1}{n-1} = \frac{k_0}{\beta} C_0^{n-1} \int_0^T \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT.$$
(30)

С другой стороны, для максимума дифференциальной кривой, описываемой в общем случае уравнением 29, после дифференцирования этого уравнения по температуре и приравнивания второй производной нулю, можно установить связь между k_0 , E, $T_{\rm max}$ и β :

$$\frac{\beta}{RT_{\max}^2} = \frac{k_0 C_0^{n-1}}{E} \exp\left(-\frac{E}{RT_{\max}}\right).$$
(31)


Рис. 3. Расчетная зависимость определения порядка мономолекулярной реакции по остаточной концентрации непрореагировавшего вещества в точке максимума дифференциальной кривой.

Уравнение для реакции 1-го порядка полученное аналогичным способом имеет вид

$$\frac{k_0}{\beta} = \frac{E}{RT_{\text{max}}^2} \exp\left(\frac{E}{RT_{\text{max}}}\right),$$
(32)

подставляя уравнение (31) в (30) и раскрывая интеграл $\int_0^T \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) dT$, по уравнению (25) получим трансцендентное уравнение, позволяющее выполнять оценку порядка реакции:

$$\left[\frac{C_0 - C}{C_0}\right]_{T_{\text{max}}} = n^{\frac{1}{1-n}}.$$
(33)

Графическая зависимость $\left[\frac{C_0 - C}{C_0}\right]$ при T_{\max} как функция от порядка реакции n, по-

лученная расчетным путем, является "градуировочным" графиком (рис. 3), позволяющим определять порядок реакции по остаточной концентрации непрореагировавшего вещества в точке максимума экспериментальной дифференциальной кривой.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ КИНЕТИКИ ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ КОКСОВОЙ ОСНОВЫ ТВЕРДЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ТОПЛИВ

Преимущества неизотермической кинетики (одновременный учет изменения температуры процесса и концентрации реагирующих компонентов) делают перспективным ее применение и для реакций, протекающих на поверхности топливной частицы. В области низких температур взаимодействие коксового остатка с окислителем протекает одновременно и на внешней поверхности частицы и на внутренней поверхности доступных окислителю пор. Диффузионное торможение подводу окислителя сведено к минимуму и скорость процесса определяется скоростью химического реагирования. Принимая в качестве окислителя кислород воздуха, горение коксовой основы при температурах ниже 800°С можно рассматривать как химическую активированную, протекающую в объеме частицы, реакцию [43].

Во многих научных публикациях [2, 44] экспериментально показано, что в первом приближении можно принимать 1-й порядок реагирования по кислороду, но при этом вводятся соответствующие коррективы на величину участвующей в процессе внутренней поверхности реагирования.

Однако следует отметить, что в большинстве экспериментов, как правило, моделируются изотермические условия выгорания с последующей оценкой температурной зависимости из опытов с различными температурами изотермических выдержек. При этом оценивается и изменение внутренней реагирующей поверхности в зависимости от степени выгорания.

Одна из авторитетных работ, посвященных вопросу оценки реакционной способности коксового остатка натуральных углей, выполненная по "классической" схеме кинетических исследований С. Датте и К. Вэном [45], трактует процесс выгорания кокса в низкотемпературной области как результат реакции в объеме частицы, а выражение суммарной скорости выгорания при T = const принимается в виде следующей зависимости:

$$W = \frac{dC}{d\tau} = \alpha K P_{O_2}(1 - C). \tag{34}$$

Предполагается 1-й порядок реагирования по кислороду (прямая пропорциональность парциальному давлению кислорода O_2). В уравнении (34) *С* – отношение выгоревшего к данному моменту времени углерода кокса (убыль массы образца) к общей, потенциально возможной, потери веса (на горючую массу) – C_0 . Коэффициент α отражает относительную, доступную реагированию, поверхность пор, являющуюся функцией степени выгорания или, в конечном счете, – времени.

Сложность оценки константы скорости процесса, *K*, в этом случае очевидна. В первую очередь она сопряжена с экспериментальными трудностями при оценке величины α и недостаточно корректна при построении температурной зависимости $\lg K = f(1/T)$, поскольку не учитывает изменение количества (начальной концентрации) реагирующих с O₂ активных центров на поверхности при изменении температуры (переход на другую температурную ступень).

Учитывая специфику реагирования коксовой основы в низкотемпературной области (реакция в объеме частицы) и отсутствие внешнего диффузионного торможения подводу окислителя, при соответствующем выборе условий эксперимента представляется возможным использование неизотермического режима для определения константы скорости процесса взаимодействия окислителя с коксовой основой натуральных топлив. В условиях одновременного химического реагирования и диффузии в пористой частице неизотермические исследования предполагают обязательными низкие скорости нагрева и малые размеры самой частицы.

Преимущества применения неизотермической кинетики для оценки кинетических процессов, протекающих на внутренней поверхности реагирования в объеме частицы, определяются не только такими факторами как корректность температурной зависимости константы скорости и сокращение объема экспериментальных работ — кинетические параметры могут быть найдены по результатам одного опыта, но, что самое главное, можно исключить необходимость экспериментальной оценки определения изменения поверхности реагирования в процессе выгорания. При непрерывном возрастании температурны влияние развития поверхности реагирования раскладывается на всю температурную область эксперимента и учитывается текущими значениями константы скорости K реакции.

Неизотермическая кинетика позволяет уточнить механизм взаимодействия окислителя частицами натурального угля. В отличие от выгорания коксового остатка в этом случае, в условиях линейного нагрева, представляется возможным выделить температурные области, соответствующие периодам образования и разложения угольнокислородных комплексов, выделения летучих веществ в окислительной среде, инициирования воспламенения коксовой основы и ее непосредственного выгорания. Информация в указанном объеме может быть получена при организации эксперимента с непрерывной оценкой скорости всех вышеперечисленных последовательных стадий процесса характеризующих термоокислительную деструкцию угольного вещества. При этом появляется возможность оценить роль летучих веществ в формировании реакционных свойств (химической активности) коксового остатка. Каждый из перечисленных этапов описывается реальными значениями кинетических параметров [46].

С точки зрения реальных процессов топливоиспользующих устройств представляет несомненный интерес оценка температуры начала интенсивности выгорания коксовой основы, формировавшейся в условиях непрерывного взаимодействия с окислителем. Эта температура намного выше температуры, соответствующей температуре максимальной скорости процесса выделения летучих веществ. Как показали работы Г. Юнтгена и В. Петерса [7], с увеличением скорости нагрева и температура начала интенсивного выгорания нелетучего остатка (в первом приближении, температура воспламенения коксовой основы) и температура максимума скорости реакции выделения летучих веществ возрастает; однако разница между ними остается, хотя и несколько сокращается. При скорости нагрева $\beta \approx 10^4$ град/с эта разница составляет 40–50°C (рис. 4).

Смещение $T_{\rm воспл}$ и $T_{\rm max}$ в сторону повышенных температур при этом определяется кинетическим параметрами основного периода выделения летучих и выгорания коксового остатка.

Определение кинетических характеристик на всех стадиях взаимодействия окислителя с угольным веществом в неизотермических условиях основано на обработке зависимостей по типу $\lg K = f(1/T)$, получаемых при непрерывной регистрации изменения скорости процесса от начального момента нагрева до полного выгорания образца в условиях проведения комплексного термического анализа.

Эффективность данных о реакционной способности угля, получаемых с помощью комплексного термического анализа, будет значительно выше, если будет иметься возможность их переноса на условия реальных топливоиспользующих установок с последующей оценкой и прогнозом. Разработка таких методик является в настоящее время самостоятельной научной задачей [47].

Ниже приводится методика экстраполяции данных термического анализа, получаемых в условиях низких темпов нагрева ($\beta = 5-20$ град/мин), на любые скорости нагрева при условии, что порядок реакции n = 1.

Если дополнить отражаемую уравнением (32) связь основных кинетических характеристик еще одним параметром — шириною максимума дифференциальной кривой

 $2\Delta T$ на половине его высоты (т.е. на $\frac{1}{2}W_{max}$, см. рис. 5) — то появится возможность оценить количественно длительность выделения летучих веществ при любой скорости нагрева [40]:

$$\tau_{\pi} = \frac{2\Delta T}{\beta}.$$
(35)

Для максимума дифференциальной кривой первого порядка (уравнение 27), после дифференцирования этого уравнения и приравнивания второй производной к нулю, наряду с уравнением (31), можно установить зависимость начальной концентрации C_0 и температурой, соответствующей максимальной скорости реакции $T_{\rm max}$:

$$C_0 = W_{\max} \frac{RT_{\max}^2}{E} \exp\left(1 - \frac{2RT_{\max}}{E}\right).$$
(36)



Рис. 4. Совместная оценка температур воспламенения коксовой основы и максимальной скорости выделения летучих в зависимости от темпа нагрева (по данным [17], уголь*V*^{daf} = 35%).



Рис. 5. Общий вид дифференциальной кривой выделения летучих веществ.

Перепишем обобщенное уравнение неизотермической кинетики (27) для температуры, соответствующей $\frac{1}{2}W_{\text{max}} - T_{\text{H}}$ (либо T_{k}):

$$\frac{1}{2}W_{\max} = \frac{k_0 C_0}{\beta} \exp\left\{-\left(\frac{E}{RT_{\rm H}} + \frac{k_0}{\beta} \frac{RT_{\rm H}^2}{E} \left(1 - \frac{2RT_{\rm H}}{E}\right) \exp\left(-\frac{E}{RT_{\rm H}}\right)\right)\right\}.$$
(37)

Подставив в уравнение (37) значение $\frac{k_0}{\beta}$ из уравнения (32) и C_0 из уравнения (36), получим:

$$\exp\left\{\frac{E}{R}\left(\frac{T_{\rm H}-T_{\rm max}}{T_{\rm H}T_{\rm max}}\right)+1-\frac{2RT_{\rm max}}{E}-\frac{T_{\rm H}^2}{T_{\rm max}^2}\left(1-\frac{2RT_{\rm H}}{E}\right)\exp\left(\frac{E}{R}\left(\frac{T_{\rm H}-T_{\rm max}}{T_{\rm H}T_{\rm max}}\right)\right)\right\}-\frac{1}{2}=0.$$
 (38)

Учитывая, что $|T_{\rm H} - T_{\rm max}| = \Delta T$ (асимметричностью дифференциальной кривой пренебрегаем) получаем окончательное выражение:

$$\exp\left\{1+\frac{E}{R}\frac{\Delta T}{T_{\rm H}T_{\rm max}}-\frac{2RT_{\rm max}}{E}-\frac{T_{\rm H}^2}{T_{\rm max}^2}\left(1-\frac{2RT_{\rm H}}{E}\right)\exp\left(\frac{E}{R}\frac{\Delta T}{T_{\rm H}T_{\rm max}}\right)\right\}-\frac{1}{2}=0.$$
(39)

Методика использования выведенных зависимостей для экстраполяции данных термического анализа заключается в следующем: по заданным (определенным по результатам КТА) значениям E, k_0 и β первоначально по уравнению (32) определяем величину T_{max} , а затем по уравнению (39) величину – ΔT , которая в последствии используется для оценки длительности выделения летучих по уравнению (35). Следует отметить, что выражения (32) и (39) являются трансцендентными уравнениями, которые приходится решать соответствующими численными методами (например, методом Ньютона [48]).

В практике выполнения инженерных расчетов для определения величин T_{max} , ΔT и τ_{π} целесообразней использовать номограмму, которая связывает между собой эти величины с кинетическими параметрами E, k_0 и β . Подобная номограмма, основанная на экспериментальных данных для узкого интервала изменения T_{max} и ΔT , приведена в работах Г. Юнтгена и Н. Карра [7, 12].

На рисунке 6 представлена номограмма, построенная по результатом автоматизированных расчетов с помощью зависимостей (37) и (39). Номограмма составлена применительно к следующим условиям: а) пределы изменяемых величин E = 20-

180 кДж/моль, $\lg \frac{k_0}{\beta} = -1 - 10$, $T_{\max} = 50 - 1400^{\circ}$ C, $\Delta T = 50 - 750^{\circ}$ C; точность расчетов со-

ставляет 0.001°C; реализован комбинированный метод, основанный на использовании сочетания методов бисекции, линейной и квадратичной интерполяции [48].

На рисунке 8 приведена номограмма, позволяющая напрямую выполнять оценку длительности протекания процесса выхода летучих веществ на различные скорости нагрева при нагревании твердого энергетического топлива. Данная номограмма составлена на идентичные условия, что и номограмма на рис. 6.

На рисунках 7 и 8 представлены результаты автоматизированного расчета величины ΔT по выражению (39) и длительности выделения летучих веществ на различные скорости нагрева.

Разработанная методика определения длительности выделения летучих веществ, в частности, индивидуальных газообразных компонентов при термическом разложении твердого топлива создает предпосылки для расчета скорости и оптимизации условий его выгорания в условиях реальных топливоиспользующих установок.



Рис. 6. Номограмма для определения температуры максимума T_{max} и модуля разности температур $\Delta T = |T_k - T_{\text{max}}|$ дифференциальной кривой выделения летучих веществ при различных значениях энергии активации *E*, вероятностного фактора k_0 и скорости нагревания β .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена применимость математического аппарата неизотермической кинетики для оценки реакционной способности энергетических углей, разработаны практические рекомендации по его использованию для экстраполяции результатов комплексного термического анализа на условия реальных теплотехнологических процессов и установок. Получено решение обобщенного уравнения неизотермической кинетики в интегральной форме, позволяющее теоретически оценить скорость реакции термохимического превращения угля произвольного порядка в зависимости от температуры процесса.



Рис. 7. Зависимость значений полуширины дифференциальной кривой процесса выделения различных газообразных компонентов летучих веществ от скорости нагрева: $o - E = 180 \text{ кДж/моль}, k_0 = 10^9 \text{ 1/c}; \Box - E = 75 \text{ кДж/моль}, k_0 = 10^3 \text{ 1/c}; \Delta - E = 25 \text{ кДж/моль}, k_0 = 1.5 \text{ 1/c}.$



Рис. 8. Зависимость длительности выделения различных газообразных компонентов летучих веществ от скорости нагрева.

Выведена универсальная система нелинейных кинетических уравнений для расчетной экстраполяции данных комплексного термического анализа на условия высокоскоростного нагрева пылеугольных частиц. Выполнено решение указанной системы трансцендентных уравнений комбинированным численным методом, и по результату аналитического эксперимента построены номограммы для определения длительности выделения летучих веществ при любых скоростях нагрева угольных частиц, в том числе присущих реальным топочным условиям. Прикладное значение номограммы заключается в возможности оценки температурных интервалов и длительности термического разложения твердого топлива в топочной камере котла или в реакционном пространстве любой огнетехнической установки.

Установлено, что с ростом скорости нагрева угольных частиц на 5–6 порядков происходит сдвиг термохимической реакции в область повышенных температур с одновременным расширением температурной области протекания реакции и уменьшением значений максимальной скорости процесса. Получено, что при высоких скоростях нагрева выделение летучих веществ может лимитировать длительность выгорания углей (выделяется 60–80% от общего количества) и создавать диффузионные осложнения горению коксового остатка.

Преимущества неизотермической кинетики (одновременный учет изменения температуры процесса и концентрации реагирующих компонентов) обуславливают перспективность ее применение и для оценки скоростей гетерогенных реакций. Впервые предложен формальный прием для обработки ДТГ-кривой гетерогенного процесса горения коксовых частиц с оценкой ее кинетических параметров на основе обобщенного математического аппарата неизотермической кинетики в размерностях, принятых для мономолекулярных реакций, т.е. без учета изменения размера коксовых частиц. Подставляя полученные значения E, кДж/моль и k_0 , 1/с в уравнение (7), осуществляется построение дифференциальных кривых убыли массы образца при экстремальных скоростях нагрева, выполняется решение обратной кинетической задачи с учетом диаметра коксовых частиц, и определяются кинетические параметры процесса горения нелетучей основы (E и k_0) с общепринятыми для гетерогенных реакций размерностями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Хитрин Л.Н. Физика горения и взрыва. М.: Изд. МГУ, 1957. С. 442.
- 2. Бойко Е.А. Реакционная способность энергетических углей. Красноярск: ИПЦ СФУ, 2011. С. 606.
- 3. Глущенко И.М. Термический анализ твердых топлив. М.: Металлургия, 1968. С 192.
- 4. Уэндланд У. Термические методы анализа. М.: Мир, 1978. С. 526.
- 5. Turns S.R. An introduction to combustion. N.Y.: McGraw-Hill, 1996. P. 537.
- 6. *Нелюбин Б.В.* К вопросу оценки кинетики реакций газообразования при пиролизе угля // Химия твердого топлива. 1969. № 6. С. 18–23.
- 7. Juntgen H. Coal characterization in relation to coal combustion // Erdol und Kohle-Erdgas-Petrochem. 1987. 40. № 4. P. 153–165.
- 8. Липович В.Г. Химия и переработка углей. М.: Химия, 1988. С. 336.
- 9. Померанцев В.В. Основы практической теории горения. Л.: Энергоатомиздат, 1986. С. 312.
- 10. Draiden S. The chemical Reactivity of Carbons // Carbon, V. 6. 2008. P. 213-221.
- Oilert H. Use of inert gas to prevent dust explosions // Combust. Inst. Eur. Symp. London–N.Y. 2003. P. 189–194.
- 12. *Carr N.J.* Decomposition reaction of solids (an experiment in reviewing) // Thermochimica. Acta. 1990. V. 79. № 3. P. 323–370.
- 13. Lopez F.C.R., Tannous K. Coconut fiber pyrolysis decomposition kinetics applying single- and multi-step reactions models // Thermochimica Acta. 2020. № 691. P. 1–12.
- 14. Сорокопуд Л.М. К вопросу о механизме воспламенения летучих в пылеугольной аэросмеси // Теплоэнергетика. 1991. № 2. С. 8–16.
- 15. *Choi S*. An experimental investigation of early stages of pulverized coal combustion enhanced devolatilization in an oxidizing environment // Sydney, Int. Conf. Coal. Sci. 2015. P. 355–358.

- 16. Ван-Кревелен Д.В. Наука об угле. М.: ГНТП литературы по горному делу, 1960. С. 394.
- 17. Алаев Г.П. Определение степени выгорания пылеугольного факела в вихревой камере горения котла Е-500-140ВЖ // Известия СО АН. Серия технические науки. 1990. Вып. № 6. С. 103–105.
- 18. Алаев Г.П. Методика расчета длительности выделения летучих при сжигании твердого топлива // Проблемы энергосбережения, 1990. Вып. № 5. С. 56–59.
- 19. Agarwal P. A single particle model for the evolution and combustion of coal volatiles // Fuel. 1996. № 6. P. 803–810.
- 20. *Peters A.A.* Product distribution and kinetic predictions of Greek lignite pyrolysis // Fuel. 2010. № 10. P. 1304–1308.
- Solomon P.R. The relationship between char reactivity and physical and chemical structural features // Abst. Pap., 194th ACS Nat. Meet. (Amer. Chem. Soc.) New Orleans. Washington. 1987. P. 500.
- 22. *Чуханов З.Ф.* Разделение процессов прогрева и полукоксования топливных частиц. М.: ДАН СССР, 1950. Т. 72. № 4. С. 17–26.
- 23. *Elder J.P.* Coal pyrolysis kinetics by non-isotermal thermogravimetry // React. Solids. 1997. № 4. P. 347–358.
- 24. *Федосеев А.С.* Кинетическая модель реакции углерода с кислородом // Химия твердого топлива. 1990. № 2. С. 111–114.
- 25. Smoot L.D. Fundamentals of coal combustion. Amsterdam. Oxford. N.Y. Elsevier. 1993. P. 621.
- 26. Головина Е.С. Высокотемпературное горение и газификация углерода. М.: Энергоатомиздат, 1983. С. 176.
- 27. Babiskiy P., Labojko G., Kotyczka-Moranska M., Shiazko M. Kinetics of pressurized oxy-combustion of coal chars // Thermochimica Acta. 2019. № 682. P. 569–588.
- 28. *Elder J.P.* Coal pyrolysis kinetics by non-isotermal thermogravimetry // React. Solids. 1987. № 4. P. 347–358.
- 29. *Boiko E.A.* Research on kinetics of the thermal processing of brown coals of various oxidative ageing degree using the non-isothermal methods // Thermochimica Acta. 2000. № 348. P. 97–104.
- 30. *Улановский М.Л.* Проблемы дифференциально-термического анализа углей // Кокс и химия. 1990. № 10. С. 52–53.
- 31. MoGraw Michael. Coal-water slurries are ready for utility boilers // FRI News, 1989, № 29. P. 1–5.
- 32. Бойко Е.А. Экспериментально-расчетная методика оценки кинетических процессов термохимического превращения твердых органических топлив // Физика горения и взрыва. 2005. № 1. С. 55–65.
- 33. *David M.* Formulas for calculating the calorific value of coal: development, tests and uses // Fuel Processing Technology. 1983. № 7. P. 11–22.
- 34. *Rosdam-Abadi M*. Combustion studies of coal derived solid fuels by thermogravimetric analysis. III. Correlation between burnout temperature and carbon combustion efficiency // Thermochimica Acta. 2017. № 4. P. 358–367.
- 35. Eloler J.P. Proximate analysis by automated thermogravimetry // Fuel. 1993. V. 62. P. 17–23.
- 36. Бойко Е.А. Комплексный термический анализ процессов термолиза и горения нелетучих продуктов канско-ачинских углей разной степени окисленности // Журн. прикладной химии. 2003. Т. 76. № 4. С. 605–610.
- 37. Волков Э.П. Моделирование горения твердого топлива. М.: Наука, 1994. С. 320.
- Wong G.S. High pressure centrifugal coal slurry pump development // 6th Int. Symp. Coal Slurry Combust. And Technol. Orlando, 1999. P. 1027–1039.
- Blackburn P.R. Direct ignition of pulverized coal with electric arc heated air // Proc. Amer. Power conf. Chicago, 1999. V. 41. P. 1050–1063.
- 40. Бойко Е.А. Диффузионно-кинетическая модель горения и тепломассообмена пылеугольных частиц в газовом потоке // Химия твердого топлива. 2008. № 6. С. 3–13.
- 41. *Tang T.B.* Analysis of dynamics kinetic data from a single stage in the decomposition of solids // Thermochimica Acta. 2002. V. 57. № 1. P. 93–98.
- 42. Jerez A. A modification to the Freeman and Carroll method for analysis of the kinetics of non-isothermal process // J. Thermal Analysis. 1993. V. 26. № 2. P. 315–318.
- 43. *Iamaluddin A.S.* Estimation of kinetic parameters for char oxidation // Fuel. 1999. № 3. P. 317–320.
- 44. Smoot L.D. Fundamentals of coal combustion // Amsterdam. Oxford. N.Y. Elsevier, 1993. P. 621.
- 45. *Datte S*. Analysis and development of effective invariant kinetic parameters finding method based on the non-isothermal data // Thermocimica. Acta. 2005. V. 92. № 1. P. 157–160.
- 46. *Blumental G*. Approximation heterogenkinetischer Modellfunktionen durh die Avrami-Erofeev-Funktion // Z. Chem. 2012. Bd. 22. № 2. S. 49–51.
- Warnatz J. Detailed studies of combustion chemistry // EC. Bruxelles, Processing of the contractors meeting on EC combustion research. 1988. P. 172.
- 48. Амосов А.А. Вычислительные методы для инженеров. М.: Высшая школа, 1994. С. 554.

Theoretical Generalization and Development of the Mathematical Apparatus of Non-Isothermal Kinetics

E. A. Boiko^{*a*, *} and A. V. Strashnikov^{*a*, **}

^aSiberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia *e-mail: EBoiko@sfu-kras.ru **e-mail: savtr@mail.ru

The applicability of the mathematical apparatus of non-isothermal kinetics for evaluating the reactivity of power coals is theoretically justified and experimentally confirmed, and practical recommendations for its use for extrapolating the results of complex thermal analysis to the conditions of real heat-technological processes and installations are developed. The solution of the generalized equation of non-isothermal kinetics in integral form is obtained, which allows us to theoretically estimate the reaction rate of various stages of thermochemical transformation of coal of any order depending on the process temperature at the rate of heating of coal particles in a wide range from 10^{-2} to 10^4 deg/min.

Keywords: solid organic fuel, complex thermal analysis, mathematical apparatus, non-iso-thermal kinetics, thermal degradation, coke base burning

УДК 622.691.019 (470)

ПОИСК НАПРАВЛЕНИЙ МИНИМИЗАЦИИ ДЕФИЦИТА ГАЗА У ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ НА ВАЖНЕЙШИХ ОБЪЕКТАХ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

© 2021 г. С. В. Воробьев^{1, *}, С. М. Сендеров¹, А. В. Еделев¹

¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, Иркутск, Россия *e-mail: seregavorobev@isem.irk.ru

> Поступила в редакцию 08.12.2020 г. После доработки 15.02.2021 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

Представлены возможные инвариантные мероприятия, направленные на снижение дефицита газа у потребителей при возникновении чрезвычайных ситуаций на критически важных объектах газовой отрасли. Исследование выполнено на примере Единой системы газоснабжения России и является логическим развитием темы поиска и определения критически важных объектов системы. Определен перечень наиболее часто встречающихся участков магистральных газопроводов, пропускной способности которых недостаточно в рассматриваемых ситуациях. В качестве мероприятий по снижению дефицитов газа у потребителей при чрезвычайных ситуациях на критически важных объектах показана целесообразность как кратковременного увеличения пропускных способностей участков, так и прокладки дополнительных участков магистральных газопроводов. Сделаны выводы о необходимости поиска таких участков магистральных газопроводов и применения к ним мер, направленных на повышение работоспособности газовой отрасли России в чрезвычайных ситуациях.

Ключевые слова: дефицит газа, системы газоснабжения, критически важные объекты, газовая отрасль, энергетическая безопасность

DOI: 10.31857/S000233102102014X

введение

В связи со значительным износом основных производственных фондов и при отсутствии существенных финансовых инвестиций в их реконструкцию в последние годы увеличилось число крупных аварий в системах энергетики. Крупномасштабные аварии в системах энергетики, возникшие вследствие выхода из строя критически важных объектов систем, влекут за собой значительный, иногда невосполнимый, ущерб для потребителей в виде крупных недопоставок конечных видов энергии. Согласно [1] критически важным является объект, частичный или полный выход из строя которого может нанести стране значительный социальный и экономический ущерб со стороны топливно-энергетического комплекса.

В мире ведутся исследования, посвященные различным аспектам анализа важнейших объектов и их сочетаний в системах энергетики. Среди наиболее актуальных можно отметить следующие моменты.

В [2, 3] авторы проанализировали газотранспортную сеть для определения ее наиболее важных компонентов. Применяемые методологические подходы основаны на топологическом сетевом анализе с акцентом на изучение вопросов надежности и управляемости. Данный анализ позволяет количественно оценить надежность газотранспортной сети и определить роль каждого компонента сети в различные интервалы времени. Был проведен глобальный анализ уязвимости с учетом возможных нарушений в работе источников газа и магистральных газопроводов.

В [4] представлен метод обнаружения и ранжирования критических компонентов и наборов компонентов в технических инфраструктурах. Критичность компонента или набора компонентов определяется как уязвимость системы к сбоям, когда определенный компонент выходит из строя. Эта проблема также касается многочисленных одновременных сбоев с синергетическими последствиями, которые усложняют проблему. Предложенный способ поможет решить эту проблему.

В [5] авторы предлагают комплексную модель для оценки влияния взаимозависимости между электрическими и газовыми системами на надежность электроснабжения потребителей. Ограничения на поставки газа могут повлиять на изменение режима работы электроэнергетики.

В [6] представлен анализ возможных воздействий в интегрированной газовой и электроэнергетической сети. Отказы системы газоснабжения считаются более определяющими для интегрированной системы энергоснабжения, чем сбои в самой подсистеме энергоснабжения.

Исследования [7, 8] посвящены различным вопросам моделирования энергетических систем как критических инфраструктур. В [7] авторы предлагают агентную модель типичной региональной энергосистемы, которая включает в себя характеристики конкретных типов установок и их систем охлаждения, которые зависят от адекватного водоснабжения при соответствующих температурах для поддержки работы на полной мощности. В исследовании [8] представлен новый подход к оценке уязвимости внутригородских распределительных газопроводных сетей от аварий на газопроводах. Этот подход позволяет идентифицировать уязвимые звенья сети трубопроводов, которые могут не только оказать значительное влияние на сеть трубопроводов, но также могут оказать существенное влияние на дорожную сеть.

Ранее был проведен ряд исследований, посвященных выявлению критически важных объектов (КВО) в газотранспортной сети. Определен перечень пересечений магистральных газопроводов в Единой системе газоснабжения (ЕСГ) России, нарушение работы которых приведет к относительному дефициту суточных поставок газа по системе в целом в размере 5% и более [9]. Были проведены исследования по поиску и определению сочетаний отдельных участков магистральных газопроводов, одновременное нарушение функционирования которых может привести к существенному дефициту суточных поставок газа по системе (5% и более) [10, 11]. С учетом ранее наработанного опыта и на основе анализа исследований, проводимых в мире в настоящее время в [12, 13], сформулирована методология формирования перечней КВО систем энергетики с позиций обеспечения работоспособности этих систем на примере газовой отрасли России.

В рассмотренных работах определены КВО и значимые объекты различного уровня, но не представлены меры и мероприятия, направленные на снижение значимости таких объектов. В данном исследовании перед авторами была поставлена задача по поиску и определению возможных инвариантных мероприятий, направленных на снижение дефицита газа у потребителей при возникновении чрезвычайных ситуаций на КВО Единой системы газоснабжения России. В качестве мероприятий, направленных на снижение дефицита газа у потребителей, в рамках данного исследования предложены:

 – увеличение (до 10%) пропускных возможностей там, где это необходимо, существующих магистральных газопроводов;

 создание дополнительных мощностей по транспортировке газа в рамках существующих магистральных газопроводов.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПО ПОИСКУ И ОПРЕДЕЛЕНИЮ ВОЗМОЖНЫХ ИНВАРИАНТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СНИЖЕНИЕ ДЕФИЦИТА ГАЗА У ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ЧС НА КВО

В исследованиях, проводимых для определения КВО, использована потоковая модель, являющаяся ядром программно-вычислительного комплекса (ПВК) "Нефть и газ России" [14, 15]. Применение этого ПВК позволяет определить степень удовлетворения потребностей в газе внутри страны и обеспечения экспортных поставок в различных условиях работы ЕСГ. Кроме того, ПВК "Нефть и газ России" позволяет определить узкие места – участки газотранспортной сети (ГТС), в ряде случаев ограничивающие производственные возможности системы.

Модель потокораспределения в ЕСГ, используемая в ПВК "Нефть и газ России", предназначена для оценки производственных возможностей ЕСГ в условиях различного рода возмущений. Цель таких исследований — минимизация дефицита газа по узлам потребления. ЕСГ в модели представлена как совокупность трех подсистем: источники газа, сеть магистрального транспорта газа и его потребители.

Математически рассматриваемая связанная ГТС представлена как сеть, изменяющаяся во времени, в узлах которой находятся предприятия по добыче, преобразованию и потреблению материальных потоков, реализующих материальные связи между предприятиями. При решении задачи оценки состояния системы после возмущения критерием оптимальности распределения потоков служит минимум дефицита энергоресурса у потребителя при минимальных затратах на его доставку.

Изменение состояния объектов системы приводит к решению задачи распределения потоков в системе с целью максимальной подачи энергоносителя потребителям, т.е. в данном случае модель формализуется как задача о максимальном потоке [16]. Математическая запись данной задачи подробно описана в [17].

Комплексный подход к решению поставленных задач по всей технологической цепочке ЕСГ позволяет получить общую оценку производственных возможностей всей системы в экстремальных условиях. Результат решения задачи — определение возможностей удовлетворения потребителей сетевым газом с выявлением объемов возможных недопоставок газа в узлы потребления при той или иной нештатной ситуации.

При возникновении у потребителей дефицита газа, вызванного нехваткой пропускных возможностей соответствующих газотранспортных дуг, другие такие дуги, не затронутые рассматриваемым нарушением, могут принять для транспортировки увеличенные объемы газа. В такой ситуации изменяется структура загрузки сети и возможно проявление недостатка пропускных способностей на определенных участках ГТС. Последующая расшивка узких мест в ГТС позволит минимизировать дефициты газа у потребителей в условиях отключения каких-либо объектов газовой отрасли и их сочетаний.

ПВК "Нефть и газ России" позволяет исследователю при анализе результатов расчета выделить потенциальные узкие места или участки сети, ограничивающие работоспособность системы. Чаще всего именно такие объекты могут стать причиной недопоставки необходимого количества газа потребителям. В то же время без дополнительного моделирования невозможно найти реальные узкие места ограничивающие возможности ГТС по поставке газа потребителям в каждом анализируемом случае. Подробно математическая постановка задачи обхода узких мест описана в [18].

Для решения задачи обхода найденных узких мест в модель потокораспределения заложена возможность приращения потока газа по дугам в пределах 10% от величины их пропускной способности. Такое кратковременное увеличение пропускной способности участка магистрального газопровода возможно при увеличении рабочей мощности компрессоров на крупных магистральных компрессорных станциях (КС) [19]. В итоге повышения рабочего давления в газопроводе достигается увеличение пропускной способности участка магистрального газопровода в пределах до 10%. В результате (посредством использования технических возможностей ГТС) решается задача минимизации дефицитов газа у потребителей.

В то же время, в зависимости от масштабов ЧС, с газоснабжением далеко не во всех случаях при решении задачи обхода узких мест эти дефициты газа у потребителей можно свести к нулю. Необходимо найти пути формирования мероприятий, которые в условиях минимизации дополнительных затрат, при исследовании каждого из рассматриваемых сценариев, позволяли бы полностью удовлетворить потребителей, потенциально страдающих от дефицита газа при реализации данных сценариев изначально. Здесь следует напомнить, что под рассматриваемыми сценариями имеются в виду отключения (потери работоспособности) КВО газовой отрасли или любых сочетаний объектов газовой отрасли, способные привести к значительным дефицитам газа у потребителей. На данном этапе исследований рассматриваются сценарии с выходом из строя одновременно одного КВО или одного сочетания, состоящего из двух объектов газовой отрасли.

Задача минимизации дефицитов газа у потребителей решалась путем непродолжительного (на время аварии) увеличения пропускных способностей газотранспортных дуг при увеличении давления на соответствующих КС. По аналогии с этим попробуем задать возможные приращения пропускных способностей газотранспортной дуги величиной до некой Δ большей, чем заданное 10%-ное ограничение на приращение потока по дуге. Понятно, что приращения пропускной способности большего, чем на 10% от первоначальной, можно добиться лишь созданием дополнительных мощностей по транспортировке газа. Это и линейная часть (дополнительные нитки газопровода) и дополнительные мощности КС. Естественно, никто не будет создавать такие мощности на всякий случай, если тот или иной объект из перечня КВО выйдет из строя. Но задача состоит в том, чтобы попытаться найти такие инвариантные решения, которые бы позволили снизить критическую значимость для работоспособности системы не одного-двух КВО или важнейших сочетаний объектов газовой отрасли, а значимого их количества.

Полученные в результате успешного решения такой задачи инвариантные мероприятия на практике должны означать необходимость создания дополнительных мощностей по транспортировке газа. Понятно, что стоимость создания таких мощностей должна быть учтена при получении решения. Это означает, что наряду с константами C_{ij} и A_{ij} должна использоваться и некая G_{ij} , означающая величину удельных затрат на поток газа по приращению пропускной способности дуги (i, j) в рамках специально созданных новых мощностей по транспорту газа по данной дуге. Тогда запись задачи принимает следующий вид:

$$\max f$$
 (1)

при условиях

$$\sum_{i \in N_j^+} (x_{ij} + y_{ij} + g_{ij}) - \sum_{i \in N_j^-} (x_{ij} + y_{ij} + g_{ij}) = \begin{cases} -f, & j = 0\\ 0, & j \neq 0, S, (2)\\ f, & j = S \end{cases}$$
(2)

- $0 \le x_{ii} \le d_{ii}, \text{ для всех } (i, j),$ (3)
- $0 \le y_{ij} \le b_{ij}, \text{ для всех } (i, j),$ (4)
- $0 \le g_{ij} \le \Delta_{ij}$, для всех (i, j), (5)

где N_j^+ – подмножество "входящих" в узел *j* дуг; N_j^- – подмножество "выходящих" дуг из узла *j*; *f* – величина суммарного потока по сети; x_{ij} – поток по дуге (i, j); d_{ij} – ограничения на поток по дуге (i, j); y_{ij} – приращение потока по дуге (i, j); b_{ij} – ограничение на приращение потока по дуге (i, j) в пределах 10% от пропускной способности данной дуги; g_{ij} – приращение потока по дуге (i, j) в рамках специально созданной дополнительной пропускной способности; Δ_{ij} – ограничение на приращение потока по дуге (i, j)в рамках специально созданной дополнительной пропускной способности.

При работе со сложными схемами, коими являются российская и европейская газотранспортные сети, может быть несколько вариантов решения, т.е. несколько возможных максимальных потоков. Тогда задача минимизации стоимости решения будет выглядеть следующим образом:

$$\sum_{(i,j)} C_{ij} x_{ij} + \sum_{(i,j)} A_{ij} y_{ij} + \sum_{(i,j)} G_{ij} g_{ij} \to \min,$$
(6)

где C_{ij} – удельные затраты на поток по дуге (i, j); A_{ij} – удельные затраты на поток по приращению y_{ij} ; G_{ij} – удельные затраты на поток по приращению g_{ij} .

ПОИСК ИНВАРИАНТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

Расчетная схема, используемая для моделирования работы ЕСГ, учитывает все основные особенности функционирования ЕСГ России и содержит:

– 378 узлов, в том числе: 28 источников газа; 64 потребителя газа (субъекты РФ);
 24 подземных хранилищ газа; 266 узловых компрессорных станций;

 486 дуг, представляющих магистральные газопроводы и отводы на распределительные газовые сети.

Исходные данные, такие как суточные объемы потребления, добычи, экспорта и импорта газа приняты в соответствии с официальной статистикой [20–22] за 2019 год. В специально проведенном исследовании [23] представлен анализ, в результате которого 61 объект газовой отрасли был отнесен к КВО ЕСГ. Среди этих объектов: 25 дуг между узловыми компрессорными станциями и 36 узлов, в числе которых 30 узловых КС, 5 головных КС на выходах с крупных газовых месторождений и КС на одном ПХГ.

Данные расчеты проведены с использованием программного комплекса [24] детально отражающего функционирование газотранспортной сети России и позволяющего имитировать различные условия функционирования ее объектов, включая полное отключение. Расчеты проводились с использованием методологии параллельных вычислений в иркутском суперкомпьютерном центре СО РАН [25].

В качестве расчетных сценариев была принята ситуация с поочередным выходом из строя каждого из КВО. Так, был проведен 61 расчет с целью максимально минимизировать дефициты газа у потребителей при наименьших затратах. В результате для решения данной проблемы при выходе из строя различных КВО необходимо от 35 до 85 мероприятий, включающих в себя как кратковременное увеличение пропускных возможностей, так и расширение участков магистральных газопроводов. Также стоит отметить, что всего таких мероприятий по всем 61 КВО получено 548. В таблице 1 представлены наиболее часто встречающиеся мероприятия.

Таблица 1 демонстрирует, что в текущей конфигурации газотранспортной сети России есть 27 участков, на которых целесообразно с высокой степенью инвариантности (от 25 до 48% рассматриваемых сценариев) расширение пропускных возможностей. Планы по соответствующему расширению этих участков целесообразно добавить в

№	Количество повторений в расчетах	Доля от всех КВО, %	Объем увеличения пропускной способности соответствующей дуги расчетного графа, млн м ³ /сут	Доля увеличения по отношению к первоначальной пропускной способности, %
1	29	48	8.25	10
2	25	41	6.61	10
3	24	39	8.25	10
4	23	38	8.25	10
5*	23	38	74.25	100
6	22	36	9	10
7	22	36	8.25	10
8	21	34	1	7
9	20	33	6.61	10
10	20	33	8.25	10
11	20	33	6.61	10
12*	20	33	82.5	100
13	19	31	8.25	10
14	18	30	8.25	10
15*	18	30	74.25	100
16	17	28	8.25	10
17	17	28	8.25	10
18	16	26	8.25	10
19	16	26	1	7
20	16	26	3.046	10
21	16	26	8.25	10
22	16	26	9	10
23	16	26	8.25	10
24*	16	26	59.49	72
25	15	25	8.25	10
26	15	25	1.35	10
27*	15	25	82.5	100

Таблица 1. Наиболее часто повторяющиеся мероприятия по снижению дефицита газа у потребителей

* Сооружение дополнительных участков газопроводов.

программы реконструкции и развития ЕСГ России. Увеличение пропускных возможностей на участках 5, 12, 15, 24, 27 подразумевает под собой сооружение дополнительных ниток магистральных газопроводов. Такие меры значительно дороже кратковременного увеличения пропускных возможностей, но частота их повторяемости в рассматриваемых условиях свидетельствует об их необходимости с позиции улучшения топливоснабжения потребителей при ЧС на объектах газовой отрасли.

Следует указать, что даже в таких расчетных условиях в системе остаются 23 КВО, при нарушении работы которых сохраняется дефицит газа у потребителей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Статья посвящена поиску и определению возможных инвариантных мероприятий, направленных на снижение дефицита газа у потребителей при возникновении чрезвычайных ситуаций на критически важных объектах газовой отрасли. Представлен перечень наиболее часто встречающихся участков магистральных газопроводов, пропускной способности которых недостаточно в рассматриваемых ситуациях. В качестве мероприятий по снижению дефицитов газа у потребителей при чрезвычайных ситуациях на критически важных объектах показана целесообразность как кратковременного увеличения пропускных способностей участков, так и прокладки дополнительных участков магистральных газопроводов. Отмечено, что при рассматриваемых сценариях в системе остается ряд КВО, при нарушении работы которых сохраняется дефицит газа у потребителей.

Сделаны выводы о необходимости поиска таких участков магистральных газопроводов и применения к ним мер, направленных на повышение работоспособности газовой отрасли Росси в условиях чрезвычайных ситуаций.

Исследование выполнено при поддержке Российского научного фонда, грант РНФ № 20-79-00242.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Еделев А.В. Особенности формирования перечня критически важных объектов газотранспортной сети России с учетом требований энергетической безопасности и возможные меры минимизации негативных последствий от чрезвычайных ситуаций на таких объектах // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 1. С. 70–78.
- Han F., Zio E., Kopustinskas V., Praks P. Quantifying the importance of elements of a gas transmission network from topological, reliability and controllability perspectives, considering capacity constraints. In book: Risk, Reliability and Safety: Innovating Theory and Practice, 2016. P. 2565–2571. https://doi.org/10.1201/9781315374987-389
- 3. Su H., Zio E., Zhang J. Li X. A systematic framework of vulnerability analysis of a natural gas pipeline network. Reliability Engineering & System Safety. 2018. V. 175. P. 79–91. https://doi.org/10.1016/j.ress.2018.03.006
- 4. Jonsson H., Johansson J., Johansson H. Identifying critical components in technical infrastructure networks. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O: J. Risk and Reliability. 2008. V. 222. № 2. P. 235–243. https://doi.org/10.1243%2F1748006XJRR138
- Li T., Eremia M., Shahidehpour M. Interdependency of natural gas network and power system security, IEEE Transactions on Power Sys-tems. 2008. V. 23. P. 1817–1824. https://doi.org/10.1109/ TPWRS.2008.2004739
- 6. *Dokic S.B., Rajakovic N.Lj.* Security Modelling of Integrated Gas and Electrical Power Systems by Analyzing Critical Situations and Potentials for Performance Optimization. Energy (2018). https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.165
- Thompson J.R., Frezza D., Necioglu B., Cohen M.L., Hoffman K., Rosfjord K. "Interdependent Critical Infrastructure Model (ICIM): An agent-based model of power and water infrastructure". International J. Critical Infrastructure Protection. Volume. 24. 2019. P. 144–165.
- Kai L., Ming W., Weihua Z., Jinshan W., Xiaoyong Y. "Vulnerability analysis of an urban gas pipeline network considering pipeline-road dependency". International J. Critical Infrastructure Protection. Volume 23. 2018. P. 79–89.

- Senderov S., Edelev A. Formation of a List of Critical Facilities in the Gas Transportation System of Russia in Terms of Energy Security // 2017. Energy. https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2017.11.063
- Vorobev S., Edelev A. Analysis of the importance of critical objects of the gas industry with the method of determining critical elements in networks of technical infrastructures // Management of Large-Scale System Development (MLSD), 2017 Tenth International Conference. IEEE, 2017. https://doi.org/10.1109/MLSD.2017.8109707
- 11. Vorobev S., Edelev A., Smirnova E. Search of critically important objects of the gas industry with the method of determining critical elements in networks of technical infrastructures // Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES 2017). E3S Web Conf. Volume 25. 2017.

https://doi.org/10.1051/e3sconf/20172501004

- Senderov S., Edelev A. Formation of a list of critical facilities in the gas transportation system of Russia in terms of energy security. Energy, 2019. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.063
- Senderov S.M., Vorobev S.V. Approaches to the identification of critical facilities and critical combinations of facilities in the gas industry in terms of its operability. Reliability Engineering & System Safety. 2020. V. 203. P. 107046. https://doi.org/10.1016/j.ress.2020.107046
- 14. Еделев А.В., Еникеева С.М., Сендеров С.М. Информационное обеспечение при исследовании вопросов функционирования больших трубопроводных систем // Вычислительные технологии. 1999. Т. 4. № 5. С. 30–35.
- 15. Храмов А.В., Еникеева С.М., Хрусталева Н.М. и др. Программное и информационное обеспечение решения задач живучести Единой системы газоснабжения СССР // в Методы и модели исследования живучести систем энергетики, Новосибирск: Наука, Сиб. отд, 1990. С. 86–91.
- 16. Ford L.R., Fulkerson D.R. Flows in Networks / Princeton University Press, Princeton, New Jersey, 1962. 276 p.
- 17. Воробьев С.В., Еделев А.В. Особенности математического моделирования при распределении излишков газа в Единой системе газоснабжения России / Научный вестник НГТУ т. 62, № 1, 2016. С. 181–194.
- 18. Воробьев С.В., Еделев А.В. Методика определения узких мест в работе больших трубопроводных систем // Программные продукты и системы. 2014. № 3. С. 174–177.
- 19. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. Т. II / Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. М.: Недра, 1984. 288 с.
- 20. Экспорт Российской Федерации важнейших товаров в 2012–2017 году (по данным ФТС России) http://customs.ru/index.php?option =com_ newsfts&view=category&id=52&Item id=1978&limitstart=60
- 21. ИнфоТЭК Ежемесячный нефтегазовый журн. № 1. 2017. С. 154.
- 22. Министерство энергетики Российской Федерации. Статистика. http://minenergo.gov.ru/ activity/statistic
- 23. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Воробьев С.В. Формирование перечня критически важных объектов газовой отрасли с позиций энергетической безопасности страны / Материалы сборника докладов Методические вопросы исследования наде жности больших систем энергетики. 90-е заседание "Надежность развивающихся систем энергетики". 1–7 июля 2018 г., Иркутск.
- Feoktistov A., Gorsky S., Sidorov I., Kostromin R., Edelev A., Massel L. Orlando Tools: Energy Research Application Development through Convergence of Grid and Cloud Computing / Communications in Computer and Information Science. 2019. V. 965. P. 289–300.
- 25. Иркутский суперкомпьютерный центр CO PAH. URL: http://hpc.icc.ru (дата обращения: 03.09.2018).

Search for Directions for Minimizing Gas Deficiency in Consumers in Emergency Situations at the Most Important Objects of the Gas Industry

S. V. Vorobev^{*a*}, *, S. M. Senderov^{*a*}, and A. V. Edelev^{*a*}

^aMelentiev Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia *e-mail: seregavorobev@isem.irk.ru

Possible invariant measures aimed at reducing gas shortages among consumers in case of emergencies at critical facilities of the gas industry are presented. The study was carried out

using the example of the Unified Gas Supply System of Russia and is a logical development of the topic of searching and identifying critical objects of the system. A list of the most frequently encountered sections of main gas pipelines, the throughput of which is insufficient in the situations under consideration, has been determined. As measures to reduce gas shortages among consumers in emergency situations at critical facilities, the expediency of both a short-term increase in the throughput of the sections and the laying of additional sections of main gas pipelines is shown. Conclusions are drawn about the need to search for such sections of gas pipelines and apply measures to them aimed at increasing the operability of the Russian gas industry in emergency situations.

Keywords: gas shortage, gas supply systems, critical facilities, gas industry, energy security

УДК 621.438

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЛОЖНЫХ ЦИКЛОВ МИКРОГАЗОТУРБИННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ С ИНТЕГРИРОВАННЫМ ФОКУСИРУЮЩИМ СОЛНЕЧНЫМ КОЛЛЕКТОРОМ

© 2021 г. А. В. Дологлонян^{1, *}, В. Т. Матвеенко¹, И. Н. Стаценко¹

¹Федеральное государственное бюджетное научное учреждение "Институт природно-технических систем", Севастополь, Россия *e-mail: dologlonyan@mail.ru

> Поступила в редакцию 10.12.2020 г. После доработки 15.02.2021 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

Предметом рассмотрения является использование фокусирующего (параболоцилиндрического) солнечного коллектора (ФСК) для повышения эффективности микрогазотурбинных двигателей (МГТД) различной конфигурации. Исследованы гибридные солнечные микрогазотурбинные установки на базе МГТД простого цикла (ПЦ), ПЦ с регенерацией теплоты (Р), ПЦ с турбокомпрессорным утилизатором (ТКУ) и ПЦ с ТКУ и Р для климатических условий Крыма. Определено, что наиболее подходящей конфигурацией МГТД для интегрирования ФСК является комбинация простого цикла с турбокомпрессорным утилизатором, поскольку позволяет наиболее полно реализовать потенциал ФСК. Установлено, что комбинация МГТД ПЦ с ТКУ с интегрированным ФСК позволяет относительно увеличить среднегодовой коэффициент использования топлива таких установок в условиях Крыма на 10-25% и более, при этом сохранить когенерационные возможности.

Ключевые слова: микрогазотурбинная установка, микротурбина, регенерация теплоты, фокусирующий солнечный коллектор, турбокомпрессорный утилизатор **DOI:** 10.31857/S0002331021020084

ВВЕДЕНИЕ

Концентрация солнечной энергии (КСЭ) может поставлять управляемую энергию по запросу потребителям. Благодаря интеграции в традиционные энергетические установки или накоплению тепловой энергии установки КСЭ могут продолжать вырабатывать электроэнергию во время облачности или ночью, что делает их подходящими для формирования основы будущей низкоуглеродной энергосистемы [1], обеспечивая надежную генерирующую мощность для поддержки других технологий возобновляемых источников энергии, такие как солнечная фотоэлектрическая энергия и ветер.

В центре проблем, с которыми сталкивается КСЭ, является тот факт, что более 80% всей установленной мощности по-прежнему основано на технологии параболического желоба [2], и установки КСЭ с параболическим желобом используют энергоблоки цикла Ренкина с низкотемпературными (ниже 400°С) паровыми турбинами, которые работают с относительно низким КПД (~35% при воздушном охлаждении [3]).

В солнечном гибридном цикле Ренкина энергия солнца используется для непосредственного производства пара или за счет использования промежуточного теплоносителя [4]. Замкнутые циклы Брайтона уже используют внешний источник тепла [5]. В гибридных открытых циклах Брайтона солнечная тепловая энергия используется для предварительного нагрева воздуха перед его поступлением в камеру сгорания. Проекты и исследования, финансируемые ЕС, демонстрируют предварительный нагрев воздуха солнечной энергией с помощью поля гелиостата и приемника [6]. В проекте SOLUGAS [6] решены основные проблемы конструкции и эксплуатации газовых турбин с интегрированными ФСК.

Согласно исследованиям и результатам экспериментальных проектов [6, 7], предварительный подогрев воздуха на входе в камеру сгорания приводит к уменьшению количества топлива, необходимого для достижения требуемой температуры на входе в турбину (T_3). Однако выходная мощность при заданной T_3 несколько снижается по сравнению с работой только на органическом топливе. Это вызвано дополнительной потерей давления в фокусирующем солнечном коллекторе (ФСК) и измененным составом газов на выходе из камеры сгорания. Поскольку используется меньшее количество топлива, удельная массовая теплоемкость c_p выхлопных газов меньше, чем при работе только на органическом топливе, что приводит к меньшей разнице энтальпий при одинаковом перепаде температуры и, следовательно, меньшей выходной мощности. Кроме того, камера сгорания должна быть модифицирована, чтобы выдерживать большие термические напряжения, вызванные более высокой температурой воздуха на ее входе. Камеру сгорания следует перепроектировать с учетом рабочего диапазона от максимального до почти нулевого расхода топлива, что является серьезной технической задачей.

Эффективность гибридной солнечной газотурбинной установки (ГСГТУ) зависит от эффективности как ФСК, так и газотурбинного двигателя (ГТД). Высокая эффективность ФСК достигается максимизацией его оптических характеристик и минимизацией его тепловых и гидравлических потерь. Высокая эффективность ГТД достигается за счет максимизации эффективности его компонентов (компрессора, турбины, камеры сгорания и пр.), а также схемы и параметров (степень повышения давления в компрессоре, T_3 и пр.) двигателя.

В данной работе будет рассмотрена ГСГТУ на базе параболоцилиндрического ФСК в сочетании с микрогазотурбинными двигателями (МГТД) мощностью от 60 до 300 кВт различной конфигурации с целью определения наиболее подходящей.

БАЗОВЫЕ СХЕМЫ ГАЗОТУРБИННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ, РАБОТАЮЩИХ НА ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ

За основу базовой схемы микрогазотурбинного двигателя принят когенерационный вариант ГТД простого цикла (ПЦ) (рис. 1), который дополнен теплообменником ОГ2 с целью увеличения общего (теплотехнического) КПД. При этом ГТД простого цикла считается выполненным по одновальной схеме для привода электрогенератора.

Повышение эффективности ГТД простого цикла предлагается рассмотреть за счет:

регенерации теплоты выхлопных газов в рабочем цикле двигателя;

применения турбины перерасширения рабочего тела за силовой турбиной [8–11]
 с целью повышения эффективности и удельной мощности ГТД;

- комбинация перечисленных выше способов.

На рисунке 2 изображена схема газотурбинной установки с регенерацией теплоты (ПЦ + Р), в которой по отношению к схеме ГТУ простого цикла добавлен теплообменник-регенератор для подогрева рабочего тела перед камерой сгорания за счет теплоты выхлопных газов двигателя, который позволит повысить КПД самого двигателя.

На рисунке 3 изображена схема МГТУ с турбиной перерасширения. Турбина перерасширения, приводящая дожимающий компрессор (ДК) с охладителем газа (ОГ1) между ними, который обеспечивает понижение температуры газов для минимизации

129



Рис. 1. Схема когенерационного варианта МГТУ простого цикла: К – компрессор; КС – камера сгорания; Т – турбина; ОГ2 – охладитель газов; Н – нагрузка.



Рис. 2. Схема когенерационного варианта МГТУ цикла с регенерацией: Р – регенератор; остальные обозначения, как на рис. 1.

работы сжатия, а также выполняет роль котла-утилизатора, образует турбокомпрессорный утилизатор (ТКУ). Посредством применения в рабочем цикле перерасширения рабочих газов в силовой турбине увеличивается удельная мощность двигателя при том же расходе топлива и, следовательно, повышается КПД двигателя.

Повышение КПД МГТД возможно также за счет глубокой утилизации теплоты выхлопных газов двигателя, превратив часть ее в механическую работу. Такую задачу возможно решить, как было сказано выше, за счет комбинации двух способов повышения экономичности МГТД, а именно, за силовой турбиной МГТД установить турбокомпрессорный утилизатор, а регенератор встроить между турбиной перерасширения и дожимающим компрессором. На рисунке 4 изображена схема МГТД с ТКУ и регенерацией теплоты. Охладитель газа ОГ1 обеспечивает понижение температуры газа перед ДК с целью снижения в нем работы сжатия. Охладитель ОГ1 на рис. 4 имеет температуру газов на входе порядка 600 К и также может выполнять функции котлаутилизатора для обеспечения объекта теплотой.



Рис. 3. Схема МГТУ с турбокомпрессорным утилизатором (ПЦ + ТКУ): ТП – турбина; ОГ1 – охладитель газов; ДК – дожимающий компрессор.



Рис. 4. Схема МГТУ с турбокомпрессорным утилизатором и регенерацией теплоты (ПЦ + ТКУ + Р): остальные обозначения, как и на рис. 1–3.

Исследование характеристик рабочих циклов МГТД производилось с использованием физико-математических моделей и программного обеспечения, ранее опробованного при анализе параметров в ГТУ, приведенных в работе [8].

Для моделирования установок, изображенных на рис. 1–4, были приняты параметры, представленные в табл. 1.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК МГТУ

Анализ характеристик циклов МГТУ производился при изменении степени повышения давления π_{k} в компрессоре двигателя, дожимающем компрессоре π_{dk} , степени регенерации σ и прочих равных фиксированных параметрах, характерных для микрогазотурбинных установок. Результаты такой оптимизации МГТУ, работающих по схемам, приведенным на рис. 1–4, представлены в табл. 2.

Анализ табл. 2 показывает, что при оптимальных степенях повышения давления $\pi_{\rm k}$ в МГТД с ТКУ и Р полностью подходит под параметры существующего оборудования по $\pi_{\rm k}$, кроме того, имеет более высокую экономичность относительно МГТД с Р на 9%, удельная мощность увеличивается в 1.34 раза, при этом тепловая мощность падает на 11%. Увеличение удельной мощности единицы рабочего тела в цикле двигателя положительно влияет на массовые и габаритные показатели энергоустановки, особенно

Таблица 1.	Параметры	ВМГ	ΤУ
------------	-----------	-----	----

Наименование параметра	Ед. изм.	Численное значение
Адиабатный КПД турбины	_	0.88
Адиабатный КПД компрессора	-	0.8
Адиабатный КПД турбины перерасширения ¹	-	0.9
Адиабатный КПД дожимающего компрессора ²	-	0.88
КПД камеры сгорания	-	0.97
КПД электрогенератора	-	0.96
Плотность матрицы регенератора	m^{2}/m^{3}	164
Коэффициент восстановления давления в регенеративном	-	$(r r)^{-1}$
теплоооменнике со стороны газа в простом цикле с регене- рацией ³		$\varepsilon_{\Gamma} = \left(1 + c_{\Gamma} \frac{1}{1 - r}\right)$
Коэффициент восстановления давления в регенеративном	-	$(r)^{-1}$
теплообменнике со стороны газа в простом цикле с регене- рацией и турбокомпрессорным утилизатором ³		$\varepsilon_{\Gamma} = \left(1 + c_{\Gamma} \varepsilon_{0\Gamma 1} \pi_{\mathrm{JK}} \frac{1}{1 - r}\right)$
Коэффициент восстановления давления в регенеративном теплообменнике со стороны воздуха ⁴	_	$\varepsilon_{\rm B} = 1 - c_{\rm B} \frac{r}{1 - r}$
Коэффициент восстановления давления на входе в установ-	_	0.997
ку, $\varepsilon_{\rm BX}$		
Коэффициент восстановления давления в КС, $\varepsilon_{\rm kc}$	-	0.97
Коэффициент восстановления давления на выходе из уста-	-	0.97
		0.06
Коэффициент восстановления давления на выходе из уста-	_	0.90
Температура газов на выхоле из $\Omega\Gamma1$ и $\Omega\Gamma2$	к	323
Температура пообли выходе из от ги от 2	ĸ	288
Влажность окружающего воздуха	%	60

Примечания: 1, 2 – более высокие параметры компрессора и турбины связаны с масштабным эффектом в вакуумном цикле, поскольку давление рабочего тела за турбиной ниже атмосферного примерно в 2 раза, то соответственно во столько же раз размеры компрессора и турбины больше, чем у компрессора и турбины в обычном цикле; 3, 4 – коэффициенты *c*_г и *c*_в определялись из параметров существующих прототипов [12].

включающей теплообменное оборудование. Наибольшим общим (теплотехническим) КПД обладают МГТД ПЦ и ПЦ + P, а наибольшей удельной мощностью МГТД с ТКУ.

СОЛНЕЧНЫЙ КОЛЛЕКТОР

Исследование характеристик ФСК производилось с использованием физико-математических моделей, приведенных в работе [14, 15].

Для моделирования параболоцилиндрического ФСК были приняты параметры, представленные в табл. 3. В качестве климатических параметров использовались данные работы [16] для г. Евпатория.

Использование воздуха в качестве теплоносителя обусловлено высокими (700– 1200 К) температурами на выходе ФСК, при которых известные термомасла разлагаются, а жидкости закипают. Воздух, как теплоноситель, создает и определенные трудности, связанные с эффективностью ФСК. Уравнение для определения полезной энергии, произведенной ФСК, имеет вид [17]:

$$Q_{u} = F' \eta_{0} I A_{s} - F' U_{L} (T_{f} - T_{a}) A_{p}, \qquad (1)$$

где η_0 – оптический КПД ФСК; *I* – интенсивность прямой солнечной радиации, приходящей на ФСК, Вт/м²; A_s – площадь апертуры ФСК, м²; *F* – коэффициент эффективности приемника; U_L – коэффициент тепловых потерь приемника, Вт/(м² K); T_f – средняя температура теплоносителя, К; T_a – температура окружающей среды, К; A_p – площадь поверхности абсорбера, м².

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЛОЖНЫХ ЦИКЛОВ 133

Наименование параметра	Ед. изм.	ΠЦ	ПЦ+Р	ПЦ+ТКУ	ПЦ+ТКУ+Р
Эффективный КПД МГТУ по ISO	%	29.4	34.2	35.8	37.2
КПД при выработке электроэнергии (без системы утилизации тепла)	%	28.2	32.8	34.4	35.7
Температура воздуха перед камерой сгорания	К	764	909	698	786
Температура газа на выхлопе ¹	К	323	323	485	409
Температура газов на выходе из турбины	К	759	961	610	865
Оптимальная степень повышения давления в компрессоре	_	21	6.8	14.5	5.2
Оптимальная степень повышения давления в дожимающем компрессоре	_	—	_	3.7	2.3
Оптимальная степень регенерации	_	_	0.84	_	0.78
Удельная мощность на валу силовой турбины	кВт/(кг/с)	225	202	308	270
Удельная тепловая мощность	кВт/(кг/с)	462	315	301	283
КПД теплотехнический (с учетом выработ- ки электроэнергии)	%	89	86	69	74

Таблица 2. Результаты [13] оптимизации когенерационных вариантов МГТУ при $T_3 = 1373$ К

Примечания: 1 — столь низкая температура на выходе из ОГ2 характерна только для газового топлива во избежание низкотемпературной коррозии, при этом в конструкции ОГ2 должен быть предусмотрен отвод конденсата.

Наименование параметра	Ед. изм.	Численное значение		
Угол раскрытия	_	π/2		
Размер раскрытия зеркала концентратора	М	2		
Фокусное расстояние	М	0.5		
Наружный диаметр абсорбера	ММ	25.4		
Наружный диаметр приемника (вакуумированная трубка, металлическая сильфонная с каждой стороны для достижения необходимого вакуума)	ММ	50		
Пропускательная способность прозрачной изоляции	_	0.97		
Поглощательная способность абсорбера	_	0.97		
Излучательная способность прозрачной изоляции	_	0.86		
Излучательная способность абсорбера [112]	_	$(1.666 \times 10^{-4}) T + + 3.375 \times 10^{-3}$		
Отражательная способность зеркала	_	0.935		
Ошибка поворота и отслеживания	_	0.994		
Точность геометрии зеркал коллектора	_	0.980		
Замутнение зеркала	_	0.968		
Грязь на элементах сбора тепла	—	0.984		
Прочие факторы, влияющие на оптические параметры	—	0.960		
Ориентация	_	Север-Юг		
Расход теплоносителя	кг/с	1		
Род теплоносителя	-	Воздух		

Таблица 3. Параметры ФСК



Рис. 5. Зависимость температуры теплоносителя на выходе из ФСК (T_0) от времени суток (τ) и сезона при температуре на входе в ФСК (T_i) равной 672 К и площади ФСК 2000 м².

Коэффициент эффективности приемника в формуле (1) и определяет эффективность ФСК и любого другого коллектора в целом, определяется выражением

$$F' = \frac{1}{1 + \frac{U_L}{U_f}},\tag{2}$$

где U_f – коэффициент теплоотдачи от абсорбера к теплоносителю, Вт/(м² К).

Из формулы (2) видно, что при $U_f \gg U_L$ коэффициент эффективности приемника стремится к единице, а поскольку коэффициент теплоотдачи пропорционален теплопроводности теплоносителя, теплоносители стараются выбирать с высоким ее значением. У воздуха коэффициент теплопроводности очень мал, поэтому, чтобы это компенсировать, необходимо увеличить скорость течения теплоносителя в абсорбере, для чего следует уменьшить его поперечное сечение, что, соответственно, увеличит гидравлическое сопротивление ФСК.

Результаты моделирования параболоцилиндрического ФСК для различных сезонов представлены на рис. 5 и 6.

Не трудно заметить, что рис. 5 и 6 очень похожи. Это связано с тем, что гидравлическое сопротивление газов в канале практически прямо пропорционально температуре теплоносителя.

Согласно, например, работе [18] гидравлическое сопротивление трения цилиндрического канала определяется выражением:

$$\Delta P = \xi_g \frac{l}{d} \rho \frac{u^2}{2},\tag{3}$$

где ξ_g — коэффициент гидравлического сопротивления; *l* — длина канала, м; *d* —диаметр канала, м; ρ — плотность теплоносителя, кг/м³; *u* — скорость движения среды, м/с.

Учитывая, что

$$u = \frac{G}{\rho S},\tag{4}$$

где S – площадь проходного сечения канала, м²; G – расход теплоносителя, кг/с.



Рис. 6. Зависимость перепада давления в ФСК (Δp) от времени суток (τ) и сезона при температуре на входе в ФСК $T_i = 672$ K, давлении на входе p = 0.5 МПа и площади ФСК 2000 м².

Плотность газов можно найти из уравнения состояния [18].

$$\rho = \frac{P}{RT},\tag{5}$$

где *R* – индивидуальная газовая постоянная, Дж/(кг K); *T* – температура газа, К; *P* – давление газа, Па.

Кроме того, перепад давлений в канале пропорционален относительной длине канала $-\frac{l}{d}$, которая, в свою очередь, пропорциональна отношению площади поверхности канала (*F*) к его площади проходного сечения, или

$$\frac{l}{d} = \frac{1}{4}\frac{F}{S}.$$
(6)

Подставляя выражения (4)–(6) в (3), можно получить зависимость гидравлических потерь от температуры и давления

$$\Delta P(T, P) = \frac{\xi_g}{8} \frac{RT}{P} \frac{F}{S} \left(\frac{G}{S}\right)^2.$$
⁽⁷⁾

Конечно, коэффициент гидравлических потерь в формуле (7) тоже зависит от температуры, но зависимость эта мала, поскольку для турбулентного режима течения он пропорционален динамическому коэффициенту вязкости ($\mu \sim T$) в степени 0.2 [18], т.е. при изменении температуры газа в 2 раза он изменится на 15%.

Кроме того, формула (7) наглядно показывает, что для газа гидравлические потери в канале обратно пропорциональны его давлению.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что подключать ФСК к ГТД нужно в точке с наибольшим давлением и наименьшей температурой воздуха (это важно и сточки зрения эффективности ФСК). Для циклов без регенерации (рис. 1 и 3) эта точка находится непосредственно за компрессором перед камерой сгорания. Для регенеративных циклов (рис. 2 и 4) эта точка находится непосредственно за регенератором перед камерой сгорания, т.к. если ее разместить между компрессором и регенератором, то эффект от регенерации и, собственно, эффективность регенеративного ГТД снизятся.



Рис. 7. Схема когенерационного варианта гибридной солнечной МГТУ простого цикла: ФСК – фокусирующий солнечный коллектор; Кл – переключающиеся клапаны; остальные обозначения, как на рис. 1.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ГИБРИДНЫХ СОЛНЕЧНЫХ МГТУ

Схемы гибридных солнечных МГТУ, составленные в соответствии с установленным выше подходом, представлены на рис. 7–10.

Поскольку согласно (7) относительные гидравлические потери в ФСК обратно пропорциональны квадрату давления, то нерегенеративные циклы гибридных солнечных установок (рис. 7 и 9) теряют лишь незначительную часть мощности, потому что имеют высокое давление (табл. 2) перед ФСК. Регенеративные циклы гибридных солнечных установок (рис. 8 и 10) имеют давление перед ФСК в 2–3 раза меньше, чем нерегенеративные (табл. 2), поэтому относительные потери давления в зависимости от размеров ФСК могут быть существенными (до 30%), что приводит к бесперспективности наращивания площади ФСК. Чтобы уменьшить относительные потери давления до приемлемого для теплообменных аппаратов ГТД уровня (2–6% [12]), необходимо распараллелить потоки воздуха (теплоносителя) в ФСК, однако это снижает скорость в абсорбере и, соответственно, его эффективность.

Введем параметр — среднедневной коэффициент использования топлива, представляющий собой отношение суммарной выработанной за солнечный день работы к затраченной на это теплоте сгорания топлива, который определяется зависимостью

$$\xi_m = \frac{\sum_{i} N_{ei}}{\sum_{i} Q_{fi}},\tag{8}$$

где N_{ei} – эффективная мощность гибридной солнечной МГТУ для *i*-го солнечного часа, кВт; Q_{fi} – тепловая мощность, полученная при сгорании топлива в гибридной солнечной МГТУ для *i*-го солнечного часа, кВт.



Рис. 8. Схема когенерационного варианта гибридной солнечной МГТУ простого цикла с регенерацией: обозначения, как на рис. 1, 2 и 7.



Рис. 9. Схема когенерационного варианта гибридной солнечной МГТУ простого цикла с ТКУ: обозначения, как на рис. 1, 3 и 7.



Рис. 10. Схема когенерационного варианта гибридной солнечной МГТУ простого цикла с ТКУ и регенерацией: обозначения, как на рис. 1, 4 и 7.

Зависимости среднедневного коэффициента использования топлива ξ_m от количества потоков n_f и длины приемника $L_c \Phi CK$ для регенеративных циклов представлены на рис. 11 и 12.

Рисунки 11 и 12 наглядно иллюстрируют очень сильное влияние гидравлических потерь в ФСК на эффективность гибридных солнечных МГТУ на базе регенеративных циклов. Распараллеливание расхода воздуха на два потока дает возможность наращивать площадь ФСК без существенного падения его эффективности и мощности ГТД.

Результаты моделирования гибридной солнечной МГТУ на базе ГТД простого цикла в Июле представлены в табл. 4 и на рис. 13–15. Каки было отмечено выше, относительные потери давления в ФСК являются минимальными (относительные потери давления в ФСК меньше 2% во всем исследуемом диапазоне), а, следовательно и потери мощности (рис. 14).

Введем параметр — относительный расход топлива, представляющий собой отношение теплоты, полученной от сжигания топлива, к общей теплоте цикла, который определяется зависимостью

$$\xi = \frac{Q_{fi}}{Q_{fi} + Q_{\Phi CKi}},\tag{9}$$

где Q_{fi} – тепловая мощность, полученная при сгорании топлива в гибридной солнечной МГТУ для *i*-го солнечного часа, кВт; $Q_{\Phi CKi}$ – тепловая мощность, полученная в ΦCK для *i*-го солнечного часа, кВт.

Относительный расход топлива, как видно на рис. 13, меняется в широких пределах в зависимости как от размеров ФСК, так и от текущего времени. При этом очевидно, что зависимость от размеров ФСК нелинейная и затухающая, что говорит о снижении



Рис. 11. Зависимость среднедневного коэффициента использования топлива ξ_m от количества потоков n_f и длины приемника L_c ΦCK для гибридной солнечной МГТУ на базе ПЦ + Р в Июле.



Рис. 12. Зависимость среднедневного коэффициента использования топлива ξ_m от количества потоков n_f и длины приемника L_c ФСК для гибридной солнечной МГТУ на базе ПЦ + ТКУ + Р в Июле.

эффекта от наращивания площади ФСК. Рисунок 14, характеризующий зависимость удельной мощности от размеров ФСК и текущего времени, в сочетании с рис. 15, показывают однозначное снижение удельной мощности гибридной солнечной МГТУ с ростом температуры на выходе из ФСК, о чем говорилось во введении.

Результаты моделирования гибридной солнечной МГТУ на базе ГТД простого цикла с регенерацией теплоты в Июле представлены в табл. 5 и на рис. 16–18. Как и было отмечено выше, потери давления в ФСК являются существенными для одного потока ввиду низкого давления после компрессора (потери давления в ФСК 6% и более во всем исследуемом диапазоне), а, следовательно, и потери мощности. Распараллелива-



Рис. 13. Зависимость относительного расхода топлива гибридной МГТУ ПЦ от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле.



Рис. 14. Зависимость удельной мощности гибридной МГТУ ПЦ от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле.

Таблица 4. Средние параметры ПЦ + ФСК за солнечный день в Июле (с 5.5 до 18.5 солнечных часов)

Наименование параметра	Ел изм	Площадь апертуры ΦCK , м ²						
пайменование параметра	Lд. изм.	0	1000	2000	3000			
Удельная мощность	кДж/кг	207	200	195	191			
Относительный расход топлива	—	1	0.691	0.472	0.322			
Коэффициент восстановления дав- ления ФСК	—	1	0.995	0.989	0.983			
Температура воздуха пред КС, T ₂₂	K	788	981	1107	1189			



Рис. 15. Зависимость температуры воздуха перед КС МГТД ПЦ от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле.

ние потоков на два обеспечивает приемлемые коэффициенты восстановления давления в ФСК во всем исследуемом диапазоне.

Сравнение данных относительного расхода топлива в табл. 4 и 5, рис. 13 и 16 наглядно демонстрирует, что для гибридной солнечной МГТУ на базе простого цикла прирост эффективности от интегрирования ФСК выше, чем аналогичной на базе простого цикла с регенерацией, что связано с его (ПЦ + Р) большим совершенством.

Результаты моделирования гибридной солнечной МГТУ на базе ГТД простого цикла с установленным ТКУ в Июле представлены в табл. 6 и на рис. 19–21. Как и в случае с ГТД простого цикла, потери давления в ФСК являются минимальными (потери давления в ФСК меньше 4% во всем исследуемом диапазоне), но больше, чем для ПЦ (табл. 4), поскольку давление перед ФСК здесь ниже (табл. 2).

Сравнение данных относительного расхода топлива в табл. 4 и 6 и на рис. 13 и 19 наглядно демонстрирует, что для гибридной солнечной МГТУ на базе ГТД простого цикла с установленным ТКУ эффект от интегрирования ФСК выше, чем аналогичной на базе простого цикла, что связано с более низким давлением, а, следовательно, и температурой, перед ФСК, что обеспечивает его (ФСК) большую эффективность. Кроме того, использование турбокомпрессорного утилизатора ставит эффективность

		Площадь апертуры ФСК, м ²								
Наименование параметра	Ед. изм.	0		1000		2000		3000		
		1	2	1	2	1	2	1	2	
Удельная мощность	кДж/кг	191	191	175	186	157	180	136	174	
Относительный расход топлива	_	1	1	0.7	0.745	0.499	0.563	0.37	0.433	
Коэффициент восстановления давления ФСК	—	1	1	0.943	0.984	0.878	0.966	0.808	0.947	
Температура воздуха пред КС, T ₂₂	K	913	913	1063	1037	1157	1122	1215	1179	

Таблица 5. Средние параметры ПЦ + Р + ФСК за солнечный день в Июле (с 5.5 до 18.5 солнечных часов) при различном количестве потоков



Рис. 16. Зависимость относительного расхода топлива гибридной МГТУ ПЦ + Р от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле при двух потоках.

этого базового цикла как минимум на один уровень с ПЦ + P, что в сочетании с высокой удельной мощностью делает его использование более целесообразным, чем предыдущие два цикла.

Результаты моделирования гибридной солнечной МГТУ на базе ГТД простого цикла с регенерацией и турбокомпрессорным утилизатором в Июле представлены в табл. 7 и на рис. 22–24. Как и в случае с МГТУ на базе ПЦ + Р потери давления в ФСК являются существенными для одного потока ввиду еще более низкого давления после компрессора (потери давления в ФСК 11% и более во всем исследуемом диапазоне), а, следовательно и потери мощности. Распараллеливание потоков на два обеспечивает приемлемые коэффициенты восстановления давления в ФСК в диапазоне площадей до 2000 м².

Сравнение данных относительного расхода топлива в табл. 6 и 7 на рис. 19 и 22 наглядно демонстрирует, что для гибридной солнечной МГТУ на базе ГТД простого цикла с установленным ТКУ эффект от интегрирования ФСК выше, чем аналогичной на ПЦ + ТКУ + Р, что связано с более низкой температурой перед ФСК, что обеспечивает его (ФСК) большую эффективность. Кроме того, использование турбокомпрессорного утилизатора в обеих схемах обеспечивает их высокую удельную мощность. Однако эффективность базового ГТД ПЦ + ТКУ + Р для гибридной солнечной МГТУ выше (табл. 2) аналогичной с ГТД на базе ПЦ + ТКУ при работе в отсутствие Солнца или большой облачности.

Таблица 6. Средние параметры ПЦ + ТКУ + ФСК за солнечный день в Июле (с 5.5 до 18.5 солнечных часов)

Наименорание параметра	Еп изм	Площадь апертуры ФСК, м ²						
Пайменование параметра	Lд. изм.	0	1000	2000	3000			
Удельная мощность	кДж/кг	287	278	270	264			
Относительный расход топлива	_	1	0.692	0.468	0.311			
Коэффициент восстановления давления ФСК	—	1	0.99	0.979	0.966			
Температура воздуха пред КС, <i>T</i> ₂₂	K	698	929	1076	1173			



Рис. 17. Зависимость удельной мощности гибридной МГТУ ПЦ + Р от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле при двух потоках.



Рис. 18. Зависимость температуры воздуха перед КС МГТД ПЦ + Р от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле при двух потоках.

Таблица 7. Средние параметры ПЦ + ТКУ + Р + ФСК за солнечный день в Июле (с 5.5 до 18.5 солнечных часов) при различном количестве потоков

		Площадь апертуры ФСК, м ²								
Наименование параметра	Ед. изм.	0		1000		2000		3000		
		1	2	1	2	1	2	1	2	
Удельная мощность	кДж/кг	262	262	240	254	212	245	177	237	
Относительный расход топлива	_	1	1	0.691	0.737	0.476	0.543	0.333	0.403	
Коэффициент восстановления давления ФСК	—	1	1	0.914	0.976	0.811	0.948	0.697	0.917	
Температура воздуха пред КС, T ₂₂	K	793	793	990	958	1158	1071	1247	1150	



Рис. 19. Зависимость относительного расхода топлива гибридной МГТУ ПЦ + ТКУ от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле.



Рис. 20. Зависимость удельной мощности гибридной МГТУ ПЦ + ТКУ от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле.

Введем параметр — среднемесячный коэффициент использования топлива, представляющий собой отношение средимесячной мощности гибридной солнечной МГТУ к среднемесячной тепловой мощности, полученной от сжигания топлива, который определяется зависимостью

$$\xi_{y} = \frac{\sum_{j=1}^{24} N_{ej}}{\sum_{j=1}^{24} Q_{fj}},$$
(10)


Рис. 21. Зависимость температуры воздуха перед КС МГТД ПЦ + ТКУ от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле.



Рис. 22. Зависимость относительного расхода топлива гибридной МГТУ ПЦ + ТКУ + Р от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле при двух потоках.

где N_{ej} — мощность гибридной солнечной МГТУ для *j*-го часа, кВт; Q_{jj} — тепловая мощность, полученная при сгорании топлива в гибридной солнечной МГТУ для *j*-го часа, кВт.

Распределение среднемесячного коэффициента использования топлива по месяцам года для гибридных солнечных МГТУ на базе ГТД ПЦ + ТКУ и ПЦ + ТКУ + Р изображены на рис. 25 и 26.

Учитывая выражение (10), среднегодовой коэффициент использования топлива можно представить как

$$\xi_{ym} = \frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} \xi_{yk},\tag{11}$$

где k — номер месяца.



Рис. 23. Зависимость удельной мощности гибридной МГТУ ПЦ + ТКУ + Р от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле при двух потоках.



Рис. 24. Зависимость температуры воздуха перед КС МГТД ПЦ + ТКУ + Р от времени суток и площади поверхности ФСК в Июле при двух потоках.

Подстановка в (11) данных моделирования позволяет вычислить среднегодовые коэффициенты использования топлива для гибридных солнечных МГТУ на базе ПЦ + ТКУ и ПЦ + ТКУ + Р, которые представлены в табл. 8.

Анализ табл. 8 показывает, что при малых значениях мощности солнечной радиации (IA_s , формула (1)) гибридная солнечная МГТУ на базе ПЦ + ТКУ + Р оказывается эффективней, чем аналогичная на базе ПЦ + ТКУ, ввиду большей экономичности базовой конфигурации. Преимущество базовой конфигурация ПЦ + ТКУ перед конфигурацией ПЦ + ТКУ + Р растет по мере увеличения мощности солнечной радиации. Это объясняется рядом причин:

- температура воздуха на входе в ФСК для гибридной солнечной МГТУ на базе ПЦ + ТКУ ниже, чем для аналогичной на базе ПЦ + ТКУ + Р, из-за отсутствия регенератора, что повышает КПД ФСК, за счет снижения тепловых потерь в соответствии с (1);



Рис. 25. Распределение среднемесячного коэффициента использования топлива ξ_m по месяцам года для гибридной солнечной МГТУ на базе ПЦ + ТКУ, при $n_f = 1$, $A_s = 2000 \text{ м}^2$.



Рис. 26. Распределение среднемесячного коэффициента использования топлива ξ_m по месяцам года для гибридной солнечной МГТУ на базе ПЦ + ТКУ + Р, при $n_f = 2$, $A_s = 2000$ м².

– давление воздуха на входе в ФСК для гибридной солнечной МГТУ на базе ПЦ+ТКУ более чем в 2 раза выше, чем для аналогичной на базе ПЦ + ТКУ + Р, что снижает гидравлические потери, позволяя отказаться от распараллеливания потоков, повышая тем самым коэффициент эффективности приемника (см. (2)) и, соответственно, КПД ФСК;

предыдущие две причины позволяют гибридной солнечной МГТУ на базе ПЦ +
+ ТКУ использовать ФСК и в зимние месяцы в отличие от аналогичной на базе ПЦ +
+ ТКУ + Р.



Рис. 27. Зависимость среднегодового коэффициента использования топлива ξ_{ym} от степени повышения давления в компрессоре π_{K} и дожимающем компрессоре π_{dK} для гибридной солнечной МГТУ на базе ПЦ + ТКУ, при $n_f = 1$, $A_s = 2000 \text{ m}^2$.

Оптимизация параметров базовой конфигурации ГТД ПЦ+ТКУ, направленная на повышение среднегодового коэффициента использования топлива, представлена на рис. 27 и 28 и показала, что улучшение не имеет существенного значения (разница в четвертом знаке).

Это, в свою очередь, говорит о том, что существующее оборудование не нужно специально оптимизировать для интегрирования в его состав ФСК.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования показали, что наиболее подходящей конфигурацией ГТД для интегрирования ФСК является комбинация простого цикла с турбокомпрессорным утилизатором. Хотя базовая конфигурация ГТД ПЦ + ТКУ является не самой эффективной, но она наиболее полно использует потенциал ФСК.

Перспективным способом дальнейшего повышения эффективности гибридной солнечной МГТУ на базе ГТД ПЦ + ТКУ является использование охладителя газов (ОГ1) для интегрирования установки органического цикла Ренкина. Для повышения полно-

Базовая конфигурация	Площадь апертуры ФСК, м ²			
	0	1000	2000	3000
Среднегодовой коэффициент использования топлива, %				
ПЦ + ТКУ	36.2	39.5	42.8	45.7
Π Ц + ТКУ + Р	37.5	40.1	42.5	44.5
Относительный прирост среднегодового коэффициента использования топлива, %				
ПЦ + ТКУ	0	9.1	18.2	26.2
Π Ц + ТКУ + Р	0	6.9	13.3	18.7

Таблица 8. Среднегодовые параметры гибридных солнечных МГТУ различных базовых конфигураций



Рис. 28. Зависимость среднегодового коэффициента использования топлива ξ_{ym} от степени повышения давления в компрессоре $\pi_{\rm K}$ при $\pi_{\rm dK}$ = 3.8 для гибридной солнечной МГТУ на базе ПЦ + ТКУ, при n_f = 1, $A_{\rm s}$ = 2000 м².

ты использования потенциала ФСК, особенно для районов с невысокими величинами солнечной радиации, для ГТД ПЦ и ПЦ + ТКУ можно использовать многоступенчатое сжатие (например, [5]), если есть для этого подходящие условия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. International Energy Agency. Renewable Energy Technologies: Solar Energy Perspectives. OECD/IEA Publications, Paris. 2011.
- 2. Fernández-García A., Zarza E., Valenzuela L., Pérez M. Parabolic-Trough Solar Collectors and their Applications, Renew. Sust. Energ. Rev. 2010. V. 14(7). P. 1695–1721.
- 3. *Müller-Steinhagen H., Trieb F.* Concentrating Solar Power: a Review of the Technology", Ingenia, 18. 2004. P. 43–50.
- 4. *Odeh S.D., Morrison G.L., Behnia M.* Modelling of parabolic through direct steam generation solar collectors, Sol. Energy. 1998. V. 62(6). P. 395–406.
- Utamura M., Tamaura Y. A Solar Gas Turbine Cycle With Super-Critical Carbon Dioxide as a Working Fluid, Vol. 4 Cycle Innov. Electr. Power; Ind. Cogener. Manuf. Mater. Metall. 2006. P. 329–335.
- Quero M., Korzynietz R., Ebert M., Jiménez A.A., del Río A., Brioso J.A. Solugas Operation Experience of the First Solar Hybrid Gas Turbine System at MW Scale, Energy Procedia, 2014. V. 49. P. 1820–1830.
- EU Commission, 2005, SOLGATE: Solar Hybrid Gas Turbine Electric Power System, EU Commission, Directorate-General for Research and Innovation, Luxembourg.
- 8. *Матвеенко В.Т.* Глубокая утилизация теплоты в газотурбинных двигателях с турбиной перерасширения / В.Т. Матвеенко // Промышленная теплотехника. 1997. Т. 19. № 4–5. С. 81–85.
- 9. *Matviinko V.* Variable regimes operation of cogenerative gas-turbine engines with overexpansion turbine / V. Matviinko, V. Ocheretianiy // Proceedigs of ASME Turbo Expo 2010: Power of Land, Sea and Air 'GT2010, June 14–18, 2010, Glasgow, UK, GT2010-22029.
- Matviienko V. Gas Turbine Plant with Overexpansion Turbine and Heat Regeneration in the Ship Propulsion Complex / V. Matviienko, O. Andriets, V. Ochretianjy // Proceedings of ASME Turbo Expo 2014: June 16–20, 2014, Dusseldorf, Germany.
- Matviienko V. Working Process Control in a Ship Gas Turbine Engine of Complex Cycle / V. Matviienko, V. Ocheretianyi // Procecoling of ASME Turbo Expo 2016: June 13–17, 2016, Seoul, South Korea.

- 12. Дологлонян А.В. Оптимизация степени регенерации для циклов микрогазотурбинных установок / А.В. Дологлонян, В.Т. Матвеенко // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. Орел: ОГУ им. И.С. Тургенева, 2020. № 3(341). С. 59–66.
- 13. Дологлонян А.В. Термодинамические характеристики комбинированных циклов микрогазотурбинных двигателей для распределенной энергетики / А.В. Дологлонян, В.Т. Матвеенко // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. Орел: ОГУ им. И.С. Тургенева, 2020. № 4(342). С. 130–143.
- Dudley V.E., Kolb G.J., Mahoney A.R., Mancini T.R., Matthews C.W., Sloan M., Kearney D. Test results: SEGS LS-2 solar collector. United States: N. p., 1994. Web. https://doi.org/10.2172/70756
- Forristall R. Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver. United States: N. p., 2003. Web. https://doi.org/10.2172/15004820
- 16. Справочник по климату СССР, вып. 10 / Под ред. Е.И. Ильиных. Л.: Гидрометеоиздат, 1966. 125 с.
- Даффи Дж.А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии / Дж.А. Дафии, У.А. Бекман. М.: Мир, 1977. 420 с.
- Вукалович М.П. Термодинамика / М.П. Вукалович, И.И. Новиков. М.: Машиностроение, 1972. 672 с.

Thermodynamic Characteristics of Complex Cycles of Micro-Gas Turbine Engines with Integrated Concentrating Solar Collector

A. V. Dologlonyan^a, *, V. T. Matviienko^a, and I. N. Stacenko^a

^aFSBSI "Institute of Nature-Technic Systems", Sevastopol, Russia *e-mail: dologlonyan@mail.ru

The subject of this article is the use of a concentrating (parabolic trough) solar collector (CSC) to increase the efficiency of micro-gas turbine engines (MGTE) of various configurations. Hybrid solar micro-gas turbine plants based on a simple cycle MGTE (SC), SC with heat recovery (R), SC with a turbocompressor utilizer (TCU) and SC with TCU and R for climatic conditions of Crimea have been investigated. It has been determined that the most suitable configuration of MGTE for CSC integration is a combination of a simple cycle with a turbocompressor utilizer, since it allows the most fully to realize the potential of CSC. It has been established that the combination of a MGTE SC with a TCU with an integrated CSC allows a relatively increase the average annual fuel utilization factor of such plants in the Crimea by 10–25% or more, with cogeneration capabilities saving.

Keywords: micro-gas turbine plant, microturbine, heat recovery, concentrating solar collector, turbocompressor utilizer

УДК 621.039

СРАВНЕНИЕ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА И ЭКОНОМИКИ РАЗЛИЧНЫХ СЦЕНАРИЕВ РАЗВИТИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ЯТЦ

© 2021 г. А.А.Каширский*

AO "Прорыв", Москва, Россия *e-mail: kana@prorvv2020.ru

Поступила в редакцию 22.12.2020 г. После доработки 15.02.2021 г. Принята к публикации 24.02.2021 г.

В статье приводятся результаты сравнительного анализа ключевых балансовых и экономических характеристик инновационных ЯТЦ, призванных повысить конкурентоспособность ЯЭ и способствовать ее развитию в России и мире. На данный момент для вовлечения регенерированных ядерных материалов в ЯТЦ и выделения РАО для окончательного захоронения существует достаточно большой перечень решений, предлагаемых различными разработчиками в качестве основы для реализации программ частичного или полного замыкания ЯТЦ. Эти технологии могут отличаться применяемыми реакторными установками, видом используемого топлива, масштабом создаваемой для их функционирования дополнительной или модернизируемой инфраструктуры (обогатительные комбинаты, заводы по производству и переработке топлива, специальные реакторы-дожигатели МА, объекты захоронения РАО и т.д.). Если некоторые подходы к замыканию ЯТЦ предполагают постепенный переход на АЭС с РБН, способных наряду с производством электроэнергии решать задачи в части сокращения объемов накопления ОЯТ, дожигания МА и реализации радиационно-эквивалентного захоронения РАО, то для альтернативных циклов технологической опорой полностью или частично служат реакторы ВВЭР, использующие в качестве топлива выделенный из ОЯТ РТН или наработанный в бланкетах РБН Ри. Настоящая работа выполнялась с целью отражения ключевых отличий между принятыми для исследования сценариями развития ЯТЦ в России с точки зрения экономики, ресурсного обеспечения и вопросов обращения с ОЯТ и РАО. Полученные результаты могут быть использованы в качестве основы для стратегического планирования национальных программ ЯЭ или формирования понимания о ключевых преимуществах и недостатках различных инновационных ЯТЦ.

Ключевые слова: ЯЭ, энергетическая стратегия, ЯТЦ, моделирование ЯТЦ, ЗЯТЦ, замкнутый ЯТЦ

DOI: 10.31857/S0002331021020102

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Целью исследования является проведение системного анализа наиболее актуальных сценариев развития ЯЭ России с переходом на инновационные опции полного или частичного замыкания ЯТЦ. Ожидаемые технико-экономические характеристики рассматриваемых технологий приведены в Стратегии-2018 [1]. Детально представлены диаграммы изменения структуры реакторного парка АЭС, балансов производства, переработки и транспортировки топлива, затрат на реализацию сценариев с детализацией по переделам ЯТЦ. Исследуемый временной интервал принят равным 80 годам – с 2020 г. по 2100 г.

Для сравнения преимуществ и недостатков рассматриваемых в настоящей работе сценариев развития ЯЭ в качестве основной исходной предпосылки выбран "базовый" сценарий роста установленной мощности АЭС, приведенный в Стратегии-2018 с выходом на уровень 91 ГВт (э) к 2100 г. В качестве ключевого показателя, определяющего экономическую целесообразность реализации того или иного сценария в данной работе, принято значение полных затрат на развитие ЯЭС, которое включает затраты на добычу природного урана, конверсию, обогащение, фабрикацию топлива, транспортировку топлива до АЭС, капитальное строительство, транспортировку ОЯТ (до централизованного хранилища или перерабатывающего завода), хранение ОЯТ, переработку ОЯТ и захоронение РАО. Операционные затраты на эксплуатацию и затраты на вывод из эксплуатации АЭС не были включены в перечень учитываемых затрат ЯТЦ ввиду небольшой разницы для этого вида затрат при сравнении различных типов АЭС. Тем не менее, эти затраты являются важнейшей составляющей стоимости электроэнергии ЯЭ и должны быть учтены при более детальном рассмотрении экономики различных типов АЭС. Расчет полных затрат приведен на базе стоимостных данных переделов ЯТЦ в текущих ценах 2019 г. без НДС. Для наиболее полного учета балансовых различий и их влияния на экономику ЯТЦ в рассматриваемых сценариях принято решение использовать показатель полных затрат (включая затраты на строительство АЭС), так как традиционный подход к экспоненциальному дисконтированию денежных потоков при расчете LCOE для выбранных временных интервалов не позволит учесть особенности сценариев (накопление ОЯТ, производство, переработка и транспортировка относительно большого количества топлива и т.д.), которые будут для них характерны во второй половине XXI века.

Ресурсная база природного урана принята без какого-либо ограничения в намерениях отразить возможность импорта ресурсов у зарубежных поставщиков, однако в целях демонстрации степени зависимости ЯТЦ от природной компоненты для каждого сценария проведен расчет интегрального потребления природного урана. Данный показатель по аналогии со Стратегией-2018 может использоваться в качестве условного критерия достаточности собственной ресурсной базы для развития ЯЭ России.

СЦЕНАРИЙ ПН "ПРОРЫВ"

В первом сценарии (сценарий ПН "Прорыв") рассматривается развитие двухкомпонентной ЯЭ с постепенным полным переходом на технологии РБН, причем парк ВВЭР работает в открытом ЯТЦ исключительно на оксидном урановом топливе (включая дообогащенный регенерированный уран) с переработкой выгружаемого ОЯТ, а парк РБН – в замкнутом ЯТЦ на MNIT топливе. Рефабрикация и переработка ОЯТ РБН осуществляется пристанционным образом в рамках развития парка ПЭК (рис. 1).

СЦЕНАРИЙ МОХ ВВЭР + РБН

Во втором сценарии (сценарий МОХ ВВЭР + РБН) рассматривается развитие двухкомпонентной ЯЭ на основе парков РТН и РБН (за основу приняты характеристики БН-1200М), однако помимо парка ВВЭР, функционирующего на урановом топливе (включая дообогащенный регенерированный уран), рассматриваются также реакторы ВВЭР-С, работающие на МОХ-топливе (рис. 2). Парк РБН при этом функционирует на уран-плутониевом топливе (характеристики приняты для MNIT БН-1200М) и снабжается урановыми бланкетами. В данном сценарии для предотвращения возник-



Рис. 1. Изменение структуры установленной мощности в сценарии ПН "Прорыв".



Рис. 2. Изменение структуры установленной мощности в сценарии "МОХ ВВЭР + РБН".

новения потенциального дефицита Ри ввод мощностей различных типов АЭС осуществляется поочередно. В первую очередь вводятся АЭС с БН-1200М, запускаемые на Ри из ОЯТ ВВЭР (включая складской + экс-оружейный). Эти РБН помимо выработки э/э используются для наработки Ри в бланкетах, который, в свою очередь, будет применяться для пуска ВВЭР-С. В процессе переработки бланкетов РБН выделяется также U-Pu регенерат для последующего изготовления MOX-топлива реакторов ВВЭР-С. Ядерные материалы в составе U–Pu–MA, получаемые после переработки MOX ОЯТ ВВЭР, направляются на пуск новых РБН.

По сравнению со сценарием ПН "Прорыв", где баланс доступного для запуска РБН Ри в основном зависит от скорости исчерпания запасов складского и вновь полу-



Рис. 3. Изменение структуры установленной мощности в сценарии "МОХ в ВВЭР".

чаемого Pu от переработки ОЯТ PTH, ввод мощностей в сценарии ВВЭР + РБН зависит от большего количества факторов, включая доступный запас Pu от переработки ВВЭР, скорости наработки Pu в бланкетах, накопления достаточного количества ОЯТ MOX ВВЭР-С для запуска РБН, работающих на Pu с меньшим содержанием Pu-239. Важной особенностью для данного сценария также является централизованный подход к производству и переработке ОЯТ, что повышает запрос на "свежее" уран-плутониевое топливо, по сравнению со сценарием ПН "Прорыв".

СЦЕНАРИЙ МОХ ВВЭР

В третьем сценарии (МОХ ВВЭР) рассматривается однокомпонентная ЯЭ, развивающаяся на базе парка ВВЭР, причем часть этого парка функционирует исключительно на однократно рециклированном МОХ топливе (рис. 3). Все ВВЭР-С работают на 100% загрузках МОХ топлива. Уран-плутониевый регенерат, образующийся в результате переработки ОЯТ ВВЭР, предназначен для производства на его основе МОХ-топлива ВВЭР. Минорные актиниды, отделяемые от U-Pu регенерата из ОЯТ ВВЭР, включаются в остеклованные ВАО, которые далее направляются на окончательную изоляцию. В настоящем сценарии предполагается, что после выгорания в активной зоне ВВЭР-С ОЯТ МОХ топлива не перерабатывается и направляется на хранение.

СЦЕНАРИЙ UOX ВВЭР

Для наглядного сопоставления преимуществ и недостатков сценариев, с точки зрения балансовых характеристик и экономической эффективности, дополнительно разработан сценарий "UOX BBЭР", в котором вся вводимая мощность вплоть до 2100 г. осуществляется на базе технологий BBЭР (без каких-либо ограничений по сырьевой базе) без переработки OЯT.



Рис. 4. Динамика производства топлива.

ОПИСАНИЕ БАЛАНСОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СЦЕНАРИЕВ

Суммарное количество производимого свежего и регенерированного топлива для каждого сценария зависит от многих факторов, в том числе глубины выгорания, схемы организации топливообеспечения (ПЯТЦ/ЦЯТЦ), длительности выдержки ОЯТ перед переработкой и, наконец, запасов и качества производимого ЯЭС плутония. На рисунке 4 приведена динамика топливообеспечения АЭС для рассматриваемых сценариев.

На рисунке 4 обращает на себя внимание то обстоятельство, что наименьшее количество топлива, которое требуется для обеспечения АЭС к концу века, производится в сценарии ПН "Прорыв". По мере замещения АЭС с ВВЭР новыми ПЭК в данном сценарии основным топливом для всей ЯЭС становится MNIT с высокой средней глубиной выгорания (12% т.а.). В сценарии МОХ ВВЭР + РБН также используется MNIT топливо, однако, ввиду наличия в системе ВВЭР-С и некоторой доли ВВЭР-ТОИ, полного перехода на топливо РБН не происходит. Более того, в данном сценарии особое значение имеет производство Рu в бланкетах, которое используется для запуска и подпитки ВВЭР-С. С учетом бланкетов общее производство топлива РБН достигает 1500 т ТМ/год в 2100 г., что в 2.5 раза больше, чем в сценарии ПН "Прорыв" (не включая производство топлива РТН).



Рис. 5. Динамика транспортировки топлива.

Экономика топливообеспечения сценария MOX BBЭP + РБН в значительной степени зависит от стоимости производства бланкетов, MOX-топлива BBЭP-С и топлива PБН. В данном случае также стоит отдельно отметить, что в сценарии MOX BBЭP + + РБН используется централизованный подход к переработке и рефабрикации топлива РБН, что позволяет снизить удельные затраты на производство более дорогого топлива MNIT. С другой стороны, из-за необходимости более длительной выдержки топлива перед транспортировкой, система должна будет произвести большее количество свежего MNIT топлива из Pu OЯT PTH, что, в свою очередь, приведет к более быстрому израсходованию доступного запаса Pu для PБН. При наступлении дефицита Pu из OЯТ PTH такая ЯЭС переходит на ввод АЭС с BBЭP-С, которые для своего топливообеспечения используют Pu из бланкетов PБН. При такой организации ввода установленной мощности в сценарии MOX BBЭP + PБН, начало запуска PБН на Pu из OЯT BBЭP-C наступает только в 2065 году.

В сценарии МОХ ВВЭР возможность производства уран-плутониевого топлива для ВВЭР-С определяется запасом и темпом переработки ОЯТ ВВЭР. На рисунке 4 видно, что доля МОХ топлива в общем топливообеспечении сценария невелика — всего 15% от общей суммы за весь период. Экономический выигрыш в данном случае возможен в случае, если экономия урана оправдывает затраты на фабрикацию МОХ топлива ВВЭР-С и переработку ОЯТ.

Вышеприведенные потоки производства и переработки топлива будут оказывать характерное влияние на объемы транспортировки ЯМ. У сценария ПН "Прорыв" с пристанционным исполнением ЯТЦ для АЭС с РБН в этом отношении заметное преимущество, т.к. в данном случае для АЭС с РБН необходимо будет транспортировать лишь начальные загрузки и первые две подзагрузки MNIT (длительность внешнего топливного цикла равна 2 годам). В остальных сценариях обременение на транспортное сообщение будет усиливаться по мере роста запроса ЯЭС на топливо (рис. 5).

На рисунке 5 отдельно стоит отметить наличие большого объема транспортировки облученных бланкетов в сценарии МОХ ВВЭР + РБН, что может представлять интерес с точки зрения многокритериального анализа, в котором помимо экономических,



Рис. 6. Балансовые показатели сценариев (потребление природного урана, обогащение, производство и переработка топлива).



Рис. 7. Балансовые показатели сценариев (транспортировка, накопление ОЯТ, накопление РАО и МА).

ресурсных и радиоэкологических критериев оценивается потенциал нарушения режима нераспространения ядерного оружия.

В целях комплексного анализа результатов расчетов целесообразна детализация интегральных балансовых показателей рассматриваемых сценариев (рис. 6 и 7).

На рисунке 6 в части экономии природного урана очевидно преимущество двухкомпонентных ЯЭС с полным или частичным переходом на технологии РБН. В сце-

КАШИРСКИЙ



Рис. 8. Относительное соотношение ключевых затрат на реализацию сценариев.

нарии МОХ ВВЭР несмотря на частичное замыкание ЯТЦ интегральное потребление урана превысило отечественные запасы природного урана с учетом возможности извлечения, составляющие ~500 тыс. т. Отличия в балансовых характеристиках сценариев отразились на их интегральных показателях. Так, для сценария ПН "Прорыв" характерен минимальный суммарный объем производства, переработки (исключая сценарий UOX BBЭР) и транспортировки топлива. На рисунке 7 для каждого сценария представлены объемы РАО I класса, образуемые после переработки ОЯТ и отправляемые на окончательную изоляцию (учтены только ПД). Из-за включения МА в ВАО в сценарии MOX ВВЭР объем РАО I класса заметно превышает альтернативные сценарии (за исключением сценария UOX BBЭР, где OЯТ РТН не перерабатывается). В свою очередь, для сценариев с вводом реакторов РБН учтена теоретическая возможность увеличения концентрации МА в топливе MNIT выше 0.5% [2], что позволит полностью утилизировать МА ОЯТ РТН. При отказе от переработки ОЯТ РТН суммарное количество накопленного ОЯТ превысит 100000 т ТМ, что на 20000 т ТМ больше ОЯТ, накопленного за все время существования ядерной энергетики США.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПОЛНЫХ ЗАТРАТ

Оценка экономической целесообразности альтернативных сценариев в настоящей работе проводилась путем сравнения затрат на реализацию рассматриваемых ЯЭС с учетом всех переделов ЯТЦ, за исключением операционных затрат на эксплуатацию АЭС, так как этот вид затрат незначительно отличается для выбранных объектов исследования (рис. 8). На рисунке 8 продемонстрированы межсценарные отличия с детализацией по ключевым переделам ЯТЦ. Сравнение альтернативных сценариев с полным или частичным замыканием ЯТЦ целесообразно проводить, опираясь на характеристики сценария UOX ВВЭР, у которого самые высокие затраты на добычу природного урана, конверсию, обогащение и хранение ОЯТ. Очевидно, что если технологии ЯТЦ позволяют экономить природный уран, то интегральные затраты на добычу, конверсию и обогащение будут меньше, чем в сценарии UOX, однако эту экономию следует сопоставить с затратами на фабрикацию и переработку топлива. Также обращает на себя внимание то обстоятельство, что наибольший вклад в полные затраты любого сценария вносит строительство АЭС.

На рисунке 9 приведено итоговое сравнение относительного соотношения полных затрат на реализацию рассматриваемых сценариев.



Рис. 9. Расчет полных затрат на реализацию сценариев (в отн. ед. по отношению к UOX ВВЭР).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сравнительный анализ интегральных характеристик показал, что:

 при выполнении сценарных условий по достижению заявленных технико-экономических показателей полные затраты на реализацию сценария ПН "Прорыв" существенно ниже альтернативных опций, рассмотренных в настоящей работе;

– затраты на реализацию сценария с частичным замыканием ЯТЦ (МОХ ВВЭР) оказались выше полных затрат на реализацию сценария на базе технологий UOX ВВЭР; при увеличении стоимости урана этот сценарий мог бы сравняться со сценарием UOX ВВЭР по показателю полных затрат ввиду некоторой экономии природного ресурса, однако это привело бы к еще большей потере конкурентоспособности по сравнению с двухкомпонентными сценариями ПН "Прорыв" и МОХ ВВЭР+РБН;

– перманентная двухкомпонентная ЯЭ на базе РБН и ВВЭР не предлагает какихлибо экономических преимуществ по сравнению со сценарием ПН "Прорыв". Кроме того, предполагаемый масштаб транспортировки топлива с большим количеством Ри (в особенности в облученных бланкетах) в данном сценарии может отрицательно повлиять на общественное восприятие ЯЭ ввиду наличия рисков нарушения режима нераспространения ядерного оружия;

 неоптимальные ЯТЦ могут привести к существенному снижению конкурентоспособности всей ЯЭ по сравнению с альтернативными технологиями генерации э/э.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Стратегия развития ядерной энергетики России до 2050 г. и перспективы на период до 2100 г. одобрена решением Президиума НТС ГК "Росатом" 26 декабря 2018 г.
- 2. Аналитический отчет. Результаты расчетных оценок гомогенного выжигания МА от переработки ОЯТ реакторов ВВЭР с РБН с ограничением содержания МА в топливе Инв. № 02.2-3 от 25.05.2020. АО "Прорыв".

Economic Performance and Mass Balance Comparative Assessment of Innovative NFC

A. A. Kashirsky*

ITC for "PRORYV" Project, Moscow, Russia *e-mail: kana@proryv2020.ru

The paper summarizes the results of a comparative assessment of material and economic characteristics of innovative nuclear fuel cycles that are currently being developed in several nuclear states, including Russia. Today there is a large variety of technologies envisioned for recycling the nuclear materials contained in irradiated nuclear fuel. These technologies pro-

pose different reactor types, fuels, NFC infrastructure and waste repository scale, etc. Some approaches toward closing the NFC envision a gradual transition towards NPPs with fast reactors, capable of providing electricity asK well as burning minor actinides and reducing the quantity and radiotoxicity of nuclear waste. Other cycles presume that thermal LWR will continue to be the backbone of the nuclear fleet and will themselves use fuel comprised of Pu reprocessed from spent fuel or produced in FR blankets. The main goal of the study was to highlight the key differences between several promising nuclear fuel cycles that are being considered in Russia for deployment in the context of a large-scale nuclear energy system. Issues regarding economics, resource availability and waste management are taken into account. The findings is this study could be used as a basis for developing a national nuclear development strategy or understanding the advantages and disadvantages of innovative nuclear fuel cycles.

Keywords: Nuclear Power, energy strategy, NFC, NFC modeling, CNFC, closed NFC