

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ISSN 1998-9903

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

**Научно-технический
и производственный журнал**

(23) 4 / 2021

**POWER ENGINEERING:
RESEARCH, EQUIPMENT,
TECHNOLOGY**

Scientific & Technical Journal

Известия вузов. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

Журнал выходит на русском языке с января 1999 года

Периодичность - 6 раз в год (сдвоенными номерами)

Главный редактор	АБДУЛЛАЗЯНОВ Э.Ю.
Второй главный редактор	PIETRO ZUNINO
Заместитель главного редактора	АХМЕТОВА И.Г.
Научный редактор тематического выпуска	ГРАЧЕВА Е.И.
Научный редактор	КАЛИНИНА М.В.
Редактор	БАЛЕЕВА С.Н.

ОСНОВНЫЕ РУБРИКИ ЖУРНАЛА:

ЭНЕРГЕТИКА

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Свидетельство о регистрации СМИ:	Журнал зарегистрирован в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций – ПИ № 77-7322 от 19.02.2001 г.
Подписка:	Каталог интернет - подписки «Почта России» - индекс П6740
Сайт:	https://www.energyret.ru/
Издатель:	Казанский государственный энергетический университет
Адрес издателя:	420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51
Адрес редакции:	420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51
Тел./факс:	+7 (843) 527-92-76
Email:	problems_ener@mail.ru
Типография:	ИПК "Бриг", г. Казань,
Адрес типографии:	420097, г. Казань, ул. Академическая, д. 2, ОФИС 009

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ

2021
Т.23, № 4
Июль-Август

ISSN 1998–9903 (Print)
ISSN 2658-5456 (Online)

Решением ВАК России включен в Перечень рецензируемых научных изданий

УЧРЕДИТЕЛИ:

Министерство образования и науки РФ
Казанский государственный энергетический университет

ИЗДАТЕЛЬ:

Казанский государственный энергетический университет

Журнал освещает фундаментальные и прикладные исследования, а также дискуссионные вопросы по проблемам энергетики и связанными с ней отраслями производства и науки.

В журнале публикуются работы, соответствующие группе специальностей 05.14.00 – «Энергетика», 05.09.00 – «Электротехника», 05.11.00 – «Приборостроение, метрология и информационно-измерительные приборы и системы».

В Журнале публикуются результаты открытых научных исследований, выполняемых учеными научных учреждений, высших учебных заведений, иных организаций и граждан, ведущих научные исследования в порядке личной инициативы. Язык публикаций: русский, английский.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

АРАКЕЛЯН Э.К.
БУХМИРОВ В.В.
ГУМЕРОВ Ф.Х.
ВАНЬКОВ Ю.В.
ИВШИН И.В.
ЛАПТЕВ А.Г.
ТЮТИКОВ В.В.
ЧИЧИРОВА Н.Д.
МИНУЛЛИН Р.Г.
ЯКИМОВ Н.Д.
ФРОЛОВ В.Я.
РАССЫЛКИН А.С.

КОРОВКИН Н.В.
ВИНОГРАДОВ А.В.
ДОВГУН В.П.
СИНЮКОВА Т.В.
ЩИННИКОВ П.А.
DESHPANDE PRAVIN
MICHAIL KOLCUN
НИКОЛАЕВА Л.А.
САДЫКОВ М.Ф.

Свидетельство о регистрации СМИ:

журнал зарегистрирован в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций – ПИ № 77-7322 от 19.02.2001 г.

PROCEEDINGS OF THE HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS.
ENERGY SECTOR PROBLEMS

SCIENTIFIC &
TECHNICAL JOURNAL

2021
Vol. 23, № 4
July-August
ISSN 1998–9903 (Print)
ISSN 2658-5456 (Online)

**Founder: Kazan State Power Engineering University and the Ministry of
Education of the Russian Federation**

Publisher: Kazan State Power Engineering University

Editor-in-Chief: EDWARD Yu. ABDULLAZYANOV

Second Editor in Chief: PIETRO ZUNINO

The journal covers fundamental and applied research, as well as discussion issues on power engineering and related industries and science.

The Journal publishes the results of open scientific research carried out by scientists of scientific institutions, higher educational institutions, other organizations and citizens conducting research in the form of a personal initiative. The following materials are accepted for publication: original articles; scientific reviews; reviews; short messages; reference materials. Language of publications: Russian, English.

Sections:

POWER ENGINEERING

ELECTRIC ENGINEERING

INSTRUMENT MAKING, METROLOGY AND INFORMATION-MEASURING DEVICES AND
SYSTEMS

Editorial board:

EDIK K. ARAKELYAN
VYACHESLAV V. BUKHMIROV
FARID M. GUMEROV
YURY V. VANKOV
IGOR V. IVSHIN
ANATOLY G. LAPTEV
VLADIMIR V. TYUTIKOV
NATALIYA D. CHICHIROVA
RENAT G. MINULLIN
NIKOLAY D. YAKIMOV
VLADIMIR YA. FROLOV
ANTON RASSÖLKIN

NIKOLAY V. KOROVKIN
ALEXANDR V. VINOGRADOV
VALERY P. DOVGUN
TATYANA V. SINYUKOVA
PAVEL A. SHCHINNIKOV
DESHPANDE PRAVIN
MICHAIL KOLCUN
LARISA A. NIKOLAEVA
MARAT F. SADYKOV

Address

Tel./fax:

Email:

Site:

Krasnoselskaya str. 51, 420066, Kazan, Russian Federation
+7 (843) 527-92-76
problems_ener@mail.ru
<https://www.energyret.ru/>

СОДЕРЖАНИЕ

ЭНЕРГЕТИКА

АБДУЛЛАЗЯНОВ Э.Ю., ГРАЧЕВА Е.И., ГОРЛОВ А.Н., ШАКУРОВА З.М., ТАБАЧНИКОВА Т.В., ВАЛТЧЕВ С. Алгоритмы оценки эквивалентных сопротивлений внутризаводских электрических сетей.	3
ИВШИН И.В., ГАЛЯУТДИНОВА А.Р., ВЛАДИМИРОВ О.В., НИЗАМИЕВ М.Ф., УСМАНОВ И.К. Методика онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ по коэффициенту экспресс-анализа.	14
ТРЕЩЁВ Д.А., ТРЕЩЁВА М.А., КОЛБАНЦЕВА Д.А., КАЛЮТИК А.А. Исследование двухконтурной теплофикационной ПГУ при её работе по тепловому графику.	27
ПЛОТНИКОВ Л.В., БРОДОВ Ю.М., ЖИЛКИН Б.П., ШЕСТАКОВ Д.С., ОСИПОВ Л.Е. Спектральный анализ газодинамических процессов во впускной системе поршневого двигателя с турбонаддувом.	43
НГУЕН ТИЕН, ГИЛЬФАНОВ К.Х., ГИЛЯЗОВ Д.Р. Моделирование гелиоабсорбционной теплонасосной системы горячего водоснабжения.	55
БЛИНОВ В.Л., ЗУБКОВ И.С., БРОДОВ Ю.М., МУРМАНСКИЙ Б.Е. Моделирование течения в тракте комплексного воздухоочистительного устройства ГТУ.	66
ВОКИН Л.О., СЕМАКИНА Е.Ю., ЧЕРНИКОВ В.А. Влияние закрутки лопаток последней ступени на эффективность блока «Ступень-диффузор» стационарной ГТУ.	84
ТУКШАИТОВ Р.Х., РОЖЕНЦОВА Н.В., ДЕНИСОВА А.Р. Исследование работоспособности и качества функционирования светодиодных осветительных элементов электротехнических систем при предельно допустимой температуре окружающей среды.	96
СОСНОВСКИЙ А.Ю., МУРМАНСКИЙ Б.Е., БРОДОВ Ю.М. Исследование эксплуатационных характеристик направляющих осевого перемещения выносных корпусов подшипников паровых турбин.	105
АЛЬЗАККАР А., МЕСТНИКОВ Н.П., АЛХАДЖ ХАССАН Ф., ВАЛЕЕВ И. М. Анализ динамического воздействия электрического соединения на устойчивость угла ротора для синхронных генераторов в электроэнергетической системе Сирии.	120

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

САРДАЛОВ Р.Б., ЕЛЬМУРЗАЕВ А.А., ДЕБИЕВ М.В., ХАБАТОВ А.В. Перспективы развития традиционной и нетрадиционной энергетики Чеченской Республики.	134
ХАЗИЕВА Р.Т., МУХАМЕТШИН А.В. Разработка и исследование схемы измерения тока утечки при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением.	145
СИНЮКОВА Т.В., СИНЮКОВ А.В. Регулирование температуры индивидуального теплового пункта изменением частоты вращения асинхронного двигателя.	156
ШПЕНСТ В.А., ОРЕЛ Е.А. Способы обеспечения устойчивости работы электротехнических комплексов постоянного тока в условиях Арктики.	166

ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

ЦЫПЛЕНКОВ С.В., АГАФОНОВ Е.Д. Концепция комплексной системы контроля энергоэффективности механизированной добычи нефти.	180
--	-----

C O N T E N T S

POWER ENGINEERING

ABDULLAZYANOV EY, GRACHIEVA EI, GORLOV AN, SHAKUROVA ZM, TABACHNIKOVA TV, VALTCHEV S. Algorithms for estimating equivalent resistances of in-plant electrical networks.	3
IVSHIN IV, GALYAUDINOVA AR, VLADIMIROV OV, NIZAMIEV ME, USMANOV IK. Methodology of online assessment of technical state of transformer substation 35/6 (10) kv by express analysis coefficient.	14
TRESHCHEV DA, TRESHCHEVA MA, KOLBANTSEVA DL, KALYUTIK AA. Research of the two-circuit combined-cycle cogeneration plant's behavior according to the temperature chart.	27
PLOTNIKOV LV, BRODOV YM, ZHILKIN BP, SHESTAKOV DS, OSIPOV LE. Spectral analysis of gas dynamic processes in the inlet system of a piston engine with turbocharger.	43
NGUEN TIEN, GILFANOV KH, GILYAZOV DR. Modeling of a helioabsorption heat pump system for hot water supply.	55
BLINOV VL, ZUBKOV IS, BRODOV YUM, MURMANSKIY BE. Study of water-oil emulsion using wave treatment dispersant.	66
CHERNIKOV VA, SEMAKINA EYU, VOKIN LO. The influence of the last stage blades swirl to the efficiency of «Stage-diffuser» unit of stationary GTU.	84
TUKSHAUTOV RH, ROZHENCOVA NV, AR. DENISOVA AR. Investigation of efficiency and quality of functioning of led lighting elements of electrical systems at the maximum permissible ambient temperature.	96
SOSNOVSKIY AYU, MURMANSKIY BE, BRODOV YUM. Investigation of operational characteristics of axial displacement guides for thermal expansion systems of steam turbines.	105
AHMAD ALZAKKAR, MESTNIKOV NP, FOUAD ALHAJJ HASSAN, VALEEV IM. Analysis of the dynamic effect of the electrical interconnection on the stability of the rotor angle for synchronous generators in the electric power system of Syria.	120

ELECTRICAL ENGINEERING

SARDALOV RB, ELMURZAEV AA, DEBIEV MV, KHABATOV AV. Prospects for the development of traditional and unconventional energy in the Chechen Republic.	134
KHAZIEVA RT, MUKHAMETSHIN AV. Development and research of the circuit for measuring the leakage current when testing the insulation with the higher rectified voltage.	145
SINYUKOVA TV, SINYUKOV AV. Regulation of the temperature of an individual heat point by changing the speed of the asynchronous motor.	156
SHPENST VA, OREL EA. Methods of ensuring the operational stability of DC-DC power supply in Arctic conditions.	166

INSTRUMENTATION, METROLOGY AND INFORMATION MEASURING DEVICES
AND SYSTEMS

TSYPLENKOV SV, AGAFONOV ED. The concept of an integrated system of energy efficiency control of artificial oil lift.	180
---	-----

ЭНЕРГЕТИКА



УДК 61.3.011.612:621.311

DOI:10.30724/1998-9903-2021-23-4-3-13

АЛГОРИТМЫ ОЦЕНКИ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ВНУТРИЗАВОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Э.Ю. Абдуллазянов¹, Е.И. Грачева¹, А.Н. Горлов², З.М. Шакурова¹,
³Т.В. Табачникова, ⁴С. Валтчев

¹Казанский Государственный Энергетический Университет, г. Казань, Россия

²Юго-Западный Государственный Университет, г. Курск, Россия

³Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия

⁴New University of Lisbon, Sofia, Bulgaria

epp.kgeu@mail.ru,

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Исследование степени влияния характеристик внутризаводских электрических сетей на достоверность результатов в алгоритмах оценки эквивалентных сопротивлений. *МЕТОДЫ.* При решении поставленной задачи проведено исследование радиальной схемы электроснабжения участка инструментального цеха с вычислением и моделированием эквивалентных и эталонных значений сопротивлений схемы. Разработаны алгоритмы и методика оценки значений эквивалентных сопротивлений с учетом основных технических характеристик внутризаводских сетей. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Проанализированы данные вычислений значений эквивалентного сопротивления схем с оценкой фактора нагрева проводников и фактора сопротивлений контактных аппаратов. Выявлены доли влияния сопротивлений контактной аппаратуры и линий с учетом числа приемников электроэнергии, присоединенных к силовому пункту, на значение эквивалентных сопротивлений схемы. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* В статье разработаны алгоритмы оценки значений эквивалентных сопротивлений внутризаводских схем электроснабжения. Представлены номограммы, учитывающие число и длину линий схемы с выделением зоны учета сопротивлений контактной аппаратуры в эквивалентных сопротивлениях схем. Полученные алгоритмы и результаты рекомендуется использовать для уточнения величины потерь мощности и электрической энергии во внутризаводских сетях, что позволит повысить достоверность расчетов.

Ключевые слова: алгоритмы; модели; внутризаводские схемы; эквивалентное сопротивление; характеристики оборудования.

Благодарности: Публикация выполнена при финансовой поддержке государственного задания Министерства высшего образования и науки Российской Федерации, проект № 0851-2020-0032 «Исследование алгоритмов, моделей и методов повышения эффективности функционирования сложных технических систем».

Для цитирования: Абдуллазянов Э.Ю., Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М., Табачникова Т.В., Валтчев С. Алгоритмы оценки эквивалентных сопротивлений внутризаводских электрических сетей // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 3-13. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-3-13.

ALGORITHMS FOR ESTIMATING EQUIVALENT RESISTANCES OF IN-PLANT ELECTRICAL NETWORKS

EY. Abdullazyanov¹, EI. Grachieva¹, AN. Gorlov², ZM. Shakurova¹, TV. Tabachnikova
⁴Valtchev Stanimir

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²Southwestern State University, Kursk, Russia

³Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

⁴New University of Lisbon, Sofia, Bulgaria

epp.kgeu@mail.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* Investigation of the degree of influence of the characteristics of in-plant electrical networks on the reliability of the results in the algorithms for estimating equivalent resistances. *METHODS.* When solving this problem, a study of the radial power supply scheme of the tool shop section was carried out with the calculation and modeling of equivalent and reference values of the circuit resistances. Algorithms and methods for estimating the values of equivalent resistances have been developed, taking into account the main technical characteristics of in-plant networks. *RESULTS.* The data of calculations of the equivalent resistance values of the circuits with an assessment of the heating factor of the conductors and the resistance factor of the contact devices are analyzed. The proportions of the influence of the resistances of the contact equipment and lines, taking into account the number of electric power receivers connected to the power point, on the value of the equivalent resistances of the circuit are revealed. *CONCLUSION.* The article develops algorithms for estimating the values of equivalent resistances of in-plant power supply circuits. Nomograms are presented that take into account the number and length of the circuit lines with the allocation of the zone of accounting for the resistances of contact equipment in the equivalent resistances of the circuits. The obtained algorithms and results are recommended to be used to clarify the amount of power and electrical energy losses in the intra-factory networks, which will increase the reliability of calculations.

Keywords: algorithms; models; in-plant circuits; equivalent resistance; equipment characteristics.

Acknowledgements: The publication was carried out with the financial support of the state task of the Ministry of Higher Education and Science of the Russian Federation, project No. 0851-2020-0032 «Research of algorithms, models and methods for improving the efficiency of complex technical systems».

For citation: Abdullazyanov EYu, Grachieva EI, Gorlov AN, Shakurova ZM, Tabachnikova TV, Valtchev S. Algorithms for estimating equivalent resistances of in-plant electrical networks. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(4):3-13. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-3-13.

Введение

Внутризаводские системы электроснабжения промышленных объектов в настоящее время непрерывно развиваются. Модернизируется электрооборудование, разрабатываются новые виды продукции электротехнической промышленности, усложняются технологические процессы производств. Все это приводит к изменению топологической структуры внутризаводских электрических сетей. Вместе с тем возникает задача эффективного внедрения мероприятий по энергосбережению в связи с наблюдающимся ростом стоимости электроэнергии (ЭЭ) и электрооборудования. Рациональная топология схем внутризаводских сетей обеспечивает их качественную эксплуатацию. При этом точность информации о схемных и режимных параметрах оборудования позволяет разрабатывать вычислительные алгоритмы для определения основных технических характеристик систем электроснабжения.

Уровень потерь ЭЭ показывает, насколько энергоэффективной является система электроснабжения [2,7-12]. Достоверная оценка потерь ЭЭ требуется для корректного прогнозирования электропотребления промышленными предприятиями [3,13-16]. Для повышения достоверности расчетов потерь необходимы методики с высокой степенью точности [17-22]. Предлагаемые в настоящей работе алгоритмы вычисления эквивалентного сопротивления внутризаводских электрических сетей позволяют снизить погрешности расчетов вследствие учета наиболее значимых параметров электрооборудования [1-6].

Алгоритм метода расчета эквивалентных сопротивлений внутризаводских электрических сетей

Как известно, эквивалентное сопротивление внутризаводских электрических сетей - это определяющая характеристика оценки уровня потерь ЭЭ [1-6].

Проведенные исследования показали, что значение эквивалентного сопротивления линии схемы включает в себя 2 параметра: сопротивление линии и сопротивление контактных аппаратов [1]:

$$R_{\text{общ.лин.}}(t) = R_{20} \cdot L \left[1 + \alpha(\Theta_{\text{пр}} - 20^0) \right] + \sum_{i=1}^k R_{ika}, \quad (1)$$

где R_{20} – значение сопротивления одного метра провода или кабеля при температуре 20^0C , Ом/м; α – значение коэффициента приращения величины сопротивления проводника, для меди равное $0,00441/^0\text{C}$, для алюминия $0,00421/^0\text{C}$ [1].

Температура нагрева токопроводящих жил:

$$\Theta_{\text{пров}} = k_{\text{зг}}^2 \cdot (T_{\text{доп}} - \Theta_{\text{окр}}) + \Theta_{\text{окр}} \quad (2)$$

где $k_{\text{зг}}$ – квадрат значения среднеквадратического коэффициента загрузки; $T_{\text{доп}}$ – значение допустимой температуры нагрева провода или кабельной линии; $\Theta_{\text{окр}}$ – значение температуры помещения цеха.

Чтобы оценить степень влияния характеристик электрооборудования на значение эквивалентного сопротивления, рассмотрим силовую сеть участка инструментального цеха (рис. 1).

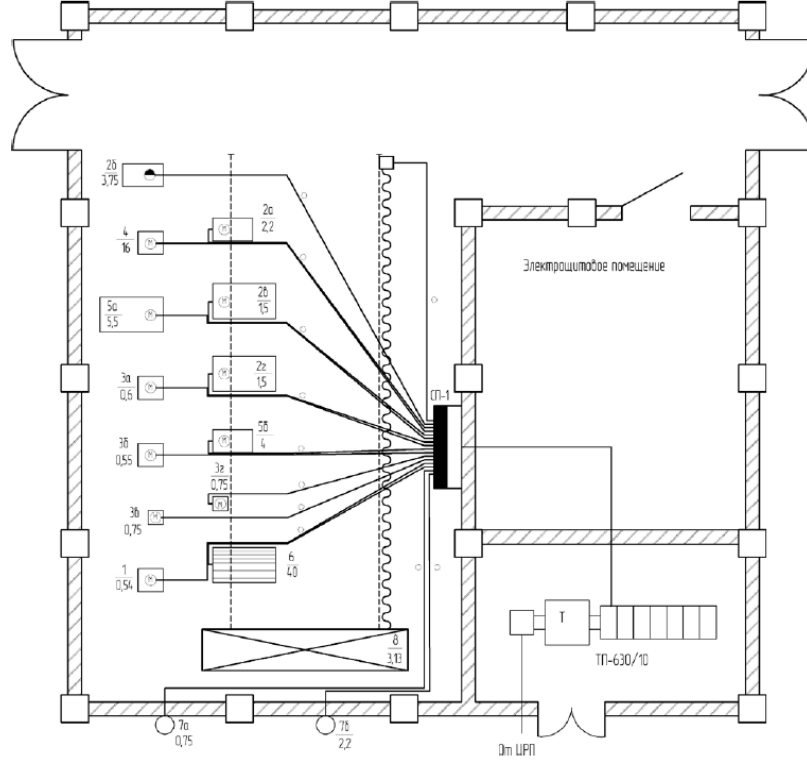


Рис. 1. Силовая сеть участка инструментального цеха Fig. 1. Power network of the tool shop section

В таблице 1 приведены характеристики электрооборудования участка инструментального цеха.

Значение эквивалентного сопротивления вычисляется как:

$$R_{\text{эквив}} = \frac{\sum_{i=1}^n (R_{i,20} \cdot L_i) [1 + \alpha(\Theta_{t,\text{пров}} - 20^0)] + \frac{\sum_{i=1}^m r_{ika}}{n}}{n}, \quad (3)$$

где n – число электроприемников; m – число аппаратов в рассматриваемой сети.

$$R_{\text{этал}} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_i}{3I_{\text{сум}}^2} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{i,p}^2 \left\{ R_{i,20} \cdot L_i [1 + \alpha(\Theta_{i,\text{пров}} - 20^0)] + \sum_{i=1}^N R_{ika} \right\}}{I_{\text{сум}}^2}, \quad (4)$$

где $I_{i,p}$ – расчетный ток i -го участка схемы, А; L_i – длина провода или кабельной линии i -го участка схемы, м; $R_{i,20}$ – значение сопротивления одного метра провода или кабеля при 20^0C i -го участка схемы, Ом/м; $\Theta_{i,\text{пров}}$ – температура жилы провода или кабеля, ^0C ; R_{ika} – значение сопротивления контактных аппаратов i -го участка схемы, Ом; $I_{\text{сум}}$ – суммарный ток n -го количества электроприемников, А; n – количество приемников электроэнергии; N – количество аппаратов на линии.

Таблица 1

Характеристики электрооборудования участка механического цеха

Наименование электроприемников	Номер линии на схеме	Мощность приемника $P_n, \text{kВт}$	Расчетный ток в линии $I_p, \text{А}$	Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}, \text{А}$	Кабель			Удельное сопротивление провода $r_0, \text{мОм/м}$	Число автоматов приемников электроэнергии	Количество пускателей электромагнитных приемников электроэнергии	Коэффициент загрузки линии, k_z
					Марка	Сечение, мм^2	Длина, м				
1.Настольный сверлильный станок	Л1	0,54	2,89	19	ВВГнг-LS	5х1,5	17,3	12,3	1	1	0,15
2в. Универсально-фрезерный станок	Л12	3,75	13,41	19	ВВГнг-LS	5х1,5	15,6	12,3	1	1	0,71
2г. Универсально-фрезерный станок	Л11	1,5	6,00	19	ВВГнг-LS	5х1,5	14,4	12,3	1	1	0,32
3а. Токарный станок	Л4	0,6	2,57	19	ВВГнг-LS	5х1,5	15,8	12,3	1	1	0,14
3б. Токарный станок	Л3	0,55	2,35	19	ВВГнг-LS	5х1,5	15,1	12,3	1	1	0,12
3в. Токарный станок	Л2	0,75	3,17	19	ВВГнг-LS	5х1,5	15,4	12,3	1	1	0,17
3г. Токарный станок	Л9	0,75	3,17	19	ВВГнг-LS	5х1,5	14,0	12,3	1	1	0,17
5а. Компрессорная установка	Л5	4	8,22	19	ВВГнг-LS	5х1,5	17,0	12,3	1	1	0,44
5б. Компрессорная установка	Л10	5,6	11,18	19	ВВГнг-LS	5х1,5	13,8	12,3	1	1	0,59
6. Настольный сверлильный станок	Л8	4	21,40	26	ВВГнг-LS	5х2,5	14,8	7,4	1	1	0,82
2а. Универсально-фрезерный станок	Л13	2,2	8,05	19	ВВГнг-LS	5х1,5	17,2	12,3	1	1	0,42
2б. Универсально-фрезерный станок	Л7	1,5	5,56	19	ВВГнг-LS	5х1,5	20,5	12,3	1	1	0,29
4. Настольный сверлильный станок	Л6	5	26,75	34	ВВГнг-LS	5х4	18,7	4,63	1	1	0,80
7а. Вентиляционная установка	Л14	0,78	1,99	19	ВВГнг-LS	5х1,5	22,5	12,3	1	1	0,11
7б. Вентиляционная установка	Л15	2,2	4,86	19	ВВГнг-LS	5х1,5	16,7	12,3	1	1	0,27
8. Кран-балка электрическая опорная грузоподъемность 16 т	Л16	3,13	12,80	19	ВВГнг-LS	5х1,5	15,7	12,3	1	1	0,68
Итого по силовому пункту 1:		26,9	40,91	45	ВВГнг-LS	5х6	16,4	3,0	1	-	0,92

Результаты расчетов сопротивления линий приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты вычислений сопротивлений радиальных линий с учетом различных параметров оборудования при поэлементном расчете

Линия на схеме	Сопротивление линий при неучете нагрева, мОм	Сопротивление линий при учете нагрева, мОм	Сопротивление установленных автоматов, мОм	Сопротивление пускателей электромагнитных, мОм	Общее сопротивление, мОм
Л1	212,9	213,9	116,34	82,51	412,76
Л12	191,8	212,4	21,82	51,57	285,79
Л11	177,2	180,8	43,64	82,51	306,95
Л4	194,4	195,2	116,34	82,51	394,05
Л3	185,8	186,4	116,34	82,51	385,31
Л2	189,4	190,5	87,25	82,50	360,30
Л9	171,0	172,0	87,25	82,50	341,74
Л5	207,9	216,2	34,90	83	333,59
Л10	169,7	182,3	21,81	52	255,67
Л8	109,5	125,4	12,28	33	170,68
Л13	211,6	219,7	34,90	82,50	337,10
Л7	252,2	256,8	58,17	82,50	397,44
Л6	86,1	97,5	10,91	26	134,21
Л14	275,5	276,2	174,50	82,50	533,16
Л15	204,2	207,0	58,17	82,50	347,70
Л16	191,9	210,4	21,81	51,56	283,79
СП-1	50,4	59,3	6,14	-	65,41

На рисунке 2 показаны выявленные в величине эквивалентного сопротивления схемы доли сопротивлений контактной аппаратуры и кабелей в зависимости от числа приемников электроэнергии, присоединенных к силовому пункту.

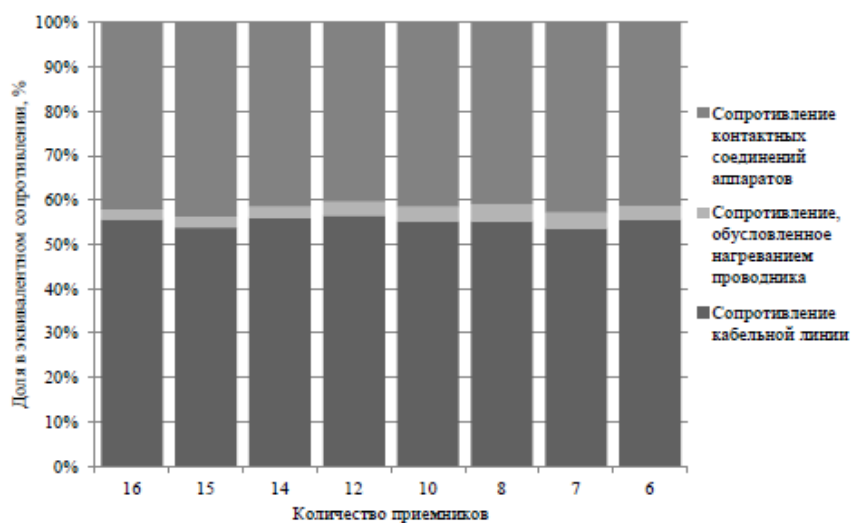


Рис. 2. Значения в процентах сопротивлений контактной аппаратуры и кабелей с учетом их нагрева в величине эквивалентного сопротивления схемы

Fig. 2. Values as a percentage of the resistances of contact equipment and cables, taking into account their heating, in the value of the equivalent resistance of the circuit

На рисунке 3 показана динамика вариации эквивалентного сопротивления схемы (рис.1) при влиянии:

- нагрева кабелей;
- сопротивлений контактной аппаратуры;
- загрузки кабелей.

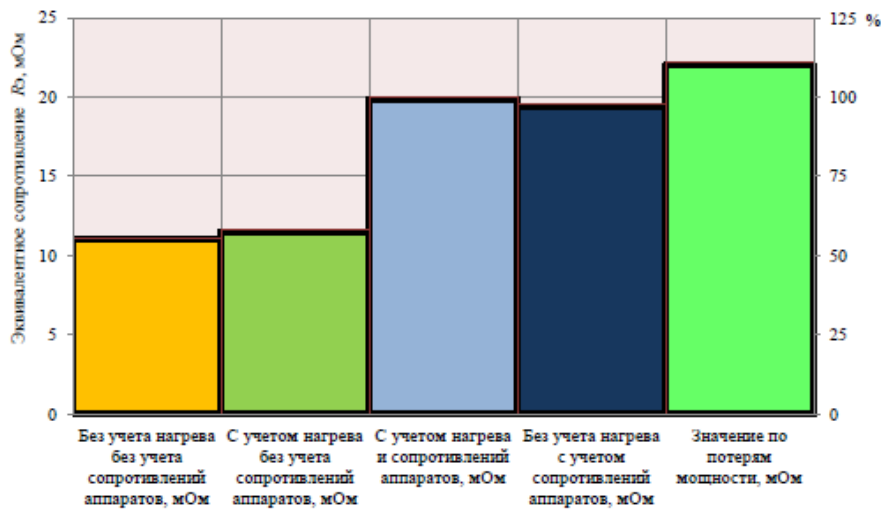


Рис. 3. Возможная вариация эквивалентного сопротивления схемы Fig. 3. Possible variation of the equivalent circuit resistance

Детальный анализ факторов, определяющих эквивалентное сопротивление схем, показал целесообразность учета нагревания токопроводящих жил кабелей и проводов, сопротивления контактной аппаратуры и среднеквадратичного коэффициента загрузки кабелей и проводов, что повышает достоверность оценки уровня потерь электрической энергии в системах внутризаводского электроснабжения.

Обсуждение результатов

В таблице 3 показаны результаты вычислений значений эквивалентного сопротивления схемы по выражению (4) и погрешностей расчетов, обусловленных неучетом нагревания токопроводящих жил кабелей и сопротивлений контактной аппаратуры, при различном числе присоединенных к силовому пункту электропотребителей.

Таблица 3

Результаты вычислений значения эквивалентного сопротивления схемы при различном числе присоединенных электропотребителей

Число электропотребителей	При учете нагрева кабелей (проводов) и сопротивлений контактной аппаратуры	Без учета нагрева кабелей (проводов) и сопротивлений контактной аппаратуры	Величина погрешности вычислений $R_{эквив}$, %
	$R_{эквив}$		
16	19,85	11,01	-45
14	22,38	12,52	-44
12	24,38	13,78	-43
10	27,88	15,36	-45
8	33,26	18,37	-45
6	51,17	28,47	-44

Значение эквивалентного сопротивления схемы, если не учитывать величину сопротивлений контактной аппаратуры, вычисляется как [1]:

$$R_{\text{эквив}} = \frac{\sum_{i=1}^n R_{i,20} \cdot L_i}{n} \left[1 + \alpha(\Theta_{i,\text{пров}} - 20^0) \right] \quad (5)$$

где n – число электроприемников.

Проведенные исследования доказали целесообразность учета сопротивлений контактной аппаратуры для схем радиальной топологии со следующей вариацией диапазонов технических характеристик:

- число кабелей (к приемникам электроэнергии)- от четырех до двенадцати;

- длина кабелей - от пяти до двухсот метров;
- сечение кабелей - от 2,5 мм² до 240 мм²;
- число контактной аппаратуры, установленной на кабельной линии:
 - 1) один автомат;
 - 2) один автомат + один пускатель электромагнитный;
 - 3) два автомата + один пускатель электромагнитный.

Результаты выявленных зон целесообразности учета сопротивлений контактной аппаратуры приведены на рисунках 4-8, где АВ – автоматический выключатель, МП – пускатель электромагнитный.

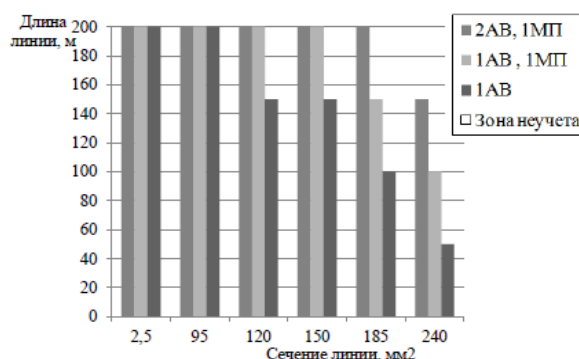


Рис. 4. Зона учета сопротивлений контактной аппаратуры при определении эквивалентного сопротивления схемы с 4 кабелями

Fig. 4 The zone of accounting for the resistances of contact equipment when determining the equivalent resistance of a circuit with 4 cables

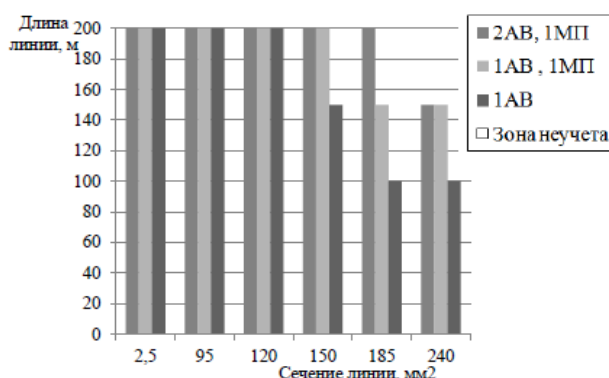


Рис. 5. Зона учета сопротивлений контактной аппаратуры при определении эквивалентного сопротивления схемы с 6 кабелями

Fig. 5 The zone of accounting for the resistances of contact equipment when determining the equivalent resistance of a circuit with 6 cables

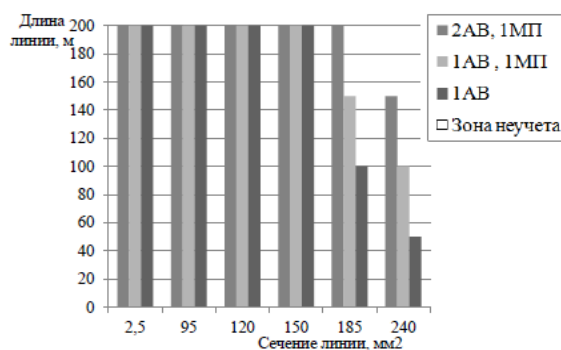


Рис. 6. Зона учета сопротивлений контактной аппаратуры при определении эквивалентного сопротивления схемы с 8 кабелями

Fig. 6 The zone of accounting for the resistances of contact equipment when determining the equivalent resistance of a circuit with 8 cables

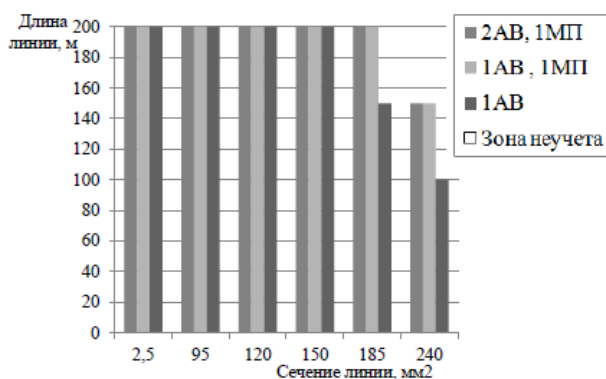


Рис. 7. Зона учета сопротивлений контактной аппаратуры при определении эквивалентного сопротивления схемы с 10 кабелями

Fig. 7 The zone of accounting for the resistances of contact equipment when determining the equivalent resistance of a circuit with 10 cables

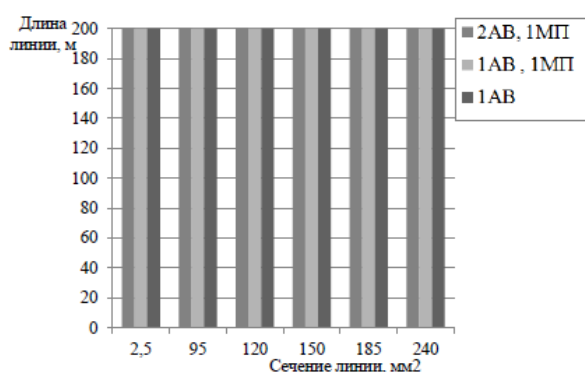


Рис. 8. Зона учета сопротивлений контактной аппаратуры при определении эквивалентного сопротивления схемы с 12 кабелями

Fig. 8 The zone of accounting for the resistances of contact equipment when determining the equivalent resistance of a circuit with 12 cables

В результате вычисления значений эквивалентных сопротивлений по (5) установлено, что для вариантов оборудования схем, не попадающих в зону целесообразности учета сопротивления контактов, расчет приведет к разнице менее 5% по отношению к результату, включающему данный параметр. Приведенные номограммы упрощают представленный алгоритм расчета значений эквивалентных сопротивлений.

Заключение

В статье исследованы вопросы повышения точности оценки значений эквивалентных сопротивлений внутризаводских электрических сетей. Разработан алгоритм метода расчета значений эквивалентных сопротивлений с вычислением эталонной величины. Установлено, что отсутствие учета нагревания проводников (кабелей или проводов) и величины сопротивлений контактной аппаратуры, приводит к погрешности расчетов порядка 45%.

Выявлены закономерности целесообразности учета сопротивлений контактной аппаратуры с выделением зон технических характеристик электрооборудования и построены номограммы при вариации числа и длин кабелей (проводов), их сечений и числа контактной аппаратуры.

Представленные номограммы упрощают вычислительные алгоритмы расчетов.

Повышение достоверности расчетов эквивалентных сопротивлений позволяет уточнять значение уровня потерь ЭЭ во внутризаводских электрических сетях, а, следовательно, эффективно управлять режимами эксплуатации оборудования и изменять топологию схем, что обеспечивает получение рациональных решений в их структурах. Динамика изменения значений эквивалентных сопротивлений низковольтных сетей при сохранении режимных параметров позволяет качественно планировать мероприятия по энергосбережению и улучшать эксплуатационные характеристики систем электроснабжения.

Литература

1. Грачева Е.И., Наумов О.В. Потери электроэнергии и эффективность функционирования оборудования цеховых сетей. Монография. М.: «Русайнс», 2017. 168 с.
2. Грачева Е.И., Наумов О.В., Горлов А.Н., Шакурова З.М. Алгоритмы и вероятностные модели параметров функционирования внутризаводского электроснабжения // Проблемы энергетики. 2021. № 1. с.93-104.
3. Грачева Е.И., Шакурова З.М., Абдуллазянов Р.Э. Сравнительный анализ наиболее распространенных детерминированных методов определения потерь электроэнергии в цеховых сетях // Проблемы энергетики. 2019. № 5. С.87-96.
4. Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М. Анализ и оценка экономии электроэнергии в системах внутризаводского электроснабжения // Проблемы энергетики. - 2020. № 2. С.65-74.
5. Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М. Оценка потерь электроэнергии во внутризаводских электрических сетях // Вестник ПИТТУ им. академика М. Осими. 2019. № 4 (13). С. 38-50
6. Safin A.R., Khusnutdinov R.R., Kopylov A.M. 2019. The method topological optimization for design linear electric machines. Proceedings of Intern. Science and Technology Conference EastConf, 1–2 March 2019, Vladivostok, pp. 134–139.
7. Feizifar B., Usta Ö. 2019. A new failure protection algorithm for circuit breakers using the power loss of switching arc incidents. Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, 27(3). pp. 1982–1997. DOI: <https://doi.org/10.3906/elk-1805-84>.
8. Lei C., Tian W., Zhang Y., Fu R. et al. 2017. Probability-based circuit breaker modeling for power system fault analysis. IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Tampa, FL, USA, pp. 979–984. doi: <https://doi.org/10.1109/apec.2017.7930815>.
9. Тошходжаева, М.И. Повышение надежности системы электроснабжения как фактор устойчивого обеспечения народного хозяйства электроэнергией (на примере г. Худжанда РТ) // Вестник ТГУПБП. Серия общественных наук. 2015. № 3(3). С. 71–77.
10. Тошходжаева, М.И. Расчет электрических сетей с распределенной генерации методом двух узлов на примере потребителей промышленных предприятий // Вестник ПИТТУ им. академика М. Осими. 2019. № 3 (12). С. 38-44
11. Сафин А.Р., Хуснутдинов Р.Р., Копылов А.М., и др. Разработка метода топологической оптимизации электрических машин на основе генетического алгоритма // Вестник КГЭУ. 2019. № 4(40). С. 77-85.
12. Petrov T.I., Safin A.R. Modification of the synchronous motor model for topological optimization. (2020) E3S Web of Conferences, 178, paper № 01016.
13. Bo T., Wei, Q., Ze, W. Monitoring IGBT's Health Condition via Junction Temperature Variations. In Proceedings of the 2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC 2014, Fort Worth, TX, USA. 16-20 March 2014; pp.2550-2555.
14. Cazacu E. Losses and temperature rise within power transformers subjected to distorted currents // 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA). 2017. pp.192-196.
15. Dupont I., Avenas Y. Preliminary evaluation of thermo-sensitive electrical parameters based on the forward voltage for online chip temperature measurements of IGBT devices. IEEE Trans. Ind. Appl. 2015. № 51. pp. 4688-4698.
16. Gheorghita C.M., Adam M. About contact resistance of the electrical equipment. 2017 International Conference on Modern Power Systems (MPS). Cluj-Napoca, 2017. pp. 298-301.
17. He X., Guo A. A traction three-phase to single-phase cascade converter substation in an advanced traction power supply system. Energies, 2015. V. 8. № 9. p. 9915-9929.
18. Souza R.T., Costa E.G. Characterization of contacts degradation in circuit breakers through the dynamic contact resistance, Transmission & Distribution Conference and Exposition. Latin America (PES T&D-LA). Medellin, 2014. pp.367-370.
19. Shaodi H., Li X. Early warning of electric equipment current-carrying fault based on equivalent resistance analysis. Chinese Journal of Scientific Instrument, 2016. V. 34. №. 3. pp.541-546.
20. Shin D., Golosnoy I.O., McBride J.W. Advanced Aircraft Power Electronics Systems the impact of simulation, standards and wide band-gap devices. IEEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology, 2018. pp. 1-8
21. Choi U.M., Blaabjerg F., Lannuzzo F. Junction temperature estimation method for a 600 V, 30 A IGBT module during converter operation. Microelectron. Reliab. 2015. № 55. pp. 2022-2026.

Авторы публикации

Абдуллазянов Эдвард Юнусович – канд. техн. наук, доцент, ректор Казанского государственного энергетического университета.

Грачева Елена Ивановна – д-р техн. наук, профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Горлов Алексей Николаевич – канд. техн. наук, доцент, зав. кафедрой «Электроснабжение», Юго-Западный государственный университет.

Шакурова Зумейра Мунировна – канд. пед. наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Табачникова Татьяна Владимировна – канд. техн. наук, доцент, зав. кафедрой «Электро- и теплоэнергетики» Альметьевского государственного нефтяного института, г. Альметьевск.

Stanimir Valtchev – New University of Lisbon, Sofia, Bulgaria.

References

1. Grachieva EI, Naumov OV. *Power losses and efficiency of functioning of equipment of shop networks*. Monograph. Moscow: «Rusains», 201. 168 p.
2. Grachieva EI, Naumov OV, Gorlov AN, et al. Algorithms and probabilistic models of the parameters of the functioning of the intra-factory power supply. *Energy problems*. 2021;1:93-104.
3. Grachieva EI, Shakurova ZM, Abdullazyanov RE. Comparative analysis of the most common deterministic methods for determining electricity losses in shop networks. *Problems of power engineering*. 2019;5:87-96
4. Grachieva EI, Gorlov AN, Shakurova ZM. Analysis and evaluation of energy savings in intra-plant power supply systems. *Energy problems*. 2020;2:65-74.
5. Grachieva EI, Gorlov AN, Shakurova ZM. Estimation of electric power losses in intra-factory electric networks. *Bulletin of the PITTU named after Academician M. Osimi*. 2019;4 (13):38-50
6. Safin AR, Khusnutdinov RR, Kopylov AM. 2019. *The method topological optimization for design linear electric machines*. Proceedings of Intern. Science and Technology Conference EastConf, 1–2 March 2019, Vladivostok, pp. 134–139.
7. Feizifar B, Usta Ö. 2019. *A new failure protection algorithm for circuit breakers using the power loss of switching arc incidents*. Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, 27(3), pp. 1982–1997. doi: <https://doi.org/10.3906/elk-1805-84>.
8. Lei C, Tian W, Zhang Y, Fu R. et al. 2017. *Probability-based circuit breaker modeling for power system fault analysis*. IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Tampa, FL, USA, pp. 979–984. doi: <https://doi.org/10.1109/apec.2017.7930815>.
9. Toshkhodzhaeva MI. Improving the reliability of the power supply system as a factor of sustainable provision of the national economy with electricity (on the example of Khujand, RT) / M. I. Toshkhodzhaeva. *Bulletin of the TSUPBP. Social Sciences Series*. 2015;3(3):71-77.
10. Toshkhodzhaeva MI. Calculation of electric networks with distributed generation by the two-node method on the example of consumers of industrial enterprises. *Bulletin of the PITTU named after Academician M. Osimi*. 2019;3(12):38-44
11. Safin AR, Khusnutdinov RR, Kopylov AM, et al. Development of a method for topological optimization of electric machines based on a genetic algorithm. *Bulletin of the KSEU*. 2019;4(40):77-85.12. «Modification of the synchronous motor model for topological optimization» (2020) E3S Web of Conferences. 178. paper № 01016.
13. Bo T, Wei Q, Ze W. *Monitoring IGBT's Health Condition via Junction Temperature Variations*. In Proceedings of the 2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC 2014, Fort Worth, TX, USA. 16-20 March 2014. pp.2550-2555.
14. Cazacu E. *Losses and temperature rise within power transformers subjected to distorted currents*. 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA). 2017. pp.192-196.
15. Dupont I, Avenas Y. *Preliminary evaluation of thermo-sensitive electrical parameters based on the forward voltage for online chip temperature measurements of IGBT devices*. IEEE Trans. Ind. Appl. 2015;51:4688-4698.

16. Gheorghita CM, Adam M. About contact resistance of the electrical equipment. 2017 International Conference on Modern Power Systems (MPS). Cluj-Napoca. 2017. pp. 298-301.
17. He X, Guo A. A traction three-phase to single-phase cascade converter substation in an advanced traction power supply system. *Energies*, 2015;8(9):9915-9929.
18. Souza RT, Costa EG. *Characterization of contacts degradation in circuit breakers through the dynamic contact resistance*, *Transmission & Distribution Conference and Exposition. Latin America (PES T&D-LA)*. Medellin. 2014. pp.367-370
19. Shaodi H, Li X. Early warning of electric equipment current-carrying fault based on equivalent resistance analysis. *Chinese Journal of Scientific Instrument*, 2016;34(3):541-546.
20. Shin D, Golosnoy IO, McBride JW. *Advanced Aircraft Power Electronics Systems the impact of simulation, standards and wide band-gap devices*. *IEEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology*, 2018. pp.1-8
21. Choi UM, Blaabjerg F, Lannuzzo F. *Junction temperature estimation method for a 600 V, 30 a IGBT module during converter operation*. *Microelectron. Reliab.* 2015;55:2022-2026..

Authors of the publication

Edward Yu. Abdullazyanov – Rector of Kazan State Power Engineering University.

Elena I. Gracheva – Kazan State Power Engineering University.

Alexey N. Gorlov – South-West State University, Kursk.

Zumeyra M. Shakurova – Kazan State Power Engineering University.

Tatyana V. Tabachnikova - Almeteyevsk State Oil Institute.

Stanimir Valtchev – New University of Lisbon, Sofia, Bulgaria.

Получено

19 августа 2021г.

Отредактировано

26 августа 2021г.

Принято

26 августа 2021г.



МЕТОДИКА ОНЛАЙНОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ 35/6(10) КВ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА

И.В. Ившин¹, А.Р. Галяутдинова¹, О.В. Владимиров¹, М.Ф. Низамиев¹,
И.К. Усманов²

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, Россия

Alsu296@ya.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Целью данного исследования является разработка методики определения коэффициента экспресс-анализа основного оборудования трансформаторной подстанции (ТП) 35/6(10) кВ для оценки ее технического состояния. Разработан трехуровневый структурный комплекс для измерения и экспресс-анализа технического состояния ТП. Техническое состояние основного оборудования ТП анализируется по выбранным диагностическим параметрам. МЕТОДЫ. Система мониторинга ТП позволяет осуществить оценку работоспособности ее элементов в режиме онлайн. Экспресс-анализ осуществляет удаленное наблюдение, контроль состояния действующего оборудования и прогнозирование изменения технического состояния. РЕЗУЛЬТАТЫ. Предложенная методика определения коэффициента экспресс-анализа позволяет в онлайн режиме мониторить изменения контролируемых параметров, сократить время восстановления отказавших элементов, поддерживать оборудование в работоспособном состоянии. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Предложенные решения позволяют перейти к организации технического обслуживания и ремонта основного энергетического и электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по фактическому состоянию, а также повысить надежность и качество передачи электрической энергии потребителям.

Ключевые слова: техническое состояние; мониторинг; оборудование; экспресс-анализ; диагностика; неисправность; ремонт; трансформаторная подстанция; методика; коэффициент экспресс-анализа.

Для цитирования: Ившин И.В., Галяутдинова А.Р., Владимиров О.В., Низамиев М.Ф., Усманов И.К. Методика онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ по коэффициенту экспресс-анализа // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 14-26. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-14-26.

METHODOLOGY OF ONLINE ASSESSMENT OF TECHNICAL STATE OF TRANSFORMER SUBSTATION 35/6 (10) KV BY EXPRESS ANALYSIS COEFFICIENT

IV. Ivshin¹, AR. Galyautdinova¹, OV. Vladimirov¹, MF. Nizamiev¹, IK. Usmanov²

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²PJSC «Tatneft», Almetьевsk, Russia

Alsu296@ya.ru

Abstract: THE PURPOSE. The purpose of this study is to develop a methodology for determining the coefficient of express analysis of the main equipment of a 35/6 (10) kV transformer substation (TS) to assess its technical condition. A three-level structural complex has been developed for measuring and express-analysis of the technical state of TP. The technical condition of the main equipment of the TP is analyzed according to the selected

diagnostic parameters. METHODS. The TP monitoring system makes it possible to assess the performance of its elements online. Express analysis provides remote monitoring, monitoring of the condition of the operating equipment and forecasting changes in the technical condition. RESULTS. The proposed method for determining the coefficient of express analysis allows online monitoring of changes in monitored parameters, reducing the recovery time of failed elements, and maintaining equipment in a working condition. CONCLUSION. The proposed solutions make it possible to move to the organization of maintenance and repair of the main power and electrical equipment of the transformer substation according to the actual state, as well as to improve the reliability and quality of the transmission of electrical energy to consumers.

Key words: *technical condition; monitoring; equipment; express analysis; diagnostics; malfunction; repairs; transformer substation; technique; express analysis coefficient.*

For citation: Ivshin IV, Galyautdinova AR, Vladimirov OV, Nizamiev MF, Usmanov IK. Methodology of online assessment of technical state of transformer substation 35/6 (10) kV by express analysis coefficient. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(4):14-26. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-14-26.

Введение и литературный обзор

Эффективность и надежность функционирования электротехнического оборудования электростанций, подстанций, промышленных предприятий, электрических сетей и систем зависит от его технического состояния. Современное электротехническое оборудование имеет достаточно высокие показатели надежности. Однако в процессе эксплуатации под воздействием различных факторов, условий и режимов работы исходное состояние оборудования непрерывно ухудшается, снижается эксплуатационная надежность и увеличивается вероятность возникновения отказов. Надежность электрооборудования зависит не только от качества изготовления, но и от правильного технического обслуживания, своевременного ремонта.

Цифровая трансформация в электроэнергетике позволяет повысить надежность и качество передачи электрической энергии потребителям, предъявляет повышенные требования к системе контроля и обеспечению надежности оборудования. Применение системы планово-предупредительных ремонтов для поддержания оборудования в работоспособном состоянии становится затратным и неэффективным [1]. Разработка и внедрение системы мониторинга и экспресс-анализа технического состояния оборудования ТП 35/6(10) кВ позволяет перейти к организации ремонта основного энергетического оборудования подстанции по фактическому состоянию.

Методика оценки технического состояния оборудования трансформаторной подстанции представляет собой процесс определения интегрального показателя технического состояния (коэффициента экспресс-анализа) по результатам экспресс-анализа оборудования подстанции с помощью разработанной системы мониторинга.

Объектами экспресс-анализа являются основное оборудование действующей ТП 35/6(10) кВ: силовой трансформатор, высоковольтный выключатель, разъединитель, ОПН, кабельные линии. Схема ТП 35/6(10) кВ с установленным оборудованием представлена на рисунке 1.

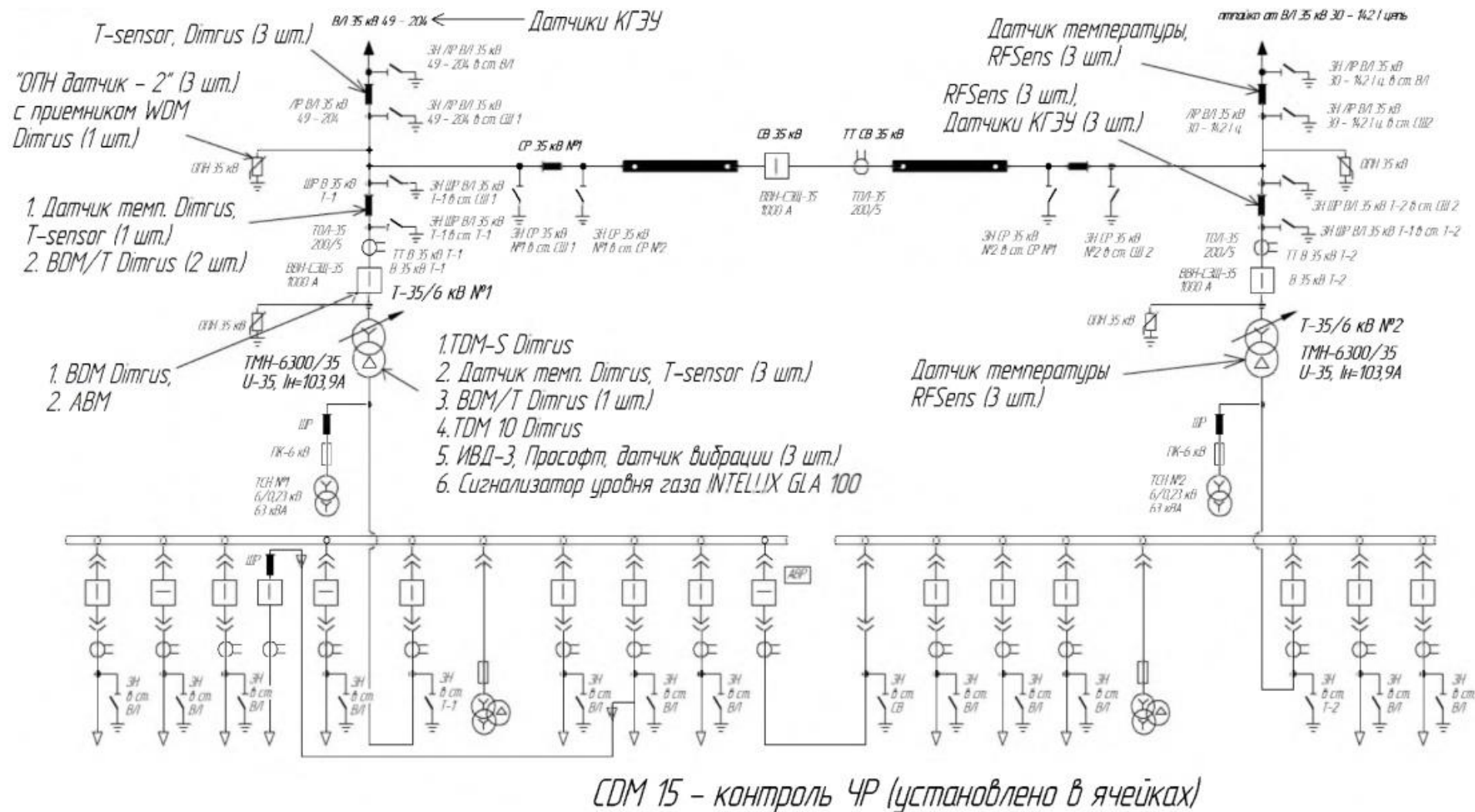


Рис.1.Схема ТП 35/6(10) кВ с установленным оборудованием.

Fig. 1 Diagram of 35/6 (10) kV transformer substation with installed equipment

Для проведения экспресс-анализа используются следующие документы:

- техническая документация;
- методика мониторинга основного оборудования подстанции (ПС);
- нормативная документация на оборудование ПС;
- средства измерений (табл. 1)[1].

Таблица 1

Перечень средств измерений для экспресс-анализа основного оборудования ПС

Тип оборудования	Диагностические параметры	Оборудование
Силовой трансформатор ТМН – 6300 35/6,3	Хроматографический анализ (ХАРГ)	<i>Intellix GLA 100</i>
	Влагосодержание	<i>TDM-10</i>
	Температура масла в баке	<i>TDM-S/ TDM-10</i>
	Температура контактных соединений вводов	<i>RFSens, WDM-T</i>
	Уровень частичных разрядов	<i>TDM-S, TDM-10</i>
	Вибрация	Датчики вибрации ИВД-3Ц-3, <i>TDM-10</i>
ВВН – СЭЩ – 35	Коммутационный ресурс выключателей	<i>BDM, БМРЗ - 100, АВМ</i>
	Токи нагрузки по фазам выключателя	
	Форма графиков токов соленоидов управления выключателем	
Разъединители 35 кВ	Температура контактов	<i>RFSens, WDM-T</i>
ОПН 35 кВ	Информация о срабатывании	<i>ОПН-2, WDM</i>
	Импульсы тока	<i>ОПН-2, WDM</i>
Кабельные линии	Частичные разряды	<i>CDM-15</i>

Оценка технического состояния оборудования на основе экспресс-анализа основывается на сопоставлении фактических значений параметров оборудования с их нормативными значениями, в соответствии с требованиями, установленными нормативно-технической документацией (НТД) или конструкторской (проектной) документацией организаций-изготовителей. Результатом оценки служит коэффициент экспресс-анализа оборудования, который выносится в виде численной величины от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение). Данные диапазона приведены в таблице 2.

Методика определения коэффициента экспресс-анализа основного оборудования подстанции состоит из методики подготовки и проведения измерений и методики анализа результатов измерений.

Таблица 2

Диапазоны коэффициента экспресс-анализа

Диапазон коэффициента экспресс-анализа	Вид технического состояния	Визуализация (цвет)
≤ 25	Критическое	Красный
$25 < \text{и} \leq 50$	Неудовлетворительное	Оранжевый
$50 < \text{и} \leq 70$	Удовлетворительное	Желтый
$70 < \text{и} \leq 85$	Хорошее	Зеленый
$85 < \text{и} \leq 100$	Очень хорошее	Т-зеленый

Расчет коэффициента экспресс-анализа электрооборудования осуществляется в следующей последовательности:

- оценка параметров экспресс-анализа оборудования;
- расчет коэффициента экспресс-анализа параметров оборудования;
- расчет коэффициента экспресс-анализа всей трансформаторной подстанции;
- сравнение коэффициента экспресс-анализа с диапазоном по 100-бальной шкале и определение технического состояния оборудования.

Контроллер диагностики *Wiren Board 6* осуществляет опрос комплекса датчиков, через соответствующие интерфейсы подключения, входящие в систему слежения за техническим состоянием оборудования подстанции 35/6(10)кВ [3]. Полученная информация в контроллерах диагностики *Wiren Board 6* первично обрабатывается и передается через сеть Интернет посредством предварительно организованного виртуального канала через беспроводную сеть GSM.

Методика анализа результатов измерений основывается на расчете коэффициента экспресс-анализа. Расчет коэффициента экспресс-анализа параметров оборудования осуществляется по формуле (1)[2]:

$$КЭА = 100 \times \frac{\sum KB_i \times B_i}{4}, \quad (1)$$

где KB_i — значение весового коэффициента выбранных параметров; B_i — значение, определенное в соответствии с методикой балльной оценки параметров (таблица 3).

Каждый параметр технического состояния оценивается в соответствии с балльной шкалой оценки отклонения фактических значений от предельно-допустимых. Балльная оценка характеризует качественную оценку параметров технического состояния узлов и уровень выполнения требуемых функций от «0» (наихудшая оценка) до «4» (наилучшая оценка).

Таблица 3

Определение балльной шкалы значений

№ п/п	Балльная шкала	Характеристики диапазоны значений параметров
1.	Балл 4	Отсутствует отклонение измеряемых параметров от нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, оборудование выполняет требуемые функции в полном объеме.
2.	Балл 3	Параметры состояния оборудования находятся в пределах нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, но появилась тенденция ухудшения значения контролируемого параметра.
3.	Балл 2	Параметры состояния оборудования находятся в пределах нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, но возникает угроза наступления отказов, появляются первые признаки отклонения от выполнения требуемых функций оборудования.
4.	Балл 1	Означает предельно-допустимое состояние - параметры находятся близко к критическим значениям, оборудование выполняет требуемые функции не в полном объеме.
5.	Балл 0	Означает неудовлетворительное состояние - параметры состояния оборудования не соответствуют нормативной и/или конструкторской документации, находятся в критичном значении. Дальнейшая эксплуатация оборудования недопустима.

Диапазоны значений параметров технического состояния оборудования и соответствующая балльная шкала оценки актуализируются при изменении нормативной документации, определяющей требования к параметрам технического состояния оборудования. Весовые коэффициенты параметров технического состояния отражают их важность и характеризуют степень влияния на надежность и работоспособность оборудования. Весовой коэффициент указывается в долях и принимает значение от 0 до 1.

Для определения весовых коэффициентов применяется метод парных сравнений (метод Саати), который применяется. Идея метода состоит в том, что попарно сравниваются каждые два объекта и определяется первенство одного из них, отсюда название — «попарное (или парное) сравнение» [4]. Для обоснования принятия решений в условиях определенности и многокритериальности проблемы гораздо легче сделать качественное сравнение двух объектов, опираясь на мнение экспертов, чем установить количественные критерии. Метод парных сравнений — это метод получения исходных данных, метод своеобразного опроса респондентов.

Важность (весовой коэффициент) каждого свойства в оценке объекта определяется следующим образом. Формируется таблица парных сравнений, где количество строк и столбцов равно количеству оцениваемых свойств. Сравнивается степень важности влияния на объект свойства, находящегося в строке, по сравнению со свойством, находящимся в столбце, и помещается в ячейке на пересечении выбранных строк и столбцов. Степень важности указывается в соответствии со специальной шкалой (табл. 4).

При парном сравнении параметров оборудования степень важности определяется экспертно в соответствии со следующими факторами:

- степень влияния значения параметров экспресс-анализа на общее состояние оборудования;
- последствия отказа оборудования в результате выхода значения по параметру оборудования, за допустимые нормативами пределы[5].

Таблица 4

Определение степени важности параметров.		
Относительная важность	Суждение	Пояснение
1	Минимальная важность	Равный вклад факторов
3	Умеренная важность	Умеренная важность
5	Существенная важность	Опыт и суждение дают сильное превосходство одного фактора над другим
7	Значительная важность	Одному фактору дается настолько сильное превосходство, что оно становится практически значительным
9	Очень сильная важность	Очевидность превосходства одного фактора над другим подтверждается наиболее сильно

Далее проводится расчет совокупного коэффициента экспресс-анализа основного технологического оборудования ($КЭА^{CЭ}$), который осуществляется по формуле (2):

$$КЭА^{CЭ} = 100 \times \frac{\sum_i (N_{при} \times КЭА_i)}{\sum_i N_{при}}, \quad (2)$$

где $КЭА_i$ – коэффициент экспресс-анализа i -ого объекта электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения, входящего в оцениваемую группу объектов электроэнергетики; $N_{при}$ – мощность приведенная i -ому объекту электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения, входящего в оцениваемую группу объектов электроэнергетики в соответствии с НТД.

Результаты оценки экспресс-анализа основного оборудования ранжируются по убыванию коэффициентов экспресс-анализа оборудования [6]. Качественная оценка вида технического состояния формируется в зависимости от сопоставления рассчитанного значения коэффициента экспресс-анализа одному из диапазонов, представленных на рисунке 2.

Критическое (красный)	Плохое (оранжевый)	Удовлетворительное (желтый)	Хорошее (зеленый)	Очень хорошее (Т-зеленый)
--------------------------	-----------------------	--------------------------------	----------------------	------------------------------

Рис. 2. Диапазоны коэффициента экспресс-анализа в цвете.

Fig. 2. Ranges of the rapid analysis coefficient in color.

Результаты

С целью разработки методики онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ по коэффициенту экспресс-анализа организована передача основной диагностической информации и информации самодиагностики системы из ТП на web-сервер ФГБОУ ВО «КГЭУ» (рисунки 3, 4, 5).

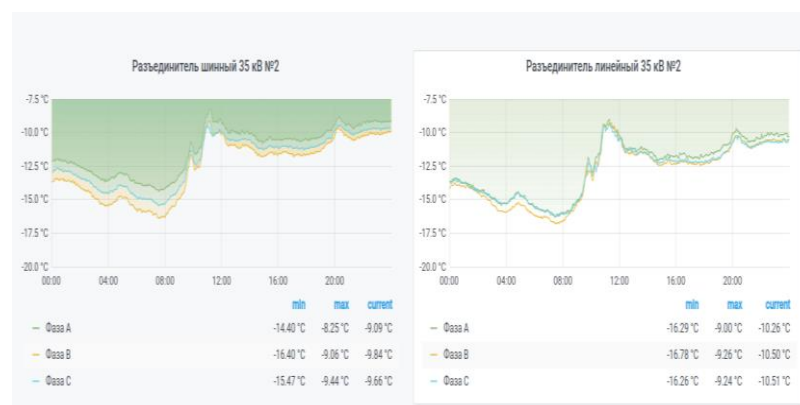


Рис. 3. Показания с датчиков разъединителя

Fig. 3. Readings from the disconnecter sensors.

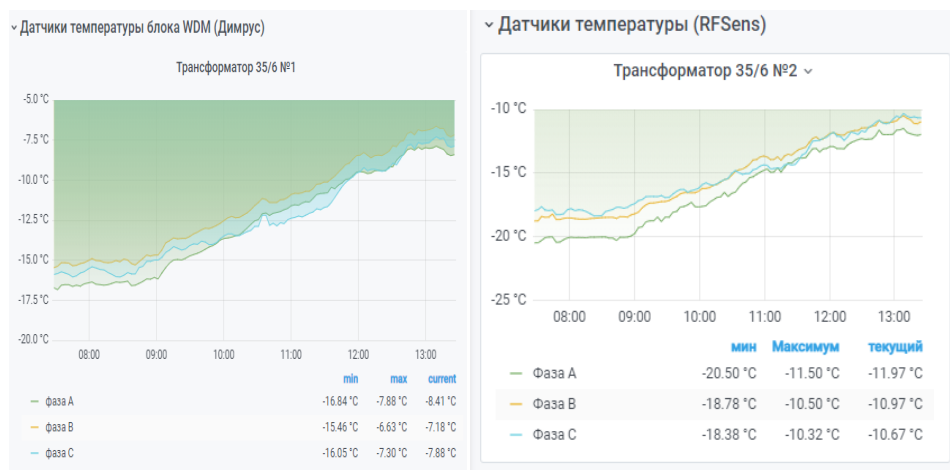


Рис. 4. Датчики температуры, установленные на вводах трансформаторов.

Fig. 4. Temperature sensors installed at the transformer inputs.

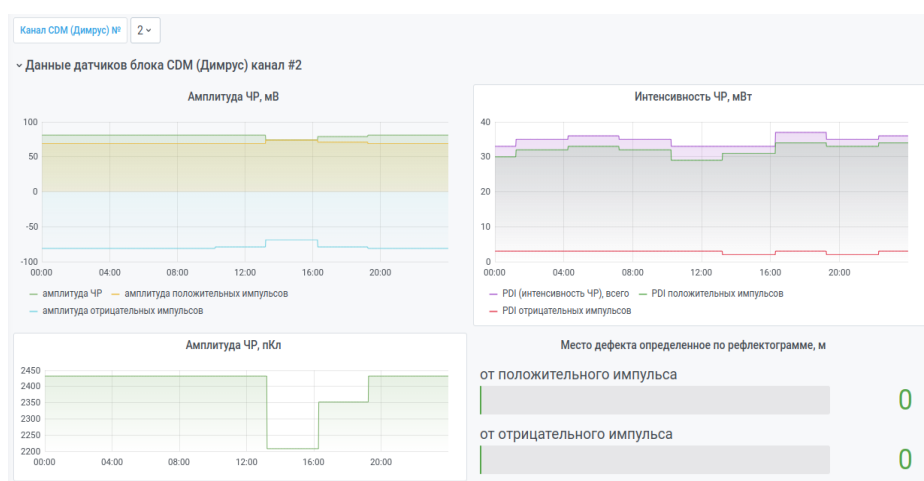


Рис. 5. Показания с датчиков кабельных линии

Fig. 5. Readings from the sensors of cable lines.

Разработан трехуровневый структурный комплекс для измерения и экспресс-анализа технического состояния ТП35/6(10)кВ (рисунок 6), на основании получаемых данных.

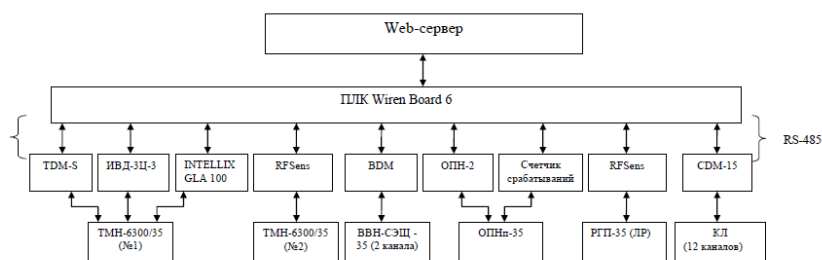


Рис. 6. Трехуровневый структурный комплекс для измерения и экспресс-анализа ТП.

Fig. 6. Three-level structural complex for measuring and express analysis of transformer substation.

Исходя из массива полученных данных, проведен расчет коэффициента экспресс-анализа трансформатора марки ТМН – 6300 35/6,3. Диагностируемые параметры данного трансформатора:

- ХАРГ;
- Уровень частичных разрядов;
- Влагосодержание;
- Виброскорость;
- Температуры бака;
- Температура контактных соединений вводов.

Первым этапом определяем весовые коэффициенты выбранных параметров трансформатора методом парных сравнений (метод Саати) (рис.7).

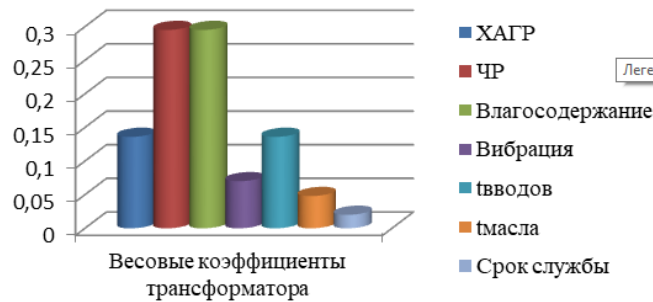


Рис. 7. Весовые коэффициенты параметров трансформатора Fig. 7. Weight coefficients of the transformer parameters.

Весовые коэффициенты: ХАГР – 0,136; ЧР – 0,295; влагосодержание – 0,295; вибрация – 0,07; $t_{\text{вводов}}$ – 0,136; $t_{\text{масла}}$ – 0,048, срок службы – 0,02.

Сумма весовых коэффициентов трансформатора = 1.

После определения всех коэффициентов проводим расчет коэффициента экспресс-анализа трансформатора по формуле (1):

$$KЭА_{\text{тр}} = 100 \times \frac{(0,136 \times x_1 + 0,295 \times x_2 + 0,295 \times x_3 + 0,07 \times x_4 + 0,136 \times x_5 + 0,048 \times x_6 + 0,02 \times x_7)}{4}$$

где $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7$ – значение, определенное в соответствии с методикой балльной оценки параметров:

Балльная шкала оценки отклонения фактических значений параметров ХАГР от предельно допустимых согласно СТО 34.01-23-003-2019 [7] представлена в таблице 5. Уровень растворенных в масле газов находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 5 параметр x_1 (ХАГР) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 4 баллам.

Таблица 5

Балльная шкала		
Уровень	Количество параметров концентрации газов вышедших за определённый уровень	Балльная шкала
Норма	0	4
ДЗ	≤ 2	3
ДЗ	3-4	2
ПДЗ	≤ 2	1
ПДЗ	3-4	0

Балльная шкала нормирования уровня частичных разрядов определяется согласно авторскому алгоритму разработчиков Димрус [8] и представлена в таблице 6. Уровень частичных разрядов находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 6 параметр x_2 (частичные разряды) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 4 баллам.

Таблица 6

Балльная шкала		
Нормирование уровня частичных разрядов	Заключение	Балльная шкала
Нормальное	Нормальный износ	4
Предаварийное	Наличие дефекта	2
Аварийное	Необратимое изменение	1

Балльная шкала нормирования влагосодержания от предельно допустимых согласно СТО 34.01-23.1-001-2017 [9] и РД 34.45-51.300-97 [10] представлена в таблице 7. Уровень влагосодержания находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 7 параметр x_3 (влагосодержание) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 2 баллам.

Таблица 7

Бальная шкала			
Состояние	Классификация экспресс-анализа	H ₂ O	Бальная шкала
Исправное состояние	Норма	Менее 5 г/т	4
	Норма с отклонениями	Менее 10 г/т	3
Промежуточное состояние	Норма со значительными отклонениями	10-15 г/т	2
Неисправное состояние	Предаварийное состояние	15-25 г/т	1
	Ухудшенное состояние	Более 25 г/т	0

Бальная шкала нормирования значения виброскорости от предельно допустимых согласно методическим указаниям по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов [11] представлена в таблице 8. Значение виброскорости находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 8 параметр x_4 (виброскорость) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 4 баллам.

Таблица 8

Бальная шкала	
Виброскорость	Бальная шкала
Менее 10 мм/сек	4
10 – 20 мм/сек	3
Более 20 мм/сек	1

Бальная шкала нормирования значения температуры вводов от предельно допустимых согласно РД 153-34.0-20.363-99 [12] представлена в таблицах 9, 10, 11, в зависимости от уровня нагрузки. Значение температуры вводов находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 10 параметр x_5 (температура вводов) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 4 баллам.

1) Избыточная температура:

- при $I_{\text{раб}}$ в диапазоне 30-60% от $I_{\text{ном}}$

1. Измеряем нагрузки по фазам $I_{\text{раб}}$

2. Измеряем температуру окружающей среды $T_{\text{воздух}}$, температуру элементов T .

3. Вычисляем превышение температуры: $T_{\text{раб}} = T - T_{\text{воздух}}$

4. Пересчитываем превышение температуры на нагрузку 50% по формуле (3):

$$\Delta T_{0,5} = \Delta T_{\text{раб}} \times \left(\frac{0,5 \cdot I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2, \quad (3)$$

где $\Delta T_{\text{раб}}$ – превышение температуры;

$I_{\text{раб}}$ и $I_{\text{ном}}$ – рабочий и номинальный токи.

5. Минимальное значение $\Delta T_{0,5}$ принимаем за норму.

6. Вычисляем избыточную температуру при 50% по формуле (4):

$$\Delta T_{\text{изб}0,5} = \Delta T_{0,5} - \Delta T_{0,5\text{мин}} \quad (4)$$

7. Определяем области неисправности, согласно РД 153-34.0-20.363-99 (табл.9).

Таблица 9

Бальная шкала		
$\Delta T_{\text{изб}0,5}$ при $0,5 I_{\text{ном}}$	Классификация дефекта	Бальная шкала
<5	Нет дефекта	4
5-10	Начальная степень развития дефекта. Держать под контролем	3
10-30	Развившийся дефект. Устранение дефекта пи первой необходимости.	2
≥ 30	Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения	1

-при $I_{\text{раб}}$ в диапазоне 60-100% от $I_{\text{ном}}$.

1. Измеряем нагрузки по фазам $I_{\text{раб}}$

2. Измеряем температуру окружающей среды $T_{\text{воздух}}$, температуру элементов T .
3. Сравниваем эти температуры с таблицей предельных нагревов.
4. Вычисляем превышение температуры: $T_{\text{раб}} = T - T_{\text{воздух}}$
5. Пересчитываем превышение температуры на нагрузку 100%:

$$\Delta T_{0,5} = \Delta T_{\text{раб}} \times \left(\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2, \quad (5)$$

где $\Delta T_{\text{раб}}$ – превышение температуры;

$I_{\text{раб}}$ и $I_{\text{ном}}$ – рабочий и номинальный токи.

6. Сравниваем значение $\Delta T_{\text{ном}}$ с таблицей предельных нагревов.
7. Определяем области неисправности, согласно РД 153-34.0-20.363-99 (табл. 10).

Таблица 10

Бальная шкала		
$\Delta T_{\text{ном}}$ при номинальной нагрузке	Классификация дефекта	Бальная шкала
<10	Нет дефекта	4
10-20	Начальная степень развития дефекта. ЭО следует взять на контроль	3
20-40	Развившийся дефект. Устранение дефекта пи первой необходимости	2
≥ 40	Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения	1

2) Коэффициент дефектности

Коэффициент дефектности определяется по формуле (6):

$$K_{\text{деф}} = \frac{\Delta T_{\text{раб}}}{\Delta T_{\text{ном}}}, \quad (6)$$

где $\Delta T_{\text{раб}}$ – превышение температуры; $\Delta T_{\text{ном}}$ – температура бездефектного участка.

Полученное значение сравниваем с бальной шкалой, в соответствии с РД15334.0-20.363-99 (табл. 11).

Бальная шкала нормирования значения температуры масла от предельно допустимых согласно ГОСТ Р 52719-2007 [13] представлена в таблице 12. Значение температуры масла находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 12 параметр x_6 (температура масла) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 4 баллам.

Таблица 11

Бальная шкала		
$K_{\text{деф}}$ коэффициент дефектности	Классификация дефекта	Бальная шкала
1-1,05	Нет дефекта	4
<1,2	Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем	3
1,2-1,5	Развившийся дефект. Принять меры к устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы	2
>1,5	Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения	1

Таблица 12

Бальная шкала	
Температура масла в верхних слоях	Бальная шкала
0-80	4
80-95	2
≥ 95	0

Бальная шкала нормирования значения срока службы, которая определяется по формуле (фактический срок службы/нормативный срок службы) [14], от предельно допустимых представлена в таблице 13. Значение срока службы находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 13 параметр x_7 (срок службы) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 1 баллу.

Коэффициент экспресс-анализа трансформатора - 83,75, который попадает в диапазон $70 < \text{и} \leq 85$ (рис.3). Отсюда делаем вывод, что трансформатор ТМН – 6300 35/6,3 находится в хорошем, работоспособном состоянии. Определение КЭА позволяет контролировать состояние оборудования и при необходимости проводить ремонт.

Таблица 13

Бальная шкала	
Коэффициент срок службы	Бальная шкала
0,13-0	4
0,57-0,13	3
1-0,57	2
1,85-1	1
$\geq 1,85$	0

$$КЭА_{тр} = 100 \times \frac{(0,136 \times x_1 + 0,295 \times x_2 + 0,295 \times x_3 + 0,07 \times x_4 + 0,136 \times x_5 + 0,048 \times x_6 + 0,02 \times x_7)}{4} =$$

$$25 \times (0,136 \times 4 + 0,295 \times 4 + 0,295 \times 2 + 0,07 \times 4 + 0,136 \times 4 + 0,02 \times 1) = 83,75$$

Выводы

Большинство систем контроля технического состояния, на сегодняшний день, работают отдельно друг от друга и позволяют оценить техническое состояние каждого элемента подстанции индивидуально [15]. Внедрение системы мониторинга и экспресс-анализа технического состояния оборудования подстанции по коэффициенту экспресс-анализа позволяют проводить дистанционное обследование в процессе эксплуатации, в онлайн режиме. А также позволяют установить связи между различными параметрами, оценить техническое состояние трансформаторной подстанции комплексно [16], основываясь на данных, полученных со всех контрольно-измерительных приборов. Система позволит более эффективно эксплуатировать энергетическое оборудование подстанции.

В результате анализа существующего оборудования, необходимого для мониторинга трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, был сформирован перечень оборудования для мониторинга технического состояния; проведен анализ схемы трансформаторной подстанции, комплекса датчиков, интерфейсов подключения и разработаны технические решения на внутриобъектовую связь на трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ. Предложена система передачи основной диагностической информации и информации самодиагностики системы на web-сервер. Разработана структурная схема комплекса для измерения и экспресс-анализа трансформаторной подстанции. Разработана методика определения коэффициента экспресс-анализа основного оборудования ТП 35/6(10) кВ. Произведен расчет коэффициента экспресс-анализа трансформатора, по которому было определено состояние оборудования. Методика онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции по коэффициенту экспресс-анализа позволяет перейти к организации технического обслуживания и ремонта основного энергетического и электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по фактическому состоянию, который в результате приведет к обеспечению надежности оборудования и сохранению качества передачи электрической энергии потребителям.

Литература

1. Ившин И.В., Галяутдинова А.Р., Владимиров О.В., Низамиев М.Ф. Оценка работоспособности трансформаторной подстанции по результатам экспресс-мониторинга ее элементов // Материалы конференций 6 Национальной научно-практической конференции «Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве, Казань, 10-11 декабря 2020 г., Казань, 2020. Т.2. С.33-35.
2. Byerly J.M., Schneider C., Schloss R. and et al. Real-time circuit breaker health diagnostics // 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), 2017, pp.1-6.

3. Rozhentcova N.V., Galyautdinova A.R., Khayaliev R. A. et al. Automated Diagnostic System for Power Transformers using a QR Code // International Journal of Technology. 2020. V. 11(8). pp.1519-1527.
4. Метод анализа иерархий (метод Т.Л. Саати) //www.edu.tltsu.ru.
5. Khruslov L., Rostovikov M., Shishov V. Web-based power quality monitoring system of smart transformer substation RTP-34 MPEI for engineering education // Proceeding of the International Scientific and Practical Conference – INFORNO-2016. 2016. pp.639-642.
6. Никулин С.А., Карнавский Е.Л. Оптимизация режимов установок электрохимической защиты // Системы управления и информационные технологии. 2014. № 3 (57). С.64—68.
7. Gao Q, Zhong C., Wang Y., et al. Defect analysis of the same batch of substation equipment based on big data analysis algorithm // 3rd International Conference on Green Energy and Sustainable Development. 2021. V. 651. pp.1-8.
8. Ivanova V.R., Ivanov A.S., Fetisov L.V. The development of an automated station for group soldering of the led lines //14th International scientific-technical conference on actual problems of electronic instrument engineering (APEIE). V. 44894. pp. 336 – 338.
9. KominекD. EffectiveOPCSecurityforControlSystems. Solutionsyoucanbankon/KominekD., ByresE. // www.tofinosecurity.com/effective-POC-solutions.
10. Денисова А.Р., Спасов Д.П., Галяутдинова А.Р. Автоматизированная диагностика электрооборудования с использованием QR- кода для электротехнических систем // Сборник трудов Всероссийской научно-практической конференции Проблемы и перспективы развития электроэнергетикииэлектротехники,18-19 марта 2019 г., Казань,2019. С.35.
11. StandartIEC 61850 Communication network and substations of the system.
12. Денисова А.Р., Спасов Д.П., Галяутдинова А.Р. и др. Исследование работоспособности и качества функционирования трансформаторного оборудования электротехнических систем // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ 2020. Т. 22. №3. С. 23-35.
13. Ivshin I.V., Nizamiev M.F., Maximov V.V., BilalovF.F. Measuring and diagnostic complex for monitoring the technical condition of electrical equipment // Electric. 2015. N6. pp. 18-25.
14. Ившин И.В., Владимиров О.В., Загретдинов А.Р. и др. Исследованиевлияниядефектовнасобственныечастотыколебанийдеталейэнергетических установок // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2015. Т. 22. №5-6. С. 66-74.
15. Li Z., Yang J., Zhang Z. et al. Real Time Evaluation Algorithm for Measurement Performance of Substation Voltage Transformer Based on Artificial Neural Network //2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), 2018, pp. 1-4.
16. Tsvetkov A.N., Safin A.R., Ivshin I.V. Adaptive control system of the pumping unit // International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT).Issue 5 Special Issue 3, July 2019. V. 8.pp.289-291.

Авторы публикации

Ившин Игорь Владимирович – д-р техн. наук, профессор, директор Института электроэнергетики и электроники (ИЭЭ), заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП), Казанский государственный энергетический университет.

Галяутдинова Алсу Ренатовна – аспирант, старший диспетчер дирекции Института электроэнергетики и электроники (ИЭЭ), Казанский государственный энергетический университет.

Владимиров Олег Вячеславович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП), Казанский государственный энергетический университет.

Низамиев Марат Фирденатович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП) Казанский государственный энергетический университет.

Усманов Ильнур Кабирович – главный специалист Управления энергетики ПАО «Татнефть».

References

1. Ivshin IV, Galyautdinova AR. Evaluation of the operability of a transformer substation based on the results of express monitoring of its elements. In: Vladimirov O.V., Nizamiev M.F. 6 National Scientific and Practical Conference; 10-11 Dec 2020; Kazan, Russia, 2020 pp.33-35.
2. Byerly JM, Schneider C, Schloss R et al. Real-time circuit breaker health diagnostics // 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE). 2017: 1-6.
3. Rozhentcova NV, Galyautdinova AR, Khayaliev RA. et al. Automated Diagnostic System for Power Transformers using a QR Code. *International Journal of Technology*. 2020. 11(8):1519-1527.
4. Method of analysis of hierarchies (method of T.L.Saati) //www.edu.tltsu.ru
5. Khruslov L, Rostovikov M, Shishov V. Web-based power quality monitoring system of smart transformer substation RTP-34 MPEI for engineering education. *Proceeding of the International Scientific and Practical Conference – INFORNO-2016*. 2016:639-642.
6. Nikulin SA, Karnavsky EL. Optimization of modes of installations of electrochemical protection// *Control systems and information technologies*. 2014;3 (57):64-68.
7. Gao Q, Zhong C., Wang Y, et al. Defect analysis of the same batch of substation equipment based on big data analysis algorithm. *3rd International Conference on Green Energy and Sustainable Development*. 2021;651:1-8.
8. Ivanova VR, Ivanov AS, Fetisov LV. The development of an automated station for group soldering of the led lines. *14th International scientific-technical conference on actual problems of electronic instrument engineering (APEIE)*. 2020;44894:336 – 338.
9. Kominek D, Byres E. EffectiveOPCSecurityforControlSystems. Solutionsyoucanbankon. www.tofinosecurity.com/effective-POC-solutions.
10. Denisova AR, Spasov DP, Galyautdinova AR. Automated diagnostics of electrical equipment using a QR code for electrical systems. *All-Russian Scientific and Practical Conference Problems and Prospects for the Development of Electric Power and Electrical Engineering*, 18-19 March 2019; Kazan, Russia, 2019 pp.35.
11. Standard IEC 61850 Communication networks and substations of the system.
12. Denisova AR, Spasov DP, Galyautdinova AR. et al. Research of the operability and quality of functioning of the transformer equipment of electrical systems. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2020. 22(3): 23-35.
13. Ivshin IV, Nizamiev MF, Maximov VV. et al. Measuring and diagnostic complex for monitoring the technical condition of electrical equipment. *Electric* 2015, 6: 18-25.
14. Ivshin IV, Vladimirov OV, Zagretidinov AR. et al. Investigation of the influence of defects on natural frequencies of vibrations of parts of power plants *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGYSECTORPROBLEMS*. 2015. 22(5-6): 66-74.
15. Li Z, Yang J, Zhang Z et al. Real Time Evaluation Algorithm for Measurement Performance of Substation Voltage Transformer Based on Artificial Neural Network. *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2018:1-4.
16. Tsvetkov AN, Safin AR, Ivshin IV. Adaptive control system of the pumping unit. *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*. 2019;8(5):289-291.

Authors of the publication

Igor V. Ivshin – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Alsu R. Galyautdinova – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Oleg V. Vladimirov – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Marat F. Nizamiev – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Ilnur K. Usmanov – PJSC «Tatneft», Almetyevsk, Russia.

Получено

16 августа 2021г.

Отредактировано

23 августа 2021г.

Принято

24 августа 2021г.



ИССЛЕДОВАНИЕ ДВУХКОНТУРНОЙ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ПГУ ПРИ ЕЁ РАБОТЕ ПО ТЕПЛОВОМУ ГРАФИКУ

Д.А. Трещёв, М.А. Трещёва, Д.А. Колбанцева, А.А. Калютник

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9157-0559>, milana.treshcheva@gmail.com;
<https://orcid.org/0000-0002-0956-3446>, treshchew@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0278-5086>, dkolbantseva@ya.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2965-357X>, kalyutik@yandex.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Определение оптимальной величины присоединенной тепловой нагрузки к двухконтурной парогазовой установке теплофикационного профиля (ТПГУ). МЕТОДЫ. В качестве метода исследования используется метод имитационного моделирования режимов работы с использованием программного продукта «United Cycle». В климатических условиях города Санкт-Петербург было проведено исследование нескольких режимов теплоотпуска в отопительном периоде от рассматриваемой схемы ТПГУ с определением интегральных годовых показателей, а также относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой и прироста удельного интегрального экономического эффекта для различных значений коэффициента теплофикации. РЕЗУЛЬТАТЫ. Показано, что для объекта исследования оптимальный коэффициент теплофикации составляет 0,49. При этом, значение оптимального коэффициента теплофикации, определенное из условия максимизации удельного интегрального экономического эффекта для объекта исследования, также составляет 0,49. Соотношение удельных капиталовложений в водогрейные котлы и теплообменное оборудование ТПГУ не оказывает существенного влияния на полученный результат. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Обоснована возможность использования в качестве критерия оптимизации показателя относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой, широко применяемого в условиях плановой экономики для целей оптимизации теплофикационных паросиловых установок. В современных экономических условиях можно получить непосредственную связь между приращением чистого дисконтированного дохода от комбинированного производства и относительной экономией топлива. Данный метод может быть использован для анализа и оптимизации состава оборудования ТПГУ вне зависимости от региона расположения, типа энергосистемы, стоимости энергоресурсов, рыночных условий, а также характеристик используемого оборудования.

Ключевые слова: Теплофикационная ПГУ; коэффициент теплофикации; относительная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой; ЧДД; тепловой график; график Россандера, ГТЭ-160; GT13E2.

Для цитирования: Трещёв Д.А., Трещёва М.А., Колбанцева Д.А., Калютник А.А. Исследование двухконтурной теплофикационной пгу при её работе по тепловому графику // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 27-42. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-27-42.

RESEARCH OF THE TWO-CIRCUIT COMBINED-CYCLE COGENERATION PLANT'S BEHAVIOR ACCORDING TO THE TEMPERATURE CHART

DA. Treshchev, MA. Treshcheva, DL. Kolbantseva, AA. Kalyutik

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russian Federation

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9157-0559>, milana.treshcheva@gmail.com;
<https://orcid.org/0000-0002-0956-3446>, treshchew@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0278-5086>, dkolbantseva@ya.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2965-357X>, kalyutik@yandex.ru

Abstract: THE PURPOSE. To consider the actual problem of determining the optimum value of

the connected heat load to the cogeneration combined cycle gas turbine (CCGT) of the heat generation profile. **METHODS.** Simulation modeling of operation modes using the "United Cycle" software is applied as a research method of the considered power unit operation. We studied several regimes of heat supply from the considered CCGTs during the heating period with the determination of integral annual indicators, as well as the relative fuel savings compared to the separate generation and the increase in the specific integral economic effect for different values of the cogeneration coefficient. **RESULTS.** We found that the optimal cogeneration coefficient for the object of study is 0.49. However, the value of the optimal cogeneration coefficient, determined by the condition of maximizing the specific integral economic effect for the object of research, is also 0.49. **CONCLUSION.** Determining the optimal unit commitment, which influences not only the initial investment, but also the expected operating (fuel) costs, is a pressing issue in power plant design. We present a basis for the possibility of using the indicator of relative fuel economy compared to separate generation as an optimization criterion. This parameter is widely used for optimization of combined heat and power units under conditions of planned economy. Under current economic conditions, it is possible to obtain a direct link between the incremental net discounted income from combined production and the relative fuel savings. This method can be used to analyze and optimize the mix of CCGT equipment regardless of geographical area, type of power system, energy resources cost, market conditions, as well as the characteristics of the used equipment.

Keywords: CCGT; cogeneration coefficient; relative fuel savings compared to separate generation; NPV; temperature chart; Rossander chart; GTE-160, GT13E2.

For citation: Treshchev DA, Treshcheva MA, Kolbantseva DL, Kalyutik AA. Research of the two-circuit combined-cycle cogeneration plant's behavior according to the temperature chart. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(4):27-42. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-27-42.

Введение

С учетом того, что когенерация представляет собой наиболее эффективный способ использования теплоты топлива, расширение ее использования в нашей стране может являться одним из важнейших элементов формирования последовательной энергетической политики РФ¹ [1-7].

В соответствии с отраслевой отчетностью (табл.1), в настоящее время порядка 46–48% суммарного теплоотпуска в системах централизованного теплоснабжения осуществляется от тепловых электрических станций (ТЭС), что сопоставимо с теплоотпуском от крупных отопительных котельных (52-53%)².

Таблица 1

Структура теплоотпуска по видам энергоустановок

Источник теплоснабжения	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Производство тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения, млн. Гкал	1240,2	1194,8	1269,1	1262,6	1286,1
Электростанции, млн. Гкал, в том числе:	598	567	591,8	591,6	599,5
ТЭС, млн. Гкал	594,6	563,7	588,4	588,2	596,2
АЭС, млн. Гкал	3,4	3,3	3,4	3,4	3,3
Отопительные котельные с нагрузкой 20 Гкал/ч и более, млн. Гкал	639,1	625,2	674,5	668,5	684,1
Другие источники тепла, млн. Гкал	3,1	2,6	2,8	2,5	2,5

Структура установленной мощности электростанций России на 67% состоит из ТЭС. При этом 78% из них работает на базе паросиловых установок (ПСУ). Однако, за последние 20 лет существенным образом увеличилась доля парогазовых установок (ПГУ),

¹ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ. 2020. – С. 8. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 22.07.2020)

² Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014–2018 годах (информационно-аналитический доклад) [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ. 2020. – 110 с. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/17737> (дата обращения: 14.08.2020).

достигшая к текущему моменту 16%³.

В соответствии с энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года⁴ в 2018 г. фактический удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической энергии на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более составил 309,8 г.у.т./кВт·ч, (что на 26,2 г.у.т./кВт·ч ниже уровня 2008 г.). Дальнейшее снижение УРУТ, заложенное в «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года», может быть достигнуто преимущественно за счет дальнейшего масштабного использования теплофикационных ПГУ (ТПГУ) при модернизации старых и строительстве новых ТЭС [8-10].

Существенными вопросами при проектировании и эксплуатации высокоэффективных ПГУ для целей когенерации является выявление оптимальной величины, присоединенной к ПГУ, тепловой нагрузки (иначе доли системной тепловой нагрузки покрываемой установкой) и обоснование значения коэффициента теплофикации. Данные задачи непосредственно связаны между собой для ПГУ, также, как и для более распространенных в отечественной энергетике паротурбинных установок (ПТУ).

Развитие ПТУ в нашей стране традиционно осуществлялось в направлении увеличения начальных параметров пара и соответственно увеличения коэффициента теплофикации $\alpha_{ТЭЦ}$ (с 0,5 до 0,65). При этом обусловленное климатическими особенностями России использование температурного графика 150/70 требовало сооружения на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) пиковых источников теплоты (водогрейных котельных).

Первая ТПГУ в РФ (Северо-Западная ТЭЦ, г. Санкт-Петербург) была спроектирована с учетом возможности работы при коэффициенте теплофикации равном 1. Тепловая схема этой ТПГУ предусматривала использование пара контуров высокого и низкого давления в пиковых подогревателях сетевой воды и соответственно полный отказ от установки водогрейных котлов [11-12, 17-18].

В общем случае решение задачи определения оптимального коэффициента теплофикации, в зависимости от условий проектирования ТЭС, согласно научным трудам Хрилева Л.С., Смирнова И. А., Левенталья Г.Б., Мелентьева Л. А., возможно двумя основными способами, дающими разные результаты:

1. Определение оптимального варианта покрытия заданной тепловой нагрузки энергосистемы;
2. Определение оптимальной величины тепловой нагрузки, присоединенной к заданной энергоустановке.

Российские энергосистемы зачастую характеризуются значительной величиной тепловой нагрузки и относительно невысоким значением электрической мощности. Так, например, для районов со сложившейся структурой энергопотребления наиболее актуальной является задача определения оптимальной величины присоединенной тепловой нагрузки к существующей установке [19]. Задавая более высокое значение коэффициента теплофикации, увеличиваем время работы установки с конденсационным пропуском, и соответственно ухудшаем ее технико-экономические показатели, но при этом снижаем длительность работы, а соответственно и топливопотребление водогрейных котлов, и наоборот.

Решением данной задачи для теплофикационных ПТУ занимался ряд научных школ, основы исследования были заложены такими учеными, как Хрилев Л.С., Смирнов И. А., Левенталь Г.Б., Мелентьев Л.А., Соколов Е. Я., Андрющенко А. И., Аминов Р.З., однако аналогичных исследований для ТПГУ до сих пор не проводилось.

Цель настоящей работы – исследование оптимальной величины тепловой нагрузки, присоединенной к ТПГУ.

Материалы и методы

В качестве объекта исследования выступала ТПГУ на базе газовых турбин класса Е. В качестве примера таких ГТУ в работе рассмотрены установки GT13E2 и GTЭ-160. Принципиальная тепловая схема теплофикационной установки двухконтурной ПГУ включает в себя два сетевых подогревателя, также есть два водоводяных теплообменника (ВВТО). Допустимый диапазон изменения тепловой нагрузки паровой турбины

³ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году [Электронный ресурс] // Системный оператор единой энергетической системы, 2020. 36 с. Режим доступа:

https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2020/ups_rep2019.pdf (дата обращения: 22.07.2020).

⁴ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ. 2020. С. 20. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 22.07.2020)

определяется установленным заводом-изготовителем уровнем давления в отборах.

Паровая турбина работает на скользящих параметрах пара. При работе ПГУ по тепловому графику регулируется температура сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. Регулирование осуществляется изменением давления в камерах отборов. Диапазон изменения давления в верхнем отборе ограничен с точки зрения прочности и надежности работы отсеков паровой турбины. Для современных паровых турбин он составляет 0,05–0,2 МПа. В целях унификации проточных частей, данный параметр для паротурбинных установок в составе ПГУ для дальнейших исследований принят таким же.

Значения основных расчетных параметров ГТУ, приведенные к нормальным условиям в соответствии с требованиями ISO при низшей теплотворной способности природного газа 50 МДж/кг, приведены в таблице 2.

Таблица 2

Показатели ГТУ для условий ISO

Характеристика	Значение	
	GT13E2	ГТЭ-160
Температура воздуха, °C	15	15
Электрическая мощность ГТУ, МВт	174,59	155,3
КПД, %	36,67	34,12
Температура уходящих из ГТУ газов, °C	505,6	537
Расход уходящих газов, кг/с	563,6	509

Принята открытая система теплоснабжения, температурный график 150/70, регулирование – центральное качественное по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. Основные данные по температурам наружного воздуха и продолжительности отопительного периода приняты в соответствии с нормами для условий г. Санкт-Петербурга⁵.

Поскольку потенциальный теплоотпуск отопительной энергоустановки никогда не совпадает с графиком теплового потребления, включение ТПГУ в тепловую систему возможно различными способами, в зависимости от длительности использования в отопительный период водогрейных котлов. В работе рассматривается несколько режимов теплоотпуска в отопительном периоде от ПГУ-ТЭЦ:

- вариант, соответствующий максимальной тепловой нагрузке ТЭЦ (базовая часть тепловой нагрузки покрывается за счет ТПГУ, переменная часть за счет пиковых водогрейных котлов (ПВК), включенных в самом начале отопительного периода);
- вариант, соответствующий минимальной тепловой нагрузке ТЭЦ (регулирующая диафрагма полностью закрывается при температуре наружного воздуха -24°C; большую часть отопительного периода паровая турбина работает с конденсационным пропуском, а ПВК не эксплуатируются);
- несколько вариантов, соответствующих промежуточным тепловым нагрузкам ТЭЦ (диафрагма паровой турбины полностью закрывается при различных температурах отопительного периода).

При проведении оптимизационных расчетов когенерационных установок на базе ПТУ в качестве основного критерия, в условиях плановой экономики, применялась величина относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой. Данный показатель также может быть использован в современных экономических условиях для оптимизационных расчетов ТПГУ поскольку имеет непосредственную связь с приращением интегрального экономического эффекта когенерационной установки, а также с ее параметрами и структурой [13].

Таким образом наличие наиболее эффективного способа работы ТПГУ в тепловой системе (или оптимальное значение коэффициента теплофикации) может быть оценено путем анализа прироста относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой в зависимости от величины присоединенной тепловой нагрузки.

В выражении (1) для приращения интегрального экономического эффекта от комбинированной выработки по сравнению с отдельной ($\Delta\text{ЧДД}$), слагаемое $\Delta\text{И}_i$ фактически представляет собой экономию топлива по сравнению с отдельной выработкой [13]:

⁵ СНиП 23-01-99. Строительная климатология.

$$\Delta\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{\Delta D_t}{(1+E_n)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{\Delta K_t}{(1+E_n)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{\Delta I_t}{(1+E_n)^t}, \quad (1)$$

где ΔD_t - дополнительное поступление денежных средств от комбинированной выработки в соответствующем году t ;

ΔK_t - экономия капитальных вложений по сравнению с раздельной выработкой;

ΔI_t - экономия ежегодных эксплуатационных издержек за счет увеличения эффективности по сравнению с раздельной выработкой.

При соблюдении условия равенства объемов производства электроэнергии и теплоты в комбинированной и раздельной схемах, совокупный дополнительный приток денежных средств от комбинированной выработки (ΔD_t) равен нулю, а значит максимальный интегральный эффект от когенерационной установки будет соответствовать максимальному снижению совокупных приведенных затрат (2):

$$\sum_{t=0}^T \frac{\Delta K_t}{(1+E_n)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{\Delta I_t}{(1+E_n)^t} \rightarrow \max. \quad (2)$$

Выражение (2) стремится к максимуму, когда каждое из слагаемых по отдельности стремится к максимуму:

$$\sum_{t=0}^T \frac{\Delta K_t}{(1+E_n)^t} \rightarrow \max; \sum_{t=0}^T \frac{\Delta I_t}{(1+E_n)^t} \rightarrow \max. \quad (3)$$

Изменение капитальных вложений по сравнению с раздельной выработкой для ТПГУ в общем виде может быть представлено следующим образом:

$$\Delta K = K_{\text{разд}} - K_{\text{комб}} = (K_{\text{кэс}} + K_{\text{вк}}) - (K_{\text{пгу}} + K_{\text{пвк}}) \quad (4)$$

где $K_{\text{разд}}$ - капитальные вложения в установку при раздельной выработке;

$K_{\text{комб}}$ - капитальные вложения в установку комбинированной выработки;

$K_{\text{кэс}}$ - капитальные вложения в конденсационную ТЭС (раздельная выработка);

$K_{\text{вк}}$ - капитальные вложения в водогрейные котлы (раздельная выработка);

$K_{\text{пгу}}$ - капитальные вложения в ТПГУ (комбинированная выработка);

$K_{\text{пвк}}$ - капитальные вложения в ПВК (комбинированная выработка).

Капитальные затраты в энергоустановку зависят от единичной мощности оборудования и его количества, которые в свою очередь, определяются присоединенной/фактической тепловой и электрической нагрузкой потребителя, и в наиболее общем виде могут быть представлены в следующем виде (5–8):

$$K_{\text{кэс}} = k_{\text{кэс}} \times N_{\text{э}} \quad (5)$$

$$K_{\text{вк}} = k_{\text{вк}} \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}} \quad (6)$$

$$K_{\text{пгу}} = k_{\text{кэс}}^{\text{пгу}} \times N_{\text{э}} + k_{\text{тфу}} \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}} \quad (7)$$

$$K_{\text{пвк}} = k_{\text{вк}} \times Q_{\text{пвк}}^{\text{уст}} = k_{\text{вк}} \times (Q_{\text{п}}^{\text{уст}} - Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}}) \quad (8)$$

где $K_{\text{кэс}}$, $k_{\text{вк}}$, $k_{\text{кэс}}^{\text{пгу}}$, $k_{\text{тфу}}$ - удельные капитальные вложения в замещающую КЭС, замещающие водогрейные котлы, КЭС на базе оборудования ТПГУ и теплофикационную установку соответственно;

$Q_{\text{п}}^{\text{уст}}$ - установленная тепловая мощность потребителя в раздельной и комбинированной схеме;

$Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}}$, $Q_{\text{пвк}}^{\text{уст}}$ - установленная тепловая мощность отборов ТПГУ и ПВК соответственно;

$N_{\text{э}}$ - установленная электрическая мощность в раздельной и комбинированной схеме.

Поскольку, в данном случае, в качестве замещающей КЭС может рассматриваться конденсационная ПГУ на базе тех же газотурбинных установок, которые используются в ТПГУ, а теплоотпуск при раздельной схеме может осуществляться от водогрейной котельной с такой же эффективностью, как и у ПВК, выражение (4) будет иметь вид:

$$\Delta K = (k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}} \quad (9)$$

Экономия ежегодных эксплуатационных издержек по сравнению с отдельной выработкой ($\Delta И$) преимущественно формируется за счет топливной составляющей, соответственно справедливо выражение (10):

$$(k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}} + (Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}}) \times \Pi_{\text{топ}} \times T \rightarrow \max \quad (10)$$

где $Q_{\text{топ}}$ – экономия топлива по сравнению с отдельной выработкой, т.у.т.;

$\Pi_{\text{топ}}$ – цена условного топлива, руб/т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{разд}}$ – расход топлива при отдельной выработке, т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{комб}}$ – расход топлива при комбинированной выработке, т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}}$ – расход топлива КЭС (отдельная выработка), т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}$ – расход топлива водогрейных котлов (отдельная выработка), т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}}$ – расход топлива ТПГУ (комбинированная выработка), т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}}$ – расход топлива ПВК (комбинированная выработка), т.у.т.

Тогда выражение (2) может быть преобразовано следующим образом (11):

$$\sum_{t=0}^T [(k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}}] + \sum_{t=0}^T [(Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}}) \times \Pi_{\text{топ}}] \rightarrow \max \quad (11)$$

Если капитальные затраты осуществляется за период $T=1$ год, а горизонт расчета ежегодных издержек составляет $T=30$ лет, выражение (11) может быть преобразовано следующим образом:

$$(k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}} + (Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}}) \times \Pi_{\text{топ}} \times T \rightarrow \max \quad (12)$$

Перейти к относительным величинам, не зависящим от уровня мощности генерирующего оборудования ТЭЦ, и распространить результаты исследования на все тепловые системы с различной нагрузкой можно, поделив оба слагаемых в формуле (12) на выражение $(Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}})$. Таким образом, получаем выражение (13) для определения удельного интегрального экономического эффекта при замещении сжигания одной тонны условного топлива при отдельной выработке на комбинированное производство тепловой и электрической энергии (млн.руб/т.у.т.):

$$\delta \text{ЧДД} = \frac{(k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}}}{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}} + \frac{(Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}})}{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}} \times \Pi_{\text{топ}} \times T \quad (13)$$

Тогда, согласно (12), $\delta \text{ЧДД} \rightarrow \max$ или:

$$\frac{(k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}}{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}} + \left[\frac{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}}}{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}} - \frac{Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}}}{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}} \right] \times \Pi_{\text{топ}} \times T \rightarrow \max \quad (14)$$

В формуле (14) выражение в квадратных скобках представляет собой относительную экономию топлива на ТЭЦ по сравнению с отдельной выработкой ($\overline{\Delta Q_{\text{топ}}}$), а первая составляющая выражения в квадратных скобках представляет собой относительную экономию топлива ТПГУ по сравнению с отдельной выработкой.

Согласно (3) максимум (14) достигается, когда каждое из слагаемых в формуле стремится к максимуму. При условии, что удельные капитальные вложения в сооружение водогрейной котельной и ТФУ сопоставимы удельный интегральный экономический эффект $\delta \text{ЧДД}$ будет иметь максимальное значение, когда:

$$\overline{\Delta Q_{\text{топ}}} \times \Pi_{\text{топ}} \times T \rightarrow \max \quad (15)$$

Выражение для определения относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой можно представить следующим образом (16):

$$\overline{\Delta Q_{\text{топ}}} = 1 - \frac{\eta_{\text{кэс}} \times (1 + \frac{1}{y})}{1 + \frac{1}{y} \times \frac{\eta_{\text{кэс}}}{\eta_{\text{вк}}}} - \frac{\frac{Q_{\text{п}}}{\eta_{\text{вк}}} - \frac{Q_{\text{пгу}}}{\eta_{\text{вк}}}}{\frac{W_{\text{э/э}}}{\eta_{\text{кэс}}} + \frac{Q_{\text{п}}}{\eta_{\text{вк}}}} \quad (16)$$

или

$$\overline{\Delta Q_{\text{топ}}} = 1 - \frac{\frac{\eta_{\text{кэс}} \times (1 + \frac{1}{y})}{\eta_{\text{итт}}} - \frac{1 - \alpha_{\text{тэц}}}{1 + y \times \alpha_{\text{тэц}} \times \frac{\eta_{\text{вк}}}{\eta_{\text{кэс}}}} \quad (17)$$

где $\eta_{\text{итт}}$ - коэффициент использования теплоты топлива.

$\eta_{\text{вк}}$ - КПД замещающей водогрейной котельной;

$\eta_{\text{кэс}}$ - КПД замещающей КЭС;

$\alpha_{\text{тэц}}$ - коэффициент теплофикации;

y - удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.

$Q_{\text{п}}$ - суммарный отпуск тепловой энергии потребителю в отдельной и комбинированной схеме;

$Q_{\text{пгу}}$ - отпуск тепловой энергии от отборов ТПГУ;

$W_{\text{э/э}}$ - выработка электроэнергии в отдельной и комбинированной схеме.

Соответственно, с учетом (15) выражение (13) приобретает вид (18):

$$\left[1 - \frac{\frac{\eta_{\text{кэс}} \times (1 + \frac{1}{y})}{\eta_{\text{итт}}} - \frac{1 - \alpha_{\text{тэц}}}{1 + y \times \alpha_{\text{тэц}} \times \frac{\eta_{\text{вк}}}{\eta_{\text{кэс}}}} \right] \times Q_{\text{топ}} \times T \rightarrow \max \quad (18)$$

Выражение (18) дает возможность определить оптимальную величину присоединенной тепловой нагрузки ПГУ-ТЭЦ.

В качестве метода исследования работы рассматриваемого энергоблока используется метод имитационного моделирования режимов работы ПГУ-ТЭЦ. Моделирование принципиальной тепловой схемы производилось с использованием программного продукта «*United Cycle*», предназначенного для моделирования и расчета стационарных режимов работы теплоэнергетических установок и систем.

На рисунке 1 показана расчетная схема ПГУ-блока, смоделированная в САПР «*United Cycle*», включающая в себя два вертикальных котла-утилизатора двух давлений, турбину паровую стационарную теплофикационную, предназначенные для работы в составе бинарной парогазовой установки, состоящей из двух ГТУ, а также пиковые водогрейные котлы. С помощью элемента «Вход потока» моделируются характеристики дымовых газов (расход, температура, давление, состав) на входе в котел-утилизатор после ГТУ (ГТЭ-160 и GT13E2) и в зависимости от рассматриваемой температуры наружного воздуха.

В соответствии с гарантийным режимом работы теплофикационной установки, а также на основании теплового баланса поверхностей нагрева котла-утилизатора была осуществлена параметризация схемы. Для проверки адекватности построения модели был смоделирован режим работы на номинальные параметры согласно заводским характеристикам оборудования.

Проверка адекватности созданной математической модели производилось по отношению к реальной ТЭЦ, функционирующей на базе ГТЭ-160 (Правобережная ТЭЦ-5 ПАО «ТГК-1») производилось методом поэтапного анализа параметров режимов, рассчитанных с помощью САПР «*United Cycle*», и заводских параметров ПГУ-блока (котлов-утилизаторов и теплофикационной установки). Сравнение производилось для зимнего режима работы при температуре наружного воздуха -24°C . Расчетные характеристики модели для данного режима сведены в таблицу 3.

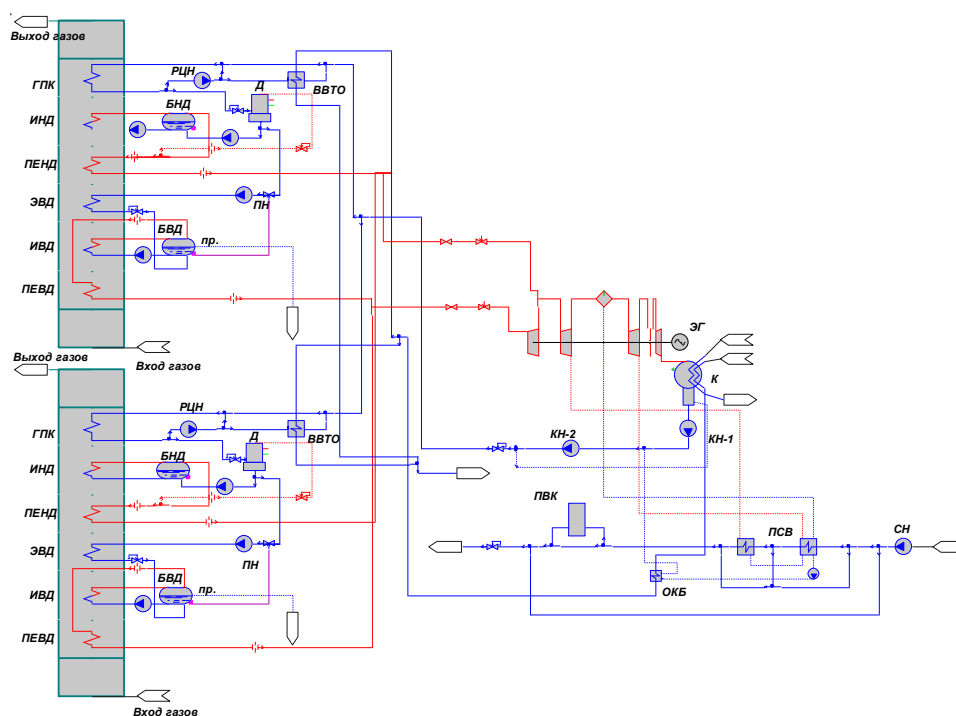


Рис. 1. Принципиальная схема двухконтурной теплофикационной ПГУ, смоделированная в САПР «United Cycle»

В работе приняты следующие допущения:

- Принятый температурный график тепловой сети 150/70, расход сетевой воды постоянен и равен $G_{\text{св}} = 5000$ т/ч;
- Температура воды на входе в котел-утилизатор поддерживается 65°C с помощью рециркуляционных насосов;
- Вакуум в конденсаторе составляет $p_k = 3$ кПа на всех расчетных режимах;
- ВВТО отключены;
- Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор в течение рассматриваемого отопительного периода постоянна и составляет $t_{\text{охл}} = 5^\circ\text{C}$;

Потери продувочной воды в барабанах высокого и низкого давления отсутствуют. Относительная величина отклонения рассчитанных параметров (для ГТЭ-160) от контрольных составила не более 4 %. Отклонения связаны с упрощением расчетной схемы теплофикационной установки, отсутствием моделирования уплотнений турбины, утечек, а также принятием допущений.

Таблица 3

Расчетные показатели номинального режима работы энергоблока, смоделированного в САПР «United Cycle»

Показатель	Единица измерения	Значение Для GT13E2	Значение Для ГТЭ-160
Газотурбинная установка			
Температура наружного воздуха	$^\circ\text{C}$	-24	-24
Давление наружного воздуха	кПа	0,1013	0,1013
Температура газов на выходе ГТУ	$^\circ\text{C}$	490,74	530,9
Расход газов на выходе ГТУ	т/ч	2127,71	1861,3
Мощность ГТУ	МВт	198,5	165,5
КПД ГТУ	%	37,45	34,07
Котел-утилизатор			
Расход пара высокого давления	т/ч	219,96	221,65
Температура пара высокого давления на выходе котла-утилизатора	$^\circ\text{C}$	470,17	508
Давление пара высокого давления	кг/см ²	70,27	72,74
Температурный напор на горячем конце контура низкого давления	$^\circ\text{C}$	20,57	22,09

Пинч-поинт контура низкого давления	°C	9,71	9,94
Расход пара низкого давления	т/ч	67,14	52,14
Температура пара низкого давления на выходе котла-утилизатора	°C	221,91	218,19
Давление пара низкого давления	кг/см ²	6,73	6,18
Температурный напор на горячем конце контура низкого давления	°C	22,11	17,35
Пинч-поинт контура низкого давления	°C	12,00	12,84
Температура воды на входе в котел-утилизатор	°C	64,46	64,93
Температура уходящих газов	°C	112,01	106,47
Расход пара высокого давления	т/ч	439,91	443,31
Температура пара высокого давления на входе в паровую турбину	°C	469,16	507,19
Расход пара низкого давления	т/ч	134,28	104,27
Температура пара низкого давления на входе в паровую турбину	°C	220,7	217,71
Расчетное давление в конденсаторе	кг/см ²	0,03	0,02
Расход сетевой воды	т/ч	5460	5460
Температура СВ на входе в сетевые подогреватели	°C	67	67
Температура СВ на выходе из сетевых подогревателей	°C	117,65	117,26
Мощность на клеммах генератора	МВт	91,72	96,73

Результаты

На рисунке 2 представлены варианты включения ПГУ-ТЭЦ с газовыми турбинами GT13E2 в тепловую систему.

Линией 1 обозначено изменение располагаемой тепловой нагрузки ТПГУ за отопительный период.

Линией 2 обозначено изменение тепловой нагрузки ТЭЦ, когда присоединенная тепловая нагрузка максимальна и составляет 1376,43 МВт – вариант 1. В этом случае регулирующая диафрагма полностью закрывается в начале отопительного периода, и тепловая нагрузка регулируется исключительно за счет водогрейных котлов, которые работают весь отопительный период. Коэффициент теплофикации в данном варианте включения ТПГУ в тепловую систему составляет порядка 0,24.

Линией 3 обозначено изменение тепловой нагрузки ТЭЦ, когда присоединенная тепловая нагрузка соответствует минимально возможной. В этом случае регулирование отпускаемой тепловой мощности происходит за счет изменения положения диафрагмы. В течении всего отопительного периода ТПГУ работает с конденсационным пропуском. Пиковые водогрейные котлы – отключены. Коэффициент теплофикации в данном варианте включения ТПГУ в тепловую систему составляет 1.

Линии 4-8 характеризуют тепловые нагрузки ТЭЦ, соответствующие промежуточным значениям коэффициента теплофикации.

Рисунок 2 можно представить в виде зависимости суммарной тепловой нагрузки станции от числа часов стояния в течение года температур наружного воздуха для отопительного периода для г. Санкт-Петербург, представленной на рис. 3.

Интегральные показатели рассматриваемых вариантов работы ТПГУ в тепловой системе за отопительный период представлены в таблице 4.

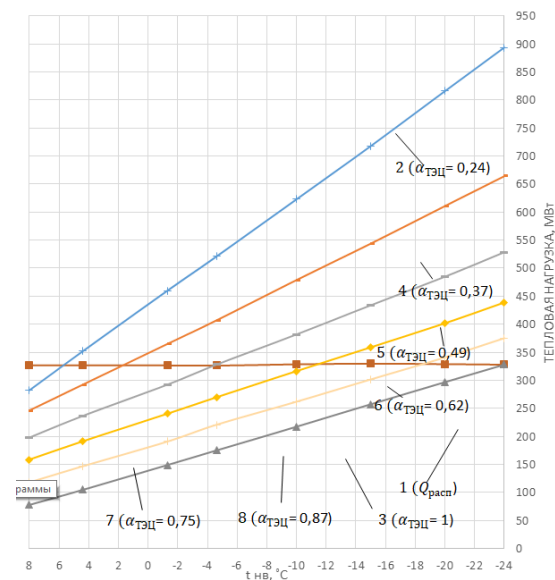


Рис. 2. Способы включения ТПГУ в тепловую систему: 1 – Располагаемая тепловая нагрузка ПГУ; 2 – Максимальная присоединенная тепловая нагрузка к ПГУ; 3 – Минимальная присоединенная тепловая нагрузка к ПГУ; 4 – Коэффициент теплофикации включения ТПГУ в тепловую систему $\alpha_{ТЭЦ} = 0,37$; 5 – Коэффициент теплофикации включения ТПГУ в тепловую систему $\alpha_{ТЭЦ} = 0,49$; 6 – Коэффициент теплофикации включения ТПГУ в тепловую систему $\alpha_{ТЭЦ} = 0,62$; 7 – Коэффициент теплофикации включения ТПГУ в тепловую систему $\alpha_{ТЭЦ} = 0,75$; 8 – Коэффициент теплофикации включения ТПГУ в тепловую систему $\alpha_{ТЭЦ} = 0,87$.

Fig. 2. Ways of including the TPGU in the thermal system: 1 – The available thermal load of the CCGT; 2 – The maximum connected thermal load to the CCGT; 3 – The minimum connected thermal load to the CCGT; 4 – The coefficient of heating of the inclusion of the TPGU in the thermal system $\alpha_{TETS} = 0,37$; 5 – The coefficient of heating of the inclusion of the TPGU in the thermal system $\alpha_{TETS} = 0,49$; 6 – The coefficient of heating of the inclusion of the TPGU in the thermal system $\alpha_{TETS} = 0,62$; 7 – The coefficient of heating of the inclusion of the TPGU in the thermal system $\alpha_{TETS} = 0,75$; 8 – The coefficient of heating of the inclusion of the TPGU in the thermal system $\alpha_{TETS} = 0,87$.

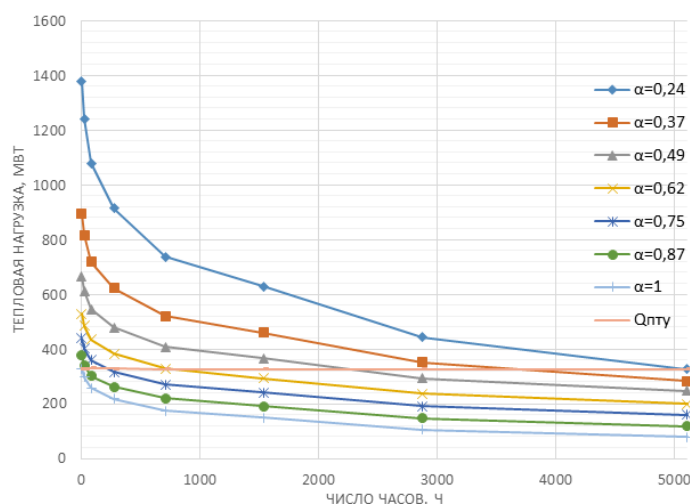


Рис. 3. Зависимость суммарной тепловой нагрузки станции от числа часов стояния в течение года температур наружного воздуха для отопительного периода для г. Санкт-Петербург (график Россандера)

Fig. 3. Dependence of the total heat load of the station on the number of standing hours during the year outdoor air temperature for the heating period for St. Petersburg (Rossander graph)

Таблица 4

Показатели работы ПГУ-ТЭЦ за отопительный период с различной присоединенной тепловой нагрузкой

Наименование показателя	ГТУ	Значение $Q_p^H = 50 \frac{\text{МДж}}{\text{кг}}$, $\eta_{\text{КЭС}} = 40\%$, $\eta_{\text{ВК}} = 93\%$						
Коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$		0,24	0,37	0,49	0,62	0,75	0,87	1,00
Отпуск тепловой энергии потребителю всего от ПГУ-ТЭЦ, тыс. Гкал	GT13E2	960,6	412,1	156,1	33,9	6,8	0,9	0,0
	ГТЭ-160	2369,0	1786,1	1448,0	1171,3	953,0	748,9	559,2
Отпуск тепловой энергии от ТПУ, тыс. Гкал	GT13E2	1435,8	1393,1	1305,8	1141,8	952,4	754,3	569,4
	ГТЭ-160	1427,2	1388,3	1300,0	1136,6	945,3	747,7	559,2
Отпуск тепловой энергии от водогрейных котлов, тыс. Гкал	GT13E2	2396,4	1805,2	1461,9	1175,7	959,2	755,2	569,4
	ГТЭ-160	941,9	397,7	148,0	34,8	7,7	1,2	0,0
Суммарный расход топлива, т	GT13E2	453827	404454	381417	370416	367973	367441	367364
	ГТЭ-160	438949	389916	367415	357209	354767	354186	354077
Расход топлива на ТПУ, т	GT13E2	367364	367364	367364	367364	367364	367364	367364
	ГТЭ-160	354077	354077	354077	354077	354077	354077	354077
Расход топлива на водогрейные котлы, т	GT13E2	86463	37090	14053	3052	609	77	0
	ГТЭ-160	84872	35839	13339	3133	691	109	0
Выработка электроэнергии, тыс. МВт*ч	GT13E2	2336	2345	2363	2399	2443	2487	2510
	ГТЭ-160	2139	2146	2164	2199	2243	2288	2316
Коэффициент использования тепла топлива ($\eta_{\text{ИТТ}}$), %	GT13E2	78,45	77,65	76,01	72,98	69,52	65,88	62,12
	ГТЭ-160	77,26	76,50	74,77	71,61	67,97	64,23	60,33
Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, у, МВт/МВт	GT13E2	1,40	1,45	1,55	1,81	2,20	2,83	3,79
	ГТЭ-160	1,29	1,33	1,43	1,66	2,04	2,63	3,56
Относительная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой, ΔQ	GT13E2	0,286	0,308	0,314	0,310	0,300	0,287	0,269
	ГТЭ-160	0,266	0,288	0,293	0,287	0,275	0,261	0,242

На основании формулы (17) и расчетных характеристик, представленных в таблице 4 была определена относительная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой для различных значений коэффициента теплофикации при значении КПД замещающей водогрейной котельной 93% и КПД замещающей КЭС 40%. Графическое представление зависимости относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой от значения коэффициента теплофикации для объекта исследования, представлено на рисунке 4. Из рисунка 4 видно, что относительная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой имеет ярко выраженный максимум при $\alpha_{\text{ТЭЦ}} \approx 0,49$ вне зависимости от типоразмера ГТУ класса Е

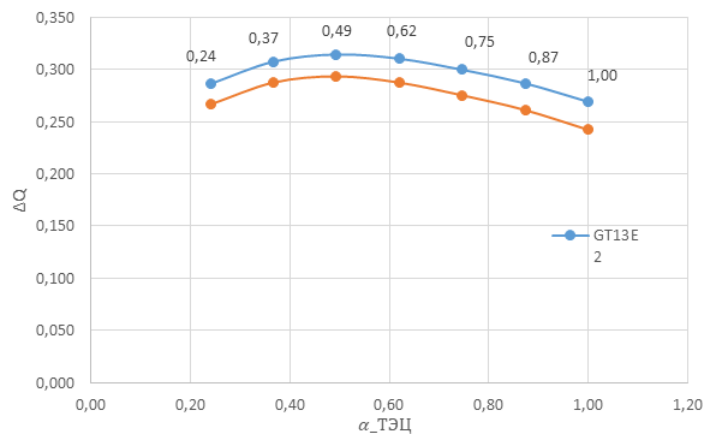


Рис.4. Прирост относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой для различных значений коэффициента теплофикации для различных турбин, входящих в состав ПГУ-ТЭЦ

Fig. 4. Increase in relative fuel economy compared to separate generation for different values of the heating coefficient for different turbines that are part of the CCGT-CHP

Без учета затрат на строительно-монтажные работы удельная стоимость водогрейных котлов (по данным реализуемых в настоящее время на Автовской ТЭЦ-15 ПАО «ТГК-1» г. Санкт-Петербург) составляет 1,3 миллиона рублей за Гкал установленной мощности. При схожей стоимости трубопроводной обвязки по сетевой воде удельные капитальные затраты в паровые теплообменники аналогичной мощности в расчетах приняты исходя из различного соотношения между удельными затратами в водогрейную котельную ($k_{вк}$) и паровые теплообменники ($k_{тфв}$): $\frac{k_{вк}}{k_{тфв}} = 0,5; 1; 2; 4; 8; 10$.

Прирост удельного интегрального экономического эффекта $\delta\text{ЧДД}$ для различных значений коэффициента теплофикации при разном соотношении удельной стоимости водогрейных котлов и паровых теплообменников для ПГУ-ТЭЦ с турбиной GT13E2, рассчитанный по выражению (18), представлен на рисунке 5.

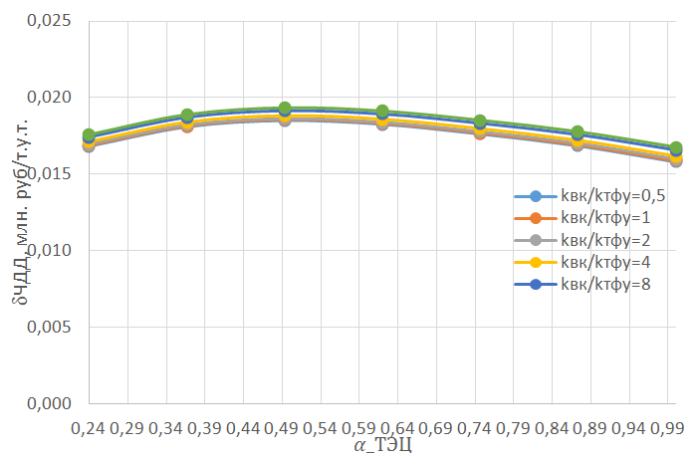


Рис. 5. Прирост удельного интегрального экономического эффекта $\delta\text{ЧДД}$ для различных значений коэффициента теплофикации при разном соотношении удельной стоимости водогрейных котлов и паровых теплообменников

Fig. 5. The increase in the specific integral economic effect δHDD for different values of the coefficient of heating with a different ratio of the specific cost of hot water boilers and steam heat exchangers

Из рисунка 5 видно, что вне зависимости от величины капитальных затрат максимум удельного интегрального экономического эффекта $\delta\text{ЧДД}$ достигается при $\alpha_{\text{ТЭЦ}} \approx 0,49$, что соответствует максимуму относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой.

Обсуждение

Центральным вопросом при строительстве новых высокоэффективных энергоустановок является определение оптимального состава оборудования, влияющее не

только на первоначальные капиталовложения, но также и на ожидаемые эксплуатационные расходы (большую часть которых составляют топливные затраты). Важным аспектом данного вопроса, требующим всестороннего анализа, при проектировании ТЭС, предназначенных не только для электроснабжения, но и для теплоснабжения потребителя, является определение оптимального коэффициента теплофикации.

Если для традиционных, для российской энергетики, ПСУ эта задача была решена уже давно, для теплофикационных ТПУ единого подхода к решению в настоящее время не существует.

В условиях плановой экономики, для ТЭЦ на базе ПСУ, задача нахождения оптимального коэффициента теплофикации решалась при помощи показателя относительной экономии топлива по сравнению с раздельным производством электрической и тепловой энергии. В условиях сформировавшейся рыночной экономики выбор и окончательное обоснование технических решений опирается, прежде всего, на инвестиционный анализ с оценкой доходности, рентабельности и окупаемости проекта [14-16].

Одним из основных показателей, характеризующих инвестиционную привлекательность проекта, служит ЧДД. Как показывают ранее проведенные исследования [13] можно получить непосредственную связь между приращением ЧДД при использовании комбинированного производства и относительной экономией топлива по сравнению с раздельной выработкой. Это обстоятельство дает возможность применять последний показатель, в том числе, и для оптимизации коэффициента теплофикации ТПУ в настоящее время.

Предложенный в данной статье подход к оптимизации коэффициента теплофикации ТПУ опирающийся на базовые элементы, традиционного для энергетики России, метода, вполне применим, при незначительной адаптации к современным экономическим условиям.

Данный метод может быть использован для анализа и оптимизации состава оборудования ТПУ вне зависимости от региона расположения, типа энергосистемы, стоимости энергоресурсов, рыночных условий, а также характеристик используемого оборудования.

В условиях рыночной конкуренции, когда абсолютные количественные показатели работы энергогенерирующих предприятий, по степени важности, уступают относительным показателям, качественно характеризующим степень использования, имеющихся в наличии ресурсов, применение, в качестве критерия оптимальности, относительной экономии топлива позволит в перспективе сформировать максимально сбалансированные, эффективные энергосистемы, а также создать все условия необходимые для максимизации прибыли энергокомпаний при оптимизации цен на электрическую и тепловую энергию и обеспечении надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителя.

Выводы

1. В современных экономических условиях, при решении задачи выбора и обоснования коэффициента теплофикации для ТПУ в качестве критерия оптимизации может быть использован показатель относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой;

2. Для двухконтурных ТПУ на базе ГТУ класса Е в климатических условиях города Санкт-Петербург, значение оптимального коэффициента теплофикации, определенное при помощи показателя относительной экономии топлива, по сравнению с раздельной выработкой составляет 0,49. Максимум относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой составляет 31,4% для GT13E2 и 29,3% для GTЭ-160;

3. Для аналогичной ТПУ, значение оптимального коэффициента теплофикации, определенное из условия максимизации удельного интегрального экономического эффекта, также составляет 0,49. При этом соотношение удельных капиталовложений в водогрейные котлы и теплообменное оборудование ТПУ не оказывает существенного влияния на полученный результат.

Литература

1. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Стратегические перспективы электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40-52.

2. Макаров А.А., Митрова Т.А., Веселов Ф.В., Галкина А.А., Кулагин В.А. Перспективы электроэнергетики в условиях трансформации мировых энергетических рынков // Теплоэнергетика. 2017. № 10. С. 5-16.
3. Abdulrahman Almutairi, Pericles Pilidis, Nawaf Al-Mutawa, Energetic and Exergetic Analysis of Combined Cycle Power Plant: Part-1 Operation and Performance // Energies 2015. V. 8. 14118–14135
4. Ivan Lorencin, Nikola Andelic, Vedran Mrzljak, Zlatan CarGenetic, Algorithm Approach to Design of Multi-Layer Perceptron for Combined Cycle Power Plant Electrical Power Output Estimation // Energies 2019. V. 12. p. 4352
5. Sajjad Keshavarzian, Francesco Gardumi, Matteo V. Rocco, Emanuela Colombo, Off-Design Modeling of Natural Gas Combined Cycle Power Plants: An Order Reduction by Means of Thermo-economic Input–Output Analysis // Entropy. 2016. V.18. p.71
6. Catalina Ferat Toscano, Cecilia Martin-del-Campo, Gabriela Moeller-Chavez, Gabriel Leon de los Santos, Juan-Luis François, Daniel Revollo Fernandez, Life Cycle Assessment of a Combined-Cycle Gas Turbine with a Focus on the Chemicals Used in Water Conditioning // Sustainability 2019. V.11. P. 2912;
7. Olkhovskii G.G., Combined cycle plants: yesterday, today, and tomorrow (review) // Thermal Engineering. 2016. T. 63. № 7. С. 488-494.
8. Тузникова Е.М., Новикова О.В., Тузников М.А. Технико-экономическое обоснование выбора технологии когенерации для обеспечения централизованного теплоснабжения // В сборнике: Неделя науки СПбПУ. Материалы научной конференции с международным участием. Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли. В 3-х частях. 2019. С. 728-730.
9. Бугаева Т.М., Новикова О.В. Современные методы планирования энергосистемы города // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2019. Т. 62. № 4. С. 377-387.
10. Кабанов М.С., Новикова О.В. Снижение энергоемкости ВРП за счет оптимизации системы теплоснабжения мегаполиса // в сборнике: Эффективная энергетика - 2014. Труды Всероссийской научно-практической конференции. 2015. С. 427-438
11. Костюк Р.И., Писковацков И.Н., Чугин А.В., Коцюк Н.Н., Радин Ю.А., Березинец П.А. Некоторые особенности режимов эксплуатации головного энергоблока ПГУ-450 Т. // Теплоэнергетика. 2002. №9. С. 6-11.
12. Radin Yu.A., Lyubtsov A.A., Makarov O.N., Basic performance indicators of the PGU-450T stream-gas unit during operation in the district heating and electric power mode // Power Technology and Engineering. 2012. T. 46. № 1. С. 70-74.
13. Калютик А.А., Трещёв Д.А., Трещёва М.А. Использование показателя относительной экономии топлива для оптимизации параметров теплофикационной ПГУ // Материаловедение. Энергетика. 2020. Т. 26. № 4. С. 51–63.
14. Балынин И.В. Оценка результативности инвестиционных проектов: правила, показатели и порядок их расчета // Экономический анализ: теория и практика. 2016. № 6 (453). С. 26-41.
15. Николенко Т.Ю., Тарасова Е.В. Система сбалансированных показателей и инструментарий оценки эффективности инновационных проектов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2016. № 6. С. 228–235.
16. Лисин, Е., Рогалев, Н., Оклея, П. (2019). Разработка модели оценки влияния структуры производственных мощностей энергосистемы на региональную энергобезопасность // Terra Economicus. 2019. 17(2). С. 96-111.
17. Аминов Р.З., Гариевский М.В. Эффективность работы парогазовых ТЭЦ при применении переменных электрических нагрузках с учетом износа оборудования // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2018. № 20 (7-8). С. 10-22.
18. Жуков В.В., Евсюков И.А., Александров А.С. Определение условий успешного запуска энергоблока ПГУ от аварийной дизельной электростанции. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2017. № 19 (7-8). С. 43-55.
19. Синельников Д.С., Щинников П.А. Повышение эффективности теплофикационных энергоблоков при разукрупнении графиков тепловых нагрузок. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019. №21(4). С. 12-1

Авторы публикации

Трещёв Дмитрий Алексеевич – старший преподаватель высшей школы атомной и

тепловой энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

Трещёва Милана Алексеевна – канд. техн. наук, доцент высшей школы атомной и тепловой энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

Колбанцева Дарья Львовна – аспирант, Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

Калютник Александр Антонович – канд. техн. наук, директор высшей школы атомной и тепловой энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

References

1. Makarov AA, Veselov FV, Makarova AS, et al. Strategic prospects of electric power industry in Russia. *Thermal Power Engineering*. 2017;11:40-52.
2. Makarov AA, Mitrova TA, Veselov FV, et al. Prospects for Electric Power Industry in the Context of World Energy Markets Transformation. *Thermal Power Engineering*. 2017;10:5-16.
3. Abdulrahman Almutairi, Pericles Pilidis, Nawaf Al-Mutawa. *Energetic and Exergetic Analysis of Combined Cycle Power Plant: Pt.1 Operation and Performance*. *Energies* 2015, 8, 14118–14135
4. Ivan Lorencin, Nikola Andelic, Vedran Mrzljak, et al. Algorithm Approach to Design of Multi-Layer Perceptron for Combined Cycle Power Plant Electrical Power Output Estimation. *Energies*. 2019;12:4352.
5. Sajjad Keshavarzian, Francesco Gardumi, Matteo V. Rocco, Emanuela Colombo, Off-Design Modeling of Natural Gas Combined Cycle Power Plants: An Order Reduction by Means of Thermo-economic Input–Output Analysis. *Entropy* 2016, 18, 71
6. Catalina Ferat Toscano, Cecilia Martin-del-Campo, Gabriela Moeller-Chavez. Life Cycle Assessment of a Combined-Cycle Gas Turbine with a Focus on the Chemicals Used in Water Conditioning. *Sustainability* 2019;11:2912;
7. Olkhovskii GG, Combined cycle plants: yesterday, today, and tomorrow (review). *Thermal Engineering*. 2016;63(7):488-494.
8. Tuznikova EM, Novikova OV, Tuznikov MA. *Technical and economic assessment of the selection of cogeneration technology to provide district heating*. In: Week of Science SPbPU. Materials of the scientific conference with international participation. Institute of Industrial Management, Economics and Trade. In 3 vols. 2019. p. 728-730.
9. Bugaeva TM, Novikova OV. Modern methods of planning the urban energy system. *Power Engineering. Proceedings of Higher Educational Institutions and Energy Associations of the CIS*. 2019;62(4):377-387.
10. Kabanov MS, Novikova OV. *Reducing the energy intensity of WDM by optimizing the heat supply system of a metropolis*. In: Effective Energy - 2014. Proceedings of the All-Russian Scientific and Practical Conference. 2015. p. 427-438
11. Kostyuk RI, Piskovatskov IN, Chugin AV, et al. Some features of operation modes of the main power unit PGU-450 T. *Teploenergetika*. 2002;9:6-11.
12. Radin YuA, Lyubtsov AA, Makarov ON. Basic performance indicators of the PGU-450T stream-gas unit during operation in the district heating and electric power mode. *Power Technology and Engineering*. 2012;46(1):70-74.
13. Kalyutik AA, Treschev DA, Trescheva MA. Using the parameter of relative fuel savings to optimize the parameters of cogeneration CCGT. *Materials Science. Power Engineering*. 2020;26(4):51–63.
14. Balynin IV. Assessing the Effectiveness of Investment Projects: Rules, Indicators and Procedure for Their Calculation. *Economic Analysis: Theory and Practice*. 2016;6(453):26-41.
15. Nikolenko TY, Tarasova EV. Balanced Indicator System and Tools for Assessing the Effectiveness of Innovation Projects. Scientific and Technical News of St. Petersburg State Polytechnic University. *Economic Sciences*. 2016;6:228–235.
16. Lisin, E., Rogalyov, N., Okley, P. (2019). Development of a model for assessing the impact of power system production capacity structure on regional energy security. *Terra Economicus*. 17(2), 96-111.

17. Aminov RZ, Garievsky MV. the efficiency of combined-cycle chp plant with variable electric loads, taking into account the wear and tear of equipment. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2018;20(7-8):10-22.

18. Sinelnikov DS, Shchinnikov PA. Increasing the efficiency of the thermal power units at zoning of heat load curve. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2019;21(4):12-19.

19. Zhukov VV, Evsyukov IA, Alexandrov AS. Determination of conditions for the successful start-up of Combined Cycle Power Plant (CCPP) from Black Start Diesel Generators (BSDG). *Power engineering: research, equipment, technology*. 2017;19(7-8):43-55.

Authors of the publication

Dmitriy A. Treshchev – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Milana A. Treshcheva – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Daria L. Kolbantseva – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Alexandr A. Kalyutik – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Получено

13 августа 2021г.

Отредактировано

23 августа 2021г.

Принято

24 августа 2021г.



СПЕКТРАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ВО ВПУСКНОЙ СИСТЕМЕ ПОРШНЕВОГО ДВИГАТЕЛЯ С ТУРБОНАДДУВОМ

Л.В. Плотников, Ю.М. Бродов, Б.П. Жилкин, Д.С. Шестаков, Л.Е. Осипов

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.

Ельцина, г. Екатеринбург, Россия

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-4481-3607>, leonplot@mail.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Провести спектральный анализ газодинамических характеристик нестационарных потоков во впускных системах поршневых двигателей с турбонаддувом и без него, оценить уровень влияния механического воздействия лопаток компрессора на структуру течения, а также разработать метод совершенствования газодинамических процессов в системе впуска. МЕТОДЫ. Лабораторный эксперимент был выбран для решения поставленных задач. Была создана натурная модель одноцилиндрового двигателя с турбонаддувом. Также была возможность изменять скорости вращения коленвала и ротора турбокомпрессора в широком диапазоне. Система сбора и обработки экспериментальных данных на основе аналого-цифрового преобразователя использовалась в исследовании. Данные об изменении локальных значений скорости и статического давления потоков во впускной системе в течении рабочего цикла двигателя были получены с помощью термоанемометра постоянной температуры и быстродействующего датчика давления. Спектральный анализ функций скорости и давления потока от времени проводился на основе алгоритма быстрого преобразования Фурье. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье представлен сравнительный анализ спектров амплитуд пульсаций скорости и давления потока в системе впуска двигателя с турбонаддувом и без него. Также предложен метод стабилизации нестационарного течения воздуха в системе впуска путем установки выравнивающей решетки в канал компрессора турбокомпрессора. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Выявлено, установка турбокомпрессора приводит к существенному изменению структуры газовых потоков в системе впуска двигателя. Установлено, что наличие выравнивающей решетки в системе впуска двигателя с турбонаддувом приводит к снижению низкочастотных амплитуд пульсаций скорости и давления нестационарного потока до 40 %. Показано, что вероятность безотказной работы двигателя 2ЧН 8,2/7,1 возрастает почти на 1 % при использовании в системе впуска выравнивающей решетки.

Ключевые слова: поршневой двигатель; турбонаддув; система впуска; газодинамика; пульсирующие потоки; спектральный анализ.

Благодарности: Работа, по результатам которой написана статья, выполнена при поддержке РНФ в рамках научного проекта 18-79-10003.

Для цитирования: Плотников Л.В., Бродов Ю.М., Жилкин Б.П., Шестаков Д.С., Осипов Л.Е. Спектральный анализ газодинамических процессов во впускной системе поршневого двигателя с турбонаддувом // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 43-54. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-43-54.

SPECTRAL ANALYSIS OF GAS DYNAMIC PROCESSES IN THE INLET SYSTEM OF A PISTON ENGINE WITH TURBOCHARGER

LV. Plotnikov, YM. Brodov, BP. Zhilkin, DS. Shestakov, LE. Osipov

Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin,
Ekaterinburg, Russia

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-4481-3607>, plotnikovlv@mail.ru

Abstract: THE PURPOSE. To carry out a comparative analysis of the spectra of gas-dynamic characteristics of flows in the intake systems of piston engines with and without turbocharging,

to assess the degree of influence of the turbocharger on the flow structure in such systems, and also to propose a method for the gas-dynamic improvement of processes in the system under consideration. **METHODS.** Due to the complexity of the object of research, an experimental approach was taken as a basis. The experiments were carried out on a single-cylinder piston engine model, which could be equipped with a turbocharger. A system for collecting and processing experimental data based on an analog-to-digital converter was used in the study. Data on changes in local values of velocity and static pressure of pulsating flows in the intake system during the engine's operating cycle were obtained using a constant temperature hot-wire anemometer and a fast-acting pressure sensor. Spectral analysis of functions of flow velocity and pressure versus time was carried out on the basis of the fast Fourier transform algorithm. **RESULTS.** The article presents a comparative analysis of the spectra of the amplitudes of the velocity and pressure pulsations in the intake system of an engine with and without turbocharging. Also proposed is a method for stabilizing the pulsating flow in the intake system by installing a leveling grid in the outlet channel of the turbocharger compressor. **CONCLUSION.** It is shown that the installation of a turbocharger leads to a significant change in the structure of gas flows in the intake system of the engine. It has been established that the presence of a leveling grid in the intake system of a turbocharged piston engine leads to a decrease in the low-frequency amplitudes of the flow velocity and pressure pulsations up to 30%. It is shown that the probability of failure-free operation of an automobile engine (cylinder diameter – 82 mm, piston stroke – 71 mm) increases by almost 1% when a leveling grille is used in the intake system.

Keywords: piston engine; turbocharging; intake system; gas dynamics; pulsating flows; spectral analysis.

Acknowledgments: the work has been supported by the Russian Science Foundation (grant No. 18-79-10003).

For citation: Plotnikov LV, Brodov YM, Zhilkin BP, Shestakov DS, Osipov LE. Spectral analysis of gas dynamic processes in the inlet system of a piston engine with turbocharger. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(4):43-54. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-43-54.

Введение

Поршневые двигатели внутреннего сгорания (ПДВС) являются самыми распространенными тепловыми двигателями в мире. Известно, что совершенство газодинамических процессов в системах впуска и выпуска ПДВС во многом определяет эффективность рабочего цикла вследствие влияния на качество процессов газообмена, а также протекание процессов смесеобразования и сгорания [1-3]. Так, наличие турбулентных структур разного масштаба в системе впуска влияет на ее гидродинамическое сопротивление, а их наличие в цилиндре ПДВС определяет условия и степень перемешивания воздуха и топлива [4-6]. Многие научно-технические исследования посвящены изучению структуры течений в системах газообмена поршневых двигателей с турбонаддувом и без него на основе численного моделирования потоков [7-11]. Эти исследования показывают, что за счет изменения конструкции систем газообмена, в частности, впускной системы можно улучшить эффективность поршневых двигателей, т.е. снизить расход топлива вплоть до 6 %, а также повысить удельную мощность ПДВС на 1,5-5%. Следует отметить, что в большинстве случаев результаты численного моделирования рабочего процесса и процессов газообмена подтверждаются экспериментально на основе стендовых и эксплуатационных испытаний. Физико-математическое моделирование выполняется обычно для стационарных потоков газа, но можно найти исследования и для пульсирующих течений газов в системах газообмена [12-14]. Эти исследования направлены на совершенствование математического аппарата, применяемого в инженерных расчетах с целью повышения их точности, а также для разработки математических моделей, которые более достоверно описывают нестационарные физические процессы в системах газообмена поршневых двигателей с турбонаддувом и без него. Многие результаты моделирования также подтверждаются экспериментальными данными, что подтверждает достоверность и адекватность, предлагаемых математических моделей. Отдельно можно выделить экспериментальные научно-технические исследования направленных на улучшение эффективности поршневых

двигателей за счет настройки (доводки) конструкций впускной и выпускной систем [15-18]. В рассматриваемых статьях показано влияние конструкции систем газообмена на шумовые и экологические характеристики двигателя, на технико-экономические показатели, а также влияние условий на впуске на КПД, мощность и приемистость ПДВС. И как показывают результаты исследований, газодинамическое совершенствование процессов во впускной системе поршневого двигателя это действенный способ улучшить его эксплуатационные показатели. В последние годы также появились экспериментальные исследования структуры потоков в рассматриваемых системах с помощью оптических методов (в частности, посредством быстродействующего PIV-метода) [19-21]. Однако, следует отметить, что в большинстве случаев эти исследования дают только визуальную картину структуры потоков, на основе которой можно лишь предполагать о масштабе турбулентности в трубопроводах и цилиндре двигателя. При этом, известно, что установка турбокомпрессора (ТК) приводит к существенному изменению газодинамических процессов в системах впуска и выпуска тепловых двигателей [22, 23]. Оценка степени влияния лопаточного аппарата компрессора ТК на структуру и масштаб турбулентности нестационарных потоков в системе впуска ПДВС является актуальной задачей. Не менее важной задачей является поиск способов управления газодинамикой и теплообменом потоков в системах газообмена энергетических машин и установок на базе поршневых двигателей.

Спрогнозировать уровень турбулентных вихрей в газовоздушных системах на этапе проектирования поршневых двигателей можно на основе спектрального анализа периодических функций скорости и давления потоков. Таким образом, основными задачами этого исследования являются: (1) провести спектральный анализ газодинамических характеристик нестационарных потоков во впускных системах ПДВС с турбонаддувом и без него, (2) оценить уровень влияния механического воздействия лопаток компрессора турбокомпрессора на структуру течения, а также (3) разработать метод совершенствования газодинамических процессов в системе впуска.

Материалы и методы

Натурная модель поршневого двигателя (диаметр цилиндра – 82 мм, ход поршня – 71 мм) с турбокомпрессором ТКР6 использовалась для изучения газодинамических процессов в системе впуска. Сгорание топливно-воздушной смеси в цилиндре ПДВС не осуществлялось. Асинхронный электродвигатель и преобразователь частоты применялись для вращения коленчатого вала ПДВС. Диапазон изменения скорости вращения коленвала ПДВС составлял от 600 до 3000 мин⁻¹. Ротор турбокомпрессора приводился во вращение путем подачи сжатого воздуха от внешнего источника на лопатки турбины ТК. То есть в турбокомпрессоре отсутствовал внутренний теплообмен, характерный для реальной работы турбонаддува на ПДВС. Это позволило сконцентрироваться на газодинамических явлениях в системе впуска. Скорость вращения ротора ТК изменялась от 20000 до 60000 мин⁻¹. Режимы работы двигателя и турбокомпрессора были выбраны исходя из согласования расхода воздуха через цилиндры ПДВС и производительности ТК. В дальнейших исследованиях планируется расширить диапазон частот вращения. Конфигурация впускной системы была следующей: длина впускного трубопровода составляла 300 мм, длина выходного канала компрессора – 150 мм, внутренний диаметр каналов – 32 мм. Исследуемая система впуска была без охладителя наддувочного воздуха. Контрольное сечение с датчиками располагалось на расстоянии 150 мм до входного окна головки цилиндра. В качестве рабочей среды использовался воздух с температурой 20-25 °С (двигатель без ТК) и с температурой 35-45 °С (ПДВС с ТК).

В данной работе исследования газовых потоков во впускной системе поршневых двигателей проводились с учетом газодинамической нестационарности [24], т.е. определялись газодинамические параметры пульсирующих потоков газа. На первом этапе исследований изучалась газодинамика течений в системе впуска двигателя без турбокомпрессора. Физический механизм движения воздуха в данном случае состоит в создании волн разрежения в цилиндре двигателя. На втором этапе изучалась газодинамика потоков в системе впуска ПДВС с ТК. В этом случае физический механизм движения воздуха меняется: источником движения уже являются волны сжатия после турбокомпрессора (избыточное давление). Более того, на нестационарный поток воздуха оказывает механическое воздействие лопатки центробежного компрессора ТК. При этом уровень воздействия зависит от скорости вращения ротора турбокомпрессора (определяет амплитуду и частоту возмущений). По мнению авторов, это должно привести к существенному изменению структуры и газодинамических параметров потока воздуха. На третьем этапе был предложен способ стабилизации пульсирующих потоков газа в системе впуска путем установки выравнивающей решетки (ВР) по принципу хонейкомба в выходном канале компрессора ТК. Научная гипотеза применения ВР в системе впуска

двигателя основывается на том, что различные стабилизирующие устройства направлены на выравнивание поля скоростей в газодинамических системах и на снижение пульсационных составляющих скорости потока [25, 26]. Это может положительно сказаться на работе компрессора турбокомпрессора в системе впуска ПДВС с ТК, что приведет к росту КПД.

В ходе проведения опытов определялись мгновенные значения средней по сечению скорости потока воздуха w_x и мгновенные значения статического давления p_x во впускном трубопроводе ПДВС. Для определения w_x использовался термоанемометр постоянной температуры. Быстродействие термоанемометра составляло 2 мс. Для определения p_x использовался датчик давления фирмы WIKA (быстродействие составляло 1 мс). Подробней метод определения газодинамических параметров пульсирующих потоков описан в [27].

На основе данных о газодинамических характеристиках течений в рассматриваемых системах спектральный анализ функций скорости и давления потока от времени проводился с помощью программы *PowerGraph* на основе алгоритма быстрого преобразования Фурье. Основные показатели спектра при обработке были: 1) тип спектра был амплитудный; 2) число значений спектра во время быстрого преобразования Фурье было 1048576; 3) тип весовой функции был треугольным. Спектральный анализ гармонических функций скорости и давления потоков является классическим подходом для изучения характеристик потока при различных граничных условиях [28, 29].

Результаты

На рисунке 1 показано изменение скорости w_x и давления p_x потока во времени во впускной системе за один рабочий цикл ПДВС с турбокомпрессором и без него. Данные представлены для разных режимов работы ТК и разных конструкций системы впуска (с ВР и без нее). Из рисунка 1 видно, что наличие турбокомпрессора в системе впуска теплового двигателя приводит к заметным изменениям в функции $w_x = f(\tau)$ как в процессе впуска, так и в период закрытого впускного клапана (рис. 1, а). В частности, можно отметить, что максимальные значения скорости потока увеличиваются в пределах 10-15 %, а также имеют место более выраженные флуктуации скорости потока воздуха во впускном трубопроводе. Примечательно, что эти колебания нестационарного потока наблюдаются в течении всего рабочего цикла ПДВС. Можно предположить, что они связаны с обратными волнами давления в системе впуска и влиянием лопаток компрессора ТК, которые воздействуют на основное течение и являются источником турбулентности. Следует отметить, что рассматриваемые колебания потока снижают КПД ТК, создают дополнительное гидравлическое сопротивление и, соответственно, снижают эффективность двигателя в целом. При этом, вид кривой $p_x = f(\tau)$ существенно зависит от наличия или отсутствия турбокомпрессора во впускной системе (рис. 1, б). В частности, наблюдается сглаживание пульсаций давления во впускной системе, а также рост средней величины давления за рабочий цикл.

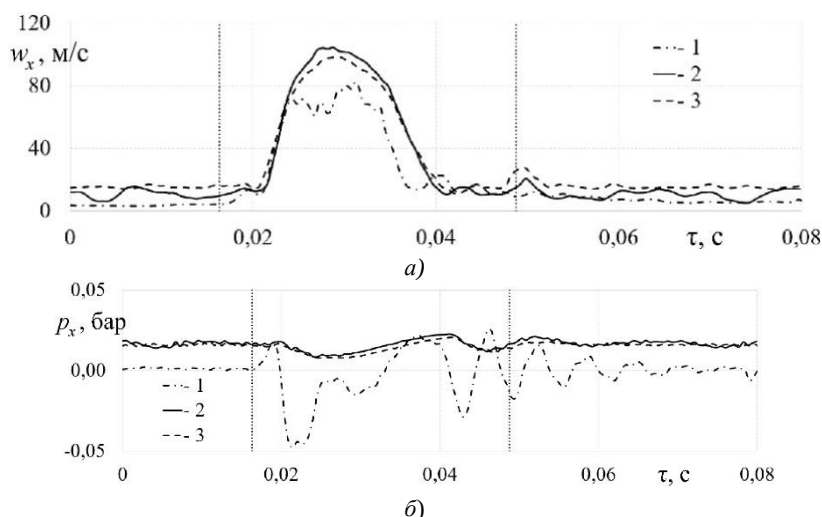


Рис. 1. Зависимости местной скорости w_x (а) и давления p_x (б) потоков воздуха от времени в системах впуска двигателей при разных условиях: 1 – двигатель без наддува при $n = 1500$ мин⁻¹; 2 – ПДВС с ТК при $n = 1500$ мин⁻¹ и $n_{TC} = 46000$ мин⁻¹; 3 – ПДВС с ТК с системой впуска с ВР ($n = 1500$ мин⁻¹ и $n_{TC} = 46000$ мин⁻¹)

Fig. 1. Dependences of local velocity w_x (a) and pressure p_x (b) of air flows on time in engine intake systems under different conditions: 1-engine without supercharging at $n = 1500$ min⁻¹; 2 – PDVS with TC at $n = 1500$ min⁻¹ and $n_{TC} = 46000$ min⁻¹; 3 – PDVS with TC with an intake system with BP ($n = 1500$ min⁻¹ and $n_{TC} = 46000$ min⁻¹)

На рисунке 2 представлены графики амплитуд спектра для функции $w_x = f(\tau)$ применительно к двигателям с турбонаддувом и без него. Данные получены для разных скоростей вращения коленвала ПДВС и ротора ТК. На рисунке 2 вертикальными линиями показаны значения амплитуд пульсаций для значимых частот спектра.

Из рисунка 2 видно, что установка турбокомпрессора приводит к существенному изменению структуры потока в системе впуска двигателя. Во-первых, изменяются значения значимых частот амплитуд пульсаций скорости потока воздуха. Значения значимых частот для атмосферного двигателя: 25,5 Гц, 50,6 Гц, 75,7 Гц и т.д. (кратность – 25,1). Значения частот для турбированного двигателя: 12 Гц, 24 Гц, 36 Гц и т.д. (кратность – 12). Это подтверждает серьезную перестройку структуры течения. Во-вторых, изменяется закономерность изменения амплитуд спектра функции $w_x = f(\tau)$. В одном случае закономерность является линейной, в другом – сложной, криволинейной. Это дополнительное доказательство заметной трансформации газодинамической структуры нестационарных потоков в системе впуска с ТК и без него. Из рисунка 2 видно, что график амплитуд спектра скорости потока воздуха во впускной системе двигателя без турбонаддува имеет практически линейный вид. Установка турбокомпрессора приводит к появлению значимой частоты в районе 15 Гц, а также к более сложному виду функции $A_w = f(f)$. Эти данные подтверждают предположение о влиянии внешней турбулентности на структуру нестационарного потока газа в рассматриваемой гидравлической системе.

На рисунке 3 представлены графики амплитуд спектра скорости потока воздуха в системе впуска ПДВС с турбокомпрессором для разных скоростей вращения ротора ТК. Представленные данные дают возможность оценить уровень перестройки газодинамической структуры течения в системе впуска в зависимости от эксплуатационного режима работы энергомашины на базе поршневого двигателя.

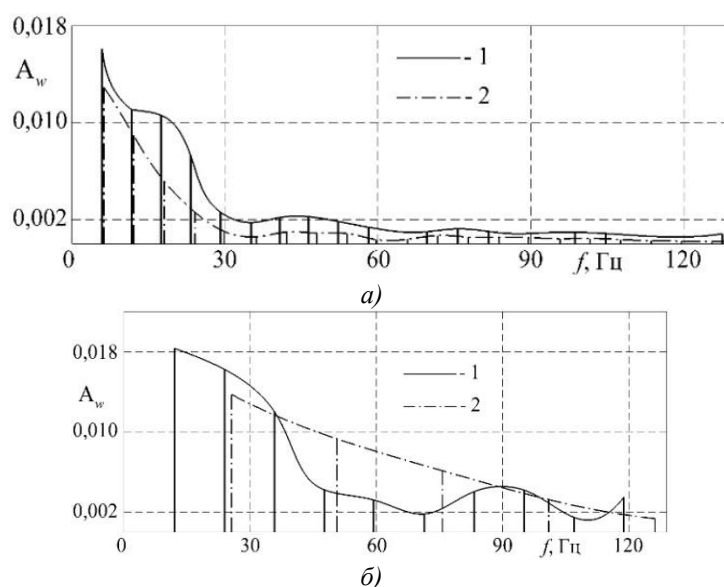


Рис. 2. Графики амплитуд спектра скорости потока воздуха w_x в системе впуска ПДВС с турбонаддувом (1) и без него (2) при разных условиях: а – $n = 1500 \text{ мин}^{-1}$ и $n_{\text{TC}} = 46000 \text{ мин}^{-1}$; б – $n = 3000 \text{ мин}^{-1}$ и $n_{\text{TC}} = 46000 \text{ мин}^{-1}$

Fig. 2. Graphs of the amplitude spectrum of air flow rate w_x into the intake system of the internal combustion engine with a turbocharger (1) and without (2) under different conditions: а – $n = 1500 \text{ min}^{-1}$ and $PTS = 46000 \text{ min}^{-1}$; б – $n = 3000 \text{ min}^{-1}$ and $PTS = 46000 \text{ min}^{-1}$

Из рисунка 3 видно, что скорость вращения ротора ТК оказывает заметное влияние на газодинамическую структуру течения воздуха в системе впуска ПДВС. При этом, можно отметить, что значимые амплитуды составляющих пульсаций имеют одинаковые частоты при всех значениях n_{TC} : 12,1 Гц, 22,8 Гц, 33,5 Гц, 44,2 Гц и т.д. вплоть до 150 Гц. Кратность значимых частот составляет 10,7 Гц. Наибольшие отличия в амплитудах пульсаций скорости потока воздуха наблюдаются для первых трех значимых частот. Максимальная величина отличий может достигать 33 %. Это указывает на то, что уровень турбулентности течения воздуха в системе впуска в основном зависит от режима работы ПДВС и ТК. При этом, повышенная турбулентность потока может снизить КПД ТК, а также уменьшить степень наполнения цилиндра воздухом, поскольку в этом случае возрастает гидравлическое сопротивление рассматриваемой системы. Поэтому необходимо разрабатывать способы стабилизации нестационарных потоков в системе впуска поршневого двигателя, что особенно актуально для энергомашин на базе ПДВС с ТК.

Напомним, что в данной работе в качестве способа стабилизации пульсирующего потока воздуха применялась ВР по принципу хонейкомба, которая помещалась в выходной патрубок компрессора перед впускным трубопроводом ПДВС.

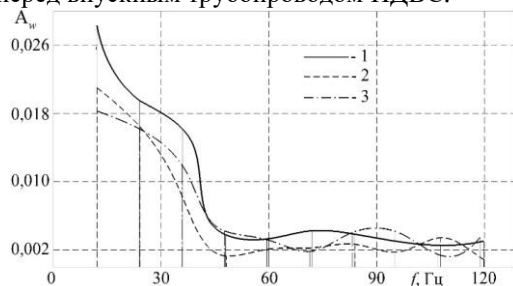


Рис. 3. Графики амплитуд спектра скорости потока воздуха w_x в системе впуска ПДВС с турбонаддувом при частоте вращения коленчатого вала $n = 3000 \text{ мин}^{-1}$ и для разных частот вращения ротора ТК: 1 – $n_{тс} = 30000 \text{ мин}^{-1}$; 2 – $n_{тс} = 40000 \text{ мин}^{-1}$; 3 – $n_{тс} = 46000 \text{ мин}^{-1}$

Fig.3. Graphs of the amplitude spectrum of high-speed air flows WH V of the vpuska VAT system with turbocharging at a speed of rotation of the crankshaft $n = 3000 \text{ min}^{-1}$ and for various parts of the rotation of the TC rotor: 1-pts = 30000 min-1; 2-pts = 40000 min-1; 3-pts = 46000 min-1

На рисунке 4 представлены спектры функции $w_x = f(\tau)$ в базовой впускной системе и в системе впуска с ВР для фиксированного режима работы двигателя с турбонаддувом.

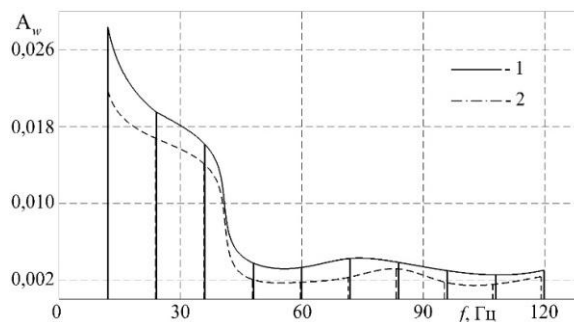


Рис. 4. Графики амплитуд спектра скорости потока воздуха w_x в базовой впускной системе (1) и в системе впуска с ВР (2) двигателей с турбонаддувом при $n = 3000 \text{ мин}^{-1}$ и $n_{тс} = 40000 \text{ мин}^{-1}$

Fig. 4. Graphs of the amplitudes of the spectrum of the air flow velocity w_x in the basic intake system (1) and in the intake system with ВР (2) of turbocharged engines at $n = 3000 \text{ min}^{-1}$ and $n_{тс} = 40000 \text{ min}^{-1}$

Из рисунка 4 видно, что установка ВР не вызывает перестройку газодинамической структуры течения, поскольку вид кривой $A_w = f(f)$ не изменяется, а также не изменяются значимые частоты и их кратность. Однако, следует подчеркнуть, что амплитуды пульсаций скорости потока воздуха в системе впуска с ВР снижаются в пределах 5-15 % (в сравнении с базой). Это указывает на стабилизацию нестационарного течения, что потенциально может улучшить наполнение цилиндра воздухом (рабочим телом), вследствие снижения гидравлического сопротивления рассматриваемой системы. Более того, обнаруженная стабилизация течения в перспективе также может улучшить показатели надежности деталей и узлов системы впуска ПДВС с ТК, поскольку известно, что стабилизация пульсирующих потоков приводит к подавлению уровня теплоотдачи и, соответственно, снижению термических напряжений [30].

На рисунке 5 показаны графики амплитуд пульсаций спектра давления потока воздуха в системе впуска для разных скоростей вращения ротора ТК.

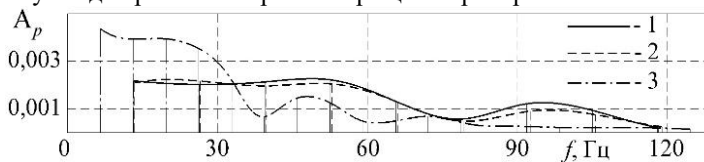


Рис. 5. Графики амплитуд спектра давления потока воздуха p_x в системе впуска ПДВС с турбонаддувом при скорости вращения коленвала $n = 1500 \text{ мин}^{-1}$ и для разных скоростей вращения ротора ТК: 1 – $n_{тс} = 30000 \text{ мин}^{-1}$; 2 – $n_{тс} = 40000 \text{ мин}^{-1}$; 3 – $n_{тс} = 46000 \text{ мин}^{-1}$

Fig. 5. Graphs of the amplitude of the air flow pressure spectrum Rh V of the turbocharged VAT intake system at the speed of rotation of the crankshaft $n = 1500 \text{ min}^{-1}$ and for different speeds of rotation of the rotor TC: 1-pts = 30000 min-1; 2-pts = 40000 min-1; 3-pts = 46000 min-1

Из рисунка 5 видно, что для исследуемого типоразмера двигателя и турбокомпрессора заметные изменения в структуре потока воздуха наблюдаются при скоростях вращения ротора ТК выше 46000 мин^{-1} . Например, кратность значимых частот уменьшается в два раза (с 12 до 6 Гц) при $n_{\text{тс}} > 46000 \text{ мин}^{-1}$. Также возрастают амплитуды пульсаций давлений на величину до 40 % при частотах не более 30 Гц по сравнению с низкими скоростями вращения ротора ТК ($20000 < n_{\text{тс}} < 40000 \text{ мин}^{-1}$). По мнению авторов, это связано с тем, что при высоких скоростях вращения $n_{\text{тс}}$ турбокомпрессор имеет избыточную производительность по отношению к поршневому двигателю. Вследствие этого возрастают возвратно-поступательные колебания потока воздуха в системе впуска с высокой степенью турбулентности потока.

На рисунке 6 для сравнения показаны графики амплитуд спектра давления потока воздуха в базовой впускной системе и в системе впуска с ВР для скоростей вращения коленвала ПДВС и ротора ТК.

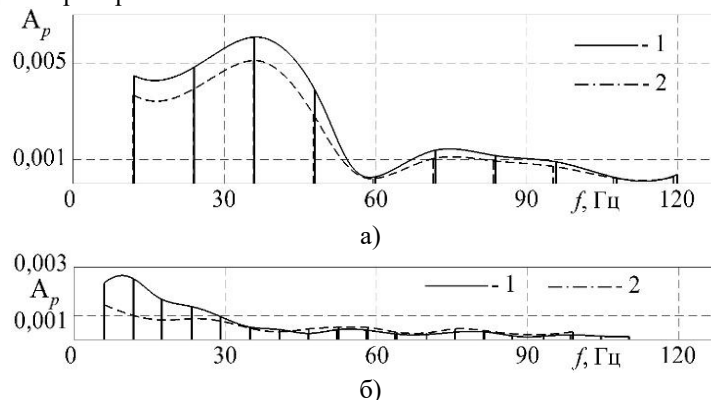


Рис. 6. Графики амплитуд спектра давления потока воздуха p_x в базовой впускной системе (1) и в системе впуска с ВР (2) для двигателей с турбонаддувом при разных скоростях вращения коленвала ПДВС и ротора ТК: а – $n = 3000 \text{ мин}^{-1}$ и $n_{\text{тс}} = 40000 \text{ мин}^{-1}$; б – $n = 600 \text{ мин}^{-1}$ и $n_{\text{тс}} = 46000 \text{ мин}^{-1}$

Fig. 6. Graphs of the amplitude spectrum of the pressure of the air flow in the base p_x intake system (1) and in the intake with VR (2) for propulsion turbo at different rotation speed of the crankshaft VAT and rotor TK – а- $n = 3000 \text{ min}^{-1}$ and $VTS = 40000 \text{ min}^{-1}$; б- $n = 600 \text{ min}^{-1}$ and $VTS = 46000 \text{ min}^{-1}$

Из рисунка 6 видно, что установка ВР не вызывает изменения амплитуд значимых частоты и их кратности. Можно отметить, что амплитуды пульсаций давления потока воздуха в системе впуска с ВР снижаются в среднем на 10-12 %, что характерно для частот до 60 Гц. Это указывает на выравнивание поля скоростей и давлений в трубопроводе, что потенциально может привести к более полному заполнению цилиндра воздухом (рабочим телом), а также улучшению процессов смесеобразования и сгорания в ПДВС.

Обсуждение

Рассмотрим прикладное значение полученных результатов в области поршневого двигателестроения. Схема (с геометрическими размерами) и фотография ВР для системы впуска автомобильного двигателя 2ЧН 8,2/7,1 с турбонаддувом представлены на рисунке 7 в качестве примера конструкторской реализации способа газодинамического совершенствования процессов в системе впуска.

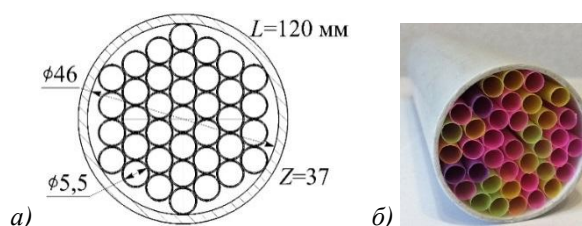


Рис. 7. Геометрические размеры (а) и фотография (б) выравнивающей решетки, устанавливаемой во впускную систему выходной канал компрессора

Fig. 7. Geometric dimensions (a) and photo (b) of the leveling grid installed in the intake system of the compressor output channel

Проводилась расчетная оценка потенциальных положительных эффектов в области поршневого двигателестроения от применения впускных систем с выравнивающей решеткой. Так, подавление уровня теплоотдачи между потоком и стенками трубопровода в системе впуска с ВР вызывает снижение термических напряжений в деталях и узлах тепловых двигателей, что улучшает их надежность, а именно, показатели безотказности. Для поршневого двигателя 2ЧН 8,2/7,1 проведен расчет интенсивности отказов для базовой и модернизированной системы впуска (рис. 7, а). Исходные данные для расчета были взяты из статистических данных по отказам впускных систем для различных автомобильных двигателей и усреднены. На основе изменения интенсивности отказов была пересчитана вероятность безотказной работы для рассматриваемого дизеля при наработке 3000 часов (средний период прохождения технического обслуживания автомобильного ПДВС), которая выросла на 0,8 % (рис. 7, б).

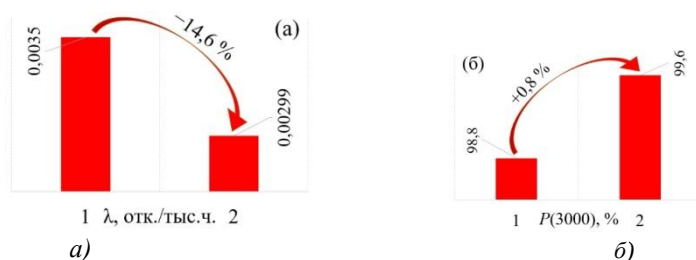


Рис. 8. Диаграммы изменения интенсивности отказов головок цилиндра λ (а) и вероятности их безотказной работы P (б) для дизеля 2ЧН 8,2/7,1 с базовой впускной системой (1) и впускной системой с выравнивающей решеткой (2)

Fig. 8. Diagrams of changes in the failure rate of cylinder heads λ (a) and the probability of their trouble-free operation P (b) for a 2CHN 8,2/7,1 diesel engine with a basic intake system (1) and an intake system with a leveling grid (2)

Следует отметить, что применение выравнивающей решетки в системах впуска поршневых двигателей не потребует существенных экономических и технологических затрат. Потенциальные положительные эффекты могут заключаться, как в увеличении КПД турбокомпрессора (за счет газодинамической стабилизации течения в системе впуска), так и в повышении надежности (безотказности) систем и агрегатов двигателя с турбонаддувом. По предварительным оценкам стабилизация нестационарных потоков в системе впуска ПДВС с ТК вызовет рост КПД турбокомпрессора в среднем на 2,5 %, что приведет к увеличению КПД теплового двигателя в пределах 0,1-0,3 %.

Выводы

На основе проведенных опытов и спектрального анализа газодинамических зависимостей нестационарных потоков воздуха во системе впуска ПДВС можно сформулировать ключевые выводы:

- ввиду сложности объекта исследования, изучение газодинамики нестационарных потоков воздуха лучше проводить на натурных моделях, которые с достаточной точностью воспроизводят физические и геометрические характеристики реальных объектов;
- спектральный анализ является действенным методом для мониторинга изменения газодинамической структуры нестационарных потоков в системе впуска ПДВС;
- наличие компрессора турбокомпрессора в системе впуска ПДВС вызывает заметные изменения газодинамической структуры нестационарных потоков, а именно, (1) имеет место рост амплитуд пульсаций скорости потока (от 25 до 45 % по сравнению с базовой гидравлической системой) при неизменности кратности значимых частот;
- (2) скорость вращения ротора турбокомпрессора обуславливает изменение графиков спектров функций скорости и давления нестационарного потока в области низкочастотных пульсаций (до 40-55 Гц) при неизменности кратности значимых частот;
- разработан метод снижения амплитуд пульсаций скорости и давления нестационарного потока в системе впуска до 30 % (по сравнению с базовой системой) с помощью установки выравнивающей решетки в выходной канал компрессора; это также приводит к подавлению интенсивности теплоотдачи в пределах 15 %;
- показано, что вероятность безотказной работы поршневого двигателя 2ЧН 8,2/7,1 возрастает почти на 1 % при использовании во впускной системе с каналом с выравнивающей решеткой.

Полученные данные о стабилизации пульсирующих потоков воздуха позволят увеличить расходные характеристики впускных системы поршневых двигателей с ТК, повысить их надежность, а также улучшить процессы смесеобразования и сгорания.

Литература

1. Busch M.D. Mike Busch on Engines. New York: Savvy Aviation, 2018, 508 p.
2. Watson N., Janota M.S. Turbocharging the Internal Combustion Engine. London: Palgrave Macmillan Press, 1982. 608 p.
3. Breeze P. Piston Engine-Based Power Plants. India: Academic Press, 2017, 182 p.
4. Zhuang H., Hung D.L.S., Yang J., Tian S. Investigation of swirl ratio impact on in-cylinder flow in an SIDI optical engine // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 2016. V. 138. No 8.
5. Lee K., Bae C., Kang K. The effects of tumble and swirl flows on flame propagation in a four-valve S.I. engine // Applied Thermal Engineering. 2007. V. 27. No 11-12. pp. 2122-2130.
6. Wahono B., Setiawan A., Lim O. Effect of the intake port flow direction on the stability and characteristics of the in-cylinder flow field of a small motorcycle engine // Applied Energy. 2021. V. 288.
7. Perini F., Zha K., Busch S., et al. Comparison of Linear, Non-Linear and Generalized RNG-Based k-epsilon Models for Turbulent Diesel Engine Flows // SAE Technical Papers. 2017.
8. Janas P., Wloka I., Böhm B., et al. On the Evolution of the Flow Field in a Spark Ignition Engine // Flow, Turbulence and Combustion. 2017. V. 98. No 1. pp. 237-264.
9. Plotnikov L., Nevolin A., Nikolaev D. The flows structure in unsteady gas flow in pipes with different cross-sections // EPJ Web of Conferences. 2017. V. 159. Article number 00035.
10. Souza GRD., Pellegrini C.D.C., Ferreira S.L., et al. Study of intake manifolds of an internal combustion engine: A new geometry based on experimental results and numerical simulations // Thermal Science and Engineering Progress. 2019. V. 9. pp. 248-258.
11. Kim K.-H., Kong K.-J. One-dimensional gas flow analysis of the intake and exhaust system of a single cylinder diesel engine // Journal of Marine Science and Engineering. 2020. V. 8 (12).
12. Grishin Y.A., Zenkin V.A., Khmelev R.N. Boundary conditions for numerical calculation of gas exchange in piston engines // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. 2017. V. 90. No 4. pp. 965-970.
13. Bondar V., Aliukov S., Malozemov A., et al. Mathematical model of thermodynamic processes in the intake manifold of a diesel engine with fuel and water injection // Energies. 2020. V. 13 (17).
14. Zholobov L.A., Medvedev A.V., Pasin A.V., et al. Estimation of gas exchange parameters in the engine by numerical simulation // Journal of Physics: Conference Series. 2020. V. 1679 (4).
15. Guo H., Fu B., Huang Z., et al. Design and optimization of air intake system based on FSC // Journal of Physics: Conference Series. 2020. V. 1600 (1).
16. Li Z., Zhang Y., Huang G., et al. Control of intake boundary conditions for enabling clean combustion in variable engine conditions under intelligent charge compression ignition (ICCI) mode // Applied Energy. 2020. V. 274.
17. Bae M.-W., Ku Y.J., Park H.-S. A study on effects of tuning intake and exhaust systems upon exhaust noises in a driving car of gasoline engine // Transactions of the Korean Society of Mechanical Engineers, B. 2021. V. 45 (1). pp. 31-40.
18. Plotnikov L.V., Zhilkin B.P., Brodov Y.M. Thermomechanical improvement of gas-air systems of turbocharged piston internal-combustion engines // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. 2020. V. 93. No. 6. pp. 1557-1566.
19. Zhu Z., Lin R., Du A., Zhu P., Yuan Z. PIV Steady State Air Intake Experiment and Tumble Ratio Calculation of Gasoline Engines // Chinese Internal Combustion Engine Engineering. 2017. V. 38. No 4. pp. 121-127.
20. Li J., Wang T., Li W., Wang, et al. Experiment on tumble ratio measurement in a gasoline engine using 3D-PIV // Chinese Society for Internal Combustion Engines. 2017. V. 35, No 1. pp. 25-31.

21. Zhang X., Wang T., Jia M., et al. The Interactions of In-Cylinder Flow and Fuel Spray in a Gasoline Direct Injection Engine with Variable Tumble // *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. 2015. V. 137, No 7.
22. Baines N.C. Fundamentals of turbocharging. Vermont: CONcepts NREC, 2005. 264 p.
23. Romagnoli A., Manivannan A., Rajoo S., et al. A review of heat transfer in turbochargers // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. V. 79. pp 1442-1460.
24. Plotnikov L.V., Zhilkin B.P. Influence of gas-dynamical nonstationarity on local heat transfer in the gas–air passages of piston internal-combustion engines // *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2018. V. 91, No. 6. pp. 1444-1451.
25. Fransson J. H. M., Talamelli A., Brandt L., Cossu C. Delaying transition to turbulence by a passive mechanism // *Physical Review Letters*. 2006. V. 96 (6).
26. Choi H., Moin P., Kim J. Active turbulence control for drag reduction in wall-bounded flows // *Journal of Fluid Mechanics*. 1994. V. 262 (A). pp. 75-110.
27. Plotnikov L.V., Zhilkin B.P. The gas-dynamic unsteadiness effects on heat transfer in the intake and exhaust systems of piston internal combustion engines // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2017. V. 115. pp. 1182-1191.
28. Hashimoto K., Badarla V.R., Ideguchi T. High-Speed Fourier-Transform Infrared Spectroscopy with Phase-Controlled Delay Line // *Laser and Photonics Reviews*. 2021. V. 15 (1).
29. Bordbar H., Hostikka S., Boulet P., Parent G. Numerically resolved line by line radiation spectrum of large kerosene pool fires // *Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer*. 2020. V. 254.
30. Brodov Y.M., Grigoryev N.I., Zhilkin B.P., et al. Increasing Reliability of Gas–Air Systems of Piston and Combined Internal Combustion Engines by Improving Thermal and Mechanic Flow Characteristics // *Thermal Engineering*, 2015. V. 62. № 14. pp. 1038-1042.

Авторы публикации

Плотников Леонид Валерьевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Турбины и двигатели», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» (УрФУ). E-mail: plotnikovlv@mail.ru.

Бродов Юрий Миронович – д-р. техн. наук, зав. кафедрой турбин и двигателей, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» (УрФУ). E-mail: turbine66@mail.ru.

Жилкин Борис Прокопьевич – д-р физ.-мат. наук, профессор кафедры «Теплоэнергетика и теплотехника», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» (УрФУ). E-mail: tot@ustu.ru.

Шестаков Дмитрий Сергеевич – доцент кафедры «Турбины и двигатели», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» (УрФУ). E-mail: dmshes@mail.ru.

Осинов Леонид Евгеньевич – магистрант, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» (УрФУ). E-mail: gepebola3@mail.ru.

References

1. Busch MD. *Mike Busch on Engines*. New York: Savvy Aviation. 2018, 508 p.
2. Watson N, Janota MS. *Turbocharging the Internal Combustion Engine*. London: Palgrave Macmillan Press. 1982. 608 p.
3. Breeze P. *Piston Engine-Based Power Plants*. India: Academic Press. 2017, 182 p.

4. Zhuang H, Hung DLS, Yang J, et al. Investigation of swirl ratio impact on in-cylinder flow in an SIDI optical engine. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. 2016;138(8).
5. Lee K, Bae C, Kang K. The effects of tumble and swirl flows on flame propagation in a four-valve S.I. engine. *Applied Thermal Engineering*. 2007;27(11-12):2122-2130.
6. Wahono B, Setiawan A, Lim O. Effect of the intake port flow direction on the stability and characteristics of the in-cylinder flow field of a small motorcycle engine. *Applied Energy*. 2021;288.
7. Perini F, Zha K, Busch S, et al. *Comparison of Linear, Non-Linear and Generalized RNG-Based k-epsilon Models for Turbulent Diesel Engine Flows*. SAE Technical Papers. 2017.
8. Janas P, Wlokas I, Böhm B, et al. On the Evolution of the Flow Field in a Spark Ignition Engine // Flow, Turbulence and Combustion. 2017;98(1):237-264.
9. Plotnikov L, Nevolin A, Nikolaev D. *The flows structure in unsteady gas flow in pipes with different cross-sections*. EPJ Web of Conferences. 2017;159.
10. Souza GRD, Pellegrini C.C, Ferreira SL, et al. Study of intake manifolds of an internal combustion engine: A new geometry based on experimental results and numerical simulations. *Thermal Science and Engineering Progress*. 2019;9:248-258.
11. Kim K.-H, Kong K.-J. One-dimensional gas flow analysis of the intake and exhaust system of a single cylinder diesel engine. *Journal of Marine Science and Engineering*. 2020;8(12).
12. Grishin YA, Zenkin VA, Khmelev RN. Boundary conditions for numerical calculation of gas exchange in piston engines. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2017;90(4):965-970.
13. Bondar V, Aliukov S, Malozemov A, et al. Mathematical model of thermodynamic processes in the intake manifold of a diesel engine with fuel and water injection. *Energies*. 2020;13(17).
14. Zholobov LA, Medvedev AV, Pasin AV, et al. Estimation of gas exchange parameters in the engine by numerical simulation. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020;1679(4).
15. Guo H, Fu B, Huang Z, et al. Design and optimization of air intake system based on FSC. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020;1600(1).
16. Li Z, Zhang Y, Huang G, Zhao W, et al. Control of intake boundary conditions for enabling clean combustion in variable engine conditions under intelligent charge compression ignition (ICCI) mode. *Applied Energy*. 2020;274.
17. Bae M.-W, Ku Y.J, Park H.-S. A study on effects of tuning intake and exhaust systems upon exhaust noises in a driving car of gasoline engine. *Transactions of the Korean Society of Mechanical Engineers, B*. 2021;45(1):31-40.
18. Plotnikov LV, Zhilkin BP, Brodov YM. Thermomechanical improvement of gas-air systems of turbocharged piston internal-combustion engines. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2020;93(6):1557-1566.
19. Zhu Z, Lin R, Du A, et al. PIV Steady State Air Intake Experiment and Tumble Ratio Calculation of Gasoline Engines. *Chinese Internal Combustion Engine Engineering*. 2017;38(4):121-127.
20. Li J, WangT, Li W, et al. Experiment on tumble ratio measurement in a gasoline engine using 3D-PIV. *Chinese Society for Internal Combustion Engines*. 2017;35(1):25-31.
21. Zhang X, Wang T, Jia M, et al. The Interactions of In-Cylinder Flow and Fuel Spray in a Gasoline Direct Injection Engine with Variable Tumble. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. 2015;137(7).
22. Baines NC. Fundamentals of turbocharging. Vermont: CONcepts NREC, 2005. 264 p.
23. Romagnoli A, Manivannan A, Rajoo S, et al. A review of heat transfer in turbochargers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017;79:1442-1460.
24. Plotnikov LV, Zhilkin BP. Influence of gas-dynamical nonstationarity on local heat transfer in the gas-air passages of piston internal-combustion engines. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2018;91(6):1444-1451.

25. Fransson JHM, Talamelli A, Brandt L, et al. Delaying transition to turbulence by a passive mechanism. *Physical Review Letters*. 2006;96 (6).
26. Choi H, Moin P, Kim J. Active turbulence control for drag reduction in wall-bounded flows. *Journal of Fluid Mechanics*. 1994;262 (A):75-110.
27. Plotnikov LV, Zhilkin BP. The gas-dynamic unsteadiness effects on heat transfer in the intake and exhaust systems of piston internal combustion engines. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2017;115:1182-1191.
28. Hashimoto K, Badarla VR, Ideguchi T. High-Speed Fourier-Transform Infrared Spectroscopy with Phase-Controlled Delay Line. *Laser and Photonics Reviews*. 2021;15 (1).
29. Bordbar H, Hostikka S, Boulet P., Parent G. Numerically resolved line by line radiation spectrum of large kerosene pool fires. *Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer*. 2020. V. 254.
30. Brodov YM, Grigoryev NI, Zhilkin BP, et al. Increasing Reliability of Gas–Air Systems of Piston and Combined Internal Combustion Engines by Improving Thermal and Mechanic Flow Characteristics. *Thermal Engineering*. 2015;62(14):1038-1042.

Authors of the publication

Leonid V. Plotnikov – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin (UrFU).

Boris P. Zhilkin – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin (UrFU).

Yurii M. Brodov – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin.

Dmitry S. Shestakov – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin (UrFU).

Leonid E. Osipov – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin (UrFU).

Получено

29 июля 2021 г.

Отредактировано

13 августа 2021 г.

Принято

20 августа 2021 г.



МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕЛИОАБСОРБЦИОННОЙ ТЕПЛОНАСОСНОЙ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Нгуен Тиен¹, К.Х. Гильфанов¹, Д.Р. Гилязов²

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²ООО «КЭР-Инжиниринг»

ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-8733-0595>, kamil.gilfanov@yandex.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Предлагается бытовая система горячего водоснабжения, объединяющей солнечный коллектор и тепловой насос для климатических условий города БАКНИНЬ - ВЬЕТНАМ, способной круглогодично обеспечивать горячей водой 5 пользователей. Обосновать работоспособность предлагаемой системы в данных условиях. *МЕТОДЫ.* Решение задачи выполнено опытным путем и методом математического моделирования. Математическая модель основывается на уравнениях энергетического баланса с учетом коэффициентов полезного действия. Приведены схема и принцип работы опытной установки и результаты расчета системы комбинированного горячего водоснабжения на базе среднемесячных значений суммарной суточной радиации для места расположения солнечного коллектора. Система содержит в качестве источников энергии солнечный коллектор с вакуумными теплопоглощающими трубками и воздушный тепловой насос. При достаточной солнечной радиации горячая вода вырабатывается полностью из теплоабсорбционных вакуумных трубок, хранится в резервуаре солнечного коллектора и проходит через емкость теплового насоса до потребителя при неработающем тепловом насосе. В случае недостатка солнечного излучения включается воздушный тепловой насос. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Выполнен расчет мощности солнечного коллектора исходя из среднемесячных значений суммарной суточной радиации и эффективности солнечного коллектора, количество тепла добавляемого к солнечной системе горячего водоснабжения, тепловой мощности теплового насоса и выбран тепловой насос для системы горячего водоснабжения. *ВЫВОДЫ.* Результаты опытов подтверждают расчеты по восполнению дефицита тепла для солнечного коллектора воздушным тепловым насосом небольшой мощности в любое время года. Расчеты выполнены для системы обеспечивающей горячей водой суточную потребность пяти и трех человек. Показано, что небольшая теплопроизводительность теплового насоса позволяет снизить стоимость первоначальных капиталовложений в бытовые системы горячего водоснабжения с солнечным коллектором и соответственно перспективность предлагаемой системы горячего водоснабжения в условиях Вьетнама.

Ключевые слова: система горячего водоснабжения; солнечный коллектор; тепловой насос; математическая модель.

Для цитирования: Нгуен Тиен, Гильфанов К.Х., Гилязов Д.Р. Моделирование гелиоабсорбционной теплонасосной системы горячего водоснабжения // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 55-65. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-55-65.

MODELING OF A HELIOABSORPTION HEAT PUMP SYSTEM FOR HOT WATER SUPPLY

Nguyen Tien¹, KH. Gilfanov¹, DR. Gilyazov²

¹FBSEI HE Kazan state Power engineering university, Kazan, Russia

²LLC «KER-Engineering»

ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-8733-0595>, kamil.gilfanov@yandex.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* A domestic hot water supply system is proposed, combining a solar collector and a heat pump for the climatic conditions of the city BAC NINH - VIETNAM,

capable of providing hot water to 5 users all year round. Justify the performance of the proposed system under these conditions. **METHODS.** The solution of the problem was carried out experimentally and by the method of mathematical modeling. The mathematical model is based on the energy balance equations taking into account the efficiency factors. The scheme and principle of operation of the pilot plant and the results of the calculation of the combined hot water supply system based on the monthly average values of the total daily radiation for the location of the solar collector are presented. The system contains a solar collector with vacuum heat-absorbing tubes and an air heat pump as energy sources. With sufficient solar radiation, hot water is generated entirely from the heat-absorbing vacuum tubes, stored in the reservoir of the solar collector and passes through the reservoir of the heat pump to the consumer when the heat pump is not working. In case of insufficient solar radiation, the air heat pump is switched on. **RESULTS.** The calculation of the power of the solar collector based on the average monthly values of the total daily radiation and the efficiency of the solar collector, the amount of heat added to the solar hot water supply system, the heat capacity of the heat pump, and a heat pump for the hot water supply system was selected. **CONCLUSION.** The results of the experiments confirm the calculations for replenishing the heat deficit for the solar collector with an air heat pump of low power at any time of the year. The calculations are made for a system that provides hot water for the daily needs of five and three people. It is shown that the low heating capacity of the heat pump allows one to reduce the cost of initial investment in domestic hot water supply systems with a solar collector and, accordingly, the prospects of the proposed hot water supply system in Vietnam.

Keywords: hot water supply system; solar collector; heat pump; mathematical model.

For citation: Nguen Tien, Gilfanov KH., Gilyazov DR. Modeling of a helioabsorption heat pump system for hot water supply. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(4):55-65. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-55-65.

Введение

Вьетнам это страна на большей части территории, которой климат тропический, потребность в горячей воде в домашних хозяйствах, высотных домах, отелях, клиниках и огромна, особенно зимой на севере. Согласно данным, опубликованным на Азиатском семинаре по технологиям тепловых насосов и аккумулированию тепла (2013 г.), энергия, используемая для производства горячей воды, всегда составляет значительную долю в общем потреблении энергии, показатели среди домашних хозяйств (частных домов) и отелей во Вьетнаме составляют 18% и 30%. Системы горячего водоснабжения (ГВС) с использованием солнечного коллектора привлекательны, поскольку страна имеет высокую интенсивность и длительность солнечного сияния. Эффективность гелиосистем значительно возрастает, если солнечные водонагревательные коллекторы сочетать с тепловыми насосами. При проектировании и эксплуатации необходимо решить вопросы поддержания непрерывного соответствия между количеством вырабатываемого тепла и энергии, потребляемой системой ГВС. Важной задачей при этом является достижение приемлемых первоначальных капитальных вложений, поскольку тепловые насосы недешевы.

Системы горячего водоснабжения на основе солнечного коллектора являются достаточно экономичными, однако имеют недостаток сезонного снижения энергоэффективности, что требует наличия резервного источника тепла [1-3]. В бытовом секторе сегодня два наиболее часто используемых типа резервного источника тепла - это электронагреватели и тепловые насосы, поскольку они работают от относительно доступной электроэнергии. Преимущество резервного источника тепла на основе резистивных нагревателей состоит в том, что он имеет простую конструкцию и прост в реализации, поэтому первоначальные инвестиционные затраты обычно очень малы по сравнению с общей стоимостью всей системы горячего водоснабжения. Недостатком этого источника тепла является то, что он имеет низкий коэффициент преобразования электрической энергии (мощности в тепло, по сравнению с тепловыми насосами), обычно менее 1, поэтому, при регулярном использовании представляют повышенные эксплуатационные расходы. Современные тепловые насосы имеют достаточно высокие коэффициенты преобразования энергии (около 3...4), однако системы ГВС с тепловыми насосами сравнительно дороги, высоки начальные инвестиционные затраты, вместе с тем более эффективны при регулярной нагрузке резервного источника тепла.

По данным действующих поставщиков [4-6], ориентировочная тепловая мощность теплового насоса, соответствующая 100 литрам емкости для горячей воды, колеблется от 2,4 кВт для небольших домашних систем и до 3,88 кВт для больших централизованных систем. Доля стоимости теплового насоса в цене солнечной системы ГВС достаточно значительна. При таком диапазоне производительности комбинирование солнечного коллектора с тепловым насосом для производства горячей воды представляет высокие начальные капитальные затраты, что значительно снижает эффективность инвестиций и снижает популярность этих систем горячего водоснабжения.

Поэтому создание системы горячего водоснабжения с использованием солнечной радиации в сочетании с тепловым насосом в качестве резервного источника энергии с низкой начальной стоимостью является актуальной проблемой. При этом мощность теплового насоса сводится к минимально достаточному уровню. Для этого необходимо решить три задачи: во-первых, создание рациональной принципиальной схемы и работы, во-вторых, построение эффективного алгоритма управления и в-третьих, расчет оптимальной производительности и режимов.

Принципиальная схема

На рисунке 1 представлена принципиальная схема бытовой системы горячего водоснабжения со встроенным солнечным коллектором и тепловым насосом. Система включает солнечный коллектор с вакуумными теплопоглощающими трубками, воздушный тепловой насос для преобразования тепла окружающей среды, бак-накопитель и циркуляционный насос горячей воды. Обратные клапаны установлены, как показано на рисунке 1, для обеспечения того, чтобы вода не уходила из системы ГВС обратно в линию водопровода при понижении давления. бак с горячей водой солнечного коллектора всегда был заполнен водой, что помогает защитить теплопоглощающие вакуумные трубки от растрескивания, вызванного чрезмерной тепловой нагрузкой или тепловым «шоком».

Кратковременный режим пользования горячей водой используется при достаточной солнечной радиации. Горячая вода вырабатывается полностью из теплоабсорбционных вакуумных трубок, хранится в резервуаре солнечного коллектора и проходит через конденсатор неработающего теплового насоса до потребителя. Бак теплового насоса действует как дополнительный бак, повышая емкость аккумуляции тепла всей системы. Поток воды в этом режиме создается за счет разности давлений (солнечный коллектор расположен выше уровня потребителя) при открытии крана горячей воды, благодаря чему система работает даже в случае отключения электроэнергии. В этом режиме работы горячую воду нельзя использовать в течение длительного времени, так как температура воды в резервуаре теплового насоса уменьшится относительно нормативного значения.

При дальнейшем снижении температуры управляющий контроллер включает циркуляционный насос, который прокачивает и замещает «холодную» воду на «горячую» воду из резервуара солнечного коллектора в бак-накопитель. Если коллектор достаточно мощный и солнечное излучение вполне способно компенсировать дефицит энергии, уходящей с горячей водой, то такой режим может быть довольно длительным.

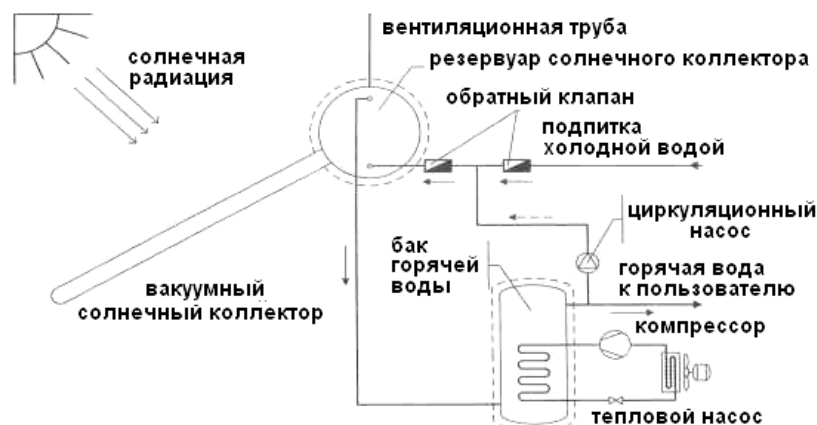


Рис. 1. Принцип работы бытовой системы ГВС, сочетающей солнечный коллектор и тепловой насос

Fig. 1. The principle of operation of a domestic hot water system combining a solar collector and a heat pump

В случае слабой солнечной радиации, по температуре на линии горячей воды, включается воздушный тепловой насос. В данной ситуации предусматривается два режима: 1) тепловой насос работает одновременно с циркуляционным насосом, таким образом тепло накапливается в баке-накопителе – это длительный режим; 2) циркуляционный насос отключен, тепловой насос работает на подогрев воды в его резервуаре, что позволяет быстро набрать нормативное значение температуры горячей воды. Первый режим привлекателен при потребности большего количества горячей воды в длительное время. Однако такой режим является достаточно инерционным, быстрый прогрев воды в такой ситуации проблематичен. Выгода второго режима в том, что немедленно удовлетворяется потребность в небольшом количестве горячей воды, а солнечный коллектор не обеспечивает быстрое потребление.

Методы

Метод расчета основан на уравнениях энергетического баланса и преследует цель определения минимальной тепловой мощности теплового насоса при заданных параметрах солнечного коллектора для конкретного географического местоположения солнечной тепловой установки.

Солнечный коллектор

Гелиоабсорбционная теплонасосная установка ГВС расположенная в Бакнине имеет географическое местоположение и параметры установки солнечного коллектора, приведенные в таблице 1 и параметры, представленные в таблице 2. Характеристики теплового насоса рассчитываются в качестве резервного источника солнечной системы горячего водоснабжения для данной опытной установки. По предварительным расчетам, при данных условиях установки, система способна удовлетворить горячей водой дом с пятью потребителями (человек). Тепловая мощность теплового насоса должна быть достаточно большой, чтобы компенсировать нехватку тепла в самый слабый период солнечной радиации для 5 человек, использующих горячую воду в любое время года.

Таблица 1

Географическое местоположение и параметры
установки солнечного коллектора

	Параметр	Значение
1	Долгота	105,82 °E
2	Широта	21,03 °N
3	Азимутальный угол γ	0° (основное направление на юг)
4	Угол наклона β	22° (относительно горизонтальной плоскости)

Таблица 2

Технические характеристики опытной установки солнечной системы ГВС

	Параметр	Значение
1	Емкость бака горячей воды	200 литров
2	Теплоизоляция бака горячей воды	Полиуретан, плотность 30 кг/м ³ , толщина 40 мм
3	Тип абсорбента коллектора	Hi Tech Vacuum 3 слоя золотого покрытия трубки, внешний диаметр 58 мм, длина 1750 мм
4	Количество абсорбирующих трубок	20
5	Установочные размеры коллектора (w×l)	1570×1680 мм
6	Размер бака абсорбента (Д×Ш×В)	1740×1905×1275 мм

Расчет мощности солнечного коллектора.

Параметры компонентов установки ГВС определяются на основе математической

модели [7-14]. Чтобы определить дефицит тепла, сначала необходимо рассчитать мощность гелиоабсорбера. Расчет проводится на основе ежемесячного количества доступного солнечного излучения на месте, размера поглощающей поверхности и параметров установки.

Эффективная дневная мощность солнечного коллектора или выработанное количество тепла горячей водой за день, рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_d = \eta_{cp} \cdot F_{ck} \cdot I_d, \text{ кДж/день}, \quad (1)$$

где F_{ck} - площадь солнечного коллектора, м^2 ; I_d - общее количество дневной радиации, рассчитанное на наклонной плоскости солнечного коллектора, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot \text{день})$; η_{cp} - средний дневной тепловой КПД солнечного коллектора.

Площадь F_{ck} определяется по геометрическим размерам солнечного коллектора:

$$F_{ck} = w \cdot l, \text{ м}^2. \quad (2)$$

Ширина w и длина l поглощающей поверхности соответственно приведены в таблице 2.

Величина суммарной дневной радиации, рассчитанная на поверхности солнечного коллектора I_d может быть определена из суточной радиации, рассчитанной на горизонтальной плоскости по следующей формуле [15]:

$$I_d = I_{bm} R_{bm} + I_{dm} R_{dm} + (I_{bm} + I_{dm}) R_{rm}, \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot \text{день}), \quad (3)$$

где - I_{bm} и I_{dm} поглощаемая и рассеянная составляющие суточной радиации в горизонтальной плоскости, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot \text{день})$;

R_{bm} , R_{dm} , R_{rm} коэффициенты преобразования для ортогональной, рассеивающей и отражающей составляющей соответственно.

Поскольку данные по Вьетнаму доступны только о среднемесячных значениях суммарной дневной радиации в горизонтальной плоскости [16], $I_{gm} = I_{bm} + I_{dm}$, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot \text{день})$, принимается предположение, что рассеивающая составляющая составляет около 30% всего излучения. Тогда формулу (3) можно переписать следующим образом:

$$I_d = 0,7 I_{gm} R_{bm} + 0,3 I_{gm} R_{dm} + I_{gm} R_{rm} \quad (4)$$

Коэффициенты преобразования для рассеивающих и отражающих компонентов зависят только от угла наклона установки β и рассчитывается согласно [5]:

$$R_{dm} = (1 + \cos \beta) / 2; \quad (5)$$

$$R_{rm} = \rho (1 - \cos \beta) / 2, \quad (6)$$

где ρ - оптический коэффициент отражения, зависящий от радиационных свойств объектов и окружающей среды солнечного коллектора, установлен равным 0,2 для поверхностей типа травяного покрова или бетона [5].

Поскольку направление прямого излучения меняется в зависимости от времени суток, а также в течении года, необходимо рассчитать среднемесячное значение (интегральное среднее за период) для коэффициента преобразования. Используя в уравнениях (3) и (4), согласно [5], при наклонной плоскости главного южного направления $\gamma = 0^\circ$ эта величина определяется как:

$$R_{b,m} = [\omega_{st} \sin \delta \cdot \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cdot \sin \omega_{st} \cdot \cos(\phi - \beta)] / (\omega_s \sin \phi \cdot \sin \delta + \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s); \quad (7)$$

компоненты

$$\omega_{st} = \cos^{-1}[-\text{tg}(\phi - \beta) \text{tg} \beta], \text{ рад};$$

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\text{tg} \phi \cdot \text{tg} \beta), \text{ рад}$$

представляют собой углы на восходе (или закате) наклонной плоскости солнечного коллектора и горизонтальной плоскости [5]. Угол солнечной широты в градусах, рассчитываемый для каждого дня года

$$\delta = 23,45 \sin[360(284 + n)/365],$$

где - n - порядковое число типичных дней для каждого месяца, начиная с 1 января [17].

Применяя уравнения (4) - (7) с типичными днями месяца, определенными согласно [17], можно получить значения коэффициентов пересчета и общее количество дневной радиации. Установка наклонной плоскости солнечного коллектора на каждый месяц, как показано в таблице 3.

Таблица 3

Расчет среднемесячного значения суммарной суточной радиации для места установки солнечного коллектора (Бакнинь)

Месяц	Дата	n	δ , °угол	ω_{st} , рад	ω_s , рад	$R_{b,m}$	$R_{d,m}$	$R_{r,m}$	I_{am} , кДж/(м ² день)	$I_{t,m}$, кДж/(м ² день)
1	17/1	17	-20,92	1,577	1,423	1,288	0,964	0,007	9879,0	11831,3
2	16/2	47	-12,95	1,575	1,482	1,156	0,964	0,007	9627,8	10643,9
3	16/3	75	-2,42	1,572	1,555	1,020	0,964	0,007	9292,9	9392,0
4	15/4	105	9,41	1,568	1,635	0,897	0,964	0,007	12934,7	11954,9
5	15/5	135	18,79	1,565	1,702	0,810	0,964	0,007	19632,3	16952,9
6	11/6	162	23,09	1,564	1,735	0,772	0,964	0,007	18627,7	15588,1
7	17/7	198	21,18	1,564	1,720	0,789	0,964	0,007	19506,8	16553,4
8	16/8	228	13,45	1,567	1,663	0,859	0,964	0,007	17037,0	15291,3
9	15/9	258	2,22	1,570	1,586	0,969	0,964	0,007	16953,3	16529,3
10	15/10	288	-9,60	1,574	1,506	1,109	0,964	0,007	15613,8	16749,4
11	14/11	318	-18,91	1,577	1,439	1,251	0,964	0,007	11762,7	13787,6
12	10/12	344	-23,05	1,578	1,406	1,329	0,964	0,007	11302,2	13865,9

Определение тепловой эффективности η солнечного коллектора является сложной нелинейной функцией многих факторов. В данной работе η определяется на основе эмпирической зависимости по разности температур между приемником и окружающей средой, рассчитанной на 1 единицу интенсивности солнечного излучения на наклонной плоскости приемника Δt_{m0} , Км²/Вт, называемой разницей единицы температуры [18] в соответствии с графиком на рисунке 2. Для вакуумного трубчатого коллектора, при полной нагрузке, функциональная связь имеет следующий вид:

$$\eta_{t,m} = 0,634 - 0,906\Delta t_{m0} - 4,136\Delta t_{m0}^2. \quad (8)$$

Среднесуточная разность единиц температур:

$$\Delta t_{m0} = 3600\tau_{t,max} (t_{nn} - t_{m,min}) / (1000I_{t,m}), \text{ Км}^2/\text{Вт}, \quad (9)$$

где t_{nn} и $t_{m,min}$ – номинальные и минимальные соответствующие температуры горячей воды, которые необходимо поддерживать, °С, $I_{t,m}$ – среднемесячная суммарная дневная радиация на каждый месяц места установки, кДж/(м²день); $\tau_{t,max}$, ч/день – количество солнечных часов в день, рассчитанное по наклонной плоской плотности солнечного коллектора и рассчитанное для характерного дня месяца согласно [5]:

$$\tau_{t,max} = 24\omega_{st}/\pi, \text{ ч/день}. \quad (10)$$

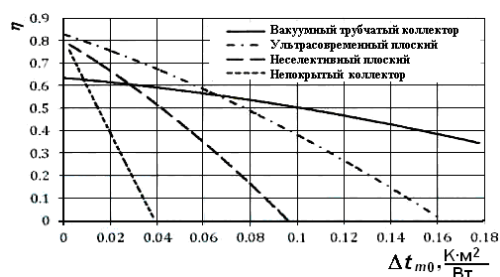


Рис. 2. График для определения теплового КПД солнечных коллекторов

Fig. 2. A graph for determining the thermal efficiency of solar collectors

В таблице 4 приведены статистические данные по температурам горячей воды, для ряда пользователей [19]. Соответственно, в соответствии с нынешним уровнем жизни во Вьетнаме минимальная температура горячей воды в бытовом секторе составляет 45 °С.

Таблица 4

Минимальная температура горячей воды для некоторых пользователей

	Объекты использования	Температура, °С
1	Умывальник - мытье рук	40
2	Умывальник - бритье	45
3	Душ и ванна	43
4	Лечебные ванны	35
5	Коммерческая или коллективная прачечная	До 82 (в зависимости от материала ткани)
6	Мойка посуды и стирка (автоматом)	60
7	Уборка в операционной	43
8	Посудомоечная машина	Минимум 65
9	Промышленная мойка распылением	82 -90

С учетом потерь тепла на трубопроводе от резервуара горячей воды к потребителю, а также во всей системе, температура горячей воды при полном заполнении принимается 48 °С. В сочетании со средними минимальными значениями температуры для каждого месяца, определенными согласно [20], используя представленные формулы, можно рассчитать среднесуточные значения термического КПД и общего эффективного тепла в течение дня, как показано в таблице 5.

Расчет количества тепла, необходимого для нагрева горячей воды, и количество тепла, добавляемого к солнечной системе горячего водоснабжения

Чтобы удовлетворить потребность в горячей воде пяти человек, необходимо рассчитать минимальную потребность в горячей воде в бытовых условиях и совместить эту потребность с периодичностью и динамикой солнечного приемника. Поскольку в настоящее время во Вьетнаме отсутствует отдельный стандарт для систем ГВС, минимальная потребность в горячей воде рассчитывается на основе потребности в непогретой (холодной) воде.

Согласно [21], норма холодного водопотребления на пять человек в домашних условиях составляет $V_n = 5 \times 150 = 750$, литр/день. При наличии централизованной системы горячего водоснабжения стандарт использования холодной воды для вышеуказанных потребителей, также по данным [21], составляет $V_{nl} = 0,7 V_n = 0,7 \times 750 = 525$, литр/день. Таким образом, норма использования горячей воды в этом случае составляет $V_{nn} = V_n - V_{nl} = 750 - 525 = 225$, литр/день. Количество тепла, необходимое для нагрева горячей воды, можно рассчитать по формуле:

$$Q_{nn} = G_{nn}c_n(t_{nn} - t_{m,\min}) = V_{nn}\rho_n c_n(t_{nn} - t_{m,\min})/1000, \text{ кДж/день}, \quad (11)$$

где – G_{nn} – массовый расход, кг/день; V_{nn} – объемный расход, л/день; ρ_n – плотность воды, кг/м³; c_n – удельная теплоемкость воды, кДж/кгК.

Необходимое дополнительное (избыточное или недостаточное) количество тепла для солнечной системы горячего водоснабжения:

$$Q_{bs} = Q_{nn} - Q_u, \text{ кДж/день}. \quad (12)$$

Среднее ежемесячное значение общего количества тепла, необходимого для обогрева и пополнения каждый день, рассчитанное согласно уравнениям (11) и (12), также представлено в таблице 5. Видно, что система горячего водоснабжения за счет солнечной энергии производит избыток горячей воды по сравнению с потребностью только в период с мая по сентябрь. В остальные месяцы необходимо добавлять тепло от воздушного теплового насоса с максимальным значением 22712,7 кДж/день в феврале.

Таблица 5

Расчет среднемесячных характеристик системы гелиоабсорбционной теплонасосной системы ГВС

Месяц	ω_{st} , рад	$I_{q,m}$, кДж/м ² день	$\tau_{t,max}$, ч/день	$t_{m,min}$, °С	Δt_{m0} , КМ ² /Вт	$\eta_{t,m}$	Q_{m} , кДж/день	Q_u , кДж/день	Q_{bs} , кДж/день
1	1,577	11831,3	12,05	13,8	0,1254	0,455	32211,3	14169,3	18042,0
2	1,575	10643,9	12,03	11,7	0,1477	0,410	34189,2	11476,5	22712,7
3	1,572	9392,0	12,01	17,5	0,1404	0,425	28726,4	10507,0	18219,5
4	1,568	11954,9	11,98	20,8	0,0981	0,505	25618,3	15887,2	9731,2
5	1,565	16952,9	11,96	23,9	0,0612	0,563	22698,6	25105,6	-2407,0
6	1,564	15588,1	11,94	25,5	0,0621	0,562	21191,6	23033,3	-1841,7
7	1,564	16553,4	11,95	25,7	0,0580	0,568	21003,3	24710,9	-3707,6
8	1,567	15291,3	11,97	25,4	0,0637	0,560	21285,8	22502,0	-1216,2
9	1,570	16529,3	11,99	24,3	0,0619	0,562	22321,8	24433,5	-2111,6
10	1,574	16749,4	12,02	21,6	0,0682	0,553	24864,8	24358,1	506,7
11	1,577	13787,6	12,04	18,2	0,0937	0,513	28067,1	18593,7	9473,5
12	1,578	13865,9	12,06	15,0	0,1033	0,496	31081,1	18098,7	12982,3

Расчет тепловой мощности теплового насоса

Гелиоабсорбционная система ГВС имеет небольшую тепловую мощность по сравнению с теплоемкостью бака, для производства необходимого количества горячей воды требуется некоторое рабочее время, которое определяется в солнечных часах в день $\tau_{t,max}$, ч/день. Как представлено в таблице 5, количество солнечных часов в день для наклонной плоскости приемника незначительно варьируется в зависимости от месяца в году и колеблется около 12 часов в день. Причина этого заключается в том, что угол наклона установки плоских солнечных приемников β всегда рассчитывается так, чтобы получать больше излучения зимой и меньше излучения летом, чем в горизонтальной плоскости. Выбранный в статье угол установки β имеет приблизительное значение широты места установки для получения максимального количества излучения в году. Примечательно, что «количество солнечных часов», которое люди субъективно ощущают с концепцией длинных дней - коротких ночей летом и наоборот, коротких дней - длинных ночей зимой, справедливо только для горизонтальной плоскости.

Если учесть, что тепловому насосу необходимо восполнить недостаточное количество тепла в период, равный примерно 1/2 вышеуказанных солнечных часов, то есть $T = 6$ ч, можно определить минимальную тепловую мощность теплового насоса для наиболее дефицитного месяца:

$$Q_{hp} = Q_{bs}/T = 22712,7/(6 \cdot 3600) = 1,05 \text{ кВт.} \quad (13)$$

Расчеты, выполненные для тех же условий по аналогичным нормам водопотребления для трех человек показывают, что период избыточности солнечной энергии ГВС расширяется - с апреля по декабрь, с максимальным дефицитом тепла в феврале 14037 кДж/день. Соответственно минимальная мощность теплового насоса составляет 0,65 кВт.

Расчет циркуляционного насоса горячей воды.

Предполагая, что при включении/выключении теплового насоса перепад температуры горячей воды составляет $\Delta t_{io} = 5$ К, массовый расход циркуляционного насоса водонагревателя исходя из производительности теплоты теплового насоса:

$$G_{cir} = Q_{hp} / (c_p \Delta t_{io}) = 1,05 / (4,186 \cdot 5) = 0,05 \text{ кг/с} = 180 \text{ л/ч.} \quad (14)$$

Выбор теплового насоса для системы ГВС

Исходя из схемы системы и принципа работы, результатов расчета теплопроизводительности теплового насоса может быть выбран тепловой насос - Midea, модель CE-RSJ-15GW/80RDN3, с емкостью бака для горячей воды 80 литров (поставляется в комплекте), тепловая мощность 1,3 кВт [5].

Обсуждение

В статье предложена комбинированная система горячего водоснабжения с солнечным коллектором и тепловым насосом, а также показан принцип работы и методика расчета основных компонентов. Отличительной чертой такой системы является

относительно детерминированный ритмичный характер поступления солнечного источника энергии и случайное неравномерное потребление горячей воды, при ее пиковом потреблении возможно захлаживание бака-аккумулятора. Согласование характеристик солнечного коллектора и воздушного теплового насоса является важнейшим условием экономичности системы ГВС. Оптимальные структура и характеристики гелиоабсорбционной теплонасосной системы должны строиться с учетом стоимости установки в целом, а также эксплуатационных расходов. Для обеспечения эффективной работы необходимо внедрение автоматического управления, работающей по алгоритму на основе математической модели.

Выводы

Расчеты ГВС выполнены в двух вариантах потребления для трех и пяти человек, при принятой мощности солнечного коллектора, тепловая мощность теплового насоса составляют 0,65 кВт и 1,3 кВт соответственно. Система полностью способна восполнить дефицит тепла в любое время года. Показано, что при небольшой теплопроизводительности теплового насоса можно преодолеть недостаток больших начальных капиталовложений в бытовые системы горячего водоснабжения с солнечным коллектором.

Литература

1. Бутузов В.А., Томаров Г.В., Шетов В.Х. Геотермальная система теплоснабжения с использованием солнечной энергии и тепловых насосов // Пром. энергетика. 2008. № 9. С.39-43.
2. Гершкович В.Ф. От централизованного теплоснабжения к тепловым насосам/ В.Ф. Гершкович // Новости теплоснабжения. (Эл. журнал) 2010. №11. С. 34-39.
3. Гладилин А.В., Альтернативная энергетика в современной экономике: состояние, развитие, перспективы / Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии. 2017. № 4-5 (41). С. 82-84.
4. Бутузов В.А., Брянцева Е.В., Бутузов В.В., Гнатюк И.С. Мировой рынок гелиоустановок и перспективы солнечного теплоснабжения в России // Энергосбережение. 2016. № 3. С. 70-80.
5. Hot water heat pump catalog. The international division, Midea air conditioning and refrigeration sector, 2012. https://midea-air.ru/files/shop_series/295/documents_file/2/0b0-3-m-thermal.pdf
6. Тепловые насосы для отопления и ГВС https://www.mitsubishi-aircon.ru/product/products/gs18_atw_index.php.
7. Туник А.А. Математическая модель процессов тепломассопереноса в плоском солнечном коллекторе / Вестник МГСУ. 2016. № 1. С.126-142
8. Ефремова О.А., Хворова Л.А. Математическое моделирование систем солнечного теплоснабжения // Известия Алтайского государственного университета. 2017. № 4. С. 98-103.
9. António J.M. Araújo Solar thermal modeling for rapid estimation of auxiliary energy requirements in domestic hot water production: Proportional flow rate control, Energy. 2017. No. 138. P. 668-681.
10. Халлыев И., Гильфанов К.Х. Снижение стоимости теплонасосной системы теплоснабжения путем замены коллектора первого контура // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2020. Т. 22 № 1. С. 28-37.
11. Гильфанов К.Х., Гайнуллин Р.Н., Нгуен Тиен. Энергосберегающая система отопления объектов электроэнергетики // Вестник Казанского государственного энергетического университета. Казань: КГЭУ. 2020. № 1 (45). С. 46-53.
12. Ротов П. В., Сивухин А. А., Ротова М. А., др. В. Об эффективности управления циркуляцией горячей воды // Изв. вузов. Проблемы энергетики, 2020, Т. 22 № 6. С. 117-129 С. 117-129.
13. Васильев Л.Л., Харлампиди Д.Х., Тарасова В.А., и др. Гелиосистема отопления с двухфазной многокомпонентной жидкостью // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. 2019. № 1. С.56-63
14. Sukhatme K., Nayak J K. (2008), Solar energy: Principles of Thermal Collection and Storage, Third edition, Tata McGraw-Hill Education. <https://www.pdfdrive.com/solar-energy-principles-of-thermal-collection-and-storage-e183880096.html>
15. Nguyen Quoc Uy, Nguyen An Nguyen, Thanksgiving, literary (2016), verified Models the radiation absorbed on the surface of the glass tube, vacuum solar collector, energy sun, Magazine Features, range of temperature, 5/2016, no. 129, tr. 11-15, 32.

16. Ruchi Shukla, Sumathy K., Phillip Erickson, Jiawei Gong (2013), Recent advances in the solar water heating systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19, pp. 173-190.
17. Liu B.Y.H., Jordan R.C. Daily insolation on surfaces titled toward the equator. *Transactions, ASHRAE*, 67, 526 (1961).
18. Cooper R.I. The absorption of solar radiation in solar stills. *Solar energy*, 12, 3 (1969).
19. Klein S.A. Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces. *Solar energy*, 19, 325 (1977).
20. US Army Installations Management Command (IMCOM), US Army Corps of Engineers (USACE) and the US Department of Energy Federal Energy Management Program (DOE FEMP). Central solar hot water systems design guide. 2011.
21. 1999 ASHRAE Handbook. HVAC Applications. 1999. https://www.academia.edu/11207373/Ashrae_1999_HVAC_Applications_Handbook.

Авторы публикации

Нгуен Тиен – аспирант Казанского государственного энергетического университета.

Гильфанов Камиль Хабибович – д-р. техн. наук, профессор кафедры «Автоматизация технологических процессов и производств», Казанский государственный энергетический университет.

Гиязов Дамир Рауфович – главный инженер проекта ООО «КЭР-Инжиниринг»

References

1. Butuzov VA, Tomarov GV, Shetov VKh. Geothermal heat supply system with the use of solar energy and heat pumps. *Prom. energetika*. 2008;9:39-43.
2. Gershkovich VF., Hershkowitz VF. From district heating to heat pumps. *News heat. (El. magazine)* in 2010;11:34-39.
3. Gladilin AV. Alternative energy in the modern economy: the state, development prospects. *Competitiveness in the global world: economics, science, and technology*. 2017;4-5 (41):82-84.
4. Butuzov VA, Bryantseva EV, Butuzov VV, Gnatyuk IS. The world market of solar installations and prospects of solar heat supply in Russia. *Energy saving*. 2016;3:70-80.
5. Hot water heat pump catalog. *The international division, Midea air conditioning and refrigeration sector*. 2012. https://midea-air.ru/files/shop_series/295/documents_file/2/0b0-3-m-thermal.pdf
6. *Heat pumps for heating and hot water supply*. https://www.mitsubishi-aircon.ru/product/products/gs18_atw_index.php
7. Tunik AA. Mathematical model of heat and mass transfer processes in a flat solar collector. *Vestnik MGSU*. 2016;1:126-142.
8. Efremova OA, Khvorova LA. *Mathematical modeling of solar heat supply systems*. Proceedings of the Altai State University. 2017;4:98-103.
9. António JM. Araújo Solar thermal modeling for rapid estimation of auxiliary energy requirements in domestic hot water production: Proportional flow rate control. *Energy*. 2017;138:668-681.
10. Hallyev I, Gilfanov KH. Reducing the cost of a heat pump system of heat supply by replacing the collector of the first circuit. *Izv. vuzov. Problems of Energy*. 2020. V. 22;1:28-37.
11. Gilfanov KKh, Gainullin RN, Nguyen Tien. Energy-saving heating system for electric power facilities. *Bulletin of the Kazan State Power Engineering University*. Kazan, KSEU, 2020;1 (45):46-53.
12. Rotov PV, Sivukhin AA, Rotova MA, et al. On the efficiency of hot water circulation management. *Izv.vuzov. Problems of Power Engineering*. 2020;22(6):117-129.
13. Vasiliev LL, Kharlampidi DKh, Tarasova VA, et al. Solar heating system with two-phase multicomponent liquid. *Bulletin of the Gomel State Technical University named after P. O. Sukhoi*. 2019;1:56-63
14. Sukhatme K, Nayak JK (2008). *Solar energy: Principles of Thermal Collection and Storage, Third edition, Tata McGraw-Hill Education*. <https://www.pdfdrive.com/solar-energy-principles-of-thermal-collection-and-storage-e183880096.html>

15. Nguyen Quoc Uy, Nguyen An Nguyen, Thanksgiving, literary (2016), verified Models the radiation absorbed on the surface of the glass tube, vacuum solar collector, energy sun, *Magazine Features, range of temperature*. 2016;5(129):11-15, 32.
16. Ruchi Shukla, K. Sumati, Philip Erickson, Jiawei Gong (2013). *Recent advances in solar water heating systems: Reviews of renewable and sustainable energy sources*. 2013;19:173-190.
17. Liu B.Y.H, Jordan RC. Daily insolation on equator-facing surfaces. *Transactions, ASHRAE*. 1961;67:526.
18. Cooper RI. Absorption of solar radiation in solar distillation chambers. *Solar energy*. 1969;12:3.
19. Klein SA. Calculation of the average monthly insolation on inclined surfaces. *Solar energy*. 1977;19:325.
20. The U.S. Army Installation Management Command (IMCOM), the U.S. Army Corps of Engineers (USACE), and the U.S. Department of Energy's Federal Energy Management Program (DOE FEMP). *Guide to the design of central solar hot water systems*. 2011.
21. Handbook of ASHRAE 1999. Application of HVAC. 1999. https://www.academia.edu/11207373/Ashrae_1999_HVAC_Applications_Handbook

Authors of the publication

Nguyen Tien – Kazan State Power Engineering University.

Kamil H. Gilfanov – Kazan State Power Engineering University.

Damir R. Gilyazov – Chief Project Engineer of «KER-Engineering LLC».

Получено

26 июля 2021г.

Отредактировано

09 августа 2021г.

Принято

10 августа 2021г.



МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ В ТРАКТЕ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДУХООЧИСТИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ГТУ

В.Л. Блинов¹, И.С. Зубков¹, Ю.М. Бродов¹, Б.Е. Мурманский^{1,2}

¹УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина

²Свердловский филиал ПАО «Т-Плюс»г. Екатеринбург, Россия

v.l.blinov@urfu.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Рассмотреть особенности работы комплексных воздухоочистительных устройств в составе газотурбинных установок. Оценить возможность учета различных эксплуатационных факторов при проведении численного моделирования работы КВОУ. Разработать рекомендации по настройке сеточной и численной моделей для проведения исследований на тему анализа работы КВОУ и оценки технического состояния элементов в составе тракта устройства. МЕТОДЫ. При проведении исследования основными являлись методы вычислительной гидрогазодинамики (CFD), реализуемые с применением CAE-систем. РЕЗУЛЬТАТЫ. В ходе выполнения работы были выработаны рекомендации по настройке расчетной модели: параметры сеточной модели, выбор величины шероховатости, выбор способа учета гидравлического сопротивления элементов тракта и некоторые другие. Был разработан способ учета работы теплообменного аппарата для моделирования подогрева воздуха при низких температурах. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Ввиду высоких требований к подготовке воздуха для ГТУ важной задачей является проведение анализа работы КВОУ, заключающееся в моделировании возможных опасных режимов работы (например, обледенение элементов тракта при низких температурах) или в оценке влияния различных неисправностей на работу как устройства отдельно, так и всей ГТУ. Рассмотренный метод моделирования работы КВОУ позволяет получать удовлетворительную точность результатов при сравнительно невысоких требованиях к вычислительным ресурсам, моделировать теплообмен в тракте КВОУ, а также исследовать различные неисправности в секциях теплообменного аппарата КВОУ.

Ключевые слова: газотурбинные установки; комплексное воздухоочистительное устройство; противообледенительная система; теплообменный аппарат; численное моделирование; вычислительная гидро- и газодинамика.

Для цитирования: Блинов В.Л., Зубков И.С., Бродов Ю.М., Мурманский Б.Е. Моделирование течения в тракте комплексного воздухоочистительного устройства ГТУ // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 66-83. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-66-83.

FLOW SIMULATION IN AIR INTAKE SYSTEM OF GAS TURBINE

V.L. Blinov¹, I.S. Zubkov¹, Yu. M. Brodov¹, B.E. Murmanskij^{1,2}

¹Ural Federal University named after the first President of Russia B. N.

²Sverdlovsk branch of PJSC «T Plus» Ekaterinburg, Russia

v.l.blinov@urfu.ru

Abstract: THE PURPOSE. To study the issues of air intake system's performance as the part of the gas turbines. To estimate the possibility of modeling different performance factors of air intake systems with numerical simulation methods. To develop the recommendations of setting up the grid and the numerical models for researches in air intake system's performance and assessing the technical condition of elements of it. METHODS. The main method, which was used during the whole study, is computational fluid dynamics with usage of CAE-systems. RESULTS. During the study the recommendations for setting up the numerical model were developed. Such factors as grid model parameters, roughness scale, pressure drop in elements of air intake system and some more were investigated. The method for heat exchanger's performance simulation were created for modeling the air temperature raising. CONCLUSION. The air intake system's performance

analysis becomes one of the actual topics for research because of the high demands of gas turbines to air, which is used in its annulus. The main part of these researches is in analysis of dangerous regimes of work (e.g. the icing process of annulus elements) or in assessing technical condition of air intake systems and its influence to the gas turbine as a whole. The developed method of numerical simulation allows to get the adequate results with low requirements for computational resources. Also this method allows to model the heat exchanger performance and study its defects' influence to the performance of air intake system as a whole.

Keywords: gas turbine; air intake system; anti-icing system; heat exchanger; numerical simulation; computational fluid dynamics.

For citation: Blinov VL, Zubkov IS, Brodov YuM, Murmanskij BE. Flow simulation in air intake system of gas turbine. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021;23(4):66-83. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-66-83.

Введение

Газотурбинные установки (ГТУ) в составе парогазовых блоков (ПГУ) эксплуатируются в различных климатических условиях, отличающихся средней величиной температуры воздуха, интенсивностью роста или падения температуры атмосферного воздуха за сутки, недели и месяцы, влажностью воздуха, количеством осадков [1-3]. Комплексное воздухоочистительное устройство (КБОУ) является основным элементом воздухозаборного тракта ГТУ. Одной из основных функций КБОУ, помимо очистки воздуха, является осуществление подогрева и охлаждения воздуха перед осевым компрессором (ОК) в периоды низких и высоких температур наружного воздуха соответственно. При эксплуатации ГТУ в жаркие периоды времени затрачивается дополнительная мощность на сжатие высокотемпературного воздуха в осевом компрессоре, массовый расход рабочего тела снижается, что приводит к недостатку эффективной мощности ГТУ. Одним из способов повышения эффективной мощности в таких условиях является организация охлаждения воздуха на входе в ОК. В холодные периоды времени ГТУ может работать с запасом по эффективной мощности. Однако при определенных условиях может возникать обледенение элементов всасывающего тракта ГТУ, что необходимо учитывать в эксплуатации.

В зависимости от того, какой элемент или деталь подвергается обледенению, и от интенсивности отложений льда последствия и степень воздействия этого процесса на характеристики и работу ГТУ могут быть различны. Сложность изучения процессов обледенения с количественной и качественной сторон, вытекающая из целого комплекса условий метеорологического, термодинамического и аэродинамического характера, а также целого ряда материаловедческих и конструктивных факторов, обусловила наличие информации, характеризующей скорее отдельные элементы механизма появления льда на входе КБОУ, но не теоретически обоснованную картину всего явления в целом. При низкой температуре воздуха (даже положительной) и высокой влажности, особенно в период обильного выпадения осадков (морось, снег), обледенение входного тракта ГТУ представляет серьезную опасность, т.к. может привести к аварийной остановке, помпажу, поломкам отдельных лопаток и даже к выходу из строя всего лопаточного аппарата осевого компрессора. Опыт эксплуатации стационарных ГТУ показывает, что обледенение входной камеры и входного направляющего аппарата (ВНА) ОК наступало при наружной температуре $t_a \leq \pm 5^\circ\text{C}$ (по некоторым данным и выше) и высокой относительной влажности (более 70%) [1-4]. При ускорении рабочего тела в сужающих каналах подводящего тракта происходит падение его температуры (потенциальная энергия потока преобразуется в кинетическую). Так как скорости во входном патрубке (достигают 100 м/с и более) и ВНА (могут быть свыше 100-150 м/с) значительные, то величина падения температуры может составлять несколько градусов. Скорость потока в таких каналах будет определяться конструкцией ГТУ. Вследствие указанной закономерности термодинамическая температура воздуха перед ВНА может достигнуть отрицательных значений, несмотря на то, что наружный воздух имеет положительные значения температуры. Понижение температуры в потоке происходит также и в результате политропного расширения воздуха, которое обуславливается наличием гидравлического сопротивления входного тракта, вызывающего увеличение разрежения по длине канала. Установлено, что в стационарных ГТУ при значениях относительной влажности более 70-80% возможно образование капель жидкости, обусловленное гетерогенной конденсацией

водяного пара на так называемых ядрах конденсации в условиях повышенной относительной влажности воздуха. Данное явление определяется аэрозольностью воздуха и зависит от месторасположения ГТУ. Опасное обледенение элементов входного тракта становится возможным в условиях повышенной влажности окружающего воздуха, в основном в виде мокрого снега и выпадения дождя при низкой температуре воздуха [4].

На энергетических объектах нашей страны применение нашли схемы, в которых подогрев воздуха осуществляется в теплообменном аппарате (ТОА), расположенном во входном участке тракта КВОУ ГТУ. В качестве горячего теплоносителя чаще всего используется этиленгликоль, который подогревается сетевой водой в отдельном теплообменном аппарате противообледенительной системы (ПОС) ГТУ. На различных режимах работы ГТУ при изменении атмосферных условий, а также технического состояния теплообменных секций ТОА КВОУ температурная неравномерность потока воздуха на всасе в осевой компрессор (ОК) может достигать нескольких градусов, что негативно сказывается на параметрах работы ОК и надежности ГТУ в целом. В эксплуатации накладываются определенные ограничения на максимально допустимую величину температурного перепада. Кроме того, известны случаи аварийных остановов ГТУ и ПГУ по причине превышения аварийной уставки по данному параметру.

В настоящей работе проводится построение численной модели тракта КВОУ ГТУ, позволяющей учесть возможную температурную неравномерность воздуха на входе в установку.

Обзор литературы

В противовес выбранному направлению исследований многие ученые на первый план выносят работу фильтрующих элементов в составе тракта КВОУ, мотивируя это целым рядом факторов. Во-первых, внедрение современных и более компактных систем фильтрации позволит существенно снизить металлоемкость и габаритные размеры КВОУ [5, 6]. Так, применение панельных фильтрующих элементов в совокупности с импульсной системой очистки позволяет снизить размеры КВОУ примерно на 25% по сравнению с системами на основе круглых картриджей [7, 8]. Во-вторых, улучшение состава воздуха за счёт его очистки от различных примесей позволяет существенно повысить эффективность работы ГТУ и продлить срок службы лопаток осевого компрессора [5, 9]. Например, работа ГТУ в условиях моря (в качестве привода генератора на морских нефтедобывающих платформах, судовом транспорте и т.д.) требует от КВОУ предотвращения попадания не только пыли, но и воды и солей в проточную часть для исключения коррозионных процессов на лопатках осевого компрессора и других негативных явлений [5, 10, 11]. И, в-третьих, рациональный выбор конструкции и типа фильтров в составе КВОУ должен обеспечивать малое изменение гидравлического сопротивления данных элементов тракта при их длительной эксплуатации. Низкое давление на входе в осевой компрессор в условиях высокой температуры способно привести к возникновению помпажных явлений и, как следствие, станет причиной останова ГТУ или ее выхода из строя [6, 12-14].

Другие группы исследователей как раз наоборот занимаются оценкой подогрева воздуха в зимнее время года для предотвращения обледенения элементов тракта КВОУ и проточной части компрессора. Однако в большинстве случаев исследования посвящены проработке и моделированию механизма обледенения различных элементов в составе турбомашин. Так, работы [15, 16] являются исследованиями на тему обмерзания крылового профиля: в них представлены результаты моделирования механизма обледенения, а также некоторые рекомендации, применимые к тематике текущего исследования КВОУ [17]. В работе [18] представлено численное моделирование процесса подогрева винта турбовинтового двигателя, некоторые результаты которого вполне применимы для задания условий подогрева воздуха в КВОУ. В работе [19] представлены важные эмпирические сведения о наличии зон кристаллизации в тракте КВОУ, среди которых прежде всего следует выделить кристаллизацию на фильтрующих элементах, на шумоглушителях и на входной улитке и ВНА осевого компрессора в связи с тем, что, во-первых, уменьшение проходного сечения именно в области этих элементов приведёт к существенному повышению гидравлического сопротивления всего тракта, что приведёт к смещению рабочей точки компрессора к границе неустойчивой работы, а, во-вторых, отрыв частиц льда с данных элементов способен привести к наиболее серьезным повреждениям ВНА и лопаток первых ступеней компрессора.

При этом во всех представленных исследованиях основным методом является применение компьютерных технологий и численного моделирования. Как при оценке гидравлического сопротивления, так и работы системы подогрева воздуха исследователи используют либо свой собственный программный код (например, [15]), либо готовые

решения в виде САЕ-комплексов [18, 19]. В последнем случае существует большое количество рекомендаций по настройке расчетных моделей, среди которых на первое место выходят такие особенности как сеточная модель и моделирование турбулентности в рамках решаемой задачи. Для сеточной модели требуется выбрать такие параметры, чтобы ее качество обеспечивало, во-первых, хорошую точность результатов расчета (отклонение должно составить до 1-2%), а, во-вторых, оптимальное время проведения расчета и умеренный расход вычислительных ресурсов [20, 21]. В случае моделей турбулентности на первый план с точки зрения сложности обеспечения достаточной точности расчетов выходит моделирование пограничного слоя. Существует большое количество различных моделей турбулентности, например, модели семейства k -Omega, позволяющие с высокой точностью моделировать пристеночные течения [22-25], или модель k -Epsilon, обеспечивающая высокую точность моделирования свободных течений [26, 27]. Выделенные модели являются наиболее применяемыми для решения различных задач течения потока как в различных простых каналах, так и в более геометрически сложных объектах, например, компрессорах и турбинах за счет их простой настройки, высокой точности, сравнительно невысоких требований к вычислительным ресурсам и большого опыта работы с ними [28-31].

Материалы и методы

В настоящей работе авторами проведено исследование КВОУ ГТУ, работающей в составе ПГУ. Предотвращение обледенения КВОУ в ряде случаев приводит к снижению отпуска теплоты и электрической энергии от ПГУ и отклонение от диспетчерских графиков. Конструктивно исследуемое КВОУ (рис. 1) состоит из погодных козырьков, предотвращающих попадание атмосферных осадков в тракт, воздушно-жидкостного теплообменника для подогрева атмосферного воздуха в холодное время года, каплеотделителя и влагоуловителя, предназначенных для осушки воздуха и отвода конденсата, и двух фильтров – грубой и тонкой очистки (секция фильтров на рисунке 1), предназначенных для удаления механических примесей, подводящего к ОК тракта (выходной патрубок на рисунке 1).

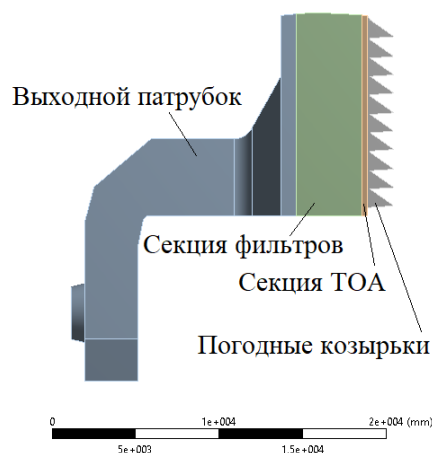


Рис. 1. Трехмерная модель исследуемого КВОУ (вид сбоку)

Fig. 1. Three-dimensional model of the investigated KVOU (side view)

Исследование тракта КВОУ производилось при помощи методов численного моделирования, для чего были построены ее трехмерная и конечно-элементная модели. Выполнение работы при этом подразумевает проведение большого числа однотипных расчетов при разных граничных условиях, поэтому важно подобрать такие параметры расчетной модели, которые обеспечили бы удовлетворительную точность результатов при сравнительно невысоких требованиях к вычислительным ресурсам, а также позволили бы сократить время проведения одного расчета до возможного минимума. В настоящем исследовании не уделялось внимание к работе фильтрующих элементов, поэтому для упрощения численной модели они были исключены из расчетной области. Таким образом, моделирование течения проводилось в «пустом» тракте КВОУ, что позволило значительно снизить требования к сеточному разбиению расчетной области и сократить вычислительные и временные затраты.

Общими для всех нижеприведенных расчетов является модель и опции турбулентности. В работе принята низкорейнольдсовая модель турбулентности k -Epsilon из-за невысоких требований к вычислительным ресурсам и отсутствия необходимости в

высокоточном моделировании пристеночных течений [26, 27]. Данная модель турбулентности обеспечивает удовлетворительную точность результатов при сравнительно небольшом времени проведения одного расчета, а также положительно зарекомендовала себя при решении других газодинамических задач, в том числе и при расчете течения в проточной части турбомашин [28, 29]. Так же немаловажным фактором будет являться выбор опций турбулентности, связанных с ее интенсивностью. Каждая из трех опций необходима для улучшения точности расчетов при решении различных задач, например, опция «Low» (интенсивность турбулентности <1%) наиболее подходит при моделировании течения потока вокруг автомобилей, подводных лодок и самолетов, в то время как другие опции применимы для решения задач течения потока в каналах не очень сложной формы, например, труб большого диаметра и вентиляционных шахт («Medium» (5%)) или для случаев течения потока в теплообменных аппаратах и турбомашинах («High» (10%)). В настоящем исследовании, согласно рекомендациям, представленным в работе [32], выбрана средняя интенсивность турбулентности («Medium» 5%).

В работе граничные условия задавались по принципу полные давление и температура на входе, массовый расход на выходе. Величина расхода выбиралась на основе значения мощности – согласно характеристике турбины, определенному значению вырабатываемой мощности соответствует свой расход воздуха в цикле. Так же были заданы направление потока на входе и величина шероховатости поверхностей тракта.

Сходимость расчета определялась отсутствием изменений от итерации к итерации для расчетных параметров, в качестве которых были выбраны абсолютная скорость потока и величина полного давления на выходе из КВОУ, осредненные по массовому расходу в сечении. Немаловажным элементом при оценке сходимости так же был уровень невязок, принятый равным 10^{-5} .

Важными параметрами, существенно влияющими на скорость и точность расчетов, являются свойства сеточной модели. В текущей работе был проведен анализ 8 различных конфигураций сетки, созданных за счет уменьшения максимального размера элементов и добавления загущения в местах изменения направления течения потока.

Вынесенное для анализа значение скорости потока на выходе КВОУ от итерации к итерации в большинстве случаев при расчете сеточной модели с постоянной величиной элементов колебалось с определенной амплитудой. При этом в случае добавления загущения на поверхности участков, где поток изменяет свое направление, удовлетворительного результата удалось достичь в случае грубой сетки с 100 тыс. элементами: значение скорости в процессе расчета достигло определенной величины и не изменялось в течение последующих итераций. Дальнейшее увеличение числа элементов сетки приводило к ухудшению сходимости расчета, а также росту расчетного времени. Однако при рассмотрении графика зависимости величины скорости от числа элементов сетки (рис. 2) видно, что при применении более мелкой сетки скорость потока перестает существенно изменяться и лежит в пределах 28-29 м/с. Дополнительно проведенные исследования с использованием сеточной модели с числом элементов 600 и 700 тыс. не показали удовлетворительной сходимости: конечное значение скорости колебалось вокруг полученных ранее значений 28 и 29 м/с в случае сетки без загущения и с загущением соответственно. В целом, поскольку изменение скорости потока в пределах 1 м/с не сказывается на сколько-нибудь значимом изменении температуры потока, то полученная точность для решения поставленной задачи считается приемлемой.

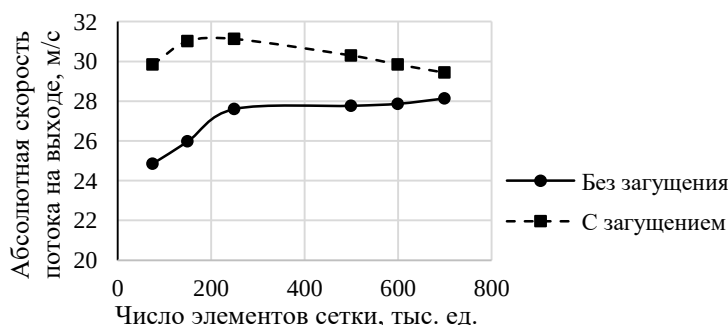


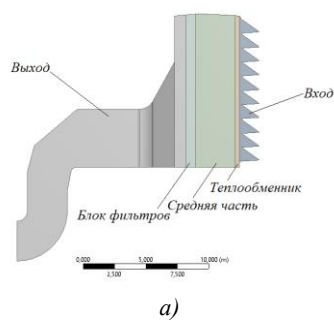
Рис. 2. Зависимость величины скорости от числа элементов сетки

Fig. 2. The dependence of the velocity value on the number of grid elements

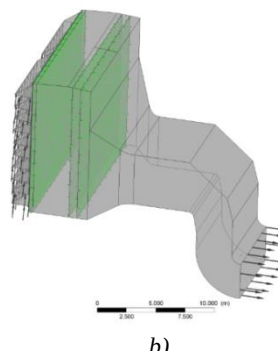
Для приближения расчета к условиям эксплуатации требуется учесть большое количество различных моментов, одним из которых является шероховатость поверхностей, оказывающая влияние на характер движения газа/жидкости и уровень гидравлического сопротивления тракта. Однако ввиду отсутствия данных о величинах скорости и давления потока воздуха перед ОК произвести выбор оптимального значения шероховатости без расчетного исследования не представляется возможным. Для оценки влияния шероховатости в работе было исследовано несколько величин шероховатости, необходимых для демонстрации изменения скорости в зависимости от качества обработки поверхности при использовании граничных условий: полное давление воздуха на входе 0.1013 МПа, полная температура воздуха на входе 288 К, расход воздуха на выходе 545 кг/с. Согласно полученным результатам, величина скорости при увеличении шероховатости от 0,001 до 0,01 мм уменьшается в пределах 0,5 м/с, что в рамках исследуемой модели можно считать незначительным. При задании высокого значения шероховатости (1 мм и более) происходит более существенное изменение скорости вблизи стенок тракта (2 м/с и более), однако в рамках настоящего исследования в этом нет существенной необходимости. Для последующих расчетов выбрано среднее значение шероховатости 0,01 мм.

На следующем этапе требуется оценить возможность задания гидравлического сопротивления в расчетной модели, эквивалентного сопротивлению элементов действительной КВОУ. В первом рассмотренном случае исходная геометрия КВОУ была разделена на 5 участков (доменов), условно обозначенных как вход, теплообменная секция, средняя часть, блок фильтров и выход (рис. 3-а). В настройках параметров интерфейса между доменами задается величина изменения давления. При этом заданное значение будет применено к обеим поверхностям контакта доменов (рис. 3-б), поэтому требуется задать вдвое меньшую величину потерь давления на элементе.

Такой подход не предусматривает плавного снижения давления, изменение происходит на величину, заданную при настройке, практически сразу же после перехода границы между доменами. Однако в данном случае ключевым моментом является отработка возможности задания гидравлического сопротивления. Использование данного условия позволяет изменить величину давления при прохождении через конкретную границу на величину, которой обладает конкретный элемент КВОУ. В дальнейшем при проведении исследования использовалась величина потерь давления в блоке фильтров, полученная на основании обработки архивных данных работы ГТУ.



а)



б)

Рис. 3. Расчетная модель

а) Разделение на домены

б) Границы задачи о перепаде давления

Fig. 3. Calculation model

а) Division into domains

б) The boundaries of the pressure drop task

В следующей постановке модель КВОУ была разделена на три домена, условно обозначенных как вход, средняя часть (объединение ТОА, средней части и блока фильтров из первой постановки) и выход. При этом для средней части было задано условие пористого домена (Porous Domain), что, в теории, позволяет получить отличное от первой постановки распределение давлений на границах перехода от одного домена к другому. Однако существенных отличий в распределении давления при переходе от одного домена к другому от первой постановки не наблюдалось: давление снижалось так же ступенчато. Поэтому ввиду отсутствия экспериментальных данных на станции о распределении давлений за КВОУ было принято решение применить задание падения давления на границах между доменами с целью имитации гидравлического сопротивления элементов тракта КВОУ.

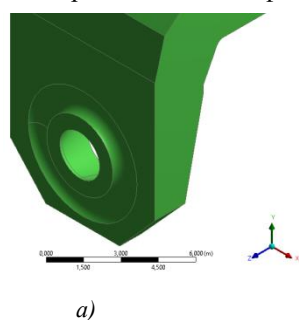
При этом важной особенностью постановки с применением пористого домена являлась возможность задания температуры твердого материала, а также таких параметров

как поверхностная плотность и коэффициент теплопередачи, что позволяет применить данное условие для учета теплообмена. Пористый домен позволяет учесть передачу тепла от твердого материала (Solid) к жидкости (Fluid) через поры, моделируемые в домене. В данной постановке модель КВОУ была разделена на четыре участка, условно обозначенных как вход, теплообменник, средняя часть и выход. При этом были учтены результаты предыдущих постановок задачи, а условие пористости было применено для теплообменной секции. Важной задачей данного этапа являлся выбор таких параметров пористого домена, которые в полной мере обеспечили бы приближение расчетов к условиям эксперимента. Поэтому величина пористости, поверхностной плотности и коэффициента теплопередачи в каждом отдельном случае варьировались при постоянстве остальных параметров. При этом температура твердого материала составляла 295,65K (22,5°C). На границы теплообменной секции и на выход из средней части КВОУ было наложено условие падения давления.

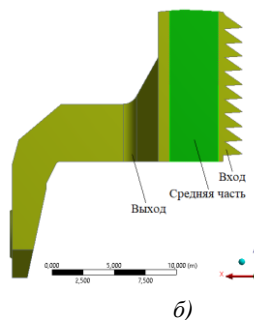
Согласно полученным результатам, поверхностная плотность оказывает значительное влияние на конечное значение температур в указанных точках при увеличении ее значения. При этом при высоких значениях данного параметра (10 мм^{-1} и более) значение температуры воздуха в точках установки датчиков на реальной ГТУ становится равным значению температуры твердого материала пористого домена. В связи с этим можно сделать вывод, что выбор определенной величины данного параметра позволяет смоделировать теплообмен, соответствующий действительному процессу при эксплуатации КВОУ. Однако при использовании пористого домена наблюдались нарушения в распределении параметров практически во всех исследованных режимах: в контрольных плоскостях наблюдались точки либо повышенного, либо пониженного давления. Кроме того, такой подход усложняет внесение искусственной температурной неравномерности за ТОА КВОУ, что требуется для достижения задач работы. Поэтому для последующих расчетов условие пористости не применялось. Еще одним важным фактором, обусловившим отказ от пористого домена, являлось отсутствие достоверных данных и рекомендаций по выбору величин поверхностной плотности и коэффициента теплопередачи, что вносит определенную погрешность в результаты решения задачи.

Результаты

Дальнейшее исследование было проведено с учетом всех выработанных рекомендаций: модель турбулентности – *k-Epsilon*, число элементов сетки 100-500 тыс. с мельчением размера элементов вблизи участков поворота потока, задание шероховатости 0,01 мм и использование условия падения давления на границах перехода между доменами для моделирования гидравлического сопротивления элементов тракта. Так же была достроена выходная улитка КВОУ с использованием достоверных данных о ее форме (рис. 4-а), полученных из чертежной документации, предоставленной со станции. Геометрически модель была разделена на три участка, условно обозначенных как вход, средняя часть и выход (рис. 4-б). При этом граница между входом и средней частью располагалась по выходной границе из теплообменного аппарата, граница между средней частью и выходом – по выходной границе из блока фильтров.



а)



б)

Рис. 4. Конечный вариант расчетной области
а) форма выходной улитки КВОУ
б) разделение на разделы

Fig. 4. The final version of the computational domain
а) the shape of the output snail KVOU
б) division into sections

Для верификации расчетной модели были выбраны параметры рабочего тела на выходе из КВОУ (перед ОК) и в точках, обозначенных на рисунке 5-а. На месте эксплуатации ГТУ ведется непрерывный контроль параметров работы всех элементов установки. Так, в случае исследуемой КВОУ наблюдение ведется за температурой, давлением и влажностью атмосферного воздуха на входе в устройство, перепадом давлений на различных участках устройства, температурами и давлением перед компрессором,

причем для измерения температуры по тракту установлено 8 датчиков (рисунок 5-а). Так же на различных участках тракта были выделены поверхности для снятия расчетных распределений параметров потока (рис. 5-б): это необходимо прежде всего для формирования представления о структуре потока в КВОУ, обнаружения застойных зон.

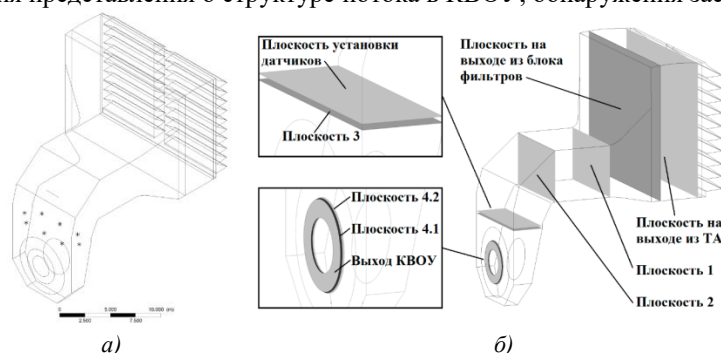


Рис. 5. Области фиксации параметров в численной модели КВОУ
 а) расположения датчиков контроля температуры
 б) плоскости снятия параметров

*Fig. 5. Areas of fixing parameters in the numerical model of KVOU
 a) the location of temperature control sensors
 b) the plane of removing parameters*

Расчеты построены на основе фактических данных, полученных из автоматизированной системы управления технологическим процессом блока ПГУ. Для анализа из данных эксплуатации было выбрано несколько режимов при различной температуре окружающего воздуха: 273 – 303 К. При положительных температурах окружающего воздуха происходит удовлетворительное совпадение расчетных и эксплуатационных данных по 8 датчикам температуры на выходе КВОУ (отклонение в среднем составило 2,3 %). Для расчета режимов с отрицательными температурами наружного воздуха в настоящей модели подогрев уточняется по данным эксплуатации и вносится на поверхность выхода из ТОА (переход между доменами «вход» и «средняя часть» на рисунке 4-б). В целом стоит отметить, выбранные параметры модели удовлетворяют требованиям поставленной задачи - имитации температурного перекоса на входе в КВОУ и его диагностирование по данным 8 датчиков температуры на входе в ОК ГТУ.

Обсуждение

Расчеты для моделирования работы теплообменного аппарата проводились в два этапа. На первом этапе использовалась полная построенная модель КВОУ (рисунок 6-а). После чего сведения о распределении температур и давлений с границы между входом и средней частью выносились в качестве результатов и редактировались в соответствии с действительной картиной при работе теплообменного аппарата (на основании архивных данных со станции) с использованием разработанной математической модели ТОА ПОС.

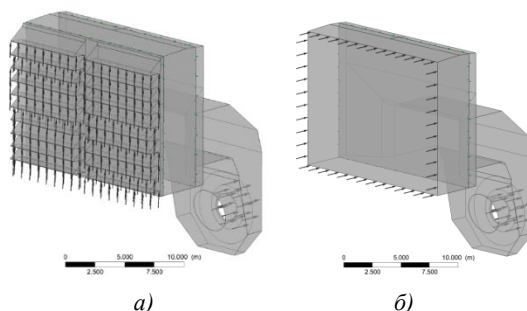


Рис. 6. Расчетные модели
 а) Расчетная область первого этапа
 б) Расчетная область второго этапа

*Fig. 6. Calculation models
 a) The estimated area of the first stage
 b) The calculated area of the second stage*

Для моделирования работы ТОА ПОС и проведения второго этапа моделирования течения потока в КВОУ использовалась расчетная модель, представленная на рисунке 6-б. В рамках данной модели плоскость входа в среднюю часть (рисунок 6-б) была разделена на 8 секций, которые, в свою очередь, так же были разделены на 4 зоны согласно рисунку 7-а. Такое деление необходимо для задания распределения температур, соответствующего действительному. В работе принято, что температура воздуха в центральной части, границы

которой обозначены красными линиями, равна максимальной температуре этиленгликоля в теплообменном аппарате согласно условиям эксплуатации. При этом при вертикальном переходе от секции к секции происходило уменьшение температуры на 0,63% так, что максимальная разница была задана для самой нижней и самой верхней секции и составила 1,9%. При горизонтальном переходе от одной зоны к другой в рамках одной секции также происходило уменьшение температуры, при чем максимальная разница была задана для центральных и крайних участков и составила 3,6%. Таким образом, конечное распределение температур имело вид, представленный на рисунке 7-б, что близко коррелирует с данными из эксплуатации.

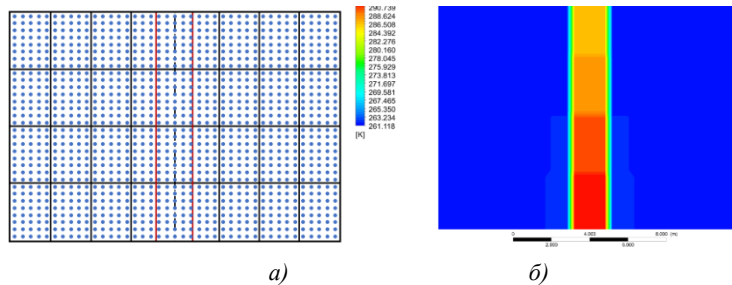


Рис. 7. Элементы разработанной модели работы ТОА ПОС а) Разделение плоскости на участки б) Распределение температур

Fig. 7. Elements of the developed model of the work of POS LLP a) Division of the plane into sections b) Temperature distribution

Сравнение рассчитанных значений температур воздуха в плоскости 8 датчиков (рис. 5) и реальных значений из эксплуатации для режимов работы ГТУ с отрицательными температурами наружного воздуха представлено на рисунке 8. На основе полученных результатов можно сделать вывод о том, что предложенное распределение температур с удовлетворительной точностью соответствует данным о реальной температурной неравномерности в тракте КВОУ.

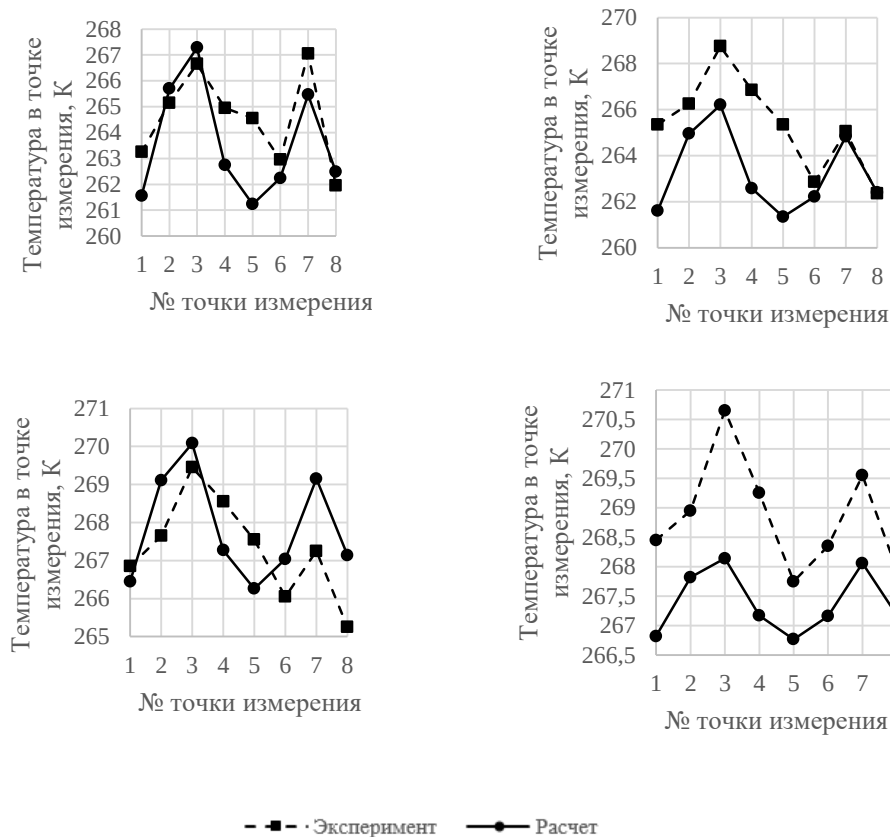


Рис. 8. Сравнение расчетных и экспериментальных температур в точках измерения а) Температура воздуха 243K б) температура воздуха 248K в) Температура воздуха 253K г) Температура воздуха 263K

Fig. 8. Comparison of calculated and experimental temperatures at measurement points a) Air temperature 243 K b) Air temperature 248K c) Air temperature 253K d) Air temperature 263K

Полученные результаты также были применены для формирования теоретической зависимости температуры этиленгликоля в теплообменнике от температуры окружающего воздуха (рис. 9), с использованием которой в дальнейшем задавались граничные условия для проведения расчетов. Разработанная схема позволяет с достаточной для решаемых задач точностью учесть процессы, протекающие в теплообменном аппарате КВОУ, и поэтому будет применена для дальнейшего моделирования работы устройства.

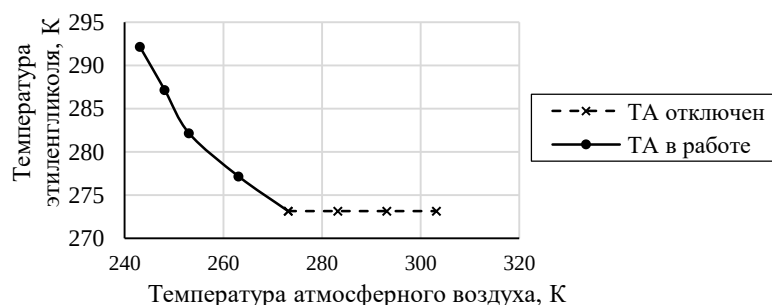


Рис. 9. Зависимость температуры в ТОА от температуры наружного воздуха
 Fig. 9. The dependence of the temperature in TOA on the outside air temperature

Выбранный подход с разделением расчета на два этапа позволяет сохранить особенности течения в тракте КВОУ (рис. 10), связанные с секционной подачей воздуха и его входом под определенным углом к плоскости, а также позволяет учесть процесс подогрева воздуха в теплообменнике при обеспечении достаточной точности результатов и оптимального времени проведения одного расчета. Кроме того, задавая различное направление потока на входе в КВОУ, можно имитировать условия бокового ветра.

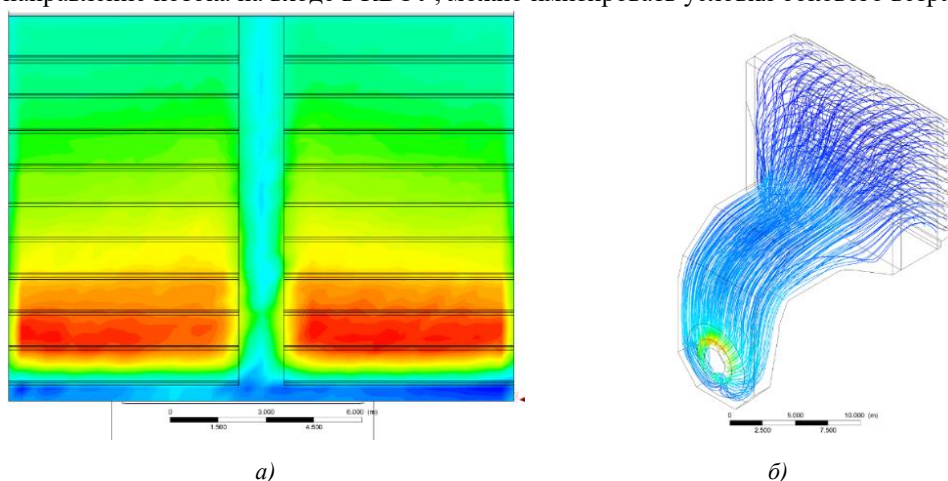


Рис. 10. Визуализация течения потока
 a) Распределение массового расхода на входе в КВОУ б) Линии тока в КВОУ
 Fig. 10. Visualization of the flow flow
 a) Distribution of the mass flow rate at the entrance to the KVOU б) Current lines in KVOU

Для оценки влияния аэродинамики потока на градиент температур в плоскости датчиков было рассчитано в общей сложности 18 режимов работы при различных температурах атмосферного воздуха. Указанные режимы были разделены на 3 группы по величине массового расхода, соответствующего определенному значению мощности. Так, были рассмотрены режимы при расходах 450 (пуск, величина мощности 145 МВт), 500 (околономинальный режим, 165 МВт) и 550 кг/с (базовая нагрузка, 180 МВт). В качестве результатов были вынесены распределения полного давления в плоскостях на входе и выходе из ТОА, в плоскости установки датчиков и плоскости №3, расположенным согласно схеме, представленной на рисунке 5. Некоторые результаты приведены на рисунке 11.

На основании анализа течения потока в КВОУ на различных режимах работы ГТУ можно сделать вывод, что распределение температур за ТОА сохраняется в дальнейшем по каналу: в центральной части плоскости датчиков отчетливо видно области повышенных температур, возникающие из-за более высокой температуры этиленгликоля в средней части ТОА и сохраняющиеся на протяжении всего тракта. Важно так же отметить, что

возникновение перекоса температур свыше 10 градусов в плоскости установки датчиков не может быть вызвано аэродинамической конфигурацией тракта КВОУ. Такой перекокс может быть вызван изначально повышенной температурной неравномерностью, например, из-за деградации технического состояния ТОА или нарушений в работе отдельных секций. Разработанная численная модель позволяет искусственно вносить такую неравномерность и может использоваться для создания диагностической модели оценки состояния ТОА в зависимости от распределения температур в плоскости 8 датчиков в эксплуатации ГТУ.

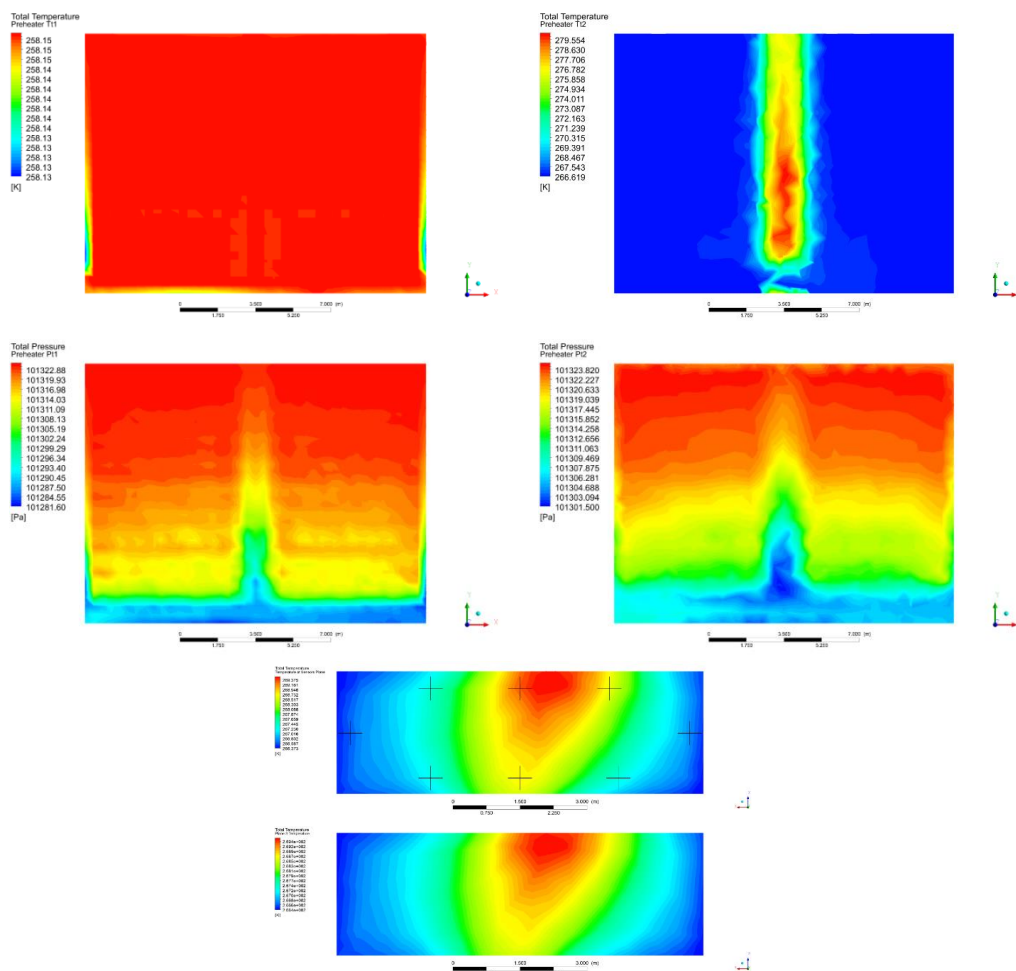


Рис. 11. Расчетные распределения параметров в контрольных плоскостях КВОУ для режима при температуре 258K и включенном ТОА

а) распределение температуры на входе (слева) и выходе (справа) из ТОА
б) распределение давления на входе (слева) и выходе (справа) из ТОА
в) распределение температуры в плоскости датчиков (сверху) и в плоскости 3 (снизу)

Fig. 11. Calculated distributions of parameters in the control planes of the KVOU for the mode at a temperature of 258K and the TOA turned on

a) temperature distribution at the input (left) and output (right) from the TOP
b) pressure distribution at the inlet (left) and outlet (right) of the TOP
c) temperature distribution in the sensor plane (top) and in plane 3 (bottom)

В процессе эксплуатации не исключена вероятность выхода из строя одной или нескольких секций теплообменника в составе КВОУ, с чем может быть связано срабатывание аварийной уставки по температуре воздуха на температурных датчиках. В настоящем исследовании рассмотрено два крайних варианта. Во-первых, это полное отключение секции, при котором этиленгликоль не поступает в трубки ТОА определенной секции, и, следовательно, температура воздуха в ней равна его температуре на входе в КВОУ. Во-вторых, это наличие более сильного подогрева воздуха в одной из секций (для примера величина разницы принята равной 10 градусов). В текущей постановке граничные условия соответствовали режиму полной нагрузки (массовый расход 550 кг/с) при температуре окружающего воздуха 258K. В качестве результатов расчета были вынесены значения температур в точках измерения согласно рисунку 5. Результаты представлены в

таблицах 1 и 2. В столбце «исх.» таблиц указаны значения температур без внесения изменений в секции ТОА.

Наличие отключенных секций приводит к перераспределению температур в контрольных плоскостях, что на определенных режимах может привести к срабатыванию систем защиты по аварийной температурной уставке. Температура в определенных точках установки датчиков на различных режимах могла быть ниже по сравнению с исходной (при исправной работе всех секций, т.е. при моделировании не учитывался возможный перекося внутри секций и между секциями, для упрощения считается, что все секции работают одинаково). Температурная разница между исходным режимом и расчетными режимами, измеренная по точкам установки датчиков, по результатам расчетов достигает 4 градусов, т.е. отключение одной секции приведет к резкому повышению разницы между 8 датчиками температуры на входе в ОК. При наличии исходной неравномерности это может привести к достижению уставки. С использованием представленных данных по изменению температуры на датчиках можно предсказать по какому модулю имеются проблемы. Например, из таблицы 1 видно, что проблемы в секциях 1, 3, 5 и 7 (где 1 – левая нижняя секция, 4 – левая верхняя секция, 5 – правая верхняя секция, 8 – правая нижняя секция на рисунке 7-а) диагностируются по изменению температуры по точкам 7 и 8, 1 и 2, 3 и 4, 5 и 6 соответственно.

Таблица 1

Результаты расчета отключенных секций ТОА КВОУ

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение				
			1	2	3	4	5
1	Номер неисправной секции	-	исх.	1	3	5	7
2	Температура в точке 1	К	266,62	266,34	262,94	266,63	266,62
3	Температура в точке 2	К	268,46	268,54	266,78	268,30	268,46
4	Температура в точке 3	К	269,10	269,08	268,91	267,79	268,66
5	Температура в точке 4	К	267,21	267,36	267,24	264,23	265,62
6	Температура в точке 5	К	266,51	266,49	266,50	264,07	263,22
7	Температура в точке 6	К	267,09	266,28	267,13	267,62	263,30
8	Температура в точке 7	К	268,60	266,26	268,70	268,69	268,15
9	Температура в точке 8	К	267,16	265,64	265,29	267,22	267,19

Таблица 2

Результаты расчета секций ТОА КВОУ, перегревающих воздух на 10 градусов

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение				
			1	2	3	4	5
1	Номер неисправной секции	-	исх.	1	3	5	7
2	Температура в точке 1	К	266,62	266,71	270,55	266,57	266,58
3	Температура в точке 2	К	268,46	268,28	270,25	268,57	268,40
4	Температура в точке 3	К	269,10	268,94	269,27	270,60	269,67
5	Температура в точке 4	К	267,21	267,09	267,15	270,36	268,89
6	Температура в точке 5	К	266,51	266,50	266,50	268,65	269,84
7	Температура в точке 63	К	267,09	267,81	267,03	266,95	271,26
8	Температура в точке 7	К	268,60	271,24	268,55	268,19	269,07
9	Температура в точке 8	К	267,16	268,58	269,02	267,05	267,10

В таблице 2 приведены результаты моделирования КВОУ при повышенной температуре этиленгликоля в этих же секциях. Согласно полученным результатам видно, что наличие повышенных температур в секции так же приводит к перераспределению температур в контрольных плоскостях, сопровождающемуся изменением температуры в точках установки датчиков. При чем, максимальное изменение температуры так же

составило приблизительно 4 градуса – расчетная температура была выше исходной на это значение. Такой эффект так же может привести к срабатыванию систем защиты, к примеру, на режимах при высокой температуре атмосферного воздуха. Выводы по отслеживанию неисправной секции соответствуют сделанным ранее.

Во всех рассматриваемых вариантах среднемассовая температура в плоскостях на входе в ОК (на выходе из КВОУ) практически не изменяется (максимальное отклонение имело значение менее 1 градуса).

Заключение

На основании выполненного численного исследования тракта КВОУ ГТУ сформулированы следующие выводы:

1. Разработана численная модель тракта КВОУ ГТУ. Разработанную модель и подход к моделированию его работы можно считать достоверными и использовать для последующего анализа различных эксплуатационных режимов и оценки технического состояния секций ТОА КВОУ. Разработанная численная модель может использоваться для создания диагностической модели оценки состояния ТОА.

2. Представлены результаты решения двух задач, связанных с указанными направлениями. Прежде всего был проведен анализ режимов работы установки при различных значениях температуры окружающего воздуха и расхода рабочего тела с учетом работы теплообменного аппарата, необходимого для подогрева воздуха в зимнее время года. Для учета особенностей течения (подогрев воздуха, гидравлическое сопротивление элементов тракта КВОУ) был разработан подход, позволяющий задать распределение температуры, соответствующее реальной работе ТОА при отрицательной температуре воздуха, для чего были проанализированы эксплуатационные данные – выгрузки рабочих параметров установки с места эксплуатации и результаты измерения распределения температуры при включенном теплообменном аппарате.

3. Выполнено моделирование работы КВОУ при наличии неисправностей теплообменного аппарата. В качестве исходных данных были приняты полученные ранее распределения и значения параметров для полностью исправной КВОУ при отрицательной температуре воздуха на входе. Всего было рассмотрено два вида неисправностей – полное отключение теплообменной секции и перегрев воздуха в теплообменной секции. В случае первого дефекта для выбранного режима в отключенной секции задавалась температура равная температуре воздуха на входе в КВОУ, после чего проводился численный анализ, из которого затем выбирались значения параметров и их распределение в контрольных плоскостях. В случае второго дефекта для того же режима в исследуемой секции температура принималась на 10 градусов выше максимальной температуры для данной секции, после чего так же проводилось моделирование со снятием распределений и значений температуры и давления по тракту КВОУ. Полученные результаты подвергались сравнению с исходными данными и общему анализу, на основании которого было установлено, что в случае присутствия подобного рода дефектов теплообменных секций КВОУ наблюдается ощутимое перераспределение параметров во всех контрольных плоскостях и в точках установки датчиков. Согласно полученным результатам, в точках установки температурных датчиков в случае отключения секции наблюдалось снижение температуры, а в случае перегрева воздуха – ее повышение, при этом интенсивность изменения температуры в разных точках отличается. Для обоих случаев максимальная разница составила 4 градуса. При определенных режимах, например, при более низкой температуре воздуха на входе в КВОУ данная разница может иметь куда большее значение. Подобный эффект может привести к срабатыванию системы защиты и останову всей ГТУ.

4. Немаловажным элементом ГТУ является ее осевой компрессор, всас которого располагается практически сразу за КВОУ. Согласно опыту эксплуатации и теоретическим

данным при работе ГТУ имеют место такие режимы работы, при которых может происходить обледенение лопаток входного направляющего аппарата первой ступени ОК. За счет ускорения потока в КВОУ и дальнейшем увеличении скорости в межлопаточных каналах ВНА давление и температура воздуха в совокупности со значением его влажности могут способствовать выпадению конденсата и его кристаллизации на лопатках, что однозначно негативно сказывается на работе как ОК отдельно, так и всей установки в целом. Поэтому одним из направлений дальнейшей работы может являться моделирование течения потока воздуха в межлопаточных каналах ВНА. Для этого требуется построить модель лопаток ВНА для последующего экспорта в САЕ-систему для проведения численных расчетов. На входе в сегмент ВНА должны быть заданы значения температуры и давления воздуха, равные значениям на выходе из КВОУ согласно рассматриваемому режиму. Такая постановка позволит учесть падение температуры во входном тракте ГТУ из-за роста скорости потока в каналах КВОУ и ВНА ОК.

Результаты настоящего исследования могут быть применены для анализа КВОУ различных конфигураций.

Литература

1. Козаченко А.Н. Эксплуатация и обслуживание газотурбинных установок на газопроводах. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. 92 с.
2. Рафиков Л.Г. Эксплуатация газокompрессорного оборудования компрессорных станций. М.: Изд-во «Недра». 1992. 237 с.
3. Коваль В.А., Михайлов В.Е., Романов В.В. Особенности рабочих процессов в газотурбинных и парогазовых энергетических установках и их элементах. Харьков: Монограф, 2013. 334 с.
4. Михайлов В.Е. Предотвращение обледенения элементов воздухозаборного тракта ГТУ энергетических ПГУ // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2009. №9-10. С. 3-12.
5. Brun K., Kurz R, Thorp J, et all. Gas turbine packaging options and features / K. Brun, R. Kurz, J. Thorp, B. Winkelmann // Proceedings of 45th & 32nd Pump Symposia. Houston, Texas, 2016. 31 p.
6. Проволович О.В. Воздухоочистные устройства для газовых турбин. Анализ и пути оптимизации // LXVI Научно-техническая сессия РАН по проблемам газовых турбин и парогазовых установок «Научно-технические проблемы проектирования, локализации производства и эксплуатации ГТУ в экономике РФ»: Тезисы докладов. Пермь, 2019. С. 92-100.
7. Галанцев Н.К. Комплексные воздухоочистительные устройства (КВОУ) для газоперекачивающих агрегатов // Сборник докладов и каталог Пятой Нефтегазовой конференции «Экобезопасность – 2014». Москва, 2014. С. 11-15.
8. Галанцев Н.К. Разработка комплексных воздухоочистительных устройств (КВОУ) для морского применения на основе воздушных фильтров и технологий AAF International // Труды 11-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2013). Санкт-Петербург, 2013. С. 172-175.
9. Meher-Homji C.B. Gas turbine blade failure-causes, avoidance and troubleshooting / C.B. Meher-Homji, G.A. Gabriles // Proceedings of 27th Texas A&M Turbomachinery Symposium. Houston, Texas, 1998.
10. McGuigan PT. Salt in the marine environment and the creation of a standard input for gas turbine air intake filtration systems // ASME Paper. 2004. GT2004-53113.

11. Orhon., Kurz R., S.D. Hiner. Gas turbine air filtration systems for offshore applications // D. Orhon, R. Kurz, S.D. Hiner, J. Benson // Proceedings of 44th Turbomachinery Symposium. Houston, Texas, 2015.
12. Ольштейн Л.Е. Помпаж двигателя / под ред. Г.П. Свищева // *Авиация: Энциклопедия*. М.: Большая Российская Энциклопедия. 1994. С. 439-440.
13. Wilcox M.A. Successful selection and operation of gas turbine inlet filtration systems / M.A. Wilcox, R. Kurz // Proceedings of 40th Turbomachinery Symposium. Houston Texas, 2011.
14. Wilcox M.A. Gas turbine filter efficiency test procedure: liquid and solid particles // Proceedings of GMRC. Dallas, Texas, 2011.
15. Приходько А.А., Алексеенко С.В. Численное моделирование процессов обледенения аэродинамических поверхностей при наличии крупных переохлажденных капель воды // *Письма в ЖТФ*. 2014. № 19. С. 75-82.
16. Клеменков Г.П., Приходько Ю.М., Пузырев Л.Н. Моделирование процессов обледенения летательных аппаратов в аэроклиматических трубах // *Теплофизика и аэромеханика*. 2008. №4. С. 563-572.
17. Goraj Z. An overview of the deicing and antiicing technologies with prospects for the future // Proceedings of 24th International Congress of the Aeronautical Sciences (ICAS-2004). Warsaw University of Technology, Warsaw, 2004. 11 p.
18. Диденко А.С. Конечно-элементное моделирование работы противообледенительной системы высотного воздушного винта // *Результаты научных исследований в современных условиях: сборник статей Международного научно-исследовательского конкурса*. – Санкт-Петербург, 2020. – с. 12-24.
19. Словигов С.В. Совершенствование противообледенительной системы воздухозаборного очистительного устройства газотурбинной установки типа ПС-90, эксплуатируемой в наземных условиях: диссертация ... канд. техн. наук: 05.02.13. Пермь, 2008. 192 с.
20. Idelsohn S.R. To mesh or not to mesh. That is the question... // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. 2006. V. 195. pp. 4681-4696.
21. Zienkiewicz O.C. The finite element method for solid and structural mechanics / O.C. Zienkiewicz, R.L. Taylor, D. Fox // *Elsivier*, 2005. – 648 p.
22. Wilcox D.C. Turbulence modeling for CFD / D.C. Wilcox. – DCW Industries, 1998. – 536 p.
23. Wilcox D.C. Formulation of the k-Omega turbulence model Revisited // *AIAA Journal*. 2008. V. 46. pp. 2823-2838.
24. Menter F.R. Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications // *AIAA Journal*. 1994. V. 32. pp. 1598-1605.
25. Menter F.R., Matyushenko A., Lechner R. Development of a generalized k-Omega two-equation turbulence model // *New Results in Numerical and Experimental Fluid Mechanics XII*. 2020. pp. 101-109.
26. Versteeg H., Malalasekera W. An introduction to computational fluid dynamics: the finite volume method (2nd ed.). Pearson Education Limited, 2007. 517 p.
27. Коркодинов Я.А. Обзор семейства k-Epsilon моделей для моделирования турбулентности // *Вестник ПНИПУ. Машиностроение, материаловедение*. 2013. №2. С. 5-15.
28. Блинов В.Л., Бродов Ю.М., Седунин В.А. и др. Параметрическое профилирование плоских компрессорных решеток при решении задач многокритериальной оптимизации // *Проблемы энергетики*. 2015. №3-4. С. 86-95.
29. Blinov V.L., Serkov S.A., Sedunin V.A., et al. Identification of corner separation modelling in axial compressor stage // *E3S Web Conf*. 2020. V. 178. P. 01035.

30. Зубков И.С. Разработка модели учета влияния дефектов лопаточного аппарата компрессора на параметры работы газотурбинной установки / И.С. Зубков, В.Л. Блинов // Актуальные проблемы развития технических наук: сборник статей участников 23 Областного конкурса научно-исследовательских работ «Научный Олимп» по направлению «Технические науки». Екатеринбург, 2020. С. 10-17.

31. Blinov V.L., Sedunin V.A., Brodov YuM., et al. Redesign of an axial compressor with mass flow reduction of 30% // WIT Transactions on Ecology and the Environment. 2019. V. 222. pp. 93-101.

32. Russo F., Basse N.T. Scaling of turbulence intensity for low-speed flow in smooth pipes // Flow Meas. Instrum. 2016. V. 52. pp. 101-114.

Авторы публикации

Блинов Виталий Леонидович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Турбины и двигатели», Уральский энергетический институт им. первого Президента России Б.Н. Ельцина».

Зубков Илья Сергеевич – магистрант, Уральского энергетического института им. первого Президента России Б.Н. Ельцина».

Бродов Юрий Миронович – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Турбины и двигатели». Уральский энергетический институт им. первого Президента России Б.Н. Ельцина».

Мурманский Борис Ефимович – д-р техн. наук, профессор кафедры «Турбины и двигатели», Уральский энергетический институт им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», начальник производственно-технического отдела Свердловского филиала ПАО «Т-Плюс».

References

1. Kozachenko A.N. *Operation and maintenance of gas turbine installations on gas pipelines*. Moscow: Publishing House «Oil and Gas» Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2000. p. 92.

2. Rafikov L.G. *Operation of gas turbine units of gas pump stations*. Moscow: Publishing House «Nedra». 1992. p. 237.

3. Koval V.A. *Features of the working processes of gas turbine and combined cycle units and its parts*. Kharkov: Monography. 2013. p. 334.

4. Mikhaylov V.E. *Prevention of the icing of air intake system of gas turbine as a part of energetic combined cycle units*. Power Engineering: Research. Equipment. Technology. 2009. pp. 3-12.

5. Brun K. *Gas turbine packaging options and features* Proceedings of 45th & 32nd Pump Symposia, Houston, Texas. 2016. 31 p.

6. Provolovich O.V. *Air cleaning systems for gas turbines. Analysis and optimization approaches*. Proceedings of the LXVI Scientific and technical session of Russian Academy of Sciences, Perm. 2019. pp. 92-100.

7. Galantsev N.K. *Multipurpose air intake systems for gas pump units*. Proceedings of the Fifth Oil and Gas Conference «Ecosafety – 2014», Moscow. 2014. pp. 11-15.

8. Galantsev N.K. *Multipurpose air intake systems developing for the marine operation based on the air filters and AAF International technologies*. Proceedings of the RAO / CIS Offshore 2013, Saint-Petersburg. 2013. pp. 172-175.

9. Meher-Homji C.B. *Gas turbine blade failure-causes, avoidance and troubleshooting*. Proceedings of 27th Texas A&M Turbomachinery Symposium, Houston, Texas, 1998.
10. McGuigan P.T. *Salt in the marine environment and the creation of a standard input for gas turbine air intake filtration systems*. ASME Paper. 2004. GT2004-53113.
11. Orhon D. *Gas turbine air filtration systems for offshore applications*. Proceedings of 44th Turbomachinery Symposium, Houston, Texas. 2015.
12. Olstein L.E. *Engine surge*. Moscow: Big Russian Encyclopedia. 1994. pp. 439-440.
13. Wilcox M.A. *Successful selection and operation of gas turbine inlet filtration systems*. Proceedings of 40th Turbomachinery Symposium, Houston Texas. 2011.
14. Wilcox M.A. *Gas turbine filter efficiency test procedure: liquid and solid particles*. Proceedings of GMRC, Dallas, Texas. 2011.
15. Prikhodko A.A. *Numerical simulation of the icing processes of aerodynamic surfaces with big undercooled water drops*. Letters to Journal of Technical Physics. 2014. pp. 75-82.
16. Klemenkov G.P. *Aircraft icing processes simulation in wind tunnel*. Thermophysics and Aeromechanics. 2008. pp. 563-572.
17. Goraj Z. *An overview of the deicing and antiicing technologies with prospects for the future*. Proceedings of 24th International Congress of the Aeronautical Sciences (ICAS-2004), Warsaw. 2004. 11 p.
18. Didenko A.S. *Finite-element modeling of the operation of antiicing system of the high-altitude propeller*. Proceedings of the International Research Competition, Saint-Petersburg. 2020. pp. 12-24.
19. Slovikov S.V. *Improvement of the antiicing system of the air-intake system of gas turbine unit based on PS-90 engine operating in ground conditions*. Candidate of Technical Sciences Dissertation, Perm. 2008. p. 192.
20. Idelsohn S.R. *To mesh or not to mesh. That is the question...* Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. 2006. pp. 4681-4696.
21. Zienkiewicz O.C. *The finite element method for solid and structural mechanics*. Elsevier. 2005. p. 648.
22. Wilcox D.C. *Turbulence modeling for CFD*. DCW Industries. 1998. p. 536.
23. Wilcox D.C. *Formulation of the k-Omega turbulence model Revisited*. AIAA Journal. 2008. pp. 2823-2838.
24. Menter F.R. *Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering*. AIAA Journal. 1994. pp. 1598-1605.
25. Menter F.R. *Development of a generalized k-Omega two-equation turbulence model*. New Results in Numerical and Experimental Fluid Mechanics XII. 2020. pp. 101-109.
26. Versteeg H. *An introduction to computational fluid dynamics: the finite volume method (2nd ed.)*. Pearson Education Limited. 2007. 517 p.
27. Korkodinov Ya.A. *K-Epsilon turbulence models review*. Vestnik PNRPU. Mechanical engineering, material science. 2013. pp. 5-15.
28. Blinov V.L. *Parametric profiling of 2d compressor rows for multicriteria optimisation task*. Power Engineering: Research. Equipment. Technology. 2015. pp. 86-95.
29. Blinov V.L. *Identification of corner separation modelling in axial compressor stage*. E3S Web Conf. 2020.
30. Zubkov I.S. *Developing of the model for analysis of influence of the axial compressor blade row defects on the gas turbine units performance*. Proceedings of the XXIII Regional Research Competition «Scientific Olymp», Ekaterinburg. 2020. pp. 10-17.
31. Blinov V.L. *Redesign of an axial compressor with mass flow reduction of 30%*. WIT Transactions on Ecology and the Environment. 2019. pp. 93-101.
32. Russo F. *Scaling of turbulence intensity for low-speed flow in smooth pipes*. Flow Meas. Instrum. 2016. pp. 101-114.

Authors of the publication

Vitaly L. Blinov – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia.

Ilya S. Zubkov –Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia.

Yuri M. Brodov – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin Ekaterinburg, Russia.

Boris E. Murmanskiy – Sverdlovsk branch of PJSC «T Plus», Ekaterinburg, Russia.

Получено

05 августа 2021г.

Отредактировано

19 августа 2021г.

Принято

23 августа 2021г.



ВЛИЯНИЕ ЗАКРУТКИ ЛОПАТОК ПОСЛЕДНЕЙ СТУПЕНИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ БЛОКА «СТУПЕНЬ-ДИФфуЗОР» СТАЦИОНАРНОЙ ГТУ

Л.О. Вокин, Е.Ю. Семакина, В.А. Черников

СПбПУ, г. Санкт-Петербург, Россия

ORCID*: <http://orcid.org/0000-0003-2944-1822> , leonidvokin@mail.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Нахождение специального закона закрутки лопаток последней ступени стационарной ГТУ. В силу специфичности условий её работы – в системе с диффузором – традиционные законы закрутки приводят к неоптимальному течению в диффузоре и, как следствие, снижают эффективность всего блока и установки в целом. В работе предпринята попытка применения такой закрутки лопаточного аппарата, которая способствовала бы улучшению процесса восстановления давления в диффузоре. Исследовались две ступени с различными законами закрутки – с традиционным законом постоянства угла выхода потока из направляющего аппарата вдоль радиуса, и с «обратной закруткой» потока. Диффузор в обоих случаях использовался один и тот же. МЕТОДЫ. В работе применялись численные и экспериментальные методы исследования трёхмерного потока. Экспериментальные исследования проводились с помощью пневмометрических пятиканальных зондов оригинальной конструкции на аэродинамическом стенде ЭТ-4 в лаборатории Турбостроения СПбПУ. Численные исследования выполнялись в пакете газодинамического расчёта CFX в качестве граничных условий использовались параметры в соответствующих сечениях, полученные во время физического эксперимента. РЕЗУЛЬТАТЫ. Были получены интегральные характеристики ступени, поля векторов скоростей потока в различных сечениях. Результаты эксперимента были сопоставлены с данными численных расчётов. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Оптимальным законом закрутки для последней ступени, работающей в блоке с диффузором, является специальный тип закрутки её лопаточного аппарата – «обратная закрутка».

Ключевые слова: закон закрутки; численное моделирование; физический эксперимент; аэродинамический зонд; турбина; диффузор; эффективность.

Для цитирования: Вокин Л.О., Семакина Е.Ю., Черников В.А. Влияние закрутки лопаток последней ступени на эффективность блока «ступень-диффузор» стационарной ГТУ // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 84-95. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-84-95.

THE INFLUENCE OF THE LAST STAGE BLADES SWIRL TO THE EFFICIENCY OF «STAGE-DIFFUSER» UNIT OF STATIONARY GTU

LO. Vokin, EYu. Semakina, VA. Chernikov

SPbPU, Saint-Petersburg, Russia

ORCID*: <http://orcid.org/0000-0003-2944-1822> , leonidvokin@mail.ru

Abstract: THE PURPOSE. Determination of the optimal law of swirling of the blades of the last stage of a stationary GTU. Due to the specificity of its operating conditions - in a system with a diffuser - the traditional laws of swirling lead to a non-optimal flow in the diffuser and, consequently, reduce the efficiency of the entire unit and the power plant as a whole. In this paper, we used numerical and experimental methods for studying a three-dimensional flow. Two stages with different laws of swirling were investigated - with the traditional law of constancy of the angle of flow out of the guide vanes along the radius, and with reverse swirling. The same diffuser was used in both cases. METHODS. Experimental studies were carried out using pneumometric five-channel probes of an original design on an ET-4 aerodynamic stand in the Turbomachinery laboratory of SPbPU. Numerical studies were carried out in the CFX gas dynamic calculation package; the parameters in the corresponding

sections, obtained during the physical experiment, were used as boundary conditions. RESULTS. Integral characteristics of the stage, the vector of flow velocities in various sections were obtained. The experiment was compared with the numerical calculation and showed satisfactory convergence of the results. CONCLUSION. The optimal swirling law for the last stage operating in a system with a diffuser is forced vortex flow.

Keywords: swirl law; numerical modeling; physical experiment; aerodynamic probe; turbine; diffuser; efficiency.

For citation: Chernikov VA., Semakina EYu., Vokin LO. The influence of the last stage blades swirl to the efficiency of «stage-diffuser» unit of stationary GTU. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021; 23(4):84-95. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-84-95.

Введение

В данной работе излагаются результаты исследования проточной части последней ступени и выходного диффузора современной стационарной газотурбинной установки (далее ГТУ) и приводятся результаты аэродинамических испытаний модели блока «Ступень – Диффузор», проведенные с целью определения его интегральных характеристик – коэффициента полезного действия (далее КПД), коэффициента восстановления давления и относительного приращения КПД от применения диффузора. Выполнен также численный эксперимент с его верификацией по данным физического эксперимента.

Роль выходного диффузора в современных мощных стационарных ГТУ для комбинированных парогазовых установок (ПГУ) изменилась коренным образом по сравнению с предыдущими поколениями энергетических ГТУ малой и средней мощности. Стремление к предельно большим мощностям энергетических ГТУ, продиктованное экономическими соображениями, осуществляется как путём повышения перепада энтальпий на турбину за счёт увеличения начальной температуры газа, так и за счёт увеличения массового расхода рабочей среды. Требования прочности и надёжности, предъявляемые к последним ступеням турбины, приводят к ограничениям диаметров рабочего колеса (РК) и высот рабочих лопаток. В условиях высоких перепадов энтальпий на ступень и больших массовых расходов газа приходится применять ступени с большими выходными числами Маха, достигающими величин в абсолютной системе координат $M_{C_2} = 0,65$. Выходная кинетическая энергия достигает при этом огромной величины, составляющей существенную долю от располагаемого перепада энтальпий H_{0T} турбины. В этом состоит принципиальное отличие современных газовых турбин ПГУ от предыдущего поколения, у которых числа Маха при выходе потока из турбины не превышают величины 0,35...0,38, что соответствует выходной кинетической энергии, составляющей лишь незначительную часть располагаемого перепада H_{0T} . Кроме того, применение последних ступеней с отрицательной закруткой потока при выходе ($c_{2u} < 0$), которая свойственна высоконагруженным ступеням газовых турбин большой мощности, существенным образом изменяет рабочий процесс в выходном диффузоре по сравнению с осевым подводом потока, присущим диффузорам газовых турбин предыдущего поколения.

Выходной диффузор газовой турбины в комбинированной ПГУ с котлом-утилизатором (КУ) является материальным связующим звеном двух термодинамических процессов – теплового цикла ГТУ (цикла Брайтона) и паротурбинного теплового цикла (цикла Ренкина) [1]. Диффузор предназначен для транспортировки потока газа с высоким уровнем энергии от газотурбинной установки к котлу-утилизатору паротурбинной установки, где тепловая энергия газа передаётся пароводяной рабочей среде. Конфигурация, размеры, конструктивные элементы, аэродинамические качества таких диффузоров определяются особенностями газовой турбины большой единичной мощности, условиями компоновки оборудования ПГУ КУ и требованиями, предъявляемыми к параметрам и качеству потока, входящего в котёл-утилизатор.

Поэтому выходные диффузоры стационарных газовых турбин современных комбинированных установок имеют свою специфику, которая отличает их от других диффузоров различного назначения. Главная из этих особенностей – граничные условия входящего в диффузор потока газа, которые формируются последней ступенью газовой турбины. Кроме указанных выше особенностей потока за последними ступенями, следует

иметь в виду наличие при входе в последующий диффузор прикорневых у втулки диффузора и периферийных за рабочим колесом структур потока, генерируемых ступенью [2-4]. Этими структурами являются вторичные течения у корня и у периферии РК [5]. Именно эти структуры оказывают решающее влияние на формирование пограничного слоя на обводах диффузора. Отметим также малую изученность влияния на качество процесса макронестационарности потока, связанной, главным образом, с закруточными следами рабочих лопаток, а также микронестационарности потока, т.е. его турбулентности.

В этих условиях целесообразно управлять потоком с помощью лопаточного аппарата последней ступени таким образом, чтобы получить благоприятные условия на входе в диффузор и повысить его восстановительные показатели. Глобальная задача при этом состоит в обеспечении безотрывного течения рабочей среды как в области прикорневой втулки кольцевого диффузора, так и периферийного конического обвода.

Отметим, что все известные конструкции стационарных турбин большой мощности выполняются с цилиндрическими втулочными диффузорами. Традиционные закрутки лопаточных аппаратов $c_{1u}r = \text{const}$, или $\alpha_1 = \text{const}$ (по радиусу) имеют специфическую особенность – положительно направленные от оси турбины к периферии радиальные компоненты векторов скоростей потока $c_{2r} > 0$ при выходе из ступени, что очевидно приводит к отрыву потока от втулки. Так называемая «обратная закрутка» лопаточного аппарата, характеризуемая возрастанием угла α_1 выхода из направляющего аппарата от периферии к корню, генерирует при его выходе из ступени поле векторов скоростей с отрицательными радиальными компонентами $c_{2r} < 0$. Кроме того, что при этом обеспечивается безотрывное обтекание втулочной поверхности, происходит ещё локализация циркуляционной, вихревой области за цилиндрической втулкой. Для подтверждения изложенных соображений были поставлены физические опыты и выполнено CFD-моделирование двух соответствующих вариантов блока «Ступень – Диффузор» («С-Д»): 1-й вариант – с закруткой лопаточного аппарата последней ступени $\alpha_1 = \text{const}$, 2-ой вариант – со ступенью, в которой лопаточный аппарат имеет «обратную закрутку» (α_1 уменьшается от корня к периферии по закону, индивидуально подобранному для заданных условий течения газа в последней ступени ГТУ).

Литературный обзор

До настоящего времени в комбинированных установках ПГУ используются только кольцевые втулочные диффузоры или кольцевые в комбинации с последующими коническими диффузорами. Исследованиям такого типа диффузоров также посвящено огромное количество публикаций как в наше время [6-11], так и в прошлом [12-16].

Влияние восстановительной способности диффузора на эффективность ГТУ убедительно показано в работе S. Farokhi [17], где, в частности, установлено, что при величине $M_{C_2} = 0,70$ за последней ступенью увеличение восстановительной способности диффузора на 10% ведёт к увеличению мощности турбины примерно на 1,1%, что соответствует увеличению полезной мощности ГТУ на величину около 3,3%, а при $M_{C_2} = 0,40$ повышении мощности составляет величину лишь $\sim 0,30\%$.

Анализ обширного числа литературных источников показывает, что важнейшим условием удовлетворительной работы диффузора является устойчивость пограничных слоёв на внешнем и внутреннем его обводах [18]. В турбинных кольцевых диффузорах структура пограничных слоёв определяется входными граничными условиями, которые формируются лопаточным аппаратом последней ступени. Большое число литературных источников указывают на то, что как в прикорневой зоне, так и у периферии при выходе из ступени поток имеет ярко выраженную трёхмерную вихревую структуру, которая предопределяет дальнейший процесс течения в диффузоре. Поэтому аэродинамические свойства турбинных диффузоров необходимо исследовать только в блоке «С – Д». Существенный дефицит таких исследований вполне определяет актуальность выбранной темы.

Несмотря на большое количество работ, выполненных по диффузорной тематике, актуальных исследований по аэродинамике блоков «С-Д» совершенно недостаточно. Результаты исследований без предвключенной ступени приводят конструкторов к неоптимальным решениям при выборе элементов проточной части выходных трактов, а также к недостаточно точным величинам аэродинамических характеристик. Из опубликованных работ известно крупное исследование блока «С-Д» газовой турбины, выполненное в техническом университете Кельна (ФРГ) в 1980 г. [19]. Однако в указанной работе отсутствуют данные траверсирования трехмерного потока, которые

было еще невозможно выполнить в то время.

Материалы и методы

Экспериментальная установка. Экспериментальные исследования блока «С-Д» проводились в лаборатории Турбиностроения Санкт-Петербургского Политехнического Университета (далее СПбПУ) на стенде ЭТ-4 [20], внешний вид которого показан на рисунке 1. Особенностью ротора стенда ЭТ-4 является его двухконсольная конструкция. С одной стороны располагается рабочее колесо испытываемой модели, а с другой – два диска гидротормоза. Крутящий момент от рабочего колеса ступени передается через две шпонки на вал ротора, а крутящие моменты вала ротора к дискам гидротормоза через 4 призматические шпонки. Рабочее колесо ступени посажено на вал через коническую втулку, на которое оно одевается с расчётным натягом.

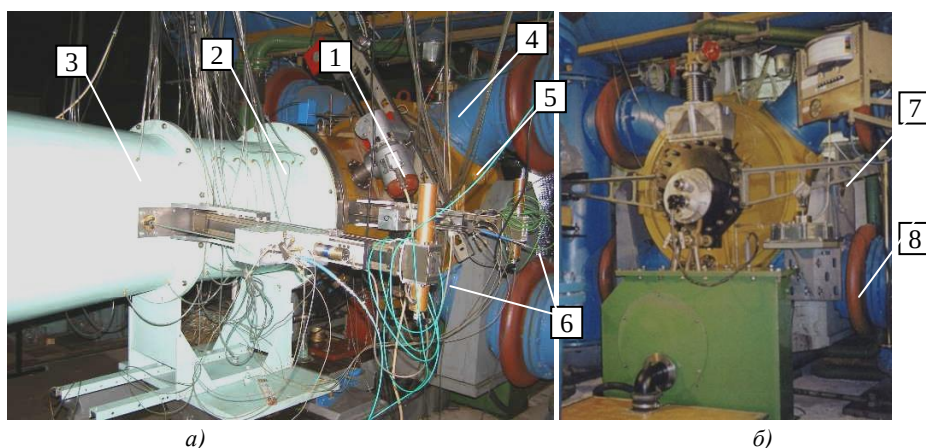


Рис. 1. Внешний вид стенда ЭТ-4: а) – вид со стороны модельного выходного диффузора
б) – вид со стороны гидротормоза

Fig. 1. Appearance of the ET-4 stand: а) - view from the side of the model output diffuser
b) - view from the side of the hydraulic brake

Модель выходного диффузора состоит из 3-х частей (рис. 1):

- втулочный кольцевой диффузор с пятью силовыми стойками 1, расположенными с равным шагом по окружности, и с начальным угловым раскрытием периферийного обвода 14° ;
- диффузор с цилиндрическим периферийным обводом 2 (в области циркуляционной зоны за втулкой);
- конический диффузор 3 с углом раскрытия периферийного обвода 6° .

Схема измерений представлена на рисунке 2. Траверсирование трехмерного потока проводилось в четырех характерных сечениях проточной части:

- 2-2 за турбинной ступенью;
- 6-6 за силовыми стойками (на выходе их кольцевого диффузора);
- 7-7 в среднем сечении конического диффузора;
- 8-8 на выходе из диффузора.

В этих сечениях установлены 3D-зонды для измерения параметров полей потока, управляемые координатными устройствами (п. 6 рис. 1 а). Координатные устройства позволяют перемещать зонды в радиальном направлении и поворачивать насадок вокруг оси зонда в процессе его выравнивания по направлению потока. Шаговая неравномерность потока, генерируемая направляющими лопатками, проходит через рабочую решётку. Для ее фиксации неподвижными в окружном направлении зондами направляющий аппарат, имеющий посадку скольжения в корпусной детали, поворачивается вокруг оси турбины с помощью механизм θ_2 поворота НА (п. 4 рис. 1а). Таким же образом с помощью поворота втулочного диффузора с силовыми стойками механизм θ_6 (п. 5 рис. 1 а) производилось траверсирование потока по площади сечений 6-6, 7-7 и 8-8.

Измерительное оборудование

Регистрация давлений проводилась с помощью сканеров давления 900X фирмы DMT Druckmesstechnik GmbH. Для измерения стационарных базовых температур потока перед расходомерным соплом, а также перед ступенью применялись термоэлементы LKA-10-25 той же фирмы. Измерение и контроль массового расхода осуществлялось с помощью расходомерного сопла (ГОСТ 8563.1-97). Систематическая неопределенность в измерениях расхода согласно указанному ГОСТ не превышает величины $\pm 0,5\%$, а дисперсионная величина случайной неопределенности при доверительной вероятности 68,2% $\sigma \leq 0,2\%$. Сила на рычаге гидротормоза (п. 6 рис. 1 б) измерялась

пьезорезистивным датчиком силы (п. 7 рис. 1 б) модели CMM2-K10 (Dacell, Ю.Корея). Частота вращения вала измерялась двумя датчиками Холла типа NJK-5002С.

Измерения во всех контрольных сечениях, а также регистрация статических пристеночных давлений, данных расходомерного сопла, датчиков силы на рычаге гидротормоза и частоты вращения вала выполнялось параллельно во времени.

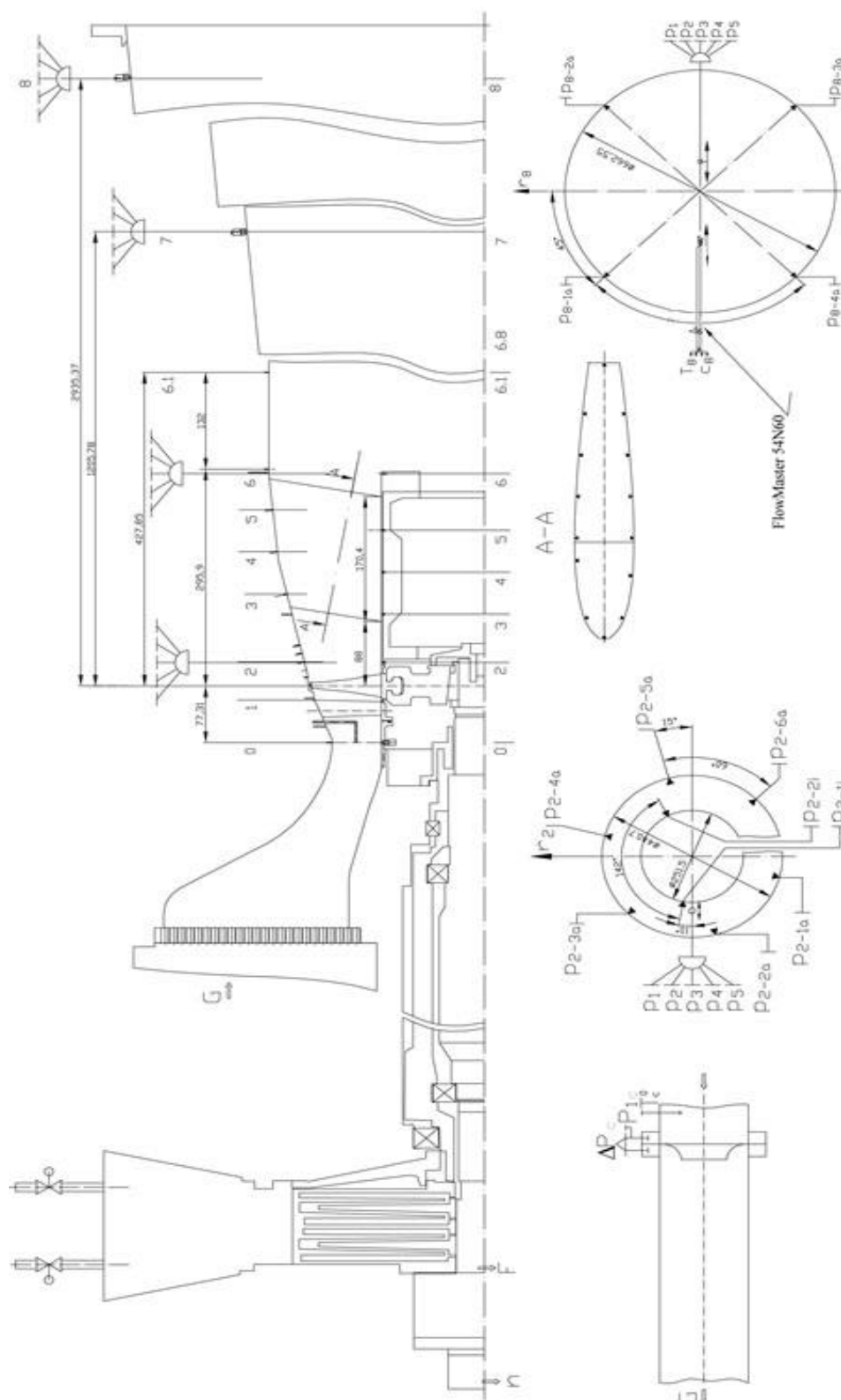


Рис. 2. Схема измерений стенда ЭТ-4

Fig. 2. Measurement scheme of the ET-4 stand

Интегральные характеристики ступени и блока «С-Д» в физическом эксперименте вычислялись по осредненным по массовому расходу параметрам потока в контрольных измерительных сечениях. КПД ступени определялся по формуле:

$$\eta = N/N_t = N/GH_0, \quad (1)$$

В этой формуле G – массовый расход воздуха, кг/с; N – величина мощности, развиваемой ступенью на установившемся режиме. Эта величина определяется при помощи гидротормоза и вычисляется по формуле $N = LF\pi n/30$, где N – мощность, развиваемая ступенью и поглощаемая гидротормозом, Вт; L – длина рычага гидротормоза, м; F – сила на рычаге гидротормоза, Н; n – частота вращения ротора, об/мин;

$$H_0 = \frac{k}{k-1} RT_0^* \left[1 - \left(\frac{p_2}{p_0^*} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] - \text{изоэнтропийный перепад энтальпий на ступень,}$$

Дж/кгК.

Момент трения в рабочих подшипниках ротора передаётся на корпус гидротормоза, так как подшипники ротора расположены внутри корпусной детали гидротормоза. Момент трения поверхности ротора о воздух также передаётся через корпусную деталь на корпус гидротормоза.

Аналогично вычислялся КПД* ступени по параметрам торможения:

$$\eta^* = N/N_t = N/GH_0^*, \quad (2)$$

КПД блока «С – Д» вычислялся по формуле:

$$\eta_{+Д} = N/N_{t+Д}. \quad (3)$$

$N_{t+Д}$ – теоретическая мощность блока «С-Д» в предположении изоэнтропийного процесса течения при реальном расходе G рабочей среды $N_{t+Д} = GH_{0+Д}$, где G – массовый расход воздуха, определяемый с помощью расходомерного сопла;

$$H_{0+Д} = \frac{k}{k-1} RT_0^* \left[1 - \left(\frac{p_8}{p_0^*} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] - \text{изоэнтропийный перепад энтальпий блока «С-Д»,}$$

Дж/кг; T_0^* , p_0^* – параметры торможения потока при входе в ступень; p_8 – давление в потоке за блоком «С-Д» в контрольном сечении 8-8.

Две величины КПД η и $\eta_{+Д}$ позволяют определить третью важную интегральную характеристику блока «С-Д»:

$$\overline{\Delta\eta_{+Д}} = \frac{(\eta_{+Д} - \eta)}{\eta} = \frac{1 - (p_8/p_0^*)^{\frac{k-1}{k}}}{1 - (p_2/p_0^*)^{\frac{k-1}{k}}} - 1, \quad (4)$$

которая является нормированной величиной повышения КПД ступени в блоке «С-Д» вследствие установки диффузора по сравнению с КПД той же ступени в системе без диффузора.

Эта характеристика обладает двумя важнейшими качествами:

- представляет собою количественную величину для оценки эффективности установки диффузора;

- имеет повышенную точность по сравнению с другими интегральными характеристиками, так как количество измеряемых независимых переменных в формуле (5) примерно в 4 раза меньше, чем в формулах для КПД η или $\eta_{+Д}$.

Дисперсионный анализ этой величины показал, что ее среднеквадратическая погрешность определения на стенде ЭТ-4 лежит в пределах $\sigma_{\overline{\Delta\eta_{+Д}}} \leq \pm (0,15...0,20)\%$.

Простота и «лёгкость», с которой определяется важная для практики величина $\overline{\Delta\eta_{+Д}}$, являются кажущимися, так как на самом деле для её получения требуется сложный эксперимент «Ступень – Диффузор», включающий моделирование последней ступени турбины.

Коэффициент восстановления давления в диффузоре вычислялся по формуле:

$$C_p = \frac{p_8 - p_2}{\rho_2 c_2^2 / 2} \quad (5)$$

Численное моделирование. Расчетная область модели блока «С-Д» состоит из пяти блоков: 1) 18 межлопаточных каналов направляющего аппарата, 2) 10 лопаток рабочего колеса, 3) сектор 72° для участка диффузора с рядом стоек, 4) сектор 72° для оставшейся части диффузора. В численной модели учитывались периферийный бандаж и надбандажная протечка в рабочем колесе. Блоки расчетной области покрываются неструктурированными сетками. В направляющем аппарате (НА) сетки составлены из тетраэдров в ядре потока с гексагональными пристенными элементами. Такая структура сетки позволяет экономить значительное число ячеек, относительно призматических пограничных слоев, и корректно разрешить обтекание передней и задней кромок лопатки НА и галтелей по краям лопатки. В рабочем колесе (РК), сетка состоит из трёх блоков: центрального, состоящего из гексаэдров, и двух пристенных блоков, расположенных у втулки и на периферии, где сетка состоит из тетраэдров и призм. Сетка в центральном блоке сгенерирована в *TurboGrid* трансляцией двумерной прямоугольной сетки вдоль осевого направления.

Расчет производился с применением коммерческого пакета *ANSYS CFX 19.4*. На входе в расчетную область задавались расход с нормальным направлением вектора скорости и температура торможения. На выходе из расчетной области задавалось атмосферное статическое давление. Скорость вращения ротора варьировалась: номинальная скорость и два режима ± 1000 об/мин относительно номинала. Выполнены расчеты для двух вариантов модели: со ступенью с закруткой $\alpha_1 = \text{const}$ и со ступенью с «обратной закруткой». На поверхности лопаток, стенках диффузора и ступени задано условие прилипания и адиабатическое условие по температуре. Для секторов 72° использовались условия периодичности в окружном направлении.

Задача решалась в нестационарной URANS постановке с шагом по времени $5 \cdot 10^{-6}$ с. Для замыкания системы уравнений Навье-Стокса использовалась $k-\omega$ SST модель турбулентности. Учитывалось нестационарное взаимодействие лопаток НА и РК за счет вращения области лопаток РК. При этом на границе неподвижных блоков и блока РК использовались интерфейсы, обеспечивающие прозрачность межблочной границы при переходе из неподвижных блоков во вращающиеся и обратно. На границах стыковки блоков с разными углами секторов обмен потоками между блоками осуществлялся с окружным осреднением параметров потока. Осредненные во времени параметры получены за время, равное 1/5 оборота ротора, после выхода на устойчивое квазипериодическое течение.

Результаты

Интегральные характеристики ступеней и блоков «С-Д» по данным эксперимента вычислялись по формулам (1) – (5). Их значения на номинальном режиме нагрузки для исследованных типов закрутки представлены в таблице 1.

Таблица 1

Интегральные характеристики ступеней и блоков «Ступень – Диффузор» на номинальном режиме

Интегральная характеристика	Обозначение	Ступень 1	Ступень 2
		Закрутка $\alpha_1 = \text{const}$	«Обратная закрутка»
КПД	η	0,760	0,750
КПД*	η^*	0,874	0,894
КПД блока	$\eta_{+Д}$	0,816	0,844
Относительный прирост КПД	$\Delta\eta_{+Д}$	0,073	0,124
Коэффициент восстановления	C_p	0,462	0,722

Из таблицы 1 видно, что по всем представленным характеристикам, за исключением величины КПД ступени, на номинальном режиме обратная закрутка демонстрирует лучшие показатели.

На рисунке 3 приведены интегральные характеристики ступени и блока «С-Д» при изменении режима нагрузки: КПД ступени η и η^* , блока «С-Д» $\eta_{+Д}$, коэффициент восстановления давления C_p , относительный прирост КПД $\overline{\Delta\eta_{+Д}}$ блока.

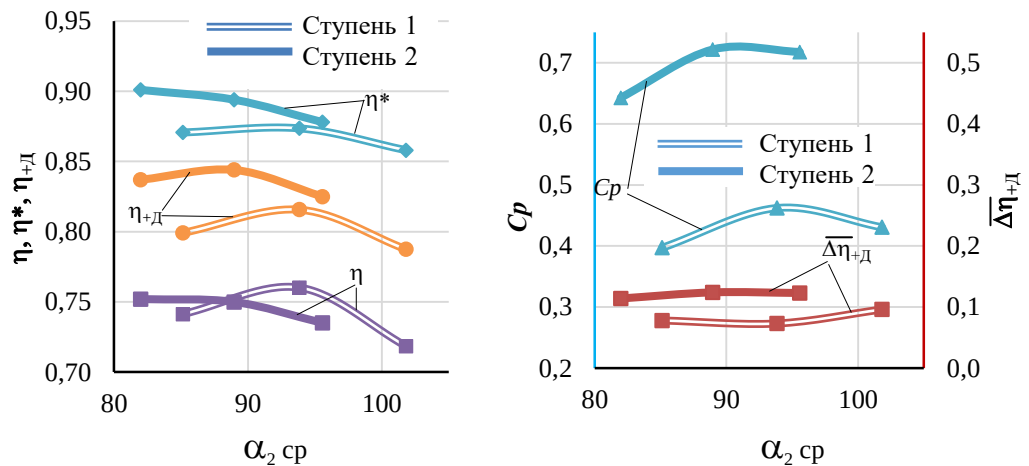


Рис. 3. Интегральные характеристики ступени и блока «С-Д» при изменении режима нагрузки

Fig. 3. Integral characteristics of the stage and the "C-D" block when changing the load mode

По результатам эксперимента блока «С-Д» со ступенью с «обратной закруткой» была валидирована численная модель течения в блоке. Степень совпадения расчета с экспериментом демонстрируют графики распределений параметров потока по высоте канала во входном сечении диффузора (рис. 4). Указанные зависимости были получены по данным траверсирования и последующего осреднения по θ_2 параметров потока в контрольном сечении за РК. Аналогичные кривые были получены по результатам численного моделирования.

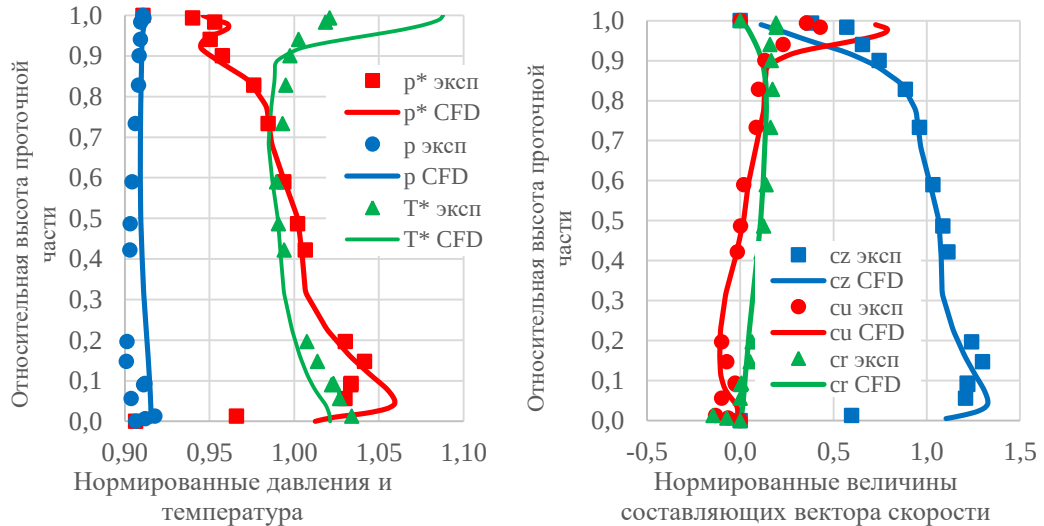


Рис. 4. Распределения параметров потока во входном сечении диффузора для блока «С-Д» со ступенью 2 по данным расчета и эксперимента

Fig. 4. Distribution of flow parameters in the input section of the diffuser for the "C-D" block with stage 2 according to the calculation and experiment data

Структура течения в блоке «С-Д» по результатам численного моделирования потока представлена на рисунке 5 в виде линий тока.

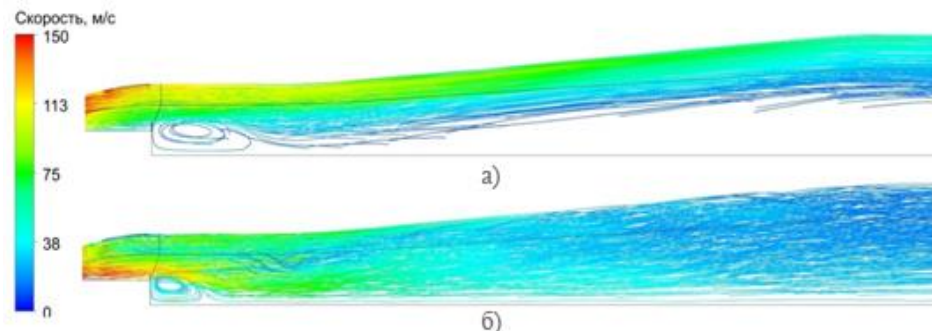


Рис. 5. Линии тока и распределения скоростей потока в блоке «С-Д»: а) ступень 1 (закрутка $\alpha_1 = \text{const}$); б) – ступень 2 («обратная закрутка»).

Fig. 5. Lines of current and distribution of flow velocities in the block "C-D": a) stage 1 (twist $\alpha_1 = \text{const}$); b) - stage 2 ("reverse twist").

На рисунке 6 представлены распределения параметров потока по высоте канала в сечении за РК для блока «С-Д» со ступенью с закруткой $\alpha_1 = const$. Зависимости были получены по результатам численного моделирования потока по предварительно валидированной CFD модели течения.

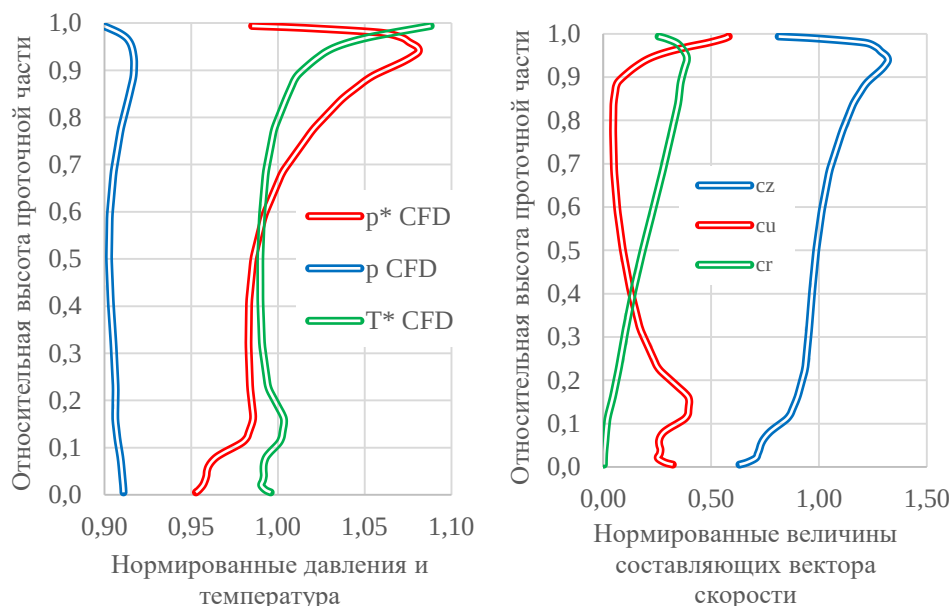


Рис. 6. Распределения параметров потока во входном сечении диффузора для блока «С-Д» со ступенью 1 по данным расчета

Fig. 6. Distribution of flow parameters in the inlet section of the diffuser for the "C-D" block with stage 1 according to the calculation data

Обсуждение

Профилирование последней ступени по закону закрутки $\alpha_1 = const$ дает преимущество в КПД по сравнению со ступенью с «обратной закруткой» на номинальном режиме нагрузки за счет меньшей величины потери с выходной кинетической энергией из-за осевого выхода потока почти по всей высоте канала. Однако по уровням КПД* и КПД_д блока ступень 2 превосходит показатели ступени 1 во всем исследованном диапазоне изменения режима нагрузки (рис 3). Это объясняется качеством потока, входящего в диффузор, который формируется последней ступенью турбины. Традиционный закон закрутки $\alpha_1 = const$ формирует выходной поток со значительными положительными радиальными компонентами c_r векторов скоростей, что приводит к отрыву от втулочной поверхности еще в кольцевом диффузоре (рис. 5 а). Максимальные скорости на выходе из ступени наблюдаются в периферийных областях (рис. 5 а, рис. 6 б). В результате поток на протяжении всего выходного тракта занимает лишь верхнюю область проточной части выходного тракта. В результате этого явления на выходе из диффузора сохраняется высокий уровень кинетической энергии потока, а, следовательно, восстановление ее в работу сил давления происходит очень неэффективно. Поэтому C_p в этом случае имеет низкую величину 46,2% на номинальном режиме, а при частичных и перегрузочных режимах работы ГТУ C_p падает более резко. Так при $\alpha_2 = 85^\circ$ коэффициент восстановления $C_p = 39,7\%$. При этом эффективность блока в целом также низка.

Ступень, профилированная по закону «обратной закрутки», формирует выходной поток таким образом, что расход на входе в диффузор имеет максимальные значения в привтулочной области (рис 5 б). Радиальные компоненты c_r векторов скоростей у корня имеют нулевые или отрицательные значения, в результате чего поток не только не отрывается от втулочной поверхности, но и заполняет почти все пространство конического диффузора, за исключением локальной вихревой зоны за втулкой.

Выводы

Главная причина низкой эффективности блока «С-Д» со ступенью 1 ($\alpha_1 = const$) состоит в отрыве потока от внутренней втулочной поверхности диффузора, возникающего вследствие неблагоприятного влияния входных граничных условий, формируемых последней ступенью турбины.

Для предотвращения отрыва потока следует использовать специальный вид

профилирования лопаточного аппарата последней ступени по закону «обратной закрутки», которая генерирует отрицательные радиальные компоненты вектора скорости при входе в диффузор.

Использование специального профилирования последней ступени даст выигрыш в относительном приращении КПД блока «С-Д»: 12,4% для ступени с «обратной закруткой» по сравнению с 7,3% для ступени с традиционным законом закрутки $\alpha_1 = \text{const}$. Этот вывод основан как на экспериментальных, так и на численных исследованиях.

В случае бандажированного рабочего колеса односторонний угол раскрытия проточной части входного участка диффузора может достигать 14 – 15° (до силовых стоек). При этом безотрывной характер течения в этой области обеспечивается сильно закрученной струей из радиального зазора над РК и слоем крупномасштабных вихревых структур вторичных периферийных течений, покидающих ступень.

Литература

1. Гафуров А.М., Осипов Б.М., Гафуров Н.М., и др. Способ утилизации тепловых вторичных энергоресурсов промышленных предприятий для выработки электроэнергии. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016. №11-12. С. 36-42.
2. Курманов Б.И., Осипов И.Л., Петрунин Д.В. Сравнительный анализ схем охлаждения выходной кромки турбинной лопатки ГТУ. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2007. №3-4. С. 68-75.
3. Phil Ligrania, Geoffrey Pottsb, Arshia Fatemic, Endwall aerodynamic losses from turbine components within gas turbine engines, Propulsion and Power Research. 2017. № 6(1). С. 12-14.
4. Осипов И.Л., Осипов А.И. О величинах потерь вследствие уступов между полками сопловых и рабочих лопаток газовых турбин. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2005. №7-8. С. 3-8.
5. Hamakhan I.A., Korakianitis T. Aerodynamic performance effects of leading-edge geometry in gas-turbine blades, Applied Energy. 2010. № 87(5). С. 1591-1601.
6. Chernikov V., Semakina E., Mimic D., et al. Aerodynamic Studies Of A Combined Turbine-Stage- Exhaust System, 35th Anniversary Of Cooperation Results Of Joint Research Activity Of Scientists From Peter The Great Saint-Petersburg Polytechnic University And Leibniz Universität Hannover. Saint-Petersburg, 2019.
7. Семакина Е.Ю., Хоанг В.Ч., Черников В.А. Аэродинамические процессы в выходном тракте стационарной газовой турбины: результаты экспериментальных исследований. Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2017. №3. С. 49-60.
8. Плотников Л.В., Бродов Ю.М., Жилкин Б.П., и др. Физическое моделирование термомеханики газовых потоков в выходных каналах центробежного компрессора турбокомпрессора, Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22(3). С. 44-50.
9. Gianluca Zitti, Fernando Fattore, Alessandro Brunori, Bruno Brunori, Maurizio Brocchini, Efficiency evaluation of a ductless Archimedes turbine: Laboratory experiments and numerical simulations, Renewable Energy. 2020. №146. С. 867-879.
10. Christian H. Schulze*, Jan Habermann Stephan Staudacher, Martin G. Rose, Udo Freygang, Influence of Inflow Turbulence and Distortion on a Two-Stage Low Pressure Axial Turbine at Low Reynolds Numbers, Proceedings of ASME Turbo Expo 2016: Turbomachinery Technical Conference and Exposition GT2016 June 13-17, 2016, Seoul, South Korea.
11. Michael Henke* , Lars Wein, Tim Kluge, Yavuz Guendogdu, Marc Heinz-Otto Biester, Joerg R. Seume, Experimental and Numerical Verification of The Core-Flow In a New Low-Pressure Turbine, Proceedings of ASME Turbo Expo 2016: Turbomachinery Technical Conference and Exposition GT2016 June 13-17, 2016, Seoul, South Korea.
12. Дейч М.Е., Зарянкин А.Е. Газодинамика диффузоров и выхлопных патрубков турбомашин. М.: Энергия, 1970. 384 с.
13. Мигай В.К., Гудков Э.И. Проектирование и расчёт выходных диффузоров турбомашин. Л.: Машиностроение. ЛО, 1981. 222 с.
14. Гоголев И.Г., Дроконов А.М. Аэродинамические характеристики ступеней и патрубков тепловых турбин. Брянск: Брянское областное издательство «Грани», 1995. 258 с.
15. Sovran G., Klomp E.D. Experimentally Determined Optimum Geometries for Rectilinear Diffusers with Rectangular, Conical or Annular Cross-Section // In: «Fluid Mech. Of

Int. Flow». Elsevier Publishing Company, Amsterdam – London – New York. 1967. pp .270–319.

16. Sprenger, H. Experimentelle Untersuchungen an geraden und gekrümmten Diffusoren: Diss. ... ETH Zürich. 1959.

17. Farokhi S. A Trade-Off Study of the Rotor Tip Clearance Flow in a Turbine Exhaust Diffuser System // ASME Paper 87. GT229. 1987.

18. Ramesh Bhoraniya, Zahir Hussain, Vinod Narayanan. Global stability analysis of axisymmetric boundary layer on a slender circular cone with the streamwise adverse pressure gradient, European Journal of Mechanics - B/Fluids, 20 January 2021.

19. Krause H., Quest J. Experimentelle Untersuchungen an Nabendiffusoren hinter einer Turbinenstufe // VDI-Berichte. 1980. N. 361. pp. 259–264.

20. Черников В.А., Семакина Е.Ю., Универсальный стенд для экспериментальных исследований аэродинамики выходных и переходных трактов стационарных турбин в блоке с турбинными ступенями: методика и результаты экспериментов, Газотурбинные технологии. 2015. №7. С. 32-37.

Авторы публикации

Черников Виктор Александрович – д-р техн. наук, профессор, доцент сектора Турбин ВШЭМ ИЭ СПбПУ.

Семакина Елена Юрьевна – канд. техн. наук, доцент сектора Турбин ВШЭМ ИЭ СПбПУ.

Вокин Леонид Олегович – аспирант сектора Турбин ВШЭМ ИЭ СПбПУ.

References

1. Gafurov AM, Gafurov NM, Gatina RZ. A method of utilization of thermal waste energy industry to generate electricity. *Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij problemy ehnergetiki*. 2016;11-12:36-42. doi:10.30724/1998-9903-2020-3-44-50.

2. Kurmanov BI, Osipov IL, Petrunine DV. Air ejection at pressure side being compared with traditional trailing edge cooling. *Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij problemy ehnergetiki*. 2007;3-4:68-75.

3. Phil Ligrania, Geoffrey Potts, Arshia Fatemic, Endwall aerodynamic losses from turbine components within gas turbine engines. *Propulsion and Power Research*. 2017;6(1):1-14. doi:10.1016/j.jprr.2017.01.006

4. Ossipov IL, Ossipov AI. About losses magnitudes happened due to the steps between vanes and blades platforms of gas turbines. *Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij problemy ehnergetiki*. 2005;7-8:3-8.

5. Hamakhan IA, Korakianitis T. Aerodynamic performance effects of leading-edge geometry in gas-turbine blades. *Applied Energy*. 2010;87(5):1591-1601. doi:10.1016/j.apenergy.2009.09.017

6. Chernikov V, Semakina E, Mimic D, et al. Aerodynamic Studies Of A Combined Turbine-Stage- Exhaust System, 35th Anniversary Of Cooperation *Results Of Joint Research Activity Of Scientists From Peter The Great Saint-Petersburg Polytechnic University And Leibniz Universität Hannover*. Saint-Petersburg, 2019.

7. Semakina EJu, Hoang VCh, Chernikov VA. Aerodinamicheskie processy v vyhodnom trakte stacionarnoj gazovoj turbiny: rezul'taty jeksperimental'nyh issledovanij. *Nauchno-tehnicheskie vedomosti SPbPU. Estestvennye i inzhenernye nauki*. 2017;3:49-60.

8. Plotnikov LV, Zhilkin BP, Brodov YuM, et al. Physical simulation of thermomechanics of gas flows in the output channels of turbocharger centrifugal compressor, Proceeding of Universities. *Problems of energetics*. 2020;3(3):44-50. doi:10.30724/1998-9903-2020-3-44-50

9. Gianluca Zitti, Fernando Fattore, Alessandro Brunori, et al. Efficiency evaluation of a ductless Archimedes turbine: Laboratory experiments and numerical simulations. *Renewable Energy*. 2020;146:867-879. doi:10.1016/j.renene.2019.06.174

10. Christian H. Schulze, Jan Habermann, Stephan Staudacher, Martin G. Rose, Udo Freygang. *Influence of Inflow Turbulence and Distortion on a Two-Stage Low Pressure Axial Turbine at Low Reynolds Numbers*. Proceedings of ASME Turbo Expo 2016: Turbomachinery Technical Conference and Exposition GT2016 June 13-17, 2016, Seoul, South Korea. doi:10.1115/GT2016-56134

11. Michael Henke, Lars Wein, Tim Kluge, et al. *Experimental and Numerical*

Verification of The Core-Flow In a New Low-Pressure Turbine. Proceedings of ASME Turbo Expo 2016: Turbomachinery Technical Conference and Exposition GT2016 June 13 – 17, 2016, Seoul, South Korea. doi:10.1115/GT2016-57101

12. Dejch ME, Zarjankin AE. *Gazodinamika diffuzorov i vyhlopnih patrubkov turbomashin*. M.: Jenergija, 1970. 384 p

13. Migaj VK, JeI. Gudkov. *Proektirovanie i raschjot vyhodnyh diffuzorov turbomashin*. L.: Mashinostroenie. LO, 1981. 222 p

14. Gogolev IG, Drokonov AM. *Ajerodinamicheskie harakteristiki stupenej i patrubkov teplovih turbin*. Brjansk: Brjanskoe oblastnoe izdatel'stvo «Grani», 1995. 258 p.

15. Sovran G, Klomp ED. *Experimentally Determined Optimum Geometries for Rectilinear Diffusers with Rectangular, Conical or Annular Cross-Section*. In: «Fluid Mech. Of Int. Flow». Elsevier Publishing Company, Amsterdam – London – New York. 1967. P.270–319.

16. Sprenger H. *Experimentelle Untersuchungen an geraden und gekrümmten Diffusoren*: Diss. ... ETH Zürich. 1959.

17. Farokhi SA Trade-Off Study of the Rotor Tip Clearance Flow in a Turbine Exhaust Diffuser System. ASME Paper 87. GT229. 1987. doi:10.1115/87-GT-229

18. Ramesh Bhoraniya, Zahir Hussain, Vinod Narayanan. Global stability analysis of axisymmetric boundary layer on a slender circular cone with the streamwise adverse pressure gradient, *European Journal of Mechanics - B/Fluids*. 20 January 2021. doi:10.1016/j.euromechflu.2021.01.008

19. Krause H, Quest J. *Experimentelle Untersuchungen an Nabendiffusoren hinter einer Turbinenstufe*. VDI-Berichte. 1980;361:259–264.

20. Chernikov VA, Semakina EJu. Universal'nyj stend dlja jeksperimental'nyh issledovanij ajerodinamiki vyhodnyh i perehodnyh traktov stacionarnyh turbin v bloke s turbinnymi stupenjami: metodika i rezul'taty jeksperimentov. *Gazoturbinnye tehnologii*. 2015;7:32-37.

Authors of the publication

Victor A. Chernikov –Higher School of Power Engineering, Institution of Energy, SPbPU.

Elena Yu. Semakina– Higher School of Power Engineering, Institution of Energy, SPbPU.

Leonid O. Vokin – Higher School of Power Engineering, Institution of Energy, SPbPU.

Получено

20 августа 2021г.

Отредактировано

27 августа 2021г.

Принято

30 августа 2021г.



ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ И КАЧЕСТВА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СВЕТОДИОДНЫХ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Р.Х. Тукшаитов, Н.В. Роженцова, А.Р. Денисова

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия
trh_08@mail.ru, natalia15969@yandex.ru, denisova_ar@mail.ru

Резюме: На основе результатов исследования элементов электротехнической системы определены работоспособность и качество их функционирования на примере применения светодиодных филаментных ламп для освещения при непрерывной эксплуатации их при предельно допустимой температуре окружающей среды, равной 50 °С. **ЦЕЛЬ.** Актуальность данной работы определяется отсутствием сведений о работоспособности и качестве функционирования филаментных светодиодных ламп при непрерывной их эксплуатации в условиях повышенной температуры окружающей среды, имеющих место в котлотурбинных цехах ТЭЦ, литейных цехах заводов, пекарен хлебозаводов, в штольных угледобывающих шахт и подразделениях других предприятий. **МЕТОДЫ.** Рассмотрен в сравнительном плане ресурс филаментных и типовых светодиодных ламп разной мощности при их эксплуатации при сравнительно высокой температуре окружающей среды. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** Установлено, что 10 Вт филаментная светодиодная лампа с 4 филаментами имеет энергоресурс, как и у качественной типовой светодиодной лампы. При этом температура ее корпуса не более 40 °С, что практически в 2 раза меньше. Увеличением расстояния между филаментами за счет использования меньшего количества филаментов открывается возможность повышения мощности питания в 2 раза и соответственного светового потока в 1,5 раза. Установлено, что срок работоспособности филаментных светодиодных ламп модели Gauss мощности 10 Вт, содержащих 4 филамента, составляет 70-75 суток, а с 8 филаментами лишь 22-24 суток. Деградация филаментных светодиодных ламп с 8 филаментами при предельно допустимой температуре окружающей среды равной 50 °С происходит со скоростью 0,45-0,50 % в сутки. Показано, что филаментная светодиодная лампа с 4 филаментами, в случае эксплуатации ее в течение 4,5 ч в сутки в условиях повышенной температуры окружающей среды может проработать практически более одного года. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** В предварительных экспериментах с филаментной лампой новой конструкции модели Diall установлено, что использование в нем филаментов большей длины (45 мм), вместо ранее используемых (30 мм), позволяет повысить качество их функционирования приблизительно в 4 раза при эксплуатации их в тех же температурных условиях окружающей среды.

Ключевые слова: работоспособность; электротехническая система; филаментная светодиодная лампа; качество функционирования; энергоресурс; предельно допустимая температура.

Для цитирования: Тукшаитов Р.Х., Роженцова Н.В., Денисова А.Р. Разработка и исследование схемы измерения тока утечки при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 96-104. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-96-104.

INVESTIGATION OF EFFICIENCY AND QUALITY OF FUNCTIONING OF LED LIGHTING ELEMENTS OF ELECTRICAL SYSTEMS AT THE MAXIMUM PERMISSIBLE AMBIENT TEMPERATURE

Tukshaitov RH, Rozhencova NV, AR. Denisova AR.

Kazan State Power of Engineering University, Kazan, Russia
trh_08@mail.ru, natalia15969@yandex.ru, denisova_ar@mail.ru

Abstract: Based on the results of the study of the elements of the electrical system, the operability and quality of their functioning are determined by the example of the use of LED filament lamps for lighting during their continuous operation at the maximum permissible ambient temperature equal to 50 °C. **THE PURPOSE.** The relevance of this work is determined by the lack of information about the operability and quality of functioning of filament LED lamps during their continuous operation in conditions of elevated ambient temperature, taking place in boiler-turbine shops of thermal power plants, foundries of factories, bakeries of bakeries, in the tunnels of coal mines and divisions of other enterprises. It is established that the working life of the Gauss LED filament lamps with a power of 10 W, containing 4 filaments, is 70-75 days, and with 8 filaments only 22-24 days. Degradation of filament lamps with 8 filaments at the maximum permissible ambient temperature of 50 °C occurs at a rate of 0.45-0.50 % per day. It is shown that a filament LED lamp with 4 filaments, if it is operated for 4.5 hours a day in conditions of elevated ambient temperature, can work for almost more than one year. **METHODS.** The resource of filament and typical LED lamps of different power is considered in comparative terms when they are operated at a relatively high ambient temperature. **RESULTS.** It is established that a 10 W filament LED lamp with 4 filaments has an energy resource, as well as a high-quality standard LED lamp. At the same time, the temperature of its body is no more than 40 °C, which is almost 2 times less. By increasing the distance between the filaments due to the use of a smaller number of filaments, it is possible to increase the power supply by 2 times and the corresponding luminous flux by 1.5 times. **CONCLUSION.** In preliminary experiments with a filament lamp of the new design of the Diall model, it was found that the use of longer filaments (45 mm) in it, instead of the previously used ones (30 mm), allows to increase the quality of their functioning by about 4 times when they are operated under the same ambient temperature conditions.

Keywords: performance, electrical system, flamenco led lamp, performance quality, energy resources, long-term exposure to temperature.

For citation: Tukshaitov RH, Rozhencova NV, Denisova AR. Investigation of efficiency and quality of functioning of led lighting elements of electrical systems at the maximum permissible ambient temperature. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(4):96-104. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-96-104.

Введение

Осветительные установки являются одним из важных элементов электротехнических систем, в которых все больше предпочтение отдается применению светодиодных осветительных устройств, обладающих достаточно высокой энергоэффективностью, качеством функционирования и большим сроком службы. Среди них, по оригинальности исполнения, выделяются филаментные светодиодные лампы (ФСЛ), разработке и выпуску которых в мире уделяется все большее внимание [1–3]. Об этом свидетельствуют не только потребности рынка, но и Постановление правительства РФ № 1356 от 10.11.2017, в котором выработаны требования к светоотдаче ФСЛ мощностью до 40 Вт, выпускаемые пока только отдельными фирмами.

Определенным достоинством ФСЛ заключается в том, что она обладает большей энергоэффективностью [4, 5], чем типовые светодиодные лампы (ТСЛ), существенно меньшей температурой корпуса [6–8], большей стабильностью светового потока [9–11], хорошим дизайном и характером распределения света в пространстве по сравнению с лампой накаливания [12–14].

Принципиальное отличие ФСЛ от ТСЛ заключается в том, что в них для отведения тепла от светодиодов используется не алюминиевый радиатор, а инертный газ гелий, обладающий наряду с водородом, самой высокой теплопроводностью [2, 4]. Для дальнейшего повышения светоотдачи ФСЛ предложена методика проведения просветления стекла ее колбы [15].

Работоспособность и качество функционирования осветительных источников, в том числе филаментных светодиодных ламп (ФСЛ), характеризуется скоростью спада их светового тока и временем наработки, которые определяются рабочей температурой p-n перехода светодиодов [16, 17], а также температурой окружающей среды [18–20]. В технических характеристиках ФСЛ указывается, что они способны работать при температуре от –20 °C до +40–50 °C. Эти значения справедливы только при двухчасовом испытании ФСЛ при указанных значения температуры окружающей среды.

ФСЛ, согласно ТУ 3460-001-99981859-2015, предназначена, прежде всего, для освещения и может использоваться в закрытых светильниках, где установившаяся температура по нашим данным достигает 45-50 °С. Поэтому выяснение степени снижения работоспособности ФСЛ при эксплуатации при предельно допустимой температуре окружающей среды представляется актуальной задачей.

Немалую информацию несет значение спада светового потока после включения. Она необходима для достоверной оценки первоначального спада освещенности светодиодных ламп разных типов. Этому посвящен также ряд других работ [21, 22].

Если сведения о результатах изучения характеристик разных типов светодиодных ламп при нормальной температуре окружающей среды (+25°C) излагаются во многих работах, то при предельно допустимых температурах они практически отсутствуют [18, 23]. Такие работы необходимы для прогнозирования энергоресурса ФСЛ при эксплуатации ее, например, в условиях литейных цехов, котлотурбинных цехов ТЭЦ, пекарен хлебозаводов, угледобывающих шахт и подразделений других предприятий и организаций. Испытания ФСЛ при высоких температурах также необходимы для выяснения наличия утечки гелия и ее влияния на фотометрические показатели, поскольку его потеря должна сопровождаться спадом освещенности помещений и ускоренному выходу ФСЛ из строя. Отсутствие такой информации является источником разноречивой интерпретации значений энергоресурса филаментных и типовых конструкций светодиодных ламп приводимых в технических характеристиках каталогов в пределах от 15000 до 50000 ч и даже до 100000 [3, 4]. Значительный разброс значений этих данных и большие сроки службы также требует их верификации.

В связи с изложенным выше, поставлена задача изучить длительность работоспособности ФСЛ и качества их функционирования при предельно допустимой положительной температуре окружающей среды, равной 45-50 °С.

Материалы и методика

В мини термокамере [24] на работоспособность и качество функционирования испытаны по 3 ФСЛ двух типов широко известной торговой марки *Gauss* с одинаковой заявленной мощностью, равной 10 Вт. Причем, в одном типе ламп используются 8 попарно соединенных филаментов по общепринятой схеме 30×4×2, а в другом – всего 4 филамента по схеме 30×2×2. Изучение двух типов ФСЛ с разным количеством филаментов (8 и 4) представляет интерес также по той причине, что согласно их техническим характеристикам они имеют одинаковые значения заявленной мощности и почти соизмеримые значения светового потока. В то же время хорошо известно, что общепринятая допустимая потребляемая мощность одного филамента ФСЛ обычно составляет порядка 1,0–1,2 Вт [3, 8, 29].

Каждую ФСЛ поочередно испытывали в термокамере. Температура в ней, при изменении температуры в комнате, сохранялась на уровне 50±1,5°C. При необходимости она корректировалась с помощью размещенного в термокамере дополнительного остеклованного резистора ПЭВ с предельной мощностью рассеивания 20 Вт, питаемого напряжением 10-12 В от понижающего трансформатора. Фотоприемная головка люксметра ТКА-ПМК(08) располагалась по оптической оси источника света на расстоянии 25 см от прозрачного окна термокамеры. Включалась ФСЛ и измерялась величина спада освещенности в люксах в течение первых 3–4 часов их работы по ранее разработанной методике [25], апробированной в [26]. Последующие измерения осуществлялись вначале эксперимента с интервалом в 2–3 суток, а концу его завершения через 1–2 суток при круглосуточной эксплуатации ФСЛ в течение 25–30 суток. Для повышения точности определения спада освещенности и прогнозирования энергоресурса скорость спада освещенности вычислялась на завершающем десятидневном участке зависимости спада освещенности (%/сут): от времени наработки ФСЛ по формуле:

$$v = (\delta_8 - \delta_{18}) / 10\delta_8, \quad (1)$$

где δ_8 и δ_{18} – относительные значения освещенности, измеренные по истечении 8 и 18 суток, то есть на протяжении завершающих 10 суток эксперимента.

Определение энергоресурса (R) ФСЛ второго типа осуществлялось в сутках методом экстраполяции на основе значений скорости спада освещенности по формуле:

$$R = 24 (30 - \delta_E) / v, \quad (2)$$

где δ_E – относительное значение спада освещенности в процентах вычисленное за первые 18 суток испытания ФСЛ; 30 – допустимое относительное значение спада освещенности в процентах, принятое в нормативных документах, 24 – количество часов в одних сутках.

Результаты исследования

В работе, прежде всего, был изучен такой важный параметр ФСЛ, как спад освещенности в первый час после его включения. Установлено, что у использованных ФСЛ стабилизация освещенности наступает по истечении уже 10–15 минут. По истечении этого времени спад освещенности у обоих типов ламп оказался равным 20–21%. При моделировании утечки гелия из ФСЛ спад освещенности при ее включении составляет уже 36%.

На рисунке 1 представлен характер спада светового потока ФСЛ с 8 филаментами при непрерывной эксплуатации их при температуре 50 °С. Характер спада освещенности у каждой лампы по истечении 5 суток начинает несколько отличаться.

В последующие сутки скорость спада освещенности находится на одном уровне и составляет 0,45–0,50 % /сут. По истечении 18–22 суток начинается интенсивная деградация светодиодов филаментов и люминофора [18, 19] и, соответственно, увеличение скорости спада освещенности порядком в 2 раза. При этом у 2 из 8 филаментов наблюдается небольшое свечение и только на одной трети центральной их части. Практически по истечении последующих 3–5 суток прекращается полное свечение всех ФСЛ.

После демонтажа стеклянной колбы ФСЛ, установлено, что причина этого является возникновение обрывов в определенных филаментах, поскольку драйверы оказались исправными и обеспечивали напряжение в режиме холостого хода, равным 313 В.

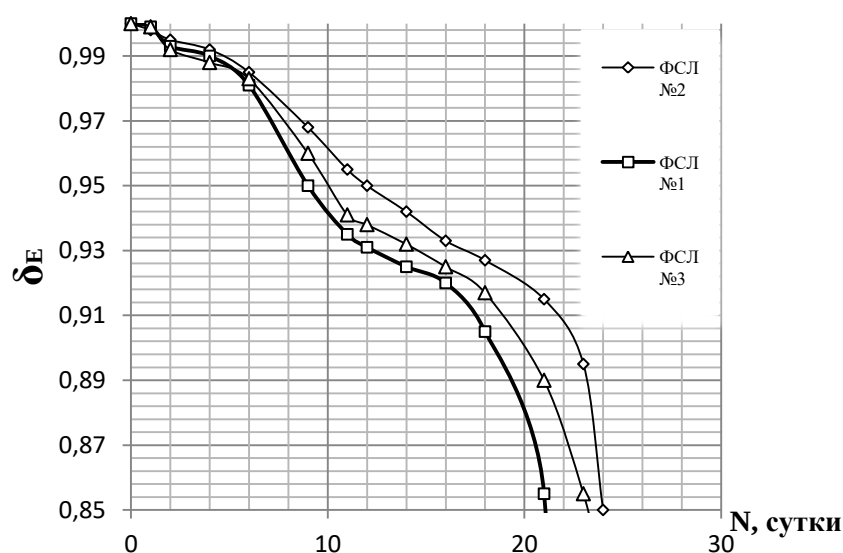


Рис. 1. Характер спада во времени освещенности ФСЛ с 8 филаментами

Fig. 1. The nature of the decay in time of the illumination of the FSL with 8 filaments

Наряду с ФСЛ с 8 филаментами были испытаны ФСЛ с 4 филаментами. Результаты испытания показали, что спад освещенности с обоими их типами имеет одинаковую скорость на соответствующих этапах времени. Вместе с тем, если работоспособность первого типа ФСЛ сохраняется в течение 23 суток, то второго типа, вычисленная на основе формулы (2), целых 73 суток, то есть практически в 3 раза больше (табл.).

Таблица

Значения ресурса ФСЛ при эксплуатации при температуре 50 °С окружающей среды в зависимости от количества филаментов

Колич. филаментов в ФСЛ Gauss 10 Вт	Значение энергоресурса	Длительность эксплуатации в сутки, ч			
		24	12	6	4,5
8	сут.	23	46	92	122
4*	сут.	73	146	292	388

* – при отсутствии преждевременного отказа ФСЛ

Из представленных данных следует, что ресурс ФСЛ торговой марки Gauss с 4 филаментами при эксплуатации их при предельно допустимой температуре по 4,5 ч в сутки,

составляет 388 суток, в то время как ресурс ФСЛ с 8 филаментами, также с заявленной мощностью 10 Вт, обеспечивают энергоресурс в 3 раза меньше.

На сегодня фирма *Diall* начала производить ФСЛ новой конструкции, отличающиеся тем, что в них применили филаменты большей длины (45 мм), чем в ранее используемых, в том числе и в ФСЛ модели *Gauss*. Результаты предварительных экспериментов показали, что такие конструктивные изменения позволяют увеличить энергоресурс ФСЛ до 120 дней, что практически не уступает энергоресурсу сравнительно лучших ТСЛ модели *Verbatin b Xflach* [29]

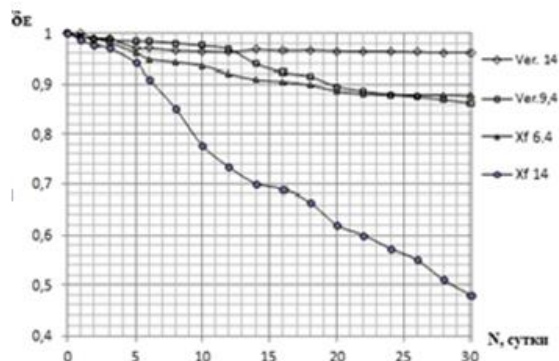


Рис. 2. Характер спада освещенности со временем у ряда типовых светодиодных ламп

Fig. 2. The nature of the decline in illumination over time for a series typical LED lamps

ФСЛ с 4 филаментами обеспечивают освещенность в 1,5 раза меньше, чем с 8 филаментами. Вместе с тем, поскольку ФСЛ с 4 филаментами потребляют ту же мощность, что и с 8 филаментами, то это позволяет говорить, что сила тока, протекающего через филаменты, в действительности в 2 раза больше. Несмотря на это, филаменты в ней находятся с одной стороны в более облегченном режиме, а с другой стороны, отсутствует дополнительный взаимный нагрев филаментов в силу их большего разнесения в пространстве и световое «затенение». При использовании ФСЛ с 4 филаментами световой поток лишь в 1,5 раза меньше, но энергоресурс наоборот существенно возрос. Вопреки ожиданию спад освещенности при включении ФСЛ в первые 5–10 минут оказался такой же по величине, как и с ФСЛ, содержащих 8 филаментов. Это косвенно указывает на то, что работа 4 филаментов происходит в несколько более облегченном режиме. Разнесение в пространстве филаментов в определенной степени снижает уровень деградации ФСЛ, что следует принять во внимание при разработке новых их конструкций.

Установлено, что спад освещенности, обеспечиваемый ФСЛ, при устранении стеклянной колбы и соответственно гелия имеет такое же значение, как и у исходного образца [22]. Это также открывает определенную перспективу по созданию ФСЛ новой конструкции. Намечается тенденция в применении в ФСЛ филаментов длиной 45 мм вместо 30, что также позволит увеличить их ресурс при эксплуатации в условиях повышенных температур окружающей среды.

Заключение

Результаты исследования филаментной светодиодной лампы при температуре +50 °С позволяют уже через 5–10 суток методом экстраполяции прогнозировать ресурс ее работы. Получено, что уменьшение количества филаментов в ФСЛ с 8 до 4, при той же потребляемой мощности, равной 10 Вт, облегчает тепловой режим ее работы, что ведет к повышению энергоресурса более чем в 3 раза. Полученные результаты открывают определенные возможности для ускоренного прогнозирования энергоресурса филаментных светодиодных ламп разных производителей в энергетических системах и создают необходимую основу для применения новой технологии при их проектировании. По энергоресурсу 4 Вт ФСЛ, не уступая типовым СДЛ, имеет температуры корпуса в 2 раза меньше.

Применение 10 Вт ФСЛ с филаментами с длиной более 30 мм позволяет повысить энергоресурс и открывает перспективы их широкого применения в качестве элементов электротехнических систем.

Литература

1. Абрашкина М., Доброзраков И., Кошин И., и др. Филамент светодиодный на смену вольфрамовой спирали // Полупроводниковая светотехника. 2015. № 4. С. 6–11.

2. Николаев Р.М., Ханиев А.Р. Филаментная светодиодная лампа // Мат. докл. 19 аспирантско-магистерского семинара, посвященного «Дню энергетика» Т. 1. Под ред. ректора КГЭУ Э.Ю. Абдуллазянова. 2016. С. 142-143.
3. Нестеркина Н.П., Кондрашин А.С. О характеристиках светодиодных филаментных ламп мощностью 4, 6, 8 Вт // В сборнике: Проблемы и перспективы развития отечественной светотехники, электротехники и энергетики. Материалы 13 Всероссийской научно-технической конференции с международным участием в рамках 4 Всероссийского светотехнического форума с международным участием. Ответственный редактор О.Е. Железникова; Мордовский государственный университет имени Н.П. Огарёва. 2017. С. 358–366.
4. Тукшаитов Р.Х., Сулейманова И. Филаментные светодиодные лампы. Аналитический обзор современных источников литературы // Полупроводниковая светотехника. 2018. № 1. С. 35–45.
5. Наумов А.А., Садыков М.Ф. Некоторые аспекты энергосбережения в осветительной технике // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 5-6. С. 109-118.
6. Нестеркина Н. П., Кондрашин А.С., Корсуков А.А. Сравнительное исследование филаментных ламп мощностью 4 Вт в колбах А50 и А60 // Наука и просвещение. Пенза, 2016. С. 14–21.
7. Сулейманова И.И., Гильфанов К.Х., Борисов А.Н. Филаментные светодиодные лампы ряда фирм: виды и их особенности // В сборнике: современная наука: актуальные вопросы, достижения и инновации. Сборник статей 4 международной научно-практической конференции. в 2 частях. ответственный редактор Г.Ю. Гуляев. 2018. С. 48-51.
8. Тукшаитов Р.Х. О механизме спада светового потока и снижения энергоэффективности светодиодных осветительных приборов после их включения // В книге: Нигматуллинские чтения - 2018 Международная научная конференция. Тезисы докладов. 2018. С. 5-9.
9. Тукшаитов Р. Исследование спада светового потока филаментной лампы после ее включения при полной потере гелия и демонтаже колбы // Полупроводниковая светотехника. 2019. № 4. С. 14-16.
10. Morgan Pattison P., Hansen M., Tsao I.Y. LED lighting efficacy Status and directions. Comptes Rendus Phys., 2017.
11. Нигматуллин Р.М., Иштырякова Ю.С., Тукшаитов Р.Х. К характеристике параметров современных типов светодиодных ламп в условиях повышенных температур в ЖКХ // В сборнике: Проблемы и перспективы развития отечественной светотехники, электротехники и энергетики. Материалы 12 Всероссийской научно-технической конференции с международным участием в рамках III Всероссийского светотехнического форума с международным участием. Ответственный редактор О.Е. Железникова; Мордовский государственный университет имени Н.П. Огарёва. 2015. С. 284-287.
12. Сулейманова И.И., Борисов А.Н. Исследование характеристик филаментных светодиодных ламп // В сборнике: STUDENT RESEACH. Сборник статей 3 Междун. научно-практического конкурса. Отв. Гуляев герман Юрьевич. 2018. С. 66-69.
13. Mauro Ctresa. Electrical Over Stress—How to Prevent an LED Failing Earlier than Expected // Optica. 2017. V. 5. Issue 7. P. 793–802.
14. Нестеркина Н.П., Кондрашин А.С., Корсуков А.А. Исследование температурного режима работы светодиодных филаментных ламп мощностью 4 Вт в колбах А50 и 60 // В сборнике XLV «Огаревские чтения: материалы научной конференции». Саранск, 2017. С. 358-366.
15. Борисов А.Н., Шириев Р.Р. Светодиодный источник света с повышенной светоотдачей // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. Т. 21. № 1-2. С. 111-119.
16. Pr. Cajochen Ch. Effect of daylight LED on visual comfort, melatonin, mood, waking performance, and sleep // Journal of Lighting & Research Tech. March 24. 2019.
17. Гарипов Р.Р. Исследование зависимости световых параметров светодиодных светильников от температуры окружающего пространства // Мат. докл. 9 Междун. молод. науч. конф. «Тинчуринские чтения». Т. 1. Казань: КГЭУ, 2014. С. 259.
18. Тукшаитов Р.Х. Результаты длительного испытания филаментных ламп при нормальной и предельно допустимой температуре окружающей среды после демонтажа их колб // Полупроводниковая светотехника. 2020. № 1. С. 6-8.

19. Айхайти Исыхакэфу. Метод комплексного контроля качества светодиодных осветительных приборов на основе исследования их характеристик // Автореферат дисс. на соис. учен. степ. канд. технич. наук. Казань: КГЭУ, 2018. 16 с.
20. Ivanov D.A., Yaroslavsky D.A., Sadykov M.F., et al. Development of Test site on the basis of Led Lamps for Debugging software of wireless network for processes automation modules // *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*. 2018. V. 13. № 5. pp. 1864-1870.
21. Gurin S.Y., B.V. Akimov, B.P. Gritsenko, Theoretical and experimental investigations of LED luminaire // *Applied Mechanics and Materials* V. 756. 2015. pp. 453–45.
22. Ju Yangyang. Heating LED phosphors during conversionexcitation energy in the luminescence diss. on the drip. Cand. Physicalmat.sciences. Tomsk, 2019. 23 p.
23. Ju Yangyang. Luminescence decay kinetics of yttrium aluminium garnet phosphor at different temperature // *Journal of Physics: Conference series* – 2018. V. 115. № 052004.
24. Айхайти Исыхакэфу, Ямбаева Т.А., Любавин И.Г. Малогабаритная термокамера для контроля рабочих характеристик светодиодных и компактных люминесцентных ламп // XI Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Проблемы и перспективы развития отечественной светотехники, электротехники ти энергетики». Саранск, 2013. С. 295–296.
25. Тукшаитов Р.Х., Айхайти И., Сулейманова И.И. Разработка методики определения величины спада светового потока филаментных ламп на основе ГОСТ Р 54350–2015 // *Инженерный вестник Дона*. 2018. № 1. (2018).ivdon.ru/magazine/nLy2018/4675/.
26. Тукшаитов Р. Типовые и филаментные светодиодные лампы. Каким образом можно оперативно оценить их качество. Часть 3 // *Полупроводниковая светотехника*. 2019. № 3 (59). С. 9-11.

Авторы публикации

Тукшаитов Рафаил Хасьянович – д-р. биол. наук, профессор кафедры «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений», Казанский государственный энергетический университет.

Роженцова Наталья Владимировна – канд. техн. наук, доцент, зав. кафедрой «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений», Казанский государственный энергетический университет.

Денисова Алина Ренатовна – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений», Казанский государственный энергетический университет.

References

1. Abrashkina M., Dobrozrakov I., Koshin I., et al. Flame LED to replace tungsten spiral. *Semi-conductor light technology*. 2015;4:6–11.
2. Dobrozrakov I.E. LED lamp «Lisma»: A new word in the market of light sources. *Lighting equipment*. 2015. pp 48–50.
3. Nesterkina NP, Kondrashin AS. About the characteristics of LED 4, 6, 8 W filament lamps. In the collection: *Problems and prospects for the development of domestic lighting, electrical and energy*. Materials of the 13 All-Russian Scientific and Technical Conference with international participation in the framework of the IV All-Russian Lighting forum with international participation. Executive editor O.E. Zheleznikova; Mordovia State University named after N. P. Ogarev. 2017. pp. 358–366.
4. R. Tukshaitov, I. Suleymanova. Filament LED lamps. Analytical overview modern of sources literature. *Semiconductor lighting*. 2018;1:35–45.
5. Naumov AA, Sadykov MF. Some aspects of energy saving in lighting technology. *News of higher educational institutions. Energy problems*. 2017;19(5-6):109-118.
6. Nesterkina NP, Kondrashin AS, Korsukov AA. Comparative study of 4 W flamencant lamps in the A50 and A60 colbach. *Science and education*. Penza, 2016. pp. 14–21.
7. Suleimanova II, Gilfanov KKh, Borisov AN. *Flamencant LED lamps of a number of companies: Types and their features*. IN the collection: *Modern science: Topical issues, achievements and innovations* Collection of articles of the iv International Scientific and practical Conference. In 2 parts. 2018. Pp. 48–51.

8. Tukshaitov RH. *On the mechanism of the reduction of the luminous flux and the reduction of the energy efficiency of LED lighting devices after their inclusion*. IN the book: Nigmatullin readings – 2018 International Scientific Conference. Abstract of reports. 2018. Pp. 5–9.
9. Tukshaitov R. Study of the decrease in the luminous flux of a filament lamp after its activation with complete loss of helium and removal of the bulb. *Semi-conductor light engineering*. 2019;4:14-16.
10. Morgan Pattison, Hansen M, Tsao IY. *LED lighting efficacy Status and directions*. Comptes Rendus Phys., 2017.
11. Nigmatullin RM, Ishtyyakova YuS, Tukshaitov RH. *To the characteristics of modern lamp tops in conditions of high temperatures in housing and communal services*. IN the collection: Materials of the 12 All-Russian Scientific and Technical Conference with international participation in the 3 All-Russian Lighting Technical Forum with international participation. Mordovia State University named after N. P. Ogareva. 2015. pp. 284–287.
12. Suleimanova II, Borisov AN. *Study of the characteristics of filament LED lamps*. IN the collection: Student research. Collection of articles 3 of the International Scientific and practical Competition. Responsible Editor Gulyaev Herman Yurievich. 2018. pp. 66–69.
13. Mauro Ctresa. Electrical Over Stress—How to Prevent an LED Failing Earlier than Expected. *Optica*. 2017;5(7):793–802.
14. Nesterkina NP, Kondrashin AS, Korsukov AA. *Study of the temperature mode of operation of light-diode filament lamps with a power of 4 W in the kolbach A50 and 60*. IN the collection: XLV Ogarvian readings Materials of the scientific conference. In 3 parts. 2017. pp. 358-366.
15. Borisov AN, Shiriev RR. LED light source with increased light output. *Higher educational institutions. Energy problems*. 2019;21:1-2:111-119.
16. Pr. Cajochen Ch. Effect of daylight LED on visual comfort, melatonin, mood, waking performance, and sleep. *Journal of Lighting & Research Tech*. March 24, 2019.
17. Garipov RR. *Investigation of the dependence of light parameters of LED lamps on the temperature of the surrounding space*. Mat. Docles. IX Intl. Young scientific conf. of the Latin readings. THE 1. Kazan: KGEU, 2014. pp. 259.
15. Tukshaitov RH. Results of long-term test of filament lamps at normal and pre-sufficient ambient temperature after removal of their bulb. *Semi-conductor lighting equipment*. 2020;1:6-8.
16. Ayhaichi Isyhakefu. *Method of integrated quality control of LED lighting devices based on research of their characteristics*. Abstract of the docs. on the scientific step. technical sciences. Kazan: KGEU, 2018. 16 p.
17. Ivanov DA, Yaroslavsky DA, Sadykov M.F., et al. Development of Test site on the basis of Led Lamps for Debugging software of wireless network for processes automation modules. *ARNP Journal of Engineering and Applied Sciences*. 2018;13(5):1864-1870.
18. Gurin SY, Akimov BV, Gritsenko BP. Theoretical and experimental investigations of LED luminaire. *Applied Mechanics and Materials*. 2015;756:453–458.
19. Ju Yangyang. *Heating LED phosphors during conversion excitation energy in the luminescence diss. on the drip*. Cand. Physicalmath.sciences. Tomsk, 2019. 23 p.
20. Ju Yangyang. Luminescence decay kinetics of yttrium aluminium garnet phosphor at different temperature. *Journal of Physics: Conference series*. 2018;115:052004.
21. Aihayti Isykhakafu, Yambaeva T.A., Lyubavin I.G. *Compact heat chamber to monitor the performance of LED and compact fluorescent lamps*. 11 All-Russian Scientific and Technical Conference with international participation Problems and prospects for the development of national lighting engineering, electrical engineering and energy. Saransk, 2013, pp. 295–296.
22. Tukshaitov RKh, Aikhay I, Suleimanova II. Method development method of determining the magnitude of the decline of the luminous flux filament lamps based on GOST R 54350–2015. *Don Engineering Bulletin*. 2018 № 1 (2018). ivdon.ru/magazine/nLy2018/4675/.
23. Tukshaitov R. Typical and filamentable LED lamps. How they can be assessed quickly. Part 3. *Semiconductor lighting technology*. 2019;3:9–11.

Authors of the publication

Raphael Kh. Tukshaitov – Kazan State Power of Engineering University, Kazan, Russia.

Natalia V. Rozhentsova – Kazan State Power of Engineering University, Kazan, Russia.

Alina R. Denisova – Kazan State Power of Engineering University, Kazan, Russia.

Получено

28 июля 2021г.

Отредактировано

04 августа 2021г.

Принято

05 августа 2021г.



ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАПРАВЛЯЮЩИХ ОСЕВОГО ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ВЫНОСНЫХ КОРПУСОВ ПОДШИПНИКОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН

А. Ю. Сосновский¹, Б.Е. Мурманский², Ю.М. Бродов³

¹ООО «УК Теплоэнергосервис», г. Екатеринбург, Россия

²Свердловский филиал ПАО «Т Плюс», г. Екатеринбург, Россия

³Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Выполнить сравнительный анализ эксплуатационных характеристик направляющих продольного перемещения выносных корпусов подшипников паровых турбин, использующих принцип поворотности для обеспечения полного контакта их боковых поверхностей с боковыми поверхностями направляющего паза в основании выносного корпуса подшипника паровой турбины. Сравнить технологичность изготовления элементов и их внедрения как для существующих, так и вновь разрабатываемых паровых турбин. *МЕТОДЫ.* Определяются, из условия прочности, и сравниваются допускаемые поперечные усилия для традиционной конструкции неподвижных направляющих продольного перемещения и конструкции направляющих, в которых для исключения «закусывания» корпуса подшипника на направляющих, при появлении температурного перекося по фланцам цилиндра турбины, использован принцип поворотности. Также определяются и сравниваются допускаемые усилия из условия отсутствия пластических деформаций в любом из элементов узла сопряжения направляющих, фундаментной рамы и корпуса подшипников. Исходя из полученных результатов оценивается величина допускаемого температурного перекося по фланцам цилиндра турбины. Анализ выполнен применительно к условиям работы корпуса переднего подшипника и ЦВД турбин семейства Т-100/120-130 УТЗ. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Установлено, что все рассмотренные конструкции направляющих с элементами поворотности позволяют исключить возникновение пластических деформаций в узле сочленения фундаментной рамы и выносного корпуса подшипников при регламентированной в большинстве инструкций по эксплуатации турбин величине температурного перекося 20°C. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Предложенная УТЗ конструкция продольных шпонок не требует изменения технологии изготовления фундаментных рам и позволяет выполнить модернизацию узла во время ремонта в условиях ТЭЦ. Конструкция дисковой направляющей, обеспечивающей наилучшие эксплуатационные характеристики, может быть использована в конструкции новых турбин или при модернизации узла в заводских условиях.

Ключевые слова: турбоагрегат; тепловые расширения; корпус подшипника; фундаментная рама; продольная шпонка.

Для цитирования: Сосновский А.Ю., Мурманский Б.Е., Бродов Ю.М. Исследование эксплуатационных характеристик направляющих осевого перемещения выносных корпусов подшипников паровых турбин // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 105-119. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-105-119.

INVESTIGATION OF OPERATIONAL CHARACTERISTICS OF AXIAL DISPLACEMENT GUIDES FOR THERMAL EXPANSION SYSTEMS OF STEAM TURBINES

AYu. Sosnovskiy¹, BE. Murmanskii², YuM. Brodov³

¹Teploenergoservis Management Company, Ekaterinburg, Russia

²T-plus group, Ekaterinburg, Russia

³Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia

Abstract: *THE PURPOSE.* To carry out a comparative analysis of the performance characteristics of the longitudinal movement guides of the external bearing housings of steam turbines, using the principle of rotation to ensure full contact of their lateral surfaces with the lateral surfaces of the guide groove at the base of the external bearing housing of the steam turbine. Compare the manufacturability of elements and their implementation for both existing and newly developed steam turbines. *METHODS.* The permissible transverse forces are determined from the strength conditions and compared for the traditional design of fixed longitudinal guides and the design of guides, in which the principle of rotation is used to avoid "biting" of the bearing housing on the guides when temperature misalignment appears along the flanges of the turbine cylinder. Also, the allowable forces are determined and compared from the condition of the absence of plastic deformations in any of the elements of the interface of the guides, the base frame and the bearing housing. Based on the results obtained, the value of the permissible temperature misalignment along the flanges of the turbine cylinder is estimated. The analysis was carried out in relation to the operating conditions of the front bearing housing and HPC of turbines of the T 100/120-130 UTZ family. *RESULTS.* It has been established that all the considered designs of guides with pivoting elements make it possible to exclude the occurrence of plastic deformations in the junction of the base frame and the outboard bearing housing at a temperature misalignment of 20°C regulated in most turbine operating instructions. *CONCLUSION.* The design of longitudinal keys proposed by UTZ does not require a change in the technology for manufacturing the foundation frames and allows the unit to be modernized during repairs in a CHP. The best performance disc guide design can be used in new turbine designs or factory retrofits.

Keywords: turbine unit; thermal expansion; bearing housing; foundation frame; longitudinal key.

For citation: Sosnovskiy AYu, Murmanskii BE, Brodov YuM. Investigation of operational characteristics of axial displacement guides for thermal expansion systems of steam turbines. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(4):105-119. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-105-119.

Введение

Одной из проблемных систем паровых турбин, оказывающих критическое влияние на надёжность их работы, является система тепловых расширений (СТР) [1, 2]. Как показали исследования работы оборудования паротурбинных установок, нарушения в работе СТР приводят к возникновению дефектов проточной части и подшипников турбин, проявляются в повышенных значениях относительных расширений роторов, повышенной вибрации подшипников и др. [3].

На большинстве турбин средней и большой мощности (от 25 МВт и выше) произведённых в СССР, и позднее в РФ, используется традиционная СТР [1]. В традиционной СТР осевое усилие от цилиндров турбины при изменении их температурного состояния передается на выносные корпуса подшипников через т.н. «поперечные шпонки» в опорных лапах цилиндра. Совпадение осей цилиндров турбины и выносных корпусов подшипников обеспечивается т.н. «вертикальными шпонками». От боковых смещений корпус подшипника удерживается направляющими осевого перемещения – «продольными шпонками».

Литературный обзор

Традиционно считалось, что одной из основных причин возникновения затруднений в работе СТР является увеличение коэффициента трения на поверхностях скольжения выносных корпусов подшипников по фундаментным рамам [4-6] и защемления в «поперечных шпонках» [1]. И именно на решение этих проблем прежде всего было обращено внимание заводов-изготовителей и эксплуатирующих организаций [7]. Анализ причин нарушений в работе СТР, а именно причин, вызывающих повышенную закрутку ригелей фундаментов турбоагрегатов под выносными корпусами подшипников, показал, что в большинстве случаев наиболее вероятной причиной увеличения уклонов ригелей свыше нормативных значений являются усилия, возникающие на продольных шпонках при угловом смещении корпуса подшипника относительно оси турбины [8]. Исследования авторов настоящей работы [9, 10] показали, что при угловом смещении корпуса подшипников относительно продольных шпонок, в точке контакта корпуса подшипников с продольными шпонками возможны пластические деформации, затрудняющие перемещение корпуса подшипников по фундаментной раме.

Для исключения возникновения точечного контакта между корпусом подшипника и продольной шпонкой различными организациями были предложены и реализованы конструкции направляющих осевого перемещения корпусов подшипников, в которых использован принцип поворотности, аналогично поворотным поперечным шпонкам [11]. Это поворотные продольные шпонки ООО «Комтэк-Энергосервис» [12], продольные шпонки УТЗ новой конструкции (далее по тексту «продольные шпонки УТЗ») и дисковая направляющая выносного корпуса подшипника, предложенная авторами настоящей работы [13]. Необходимо отметить, что по данным, представленным в [14], на штатные продольные шпонки в поперечном направлении могут действовать значительные, до 1170 кН (120 тс), нагрузки. Соответственно, представляет интерес сравнение силовых характеристик различных конструкций направляющих осевого перемещения корпусов подшипников по фундаментной раме. Кроме того, целесообразно сравнить технологичность исполнения направляющих, использующих принцип поворотности.

Материалы и методы

Поскольку особенности конструкции направляющих осевого перемещения зависят от типа турбины, для которой разработаны и являются «ноу-хау» разработчиков конструкций, то при проведении сравнительного анализа, с учётом схожести традиционных решений СТР для всех турбин, производящихся в РФ, авторами принимаются следующие ограничения и допущения:

- габаритные размеры устройств ограничены размерами аналогичных штатных устройств турбины Т-100/120-130 УТЗ;
- конструкционные материалы устройств при проведении сравнения принимаются аналогичными материалам, используемым в турбине Т-100/120-130 и её модернизациях;
- рассматриваются направляющие осевого перемещения для выносного корпуса переднего подшипника.

При проведении анализа конструкций направляющих осевого перемещения рассматриваются технологии их установки в фундаментную раму, предельные нагрузки из условия недопущения пластических деформаций и величины температурного перегиба по фланцам цилиндра турбины, при которых могут возникнуть пластические деформации в узле сочленения (собственно направляющие и сопрягаемые с ними элементы турбины).

Традиционные (штатные неподвижные) продольные шпонки

Традиционно штатные «продольные шпонки» имеют форму прямоугольной призмы, которая вставляется в паз, выполненный в фундаментной раме таким образом, чтобы продольная ось шпонки лежала в вертикальной плоскости, проходящей через ось турбины (рис. 1).

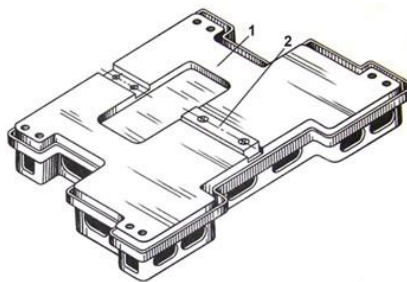


Рис. 1. Установка продольной шпонки на фундаментную раму под выносным корпусом подшипника 1 – верхняя плита фундаментной рамы, 2 – продольная шпонка

Fig. 1. Installation of the longitudinal key on the foundation frame under the outrigger housing of the bearing 1 - the upper plate of the foundation frame, 2 - the longitudinal key

Шпонка вставляется в паз фундаментной рамы с натягом от 0,01 до 0,03 мм и крепится к её телу винтами. Заглубление шпонки в фундаментную раму составляет не менее 1/3 от её высоты (рис. 2).

Между «продольной шпонкой» и пазом в подошве корпуса подшипника, для обеспечения свободного перемещения корпуса подшипника вдоль шпонки, выдерживается боковой зазор. На одноцилиндровых турбинах и первых многоцилиндровых турбинах величина зазора составляла от 0,05 мм до 0,08 мм. Позднее, на основе опыта эксплуатации мощных многоцилиндровых турбин, заводами-изготовителями было принято решение увеличить этот зазор практически в два раза. Так, для турбины Т-250/300-240 УТЗ была принята величина зазора для всех продольных шпонок от 0,1 мм до 0,15 мм [15].

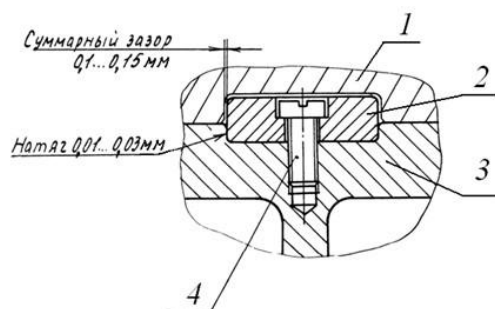


Рис. 2. Поперечный разрез продольной шпонки
1 – корпус подшипника, 2 – продольная шпонка,
3 – фундаментная рама, 4 – винт

Fig. 2. Transverse section of the longitudinal key
1 - bearing housing, 2 - longitudinal key, 3 -
foundation frame, 4 - screw

Высота традиционных продольных шпонок турбин семейства Т-100/120-130 УТЗ составляет 30 мм. Глубина паза, в который вставляется продольная шпонка, составляет 10 мм. Длина продольной шпонки 280 мм, ширина – 100 мм. Шпонка изготовлена из стали 45. Материал корпуса подшипника – сталь 20 (чугунные корпуса подшипников в настоящей работе рассматривать не будем, поскольку в настоящее время выносные корпуса подшипников изготавливают сварными).

Расчётная схема поперечного сечения штатной продольной шпонки представлена на рис. 3. Поскольку продольная шпонка устанавливается в паз фундаментной рамы с натягом и прижимается к фундаментной раме винтами, то для целей оценки её силовых характеристик можно представить её как гребень высотой H , равной высоте выступающей из фундаментной рамы части продольной шпонки. Ширина гребня B равна ширине продольной шпонки. Длина гребня L (на схеме не показана) равна длине продольной шпонки. Принимаем допущение, что поперечное усилие действует по всей боковой поверхности выступающей части шпонки и его равнодействующая $P_{\text{поп}}$ приложена на расстоянии $H/2$ от основания гребня.

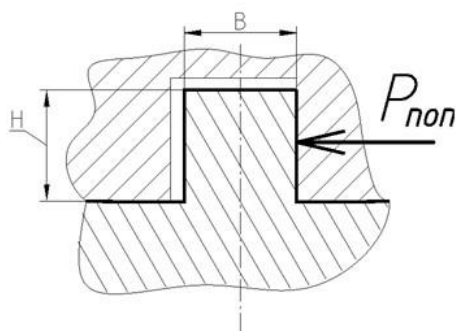


Рис. 3. Расчётная схема поперечного сечения штатной продольной шпонки.

Fig. 3. Design diagram of the cross-section of the standard longitudinal key.

Допустимое поперечное усилие $[P_{\text{поп}}]$ определяется из условия:

$$[P_{\text{поп}}] = \min \left([P_{\text{поп}}^{\text{см}}]; [P_{\text{поп}}^{\text{ср}}]; [P_{\text{поп}}^{\text{изг}}] \right),$$

где $[P_{\text{поп}}^{\text{см}}]$, $[P_{\text{поп}}^{\text{ср}}]$ и $[P_{\text{поп}}^{\text{изг}}]$ допустимые поперечные усилия, определяемые исходя из условий прочности на смятие, срез и изгиб, соответственно.

Допустимое поперечное усилие, обусловленное условием прочности на смятие, определяется как:

$$[P_{\text{поп}}^{\text{см}}] = [\sigma_{\text{см}}] \times F_{\text{бок}},$$

где $[\sigma_{\text{см}}]$ – допускаемое напряжение при смятии;

$F_{\text{бок}}$ – площадь боковой грани продольной шпонки, равная произведению высоты шпонки H на её длину L .

Допустимое поперечное усилие, обусловленное условием прочности на срез, определяется как:

$$[P_{\text{поп}}^{\text{ср}}] = [\tau_{\text{ср}}] \times F_{\text{осн}},$$

где $[\tau_{\text{ср}}]$ – допускаемое напряжение при срезе;

$F_{\text{осн}}$ – площадь основания гребня (продольной шпонки), равная произведению ширины шпонки B на её длину L .

Допустимое поперечное усилие, исходя из условия прочности гребня на изгиб, определяется как:

$$[P_{\text{поп}}^{\text{изг}}] = \frac{[\sigma_{\text{изг}}] \times L \times B^2}{3H},$$

где $[\sigma_{\text{изг}}]$ – допускаемое напряжение при изгибе.

Принимая величины допускаемых напряжений для стали 45 $[\sigma_{\text{см}}] = 300$ МПа (3060 кгс/см²), $[\tau_{\text{ср}}] = 125$ МПа (1275 кгс/см²) и $[\sigma_{\text{изг}}] = 240$ МПа (2450 кгс/см²), получаем, что для ранее представленных размеров продольной шпонки $[P_{\text{поп}}^{\text{см}}] = 1680$ кН (171,3 тс), $[P_{\text{поп}}^{\text{ср}}] = 3498$ кН (356,7 тс) и $[P_{\text{поп}}^{\text{изг}}] = 1119$ кН (114,1 тс). Соответственно принимаем, что величина допустимого поперечного усилия $[P_{\text{поп}}]$, прилагаемого к штатной поперечной шпонке применяемой в турбинах семейства Т-100/120-130 УТЗ, не должна превышать 1119 кН (114,1 тс).

Анализ взаимодействия штатных продольных шпонок и выносного корпуса подшипника, как отмечалось ранее, показал, что при эксплуатации турбины возможны варианты контакта продольной шпонки и боковой поверхности паза в подошве выносного корпуса подшипников, когда корпус подшипника прилегает к шпонке не всей поверхностью [9, 10]. В этих случаях, уже при величине поперечного усилия 8,42 кН (860 кгс) в зоне контакта со стороны корпуса подшипника могут возникать пластические деформации, значительно увеличивающие силы сопротивления перемещению выносного корпуса подшипников по фундаментной раме. Подобное усилие, как показывают исследования, выполненные с использованием предложенной авторами аналитической модели [16], может возникать при величине температурного перекося по фланцам цилиндра высокого давления турбины Т-100/120-130 УТЗ около 15°C (с учётом величин зазоров по продольным и поперечным шпонкам от 0,1 до 0,15 мм). Необходимо отметить, что подобная разность температур, и даже более высокие её значения, достаточно часто наблюдается при пусках турбин.

Продольная шпонка УТЗ

В развитие конструкции продольных шпонок на новых турбинах УТЗ, была реализована конструкция продольной шпонки с элементом поворотности, представленная на рисунке 4.

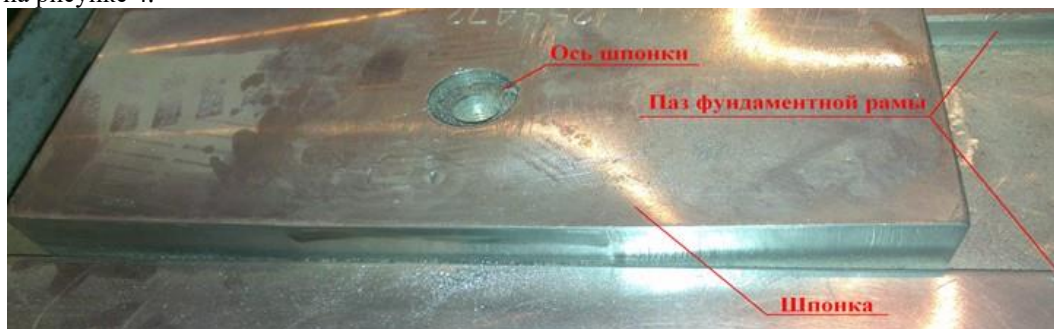


Рис. 4. Продольная шпонка УТЗ с элементами поворотности

Fig. 4. The longitudinal key of the UTZ with turning elements

Шпонка, как видно из рисунка, имеет ромбовидную форму, аналогичную рекомендуемым ромбовидным поперечным шпонкам [19]. Паз в фундаментной раме остался без изменений по сравнению с традиционной СТР. В пазу шпонка крепится одной осью, диаметр которой составляет примерно четверть от ширины паза. Для обеспечения поворотности между шпонкой и боковыми стенками паза организованы зазоры.

Расчётная схема взаимодействия корпуса подшипника и продольных шпонок УТЗ представлена на рисунке. 5.

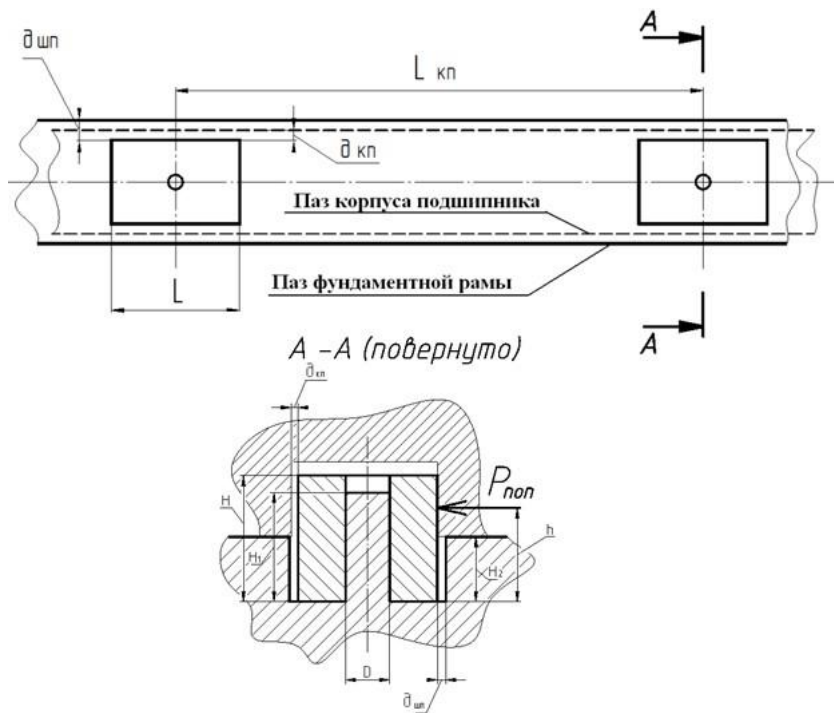


Рис. 5. Расчётная схема продольной шпонки УТЗ Fig. 5. Design scheme of the UTZ longitudinal key

Графический анализ схемы взаимодействия продольных шпонок УТЗ и корпуса подшипников показал: для обеспечения полного прилегания боковой грани продольной шпонки УТЗ к боковой поверхности паза в подошве корпуса подшипник при угловом смещении корпуса подшипника относительно оси турбины необходимо, чтобы соблюдалось условие:

$$\gamma_{шп}^3 \gamma_{кп}, \quad (1)$$

где $\gamma_{шп}$ – предельный угол поворота шпонки УТЗ относительно собственной оси;

$\gamma_{кп}$ – угол поворота корпуса подшипника относительно осей шпонок УТЗ.

Величина предельного угла поворота шпонки УТЗ определяется как:

$$\gamma_{шп} = \frac{2\delta_{шп}}{L_{шп}}, \quad (2)$$

где $\delta_{шп}$ – зазор между шпонкой УТЗ и пазом в фундаментной раме;

$L_{шп}$ – длина боковой грани шпонки УТЗ (без учёта ромбовидных частей).

Величина предельного угла поворота корпуса подшипника относительно осей шпонок УТЗ определяется как:

$$\gamma_{кп} = \frac{2\delta_{кп}}{L_{кп}}, \quad (3)$$

где $\delta_{кп}$ – зазор между шпонкой УТЗ и пазом в подошве корпуса подшипника с одной стороны (половина суммарного зазора между шпонкой и корпусом подшипника);

$L_{кп}$ – расстояние между осями продольных шпонок УТЗ.

С учётом выражений (2) и (3) выражение (1) можно записать как:

$$\delta_{шп} \geq \frac{\delta_{кп} \times L_{шп}}{L_{кп}}. \quad (4)$$

При несоблюдении этого условия, как и для штатных продольных шпонок, возможен вариант взаимодействия шпонок УТЗ и корпуса подшипников (рис. 6), когда возникает «точечный» контакт одной из граней шпонки УТЗ с боковой поверхностью паза в подошве корпуса подшипника. Схема взаимодействия шпонок УТЗ и корпуса подшипника в этом случае практически не будет отличаться от схемы взаимодействия корпуса подшипника со штатной шпонкой.

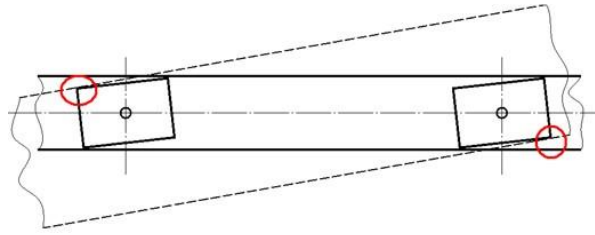


Рис. 6. Взаимодействие шпонок УТЗ и корпуса подшипника при недостаточном зазоре между шпонкой и пазом в фундаментной раме

Fig. 6. Interaction of the UTZ dowels and the bearing housing with insufficient clearance between the dowel and the groove in the foundation frame

Если условие (4) соблюдается, то взаимодействие корпуса подшипника и продольной шпонки УТЗ имеет две фазы. Во время первой фазы (рис. 7, а), при смещении корпуса подшипников на угол $\gamma_{кп}$, шпонка УТЗ и паз в подошве корпуса подшипников вступают в контакт по всей длине боковой грани. Усилие на ось шпонки со стороны корпуса подшипника до этого момента отсутствует. Во время второй фазы шпонки УТЗ «дожимаются» до контакта с пазом в фундаментной раме (рис. 7, б).

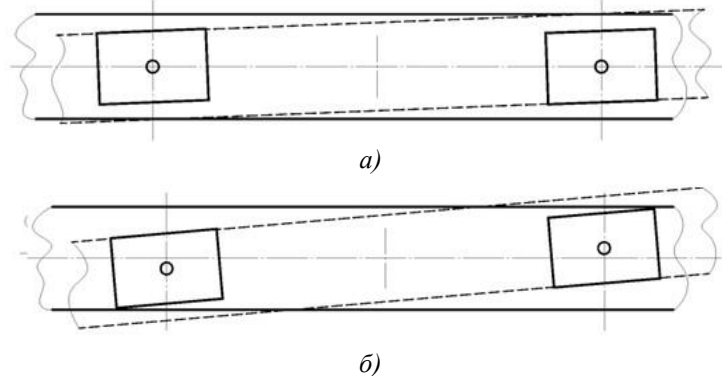


Рис. 7. Фазы взаимодействия шпонок УТЗ и корпуса подшипника

Fig. 7. Phases of interaction of the UTZ dowels and the bearing housing

Поперечное усилие от корпуса подшипника через тело шпонки УТЗ передаётся на её ось. Под действием поперечного усилия шпонка «опрокидывается» и происходит изгиб оси до возникновения контакта боковой грани шпонки поверхностью паза фундаментной рамы. После возникновения контакта шпонка работает практически как штатная продольная шпонка.

На рис. 8 представлена схема взаимодействия элементов шпонки УТЗ, корпуса подшипников и фундаментной рамы в конце второй фазы.

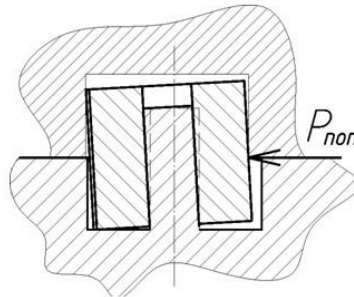


Рис. 8. Взаимодействие элементов сочленения в конце второй фазы

Fig. 8. Interaction of articulation elements at the end of the second phase

Величина перемещения сечения оси шпонки УТЗ на высоте H_2 от её заделки (перемещение до достижения контакта шпонки УТЗ и фундаментной рамы) определяется из выражения:

$$\partial_{\text{доп}} = \partial_{\text{шп}} - \frac{\partial_{\text{кп}} \times L_{\text{шп}}}{L_{\text{кп}}} . \quad (5)$$

Поскольку поперечное усилие от корпуса подшипника передаётся на ось шпонки УТЗ через её тело, то ось шпонки целесообразно рассматривать как балку с закреплённым концом, к которой приложена распределённая нагрузка $q = \frac{P_{\text{поп}}}{H_1}$.

Тогда, из уравнения упругой линии для такой балки можно оценить величину распределённой нагрузки и, соответственно, величину поперечного усилия, приложенного к шпонке УТЗ, при котором возникает контакт между шпонкой и фундаментной рамой:

$$P_{\text{поп}} = \frac{H_1 \times \delta_{\text{доп}} \times 12EJ_x}{2H_1H_2^3 - 3H_1^2H_2^2 - \frac{H_2^4}{2}}. \quad (6)$$

На основе измерений размеров продольной шпонки одной из турбин УТЗ, представленной на фотографии (рис. 4), можно для целей выполняемого анализа принять: диаметр D оси шпонки УТЗ равен 25 мм; высота H_1 составляет 25 мм; высота H_2 составляет 10 мм; зазор $\delta_{\text{инт}}$ равен 0,05 мм; величина зазора $\delta_{\text{кп}}$ составляет 0,075 мм (суммарный зазор 0,15 мм); длина боковой грани шпонки составляет 100 мм и расстояние между осями шпонок принимаем 1500 мм. В результате из выражений (5) и (6) получаем, что величина поперечного усилия, приложенного к шпонке УТЗ, составит около 323 кН (33 000 кгс). Тогда максимальное напряжение изгиба в оси шпонки составит около 265 МПа (2 700 кгс/см²). Соответственно, материал оси должен выбираться таким образом, чтобы гарантированно не происходило пластических деформаций оси шпонки УТЗ во время эксплуатации. Также необходимо отметить, что по оценке, выполненной с использованием ранее упомянутой аналитической модели, подобное усилие для турбин типа Т-100/120-130 может возникать при величине температурного перекося по фланцам ЦВД в 22°C.

Необходимо отметить еще один аспект работы продольных шпонок УТЗ. Как видно из рис. 8, при «опрокидывании» шпонки УТЗ поперечное усилие приложено только по линии контакта грани паза корпуса подшипника и боковой поверхности шпонки. В этом случае возможны пластические деформации грани паза корпуса подшипника, препятствующие перемещению корпуса подшипников по фундаментной раме. Например, при величине поперечного усилия 323 кН (33 000 кгс), исходя из длины боковой поверхности тела шпонки УТЗ 100 мм и изготовления корпуса подшипника из стали 20, получаем, что ширина контактной поверхности шпонки корпуса подшипника, при которой напряжения смятия не превышают допустимых пределов, должна быть не менее 16 мм, что практически нереально. О том, что во время эксплуатации турбины продольные шпонки УТЗ испытывают пластические деформации, указывает характер натиров (рис. 4) расположенных только в верхней части тела шпонки.

Поворотные продольные шпонки ООО «Комтек-Энергосервис»

Предприятием ООО «Комтек-Энергосервис» при выполнении работ на турбине Т-180-130 ЛМЗ Вильнюсской электростанции была предложена еще одна конструкция поворотных продольных шпонок (рис. 9).

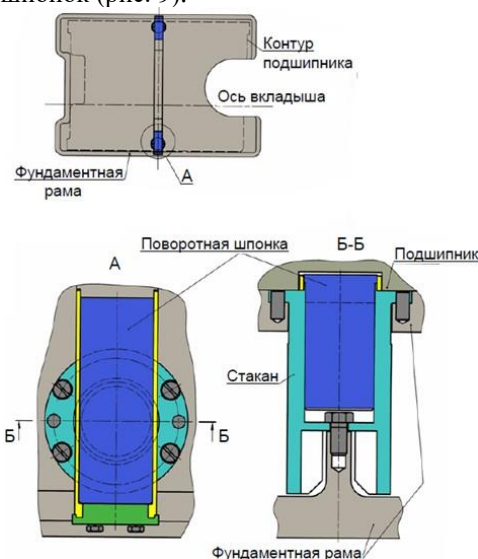


Рис. 9. Продольные поворотные шпонки ООО «Комтек-Энергосервис»[13] Fig. 9. Longitudinal rotary dowels of Komtek-eNergoservice LLC[13]

Из представленного рисунка можно предположить, что при выполнении работ по модернизации этого узла СТР была выполнена дополнительная обработка фундаментной рамы с установкой по оси паза под штатные продольные шпонки специальных стаканов, в которых размещается поворотная часть.

Рассмотрим прочностные характеристики поворотной части конструкции ООО «Комтек-Энергосервис». Расчётная схема поворотной части представлена на рис. 10. Она практически полностью идентична расчётной схеме поворотной поперечной шпонки [11]. Прочностные характеристики стакана, в который устанавливается поворотная часть, в настоящей работе рассматривать не будем.

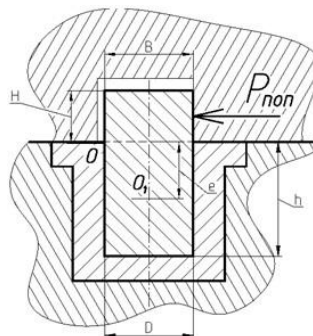


Рис. 10. Расчётная схема поворотной части продольной шпонки ООО «Комтек-Энергосервис». Fig. 10. Design scheme of the rotary part of the longitudinal key of Komtek-eNergoservice LLC.

Из рисунка 10 видно, что диаметр шипа поворотной части D равен ширине паза под штатную продольную шпонку. Как упоминалось ранее, ширина этого паза обычно составляет 100 мм. Высота шипа составляет примерно половину высоты фундаментной рамы. Для турбины Т-100/120-130 УТЗ высота фундаментной рамы составляет 300 мм. Поэтому для целей анализа принимаем высоту шипа $h=150$ мм. Соответственно, расстояние e от центра тяжести шипа O_1 до поверхности скольжения корпуса подшипника составит 75 мм. Поскольку боковая поверхность паза в подошве корпуса подшипника прилегает к призматической части шпонки по всей грани, то можно принять, что высота приложения поперечного усилия $P_{\text{поп}}$ равна половине высоты H призматической части продольной поворотной шпонки. Высоту H принимаем равной 20 мм (высоте выступающей над фундаментной рамой части штатной продольной шпонки). Ширину B и длину L призматической части также принимаем такими же, как и для штатной продольной шпонки. Материал стакана и поворотной части, как и для поворотных поперечных шпонок принимаем сталь 40Х.

Условие прочности на смятие для шипа при осевом нагружении поворотного зуба можно записать как

$$[\sigma_{\text{см}}]^3 \sigma_{\text{см}} = \frac{P_{\text{поп}}}{F_{\text{к}}} + \frac{M_{\text{опр}} \times e}{J_{\text{цт}}}, \quad (7)$$

где $M_{\text{опр}}$ - опрокидывающий момент, действующий на шип после опрокидывания поворотной части относительно ребра 0;

$F_{\text{к}}$ - площадь проекции цилиндрической поверхности сопряжения шипа и стакана на диаметрально плоскость;

$J_{\text{цт}}$ - момент инерции проекции поверхности сопряжения шипа и стакана на диаметрально плоскость относительно горизонтальной оси проходящей через центр тяжести проекции.

Опрокидывающий момент $M_{\text{опр}}$, действующий на шип после опрокидывания поворотной части относительно ребра 0, определяется как

$$M_{\text{опр}} = P_{\text{поп}} \left(\frac{1}{2} H + e \right). \quad (8),$$

Условие прочности для напряжений среза в шипе записывается как

$$[\tau_{\text{ср}}]^3 \tau_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{поп}}}{F_{\text{шип}}}, \quad (9)$$

где $F_{\text{шип}}$ - площадь поперечного сечения шипа.

Условие прочности для изгибных напряжений в шипе выглядит как

$$[\sigma_{\text{изг}}]^3 \sigma_{\text{изг}} = \frac{M_{\text{опр}}}{W_{\text{шип}}}, \quad (10)$$

где $W_{\text{шип}}$ – момент сопротивления поперечного сечения шипа.

Принимая величины допускаемых напряжений для стали 40Х $[\sigma_{\text{см}}] = 394$ МПа (4000 кгс/см²), $[\tau_{\text{ср}}] = 158$ МПа (1600 кгс/см²) и $[\sigma_{\text{изг}}] = 355$ МПа (3600 кгс/см²) получаем, что для ранее представленных размеров поворотной продольной шпонки $[P_{\text{поп}}^{\text{см}}] = 1338$ кН (136,4 тс), $[P_{\text{поп}}^{\text{ср}}] = 1233$ кН (125,7 тс) и $[P_{\text{поп}}^{\text{изг}}] = 408$ кН (41,6 тс).

Соответственно принимаем, что величина допустимого поперечного усилия $[P_{\text{поп}}]$, прилагаемого к поворотной поперечной шпонке, размеры которой приняты исходя из применения в конструкции СТР турбины Т-100/120-130, не должна превышать 408 кН (41,6 тс). Такая величина допустимого поперечного усилия для ЦВД турбины Т-100/120-130 УТЗ соответствует температурному перекосу около 25 градусов (с учётом величин зазоров по продольным и поперечным шпонкам от 0,1 до 0,15 мм). Такая разность температур по фланцам ЦВД является недопустимой по заводским инструкциям на турбины, но неоднократно наблюдалась авторами при пусках турбин. С точки зрения взаимодействия корпуса подшипника и поворотной продольной шпонки величина предельного поперечного усилия, при котором отсутствуют пластические деформации на поверхностях контакта при любом угловом смещении корпуса подшипника относительно оси турбины, составляет 1236 кН (126 тс). Таким образом, при применении продольных поворотных шпонок ООО «Комтек-Энергосервис» критически важным становится соблюдение требований инструкции завода-изготовителя в части величины температурного перекоса по фланцам цилиндра турбины.

Дисковая направляющая выносного корпуса подшипника

Другим решением проблемы возникновения пластических деформаций в зоне контакта направляющих продольного перемещения и корпуса подшипников является предложенная авторами [15] дисковая направляющая выносного корпуса подшипников (рис. 11).

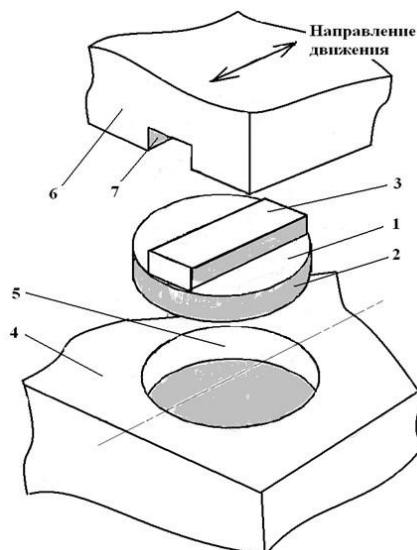


Рис. 11. Дисковая направляющая выносного корпуса подшипника Fig. 11. Disk guide of the external bearing housing

Дисковая направляющая 1 представляет собой поворотную часть в виде прямого кругового цилиндра 2, на котором, заедино с ней, выполнен гребень 3, в виде прямоугольной призмы. Диаметр поворотной части направляющей превышает ширину гребня. В фундаментной раме 4 выполнено отверстие 5, в котором заподлицо заглублена поворотная часть направляющей. В опорной поверхности выносного корпуса подшипника 6, как и для штатных продольных шпонок, выполнен паз 7, который сопрягается с гребнем 3 направляющей. Дисковые направляющие располагаются на фундаментной раме таким образом, что продольная ось гребня лежит в вертикальной плоскости, проходящей через ось турбины. При повороте корпуса подшипника в горизонтальной плоскости поворотная часть

дисковой направляющей, под действием сил приложенных к гребню, повернется в отверстии фундаментной рамы, и поверхность гребня всегда будет прилегать к сопрягаемой поверхности паза в опорной поверхности корпуса. От «выворачивания» цилиндрической части из отверстия в фундаментной раме относительно ребра «О» (рис. 12) препятствует сам корпус подшипника.

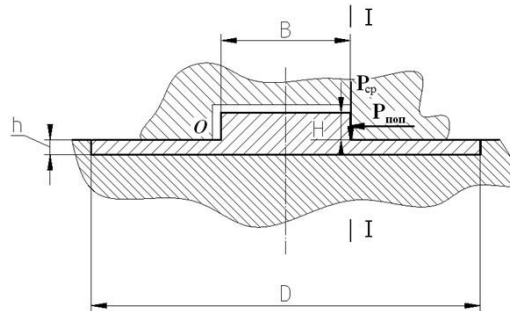


Рис. 12. Расчётная схема дисковой направляющей осевого перемещения.

Fig. 12. Design scheme of the disk guide of axial movement.

Расчётная схема дисковой направляющей представлена на рисунке 12. Принимаем, что диаметр D цилиндрической части дисковой направляющей равен длине штатной шпонки и составляет 300 мм. Высота цилиндрической части h равна глубине заделки штатной продольной шпонки и составляет 10 мм. Высота гребня H определяется глубиной паза в подошве корпуса подшипников, соответствует высоте выступающей части штатной шпонки и составляет 20 мм. То же относится и к ширине гребня B . Его размер принимаем 100 мм. Материал самой дисковой направляющей принимаем сталь 45. Материал фундаментной рамы и корпуса подшипника, как и у турбины Т-100/120-130 УТЗ, принимаем сталь 20.

Критическим сечением цилиндрической части дисковой направляющей, определяющей допускаемую величину поперечного усилия, является сечение на границе гребня (сечение I-I рис. 12). Поперечное усилие P_{non} стремится «вывернуть» дисковую направляющую из отверстия в фундаментной раме, повернуть гребень, «порвать» цилиндрическую часть направляющей по линии контакта.

Условие прочности на срез для вышеуказанных критических сечений:

$$[\tau_{cp}] \geq \tau_{cp} = \frac{P_{cp}}{F_{I-I}}, \quad (11)$$

где P_{cp} – величина реакции на линии контакта цилиндрической части дисковой направляющей и гранью паза корпуса подшипника;

F_{I-I} – площадь поперечного сечения на линии контакта цилиндрической части дисковой направляющей и гранью паза корпуса подшипника.

Величина P_{cp} определяется из условия равновесия:

$$P_{non} \times \frac{H}{2} - P_{cp} \times B = 0. \quad (12)$$

Площадь поперечного сечения на линии контакта цилиндрической части дисковой направляющей и гранью паза корпуса подшипника определяется как:

$$F_{I-I} = h \times 2 \sqrt{\left(\frac{D}{2}\right)^2 - \left(\frac{B}{2}\right)^2}. \quad (13)$$

Из выражений (11), (12) и (13) получаем допустимую величину поперечного усилия, обусловленного условием прочности на срез в сечении I-I:

$$[P_{non}^{I-I}] = [\tau_{cp}] \frac{2Bh}{H} \sqrt{D^2 - B^2}.$$

Исходя из ранее принятых для целей настоящего анализа характеристик дисковой направляющей получаем, что величина $[P_{non}^{I-I}]$ составляет 3 467 кН (353,5 тс). Полученное

значение значительно превышает величины допустимых значений для штатной продольной шпонки.

Очевидно, что определяющим величину предельного поперечного усилия будет условие прочности на смятие со стороны фундаментной рамы и корпуса подшипников. Поскольку площадь контакта корпуса подшипника и гребня дисковой направляющей в два раза больше площади проекции цилиндрической поверхности сопряжения дисковой направляющей и фундаментной рамы $F_{\text{цил}}$, то определяющим, в данном случае, будет именно условие прочности на смятие для контактной поверхности фундаментной рамы и дисковой направляющей:

$$[\sigma_{\text{см}}]^3 \sigma_{\text{см}} = \frac{P_{\text{поп}}}{F_{\text{цил}}}.$$

Соответственно, для рассматриваемого случая получаем $[P_{\text{поп}}] = 618 \text{ кН}$ (63 тс).

Поскольку толщина листа, используемого при изготовлении верхней поверхности фундаментной рамы, составляет 50 мм, то высоту h можно увеличить до высоты гребня $H = 20 \text{ мм}$. В этом случае предельное поперечное усилие будет обусловлено условием прочности на смятие боковой поверхности паза в подошве корпуса подшипника при контакте с дисковой направляющей. Для рассматриваемого варианта она составит 1 236 кН (126 тс). Такая величина усилий на направляющую, по оценке авторов, может возникнуть при величине температурного перегиба на фланцах цилиндра около 45°C.

Результаты

Основные результаты проведения сравнительного анализа в части определения величины допустимого поперечного усилия для рассматриваемой конструкции, исходя из условия прочности самой конструкции, а также величин поперечных усилий, при которых могут возникать пластические деформации на поверхностях контакта рассматриваемых направляющих и корпусов подшипников, и соответствующие величины температурных перегибов по фланцам цилиндра турбины, представлены в таблице.

Таблица

Основные эксплуатационные характеристики направляющих осевого перемещения			
Направляющая	Допустимое поперечное усилие, кН (кгс)		Допустимый температурный перегиб по фланцам, °C
	по условию прочности	по пластическим деформациям в узле сочленения	
Традиционная (штатная)	1 119 (114 100)	8,42 (860)	15
Продольная шпонка УТЗ	1 119 (114 100)	323 (33 000)	22
Поворотные продольные шпонки ООО «Комтек-Энергосервис»	408 (41 600)	408 (41 600)	25
Дисковая направляющая	3 467 (353 500)	618 (63 000)	45

Обсуждение

Полученные результаты сравнительного анализа несущей способности представленных выше конструкций направляющих осевого перемещения выносных корпусов подшипников показывают, что точки зрения устойчивости к повышенным поперечным усилиям наилучшие результаты показывает дисковая направляющая выносного корпуса подшипников. Внедрение дисковой направляющей при модернизации существующих турбин сдерживает необходимость выполнения работ по её установке в заводских условиях. Для новых турбин применение дисковой направляющей сложности не должно вызывать. Установка турбины на фундаментные рамы с дисковыми направляющими не отличается от установки турбин на фундаментные рамы с традиционными штатными продольными шпонками. Также корпус подшипника на время выставления скрепляется с фундаментной рамой и выставляется на постоянных подкладках. После центровки турбины фундаментная рама притягивается анкерными шпильками и бетонируется.

С точки зрения сохранения существующих технологий изготовления фундаментных рам явным преимуществом обладают продольные шпонки УТЗ. Для их установки достаточно в пазу фундаментной рамы просверлить отверстия для запрессовки осей. Необходимо при этом отметить, что очень тщательно должны быть соблюдены боковые

зазоры между телом шпонки и боковой поверхностью паза в фундаментной раме. Недостаточная величина зазора приведет к тому, что недостатки штатных шпонок проявятся и на новых шпонках. Чрезмерная величина зазора может привести к возникновению пластических деформаций оси шпонки. Кроме того, напряжения на контактных поверхностях могут превысить допустимые значения, что приведет к появлению пластических деформаций и появлению нерасчётных сил, препятствующих перемещению корпуса подшипника по фундаментной раме. Авторы считают необходимым, для тех турбин, где реализованы такие шпонки, ремонтные формуляры дополнить сведениями о боковом зазоре между телом шпонки и пазом в фундаментной раме.

Выводы

1. Все рассмотренные конструкции позволяют исключить возникновение пластических деформаций в узле сочленения фундаментной рамы и выносного корпуса подшипников при регламентированной в большинстве инструкций по эксплуатации турбин величине температурного перепада 20°C.

2. Конструкция продольных шпонок УТЗ не требует изменения технологии изготовления фундаментных рам.

3. Для вновь изготавливаемых турбин целесообразно применение дисковых направляющих осевого перемещения.

Литература

1. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. 2-е изд., перераб. и доп. // М., Энергоатомиздат, 1990. 640 с.
2. Костюк А.Г. Турбины тепловых и атомных электрических станций/ А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; под ред. А. Г Костюка, В.В. Фролова; 2-е изд., перераб. и доп. /М., Издательство МЭИ, 2001, 488 с.
3. Мурманский Б. Е. Разработка и реализация концепции комплексной системы повышения надежности состояния паротурбинной установки/ Б. Е. Мурманский // Надежность и безопасность энергетики. 2015. № 1 (28). С. 44-48.
4. Авруцкий Г.Д., Браун Э.Д., Дон Э.А. О скольжении корпусов подшипников паровых турбин. [и др.] // Теплоэнергетика, 1991. № 1. С.18-24.
5. Шаргородский В.С., Хоменок Л.А., Курмакаев М.К. Нормализация тепловых расширений мощных паровых турбин // Электрические станции. 1996. № 6. С. 12-19.
6. Розенберг С.Ш., Сафонов Л.П., Хоменок Л.А.// Исследование мощных паровых турбин на электростанциях // М.: Энергоатомиздат. 1994. 272 с.
7. Сосновский А.Ю., Мурманский Б.Е., Бродов Ю.М. Современное состояние и перспективные решения по совершенствованию систем тепловых расширений паровых турбин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2018. Т. 20. № 7-8. С. 71-86
8. Сосновский А.Ю., Мурманский Б.Е., Бродов Ю.М. Причины изменения уклонов поперечных ригелей фундамента паровой турбины // Электрические станции. 2019. № 6. С. 33-39
9. Сосновский А.Ю., Мурманский Б.Е., Бродов Ю.М., и др. Устойчивость функционирования системы тепловых расширений паровой турбины к внешнему воздействию // Электрические станции, 2017. № 6. С. 35-40
10. Сосновский А.Ю., Мурманский Б.Е., Бродов Ю.М., Исследование универсальных условий устойчивости систем тепловых расширений паровых турбин к внешнему воздействию // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2019. Т. 21. №6. С. 61-71
11. Сосновский А.Ю., Мурманский Б.Е., Бродов Ю.М. Патент RU 2134797 C1 Опора корпуса турбомашин / опубликовано 20.08.1999. Бюл. №23.
12. Инженерная поддержка электростанций в решении проблем эксплуатации и ремонта турбинного оборудования [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://studylib.ru/doc/2584562/inzhenernaya-podderzhka-e-lektrostancij-v-reshenii-problem> (дата обращения: 10.05.2021).
13. Сосновский А.Ю., Мурманский Б.Е., Бродов Ю.М. Патент RU 164088 U1 Дисковая направляющая выносного корпуса подшипника паровой турбины. Опубликовано 20.08.2016 Бюл. №23.
14. Кобзарь Ю.В., Выхота С.О., Бутенко И.П. Применение новых технологий и материалов для нормализации тепломеханического состояния турбин // Региональный сборник научных статей «Совершенствование турбин и турбинного оборудования» Екатеринбург: УГТУ, 1998. С.100-104.
15. Баринберг Г.Д., Бродов Ю.М., Гольдберг А.А. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода. Под общей редакцией Ю.М. Бродова и В.В. Кортенко; 2-е изд. // Екатеринбург: Априо, 2010. 488с.

16. Сосновский А.Ю., Мурманский Б.Е., Целищев М.Ф. Разработка моделей для исследования влияния температурного перекося по фланцам корпуса цилиндра на работу системы тепловых расширений паровой турбины. Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2016. Т. 16. № 2. С. 5-13.

Авторы публикации

Сосновский Андрей Юрьевич – канд. техн. наук, заместитель технического директора ООО «УК Теплоэнергосервис» по турбоустановкам.

Мурманский Борис Ефимович – д-р техн. наук, профессор кафедры «Турбины и двигатели», Уральский энергетический институт им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», начальник производственно-технического отдела Свердловского филиала ПАО «Т-Плюс».

Бродов Юрий Миронович – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Турбины и двигатели». Уральский энергетический институт им. первого Президента России Б.Н. Ельцина».

References

1. Trukhnii AD. *Stationary steam turbines*. 2-e Izd., Rev. and add. Moscow, Energoatomizdat, 1990, 640 p
2. Kostyuk AG, Frolov VV, Bulkin A.E, et al. *Turbines of thermal and nuclear power stations / under the editorship of A. G Kostyuk, V.V. Frolov; 2nd prod., reslave. and add. M., MEI Publishing house, 2001, 488 p.*
3. Murmanskii BE. Development and implementation of the concept of an integrated system for improving the reliability of the state of a steam turbine installation. *Reliability and safety of energetics*. 2015;1 (28):44-48.
4. Avrutsky GD, Brown ED, Don EA. On sliding of the bearing's housings of steam turbines. *Teploenergetika*. 1991;1:18-24
5. Shargorodskii VS, Khomenok A, Kurmakaew MK. The normalization of the thermal expansion of powerful steam turbines. *Power stations*. 1996;6:12-19
6. Rosenberg SSh, Safonov LP, Homenok LA. *Investigation of steam turbines of high capacity at power plants*. M.: Energoatomizdat, 1994. 272 pp.
7. Sosnovskiy AY, Murmanskii BE, Brodov YuM. Up-to-date condition and perspective solutions for improvement of heat expansion systems of steam turbines. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Energy Problems*. 2018;20(7-8):71-86.
8. Sosnovskiy AY, Murmanskii BE, Brodov YM. Causes of changes in the slopes of the cross beams of the steam turbine foundation. *Power stations*. 2019;6:33-39.
9. Sosnovskiy AY, Murmanskii BE, Brodov YM. Stability of the thermal-expansion system of a steam turbine against external factors. *Power stations*. 2017;6:35-40.
10. Sosnovskiy AY, Murmanskii BE, Brodov YuM. Research of universal conditions of stability of systems of thermal extensions of steam turbines to external influence. *Energy Problems*. 2019;21(6):61-71.
11. Sosnovskiy AY, Murmanskii BE, Brodov YM. Patent RU 2134797 C1 Turbomachine housing support / published on 20.08.1999 Byul. no. 23.
12. Engineering support of power plants in solving problems of operation and repair of turbine equipment [Electronic resource]. Access mode: <https://studylib.ru/doc/2584562/inzhenernaya-podderzhka-elektrostantsij-v-reshenii-problem> (accessed: 10.05.2021).
13. Sosnovskiy AY, Murmanskii BE, Brodov YM. Patent RU 164088 U1 Disk guide of the external housing of the steam turbine bearing. Published 20.08.2016 Byul. No. 23.
14. Kobzar YuV, Vykhot SO, Butenko IP. Application of new technologies and materials for the normalization of the thermal and mechanical state of turbines. Regional collection of scientific articles «Improvement of turbines and turbine equipment» Yekaterinburg: UGTU, 1998. pp. 100-104.
15. Barinberg G.D., Brodov YuM, Goldberg AA. Steam turbines and turbine installations of the Ural Turbine Plant. Under the general editorship of Yu. M. Brodov and V. V. Kortenko; 2nd ed. Yekaterinburg: Aprio, 2010. 488p.
16. Sosnovskiy AY, Murmanskii BE, Brodov YM, et al. Development of models for the study of the influence of temperature skew on the cylinder body flanges on the operation of the steam turbine thermal expansion system. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Power Engineering*. 2016;16(2):5-13.

Authors of the publication

Andrey Yu. Sosnovskiy – LLC «Teploenergосerвис Management Company» for turbine units.

© А. Ю. Сосновский, Б.Е. Мурманский, Ю.М. Бродов

Boris E. Murmanskij – Sverdlovsk branch of PJSC «T Plus», Ekaterinburg, Russia.

Yuri M. Brodov – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin Ekaterinburg, Russia.

Получено

29 июля 2021г.

Отредактировано

12 августа 2021г.

Принято

13 августа 2021г.



АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОЕДИНЕНИЯ НА УСТОЙЧИВОСТЬ УГЛА РОТОРА ДЛЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ СИРИИ

А. Альзаккар¹, Н.П. Местников², Ф. Алхадж Хассан¹, И. М. Валеев¹

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

<https://orcid.org/0000-0002-8355-189X>, Ahmadalzakkar86@gmail.com¹

Резюме: Статья посвящена исследованию и анализу значений взаимосвязей между электроэнергетическими системами стран Ближнего Востока, которые увеличиваются при большей вероятности вследствие зависимости всех стран от потребления электроэнергии и простоте ее передачи в целях получения технико-экономических выгод. **ЦЕЛЬ.** В данном исследовании проанализировано динамическое влияние межсетевой связи на стабильность схемы для синхронных генераторов в электрических сетях Сирии. Кроме того, авторами статьи в рамках исследования проанализировано динамическое влияние взаимодействия на устойчивость угла вращения ротора синхронных генераторов, эксплуатируемые в электроэнергетической системе Сирии, посредством использования динамического моделирования энергетической системы страны. **МЕТОДЫ.** В ходе исследования авторами использовалась методика на основе динамического представления энергосистемы и построения ее нелинейных уравнений с последующим использованием программы PSS[®] Е. Авторами статьи использовалась вышеуказанная программа (моделирование энергетической системы) в целях определения детерминанта системы и определения времени устранения критических неисправностей трехфазных отказов при классе напряжения 230-400 кВ. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** Авторами статьи получены решение и определение параметров системы и времени разделения границ трехфазных коротких замыканий в сети напряжением 400 кВ в дополнение к определению углового положения цепей генератора и таким образом, произведена проверка его стабильности, независимо от того, что работает ли он независимо в электроэнергетической системе Сирии или является частью сети. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** В ходе исследования авторами получены следующие выводы, такие как: обнаружено увеличение CFCT для блоков генерации в электроэнергетической системе Сирии вследствие активации соединения, увеличения переданной мощности, что приводит к увеличению зоны стабилизации после отказа и перед началом подключения электрических систем к электроэнергетической системе страны, а также необходимо проведение углубленных динамических исследований всей системы в целях представления влияния соединения на параметры системы с учетом увеличения мощности.

Ключевые слова: соединение электрических сетей; линия электропередачи; передаваемая мощность; стабильность; угол вращения ротора.

Благодарности: статья выполнена во исполнение обязательств Гранта СВФУ им. М.К. Аммосова на публикацию научно-исследовательских статей от 12.2020 года.

Для цитирования: Альзаккар А., Местников Н.П., Алхадж Хассан Ф., Валеев И.М. Анализ динамического воздействия электрического соединения на устойчивость угла ротора для синхронных генераторов в электроэнергетической системе Сирии // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 120-133. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-120-133.

ANALYSIS OF THE DYNAMIC EFFECT OF THE ELECTRICAL INTERCONNECTION ON THE STABILITY OF THE ROTOR ANGLE FOR SYNCHRONOUS GENERATORS IN THE ELECTRIC POWER SYSTEM OF SYRIA

Ahmad Alzakkar¹, MestnikovNP², Fouad Alhajj Hassan¹, Valeev I. M¹

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²North-Eastern Federal University named M.K. Ammosov, Yakutsk, Russia

<https://orcid.org/0000-0002-8355-189X>, Ahmadalzakkar86@gmail.com¹

Abstract: This article focuses on the study and analysis of the importance of interconnections between electricity systems, which increases with greater probability due to the dependence of all countries and States on electricity and the ease of its transfer between countries in order to supplement their economic and technical benefits. **THE PURPOSE.** This study analyzes the dynamic impact of interconnection on circuit stability for synchronous generators in Syrian power grids. In addition, the authors of the article analyzed the dynamic effect of interaction on the stability of the angle of rotation of the rotor of synchronous generators operated in the Syrian power system through the use of dynamic modeling of the country's power system. **METHODS.** In the course of the study, the authors used a technique based on the dynamic representation of the power system and the construction of its nonlinear equations, followed by the use of the PSS[®] E program. 230-400 kV. **RESULTS.** The authors of the article obtained a solution and determination of the system parameters and the separation time of the boundaries of three-phase short circuits in a 400 kV network in addition to determining the angular position of the generator circuits, and thus, its stability was checked, regardless of whether it works independently in the electric power system of Syria or is part of a network. **CONCLUSION.** In the course of the study, the authors obtained the following conclusions, such as: an increase in CFCT was found for generating units in the power system of Syria due to connection activation, an increase in transmitted power, which leads to an increase in the stabilization zone after a failure and before the start of connecting electrical systems to the country's power system, as well as it is necessary to conduct in-depth dynamic studies of the entire system in order to represent the effect of the connection on the parameters of the system, taking into account the increase in power.

Key words: Electrical Interconnection; transmission lines; power transposed; stability; rotor angle.

Acknowledgments: this article was fulfilled in fulfillment of the obligations of the Grant of SVFU named after M.K. Ammosov to publish research articles of 12.2020.

For citation: Ahmad Alzakkar, Mestnikov NP, Fouad Alhajj Hassan, Valeev I.M. Analysis of the dynamic effect of the electrical interconnection on the stability of the rotor angle for synchronous generators in the electric power system of Syria. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(4):120-133. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-120-133.

Введение

Статья посвящена проблеме устойчивости работы электроэнергетических систем арабских стран Ближнего Востока с обязательным соблюдением параметров синхронной работы генераторов в том числе в соответствии показателями качества электроэнергии. В статье приводятся различные типы устойчивости электроэнергетических систем, которые классифицируются по основным параметрам, такие как: угол вращения ротора генератора, показатель напряжения шины и частота электрической системы [1].

Помимо этого, динамика энергетической системы характеризуется основными особенностями, а именно [2], [3]:

1. Синхронная связь представляет типичное поведение, заключающееся в том, что по мере постепенного увеличения передачи мощности достигается максимальный предел нагрузки сети, за которым система не может оставаться в синхронном режиме, вследствие которой происходит выход за пределы шага.

2. Любая электроэнергетическая система представляет собой в основном пружинно-инерционную колебательную систему с инерцией на механической стороне и пружинным действием, обеспечиваемым синхронной связью, при этом передача мощности пропорциональна показателю $\sin \delta$ или δ (для малых δ является относительным внутренним углом для электрических машин).

3. Передаваемая мощность пропорциональна показателю $\sin \delta$, где уравнение, определяющее динамику системы, является нелинейным для возмущений, вызывающие большие изменения угла δ .

Материалы и методы. Формирование математической модели

В общем случае математическая модель любой электроэнергетической системы включает в себе базовые элементы данной системы, а именно: системы обмотки возбуждения, различные генераторы мощности, линии электропередачи, силовые трансформаторы, показатель нагрузки электрической сети и т.д.

В последующем изложении авторами статьи рассматриваются конкретные параметры базовых элементов электроэнергетической системы.

А- Системы обмотки возбуждения:

Данный элемент классифицируется по трем категориям по источнику энергии возбуждения [4], а именно: системы возбуждения постоянного тока, системы возбуждения переменного тока и статические системы возбуждения.

В этой связи существуют различные типы систем возбуждения, но в электроэнергетической системе Сирии система возбуждения представлена одной моделью типа (*Simplified Excitation System*). Выбор данного математического моделирования обусловлен тем, что существуют три аналогичных моделирования, но две из них являются нецелесообразными ввиду высокой степени проработанности и наличия большого количества научно-технической литературы. Далее на рисунке 1 представлена блок-схема упрощенной системы возбудителя.

Важно отметить, что модель *SEXS* представляет собой не конкретный тип системы возбуждения, а, предварительно, общие характеристики широкого спектра правильно настроенных систем возбуждения.

Кроме того, модель *SEXS* особенно полезна в определенных случаях, где должна быть представлена система возбуждения в условиях неизвестности детальной конструкции элементам [5–7].

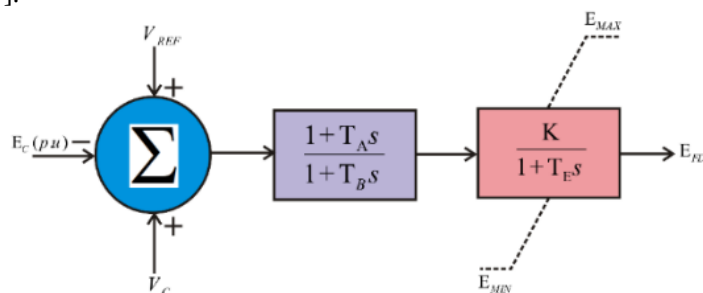


Рис. 1. Блок-схема упрощенной системы возбуждения на программе PSS/E

Fig. 1. Block diagram of the simplified excitation system on the PSS/E program

где K – усилитель, E_{MIN} , E_{MAX} – базовые показатели источника возбуждения, T_A , T_B , T_E – временные константы, обеспечивающие временное уменьшение усиления, необходимое для обеспечения удовлетворительного динамического поведения при высоком стационарном усилении

Далее перейдем к модели *SEXS*, которая является наиболее распространенной моделью системы возбуждения, используемой для проведения анализа и получения напряжения основного поля генератора E_{FD} . В соответствии с источником [7], предоставленные от Министерства электроэнергетики Сирийской Арабской Республики, параметры модели систем возбуждения типа *SEXS* на таблице 1 представлены следующим образом:

Таблица 1

Параметры систем возбуждения типа <i>SEXS</i>					
K	T_B	T_A/T_B	E_{MIN}	E_{MAX}	T_E
[20-100]	[5-20]	[0.05-1]	0	[3-6]	[0-0.5]

В- Генераторы:

Авторами статьи используются генераторы В моделей *GENRSA* и *GENROE*.

Модель генератора представлена в виде блока основных полюсов – модель *PSS @ E GENSAE*, показанная на блок-схеме на рисунке 2. Данная динамическая модель имеет 5-й порядок с функцией насыщения, представленная как геометрическая (экспоненциальная) функция [9].

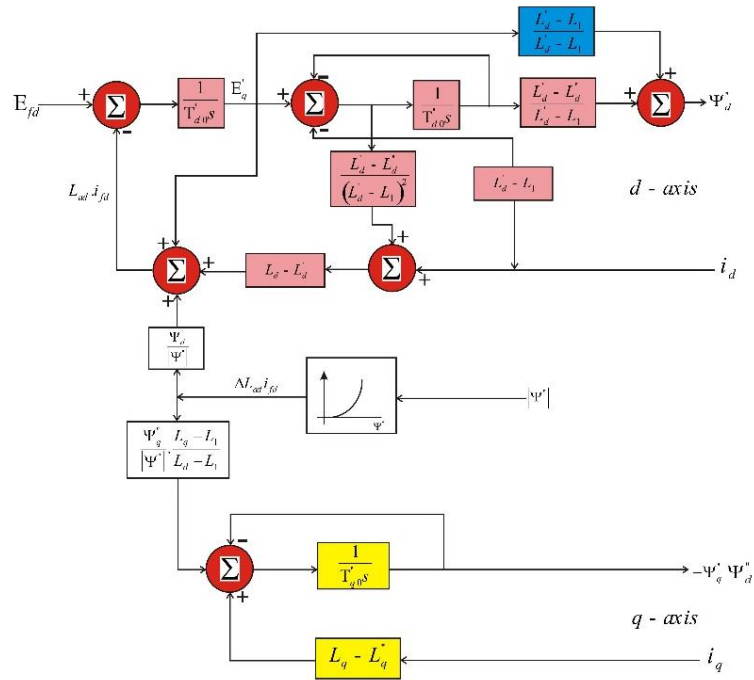


Рис. 2. Блок-схема для модели PSS/E генератора типа GENSAE - Явный полюс

Fig. 2. Block diagram for the GENSAI type generator PSS/E model-An explicit pole

В то же время модель генератора для круглороторного блока представлена в виде модели $PSS \otimes E \text{ GENROE}$, показанная на рисунке 3 в качестве блок-схемы. Данная динамическая модель 6-го порядка с функцией насыщения представлена, как геометрически-экспоненциальная функция [9].

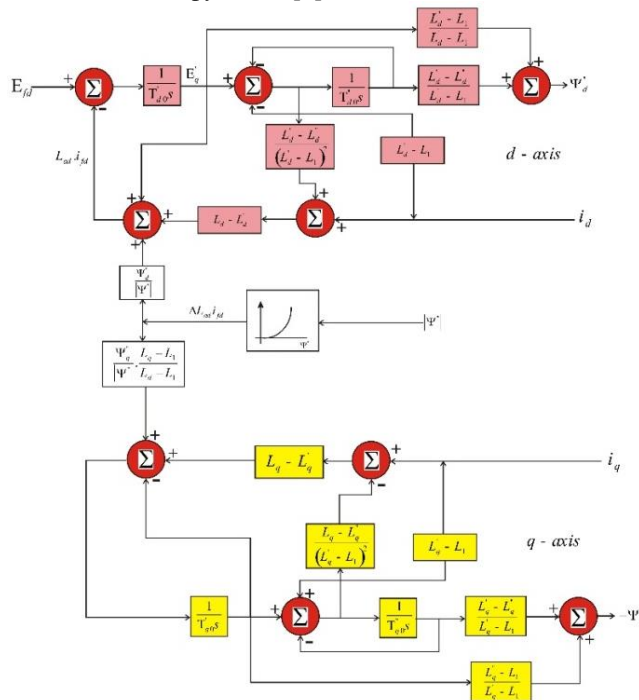


Рис. 3. Блок-схема модели PSS/E генератора типа GENROE для круглого ротора

Fig. 3. Block diagram of the PSS / E model of a GENRE-type generator for a round rotor

В- Линии электропередачи:

В общем электроэнергия может распределяться в электрическую сеть посредством использования переменного или постоянного тока. Системами питания, используемые в данной части, используются технология передачи переменного тока, схема замещения которой представлена на рисунке 4 Также системой $PSS \otimes E$ используется модель для представления линии электропередачи, называемая π - эквивалентом [8],[9].

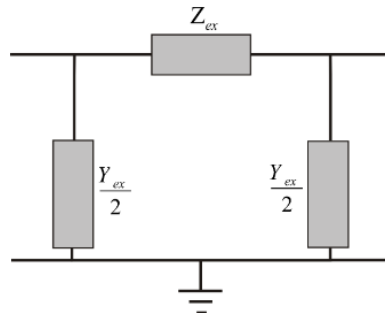


Рис. 4. П – образная схема замещения линии электропередачи Fig. 4. U-shaped replacement circuit of the power transmission line

Г-Трансформатор:

В настоящий момент в электроэнергетической системе Сирии эксплуатируются в основном двух- и трех- обмоточные силовые трансформаторы, где на рисунке 5 представлена схема замещения двух- обмоточного силового трансформатора.

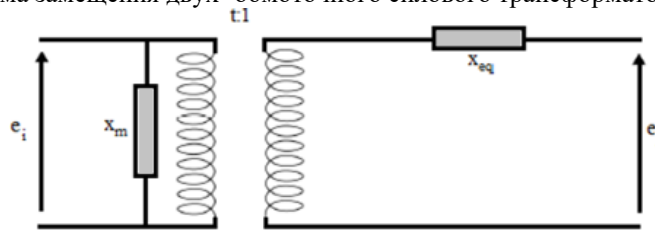


Рис. 5. Схема замещения двух- обмоточного силового трансформатора с переключением отводов

Кроме того, в моделировании на лицензированной программе PSS®E напряжение на вводах и выводах трансформатора, где параметры e^i и e^j являются зависимыми от следующих показателей: X_m – намагничивающие реактанты. X_{eq} – эквивалентное реактивное сопротивление.

В этой связи на рисунке 6 представлена более упрощенная схема замещения трех- обмоточного трансформатора.

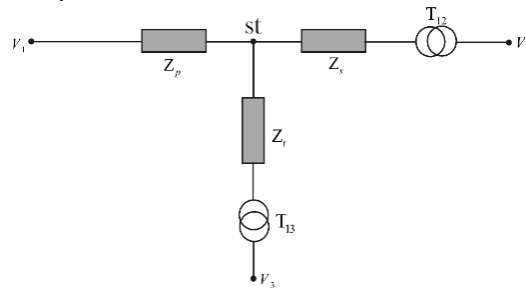


Рис. 6. Схема замещения трех- обмоточного силового трансформатора Fig. 6. Replacement circuit of a three-winding power transformer

Д- Нагрузки:

Моделирования нагрузки сети различаются по определенным параметрам, такие как: сила тока, активная и реактивная мощности и зависимости данных параметров от частоты шин, в соответствии с закономерностями [10]:

$$\left. \begin{aligned} I_p + jI_q &= \left(I_{p0} + jI_{q0} \right) \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^k \\ P &= P_0 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^m \\ Q &= Q_0 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^n \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Помимо этого, основные параметры моделирования нагрузки сети являются зависимы от следующих показателей:

I_p – действительная часть нагрузки сети.

I_q – мнимая часть нагрузки сети.

I_{p0} – действительная часть нагрузки сети при опорном значении напряжения и частоты.

I_{q0} – мнимая часть нагрузки сети при опорном значении напряжения и частоты.

k, m, n – константы, зависящие от опорного значения напряжения и частоты.

В статье авторами будет принято упрощенное представление системы электроснабжения, известная как классическая модель [11–13]. Однако имеются следующие допущения, такие как: игнорирование демпфирования, постоянность механической мощности, синхронные машины моделируются, как источники постоянного напряжения за переходным реактивным сопротивлением, совпадение между механическим углом поворота ротора каждой машины и напряжением за реактивным сопротивлением машины, нагрузки представлены в виде импедансов, а именно допусками.

В этой связи, исходя из вышеуказанных допущений, уравнения качания системы электропитания, содержащей m узлов и n шин, будут выведены, как на рисунке 7 [12]:

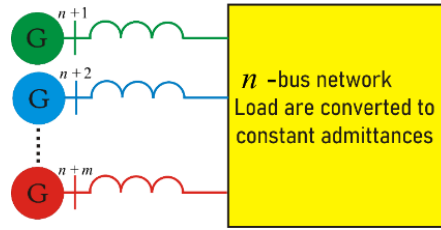


Рис. 7. Представление энергетической системы в целях анализа стабильности переходных процессов (многомашинный).

Fig. 7. Representation of the energy system in order to analyze the stability of transient processes (multi-machine).

Далее в целях исследования устойчивости энергетической системы необходимо выполнение некоторых предварительных расчетов, такие как:

1. Предположение, что база электропитания имеет показатель $S_{base} = 100$ МВА.
2. Значение токов машины до возмущения рассчитываются из следующих закономерностей.

$$\left. \begin{aligned} I_i &= \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \\ i &= n+1, \dots, n+m \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где V_i – величина напряжение в узле i ; P_i – суммарная активная мощность в узле i ; Q_i – суммарная реактивная мощность в узле i .

Сопротивления якоря генератора обычно пренебрегаются и затем выводится величина напряжения за переходным реактивным сопротивлением:

$$E'_i = V_i + jX'_d I_i \quad (3)$$

3. Все нагрузки преобразуются в эквивалентные допуски с помощью уравнения.

$$Y_{i0} = \frac{S_i^*}{|V_i|^2} = \frac{P_i - jQ_i}{|V_i|^2} \quad (4)$$

4. Уравнение напряжения узла с узлом 0 в качестве эталона для этой сети.

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus0} \quad (5)$$

где I_{bus} – вектор инжектируемых токов шины, V_{bus0} – вектор напряжений шины, измеренных от опорного узла.

5. Из [12] находим следующее:

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (6)$$

Уравнение качания с пренебрегаемым демпфированием, для машины i становится:

$$P_{mi} = \frac{H_i}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (7)$$

где Y_{ij} – элементы неисправной матрицы пониженного допуска шины, H_i – постоянная инерции машины i , выраженная на общей базе MVA.

Далее, как правило, вводятся переменные состояния, чтобы преобразовать каждое уравнение качания второго порядка двумя связанными дифференциальными уравнениями первого порядка.

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\delta_i}{dt} &= \Delta\omega_i \\ \frac{d\Delta\omega_i}{dt} &= \frac{\pi f_0}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}^f) \\ i &= 1 + n, \dots, n + m \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

В большинстве случаев один из генераторов используется в качестве опорного, и разность фазовых углов строится для всех генераторов на основе данного опорного сигнала. Если разности фазовых углов не увеличиваются, то сообщается, что система стабильна, но если эти разности увеличиваются, то сообщается, что система не стабильна.

Динамическое представление электроэнергетической системы Сирии

Следует добавить, что необходимые для расчета данные [14] будут предоставлены со стороны Министерства электроэнергетики Сирии о характеристиках работы электростанции, линии электропередачи нагрузки в качестве входных данных для программы PSS®E [15] в качестве файлов формата raw [16]. В качестве примера на рисунке 8 представлена однолинейная схема электрической сети в Сирии напряжением 230-400 кВ.

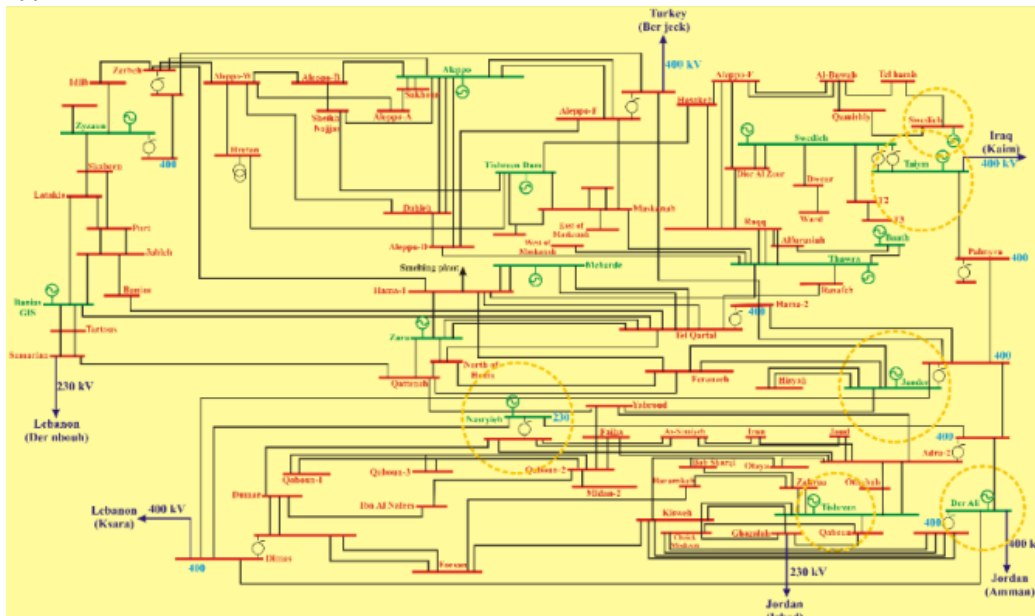


Рис. 8. Однолинейная схема электрической сети в Сирии Fig. 8. One-line diagram of the electrical network in Syria

Обратим внимание на то, что динамическое представление сирийской электрической системы для трехфазного короткого замыкания будет изучено на подстанциях с изменением времени устранения неисправностей в диапазоне (100-600) мс и определением времени устранения критических неисправностей CFCT, а именно *Critical Fault Clearing Time* [17], [18] для всех установок в сирийской электрической системе при напряжениях 230 кВ и 400 кВ «до» и «после» присоединения. Далее будут допущены некоторые неисправности в сирийской электрической системе и в некоторых электрических системах стран присоединения, такие как: трехфазное короткое замыкание при отключении шины 400 кВ, отключение некоторых линий электропередачи, неожиданный выход из строя для генерирующих блоков.

Проект создания единой арабской электроэнергетической системы

Авторами статьи учитывается проект [19],[20],[21],[22] который предусматривает соединение электрических сетей Египта, Ирака, Иордании, Ливии, Ливана, Палестины, Сирии и Турции, называемое ЕИИЛПСТ (расширенно: Египет-Ирак-Иордания-Ливан-Ливия-Палестина-Сирия-Турция) представлена на рисунке 9.

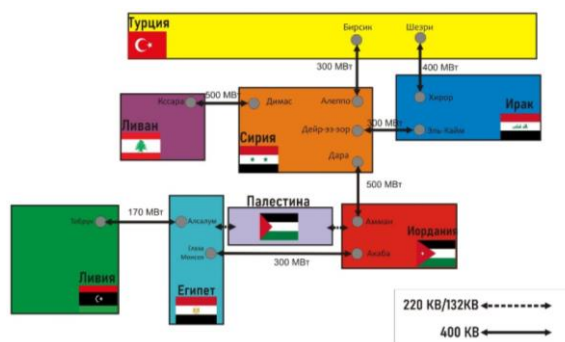


Рис. 9. Проект ЕИИЛЛПСТ

Fig. 9. The EILLPST project

Обратим внимание на то, что электрические сети между этими странами соединены между собой с напряжениями 500, 400 и 220 кВ и, прежде всего, в дополнение к подводному кабелю длиной 13 км с напряжением 400 кВ, сеть соединяет электростанцию Аль-Акаба в Иордании и электростанцию Таба в Египте.

Определение времени устранения критических неисправностей в Сирийской энергосистеме

Одновременно наряду с вышеуказанными параметрами определяется, что время устранения критических неисправностей $CFCT$ является критическим временем или максимальным временем, необходимого для синхронного генератора в целях поддержания синхронизма в состоянии самого генератора. Далее принцип, используемый при определении $CFCT$, заключается в том, что при наложении трехфазного короткого замыкания на шине, и отказ был отключен после $X_{мс}$, процесс повторялся с новым временем отказа до того момента, где не получается $CFCT$ в соответствии с таблицами 2 и 3.

Таблица 2

Время устранения критических неисправностей трехфазного короткого замыкания для некоторых электростанций до присоединения

ШИНА		Электростанция	$CFCT$ (мс)
№	Название шины		
55599	NASRG01 15.0	Nasryieh 230	200
55607	JANDGT01 15.0	Jander 230	200
55639	TAYHGT01 10.5	Taiym 230	200
55836	DIRALIGT01 20.0	Der Ali 400	400
55837	DIRALIGT02 20.0		
55579	SWDPT01 10.5	Swedieh 230	200
55589	TISHGT01 15.0	Tishreen 230	200

Таблица 3

Время устранения критических неисправностей трехфазного короткого замыкания для некоторых электростанций после соединения

ШИНА		Электростанция	$CFCT$ (мс)
№	Название шины		
55599	NASRG01 15.0	Nasryieh 230	250
55607	JANDGT01 15.0	Jander 230	200
55639	TAYHGT01 10.5	Taiym 230	200
55836	DIRALIGT01 20.0	Der Ali 400	500
55837	DIRALIGT02 20.0		
55579	SWDPT01 10.5	Swedieh 230	200
55589	TISHGT01 15.0	Tishreen 230	200

Проверка устойчивости генератора и график кривых угла ротора

Далее в целях установления достоверности расчетных данных авторами статьи представлены материалы о проверочных вычислениях в рамках определенных элементов электроэнергетической системы.

Ситуация-1: На рисунке 10 представлена угловая кривая ротора блока генерации электростанции Nasryieh (NASRG01) перед соединением с ЕИИЛЛПСТ. При возникновении трехфазного короткого замыкания (3phs) на шине 55599 электростанции Nasryieh. Далее представлен параметр различных времен отказа $FT = 100-200-250$ мс. Из графика по синей

кривой видно, что силовая установка *Nasryieh* внефазная синхронизация *OOPS* имеется, что для $FT = 250$ мс, следовательно, $CFCT = 200$ мс.

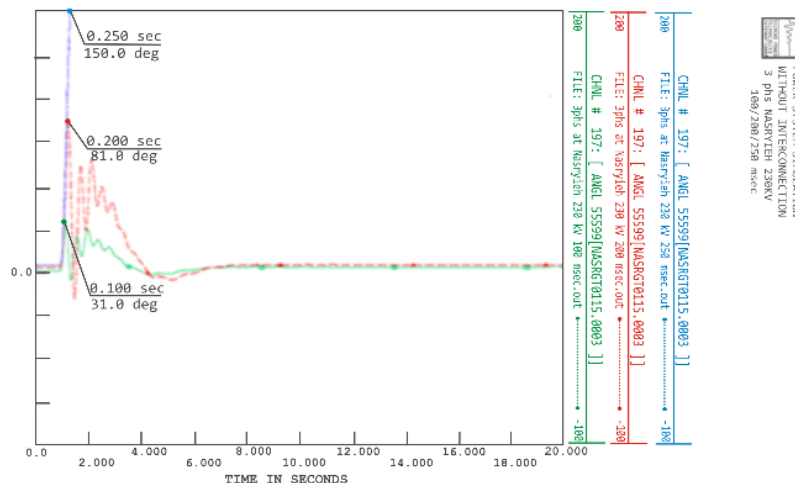


Рис. 10. Угол поворота ротора силовой установки *Nasryieh* для различных FT перед присоединением

Ситуация-2: На рисунке 11 представлена угловая кривая ротора блока формирования *Nasryieh* (*NASRG01*) после соединения с *ЕИИЛЛПСТ*. При возникновении трехфазного короткого замыкания 3фс на шине 55599 электростанции *Nasryieh*. Для различных времен отказа $FT = 100-200-300$ мс. Из графика (синяя кривая) видно, что силовая установка *Nasryieh* внефазная синхронизация *OOPS* для $FT = 300$ мс, следовательно, $CFCT = 250$ мс.

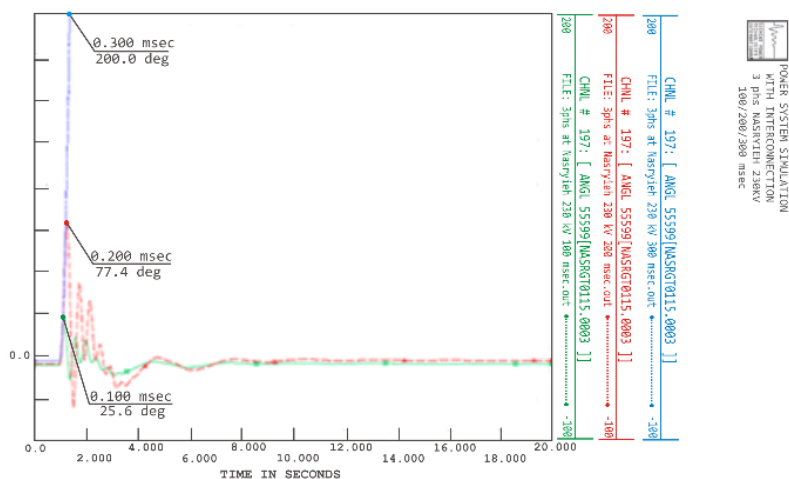


Рис. 11. Угол поворота ротора силовой установки *Nasryieh* для различных FT после соединения

Сравнивая рисунки 10 и 11, отмечается улучшение $CFCT$ для 3 ч электростанции в *Nasryieh* после соединения с *ЕИИЛЛПСТ* от 200 до 250 мс.

Ситуация-3: На рисунке 12 представлена угловая кривая ротора генерирующих блоков электростанций *Jander- Taiym- Der Ali- Swedieh* перед соединением с *ЕИИЛЛПСТ*. При возникновении трехфазного короткого замыкания 3фс на шине 55579 силовой установки *Swedieh*. Для времени отказа $FT = 200$ мс. Из графика по зеленой кривой заметно, что силовая установка *Swedieh* не синхронизирована *OOPS*.

Ситуация-4: На рисунке 13 представлена угловая кривая ротора генерирующих блоков электростанций *Jander- Taiym- Der Ali- Swedieh* после соединения с *ЕИИЛЛПСТ* и передачи мощности в количестве 700 МВт. При возникновении трехфазного короткого замыкания 3фс на шине 55579 силовой установки *Swedieh*. Для времени отказа $FT = 200$ мс. Из графика по зеленой кривой заметно колебание единичной генерации *Swedieh* и вернулось в их нормальное состояние после применения отказа *Stable* и указывается на роль межсоединений в восстановлении стабильности после отказов.

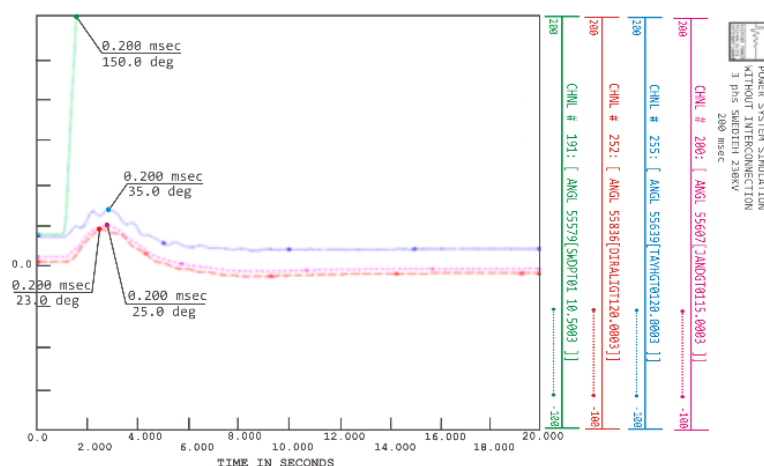


Рис. 12. Угол поворота ротора силовой установки Jander- Taiym- Der Ali- Swedieh FT = 200 мс перед присоединением

Fig. 12. Rotation angle of the rotor of the power plant Jander-Taiym-Dar Ali-Swedieh FT = 200 ms before connection

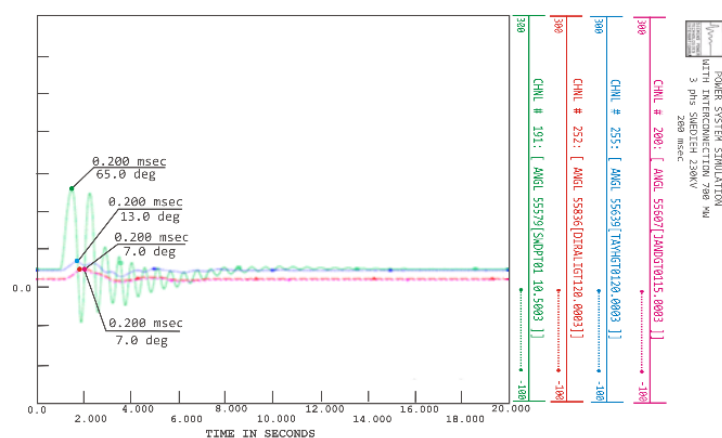


Рис. 13. Угол поворота ротора силовой установки Jander- Taiym- Der Ali- Swedieh (FT = 200 мс) после соединения

Fig. 13. Rotation angle of the rotor of the power plant Jander-Taiym-Dar Ali-Swedieh (FT = 200 ms) after connection

Ситуация-5: На рисунке 14 представлена угловая кривая ротора генерирующего блока Der Ali (DIRALIGT01), перед соединением по красной кривой и после соединения по зеленой кривой с ЕИИЛПСТ. При возникновении трехфазного короткого замыкания (3фс) на шине 55836 электростанции Der Ali и отключении линии электропередачи Der Ali-North of Jordan с напряжением 400 кВ. Время отказа составит $FT = 200$ мс. Передаваемая мощность составит $PT = 300$ МВт. Из графика (красная кривая) видно, что генерирующий блок Der Ali (DIRALIGT01) внефазной синхронизации OOPS вследствие того, что имеются: значительный дисбаланс мощности в отказавшем узле, малая генерируемая электрическая мощность, падение напряжения, которое становится приблизительно равным нулю в отказавшем узле), что приводит к ускорению генератора в период отказа, уменьшению мощности, поступающей от соединительной линии в результате отключения. Данное явление показывает положительное влияние межсоединений на стабильность угла DIRALIGT01.

Ситуация-6: На рисунке 15 представлена угловая кривая ротора генерирующего блока Der Ali (DIRALIGT01), перед соединением (синяя кривая) и после соединения (красная и зеленая кривая) с ЕИИЛПСТ. При возникновении трехфазного короткого замыкания (3фс) на шине 55836 электростанции Der Ali. Для времени отказа (FT) = 200 мс. Пересечение мощности: $PT1, PT2 = 300$ МВт, красная кривая, 700 МВт, зеленая кривая.

Также заметно по сюжету, что при увеличении мощности и ее передачи происходит явное улучшение угла поворота ротора GT01 и хотя сеть межсоединений способствует питанию отказавшего узла и повышению мощности короткого замыкания и надежности шины, что приводит к увеличению зоны стабилизации после отказа.

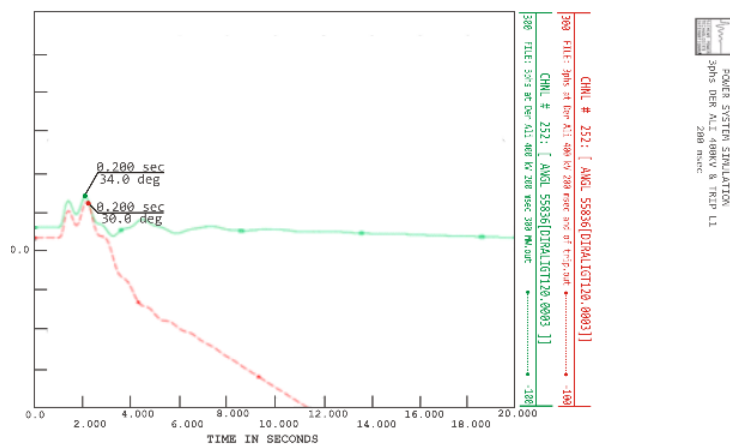


Рис. 14. Угол ротора *DIRALIGT01*, $FT = 200$ мс, $PT = 300$ МВт до и после соединения

Fig. 14. Rotor angle *DIRALIGT01*, $FT = 200$ ms, $PT = 300$ MW before and after connection

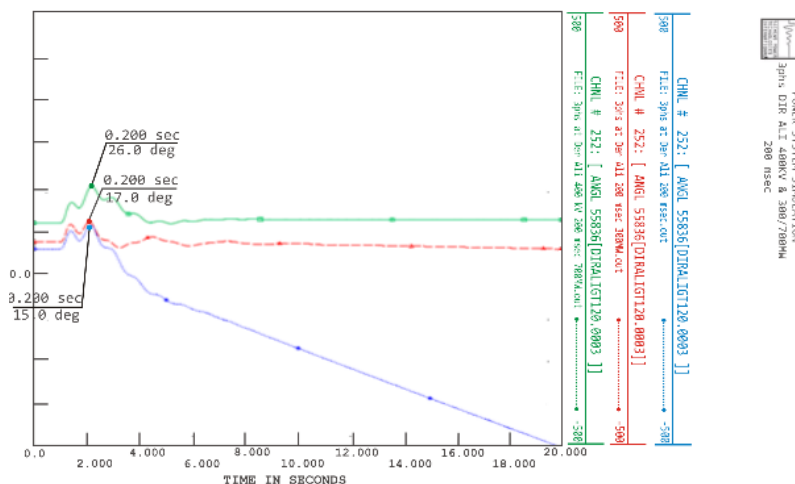


Рис. 15. Угол ротора *DIRALIGT01*, $FT = 200$ мс, $PT = 300$ и 700 МВт до и после соединения

Fig. 15. Rotor angle *DIRALIGT01*, $FT = 200$ ms, $PT = 300$ and 700 MW before and after connection

Ситуация-7: На рисунке 16 представлена угловая кривая ротора генерирующего блока *Der Ali* (*DIRALIGT01*) после соединения с *ЕИИЛПСТ*. При возникновении трехфазного короткого замыкания 3фс на шине 55836 электростанции *Der Ali*. Время отказа составит $FT = 200$ мс. Также передаваемая мощность составит $PT = 700$ МВт. Затем повторение того же отказа, но с падением блока генерации *KURM1-600* МВт. Заметно по сюжету красной кривой колебание *GT01* и не возвращается в их нормальное состояние после применения отказа и выпадает из строя из-за отсутствия синхронизации между электромагнитными и механическими моментами в результате негативного воздействия внезапного падения *KURM1*.

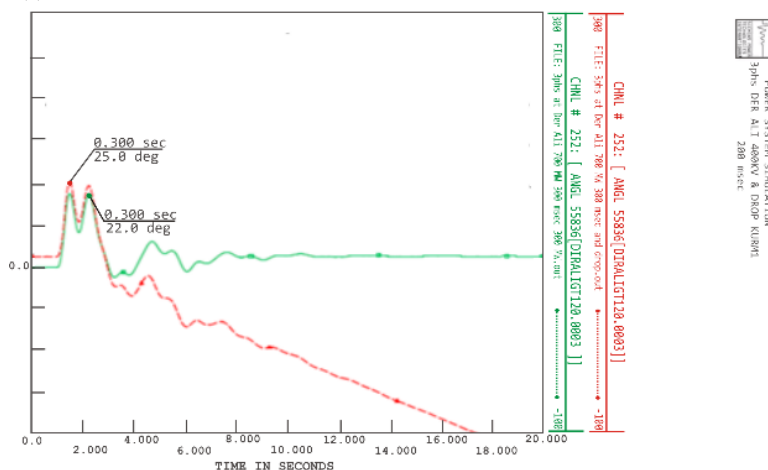


Рис. 16. Угол ротора *DIRALIGT01*, $FT = 300$ мс, $PT = 700$ МВт, перепад *KURM1* после соединения

Fig. 16. Rotor angle *DIRALIGT01*, $FT = 300$ ms, $PT = 700$ MW, *KORM 1* drop after connection

Заключение

В ходе проработки данной научно-исследовательской работы авторами статьи получены следующие выводы:

1. Обнаружено, что наблюдается увеличение $CFCT$ для блоков генерации в Сирийской электрической системе вследствие активации соединения, увеличения мощности, переданной $СТ$, что приводит к увеличению зоны стабилизации после отказа.

2. Обнаружено, что неисправности, которые возникают в одной из электрических систем Египта, участвующих в сети соединения, могут негативно повлиять на переходную стабильность других электрических систем.

3. Перед началом подключения электрических систем к Сирийской электроэнергетической системе, необходимо проведение углубленных динамических исследований всей системы в целях представления влияния соединения на параметры системы и с учетом увеличения переданной мощности и выбора соответствующих защит для соединительных линий.

Литература

1. Стогов А.Ю., Беляев А.Н. Повышение динамической устойчивости автономной энергосистемы на основе управления по взаимным параметрам // ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019. Т. 21, № 1-2. С. 56–66.
2. Валеев И.М., Альзаккар А.М.-Н. Гармоники и их Влияние при Определении Метода Компенсации Реактивной Мощности в Электрических Сетях // Вестник Казанского технологического университета. 2020. Т. 12 № 1 (45). С. 24-39.
3. Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М. Анализ и оценка экономии электроэнергии в системах внутриводского электроснабжения // ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22, № 2. С. 65–74.
4. Цегайе С., Фанте А. «нализ систем возбуждения синхронных машин: сравнительное исследование. Международный журнал энергетики и энергетики. 2016. Т. 10.
5. Мохаммад А., Хашим Н и Хамза Н. Анализ устойчивости энергосистемы Саравак с использованием симулятора энергосистемы для проектирования (PSS / E), IEEE (ISIEA), Малайзия, 2011 г.
6. Федотов А.И., Абдуллазянов Р.Э, Мударисов Р.М. Методики оценки устойчивости синхронных двигателей при трехфазных коротких замыканиях в системе внешнего электроснабжения, Вестник Казанского технологического университета. 2019. Т. 11 №1 (41). С. 28-36.
7. Ван Б., Сун К. Формулировка и характеристика электромеханических колебаний энергосистемы, IEEE Transactions on Power Systems, 2017.
8. Карлссон Б. Сравнение PSSE и PowerFactory», Университет Упсалы, проект по инженерной физике, Швеция, 2013 г.
9. Альзаккар А. Применение искусственных нейронных сетей для оценки устойчивости напряжения электроэнергетических систем в Сирии, Международный технико-экономический журнал. 2020. № 1. С. 87-95.
10. Фишов А.Г., Мурашкина И.С., Марченко А.И., и др. Исследование влияния электронной генерации на статическую апериодическую устойчивость электроэнергетической системы, ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ, Т. 22, № 2 (2020). С. 51–64.
11. Нисикава Т и А. Моттер, «Сравнительный анализ существующих моделей синхронизации энергосистемы», Новый журнал физики, Институт физики IOP 2015.
12. Наумов А.А. Обеспечение требуемого качества электрической энергии, ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22, № 1. С. 85–92.
13. Х. Сувайдан, «Изучите влияние коротких замыканий на стабильность переходных процессов в сирийской электрической системе с помощью программы PSS / E», Журнал технических наук, Университет Дамаска, 2010.
14. Федотов А.И., Абдуллазянов Р.Э., Мударисов Р.М. Методики оценки устойчивости синхронных двигателей при трехфазных коротких замыканиях в системе внешнего электроснабжения. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019. Т. 21. № 3-4. С. 102–112.
15. Альзаккар А., Хассан Ф.А, Местников Н.П. Исследование обеспечения устойчивости частоты в электроэнергетических системах на уровне напряжения 400 кВ в Сирийской Арабской Республике. SpringerLink, Advances in Automation II. 2021, С. 891-902.
16. Афанасьев А.Ю., Макаров В.Г., Ханнанова В.Н. Идентификация Параметров Трехфазного Асинхронного Двигателя При Изменении Начальных Значений Оценок В Широком Диапазоне. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2015. № 12-11. С. 87–96.

17. Суслов К.В., Солонина Н.Н., Герасимов Д.О. Современные подходы к оценке качества электрической энергии. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2017. Т. 19. № 7-8. С. 85–93.
18. Ашик А. и Шахид М. Динамическая эквивалентность большой энергосистемы с использованием симулятора энергосистемы для инженеров (PSS / E), <https://www.researchgate.net>, 2015.
19. Сианипар Ж. и Найборху Дж. Определение критического времени очистки при переходном анализе устойчивости, Международная конференция по электротехнике и информатике (ICEECS), Индонезия, 2018.
20. . Занг Х., Минго О и. Янмин С. Обзор развития энергосистем Ближнего Востока, <https://www.springer.com/>, 2017.
21. Кастинен П и Вангди В. Исследование времени устранения критических повреждений путем применения различных моделей системы возбуждения, Инновационный конгресс (RI2C), 2019.
22. Зедан Ф. Возможности и препятствия в торговле электроэнергией и газом в арабском мире. Конференция по торговле энергией ПАН-АРАБ, 2019.

Авторы публикации

Альзаккар Ахмад – аспирант, Казанский государственный энергетический университет.

Местников Николай Петрович – аспирант Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова, ведущий инженер отдела электроэнергетики ИФТПС СО РАН им. В.П. Ларионова.

Алхадж Хассан Фуад – аспирант, Казанский государственный энергетический университет.

Валеев Ильгиз Миргалимович – д-р технических наук, профессор университета электроэнергетики, Казанский государственный энергетический университет.

References

1. Stogov AYU., Belyaev AN. Improvement of Transient Stability of Autonomous Power System on Basis of Wide Area Control System. *Journal of Energy Problems*. 2019;21(1-2):56-66.
2. Valeev IM., Ahmad M-N. Alzakkar, Harmonicas and their Influence When Determining the Method of Compensation of Jet Power in Electrical Networks. *Vestnik Kazan State Power Engineering University*. 2020;12(1):(45) 2020:24-39.
3. Gracheva EI, Gorlov AN, Shakurova ZM. Calculation of the Economy of Electric Energy in Industrial Electrical Supply Systems. *Journal of Energy Problems*. 2020;22(2):65-74.
4. S.Tsegaye, A.Fante. Analysis of Synchronous Machine Excitation Systems: Comparative Study. *International Journal of Energy and Power Engineering*. 2016; 10.
5. Mohamad A, Hashim N and N.Hamzah. *Transient Stability Analysis on Sarawak's Grid Using Power System Simulator for Engineering (PSS/E)*. IEEE (ISIEA), Malaysia, 2011.
6. Fedotov AI, Abdullazyanov RE, Mudarisov RM. Synchronous Motors Stability Estimation Methodologies Under Three-Phase Faults in Power Supply Grids. *Vestnik KSPEU*. 2019;11:1 (41):28-36.
7. Wang B.and Sun K. *Formulation and Characterization of Power System Electromechanical Oscillations*. IEEE Transactions on power systems, 2017.
8. Karlsson B. Comparison of PSSE & PowerFactory. *Uppsala University, Project in Engineering Physics*. Sweden, 2013.
9. Alzakkar A, Application of Artificial Neural Networks to Evaluate Stability of Voltage of Electric Power Systems in Syria. *The international technical-economic journal*. 2020;1:87-95.
10. Fishov AG, Murashkina IS, Marchenko AI, et al. The Study of Electronic Generation Effect on Statical Aperiodic Stability of Electrical Power System. *Journal of Energy Problems*. 2020;22(2):51-64.
11. Nishikawa T. and Motter A. Comparative analysis of existing models for power-grid synchronization. *New Journal of Physics, IOP Institute of Physics*. 2015.
12. Naumov A.A. The Required Quality of Electrical Energy Provision. *Journal of Energy Problems*. 2020;22(1):85-92.
13. Suwaidan H. Study the impact of short circuits on transient stability in the Syrian electrical system using the program PSS / E. *Engineering Sciences Journal, Damascus university*, 2010.

14. Fedotov AI, Mudarisov RM, Abdullazyanov RE. Assessment Methodologies for Synchronous Motors Stability Under Three-Phase Faults In Power Supply Grids. *Journal of Energy Problems*. 2019; 21(3-4):102–112.
15. Alzakkar A, Hassan F.A, Mestnikov N. Support of Frequency Stability in Electrical Power System at Voltage 400 kV in Syria, *SpringerLink*. Advances in Automation II. 2021. p. 891-902.
16. Afanasyev AYU, Makarov VG. Identification of Parameters of Three-Phase Asynchronous Motor When Changing Initial Values of Estimates in a Wide Range, *Journal of Energy Problems*. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2015;12-11:87-96.
17. Suslov KV, Solonina NN, Gerasimov DO. Modern Approaches To Estimation Of Power Quality. *Journal of Energy Problems*. 2017;19(7-8):87-96.
18. Ashik A and Shahid M. *Dynamic equivalence of a large power system using power system simulator for engineers (PSS/E)*, <https://www.researchgate.net>, 2015.
19. Sianipar G. and Naiborhu J. *Determination of Critical Clearing Time in Transient Stability Analysis*. International Conference on Electrical Engineering and Computer Science (ICEECS), Indonesia, 2018.
20. X.Zhang ,O.Mingyu and S.Yanmin. *Review of Middle East energy interconnection development*. <https://www.springer.com/>, 2017.
21. Kastinen P. and Wangdee W. *Investigation of Critical Fault Clearing Time by Applying Different Excitation System Models*. Innovation Congress (RI2C), 2019.
22. Zedan F. *Opportunities and obstacles in electricity and gas trade in the arab world*. The PAN-ARAB Energy Trade Conference, 2019.

Authors of the publication

Ahmad Alzakkar – Institute of Electric Power Engineering of Kazan State Power Engineering University.

Nikolai P. Mestnikov – Northeast Federal University named after M.K. Ammosov, engineer of the electric power department of IFTPN SB RAS named after V.P. Larionov.

Hassan Fouad Alhajj – Electric Power Engineering of Kazan State Power Engineering University.

Ilgiz M. Valeev – Kazan State Power Engineering University.

Получено

25 июля 2021г.

Отредактировано

10 августа 2021г.

Принято

24 августа 2021г.

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА



УДК 621.9

DOI:10.30724/1998-9903-2021-23-4-134-144

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРАДИЦИОННОЙ И НЕТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Р.Б. Сардалов, А.А. Ельмурзаев, М.В. Дебиев, А.В. Хабатов

Грозненский государственный нефтяной технический университет
им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия,
mair76@mail.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Выполнить анализ повышения эффективности развития энергетики Чеченской Республики. На основе действующей структуры системы электроснабжения Чеченской Республики привести показатели дефицита потребляемой электрической мощности, а также генерации электроэнергии республики. Рассмотреть состояние возобновляемых источников энергии республики и перспективы развития энергетики связанные с их внедрением. *МЕТОДЫ.* Выполнен анализ по развитию традиционной энергетики, которой уделяется пристальное внимание, опираясь на опыт других субъектов России и зарубежных стран. Рассматривается вопрос по применению методики эффективного развития региональной энергетики. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Предложено направление развития энергетики Чеченской Республики, которое должно быть неизбежно связано с тепловыми электростанциями, использующими самый современный и эффективный цикл на сегодняшний день – паро-газовые установки (ПГУ), в основе которого используется газотурбинная установка на природном газе, являясь единственной энергетической установкой, которая в конденсационном режиме работы может отпускать электроэнергию с КПД более 58%. Проведен анализ промышленного электропотребления наиболее крупных действующих и перспективных энергоемких предприятий и объектов республики. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Внедрение газотурбинных установок в центрах тепловых и электрических нагрузок способствует повышению экономической эффективности электростанций. Предложено выполнение фундаментальных и прикладных научно-исследовательских работ в области возобновляемой энергетики.

Ключевые слова: традиционная энергетика; возобновляемые источники энергии; ветроэнергетика; солнечная электростанция; газотурбинная установка; паро-газовая установка; электропотребление.

Для цитирования: Сардалов Р.Б., Ельмурзаев А.А., Дебиев М.В., Хабатов А.В. Перспективы развития традиционной и нетрадиционной энергетики Чеченской Республики // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 134-144. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-134-144.

PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF TRADITIONAL AND UNCONVENTIONAL ENERGY IN THE CHECHEN REPUBLIC

RB. Sardalov, AA. Elmurzaev, MV. Debiev, AV. Khabatov

Grozny State Oil Technical University them. Acad. M.D. Millionschikova
Grozny, Russia
mair76@mail.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* To carry out an analysis of increasing the efficiency of energy development in the Chechen Republic. On the basis of the current structure of the power supply system of the Chechen Republic, provide indicators of the deficit of consumed electric power, as well as the generation of electricity in the republic. Consider the state of renewable energy

sources in the republic and the prospects for the development of energy related to their implementation. **METHODS.** The analysis of the development of traditional energy, which is given close attention, is carried out, based on the experience of other subjects of Russia and foreign countries. The question of the application of the methodology for the effective development of regional energy is considered. **RESULTS.** A direction for the development of the energy sector of the Chechen Republic is proposed, which should inevitably be associated with thermal power plants using the most modern and efficient cycle today - steam-gas plants (CCGT), which is based on a gas turbine unit running on natural gas, being the only power plant that in the condensing mode of operation, it can supply electricity with an efficiency of more than 58%. The analysis of industrial power consumption of the largest operating and promising energy-intensive enterprises and facilities of the republic is carried out. **CONCLUSION.** The introduction of gas turbine plants in the centers of thermal and electrical loads helps to increase the economic efficiency of power plants. It is proposed to carry out fundamental and applied research in the field of renewable energy.

Key words: traditional energy; renewable energy sources; wind energy, solar power plant; gas turbine plant; steam-gas plant; electricity consumption.

For citation: Sardalov RB, Elmurzaev AA, Debiev MV, Khabatov AV. Prospects for the development of traditional and unconventional energy in the Chechen Republic. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(4): 134-144. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-134-144.

Введение

Электрогенерация Чеченской Республики имеет богатую историю, которая изначально была неразрывно связана с активно развивающейся нефтяной отраслью региона. Конструктивное исполнение первоначальных энергетических установок напрямую было связано с разработками и технологиями иностранных компаний в 90-х годах XIX столетия, с учетом богатых залежей высококачественной грозненской нефти.

По некоторым данным, в промышленности г. Грозного вплоть до 1917 г. движущей силой применялись паровые машины. На конец 1893 г. в республике функционировали пять паровых двигателей мощностью 50 лошадиных сил (л.с.). В 1901 году количество паровых двигателей составило 149, общая мощность которых достигала 3288 л.с.

В Старопромысловском районе столицы Чеченской Республики в 1895 г. на нефтеперекачивающей насосной станции английская фирма «Стьюард Лимитед» построила первую в республике электрическую станцию мощностью в 6 лошадиных сил, которая была также одним из первых генерирующим объектом на Северном Кавказе. При той же нефтеперекачивающей насосной станции в 1896 г. сооружена и введена в работу вторая электрическая станция. В целом, энергетика республики на тот момент развивалась без общего плана. Предприниматели по отдельности строили для своих объектов электрические станции небольших мощностей [1]. Начиная с 1910 г. в Грозном различными предпринимателями промышленной инфраструктуры были построены несколько электрических станций.

Как написано в одной из книг «Грозненская нефтяная промышленность» были построены следующие объекты:

- Общество «Ахвердова» – одним из первых запроектировало оборудование по утилизации газов. Для этого была запроектирована электрическая станция с 6-тью агрегатами. В 1912 г. на электростанции введены в работу 3 агрегата мощностью по 600 л.с. каждый, а класс напряжения генераторов - 2150 Вольт (В). Газовые двигатели работали с перебоями, т.е. были некоторые дефекты. Специалисты объясняли, что причиной явилась высокая теплотворность газов, к которым якобы на двигателях не были предусмотрены соответствующие защиты. В виду начала развития энергетики республики, обслуживающий персонал не был квалифицирован в отношении работы газовых двигателей. С учетом существующих неисправностей на данной электрической станции не проводились строительные работы по расширению и увеличению мощности согласно первоначальным проектным решениям, и станция работала с низким коэффициентом полезного действия (КПД);

- Обществом «Шпис» в 1913 г. по завершению строительства введена в работу большая электрическая станция с выдачей тепловой и электрической энергией, работающая на нефти. На данной электрической станции было установлено 5 паровых котлов по 400 кв.

м. на 16 атмосфер, 3 турбины по 1200 кВт, а генераторы напряжением 3150 В. На выработку тепловой и электрической энергии электростанция потребляла порядка 900 пудов нефти в сутки. Вырабатываемая электрическая энергия через повышающий трансформатор по линиям электропередач напряжением в 20 кВ передавалась на четыре понижающие подстанции. Мощность электродвигателей на буровых установках нефтяных промыслов составляла от 60 до 100 л.с.;

- На всех 10 нефтяных объектах выполнено строительство электростанций небольших мощностей, предназначенных в основном для освещения. В начале 1918 г. на нефтяных объектах г. Грозного количество установленных электродвигателей составляло 37 штук, суммарной мощностью 434 кВт;

- На территории нефтяного объекта «Владикавказской железной дороги» в 1904 г. уже функционировала электрическая станция, состоящая из 3-х паропоршневых машин по 75 л.с. каждая и генераторами переменного тока напряжением 190 В, суммарной мощностью 150 кВт. На данной электростанции также были установлены два мотора-генератора, служащих для выпрямления переменного тока напряжением 200 В в постоянный. Мощность данных генераторов составляла по 50 кВт каждый, а подключенная к ним нагрузка была электроосвещение. От генераторов переменного тока питались электрические двигатели.

В 1913 г. за территорией «Владикавказской железной дороги» было начато возведение здания для дизельной электрической станции, а в 1914 г. был смонтирован дизельный генератор мощностью 220 л.с. на общем валу которого было два генератора. Один из двух генераторов переменного тока, мощностью 100 кВт и напряжением 190 В, а второй - генератор постоянного тока, мощностью 50 кВт и напряжением 230 В.

В Чеченской Республике в последующем были построены четыре мощных тепловых электростанций, суммарная электрическая мощность которых составляла – 489,2 МВт;

- сооружены тысячи километров электрических сетей разных классов напряжения;
- построены и введены в работу десятки электрических подстанций напряжением 35-110 кВ.
- для электроснабжения населения республики установлены тысячи трансформаторных пунктов 6-10/0,4 кВ;
- электрифицированы промышленные объекты и большинство населенных пунктов республики;
- в г. Грозном активно начал использоваться электрифицированный транспорт (троллейбусы и трамваи);
- энергосистема Чечено-Ингушской АССР носила самые низкие удельные расходы топлива среди энергосистем Советского Союза.

Известные события 90-х годов и военные действия на территории Чеченской Республики привели к полному уничтожению генерирующих источников и разрушению электросетевого хозяйства.

В период с ноября 1999 года по настоящее время Чеченская энергосистема возродилась из пепла. В этот период была восстановлена, а точнее вновь построена, Аргунская ТЭЦ и восстановлены электрические сети и необходимая инфраструктура [2, 3].

Основным украшением и гордостью энергетиков Чеченской Республики является построенная группой «Газпром» в рамках структуры договоров о предоставлении мощности, в соответствии с распоряжениями Правительства РФ №238-р от 16.02.2015 г. и №2636-р от 28.11.2017 г. Грозненская ТЭС, ввод 2-й очереди, в эксплуатацию которой осуществлен 28 июня 2019 года [4, 5].

Традиционная энергетика в Чеченской Республике представляется двумя блоками газотурбинных установок (ГТУ) Грозненской ТЭС по 180 МВт каждая. Альтернативная энергетика представляется Кокадойской мини – гидроэлектростанцией (МГЭС) на реке Аргун в Итум-Калинском районе, установленная мощность которой составляет 1,3 МВт.

Материалы и методы

С точки зрения современных представлений, структура некоторых характеристик развития как региональной энергетики, так в целом и России весьма нерациональна. Основным видом используемого топлива подавляющей части тепловых электростанций является газ, уголь и мазут, что приводит к огромному расходу нефти и газа, запасы, которых могут исчерпаться в течение ближайших 50-70 лет.

В работе рассматривается методика формирования системы критериев, определяющих этапы эффективного развития региональной энергетики. В последующих работах авторов, на основе рассматриваемых этапов, предполагается построение моделей повышения эффективности развития региональной энергетики. В частности, планируется

проведение систематизации возможных факторов влияния на развитие региональной энергетики на примере Чеченской Республики, позволяющая выявить взаимосвязи между факторами и на этой основе более полно учесть важность каждого из них.

Одним из приоритетных направлений развития энергетики восстанавливающейся с 2000 г. Чеченской Республики является строительство электростанций. Изначальным проектным решением развития генерирующих источников электрической энергии на территории Чеченской Республики было расширение мощности Аргунской ТЭЦ до 50 МВт и строительства Грозненской тепловой электростанции (ТЭС) мощностью 360 МВт. Завершение строительства и ввод в работу с выдачей электрической мощности Аргунской ТЭЦ планировался в 2019 г. Из-за отсутствия финансирования, а вместе с тем и строительства Грозненской ТЭС мощностью 360 МВт, было принято решение полностью приостановить проектные решения по расширению мощности Аргунской ТЭЦ, а также нецелесообразности восстановления данной электростанции в существующем виде. В 2018 году по завершению строительства введена в работу Грозненская ТЭС, где функционируют две газовые турбины (ГТУ-1 и ГТУ-2, мощностью по 180 МВт каждый) суммарной активной мощностью 360 МВт, реактивной мощностью порядка 40 МВАр и полной мощностью 400 МВА, соответственно. Вместе с тем планировалось строительство каскада гидроэлектростанций (ГЭС) на реке Аргун [2, 6, 7].

В случае ввода в работу с выдачей электрической мощности Грозненской ТЭС и первой очереди Аргунского каскада ГЭС на реке Аргун энергосистема Чеченской Республики могла бы самобалансироваться. Доля дополнительно требующейся мощности от соседних энергосистем составила бы порядка 50-60 МВт ($\approx 11\%$ от общей потребляемой мощности республики), а по электрической энергии – 140-150 млн. кВт.ч). Если реализовался бы проект по строительству и вводу в работу первой и второй очереди каскада Аргунских ГЭС избытки электроэнергии увеличились бы до 400 млн. кВт.ч. При успешном завершении строительства запланированных генерирующих объектов в период времени с 2021-2030 гг., т.е. с вводом третьей очереди Аргунского каскада ГЭС, энергосистема республики могла бы не только обеспечить электроэнергией всю республику, но и выдавать небольшую часть, как по мощности, так и по электроэнергии (до 130 МВт и 470-480 млн. кВт.ч. соответственно) [8 – 10].

В 2015 г. введена в эксплуатацию малая ГЭС на реке Аргун (МГЭС Кокадой) с выдачей в общую сеть мощности до 1,3 МВт. Завершается строительство малой ГЭС на реке Сунжа мощностью 0,5 МВт (Кировская МГЭС). Разработаны проекты строительства МГЭС на реке Аргун: МГЭС «Сателлит» – 1,2 МВт; МГЭС «Гухой» – 2,1 МВт; МГЭС «Ушкалой» – 4,9 МВт. Компанией ООО «Юг-Строй» начаты работы по инвестированию проекта строительства МГЭС на реке Аксай мощностью 1 МВт, первоначальная стоимость которой составляет - 294 млн. руб.

Компанией ООО «Стройпроект-ТМ» проведены предварительные изыскания по определению строительной площадки МГЭС «Башенная» в Итум-Калинском районе (горная часть) Чеченской Республики с установленной мощностью 8 МВт. Стоимость данного проекта составляет - 1,3 млрд. руб.

На основании программы развития энергетики Чеченской Республики на период с 2011-2030 гг. в республике планируется развернуть строительство ветровой электростанции из 24-х ветроэнергетических установок (ВЭУ) мощностью по 1,5 МВт каждая. Получаемая мощность данной ветровой электростанции составила бы 36 МВт ($\approx 8\%$ от общей потребляемой мощности республики) [2]. Проектные решения рассматриваемой ветровой электростанции, учитывая затраты на выбор и строительство площадки, закупку и монтаж оборудования, исследования характеристик ветра, проектно-исследовательские работы и т.д., необходимые инвестиции составили 1,5 млрд. руб. Ежегодная выработка электрической энергии составила бы до 72 тыс. кВт.ч. Проектные решения по данному объекту до настоящего времени не начаты, а более того, выпали из соответствующей программы.

Правительство Чеченской Республики заключило соглашение о сотрудничестве развития с ООО «Авелар Солар Технолоджи», в рамках которого реализуется пилотный проект «Строительство объектов солнечной генерации. В станице «Наурская» Чеченской Республики (северная часть республики) закончилось строительство комплекса солнечной электростанции (СЭС) «Наурская СЭС», которая будет введена уже в самое ближайшее время с выдачей в централизованную энергосистему мощности до 5 МВт. Ориентировочная стоимость на строительство данной СЭС составила 525 млн. руб. Планируется строительство еще двух солнечных электростанций (в южной части республики), мощность

каждой из которых будет составлять до 5 МВт. Координатором Проекта от Правительства является Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики.

Результаты и Обсуждение

Чеченская Республика получает электрическую энергию перетоками мощности по сети 110 кВ от соседних энергосистем и по сети 330 кВ от подстанции «ПС 330 кВ Грозный», а уже с 2018 г. и от Грозненской ТЭС. Максимум потребления электроэнергии Чеченской Республики в последние годы, с учетом работавшей с выдачей в общую сеть электрической энергии Грозненской ТЭС покрывался следующим образом (рис.1).

Грозненская ТЭС не только обеспечила большую часть потребности Чеченской Республики в электрической энергии, но и существенно повысила стабильность энергосистемы всего Юга России. Строительство Грозненской ТЭС позволило снизить технические потери электроэнергии, а также компенсировать реактивные потери, что в итоге позволило повысить качество электрической энергии, отпускаемой потребителям.

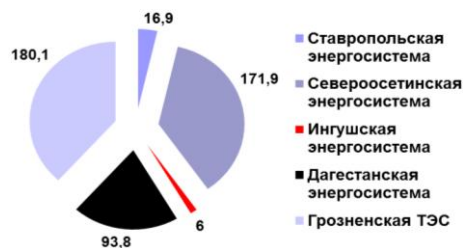


Рис. 1. Потоки электроэнергии в энергосистему Чеченской Республики

Fig. 1. Electricity flows to the power system of the Chechen Republic

В качестве основного генерирующего оборудования применены две комплектные газотурбинные установки (ГТУ) SGT5-2000E изготовленные на территории Российской Федерации на ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин» (Ленинградская обл.), в двухтопливной конфигурации, с сухим подавлением выбросов оксидов азота при работе на жидком топливе. Одна из турбин является 8-й версией с гарантийными показателями 180 МВт, вторая уникальная – первая в мире 9-я версия, мощностью более 182 МВт.

В ходе выполнения работ по строительству Грозненской ТЭС особое внимание уделялось приобретению и использованию оборудования и технологических систем российского производства. В этой номенклатуре учитывалось оборудование системы автоматики, релейной защиты, сухих вентиляторных градирен, дымовых труб с системой мониторинга выбросов газов, оборудования пунктов газового хозяйства и химводоочистки. Также учитывалось электрооборудование по преобразованию, распределению и передачи электрической энергии, как на собственные нужды электростанции, так и выдачи ее в общую энергосистему.

Основным видом топлива для турбин Грозненской ТЭС используется природный газ. Требуемые параметры топливного газа в соответствии с данными завода изготовителя (по температуре, давлению и расходу) и его подачу в ГТУ обеспечивает дожимная компрессорная станция, состоящая из трех модульных автоматизированных компрессорных установок (КУ). В качестве резервного топлива принято дизельное топливо.

Последующим шагом по развитию станций с повышением её КПД предполагается схема с переводом Грозненской ТЭС в парогазовый цикл.

Если рассматривать в общем, возможные пути дальнейшего развития генерирующих источников электроэнергии, то становится ясно, что кроме двух основных направлений, обусловленных глобальными мировыми тенденциями развития энергетики Чеченской Республики нет [5, 8, 9].

1-е направление, это конечно «Зеленая» энергетика, с использованием возобновляемых источников энергии, которых в Чеченской Республике имеется достаточно [11 – 13]. Имеются определенные разработки и предложения, которые можно взять за основу для реализации.

При всех своих преимуществах, как всем известно, альтернативная энергетика имеет много недостатков, основными из которых является низкая эффективность и непостоянство, связанное с зависимостью её от внешней среды (солнца, ветра, температуры и т.д.) [13 – 15]. Кроме этого, существующие сегодня технологии еще не позволяют эффективно хранить электроэнергию, полученную от альтернативных источников энергии. Наглядным примером недостатка зеленой энергетики является прошедшая зима 2020-2021 гг., которая

обнажила все недочеты этого направления и многим странам пришлось значительно увеличить потребление природного газа и угля, сжигание которых осуществляется на ТЭС.

Поэтому, вектор развития генерации на ближайшие десятилетия, как в мире, так и в частности Чеченской Республике будет направлен в сторону тепловых электростанций, использующих в качестве основного вида топлива – природный газ. При этом не следует забывать, что использование невозобновляемых источников энергии и углеводородного сырья, за исключением природного газа, постепенно будет уменьшаться в ближайшие десятилетия. Об этом свидетельствуют многочисленные исследования, подготовленные различными зарубежными исследователями, в том числе и российскими, такими как: «НОУ Московская школа управления СКОЛКОВО»; ФГБУН «Институт энергетических исследований российской академии наук» и многими другими компетентными организациями.

Ниже представлен один из вероятных прогнозов изменения долей видов генераций и топлив на период до 2070 года (рис. 2).

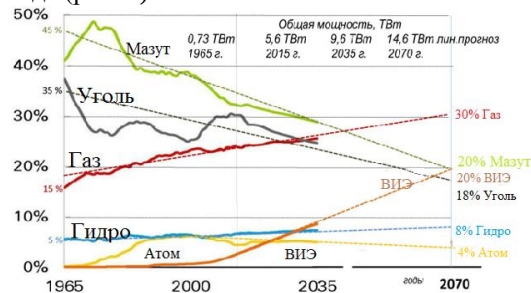


Рис. 2. Прогноз доли видов генерации в мировом топливном балансе к 2070 году

Fig. 2. Forecast of the share of generation types in the world fuel balance by 2070

Предполагаемый рост потребления природного газа на фоне снижения потребления остальных органических топлив на период до 2070 г. обусловлен увеличением числа установок, в первую очередь ГТУ-ПГУ, использующих его в качестве основного топлива и имеющих наивысший КПД при его использовании.

Поэтому, 2-е и основное направление эффективного развития энергетики Чеченской Республики должно быть неизбежно связано с тепловыми станциями, использующими самый современный и эффективный цикл на сегодняшний день - ПГУ, в основе которого используется газотурбинная установка.

Парогазовые установки (ПГУ) на природном газе являются единственными энергетическими установками, которые в конденсационном режиме работы способны выдавать электрическую энергию с КПД выше 58%. Предположение, что это направление будет наиболее приемлемым, позволяет сделать анализ общего потребления электроэнергии Чеченской Республики и анализ изменения структуры промышленного потребления электроэнергии Чеченской Республики за последние годы.

Анализ структуры электропотребления Чеченской энергосистемы за 2015–2020 годы согласно данных Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2021-2025 гг. (далее СиПР ЧР 2021-2025) показывает устойчиво растущий характер электропотребления и постепенное увеличение доли промышленного производства Чеченской Республики (рис. 3, 4). Более ранний период может быть отнесен к периоду восстановления энергетики региона после известных событий и не может объективно использоваться за основу для анализа динамики развития промышленности.



Рис. 3. Структура электропотребления Чеченской Республики за 2015–2020 годы

Fig. 3. The structure of electricity consumption in the Chechen Republic for 2015-2020

**Максимум нагрузки в энергосистеме
Чеченской Республики, МВт**

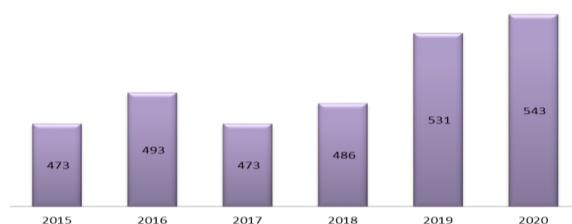


Рис. 4. Структура максимальной электрической нагрузки Чеченской Республики за 2015–2020 годы

Fig. 3. The structure of electricity consumption in the Chechen Republic for 2015-2020. 4. The structure of the maximum electrical load of the Chechen Republic for 2015-2020

Увеличение доли промышленного электропотребления в последние годы связано с появлением на территории Чеченской Республики крупных энергоемких предприятий и объектов. С началом реализации программы импортозамещения с 2016 года началось строительство и ввод в строй ряда крупных тепличных комплексов.

На территории Чеченской Республики в настоящее время действуют и активно развиваются следующие тепличные хозяйства:

- Комплекс технологических теплиц по производству высококачественных овощей, с площадью закрытого грунта 40 га. (ЧР, Шалинский район, с. Герменчук, северная окраина) ООО «Единка»;
- Сады, теплицы и хранилища ООО «Родина», г. Грозный, Ленинский район;
- Тепличный комбинат (Шелковской район ст. Червленая) - ООО «Свой продукт»;
- «Госхоз «Тепличный» пос. Гикало;
- Тепличный комбинат «Чечентеплица»;
- ООО «ТК ЮгАгроХолдинг», пос. Аргунский, Ахматовский район.

По данным СиПР ЧР 2021-2025 имеется ряд крупных заявок на технологическое присоединение поданных и находящихся в проработке у сетевых организаций и системного оператора (табл. 1).

Таблица 1

Перечень крупных перспективных потребителей
(мощностью свыше 5 МВт) в Чеченской Республике

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность нагрузки, МВт	Заявленные сроки ввода по годам (этапам)
1.	ЗАО «Инкомстрой»	Комплекс высотных зданий «Гудермес-Сити 1», Гудермес-Сити 2» в г. Гудермес	8,14	2020
2.	ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг»	Увеличение мощности тепличного комплекса	13	2020
3.	ООО «Агропромышленный парк – Курчалоевский»	«Агропромышленный парк – Курчалоевский»	10	2020
4.	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики	Горнолыжный курорт «Ведучи» в Итум-Калинском районе ЧР	24	2020
5.	ООО «Грозный Молл»	Торгово-развлекательный комплекс Грозный Молл	10	2020
6.	ООО «Инком-Альянс»	Цветомузыкальный фонтан г. Грозный	6,5	2020

В этот список можно добавить еще заявку ООО «Строй-Макс» объемом 50 МВт для подключения тепличного комплекса и завода по производству строительных изделий.

По состоянию на конец 2020 года наиболее крупных три потребителя электрической энергии Чеченской Республики следующие:

1. ГУП «Чеченцемент» с годовым объемом потребления более 100 млн. кВт.ч.;

2. ООО «Тепличный комплекс «ЮгАгроХолдинг» - более 80 млн. кВт.ч.;

3. Тепличный комбинат ООО «Родина» с объемом потребления в год более 70 млн. кВт.ч..

Выход на арену крупных энергоемких производств и продолжающееся их увеличение, уход от нефтяного пути промышленного развития и появление промышленных производств строительной индустрии позволяет предположить существенный рост доли промышленного потребления электрической энергии, при практическом снижении до нуля потребности в тепловой энергии. Вопрос бесперспективности централизованного теплоснабжения г. Грозного, наверное, уже ни у кого не вызывает сомнения.

Сложившаяся ситуация дает основание предложить схему развития Грозненской ТЭС с доведением её до ПГУ на существующей базе ГТУ с установкой паровых котлоутилизаторов (ПКУ) с дожигателями устройствами и конденсационными паровыми турбинами (рис. 5).

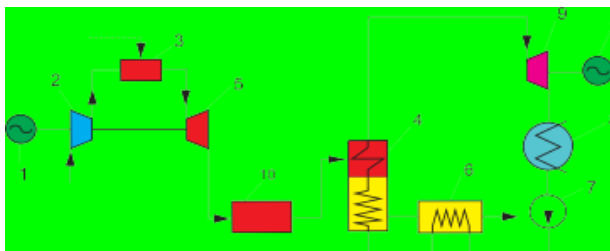


Рис. 5. Схема парогазовой установки:

1 – электрогенератор; 2 – компрессор; 3 – камера сгорания; 4 – котел-утилизатор; 5 – газовая турбина; 6 – резервуар питательной воды; 7 – питательный насос; 8 – конденсатор; 9 – паровая турбина; 10 – камера дожигания топлива.

Fig. 5. Scheme of a combined-cycle gas plant:

1-an electric generator; 2-a compressor; 3-a combustion chamber; 4 – a waste heat boiler; 5 – gas turbine; 6 – feed water tank; 7-feed pump; 8-condenser; 9-steam turbine; 10-fuel afterburning chamber.

Указанная схема была реализована компанией «МР-Энерго-Строй» в ходе строительства под ключ электрической станции для одного из нефтяных заводов. Данная компания разработала схему парогазовой электрической станции (ПГУЭС) на базе ГТУ типа «Циклон», производства Siemens. Используемые установки оснащены паровыми котлами-утилизаторами (ПКУ) с дожигателями устройствами и конденсационными паровыми турбинами. Примерами аналогичных ПГУ, в комплекте с котлом-утилизатором являются: ПГУ-35 с КУ на компрессорной станции «Грязовец» (1996 г.), ПГУ - 450Т с КУ на Северо-Западной ТЭЦ (СанктПетербург) и ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго».

При использовании газовых турбин с начальной температурой газов выше 1100°C в составе ПГУ с котлом-утилизатором КПД можно достичь до уровня 52% и выше. Дальнейшее усовершенствование такого же типа газовых турбин, КПД ПГУ с КУ можно достичь 58%, а при использовании ГТУ с начальной температурой газов 1500°C и паровым охлаждением лопаток – до 60%. Такого типа установки уже разработаны ведущими производителями энергетических ГТУ, таких как: «Mitsubishi Heavy Industries», «GE Power Systems», «Siemens», «Westinghouse» и «Alstom Energy».

Дальнейшие планы развития энергетики Чеченской Республики согласно СИПР - 2021-2025 гг. и других перспективных программ на период до 2030 г. и до 2040 г. не предполагают строительство тепловых электростанций на территории Чеченской Республики.

В тоже время Республика успешно развивается, что говорит о необходимости развития электрогенерации. Учитывая увеличивающийся рост электропотребления необходимо, как сказано выше, развивать альтернативную энергетику [16, 17], строить современные тепловые электростанции по самой современной схеме – ГТУ-ПГУ, используя для этой цели самые передовые разработки в этой сфере.

Заключение

Учитывая опыт развивающихся стран и имеющимся богатым потенциалом природных ресурсов России, в том числе и природного газа, целесообразно повысить эффективность функционирования газотурбинных технологий. При использовании и ежедневном увеличении доли природного газа в топливном балансе, необходимо использовать ГТУ и ПГУ в топливно-энергетическом комплексе, промышленности, сельском хозяйстве и коммунальной энергетике, техническим перевооружением данных

отраслей. При проектировании и строительстве новых объектов энергетики необходимо заблаговременно предусматривать технологии по использованию ГТУ и ПГУ. Внедрение газотурбинных установок в центрах тепловых и электрических нагрузок также будет способствовать повышению экономической эффективности как Чеченской Республики, так и всех регионов страны. Более того, это позволит обеспечить в энергетическом топливе прирост энергетических мощностей без строительства новых неэкономичных и сложных паротурбинных ТЭС. Для определения наиболее приемлемых вариантов технологических схем и оборудования ГТУ и ПГУ с учётом специфики и климатических условий региона целесообразно выполнение комплекса прикладных научно-исследовательских работ. Вместе с тем необходимо использовать опыт и технологии передовых регионов России и зарубежных стран.

Литература

1. Нашхоев Р.М. Прошлое и настоящее // История электроэнергетики Чеченской Республики, Грозный, 2006. 432 с.
2. Керимов И.А., Гайсумов М.Я., Ахматханов Р.С. Программа развития энергетики Чеченской Республики на 2011-2030 гг. // Наука и образование в Чеченской Республике: состояние и перспективы развития. Материалы Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 10-летию со дня основания КНИИ РАН (7 апреля 2011 г., г. Грозный). Грозный, 2011. С. 38-63.
3. Золотова И. Ю. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: эмпирический анализ, оценка эффективности собственной генерации // Эффективное Антикризисное Управление. 2017. № 3 (101). С. 70-77.
4. Керимов И.А., Дебиев М.В., Масаев С.Х. Приоритетные направления развития энергетики чеченской республики / Энергетическая политика. 2021. № 1 (155). С. 78-87.
5. Климовец О.В., Зубакин В. А. Методы оценки эффективности инвестиций в собственную генерацию в условиях риска // Эффективное Антикризисное Управление, 2016. № 2 (95). С. 78-84.
6. Керимов И.А., Минцаев М.Ш., Дебиев М.В. Основные этапы реализации программы развития энергетики Чеченской Республики / В сборнике: Геоэнергетика - 2019 Материалы IV Всероссийской научно-технической конференции. Под редакцией М.Ш. Минцаева. 2019. С. 38-56.
7. Керимов И.А., Дебиев М.В. Зеленая энергетика как фактор устойчивого развития Чеченской Республики / Устойчивое развитие горных территорий. 2018. Т. 10. № 2 (36). С. 235-245.
8. Хохлов А., Веселов Ф. Internet of Energy: как распределенная энергетика повлияет на безопасность, цены на электричество и экологию // Forbes, 2017. URL: <http://www.forbes.ru/biznes/351485-internet-energy-kak-raspredeleonnaya-energetika-povliyaet-na-bezopasnost-ceny-na>.
9. Хохлов А., Мельников Ю., Веселов Ф. и др. Распределенная энергетика в России: потенциал развития // Энергетический центр «Сколково». URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER-3.0_2018.02.01.pdf.
10. Дебиев М.В. Анализ эффективности развития региональной энергетической промышленности (на примере Чеченской Республики): дис. канд. техн. наук: 05.13.01. Волгоградский гос. техн. ун-т. Волгоград. 2014. 212 с.
11. Керимов И.А., Дебиев М.В., Магомадов Р.А-М., Хамсуркаев Х.И. Ресурсы солнечной и ветровой энергии Чеченской Республики [Электронный ресурс] // Инженерный вестник Дона, 2012. №1. Режимдоступа:<http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n1y2012/677>.
12. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. М.: КНОРУС. 2010. 232 с.
13. Бурмистров А.А., Виссарионов В.И., Дерюгини Г.В. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии / др. М.: МЭИ, 2009. 144 с.
14. U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis». URL: NREL.gov (дата обращения: 20 марта 2017).
15. Renewables 2015: Global Status Report, REN21, http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2015/07/GSR2015_Key Findings_lowres.pdf.
16. Hohmeyer O., Bohm S. Trends toward 100% renewable electricity supply in Germany and Europe: a paradigm shift in energy policies. Energy and Environment. 2015; 1(4):74-97.
17. The Guardian «Electric cars and cheap solar 'could halt fossil fuel growth by 2020'» (дата обращения: 20 марта 2017).

Автор публикации

Сардалов Руслан Бетерсултанович – старший преподаватель кафедры «Теплотехника и гидравлика», Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д. Миллионщикова.

Ельмурзаев Адлан Алашевич – старший преподаватель кафедры «Теплотехника и гидравлика», Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д. Миллионщикова..

Дебиев Майрбек Вахаевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электротехника и электропривод», Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д. Миллионщикова.

Хабатов Алихан Вахаевич – магистрант, Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д. Миллионщикова.

References

1. Nashkhoev RM. Past and Present. *History of the Electric Power Industry of the Chechen Republic*, Grozny, 2006. 432 p.
2. Kerimov IA, Gaisumov MYa, Akhmatkhanov RS. *Energy Development Program of the Chechen Republic for 2011-2030*. Science and education in the Chechen Republic: state and development prospects. Materials of the All-Russian scientific-practical conference dedicated to the 10th anniversary of the founding of the KNII RAS (April 7, 2011, Grozny). Grozny, 2011. P. 38-63.
3. Zolotova IYu. Cross-subsidization in the electric power industry: empirical analysis, assessment of the efficiency of its own generation. *Effective Anti-Crisis Management*. 2017;3 (101):70-77.
4. Kerimov IA, Debiev MV, Masaev SKh. Priority directions of energy development in the Chechen republic. *Energy policy*. 2021;1(155):78-87.
5. Klimovets OV, Zubakin VA. Methods for assessing the effectiveness of investments in their own generation in the face of risk. *Effective Anti-Crisis Management*. 2016,2(95):78-84.
6. Kerimov IA, Mintshev MSh, Debiev MV. The main stages of the implementation of the energy development program of the Chechen Republic. In the collection: *Geoenergy*. 2019 Materials of the 4 All-Russian scientific and technical conference. Edited by M.Sh. Mintshev. 2019. P. 38-56.
7. Kerimov IA, Debiev MV. Green energy as a factor of sustainable development of the Chechen Republic. *Sustainable development of mountainous areas*. 2018;10(2):(36):235-245.
8. Khokhlov A, Veselov F. Internet of Energy: how distributed energy will affect safety, electricity prices and the environment // *Forbes*, 2017. URL: <http://www.forbes.ru/biznes/351485-internet-energy-kak-raspredelennaya-energetika-povliyaet-na-bezopasnost-ceny-na>.
9. Khokhlov A, Melnikov Y, Veselov F. et al. Distributed energy in Russia: potential for development. Energy Center «Skolkovo». URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEnC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER-3.0_2018.02.01.pdf.
10. Debiev MV. *Analysis of the effectiveness of the development of the regional energy industry* (on the example of the Chechen Republic): dis. Cand. tech. Sciences: 05.13.01. Volgograd state tech. un-t. Volgograd, 2014. 212 p.
11. Kerimov IA, Debiev MV, Magomadov R.A.-M, et al. Resources of solar and wind energy of the Chechen Republic. *Engineering Bulletin of the Don*. 2012;1. Access mode: <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n1y2012/677>.
12. Sibikin YuD, Sibikin MYu. *Unconventional renewable energy sources*. M.: KNORUS, 2010. 232 p.
13. Burmistrov AA, Vissarionov VI, Deryugini GV, et al. *Methods for calculating the resources of renewable energy sources*. Deryugini et al. M.: MPEI, 2009, 144 p.
14. U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis. URL: NREL.gov. Accessed to: 2017. March, 20.
15. Renewables 2015: Global Status Report, REN21, http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2015/07/GSR2015_Key Findings_lowres.pdf.
16. Hohmeyer O, Bohm S. Trends toward 100% renewable electricity supply in Germany and Europe: a paradigm shift in energy policies. *Energy and Environment*. 2015; 1(4):74-97.
17. *The Guardian* «Electric cars and cheap solar 'could halt fossil fuel growth by 2020'» Accessed to: 20 марта 2017.

Author of the publication

Ruslan B. Sardalov – Grozny State Petroleum Technical University them. acad. M.D. Millionshchikova.

Adlan A. Elmurzaev – Grozny State Petroleum Technical University them. acad. M.D. Millionshchikova.

Mairbek V. Debiev – Grozny State Oil Technical University them. acad. M.D. Millionschikova.
Email: mair76@mail.ru.

Alikhan V. Khabatov – Grozny State Petroleum Technical University them. acad. M.D. Millionshchikova.

Получено

26 июля 2021г.

Отредактировано

13 августа 2021г.

Принято

27 августа 2021г.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ СХЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ТОКА УТЕЧКИ ПРИ ИСПЫТАНИИ ИЗОЛЯЦИИ ПОВЫШЕННЫМ ВЫПРЯМЛЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ

Р.Т. Хазиева, А.В. Мухаметшин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия
khazievart@mail.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. При разработке источников испытательного напряжения на постоянном токе для оценки качества изоляции высоковольтного электрооборудования стоит задача измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект. МЕТОДЫ. При решении поставленной задачи авторами предложено техническое решение измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением, в котором используются прецизионный резистор, изолирующий усилитель, двухканальный операционный с однополярным питанием, усилитель с нулевым дрейфом напряжения и аналого-цифровой преобразователь (АЦП) микроконтроллера. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье в ходе исследования стенда схемы измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением создан опытно-промышленный образец, позволяющий производить измерения значения тока утечки в пределах от 10 мкА до 1000 мкА. Применение разработанной схемы измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением, позволяет производить вычисление постоянной составляющей сигнала напряжения из переменного сигнала и в реальном масштабе времени, и, следовательно, оперативно контролировать ток в высоковольтных цепях для постоянного мониторинга. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Таким образом, внедрение данного образца позволит на его базе создавать ряд цифровых измерительных микроамперметров, позволяющих производить измерение тока утечки в высоковольтных испытательных установках для испытания изоляции объектов с большой ёмкостью (от 1 нФ до 200 нФ), в диапазоне измерения тока утечки от 10 мкА до 1000 мкА. Полученные результаты могут быть использованы в технике высокого напряжения для исследования схем измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением.

Ключевые слова: испытание изоляции; ток утечки; повышенное напряжение; выпрямленное напряжение; высоковольтная испытательная установка; испытуемый объект; резонанс.

Для цитирования: Хазиева Р.Т., Мухаметшин А.В. Разработка и исследование схемы измерения тока утечки при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 145-155. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-145-155.

DEVELOPMENT AND RESEARCH OF THE CIRCUIT FOR MEASURING THE LEAKAGE CURRENT WHEN TESTING THE INSULATION WITH THE HIGHER RECTIFIED VOLTAGE

RT. Khazieva, AV. Mukhametshin

Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia
khazievart@mail.ru

Abstract: OBJECT. When developing DC test voltage sources to assess the insulation quality of high-voltage equipment, the task is to measure the leakage current flowing through the test object.. METHODS. When solving the problem the authors proposed a technical solution for measuring

the current flowing through the test when testing insulation with rectified voltage, which uses a precision resistor, an isolating amplifier, a 2-channel operational amplifier with a unipolar power supply, zero voltage drift, and an ADC of a microcontroller. **RESULTS.** The article in the course of the study of the stand of the circuit for measuring the leakage current flowing through the tested object when testing the insulation with rectified voltage, an experimental industrial sample was created, which makes it possible to measure the leakage current value in the range from 10 μA to 1000 μA . The use of the developed circuit for measuring the current flowing through the test object when testing the insulation with rectified voltage makes it possible to calculate the DC component of the voltage signal from the alternating signal and in real time, and, therefore, to quickly monitor the current in high-voltage circuits for continuous monitoring. **CONCLUSION.** So the introduction of this sample will make it possible, on its basis, to create a number of digital measuring microammeters that make it possible to measure the leakage current in high-voltage test installations for testing the insulation of objects from 15 nF to 200 nF, in the leakage current measurement range from 10 μA to 1000 μA . The results obtained can be used in high voltage technology to study circuits for measuring the leakage current flowing through the test object when testing insulation with rectified voltage.

Key words: insulation test; leakage current; overvoltage; rectified voltage; high voltage test set; test object; resonance.

For citation: Khazieva RT, Mukhametshin AV. Development and research of the circuit for measuring the leakage current when testing the insulation with the higher rectified voltage. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(4):145-155. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-145-155.

Введение и литературный обзор

В период эксплуатации изоляция высоковольтного электрооборудования подвергается механическим (кручение, изгиб, растяжение, сжатие), тепловым (перегрев, приводящий к ухудшению свойств изоляции), электрическим (перенапряжения и испытательные напряжения), влажности (увлажнение) и другим видам воздействия [1-4].

Все виды воздействия на изоляцию высоковольтного электрооборудования вызывают в ней сложные необратимые процессы, которые, приводят к преждевременному старению [5-8]. Поэтому для поддержания ее в исправном состоянии, согласно требованиям СТО 34.01-23.1-001, РД-29.020.00-КТН-014-18, заводских норм и руководящих документов, требуется периодическая проверка качества изоляции в процессе эксплуатации [9-11]. Один из главных критериев оценки качества изоляции высоковольтного электрооборудования является испытание повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки через испытуемый объект, после которого разрешается проводить испытание повышенным переменным синусоидальным напряжением [12-14]. В качестве источника высокого выпрямленного напряжения используется резонансная испытательная установка, резонанс в которой создается в первичном контуре высокопотенциального повышающего испытательного трансформатора [15-18]. В процессе испытания выпрямленным напряжением согласно ГОСТ Р 55194-2012 требуется измерение длительного тока утечки, который является установившимся постоянным током, протекающим через испытуемый объект после устранившихся до нуля емкостного тока и тока абсорбции [19-21].

Материалы и методы

В современных приборах для измерения постоянного тока применяются прецизионные резисторы, датчики тока на основе эффекта Холла разомкнутого и замкнутого типа [22-24].

Для исследования работы схемы измерения выпрямленного тока от 10 мкА до 1000 мкА в резонансной испытательной установке при испытании изоляции выпрямленным напряжением до 24000 В для объектов с большой емкостью (от 1 нФ до 200 нФ) номинальным напряжением до 10 кВ используется прецизионный резистор типа C2-29В отечественного производителя АНО «НПО» «ЭРКОН», сигнал (падение напряжения) с которого поступает и усиливается на усилитель №1 изолирующего типа АМС1301 производства «Texas Instrument» с коэффициентом усиления $k_1=8,2$ и с выхода усилителя №1 изолирующего типа сигнал подается на усилитель №2 на базе 2-х канального операционного усилителя с однополярным питанием, нулевым дрейфом напряжения типа AD8572ARZ производства Analog Devices, с коэффициентом усиления $k_2=4,0$. Сигнал с усилителя №2 усиливается и происходит передача его на каскад модулятора, в котором происходит преобразование аналоговых выборок сигнала в поток информации и передача

на АЦП маломощного микроконтроллера типа STM32L476VGT6 Cortex-M4, 80 МГц производства фирмы «ST Microelectronics».

Результаты

Схема измерения тока утечки, протекающего, через испытуемый объект, при испытании высоковольтной изоляции повышенным выпрямленным напряжением представлена на рисунке 1.

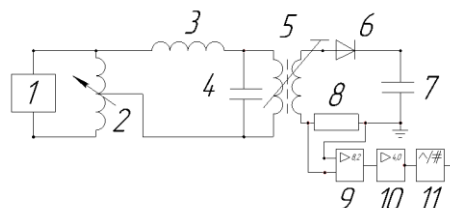


Рис. 1. схема измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением: 1 – сеть, 220 В, 50 Гц; 2 – регулятор напряжения от 0 до 220 В; 3 – резонансный дроссель; 4 – конденсатор; 5 – повышающий высокопотенциальный испытательный трансформатор; 6 – выпрямительный диод; 7 – испытуемый объект; 8 – прецизионный резистор; 9 – усилитель №1, изолирующий; 10 – усилитель №2, 11 – АЦП

Fig. 1. scheme for measuring the leakage current flowing through the test object when testing insulation with an increased rectified voltage: 1 – network, 220 V, 50 Hz; 2 – voltage regulator from 0 to 220 V; 3 – resonant choke; 4 – capacitor; 5 – increasing high-potential test transformer; 6 – rectifier diode; 7 – test object; 8 – precision resistor; 9 – amplifier No. 1, isolating; 10 – amplifier No. 2, 11 – ADC

Стенд для исследования схемы измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением разработан и исследован в лаборатории кафедры ЭЭП УГНТУ при финансовой поддержке компании ООО НИЦ «Энергодиагностика».

Экспериментальный стенд для исследования схемы измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением с использованием прецизионного резистора представлен на рисунке 2.

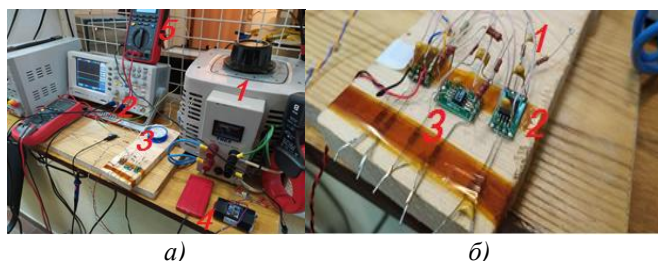


Рис. 2. экспериментальный стенд для исследования схемы измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением: а) 1 – лабораторный автотрансформатор (ЛАТР) типа TDGC2-5K; 2 – осциллограф типа GDS-71022; 3 – усилитель №1 изолирующий типа AMC1301; 4 – источники опорного напряжения; 5 – цифровой мультиметр типа UT81B в режиме измерения переменного напряжения; б) 1 – прецизионный резистор типа C2-29B; 2 – усилитель №1 изолирующий типа AMC1301; 3 – усилитель №2 на базе операционного усилителя AD8572ARZ

Fig. 2. An experimental stand for studying the circuit for measuring the leakage current flowing through the test object when testing insulation with an increased rectified voltage: а) 1 – a laboratory autotransformer (LATP) of the TDGC2-5K type; 2 – an oscilloscope of the GDS-71022 type; 3 – an isolating amplifier No. 1 of the AMC1301 type; 4 – reference voltage sources; 5 – a digital multimeter of the UT81B type in the AC voltage measurement mode; б) 1 – precision resistor type C2-29B; 2 – isolating amplifier No. 1 of the AMC1301 type; 3 – amplifier No. 2 based on the AD8572ARZ operational amplifier.

Для исследования схемы измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением выбран изолирующий усилитель типа AMC1301 производства «Texas Instrument». Выбранный изолирующий усилитель создает барьер для электромагнитных потерь между измерительными входами и остальной частью системы, и создаёт гальваническую развязку до 7 кВ. Основное достоинство данной микросхемы – это защита входной части микросхемы от тока помех и высокого напряжения, что не дает входным напряжениям

иметь связь с землей системы, тем самым обеспечивается защита АЦП микроконтроллера типа STM32L476VGT6.

На рисунке 3 представлена функциональная блок-схема изолирующего дифференциального усилителя типа AMC1301 производства «Texas Instrument» [2].

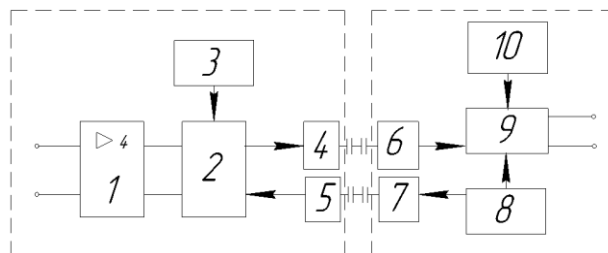


Рис. 3. функциональная блок-схема изолирующего усилителя типа AMC1301: 1 – дифференциальный усилитель; 2 – каскад модулятора; 3 – источник опорного напряжения 1; 4 – передача данных, Tx; 5 – приём данных, Rx; 6 – приём данных, Rx; 7 – передача данных Tx; 8 – осциллятор; 9 – фильтр; 10 – источник опорного напряжения.

Fig. 3. Functional block diagram of an isolating amplifier of the AMC1301 type: 1-differential amplifier; 2-modulator cascade; 3-reference source 1; 4-data transmission, Tx; 5-data reception, Rx; 6-data reception, Rx; 7-data transmission Tx; 8-oscillator; 9-filter; 10-reference voltage source.

Исследование схемы измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением, проводится по алгоритму, представленному на рисунке 4 и схеме на рисунке 5 [1].

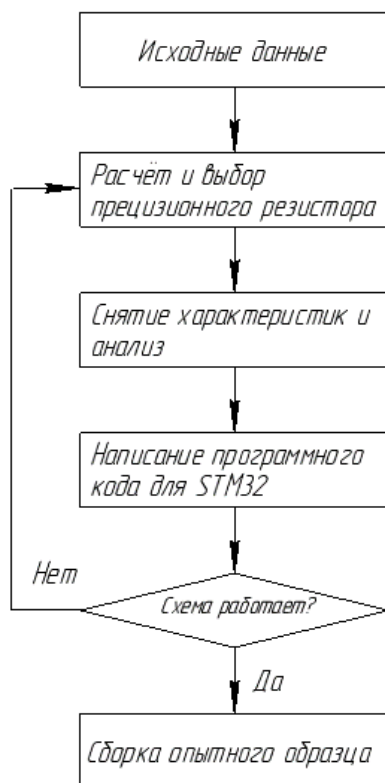


Рис. 4. Алгоритм проведения исследования схемы измерения тока утечки протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции выпрямленным напряжением

Fig. 4. Algorithm for conducting a study of the circuit for measuring the leakage current flowing through the test object when testing the insulation with a rectified voltage

Сухой повышающий высокопотенциальный испытательный трансформатор, обозначенный цифрой 5 на рисунке 5, для исследования предоставлен компанией ООО НИЦ «Энергодиагностика» (г. Уфа). Прецизионный резистор, обозначенный цифрой 10 на рисунке 5, имеет погрешность сопротивления не больше $\pm 0,25\%$.

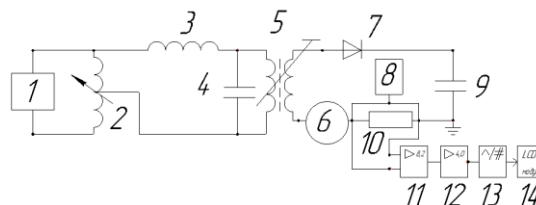


Рис. 5 Схема измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением: 1 – сеть, 220 В, 50 Гц; 2 – регулятор напряжения типа TDGC2-5K; 3 – резонансный дроссель; 4 – импульсный конденсатор с комбинированным диэлектриком типа К75-40; 5 – повышающий высокопотенциальный испытательный трансформатор; 6 – прецизионный микроампервольтметр постоянного тока типа M2042; 7 – выпрямительный диод; 8 – осциллограф типа GDS-71022; 9 – испытуемый объект (ёмкостная нагрузка от 15 нФ до 65 нФ); 10 – прецизионный резистор типа C2-29B; 11 – усилитель №1 изолирующий типа AMC1301; 12 – усилитель №2 на базе операционного усилителя AD8572ARZ; 13 – АЦП микроконтроллера типа STM32L476VGT6; 14 – LCD модуль TFT 3,97 дюйма с драйвером NT3551

Fig. 5. A diagram of measuring the leakage current flowing through the test object when testing insulation with an increased rectified voltage: 1 – a network, 220 V, 50 Hz; 2 – a voltage regulator of the TDGC2-5K type; 3 – a resonant choke; 4 – a pulse capacitor with a combined dielectric of the K75-40 type; 5 – an increasing high – potential test transformer; 6 – a precision DC microampervoltmeter of the M2042 type; 7 – a rectifier diode; 8 – an oscilloscope of the GDS – 71022; 9 – test object (capacitive load from 15 nF to 65 nF); 10 – precision resistor type C2-29B; 11 – isolating amplifier No. 1 of the AMC1301 type; 12 – amplifier No. 2 based on the AD8572ARZ operational amplifier; 13 – ADC of the STM32L476VGT6 microcontroller type; 14 – 3.97-inch TFT LCD module with the NT3551 driver

Согласно алгоритму [1], приведенному на рисунке 4, произведем исследование схемы измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением.

1. Расчет и выбор прецизионного резистора

Расчётное падение напряжения на прецизионном резисторе типа C2-29B:

$$U = I \cdot R, \quad (1)$$

где I – ток протекающего через испытуемый объект, мкА R – сопротивление прецизионного резистора типа C2-29B, Ом.

$$U = 100 \cdot 57 = 5,7 \text{ мВ.}$$

2. Проверка выборочной точки для проверки работы схемы

2.1 Установим ток утечки, протекающего через испытуемый объект равный 100 мкА при помощи образцового микроамперметра 6 рисунка 5, при плавном подъеме испытательного напряжения.

На рисунке 6 представлена осциллограмма напряжения (переменная составляющая сигнала при токе 100 мкА) на прецизионном резисторе типа C2-29B при испытании объекта ёмкостью 15 нФ. Из осциллограммы, представленной на рисунке 6 для схемы на рисунке 5, получены данные, которые представлены в таблице 1.

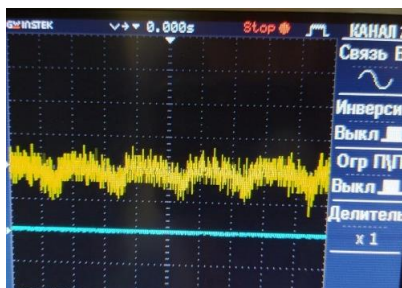


Рис. 6. Осциллограмма напряжения на прецизионном резисторе типа C2-29B при токе утечки 100 мкА

Fig. 6. Voltage waveform on a precision resistor of type C2-29B at a leakage current of 100 M

На рисунке 7 представлены осциллограммы напряжений на дифференциальном выходе изолирующего усилителя типа AMC1301. На рисунке 8 представлены осциллограммы напряжений на выходе усилителя №2 подаваемые на вход АЦП микроконтроллера типа STM32L476VGT6. Из осциллограммы, представленной на рисунке 7 и 8 для схемы на рисунке 5, получены данные, представленные в таблице 1.

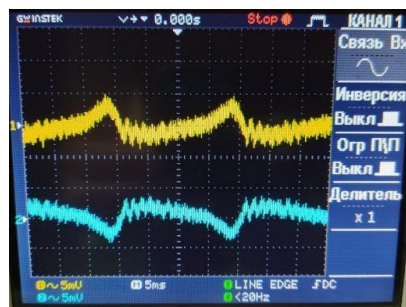


Рис. 7. Осциллограмма напряжения дифференциального выхода усилителя №1

Fig. 7. Oscillogram of the voltage of the differential output of amplifier No. 1

Уровень входного напряжения для АЦП микроконтроллера типа STM32L476VGT6 устанавливается опорным напряжением +2,5 В. АЦП микроконтроллера типа STM32L476VGT6 разрешением 12 бит, может выдать $2^{12}=4096$ уровней квантования, 1 бит (шум) АЦП составит:

$$\frac{U_1}{N} = \frac{2,5}{4096} = 610,35 \text{ мкВ}, \quad (2)$$

где U_1 – уровень опорного напряжения, N – уровень квантования.

Таблица 1

Результаты экспериментов			
№ п/п	Измеренный и расчетные параметры для ёмкости объекта:	Емкость объекта 15 нФ	Емкость объекта 200 нФ
1	Измеренное напряжения на ЛАТРе, В	111	220
2	Измеренное выходное напряжения на испытуемом объекте, В	12000	24000
3	Амплитудное значение напряжения на входе усилителя, мВ	5,7	57,0
4	Амплитудное значение напряжения на выходе усилителя №1, мВ	46,74	467,4
5	Амплитудное значение напряжения на выходе усилителя №2, мВ	186,96	1870
6	Количество квантов с АЦП	306	3072
7	Измеренный ток на образцовом микроамперметре, мкА	100	1000
8	Показание измеренного тока на LCD модуле, мкА	101,2	982,1
9	Погрешность измерения тока, %	1,2	1,82

Для микроконтроллера типа STM32L476VGT6 написана программа для вычисления среднеквадратичного сигнала за один период 20 мс и вычисление из него постоянной составляющей сигнала напряжения.



а) $T=10$ мсек



б) $T=2,5$ мсек

Рис. 8. Осциллограмма напряжения на выходе усилителя №2 (на входе АЦП)

Fig. 8. Voltage waveform at the output of amplifier No. 2 (at the ADC input)

На рисунке 9 представлена экспериментальная зависимость уровней квантования от тока утечки на образцовом микроамперметре в режиме калибровки для экспериментального

образца. По данной зависимости при максимальном токе 1000 мкА АЦП преобразовывает данное значение в 3072 кванта и программным путем происходит вычисление среднеквадратичного сигнала за один период 20 мс и вычисление из него постоянной составляющей сигнала напряжения. Из рисунка видно, что данная схема исследования позволяет производить измерение тока утечки только до 1000 мкА, а при токах больше 1000 мкА происходит увеличение квантов по нелинейной зависимости. Область тока выше 1000 мкА для обработки не рассматриваем.

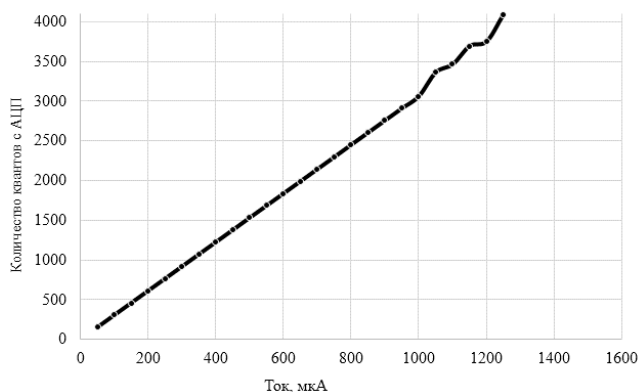


Рис. 9. зависимость количества уровней квантования от тока на образцовом амперметре в режиме калибровки экспериментального образца

Fig. 9. Dependence of the number of quantization levels on the current on the sample ammeter in the calibration mode of the experimental sample

Обсуждение результатов

По результатам исследования создан опытно-промышленный образец схемы измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением, представленный на рисунке 10. Опытно-промышленный образец включает в себя монтажную плату №1 и №2. Монтажная плата №1 состоит из усилителя №1 изолирующего типа AMC1301 производства «Texas Instrument», усилителя №2 на базе операционного усилителя AD8572ARZ производства Analog Devices, фильтра, дросселя, источника высокоточного опорного напряжения. Плата №1 служит для снятия сигнала с прецизионного резистора типа C2-29B, усиления и передачи в плату №2. Плата №2 состоит из преобразователя типа STM32L476VGT6 производства фирмы «ST Microelectronics», фильтров, источника высокоточного опорного напряжения.

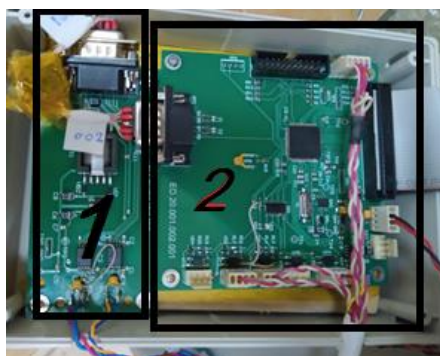


Рис. 10. Опытно-промышленный образец измерения тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением:
1 – плата №1 состоящая из усилителя №1 изолирующего типа AMC1301 производства «Texas Instrument» и усилителя №2 на базе операционного усилителя AD8572ARZ производства Analog Devices; 2 – плата №2 состоящая из микроконтроллера типа STM32L476VGT6 и источников опорного напряжения.

Fig. 10. Pilot sample measurement of leakage current flowing through the test object during the insulation test high DC voltage:

1 Плата No. 1 consisting of amplifier No. 1 insulation type AMC1301 production «Texas Instrument» and amplifier No. 2 on the basis of the operational amplifier AD8572ARZ production Analog Devices; 2 Плата No. 2 consists of the microcontroller type STM32L476VGT6 and voltage

Исследуемая плата позволяет производить измерения тока утечки в пределах от 10 мкА до 1000 мкА, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции

повышенным выпрямленным напряжением от 50 В до 24000 В. Внедрение данного образца позволит на его базе создавать ряд цифровых измерительных микроамперметров, позволяющих производить измерение постоянного тока в высоковольтных испытательных установках для испытания изоляции объектов от 1 нФ до 200 нФ в диапазоне от 10 мкА до 1000 мкА [20-25].

Заключение

Среди существующих датчиков для измерения постоянного тока для резонансной испытательной установки был выбран прецизионный резистор типа C2-29B с изолирующим усилителем типа АМС1301 и с операционным усилителем типа AD8572ARZ, которые обладают следующими преимуществами: невысокая стоимость компонентов, гальваническая развязка и высокая надежность компонентов.

Применение разработанной схемы измерения выпрямленного тока утечки, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением, позволяет производить вычисление постоянной составляющей сигнала напряжения из переменного сигнала и в реальном масштабе времени, и, следовательно, оперативно контролировать ток в высоковольтных цепях для постоянного мониторинга.

Разработанная плата позволяет производить измерения тока утечки в пределах от 10 мкА до 1000 мкА, протекающего через испытуемый объект при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением от 50 В до 24000 В. Внедрение данного образца позволит на его базе создавать ряд цифровых измерительных микроамперметров, позволяющих производить измерение тока в высоковольтных испытательных установках для испытания изоляции объектов с большой ёмкостью в диапазоне от 10 мкА до 1000 мкА.

Литература

1. Козлов В.К., Киржацких Е.Р. Автономный емкостной источник питания для устройств измерения параметров воздушной линии электропередачи // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 3-4. С. 63.
2. Мугалимов Р.Г., Мугалимова А.Р., Калугин Ю.А., и др. Методика диагностики и идентификации неисправностей обмоток асинхронного двигателя в режиме его функционирования // Электротехнические системы и комплексы. 2018. №3(40). С. 70-78.
3. Малёв Н.А., Мухаметшин А.И., Погодицкий О.В., и др. Экспериментально-аналитическая идентификация математической модели электромеханического преобразователя постоянного тока с применением метода наименьших квадратов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. Т. 21. № 4. С. 113-122.
4. Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks; German version EN 50160:2010/A1:2015, 7 с. Available at: URL <https://www.en-standard.eu/din-en-50160-a3-merkmale-derspannung-in-offentlicherelektrizitatsversorgungsnetzen-deutsche-und-englische-fassung-en-50160-2010- pra3-2017/>. Accessed to 20.12.2018.
5. Суслов К.В., Солонина Н.Н., Герасимов Д.О. Современные подходы к оценке качества электрической энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 7-8. С. 85-93.
6. Конесев С.Г., Мухаметшин А.В., Кириллов Р.В. Выбор схемы ВИУ для работы в резонансном режиме // I Междунар. науч.-техн. конф.: сб. науч. тр. Уфа: УГНТУ. 2013. С. 209–215.
7. IEC 61000-2-2: Electromagnetic Compatibility (EMC); Pt 2-2: Enviroment – Conpatibility levels for low-frequency conducted disturbances and Signaling in public low-voltage power supple sistems. 2000. 29 p.]. Available at: URL <https://webstore.iec.ch/publication/4229>. Accessed to 20.12.2018.
8. Конесев, С.Г. Мухаметшин А.В., Хазиева Р.Т., и др. Новые схемотехнические решения резонансной высоковольтной испытательной установки // Инновационные направления развития электропривода, электротехнологий и электрооборудования: межвуз. сб. науч. тр. Уфа: УГНТУ. 2012. С. 178-183.
9. Конесев С.Г., Мухаметшин А.В. Оценка влияния параметров изоляции высоковольтного оборудования на режимы работы испытательной установки // Современные проблемы науки и образования. Электронный научный журнал. 2015. № 2. Режим доступа: www.science-education.ru/122-20794 – 07.08.2015.
10. Мухаметова Л.Р., Ахметова И.Г., Стриелковски В. Инновации в области хранения энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. Т. 21. № 4. С. 41-47.
11. Конесев, С.Г., Мухаметшин А.В. Математическое моделирование резонансных режимов испытательной установки // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2015. № 3. С. 51-55.

12. Bandara K., Ekanayake C., Saha T., et al. Performance of Natural Ester as a Transformer Oil in Moisture-Rich Environments. *Energies*. 2016. V. N. 4. P. 258.
13. Patsch R. Dielectric Diagnostics of Power Transformers and Cables - Return Voltage Measurements, Theory and Practical Results. VDE High Voltage Technology 2018; ETG-Symposium.
14. Конесев С.Г., Мухаметшин А.В., Конев А.А. Исследование режимов работы дросселя резонансной испытательной установки // *Электротехнические и информационные комплексы и системы*. 2016. Т. 12. № 3.
15. Конесев С.Г., Мухаметшин А.В. Компактная испытательная установка для испытания изоляции электрооборудования повышенным напряжением Пат. 132213 РФ, МПК G01R. № 2013108529; заявл. 10.09.13. Бюл. №25.
16. Конесев Г., Мухаметшин А.В., Конев А.А., и др. Установка для испытания изоляции электрооборудования повышенным напряжением. Пат. 2662952 РФ, МПК G01R. № 2017130067; заявл. 24.08.17. Бюл. №22.
17. Конесев С.Г., Хазиева Р.Т. Анализ стабилизационных свойств индуктивно-емкостных преобразователей при различных способах подключения гибридных электромагнитных элементов // *Электротехнические системы и комплексы*. 2017. №1(34). С. 49-55. DOI: 10.18503/2311-8318-2017-1(34)-49-55.
18. Данилов А. Современные промышленные датчики тока // *Современная электроника*. 2004. №1. С.26-28.
19. Мухаметшин А.В., Мухаметшин Е.В. Установка для испытания средств защиты. Пат. 156457 РФ, МПК G01R. № 201524718; заявл. 23.06.15. Бюл. №31.
20. Shahmaev IZ, Gaisin BM, Shiryaev OV. A new method of taking management decisions at designing and developing electric power systems. 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) pp. 1-3.
21. Mudiraj A.N. Improvement of Power Quality by mitigating harmonics in single phase AC distribution // 2016 International Conference on Automatic Control and Dynamic Optimization Techniques (ICACDOT). 2016. P. 83-88.
22. Антонов А.И. Исследование уровня электромагнитных помех в сети 10/0,4 кВ с силовыми трансформаторами различной мощности при несимметричном характере нагрузки // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2017. Т. 19. № 9-10. С. 65-76.
23. Rajasekhar A.N.V.V., Babu M.N. Harmonics reduction and power quality improvement by using DPFC / 2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT). 2016. P. 1754-1758.
24. Akdeniz E., Bagriyanik M. A knowledge-based decision support algorithm to reduce the impact of transmission system vulnerabilities. *International Journal of Electric Power and Energy Systems*. 2016. V. 78. pp. 436-444.

Авторы публикации

Хазиева Регина Тагировна – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электротехники и электрооборудования предприятий» (ЭЭП), Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ).

Мухаметшин Андрей Валерьевич – инженер кафедры «Электротехники и электрооборудования предприятий» (ЭЭП), Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ).

References

1. Kozlov VK, Kirzhatskikh ER. Autonomous capacitive power supply for devices for measuring parameters of overhead power transmission lines. *Proceedings of Higher Educational Institutions. Energy problems*. 2017;19;3-4;63.
2. Mugalimov RG, Mugalimova AR., Kalugin YuA et al. Methodology for diagnostics and identification of malfunctions of windings of an induction motor in the mode of its operation. *Electrotechnical systems and complexes*. 2018;3(40);70-78.
3. Malev NA, Mukhametshin AI, Pogoditsky OV, et al. Experimental and analytical identification of the mathematical model of an electromechanical DC converter using the least squares method. *Proceedings of Higher Educational Institutions. Energy problems*. 2019;21;4.113-122.
4. Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks; German version EN 50160:2010/A1:2015, 7 с. Available at: URL <https://www.en-standard.eu/din-en-50160-a3-merkmale-derspannung-in-offentlicherelektrizitatsversorgungsnetzen-deutsche-und-englische-fassung-en-50160-2010-pra3-2017/>. Accessed to 20.12.2018

5. Suslov KV, Solonina NN, Gerasimov DO. Modern approaches to assessing the quality of electrical energy. Proceedings of Higher Educational Institutions. *Energy problems*. 2017;19;7-8;85-93.
6. Konesev SG, Mukhametshin AV, Kirillov RV. *The choice of the VIA circuit for operation in the resonant mode*. I Intern. scientific and technical Conf. : Sat. scientific. tr. Ufa: USPTU. 2013;209-215.
7. IEC 61000-2-2: Electromagnetic Compatibility (EMC); Pt 2-2: Environment – Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and Signaling in public low-voltage power supply systems. 2000. 29 p.]. Available at: URL <https://webstore.iec.ch/publication/4229>. Accessed to 20.12.2018.
8. Konesev SG, Mukhametshin AV, Khazieva RT, Strizhev DA. New circuit solutions of the resonant high-voltage test facility. *Innovative directions of development of electric drive, electrical technologies and electrical equipment: interuniversity*. Sat. scientific. tr. Ufa: USPTU. 2012;178-183.
9. Konesev SG, Mukhametshin AV. Assessment of the influence of insulation parameters of high-voltage equipment on the operating modes of the test facility. Modern problems of science and education. *Electronic scientific journal*. 2015;2. Access mode: www.science-education.ru/122-20794 - 07.08.2015.
10. Mukhametova LR, Akhmetova IG, Strielkovski V. Innovations in the field of energy storage. Proceedings of Higher Educational Institutions. *Energy problems*. 2019;21;4;41-47.
11. Konesev SG, Mukhametshin AV. Mathematical modeling of resonance modes of the test setup. *News of higher educational institutions of the Chernozen region*. 2015;3;51-55.
12. Bandara K, Ekanayake C, Saha T, and Ma H. Performance of Natural Ester as a Transformer Oil in Moisture-Rich Environments. *Energies*. 2016;4;258.
13. Patsch R. *Dielectric Diagnostics of Power Transformers and Cables - Return Voltage Measurements, Theory and Practical Results*. VDE High Voltage Technology 2018; ETG-Symposium.
14. Konesev SG, Mukhametshin AV, Konev AA. Investigation of the operating modes of the resonant test facility choke. *Electrical and information complexes and systems*. 2016;12;3.
15. Konesev SG, Mukhametshin AV. *Compact test setup for testing insulation of electrical equipment with increased voltage*. Pat. 132213 RF, IPC G01R. No. 2013108529; declared 10.09.13. Bul.25.
16. Konesev SG, Mukhametshin AV, Konev AA, Gainutdinov IZ. *Installation for testing insulation of electrical equipment with increased voltage*. Pat. 2662952 RF, IPC G01R. No. 2017130067; declared 08.24.17. Bul.22.
17. Konesev SG, Khazieva RT. Analysis of the stabilization properties of inductive-capacitive converters for various methods of connecting hybrid electromagnetic elements. *Electrotechnical systems and complexes*. 2017;1 (34):49-55. doi: 10.18503 / 2311-8318-2017-1 (34)49-55.
18. Danilov A. Modern industrial current sensors. *Modern electronics*, 2004;1;26-28.
19. Mukhametshin AV, Mukhametshin EV. *Installation for testing protection means*. Pat. 156457 RF, IPC G01R. No. 201524718; declared 06/23/15. Bul. No. 31.
20. Shahmaev IZ, Gaisin BM, Shiryaev OV. *A new method of taking management decisions at designing and developing electric power systems*. 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM);1-3.
21. Mudiraj AN. *Improvement of Power Quality by mitigating harmonics in single phase AC distribution*. 2016 International Conference on Automatic Control and Dynamic Optimization Techniques (ICACDOT). 2016;83 – 88.
22. Antonov AI. Investigation of the level of electromagnetic interference in a 10 / 0.4 kV network with power transformers of various capacities with an asymmetrical nature of the load. *Proceedings of Higher Educational Institutions. Energy problems*. 2017;19;9-10;65-76.
23. Rajasekhar A.N.V.V, Babu M.N. *Harmonics reduction and power quality improvement by using DPFC*. 2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT). 2016;1754-1758.
24. Akdeniz E, Bagriyanik M. A knowledge-based decision support algorithm to reduce the impact of transmission system vulnerabilities. *International Journal of Electric Power and Energy Systems*. 2016;78:436-444.

Authors of the publication

Regina T. Khazieva – Ufa State Petroleum Technological University (USPTU).

Andrey V. Mukhametshin – Ufa State Petroleum Technical University (USPTU).

Получено

23 июля 2021г.

Отредактировано

16 августа 2021г.

Принято

30 августа 2021г.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛООВОГО ПУНКТА ИЗМЕНЕНИЕМ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Т.В. Синюкова, А.В. Синюков

Липецкий государственный технический университет,
г. Липецк, Россия

ORCID*: <https://orcid.org/0000-0001-9478-2477>, zeitsn@yandex.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Разработать и исследовать математическую модель действующего объекта – индивидуального теплового пункта с двумя методами управления температурой теплоносителя. В первом случае рассматривается управление температурой теплоносителя, с помощью, установленного на реальном объекте регулирующего клапана. Во втором случае предлагается более надежное и менее энергозатратное решение – замена регулирующего клапана на частотно-регулируемый электропривод, работающий по предложенному оптимальному алгоритму. МЕТОДЫ. При решении поставленной задачи применялся метод компьютерного имитационного моделирования, реализованный средствами Matlab Simulink. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье рассмотрены проблемы, которые возникают при эксплуатации индивидуального теплового пункта. Приведены возможные варианты решения проблемы, связанной с выходом из строя регулирующего клапана. Предложено решение по регулированию температуры теплоносителя, основанное на использовании частотно-регулируемого электропривода электронасоса. Для реализации предложенного решения не требуется перепланировки помещения, необходима только установка частотного преобразователя на уже имеющийся в устройстве индивидуального теплового пункта насос. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Проведенные исследования имеют практическую направленность, так как предложенное решение внедрено на действующем объекте. Применение частотно-регулируемого электропривода центробежного насоса позволило повысить надежность действующего объекта. Полученные результаты позволяют сделать вывод о целесообразности использования предлагаемого решения.

Ключевые слова: индивидуальный тепловой пункт; частотно-регулируемый электропривод; моделирование; Matlab.

Для цитирования: Синюкова Т.В., Синюков А.В. Регулирование температуры индивидуального теплового пункта изменением частоты вращения асинхронного двигателя // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. 156-165. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-156-165.

REGULATION OF THE TEMPERATURE OF AN INDIVIDUAL HEAT POINT BY CHANGING THE SPEED OF THE ASYNCHRONOUS MOTOR

TV. Sinyukova, AV. Sinyukov

Lipetsk State Technical University, Lipetsk, Russia

ORCID*: <https://orcid.org/0000-0001-9478-2477>, zeitsn@yandex.ru

Abstract: THE PURPOSE. To develop and investigate a mathematical model of an operating object – an individual heat point with two methods of controlling the temperature of the coolant. In the first case, the control of the temperature of the coolant is considered, with the help of a control valve installed on a real object. In the second case, a more reliable and less energy-consuming solution is proposed – replacing the control valve with a frequency-controlled electric drive operating according to the proposed optimal algorithm. METHODS. When solving this problem, the method of computer simulation modeling, implemented by means of Matlab Simulink, was used. RESULTS. The article deals with the problems that arise during the operation of an individual heating point. Possible solutions to the problem

associated with the failure of the control valve are given. A solution for regulating the temperature of the coolant is proposed, based on the use of a frequency-controlled electric drive of the electric pump. To implement the proposed solution, no redevelopment of the premises is required, only the installation of a frequency converter on the pump already available in the device of an individual heat station is necessary. **CONCLUSION.** The conducted research has a practical focus, since the proposed solution is implemented at the existing facility. The use of a frequency-controlled electric drive of a centrifugal pump made it possible to increase the reliability of the existing facility. The results obtained during the simulation allow us to draw a conclusion about the feasibility of using the proposed solution.

Keywords: Individual heat point; frequency-controlled electric drive; simulation; Matlab.

For citation: Sinyukova TV, Sinyukov AV. Regulation of the temperature of an individual heat point by changing the speed of the asynchronous motor. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(4):156-165. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-156-165.

Введение

Сбережению как электрической, так и тепловой энергии посвящено большое количество исследований. В работе [1] произведено исследование способов повышения экономичности работы систем горячего водоснабжения. Работы [2-4] посвящены энергосбережению в системах управления электроприводами. Энергоэффективные высоковольтные системы электроснабжения объектов рассмотрены в работах [5-8]. Вопросы энергоэффективности в низковольтных системах затронуты в работах [9, 10]. Использование интеллектуальных приводов для обеспечения энергосбережения рассмотрено в работе [11]. Энергоэффективная модель теплопотребления, позволяющая осуществлять учет характеристик элементов теплового узла, исследована в работе [12]. Вопросам экономии энергии в системах управления асинхронными двигателями посвящены работы [13, 14].

Индивидуальные тепловые пункты, являющиеся частью системы централизованного теплоснабжения. В настоящее время имеют массовое внедрение как для учета и распределения энергии в многоквартирных домах, так и на производственных предприятиях [15, 16].

Тепловой пункт является связующим звеном между центральной сетью теплоснабжения и системой собственного отопления отдельного объекта или его части.

К индивидуальному тепловому пункту (рис. 1) подведены трубы, обеспечивающие прямой поток теплоносителя, на выходе формируется обратный поток теплоносителя, обеспечивая систему замкнутого типа.

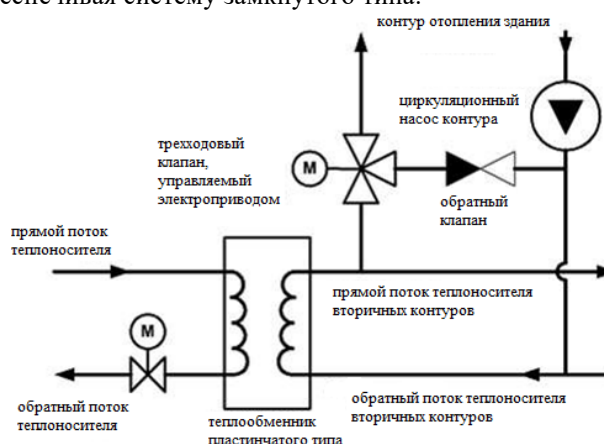


Рис. 1. Упрощенная схема устройства индивидуального теплового пункта

Fig. 1. Simplified diagram of the device of an individual heating point

Теплообменники пластинчатого типа осуществляют деление теплоносителя прямого потока, поступающего из системы централизованного теплоснабжения на ряд местных тепловых систем, составляющих вторичный контур.

Насосы центробежного типа осуществляют циркуляцию носителя тепла.

В индивидуальных тепловых пунктах поддержание необходимой температуры в большинстве случаев осуществляется системой, содержащей трехходовый клапан,

управляемый электроприводом.

При работе данных устройств приходится сталкиваться с такими проблемами, как неравномерный прогрев части помещений в здании, выход из строя регулирующих клапанов, обеспечивающих поддержание температуры на заданном уровне.

В функции системы регулирования входит поддержание на оптимальном уровне температуры на вторичной стороне.

В работе [17] предложен энергоэффективный способ плавного регулирования температуры и давления посредством электронного регулятора температуры, реализующего заданные программы управления, обеспечивающие необходимый температурный режим работы. Тиристорные выходы регулятора осуществляют управление приводом регулирующих клапанов, а релейные – служат для управления насосами.

В статье [18] обсуждаются варианты схемных решений для индивидуальных тепловых пунктов, а также способы контроля и управления тепловыми и гидравлическими режимами.

В работе [19] рассмотрена возможность использования нейронных сетей в системе автоматизации тепловых пунктов.

В статье [20] предложено для повышения энергоэффективности использование двухпоточного мембранного насоса позволяющего более равномерно производить распределение температур теплоносителя.

Предлагается система регулирования температуры, содержащая частотно-регулируемый электропривод насоса со скалярным типом управления.

Так как преобразователь частоты будет устанавливаться на реальном объекте на значительном расстоянии от электродвигателя, которым он будет управлять, в системе необходима установка синусоидального LC-фильтра.

При исследовании, интерес представляет прямой и обратный поток теплоносителя, теплообменник и система отопления здания, следовательно, для упрощения модели введем ряд допущений:

- температура и давление прямого и обратного теплоносителя не меняются;
- дополнительные источники тепла в здании отсутствуют;
- изменение температуры воздуха за пределами здания носит синусоидальный характер;
- помещения не проветриваются;
- теплоизоляция труб идеальная.

Разработка модели и алгоритма управления

В среде математического моделирования *Matlab* была разработана математическая модель электропривода насоса (рис. 2). Блок «Контроллер и двигатель» содержит асинхронный двигатель, скорость и нагрузка которого формируется установкой регуляторов на необходимом значении. Также в систему «Контроллер и двигатель» включены два контроллера: скорости и момента, блоки измерений, частотный преобразователь.

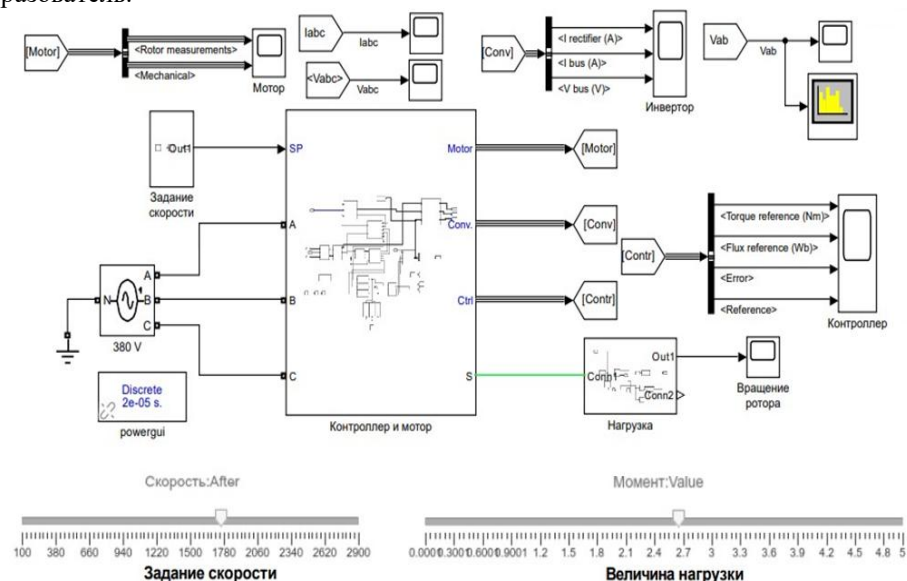


Рис. 2. Модель насоса

Fig. 2. Pump model

На следующем этапе был разработан алгоритм управления (рис. 3) температурой теплоносителя с соблюдением необходимых требований, таких как:

- минимально допустимая разница температур прямого и обратного теплоносителя – устанавливается в зависимости от температуры внешнего воздуха (при моделировании была принята не менее 5 градусов по Цельсию);
- частота вращения двигателя – для поддержания циркуляции теплоносителя минимальное значение составляет пятьдесят процентов от номинальной частоты вращения, при снижении разницы температур ниже порогового значения, двигатель включается на максимальную частоту вращения до достижения показателя минимально допустимой разницы температур.

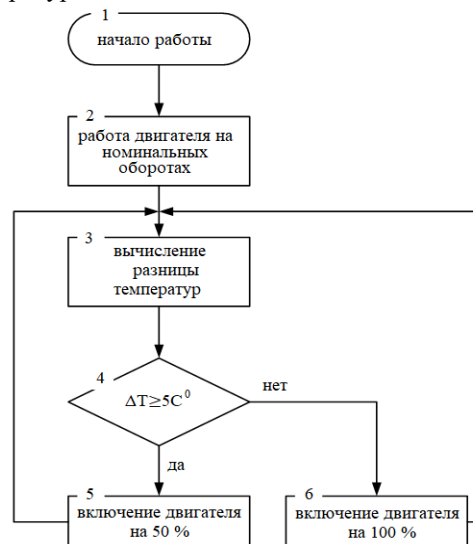


Рис. 3. Алгоритм управления температурой теплоносителя при использовании частотно-регулируемого электропривода насоса

Fig. 3. Algorithm for controlling the temperature of the coolant when using a frequency-controlled electric pump drive

На реальном объекте соблюдение приведенных требований происходит путем частичного (на 50 процентов) или полного открытия трехходового клапана.

Прибором Testo-174 на действующем объекте осуществлялся замер показателей температуры отопляемого помещения, а также велась статистика других данных при различных режимах функционирования индивидуального теплового пункта. Выявлено, что оптимальный режим работы насосом был достигнут при его функционировании с частотой вращения около 50 процентов от максимального значения. Плавное регулирование частоты вращения насоса ни привело к видимому эффекту.

На рисунке 4 представлена реализация алгоритмов управления температурой при использовании частотно-регулируемого электропривода насоса и при использовании трехходового клапана. Управляющим сигналом блока управления температурой является температура, зафиксированная измерительным прибором до теплообменника и температура обратного теплоносителя после теплообменника. С блока разности температур сигнал поступает на блок сравнения, с которого выдается логический 0, если температура соответствует или больше значения минимально допустимой разницы температур прямого и обратного теплоносителя, при не соблюдении данного условия, на выходе формируется 1. Далее сигнал поступает на вход коммутатора, на котором, в зависимости от значения сигнала на входе будет формироваться величина скорости двигателя или степени открытия клапана. Выбор способа управления температурой осуществляется с помощью переключателя.

Следующим этапом стало моделирование тепловой системы.

Трубопровод был собран из блоков *Pipe (TL)* имитирующих часть трубопровода с определенным объемом жидкости.

Центробежный насос реализован блоком из библиотеки *Thermal Liquid*, исходными параметрами которого являются данные доступные в технических паспортах на реальные насосы.

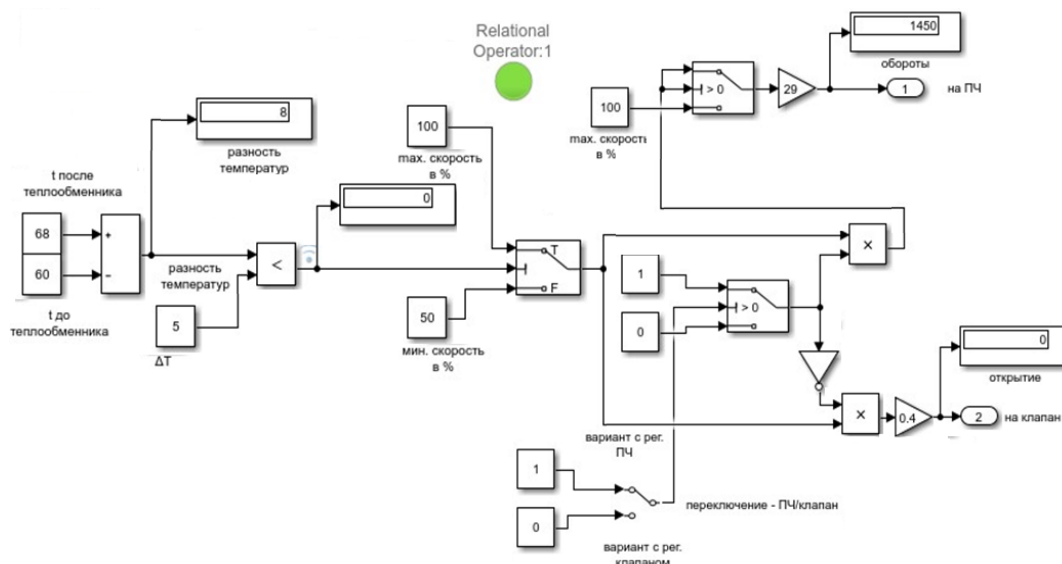


Рис. 4. Модель блока управления температурой

Fig. 4. Model of the temperature control unit

Теплообменник, принятый как адиабатический объект, реализован блоком *E-NTU Heat Transfer*, который имитирует обмен теплом между жидкостями, базирующийся на концепции эффективности-*NTU*. Параметры жидкости задаются через блоки из библиотеки *Simscape*.

Тепловой пункт с контуром отопления представлены:

- прямым и обратным тепловым носителем, который циркулирует по трубопроводу, на пути прямого теплоносителя установлен пластинчатый теплообменник, модель подсистемы приведена на рис. 5;
- радиатором отопления (подсистема представлена на рис. 6).

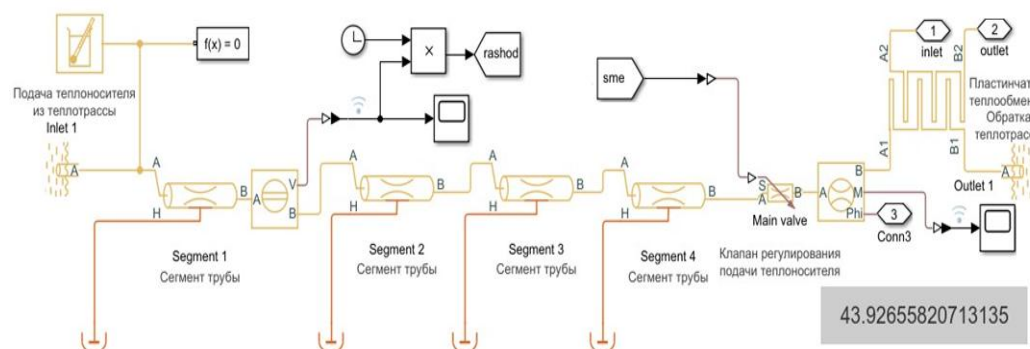


Рис. 5. Модель, содержащая прямой и обратный трубопровод и пластинчатый теплообменник

Fig. 5. A model containing a direct and return pipeline and a plate heat exchanger

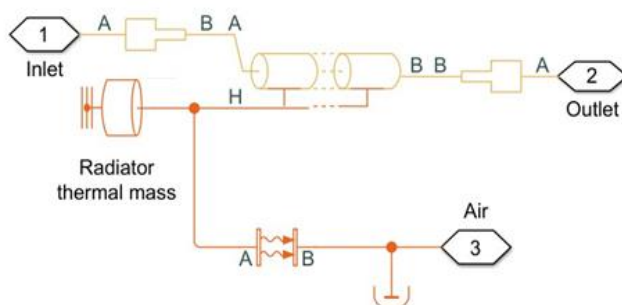


Рис. 6. Модель радиатора

Fig. 6. Radiator model

Полная модель теплового пункта с контуром отопления приведена на рис. 7, в ней применен источник угловой скорости, управление которым осуществляется сигналом с блока регулирования температуры.

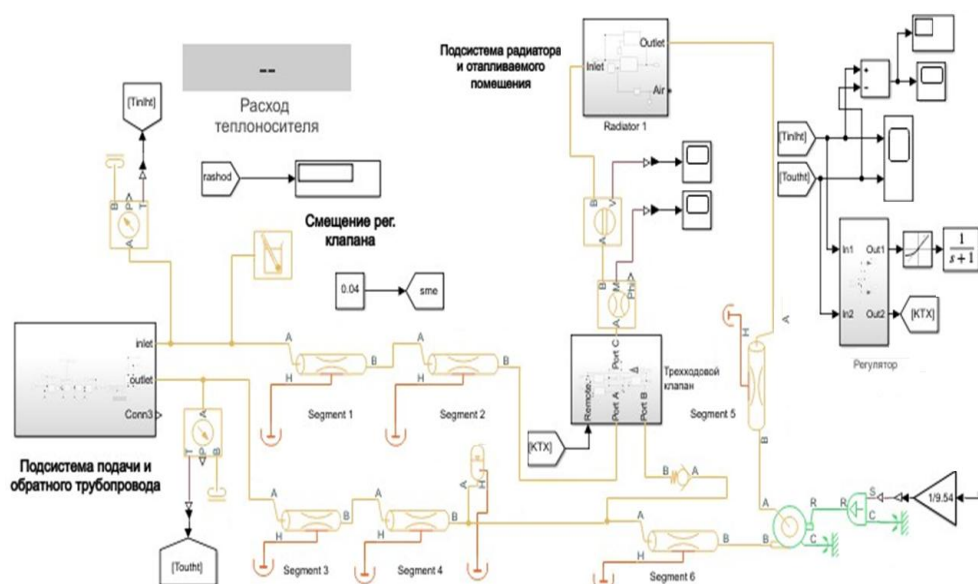


Рис. 7. Полная модель теплового пункта и контура отопления *Fig. 7. Complete model of the heating point and heating circuit*

Обсуждение результатов

При моделировании принято, что температура вне помещения в течение суток меняет свое значение по синусоидальному закону (возможно задание других вариантов изменения температуры). Данные по изменению температуры представлены на рисунке 8.



Рис. 8. График изменения температуры воздуха за пределами помещения *Fig. 8. Graph of changes in the air temperature outside the room*

Полученные в результате моделирования график разницы температур теплоносителя до теплообменника и после него и график, отражающий степень открытия клапана отображены на рисунке 9.

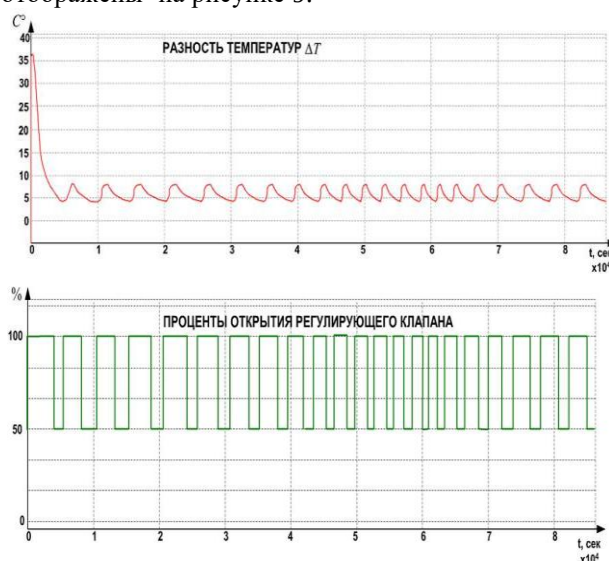


Рис. 9. Графики, полученные в системе с регулирующим клапаном *Fig. 9. Graphs obtained in a system with a control valve*

Графики, полученные при моделировании системы с частотно-регулируемым электроприводом, приведены на рисунках 10 и 11.

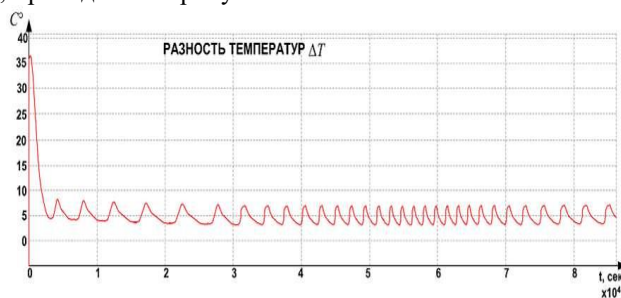


Рис. 10 График, отражающий колебание разности температур, зафиксированных датчиками перед теплообменником и после него

Fig. 10 A graph showing the fluctuation of the temperature difference recorded by the sensors before and after the heat exchanger

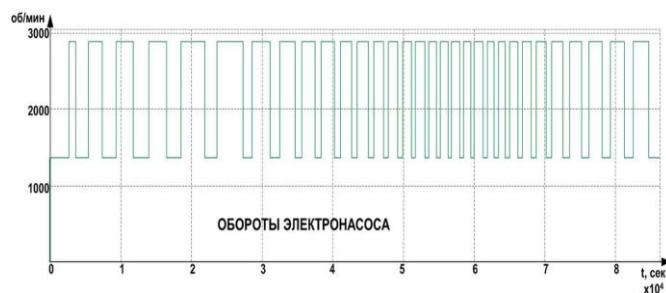


Рис. 11. График изменения частоты вращения двигателя в зависимости от значения разности температур

Fig. 11. Graph of the engine speed change depending on the value of the temperature difference

Анализ представленных графиков позволяет сделать вывод о том, что частотно-регулируемый электропривод насоса обрабатывает заданный технологическим процессом цикл.

Выводы

В работе изложены проблемы, которые выявлены на реальном объекте, для решения которых предложено использование частотно-регулируемого электропривода для управления температурой в помещениях, расположенных в здании, где установлен индивидуальный тепловой пункт.

Предложен алгоритм управления температурой теплоносителя.

Произведена разработка модели индивидуального теплового пункта с разными вариантами регулирования разницы температур теплоносителя прямого и обратного потока.

Использование регулирующего клапана приводит к тому, что насос постоянно включен на максимальные показатели, так как регулирование осуществляется путем перетока через клапан, тогда как электропривод с частотным регулированием периодически задействован в технологическом процессе на пониженных оборотах, что ведет к снижению степени его износа и экономии теплоносителя.

Предложенный вариант нашел практическую реализацию на действующем объекте путем установки частотного преобразователя и шкафа автоматики с промышленным контроллером в индивидуальный тепловой пункт.

Связь промышленного контроллера с частотным преобразователем реализована по шине Modbus.

Промышленный контроллер осуществляет управление частотным преобразователем по разработанному оптимальному алгоритму.

К достоинствам предлагаемого решения также можно отнести удобство эксплуатации и обслуживания за счет присутствия окон визуализации процессов, происходящих на реальном объекте.

Литература

1. Ротов П.В., Сивухин А.А., Ротова М.А., и др. Об эффективности управления циркуляцией горячей воды // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. № 6. С. 117-129.

2. Meshcheryakov V., Sinyukova T., Sinyukov A., et al. Analysis of the effectiveness of using the block for limiting the vibrations of the load on the mechanism of movement of the bogie with various control systems // E3S Web of Conferences. Sustainable Energy Systems: Innovative Perspectives (SES-2020), Saint-Petersburg, Russia, 2020, 220, 01059, October 29-30.
3. Meshcheryakov V., Sinyukova T., Sinyukov A., et al. Modeling and analysis of vector control systems for asynchronous motor // High Speed Turbomachines and Electrical Drives Conference 2020 (HSTED-2020), Prague, Czech Republic.
4. Синюкова Т.В., Левин П.Н. Метод ускорения пускового алгоритма для прямого управления моментом // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2012. № 12. С. 60-67.
5. Грачева Е.И., Шакурова З.М., Абдуллазянов Р.Э. Сравнительный анализ наиболее распространенных детерминированных методов определения потерь электроэнергии в цеховых сетях // Проблемы энергетики. 2019. № 5. С.87-96.
6. Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М. Анализ и оценка экономии электроэнергии в системах внутризаводского электроснабжения // Проблемы энергетики. 2020. № 2. С. 65-74.
7. Грачева Е.И., Наумов О.В. Потери электроэнергии и эффективность функционирования оборудования цеховых сетей. Монография. М.: РУСАЙНС, 2017. 168 с.
8. Khasanov S.R., Gracheva E.I., Toshkhodzhaeva M.I., et al. Reliability modeling of high-voltage power lines in a sharply continental climate // E3S Web of Conferences. 2020. V. 178. art. no. 01051.
9. Gracheva E.I., Naumov O.V. Evaluation criteria of contact group technical state concerning electrical appliances // International Journal of Pharmacy and Technology. 2016. Volume 8. Issue 4. pp. 26763–26770.
10. Dovgun V., Temerbaev S., Chernyshov M., et al. Distributed power quality conditioning system for three-phase four-wire low voltage networks // Energies. 2020. V. 13. Issue 18. art. no. 4915. doi: 10.3390/en13184915.
11. Tarnekar S.G., Bante K.G., Tutakane D.R. Use Of Smart Drives and PLC for Energy Saving // 2018 International Conference on Smart Electric Drives and Power System (ICSEDPS). Nagpur. 2018. P. 2.
12. Шилин А.А., Букреев В.Г. Нелинейная математическая модель теплотребления с учетом характеристик элементов теплового узла // Научный вестник НГТУ. 2012. №2 (47). С. 107-114.
13. Mecke R. Efficient induction motor drive with multilevel inverter and variable rotor flux // 2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). Edinburgh, UK. 2017. Pp. 1.
14. Yilong Wang; Hassan H. Eldeeb; Haisen Zhao; et al. Sectional Variable Frequency and Voltage Regulation Control Strategy for Energy Saving in Beam Pumping Motor Systems // IEEE Access (Volume: 7). China. 2019. Pp. 4.
15. Юсуфов Ш.А., Магомедов Т.Ю. Индивидуальные тепловые пункты: их преимущества перед центральными в области жилищно-коммунального хозяйства // Молодой ученый. 2018. №36 (222). С. 11-14.
16. Солдатенков А.С., Потапенко А.Н., Глаголев С.Н. Разработка и исследование математической модели управления автоматизированным индивидуальным пунктом // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Информатика. Телекоммуникации. Управление. 2012. № 1 (140). С. 41-48.
17. Кунгс Я.А., Цугленок Н.В., Животов О.Н., и др. Индивидуальный тепловой пункт (концептуальный проект) // Вестник КрасГАУ. 2014. № 11. С. 196-199.
18. Петров С.П., Подмастерьев К.В., Пилипенко А.В., и др. Методы контроля и управления тепловыми и гидравлическими режимами индивидуальных тепловых пунктов зданий // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2020. № 3 (341). С. 171-179.
19. Сабирова Л.Р. Построение автоматизированного индивидуального пункта на основе искусственного интеллекта // Научному прогрессу – творчество молодых. 2019. № 2. С. 164-166.
20. Левцев А.П., Лапин Е.С. Исследование энергоэффективного мембранного насоса в системе индивидуального теплового пункта здания // Приволжский научный журнал. 2018. № 4 (48). С. 53-59.

Авторы публикации

Синюкова Татьяна Викторовна – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электропривод» Липецкого государственного технического университета, г. Липецк, e-mail: stw0411@mail.ru.

Синюков Алексей Владимирович – аспирант, Липецкий государственный технический университет, г. Липецк, e-mail: zeitsn@yandex.ru.

References

1. Rotov PV, Sivukhin AA, Rotova MA, et al. Ob effektivnosti upravleniya tsirkulyatsiei goryachei vody. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki*. 2020;6:117-129.
2. Meshcheryakov V, Sinyukova T, Sinyukov A, et al. Analysis of the effectiveness of using the block for limiting the vibrations of the load on the mechanism of movement of the bogie with various control systems. *E3S Web of Conferences. Sustainable Energy Systems: Innovative Perspectives (SES-2020)*, Saint-Petersburg, Russia, 2020, 220, 01059, October 29-30.
3. Meshcheryakov V, Sinyukova T, Sinyukov A, et al. *Modeling and analysis of vector control systems for asynchronous motor*. High Speed Turbomachines and Electrical Drives Conference 2020 (HSTED-2020), Prague, Czech Republic.
4. Sinyukova TV, Levin P.N. Metod uskoreniya puskovogo algoritma dlya pryamogo upravleniya momentum. *Pribory i sistemy. Upravlenie, kontrol', diagnostika*. 2012;12:60-67.
5. Grachieva EI, Shakurova ZM, Abdullazyanov RE. Comparative analysis of the most common deterministic methods for determining energy losses in workshop networks. *Problems of Energy*. 2019;5:87-96.
6. Grachieva EI, Gorlov AN, Shakurova ZM. Analysis and estimation of power saving in systems of in-plant power supply. *Energy problem*. 2020;2:65-74.
7. Grachieva EI, Naumov OV. *Loss of electricity and the effectiveness of the operation of equipment workshop networks*. Monograph. M.: RUSAINS, 2017. 168.
8. Khasanov SR, Gracheva EI, Toshkhodzhaeva MI, et al. *Reliability modeling of high-voltage power lines in a sharp continental climate*. *E3S Web of Conferences*. 2020;178:01051.
9. Grachieva EI, Naumov OV. Evaluation criteria of contact group technical state concerning electrical appliances. *International Journal of Pharmacy and Technology*. 2016;8(4):26763–26770.
10. Dovgun V, Temerbaev S, Chernyshov M, et al. Distributed power quality conditioning system for three-phase four-wire low voltage networks. *Energies*. 2021;13(18):4915. doi: 10.3390/en13184915.
11. Tarnekar SG, Bante KG, Tutakane DR. *Use Of Smart Drives and PLC for Energy Saving*. 2018 International Conference on Smart Electric Drives and Power System (ICSIEDPS). Nagpur. 2018. P. 2.
12. Shilin AA, Bukreev VG. Nelineinaya matematicheskaya model' teplopotrebleniya s uchetom kharakteristik elementov teplovogo uzla. *Nauchnyi vestnik NGTU*. 2012;2(47):107-114.
13. Mecke R. *Efficient induction motor drive with multilevel inverter and variable rotor flux*. 2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). Edinburgh, UK. 2017. P. 1.
14. Yilong Wang; Hassan H. Eldeeb; Haisen Zhao; Osama A. Mohammed. Sectional Variable Frequency and Voltage Regulation Control Strategy for Energy Saving in Beam Pumping Motor Systems. *IEEE Access (Volume: 7)*. China. 2019;7:4.
15. Yusufov ShA, Magomedov TYu. Individual'nye teplovyie punkty: ikh preimushchestva pered tsentral'nymi v oblasti zhilishchno-kommunal'nogo khozyaistva. *Molodoi uchenyi*. 2018;36 (222):11-14.
16. Soldatenkov AS, Potapenko AN, Glagolev SN. Razrabotka i issledovanie matematicheskoi modeli upravleniya avtomatizirovannym individual'nym punktom. *Nauchno-tehnicheskie vedomosti Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo politekhnicheskogo universiteta. Informatika. Telekommunikatsii. Upravlenie*. 2012;1(140):41-48.
17. Kungs YaA, Tsuglenok NV, Zhivotov ON, et al. Individual'nyi teplovoi punkt (konueptual'nyi proekt). *Vestnik KrasGAU*. 2014;11:196-199.
18. Petrov SP, Podmaster'ev KV, Pilipenko AV, et al. Metody kontrolya i upravleniya teplovymi i gidravlichesкими rezhimami individual'nykh teplovykh punktov zdaniy. *Fundamental'nye i prikladnye problemy tekhniki i tekhnologii*. 2020;3 (341):171-179.
19. Sabirova LR. Postroyeniye avtomatizirovannogo individual'nogo punkta na osnove iskusstvennogo intellekta. *Nauchnomu progressu – tvorchestvo molodykh*. 2019;2:164-166.

20. Levitsev AP, Lapin ES. Issledovanie energoeffektivnogo membrannogo nasosa v sisteme individual'nogo teplovogo punkta zdaniya. *Privolzhskii nauchnyi zhurnal*. 2018;4(48):53-59.

Authors of the publication

Tatyana V. Sinyukova – Lipetsk State Technical University, Lipetsk, Russia.

Alexey V. Sinyukov – Lipetsk State Technical University, Lipetsk, Russia.

Получено

19 августа 2021г.

Отредактировано

26 августа 2021г.

Принято

26 августа 2021г.



СПОСОБЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПОСТОЯННОГО ТОКА В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

В.А. Шпенст, Е.А. Орел

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-6091-6916>, shpenst@spmi.ru

ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-4965-0998>, orel.geny@yandex.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть особенности разработки и эксплуатации источников вторичного питания постоянного тока для условий работы в Арктике, показать ключевые проблемы и существующие методы их решения, выделить перспективные направления в проектировании данного класса устройств. *МЕТОДЫ.* Работа носит преимущественно обзорный характер и затрагивает вопросы конструирования, схемотехники, принципов управления, поддержания теплового равновесия, выбора элементной базы, миниатюризации. Первая часть работы посвящена обзору научных публикаций и патентов, во второй части рассматривается идея использования в морозоустойчивых источниках питания параллельной архитектуры, которая, в свою очередь, позволяет внедрить модульный принцип построения. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В работе изучаются вопросы адаптации модульного подхода к специфике морозоустойчивых источников питания. С его помощью можно построить самовосстанавливающийся, конфигурируемый, ремонтпригодный источник широкого применения. При модульной конструкции весь электротехнический комплекс состоит из включенных параллельно однотипных ячеек-модулей, размещенных в одном герметичном, подогреваемом корпусе, наружу которого выведены силовые выводы для подключения первичного источника питания и потребителей, а также простейшие блоки управления и индикации. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Параллельное включение ячеек-модулей позволяет заложить в источник достаточный запас по мощности, выполнить быструю замену неисправных модулей на новые без прекращения питания потребителей, с легкостью увеличить/сократить мощность источника изменением числа работающих ячеек. Система приобретает особые преимущества, если уровни выходных напряжений ячеек регулируемы. В этом случае можно построить универсальный конфигурируемый источник питания широкого применения, являющийся новинкой на рынке. Если сгруппировать ячейки по выходу, можно использовать один источник для одновременного питания нескольких разных потребителей. Комплект запасных частей к источнику максимально прост и представляет собой готовые ячейки-модули и соединительные провода. Результаты работы могут быть использованы при разработке отказоустойчивых вторичных источников питания, работающих в жёстких условиях эксплуатации.

Ключевые слова: электротехнический комплекс постоянного тока; источник вторичного питания; Арктика; модульность; надежность.

Для цитирования: Шпенст В.А., Орел Е.А. Способы обеспечения устойчивости работы электротехнических комплексов постоянного тока в условиях Арктики // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 166-179. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-166-179.

METHODS OF ENSURING THE OPERATIONAL STABILITY OF DC-DC POWER SUPPLY IN ARCTIC CONDITIONS

VA. Shpenst, EA. Orel

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-6091-6916>, shpenst@spmi.ru

ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-4965-0998>, orel.geny@yandex.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* To consider the features of development and exploitation of DC-DC power supplies for Arctic conditions, to show the key problems and existing methods of solving them, to identify prospective directions in the design of this type of devices. *METHODS.* The work is mainly an over-view with the questions of construction, circuit design, control principles, maintaining thermal equilibrium, choosing of electric elements and miniaturization. The first part of the article is devoted to the review of scientific publications and patents, in the second part the idea of using a parallel architecture in frost-resistant power supplies is considered, giving an opportunity to adapt modular principle of device construction. *RESULTS.* The article examines the issues of adapting the modular approach to the specifics of frost-resistant power supplies. In this way you can build a self-healing, configurable, easy-to-repair power supply of wide application. With modular construction principle the entire electrical complex consists of parallel-connected cells, placed in one hermetic and heated case (a case with connectors on the surface, as well as the control and display units). *CONCLUSION.* Parallel connection of the cells allows to provide a significant power reserve in the power supply, to perform a quick replacement of faulty modules without interrupting the power supply process, to increase/reduce the system power easily by changing the number of working cells. The system acquires special advantages, if the output voltage levels of the cells are adjustable. In this case, it is possible to build a universal configurable power supply of wide application, which is a novelty on the market. If you group the cells on the output, you can use one power supply for several different consumers. The spare parts for the power supply are as simple as possible and consists of ready-made cells and connecting wires. The obtained results can be used in development of fault-tolerant secondary DC-DC power supplies for hard operating conditions.

Keywords: DC-DC electrical complex; secondary power supply; Arctic; modularity; reliability.

For citation: Shpenst VA., Orel EA. Methods of ensuring the operational stability of dc-dc power supply in arctic conditions. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(4): 166-179. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-166-179.

Введение

Арктика и Антарктика – самые холодные регионы нашей планеты. Температура воздуха в полярных широтах в зимние месяцы опускается ниже -45°C , особенно на географических полюсах холода [1]. Экстремально низкая температура способна выводить работающую технику из строя, приводить к авариям и остановкам технологических процессов. Поэтому вся используемая аппаратура обязательно должна быть морозоустойчивой, надежной, герметичной и, кроме того, энергоэффективной, экологичной, компактной и ремонтпригодной [2, 3].

Для бесперебойной работы электроаппаратуры необходимы надежные источники электроэнергии, которые в условиях холодного климата приобретают особое, стратегическое значение. Основными первичными источниками энергии в полярных условиях являются горючее жидкое топливо, уголь, природный газ, солнечные и ветряные электроустановки [4 – 9]. Вырабатываемая ими энергия обеспечивает людей отоплением, светом, связью, электричеством для приборов, приводит в движение силовые машины и механизмы.

Однако, для питания электроприборов необходимо преобразовать параметры электроэнергии, выработанной первичным источником, к значениям, необходимым для функционирования конкретного устройства-потребителя. Эту задачу выполняют источники вторичного электропитания (ИВЭП) – энергопреобразующие электротехнические комплексы, конструктивно размещаемые как внутри корпуса электроприбора-потребителя, так и выносимые в отдельное питающее устройство.

Объектом изучения настоящей статьи являются ИВЭП постоянного тока. Постоянный ток необходим для работы измерительных приборов, устройств радиоэлектроники, компьютерной техники, портативной электроаппаратуры, некоторых видов электродвигателей и др. [10]. Вопрос обеспечения устойчивой работы ИВЭП постоянного тока в условиях холода слабо освещен в научном поле. В этой связи, исследование способов построения «арктических» ИВЭП является актуальной задачей.

Цель работы – провести обзор существующих решений, направленных на обеспечение устойчивости работы электротехнических комплексов постоянного тока в условиях Арктики, выделить ключевые проблемы при разработке таких устройств, предложить варианты их решения.

Методы исследования

В первой части работы проводится анализ научных публикаций и патентов, посвященных проектированию ИВЭП для условий работы на холоде. Формулируются ключевые проблемы, касающиеся разработки данного класса устройств.

Во второй части рассматривается идея использования в морозоустойчивых ИВЭП параллельной архитектуры, которая, в свою очередь, позволяет внедрить модульный принцип построения источников. Изучаются вопросы адаптации модульного подхода к специфике морозоустойчивых источников питания. Обосновываются преимущества и недостатки такого решения.

Обзор существующих решений

Научные публикации, касающиеся работы ИВЭП на холоде, практически отсутствуют. Однако, в открытом доступе можно найти патенты и авторские свидетельства, посвященные данной тематике.

Как известно, все вторичные источники питания по способу преобразования электрической энергии можно разделить на импульсные и линейные [11]. Линейные обеспечивают лучшее качество питания потребителей, высокоточную регулировку выходного напряжения, хорошую электромагнитную совместимость с работающими поблизости устройствами [12]. Однако, их недостатком является заметное тепловыделение, которое тем выше, чем больше разница между входным и выходным напряжениями источника [13]. На первый взгляд, тепловыделение в условиях холода кажется преимуществом. Но при долговременной работе устройства оно оборачивается недостатком. Причина не только в низком КПД преобразования из-за потери энергии на тепло. Дело в том, что температура внутри корпуса прибора сильно зависит от условий окружающей среды. И если количество порождаемого силовыми транзисторами тепла при стабильной нагрузке и стабильной входной питающей сети можно считать постоянным, то количество отводимого тепла будет варьироваться в зависимости от окружающих условий. С повышением температуры окружающей среды допустимая максимальная мощность источника питания снижается (рис. 1).

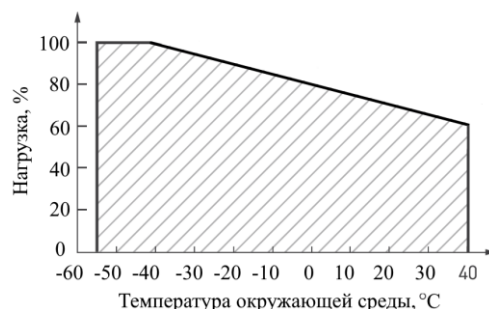


Рис. 1. Зависимость максимальной мощности нагрузки линейного источника питания от температуры окружающей среды

Fig. 1. Dependence of the maximum linear power supply load on the ambient temperature

Для удержания точки теплового равновесия внутри корпуса необходимо ввести дополнительный терморегулирующий элемент. В условиях холода в качестве регулятора логично использовать управляемый подогреватель, размещенный рядом с источником питания. Если использовать энергоэффективный подогреватель, тепловыделение силовой схемы источника следует рассматривать уже как негативный фактор, снижающий суммарный КПД работы всей системы.

Высоким КПД, как правило, обладают импульсные источники питания [14]. Достигается это за счет импульсного (ключевого) режима работы транзисторов, для которого характерен высокий КПД преобразования. Стабилизация выходного напряжения в импульсной схеме осуществляется за счет управления длительностью проводящего состояния транзисторных ключей на каждом такте, в результате чего регулируется мощность, передаваемая от источника питания в нагрузку в единицу времени. За счет высокой рабочей частоты схемы значительно снижаются размеры и вес источника [15, 16], поэтому именно импульсные схемы получили наибольшее распространение. При большой разнице между входным и выходным напряжениями с точки зрения энергоэффективности связка из импульсной схемы, обеспечивающей высокий КПД преобразования, и подогревателя с приемлемым КПД нагрева, расположенных внутри общего корпуса, является наиболее рациональным решением.

При адаптации ИВЭП к холодным климатическим условиям разработчику следует ответить на целый ряд вопросов. Первым является выбор подходящей элементной базы. Микросхемы, транзисторы, конденсаторы, диоды, стабилитроны и т.д. должны удовлетворять требованиям стойкости к воздействию дестабилизирующих температурных факторов [17, 18, 19]. Особенности работы электронных компонентов на холоде посвящено множество научных исследований. Подавляющее их большинство проводится за рубежом и публикуется в зарубежных источниках [20].

Корпус проектируемого устройства должен быть закрыт и герметичен, при большом тепловыделении возможна точечная перфорация специальной формы [21]. Разъемы, тумблеры, светодиоды и т.д. должны иметь соответствующую группу климатического исполнения.

Вторым вопросом, на который должен ответить разработчик при адаптации ИВЭП к холоду, является запуск схемы при отрицательной температуре. Не рассчитанный на работу на холоде источник может попросту не включиться без предварительного подогрева, поскольку на этапе запуска элементы схемы находятся в самых неблагоприятных температурных условиях. Подогреватель должен запускаться раньше источника. Простейший источник тепла может быть образован мощным резистором, через который пропускается сильный электрический ток. Однако, более надёжным решением является использование специального устройства подогрева, представляющего собой компактный электронагреватель со схемой управления, наподобие [22].

Блок-схема устройства приведена на рисунке 2. Устройство получает питание отдельно от основного ИВЭП. Схема включает в себя блоки отслеживания высокой и низкой температуры и исполнительный блок, который осуществляет включение нагревателя при достижении нижнего порога допустимой температуры и выключение при верхнем пороге допустимых значений. В схеме также имеется узел защиты, выключающий устройство при аварийных ситуациях.

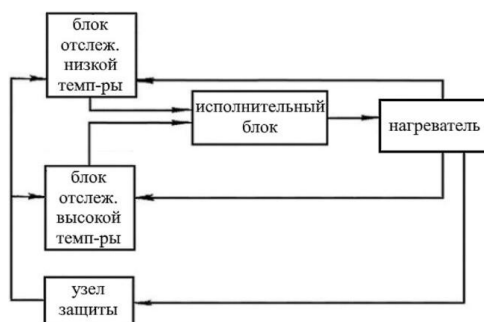


Рис. 2. Функциональная блок-схема устройства подогрева Fig. 2. Functional block diagram of the heating device

Облегчить задачу запуска позволяет также продуманная схемотехника. Она должна учитывать температурный «уход» параметров элементов на холоде и стараться его скомпенсировать. Примером является работа [23], в которой выход на режим преобразователя в широком диапазоне температур облегчается благодаря введению принципа импульсного запуска схемы (рис. 3). Подача питания на схему приводит к возникновению импульса тока на участке цепи, образованным незаряженным конденсатором 1 с низким начальным сопротивлением и дополнительной обмоткой 5 трансформатора обратной связи 4. Импульс тока наводит на других обмотках трансформатора 4 ЭДС, вызывающую открытие одного из транзисторов преобразователя 3. По мере заряда конденсаторов 1 и 2 входное напряжение от первичной сети поступает к преобразователю 3. Поскольку один из транзисторов схемы из-за ускоренного импульсного запуска оказался открытым, через первичную обмотку силового трансформатора преобразователя 3 потечет ток, который благодаря наличию в схеме обратной связи даст начало циклическому переключению транзисторов преобразователя и выведет устройство электропитания в установившийся режим работы.

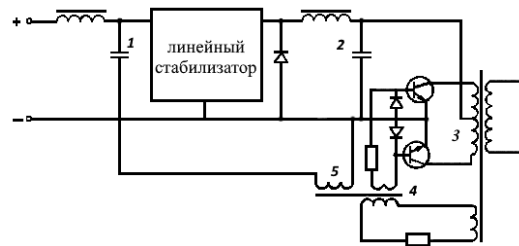


Рис. 3. Схема с импульсным запуском

Fig. 3. The circuit with pulse start

Третьим вопросом, на который необходимо ответить разработчику, является автономность и бесперебойность работы схемы. Способ построения бесперебойного ИВЭП, обеспечивающего нагрузку постоянным стабилизированным напряжением 12 вольт, описан в работе [24]. Функционирование источника в арктических условиях возможно благодаря наличию внутреннего устройства подогрева (рис. 4). Вся система размещается внутри одного корпуса, покрытого изнутри теплоотражающей изоляцией.

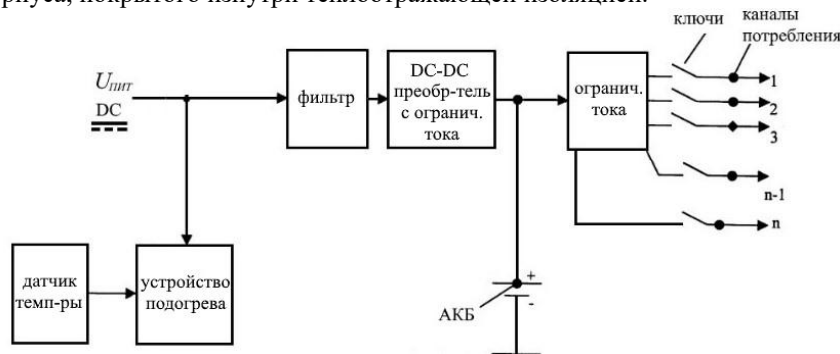


Рис. 4. Функциональная блок-схема морозоустойчивого вторичного источника питания

Fig. 4. Functional block diagram of a frost-resistant power supply

Входное напряжение питания $U_{пит}$ преобразуется в 12 вольт $DC-DC$ преобразователем с функцией ограничения по току. К выходу преобразователя подключена аккумуляторная батарея и быстродействующее устройство ограничения тока потребителей. Каждый канал потребления при наличии перегрузки или коротком замыкании во внешней цепи отключается от выходов устройства автономно, не влияя на работу других каналов. Для уменьшения потери емкости аккумуляторной батареи на холоде в составе ИВЭП имеются датчик температуры и устройство подогрева. Система подогрева имеет порог включения -5°C , обеспечивая благоприятный режим работы АКБ при пониженной температуре.

Четвертый вопрос разработчику – конструктивное исполнение источника. Пример конструкции прибора мощностью до 100 Вт без АКБ в герметичном корпусе показан в [25, 26]. Для свободной циркуляции воздуха внутри корпуса должно оставаться свободное пространство (рис. 5, а). Рядом с источником компактно размещается подогреватель и соединительные клеммы (рис. 5, b).

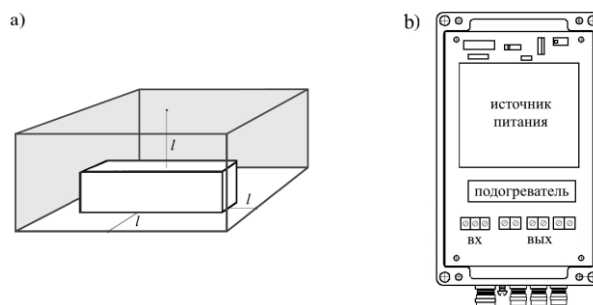


Рис. 5. Конструкция ИВЭП малой мощности: а – обеспечение свободного пространства в корпусе, б – расположение элементов в корпусе (вид сверху)

Fig. 5. Design of low-power supply unit: а – providing free space in the case, б – location of elements in the case (top-view)

Пример конструкции ИВЭП большой мощности показан в работе [27]. Представленный ИВЭП отличается сильным тепловыделением, поэтому главной проблемой здесь является не обогрев, а отвод тепла. На морозе подогреватель такому прибору не требуется. При работе в нормальных температурных условиях прибору нужно принудительное охлаждение. Корпус устройства содержит обечайку 5 с крепежными лапками 6, нижняя сторона которой накрывается крышкой 7, а верхняя закрыта радиатором 3. К радиатору прикреплены модуль питания 9, термодатчик 11 и модуль управления вентиляторами 10. Над внешней поверхностью радиатора 3 располагается крышка 2, которая вместе с ним образует канал охлаждения 8. В крышке 2 проделаны отверстия, над которыми закреплены вентиляторы 1. На обечайке сбоку расположены разъем 15, через который подается входное напряжение, разъем 13 для питания нагрузки выходным напряжением, клемма заземления 14, а также индикатор 4, призванный сигнализировать о наличии напряжения питания от первичного источника (рис. 6).

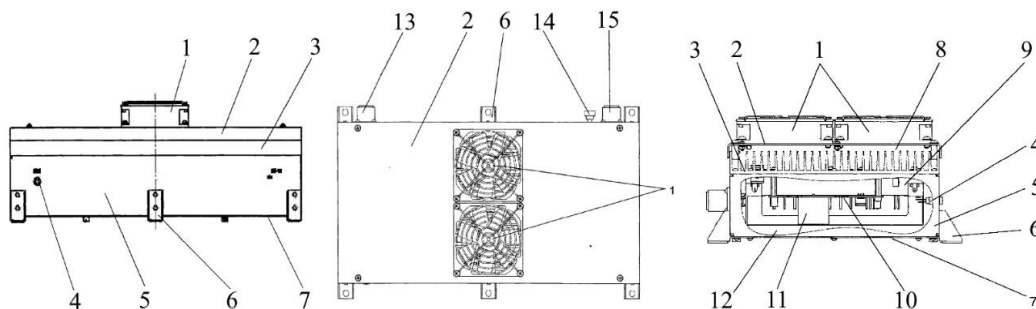


Рис. 6. Конструкция ИВЭП большой мощности для условий работы на холоде

Fig. 6. Design of high-power supply unit for cold working conditions

При работе блока питания на холоде вентиляторы 1 находятся в выключенном состоянии. Выделяемое при работе модуля питания 9 тепло отводится радиатором 3, контроль температуры которого осуществляется термодатчиком 11. В случае перегрева радиатора электронный модуль управления 10 автоматически запускает вентиляторы 1, осуществляющие продувку внутри канала 8. При понижении температуры до уровня, заранее запрограммированного в электронном модуле управления 10, вентиляторы автоматически отключаются. Такое их циклическое включение и выключение обеспечивает устойчивую работу блока питания в заданном диапазоне допустимых температур.

Идея модульного построения морозостойчивого источника

Надёжность работы источника в значительной мере зависит от архитектуры, по которой он построен. Так, отказоустойчивые системы питания специального назначения обычно имеют параллельную архитектуру [28, 29], благодаря чему удастся достичь резервирования рабочих узлов схемы. Такая система состоит из нескольких однотипных, параллельно соединённых по входу и выходу энергопреобразующих ячеек, между которыми равномерно распределяется мощность нагрузки. Часть ячеек может оставаться в резерве и вводиться в работу взамен вышедшим из строя [30, 31]. Вместе с распределением мощности распределяется и риск аварийных отказов [32, 33]. Поэтому авария в отдельных ячейках не приводит к отключению всего устройства.

По аналогии с такими системами, «арктический» ИВЭП также можно построить на базе параллельной архитектуры, получив целый ряд новых качеств и преимуществ. Одним из них является возможность использования модульной конструкции. ИВЭП может быть образован из N включённых параллельно однотипных ячеек-модулей. Все ячейки являются быстросъёмными и подключаются друг к другу разъёмами или зажимными клеммами. Каждая ячейка представляет собой полноценный импульсный преобразователь постоянного тока со своим контуром регулирования выходного напряжения. Преобразователь может обеспечивать гальваническую изоляцию входной и выходной цепей. С целью защиты, регулировки и телеметрии на вход и выход каждой ячейки последовательно с преобразователем добавлены вспомогательные, многофункциональные транзисторные коммутаторы (электронные ключи), наподобие [34 – 36]. Благодаря им ячейки могут самостоятельно возвращаться из аварийного режима работы в штатный после исчезновения дестабилизирующих факторов, система приобретает свойство самовосстановления. Таким образом, каждая ячейка представляет собой последовательно соединённые входной ключ, преобразователь напряжения и выходной ключ. Данная архитектура подробно описана в патентах [37, 38].

Помимо подключения друг к другу, ячейки подключаются к общей для всего электротехнического комплекса системе управления (рис. 7), которая располагается на отдельной печатной плате и следит за параметрами работы каждой ячейки, наподобие систем [39, 40], выравнивает токи ячеек [41, 42], выполняет преднамеренные отключения и включения ячеек, управляет температурой подогревателя внутри корпуса устройства. Подробное описание особенностей работы системы управления модульного конфигурируемого источника питания приведено в [43].

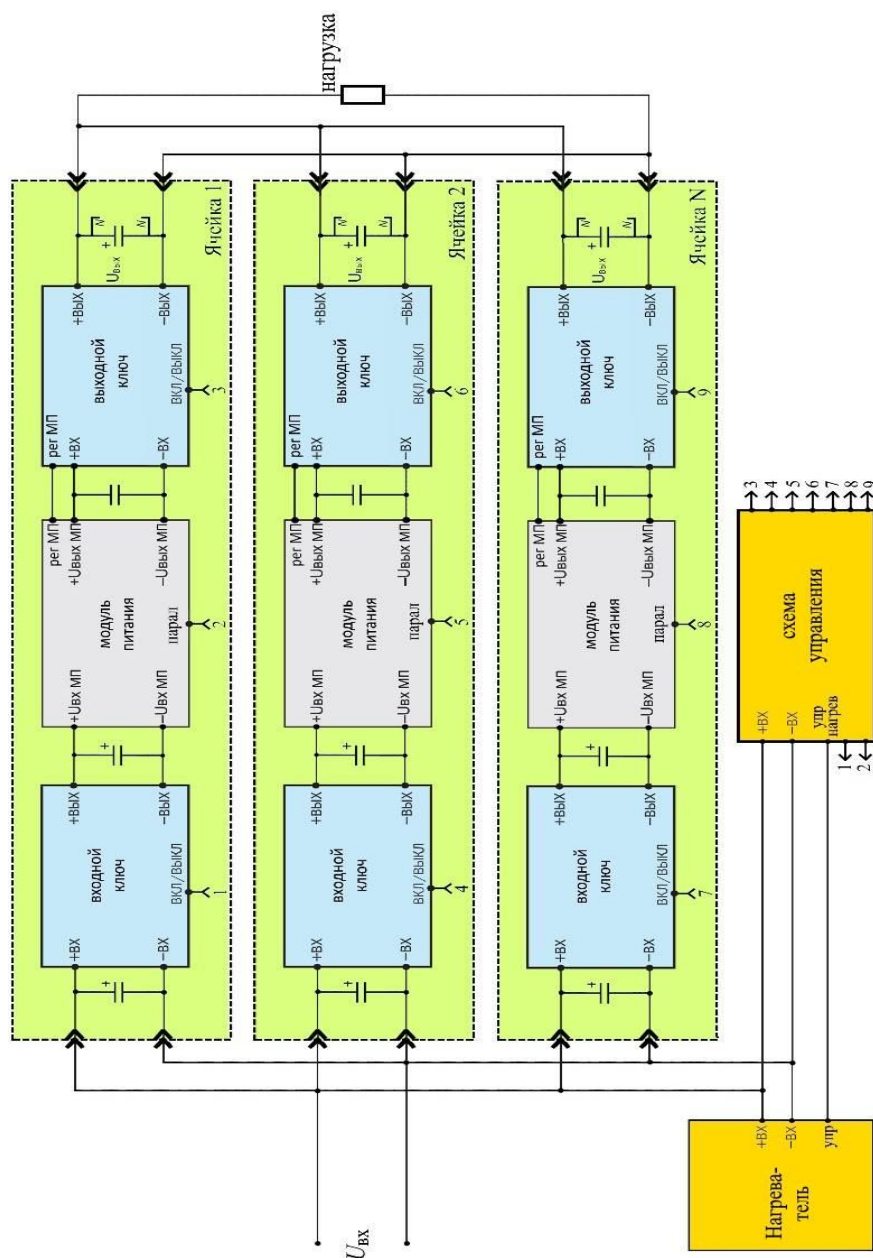


Рис. 7. Архитектура модульного морозоустойчивого источника питания

Fig. 7. Architecture of a modular frost-resistant power supply

При достаточном уровне миниатюризации всю систему можно разместить в одном корпусе, что позволит избежать перегрева отдельных её частей за счет равномерного отвода тепла от основания конструкции. В этом случае морозоустойчивый электротехнический комплекс будет представлять собой «чемоданчик», укомплектованный включенными параллельно модулями-ячейками. Наружу корпуса выведены силовые выводы для подключения первичного источника и потребителей, а также простейшие блоки управления и индикации (при необходимости). Корпус изделия герметичен, внутри имеется устройство-подогреватель. Исследование циркуляции воздуха и тепловых режимов в модульных источниках питания с закрытым корпусом приведено в работах [44 – 48].

Часть ячеек может оставаться в резерве и вступать в работу только при возникновении аварийных ситуаций. Принцип резервирования позволит обеспечить высокую надежность электрической схемы [49, 50]. Модульное исполнение за счет варьирования числа ячеек и управления их параметрами позволяет сделать источник универсальным и гибко настраиваемым, облегчить ремонтпригодность в «полевых» условиях за счет возможности быстрой замены неисправных частей на аналогичные новые. Комплект запасных частей к источнику будет представлять собой готовые модули-ячейки и соединительные провода/разъемы.

Суммарная мощность источника задается наращиванием или сокращением числа работающих ячеек. Система приобретает особые преимущества, если уровни выходных напряжений ячеек можно регулировать. В этом случае можно построить универсальный конфигурируемый источник питания широкого применения, идеи которого были высказаны в работах [38, 43] и который является новинкой на рынке. Если сгруппировать ячейки по выходу, можно использовать один источник для одновременного питания нескольких совершенно разных потребителей. Таким образом, можно использовать один источник питания для множества применений, что в сложных условиях может оказаться весьма полезно.

Результаты

В настоящее время практически нет современных научных публикаций, посвященных надежности работы ИВЭП на холоде, включая построение температурных моделей. Текущее положение дел можно узнать только из анализа патентов и документации представленных на рынке немногочисленных устройств.

ИВЭП, предназначенные для условий работы на холоде, имеют свои особенности. Изменения претерпевают внешний вид, конструкция, схемотехника, элементная база и правила эксплуатации устройства. При создании источника усилия разработчика направлены, главным образом, на решение двух проблем: борьбе с холодом и рациональным использованием электроэнергии, часть которой неминуемо будет расходоваться на работу температурного регулятора.

Обсуждение

Главное требование к морозоустойчивому ИВЭП – это надежность. Повысить её можно, если построить источник на базе параллельной архитектуры, распределив риск отказа между несколькими параллельными каналами и получив возможность их резервирования, как это реализуется в отказоустойчивых системах питания специального назначения.

Полезным следствием использования параллельной архитектуры является возможность модульного построения ИВЭП. На её основе можно построить универсальный конфигурируемый источник питания широкого применения, в котором можно настраивать кратность резерва, мощность, выходное напряжение, ток, группировать ячейки для питания разных потребителей.

Главные задачи, которые необходимо решить в рамках такой системы – обеспечить достаточную миниатюризацию всех составных частей для размещения в одном корпусе устройства, обеспечить равномерное распределение мощности между всеми работающими ячейками и выработать единые механизмы взаимодействия всех ячеек с общей централизованной системой управления.

Такой подход едва ли найдет применение в источниках питания, используемых в повседневной жизни, где он не сможет конкурировать с простыми узко специализированными источниками по соображениям стоимости и избыточности функционала. Однако в специальных условиях эксплуатации, где требуется обеспечить максимальный функционал устройства при минимальных габаритах, а также гарантировать надежность и легкость эксплуатации, предложенный принцип может оказаться весьма полезным.

Заключение

1. Ключевые проблемы разработки морозоустойчивых ИВЭП отражены в патентах по данной тематике. Научные публикации практически отсутствуют. К проблемным вопросам относятся схемотехника, конструкция, обогрев, автономность, КПД работы, миниатюризация.

2. Надежность ИВЭП во многом определяется его архитектурой. По аналогии с системами специального назначения, применить в «арктических» ИВЭП параллельную архитектуру – решение, способное продлить срок службы устройства и повысить его отказоустойчивость.

3. Параллельная архитектура позволяет воспользоваться модульным принципом построения электротехнического комплекса, упрощая процесс проектирования и обслуживания устройства. На её основе можно построить универсальный конфигурируемый источник для широкого круга задач. На сегодняшний момент эта идея в Арктике не была никем реализована, однако, могла бы найти себе применение.

Литература

1. Гендлер С.Г. Теплофизические аспекты безопасности и эффективности при добыче полезных ископаемых и эксплуатации подземных сооружений в суровых климатических условиях // Записки Горного института. 2006. Т. 168. С. 64-67.
2. Череповицын А.Е., Ларичкин Ф.Д., Ильинова А.А., и др. Формирование концепции рационального природопользования на арктических территориях, способствующей их устойчивому промышленному и социально-экономическому развитию // Вопросы территориального развития. 2018. № 5 (45). С. 1-17.
3. Шклярский Я.Э., Замятина Е.Н., Замятин Е.О. Оценка энергетической эффективности электротехнического комплекса // Известия ТулГУ. Технические науки. 2020. № 3. С. 339-347.
4. Лебедев В.А., Леушева Е.Л., Моренов В.А. Комплексное энергоснабжение при бурении скважин в осложненных климатических условиях // Записки Горного Института. 2015. Т. 213. С. 47-53.
5. Лаврик А.Ю., Жуковский Ю.Л., Булдыско А.Д. Особенности выбора оптимального состава ветро-солнечной электростанции с дизельными генераторами // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 1. С. 10-17.
6. Петрунин А.М., Семенов А.С., Молодых С.С. Анализ перспектив разработки угольных месторождений в арктической зоне Чукотской автономной области // Московский экономический журнал. 2020. №8. С. 74-85.
7. Абрамович Б.Н., Бельский А.А. Выбор параметров ветродизельной установки для энергообеспечения минерально-сырьевого комплекса // Записки горного института. 2012. Т. 195. С. 227-230.
8. Глущенко М. А. Ветроэнергетические установки // Записки Горного Института. 2007. Т. 170, № 1. С. 156-158.
9. Шклярский Я.Э., Салов Р.А. Повышение эффективности работы энергетических центров на попутном газе // Известия ТулГУ. Технические науки. 2017. № 12-2. С. 484-492.
10. Аполлонский С.М., Куклев Ю. В. Низковольтные электрические аппараты // Записки Горного Института. 2016. Т. 218. С. 251-260.
11. Емашкина Т.С., Белов А.Г., Кочегаров И.И. Классификационные признаки источников электропитания // Труды международного симпозиума «Надежность и качество». 2014. Т. 2. С. 15-16.
12. Amaral A., Cardoso A.J.M. Voltage Doubler for AC-DC Step-Up Linear Power Supplies: Design, Modelling and Simulation // Acta Electrotechnica et Informatica. 2016. V. 6. P. 3-10.
13. Беспалов Н.Н., Пенькин К.Ю. Оптимизация величин некоторых параметров линейных источников питания на основе стабилизаторов напряжения // Огарев-Online. 2018. №13. С. 1-5.
14. Нгуен Тъи Киен, Кашаев Р.С., Козелков О.В. Импульсный блок питания для портативного протонно-магнитного резонансного релаксометра // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019. Т. 21. № 6. С. 111-117.
15. Fuerback V. B., Dall'Asta M. S., Pagliosa M. A., et al. Analysis of modular DCM Flyback converters in input parallel connections with parametric mismatches // Eletrônica de Potência. 2019. № 24. P. 225-234.
16. Иванов Д.Н. Пути развития источников электропитания современных радиотехнических систем // Актуальные вопросы современной науки. 2016. № 45. С. 134-139.
17. Володин П.Н. Разработка макромодели интенсивности отказов импульсного ИВЭП // Труды международного симпозиума «Надежность и качество». 2017. Т. 1. С. 251-254.
18. Попов А.В. Исследование и совершенствование методов расчета надежности элементов электротехнических комплексов и систем. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2015. № 3-4. С. 114-123
19. Ridley R. Results of a Power Supply Failure Survey // Power Systems Design. 2014. P. 1-4.

20. Edmundo A. Gutierrez, Jamal Deen, Cor Claeys. Low Temperature Electronics: Physics, Devices, Circuits, and Applications. Доступно по: https://books.google.com.tr/books?id=e677kp7OhzAC&hl=tr&source=gbs_navlinks_s. Ссылка активна на 25 августа 2021.

21. Егоров В. И., Лайне В. А., Калинина М. И. Расчет блока радиоэлектронной аппаратуры с естественной вентиляцией // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. 2003. № 9. С. 33-36.

22. Смолин Е.В. Система управления предпусковым подогревом электронной аппаратуры в условиях низких температур: патент на полезную модель № 96615, Российская Федерация. Опубликовано 08.10.2010.

23. Попов В.А. Стабилизированный источник постоянного или переменного напряжения: авторское свидетельство на изобретение № 636592, СССР. Опубликовано 05.12.1978. Бюл. № 45.

24. Деревянченко И.Л., Бурмака А.А. Двенадцативольтовый источник бесперебойного питания постоянного тока: патент на полезную модель № 34819, Российская Федерация. Опубликовано 10.12.2003.

25. Паспорт на блок питания БП12-4-3,7А, ЗАО «НТФ ТИРЭКС». Доступно по: <http://ntftirex.ru/docs/BP12-4-3.7A.pdf>. Ссылка активна на 25 августа 2021.

26. Техническое описание, инструкция по эксплуатации и паспорт «Источники напряжения серии ARPV-UH», Sunrise Holdings Ltd. Доступно по: https://arlight-russia.ru/upload/iblock/6b4/Datasheet_ARPV-UH_025171-025045-025046.pdf. Ссылка активна на 25 августа 2021.

27. Журавлев А.В., Ревнев С.Н., Ревнева Л.А., и др. Блок питания: патент на полезную модель № 106487, Российская Федерация. Опубликовано 10.07.2011.

28. Денисенко Е.А., Тарасов М.М., Кривошей А.А., и др. Источники бесперебойного и автономного электроснабжения // Политематический сетевой электронный научный журнал КубГАУ. 2016. № 115. С. 1337-1349.

29. Карагодин В.В., Полянский К.А., Горин В.А. Структурно-параметрическая оптимизация системы бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей // Приборостроение. 2017. Т. 60, № 1. С. 14-23.

30. Hwu K. I., Shieh J. Applying Module-Link Method to Multiple Power Supplies Paralleled. IEEE IECON 2017 – 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Beijing; 2017. pp. 901–903.

31. Исмаилов Т. А., Муслимов Э. М., Рашидханов А. Т., и др. Обеспечение теплового режима приборов распределенного питания в составе корабельных систем вторичного электропитания на базе унифицированных блоков // Вестник ДГТУ. Технические науки. 2016. Т. 42. № 3. С. 64-72.

32. Мандзий Б. А., Волочий Б. Ю., Озирковский Л. Д., и др. Сравнение надежности источников бесперебойного электропитания с нагруженными и ненагруженными резервными модулями // Труды Международного симпозиума «Надежность и качество». 2013. Т. 1. С. 132-135.

33. Татунов С.Ю. Разработка программы имитационного моделирования безотказности блоков питания // Новые информационные технологии в автоматизированных системах. 2019. № 22. С. 109-112.

34. Datasheet «TPS2475x 12-A eFuse Circuit Protector with Current Monitor TPS24750, TPS24751», Texas Instruments Inc. 2013, revised December 2018. Доступно по: <https://www.ti.com/lit/ds/symlink/tps24751.pdf>. Ссылка активна на 25 августа 2021.

35. Datasheet «DVCL28 Series High Reliability Hybrid Inrush Current Limiter», VPT-Inc. 2017. Доступно по: <https://www.vptpower.com/wp-content/uploads/downloads/2017/08/DS-DVCL28-5.0.pdf>. Ссылка активна на 25 августа 2021.

36. Datasheet «MAX17613A/MAX17613B/MAX17613C 4.5V to 60V, 3A Current-Limiter with OV, UV and Reverse Protection», Maxim Integrated. February 2019. Доступно по: <https://datasheets.maximintegrated.com/en/ds/MAX17613A-MAX17613C.pdf>. Ссылка активна на 25 августа 2021.

37. Берг В.Р., Бродников С.Н., Михеев В.В., и др. Интеллектуальная система преобразования напряжения постоянного тока для динамически изменяющейся нагрузки: патент на изобретение № 2692089, Российская Федерация. Опубликовано 21.06.2019. Бюл. № 18.

38. Федоров А.В., Орел Е.А. Отказоустойчивая система электропитания с возможностью гибкой настройки параметров: патент на изобретение № 2746221, Российская Федерация. Опубликовано 09.04.2021. Бюл. № 10.

39. Meng L., Dragicevic T., Vasquez J., et al. Tertiary and Secondary Control Levels for Efficiency Optimization and System Damping in Droop Controlled DC-DC Converters // IEEE Transactions on Smart Grid. 2015. V. 6. № 6. P. 2615–2626.
40. Hu T., Khan M., Xu K., et al. Design of an Input-Parallel Output-Parallel Multi-Module DC-DC Converter Using a Ring Communication Structure. Journal of Power Electronics. 2015. Vol. 15, №4. P. 886–898.
41. Sun B. How to Parallel Two DC/DC Converters with Digital Controllers // Analog Design Journal. 2018. Iss. 3Q. P. 1–5.
42. Klassen S.V., Klassen T.S., Luft S.V. Current Sharing in Digitally Controlled DC-DC Converters Connected in Parallel. International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices, EDM. 2019. pp. 541-546.
43. Каталупов О.И. Модульный источник питания с конфигурируемой структурой // Политематический сетевой электронный научный журнал КубГАУ. 2017. № 131. С. 1192-1203.
44. Данилов Д. А., Егоров В. И., Фадеева С. В., и др. Моделирование тепловых режимов электронных систем с естественной вентиляцией // Известия высших учебных заведений. Приборостроение. 2012. Т. 53, № 4. С. 41-45.
45. Повгородний В. О. Проектирование печатных плат с учетом температурного воздействия // АСУ и приборы автоматики. 2007. № 138. С. 66-71.
46. Ефременков И. В., Сорокин М. Ю. Проведение инженерного расчета теплового воздействия элементов электронных плат // Известия Самарского научного центра РАН. 2016. Т. 18, № 4-3. С. 663-668.
47. Шарков А.В., Герасютенко В.В., Минкин Д.А. Моделирование теплового режима электронного оборудования на основе результатов тепловизионной съемки температурных полей элементов // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. 2020. Т. 20, №2. С. 272-276.
48. Исмаилов Т.А., Рашидханов А.Т., Юсуфов Ш.А. Термоэлектрическое устройство для обеспечения теплового режима блоков радиоэлектронных систем // Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2015. Т. 37, №2. С. 50-59.
49. Либенко Ю. Н. Эксплуатационные возможности преобразователей напряжения с магистрально-модульной архитектурой // Практическая силовая электроника. 2012. № 4(48). С. 6-9.
50. Жаднов В.В. Модель магистрально-модульного преобразователя напряжения для расчета его наработки до отказа методом статистического моделирования при смешанном резервировании его каналов // Труды Международного симпозиума «Надежность и качество». 2020. Т. 1. С. 52-55.

Авторы публикации

Шпенст Вадим Анатольевич – д-р техн. наук, профессор Санкт-Петербургского горного университета.

Орел Евгений Александрович – аспирант, Санкт-Петербургский горный университет.

References

1. Gendler SG. Teplofizicheskie aspekty bezopasnosti i effektivnosti pri dobyche poleznykh iskopaemykh i ekspluatatsii podzemnykh sooruzhenii v surovyykh klimaticheskikh usloviyakh. *Zapiski Gornogo instituta*. 2006; 168: 64-67.
2. Cherepovitsyn AE, Larichkin FD, Il'ina AA, et al. Formirovanie kontseptsii ratsional'nogo prirodopol'zovaniya na arkticheskikh territoriyakh, sposobstvuyushchei ikh ustoichivomu promyshlennomu i sotsial'no-ekonomicheskomu razvitiyu. *Voprosy territorial'nogo razvitiya*. 2018; 5(45): 1-17.
3. Shklyarskii YaE, Zamyatina EN, Zamyatin EO. Otsenka energeticheskoi effektivnosti elektrotekhnicheskogo kompleksa. *Izvestiya TulGU. Tekhnicheskie nauki*. 2020; 3: 339-347.
4. Lebedev VA, Leusheva EL, Morenov VA. Kompleksnoe energosnabzhenie pri burennii skvazhin v oslozhnennykh klimaticheskikh usloviyakh. *Zapiski Gornogo Instituta*. 2015; 213:47-53.
5. Lavrik AYU, Zhukovskii YuL, Buldysko AD. Osobennosti vybora optimal'nogo sostava vetro-solnechnoi elektrostantsii s dizel'nymi generatorami. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. PROBLEMY ENERGETIKI*. 2020; 22 (1): 10-17.

6. Petrunin AM, Semenov AS, Molodykh SS. Analiz perspektiv razrabotki ugol'nykh mestorozhdenii v arkticheskoi zone Chukotskoi avtonomnoi oblasti. *Moskovskii ekonomicheskii zhurnal*. 2020;8:74-85.
7. Abramovich BN, Bel'skii AA. Vybor parametrov vetrodizel'noi ustanovki dlya energoobespecheniya mineral'no-syr'evogo kompleksa. *Zapiski gornogo instituta*. 2012; 195: 227-230.
8. Glushchenko MA. Vetroenergeticheskie ustanovki. *Zapiski Gornogo Instituta*. 2007; 170: 156-158.
9. Shklyarskii YaE, Salov RA. Povyshenie effektivnosti raboty energeticheskikh tsentrov na poputnom gaze. *Izvestiya TulGU. Tekhnicheskie nauki*. 2017;12-2:484-492.
10. Apollonskii SM, Kuklev YuV. Nizkovol'tnye elektricheskie apparaty. *Zapiski Gornogo Instituta*. 2016;218:251-260.
11. Emashkina TS, Belov AG, Kochegarov II. Klassifikatsionnye priznaki istochnikov elektropitaniya. *Trudy mezhdunarodnogo simpoziuma «Nadezhnost' i kachestvo»*. 2014; 2: 15-16.
12. Amaral A, Cardoso AJM. Voltage Doubler for AC-DC Step-Up Linear Power Supplies: Design, Modelling and Simulation. *Acta Electrotechnica et Informatica*. 2016; 6: 3-10.
13. Bepalov NN, Pen'kin KYu. Optimizatsiya velichin nekotorykh parametrov lineinykh istochnikov pitaniya na osnove stabilizatorov napryazheniya. *Ogarev-Online*. 2018; 13: 1-5.
14. Nguyen CK, Kashaev RS, Kozelkov OV. The impulse power unit for a portable proton magnet resonance relaxometer. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2019; 21(6):111-117.
15. Fuerback VB, Dall'Asta MS, Pagliosa MA. et al. Analysis of modular DCM Flyback converters in input parallel con-nections with parametric mismatches. *Eletrônica de Potência*. 2019; 24: 225-234.
16. Ivanov DN. Puti razvitiya istochnikov elektropitaniya sovremennykh radiotekhnicheskikh system. *Aktual'nye voprosy sovremennoj nauki*. 2016; 45: 134-139.
17. Volodin PN. Razrabotka makromodeli intensivnosti otkazov impul'snogo IVEP. *Trudy mezhdunarodnogo simpoziuma «Nadezhnost' i kachestvo»*. 2017;1:251-254.
18. Popov AV. Issledovanie i sovershenstvovanie metodov rascheta nadezhnosti elementov elektrotekhnicheskikh kompleksov i sistem. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenij. PROBLEMY ENERGETIKI*. 2015; 3-4: 114-123.
19. Ridley R. Results of a Power Supply Failure Survey. *Power Systems Design*. 2014: 1–4.
20. Edmundo A. Gutierrez, Jamal Deen, Cor Claey's. Low Temperature Electronics: Physics, Devices, Circuits, and Applications. Available at: https://books.google.com.tr/books?id=e677kp7OhzAC&hl=tr&source=gbps_navlinks_s. Accessed: 25 Aug 2021.
21. Egorov VI, Lajne VA, Kalinina MI. Raschet bloka radioelektronnoy apparatury s estestvennoy ventilyaciej. *Nauchno-tehnicheskij vestnik informacionnykh tekhnologij, mekhaniki i optiki*. 2003; 9: 33-36.
22. Smolin EV. Sistema upravleniya predpuskovym podogrevom elektronnoi apparatury v usloviyakh nizkikh temperatur: Patent RUS №96615. 08.10.2010. Available at https://yandex.ru/patents/doc/RU96615U1_20100810. Accessed: 25 Aug 2021.
23. Popov VA. Stabilizirovannyi istochnik postoyannogo ili peremennogo napryazheniya. Patent USSR №636592. 05.12.1978. Byul. № 45. Available at https://yandex.ru/patents/doc/SU636592A1_19781205. Accessed: 25 Aug 2021.
24. Derevyanchenko IL, Burmaka AA. Dvenadtsativol'tovyi istochnik besperebojnogo pitaniya postoyannogo toka. Patent RUS №34819. 10.12.2003. Available at https://yandex.ru/patents/doc/RU34819U1_20031210. Accessed: 25 Aug 2021.
25. Passport of power supply BP12-4-3,7A, ZAO «NTF TIREKS». Available at: <http://ntftirex.ru/docs/BP12-4-3.7A.pdf>. Accessed: 25 Aug 2021.
26. Technical description and passport of «Voltage source ARPV-UH series». Available at: https://arlight-russia.ru/upload/iblock/6b4/Datasheet_ARPV-UH_025171-025045-025046.pdf. Accessed: 25 Aug 2021.
27. Zhuravlev AV, Revnev SN, Revneva LA, et al. Blok pitaniya. Patent RUS №106487. 10.07.2011. Available at https://yandex.ru/patents/doc/RU106487U1_20110710. Accessed: 25 Aug 2021.
28. Denisenko EA, Tarasov MM, Krivoshej AA, et al. Istochniki besperebojnogo i avtonomnogo elektroosnabzheniya. *Politematicheskij setevoy elektronnyj nauchnyj zhurnal KubGAU*. 2016; 115: 1337-1349.

29. Karagodin VV, Polyanskij KA, Gorin VA. Strukturno-parametricheskaya optimizaciya sistemy besperebojnogo elektrosnabzheniya otvetstvennyh potrebitel'ej. *Priborostroenie*. 2017;60(1):14-23.
30. Hwu KI, Shieh J. Applying Module-Link Method to Multiple Power Supplies Paralleled. *IEEE IECON 2017 – 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. Beijing; 2017. pp. 901–903.
31. Ismailov TA, Muslimov EM., Rashidhanov AT, et al. Obespechenie teplovogo rezhima priborov raspredelennogo pitaniya v sostave korabel'nyh sistem vtorichnogo elektropitaniya na baze unificirovannyh blokov. *Vestnik DGTU. Tekhnicheskie nauki*. 2016;42(3): 64-72.
32. Mandzij BA, Volochij BYU, Ozirkovskij LD, et al. Sravnenie nadezhnosti istochnikov besperebojnogo elektropitaniya s nagruzhennymi i nenagruzhennymi rezervnymi modul'yami. *Trudy Mezhdunarodnogo simpoziuma «Nadezhnost' i kachestvo»*. 2013;1:132-135.
33. Tatunov SYU. Razrabotka programmy imitacionnogo modelirovaniya bezotkaznosti blokov pitaniya. *Novye informacionnye tekhnologii v avtomatizirovannyh sistemah*. 2019;22: 109-112.
34. Datasheet «TPS2475x 12-A eFuse Circuit Protector with Current Monitor TPS24750, TPS24751», Texas Instruments Inc. 2013, revised December 2018 Available at: <https://www.ti.com/lit/ds/symlink/tps24751.pdf>. Accessed: 25 Aug 2021.
35. Datasheet «DVCL28 Series High Reliability Hybrid Inrush Current Limiter», VPT-Inc. 2017. Available at: <https://www.vptpower.com/wp-content/uploads/downloads/2017/08/DS-DVCL28-5.0.pdf>. Accessed: 25 Aug 2021.
36. Datasheet «MAX17613A/MAX17613B/MAX17613C 4.5V to 60V, 3A Current-Limiter with OV, UV and Reverse Protection», Maxim Integrated. February 2019. Available at: <https://datasheets.maximintegrated.com/en/ds/MAX17613A-MAX17613C.pdf>. Accessed: 25 Aug 2021.
37. Berg VR, Brodnikov SN, Mikheev VV, et al. *Intellectual'naya sistema preobrazovaniya napryazheniya postoyannogo toka dlya dinamicheski izmenyayushcheysya nagruzki*. Patent RUS №2692089. 21.06.2019. Byul. №18 Available at: https://yandex.ru/patents/doc/RU2692089C2_20190621. Accessed: 25 Aug 2021.
38. Fedorov AV, Orel EA. *Otkazoustoichivaya sistema elektropitaniya s vozmozhnost'yu gibkoi nastroiки parametrov*. Patent RUS №2746221. 09.04.2021. Byul. №10. Available at: https://yandex.ru/patents/doc/RU2020127684A_20210118 Accessed: 25 Aug 2021.
39. Meng L, Dragicevic T, Vasquez J, et al. Tertiary and Secondary Control Levels for Efficiency Optimization and System Damping in Droop Controlled DC-DC Converters. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2015;6(6):2615–2626.
40. Hu T., Khan M., Xu K., et al. Design of an Input-Parallel Output-Parallel Multi-Module DC-DC Converter Using a Ring Communication Structure. *Journal of Power Electronics*. 2015;15(4):886–898.
41. Sun B. How to Parallel Two DC/DC Converters with Digital Controllers. *Analog Design Journal*. 2018;3Q:1–5.
42. Klassen SV, Klassen TS, Luft SV. Current Sharing in Digitally Controlled DC-DC Converters Connected in Parallel. *International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices, EDM*; 2019. pp. 541-546.
43. Katalupov OI. Modul'nyj istochnik pitaniya s konfiguriruemoj strukturoj. *Politematicheskij setevoy elektronnyj nauchnyj zhurnal KubGAU*. 2017;131:1192-1203.
44. Danilov DA, Egorov VI, Fadeeva SV, et al. Modelirovanie teplovyh rezhimov elektronnyh sistem s estestvennoj ventilyaciej. *Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. Priborostroenie*. 2012;53(4): 41-45.
45. Povgorodnij VO. Proektirovanie pechatnyh plat s uchetom temperaturnogo vozdejstviya. *ASU i pribory avtomatiki*. 2007;138: 66-71.
46. Efremenkov IV, Sorokin MYU. Provedenie inzhenernogo rascheta teplovogo vozdejstviya elementov elektronnyh plat. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo centra RAN*. 2016;18(4-3):663-668
47. SHarkov AV, Gerasyutenko VV, Minkin DA. Modelirovanie teplovogo rezhima elektronnoho oborudovaniya na osnove rezul'tatov teplovizionnoj s"emki temperaturnykh polej elementov. *Nauchno-tekhnicheskij vestnik informacionnyh tekhnologij, mekhaniki i optiki*. 2020;20(2):272-276.
48. Ismailov TA, Rashidhanov AT, YUsufov SHA. Termoelektricheskoe ustrojstvo dlya obespecheniya teplovogo rezhima blokov radioelektronnyh system. *Vestnik Dagestanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Tekhnicheskie nauki*. 2015;37(2):50-59

49. Libenko YUN. Ekspluatatsionnye vozmozhnosti preobrazovatelej napryazheniya s magistral'no-modul'noj arhitekturoj. *Prakticheskaya silovaya elektronika*. 2012;4(48):6-9

50. ZHаднов V.V. Model' magistral'no-modul'nogo preobrazovatelya napryazheniya dlya rascheta ego narabotki do otkaza metodom statisticheskogo modelirovaniya pri smeshannom rezervirovanii ego kanalov. *Trudy Mezhdunarodnogo simpoziuma «Nadezhnost' i kachestvo»*. 2020;1:52-55.

Authors of the publication

Vadim A. Shpenst - Saint-Petersburg Mining University, Russia.

Evgeniy A. Orel - Saint-Petersburg Mining University, Russia.

Получено

29 июля 2021г.

Отредактировано

12 августа 2021г.

Принято

13 августа 2021г.

ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



УДК 620.93

DOI:10.30724/1998-9903-2021-23-4-180-196

КОНЦЕПЦИЯ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

С.В. Цыпленков, Е.Д. Агафонов

Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа, г. Красноярск, Россия
sv-tsyplenkov@mail.ru, eagafonov@sfu-kras.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть проблемы контроля энергетической эффективности механизированной добычи нефти. Провести сравнительный анализ подходов, применяемых при оценке уровня энергоэффективности и потенциала энергосбережения. Дать оценку современным возможностям автоматизации контроля энергоэффективности. Выявить результативный метод верификации показателей энергетической эффективности. Предложить концепцию автоматизированной системы контроля энергоэффективности механизированной добычи нефти на основе интеллектуальных методов анализа данных. *МЕТОДЫ.* При решении поставленной задачи применялся метод факторного анализа удельного расхода электроэнергии, реализованный в модели. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье описана актуальность темы, рассмотрены особенности применения различных показателей энергоэффективности. Разработана модель влияния факторов на удельный расход электроэнергии. Предложена концепция автоматизированной системы контроля энергоэффективности на основе интеллектуальных методов. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Применение показателя удельного расхода электроэнергии на механизированную добычу нефти, как индикатора энергоэффективности, дает возможность оценивать текущий уровень энергетической результативности и выявлять потенциал дальнейшего энергосбережения. Для осуществления контроля удельного расхода электроэнергии на механизированном фонде добывающих скважин необходима реализация систем автоматизированного учета энергии, дополненных возможностями факторного анализа отклонений от плановых значений. Предлагается применение интеллектуальных методов анализа данных, которые позволят осуществлять оптимальный выбор факторов отклонений удельного расхода электроэнергии и повысить достоверность контроля энергоэффективности.

Ключевые слова: Удельный расход электроэнергии; факторный анализ; система контроля энергоэффективности; механизированная добыча; энергоэффективность; интеллектуальные методы.

Для цитирования: Цыпленков С.В., Агафонов Е.Д. Концепция комплексной системы контроля энергоэффективности механизированной добычи нефти // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 180-196. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-180-196.

THE CONCEPT OF AN INTEGRATED SYSTEM OF ENERGY EFFICIENCY CONTROL OF ARTIFICIAL OIL LIFT

SV. Tsyplenkov, ED. Agafonov

Siberian Federal University, Institute of Petroleum and Natural Gas Engineering,
Krasnoyarsk, Russia
sv-tsyplenkov@mail.ru, eagafonov@sfu-kras.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* To consider the problems of controlling the energy efficiency of artificial oil lift. To conduct a comparative analysis of the approaches used to assess the level of energy efficiency and the possibility of energy saving. To submit to a modern possible energy efficiency control system. To identify an effective method for verifying energy efficiency indicators. To propose a concept of an automated control system for energy efficiency of artificial oil lift based on intelligent methods of data analysis. *METHODS.* When solving the problem, the method of factor analysis of specific power consumption, implemented in a model, was used. *RESULTS.* The article describes the relevance of the topic, considers the features of the use of various indicators of energy efficiency. A model of factors for specific power consumption has been developed. In this article, a concept of an automated energy efficiency control system based on intelligent methods has been proposed. *CONCLUSION.* Using the indicator of specific electricity consumption for artificial oil lift, as an indicator of energy efficiency, makes it possible to assess the current level of energy efficiency and identify the potential for further energy saving. To control the specific consumption of electricity at the mechanized stock of production wells, it is necessary to implement systemic energy metering, additional factor analysis of deviations from the planned values. Using of intelligent methods of data analysis selects the factors of deviation of the specific power consumption and ensures the reliability of energy efficiency control.

Keywords: Specific power consumption; factor analysis; energy efficiency control system; artificial lift; energy efficiency; intellectual methods.

For citation: Tsyplov SV, Agafonov ED. The concept of an integrated system of energy efficiency control of artificial oil lift *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(4): 180-196. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-180-196.

Введение и литературный обзор

В настоящее время в России уделяется особое внимание проблемам энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Основные положения энергетической политики государства закреплены в Федеральном законе № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 года, и в «Энергетической стратегии России на период до 2035 года». Согласно Стратегии основной целью государственной энергетической политики в сфере повышения энергетической эффективности экономики является рациональное использование энергетических ресурсов.

Нефть занимает значимое место в мировом энергобалансе, имея долю около 30% от всех потребляемых энергоресурсов. Одновременно с этим нефтяная промышленность нашей страны сама потребляет 5,5% всей вырабатываемой энергии [1]. На рисунке 1 [1] представлено относительное потребление топливно-энергетических ресурсов различными направлениями нефтяной промышленности.

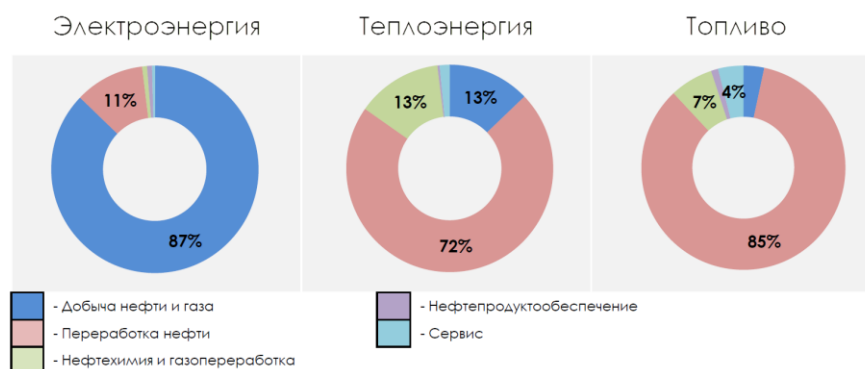


Рис. 1. Потребление топливно-энергетических ресурсов в нефтяной промышленности РФ

Fig. 1. Consumption of fuel and energy resources in the oil industry of the Russian Federation

В структуре нефтегазового сектора экономики наибольший объем потребляемой электроэнергии приходится на добычу нефти. На это потребление в составе

себестоимости добычи приходится более трети всех затрат.

На сегодняшний день на подъем жидкости из скважины, вертикальная глубина которой может достигать 2,5-3 км, приходится порядка 60% всей энергии, потребляемой нефтедобывающим предприятием, даже с учетом наличия таких энергоемких процессов как поддержание пластового давления и сбор, подготовка и транспорт нефти. В связи с этим особенно важно обеспечивать требуемую энергетическую эффективность процесса добычи нефти на механизированном фонде скважин, что на практике реализуется оптимальным подбором погружного оборудования – его энергосберегающим дизайном, в соответствии с геолого-техническими условиями, в которых осуществляется добыча [2, 3].

В целях обеспечения конкурентоспособности, лидирующие в отрасли компании стремятся к достижению высоких показателей энергетической эффективности добычи, что особенно важно в условиях нестабильных цен на энергоресурсы на мировых рынках. Ставя задачей повышение энергоэффективности, необходимо в первую очередь обеспечить ее достоверный контроль, который позволит не только отслеживать текущее состояние, но и результативно проводить энергосберегающие мероприятия [4].

В этой связи особую значимость приобретает проблема оценки и контроля энергоэффективности, измерения определяющих ее параметров, а также изучения тех факторов, которые оказывают на нее влияние.

При эксплуатации комплекса механизированной добычи реализуется контроль множества эксплуатационных параметров. Некоторые из них измеряются напрямую с применением аттестованных средств измерений, другие поддаются исключительно косвенным измерениям. Для того чтобы получать достоверные данные в процессе контроля важно учитывать технологические и геологические группы факторов, влияющих на энергоэффективность механизированной добычи как на результирующий показатель [5]. Существующие подходы к измерениям энергоэффективности не всегда позволяют с требуемым качеством проводить анализ объективных факторов изменения объемов энергопотребления.

Кроме перечисленных групп факторов влияние на энергетическую эффективность оказывает конфигурация спускаемого в скважину оборудования – дизайн глубинного насосного оборудования. Оценка влияния конфигурации оборудования механизированной добычи на энергоэффективность на практике осуществляется по «остаточному принципу». Это происходит только после того, как учтены величины эффектов, достигнутых путем внедрения отдельных энергосберегающих мероприятий, и факторов, оценка которых зачастую остается неисчерпывающей [6].

До настоящего времени подходы, позволяющие оценивать энергетическую эффективность как параметр технических систем, сводились исключительно к энергосберегающим возможностям данных систем в соответствии с ГОСТ Р 56743-2015. В работах Каверина М.Н. [7], Старикова А.В. [8], Ивановского В.Н. [9, 10], Тарасова В.П. [3, 11], Байкова И.Р. [12], Галяутдинова И.М. [13] выработаны методы оценки энергоэффективности как обратной величины энергосберегающего потенциала. При этом внедрение энергосберегающих мероприятий, в том числе современной техники и технологий, не гарантирует стабильного улучшения энергетической эффективности и достаточно полной реализации энергосберегающего потенциала. Это обусловлено воздействием сложной конфигурации взаимозависимых факторов, оказывающих влияние на итоговое энергопотребление [14, 15].

Достоверный контроль не может быть осуществлен без создания модели, учитывающей наиболее существенные причины изменения результирующего показателя энергоэффективности. При этом модель должна отвечать требованиям надежности и воспроизводимости оценки состояния энергоэффективности работы механизированного фонда. Для создания такой модели целесообразно применять удельный расход электроэнергии на единицу добытой жидкости (УРЭ), как показатель энергоэффективности. В работах Музычука П.С. [16], Ковалевой Н.А. [17], Зуева А.С. [18, 19], Якимова С.Б. [20, 21], и Журавлева В.В. [22] выработаны подходы к факторному анализу удельного расхода электроэнергии. Некоторые решения в области оценки факторов внедрены сегодня в крупнейших нефтедобывающих компаниях.

Существуют альтернативные подходы к оценке энергоэффективности на основе автоматизированного сбора данных. Патенты за авторством Вейнבלата А.В. [23] и Ахтямова А.Р. [24], демонстрируют попытки автоматизировать оценку энергоэффективности, однако, они обладают характерными недостатками, не позволяющими оценить причины отклонений от расчетных объемов энергопотребления.

По результатам реализации Программы энергосбережения (ПЭС) ПАО «НК «Роснефть» 2009–2014 начальником Управления энергоэффективности и энергосбережения ПАО «НК «Роснефть» А.С. Зуевым в статье [19] был сделан вывод о том, что реализация Программы энергосбережения не всегда приводит к снижению УРЭ. Неожиданный рост УРЭ может быть вызван технологическими и геологическими факторами, методики учета которых еще не отработаны. Отклонение за счет влияющих факторов ставит под сомнение экономию по мероприятиям Программы энергосбережения. По мнению А.С. Зуева это обусловлено недостатками планирования энергопотребления, отсутствия отраслевой методологии планирования УРЭ для всех действующих в Компании месторождений.

Решением задачи выявления и анализа факторов занимаются также в ПАО «Газпромнефть». Как изложено в работе Н. Чинковой «Газпромнефть: Программа энергоменеджмента» [25], единая система и методы факторного анализа отклонений УРЭ от плановых показателей в настоящее время отсутствуют. Например, в соответствии с ГОСТ Р 56743-2015 Измерение и верификация энергетической эффективности сам принцип оценки заключается в результативности реализации энергосберегающих мероприятий. Это обусловлено тем, что производить факторный анализ по всему фонду скважин в целом с достаточной достоверностью не представляется возможным в связи с наличием больших массивов данных измерений технологических и геологических параметров. В этой ситуации практически невозможно в режиме оперативного планирования и оперативной отчетности проанализировать, какие из параметров и на какой части фонда оказывают значительное влияние на УРЭ, а также то, насколько данные измерений применимы для проведения корректирующих организационно-технических мероприятий [26].

Одним из подходов к факторному анализу УРЭ, нашедшим широкое применение в практике, является статистический анализ энергопотребления механизированного фонда с выявлением группы воспроизводимых наиболее влияющих и часто встречающихся факторов. При этом анализируются суммарные эффекты от реализации энергосберегающих мероприятий, средневзвешенные КПД и напоры по фонду.

Этот подход, с одной стороны, расширяет возможности оперативного планирования и отчетности, так как решает задачу распределения отклонения той части потребления электроэнергии в составе УРЭ, которая в выборке имеет наибольший вес и частоту появления. С другой стороны, укрупненные группы могут содержать в себе невыявленные факторы, величина которых неизвестна. В ряде случаев сгруппированные факторы могут отклоняться по величине за допустимые пределы, вследствие чего возможно возникновение значительных объемов необъясненного энергопотребления.

Другим подходом к факторному анализу выступает метод экспертных оценок. Для выявления факторов специалисты, работающие непосредственно с фондом и данными измерений его параметров, имея опыт наблюдений, могут локализовать группы скважин и группы причин, по которым возможно отклонение по энергопотреблению. По результатам такой локализации анализируются только те результаты измерений, которые участвуют в формировании факторов, потенциально оказывающих наибольшее влияние на УРЭ [22].

Сбор достоверных данных об энергопотреблении, не перемежающихся с данными других процессов, обеспечивает единство и требуемую точность измерений. Автоматизация позволяет реализовывать системы контроля энергоэффективности на базе этих измерений, которые могут использовать внедренные автоматизированные системы технического учета электроэнергии (АСТУЭ).

Системы контроля энергоэффективности (СКЭ), функционирующие на базе автоматизированных систем учета энергии, представляют собой программно-технические комплексы, производящие вычисления удельных расходов электроэнергии или других показателей энергетической эффективности на основании данных учета и данных об объемах добычи нефти. СКЭ производят вычисления, основанные на данных об энергопотреблении, собранных с АСУТЭ, и данных о добыче пластовой продукции с учетом содержания в ней воды, поступающих с Центральных диспетчерских систем (ЦДС) или Комплексных информационно-измерительных и управляющих системах (КИУС) [27]. Современные СКЭ функционально не предназначены для выявления причин отклонений показателей энергетической эффективности. При всей сложности и дороговизне разрабатываемых программно-технических продуктов ни один из них не способен выявлять и количественно оценивать факторы, влияющие на результирующие показатели [28].

Основными потребителями электроэнергии при механизированной добыче нефти являются погружные установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). В ходе реализации концепции энергосберегающего дизайна УЭЦН, изложенного Тарасовым В.П. в работе [3], впервые обозначены подходы к поузловому анализу энергетической эффективности погружного оборудования. На основе оценки параметров работы погружных установок обозначена задача по созданию системы мониторинга энергопотребления – первого концептуального прототипа системы контроля энергоэффективности.

В работе [11] Тарасов В.П., Куряев С.В. и Голубь И.М., специалисты Центра экспертной поддержки и технического развития ПАО «НК «Роснефть», основываясь на опыте реализации мероприятий по повышению энергоэффективности, указывают на важность точности расчета энергопотребления при оценке энергетической эффективности. Внедрение СКЭ частично решает данную проблему, позволяя получать более точные данные об энергопотреблении фонда скважин, однако, не выделяет непроизводительные потери из общего потребления, отнесенного на процесс механизированной добычи.

Попытка создания СКЭ с учетом влияния воздействия факторов была предпринята в программном комплексе Шушакова А.А. [29]. Данные, полученные с автоматизированных систем учета энергоресурсов, и эксплуатационные параметры работы скважин позволяют при неавтоматизированном учете факторов осуществлять подбор погружных установок в соответствии с выявленным энергосберегающим потенциалом. Позднее в работе [30] был предложен алгоритм, позволяющий существующей системе производить автоматизированный бенчмаркинг удельного потребления электроэнергии по отношению к «лучшим практикам».

Приведенный обзор позволяет сделать вывод о том, что ключевой проблемой при оценке энергетической эффективности механизированной добычи можно назвать недостаточную репрезентативность результирующих показателей УРЭ, которые при осуществлении базовых расчетов в несопоставимых условиях не позволяют определить места и объемы потерь, возникающих вследствие нерационального расходования энергоресурсов. При этом показатели, характеризующие воздействие факторов на УРЭ, часто не принимаются в расчет системами контроля энергоэффективности, так как невозможно определить в каком случае фактор оказывает влияние, а в каком нет. Вследствие этого возникает задача по определению степени влияния того или иного фактора, а также выбора методов измерений, на основании которых будет сделана количественная оценка степени его воздействия на удельное энергопотребление.

Обобщая вышесказанное, вопросам автоматизации выявления факторов не было уделено необходимое внимание. Проблему количественного оценивания факторов возможно рассматривать исключительно в контексте построения сложной нелинейной модели, где контролируемые параметры работы фонда выступают в качестве входных переменных, а выходные данные позволят производить количественную оценку их влияния на УРЭ.

Модель влияния факторов на удельное энергопотребление

Для разработки концепции усовершенствованной СКЭ необходимо выявить факторы, способные оказывать влияние на энергетическую эффективность работы механизированного фонда и определить методы их расчета.

Принимая во внимание составной характер механизированного фонда, учет влияющих факторов должен осуществляться учетно-балансовым методом. При этом в первую очередь выявляются факторы, которые возможно установить путем прямых измерений [16].

Для этого в соответствии с порядком формирования энергобаланса предприятия определяется фактический объем потребления электрической энергии на механизированную добычу за определенный период по счетчикам электроэнергии, либо данным АСТУЭ. По данным ЦДС принимается объем добычи по фонду за тот же период. В результате определяется удельный расход электроэнергии на механизированную добычу, без коррекции на объем влияния факторов, который сравнивается с энергетической базовой линией [31]. При соответствии фактических объемов добычи плановым, отклонение УРЭ от базовой линии будет указывать на воздействие факторов.

Объемы потребления электроэнергии в зависимости от направления изменения величин прибавляются или вычитаются из общих объемов, что позволяет привести значение УРЭ к сопоставимым условиям для сравнения с энергетической базовой

линией. При изменении объемов добычи по фонду, приведение фактического УРЭ к базовой линии осуществляется методом пропорции. Пример анализа отклонений УРЭ на механизированную добычу на одном из месторождений Красноярского края от планируемого потребления (базовой линии) приведен на рисунке 2.

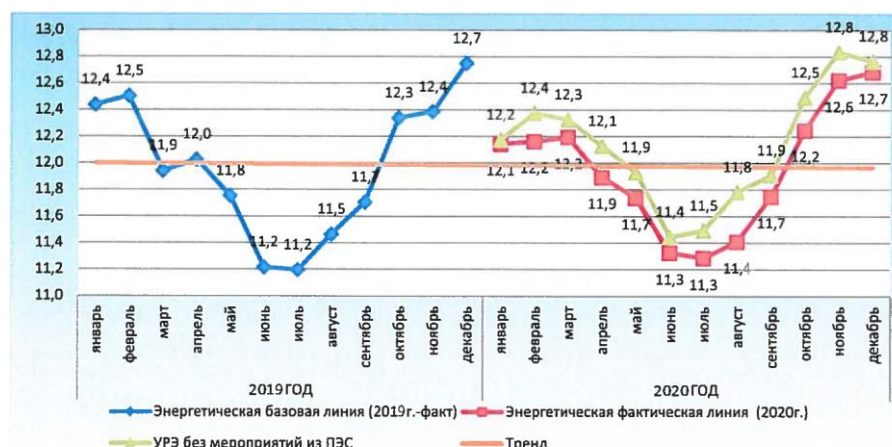


Рис. 2. Анализ отклонений УРЭ от базовой линии за счет влияния мероприятий Программы энергосбережения

Fig. 2. Analysis of the deviations of the URE from the baseline due to the impact of the Energy Saving Program measures

Планирование расхода электроэнергии выполняется путем отнесения суммарного значения УРЭ в определенных долях для каждого технологического процесса, при этом за базу принимаются фактические (прогнозные) значения УРЭ за год, относительно которого происходит планирование. Базовые значения УРЭ корректируются с помощью коэффициентов и функций, на основании чего рассчитываются плановые УРЭ на будущий период. Точность планирования при этом напрямую зависит от корректности исходных измеряемых данных, принимаемых для расчета.

К факторам, поддающимся прямым измерениям, можно отнести:

- *вертикальный приведенный динамический уровень* – глубина, с которой необходимо поднять жидкость из скважины на поверхность. Измерения при этом производятся либо автоматизированными системами скважинной телеметрии, либо с помощью погружных гидростатических уровнемеров. В процессе эксплуатации часто применяется способ вычисления динамического уровня по давлению на приеме насоса;
- *средневзвешенная плотность жидкости* определяется по результатам измерений плотности с помощью ареометров отобранных скважинных проб пластовой жидкости;
- *средневзвешенное линейное давление* определяется по режимным данным, которые поступают на автоматизированные рабочие места (АРМ) и ЦДС с датчиков измерения давления систем контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Результаты прямых измерений применяются для получения косвенных измерений напора по фонду, изменение которого напрямую влияет на динамику УРЭ, вследствие своего влияния на изменение потребления электроэнергии за счет напора.

Аналогично оказывает влияние изменение структуры фонда скважин. В этом случае в составе показателя УРЭ под влиянием оказывается составляющая потребления электроэнергии и рассчитывается как соотношение фактического КПД к расчетному по фонду в целом.

К косвенным измерениям величин факторов, влияющих на УРЭ, также следует отнести эффект от реализуемых энергосберегающих мероприятий.

По результатам факторного анализа в балансе потребления электроэнергии текущего периода по отношению к базовому, с учетом изменения объемов добычи, наблюдается необъясненное изменение энергопотребления.

В практике проведения факторного анализа УРЭ крупными нефтедобывающими компаниями [7, 18, 22] необъясненное изменение энергопотребления в процессе механизированной добычи методом экспертных оценок распределяется на влияние факторов, воздействие которых наиболее вероятно. Применяемым на практике способом распределения [19] является отнесение необъясненного объема на энергосберегающий эффект реализованных на механизированном фонде мероприятий в тех случаях, когда

выявить все факторы не представляется возможным. При реализации данной методики необъясненный эффект принимается как реализация энергосберегающего потенциала на фонде и характеризует величину энергосберегающего эффекта, полученного за счет энергосберегающего дизайна. Если ранее был приведен расчет для оценки фактического эффекта по энергосберегающим мероприятиям, то данным способом оценивается эффект энергосбережения, полученный за счет дизайнов погружного оборудования механизированной добычи. При этом, величина эффекта от реализации энергосберегающего потенциала на механизированном фонде добычи нефти не должна превышать 50% от суммарного энергосберегающего эффекта по процессу механизированной добычи, влияющего на УРЭ [16].

Согласно методике ПАО «Газпромнефть», если эффект от энергосберегающего дизайна превышает половину от общего эффекта, влияющего на УРЭ, то необходимо дополнительно выявлять факторы неэффективности, либо объективные факторы относящиеся к прочим, не учтенным при расчете УРЭ [22]. Эта методика также применяется в случаях, когда после учета укрупненных факторов и приведения условий к сопоставимым с расчетными наблюдается превышение потребления относительно рассчитанного для энергетической базовой линии. Классифицировать прочие объективные факторы можно в зависимости от изменений структуры фонда скважин, от изменений параметров эксплуатации фонда и от изменений геологических параметров эксплуатации [18, 22].

Основной принцип оценки УРЭ ($\omega_{жмд}$) выражен следующей формулой:

$$\omega_{жмд} = 2,724 \cdot 10^{-3} \frac{K_1 \cdot K_2}{\eta_{мд}} \left(1 + 1 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma \Phi \cdot \rho_{ж} + \frac{\rho_{н}}{100 - \rho_{н}} \right) \cdot (H_{д} + P_{лин}) [\text{кВтч} / \text{т}] \quad (1)$$

где $2,724 \cdot 10^{-3}$ – переводной коэффициент работы в кВтч по отношению к единицам системы СИ, K_1 – коэффициент изменения УРЭ за счет напора, K_2 – коэффициент изменения УРЭ за счет структуры фонда (КПД добычи). Формула показывает влияние на энергопотребление механизированной добычи по фонду в целом с учетом средневзвешенных показателей за рассматриваемый период, таких как газовый фактор, плотность добываемой жидкости с учетом обводненности, средневзвешенное линейное давление и приведенный динамический уровень.

Формулы определения средневзвешенных данных за год на основании данных по месяцам, составляющих результирующий показатель энергоэффективности, являются универсальными и применяются для расчета всех средневзвешенных годовых величин. Для примера приведена формула расчета средневзвешенного линейного давления:

$$P_{лин} = S(P_{лин i} \cdot Q_{ж i}) / S Q_{ж i} \quad (2)$$

где $P_{лин}$ – средневзвешенное линейное давление, м.; $P_{лин i}$ – средневзвешенное линейное давление в i -ом периоде, м.; $Q_{ж i}$ – плановый физический объем жидкости за i -ый период, тыс.м³ (т).

Средневзвешенное линейное давление ($P_{лин}$) является технологическим показателем работы нефтяных скважин, определяющим гидравлическое сопротивление в промысловом трубопроводе, которое необходимо преодолеть для прокачки жидкости от скважины до групповой замерной установки и далее до дожимной насосной станции или установки подготовки нефти. Расчет показателя за базовый год выполняется по данным технологического режима нефтедобывающих скважин. Средневзвешенный показатель за месяц, а также средневзвешенный показатель за год рассчитываются по формуле (2).

Количество скважин механизированного фонда определяется по данным технологического режима работы нефтедобывающих по категории фонда – средний действующий фонд скважин, дающих продукцию. К фонду скважин с ЭЦН относятся скважины, оборудованные всеми видами динамических насосов (центробежные, струйные).

Вертикальный приведенный динамический уровень ($H_{д}$) является технологическим показателем работы нефтяных скважин, связанным с разработкой месторождений. Он определяет глубину, с которой жидкость из скважины необходимо поднять на поверхность. Определить величину приведенного динамического уровня можно по формуле:

$$H_{\text{д}}^* = \frac{(H_{\text{ВД}} - H_{\text{насос}}) \cdot \rho_{\text{ж}} + H_{\text{насос}} \cdot \rho_{\text{н}} + 10 \cdot (P_{\text{затр}} - P_{\text{заб}})}{\rho_{\text{н}}}, \quad (3)$$

Забойное давление рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{затр}} + P_{\text{ст.затр}} + P_{\text{ст.эк}}, \quad (4)$$

давление столба нефти в затрубном пространстве по формуле:

$$P_{\text{ст.затр}} = \frac{(H_{\text{насос}} - H_{\text{д}}^*) \cdot \rho_{\text{н}}}{10}, \quad (5)$$

давление столба жидкости в стволе скважины от приема насоса до верхних отверстий перфорации по формуле:

$$P_{\text{ст.эк}} = \frac{(H_{\text{ВД}} - H_{\text{насос}}) \cdot \rho_{\text{ж}}}{10}, \quad (6)$$

где:

$$H_{\text{ВД}} = H_{\text{ВД}}^{\text{замер}} - \text{Удл}_{\text{ВД}}, \quad (7)$$

$$H_{\text{насос}} = \begin{cases} (H_{\text{насос}}^{\text{замер}} - \text{Удл}_{\text{насос}}), & \text{если } \text{Удл}_{\text{насос}} \text{ известно,} \\ H_{\text{насос}}^{\text{замер}} \cdot \left(1 - \frac{\text{Удл}_{\text{ВД}}}{H_{\text{ВД}}}\right), & \text{если } \text{Удл}_{\text{насос}} \text{ не известно,} \end{cases} \quad (8)$$

$$\rho_{\text{ж}} = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot B + \rho_{\text{н}} \cdot (100 - B)}{100}. \quad (9)$$

По каждой скважине, удовлетворяющей указанным требованиям, производится расчет приведенного динамического уровня. Затем производится усреднение этого показателя по всем скважинам с нормированием по режимному дебиту жидкости.

$$H_{\text{Дсред}}^* = \frac{\sum (Q_{\text{ж}} \cdot H_{\text{д}}^*)}{\sum Q_{\text{ж}}}. \quad (10)$$

Расчет таких показателей как средневзвешенная объемная обводненность добываемой продукции (B), средневзвешенная плотность воды ($\rho_{\text{в}}$) и средневзвешенная плотность нефти ($\rho_{\text{н}}$) за базовый год выполняется по данным технологического режима нефтескважин [32].

Средневзвешенные показатели за месяц, а также средневзвешенный показатель за год определяется по формуле (2), при этом показатель $\rho_{\text{в}}$ – рассчитывается на объем воды (объем воды рассчитывается как произведение объема жидкости на объемную обводненность), $\rho_{\text{н}}$ – рассчитывается на объем нефти, B – рассчитывается на объем жидкости.

Исходные данные по объемам и жидкости, количеству скважин должны оцениваться в сопоставимых условиях за один временный период.

Показатели средневзвешенная объемная обводненность добываемой продукции (B), средневзвешенная плотность воды ($\rho_{\text{в}}$) и средневзвешенная плотность нефти ($\rho_{\text{н}}$) на плановый год принимаются по данным технологического режима скважин добычи нефти.

Показатель КПД насосов ЭЦН ($\eta_{\text{мд}}$) по фонду не определяет истинное значение КПД насосов ЭЦН и применяется только для расчета отклонений от базового года, для учета обоснованного снижения или увеличения расхода электроэнергии. Физический смысл формулы описывает зависимость увеличения номинального КПД ЭЦН при увеличении паспортной подачи насосов и рассчитывается по формуле, как для месячного, так и для годового показателя [8]:

$$\eta_{\text{мд}} = 0,0502 \cdot \ln(Q_{\text{ЖинСут}}) + 0,2855 \quad (11)$$

Эмпирические коэффициенты 0,0502 и 0,2855 не являются постоянными величинами и зависят от целого ряда показателей работы оборудования [7]. Величины коэффициентов периодически подтверждаются [20].

Оценивая УРЭ в отчетном периоде относительно базового, можно столкнуться с ситуацией, когда причины изменения потребления электроэнергии неочевидны. Поэтому необходимо производить факторный анализ УРЭ, который будет указывать на источники изменения потребления электроэнергии. Это позволит давать оценку

изменению показателя в динамике. Например, энергосберегающий эффект, достигнутый при реализации потенциала энергосбережения путем внедрения энергосберегающих мероприятий, может оказывать влияние на удельный расход электроэнергии [10]. Это влияние будет рассматриваться как влияние мероприятий Программы энергосбережения (ПЭС) на УРЭ, как отдельный фактор. В целом энергосберегающие мероприятия можно разделить на три типа по отношению к УРЭ: 1) *непосредственно направленные на повышение энергетической эффективности* т.е. при их внедрении УРЭ снижается [33]; 2) *направленные на поддержание текущего уровня* если в отчетном периоде была задействована УЭЦН с более высоким КПД по отношению к базовому периоду, то ее замена на другую энергоэффективную установку просто будет поддерживать ранее достигнутый уровень и уже не окажет значительного влияния на энергоэффективность, такие мероприятия не влияют на УРЭ; 3) *на снижение абсолютного энергопотребления* при падении дебита скважинной продукции нецелесообразно применять высокопроизводительную установку без смены режима. Вследствие замены на менее производительную с меньшим потреблением, снижается и потребление, и дебит, УРЭ остается в тех же пределах, а значит, на него данный тип мероприятий также не оказывает влияние.

Рассмотрим расчет энергосберегающего эффекта, оказывающего влияние на УРЭ.

Применим способ, основанный на фактических параметрах станции управления (СУ) (расчет по данным замеров U , I , $\cos\phi$) и на фактических данных о потреблении по счетчику электроэнергии (может входить в состав СУ) [9].

Для расчетов по параметрам СУ объем эффекта выражается формулой:

$$\omega_{\text{жМД}} = (N_{\text{расч.СУ}} \cdot t) / Q_{\text{ж}} = ((1,73 \cdot U_{\text{отпайки}} \cdot U_{\text{выхСУ}} / U_{\text{СетиНом}} \cdot U_{\text{раб}} \cdot \cos\phi / 1000) \cdot t) / Q_{\text{ж}} \text{ [кВтч/м}^3\text{]}. \quad (12)$$

Для расчетов по фактическим данным о потреблении по счетчику электроэнергии объем эффекта выражается формулой:

$$\omega_{\text{жМД}} = Wh / Q_{\text{ж}} \text{ [кВтч/м}^3\text{]}. \quad (13)$$

При оценке энергосберегающих эффектов от реализации мероприятий замеры и расчеты для указанных способов необходимо проводить два раза: первый раз перед реализацией энергосберегающего мероприятия и второй раз после выхода скважины на установившийся режим работы. Подтверждение фактической экономии энергоресурсов от реализации мероприятий на основе факторного анализа отклонения фактического УРЭ на механизированную добычу жидкости от расчетного УРЭ.

Анализ влияния прочих факторов на удельное энергопотребление

Рассмотрим факторы, влияющие на УРЭ, не связанные с реализацией энергосберегающего потенциала на механизированном фонде и относящиеся к прочим.

Фактор, связанный с вводом новых объектов, включает в себя ввод или принятие на баланс объектов, потребление которых не учтено через УРЭ механизированной добычи. Рассчитывать влияние фактора возможно двумя способами: для новых объектов принимается произведение установленной мощности, коэффициента спроса, принимаемого на основании проектных решений и времени использования; для принятых на баланс существующих объектов следует принимать фактическое потребление электроэнергии за предыдущий год.

Фактор, связанный с изменением схем поставки электроэнергии, подразумевает ввод объектов электросетевого комплекса, приводящих к увеличению потерь в сетях 0,4-110 кВ и относимых на потребление нефтедобывающего предприятия (исключая потребление гражданскими объектами и потребление подрядными организациями).

Инфраструктурные ограничения как фактор включает в себя снижение потребления электроэнергии при вводе ограничений по энергетике или инфраструктуре добычи либо сдачи нефти.

Фактор влияния метеоусловий представляет собой объем изменений потребления электроэнергии на электрообогрев за счет изменения средней температуры воздуха в отчетном году относительно базового. Рассчитывать его следует как произведение потребляемой на электрообогрев мощности и увеличения длительности холодного периода относительно базового года.

Изменение сроков снятия показаний приборов учета при отсутствии автоматизации учета как фактор, возникает при несоответствии фактического потребления электроэнергии, учтенному в отчетный период за счет несвоевременного снятия показаний приборов учета. Проявляется при наличии сложных

инфраструктурных и климатических условий, при этом расчетное потребление электроэнергии за срок между фактическим снятием показаний приборов учета и последним числом месяца.

Изменение учета по процессам необходимо учитывать в качестве фактора, если происходит перераспределение электроэнергии между технологическими процессами, при уточнении схем учета электроэнергии, и включение в объем потребления ранее не учитываемой электроэнергии.

Стоит отдельно рассмотреть следующие структурные факторы, которые зависят от состава оборудования на фонде скважин с УЭЦН.

Увеличение фонда СУ с ЧРП (частотно-регулируемыми приводами) несет в себе изменение потерь электроэнергии в ЧРП и рассчитывается как произведение количества СУ с ЧРП относительно базового года на потери мощности в одном ЧРП и на время использования [34].

Изменение фонда УЭЦН с газосепараторами позволяет оценить изменение потерь электроэнергии в газосепараторах, при этом рассчитывать фактор следует аналогично предыдущему фактору.

Фактор, связанный с изменением потерь в кабельной линии УЭЦН, оценивается при изменении сечения кабеля по фонду УЭЦН [15].

Изменение частоты на фонде УЭЦН и изменение фонда УЭЦН по КПД оценивается как разница средней частоты и среднего КПД на фонде и тех же параметров в базовом году [17].

Изменение вязкости нефти и изменение газового фактора – изменение потребления электроэнергии на подъем скважинной продукции за счет изменения свойств флюида [35, 36].

Изменение устьевого давления учитывается в формуле расчета приведенного динамического уровня и включает в себя как изменение глубины подвести ЭЦН и изменение забойного и затрубного давления, что влечет за собой изменение гидравлических потерь [37].

Линейное давление при преодолении гидравлического сопротивления длинных нефтесборов учитывается фактором – *изменение устьевого давления*, который возникает при вводе новых скважин на удаленных месторождениях относительно большинства скважин фонда.

Снижение фонда энергоэффективных ПЭД возникает при росте потерь электроэнергии в кабельной линии и росте тока при переходе с вентильных ПЭД или ПЭД с повышенным напряжением на двигатели стандартного исполнения [38, 21].

Снижение диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ) ведет к росту гидравлических потерь энергии в НКТ при подъеме жидкости на поверхность.

Перечисленные факторы как параметры, которые возможно выразить численно, поддаются прямым и косвенным измерениям и оказывают непосредственное влияние на энергетическую эффективность механизированного фонда, выраженное через УРЭ. При этом каждый фактор должен обладать весовым коэффициентом и представлен по влиянию на добычу нефти или на энергопотребление [13].

На рисунке 3 в виде гистограммы с накоплением представлен результат расчета абсолютных значений долей в УРЭ, отнесенного на влияние указанных факторов для одного из нефтяных месторождений Красноярского края. По горизонтальной оси обозначены УРЭ за 2019 (фактическое значение – базовая линия или план на 2020 год), объемы вычисленных факторов и результирующий фактический УРЭ за 2020 год.

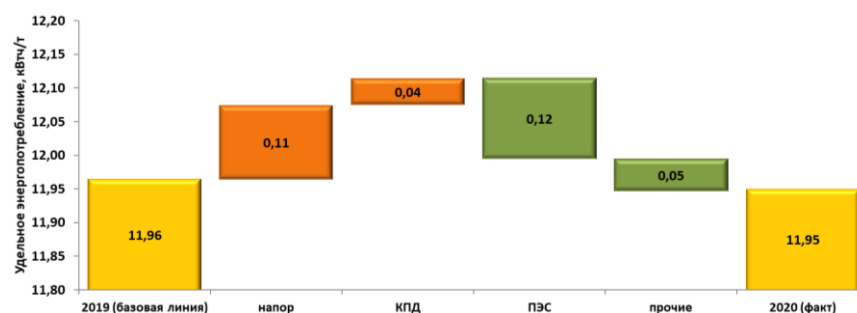


Рис. 3. Анализ влияния факторов влияния на удельное энергопотребление

Fig. 3. Analysis of the influence of influence factors on specific energy consumption

Недостатком факторного анализа УРЭ, применяемого в нефтегазовых компаниях, является невозможность иначе как экспертным путем идентифицировать факторы, относящиеся к прочим. После вычисления факторов по известным методикам объем необъясненного потребления принимается как влияние прочих факторов, которые выбирает эксперт. Далее формируется верификационный расчет, который описывает воздействие факторов или, если они влияют на снижение УРЭ и их объем не превышает 50% от влияния ПЭС, принимается как эффект от энергосберегающего дизайна погружного оборудования.

Для решения проблемы количественного оценивания и достоверного выявления факторов, влияющих на отклонение удельного расхода электроэнергии от планового показателя – базовой линии, может быть применен альтернативный подход. Предлагается создать интеллектуальную модель, в которой при заданных эксплуатационных параметрах, полученных по результатам измерений, станет возможно установить факторы, оказывающие наибольшее влияние на показатель энергоэффективности. При этом, учитывая сложность и многокомпонентность системы процесса механизированной добычи [12] и наличие взаимной зависимости входных параметров, рост величины ошибки по мере введения в расчет факторов, целесообразно применение подходов и реализующих их алгоритмов, учитывающих нелинейность и высокую степень неопределенности влияния факторов на УРЭ.

Концептуальная модель интеллектуальной СКЭ

В целях совершенствования контроля энергетической эффективности комплекса механизированной добычи, предлагается разработать принципиально новую модель, позволяющую на основании сформированных в СКЭ данных о текущем УРЭ идентифицировать, ранжировать и давать количественную оценку степени влияния факторов на показатель энергоэффективности.

Опыт применения искусственных нейронных сетей в нефтяной и газовой промышленности уже позволяет обозначить те направления, в которых их использование позволит результативно решать задачи по обработке эксплуатационной информации. К ним можно отнести проблемы, связанные с анализом больших массивов данных по результатам различных измерений в процессах нефте- и газодобычи, в том числе работу со сложными системами, где наблюдается взаимное влияние факторов [39].

Применение нейросетевой модели для анализа измеримых релевантных геологических и технологических параметров как факторов влияния на УРЭ может стать основой для разработки новой СКЭ, позволяющей выявлять отклонения УРЭ с локализацией по фонду и, что главное, обозначать причины отклонений от плановой величины потребления электроэнергии [40].

Для разработки нейросетевой модели предлагается проанализировать данные об уровне энергоэффективности процесса добычи нефти на отдельно взятом месторождении на каждый месяц за последние пять лет. Из всех показателей процесса добычи нефти выбраны основные показатели, влияющие на УРЭ.

К факторам, поддающимся прямым измерениям, можно отнести:

- Вертикальный приведенный динамический уровень;
- Средневзвешенная плотность жидкости;
- Средневзвешенное линейное давление.

Результаты перечисленных прямых измерений применяются для получения косвенных измерений напора по фонду, изменение которого уже напрямую влияет на динамику УРЭ, ввиду своего влияния на изменение потребления электроэнергии за счет напора.

К косвенным измерениям величин факторов, влияющих на УРЭ, относятся:

- Напор гидравлический;
- Средневзвешенная плотность воды;
- Средневзвешенная плотность нефти;
- Газовый фактор;
- Добыча жидкости на одну скважину с УЭЦН;
- КПД скважин с УЭЦН;
- КПД насосов УЭЦН – описывает зависимость увеличения номинального КПД УЭЦН при увеличении паспортной подачи насосов;
- Количество дней в месяце – характеристика для оценки объема энергопотребления и приведения среднего межремонтного периода по фонду.

Для того чтобы установить взаимосвязи между результативными и факторными показателями предлагается применить нейросетевую модель. Для реализации

факторного анализа предлагается применять модель, которая оптимизирует квадрат потерь с помощью *LBFGS* (алгоритм Бroyдена – Флетчера – Гольдфарба – Шанно с ограниченным использованием памяти).

По результатам построения нейросети, полученную выборку входных факторов необходимо разделять на тестовую и обучающую в процентном соотношении 80 на 20. С помощью обучающей выборки проходит обучение нейросети, а тестовая выборка предназначена для расчета показателя качества построенной модели. Далее, осуществляя полный перебор возможных комбинаций входных факторов, выбираются те комбинации, которые приводят к существенному уменьшению ошибки. Выбранные комбинации, анализируются экспертом, который соотносит набор факторов и ошибку модели, выбирая наилучшую с его точки зрения комбинацию.

Концептуальная модель новой системы контроля энергоэффективности с автоматизированным факторным анализом проиллюстрирована на рисунке 4.

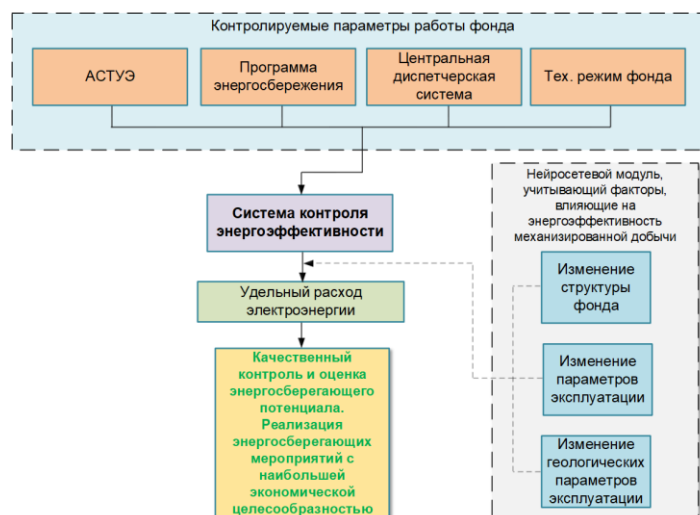


Рис. 4. Модель системы контроля энергоэффективности с автоматизированным факторным анализом

Fig. 4. Model of the energy efficiency control system with automated factor analysis

Результаты работы предлагаемого авторами нейросетевого модуля факторного анализа в составе СКЭ позволят установить взаимосвязи между факторами и ранжировать их по степени влияния на УРЭ. Обученная нейросеть способна прогнозировать будущее влияние факторов для системы, при сохранении относительной стационарности моделируемых процессов, тем самым позволяя эффективно планировать мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности механизированной добычи.

Использование подхода с применением искусственных нейронных сетей позволит повысить достоверность контроля энергоэффективности при выявлении и оценке факторов. Предложенная автоматизированная система будет выступать в роли системы поддержки принятия решений для специалистов, осуществляющих планирование, прогнозирование и мониторинг показателей энергоэффективности и энергосберегающих мероприятий.

Заключение

Применение удельного расхода электроэнергии на механизированную добычу нефти в качестве показателя энергоэффективности позволяет оценивать текущий уровень энергетической результативности и выявлять потенциал дальнейшего энергосбережения. Применение именно удельного, а не интегрированного показателя наилучшим образом соответствует самому определению энергоэффективности.

Для осуществления контроля удельного расхода электроэнергии на механизированном фонде добывающих скважин необходимо создать систему автоматизированного учета энергии, дополненную возможностями факторного анализа отклонений от плановых значений. Применение интеллектуальных методов анализа данных позволит осуществлять оптимальный выбор факторов отклонений удельного расхода электроэнергии и повысить достоверность контроля энергоэффективности.

По результатам выявления и оценки влияния факторов, станет возможно:

1. Получить достоверное, нормализованное и релевантное значение УРЭ в

сопоставимых условиях, которое с достаточной точностью будет характеризовать энергетическую эффективность работы механизированного фонда добычи нефти;

2. Оценивать качество энергосберегающего дизайна погружного оборудования по величине полученного энергосберегающего эффекта, отделенного от необъясненного снижения энергопотребления, вызванного неучтенными факторами;

3. Оценивать энергосберегающий эффект по ряду мероприятий более точно с учетом значимых факторов, тем самым позволяя повысить достоверность выводов о причинах отклонений энергопотребления и оценки экономической эффективности энергосберегающих проектов.

Построение нейросетевой модели позволит разработать алгоритмическое и программно-техническое обеспечение для анализа влияния конфигурации погружного оборудования на энергоэффективность с учетом геологических и технологических параметров фонда.

В дальнейшем станет возможным создание усовершенствованной и более эффективной системы контроля параметров оборудования и среды, влияющих на показатели энергоэффективности механизированной добычи нефти. В результате перехода к новой системе контроля будет возможно рассматривать УРЭ как репрезентативный показатель энергетической эффективности механизированной добычи, а применение интеллектуальных методов анализа данных позволит рассматривать новую СКЭ как единый измерительный комплекс.

Литература

1. Шишкин А.Н. Повышение энергоэффективности в ОАО «НК Роснефть» // Материалы 2 Международного форума ENES Expo. 2013.
2. Worth D. et al. Assessment of artificial lift methods for a heavy oil field in Kuwait // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. V. 180. pp. 835-843.
3. Тарасов В.П. Энергосберегающий дизайн УЭЦН // Инженерная практика. 2010. № 3. С. 26-32.
4. Filimonova I.V. et al. Efficiency of oil companies in Russia in the context of energy and sustainable development // Energy Reports. 2020. V. 6. pp. 498-504.
5. Struchkov I.A., Roschin P.V. Energy efficiency challenge of waxy oil production by electric submersible pumps // Resource-Efficient Technologies. 2017. V. 3. № 2. pp. 194-197.
6. Carpio R.R. et al. Short-term oil production global optimization with operational constraints: A comparative study of nonlinear and piecewise linear formulations // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. V. 198. pp. 108141.
7. Каверин М.Н., Куряев С.В. Методика планирования и анализа энергоэффективности добычи нефти // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2012. № 3. С. 58-62.
8. Стариков А. В., Живаева В. В., Полежаев Д. Ю. Энергоэффективный подход к выбору оборудования установки погружного насоса // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2017. №. 2. С. 130-138.
9. Ивановский В.Н. и др. Вопросы энергоэффективности установок электроприводных центробежных насосов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 4. С. 25-30.
10. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. 2011. № 6. С. 18-26.
11. Тарасов В.П., Куряев С.В., Голубь И.М. Использование специализированного ПО для расчета энергопотребления на механизированном фонде скважин // Инженерная практика. 2016. № 3. С. 22-26.
12. Байков И.Р. и др. Энергопотребление добывающего предприятия как сложной системы при заводнении продуктивных пластов // научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». 2018. №. 4. С. 9-19.
13. Галяутдинов И.М. Совершенствование методики формирования инвестиционной программы энергосбережения на предприятиях нефтедобычи на основе интегрального индекса потенциальных потерь // Экономика и предпринимательство. 2016 №6 (71). С. 976-982.
14. Yáñez E. et al. Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry // Journal of Cleaner Production. 2018. V. 176. pp. 604-628.

15. He L. I. U. et al. Development and prospect of separated zone oil production technology // *Petroleum Exploration and Development*. 2020. V. 47. №. 5. pp. 1103-1116.
16. Музычук П.С. Повышение энергоэффективности эксплуатации механизированного фонда скважин // *Электронный научный журнал «Neftegaz.ru»*. 2019. №10. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/500661-povyshenienergoeffektivnosti-ekspluatatsii-mekhanizirovannogo-fonda-skvazhin/>
17. Ковалева Н.А., Глотов А.А., Денчик Ю.М. Основные факторы влияния на качество функционирования электрических сетей северных месторождений полезных ископаемых // *Электротехника. Энергетика. Машиностроение: в 3 ч.: сборник научных трудов I международной научной конференции молодых учёных. Часть 2. Секция «Энергетика»*. г. Новосибирск; 2-6 декабря 2014 г. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014 г. 287 с.
18. Зуев. А.С. Энергоэффективность нефтедобычи: корпоративные технологии управления // *Нефтегазовая вертикаль – Технологии/специальное приложение*. 2014. № 1. С. 11-15.
19. Зуев А.С. Стратегия повышения энергоэффективности компании ОАО «НК» Роснефть // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2016. №. 3. С. 30-33.
20. Якимов С. Б., Каверин М. Н., Тарасов В. П. Оптимизация сечения кабеля УЭЦН – простая эффективная технология энергосбережения // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. № 3. С. 53.
21. Якимов С.Б., Каверин М.Н., Цыбин А.В., et al. Погружные электродвигатели с повышенным напряжением – двойной эффект без инвестиций // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. № 3. С. 75.
22. Журавлев В., Кибирев Е., Музычук П. Энергосбережение рубль бережет // *Нефтегазовая вертикаль. Технологии и сервис*. 2017. № 9. С. 20-82.
23. Вейнблат А.В. и др. Аналитическая информационная система. Энергоэффективность нефтегазового предприятия. 2018.
24. Ахтямов А.Р. и др. Программа информационной системы управления механизированным фондом скважин. 2019.
25. Чинкова Н. Газпромнефть: программа энергоменеджмента // *Нефтегазовая вертикаль*. 2011. №. 21.
26. Vargas R.E. V., et al. A realistic and public dataset with rare undesirable real events in oil wells // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. V. 181. pp. 106223.
27. Павлова З.Х., Краснов А.Н., Балтин Р.Р. Современные технологии приемапередачи измерительной информации для организации сенсорных сетей мониторинга объектов нефтегазовой отрасли // *Международный научно-исследовательский журнал*. 2017. № 5-3 (59). С. 79-81.
28. Троицкий-Марков Т. Е., Сенновский Д. В. Принципы построения системы мониторинга энергоэффективности // *Мониторинг. Наука и безопасность*. 2011. Т. 4. С. 34-39.
29. Шушаков А. А. и др. ЭРА: Мехфонд: Подбор УЭЦН. 2016.
30. Shushakov A. A. et al. ERA: Production—an integrated platform for increasing the efficiency of the operation of the artificial lift and oil fields (Russian) // *Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry*. 2017. pp. 60-63.
31. Luzyanin I., Petrochenkov A. Detection of Changes in Oil Well Power Consumption Profile on the Basis of Dynamic Time Warping Algorithm // *Proceedings of International Conference on Applied Innovation in IT*. Anhalt University of Applied Sciences, 2018. V. 6. №. 1. pp. 1-10.
32. Cortes B., Araujo L. R., Penido D.R. R. Electrical submersible pump system model to assist oil lifting studies // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. V. 174. pp. 1279-1289.
33. Мартюшев Д.Н. Комплексный подход к энергоэффективности при добыче нефти УЭЦН // *Инженерная практика*. 2011. № 6. С. 72-77.
34. Orr R. Phase Inversion in Heavy Crude Oil Production // *Proceedings of Teknas Conference on Heavy Oil Technology for Offshore Applications*, 14–15 May 2009. Stavanger, Norway, 2009.

35. Valdés J.P., Asuaje M., Ratkovich N. Study of an ESP's performance handling liquid-liquid flow and unstable OW emulsions Part I: Experimental // *Chemical Engineering Science*. 2020. V. 223. p. 115726.
36. Aske N., Kallevik H., Sjöblom J. Water-in-crude oil emulsion stability studied by critical electric field measurements. Correlation to physico-chemical parameters and near-infrared spectroscopy // *Dispersion Science and Technology*. 2002. № 36. pp. 1–17.
37. Генералов И.В., Нюняйкин В.Н., Зейгман Ю.В., и др. Диагностирование работы УЭЦН Самотлорского месторождения // В межвузовском сб. научн. тр. «Нефть и газ – 2010». Уфа, Изд-во УГНТУ, 2010. С. 256-262.
38. Machado A.P. F., Resende C.Z., Cavalieri D.C. Estimation and prediction of motor load torque applied to electrical submersible pumps // *Control Engineering Practice*. 2019. T. 84. pp. 284-296.
39. Koroteev D., Tekic Z. Artificial intelligence in oil and gas upstream: Trends, challenges, and scenarios for the future // *Energy and AI*. 2021. V. 3. pp. 100041.
40. Syed F.I. et al. Artificial lift system optimization using machine learning applications // *Petroleum*. 2020.

Авторы публикации

Цыпленков Сергей Валерьевич – магистрант, Сибирский федеральный университет (СФУ).

Агафонов Евгений Дмитриевич – д-р техн. наук, доцент кафедры «Топливообеспечение и горюче-смазочные материалы» Института нефти и газа Сибирского федерального университета (СФУ).

References

1. Shishkin AN Povishenie energoeffektivnosti v OAO «NK Rosneft». *Materialy 2 Mezhdunarodnogo foruma ENES Expo 2013*.
2. Worth D et al. Assessment of artificial lift methods for a heavy oil field in Kuwait. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019;(Pt 180): 835-843.
3. Tarasov VP Energoberegayushchiy dizayn UECN. *Inzhenernaya praktika*. 2010;3:26-32.
4. Filimonova IV et al. Efficiency of oil companies in Russia in the context of energy and sustainable development. *Energy Reports*. 2020; (Pt 6):498-504.
5. Struchkov IA, Roschin PV Energy efficiency challenge of waxy oil production by electric submersible pumps. *Resource-Efficient Technologies*. 2017;(Pt 3) 2:194-197.
6. Carpio RR et al. Short-term oil production global optimization with operational constraints: A comparative study of nonlinear and piecewise linear formulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021; (Pt 198):108141.
7. Kaverin MN, Kuryaev SV Metodika planirovaniya i analiza energoeffektivnosti dobichi nefti. *Oborudovanie i tehnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2012;3:58-62.
8. Starikov AV, Zhivaeva VV, Polezhaev DYU. Energoeffektivniy podhod k vibory oborudovaniya ustanovki pogruzhnogo nasosa. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Tekhnicheskie nauki*. 2017;2:130-138.
9. Ivanovskiy VN, et al. Voprosy energoeffektivnosti ustanovok elektroprivodnykh tsentrobezhnykh nasosov. *Oborudovanie i tehnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2016;4:25-30.
10. Ivanovskiy VN. Energetika dobichi nefti: osnovnie napravleniya optimizatsii energopotrebleniya. *Inzhenernaya praktika*. 2011;6:18–26.
11. Tarasov VP, Kuryaev SV, Golub IM Ispolzovanie spetsializirovannogo PO dlya rascheta energopotrebleniya na mehanizirovannom fonde skvazhin. *Inzhenernaya praktika*. 2016;3:22–26.
12. Baykov IR i dr. Energopotreblenie dobivayuschego predpriyatiya kak slozhnoy sistemi pri zavodnenii produktivnykh plastov. *Problemi sbora, podgotovki i transporta nefti i neftproduktov*. 2018;4:9-19.
13. Galyautdinov IM Sovershenstvovanie metodiki formirovaniya investitsionnoy

programmi energosberezheniya na predpriyatiyah nefteobychi na osnove integralnogo indeksa potentsialnih poter. *Ekonomika I predprinimatelstvo*. 2016;6 (71):976–982.

14. Yáñez E et al. Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry. *Journal of Cleaner Production*. 2018; (Pt 176): 604-628. doi: 10.1016/j.jclepro.2017.12.085

15. He LIU et al. Development and prospect of separated zone oil production technology. *Petroleum Exploration and Development*. 2020; (Pt 47): 5:1103-1116.

16. Muzichuk PS Povishenie energoeffektivnosti ekspluatatsii mehanizirovannogo fonda skvazhin. *Elektronniy nauchniy zhurnal «Neftegaz.ru»*. 2019; 10. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/500661-povyshenieenergoeffektivnosti-ekspluatatsii-mekhanizirovannogo-fonda-skvazhin/>.

17. Kovaleva NA Osnovnie faktoti vliyaniya na kachestvo funktsionirovaniya elektricheskikh stety severnih mestorozhdeniy poleznih iskopaemih. *Elektrotehnika. Energetika. Mashinostroeniye: v 3 ch.: sbornik nauchnih trudov I mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii molodih uchenih. Chast 2. Sektsiya «Energetika»*; 2-6 Dec 2014: Novosibirsk. 2014. pp. 20–23.

18. Zuev AS Energoeffektivnost nefteobychi: korporativnie tehnologii upravleniya. *Neftegazovaya vertical – Tehnologii/spetsialnoe prilozhenie*. 2014; 1:11-15.

19. Zuev AS Strategiya povysheniya energoeffektivnosti kompanii OAO "NK" Rosneft" *Elektroenergiya. Peredacha I raspredelenie*. 2016;3:30-33.

20. Yakimov SB, Kaverin MN, Tarasov VP Optomizatsiya kabelya UECN – prostaya i effektivnaya tehnologiya energosberezheniya. *Oborudovanie i tehnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2012;3:53.

21. Yakimov SB, Kaverin MN, Tsybin AV, Kosilov DA, Tarasov VP Pogruzhnie elektrodvigateli s povishennim napryazheniem – dvoynoy effekt bez investitsiy. *Oborudovanie i tehnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2012;3:75.

22. Zhuravlev V, Kibirev E, Muzichuk P Energoberezhenie rubl berezhet. *Neftegazovaya vetikal – Tehnologii i servis*. 2017;9:20-82.

23. Veynblat AV et al Analiticheskaya informatsionnaya sistema «Enetgoeffektivnost neftegazovogo predpriyatiya». Patent RUS № 2016663247. 14.10.2016. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=39357578> Accessed: 28 May 2021.

24. Ahtyamov AR et al Programma informatsionnoy sistemi upravleniya mehanizirovannim fondom skvazhin. Patent RUS № 2019617213. 29.03.2019. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=39316543> Accessed: 28 May 2021.

25. Chinkova N Gazpromneft: Programma energomenedzhmenta. *Neftegazovaya vetikal*. 2011;21.

26. Vargas REV et al. A realistic and public dataset with rare undesirable real events in oil wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019; (Pt 181):106223.

27. Pavlova ZH, Krasnov AN, Baltin RR Sovremennye tehnologii priemperedachi izmeritelnoy informatsii dlya organizatsii sensornih setey monitoringa obektov neftegazovoy otrasli. *Mezhdunarodniy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal*. 2017; 5-3 (59): 79-81.

28. Troitskiy-Markov TE, Sennivskiy DV Printsipy postroeniya sistemi monitoringa energoeffektivnosti. *Monitoring. Nauka i bezopasnost*. 2011; (Pt 4): 34-39.

29. Shushakov AA et al ERA: Mehfond: Podbor UECN. Patent RUS № 2016663247. 14.10.2016. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=39357578> Accessed: 28 May 2021.

30. Shushakov AA et al ERA: Production—an integrated platform for increasing the efficiency of the operation of the artificial lift and oil fields. *Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry*. 2017;60-63.

31. Luzyanin I, Petrochenkov A Detection of Changes in Oil Well Power Consumption Profile on the Basis of Dynamic Time Warping Algorithm. *Proceedings of International Conference on Applied Innovation in IT. – Anhalt University of Applied Sciences*. 2018;(Pt 6): 1-10.

32. Cortes B, Araujo LR, Penido DRR Electrical submersible pump system model to assist oil lifting studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019; (Pt 174): 1279-1289.

33. Martyushev DN Kompleksniy podhod k energoeffektivnosti pri dobiche nefti UECN.

Inzhenernaya praktika. 2011;6:72-77.

34. Orr R Phase Inversion in Heavy Crude Oil Production. *Proceedings of Teknas Conference on Heavy Oil Technology for Offshore Applications*, 14–15 May 2009. Stavanger, Norway, 2009.

35. Valdés JP, Asuaje M, Ratkovich N Study of an ESP's performance handling liquid-liquid flow and unstable OW emulsions Part I: Experimental. *Chemical Engineering Science*. 2020; (Pt 223):115726.

36. Aske N, Kallevik H, Sjöblom J Water-in-crude oil emulsion stability studied by critical electric field measurements. Correlation to physico-chemical parameters and near-infrared spectroscopy. *Dispersion Science and Technology*. 2002;36:1–17.

37. Generalov IV, Nyunyaykin VN, Zeygman YUV, Gumerov OA Diagnostirovanie raboti UECN Samotlorskogo mestorozhdeniya. V *mezhvuzovskom sb. nauchn. tr. «Neft i gaz – 2010»*. Ufa, 2010. 256-262.

38. Machado APF, Resende CZ, Cavalieri DC Estimation and prediction of motor load torque applied to electrical submersible pumps. *Control Engineering Practice*. 2019;(Pt 84): 284-296.

39. Koroteev D, Tekic Z Artificial intelligence in oil and gas upstream: Trends, challenges, and scenarios for the future. *Energy and AI*. 2021;(Pt 3):100041.

40. Syed FI et al. Artificial lift system optimization using machine learning applications. *Petroleum*. 2020. doi: 10.1016/j.petlm.2020.08.003.

Authors of the publication

Sergey V. Tsypelenkov – Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia.

Evgeny D. Agafonov – Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia.

Получено

26 июля 2021 г.

Отредактировано

17 августа 2021 г.

Принято

24 августа 2021 г.

Сдано в набор 10.09.2021
Бумага офсет 80 г. Печать
ризографическая
Тираж 100 экз.

Подписано к печати
Усл. печ. л. 12,6
Заказ № 5237
Дата выхода в свет

Формат 70x108/16.
Уч.изд. л. 10,02.
Цена свободная