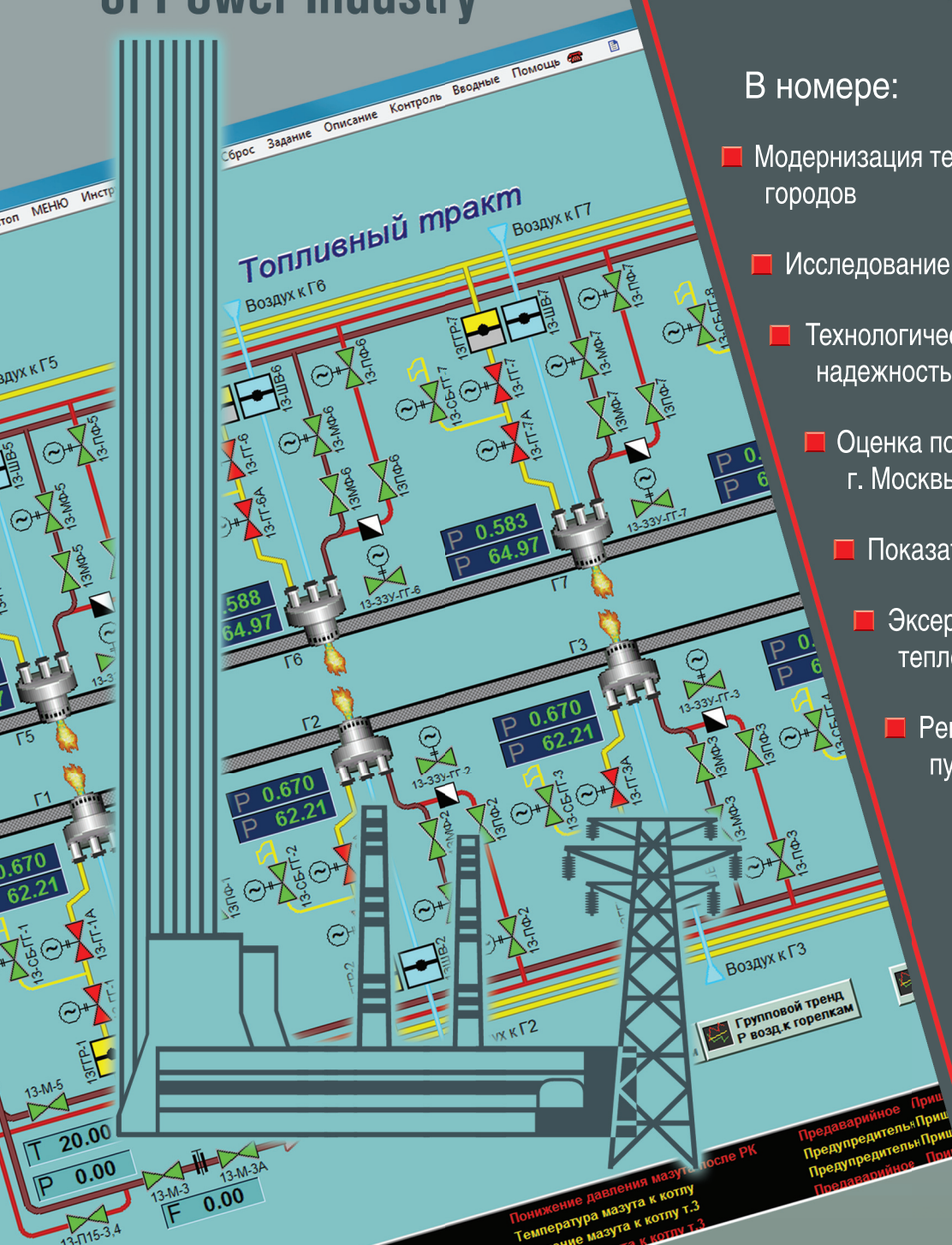


# Safety & Reliability of Power Industry

- Модернизация теплофикационных систем городов
- Исследование надежности ОЭС Юга
- Технологическая и эксплуатационная надежность систем электроснабжения
- Оценка последствий изменения климата г. Москвы
- Показатели эффективности градиент
- Эксергетический анализ систем теплоснабжения
- Регулирование частоты в связи с пуском Белорусской АЭС

**www.sigma08.ru**  
**www.testenergo.ru**





# Тренажер ПГУ-450

Фирма АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (АО «ТЭСТ») разработала и внедрила компьютерный тренажерно-аналитический комплекс энергоблока ПГУ-450 МВт с АСУТП Siemens на базе ПТК SPR-Т3000 для Южной ТЭЦ ТГК-1 ОАО «Газпром энергохолдинг».

**Тренажер ПГУ-450**  
прошел  
научно-техническую  
экспертизу и  
государственную  
регистрацию в  
Федеральной службе по  
интеллектуальной  
собственности, патентам  
и товарным знакам.

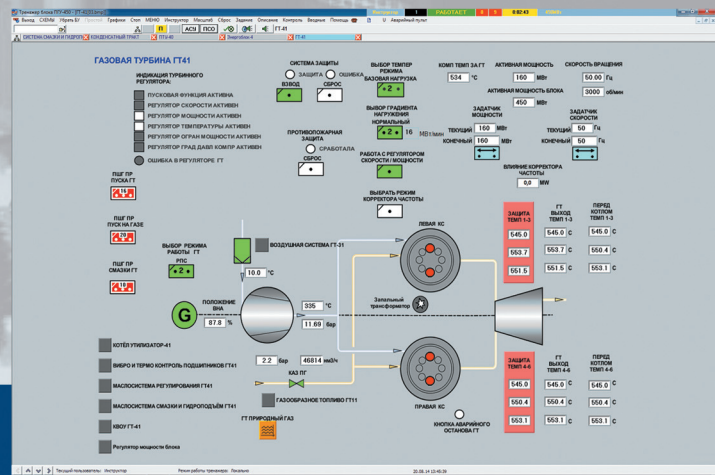
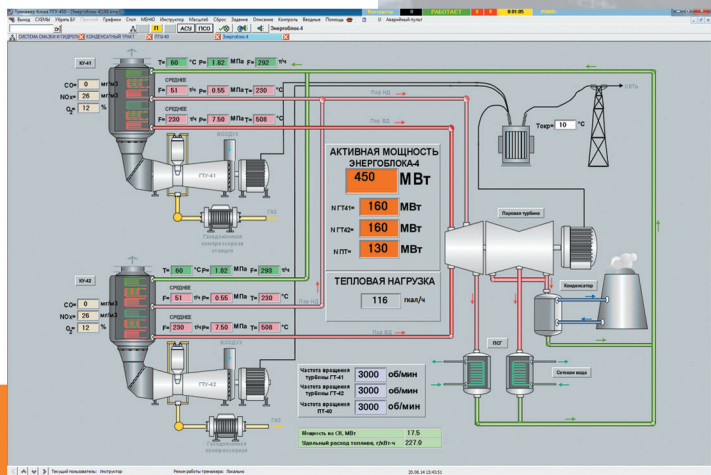
**Тренажер ПГУ-450**  
может применяться  
для подготовки  
оперативного персонала  
на тепловых  
электрических станциях,  
в учебных центрах,  
высших и средних  
учебных  
заведениях.

## Состав ПГУ-450 МВт

- две газотурбинные установки типа ГТЭ160
  - два котла-утилизатора П-96
  - одна паротурбинная установка теплофикационного типа Т-125-150-7,7
  - два генератора ТЗФГ-160-2МУ3
  - генератор ТЗФП-160-2МУ3
- Номинальная мощность блока 450 МВт  
Тепловая мощность 341 Гкал/час  
Топливо – природный газ

## Состав тренажера ПГУ-450

- активные динамические мнемосхемы 136 шт
- всережимная физическая модель блока (включая электрическую часть)
- модель АСУТП (модель защит, блокировок, сигнализаций, пошаговых программ, АВР)
- развитая конфигурация сети
- пульт инструктора
- комплект аварийных ситуаций
- контролирующая программа
- комплект автоматизированных сценариев тренировок с оценкой
- сценарии для работы по диспетчерскому графику с оценкой
- определение технико-экономических показателей энергоблока
- графопостроение
- масштабирование времени
- сохранение режимов
- система поддержки оператора
- протоколы: действий оператора, ошибок, сигнализации, защит, блокировок



АО «Тренажеры  
электрических станций  
и сетей»:

117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125 Ж, корп. 6  
Тел. (495) 665-76-00, факс (495) 382-79-74  
e-mail: magid@testenergo.ru, www.testenergo.ru



## ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

**С. И. МАГИД** — д. т. н., профессор, генеральный директор АО «Тренажеры электрических станций и сетей», директор Департамента «Технические обучающие системы в энергетических технологиях» TEST UNESCO (Москва, Россия)

## ЗАМ. ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

**Е. Н. АРХИПОВА** — д. т. н., технический директор АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (Москва, Россия)

**В. В. КУЛИЧИХИН** — д. т. н., профессор ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (Москва, Россия)

## ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ

**В. И. БЕЛЯЕВ** — к. т. н., заместитель генерального директора АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (Москва, Россия)

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

**А. Н. ВИВЧАР** — к. т. н., советник Директора ФГАУ «НИИ «Центр экологической промышленной политики» (Москва, Россия)

**Н. И. ВОРОПАЙ** — чл.-корр. РАН, д. т. н., профессор, научный руководитель ФГБУН «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева» Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН) (Иркутск, Россия)

**Е. П. ГРАБЧАК** — Директор Департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике Министерства энергетики Российской Федерации (Москва, Россия)

**Х. С. ДРАГАНЧЕВ** — профессор Технического университета (Варна, Болгария)

**И. Ш. ЗАГРЕТДИНОВ** — к. т. н., главный инженер АО «Теплоэнергетическая компания Мосэнерго» (Москва, Россия)

**З. ЗИМОН** — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой Бранденбургского Технического Университета (Котбус-Зенфтенберг, Германия)

**Н. А. ЗРОЙЧИКОВ** — д. т. н., профессор, заместитель директора по научной работе ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского» (ОАО «ЭНИИ») (Москва, Россия)

**М. Х. Г. ИБРАГИМОВ** — д. т. н., профессор, Первый заместитель председателя НП «Техноэкспо» (Москва, Россия)

**Н. Б. КАРНИЦКИЙ** — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета (г. Минск, Беларусь)

**С. А. КРОПАЧЕВ** — д.и.н., начальник Учебно-тренировочного центра АО «Мособлэнерго» (Москва, Россия)

**Б. М. ЛАРИН** — д. т. н., профессор кафедры химии и химических технологий в энергетике ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В. И. Ленина» (Иваново, Россия)

**М. Ю. ЛЬВОВ** — д. т. н., советник генерального директора АО «Объединенная энергетическая компания» (Москва, Россия)

**Е. М. МАРЧЕНКО** — к. т. н., профессор, генеральный директор ООО «Энив» (Москва, Россия)

**В. Е. МЕССЕРЛЕ** — д. т. н., профессор, главный научный сотрудник НИИ экспериментальной и теоретической физики Казахского Национального Университета им. аль-Фараби (Алматы, Казахстан)

**С. В. МИЩЕРЯКОВ** — д. э. н., к. т. н., Генеральный директор Некоммерческого Партнерства «Корпоративный образовательный и научный центр Единой энергетической системы» (Москва, Россия)

**Д. МОРВА** — доктор, профессор Будапештского политехнического университета (Будапешт, Венгрия)

**Л. П. МУЗЫКА** — к. т. н., доцент, директор ООО «Ресурс-персонал» (Омск, Россия)

**А. Н. НАЗАРЫЧЕВ** — д. т. н., профессор, ректор ФГАУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (Санкт-Петербург, Россия)

**В. А. НЕПОМНЯЩИЙ** — академик Российской академии естественных наук, д. э. н., профессор, к. т. н. (Санкт-Петербург, Россия)

**В. М. НЕУЙМИН** — к. т. н., главный специалист по энергетике и энергомашиностроению ООО «Технологические системы защитных покрытий» (Москва, Россия)

**М. М. ПЧЕЛИН** — Государственный советник РФ 1-го класса в отставке, лауреат премии Совета Министров СССР (Москва, Россия)

**Н. Д. РОГАЛЕВ** — д. т. н., профессор, ректор ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», председатель Ученого совета (Москва, Россия)

**В. СТРИЕЛКОВСКИ** — доктор философии, профессор, научный сотрудник Кембриджской бизнес-школы Кембриджского университета (Англия)

**А. И. ТАДЖИБАЕВ** — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Диагностика энергетического оборудования» ФГАУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (Санкт-Петербург, Россия)

**А. Е. УЖАНОВ** — к. с. н., доцент кафедры «Мировая электроэнергетика» Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО МИД России, член-корреспондент Академии военных наук (Москва, Россия)

**К. ФРАНА** — д. т. н., профессор, заместитель декана факультета «Машиностроение» Технического университета (г. Либерец, Чехия)

**Л. А. ХОМЕНОК** — д. т. н., профессор, заведующий аналитическим отделом Научно-производственного объединения по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова (ЦКТИ) (Санкт-Петербург, Россия)

**М. И. ЧИЧИНСКИЙ** — к. т. н., Генеральный инспектор — начальник Департамента технического надзора и аудита ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») (Москва, Россия)

**Н. Д. ЧИЧИРОВА** — действительный член Российской академии естественных наук, д. х. н., профессор, директор института теплоэнергетики, зав. кафедрой «Тепловые электрические станции» ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» (Казань, Россия)

**В. И. ШАРАПОВ** — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Теплогазоснабжение и вентиляция» ФГБОУ ВО «Ульяновский государственный технический университет» (Ульяновск, Россия)

Учредитель и издатель: Научно-производственное объединение «Энергобезопасность». Периодичность издания четыре раза в год. Выходит с 2008 года.

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия. Свидетельство ПИ № ФС77-31974 от 14 мая 2008 г.

Журнал включен в новый перечень ВАК Министерства образования и науки РФ рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней, а также в базы данных: РИНЦ, ВИНТИ, Google Scholar, Ulrich's Periodicals Directory.

Журнал ассоциирован при Международном центре обучающих систем ЮНЕСКО и Международной кафедре-сети ЮНЕСКО «TVET». Полнотекстовые версии статей размещены в научной электронной библиотеке elibrary.ru.

## Подписные индексы:

45024 — Объединенный каталог и интернет-каталог «Пресса России», E45024 — Интернет-каталог «Книга-сервис».

Художественный редактор: — Маланин Д. Б.

Технический редактор — Кутько Н. Е.

Подписано в печать 01.10.2018 г. Отпечатано в ООО «Паритет».

Почтовый адрес редакции: 117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125 Ж, корп. 6, ООО «НПО «Энергобезопасность»  
Телефон: +7 495 665-76-00, телефон/факс: +7 495 382-79-74; e-mail: sigma08@sigma08.ru; [www.sigma08.ru](http://www.sigma08.ru)

© ООО «НПО «Энергобезопасность», «Надежность и безопасность энергетики»

## EDITOR-IN-CHIEF

**Sergey I. MAGID** — Dr. of Tech. Sc., Professor, Director General, JSC «Simulators of power plants and networks», Director of the Department «Technical educational systems in energy technologies» TEST UNESCO (Moscow, Russia).

## DEPUTY EDITOR-IN-CHIEF

**Elena N. ARKHIPOVA** — Dr. of Tech. Sc., Technical Director, JSC «Simulators of power plants and networks» (Moscow, Russia)

**Vladimir V. KULICHKIN** — Dr. of Tech. Sc., Professor, National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (Moscow, Russia)

## EXECUTIVE EDITOR

**Valeriy I. BELYAEV** — Cand. of Tech. Sc., Deputy Director General, JSC «Simulators of power plants and networks» (Moscow, Russia)

## EDITORIAL BOARD

**Anton N. VIVCHAR** — Cand. of Geogr. Sc., Advisor of Director of Federal State Autonomous Institution Research Institute «Environmental Industrial Policy Centre»

**Nikolay I. VOROPAI** — Corr. Member of the RAS, Dr. of Tech. Sc., Professor, Scientific Director of the Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Irkutsk, Russia)

**Hristo S. DRAGANICHEV** — Professor of the Varna Technical University (Varna, Bulgaria)

**Evgeny P. GRABCHAK** — Director of the Department for Operational Control and Management in the Electric Power Industry of the Ministry of Energy of the Russian Federation (Moscow, Russia)

**Ilyas Sh. ZAGRETDINOV** — Cand. Sc. (Eng), Chief Engineer of JSC «Heat Power Company Mosenergo» (Moscow, Russia)

**Sylvio SIMON** — Prof. Dr.-Ing., Brandenburg University of Technology (Cottbus-Senftenberg, Germany)

**Nikolay A. ZROICHKOV** — Dr. of Tech. Sc., Professor, «G. M. Krzhizhanovsky Power Engineering Institute» (Moscow, Russia)

**Marat H. G. IBRAGIMOV** — Dr. of Tech. Sc., Professor, First Deputy Chairman, NP «Tekhnoksp» (Moscow, Russia)

**Nikolay B. KARNITSKIY** — Dr. of Tech. Sc., Professor, head of the department of thermal power plants, the Belarus National Technical University (Minsk, Belarus)

**Sergey A. KROPACHEV** — Dr. of Hist. Sc., Head of Training Centre of JSC Mosoblenergo (Moscow, Russia)

**Boris M. LARIN** — Dr. of Tech. Sc., Professor, Department of chemistry and chemical technology in the power industry, of the «Ivanovo State Power University named after V.I. Lenin» (Ivanovo, Russia)

**Mikhail Yu. LVOV** — Dr. of Tech. Sc., Adviser to the General Director of United Energy Company JSC (Moscow, Russia)

**Evgeniy M. MARCHENKO** — Cand. of Tech. Sc., Professor, Director, «Eniv», LLC (Moscow, Russia)

**Vladimir E. MESSERLE** — Dr. of Tech. Sc., Professor, Head Research Fellow of the Research Institute of experimental and theoretical physics, the al-Farabi Kazakh National University (Almaty, Kazakhstan)

**Sergey V. MISHCHERYAKOV** — Dr. of Econ. Sc., Cand. of Tech. Sc., Director General of the Non-profit Partnership «Corporate Training and Scientific Center of the Unified Energy System» (Moscow, Russia)

**George MORVA** — Sc. Dr., Professor, the Budapest Polytechnic University (Budapest, Hungary)

**Leonid P. MUZYKA** — Cand. of Tech. Sc., Director, «Resurs-Personal», LLC (Omsk, Russia)

**Aleksandr N. NAZARYCHEV** — Dr. of Tech. Sc., Professor, Rector of the «Peterburg power engineering institute of professional development» (St. Petersburg, Russia)

**Vladimir A. NEPOMNYASHCHYI** — Academician of the RAS, Dr. of Econ. Sc., Professor, Cand. of Tech. Sc. (St. Petersburg, Russia)

**Valeriy M. NEUMIN** — Cand. of Tech. Sc., Chief Power Engineer, «Technological systems for protective coatings», LLC (Moscow, Russia)

**Mikhail M. PCHELIN** — Class I State Councilor of the RF (retired), awardee of the Prize of the Council of Ministers of the USSR (Moscow, Russia)

**Nikolay D. ROGALEV** — Dr. of Tech. Sc., Professor, Rector of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Chairman of the Academic Council (Moscow, Russia)

**Wadim STRIELKOWSKI** — Ph.D., University of Cambridge, Judge Business School (Cambridge, England)

**Aleksey I. TADZHIBAYEV** — Dr. of Tech. Sc., Professor, head of the Department of diagnostics of energy systems, «Peterburg power engineering institute of professional development» (St. Petersburg, Russia)

**Aleksandr E. UZHANOV** — Cand. of Sociol. Sc., Associate Professor of World Power Industry Department, International Institute of Energy Policy and Diplomacy, MGIMO of the Russian Federation Foreign Ministry, associate member of the Academy of Military Sciences (Moscow, Russia)

**Karel FRANA** — Prof. Dr. — Ing. habil, Technical University of Liberec (Liberec, Czech Republic)

**Leonid A. KHOMENOK** — Dr. of Tech. Sc., Professor, The head of analytical Department I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment (St. Petersburg, Russia)

**Mikhail I. CHICHINSKIY** — Cand. of Tech. Sc., Inspector General/Head of the Department of technical supervision and audit, PJSC «Federal Grid Company of the Unified Energy System» (Moscow, Russia)

**Nataliya D. CHICHIROVA** — full member of the Russian Academy of Natural Sciences, Dr. of Chem. Sc., Professor, Director of the Thermal Engineering Institute, head of the Department of thermal power plants of the «Kazan State Power Engineering University» (Kazan, Russia)

**Vladimir I. SHARAPOV** — Dr. of Tech. Sc., Professor, head of the Department of heat and gas supply and ventilation of the «Ulyanovsk State Technical University» (Ulyanovsk, Russia)

Founder and publisher: Scientific and Production Association «Energobezopasnost». Frequency of the edition four times a year. Leaves since 2008.

The journal is registered in the Federal Service for Supervision in the Sphere of Mass Communication, Communications and the Protection of Cultural Heritage. Certificate ИИ № ФС77-31974 dated May 14, 2008.

The journal is included into the SCADT's List of major reviewed scientific journals and publications, which shall publish the key scientific findings of theses for academic degrees of Doctor and Candidate of Sciences. The Journal is included in the following databases: RINC, VINITI, Google Scholar, Ulrich's Periodicals Directory.

The journal is associated with the UNESCO International Center of Training Systems and the UNESCO International Chair Network «TVET».

Artistic editor: Malanin D. B. Technical Editor: Kutko N. E. Signed in the press on October 01, 2018. Printed in LLC Paritet.

Mailing address of the editorial office: NPO «Energobezopasnost» Build. 6, 125 «Zh» Varshavskoye Shosse, Moscow, 117587.  
Tel: +7 495 665-76-00, tel./fax: +7 495 382-79-74; e-mail: sigma08@sigma08.ru; [www.sigma08.ru](http://www.sigma08.ru)



## СОДЕРЖАНИЕ

### ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

<b>Шарапов В. И., Орлов М. Е., Замалеев М. М., Чаукин П. Е.</b> Модернизация теплофикационных систем городов: цели и практика.....	184
<b>Непомнящий В. А.</b> Исследование надежности ОЭС Юга в связи с присоединением новых сосредоточенных нагрузок (часть 2) .....	192
<b>Бык Ф. Л., Мышкина Л. С.</b> Технологическая и эксплуатационная надежность системы электроснабжения .....	200
<b>Гашо Е. Г., Гужов С. В., Кролин А. А.</b> Оценка последствий изменения климата на безопасность и надежность функционирования электроэнергетического комплекса г. Москвы.....	208

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЯ, РАСЧЕТЫ

<b>Лаптева Е. А., Лаптев А. Г., Фарахов М. И.</b> Показатели энергоэффективности градирен .....	217
<b>Тимофеева М. В.</b> Улучшенная аналитическая модель обледенения проводов ЛЭП .....	222
<b>Волков А. В., Маленков А. С., Шелгинский А. Я., Кутько Н. Е.</b> Эксергетический анализ системы теплоснабжения с пониженной температурой обратной сетевой воды .....	227
<b>Труханов В. М., Султанов М. М., Кухтик М. П., Горбань Ю. А.</b> Математическая модель прогнозирования отказов статистическим методом при испытаниях головных образцов энергетического оборудования ТЭС.....	235
<b>Коробец П. Н., Словик В. В., Карницкий Н. Б.</b> Привлечение ТЭЦ к регулированию частоты, связанное с пуском Белорусской АЭС.....	241

<b>ИНФОРМАЦИЯ</b> .....	247
-------------------------	-----

<b>ХРОНИКА, ПУБЛИКАЦИИ</b> .....	253
----------------------------------	-----

<b>ПЕСТРЫЙ МИР: МЕТА-АФОРИЗМЫ, ФАКТЫ, МНЕНИЯ</b> .....	259
--	-----

## CONTENTS

### GENERAL ISSUES OF RELIABILITY AND SAFETY OF ENERGY

<b>Sharapov V. I., Orlov M. E., Zamaleev M. M., Chaukin P. E.</b> Modernization for cogeneration and district heating systems in urban areas: objectives and practice .....	184
<b>Nepomnyashchiy V. A.</b> Investigation of the reliability of the IPS of South in connection with the acquisition of new concentrated loads (part 2) .....	192
<b>Byk F. L., Myshkina L. S.</b> Technological and operational reliability of power supply system.....	200
<b>Gasho E. G., Guzhov S. V., Krolin A. A.</b> Assessment of the effects of climate change on the safety and reliability of the functioning of the electric power complex in Moscow.....	208

### DESIGN, RESEARCH, CALCULATIONS

<b>Lapteva E. A., Laptev A. G., Farakhov M. I.</b> Energy efficiency indicators of cooling towers .....	217
<b>Timofeeva M. V.</b> Enhanced analytical model of power transmission line icing .....	222
<b>Volkov A. V., Malenkov A. S., Shelginsky A. Ia., Kutko N. E.</b> Exergy analysis of a heat supply system with a lower temperature of return delivery water .....	227
<b>Trukhanov V. M., Sultanov M. M., Kukhtik M. P., Gorban' Yu. A.</b> Mathematical model of failure prediction by statistical method at testing of prototypes of heat-power equipment .....	235
<b>Korobets P. N., Slovik V. V., Karnitskiy N. B.</b> Having CHPP involved in frequency control related to starting Belarusian NPP .....	241

## ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-184-191>  
УДК: 697.34:621.311

# Модернизация теплофикационных систем городов: цели и практика

**Шарапов В. И., Орлов М. Е.\*, Замалеев М. М., Чаукин П. Е.**

ФГБОУ ВО «Ульяновский государственный технический университет»  
ул. Северный Венец, 32, 432027, г. Ульяновск, Россия

Поступила / Received 24.08.2018

Принята к печати / Accepted for publication 24.09.2018

Рассмотрены факторы, определяющие необходимость модернизации городских теплофикационных систем. Отмечено, что к этим факторам относятся существенное понижение тепловых нагрузок, новые технические и технологические возможности совершенствования централизованных систем теплоснабжения, изменившаяся законодательная база по энергетике и теплоснабжению. Показано, что основным недостатком современного состояния отечественных теплофикационных систем является снижение комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, приводящее к понижению эффективности топливоиспользования из-за неоправданно массового распространения источников автономного теплоснабжения во многих регионах, постановления ТЭЦ в неравные условия конкуренции с другими электростанциями на рынке электрической энергии, технически и экономически необоснованного запрета применения открытых систем теплоснабжения. Для эффективного использования преимуществ теплофикации рекомендован ряд первоочередных мероприятий: законодательное закрепление экономических льгот для комбинированного производства электрической и тепловой энергии; корректировка модели оптового рынка электроэнергии и мощности с целью исключения дискриминации ТЭЦ на этом рынке; введение запрета на строительство автономных источников теплоснабжения в городах, где имеются ТЭЦ, без достаточного технико-экономического обоснования; выдача разрешений на вывод из работы ТЭЦ и теплоисточников, резервирующих ТЭЦ, при обязательном технико-экономическом обосновании, включающем оценку изменения надежности теплоснабжения города; корректировка поправок к закону «О теплоснабжении» с целью исключения тотального запрета применения открытых систем теплоснабжения; создание государственного органа с достаточными полномочиями для контроля и координации деятельности энергетических компаний по модернизации теплофикационных систем.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** теплофикация, ТЭЦ, модернизация, тепловые нагрузки, эффективность топливоиспользования, открытые, закрытые и автономные системы теплоснабжения, технико-экономическое обоснование

### Адрес для переписки:

Орлов М. Е.  
ФГБОУ ВО «УлГТУ», кафедра ТГВ  
ул. Северный Венец, 32, 432027, г. Ульяновск, Россия,  
e-mail: mio@ulstu.ru

### Address for correspondence:

Orlov M. E.  
Ulyanovsk State Technical University, Department TGV  
Severniy Venets str., 32, 432027, Ulyanovsk, Russia,  
e-mail: mio@ulstu.ru

### Для цитирования:

Шарапов В. И., Орлов М. Е., Замалеев М. М., Чаукин П. Е. Модернизация теплофикационных систем городов: цели и практика. Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3. – С. 184–191  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-184-191>

### For citation:

Sharapov V. I., Orlov M. E., Zamaleev M. M., Chaukin P. E. [Modernization for cogeneration and district heating systems in urban areas: objectives and practice]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 184–191 (in Russian)  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-184-191>



# Modernization for cogeneration and district heating systems in urban areas: objectives and practice

Sharapov V. I., Orlov M. E.\*, Zamaleev M. M., Chaukin P. E.

Ulyanovsk State Technical University

32 Severniy Venets str., 432027, Ulyanovsk, Russia

The factors determining the need for modernization of urban district heating systems with combined heat and power are considered. It is noted that these factors include a significant reduction in thermal loads, new technical and technological opportunities for improving district heating systems, the change in legislation in the field of energy and heat supplying. It is shown that the main disadvantage of the current state of Russian cogeneration systems is a decrease in the combined production of heat and power, leading to a decrease in the efficiency of fuel use, due to unreasonably extensive use of autonomous heat supply sources in many regions. Besides, combined heat and power plants (CHPP) experience a lack of a level playing field in competition with other power plants in the electricity market, with a technically and economically unjustified ban imposed on open heat supply systems. For effective use of the benefits of cogeneration and district heating, the following top priority measures are recommended. It is required to legislate the economic benefits for the combined production of electricity and heat. It is necessary to adjust the model of the wholesale electric energy and power market to eliminate discrimination of CHPP in this market. The construction of autonomous heat sources in urban areas with CHPPs is to be prohibited unless substantiated with an adequate feasibility study. Decommissioning of CHPPs and heat sources, which are used to back up CHPPs, must only be permitted subject to a mandatory feasibility study, including assessment of effects on reliability of heat supply of urban consumers. The Russian Federal Law "On heat supply" is to be adjusted to lift the total ban on the use of open heat supply systems. It is required to create a national body with sufficient authority to control and coordinate the activities of energy companies to modernize cogeneration and district heating systems.

**KEYWORDS:** cogeneration and district heating, combined heat and power plant, modernization, thermal loads, fuel efficiency, open, closed and autonomous heat supply systems, feasibility study

## Введение. Необходимость и цели модернизации

Структура и технологические принципы, по которым построены и функционируют отечественные теплофикационные системы городов, т. е. системы централизованного теплоснабжения, в которых источниками тепла являются теплоэлектроцентрали, сформулированы и реализованы в 50–80-е годы прошлого века.

Теплофикационные системы, как и любые действующие инженерные системы, являются непрерывно развивающимися. Необходимость модернизации теплофикационных систем определяется постоянно изменяющимися условиями их функционирования [1]. В настоящее время эта необходимость обусловлена следующими факторами.

**Во-первых**, за последние 25–30 лет радикально изменились экономические условия работы теплофикационных систем и потребителей, подключенных к этим системам. Это повлекло за собой существенное изменение величины и структуры тепловых нагрузок потребителей, а, следовательно, и режимов работы теплоэлектроцентралей и систем транспорта теплоты. В энергосистемах многих регионов появился ощутимый дисбаланс между установленной тепловой мощностью электростанций и реальной нагрузкой промышленных предприятий и жилищного сектора городов.

Наиболее ощутим этот дисбаланс на промышленных ТЭЦ, поставлявших

пар для предприятий химической и нефтехимической отраслей. В 80-годы на Стерлитамакских ТЭЦ Башкирэнерго, Тольяттинской и Новокуйбышевских ТЭЦ Самараэнерго расход пара промышленных отборов турбин для технологических нужд предприятий составлял тысячи тонн пара в час, причем этот расход был практически круглосуточным, обеспечивающим энергетически эффективную работу электростанций. В 90-е годы произошло резкое снижение потребности промышленных предприятий в технологическом паре. По данным выполненного авторами энергетического обследования, например, на Тольяттинской ТЭЦ основная тепловая нагрузка — пар для технологических нужд за десятилетие с 1992 по 2002 гг. снизилась с 2500 т/ч до 450 т/ч. В последующие годы тенденция к снижению технологической нагрузки сохранилась (таблица 1).

Аналогичная тенденция наблюдается и на других ТЭЦ (рисунок 1).

**Таблица 1.** Фактическое годовое потребление тепловой энергии в паре за 2011–2016 гг. от Тольяттинской ТЭЦ (Гкал)

**Table 1.** Actual annual consumption of thermal energy in steam for 2011–2016 from Togliatti CHPP (Gcal)

Год Year	2011	2012	2013	2014	2015	10 месяцев 2016 10 months of 2016
Потребление тепловой энергии, Гкал The consumption of thermal energy, Gcal	3462327	3194892	3210026	2905236	2666003	2176138

димо, когда объект теплоснабжения находится за пределами технико-экономически обоснованного эффективного радиуса подключения к ТЭЦ. Однако, в Ульяновске, например, целые районы многоквартирных домов с крышными котельными строятся нередко рядом с магистральными теплотрассами, подключенными к незагруженным ТЭЦ. Переход на автономное теплоснабжение снижает потенциальную тепловую нагрузку ТЭЦ и возможности выработки электроэнергии на тепловом потреблении. В то же время в Татарстане, где не допустили стихийного следования этой практике и всю тепловую нагрузку вновь строящихся районов городов подключали только к достаточно старым ТЭЦ, эти старые электростанции работают в самых эффективных теплофикационных режимах, что позволяет снижать тарифы на электрическую и тепловую энергию [12]. Кстати, именно неадекватная тарифная политика энергетических компаний вынуждает потребителей во многих регионах переходить на автономное теплоснабжение.

На взгляд авторов, автономные теплоисточники целесообразно использовать преимущественно для покрытия пиковых тепловых нагрузок [13]. Это позволяет существенно повысить энергетическую эффективность теплофикационных систем за счет эксплуатации ТЭЦ с коэффициентом теплофикации, равным единице, исключению малоэкономичных пиковых водогрейных котлов на ТЭЦ, снижению затрат теплоносителя на транспорт сетевой воды и потерь теплоты в тепловых сетях. Кроме того, это решение позволяет повысить надежность теплоснабжения.

Другим фактором, искусственно снижающим эффективность теплофикации, является постановка ТЭЦ в заведомо невыгодные условия конкуренции с другими электростанциями. Действующая модель оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) определяет принцип равенства генераторов независимо от расстояния передачи электроэнергии от электростанции до потребителя. Тарифы на электроэнергию от ТЭЦ, находящихся в центре нагрузок, включают в себя транспортную составляющую, сопоставимую со стоимостью производства электроэнергии. В таких условиях ТЭЦ трудно конкурировать на оптовом рынке электроэнергии с АЭС, ГЭС и ГРЭС. А вынужденное активное участие ТЭЦ в регулировании электрических нагрузок, неизбежно связанное со снижением выработки электроэнергии на тепловом потреблении (на Ульяновской ТЭЦ-1 нередко водогрейные котлы включаются при плюсовых температурах наружного воздуха и разгруженных сетевых подогревателях теплофикационных турбин для повышения выработки электроэнергии в конденсационном режиме) делает эксплуатацию ТЭЦ с точки зрения энергетической эффективности бессмысленной.

Таким образом, термодинамически эффективная теплофикация становится в России при современной энергетической политике убыточной. С эффективностью теплофикации все в порядке — в ней убеждают и законы физики и семидесятилетний опыт реализации в

нашей стране. Похоже, что-то не так с нашей нынешней энергетической политикой.

Отметим, что за рубежом, например, в Германии законодательно закреплены существенные экономические преимущества комбинированного производства электрической и тепловой энергии, т. е. теплофикации, путем субсидирования строительства когенерационных энергоустановок и налоговых льгот при их эксплуатации. Этот безусловно позитивный зарубежный опыт в России, однако, не востребован ни законодательной, ни исполнительной властями.

Исходя из «низкой эффективности» и «убыточности» ТЭЦ в энергетических компаниях разрабатываются перспективные планы модернизации городских теплофикационных систем. Так, в Самарском филиале ПАО «Т Плюс» его руководителями вполне серьезно обсуждаются, к счастью, практически нереализуемые проекты чуть ли не ликвидации крупнейшей электростанции региона — ТЭЦ Волжского автозавода в Тольятти. Аналогичные планы существуют и в других филиалах ПАО «Т Плюс».

Другим направлением «развития» теплофикационных систем в ПАО «Т Плюс» является их «оптимизация» путем ликвидации теплоисточников, резервирующих ТЭЦ, как правило, крупных котельных. Так, в Ульяновске практически выведена из эксплуатации котельная ТЭЦ-3, что привело к весьма отрицательным последствиям [12]. В Самаре была попытка исключить из работы мощную Центральную отопительную котельную (ЦОК).

К сожалению, постановщики задач ликвидационной оптимизации, озабоченные стремлением к сиюминутной выгоде, не задумываются о надежности теплоснабжения городов и промышленных предприятий, им неведомы понятия об экономике надежности [14, 15], экономической оценке рисков, связанных с понижением надежности, неизбежным при выводе резервных теплоисточников из работы.

Выше отмечалась положительная роль принятия закона «О теплоснабжении» [3], которым предусматривается плановое развитие теплофикационных систем на основе перспективных схем теплоснабжения городов. К сожалению, это замечательное положение закона в полной мере неосуществимо, поскольку в стране давно отсутствует плановая экономика. В результате схемы теплоснабжения утверждаются без опоры на реальные прогнозы развития городов и без привязки к финансированию предполагаемых мероприятий по модернизации теплофикационных систем.

Кроме того, содержащиеся в законе [6] технически и экономически необоснованные поправки к закону [7] заставляют разработчиков включать в перспективные схемы теплоснабжения мероприятия, выполнение которых противоречит законам [3] и [4]. Например, схемой теплоснабжения Иркутска в соответствии с законом [6] предусмотрен полный перевод города на закрытую систему теплоснабжения, несмотря на то, что вода из Ангары, которой питается теплофикационная система, идеальна для открытых систем, так как имеет низкую коррозионную активность и не требует доро-



гостящей противонакипной обработки. Отказ от открытой системы теплоснабжения существенно снижает энергетическую эффективность теплофикации из-за невозможности использования низкопотенциальных источников теплоты на ТЭЦ [16]. По мнению авторов, вопрос о применении открытой или закрытой системы должен решаться при разработке перспективных схем теплоснабжения индивидуально для каждого города, в том числе с учетом качества воды в источниках водоснабжения.

В значительной мере отмеченные недостатки в модернизации теплофикационных систем обусловлены несовершенством нормативной базы и отсутствием государственного координирующего органа с достаточными полномочиями, ответственного за развитие теплофикации и энергетики в целом.

## Выводы

1. Модернизация теплофикационных систем обусловлена необходимостью приведения их в соответствие с условиями цивилизованной рыночной экономики, изменившимися тепловыми нагрузками, новыми техническими и технологическими возможностями, федеральными законами «О теплоснабжении» и «Об энергосбережении...».

2. Основным недостатком современного состояния отечественных теплофикационных систем является снижение комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, приводящее к понижению эффективности топливоиспользования, из-за неоправданно массового распространения источников автономного теплоснабжения во многих регионах, постановки ТЭЦ в неравные условия конкуренции с другими электростанциями на рынке электрической энергии, технически и экономически необоснованного запрета применения открытых систем теплоснабжения.

3. Для эффективного использования преимуществ теплофикации необходимы:

- законодательное закрепление экономических льгот для комбинированного производства электрической и тепловой энергии;
- корректировка модели оптового рынка электроэнергии и мощности с целью исключения дискриминации ТЭЦ на этом рынке;
- введение запрета на строительство автономных источников теплоснабжения в городах, где имеются ТЭЦ, без достаточного технико-экономического обоснования;
- выдача разрешений на вывод из работы ТЭЦ и теплоисточников, резервирующих ТЭЦ, при обязательном технико-экономическом обосновании, включающем оценку изменения надежности теплоснабжения города;
- корректировка поправок к закону «О теплоснабжении» с целью исключения тотального запрета применения открытых систем теплоснабжения;
- создание государственного органа с достаточными полномочиями для контроля и координации дея-

тельности энергетических компаний по модернизации теплофикационных систем.

## Список использованных источников

1. Шарапов В. И. О модернизации в энергетике // Энергосбережение и водоподготовка 2011; (5): 2–4.
2. Шарапов В. И. Пути совершенствования абонентских тепловых пунктов в городских системах теплоснабжения // Труды Академэнерго 2014; (1): 25–30.
3. Федеральный закон РФ от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении». URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_102975](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_102975) (дата обращения: 27.08.2018).
4. Федеральный закон РФ от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_93978](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978) (дата обращения: 27.08.2018).
5. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоиздат 1982; 360.
6. Федеральный закон РФ от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении». URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_122863](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_122863) (дата обращения: 27.08.2018).
7. Федеральный закон РФ от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении». URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_122867](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_122867) (дата обращения: 27.08.2018).
8. СП 124.13330.2012. Свод правил «Тепловые сети». Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003. М.: Минрегион России 2012; 74.
9. Шарапов В. И., Замалеев М. М., Чаукин П. Е. Проблемы оптимизации работы городских теплофикационных систем. Надежность и безопасность энергетики 2015; (1): 76–79.
10. Шарапов В. И., Ротов П. В. О путях преодоления кризиса в работе систем теплоснабжения. Проблемы энергетики. Известия вузов 2000; (5–6): 3–8.
11. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2015–2016 гг. Информационно-аналитический доклад. М.: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России, 2018. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/10850> (дата обращения: 27.08.2018).
12. Шарапов В. И. Энергетические компании и теплоснабжение городов. Энергосбережение и водоподготовка 2014; (3): 23–26.
13. Орлов М. Е., Ротов П. В., Шарапов В. И. Повышение надёжности и энергетической эффективности теплофикационных систем. Надежность и безопасность энергетики 2012; (1): 22–26.
14. Эдельман В. И. Надежность технических систем: экономическая оценка. М.: Экономика 1988; 151.
15. Егоров В. Н. Экономические проблемы надежности производственных систем. М.: Легпромбытиздат 1990; 76.
16. Шарапов В. И. Актуальные проблемы использования вакуумных деаэраторов в открытых системах теплоснабжения. Теплоэнергетика 1994; (8): 53–57.

## References

1. Sharapov V. I. About modernization in power engineering. *Energoberehenie i vodopodgotovka* 2011; (5): 2–4. (In Russ.)
2. Sharapov V. I. Ways to improve the subscriber's heat points in

urban supply systems. Trudy Academenergo 2014; (1): 25–30. (In Russ.)

3. The Federal Law of the Russian Federation from 27.07.2010 No. 190-FZ "About the heat supply". URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_102975](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_102975) (date accessed: 27.08.2018). (In Russ.)

4. The Federal Law of the Russian Federation from 23.11.2009 No. 261-FZ "About energy saving and energy efficiency enhancement and on amendments to certain legislative acts of the Russian Federation". URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_93978](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978) (date accessed: 27.08.2018). (In Russ.)

5. Sokolov E. Y. Cogeneration with district heating and heat networks. M.: Energoizdat 1982;; 360. (In Russ.)

6. The Federal Law of the Russian Federation from 07.12.2011 No. 417-FZ "About modification of separate legal acts of the Russian Federation in connection with adoption of the Federal Law "About water supply and water disposal". URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_122863](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_122863) (date accessed: 27.08.2018). (In Russ.)

7. The Federal Law of the Russian Federation from 07.12.2011 No. 416-FZ "About water supply and sanitation". URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_122867](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_122867) (date accessed: 27.08.2018). (In Russ.)

8. SP 124.13330.2012. The code of rules "Thermal networks". The

updated edition of SNiP 41-02-2003. Moscow: The Russian Ministry of regional development 2012;; 74. (In Russ.)

9. Sharapov V. I., Zamaleev M. M. and Chaukin P. E. Optimization problems of the urban district heating systems. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki 2015; (1): 76–79. (In Russ.)

10. Sharapov V. I., Rotov P. V. About ways to overcome the crisis in the operation of heat supply systems. Izvestiya vuzov. Problemy energetiki 2000; (5–6): 3–8. (In Russ.)

11. Heat-power engineering and centralized heat supply of Russia in 2015–2016. Information-analytical report. M.: FGBU "REA" Russian ministry of Power Industry, 2018. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/10850> (date accessed: 27.08.2018). (In Russ.)

12. Sharapov V. I. Energy companies and heat supply of cities. Energoberezhenie i vodopodgotovka 2014; (3): 23–26. (In Russ.)

13. Orlov M. E., Rotov P. V. and Sharapov V. I. Improving the reliability and energy efficiency of heating systems. Reliability and safety of energy 2012; (1): 22–26.

14. Edelman V. I. Reliability of technical systems: economic evaluation. M.: Economica 1988;; 151. (In Russ.)

15. Egorov V. N. Economic problems of reliability of production systems. M.: Legprombytizdat 1990;; 76. (In Russ.)

16. Sharapov V. I. Actual problems of using vacuum deaerators in open heat supply systems. Teploenergetika 1994; (8): 53–57. (In Russ.)





<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-192-199>  
УДК 621.311.51

## Исследование надежности ОЭС Юга в связи с присоединением новых сосредоточенных нагрузок (часть 2)

**Непомнящий В. А.**

*Липовский проезд, 3а, кв.15, 188541, г. Сосновый Бор Ленинградской области, Россия*

Поступила / Received 01.06.2017

Принята к печати / Accepted for publication 04.06.2018

Во 2-й части статьи обосновывается техническая и экономическая необходимость ввода второй цепи 500 кВ «Ростовская АЭС-Шахты» (без продолжения ее до ПС 500 кВ «Ростовской») и строительство ВЛ 500 кВ от ПС «Ростовская» до ПС «Тамань». Это позволит увеличить подачу мощности к крымскому «энергомосту» для передачи ее в Крымскую энергосистему до 800–850 МВт и повысить вероятность бесперебойной работы магистральной сети до 0,986, то есть сократит время аварийных состояний магистральных сетей до 130 ч/год, повысит уровень надежности сети, существовавший до присоединения Крымской энергосистемы.

Дальнейшее социально-экономическое развитие курортно-туристических зон Краснодарского края и Крыма может обеспечить при создании надлежащих стимулирующих экономических условий 1,5–2-х кратный рост электропотребления и нагрузок Краснодарского края и Крыма, особенно, в летний период. Поэтому необходимо исследовать технико-экономическую эффективность двух вариантов сооружения в Краснодарском крае или в Крыму новой электростанции мощностью до 1000 МВт и реконструкции Крымского энергомоста в передачу постоянного тока. Это вдвое повысит пропускную способность «энергомоста» почти до 2-х млн. кВт мощности, что позволит в сочетании с дальнейшим развитием генерирующих мощностей Крымской энергосистемы при необходимости обеспечивать электроэнергией зоны Приднестровья и Буга.

При переводе Крымского «энергомоста» на постоянный ток с передачей по нему до 2-х млн. кВт мощности потребуются усиление электрических связей с переводом их на напряжение 500 кВ между ПС Кафа (точка присоединения «энергомоста» к Крымской энергосистеме) и Симферополем, и Севастополем.

Этот вопрос предполагается рассмотреть в последующих исследованиях надежности электроснабжения Крыма.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** надежность, системные аварии, ущерб, схема электроснабжения

### **Адрес для переписки:**

Непомнящий В. А.

*Липовский проезд, 3а, кв. 15, 188541, г. Сосновый бор Ленинградской области, Россия*

*e-mail: nva.sbor@mail.ru*

### **Address for correspondence:**

Nepomnyashchiy V. A.

*Lipovskiy proezd, 3a, fl.15, 188541, Sosnovy Bor, Leningrad region, Russia*

*e-mail: nva.sbor@mail.ru*

### **Для цитирования:**

Непомнящий В. А. Исследование надежности ОЭС Юга в связи с присоединением новых сосредоточенных нагрузок (часть 2). Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3. – С. 192–199

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-192-199>

### **For citation:**

Nepomnyashchiy V. A. [Investigation of the reliability of the IPS of South in connection with the acquisition of new concentrated loads (part 2)]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 192–199 (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-192-199>

## Investigation of the reliability of the IPS of South in connection with the acquisition of new concentrated loads (part 2)

**Непомнящий В. А.**

*Lipovskiy proezd, 3a, fl.15, 188541, Sosnovy Bor, Leningrad region, Russia*

In part 2 of the paper, technical and economic necessity is substantiated of commissioning of the second circuit of 500 kV "Rostov NPP-Shakhty" (without extending the same to substation 500 kV Rostovskaya) and construction of OHPL 500 kV from substation Rostovskaya to substation Taman. This will enable to increase the supply of power to the Crimean "energy bridge" to transmit the same to the Crimean energy system up to 800–850 MW and to raise the probability of failsafe operation of the basic network to 0.986, i.e., reduce the time of emergency conditions of basic networks to 130 hrs/year, improving the reliability level of the network, which existed before the connection of the Crimean energy system.

Further social and economic development of tourist and resort areas of Krasnodar Territory and Crimea can ensure, with proper stimulating economic conditions, a growth of power consumption and loads of Krasnodar Territory and Crimea with a factor of 1.5–2, particularly in summer. Therefore, it is necessary to explore the technical and economic feasibility of two options of construction in Krasnodar Territory or in Crimea of a new power plant with a capacity of up to 1000 MW and reconstruction of the Crimean energy bridge for transmission of direct current. This will double the throughput of the "energy bridge" to the capacity of nearly 2 million kW, which, combined with further development of power-generating facilities of the Crimean energy system, will enable to supply the Trans-Dniester and the Bug areas with electric energy, if necessary.

In case of switching the Crimean "energy bridge" to direct current, with a capacity of up to 2 mln kW to be transmitted through this bridge, it will be necessary to strengthen electric links, with these to be switched to the voltage 500 kV between substation Kafa (the point of connection of the "energy bridge" to the Crimean energy system), Simferopol and Sevastopol.

This matter is supposed to be considered in subsequent studies of reliability of power supply of Crimea.

**KEYWORDS:** Reliability, systemic accidents, damage, power supply arrangement

Для выявления влияния на надежность ОЭС Юга подключения к ней Крымской энергосистемы рассмотрим следующие ситуации (как продолжение ранее рассматривавшихся вариантов):

**Вариант 2-1.** Электропитание ПС 500 кВ Тамань осуществляется по одной цепи 500 кВ «Кубанская-Тамань» и по сети 220 кВ от Тихорецкой, Кубанской и Краснодар через Славянскую и Вышестеблиевскую.

**Вариант 2-2.** К ПС 500 кВ Тамань подводится вторая цепь 500 кВ — от ПС 500 кВ Ростовской.

**Вариант 2-3.** Магистральная сеть ОЭС Юга усиливается второй цепью 500 кВ «Ростовская АЭС-Шахты». Результаты расчетов вариантов «2-1»–«2-3» приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

Вариант 2-6 будет рассмотрен ниже.

Из приведенных в таблице 1 данных следует, что по мере дополнительного ввода ВЛ 500 кВ в последовательности «ПС Ростовская-ПС Тамань» и «Ростовская АЭС-ПС Шахты» технико-экономические показатели магистральных сетей ОЭС Юга значительно улучшаются: вероятность аварийных нарушений электроснабжения потребителей снижается с 0,0346 до 0,0139 отн. ед., или с 303 до 122 ч/год, т. е. в 2,5 раза, средневзвешенные ограничения нагрузок по энергосистеме в целом сокращаются с 234,9 до 70,1 МВт, а аварийный недоотпуск электроэнергии потребителям ОЭС Юга уменьшается в 3,1 раза (с 2058 до 667 млн. кВт·ч/год), среднегодовой (вероятный), во столько же сокращается ущерб от нарушений электроснабжения потребителей — с 116,46 до 38,22 млн. руб./год, что составляет от 7,88 до 2,5% от

произведенного в данном регионе ВРП, т. е. сократилось в 3,15 раза. Однако, несмотря на столь серьезное повышение надежности, возможны перегрузки по току ЛЭП и автотрансформаторов на подстанциях в отдельных районах ОЭС.

Анализ ущербов, обусловленных отключением каждого из элементов магистральных сетей показал, что в наиболее эффективном по надежности варианте 2–3, предусматривающем сооружение второй цепи 500 кВ от Ростовской АЭС до ПС Шахты и далее от ПС 500 кВ Ростовской до ПС Тамань, наиболее тяжелые экономические последствия вызывают аварийные отключения ВЛ 330 кВ «Ново-Черкасская ГРЭС-Тихорецкая», обуславливающие ущербы потребителям 18,25 млрд. руб./год, или 48% от суммарного ущерба по ОЭС. Для ликвидации того ущерба было рассмотрено еще два варианта: сооружение второй цепи 330 кВ «Ново-Черкасская ГРЭС-Тихорецкая» (**вариант 2-4**) и сооружение ВЛ 500 кВ «ПС Ростовская-ПС Тихорецкая» (**вариант 2-5**). В таблице 1 и на рисунке 1 расчеты показали, что вводы этих ЛЭП нецелесообразны, так как они только снижают полученный в варианте 2-3 эффект.

Рассмотрим еще один вариант развития магистральной сети: продления второй цепи 500 кВ «Ростовская АЭС-Шахты» до ПС Ростовской без захода на ПС Шахты (**вариант 2-6**).

Результаты расчета сведены в таблице 1 и отражены на рисунке 1. Расчеты показывают, что последний вариант близок по характеристикам к варианту «2-3», но в 1.27 раза уступает ему по величине среднегодового



с повышением пропускной способности Крымского энергомоста за счет его реконструкции с переводом на постоянный ток. Это потребует сооружения двух ППТ и развития в Крыму дополнительных сетей для приема и распределения мощности до 2 млн. кВт, что обусловит до 50 млрд. руб инвестиций (без учета строительства самой электростанции).

2. Перенос строительства этой же электростанции в Крым, что потребует существенных газотопливных ресурсов, но создаст более устойчивые условия для функционирования энергетики Крыма, имея ввиду наличие там в настоящее время повышенной доли солнечных и ветровых электростанций с неопределенным объемом производства электроэнергии и мощности.

## Выводы

На основе проведенных исследований можно утверждать, что:

1. Действующая магистральная сеть ОЭС Юга при современных электрических нагрузках без учета перетока электроэнергии в Крым в состоянии обеспечивать в нормальных режимах работы передачу мощности от генерирующих источников к основным системным подстанциям, однако при этом очень велика возможность перегрузки по току ряда ЛЭП 500–220 кВ и автотрансформаторов на подстанциях 500–330–220 кВ. При этом вероятность бесперебойной работы магистральных сетей составляет 0,9802 отн. ед.

2. Действующая магистральная сеть ОЭС Юга может устойчиво функционировать в нормальных, ремонтных и аварийных режимах только при условии повышения ее пропускной способности не менее, чем на 10%. При этом магистральная сеть может гарантированно обеспечить бесперебойную передачу мощности с вероятностью 0,988.

3. Передача электроэнергии и мощности в Крымскую энергосистему по действующим магистральным сетям существенно снижает надежность передачи мощности до вероятности их бесперебойного функционирования 0,965, что может стать источником системных аварий, особенно в ремонтных режимах с пониженной пропускной способностью сети.

4. Для обеспечения передачи в Крымскую энергосистему необходимых объемов электроэнергии и мощности без снижения уровня надежности функционирования магистральных сетей ОЭС Юга наиболее эффективным является ввод дополнительных ЛЭП 500 кВ «ПС Ростовская – ПС Тамань» и второй цепи ЛЭП 500 кВ «Ростовская АЭС – Шахты». При этом вероятность бесперебойной работы магистральных сетей ОЭС Юга возрастет до 0,986.

5. При проведении планово-ремонтных работ в магистральных сетях ОЭС необходимо приводить генерирующие мощности электростанций в соответствие с изменившейся пропускной способностью магистральной сети.

6. Необходимо в ускоренном порядке провести технико-экономическое исследование развития элек-

троэнергетики Крыма в плане оптимизации структуры ее генерирующих мощностей и надежности электроснабжения в сочетании с повышением эффективности развития ОЭС Юга и ее причерноморской зоны.

7. При создании модели надежности магистральных сетей 220–750 кВ энергосистем «САТУРН» были использованы авторские разработки [5–8].

## Список использованных источников

1. Непомнящий В. А. Агрегированные значения удельных ущербов от нарушений электроснабжения. Академия энергетики 2015; 2: 58–68.
2. Непомнящий В. А. Статическая устойчивость в задачах надежности. Надежность и безопасность энергетики 2017; 2: 10: 98–105.
3. Непомнящий В. А. Исследование надежности ОЭС Юга в связи с присоединением новых сосредоточенных нагрузок (часть 1). Надежность и безопасность энергетики 2018; 11: 1: 21–29.
4. СТО 56947007-29.240.124-2012 Сборник "Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ" 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОАО "ФСК ЕЭС" Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д. Л. Файбисовича. Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2012.
5. Непомнящий В. А. Надежность подстанций 1150–35 кВ с различными схемами распределительных устройств высшего напряжения. Энергоэксперт 2014; 6: 23–39.
6. Непомнящий В. А. Моделирование надежности электрических сетей. Надежность и безопасность энергетики 2014; 3: 2–15.
7. Непомнящий В. А. Учет динамической устойчивости в модели надежности электроэнергетической системы. Энергоэксперт 2012; 6: 36–41.
8. Непомнящий В. А. Надежность работы элементов электрических сетей 1150–35 кВ. Энергоэксперт 2012; 4: 26–40.

## References

1. Nepomnyashchiy V. A. Aggregated Values of Specific Damage from Power Supply Disruptions. Academy of Power Industry Energy. 2015; 2: 58–68.
2. Nepomnyashchiy V. A. Static Stability in Reliability Problems. Safety and Reliability of Power Industry. 2017; 2: 10: 98–105.
3. Nepomnyashchiy V. A. Study on Reliability of UES of the South in the Context of Connection of New Concentrated Loads (Part 1). Reliability and Safety of Power Industry. 2018; 11: 1: 21–29.
4. СТО 56947007-29.240.124-2012 "Consolidated Indices of the Cost of Construction of 35–1150 kV Power Transmission Lines" Collection 324 TM-T1 for Power Grid Facilities of JSC "FGC UES". Reference book on design of electric power grids. Ed.: D.L. Faybisovich. Moscow, NC ENAS Publishing House, 2012.
5. Nepomnyashchiy V. A. Reliability of 1150–35 kV Substations with Different High Voltage Switchgear Arrangements. Energoekspert 2014; 6: 23–39.
6. Nepomnyashchiy V. A. Simulation of Reliability of Power Grids. Safety and Reliability of Power Industry. 2014; 3: 2–15.
7. Nepomnyashchiy V. A. Accounting of Dynamic Stability in Power System Reliability Model. Energoekspert 2012; 6: 36–41.
8. Nepomnyashchiy V. A. Reliability of Components of 1150–35 kV Power Grids. Energoekspert 2012; 4: 26–40.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-200-207>  
УДК 621.311, 621.315, 621.316

## Технологическая и эксплуатационная надежность системы электроснабжения

**Бык Ф. Л., Мышкина Л. С.\***

ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»  
пр-т К. Маркса, 20, 630073, г. Новосибирск, Россия

Поступила / Received 20.07.2018

Принята к печати / Accepted for publication 24.08.2018

Статья посвящена вопросам выбора способов повышения технической надежности региональной электрической сети (РЭС) для обеспечения надежного электроснабжения. На стадии эксплуатации на систему производственно-технического управления производственными активами (СУПА) территориальной сетевой организации (ТСО), как оператора РЭС, возлагается задача повышения эксплуатационной надежности. Технологическая надежность обеспечивается системой оперативно-диспетчерского управления, которая использует существующие в сети резервы для поддержания технологического процесса электроснабжения при отказах оборудования. Актуальность повышения технологической и эксплуатационной надежности системы электроснабжения (СЭС) требует разработки и совершенствования методов анализа и оценки готовности ТСО оказывать услуги по передаче электроэнергии. Принятые в России индикативные показатели отражают уровень технологической надежности СЭС, но не позволяют судить о техническом состоянии сетевого оборудования, выявлять причинно-следственные связи между отказом оборудования и прерыванием электроснабжения. Целью исследования является определение «узких» мест с позиций технологической надежности и обоснование проведения мероприятий технического обслуживания и ремонта (ТОиР) или технического перевооружения и реконструкции (ТПиР). Представлена модель СЭС, отражающая техническое состояние сетевого оборудования и оперативную готовность автоматики, наличие структурного, функционального и нагрузочного резервирования в РЭС. Предложен метод расчета показателей надежности СЭС, отражающих степень освоения технического потенциала сети и роль указанных узлов в системе электроснабжения. Это позволяет определить участки сети, где требуется внедрение новых технологий. В отличие от известного метода, основанного на экспертных оценках вероятностей различных схемно-режимных состояний сети и на расчетах нормальных и послеаварийных режимов, предлагается менее трудоемкая, формализованная процедура анализа и оценки структурной и функциональной надежности РЭС. Полученные результаты позволяют повысить обоснованность решений, принимаемых как на стадии эксплуатации, так и на стадии проектирования.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** региональная электрическая сеть, система электроснабжения, технический потенциал, безотказность, эффективность

### Адрес для переписки:

Мышкина Л. С.  
ФГБОУ ВО «НГТУ», кафедра АЭС  
пр-т К. Маркса, 20, 630073, г. Новосибирск, Россия,  
e-mail: L-zakirova@yandex.ru

### Address for correspondence:

Myshkina L. S.  
Novosibirsk State Technical University  
20 Prospekt K. Marksa, 630073, Novosibirsk, Russia  
e-mail: L-zakirova@yandex.ru

### Для цитирования:

Бык Ф. Л., Мышкина Л. С. Технологическая и эксплуатационная надежность системы электроснабжения. Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3, – С. 200–207  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-200-207>

### For citation:

Byk F. L., Myshkina L. S. [Technological and operational reliability of power supply system]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 200–207 (in Russian)  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-200-207>

## Technological and operational reliability of power supply system

**Byk F. L., Myshkina L. S.\***

*Novosibirsk State Technical University*

*20 Prospekt K. Marksa, 630073, Novosibirsk, Russia*

The article is devoted to choosing ways to improve the technological reliability of regional electric network (REN) to ensure reliable power supply. At the operational stage, the task of increasing operational reliability is assigned to the enterprise asset management system of the territorial network organization (TNO), as a REN operator. Technological reliability is ensured by an operational dispatch control system, which uses the existing reserves in the network to support the technological process of electricity supply to electricity consumers in case of network equipment failures. The relevance of improving the technological and operational reliability of power supply system (PSS) requires the development and improvement of methods for analyzing and assessing the TNO's readiness to provide power transmission services. The indicators adopted in Russia reflect the level of technological reliability of PSS. However, these indicators do not reflect the technical condition of the equipment, or identify causal relationship between an equipment failure and an interruption of power supply. The research is aimed at identifying "bottlenecks" from the technological reliability standpoint and substantiating maintenance and repair, and technical re-equipment and reconstruction measures to improve operational reliability. A PSS model is proposed reflecting the technical condition of the network equipment, the operational readiness of automation systems, the availability of structural, functional and load redundancy in the REN. A method is suggested for calculating the PSS reliability indicators, where the developed indices reflect the degree of development of the network technical potential and the role of the aforesaid nodes in the PSS. The method makes it possible to identify the network parts, where it is necessary to introduce new technologies. In contrast to a well-known method, which is based on expert estimates of probabilities of different circuit-mode states of the network and on the calculation of normal and post-emergency modes, a less time-consuming formalized procedure for analyzing and evaluating the network structural and functional reliability is proposed. The results obtained allow to increase the validity of the decisions made both at the operational stage and the design stage.

**KEYWORDS:** regional electric network, power supply system, technical potential, reliability, efficiency

Около 60% воздушных линий (ВЛ) 35–110 кВ РФ находятся в эксплуатации более 35 лет. Более 75% подстанций (ПС) указанного класса напряжения эксплуатируются более 25 лет. Объем оборудования со сверхнормативным сроком службы ежегодно увеличивается на 2% [1]. Однако, общая доля технологических нарушений в электросетевом комплексе по причинам, связанным с износом оборудования, составляет только 24%. Это позволяет говорить о наличии других причин, определяющих надежность выполнения функций по передаче и распределению электроэнергии, ответственность за ТСО, как оператор РЭЛС.

Известно, что состав сетевого оборудования и схема их соединения определяют уровень структурной и функциональной надежности сети, которая обеспечивается наличием структурного, функционального, нагрузочного, временного и информационного резервирования. Способность системы управления использовать имеющиеся резервы и благодаря этому сохранять технологический процесс передачи электроэнергии отражает уровень технологической надежности ТСО.

Технологическая надежность — способность оперативно-диспетчерского управления обеспечить требуемые надежность и качество электроснабжения при изменениях схемно-режимных состояний сети. К множеству факторов, обуславливающих указанные изменения, относятся отказы сетевого оборудования, образующего электрические цепи для протекания тока к электроприемникам потребителей. Одной из главных задач системы оперативно-диспетчерского управления является

поддержание показателей надежности и качества электроснабжения в заданных регулятором пределах.

Ответственность за поддержание оборудования в исправном состоянии несут соответствующие подразделения, отвечающие за организацию эксплуатации. Важное место занимает СУПА. Способность СУПА в процессе эксплуатации обеспечить поддержание индексов технического состояния сетевого оборудования на достаточном уровне характеризует эксплуатационную надежность. К числу множества показателей, определяющих значения указанных индексов, относятся и единичные показатели безотказности оборудования. Для поддержания указанных показателей в соответствии с требованиями, осуществляется техническое обслуживание и ремонт оборудования, а также техническое перевооружение и реконструкция.

Повышение эксплуатационной надежности способствует сокращению числа и времени прерывания электроснабжения потребителей. Это отражается на технологических показателях надежности электроснабжения — суммарном времени прерывания и объеме недоотпуска электроэнергии потребителям. Указанные показатели, наряду со средней частотой и длительностью нарушения электроснабжения, отражают эффективность ТСО, как оператора региональной электрической сети.

Целью работы является разработка методического обеспечения СУПА, позволяющего определять «узкие» места и осуществлять выбор мероприятий, направленных на повышение технической надежности РЭЛС.





**Рисунок 3.** Диаграмма распределения ЦП ПО «ВЭС» относительно  $ISE_{av}$

**Figure 3.** Distribution of power centers of the «Eastern electric networks» production department relative to the average value of the efficiency index

танных от ПС Театральная, ПС Тулинская, ПС Фрунзенская, ПС Челюскинская, рекомендуется осуществлять за счет использования новых технологий и изменения структуры данного участка РЭЛС. Повышение надежности ПС Северная, ПС Восточная, ПС Правобережная, ПС Инская, ПС Отрадная, ПС Мясокомбинат, ПС Горская позволяет рассчитывать на получение эффекта от реализации ТПиР оборудования с использованием новых технологий.

Полученные результаты в значительной степени совпадают с рекомендациями, приведенными в «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области» [11]. Согласованность получаемых решений, позволяет судить о возможностях предлагаемых модели и метода, свидетельствует о достоверности полученных результатов и таким образом повышается обоснованность рекомендаций, приведенных в [11], что позволяет СУПА ПАО «Региональные электрические сети» сформировать производственную, инвестиционную и инновационную программы, установить приоритеты для мероприятий ТОиР и ТПиР при наличии ограничений в ресурсах.

## Закключение

1. Предлагается метод анализа и оценки технологической надежности РЭЛС, учитывающий схемно-режимные состояния и наличие автоматики, предназначенной для обеспечения бесперебойности электроснабжения потребителей. В качестве основных показателей, отражающих взаимосвязь технологической и эксплуатационной надежности, предлагается использовать индексы готовности и эффективности основных узлов РЭЛС. Показатели характеризуют с позиций надежности наличие технического потенциала в РЭЛС и роль узлов в СЭС. Сочетание указанных показателей позволяет осуществить декомпозицию узлов и соответствующих участков питающей и распределительной сетей с позиций целесообразности мероприятий ТОиР или ТПиР.

2. Предлагаемый метод позволяет повысить обоснованность решений СУПА при выборе способов и средств повышения надежности оборудования РЭЛС, не только с учетом технического состояния оборудо-

вания, но и их роли в обеспечении технологической надежности сети. Предлагаемое методическое обеспечение позволяет выявить ПС, где повышение безотказности невозможно без внесения изменений в структуру РЭЛС.

3. Приведен расчет уровня технологической надежности сети ПО «Восточные электрические сети» ПАО «Региональные электрические сети» и сделаны рекомендации по выбору типа мероприятий для повышения надежности. Это позволило убедиться в достоверности получаемых результатов и указывает на возможность использования предлагаемого метода. Предложить для разработчиков схемы и программы развития электроэнергетики регионов использовать предложенный метод при обосновании новых технологий, позволяющих повышать технический потенциал сети.

## Список использованных источников

1. Смоловик С. В., Халилов Ф. Х. Анализ технического состояния электрических сетей 0,38–110 кВ Российской Федерации // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2011; 2: 24–29.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание. [Утверждены приказом Минэнерго Российской Федерации от 08.07.2002. №204]. Москва: Омега-Л 2012; 272.
3. Назарычев А. Н., Новомлинский Э. В., Андреев Д. А. Оценка технического состояния электрооборудования на основе расчетов интегральных показателей // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Сыктывкар: ООО «Коми республиканская типография». 2016; 67: 171–179.
4. Воропай Н. И. Надежность систем электроснабжения. Новосибирск: Наука 2015; 208.
5. Обоскалов В. П. Структурная надежность электроэнергетических систем. Екатеринбург: УрФУ 2012; 196.
6. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. Новосибирск: Изд-во НГТУ 2003; 256.
7. Бык Ф. Л., Китушин В. Г., Мышкина Л. С. Надежностный механизм спроса на электроэнергию // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017; 1: 19–31.
8. Byk F. L., Myshkina L. S., Khokhlova K. N. Power supply reliability indexes // Actual issues of mechanical engineering (AIME 2017): proc. of the intern. conf., Tomsk. Atlantis Press 2017; 525–530.
9. Официальный сайт АО «РЭС» [Электронный ресурс] /. – Элек-

трон. текстовые дан. – Режим доступа: <http://www.eseti.ru>

10. РД 34.20.574 «Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установкам» [Электронный ресурс] /. – Электрон. текстовые дан. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200034926>

11. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области до 2015 года [Утверждена приказом Министра промышленности, торговли и развития предпринимательства Новосибирской области от 24.06.2010 №11] [Электронный ресурс] /. – Электрон. текстовые дан. – Режим доступа: <https://minrpp.nso.ru/page/677>

## References

1. Smolovik S. V., Khalilov F. H. Analysis of the technical condition of electrical networks 0.38–110 kV of the Russian Federation // Proceedings of the Kola scientific center RAS. Energy 2011; 2: 24–29. (In Russ.)
2. Rules of the device of electroinstallations. 7th edition. [Approved by the order of the Ministry of energy of the Russian Federation of 08.07.2002. No. 204]. – Moscow: Omega-L 2012;: 272. (In Russ.)
3. Nazarichev A. N., Novomlinsky E. V., Andreev D. A. Evaluation of the technical condition of electrical equipment based on the calculation of integrated indicators // Methodological issues of reliability

research of large energy systems. Syktyvkar: LLC «Komi republican printing house» 2016; 67: 171–179. (In Russ.)

4. Voropay N. I. The reliability of the system electricity supply. Novosibirsk: Nauka 2015;: 208. (In Russ.)

5. Oboskalov V. P. Structural reliability of electric power systems. Ekaterinburg: UFU 2012;: 196. (In Russ.)

6. Kitushin V. G. Reliability of power systems. Novosibirsk: publishing house of NSTU 2003;: 256. (In Russ.)

7. Byk F. L., Kitikhin V. G., Myshkina L. S. Reliability mechanism for electricity demand management // Thermal engineering 2017; 1: 19–31. (In Russ.)

8. Byk F. L., Myshkina L. S., Khokhlova K. N. Power supply reliability indexes // Actual issues of mechanical engineering (AIME 2017): proc. of the intern. conf., Tomsk. Atlantis Press 2017;: 525–530. (In Eng.)

9. Official website of Joint stock company «Regional electric networks» [Electronic resource]. – Mode of access: <http://www.eseti.ru> (In Russ.)

10. Guidance document 34.20.574 «Instructions for reliability indicators application for power system components and power units operation with steam turbine units» [Electronic resource]. – Mode of access: <http://docs.cntd.ru/document/1200034926> (In Russ.)

11. Scheme and program for the long-term development of the Novosibirsk Region electric power industry until 2015 [Approved by the order of the Minister of Industry, Trade and Enterprise Development of the Novosibirsk Region of 24.06.2010 No. 11] [Electronic resource]. – Mode of access: <https://minrpp.nso.ru/page/677> (In Russ.)



<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-208-216>  
УДК 621.186.019

## Оценка последствий изменения климата на безопасность и надежность функционирования электроэнергетического комплекса г. Москвы

**Гашо Е. Г., Гужов С. В., Кролин А. А.**

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
ул. Красноказарменная, 14, 111250, г. Москва, Россия

Поступила / Received 20.08.2018

Принята к печати / Accepted for publication 11.09.2018

Статья посвящена исследованию проблематики влияния климатических изменений на надежность и безопасность электроэнергетического комплекса московского мегаполиса. Проведенный анализ климатических изменений в московском регионе показывает увеличившееся за десять лет число опасных явлений, приводящих к экономическому ущербу. Проанализированы, выделены и ранжированы по влиянию на надежность системы электроснабжения наблюдаемые климатические изменения. Рассмотрена уязвимость электроэнергетического хозяйства к неблагоприятным климатическим явлениям. Проведен анализ аварийности, экономических ущербов в некоторых основных элементах энергосистемы.

Система электроснабжения московского энергоузла отличается высокой надежностью и насыщенностью устройствами преобразования, распределения и передачи электрической энергии. Опираясь на официальную статистику локальных перерывов электроснабжения московского мегаполиса, проведен анализ интенсивности отказов воздушных линий электропередач. Выполнен корреляционный анализ их взаимосвязи с интенсивностью возникновения опасных климатических явлений. Показано, что наиболее интенсивными по воздействию являются не только сами климатические явления, но некоторые их сочетания: «сильный ветер» и «гололед»; «повышенная влажность» и «рост численности переходов через 0°C» и др. На основе полученных зависимостей выявлены закономерности, позволяющие прогнозировать ключевые параметры ущербов от наиболее часто встречающихся неблагоприятных климатических явлений, участвовавших с изменением климата. Посредством применения регрессионных методов анализа обоснованы функции зависимости от климатических факторов случаев возникновения обрыва проводов высоковольтной распределительной сети до 110 кВ включительно и обрыва проводов магистральных сетей напряжением свыше 110 кВ.

Проведена оценка суммарного экономического ущерба электросетевому комплексу г. Москвы от наиболее влияющих климатических явлений. Рассмотрены некоторые малозатратные направления адаптации существующих передающих электрических сетей к изменениям московского мегаполиса.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** климатические изменения, уязвимость, энергетический комплекс, экономический ущерб, адаптация

### Благодарности

Исследование выполнено при поддержке гранта РНФ № 16-19-10568.

### Адрес для переписки:

Гашо Е. Г.  
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ», отдел энергоменеджмента  
ул. Красноказарменная, 14, 111250, г. Москва, Россия  
e-mail: egasho@gmail.com

### Address for correspondence:

Gasho E. G.  
National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Energy Management Department  
Krasnokazarmennaya str., 14, 111250, Moscow, Russia  
e-mail: egasho@gmail.com

### Для цитирования:

Гашо Е. Г., Гужов С. В., Кролин А. А. Оценка последствий изменения климата на безопасность и надежность функционирования электроэнергетического комплекса г. Москвы. Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3. – С. 208–216  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-208-216>

### For citation:

Gasho E. G., Guzhov S. V., Krolin A. A. [Assessment of the effects of climate change on the safety and reliability of the functioning of the electric power complex in Moscow]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp 208–216 (in Russian)  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-208-216>



## Assessment of the effects of climate change on the safety and reliability of the functioning of the electric power complex in Moscow

**Gasho E. G.\*, Guzhov S. V., Krolin A. A.**

*National Research University "Moscow Power Engineering Institute"  
Krasnokazarmennaya str., 14, 111250, Moscow, Russia*

The article is dedicated to the study of the problem of the influence of climate change on the reliability and safety of the power complex of the Moscow metropolis. The analysis of climatic change in the Moscow region shows the number of dangerous climatic events that have intensified over the past ten years, leading to economic damage. In the paper, the observed manifestations of climate change have been analyzed, isolated and ranked according to the effect on the reliability of the power supply system. The vulnerability of the electric power industry to unfavorable climatic events is considered. The analysis is presented of accident rate, economic damage in some basic elements of the power system.

The power supply system of the Moscow energy center is characterized by high reliability and saturation with devices for converting, distributing and transmitting electrical energy. Based on the official statistics of local power outages in the Moscow metropolis, analysis is performed of the intensity of failures of overhead power transmission lines. Correlation analysis of their interrelation with the intensity of occurrence of dangerous climatic events is performed. It is shown that the most intensive effects are not only produced by individual climatic events, but also by some of their combinations: "strong wind" and "ice"; "high humidity" and "a high number of temperature transitions through 0 °C", etc. Based on the dependencies obtained, regularities have been revealed that allow predicting the key parameters of damage from the most frequent unfavorable climatic events, which have become more frequent with climate change. Through the application of regression methods of analysis, the functions of the dependence of the occurrence of wire breaks in high-voltage distribution networks with a voltage up to 110 kV and wire breaks in backbone networks with a voltage over 110 kV on climatic factors are substantiated.

An estimation of the total economic damage to the power grid complex in Moscow from the most influential climatic events has been performed. Some low-cost opportunities for adaptation of existing power transmission networks to the change in the Moscow metropolis are considered.

**KEYWORDS:** climate change, vulnerability, energy complex, economic damage, adaptation

Климат Москвы, являясь умеренно континентальным, характеризуется разницей между температурами в зимний и летний периоды существенно выше, чем в других европейских столицах. Зимы отличаются более продолжительным и суровым характером, что является отражением влияния географического положения в центре Восточно-Европейской равнины, позволяющего свободно распространяться волнам тепла и холода. Отсутствие крупных водоемов способствует довольно большим амплитудам колебаниям температуры. Характерные для мегаполисов тепловые зоны или «острова тепла» формируются за счет теплопритоков от автотранспорта, промышленных предприятий, ТЭЦ, радиационного воздействия солнца на объекты инфраструктуры, а также теплового воздействия сточных вод [1].

О заметных изменениях климата Москвы и всего Московского региона можно судить по участвовавшим случаям нетипичных погодных условий. Температура воздуха в зимние периоды времени нехарактерна для данного пояса широт и находится выше климатической нормы на несколько градусов. Продолжительность холодного периода сокращается, зимы становятся теплее. В 2015 г. средняя годовая температура воздуха превысила свой исторический максимум и составила 7,4°C. С 1879 г. средняя продолжительность зимнего периода сократилась почти на

месяц. Если в начале периода зима длилась 155 дней (почти 5 месяцев), то в настоящее время около 120 дней (4 месяца) [2].

За последние полвека в Москве наблюдается статистически заметный рост средней общей облачности. Это связано, в частности, с антропогенными выбросами водяных паров, способствующими росту влагосодержания в атмосфере. Среднегодовая влажность воздуха в городе — 76%. Относительная влажность воздуха, отражающая степень насыщения воздуха водяным паром, имеет годовой ход, обратный температуре воздуха. Отмечается тенденция к изменению радиационного баланса в части усиления парникового эффекта. Наблюдается уменьшение числа солнечных часов в начале зимы при увеличении их весной и летом, что коррелирует с интенсивностью выбросов водяного пара энергетическим комплексом города. Вследствие этого центр города теплее окраин в течение всего года. Выпадение ливневых дождей происходит в центре в 1,5 раза чаще, что приводит к уменьшению годовых сумм продолжительности солнечного сияния на 100 часов в год.

В целом в московском регионе наблюдался некоторый рост опасных погодных явлений (ОЯ), оказывающих негативное влияние на объекты городской инфраструктуры, включая топливно-энергетический комплекс (ТЭК), жилищно-коммунальное хозяйство

гаемого ущерба, с учетом дисконтирования ущерба от повышенной ветровой нагрузки превысит капиталовложения в адаптацию через 6 лет [10].

## Выводы

1. Исследована проблематика, выявлены и показаны климатические факторы, оказывающие влияние на надежность и безопасность электроэнергетического комплекса московского мегаполиса.

2. Выявлено, что системы электроснабжения Москвы в достаточной мере адаптированы к ожидаемым в ближайшем десятилетии воздействиям, связанным с частотой возникновения и амплитудой опасных природных явлений. Данная адаптационная способность, с одной стороны обеспечивается изначально заложенной высокой надежностью элементов системы электроснабжения, и обеспечиваемой выполнением регламентов по их эксплуатации и обслуживанию, а с другой, активно поддерживается в настоящее время электросетевыми предприятиями.

## Список использованных источников

1. Доклад Департамента природопользования и охраны окружающей среды города Москвы «О состоянии окружающей среды в городе Москве в 2015 году». Департамент природопользования и охраны окружающей среды города Москвы, Москва 2016 г.
2. Всероссийский научно-исследовательский институт гидрометеорологической информации [Официальный сайт] <http://meteo.ru/data> (дата обращения 01.10.2017).
3. Приоритеты устойчивого развития Москвы: энергоэффективность, снижение уязвимости, климатическая адаптация. Доклад на научно-практической конференции «Экология Московского региона – 2017». 23 октября 2017 г. / Е. Г. Гашо, М. В. Степанова, О. А. Климанова и др. Москва 2017: 55.
4. Публичное Акционерное Общество «Московская объединенная электросетевая компания», раздел «Отключения» [Официальный сайт] <http://www.moesk.ru/client/disconnection/#tab-otchet> (дата обращения 01.10.2017).
5. Доронина О. И. Информационно-измерительная система мониторинга надежности воздушных линий электропередач: дис. .... канд. техн. наук. Волгоград; 2014: 137.
6. Охлаждающий эффект ветра. Влияние скорости ветра на ощущаемую (эффективную, действующую) температуру воздуха и конвекционный теплообмен [Электронный ресурс] [http://tehtab.ru/Guide/Guide\\_Tricks/WindChillingEffect/](http://tehtab.ru/Guide/Guide_Tricks/WindChillingEffect/) (дата обращения 01.10.2017).
7. Рыбаков Л. М., Иванова З. Г. Прогнозирование отказов и планирование резерва запасных элементов, аппаратов и оборудования распределительных электрических сетей 10 кВ / Вестник Чувашского университета 2015; 1: 104–111.
8. Панасенко М. В., Ахмедова О. О., Сошинов А. Г. Анализ воз-

действия электромагнитного поля на образование гололедных отложений на воздушных линиях электропередачи // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований 2015; 9: 210–214.

9. Гужов С. В. Методы определения и способы подтверждения энергосберегающего эффекта при передаче и использовании электрической и тепловой энергии. Москва: Издательство МЭИ 2016: 112.

10. Приложение к распоряжению Мэра Москвы от 28 апреля 2017 г. №288-ПМ «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики города Москвы на 2017–2022 гг.».

## References

1. Report of the Department of Nature Management and Environmental Protection of the City of Moscow "On the state of the environment in the city of Moscow in 2015". Department of Nature Management and Environmental Protection of Moscow, Moscow 2016. (In Russ.)
2. All-Russian Scientific Research Institute of Hydrometeorological Information [Official site] <http://meteo.ru/data> (circulation date 01.10.2017). (In Russ.)
3. Priorities of Moscow's sustainable development: energy efficiency, vulnerability reduction, climate adaptation. Report at the scientific and practical conference "Ecology of the Moscow region – 2017". October 23, 2017 / Gasho E. G., Stepanova M. V., Klimanova O. A. and others. Moscow 2017: 55.
4. Public Joint Stock Company "Moscow United Electric Grid Company", section "Disconnections" [Official site] <http://www.moesk.ru/client/disconnection/#tab-otchet> (circulation date 01.10.2017). (In Russ.)
5. Doronina O. I. Information-measuring system for monitoring the reliability of overhead power lines: dis. .... Cand. tech. sciences. Volgograd; 2014: 137. (In Russ.)
6. Cooling effect of wind. Effect of wind speed on the perceived (effective, acting) air temperature and convection heat exchange [Electronic resource] [http://tehtab.ru/Guide/Guide\\_Tricks/WindChillingEffect/](http://tehtab.ru/Guide/Guide_Tricks/WindChillingEffect/) (circulation date 01.10.2017). (In Russ.)
7. Rybakov L. M., Ivanova Z. G. Forecasting of failures and planning of reserve of spare parts, apparatuses and equipment of 10 kV distribution networks / Bulletin of the Chuvash University 2015; 1: 104–111. (In Russ.)
8. Panasenkov M. V., Akhmedova O. O., Soshinov A. G. Analysis of the effect of the electromagnetic field on the formation of ice deposits on overhead transmission lines // International Journal of Applied and Fundamental Research 2015;9:210–214. (In Russ.)
9. Guzhov S. V. Methods for determining and ways of confirming the energy-saving effect in the transmission and use of electrical and thermal energy. Guzhov S. V. – Moscow: Publishing house MPEI 2016: 112. (In Russ.)
10. Annex to the order of the Mayor of Moscow from 28 April 2017 No. 288-RM "Scheme and program for the future development of the electric power industry in Moscow for 2017–2022 years." (In Russ.)



## ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЯ, РАСЧЕТЫ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-217-221>

УДК 66.045.53+621.175

# Показатели энергоэффективности градирен

**Лаптева Е. А., Лаптев А. Г.\*, Фарахов М. И.**

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

ул. Красносельская, 51, 420066, г. Казань, Россия

Поступила / Received 22.06.2018

Принята к печати / Accepted for publication 11.09.2018

Для выбора оптимальных режимных и конструктивных характеристик рассмотрен критерий энергоэффективности массообменного аппарата и на его основе получены частные случаи критериев энергоэффективности для градирен, в том числе с регулярной противоточной пленочной насадкой. Критерии включают в себя эффективности теплообмена в газовой и жидкой фазах, а также кинетические характеристики процесса охлаждения воды в блоках пленочных насадок. Даны выражения для определения тепловых эффективностей в газовой (воздух) и жидкой (вода) фазах градирни. Вычислены три формы записи критерия энергоэффективности для градирен. В первой форме критерий эффективности записан с применением тепловой эффективности охлаждения воды, во второй — с тепловой эффективностью нагрева воздуха, в третьей — с использованием коэффициента переноса (массоотдачи) и средней движущей силы в виде разности энтальпий. Показана форма записи критерия энергоэффективности для пленочной насадки в градирне с объемным коэффициентом массоотдачи. Рассмотрены блоки оросителей с различными конструкциями регулярных пленочных контактных устройств при плотности орошения  $12 \text{ м}^3/\text{м}^2\text{час}$  и скорости воздуха  $1,5 \text{ м/с}$ . Приведены результаты расчетов пяти типов регулярных насадок: трубчатых из полиэтиленовой сетки; металлических ВАКУ-ПАК, ПИРАПАК G, "Инжехим" IRG и сегментно-регулярной "Инжехим". Получены значения критерия энергоэффективности данных насадок при охлаждении воды, а также требуемая высота блоков оросителей при заданном температурном режиме и гидравлической нагрузке. Определены значения мощности, затрачиваемой на подачу воздуха в блоки оросителей, и построена гистограмма. Сделаны выводы, что современные отечественные и зарубежные металлические регулярные насадки имеют высокую теплогидравлическую эффективность и рекомендуются к применению в мини-градирнях (кроме трубчатых из полиэтиленовой сетки). Для снижения себестоимости блоков оросителей рекомендуется их изготовление из полимерных материалов. Такие блоки оросителей рекомендуются для создания контакта фаз и в крупномасштабных градирнях, что значительно повысит эффективность охлаждения воды на тепловых станциях и промышленных предприятиях.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** градирни, энергозатраты, блоки насадок, критерий энергоэффективности

### Благодарности

Статья выполнена в рамках научного проекта 18-79-10136 «Теоретические методы моделирования и разработки эффективных импортозамещающих аппаратов очистки и глубокой переработки углеводородного сырья на предприятиях топливно-энергетического комплекса».

### Адрес для переписки:

Лаптев А. Г.  
ФГБОУ ВО Казанский государственный энергетический университет  
ул. Красносельская д. 51, 420066 г. Казань, Россия  
e-mail: tvt\_kgeu@mail.ru

### Address for correspondence:

Laptev A. G.  
Kazan State Power Engineering University  
51 Krasnoselskaya Str., Kazan 420066, Russia  
e-mail: tvt\_kgeu@mail.ru

### For citation:

Lapteva E. A., Laptev A. G., Farakhov M. I. [Energy efficiency indicators of cooling towers]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 217–221 (in Russian)  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-217-221>

### Для цитирования:

Лаптева Е. А., Лаптев А. Г., Фарахов М. И. Показатели энергоэффективности градирен. *Надежность и безопасность энергетики*. 2018 – Т. 11, №3. – С. 217–221  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-217-221>



## Energy efficiency indicators of cooling towers

Lapteva E. A., Laptev A. G.\*, Farakhov M. I.

Kazan State Power Engineering University

51, Krasnoselskaya st., 420066, Kazan, Russia.

For selecting optimal regimes and design characteristics, an energy efficiency criterion of a mass transfer apparatus is considered, and on its basis, some particular cases of energy efficiency criteria for cooling towers, including the cases with a structured counter-current film-type packing, are obtained. The criteria include heat transfer efficiency in the gas and liquid phases, as well as kinetic characteristics of the process of cooling the water in blocks of film-type packings. Expressions are given for determination of thermal efficiencies in the gas (air) and liquid (water) phases of the cooling tower. Three notations for the energy efficiency criterion of cooling towers are obtained. In the first notation, the efficiency criterion is written down using the thermal efficiency of cooling the water; in the second notation, it is written down using the thermal efficiency of heating the air; in the third notation, it is written down via the transfer coefficient (mass transfer) and mean driving force in the form of an enthalpy difference. A notation of writing down the energy efficiency criterion for a film-type packing in the cooling tower with a volumetric mass transfer coefficient is presented. Irrigator blocks filled with structured film-type contact devices of various designs having an irrigation density of  $12 \text{ m}^3/\text{m}^2\text{h}$  and an air speed of  $1.5 \text{ m/s}$  are considered. Results of calculations of five types of structured packings are presented: tubular packing made of polyethylene net; metal packings VACU-PAK, PIRAPAK G, "Inzhekhim" IRG and segmentary-structured packing "Inzhekhim". Values are obtained of the criterion of energy efficiency of these packings for cooling the water as well as the required height of irrigator blocks for a given temperature regime and hydraulic load. Values of the power expended for supplying the air to the irrigator blocks are determined and a histogram is plotted. It is concluded that modern domestic and foreign metal packings have high thermal and hydraulic efficiency and are recommended for use in mini-cooling towers (except for tubular packings made of polyethylene net). For reducing the cost of irrigator blocks, these can be made of polymer materials. Then such blocks of irrigators are recommended for creating a contact between the phases in large-scale cooling towers, which will significantly improve the efficiency of cooling the water at thermal power plants and industrial enterprises.

KEYWORDS: cooling towers, energy expenditures, blocks of packings, energy efficiency criterion

### Введение

Охлаждение оборотной воды на промышленных предприятиях чаще всего происходит в градирнях различных конструкций и масштабов. От эффективности охлаждения воды зависит технологический процесс, энергозатраты и надежность работы оборудования. Для выбора оптимальных режимов работы и конструктивных характеристик теплообменных аппаратов, к которым относятся и градирни, можно использовать различные критерии энергоэффективности и энергетические коэффициенты. Например, для оценки работы теплообменных аппаратов используются энергетические коэффициенты Кирпичева, Антуфьева, Сполдинга и их модификации [1–5]. Основным показателем работы технологической установки является себестоимость выпускаемой продукции при определенных ограничениях. Применительно к работе градирен главным показателем является минимальная стоимость охлаждения воды при заданном температурном режиме и гидравлической нагрузке. Известны различные конструкции градирен и технических устройств газожидкостного контакта [6–9].

Целью данной работы являлось получение в общем виде критериев энергоэффективности работы градирен, в частном случае, для противоточных пленочных

градирен с блоками оросителей в виде регулярных насадок.

### Критерий энергоэффективности

В качестве критерия эффективности работы блока оросителей с противоточными насадками в градирне используем выражение, предложенное в монографии для реакторов и массообменных процессов [5]

$$K_{\text{эф}} = \frac{M}{N_0 V_{\text{н}}}, \quad (1)$$

представляющее собой отношение массы веществ  $M$ , перерабатываемого или получаемого за единицу времени в объеме аппарата  $V_{\text{н}}$ , к затраченной на это мощности  $N_0$  ( $\text{кг/с}/(\text{Вт}\cdot\text{м}^3)$ ).

Для блока оросителей запишем модифицированный коэффициент (1) в виде

$$K_{\text{эф}} = \frac{Q}{N_0 V_{\text{н}}}, \quad (2)$$

где  $Q$  — поток тепла (тепловая нагрузка градирни), Вт;  $V_{\text{н}}$  — объем насадки,  $\text{м}^3$ .

Рассмотрим два способа записи потока тепла.

Из уравнения баланса имеем

$$Q = Lc_{\text{рж}}(T_{\text{н}} - T_{\text{к}}) + Q_{\text{и}} = G(I_{\text{к}} - I_{\text{н}}), \quad (3)$$

конструкций блоков оросителей и сделан их сравнительный анализ:

1. Сетчатая насадка из полиэтилена в виде пакета труб диаметром 0,05 м. Удельная поверхность насадки  $a_v \approx 140 \text{ м}^2/\text{м}^3$ .
2. Регулярная металлическая насадка ВАКУ-ПАК [12].  $a_v = 150 \text{ м}^2/\text{м}^3$ .
3. Регулярная металлическая насадка ПИРАПАК-G [12].  $a_v = 180 \text{ м}^2/\text{м}^3$ .
4. Регулярная металлическая гофрированная насадка "Инжехим" IRG [13].  $a_v = 165 \text{ м}^2/\text{м}^3$ .
5. Сегментно-регулярная рулонная насадка "Инжехим" [13]  $a_v = 160 \text{ м}^2/\text{м}^3$ .

Расчеты выполнены при  $T_n = 38,4^\circ\text{C}$ ; плотности орошения  $12 \text{ м}^2/\text{м}^3\text{час}$  и скорости воздуха в блоках оросителей  $w_t = 1,5 \text{ м/с}$ . Экспериментальные данные по гидравлическому сопротивлению насадок взяты из работ [7, 11–13], а коэффициенты массоотдачи вычислялись по математической модели [10].

На рисунке представлена мощность, затраченная вентилятором на охлаждение воды с  $38,4^\circ$  до  $29,9^\circ\text{C}$  и высота блоков насадок (оросителей), обеспечивающих данный температурный режим для градирни с площадью поперечного сечения  $S = 1 \text{ м}^2$ .

В результате расчетов получены следующие значения (7):

- 1) для сетчатой насадки из полиэтилена  $K_{эф} = 2485$ ;
- 2) для насадки ВАКУ-ПАК  $K_{эф} = 3397$ ;
- 3) для насадки ПИРАПАК G  $K_{эф} = 4301$ ;
- 4) для насадки "Инжехим" IRG  $K_{эф} = 3573$ ;
- 5) для сегментно-регулярной насадки "Инжехим"  $K_{эф} = 3602$ .

Из полученных результатов следует, что все современные зарубежные и отечественные насадки (кроме полиэтиленовой сетки) имеют достаточно высокое значение энергетической эффективности. Наиболее

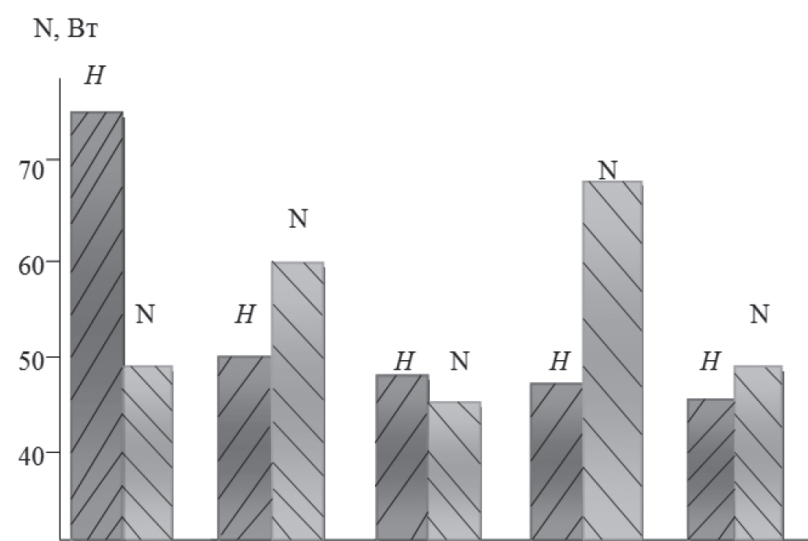
предпочтительными являются насадки ПИРАПАК G и сегментно-регулярная "Инжехим". Данные насадки можно изготавливать из полимерных материалов для снижения себестоимости. Однако, отмеченные насадки наиболее предпочтительно использовать в мини-градирнях, изготовленных из нержавеющей металлических листов и лент.

## Список использованных источников

1. Гортышов Ю. Ф., Олимпиев В. В., Байгалиев Б. Е. Теплогидравлический расчет и проектирование оборудования с интенсифицированным теплообменом. Казань: Изд-во Казанского. гос. техн. ун-та 2004: 432.
2. Антупьев В. М. Эффективность различных форм конвективных поверхностей нагрева – Москва: Энергия 1966; 1–184.
3. Башаров М. М., Лаптев А. Г. Комплексная оценка тепломассообменных и энергетических характеристик контактных устройств. Надежность и безопасность энергетики 2014; 4(27): 50–54.
4. Островский Г. М., Лаптева Т. В., Зиятдинов Н. Н. Оптимизация технических систем. – Москва КНОРУС 2012; 432.
5. Соколов В. Н., Доманский И. В. Газожидкостные реакторы – Ленинград: Машиностроение 1976; 216.
6. Yasu Zhou, Xun Zhu & Xiao Ding. Theoretical Investigation on Thermal Performance of New Structure Closed Wet Cooling Tower // Heat Transfer Engineering vol. 39, 2018; 460–472.
7. Пономаренко В. С., Арефьев Ю. И. Градирни промышленных и энергетических предприятий. Справочное пособие; под общ. ред. В. С. Пономаренко. Москва Энергоиздат 1998; 1–376.
8. Лаптев А. Г., Ведьгаева И. А. Устройство и расчет промышленных градирен – Казань: КГЭУ 2004; 180.
9. Лаптев А. Г. Фарахов М. И., Башаров М. М. и др. Энерго- и ресурсосберегающие технологии и аппараты очистки жидкостей в нефтехимии и энергетике; под ред. А. Г. Лаптева. Казань: Отечество 2012; 1–410.
10. Лаптева Е. А., Лаптев А. Г. Прикладные аспекты явлений переноса в аппаратах химической технологии и теплоэнергетики (гидромеханика и тепло-массообмен) Казань «Печать-Сервис XXI век» 2015; 1–236.
11. Рамм В. М. Абсорбция газов. Москва: 1976; 1–655.
12. Сокол Б. А. Чернышев А. К. Баранов Д. А. Насадки массообменных колонн Москва: «Галилея-Принт» 2009; 1–358.
13. Каган А. М., Лаптев А. Г., Пушнов А. С., Фарахов М. И. Контактные насадки промышленных тепломассообменных аппаратов. Под ред. Лаптева А. Г. Казань. Отечество 2013; 1–454.

## References

1. Gortyshev Yu. F., Olimpiev V. V., Baigaliev B. E. Thermohydraulic calculation and design of equipment with intensified heat transfer. Kazan: Kazan A. N. Tupolev State Technical University Press 2004: 432.
2. Antufiev V. M. Efficiency of various forms



**Рисунок.** Высота блоков насадок и мощность на подачу воздуха для различных конструкций. Обозначения в тексте.

**Figure.** Height of blocks of packings and power to supply air for various designs. Designations in the text.

of convective heating surfaces. – Moscow: Energiya Publishing House 1966;; 1–184.

3. Basharov M. M., Laptev A. G. Integrated assessment of heat and mass transfer and power characteristics of contact devices. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki* 2014; 4(27): 50–54. (in Russ).

4. Ostrovsky G. M., Lapteva T. V., Ziyatdinov N. N. Optimization of technological systems. – Moscow: KNORUS 2012;; 432.

5. Sokolov V. N., Domanskii I. V. Gas-liquid reactors. – Leningrad: Mashinostroenie Publishing House 1976;; 216.

6. Zhou Y., Zhu X., Ding X. Theoretical investigation on thermal performance of new structure closed wet cooling tower // *Heat transfer engineering*. vol. 39, 2018;; 460–472. (in Eng).

7. Ponomarenko V. S., Arefiev Yu. I. Cooling towers of industrial enterprises and power plants. Reference manual; under the general editorship of V. S. Ponomarenko. Moscow: Energoizdat Publishing House 1998;; 1–376.

8. Laptev A. G., Vedgaeva I. A. Designs and calculations of industrial

cooling towers. – Kazan: Kazan State Power Engineering University press 2004;; 180.

9. Laptev A. G., Farakhov M. I., Basharov M. M. et al. Energy- and resource-saving technologies and apparatuses for cleaning of fluids in petrochemistry and power engineering. Kazan: Otechestvo 2012;; 1–410.

10. Lapteva E. A., Laptev A. G. Applied aspects of transport processes in apparatuses of chemical and heat-power engineering (hydro-mechanics and heat and mass transfer). Kazan: Pechat-Servis-XXI vek 2015;; 1–236.

11. Ramm V. M. Absorption of gases. Moscow: Khimiya Publishing House 1976;; 1–655.

12. Sokol B. A., Chernyshev A. K., Baranov D. A. Packings of mass transfer columns. Moscow: Galleya-print 1976;; 1–655.

13. Kagan A. M., Laptev A. G., Pushnov A. S., Farakhov M. I. Contact packings of industrial heat and mass transfer apparatuses. Kazan. Otechestvo 2013;; 1–454.





<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-222-226>

УДК 532 529

## Улучшенная аналитическая модель обледенения проводов ЛЭП

**Тимофеева М. В.**

Сколковский институт науки и технологий (Сколтех)

ул. Нобеля, 3, 121205, г. Москва, Россия

Поступила / Received 30.05.2018

Принята к печати / Accepted for publication 11.09.2018

Аварии на линиях электропередачи, связанные с обледенением компонентов ЛЭП, в частности, проводов приводят к большим экономическим потерям в России. В связи с отсутствием возможности достоверного прогнозирования и оценки последствий погодных условий, способствующих обледенению проводов ЛЭП, сетевые службы зачастую вынуждены проводить выезды на потенциальные места аварий вслепую. Это приводит к большим материальным и временным потерям, при том, что среднее время восстановительных послеаварийных работ на высоковольтных ЛЭП занимает 5–10 дней.

Для эффективного прогнозирования и своевременного предотвращения негативных последствий образования ледяных отложений на проводах ЛЭП разработана аналитическая модель, описывающая рост ледяной муфты на поверхности электрического провода. За основу модели взята широко применяемая аналитическая модель [1], дополненная зависимостью роста ледяной муфты от угла между потоком ветра и проводом и от напряжённости электрического поля провода.

Сравнение результатов, полученных с применением разработанной модели и модели [1] показало, что с уменьшением угла между потоком ветра и проводом интенсивность роста ледяных отложений значительно падает. Показано, что напряжённость электрического поля провода слабо меняет траектории движения капель воды.

Приведён вывод о незначительном влиянии напряжённости электрического поля провода на рост ледяной муфты на нём. Указано, что значение толщины стенки ледяных отложений, получаемое по разработанной модели, должно быть увеличено при определённых погодных условиях и конструктивных параметрах ЛЭП. Разработанная модель может быть дополнена другими физическими явлениями, оказывающими влияние на обледенение проводов, и в дальнейшем внедрена в работу энергетических компаний для мониторинга состояния ЛЭП и проведения противоогололёдных мероприятий.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** обледенение, гололёдная муфта, линия электропередачи, гололёдно-изморозевые образования, электрическое поле

### Адрес для переписки:

Тимофеева М. В.

Сколтех, Центра энергетических систем

ул. Нобеля, 3, 121205, г. Москва, Россия,

e-mail: M.Timofeeva@skoltech.ru, masha---93@mail.ru

### Address for correspondence:

Timofeeva M. V.

Skoltech, CES

Nobelya str., 3, 121205, Moscow, Russia,

e-mail: M.Timofeeva@skoltech.ru, masha---93@mail.ru

### Для цитирования:

Тимофеева М. В. Улучшенная аналитическая модель обледенения проводов ЛЭП. Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3. – С. 222–226

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-222-226>

### For citation:

Timofeeva M. V. [Enhanced analytical model of power transmission line icing]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 222–226 (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-222-226>

## Enhanced analytical model of power transmission line icing

**Timofeeva M. V.**

*Skoltech, CES*

*Nobelya str., 3, 121205, Moscow, Russia*

Accidents in power transmission lines under icing conditions, in particular, those of cables, cause a great economic damage in Russia. Because of the lack of the possibility to forecast and evaluate reliably the consequences of weather conditions contributing to icing of transmission line cables, power grid services often have to go to the place of a potential accident relying on guesswork. This leads to considerable losses of time and material resources, while the average recovery time of a damaged high voltage power transmission line is 5–10 days.

For the effective prediction and timely prevention of negative consequences of icing of on power line cables, an analytical model that describes the growth of ice on the surface of the electrical cable has been developed. The model is based on a widely applicable analytical model of [1], supplemented with dependence of the growth of ice sleeve on the angle between the wind direction and the cable, and on the electric field strength of the cable.

The results obtained using the new analytical model and the [1], model have been compared and show that as the angle between the wind direction and the cable decreases, the intensity of the ice growth decreases significantly. At the same time, the strength of the electric field of the cable affects negligibly the trajectory of water droplets.

A conclusion is drawn about insignificance of electrical field strength of the electric cable as a factor of growth of ice deposits. It is stated that the ice thickness value obtained using the developed model can be increased under specific weather conditions and design parameters of transmission lines. The obtained model can be improved by using other physical effects that affect icing of electric cables. Further, the model can be introduced in operation of energy companies to monitor the condition of power transmission lines and to carry out anti-icing activities.

**KEYWORDS:** icing, ice sleeve, power transmission line, ice-frost formations, electric field

За последние тридцать лет аварии в более чем сорока электрических сетях России стали причиной больших экономических потерь. Несмотря на относительно небольшой процент аварий на высоковольтных линиях электропередачи (ЛЭП), вызванных благоприятными к обледенению условиями (от 2,9% до 8,1% в зависимости от напряжения на линии), эти аварии оказывают существенно негативное влияние на народное хозяйство. Недоотпуск электроэнергии по причине обледенения ЛЭП в некоторых регионах России достигает 70–80% от общего ежегодного аварийного недоотпуска электроэнергии [2].

Частые аварии на ЛЭП являются причиной деформации траверс. Порывистый ветер в сочетании с замёрзшими на электрических проводах осадками способен вызвать пляску проводов, увеличить механическое напряжение на них и, как следствие, привести к деформации компонентов ЛЭП, перекрытию или даже обрыву проводов. Основной задачей энергетических компаний является своевременное прогнозирование и предотвращение критического уровня гололёдно-изморозевых образований (ГИО) на всех компонентах ЛЭП, в особенности на проводах. Для успешного решения данной задачи нужна апробированная математическая модель, описывающая образование ГИО на проводах ЛЭП. Такая модель должна быть использована для определения интенсивности обледенения проводов, что позволит предугадывать момент начала критического обледенения линии, когда толщина стенки гололёда начинает превышать нормативную для данного района по гололёду величину [3]. Наличие такой модели способно сэкономить временные и материальные

затраты, связанные с выездами на потенциальные места аварий бригад для проведения противогололёдных мероприятий.

Существует большое множество математических моделей, которые, используя метеорологические данные в качестве входных параметров, позволяют определить количество образующегося на проводах льда. Эти модели различаются уровнем детализации физических процессов, влияющих на интенсивность льдообразования на поверхности проводов, эмпирическими данными, входящими в модели, и погодными условиями, под которые модели разрабатывались. Хотя численные модели [4–7] логически верны, они дают результаты незначительно превосходящие по достоверности результаты, получаемые с использованием аналитической модели [1] которая также может быть использована при моделировании обледенения проводов ЛЭП в условиях ледяного дождя с ветром. Использование численных моделей может приводить к численным и системным ошибкам, которые трудно определить и устранить. Подобное наблюдается при анализе чувствительности численных моделей MRI и MEP [8], который продемонстрировал значительное отклонение результатов этих моделей от результатов, полученных с использованием аналитической модели [1]. Численные модели учитывают параметры, постоянно меняющиеся по времени и пространству, что делает проведение натурных испытаний для верификации этих моделей трудоёмким и недостаточно информативным процессом. Моделирование обледенения проводов и других компонентов ЛЭП остаётся комплексной задачей, которая требует постоянного совершенствования путём обо-

нение направления ветра по отношению к оси провода, напротив, оказывает значительное влияние на рост гололёдных отложений, который при  $\gamma = 90^\circ$  имеет своё максимальное значение, а при  $\gamma = 0^\circ$  — минимальное.

Для ледяных отложений на проводах ЛЭП в виде гололёда ( $\rho_i = 900$ ) нормативная толщина стенки отложений для различных гололёдных районов может быть найдена из [13], где нормативная высота подвеса проводов принимается равной 10 м. Согласно [13] для участков ВЛ, проходящих по плотинам и дамбам гидротехнических сооружений, вблизи прудов-охладителей, башенных градиен, нормативную толщину стенки гололёда следует принимать на 5 мм больше, чем для прилегающих участков ВЛ, а для районов с низшей температурой минус  $45^\circ$  и ниже — на 10 мм. В [13] приводятся коэффициенты пересчёта толщины стенки гололёда при высоте расположения приведённого центра тяжести проводов более 25 м для различных их диаметров. Подобные правила пересчёта толщины ледяных отложений на проводах ЛЭП в зависимости от погодных и конструктивных особенностей могут быть применены для результатов, получаемых из (13).

## Выводы

Улучшенная аналитическая модель обледенения может стать основой для создания более комплексной и точной модели, включающей в себя такие физические явления как нагрев поверхности провода протекающим по нему током, поведение жидкой плёнки, образующейся при околонулевых значениях температуры, пляска провода за счёт неравномерного образования гололёдных отложений.

В настоящее время на базе лаборатории Энергетических систем Сколковского института науки и технологий планируется проведение испытаний проводов различных марок на стойкость к ГИО. Результаты экспериментов будут использованы для верификации модели (13) и её дальнейшего совершенствования.

## Список использованных источников

1. Goodwin E., Mozer J., Di Gioia A., Power B. Predicting ice and snow loads for transmission lines. In the Proceedings of the First IWAIS 1983; 1(1): 267–273.
2. Институт Энергосетьпроект. Доступный вид: <https://aoesp.ru/contacts>.
3. Guides of electrical equipment usage. 7th ed. St. Petersburg DEAN 2008.
4. Lozowski E., Stallabrass J., Hearty P. The Icing of an Unheated, Nonrotating Cylinder. Part I: A Simulation Model. Journal of Climate and Applied Meteorology 1983; 22(12): 2053–2062.
5. Ma H., Chen W., Zhang D. Numerical investigation of engine inlet vane hot-air anti-icing system with surface air film. International Journal of Modern Physics: Conference Series 2012; 19: 331–340.
6. Lozowski E., Makkonen L. Fifty years of progress in modelling the accumulation of atmospheric ice on power network equipment. Proc. Eleventh International Workshop on Atmospheric Icing on Structures. Montreal 2005.

7. Finstad K., Fikke S., Ervik M. A comprehensive deterministic model for transmission line icing applied to laboratory and field observations. In the Proceedings of the Fourth IWAIS 1988; 6(1): 227–231.

8. Mitten P., Makkonen L., Morris R. Development of an operational ice and wind loading model for transmission lines. Canadian Electrical Association Conference. Montreal 1988; 15: 21–23.

9. Farzaneh M. Ice accretions on high-voltage conductors and insulators and related phenomena. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences 2000; 358(1776): 2971–3005.

10. Nikiforov E. Icing related problems, effect of line design and ice mapping. Special Rep. US Army Cold Regions Res. Eng. Lab. Hanover 1982; 82(26): 239–245.

11. Бутиков Е., Быков А., Кондратьев А. Физика в примерах и задачах. 4-ое издание. Рипол Классик 2015.

12. Дьяков А. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы. «Энерго-прогресс» Корпорации «ЕЭЭК» 2012.

13. Правила устройства электроустановок. Новосибирск. Сибирское университетское издание 2006.

## References

1. Goodwin E., Mozer J., Di Gioia A., Power B. Predicting ice and snow loads for transmission lines. In the Proceedings of the First IWAIS 1983; 1(1): 267–273. (In Eng.)
2. Institute Energosetproekt. Available form: <https://aoesp.ru/contacts>. (In Russ.)
3. Guides of electrical equipment usage. 7th ed. St. Petersburg DEAN 2008. (In Russ.)
4. Lozowski E., Stallabrass J., Hearty P. The Icing of an Unheated, Nonrotating Cylinder. Part I: A Simulation Model. Journal of Climate and Applied Meteorology 1983; 22(12): 2053–2062.
5. Ma H., Chen W., Zhang D. Numerical investigation of engine inlet vane hot-air anti-icing system with surface air film. International Journal of Modern Physics: Conference Series 2012; 19: 331–340. (In Eng.)
6. Lozowski E., Makkonen L. Fifty years of progress in modelling the accumulation of atmospheric ice on power network equipment. Proc. Eleventh International Workshop on Atmospheric Icing on Structures. Montreal 2005. (In Eng.)
7. Finstad K., Fikke S., Ervik M. A comprehensive deterministic model for transmission line icing applied to laboratory and field observations. In the Proceedings of the Fourth IWAIS 1988; 6(1): 227–231. (In Eng.)
8. Mitten P., Makkonen L., Morris R. Development of an operational ice and wind loading model for transmission lines. Canadian Electrical Association Conference. Montreal 1988; 15: 21–23. (In Eng.)
9. Farzaneh M. Ice accretions on high-voltage conductors and insulators and related phenomena. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences 2000; 358(1776): 2971–3005. (In Eng.)
10. Nikiforov E. Icing related problems, effect of line design and ice mapping. Special Rep. US Army Cold Regions Res. Eng. Lab. Hanover 1982; 82(26): 239–245. (In Eng.)
11. Butikov E., Bykov A., Kondrat'ev A. Physics in examples and problems. 4th ed. Ripol Classic 2015. (In Russ.)
12. Dyakov A. Electric networks of high voltage in Russia. Theoretical and practical basis. Energoprogress Corporation 2012. (In Russ.)
13. Regulations for electrical installation. Novosibirsk. Siberian university edition 2006. (In Russ.)



<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-227-234>

УДК: 620.92

## Эксергетический анализ системы теплоснабжения с пониженной температурой обратной сетевой воды

**Волков А. В., Маленков А. С\*, Шелгинский А. Я., Кутько Н. Е.**

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»

ул. Красноказарменная, 14, 111250, г. Москва, Россия

Поступила / Received 08.06.2018

Принята к печати / Accepted for publication 24.09.2018

Рассматриваются вопросы оценки энергетической эффективности систем централизованного тепло-электро-снабжения на основе ТЭЦ при снижении температуры обратной сетевой воды. В качестве способа снижения температуры обратной сетевой воды предложено использование абсорбционных трансформаторов теплоты (АТТ) на центральных тепловых пунктах (ЦТП), функционирующих по циклу абсорбционного теплообменника. В качестве критерия оценки выбран эксергетический коэффициент полезного действия, поскольку он, учитывая разнородность видов энергии в системе, позволяет выполнить как относительную, так и абсолютную оценку степени термодинамической эффективности, а также учитывает потери от неравновесности процессов в системе. Приведены результаты многопараметрического анализа АТТ, полученные на основе разработанной математической модели, достоверность которой проверена экспериментально. При анализе системы теплоснабжения учитывается влияние температуры обратной сетевой воды на расходы теплоносителей и энергозатраты на привод циркуляционных насосов в тепловой сети и насосов в сети потребителя. В формулу для определения эксергетического КПД ТЭЦ вводятся дополнительные составляющие. Приводится сравнение традиционной системы теплоснабжения с ЦТП и новой системы с абсорбционным трансформатором АТТ (ЦТП) для различных температур сетевой воды в подающей линии. Для сравнения используется метод относительного соответствия, предложенный В.П.Мотулевичем. Анализируются результаты по следующим контурам системы теплоснабжения: Источник-АТТ (ЦТП), Источник-Потребитель. В контуре Источник-Потребитель показано значительное увеличение эксергетического КПД в новой системе при достаточно высокой температуре сетевой воды в подающей линии, что связано с изменением энергозатрат на привод циркуляционных насосов и приростом мощности электрогенератора. В роли источника выбран турбоагрегат Т-100-130 ТМЗ.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** система теплоснабжения, энергозатраты, ТЭЦ, абсорбционный трансформатор теплоты, абсорбционный теплообменник, эксергетический КПД

### Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №17-08-00984 А (договор 17-08-00984/18 от 27.02.2018).

### Адрес для переписки:

Маленков А. С.

ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», кафедра ПТС

ул. Красноказарменная, 14, 111250, г. Москва, Россия

e-mail: mal21177@yandex.ru

### Address for correspondence:

Malenkov A. S.

Moscow Power Engineering Institute, Department IHES

Krasnokazarmennaya str., 14, 111250, Moscow, Russia

e-mail: mal21177@yandex.ru

### Для цитирования:

Волков А. В., Маленков А. С., Шелгинский А. Я., Кутько Н. Е. Эксергетический анализ системы теплоснабжения с пониженной температурой обратной сетевой воды. Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3. – С. 227–234

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-227-234>

### For citation:

Volkov A. V., Malenkov A. S., Shelginsky A. Ia., Kutko N. E. [Exergy analysis of the heat supply system with a lower temperature of return delivery water]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 227–234 (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-227-234>

## Exergy analysis of a heat supply system with a lower temperature of return delivery water

**Volkov A. V., Malenkov A. S.\*, Shelginsky A. Ia., Kutko N. E.**

*Moscow Power Engineering Institute*

*Krasnokazarmennaya str., 14, 111250, Moscow, Russia.*

The questions of evaluation of energy efficiency of municipal heating and electric power supply systems based on the combined heat and power supply plant (CHPP) with a reduced temperature of return delivery water are considered in the paper. As a method of reducing the return delivery water temperature, using heat absorption transformers (HAT) at central heat supply stations operating as absorption heat-exchange facility was considered. The exergetic efficiency was chosen as an evaluation criterion, because, given the difference in kinds of energy in the system, it allows to perform both relative and absolute estimates of thermodynamic effectiveness as well as takes into account the losses from non-equilibrium of processes in the system. Results are given of HAT multiparameter analysis that were obtained on the basis of a developed mathematical model, the reliability of which was experimentally tested. During analysis of the heat supply system, one should take into account the influence of return delivery water temperature on consumption of heat-transfer agents and power consumptions on driving the recycling pumps in the heating network and pumps in the consumer network. Additional components are introduced into the equation for determining the exergetic efficiency of CHPP. The traditional heat supply system is compared to the central heat supply station and the new system with an absorption transformer AT (central heat supply station) for different temperatures of delivery water in the flow line. The relative correspondence method proposed by V. P. Motulevich was used for the comparative analysis. The results are analyzed by the following lines of the heat supply system: Source-AT (central heat supply station), Source-Consumer. In the Source-Consumer line, a considerable increase is shown of exergetic efficiency in the new system at a rather high temperature of delivery water in the flow line. This is due to variation of power consumption on driving the recycling pumps and the generator unit capacity gains. Turbine-generator set T-100-130TMZ is selected as a source.

**KEYWORDS:** heat supply system, power consumption, CHPP, absorption heat transformer, absorption heat exchanger, exergetic efficiency

Энергетические показатели комбинированной выработки электрической и тепловой энергии являются основой для совершенствования систем энергоснабжения. Энергетические характеристики ТЭЦ, систем транспорта и распределения энергоносителей зависят от многих факторов, таких, как единичная мощность источника, температура и расход охлаждающей воды на входе в конденсатор, потери теплоты и теплоносителя в трубопроводах сети, температура обратной сетевой воды и др. [1, 2].

В настоящее время большое внимание уделяется исследованию влияния понижения температуры обратной сетевой воды на энергетические характеристики систем тепло- электроснабжения. При качественном регулировании отпуска теплоты снижение температуры обратной сетевой воды позволяет уменьшать расход сетевой воды при постоянном количестве потребителей теплоты или увеличивать число потребителей при постоянном расходе сетевой воды в магистральных трубопроводах. Кроме того, снижение температуры обратной сетевой воды оказывает влияние на мощность электрогенератора ТЭЦ. Разработка систем централизованного теплоснабжения с пониженной температурой обратной сетевой воды обычно проводится с применением парокомпрессионных теплонасосных установок (ТНУ), в данной статье рассматривается вариант использования АТТ для этих целей.

Преимуществом АТТ является незначительный расход электроэнергии на собственные нужды. В статье рассматривается конфигурация АТТ в виде абсорби-

онного теплообменника. В таком случае они не требуют стороннего низкопотенциального источника теплоты и собственного водооборотного контура, а испаритель АТТ используется для понижения температуры обратной сетевой воды [3].

Концепция и предварительный анализ когенерационной системы с использованием абсорбционного теплообменника представлена в [4]. Эксергетический анализ абсорбционного теплообменника приведен в [5].

Эксергетический анализ систем с источниками в виде ТЭЦ широко освещен в научной литературе [6, 7, 8]. Традиционно эксергетический КПД ТЭЦ записывается в виде:

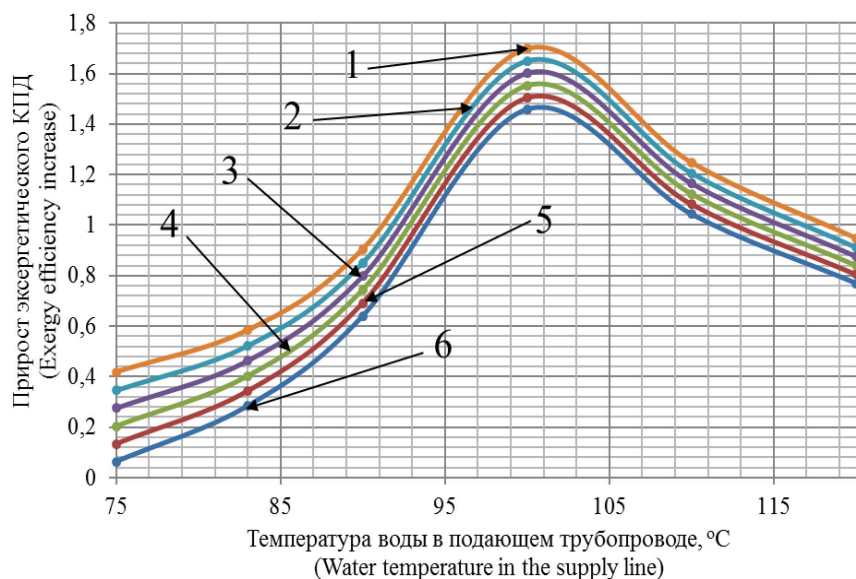
$$\eta_{\text{экс}} = (E_T + E_{\text{э}}) / E_{\text{топл}} \quad (1)$$

где  $E_T$  — эксергия отпускаемой теплоты, кДж;  $E_{\text{э}}$  — эксергия отпускаемой электроэнергии, кДж;  $E_{\text{топл}}$  — эксергия топлива, кДж.

Так как качество тепловой и электрической энергии отличаются по работоспособности, то для тепловой энергии используется коэффициент работоспособности:

$$\tau = 1 - T_0 / T \quad (2)$$

где  $T_0$  — температура окружающей среды, К;  $T$  — температура теплоносителя, отпускаемого в тепловую сеть, К.



**Рисунок 4.** Влияние температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети на эксергетический КПД с учетом варьирования соотношения потерь давления в тепловой сети к потерям давления в контуре потребителя. 1 — отношение потерь в сети к потерям в контуре потребителя равно 5,5 (длинная сеть); 2 — отношение 4,5; 3 — отношение 3,5; 4 — отношение 2,5; 5 — отношение 1,5; 6 — отношение 0,5

**Figure 4.** Effect of water temperature in the supply pipeline of heat supply network on the exergetic efficiency taking into account the variation of pressure losses correlation in the heat network to pressure losses in the consumer line. 1 — ratio of losses in the network to losses in the consumer line is equal 5.5 (long network); 2 — ratio 4.5; 3 — ratio 3.5; 4 — ratio 2.5; 5 — ratio 1.5; 6 — ratio 0.5

воды в подающем трубопроводе, а соответственно и относительных нагрузок на отопление.

## Выводы

1. В результате снижения температуры обратной сетевой воды в системах теплоснабжения с фиксированным числом потребителей:

- снижается расход теплоносителя в магистральном трубопроводе, что приводит к сокращению энергопотребления на привод сетевых насосов;
- значительно возрастает энергопотребление на привод насосов в разводящих сетях у потребителя из-за увеличения расхода теплоносителя;
- суммарное энергопотребление на привод циркуляционных насосов значительно превосходит энергопотребление в системах с традиционным ЦТП;
- эксергетический КПД системы теплоснабжения с АТТ превышает КПД системы с традиционным ЦТП при температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети выше 75°C.

– потребитель получает теплоноситель с более низкой температурой. Это приводит к необходимости увеличивать поверхность отопительных приборов в помещениях, а также использовать системы отопления помещений типа «теплый пол» и т. п.

2. При переходе с температурного графика 120/70°C на 120/25°C при постоянном расходе теплоносителя в

магистральном трубопроводе увеличивается величина теплового потока от источника на 75%, что дает возможность подключать дополнительные потребители к существующим магистральным тепловым сетям.

3. Следует учитывать следующие проблемы при использовании АТТ:

- Капитальные и эксплуатационные затраты,
- Габаритно-весовые характеристики,
- Резервирование оборудования, обеспечивающего бесперебойное обеспечение систем ГВС и отопления у потребителя.

## Список использованных источников

1. Мирасова Л. Р. Влияние температуры наружного воздуха на основные энергетические показатели турбоустановки и ТЭЦ. Устойчивое развитие науки и образования 2017; (7): 86–90.
2. Ротов П. В. Сравнение показателей энергетической эффективности ТЭЦ при количественном и качественном регулировании тепловой нагрузки. Электрические станции 2015; (10): 19–23.
3. Sun J., Ge Z., Fu L. Investigation on operation strategy of absorption heat exchanger for district heating system. Energy and Buildings 2017; (156): 51–7.
4. Волков А. В., Жигулина Е. В., Яворовский Ю. В., Маленков А. С. Абсорбционный теплообменник – способ снижения температуры обратной сетевой воды. Энергосбережение и водоподготовка 2017; (5): 25–32.
5. Volkov A. V., Yavorovsky Ju. V., Malenkov A. S., Shelginsky A. Ia., Zhigulina E. V. Absorption heat exchanger: Energy and exergy analysis. International Journal of Civil Engineering and Technology 2017; (10): 1466–80.
6. Sangi R., Jahangiri P., Thamm A., Müller D. Dynamic exergy analysis – Modelicar-based tool development: A case study of CHP district heating in Bottrop, Germany. Thermal Science and Engineering Progress 2017; (4): 231–40.
7. Ertesvag I. S. Exergetic comparison of efficiency indicators for combined heat and power (CHP). Energy 2007; (11): 2038–50.
8. Taillon J., Blanchard R. E. Exergy efficiency graphs for thermal power plants. Energy 2015; (88): 57–66.
9. Мотулевич В. П. Метод относительного соответствия и его применение в задачах тепло- и массообмена. Инженерно-физический журнал 1968; (1): 8–16.
10. Marc O., Sinama F., Praene J-P., Lucas F., Castaing-Lasvignottes J. Dynamic modeling and experimental validation elements of a 30 kW LiBr/H<sub>2</sub>O single effect absorption chiller for solar application. Applied Thermal Engineering 2015; (90): 980–93.
11. Franchini G., Notarbartolo E., Padovan L. E., Perdichizzi A. Modeling, Design and Construction of a Micro-scale Absorption Chiller. Energy Procedia 2015; (82): 577–83.
12. Figueredo G. R., Bourouis M., Coronas A. Thermodynamic

modelling of a two-stage absorption chiller driven at two-temperature levels. *Applied Thermal Engineering* 2008; (2): 211–7.

## References

1. Mirasova L. R. The effect of the outer air temperature on the main energy data of turbine plant and CHPP. *Ustojchivoe razvitie nauki i obrazovaniya* 2017; (7): 86–90.
2. Rotov P. V. Factors comparison of CHPP energy performance by quantitative and qualitative regulation of thermal characteristic. *Elektricheskie Stancii* 2015; (10): 19–23.
3. Sun J., Ge Z., Fu L. Investigation on operation strategy of absorption heat exchanger for district heating system. *Energy and Buildings* 2017; (156): 51–7.
4. Volkov A. V., Jigulina E. V., Yavorovsky Ju. V., Malenkov A. S. Absorption heat exchanger – Method of reducing the temperature of return delivery water. *Energoberezhenie i vodopodgotovka* 2017; (5): 25–32.
5. Volkov A. V., Yavorovsky Ju. V., Malenkov A. S., Shelginsky A. Ia., Zhigulina E. V. Absorption heat exchanger: Energy and exergy analysis. *International Journal of Civil Engineering and Technology* 2017; (10): 1466–80.
6. Sangi R., Jahangiri P., Thamm A., Müller D. Dynamic exergy analysis – Modelicar-based tool development: A case study of CHP district heating in Bottrop, Germany. *Thermal Science and Engineering Progress* 2017; (4): 231–40.
7. Ertesvag I. S. Exergetic comparison of efficiency indicators for combined heat and power (CHP). *Energy* 2007; (11): 2038–50.
8. Taillon J., Blanchard R. E. Exergy efficiency graphs for thermal power plants. *Energy* 2015; (88): 57–66.
9. Motulevich V. P. Method of relative correspondence and its application in the tasks of heat-mass exchange // *Inzhenerno-fizicheskij zhurnal* 1968; (1): 8–16.
10. Marc O., Sinama F., Praene J-P., Lucas F., Castaing-Lasvignottes J. Dynamic modeling and experimental validation elements of a 30 kW LiBr/H<sub>2</sub>O single effect absorption chiller for solar application. *Applied Thermal Engineering* 2015; (90): 980–93.
11. Franchini G., Notarbartolo E., Padovan L. E., Perdichizzi A. Modeling, Design and Construction of a Micro-scale Absorption Chiller. *Energy Procedia* 2015; (82): 577–83.
12. Figueredo G. R., Bourouis M., Coronas A. Thermodynamic modelling of a two-stage absorption chiller driven at two-temperature levels. *Applied Thermal Engineering* 2008; (2): 211–7.





<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-235-240>  
УДК 621.192

## Математическая модель прогнозирования отказов статистическим методом при испытаниях головных образцов энергетического оборудования ТЭС

Труханов В. М.<sup>1,2\*</sup>, Султанов М. М.<sup>1</sup>, Кухтик М. П.<sup>2</sup>, Горбань Ю. А.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском  
пр. Ленина, 69, 404110, г. Волжский, Россия

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет»  
пр. им. В. И. Ленина, 28, 400005, г. Волгоград, Россия

Поступила / Received 30.05.2018

Принята к печати / Accepted for publication 27.08.2018

Объектом исследования является энергетическое оборудование (паровой котел, паровая турбина, турбогенератор и т. д.) современных ТЭС. При создании, эксплуатации и ремонте дорогостоящего энергетического оборудования возникает актуальная проблема прогнозирования отказов. Для решения этой проблемы поставлена задача разработать математическую модель планирования объема испытаний головных образцов энергетического оборудования. При проведении испытаний опытных образцов принято весь период испытаний разделить на ряд этапов, в каждом из которых фиксируется объем испытаний, выраженный в часах или циклах в зависимости от того, непрерывно или циклически работает энергетическое оборудование. На каждом этапе фиксируется и число отказов. После выявления причины отказа производится доработка основного оборудования ТЭС. Доработка считается эффективной, если после доработки были проведены испытания в том же объеме и отказов не зафиксировано. Представлены два метода планирования объема испытаний. Первый метод основан на двукратной выборке, второй — на многократной выборке. При планировании объема испытаний математические модели прогнозирования отказов как для двукратной, так и для многократной выборок разработаны из условия отсутствия отказов или появления не более одного отказа после доработки в последующей выборке. Представленный метод прост в практическом применении. С целью оценки эффективности доработки предложены критерии согласия при биномиальном и нормальном законах распределения отказов. Проведенные исследования позволили получить математические модели прогнозирования отказов при проведении испытаний головных образцов энергетического оборудования ТЭС, а также математические модели критериев согласия при биномиальном и нормальном законах распределения.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** энергетическая система, прогнозирование отказов, планирование объема испытаний, выборка, методы, эффективность доработки, критерий согласия, оценка надежности, закон распределения

### Благодарности

Результаты исследований, представленные в статье, получены при финансовой поддержке в рамках научного проекта РФФИ №17-01-00018 и государственного задания №13.9602.2017/БЧ по теме 1041170.

### Адрес для переписки:

Труханов В. М.  
ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет», кафедра АПП  
пр. им. В. И. Ленина, 28, 400005, г. Волгоград, Россия,  
e-mail: trukhanov1939@mail.ru

### Address for correspondence:

Trukhanov V. M.  
Volgograd State Technical University, Department AMP  
Lenin av., 28, 400005, Volgograd, Russia  
e-mail: trukhanov1939@mail.ru

### Для цитирования:

Труханов В. М., Султанов М. М., Кухтик М. П., Горбань Ю. А. Математическая модель прогнозирования отказов статистическим методом при испытаниях головных образцов энергетического оборудования ТЭС. Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3. – С. 235–240  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-235-240>

### For citation:

Trukhanov V. M., Sultanov M. M., Kukhtik M. P., Gorban' Yu. A. [Mathematical model of failure prediction by statistical method at testing of prototypes of heat-power equipment]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry 2018, vol. 11, no 3, pp. 235–240 (in Russian)  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-235-240>

## Mathematical model of failure prediction by statistical method at testing of prototypes of heat-power equipment

**Trukhanov V. M.<sup>1,2\*</sup>, Sultanov M. M.<sup>1</sup>, Kukhtik M. P.<sup>2</sup>, Gorban' Yu. A.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Volzhsky Branch of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

69 Lenin av., 404110, Volzhsky, Russia

<sup>2</sup> Volgograd State Technical University

28 Lenin av., 400005, Volgograd, Russia.

The object of research is the power equipment (steam boiler, steam turbine, turbine generator, etc.) of modern heat power systems. When creating, operating and repairing expensive power equipment, one faces a relevant problem of failure prediction. To solve this problem, a task is set to develop a mathematical model of planning the scope of tests of power equipment prototypes. During the testing of test samples, the entire testing period is generally divided into a number of stages, at each of which the scope of tests is recorded, expressed in hours or cycles, depending on whether the power equipment is continuously or cyclically operating. At each stage, the number of failures is recorded, as well. After the cause of the failure is identified, the main equipment of the TPP is elaborated. The elaboration is considered effective if it is followed by the same scope of tests, with no failures recorded. Two methods for planning the scope of tests have been presented. The first method is based on double sampling, the second one — on multiple sampling. When planning the scope of tests, mathematical models of failure prediction for both double and multiple sampling have been developed on the condition of no failures, or the occurrence of no more than one failure after elaboration in a subsequent sample. The presented method is simple in practical application. In order to assess the effectiveness of the elaboration, the fitting criteria in binomial and normal laws of failure distribution have been proposed. The conducted research allows to obtain mathematical models of failure prediction during testing of prototypes of power equipment of TPP, as well as mathematical models of the fitting criteria in binomial and normal distribution laws.

**KEYWORDS:** power supply system, failure prediction, planning the scope of tests, sampling, methods, effectiveness of elaboration, fitting criterion, assessment of reliability, distribution law

Целью настоящей работы является исследование и прогнозирование отказов энергетического оборудования ТЭС энергетических систем.

Как известно, статистические методы в основном разработаны для контроля за качеством серийной продукции, когда из партии берется выборка, по которой принимается решение о принятии или браковке изделий [1, 2]. Однако эти методы в основном применяются для изделий крупносерийного и массового производства и непосредственно не могут быть использованы для дорогостоящих изделий малой серии или индивидуального производства.

В основу метода планирования испытаний сложных дорогостоящих изделий многократного действия положен статистический анализ, основанный не на количестве рассматриваемых образцов, а на объеме циклов функционирования. При планировании испытаний можно использовать схему двойной выборки, когда назначается определенный объем испытаний  $n_1$ , а затем, в зависимости от числа отказов  $m_1$ , принимается одно из следующих решений:

- закончить испытания, если  $m_1 \leq c_1$ , где  $c_1$  — допустимое число отказов, и принять изделие с заданным уровнем надежности;

- закончить испытания, если  $m_1 > c_2$ , где  $c_2$  — недопустимое число отказов, и принять изделие на доработку, так как принятая конструкция не обеспечивает

требования по надежности.

С целью сокращения объема испытаний необходимо использовать всю полученную информацию и по возможности объединить статистические результаты [3]. Объединение выборок следует производить на основании критериев значимости, если последние принадлежат к одной генеральной совокупности [4, 5].

Для обеспечения требуемого уровня надежности по результатам испытаний двух выборок необходимо выполнение равенства

$$\frac{m_1}{n_1} \approx \frac{m_2}{n_2}, \quad (1)$$

где  $m_1$  — число отказов на первом этапе (в первой выборке);  $m_2$  — число отказов на втором этапе (во второй выборке);  $n_1$  — число испытаний на первом этапе (в первой выборке);  $n_2$  — число испытаний на втором этапе (во второй выборке).

Достаточным условием окончания испытаний и принятия изделия с заданным требованием надежности по двум выборкам является выполнение неравенства

$$\frac{m_1 + m_2}{n_1 + n_2} \leq q_{\text{доп}}, \quad (2)$$

где  $q_{\text{доп}}$  — допустимая вероятность отказа изделия за один цикл функционирования.

В практике статистического контроля качества и

$$U_2 = \frac{2 \arcsin \sqrt{\frac{m_1}{n_1} - \frac{1}{2n_1}} - 2 \arcsin \sqrt{\frac{m_2}{n_2} - \frac{1}{2n_2}}}{\sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2}}} =$$

$$= \frac{2 \arcsin \sqrt{\frac{10}{100} - \frac{1}{2 \cdot 100}} - 2 \arcsin \sqrt{\frac{2}{100} - \frac{1}{2 \cdot 100}}}{\sqrt{\frac{1}{100} + \frac{1}{100}}} = 2,7;$$

$$U = \frac{1}{2}(U_1 + U_2) = \frac{1}{2}(2,38 + 2,7) = 2,54;$$

$$P(h_1, h_2) = 2\Phi(-U) = 2\Phi(-2,54) =$$

$$= 2[1 - \Phi(2,54)] = 2[1 - 0,994] = 0,012.$$

Полученное значение вероятности расхождения двух групп данных  $P(h_1, h_2) = 0,012$  свидетельствует о том, что при заданном уровне значимости  $P(h_1, h_2) \leq 0,1$  выборки объединять в одну совокупность нельзя, то есть проведенная доработка оказалась эффективной. Оценку надежности в этом случае необходимо проводить по второй выборке:

$$\hat{P} = 1 - \frac{m_2}{n_2} = 1 - \frac{2}{100} = 0,98.$$

## Выводы

1. Разработаны математические модели прогнозирования отказов при планировании испытаний головных образцов энергетического оборудования ТЭС энергетических систем методами двойной и многократной выборки.

2. Представлены математические модели критериев согласия по объединению выборок в одну совокупность для биномиального и нормального законов распределения отказов.

3. Рассмотрены условия применения модели для конкретных узлов энергетического оборудования энергосистем.

## Список использованных источников

1. Жирнова Т. Ю., Жирнова Е. А. Применение статистических

методов при анализе надежности изделий. Актуальные проблемы авиации и космонавтики 2010; (6): 280–281.

2. Сугак Е. В. Надежность техники. Saarbrücken (Germany): LAP Lambert Academic Publishing 2014; 410.

3. Труханов В. М., Матвеев А. М. Надежность сложных систем на всех этапах жизненного цикла. Москва: ООО Издательский дом «Спектр» 2012; 663.

4. Боровков А. А. Математическая статистика. Санкт-Петербург: Лань 2010; 704.

5. Фролов А. Н. Краткий курс теории вероятностей и математической статистики. Санкт-Петербург: Лань 2017; 304.

6. Конесев С. Г., Хазиева Р. Т. Методы оценки показателей надежности сложных компонентов и систем. Современные проблемы науки и образования 2015; 1–1.

7. Труханов В. М. Надежность в технике. Москва: ООО Издательский дом «Спектр» 2017; 656.

8. Вентцель Е. С., Овчаров Л. А. Теория вероятностей и ее инженерные приложения. Москва: Академия 2003; 464.

9. Вадзинский Р. Н. Статистические вычисления в среде Excel. Санкт-Петербург: Питер, 2008; 608.

10. Брадис В. М. Четырехзначные математические таблицы. Москва: Дрофа 2018; 96.

## References

1. Zhirnova T. Yu., Zhirnova E. A. Application of statistical methods in the analysis of reliability of products. Current problems of aircraft and astronautics 2010; (6): 280–281. (in Russian)

2. Sugak E. V. Reliability of technique. Saarbrücken (Germany): LAP Lambert Academic Publishing 2014; 410.

3. Trukhanov V. M., Matveenko A. M. Reliability of complex systems at all stages of life cycle. Moscow: LLC Spektr Publishing house 2012; 663.

4. Borovkov A. A. Mathematical statistics. Saint Petersburg: Lan' 2010; 704.

5. Frolov A. N. Short course of probability theory and mathematical statistics. Saint Petersburg: Lan' 2017; 304.

6. Konesev S. G., Hazieva R. T. Methods of estimation of reliability indices of complex components and systems. Modern problems of science and education 2015; 1–1. (in Russian)

7. Trukhanov V. M. Reliability in technique. Moscow: LLC Spektr Publishing house 2017; 656.

8. Venttsel' E. S., Ovcharov L. A. Probability theory and its engineering applications. Moscow: Academy 2003; 464.

9. Vadzinskij R. N. Statistical calculations in Excel. Saint Petersburg: Piter 2008; 608.

10. Bradis V. M. Four-figure mathematical tables. Moscow: Drofa 2018; 96.



<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-241-246>

УДК 621.311

## Привлечение ТЭЦ к регулированию частоты, связанное с пуском Белорусской АЭС

Коробец П. Н.<sup>1</sup>, Словик В. В.<sup>1</sup>, Карницкий Н. Б.<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup> Филиал «Гродненская ТЭЦ-2» РУП «Гродноэнерго»

Скидельское шоссе, 10, 230003, г. Гродно, Республика Беларусь;

<sup>2</sup> Белорусский национальный технический университет

проспект Независимости, 65, 220013, г. Минск, Республика Беларусь.

Поступила / Received 06.03.2018

Принята к печати / Accepted for publication 20.08.2018

Политика реструктуризации генерирующих мощностей энергосистемы Республики Беларусь предполагает ввод в ближайшие годы Белорусской АЭС. Наличие внешних и внутренних факторов, влияющих на реализацию электроэнергии от АЭС, потребует решение целого ряда проблем, включая резервирование мощности и регулирование частоты за счет привлечения внутренних электрогенерирующих мощностей. К ним относятся паротурбинные ГРЭС и ТЭЦ, парогазовые установки, специальные мобильные электрические мощности, применение электрокотлов и баков-аккумуляторов. Последнее является для белорусской энергосистемы новым техническим решением, требующим тщательного анализа по выявлению оптимальной системы согласованной работы теплофикационных турбин с электрокотлами и баками-аккумуляторами. При этом рассмотрены отопительный и межотопительный периоды работ ТЭЦ. Показана функция баков-аккумуляторов при минимальном и максимальном электропотреблении. При зарядке баков-аккумуляторов увеличивается выработка электроэнергии теплофикационными турбинами с регулированием по тепловому графику. Работа электрокотлов и баков-аккумуляторов рассмотрена на примере Гродненской ТЭЦ-2. Определена целесообразность включения в тепловую схему ТЭЦ электрокотлов как наиболее действенного средства использования теплофикационных турбоагрегатов в маневренном режиме с разгрузкой их по электрической мощности в ночные часы, что обеспечивает максимальное снижение выдачи электрической мощности в энергосистему электроэнергии от Белорусской АЭС.

Аналогичный подход на других промышленно-отопительных ТЭЦ энергосистемы в определенной мере обеспечит стабильную выдачу электроэнергии от Белорусской АЭС. Реконструкция ТЭЦ с установкой баков-аккумуляторов позволит создать гибкую схему теплоснабжения потребителей в условиях ночных электрических разгрузок при вводе энергоблоков АЭС в эксплуатацию.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** теплоэлектроцентраль, атомная электрическая станция, регулирование частоты, электрокотлы, баки-аккумуляторы

### Адрес для переписки:

Карницкий Н. Б.

Белорусский национальный технический университет кафедры ТЭС,

пр. Независимости, 65, 220013, г. Минск, Республика Беларусь,

e-mail: tes\_bntu@tut.by

### Address for correspondence:

Karnitskiy N. B.

Belarussian National Technical University,

65, Nezavisimosti Avenu., 220013, Minsk, Republic of Belarus

e-mail: tes\_bntu@tut.by

### Для цитирования:

Коробец П. Н., Словик В. В., Карницкий Н. Б. Привлечение ТЭЦ к регулированию частоты, связанное с пуском Белорусской АЭС. Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3. – С. 241–246

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-241-246>

### For citation:

Korobets P. N., Slovik V. V., Karnitskiy N. B. [Having CHPP involved in frequency control related to starting Belarusian NPP]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 241–246 (in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-241-246>



## Having CHPP involved in frequency control related to starting Belarusian NPP

**Korobets P. N.,<sup>1</sup> Slovik V. V., Karnitskiy N. B.<sup>2\*</sup>**

<sup>1</sup> Affiliated Grodno CHPP-2, RUE Grodnoenergo  
10, Skidelskoe shosse, 230003, Grodno, Republic of Belarus;

<sup>2</sup> Belarussian National Technical University  
65, Nezavisimosty Avenu., 220013, Minsk, Republic of Belarus

The policy of restructuring the generating capacities of the energy system of the Republic of Belarus assumes the introduction of the the Belarusian nuclear power plant (NPP) in the coming years. The presence of external and internal factors affecting the sale of electricity from NPP will require solving a number of problems, including power redundancy and frequency control through involvement of internal power generating facilities. These include steam-turbine state power plants and combined heat and power plants (CHPP), combined-cycle power units, special mobile electric power units, the commissioning of electric boilers and accumulator tanks. The latter is a new technical solution for the Belarusian energy system that requires careful analysis to identify the optimal system for coordinated operation of co-generation power units with electric boilers and accumulator tanks. At the same time, the heating and non-heating seasons of the CHPP operation are considered. The function of the accumulator tanks with minimum and maximum power consumption is shown. At charging of the accumulator tanks, the generation of electricity by co-generation power units with thermal regulation is increased. The operation of electric boilers and accumulator tanks is considered through the example of Grodno CHPP-2. The expediency of including electric boilers in the scheme of the CHPP as the most effective means of using co-generation turbine units in the cycling mode with unloading them by electric power during the night hours is determined, which ensures the maximum reduction of the electric power output to the power system from the Belarusian NPP.

A similar approach at other industrial CHPP of the power system will, to some extent, ensure stable power supply from the Belarusian NPP. Reconstruction of the CHPP with installation of accumulator tanks will make it possible to create a flexible heat supply scheme for consumers in the conditions of night electrical unloading when the NPP power units are put into operation.

**KEYWORDS:** combined heat and power plant, nuclear power plant, frequency control, electric boilers, accumulator tanks

Известно, что в Республике Беларусь в активной стадии ведется строительство Белорусской АЭС по проекту «АЭС-2006». В этой связи ведутся научные исследования в различных направлениях, в которых решается широкий спектр проблем и вопросов, позволяющих в ближайшей перспективе гармонично вписаться АЭС в структуру Белорусской энергосистемы [1–5].

В настоящее время установленная электрическая мощность энергосистемы составляет порядка 10 ГВт. Согласно скорректированному плану ввода в эксплуатацию двух энергоблоков мощностью 1196 МВт каждый, пуск первого намечен на конец 2019 г., а второго — 2020 г. В этой связи встает определенная проблема по прохождению ночных минимумов электрических нагрузок, резервирование энергоблоков Белорусской АЭС, которая будет работать в базовой части электрического графика энергосистемы, при выводе их на техобслуживание, возможных отказах и т. п.

На примере Гродненской ТЭЦ-2 рассматриваются некоторые мероприятия по привлечению ТЭЦ для регулирования частоты в энергосистеме с применением электродкотлов (ЭК) и баков-аккумуляторов (БА).

Современная теплоэлектроцентраль характеризуется специфическими особенностями и прежде всего непрерывностью работы по диспетчерскому графику электрических нагрузок, задаваемому с учетом на-

личия и величины тепловых нагрузок. Невыполнение графика оценивается как авария или брак в работе. Поэтому усилия персонала направлены на выполнение заданного графика нагрузок при одновременном обеспечении высокой экономичности и качества отпускаемой энергии.

Неравномерность графика производства и потребления электроэнергии является второй характерной особенностью электроэнергетического производства. Наличие этого фактора приводит к появлению суточных пиков нагрузки энергосистемы (утренние и вечерние максимумы суточной нагрузки), на покрытие которых требуется соответствующая генерирующая мощность. Число часов использования этой мощности сравнительно невелико и поэтому затраты на нее являются малоэффективными. Для снижения указанных затрат необходимо выравнивание суточных графиков потребления электроэнергии и снижение пиков нагрузки потребителей [6–7].

В результате ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС в периоды снижения мощности существующих в энергосистеме ГРЭС и ТЭЦ до технического минимума возникает излишек электрической мощности. В данных условиях с учетом существующих ограничений по экспорту электрической энергии необходимо либо переводить часть ГРЭС и ТЭЦ в нерасчетный режим эксплуатации

ключены, расход сетевой воды составляет 8000 т/ч.

В дневное время на протяжении 16 часов есть возможность, догружая пиковые бойлеры, аккумулировать порядка 70 Гкал/ч теплоты в БА. При этом станция увеличит мощность на 15 МВт, а за 16 ч саккумулирует 1120 Гкал теплоты из отборов турбин.

В ночное время в течение 8 часов станция разгружается по электрическому графику. Если предположить, что паровые турбины при этом будут работать в конденсационном режиме с нагрузками по 3–5 МВт (с отключенными регулируемыми отборами), то схема теплоснабжения предлагается следующая:

- из бака-аккумулятора теплоноситель при расходе около 4500 т/ч и теплотой в количестве 180 Гкал/ч подается в городскую тепловую сеть;

- недостаток теплоты в количестве 140 Гкал/ч будет покрываться пиковыми бойлерами, работающими от БРОУ-140/13.

## Выводы

1. Определена целесообразность включения в тепловую схему Гродненской ТЭЦ-2 после ввода БелАЭС электродкотлов, так как применение такого оборудования на ТЭЦ является на данный момент наиболее действенным средством использования теплофикационных турбоагрегатов в маневренном режиме с разгрузкой их по электрической мощности в ночные часы при обеспечении максимального снижения выдачи электрической мощности в энергосистему при значительно меньшей разгрузке непосредственно турбоагрегата.

2. Реконструкция ТЭЦ с установкой баков-аккумуляторов позволит разработать довольно гибкую схему теплоснабжения потребителей и «живучий» режим работы оборудования станции в условиях глубоких ночных электрических разгрузок при вводе первого блока АЭС в эксплуатацию. Схема будет эффективной при относительно теплой зиме с температурой наружного воздуха не ниже нуля, когда паровые турбины не догружены по электрической мощности.

3. Проведенный анализ эффективности внедрения и режимов работы электродкотлов и баков-аккумуляторов в существующую тепловую схему Гродненской ТЭЦ-2 показал возможность использования аналогичного оборудования на других промышленно-отопительных ТЭЦ ОЭС Республики Беларусь.

## Список использованных источников

1. Романюк В. Н., Бобич А. А. Оценка термодинамической эффективности функционирования энергосистемы Беларуси в условиях работы Белорусской АЭС. Энергия и менеджмент. 2016; 4: 2–9.
2. Воронов Е. О., Романюк В. Н., Седнин В. А., Бобич А. А. К вопросу оценки термодинамической эффективности Белорусской энергосистемы. Энергия и менеджмент. 2016; 3: 2–7.
3. Романюк В. Н., Бобич А. А. К вопросу о диверсификации вариантов регулирования мощности генерации Белорусской энергосистемы. Энергия и менеджмент. 2015; 6: 3–8.

4. Старжинский А. Л. Определение надежности схем электро-снабжения собственных нужд атомной электрической станции. Известия высших учебных заведений и энергетический объединений СНГ. Энергетика. 2015; 3: 24–31.

5. Сковородцев С. В. Выдача мощности Белорусской АЭС. Энергия и менеджмент. 2014; 4–5: 20–23.

6. Молочко Ф. И. Подготовлен проект концепции государственной программы развития Белорусской электроэнергетической системы на период до 2020 года. Энергетическая стратегия. 2014; 5: 18–21.

7. Романюк В. Н., Бобич А. А. Развитие тепловых схем ТЭЦ в условиях Объединенной энергосистемы Беларуси. Известия высших учебных заведений и энергетический объединений СНГ. Энергетика. 2015; 4: 31–43.

8. Романюк В. Н., Бобич А. А. Абсорбционные тепловые насосы на ТЭЦ Белорусской ОЭС на примере Мозырской ТЭЦ. Энергия и менеджмент. 2015; 1: 13–20.

9. Трутаев В. И., Гладчук Ю. А. Электромобили как действенный регулятор суточного графика электрической нагрузки в энергосистеме. Энергия и менеджмент. 2014; 1: 8–1.

10. Ковалев Д. В. Перспективные режимы работы генерирующего оборудования в составе Белорусской энергосистемы после 2020 года. Энергетическая стратегия. 2014; 4: 20–23.

## References

1. Romanyuk V. N., Bobich A. A. Evaluation of the thermodynamic efficiency of the functioning of the Belarusian power system under the conditions of the Belarusian NPP. Energy and management 2016; 4: 2–9. (In Russ.)
2. Voronov E. O., Romanyuk V. N., Sednin V. A., Bobich A. A. To the question of the estimation of the thermodynamic efficiency of the Belarusian power system. Energy and management 2016; 3: 2–7. (In Russ.)
3. Romanyuk V. N., Bobich A. A. On the issue of diversification of options for regulating the generation capacity of the Belarusian power system. Energy and management 2015; 6: 3–8. (In Russ.)
4. Starzhinsky A. L. The reliability of electric power supply schemes for the needs of the nuclear power plant. News of higher educational institutions and energy associations of the CIS. Power engineering 2015; 3: 24–31. (In Russ.)
5. Skovorodtsev S. V. Power output of the Belarusian NPP. Energy and management 2014; 4–5: 20–23. (In Russ.)
6. Molochko F. I. The draft concept of the state program for the development of the Belarusian electric power system for the period until 2020 has been prepared. Energy strategy 2014; 5: 18–21. (In Russ.)
7. Romanyuk V. N., Bobich A. A. Development of thermal schemes of CHPPs in the conditions of the United Energy System of Belarus. News of higher educational institutions and energy associations of the CIS. Power engineering 2015; 4: 31–43. (In Russ.)
8. Romanyuk V. N., Bobich A. A. Absorption heat pumps at the CHPP of the Belarusian ECO with the example of the Mozyr CHPP. Energy and management 2015; 1: 13–20. (In Russ.)
9. Trutaev V. I., Gladchuk Y. A. Electric cars as an effective regulator of the daily schedule of electric load in the power system. Energy and management 2014; 1: 8–1. (In Russ.)
10. Kovalev D. V. Perspective modes of operation of generating equipment in the Belarusian energy system after 2020 Energy Strategy 2014; 4: 20–23. (In Russ.)



## Пуск в работу Таврический ТЭС в Симферополе

26 июня 2018 г. первый энергоблок Таврической ТЭС выдал первые мегаватты.

В рамках выполнения программы пусконаладочных работ первого энергоблока, установленной мощностью 235 МВт, была проведена одна из самых важных и ответственных операций на этапе энергетического пуска — успешно произведена паровая продувка котла и паропроводов, синхронизация с Единой энергетической системой с последующим набором мощности первого энергоблока с выдачей первых 45 МВт в сеть.

После выхода на полную мощность в составе двух энергоблоков новая ТЭС станет выдавать 470 МВт электрической мощности.

Пуск в работу Таврической ТЭС в Симферополе и Бала-

клавской ТЭС в Севастополе, строящихся в рамках федеральной целевой программы «Социально-экономическое развитие Республики Крым и г. Севастополя до 2020 года», позволит обеспечить необходимый уровень надежности энергосистемы, а также покрыть перспективный рост потребностей Крымского полуострова. Совокупная мощность двух станций составит 940 МВт.

Обучение персонала Таврической ТЭС и Балаклавской ТЭС на тренажерах АО «ТЭСТ» (с 13 июля по 31 августа 2018): Тренажер ПГУ-450, Тренажер главной электрической схемы станции» проводили преподаватели Казанского энергетического университета.

Информация: сайт Министерства Энергетики  
<https://minenergo.gov.ru/node/11708>

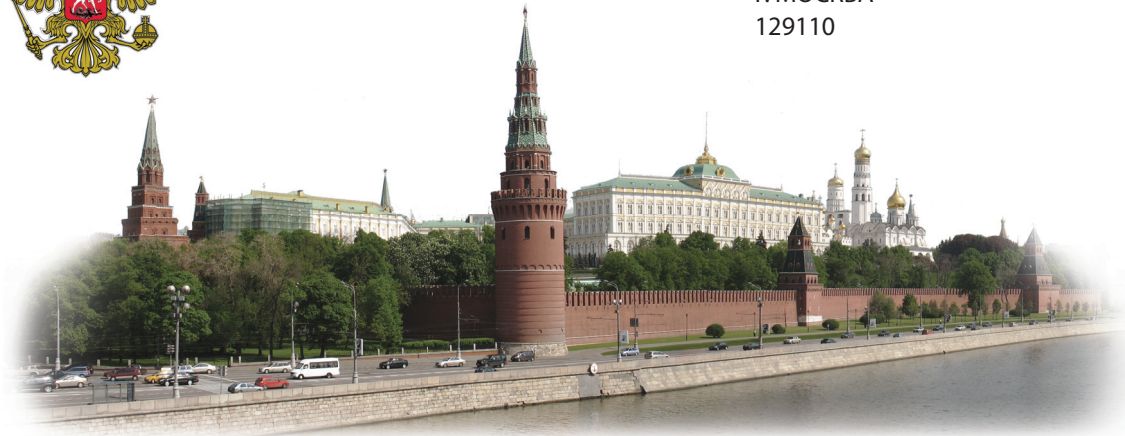


Фото: Таврическая ТЭС.

## ИНФОРМАЦИЯ



ИБРАГИМОВ МАРАТ ХАДЖИ-ГАЛИ  
ПРОСПЕКТ ОЛИМПИЙСКИЙ д. 22, кв. 305  
Г. МОСКВА  
129110



Уважаемый Марат Хаджи-Гали!

От души поздравляю вас с юбилеем.

Вы с честью прошли через тяжелейшие испытания Великой Отечественной войны, своим трудом создавали богатство и мощь страны. И через годы несете любовь к Родине, веру в правое дело.

Подвиг Вашего поколения – поколения победителей – будет жить в веках, объединять наш народ во имя больших созидательных целей.

Желаю Вам бодрости духа и благополучия.

Президент  
Российской Федерации

В. Путин



Глава Управы Мещанского района г. Москвы Д. Н. Баширов вручает поздравления Президента РФ В. Путина Марату Хаджи-Галиевичу Ибрагимову.





В августе 2018 года исполнилось 90 лет  
ведущему ученому в области энергетики  
и экологии доктору технических наук,  
профессору **Ибрагимову Марату**  
**Хаджи-Галиевичу**

Научная деятельность инженера-физика М. Х.-Г. Ибрагимова началась в 1951 г. в Физико-энергетическом институте (ФЭИ), г. Обнинск, после окончания спецфака Московского энергетического института. Под руководством и личным участии Марата Хаджи-Галиевича впервые в мировой практике была создана экспериментальная база для освоения высокотемпературного жидкометаллического теплоносителя для ядерных энергетических установок атомных подводных лодок.

За проведенный цикл исследований Ибрагимов М. Х.-Г. был награжден орденом Трудового Красного Знамени и многими медалями.

На основе проведенных расчетно-экспериментальных исследований Ибрагимов М. Х.-Г. в 1959 г. защитил кандидатскую диссертацию, а в 1967 г. — докторскую диссертацию. За научную деятельность и успешную подготовку кадров высшей квалификации ему в 1969 г. было присвоено ученое звание профессора по специальности «Теплофизика».

Результаты его работ широко известны среди отечественных и зарубежных специалистов, опубликованы в многочисленных научных трудах (более 250), отмечены наградами и премиями. М. Х.-Г. Ибрагимов выступал с научными докладами на международных конференциях в зарубежных странах (Франция, Канада, Чехословакия, Австрия и др.).

В 1975 г. Ибрагимов М. Х.-Г. был назначен заместителем генерального директора, с одновременным руководством физико-технического отделения НПО «Энергия» (впоследствии преобразованного во ВНИИАЭС).

М. Х.-Г. Ибрагимов принимал непосредственное участие в создании ВНИИ атомного машиностроения (ВНИИАМ).

Учебно-педагогическую деятельность М. Х.-Г. Ибрагимов начал в 1967 г., работая по совместительству преподавателем в Обнинском филиале МИФИ, а с 1975 г. — по совместительству во Всесоюзном заочном политехническом институте (ВЗПИ) в должности профессора по специальности «Атомные электростанции».

С 1981 г. Ибрагимов М. Х.-Г. работал в ВЗПИ, преобразованном впоследствии в Московский государственный открытый университет (МГОУ), заведующим кафедрой «Теплоэнергетические установки» (ТЭУ). За успехи в

педагогической деятельности Ибрагимов М. Х.-Г. награжден знаком «Почетный работник высшего профессионального образования Российской Федерации». Под его руководством защищено более 20 кандидатских и 6 докторских диссертаций. С 1989 г. он являлся председателем кандидатского и затем с 2000 г. — докторского диссертационного совета МГОУ по специальностям «Тепловые электрические станции» и «Экология». В 1995 г. Ибрагимов М. Х.-Г. избран президентом Академии промышленной экологии РФ, которая ведет активную работу по повышению уровня экологического образования, обеспечению экологической безопасности России и сохранению ее природно-сырьевого потенциала.

В 2013/2014 учебном году года М. Х.-Г. Ибрагимов возглавлял Межотраслевой научный центр прикладной экологии в составе Международного независимого эколого-политологического университета (Академии МНЭПУ). В настоящее время является заместителем Председателя правления «Некоммерческого партнерства по содействию в разработке и внедрении перспективных технологий в социальные системы жизнеобеспечения» (Техно Эко).

Редакционная коллегия журнала «Надежность и безопасность энергетики» вместе с президентом РФ В. В. Путиным с огромным удовольствием присоединяется к поздравлениям нашего любимого друга и Учителя с его девяностолетием. С первого номера нашего журнала Марат Галиевич был его творческим и техническим вдохновителем.

Естественно, как ведущий член нашей редакционной коллегии, он писал свои пламенные, патриотические-техничко-экономические и прозорливые статьи по поводу нашей родной, многореформируемой и многострадальной электроэнергетики. Вклад его в нашу отрасль воистину велик и безмерен. Научный, духовный и педагогический хадж Марата Галиевича высоко оценен его сподвижниками и учениками.

Живи, трудись и радуйся жизни дорогой наш друг и  
Учитель. Пусть твоя улыбка и bel canto согревают наши  
сердца. Бяхет сига и исянлек! Fiat lux!  
Счастья тебе и здоровья! Да будет свет!  
Твои друзья и коллеги.

## Тренажер энергоблока ПГУ-450 на соревнованиях профмастерства ПАО «Юнипро»

С 27 по 31 августа 2018 г. в АНО ДПО «УЦ ПРОФЕССИОНАЛ» прошли соревнования по профессиональному мастерству комплексных бригад оперативного персонала энергоблоков ПГУ филиалов «Шатурская ГРЭС», «Яйвинская ГРЭС» и «Сургутская ГРЭС-2» ПАО «Юнипро».

Второй этап соревнований «Управление технологическим оборудованием» команда «Яйвинской ГРЭС» выполняла на «Тренажере энергоблока ПГУ-450»\*, представленном АО «Тренажеры электрических станций и сетей».

В этапе были предусмотрены следующие задания:

1. Для оперативного персонала технологического оборудования:

- приемка смены, пуск блока из холодного состояния;

- работа по диспетчерскому графику;
- ликвидация аварийной ситуации на энергоблоке.

2. Для оперативного персонала электротехнического оборудования:

- синхронизация в «ручном» режиме;
- производство переключений в электроустановках;
- ликвидация аварийной ситуации.

3. Для начальника смены химцеха.

«Тренажер энергоблока ПГУ-450»\* продемонстрировал устойчивую и надежную работу, со строгой системой автоматизированной оценки действий оперативного персонала и достаточным набором учебно-методического обеспечения для проведения соревнований оперативного персонала.

**Все команды успешно справились с поставленными заданиями. Поздравляем победителей и призеров!**



\* «Тренажер энергоблока ПГУ-450» — российский компьютерный тренажерно-аналитический комплекс блока моделирует работу основного и вспомогательного оборудования ПГУ-450 МВт, алгоритмов управления и защиты, имитирует управление с операторских станций, является средством обучения, предэкзаменационной подготовки и экзаменационного тестирования оперативного персонала ТЭЦ. Включен в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных под номером 113550. Тренажер создан российской компанией АО «Тренажеры электрических станций и сетей».



## Вторая Всероссийская Конференция: Тренажерная подготовка оперативного персонала в электроэнергетике. Сочи 17–21 сентября 2018

АНО «Московский учебный центр Единой энергосистемы» (МУЦ ЕЭС) была организована и проведена с 17 по 21 сентября 2018 г. в г. Сочи Вторая Всероссийская конференция «Тренажерная подготовка для персонала генерирующих и сетевых компаний-2018».

В составе участников конференции был представлен широкий спектр субъектов энергетики Российской Федерации и Республики Кыргызстан: представители генерирующих, сетевых компаний, а также мощных потребителей (таких, например, как ПАО «Северсталь»). Уже этот факт подтвердил необходимость и актуальность развития тренажерной подготовки для персонала энергетических объектов СНГ. Обзорный доклад на тему «Развитие кадрового потенциала для создания и внедрения инноваций. Инновационные модели образования в условиях цифровой картины мира, формирующие человека «будущего» — новые форматы взаимодействия и получения навыков» сделал генеральный директор НП «КОНЦ ЕЭС» д.э.н., к.т.н. С. В. Мищеряков.

Истоки возникновения первых энергетических тренажеров (еще в СССР), история развития тренажеростроения в энергетике, существующая концепция и состояние дел в нашей стране и в мире данного важнейшего направления в области подготовки персонала энергетических объектов были широко освещены в докладе генерального директора АО «ТЭСТ» д.т.н., проф. С. И. Магида «Разработка и реализация современных технических средств обучения персонала электрических станций и сетевых предприятий Российской Федерации и Республики Казахстан».

На конференции также были представлены доклады других разработчиков тренажеров и обучающих комплексов:

– генерального директора ООО «Волга-инновация» к.т.н. И. В. Глушкова «Инновационные тренажерные программы для подготовки специалистов предприятий энергетики»;

– руководителя группы маркетинговых исследований ЧУ ДПО «Отраслевой научно-исследовательский учебно-тренажерный центр Газпрома» Н. Е. Соколенко «Тренажерная подготовка персонала в ПАО «Газпром»;

– директора ООО «ТМК-Центр» к.т.н. А. Н. Иванченко «Программные продукты семейства АСОП-Эксперт»;

– генерального директора ООО «Триеру», д.т.н., проф. МЭИ В. Ф. Очкова «Тренажеры и обучающие программы, Электронная Энциклопедия Энергетики»

– директора ООО «Энергософтпроект» к.т.н. А. В. Шевченко «Повышение надежности воздушных линий электропередачи при гололедно-ветровых нагрузках. Программный комплекс «Гололед.3»

По ряду докладов развернулась оживленная дискуссия участников с докладчиками. Основные вопросы дискуссии:

– о порядке цен на разработку тренажеров под конкретный объект;

– о дороговизне тренажеров;

– о недофинансировании направления тренажерной подготовки на предприятиях на фоне низкой квалификации и слабой подготовки энергетического персонала к действиям в экстремальных ситуациях.

В целом конференция прошла в конструктивной дружеской обстановке. Организаторы конференции предоставили участникам возможность посещения генерирующего объекта «Адлерская ТЭС».



На фото: участники конференции

## Журналу "Надежность и безопасность энергетики" 10 лет!



В. И. Трембовля

В наше непростое время, когда на рынке научно-технической литературы возникают и быстро тихо исчезают энергетические издания, приятно поздравить с первым 10-летием коллектив редакции, редколлегии и руководство научно-технического журнала «Надежность и безопасность энергетики». Широта направлений его тематики вполне ясна и не требует пояснений.

Видя большие успехи юбиляра, от души отмечаем следующее:

1. В журнале не бывает неактуальных публикаций. Он вполне отвечает требованиям Указа Петра I: «Все прожекты зело исправны быть должны, дабы казну зряшно не разорять и отечеству ущерба не чинить. Кто прожекты станет абы как ляпать, того чина лишу и кнутом драть велю».
2. Во время Второй мировой войны У. Черчилль не разрешил английским летчикам бомбить знаменитый и прекрасный Кельнский собор, который строили 700 лет. Желаем юбиляру, как собору, долгие годы расти и расти на радость его читателей.
3. Как всем известно, если во главе журнала стоит специалист, прошедший школу ОРГРЭС, то это издание будет всегда радовать читателей. Это характерно и для юбиляра, возглавляемого знатным бывшим ОРГРЭСовцем — профессором, доктором технических наук Сергеем Игнатьевичем Магидом. Так держать и далее!

*По поручению редакции и редколлегии журнала «Энергетик»  
член редколлегии В. И. Трембовля*



## ХРОНИКА, ПУБЛИКАЦИИ

• **России нужны программисты.** Проблему может решить программа цифровой экономики, которая увеличит набор IT-студентов.

В России может заметно вырасти набор студентов на IT-специальности.

В 2019 г. российские вузы примут не менее 60 000 студентов, с 2020 по 2024 г. набор возрастет до 120 000 человек, в совокупности — 560 000 человек. Такое предложение содержит план мероприятий цифровой экономики. В среду его одобрила подкомиссия правительства по цифровой экономике и теперь рассматривает правкомиссия по использованию IT для улучшения качества жизни (ее возглавляет премьер Дмитрий Медведев), сообщил «Ведомостям» сотрудник пресс-службы правительства. Представитель проектного офиса программы цифровой экономики подтвердил, что план предполагает такое увеличение набора по IT-специальностям.

Под IT-специальностями разработчики плана подразумевали все направления подготовки — от кибербезопасности до анализа данных, пояснил «Ведомостям» координатор центра компетенций в АСИ Олег Подольский. Согласно архитектуре программы цифровой экономики именно центры компетенций разрабатывают проекты планов мероприятий.

Программисты России нужны.

Еще в 2014 г. министр связи и массовых коммуникаций Николай Никифоров заявлял, что в ближайшие годы «России понадобится как минимум 1 млн программистов», чтобы решать задачу импортозамещения софта. Число IT-студентов действительно растет, но не так стремительно. По данным Минкомсвязи, в 2014 г. IT-специальностям учились 25 000 человек, в 2016 г. — 42 500, а в 2018 г. их число должно достигнуть 47 600 человек. «Дефицит в IT-отрасли, увеличиваем госзаказ на подготовку IT-специалистов», — констатировал уже в мае 2017 г. Никифоров.

IT отличается от других отраслей тем, что конкретные знания молниеносно устаревают, рассказывает управляющий директор компании «Росплатформа» (разработка системного ПО) Владимир Рубанов. Поэтому хороший IT-выпускник — не тот, кто знает конкретные технологии, актуальные на день выпуска, а обладатель фундаментальной подготовки (в первую очередь по математике), который умеет быстро учиться новому, уверен Рубанов. А конкретные технологии можно осваивать на краткосрочных курсах.

Чтобы просто стать программистом, не обязательно учиться в университете — достаточно нескольких онлайн-курсов, рассказывает директор по взаимодействию с вузами Mail.ru Group Сергей Марданов.

Но в топовые IT-корпорации так не попасть: они требуют серьезного практического опыта и сильных образовательных программ, которые можно получить лишь в крупнейших технических вузах, указывает он. Например, Mail.ru Group набирает только выпускников МГТУ

им. Баумана, МГУ, МФТИ, МИФИ и Санкт-Петербургского политехнического университета, которые вдобавок прошли образовательные курсы корпорации, рассказывает Марданов. Остальные выпускники не дотягивают до уровня стажерской позиции. Марданов уверен, что в ближайшие 10 лет знание хотя бы одного языка программирования войдет в минимальный набор требований к выпускнику при трудоустройстве практически на любую должность.

• **Платежи оптового рынка за работу четырех ТЭС в Калининградской области «Интер РАО» будет делить с «Роснефтегазом»,** рассказала заместитель гендиректора по маркетингу и сбыту «Интер РАО – управление электрогенерацией» Александра Панина (ее слова передал «Интерфакс»).

«Роснефтегаз» (госкомпания, не ведущая операционной деятельности и владеющая контрольным пакетом «Роснефти», крупными пакетами «Интер РАО» и «Газпрома», финансирует некоторые госпроекты) строит в Калининградской области три газовые (Прегольская ТЭС на 440 МВт, Маяковская ТЭС и Талаховская ТЭС — обе по 156 МВт) и одну угольную (Приморская ТЭС, 195 МВт) электростанции. Стоимость четырех объектов — 100 млрд руб. Строительством управляет дочерняя компания «Интер РАО». Станции принадлежат ООО «Калининградская генерация», в котором 99% у «Роснефтегаза» и 1% — у «Интер РАО».

Строительство новых мощностей в Калининграде необходимо потому, что Литва, через территорию которой регион получает электроэнергию из России, планирует отсоединиться от российской энергосистемы. Решение строить новую генерацию ускорило и внезапное отключение Калининградской ТЭЦ-2 в августе 2013 г.

Член правления «Интер РАО» Ильдар Мирсияпов на телеконференции в понедельник заявил, что «Интер РАО» будет арендовать калининградские ТЭС у «Роснефтегаза». Компания, по его словам, посчитала на сегодня этот вариант оптимальным. Панина уточнила, что договор аренды будет рассчитан на срок, пока ТЭС получают платежи по договору о предоставлении мощности (ДПМ), т. е. на 15 лет. Ранее обсуждалось, что «Интер РАО» выкупит у «Роснефтегаза» 99% «Калининградской генерации».

Платеж по ДПМ состоит из трех частей — капитальных, операционных затрат и нормы доходности, цитирует Панину «Интерфакс»: капзатраты «Интер РАО» однозначно должна будет вернуть «Роснефтегазу» как инвестору, операционные — «Интер РАО» оставит себе, так как берет эти электростанции в аренду, становится их управляющей организацией и будет нести переменные издержки, а норма доходности будет распределяться пропорционально рискам между «Интер РАО» и «Роснефтегазом». На распределение нормы доходности будут влиять риски, связанные с эксплуатацией

## Правила для авторов

1. Материал статьи должен соответствовать профилю журнала и излагаться предельно ясно.

2. Поступившие в редакцию статьи проходят двойное слепое рецензирование. Основные критерии целесообразности опубликования — актуальность тематики, информативность, научная новизна.

3. Статья представляется в электронном виде в формате текстового редактора Word for Windows. Объем статьи не должен превышать 14 страниц, включая текст (шрифт Times New Roman, размер 12 п., интервал 1,5), таблицы, графический материал, всю необходимую информацию на английском языке.

4. На первой странице статьи указываются: индекс УДК, название статьи, фамилии авторов (фамилия автора, с которым следует вести переписку, отмечается звездочкой и указывается его адрес электронной почты), названия и почтовые адреса организаций (улица, номер дома, индекс, город, страна), в которых работают авторы, на русском и английском языках.

Статья включает: аннотацию (в пределах 200–250 слов); ключевые слова (5–6 слов); введение, в котором делается краткий обзор сделанного в мире и конкретно формулируется цель работы; основную часть; заключение, в котором в сжатом виде сформулированы основные полученные результаты с указанием их

новизны, преимуществ и возможностей применения; список использованных источников. Аннотация, ключевые слова, список использованных источников представляются на русском и английском языках. Подробные правила подготовки статей доступны на веб-сайте [www.sigma08.ru](http://www.sigma08.ru).

5. Авторы на отдельной странице представляют о себе следующие сведения: фамилия, имя, отчество, ученая степень и звание, место работы и занимаемая должность, адрес электронной связи.

6. Статьи, излагающие результаты исследований, выполненных в учреждениях, должны иметь соответствующее разрешение на опубликование в открытой печати.

7. При необходимости в конце основного текста указываются наименование фонда, оказавшего финансовую поддержку, или уровень и наименование программы, в рамках которой выполнена работа, на русском и английском языках.

8. Авторы несут ответственность за направление в редакцию статей, ранее уже опубликованных или принятых к печати другими изданиями.

9. Датой поступления считается день получения редакцией первоначального варианта текста. Статьи, не соответствующие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются.

## Author Guidelines

1. Article materials should correspond to the journal profile and be clearly written.

2. Articles received by the Editorial Board will be reviewed by 2 specialists. The main criteria of acceptance are theme actuality, information value, and scientific novelty.

3. All materials should be submitted in electronic file in the Word for Windows. The paper should not exceed 14 pages of the typewritten text (Times New Roman, 12 points, 1.5-space).

4. The article should contain UDC number, Title, Authors' names (the corresponding author name should be marked with asterisk), full Address of organization(s) in which the author(s) work, Abstract (200–250 words), Keywords (5–6 words), Introduction, the Text of the paper with tables, diagrams and figures (if there are any), Conclusion with clearly stated inferences, List of References. Title, Authors' names and affiliation(s), Abstract, Keywords should be presented both in English

and Russian languages. Detailed rules for the preparation of articles are available on the website [www.sigma08.ru](http://www.sigma08.ru).

5. The following information about every co-author should be presented: family name, first name, patronymic (or second) name (if there are any), scientific degree and title, organization and position, full address with the postal code for correspondence, office or mobile phone numbers, e-mail.

6. Articles containing investigation results obtained in organizations should have a corresponding permission for publication.

7. Names of Foundations or Programs financially granted the research may be acknowledged in the end of the text.

8. Authors are responsible for submitting articles previously published or accepted by other publisher.

9. The date of receipt is considered to be the day when the Editorial Board receives the author's original paper. Articles not meeting the requirements would not be accepted.

В журнале том 11, №2, 2018 г., с. 166 допущена ошибка. Вместо:

2. Гуськов Ю. Л., Малянов В. В., Давыдов Ю. Я., Агабабов В. С., Корягин А. В. Опыт эксплуатации детандер-генераторного агрегата на ТЭЦ-21 Мосэнерго. Электрические станции 2003, 10: 15–18.  
следует читать:

2. Кудрявый В. В., Гуськов Ю. Л., Агабабов С. Г., Аракелян Э. К., Агабабов В. С. Испытания детандер-генераторного агрегата на ТЭЦ-21 АО «Мосэнерго». Вестник МЭИ 2000, 2: 16–20.



# ТРЕНАЖЕР ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ СТАНЦИИ

Фирма АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (АО «ТЭСТ») разработала компьютерный тренажерный комплекс главной электрической схемы станции с ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ, КРУ-6 кВ.

Тренажер главной электрической схемы станции прошел приемо-сдаточные испытания.

Тренажер главной электрической схемы станции прошел государственную регистрацию в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам.

Тренажер главной электрической схемы станции может применяться для обучения оперативного персонала электростанции выработке и распределению электрической энергии на электростанциях, в учебных центрах, высших и средних учебных заведениях.

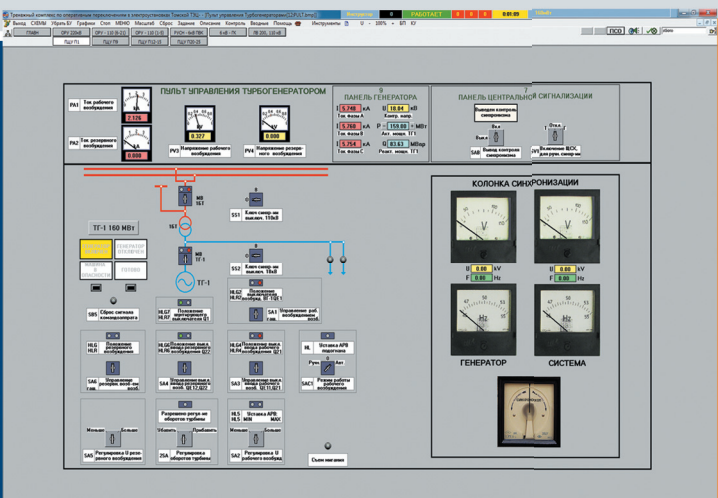
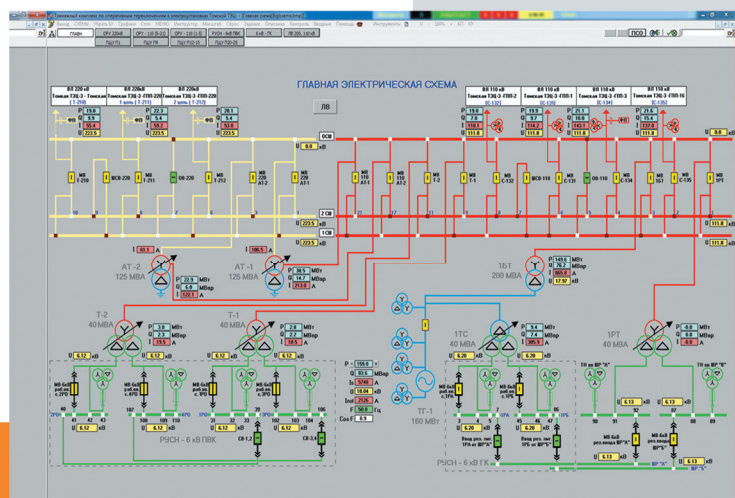


Состав главной электрической схемы станции:

- ОРУ-220 кВ
- ОРУ-110 кВ
- КРУ-6 кВ
- 2 автотрансформатора АТ1, АТ2
- генератор ТВВ-160-2ЕУ3
- блочный трансформатор 110/18 кВ
- трансформатор собственных нужд 18/6 кВ
- 2 трансформатора 110/6 кВ
- 1 резервный трансформатор 110/6 кВ

Состав тренажера главной электрической схемы станции:

- активные динамические мнемосхемы 12 шт.
- всережимная физическая модель
- модель РЗА (релейных защит и автоматики), блокировок, сигнализаций, АВР
- комплект технических средств (плакаты, УВН)
- развитая конфигурация сети
- пульт инструктора
- комплект аварийных ситуаций
- контролирующая программа
- комплект автоматизированных сценариев тренировок с оценкой
- графопостроение
- сохранение режимов
- система поддержки оператора
- протоколы действий оператора, ошибок, сигнализации, защит, блокировок



АО «Тренажеры  
электрических станций  
и сетей»:

117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125 Ж, корп. 6  
Тел. (495) 665-76-00, факс (495) 382-79-74  
e-mail: magid@testenergo.ru, www.testenergo.ru



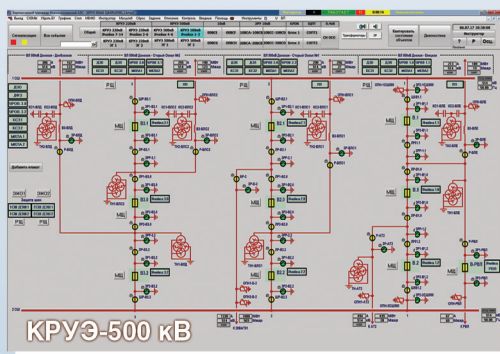


# ТЭСТ

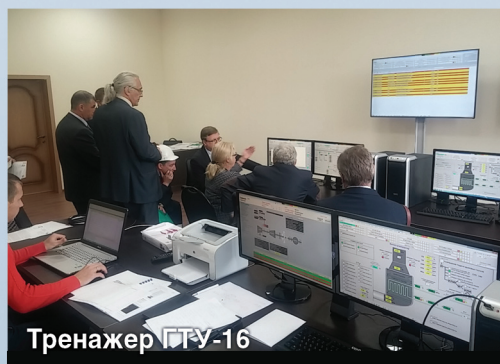
## Тренажеры электрических станций и сетей



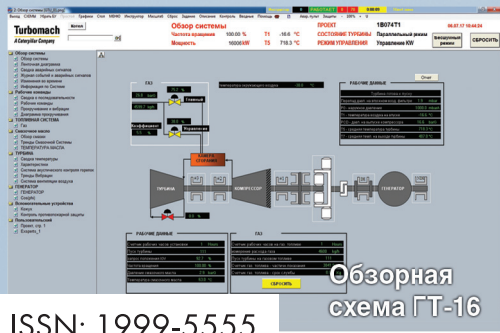
Тренажер Главной  
электрической схемы станции



КРУЭ-500 кВ



Тренажер ГТУ-16



Обзорная  
схема ГТ-16

### Гарантии надежности персонала

- всережимность IT-тренажеров, полная адекватность модели объекта и рабочего места оператора энергообъекту-прототипу
- новейшие компьютерные методы обучения штатному и противоаварийному управлению
- информационное и дидактическое качество обучающих программ
- создание единого тренажерного комплекса для подготовки всего персонала энергопредприятия

### Современные информационные технологии

- реализация любых энергообъектов и систем управления
- реализация современных дидактических Web-приложений
- значительное снижение стоимости при росте качества и функциональности
- гибкая интеграция в компьютерную сеть предприятия

### Российский и международный опыт

- 40 лет на российском и зарубежных рынках, аккредитация при Правительстве РФ и ЮНЕСКО
- российская нормативная сертификация
- международная сертификация качества
- апробация на российских и международных выставках
- официальная эффективность внедрения на объектах электроэнергетики
- патентная защищенность программного продукта

Россия, 117587, г. Москва,  
Варшавское шоссе, 125Ж  
Тел. (495) 665-7600, (495) 382-7974  
<http://www.testenergo.ru>,  
[e-mail:magid@testenergo.ru](mailto:e-mail:magid@testenergo.ru)

ISSN: 1999-5555



9 771999 555772

**Новые  
модели  
тренажеров!**