

---

**СО Д Е Р Ж А Н И Е**

---

Методический подход для исследования надежности топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях негативных возмущений в энергетике <i>С. М. Сендеров, В. И. Рабчук, Н. И. Пяткова</i>	3
Индикативный анализ тенденций обеспечения энергетической безопасности Сибирского и Южного федеральных округов России <i>С. М. Сендеров, Е. М. Смирнова</i>	12
Быстрые реакторы с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем: особенности и состояние разработки <i>Б. А. Габараев, А. И. Орлов</i>	29
О необходимости учета пространственной когерентности при совместной цифровой обработке пространственно-разнесенных сигналов токов и напряжений в электрических сетях <i>А. Л. Куликов, П. В. Илюшин, А. А. Севостьянов</i>	49
Предиктивное управление и прогнозирование производственного процесса в условиях детерминированного хаоса <i>В. З. Манусов, Д. В. Орлов, Д. В. Антоненков</i>	63
<hr/>	
Памяти член-корреспондента Российской академии наук Николая Ивановича Воропая	79

---

---

# CONTENTS

---

Reliability of Fuel and Energy Supply to Consumers in Conditions of Negative Disturbances in the Energy Sector: a Methodological Approach and Research Algorithms <i>S. M. Senderov, V. I. Rabchuk, and N. I. Pyatkova</i>	3
Indicative Analysis of Trends in the Level of Energy Security on the Example of the Siberian and Southern Federal Districts <i>S. M. Senderov and E. M. Smirnova</i>	12
Heavy Liquid Metal Cooled Fast Reactors: Peculiarities and Development Status <i>B. A. Gabaraev and A. I. Orlov</i>	29
Why Spatial Coherence Needs to be Adjusted for in Combined Digital Processing of Spaced Current and Voltage Signals in Grids <i>A. L. Kulikov, P. V. Ilyushin, and A. A. Sevostyanov</i>	49
Predictive Control and Production Process Forecasting under Deterministic Chaos <i>V. Z. Manusov, D. V. Orlov, and D. V. Antonenkov</i>	63
<hr/>	
Obituary	79
<hr/> <hr/>	

УДК 338.24:621.3

## МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТОПЛИВО- И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ НЕГАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

© 2022 г. С. М. Сендеров<sup>1</sup>, \*, В. И. Рабчук<sup>1</sup>, Н. И. Пяткова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Россия

\*e-mail: ssm@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 26.10.2021 г.

После доработки 02.02.2022 г.

Принята к публикации 15.02.2022 г.

В статье представлены основные компоненты методического подхода к разработке инструментария для анализа надежности топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях негативных воздействий на работу объектов энергетики. Характеризуются основные факторы, влияющие на надежное функционирование систем энергетики и топливо-энергетического комплекса в целом. Представлены алгоритмы для проведения анализа негативных воздействий на надежность топливо- и энергоснабжения потребителей, для формирования перечней критически важных объектов систем энергетики, а также для выбора мероприятий по снижению последствий негативных возмущений на работу систем энергетики.

*Ключевые слова:* энергетическая безопасность, стратегические угрозы, негативные воздействия, надежность топливо- и энергоснабжения

DOI: 10.31857/S0002331022030062

### ВВЕДЕНИЕ

Доктриной энергетической безопасности Российской Федерации, утвержденной Президентом РФ в 2019 г. [1], декларируется требование о формировании направлений и мер обеспечения энергетической безопасности России и ее регионов. В рамках этого требования с учетом основных положений такой же Доктрины 2012 г. [2] Департамент оперативного управления ТЭК Минэнерго России в 2020 г. инициировал работу по созданию методического подхода к разработке инструментария для анализа надежности топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях негативных воздействий на функционирование энергетических объектов. Такая работа была проведена коллективом исследователей из Федерального государственного учреждения науки Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН). Значительная часть работы посвящена анализу и систематизации факторов, негативно влияющих на функционирование не только отдельных энергетических объектов, но и отраслевых систем энергетики (СЭ) в рамках топливо-энергетического комплекса (ТЭК) страны. Отдельные совокупности негативных факторов формируют новые, либо влияют на уже сформировавшиеся ранее угрозы надежному функционированию отраслевых СЭ. Результатом влияния таких угроз могут стать значительные дефициты конечных видов энергии у потребителей в отдельных регионах.

Для анализа возможностей надежного топливо- и энергоснабжения потребителей при реализации отдельных факторов и их совокупностей (в виде разного рода угроз) разработан специализированный модельный аппарат. Этот аппарат в рамках разрабатываемого инструментария позволит определить в какой мере (в тех или иных условиях работы отдельных энергетических объектов) будут удовлетворены потребности страны и регионов в конечных видах энергии.

### СИСТЕМАТИЗАЦИЯ ФАКТОРОВ, ВОЗДЕЙСТВУЮЩИХ НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ ТЭК

Задачи обеспечения ЭБ и надежности функционирования СЭ в рамках единого ТЭК среди прочего [3] включают:

- обеспечение в нормальных ситуациях бездефицитного, бесперебойного снабжения потребителей экономически доступными энергоресурсами приемлемого качества, а в экстремальных ситуациях – гарантированного удовлетворения минимально необходимого спроса социально значимых и других жизненно важных потребителей;
- поддержание на экономически обоснованном уровне экспорта энергоресурсов.

В России в настоящее время реализация угроз энергетической безопасности как никогда актуальна. Обширные запасы природных энергоресурсов и мощный производственный потенциал ТЭК России позволяют в обозримой перспективе не опасаться ослабления или потери энергетической независимости РФ. Но диспропорции размещения производительных сил и энергетического потенциала вместе с рядом негативных факторов создают серьезные проблемы в энергообеспечении многих регионов. В настоящее время можно выделить следующие укрупненные негативные факторы с позиций обеспечения ЭБ:

- недостаточность инвестиционной активности (дефицит инвестиций) и обусловленное этим некомпенсируемое выбытие производственных мощностей иногда с вынужденным сохранением в работе физически и морально изношенного оборудования;
- значительная изношенность основных производственных фондов энергетики;
- сравнительно низкий технический уровень производственного аппарата ТЭК и сферы энергопотребления;
- расточительное потребление топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), высокая энергоемкость товаров и услуг;
- нарушения устойчивого топливо- и энергоснабжения потребителей в ряде регионов, вызванные высокой аварийностью оборудования и недопоставками первичных ТЭР.

Для анализа влияния негативных факторов в энергетике, способных нарушить надежность топливо- и энергоснабжения потребителей, важно выделить состав объектов, на которые способны влиять эти факторы. Такой состав объектов, структурированный по условным группам, представлен в табл. 1.

Обычно одни и те же факторы в совокупности влияют на различные объекты. Совокупности отдельных факторов формируют соответствующие угрозы ЭБ. Все угрозы ЭБ можно разделить на пять основных групп: экономические, социально-политические, внешнеэкономические и внешнеполитические, техногенные, природные [4]. Среди наиболее тяжелых последствий для обеспечения надежной работы ТЭК при реализации отдельных угроз ЭБ можно выделить следующие:

- нарушение технологической связанности пространственно распределенных систем энергетики с образованием запертых мощностей;
- неприемлемое снижение уровня обеспечения физической безопасности энергетических объектов;

**Таблица 1.** Основные объекты влияния негативных факторов в энергетике

Группа	Объекты влияния негативных факторов
Оборудование и технологии	Концентрация энергетических мощностей и производства ТЭР; технический уровень; аварийность; продолжительность сооружения; восстанавливаемость
Энергетический баланс	Самообеспеченность энергоресурсами и диверсифицированность энергоснабжения по регионам; возможности для взаимозаменяемости ТЭР; дефициты ТЭР
Резервы и запасы ТЭР	Обеспеченность добычи топлива запасами; резервы производства и транспорта ТЭР; запасы топлива в хранилищах и их емкость; заделы в строительстве объектов ТЭК
Экономика и финансы	Энергоэффективность экономики; инвестиции в энергетику; финансовое состояние предприятий ТЭК; адаптивность экономики территорий и групп потребителей к перерывам в поставках ТЭР; поставка оборудования для энергетики; степень импортной зависимости

– дезорганизация процессов управления функционированием отдельных СЭ и их объектов при реализации целевых хакерских атак на соответствующие системы управления.

### АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ

В качестве методической основы анализа последствий для надежности топливо- и энергоснабжения потребителей ТЭР от влияния факторов, воздействующих на условия работы и производственные возможности энергетических объектов, систем энергетики и ТЭК в целом формируется порядок связанных шагов. По сути, такой порядок представляет собой алгоритм оценки масштабов влияния факторов, воздействующих на надежность топливо- и энергоснабжения потребителей.

В процессе анализа по каждому из анализируемых аспектов функционирования СЭ и ТЭК в целом формируется набор возможных угрожающих факторов с вероятными интенсивностями их проявления. Проводится оценка зависимости работоспособности конкретного энергетического объекта, СЭ или ТЭК в целом от условий реализации конкретного негативного фактора. При снижении работоспособности СЭ в условиях реализации негативных факторов (учитывая возможности их сочетания и одновременного негативного воздействия на СЭ и отдельные энергетические объекты) последствия для потребителей ТЭР выражаются в расчетных недопоставках требуемых видов энергии. Анализ таких возможных последствий проводится с использованием специализированных математических моделей, адекватно отражающих основные технологические аспекты функционирования как отдельных СЭ, так и их взаимосвязанной работы в рамках единого ТЭК. Интересующим нас откликом системы топливо- и энергоснабжения потребителей на реализацию различного рода возмущающих факторов станет использование внутренних ресурсов системы (резервы материальные и технологические, возможности по взаимозаменяемости ТЭР, возможности по диверсификации энергоисточников и т.д.). При этом определяются оптимальные уровни использования и сочетания таких возможностей.

Алгоритм оценки влияния факторов, влияющих на надежность топливо- и энергоснабжения потребителей представлен на рис. 1.

Первые три шага алгоритма относятся к единому блоку моделирования состояния ТЭК. В этом блоке описываются экономико-технологические характеристики работы всех учитываемых объектов отраслевых СЭ. По сути, блок представляет собой математическую модель состояния ТЭК с показателями расчетной загрузки всех его техноло-



**Рис. 1.** Алгоритм оценки влияния факторов, воздействующих на надежность топливо- и энергоснабжения потребителей.

гических элементов и характеристикой затрат на их функционирование. Шаги 4 и 5 представляют собой блок формирования сценариев воздействий. Последние три шага (6, 7 и 8) входят в расчетно-аналитический блок и в совокупности позволяют оценивать влияние различных негативных факторов и их сочетаний на надежность топливо- и энергоснабжения потребителей в анализируемых условиях функционирования отраслевых СЭ и ТЭК в целом. С одной стороны, такое влияние может выразиться в снижении отдельных единичных показателей надежности энергетических объектов и СЭ, а с другой (что значительно ближе потребителю) в недопоставках соответствующих видов конечной энергии конкретным потребителям или их объединениям по отраслевому или региональному признаку.

Порядок проведения исследований по оценке состояния ТЭК с учетом возможных возмущений можно разделить на пять основных этапов:

- формирование сценариев возможных (вероятных) возмущений в СЭ и ТЭК;
- оценка сбалансированности по отдельным ТЭР в регионах и в стране в целом в условиях рассматриваемых сценариев реализации возмущающих воздействий;
- учет возможностей резервирования, диверсификации источников и взаимозаменяемости отдельных ТЭР;
- оценка результатов расчетов с учетом осуществления выбранных мер по обеспечению повышения надежности топливо- и энергоснабжения потребителей.

При моделировании учитываются сезонные неравномерности потребления ТЭР. Кроме этого, модели должны включать в целевую функцию не только затраты на функционирование ТЭК, но и экспертно назначаемые величины штрафов за недоотпуск ТЭР потребителям. Модельные исследования позволят оценить масштабы возможного дефицита ТЭР у потребителей и сформировать рациональные пути минимизации негативных последствий при реализации угроз.

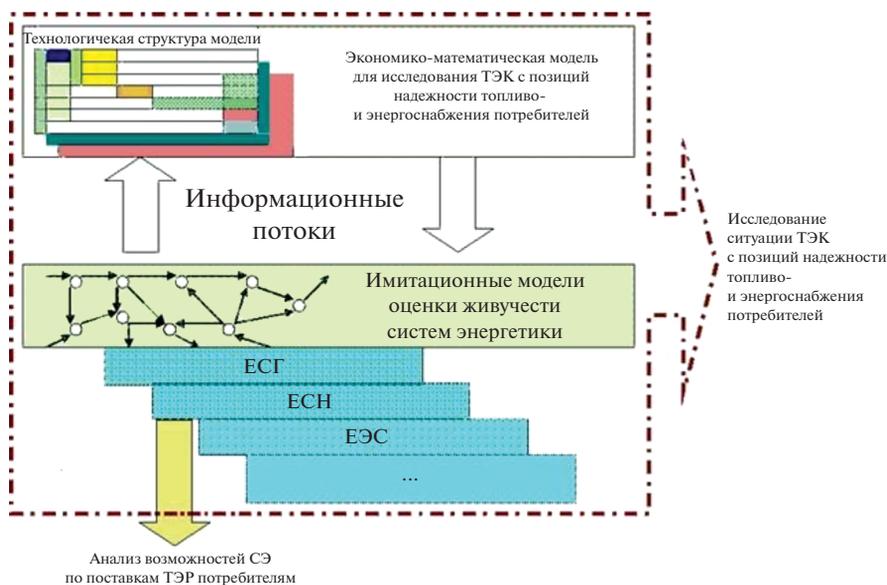


Рис. 2. Взаимосвязь моделей двухуровневой технологии.

На рис. 2 приведена схема информационных взаимосвязей между моделями первого и второго уровней (уровни ТЭК и СЭ) с характеристикой основных задач, решаемых на каждом из уровней. Для согласования моделей разных уровней иерархии используются методы итеративного агрегирования и многоступенчатой оптимизации. В данном подходе модели верхнего уровня строятся путем агрегирования моделей нижнего уровня. Агрегированные решения, полученные с помощью моделей верхнего уровня, передаются в модели нижнего уровня и используются ими как границы, в пределах которых формируются детализированные решения.

Порядок проведения исследований (с учетом возможностей реализации возмущающих воздействий) с применением двухуровневой технологии следующий:

- формирование расчетных условий для моделей двух уровней;
- выявление “узких” (с позиций надежности топливо- и энергоснабжения потребителей) мест в отраслевых СЭ на основе решения отраслевых моделей;
- проведение расчетов на моделях ТЭК (на основе результатов, полученных в отраслевых моделях) с учетом возможностей по взаимозаменяемости отдельных ТЭР, диверсификации источников топливо- и энергоснабжения, использования резервов энерготранспортной инфраструктуры и т.д.;
- проведение уточняющих расчетов на моделях отраслевых СЭ с определением рациональных путей обеспечения требуемого спроса на соответствующие ТЭР;
- комплексная оценка возможностей удовлетворения потребителей ТЭР в рассматриваемой ситуации и формирование направлений деятельности по обеспечению надежности топливо- и энергоснабжения потребителей.

#### МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОБЪЕКТОВ ПО ВАЖНОСТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СЭ И ТЭК

Надежность топливо- и энергоснабжения потребителей (особенно в условиях реализации возмущающих воздействий преднамеренного характера) непосредственно

связана с необходимостью выявления критически важных объектов (КВО) ТЭК и СЭ. Речь идет о тех объектах, частичный или полный выход из строя которых в разных условиях может существенным образом снизить производственные возможности СЭ и ТЭК в целом и привести к значительным дефицитам соответствующих видов энергии. Анализ взаимосвязанной работы отраслевых СЭ в рамках единого ТЭК позволяет понять – какие КВО уровня СЭ могут быть включены в перечень КВО уровня ТЭК. Критерием такого отбора могут служить относительные величины дефицита ТЭР у потребителей при выходе из строя конкретного КВО с учетом компенсирующих способностей ТЭК по снижению негативных последствий (взаимозаменяемость ТЭР, диверсификация их источников и т.д.). Выявление КВО в ТЭК позволяет эффективно решать задачи анализа и минимизации последствий реализации разного рода угроз для нормального функционирования объектов ТЭК, а также задачи заблаговременной подготовки СЭ к работе в условиях возмущающих воздействий. При этом решается задача концентрации материальных, денежных и людских ресурсов на решении проблем повышения устойчивости функционирования именно выделенных объектов ТЭК без распыления ограниченных, как правило, ресурсов.

Алгоритм формирования перечней КВО регионального и федерального уровней конкретной СЭ представлен на рис. 3.

Порядок формирования перечня КВО в любой СЭ состоит из следующих шагов:

- формирование расчетной схемы конкретной СЭ с основными производственно-технологическими характеристиками объектов и информацией по объемам потребностей в соответствующих ТЭР у потребителей;

- проведение с использованием специализированных математических моделей многовариантных расчетов с определением объемов дефицита соответствующего вида ТЭР при отключении каждого из объектов по одному;

- формирование перечня КВО СЭ федерального уровня с включением в него всех объектов, при нарушении работы которых суммарная относительная недопоставка соответствующего вида ТЭР потребителям составляет величину выше определенного порогового значения (к примеру, в 5% суммарной потребности по СЭ в соответствующем виде ТЭР);

- формирование перечня КВО регионального уровня с включением в него всех объектов, не включенных в перечень КВО федерального уровня, но нарушение работы которых способно создать относительный дефицит в соответствующем виде ТЭР величиной более определенного порогового значения (к примеру, 40% от потребности в данном виде ТЭР) хотя бы в одном из регионов;

- оптимизация расчетной сети при заданном снижении работоспособности каждого объекта из перечней КВО с определением мероприятий минимизирующих дефицит соответствующего вида ТЭР у потребителей в рамках конкретной СЭ (увеличение производственных возможностей объектов, использование резервов и т.п.);

- формирование набора инвариантных мероприятий, с учетом их эффективности для обеспечения работоспособности СЭ, минимизирующих негативные последствия от нарушения работы большего числа объектов из перечней КВО.

### АЛГОРИТМ ФОРМИРОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ДЕФИЦИТА ТЭР У ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Такой алгоритм базируется на предварительно проводимых модельных исследованиях по оценке возможностей топливо- и энергоснабжения потребителей и наличия “узких” мест, ограничивающих эти возможности. Алгоритм включает следующие шаги:

- а) модельные исследования по анализу состояния энергетического хозяйства страны (региона) и выявление в нем “узких” мест с позиций надежности топливо- и энергоснабжения потребителей;

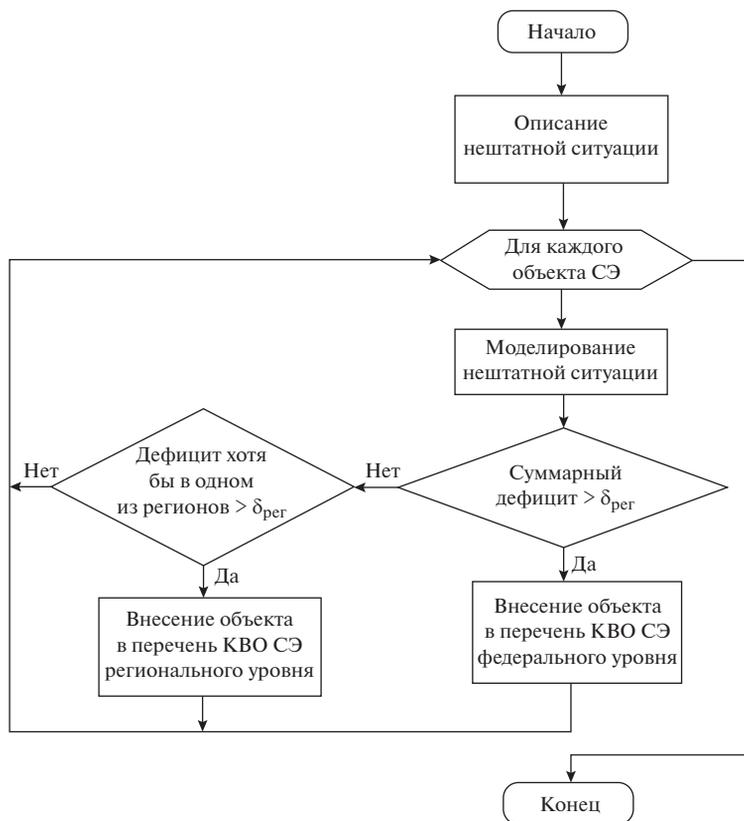


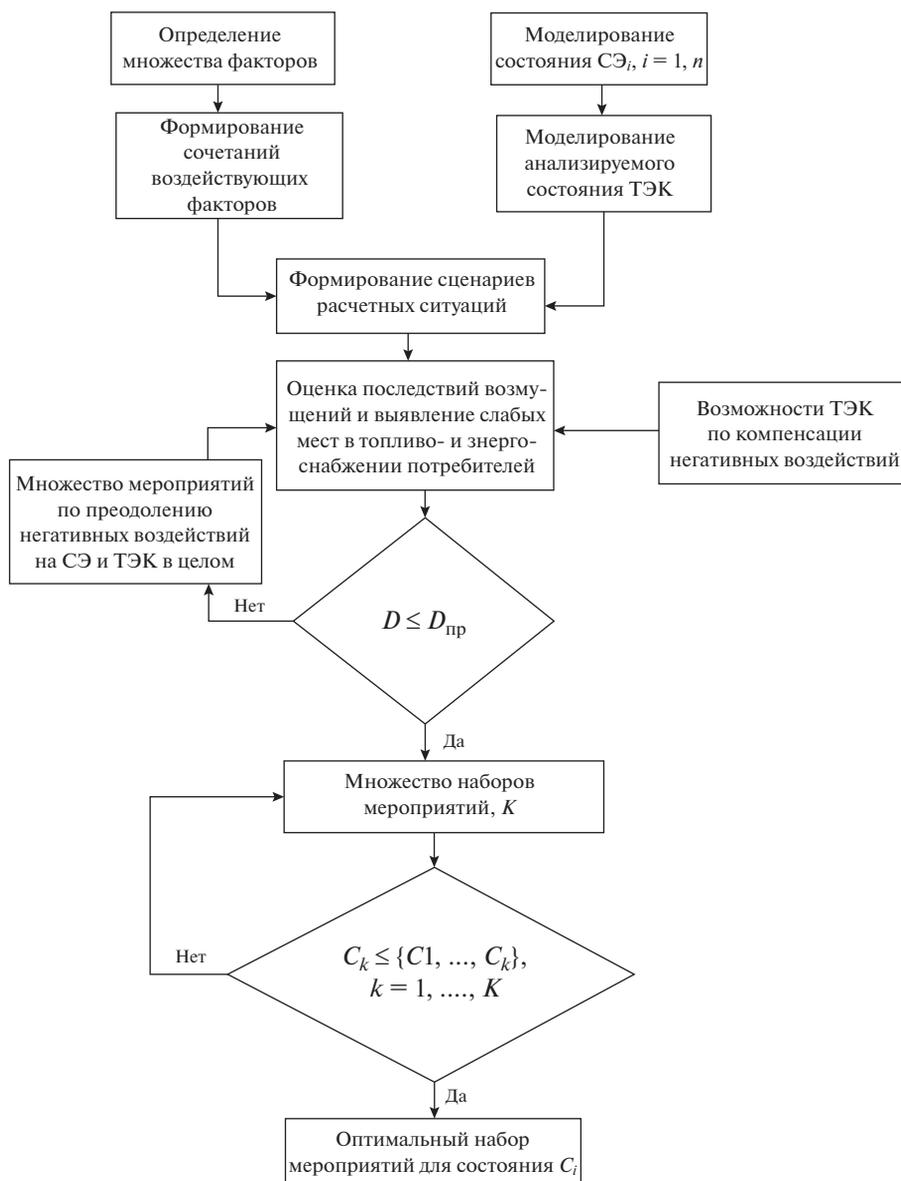
Рис. 3. Алгоритм формирования перечней КВО регионального и федерального уровней конкретной СЭ.

б) формирование располагаемого арсенала мероприятий – технологий, инвестиционных и технических решений, инструментов государственной политики, подходящих для преодоления разного рода угроз;

с) комплексный анализ возможностей топливо- и энергоснабжения потребителей при проведении конкретных мероприятий с учетом их эффективности для минимизации дефицита ТЭР у потребителей и затрат на их реализацию.

Схематично алгоритм формирования оптимальных наборов мероприятий для минимизации объемов дефицита ТЭР у потребителей представлен на рис. 4.

Программная реализация данного алгоритма позволяет сформировать набор инвариантных мероприятий для множества рассматриваемых ситуаций при различных вариантах развития ТЭК. Все математические постановки построены по принципу выбора наименее затратных решений с учетом высоких штрафов (экспертно назначаемых) за недопоставку ТЭР потребителям. Такой комплекс исследований представляет собой основу для выработки конкретных рекомендаций по обеспечению энергетической безопасности страны и регионов. Такие рекомендации должны вырабатываться экспертно на основании модельных исследований и комплексного анализа возможностей обеспечения энергетической безопасности.



**Рис. 4.** Алгоритм формирования мероприятий для минимизации дефицита ТЭР ( $D$  – суммарный относительный дефицит ТЭР у потребителей;  $D_{пр}$  – относительная величина условно приемлемого суммарного дефицита ТЭР у потребителей;  $C_k$  – стоимость применения  $k$ -го набора мероприятий из множества  $K$ ).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Совокупная реализация отдельных факторов, формирующих негативные возмущения на работу энергетических объектов и систем энергетики в целом, может вызывать существенные отрицательные последствия такие как:

- сокращение (вплоть до полной потери) производственных возможностей энергетических объектов;

– срывы поставок необходимых ресурсов, обеспечивающих бесперебойную работу СЭ (топливо для ТЭС, котельных; электроснабжение объектов нефтедобычи, нефтеперекачивающих и компрессорных станций; запасные части и оборудование, необходимые хим. реагенты и т.д.);

– нарушение работоспособности промышленно-производственного персонала.

Представленный в статье методический подход к разработке инструментария для анализа надежности топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях негативных воздействий на объекты ТЭК и для формирования рациональных наборов мероприятий по обеспечению потребителей конечными видами энергии служит основой для создания комплекса вычислительных средств. Такой комплекс для оценки возможностей топливо- и энергоснабжения потребителей позволит учитывать различные виды возмущающих воздействий на работу систем энергетики. Предложенный авторами алгоритм выявления критически важных объектов энергетики создает возможности по формированию инвариантных превентивных мероприятий, которые позволят минимизировать негативные последствия для потребителей конечных видов энергии.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0003 (рег. номер: АААА-А21-121012090014-5) Программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бушуев В.В., Воропай Н.И., Сендеров С.М., Саенко В.В. О доктрине энергетической безопасности России / Экономика региона. 2012. № 2. С. 40–50.
2. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201905140010?index=0&rangeSize=1> (дата обращения: 16.05.2019).
3. Обеспечение энергетической безопасности России: выбор приоритетов / Сендеров С.М., Рабчук В.И., Пяткова Н.И., Воробьев С.В. Новосибирск: Наука, 2017. 116 с.
4. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М. и др. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. 198 с.

#### **Reliability of Fuel and Energy Supply to Consumers in Conditions of Negative Disturbances in the Energy Sector: a Methodological Approach and Research Algorithms**

**S. M. Senderov<sup>a</sup>, \*, V. I. Rabchuk<sup>a</sup>, and N. I. Pyatkova<sup>a</sup>**

<sup>a</sup>*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

*\*e-mail: ssm@isem.irk.ru*

The paper presents the main components of a methodological approach to creating an apparatus for analyzing the reliability of fuel and energy supply to consumers in conditions of negative impacts on the operation of energy facilities. The main factors affecting the scale of the implementation of threats to the reliable functioning of energy systems and the energy sector as a whole are characterized. Algorithms for analyzing the influence of negative impacts on the reliability of fuel and energy supply to consumers, forming lists of critical objects of energy systems, as well as choosing measures to minimize the consequences of negative disturbances on the operation of energy systems and the energy sector as a whole are presented.

*Keywords:* energy security, strategic threats, negative impacts, reliability of fuel and energy supply

УДК 621.311.1

## ИНДИКАТИВНЫЙ АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СИБИРСКОГО И ЮЖНОГО ФЕДЕРАЛЬНЫХ ОКРУГОВ РОССИИ

© 2022 г. С. М. Сендеров<sup>1</sup>, Е. М. Смирнова<sup>1</sup>, \*

<sup>1</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Россия

\*e-mail: smirnova.e.m@sem.irk.ru

Поступила в редакцию 16.11.2021 г.

После доработки 02.02.2022 г.

Принята к публикации 15.02.2022 г.

В статье представлен анализ основных тенденций и масштабов изменения состояния энергетической безопасности (ЭБ) субъектов РФ, расположенных на территориях Сибирского и Южного федеральных округов. Анализ проблем выполнен на основе использования аппарата мониторинга и индикативного анализа ЭБ, разработанного в ИСЭМ СО РАН. Показана динамика изменения значений важнейших индикаторов и интегральных оценок состояния ЭБ в указанных регионах. Представлены причины формирования основных негативных тенденций.

*Ключевые слова:* энергетическая безопасность, топливо- и энергоснабжение, Сибирский федеральный округ, Южный федеральный округ, индикативный анализ

DOI: 10.31857/S0002331022030074

### ВВЕДЕНИЕ

Понятие энергетической безопасности (ЭБ) трактуется как “состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества от угроз нарушения бесперебойности энергоснабжения” [1–3 и др.].

Необходимой составляющей для формирования контрольных, аналитических и в определенной мере координационных функций государственного регулирования в сфере обеспечения ЭБ является мониторинг и индикативный анализ (ИА). Смысл и суть мониторинга и индикативного анализа состоят в отображении информации о степени реализации угроз ЭБ и об изменении уровня ЭБ в регионах с помощью системы индикаторов. Делается это путем сравнения численных значений важнейших индикаторов ЭБ с их экспертно обоснованными пороговыми значениями. В ИСЭМ СО РАН разработаны специализированный инструментальный и информационная база для обоснования и принятия решений по обеспечению ЭБ РФ и ее регионов [3–5 и др.]. Наряду с оценками одного года, важен анализ динамического ряда значений индикаторов и их качественных оценок с тем, чтобы понять направление складывающихся тенденций с обеспечением ЭБ как на уровне страны, так и в отдельных регионах.

**Таблица 1.** Состав важнейших индикаторов энергетической безопасности регионального уровня

1. Блок производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона
1.1. Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
1.2. Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона с соседними к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
1.3. Возможности удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников региона.
2. Блок надежности топливо- и энергоснабжения региона
2.1. Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПП на территории региона.
2.2. Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона.
2.3. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территории региона.
3. Блок состояния ОПФ систем энергетики на территории региона
3.1. Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона.
3.2. Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за предшествующий 5-летний период к установленной мощности региона.

## 1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ УРОВНЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕГИОНОВ

Индикативная оценка уровня ЭБ конкретного региона страны осуществляется по трем взаимосвязанным блокам индикаторов: производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона; надежности системы топливо- и энергоснабжения региона; состояния основных производственных фондов (ОПФ) систем энергетики на территории региона. Выделение блоков имеет своей целью получить представление об отдельных аспектах обеспечения ЭБ в регионе. В табл. 1 представлен состав важнейших индикаторов энергетической безопасности регионального уровня.

Для того чтобы получить качественную оценку уровня ЭБ того или иного региона при том или ином состоянии энергетики, необходимо использовать механизм свертки значений индикаторов, то есть произвести некую интегральную оценку уровня ЭБ. Каждый из индикаторов имеет экспертно сформированное и обоснованное пороговое значение с учетом условий энергоснабжения рассматриваемого региона. Таким образом, при сопоставлении количественного значения индикатора с его пороговым значением можно качественно оценить уровень ЭБ в аспекте, описываемом данным индикатором, как в отдельных регионах, так и в стране в целом.

Состояние того или иного индикатора ЭБ в зависимости от расположения его значений на шкале состояний, можно оценить следующим образом:

$$f(S_i) = \begin{cases} \text{Н}, & S_i < S_i^{\text{ПК}} \\ \text{ПК}, & S_i^{\text{ПК}} \leq S_i < S_i^{\text{К}} \\ \text{К}, & S_i \geq S_i^{\text{К}} \end{cases} \quad i = 1, n, \quad (1)$$

где  $n$  – количество оцениваемых индикаторов;  $S_i$  – фактическое (ожидаемое) значение  $i$ -го индикатора;  $S_i^{\text{ПК}}, S_i^{\text{К}}$  – значения предкризисного и кризисного пороговых значений  $i$ -го индикатора; Н, ПК, К – качественная оценка состояния индикатора: нормальное, предкризисное и кризисное соответственно.

Для получения комплексной интегральной оценки уровня энергетической безопасности по региону важным шагом является определение значимости конкретного ( $i$ -го)

	1	2	3	...	$n$
1	1	$v_{12}$	$v_{13}$	...	$v_{1n}$
2	$v_{21}$	1	$v_{23}$	...	$v_{2n}$
3	$v_{31}$	$v_{32}$	1	...	$v_{3n}$
...	...	...	...	1	...
$n$	$v_{n1}$	$v_{n2}$	$v_{n3}$	...	1

**Рис. 1.** Матрица сравнительных характеристик условной значимости индикаторов энергетической безопасности.

индикатора в общей шкале индикаторов или вычисление его “удельного веса” в общей системе ценности индикаторов. Делается это путем попарного сравнения индикаторов экспертным путем (рис. 1).

На основании таких экспертно полученных относительных удельных весов можно сформулировать значения удельного веса каждого конкретного индикатора в общей системе их ценности. Этот удельный вес определяется следующим образом:

$$V_i = \sum_{j=1}^n v_{ij} / \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n v_{ij}, \quad (2)$$

где  $V_i$  – удельный вес  $i$ -го индикатора в системе оцениваемых индикаторов;  $v_{ij}$  – условная значимость  $i$ -го индикатора в сравнении с  $j$ -м индикатором.

Таким образом, качественная интегральная оценка общего состояния ЭБ в стране или в регионе по индикаторам имеет следующий вид:

$$Q_u = \begin{cases} \text{Н, } \sum_{i=1}^n V_i^{\text{H}} \geq \delta_{\text{H}} \\ \text{ПК, } \sum_{i=1}^n V_i^{\text{K}} < \delta_{\text{K}} \text{ и } \sum_{i=1}^n V_i^{\text{H}} < \delta_{\text{H}}, \quad i = 1, n, \\ \text{К, } \sum_{i=1}^n V_i^{\text{K}} \geq \delta_{\text{K}} \end{cases} \quad (3)$$

где  $Q_u$  – интегральная оценка качественного состояния энергетической безопасности по индикативной оценке;  $V_i^{\text{H}}$ ,  $V_i^{\text{K}}$  – удельный вес  $i$ -го индикатора, находящегося в области нормальных и кризисных значений соответственно;  $\delta_{\text{H}}$ ,  $\delta_{\text{K}}$  – коэффициенты, характеризующие уровень достижения нормального или кризисного состояния соответственно.

С учетом особенностей энергоснабжения отдельных регионов в [3–5] были экспертно определены пороговые значения индикативных показателей для разных групп регионов РФ.

Чтобы реализовать и проверить работоспособность методического подхода к оценке уровня ЭБ, приведенного выше, а также выделить и оценить тенденции в изменении важнейших факторов обеспечения ЭБ, были выбраны субъекты, располагающиеся на территориях Сибирского (СФО) и Южного (ЮФО) федеральных округов РФ. Ниже представлены результаты оценки уровня энергетической безопасности субъектов.

## 2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО ПОДХОДА ДЛЯ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭБ РЕГИОНОВ

### *2.1. Регионы Сибирского федерального округа*

Исходная информация для исследования принята в соответствии со статистической информацией за 2015–2019 гг. [6–8], а также с текущей информацией по отдельным регионам. В результате анализа соответствующих данных по субъектам СФО, можно судить о присущих энергетике исследуемых территорий тенденций в обеспечении энергетической безопасности.

#### *Индикаторы блока “Производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона”*

В табл. 2 представлена информация по оценке состояния индикаторов по блоку производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения за 2015 и 2019 гг. в субъектах СФО.

Анализ показывает, что в Алтайском крае по индикаторам 1.1, 1.2 ситуация приемлемая: максимальная электрическая нагрузка потребителей обеспечивается, причем более 80% из собственных электрогенерирующих источников, также регион обладает сильными межрегиональными электрическими связями, что позволяет перекрыть максимум нагрузки втрое. По индикатору 1.3 первого блока ситуация остается кризисной, так как из производства КПП здесь только незначительные объемы добычи угля и прочих видов топлива.

В Новосибирской и Омской областях по индикаторам 1.1 и 1.2 ситуация приемлемая: достаточное количество электрической мощности и высокие пропускные способности межсистемных связей обеспечивают соответствующий резерв в покрытии минимальной электрической нагрузки. По индикатору 1.3 оба региона с 2019 г. находятся в области предкризисных значений, так как за счет собственных источников обеспечивается менее 40% потребностей в КПП.

В Республике Тыва собственные возможности покрытия максимальной электрической нагрузки оцениваются как кризисные, так как покрытие нагрузки собственными электрогенерирующими источниками составляет только 23%. На протяжении последних лет ввода новых мощностей в регионе не производилось. В 2015 г. была увеличена пропускная способность межсистемных связей за счет модернизации подстанций (ПС Кызылская, ПС Чадан) до 280 МВт. Соответственно по индикатору 1.2 значения, характеризующие суммарные возможности покрытия максимальной электрической нагрузки, значительно увеличились и определяют состояние региона как приемлемое. По индикатору 1.3 – возможности удовлетворения потребностей КПП из собственных источников региона, республика имеет приемлемые значения, так как объемы добываемого здесь угля полностью покрывают потребности.

В Республике Алтай значения индикаторов 1.1 и 1.2 находились в кризисном состоянии до 2015 г. включительно, однако за последние пять лет региону удалось обеспечить требуемый уровень резерва возможностей в обеспечении максимальной электрической нагрузки. Ситуация улучшилась, когда в 2015 г. была введена в эксплуатацию солнечная электростанция (СЭС) мощностью 5 МВт – Кош-Агачская СЭС-2. Следом вводились мощности на Усть-Канской и Онгудайской СЭС. В 2017 г. была введена Майминская СЭС мощностью 20 МВт и стала самым крупным источником генерации в республике. В 2019 г. был введен в эксплуатацию целый ряд СЭС, в числе которых: Ининская СЭС мощностью 25 МВт, Усть-Коксинская СЭС мощностью 40 МВт и Чемальская СЭС с установленной мощностью 10 МВт, а также увеличилась мощность Майминской СЭС за счет ввода третьей очереди мощностью 5 МВт. За счет небольшого увеличения пропускных способностей межсистемных связей с соседними регионами в республике улучшилась ситуация по индикатору 1.2. В то же время здесь

**Таблица 2.** Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов СФО округа по блоку производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения за 2015, 2019 гг.

Край, область	Индикатор <sup>1</sup>	Ед. изм.	Пороговые значения индикатора <sup>2</sup>		Значение и состояние индикатора			
			Н	К	2015		2019	
Алтайский край	1.1	ед.	0.5	0.3	0.73	Н	0.74	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3	Н	3	Н
	1.3	%	60	40	2	К	2	К
Кемеровская область	1.1	ед.	0.5	0.3	1.03	Н	1.00	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3	Н	3	Н
	1.3	%	40	20	100	Н	100	Н
Новосибирская область	1.1	ед.	0.5	0.3	1.05	Н	1.01	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	2	Н	2	Н
	1.3	%	40	20	42	Н	36	ПК
Омская область	1.1	ед.	0.5	0.3	0.88	Н	0.87	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3	Н	2	Н
	1.3	%	40	20	39	ПК	39	ПК
Томская область	1.1	ед.	0.5	0.3	0.77	Н	0.80	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3	Н	3	Н
	1.3	%	60	40	100	Н	100	Н
Красноярский край	1.1	ед.	0.7	0.5	2.10	Н	2.01	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3	Н	3	Н
	1.3	%	60	40	100	Н	100	Н
Иркутская область	1.1	ед.	0.7	0.5	1.63	Н	1.52	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	2	Н	2	Н
	1.3	%	60	40	100	Н	100	Н
Республика Хакасия	1.1	ед.	0.7	0.5	2.32	Н	2.59	Н
	1.2	ед.	1,5	1.2	4	Н	5	Н
	1.3	%	60	40	100	Н	100	Н
Республика Тыва	1.1	ед.	0.5	0.3	0.23	К	0.22	К
	1.2	ед.	1.5	1.2	2	Н	2	Н
	1.3	%	60	40	100	Н	100	Н
Республика Алтай	1.1	ед.	0.5	0.3	0.09	К	1.14	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	1	К	3	Н
	1.3	%	60	40	11	К	13	К

<sup>1</sup> Номер индикатора соответствует нумерации в табл. 1.

<sup>2</sup> Границы перехода индикатора в состояние ("Н" – приемлемое (нормальное); "К" – кризисное состояние ЭБ). Промежуточная ситуация признается предкризисным состоянием – "ПК".

**Таблица 3.** Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов СФО по блоку надежности топливо- и энергоснабжения

Край, область	Индикатор	Ед. изм.	Пороговые значения			Значение и состояние индикатора, год			
			Н	ПК	К	2015		2019	
Алтайский край	2.1	%	40		70	92	К	87	К
	2.2	%	50		70	36	Н	35	Н
Кемеровская область	2.1	%	>90			96	Н	96	Н
	2.2	%	50		70	24	Н	24	Н
Новосибирская область	2.1	%	40		70	69	ПК	72	К
	2.2	%	50		70	39	Н	39	Н
Омская область	2.1	%	40		70	53	ПК	58	ПК
	2.2	%	50		70	43	Н	43	Н
Томская область	2.1	%	>90			56	Н	67	Н
	2.2	%	50		70	28	Н	27	Н
Красноярский край	2.1	%	>90			73	Н	75	Н
	2.2	%	40		50	33	Н	33	Н
Иркутская область	2.1	%	>90			71	Н	70	Н
	2.2	%	40		50	34	Н	34	Н
Республика Хакасия	2.1	%	90	>90		97	ПК	96	ПК
	2.2	%	40		50	89	К	89	К
Республика Тыва	2.1	%	90	>90		96	ПК	100	ПК
	2.2	%	50		70	71	К	71	К
Республика Алтай	2.1	%	40		70	49	ПК	56	ПК
	2.2	%	50		70	94	К	49	Н

практически нет собственных источников КПП (за исключением дров) соответственно, показатели индикатора 1.3 определяются как кризисные.

В Кемеровской, Томской и Иркутской областях, в Красноярском крае и Республике Хакасия по первому блоку индикаторов ситуация приемлемая. С достаточным запасом обеспечивается максимальная электрическая нагрузка. Добыча значительных объемов угля, топочного мазута и природного газа обеспечивает положительные значения индикатора обеспеченности собственными КПП.

#### *Индикаторы блока “Надежности топливо- и энергоснабжения региона”*

Ситуация по данному блоку индикаторов представлена в табл. 2. По второму блоку индикаторов ситуация в большей части регионов усугубляется чрезмерно высокой долей доминирования в балансе КПП одного из видов ТЭР (индикатор 2.1, табл. 3), 80% в целом по СФО приходится на долю угля.

При анализе ситуации доминирования одного вида ТЭР в потреблении КПП региона следует учитывать, что в регионах с достаточным по объемам производства кризисной ситуации не будет, соответственно нет и кризисного порогового значения индикатора. Ситуация в таких регионах даже при доминировании одного вида ТЭР в 96–97% может быть признана как приемлемая.

Следует отметить, в части обсуждения пороговых значений индикаторов качественная оценка “предкризис” или “кризис” в самообеспеченных ТЭР регионах говорит о желательности большей видовой диверсификации топливо- и энергоснабжения

с целью повышения готовности систем к потенциальным изменениям в структуре ТЭБ страны и ее регионов по различным причинам. В необеспеченном своими ТЭР Алтайском крае – доля угля превышает кризисное пороговое значение. По индикатору 2.2 Алтайский край располагается в диапазоне приемлемых значений (35%). На территории Алтайского края работают 11 тепловых электростанций общей мощностью 1536.3 МВт, а установленная мощность крупнейшей станции (Бийская ТЭЦ-1) составила 535 МВт.

В Кемеровской, Иркутской областях, в Красноярском крае доминирующим видом топлива является уголь (>70%), при этом добыча его в регионе полностью покрывает объемы потребления, и ситуация с позиций ЭБ приемлемая. Также приемлемая ситуация в регионах и по индикатору 2.2 (<40%).

В Новосибирской области по индикатору 2.1 из предкризиса ситуация перешла в кризис: доля угля в балансе потребления КПП выросла до 72%, что является кризисным значением. Доля наиболее крупного источника в располагаемой мощности региона составляет 40%, что находится в пределах нормы.

В Омской области ситуация с долей природного газа в балансе КПП ухудшилась, что обуславливает предкризисное значение индикатора 2.1. Производство значительных объемов топочного мазута и незначительных объемов природного газа не способны удовлетворить суммарную потребность области в КПП. Доля наиболее крупного электрогенерирующего источника в регионе находится в пределах нормы (43% – Омская ТЭЦ-5).

В Республике Хакасия в балансе КПП доминирует уголь, в 2019 г. его доля составила уже 96%, что отражает ситуацию с точки зрения энергетической безопасности как предкризисную. При этом кризисным в республике с позиций ЭБ является и слишком большое доминирование электрогенерирующего источника – 89% (Саяно-Шушенская ГЭС) (индикатор 2.2).

В Республике Тыва – доля угля в потреблении КПП составляет 100%, и, хотя полностью обеспечивается собственными возможностями, но ситуация может быть признана предкризисной в силу отсутствия любого маневра в замене другим видом ТЭР. Республика Тыва по индикатору 2.2 находится в состоянии кризиса. Основными электрогенерирующими мощностями Республики Тыва являются Кызылская ТЭЦ – 17 МВт (71% установленной мощности республики) и дизельные электростанции общей мощностью 7 МВт.

Состояние предкризиса в Республике Алтай по индикатору 2.1 обусловлено долей доминирования угля больше 50%. По индикатору 2.2. за последнее время ситуация в республике Алтай улучшилась, перейдя из кризиса в область приемлемых значений за счет ввода новых электрогенерирующих мощностей.

В состав важнейших индикативных показателей входит еще один индикатор – 2.3, отражающий уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территории региона. Оценивается он по результатам исследований на модели ТЭК [9, 10] как величина обеспеченности потребителей котельно-печным топливом при возможном похолодании, увеличивающим потребление топлива на 10%.

Субъекты СФО относятся к регионам с холодным климатом (температура наиболее холодной пятидневки ниже минус 30°C). Кризисное пороговое значение для таких регионов принято 100%. Исследования проводились при одновременном гипотетическом понижении средней температуры января на большинстве территорий Сибирского ФО. Учитывая достаточно жесткое пороговое значение индикатора, ситуация в регионах в этой части может быть оценена как стабильно приемлемая. Почти для всех субъектов СФО увеличенное потребление может быть полностью обеспечено, что соответствует зоне приемлемых (нормальных) состояний. Исключение составляет Республика Алтай. Здесь половину потребления КПП занимает природный газ, который

**Таблица 4.** Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов СФО по блоку состояния ОПФ систем энергетики

Край, область	Индикатор	Ед. изм.	Пороговые значения		Значение и состояние индикатора, год			
			Н	К	2015		2019	
Алтайский край	3.1	%	40	60	59	ПК	62	К
	3.2	%	2	1	1.7	ПК	0	К
Кемеровская область	3.1	%	40	60	42	ПК	46	ПК
	3.2	%	2	1	4.9	Н	0.1	К
Новосибирская область	3.1	%	40	60	59	ПК	66	К
	3.2	%	2	1	0.8	К	0	К
Омская область	3.1	%	40	60	36	Н	40	ПК
	3.2	%	2	1	5.6	Н	1.7	ПК
Томская область	3.1	%	40	60	39	Н	43	ПК
	3.2	%	2	1	1.1	ПК	0.4	К
Красноярский край	3.1	%	40	60	38	Н	42	ПК
	3.2	%	2	1	4.9	Н	0.9	К
Иркутская область	3.1	%	40	60	52	ПК	57	ПК
	3.2	%	2	1	0.7	К	0	К
Республика Хакасия	3.1	%	40	60	39	Н	47	ПК
	3.2	%	2	1	6.2	Н	0	К
Республика Тыва	3.1	%	40	60	57	ПК	63	К
	3.2	%	2	1	0	К	0	К
Республика Алтай	3.1	%	40	60	70	К	51	ПК
	3.2	%	2	1	27.3	Н	38	Н

не сможет быть в увеличенном объеме подан потребителям республики в силу ограничения пропускной способности соответствующего газопровода.

*Индикаторы блока “Состояние ОПФ систем энергетики на территории региона”*

Важным аспектом, влияющим на обеспечение энергетической безопасности регионов, является состояние энергетического хозяйства. Усредненные данные по износу ОПФ энергетических отраслей позволяют оценить износ в энергетическом хозяйстве территорий (табл. 4).

Анализ данных табл. 4 показывает, что в последние годы обострилась и продолжает ухудшаться достаточно быстрыми темпами ситуация с изношенностью энергетического оборудования почти во всех субъектах Сибирского федерального округа.

На территории Алтайского края износ оборудования энергетического хозяйства территории составляет 62%, что соответствует кризису по индикатору 3.1. По индикатору 3.2 показатели находятся в кризисе из-за отсутствия ввода новых генерирующих мощностей.

В Кемеровской области степень износа ОПФ энергетического хозяйства нарастает и составила 46%, что определяется как предкризисное состояние. После проведенных

капитальных ремонтов “Кузбассэнерго” 11 турбоагрегатов, а также после ввода в работу трех энергоблоков на Новокузнецкой ГТЭС (450 МВт), следующим поэтапным вводом мощностей стал ввод конденсационной электростанции ПАО “Кокс” общей мощностью 24 МВт только в 2016 и в 2019 гг. Такая активность по обновлению ОПФ явилась недостаточной, и регион в 2019 г. по индикатору 3.2 перешел из приемлемых в область кризисных значений.

В Новосибирской области по индикатору 3.1 ситуация определяется как кризисная при степени износа ОПФ в энергетике 66%. За последние пять лет, только в 2016 г., была произведена модернизация Новосибирской ГЭС, с увеличением мощности на 5 МВт. Однако данных мер недостаточно, что привело к снижению уровня энергетической безопасности региона до кризиса в аспекте, описываемым индикатором 3.2.

В Омской области приемлемые показатели по индикаторам третьего блока перешли в предкризисное состояние: 40% по инд. 3.1 и 2% по инд. 3.2. Это связано со снижением активности по проведению капитальных ремонтов и реконструкции электрогенерирующих мощностей за прошедший пятилетний период. Из обновления производственных фондов можно отметить ввод 120 МВт на Омской ТЭЦ-3, а также модернизацию первого турбоагрегата на Омской ТЭЦ-5. За счет изменения технологических параметров повышена экономичность работы и мощность турбины на 20 МВт (2016 г.).

В Томской области состояние по индикатору 3.1 оценивается как предкризисное. Также область находится в кризисном положении в аспекте, отражаемом индикатором 3.2, где за предшествующий анализу 5-летний период не было достаточных вводов новых мощностей, и практически не проводилось серьезных работ по модернизации установленного оборудования (ввод 24 МВт на Шингинской ГТЭС, 2016 г.).

В Красноярском крае по индикатору 3.1 ситуация перешла в предкризисную в связи с постепенным увеличением износа ОПФ за последние пять лет и недостаточным обновлением оборудования в топливных отраслях и теплоэнергетике. По индикатору 3.2 в 2019 г. ситуация оценивается как кризисная. В 2015 г. был введен в эксплуатацию энергоблок № 3 на Березовской ГРЭС мощностью 800 МВт, однако в 2016 г. на этом же блоке произошло возгорание и аварийный останов оборудования. В 2016 г. была проведена модернизация энергоблоков на Красноярской ГРЭС-2 с общим увеличением мощности на 8 МВт. В результате этих недостаточных действий по вводу мощностей и технического перевооружения электростанций территории за рассматриваемый пятилетний период значения по индикатору 3.2 перешли в кризис из области приемлемых.

В Иркутской области в течение последних пяти лет (2015–2019 гг.) проводились капитальные ремонты оборудования и реконструкции. Однако эти действия явились недостаточными. По индикатору 3.1 ситуация оценивается как предкризисная (57% износ ОПФ) и кризисная по индикатору 3.2. При этом ситуация ухудшается.

В республике Хакасия по индикатору 3.1 степень износа ОПФ энергетики региона составила 47%, ситуация перешла в предкризис из приемлемого состояния. Положительные тенденции с обновлением и модернизацией ОПФ энергетики в Хакасии за счет активного восстановления и модернизации Саяно-Шушенской ГЭС, а также модернизации на Абаканской ТЭЦ с вводом двух энергоблоков общей мощностью 256 МВт остановились в 2015 г. За последующие годы модернизации и вводов нового оборудования практически не было. Таким образом, к 2019 г. ситуация по индикатору 3.2 из приемлемой изменилась на кризисную.

Что касается Республики Тыва, то за прошедшие пять лет не произошло значительного обновления оборудования, как и не вводилось в работу новых мощностей. Таким образом, по третьему блоку индикаторов к 2019 г. ситуация перешла в кризис.

В Республике Алтай по третьему блоку индикаторов за последние пять лет ситуация изменилась в лучшую сторону. Так по индикатору 3.1 ситуация перешла из кризисной

в предкризисную благодаря активному расширению и обновлению базы энергетического хозяйства региона. Следует отметить, что Республика Алтай является единственным регионом России, на территории которого большая часть электроэнергии производится солнечными электростанциями. В целом, по состоянию на конец 2019 г., на территории Республики Алтай эксплуатировались восемь солнечных электростанций (введенных в эксплуатацию в период 2014–2019 гг.) общей мощностью 120 МВт, а также 2 малые гидроэлектростанции общей мощностью 1.3 МВт и 10 небольших дизельных электростанций. В 2019 г. они произвели 65 млн кВт · ч электроэнергии. Таким образом, предшествующий анализу 5-летний период по индикатору 3.2 оценивается как приемлемый.

#### *Результаты интегральной оценки уровня ЭБ Сибирского федерального округа*

Выше были представлены и проанализированы значения основных индикаторов, составляющие основу для интегральной оценки уровня энергетической безопасности на территории субъектов Сибирского федерального округа. Для получения такой оценки использован подход, основанный на свертке значений индикаторов с учетом их удельных весов. Качественные характеристики состояния всех обсуждаемых индикаторов из табл. 2–4 были собраны по соответствующим территориям и обработаны согласно специально разработанной методике [3–5]. В результате была получена качественная интегральная оценка состояния энергетической безопасности территорий субъектов Сибирского федерального округа, представленная в табл. 5.

Исходя из анализа данных табл. 5, приемлемое состояние по энергетической безопасности наблюдается в Кемеровской и Томской областях, Красноярском крае и в Иркутской области. С уровнем энергетической безопасности в состоянии предкризиса находятся Новосибирская и Омская области, Республики Хакасия и Алтай. Необходимо обратить серьезное внимание на индикаторы, значения которых на этих территориях располагаются в зонах “кризисных” и “предкризисных” значений. Это сигнализирует о серьезных проблемах в области топливо- и энергообеспечения территорий в части, описываемой значениями соответствующих индикаторов. Кроме того, достичь лучшего положения мешает, прежде всего, негативное состояние индикаторов, характеризующих состояние ОПФ и обновления энергетики этих территорий.

Кризисную ситуацию с обеспечением энергетической безопасности нужно отметить в Алтайском крае и Республике Тыва. Здесь отмечено кризисное состояние большинства из отслеживаемых индикаторов. В Алтайском крае это касается недостаточной возможности удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников производства топлива в регионе (индикатор 1.3). Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПП на территории превышает 85% (индикатор 2.1). Кроме того, по третьему блоку индикаторов территория Алтайского края находится в кризисной ситуации: износ оборудования энергетического хозяйства составляет 62%, а также отсутствует ввод новых генерирующих мощностей и значительных реконструкций электростанций региона за предшествующий 5-летний период.

Анализ динамики качественных оценок энергетической безопасности в регионах и количественных показателей сумм удельных весов индикаторов, пребывающих в различных состояниях с 2015 по 2019 гг., позволяет сделать вывод, что ситуация с обеспечением энергетической безопасности в этот период в среднем имела положительные тенденции, но в некоторых субъектах Сибирского федерального округа ухудшилась, особенно в части повышения износа ОПФ энергетики.

#### *2.2. Результаты индикативного анализа ЭБ по регионам Южного ФО*

В данном разделе статьи представлена информация о качественном состоянии индикаторов ЭБ по субъектам РФ на территории Южного ФО, а также качественная характеристика состояния энергетической безопасности данных субъектов за 2015 и

**Таблица 5.** Интегральная качественная оценка состояния энергетической безопасности на территории субъектов СФО

Год	Индикаторы ЭБ								Сумма удельных весов по состояниям			Качественное состояние ЭБ
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	Границы состояний			
	Удельные веса индикаторов								К <sup>1</sup>	ПК	Н <sup>2</sup>	
	0.104	0.138	0.133	0.120	0.079	0.170	0.127	0.129				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Алтайский край												
2015	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	ПК	0.253	0.256	0.491	ПК
2019	Н	Н	К	К	Н	Н	К	К	0.509	0	0.491	К
Кемеровская область												
2015	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	0	0.127	0.873	Н
2019	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	К	0.129	0.127	0.744	Н
Новосибирская область												
2015	Н	Н	Н	ПК	Н	Н	ПК	К	0.129	0.247	0.624	ПК
2019	Н	Н	ПК	К	Н	Н	К	К	0.376	0.133	0.491	ПК
Омская область												
2015	Н	Н	ПК	ПК	Н	Н	Н	Н	0	0.253	0.747	Н
2019	Н	Н	ПК	ПК	Н	Н	ПК	ПК	0	0.509	0.491	ПК
Томская область												
2015	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	0	0.129	0.871	Н
2019	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	К	0.129	0.127	0.744	Н
Красноярский край												
2015	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	0	0	1	Н
2019	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	К	0.129	0.127	0.744	Н
Иркутская область												
2015	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	К	0.129	0.127	0.744	Н
2019	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	К	0.129	0.127	0.744	Н
Республика Хакасия												
2015	Н	Н	Н	ПК	К	Н	Н	Н	0.079	0.120	0.801	Н
2019	Н	Н	Н	ПК	К	Н	ПК	К	0.208	0.247	0.545	ПК
Республика Тыва												
2015	К	Н	Н	ПК	К	Н	ПК	К	0.183	0.247	0.570	ПК
2019	К	Н	Н	ПК	К	Н	К	К	0.439	0.12	0.441	К
Республика Алтай												
2015	К	К	К	ПК	К	К	К	Н	0.751	0.120	0.129	К
2019	Н	Н	К	ПК	Н	К	ПК	Н	0.303	0.247	0.450	ПК

<sup>1</sup> Состояние ЭБ в регионе признается кризисным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии “К” превышает 0.4

<sup>2</sup> Состояние ЭБ в регионе признается нормальным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии “Н” превышает 0.7.

**Таблица 6.** Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов ЮФО округа по блоку производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения за 2015, 2019 гг.

Край, область	Индикатор <sup>1</sup>	Ед. изм.	Пороговые значения индикатора <sup>2</sup>		Значение и состояние индикатора			
			Н	К	2015		2019	
Краснодарский край и Республика Адыгея	1.1	ед.	0.5	0.3	0.49	ПК	0.44	ПК
	1.2	ед.	1.5	1.2	1.93	Н	1.7	Н
	1.3	%	60	40	100	Н	100	Н
Астраханская область	1.1	ед.	0.5	0.3	1.14	Н	1.18	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3.98	Н	4.10	Н
	1.3	%	60	40	100	Н	100	Н
Волгоградская область	1.1	ед.	0.5	0.3	1.8	Н	1.57	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3.97	Н	3.46	Н
	1.3	%	40	20	30.01	ПК	24.3	ПК
Ростовская область	1.1	ед.	0.5	0.3	2.12	Н	2.08	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3.45	Н	3.34	Н
	1.3	%	40	20	34.2	ПК	47.1	Н
Республика Калмыкия	1.1	ед.	0.7	0.5	0.22	К	0.19	К
	1.2	ед.	1.5	1.2	3.36	Н	2.86	Н
	1.3	%	60	40	18.83	К	18.8	К
Республика Крым и г. Севастополь	1.1	ед.	1.2	1.1	0.86	К	0.96	К
	1.2	ед.	1.5	1.2	2.05	Н	2.28	Н
	1.3	%	100	80	35	К	35	К

<sup>1</sup> Номер индикатора соответствует нумерации в табл. 1.

<sup>2</sup> Границы перехода индикатора в состояние ("Н" – приемлемое (нормальное); "К" – кризисное состояние ЭБ). Промежуточная ситуация признается предкризисным состоянием – "ПК".

2019 гг. (табл. 6–9). Кроме того, территориально, так как Республика Адыгея находится внутри Краснодарского края, а г. Севастополь на территории Крымского полуострова на границе с Республикой Крым – в данной работе было принято объединить данные субъекты для дальнейшего анализа. Индикаторы, по которым проводился анализ, рассматриваются те же как и при анализе ситуации в СФО.

По первому блоку индикаторов (табл. 6) наблюдается приемлемая ситуация за пятилетний период только в Астраханской области за счет достаточного количества электрической мощности в регионе и наличия межсистемных связей. Производство КПП (доля газа в балансе 90%) превышает объемы его потребления в регионе почти в пять раз.

В Краснодарском крае и Республике Адыгея наблюдается предкризис по инд. 1.1. Однако заметна положительная динамика благодаря увеличению мощности региона в 2019 г. за счет ввода ряда СЭС. При этом обеспечение максимальной электрической нагрузки достигается наличием достаточных по мощности возможных перетоков связей.

В Волгоградской области предкризисная ситуация связана с недостаточными возможностями покрытия требуемых объемов КПП из собственных источников. Производство топочного мазута и добыча природного газа составляют менее 30% от требуемых объемов потребляемого топлива в регионе.

В Ростовской области наблюдается изменение ситуации по данному индикатору (1.3) из предкризиса в приемлемое состояние с увеличением доли собственных источ-

**Таблица 7.** Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов ЮФО по блоку надежности топливо- и энергоснабжения

Край, область	Индикатор	Ед. изм.	Пороговые значения			Значение и состояние индикатора, год			
			Н	ПК	К	2015		2019	
Краснодарский край и Республика Адыгея	2.1	%	40		70	98.6	К	98.7	К
	2.2	%	50		70	46.2	Н	38.7	Н
Астраханская область	2.1	%	>90			97.5	Н	98.5	Н
	2.2	%	50		70	51.1	ПК	33.1	Н
Волгоградская область	2.1	%	40		70	97.06	К	98.1	К
	2.2	%	50		70	67.72	ПК	61.9	ПК
Ростовская область	2.1	%	40		70	82.5	К	79.5	К
	2.2	%	50		70	37.5	Н	30.5	Н
Республика Калмыкия	2.1	%	40		70	98.9	К	99.5	К
	2.2	%	50		70	94.7	К	36.3	Н
Республика Крым и г. Севастополь	2.1	%	40		70	93.5	К	97.3	К
	2.2	%	50		50	7.05	Н	23.2	Н

**Таблица 8.** Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов ЮФО по блоку состояния ОПФ систем энергетики

Край, область	Индикатор	Ед. изм.	Пороговые значения		Значение и состояние индикатора, год			
			Н	К	2015		2019	
Краснодарский край и Республика Адыгея	3.1	%	40	60	37	Н	43.0	ПК
	3.2	%	2	1	13.6	Н	0	К
Астраханская область	3.1	%	40	60	44.3	ПК	50	ПК
	3.2	%	2	1	7.9	Н	2.4	Н
Волгоградская область	3.1	%	40	60	58.5	ПК	60.8	К
	3.2	%	2	1	0.8	К	0.3	К
Ростовская область	3.1	%	40	60	37.7	Н	42.2	ПК
	3.2	%	2	1	4.5	Н	1.1	ПК
Республика Калмыкия	3.1	%	40	60	49.7	ПК	46.9	ПК
	3.2	%	2	1	2.5	Н	10.5	Н
Республика Крым и г. Севастополь	3.1	%	40	60	55.7	ПК	39.7	Н
	3.2	%	2	1	8.3	Н	9.3	Н

**Таблица 9.** Интегральная качественная оценка состояния энергетической безопасности на территории субъектов ЮФО

Год	Порядковые номера оцениваемых индикаторов ЭБ								Сумма удельных весов по состояниям			Качественное состояние ЭБ
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	Границы состояний			
	Удельные веса индикаторов								К <sup>1</sup>	ПК	Н <sup>2</sup>	
	0.104	0.138	0.133	0.120	0.079	0.170	0.127	0.129				
Краснодарский край и Республика Адыгея												
2015	ПК	Н	Н	К	Н	ПК	Н	Н	0.12	0.274	0.606	ПК
2019	ПК	Н	Н	К	Н	ПК	ПК	К	0.249	0.401	0.35	ПК
Астраханская область												
2015	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	ПК	Н	0	0.206	0.794	Н
2019	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	0	0.127	0.873	Н
Волгоградская область												
2015	Н	Н	ПК	К	ПК	Н	ПК	К	0.249	0.339	0.412	ПК
2019	Н	Н	ПК	К	ПК	Н	К	К	0.376	0.212	0.412	ПК
Ростовская область												
2015	Н	Н	ПК	К	Н	Н	Н	Н	0.12	0.133	0.747	Н
2019	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	ПК	0.12	0.256	0.624	ПК
Республика Калмыкия												
2015	К	Н	К	К	К	Н	ПК	Н	0.436	0.127	0.437	К
2019	К	Н	К	К	Н	Н	ПК	Н	0.357	0.127	0.516	ПК
Республика Крым и г. Севастополь												
2015	К	Н	К	К	Н	К	ПК	Н	0.527	0.127	0.346	К
2019	К	Н	К	К	Н	К	Н	Н	0.423	0	0.577	К

<sup>1</sup> Состояние ЭБ в регионе признается кризисным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии “К” превышает 0.4.

<sup>2</sup> Состояние ЭБ в регионе признается нормальным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии “Н” превышает 0.7.

ников в балансе КПП с 30 до 50%. С достаточным запасом обеспечивается максимальная электрическая нагрузка. В результате по первому блоку индикаторов Ростовская область в 2019 г. имеет высокие показатели с точки зрения ЭБ.

Немного отличается ситуация в Республике Крым и Республике Калмыкия. На данный момент регионы недостаточно обеспечены собственными источниками электроэнергии для покрытия требуемых объемов и основной упор сделан на межсистемные связи. Производства КПП в регионах практически нет, поэтому ситуация, описываемая данным индикатором, оценивается как кризисная.

По второму блоку индикаторов (табл. 7) в Краснодарском Крае и Республике Адыгея кризисная ситуация по инд. 2.1 обусловлена долей газа в балансе КПП почти 99%. Добыча природного газа ведется в том числе и на рассматриваемых территориях, однако составляет от объемов потребления только 35%.

В Астраханской области показатели инд. 2.2 перешли в область приемлемых значений за счет снижения доли Астраханской ТЭЦ-2 при увеличении установленной мощности региона на 120 МВт за пятилетний период.

В Волгоградской и Ростовской области, Республике Крым и Калмыкии наблюдается кризисная ситуация с точки зрения ЭБ по индикатору 2.1 из-за слишком высокой доли газа в балансе потребления КПП.

Переход из кризисных значений в область приемлемых отмечен в республике Калмыкия (инд. 2.2). Благодаря вводу Малодербетовской СЭС (15 МВт) и Яшкульской СЭС (33.5 МВт, крупнейшая), доля доминирующего источника в располагающей мощности региона снизилась с 95 до 36.3%.

Индикатор 2.3, отражающий уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территории региона, также учитывался при анализе рассмотренных выше субъектов ЮФО.

Почти для всех субъектов ЮФО увеличенное потребление может быть полностью обеспечено, что соответствует зоне приемлемых (нормальных) состояний. Исключение составляет Краснодарский край и Республика Адыгея, где ситуация оценивается как предкризисная. Республика Крым относится к регионам со сравнительно мягким климатом (температура наиболее холодной пятидневки – 17°С [11]), однако из-за недостаточных возможностей обеспечения региона ТЭР по данному индикатору ситуация кризисная.

По третьему блоку индикаторов полностью приемлемой ситуацию нельзя назвать ни в одном из субъектов.

Краснодарский край и Республика Адыгея. Переход в предкризис и кризис по индикаторам из приемлемых состояний (табл. 8) за пять лет. Были проведены капитальные ремонты и модернизация на Сочинской ТЭС и на Краснополянской ГЭС с общим увеличением мощности на 10 МВт.

В Астраханской области значения индикатора износа ОПФ энергетики находятся в области предкризисных значений. По инд. 3.2 состояние приемлемое, обусловленное развитием в регионе возобновляемых источников энергии, таких как солнечные электростанции: ввод в 2017 г. СЭС Заводская (15 МВт), в 2019 г. – Ахтубинская, Михайловская и Лиманская, общей мощностью 105 МВт.

В Волгоградской области наблюдается ухудшение ситуации по третьему блоку индикаторов. Отсутствие серьезных капитальных ремонтов, демонтаж и выводы оборудования, недостаточная модернизация, все это усугубило общее состояние ОПФ энергетического хозяйства региона. Из последних вводов мощностей до 2019 г. была запущена в работу только Волгоградская СЭС (25 МВт) в 2017 г.

Ростовская область в предкризисное состояние перешла из приемлемых. Ввод мощностей за последние пять лет только в 2017 г. на Новочеркасской ГРЭС (324 МВт), а также модернизация на Ростовской ТЭЦ 2 (20 МВт).

Республика Калмыкия находится в предкризисном состоянии по степени износа ОПФ, однако наблюдается динамика улучшения. Благодаря вводу СЭС и ВЭС в регионе за последние пять лет ситуация оценивается как приемлемая.

В Республике Крым проходит обновление и модернизация ОПФ энергетического хозяйства с 2016 г. и по индикатору 3.2 в республике отмечено приемлемое состояние. Энергосистема Крыма была подключена к ЕЭС России за счет ввода энергомоста мощностью 800 МВт в 2015–2016 гг., ввода в 2019 г. 940 МВт (ПГУ на Балаклавской и Таврической ТЭС). В 2017 г. запустили 4 Мобильных ГТЭС общей мощностью 90 МВт. В результате чего степень износа ОПФ энергетического хозяйства по региону изменилась по показателям и общее состояние оценивается как приемлемое.

#### *Интегральная оценка ЭБ по регионам ЮФО*

Результаты интегральной оценки состояния ЭБ по регионам ЮФО представлены в табл. 9.

По результатам проведенного индикативного анализа субъектов ЮФО приемлемое состояние энергетической безопасности можно отметить только в Астраханской области. В остальных субъектах ситуация остается предкризисной или даже ухудшается (Ростовская область). Кризисную ситуацию в республике Крым определяют следующие факторы: за счет собственной добычи газа республика обеспечивает только 35% потребностей; в республике не могут быть обеспечены пиково возрастающие потребности в ТЭР в условиях возможных резких похолоданий; доля газа в балансе КПП составляет 97%.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрены вопросы анализа ситуации с обеспечением ЭБ в регионах, значительно отличающихся по климатическим условиям, а также по системам топливо и энергоснабжения.

Анализ показал, что в регионах СФО в большей степени обладающих собственными источниками ТЭР продолжает ухудшаться ситуация с долей доминирующего ресурса в общем потреблении КПП и с долей наиболее крупного генерирующего источника. В регионах ЮФО ситуация изменилась в основном по первому блоку индикаторов, производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения регионов.

В целом следует отметить, что практически во всех регионах быстрыми темпами ухудшается ситуация со старением ОПФ энергетики, а, следовательно, и с возможностями увеличения числа ЧС с топливо- и энергоснабжением потребителей по причинам выхода из строя того или иного оборудования. Таким образом, представленный индикативный анализ позволяет выявить проблемы в различных аспектах обеспечения ЭБ регионов и помогает в разработке мер, направленных на ее повышение.

Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0003 (регистрационный номер: АААА-А21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бушуев В.В., Вороний Н.И., Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. и др. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998. С. 302.
2. Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Чельцов М.Б. и др. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // Известия РАН. Энергетика. 2000. № 6. С. 31–39.
3. Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. С. 198.
4. Сендеров С.М., Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Славин Г.Б., Воробьев С.В., Смирнова Е.М. Методика мониторинга состояния энергетической безопасности России на региональном уровне, Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2014. С. 146.
5. Сендеров С.М. Оценка уровня энергетической безопасности регионов России и основные принципы создания системы мониторинга энергетической безопасности // Безопасность объектов топливно-энергетического комплекса. 2012. № 1(1). С. 125–130.
6. Статистическая форма Росстата: Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива и теплоэнергии, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов за 2015–2019 гг.
7. Статистическая форма Росстата: Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов за 2015–2019 гг.
8. Статистическая форма Росстата: Техничко-экономические показатели электростанций, районных котельных за 2015–2019 гг.
9. Бушуев В.В., Вороний Н.И., Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. и др. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука. Сиб. Изд. Фирма РАН, 1998. С. 302.

10. Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Чельцов М.Б. и др. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // Известия РАН. Энергетика. 2000. № 6. С. 31–39.
11. Свод правил СП 131.13330.2018 “Строительная климатология” СНиП 23-01-99, Москва, 2018.

### **Indicative Analysis of Trends in the Level of Energy Security on the Example of the Siberian and Southern Federal Districts**

**S. M. Senderov<sup>a</sup> and E. M. Smirnova<sup>a, \*</sup>**

<sup>a</sup>*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*  
*\*e-mail: smirnova.e.m@sem.irk.ru*

The article presents an analysis of the main trends and scales of changes in the state of energy security (ES) of the constituent entities of the Russian Federation located on the territories of the Siberian and Southern Federal Districts. The analysis of the problems was carried out on the basis of the use of the apparatus for monitoring and indicative analysis of electronic security, developed at the ISEM SB RAS. The dynamics of changes in the values of the most important indicators and integral assessments of the state of electronic security in the indicated regions is shown. The reasons for the formation of the main negative trends are presented.

*Keywords:* energy security, fuel and energy supply, Siberian Federal District, Southern Federal District, indicative analysis

УДК 621.039

## БЫСТРЫЕ РЕАКТОРЫ С ТЯЖЕЛЫМ ЖИДКОМЕТАЛЛИЧЕСКИМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ: ОСОБЕННОСТИ И СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

© 2022 г. Б. А. Габараев<sup>1, \*</sup>, А. И. Орлов<sup>2, \*\*</sup>

<sup>1</sup>Акционерное общество “Ордена Ленина Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники им. Н.А. Доллежалы”, НИУ “МЭИ”, Москва, Россия

<sup>2</sup>Акционерное общество “ПРОРЫВ”, Москва, Россия

\*e-mail: boris-gabaraev@yandex.ru

\*\*e-mail: oai@proryv2020.ru

Поступила в редакцию 01.11.2021 г.

После доработки 02.02.2022 г.

Принята к публикации 15.02.2022 г.

Одной из наиболее перспективных технологий, способных решить накопившиеся проблемы мировой ядерной энергетики, являются быстрые реакторы с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем (ТЖМТ – свинец или эвтектический висмут-свинцовый сплав). Разработки данной инновационной энерготехнологии проводятся в России, США, Китае и Европейском союзе. Лидером является Россия, уделявшая в течение ряда десятилетий этой тематике приоритетное внимание. В июне 2021 г. началась заливка первого бетона в основание российского реактора БРЕСТ-ОД-300 со свинцовым теплоносителем, пуск которого намечен на 2026 г. Также обращает на себя внимание состояние разработок семейства китайских реакторов CLEAR. Выполнен большой объем НИОКР, сооружаются крупномасштабные неядерные экспериментальные установки. Международные консорциумы по разработке реакторов ALFRED, PLFR и MYRRHA также не предвидят неразрешимых технических проблем, формулируют требования к необходимым для дальнейших работ экспериментальным установкам и кандидатным материалам и технологиям.

*Ключевые слова:* быстрый реактор, тяжелый жидкометаллический теплоноситель, замкнутый ядерный топливный цикл, Россия, США, Китай, Европейский союз

**DOI:** 10.31857/S0002331022030025

### ВВЕДЕНИЕ

В 70-х годах прошлого века мировое экспертное сообщество видело прогноз развития ядерной энергетики (ЯЭ) в безусловно оптимистичных тонах, предполагая дальнейшее стремительное развитие данной отрасли, вплоть до того, что к 20-м гг. XXI в. ЯЭ должна была занять 30% в мировом объеме энергопроизводства [1]. Однако данным прогнозам не суждено было сбыться.

По состоянию на начало 2020 г. по данным МАГАТЭ [2] в мире эксплуатировались 444 ядерных энергоблоков общей установленной электрической мощностью (нетто) примерно 392 ГВт, и 54 ядерных энергоблока (57.4 ГВт) находились в стадии строительства. Согласно данным 2016 г., вклад ЯЭ в мировое энергопроизводство составляет 5%, при этом доля в производстве электричества составляет 10%. В России же доля атомной энергии в общем производстве электроэнергии составляет 20%.

Энергопотребление в мире продолжает расти, несмотря на рецессию 2008–2009 гг. и большую неопределенность в перспективах дальнейшего развития экономики, глав-

ным образом, за счет развивающихся стран, и эта тенденция сохранится, по крайней мере, на десятилетия вперед.

Основу современной мировой ядерной энергетики (ЯЭ) составляют тепловые реакторы (ТР) с урановым топливом в режиме открытого ядерного топливного цикла (ОЯТЦ). Технологическая база LWR, составляющих основу мировой ЯЭ, достаточна для прогнозируемых (до 2050 г.) масштабов строительства АЭС, однако ее потенциал в решении долгосрочных энергетических проблем ограничен из-за несоответствия уровня технической безопасности основному требованию к крупномасштабной ЯЭ – исключению аварий, требующих эвакуации населения (Три-Майл-Айленд – 1979 г.; Чернобыль – 1986 г.; Фукусима – 2011 г.).

В рамках организованного в начале века крупнейшего международного форума GENERATION-IV страны-разработчики ядерных технологий выработали требования к реакторам нового 4-го поколения [3]. Среди шести технологий, выбранных для совместного развития, четыре – это различные технологии БР и ЗЯТЦ.

В рамках другого крупнейшего международного проекта МАГАТЭ – ИНПРО были сформулированы требования пользователей к инновационным ЯЭ системам, удовлетворяющим принципам устойчивого развития [4]. Исследования ИНПРО также подтвердили важность развития технологий БР и ЗЯТЦ в особенности для стран с большим парком АЭС или планирующих масштабное развитие ЯЭ.

Одной из наиболее перспективных технологий, способных решить накопившиеся проблемы мировой ЯЭ, являются быстрые реакторы с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем (ТЖМТ). Обзор основных проектов в данной области приведен в данной статье.

## 1. ОПЫТНО-ДЕМОНСТРАЦИОННАЯ РЕАКТОРНАЯ УСТАНОВКА БРЕСТ-ОД-300

Энергоблок с РУ БРЕСТ-ОД-300 с плотным нитридным топливом и высококипящим свинцовым теплоносителем разрабатывается в рамках проектного направления “Прорыв” для формирования, реализации и демонстрации инновационных технологий ядерной энергетики естественной безопасности на основе быстрых реакторов и их замкнутого ядерного топливного цикла. РУ БРЕСТ-ОД-300 рассматривается как прототип будущих коммерческих быстрых реакторов типа БРЕСТ для крупномасштабной ядерной энергетики, которая в состоянии взять на себя основной прирост производства электроэнергии и на многие годы решить проблему энергетического обеспечения устойчивого развития человечества.

Энергоблок предполагается эксплуатировать в составе ОДЭК с пристанционным замкнутым ядерном топливном циклом. Отработка полного технологического цикла является второй основной задачей его создания. Основные технические характеристики энергоблока и реакторной установки приведены ниже [1].

**Характеристики энергоблока.** Энергоблок, реакторная установка и основная часть оборудования являются инновационными и не имеют действующих аналогов. Выбор основных технических характеристик и конструкторских решений в РУ БРЕСТ-ОД-300, включая уровень мощности 700 МВт(т), специфическую схему циркуляции свинцового теплоносителя, систему нормального и аварийного расхолаживания и др., определялся не только задачей продемонстрировать свойства естественной безопасности этой реакторной технологии, учитывались также требования преемственности технических решений в будущих разработках РУ большей мощности.

### Основные характеристики энергоблока и РУ БРЕСТ-ОД-300

Номинальная тепловая/электрическая мощность, МВт	700/300
КИУМ	0.8
Интервал работы между перегрузками топлива, эф. сут	300

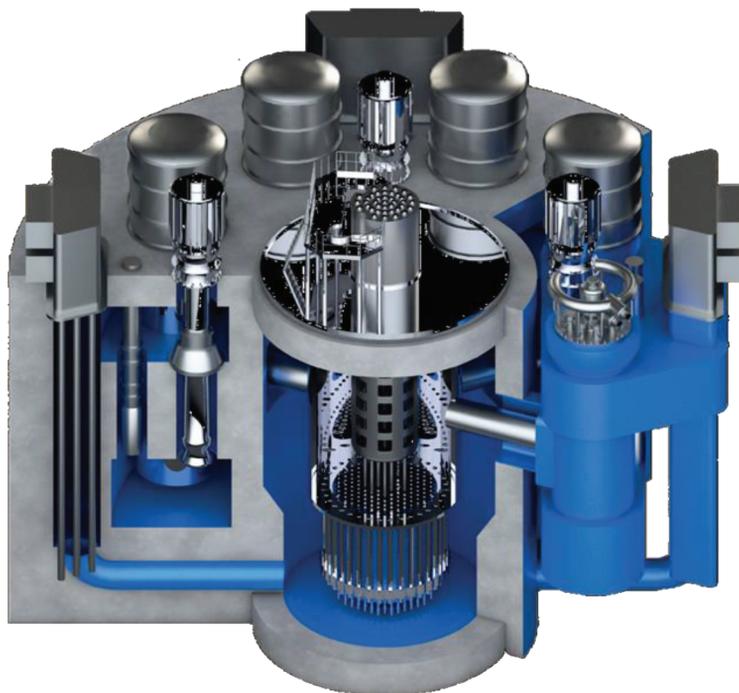
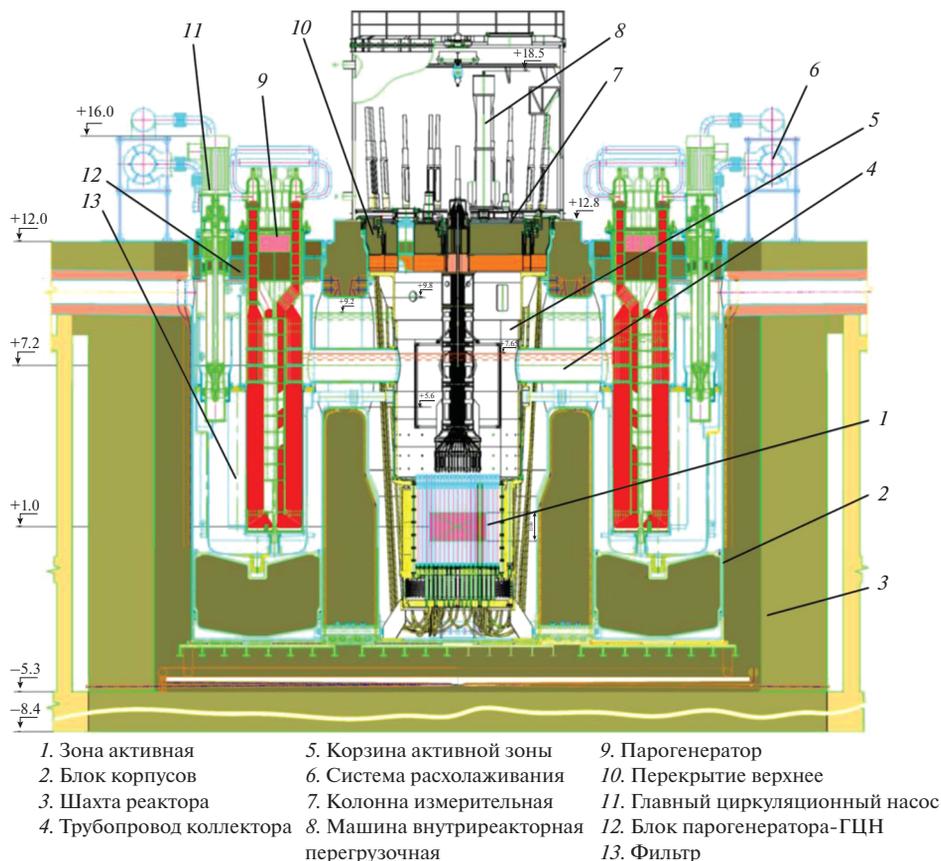


Рис. 1. Реакторная установка БРЕСТ-ОД-300.

Температура теплоносителя на входе/выходе из активной зоны, °С	420/535
Температура/давление пара, °С/МПа	505/17
КПД, %	43.5
Объем теплоносителя первого контура, м <sup>3</sup>	900
Сейсмостойкость ПЗ/МРЗ, балл	7/8
Срок эксплуатации, лет	30
Численность промышленно-производственного персонала, чел.	316

**Реакторная установка БРЕСТ-ОД-300** является главным инновационным решением в составе энергоблока. Ее схема приведена на рис. 1. Особенность реакторного блока – его бассейновая конструкция с интегральной компоновкой свинцового контура, содержащего в своем составе активную зону с отражателями и органами СУЗ, парогенераторы (ПГ), насосы, оборудование перегрузочного комплекса, системы очистки свинца и поддержания в нем кислородного режима, а также другое вспомогательное оборудование, размещенные в облицованных сталью центральной и четырех периферийных (по числу петель циркуляции свинцового теплоносителя) полостях металлобетонного корпуса с системой охлаждения (рис. 2 и 3). Температура наружной поверхности корпуса на границе со строительными конструкциями поддерживается в допустимых пределах системой охлаждения естественной циркуляцией воздуха.

Принудительная циркуляция свинца через активную зону обеспечивается создаваемой насосами разницей уровней “холодного” и “горячего” теплоносителя. Охлажденный в ПГ свинец подается насосами на верхний (напорный) уровень и далее по опускающему кольцевому участку контура в центральной полости поступает на вход в актив-



**Рис. 2.** Продольный разрез РУ БРЕСТ-ОД-300: 1 – активная зона (а.з.); 2 – блок корпусов; 3 – шахта реактора; 4 – трубопровод коллектора; 5 – корзина а.з.; 6 – система расхолаживания; 7 – колонна измерительная; 8 – машина внутриреакторная перегрузочная; 9 – ПГ; 10 – перекрытие верхнее; 11 – ГЦН; 12 – блок ПГ-ГЦН; 13 – фильтр.

ную зону, где при проходе через активную зону снизу вверх нагревается. Далее свинец поступает в ПГ и через межтрубное пространство, отдавая тепло воде-пару 2-го контура, стекает в камеры всаса, откуда насосами поднимается на верхний свободный уровень. На выходе из насоса свинцовый теплоноситель входит в контакт с газовым контуром, где осуществляется сепарация захваченного свинцом газа, а также пара в случае течи труб ПГ.

Питательная вода 2-го контура, догретая свежим паром в смешивающем подогревателе высокого давления до температуры  $340^{\circ}\text{C}$ , подается при давлении 18.5 МПа на вход каждого ПГ. Этим достигается предотвращение падения температуры свинцового теплоносителя ниже температуры его плавления ( $327^{\circ}\text{C}$ ) при пусковых режимах реактора и в аварийных ситуациях. Особенностью 2-го контура является то, что в отличие от существующих проектов АС на него не возлагаются функции безопасности по аварийному отводу тепла от реактора.

**Активная зона РУ БРЕСТ-ОД-300**, набранная из 169 шестигранных ТВС бесчехловой конструкции, выполнена в виде двух радиальных зон – центральной (ЦЗ) и периферийной (ПЗ) (рис. 4). Дистанционирование и крепление стержневых твэлов в ТВС

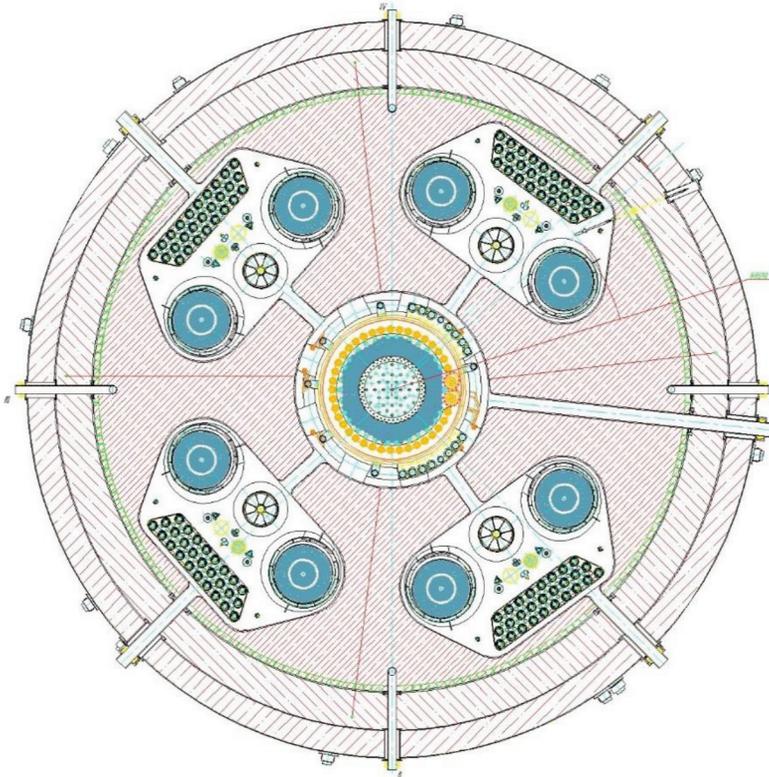


Рис. 3. Поперечный разрез РУ БРЕСТ-ОД-300.

осуществляется решетками. Состав топлива, количество и шаг твэлов во всех ТВС одинаковый. Выравнивание мощностей, максимальных температур твэлов и подогревов теплоносителя по ТВС обеспечивается радиальным профилированием топливной загрузки и расхода свинца путем использования в ТВС ЦЗ твэлов меньшего диаметра, а в ТВС ПЗ – большего. Использование во всех ТВС топлива с одним и тем же составом при условии полного воспроизводства делящихся нуклидов в активной зоне ( $K_{BA} \sim 1$ ) обеспечивает стабильность выровненных распределений по кампании.

**Основные характеристики активной зоны БРЕСТ-ОД-300**

Количество ТВС в активной зоне, шт.	169
Максимальный запас реактивности на мощности, $\beta_{эф}$	0.54
Температурно-мощностной эффект, %	-0.57
Средняя теплонапряженность, МВт/м <sup>3</sup>	175
Максимальная линейная нагрузка на твэл, Вт/см	410
Максимальное выгорание топлива, % т.а.	6*/9
Масса стартовой загрузки СНУП топлива, т	20.8
Масса плутония в стартовой загрузке, т	2.67
Масса топлива при перегрузке при максимальном выгорании 6%/9% т.аг., т	7.2/4.8
Коэффициент воспроизводства (КВ и КВА)	1.05

\*Для начального этапа эксплуатации

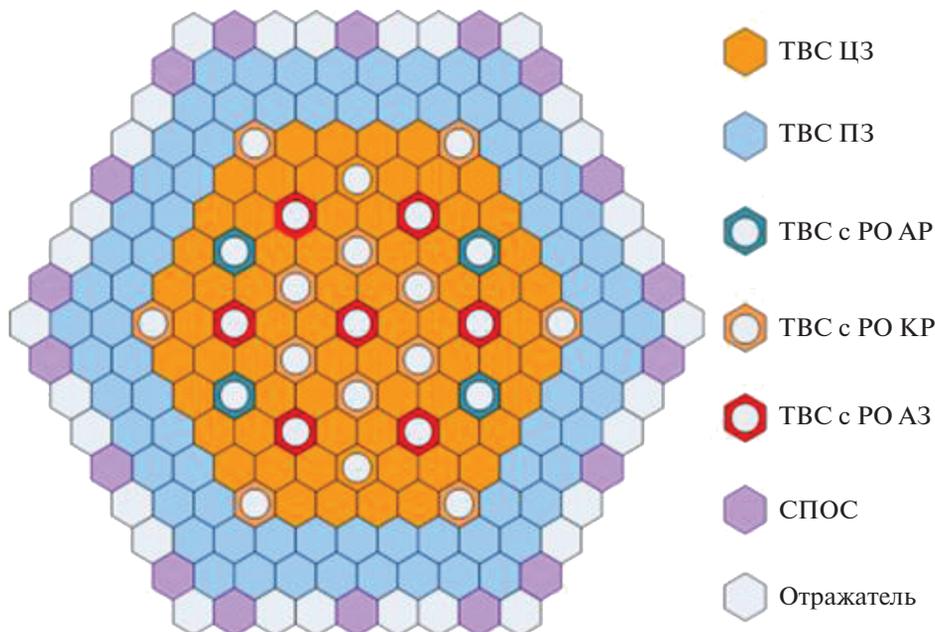


Рис. 4. Активная зона РУ БРЕСТ-ОД-300.

Часть ТВС ЦЗ наряду с твэлами содержит в своем составе рабочий орган системы управления и защиты (РО СУЗ). Совокупность РО СУЗ образует две независимые системы остановки реактора, одна из которых, набранная из РО АЗ, является системой аварийной защиты, а другая, набранная из органов компенсации и автоматического регулирования реактивности (РО КР) и (РО АР), образует вторую систему. Приводы РО СУЗ расположены на верхней поворотной пробке, а сами РО в выведенном положении находятся под активной зоной. При перегрузках топлива приводы расцепляются от РО, которые всплывают в активную зону и удерживаются в ней под воздействием силы Архимеда, обеспечивая глубоко подкритическое состояние РУ.

Использование бесчехловых ТВС по сравнению с чехловыми обеспечивает более высокий уровень безопасности. Для бесчехловой ТВС при перекрытии расхода теплоносителя на входе теплоотвод обеспечивается за счет перетока теплоносителя из “соседних” ТВС. Расчеты показали, что постулированное перекрытие расхода теплоносителя на входе семи ТВС бесчехловой конструкции в центральной части активной зоны не приводит к росту температуры поверхности твэлов, превышающему принятый критерий приемлемости 800°C.

Активная зона окружена рядами заменяемых блоков свинцового отражателя и стальной защиты, зона воспроизводства в проекте отсутствует. Блоки отражателя выполнены в виде шестигранного плотного стального кожуха, заполненного свинцовым теплоносителем с малым расходом циркуляции. Часть блоков свинцового отражателя выполнена в виде устройств, подобных газовому колоколу, уровень столба свинца в которых “отслеживает” напор (расход) теплоносителя и влияет на утечку нейтронов. Каналы со столбами свинца, являющиеся элементами системы пассивной обратной связи (СПОС), обеспечивают связь мощности (реактивности) реактора с расходом (напором) теплоносителя через активную зону, позволяют уменьшить оперативный запас реактивности на стержнях регулирования и являются важным фактором без-

**Таблица 1.** Основные параметры реактора ALFRED на разных этапах демонстрационной программы

	Этап 0 (пусковой)	Этап 1 (низкотемпературный)	Этап 2 (среднетемпературный)	Этап 3 (высокотемпературный)
Температура на входе активной зоны, °C	390	390	400	400
Температура на выходе активной зоны, °C	390	430	480	520
Тепловая мощность, МВт	≈0	100	200	300

опасности, вводя отрицательную реактивность при снижении или отключении принудительного расхода.

Отсутствие традиционного для быстрых реакторов уранового бланкета и замена его на блоки свинцового отражателя исключает наработку плутония оружейного качества (технологическая мера усиления режима нераспространения ядерного оружия), способствует выравниванию пространственного распределения поля нейтронов и мощности в активной зоне и исключает ввод положительной реактивности при снижении уровня свинца в контуре в случае течи или откачки теплоносителя.

## 2. РЕАКТОР ALFRED (ADVANCED LEAD-COOLED FAST REACTOR EUROPEAN DEMONSTRATOR)

Реактор ALFRED изначально был спроектирован с повышенным запасом безопасности [5], и в настоящее время его технический проект подвергается существенному изменению с целью упрощения конструкции, повышения надежности и обеспечения масштабируемости. Международный консорциум FALCON во главе с итальянской Ansaldo Nucleare и румынской ICN намерен к 2035–2040 гг. превратить реактор ALFRED в прототип конкурентоспособного коммерческого быстрого реактора со свинцовым теплоносителем для атомной станции малой мощности (АСММ). Предложен поэтапный план демонстрационной программы развития реактора ALFRED, основные параметры которого показаны в табл. 1.

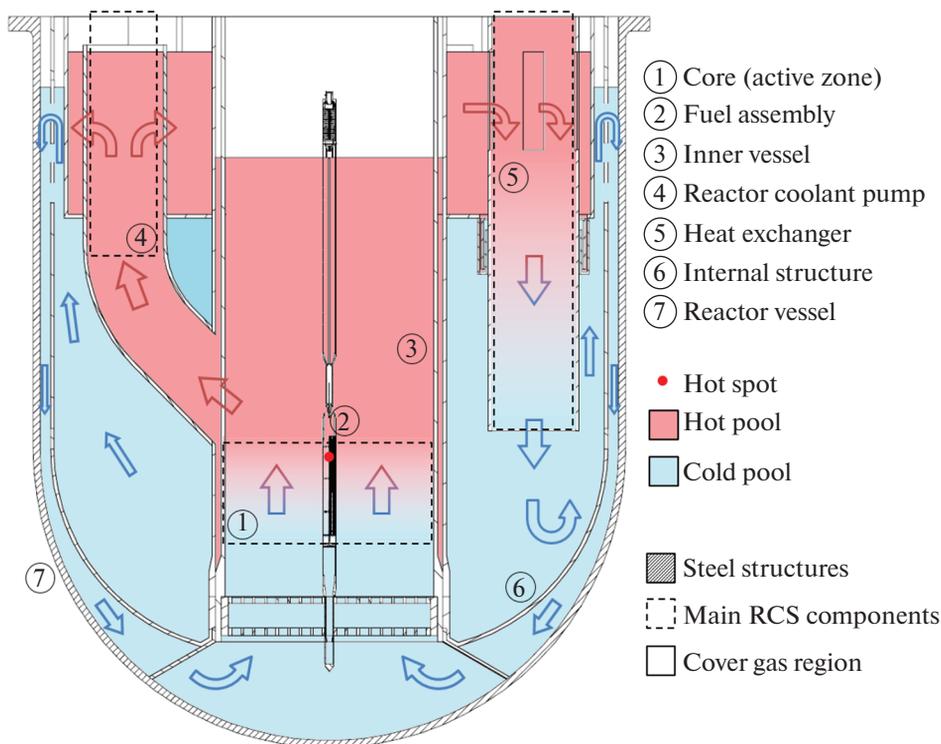
Температура теплоносителя на выходе из активной зоны будет повышаться постепенно от этапа к этапу, переходя от достигнутого на исследовательской установке уровня к уровню, требуемому для коммерческих установок. Параллельно с демонстрационной программой реактора ALFRED, которая позволит накопить опыт эксплуатации и проверить вопросы, связанные с безопасностью, будет реализовываться программа НИОКР, обеспечивающая эту демонстрационную программу усовершенствованными технологическими и конструкторскими решениями.

Циркуляционный контур свинцового теплоносителя реактора ALFRED (конфигурация, основные зоны, направление течения свинца) показан на рис. 5.

На этапе 1 проводятся исследования двух важнейших аспектов технологии быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем:

- совместимость свинца с конструкционными материалами;
- регулирование физхимии свинцового теплоносителя.

В реакторе ALFRED планируется поддерживать концентрацию растворенного кислорода в жидком свинце от  $10^{-6}$  до  $10^{-8}$  вес. % и применять конструкционные материалы ядерной чистоты (в особенности, аустенитные стали типа 316 или 15-Ti), показавшие совместимость со свинцом в выбранном диапазоне температуры. Однако в настоящее время в странах ЕС для бассейновых систем пока не разработана реальная технология локального регулирования концентрации растворенного кислорода, поэтому на первом этапе реактор ALFRED будет работать с приблизительно равномер-



**Рис. 5.** Циркуляционный контур свинцового теплоносителя реактора ALFRED (конфигурация, основные зоны, направление течения свинца): Core (active zone) – активная зона; Fuel assembly – тепловыделяющая сборка; Inner vessel – внутренний корпус; Reactor coolant pump – циркуляционный насос теплоносителя; Heat exchanger – теплообменник; Internal structure – внутренняя разделительная конструкция; Reactor vessel – корпус реактора; Hot spot – горячее пятно; Hot pool – горячая зона; Cold pool – холодная зона; Steel structures – стальные конструкции; Main RCS components – основные внутриконтурные элементы; Cover gas region – защитный газовый объем.

ной концентрацией растворенного кислорода  $10^{-7}$  вес. % плюс/минус один порядок величины.

На следующих этапах потребуются специальные квалификационные программы перед внедрением технологического решения в реактор, применение различных стратегий в самом реакторе или параллельно в отдельных экспериментальных установках. Более того, последовательно будут решаться другие проблемы технологии быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем:

- минимизация скорости течения теплоносителя в первом контуре (за исключением области легкозаменяемого рабочего колеса циркуляционного насоса), как и зоны с резким изменением количества движения (например, зоны сильной турбулентности или столкновения потоков);

- внедрение саморегулируемой пассивной системы отвода остаточного тепловыделения, благодаря которой расчетное время до застывания свинцового теплоносителя значительно снизилось по сравнению с ранее заявленным 72-часовым периодом;

- применение более компактных внутриконтурных элементов (весь ядерный остров должен быть установлен на опоры из высокодемпфирующей резины) уже проверенных при полномасштабных динамических колебаниях;

– все элементы, подлежащие эксплуатационному контролю, должны быть сделаны извлекаемыми и заменимыми, что позволяет производить контроль и ремонт в отсутствие расплава свинца и, кроме того, расширяет демонстрационные возможности реактора ALFRED.

Для нормального эксплуатационного режима конструкционных материалов в горячей зоне (выходной коллектор активной зоны и входные коллекторы теплообменников) температурные условия работы составляют 430, 480 и 520°C при тепловой мощности реактора 100, 200 и 300 МВт соответственно [5]. В условиях аварийного режима максимальная температура конструкционных материалов в этой же зоне при тех же значениях тепловой мощности реактора составляют 480, 590 и 680°C.

Следует отметить, что максимальная температура конструкционных материалов достигается не в горячей зоне, а в так называемом “горячем пятне” активной зоны с ее неравномерным энерговыделением, т.е. на наружной поверхности стенки твэла самого горячего канала. В зависимости от тепловой мощности реактора (100, 200 и 300 МВт) максимальная температура конструкционных материалов в “горячем пятне” составляла 450, 535 и 600°C для нормального эксплуатационного режима и 520, 650 и 800°C для аварийного.

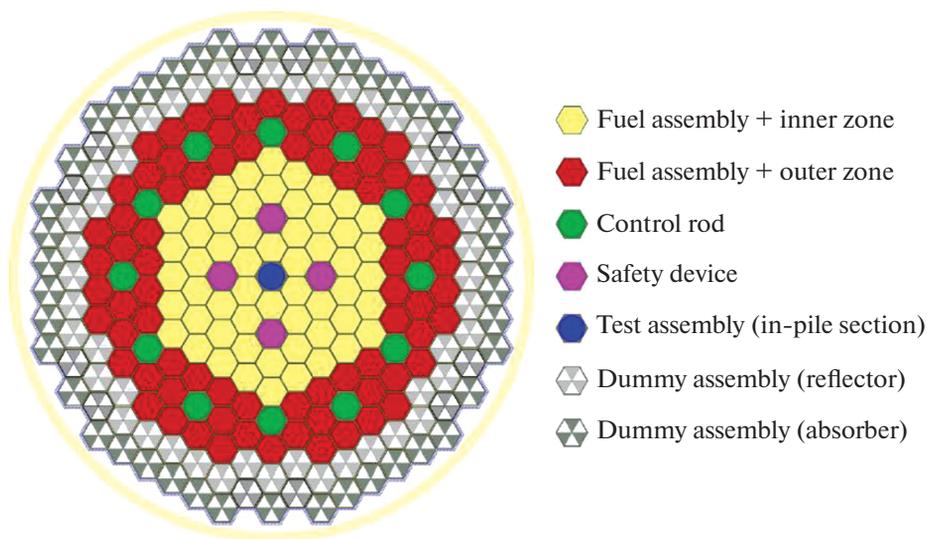
С учетом температурных и радиационных условий разработана стратегия подхода к различным внутриконтурным элементам реактора ALFRED. Предложена логика категоризации защитных мер с указанием соответствующего риска. Разработана таблица предварительной категоризации защитных мер для внутриконтурных элементов реактора ALFRED, согласно которой для тепловыделяющих сборок (ТВС) и твэлов риск является умеренно высоким, для внутреннего корпуса, корзины активной зоны, диагональной решетки, внутренней конструкции, теплообменников (парогенераторы и система отвода остаточного тепловыделения, вала и крыльчатки) уровень риска несколько ниже, а именно средний. Самый низкий уровень риска имеет место для корпуса реактора.

Наиболее напряженными элементами по температуре и облучению являются оболочки твэлов. По этой причине ТВС планируют менять каждые пять лет, причем ТВС, предназначенные для следующего этапа, предварительно испытывают во время текущего этапа, помещая их в центре активной зоны.

Показанная в табл. 1 поэтапная демонстрационная программа развития реактора ALFRED предусматривает [6], особенно на третьем этапе (работа на полной мощности), существенно иные условия работы, чем предполагалось в первоначальной концепции установки. Для оперативного проведения квалификационных вне реакторных испытаний тех усовершенствований, которые предлагаются применительно к изменившимся условиям работы, в ЕС не хватает облучательных установок. Потеря времени отдалает момент выхода технологии быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем на коммерческий рынок. Это обстоятельство подтолкнуло к внесению изменений в конструкцию активной зоны реактора ALFRED с целью проведения квалификационных испытаний предлагаемых усовершенствований на текущем этапе и внедрения успешно испытанных усовершенствований на последующих этапах.

При внесении изменений в конструкцию активной зоны реактора ALFRED разработчики руководствовались критерием пригодности результирующей конструкции на всех трех этапах демонстрационной программы развития реактора, особенно на последнем этапе, когда установка работает на полной мощности.

Стремление сохранить присущие демонстрационной установке ALFRED большие запасы по безопасности и технологичность привело к необходимости уменьшения массового расхода свинцового теплоносителя. Разработчики достигли этого не только за счет снижения скорости свинца, они с целью улучшения нейтронно-физических характеристик одновременно уменьшили шаг решетки твэлов в ТВС и увеличили активную длину твэлов. Кроме того, было принято решение поместить в центр каждой ТВС измерительный макетный стержень для внутриреакторного контроля эксплуата-



**Рис. 6.** Поперечное сечение новой конфигурации активной зоны реактора ALFRED: Fuel assembly – Inner zone – ТВС-внутренняя зона; Fuel assembly-outer zone – ТВС-наружная зона; Control rod – регулирующий стержень; Safety device – элемент аварийной защиты; Test assembly in-pile section – внутриреакторный экспериментальный участок; Dummy assembly (reflector) – макетные ТВС (отражатель); Dummy assembly (absorber) – макетные ТВС (поглотитель).

ционных параметров. Основные изменения параметров активной зоны показаны в табл. 2.

Расчеты показали, что перепад давления в активной зоне уменьшился с 1.08 до 0.78 бар, улучшились нейтронно-физические характеристики, благодаря увеличению как объемной доли топлива в ячейке ТВС с 30.3 до 31.6%, так и отношения высоты активной зоны к ее диаметру с 0.489 до 0.752. Действительно, увеличение длины твэла (табл. 2) позволяет уменьшить число твэлов, необходимых для получения номинальной мощности реактора при той же линейной нагрузке, и снизить тем самым необходимое число ТВС. Соответственно уменьшается радиус активной зоны, которая в этом случае умещается во внутреннем корпусе диаметром 2.9 м.

С учетом изменений конструкции ТВС получена показанная на рис. 6 конфигурация активной зоны, включающая 134 ТВС, 12 регулирующих стержней, 4 элемента системы аварийной остановки и 1 специальную позицию для проведения внутриреакторных облучательных экспериментов. Эти сборки окружены 102 макетными ТВС

**Таблица 2.** Основные изменения параметров активной зоны

	Предыдущая конфигурация (проект "LEADER")	Новая конфигурация (проект "FALCON")
Массовый расход свинца, кг/с	≈25694	≈17174
Скорость свинца, м/с	≈1.368	≈1.278
Шаг решетки твэлов в ТВС, мм	13.86	13.60
Активная длина твэлов, см	60	81

(вытеснителями), образующими два концентрических кольца, внутреннее из которых отражает нейтроны утечки обратно в активную зону, а наружное экранирует внутренний корпус от радиационного облучения.

Расчеты по программе ERANOS 2.2N показали, что приведенная конфигурация активной зоны удовлетворяет требованиям по критичности реактора во время работы реактора, снижению неравномерности между твэлами по распределению энерговыделения и обеспечению должной противореактивной эффективности системы регулирования мощности и системы аварийной остановки.

Следует отметить, что регулирующие стержни вводятся в активную зону снизу, как и в первоначальном проекте реактора ALFRED. Возможен их пассивный ввод под воздействием подъемной силы (при открытии электромагнитной защелки), когда эти стержни играют роль первой системы аварийной защиты.

Система аварийной остановки реактора сильно отличается от принятой в первоначальном проекте ALFRED, в настоящее время она проходит процедуру патентования. Она не основана на вводе поглощающего стержня в активную зону, срабатывает как по управляющему сигналу, так и самопроизвольно.

Эффективность системы регулирующих стержней и новой системы аварийной остановки реактора подтверждена расчетами по программе ERANOS, результаты которых свидетельствуют о достаточно больших запасах новой активной зоны реактора ALFRED по безопасности.

### 3. РЕАКТОРЫ PLFR И FOAK (WLFR – WESTINGHOUSE LEAD FAST REACTOR)

Целью данного проекта, инициированного компанией “Westinghouse Electric” в рамках Международного форума “Generation IV” (GIF), является создание конкурентоспособного масштабируемого модульного пассивно безопасного быстрого реактора средней мощности со свинцовым теплоносителем, отвечающего самым высоким стандартам по безопасности и устойчивости [7].

Westinghouse следует поэтапному подходу, согласно которому в ближнесрочной перспективе создается прототипный реактор PLFR (Prototype Lead Cooled Fast Reactor) электрической мощностью 300 МВт, на котором в течение нескольких лет будет демонстрироваться и совершенствоваться энерготехнология на быстрых реакторах с ТЖМТ. Затем на базе демонстрационного этапа предполагается создание первого коммерческого энергоблока FOAK (First of a Kind) электрической мощностью 465 МВт, который сохранит основные решения PLFR, но будет отличаться от него применением более совершенных конструкционных материалов и топлива [8].

В настоящее время проект находится на концептуальной стадии разработки. Westinghouse сотрудничает с ведущими американскими и зарубежными организациями в области разработки ядерных энергоустановок: ENEA и Ansaldo Nucleare из Италии, Nuclear Advanced Manufacturing Research Center, National Nuclear Laboratory; University of Manchester и University of Cambridge из Великобритании, Fauske&Associates, Argonne National Laboratory, Oak Ridge National Laboratory, Los Alamos National Laboratory, University of New Mexico и Brigham Young University из США.

Ключевым отличием подхода Westinghouse является стремление к реализации следующих инноваций [7]:

- *Материалы, способные работать в жидком свинце при температурах до 650°С.* Испытания этих материалов проводятся параллельно с разработкой PLFR. Westinghouse ставит целью получить значения КПД энергоблока, близкие к 50%.
- *Компактные гибридные микроканальные теплообменники первого контура (ТПК).* Благодаря компактности ТПК можно уменьшить габариты и вес корпуса реактора.
- *Усовершенствованная система преобразования энергии (СПЭ) со сверхкритическим диоксидом углерода (sCO<sub>2</sub>).* Выбор такой системы позволяет уменьшить габариты тур-

бомашинного оборудования, обеспечить компактность компоновки, повысить КПД энергоблока и оптимизировать использование воздуха, как конечного стока отводимого тепла.

- Система накопления тепловой энергии. Благодаря этой системе становится возможным обеспечение переменной нагрузки при почти постоянной тепловой мощности реактора.

- *Инновационное топливо (нитрид урана) для коммерческих энергоблоков.* Применение такого топлива повышает безопасность энергоблоков и улучшает их экономичность.

Температура свинца в циркуляционном контуре составляет: на входе активной зоны 420°C, на выходе до 530°C в прототипном PLFR и 655°C в коммерческом FOAK, а давление при этом близко к атмосферному. Корпус реактора служит для удержания свинца, а также используется для отвода (рассеяния) остаточного тепловыделения при отказе нормальной системы отвода остаточного тепловыделения, которая использует ТПК. Следует отметить, что корпус реактора соприкасается со свинцом только в области низких температур, благодаря чему замедляются коррозионно-эрозионные процессы, что должно положительно сказаться на сроке службы.

Инновационным отличием проекта Westinghouse от других быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем является применение компактных гибридных микроканальных теплообменников первого контура (ТПК), передающих тепло из первого контура во второй. Схематическое изображение таких теплообменников, ранее находивших применение в неядерной промышленности, показано на рис. 7.

Первоначально в прототипный реактор PLFR будут загружать HALEU-топливо (диоксид урана с обогащением по  $^{235}\text{U}$  от 5 до 20%) [7], однако не исключается и возможность использования МОКС-топлива, учитывая опыт его применения в быстрых реакторах. Такой подход, благодаря применению изученных материалов и технологий, призван ускорить получение лицензии.

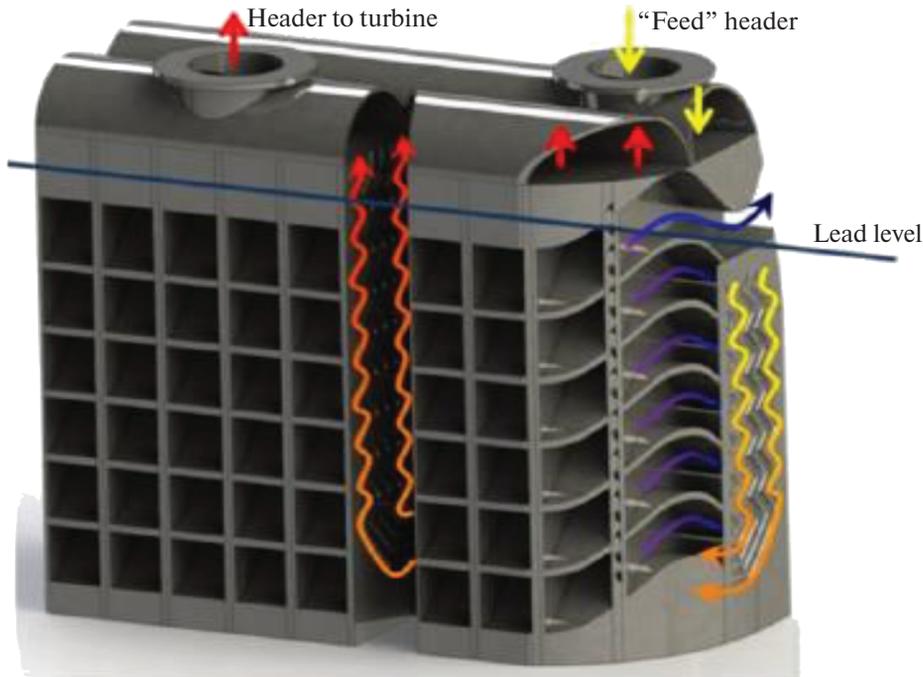
Для загрузки в коммерческий реактор FOAK выбрано нитридное урановое топливо (UN). С ним электрическая мощность энергоблока будет повышена с 300 до 465 МВт при тех же габаритах корпуса реактора, а также возрастет как безопасность установки, так и ее экономичность.

В качестве материала оболочки твэла на ближнесрочную перспективу выбрана нержавеющая сталь 15-15Ti с покрытием из оксида алюминия  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , для которой имеется обширная база данных. На более отдаленную перспективу Westinghouse рассматривает применение других материалов, таких как аустенитные стали с формированием пленки оксида алюминия, карбид-кремниевые композиты, молибденовые и ниобиевые сплавы. В настоящее время лаборатории ENEA проводят исследования коррозии кандидатных материалов в свинце при температурах, представляющих интерес для коммерческих энергоблоков.

PLFR и FOAK имеют по 4 независимых системы останова реактора. Две из них основаны на вводе регулирующих стержней в активную зону и могут использоваться как для регулирования мощности реактора, так и для его останова, две другие основаны на ином принципе действия, обеспечивающем остановку реактора даже при невозможности ввода регулирующих стержней из-за деформации активной зоны. Последние две системы предназначены исключительно для останова реактора.

Ключевую роль в обеспечении безопасности реактора играет пассивная система отвода остаточного тепловыделения (ПСОТ), которая расхолаживает реактор в случае отказа нормальной системы отвода остаточного тепловыделения (НСОТ). Функция ПСОТ реализуется благодаря следующим процессам:

- теплопроводность через стенку корпуса реактора;
- теплоотдача излучением и конвекцией от стенки корпуса реактора к стенке защитного (страховочного) корпуса;
- теплопроводность через стенку защитного корпуса;



**Рис. 7.** Схематическое изображение компактного гибридного микроканального теплообменника: Header to turbine – коллектор выхода на турбину; “Feed” header – “питательный” коллектор; Lead level – уровень свинца.

– теплоотдача естественной конвекцией и кипением к большому объему воды за пределами корпуса реактора;

– переход к отводу тепла за счет естественной конвекции воздуха, циркулирующего за пределами корпуса реактора после выкипания воды.

ПСООТ работает постоянно (даже при нормальной работе энергоблока или длительном останове). Это приводит к тепловым потерям, но так как температура корпуса реактора составляет всего лишь 370–420°C, то потери излучением невелики ( $\approx 2$  МВт). Они практически неощутимы для КПД энергоблока, не грозят застыванием свинца, так как даже в гипотетическом случае очень длительного останова и отказа вспомогательной системы подогрева застывание свинца произойдет не ранее, чем через  $\sim 20$  сут.

Использование СПЭ со сверхкритическим диоксидом углерода позволяет сделать компоновку энергоблока более компактной и повысить КПД по сравнению с вариантом применения традиционной паро-водяной СПЭ. В отличие от обычных для АЭС технологий расхолаживания Westinghouse предполагает применить в СПЭ со сверхкритическим диоксидом углерода воздухоохлаждаемый конденсатор (ВОК).

В настоящее время Westinghouse разрабатывает накопители тепловой энергии для сглаживания нагрузки сети, причем для большей экономической эффективности систему накопления тепловой энергии интегрируют напрямую с турбиной и генератором энергоблока. Такой подход обеспечивает возможность постоянной работы реактора на полной мощности, а изменение нагрузки возможно “отслеживать” увеличением или уменьшением массового расхода рабочего тела ( $sCO_2$ ) через турбину.

**Таблица 3.** Основные этапы программы Westinghouse по созданию реакторной технологии со свинцовым теплоносителем

Начальная дата/Содержание этапа	
2015 г.	Предварительное рассмотрение инновационных реакторных технологий, выбор быстрого реактора со свинцовым теплоносителем для дальнейшей разработки
2017 г.	Завершение предконцептуального проекта, принятие нового проекта бассейнового типа
~2030 г.	Начало сооружения полномасштабного прототипного реактора (PLFR) и его последующая эксплуатация для демонстрации технологии
~2035 г.	Переход от PLFR к реактору FOAK коммерческого энергоблока, начало его эксплуатации

Одна из концепций подобных накопителей тепловой энергии, рассматриваемых в Westinghouse, представляет собой модульный накопитель тепловой энергии в виде залитого теплопередающей жидкостью стального кожуха со сложенными в нем бетонными плитами. Применение накопителей тепловой энергии является простым и экономичным решением проблем электросетей, в которые включены АЭС, стабильно работающие в режиме базовой нагрузки, и альтернативные источники электроэнергии, мощность которых зависит от времени суток или скорости ветра.

Как показано в табл. 3, Westinghouse планирует приступить к сооружению прототипного реактора PLFR приблизительно в 2030 г.

Westinghouse, Argonne National Laboratory (ANL) и Fauske & Associates, LLC (FAI) совместно создают программное обеспечение для расчета переноса и выхода радионуклидов в окружающую среду при различных проектных авариях быстрых реакторов с жидкометаллическим теплоносителем [8]. В качестве основы используются коды SAS4A/SYSSYS-1 (разработка ANL) и FATE (разработка FAI). Первый код моделирует переходные режимы и повреждение топлива, а второй моделирует перенос радионуклидов в теплоносителе первого контура, газовой полости, контайнменте и последующий выход в окружающую среду за пределы площадки АЭС. Базисом для интеграции кодов явилось хорошее согласование результатов моделирования теплогидравлики быстрого реактора со свинцовым теплоносителем.

В рамках этой деятельности создан модуль RRM (Radionuclide Release Module) для моделирования выхода радионуклидов из перегретого топлива и их удержания в теплоносителе. Валидация RRM проведена на экспериментах, выполненных в США, Франции и Японии.

На примере аварии с неконтролируемым ростом мощности продемонстрирована способность интегрального кода SAS4A-FATE смоделировать разогрев и разрушение топлива, выход радионуклидов в топливо и их перенос в свинцовом теплоносителе, газовом объеме и контайнменте. Для дальнейших исследований потребуются экспериментальные данные, чтобы определить состав радионуклидов в свинцовом теплоносителе и их распределение.

#### 4. ПРОГРАММА MYRRHA ADS (MULTI-PURPOSE HYBRID RESEARCH REACTOR FOR HIGH-TECH APPLICATIONS)

Бельгия реализует многоцелевую гибридную исследовательскую программу **MYRRHA ADS** по разработке быстрого реактора со свинцово-висмутовым эвтектическим теплоносителем [9]. Уже с самого момента создания программы в 1998 г. Бельгийский центр ядерных исследований (SCK · GEN) инициировал для ее обеспечения большой объем НИОКР, призванных обосновать ряд решений, в том числе связанных с применением свинцово-висмутовой эвтектики (СВЭ) в качестве теплоносителя реактора и мишени

протонного луча. В 2008 г. бельгийское правительство приняло решение о финансировании сооружения первой ADS и ее эксплуатации с 2038 г. Начало сооружения инфраструктуры планируется в 2026 г., а полномасштабная эксплуатация MYRRHA ADS должна начаться в 2036 г. [9].

Номинальная тепловая мощность реактора MYRRHA составляет 100 МВт, из подкритического состояния он выводится протонным лучом линейного ускорителя (LINAC) с энергией протона 600 МэВ и интенсивностью тока 2.5 А. Реактор способен работать как в подкритическом, так и критическом состоянии. С 2005 г. Бельгия и SCK · GEN открыли программу MYRRHA ADS для стран-членов ЕС, а также для ведущих стран мирового ядерного сообщества с целью их участия в развитии программы и последующем сооружении и эксплуатации MYRRHA ADS.

MYRRHA ADS разрабатывается для достижения следующих целей:

а) Испытания и реализация трансмутации долгоживущих и наиболее токсичных радионуклидов отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) с целью снижения их объема (в 100 раз) и сокращения периода полураспада (с сотен тысяч лет до нескольких столетий). Трансмутация положительно влияет как на безопасность, так и экономику обращения с ОЯТ;

б) Производство радиоизотопов медицинского назначения;

с) Исследования и испытания материалов для существующих и будущих ядерных реакторов и термоядерных установок;

д) Создание многофункционального протонного ускорителя для исследований в области фундаментальной и прикладной науки.

В результате анализа различных вариантов реализации программы MYRRHA ADS был принят следующий поэтапный подход:

этап 1 – ускоритель с энергией протона 0–100 МэВ;

этап 2 – ускоритель с энергией протона 100–600 МэВ;

этап 3 – реактор.

При этом подразумевается, что этап 3 можно реализовывать параллельно или после этапа 2.

За время, прошедшее с начала программы, SCK · GEN построил и ввел в эксплуатацию несколько экспериментальных установок для исследования проблем, связанных с использованием СВЭ:

- **HELIOS3** – в эксплуатации с 2013 г.; предназначена для подготовки расплава СВЭ для других установок, исследования методов подготовки СВЭ и изучения последствий попадания пара или воды в СВЭ;

- **MEXICO** – в эксплуатации с 2014 г.; специально спроектированный циркуляционный контур с 7 тоннами расплава СВЭ, предназначенный для исследования регулирования концентрации растворенного кислорода в СВЭ и фильтрация СВЭ;

- **CRAFT** – в эксплуатации с 2014 г.; установка среднего масштаба с 6 тоннами расплава СВЭ, предназначенная для экспериментального исследования коррозии в СВЭ с хорошо регулируемыми параметрами потока (скорость, температура и химия) при температуре 270–500°C;

- **LIMETS** – установка для проведения в расплаве СВЭ различных исследований с конструкционными материалами (усталость, прочность на разрыв, вязкость разрушения), в том числе и на облученных образцах;

- **RHARTER** – в эксплуатации с 2011 г.; предназначена для изучения поведения механических (движущихся) компонентов: подшипники, шестерни и электрические кабели.

- **E-SCAPE** – в эксплуатации с 2017 г.; предназначена для исследования теплогидравлики жидкого металла в реакторе бассейновой схемы (корпус реактора MYRRHA в геометрическом масштабе 1/16);

**Таблица 4.** Основные характеристики реактора CLEAR-M

Наименование	CLEAR-M
Электрическая мощность	10 МВт-эл
К.П.Д. цикла	>40%
Теплоноситель первого контура	свинец
Температура теплоносителя на выходе из активной зоны	>500 °С
Теплоноситель второго контура	CO <sub>2</sub> сверхкритических параметров
Топливо	UO <sub>2</sub> /MOX
Требования к габаритам	Транспортабельность
Период работы между перегрузками топлива	≥5~10 лет

• **COMPLLOT** – в эксплуатации с 2014 г.; предназначена для исследования гидравлики и гидродинамики компонентов реактора MYRRHA и представляет особый интерес, так как ее компоненты (ТВС, спалляционная модель, стержни для регулирования реактивности и для системы аварийной защиты) изготовлены в масштабе 1/1.

На экспериментальной установке COMPLLOT уже исследованы:

- потери давления на ТВС;
- гидродинамика регулирующих стержней;
- гидродинамически возбуждаемые вибрации ТВС;
- теплогидравлика в окрестности ТВС.

Следует отметить, что реактор MYRRHA и связанные с его разработкой исследовательские установки, особенно COMPLLOT, могут представить интерес и для технологии быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем. В частности, это относится к модульному быстрому реактору малой мощности, так как его компоненты по своим размерам близки к компонентам реактора MYRRHA.

## 5. КИТАЙСКИЕ РЕАКТОРЫ CLEAR

В КНР разрабатывается семейство быстрых реакторов CLEAR с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем (эвтектика свинец-висмут или свинец). Семейство реакторов состоит из РУ CLEAR-M, CLEAR-I и CLEAR-A различного предназначения [10].

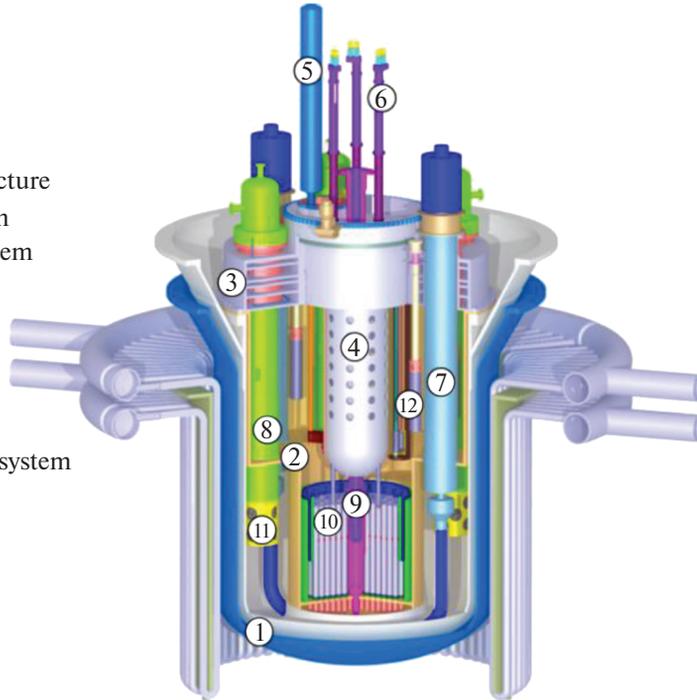
Реактор типа CLEAR-M предназначен для модульной АСММ, в качестве примера рассматривается CLEAR-10 мощностью 10 МВт-эл [11], характеристики которого приведены в табл. 4.

Первоначально планируется построить реактор CLEAR-M10a тепловой мощностью 10 Мвт. Его технический проект уже разработан, однако в нем в качестве теплоносителя первого контура будет использоваться не свинец, а СВЭ с температурой 380 °С на выходе из активной зоны. В качестве материала оболочки твэла выбрана нержавеющая сталь марки 15-15Ti, как и в упомянутых выше проектах Westinghouse (PLFR и FOAK).

С 2011 г. Китайская академия наук разрабатывает ADS для трансмутации РАО и ОЯТ. На первом этапе в качестве реакторной составляющей ADS предусматривается использование реактора бассейнового типа CLEAR-I (рис. 8). Теплоносителем первого контура служит СВЭ массой 600 т, во втором контуре циркулирует вода под давлением. Следует отметить, что CLEAR-I не предназначен для выработки электроэнергии.

Топливом реактора CLEAR-I является UO<sub>2</sub> с обогащением 19.54%, активная зона рассчитана на два режима – критический и подкритический. Передачу тепловой энергии из первого контура во второй осуществляют четыре теплообменника, погруженные в бассейн с СВЭ-теплоносителем. Для циркуляции СВЭ-теплоносителя используют два циркуляционных насоса.

- ① Reactor vessel
- ② Internals
- ③ Reactor roof
- ④ Above core structure
- ⑤ Refueling system
- ⑥ Control rod system
- ⑦ Pump
- ⑧ Heat exchange
- ⑨ Target
- ⑩ Core
- ⑪ Purification
- ⑫ Oxygen control system



**Рис. 8.** Общий вид реактора CLEAR-I: Reactor vessel – корпус реактора; Internals – внутрикорпусные устройства; Reactor roof – крышка реактора; Above core structure – конструкция над активной зоной; Refueling system – система перегрузки топлива; Control rod system – СУЗ; Pump – циркуляционный насос; Heat exchanger – теплообменник; Target – мишень; Core – активная зона; Purification – очистка СВЭ-теплоносителя; Oxygen control system – система регулирования концентрации растворенного кислорода в СВЭ-теплоносителе.

Следующим этапом разработки ADS является усовершенствование системы с тем, чтобы помимо трансмутации РАО и ОЯТ она вырабатывала электроэнергию. Для этого планируется разработка подкритического реактора CLEAR-A типа “бегущая волна”. Характеристики этого реактора приведены табл. 5, а принципиальная схема РУ показана на рис. 9.

Следует отметить, что концепция реактора на “бегущей волне” подвергается серьезной критике со стороны многих экспертов, так как предполагает захоронение РАО и

**Таблица 5.** Основные характеристики реактора CLEAR-A

Наименование	CLEAR-A
Мощность	400 МВт-теп/150МВт-эл
Внешний источник нейтронов	Протонный циклотрон (900 МэВ/10МА) Рь
Интенсивность генерирования нейтронов	
k <sub>eff</sub>	0.97~1
Теплоноситель первого контура	Рь
Ядерное топливо	U-Zr
Проектный срок службы	60 лет

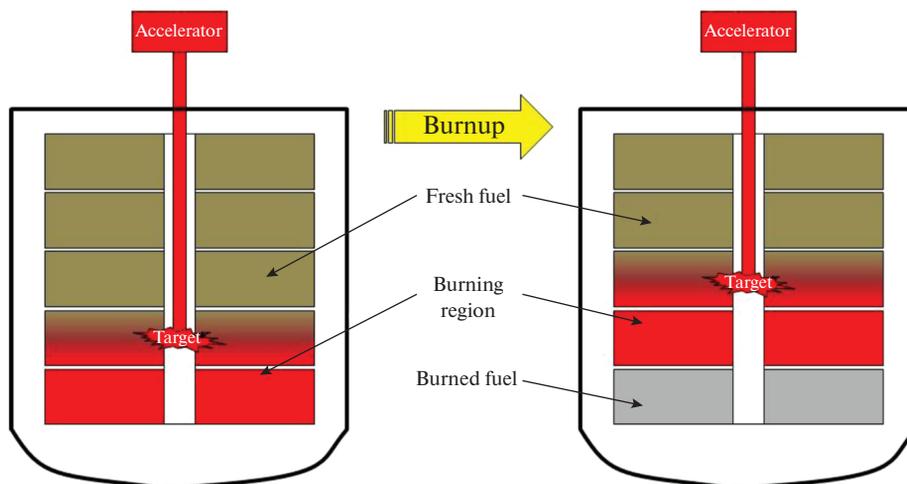


Рис. 9. Принципиальная схема CLEAR-A: Accelerator – ускоритель; Burnup – выгорание; Fresh fuel – свежее топливо; Burning region – область выгорания; Burned fuel – выгоревшее топливо; Target – мишень.

ОЯТ с высоким содержанием плутония. По сообщениям СМИ (“China Daily”), китайская компания “China National Nuclear Power Co Ltd” (CNNP) анонсировала осенью 2017 г. планы по созданию дочерней компании для развития технологии реакторов на “бегущей волне”.

К настоящему моменту для обоснования реактора CLEAR-A выполнен большой объем НИОКР по основным технологическим решениям, изготовлено и испытано все ключевое оборудование: циркуляционный насос первого контура, теплообменник, привод СУЗ и система перегрузки топлива. Разработаны технологии плавления и потоковой очистки СВЭ, контроля и регулирования концентрации растворенного кислорода в СВЭ, очистки СВЭ от  $^{210}\text{Po}$ . Для потоковой очистки СВЭ от примесей разработаны холодная и магнитная ловушки. Разработанные датчики кислорода (Pt/air,  $\text{Vt}/\text{Vt}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Cu}/\text{CuO}$ ) и системы регулирования концентрации растворенного кислорода в СВЭ (газофазные и твердофазные) подтвердили свою работоспособность и обеспечили стабильное состояние теплоносителя на протяжении более 6000 ч. В качестве фильтроматериала для очистки СВЭ от  $^{210}\text{Po}$  помимо обычной нержавеющей стали использовали новый композит на графеновой основе.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Быстрые реакторы с жидкометаллическим теплоносителем определены международным форумом “Generation IV” как одно из перспективных направлений развития ядерной энергетики мира. Однако за прошедшие десятилетия только в России развитию этой энерготехнологии было уделено приоритетное внимание, для чего Госкорпорация Росатом сконцентрировала научный и конструкторский потенциал в проектом направлении “Прорыв”. Ярким свидетельством этого лидерства послужила начатая 8 июня 2021 г. заливка первого бетона в основание реактора БРЕСТ-ОД-300 со свинцовым теплоносителем, пуск которого намечен на 2026 г.

Успехи Госкорпорации Росатом на этом направлении привели к росту интереса и у иностранных коллег, что хорошо видно по росту публикационной активности в рамках данной тематики в последние годы.

Судя по публикациям, международные консорциумы по разработке реакторов с ГЖМТ (ALFRED в Румынии, PLFR в США (Westinghouse) и MYRRHA в Бельгии) не предвидят неразрешимых технических проблем, формулируют требования к необходимым для дальнейших работ экспериментальным установкам и кандидатным материалам и технологиям.

Однако особо следует отметить состояние разработок семейства китайских реакторов CLEAR. Они ведутся широким фронтом, охватывая выработку электроэнергии и трансмутацию РАО и ОЯТ. Выполнен очень большой объем НИОКР, сооружаются крупномасштабные неядерные экспериментальные установки для обоснования технических решений, принимаемых в проектах реакторов.

### СОКРАЩЕНИЯ

ADS (Accelerator Driven System) – ADS (подкритический реактор с внешним ускорительным источником нейтронов);

CLEAR (China Lead-based Reactor) – китайский быстрый реактор с теплоносителем на основе свинца (СВЭ или свинец);

FOAK (Westinghouse - First of a Kind) – Westinghouse: коммерческий быстрый реактор со свинцовым теплоносителем;

HALEU (High-Assay Low Enriched Uranium) UO<sub>2</sub> fuel – урановое оксидное топливо обогащением по <sup>235</sup>U от 5 до 20%;

PLFR (Westinghouse: Prototype Lead Cooled Fast Reactor) – Westinghouse: прототипный быстрый реактор со свинцовым теплоносителем;

WLFR (Westinghouse: Lead Fast Reactor – PLFR or FOAK) – Westinghouse: быстрый реактор (PLFR или FOAK) со свинцовым теплоносителем;

АСММ – атомная станция малой мощности;

БР – быстрый реактор;

ЕС – Европейский союз;

ЗЯТЦ – замкнутый ядерный топливный цикл;

МОКС-ОЯТ – ОЯТ МОКС-топлива;

НСООТ – нормальная система отвода остаточного тепловыделения;

ОТВС – облученная ТВС;

ОЯТ – отработавшее ядерное топливо;

ПД – продукты деления;

ПССООТ – пассивная система отвода остаточного тепловыделения;

РАО – радиоактивные отходы;

СВЭ – свинцово-висмутовая эвтектика;

СНУП-ОЯТ – ОЯТ смешанного нитридного уран-плутониевого топлива;

СПЭ – система преобразования энергии;

ТВС – тепловыделяющая сборка;

ГЖМТ – тяжелый жидкометаллический теплоноситель;

ЯЭ – ядерная энергетика;

ЯЭУ – ядерная энергетическая установка.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белая книга ядерной энергетике. Замкнутый ЯТЦ с быстрыми реакторами / Под общ. ред. проф. Адамова Е.О. М.: Изд-во АО “НИКИЭТ”, 2020. 498 с. ISBN 978-5-98706-129-9
2. IAEA Power Reactor Information System. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.iaea.org/pris>
3. New Reactor Designs, Energy Information Administration of the US Department of Energy 2003.
4. INPRO Dialogue Forum. <https://www.iaea.org/INPRO/DFs/index.html>
5. Frignani M., Alemberti A., Tarantino M., Grasso G. ALFRED staged approach, *International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2019): Fast Neutron Reactors*, France, Juan-les-pins – 2019, May 12/15.

6. Grasso G., Sarotto M., Lodi F., Castelluccio D.M. An improved design for the ALFRED core, International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2019): Fast Neutron Reactors, France, Juan-les-pins – 2019, May 12/15.
7. Ferroni P. et al. The Westinghouse Lead Fast Reactor, International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2019): Fast Neutron Reactors, France, Juan-les-pins – 2019, May 12/15.
8. Lee S.J. et al. SAS4A-FATE Source Term Assessment Capability Applied to the Westinghouse Lead Fast Reactor, International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2019): Plant Safety Assessment, Regulatory & Licensing Issues, France, Juan-les-pins – 2019, May 12/15.
9. De Bruyn D., Ait Abderrahim H., Schyns M. Recent progress and perspectives in the Belgian MYRRHA ADS programme, International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2019): Fast Neutron Reactors, France, Juan-les-pins – 2019, May 12/15.
10. Бу И. Состояние разработки китайского реактора CLEAR со свинцовым или свинцово-висмутовым теплоносителем, сб. докладов V Международной научно-технической конференции “Инновационные проекты и технологии ядерной энергетики” (2–5 октября 2018 г., Москва). М.: Изд-во АО “НИКИЭТ”, 2018. 1 CD•R. С. 65–73.
11. Бу И. Разработка неядерного экспериментально-испытательного стенда CLEAR-S для обоснования проектов реакторов CLEAR, сб. докладов V Международной научно-технической конференции “Инновационные проекты и технологии ядерной энергетики” (2–5 октября 2018 г., Москва). М.: Изд-во АО “НИКИЭТ”, 2018. 1 CD•R. С. 279–283.

### Heavy Liquid Metal Cooled Fast Reactors: Peculiarities and Development Status

**B. A. Gabaraev<sup>a, \*</sup> and A. I. Orlov<sup>b, \*\*</sup>**

<sup>a</sup>Joint Stock Company N.A. Dollezhal Research and Development Institute of Power Engineering, “NRU MPEI”, Moscow, Russia

<sup>b</sup>Joint-Stock Company PRORYV, Moscow, Russia

\*e-mail: boris-gabaraev@yandex.ru

\*\*e-mail: oai@proryv2020.ru

Fast reactors with heavy liquid metal coolant (lead or eutectic bismuth-lead alloy) is one of the most advanced technologies capable to address the accumulated world nuclear energy issues. This innovative power technology is developed in Russia, the USA, China and the European Union. The leader is Russia which has focused on this topic for a number of decades. First concrete started to be poured in June 2021 for the foundation of the Russian BREST-OD-300 lead cooled reactor scheduled to be started up in 2026. Attention is also given to the development status of the Chinese CLEAR reactor series. A large volume of R&D has been undertaken, and large-scale nonnuclear experimental facilities are under construction. International Euro-US consortiums for the development of the ALFRED, PLFR and MYRRHA reactors do not expect any unsolvable technical issues as well and formulate requirements to the test facilities and candidate materials and technologies required for further activities.

*Keywords:* fast reactor, heavy liquid metal coolant, closed nuclear fuel cycle, Russia, USA, China, European Union

УДК 621.311.1

**О НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА ПРОСТРАНСТВЕННОЙ  
КОГЕРЕНТНОСТИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ЦИФРОВОЙ ОБРАБОТКЕ  
ПРОСТРАНСТВЕННО-РАЗНЕСЕННЫХ СИГНАЛОВ ТОКОВ  
И НАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

© 2022 г. А. Л. Куликов<sup>1</sup>, П. В. Илюшин<sup>2</sup>, \*, А. А. Севостьянов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ФГБОУВО “Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева”,  
Нижегород, Россия

<sup>2</sup>ФГБУН Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва, Россия  
\*e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

Поступила в редакцию 23.11.2021 г.

После доработки 02.02.2022 г.

Принята к публикации 15.02.2022 г.

В условиях децентрализации энергетики в электрических сетях наблюдаются отклонения показателей качества электроэнергии (ПКЭЭ), включая нарушения синусоидальности сигналов токов и напряжений. Это приводит к росту ошибок при совместной цифровой обработке пространственно-разнесенных сигналов в цифровых устройствах. Приведены особенности использования понятия пространственной когерентности при измерениях и цифровой обработке сигналов токов и напряжений. Рассмотрены методы оценки когерентности сигналов токов и напряжений при синхронизированных измерениях в условиях отклонения ПКЭЭ. На примере реализации двухстороннего определения мест повреждения (ОМП) на линии электропередачи (ЛЭП) показано, что чем меньше коэффициент взаимной корреляции, тем выше ошибка и ниже точность расчета расстояния до места повреждения. Характер влияния нарушений пространственной когерентности на ошибки ОМП ЛЭП зависит от используемого выражения для расчета расстояния до места повреждения. Обосновано применение нормированного коэффициента взаимной корреляции для фиксации ошибок цифровой обработки сигналов токов и напряжений при нарушениях пространственной когерентности. Исследовано влияние интергармоник и шумов на ошибки ОМП ЛЭП при нарушениях пространственной когерентности сигналов. Расчетами доказано, что величина искажений и ошибки оценки амплитуды тока и напряжения зависят от соотношения амплитуд и фаз основной и искажающих интергармоник. Показано, что применение фильтрации исходного и прореженного сигналов на основе дискретного преобразования Фурье обеспечивает исключение шумовых составляющих из гармоник промышленной частоты.

*Ключевые слова:* пространственная когерентность, нормированный коэффициент взаимной корреляции, показатели качества электрической энергии, синхронизированные измерения, определение места повреждения

DOI: 10.31857/S0002331022030037

## ВВЕДЕНИЕ

Понятие “когерентность” является основополагающим и используется в различных технических приложениях, связанных с флуктуирующими физическими величинами. При этом “когерентность” имеет особенности применения для решения различных прикладных задач, в том числе в электрических сетях [1–4].

Тренд на децентрализацию энергетики приводит к массовой интеграции в энергосистемы разнородных объектов распределенной генерации, в том числе возобновляемых источников энергии, и другого электрооборудования с элементами силовой электроники. Они оказывают существенное влияние установившиеся режимы, характер и параметры переходных процессов, а также ПКЭЭ, включая синусоидальность токов и напряжений. Поэтому выбор адекватного подхода к оценке когерентности сигналов токов и напряжений синхронизированных измерений при отклонениях ПКЭЭ актуален [5–7].

Пространственная когерентность играет важную роль при использовании массивов пространственно-распределенных измерений искаженных сигналов токов и напряжений в ветвях и узлах сети [8–11]. Если массив измерений рассматривается как матрица выборочных значений пространственно-временной осциллограммы, то пространственная когерентность используется для формирования линейных комбинаций из пространственных выборок. Популярными алгоритмами обработки пространственно-когерентных сигналов являются MUSIC и ESPRIT [12–14].

Рассмотрим массив синхронизированных измерений токов и напряжений в  $n$  точках электрической сети с помощью  $n$  соответствующих датчиков, образующих  $n$ -мерный вектор  $y(t) = \{y(t, \zeta_1), y(t, \zeta_2), \dots, y(t, \zeta_n)\}$  аналитических сигналов, где точки  $\{\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_n\}$  представляют собой пространственное расположение  $n$  датчиков [15]. В общем случае сигналы могут быть смоделированы с приближением как

$$y(t) = As(t) + n(t), \quad (1)$$

где  $A$  – матрица размером  $n \times d$ , столбцы которой  $\{a(\theta_i); i = 1, 2, \dots, d\}$  – векторы, связанные с  $d$  сигналами [элементы  $s(t)$ ], имеющими соответствующий массив  $\{\theta_i; i = 1, 2, \dots, d\}$  начальных фаз;  $n(t)$  – аддитивный датчик шума.

Для дискретизированных сигналов токов и напряжений задача существенно усложняется, так как сигналы задаются не в аналитической форме, а соответствующими векторами мгновенных значений или в комплексной форме, представляющими собой совокупность выборок на интервале наблюдения.

Целью статьи является обоснование необходимости использования нормированного коэффициента взаимной корреляции для фиксации и учета ошибок цифровой обработки сигналов токов и напряжений в цифровых устройствах, размещенных в разных узлах сети.

### МЕТОД ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ КОГЕРЕНТНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННО-РАЗНЕСЕННЫХ КОМПЛЕКСНЫХ СИНУСОИДАЛЬНЫХ СИГНАЛОВ

Рассмотрим случай сопоставления двух дискретизированных сигналов напряжения. Предположим, что  $x(t)$  и  $y(t)$  представляют собой измерения одиночных сигналов  $u(t, \zeta)$  в двух различных пространственных точках  $\zeta_1$  и  $\zeta_2$ :

$$x(t) = u(t, \zeta_1), y(t) = u(t, \zeta_2). \quad (2)$$

В более общем случае  $x(t)$  и  $y(t)$  могут представлять выборки  $u(t, \zeta)$  в двух различных точках пространства в разные моменты времени

$$x(t) = u(t - t_1, \zeta_1), y(t) = u(t - t_2, \zeta_2). \quad (3)$$

Определим взаимную когерентность между двумя пространственно-временными осциллограммами  $x(t, \zeta)$  и  $y(t, \zeta)$ .

Перейдем к комплексным дискретизированным сигналам напряжения с частотой дискретизации  $f_d = 1/T_d$ , наблюдаемым на интервале времени из  $N$  ( $k = 0, \dots, N - 1$ ) отсчетов, исключив индекс  $\zeta$ . Синхронизированное представление сигналов напряжения при отклонении ПКЭЭ соответствует выражениям

$$x(k, \psi_1) = v_1(k) \cos(2\pi f_0 k T_d + \varphi_1(k) + \psi_1), \quad (4)$$

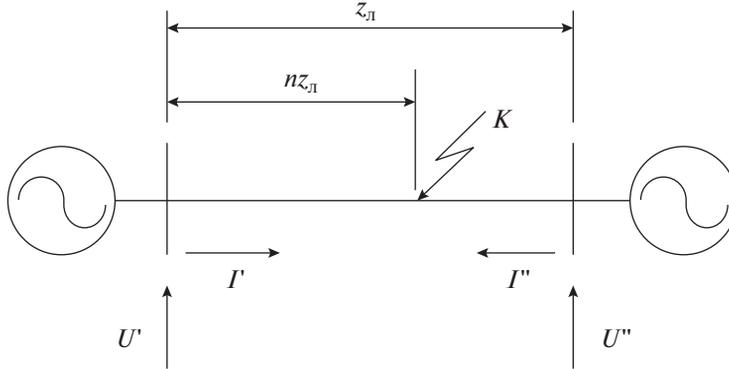


Рис. 1. Упрощенная однолинейная схема ЛЭП при КЗ.

$$y(k, \psi_2) = v_2(k) \cos(2\pi f_0 k T_d + \varphi_2(k) + \psi_2), \quad (5)$$

где  $\varphi_1(k)$  и  $\varphi_2(k)$  – законы изменения фазы (частоты);  $\psi_1$  и  $\psi_2$  – начальные фазы сигналов напряжения;  $f_0$  – промышленная частота.

Законы изменения фазы (частоты)  $\varphi_1(k)$  и  $\varphi_2(k)$  соответствуют расхождению ЭДС источников питания, например, по концам линии электропередачи (ЛЭП) при коротком замыкании на ней (рис. 1). При несинхронизированном представлении сигналов в выражения (4) и (5) вводятся дискретные задержки.

Комплексные векторы (амплитуды) для выражений (4) и (5) сигналов  $x(k, \psi_1)$  и  $y(k, \psi_2)$  принимают вид

$$\underline{v}_1(k, \psi_1) = v_1(k) \exp\{j\varphi_1(k)\} \exp\{j\psi_1\} = \underline{v}_1(k) \exp\{j\psi_1\}, \quad (6)$$

$$\underline{v}_2(k, \psi_2) = v_2(k) \exp\{j\varphi_2(k)\} \exp\{j\psi_2\} = \underline{v}_2(k) \exp\{j\psi_2\}, \quad (7)$$

где  $\underline{v}_1(k) = \underline{v}_1(k, 0)$ ,  $\underline{v}_2(k) = \underline{v}_2(k, 0)$ .

Определим коэффициент корреляции между дискретными сигналами на интервале наблюдения из  $N$  отсчетов

$$R(\psi_1, \psi_2) = \sum_{k=0}^{N-1} x(k, \psi_1) y(k, \psi_2) = \sum_{k=0}^{N-1} \text{Re}[\underline{v}_1(k, \psi_1) \exp\{2\pi f_0 k T_d\}] \text{Re}[\underline{v}_2(k, \psi_2) \exp\{2\pi f_0 k T_d\}]. \quad (8)$$

Запишем действительную часть числа в виде  $\text{Re}[q] = (q + q^*)/2$ , тогда выражение (8) можно представить в виде

$$\begin{aligned} & (1/4) \sum_{k=0}^{N-1} [\underline{v}_1(k, \psi_1) \exp\{2\pi f_0 k T_d\} + \underline{v}_1^*(k, \psi_1) \exp\{-2\pi f_0 k T_d\}] [\underline{v}_2(k, \psi_2) \exp\{2\pi f_0 k T_d\} + \\ & + \underline{v}_2^*(k, \psi_2) \exp\{-2\pi f_0 k T_d\}] = (1/4) \sum_{k=0}^{N-1} [\underline{v}_1(k, \psi_1) \underline{v}_2(k, \psi_2) \exp\{4\pi f_0 k T_d\} + \\ & + \underline{v}_1^*(k, \psi_1) \underline{v}_2^*(k, \psi_2) \exp\{-4\pi f_0 k T_d\}] + (1/4) \sum_{k=0}^{N-1} [\underline{v}_1(k, \psi_1) \underline{v}_2^*(k, \psi_2) + \underline{v}_1^*(k, \psi_1) \underline{v}_2(k, \psi_2)] = \\ & = (1/2) \sum_{k=0}^{N-1} \text{Re}[\underline{v}_1(k, \psi_1) \underline{v}_2(k, \psi_2) \exp\{4\pi f_0 k T_d\}] + (1/2) \sum_{k=0}^{N-1} \text{Re}[\underline{v}_1(k, \psi_1) \underline{v}_2^*(k, \psi_2)]. \end{aligned} \quad (9)$$

Первой групповой суммой в равенстве (9) можно пренебречь, поскольку она соответствует суммированию мгновенных значений относительно быстро осциллирующей функции [16]. Тогда итоговое соотношение для комплексного коэффициента корреляции принимает вид

$$R(\psi_1, \psi_2) = (1/2) \sum_{k=0}^{N-1} \text{Re}[\underline{v}_1(k, \psi_1) \underline{v}_2^*(k, \psi_2)] = (1/2) \text{Re} \underline{\rho}(\psi_1, \psi_2). \quad (10)$$

В выражении (10) комплексный коэффициент корреляции огибающих  $\underline{\rho}$  равен

$$\underline{\rho}(\psi_1, \psi_2) = \sum_{k=0}^{N-1} \underline{v}_1(k, \psi_1) \underline{v}_2^*(k, \psi_2) = \exp\{j(\psi_1 - \psi_2)\} \sum_{k=0}^{N-1} \underline{v}_1(k) \underline{v}_2^*(k) = \underline{\rho} \exp\{j(\psi_1 - \psi_2)\}, \quad (11)$$

где

$$\underline{\rho} = \underline{\rho}(0,0) = \sum_{k=0}^{N-1} \underline{v}_1(k) \underline{v}_2^*(k) = \rho \exp\{j\beta\}, \quad (12)$$

а  $\rho$  и  $\beta$  – модуль и аргумент коэффициента корреляции.

Используя введенные обозначения, преобразуем (10) к равенству

$$R(\psi_1, \psi_2) = (1/2) \rho \cos(\beta + \psi_1 - \psi_2). \quad (13)$$

Анализ выражения (13) показывает, что из-за неопределенности фаз коэффициент корреляции является неопределенной величиной, что не позволяет его использовать для сравнения рассматриваемых сигналов. Тем не менее модуль коэффициента корреляции не зависит от углов  $\psi_1$  и  $\psi_2$

$$|\underline{\rho}(\psi_1, \psi_2)| = \rho = \left| \sum_{k=0}^{N-1} \underline{v}_1(k, \psi_1) \underline{v}_2^*(k, \psi_2) \right| = \left| \sum_{k=0}^{N-1} \underline{v}_1(k) \underline{v}_2^*(k) \right|. \quad (14)$$

Поэтому его можно использовать для оценки соответствия (степени похожести) дискретных сигналов между собой.

Определим совокупность операций обработки для формирования модульного значения коэффициента корреляции. Примем, что дискретный сигнал

$$x(k) = x(k, 0) = \underline{v}_1(k) \cos(2\pi f_0 k T_d + \phi_1(k)) \quad (15)$$

является эталонным и заранее известным. Так как коэффициент корреляции зависит от разности начальных фаз анализируемых сигналов, то в общем случае можно выбрать нулевую начальную фазу ( $\psi_1 = 0$ ) сигнала  $x(k)$ . Тогда выражение для модуля коэффициента корреляции примет вид

$$|\underline{\rho}(\psi_1, \psi_2)| = \rho = \sqrt{\{ \text{Re} \underline{\rho}(0, \psi_2) \}^2 + \{ \text{Im} \underline{\rho}(0, \psi_2) \}^2}. \quad (16)$$

Определим действительную часть комплексного коэффициента корреляции

$$\text{Re} \underline{\rho}(0, \psi_2) = 2R(0, \psi_2) = 2 \sum_{k=0}^{N-1} x(k) y(k, \psi_2). \quad (17)$$

Для оценки мнимой части комплексного коэффициента корреляции примем  $\psi_1 = -\pi/2$

$$\begin{aligned} R(-\pi/2, \psi_2) &= (1/2) \text{Re} \underline{\rho}(-\pi/2, \psi_2) = (1/2) \text{Re} \underline{\rho} \exp\{-j\psi_2\} \exp\{-j\pi/2\} = \\ &= (1/2) \text{Re}(-j \underline{\rho} \exp\{-j\psi_2\}) = (1/2) \text{Re}(-j \underline{\rho}(0, \psi_2)) = (1/2) \text{Im}(\underline{\rho}(0, \psi_2)), \end{aligned} \quad (18)$$

где

$$\text{Im}(\underline{\rho}(0, \psi_2)) = 2R(-\pi/2, \psi_2) = 2 \sum_{k=0}^{N-1} x(k, -\pi/2) y(k, \psi_2) = 2 \sum_{k=0}^{N-1} x_s(k) y(k, \psi_2),$$

причем

$$x_s(k) = x(k, -\pi/2) = v_1(k) \cos(2\pi f_0 k T_d + \varphi_1(k) - \pi/2) = v_1(k) \sin(2\pi f_0 k T_d + \varphi_1(k)). \quad (19)$$

Анализ выражений показывает, что структура устройства для расчета модуля коэффициента корреляции аналогична структуре устройства цифровой квадратурной обработки, применяемой в цифровой релейной защите [17, 18].

### ОЦЕНКА КОМПЛЕКСНОГО КОЭФФИЦИЕНТА КОРРЕЛЯЦИИ СИНУСОИДАЛЬНОГО СИГНАЛА, ИСКАЖЕННОГО ПОМЕХОВЫМИ КОМПОНЕНТАМИ

Сигналы токов и напряжений в электрических сетях могут быть подвержены воздействию искажающих помеховых компонент. Принимаем, что сигнал  $y(k, \psi_2)$  искажен дискретным белым шумом  $n(k)$  с постоянной спектральной плотностью мощности  $N_0/2$  [16]

$$y_{ш}(k, \psi_2) = Ay(k, \psi_2) + n(k), \quad (20)$$

где  $y(k, \psi_2)$  определен в соответствии с (5);  $A$  и  $\psi_2$  – параметры сигнала  $y(k, \psi_2)$ .

Сигналы  $x(k)$  и  $x_s(k)$  для вычисления комплексного коэффициента корреляции определяются по выражениям (15) и (19). Отметим, что дискретный случайный сигнал  $y_{ш}(k, \psi_2)$  соответствует случайному процессу с гауссовым законом распределения и математическим ожиданием  $M[y_{ш}(k, \psi_2)] = y(k, \psi_2)$ .

При выбранных обозначениях реальная и мнимая составляющие комплексного коэффициента корреляции в дискретный момент времени  $k$  определяются следующими случайными величинами

$$w_R = \text{Re} \underline{p}(0, \psi_2) = 2 \sum_{k=0}^{N-1} x(k) y_{ш}(k, \psi_2), \quad (21)$$

$$w_I = \text{Im} \underline{p}(0, \psi_2) = 2 \sum_{k=0}^{N-1} x_s(k) y_{ш}(k, \psi_2). \quad (22)$$

Нормальные распределения переменных  $w_R$  и  $w_I$  соответствуют выражениям

$$p_{w_R}(s) = (1/\sigma_{w_R} \sqrt{2\pi}) \exp\{-(s - m_{w_R})^2 / 2\sigma_{w_R}^2\}, \quad (23)$$

$$p_{w_I}(s) = (1/\sigma_{w_I} \sqrt{2\pi}) \exp\{-(s - m_{w_I})^2 / 2\sigma_{w_I}^2\}, \quad (24)$$

где  $m_{w_R}$ ,  $m_{w_I}$  и  $\sigma_{w_R}^2$ ,  $\sigma_{w_I}^2$  – математические ожидания и дисперсии случайных величин  $w_R$  и  $w_I$ .

Математические ожидания  $m_{w_R}$ ,  $m_{w_I}$  случайных переменных  $w_R$  и  $w_I$  являются результатами преобразований

$$m_{w_R} = 2 \sum_{k=0}^{N-1} x(k) y_{ш}(k, \psi_2) = 2ARx y, \quad (25)$$

$$m_{w_I} = 2 \sum_{k=0}^{N-1} x_s(k) y_{ш}(k, \psi_2) = 2ARx_s y. \quad (26)$$

Получим дополнительные выражения для математических ожиданий

$$m_{w_R} = Ar \cos(\beta - \psi_2), \quad m_{w_I} = Ar \sin(\beta - \psi_2), \quad (27)$$

где  $r$  и  $\beta$  определяются из равенства (12).

Получим дисперсии случайных величин  $w_R$  и  $w_I$  при условии равенства энергий сигналов  $x(k)$  и  $x_s(k)$ . Ввиду идентичности расчетов определим дисперсию  $\sigma_{w_R}^2$  только сигнала  $w_R$ , учитывая, что величина  $\sigma_{w_R}^2$  определяется дискретной составляющей шума  $n(k)$  процесса  $y_{ш}(k, \psi_2)$  (20)

$$\begin{aligned}\sigma_{w_R}^2 &= D\{w_R\} = M \left\{ \left[ 2 \sum_{k=0}^{N-1} x(k)n(k) \right]^2 \right\} = 4M \left\{ \sum_{k_1=0}^{N-1} x(k_1)n(k_1) \sum_{k_2=0}^{N-1} x(k_2)n(k_2) \right\} = \\ &= 4M \left\{ \sum_{k_2=0}^{N-1} \sum_{k_1=0}^{N-1} n(k_1)n(k_2)x(k_1)x(k_2) \right\} = 4 \sum_{k_2=0}^{N-1} \sum_{k_1=0}^{N-1} M\{n(k_1)n(k_2)\}x(k_1)x(k_2).\end{aligned}\quad (28)$$

Учитывая, что белый шум является  $\delta$  – коррелированным случайным процессом, то математическое ожидание соответствует корреляционной функции шумового процесса  $n(k)$

$$M\{n(k_1)n(k_2)\} = (N_0/2)\delta(k_2 - k_1).\quad (29)$$

Получим дисперсию сигнала  $w_R$

$$\sigma_{w_R}^2 = 4(N_0/2) \sum_{k_1=0}^{N-1} x(k_1) \sum_{k_2=0}^{N-1} \delta(k_2 - k_1)x(k_2) = 2N_0 \sum_{k_1=0}^{N-1} x(k_1)x(k_2) = 2N_0E,\quad (30)$$

где  $E$  – энергия сигнала квадратурной составляющей при вычислении комплексного коэффициента корреляции.

Коэффициент взаимной корреляции случайных величин  $w_R$  и  $w_I$  соответствует выражению

$$\begin{aligned}R_{w_R w_I} &= M\{(w_R - m_{w_R})(w_I - m_{w_I})\} = 4M \left\{ \sum_{k_1=0}^{N-1} x(k_1)n(k_1) \sum_{k_2=0}^{N-1} x_s(k_2)n(k_2) \right\} = \\ &= 4 \sum_{k_2=0}^{N-1} \sum_{k_1=0}^{N-1} M\{n(k_1)n(k_2)\}x(k_1)x_s(k_2).\end{aligned}\quad (31)$$

Учитывая ранее введенные преобразования, получим

$$R_{w_R w_I} = 2N_0 \sum_{k_1=0}^{N-1} x(k_1)x_s(k_2) = 2N_0R_{xxs}.\quad (32)$$

Принимая во внимание выражение (32), имеем

$$R_{w_R w_I} = 2N_0R_{xxs} = 2N_0E \cos(-\pi/2) = 0.\quad (33)$$

Отсюда следует, что  $w_R$  и  $w_I$  являются ортогональными и некоррелированы.

Модульное значение комплексного коэффициента корреляции формируется путем выполнения операций линейной и нелинейной обработки случайных величин, распределенных по нормальному закону (23), (24). При этом плотность вероятностей приобретает вид в соответствии с обобщенным законом Релея [16]

$$p(\rho) = (\rho/\sigma^2) \exp\{-(\rho^2 + m^2)/2\sigma^2\}I_0(m\rho/\sigma^2),\quad (34)$$

где  $I_0(\cdot)$  – функция Бесселя первого рода нулевого порядка;  $m = \text{sqrt}(m_{w_R}^2 + m_{w_I}^2)$ .

## ВЛИЯНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ КОГЕРЕНТНОСТИ СИГНАЛОВ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ НА ТОЧНОСТЬ ДВУХСТОРОННЕГО ОМП ЛЭП

Быстрое определение места повреждения на ЛЭП 110–220 кВ является важной задачей эксплуатационно-ремонтного персонала электросетевых компаний. В зависимости от количества ЛЭП и их технического состояния число повреждений может составлять до несколько десятков и даже сотен в год, для устранения которых требуется привлечение значительных материальных и людских ресурсов [19–21]. От точности ОМП ЛЭП во многом зависит общее время проведения аварийно-восстановительных работ. Широкое применение получили устройства ОМП ЛЭП, использующие методы расчета, основанные на параметрах аварийного режима (измеренных в процессе повреждения токах и напряжениях отдельных фаз и их составляющих) [22, 23]. В устройствах ОМП ЛЭП различных производителей реализуются различные алгоритмы расчета расстояния до места повреждения.

Рассмотрим пример двухстороннего ОМП ЛЭП (рис. 1), не требующего для функционирования синхронизированных векторных изменений [24].

Расчет расстояния до места повреждения производится на основе измерений модулей токов и напряжений по концам ЛЭП  $I'$ ,  $I''$ ,  $U'$ ,  $U''$  и соотношений

$$I' n z_{л} + U' = U_{к}, \quad I''(1 - n)z_{л} + U'' = U_{к}. \quad (35)$$

Учитывая, что расстояние до места повреждения (точка К) равно  $l_{к} = nL$ , и приравняв между собой соотношения (35), приходим к выражению

$$l_{к} = [U'' - U' + I'' L z_{л}] / [(I' + I'') z_{л}], \quad (36)$$

где  $L$  – длина ЛЭП.

Выражение (36) справедливо для составляющих как обратной, так и нулевой последовательностей.

Рассмотрим пример с повреждением ЛЭП 220 кВ с  $L = 120$  км. Расчет по выражению (36) выполним по составляющим нулевой последовательности, причем  $z_{л} = z_0 = 3 \times 0.426 = 1.278$  Ом/км. Зафиксированные значения амплитуд токов и напряжений составили:  $I' = 2.0$  кА,  $I'' = 0.56$  кА,  $U' = 40$  кВ,  $U'' = 28$  кВ. Получим расстояние до места повреждения на ЛЭП

$$l_{к} = [U'' - U' + I'' L z_{л}] / [(I' + I'') z_{л}] = \\ = [28 - 40 + 0.56 \times 120 \times 1.278] / [(2.0 + 0.56) \times 1.278] = 22.582 \text{ км}. \quad (37)$$

Выполним оценку влияния пространственной когерентности на точность двухстороннего ОМП ЛЭП. Последовательно аналитически зададим выражения для токов и напряжений в сочетании с воздействием следующих искажающих факторов:

- аддитивные компоненты токов и напряжений в виде интергармоник различных интенсивностей и спектральных диапазонов;
- составляющая в виде белого шума в анализируемом спектре частот.

Точность цифровой обработки сигналов ОМП ЛЭП следует оценивать с помощью модульного значения дискретного коэффициента корреляции, характеризующего нарушения синусоидальности сигналов (выражение (17)). Если два сигнала тока (или напряжения) непосредственно связаны между собой линейно, то степень их когерентности близка к своему максимальному значению равному единице. Для оценки принимаем, что пара случайных сигналов абсолютно когерентные, если модульное значение коэффициента корреляции  $|\rho| = 1$ , и абсолютно некогерентные, если  $|\rho| = 0$  [25].

Применительно к задаче ОМП ЛЭП задавались следующие условия анализа сигналов:

- сопоставление сигналов на предмет оценки их пространственной когерентности осуществляется по концам ЛЭП (рис. 1);

– считается, что ток  $I$  и напряжение  $U$  являются неискаженными синусоидальными сигналами промышленной частоты  $f = 50$  Гц;

– нарушения синусоидальности характерно для тока  $I''$  и напряжения  $U''$ , частота которых также равна  $f = 50$  Гц;

– при моделировании токов и напряжений  $I$ ,  $I''$ ,  $U$ ,  $U''$  не учитываются их фазовые соотношения, поскольку в выражении (36) участвуют только их модульные значения;

– исследуются отклонения расчетной точки повреждения, вызванные нарушениями синусоидальности сигналов  $I''$ ,  $U''$  (выражение (36)), и оценивается соответствующая ошибка ОМП ЛЭП.

Для тока  $I$  и напряжения  $U$ , относительно которых реализуется расчет коэффициента корреляции, примем синусоидальную модель сигнала в виде

$$x(n) = |X| \cos(2\pi f_0 n T_d + \varphi) \quad (38)$$

с временными последовательностям дискретных отсчетов сигнала.

При формировании дискретных значений тока  $i'(n)$  и напряжения  $u'(n)$  примем следующие параметры  $I = 1$  А;  $U = 100$  В;  $f_0 = 50$  Гц;  $T_d = 1/(f_0 N)$  с;  $N = 80$ ;  $\varphi = 0$  рад.

### ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ИНТЕРГАРМОНИК И ШУМОВ НА ОШИБКИ ОМП ЛЭП ПРИ НАРУШЕНИЯХ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ КОГЕРЕНТНОСТИ СИГНАЛОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Для искаженных тока  $I''$  и напряжения  $U''$  примем аддитивную модель вида

$$x(n) = |X| \cos(2\pi f_0 n T_d + \varphi) + \sum_{j=1}^M |X_j| \cos(2\pi f_j n T_d + \varphi_j), \quad (39)$$

где  $M$  – число интергармоник в спектре синусоидального сигнала тока  $I''$  или напряжения  $U''$ ;  $|X_j|$ ,  $f_j$ ,  $\varphi_j$  – амплитуда, частота и фаза  $j$ -ой интергармонической составляющей.

С целью простоты моделирования и анализа результатов выберем, что ток  $I''$  и напряжение  $U''$  искажены тремя интергармониками ( $M = 3$ , выражение (39)) на частотах  $f_1 = 75$  Гц;  $f_2 = 125$  Гц;  $f_3 = 175$  Гц. При этом исследуем влияние соотношений между амплитудами  $|X_j|$  и фазами  $\varphi_j$  интергармоник на коэффициент корреляции сигналов и соответствующие ошибки двухстороннего ОМП ЛЭП.

Пусть для амплитуд и фаз интергармоник, входящих в дискретные значения тока  $i'(n)$  и напряжения  $u'(n)$ , имеется следующее соотношение:  $|Xi_1| = 0.15I''$ ;  $|Xi_2| = 0.1I''$ ;  $|Xi_3| = 0.15I''$ ;  $|Xu_1| = 0.1U''$ ;  $|Xu_2| = 0.15U''$ ;  $|Xu_3| = 0.1U''$ ;  $\varphi_{i1} = 0$  рад;  $\varphi_{i2} = (\pi/6)$  рад;  $\varphi_{i3} = (\pi/4)$  рад;  $\varphi_{u1} = (-\pi/6)$  рад;  $\varphi_{u2} = (-\pi/4)$  рад;  $\varphi_{u3} = 0$  рад. Осциллограммы тока и напряжения, соответствующие заданным амплитудно-фазовым соотношениям синусоидальных сигналов тока  $i'(n)$  и напряжения  $u'(n)$ , представлены на (рис. 2). Моделирование выполнено в программном комплексе Mathcad.

Оценку амплитуд тока  $I''$  и напряжения  $U''$  выполним с применением имитации процесса фильтрации измерительным органом устройства ОМП ЛЭП, выполнив дискретное преобразование Фурье (ДПФ) для искаженных сигналов промышленной частоты (рис. 2.)

$$\begin{aligned} \text{Si} = & (2/N) \sum_{n=0}^{N-1} I'' [\cos(2\pi f_0 n T_d) + 0.15 \cos(2\pi f_1 n T_d + \varphi_{i1}) + 0.1 \cos(2\pi f_2 n T_d + \varphi_{i2}) + \\ & + 0.15 \cos(2\pi f_3 n T_d + \varphi_{i3})] \exp\{-j \times 2\pi n / N\} = (2/N) \sum_{n=0}^{N-1} 0.56 \times 10^3 [\cos(2\pi f_0 n T_d) + \\ & + 0.15 \cos(2\pi f_1 n T_d + 0) + 0.1 \cos(2\pi f_2 n T_d + \pi/6) + 0.15 \cos(2\pi f_3 n T_d + \pi/4)] \exp\{-j \times 2\pi n / N\}, \end{aligned} \quad (40)$$

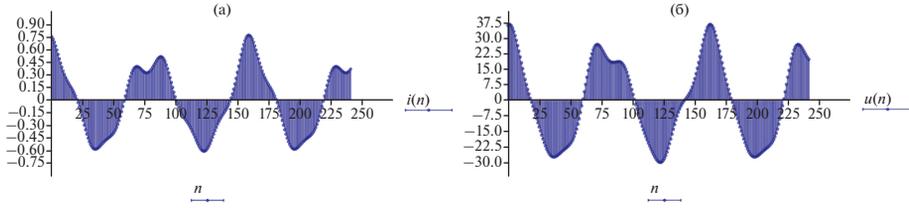


Рис. 2. Синусоидальные сигналы, искаженные интергармониками: (а) тока; (б) напряжения.

$$\begin{aligned} \mathbf{Su} = & (2/N) \sum_{n=0}^{N-1} U'' [\cos(2\pi f_0 n T_d) + 0.1 \cos(2\pi f_1 n T_d + \varphi_{u1}) + 0.15 \cos(2\pi f_2 n T_d + \varphi_{i2}) + \\ & + 0.1 \cos(2\pi f_3 n T_d + \varphi_{i3})] \exp\{-j \times 2\pi n/N\} = (2/N) \sum_{n=0}^{N-1} 28 \times 10^3 [\cos(2\pi f_0 n T_d) + \\ & + 0.1 \cos(2\pi f_1 n T_d + \pi/6) + 0.1 \cos(2\pi f_2 n T_d + \pi/4) + 0.15 \cos(2\pi f_3 n T_d + 0)] \exp\{-j \times 2\pi n/N\}. \end{aligned} \quad (41)$$

Результаты расчетов по выражениям (40), (41) показывают, что амплитуды измененной основной гармоники сигналов тока  $i''(n)$  и напряжения  $u''(n)$  (рис. 2) соответствуют значениям  $I'_M = |\mathbf{Si}| = 0.547$  кА, а  $U''_M |\mathbf{Su}| = 30.223$  кВ. Таким образом, ДПФ искаженного синусоидального сигнала промышленной частоты не полностью отфильтровало совокупность интергармоник и привело к искажению результатов оценки параметров тока  $I''$  и напряжения  $U''$ . Величина искажений и ошибки оценки амплитуды тока и напряжения зависят от соотношения амплитуд и фаз основной и искажающих интергармоник.

Оценку нарушений пространственной когерентности токов и напряжений выполним с использованием модульного значения коэффициента корреляции (выражение (14)). Используем его нормированную величину, которая в расчетах для совокупностей мгновенных значений токов и напряжений  $i'(n)$ ,  $i''(n)$ ,  $u'(n)$ ,  $u''(n)$  примет вид

$$|\rho[x'(n), x''(n)]| = |R_{x'x''}| / [R_{x'x'} R_{x''x''}]^{1/2}, \quad (42)$$

где

$$R_{x'x''} = (1/N) \sum_{s=1}^N x'(s) x''^*(s). \quad (43)$$

С учетом полученных значений  $I'_M$  и  $U''_M$  произведем расчет ошибки двухстороннего ОМП ЛЭП в условиях нарушения пространственной когерентности сигналов тока и напряжения. Поставим амплитуды  $I'_M$  и  $U''_M$  в выражение (36) для расчета расстояния до места повреждения на ЛЭП (рис. 1)

$$\begin{aligned} l_{МК} = & [U'' - U' + I'' L z_L] / [(I' + I'') z_L] = \\ = & [30.223 - 40 + 0.547 \times 120 \times 1.278] / [(2.0 + 0.547) \times 1.278] = 22.772 \text{ км}. \end{aligned} \quad (44)$$

Определим ошибку двухстороннего ОМП ЛЭП, вызванную нарушениями пространственной когерентности, по выражению

$$\Delta = l_K - l_{МК} = 22.582 - 22.772 = -0.19 \text{ км}. \quad (45)$$

При рассматриваемом сочетании параметров интергармоник для рассматриваемой ЛЭП с  $L = 120$  км ошибка составила  $\Delta(\%) = -0.19 \times 100/120 = 0.16\%$ . В табл. 1 приведены результаты имитационного моделирования и расчетов ошибок двухстороннего

Таблица 1. Ошибки ОМП ЛЭП при нарушениях пространственной когерентности сигналов тока и напряжения

Варианты расчетов	Амплитудно-фазовые соотношения интергармоник тока и напряжения										Нормированный коэффициент корреляции тока (напряжения)	Ошибка ОМП ЛЭП ( $\Delta$ ) при нарушении пространственной когерентности		
	$ X_{i1} (I^m)$	$ X_{i2} (I^m)$	$ X_{i3} (I^m)$	$\varphi_{i1}$	$\varphi_{i2}$	$\varphi_{i3}$	$ X_{i1} (U^m)$	$ X_{i2} (U^m)$	$ X_{i3} (U^m)$	$\varphi_{u1}$			$\varphi_{u2}$	$\varphi_{u3}$
1.	0.15	0.1	0.15	0	$\pi/6$	$\pi/4$	0.1	0.15	0.1	$-\pi/6$	$-\pi/4$	0	0.973 (0.985)	-0.19 км (0.16%)
2.	0.15	0.15	0.15	$\pi$	$\pi$	$\pi$	0.15	0.15	0.15	$-\pi$	$-\pi$	$-\pi$	0.967 (0.967)	0.176 км (0.15%)
3.	0.15	0.15	0.15	$\pi$	$\pi$	$\pi$	0.15	0.15	0.15	0	0	0	0.967 (0.969)	-0.0165 км (0.014%)
4.	0.15	0.15	0.15	0	0	0	0.15	0.15	0.15	0	0	0	0.969 (0.969)	-0.491 км (0.41%)
5.	0.15	0.15	0.15	$\pi/2$	$\pi/2$	$\pi/2$	0.15	0.15	0.15	0	0	0	0.977 (0.969)	4.063 км (3.39%)
6.	0.15	0.15	0.15	$-\pi/2$	$-\pi/2$	$-\pi/2$	0.15	0.15	0.15	0	0	0	0.989 (0.969)	-4.011 км (3.34%)
7.	0.1	0.1	0.1	$-\pi/2$	$-\pi/2$	$-\pi/2$	0.1	0.1	0.1	0	0	0	0.995 (0.986)	-2.701 км (2.25%)
8.	0.1	0.1	0.1	$-\pi/2$	$-\pi/2$	$-\pi/2$	0.1	0.1	0.1	$\pi/2$	$\pi/2$	$\pi/2$	0.995 (0.991)	-1.567 км (1.31%)
9.	0.1	0.1	0.1	$-\pi/2$	$-\pi/2$	$-\pi/2$	0.1	0.1	0.1	$3\pi/2$	$3\pi/2$	$3\pi/2$	0.995 (0.995)	-3.67 км (3.06%)
10.	0.1	0.1	0.1	$-\pi/2$	$-\pi$	$-3\pi/2$	0.1	0.1	0.1	$3\pi/2$	$3\pi/2$	$3\pi/2$	0.988 (0.995)	-2.21 км (1.84%)

ОМП при различных амплитудно-фазовых соотношениях интергармоник тока и напряжения.

Анализ результатов моделирования и расчетов ошибок двухстороннего ОМП ЛЭП (табл. 1) при различных амплитудно-фазовых соотношениях интергармоник тока и напряжения показал:

– совокупные ошибки ОМП ЛЭП зависят от нарушений синусоидальности сигналов токов и напряжений, амплитудных и фазовых соотношений интергармоник, входящих в состав искаженных сигналов. Амплитудно-фазовые соотношения интергармоник могут приводить как к уменьшению, так и увеличению значений амплитуд тока  $I''$  и напряжения  $U''$ . При одинаковых амплитудных соотношениях изменения фазовых соотношений приводят к существенным различиям в ошибках ОМП ЛЭП от 4.063 км до –4.011 км (варианты 5, 6). Уменьшение амплитуд интергармоник в 1.5 раза при тех же фазовых соотношениях приводит к непропорциональному уменьшению ошибки ОМП ЛЭП (варианты 6, 9);

– в измерительных органах цифровых устройств ДПФ обеспечивает полное подавление кратных гармоник, однако при анализе пространственной когерентности дискретных токов и напряжений следует учитывать влияние интергармоник, апериодической составляющей и шумов на процесс цифровой обработки сигналов;

– коэффициент взаимной корреляции может быть выбран в качестве численной характеристики, позволяющей оценить величину искажения сигналов токов и напряжений промышленной частоты, и характеризовать нарушения требований пространственной когерентности. Существует зависимость между нормированным коэффициентом взаимной корреляции и ошибками оценок амплитуд токов и напряжений, поэтому, чем меньше этот коэффициент (существеннее изменение пространственной когерентности синусоидальных сигналов), тем ошибка двухстороннего ОМП ЛЭП будет больше;

– характер влияния нарушений пространственной когерентности на ошибки ОМП ЛЭП зависит от используемого выражения для расчета расстояния до места повреждения ЛЭП. Следовательно, для разных алгоритмов ОМП ЛЭП существует их собственная устойчивость к нарушениям пространственной когерентности;

– учитывая, что нарушения пространственной когерентности оказывают влияние на величину ошибки ОМП, то определение зоны обхода ЛЭП линейными бригадами следует производить на основании результатов моделирования режимов электрической сети и возможных отклонений ПКЭЭ;

– в процессе эксплуатации электрических сетей помимо ошибок, связанных с нарушениями пространственной когерентности сигналов, на точность ОМП ЛЭП оказывают влияние и другие факторы: погрешности измерений трансформаторов тока и напряжения, неточности определения (изменения) удельных параметров ЛЭП, методические ошибки алгоритмов расчета расстояния до места повреждения, электромагнитные помехи и др. Поэтому при организации аварийно-восстановительных работ на ЛЭП следует учитывать аддитивный эффект указанных факторов.

Исследуем влияние шумов на ошибки ОМП ЛЭП при нарушении пространственной когерентности сигналов тока и напряжения. Примем математическую модель сигналов тока и напряжения в виде смеси сигнала  $x(n)$  (выражение (38)) и шумовых искажений в анализируемой полосе частот (рис. 3)

$$xx(n) = x(n) + g(n), \quad (46)$$

где  $g(n)$  – случайные мгновенные значения шумовой составляющей.

Результаты моделирования (расчетов) показали, что ДПФ-фильтрация исходного и прореженного сигналов эффективно обеспечивает исключение шумовых составляющих из гармоники промышленной частоты.

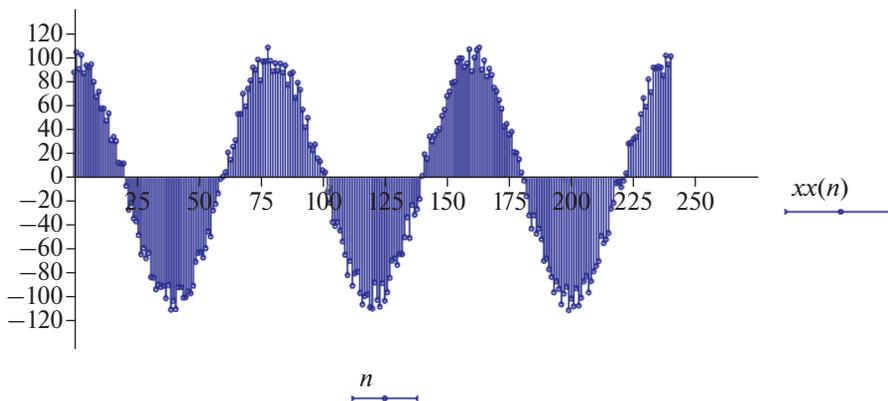


Рис. 3. Оциллограмма синусоидального сигнала тока (напряжения), искаженного шумом.

Отклонения оценок амплитуд тока  $I''$  и напряжения  $U''$  зависят от интенсивности шума, но составляют не более единиц процентов, что находится в пределах допустимой погрешности измерений.

Так как шумовые составляющие носят случайный характер, имея как положительное, так и отрицательное значение, то при суммировании могут взаимно компенсировать друг друга, поэтому даже в условиях наложения спектров обеспечивается квази-когерентность цифровой обработки сигналов при воздействии широкополосного шума. Расчет нормированного коэффициента взаимной корреляции для сигналов, искаженных и неискаженных шумом, показал, что он близок к единице.

## ВЫВОДЫ

Совместную цифровую обработку пространственно-разнесенных сигналов следует производить с учетом пространственной когерентности для минимизации ошибок оценки параметров сигналов токов и напряжений промышленной частоты. Несоблюдение данного требования ведет к существенным ошибкам оценок параметров сигналов.

Для определения степени искажения синусоидальности токов и напряжений по причине нарушений пространственной когерентности целесообразно применять нормированный коэффициент взаимной корреляции.

На примере двухстороннего ОМП ЛЭП показано, что чем меньше коэффициент взаимной корреляции (значительное изменение пространственной когерентности синусоидальных сигналов), тем выше ошибка и ниже точность расчета расстояния до места повреждения.

Характер влияния нарушений пространственной когерентности на ошибки ОМП ЛЭП зависит от используемого выражения для расчета расстояния до места повреждения, поэтому у различных алгоритмов ОМП ЛЭП имеется собственная устойчивость к нарушениям пространственной когерентности.

Определение зоны обхода линейными бригадами на основании данных ОМП ЛЭП следует производить с учетом нарушений пространственной когерентности токов и напряжений. Для этого целесообразно выполнять моделирование режимов электрической сети и возможных отклонений ПКЭЭ от нормативных значений.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Khan Shabbir M.N.S., Liang X. A DFFT and Coherence Analysis-Based Fault Diagnosis Approach for Induction Motors Fed by Variable Frequency Drives // Proceedings of the 2020 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE). 2020. <https://doi.org/10.1109/CCECE47787.2020.9255688>
2. Graham M.T., Lediju Bell M.A. Photoacoustic Spatial Coherence Theory and Applications to Coherence-Based Image Contrast and Resolution // Proceedings of the IEEE Transactions on Ultrasonics, Ferroelectrics, and Frequency Control. 2020. V. 67. Iss. 10. <https://doi.org/10.1109/TUFFC.2020.2999343>
3. Hu J.S., Lee M.T. Multi-channel post-filtering based on spatial coherence measure // Signal Processing. 2014. V. 105. P. 338–349.
4. Li F., Zou L., Songa J., Liang S., Chen Y. Investigation of the spatial coherence function of wind loads on lattice frame structures // J. Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. 2021. Vol. 215. 104675.
5. Есяков С.Я., Лукин К.А., Стенников В.А., Вороний Н.И., Редько И.Я., Баринов В.А. Трансформация электроэнергетических систем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 4(55). С. 134–141.
6. Вороний Н.И., Ефимов Д.Н., Домышев А.В., Осак А.Б., Панасецкий Д.А. Анализ условий функционирования будущей электроэнергетической системы при рассматриваемом сценарии ее развития // Электроэнергия. Передача и распределение. 2020. № 6(63). С. 34–38.
7. Ilyushin P.V., Kulikov A.L., Suslov K.V., Filippov S.P. Consideration of Distinguishing Design Features of Gas-Turbine and Gas-Reciprocating Units in Design of Emergency Control Systems. Machines. 2021. Vol. 9. Iss. 3. P. 47.
8. Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. N.Y.: Springer, 2008. 247 p. <https://doi.org/10.1007/978-0-387-76537-2>
9. Kezunovic M., Meliopoulos S., Venkatasubramanian V., Vittal V. Application of Time-Synchronized Measurements in Power System Transmission Networks. N.Y.: Springer, 2014. 176 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-06218-1>
10. Wide area protection & Control technologies, CIGRE Working Group B5.14. 2016.
11. Synchrophasor Monitoring for Distribution Systems: Technical Foundations and Applications. A White Paper by the NASPI Distribution Task Team NASPI-2018-TR-001, January 2018.
12. Ribeiro P.F., Duque C.A., Silveira P.M., Cerqueira A.S. Power Systems Signal Processing for Smart Grids. John Wiley & Sons Ltd, 2014. 442 p. <https://doi.org/10.1002/9781118639283>
13. Марпл-мл. С.Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения. М.: Мир, 1990. 265 с.
14. William A. Gardner Introduction to Random Processes, With Applications to Signals & Systems. 2nd edition. Mcgraw-Hill, 1990. 496 p.
15. Shushpanov I., Suslov K., Ilyushin P., Sidorov D. Towards the flexible distribution networks design using the reliability performance metric. Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 19. P. 6193.
16. Радиоэлектронные системы: Основы построения и теория: Справочник / Я.Д. Ширман, С.Т. Багдасарян, А.С. Маляренко и др., под ред. Я.Д. Ширмана. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Радиотехника. 2007. 512 с.
17. Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.
18. Фальшина В.А., Куликов А.Л. Алгоритмы упрощенной цифровой фильтрации электрических сигналов промышленной частоты // Промышленная энергетика. 2012. № 5. С. 39–46.
19. Куликов А.Л., Обалин М.Д. Развитие программного обеспечения для поддержки принятия решения при ликвидации повреждения на линиях электропередачи // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2015. № 2. С. 70–75.
20. Куликов А.Л., Лукичева И.А. Определение места повреждения линии электропередачи по мгновенным значениям осциллограмм аварийных событий // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2016. № 5. С. 16–21.
21. Куликов А.Л., Илюшин П.В., Лоскутов А.А. Повышение быстродействия последовательного анализа в устройствах автоматики энергосистем энергорайонов с распределенной генерацией // Электротехника. 2021. № 2. С. 34–41.
22. Куликов А.Л., Мисриханов М.Ш. Введение в методы цифровой релейной защиты высоковольтных ЛЭП: Учеб. пособие. М.: Энергоатомиздат, 2007. 197 с.
23. Обалин М.Д., Куликов А.Л. Применение адаптивных процедур в алгоритмах определения места повреждения ЛЭП // Промышленная энергетика. 2013. № 12. С. 35–39.
24. Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Под ред. В.А. Шуина. М.: Энергоатомиздат, 2003. 272 с.
25. Кук Ч., Бернфельд М. Радиолокационные сигналы. Пер. с англ. под ред. В.С. Кельзона. М.: Советское радио. 1971. 568 с.

## Why Spatial Coherence Needs to be Adjusted for in Combined Digital Processing of Spaced Current and Voltage Signals in Grids

A. L. Kulikov<sup>a</sup>, P. V. Ilyushin<sup>b, \*</sup>, and A. A. Sevostyanov<sup>a</sup>

<sup>a</sup>*Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russia*

<sup>b</sup>*Energy Research Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

*\*e-mail: ilyushin.pv@mail.ru*

As power engineering becomes decentralized, grids are prone to deviations in electric power quality indicators (EPQIs), including sinusoidality of current and voltage signals. This causes digital devices to produce more errors of the combined digital processing of spaced signals. This paper dwells upon using the concept of spatial coherence in the context of measuring and digital processing of current and voltage signals. It discusses the methods for evaluating the coherence of current and voltage signals in synchronized measurements where EPQIs deviate. The paper further presents a case of implementing two-way detection damage site (DSD) on the power transmission line (PTL); the case shows that the lower cross-correlation coefficient is, the higher is the error, and the less accurate distance to damage site estimate will be. How exactly spatial incoherence will affect PTL DSD errors depends on which function is used to find the distance to damage site. The paper shows why a normalized cross-correlation coefficient is the better solution for capturing the errors in the digital processing of current and voltage signals in case of spatial incoherence. It further investigates how interharmonics and noise affect PTL DSD errors in case of spatial incoherence. Calculations show that the magnitude of distortion and error in voltage and current amplitude estimates depend on the phase and amplitude ratio between the fundamental and the distortion interharmonic. Filtering the original and downsampled signal by applying discrete Fourier transform is shown to remove noise from the powerline frequency harmonic.

*Keywords:* spatial coherence, normalized cross-correlation coefficient, electric power quality indicators, synchronized measurements, detection damage site

УДК 658.5.012.7

## ПРЕДИКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА В УСЛОВИЯХ ДЕТЕРМИНИРОВАННОГО ХАОСА

© 2022 г. В. З. Манусов<sup>1</sup>, Д. В. Орлов<sup>1</sup>, \*, Д. В. Антоненков<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»,  
Новосибирск, Россия

\*e-mail: orlovvgraff@yandex.ru

Поступила в редакцию 25.10.2021 г.

После доработки 02.02.2022 г.

Принята к публикации 15.02.2022 г.

Прогнозирование электропотребления является неотъемлемой частью рабочего процесса большинства отраслей. Модернизация и развитие энергетической отрасли, согласно международным энергетическим концепциям, обуславливает необходимость разработки новых прогнозных моделей. При этом для суточных графиков нагрузки горнодобывающей отрасли характерны детерминированные хаотические колебания кривой электропотребления, обусловленные технологией производственного процесса. Основными критериями являются точность прогнозных значений и обучаемость такой модели по фактическим данным об электропотреблении. Качественный краткосрочный прогноз электропотребления позволяет существенно повысить энергоэффективность работы предприятия в режиме реального времени с возможностью предиктивного управления производственным процессом. В работе предложены две математические модели прогнозирования, одна из которых основана на рекуррентном методе, а вторая – на векторном. При этом структура моделей позволяет учесть локальные особенности рабочего цикла производственного процесса, а также выявить и сгладить “шумовые” составляющие ранговой параметрической поверхности этого производственного процесса. В качестве алгоритма предварительной обработки и сглаживания временных рядов электропотребления выбран метод анализа сингулярного спектра (Singular Spectrum Analysis). Метод применен впервые для многомерного массива данных об электропотреблении, в результате чего построены ранговые параметрические поверхности, одна из которых является исходной, а вторая – итоговой. Тензор итоговой параметрической поверхности является базой предложенных математических моделей краткосрочного прогнозирования. Результаты краткосрочного прогнозирования электропотребления были подвержены дилатации с целью установления адекватности моделей действительным значениям. Полученные отклонения прогнозных значений от действительных свидетельствуют о значительном повышении качества краткосрочного прогноза по сравнению с регрессионными моделями и искусственной нейронной сетью. Сравнительный анализ векторного и рекуррентного методов в задаче краткосрочного прогнозирования электропотребления с упреждением на двое суток, по требованию оптового рынка с диапазоном 2%, показывает, что векторный метод имеет преимущество.

*Ключевые слова:* прогнозирование электроэнергии, анализ сингулярного спектра, метод “гусеницы”, векторный метод, рекуррентный метод, траекторная матрица

DOI: 10.31857/S0002331022030049

## ВВЕДЕНИЕ

Модернизация энергетической отрасли, внедрение передовых технологий в существующие энергетические системы является одним из приоритетных направлений мировых энергетических стратегий [1–3]. Предиктивное управление электропотребления предприятия – современная форма управления технологическим процессом предприятия, в основе которой лежит предсказание состояния объекта на заданный интервал времени и принятие решения об управляющем воздействии на основе этих данных. Прогнозирование электропотребления является одной из важнейших составляющих, необходимых в решении задач оперативного и технического управления. На основе результатов прогноза может быть принято решение о дальнейшей эксплуатации объекта потребления электроэнергии, разработан план мероприятий по оптимизации электропотребления и корректировке среднесуточного графика электрической нагрузки данного объекта.

Плановые или вынужденные остановки технологического процесса, изменения параметров режима электроэнергетической системы, пиковые нагрузки являются случайными, несистематическими, что в значительной степени снижает достоверность результатов прогноза. Для исключения влияния таких “аномалий” необходима предварительная обработка исходных данных. Применение ранговых параметрических поверхностей позволяет не только осуществить анализ и обработку начальных данных, но и представить результат наглядно. Ранговая параметрическая поверхность – трехмерная параметрическая поверхность, представляющая распределение двумерного массива данных об электропотреблении во времени. Таким образом, целесообразно построение ранговой параметрической поверхности объекта потребления до обработки данных и после.

Большое разнообразие методов прогнозирования определяет проблему выбора подходящего метода для каждого случая. Точность прогноза зависит от многих факторов, основными из которых являются выбор интервала прогнозирования (сутки, месяц, год), метода прогнозирования, подготовки данных. Правильный выбор прогнозной модели электропотребления обеспечивает качественные результаты краткосрочного прогноза.

## АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ

Длительное время прогнозирование электрической нагрузки основывалось на регрессионных моделях. Причем большая часть из них предполагала линейные модели, которые многократно совершенствовались и перешли к нечетким регрессионным моделям. Недостатком этих моделей является наличие ошибок коэффициентов регрессионной модели. Кроме того, они слабо ориентированы для многомерных случаев и плохо работают при нелинейной регрессии. Появляется необходимость предварительного проведения метода планирования эксперимента. Широкое распространение получили адаптивные методы прогнозирования. Такие модели позволяют быстро приспосабливать свою структуру к изменчивости начальных данных, а также учесть влияние предыдущих уровней на последующие при изучении тенденции ряда данных. Для прогнозирования временных рядов, параметры которых, имеющих тенденцию к систематическому росту или снижению, применяется метод Хольта-Винтерса. Метод основан на модели простого экспоненциального сглаживания и хорошо подходит для моделей, имеющих неполный цикл данных (нельзя выделить сезонность). В работах [4–6] авторы осуществлено прогнозирование потребления электрической энергии с помощью методов Гаусса и Ципфа. В [7–9] рассмотрено прогнозирование электропотребления методом анализа сингулярного спектра (SSA), проанализированы особенности прогноза временных рядов. В [10, 11] построено математическое моделирование прогноза спроса на электроэнергию горнодобывающей компании. В работе [12] пред-

ставлено прогнозирование электропотребления цехов добычи нефти и газа методом главных компонент. В [13] рассмотрена концепция развития системы прогнозирования энергопотребления промышленного предприятия в условиях оптового рынка. Метод Singular Spectrum Analysis (SSA) успешно применен в медицине, геофизике и других областях науки. В работах [14–17] представлено прогнозирование с помощью анализа сингулярного спектра в различных областях. В электроэнергетике метод SSA применен для прогнозирования объектов электропотребления [18–20].

Общепризнано, что один из лучших результатов в прогнозировании электропотребления получают с помощью моделей на основе искусственного интеллекта, а именно, искусственных нейронных сетей, которые могут применяться как самостоятельно, так и с обучающей моделью, что позволяет подстроиться практически под любой объект. Для минимизации выходной ошибки и лучшего самообучения нейросетевой модели используется метод обратного распространения ошибки. Среди них можно выделить работу [21], где методом прогнозирования выбрана модель на основе искусственных нейронных сетей.

Количество методов прогнозирования электропотребления превышает 400 [22–26], хотя базовых алгоритмов, использующихся в этих моделях, не более 20. Все работы исследуют методы прогнозирования электропотребления для различных отраслей энергетической промышленности. Однако проведено очень немного исследований по прогнозированию электропотребления горных предприятий. В настоящее время не существует методов, которые бы учитывали детерминированный хаос. Эти модели наиболее характерны для горнодобывающей отрасли. Появилась необходимость разработки методик для выбора оптимального метода прогнозирования энергопотребления, что говорит об отсутствии универсального метода, применимого в любых условиях, и о недостатках существующих методов. Большинство работ по прогнозированию электропотребления выполнены для непрерывного ряда данных по электропотреблению.

## ОБРАБОТКА РАНГОВОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ МЕТОДОМ SSA

Singular Spectrum Analysis (SSA) – метод обработки данных временного ряда на основе метода анализа главных компонент, который также называют методом “гусеницы”. Метод отличается простотой использования и включает достоинства регрессионного и Фурье анализа, что делает его актуальным при прогнозировании электропотребления. Ранее метод SSA применялся только для линейных рядов данных [27, 28]. Результатом применения данного метода является анализ и выделение из исходного ряда данных “аномальных” значений и снижение их влияния на качество прогноза, а также определение систематических составляющих (трендов).

В настоящей работе метод SSA применен для анализа ранговой параметрической поверхности исходных данных об электропотреблении, выделении систематических составляющих, трендов, а также “аномальных” данных, которые снижают качество выдаваемого прогноза. Под “аномальными” исходными данными понимаются запланированные или вынужденные отклонения технологического процесса предприятия и, как следствие, снижение или отсутствие электропотребления в этот период.

Метод SSA применен для предиктивного управления предприятием горной промышленности АО “Якутуголь”. Особенностью электропотребления таких предприятий является зависимость от выравнивания суточного графика электрических нагрузок, вынужденные остановки технологических процессов определенных участков и, как следствие, нулевые значения электропотребления. В связи с этим возникает необходимость предварительной обработки данных об электропотреблении с дальнейшим их применением в прогнозных моделях.

**Таблица 1.** Исходные данные об электропотреблении

		1	2	3	4	5	6	7
$V =$	1	$5.128 \times 10^3$	$5.192 \times 10^3$	$5.352 \times 10^3$	$5.324 \times 10^3$	$4.522 \times 10^3$	$5.068 \times 10^3$	$5.032 \times 10^3$
	2	$4.830 \times 10^3$	$5.342 \times 10^3$	$5.109 \times 10^3$	$5.511 \times 10^3$	$4.412 \times 10^3$	$5.064 \times 10^3$	$4.923 \times 10^3$
	3	$5.006 \times 10^3$	$5.370 \times 10^3$	$4.686 \times 10^3$	$5.225 \times 10^3$	$4.650 \times 10^3$	$5.202 \times 10^3$	$4.785 \times 10^3$
	4	$5.016 \times 10^3$	$5.172 \times 10^3$	$5.335 \times 10^3$	$5.347 \times 10^3$	$4.405 \times 10^3$	$4.835 \times 10^3$	$4.719 \times 10^3$
	5	$5.023 \times 10^3$	$5.102 \times 10^3$	$5.332 \times 10^3$	$5.287 \times 10^3$	$4.275 \times 10^3$	$4.816 \times 10^3$	$5.027 \times 10^3$
	6	$4.977 \times 10^3$	$5.455 \times 10^3$	$5.218 \times 10^3$	$5.166 \times 10^3$	$4.298 \times 10^3$	$4.795 \times 10^3$	$5.007 \times 10^3$
	7	$5.032 \times 10^3$	$5.589 \times 10^3$	$5.231 \times 10^3$	$5.132 \times 10^3$	$4.631 \times 10^3$	$4.919 \times 10^3$	$5.207 \times 10^3$
	8	$5.238 \times 10^3$	$5.466 \times 10^3$	$5.424 \times 10^3$	$5.475 \times 10^3$	$5.094 \times 10^3$	$4.891 \times 10^3$	$5.007 \times 10^3$
	9	$5.222 \times 10^3$	$5.097 \times 10^3$	$5.238 \times 10^3$	$5.355 \times 10^3$	$5.015 \times 10^3$	$4.800 \times 10^3$	...

**Таблица 2.** Обработанные данные об электропотреблении предприятия

		1	2	3	4	5	6	7
$V1 =$	1	$3.075 \times 10^4$	$3.055 \times 10^4$	$3.036 \times 10^4$	$2.988 \times 10^4$	$3.099 \times 10^4$	$3.079 \times 10^4$	$3.030 \times 10^4$
	2	$2.810 \times 10^3$	$2.792 \times 10^3$	$2.815 \times 10^3$	$2.862 \times 10^3$	$2.823 \times 10^3$	$2.838 \times 10^3$	$2.786 \times 10^3$
	3	$2.798 \times 10^3$	$2.791 \times 10^3$	$2.786 \times 10^3$	$2.849 \times 10^3$	$2.819 \times 10^3$	$2.800 \times 10^3$	$2.783 \times 10^3$
	4	$2.791 \times 10^3$	$2.789 \times 10^3$	$2.784 \times 10^3$	$2.804 \times 10^3$	$2.808 \times 10^3$	$2.788 \times 10^3$	$2.776 \times 10^3$
	5	$2.790 \times 10^3$	$2.783 \times 10^3$	$2.776 \times 10^3$	$2.800 \times 10^3$	$2.787 \times 10^3$	$2.771 \times 10^3$	$2.745 \times 10^3$
	6	$2.787 \times 10^3$	$2.781 \times 10^3$	$2.773 \times 10^3$	$2.784 \times 10^3$	$2.786 \times 10^3$	$2.769 \times 10^3$	$2.742 \times 10^3$
	7	$2.778 \times 10^3$	$2.780 \times 10^3$	$2.771 \times 10^3$	$2.783 \times 10^3$	$2.770 \times 10^3$	$2.757 \times 10^3$	$2.740 \times 10^3$
	8	$2.772 \times 10^3$	$2.774 \times 10^3$	$2.771 \times 10^3$	$2.775 \times 10^3$	$2.763 \times 10^3$	$2.753 \times 10^3$	$2.731 \times 10^3$
	9	$2.768 \times 10^3$	$2.774 \times 10^3$	$2.766 \times 10^3$	$2.767 \times 10^3$	$2.762 \times 10^3$	$2.751 \times 10^3$	...

Временной ряд представлен в виде многомерного массива данных об электропотреблении АО “Якутуголь”. Часы представляют ранги кривых электропотребления за время, равное 265 дней. Такой временной интервал выбран для исследования адекватности поведения модели в условиях неполного цикла данных. Вычисления произведены в программном комплексе Mathcad.

В методе Singular Spectrum Analysis можно условно выделить следующие этапы:

### *1. Обработка и анализ исходных данных об электропотреблении предприятия*

В табл. 1 представлена матрица исходных данных об электропотреблении предприятия горной промышленности АО “Якутуголь”. Столбцы матрицы – это дни, а строки – часы. Таким образом, каждый ряд матрицы является ранговым параметрическим распределением каждого часа электропотребления исследуемого объекта на определенном временном интервале (265 дней).

Производится предварительная обработка данных об электропотреблении предприятия. Все значения сортируются в порядке убывания для каждого столбца транспонированной матрицы. Обработанные данные представлены в табл. 2. Для дальнейшего восстановления порядка обработанных данных создана виртуальная матрица индексов, в которой каждому элементу присвоен свой порядковый номер.

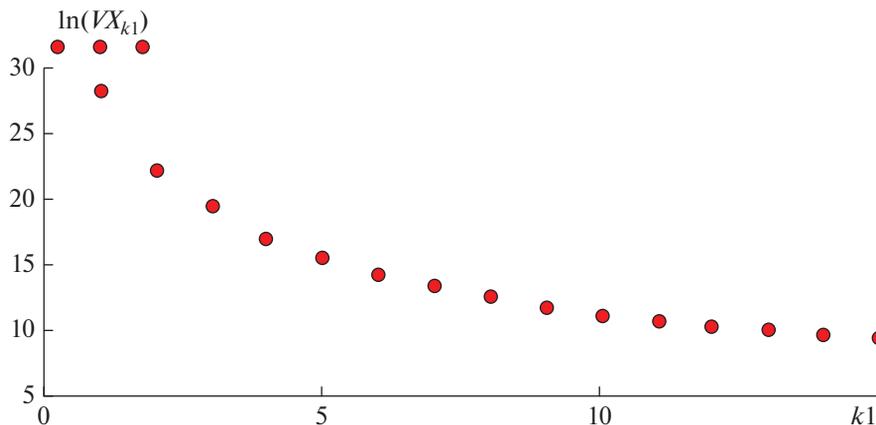


Рис. 1. Логарифмы собственных чисел данных электропотребления АО “Якутуголь”.

*2. Определение оптимальной длины фрагмента данных электропотребления*

Одним из самых сложных этапов применения метода Singular Spectrum Analysis является выбор оптимальной длины фрагмента данных (длины “гусеницы”), от которой зависит качество полученного прогноза. Оптимальное значение определяется методом последовательного перебора значений с целевой функцией минимизации конечной ошибки прогноза.

*3. Построение траекторной матрицы*

На следующем этапе происходит преобразование матрицы исходных данных об электропотреблении предприятия в траекторную матрицу. Построение траекторной матрицы осуществляется с помощью процедуры сдвига исходных данных об электропотреблении в соответствии с выбранной оптимальной длиной фрагментов данных.

Определяется матрица вида:

$$S = Y Y^T. \tag{1}$$

Найденные и упорядоченные логарифмы собственных чисел ковариационной матрицы представлены на рис. 1, где абсцисса – номер собственного числа, ордината – логарифм собственного числа:

$$\lambda_1 \geq \dots \geq \lambda_L \geq 0. \tag{2}$$

Преобразованная матрица представлена в табл. 3.

*4. Применение метода анализа главных компонент*

С помощью разложения траекторной матрицы составляется ковариационная матрица с дисперсией 99.8%. Данный процент определен методом направленного перебора как наиболее подходящий для нахождения оптимального количества собственных векторов ковариационной матрицы в диапазоне значений 90–100%.

Разложение траекторной матрицы:

$$V = V_1 + \dots + V_d, \tag{3}$$

где  $V_i = \sqrt{\lambda_i} U_i V_i^T$  –  $i$ -я элементарная матрица,  $\sqrt{\lambda_i}, U_i, V_i^T$  –  $i$ -я сингулярная тройка.

Таблица 3. Траекторная матрица данных электропотребления АО “Якутуголь”

		1	2	3	4	5	6	7
Y =	1	$3.075 \times 10^4$	$3.055 \times 10^4$	$3.036 \times 10^4$	$2.988 \times 10^4$	$3.099 \times 10^4$	$3.079 \times 10^4$	$3.030 \times 10^4$
	2	$3.055 \times 10^4$	$3.036 \times 10^4$	$2.988 \times 10^4$	$3.099 \times 10^4$	$3.079 \times 10^4$	$3.030 \times 10^4$	$2.949 \times 10^4$
	3	$3.036 \times 10^4$	$2.988 \times 10^4$	$3.099 \times 10^4$	$3.079 \times 10^4$	$3.030 \times 10^4$	$2.949 \times 10^4$	$2.982 \times 10^4$
	4	$2.988 \times 10^4$	$3.099 \times 10^4$	$3.079 \times 10^4$	$3.030 \times 10^4$	$2.949 \times 10^4$	$2.982 \times 10^4$	$3.044 \times 10^4$
	5	$3.099 \times 10^4$	$3.079 \times 10^4$	$3.030 \times 10^4$	$2.949 \times 10^4$	$2.982 \times 10^4$	$3.044 \times 10^4$	$3.026 \times 10^4$
	6	$2.810 \times 10^4$	$2.792 \times 10^4$	$2.815 \times 10^4$	$2.862 \times 10^4$	$2.823 \times 10^4$	$2.838 \times 10^4$	$2.786 \times 10^4$
	7	$2.792 \times 10^4$	$2.815 \times 10^4$	$2.862 \times 10^4$	$2.823 \times 10^4$	$2.838 \times 10^4$	$2.786 \times 10^4$	$2.795 \times 10^4$
	8	$2.815 \times 10^4$	$2.862 \times 10^4$	$2.823 \times 10^4$	$2.838 \times 10^4$	$2.786 \times 10^4$	$2.795 \times 10^4$	$2.765 \times 10^4$
	9	$2.862 \times 10^4$	$2.823 \times 10^4$	$2.838 \times 10^4$	$2.786 \times 10^4$	$2.795 \times 10^4$	$2.765 \times 10^4$	...

Таблица 4. Восстановленные значения электропотребления предприятия

		1	2	3	4	5	6	7
W =	1	$2.833 \times 10^4$	$2.832 \times 10^4$	$2.834 \times 10^4$	$2.834 \times 10^4$	$2.830 \times 10^4$	$2.826 \times 10^4$	$2.808 \times 10^4$
	2	$2.825 \times 10^4$	$2.824 \times 10^4$	$2.826 \times 10^4$	$2.826 \times 10^4$	$2.822 \times 10^4$	$2.817 \times 10^4$	$2.799 \times 10^4$
	3	$2.819 \times 10^4$	$2.818 \times 10^4$	$2.819 \times 10^4$	$2.820 \times 10^4$	$2.816 \times 10^4$	$2.811 \times 10^4$	$2.793 \times 10^4$
	4	$2.813 \times 10^4$	$2.812 \times 10^4$	$2.813 \times 10^4$	$2.814 \times 10^4$	$2.810 \times 10^4$	$2.805 \times 10^4$	$2.786 \times 10^4$
	5	$2.807 \times 10^4$	$2.806 \times 10^4$	$2.807 \times 10^4$	$2.808 \times 10^4$	$2.804 \times 10^4$	$2.799 \times 10^4$	$2.780 \times 10^4$
	6	$2.801 \times 10^4$	$2.800 \times 10^4$	$2.802 \times 10^4$	$2.803 \times 10^4$	$2.798 \times 10^4$	$2.794 \times 10^4$	$2.774 \times 10^4$
	7	$2.796 \times 10^4$	$2.795 \times 10^4$	$2.797 \times 10^4$	$2.797 \times 10^4$	$2.793 \times 10^4$	$2.788 \times 10^4$	$2.769 \times 10^4$
	8	$2.791 \times 10^4$	$2.790 \times 10^4$	$2.792 \times 10^4$	$2.792 \times 10^4$	$2.788 \times 10^4$	$2.783 \times 10^4$	$2.764 \times 10^4$
	9	$2.786 \times 10^4$	$2.785 \times 10^4$	$2.787 \times 10^4$	$2.787 \times 10^4$	$2.783 \times 10^4$	$2.778 \times 10^4$	...

Множество индексов выражения (3) раскладывается на  $m$  непересекающихся подмножеств, и определяется матрица вида:

$$Y_I = Y_{i_1} + \dots + Y_{i_p}. \quad (4)$$

Каждая сгруппированная с помощью выражения (4) матрица перемещается в новый ряд с длиной  $N$ . Положим, что  $Y$  – матрица с размерностью  $L \times K$  с элементами  $y_{ij}$ , где  $1 \leq i \leq L$ ,  $1 \leq j \leq K$  и  $L^* = \min(L, K)$ ,  $K^* = \max(L, K)$  и  $N = L + K - 1$ . Матрица  $Y$  преобразовывается в ряд  $(g_1, \dots, g_N)$  при помощи диагонального усреднения:

$$g_k = \begin{cases} \left( \frac{1}{k+1} \sum_{j=1}^{k+1} y_{j,k-j+2}, \quad 1 \leq k \leq L^*; \right. \\ \left( \frac{1}{L^*} \sum_{j=1}^{L^*} y_{j,k-j+2}, \quad L \leq k \leq K^*; \right. \\ \left. \left( \frac{1}{N-k} \sum_{j=k-K^*+2}^{N-K^*+1} y_{j,k-j+2}, \quad K \leq k \leq N. \right. \right. \end{cases} \quad (5)$$

На этапе применения метода главных компонент осуществляется поиск систематических и несистематических составляющих, происходит отсеивание “аномальных” данных и разложение массива данных на главные компоненты. Затем с помощью матрицы индексов восстанавливается порядок обработанных данных. На рис. 2 представлен восстановленный ряд электропотребления АО “Якутуголь” для первого часа, где

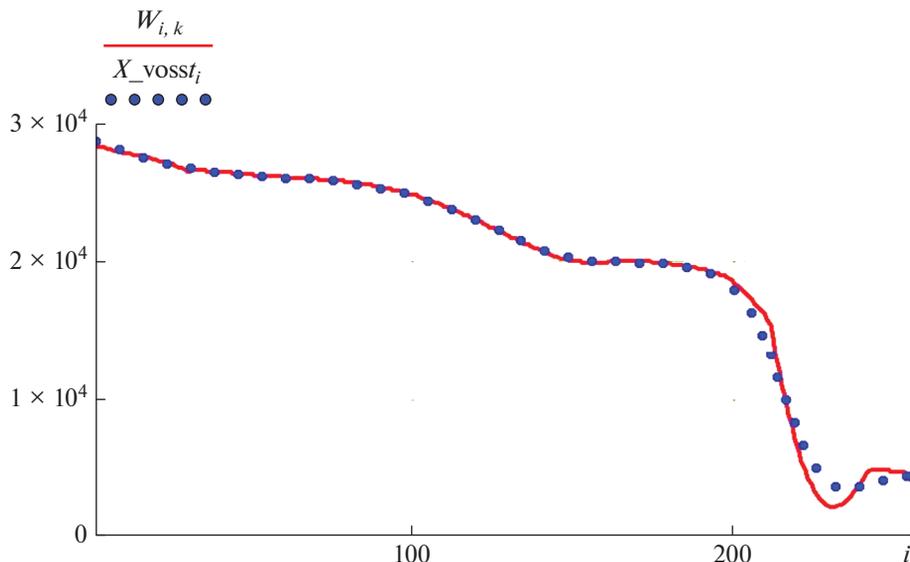


Рис. 2. Восстановленный временной ряд электропотребления АО “Якутуголь” для первого часа.

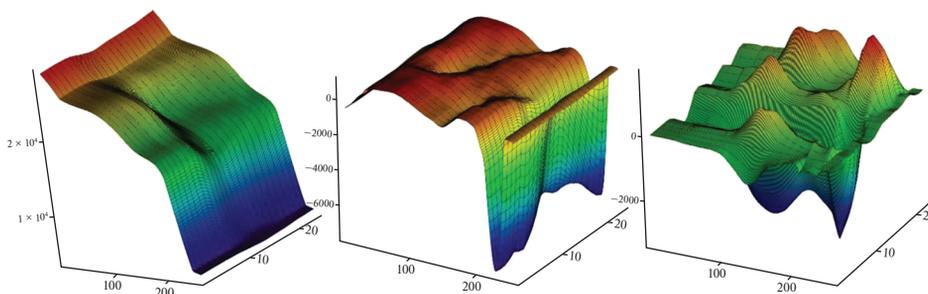


Рис. 3. Трехмерные ранговые параметрические поверхности главных компонент.

абсцисса – день, ордината – электропотребление, кВт · ч. Для наглядности исходный ряд обозначен сплошной линией, а восстановленный – точками. Ширина сдвигового окна  $L = 30$ , количество элементарных матриц  $p = 5$ .

По результатам расчетов данные временного ряда были разложены на три главные компоненты. Были построены ранговые параметрические поверхности найденных главных компонент, которые представлены на рис. 3, где абсцисса – временной интервал (265 дней), ордината – часы, аппликата – электропотребление, кВт · ч. Первая главная компонента описывает объект электропотребления и является основной в разложении. Она определяет структуру ранговой параметрической поверхности объекта электропотребления. Вторая главная компонента определяет тренд процесса электропотребления. Третья главная компонента определяет цикличность процесса электропотребления.

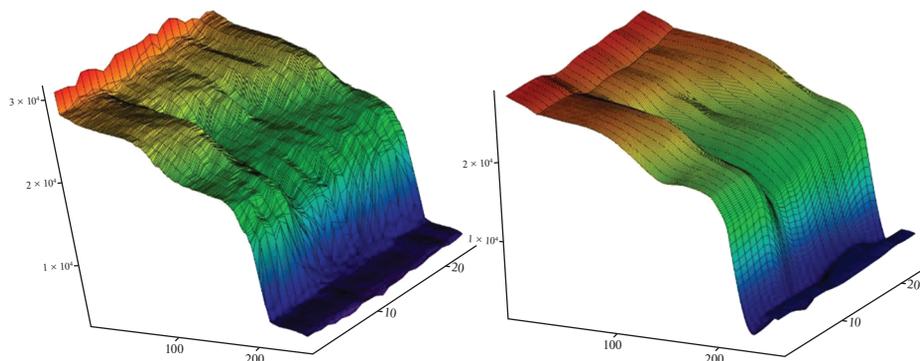


Рис. 4. Трехмерные ранговые поверхности: слева – до обработки SSA, справа – после обработки SSA.

### 5. Аппроксимация данных об электропотреблении по главным компонентам

На следующем этапе по трем главным компонентам восстановлена ранговая параметрическая поверхность обработанных данных, представленная на рис. 4, где абсцисса – временной интервал (265 дней), ордината – часы, аппликата – электропотребление, кВт · ч.

Проанализированы отклонения восстановленных значений (матрица  $I$ ) от исходных эмпирических (матрица  $I1$ ).

### 6. Анализ обработанных данных об электропотреблении

В результате применения метода Singular Spectrum Analysis обработан массив данных об электропотреблении предприятия горной промышленности АО “Якутуголь”, построены ранговые параметрические поверхности найденных главных компонент, а также результирующая поверхность, найденная по принципу суперпозиции. Выделены систематические и несистематические составляющие, удалены “аномальные” значения исходных данных, которые могли бы ухудшить качество выдаваемого прогноза. Отклонение обработанных данных от значений исходных данных не превысило 4%. Таким образом, выделение “аномальных” значений исходных данных из полезной информации выполнено успешно. Максимальные почасовые отклонения составляют 3.991%. Максимальные значения отклонений для каждого часа представлены в табл. 5.

Таблица 5. Отклонения данных восстановленной ранговой поверхности от исходных

Час	Отклонение, %						
1	0.154	7	0.614	13	0.706	19	1.281
2	0.263	8	2.309	14	0.383	20	0.246
3	0.159	9	3.991	15	0.622	21	0.084
4	0.239	10	0.16	16	0.529	22	1.065
5	0.034	11	2.627	17	0.346	23	0.231
6	0.217	12	2.02	18	1.605	24	1.412

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

Матрица аппроксимированных данных об электропотреблении является основой для дальнейшего проведения прогноза электропотребления предприятия. Основными критериями являются точность прогноза и адаптивность модели к незначительным изменениям спроса на электрическую энергию у конечных потребителей [29]. Далее представлены прогнозные модели на основе рекуррентного и векторного методов.

### 1. Прогнозная модель на основе рекуррентной нейронной сети

Структура модели рекуррентной нейронной сети позволяет производить прогноз даже сильно зашумленных данных. Алгоритм метода последовательно обрабатывает каждый элемент всего массива данных, сохраняя внутреннее состояние, полученное при обработке предыдущих элементов [30]. Рекуррентная нейросетевая модель представляет собой классическую модель персептрона, состоящего из трех слоев, один из которых является скрытым, а также набора дополнительных входов и выходов. На каждой итерации входные данные распространяются по нейронам в прямом направлении, после чего к ним применяется обучающее правило. Между входами, выходами и скрытым слоем имеются обратные связи, каждая из которых имеет фиксированный вес, что позволяет хранить информацию о значениях предыдущей итерации. Благодаря этому улучшается обучаемость модели и улучшается качество прогноза.

В основе прогноза с помощью рекуррентной нейронной сети лежит следующее выражение:

$$g_i = \begin{cases} y_i, & i = 1, \dots, N; \\ \sum_{j=1}^{L-1} a_j g_{i-j}, & i = N + 1, \dots, N + M \end{cases} \quad (6)$$

где  $y_i$  –  $i$ -е значение временного ряда;  $a_j$  –  $j$ -е значения коэффициента линейной рекуррентной формулы;  $L$  – размерность функции;  $N$  – длина временного ряда  $y$ ;  $M$  – глубина горизонта прогноза.

Матрица аппроксимированных данных представляет собой детерминированную систему, из которой методом SSA выделены и удалены хаотические данные. Состояние системы определяется параметром  $x$ , с помощью которого может быть описана эволюция системы следующим уравнением

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t), \quad (7)$$

где  $f(x, t)$  является неизвестной функцией.

Для решения данного уравнения применяется метод Эйлера с соответствующим временному ряду шагом дискретизации по времени

$$\frac{x_{n+1} - x_n}{\Delta t} = f(x_n, t_n) \quad (8)$$

или

$$x_{n+1} = \Delta t f(x_n, t_n) + x_n. \quad (9)$$

Выражения (8) и (9) являются рекуррентными выражениями, определяющими значение параметра  $x_{n+1}$  через предыдущее  $x_n$ . Получение прогнозных значений пред-

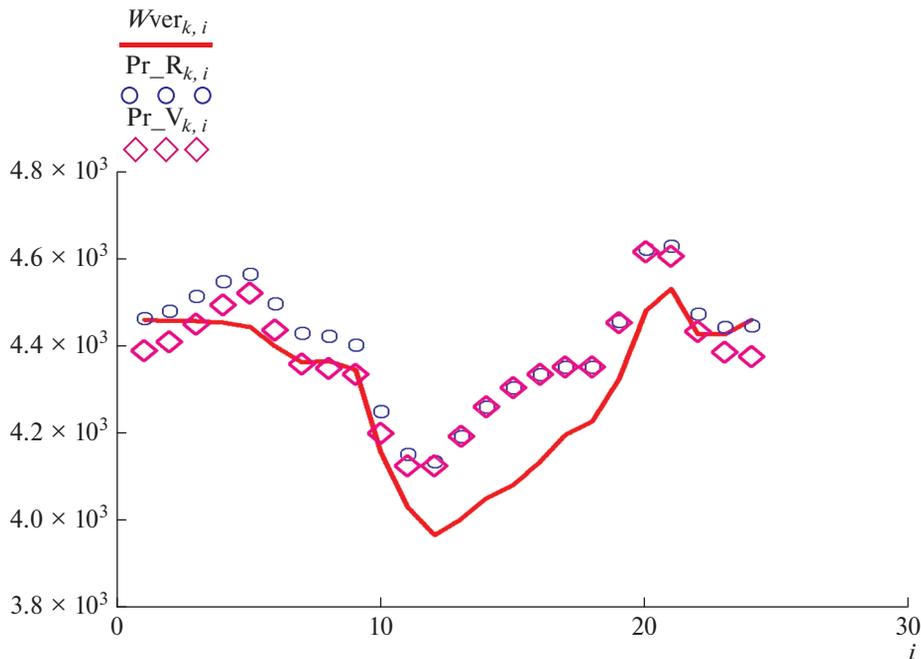


Рис. 5. Сравнение прогнозных значений с реальными данными для векторного и рекуррентного методов.

ставленным методом возможно при монотонном возрастании или убывании значений временного ряда. Для этих целей на программном уровне формируется матрица индексов, необходимая для последующего упорядочивания прогнозных значений, формируются вектора

$$\begin{cases} X_1 = \{x_1, x_2, \dots, x_{n-k}\} \\ X_2 = \{x_2, x_3, \dots, x_{n-k+1}\} \\ X_k = \{x_k, x_{k+1}, \dots, x_{n-1}\} \\ Y = \{x_{k+1}, x_{k+2}, \dots, x_n\} \end{cases} \quad (10)$$

Прогнозные значения определяются согласно следующим выражениям

$$x_{n+1} = g(x_{n-k}, \dots, x_n); \quad x_{n+2} = g(x_{n-k+1}, \dots, x_{n+1}) \text{ и т.д.} \quad (11)$$

Результаты прогнозирования методом рекуррентной нейронной сети представлены на рис. 5 совместно с результатами, полученными векторным методом для наглядного сравнения методов.

## 2. Векторная прогнозная модель

Векторная прогнозная модель является модификацией рекуррентного метода, который непосредственно связан с линейными рекуррентными формулами. Процедура получения прогнозных значений является итерационной. В ходе каждой итерации возможно получить лишь одно прогнозное значение. Все прогнозные значения определяются на основе траекторной матрицы, восстановленной в базисе меньшей раз-

мерности. Векторный метод в некоторых случаях превосходит рекуррентный в качестве выдаваемого прогноза. В качестве исходных значений принимается обработанная ранее методом SSA матрица данных.

Применение векторного метода можно условно разделить на несколько этапов.

В первую очередь определяется первое прогнозное значение. Определение прогнозного значения осуществляется пошагово, как представлено ниже.

Шаг 1. Расчет ординат интегрального вектора  $(P_1^{N-2}, P_2^{N-2})$  по рекуррентной формуле

$$P_i^n = \frac{P_i^{n-1} + P_{i+1}^{n-1}}{2}, \quad (12)$$

где  $n$  – номер этапа усреднения,  $n = 1, \overline{(N-2)}$ ;  $i$  – порядковый номер точки, соответствующей значению объемной характеристики на  $n$ -м этапе усреднения,  $i = 1, \overline{(N-n)}$ .

Шаг 2. Расчет средней продолжительности анализируемого периода

$$t_c = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{N-1}. \quad (13)$$

Шаг 3. Расчет центра анализируемого периода

$$t_{ц} = \frac{\sum_{i=2}^N t_i}{2}. \quad (14)$$

Шаг 4. Расчет времени  $t_a$ , на период которого прогнозируется поведение системы при отсчете от первой точки интегрального вектора  $(P_1^{(N-2)})$

$$t_a = t_{ц} + \frac{t_c}{2} + t_{N+1}. \quad (15)$$

Шаг 5. Расчет изменения поведения системы по отношению к анализируемому периоду средней длины  $\Delta p$

$$\Delta p = P_2^{N-2} - P_1^{N-2}. \quad (16)$$

Шаг 6. Расчет изменения поведения системы в первом прогнозируемом периоде

$$\Delta P = \frac{\Delta p t_a}{t_c}. \quad (17)$$

Шаг 7. Определение поведения системы в первом прогнозируемом периоде

$$P_{N+1} = P_1^{N-2} + \Delta P. \quad (18)$$

На следующих этапах определяются остальные прогнозные значения аналогично алгоритму первого этапа. На втором и последующих этапах информация о прогнозном значении, полученном в ходе выполнения предыдущей итерации, используется в качестве данных для обучения модели. Размерность массива данных не изменяется на протяжении выполнения всех итераций. Выполнение расчетов заканчивается после получения всех прогнозных значений на заданный интервал времени.

**Таблица 6.** Почасовые отклонения прогнозных данных от реальных значений для рекуррентного и векторного методов

Рекуррентный метод				Векторный метод			
Час	Отклонение, %	Час	Отклонение, %	Час	Отклонение, %	Час	Отклонение, %
1	0.035	13	4.726	1	1.6	13	4.672
2	0.498	14	5.167	2	1.063	14	5.205
3	1.283	15	5.445	3	0.115	15	5.524
4	2.133	16	4.782	4	0.947	16	4.85
5	2.713	17	3.729	5	1.711	17	3.752
6	2.245	18	2.96	6	0.87	18	2.977
7	1.531	19	3.013	7	0.065	19	2.981
8	1.312	20	3.18	8	0.383	20	2.99
9	1.386	21	2.134	9	0.199	21	1.626
10	2.27	22	1.101	10	1.07	22	0.181
11	2.977	23	0.406	11	2.32	23	0.906
12	4.273	24	0.348	12	4.032	24	1.882

### РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА

На рис. 5, где сплошная линия – реальные данные, точки – прогнозные значения рекуррентного метода, ромбы – прогнозные значения векторного метода. Абсцисса – часы, ордината – электропотребление, кВт · ч.

В табл. 6 представлены значения отклонений прогнозных значений обоих методов от реальных для каждого часа.

Из таблицы видно, что максимальное среднеквадратическое отклонение для рекуррентного метода составляет 5.445%, а для векторного метода – 5.524%.

### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Практический опыт внедрения метода предиктивного управления в предприятие горной промышленности АО “Якутуголь” показал хорошие результаты. Метод SSA впервые применен для предиктивного управления электропотреблением горного предприятия. Максимальные значения ошибок прогноза составляют 5.445% для рекуррентного метода и 5.524% для векторного, что свидетельствует об успешном прогнозе и отсутствии существенных изменений внутри самого объекта энергопотребления. Предварительная обработка данных позволила выделить четкие периодические временные циклы электропотребления, которые необходимо учитывать при планировании управления электропотреблением предприятия. В результате применения метода SSA были построены ранговые параметрические поверхности исходных и обработанных данных. Наглядное сравнение поверхностей на рис. 4 показывает, насколько изменилась гладкость поверхности для обработанных данных. Таким образом, успешно выделены и сглажены аномальные значения.

Существенным недостатком метода SSA является необходимость определения оптимальной длины “гусеницы”, что требует более серьезных вычислительных мощностей для большого временного ряда данных об электропотреблении предприятия. Однако полученные прогнозные данные и низкая среднесуточная ошибка прогноза указывают на успешность применения метода и большие перспективы его применения в

будущем. Адаптивность модели к незначительным изменениям тенденции энергопотребления напрямую зависит от правильности выбранного размера длины “гусеницы”, что, в свою очередь, является отдельным элементом исследования. Перспективным направлением является оптимизация выбора данного параметра.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Предложена новая концепция предиктивного управления производственным процессом предприятия на основе предсказаний с помощью векторного и рекуррентного метода, что соответствует международным энергетическим концепциям по модернизации и развитию энергетической отрасли. Применение данного метода в составе автоматизированных программных комплексов позволит существенно повышать энергоэффективность работы предприятия в режиме on-line.

2. Сравнительный анализ векторного и рекуррентного методов в задаче краткосрочного прогнозирования электропотребления показывает, что с помощью векторного метода могут быть получены более точные значения прогноза по сравнению с рекуррентным. Модели имеют способность итеративного переобучения на основе последних полученных значений, что позволяет существенно повысить качество выдаваемого прогноза и эффективность предиктивного управления.

3. Метод Singular Spectrum Analysis впервые применен для массива данных, а не для одномерного линейного ряда, в результате чего были построены ранговые параметрические поверхности процесса электропотребления. Структура моделей позволяет учесть локальные особенности характера производственного процесса предприятия, а также выделить и устранить несистематические составляющие ранговой параметрической поверхности электропотребления. Применение ранговых параметрических поверхностей позволило наглядно представить эффект применения метода SSA для предварительной обработки данных.

4. Краткосрочный прогноз электропотребления был подвержен дилатации с целью установления адекватности моделей действительным значениям. Полученные результаты свидетельствуют об устойчивости и надежности модели в условиях детерминированных хаотических колебаний кривой электропотребления, обусловленных технологией производственного процесса.

Модель предиктивного управления основана на симбиозе метода предварительной обработки данных Singular Spectrum Analysis, а также векторном и рекуррентном методах предсказания. Модель предполагает выстраивать предварительную картину электропотребления предприятия на ближайший период для выбора оптимального периода плановых отключений, а также установления причин возможных отказов электрооборудования, включая элементы силовой электроники FACTS, которые необходимы для гибкого управления потоками мощности в электрической сети, посредством диспетчерских команд, передаваемых с помощью каналов высокочастотной связи по линиям электропередачи. Предложенный метод свидетельствует о возможности итогового принятия решений по оптимальному регулированию графиков нагрузки и выбору более выгодного тарифного плана.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90150.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Manusov V.Z., Igumnova E.A., Eroshenko S.A., Nesterenko G.B., Matrenin P.V.* Comparison study of wind flow velocity short-term forecasting methods based on adaptive models and neural networks // International J. Advanced Science and Technology. 2020. V. 29. № 8s. P. 2108–2115.
2. *Matrenin P.V., Manusov V.Z., Khalyasmaa A.I., Antonenkov D.V., Eroshenko S.A., Butusov D.* Improving accuracy and generalization performance of small-size recurrent neural networks applied to short-term load forecasting // Mathematics. 2020. V. 8 № 12. Art. 2169. 17 p.

3. *Varshney H., Sujil A., Kumar R.* A Singular Spectrum Analysis based Approach to Price Forecasting for a Day Ahead Electricity Market / Conference Proceedings: 2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics (IICPE). 2018. P. 1–6.  
<https://doi.org/10.1109/IICPE.2018.8709436>
4. *Cao M.T.* Short-Term Load Forecasting Enhanced with Statistical Data-Filtering Method / Conference Proceedings: 2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy – January. 2020.  
<https://doi.org/10.1109/PESGRE45664.2020.9070497>
5. *Kumar A.S.* Forecasting HPC Workload Using ARMA Models and SSA / Conference Proceedings: 2016 International Conference on Information Technology (ICIT). 2016.  
<https://doi.org/10.1109/ICIT.2016.065>
6. *Hayes B.P., Prodanovic M.* State Forecasting and Operational Planning for Distribution Network Energy Management Systems / IEEE Transactions on Smart Grid. 2016. V. 7. № 2.  
<https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2489700>
7. *Kumar S., Mazumdar S.* Forecasting HPC Workload Using ARMA Models and SSA, 2016 International Conference on Information Technology (ICIT). 2016. P. 294–297.  
<https://doi.org/10.1109/ICIT.2016.52>
8. *Subanar W.S., Suhartono H.U., Lee M.H.* Amplitude-Modulated Sinusoidal Model for The Sinusoidal Components of SSA Decomposition 2018, International Symposium on Advanced Intelligent Informatics (SAIN). 2018. P. 66–71.  
<https://doi.org/10.1109/SAIN.2018.8673374>
9. *Liu L.F., Lang J., Yue Q.M., He D., Sun K., Zhang L.L.* Electricity load forecasting for distribution network based on long short-term memory recurrent neural network, The 11th IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2018). 2018. P. 1–5.  
<https://doi.org/10.1049/cp.2018.1798>
10. *Jin Y., Zhang R.* Short Term Photovoltaic Output Prediction Based on Singular Spectrum Analysis, 2021 3rd Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES). 2021. P. 903–910.  
<https://doi.org/10.1109/AEEES1875.2021.9403121>
11. *Ansari K.* Real-Time Positioning Based on Kalman Filter and Implication of Singular Spectrum Analysis, in IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters. 2021. V. 18. № 1. P. 58–61.  
<https://doi.org/10.1109/LGRS.2020.2964300>
12. *Song C., Chen S., Guo K., Zeng P., Lv X., Jia Z., Yang J.* A Load Classification Framework Based on VMD and Singular Value Energy Difference Spectrum, 2019 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI). 2019. P. 398–402.  
<https://doi.org/10.1109/ICEI.2019.00076>
13. *Pham M.H., Nguyen M.N., Wu Y.K.* A Novel Short-Term Load Forecasting Method by Combining the Deep Learning with Singular Spectrum Analysis, in IEEE Access. 2021. № 9. P. 73736–73746.  
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3078900>
14. *Guo Z., Hu L., Wang J., Hou M.* Short-term Load Forecasting Based on SSA-LSSVM Model, 2021 4th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering. 2021. P. 1215–1219.  
<https://doi.org/10.1109/CEEPE51765.2021.9475790>
15. *Cao M.T., Pham T.T., Kuo T.C., Bui D.M., Nguyen H.V., Nguyen T.H.* Short-Term Load Forecasting Enhanced with Statistical Data-Filtering Method, 2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy. 2020. P. 1–8.  
<https://doi.org/10.1109/PESGRE45664.2020.9070497>
16. *Hao Y., Yun Z., Anbo M., Lee Y.* Wind Spees Multi-step interval prediction of wind speed based on singular spectrum analysis- and information granulation and limit learning machine, Grid Technology. 2018. V. 42. № 5. P. 1467–1474.  
<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2017.2589>
17. *Xia X., Chen B., Zhong W., Wu L.* Correlation Power Analysis for SM4 based on EEMD, Permutation Entropy and Singular Spectrum Analysis, 2021 IEEE 5th Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference. 2021. P. 1478–1485.  
<https://doi.org/10.1109/IAEAC50856.2021.9391101>
18. *Li M., Yang M., Yu Y., Li P., Si Z., Yang J.* Wind Power Probabilistic Forecasting Based on Wind Correction Using Weather Research and Forecasting Model, 2020 IEEE 3rd Student Conference on Electrical Machines and Systems. 2020. P. 619–624.  
<https://doi.org/10.1109/SCEMS48876.2020.9352362>
19. *Yang Z., Ghorbaniparvar M., Zhou N., Chen Y.* Enhancing sustained oscillation detection by data pre-processing using SSA, 2017 North American Power Symposium (NAPS). 2017. P. 1–6.  
<https://doi.org/10.1109/NAPS.2017.8107367>

20. *Ou L., Qin Z., Liao S., Li T., Zhang D.* Singular Spectrum Analysis for Local Differential Privacy of Classifications in the Smart Grid, in *IEEE Internet of Things Journal*. 2020. V. 7. № 6. P. 5246–5255.  
<https://doi.org/10.1109/JIOT.2020.2977220>
21. *Jiang T., Li X., Bai L., Li F.* Synchrophasor Measurement-based Modal Analysis in Power Grids, 2019 North American Power Symposium (NAPS). 2019. P. 1–5.  
<https://doi.org/10.1109/NAPS46351.2019.9000237>
22. *Yang Z., Zhou N., Polunchenko A., Chen Y.* Singular Spectrum Analysis Based Quick Online Detection of Disturbance Start Time in Power Grid, 2015 IEEE Global Communications Conference. 2015. P. 1–6.  
<https://doi.org/10.1109/GLOCOM.2015.7417125>
23. *Jianhong Y., Qingzhang C., Dan W.* Traveling wave fault location based on wavelet and improved singular value difference spectrum, 2017 International Conference on Circuits, Devices and Systems (ICCDs). 2017. P. 141–145.  
<https://doi.org/10.1109/ICCDs.2017.8120467>
24. *Ansari K.* Real-Time Positioning Based on Kalman Filter and Implication of Singular Spectrum Analysis, in *IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters*. 2021. V. 18. № 1. P. 58–61.  
<https://doi.org/10.1109/LGRS.2020.2964300>
25. *Chen H., Liu W., Li Y.* Medium-term Load Forecast Based on Sequence Decomposition and Neural Network, 2019 IEEE 3rd International Electrical and Energy Conference (CIEEC). 2019. P. 1360–1365.  
<https://doi.org/10.1109/CIEEC47146.2019.CIEEC-2019497>
26. *Xu W., Wang W., Li T., Tang Q., Zhang J., Shen L., Zhu M.* Long term intelligent load forecasting method considering the expectation of power market transaction, 2017 29th Chinese Control And Decision Conference (CCDC). 2017. P. 2310–2315.  
<https://doi.org/10.1109/CCDC.2017.7978900>
27. *Wenbo X., Jia S., Weidong X., Dawei Y., Zheng L., Jin Z.* The model combination method of power system load forecasting based on freshness availability index, 2017 2nd International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE). 2017. P. 585–588.  
<https://doi.org/10.1109/ICPRE.2017.8390602>
28. *Boltunov A., Vasiliev S., Karpenko V., Voloshin A., Voloshin E.* Short-term Load Forecasting System for Smartgrids based on Personal Power Units, 2019 Modern Electric Power Systems (MEPS). 2019. P. 1–3.  
<https://doi.org/10.1109/MEPS46793.2019.9394995>
29. *Fu Y., Sun D., Wang Y., Feng L., Zhao W.* Multi-level load forecasting system based on power grid planning platform with integrated information, 2017 Chinese Automation Congress (CAC). 2017. P. 933–938.  
<https://doi.org/10.1109/CAC.2017.8242900>
30. *Shan B., Jia D., Zhang L., Cao F., Sun W.* Analysis of energy demand forecasting model in the context of electric power alteration, 2017 8th IEEE International Conference on Software Engineering and Service Science. 2017. P. 798–801.  
<https://doi.org/10.1109/ICSESS.2017.8343032>

### Predictive Control and Production Process Forecasting under Deterministic Chaos

V. Z. Manusov<sup>a</sup>, D. V. Orlov<sup>a, \*</sup>, and D. V. Antonenkov<sup>a</sup>

<sup>a</sup>*Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia*

*\*e-mail: orlovvgraff@yandex.ru*

Electricity consumption forecasting is an integral part of the workflow in most industries. In accordance with international energy conceptions, modernization and development of the power engineering industry requires the development of new forecast models. At the same time, daily load schedules of the mining industry are characterized by deterministic chaotic fluctuations in the electricity consumption curve caused by the technology of the production process. The main criteria are the accuracy of the forecast values and the trainability of this model based on the actual data on electricity consumption. A high-quality short-term forecast of electricity consumption can significantly increase the energy efficiency of enterprise operation in real time with the possibility of predictive control of the production process. The paper proposes two mathematical forecasting models, one of which is based on the

recurrent method, and the second one is based on the vector method. At the same time, the structure of the models allows taking into account the individual features of the operating cycle of the production process, as well as identifying and smoothing the “noise” components of the rank parametric surface of this production process. The Singular Spectrum Analysis method was chosen as the algorithm for preprocessing and smoothing time series of electricity consumption. The method was applied for the first time for a multidimensional array of electricity consumption data. As a result, rank parametric surfaces were plotted, one of which is the initial surface, and the second one is the final surface. The tensor of the final parametric surface is the basis of the proposed mathematical models for short-term forecasting. The results of short-term electricity consumption forecast were subjected to dilatation in order to assess the adequacy of the models to the actual values. The obtained deviations of the forecast values from the actual ones indicate a considerable improvement in the quality of short-term forecasting in comparison with regression models and an artificial neural network.

*Keywords:* electricity forecasting, singular spectrum analysis, “Caterpillar” method, vector method, recurrent method, trajectory matrix

---

---

**ПАМЯТИ ЧЛЕН-КОРРЕСПОНДЕНТА РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК  
НИКОЛАЯ ИВАНОВИЧА ВОРОПАЯ**

DOI: 10.31857/S0002331022030086



Н.И. Воропай родился 1 ноября 1943 года. В 1966 году после окончания Ленинградского политехнического института (ЛПИ) приехал в Иркутск и пришел на работу в Сибирский энергетический институт СО АН СССР (позже СЭИ переименован в ИСЭМ СО РАН). С тех пор он прошел по всем ступенькам служебной лестницы: младший, затем старший научный сотрудник, заведующий лабораторией и отделом, заместитель директора и с 1997 года – директор института. На посту директора находился до 2016 года.

Н.И. Воропай – доктор технических наук (1990), профессор (1993), заслуженный деятель науки РФ (1999), почетный энергетик (2003). Награжден Орденом Дружбы (2004) и Орденом Почета (2013). Стал лауреатом Государственной премии СССР (1986) и двух премий Правительства РФ (1999, 2011), премий им. Г.М. Кржижановского (2005, 2021) и им. И.М. Губкина (2004).

Н.И. Воропай – известный специалист в области системных исследований энергетики, автор и соавтор более 700 опубликованных научных работ. Н.И. Воропаем выявлены и исследованы фундаментальные особенности сложных протяженных электроэнергетических систем, что позволило на основе понятных физических представлений объяснить многие специфические явления и процессы, например, системные аварии, и разработать теоретические основы анализа и синтеза структурно неоднород-

ных энергообъединений. Это направление является методической базой исследований в рамках действующей ведущей научной школы — под его руководством подготовлено более 20 кандидатов наук.

Под руководством Н.И. Воропая были разработаны методология, математические модели и методы обоснования развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний в условиях многих критериев и несовпадающих интересов субъектов отношений. Методология не имеет аналогов в электроэнергетической науке.

Н.И. Воропай был одним из инициаторов нового научного направления — обеспечение энергетической безопасности России и ее регионов. В последнее время активно занимался проблематикой интеллектуальных энергетических систем будущего.

Н.И. Воропай был действительным членом Академии электротехнических наук РФ и Международной энергетической академии, членом Президиума Российского научно-технического общества энергетиков и электротехников, членом ряда научных советов РАН и СО РАН, член НТС ФСК ЕЭС и РАН, председателем диссертационного совета ИСЭМ СО РАН, членом технического комитета Международной федерации по автоматическому управлению (IFAC), экспертом Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO), членом Международной конференции по большим электрическим системам CIGRE, почетным членом IEEE и других организаций. Главным редактором международного журнала “Energy Systems Research”, состоял в редколлегиях известных российских и международных изданий.

Н.И. Воропай всегда принимал активное участие в научной и общественной жизни института, которое всегда было весомым, нужным и бескорыстным. Во многом благодаря ему в ИСЭМ СО РАН сложился коллектив единомышленников со здоровой и дружеской атмосферой, позже названный “духом СЭИ”. Его личные качества — искренность, человечность, терпеливость в сочетании с целеустремленностью, мудростью и интеллигентностью — это качества настоящего лидера и в институте, и за его стенами.

Мы скорбим, помним, выражаем соболезнования всем его друзьям и коллегам, всем родным и близким.